



UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA
SEDE CUENCA
CARRERA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

DISEÑO ELÉCTRICO DE LA SUBESTACIÓN DE LA CENTRAL
HIDROELÉCTRICA DE GENERACIÓN (ALAO) DE LA
EMPRESA ELÉCTRICA RIOBAMBA (EERSA)

*Trabajo de titulación previo a la
obtención del título de Ingeniero Eléctrico*

AUTORES: JAIRO GEOVANNY GUSQUI CALI

MANUEL RODRIGO MOYÁN PLAZA

TUTOR: ING. HERNAN PATRICIO GUILLÉN COELLO.Mgtr

Cuenca - Ecuador
2022

CERTIFICADO DE RESPONSABILIDAD Y AUTORÍA DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

Nosotros, Jairo Geovanny Gusqui Cali con documento de identificación N° 0605073899 y Manuel Rodrigo Moyán Plaza con documento de identificación N° 0105213490, manifestamos que:

Somos los autores y responsables del presente trabajo; y, autorizamos a que sin fines de lucro la Universidad Politécnica Salesiana pueda usar, difundir, reproducir o publicar de manera total o parcial el presente trabajo de titulación.

Cuenca, 13 de abril del 2022

Atentamente,



Jairo Geovanny Gusqui Cali
0605073899



Manuel Rodrigo Moyán Plaza
0105213490

CERTIFICADO DE CESIÓN DE DERECHOS DE AUTOR DEL TRABAJO DE TITULACIÓN A LA UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA

Nosotros, Jairo Geovanny Gusqui Cali con documento de identificación N° 0605073899 y Manuel Rodrigo Moyán Plaza con documento de identificación N° 0105213490, expresamos nuestra voluntad y por medio del presente documento cedemos a la Universidad Politécnica Salesiana la titularidad sobre los derechos patrimoniales en virtud de que somos autores del Proyecto Técnico: “Diseño eléctrico de la subestación de la central hidroeléctrica de generación (Alao) de la Empresa Eléctrica Riobamba (EERSA)”, el cual ha sido desarrollado para optar por el título de: Ingeniero Eléctrico, en la Universidad Politécnica Salesiana, quedando la Universidad facultada para ejercer plenamente los derechos cedidos anteriormente.

En concordancia con lo manifestado, suscribimos este documento en el momento que hacemos la entrega del trabajo final en formato digital a la Biblioteca de la Universidad Politécnica Salesiana.

Cuenca, 13 de abril del 2022

Atentamente,



Jairo Geovanny Gusqui Cali
0605073899



Manuel Rodrigo Moyán Plaza
0105213490

CERTIFICADO DE DIRECCIÓN DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

Yo, Hernán Patricio Guillén Coello con documento de identificación N° 0102063120 docente de la Universidad Politécnica Salesiana, declaro que bajo mi tutoría fue desarrollado el trabajo de titulación: DISEÑO ELÉCTRICO DE LA SUBESTACIÓN DE LA CENTRAL HIDROELÉCTRICA DE GENERACIÓN (ALAO) DE LA EMPRESA ELÉCTRICA RIOBAMBA (EERSA), realizado por Jairo Geovanny Gusqui Cali con documento de identificación N° 0605073899 y Manuel Rodrigo Moyán Plaza con documento de identificación N° 0105213490, obteniendo como resultado final el trabajo de titulación bajo la opción Proyecto Técnico que cumple con todos los requisitos determinados por la Universidad Politécnica Salesiana.

Cuenca, 13 de abril del 2022

Atentamente,



Firmado electrónicamente por:
**HERNAN PATRICIO
GUILLEN COELLO**

Ing.Hernán Patricio Guillén Coello.Mgtr
0102063120

AGRADECIMIENTO

A Dios por la salud y fortaleza que me brindó durante todo el tiempo que estuve solo fuera de mi hogar buscando el tan anhelado sueño que hoy es una realidad. A mis padres en especial a mi madre fuente de inspiración que al tan solo recordarla me da fuerzas para seguir adelante incluso en circunstancias muy adversas. A mis hermanos que han estado pendientes de mi progreso, a mis sobrinos que han sido fuente de alegría en el transcurso de mi vida. A mi amigo Ramiro quien fue mi familia durante los años que estuvo de servicio en la ciudad de Cuenca el cual me ayudó mucho en aquel tiempo. A mis tíos Raúl y Consuelo quienes han aportado significativamente en mi vida. A los docentes de la Universidad en especial a la ingeniera Natalia González quien fue la persona que al inicio de mi etapa universitaria me incentivaba y apoyaba para poder seguir adelante en la carrera, a los ingenieros Pablo Robles y José Aller quienes sin ser mis tutores legales siempre estuvieron pendientes y preocupados brindándome su guía y conocimiento. A la Empresa Eléctrica Riobamba S.A, en especial al ingeniero Augusto Guerrero quien me abrió las puertas de la EERSA para poder desarrollar el presente trabajo de titulación, a la ingeniera María Herrera quien ha estado pendiente de mi salud y bienestar dentro de la EERSA desde el primer día que empecé este proyecto, a los ingenieros Ludwing Loza, Cesar Cepeda, Diego Guambo y Edison Guanochanga quienes han colaborado con ideas y opiniones para el desarrollo de este trabajo de titulación, al ingeniero Juan Lozada quien es la persona que ha estado junto a mí en el desarrollo de este trabajo de titulación desde el primer día, al quién en este tiempo he llegado a conocer y considerarlo más que un tutor un amigo, ya que dejando sus obligaciones de lado se ha preocupado por el desarrollo de este proyecto nutriéndome de su conocimiento y consejos. Y a todas las personas que de una u otra manera me apoyaron para poder culminar esta etapa de mi vida mi gratitud eterna.

Jairo G.

Cuenca, abril del 2022

AGRADECIMIENTO

Quiero agradecer a Dios, por darme sabiduría y paciencia para realizar todo lo propuesto, por guiarme en todos estos años de estudio y no dejarme decaer, agradezco también a mis profesores que con su valiosa enseñanza me formaron no solo para ser un buen profesional sino también para ser una mejor persona.

Manuel M.

Cuenca, abril del 2022

DEDICATORIA

Dedico este logro a mis abuelos que desde el cielo sé que estarán orgullosos de mí en especial a los maternos a quienes recuerdo con mucha nostalgia por ser como mis padres durante mi niñez. A mi madre como muestra de que todas las privaciones que ha tenido por educarme han rendido frutos y jamás tendré como pagarle todo el sacrificio que ha hecho por mí, a mis mejores amigos Aldo y Alexander quienes han demostrado ser amigos incondicionales estando en las buenas y en las malas, y a mí mismo como muestra que las ganas de superarse pueden más que cualquier adversidad que se presente

Jairo G.

Cuenca, abril del 2021

DEDICATORIA

Quiero dedicar el presente trabajo a mis padres y hermanas que siempre estuvieron dándome apoyo incondicional, por todos los consejos que me dieron y el aliento brindado hasta llegar aquí. A todos quienes de diferentes maneras han hecho que siga adelante, compartiendo sus conocimientos y extendido su mano en momentos difíciles.

Manuel M.

Glosario

87B Protección Diferencial de Barra.

87G Protección diferencial de Generador.

87T Protección Diferencial de Transformador.

50 Protección de Sobrecorriente Instantáneo.

51 Protección de Sobrecorriente Temporizado.

BIL Nivel Básico de Aislamiento.

CEPAL Comisión Económica para América Latina y el Caribe.

COV Voltaje Continuo de Operación.

CTR Relación de Transformación del TC.

EERSA Empresa Eléctrica Riobamba S.A.

IEC International Electrotechnical Commission - (Comisión Electrotécnica Internacional).

IED Intelligent Electronic Device - (Dispositivo electrónico inteligente).

IEEE Institute of Electrical and Electronics Engineers - (Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos).

S.N.I Sistema Nacional Interconectado.

S/E Subestación.

SEP Sistema Eléctrico de Potencia.

TC Transformador de Corriente.

TP Transformador de Potencial.

Resumen

En el presente trabajo de titulación se realiza el diseño eléctrico de la renovada subestación de tipo elevadora de voltaje más grande que posee la (EERSA), donde se evalúa el estado actual de su SEP así como de la configuración de funcionamiento y características técnicas de sus equipos. A partir de este estudio se procede con el diseño de renovación de esta subestación eléctrica. Finalmente se realiza un análisis económico del diseño de la subestación.

Abstract

In the present titling work, the electrical design of the largest renewed voltage booster type substation owned by the (EERSA) is carried out, where the current state of its SEP is evaluated, as well as the operating configuration and technical characteristics of its teams. From this study we proceed with the renovation design of this electrical substation. Finally, an economic analysis of the substation design is carried out.

Índice

1	CAPÍTULO 1: GENERALIDADES	1
1.1	Introducción	1
1.2	Objetivos	2
1.3	Alcance	2
1.4	Empresa Eléctrica Riobamba S.A (EERSA)	3
1.4.1	Generalidades	3
1.4.2	Organización	3
1.4.3	Datos Estadísticos	4
1.5	Subsistemas de la EERSA	4
1.5.1	Generación	5
1.5.2	Subtransmisión	5
1.5.3	Distribución	5
1.6	Central Hidroeléctrica ALAO	5
1.7	Subestación ALAO	7
2	CAPÍTULO 2: SUBESTACIÓN DE LA CENTRAL HIDRO- ELÉCTRICA DE GENERACIÓN (ALAO)	9
2.1	Generalidades	9
2.1.1	Corrientes de Cortocircuito	9
2.2	Normas para la Coordinación de Aislamientos	11
2.2.1	Generalidades	11
2.2.2	Determinación de las Distancias Eléctricas Basadas en el BIL	11
2.3	Coordinación de Aislamientos de la Subestación (ALAO)	12
2.3.1	Determinación de los sobrevoltajes representativos del sistema (U_{rp}).	13
2.3.2	Determinación de los voltajes soportados de coordinación (U_{cw})	21
2.3.3	Determinación de los voltajes soportados requeridos (U_{rw})	28
2.3.4	Determinación de los voltajes soportados estándares (U_w)	30
2.4	Distancias Eléctricas de Diseño en Alto Voltaje de la Subestación de la Central Hidroeléctrica (ALAO).	32
2.4.1	Voltaje Critico de Flameo (VCF)	32
2.4.2	Altura mínima de las barras a 69 (kV)	33
2.4.3	Altura de los Equipos	34
2.4.4	Distancias de Seguridad	34
3	CAPÍTULO 3: SISTEMA DE PUESTA A TIERRA Y APANTALLAMIENTO CONTRA DESCARGAS ATMOSFÉRICAS DE LA SUBESTACIÓN (ALAO)	35
3.1	Generalidades	35
3.2	Normas para los Sistemas de Puesta a Tierra	36
3.2.1	IEEE Std 80-2000. Guide for Safety in A.C. Substation Grounding.	36
3.2.2	Procedimiento para el Diseño de Mallas de Puesta a Tierra	39

3.3	Diseño propuesto del sistema de puesta a tierra de la subestación ALAO.	46
3.4	Diseño del sistema de apantallamiento contra descargas atmosféricas de la subestación ALAO.	57
3.4.1	Generalidades	57
3.4.2	Cálculo de apantallamiento con punta franklin.	59
3.4.3	Cálculo de apantallamiento con cable de guarda.	61
4	Capítulo 4: SISTEMA DE SERVICIOS AUXILIARES DE CORRIENTE DIRECTA (DC) Y CORRIENTE ALTERNA (AC)	63
4.1	Generalidades	63
4.2	Determinación de sistema de servicios auxiliares en AC.	63
4.3	Determinación de sistema de servicios auxiliares en DC.	67
5	Capítulo 5: COORDINACIÓN DE PROTECCIONES DE LA SUBESTACIÓN (ALAO)	75
5.1	Generalidades	75
5.2	Ajuste y Coordinación de Protecciones del Caso de Estudio.	80
5.2.1	Protección Diferencial (87)	80
5.2.2	Ajuste de Protección de Sobrecorriente (50/51)	86
5.2.3	Ajustes Propuestos para la protección de sobrecorriente de Fase 50/51	93
5.2.4	Ajustes Propuestos para la protección de sobrecorriente a Neutro 50N/51N	97
5.2.5	Resultados obtenidos del programa DIGSILENT PowerFactory	101
6	Capítulo 6: OBRA CIVIL	108
6.1	Generalidades	108
6.1.1	Limpieza del terreno.	109
6.1.2	Replanteo para estructuras	109
6.2	Estudios de Mecánica de Suelos	109
6.3	Estudios Estructurales	109
6.3.1	Base de transformadores de potencia	109
6.3.2	Base de transformador de servicios auxiliares - Pad Mounted	110
6.3.3	Cubetos y cisterna almacenadora de aceite	110
6.3.4	Cuarto de celdas	110
6.3.5	Base de interruptor de potencia de tipo tanque muerto . . .	110
6.3.6	Base de pórticos de estructura metálica	110
6.3.7	Canalizaciones y trincheras	111
6.3.8	Malla de puesta a tierra	111
6.4	Especificaciones Técnicas Generales de la Estructura Metálica . . .	111
6.4.1	Estructura metálica tipo H	113
7	Capítulo 7: ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DE LOS EQUIPOS DE POTENCIA, CONTROL Y COMUNICACIONES DE LA SUBESTACIÓN (ALAO)	117

7.1	Generalidades	117
7.2	Especificaciones Técnicas Generales de los Equipos de Potencia y Control	117
7.2.1	Interruptor de 69 kV, Tanque Muerto con extinción del arco en SF6	120
7.2.2	Seccionador Tripolar Giratorio de Apertura Vertical con Puesta a Tierra 69 kV	123
7.2.3	Seccionador Tripolar Giratorio de Apertura Central 69 kV	126
7.2.4	Transformador Trifásico de servicios auxiliares de 100 KVA PAD MOUNTED	129
7.2.5	Celda de Medio Voltaje 12 kV de medición aisladas en aire con equipamiento	133
7.2.6	Celda de Medio Voltaje 12 kV de servicios auxiliares aisladas en aire con equipamiento	136
7.2.7	Celda de Medio Voltaje 12 kV de Transformadores de Potencia aisladas en aire con equipamiento	139
7.2.8	Celda de Medio Voltaje 12 kV de unidades de generación Aisladas en aire con equipamiento	145
7.2.9	Celda de Medio Voltaje 12 kV de acoplamiento de barras, Aisladas en aire con equipamiento	150
7.2.10	Relé multifunción Diferencial de Protección para Transformador de Potencia	153
7.2.11	Relé diferencial de protección de Barra	160
7.2.12	Relé de protección de Sobrecorriente	167
7.2.13	Transformador de potencia 2.4/69 kV 10 MVA ONAN	174
7.2.14	Transformador de potencial inductivo (Tp), 69 kV/ $\sqrt{3}$ kV	181
7.2.15	Transformadores de corriente (Tc) Tipo Barra en el primario o Base Sólida (Protección)	183
7.2.16	Transformadores de potencial de un polo tipo exterior (Protección)	184
7.2.17	Aislador polimérico tipo suspensión a 69 kV	185
7.2.18	Tablero de control para transformador de potencia	187
7.2.19	Tablero de control para salida de 69 kV	193
7.2.20	Barras conductoras (Blindobarras) - Conexión Grupos generadores a Celdas de MV	199
7.2.21	Barras conductoras (Blindobarras) - Conexión Celdas de MV a transformadores de potencia	201
7.2.22	Punta captadora tipo Franklin	203
7.3	Especificaciones Técnicas Generales de los Equipos de Comunicación	203
7.3.1	Switch de comunicación industrial	205
7.3.2	Cable fibra óptica Tipo Multimodo OM3 50/125 - 6 Hilos	208
7.3.3	Medidor de energía	211
7.3.4	Patch panel 6A blindado	212

8 Capítulo 8: ANÁLISIS FINANCIERO DEL DISEÑO DE LA SUBESTACIÓN (ALAO) 216

8.1	Generalidades	216
8.2	Conceptos Generales	216
8.2.1	Valor Actual Neto (VAN)	216
8.2.2	Tasa Interna De Retorno (TIR)	217
8.2.3	Relación Beneficio-Costo (RBC)	217
8.2.4	Periodo de recuperación de la inversión (PRI)	218
8.3	Análisis Financiero Del Caso De Estudio	218
9	Capítulo 9: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	224
9.1	Conclusiones	224
9.2	Recomendaciones	225
	Bibliografía	228
10	ANEXOS	229

Índice de Figuras

Figura 1.1	Plano casa de máquinas de la central hidroeléctrica ALAO.	6
Figura 1.2	Ubicación geográfica de la subestación ALAO.	7
Figura 2.1	Simulación de corriente de cortocircuito monofásica.	10
Figura 2.2	Simulación de corriente de cortocircuito trifásica.	10
Figura 2.3	Guía para la selección de U_{e2} para sobrevoltajes de frente lento por eventos de energización y reenergización de líneas. [9] . . .	16
Figura 2.4	Relación entre el 2% de sobrevoltajes de frente lento fase a fase. [9]	17
Figura 2.5	Determinación del factor de coordinación k_{cs} . [9]	22
Figura 2.6	Determinación del factor de coordinación k_{cd} . [9]	25
Figura 2.7	Diagrama de conexión del pararrayos. [9]	26
Figura 2.8	Factor A para varias líneas aéreas. [9]	27
Figura 2.9	Factores de conversión, para convertir los voltajes soportados requeridos de frente lento a voltaje soportado de corta duración a frecuencia industrial y a impulso atmosférico. [9]	30
Figura 3.1	Constantes de materiales. [13]	40
Figura 3.2	Método de medición de Wenner con Fluke 1625-2. [14]	47
Figura 3.3	Variación de posición de los electrodos. [14]	48
Figura 3.4	Comportamiento de la resistividad del terreno en diferentes distancias.	49
Figura 3.5	Cálculo de resistividad de terreno.	50
Figura 3.6	Curva para aproximar el factor de división S_f . [13]	51
Figura 3.7	Malla de puesta a tierra rectangular de la Subestación Alao.	53
Figura 3.8	Área protegida desde la vista superior	60
Figura 4.1	Diagrama de secuencia de cargas.	69
Figura 4.2	white“Constante K para tiempos entre 480 y 1440 minutos. [7]	70
Figura 4.3	white“Constante K para tiempos entre 1 y 60 minutos. [7]	71
Figura 5.1	Característica de funcionamiento de la protección diferencial. [22]	77
Figura 5.2	Tipos de curvas de tiempo inverso. [1]	78
Figura 5.3	Esquema de protección 87G.	80
Figura 5.4	Esquema de protección 87T.	82
Figura 5.5	Esquema de protección 87B.	84
Figura 5.6	Esquema de protección 50/51 F-N.	86
Figura 5.7	Coordinación de protecciones 50/51 - Zona 1.	101
Figura 5.8	Simulación de operación de coordinación de protecciones 50/51 - Zona 1 durante una falla.	102
Figura 5.9	Coordinación de protecciones 50/51 - Zona 2.	102
Figura 5.10	Simulación de operación de coordinación de protecciones 50/51 - Zona 2 durante una falla.	103
Figura 5.11	Coordinación de protecciones 50/51 - con acoplamiento de barras.	103
Figura 5.12	Simulación de operación de coordinación de protecciones 50/51 del sistema con acoplamiento de barras durante una falla. . .	104

Figura 5.13	Coordinación de protecciones 50N/51N - Zona 1.	105
Figura 5.14	Simulación de operación de coordinación de protecciones 50N/51N - Zona 1 durante una falla.	105
Figura 5.15	Coordinación de protecciones 50N/51N - Zona 2.	106
Figura 5.16	Simulación de operación de coordinación de protecciones 50N/51N - Zona 2 durante una falla.	106
Figura 5.17	Coordinación de protecciones 50/51 - Zona 2.	107
Figura 5.18	Simulación de operación de coordinación de protecciones 50N/51N del sistema con acoplamiento de barras durante una falla.	107

Índice de Tablas

Tabla 1.1	Cuadro de acciones EERSA.	4
Tabla 1.2	Abonados EERSA.	4
Tabla 1.3	Distribución de potencias que conforman el total de la demanda máxima de la EERSA.	4
Tabla 1.4	Subestaciones EERSA.	5
Tabla 2.1	Distancias eléctricas mínimas basadas en el BIL.[8][9]	12
Tabla 2.2	Variaciones de voltaje admitidas.[10]	13
Tabla 2.3	Distancias de fuga del aislamiento demandado para el equipamiento de bahía de la subestación.	14
Tabla 2.4	Sobrevoltajes representativos temporales.	15
Tabla 2.5	Parámetros considerados para el análisis de U_{e2}	16
Tabla 2.6	Valores de truncamiento según el método fase pico de los equipos de la subestación.	18
Tabla 2.7	Valores de nivel de protección de pararrayos en alto voltaje.	20
Tabla 2.8	Sobrevoltajes representativos de frente lento.	20
Tabla 2.9	Sobrevoltajes de coordinación temporales	21
Tabla 2.10	Transformación de sobrevoltajes de p.u a kV.	24
Tabla 2.11	Relación para determinar el factor coordinación k_{cd}	24
Tabla 2.12	Datos de distancias entre el transformador y el pararrayos.	26
Tabla 2.13	Valores para el cálculo de U_{cw} de frente rápido.	28
Tabla 2.14	Voltajes de aislamiento de acuerdo a cada sobrevoltaje.	30
Tabla 2.15	Voltajes soportados de corta duración a frecuencia industrial.	31
Tabla 2.16	Voltajes soportados a impulso atmosférico.	31
Tabla 2.17	Mínimos voltajes soportados requeridos.	31
Tabla 2.18	Selección del nivel de aislamiento en el lado de alto voltaje.	32
Tabla 2.19	Distancias y alturas calculadas y propuestas.	34
Tabla 3.1	Valores de resistencia de puesta a tierra en subestaciones. [13]	38
Tabla 3.2	Valores de resistencia y resistividad del terreno.	49
Tabla 3.3	Valores de factor de decremento.[13]	51
Tabla 3.4	Voltajes de paso y contacto permisibles para una persona de 70 kg.	52
Tabla 3.5	Parámetros utilizados para el cálculo de resistencia de malla de puesta a tierra.	54
Tabla 3.6	Voltajes de paso y contacto permisibles para una persona de 70 kg.	54
Tabla 3.7	Datos para el cálculo de voltajes de paso y contacto reales.	55
Tabla 3.8	Voltajes de paso y contacto reales.	55
Tabla 3.9	Valores finales del diseño de malla de puesta a tierra.	56
Tabla 3.10	Valores del diseño de malla de puesta a tierra del transformador de servicios auxiliares.	56
Tabla 3.11	Valores calculados para el apantallamiento con punta Franklin.	60
Tabla 3.12	Datos para apantallamiento con punta Franklin en vista superior.	61
Tabla 3.13	Valores calculados para el apantallamiento con cable de guarda.	61

Tabla 3.14	Datos adicionales de apantallamiento con cable de guarda en vista superior.	62
Tabla 4.1	Planilla de cargas en AC de la subestación ALAO.	64
Tabla 4.2	Planilla de circuitos auxiliares DC de la subestación ALAO.	68
Tabla 4.3	Cargas momentaneas DC de 1 minuto.	68
Tabla 4.4	Cargas continuas DC de 12 horas.	68
Tabla 4.5	Cargas continuas DC de 10 minutos.	69
Tabla 4.6	Factores K determinados.	70
Tabla 4.7	Resumen de valores finales del sistema de servicios auxiliares DC y AC.	74
Tabla 5.1	Ajuste de Protección 87G	82
Tabla 5.2	Ajuste de Protección 87T	83
Tabla 5.3	Ajuste de Protección 87B	85
Tabla 5.4	Valores obtenidos de la simulación del SEP de la EERSA para la zona 1.	87
Tabla 5.5	Valores obtenidos de la simulación del SEP de la EERSA para la zona 2.	88
Tabla 5.6	Valores obtenidos de la simulación del SEP de la EERSA realizando el acoplamiento de barras.	89
Tabla 5.7	Ajustes propuestos de las protecciones 50/51 para la Zona 1 de la Subestación ALAO.	94
Tabla 5.8	Ajustes propuestos de las protecciones 50/51 para la Zona 2 de la Subestación ALAO.	95
Tabla 5.9	Ajustes propuestos de las protecciones 50/51 para el sistema asumiendo el acoplamiento de barras.	96
Tabla 5.10	Ajustes propuestos de las protecciones 50N/51N para la Zona 1 de la subestación ALAO.	98
Tabla 5.11	Ajustes propuestos de las protecciones 50N/51N para la Zona 2 de la subestación ALAO.	99
Tabla 5.12	Ajustes propuestos de las protecciones 50N/51N asumiendo el acoplamiento de barras.	100
Tabla 8.1	Flujo de retorno de 5 años de la central ALAO.	219
Tabla 8.2	Valores para la construcción de la subestación del caso de estudio.	220
Tabla 8.3	Valor del VNA del caso de estudio.	220
Tabla 8.4	Inversión y tasa de descuento	220
Tabla 8.5	Valor del VAN del caso de estudio.	221
Tabla 8.6	Valor del VAN del caso de estudio.	221
Tabla 8.7	Flujo de retorno de 5 años de la central ALAO.	222

1. CAPÍTULO 1: GENERALIDADES

1.1. Introducción

Un sistema eléctrico de potencia (SEP) es una red de componentes eléctricos instalados para suministrar, transferir y usar energía eléctrica es decir se divide en las etapas de generación, transmisión y distribución. La transmisión de energía eléctrica toma el voltaje suministrado de una subestación de tipo elevadora la cual brinda un nivel de voltaje alto gracias a un transformador de potencia, el cual recibe un voltaje reducido que suministran los generadores y lo eleva para realizar la transmisión de energía eléctrica hacia otras subestaciones de tipo reductoras para su posterior distribución a los consumidores. [1]

Los sistemas de protección, medición y supervisión de subestaciones tradicionalmente se los realizaban por equipos y componentes discretos, los cuales limitaban mucho la óptima funcionalidad de estas, implicando también un gran trabajo de ingeniería, cableado, montaje y puesta en servicio. [1]

Actualmente la tecnología usada en las subestaciones se encuentra firmemente vinculada a una alta confiabilidad en el sistema ya que gracias a esta tecnología se tiene como ventajas la obtención de información útil en tiempo y calidad, para así facilitar la toma de decisiones operacionales, así como también la identificación instantánea de fallas en el sistema y su posterior solución en tiempos muy cortos. Esto gracias a sistemas muy eficientes en materia de comunicaciones las cuales minimizan la utilización de cableado duro para poder transmitir las señales al cuarto de control, ya que al almacenar todas las señales de los equipos de patio de la subestación en un relé multifunción se puede transmitir a un Switch y mediante fibra óptica dichas señales a un sistema Scada sin mayor dificultad.

En las subestaciones tradicionales la utilización de conductores como tal para energizar equipos era el sistema predominante sin importar su complejidad al momento de maniobrarlos, esto debido al diámetro de los conductores ya que al manejar corrientes muy altas se tenían que realizar arreglos, es decir utilizar más de un conductor por fase teniendo como resultado una alta dificultad de maniobra de los mismos, hoy en día se empieza a utilizar una nueva tecnología llamada “Blindobarras” la cual anula la utilización de conductores, esta tecnología responde a la utilización de barras aisladas para energizar equipos con un nivel de corriente elevado aumentado la confiabilidad ya que su caída de voltaje es casi nula por el tipo de material del cual están fabricadas, así como también su inmediata reparación en caso de sufrir algún daño ya que no es necesario cambiar toda la sección usada sino solo el tramo dañado, se podría decir que su instalación es tal cual como armar un “juego de legos”.

De acuerdo a la importancia de esta subestación de tipo elevadora que pertenece a la central hidroeléctrica más grande de la Empresa Eléctrica Riobamba S.A

(EERSA), la misma abastece de energía eléctrica a gran parte de la provincia de Chimborazo, y también aporta energía al S.N.I (Sistema Nacional Interconectado) debe proporcionar un servicio con un nivel óptimo de confiabilidad y calidad. La modernización de esta subestación está estrechamente relacionada a la vida útil de la misma, la cual está estimada de entre 50 a 60 años con los respectivos mantenimientos preventivos.

1.2. Objetivos

General

- Realizar el diseño eléctrico de la subestación de la central hidroeléctrica de generación (ALAO) de la Empresa Eléctrica Riobamba.

Objetivos Específicos

- Diagnosticar y evaluar las condiciones del sistema actual.
- Diseñar la Subestación de la Central Hidroeléctrica ALAO partiendo de los parámetros definidos por la Empresa Eléctrica Riobamba.
- Evaluar económicamente el diseño de la subestación de la Central Hidroeléctrica ALAO de la Empresa Eléctrica Riobamba.

1.3. Alcance

En el desarrollo de este proyecto, se realiza una descripción breve de la Empresa Eléctrica Riobamba referente a su vida institucional, organización, generación, y la central hidroeléctrica de generación ALAO de la misma manera de su subestación que lleva el mismo nombre.

Se presenta la capacidad, Ubicación Geográfica, el área y límites de la Subestación ALAO.

Se realiza el levantamiento de equipos existentes y recopilación de datos técnicos de funcionamiento de la subestación.

Se realiza la coordinación de aislamientos así como también el estudio de protecciones eléctricas las cuales garantizan niveles óptimos de seguridad para el personal que transite en la subestación, de la misma forma asegurarán la continuidad del servicio eléctrico.

Se realiza las especificaciones técnicas que deben poseer los quipos tanto de potencia, control y comunicación de la nueva subestación ALAO.

Se realiza el procedimiento del cálculo del sistema de Puesta a Tierra y Apantallamiento de la Subestación ALAO con la finalidad de brindar un nivel óptimo de confiabilidad ya que al ser una subestación que operará a la intemperie está expuesta a recibir descargas atmosféricas, con ello aseguraríamos la conexión del potencial a tierra y por ende la seguridad del personal en la subestación e integridad de los equipos de esta.

El análisis de resistencia de puesta a tierra se determinará de acuerdo a la resistividad del terreno para lo cual se utilizará el método de las 4 picas según el método de Wenner.

Se realiza un breve análisis de la obra civil de la subestación ALAO contemplada en, planos de ubicación de equipos en patio de la subestación, bases de equipos, cuarto de celdas, ductos de cables de control y alimentación en AC/DC en bahía, diseño eléctrico en AC/DC, trincheras de alimentación de generadores hacia las celdas, pozos de revisión, cubetos, cisterna recolectora de aceite y estructura metálica.

Además, se realiza un análisis financiero donde se evalúa los beneficios y costos, este análisis se realiza mediante métodos de la TIR y del VAN con lo cual ayuda a determinar la factibilidad del proyecto.

Como parte final se presentan las conclusiones y recomendaciones.

1.4. Empresa Eléctrica Riobamba S.A (EERSA)

1.4.1. Generalidades

La Empresa Eléctrica Riobamba S.A. (EERSA) inicia su vida jurídica en el año de 1963 como respuesta a la necesidad de producir y administrar energía eléctrica, factor primordial de la vida y desarrollo productivo, industrial y artesanal de la Provincia, desde entonces la EERSA ha tratado de cubrir la demanda y dotar de energía eléctrica a la ciudad de Riobamba y a la provincia de Chimborazo. [1]

En el presente subcapítulo se presenta una breve reseña de las características organizacionales y técnicas del sistema de la EERSA, enfocándose en la subestación ALAO de la central hidroeléctrica de generación del mismo nombre, que es la parte primordial en el presente trabajo de titulación.

1.4.2. Organización

La Empresa Eléctrica Riobamba S.A es una institución de responsabilidad anónima los mismos accionistas responden al Ministerio de Electricidad y Energía No Renovable, Consejo Provincial de Chimborazo y Municipios de la provincia de Chimborazo, como se indica en la Tabla 1.1[2]

Tabla 1.1: Cuadro de acciones EERSA.

INSTITUCIÓN ACCIONISTA	PORCENTAJE
Ministerio de Electricidad y Energía No Renovable	44.18 %
Consejo Provincial de Chimborazo	22.78 %
Municipios de la Provincia de Chimborazo	33.04 %
TOTAL	100 %

La cobertura de servicio de la EERSA alcanza un 94.54 % del área total de la provincia de Chimborazo. [3]

1.4.3. Datos Estadísticos

La Empresa Eléctrica Riobamba S.A tiene 183.353 suscritos, los cuales se encuentran distribuidos de la manera que se presenta en la Tabla 1.2. [3]

Tabla 1.2: Abonados EERSA.

SUSCRITOS	CANTIDAD	PORCENTAJE
Residencial	160.548	87.56 %
Comercial	18.792	10.25 %
Industrial	715	0.39 %
Alumbrado Público	1	0.01 %
Otros	3.297	1.79 %
TOTAL	183.353	100 %

La EERSA, para cubrir la demanda de este número de clientes en el año 2021 la realiza a través de generadoras hidroeléctricas de su propiedad, así como también con la compra de energía al S.N.I las cuales se detallan en la Tabla 1.3 [4].

Tabla 1.3: Distribución de potencias que conforman el total de la demanda máxima de la EERSA.

CENTRAL	TIPO	POTENCIA
Alao	Hidroeléctrica	10.4 MW
Rio Blanco	Hidroeléctrica	1.5 MW
Nizag	Hidroeléctrica	0.7 MW
S.N.I	Subestación	52.4 MW
TOTAL		65 MW

1.5. Subsistemas de la EERSA

El diagrama unifilar del sistema eléctrico de potencia actual de la EERSA se presenta en el ANEXO 1.1, en donde se indican los sistemas de generación, subtransmisión, y sus respectivos alimentadores para la distribución de energía eléctrica, de

la misma forma se presenta la conexión de la subestación Transelectric (Riobamba) el cual es el punto de toma de energía del S.N.I a la EERSA.[3]

1.5.1. Generación

Actualmente la EERSA dispone de 3 Generadoras Hidroeléctricas, los nombres y potencias de las mismas se pueden apreciar en la Tabla 1.3

1.5.2. Subtransmisión

Se define sistema de subtransmisión a las líneas que interconectan las subestaciones de distribución con los puntos de alimentación, es decir desde las centrales de generación y el S.N.I a las subestaciones con un nivel de voltaje de 69 kV, la EERSA estima una longitud aproximada de al menos 182.17 km en su sistema de subtransmisión.[3]

1.5.3. Distribución

El sistema de distribución de la EERSA cuenta con 11 subestaciones existentes y una proyectada las cuales se listan en la Tabla 1.4 [5]

Tabla 1.4: Subestaciones EERSA.

CÓDIGO	SUBESTACIÓN	CAPACIDAD (MW)	VOLTAJE (kV)	N° DE ALIMENTADORES	UBICACIÓN
S/E 1	SUB 1	15	69/13.8	6	RIOBAMBA
S/E 2	SUB 2	15	69/13.8	6	RIOBAMBA
S/E 3	SUB 3	15	69/13.8	5	RIOBAMBA
S/E 4	TAPI	15	69/13.8	4	RIOBAMBA
S/E 6	GATAZO	10	69/13.8	3	GATAZO
S/E 7	CAJABAMBA	5	69/13.8	2	CAJABAMBA
S/E 8	GUAMOTE	5	69/13.8	3	GUAMOTE
S/E 9	ALAUSI	5	69/13.8	4	ALAUSI
S/E 10	CHUNCHI	5	69/13.8	2	CHUNCHI
S/E 13	ALAO	10	69/13.8	3	ALAO
S/E 14	MULTITUD	10	69/13.8	3	MULTITUD
SUBESTACIÓN PROYECTADA					
S/E **	BALSAYAN	10	69/13.8	5	BALSAYAN

Como se puede observar en la Tabla 1.4 el voltaje predominante a nivel de distribución de los alimentadores de la EERSA es de 13.8 kV, teniendo una característica fundamental las subestaciones 1, 2, 3 y 4 son de configuración tipo anillo.

Las subestaciones 9, 10 y 14 son de configuración tipo radial. Así como también las subestaciones 6, 7, 8 y 13 con la particularidad de que estas subestaciones pueden también ser conectadas en configuración de tipo anillo con el S.N.I [5]

1.6. Central Hidroeléctrica ALAO

La Empresa Eléctrica Riobamba S.A. desde el inicio de su vida jurídica en la década de los 60, contemplando dentro de sus objetivos la generación de energía

eléctrica, posteriormente conforme las gestiones realizadas el 2 de enero de 1967 se realiza la inauguración de la etapa N° 1 con los dos primeros grupos de la Central Hidroeléctrica Alao, en el año de 1973 se inicia la construcción de la etapa N° 2 de la central, y para el año 1977 se inaugura el tercer grupo, y continuación para el año 1979 el cuarto y último grupo, quedando la central con la potencia instalada de 10.4 MW para la cual fue diseñada. [1]

La Central hidroeléctrica de Alao se encuentra ubicada en la parroquia de Pungalá del cantón Riobamba, Provincia de Chimborazo aproximadamente a 20 kilómetros de la Ciudad de Riobamba. [4]

La Central Alao aprovecha las aguas del río Alao, afluente del río Chambo, perteneciente a la cuenca del río Pastaza; utilizando aproximadamente 4 metros cúbicos por segundo, En la bocatoma, donde se capta el agua, a través de las compuertas y desarenadores permiten el ingreso regulado de agua sin sólidos, desde allí, mediante un canal de conducción, el agua se traslada hasta el tanque de presión, recorriendo algo más de 12 kilómetros, pasando por 19 túneles, acueducto y canal abierto.

Antes de llegar el agua al tanque de presión se encuentra el canal de desfogue, el mismo que constituye el último paso de regulación del caudal necesario para la generación óptima de la central. Al acumularse el agua en el tanque de presión se dispone de una energía potencial, la misma que a través de dos tuberías de presión de 737 metros de longitud y una altura neta de 321 metros llega a la turbina hidráulica que absorbe la energía de una corriente fluida (agua) y restituye en energía mecánica, la cual es transmitida al generador en donde la energía cinética es convertida en energía eléctrica para luego ser transformada y distribuida para ser utilizada por los clientes en sus respectivas necesidades.

En la central están instalados cuatro grupos de generadores con turbina tipo Pelton de dos inyectores con una velocidad de 720 revoluciones por minuto y acoplado al generador de una potencia de 2.6 megavatios, obteniéndose una capacidad instalada total de 10,4 megavatios. [6]

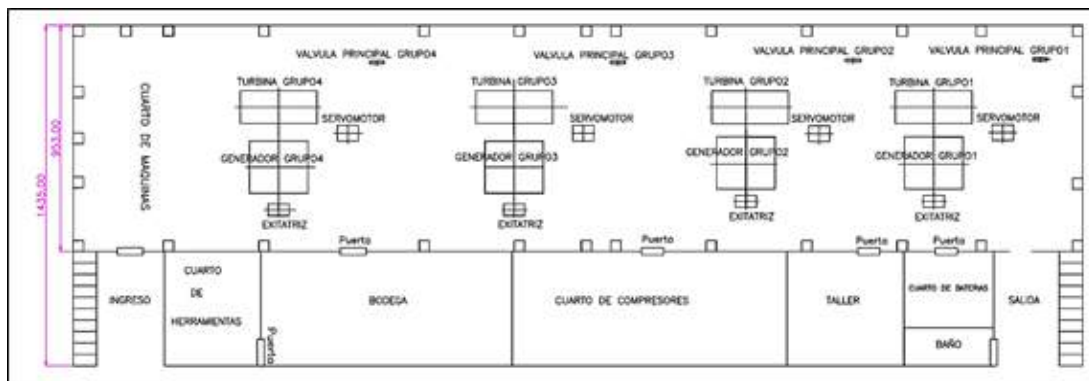


Figura 1.1: Plano casa de máquinas de la central hidroeléctrica ALAO.

1.7. Subestación ALAO

La subestación ALAO está ubicada en la parroquia Pungalá, cantón Riobamba provincia de Chimborazo en las siguientes coordenadas UTM X= 767397.14 Y= 9799623.83. Con los siguientes linderos, Norte y Este: Carretera Riobamba-Púngala, Sur: quebrada y linderos de propiedad privada. Oeste: Río Chambo. En la actualidad el voltaje de generación de los grupos 1 y 2 es de 2.400 voltios, a estos generadores se encuentran conectados un transformador de elevación de 2.400 voltios a 44.000 voltios. Los otros dos grupos que fueron instalados en el año de 1977 y 1979, el voltaje de generación es de 2.400 voltios y cada uno de ellos están conectados a un transformador de elevación de 2.400 voltios a 69.000 voltios. Para acoplar las dos barras de 44.000 voltios y 69.000 voltios, existe un autotransformador de marca WESTINGHOUSE de capacidad de 6.56 MVA. El diagrama unifilar del sistema actual se lo puede apreciar en el ANEXO 1.2. [4]



Figura 1.2: Ubicación geográfica de la subestación ALAO.

Teniendo en cuenta que este sistema tiene aproximadamente 55 años de funcionamiento la Dirección de Operación y Mantenimiento y el Departamento de Generación de la EMPRESA ELÉCTRICA RIOBAMBA S.A (EERSA) concluyen que la vida útil de este sistema ha terminado, por lo cual se inicia un proceso de renovación y modernización de esta Central Hidroeléctrica contemplada en 3 etapas la cual se dividen en:

- **ETAPA 1:** Actualización de la casa de Maquinas (Parte mecánica)
- **ETAPA 2:** Actualización de la Subestación de tipo elevadora (Parte eléctrica)
- **ETAPA 3:** Integración de las etapas 1 y 2 a un sistema Scada

La etapa 2 en la cual se centra este trabajo de titulación tiene como objetivo principal realizar el diseño eléctrico de la nueva subestación, considerando tecnología moderna y respetando las normas vigentes en el país. Proceso que se detalla en los capítulos siguientes.

2. CAPÍTULO 2: SUBESTACIÓN DE LA CENTRAL HIDROELÉCTRICA DE GENERACIÓN (ALAO)

2.1. Generalidades

Como se menciona en el capítulo anterior este trabajo de titulación se basa en el diseño de la nueva Subestación de la Central Hidroeléctrica ALAO para lo cual se contemplan los siguientes aspectos de funcionamiento, esta subestación será de configuración barra simple al tener 4 grupos generadores en la casa de máquinas se realiza una conexión en paralelo de 2 grupos por medio de una barra la cual tendrá un voltaje de 2.4 kV, logrando así 2 barras en medio voltaje, se tendrán 2 transformadores de potencia de 10 MVA ONAN los cuales serán energizados desde las barras antes mencionadas, para así pasar a sus respectivos interruptores de potencia de tipo tanque muerto con extinción de arco en SF₆ los cuales incluyen TC's de medición y protección y posterior conectarse a sus respectivos seccionadores de línea tripolares para finalmente acoplarse a la barra de 69 kV, por motivos de confiabilidad se contempla un acople de barras en medio voltaje es decir que si un transformador o cualquier otro equipo de una determinada zona falla se pueda transferir la carga de los 4 grupos generadores por medio de una sola barra y así no tener una para en la entrega de energía eléctrica.

A la salida de la barra de 69 kV se tiene una estructura metálica que contempla un interruptor de tipo tanque muerto con extinción de arco en SF₆ el cual incluye TC's de protección y medición así como también TP'S para la medición comercial, dos seccionadores de línea y un seccionador bypass tripolares esto con el fin de poder desacoplarse del sistema de subtransmisión por razones de falla o mantenimiento total en el sistema de Generación.

Las barras en medio voltaje, los equipos de medición, protección, el sistema de acoplamiento de barras estarán instalados en celdas de medio voltaje las cuales estarán ubicadas en el cuarto de celdas que estará localizado en el patio de la subestación.

Para el principio de funcionamiento de esta subestación se consideran equipos de última tecnología, respetando las normas vigentes en el país. El diagrama unifilar de la configuración de la nueva subestación se la puede apreciar en el ANEXO 2.1.

2.1.1. Corrientes de Cortocircuito

Para el diseño de la subestación es importante conocer las corrientes de cortocircuito en la barra de medio y alto voltaje respectivamente, estos datos fueron determinados mediante la simulación del SEP equivalente de la EERSA contemplando la nueva configuración propuesta, para lo cual con la ayuda del software

PowerFactory – DIGSILENT se determinó el valor de corriente de cortocircuito monofásica de 16.82 kA (Figura2.1). Y el valor de corriente de cortocircuito trifásica de 2.84 kA (Figura2.2).

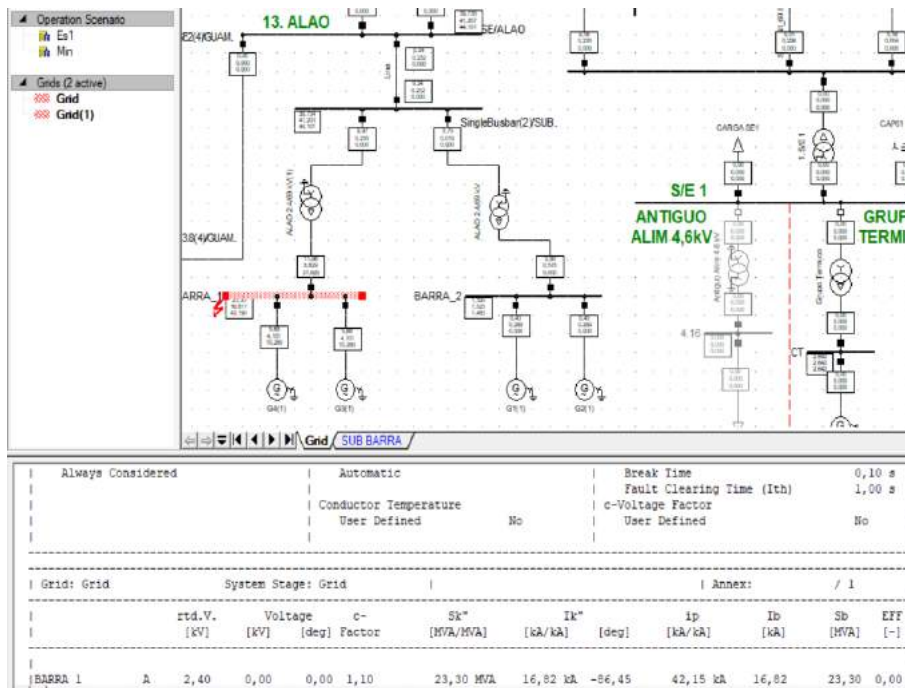


Figura 2.1: Simulación de corriente de cortocircuito monofásica.

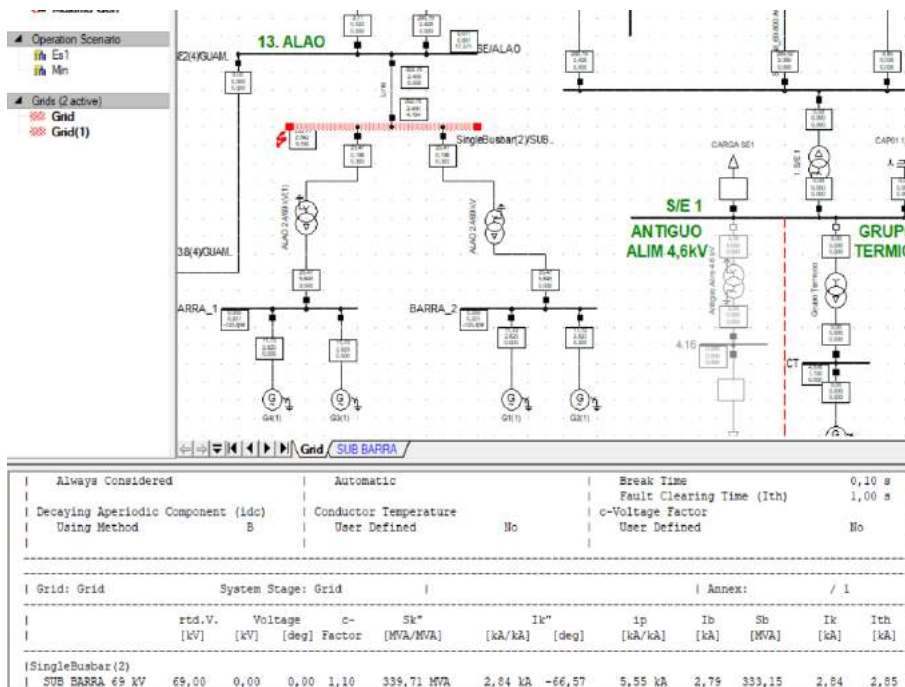


Figura 2.2: Simulación de corriente de cortocircuito trifásica.

2.2. Normas para la Coordinación de Aislamientos

2.2.1. Generalidades

En una subestación al tener definido el voltaje nominal de operación se debe determinar las características de aislamiento necesario y suficiente que deben tener los equipos de la subestación eléctrica para soportar sobrevoltajes y así no sufrir daños y tampoco acortar su vida útil. [7]

Estos sobrevoltajes pueden tener procedencias externas que hacen referencia a descargas atmosféricas (rayos), Internas que hacen referencia a maniobras realizadas en los equipos, así como también por fallas del sistema.

Las normas vigentes en el país que se usan en este trabajo de titulación para realizar la coordinación de aislamientos son las siguientes:

- IEC 60071-1, Insulation Coordination: Definition, Principles and Rules.

- IEC 60071-2, Insulation Coordination: Application Guidelines.

2.2.2. Determinación de las Distancias Eléctricas Basadas en el BIL

De acuerdo con los datos obtenidos de la tabla 2 de la Norma IEC 60071-1 [8], así como también de la tabla A.1 de la Norma IEC 60071-2 [9], establecen las distancias eléctricas fase a tierra basadas en el BIL (Basic Lightning Impulse Insulation Level), misma información es fusionada y presentada en la Tabla 2.1.

Tabla 2.1: Distancias eléctricas mínimas basadas en el BIL.[8][9]

Voltaje máximo del equipo (fase fase) Um kV (rms)	Voltaje soportado a 60 Hz (Fase-Tierra) kV (rms)	BIL (Fase-Tierra) kV	Distancias mínimas fase a tierra basadas en el BIL (mm)
3.6	10	20	60
		40	60
7.2	20	40	60
		60	90
12	28	60	90
		75	120
		95	160
17.5	38	75	120
		95	160
24	50	95	160
		125	220
		145	270
36	70	145	270
		170	320
52	95	250	480
72.5	140	325	630
123	230	550	1100
145	230	550	1100
	275	650	1300
170	275	650	1300
	325	750	1500
245	360	850	1700
	395	950	1900
	460	1050	2100

Una vez revisadas dichas tablas se determinan que, para niveles de voltaje a 2.4 kV y 69 kV los niveles de BIL para los equipos son de **40 kV** y **325 kV** respectivamente.

De acuerdo a la Norma IEC 60071 establece que las distancias mínimas entre fase y fase deben ser las mismas que las de fase-tierra, esto para voltajes de línea a línea menores a 245 kV. Entonces los valores seleccionados para distancias mínimas fase – tierra según la Tabla 2.1 son: **60 mm para 2.4 kV** y **630 mm para 69 kV**.

2.3. Coordinación de Aislamientos de la Subestación (ALAO)

El análisis de la coordinación de aislamiento es muy necesario ya que al ocurrir un sobrevoltaje de los antes mencionadas podría ocasionar daños a los aislamientos llegando así a degenerar la resistencia dieléctrica de los equipos debido a los esfuerzos de voltaje, pudiendo llegar hasta el punto de la salida de servicio de la subestación. Para ello la Norma IEC 60071-2 [9] nombra cuatro pasos principales para la coordinación de aislamiento los cuales son:

- Determinación de los sobrevoltajes representativos del sistema (U_{rp})
- Determinación de los voltajes soportados de coordinación (U_{cw})
- Determinación de los voltajes soportados requeridos (U_{rw})

- Determinación de los voltajes soportados estándares (U_w)

2.3.1. Determinación de los sobrevoltajes representativos del sistema (U_{rp}).

Voltajes a Frecuencia Industrial

Son aquellos voltajes que se generan bajo condiciones naturales de funcionamiento del sistema, para la coordinación de aislamiento se toma el voltaje máximo del sistema (U_s), el mismo concierne al voltaje máximo de los equipos (U_m), en el país existe una regulación vigente sobre “Calidad del servicio de distribución y comercialización de energía eléctrica” la regulación ARCONEL 005/18 [10], donde establece las variaciones de voltaje admitidas en Alto, Medio y Bajo Voltaje.[7]

Tabla 2.2: Variaciones de voltaje admitidas.[10]

Nivel de Voltaje	Rango admisible
Alto Voltaje Grupo (1 y 2)	$\pm 5\%$
Medio Voltaje	$\pm 6\%$
Bajo Voltaje	$\pm 8\%$

- **Variación en Nivel de Medio Voltaje**

Para 2.4 kV se tiene una variación del $\pm 6\%$, entonces:

$$U_s = 2.4 \times 0.06 = 0.144$$

$$U_{s-2,4} = 2.4 + 0.144 = \mathbf{2.6 \text{ [kV]}}$$

El voltaje máximo continuo permitido U_s sería de **2.6 [kV]** de línea a línea.

- **Variación en Nivel de Alto Voltaje**

Para 69kV se tiene una variación del $\pm 5\%$, entonces:

$$U_s = 69 \times 0.05 = 3.45$$

$$U_{s-2,4} = 69 + 3.45 = \mathbf{72.5 \text{ [kV]}}$$

El voltaje máximo continuo permitido U_s sería de **72.5 [kV]** de línea a línea.

Tabla 2.3: Distancias de fuga del aislamiento demandado para el equipamiento de bahía de la subestación.

Voltaje nominal kV (fase-fase)	Voltaje máximo del sistema Us kV (fase-fase)	Nivel de contaminación según la Norma IEC 60071-2	Distancia mínima de fuga especifica (mm/kV)	Distancia de fuga requerida (mm)
2.4 69	2.6 72.5	LIGERO (I)	16	41.6 1160

La distancia de fuga mínima en el aislamiento a 2,4 kV y 69 kV, estará determinada por el nivel de contaminación del medio según la norma IEC 60071-2 [9]. Estos niveles Varían de (I a IV), y se conocen como: ligero, medio, alto y muy alto.

En la norma IEC 60071-2 [9] se muestra la tabla 1 donde indica las distancias de fuga recomendadas según el nivel de contaminación y los tipos de entorno, para el diseño de la subestación (ALAO) se eligió un nivel de contaminación LIGERO (I) ya que se encuentra alejada de la ciudad en donde no existen industrias cerca y su nivel de contaminación es bajo, dicho nivel establece que la distancia mínima de fuga por cada kV de fase a fase es de 16mm/kV.

El producto entre la Distancia mínima de fuga especifica (mm/kV) y el voltaje máximo del sistema U_s kV (fase-fase) da como resultado la distancia de fuga requerida.

Sobrevoltajes Temporales

Es una elevación de voltaje de duración relativamente larga con una débil amortiguación a frecuencias próximas a la nominal. Las causas de este tipo de sobrevoltajes se originan por fallas fase-tierra y operaciones de maniobras de cargas.

Los sobrevoltajes por falla a tierra en un punto concreto del sistema hacen que el voltaje fase-tierra aumente en todas las fases, por lo que se tiene en cuenta el factor de falla a tierra k en el cálculo de los sobrevoltajes temporales, la Norma IEC 60071-2 [9] establece que, si el sistema esta sólidamente conectado a tierra, considerará que el máximo sobrevoltaje no excederá 1.3 veces el valor rms del voltaje máximo fase a tierra del sistema. Por consiguiente se tiene un factor $k=1.3$ y un máximo voltaje de diseño de los equipos U_m tanto para medio y alto voltaje se procede a calcular U_{rp} .

Para el caso de medio voltaje

$$U_{rp} = 1,3 \left(\frac{2,6}{\sqrt{3}} \right) = 1,95[kV] \quad (2.1)$$

Para el caso de alto voltaje

$$U_{rp} = 1,3 \left(\frac{72,5}{\sqrt{3}} \right) = 54,41[kV] \quad (2.2)$$

Para el caso de rechazo de carga, se pueden calcular los sobrevoltajes temporales, los cuales producen elevaciones en los voltajes que pueden afectar el aislamiento (fase-fase) y (fase-tierra), según la Norma IEC 60071-2 [9] sugiere considerar un factor k de sobrevoltaje de 1.2 para sistemas prudentemente extendidos por consiguiente el cálculo en medio y alto voltaje se realiza tomando el voltaje máximo de diseño de los equipos U_m :

Para el caso de medio voltaje

Fase-tierra

$$U_{rp} = 1,2 \left(\frac{2,6}{\sqrt{3}} \right) = 1,8[kV] \quad (2.3)$$

Fase-Fase

$$U_{rp} = 1,2(2,6) = 3,12[kV] \quad (2.4)$$

Para el caso de alto voltaje

Fase-tierra

$$U_{rp} = 1,2 \left(\frac{72,5}{\sqrt{3}} \right) = 50,23[kV] \quad (2.5)$$

Fase-Fase

$$U_{rp} = 1,2(72,5) = 87[kV] \quad (2.6)$$

Tabla 2.4: Sobrevoltajes representativos temporales.

Sobrevoltaje	2.4 kV	69 kV
Fase-Tierra U_{rp}	1.95 kV	54.41 kV
Fase-Fase U_{rp}	3.12 kV	87 kV

Sobrevoltajes de frente lento

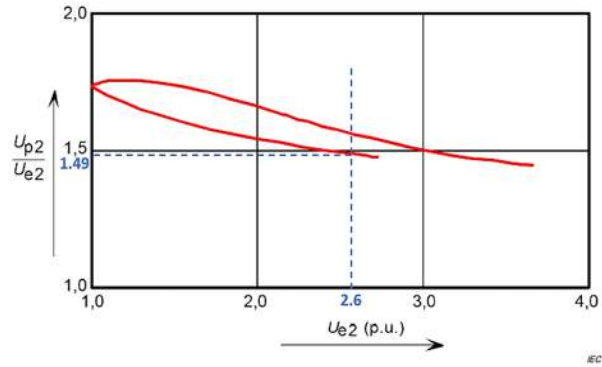


Figura 2.4: Relación entre el 2 % de sobrevoltajes de frente lento fase a fase. [9]

Realizado el análisis de la curva para encontrar el valor del sobrevoltaje de frente lento de fase a fase obtenemos un valor de $U_{p2}=3.87 \text{ p.u.}$

De acuerdo con el método fase pico referido del anexo D en la Norma IEC 60071-2 [9] se tiene:

$$U_{et} = 1,25(U_{e2}) - 0,25 \quad (2.7)$$

$$U_{pt} = 1,25(U_{p2}) - 0,43 \quad (2.8)$$

Donde:

U_{p2} : Valor del sobrevoltaje fase-tierra con una probabilidad de 2 % de ser superado.

U_{et} : Valor de sesgamiento de la distribución acumulada de los sobrevoltajes fase-tierra.

U_{p2} : Valor del sobrevoltaje fase-fase con una probabilidad de 2 % de ser superado.

U_{pt} : Valor de sesgamiento de la distribución acumulada de los sobrevoltajes fase-fase.

Entonces:

$$U_{et}=1.25(2.6)-0.25=3 \text{ [p.u]}$$

$$U_{pt}=1.25(3.87)-0.43=4.4 \text{ [p.u]}$$

Los valores presentados se encuentran en valores por unidad por lo cual se transforma a valores en V y obtenemos los siguientes resultados presentados en la Tabla 2.6.

Tabla 2.6: Valores de truncamiento según el método fase pico de los equipos de la subestación.

	Medio Voltaje (kV)	Alto Voltaje (kV)
$U_{et(f-t)}$	6.4	177.6
$U_{pt(f-f)}$	9.4	260.5

Selección de Descargadores de Sobrevoltaje (Pararrayos)

Tomando en cuenta que la subestación (ALAO) contará con descargadores de sobrevoltaje (pararrayos), a través de la Norma IEC 60099-4 [11] se calcula el valor del nivel de protección al impulso maniobra (U_{ps}) y el valor del nivel de protección al impulso atmosférico (U_{pl}). para corrientes nominales de 1 kA y 10 kA. En este caso se realiza el análisis únicamente en el nivel de alto voltaje debido a que la barra de medio voltaje de esta subestación se encontrará al interior de una celda por lo tanto no es necesario el uso de pararrayos en medio voltaje.

Voltaje Continuo de Operación (COV)

El COV o U_c es el valor máximo de voltaje (rms), a frecuencia industrial y se estima de la siguiente manera:

$$COV = \frac{U_{max}}{\sqrt{3}} \quad (2.9)$$

Donde:

COV o U_c : Máximo voltaje de servicio continuo del pararrayo en kV.

U_{max} : Voltaje entre fases de la red mas el factor de regulación.

$$COV = \left(\frac{72,5kV}{\sqrt{3}} \right) = 41.85 \text{ [kV]}$$

Sobrevoltaje Temporal (TOV)

El descargador de sobrevoltaje funciona por un periodo de tiempo limitado por encima de su COV. El sobrevoltaje que tolera el pararrayo depende del tiempo de duración de la falla para asegurar el correcto funcionamiento del mismo.

$$TOV = (k_e * COV) \quad (2.10)$$

Donde:

k_e : Factor de falla a tierra, para este caso se considera un valor de 1.4 ya que es un sistema sólidamente conectado a tierra.

Para el caso de alto voltaje

$$TOV = (1.4 * 41.85 \text{ kV}) = 58.6 \text{ [kV]}$$

Voltaje Residual del Pararrayo

Es el valor pico de voltaje que tendrá en los terminales del pararrayo durante un sobrevoltaje.

$$R_o = \left(\frac{COV}{k_o} \right) \quad (2.11)$$

Donde:

k_o : Es el factor de diseño comúnmente se usa 0.8

Para el caso de alto voltaje

$$R_o = \left(\frac{41,85 \text{ kV}}{0,8} \right) = 52.3 \text{ [kV]}$$

El voltaje nominal del pararrayo U_r , es el valor mayor entre R_o y R_e .

$$R_e = \left(\frac{TOV}{k_t} \right) \quad (2.12)$$

Donde:

k_t : Para 1 seg, se considera el valor de 1.15

k_t : Para 10 seg, se considera el valor de 1.1

k_t : Para 2 horas, se considera el valor de 0.95

Para el caso de alto voltaje

$$R_e = \left(\frac{58,6kV}{1,15} \right) = 50.95 \text{ [kV]}$$

Comparando los 2 parámetros se concluye que R_o es mayor, por lo tanto:

Para el caso de alto voltaje

$$U_r = (R_o * 1,05) \tag{2.13}$$

$$U_r = (52.3 * 1.05) = 54.9 \text{ [kV]}$$

En la Tabla 2.7 se muestra el voltaje nominal de pararrayo en alto voltaje según la Norma IEC 60099-4 [11] para corrientes nominales de 1 kA y 10 kA.

Tabla 2.7: Valores de nivel de protección de pararrayos en alto voltaje.

Voltaje nominal del pararrayo (U_r)	Nivel de protección Al impulso atmosférico (U_{pl})	Nivel de protección Al impulso maniobra (U_{ps})
60 kV	137 kV	117 kV

La Norma IEC 60071-2 [9] al contemplar el uso de pararrayos indica que el nivel de protección U_{ps} será quien determine los sobrevoltajes representativos fase-tierra, donde $U_{rp} = U_{ps}$, por lo que el sobrevoltaje representativa en alto voltaje es:

Tabla 2.8: Sobrevoltajes representativos de frente lento.

Fase -Tierra (U_{rp})	117 kV
Fase -Fase (U_{rp})	260.5 kV

Sobrevoltajes de Frente Rápido

Para conocer este tipo de sobrevoltaje se determina exactamente un voltaje soportado de coordinación, los resultados que se obtienen en el análisis posterior se muestran en la Tabla 2.9.

2.3.2. Determinación de los voltajes soportados de coordinación (U_{cw})

Según la Norma IEC 60071-1 [8], la determinación de voltajes soportados de coordinación consiste en fijar los valores mínimos de los voltajes soportadas del aislamiento que satisfacen el criterio de comportamiento cuando el aislamiento se somete a los sobrevoltajes representativos en las condiciones de funcionamiento, es decir seleccionar el aislamiento que satisface el criterio de funcionamiento.

Su procedimiento consiste en realizar una conversión de los voltajes a condiciones de pruebas estándar apropiadas, por medio de la multiplicación de los sobrevoltajes representativos (U_{rp}) con factores de coordinación que compensan las diferencias entre pruebas de voltaje estándar y las condiciones reales de servicio dentro del aislamiento. El factor de coordinación antes mencionado depende de la precisión de la evaluación de los sobrevoltajes representativos y de una estimación empírica o estadística de la distribución de los sobrevoltajes y de las características del aislamiento. [7]

Sobrevoltajes Temporales

Se debe considerar un factor (k_c), para este tipo de sobrevoltajes se considera el factor igual a 1 tanto para aislamiento interno como externo, según lo recomienda la norma IEC 60071-2 [9].

Para obtener el valor de estos voltajes se debe multiplicar el valor obtenido de los sobrevoltajes representativos temporales (U_{rp}) por el factor (k_c).

$$U_{cw} = U_{rp} * k_c \quad (2.14)$$

Tabla 2.9: Sobrevoltajes de coordinación temporales

Nivel de Voltaje	69kV	sobrevoltajes representativas temporales (U_{rp})	Factor de coordinación (k_c)	Voltaje soportado de coordinación temporal (U_{cw})
Fase-Fase		86.94 kV	1	86.94 kV
Fase-Tierra		54.38 kV	1	54.38 kV
Nivel de Voltaje	2.4kV			
Fase-Fase		3.05 kV	1	3.05 kV
Fase-Tierra		1.91 kV	1	1.91 kV

Sobrevoltajes de Frente Lento

Para definir los voltajes soportados de frente lento se usan factores de coordinación dependiendo del aislamiento externo e interno, para el aislamiento interno se usa un factor de coordinación determinista mientras que para el aislamiento externo se utiliza un factor de coordinación estadístico.

■ Aislamiento Externo

Para el aislamiento externo se usará el factor de coordinación (k_{cs}), según el procedimiento de la Norma IEC 60071-2 [9], según criterios estadísticos se requiere el riesgo de falla (R) y el valor del sobrevoltaje fase-tierra que tiene una probabilidad de 2% de ser superado (U_{e2}), visto en la sección anterior.

Para el diseño de la subestación (ALAO), se consideraron los siguientes valores:

$$R = 10^{-3} \text{ [fallas/evento]}$$

$$U_{e2} = 2.6 \text{ [p.u]}$$

Con estos valores se procede a determinar el valor de (k_{cs}) según la gráfica de curvas determinado en la norma IEC 60071-2 [9].

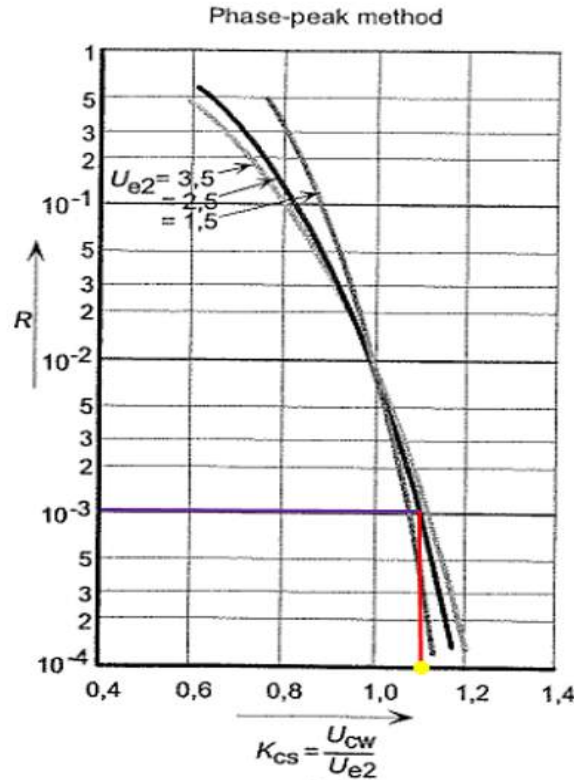


Figura 2.5: Determinación del factor de coordinación k_{cs} . [9]

De este análisis se obtiene que $k_{cs}=1.1$, y despejando el voltaje de coordinación soportado U_{cw} se tiene:

$$U_{cw} = k_{cs} * U_{e2} \quad (2.15)$$

Remplazando los valores obtenidos anteriormente en la (Ec.2.15) obtenemos un valor de $U_{cw}=2.86$ [p.u].

Voltajes base:

$$U_{base-69} = \left(\frac{U_s - 69 * \sqrt{2}}{\sqrt{3}} \right) \quad (2.16)$$

$$U_{base-69} = \left(\frac{72,5kV * \sqrt{2}}{\sqrt{3}} \right) = 59.19 \text{ [kV]}$$

$$U_{base-2,4} = \left(\frac{U_s - 2,4 * \sqrt{2}}{\sqrt{3}} \right) \quad (2.17)$$

$$U_{base-2,4} = \left(\frac{2,6kV * \sqrt{2}}{\sqrt{3}} \right) = 2.12 \text{ [kV]}$$

Para el caso de alto voltaje

$$U_{cw(Fase-Tierra)} = U_{base-69} * U_{cw}[p.u] = 169,28[kV] \quad (2.18)$$

Para el caso de medio voltaje

$$U_{cw(Fase-Tierra)} = U_{base-2,4} * U_{cw}[p.u] = 6,06[kV] \quad (2.19)$$

■ Aislamiento Interno

Para el aislamiento interno se usará el factor de coordinación determinista (k_{cd}), este factor se obtiene de acuerdo con la gráfica de evaluación del factor de coordinación determinista la cual se observa en la Figura 2.6.

El valor depende de la relación entre nivel de protección del pararrayos U_{ps} y las U_{e2} y U_{p2} , para continuar con el estudio estos valores deben estar expresados en [V] y estando expresados en [p.u] obtenemos los nuevos valores de U_{e2} y U_{p2} en unidades de [kV] teniendo en cuenta que solo se realiza el cálculo para el lado de alto voltaje se determina según las (Ec.2.20 y 2.21), obteniendo los resultados que se muestran en la Tabla 2.10.

$$U_{e2} = \left(\frac{U_{cw(Fase-Tierra)}}{k_{cs}} \right) [kV] \quad (2.20)$$

$$U_{p2} = (U_{base-69} * U_{p2}[p.u])[kV] \quad (2.21)$$

Tabla 2.10: Transformación de sobrevoltajes de p.u a kV.

U_{ps}		117 kV
U_{e2}	2.6 p.u	153.90 kV
U_{p2}	3.87 p.u	229.06 kV

Con los resultados indicados en la Tabla 2.10 se procede a obtener los siguientes factores de coordinación k_{cd} que se muestran a continuación.

Tabla 2.11: Relación para determinar el factor coordinación k_{cd}

Nivel de Voltaje	69kV	Relación		kcd determinado de la Figura 2.6
Fase-Fase		$2 U_{ps}/U_{p2}$	1.02	1
Fase-Tierra		U_{ps}/U_{e2}	0.76	1.08

Para el caso de alto voltaje

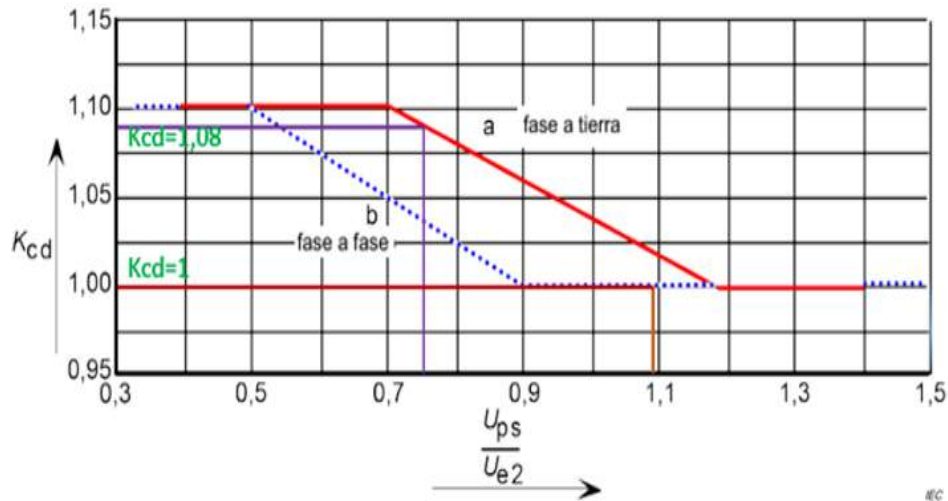


Figura 2.6: Determinación del factor de coordinación k_{cd} . [9]

El voltaje soportado de coordinación de frente lento para aislamiento interno será:

$$U_{cw} = (k_{cd} * U_{rp}) [kV] \quad (2.22)$$

Aplicando esta ecuación obtenemos los siguientes valores de F-T y F-F en alto voltaje :

Fase a Tierra

$$U_{cw} = (117 \text{ kV} * 1.08) = 126.36 \text{ [kV]}$$

Fase a Fase

$$U_{cw} = (260.5 \text{ kV} * 1) = 260.5 \text{ [kV]}$$

Sobrevoltajes de Frente Rápido

Para este tipo de sobrevoltajes el voltaje soportado de coordinación se obtiene a partir de una aproximación estadística. El factor de coordinación k_{cd} que se aplica en este caso se basa en el efecto de la distancia entre el dispositivo de protección contra sobrevoltajes (DPS) y el equipo a proteger, como se puede apreciar en la Figura 2.7.

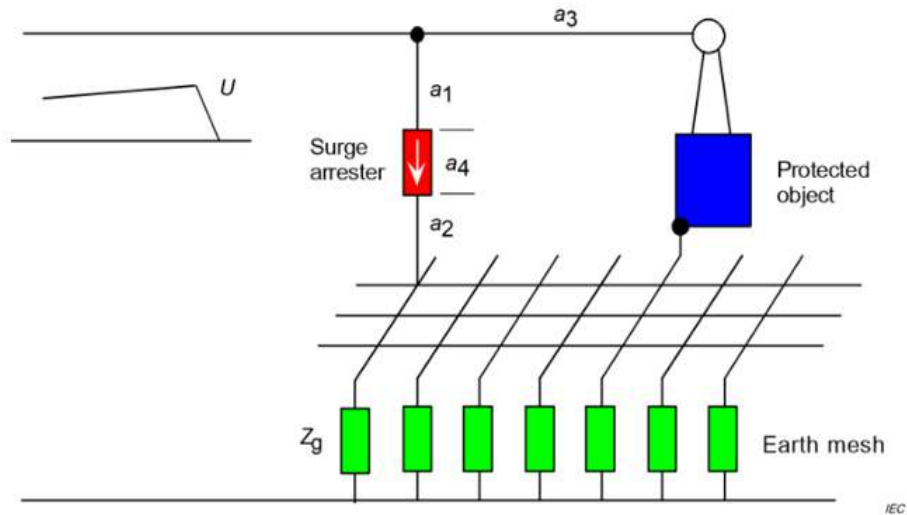


Figura 2.7: Diagrama de conexión del pararrayos.[9]

En la figura se representan las distancias a considerar en el cálculo de la variable L , de las sobrevoltajes de frente rápido.

Para la subestación de la Central Hidroeléctrica ALAO, se determinan las siguientes distancias entre el pararrayos y el transformador.

Tabla 2.12: Datos de distancias entre el transformador y el pararrayos.

a1	Longitud del cable de conexión del descargador de sobrevoltaje a la línea que va al equipo protegido.	0 m
a2	Longitud del cable de conexión del descargador de sobrevoltaje a la tierra.	2.5 m
a3	Longitud del conductor de fase entre el pararrayos y el equipo protegido.	3.5 m
a4	Longitud de la parte activa del descargador de sobrevoltajes	1 m

La fórmula para el cálculo de los sobrevoltajes de frente rápido según la Norma IEC 60071-2 [9] es:

$$U_{cw} = U_{pl} + \frac{A * L}{n(L_{sp} + L_a)} \quad (2.23)$$

$$L_a = \frac{R_a}{R_{km}} \quad (2.24)$$

Donde:

U_{pl} : Nivel de protección al impulso tipo rayo del descargador de sobrevoltaje.

A : Factor dado en la Tabla F.2 de la norma IEC 60071-2 que describe el comportamiento de la línea ante las descargas eléctricas atmosféricas, kV.

n : Número mínimo de líneas conectadas a la subestación ($n=1$ o $n=2$).

L : Distancia de separación entre el DPS y el equipo a proteger en metros.

L : $a_1+a_2+a_3+a_4$.

L_{sp} : Longitud del vano de la línea.

L_a : Sección de línea aérea calculada a partir de una tasa de salida igual a una tasa de falla aceptable R_a .

R_a : Tasa de falla aceptable para el equipo, 0.0067 fallas/año (1 falla/150 años).

R_{km} : Tasa de fallas por año del primer kilómetro de línea desde la subestación, fallas/año/km.

La Figura 2.8 muestra los valores del factor A .

Tipo de línea	A (kV)
Distribución de líneas (descargas fase-fase)	
- Con crucetas de puesta a tierra (descargas a tierra en baja tensión)	900
- Líneas con poste de madera (descargas a tierra en alta tensión)	2700
Líneas de transmisión (monofásico descargas a tierra)	
- Un solo conductor por fase	4500
- Conjunto de dos conductores por fase	7000
- Conjunto de cuatro conductores por fase	11000
- Conjunto de seis u ocho conductores por fase	17000

Figura 2.8: Factor A para varias líneas aéreas.[9]

Aplicando la Ec.2.24 se realiza el cálculo de la sección de línea aérea a partir de una tasa de salida igual a una tasa de falla aceptable.

$$L_a = \left(\frac{0,0067[fallas/a]}{0,002[fallas/km*a]} \right) = 3.35 \text{ [km]}$$

En la Tabla 2.13 se indican las variables a considerar para calcular U_{cw} :

Tabla 2.13: Valores para el cálculo de U_{cw} de frente rápido.

U_{pl} (kV)	137	Del cálculo del nivel de protección del pararrayos
A (kV)	4500	De la Figura 2.8
L (m)	7	Suma de las distancias ($a_1+a_2+a_3+a_4$)
n (kV)	1	Según la norma para el caso más grave
L_{sp} (m)	100	Dato promedio
L_a (km)	3.35	Calculado a partir de la tasa de fallas

El voltaje soportado de coordinación de frente rápido U_{cw} se obtiene a través de la Ec.2.23 y se presenta a continuación:

Para el caso de alto voltaje

$$U_{cw}=137+\left(\frac{4500*7}{1(100+3,35)}\right)=231.03 \text{ [kV]}$$

2.3.3. Determinación de los voltajes soportados requeridos (U_{rw})

De acuerdo a la Norma IEC 60071-2 [9] hallar U_{rw} , consiste en realizar una conversión de los voltajes a condiciones adecuadas de ensayo normalizado, por medio de la multiplicación de los voltajes soportados de coordinación (U_{cw}) con factores de corrección atmosférica (k_a) y factor de seguridad (k_s) (este factor compensa el envejecimiento de materiales y equipos).[7]

Los factores de corrección son:

$$k_a = e^{m\left(\frac{H}{8150}\right)} \quad (2.25)$$

Donde:

H : Altura sobre el nivel del mar (en metros)

m : El valor de 1.0 para voltajes no disruptivos de coordinación al impulso tipo rayo.

El valor de m se determina de acuerdo a la Figura 9 de la norma IEC 60071-2 [9] para voltajes no disruptivos de coordinación al impulso de maniobra.

El valor de 1.0 para voltajes no disruptivos a frecuencia industrial de corta duración de distancias en el aire y aisladores limpios.

k_s : Factor de seguridad, que toma en cuenta condiciones de equipamiento.

Para aislamiento interno

$$k_s=1.15$$

Para aislamiento externo

$$k_s=1.05$$

Una vez definidos los parámetros, procede a la determinación de los voltajes soportados requeridos (U_{rw}) que se calculan a partir de las siguientes ecuaciones:

■ Sobrevoltajes Temporales

Aislamiento externo

Fase a Tierra

$$U_{rw} = U_{cw} * k_s * k_a \quad (2.26)$$

Aislamiento interno

Fase a Tierra

$$U_{rw} = U_{cw} * k_s \quad (2.27)$$

■ Sobrevoltajes de Frente Lento

Aislamiento externo

Fase a Tierra

$$U_{rw} = U_{cw} * k_s * k_a \quad (2.28)$$

Aislamiento interno

Fase a Tierra

$$U_{rw} = U_{cw} * k_s \quad (2.29)$$

■ Sobrevoltajes de Frente Rápido

Aislamiento externo

Fase a Tierra

$$U_{rw} = U_{cw} * k_s * k_a \quad (2.30)$$

Aislamiento interno

Fase a Tierra

$$U_{rw} = U_{cw} * k_s \quad (2.31)$$

En la Tabla 2.14 se pueden apreciar los valores de aislamiento interno y externo dependiendo del tipo de sobrevoltaje.

Tabla 2.14: Voltajes de aislamiento de acuerdo a cada sobrevoltaje.

U_{rw} [kV] (Fase-Tierra)		
Alto Voltaje 69 [kV]		
Sobrevoltaje	Aislamiento Interno	Aislamiento Externo
Temporales	62,53 kV	79,94 kV
De frente lento	145,31 kV	248,70 kV
De frente rápido	265,68 kV	339,61 kV

2.3.4. Determinación de los voltajes soportados estandares (U_w)

De acuerdo a la Norma IEC 60071-2 [9] los voltajes soportados estandares se obtiene del producto entre factores de conversión que se muestran en la Figura 2.9, y el valor del sobrevoltaje soportado requerido de los sobrevoltajes de frente lento.

Aislamiento	Voltaje soportado de corta duración a frecuencia industrial ¹⁾	Voltaje soportado a impulso atmosférico
Externo	0.6	1.3
Interno	0.5	1.1

¹⁾ El factor de conversión incluye un factor de $1/\sqrt{2}$ para convertir los valores picos a rms.

Figura 2.9: Factores de conversión, para convertir los voltajes soportados requeridos de frente lento a voltaje soportado de corta duración a frecuencia industrial y a impulso atmosférico. [9]

En la Tabla 2.15 se presenta la conversión de voltajes soportados requeridos de frente lento a voltaje soportado de corta duración a frecuencia industrial. Para el

cual se obtiene multiplicando el sobrevoltaje de frente lento presentada en la Tabla 2.14 por el factor de conversión correspondiente.

Con la misma metodología en la Tabla 2.16 se presenta la conversión de voltajes soportados requeridos de frente lento a voltaje soportado a impulso atmosférico.

Tabla 2.15: Voltajes soportados de corta duración a frecuencia industrial.

Alto Voltaje 69 [kV] (Fase-Tierra)	
Aislamiento Interno	72,66 kV
Aislamiento Externo	149,2 kV

Tabla 2.16: Voltajes soportados a impulso atmosférico.

Alto Voltaje 69 [kV] (Fase-Tierra)	
Aislamiento Interno	159.85 kV
Aislamiento Externo	323.3 kV

Análisis de Resultados

De acuerdo a la Norma IEC 60071-2 [9], se deben comparar los valores de voltajes soportados requeridos U_{rw} y los voltajes soportados estándares U_w de corta duración a frecuencia industrial e impulso atmosférico, los cuales se muestran a continuación:

Tabla 2.17: Mínimos voltajes soportados requeridos.

Voltaje soportado a:		Aislamiento Externo		Aislamiento Interno	
		U_{rw}	U_w	U_{rw}	U_w
Corta duración a frecuencia industrial (kVrms)	Fase-Tierra	79.76	149.2	62.53	72.66
Impulso tipo maniobra (kV pico)	Fase-Tierra	248.17	—	141.35	—
Impulso atmosférico (kV pico)	Fase-Tierra	339.61	323.3	265.68	159.85

De la Tabla 2.17 se obtiene que los máximos voltajes soportados de corta duración a frecuencia industrial para aislamiento externo es: **149.2 kV** y para el interno es de **72.66 kV**, de igual manera los valores máximos soportados a impulso atmosférico son **339.61 kV** para aislamiento externo y **265.68 kV** para aislamiento

interno, con los cuales basándose en los valores estándares que indican las secciones 4.6 y 4.7 de la Norma IEC 60071-1 [8] se obtiene los siguientes valores que se muestran en la Tabla 2.18.

Tabla 2.18: Selección del nivel de aislamiento en el lado de alto voltaje.

Alto Voltaje 69 [kV]		
Voltaje soportado a:	Aislamiento Externo	Aislamiento Interno
Corta duración a frecuencia industrial	185 (kVrms)	140 (kVrms)
Impulso atmosférico	450 (kV pico)	325 (kV pico)

2.4. Distancias Eléctricas de Diseño en Alto Voltaje de la Subestación de la Central Hidroeléctrica (ALAO).

Las distancias en aire y fase-fase deben garantizar una probabilidad de flameo mínima. Esto conduce a determinar las distancias mínimas de no flameo, las cuales se determinan para impulsos atmosféricos si el voltaje del sistema es menor a 230 kV y para impulsos de maniobra si el voltaje es mayor a 230 kV.

Teniendo en cuenta el nivel en alto voltaje de esta subestación, se procede a realizar los cálculos respectivos los cuales se muestran a continuación.[12]

2.4.1. Voltaje Critico de Flameo (VCF)

$$VCF = \frac{BIL}{0,961} \quad (2.32)$$

$$VCF = \frac{450kV}{0,961} = 468.26 \text{ [kV]}$$

Las distancias dieléctricas se calculan unicamente para el lado de alto voltaje (69 kV), debido a que en el lado de medio voltaje (2.4 kV) se instalaran celdas aisladas en aire.[12]

La distancia Fase-Tierra se determina mediante la siguiente ecuación:

$$d_{f-t} = \frac{VCF}{k_3} * k_a \quad (2.33)$$

Donde:

d_{f-t} : Distancia fase a tierra [m].

VCF: Voltaje crítico de flameo [kV].

k_3 : Factor de electrodos.

k_a : Factor de corrección atmosférico.

El factor de electrodos toma el valor de 550 para configuraciones tipo conductor-estructura, conductor-objeto a tierra, entre otras. y el valor de 520.29 para fase - fase. [12]

El factor de corrección atmosférico se toma en cuenta debido a que esta subestación está ubicada a mas de 1.000 m.s.n.m, por lo que la Norma IEC 60071-2 [9] establece el uso de este factor, la fórmula para determinar el mismo se muestra en la Ec.2.25.

Entonces:

Distancia Fase-Tierra:

$$d_{f-t} = \frac{468,26}{550} * 1,4 = 1.2 \text{ [m]}$$

Distancia Fase-Fase:

$$d_{f-f} = \frac{468,26}{520,29} * 1,4 = 1.25 \text{ [m]}$$

2.4.2. Altura mínima de las barras a 69 (kV)

La altura mínima de las barras a 69 (kV) de la subestación se la determina mediante la siguiente expresión:

$$h = (5 + 0,0125 * kV) * k_a \quad (2.34)$$

Donde:

h: Altura mínima de las barras a 69 (kV).

kV: Voltaje máximo de diseño entre fases de la subestación.

Entonces:

$$h = (5 + 0.0125 * 72.5) * 1.4 = 8.26 \text{ [m]}$$

2.4.3. Altura de los Equipos

La altura de los equipos como, seccionadores, transformadores de instrumentacion (TC,TP), conexiones entre otros aparatos y elementos bajo voltaje, por ningún motivo deben estar a una altura inferior a los 3 metros, esta altura se puede calcular mediante la siguiente ecuación:[12]

$$h = (2,25 + 0,0105 * kV) \quad (2.35)$$

$$h=(2.25+0.0105*72.5)*1.4= 4.21 \text{ [m]}$$

2.4.4. Distancias de Seguridad

Se entiende por distancia de seguridad al espacio que se debe conservar en la sub-estación para que el personal pueda circular y realizar maniobras sin que sus vidas corran peligro en las cuales tenemos las distancias verticales y horizontales las cuales se calculan a continuación. [12]

Distancia Vertical (h)

$$h = d_{f-t} + 2,25 \quad (2.36)$$

$$h=1.2+2.25=3.45 \text{ [m]}$$

Distancia Horizontal (D)

$$D = d_{f-t} + 1,75 \quad (2.37)$$

$$D=1.2+1.75=2.95 \text{ [m]}$$

Tabla 2.19: Distancias y alturas calculadas y propuestas.

Denominación	Valor Calculado [m]	Valor Propuesto [m]
Distancia de Separación de Fase-Fase	1.25	1.7
Altura de Barra a 69 kV	8.26	11.45
Altura de Equipos	4.21	5.5
Distancia de Separación Horizontal entre Equipos	2.95	4.5

3. CAPÍTULO 3: SISTEMA DE PUESTA A TIERRA Y APANTALLAMIENTO CONTRA DESCARGAS ATMOSFÉRICAS DE LA SUBESTACIÓN (ALAO)

3.1. Generalidades

Los sistemas de puesta a tierra son indispensables en el diseño de subestaciones eléctricas debido a la importancia que tiene, el objetivo principal de un sistema de puesta a tierra es brindar seguridad a las personas y protección a las instalaciones y equipos eléctricos. Los dos fenómenos mas relevantes son los rayos y fallas, debido a que pueden crear grandes circulaciones de corrientes y generan diferencias de potencial que pueden ser muy peligrosas.

La amplitud de las corrientes varía desde decimas de kA hasta decenas de kA, desde el punto de vista de frecuencia el espectro de estos fenómenos varía desde 60 Hz hasta los megahertz.

La función de los sistemas de puesta a tierra es asegurar, bajo la influencia de estos fenómenos, una trayectoria para la corriente hacia el suelo, mientras se mantiene las diferencias del potencial entre los diferentes puntos de la instalación de los niveles lo más bajo posibles.

El segundo objetivo del sistema de puesta a tierra es establecer un voltaje de referencia común y contribuir a mitigar las perturbaciones de las instalaciones eléctricas y electrónicas.

El sistema de puesta a tierra contribuye a la mitigación de perturbaciones debido a que define:

- El camino entre las corrientes de retorno, entre una fuente de las perturbaciones y los dispositivos, equipos o sistemas eléctricos y electrónicos.
- El voltaje de referencia común para los dispositivos de protección como son los filtros entre dos.

Los requisitos para desviar corriente de perturbación de baja y de alta frecuencia y la reducción de la diferencia del voltaje entre los puntos de un sistema, son los mismos cuando se trata de:

- Rayos
- Seguridad Personal
- Protección de instalaciones

- Compatibilidad electromagnética

Cuando una de estas consideraciones da lugar a restricciones en el diseño:

- Los rayos y la seguridad de las personas determinan el diseño del electrodo de la tierra.
- La seguridad y protección de la instalación determinan el tamaño de los conductores de puesta a tierra.
- La compatibilidad electromagnética determina los requerimientos de la distribución de la red de tierras.

3.2. Normas para los Sistemas de Puesta a Tierra

Las normas para el diseño de malla de puesta a tierra proporcionan criterios de diseño y restricciones que explican cómo diseñar un sistema de puesta a tierra óptimo de acuerdo a las regulaciones y a los requerimientos del diseñador, estas normas establecen fórmulas para realizar los correspondientes cálculos necesarios, así como también la conexión de los equipos necesarios durante el diseño del sistema de puesta a tierra.

Los cálculos, criterios y límites en el diseño de la malla de puesta a tierra de la subestación de la central hidroeléctrica ALAO se basan en la norma que se indica a continuación:

- IEEE Std 80-2000. Guide for Safety in A.C. Substation Grounding

3.2.1. IEEE Std 80-2000. Guide for Safety in A.C. Substation Grounding.

La norma IEEE básicamente es una guía detallada sobre los aspectos técnicos más importantes para el aterrizaje en Subestaciones y Sistemas Eléctricos, e incluyen formulaciones necesarias para realizar los cálculos en lo referente al sistema de puesta a tierra. [7]

El propósito de esta norma es proporcionar directrices e información pertinente para sistemas de puesta a tierra seguros en el diseño de Subestaciones de A.C.

1. Establecer, como base para el diseño, los límites seguros de las diferencias de potencial que puedan existir en una subestación en condiciones de falla, entre los puntos que pueden entrar en contacto con el ser humano.
2. Revisar las prácticas de aterrizaje de subestaciones y sistemas eléctricos con referencia especial a la seguridad y desarrollar criterios para el diseño seguro.

3. Dar un procedimiento para el diseño de sistemas prácticos de aterrizaje basados en esos criterios.
4. Desarrollar métodos analíticos como ayuda para el entendimiento y solución de los problemas típicos de gradientes.

La norma establece en sus diferentes clausulas las siguientes exigencias generales pertinentes para los sistemas de tierra. [13]

Estipulaciones

Consideraciones fundamentales del diseño

Varillas de puesta a tierra principal y auxiliar

En general, la mayoría de los sistemas de aterrizaje utilizan dos grupos de electrodos de tierra. El primer grupo de electrodos de tierra es diseñado para propósitos de aterrizaje y el segundo grupo de electrodos de tierra son electrodos que incluyen varias estructuras metálicas subterráneas instaladas para otros propósitos que no sea aterrizaje. [13]

Aspectos básicos del diseño de la malla

Para incrementar las ideas y conceptos básicos, los casos siguientes pueden servir como manual para iniciar un diseño de la típica malla a tierra [13]:

1. El conductor correspondiente a la malla de puesta a tierra debe rodear el perímetro para encerrar mucha área como sea practico. Encerrando más área reduce la resistencia de la malla a tierra. [13]
2. Dentro de la malla, los conductores se extienden comúnmente en líneas paralelas y donde sea practico, a lo largo de las estructuras o fila de equipos para proporcionar conexiones cortas a tierra. [13]
3. Una malla de puesta a tierra para una subestación puede incluir conductores de cobre desnudo 4/0 AWG, enterrados de 0.5m a 1.5m debajo del nivel, con un espaciamiento de 3 a 15 metros de distancia. En las conexiones de cruce, los conductores deben estar empalmados de una forma segura. Las varillas o electrodos de tierra pueden estar en las esquinas de la malla y en los puntos de unión a lo largo del perímetro. Las varillas de tierra también se pueden instalar en equipos importantes, especialmente cerca de los pararrayos. [13]
4. El sistema de malla sería extendido sobre toda la subestación y con frecuencia más allá del límite de la cerca metálica.

Conexión a la malla

Conductores con la adecuada ampacidad y resistencia mecánica deben usarse para la conexión entre:

1. Todos los electrodos de tierra, como las redes de conexión a tierra, tuberías metálicas de gas o agua, etc.
2. Sobre todo, las partes metálicas conductoras a tierra que podrían llegar a energizarse accidentalmente, tal como estructuras metálicas, carcasas de máquinas, tanques de transformadores, protectores, etc.
3. Todas las fuentes de corriente de falla tales como pararrayos, banco de capacitores, transformadores y donde sea apropiado, neutros de máquinas y circuitos de potencia.

Evaluación de la resistencia de tierra

Necesidades usuales

Un sistema de puesta a tierra óptimo prové una baja resistencia hacia la Tierra remota para minimizar el incremento de potencial a tierra. Los valores aceptables para un buen sistema de tierra recomendables en Subestaciones son los indicados en la Tabla 3.1.

Tabla 3.1: Valores de resistencia de puesta a tierra en subestaciones. [13]

Denominación	Resistencia de tierra
Subestaciones de transmisión y subtransmisión	1 Ω o menos
Subestación de distribución pequeñas	Desde 1 hasta 5 Ω

Zonas de interés

Los siguientes puntos considerados como zonas de especial interés deben ser aterrizados:

1. Área de servicio
2. Las carcasas metálicas de los equipos eléctricos ya sean estos:

transformadores de potencia, transformadores de medida, interruptores, banco de capacitores, motores, entre otros.

3. Estructuras de los tableros de distribución de alumbrado y fuerza.
4. Soportes metálicos de cuchillas desconectadoras, aisladores de soporte, etc.
5. Cerca metálica de la subestación.
6. Bajante de hilo de guarda.
7. Los pararrayos.
8. Circuitos de comunicación.
9. Los neutros de los transformadores.
10. Tuberías metálicas.

3.2.2. Procedimiento para el Diseño de Mallas de Puesta a Tierra

Los principales pasos que se deben realizar dentro de un diseño de malla de puesta a tierra son los siguientes [7]:

Primer paso: Zona de estudio.

Se debe tener el mapa de la propiedad y el plano general de la localización de la subestación para tener un buen estimado del área a ser aterrizada. El estudio de la resistividad del terreno determinara el perfil de la resistividad y el modelo del terreno necesario (suelo uniforme o de dos capas). [13]

Segundo Paso: Conductor

La sección transversal del conductor es determinada por medio de la Ec.3.1 la corriente de falla debe ser la máxima corriente de falla esperada que puede ser conducida por cualquier conductor del sistema de tierra (falla monofásica o trifásica), y el tiempo, debe ser el tiempo máximo de despeje de la falla. [13]

$$A_{mm^2} = \frac{I_F}{\sqrt{\left(\frac{TCAP \cdot 10^{-4}}{t_f \alpha_r \rho_r}\right) \ln\left(\frac{K_0 + T_m}{K_0 + T_a}\right)}} \quad (3.1)$$

Donde:

I_F : Es la máxima corriente de falla asimétrica [kA]

A_{mm^2} : Es la sección transversal del conductor [mm²]

T_m : Es la temperatura máxima permisible de fusión [°C]

T_a : Es la temperatura ambiente [°C]

T_r : Es la temperatura de referencia de constantes de materiales [°C]

α_0 : Es el coeficiente térmico de resistividad a 0°C [1/°C]

α_r : Es el coeficiente térmico de resistividad a la temperatura de referencia T_r [1/°C]

ρ_r : Es la resistividad del conductor de tierra a la temperatura de referencia [$\mu\Omega \cdot \text{cm}$]

K_0 : Es $1/\alpha_0$ o $(1/\alpha_r) - T_r$ [°C]

t_f : Es el tiempo de duración de la corriente de falla [s]

$TCAP$: Es el factor de capacidad térmica por unidad de volumen obtenido de la Figura 3.1 [J/cm³ * °C]

Se debe tener en cuenta que α_r y ρ_r deben encontrarse a la misma temperatura T_r de referencia la Figura 3.1 proporcionan los datos de α_r y ρ_r a una temperatura de referencia de 20 °C. [13]

Description	Material ^a conductivity (% IACS)	α_r factor ^a at 20 °C (1/°C)	K_0 at 0 °C (0°C)	Fusing ^a temperature T_m (°C)	Resistivity ^a at 20 °C ρ_r ($\mu\Omega\text{-cm}$)	Thermal ^b capacity $TCAP$ [J/(cm ³ · °C)]
Copper, annealed soft-drawn	100.0	0.003 93	234	1083	1.72	3.4
Copper, commercial hard-drawn	97.0	0.003 81	242	1084	1.78	3.4
Copper-clad steel wire	40.0	0.003 78	245	1084 ^c	4.40	3.8
Copper-clad steel wire	30.0	0.003 78	245	1084 ^c	5.86	3.8
Copper-clad steel rod	17.0	0.003 78	245	1084 ^c	10.1	3.8
Aluminum-clad steel wire	20.3	0.00360	258	657	8.48	3.561
Steel, 1020	10.8 ^b	0.003 77	245	1510	15.90	3.8
Stainless-clad steel rod ^c	9.8	0.003 77	245	1400 ^c	17.50	4.4
Zinc-coated steel rod	8.6	0.003 20	293	419 ^c	20.10	3.9
Stainless steel, 304	2.4	0.001 30	749	1400	72.00	4.0

Figura 3.1: Constantes de materiales. [13]

Tercer Paso: Voltajes Permisibles.

Los voltajes permisibles establecidos por la norma IEEE Std. 80-2000 [13] estan estandarizadas para pesos corporales de 50 kg y 70 kg de la persona sometida a peligro los valores de voltaje de paso y de contacto permisibles se determinan por medio de las siguientes ecuaciones [13]:

Para una persona con peso corporal de 50 kg.

Voltaje de paso

$$E_{\text{paso } 50 \text{ kg}} = (1000 + 6C_s \cdot \rho_s) \frac{0,116}{\sqrt{t_s}} \quad (3.2)$$

Voltaje de contacto

$$E_{\text{contacto } 50 \text{ kg}} = (1000 + 1,5C_s \cdot \rho_s) \frac{0,116}{\sqrt{t_s}} \quad (3.3)$$

Para una persona con peso corporal de 70 kg.

Voltaje de paso

$$E_{\text{paso } 70 \text{ kg}} = (1000 + 6C_s \cdot \rho_s) \frac{0,157}{\sqrt{t_s}} \quad (3.4)$$

Voltaje de contacto

$$E_{\text{contacto } 70 \text{ kg}} = (1000 + 1,5C_s \cdot \rho_s) \frac{0,157}{\sqrt{t_s}} \quad (3.5)$$

Donde:

C_s : En este caso es 1 ya que no se tiene prevista una capa superficial.

ρ_s : Resistividad de la capa superficial del terreno al igual sera 1 ya que no se tiene prevista una capa superficial [$\Omega \cdot \text{m}$]

t_s : Tiempo de despeje de la falla [s]

Cuarto Paso: Diseño Preliminar de la malla de puesta a tierra.

El diseño preliminar debe incluir una malla de puesta a tierra, la cual este formada por conductores que permitan el acceso a los conductores de puesta a tierra de los equipos y estructuras. [7]

La separación inicial estimada de los conductores de la malla de tierra, así como la ubicación de los electrodos verticales (varillas de tierra), deben tener como base la corriente I_G y el área de la subestación que será puesta a tierra.

En el sistema de puesta a tierra de subestaciones eléctricas el espaciamiento típico que se considera entre conductores de la malla de puesta a tierra puede estar entre 3 y 15 metros. [7]

Quinto Paso: Resistencia de la malla.

El valor de la resistencia de la malla de puesta a tierra se la puede calcular por varios métodos, en el presente trabajo de titulación se optó por utilizar el método de "DWIGHT", este método es mucho mas largo pero es más exacto.

Para determinar la resistencia de la malla de puesta a tierra con el método mencionado se deben seguir pasos los cuales se detallan a continuación asi como tambien sus respectivas ecuaciones.

1. Resistencia de un conductor de la malla.

$$Rs(x) = \frac{\rho}{2\pi x} \left[\text{Ln} \left(\frac{2 * x}{d/2} \right) + \text{Ln} \left(\frac{x}{h} \right) + \frac{2 * h}{x} - \frac{h^2}{x^2} - 2 \right] \quad (3.6)$$

$$Rs(y) = \frac{\rho}{2\pi y} \left[\text{Ln} \left(\frac{2 * y}{d/2} \right) + \text{Ln} \left(\frac{y}{h} \right) + \frac{2 * h}{y} - \frac{h^2}{y^2} - 2 \right] \quad (3.7)$$

2. Resistencia debida a la interferencia mutua entre los conductores.

$$Ra(x) = \frac{\rho}{2\pi x} \left[\text{Ln} \left(\frac{4 * x}{E} \right) + \frac{E}{2 * x} - \frac{E^2}{16x^2} - 1 \right] \quad (3.8)$$

$$Ra(y) = \frac{\rho}{2\pi y} \left[\text{Ln} \left(\frac{4 * y}{E} \right) + \frac{E}{2 * y} - \frac{E^2}{16y^2} - 1 \right] \quad (3.9)$$

3. Resistencia total de un conductor y n conductores.

$$Rc = Rs(x) + (n - 1)Ra(x) \quad (3.10)$$

$$Rcn = \frac{Rc}{n} \quad (3.11)$$

4. Resistencia Mutua.

$$Ram = (m - 1)Ra(y) + (n - 1)Ra(x) \quad (3.12)$$

5. Resistencia total de un solo conductor de unión.

$$Rcu = Rs(y) + Ram \quad (3.13)$$

6. Resistencia de los m conductores.

$$Rcm = \frac{Rcu}{m} \quad (3.14)$$

7. Una vez realizados los puntos anteriores se puede determinar la resistencia total de la malla.

$$R = \frac{Rcn * Rcm}{Rcn + Rcm} \quad (3.15)$$

Sexto Paso: Corriente máxima de malla I_G .

La corriente máxima de malla I_G , que puede circular en una malla de tierra en casos de falla se determina en la Ec.3.16, Para evitar sobredimensionamiento del sistema de tierra, se utiliza únicamente la porción de la corriente de falla que fluye a través de la malla de tierra y hacia el terreno adyacente. [13]

$$I_G = D_f \times I_g = D_f \times S_f \times I_f \quad (3.16)$$

Séptimo Paso: Potencial Máximo de la Malla (GPR).

La elevación del potencial de tierra (GPR) se calcula por medio de la siguiente ecuación [13]:

$$GPR = I_G \cdot R_g \quad (3.17)$$

Si el valor de la máxima elevación del potencial de tierra en el diseño preliminar está por debajo del voltaje de contacto tolerable por el cuerpo humano, ya no es necesario análisis alguno. Únicamente se requieren conductores adicionales para la puesta a tierra de los equipos. [13]

Octavo Paso: Voltajes de paso y de contacto reales.

Para calcular el voltaje de paso real utilizamos la siguiente ecuación:

$$E_s = \frac{\rho \cdot K_s \cdot K_i \cdot I_G}{L_M} \quad (3.18)$$

Donde:

E_s : El voltaje de paso [V].

ρ : La resistividad del terreno [$\Omega \cdot m$]

K_s : El factor de espaciamiento para el voltaje de paso.

K_i : El factor de corrección para la geometría de la malla.

I_G : La corriente máxima de falla [A].

El factor de espaciamiento para el voltaje de paso K_s se determina mediante la siguiente ecuación [13]:

$$K_s = \frac{1}{\pi} \left[\frac{1}{2h} + \frac{1}{D+h} + \frac{1}{2D+h} + \frac{1}{3D+h} + \dots + \frac{1}{(n-1)D+h} \right] \quad (3.19)$$

El voltaje de contacto se ve expresada en la siguiente ecuación. [13]

$$E_m = \frac{\rho \cdot K_m \cdot K_i \cdot I_G}{L_M} \quad (3.20)$$

Donde:

E_m : Es el voltaje de contacto [V].

K_m : Es el factor de espaciamento para el voltaje de contacto.

L_m : Es la longitud efectiva del conductor de la malla para el voltaje de contacto [m].

El factor de espaciamento para el voltaje de contacto K_m se calcula por medio de la siguiente ecuación.

$$K_m = \frac{1}{\pi} \left[\frac{1}{2} \text{Ln} \left(\frac{D^2}{16hd} \right) + \text{Ln} \left(\frac{3}{4} * \frac{5}{6} * \dots * \frac{(2n-3)}{(2n-2)} \right) \right] \quad (3.21)$$

El factor de ponderación correctivo K_i se determina mediante el numero de varillas que se consideraran en el diseño los cuales pueden ser: [7]

$$k_i = 0,65 + 0,172n \quad n \leq 7 \quad (3.22)$$

$$k_i = 2 \quad n > 7 \quad (3.23)$$

La longitud efectiva del conductor de la malla para el voltaje de contacto L_M se determina mediante la siguiente ecuación. [13]

$$L_M = (N_x * L_x) + (N_y * L_y) \quad (3.24)$$

Donde:

N_x : Número de conductores en paralelo de longitud "x"

L_x : Longitud de la malla "x"(m)

N_y : Número de conductores en paralelo de longitud "y"

L_y : Longitud de la malla "y"(m)

Noveno y Décimo Paso: Voltajes de paso y de contacto reales.

Sí los voltajes de paso y de contacto reales calculadas son menores que los voltajes de paso y de contacto admisibles por el cuerpo humano, el diseño necesita solamente proporcionar la puesta a tierra de los equipos y se puede dar por concluido el

diseño. De no ser así el diseño tiene que ser revisado como lo indica el paso 11. [13]

Undécimo y Duodécimo Paso : Acciones de mejora.

Sí se exceden los límites admisibles de los voltajes de paso o de contacto, se requerirá de una revisión del diseño de la malla. Ésta revisión debe incluir pequeños espaciamientos entre conductores, electrodos de aterrizaje adicionales, incrementar el área ocupada por la malla, etc. [13]

3.3. Diseño propuesto del sistema de puesta a tierra de la subestación ALAO.

De acuerdo al procedimiento citado anteriormente se procede a realizar el diseño del sistema de puesta a tierra teniendo como fin calcular la resistencia mínima que debe tener la malla con la finalidad de asegurar el funcionamiento de las protecciones, evitar sobrevoltajes producidos por descargas atmosféricas, maniobras, fallas del sistema y sobretodo la seguridad del personal de la subestación. [7]

Los aspectos que intervienen en el diseño de la malla son:

- Resistividad del terreno.
- Voltajes de paso y contacto permisible.
- Configuración de la malla.
- Tiempo máximo de despeje de falla.
- Conductor de la malla.
- Profundidad de la malla.

Estudio de resistividad del terreno

La resistividad del terreno es un factor muy importante en el valor de la resistencia de puesta a tierra de un sistema es necesario desde el punto de vista técnico, partir de un estudio comprobatorio de las características eléctricas del terreno para evaluar un sistema de tierra.

Equipo de medición

Para realizar la medición de resistencia del terreno en donde se ubicará la subestación eléctrica y por ende la malla de puesta a tierra se utilizó el instrumento de medida con el que cuenta el departamento de distribución de la EERSA, denominado "**TELURÓMETRO FLUKE 1625-2**" las especificaciones de este equipo se detallan en [14].

Método de las 4 picas de Wenner

Este método consiste en calcular la resistividad aparente del terreno colocando en el suelo los cuatro electrodos, o picas, en línea recta a distancias iguales tal como se observa en la Figura 3.2 [14].

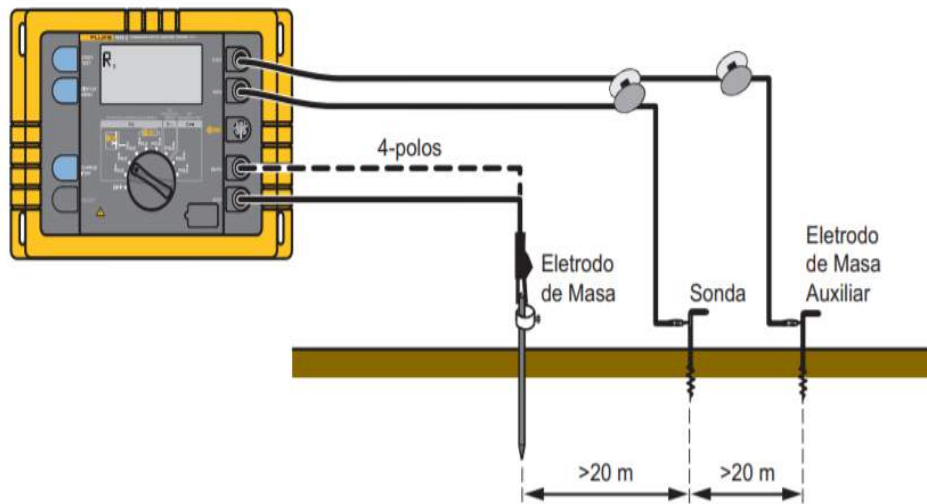


Figura 3.2: Método de medición de Wenner con Fluke 1625-2.[14]

Las picas deben estar a una profundidad de $1/20$ de la distancia entre ellas, para así aplicar la teoría del método de Wenner para calcular la resistividad del terreno en la que establece que si la profundidad a la que se clava el electrodo de prueba se mantiene pequeña comparado con la distancia entre electrodos, se aplica la siguiente ecuación [15]:

$$\rho = 2 \cdot \pi \cdot a \cdot R \quad (3.25)$$

Donde:

ρ : Es la resistividad del terreno a una profundidad [$\Omega \cdot m$]

a : Es la distancia entre picas [m]

R : Es la resistencia del terreno medida [Ω]

Se deben tomar lecturas con diferentes distancias entre electrodos y en diferentes lugares (a 0 y 90 grados) como se observa en la Figura 3.3 para al momento de obtener un promedio con la misma separación de las picas entre la medida a 0 y 90 grados se tenga una mejor precisión en la resistividad del terreno. [14]

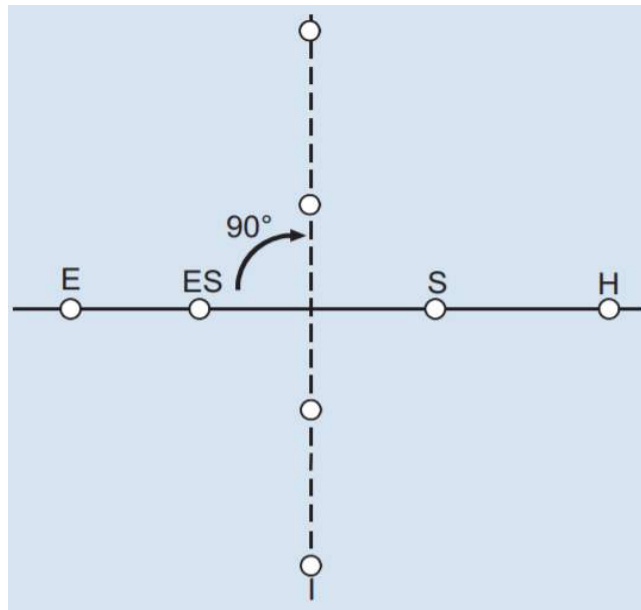


Figura 3.3: Variación de posición de los electrodos. [14]

Medición de la resistencia del terreno de la subestación de la central hidroeléctrica ALAO.

En la Tabla 3.2 se muestra los valores de resistencia del terreno obtenidos con el instrumento de medida que se muestra en la Figura 3.2, este cuadro también presenta las distancias en las cuales se realizaron las mediciones tanto en el ángulo de 0 y 90 grados, y al final el promedio de cada uno de ellos, y como parte adicional la Figura 3.4 muestra la gráfica de comportamiento de la resistividad del terreno conforme varía la distancia de separación de los electrodos.

Tabla 3.2: Valores de resistencia y resistividad del terreno.

RESISTENCIA	DISTANCIA ENTRE PICAS	RESISTIVIDAD [Ω/m]
MEDIDA 1 A 0°		
14.16	2	177.9
5.74	4	144.3
1.60	8	80.4
MEDIDA 1 A 90°		
15.37	2	193.1
7.5	4	188.5
1.98	8	99.5
MEDIDA 2 A 0°		
12.81	2	161.0
6.96	4	174.9
2.7	8	135.7
MEDIDA 2 A 90°		
13.52	2	169.9
7.03	4	176.7
3.08	8	154.8
PROMEDIO		
13.965	2	175.5
6.8075	4	171.1
2.34	8	117.6

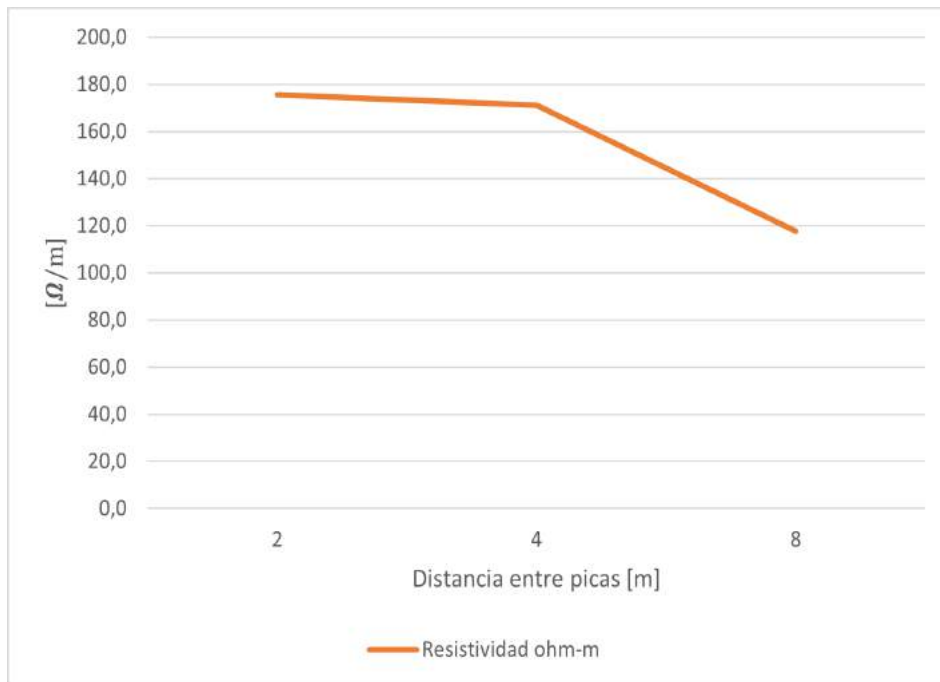


Figura 3.4: Comportamiento de la resistividad del terreno en diferentes distancias.

Como se mencionó con anterioridad. La Norma IEEE Std.80-2000 [13] establece que la resistividad medida a una distancia de separación entre picas representa la resistividad del terreno a una profundidad igual a la distancia de separación de los electrodos, de igual forma la misma Norma establece los rangos de profundidad al que debe estar enterrada la malla el cual indica que van de 0.5 a 1.5 [m], para este

diseño se establece que la malla estará enterrada a una profundidad de $x=0.8$ [m], con estos datos se evalúa la resistividad definitiva del terreno la cual obtenemos realizando una interpolación cuadrática de los valores promedio de resistividad obtenidos y la profundidad “x” en el software MATLAB, como se muestra en la Figura 3.5, obteniendo un valor de resistividad de $\rho=170.99$ [Ω/m].

```

Command Window
***UNIVERSIDAD POLITECNICA SALESIANA***

INTERPOLACION POLINOMIAL DE NEWTON

Ingrese el grado del polinomio, n = 2
Se necesitan 3 puntos

Ingrese los puntos
x0 = 2
y0 = 175.5
x1 = 4
y1 = 171.1
x2 = 8
y2 = 117.6
LA MATRIZ DE DIFERENCIAS DIVIDIDAS ES:
175.5000      0      0
171.1000    -2.2000      0
117.6000   -13.3750   -1.8625

EL POLINOMIO DE NEWTON ES
          2
359 x   149 x
----- - ----- + 165
   40      80

Ingrese el valor de x a interpolar, x = 0.8
EL VALOR INTERPOLADO ES 170.99
fx >>

```

Figura 3.5: Cálculo de resistividad de terreno.

Factor de decremento D_f

El factor de decremento depende del tiempo de despeje de la falla que se prevé para los equipos de interrupción de la subestación. Según la Norma IEEE Std.80-2000 [13], indica los valores para el factor de decremento D_f , los cuales se muestran en la Tabla 3.3.

Tabla 3.3: Valores de factor de decremento.[13]

TIEMPO DE DESPEJE DE LA FALLA	FACTOR DE DECREMENTO D_f
0.75 s	1.03
0.5 s	1.05
0.2 s	1.12
0.1 s	1.23

Factor de división de la corriente de falla S_f

El valor de S_f se puede determinar siguiendo cualquiera de los métodos recomendados por la Norma IEEE Std.80-2000 [13]. En el presente trabajo de titulación se determina mediante el método gráfico teniendo en cuenta los parámetros definidos de nuestro diseño.

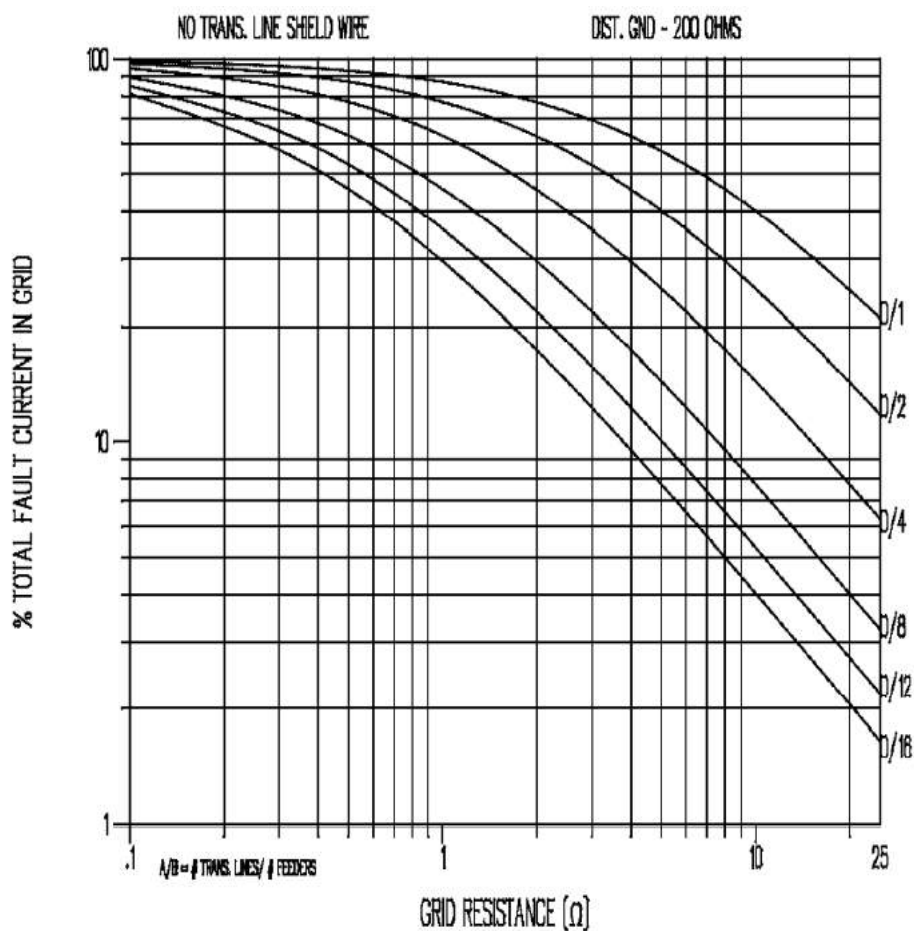


Figura 3.6: Curva para aproximar el factor de división S_f . [13]

Aplicación de metodología de diseño.

Zona de estudio.

La malla de puesta a tierra estará instalada en el terreno donde se construirá la subestación a una profundidad de 0.8 metros. Las dimensiones definidas para la malla de puesta a tierra son de 32 metros de largo y 16 metros de ancho obteniendo un área total de 576 m².

Conductor.

Para obtener el calibre del conductor se aplica la Ec.3.1 en donde es necesario calcular el valor de la máxima falla asimétrica I_F , para lo cual se necesita conocer la corriente máxima de falla a tierra la misma se determinó en el capítulo 2 y se muestra en la Figura 2.1 el cual tiene un valor de 16.82 kA, también se necesita conocer el factor de decremento D_f , dicho valor se muestra en la Tabla 3.3 teniendo en cuenta el tiempo de despeje de falla de 0.1[s] (**Valor establecido por la EERSA**) se obtiene un factor D_f de 1.23, por consiguiente la corriente máxima de falla asimétrica es de 20.68 [kA].

Para la construcción de la malla de puesta a tierra se considera necesario el uso de alambre de cobre trenzado duro con sus respectivas características del material las cuales se indican en la Figura 3.1. Con estos datos y aplicando la Ec.3.1 se obtiene un conductor de $Amm^2 = 70,509[mm^2]$.

Una vez realizado el cálculo se tiene un conductor de calibre 2/0. La Norma IEEE Std.80-2000 [13] recomienda un conductor de calibre 4/0 como mínimo debido a las condiciones mecánicas y requisitos de dureza.

Voltajes Permisibles.

Para garantizar la seguridad de la persona la Norma IEEE Std.80-2000 [13] determina la importancia de colocar una pequeña capa superficial de grava (piedra triturada), de tal manera que ésta pequeña capa superficial incremente el límite de los voltajes de paso y de contacto permisibles.

En este trabajo de titulación se dimensionó los voltajes permisibles según el criterio para una persona con peso corporal de 70 kg, aplicando las Ec. 3.4 y 3.5 se obtiene los resultados que se muestran en la Tabla 3.4.

Con una resistividad de 171 [Ω/m]

Tabla 3.4: Voltajes de paso y contacto permisibles para una persona de 70 kg.

Voltaje de paso	1005.86 V
Voltaje de contacto	623.824 V

Diseño Preliminar de la malla de puesta a tierra de la subestación ALAO.

Teniendo en cuenta las dimensiones de la malla de puesta a tierra las cuales se mencionó en el apartado de área de estudio se procede a realizar el diseño.

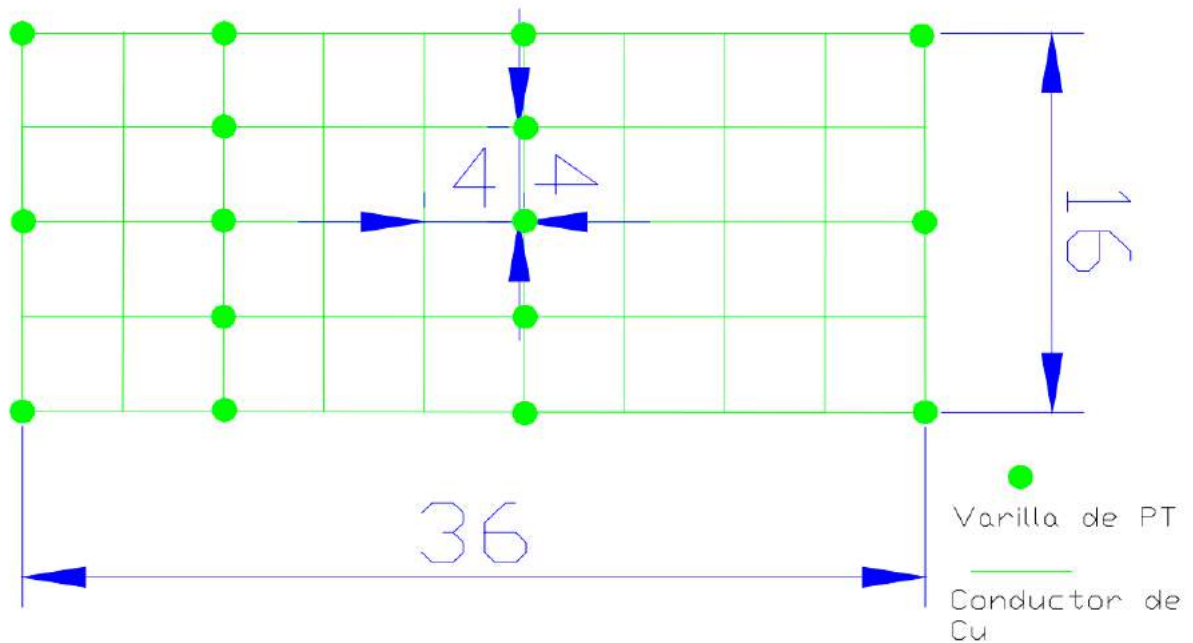


Figura 3.7: Malla de puesta a tierra rectangular de la Subestación Alao.

Resistencia de la malla.

Para calcular la resistencia de la malla de puesta a tierra con el método de DWIGHT, se siguen los 7 pasos que se mencionaron anteriormente, para los cuales se aplican las Ec.3.6 hasta la Ec.3.15.

Teniendo como datos los siguientes valores que se muestran en la Tabla 3.5 aplicamos los 7 pasos mencionados y calculamos la resistencia de la malla de puesta a tierra.

Tabla 3.5: Parámetros utilizados para el cálculo de resistencia de malla de puesta a tierra.

Longitud de la malla x (m)	36
Ancho de la malla y (m)	16
Profundidad de la malla h (m)	0.8
Número de conductores en paralelo de longitud "x"n	9
Número de conductores en paralelo de longitud "y"m	4
Espaciamiento entre conductores D (m)	4
Long. total del conductor a usarse para la malla L (m)	388
Resistividad del suelo ρ (Ω/m)	171
K_n	2.191
K_m	2.430
E_x	8.764
E_y	9.72

Obteniendo como resultado una Resistencia de $R_g=1.76[\Omega]$.

Como se indica en la Tabla 3.1 la norma establece para este tipo de subestaciones una resistencia de 1Ω o menos por lo que se concluye que **NO CUMPLE**.

Para solucionar este inconveniente se prevé el cambio de la capa del suelo en toda el área donde se instalará la malla de puesta a tierra a una profundidad de 1 metro por **Tierra Negra ya que este tipo de suelo tiene una resistividad de $50 [\Omega/m]$** .

Manteniendo la misma configuración de la malla y considerando el nuevo valor de resistividad se vuelve a realizar el cálculo de resistencia de puesta a tierra donde obtenemos un valor de Resistencia de $R_g=0.515[\Omega]$. Haciendo referencia a la misma tabla se concluye que **SI CUMPLE**.

Para continuar con el estudio se repite el cálculo de los voltajes de paso y contacto permisibles o tolerables con el nuevo valor de resistividad, obteniendo los valores mostrados en la Tabla 3.6

Con una resistividad de $50 [\Omega/m]$

Tabla 3.6: Voltajes de paso y contacto permisibles para una persona de 70 kg.

Voltaje de paso	14894 V
Voltaje de contacto	37235 V

Corriente máxima de malla I_G .

Para calcular el (I_G) usamos la Ec.3.16 donde conocemos los valores de (D_f), (I_f) y tenemos como incógnita el factor de división de corriente de falla (S_f) para lo cual se lo determina mediante el método gráfico que se presenta en la Figura 3.6, se obtiene un factor de 0.6, entonces conociendo todos los parámetros se procede a calcular y como resultado tenemos un $I_G = 12413 \text{ V}$.

Potencial Máximo de la Malla (GPR).

El potencial máximo de la malla (GPR) es obtenido por la Ec.3.17

Obteniendo como resultado: GRP=6392 V

Voltajes de paso y de contacto reales.

Para calcular los voltajes de paso y contacto reales se aplican las Ec.3.18 y 3.20, respectivamente, para los cuales se utilizan los valores que se muestran en la Tabla 3.7

Tabla 3.7: Datos para el cálculo de voltajes de paso y contacto reales.

Denominación	Valor	Referencia
h	0.8	
D	4	
d	0.0133	
n	9	
K_s	0.394	Ec.3.19
K_i	2	Ec.3.23
I_G	12413	Ec.3.16
L_M	388	Ec.3.24
K_m	0.426	Ec.3.21

Usando los datos mostrados en la Tabla 3.7, se obtienen los voltajes de Paso y Contacto Reales las cuales se muestran en la Tabla 3.8.

Tabla 3.8: Voltajes de paso y contacto reales.

Voltaje de paso	1260.9
Voltaje de contacto	1363.1

Control de seguridad.

Para que el diseño se considere apropiado se debe realizar la siguiente interpretación:

VOLTAJES PERMISIBLES >VOLTAJES REALES

Una vez realizado este análisis se concluye que cumple con las normas de seguridad y por lo tanto el diseño se considera apropiado.

Parámetros finales obtenidos del diseño de la malla.

En la Tabla 3.9 se muestran los parámetros finales que tendrá la nueva malla de puesta a tierra.

Tabla 3.9: Valores finales del diseño de malla de puesta a tierra.

Denominación	Valor
Dimensión de la malla	36 X 16 m
Espaciamiento entre conductores	4 m
Conductor de la malla de puesta a tierra	Cable de Cu desnudo duro 4/0 7H
Número de varilas	16
Resistencia de malla de puesta a tierra	0.515 Ω
Voltaje de paso tolerable	14894 V
Voltaje de contacto tolerable	37235 V
Voltaje de paso real	1260.9 V
Voltaje de contacto real	1363.1 V
Potencial máximo de malla (GRP)	6392 V

Diseño Preliminar de la malla de puesta a tierra para el transformador de servicios auxiliares tipo Pad Mounted.

La resistencia de la malla de puesta a tierra para este tipo de transformadores **debe ser menor a 20 ohmios**, por tal motivo usando los datos de la Tabla 3.10 y el método de DWIGHT que se aplicó anteriormente se procede a realizar el cálculo de resistencia de la malla.

Tabla 3.10: Valores del diseño de malla de puesta a tierra del transformador de servicios auxiliares.

Denominación	Valor
Dimensión de la malla	2 X 2 m
Espaciamiento entre conductores	1 m
Conductor de la malla de puesta a tierra	Cable de Cu desnudo duro 2 7H
Número de varilas	4
Resistencia de malla de puesta a tierra	13.01 Ω
Profundidad de la malla	0.8

Obteniendo una resistencia menor a 20 ohmios en el diseño de la malla de puesta a tierra del transformador se procede a conectar con la malla principal, la misma

que se puede apreciar en el ANEXO 6.4.

3.4. Diseño del sistema de apantallamiento contra descargas atmosféricas de la subestación ALAO.

3.4.1. Generalidades

Las subestaciones eléctricas instaladas a la interperie, el personal y los equipos localizados en sus predios son los mas expuestos a una descarga atmosférica (rayo), de tal forma que, para protegerlos hay que proveer de elementos y dispositivos para que la descarga se conduzca a tierra sin afectar a ninguno de los elementos y dispositivos mencionados.[16]

Punta captadora tipo Franklin.

Este tipo de descargadores son usados para la protección de las instalaciones contra descargas eléctricas directas, este crea una región ionizada alrededor suyo para poder interceptar la predescarga del rayo sobre si, y por lo tanto absorbe la corriente de descarga y la encamina hacia la tierra. Este elemento debe instalarse en el punto mas alto de las torres de la subestación.[16]

Cable de guarda.

El cable de guarda es utilizado con mayor frecuencia para apantallamiento de subestaciones eléctricas y líneas de transmisión, generalmente son de acero y se instalan encima de los conductores de fase y equipos de suma importancia por su funcionalidad y precio económico, el proceso de cálculo de apantallamiento con este método de detalla mas adelante.[16]

El estudio de apantallamiento de la subestación Alao se basa a la Norma que se indica a continuación.

- IEEE Std 998-2012. Guide for Direct Lightning Stroke Shielding of Substation. (Guía para protección de subestaciones contra descargas atmosféricas).

El diseño de Protección contra descargas atmosféricas de esta subestación está basado en el Modelo Electro-Geométrico (EGM) con Puntas Franklin y cable de guarda. [17]

Para aplicar el método de la esfera rodante se necesita conocer el radio de la esfera ficticia "S", el cual está relacionado con la magnitud de la corriente del rayo y de un coeficiente k que se considera para diferentes distancias de descarga hacia los mástiles, descargas hacia conductores y al suelo, dicho radio se determina mediante la siguiente ecuación [17]:

$$S = 8 \cdot k \cdot I_S^{0,65} \quad (3.26)$$

Donde:

S : Distancia de descarga [m].

I : Corriente de descarga [kA].

k : Coeficiente que considera diferentes distancias de descarga hacia los mástiles, descargas hacia conductores, y al suelo.

Se utiliza un valor de $k=1$ en caso de cable de guarda, y $k=1.2$ en el caso de mástiles o punta Franklin.

Para la aplicación del EGM se debe desarrollar en vistas lateral y superior de la subestación, también se necesita introducir algunas relaciones adicionales antes de diseñar una zona de protección para el equipo de la subestación.

Estas relaciones toman en cuenta los valores críticos del BIL, también puede ser elegido de acuerdo a otras características eléctricas como el voltaje polaridad negativa C.F.O (impulse critical Flashover). En el presente trabajo de titulación se usa el valor del BIL, calculado en el capítulo 2 y mostrado en la Tabla 2.18, por lo tanto la corriente de descarga admisible se determina mediante la siguiente ecuación:

$$I_S = \frac{2,2(BIL)}{Z_S} \quad (3.27)$$

Donde:

I_S : Es la corriente de descarga admisible [kA].

BIL : Es el nivel básico de aislamiento de los equipos a ser protegidos [kV].

Z_S : Es la impedancia de la línea que surge bajo el efecto corona [Ω].

Para realizar el cálculo de la impedancia de la línea que surge bajo el efecto corona Z_S en ohmios se utiliza la siguiente ecuación. [17]

$$Z_S = 60 \cdot \sqrt{\text{Ln} \left(\frac{2 \cdot h}{R_c} \right) \cdot \text{Ln} \left(\frac{2 \cdot h}{r} \right)} \quad (3.28)$$

Donde:

h : Es la altura promedio de la barra o conductor de fase [m].

r : Es el radio del conductor de fase [m].

R_c : Es el radio del efecto corona que surge en el conductor de fase [m].

El radio del efecto corona que surge en el conductor se calcula mediante la siguiente ecuación:

$$R_c \cdot \ln \left(\frac{2 \cdot h}{R_c} \right) - \frac{V_c}{E_o} = 0 \quad (3.29)$$

Donde:

V_c : Valor de BIL

E_o : Limitante del gradiente del efecto corona, se toma igual a 1500 kV/m.

Probabilidad de falla.

El cálculo para demostrar que con el diseño planteado se consigue un apantallamiento óptimo se basa en la probabilidad de que una descarga atmosférica pueda penetrar el sistema de apantallamiento y llegue a los equipos, en subestaciones esta probabilidad debe ser menor a 1 %, y se determina mediante la siguiente ecuación:

$$P(I) = \frac{1}{1 + \left(\frac{I_s}{24} \right)^{2,6}} \quad (3.30)$$

3.4.2. Cálculo de apantallamiento con punta franklin.

Para el apantallamiento de la subestación con punta franklin **en vista lateral** se calcularon los siguientes valores que se muestran en la Tabla 3.11:

Tabla 3.11: Valores calculados para el apantallamiento con punta Franklin.

Denominación	Valor
h	14.85 m
R_c	0.031 m
Z_S	411.89 Ω
I_S	1.735 kA

Una vez tomados estos valores y aplicados a la Ec.3.26 se obtiene un radio de la esfera ficticia de **S=13.73 [m]**.

Para el apantallamiento de la subestación tanto con punta franklin y cable de guarda en vista superior se necesita conocer ciertos datos para realizar un análisis adicional para el cual los datos necesarios se muestran en la Tabla 3.12:

De la misma forma en la Figura 3.8 se indica de manera gráfica el área protegida desde una vista superior.

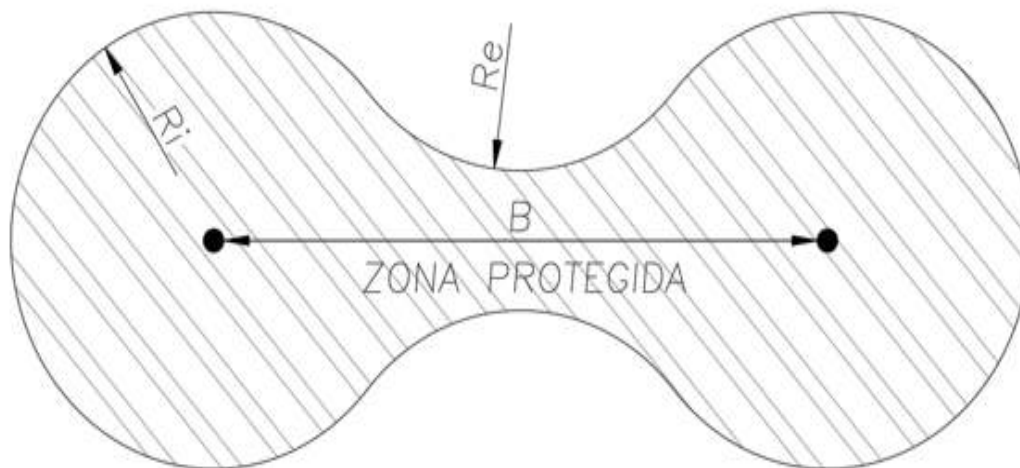


Figura 3.8: Área protegida desde la vista superior

Donde:

R_e : La circunferencia que une la zona de protección de cada mástil.

R_i : La distancia máxima que alcanza a proteger la circunferencia a la altura del equipo.

B : Distancia máxima entre 2 mástiles que asegure la protección de la altura del equipo.

A continuación muestra la ecuación para determinar el radio externo R_e el cual se utiliza para unir 2 circunferencias de protección. [17]

$$R_e = \sqrt{S^2 - (S - A_1)^2} \quad (3.31)$$

Donde:

A_1 : Altura del equipo a proteger.

S : Radio de la esfera ficticia.

Tabla 3.12: Datos para apantallamiento con punta Franklin en vista superior.

Denominación	Valor
Altura de punta Franklin	1.6 m
Altura de instalación de punta Franklin	13.25 m
Radio externo R_e	9.69 m
Distancia máxima de protección según altura del equipo R_i	4 m
Altura de equipos a proteger (A_1)	4 m

3.4.3. Cálculo de apantallamiento con cable de guarda.

Para subir el nivel de confiabilidad en la protección de los equipos se propone colocar cable de guarda sobre los equipos de patio que son los transformadores y disyuntores de la subestación para el cual se calcularon los siguientes valores que se muestran en la Tabla 3.13:

Tabla 3.13: Valores calculados para el apantallamiento con cable de guarda.

Denominación	Valor
h	11.45 m
R_c	0.033 m
Z_S	392.36 Ω
I_S	1.822 kA

Una vez tomados estos valores y aplicados a la Ec.3.26 se obtiene un radio de la esfera ficticia de **S=11.81 [m]**.

Bajo el mismo criterio descrito anteriormente, en la Tabla 3.14 se muestra los valores para el cálculo en vista superior con cable de guarda.

Tabla 3.14: Datos adicionales de apantallamiento con cable de guarda en vista superior.

Denominación	Valor
Altura de instalación del Aislador	11.45 m
Radio externo R_e	8.86 m
Distancia máxima de protección según altura del equipo R_i	2.95 m
Altura de equipos a proteger (A_1)	4 m

Análisis de Resultados

En el ANEXO 3.1 se muestra la zona de apantallamiento de la subestación ALAO con punta Franklin y cable de guarda tanto en vista lateral y superior. Así como también las distancias de instalación de ambos, donde se aprecia que los radios de protección en ambos casos cubren de forma adecuada las instalaciones de la subestación.

Una vez realizado el proceso de cálculo de apantallamiento y aplicando la Ec. 3.30, **se obtiene la probabilidad de falla de $P(I)=0.13\%$** concluyendo que el diseño del sistema de apantallamiento brinda un nivel de confiabilidad ALTO.

Una vez determinados estos resultados se ha considerado la instalación de un sistema de apantallamiento contra descargas atmosféricas en la parte superior de los equipos en las estructuras metálicas utilizando cable de acero galvanizado de 3/8 pulgadas. [5]

4. Capítulo 4: SISTEMA DE SERVICIOS AUXILIARES DE CORRIENTE DIRECTA (DC) Y CORRIENTE ALTERNA (AC)

4.1. Generalidades

Los sistemas de servicios auxiliares tanto en corriente alterna (Ac) y corriente directa (Dc) son indispensables en subestaciones eléctricas, estos sistemas proporcionan respaldo para evitar que problemas menores se conviertan en catástrofes. Es función de los llamados servicios auxiliares (SA) resolver contingencias tales como reacción y respuesta ante apagones generales (Blackout). En este caso se requiere disponer de potencia auxiliar lo cual se conoce como sistema de arranque en negro (blackstart) necesario para reiniciar el sistema de alimentación principal de una instalación y permitirle retomar las operaciones normales después de la interrupción. [18]

Los sistemas de corriente directa, se utilizan para dar energía a sistemas que no pueden sufrir interrupciones debido a su importancia en los sistemas de control, protección y medición de una subestación eléctrica, los cuales estarán conformados por un banco de baterías y un cargador de baterías. [7]

El suministro de energía para los servicios auxiliares AC se realizará desde un transformador trifásico tipo pedestal con un voltaje en el lado primario de 2400 V y un voltaje en el lado secundario de 220/127 V, el cual a más de abastecer el suministro de corriente alterna mencionado anteriormente, abastecerá al cargador de baterías, para el suministro del sistema de corriente continua a través de un banco de baterías a 125 Vdc. [7]

4.2. Determinación de sistema de servicios auxiliares en AC.

Selección del transformador

Como primer paso determinamos la carga estimada en el área de Subestación.

Tabla 4.1: Planilla de cargas en AC de la subestación ALAO.

Denominación	Potencia [W]	Cantidad	Potencia Total [W]
Celdas de medio voltaje	80	10	800
Disyuntores SF6 a 69 kV	80	3	240
Seccionadores de línea	80	4	320
Seccionador Bypass	80	1	80
Transformador de potencia	80	2	160
Circuito de iluminación cuarto de celdas	120	1	120
Circuito de fuerza cuarto de celdas	600	1	600
Cargador de Baterías	5180	1	5280
TOTAL			7600 [W]

Como se puede apreciar en la Tabla 4.1 una vez sumadas las potencias en AC siendo la mayor potencia consumida la del cargador de baterías la cual se estima de acuerdo a la potencia que será requerida en el área de la subestación por el banco de baterías la misma se puede apreciar en la Tabla 4.2, la potencia total estimada en el área de subestación en AC es de 7600 [W]. A su vez según el dato proporcionado por el departamento de Generación la potencia en el área de Generación es de 15060 [W], una vez conocidas ambas potencias tenemos una potencia total de 22660 [W], con este dato se podría estimar un transformador con una potencia de 30 [KVA].

Pero para la selección de la capacidad del transformador se toma el dato sugerido por el **Departamento de Generación de la EERSA** de acuerdo a esto se ha considerado la instalación de un transformador trifásico tipo pedestal Pad Mounted de: **2.4 kV a 220/127 V, 100 KVA.**

Tableros de distribución AC.

Desde estos tableros se cubrirá los requerimientos de las demandas de energía de la subestación y el área de Generación. Los tableros están compuestos por interruptores termomagnéticos para proteger las cargas que componen los servicios auxiliares en AC de ambos sistemas. La alimentación a estos tableros llegará desde el lado de bajo voltaje del transformador trifásico de servicios auxiliares para cada sistema (Subestación y Generación). El diagrama unifilar donde consta la descripción del circuito con su respectiva protección se muestra en el ANEXO 4.1.

Cálculo y selección de conductores eléctricos.

El objetivo de cálculo y selección de los conductores eléctricos para los servicios auxiliares es encontrar los calibres AWG que cumplan con los requisitos necesarios de un sistema confiable y económico, evitando un sobredimensionamiento de los

mismos. Para la correcta selección de un conductor eléctrico se debe considerar la capacidad de conducción de corriente eléctrica y el valor máximo de la caída de voltaje. [7]

Cálculo de acometida para energización del transformador de S.A.

El valor eficaz de la intensidad de corriente nominal del circuito no tendrá que ocasionar un incremento de temperatura superior a la especificada para cada tipo de cable. La caída de voltaje también debe ser considerada para la selección de conductores eléctricos, para evitar que a los equipos receptores no les llegue un voltaje demasiado bajo para su funcionamiento normal, para este dimensionamiento se opta por obtener una caída de voltaje máximo de 1%. [7]

Debido a que la distancia donde se toma la alimentación en medio voltaje para energizar el transformador es menor a 10 metros no es necesario calcular por el método de caída de voltaje pero por seguridad se lo realizará utilizando las Ec.4.4 y 4.5.

Cálculo por el método de corriente para sistemas trifásicos.

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} * V} \quad (4.1)$$

Cálculo por el método de corriente para sistemas monofásicos.

$$I = \frac{P}{V} \quad (4.2)$$

Cálculo por el método de caída de voltaje.

$$\Delta V = I_x * R * L * \text{Cos}\phi + I_x * X * L * \text{Sen}\phi \quad (4.3)$$

Si $X=0$ y $\text{Cos}\phi = 1$ en condiciones ideales.

$$\Delta V = I_x * R * L \quad (4.4)$$

Donde:

ΔV : Es la caída de voltaje.

I_x : Es la corriente.

R: Es la resistencia del conductor [Ω /Km].

L: Es la Distancia [Km].

La caída de voltaje en % se determina mediante la siguiente ecuación:

$$\Delta V \% = \frac{\Delta V}{V} * 100 \quad (4.5)$$

Teniendo en cuenta que el punto de conexión en medio voltaje es la proveniente de uno de los grupos Generadores, se determina que, el calibre de conductor adecuado para la energización del transformador de S.A en AC es:

Datos:

P=100 KVA.

V=2.4 kV.

Cálculo por corriente.

Aplicando la Ec. 4.1 con los datos indicados obtenemos una corriente de **24.05 [A]**, por lo que se tiene un conductor XLPE Cu #8 AWG 5 kV. [19]

Cálculo de caída de voltaje.

Aplicando la Ec. 4.4 y posteriormente la Ec. 4.5 obtenemos una caída de voltaje de 0.02 %.

Cálculo de acometidas para tableros de distribución AC.

Tablero de distribución del área de Subestación (TD-SB)

La distancia donde se toma la alimentación en Bajo voltaje para energizar el tablero de distribución del área de subestación es de 12 metros, el calibre del mismo se determina a continuación.

Datos:

P=7420 W.

V=120 V.

Aplicando la Ec. 4.2 con los datos indicados obtenemos una corriente de **61.83 [A]**, por lo que se tiene un conductor SUPERFLEX #6 AWG 1kV. Debido a que

la potencia mencionada es solo un aproximado más no un valor real se opta por usar un conductor de mayor capacidad de tipo SUPERFLEX #4 AWG 1kV.

Aplicando la Ec. 4.4 y posteriormente la Ec. 4.5 obtenemos una caída de voltaje de 0.49 %.

Tablero de distribución del área de Generación (TD-GE)

El tablero de distribución del área de Generación actualmente está en funcionamiento por lo que no requiere el dimesionamiento de acometida por lo que se mantiene el conductor instalado tipo SUPERFLEX #4/0 AWG 1kV.

Conductores eléctricos para el cuarto de celdas

El cuarto de celdas consta de 1 circuito de fuerza y 1 de iluminación para los cuales se utilizarán los siguientes conductores AWG Cu #12 para el circuito de fuerza, AWG Cu #14 para el circuito de iluminación y AWG Cu #16 para el sistema de tierra.

Conductores eléctricos para energizar el equipamiento de las Celdas de MV.

Independientemente de la potencia de consumo baja que tiene el equipamiento de las celdas, el Departamento de Generación de la EERSA sugiere el calibre de conductor AWG Cu #12. Para la alimentación de AC de los mismos.

4.3. Determinación de sistema de servicios auxiliares en DC.

La teoría y cálculos para dimensionar el banco de baterías de la subestación ALAO están basados en las siguiente Norma:

- Norma IEEE Std 485-2020 Recommended Practice for Sizing Lead-Acid Batteries for Stationary Applications.

Cálculo de carga para el banco de baterías en el área de Subestación

En la Tabla 4.2 se detallan los equipos y potencias que forman parte de la subestación.

Tabla 4.2: Planilla de circuitos auxiliares DC de la subestación ALAO.

Denominación	Potencia [W]	Cantidad	Potencia Total [W]
Control de Disyuntor SF6 a 69 kV	500	3	1500
Concentrador de señales de trafo.	200	2	400
Relé de protección de transformador	125	2	250
Celdas de medio voltaje	30	10	300
Relé de protección de barra	125	1	125
Motor del Disyuntor	735	3	2205
Motor del seccionador de línea	100	4	400
Motor del seccionador Bypass	100	1	100
TOTAL			5280 [W]

Para realizar el dimensionamiento del banco de baterías se necesita clasificar las cargas en, momentáneas de 1 minuto, cargas continuas de 12 horas y momentáneas de 10 minutos. En las tablas que se muestran a continuación se encuentran distribuidas las cargas según el tipo de carga de acuerdo a la Tabla 4.2. [20]

Tabla 4.3: Cargas momentaneas DC de 1 minuto.

Denominación	Corriente [A]
Control de Disyuntor SF6 a 69 kV	12
Total	12

Tabla 4.4: Cargas continuas DC de 12 horas.

Denominación	Corriente [A]
Concentrador de señales de trafo.	3.2
Relé de protección de transformador	2
Celdas de medio voltaje	2.4
Relé de protección de barra	1
Total	8.6

Tabla 4.5: Cargas continuas DC de 10 minutos.

Denominación	Corriente [A]
Motor del Disyuntor SF6 a 69 kV	17.64
Motor del seccionador de línea	2.4
Motor del seccionador Bypass	0.8
Total	20.84

A continuación se presenta los ciclos de descarga para la determinación de la autonomía del banco de baterías para el caso de estudio de acuerdo a la clasificación de cargas detalladas en las tablas anteriores.

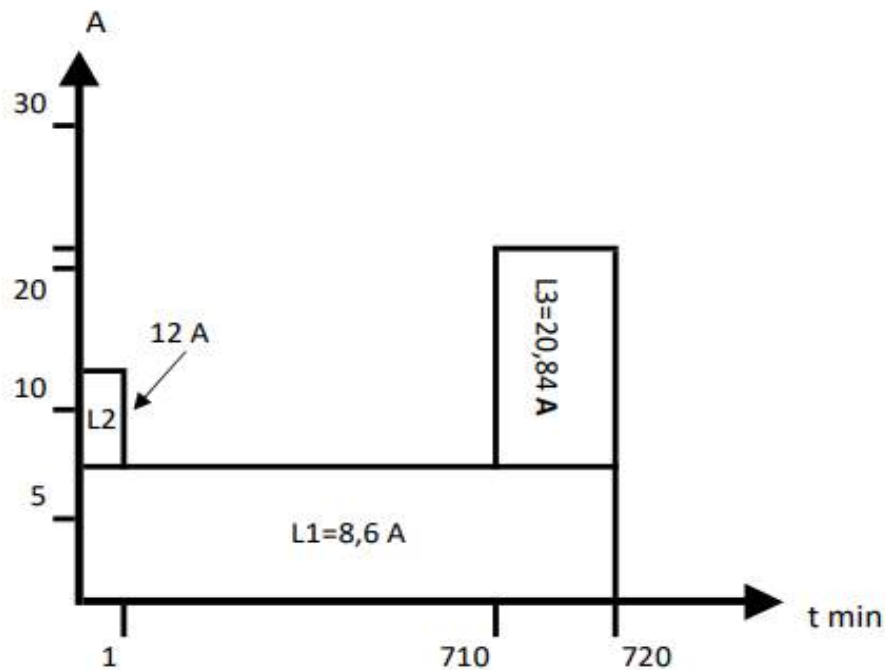


Figura 4.1: Diagrama de secuencia de cargas.

Autonomía del banco de baterías.

Según la Norma IEEE Std. 485-2020 [20] establece la siguiente fórmula para obtener la autonomía de descarga en amperios-hora.

$$C = K_1 I_1 + K_2 (I_2 - I_1) + K_3 (I_3 - I_2) \quad (4.6)$$

Donde:

C : Autonomía de descarga del banco de baterías [A-h].

K : Constante para cada ciclo.

I : Corriente de cada ciclo [A].

La constante K para cada ciclo de descarga se obtiene mediante un metodo gráfico los cuales se muestran en la Figura 4.2 y Figura 4.3 para 10 min, 720 min y 719 min. Obteniendo los siguientes factores: [7]

Tabla 4.6: Factores K determinados.

Tiempo [min]	K
720	11
719	11
10	1.12

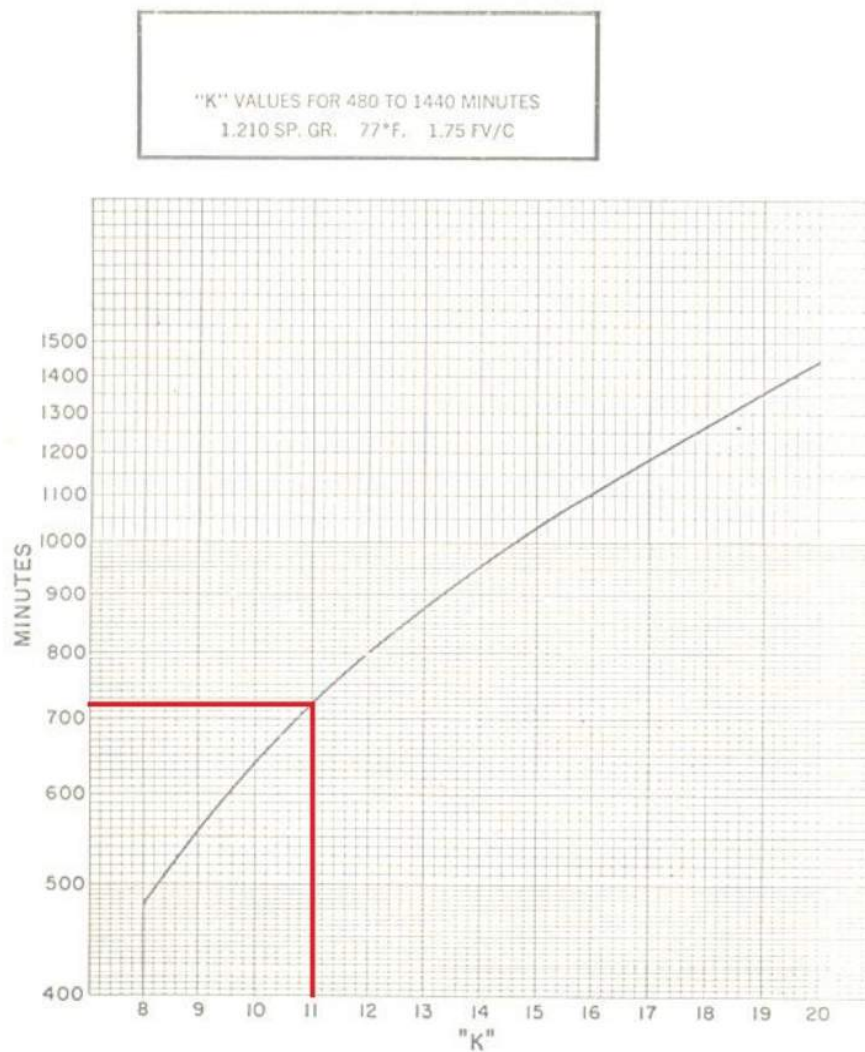


Figura 4.2: white“Constante K para tiempos entre 480 y 1440 minutos. [7]

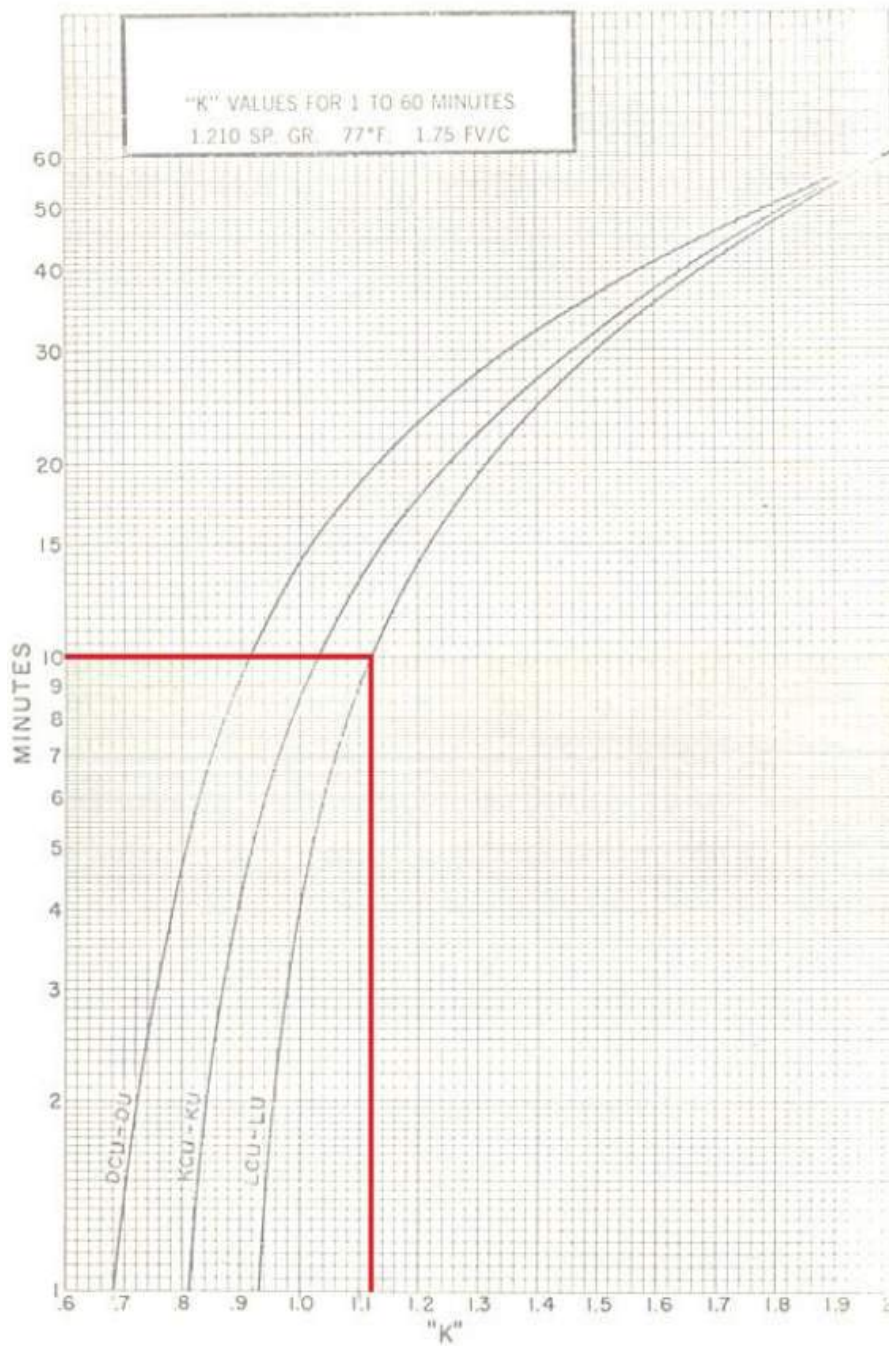


Figura 4.3: white“Constante K para tiempos entre 1 y 60 minutos. [7]

Corrientes de ciclo.

Para determinar la corriente de cada ciclo se aplican las siguientes ecuaciones:

$$I_1 = L_2 + L_1 \tag{4.7}$$

$$I_2 = L_1 \quad (4.8)$$

$$L_3 = L_1 + L_3 \quad (4.9)$$

Aplicando estas ecuaciones obtenemos los siguientes valores de corrientes de ciclo $I_1=20.6 \text{ A}$, $I_2=8.6 \text{ A}$, $I_3=29.44 \text{ A}$.

Una vez obtenidos estos valores y como en este caso el factor $K_1=K_2$, para la capacidad de descarga del banco de batería se tiene una nueva expresión la cual se muestra a continuación:

$$C = K_2 I_2 + K_3 (I_3 - I_2) \quad (4.10)$$

$$C=113(8.6)+1.12(29.44 - 8.6)= 117.94 \text{ [A-h]}.$$

Selección del cargador de baterías

Al conocer que la corriente en carga continua de 12 horas es 8.6 A, se deduce la capacidad estimada del cargador de baterías, explicación que se detalla en el análisis de resultados.

Tablero de distribución DC.

La corriente calculada en este tablero de distribución conociendo la potencia de 5180 [W], es de 41.44 [A]. El calibre de conductor que se usará para energizar el tablero en DC es el cable de Cu THHN #6 AWG, pero por seguridad se utilizará el #4 . Cada uno de los circuitos que se detallan en la Tabla 4.2 contará con su respectiva protección, la alimentación de este tablero llegará desde el banco de baterías el diagrama unifilar donde consta la descripción de los circuito con su protección, se lo puede apreciar en el ANEXO 4.2.

Análisis de Resultados

Para el sistema de servicios auxiliares en AC tenemos como resultado en el dimensionamiento del transformador una potencia de 30 KVA, sin embargo de acuerdo al dato sugerido por el **Departamento de Generación de la EERSA** se prevé la instalación de un transformador trifásico con las siguientes características:

Potencia: 100 KVA.

Tipo: Pedestal - Pad Mounted.

Voltaje primario: 2.4 kV.

Voltaje secundario: 220/127 V.

Para el sistema de servicios auxiliares en DC, una vez determinado tanto del banco y cargador de baterías en el área de subestación se tiene como resultado una autonomía de: 117.94 [A-h] para el banco y una capacidad de 8.6 [A] para el cargador. **El Departamento de Generación de la EERSA** tiene instalado un banco y cargador de baterías que abastece los servicios auxiliares del área de GENERACIÓN con las siguientes características:

Autonomía del banco: 300 [A-h].

Voltaje del banco: 125 Vdc.

Tipo del banco: Plomo-Acido.

Funcionamiento continuo: 8 horas (480 min).

Voltaje de alimentación del cargador: 220 Vca.

Voltaje de salida del cargador: 125 Vcd.

Capacidad del cargador: 100 A.

Según el dato proporcionado por el departamento de Generación, la carga continua DC en el área de Generación de la central es de 13.2 [A], y teniendo en cuenta el arranque en negro que es de 11.5 [A]. Así como también la carga continua que tendrá el área de Subestación da como resultado 33.6 [A], por lo tanto, se concluye que, para el sistema de servicios auxiliares en DC el banco y cargador de baterías que actualmente está instalado puede abastecer sin ningún problema a las dos áreas, por lo que no será necesario la adquisición de los mismos ya que como dato adicional se tiene la ventaja de que los equipos son nuevos.

Tabla 4.7: Resumen de valores finales del sistema de servicios auxiliares DC y AC.

Denominación	Valor
CORRIENTE ALTERNA (AC)	
Potencia de transformador en AC	100 KVA
Tipo de transformador	Trifásico (Pedestal - Pad Mounted)
Relación de transformación	2400 V - 220/127 V
Frecuencia	60 Hz
Conductor para energizar el transformador de S.A	XLPE Cu #8 AWG 5kV
Conductor para energizar el tablero de distribución del área de Subestación	SUPERFLEX #4 AWG 1kV
Conductor para energizar el tablero de distribución del área de Generación	SUPERFLEX #4/0 AWG 1kV
Conductor para la conexión de equipamiento de celdas	Cu THHN #12 AWG
Conductor para la conexión de los equipos de la subestación: Transformadores de Potencia, Seccionadores, Disyuntores	Cu THHN #14 AWG
Conductor para la conexión de TC y TP	Cu THHN #12 AWG
Conductor para circuito de fuerza del cuarto de celdas	Cu THHN #12 AWG
Conductor para circuito de iluminación del cuarto de celdas	Cu THHN #14 AWG
CORRIENTE DIRECTA (DC)	
Autonomía del Banco de Baterías (Existente)	300 [A-h]
Capacidad del Cargador de Baterías (Existente)	100 A
Conductor para energizar el Cargador de Baterías	Cu THHN #4 AWG
Conductor para energizar el tablero de distribución DC del área de Subestación	Cu THHN #4 AWG
Conductor para señales de los equipos de la subestación: Transformadores de potencia Seccionadores, Disyuntores	Cu THHN #14 AWG

5. Capítulo 5: COORDINACIÓN DE PROTECCIONES DE LA SUBESTACIÓN (ALAO)

5.1. Generalidades

Un SEP tiene como finalidad el suministro de energía eléctrica con el menor número de interrupciones posibles, pero el mismo no está exento de disturbios o fallas que provocarían una interrupción del servicio. Al ocurrir una falla en un sistema, necesariamente se debe subdividir este en secciones más pequeñas, debido a que la zona que contiene la falla debe ser desenergizada lo más pronto posible. Un sistema bien diseñado y protegido debe cumplir con los siguientes requisitos: [1]

- Confiabilidad.- El sistema debe responder a cualquier tipo de fallas.
- Selectividad.- Mínimo número de usuarios afectados debido al aislamiento de la parte del sistema que se encuentra en problemas.
- Rapidez.- Mínimo tiempo de despeje de la falla y daño en los aparatos.
- Simplicidad.- La menor cantidad de equipo y circuitos destinados a la protección de los elementos de un sistema eléctrico.
- Economía.- Ofrecer la máxima protección al mínimo costo posible.

Equipos de Protección

Es el sistema de supervisión de las magnitudes eléctricas que permiten detectar las fallas en los equipos y/o instalaciones del sistema, las condiciones anormales de operación del sistema y estado inapropiado de los equipos con la finalidad de tomar las acciones correctivas de manera inmediata en el orden de los milisegundos, el sistema de protección de los equipos tiene como objetivos aislar la falla tan pronto como sea posible, alertar sobre las condiciones anormales de operación del sistema con la finalidad de tomar las acciones preventivas que permitan evitar pérdidas económicas. [21]

Relé digital (IED)

Actualmente se utiliza IED'S con tecnología numérica, dentro de sus características destacan su diseño compacto y grandes funcionalidades de protección, control monitoreo y medida ya que son capaces de reportar eventos en un tiempo en el

orden de los milisegundos desde su ocurrencia hasta que la falla es conocida en el centro de control, el relé tiene la capacidad de acoplarse a un sistema automatizado de subestaciones a través de protocolos de comunicación. Poseen todas las funcionalidades de protección ofreciendo una gran selectividad en las áreas de protección. [21]

Transformador de Corriente (TC)

El TC tiene como finalidad proporcionar a los relés de protección un valor de corriente igual a la que está fluyendo por el SEP, pero de un valor reducido en su magnitud con una proporción fijada de antemano, para cumplir con su objetivo el transformador de corriente debe cumplir con los requisitos funcionales que se indican a continuación [21]:

- Entregar el valor de corriente reducida con una precisión óptima para tener esta precisión es recomendable utilizar TC's de clase 5P este TC entregara una lectura de corriente precisa aún cuando se tenga corrientes elevadas como las que fluyen durante un cortocircuito.
- Entregar un valor de corriente que no debe ser distorsionada por la componente de corriente continua de la corriente de cortocircuito.
- Soportar térmica y dinámicamente las altas corrientes de cortocircuito, sin recalentamientos ni daños mecánicos que lo perjudiquen.
- No debe saturarse por las elevadas corrientes causadas por cortocircuito.
- No debe ser afectado en su precisión por causa de cualquier flujo magnética remanente que pudiese presentarse en su operación.

Transformadores de Potencial (TP)

El transformador de potencial es similar a un transformador convencional ya que ambos tienen como finalidad cambiar el nivel de voltaje, el TP se define en términos de la máxima carga o burden que es capaz de entregar sin exceder los límites de error de razón y de ángulo especificados. [21]

Corriente Inrush

La corriente de magnetización Inrush se presenta al reestablecer el suministro en un motor, transformador o generador después de haber sido des-energizado debido a un corte o a una falla mediante la operación del interruptor localizado aguas

arriba, para reestablecer la trayectoria ideal del flujo magnético es requerida energía adicional, esto se manifiesta como un pico relativamente alto de la corriente que se amortigua a lo largo de unos pocos ciclos.

Utilizando la técnica matemática de la Transformada de Fourier se puede concluir que la forma de onda resultante de la corriente Inrush presenta una componente de segundo armónico por lo que es necesario aplicar la restricción del segundo y quinto armónico en el ajuste de la protección diferencial, como punto adicional también se define el valor de restricción del cuarto armónico.

En la subestación de la central hidroeléctrica (ALAO) se consideran los siguientes tipos de protecciones.

Protección Diferencial

El principio de funcionamiento de este tipo de protección se basa en la ley de corrientes de Kirchoff la cual manifiesta que la suma de las corrientes que ingresan a un nodo son iguales a las que salen gracias a esto permite determinar la diferencia en las corrientes de entrada y salida del elemento protegido. Para ello se debe medir la corriente de cada fase a la entrada y la salida. [21]

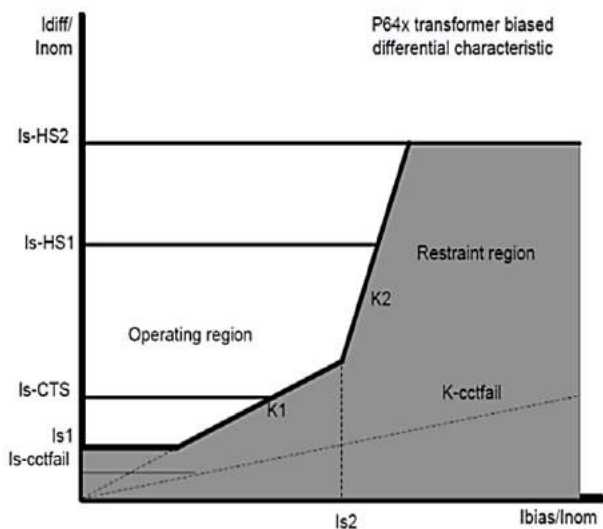


Figura 5.1: Característica de funcionamiento de la protección diferencial. [22]

Protección de Sobrecorriente No Direccional

La presencia de una falla en el SEP causa niveles elevados de corrientes, estas corrientes pueden usarse para determinar la presencia de las mismas y operar dispositivos de protección, este tipo de protección sirve para discriminar la ocurrencia de fallas, la operación de los equipos diseñados para este tipo de protección depende de dos variables básicas, el nivel de corriente mínima de operación (pick-up) y el tiempo de operación. [21]

Curvas de Tiempo Inverso

La activación de un relé de sobrecorriente temporizado esta estrictamente relacionado por una curva que define el tiempo de operación del mismo para diferentes magnitudes de corriente, por lo cual esta curva permite al dispositivo de protección operar lentamente ante valores bajos de sobrecorriente, y conforme se eleva la corriente el tiempo de actuación disminuye. Estas curvas de tiempo inverso son modeladas matemáticamente, bajo las normas IEC y la ANSI/IEEE, entre las cuales se clasifican en normalmente inversa, muy inversa, extremadamente inversa y tiempo largo inverso. [23]

En el presente trabajo de titulación se realiza la coordinación de protecciones mediante normas IEC, por cuanto a continuación se presenta las diferentes curvas de tiempo inverso y posterior los modelos matemáticos .

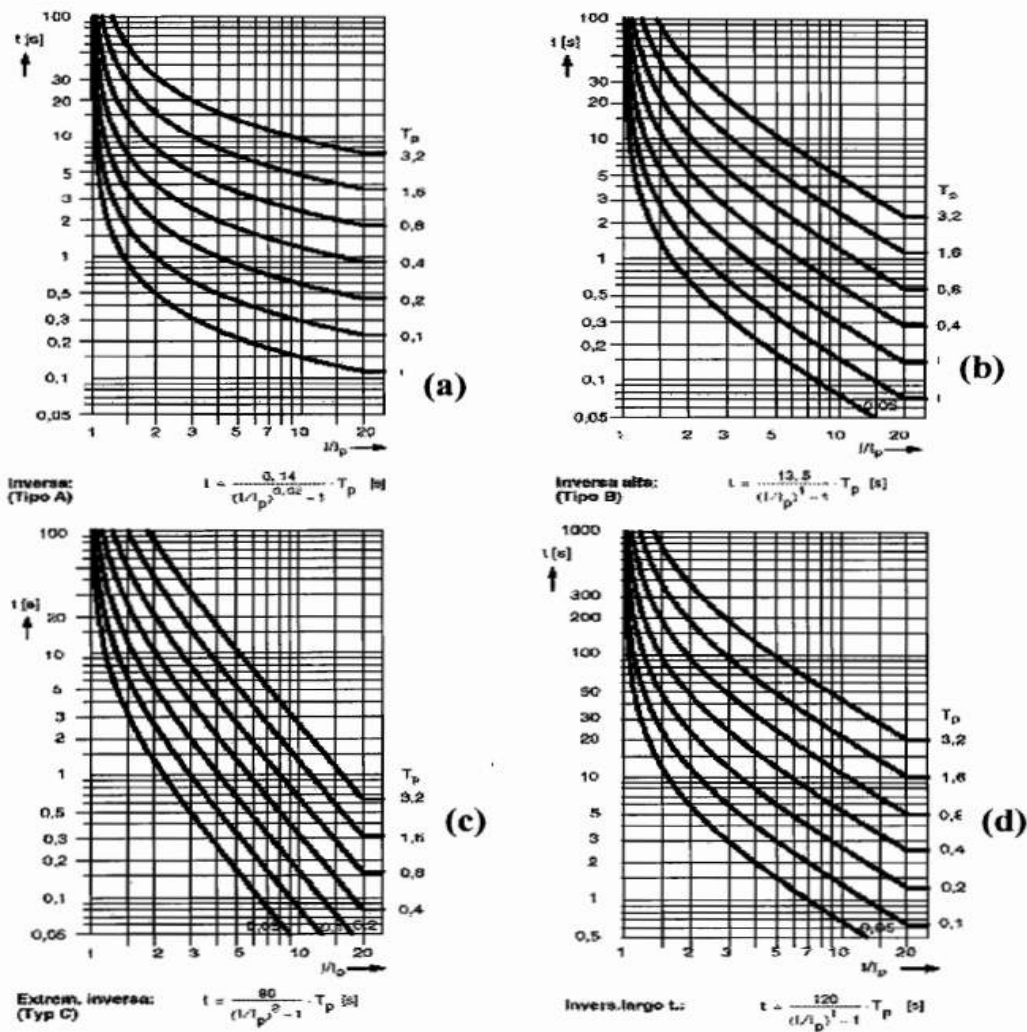


Figura 5.2: Tipos de curvas de tiempo inverso. [1]

Normalmente inversa

$$T = \frac{0,14 \cdot TD}{\left(\frac{I_{cc}}{I_s}\right)^{0,02} - 1} \quad (5.1)$$

My inversa

$$T = \frac{13,5 \cdot TD}{\left(\frac{I_{cc}}{I_s}\right)^1 - 1} \quad (5.2)$$

Extremadamente inversa

$$T = \frac{80 \cdot TD}{\left(\frac{I_{cc}}{I_s}\right)^2 - 1} \quad (5.3)$$

Tiempo largo inverso.

$$T = \frac{120 \cdot TD}{\left(\frac{I_{cc}}{I_s}\right)^1 - 1} \quad (5.4)$$

Donde:

T : Es el tiempo de operación del relé.

TD : Es el Time Dial.

I_s : Es la corriente de disparo.

I_{cc} : Es la corriente de cortocircuito.

Corriente Pickup o TAP

Es el valor de ajuste necesario de corriente que permite el cambio de estado en el equipo de protección, este valor se lo determina mediante la siguiente ecuación:

$$TAP = \frac{I_s}{CTR} \quad (5.5)$$

Protección de Sobrecorriente Direccional

Las protecciones direccionales se pueden catalogar como un tipo particular de las protecciones de sobrecorriente, esta protección actuará únicamente cuando la dirección de la corriente sea opuesta a la definida. Actualmente se lo utiliza como una protección de respaldo debido a su característica de no operar instantáneamente, para la configuración de esta protección en el relé se usa los mismos valores calculados en la protección de sobrecorriente no direccional con la particularidad que se elige la dirección de proteger hacia delante o hacia atrás del relé. [21][24]

5.2. Ajuste y Coordinación de Protecciones del Caso de Estudio.

El objetivo de la coordinación de protecciones de la subestación ALAO, es determinar los ajustes de los dispositivos de los diferentes tipos de protecciones que contará esta subestación, asegurando una selectividad adecuada donde quiera que se produzca una falla o una sobrecarga. Con la finalidad que la Empresa Eléctrica de Riobamba provea un servicio eléctrico de calidad, eficiente y confiable a sus usuarios, el presente trabajo de titulación propone el estudio de coordinación de protecciones que se detalla a continuación.

5.2.1. Protección Diferencial (87)

Ajuste de Protección (87G)

En esta sección se realiza el ajuste adecuado de la protección diferencial de cada una de las unidades de generación de la central Alao.

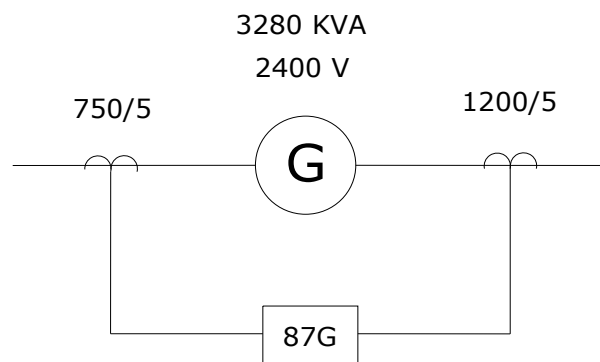


Figura 5.3: Esquema de protección 87G.

Cálculo de Tap's

$$TAP = \frac{1000 \cdot S_{max} \cdot C}{\sqrt{3} \cdot V_{L-L} \cdot CTR} \quad (5.6)$$

Donde:

S_{max} : Es la Potencia del generador.

V_{L-L} : Es el voltaje línea-línea [kV].

CTR : Es la relación de transformación del TC.

C : 1, Si la conexión del TC es en "Y".

C : 1.73, Si la conexión del TC es en "D".

Cálculo de Corriente Diferencial.

$$I_{Dif} = I_1 - I_2 \quad (5.7)$$

Aplicando la ecuación 5.6 con los datos que se muestran en la Figura 5.3 obtenemos los siguientes resultados.

$$TAP_1 = \frac{1000 \cdot 3280 \text{ MVA} \cdot 1}{\sqrt{3} \cdot 2,4 \text{ kV} \cdot 750 / 5} = 5.26 \text{ [A]}$$

$$TAP_2 = \frac{1000 \cdot 3280 \text{ MVA} \cdot 1}{\sqrt{3} \cdot 2,4 \text{ kV} \cdot 1200 / 5} = 3.28 \text{ [A]}$$

Una vez obtenidos los TAP's se define una sensibilidad de 0.2 [pu] que es un valor recomendado en este tipo de protección, de la misma forma es necesario definir un valor porcentual para las pendientes 1 y 2 los cuales van en un rango máximo de 30 % y 80 % respectivamente.

Para el bloqueo del segundo y cuarto y quinto armónico de la corriente Inrush se define el valor recomendado que es de 20 %, 10 % y 5 % respectivamente, aunque este último se lo puede definir en un 35 % si se desea que funcione como alarma únicamente.

Aplicando la ecuación 5.7 se determina la corriente diferencial que se indica a continuación.

$$I_{Dif} = 5.26 - 3.28 = 1.98 \text{ [A]}$$

Tabla 5.1: Ajuste de Protección 87G

Denominación	Valor Propuesto
Diferencial Porcentual	
TAP 1	5.26
TAP 2	3.28
Sensibilidad	0.2
Pendiente 1	25 %
Pendiente 2	60 %
Diferencial Instantánea	
I Diferencial	1.98
Bloqueo Armónico Dif.	
Bloqueo 2do Armónico Dif.	20 %
Bloqueo 4to Armónico Dif.	10 %
Bloqueo 5to Armónico Dif.	5 %

El ajuste de protección 87G presentado en la Tabla 5.1 se puede usar para los cuatro grupos generadores debido a que tienen las mismas características.

Ajuste de Protección (87T)

La Figura 5.4 muestra la forma de conexión de este tipo de protección y sirve de referencia para su posterior análisis.

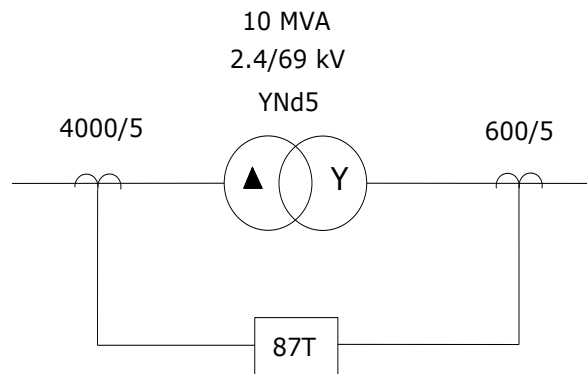


Figura 5.4: Esquema de protección 87T.

Para determinar los parámetros de ajuste de la protección 87T se aplica básicamente el mismo método descrito anteriormente para lo cual se tiene:

Cálculo de Tap's

Aplicando la ecuación 5.6 con los datos que se muestran en la Figura 5.4 obtenemos los siguientes resultados.

$$TAP_1 = \frac{1000 \cdot 10MV A \cdot 1}{\sqrt{3} \cdot 2,4kV \cdot 4000/5} = 3 \text{ [A]}$$

$$TAP_2 = \frac{1000 \cdot 10MV A \cdot 1}{\sqrt{3} \cdot 69kV \cdot 600/5} = 0.7 \text{ [A]}$$

Al igual que el anterior ajuste se define una sensibilidad de 0.2 [pu] ya que como se mencionó es un valor recomendado. De la misma forma definimos un valor para las pendientes 1 y 2 de 25 % y 60 % respectivamente. Así como también los valores porcentuales para el bloqueo de los armónicos, como punto final definimos el valor de la corriente diferencial para lo cual aplicando la Ec. 5.7 obtenemos:

$$I_{Dif} = 3 - 0.7 = 2.3 \text{ [A]}$$

Tabla 5.2: Ajuste de Protección 87T

Denominación	Valor Propuesto
Diferencial Porcentual	
TAP 1	3
TAP 2	0.7
Sensibilidad	0.2
Pendiente 1	25 %
Pendiente 2	60 %
Diferencial Instantánea	
I Diferencial	2.3
Bloqueo Armónico Dif.	
Bloqueo 2do Armónico Dif.	20 %
Bloqueo 4to Armónico Dif.	10 %
Bloqueo 5to Armónico Dif.	5 %

El ajuste de protección 87T presentado en la Tabla 5.2 se puede usar para los dos transformadores de potencia debido a que tienen las mismas características.

Ajuste de Protección (87B)

La protección diferencial 87B tiene una forma diferente para determinar sus parámetros de operación con respecto a la 87T y 87G debido a que la barra es el punto en el cual intervienen varios circuitos. La razón principal de la utilización de la protección 87B para barras de subestación, es para garantizar que ésta desenergiza la barra solo cuando sea necesario, también se hace uso de esta protección para complementar la protección de sobrecorriente. [15]

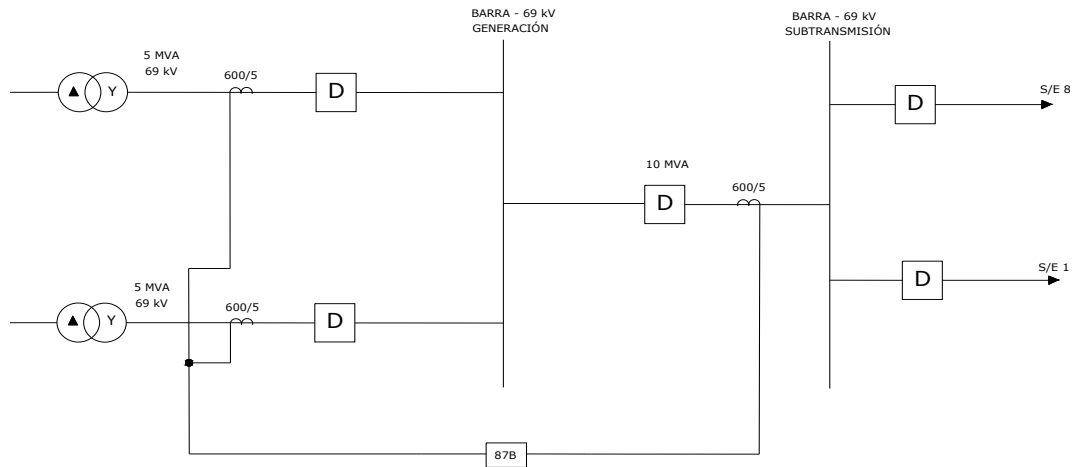


Figura 5.5: Esquema de protección 87B.

El proceso para determinar el ajuste de protección se detalla a continuación:

Alicando la Ec. 5.6 tenemos los siguientes valores de Tap.

$$TAP_{1-2} = \frac{1000 \cdot 5 \text{ MVA} \cdot 1}{\sqrt{3} \cdot 69 \text{ kV} \cdot 600/5} = 0.35 \text{ [A]}$$

$$TAP_3 = \frac{1000 \cdot 10 \text{ MVA} \cdot 1}{\sqrt{3} \cdot 69 \text{ kV} \cdot 600/5} = 0.7 \text{ [A]}$$

Para determinar la corriente de operación del elemento diferencial se tiene la siguiente ecuación:

$$I_{op}(I_{rest}) = \frac{K_1}{100} * I_{rest} \quad (5.8)$$

Donde:

$I_{op}(I_{rest})$: Es la corriente de operación de la diferencial en función de la corriente de restricción.

I_{rest} : Es la corriente de restricción.

K_1 : Es la pendiente del elemento diferencial.

Como primer paso se realiza el cálculo de la corriente de restricción. El resultado del mismo dependerá de las corrientes que se tengan en el arreglo de barra.

$$I_{rest(A)} = 6|0.35| + 3|0.7| = 4.2 \text{ [A]}$$

$$I_{rest(pu)} = \frac{I_{rest(A)}}{I_{sec(TC)}} \quad (5.9)$$

$$I_{rest(pu)} = \frac{4.2}{5} = 0.84 \text{ [pu]}$$

Una vez que se conoce la corriente de restricción, se determina la corriente de operación "pickup" del elemento diferencial como lo indica la Ec. 5.8. Para ello se toma un valor de la pendiente del elemento diferencial de 60 %.

$$I_{op}(I_{rest}) = \frac{60}{100} * 0.84 = 0.504 \text{ [pu]}$$

Para conocer la corriente de operación en Amperios se aplica el criterio de cambio de base, para ello se aplica la siguiente ecuación.

$$I_{op(A)} = I_{op(pu)} * I_{sec(TC)} \quad (5.10)$$

$$I_{op(A)} = 0.504 \text{ pu} * 5 \text{ A} = 2.52 \text{ [A]}$$

Tabla 5.3: Ajuste de Protección 87B

Denominación	Valor Propuesto
Diferencial Porcentual	
TAP 1	0.35
TAP 2	0.35
TAP 3	0.7
Sensibilidad	0.504
Pendiente 1	60 %
Diferencial Instantánea	
I Diferencial	2.52

5.2.2. Ajuste de Protección de Sobrecorriente (50/51)

Los parámetros que se necesitan determinar para ajustar la curva en el relé son el Time Dial y Pickup, debido a que el equipo necesita un tiempo y corriente determinado para accionar la protección, para ello se necesita como primer paso correr un flujo de potencia para poder determinar las corrientes nominales que atraviesan por las zonas a proteger esto se lo determina simulando la base de datos del SEP de la EERSA en el software Power Factory DigSILENT mostrado en el ANEXO 5.1, posterior a este paso se necesita conocer las corrientes de cortocircuito de la misma forma se las determina realizando un análisis de cortocircuito en el software mencionado, en este caso se utiliza la corriente de cortocircuito trifásica mínima para la protección temporizada (51) y la máxima para la protección instantánea (50).

Como se puede apreciar en la Figura 5.6 se define zonas para poder desarrollar la coordinación de esta protección.

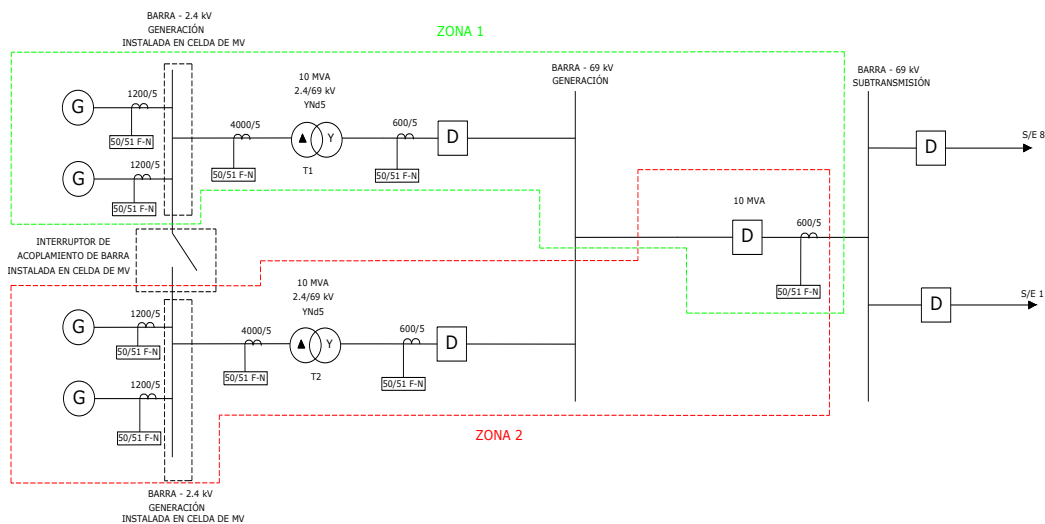


Figura 5.6: Esquema de protección 50/51 F-N.

Como se mencionó anteriormente para proceder a determinar los parámetros de ajuste de este tipo de protección se necesitan los valores de corriente nominal y de cortocircuito trifásico máximo y mínimo, por lo que una vez simulado el SEP de la EERSA se obtiene los siguientes valores mostrados en la Tabla 5.4.

Tabla 5.4: Valores obtenidos de la simulación del SEP de la EERSA para la zona 1.

Denominación	Corriente [A]
GENERADORES	
Corriente nominal (G)	760
Corriente de cortocircuito $3F_{max}(G)$	3472
Corriente de cortocircuito $3F_{min}(G)$	3156
Corriente de cortocircuito 2F-T	1320
TC	1200/5
LADO PRIMARIO DEL TRANSFORMADOR 1	
Corriente nominal	1280
Corriente de cortocircuito $3F_{max}(T1)$	26148
Corriente de cortocircuito $3F_{min}(T1)$	23730
Corriente de cortocircuito 2F-T	3260
TC	4000/5
LADO SECUNDARIO DEL TRANSFORMADOR 1	
Corriente nominal	40
Corriente de cortocircuito $3F_{max}(T1)$	2974
Corriente de cortocircuito $3F_{min}(T1)$	2388
Corriente de cortocircuito 2F-T	509
TC	600/5
BARRA DE 69 kV "GENERACIÓN"	
Corriente nominal	90
Corriente de cortocircuito $3F_{max}$	2977
Corriente de cortocircuito $3F_{min}$	2568
Corriente de cortocircuito 2F-T	1018
TC	600/5

Tabla 5.5: Valores obtenidos de la simulación del SEP de la EERSA para la zona 2.

Denominación	Corriente [A]
GENERADORES	
Corriente nominal (G)	760
Corriente de cortocircuito $3F_{max}(G)$	3472
Corriente de cortocircuito $3F_{min}(G)$	3156
Corriente de cortocircuito 2F-T	1320
TC	1200/5
LADO PRIMARIO DEL TRANSFORMADOR 1	
Corriente nominal	1320
Corriente de cortocircuito $3F_{max}(T1)$	26148
Corriente de cortocircuito $3F_{min}(T1)$	23730
Corriente de cortocircuito 2F-T	3260
TC	4000/5
LADO SECUNDARIO DEL TRANSFORMADOR 1	
Corriente nominal	62.5
Corriente de cortocircuito $3F_{max}(T1)$	2974
Corriente de cortocircuito $3F_{min}(T1)$	2388
Corriente de cortocircuito 2F-T	509
TC	600/5
BARRA DE 69 kV "GENERACIÓN"	
Corriente nominal	90
Corriente de cortocircuito $3F_{max}$	2977
Corriente de cortocircuito $3F_{min}$	2568
Corriente de cortocircuito 2F-T	1018
TC	600/5

Tabla 5.6: Valores obtenidos de la simulación del SEP de la EERSA realizando el acoplamiento de barras.

Denominación	Corriente [A]
GENERADORES	
Corriente nominal (G)	760
Corriente de cortocircuito $3F_{max}(G)$	3472
Corriente de cortocircuito $3F_{min}(G)$	3156
Corriente de cortocircuito 2F-T	1197
TC	1200/5
LADO PRIMARIO DEL TRANSFORMADOR	
Corriente nominal	2550
Corriente de cortocircuito $3F_{max}(T1)$	31624
Corriente de cortocircuito $3F_{min}(T1)$	28606
Corriente de cortocircuito 2F-T	4789
TC	4000/5
LADO SECUNDARIO DEL TRANSFORMADOR	
Corriente nominal	90
Corriente de cortocircuito $3F_{max}(T1)$	2889
Corriente de cortocircuito $3F_{min}(T1)$	2568
Corriente de cortocircuito 2F-T	622
TC	600/5
BARRA DE 69 kV "GENERACIÓN"	
Corriente nominal	90
Corriente de cortocircuito $3F_{max}$	2889
Corriente de cortocircuito $3F_{min}$	2568
Corriente de cortocircuito 2F-T	622
TC	600/5

Cabe recalcar que para la determinación de parámetros de los grupos generadores se realizó un análisis de la curva de capacidad de los mismos la cual se presenta en el ANEXO 5.2. Debido a que como se indica en el capítulo 1 estos generadores tienen alrededor de 60 años de funcionamiento razón por la cual con el consentimiento del **Departamento de Generación de la EERSA** se optó por tomar valores inferiores a los determinados en base a la curva de capacidad con el fin de salvaguardar la vida útil de los generadores ya que por su edad podrían no soportar corrientes de falla elevadas como si fuesen equipos nuevos.

Coordinación de protecciones de sobrecorriente 50/51 de fase en la zona 1.

El presente trabajo de titulación presenta una forma inusual de coordinación de protecciones no direccional debido a que la forma común en sistemas radiales la coordinación se la realiza desde la carga hacia la fuente, en este caso al ser una subestación de tipo elevadora de voltaje y por ende estar directamente relacionada

con la parte de generación se realiza la coordinación desde la fuente hacia la carga, para los cuales con los datos proporcionados en la Tabla 5.4 se procede con el desarrollo de coordinación.

Para esta coordinación se usa la curva normalmente inversa por lo tanto se debe aplicar la Ec. 5.1, teniendo en claro esto se realiza el proceso de coordinación de protecciones presentado a continuación.

Protección de sobrecorriente no direccional 50/51 - Punto de partida Zona 1 "Grupos Generadores" denominados A y B.

Como los 4 grupos generadores tienen las mismas características el siguiente cálculo servirá para todos los generadores denominados A,B,A1,B2.

$$CTR=240$$

$$I_s=760$$

El valor de pickup o TAP debe ingresada en valores secundarios por lo que aplicando la Ec. 5.5 se tiene:

$$TAP = \frac{760}{240} = 3.17 \text{ [A]}$$

Para obtener el tiempo de operación se aplica la Ec. 5.1 como es el punto de partida no se cuenta con un valor de Time Dial por lo que en base a la ecuación del tiempo de operación despejamos el Time Dial obteniendo la siguiente ecuación:

$$TD = T \cdot \frac{\left(\frac{I_{cc}}{I_s}\right)^{0,02} - 1}{0,14} \quad (5.11)$$

En este caso se toma como valor de referencia un tiempo de operación de 0.13 (s) por la razón de ser el primer equipo en reaccionar y al ser un dispositivo rápido catalogándose también como una reactancia transitoria debe actuar en 6 ciclos o 100 ms y un adicional de 30 ms por tiempo de comunicación se define un tiempo máximo de 0.130 s. teniendo definido este valor se aplica la Ec. 5.11 y se tiene el siguiente valor de TD.

$$TD = 0.130 * \frac{\left(\frac{3156}{760}\right)^{0,02} - 1}{0,14} = 0.027 \text{ [s]}$$

Protección de sobrecorriente instantánea 50.

Para determinar el pickup la realizamos usando la Ec. 5.5 tomando el valor de corriente de cortocircuito trifásico máximo por lo tanto se tiene:

$$TAP = \frac{3472}{240} = 14.46 \text{ [A]}$$

De la misma forma se empieza el calculo de parametros de ajuste para el relé del lado primario del transformador T1 denominado C por lo tanto la corriente de disparo es:

$$I_s = 1280 * 1.35 = 1728 \text{ [A]}$$

El TAP para para el relé del lado primario del transformador T1 es:

$$TAP = \frac{1728}{800} = 2.16 \text{ [A]}$$

Como siguiente paso se debe realizar la coordinación entre los relés A y C por motivos de selectividad, entonces se calcula el tiempo de operación del relé C en vista a la falla con la que se coordinó el relé A, para esto se utiliza el valor del Time Dial del relé A, por lo tanto, aplicando la Ec. 5.1:

$$T_{C-A} = \frac{0,14 * 0,027}{\left(\frac{23730}{760}\right)^{0,02} - 1} = 0.053 \text{ [s]}$$

Luego al tiempo que se obtiene se lo suma con el tiempo de coordinación el cual será asignado un valor de 0.4 (s), con el cual se garantiza que exista una diferencia entre los tiempos de actuación del relé C con respecto al relé A, por lo tanto, el tiempo de actuación del relé C es:

$$T = T_{C-A} + T_{coord} = 0.453 \text{ [s]}$$

Una vez determinado el tiempo de actuación del relé C, utilizando la Ec.5.11 se determina el valor del time dial.

$$TD = 0.453 * \frac{\left(\frac{23730}{1728}\right)^{0,02} - 1}{0,14} = 0.18 \text{ [s]}$$

Protección de sobrecorriente instantánea 50.

Para determinar el pickup la realizamos usando la Ec. 5.5 tomando el valor de corriente de cortocircuito trifásico máximo por lo tanto se tiene:

$$TAP = \frac{26148}{800} = 32.68 \text{ [A]}$$

Los ajustes para la coordinación entre el generador 2 denominado B y el transformador T1 serán los mismos que entre el generador 1 denominado A y el transformador T1 debido a que como se mencionó anteriormente los 4 grupos generadores tienen las mismas características.

Los ajustes para la coordinación entre el lado secundario del transformador T1 denominado D y primario del mismo denominado C se indica a continuación.

La corriente de disparo es:

$$I_s = 40 * 1.25 = 50 \text{ [A]}$$

El TAP para para el relé del lado secundario del transformador T1 es:

$$TAP = \frac{50}{120} = 0.42 \text{ [A]}$$

El tiempo de actuación de D con respecto a C es:

$$T_{D-C} = \frac{0,14 * 18}{\left(\frac{2388}{1728}\right)^{0,02} - 1} = 3.75 \text{ [s]}$$

Tiempo de actuación de D es:

$$T = T_{D-C} + T_{coord} = 4.15 \text{ [s]}$$

Time Dial de D es:

$$TD = 4.15 * \frac{\left(\frac{2388}{50}\right)^{0,02} - 1}{0,14} = 2.38 \text{ [s]}$$

Protección de sobrecorriente instantánea 50.

$$TAP = \frac{2974}{120} = 24.78 \text{ [A]}$$

Los ajustes para la coordinación entre la barra de 69 kV de Generación denominado E y secundario del transformador denominado D se indica a continuación.

La corriente de disparo es:

$$I_s = 90 * 1.25 = 112.5 \text{ [A]}$$

El TAP para el relé de la barra de 69 kV de Generación denominado E es:

$$TAP = \frac{112,5}{120} = 0.94 \text{ [A]}$$

El tiempo de actuación de E con respecto a D es:

$$T_{E-D} = \frac{0,14 * 18}{\left(\frac{2568}{50}\right)^{0,02} - 1} = 4.06 \text{ [s]}$$

Tiempo de actuación de E es:

$$T = T_{E-D} + T_{coord} = 4.46 \text{ [s]}$$

Time Dial de E es:

$$TD = 4.46 * \frac{\left(\frac{2568}{112,5}\right)^{0,02} - 1}{0,14} = 2.05 \text{ [s]}$$

Protección de sobrecorriente instantánea 50.

$$TAP = \frac{2977}{120} = 24.78 \text{ [A]}$$

Basándose en el procedimiento descrito se procede a realizar los cálculos de ajuste en la zona 2 y posterior se realiza el acople de barras de medio voltaje como se muestra en el ANEXO 5.3 y se procede con el cálculo, los resultados de los ajustes de los relés en los 3 casos se indican en la Tabla 5.5.

Protección de sobrecorriente no direccinal 50N/51N - Punto de partida Zona 1 "Grupos Generadores" denominados A y B.

Para el desarrollo de cálculo de los ajustes de los relés para la protección se sobrecorriente instantánea de neutro (50N) y temporizada de neutro (51N), se considera el criterio descrito anteriormente para los cuales se tomó los valores de corriente de cortocircuito Bifásico-Tierra. Los resultados de los ajustes de los relés en los 3 casos se indican en la Tabla 5.5.

Protección de sobrecorriente direccinal 67/67N

La forma de setear los valores del relé para este tipo de protección es de la misma forma que el relé de sobrecorriente 50/51 F-N, con la diferencia que se elige la dirección que se desea proteger hacia delante o hacia atrás del relé [24].

En base a los criterios mencionados y al estudio realizado, se proponen los ajustes que se detallan en las Tablas que se muestran a continuación en donde constan los ajustes para las protecciones (50/50N, 51/51N) de la subestación ALAO.

5.2.3. Ajustes Propuestos para la protección de sobrecorriente de Fase 50/51

- La Tabla 5.7 muestra los ajustes propuestos de las protecciones 50/51 para la **ZONA 1**.
- La Tabla 5.8 muestra los ajustes propuestos de las protecciones 50/51 para la **ZONA 2**.
- La Tabla 5.9 muestra los ajustes propuestos de las protecciones 50/51 para el sistema, asimilando el **ACOPLAMIENTO DE BARRAS**.

Tabla 5.7: Ajustes propuestos de las protecciones 50/51 para la Zona 1 de la Subestación ALAO.

Denominación	Valor Propuesto
Protección 51 - Generadores	
ITAP	760 A
ITAP Sec	3.17 A
Tipo de curva	IEC Normally Inverse
Dial	0.03
Protección 50 - Generadores	
Icc	3472 A
Icc Sec	14.46 A
Tipo de curva	Only Instantaneous
Protección 51 - Lado Primario del T1	
ITAP	1728 A
ITAP Sec	2.16 A
Tipo de curva	IEC Normally Inverse
Dial	0.19
Protección 50 - Lado Primario del T1	
Icc	26148 A
Icc Sec	32.68 A
Tipo de curva	Only Instantaneous
Protección 51 - Lado Secundario del T1	
ITAP	50 A
ITAP Sec	0.42 A
Tipo de curva	IEC Normally Inverse
Dial	2.38
Protección 50 - Lado Secundario del T1	
Icc	2974 A
Icc Sec	24.78 A
Tipo de curva	Only Instantaneous
Protección 51 - Barra a 69kV de Generación	
ITAP	112.5 A
ITAP Sec	0.94 A
Tipo de curva	IEC Normally Inverse
Dial	2.05
Protección 50 - Barra a 69kV de Generación	
Icc	2977 A
Icc Sec	24.80 A
Tipo de curva	Only Instantaneous

Tabla 5.8: Ajustes propuestos de las protecciones 50/51 para la Zona 2 de la Subestación ALAO.

Denominación	Valor Propuesto
Protección 51 - Generadores	
ITAP	760 A
ITAP Sec	3.17 A
Tipo de curva	IEC Normally Inverse
Dial	0.03
Protección 50 - Generadores	
Icc	3472 A
Icc Sec	14.46 A
Tipo de curva	Only Instantaneous
Protección 51 - Lado Primario del T1	
ITAP	1782 A
ITAP Sec	2.23 A
Tipo de curva	IEC Normally Inverse
Dial	0.19
Protección 50 - Lado Primario del T1	
Icc	26148 A
Icc Sec	32.68 A
Tipo de curva	Only Instantaneous
Protección 51 - Lado Secundario del T1	
ITAP	62.5 A
ITAP Sec	0.52 A
Tipo de curva	IEC Normally Inverse
Dial	2.45
Protección 50 - Lado Secundario del T1	
Icc	2974 A
Icc Sec	24.78 A
Tipo de curva	Only Instantaneous
Protección 51 - Barra a 69kV de Generación	
ITAP	112.5 A
ITAP Sec	0.94 A
Tipo de curva	IEC Normally Inverse
Dial	2.05
Protección 50 - Barra a 69kV de Generación	
Icc	2977 A
Icc Sec	24.80 A
Tipo de curva	Only Instantaneous

Tabla 5.9: Ajustes propuestos de las protecciones 50/51 para el sistema asumiendo el acoplamiento de barras.

Denominación	Valor Propuesto
Protección 51 - Generadores	
ITAP	760 A
ITAP Sec	3.17 A
Tipo de curva	IEC Normally Inverse
Dial	0.03
Protección 50 - Generadores	
Icc	3472 A
Icc Sec	14.46 A
Tipo de curva	Only Instantaneous
Protección 51 - Lado Primario del T1	
ITAP	3443 A
ITAP Sec	4.3 A
Tipo de curva	IEC Normally Inverse
Dial	0.14
Protección 50 - Lado Primario del T1	
Icc	31624 A
Icc Sec	39.53 A
Tipo de curva	Only Instantaneous
Protección 51 - Lado Secundario del T1	
ITAP	112.5 A
ITAP Sec	0.94 A
Tipo de curva	IEC Normally Inverse
Dial	4.90
Protección 50 - Lado Secundario del T1	
Icc	2889 A
Icc Sec	24.07 A
Tipo de curva	Only Instantaneous
Protección 51 - Barra a 69kV de Generación	
ITAP	112.5 A
ITAP Sec	0.94 A
Tipo de curva	IEC Normally Inverse
Dial	4.90
Protección 50 - Barra a 69kV de Generación	
Icc	2889 A
Icc Sec	24.07 A
Tipo de curva	Only Instantaneous

5.2.4. Ajustes Propuestos para la protección de sobrecorriente a Neutro 50N/51N

- La Tabla 5.10 muestra los ajustes propuestos de las protecciones 50N/51N para la **ZONA 1**.

- La Tabla 5.11 muestra los ajustes propuestos de las protecciones 50N/51N para la **ZONA 2**.

- La Tabla 5.12 muestra los ajustes propuestos de las protecciones 50N/51N para el sistema, asimilando el **ACOPLAMIENTO DE BARRAS**.

Tabla 5.10: Ajustes propuestos de las protecciones 50N/51N para la Zona 1 de la subestación ALAO.

Denominación	Valor Propuesto
Protección 51N - Generadores	
ITAP	660 A
ITAP Sec	2.75 A
Tipo de curva	IEC Normally Inverse
Dial	0.01
Protección 50N - Generadores	
Icc	1320 A
Icc Sec	5.5 A
Tipo de curva	Only Instantaneous
Protección 51N - Lado Primario del T1	
ITAP	1728 A
ITAP Sec	2.16 A
Tipo de curva	IEC Normally Inverse
Dial	0.05
Protección 50N - Lado Primario del T1	
Icc	3260 A
Icc Sec	4.08 A
Tipo de curva	Only Instantaneous
Protección 51N - Lado Secundario del T1	
ITAP	50 A
ITAP Sec	0.42 A
Tipo de curva	IEC Normally Inverse
Dial	0.35
Protección 50N - Lado Secundario del T1	
Icc	509 A
Icc Sec	4.25 A
Tipo de curva	Only Instantaneous
Protección 51N - Barra a 69kV de Generación	
ITAP	112.5 A
ITAP Sec	0.94 A
Tipo de curva	IEC Normally Inverse
Dial	0.9
Protección 50N - Barra a 69kV de Generación	
Icc	1018 A
Icc Sec	8.49 A
Tipo de curva	Only Instantaneous

Tabla 5.11: Ajustes propuestos de las protecciones 50N/51N para la Zona 2 de la subestación ALAO.

Denominación	Valor Propuesto
Protección 51N - Generadores	
ITAP	660 A
ITAP Sec	2.75 A
Tipo de curva	IEC Normally Inverse
Dial	0.01
Protección 50N - Generadores	
Icc	1320 A
Icc Sec	5.5 A
Tipo de curva	Only Instantaneous
Protección 51N - Lado Primario del T1	
ITAP	1782 A
ITAP Sec	2.22 A
Tipo de curva	IEC Normally Inverse
Dial	0.07
Protección 50N - Lado Primario del T1	
Icc	3260 A
Icc Sec	4.08 A
Tipo de curva	Only Instantaneous
Protección 51N - Lado Secundario del T1	
ITAP	62.5 A
ITAP Sec	0.52 A
Tipo de curva	IEC Normally Inverse
Dial	0.46
Protección 50N - Lado Secundario del T1	
Icc	509 A
Icc Sec	4.25 A
Tipo de curva	Only Instantaneous
Protección 51N - Barra a 69kV de Generación	
ITAP	112.5 A
ITAP Sec	0.94 A
Tipo de curva	IEC Normally Inverse
Dial	0.9
Protección 50N - Barra a 69kV de Generación	
Icc	1018 A
Icc Sec	8.49 A
Tipo de curva	Only Instantaneous

Tabla 5.12: Ajustes propuestos de las protecciones 50N/51N asumiendo el acoplamiento de barras.

Denominación	Valor Propuesto
Protección 51N - Generadores	
ITAP	660 A
ITAP Sec	2.75 A
Tipo de curva	IEC Normally Inverse
Dial	0.01
Protección 50N - Generadores	
Icc	1320 A
Icc Sec	5.5 A
Tipo de curva	Only Instantaneous
Protección 51N - Lado Primario del T1	
ITAP	2550 A
ITAP Sec	3.19 A
Tipo de curva	IEC Normally Inverse
Dial	0.08
Protección 50N - Lado Primario del T1	
Icc	4789 A
Icc Sec	5.99 A
Tipo de curva	Only Instantaneous
Protección 51N - Lado Secundario del T1	
ITAP	90 A
ITAP Sec	0.75 A
Tipo de curva	IEC Normally Inverse
Dial	0.24
Protección 50N - Lado Secundario del T1	
Icc	622 A
Icc Sec	5.19 A
Tipo de curva	Only Instantaneous
Protección 51N - Barra a 69kV de Generación	
ITAP	90 A
ITAP Sec	0.75 A
Tipo de curva	IEC Normally Inverse
Dial	1.2
Protección 50N - Barra a 69kV de Generación	
Icc	1018 A
Icc Sec	8.49 A
Tipo de curva	Only Instantaneous

5.2.5. Resultados obtenidos del programa DIgSILENT PowerFactory

Para la coordinación de los relés de sobrecorriente de la subestación ALAO se emplea el programa DIgSILENT PowerFactory el mismo que ayuda a determinar el ajuste del TAP y del DIAL de los relés de sobrecorriente 50/51 de fase así como también para los 50N/51N del neutro de la subestación en estudio.

Simulación de coordinación de protecciones 50/51 de la Zona 1.

Como se sabe las curvas deben ajustarse con un desfase de operación entre los 250 y 400 milisegundos teniendo ese concepto claro se procede a realizar la simulación en donde la Figura 5.7 muestra que el tiempo de operación una respecto a la otra se encuentra en el rango antes mencionado siendo la curva de color marron verde el relé de las unidades de generación A Y B, la curva de color verde el relé del lado primario del transformador T1, la curva de color rojo el relé del secundario del transformador T1 y la curva de color azul el relé de la barra de 69 kV.

En la Figura 5.8 se puede apreciar el tiempo de operación de cada protección al simular una falla en la barra de 2.4 kV donde las 2 unidades de generación entran en paralelo para abastecer de voltaje al transformador T1.

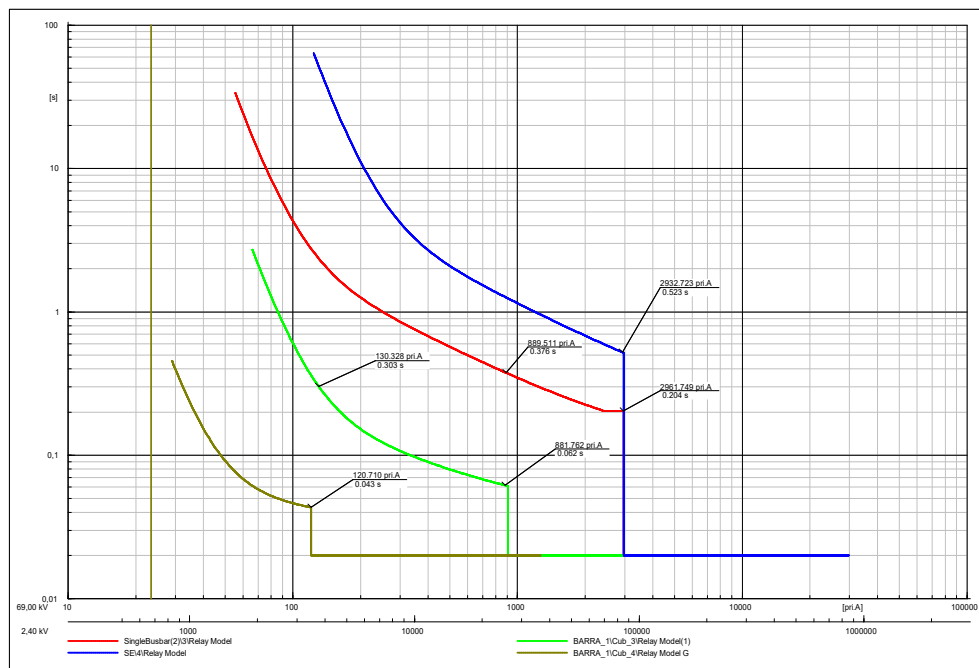


Figura 5.7: Coordinación de protecciones 50/51 - Zona 1.

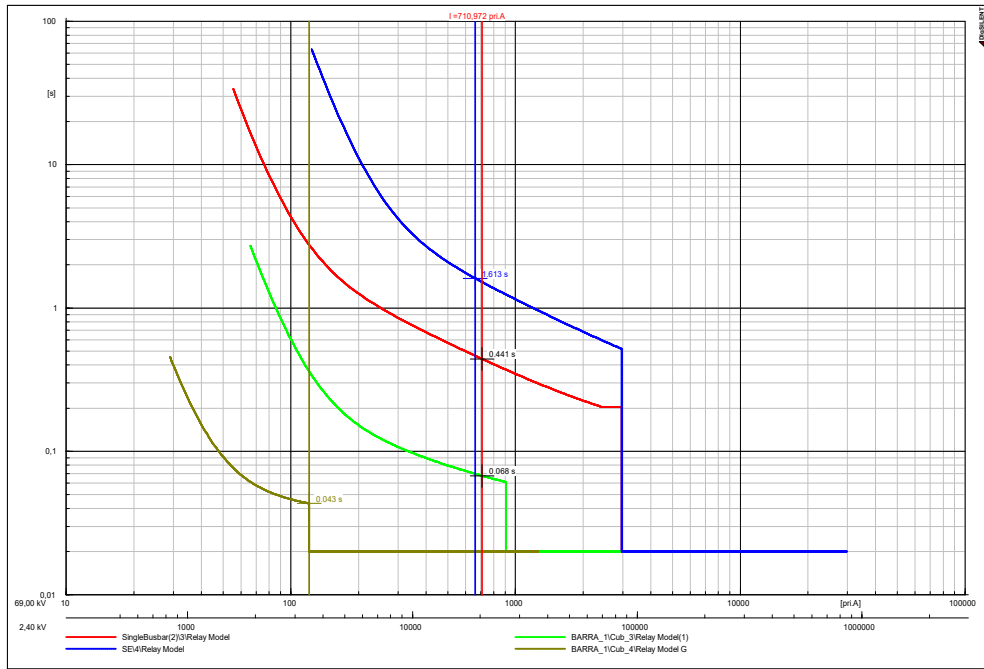


Figura 5.8: Simulación de operación de coordinación de protecciones 50/51 - Zona 1 durante una falla.

Simulación de coordinación de protecciones 50/51 de la Zona 2.

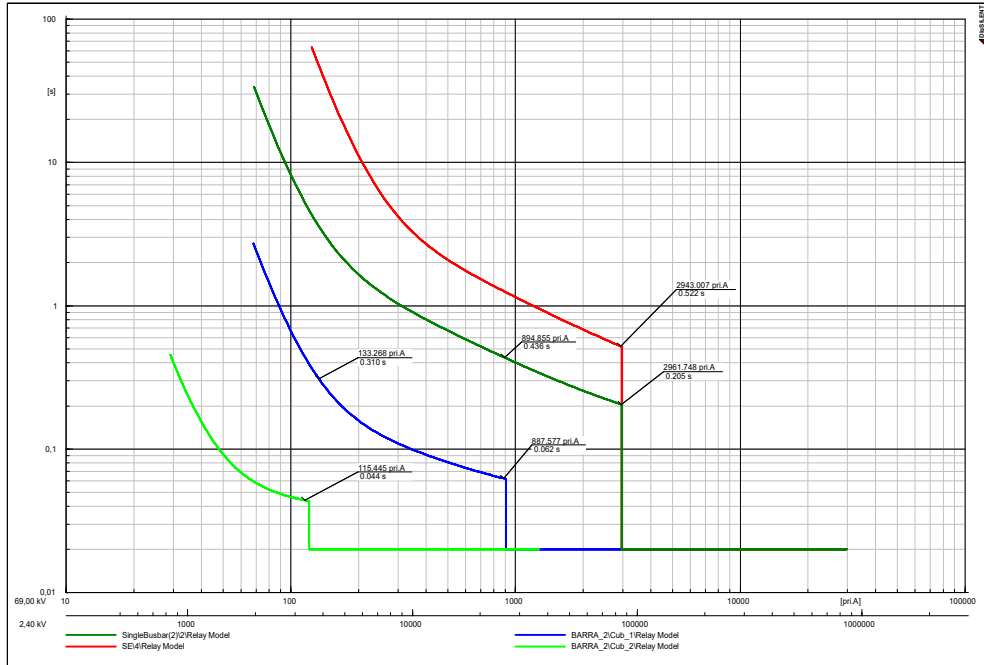


Figura 5.9: Coordinación de protecciones 50/51 - Zona 2.

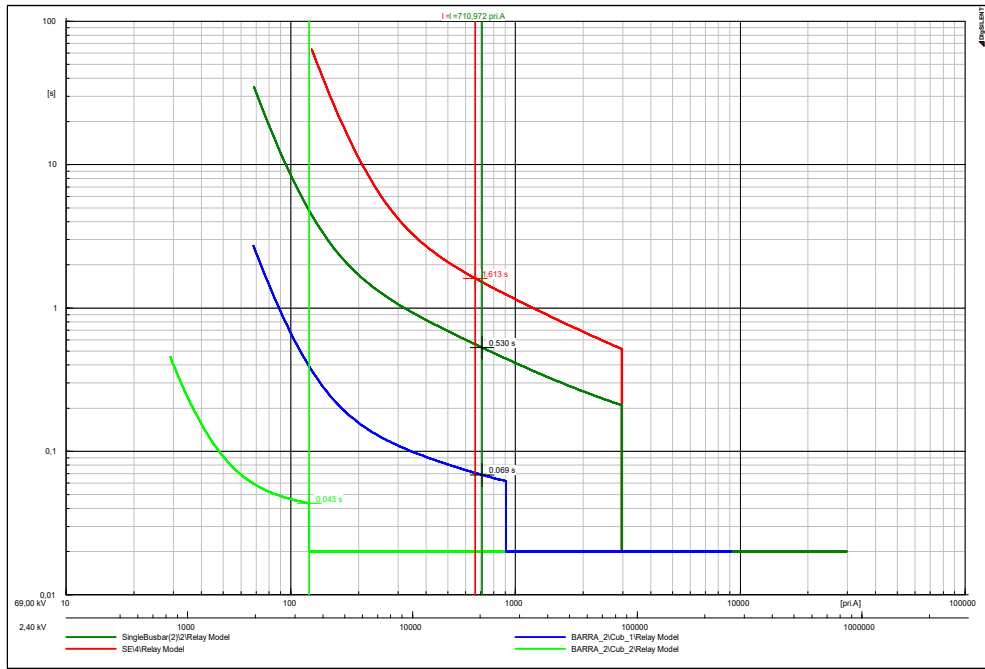


Figura 5.10: Simulación de operación de coordinación de protecciones 50/51 - Zona 2 durante una falla.

Simulación de coordinación de protecciones 50/51 del sistema aplicando acoplamiento de barras.

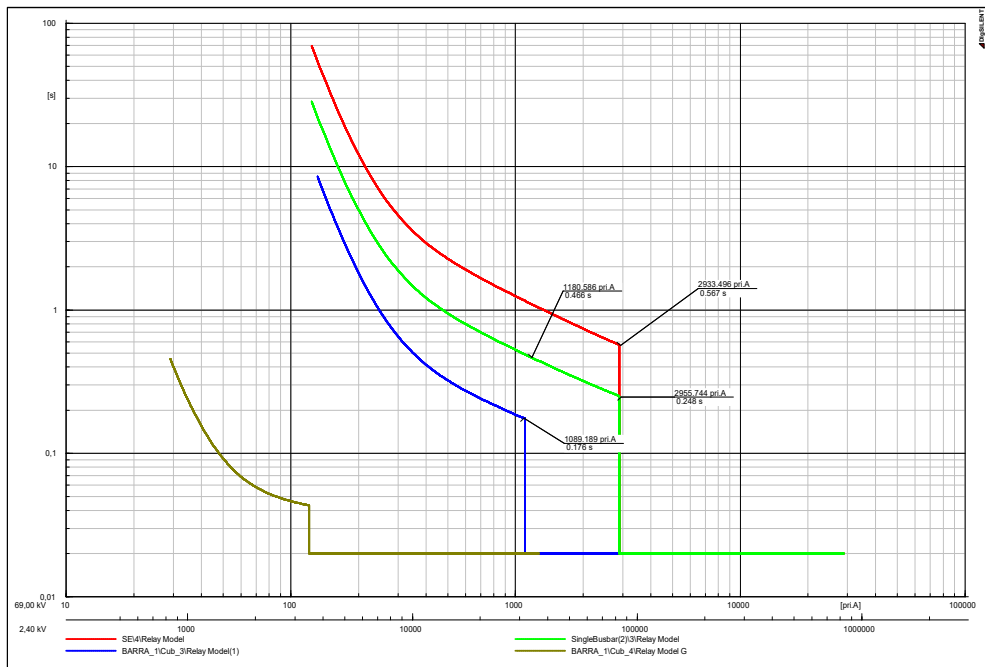


Figura 5.11: Coordinación de protecciones 50/51 - con acoplamiento de barras.

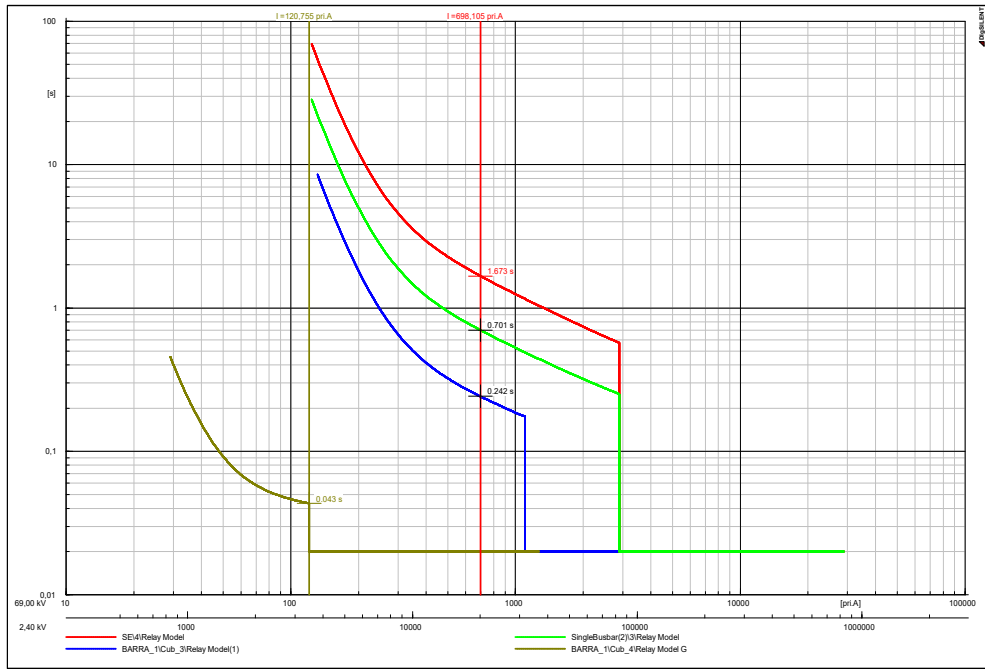


Figura 5.12: Simulación de operación de coordinación de protecciones 50/51 del sistema con acoplamiento de barras durante una falla.

Simulación de coordinación de protecciones 50N/51N - Zona 1

Este tipo de protección según se puede apreciar una vez realizada la simulación de una falla de tipo monofásica la protección que se activa es la instantánea en un tiempo de 0.02 segundos.

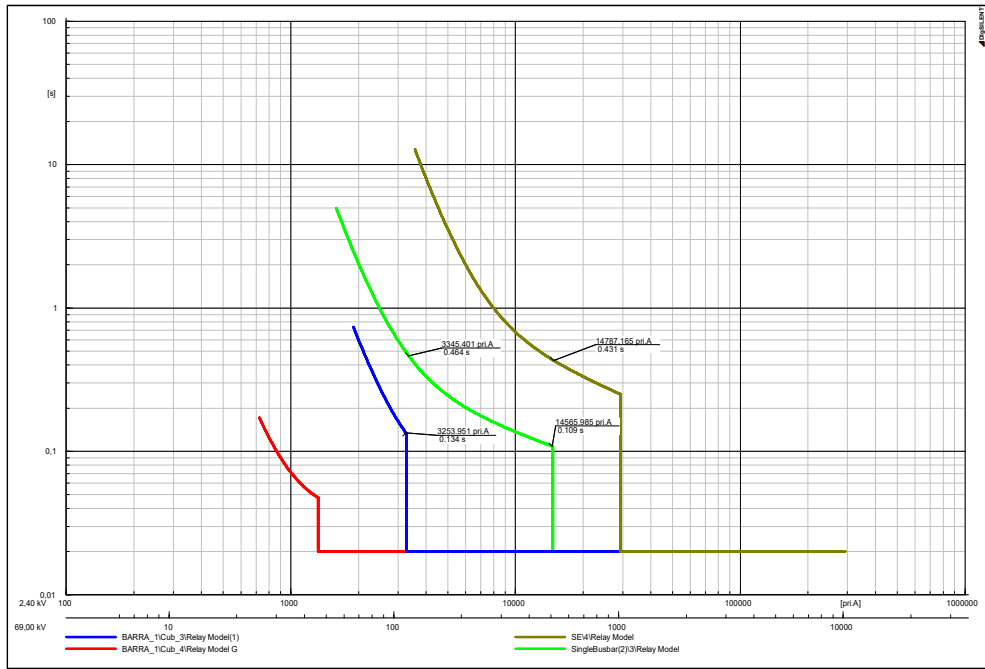


Figura 5.13: Coordinación de protecciones 50N/51N - Zona 1.

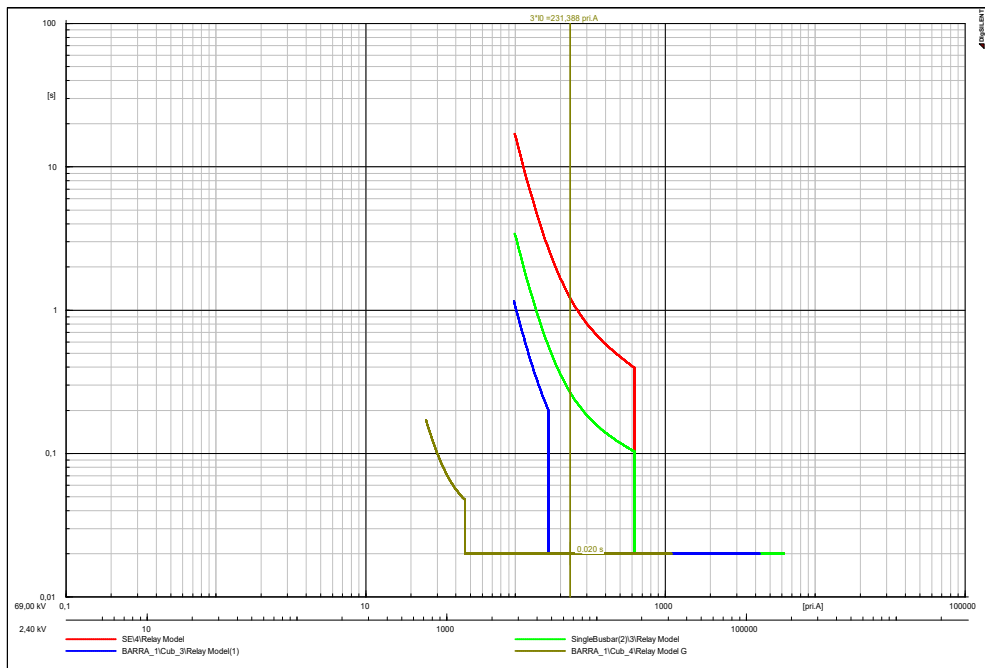


Figura 5.14: Simulación de operación de coordinación de protecciones 50N/51N - Zona 1 durante una falla.

Simulación de coordinación de protecciones 50N/51N - Zona 2

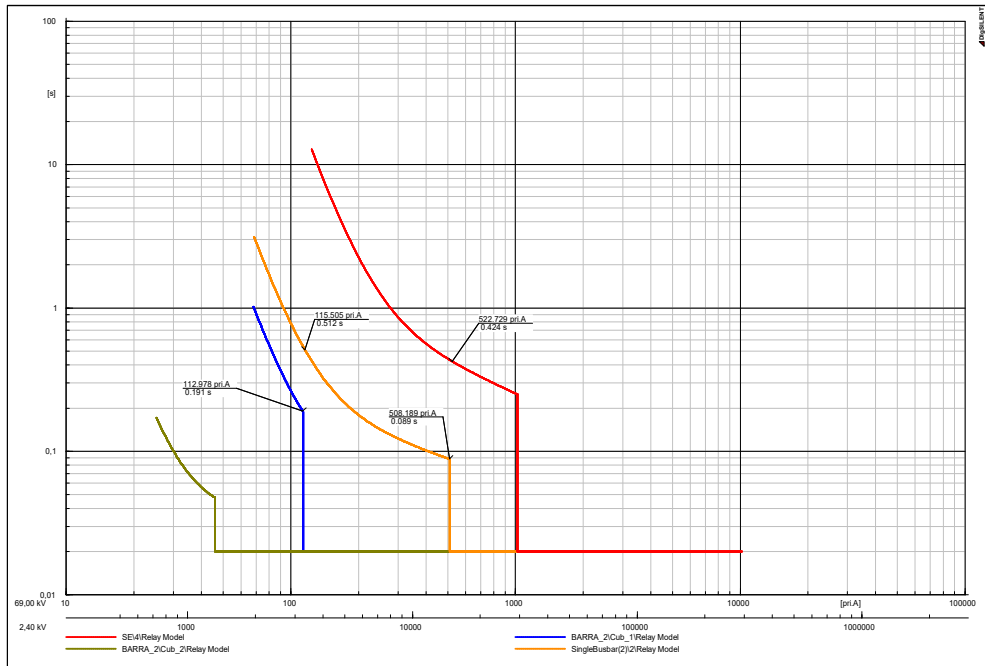


Figura 5.15: Coordinación de protecciones 50N/51N - Zona 2.

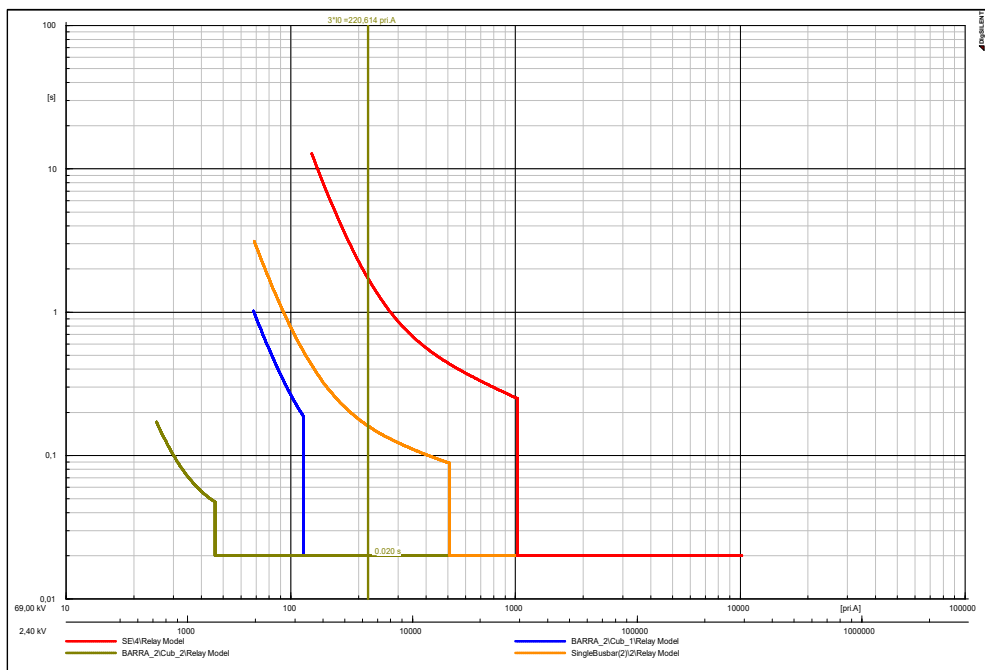


Figura 5.16: Simulación de operación de coordinación de protecciones 50N/51N - Zona 2 durante una falla.

Simulación de coordinación de protecciones 50N/51N del sistema aplicando acoplamiento de barras.

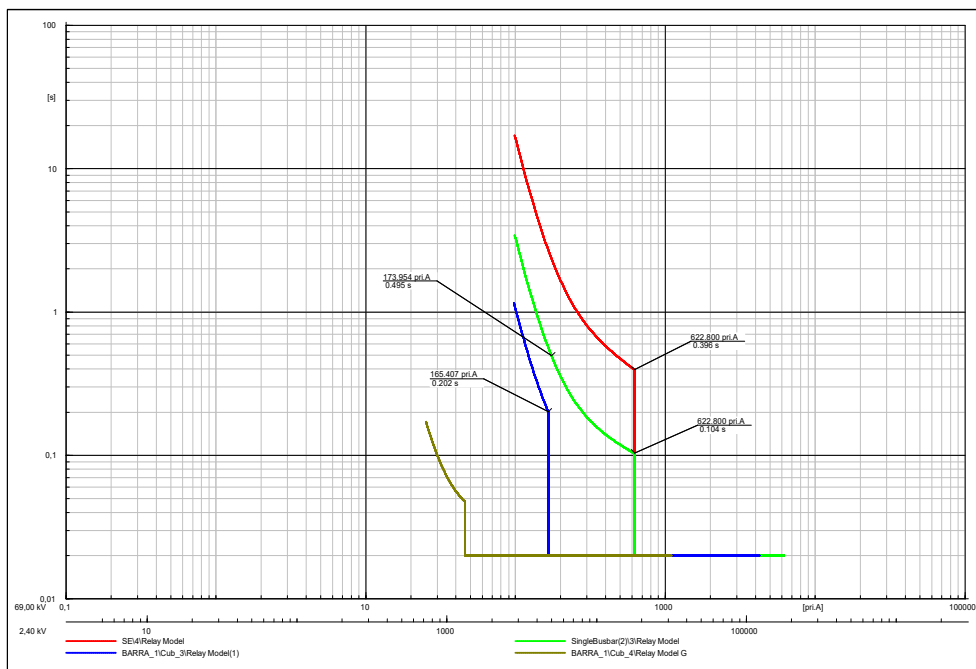


Figura 5.17: Coordinación de protecciones 50/51 - Zona 2.

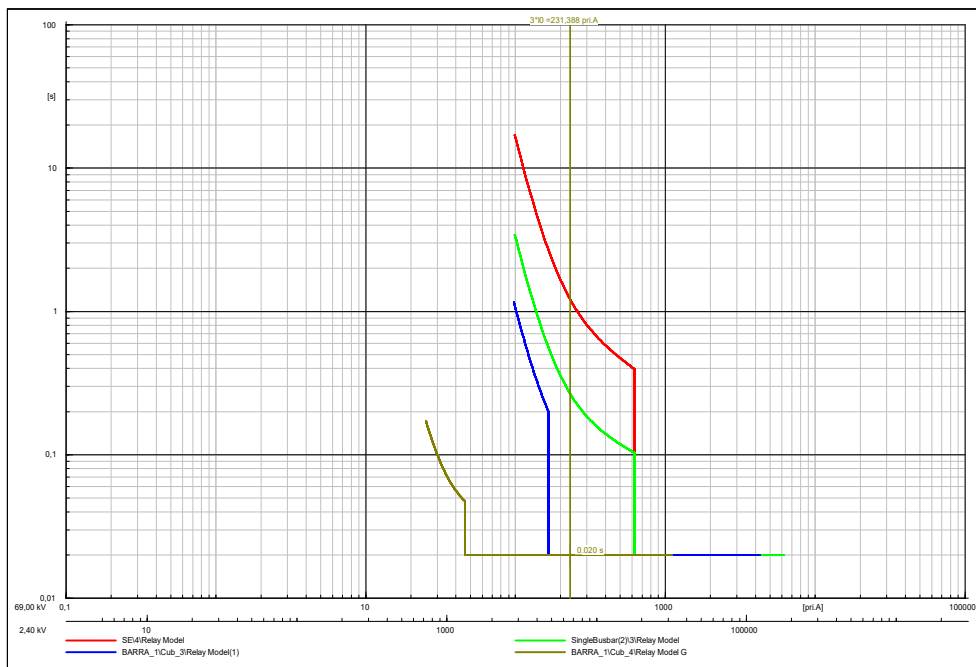


Figura 5.18: Simulación de operación de coordinación de protecciones 50N/51N del sistema con acoplamiento de barras durante una falla.

6. Capítulo 6: OBRA CIVIL

6.1. Generalidades

Para iniciar el estudio civil de la subestación eléctrica ALAO se dispone de un terreno con un área aproximada de 747.6 m², en donde estarán ubicados los elementos que se listan a continuación, para los cuales se debe contar con fundaciones de hormigón.

- Cuarto de celdas de MV.
- Castillos de estructura metálica.
- Transformadores de potencia.
- Transformador tipo pedestal de servicios auxiliares.
- Disyuntores de tipo tanque muerto a 69 kV.
- Canalizaciones y trincheras.
- Tanque o cisterna almacenadora de aceite.

Debido a que los estudios de la obra civil no forman parte de este diseño, en este capítulo solo se mencionará los aspectos que se deben tomar en cuenta para la realización del estudio civil, así como también características constructivas de los mismos para que se puedan tomar como referencia.

Se debe elaborar metodologías y procedimientos de construcción de obra civil tomando en consideración las condiciones climáticas, sociales, ecológicas, etc., de la zona, estos procedimientos deberán cumplir con los requerimientos ambientales, técnicos logísticos, seguridad industrial, constructivos, etc., que permiten buenas prácticas constructivas para que se pueda desarrollar el estudio a satisfacción de la EERSA, en cumplimiento de las mejores prácticas de la ingeniería y de estándares establecidos por las normas IEC y las NEC – 2015. [25] [26]

6.1.1. Limpieza del terreno.

Consistirá en despejar del terreno toda clase de maleza, basura, vegetación existente en el área de implementación de la subestación.

En este estudio también se debe incluir la parte de levantamiento del equipamiento existente y su posterior reubicación ya que el espacio de la subestación debe quedar totalmente limpio para poder iniciar la obra civil como tal.

6.1.2. Replanteo para estructuras

Como paso previo a la construcción de la obra civil se debe realizar el replanteo o más conocido como el trazado en el terreno, confirmación de longitudes y niveles llevados de los planos Arquitectónicos.

6.2. Estudios de Mecánica de Suelos

El estudio de suelo se realizara en los sitios de mayor interés para la implementación de equipos de mayor peso, en plataformas, lugares de ubicación de canaletas, edificios, estructuras, vías y, en todas aquellos que según criterio sustentado del responsable del estudio sea necesario realizarlo.

6.3. Estudios Estructurales

Se deberá realizar el diseño de la cimentación para el tipo de suelo encontrado (plintos, zapatas, losas de cimentación, pilotaje, etc.) determinando los requerimientos específicos de la sub-estructura, especialmente bajo fuerzas producidas por eventos sísmicos, garantizando que no se presenten asentamientos diferenciales y/o filtraciones.

Para el diseño se debe contemplar un estudio sismo - resistente. Las fuerzas sísmicas actuantes en la estructura son obtenidas mediante la determinación de la carga basal, tanto para análisis sísmico en la dirección X, como en la dirección Y, el análisis tridimensional con modelación de tres grados de libertad por planta, concentrando los efectos del sismo en los centros de masas de cada piso (juntas maestras).

6.3.1. Base de transformadores de potencia

La base debe tener un área de 5.10m de largo X 4.70m de ancho para cada transformador de potencia, así mismo deben poder soportar el peso del equipo el cual aproximadamente es de 25 Toneladas.

6.3.2. Base de transformador de servicios auxiliares - Pad Mounted

La base debe ser capaz de soportar el peso del transformador el cual tiene una potencia de 100 KVA, las dimensiones de la base deben regirse al "Manual De Construcción Del Sistema De Distribución Eléctrica De Redes Subterráneas" del Ex MEER.

6.3.3. Cubetos y cisterna almacenadora de aceite

Cada base de los transformadores de potencia deberá constar con su respectivo cubeto para la recolección del aceite, los cuales deben ser capaces de poner almacenar al menos 10m^3 de este líquido. Además se prevé una cisterna almacenadora de aceite el cual deberá ser capaz de recolectar el aceite de ambos transformadores de alrededor de 20m^3 , el cual tendrá las medidas de 3.5m de largo X 3.5m de ancho y 1.6m de profundidad. Se prevé este elemento con fines de seguridad ambiental debido a que este tiene la función de retener el aceite derramado por los transformadores, evitando que estos lleguen a contaminar el suelo y pudiera filtrarse hasta llegar a mezclarse con el agua del río Chambo.

6.3.4. Cuarto de celdas

La edificación para este estudio es una estructura de hormigón armado de una planta, destinada para uso de cuarto de celdas de MV y tableros de control de la subestación la cual tendrá una altura de 3.5m, 13.2m de largo y 4.5m de ancho, dispondrá de una puerta principal, ventanas y una rejilla que tendrá la función de ventilar el cuarto con el aire natural, cuando permanezca cerrado.

6.3.5. Base de interruptor de potencia de tipo tanque muerto

Las bases deben tener las dimensiones de 2.40m de largo X 1.60m de ancho, las mismas deben ser capaces de soportar el peso del equipo incluido la estructura de instalación.

6.3.6. Base de pórticos de estructura metálica

Las cimentaciones que se necesitaran para el asentamiento de las estructuras metálicas deberán tener las medidas de 1.2m de largo X 1.2m de ancho y deberán ser capaces de soportar el peso de la estructura que aproximadamente será de 2500 kg, con una altura alrededor de 12 metros, así como también de los equipos y elementos que en las mismas van instalados tales como transformadores de instrumentación, seccionadores, aisladores, conductor AAC, descargador de sobretensiones de tipo atmosférico (Punta Franklin).

6.3.7. Canalizaciones y trincheras

Las canalizaciones y trincheras deberán ser de hormigón armado con su respectiva cubierta del mismo material o tol metálico, se usará hormigón simple 210 kg/cm² según el diseño de canal, Se le tendrá que dar una pendiente mínima necesaria para evacuar cualquier tipo de filtración de agua. Deberán ser capaces de soportar el peso del personal que pudiese transitar en la subestación el cual es mayor a los 70 kg. Las dimensiones de estas varían por lo cual en el ANEXO 6.1 se especifica las dimensiones de las mismas.

6.3.8. Malla de puesta a tierra

La subestación Alao tendrá 2 mallas de puesta a tierra una propia de la subestación que tiene una dimensión de 36m de largo X 16m de ancho y otra para el transformador de servicios auxiliares la misma que tendrá 2m de largo X 2m de ancho esta malla se conectara a la malla principal de la subestación mediante conductor Cu 4/0 y suelda exotérmica.

6.4. Especificaciones Técnicas Generales de la Estructura Metálica

EMPRESA ELÉCTRICA RIOBAMBA S.A.

ESPECIFICACIONES TÉCNICAS GENERALES: ADQUISICIÓN DE ESTRUCTURA DE ACERO GALVANIZADO PARA LA SUBESTACIÓN ALAO

Ítem	Descripción	Cantidad requerida	Características técnicas garantizadas	Dimensiones generales (mm)	Costo (\$)
1	Columnas principales 13,2 m	11	Ver Anexo 1	900x900x13.200 mm	
2	Viga para seccionadores 6,6 m	8	Ver Anexo 1	900x1.400x6.600 mm	
3	Vigas para barras 6,6 m	9	Ver Anexo 1	900x500x6.600 mm	
4	Viga para seccionador bypass 6,6 m	1	Ver Anexo 1	900x560x6.600 mm	

6.4.1. Estructura metálica tipo H

EMPRESA ELÉCTRICA RIOBAMBA S.A. ADQUISICIÓN DE ESTRUCTURAS DE ACERO GALVANIZADO PARA LA SUBESTACIÓN ALAO - DATOS TÉCNICOS GARANTIZADOS					
SUMINISTRO: Estructura de acero galvanizado.				Para uso en la bahía de 69 kV	
Ítem	Descripción	Unidad	Detalle de los Datos Técnicos Requeridos		
			Solicitado	Ofertado	Comentarios / Referencia
1	CARACTERÍSTICAS RELEVANTES				
1.1	Fabricante	N/A	Indicar		
1.2	País de procedencia	N/A	Indicar		
1.3	Año de fabricación	N/A	No menor al año en curso		
1.4	Tipo de estructura	N/A	H		
1.5	Norma de estructuras	N/A	ASTM		Certificado debe ser otorgado por organismo internacional
1.6	Normas en lo que sean aplicables	N/A	ASTM/ISO/AISC/JIC/NESC/JEC/ANSI		Certificado debe ser otorgado por organismo internacional
1.7	Instalación	N/A	Intemperie		Las estructuras serán diseñadas en forma tal que pueda resistir las condiciones ambientales y climáticas más adversas, ya sea debidas a causas internas o externas, tales como viento, tempestades, lluvia, variaciones de temperatura, etcétera, que sean predominantes en el emplazamiento de las obras.
1.8	Facilidades para el trabajo	N/A	Indicar		Las estructuras deberán estar diseñadas para facilitar su transporte, montaje, desmontaje, inspección, pruebas, funcionamiento, mantenimiento y eventuales reparaciones.
1.9	Planos con dimensiones	N/A	Adjuntar		Anexar Planos
1.10	Altura de instalación	m.s.n.m	≥3000		
2	DETALLES ESTRUCTURALES				
2.1	Conexiones y uniones	NA	Indicar		Se usarán para todas las conexiones y uniones y se procurará que en lo posible sean del mismo tamaño. No se permitirá el uso de soldaduras.
2.2	Estructuras	N/A	Indicar		Todas las estructuras serán de acero perfectamente galvanizado, tipo en celosía, autosoportantes, apropiadas para instalación en fundaciones de concreto.
2.3	Estructuras y soportes	N/A	Indicar		Las estructuras y soportes deberán tener perforaciones para la correcta conexión de la puesta a tierra.

3 REQUERIMIENTOS ESTRUCTURALES					
3.1	Fabricación del acero				
3.1.1	Requisitos del material	N/A	Indicar		Cualquier material estructural será nuevo y rectilíneo, limpio de moho y suciedad. De ser necesario someter al material a esfuerzos mecánicos, esto deberá ser hecho por métodos que no provoquen fisuras en las piezas y no alteren o perjudiquen las características del material.
3.1.2	Cortado	N/A	Indicar		El cortado de las piezas debe realizarse cuidadosamente con herramientas apropiadas, en buen estado, para evitar la formación de fisuras, rebordes y rebabas. No se aceptará el empleo de antorchas de oxi-acetileno guiadas manualmente.
3.1.3	Agujeros	N/A	Indicar		Todos los agujeros deberán ser limpiamente punzonados para el diámetro completo y no se permitirán rebabas o imperfecciones; todos los agujeros serán cilíndricos y perpendiculares a la superficie del miembro. En acero estructural con un espesor mayor a 20 mm los agujeros serán perforados.
3.1.4	Punzón	N/A	Indicar		El diámetro del punzón será 1.5 mm mayor que el diámetro nominal del perno respectivo y el diámetro del dado no deberá ser mayor que 1.5 mm del diámetro del punzón. Para un sub-punzonado, el diámetro del punzón será 5 mm menor que el diámetro nominal del perno y el diámetro del dado no será mayor que 2.5 mm que el diámetro del punzón.

3.2	Galvanizado en caliente	N/A	Indicar		<p>Todas las piezas serán galvanizadas de acuerdo con la norma ASTM A 123. El espesor del galvanizado será de 100 micras. No se aceptarán daños ni deformaciones en el material durante el proceso de galvanizado. Reparaciones en el galvanizado se permitirán únicamente para fallas pequeñas y puntuales, por medio de la aplicación de una capa de pintura galvanizada.</p> <p>Cualquier pieza en la que el galvanizado se desprenda o se dañe después de dos inmersiones será rechazada. Todos los agujeros deberán estar libres de cualquier escoria, luego del galvanizado.</p>
4 LÍMITES DE LONGITUD DE LOS MIEMBROS (La relación de Esbeltez L/r, NO excederá los valores dados en los apartados 4 y 5)					
4.1	Patas de la estructura y miembros principales trabajando a compresión	L/r	150		
4.2	Otros miembros trabajando a compresión, con esfuerzo calculado.	L/r	200		
4.3	Miembros secundarios trabajando a compresión.	L/r	250		
4.4	Brazos trabajando a tensión	L/r	250		
4.5	Todos los otros miembros trabajando a tensión.	L/r	500		
5 REQUERIMIENTOS LÍMITES PARA LOS MIEMBROS Y PERNOS					

5.1	Espesor Mínimo de los materiales				
5.1.1	Miembros principales de crucetas y cantoneras.	mm	5		
5.1.2	Miembros angulares de superestructuras	mm	4		
5.1.3	Miembros angulares secundarios.	mm	3		
5.1.4	Platinas de unión.	mm	6		
5.2	Ancho máximo de los ángulos de acero de alta resistencia	N/A	16 veces el espesor		
5.3	Ancho máximo de los ángulos de acero Standard:	N/A	20 veces el espesor		
5.4	Diámetro mínimo de los pernos	mm	12		
6	GARANTÍAS				
6.1	Garantía técnica	Años	Mínimo 3		

NOTAS:

1. SE DEBEN ENTREGAR CATALOGOS EN ESPAÑOL DE CARACTERISTICAS TÉCNICAS, INSTALACIÓN Y MANTENIMIENTO.

2. TODAS LAS CONEXIONES SERÁN EMPERNADAS Y LOS MIEMBROS SOMETIDOS A ESFUERZOS QUE DETERMINEN TENSIONES SUPLEMENTARIAS DEBERÁN SER CONECTADOS POR LOS MENOS CON DOS PERNOS SI SON NECESARIOS DOS O MÁS PERNOS PARA LA UNIÓN DE LOS MIEMBROS, DEBERÁ DISPONERSE DE CARTELA PARA LA CONEXIÓN, SALVO EN AQUELLOS CASOS EN QUE EL ANCHO DEL MIEMBRO PERMITA SITUAR SOBRE EL MISMO DOS PERNOS.

3. NO SE ACEPTARÁN BARRAS PLANAS NI TUBULARES

7. Capítulo 7: ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DE LOS EQUIPOS DE POTENCIA, CONTROL Y COMUNICACIONES DE LA SUBESTACIÓN (ALAO)

7.1. Generalidades

Como se hace referencia en el capítulo 1, cuando se realizó la construcción de la subestación ALAO no disponía de la tecnología con la que contamos en la actualidad por lo que se ha visto la necesidad de cambiar los sistemas de protección, regulación, medida y accesorios que han cumplido su vida útil, además del cambio de los transformadores de elevación de los cuatro grupos, con el objetivo de conectarse directamente a una sola barra de 69kV.

La constante evolución de la tecnología, la imposibilidad de obtener repuestos originales de recambio obliga a una actualización de los sistemas.

Es por ello que el presente trabajo de titulación propone el diseño de la nueva subestación.

Por lo descrito anteriormente en el presente capítulo se presenta las especificaciones técnicas garantizadas del equipamiento de la nueva subestación ALAO en el área de Potencia, Control y Comunicación de la subestación las cuales fueron diseñadas en base a las unidades de propiedad del Ex Ministerio de Electricidad y Energía Renovable (MEER) y a los lineamientos de la Empresa Eléctrica Riobamba S.A (EERSA), por cuanto estas especificaciones cuentan con toda la garantía para poder ser publicadas en un proceso de contratación.

A continuación se detallan los equipos de Potencia y Control junto con sus respectivas características que deben tener los equipos a ser utilizados en la subestación ALAO.

7.2. Especificaciones Técnicas Generales de los Equipos de Potencia y Control

EMPRESA ELÉCTRICA RIOBAMBA S.A.

ESPECIFICACIONES TÉCNICAS GENERALES: ADQUISICIÓN DE EQUIPOS DE POTENCIA

Ítem	EQUIPO	Cantidad requerida	Unidad	Características técnicas garantizadas	Costo (\$)
1	Interruptor de 69 kV, Tanque Muerto con extinción del arco en SF6	3	U	Ver Anexo 1	
2	Seccionador tripolar giratorio de apertura vertical con puesta a tierra 69 kV para montaje vertical.	4	U	Ver Anexo 2	
3	Seccionador tripolar giratorio de apertura central con puesta a tierra 69 kV para montaje horizontal.	1	U	Ver Anexo 3	
4	Transformador Trifásico de servicios auxiliares de 100 KVA Pad Mounted	1	U	Ver Anexo 4	
5	Celda de Medio Voltaje 12 kV de medición Aisladas en aire con equipamiento	2	U	Ver Anexo 5	
6	Celda de Medio Voltaje 12 kV de servicios auxiliares Aisladas en aire con equipamiento	1	U	Ver Anexo 6	
7	Celda de Medio Voltaje de 12 kV de transformadores de potencia Aisladas en aire con equipamiento	2	U	Ver Anexo 7	
8	Celda de Medio Voltaje 12 kV de unidades de generación Aisladas en aire con equipamiento	4	U	Ver Anexo 8	
9	Celda de Medio Voltaje 12 kV de acoplamiento de barras, Aisladas en aire con equipamiento	1	U	Ver Anexo 9	
10	Relé multifunción diferencial de protección para transformador de potencia de 125 a 132 VCC	2	U	Ver Anexo 10	
11	Relé de protección diferencial para barra de 69 Kv de 125 a 132 VCC	1	U	Ver Anexo 11	
12	Relé multifunción de protección de sobrecorriente de 125 a 132 VCC	1	U	Ver Anexo 12	
13	Transformador de potencia 2.4/69 kV 10 MVA ONAN	2	U	Ver Anexo 13	
14	Transformador de potencial inductivo (Tp), 69 kV/√3 kV	3	U	Ver Anexo 14	
15	Transformadores de corriente (Tc) Tipo Barra en el primario o Base Sólida (Protección)	12	U	Ver Anexo 15	
16	Transformadores de potencial de un polo tipo exterior (Protección)	4	U	Ver Anexo 16	
17	Aislador polimérico tipo suspensión a 69 kV	45	U	Ver Anexo 17	

18	Tablero de control para transformadores de potencia	2	U	Ver Anexo 18	
19	Tablero de control para salida de 69 kV	1	U	Ver Anexo 19	
20	Barras conductoras para alimentación de Generadores a Celdas	215	M	Ver Anexo 20	
21	Barras conductoras para alimentación de Celdas a Transformadores	45	M	Ver Anexo 21	
22	Conjunto Punta captadora tipo Franklin + soporte	9	U	Ver Anexo 22	

7.2.1. Interruptor de 69 kV, Tanque Muerto con extinción del arco en SF6

Básicamente se lo puede definir como un dispositivo cuya función es interrumpir y restablecer la continuidad en un circuito eléctrico, recibe el nombre de interruptor de potencia debido a la operación de apertura o de cierre la efectúa con carga, o con corriente de corto circuito (en caso de alguna perturbación).

EMPRESA ELÉCTRICA RIOBAMBA S.A. ADQUISICIÓN DE EQUIPOS PARA LA SUBESTACIÓN ALAO - DATOS TÉCNICOS GARANTIZADOS					
SUMINISTRO: Interruptor de 69 kV, Tanque Muerto con extinción del arco en SF6				Para uso en la bahía de 69 kV	
Ítem	Descripción	Unidad	Detalle de los Datos Técnicos Requeridos		
			Solicitado	Ofertado	Comentarios / Referencia
1	CARACTERÍSTICAS RELEVANTES				
1.1	Unidades requeridas	U	3		
1.2	Fabricante	N/A	Indicar		
1.3	País de procedencia	N/A	Indicar		
1.4	Año de fabricación	N/A	No menor al año en curso		
1.5	Modelo	N/A	Indicar		Anexar Catálogos. Indicar (señalizar) en el catálogo el número o código del equipo ofertado.
1.6	Tipo	N/A	Tanque muerto		
1.7	Medio de Aislamiento y Extinción del Arco	N/A	SF6 (Hexafluoruro de azufre)		
1.8	Normas	N/A	IEC 62271-100 / ANS/IEEE C57.13		
1.9	Estructura metálica para soporte del interruptor	N/A	Requerido		
1.10	Instalación	N/A	Intemperie		
1.11	Laboratorio acreditado donde se realizará las pruebas FAT	N/A	Identificar		
1.12	Certificado que acredite que el laboratorio cumple la Norma ISO 17025	N/A	Requerido, adjuntar certificados y/o resoluciones de los laboratorios donde se ejecutarán las pruebas de acuerdo a ISO 17025.		Certificado debe ser otorgado por organismo internacional
1.13	Protocolo de pruebas prototipo homologados bajo normas internacionales (del modelo de interruptor ofertado)	N/A	Requerido. Adjuntar certificados de por lo menos tres pruebas.		Se debe entregar los protocolos de al menos tres pruebas prototipo homologadas bajo normas internacionales
1.14	Planos con dimensiones	N/A	Adjuntar		Anexar Planos
1.15	Grado de sismicidad	g	≥0.5		
1.16	Altura de instalación	m.s.n.m	≥3000		

2 CARACTERÍSTICAS DEL INTERRUPTOR					
2.1	Número de fases	C/U	3		
2.2	Tipo de extinción del arco	N/A	SF6		
2.3	Accionamiento	N/A	Tripolar		
2.4	Voltaje nominal	kV	69		
2.5	Voltaje máximo de operación	kV	≥ 72.5		El valor de voltaje de operación puede variar de acuerdo al nivel de aislamiento escogido para el equipo. Se deberá especificar el voltaje del modelo de equipo ofertado.
2.6	Nivel de aislamiento a 0 m.s.n.m. (interno) a frecuencia industrial (60 Hz)	kV rms	≥ 140		
2.7	Nivel de aislamiento a 0 m.s.n.m. (interno) a impulso, 1.2 x 50us	kVpico	≥ 350		
2.8	Nivel de aislamiento a 0 m.s.n.m. (bushings) a frecuencia industrial (60 Hz)	kV rms	≥ 185		
2.9	Nivel de aislamiento a 0 m.s.n.m. (bushings) a impulso, 1.2 x 50us	kVpico	≥ 450		
2.10	Distancia de fuga	mm	≥ 1710		
2.11	Frecuencia nominal	Hz	60		
2.12	Corriente nominal	A	≥ 400		
2.13	Corriente nominal de interrupción en cortocircuito (Valor eficaz de la componente alterna)	kA	≥ 40		
2.14	Factor de apertura del primer polo (Kpp)	N/A	Indicar		
2.15	Capacidad nominal de cierre en cortocircuito	kA	Indicar		
2.16	Secuencia de operación	N/A	O-0.3s CO-3MIN-CO		
2.17	Máximo tiempo total de interrupción	ciclos	≤ 5		
2.18	Material de los aisladores	N/A	Polímero		
2.19	Conector adecuado para cable AAC	Kcmil	Mínimo 3/0		
2.20	Mecanismo de operación(cierre y disparo)	N/A	Resorte Helicoidal		
2.21	Color	N/A	Gris claro Ansi 70		
3 CARACTERÍSTICAS DEL MECANISMO DE OPERACIÓN					
3.1	Tipo	N/A	Motor - Resorte		Carga a motor
3.2	Contador de operaciones	N/A	Requerido		
3.3	Clase de endurancia mecánica	N/A	M2		

3.4	Clase de endurancia eléctrica	N/A	E2		
3.5	Voltaje nominal de operación	Vcc	125		
3.6	Número de contactos auxiliares NA / NC	C/U	10 / 10		Conmutables NA/NC
4	CARACTERÍSTICAS DE LOS TRANSFORMADORES DE CORRIENTE PARA PROTECCIÓN				
4.1	Cantidad requerida	C/U	2 x fase		En cada bushing
4.2	Relación de transformación	A/A	$\geq 400/5$		
4.3	Clase de precisión	NA	5P20		
4.4	Burden	VA	30		
4.5	Ubicación	N/A	Bushing de salida		
5	CARACTERÍSTICAS DE LOS TRANSFORMADORES DE CORRIENTE PARA MEDICIÓN				
5.1	Cantidad requerida	C/U	2 x fase		En cada bushing
5.2	Relación de transformación	A/A	$\geq 400/5$		
5.3	Clase de precisión	NA	0.2		
5.4	Burden	VA	30		
5.5	Ubicación	N/A	Bushing de entrada		
6	CARACTERÍSTICAS DEL GABINETE DE CONTROL				
6.1	Indice de protección	N/A	IP55		
7	GARANTÍAS				
7.1	Garantía técnica	Años	Mínimo 3		

NOTAS:

1. SE DEBEN ENTREGAR CATALOGOS EN ESPAÑOL DE CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS, INSTALACIÓN Y MANTENIMIENTO.

7.2.2. Seccionador Tripolar Giratorio de Apertura Vertical con Puesta a Tierra 69 kV

El seccionador tripolar giratorio es un elemento de apertura y cierre destinado fundamentalmente para voltajes de servicio mayores a 36 kV e instalación en la intemperie. En el caso de la subestación Alao se utilizarán 2 tipos de apertura seccionadores. ya que 4 funcionarán como seccionadores de línea y uno como bypass.

EMPRESA ELÉCTRICA RIOBAMBA S.A. ADQUISICIÓN DE EQUIPOS PARA LA SUBESTACIÓN ALAO - DATOS TÉCNICOS GARANTIZADOS					
SUMINISTRO: Seccionador tripolar giratorio de apertura vertical con puesta a tierra 69 kV				Para uso en la bahía de 69 kV	
Ítem	Descripción	Unidad	Detalle de los Datos Técnicos Requeridos		
			Solicitado	Ofertado	Comentarios / Referencia
1	CARACTERÍSTICAS RELEVANTES				
1.1	Unidades requeridas	U	4		
1.2	Fabricante	N/A	Indicar		
1.3	País de procedencia	N/A	Indicar		
1.4	Año de fabricación	N/A	No menor al año en curso		
1.5	Marca	N/A	Indicar		
1.6	Modelo del seccionador	N/A	Indicar		Anexar Catálogos. Indicar (señalizar) en el catálogo el número o código del equipo ofertado.
1.7	Tipo	N/A	Trifásico		
1.8	Normas aplicables:	N/A	IEC 62271-102 / ANSI C37		
1.9	Para montaje	N/A	Vertical		
1.10	Instalación	N/A	Intemperie		
1.11	Protocolo de pruebas prototipo homologados	N/A	Requerido, adjuntar certificados de por lo menos tres pruebas.		Se debe entregar los protocolos de al menos tres pruebas prototipo homologadas bajo normas internacionales
1.12	Planos con dimensiones	N/A	Adjuntar		Anexar Planos
1.13	Grado de sismicidad	g	≥0.5		
1.14	Número de operaciones (endurancia mecánica)	N/A	M1		
1.15	Altura de instalación	m.s.n.m	≥3000		

2 CARACTERISTICAS DE LOS SECCIONADORES					
2.1	Número de polos	c/u	3		
2.2	Voltaje nominal	kV	69		
2.3	Voltaje máximo de operación	kV	≥72.5		El valor de voltaje de operación puede variar de acuerdo al nivel de aislamiento escogido para el equipo. Se deberá especificar el voltaje del modelo de equipo ofertado.
2.4	Nivel de aislamiento a 0 m.s.n.m. (bushings) a frecuencia industrial (60 Hz)	kV rms	≥ 185		
2.5	Nivel de aislamiento a 0 m.s.n.m. (bushings) a impulso, 1.2 x 50us	kVpico	≥ 450		
2.6	Distancia de fuga	mm	≥ 1710		
2.7	Frecuencia nominal	Hz	60		
2.8	Corriente nominal	A	≥ 400		
2.9	Material de los aisladores	N/A	Porcelana		
2.10	Borne de conexión	N/A	Rectangular		
2.11	Conector adecuado para cable AAC	Kcmil	Mínimo 3/0		
2.12	Conector adecuado para instalación de puesta a tierra	AWG	Mínimo #2		
3 MECANISMO DE OPERACIÓN					
3.1	Tipo	N/A	Trifásico / Motorizado		
3.2	Voltaje de control	Vdc	125		
3.3	Voltaje límite superior operación	Vdc	140		
3.4	Voltaje límite inferior operación	Vdc	85		
3.5	Tiempo de apertura	seg	Indicar		
3.6	Grado de protección	N/A	IP 55		
3.7	Tiempo de cierre	seg	Indicar		

4	CAJA DE COMANDO MOTORIZADA				
4.1	Grado de protección	N/A	IP55		
4.2	Pulsadores	N/A	Para comando local de apertura - cierre independientes		
4.3	Selector	N/A	De mando local - remoto		
4.4	Manivela	N/A	Para comando manual		
4.5	Resistencia, higrómetro y termostato	N/A	Para anticondensación		
4.6	Enclavamiento eléctrico	N/A	Bobinados de Interbloques		
5	GABINETE DE COMANDO Y CONTROL				
5.1	Instalación	N/A	Intemperie		
5.2	Grado de protección	N/A	IP55		
5.3	Protección de sobrecarga del motor	N/A	1		
5.4	Voltaje de calefacción, higrómetro y termostato	N/A	120 VCA		
5.5	Cajas de control y contactos auxiliares. 125 Vcc	N/A	5NA-5NC		
6	CUCHILLAS DE PUESTA A TIERRA				
6.1	Tipo de accionamiento	N/A	Manual / Motorizado		
6.2	Interbloqueo	N/A	Mecánico / Eléctrico		
7	ACCESORIOS				
7.1	Estructura de acero galvanizado	N/A	Si		
8	GARANTÍAS				
8.1	Garantía técnica	Años	Mínimo 3		

NOTAS:

1. SE DEBEN ENTREGAR CATALOGOS EN ESPAÑOL DE CARACTERISTICAS TÉCNICAS, INSTALACIÓN Y MANTENIMIENTO.

7.2.3. Seccionador Tripolar Giratorio de Apertura Central 69 kV

Debido a la forma de apertura de este seccionador en la subestacion ALAO será usado como un seccionador bypass.

EMPRESA ELÉCTRICA RIOBAMBA S.A.					
ADQUISICIÓN DE EQUIPOS PARA LA SUBESTACIÓN ALAO - DATOS TÉCNICOS GARANTIZADOS					
SUMINISTRO: Seccionador tripolar giratorio de apertura central 69 kV				Para uso en la bahía de 69 kV	
Ítem	Descripción	Unidad	Detalle de los Datos Técnicos Requeridos		
			Solicitado	Ofertado	Comentarios / Referencia
1	CARACTERÍSTICAS RELEVANTES				
1.1	Unidades requeridas	U	1		
1.2	Fabricante	N/A	Indicar		
1.3	País de procedencia	N/A	Indicar		
1.4	Año de fabricación	N/A	No menor al año en curso		
1.5	Marca	N/A	Indicar		
1.6	Modelo del seccionador	N/A	Indicar		Anexar Catálogos. Indicar (señalizar) en el catálogo el número o código del equipo ofertado.
1.7	Tipo	N/A	Trifásico		
1.8	Normas aplicables:	N/A	IEC 62271-102 / ANSI C37		
1.9	Para montaje	N/A	Horizontal		
1.10	Instalación	N/A	Intemperie		
1.11	Protocolo de pruebas prototipo homologados	N/A	Requerido, adjuntar certificados de por lo menos tres pruebas.		Se debe entregar los protocolos de al menos tres pruebas prototipo homologadas bajo normas internacionales
1.12	Planos con dimensiones	N/A	Adjuntar		Anexar Planos
1.13	Grado de sismicidad	g	0.5		
1.14	Número de operaciones (endurancia mecánica)	N/A	M1		
1.15	Altura de instalación	m.s.n.m	≥3000		

2 CARACTERISTICAS DE LOS SECCIONADORES					
2.1	Número de polos	c/u	3		
2.2	Voltaje nominal	kV	69		
2.3	Voltaje máximo de operación	kV	≥72.5		El valor de voltaje de operación puede variar de acuerdo al nivel de aislamiento escogido para el equipo. Se deberá especificar el voltaje del modelo de equipo ofertado.
2.4	Nivel de aislamiento a 0 m.s.n.m. (bushings) a frecuencia industrial (60 Hz)	kV rms	≥185		
2.5	Nivel de aislamiento a 0 m.s.n.m. (bushings) a impulso, 1.2 x 50us	kVpico	≥450		
2.6	Distancia de fuga	mm	≥1710		
2.7	Frecuencia nominal	Hz	60		
2.8	Corriente nominal	A	≥1200		
2.9	Material de los aisladores	N/A	Porcelana		
2.10	Borne de conexión	N/A	Rectangular		
2.11	Conector adecuado para cable AAC	Kcmil	Mínimo 3/0		
3 MECANISMO DE OPERACIÓN					
3.1	Tipo	N/A	Trifásico / Motorizado		
3.2	Voltaje de control	Vdc	125		
3.3	Voltaje límite superior operación	Vdc	140		
3.4	Voltaje límite inferior operación	Vdc	85		
3.5	Tiempo de apertura	seg	Indicar		
3.6	Grado de protección	N/A	IP 55		
3.7	Tiempo de cierre	seg	Indicar		

4	CAJA DE COMANDO MOTORIZADA				
4.1	Grado de protección	N/A	IP55		
4.2	Pulsadores	N/A	Para comando local de apertura - cierre independientes		
4.3	Selector	N/A	De mando local - remoto		
4.4	Manivela	N/A	Para comando manual		
4.5	Resistencia, higrómetro y termostato	N/A	Para anticondensación		
4.6	Enclavamiento eléctrico	N/A	Bobinados de Interbloques		
5	GABINETE DE COMANDO Y CONTROL				
5.1	Instalación	N/A	Intemperie		
5.2	Grado de protección	N/A	IP55		
5.3	Protección de sobrecarga del motor	N/A	1		
5.4	Voltaje de calefacción, higrómetro y termostato	N/A	120 VCA		
5.5	Cajas de control y contactos auxiliares. 125 Vcc	N/A	5NA-5NC		
6	ACCESORIOS				
6.1	Estructura de acero galvanizado	N/A	Si		
7	GARANTÍAS				
7.1	GARANTÍA TÉCNICA	Años	3		

NOTAS:

1. SE DEBEN ENTREGAR CATALOGOS EN ESPAÑOL DE CARACTERISTICAS TÉCNICAS, INSTALACIÓN Y MANTENIMIENTO.

7.2.4. Transformador Trifásico de servicios auxiliares de 100 KVA PAD MOUNTED

Los transformadores pedestal o Pad Mounted son diseñados para uso exterior según normas. Son compactos, seguros y su aspecto permite su instalación en lugares visibles, cuentan con compartimientos sellados de seguridad, lo cual hace que su funcionamiento sea seguro y con mínimo riesgo, es un equipo dentro de un gabinete metálico, provisto de puertas con cerraduras, elaborado para que soporte diferentes condiciones climáticas.

EMPRESA ELÉCTRICA RIOBAMBA S.A.					
ADQUISICIÓN DE EQUIPOS PARA LA SUBESTACIÓN ALAO - DATOS TÉCNICOS GARANTIZADOS					
SUMINISTRO: Transformador Trifásico de servicios auxiliares de 100 KVA Pad Mounted				Para uso en la bahía	
Ítem	Descripción	Unidad	Detalle de los Datos Técnicos Requeridos		
			Solicitado	Ofertado	Comentarios / Referencia
1	CARACTERÍSTICAS RELEVANTES				
1.1	Unidades requeridas	U	1		
1.2	Fabricante	N/A	Indicar		
1.3	Marca	N/A	Indicar		
1.4	País de procedencia	N/A	Indicar		
1.5	Modelo	N/A	Indicar		Anexar Catálogos. Indicar (señalizar) en el catálogo el número o código del equipo ofertado.
1.6	Clase	N/A	Distribución		
1.7	Tipo	N/A	Trifásico Pad Mounted		
1.8	Normas de diseño, fabricación y pruebas	N/A	ANSI/IEEE, ICONTEC/IEC, y las que no se contrapongan con las primeras		
1.9	Año de fabricación	N/A	No menor al año en curso		
1.10	Instalación	N/A	Intemperie		
1.11	Planos con dimensiones	N/A	Adjuntar		Anexar Planos
1.12	Peso total incluido aceite y accesorios	N/A	Adjuntar		Anexar Planos
1.13	Número de bujes en medio voltaje	N/A	6 (3 cubiertos con guardapolvos)		
1.14	Número de bujes de bajo voltaje	N/A	4		
1.15	Altura de instalación	m.s.n.m	≥ 3000		

2 CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS DEL TRANSFORMADOR					
2.1	Número de fases	N/A	3		
2.2	Voltaje nominal primario	kV	2.4		
2.3	Voltaje nominal secundario	V	220/127		
2.4	Potencia	N/A	100 KVA		
2.5	Grupo de conexión	N/A	Dyn5		
2.6	Configuración	N/A	Radial		
2.7	Nivel básico de aislamiento (BIL) 1.2/50 [us] Lado Primario	kV pico	≥ 40		
2.8	Nivel básico de aislamiento (BIL) 1.2/50 [us] Lado Secundario	kV pico	≥1.2		
2.9	Frecuencia nominal	Hz	60		
2.10	Corriente nominal	A	≥ 24.1		
2.11	Corriente nominal de interrupción en cortocircuito (Valor eficaz de la componente alterna)	kA	≥ 40		
2.12	Derivaciones en el lado primario de la relación de transformación	N/A	+1 a -3 x 2.5 %		
2.13	Tipo de refrigeración	N/A	ONAN		
2.14	Pérdidas en el hierro	N/A	Según Norma NTE INEN 2115:2003 2da revisión		Anexar Catálogos que certifiquen las especificaciones técnicas propuestas e indicadas por el oferente.
2.15	Pérdidas en el cobre	N/A	Según Norma NTE INEN 2115:2003 2da revisión		Anexar Catálogos que certifiquen las especificaciones técnicas propuestas e indicadas por el oferente.
3 CONDICIONES DE ENTORNO					
3.1	Temperatura ambiente mínima	°C	4		
3.2	Temperatura ambiente máxima	°C	22		
3.3	Temperatura ambiente promedio	°C	16		
3.4	Humedad relativa del medio ambiente	%	81		
4 CARACTERÍSTICAS DE LAS PARTES					
4.1	Características del núcleo	N/A	Adjuntar		
4.1.1	Material	N/A	Acero al silicio de grano orientado y laminado en frío u otro material magnético		

4.1.2	Método de fijación del núcleo al tanque.	N/A	Adjuntar		
4.2	Material utilizado en las bobinas				
4.2.1	Primario	N/A	Cobre		
4.2.2	Secundario	N/A	Cobre		
4.2.3	Papel aislante (Norma)	N/A	Norma ANSI/ASTM A1305		
4.2.4	Tipo de papel aislante	N/A	PRESSPAN		
4.2.5	Clase de papel aislante	N/A	A		
5	CARACTERÍSTICAS DE ACEITE				
5.1	Norma de Líquido mineral aislante y refrigerante, nuevo.	N/A	NTE INEN 2133-98		Anexar Catálogos que certifiquen las especificaciones técnicas propuestas e indicadas por el oferente.
5.2	Tipo	N/A	Inhibido		
5.3	Rigidez Dieléctrica	KV	Según norma ASTM D 877		Anexar Catálogos que certifiquen las especificaciones técnicas propuestas e indicadas por el oferente.
5.4	Libre de PCB	N/A	Según norma Ambiental 4059		Anexar Catálogos que certifiquen las especificaciones técnicas propuestas e indicadas por el oferente.
6	CARACTERÍSTICAS DEL TANQUE				
6.1	Material	N/A	Lámina de acero al carbón		
6.2	Límites de presión sin deformarse [kgf/cm ²]	N/A	Desde -0.65 hasta +0.65		
6.3	Características de la tapa superior de la cuba		Debe ser empacada y empernada para fácil inspección del transformador así como para su mantenimiento, a más de esta se dispondrá de una sobretapa de contextura diamantada en la parte superior para prevenir empozamiento de agua e ingreso de humedad		
6.4	Número secuencial de la Empresa contratante. (La secuencia de números será indicada oportunamente por la contratante)	N/A	Cinco Dígitos color rojo reflectivo adhesivo, letra tipo Arial de 6,5 x 4,2 x 1 cm		

6.5	Siglas de la EERSA	N/A	Siglas en alto o bajo relieve grabadas en el tanque		
6.6	Identificación de la potencia nominal del transformador	N/A	Azul eléctrico, tipo de letra Arial, tamaño 7x3,5x1 cm		
6.7	Norma de pintura	N/A	NTC 3396 ASTM B117-ASTM G154		
6.8	Material Anticorrosivo	N/A	Indicar		
6.9	Norma de espesor de la pintura	N/A	NTC 3396		
6.10	Grado de adherencia	N/A	4A (ASTM D3359)		
6.11	Sticker para aceite dieléctrico libre de PCB's	N/A	Circulo verde de 10 cm. de diámetro		
7	ACCESORIOS DEL TRANSFORMADOR				
7.1	Accesorios	N/A	Indicador de nivel de aceite, válvula de sobrepresión, válvula para toma de muestra de aceite, dispositivos de elevación, 6 codos, 6 soportes para parqueo de bujes, dispondrá de un switch ON-OFF, 3 fusibles tipo bayoneta y 3 fusibles limitadores de corriente, las cerraduras de las puertas de seguridad deberán ser matrizadas		
7.2	Placa de características	N/A	Según establece la norma NTE INEN 2130:98		
8	EMBALAJE				
8.1	Fabricante nacional	N/A	Base de madera, ajuste con zunchos		
8.2	Fabricante extranjero	N/A	Caja de madera tipo jaula o huacal		
8	EMBALAJE				
8.1	Fabricante nacional	N/A	Base de madera, ajuste con zunchos		
9	GARANTÍAS				
9.1	Garantía técnica	Años	Mínimo 3		

NOTAS:

1. SE DEBEN ENTREGAR CATALOGOS EN ESPAÑOL DE CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS, INSTALACIÓN Y MANTENIMIENTO.

7.2.5. Celda de Medio Voltaje 12 kV de medición aisladas en aire con equipamiento

Este equipo es un conjunto de secciones verticales en donde se ubican equipos de maniobra, protección, medición o control dependiendo de las necesidades de quien las adquiera para la subestación ALAO contaremos con celdas de las siguientes características.

EMPRESA ELÉCTRICA RIOBAMBA S.A. ADQUISICIÓN DE EQUIPOS PARA LA SUBESTACIÓN ALAO - DATOS TÉCNICOS GARANTIZADOS					
SUMINISTRO: Celda de Medio Voltaje 12 kV de medición Aisladas en aire con equipamiento.				Para uso en Bahía	
Ítem	Descripción	Unidad	Detalle de los Datos Técnicos Requeridos		
			Solicitado	Ofertado	Comentarios / Referencia
1	CARACTERÍSTICAS RELEVANTES				
1.1	Unidades requeridas	U	2		
1.2	Fabricante	N/A	Indicar		
1.3	Marca	N/A	Indicar		
1.4	País de procedencia	N/A	Indicar		
1.5	Modelo	N/A	Indicar		Anexar Catálogos. Indicar (señalizar) en el catálogo el número o código del equipo ofertado.
1.6	Norma de fabricación	N/A	IEC 62271-200		
1.7	Nivel básico de aislamiento (BIL) 1,2/50 [us]	kV	≥75		
1.8	Voltaje nominal	kV	12		
1.9	Voltaje de operación	kV	2.4		
1.10	Corriente de arco	kA	40		
1.11	Duración de arco	seg	1		
1.12	Año de fabricación	N/A	No menor al año en curso		
1.13	Altura	mm	Entre (2480 a 2775)		
1.14	Ancho	mm	Entre (750 a 810)		
1.15	Profundidad	mm	Entre (1600 a 1700)		

1.16	Clasificación de arco	N/A	Celdas con clasificación de arco interno conforme a IAC, A FLR;		Anexar certificado
1.17	Accesibilidad	N/A	AFLR		
1.18	Indicadores	N/A	Indicadores de posición inequívocos y elementos de mando en la puerta de medio voltaje		
1.19	Grado de Protección	N/A	Estándar IP3XD		
1.20	Enclavamientos	N/A	Sistema de enclavamientos lógicos mecánicos.		
1.21	Montaje	N/A	Celdas montadas en fábrica y con ensayos de tipo según IEC 62271-200 o VDE 0671-200		Anexar certificado
1.22	Calidad	N/A	Aseguramiento de la calidad con una norma		Anexar certificado
1.23	Color	N/A	RAL 70035 o similar por estética		
1.24	Catalogo	N/A	Adjuntar catálogo de las celdas ofertadas para su calificación		
1.25	Especificación sísmica	g	≥0.5		
1.26	Altura de instalación	m.s.n.m	≥3000		
2	TRANSFORMADORES DE TENSION AISLAMIENTO EN SECO				
2.1	Cantidad requerida	C/U	3		
2.2	Voltaje nominal	kV	12		
2.3	Voltaje primario	kV	12/√3		
2.4	Voltaje primer secundario	V	115/√3		
2.5	Voltaje segundo secundario	V	115/√3		
2.6	Potencia	VA	25		
2.7	Clase	N/A	0.2		
2.8	Frecuencia nominal	Hz	60		
2.9	Marca	N/A	Indicar		Anexar Catálogos. Indicar (señalizar) en el catálogo el número o código del equipo ofertado.
2.10	Norma de fabricación	N/A	IEC 61869-3		

3 CARTUCHOS FUSIBLES DE MEDIA TENSION CON PORTA FUSIBLE					
3.1	Cantidad requerida	C/U	3		
3.2	Voltaje nominal	kV	12		
3.3	Capacidad	A	Entre 2 a 6		
3.4	Modelo (Número de parte)	N/A	Indicar		Anexar Catálogos. Indicar (señalizar) en el catálogo el número o código del equipo ofertado.
3.5	Porta Fusible Extraíble				
3.5.1	Interruptor de señal de disparo del estado de los fusibles	N/A	Mínimo 1A+1C		
3.5.2	Interruptor de señal de extracción del carro	N/A	Mínimo 2A+2C		
4 INTERRUPTORES TERMO MAGNÉTICOS TRIPOLARES					
4.1	Cantidad requerida	C/U	2		
4.2	Intensidad	A	2		
4.3	Contactos auxiliares	N/A	Mínimo 1A+1C		
5 MEDIDOR MULTIFUNCIÓN					
5.1	Cantidad requerida	C/U	1		
5.2	Conexión	V	A transformadores de tensión de relación (12000/V3) V/(115/V3V)		
5.3	Parámetros a medir y visualizar	V	Voltaje trifásico		
		Hz	Frecuencia		
5.3.1	Clase de precisión	N/A	0.2 S		
1.6	Comunicación	N/A	Ethernet, que soporte IEC - 61850		
5.3.2	Marca	N/A	Indicar		Anexar Catálogos. Indicar (señalizar) en el catálogo el número o código del equipo ofertado.
5.3.3	Modelo	N/A	Indicar		Anexar Catálogos. Indicar (señalizar) en el catálogo el número o código del equipo ofertado.
5.4	Norma de fabricación	N/A	IEC 62053-22		
6 GARANTÍAS					
6.1	Garantía técnica	Años	Mínimo 3		

NOTAS:

1. SE DEBEN ENTREGAR CATALOGOS EN ESPAÑOL DE CARACTERISTICAS TÉCNICAS, INSTALACIÓN Y MANTENIMIENTO.

2. LA BARRA PRINCIPAL DEBE SER CAPAZ DE SOPORTAR EL NIVEL DE CORRIENTE DEL SISTEMA.

7.2.6. Celda de Medio Voltaje 12 kV de servicios auxiliares aisladas en aire con equipamiento

EMPRESA ELÉCTRICA RIOBAMBA S.A. ADQUISICIÓN DE EQUIPOS PARA LA SUBESTACIÓN ALAO - DATOS TÉCNICOS GARANTIZADOS					
SUMINISTRO: Celda de Medio Voltaje 12 kV de servicios auxiliares Aisladas en aire con equipamiento.				Para uso en Bahía	
Ítem	Descripción	Unidad	Detalle de los Datos Técnicos Requeridos		
			Solicitado	Ofertado	Comentarios / Referencia
1	CARACTERÍSTICAS RELEVANTES				
1.1	Unidades requeridas	U	1		
1.1	Fabricante	N/A	Indicar		
1.2	Marca	N/A	Indicar		
1.3	País de procedencia	N/A	Indicar		
1.4	Modelo	N/A	Indicar		Anexar Catálogos. Indicar (señalar) en el catálogo el número o código del equipo ofertado.
1.5	Norma de fabricación	N/A	IEC 62271-200		
1.6	Nivel básico de aislamiento (BIL) 1,2/50 [us]	kV	≥75		
1.7	Voltaje nominal	kV	12		
1.8	Voltaje de operación	kV	2.4		
1.9	Corriente de arco	kA	40		
1.10	Duración de arco	seg	1		
1.11	Año de fabricación	N/A	No menor al año en curso		
1.12	Altura	mm	Entre (2480 a 2775)		
1.13	Ancho	mm	Entre (750 a 810)		
1.14	Profundidad	mm	Entre (1600 a 1700)		
1.15	Cantidad requerida	c/u	1		
1.16	Clasificación de arco	N/A	Celdas con clasificación de arco interno conforme a IAC, A FLR;		Anexar certificado
1.17	Accesibilidad	N/A	AFLR		
1.18	Indicadores	N/A	Indicadores de posición inequívocos y elementos de mando en la puerta de medio voltaje		

1.19	Grado de Protección	N/A	Estándar IP3XD		
1.20	Enclavamientos	N/A	Sistema de enclavamientos lógicos mecánicos.		
1.21	Montaje	N/A	Celdas montadas en fábrica y con ensayos de tipo según IEC 62271-200 o VDE 0671-200		Anexar certificado
1.22	Calidad	N/A	Aseguramiento de la calidad con una norma		Anexar certificado
1.23	Color	N/A	RAL 70035 o similar por estética		
1.24	Catalogo	N/A	Adjuntar catálogo de las celdas ofertadas para su calificación		
1.25	Grado de sismicidad	g	≥0.5		
1.26	Altura de instalación	m.s.n.m	≥3000		
2	INTERRUPTOR TRIPOLAR DE CORTE EN VACÍO DE MEDIO VOLTAJE CON CARRO EXTRAÍBLE				
2.1	Cantidad requerida	C/U	1		
2.2	Voltaje nominal	kV	12		
2.3	Intensidad nominal mínimo	A	600		
2.4	Intensidad de cortocircuito	kA	40		
2.5	Accionamiento motorizado	Vcc	≥125		
2.6	Juego de contactos auxiliares	N/A	2A+2C+1P		
2.7	Interruptor de señal de extracción del carro	N/A	2A+2C		
2.8	Contador mecánico del numero de maniobras	Hz	≥ 5 dígitos		
2.9	Marca	N/A	Indicar		Anexar Catálogos. Indicar (señalizar) en el catálogo el número o código del equipo ofertado.
2.10	Modelo	N/A	Indicar		Anexar Catálogos. Indicar (señalizar) en el catálogo el número o código del equipo ofertado.
3	CARTUCHOS FUSIBLES DE MEDIA TENSION CON PORTA FUSIBLE				
3.1	Cantidad requerida	C/U	3		
3.2	Voltaje nominal	kV	12		
3.3	Capacidad	A	Mínimo 20		
3.4	Marca	N/A	Indicar		Anexar Catálogos. Indicar (señalizar) en el catálogo el número o código del equipo ofertado.

3.5	Modelo	N/A	Indicar		Anexar Catálogos. Indicar (señalizar) en el catálogo el número o código del equipo ofertado.
3.6	Porta Fusible Extraíble				
3.6.1	Interruptor de señal de disparo del estado de los fusibles	N/A	Mínimo 1A+1C		
4	INTERRUPTOR AUTOMÁTICO BIPOLAR PARA PROTECCIÓN DEL MOTOR DE ACCIONAMIENTO DEL INTERRUPTOR				
4.1	Cantidad requerida	C/U	1		
4.2	Intensidad	A	4		
4.3	Contactos auxiliares	N/A	Mínimo 1A+1C		
4.4	Marca	N/A	Indicar		Anexar Catálogos. Indicar (señalizar) en el catálogo el número o código del equipo ofertado.
4.5	Modelo	N/A	Indicar		Anexar Catálogos. Indicar (señalizar) en el catálogo el número o código del equipo ofertado.
4.6	Norma de fabricación	N/A	IEC 60898		
5	INTERRUPTOR AUTOMÁTICO BIPOLAR PARA PROTECCIÓN DE CIRCUITOS DE MANDO Y CALEFACCIÓN				
5.1	Cantidad requerida	C/U	2		
5.2	Intensidad	A	2		
5.3	Contactos auxiliares	N/A	Mínimo 1A+1C		
	Marca	N/A	Indicar		Anexar Catálogos. Indicar (señalizar) en el catálogo el número o código del equipo ofertado.
5.4	Modelo	N/A	Indicar		Anexar Catálogos. Indicar (señalizar) en el catálogo el número o código del equipo ofertado.
5.5	Norma de fabricación	N/A	IEC 60898		
6	RESISTENCIA DE CALEFACCIÓN				
6.1	Cantidad requerida	C/U	1		
6.2	Voltaje	V	120		
6.3	Potencia	W	≥75		
6.4	Frecuencia	Hz	60		
7	TERMOSTATO AMBIENTE				
7.1	Cantidad requerida	C/U	1		
7.2	Regulación	°c	10-60		
8	GARANTÍAS				
8.1	Garantía técnica	Años	Mínimo 3		

NOTAS:

1. SE DEBEN ENTREGAR CATALOGOS EN ESPAÑOL DE CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS, INSTALACIÓN Y MANTENIMIENTO.

2. LA BARRA PRINCIPAL DEBE SER CAPAZ DE SOPORTAR EL NIVEL DE CORRIENTE DEL SISTEMA.

7.2.7. Celda de Medio Voltaje 12 kV de Transformadores de Potencia aisladas en aire con equipamiento

EMPRESA ELÉCTRICA RIOBAMBA S.A. ADQUISICIÓN DE EQUIPOS PARA LA SUBESTACIÓN ALAO - DATOS TÉCNICOS GARANTIZADOS					
SUMINISTRO: Celda de Medio Voltaje 12 kV de transformadores de potencia Aisladas en aire con equipamiento			Para uso en Bahía		
Ítem	Descripción	Unidad	Detalle de los Datos Técnicos Requeridos		
			Solicitado	Ofertado	Comentarios / Referencia
1	CARACTERÍSTICAS RELEVANTES				
1.1	Unidades requeridas	U	2		
1.2	Fabricante	N/A	Indicar		
1.3	Marca	N/A	Indicar		
1.4	País de procedencia	N/A	Indicar		
1.5	Modelo	N/A	Indicar		Anexar Catálogos. Indicar (señalizar) en el catálogo el número o código del equipo ofertado.
1.6	Norma de fabricación	N/A	IEC 62271-200		
1.7	Nivel básico de aislamiento (BIL) 1,2/50 [us]	kV	≥75		
1.8	Voltaje nominal	kV	12		
1.9	Voltaje de operación	kV	2.4		
1.10	Corriente de arco	kA	40		
1.11	Duración de arco	seg	1		
1.12	Año de fabricación	N/A	No menor al año en curso		
1.13	Altura	mm	Entre (2480 a 2775)		
1.14	Ancho	mm	Entre (750 a 810)		
1.15	Profundidad	mm	Entre (1600 a 1700)		
1.16	Clasificación de arco	N/A	Celdas con clasificación de arco interno conforme a IAC, A FLR;		Anexar certificado
1.17	Accesibilidad	N/A	AFLR		
1.18	Indicadores	N/A	Indicadores de posición inequívocos y elementos de mando en la puerta de medio voltaje		
1.19	Grado de Protección	N/A	Estándar IP3XD		
1.20	Enclavamientos	N/A	Sistema de enclavamientos lógicos mecánicos.		
1.21	Montaje	N/A	Celdas montadas en fábrica y con ensayos de tipo según IEC 62271-200 o VDE 0671-200		Anexar certificado
1.22	Calidad	N/A	Aseguramiento de la calidad con una norma		Anexar certificado
1.23	Color	N/A	RAL 70035 o similar por estética		
1.24	Catálogo	N/A	Adjuntar catálogo de las celdas ofertadas para su calificación		
1.25	Grado de sismicidad	g	≥0.5		
1.26	Altura de instalación	m.s.n.m	≥3000		

2 INTERRUPTOR TRIPOLAR DE CORTE EN VACÍO DE MEDIO VOLTAJE CON CARRO EXTRAÍBLE					
2.1	Cantidad requerida	C/U	1		
2.2	Voltaje nominal	kV	12		
2.3	Intensidad nominal	A	≥3.2		
2.4	Intensidad de cortocircuito	kA	40		
2.5	Accionamiento motorizado	Vcc	≥125		
2.6	Bobina de conexión	Vcc	(Y9) 125		
2.7	Disparo de emisión de corriente	Vcc	(Y1) 125		
2.8	Juego de contactos auxiliares	N/A	6A+6C		
2.9	Contador mecánico del número de maniobras	Hz	≥ 5 dígitos		
2.10	Interruptor de señal de extracción del carro	N/A	Mínimo 2A+2C		
2.11	Marca	N/A	Indicar		Anexar Catálogos. Indicar (señalizar) en el catálogo el número o código del equipo ofertado.
2.12	Modelo	N/A	Indicar		Anexar Catálogos. Indicar (señalizar) en el catálogo el número o código del equipo ofertado.
2.13	Norma de fabricación	N/A	IEC 62271-100		
3 TRANSFORMADORES DE TENSIÓN AISLAMIENTO EN SECO DE MEDIO VOLTAJE EXTRAIBLES					
3.1	Cantidad requerida	C/U	1 x fase		En cada bushing
3.2	Voltaje nominal	kV	12		
3.3	Voltaje primario	KV	12/√3		
3.4	Voltaje primer secundario	V	115/√3 V		
3.5	Voltaje segundo secundario	V	115/√3 V		
3.6	Potencia	VA	25		
3.7	Clase	N/A	0,2		
3.8	Frecuencia	Hz	60		
3.9	Marca	N/A	Indicar		Anexar Catálogos. Indicar (señalizar) en el catálogo el número o código del equipo ofertado.
3.10	Modelo	N/A	Indicar		Anexar Catálogos. Indicar (señalizar) en el catálogo el número o código del equipo ofertado.
3.11	Norma de fabricación	N/A	IEC 61869-3		
4 CARTUCHOS FUSIBLES DE MEDIA TENSION CON PORTA FUSIBLE					
4.1	Cantidad requerida	C/U	3		
4.2	Voltaje nominal	kV	12		
4.3	Capacidad	A	≥2		
4.4	Marca	N/A	Indicar		Anexar Catálogos. Indicar (señalizar) en el catálogo el número o código del equipo ofertado.
4.5	Modelo	N/A	Indicar		Anexar Catálogos. Indicar (señalizar) en el catálogo el número o código del equipo ofertado.
4.6	Porta Fusible Extraíble				
4.6.1	Interruptor de señal de disparo del estado de los fusibles	N/A	Mínimo 2A+2C		

5 TRANSFORMADORES DE INTENSIDAD AISLAMIENTO EN SECO				
5.1	Cantidad requerida	C/U	1 x fase	En cada bushing
5.2	Relación de transformación	A	4000/5	
5.3	Potencia y clase de precisión primer secundario	N/A	15VA, clase 5, P20	
5.4	Potencia y clase de precisión segundo secundario	N/A	15VA, clase 0.2	
5.5	Tensión Nominal	kV	12	
5.6	Intensidad limite térmico	KVA	20	
5.7	Frecuencia	Hz	60	
5.8	Marca	N/A	Indicar	Anexar Catálogos. Indicar (señalizar) en el catálogo el número o código del equipo ofertado.
5.9	Modelo	N/A	Indicar	Anexar Catálogos. Indicar (señalizar) en el catálogo el número o código del equipo ofertado.
5.10	Norma de Fabricación	N/A	IEC 61869-2	
6 PARARRAYOS				
6.1	Cantidad requerida	C/U	3	
6.2	Corriente de descarga nominal	kA	≥10	
6.3	Voltaje de operación permanente	kV	≥12	
6.4	Marca	N/A	Indicar	Anexar Catálogos. Indicar (señalizar) en el catálogo el número o código del equipo ofertado.
6.5	Modelo	N/A	Indicar	Anexar Catálogos. Indicar (señalizar) en el catálogo el número o código del equipo ofertado.
6.6	Norma de Fabricación	N/A	IEC 60099-4	
7 SECCIONADOR DE CUCHILLAS DE P.A.T				
7.1	Cantidad requerida	C/U	1	
7.2	Contactos auxiliares	N/A	2A+2C	
7.3	Enclavamiento	N/A	Mecánico con el modulo de interruptor.	
7.4	Marca	N/A	Indicar	Anexar Catálogos. Indicar (señalizar) en el catálogo el número o código del equipo ofertado.
7.5	Modelo	N/A	Indicar	Anexar Catálogos. Indicar (señalizar) en el catálogo el número o código del equipo ofertado.
7.6	Norma de Fabricación	N/A	IEC 62271-102	
8 INTERRUPTOR AUTOMÁTICO BIPOLAR PARA PROTECCIÓN DEL MOTOR DE ACCIONAMIENTO DEL INTERRUPTOR				
8.1	Cantidad requerida	C/U	1	
8.2	Intensidad	A	6	
8.3	Contactos auxiliares	N/A	Mínimo 1A+1C	
8.4	Marca	N/A	Indicar	Anexar Catálogos. Indicar (señalizar) en el catálogo el número o código del equipo ofertado.
8.5	Modelo	N/A	Indicar	Anexar Catálogos. Indicar (señalizar) en el catálogo el número o código del equipo ofertado.
8.6	Norma de fabricación	N/A	IEC 60898	

9 INTERRUPTOR AUTOMÁTICO BIPOLAR PARA PROTECCIÓN DE CIRCUITOS DE MANDO					
9.1	Cantidad requerida	C/U	1		
9.2	Intensidad	A	4		
9.3	Contactos auxiliares	N/A	Mínimo 1A+1C		
9.4	Marca	N/A	Indicar		Anexar Catálogos. Indicar (señalizar) en el catálogo el número o código del equipo ofertado.
9.5	Modelo	N/A	Indicar		Anexar Catálogos. Indicar (señalizar) en el catálogo el número o código del equipo ofertado.
9.6	Norma de fabricación	N/A	IEC 60898		
10 INTERRUPTOR AUTOMÁTICO BIPOLAR PARA PROTECCIÓN DE CIRCUITOS DE CALEFACCIÓN					
10.1	Cantidad requerida	C/U	1		
10.2	Intensidad	A	2		
10.3	Contactos auxiliares	N/A	Mínimo 1A+1C		
	Marca	N/A	Indicar		Anexar Catálogos. Indicar (señalizar) en el catálogo el número o código del equipo ofertado.
10.4	Modelo	N/A	Indicar		Anexar Catálogos. Indicar (señalizar) en el catálogo el número o código del equipo ofertado.
10.5	Norma de fabricación	N/A	IEC 60898		
11 INTERRUPTORES AUTOMÁTICOS TRIPOLARES PARA PROTECCIÓN DE LOS CIRCUITOS DE MEDIDA					
11.1	Cantidad requerida	C/U	2		
11.2	Intensidad	A	2		
11.3	Contactos auxiliares	N/A	Mínimo 1A+1C		
	Marca	N/A	Indicar		Anexar Catálogos. Indicar (señalizar) en el catálogo el número o código del equipo ofertado.
11.4	Modelo	N/A	Indicar		Anexar Catálogos. Indicar (señalizar) en el catálogo el número o código del equipo ofertado.
11.5	Norma de fabricación	N/A	IEC 60898		
12 INDICADOR ELECTROMAGNÉTICO PARA INDICACIÓN DE LA POSICIÓN DEL SECCIONADOR DE P.A.T					
12.1	Cantidad requerida	C/U	1		
12.2	Voltaje auxiliar	Vcc	≥125		
13 LÁMPARAS DE SEÑALIZACIÓN DE COLOR AMARILLO					
13.1	Cantidad requerida	C/U	2		
13.2	Señal 1	N/A	"Alarma General"		
13.3	Señal 2	N/A	"Falta de tensión auxiliar"		
13.4	Tipo	N/A	Led		
14 RELÉS AUXILIARES DESENCUFABLES CON BASE					
14.1	Cantidad requerida	C/U	2		
14.2	Tensión auxiliar	Vcc	≥125		
14.3	Contactos auxiliares	C/U	mínimo 4 conmutados		
14.4	Marca	N/A	Indicar		Anexar Catálogos. Indicar (señalizar) en el catálogo el número o código del equipo ofertado.
14.5	Modelo	N/A	Indicar		Anexar Catálogos. Indicar (señalizar) en el catálogo el número o código del equipo ofertado.

15 MEDIDOR MULTIFUNCIÓN					
15.1	Cantidad requerida	C/U	1		
15.2	Conexión	N/A	A transformadores de intensidad de relación 4000/5 A y a transformadores de tensión de relación (12000/V3) V/(115/V3V)		
15.3	Parámetros a medir y visualizar	kV	Voltaje trifásico		
		kA	Corriente trifásica		
		KW	Potencia activa		
		KVAR	Potencia Reactiva		
		KVA	Potencia aparente		
		kWh	Energía Activa		
		kVARh	Energía Reactiva		
		kVAh	Energía Aparente		
Hz	Frecuencia				
15.4	Clase de precisión	N/A	0.2		
15.5	Comunicación	N/A	Modbus		
15.6	Escala	A	de 0-4000		
15.7	Marca	N/A	Indicar		Anexar Catálogos. Indicar (señalizar) en el catálogo el número o código del equipo ofertado.
15.8	Modelo	N/A	Indicar		Anexar Catálogos. Indicar (señalizar) en el catálogo el número o código del equipo ofertado.
16 RESISTENCIA DE CALEFACCIÓN					
16.1	Cantidad requerida	C/U	1		
16.2	Voltaje nominal	V	120		
16.3	Frecuencia	Hz	60		
16.4	Potencia	W	75		
16.5	Modelo	N/A	Indicar		Anexar Catálogos. Indicar (señalizar) en el catálogo el número o código del equipo ofertado.
17 CONMUTADOR DE " GIRO Y EMPUJE" CON LAMPARITA					
17.1	Cantidad requerida	C/U	1		
17.2	Plaquita indicadora	N/A	"CONEXIÓN Y DESCONEXIÓN"		
17.3	Contacto de giro	N/A	1A+1C		
17.4	Contactos de empuje	N/A	1A+1C		
17.5	Lámpara de señal en el conmutador	N/A	Tipo Led		
17.6	Voltaje lámpara de señal	Vcc	≥125		

17.7	Marca	N/A	Indicar		Anexar Catálogos. Indicar (señalizar) en el catálogo el número o código del equipo ofertado.
17.8	Modelo	N/A	Indicar		Anexar Catálogos. Indicar (señalizar) en el catálogo el número o código del equipo ofertado.
18	PULSADOR ROJO				
18.1	Cantidad requerida	C/U	1		
18.2	Función	N/A	"DESBLOQUEO" (Reset)		
18.3	Contactos auxiliares	N/A	1A+1C		
18.4	Modelo	N/A	Indicar		Anexar Catálogos. Indicar (señalizar) en el catálogo el número o código del equipo ofertado.
19	TERMOSTADO AMBIENTE				
19.1	Cantidad requerida	C/U	1		
19.2	Regulación	°c	10-60		
20	RELÉS AUXILIARES DE SEÑAL				
20.1	Cantidad requerida	C/U	2		
20.2	Función 1		Buchholz		
20.3	Función 2		Sobre temperatura		
20.4	Tensión auxiliar	Vcc	≥125		
20.5	Contactos auxiliares	C/U	Mínimo 2A+2C		
20.6	Marca	N/A	Indicar		Anexar Catálogos. Indicar (señalizar) en el catálogo el número o código del equipo ofertado.
20.7	Modelo	N/A	Indicar		Anexar Catálogos. Indicar (señalizar) en el catálogo el número o código del equipo ofertado.
21	PUNTO DE CONEXIÓN				
21.1	Punto de conexión mediante barras	N/A	Indicar		
22	GARANTÍAS				
22.1	Garantía técnica	Años	Mínimo 3		

NOTAS:

1. SE DEBEN ENTREGAR CATALOGOS EN ESPAÑOL DE CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS, INSTALACIÓN Y MANTENIMIENTO.

2. LA BARRA PRINCIPAL DEBE SER CAPAZ DE SOPORTAR EL NIVEL DE CORRIENTE DEL SISTEMA.

7.2.8. Celda de Medio Voltaje 12 kV de unidades de generación Aisladas en aire con equipamiento

EMPRESA ELÉCTRICA RIOBAMBA S.A. ADQUISICIÓN DE EQUIPOS PARA LA SUBESTACIÓN ALAO - DATOS TÉCNICOS GARANTIZADOS					
SUMINISTRO: Celda de Medio Voltaje 12 kV de unidades de generación Aisladas en aire con equipamiento				Para uso en Generadores	
Ítem	Descripción	Unidad	Detalle de los Datos Técnicos Requeridos		
			Solicitado	Ofertado	Comentarios / Referencia
1	CARACTERÍSTICAS RELEVANTES				
1.1	Unidades requeridas	U	4		
1.2	Fabricante	N/A	Indicar		
1.3	Marca	N/A	Indicar		
1.4	País de procedencia	N/A	Indicar		
1.5	Modelo	N/A	Indicar		Anexar Catálogos. Indicar (señalizar) en el catálogo el número o código del equipo ofertado.
1.6	Norma de fabricación	N/A	IEC 62271-200		
1.7	Nivel básico de aislamiento (BIL) 1,2/50 [us]	kV	≥75		
1.8	Voltaje nominal	kV	12		
1.9	Voltaje de operación	kV	2.4		
1.10	Corriente de arco	kA	40		
1.11	Duración de arco	seg	1		
1.12	Año de fabricación	N/A	No menor al año en curso		
1.13	Altura	mm	Entre (2480 a 2775)		
1.14	Ancho	mm	Entre (750 a 810)		
1.15	Profundidad	mm	Entre (1600 a 1700)		
1.16	Cantidad requerida	c/u	4		
1.17	Clasificación de arco	N/A	Celdas con clasificación de arco interno conforme a IAC, A FLR;		Anexar certificado
1.18	Accesibilidad	N/A	AFLR		
1.19	Indicadores	N/A	Indicadores de posición inequívocos y elementos de mando en la puerta de medio voltaje		
1.20	Grado de Protección	N/A	Estándar IP3XD		
1.21	Enclavamientos	N/A	Sistema de enclavamientos lógicos mecánicos.		
1.22	Montaje	N/A	Celdas montadas en fábrica y con ensayos de tipo según IEC 62271-200 o VDE 0671-200		Anexar certificado
1.23	Calidad	N/A	Aseguramiento de la calidad con una norma		Anexar certificado
1.24	Color	N/A	RAL 70035 o similar por estética		
1.25	Catálogo	N/A	Adjuntar catálogo de las celdas ofertadas para su calificación		
1.26	Grado de sismicidad	N/A	IEC 60068-3-3		
1.27	Altura de instalación	m.s.n.m	≥3000		

2 INTERRUPTOR TRIPOLAR DE CORTE EN VACÍO DE MEDIO VOLTAJE CON CARRO EXTRAÍBLE					
2.1	Cantidad requerida	C/U	1		
2.2	Voltaje nominal	kV	12		
2.3	Intensidad nominal	A	≥790		
2.4	Intensidad de cortocircuito	kA	40		
2.5	Accionamiento motorizado	Vcc	≥125		
2.6	Bobina de conexión	Vcc	(Y9) 125		
2.7	Disparo de emisión de corriente	Vcc	(Y1) 125		
2.8	Juego de contactos auxiliares	N/A	6A+6C		
2.9	Contador mecánico del número de maniobras	Hz	≥ 5 dígitos		
2.10	Interruptor de señal de extracción del carro	N/A	Mínimo 2A+2C		
2.11	Marca	N/A	Indicar		Anexar Catálogos. Indicar (señalizar) en el catálogo el número o código del equipo ofertado.
2.12	Modelo	N/A	Indicar		Anexar Catálogos. Indicar (señalizar) en el catálogo el número o código del equipo ofertado.
2.13	Norma de fabricación	N/A	IEC 62271-100		
3 TRANSFORMADORES DE TENSIÓN AISLAMIENTO EN SECO DE MEDIO VOLTAJE EXTRAIBLES					
3.1	Cantidad requerida	C/U	3		
3.2	Voltaje nominal	kV	12		
3.3	Voltaje primario	kV	12/√3		
3.4	Voltaje primer secundario	V	115/√3 V		
3.5	Voltaje segundo secundario	V	115/√3 V		
3.6	Potencia	VA	25		
3.7	Clase	N/A	0,2		
3.8	Frecuencia	Hz	60		
3.9	Marca	N/A	Indicar		Anexar Catálogos. Indicar (señalizar) en el catálogo el número o código del equipo ofertado.
3.10	Modelo	N/A	Indicar		Anexar Catálogos. Indicar (señalizar) en el catálogo el número o código del equipo ofertado.
3.11	Norma de fabricación	N/A	IEC 61869-3		
4 CARACTERÍSTICAS DE LOS TRANSFORMADORES DE CORRIENTE PARA PROTECCIÓN					
4.1	Cantidad requerida	C/U	1 x fase		En cada bushing
4.2	Relación de transformación	A/A	Mínimo 1200/5		
4.3	Clase de precisión	NA	5P20		
4.4	Burden	VA	30		
4.5	Ubicación	N/A	Bushing de salida		

5 CARACTERÍSTICAS DE LOS TRANSFORMADORES DE CORRIENTE PARA MEDICIÓN				
5.1	Cantidad requerida	C/U	1 x fase	En cada bushing
5.2	Relación de transformación	A/A	Mínimo 1200/5	
5.3	Clase de precisión	NA	0.2	
5.4	Burden	VA	30	
5.5	Ubicación	N/A	Bushing de entrada	
6 CARTUCHOS FUSIBLES DE MEDIA TENSION CON PORTA FUSIBLE				
6.1	Cantidad requerida	C/U	3	
6.2	Voltaje nominal	kV	12	
6.3	Capacidad	A	≥2	
6.4	Marca	N/A	Indicar	Anexar Catálogos. Indicar (señalar) en el catálogo el número o código del equipo ofertado.
6.5	Modelo	N/A	Indicar	Anexar Catálogos. Indicar (señalar) en el catálogo el número o código del equipo ofertado.
6.6	Porta Fusible Extraíble			
6.6.1	Interruptor de señal de disparo del estado de los fusibles	N/A	Mínimo 2A+2C	
7 PARARRAYOS				
7.1	Cantidad requerida	C/U	3	
7.2	Corriente de descarga nominal	kA	≥10	
7.3	Voltaje de operación permanente	kV	≥48	
7.4	Marca	N/A	Indicar	Anexar Catálogos. Indicar (señalar) en el catálogo el número o código del equipo ofertado.
7.5	Modelo	N/A	Indicar	Anexar Catálogos. Indicar (señalar) en el catálogo el número o código del equipo ofertado.
7.6	Norma de Fabricación	N/A	IEC 60099-4	
8 SECCIONADOR DE CUCHILLAS DE P.A.T EN BARRAS				
8.1	Cantidad requerida	C/U	1	
8.2	Contactos auxiliares	N/A	4A+4C	
8.3	Marca	N/A	Indicar	Anexar Catálogos. Indicar (señalar) en el catálogo el número o código del equipo ofertado.
8.4	Modelo	N/A	Indicar	Anexar Catálogos. Indicar (señalar) en el catálogo el número o código del equipo ofertado.
8.5	Norma de Fabricación	N/A	IEC 60898	
9 SECCIONADOR DE CUCHILLAS DE P.A.T				
9.1	Cantidad requerida	C/U	1	
9.2	Contactos auxiliares	N/A	Mínimo 2A+2C	
9.3	Enclavamiento	N/A	Mecánico con el modulo de interruptor.	
9.4	Indicador de la posición de los seccionadores de p.a.t	N/A	2	
9.5	Marca	N/A	Indicar	Anexar Catálogos. Indicar (señalar) en el catálogo el número o código del equipo ofertado.
9.6	Modelo	N/A	Indicar	Anexar Catálogos. Indicar (señalar) en el catálogo el número o código del equipo ofertado.

9.7	Norma de Fabricación	N/A	IEC 62271-102		
10	INTERRUPTOR AUTOMÁTICO BIPOLAR PARA PROTECCIÓN DEL MOTOR DE ACCIONAMIENTO DEL INTERRUPTOR				
10.1	Cantidad requerida	C/U	1		
10.2	Intensidad	A	6		
10.3	Contactos auxiliares	N/A	Mínimo 1A+1C		
10.4	Marca	N/A	Indicar		Anexar Catálogos. Indicar (señalizar) en el catálogo el número o código del equipo ofertado.
10.5	Modelo	N/A	Indicar		Anexar Catálogos. Indicar (señalizar) en el catálogo el número o código del equipo ofertado.
10.6	Norma de fabricación	N/A	IEC 60898		
11	INTERRUPTOR AUTOMÁTICO BIPOLAR PARA PROTECCIÓN DE CIRCUITOS DE MANDO				
11.1	Cantidad requerida	C/U	1		
11.2	Intensidad	A	4		
11.3	Contactos auxiliares	N/A	Mínimo 1A+1C		
11.4	Marca	N/A	Indicar		Anexar Catálogos. Indicar (señalizar) en el catálogo el número o código del equipo ofertado.
11.5	Modelo	N/A	Indicar		Anexar Catálogos. Indicar (señalizar) en el catálogo el número o código del equipo ofertado.
11.6	Norma de fabricación	N/A	IEC 60898		
12	INTERRUPTOR AUTOMÁTICO BIPOLAR PARA PROTECCIÓN DE CIRCUITOS DE CALEFACCIÓN				
12.1	Cantidad requerida	C/U	1		
12.2	Intensidad	A	2		
12.3	Contactos auxiliares	N/A	Mínimo 1A+1C		
12.4	Marca	N/A	Indicar		Anexar Catálogos. Indicar (señalizar) en el catálogo el número o código del equipo ofertado.
12.5	Modelo	N/A	Indicar		Anexar Catálogos. Indicar (señalizar) en el catálogo el número o código del equipo ofertado.
12.6	Norma de fabricación	N/A	IEC 60898		
13	LÁMPARAS DE SEÑALIZACIÓN DE COLOR AMARILLO				
13.1	Cantidad requerida	C/U	2		
13.2	Señal 1	N/A	"Alarma General"		
13.3	Señal 2	N/A	"Falta de tensión auxiliar"		
13.4	Tipo	N/A	Led		
14	RESISTENCIA DE CALEFACCIÓN				
14.1	Cantidad requerida	C/U	1		
14.2	Voltaje nominal	V	120		
14.3	Frecuencia	Hz	60		

14.4	Potencia	W	≥75		
14.5	Modelo	N/A	Indicar		Anexar Catálogos. Indicar (señalizar) en el catálogo el número o código del equipo ofertado.
15 CONMUTADOR DE " GIRO Y EMPUJE" CON LAMPARITA					
15.1	Cantidad requerida	C/U	1		
15.2	Plaquita indicadora	N/A	"CONEXIÓN Y DESCONEXIÓN"		
15.3	Contacto de giro	N/A	1A+1C		
15.4	Contactos de empuje	N/A	1A+1C		
15.5	Lámpara de señal en el conmutador	N/A	Tipo Led		
15.6	Voltaje lámpara de señal	Vcc	≥125		
15.7	Marca	N/A	Indicar		Anexar Catálogos. Indicar (señalizar) en el catálogo el número o código del equipo ofertado.
15.8	Modelo	N/A	Indicar		Anexar Catálogos. Indicar (señalizar) en el catálogo el número o código del equipo ofertado.
16 LAMPARA DE SEÑAL QUE DEBE CONTENER EL CONMUTADOR					
16.1	Cantidad requerida	C/U	1		
16.2	Tipo	N/A	Led		
16.3	Voltaje nominal	Vcc	≥125		
16.4	Marca	N/A	Indicar		Anexar Catálogos. Indicar (señalizar) en el catálogo el número o código del equipo ofertado.
16.5	Modelo	N/A	Indicar		Anexar Catálogos. Indicar (señalizar) en el catálogo el número o código del equipo ofertado.
17 PULSADOR					
17.1	Cantidad requerida	C/U	1		
17.2	Función	N/A	"DESBLOQUEO" (reset)		
17.3	Contactos auxiliares	N/A	Mínimo 1A+1C		
18 TERMOSTATO AMBIENTE					
18.1	Cantidad requerida	C/U	1		
18.2	Regulación	°c	10-60		
19 CARRO PORTA INTERRUPTORES					
19.1	Carro porta interruptores	C/U	1		
20 GARANTÍAS					
20.1	Garantía técnica	Años	Mínimo 3		

NOTAS:

1. SE DEBEN ENTREGAR CATALOGOS EN ESPAÑOL DE CARACTERISTICAS TÉCNICAS, INSTALACIÓN Y MANTENIMIENTO.

2. LA BARRA PRINCIPAL DEBE SER CAPAZ DE SOPORTAR EL NIVEL DE CORRIENTE DEL SISTEMA.

7.2.9. Celda de Medio Voltaje 12 kV de acoplamiento de barras, Aisladas en aire con equipamiento

EMPRESA ELÉCTRICA RIOBAMBA S.A. ADQUISICIÓN DE EQUIPOS PARA LA SUBESTACIÓN ALAO - DATOS TÉCNICOS GARANTIZADOS					
SUMINISTRO: Celda de Medio Voltaje 12 kV de acoplamiento de barras, Aisladas en aire con equipamiento				Para uso en Bahía	
Ítem	Descripción	Unidad	Detalle de los Datos Técnicos Requeridos		
			Solicitado	Ofertado	Comentarios / Referencia
1	CARACTERÍSTICAS RELEVANTES				
1.1	Unidades requeridas	U	1		
1.2	Fabricante	N/A	Indicar		
1.3	Marca	N/A	Indicar		
1.4	País de procedencia	N/A	Indicar		
1.5	Modelo	N/A	Indicar		Anexar Catálogos. Indicar (señalizar) en el catálogo el número o código del equipo ofertado.
1.6	Norma de fabricación	N/A	IEC 62271-200		
1.7	Año de fabricación	N/A	No menor al año en curso		
1.8	Nivel básico de aislamiento (BIL) 1,2/50 [us]	kV	≥75		
1.9	Voltaje nominal	kV	12		
1.10	Voltaje de operación	kV	2.4		
1.11	Corriente de arco	kA	40		
1.12	Duración de arco	seg	1		
1.13	Altura	mm	Entre (2480 a 2775)		
1.14	Ancho	mm	Entre (750 a 810)		
1.15	Profundidad	mm	Entre (1600 a 1700)		
1.16	Clasificación de arco	N/A	Celdas con clasificación de arco interno conforme a IAC, A FLR;		Anexar certificado
1.17	Accesibilidad	N/A	AFLR		
1.18	Indicadores	N/A	Indicadores de posición inequívocos y elementos de mando en la puerta de medio voltaje		
1.19	Grado de Protección	N/A	Estándar IP3XD		
1.20	Enclavamientos	N/A	Sistema de enclavamientos lógicos mecánicos.		
1.21	Montaje	N/A	Celdas montadas en fábrica y con ensayos de tipo según IEC 62271-200 o VDE 0671-200		Anexar certificado
1.22	Calidad	N/A	Aseguramiento de la calidad con una norma		Anexar certificado
1.23	Color	N/A	RAL 70035 o similar por estética		
1.24	Catalogo	N/A	Adjuntar catálogo de las celdas ofertadas para su calificación		
1.25	Grado de sismicidad	g	≥0.5		
1.26	Altura de instalación	m.s.n.m	≥3000		

2 INTERRUPTOR TRIPOLAR DE CORTE EN VACÍO DE MEDIO VOLTAJE CON CARRO EXTRAÍBLE					
2.1	Cantidad requerida	C/U	1		
2.2	Voltaje nominal	kV	12		
2.3	Intensidad nominal	A	≥3.200		
2.4	Intensidad de cortocircuito	kA	40		
2.5	Accionamiento motorizado	Vcc	≥125		
2.6	Bobina de conexión	Vcc	(Y9) 125		
2.7	Disparo de emisión de corriente	Vcc	(Y1) 125		
2.8	Juego de contactos auxiliares	N/A	6A+6C		
2.9	Contador mecánico del número de maniobras	Hz	≥ 5 dígitos		
2.10	Interruptor de señal de extracción del carro	N/A	Mínimo 2A+2C		
2.11	Marca	N/A	Indicar		Anexar Catálogos. Indicar (señalizar) en el catálogo el número o código del equipo ofertado.
2.12	Modelo	N/A	Indicar		Anexar Catálogos. Indicar (señalizar) en el catálogo el número o código del equipo ofertado.
2.13	Norma de fabricación	N/A	IEC 62271-100		
3 LÁMPARAS DE SEÑALIZACIÓN DE COLOR AMARILLO					
3.1	Cantidad requerida	C/U	2		
3.2	Señal 1	N/A	"Alarma General"		
3.3	Señal 2	N/A	"Falta de tensión auxiliar"		
3.4	Tipo	N/A	Led		
4 RESISTENCIA DE CALEFACCIÓN					
4.1	Cantidad requerida	C/U	1		
4.2	Voltaje nominal	V	120		
4.3	Frecuencia	Hz	60		
4.4	Potencia	W	≥75		
4.5	Modelo	N/A	Indicar		Anexar Catálogos. Indicar (señalizar) en el catálogo el número o código del equipo ofertado.
5 CONMUTADOR DE " GIRO Y EMPUJE" CON LAMPARITA					
5.1	Cantidad requerida	C/U	1		
5.2	Plaquita indicadora	N/A	"CONEXIÓN Y DESCONEXIÓN"		
5.3	Contacto de giro	N/A	1A+1C		
5.4	Contactos de empuje	N/A	1A+1C		
5.5	Lámpara de señal en el conmutador	N/A	Tipo Led		
5.6	Voltaje lámpara de señal	Vcc	≥125		
5.7	Marca	N/A	Indicar		Anexar Catálogos. Indicar (señalizar) en el catálogo el número o código del equipo ofertado.
5.8	Modelo	N/A	Indicar		Anexar Catálogos. Indicar (señalizar) en el catálogo el número o código del equipo ofertado.

6	LAMPARA DE SEÑAL QUE DEBE CONTENER EL CONMUTADOR				
6.1	Cantidad requerida	C/U	1		
6.2	Tipo	N/A	Led		
6.3	Voltaje nominal	Vcc	≥125		
6.4	Marca	N/A	Indicar		Anexar Catálogos. Indicar (señalizar) en el catálogo el número o código del equipo ofertado.
6.5	Modelo	N/A	Indicar		Anexar Catálogos. Indicar (señalizar) en el catálogo el número o código del equipo ofertado.
7	PULSADOR				
7.1	Cantidad requerida	C/U	1		
7.2	Función	N/A	"DESBLOQUEO" (reset)		
7.3	Contactos auxiliares	N/A	Mínimo 1A+1C		
8	TERMOSTATO AMBIENTE				
8.1	Cantidad requerida	C/U	1		
8.2	Regulación	°c	10-60		
9	INTERCONEXIÓN POR MEDIO DE BARRAS				
9.1	Interconexión por medio de barras	N/A	Indicar		
10	GARANTÍAS				
10.1	Garantía técnica	Años	Mínimo 3		

NOTAS:

1. SE DEBEN ENTREGAR CATALOGOS EN ESPAÑOL DE CARACTERISTICAS TÉCNICAS, INSTALACIÓN Y MANTENIMIENTO.

2. LA BARRA PRINCIPAL DEBE SER CAPAZ DE SOPORTAR EL NIVEL DE CORRIENTE DEL SISTEMA.

7.2.10. Relé multifunción Diferencial de Protección para Transformador de Potencia

El relé multifunción es de gran utilidad debido a que en él mismo equipo puede contener varios grupos de protección, siendo esta característica de gran utilidad en espacios físicos pequeños ya que es posible aplicar diferentes protecciones con el mismo equipo, para la subestación ALAO se requieren IED's que contengan las funciones de Protección diferencial de transformador además de sobrecorriente de fase y neutro como funciones principales, se añaden otros grupos con visión a futuro.

EMPRESA ELÉCTRICA RIOBAMBA S.A.					
ADQUISICIÓN DE EQUIPOS PARA LA SUBESTACION ALAO - DATOS TÉCNICOS GARANTIZADOS					
SUMINISTRO: Relé multifunción diferencial de protección para transformador de potencia				Para uso en gabinete	
Ítem	Descripción	Unidad	Detalle de los Datos Técnicos Requeridos		
			Solicitado	Ofertado	Comentarios / Referencia
1	CARACTERÍSTICAS RELEVANTES				
1.1	Unidades requeridas	U	2		
1.2	Fabricante	N/A	Indicar		
1.3	País de procedencia	N/A	Indicar		
1.4	Año de fabricación	N/A	No menor al año en curso		
1.5	Modelo	N/A	Indicar		Anexar Catálogos. Indicar (señalizar) en el catálogo el número o código del equipo ofertado.
1.6	Marca	N/A	Indicar		
1.7	Número de parte	N/A	Anexar catálogos, señalar en el catálogo el número de parte completo de los relés ofertados		
1.8	Tipo	N/A	Protección Transformador		
1.9	Instalación	N/A	Tablero de Control		
1.10	Unidad de procesamiento interno	N/A	Microprocesadores		
1.11	Normas de fabricación	N/A	IEC 60255-5, IEC 60255-27, IEC 60255-26, IEC 60068-2-6, IEC 60068-2-27, IEC 60068-2-29, IEC 60255-21-1, IEC 60255-21-2, IEC 60255-21-3. (adjuntar el documento que indique que cumplen estas normas).		
1.12	Temperatura continua de trabajo	°C	-25 A +55		
1.13	Humedad Relativa	%	<93		
1.14	Altura máxima de trabajo	m.s.n.m	≥3000		
1.15	Voltaje de operación	Vcc	125 A 132		
1.16	Frecuencia	Hz	60		
1.17	Rotación de fases	N/A	ABC/ACB		
1.18	Temperatura de almacenamiento	°C	-40 A +85		
1.19	Ejecución	N/A	03 FASES		

2 GRADO DE PROTECCIÓN					
2.1	IP 54 Ó SUPERIOR: En el lado frontal del equipo	N/A	SI, ESPECIFICAR		
2.2	IP 20 Ó SUPERIOR: En el lado posterior del equipo	N/A	SI, ESPECIFICAR		
3 CIRCUITO DE TENSION Y CORRIENTE					
3.1	8 (OCHO) ENTRADAS DE CORRIENTE ANALOGAS CT: CORRIENTE NOMINAL IN = 5 A; CONTINUO =4XIN, MAXIMA CORRIENTE DURANTE 1 SEGUNDO 100XIN. DEBE CONSTAR LA POLARIDAD, INCLUYE 2 (DOS) ENTRADAS 5A/1A PARA CORRIENTE DE NEUTRO SI FUERE EL CASO.	N/A	Si		
3.2	6 (SEIS) ENTRADAS ANALOGAS DE TENSION PT: TENSION NOMINAL (VN) ENTRE FASES: 140 VAC ±15%; MAXIMA TENSION PERMANENTE: 2*VN; MAXIMA TENSION DURANTE 10 SEG. : 3*VN	N/A	Si		
3.3	ALIMENTACIÓN DEL RELÉ: VALORES NOMINALES: RANGO: 48-250 Vdc ; 100 -240 Vac	N/A	Si		
4 ENTRADAS Y SALIDAS BINARIAS					
4.1	Entradas Digitales: Mínimo 16 Digitales, 125 Vdc; 2RTD; 1 DE 1mA	N/A	Si		
4.2	Salidas Digitales: Mínimo 17, de las cuales 4 mínimo deberán ser de alta capacidad interruptiva	N/A	Si		ESTAS SALIDAS SE CONECTARAN DIRECTAMENTE A LA BOBINAS DE DISPARO/CIERRE DE LOS INTERRUPTORES, 8 AMPERIOS MINIMO CONTINUOS, ESPECIFICAR
4.3	Supervisión de Circuito de Disparo	N/A	Si, Mínimo 2		
4.4	Auto-supervisión a través de relé de falla interna (IRF)	N/A	Si		
5 INTERFAZ HOMBRE MÁQUINA					
5.1	Web- HMI	N/A	Si		
5.2	Display LCD Gráfico, tamaño mínimo 65mmX65mm	N/A	Si		
5.3	Mostrará estados, señales, alarmas, medidas, eventos, selector local remoto, pulsadores de apertura y cierre	N/A	Si, Mínimo 2		
5.4	El display LCD mostrará gráficamente diagrama unifilar del sistema de potencia y desde este se podrá tener control sobre lo equipos de patio	N/A	Si		
5.5	LED'S: Mínimo 10 físicos. parametrizables: color y leyenda	N/A	Si		
5.6	Botones de usuario: Mínimo 9 físicos para funciones de control y generación de accesos directos. con led en cada botón para indicación de activación	N/A	Si		

5.7	Teclado frontal para manejo del display MHI, ajuste de los parámetros del IED y realizar funciones de disparo.	N/A	Si		
6 COMUNICACIONES					
6.1	Protocolos de comunicación abiertos: IEC 61850 edición 2 y edición 1 con redundancia PRP / HSR Y DNP3 (TCP/IP).	N/A	Si		
6.4	Cables de comunicación: cables originales para comunicación entre los relés y pc portátil. (tres (3) por todo el suministro de relés)	N/A	Si		
7 PUERTOS DE COMUNICACIÓN					
7.1	Un puerto: RS232 (DB9) Ó USB Ó Ethernet 100BASE-TX RJ-45 PARA configuración del equipo	N/A	FRONTAL, ESPECIFICAR		1 licencia
7.2	Un puerto Ethernet 10/100BASE-TX RJ-45	N/A	POSTERIOR, LOS PUERTOS SERÁN INDEPENDIENTES, ACTIVOS EN FORMA PERMANENTE DE ACCESO SIMULTANEO, LOCAL O REMOTO. ESPECIFICAR		
7.3	Dos (2) Puertos de fibra óptica multimodo con conector LC (Ethernet 100BASE-FX LC) redundantes CON HSR/PRP	N/A	POSTERIOR, LOS PUERTOS SERÁN INDEPENDIENTES, ACTIVOS EN FORMA PERMANENTE DE ACCESO SIMULTANEO, LOCAL O REMOTO. ESPECIFICAR		
8 SINCRONISMO					
8.1	sincronización de tiempo: SNTP (SIMPLE NETWORK TIME PROTOCOL)	N/A	SI		
8.2	IEEE 1588 v2 Precision Time Protocol (PTP)	N/A	SI		
9 PROCESAMIENTO DE CPU					
9.1	Protección y control	N/A	Mínimo 32 muestras por ciclo		
9.2	Oscilografía	N/A	Mínimo 32 muestras por ciclo		
10 PROTECCIONES					
10.1	Grupos de protección	N/A	Mínimo 4		
10.2	Protección de bloqueo (86T)	N/A	Si		
10.3	Protección diferencial para transformador de potencia (87T)	N/A	SI, TIPO PORCENTUAL		
10.4	Estabilidad ante saturación y errores de transformadores de corriente	N/A	Si		
10.5	Estabilidad ante variación de Taps y grupo de conexión	N/A	Si		

10.6	INRUSH: Bloqueo de protección Inrush al momento de energizar el transformador.	N/A	Si		
10.7	Restricción de armónicos	N/A	RESTRICCIÓN DE 2, 4 Y 5 ARMÓNICO.		
10.8	Rampas ajustables	N/A	2 MÍNIMO DOS PENDIENTES AJUSTABLES.		
10.9	Compensación interna	N/A	"EL IED'S DEBEN TENER LA CAPACIDAD DE COMPENSAR EL DESFASE PROVOCADO POR LA CONEXIÓN DE LOS TRANSFORMADORES DE POTENCIA."		
10.10	Protección por baja potencia (32u)	N/A	Si		
10.11	Protección por sobre potencia (32O)	N/A	Si		
10.12	SOBREEXCITACION (24)	N/A	Si		
10.13	Función de sobrecorriente (50P/51P_50N/51N_50G/51G):	N/A	Si		
10.14	Configurables para curvas IEC Y ANSI/IEEE, tiempo definido.	N/A	Si		
10.15	(50/51): Mínimo tres etapas de parametrización en alta y media tensión; (50N/51N): Mínimo dos etapas de parametrización en alta y media tensión	N/A	Si		
10.16	Posibilidad de creación de curvas personalizables por el usuario	N/A	Si		
10.17	Función direccional (67): disponible para la unidad de fase y neutro; Mínimo dos etapas de parametrización	N/A	Si		
10.18	Función de bajo, sobre voltaje y sobre voltaje residual (27/59/59G). Mínimo tres etapas de parametrización	N/A	Si		
10.19	Función de baja y sobre frecuencia (81): Programable por el usuario hasta tres etapas.	N/A	Si		
10.20	Función de sobrecorriente de secuencia negativa (46)	N/A	Si		
10.21	FUNCIÓN DE CALIDAD DE ENERGÍA Corriente total demand distortion, voltage total harmonic distortion, voltage variation, voltage unbalance		Si		
10.22	Función de sobrecarga térmica (49T)	N/A	Si		
10.23	Función de falla interruptor (50BF): La finalidad de esta protección es detectar la falta de apertura del interruptor al recibir la orden de disparo enviada por alguna protección. mínimo 3 bloques de parametrización	N/A	Si		
10.24	Función de sincronismo (25)	N/A	Si		
10.25	Función de pérdida de fase (37)	N/A	Si		
10.26	Reporte de la corriente de falla sobre los protocolos IEC 61850 Y DNP3 TCP/IP LAN		Si		
10.27	Función de falla de fusible, para supervisar fallas en la medición de voltaje	N/A	Si		
10.28	Oscilografías: mínimo 12 canales analógicos y 64 canales digitales manejo de archivos comtrade y generación automática de reportes registro de los 100 últimas oscilografías	N/A	Si		

11	REGISTRO DE EVENTOS				
11.1	El relé deberá registrar automáticamente los eventos de perturbación en caso de interrupción de la alimentación los eventos se almacenarán en memoria no volátil.	N/A	Si		
11.2	Precisión mínima de muestreo 1 [MS].	N/A	Si		
11.3	Registro mínimo de los 1000 últimos eventos.	N/A	Si		
11.4	Visible en el relé y a través de una interfaz de comunicación. posibilidad de exportar en formato MS Excel	N/A	Si		
12	ACCESORIOS				
12.1	Cables de comunicación relé-computador	N/A	SI		
13	FUNCIONES DE MEDICIÓN				
13.1	Medición de corriente nominal: Los IED'S deben tener la capacidad de medir la corriente de carga de los alimentadores mostrados en la pantalla	N/A	Si		
13.2	Medición de voltaje: Los IED'S deben tener la capacidad de medir los voltajes fase-fase, fase-neutro de los alimentadores primarios mostrados en la pantalla	N/A	Si		
13.3	Medición del factor de potencia: Los IED's deben tener la capacidad de medir el factor de potencia fp de los alimentadores primarios, en la pantalla principal o en el HMI.	N/A	Si		
13.4	Medición de potencias: Los IED's deben tener la capacidad de medir las potencias activa, reactiva y aparente de los alimentadores primarios mostrados en la pantalla o en el HMI.	N/A	Si		
13.5	Los IED'S deben tener la capacidad de medir las tensiones de secuencia, corrientes de secuencia, frecuencia y perfil de carga	N/A	Si		
14	SOFTWARE CON LICENCIAS PARA CONFIGURACIÓN IEC 61850 (INCLUIDO MENSAJES GOOSE Y COMUNICACIÓN HORIZONTAL MMS).				SI, DEBE ESTAR EN LA CAPACIDAD PARA CARGAR Y DESCARGAR AJUSTES DE PROTECCIÓN Y REALIZAR SUPERVISIÓN DEL IED, ESTO DEBE SER POSIBLE MEDIANTE TODOS LOS PUERTOS DE COMUNICACIÓN QUE DISPONGA EL RELÉ.
14.1	Crear esquemas de protección y permitir la comunicación entre IED'S (MENSAJES GOOSE)	N/A	Si		
14.2	Lectura de archivos CID, ICD, SCD	N/A	Si		
14.3	Posibilidad de exportar archivos XRIO para equipos de inyección secundaria de corriente y tensión	N/A	Si		

14.4	Descarga de oscilografías y manejo de archivos comtrade para los respectivos registros de fallas.	N/A	Si		
14.5	Configuración y edición de algoritmos de control y protección	N/A	Si		
14.6	Descarga de los ajustes del relé y registro de funcionalidad/eventos.	N/A	Si		
14.7	Funcionamiento bajo WINDOWS 10	N/A	Si		
14.8	Función servidor de web: Que permita cambios en la parametrización de funciones de protección y descarga de eventos / oscilografías.	N/A	Si		
14.9	Las actualizaciones de firmware (de ser requerido) y software tanto para configuración del relé como para configuración de IEC 61850 y DNP 3.0. Serán sin costo para la EERSA. mínimo por el tiempo de garantía del equipo.	N/A	Si, EMITIR DOCUMENTO DE COMPROMISO		
15	CERTIFICACIONES				
15.1	Norma IEC 61850 EDICIÓN 2 (OTORGADO POR LABORATORIO INTERNACIONAL ACREDITADO).	N/A	SI, ADJUNTAR DOCUMENTO DONDE INDIQUE LO SOLICITADO		
15.2	Garantía del equipo	N/A	MINIMO DE 5 AÑOS, ADJUNTAR DOCUMENTO		
15.3	Pruebas tipo de los relés de acuerdo a las normas solicitadas.	N/A	Si		
15.4	Soporte local con técnicos certificados de fabrica los 7 días de la semana, las 24 horas. sea vía email, celular o visita técnica. Mínimo por el tiempo de garantía del equipo.	N/A	SI, EMITIR DOCUMENTO DE COMPROMISO		
15.5	Manuales: Para configuración e información que ayuden con las bondades del equipo, deberán ser impresos y en formato digital. en español e inglés.	N/A	Si		
15.6	Accesorios, todos los que se necesitan para la instalación en los paneles, el relé incluirá etiquetas configurables para personalizar funciones y pulsadores de control.	N/A	Si		
15.7	Soporte local, experiencia en suministro local durante los últimos 5 años	N/A	SI (ADJUNTAR)		

15.8	Comisionamiento de tres relés con técnico certificado de fábrica.	N/A	SI, AQUÍ SE DEBE CONFIGURAR: FUNCIONES DE PROTECCIÓN, COMUNICACIONES (PROTOSCOLOS, PUERTOS), ENTRADAS BINARIAS/SALIDAS BINARIAS, PRUEBAS DE DISPARO DE FUNCIONES DE PROTECCION.		
15.9	CURSO DE ADIESTRAMIENTO DEL PERSONAL TÉCNICO EN MANEJO Y CONFIGURACIÓN DE LOS RELÉS POR EL LAPSO DE 4 DIAS, 8 HORAS DIARIAS, PARA 8 PERSONAS. EL ADIESTRAMIENTO DEBERA SER POR UN ESPECIALISTA EN LA MARCA Y EQUIPO A SUMINISTRAR. EL CURSO NO DEBE SER PARA CONOCIMIENTO DEL PRODUCTO, SINO QUE DEBE PROFUNDIZAR EN ASPECTOS TÉCNICOS. EL TEMARIO SERÁ PREVIAMENTE APROBADO POR EL ADMINISTRADOR DEL CONTRATO. CURSO DICTADO EN LAS INSTALACIONES DE LA EERSA.	N/A	SI (ADJUNTAR)		
15.10	Representación en el país	N/A	SI, ADJUNTAR DOCUMENTO DONDE INDIQUE LO SOLICITADO, EL DOCUMENTO DEBE SER NOTARIZADO		
16	SERVICIO DE INTEGRACIÓN IED'S CON TECNICO CERTIFICADO DE FABRICA				
16.1	Integración de los IED'S de protección por IEC 61850	N/A	LLENADO DE PLANTILLAS HOMOLOGADAS POR CADA IED, INTEGRACIÓN SEÑALES ANALÓGICAS, SEÑALES DIGITALES, ESTADOS Y COMANDOS DE ACUERDO AL ANEXO, ENVÍO DE SEÑALES (ANALÓGICAS, DIGITALES, ESTADOS Y COMANDOS) A LOS SERVIDORES SCADA POR PROTOCOLO 104 Y/O DNP3.		
16.2	Pruebas punto a punto señales integradas	N/A	PRUEBAS PUNTO A PUNTO A PUNTO DESDE LOS IED'S Y SEÑALES DE ADQUISICIÓN DIRECTA HACIA EL SISTEMA SCADA-OASYS. PRUEBAS PUNTO A PUNTO DESDE EL SISTEMA SCADA-OASYS HACIA LOS IED'S.		

NOTAS:

1. SE DEBEN ENTREGAR CATALOGOS EN ESPAÑOL DE CARACTERISTICAS TÉCNICAS, INSTALACIÓN Y MANTENIMIENTO.

7.2.11. Relé diferencial de protección de Barra

Para la subestación ALAO también se adquirirá un IED que contenga la función de Diferencial de Barra, a diferencia de los demás para aplicar este tipo de protección se lo necesita hacer con un único equipo.

EMPRESA ELÉCTRICA RIOBAMBA S.A.					
ADQUISICIÓN DE EQUIPOS PARA LA SUBESTACION ALAO - DATOS TÉCNICOS GARANTIZADOS					
SUMINISTRO: Relé diferencial de protección de barra			Para uso en gabinete		
Ítem	Descripción	Unidad	Detalle de los Datos Técnicos Requeridos		
			Solicitado	Ofertado	Comentarios / Referencia
1	CARACTERÍSTICAS RELEVANTES				
1.1	Unidades requeridas	U	1		
1.2	Fabricante	N/A	Indicar		
1.3	País de procedencia	N/A	Indicar		
1.4	Año de fabricación	N/A	No menor al año en curso		
1.5	Modelo	N/A	Indicar		Anexar Catálogos. Indicar (señalar) en el catálogo el número o código del equipo ofertado.
1.6	Marca	N/A	Indicar		
1.7	Número de parte	N/A	Anexar catálogos, señalar en el catálogo el número de parte completo de los relés ofertados		
1.8	Tipo	N/A	Protección Transformador		
1.9	Instalación	N/A	Tablero de Control		
1.10	Unidad de procesamiento interno	N/A	Microprocesadores		
1.11	Normas de fabricación	N/A	IEC 60255-5, IEC 60255-27, IEC 60255-26, IEC 60068-2-6, IEC 60068-2-27, IEC 60068-2-29, IEC 60255-21-1, IEC 60255-21-2, IEC 60255-21-3. (adjuntar el documento que indique que cumplen estas normas).		
1.12	Temperatura continua de trabajo	°C	-25 A +55		
1.13	Humedad Relativa	%	<93		
1.14	Altura máxima de trabajo	m.s.n.m	≥3000		
1.15	Voltaje de operación	Vcc	125 A 132		
1.16	Frecuencia	Hz	60		
1.17	Rotación de fases	N/A	ABC/ACB		
1.18	Temperatura de almacenamiento	°C	-40 A +85		
1.19	Ejecución	N/A	03 FASES		

2 GRADO DE PROTECCIÓN					
2.1	IP 54 Ó SUPERIOR: En el lado frontal del equipo	N/A	SI, ESPECIFICAR		
2.2	IP 20 Ó SUPERIOR: En el lado posterior del equipo	N/A	SI, ESPECIFICAR		
3 CIRCUITO DE TENSION Y CORRIENTE					
3.1	8 (OCHO) ENTRADAS DE CORRIENTE ANALOGAS CT: CORRIENTE NOMINAL IN = 5 A; CONTINUO =4XIN, MAXIMA CORRIENTE DURANTE 1 SEGUNDO 100XIN. DEBE CONSTAR LA POLARIDAD, INCLUYE 2 (DOS) ENTRADAS 5A/1A PARA CORRIENTE DE NEUTRO SI FUERE EL CASO.	N/A	Si		
3.2	6 (SEIS) ENTRADAS ANALOGAS DE TENSION PT: TENSION NOMINAL (VN) ENTRE FASES: 140 VAC ±15%; MAXIMA TENSION PERMANENTE: 2*VN; MAXIMA TENSION DURANTE 10 SEG. : 3*VN	N/A	Si		
3.3	ALIMENTACIÓN DEL RELÉ: VALORES NOMINALES: RANGO: 48-250 Vdc ; 100 -240 Vac	N/A	Si		
4 ENTRADAS Y SALIDAS BINARIAS					
4.1	Entradas Digitales: Mínimo 16 Digitales, 125 Vdc; 2RTD; 1 DE 1mA	N/A	Si		
4.2	Salidas Digitales: Mínimo 17, de las cuales 4 mínimo deberán ser de alta capacidad interruptiva	N/A	Si		ESTAS SALIDAS SE CONECTARAN DIRECTAMENTE A LA BOBINAS DE DISPARO/CIERRE DE LOS INTERRUPTORES, 8 AMPERIOS MINIMO CONTINUOS, ESPECIFICAR
4.3	Supervisión de Circuito de Disparo	N/A	Si, Mínimo 2		
4.4	Auto-supervisión a través de relé de falla interna (IRF)	N/A	Si		
5 INTERFAZ HOMBRE MÁQUINA					
5.1	Web- HMI	N/A	Si		
5.2	Display LCD Gráfico, tamaño mínimo 65mmX65mm	N/A	Si		
5.3	Mostrará estados, señales, alarmas, medidas, eventos, selector local remoto, pulsadores de apertura y cierre	N/A	Si, Mínimo 2		
5.4	El display LCD mostrará gráficamente diagrama unifilar del sistema de potencia y desde este se podrá tener control sobre lo equipos de patio	N/A	Si		
5.5	LED'S: Mínimo 10 físicos. parametrizables: color y leyenda	N/A	Si		
5.6	Botones de usuario: Mínimo 9 físicos para funciones de control y generación de accesos directos. con led en cada botón para indicación de activación	N/A	Si		

5.7	Teclado frontal para manejo del display MHI, ajuste de los parámetros del IED y realizar funciones de disparo.	N/A	Si		
6	COMUNICACIONES				
6.1	Protocolos de comunicación abiertos: IEC 61850 edición 2 y edición 1 con redundancia PRP / HSR Y DNP3 (TCP/IP).	N/A	Si		
6.4	Cables de comunicación: cables originales para comunicación entre los relés y pc portátil. (tres (3) por todo el suministro de relés)	N/A	Si		
7	PUERTOS DE COMUNICACIÓN				
7.1	Un puerto: RS232 (DB9) Ó USB Ó Ethernet 100BASE-TX RJ-45 PARA configuración del equipo	N/A	FRONTAL, ESPECIFICAR		1 licencia
7.2	Un puerto Ethernet 10/100BASE-TX RJ-45	N/A	POSTERIOR, LOS PUERTOS SERÁN INDEPENDIENTES, ACTIVOS EN FORMA PERMANENTE DE ACCESO SIMULTANEO, LOCAL O REMOTO. ESPECIFICAR		
7.3	Dos (2) Puertos de fibra óptica multimodo con conector LC (Ethernet 100BASE-FX LC) redundantes CON HSR/PRP	N/A	POSTERIOR, LOS PUERTOS SERÁN INDEPENDIENTES, ACTIVOS EN FORMA PERMANENTE DE ACCESO SIMULTANEO, LOCAL O REMOTO. ESPECIFICAR		
8	SINCRONISMO				
8.1	sincronización de tiempo: SNTP (SIMPLE NETWORK TIME PROTOCOL)	N/A	SI		
8.2	IEEE 1588 v2 Precision Time Protocol (PTP)	N/A	SI		
9	PROCESAMIENTO DE CPU				
9.1	Protección y control	N/A	Mínimo 32 muestras por ciclo		
9.2	Oscilografía	N/A	Mínimo 32 muestras por ciclo		
10	PROTECCIONES				
10.1	Grupos de protección	N/A	Mínimo 4		
10.2	Protección de bloqueo (86B)	N/A	Si		
10.3	Protección diferencial de barra (87B)	N/A	SI, TIPO PORCENTUAL		
10.4	Estabilidad ante saturación y errores de transformadores de corriente	N/A	Si		
10.5	Estabilidad ante variación de Taps y grupo de conexión	N/A	Si		

10.6	Restricción de armónicos	N/A	RESTRICCIÓN DE 2, 4 Y 5 ARMÓNICO.		
10.7	Opción trifásica: Mínimo 5 zonas de protección - 5 bahías	N/A	Si		
10.8	Opción monofásica: Mínimo 5 zonas de protección - 5 bahías	N/A	Si		
10.9	Rampa de operación con ajuste de umbral mínimo de operación	N/A	Si		
10.10	Cálculo de corriente diferencial vía segregación de fases	N/A	Si		
10.11	Conmutación automática de zonas a través de contactos de posición de seccionadores NC y NO	N/A	Si		
10.12	Correcta operación en fallas envolventes	N/A	Si		
10.13	Detección automática y bloqueo de protección diferencial de barra ante fallo en circuitos secundarios de CTs	N/A	Si		
10.14	Completa estabilidad a fallas externas	N/A	Si		
10.15	Bloqueo por CT abierto	N/A	Si		
10.16	Alarma ajustable de corriente diferencial	N/A	Si		
10.17	Adecuado para aplicaciones de barra simple, doble barra con y sin transferencia, estaciones tipo H y T	N/A	Si		
10.18	Circuitos de corriente fijos no se acepta conmutación de secundarios de CTs	N/A	Si		
10.19	Función End Fault Protection para falla entre el CT y el interruptor	N/A	Si		
10.20	En aplicaciones de GIS o AIS función ZEROCURR (corriente cero) a fin de bloquear función 87B durante descarga en la operación de cuchilla de puesta a tierra	N/A	Si		
10.21	Acepta transformadores de corriente de radios diferentes (diferentes corriente primarias)	N/A	Si		
10.22	Compensación interna	N/A	"EL IED'S TIENE QUE TENER LA CAPACIDAD DE COMPENSAR EL DESFASE PROVOCADO POR LA CONEXIÓN DE LOS TRANSFORMADORES DE POTENCIA."		
10.23	Función de pérdida de fase (37)	N/A	Si		
10.24	Reporte de la corriente de falla sobre los protocolos IEC 61850 Y DNP3 TCP/IP LAN		Si		
10.25	Oscilografías: mínimo 12 canales analógicos y 64 canales digitales manejo de archivos comtrade y generación automática de reportes registro de los 100 últimas oscilografías	N/A	Si		

11	REGISTRO DE EVENTOS				
11.1	El relé deberá registrar automáticamente los eventos de perturbación en caso de interrupción de la alimentación los eventos se almacenarán en memoria no volátil.	N/A	Si		
11.2	Precisión mínima de muestreo 1 [MS].	N/A	Si		
11.3	Registro mínimo de los 1000 últimos eventos.	N/A	Si		
11.4	Visible en el relé y a través de una interfaz de comunicación. posibilidad de exportar en formato MS Excel	N/A	Si		
12	ACCESORIOS				
12.1	Cables de comunicación relé-computador	N/A	SI		
13	FUNCIONES DE MEDICIÓN				
13.1	Medición de corriente nominal: Los IED'S deben tener la capacidad de medir la corriente de carga de los alimentadores mostrados en la pantalla	N/A	Si		
13.2	Medición de voltaje: Los IED'S deben tener la capacidad de medir los voltajes fase-fase, fase-neutro de los alimentadores primarios mostrados en la pantalla	N/A	Si		
13.3	Medición del factor de potencia: Los IED's deben tener la capacidad de medir el factor de potencia fp de los alimentadores primarios, en la pantalla principal o en el HMI.	N/A	Si		
13.4	Medición de potencias: Los IED's deben tener la capacidad de medir las potencias activa, reactiva y aparente de los alimentadores primarios mostrados en la pantalla o en el HMI.	N/A	Si		
13.5	Los IED'S deben tener la capacidad de medir las tensiones de secuencia, corrientes de secuencia, frecuencia y perfil de carga	N/A	Si		
14	SOFTWARE CON LICENCIAS PARA CONFIGURACIÓN IEC 61850 (INCLUIDO MENSAJES GOOSE Y COMUNICACIÓN HORIZONTAL MMS).				SI, DEBE ESTAR EN LA CAPACIDAD PARA CARGAR Y DESCARGAR AJUSTES DE PROTECCIÓN Y REALIZAR SUPERVISIÓN DEL IED, ESTO DEBE SER POSIBLE MEDIANTE TODOS LOS PUERTOS DE COMUNICACIÓN QUE DISPONGA EL RELÉ.
14.1	Crear esquemas de protección y permitir la comunicación entre IED'S (MENSAJES GOOSE)	N/A	Si		
14.2	Lectura de archivos CID, ICD, SCD	N/A	Si		
14.3	Posibilidad de exportar archivos XRIO para equipos de inyección secundaria de corriente y tensión	N/A	Si		

14.4	Descarga de oscilografías y manejo de archivos comtrade para los respectivos registros de fallas.	N/A	Si		
14.5	Configuración y edición de algoritmos de control y protección	N/A	Si		
14.6	Descarga de los ajustes del relé y registro de funcionalidad/eventos.	N/A	Si		
14.7	Funcionamiento bajo WINDOWS 10	N/A	Si		
14.8	Función servidor de web: Que permita cambios en la parametrización de funciones de protección y descarga de eventos / oscilografías.	N/A	Si		
14.9	Las actualizaciones de firmware (de ser requerido) y software tanto para configuración del relé como para configuración de IEC 61850 y DNP 3.0. Serán sin costo para la EERSA. mínimo por el tiempo de garantía del equipo.	N/A	Si, EMITIR DOCUMENTO DE COMPROMISO		
15	CERTIFICACIONES				
15.1	Norma IEC 61850 EDICIÓN 2 (OTORGADO POR LABORATORIO INTERNACIONAL ACREDITADO).	N/A	SI, ADJUNTAR DOCUMENTO DONDE INDIQUE LO SOLICITADO		
15.2	Garantía del equipo	N/A	MINIMO DE 5 AÑOS, ADJUNTAR DOCUMENTO		
15.3	Pruebas tipo de los relés de acuerdo a las normas solicitadas.	N/A	Si		
15.4	Soporte local con técnicos certificados de fabrica los 7 días de la semana, las 24 horas. sea vía email, celular o visita técnica. Mínimo por el tiempo de garantía del equipo.	N/A	SI, EMITIR DOCUMENTO DE COMPROMISO		
15.5	Manuales: Para configuración e información que ayuden con las bondades del equipo, deberán ser impresos y en formato digital. en español e inglés.	N/A	Si		
15.6	Accesorios, todos los que se necesitan para la instalación en los paneles, el relé incluirá etiquetas configurables para personalizar funciones y pulsadores de control.	N/A	Si		
15.7	Soporte local, experiencia en suministro local durante los últimos 5 años	N/A	SI (ADJUNTAR)		

15.8	Comisionamiento de tres relés con técnico certificado de fábrica.	N/A	SI, AQUÍ SE DEBE CONFIGURAR: FUNCIONES DE PROTECCIÓN, COMUNICACIONES (PROTOSCOLOS, PUERTOS), ENTRADAS BINARIAS/SALIDAS BINARIAS, PRUEBAS DE DISPARO DE FUNCIONES DE PROTECCION.		
15.9	CURSO DE ADIESTRAMIENTO DEL PERSONAL TÉCNICO EN MANEJO Y CONFIGURACIÓN DE LOS RELÉS POR EL LAPSO DE 4 DIAS, 8 HORAS DIARIAS, PARA 8 PERSONAS. EL ADIESTRAMIENTO DEBERA SER POR UN ESPECIALISTA EN LA MARCA Y EQUIPO A SUMINISTRAR. EL CURSO NO DEBE SER PARA CONOCIMIENTO DEL PRODUCTO, SINO QUE DEBE PROFUNDIZAR EN ASPECTOS TÉCNICOS. EL TEMARIO SERÁ PREVIAMENTE APROBADO POR EL ADMINISTRADOR DEL CONTRATO. CURSO DICTADO EN LAS INSTALACIONES DE LA EERSA.	N/A	Si (ADJUNTAR)		
15.10	Representación en el país	N/A	SI, ADJUNTAR DOCUMENTO DONDE INDIQUE LO SOLICITADO, EL DOCUMENTO DEBE SER NOTARIZADO		
16	SERVICIO DE INTEGRACIÓN IED'S CON TECNICO CERTIFICADO DE FABRICA				
16.1	Integración de los IED'S de protección por IEC 61850	N/A	LLENADO DE PLANTILLAS HOMOLOGADAS POR CADA IED, INTEGRACIÓN SEÑALES ANALÓGICAS, SEÑALES DIGITALES, ESTADOS Y COMANDOS DE ACUERDO AL ANEXO, ENVÍO DE SEÑALES (ANALÓGICAS, DIGITALES, ESTADOS Y COMANDOS) A LOS SERVIDORES SCADA POR PROTOCOLO 104 Y/O DNP3.		
16.2	Pruebas punto a punto señales integradas	N/A	PRUEBAS PUNTO A PUNTO A PUNTO DESDE LOS IED'S Y SEÑALES DE ADQUISICIÓN DIRECTA HACIA EL SISTEMA SCADA-OASYS. PRUEBAS PUNTO A PUNTO DESDE EL SISTEMA SCADA-OASYS HACIA LOS IED'S.		

NOTAS:

1. SE DEBEN ENTREGAR CATALOGOS EN ESPAÑOL DE CARACTERISTICAS TÉCNICAS, INSTALACIÓN Y MANTENIMIENTO.

7.2.12. Relé de protección de Sobrecorriente

EMPRESA ELÉCTRICA RIOBAMBA S.A. ADQUISICIÓN DE EQUIPOS PARA LA SUBESTACION ALAO - DATOS TÉCNICOS GARANTIZADOS					
SUMINISTRO: Relé diferencial de protección de sobrecorriente			Para uso en gabinete		
Ítem	Descripción	Unidad	Detalle de los Datos Técnicos Requeridos		
			Solicitado	Ofertado	Comentarios / Referencia
1	CARACTERÍSTICAS RELEVANTES				
1.1	Unidades requeridas	U	1		
1.2	Fabricante	N/A	Indicar		
1.3	País de procedencia	N/A	Indicar		
1.4	Año de fabricación	N/A	No menor al año en curso		
1.5	Modelo	N/A	Indicar		Anexar Catálogos. Indicar (señalar) en el catálogo el número o código del equipo ofertado.
1.6	Marca	N/A	Indicar		
1.7	Número de parte	N/A	Anexar catálogos, señalar en el catálogo el número de parte completo de los relés ofertados		
1.8	Tipo	N/A	Protección Transformador		
1.9	Instalación	N/A	Tablero de Control		
1.10	Unidad de procesamiento interno	N/A	Microprocesadores		
1.11	Normas de fabricación	N/A	IEC 60255-5, IEC 60255-27, IEC60255-26, IEC 60068-2-6, IEC 60068-2-27, IEC 60068-2-29, IEC 60255-21-1, IEC 60255-21-2, IEC 60255-21-3. (adjuntar el documento que indique que cumplen estas normas).		
1.12	Temperatura continua de trabajo	°C	-25 A +55		
1.13	Humedad Relativa	%	<93		
1.14	Altura máxima de trabajo	m.s.n.m	≥3000		
1.15	Voltaje de operación	Vcc	125 A 132		
1.16	Frecuencia	Hz	60		
1.17	Rotación de fases	N/A	ABC/ACB		
1.18	Temperatura de almacenamiento	°C	-40 A +85		
1.19	Ejecución	N/A	03 FASES		

2 GRADO DE PROTECCIÓN					
2.1	IP 54 Ó SUPERIOR: En el lado frontal del equipo	N/A	SI, ESPECIFICAR		
2.2	IP 20 Ó SUPERIOR: En el lado posterior del equipo	N/A	SI, ESPECIFICAR		
3 CIRCUITO DE TENSION Y CORRIENTE					
3.1	8 (OCHO) ENTRADAS DE CORRIENTE ANALOGAS CT: CORRIENTE NOMINAL IN = 5 A; CONTINUO =4XIN, MAXIMA CORRIENTE DURANTE 1 SEGUNDO 100XIN. DEBE CONSTAR LA POLARIDAD, INCLUYE 2 (DOS) ENTRADAS 5A/1A PARA CORRIENTE DE NEUTRO SI FUERE EL CASO.	N/A	Si		
3.2	6 (SEIS) ENTRADAS ANALOGAS DE TENSION PT: TENSION NOMINAL (VN) ENTRE FASES: 140 VAC ±15%; MAXIMA TENSION PERMANENTE: 2*VN; MAXIMA TENSION DURANTE 10 SEG. : 3*VN	N/A	Si		
3.3	ALIMENTACIÓN DEL RELÉ: VALORES NOMINALES: RANGO: 48-250 Vdc ; 100 -240 Vac	N/A	Si		
4 ENTRADAS Y SALIDAS BINARIAS					
4.1	Entradas Digitales: Mínimo 16 Digitales, 125 Vdc; 2RTD; 1 DE 1mA	N/A	Si		
4.2	Salidas Digitales: Mínimo 17, de las cuales 4 mínimo deberán ser de alta capacidad interruptiva	N/A	Si		ESTAS SALIDAS SE CONECTARAN DIRECTAMENTE A LA BOBINAS DE DISPARO/CIERRE DE LOS INTERRUPTORES, 8 AMPERIOS MINIMO CONTINUOS, ESPECIFICAR
4.3	Supervisión de Circuito de Disparo	N/A	Si, Mínimo 2		
4.4	Auto-supervisión a través de relé de falla interna (IRF)	N/A	Si		
5 INTERFAZ HOMBRE MÁQUINA					
5.1	Web- HMI	N/A	Si		
5.2	Display LCD Gráfico, tamaño mínimo 65mmX65mm	N/A	Si		
5.3	Mostrará estados, señales, alarmas, medidas, eventos, selector local remoto, pulsadores de apertura y cierre	N/A	Si, Mínimo 2		
5.4	El display LCD mostrará gráficamente diagrama unifilar del sistema de potencia y desde este se podrá tener control sobre lo equipos de patio	N/A	Si		
5.5	LED'S: Mínimo 10 físicos. parametrizables: color y leyenda	N/A	Si		
5.6	Botones de usuario: Mínimo 9 físicos para funciones de control y generación de accesos directos. con led en cada botón para indicación de activación	N/A	Si		

5.7	Teclado frontal para manejo del display MHI, ajuste de los parámetros del IED y realizar funciones de disparo.	N/A	Si		
6	COMUNICACIONES				
6.1	Protocolos de comunicación abiertos: IEC 61850 edición 2 y edición 1 con redundancia PRP / HSR Y DNP3 (TCP/IP).	N/A	Si		
6.4	Cables de comunicación: cables originales para comunicación entre los relés y pc portátil. (tres (3) por todo el suministro de relés)	N/A	Si		
7	PUERTOS DE COMUNICACIÓN				
7.1	Un puerto: RS232 (DB9) Ó USB Ó Ethernet 100BASE-TX RJ-45 PARA configuración del equipo	N/A	FRONTAL, ESPECIFICAR		1 licencia
7.2	Un puerto Ethernet 10/100BASE-TX RJ-45	N/A	POSTERIOR, LOS PUERTOS SERÁN INDEPENDIENTES, ACTIVOS EN FORMA PERMANENTE DE ACCESO SIMULTANEO, LOCAL O REMOTO. ESPECIFICAR		
7.3	Dos (2) Puertos de fibra óptica multimodo con conector LC (Ethernet 100BASE-FX LC) redundantes CON HSR/PRP	N/A	POSTERIOR, LOS PUERTOS SERÁN INDEPENDIENTES, ACTIVOS EN FORMA PERMANENTE DE ACCESO SIMULTANEO, LOCAL O REMOTO. ESPECIFICAR		
8	SINCRONISMO				
8.1	sincronización de tiempo: SNTP (SIMPLE NETWORK TIME PROTOCOL)	N/A	SI		
8.2	IEEE 1588 v2 Precision Time Protocol (PTP)	N/A	SI		
9	PROCESAMIENTO DE CPU				
9.1	Protección y control	N/A	Mínimo 32 muestras por ciclo		
9.2	Oscilografía	N/A	Mínimo 32 muestras por ciclo		
10	PROTECCIONES				
10.1	Grupos de protección	N/A	Mínimo 4		
10.2	Función de sobrecorriente (50P/51P_50N/51N_50G/51G):	N/A	Si		
10.3	configurables para curvas IEC Y ANSI/IEEE, tiempo definido.	N/A	Si		
10.4	(50/51): Mínimo tres etapas de parametrización en alta y media tensión; (50N/51N): Mínimo dos etapas de parametrización en alta y media tensión	N/A	Si		
10.5	Posibilidad de creación de curvas personalizables por el usuario	N/A	Si		

10.6	Función direccional (67): disponible para la unidad de fase y neutro; Mínimo dos etapas de parametrización	N/A	Si		
10.7	Función de falla interruptor (50BF): La finalidad de esta protección es detectar la falta de apertura del interruptor al recibir la orden de disparo enviada por alguna protección. mínimo 3 bloques de parametrización	N/A	Si		
10.8	Reporte de la corriente de falla sobre los protocolos IEC 61850 Y DNP3 TCP/IP LAN	N/A	Si		
10.9	Función de falla de fusible, para supervisar fallas en la medición de voltaje	N/A	Si		
10.10	Oscilografías: mínimo 12 canales analógicos y 64 canales digitales manejo de archivos comtrade y generación automática de reportes registro de los 100 últimas oscilografías	N/A	Si		
11	REGISTRO DE EVENTOS				
11.1	El relé deberá registrar automáticamente los eventos de perturbación. en caso de interrupción de la alimentación los eventos se almacenarán en memoria no volátil.	N/A	Si		
11.2	Precisión mínima de muestreo 1 [MS].	N/A	Si		
11.3	Registro mínimo de los 1000 últimos eventos.	N/A	Si		
11.4	Visible en el relé y a través de una interfaz de comunicación. posibilidad de exportar en formato MS Excel	N/A	Si		
12	ACCESORIOS				
12.1	Cables de comunicación relé-computador	N/A	Si		
13	FUNCIONES DE MEDICIÓN				
13.1	Medición de corriente nominal: Los IED'S deben tener la capacidad de medir la corriente de carga de los alimentadores mostrados en la pantalla	N/A	Si		
13.2	Medición de voltaje: Los IED'S deben tener la capacidad de medir los voltajes fase-fase, fase-neutro de los alimentadores primarios mostrados en la pantalla	N/A	Si		
13.3	Medición del factor de potencia: Los IED's deben tener la capacidad de medir el factor de potencia fp de los alimentadores primarios, en la pantalla principal o en el HMI.	N/A	Si		
13.4	Medición de potencias: Los IED's deben tener la capacidad de medir las potencias activa, reactiva y aparente de los alimentadores primarios mostrados en la pantalla o en el HMI.	N/A	Si		
13.5	Los IED'S deben tener la capacidad de medir las tensiones de secuencia, corrientes de secuencia, frecuencia y perfil de carga	N/A	Si		

14	SOFTWARE CON LICENCIAS PARA CONFIGURACIÓN IEC 61850 (INCLUIDO MENSAJES GOOSE Y COMUNICACIÓN HORIZONTAL MMS).				SI, DEBE ESTAR EN LA CAPACIDAD PARA CARGAR Y DESCARGAR AJUSTES DE PROTECCIÓN Y REALIZAR SUPERVISIÓN DEL IED, ESTO DEBE SER POSIBLE MEDIANTE TODOS LOS PUERTOS DE COMUNICACIÓN QUE DISPONGA EL RELÉ.
14.1	Crear esquemas de protección y permitir la comunicación entre IED'S (MENSAJES GOOSE)	N/A	Si		
14.2	Lectura de archivos CID, ICD, SCD	N/A	Si		
14.3	Posibilidad de exportar archivos XRIO para equipos de inyección secundaria de corriente y tensión	N/A	Si		
14.4	Descarga de oscilografías y manejo de archivos comtrade para los respectivos registros de fallas.	N/A	Si		
14.5	Configuración y edición de algoritmos de control y protección	N/A	Si		
14.6	Descarga de los ajustes del relé y registro de funcionalidad/eventos.	N/A	Si		
14.7	Funcionamiento bajo WINDOWS 10	N/A	Si		
14.8	Función servidor de web: Que permita cambios en la parametrización de funciones de protección y descarga de eventos / oscilografías.	N/A	Si		
14.9	Las actualizaciones de firmware (de ser requerido) y software tanto para configuración del relé como para configuración de iec61850 y dnp3.0. Serán sin costo para la EERSA. mínimo por el tiempo de garantía del equipo.	N/A	Si, EMITIR DOCUMENTO DE COMPROMISO		
15	CERTIFICACIONES				
15.1	Norma IEC 61850 EDICIÓN 2 (OTORGADO POR LABORATORIO INTERNACIONAL ACREDITADO).	N/A	SI, ADJUNTAR DOCUMENTO DONDE INDIQUE LO SOLICITADO		
15.2	Garantía del equipo	N/A	MINIMO DE 5 AÑOS, ADJUNTAR DOCUMENTO		
15.3	Pruebas tipo de los relés de acuerdo a las normas solicitadas.	N/A	Si		
15.4	Soporte local con técnicos certificados de fabrica los 7 días de la semana, las 24 horas. sea vía email, celular o visita técnica. Mínimo por el tiempo de garantía del equipo.	N/A	SI, EMITIR DOCUMENTO DE COMPROMISO		

15.5	Manuales: Para configuración e información que ayuden con las bondades del equipo, deberán ser impresos y en formato digital. en español e inglés.	N/A	Si		
15.6	Accesorios, todos los que se necesitan para la instalación en los paneles, el relé incluirá etiquetas configurables para personalizar funciones y pulsadores de control.	N/A	Si		
15.7	Soporte local, experiencia en suministro local durante los últimos 5 años	N/A	SI (ADJUNTAR)		
15.8	Comisionamiento de tres relés con técnico certificado de fábrica.	N/A	SI, AQUÍ SE DEBE CONFIGURAR: FUNCIONES DE PROTECCIÓN, COMUNICACIONES (PROTOCOLOS, PUERTOS), ENTRADAS BINARIAS/SALIDAS BINARIAS, PRUEBAS DE DISPARO DE FUNCIONES DE PROTECCION.		
15.9	CURSO DE ADIESTRAMIENTO DEL PERSONAL TÉCNICO EN MANEJO Y CONFIGURACIÓN DE LOS RELÉS POR EL LAPSO DE 1 DIA, 8 HORAS, PARA 8 PERSONAS. EL ADIESTRAMIENTO DEBERA SER POR UN ESPECIALISTA EN LA MARCA Y EQUIPO A SUMINISTRAR. EL CURSO NO DEBE SER PARA CONOCIMIENTO DEL PRODUCTO, SINO QUE DEBE PROFUNDIZAR EN ASPECTOS TÉCNICOS. EL TEMARIO SERÁ PREVIAMENTE APROBADO POR EL ADMINISTRADOR DEL CONTRATO. CURSO DICTADO EN LAS INSTALACIONES DE LA EERSA.	N/A	Si (ADJUNTAR)		
15.10	Representación en el país	N/A	SI, ADJUNTAR DOCUMENTO DONDE INDIQUE LO SOLICITADO, EL DOCUMENTO DEBE SER NOTARIZADO		

16		SERVICIO DE INTEGRACIÓN IED'S CON TECNICO CERTIFICADO DE FABRICA			
16.1	Integración de los IED'S de protección por IEC 61850	N/A	LLENADO DE PLANTILLAS HOMOLOGADAS POR CADA IED, INTEGRACIÓN SEÑALES ANALÓGICAS, SEÑALES DIGITALES, ESTADOS Y COMANDOS DE ACUERDO AL ANEXO, ENVÍO DE SEÑALES (ANALÓGICAS, DIGITALES, ESTADOS Y COMANDOS) A LOS SERVIDORES SCADA POR PROTOCOLO 104 Y/O DNP3.		
16.2	Pruebas punto a punto señales integradas	N/A	PRUEBAS PUNTO A PUNTO DESDE LOS IED'S Y SEÑALES DE ADQUISICIÓN DIRECTA HACIA EL SISTEMA SCADA-OASYS. PRUEBAS PUNTO A PUNTO DESDE EL SISTEMA SCADA-OASYS HACIA LOS IED'S.		

NOTAS:

1. SE DEBEN ENTREGAR CATALOGOS EN ESPAÑOL DE CARACTERISTICAS TÉCNICAS, INSTALACIÓN Y MANTENIMIENTO.

7.2.13. Transformador de potencia 2.4/69 kV 10 MVA ONAN

El transformador de potencia cumple una función importante en la subestación el cual es elevar el voltaje que recibe de los grupos generadores para su posterior transmisión, para lo cual debe contar con las siguientes características técnicas.

EMPRESA ELÉCTRICA RIOBAMBA S.A.					
ADQUISICIÓN DE EQUIPOS PARA LA SUBESTACION ALAO - DATOS TÉCNICOS GARANTIZADOS					
SUMINISTRO: Transformador de potencia 2.4/69 kV 10 MVA ONAN			Para uso en Bahía		
Ítem	Descripción	Unidad	Detalle de los Datos Técnicos Requeridos		
			Solicitado	Ofertado	Comentarios / Referencia
1	CARACTERÍSTICAS RELEVANTES				
1.1	Unidades requeridas	U	2		
1.2	Fabricante	N/A	Indicar		
1.3	País de procedencia	N/A	Indicar		
1.4	Año de fabricación	N/A	No menor al año en curso		
1.5	Modelo del transformador de potencia	N/A	Indicar		Anexar Catálogos. Indicar (señalizar) en el catálogo el número o código del equipo ofertado.
1.6	Tipo	N/A	Trifásico-Elevador de voltaje		
1.7	Normas de fabricación	N/A	IEC 60076 / ANSI C57.12.10		
1.8	Instalación	N/A	Intemperie		
1.9	Planos con dimensiones	N/A	Adjuntar		Anexar Planos
1.10	Grado de sismicidad	g	≥0.5		
1.10	Altura de instalación	m.s.n.m	Mínimo 3000		
2	CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS				
2.1	Número de fases	N/A	3		
2.2	Frecuencia nominal	Hz	60		
2.3	Voltaje primario	kV	2.4		
2.4	Voltaje secundario	kV	69		
2.5	Potencia nominal continua (ONAN)	MVA	10		
2.6	Factor K	N/A	1		
2.7	Conexión del primario	N/A	Estrella		
2.8	Conexión del secundario	N/A	Delta		
2.9	Grupo de conexión	N/A	YNd5		
2.10	Bushing de neutro	N/A	Exterior		

2.11	NIVEL BÁSICO DE AISLAMIENTO (BIL INTERNO) DE LOS DEVANADOS DEL TRANSFORMADOR				
2.11.1	Lado de alto voltaje	kV	≥ 350		
2.11.2	Lado de medio voltaje	kV	≥ 45		
2.12	NIVEL BÁSICO DE AISLAMIENTO (BIL) DE LOS BUSHINGS DEL TRANSFORMADOR				
2.12.1	Lado de alto voltaje	kV	≥ 450		
2.12.2	Lado de medio voltaje	kV	≥ 60		
2.13	NIVEL DE AISLAMIENTO DE LOS DEVANADOS A FRECUENCIA INDUSTRIAL				
2.13.1	Lado de alto voltaje	kV	≥185		
2.13.2	Lado de medio voltaje	kV	≥ 10		
2.14	NIVEL DE AISLAMIENTO DE LOS BUSHING A FRECUENCIA INDUSTRIAL				
2.14.1	Lado de alto voltaje	kV	≥ 185		
2.14.2	Lado de medio voltaje	kV	≥ 20		
2.14.3	Corriente de cortocircuito que puede soportar el transformador por 2 segundos	A	Indicar de acuerdo a la impedancia		Adjuntar detalles
2.15	CORRIENTE DE EXCITACIÓN TAP NOMINAL Y AL VOLTAJE DE:				
2.15.1	90% vn: potencia nominal MVA	A	Anexar		
2.15.2	100% vn : potencia nominal MVA	A	Anexar		
2.15.3	110% vn : potencia nominal MVA	A	Anexar		
2.15.4	Impedancia ONAN en porcentaje a su capacidad nominal a 75 °C,	%	8		
2.15.5	Nivel de ruido (nema standards publication no. tr 1-993 (r2000))	dB	70 dB		
3	CONDICIONES DE SERVICIO DEL EQUIPO				
3.1	Temperatura ambiente promedio del equipo al exterior	°C	30		
3.2	Temperatura ambiente máxima del equipo al exterior	°C	40		
3.3	Humedad relativa media	N/A	0,85		
3.4	Máxima velocidad de viento	km/h	90 km/h		
3.5	Aceleración para diseño antisísmico (g = aceleración gravitacional)	g	0.5		
3.6	Voltaje de alimentación auxiliares de AC	N/A	120/240, 1 fase - 60 Hz		
3.7	Voltaje de alimentación auxiliares de DC	VDC	125		
3.8	Altura de diseño	m.s.n.m	Mínimo 3000		
3.9	Grado de protección de los cubículos	N/A	IP 65		

3.10	Instalación y montaje	N/A	Exterior sobre base de hormigón		
4	CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS				
4.1	ELEVACIÓN DE LA TEMPERATURA, SOBRE LA TEMPERATURA AMBIENTE DE 30 °C				
4.1.1	Elevación de temperatura del aceite	°C	50		
4.1.2	Punto más caliente del aceite	°C	60		
4.1.3	Elevación de temperatura de las bobinas	°C	55		
4.1.4	Punto más caliente de las bobinas	°C	65		
4.2	REGULACIÓN DE VOLTAJE RÉGIMEN ONAN Y FACTOR DE POTENCIA:				
4.2.1	Fp 0.8 Retardo: Potencia nominal MVA	MVA	Indicar		
4.2.2	Fp 0.9 Retardado: Potencia nominal MVA	MVA	Indicar		
4.2.3	Fp : POTENCIA NOMINAL MVA	MVA	Indicar		
4.3	PÉRDIDAS CON EL 100% DEL VOLTAJE DE EXCITACIÓN NOMINAL				
4.3.1	PÉRDIDAS ESPECÍFICAS EN LA LÁMINA MAGNÉTICA DEL NÚCLEO PARA UNA INDUCCIÓN ENTRE 1,5 T - 1,75 [T] Y 60 [HZ].	kW	11		
4.3.2	PÉRDIDAS EN EL COBRE DE LA POTENCIA ONAN DE [MVA]; [KV] Y REFERIDAS A 75 °C	kW	44		
4.4	CORRIENTE DE EXCITACIÓN EN PORCENTAJE DE LA CORRIENTE A SU CAPACIDAD NOMINAL				
4.4.1	Al 100% del voltaje de excitación	A	Indicar		
4.4.2	Al 110% del voltaje de excitación	A	Indicar		
4.5	ELEVACIÓN DE LA TEMPERATURA EN RÉGIMEN PERMANENTE				
4.5.1	Elevación de temperatura de los devanados	°C	55		
4.5.2	Punto más caliente del aceite (DEVANADO)	°C	65		
4.5.3	Método de medición de la temperatura	N/A	Imagen térmica		
4.5.4	Elevación de temperatura del aceite	°C	50		
4.6	CAMBIADOR DE DERIVACIONES BAJO CARGA (NLTC)				
4.6.1	Ubicación del NLTC	N/A	Lado de Alta Tensión		
4.6.2	Montaje	N/A	Tipo exterior		
4.6.3	Gama de regulación expresada en %	%	+2x2.5%, nom, -2x2.5%		
4.6.4	Posiciones del cambiador de derivaciones	N/A	5		

4.6.5	Tecnología de conmutaciones	N/A	En aceite		
4.6.6	Número de maniobras libre de mantenimiento (expectativa de vida útil 500.000 operaciones)	N/A	Indicar		
4.6.7	Corriente nominal	A	Indicar		
4.6.8	Nivel de aislamiento BIL completo	N/A	350 kV		
5	CARACTERISTICAS DEL TANQUE				
5.1	Fijación de la tapa al tanque	N/A	Empernada		
5.2	Peso del tanque	Kg	Indicar		
6	MATERIALES AISLANTES				
6.1	Fluido aislante	N/A	Aceite Mineral Tipo II sin PCB'S		
6.1.1	Cantidad de fluido aislante	lt	Indicar		
6.2	Material Aislante				
6.2.1	Normas aplicables	N/A	Indicar		
6.2.2	Tipo	N/A	Termoestabilizado		
6.2.3	Clase de aislamiento	N/A	E 120 °c		
7	MATERIALES Y ACABADOS				
7.1	Cuba de acero de acuerdo Norma ASTM, bajo contenido de carbono y material no magnético	N/A	Adjuntar detalles		
7.2	Material de los devanados	N/A	Cobre electrolítico		Adjuntar protocolo de pruebas
7.3	Clase termica de aislamiento	N/A	Clase E 120 °C		Adjuntar detalles
7.4	Resistencia mecánica del cobre	N/A	Indicar		
7.5	Núcleo de acero, granos orientados, láminas traslapadas	N/A	Indicar y anexar protocolo de pruebas		
7.6	Pérdidas específicas en el núcleo	N/A	Menor a 1.4 W/Kg de acuerdo a norma		
7.7	Clase termica del aislamiento del núcleo	N/A	CLASE B 130°C		
7.8	Papel de aislamiento clase E 120 °C, Norma IEC 60554-3 (paper termoestabilizado)	N/A	Anexar protocolo de pruebas		
7.9	Contenido de nitrógeno (IEC 60076-7; ASTM D-982) del papel (adjuntar protocolo de prueba)	N/A	Anexar		
7.10	Láminas de madera de soporte de acuerdo a Norma IEC 61061-1, 2 y 3 (T2R ó T4R)	N/A	Anexar		
7.11	Habilidad para soportar cortocircuitos y efectos dinámicos de acuerdo a IEC 60076-5	N/A	Anexar		
7.12	Pintura externa	N/A	Resistente a la intemperie y corrosión no menor a 140 µm, color Blanco		Indicar detalles
7.13	Pintura interna	N/A	Resistente a la acción del aceite.		

8	DATOS ADICIONALES				
8.1	Protocolo de pruebas de equipo similar al ofertado	N/A	Anexar		Laboratorio acreditado (Indicar nombre de laboratorio)
8.2	Certificado de vida útil	Años	Mínimo 15		
8.3	Garantía técnica a partir de la puesta en servicio	Años	3		
8.4	Supervisión de montaje	N/A	Si		
8.5	Supervisión de puesta en servicio del transformador	N/A	Si		
9	ACCESORIOS				
9.1	PARARRAYOS				
9.1.1	Fabricante	N/A	Indicar		
9.1.2	País de procedencia	N/A	Indicar		
9.1.3	Año de fabricación	N/A	No menor al año en curso		
9.1.4	Modelo	N/A	Indicar		Anexar Catálogo. Señalar en el catálogo el modelo del equipo ofertado
9.1.5	Tipo	N/A	ZnO (óxido de zinc)		Indicar detalles
9.1.6	Cantidad requerida	C/U	3		
9.1.7	Instalación	N/A	Intemperie		
9.1.8	Contador de descarga	N/A	Requerido		Anexar Catálogo
9.1.9	Protocolo de pruebas prototipo homologados	N/A	Requerido, adjuntar certificados de por lo menos tres pruebas.		Se debe entregar los protocolos de al menos tres pruebas prototipo homologadas bajo normas internacionales
9.1.10	Planos con dimensiones	N/A	Requerido		Anexar Planos
9.2	CARACTERÍSTICAS DE LOS PARARRAYOS				
9.2.1	Normas de fabricación	N/A	IEC 6099-3; IEC 6099-4		Anexar Catálogos que certifiquen las especificaciones técnicas propuestas e indicadas por el oferente.
9.2.2	Altura de instalación	msnm	Mínimo 3000		
9.2.3	Conexión	N/A	Línea - Tierra		
9.2.4	Voltaje nominal de la red	kV	69		
9.2.5	Voltaje máximo de operación de la red	kV	≥ 72.5		
9.2.6	Nivel de aislamiento . (externo) a impulso, 1.2 x 50us	kVpico	≥ 450		
9.2.7	Nivel de aislamiento (externo) a frecuencia industrial (60 Hz)	kV rms	≥ 185		
9.2.8	Voltaje de operación del pararrayos (Ur)	kV rms	60		
9.2.9	Voltaje máximo continuo del pararrayos (MCOV - Uc)	kV rms	$\geq 41,85$		
9.2.10	Corriente nominal de descarga	kA	10		
9.2.11	Distancia de fuga	mm	≥ 1710		

9.2.12	Peso por pararrayos	Kg	Indicar		
9.2.13	Material de los aisladores	N/A	Polimérico		
9.3	Indicador de nivel de aceite con contactos	N/A	1		
9.4	Termómetro tipo Dial con Contactos	N/A	1		
9.5	Termómetro imagen térmica con contactos	N/A	1		
9.6	Relé de presión súbita	N/A	1		
9.7	Válvula de sobrepresión con contactos	N/A	1		
9.8	Manovacúmetro	N/A	Compensador		
9.9	Tanque de compensación	N/A	Si		
9.10	Analizador de gases (CO2,H2,CH4)	N/A	Si		
9.11	Relé buchholz con flotador simple	N/A	Si		
9.12	Caja de conexiones	N/A	Si		
9.13	Monitor de transformador	N/A	Si		
9.13.1	Protocolo de comunicaciones de controlador de señales	N/A	IEC 61850 -2		
9.13.2	Entradas analógicas y digitales mínimas	N/A	≥ 8 Analógicas y ≥ 8 digitales		
9.13.3	Salidas analógicas y digitales mínimas programables	N/A	≥ 8 Analógicas y ≥ 8 digitales		
9.13.4	Con registrador de evento (mínimo 10)	N/A	Si		
9.14	Caja de conexiones	N/A	Si		
10	INFORMACIÓN QUE DEBE SUMINISTRAR EL OFERENTE				
10.1	Pesos, volúmenes y dimensiones				
10.1.1	Máximo peso para transporte	Tn	Indicar		
10.1.2	Cantidad de aceite aislante	lt	Indicar		
10.1.3	Peso total	Tn	Indicar		
10.1.4	Dibujos y dimensiones del transformador	m	Anexar		
10.1.5	Detalle general de construcción interior, bobinas, núcleo y aislamiento	N/A	Anexar		
10.1.6	Tipo y descripción de la construcción de bushings	N/A	Anexar		
10.1.7	Forma y dimensión de los terminales	N/A	Anexar		
10.1.8	Métodos transporte, dimensiones embalaje.	N/A	Anexar		
10.1.9	Lista de información que el contratista suministrará con el equipo	N/A	Anexar		

11	LOTE DE REPUESTOS DE ACUERDO CON LAS ESPECIFICACIONES TÉCNICAS:				
11.1	Un juego completo de empaques del transformador adicionales a los que se requieren para ensamblar los accesorios del transformador, incluyendo aquellos de cubiertas, accesos para servicio ("manholes" y "handholes") y conexiones de tubería	N/A	1 LOTE		
11.2	Un termómetro completo de cada tipo (aguja y digital) usado en el transformador o en el regulador				
11.3	Un compensador elástico (membrana), usado en el tanque conservador de aceite del transformador, en caso de que el transformador de potencia solicitado es de tipo con tanque conservador				
11.4	10% de minibreakers, mínimo 1 de cada tipo usado en el transformador				
11.5	Un 10% Adicional de la cantidad de aceite requerida.				
11.6	Bushing de Alto Voltaje	N/A	1		
11.7	Bushing de medio Voltaje	N/A	1		
11.8	Conectores de los bushings, uno de Alto y uno de Medio voltaje	N/A	Un juego completo adicional		
11.9	Relé buchholz con flotador simple	N/A	1		
11.10	Relé de presión súbita	N/A	1		
11.11	Respiratorio deshidratador libre de mantenimiento	N/A	1		
11.12	Concentrador de señales o monitor de transformador	N/A	1		

NOTA:

1. SE DEBEN ENTREGAR CATALOGOS EN ESPAÑOL DE CARACTERISTICAS TÉCNICAS, INSTALACIÓN Y MANTENIMIENTO.

7.2.14. Transformador de potencial inductivo (Tp), 69 kV/ $\sqrt{3}$ kV

En la subestación ALAO se usará un transformador de potencial inductivo con el propósito de tener un punto de medida a la salida de la subestación.

EMPRESA ELÉCTRICA RIOBAMBA S.A. ADQUISICIÓN DE EQUIPOS PARA LA SUBESTACION ALAO - DATOS TÉCNICOS GARANTIZADOS					
SUMINISTRO: Transformadores de potencial inductivo (Tp), 69 kV/ $\sqrt{3}$ kV				Para uso en la bahía de 69 kV	
Ítem	Descripción	Unidad	Detalle de los Datos Técnicos Requeridos		
			Solicitado	Ofertado	Comentarios / Referenda
1	CARACTERÍSTICAS RELEVANTES				
1.1	Unidades requeridas	U	3		
1.2	Marca	N/A	Indicar		
1.3	Modelo	N/A	Indicar		
1.4	País de procedencia	N/A	Indicar		
1.5	Fabricante	N/A	Indicar		
1.6	Año de fabricación	N/A	No menor al año en curso		
1.7	Norma de fabricación	N/A	IEC 60044-2		
1.8	Instalación	N/A	Intemperie		
1.9	Altura de instalación	m.s.n.m	≥ 3000		
1.10	Planos con dimensiones	N/A	Adjuntar		Anexar Planos
2	CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS				
2.1	Voltaje nominal del sistema (fase-fase)	kV	69		
2.2	Voltaje nominal primario (fase-tierra)	kV	69/ $\sqrt{3}$		
2.3	Voltaje máximo de operación (fase-tierra)	kV	72,5/ $\sqrt{3}$		
2.4	Clase de aislamiento	kV	100		
2.5	Voltaje nominal de salida				
2.5.1	A) devanado secundario 1, marca de polaridad visible en el equipo	V	115-115/ $\sqrt{3}$		
2.5.2	B) devanado secundario 2, marca de polaridad visible en el equipo	V	115-115/ $\sqrt{3}$		
3	FACTOR DE VOLTAJE				
3.1	A operación continua	p.u	1,2		
3.2	A 30 s.	p.u	1,9		

4	NIVELES NOMINALES DE AISLAMIENTO (BIL)				
4.1	Rigidez dieléctrica a frecuencia industrial, un minuto	kV rms	≥185		
4.2	Rigidez dieléctrica a onda de impulso	kV pico	≥450		
5	CAPACIDAD NOMINAL DE SALIDA (BURDEN) Y CLASE DE PRECISIÓN PARA:				
5.1	A) devanado secundario 1				
	– Precisión/carga (burden)		0,2 /30 VA		
5.2	B) devanado secundario 2				
	– Precisión/carga (burden)		3P/30 VA		
6	DISTANCIA MÍNIMA DE CONTORNEO (CREEPAGE) DEL AISLAMIENTO				
6.1	Distancia de fuga (voltaje fase-fase)	mm/kV	≥16		NIVEL DE POLUCION I
7	Tablero para conexión de terminales de las tres fases				
		N/A	Si		
8	Conectores terminales de línea para cable AAC 3/0 mcm				
		N/A	Si		
9	Operación satisfactoria del equipo (>3200) msnm				
		N/A	Si		
10	Documentación y certificados de cumplimiento obligatorio				
		N/A	Si		Se debe entregar los protocolos de al menos tres pruebas prototipo homologadas bajo normas internacionales
11	Dispositivos para el llenado, drenaje y muestreo de aceite				
		N/A	Si		
12	Indicador de nivel de aceite				
		N/A	Si		
13	Toma para medición tangente delta				
		N/A	Si		
14	Se requiere doble caja de terminales secundarias independientes para medición y protección, placa de características (visible de fácil lectura, no desmontable)				
		N/A	Si		Anexar Planos
15	Grado de protección en caja de conexión según IEC 60529				
		N/A	≥ IP55		
16	Dispositivo para drenaje o llenado de aceite				
		N/A	Si		
17	Indicador de nivel de aceite (visible tal que permita la lectura)				
		N/A	Si		
18	Material de aislamiento:				
18.1	A) exterior	N/A	Porcelana		
18.2	B) color del aislamiento externo:	N/A	Café oscuro o gris		
18.3	Peso máximo del transformador	N/A	≤ 350 kg		
19	GARANTÍAS				
19.1	Garantía técnica	Años	Mínimo 3		

Nota:

1. SE DEBEN ENTREGAR CATALOGOS EN ESPAÑOL DE CARACTERISTICAS TÉCNICAS, INSTALACIÓN Y MANTENIMIENTO.

7.2.15. Transformadores de corriente (Tc) Tipo Barra en el primario o Base Sólida (Protección)

EMPRESA ELÉCTRICA RIOBAMBA S.A. ADQUISICIÓN DE EQUIPOS PARA LA SUBESTACION ALAO - DATOS TÉCNICOS GARANTIZADOS					
SUMINISTRO: Transformadores de corriente (Tc) Tipo Barra en el primario o Base Sólida (Protección)			Para uso en la barra de la estrella del Generador		
Ítem	Descripción	Unidad	Detalle de los Datos Técnicos Requeridos		
			Solicitado	Ofertado	Comentarios / Referencia
1	CARACTERÍSTICAS RELEVANTES				
1.1	Unidades requeridas	U	12		
1.1	Marca	N/A	Indicar		
1.2	Modelo	N/A	Indicar		
1.3	País de procedencia	N/A	Indicar		
1.4	Fabricante	N/A	Indicar		
1.5	Año de fabricación	N/A	No menor al año en curso		
1.6	Normas de fabricación	N/A	IEC 60044-1 y 296 / IEEE C57-13		Anexar certificados
1.7	Altura de instalación	m.s.n.m	≥3000		
2	CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS				
2.1	Voltaje nominal primario (fase-fase)	kV	3		
2.2	Máximo voltaje del sistema	kV	3.2		
2.3	Frecuencia	Hz	60		
2.4	Corriente nominal primaria	A	Mínimo 2000		
2.5	Corriente nominal secundaria	A	5		
2.6	Corriente máxima permanente	%	120		
2.7	Corriente nominal de corta duración (1s)	kA	Mínimo 25		
2.8	Corriente dinámica	kA	Mínimo 62.5		
2.9	Número de devanados	N/A	Mínimo 2		
2.11	Devanado secundario 1 de protección	N/A	10 VA 5P10		
2.12	Devanado secundario 2 de protección	N/A	15 VA 5P10		
2.13	Relación de transformación	A	750/5		
2.13	Factor de seguridad	N/A	≤5		
2.14	Pruebas de rutina	N/A	Conforme normas ANSI o IEC		Anexar certificados
3	NIVELES NOMINALES DE AISLAMIENTO				
3.1	Rigidez dieléctrica a frecuencia industrial, un minuto	kV rms	≥34		
3.2	Rigidez dieléctrica a onda de impulso	kV pico	≥75		
4	GARANTÍAS				
4.1	Garantía técnica	Años	Mínimo 3		

Nota:

1. SE DEBEN ENTREGAR CATALOGOS EN ESPAÑOL DE CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS, INSTALACIÓN Y MANTENIMIENTO.

7.2.16. Transformadores de potencial de un polo tipo exterior (Protección)

EMPRESA ELÉCTRICA RIOBAMBA S.A. ADQUISICIÓN DE EQUIPOS PARA LA SUBESTACION ALAO - DATOS TÉCNICOS GARANTIZADOS					
SUMINISTRO: Transformadores de potencial de un polo tipo exterior (Protección)			Para uso en la barra de la estrella del Generador		
Ítem	Descripción	Unidad	Detalle de los Datos Técnicos Requeridos		
			Solicitado	Ofertado	Comentarios / Referencia
1	CARACTERÍSTICAS RELEVANTES				
1.1	Marca	N/A	Indicar		
1.2	Modelo	N/A	Indicar		
1.3	País de procedencia	N/A	Indicar		
1.4	Fabricante	N/A	Indicar		
1.5	Año de fabricación	N/A	No menor al año en curso		
1.6	Norma de fabricación	N/A	IEC 61869-3		Anexar certificados
1.7	Altura de instalación	m.s.n.m	≥3000		
2	CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS				
2.1	Voltaje primario nominal	V	1400		
2.2	Voltaje secundario nominal	V	100		
2.3	Frecuencia	Hz	60		
2.4	Número de polos	N/A	1		
2.5	Clase de precisión	N/A	15 VA 5P10		
2.6	Pruebas de fábrica	N/A	NTC5933/NTC2207		Anexar certificados
2.7	Material de los devanados	N/A	Cobre		
2.8	Distancia de fuga	mm	Mínimo 41.6		
3	FACTOR DE VOLTAJE				
3.1	A operación continua	p.u	1,2		
3.2	A 30 s.	p.u	1,9		
4	NIVELES NOMINALES DE AISLAMIENTO (BIL)				
4.1	Rigidez dieléctrica a frecuencia industrial, un minuto	kV rms	≥34		
4.2	Rigidez dieléctrica a onda de impulso	kV pico	≥75		
5	GARANTÍAS				
5.1	Garantía técnica	Años	Mínimo 3		

Nota:

1. SE DEBEN ENTREGAR CATALOGOS EN ESPAÑOL DE CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS, INSTALACIÓN Y MANTENIMIENTO.

7.2.17. Aislador polimérico tipo suspensión a 69 kV

EMPRESA ELÉCTRICA RIOBAMBA S.A.					
ADQUISICIÓN DE EQUIPOS PARA LA SUBESTACION ALAO - DATOS TÉCNICOS GARANTIZADOS					
SUMINISTRO: Aislador polimérico tipo suspensión a 69 kV				Para uso en la barra de 69 kV	
Ítem	Descripción	Unidad	Detalle de los Datos Técnicos Requeridos		
			Solicitado	Ofertado	Comentarios / Referencia
1	CARACTERÍSTICAS RELEVANTES				
1.1	Unidades requeridas	U	50		
1.2	Marca	N/A	Indicar		
1.3	Modelo	N/A	Indicar		
1.4	País de procedencia	N/A	Indicar		
1.5	Fabricante	N/A	Indicar		
1.6	Tipo	N/A	Suspensión		
1.7	Año de fabricación	N/A	No menor al año en curso		
1.8	Norma de fabricación	N/A	IEC-1109 / ANSI – 29.11		Anexar certificados
1.9	Altura de instalación	m.s.n.m	≥3000		
2	CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS				
2.1	Voltaje nominal de línea	kV	69		
2.2	Voltaje de diseño	kV	72.5		
2.3	Frecuencia	Hz	60		
2.4	Material del núcleo	N/A	Fibra de vidrio		
2.5	Material del recubrimiento del núcleo	N/A	Goma de silicon hidrofugo		
2.6	Material de las campanas	N/A	Goma de silicon hidrofugo		
2.7	Distancia de fuga	mm	Mínimo 1710		
2.8	Distancia de arco	mm	Mínimo 780		

2.9	Pruebas de Diseño, tipo, muestreo y rutina	N/A	IEC 1109		Anexar certificados
3	HERRAJES				
3.1	Material de los herrajes	N/A	Acero forjado o hierro maleable		
3.2	Norma de galvanización	N/A	ASTM 153		
3.3	Herraje extremo de estructura	N/A	Horquilla en "Y"		
3.4	Herraje del extremo de línea	N/A	Ojo		
3.5	Norma de acoplamiento	N/A	IEC 16		
4	DIMENSIONAMIENTO Y MASA				
4.1	Diámetro mínimo del núcleo	mm	Indicar		
4.2	Número de campanas	N/A	Debe cumplir con la distancia mínima de fuga requerida		
4.3	Longitud total del aislador	mm	Máximo 1040		
5	VALORES DE RESISTENCIA MECÁNICA				
5.1	Carga mecánica garantizada	kN	Mínimo 70		
5.2	Carga mecánica de rutina (RTL)	kN	Mínimo 35		
6	TENSIONES ELÉCTRICAS DE PRUEBA				
6.1	Tensión crítica de flameo al impulso				
6.1.1	Positiva kV 450	kV	450		
6.1.2	Negativa kV 450	kV	450		
6.2	Tensión de flameo a baja frecuencia				
6.2.1	En seco kV 170	kV	170		
6.2.2	Bajo lluvia kV 140	kV	140		
7	GARANTÍAS				
7.1	Garantía técnica	Años	Mínimo 3		

Nota:

1. SE DEBEN ENTREGAR CATALOGOS EN ESPAÑOL DE CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS, INSTALACIÓN Y MANTENIMIENTO.

7.2.18. Tablero de control para transformador de potencia

EMPRESA ELÉCTRICA RIOBAMBA S.A. ADQUISICIÓN DE EQUIPOS PARA LA SUBESTACION ALAO - DATOS TÉCNICOS GARANTIZADOS					
SUMINISTRO: Tablero de control para transformador de potencia				Para uso al interior del cuarto de celdas	
Ítem	Descripción	Unidad	Detalle de los Datos Técnicos Requeridos		
			Solicitado	Ofertado	Comentarios / Referencia
1	CARACTERÍSTICAS RELEVANTES				
1.1	Unidades requeridas	U	2		
1.1	Marca	N/A	Indicar		
1.2	Modelo	N/A	Indicar		
1.3	País de procedencia	N/A	Indicar		
1.4	Fabricante	N/A	Indicar		
1.5	Año de fabricación	N/A	No menor al año en curso		
1.6	Altura de instalación	m.s.n.m	≥3000		
1.7	Accesibilidad	N/A	Frontal y Posterior		
2	CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS				
2.1	Voltaje nominal	kV	120 VAC (para calentadores e iluminación) /125 VDC (control, alimentación del relé, mando, alarma, iluminación auxiliar y comunicaciones)		
2.2	Frecuencia	Hz	60		
2.3	Iluminación, tomacorrientes, calefactores	N/A	El interior del panel tendrá una lámpara de 120 VCA controlada por un conmutador de dos vías, ubicado junto a cada puerta, y adicionalmente una lámpara para iluminación de emergencia de 125 VDC. el zócalo de las lámparas será del tipo roscado Edison e-27. se incluirá tomacorriente de 15 a. 120 VAC., para tres alambres, dos polos y se colocará en la parte inferior del panel. los tableros se suministrarán con calefactores (a base de resistencias) controlados por higrostató, en la cantidad y capacidad necesaria para minimizar la condensación en todos los compartimentos.		

2.4	Borneras de cortocircuito	N/A	Mínimo 24		
2.5	Borneras de prueba para transformadores de corriente	N/A	Mínimo 24		
2.6	Test de luces	N/A	Deberá contener pulsador para test de luces		
3	EQUIPOS INSTALADOS EN LA PARTE FRONTAL DEL PANEL				
3.1	Anunciador de Alarmas				
3.1.1	Unidades requeridas	U	1		
3.1.1	Marca	N/A	Indicar		
3.1.2	Modelo	N/A	Indicar		
3.1.3	País de procedencia	N/A	Indicar		
3.1.4	Fabricante	N/A	Indicar		
3.1.5	Año de fabricación	N/A	No menor al año en curso		
3.1.6	Dispositivo anunciador de alarma	N/A	Mínimo para 16 estados (Alarma y disparo), este anunciador debe incluir sirena.		
3.2	Relé multifunción diferencial de protección para transformador de potencia				
3.2.1	Unidades requeridas	U	1		
3.3	Medidor de energía				
3.3.1	Unidades requeridas	U	1		
3.4	Bloque de prueba protección				
3.4.1	Unidades requeridas	U	1		
3.5	Relé de bloqueo 86				
3.5.1	Unidades requeridas	U	1		
3.6	Selector de 2 posiciones con retorno al centro				
3.6.1	Unidades requeridas	U	2		
3.7	Luz Piloto Verde				
3.7.1	Unidades requeridas	U	3		Tipo led (deberá proveerse una cantidad para repuesto)
3.8	Luz Piloto Roja				
3.8.1	Unidades requeridas	U	3		Tipo led (deberá proveerse una cantidad para repuesto)
3.9	Sirena Acustica 125 Vdc				
3.9.1	Unidades requeridas	U	1		
4	CARACTERISTICA CONSTRUCTIVA				
4.1	Requerimientos generales	N/A	Los diseños, detalles de ingeniería y selección de los componentes más adecuados para cumplir con los requerimientos establecidos, son de responsabilidad del oferente.		
4.2	Alcance de los trabajos	N/A	Todo el equipo será completamente ensamblado en fábrica y será alambrado completamente por el fabricante, todo de acuerdo con los requerimientos de estas especificaciones y diseños del contrato. se debe entregar de los tableros: ingeniería, armado y pruebas fat.		

4.3	La simbología de los diagramas	N/A	De acuerdo a la norma (indicar)		
4.4	Uso	N/A	El tablero se diseñará para instalación al interior del cuarto de celdas de la subestación		
4.5	Clase de protección	N/A	IP54		
5	ALAMBRADO Y CONEXIONES				
5.1	Cables de control e instrumentos	N/A	Serán de cobre, 19 hilos, monopolares de sección no menor a 2.08 mm ² (14 awg). los cables para circuito de corriente deben tener una sección no menor a 5.26 mm cuadrados (10 awg)		
5.2	Alambrados de anunciadores	N/A	Tendrán una sección no menor a 0.83 mm ² (18 AWG)		
5.3	Aislamiento de los cables	N/A	Será para 600V, antiflama, propio para paneles de control, especialmente tratado y aprobado contra moho		
5.4	Alambrado y conexiones	N/A	<p>Los cables que atraviesen uniones abisagradas serán de tipo flexible. no se permitirá empalmes en los alambrados y todas las conexiones se efectuarán en regletas o bloques terminales. Los bloques terminales para los alambrados serán del tipo modular, con barreras y cubiertas para 600 v y tendrán el tamaño adecuado para conectar por lo menos tres terminales para conductores de de 5.26 mm² (10 awg) en cada punto de conexión.</p> <p>Todos los terminales para secundarios de los transformadores de corriente serán del tipo cortocircuitable y seccionable. todas las borneras para secundarios de voltaje serán del tipo seccionable. se incluirá por lo menos un 10% de terminales de reserva y como mínimo un bloque extra de 12 terminales para cada tablero.</p> <p>Cada cable se identificará por medio de tarjetas individuales marquillado debe ser termoencogible. el sistema de identificación será aprobado en la etapa de diseño por la EERSA.</p> <p>Los contactos de reserva de relés y dispositivos de reserva serán alambrados a las regletas terminales.</p> <p>Se instalará un sistema adecuado de ductos para los cables para todos los alambrados y debiendo disponerse de un acceso fácil para inspección y reemplazo de cables por lo general desde la parte inferior del tablero.</p>		

5.4	Alambrado y conexiones	N/A	<p>En lo posible, todos los alambrados se instalarán en ductos o bandejas. los alambrados expuestos se usarán al mínimo y cuando se usen, se formaran grupos planos compactos, unidos entre sí y adecuadamente soportados.</p> <p>Los grupos de cables expuestos correrán en forma rectilínea tanto horizontal como verticalmente con curvas en ángulo recto de radio pequeño. cada cable será protegido cuando deje un canal o ducto. los soportes para los alambrados serán de un material a prueba de moho.</p> <p>las placas de identificación serán hechas de láminas plásticas de aproximadamente 2 mm de espesor, de letras blancas y fondo negro.</p>		
5.5	Puesta a tierra	N/A	<p>En la parte interior, y a lo largo del tablero se colocará una barra de cobre para puesta a tierra que deberá quedar conectada por pernos al armazón del panel de tal manera que se obtenga un buen contacto eléctrico con el panel. las barras deben tener una sección no menor a 30 x 5 mm y de largo unos 200 mm con perforaciones para perno m5.</p> <p>Los puntos de conexión de barras y estructuras deben ser tratados de manera de evitar posibilidad de corrosión.</p> <p>se preverá en los extremos del tablero, conexiones de la barra de puesta a tierra con la malla de tierra.</p> <p>barra de puesta a tierra tendrá perforaciones en cada extremo y se suministrará con conectores adecuados para conectar conductores de cobre cableado, de calibre entre no. 2 a 2/0 awg.</p> <p>La puesta a tierra de los secundarios de los transformadores de potencial y de corriente se hará únicamente en los tableros. estas conexiones serán removibles sin afectar otras conexiones.</p>		

5.6	Detalle para la estructura	N/A	<p>Cada tablero será completamente encerrado, con excepción de la base. los paneles serán conectados con pernos en su parte inferior a canales de acero que, con los demás elementos y riostras necesarios, sujetan la estructura haciéndola autosoportable. no se harán perforaciones o soldaduras para fijar alambres, resistencias u otros dispositivos, cuando tales agujeros o ataduras vayan a quedar visibles desde el frente del tablero.</p> <p>las paredes y cubiertas serán de chapa de acero laminada en frío de un espesor mínimo de 2 mm las aristas verticales del tablero no tendrán una desviación mayor de 0.8 mm después de instalados. las superficies planas de las caras del panel no se desviarán más de 1.6 mm de plano</p>		
5.6	Detalle para la estructura	N/A	<p>el tablero estará adecuadamente ventilado con ventanas o persianas. todos los orificios para ventilación tendrán mallas resistentes a la corrosión que eviten la entrada de insectos y roedores. el acceso al interior del tablero se lo hará por medio de puerta en la parte posterior.</p> <p>las bisagras de la puerta permitirán que estas giren por lo menos 105 grados desde la posición cerrada. se suministrarán topes cuando se requiera limitar la oscilación y prevenir daños a los goznes o a equipos adyacentes.</p> <p>la puerta se suministrará con un botón de ajuste, una manilla de cromo plateado tipo "t" y con su cerradura. todas las cerraduras tendrán llaves del mismo tipo. se suministrarán 3 llaves para cada una de las cerraduras suministradas.</p>		

5.6	Detalle para la estructura	N/A	<p>el tablero se suministrará con los dispositivos y pernos de anclaje que sean requeridos</p> <p>para prevenir deflexiones, todos los dispositivos se soportarán por medio de ménsulas de soporte montadas interiormente o por medio de abrazaderas</p> <p>el tablero debe presentar una apariencia nítida y uniforme.</p> <p>la disposición de las fases mirando desde frente del panel del tablero será abc de izquierda a derecha, de arriba abajo y desde el frente hacia atrás. las distancias eléctricas se ajustarán a las normas aplicables.</p> <p>los cables de comunicación interna deben estar tendidos en canaletas independientes de las usadas para los cables eléctricos.</p>		
5.6	Detalle para la estructura	N/A	<p>todos los hilos de fibra óptica de los cables tendidos entre casetas deben contar con terminales en sus extremos y un punto de conexión en la caja donde se concentrarán. además, se debe disponer de un número suficiente de reservas.</p> <p>el color de pintura para el acabado exterior será color gris ral-7032. el contratista debe suministrar una cantidad suficiente de pintura para retoques en el sitio de instalación del tablero.</p>		
5.7	Ventiladores	N/A	Estos se instalarán de preferencia en la parte posterior o superior del tablero y no en la parte lateral.		
6	GARANTÍAS				
6.1	Garantía técnica	Años	Mínimo 3		

Nota:

1. SE DEBEN ENTREGAR CATALOGOS EN ESPAÑOL DE CARACTERISTICAS TÉCNICAS, INSTALACIÓN Y MANTENIMIENTO.

7.2.19. Tablero de control para salida de 69 kV

EMPRESA ELÉCTRICA RIOBAMBA S.A. ADQUISICIÓN DE EQUIPOS PARA LA SUBESTACION ALAO - DATOS TÉCNICOS GARANTIZADOS					
SUMINISTRO: Tablero de control para salida de 69 kV				Para uso al interior del cuarto de celdas	
Ítem	Descripción	Unidad	Detalle de los Datos Técnicos Requeridos		
			Solicitado	Ofertado	Comentarios / Referencia
1	CARACTERÍSTICAS RELEVANTES				
1.1	Unidades requeridas	U	1		
1.1	Marca	N/A	Indicar		
1.2	Modelo	N/A	Indicar		
1.3	País de procedencia	N/A	Indicar		
1.4	Fabricante	N/A	Indicar		
1.5	Año de fabricación	N/A	No menor al año en curso		
1.6	Altura de instalación	m.s.n.m	≥3000		
1.7	Accesibilidad	N/A	Frontal y Posterior		
2	CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS				
2.1	Voltaje nominal	kV	120 VAC (para calentadores e iluminación) /125 VDC (control, alimentación del relé, mando, alarma, iluminación auxiliar y comunicaciones)		
2.2	Frecuencia	Hz	60		
2.3	Iluminación, tomacorrientes, calefactores	N/A	El interior del panel tendrá una lámpara de 120 VCA controlada por un conmutador de dos vías, ubicado junto a cada puerta, y adicionalmente una lámpara para iluminación de emergencia de 125 VDC. el zócalo de las lámparas será del tipo roscado Edison e-27. se incluirá tomacorriente de 15 a. 120 VAC., para tres alambres, dos polos y se colocará en la parte inferior del panel. los tableros se suministrarán con calefactores (a base de resistencias) controlados por higrostató, en la cantidad y capacidad necesaria para minimizar la condensación en todos los compartimentos.		

2.4	Borneras de cortocircuito	N/A	Mínimo 24		
2.5	Borneras de prueba para transformadores de corriente	N/A	Mínimo 24		
2.6	Test de luces	N/A	Deberá contener pulsador para test de luces		
3	EQUIPOS INSTALADOS EN LA PARTE FRONTAL DEL PANEL				
3.1	Anunciador de Alarmas				
3.1.1	Unidades requeridas	U	1		
3.1.1	Marca	N/A	Indicar		
3.1.2	Modelo	N/A	Indicar		
3.1.3	País de procedencia	N/A	Indicar		
3.1.4	Fabricante	N/A	Indicar		
3.1.5	Año de fabricación	N/A	No menor al año en curso		
3.1.6	Dispositivo anunciador de alarma	N/A	Mínimo para 16 estados (Alarma y disparo), este anunciador debe incluir sirena.		
3.2	Relé diferencial para protección de barra				
3.2.1	Unidades requeridas	U	1		
3.3	Relé para protección de sobrecorriente				
3.3.1	Unidades requeridas	U	1		
3.4	Medidor de enregía				
3.4.1	Unidades requeridas	U	1		
3.5	Bloque de prueba protección				
3.5.1	Unidades requeridas	U	1		
3.6	Relé de bloqueo 86				
3.6.1	Unidades requeridas	U	1		
3.7	Selector de 2 posiciones con retorno al centro				
3.7.1	Unidades requeridas	U	4		
3.8	Luz Piloto Verde				
3.8.1	Unidades requeridas	U	5		Tipo led (deberá proveerse una cantidad para repuesto)
3.9	Luz Piloto Roja				
3.9.1	Unidades requeridas	U	5		Tipo led (deberá proveerse una cantidad para repuesto)
3.10	Sirena Acustica 125 Vdc				
3.10.1	Unidades requeridas	U	1		

4 CARACTERISTICA CONSTRUCTIVA					
4.1	Requerimientos generales	N/A	Los diseños, detalles de ingeniería y selección de los componentes más adecuados para cumplir con los requerimientos establecidos, son de responsabilidad del oferente.		
4.2	Alcance de los trabajos	N/A	Todo el equipo será completamente ensamblado en fábrica y será alambrado completamente por el fabricante, todo de acuerdo con los requerimientos de estas especificaciones y diseños del contrato. se debe entregar de los tableros: ingeniería, armado y pruebas fat.		
4.3	La simbología de los diagramas	N/A	De acuerdo a la norma (indicar)		
4.4	Uso	N/A	El tablero se diseñará para instalación al interior del cuarto de celdas de la subestación		
4.5	Clase de protección	N/A	IP54		
5 ALAMBRADO Y CONEXIONES					
5.1	Cables de control e instrumentos	N/A	Serán de cobre, 19 hilos, monopolares de sección no menor a 2.08 mm ² (14 awg). los cables para circuito de corriente deben tener una sección no menor a 5.26 mm cuadrados (10 awg)		
5.2	Alambrados de anunciadores	N/A	Tendrán una sección no menor a 0.83 mm ² (18 AWG)		
5.3	Aislamiento de los cables	N/A	Será para 600V, antífama, propio para paneles de control, especialmente tratado y aprobado contra moho		

5.4	Alambrado y conexiones	N/A	<p>Los cables que atraviesen uniones abisagradas serán de tipo flexible. no se permitirá empalmes en los alambrados y todas las conexiones se efectuarán en regletas o bloques terminales. Los bloques terminales para los alambrados serán del tipo modular, con barreras y cubiertas para 600 v y tendrán el tamaño adecuado para conectar por lo menos tres terminales para conductores de de 5.26 mm² (10 awg) en cada punto de conexión.</p> <p>Todos los terminales para secundarios de los transformadores de corriente serán del tipo cortocircuitable y seccionable. todas las borneras para secundarios de voltaje serán del tipo seccionable. se incluirá por lo menos un 10% de terminales de reserva y como mínimo un bloque extra de 12 terminales para cada tablero.</p> <p>Cada cable se identificará por medio de tarjetas individuales marquillado debe ser termoencogible. el sistema de identificación será aprobado en la etapa de diseño por la EERSA.</p> <p>Los contactos de reserva de relés y dispositivos de reserva serán alambrados a las regletas terminales.</p> <p>Se instalará un sistema adecuado de ductos para los cables para todos los alambrados y debiendo disponerse de un acceso fácil para inspección y reemplazo de cables por lo general desde la parte inferior del tablero.</p>		
5.4	Alambrado y conexiones	N/A	<p>En lo posible, todos los alambrados se instalarán en ductos o bandejas. los alambrados expuestos se usarán al mínimo y cuando se usen, se formaran grupos planos compactos, unidos entre sí y adecuadamente soportados.</p> <p>Los grupos de cables expuestos correrán en forma rectilínea tanto horizontal como verticalmente con curvas en ángulo recto de radio pequeño. cada cable será protegido cuando deje un canal o ducto. los soportes para los alambrados serán de un material a prueba de moho.</p> <p>las placas de identificación serán hechas de láminas plásticas de aproximadamente 2 mm de espesor, de letras blancas y fondo negro.</p>		

5.5	Puesta a tierra	N/A	<p>En la parte interior, y a lo largo del tablero se colocará una barra de cobre para puesta a tierra que deberá quedar conectada por pernos al armazón del panel de tal manera que se obtenga un buen contacto eléctrico con el panel. las barras deben tener una sección no menor a 30 x 5 mm y de largo unos 200 mm con perforaciones para perno m5.</p> <p>Los puntos de conexión de barras y estructuras deben ser tratados de manera de evitar posibilidad de corrosión.</p> <p>se preverá en los extremos del tablero, conexiones de la barra de puesta a tierra con la malla de tierra.</p> <p>barra de puesta a tierra tendrá perforaciones en cada extremo y se suministrará con conectores adecuados para conectar conductores de cobre cableado, de calibre entre no. 2 a 2/0 awg.</p> <p>La puesta a tierra de los secundarios de los transformadores de potencial y de corriente se hará únicamente en los tableros. estas conexiones serán removibles sin afectar otras conexiones.</p>		
5.6	Detalle para la estructura	N/A	<p>Cada tablero será completamente encerrado, con excepción de la base. los paneles serán conectados con pernos en su parte inferior a canales de acero que, con los demás elementos y riostras necesarios, sujetan la estructura haciéndola autosoportable. no se harán perforaciones o soldaduras para fijar alambres, resistencias u otros dispositivos, cuando tales agujeros o ataduras vayan a quedar visibles desde el frente del tablero.</p> <p>las paredes y cubiertas serán de chapa de acero laminada en frío de un espesor mínimo de 2 mm</p> <p>las aristas verticales del tablero no tendrán una desviación mayor de 0.8 mm después de instalados. las superficies planas de las caras del panel no se desviarán más de 1.6 mm de plano</p>		

5.6	Detalle para la estructura	N/A	<p>el tablero estará adecuadamente ventilado con ventanas o persianas. todos los orificios para ventilación tendrán mallas resistentes a la corrosión que eviten la entrada de insectos y roedores.</p> <p>el acceso al interior del tablero se lo hará por medio de puerta en la parte posterior.</p> <p>las bisagras de la puerta permitirán que estas giren por lo menos 105 grados desde la posición cerrada. se suministrarán topes cuando se requiera limitar la oscilación y prevenir daños a los goznes o a equipos adyacentes.</p> <p>la puerta se suministrará con un botón de ajuste, una manilla de cromo plateado tipo "t" y con su cerradura. todas las cerraduras tendrán llaves del mismo tipo. se suministrarán 3 llaves para cada una de las cerraduras suministradas.</p>		
5.6	Detalle para la estructura	N/A	<p>el tablero se suministrará con los dispositivos y pernos de anclaje que sean requeridos para prevenir deflexiones, todos los dispositivos se soportarán por medio de ménsulas de soporte montadas interiormente o por medio de abrazaderas</p> <p>el tablero debe presentar una apariencia nítida y uniforme.</p> <p>la disposición de las fases mirando desde frente del panel del tablero será abc de izquierda a derecha, de arriba abajo y desde el frente hacia atrás. las distancias eléctricas se ajustarán a las normas aplicables.</p> <p>los cables de comunicación interna deben estar tendidos en canaletas independientes de las usadas para los cables eléctricos.</p>		
5.6	Detalle para la estructura	N/A	<p>todos los hilos de fibra óptica de los cables tendidos entre casetas deben contar con terminales en sus extremos y un punto de conexión en la caja donde se concentrarán. además, se debe disponer de un número suficiente de reservas.</p> <p>el color de pintura para el acabado exterior será color gris ral-7032. el contratista debe suministrar una cantidad suficiente de pintura para retoques en el sitio de instalación del tablero.</p>		
5.7	Ventiladores	N/A	Estos se instalarán de preferencia en la parte posterior o superior del tablero y no en la parte lateral.		
6	GARANTÍAS				
6.1	Garantía técnica	Años	Mínimo 3		

Nota:

1. SE DEBEN ENTREGAR CATALOGOS EN ESPAÑOL DE CARACTERISTICAS TÉCNICAS, INSTALACIÓN Y MANTENIMIENTO.

7.2.20. Barras conductoras (Blindobarras) - Conexión Grupos generadores a Celdas de MV

EMPRESA ELÉCTRICA RIOBAMBA S.A. ADQUISICIÓN DE EQUIPOS PARA LA SUBESTACION ALAO - DATOS TÉCNICOS GARANTIZADOS					
SUMINISTRO: Barras conductoras			Para uso subterráneo		
Ítem	Descripción	Unidad	Detalle de los Datos Técnicos Requeridos		
			Solicitado	Ofertado	Comentarios / Referencia
1	CARACTERÍSTICAS RELEVANTES				
1.1	Unidades requeridas	M	215		
1.2	Marca	N/A	Indicar		
1.3	Modelo	N/A	Indicar		
1.4	País de procedencia	N/A	Indicar		
1.5	Fabricante	N/A	Indicar		
1.6	Tipo	N/A	Encapsulado en compuesto aislante		
1.7	Año de fabricación	N/A	No menor al año en curso		
1.8	Norma de fabricación	N/A	IEC-61439-2 ó Equivalente		Anexar certificados
1.9	Altura de instalación	m.s.n.m	≥3000		
1.10	Aplicación	N/A	Exterior, sumergible y soterrable		
2	CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS				
2.1	Sistema	N/A	Trifásico		
2.2	Voltaje nominal de línea	kV	2.4		
2.3	Voltaje de diseño	kV	3.6		
2.4	Frecuencia	Hz	60		
2.5	Corriente nominal	A	≥3200		
2.6	Corriente de cortocircuito	KA	≥16.82		
2.7	Material de conductor	N/A	Indicar		El material de conductor debe tener una conductividad óptima con una caída de voltaje mínima
2.8	Material de caja externa	N/A	Indicar		El material de la caja externa debe asegurar el cumplimiento de las características de nivel de aislamiento y grado de protección
2.9	Color de recubrimiento	N/A	Gris claro		
2.10	Grado de protección	IP	68		

2.11	Nivel básico de aislamiento (BIL)	kV	≥ 40		
2.12	Voltaje nominal de aislamiento	kV	≥5		
3	DIMENSIONES				
3.1	Dimensiones externas				
3.1.1	Ancho	mm	Entre (80 a 130)		
3.1.2	Alto	mm	Entre (170 a 250)		
4	ACCESORIOS				
4.1	Accesorios necesarios para la instalacion de barras	N/A	Si		
4	GARANTÍAS				
4.1	Garantía técnica	Años	Mínimo 3		

Nota:

1. SE DEBEN ENTREGAR CATALOGOS EN ESPAÑOL DE CARACTERISTICAS TÉCNICAS, INSTALACIÓN Y MANTENIMIENTO.

7.2.21. Barras conductoras (Blindobarras) - Conexión Celdas de MV a transformadores de potencia

EMPRESA ELÉCTRICA RIOBAMBA S.A. ADQUISICIÓN DE EQUIPOS PARA LA SUBESTACION ALAO - DATOS TÉCNICOS GARANTIZADOS					
SUMINISTRO: Barras conductoras			Para uso subterráneo		
Ítem	Descripción	Unidad	Detalle de los Datos Técnicos Requeridos		
			Solicitado	Ofertado	Comentarios / Referencia
1	CARACTERÍSTICAS RELEVANTES				
1.1	Unidades requeridas	M	45		
1.2	Marca	N/A	Indicar		
1.3	Modelo	N/A	Indicar		
1.4	País de procedencia	N/A	Indicar		
1.5	Fabricante	N/A	Indicar		
1.6	Tipo	N/A	Encapsulado en compuesto aislante		
1.7	Año de fabricación	N/A	No menor al año en curso		
1.8	Norma de fabricación	N/A	IEC-61439-2 ó Equivalente		Anexar certificados
1.9	Altura de instalación	m.s.n.m	≥3000		
1.10	Aplicación	N/A	Exterior, sumergible y soterrable		
2	CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS				
2.1	Sistema	N/A	Trifásico		
2.2	Voltaje nominal de línea	kV	2.4		
2.3	Voltaje de diseño	kV	3.6		
2.4	Frecuencia	Hz	60		
2.5	Corriente nominal	A	≥1250		
2.6	Corriente de cortocircuito	KA	≥16.82		
2.7	Material de conductor	N/A	Indicar		El material de conductor debe tener una conductividad óptima con una caída de voltaje mínima
2.8	Material de caja externa	N/A	Indicar		El material de la caja externa debe asegurar el cumplimiento de las características de nivel de aislamiento y grado de protección

2.8	Material de caja externa	N/A	Indicar		El material de la caja externa debe asegurar el cumplimiento de las características de nivel de aislamiento y grado de protección
2.9	Color de recubrimiento	N/A	Gris claro		
2.10	Grado de protección	IP	68		
2.11	Nivel básico de aislamiento (BIL)	kV	≥ 40		
2.12	Voltaje nominal de aislamiento	kV	≥5		
3	DIMENSIONES				
3.1	Dimensiones externas				
3.1.1	Ancho	mm	Entre (80 a 130)		
3.1.2	Alto	mm	Entre (170 a 250)		
4	ACCESORIOS				
4.1	Accesorios necesarios para la instalación de barras	N/A	Si		
4	GARANTÍAS				
4.1	Garantía técnica	Años	Mínimo 3		

Nota:

1. SE DEBEN ENTREGAR CATALOGOS EN ESPAÑOL DE CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS, INSTALACIÓN Y MANTENIMIENTO.

7.2.22. Punta captadora tipo Franklin

EMPRESA ELÉCTRICA RIOBAMBA S.A.					
ADQUISICIÓN DE EQUIPOS PARA LA SUBESTACION ALAO - DATOS TÉCNICOS GARANTIZADOS					
SUMINISTRO: Conjunto Punta captadora tipo Franklin + soporte				Para uso en estructuras de acero galvanizado	
Ítem	Descripción	Unidad	Detalle de los Datos Técnicos Requeridos		
			Solicitado	Ofertado	Comentarios / Referencia
1	CARACTERÍSTICAS RELEVANTES				
1.1	Unidad requerida	U	9		
1.2	Marca	N/A	Indicar		
1.3	Modelo	N/A	Indicar		
1.4	País de procedencia	N/A	Indicar		
1.5	Fabricante	N/A	Indicar		
1.6	Tipo	N/A	Franklin		
1.7	Año de fabricación	N/A	No menor al año en curso		
1.8	Norma de fabricación	N/A	IEC - 62305		Anexar certificados
1.9	Altura de instalación	m. s. n. m	≥3000		
2	CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS				
2.1	Longitud	mm	Entre (1500 a 1800)		
2.2	Diámetro	mm	Entre (16 a 20)		
2.3	Terminal de unión para conductor	AWG	Cu - 2/0		
2.4	Material de fabricación de punta captadora	N/A	Acero inoxidable		
2.5	Funcionamiento en cualquier circunstancia atmosférica	N/A	Si		
2.6	Corriente soportada de choque (rayo)	KA	≥10		
2.7	Pieza de adaptación incluida para tubo mástil	N/A	Si		
3	GARANTÍAS				
3.1	Garantía técnica	Años	Mínimo 3		

Nota:

1. SE DEBEN ENTREGAR CATALOGOS EN ESPAÑOL DE CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS, INSTALACIÓN Y MANTENIMIENTO.

7.3. Especificaciones Técnicas Generales de los Equipos de Comunicación

EMPRESA ELÉCTRICA RIOBAMBA S.A.

ESPECIFICACIONES TÉCNICAS GENERALES: ADQUISICIÓN DE EQUIPOS DE COMUNICACIÓN

Ítem	EQUIPO	Cantidad requerida	Características técnicas garantizadas	Costo (\$)
1	Switch de comunicación industrial	3	Ver Anexo 1	
2	Cable fibra óptica Tipo Multimodo OM3 50/125 - 6 Hilos	500 m	Ver Anexo 2	
3	Medidor de energía	1	Ver Anexo 3	
4	Patch panel 6A blindado para riel din	4	Ver Anexo 4	

7.3.1. Switch de comunicación industrial

EMPRESA ELÉCTRICA RIOBAMBA S.A. ADQUISICIÓN DE EQUIPOS PARA LA SUBESTACIÓN ALAO - DATOS TÉCNICOS GARANTIZADOS					
SUMINISTRO: Switch de comunicación industrial			Para uso en tablero de control		
Ítem	Descripción	Unidad	Detalle de los Datos Técnicos Requeridos		
			Solicitado	Ofertado	Comentarios / Referencia
1	CARACTERÍSTICAS RELEVANTES				
1.1	Fabricante	N/A	Indicar		
1.2	País de procedencia	N/A	Indicar		
1.3	Año de fabricación	N/A	No menor al año en curso		
1.4	Modelo	N/A	Indicar		Anexar Catálogos. Indicar (señalizar) en el catálogo el número o código del equipo ofertado.
1.5	Certificación de Seguridad	N/A	UL o CE o EN 60950-1		Presentar declaración de conformidad correspondiente.
1.6	Instalación	N/A	En riel din		
1.7	Planos con dimensiones	N/A	Adjuntar		Anexar Planos
1.8	Estándares industriales	N/A	CE, FCC, EN61131 IEC 61850-3 Communication networks for power utility automation, IEEE 1613 Electric Power Stations Communications Networking.		Presentar declaración de conformidad correspondiente.
2	CARACTERÍSTICAS DEL HARDWARE				
2.1	Tipo de construcción	N/A	Robusta / Industrial		
2.2	Temperatura de operación, rango del equipo	°C	-0 a +60		
2.3	Altura máxima de operación normal	m.s.n.m	≥ 3000		
2.4	Humedad relativa del entorno de operación	%	10 a 95		
2.5	Compatibilidad e inmunidad electromagnética	N/A	IEC / EN 61000-4-2, -4-3, -4-4, -4-5, -4-6, -4-16 Electromagnetic compatibility - Testing/Immunity. O normas equivalentes. Presentar declaración de conformidad correspondiente.		
2.6	Enfriamiento	N/A	Por convección, sin partes móviles		
2.7	Fuente de poder	mm	Redundante en base a 2 fuentes individuales e independientes. En caso de falla de una de las fuentes, el equipo deberá operar sin inconvenientes hasta reemplazar la fuente.		
2.8	Voltaje de alimentación, rango de operación del equipo	V	88 a 288 VDC, 88 a 276 VAC		
2.9	Potencia de fuente de poder	W	Indicar		

2.10	Puertos Combo (RJ45 y SFP no simultáneo) Gigabit Ethernet	N/A	≥ 4		
2.11	Slots para puertos SFP 100Mbps o superior	N/A	≥ 12		
2.12	Puertos 10/100 Mbps o superior Base-TX RJ45	N/A	≥ 12		
2.13	Puerto de Consola	N/A	Si / Especificar		
2.14	Ancho de banda de conmutación (Switching)	N/A	Full Throughput, 12.8 Gbps		
2.15	Número de MAC Addresses	N/A	≥ 16000		
2.16	Número de VLANs	N/A	Hasta 4042, simultáneas 128		
3	FUNCIONALIDADES				
3.1	Tipo de equipo	N/A	Administrable, Capa 2		
3.2	Soporte de protocolos	N/A	MRP (para redundancia en anillo), capacidad para administrar sub anillos redundantes y link aggregation, SSH v2, HTTP, HTTPS Ethernet: IEEE 802.1 , Flow Control IEEE 802.3X; IPv4, IPv6, IGMP Snooping Otros, especificar.		
3.3	Políticas de Calidad de Servicio	N/A	QoS Requerido / Especificar		
3.4	Seguridad y Autenticación	N/A	RADIUS, SSHv2, DHCP, Port-Security: MAC-based Port Security y Port-based Access Control con 802.1X Otras especificar.		
3.5	Administración	N/A	Monitoreo avanzado de tráfico de red. SNMPv1,v2,v3, Syslog, RMON.		
3.6	Redundancia Protocolos	N/A	Link Aggregation con LACP, Link backup, MRP, Administrador de sub anillos, RSTP		
3.7	Virtual LANs (VLAN)	N/A	Si / Especificar		

3.8	Estándares y Conformidades	N/A	IEEE 802.1x Port Access Authentication; IEEE 802.1AB LLDP; IEEE 802.1D MAC Bridges; IEEE 802.1Q Virtual LANs; IEEE 802.3x Flow Control; IEEE 802.3 Ethernet 10BASE-T specification; IEEE 802.3ac VLAN tagging; RFC 783: TFTP; RFC 791: IPv4 protocol; RFC 792: ICMP; RFC 793: TCP; RFC 854: Telnet; RFC 951: BOOTP; FTP; RFC 1157, 1901, 1905, 1906, 3411, 3412, 3413, 3414, 3415, 3418: SNMP v1, v2, v3 Management; RFC 4293: IP Addresses; RFC 1757: RMON; RFC 2131, 2132: DHCP; RFC 2236: IGMP v2; RFC 3376: IGMP v3.		
4	ACCESORIOS				
4.1	Elementos para: montaje seguro en riel din, tendido adecuado de cables y apropiado etiquetado	N/A	Si		
4.2	Cable eléctrico para cada una de las fuentes de alimentación	N/A	Si		
4.3	Cable eléctrico verde o verde/amarillo para puesta a tierra de equipo para fuentes de poder	N/A	Si		
4.4	SFP	N/A	Si / Para fibra óptica multimodo 850		
4.5	Capacidad de SFP	N/A	DEBE SOPORTAR: - 1000BASE-LX - 1000BASE-SX - 1000BASE-LH - 1000BASE-ZX - WDM		
5	GARANTÍAS				
5.1	Garantía técnica	Años	Mínimo 3		

NOTAS:

1. SE DEBEN ENTREGAR CATALOGOS EN ESPAÑOL DE CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS, INSTALACIÓN Y MANTENIMIENTO.

7.3.2. Cable fibra óptica Tipo Multimodo OM3 50/125 - 6 Hilos

EMPRESA ELÉCTRICA RIOBAMBA S.A. ADQUISICIÓN DE EQUIPOS PARA LA SUBESTACIÓN ALAO - DATOS TÉCNICOS GARANTIZADOS					
SUMINISTRO: Cable fibra óptica Tipo Drop OM3 50/125 - 6 Hilos				Para uso en tablero de control	
Ítem	Descripción	Unidad	Detalle de los Datos Técnicos Requeridos		
			Solicitado	Ofertado	Comentarios / Referencia
1	CARACTERÍSTICAS RELEVANTES				
1.1	Fabricante	N/A	Indicar		
1.2	País de procedencia	N/A	Indicar		
1.3	Año de fabricación	N/A	No menor al año en curso		
1.3	Marca	N/A	Indicar		
1.4	Tipo	N/A	Multimodo OM3 50/125		Anexar Catálogos. Indicar (señalizar) en el catálogo el número o código del equipo ofertado.
1.5	Número de hilos	N/A	6		Presentar declaración de conformidad correspondiente.
1.6	Estándares de calidad	N/A	IEC 60793-2-10 A1a.1, A1a.2 y A1a.3, TIA/EIA-492AAAB, TIA/EIA-492AAAC-A, TIA/EIA-492AAAD, Telcordia GR-20-CORE, GR-409-CORE, TIA/EIA 568C.		Anexar Certificado
1.7	Propiedades geométricas	N/A	Conforme a IEC 60793-2-10		Anexar Certificado
1.8	Propiedades ópticas	N/A	IEC 60793-2, ISO/IEC 11801, EN 50173, TIA/EIA-492AAAB, TIA/EIA-492AAAC-A, TIA/EIA-492AAAD, Telcordia GR-20-CORE, GR-409-CORE, TIA/EIA 568C.		Anexar Certificado
2	CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS				
2.1	Diámetro núcleo	mm	50 ± 2.0		
2.2	No circularidad núcleo	%	≤ 5		
2.3	Error concentricidad núcleo / revestimiento	mm	≤ 1		
2.4	Diámetro revestimiento	mm	125 ± 1.0		
2.5	No circularidad revestimiento	%	≤ 0.7		
2.6	Diámetro recubrimiento primario	mm	242 ± 5		
2.7	No circularidad recubrimiento primario	%	≤ 5		

2.8	Error concentricidad recubrimiento primario	mm	≤ 12.5		
2.9	Proof Test	N/A	≥ 8.8 N / ≥ 1 % / ≥ 100 Kpsi		
3 PROPIEDADES ÓPTICAS					
3.1	Coefficiente Atenuación (dB/Km)	mm	1300		
3.2	Ancho de Banda (MHz x Km)	mm	1300		
3.3	Distancia enlace	m	1000Base-LX		
3.4	Seguridad y Autenticación	N/A	RADIUS, SSHv2, DHCP, Port-Security; MAC-based Port Security y Port-based Access Control con 802.1X Otras especificar.		
3.5	Administración		Monitoreo avanzado de tráfico de red. SNMPv1,v2,v3, Syslog, RMON.		
3.6	Redundancia Protocolos		Link Aggregation con LACP, Link backup, MRP, Administrador de sub anillos, RSTP		
3.7	Virtual LANs (VLAN)		Si / Especificar		
3.8	Estándares y Conformidades	N/A	IEEE 802.1x Port Access Authentication; IEEE 802.1AB LLDP; IEEE 802.1D MAC Bridges; IEEE 802.1Q Virtual LANs; IEEE 802.3x Flow Control; IEEE 802.3 Ethernet 10BASE-T specification; IEEE 802.3ac VLAN tagging; RFC 783: TFTP; RFC 791: IPv4 protocol; RFC 792: ICMP; RFC 793: TCP; RFC 854: Telnet; RFC 951: BOOTP; FTP; RFC 1157, 1901, 1905, 1906, 3411, 3412, 3413, 3414, 3415, 3418: SNMP v1, v2, v3 Management; RFC 4293: IP Addresses; RFC 1757: RMON; RFC 2131, 2132: DHCP; RFC 2236: IGMP v2; RFC 3376: IGMP v3.		

4	ACCESORIOS				
4.1	Elementos para: montaje seguro en riel din, tendido adecuado de cables y apropiado etiquetado	N/A	Si		
4.2	Cable eléctrico para cada una de las fuentes de alimentación	N/A	Si		
4.3	Cable eléctrico verde o verde/amarillo para puesta a tierra de equipo para fuentes de poder	N/A	Si		
4.4	SFP	N/A	Si / Para fibra óptica multimodo 850		
4.5	Capacidad de SFP	N/A	DEBE SOPORTAR: - 1000BASE-LX - 1000BASE-SX - 1000BASE-LH - 1000BASE-ZX - WDM		
5	GARANTÍAS				
5.1	Garantía técnica	Años	Mínimo 3		

NOTAS:

1. SE DEBEN ENTREGAR CATALOGOS EN ESPAÑOL DE CARACTERISTICAS TÉCNICAS E INSTALACIÓN.

7.3.3. Medidor de energía

EMPRESA ELÉCTRICA RIOBAMBA S.A. ADQUISICIÓN DE EQUIPOS PARA LA SUBESTACIÓN ALAO - DATOS TÉCNICOS GARANTIZADOS					
SUMINISTRO: Medidor de energía				Para uso en tablero de control	
Ítem	Descripción	Unidad	Detalle de los Datos Técnicos Requeridos		
			Solicitado	Ofertado	Comentarios / Referencia
1	CARACTERÍSTICAS RELEVANTES				
1.1	Fabricante	N/A	Indicar		
1.2	Marca	N/A	Indicar		
1.3	Modelo	N/A	Indicar		Anexar Catálogos. Indicar (señalar) en el catálogo el número o código del equipo ofertado.
1.2	Pais de procedencia	N/A	Indicar		
1.3	Año de fabricación	N/A	No menor al año en curso		
1.5	Medidor de energía para AT	N/A	Medidor multifunción clase 0,2S		
1.6	Comunicación	N/A	Ethernet, que soporte IEC - 61850		
1.7	Programación	N/A	El medidor debe ser programable vía ION SETUP		
1.8	Visualización	N/A	Se deben observar diagramas fasoriales		
2	GARANTÍAS				
2.1	Garantía técnica	Años	Mínimo 3		

NOTAS:

1. SE DEBEN ENTREGAR CATALOGOS EN ESPAÑOL DE CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS, INSTALACIÓN Y MANTENIMIENTO.

7.3.4. Patch panel 6A blindado

EMPRESA ELÉCTRICA RIOBAMBA S.A. ADQUISICIÓN DE EQUIPOS PARA LA SUBESTACIÓN ALAO - DATOS TÉCNICOS GARANTIZADOS					
SUMINISTRO: Patch panel 6A blindado para riel din				Para uso en tablero de control	
Ítem	Descripción	Unidad	Detalle de los Datos Técnicos Requeridos		
			Solicitado	Ofertado	Comentarios / Referencia
1	CARACTERÍSTICAS RELEVANTES				
1.1	Fabricante	N/A	Indicar		
1.2	País de procedencia	N/A	Indicar		
1.3	Año de fabricación	N/A	No menor al año en curso		
1.3	Marca	N/A	Indicar		
1.4	Modelo	N/A	Indicar		Anexar Catálogos. Indicar (señalizar) en el catálogo el número o código del equipo ofertado.
1.6	Instalación	N/A	En riel din		
1.7	Grado de protección	IP	≥20		
2	CARACTERÍSTICAS DEL HARDWARE				
2.1	Paneles de conexión	N/A	Blindados 10 GX y modulares		
2.2	Incluir cable de tierra	N/A	Si		
2.3	Número de módulos	N/A	2		
2.4	Capacidad de expandir rack	N/A	El rack debe permitir la expansión sin necesidad de desmontaje de los puertos instalados		
2.5	Capacidad de puertos	N/A	8 puertos RJ-45		
2.6	Número de puertos instalados	N/A	4 (incluir jacks)		
2.7	Estándar	N/A	ANSI / TIA-607-C		
2.8	Permita jacks	N/A	Categoría 5e, 6 y 6A tipo blindado		
2.9	Material	N/A	Aluminio		
2.10	Rango de temperatura de almacenamiento	°C	-10°C a +70		

2.11	Rango de temperatura de instalación	°C	-10°C a +60		
2.12	Rango de temperatura de operación	°C	-10°C a +60		
3 ACCESORIOS					
3.1	Accesorios incluidos	N/A	Debe incluirse 4 jacks por cada rack para la conexión a los puntos de red certificados y los puertos restantes deberán contar con los módulos y/o accesorios para cubrir las ranuras, también debe incluirse 6 conectores tipo LC Picstyle y acoples ópticos.		
3.2	Estándares y programas ambientales aplicables	N/A	EU Directive 2002/95/EC (RoHS):		
			EU RoHS Compliance		
			MII Order #39 (China RoHS)		
			Bi-national Standard Listed		
4 JACK BLINDADO A SER INCLUIDO EN CADA PATCH PANEL					
4.1	Núcleo	N/A	Universal		
4.2	Material conexión frontal (RJ45)	N/A	PCB flexible revestido de cobre, contactos chapados en oro de 50 micro pulgadas, sobre níquel		
4.3	Material conexión posterior	N/A	Aleación de cobre, contactos chapados en oro sobre níquel		
4.4	Material cuerpo del conector	N/A	Fundición a presión de aleación de zinc niquelado		
4.5	Esquema de cableado	N/A	T568B		
4.6	Compatibilidad de conector	N/A	RJ45		
4.7	Conexión acoplada frontal	N/A	Durabilidad 750 ciclos		
4.8	Conexión acoplada posterior	N/A	Durabilidad 20 ciclos		
4.9	Retención de cable	lb	15		
4.10	Retención de conector	lb	20		

4.11	Retención de plug	lb	11.25		
4.12	Rango de temperatura de almacenamiento	°C	-40°C a +70		
4.13	Rango de temperatura de instalación	°C	-10°C a +60		
4.14	Rango de temperatura de operación	°C	-10°C a +60		
4.15	UL Rating	N/A	UL94V-0		
4.16	IEEE Specification	N/A	Power Over Ethernet (PoE) IEEE 802.3at type 1 and 2 (up to 30W), IEEE802.3bt/D1.7 type 3 and 4 (up to 100W), CISCO UPOE (up to 60W), Power over HDBaseTTM (up to 100W)		
4.17	EU Directive 2002/95/EC (RoHS):	N/A	Si		
4.18	EU RoHS Compliance	N/A	Si		
4.19	MII Order #39 (China RoHS):	N/A	EUP 50		
4.20	Telecommunications Standards:	N/A	Category 6A - TIA 568.C.2, Category 6A - ISO/IEC 11801:2002 Ed.2		
4.21	Safety Listing	N/A	c(UL)us Listed		
4.22	Other Specification	N/A	UL 1863, IEC 60603-7, FCC part 68-F		
4.23	UL Flame Test	N/A	UL2043 Air Handling Spaces		
4.24	Frecuencia de conexión acoplada	MHz	625		
4.25	Máxima pérdida de inserción	dB	0.480		
4.26	Mínimo NEXT	dB	34		
4.27	Mínimo FEXT	dB	31.2		

4.28	Mínima pérdida de retorno	dB	13		
4.29	Mínimo PSANEXT	dB	75		
4.30	Mínimo PSAACRF	dB	70		
4.31	Mínimo Balanced TCL	dB	19.1		
4.32	Resistencia dieléctrica	N/A	1,000 V RMS @ 60 Hz for 1 minute (Signals to Ground)		
4.33	Current Rating	A	1.300		
4.34	Resistencia de aislamiento	M- Ohm	Mínimo 500		
4.35	Resistencia máxima de contacto	M- Ohm	20		
4.36	Resistencia de terminación	M- Ohm	2.5		
5	GARANTÍAS				
5.1	Garantía técnica	Años	Mínimo 3		

NOTAS:

1. SE DEBEN ENTREGAR CATALOGOS EN ESPAÑOL DE CARACTERISTICAS TÉCNICAS, INSTALACIÓN Y MANTENIMIENTO.
2. SE DEBE ENTREGAR CERTIFICACIÓN DE PRUEBAS DE CABLEADO ESTRUCTURAL.
3. LOS CONECTORES JACK BLINDADO DEBEN SER DE LA MISMA MARCA DEL PATCH PANEL OFERTADO.

8. Capítulo 8: ANÁLISIS FINANCIERO DEL DISEÑO DE LA SUBESTACIÓN (ALAO)

8.1. Generalidades

El presente análisis financiero se realiza con el propósito de determinar la viabilidad o factibilidad de la construcción de la Subestación de la Central Hidroeléctrica de Generación ALAO desde una perspectiva económica, además que este estudio pudiera ser aplicable para futuros proyectos semejantes en la Empresa Eléctrica Riobamba S.A (EERSA).

Para determinar si el proyecto presentado en el presente trabajo de titulación es viable, se necesita aplicar diferentes cálculos de economía como son el de inversión e indicadores económicos para determinar si existe un retorno considerable de la inversión inicial. Conociendo el egreso que generan los mantenimientos en la subestación que ya cumplió su vida útil, basándose en los datos proporcionados por el **Departamento de Generación de la EERSA** de los ingresos fijos y variables que ha tenido la central hidroeléctrica por motivos de venta de energía eléctrica y proformas proporcionadas por diferentes empresas, las cuales cuentan con precios reales de los equipos con las características que se mencionaron en el capítulo 7, instalación y puesta en marcha de la subestación se procede a realizar el análisis financiero. No sin antes mencionar algunos de los conceptos generales de economía que se necesitan conocer para proceder con el análisis. [27]

8.2. Conceptos Generales

8.2.1. Valor Actual Neto (VAN)

El VAN mide la factibilidad de un proyecto en términos absolutos. Calcula la cantidad total en que ha aumentado el capital como consecuencia del proyecto.

El Valor Actual Neto (VAN) es el método más conocido para evaluar proyectos de inversión a largo plazo. El Valor Actual Neto nos permite determinar si una inversión cumple con el objetivo básico financiero: maximizar la inversión. [28]

Formalmente el valor actual neto del proyecto se calcula utilizando la siguiente formula [1]:

$$VAN = \frac{(B_0 - C_0)}{(1 + i)^0} + \frac{(B_1 - C_1)}{(1 + i)^1} + \frac{(B_2 - C_2)}{(1 + i)^2} + \dots + \frac{(B_k - C_k)}{(1 + i)^k} \quad (8.1)$$

Donde:

B: Es el beneficio.

C: Es la inversión.

k: Es el tiempo en años que dura el proyecto.

i: Es la tasa de oportunidad.

8.2.2. Tasa Interna De Retorno (TIR)

Este indicador es otro criterio utilizado para la toma de decisiones sobre los proyectos de inversión y financiamiento. Se define como la tasa de descuento que iguala el valor presente de los ingresos del proyecto con el valor presente de los egresos. Es la tasa de interés que, utilizada en el cálculo del Valor Actual Neto, hace que este sea igual a 0. Entonces se puede decir que un proyecto de inversión resulta factible o viable financieramente cuando en todo momento provee saldos positivos. El argumento básico que respalda a este método es que señala el rendimiento generado por los fondos invertidos en el proyecto en una sola cifra que resume las condiciones y méritos de aquel. [28]

Es decir [1]:

$$TIR = VAN = \frac{(B_0 - C_0)}{(1+i)^0} + \frac{(B_1 - C_1)}{(1+i)^1} + \frac{(B_2 - C_2)}{(1+i)^2} + \dots + \frac{(B_k - C_k)}{(1+i)^k} = 0 \quad (8.2)$$

8.2.3. Relación Beneficio-Costo (RBC)

Otro indicador de la rentabilidad de un proyecto de inversión es la relación beneficio-costo. No existe un criterio técnico ni conceptual que indique como calcular la RBC.

Hay dos maneras de calcular la RBC.

- Cociente del valor presente de los beneficios brutos para el valor presente de los costos brutos.
- Cociente del valor presente de los beneficios netos para el valor presente de los costos netos.

Se utilizará el segundo criterio debido a que el proyecto genera beneficios anuales considerando un porcentaje de tasa de inflación acumulada, es decir, los valores cambian año a año por lo que no se puede aplicar el primer criterio de cálculo. Por lo tanto, se calcula el RBC de la siguiente manera [1]:

$$RBC = \frac{VAN(Beneficios)}{VAN(Costos)} \quad (8.3)$$

8.2.4. Periodo de recuperación de la inversión (PRI)

El periodo de recuperación de la inversión muestra el tiempo en el cual los flujos de caja netos cubren la totalidad de la inversión realizada, es decir es un indicador que si no es ajustado, no toma en cuenta el valor del dinero en tiempo, al no descontar los flujos de caja, por lo que este indicador prioriza los proyectos con base en el menor plazo de recuperación y no evalúa la rentabilidad de estos, ya que se sabe pueden existir proyectos en los cuales los principales flujos de ingreso se presenten al final y esto haría que su periodo de recuperación sea más grande, por lo tanto se puede llegar a rechazar un proyecto que sea rentable. [29]

La formula para calcular este indicador es la siguiente:

$$PRI = A + \left(\frac{-B}{C} \cdot 12 \right) meses \quad (8.4)$$

Donde:

A: Año del último flujo negativo.

B: Ultimo valor negativo del flujo neto acumulado de año A.

C: Primer flujo neto descontado después de A.

8.3. Análisis Financiero Del Caso De Estudio

Antes de realizar el estudio financiero se consideran algunos aspectos referentes al proyecto los cuales se listan a continuación:

- Costo total de equipos, implementación y puesta en marcha de la subestación.

- Costo por mantenimientos de la central.

- Ingresos económicos fijos y variables de la central.

Una vez definidos los aspectos que se tomaran en cuenta al momento de realizar el estudio, cabe recalcar que se tomaran los ingresos económicos de la central por motivo de venta de energía eléctrica de los últimos 5 años, todos los datos utilizados para realizar el presente análisis financiero fueron proporcionados por el **Departamento de Generación de la EERSA** en lo que respecta a los valores de Mantenimiento e ingresos económicos. El costo de los equipos y demás fueron proporcionadas por varias empresas de régimen privado.

Flujo de retorno de la central ALAO

De acuerdo con la información facilitada por el departamento de generación se tienen los siguientes valores que se muestran en la Tabla 8.1, teniendo en cuenta que el valor por motivos de mantenimiento denominado Egresos, no varía por cuanto es un promedio de diferentes valores que cada año tiene variaciones además de que el valor por mantenimientos no solo responde a la subestación sino también al área de Generación como tal, el cual abarca varios elementos como turbinas y demás es por cuanto se optó por mantener el número como constante.

Tabla 8.1: Flujo de retorno de 5 años de la central ALAO.

PERIODO	INGRESOS	EGRESOS	FLUJO NETO
Año 1	\$ 2.126.389,01	\$ 128.161,31	\$ 1.998.227,70
Año 2	\$ 2.673.995,36	\$ 128.161,31	\$ 2.545.834,05
Año 3	\$ 1.652.996,10	\$ 128.161,31	\$ 1.524.804,79
Año 4	\$ 1.592.550,49	\$ 128.161,31	\$ 1.464.389,18
Año 5	\$ 1.230.443,83	\$ 128.161,31	\$ 1.102.282,52
TOTAL	\$ 9.276.344,79	\$ 640.806,550	\$ 8.635.538,24

En la Tabla 8.2 de acuerdo con las proformas recibidas por varias empresas se conoce el valor del costo de inversión total el cual corresponde a la cantidad de: **\$ 3.275.881,40**. Cabe recalcar que este es un precio referencial debido a que el proyecto se adjudicará mediante proceso de licitación por medio de la SERCOP por lo que este precio se reducirá debido a la cantidad de oferentes interesados que se presenten en el proceso.

Tabla 8.2: Valores para la construcción de la subestación del caso de estudio.

Descripción	Valor
Equipos de Potencia y Control	\$ 2.430.000,00
Equipos de Comunicación	\$ 370.000,00
Estructura Metálica	\$ 104.000,00
Obra Civil	\$ 350.000,00
Instalación, Protocolos de prueba y Puesta en marcha	\$ 21.881,40
TOTAL	\$ 3.275.881,40

Una vez conocidos estos datos se procede con el cálculo de los diferentes indicadores de viabilidad o factibilidad económica para lo cual se necesita conocer la tasa de descuento, el mismo en nuestro país esta dado en un **11 %** según la CEPAL. [30]

Como primer paso se procede a calcular el **Valor Neto Actualizado (VNA)** aquí se debe tener muy claro que el **VNA** no es lo mismo que el **VAN** los diferentes valores de flujos que se muestran en la Tabla 8.1 están en diferentes momentos de tiempo y como se sabe que el valor del dinero con respecto al tiempo va cambiando a una tasa del **11 %**, entonces si todos los flujos indicados anteriormente se los trasladara al presente equivaldrían a una cierta cantidad de dinero, es decir se actualiza los flujos futuros al presente.

Entonces:

Tabla 8.3: Valor del VNA del caso de estudio.

PERIODO	FLUJO NETO
Año 1	\$ 1.998.227,70
Año 2	\$ 2.545.834,05
Año 3	\$ 1.524.804,79
Año 4	\$ 1.464.389,18
Año 5	\$ 1.102.282,52
VNA	
\$ 6.600.174,82	

Una vez determinado el VNA se procede a calcular el VAN el cual de igual manera de acuerdo a los flujos netos y la tasa de descuento se tiene:

Tabla 8.4: Inversión y tasa de descuento

INVERSIÓN	TASA DE DESCUENTO
\$ - 3.275.881,40	11 %

Tabla 8.5: Valor del VAN del caso de estudio.

PERIODO	FLUJO NETO
Año 1	\$ 1.998.227,70
Año 2	\$ 2.545.834,05
Año 3	\$ 1.524.804,79
Año 4	\$ 1.464.389,18
Año 5	\$ 1.102.282,52
VAN	
\$ 3.324.293,42	

Conocidos el VNA y el VAN se procede a calcular la TIR y RBC para el cual tenemos los siguientes valores que se muestran en la Tabla 8.6:

Tabla 8.6: Valor del VAN del caso de estudio.

PERIODO	FLUJO NETO
Año 1	\$ 1.998.227,70
Año 2	\$ 2.545.834,05
Año 3	\$ 1.524.804,79
Año 4	\$ 1.464.389,18
Año 5	\$ 1.102.282,52
TIR	
52 %	

Cálculo de la Razón Beneficio - Costo RBC

Para poder interpretar de mejor manera el resultado se debe tener presente que [1]:

Si $RBC > 1$, se acepta el proyecto.

Si $RBC = 1$, es indiferente entre realizar o rechazar el proyecto, los beneficios netos compensan el costo de oportunidad del dinero.

Si $RBC < 1$, se rechaza el proyecto, el valor presente de los beneficios es menor que el valor presente de los costos.

En este caso aplicando la EC. 8.3 se tiene un RBC de **2.01**, es decir que, el proyecto es viable.

Cálculo del periodo de recuperación de la inversión (PRI)

Para poder determinar el tiempo en que la inversión inicial será recuperada se debe conocer el periodo de tiempo, en este caso serán 5 años y los flujos netos (flujos

netos descontados y el flujo neto acumulado) una vez determinados estos 2 últimos se aplica la Ec. 8.4 para poder determinar el (PRI).

Entonces:

Tabla 8.7: Flujo de retorno de 5 años de la central ALAO.

PERIODO	FLUJOS NETOS	FLUJOS NETOS DESCONTADOS	FLUJO NETO ACUMULADO
0	\$ -3.275.881,40	\$ -3.275.881,40	\$ -3.275.881,40
1	\$ 1.998.227,70	\$ 1.800.205,14	\$ -1.475.676,26
2	\$ 2.545.834,05	\$ 2.066.256,03	\$ 590.579,76
3	\$ 1.524.804,79	\$ 1.114.924,12	\$ 1.705.503,79
4	\$ 1.464.389,18	\$ 964.638,51	\$ 2.670.142,39
5	\$ 1.102.282,52	\$ 654.151,03	\$ 3.324.293,42

Para determinar el **flujo descontado** el valor que aparece de los flujos netos en el periodo 0 es el dinero de inversión, por cuanto el flujo neto descontado en dicho periodo será el mismo, no así el flujo que está en el primer año a este se necesita actualizarlo ya que se necesita saber el valor que tendría hoy en día, es decir esa cantidad de dinero cuanto equivale en el presente a la tasa de descuento del 11 %, una vez determinado esto se aplica la misma lógica para realizarlo en todos los periodos. Por ejemplo, el valor de flujo neto en el periodo 5 o el valor en 5 años que corresponde a \$ 1.102.282,52 equivale hoy a \$ 654.151,03.

Para determinar el **flujo neto acumulado** al igual que en el caso del flujo descontado es el mismo, pero en el periodo 1 se acumula la inversión inicial más el valor actualizado en el año 1 es decir al valor de \$ -3.275.881,40 se suma el valor de \$ 1.800.205,14 una vez realizada esta operación nos da un valor de \$ -1.475.676,26, lo que significa que la inversión en un año todavía no se ha recuperado, realizando un análisis continuo con la misma metodología obtenemos valores positivos desde el año 2 pero para conocer mayor exactitud el tiempo de recuperación de inversión se aplica la Ec. 8.4, en donde se tiene:

$$PRI=1+\left(\frac{-(-1,475,676,26)}{2,066,256,03}\right)$$

$$PRI= 1 \text{ Año} + 8.57 \text{ Meses}$$

Análisis de Resultados

Como se puede apreciar en la Tabla 8.4 se tiene un valor de VAN positivo por ende la TIR también es positiva como se indica en la Tabla 8.5, en este caso la TIR es muy atractiva por la razón que supera a la tasa de descuento, al analizar la RBC

nos indica que por cada dólar que se invierta en el proyecto generaría un retorno de 2.01 de beneficio sumado el tiempo de recuperación de inversión que será de 1 año, 9 meses y 16 días se concluye que el proyecto es rentable tomando en cuenta que una subestación eléctrica puede superar sin problema los 20 años de vida útil con los mantenimientos preventivos pertinentes.

9. Capítulo 9: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

9.1. Conclusiones

Con la implementación de esta nueva subestación la Provincia de Chimborazo principalmente la ciudad de Riobamba y parte de los consumidores a través del S.N.I contarán con un abastecimiento de energía eléctrica eficiente debido a que la ETAPA 1 del proyecto la cual comprendía la parte mecánica, está en su óptimo funcionamiento y al incorporarse la ETAPA 2 la cual corresponde a la parte eléctrica es decir la construcción de la nueva subestación la cual se presenta en este trabajo de titulación harán de la central hidroeléctrica ALAO una generadora de energía eléctrica de alta confiabilidad debido a que no tendrá motivos para parar su funcionamiento brindándole así un abastecimiento ininterrumpido de energía eléctrica contribuyendo de manera directa al desarrollo de la provincia, cabe recalcar que gracias a las especificaciones técnicas que se presentan en el Capítulo 7, se asegura la adquisición de equipos de última tecnología con un nivel de confiabilidad alto debido a que estas características técnicas están desarrolladas en base a las unidades de propiedad del Ex Ministerio de electricidad y energías No renovables y a los lineamientos propios de la Empresa Eléctrica Riobamba S.A. La ubicación de los equipos e infraestructura civil están previstos bajo una planificación adecuada para la ejecución oportuna de trabajos de mantenimiento o maniobras que se necesiten realizar por el personal técnico ya que cuenta con distancias adecuadas de seguridad. El sistema propuesto con acoplamiento de barras eleva en gran magnitud la confiabilidad del sistema ya que estas permiten transportar la carga de los 4 grupos generadores a un solo transformador ante una eventual falla en una de las zonas de la subestación, lo cual hace que tenga un tiempo de trabajo continuo, sin mencionar que esta subestación será una de las pocas en el país que optará por la utilización de la nueva tecnología llamada Blindobarras, cosas como estas hacen de esta subestación sea pionera en usar tecnología poco conocida pero con niveles altos de calidad. Cabe recalcar que el sistema de apantallamiento de esta subestación una vez realizado el análisis respectivo tiene una probabilidad de que una descarga atmosférica ingrese al patio de la subestación de 0.13% sin contar que se optó por reforzar el apantallamiento en los transformadores de potencia y disyuntores con cable de guarda lo cual hace casi nula el ingreso de una descarga atmosférica en ese punto, al igual las protecciones eléctricas implementadas en esta subestación brindarán una garantía al funcionamiento de la misma debido a que por la forma peculiar en la que se desarrollo el análisis tienen como fin salvaguardar la vida útil de los generadores y por ende el de los demás equipos de la subestación debido que al salir de funcionamiento los grupos generadores todo el sistema quedará aislado. Como se demostró en el análisis financiero la construcción de esta subestación es totalmente rentable y la recuperación de la inversión que se realice será en un tiempo relativamente corto por lo cual, una vez concluido este trabajo de titulación, se sugiere la construcción de esta subestación eléctrica debido a todos los beneficios que la misma produciría, impulsando así también la utilización de energías limpias para el desarrollo del país.

9.2. Recomendaciones

Del análisis realizado se puede aseverar que para la parte de coordinación de aislamientos se debe tener cuidado al momento de identificar el tipo de sistema en el cual se vaya a realizar el análisis ya que es muy común que se confunda al momento de seleccionar el mismo, muchos optan por realizarlo en base a un sistema inductivo cuando todo sistema que no se conozca a detalle la topología del mismo se lo debe contemplar como complejo, siendo esta la manera mas segura al momento de realizar una coordinación de aislamiento.

En lo que respecta a la malla de puesta a tierra se recomienda siempre usar el método de las 4 picas de Wenner y tomar medidas a 0 y 90 grados en varios puntos para luego realizar un promedio de esas mediciones, solo así se asegurará un valor de resistividad cercano al real.

Para cuestión de coordinación de protecciones se debe analizar el sistema en el cual se vaya a implementar las protecciones debido a que no siempre se realiza el estudio en base a un sistema radial como comúnmente se lo hace, como ocurrió en el presente trabajo de titulación que al ser una subestación de tipo elevadora de voltaje esta estrechamente relacionada con la parte de generación y se tuvo que analizar de manera contraria a la tradicional es decir en este caso se analizó desde la fuente hacia la carga.

De igual manera una de las partes mas importantes al momento de realizar el diseño de una subestación son las especificaciones técnicas de los equipos las cuales se deben realizar según las unidades de propiedad del Ministerio de Electricidad y Energía No Renovable, para ello se debe conocer hasta el más mínimo detalle de las características de los equipos que se vayan a adquirir debido ya que de ello depende que se pueda realizar la compra de un equipo que cumpla con toda la garantía necesaria de funcionamiento, esta parte es de vital importancia ya que al no tener claro esto se puede adquirir equipos muy básicos que no cumplan con las expectativas deseadas.

El manejo de normas al momento de realizar el diseño eléctrico de una subestación es parte fundamental ya que de ello depende el correcto dimensionamiento o determinación de parámetros que más adelante servirán para poder proponer valores de construcción, o características para la adquisición de equipos o ubicación en patio, es por ello que se debe tener en claro la importancia que tiene el manejo idóneo de las mismas, teniendo en cuenta que para determinar cada parámetro en lo que respecta al diseño de subestaciones existe una norma la cual brinda una guía para poder realizar un estudio eficiente.

Bibliografía

- [1] A. B. G. Lara y M. A. I. Cando, “Automatización y coordinación de protecciones de la subestación No. 1 de distribución (Chibunga) de la Empresa Eléctrica Riobamba (EERSA),” 2004. dirección: <http://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/6047>.
- [2] *La Institución / SITIO WEB EERSA*. dirección: <https://www.eersa.com.ec/site/la-institucion/{\#}1514266342772-c5c9e9ff-2a3d> (visitado 12-11-2021).
- [3] EERSA, *Departamento de Planificación*.
- [4] EERSA., *Departamento de Generación*.
- [5] EERSA, *Departamento de Subestaciones*.
- [6] G. Alao, “Empresa eléctrica riobamba s.a.,” 1979.
- [7] J. F. A. Ramírez y J. W. P. Quezada, “Diseño eléctrico de la subestación El Bosque de 20/24 MVA a 69 KV con 4 circuitos de salida de 13,8 KV en la ciudad de Machala,” 2013. dirección: <http://dspace.ups.edu.ec/handle/123456789/4271>.
- [8] *Insulation co-ordination - Part 1: Definitions, principles and rules (IEC 60071-1)*, International Electrotechnical Commission - IEC, ene. de 2006.
- [9] *Insulation co-ordination - Part 2: Application guidelines*, International Electrotechnical Commission - IEC, mar. de 2018.
- [10] D. ARCONEL, *REGULACIÓN No. ARCONEL 005/18*. dirección: <https://www.regulacionelectrica.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2019/01/Regulacion-de-Calidad-Suscrita.pdf>.
- [11] IEC, *IEC-60099-4 Metal-oxide surge arresters without gaps for a.c. systems*, 2004.
- [12] D. P. G. Freire, “Estudio técnico económico para la implementación de una subestación móvil de distribución para respaldo operativo de la Empresa Eléctrica Quito S.A.,” sep. de 2011. dirección: <http://dspace.ups.edu.ec/handle/123456789/1029>.
- [13] “IEEE Guide for Safety in AC Substation Grounding,” *IEEE Std 80-2013 (Revision of IEEE Std 80-2000/ Incorporates IEEE Std 80-2013/Cor 1-2015)*, págs. 1-226, 2015. DOI: 10.1109/IEEESTD.2015.7109078.
- [14] Fluke Corporation, *Manual de uso - Earth/Ground Tester 1625-2*, 2014. dirección: https://dam-assets.fluke.com/s3fs-public/1625-2{_}_}umspa0000.pdf.
- [15] E. M. Vicente, “Protección diferencial de barras,” jun. de 2017. dirección: <http://tesis.ipn.mx:8080/xmlui/handle/123456789/22253>.
- [16] C. R. T. S., “Estudio e implementación de sistemas de protección contra descargas atmosféricas y puesta a tierra de protección de la compañía "HELMERICH AND PAYNE DEL RIG 132".,” 2002. dirección: <http://repositorio.espe.edu.ec/jspui/handle/21000/4403>.

- [17] “IEEE Guide for Direct Lightning Stroke Shielding of Substations,” *IEEE Std 998-2012 (Revision of IEEE Std 998-1996)*, págs. 1-227, 2013. DOI: 10.1109/IEEESTD.2013.6514042.
- [18] *UNA INTRODUCCIÓN A LOS SERVICIOS AUXILIARES DE ENERGÍA AC Y DC*. dirección: <https://es.linkedin.com/pulse/una-introducci%C3%B3n-los-servicios-auxiliares-de-energ%C3%ADa-ac-gonz%C3%A1lez>.
- [19] *ELECTROCABLES CATALOGO DE PRODUCTOS*. dirección: <https://www.electrocable.com/uploads/catficha/cata-logo-electrocables-2018.pdf>.
- [20] “IEEE Recommended Practice for Sizing Lead-Acid Batteries for Stationary Applications,” *IEEE Std 485-2020 (Revision of IEEE Std 485-2010)*, págs. 1-69, 2020. DOI: 10.1109/IEEESTD.2020.9103320.
- [21] J. L. C. Pazmiño, “Estudio de ajuste y coordinación de protecciones con relés digitales (IED) del sistema eléctrico Quito en niveles de voltaje de 138kV y 46kV,” 2008. dirección: <http://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/882>.
- [22] G. T. Z. C. Sur, “ESTUDIO DE AJUSTE DE PROTECCIONES.” dirección: <https://sic.coordinador.cl/wp-content/uploads/2014/10/EAP-63-2015-Versi%C3%B3n-2.pdf>.
- [23] S. A. C. Correa, “Coordinación automática de protecciones de sobrecorriente para un sistema de distribución ante desastres naturales,” 2018. dirección: <http://dspace.ups.edu.ec/handle/123456789/15771>.
- [24] J. C. G. Herrera, “Estudio de coordinación de protecciones del sistema de subtransmisión de CNEL EP Sucumbíos ante un nuevo punto de conexión al Sistema Nacional Interconectado,” jul. de 2017. dirección: <http://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/17463>.
- [25] L. R. D. Ecuador, I. Juan y V. S. Mera, “Programa de Reforzamiento del Sistema Nacional de Transmisión” GERENTE GENERAL EMPRESA PÚBLICA ESTRATÉGICA CORPORACIÓN ELÉCTRICA DEL ECUADOR-CELEC EP.” dirección: <https://www.celec.gob.ec/transelectric/>.
- [26] EERSA, *Departamento de Obras Civiles*.
- [27] M. P. A. Marín, “Estudio para la implementación de generación fotovoltaica para autoabastecimiento en la empresa industrial “Tornasol”,” jul. de 2021. dirección: <http://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/21733>.
- [28] E. P. S. Quinonez, R. A. R. Monserrate y S. C. S. Lopez, “La viabilidad de un proyecto, el valor actual neto (VAN) y la tasa interna de retorno (TIR),” *Pro Sciences: Revista de Produccion, Ciencias e Investigacion*, vol. 2, n.º 17, págs. 9-15, 2018.
- [29] A. M. Andrade Pinelo, “Aplicación del índice de rentabilidad (IR) y el período de recuperación de la inversión (PRI),” 2011.

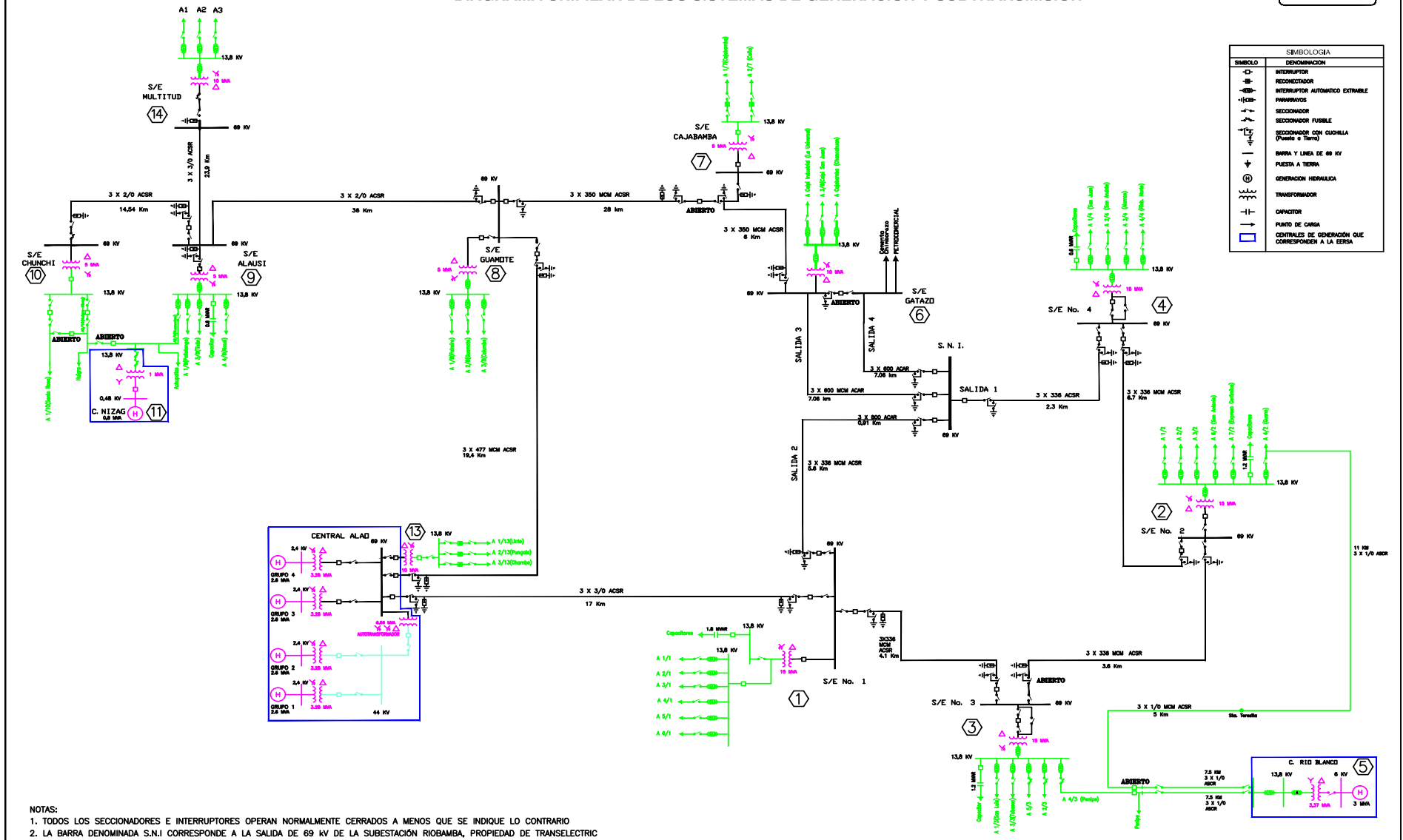
- [30] J. G. Castillo y D. Zhangallimbay, “La tasa social de descuento en la evaluación de proyectos de inversión: una aplicación para el Ecuador,” ago. de 2021. dirección: <https://repositorio.cepal.org/handle/11362/47285>.

10. ANEXOS

ANEXO 1.1 DIAGRAMA UNIFILAR DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA ACTUAL DE LA EERSA

EMPRESA ELECTRICA RIOBAMBA S. A.

DIAGRAMA UNIFILAR DE LOS SISTEMAS DE GENERACION Y SUBTRANSMISION

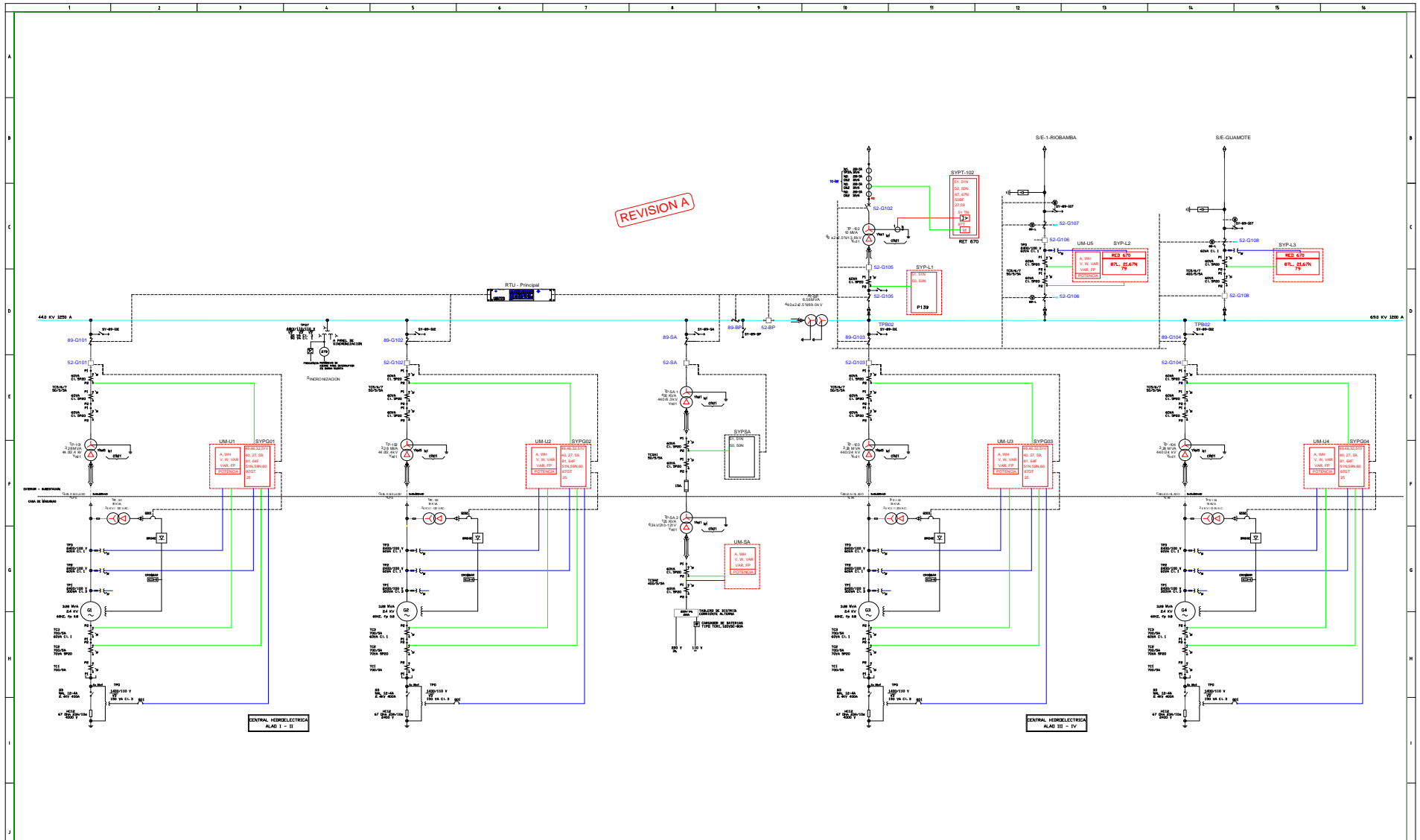


SIMBOLO	SIMBOLOGIA
	INTERRUPTOR
	RECONECTOR
	INTERRUPTOR AUTOMÁTICO EXTRAÍBLE
	PARARRAYOS
	SECCIONADOR
	SECCIONADOR FUSIBLE
	SECCIONADOR CON CUCHILLA (Puerto a Tierra)
	BARRA Y LINEA DE 69 KV
	PUERTA A TIERRA
	GENERACION HIDRICA
	TRANSFORMADOR
	CAPACITOR
	PUNTO DE CARGA
	CENTRALES DE GENERACION QUE CORRESPONDEN A LA EESA

230

ANEXO 1.2
DIAGRAMA UNIFILAR DEL SISTEMA ACTUAL DE
LA SUBESTACIÓN ALAO

232



NOTAS GENERALES
GENERAL NOTES

PLANOS REFERENCIALES



DIBUJO EMITIDO
DRAWING ISSUED

PRELIMINAR
 PARA REVISION
 PARA DISEÑO
 REVISADO

PARA CONSTRUCCION
 FOR CONSTRUCTION
 FOR APPROVAL
 FOR INFORMATION

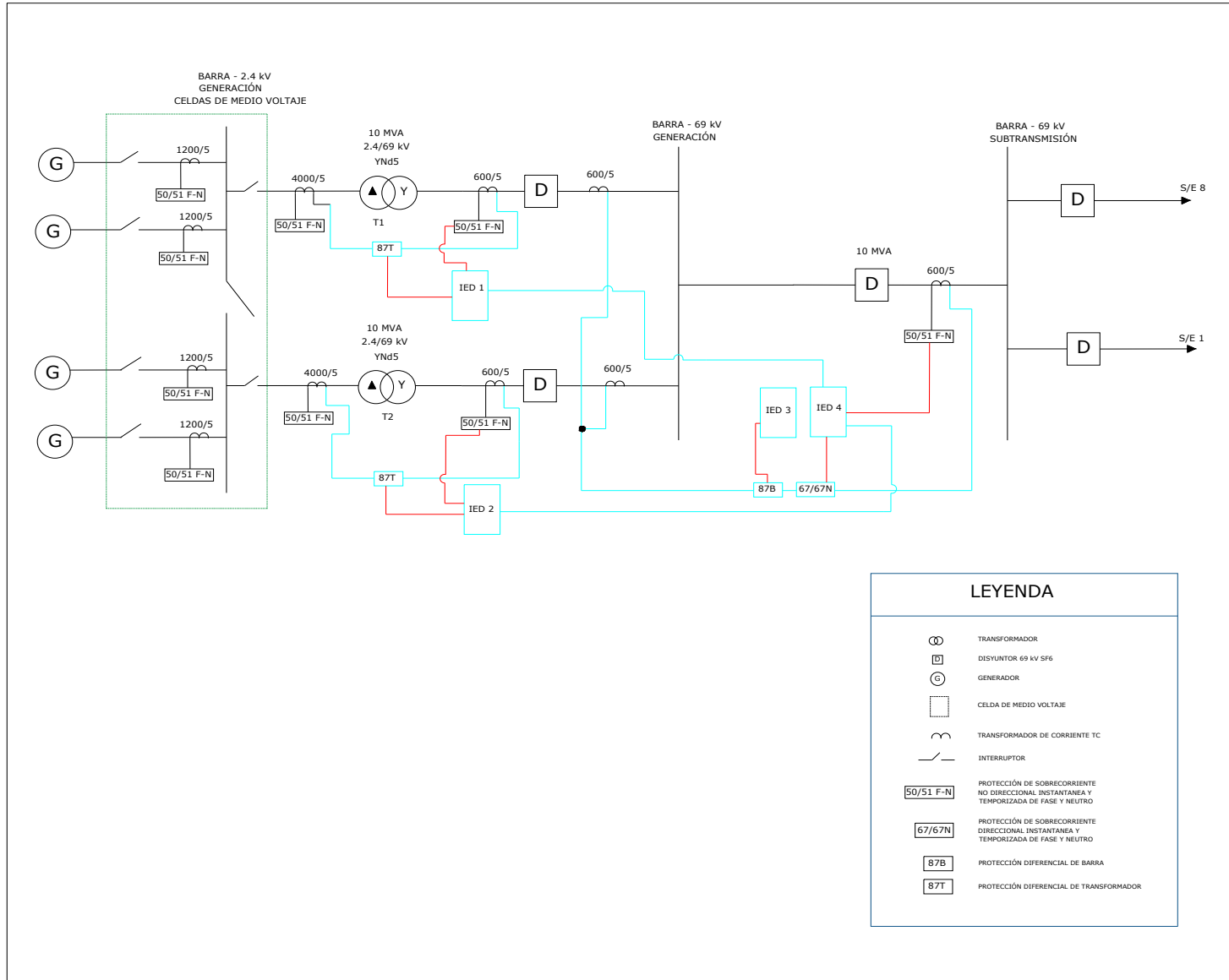
REV	FECHA DATE	DESCRIPCION DESCRIPTION	FOR BY	REVISADO CHECK	APROBADO APPROV	BLOQUE: BLOCK	PROYECTO: PROJECT
A	2008.06.26	DESCRIPCION (DESCR. OPS.)	POS	FAZ	EZAC	ESTACION	MODERNIZACION DE LA CENTRAL HEMIELECTRICA ALAR
B							CONTIENE: CONTAINS
C							DIAGRAMA UNIFILAR GENERAL
							GRUPOS DE GENERACION 1,2,3 & 4 SUBESTACION
							PLANO NO.: DRAWING NO.
							EST20_EERSA_K001



1/1

REV: A

ANEXO 2.1
DIAGRAMA UNIFILAR DE LA NUEVA
SUBESTACIÓN ALAO



LEYENDA

	TRANSFORMADOR
	DISYUNTOR 69 kV SF6
	GENERADOR
	CELDA DE MEDIO VOLTAJE
	TRANSFORMADOR DE CORRIENTE TC
	INTERRUPTOR
	PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE NO DIRECCIONAL INSTANTÁNEA Y TEMPORIZADA DE FASE Y NEUTRO
	PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE DIRECCIONAL INSTANTÁNEA Y TEMPORIZADA DE FASE Y NEUTRO
	PROTECCIÓN DIFERENCIAL DE BARRA
	PROTECCIÓN DIFERENCIAL DE TRANSFORMADOR



COORDENADAS UTM X=767397.14 Y=9799623.83
 SISTEMA WGS 84
UBICACION
 S/E

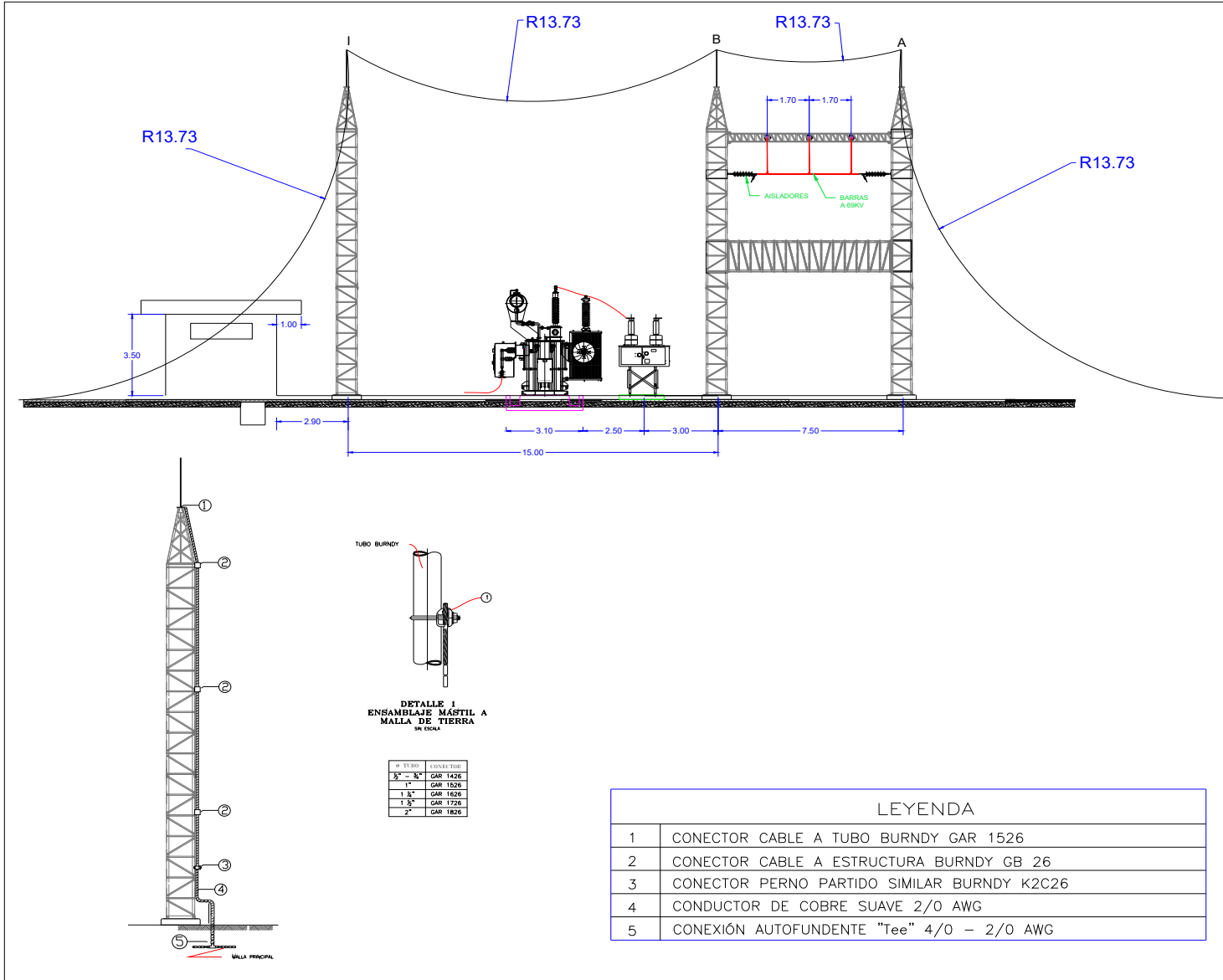


DIAGRAMA UNIFILAR DE LA NUEVA SUBSTACIÓN DE LA CENTRAL HIDROELÉCTRICA ALAÓ

Cantón: RIOBAMBA
 Ubicación: PUNGALÁ

Diseño: Jairo Gusqui	Correo: jgusqui@est.ups.edu.ec	
Dibujo: Jairo Gusqui	Telefs:	
Fecha: ENERO 2022	Hojas:	Código:
Escala:	Formato:	

ANEXO 3.1
APANTALLAMIENTO DE LA SUBESTACIÓN ALAO



COORDENADAS UTM X=767397.14 Y=979962383
SISTEMA WGS 84

UBICACION
S/E



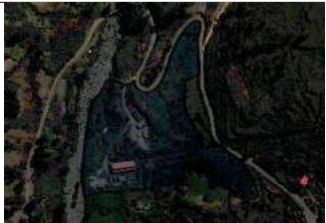
APANTALLAMIENTO - VISTA LATERAL DE LA SUBSTACION DE LA C. HIDROELÉCTRICA ALAO

Cantón: RIOBAMBA
Ubicación: PUNGALÁ

Diseño: Jairo Gusqui
Correo: jgusqui@est.ups.edu.ec
Dibujo: Jairo Gusqui
Telefs:
Fecha: ENERO 2022
Hojas:
Formato:
Escala:
Código:

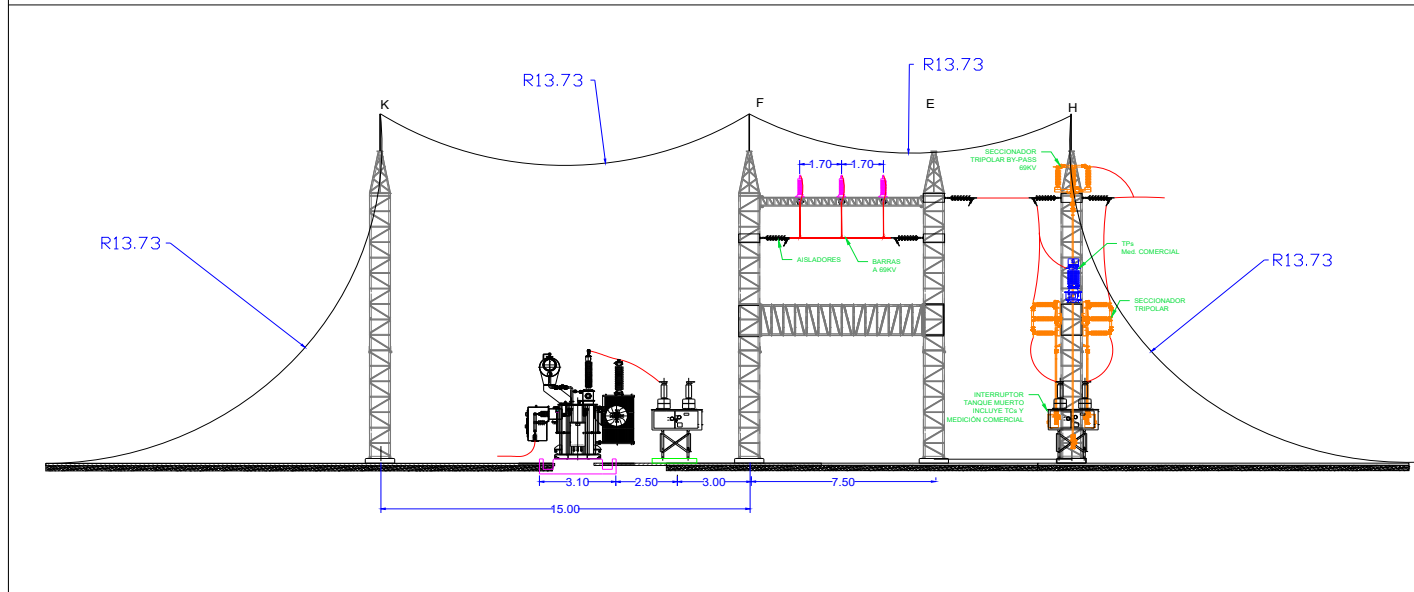
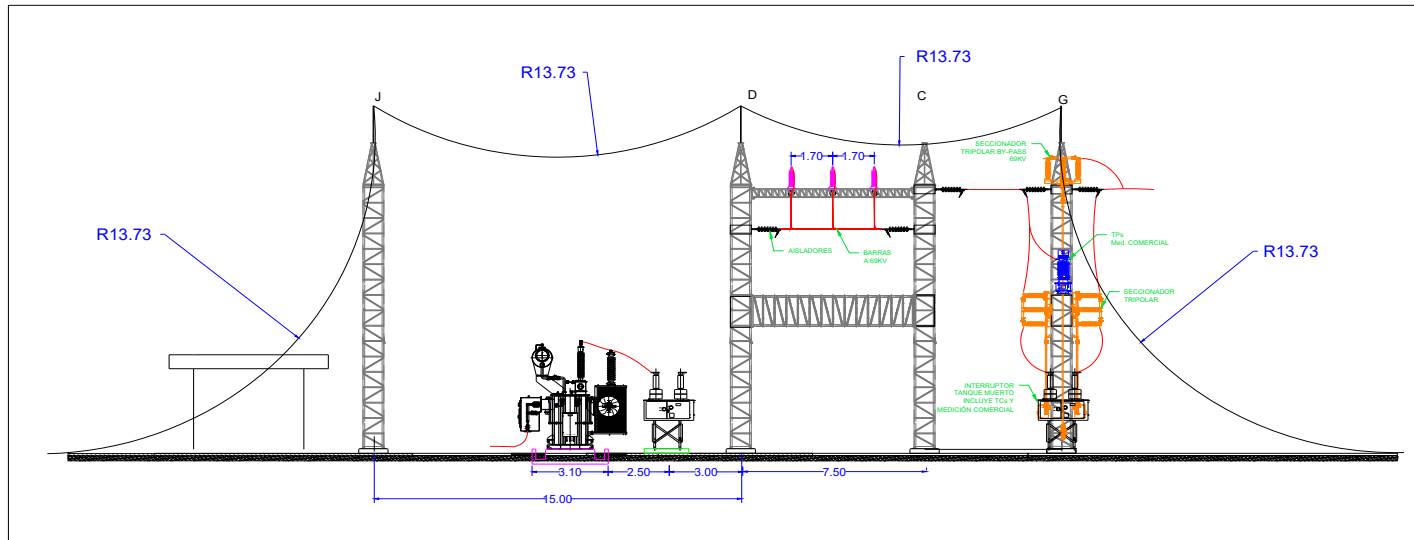
LEYENDA	
1	CONECTOR CABLE A TUBO BURNDY GAR 1526
2	CONECTOR CABLE A ESTRUCTURA BURNDY GB 26
3	CONECTOR PERNO PARTIDO SIMILAR BURNDY K2C26
4	CONDUCTOR DE COBRE SUAVE 2/0 AWG
5	CONEXIÓN AUTOFUNDENTE "Tee" 4/0 - 2/0 AWG

Ø TUBO	CONECTOR
3/4" - 3/4"	GAR 1426
1"	GAR 1526
1 1/4"	GAR 1626
1 1/2"	GAR 1726
2"	GAR 1826



COORDENADAS UTM X=767397.14 Y=9799623.83
SISTEMA WGS 84

UBICACION
S/E

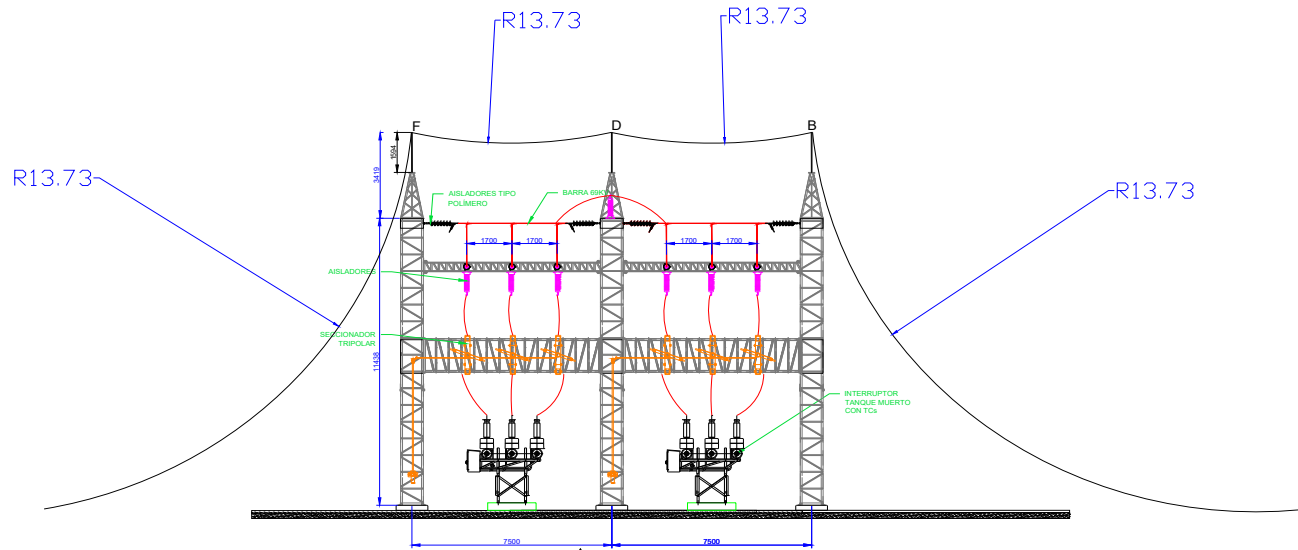


APANTALLAMIENTO - VISTA LATERAL DE LA SUBESTACIÓN DE LA C. HIDROELÉCTRICA ALAO

Cantón: RIOBAMBA
Ubicación: PUNGALA

Diseño:	Jairo Guequi	Correo:	jpguequi@est.upse.edu.ec
Dibujo:	Jairo Guequi	Telefs:	
Fecha:	ENERO 2022	Hojas:	
Escala:		Formato:	
		Código:	

APANTALLAMIENTO VISTA FRONTAL



COORDENADAS UTM X=76739714 Y=979962383
SISTEMA WGS 84

UBICACION
S/E

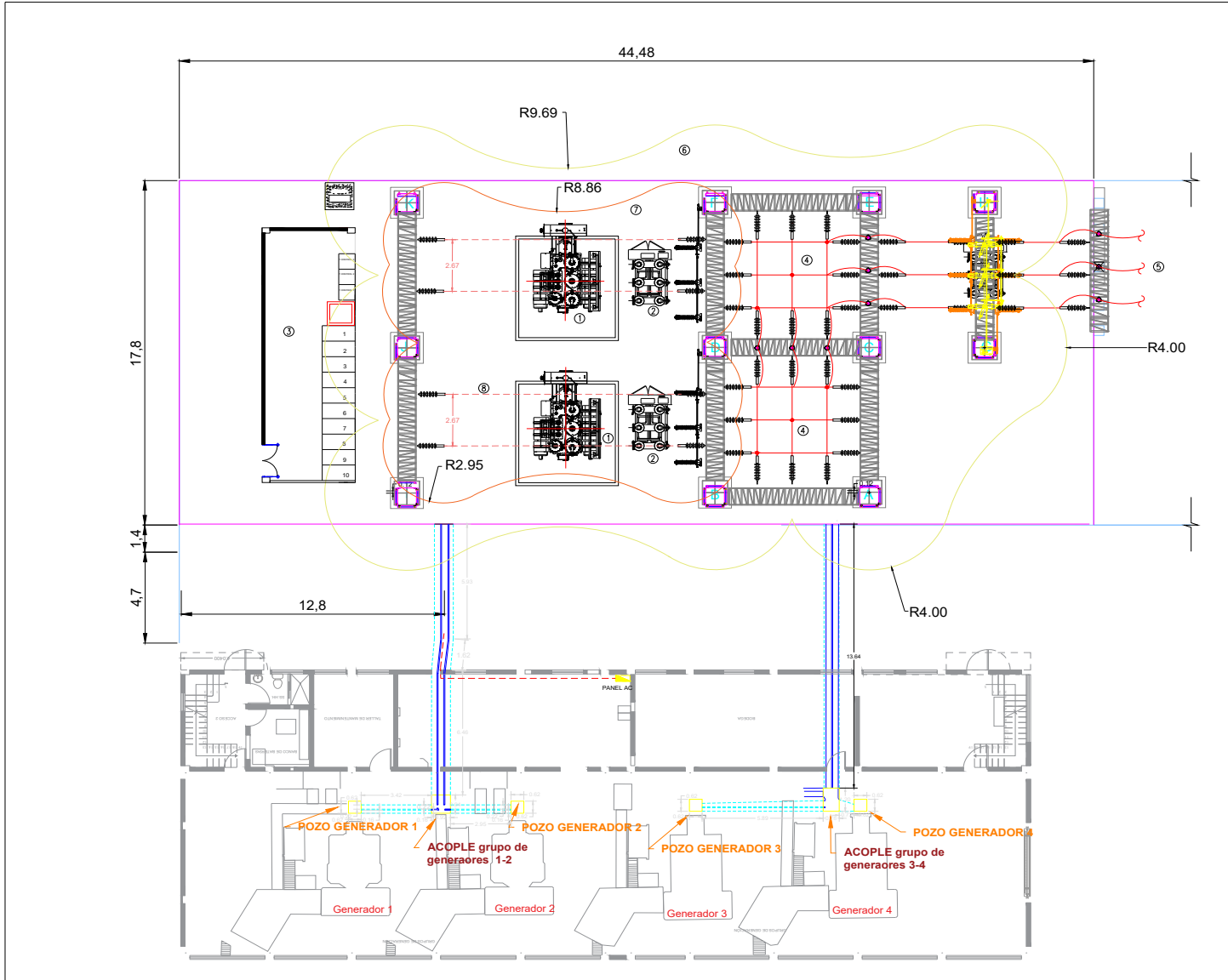


APANTALLAMIENTO VISTA FRONTAL DE LA
SUBSTACIÓN DE LA C. HIDROELÉCTRICA ALAO

Cantón: RIOBAMBA

Ubicación: PUNGALÁ

Diseño: Jairo Gusqui	Correo: jgusqui@est.ups.edu.ec	
Dibujo: Jairo Gusqui	Telefs:	
Fecha: ENERO 2022	Hojas:	Código:
Escala:	Formato:	



COORDENADAS UTM: X=767397.14 Y=979623.83
SISTEMA WGS 84

UBICACION

S/E

LEYENDA	
1	TRANSFORMADOR DE POTENCIA 10 MVA OMN
2	DISYUNTOR MANEJO MUERTO PARA 69 KV
3	CANTO DE CELDA
4	BARRA DE 69 KV
5	ESTRUCTURAS EXISTENTES
6	ZONA DE APANTALLAMIENTO CON PUNTA FRANKLIN
7	ZONA DE APANTALLAMIENTO CON CABLE DE GUARDA
8	CABLE DE GUARDA



APANTALLAMIENTO - VISTA SUPERIOR DE LA SUBESTACION DE LA C. HIDROELÉCTRICA ALAO

Cantón: RIOBAMBA
Ubicación: PUNGALÁ

Diseño:	Jairo Gusquí	Correo:	igusquí@est.ups.edu.ec
Dibujo:	Jairo Gusquí	Telefs:	
Fecha:	ENERO 2022	Hojas:	
Escala:		Formato:	

ANEXO 4.1
DIAGRAMA UNIFILAR DEL TABLERO DE
DISTRIBUCIÓN AC DE LA SUBESTACIÓN ALAO.



COORDENADAS UTM X=76739714 Y=979962383
SISTEMA WGS 84

UBICACION
S/E

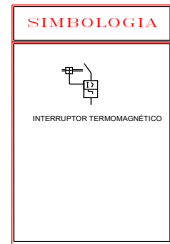
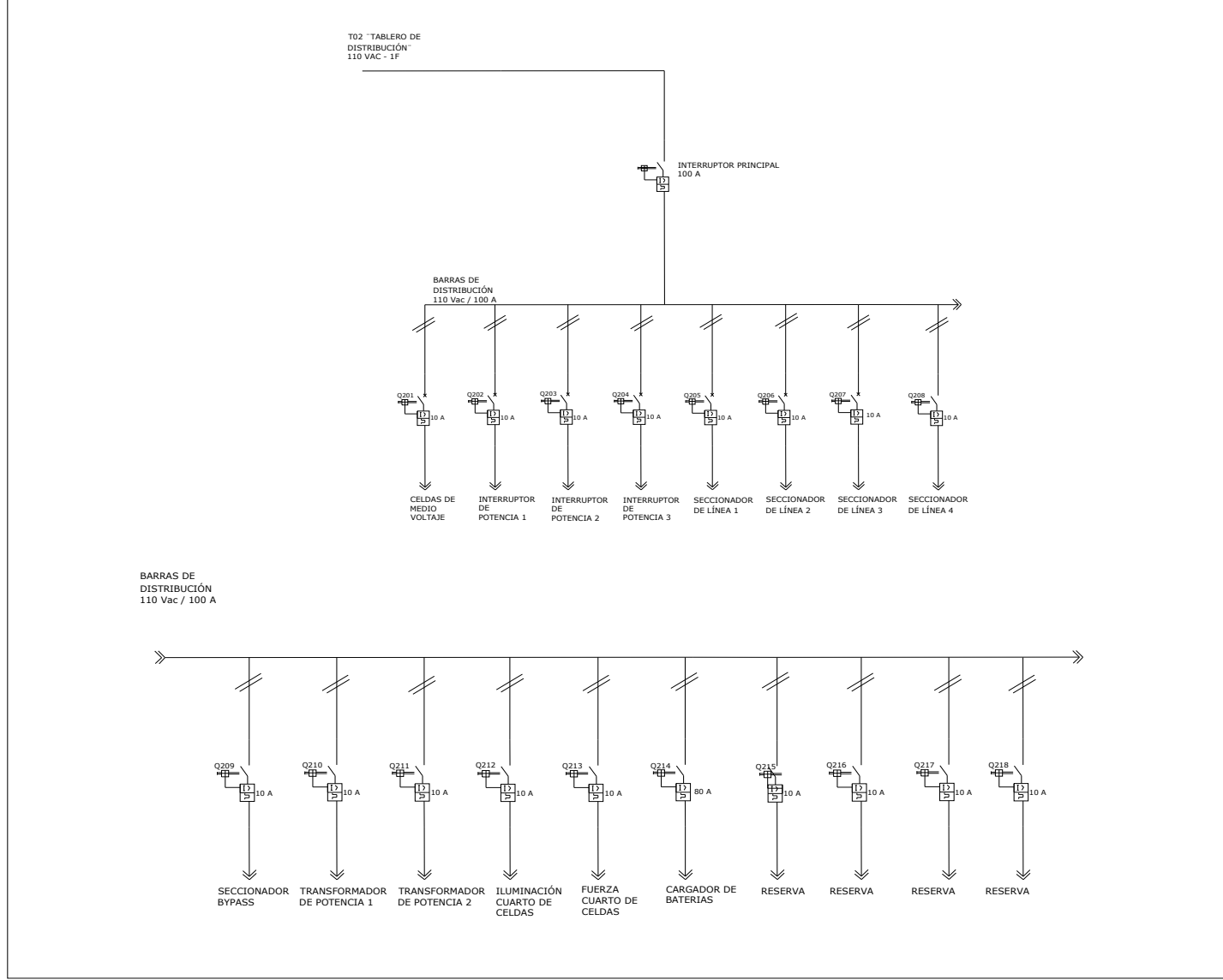


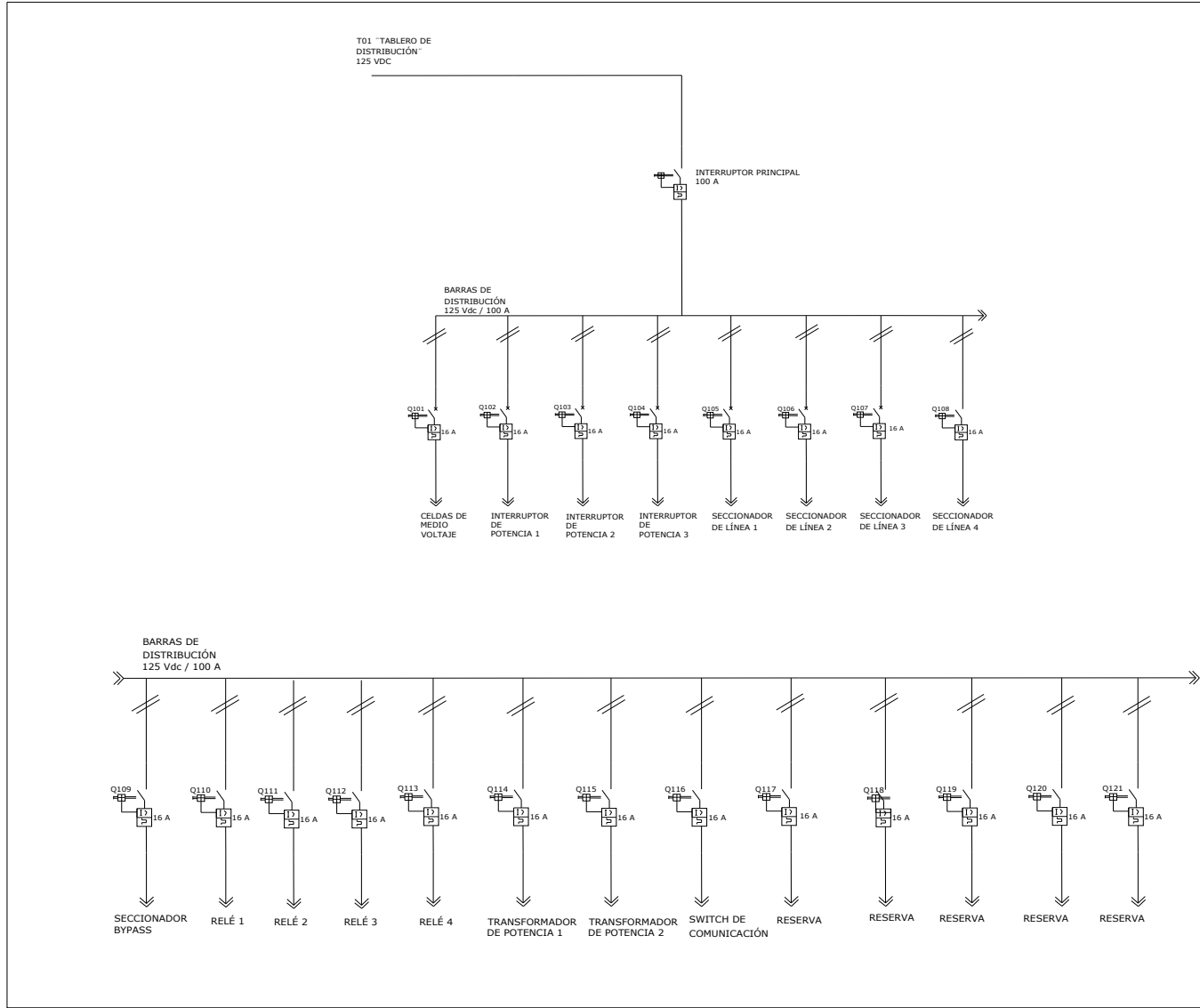
DIAGRAMA UNIFILAR DEL TABLERO DE DISTRIBUCIÓN DE AC DE LA SUBESTACIÓN ALAO

Cantón: RIOBAMBA
Ubicación: PUNGALA

Diseño: Jairo Gusqui	Correo: jgusqui@est.upa.edu.ec	
Dibujo: Jairo Gusqui	Telefs:	
Fecha: ENERO 2022	Hojas:	Código:
Escala:	Formato:	



ANEXO 4.2
DIAGRAMA UNIFILAR DEL TABLERO DE
DISTRIBUCIÓN DC DE LA SUBESTACIÓN ALAO.



COORDENADAS UTM X=76739714 Y=9799623.83
 SISTEMA WGS 84
UBICACION
 S/E

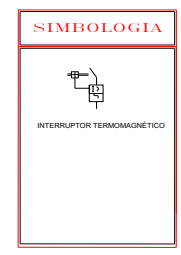
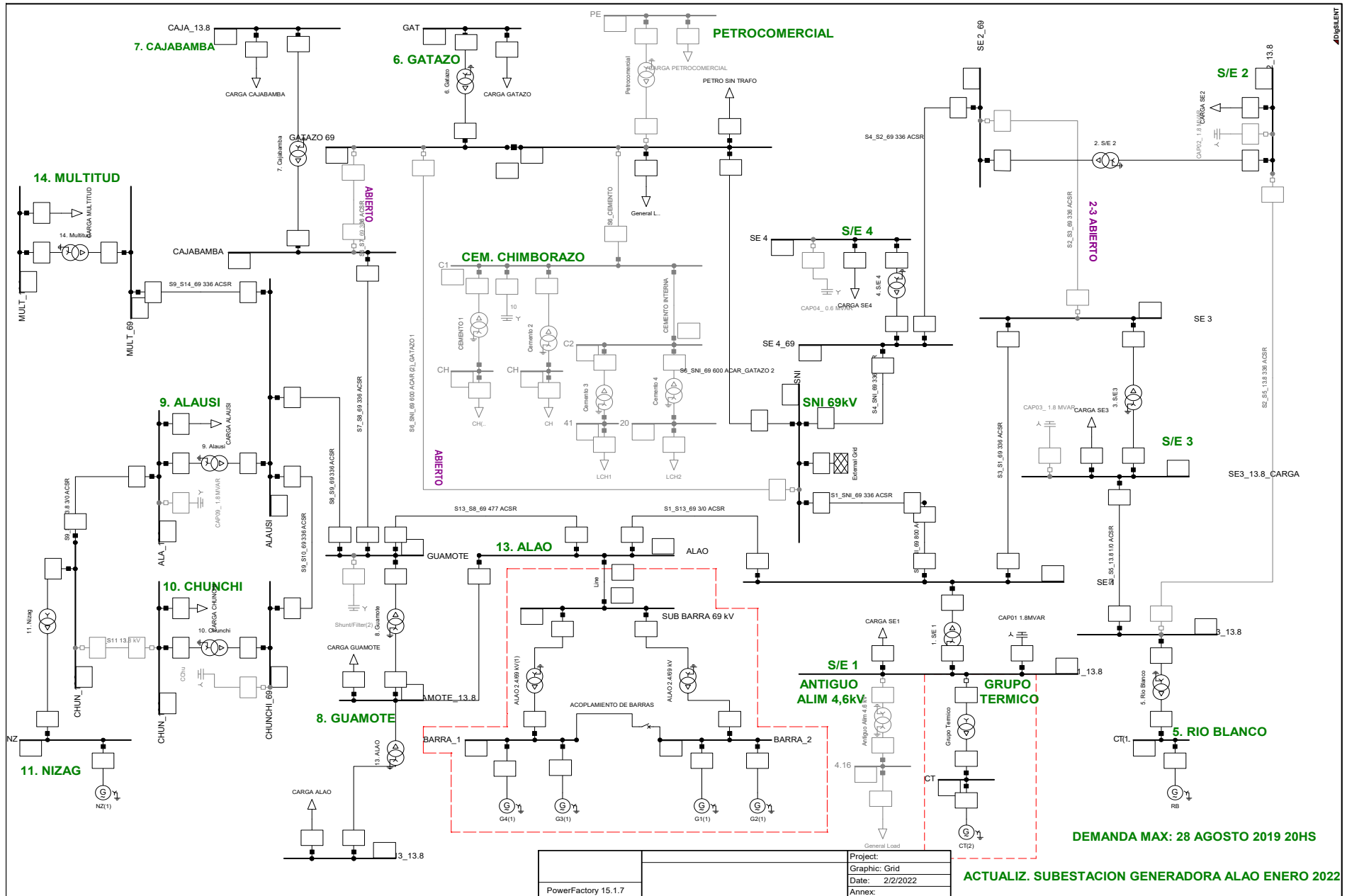


DIAGRAMA UNIFILAR DEL TABLERO DE DISTRIBUCIÓN DE DC DE LA SUBESTACIÓN ALAO

Cantón: RIOBAMBA
 Ubicación: PUNGALÁ

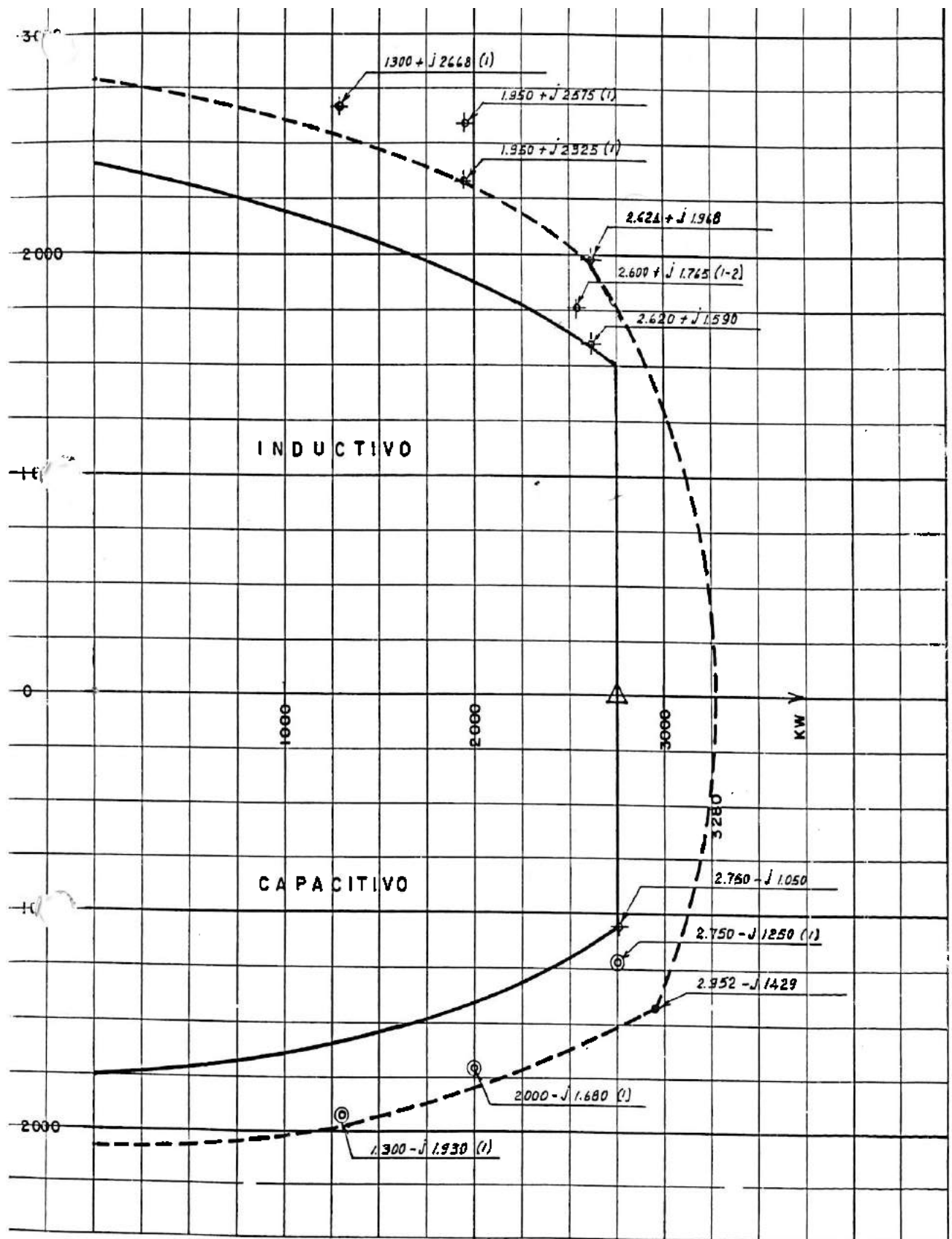
Diseño:	Jairo Gusqui	Correo:	jugusqui@est.upse.edu.ec
Dibujo:	Jairo Gusqui	Telefs:	
Fecha:	ENERO 2022	Hojas:	
Escala:		Formato:	
		Código:	

ANEXO 5.1
BASE DE DATOS SEP EERSA - DIGSILENT



DEMANDA MAX: 28 AGOSTO 2019 20HS
 ACTUALIZ. SUBESTACION GENERADORA ALAO ENERO 2022

ANEXO 5.2
CURVA DE CAPABILIDAD DE LOS GRUPOS
GENERADORES



- CURVA DE REFERENCIA
- CURVA REAL PARA 30° C. AMBIENTE
- PUNTO DE PRUEBA
- △ LIMITE DE CARGA
- ⊙ LIMITE DE EXCITACION

247

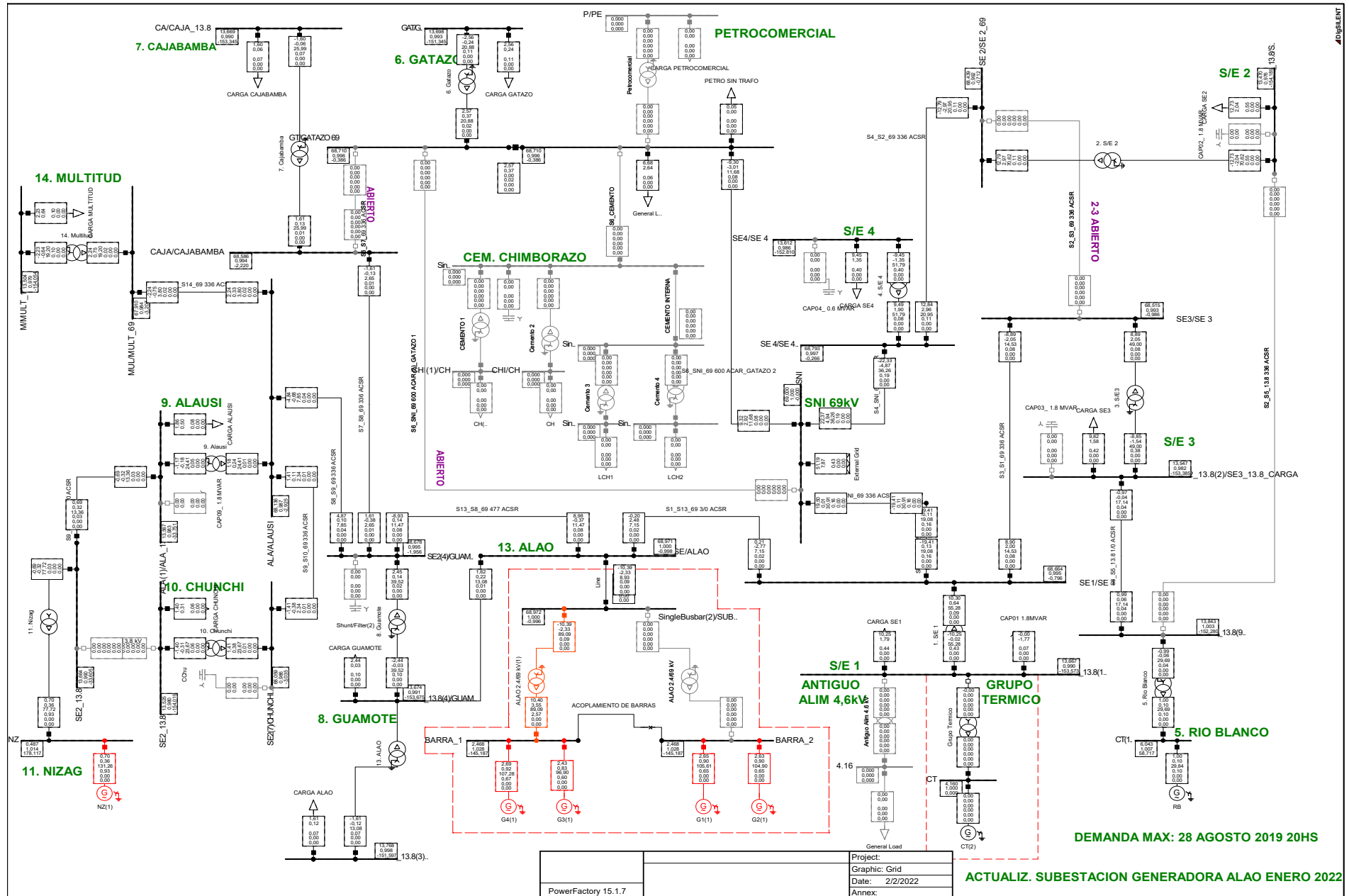
EMPRESA ELECTRICA RIOBAMBA S.A

PRIEMSELEC
SERVICIOS DE INGENIERIA CIA. LTDA

CENTRAL ALAO

CURVA DE CAPABILIDAD

ANEXO 5.3
SIMULACIÓN DE LA BASE DE DATOS DEL SEP DE
LA EERSA CON ACOPLAMIENTO DE BARRAS.

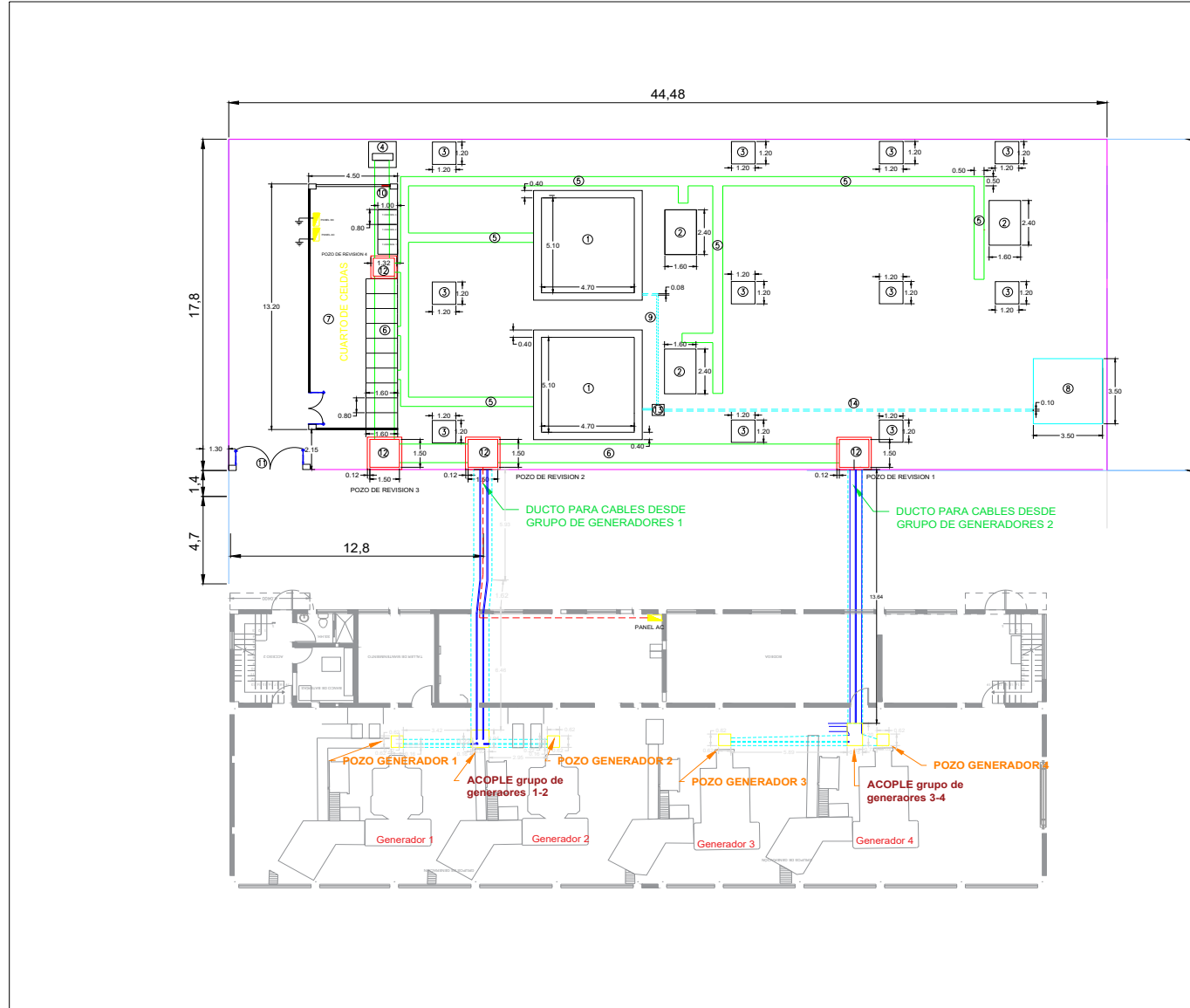


PowerFactory 15.1.7	Project:
	Graphic: Grid
	Date: 2/2/2022
	Annx:

ACTUALIZ. SUBESTACION GENERADORA ALAO ENERO 2022

DEMANDA MAX: 28 AGOSTO 2019 20HS

ANEXO 6.1
IMPLANTACIÓN DE OBRAS CIVILES DE LA
SUBESTACIÓN DE LA CENTRAL HIDROELÉCTRICA
ALAO.



COORDENADAS UTM X=767397.14 Y=9799623.83
SISTEMA WGS 84

UBICACION
S/E

LEYENDA

1	BASE DE HORMIGÓN PARA TRANSFORMADOR DE POTENCIA
2	BASE DE HORMIGÓN PARA DISYUNTOR TANQUE MUERTO PARA 69 kV
3	BASE DE HORMIGÓN PARA ESTRUCTURA METÁLICA
4	BASE DE HORMIGÓN PARA TRANSFORMADOR DE S.A PAD MOUNTED
5	TRINCHERAS PARA SEÑALES DE CONTROL (A=0.5mxP=0.4m)
6	TRINCHERAS PARA BUNDOBARRAS (A=1mxP=1m)
7	CUARTO DE CELDAS
8	CISTERNA RECOLECTORA DE ACEITE (L=3.6mxA=3.6mXP=1.6m)
9	TUBERÍA TRANSPORTADORA DE ACEITE (3")
10	TRINCHERA PARA TRANSFORMADOR DE S.A (A=0.7mxP=1m)
11	PUERTA DE INGRESO
12	CAJA DE REVISION DE HORMIGÓN
13	CAJA DE REVISION PARA ACEITE DE HORMIGÓN
14	TUBERÍA TRANSPORTADORA DE ACEITE (4")

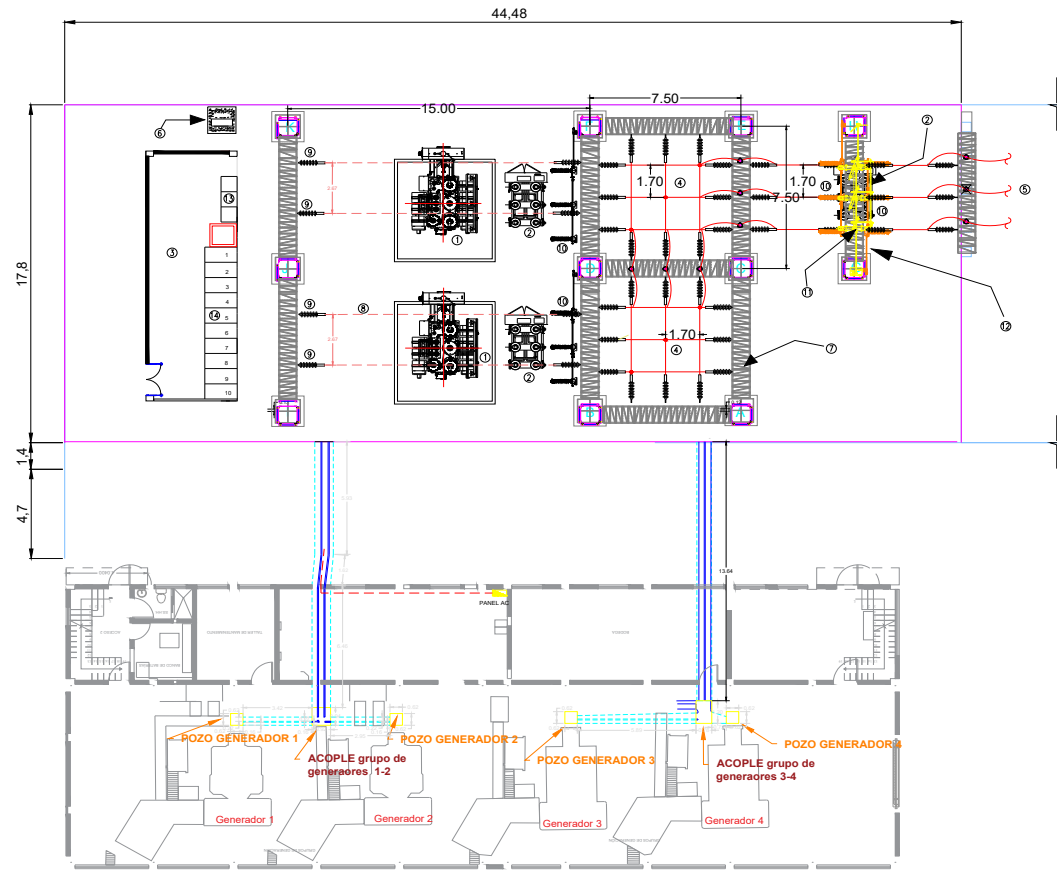


IMPLANTACIÓN DE OBRAS CIVILES DE LA
SUBSTACION DE LA C. HIDROELÉCTRICA ALAO

Cantón: RIOBAMBA
Ubicación: PUNGALÁ

Diseño: Jairo Gusqui	Correo: jgusqui@est.ups.edu.ec	
Dibujo: Jairo Gusqui	Telefs:	
Fecha: ENERO 2022	Hojas:	Código:
Escala:	Formato:	

ANEXO 6.2
UBICACIÓN DE EQUIPOS EN PATIO DE LA
SUBESTACIÓN DE LA CENTRAL HIDROELÉCTRICA
ALAO.



COORDENADAS UTM X=767397,14 Y=9799623,83
SISTEMA WGS 84

UBICACION

S/E

LEYENDA

1	TRANSFORMADOR DE POTENCIA 10 MVA 2,4/69 KV ONAN
2	DISYUNTOR TANQUE MUERTO PARA 69 KV
3	CUARTO DE CELDAS
4	BARRA DE 69 KV
5	ESTRUCTURAS EXISTENTES
6	TRANSFORMADOR PAD MOUNTED 100 KVA S.A
7	ESTRUCTURA METALICA TIPO H
8	CABLE DE GUARDA
9	ASLADOR POLIMÉRICO TIPO SUSPENSIÓN A 69 KV
10	SECCIONADOR DE LÍNEA CON P.A.T
11	SECCIONADOR BARRAS CON P.A.T
12	TRANSFORMADOR DE POTENCIAL
13	TABLEROS DE CONTROL
14	CELDA DE MEDIO VOLTAJE



UBICACIÓN DE EQUIPOS EN PATIO DE LA
SUBESTACIÓN DE LA C. HIDROELÉCTRICA ALAO

Cantón: RIOBAMBA

Ubicación: PUNGALÁ

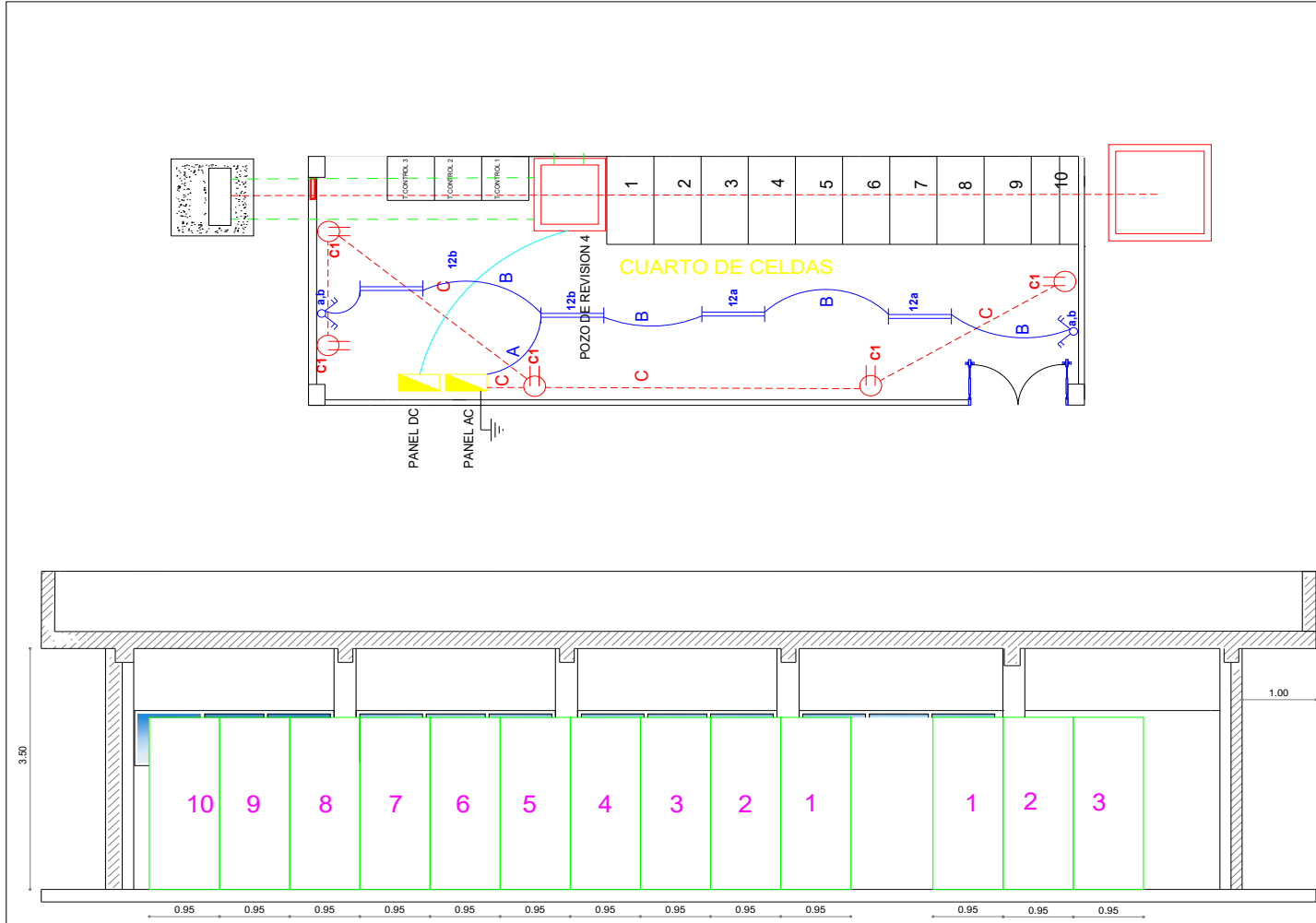
Diseño: Jairo Gusqui Correo: jgusqui@est.upse.edu.ec

Dibujo: Jairo Gusqui Teléfs:

Fecha: ENERO 2022 Hojas: Código:

Escala: Formato:

ANEXO 6.3
CUARTO DE CELDAS DE LA SUBESTACIÓN DE LA
CENTRAL HIDROELÉCTRICA ALAO.



COORDENADAS UTM X=787397.14 Y=9799623.83
SISTEMA WGS 84

UBICACION

S/E

SIMBOLOGIA

- TOMA POLARIZADA DOBLE
- LAMPARA TIPO TUBO LED DOBLE
- INTERRUPTOR SIMPLE
- COMBUSTADOR DOBLE
- TABLERO DE DISTRIBUCION
- PUESTA A TIERRA

NUMERO DE CONDUCTORES POR TUBERIA

- A → 2x14AWG 1/2" MT
- B → 3x14AWG 3/4" MT
- C → 2x12 (16)AWG 3/4" MT

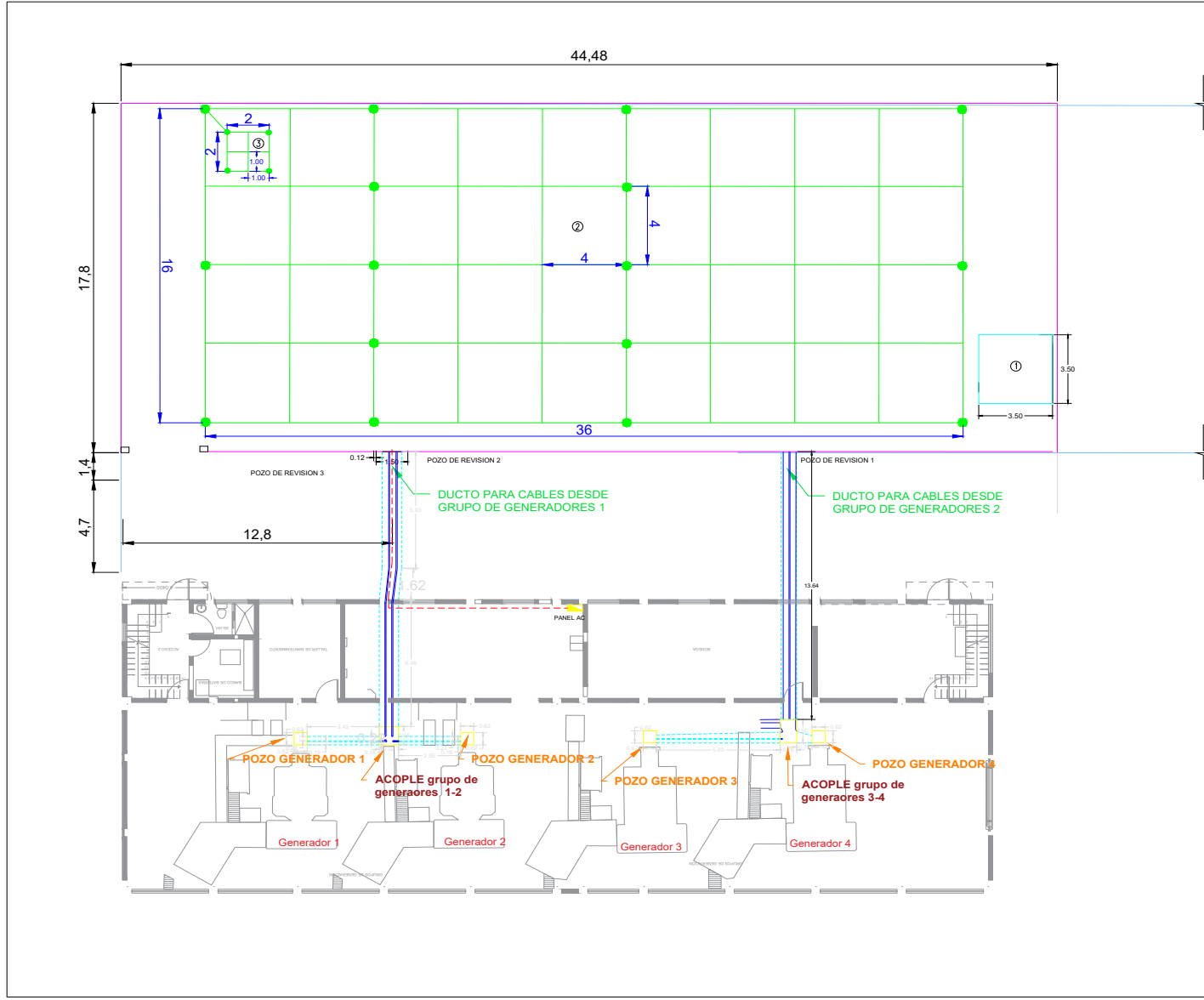


CUARTO DE CELDAS DE LA SUBSTACION DE LA CENTRAL HIDROELECTRICA ALAO

Cantón:	RIOBAMBA
Ubicación:	PUNGALA

Diseño:	Jairo Gusqui	Correo:	jgusqui@est.ups.edu.ec
Dibujo:	Jairo Gusqui	Telefs:	2961995 - 2961966
Fecha:	ENERO 2022	Hojas:	
Escala:		Formato:	
		Código:	

ANEXO 6.4
MALLA DE PUESTA A TIERRA DE LA
SUBESTACIÓN DE LA CENTRAL HIDROELÉCTRICA
ALAO.



COORDENADAS UTM X=767397,14 Y=9799623,83
SISTEMA WGS 84

UBICACION
S/E

LEYENDA	
●	VARILLA DE PUESTA A TIERRA
—	CONDUCTOR DE Cu 4/0
①	CISTERNA RECOLECTORA DE ACEITE
②	MALLA DE PUESTA A TIERRA DE LA SUBESTACION
③	MALLA DE PUESTA A TIERRA DEL TRANSFORMADOR DE SA



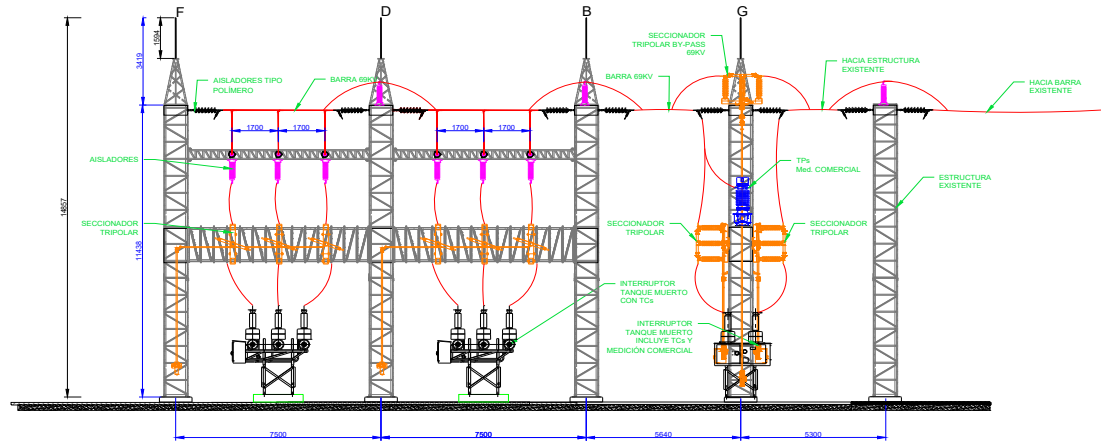
MALLA DE PUESTA A TIERRA DE LA SUBESTACION DE LA CENTRAL HIDROELÉCTRICA ALAO

Cantón:	RIOBAMBA
Ubicación:	PUNGALÁ

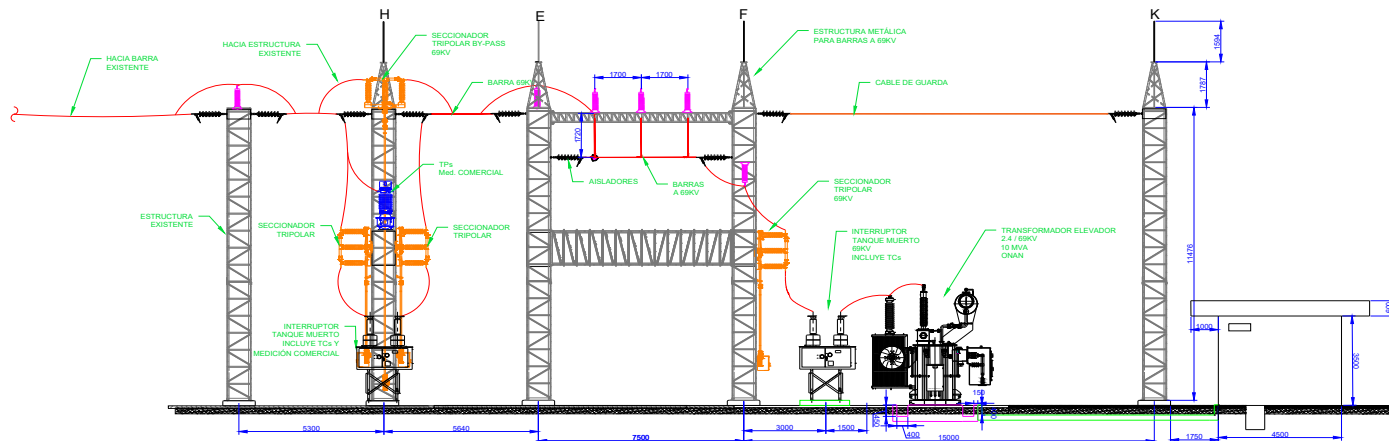
Diseño:	Jairo Gusqui	Correo:	jugusqui@est.ups.edu.ec
Dibujo:	Jairo Gusqui	Telefs:	
Fecha:	ENERO 2022	Hojas:	
Escala:		Formato:	
		Código:	

ANEXO 6.5
VISTA FRONTAL Y LATERAL DE LA SUBESTACIÓN
DE LA CENTRAL HIDROELÉCTRICA ALAO.

VISTA FRONTAL INGRESO A LA BARRA DE 69 kV



VISTA LATERAL



COORDENADAS UTM X=767397,14 Y=9799623,83
SISTEMA WGS 84

UBICACION

S/E



VISTA FRONTAL Y LATERAL DE LA SUBESTACIÓN DE LA C. HIDROELÉCTRICA ALAO

Cantón: RIOBAMBA

Ubicación: PUNGALÁ

Diseño: Jairo Gusqui Correo: jgusqui@est.ups.edu.ec

Dibujo: Jairo Gusqui Telef:

Fecha: ENERO 2022 Hojas: Código:

Escala: Formato: