

UNIVERSIDAD CATÓLICA DE SANTA MARÍA

FACULTAD DE CIENCIAS E INGENIERÍAS FÍSICAS Y FORMALES

PROGRAMA PROFESIONAL DE INGENIERÍA MECÁNICA, MECÁNICA ELÉCTRICA Y MECATRÓNICA



**“ESTUDIO DE PREINVERSION A NIVEL DE PERFIL DE LA AMPLIACION DE
POTENCIA DE LA SUBESTACION DE TRANSFORMACION DE MOYOBAMBA,
DISTRITO Y PROVINCIA DE MOYOBAMBA,
REGION SAN MARTIN”**

TOMO I

Tesis presentada por el Bachiller:

JESÚS ECHEGARAY UGARTE

Para optar el Título Profesional de:

Ingeniero Mecánico Electricista

AREQUIPA – PERÚ

2014

DEDICATORIA

*A Dios, por mostrarnos día a día que
con humildad, paciencia y sabiduría
todo es posible.*

A mis padres.

*Con todo mi cariño y mi amor para las
personas que hicieron todo en la vida para
que yo pudiera lograr mis sueños, por
motivarme y darme la mano cuando
sentía que el camino se terminaba, a
ustedes por siempre mi corazón y mi
agradecimiento.*

*A mis hermanas, por recibirme siempre
con los brazos abiertos sin esperar
nada a cambio.*

INDICE

	Págs.
DEDICATORIA	1
INDICE	2
INDICE DE CUADROS	12
INDICE DE GRÁFICOS	20
INDICE DE FIGURAS	22
RESUMEN	23
ABSTRACT	24
CAPÍTULO I	25
1. OBJETIVOS	25
1.1 Objetivo General	25
1.2 Objetivos Específicos	25
2. ALCANCES	26
3. LÍMITES	27
4. MARCO TEÓRICO	28
4.1 Subestaciones definición	28
4.2 Equipos de Subestación	28
4.2.1 Interruptores de Potencia	28
4.2.2 Interruptores de aire	30
4.2.3 Seccionadores	30
4.2.4 Interruptores de conexión a tierra	30

4.2.5	Relevadores de protección contra sobrevoltajes	31
4.2.6	Reactores limitadores de corriente.....	31
4.2.7	Transformador con conexión a tierra.....	32
4.3	Clasificación de las subestaciones eléctricas	32
4.3.1	Subestaciones tipo intemperie	33
4.3.2	Subestaciones de tipo Interior	33
4.3.3	Subestaciones tipo blindado	33
CAPÍTULO II		35
2.	ASPECTOS GENERALES	35
2.1.	Nombre del Proyecto.....	35
2.2.	Participación de las Entidades Involucradas y de los Beneficiarios	36
2.3.	Marco de Referencia	39
CAPÍTULO III		44
3.	IDENTIFICACIÓN.....	44
3.1.	Diagnóstico de la Situación Actual.....	44
3.1.1	Área de influencia y aérea de estudio	56
3.1.2	Los Bienes o servicios en los que intervendrá el Proyecto	64
3.2.	Definición del Problema y sus Causas.....	66
3.2.1.	Problema Central	66
3.2.2.	Análisis de las Causas del Problema	66
3.2.3.	Análisis de Efectos del problema principal	67

3.3. Objetivos del Proyecto	69
3.3.1. Objetivos General	69
3.3.2. Análisis de Medios	69
3.3.3. Análisis de Fines	70
3.4. Alternativas de Solución	72
 CAPÍTULO IV	 86
4. FORMULACION	86
4.1. Definición de horizonte de evaluación del proyecto	86
4.2. Análisis de la Demanda	86
4.3. Análisis de la Oferta	87
4.3.1 Fuente de suministro de energía	87
4.3.2 Instalaciones Eléctricas Existentes	93
4.4. Balance Oferta - Demanda	100
4.5. Análisis Técnico de la Alternativa de Solución	109
4.6. Costos de las Alternativas	122
4.6.1 Costos en la situación “Sin Proyecto”	122
4.6.2 Costos en la situación “Con Proyecto”	123
4.6.3 Costos de inversión de la Alternativa N° 01	123
4.6.4 Costos de inversión de la Alternativa N° 02	125
4.6.5 Costos de inversión de la Alternativa N° 03	127
4.7. Beneficios de las Alternativas	130
4.7.1 Beneficios por venta de energía	130

CAPÍTULO V	132
5. FLUJO DE POTENCIA Y CORTOCIRCUITO	132
5.1 Antecedentes	132
5.2 Objetivos	132
5.3 Metodología, Criterios y Premisas del estudio.	133
5.3.1. Generalidades	133
5.3.2. Metodología	133
5.4 Criterios de evaluación técnica	134
5.5 Criterios para evaluar los resultados de las simulaciones de flujo de potencia.....	135
5.6 Información base	136
5.7 Periodo de estudio.....	137
5.8 Descripción del sistema.....	137
5.8.1 Sistema eléctrico actual	137
5.9 Parámetros eléctricos	138
a. Parámetros eléctricos de los Transformador:	139
5.10 Análisis de los resultados	140
5.10.1 Operación Normal.....	140
5.11 Evaluación de Contingencias	145
5.12 Estudio de cortocircuito	146
CAPÍTULO VI	152
6. CÁLCULOS DE INGENIERÍA.....	152
6.1 Coordinación de Aislamiento	152

6.2	Selección de los niveles de aislamiento.....	153
6.2.1.	Datos Generales	154
6.2.2.	Metodología para la coordinación de aislamiento	154
6.2.3.	Determinación de las sobretensiones representativas (U_{rp}) ..	159
6.2.4.	Determinación de las tensiones de soportabilidad para coordinación U_{cw}	170
6.2.5.	Determinación de las tensiones de soportabilidad requeridas (U_{rw})	174
6.2.6.	Conversión a tensiones de soportabilidad normalizadas (U_w).....	178
6.2.7.	Selección de las tensiones de soportabilidad normalizadas	181
6.2.8.	Distancias mínimas en aire	183
6.2.9.	Cálculos justificativos coordinación de aislamiento nivel de tensión 138 kV	185
6.2.9.	Calculo justificativos coordinación de aislamiento nivel de tensión 60 kV	194
6.2.9.	Calculo justificativos coordinación de aislamiento nivel de tensión 22,9 kV	200
6.2.9.	Calculo justificativos coordinación de aislamiento nivel de tensión 10 kV	205

CAPÍTULO VII	212
7. SELECCIÓN DE EQUIPOS ELECTROMECHANICOS	212
7.1. Calculo de pararrayos en 138 kV	212
7.2. Calculo de pararrayos en 60 kV	215
7.3. Cálculo de pararrayos en 22,9 kV	217
7.4. Calculo de pararrayos en 10 kV	219
7.5. Interruptores de Potencia	222
7.5. Seccionadores	230
a) Selección de seccionadores en 138 kV	231
b) Selección de seccionadores en 60 kV	233
c) Selección de seccionadores en 22,9 kV	235
7.6. Transformador de Potencia	236
7.7. Transformadores de Tensión	238
7.7.1 Selección de transformador de tensión capacitivo 138 kV	238
7.7.2 Selección de transformador de tensión inductivo en 60 kV	242
7.7.3 Selección de transformador de tensión inductivo en 22,9 kV	244
7.8. Transformadores de corriente	246
7.8.1 Selección de los transformadores de corriente en 138 kV	247
7.8.2 Selección de los transformadores de corriente en 60 kV	258
7.8.3 Selección de transformadores de corriente en 22,9 kV	262
7.9. Servicios Auxiliares	271
7.9.1. Alumbrado y Tomacorrientes	271
7.9.2 Dimensionamiento de la potencia de SS.AA – corriente alterna	273
7.10. Calculo del Embarrado de 138 kV	274

7.10.1	Calculo de la corriente nominal	275
7.10.2	Consideraciones de las cargas en el diseño de barras	277
7.10.3.	Cálculo mecánico del sistema de barras	277
7.10.4.	Calculo de los aisladores	283
7.11.	Cálculo del Embarrado de 60 kV	289
7.11.1	Cálculo de la corriente nominal	289
7.11.2	Consideraciones de las cargas en el diseño de barras	291
7.11.3.	Cálculo mecánico del sistema de barras.....	292
7.11.4.	Cálculo de los aisladores	297
7.12.	Cálculo del Embarrado de 22,9 kV	303
7.12.1	Cálculo de la corriente nominal	303
7.12.2	Consideraciones de las cargas en el diseño de barras	305
7.12.3.	Cálculo mecánico del sistema de barras.....	306
7.12.4.	Cálculo de los aisladores	310
7.13.	Cálculo del embarrado de 10 kV.....	316
7.14.	Distancias de diseño en 138 kV en subestaciones de potencia.....	318
7.15.	Distancias de diseño en 60 kV en subestaciones de potencia.....	322
7.16.	Distancias de diseño en 22,9 kV en subestaciones de potencia	326
7.17.	Distancias de diseño en 10 kV en subestaciones de potencia	328
7.18.	Distancias Eléctrica	331
7.19.	Distancias de Seguridad	332
7.19.1	Valor básico	332
7.19.2	Zonas de seguridad	333
7.20.	Sistema de red de Puesta a Tierra	340

7.20.1.	Diseño de la puesta a tierra	340
7.20.2.	Objetivos de la puesta a tierra.....	340
7.20.3.	Requisitos de la puesta a tierra.....	341
7.20.4.	Diferencias de tensión y corriente tolerables	342
7.20.5.	Tensión de paso y Toque.....	343
7.20.6.	Resistividad del terreno.....	345
7.20.7.	Medición de la resistividad el terreno	345
7.20.8.	Fórmulas empleadas para el diseño de la red de tierra profunda	347
7.20.9.	Cálculo de la Red de Tierra Profunda	354
7.20.10.	Diseño de la Malla a tierra	363
CAPÍTULO VIII		364
8.	ESPECIFICACIONES TECNICAS DE EQUIPOS.....	364
8.1.	Pararrayos en 138 kV	364
8.2.	Pararrayos en 60 kV	365
8.3.	Pararrayos en 22,9 kV	366
8.4.	Pararrayos en 10 kV	367
8.5.	Interruptor 138 kV	368
8.6.	Interruptor 60 kV	369
8.7.	Interruptor 22,9 kV	370
8.8.	Interruptor 10 kV	371
8.9.	Seccionador 138 kV	372
8.10.	Seccionador 60 kV	373

8.11. Seccionador 22,9 kV	374
8.12. Seccionador 10 kV	375
8.13. Características del transformador de tensión capacitivo de 138 kV	376
8.14. Características del transformador de tensión inductivo de 60 kV	377
8.15. Características del transformador de tensión inductivo de 22,9 kV	378
8.16. Características del transformador de tensión inductivo de 10 kV	379
8.17. Características de los transformadores de corriente del lado de 138 kV	380
8.18. Características de los transformadores de corriente del lado de 60 kV	381
8.19. Características de los transformadores de corriente del lado de 22,9 kV	382
8.20. Características de los transformadores de corriente del lado de 10 kV	383
8.21 Estructuras Metalicas	384
CAPÍTULO IX	385
9. EVALUACION	385
9.1 Evaluación económica a precios sociales	385
9.1.1 Estimación de Costos Sociales	385
9.1.2 Valor Actual Neto a Precios Sociales	385
9.1.3 Tasa Interna de Retorno a Precios Sociales	386
9.2 Evaluación Económica a precios de Mercado	386
9.2.1 Valor Actual Neto a Precios de Mercado	386

9.2.2	Tasa Interna de Retorno a Precios de Mercado	387
9.3	Análisis de Sensibilidad	388
9.4	Análisis de Sostenibilidad del Proyecto	390
9.5	Impacto Ambiental	391
9.6	Plan de equipamiento e implementación	392
9.7	Selección de Alternativa	393
9.8	Cronograma de actividades	394
9.9	Matriz de Marco Lógico del proyecto	394
10.	CONCLUSIÓN	396
11.	RECOMENDACIONES	397
12.	BIBLIOGRAFÍA	398
13.	ANEXOS	399

INDICE DE CUADROS

	Págs.
Cuadro Nº 1 Centros de Generación de la Región San Marín	46
Cuadro Nº 2 Parque generador del SIRSM	47
Cuadro Nº 3 Línea de Transmisión Cajamarca Norte–Carhuaquero– Caclic–Moyobamba	49
Cuadro Nº 4 Demanda por Devanado de la set Moyobamba (MW).....	52
Cuadro Nº 5 Tasa de crecimiento de Demanda de la set Moyobamba.....	52
Cuadro Nº 6 Clientes año 2013	65
Cuadro Nº 7 Set Moyobamba Existente Devanado 132 KV – 15MVA	87
Cuadro Nº 8 Set Moyobamba Existente Devanado 60 KV – 15 MVA	89
Cuadro Nº 9 SET Moyobamba Existente Devanado 10 KV – 7MVA	90
Cuadro Nº 10 Subestaciones de Transformación Sistema Eléctrico San Martín	93
Cuadro Nº 11 Características Técnicas del Transformador de Potencia Set Moyobamba	94
Cuadro Nº 12 Líneas de Transmisión.....	95
Cuadro Nº 13 Sistema eléctrico de Distribución P.S.E.- Moyobamba Características de los Alimentadores y Parámetros Eléctricos Operativos	95
Cuadro Nº 14 Características Eléctricas y Estado Operativo de la Unidad de Generación CT Moyobamba Caterpillar	96
Cuadro Nº 15 Características Eléctricas y Estado Operativo de la Unidad de Generación CT Moyobamba BPS	97

Cuadro N° 16 Características Eléctricas y Estado Operativo de la Unidad de Generación CT Moyobamba EM	98
Cuadro N° 17 Características Eléctricas y Estado Operativo de la Unidad de Generación CT Moyobamba ALL POWER INC	99
Cuadro N° 18 Alternativa N° 01 Formato 4-A	100
Cuadro N° 19 Formato 4-B	102
Cuadro N° 20 Formato 4-C	104
Cuadro N° 21 Formato 4-D	106
Cuadro N° 22 Formato 4-E	108
Cuadro N° 23 Costo a Precios Privados Alternativa 1 Presupuesto Total del Proyecto Ampliación de Potencia de la Subestación de Transformación Moyobamba	124
Cuadro N° 24 Costo a Precios Sociales Alternativa 1 Presupuesto Total del Proyecto Ampliación de Potencia de la Subestación de Transformación Moyobamba	125
Cuadro N° 25 Costo a Precios Privados Alternativa 2 Presupuesto Total del Proyecto. Ampliación de Potencia de la Subestación de Transformación Moyobamba	126
Cuadro N° 26 Costo a Precios Sociales Alternativa 2 Presupuesto Total del Proyecto - Ampliación de Potencia de la Subestación de Transformación Moyobamba	127
Cuadro N° 27 Costo a Precios Privados Alternativa 3 Presupuesto Total del Proyecto - Ampliación de Potencia de la Subestación de Transformación Moyobamba	128

Cuadro N° 28 Costo a Precios Sociales Alternativa 3 Presupuesto Total del Proyecto - Ampliación de Potencia de la Subestación de Transformación Moyobamba	129
Cuadro N° 29 Tarifas de venta	130
Cuadro N° 30 Principales Variables para los beneficios	131
Cuadro N° 31 Tensiones de Barra sin Proyecto	140
Cuadro N° 32 Flujo de Carga en las líneas de Transmisión sin Proyecto	141
Cuadro N° 33 Tensiones de Barra con Proyecto	142
Cuadro N° 34 Flujo de Carga en las líneas de Transmisión con Proyecto	143
Cuadro N° 35 Comparación entre Niveles de Tensión	144
Cuadro N° 36 Comparación entre nivel de carga de las Líneas de transmisión	144
Cuadro N° 37 Nivel de Carga de TR Moyobamba – PROY en contingencia .	145
Cuadro N° 38 Corto Circuito Trifásico–Corrientes Máximas–Mínimas/con Proyecto	147
Cuadro N° 39 Corto Circuito Monofásico–Corrientes Máximas–Mínimas/con Proyecto	148
Cuadro N° 40 Corto Circuito Trifásico–Corrientes Máximas–Mínimas/sin Proyecto	149
Cuadro N° 41 Corto Circuito Monofásico–Corrientes Máximas–Mínimas/sin Proyecto	150
Cuadro N° 42 Distancias específicas mínimas nominales	160
Cuadro N° 43 Distancia de fuga recomendadas	161
Cuadro N° 44 Factor A según el comportamiento de la línea ante descargas atmosféricas	174

Cuadro N° 45 (Norma IEC-60071-2) muestra los factores de conversión requeridos:.....	179
Cuadro N° 46 Standard insulation levels for range I ($1\text{kV} < U_m \leq 245\text{ kV}$)	182
Cuadro N° 47 Imagen Distancias mínimas en aire de acuerdo al nivel de aislamiento al impulso tipo rayo	184
Cuadro N° 48 Valores sugeridos de U_{e2} y U_{p2} según IEC	186
Cuadro N° 49. Valores de K_a	191
Cuadro N° 50. Tensiones de Soportabilidad requeridas	192
Cuadro N° 51. Paso 4: Conversión a tensiones de soportabilidad normalizadas	193
Cuadro N° 52. Resumen de las tensiones de soportabilidad requeridas	193
Cuadro N° 53. Paso 1: Determinación de la Sobretensiones representativas U_{rp}	195
Cuadro N° 54. Paso 2: Determinación de las tensiones de soportabilidad para coordinación (U_{cw})	196
Cuadro N° 55. Paso 3: Determinación de las tensiones de soportabilidad requeridas (U_{rw})	197
Cuadro N° 56. Paso 4: Conversión a tensiones de soportabilidad normalizadas U_w	198
Cuadro N° 57. Resumen de las tensiones de soportabilidad requeridas	199
Cuadro N° 58 Paso 1: Determinación de las sobretensiones representativas U_{rp}	200
Cuadro N° 59. Paso 2: Determinación de las tensiones de soportabilidad para coordinación (U_{cw})	201

Cuadro N° 60. Paso 3: Determinación de las tensiones de soportabilidad requeridas (U_{rw})	202
Cuadro N° 61. PASO 4: Conversión a tensiones de soportabilidad normalizadas U_w	203
Cuadro N° 62. Resumen de las tensiones de soportabilidad requeridas	204
Cuadro N° 63. Paso 1: Determinación de las sobretensiones representativas U_{rp}	206
Cuadro N° 64. Paso 2: Determinación de las tensiones de soportabilidad para coordinación (U_{cw})	207
Cuadro N° 65. Paso 3: Determinación de las tensiones de soportabilidad requeridas (U_{rw})	208
Cuadro N° 66. PASO 4: Conversión a tensiones de soportabilidad normalizadas U_w	209
Cuadro N° 67. Resumen de las tensiones de soportabilidad requeridas	210
Cuadro N° 68. Pararrayos en 138 kV	215
Cuadro N° 69. Pararrayos en 60 kV	216
Cuadro N° 70. Pararrayos en 22,9 kV	217
Cuadro N° 71. Pararrayos en 10 kV	219
Cuadro N° 72. Rated insulation levels for rated voltages of range I, series I ..	224
Cuadro N° 73. Demanda proyectada al 2012	237
Cuadro N° 74. Límites de error para transformadores de tensión para medición	241
Cuadro N° 75. Límites de error para transformadores de tensión para protección	242
Cuadro N° 76. Corriente asignada del secundario	248

Cuadro N° 77. Límites de error para transformadores de corriente para medida.....	257
Cuadro N° 78. Límites de error para transformadores de corriente convencionales para protección.....	257
Cuadro N° 79. Capacidad de corriente en conductores flexible.....	276
Cuadro N° 80. Características Mecánicas – Aluminio 240 mm ²	276
Cuadro N° 81. Distancias de Seguridad.....	282
Cuadro N° 82. Factores de sobretensión (n).....	286
Cuadro N° 83. Características de aisladores 10" x 5 ¾ NKG.....	287
Cuadro N° 84. Capacidad de corriente en conductores flexible.....	290
Cuadro N° 85. Características Mecánicas – Aluminio 240 mm ²	291
Cuadro N° 86. Distancias de Seguridad.....	296
Cuadro N° 87. Factores de sobretensión (n).....	299
Cuadro N° 88. Características de aisladores 10" x 5 ¾ NKG.....	301
Cuadro N° 89. Capacidad de corriente en conductores flexible.....	304
Cuadro N° 90. Características mecánicas – Aluminio 120 mm ²	305
Cuadro N° 91. Factores de sobretensión (n).....	313
Cuadro N° 92. Características de aisladores 10" x 5 ¾ NKG.....	314
Cuadro N° 93. Características Mecánicas – Aluminio 120 mm ²	317
Cuadro N° 94 Distancias de Diseño en 138 kV.....	321
Cuadro N° 95 Distancias de Diseño 60 kV.....	325
Cuadro N° 96 Distancias de Diseño 22,9 kV.....	328
Cuadro N° 97 Distancia de Diseño en 10 kV.....	331
Cuadro N° 98. Valores de resistividad medidos para diferentes capas del terreno	347

Cuadro N° 99. Constantes de materiales	350
Cuadro N° 100. Características del cobre suave recocido	355
Cuadro N° 101. Características generales de la red de tierra profunda.....	363
Cuadro N° 102. Características del Pararrayos en 138 kV	364
Cuadro N° 103. Características del Pararrayos en 60 kV	365
Cuadro N° 104. Características del Pararrayos en 22,9 kV	366
Cuadro N° 105. Características del Pararrayos en 10 kV	367
Cuadro N° 106. Características del Interruptor 138 kV	368
Cuadro N° 107. Características del interruptor 60 kV	369
Cuadro N° 108. Características del Interruptor 22,9 kV	370
Cuadro N° 109. Características del interruptor 10 kV	371
Cuadro N° 110. Características de sección en 138 kV	372
Cuadro N° 111. Características del Seccionador 60 kV	373
Cuadro N° 112. Características del Seccionador 22,9 kV	374
Cuadro N° 113. Características de seccionador de barra en 10 kV	375
Cuadro N° 114. Características del transformador de tensión capacitivo de 138 kV	376
Cuadro N° 115. Características del transformador de tensión inductivo de 60 kV	377
Cuadro N° 116. Características del transformador de tensión inductivo de 22,9 kV	378
Cuadro N° 117. Características del transformador de tensión inductivo de 10 kV	379
Cuadro N° 118. Características de los transformadores de corriente del lado de 138 kV	380

Cuadro N° 119. Características de los transformadores de corriente del lado de 60 kV	381
Cuadro N° 120. Características de los transformadores de corriente del lado de 22,9 kV	382
Cuadro N° 121. Características del transformador de corriente del lado de 10 kV.....	383
Cuadro N° 122 Resumen de indicadores VAN y TIR	388
Cuadro N° 123 Resumen de indicadores VAN y TIR	388
Cuadro N° 124 Análisis de Sensibilidad del Proyecto Ampliación de Potencia de la Subestación de Transformación de Moyobamba. Distrito y Provincia de Moyobamba, Región San Martín	389
Cuadro N° 125 Evaluación Financiera	391
Cuadro N° 126 Indicadores Económicos a precios Privados.....	393
Cuadro N° 127 Indicadores Económicos a precios Sociales	393
Cuadro N° 128 Formato N° 10 Matriz De Marco Lógico Ampliación de Potencia de la Subestación de Transformación de Moyobamba Distrito y Provincia de Moyobamba, Región San Martín	395

INDICE DE GRÁFICOS

	Págs.
Gráfico N° 1 Participación del Parque Generador	48
Gráfico N° 2 Crecimiento de la Demanda SIRSM a nivel de Generación.	50
Gráfico N° 3 Máxima Demanda por Devanado SET Moyobamba	53
Gráfico N° 4 Oferta Vs Demanda Devanado de 138V	54
Gráfico N° 5 Oferta Vs Demanda Devanado 60 KV	54
Gráfico N° 6 Oferta Vs Demanda Devanado 10 KV	55
Gráfico N° 7 Árbol de causas y efectos	68
Gráfico N° 8 Objetivos del Proyecto	69
Gráfico N° 9 Árbol de medios y fines.....	71
Gráfico N° 10 Devanado 132kv en la Condición ONAN	88
Gráfico N° 11 Devanado 60 KV en la Condición ONAN.	89
Gráfico N° 12 Devanado 10KV en la condición ONAN.....	90
Gráfico N° 13 Balance Oferta – Demanda Degeneración.....	101
Gráfico N° 14 Balance Oferta – Demanda de SEIN	103
Gráfico N° 15 Déficit en los Años 2014- 2033	105
Gráfico N° 16 Déficit en los Años 2014- 2033	107
Gráfico N° 17 Déficit en los Años 2016- 2033	109
Gráfico N° 18 Área de Influencia del Proyecto Moyobamba.....	138
Gráfico N° 19 Parámetros eléctricos del Transformador.	139
Gráfico N° 20. Tipo de sobretensiones y sus rangos de duración	156
Gráfico N° 21. Criterios generales para la coordinación de aislamiento.	157
Gráfico N° 22. Criterios generales para coordinación de aislamiento	159

Gráfico N° 23. Guía para la selección de U_{e2} para sobretensiones de frente lento en eventos de energización y energización de líneas. ..	167
Gráfico N° 24. Figura 3.5 Relación entre U_{e2} y U_{p2}	167
Gráfico N° 25. Evaluación del factor de coordinación determinístico K_{ed}	171
Gráfico N° 26. Dependencia del exponente m en la coordinación de las tensiones de soportabilidad al impulso de maniobra.	176
Gráfico N° 27 Alturas mínimas de las partes de los equipos sobre el suelo .	318
Gráfico N° 28 Altura de remate de líneas de transmisión en subestaciones	320
Gráfico N° 29 Alturas mínimas de las partes de los equipos sobre el suelo .	322
Gráfico N° 30 Altura de remate de líneas de transmisión en subestaciones	324
Gráfico N° 31 Alturas mínimas de las partes de los equipos sobre el suelo .	326
Gráfico N° 32 Alturas mínimas de las partes de los equipos sobre el suelo .	329
Gráfico N° 33 Valor básico	333
Gráfico N° 34 Distancias medias para un operador	335
Gráfico N° 35 Ejemplo de la franja de circulación de personal	335
Gráfico N° 36 Distancias de seguridad para circulación de vehículos	336
Gráfico N° 37 Franja de circulación usada para servicios de mantenimiento con herramientas livianas	338
Gráfico N° 38 Franja de circulación usada para servicios de mantenimiento con herramientas pesadas	339
Gráfico N° 39. Factor de reducción C_s , como una función del factor de reflexión k y del espesor de la capa de piedra h_s	343
Gráfico N° 40. Método de Wenner	346

INDICE DE FIGURAS

	Págs.
Figura N° 1 Localización del Proyecto.....	35
Figura N° 2 SET Moyobamba	40
Figura N° 3 Ubicación Set Moyobamba	41
Figura N° 4 Ubicación del Sistema Interconectado Regional San Martín - SIRSMA	45
Figura N° 5 Diagrama Unifilar de la SET Moyobamba	51
Figura N° 6 Área de influencia y aérea de estudio	56
Figura N° 7 Sistema Eléctrico Moyobamba	57
Figura N° 8 Localización Moyobamba.....	58
Figura N° 9 Plaza de Armas de Moyobamba	61
Figura N° 10 Diagrama Unifilar: Alternativa 01.....	73
Figura N° 11 Diagrama Unifilar: Alternativa 02.....	78
Figura N° 12 Diagrama Unifilar: Alternativa 03.....	82
Figura N° 13 Diagrama Unifilar: Alternativa 01.....	110
Figura N° 14 Diagrama Unifilar: Alternativa 02.....	114
Figura N° 15 Diagrama Unifilar: Alternativa 03.....	119

RESUMEN

El presente trabajo de investigación fue desarrollado con la finalidad de proponer una mejora a la actual subestación de transformación de Moyobamba, distrito y provincia de Moyobamba, región de San Martín, que permite una suficiente capacidad de potencia para atender la creciente demanda del sistema eléctrico Moyobamba.

Con la información obtenida en campo que comprende: Formatos del proceso de facturación, registros diarios de potencia y energía, reportes de mala calidad de servicio eléctrico, se han elaborado tres propuestas de mejora al modelo actual que sugiere una ampliación de potencia.

De acuerdo al balance oferta demanda, se observa que los devanados del transformador existente de Moyobamba ya están al borde del límite tanto en ONAN y ONAF y según su crecimiento de la demanda es necesario la implementación de otro nuevo transformador para así garantizar la demanda para los próximos años.

Una vez definida las propuestas de mejora al actual modelo de subestación se ha realizado un análisis técnico económico, el cual determinara la propuesta a seleccionar.

De acuerdo al estudio se recomienda seleccionar la propuesta 01 porque es la más óptima y rentable, además presenta indicadores económicos positivos a precios privados y sociales en el horizonte de vida del proyecto

Se ha demostrado la viabilidad técnica del proyecto, por lo tanto no existe ningún impedimento para su ejecución.

ABSTRACT

This research was developed in order to propose an improvement to the current transformer substation Moyobamba, district and province of Moyobamba region of San Martín, allowing sufficient power capacity to meet growing demand Moyobamba electrical system.

With the information obtained in field comprising: Formats of the billing process, daily logs power and energy, reports of poor quality electrical service, have made three proposals to improve the current model suggesting a power booster.

According to balance demand supply, it is observed that the windings of the existing transformer Moyobamba are already near the limit both ONAN and ONAF and by growth in demand the implementation of a new transformer is necessary to guarantee the demand for coming years.

Once defined the proposed improvements to the current model substation has made a financial technical analysis, which will determine the proposal to be selected.

According to the study it is recommended to select the proposal in January because it is the most optimal and cost, also has positive private and social economic indicators prices on the horizon project life

It has demonstrated the technical feasibility of the project, so there is no impediment to its implementation.

CAPÍTULO I

1. OBJETIVOS

1.1 Objetivo General

Suficiente capacidad de potencia para atender la creciente demanda del Sistema Eléctrico Moyobamba.

1.2 Objetivos Específicos

Efectuar el diseño electromecánico de la Subestación Eléctrica en 138/60/22,9/10 kV – 20 MVA, para suministrar energía eléctrica a la localidad de Moyobamba.

Realizar un análisis técnico económico de tal manera que nos permita seleccionar la alternativa que presente mejores indicadores económicos. Analizar la operación del SEIN en estado estacionario con cálculos de flujo de potencia para verificar los niveles de tensión en las barras principales y los niveles de carga en las líneas de transmisión y transformadores pertenecientes a la zona de influencia del proyecto considerando la Ampliación de la subestación Moyobamba.

Analizar los niveles de corriente de falla ante cortocircuitos y asegurar que los equipos de interrupción existentes y previstos en la zona cercana al proyecto tengan la capacidad suficiente para soportar estas nuevas exigencias.

2. ALCANCES

Mediante Oficio SIED N° 076-2013/OPI FONAFE de fecha 03 de Julio del 2013. La Oficina de Programación e Inversiones de FONAFE aprueba el Plan de Trabajo de la “Ampliación de la Subestación de Transformación de Moyobamba en el distrito y provincia de Moyobamba, en la Región de San Martín” y solicita se formule el estudio a nivel de Perfil.

La Empresa Electro Oriente S.A., mediante la aprobación del Plan de Trabajo por FONAFE comienza a realizar el estudio de Preinversión a nivel de Perfil de “Ampliación de la Subestación de Transformación de Moyobamba en el distrito y provincia de Moyobamba, en la Región de San Martín”.

El Presente informe solo tomara en cuenta el Diseño Electromecánico de la Subestación Eléctrica en 138/60/22,9/10 kV - 20 MVA para suministrar energía eléctrica a la localidad de Juanjui, esta esencialmente orientado a los cálculos justificativos en base al Estudio de demanda, Análisis del Sistema de Potencia e Ingeniería de Detalle Preliminar.

Asimismo, no se desarrolla el estudio de obras civiles y Telecomunicaciones por ser motivo de otras especialidades, tampoco se desarrolla el estudio de coordinación de Protección, solo se menciona como equipos instalados, por ser motivo de un tema especializado y amplio.

3. LÍMITES

No se desarrolla el estudio de obras civiles y Telecomunicaciones por ser motivo de otras especialidades, tampoco se desarrolla el estudio de coordinación de Protección, solo se menciona como equipos instalados, por ser motivo de un tema especializado y amplio.

No se desarrollara el estudio de Impacto Ambiental por ser motivo de otra especialidad, pero se menciona por ser requisito del Sistema Nacional de Inversión Pública.

La fase de implementación del proyecto es la inversión que haría el Estado a través del Ministerio de Energía y Minas y Electro Oriente S.A.

El proyecto será válido en el periodo de tiempo en el que este se realice, con los datos proporcionados por la empresa en ese momento, debido a que puede haber cambios en las finanzas de la empresa o en los mercados internacionales.

La información base es la proporcionada por la empresa, a la fecha de inicio del proyecto, y sus proyecciones están en base a la misma, cualquier cambio o tiempo, modificaría las cifras financieras.

Por políticas de la empresa, la revelación de los nombres reales, algunas cifras y cierta información que consideran importantes de resguardar, no serán mencionadas en este proyecto.

4. MARCO TEÓRICO

4.1 Subestaciones definición

Una subestación eléctrica se puede definir como un conjunto de máquinas, aparatos y circuitos que tienen la función de modificar los parámetros de la potencia eléctrica (tensión y corriente) y de permitir el suministro de la misma al sistema y líneas de transmisión existentes.

4.2 Equipos de Subestación

Por lo general una subestación de mediano voltaje contiene los siguientes componentes principales:

- Transformadores
- Interruptores de Potencia
- Seccionadores
- Interruptores de conexión a tierra
- Relevadores y dispositivos de protección
- Relevadores de protección contra sobrevoltajes
- Reactores limitadores de corriente
- Transformadores de instrumentos
- Relevadores y dispositivos de protección

4.2.1 Interruptores de Potencia

Los Interruptores de Potencia están diseñados para interrumpir corrientes normales o corrientes de cortocircuito. Funcionan como grandes interruptores que se pueden abrir y cerrar mediante

botones locales o mediante señales de telecomunicación distantes emitidas por el sistema de protección. Por lo tanto los cortacircuitos abrirán automáticamente un circuito siempre que la corriente de línea, el voltaje de línea, la frecuencia, etc., rebasen un límite preestablecido.

Los tipos más importantes de cortacircuitos son los siguientes:

- Interruptores de aceite (OCB, por sus siglas en inglés)
- Interruptores de aire comprimido
- Interruptores SF₆
- Interruptores de vacío

Normalmente la placa de identificación de un interruptor de potencia indica (1) la corriente de estado permanente máxima que puede soportar, (2) la corriente máxima de interrupción, (3) el voltaje de línea máximo y (4) el tiempo de interrupción en ciclos. El tiempo de interrupción puede durar de 3 a 8 ciclos en un sistema de 60 Hz. Para interrumpir grandes corrientes así de rápido, se tiene que garantizar una rápida desionización del arco, combinada con un rápido enfriamiento. La interrupción de alta velocidad limita el daño a las líneas de transmisión y al equipo y, lo que es igualmente importante, ayuda a mantener la estabilidad del sistema siempre que ocurra una contingencia.

4.2.2 Interruptores de aire

Los interruptores de aire son capaces de interrumpir las corrientes de excitación de transformadores o las moderadas corrientes capacitivas de líneas de transmisión sin carga, pero no pueden interrumpir corrientes de carga normales.

4.2.3 Seccionadores

A diferencia de los interruptores de aire, los seccionadores no pueden interrumpir una corriente. Solo deben abrirse y cerrarse cuando la corriente es cero. Básicamente son interruptores aislantes que permiten aislar cortacircuitos de aceite, transformadores, líneas de transmisión, etc., de una red cargada o activa. Los interruptores de desconexión son esenciales para la realización de trabajos de mantenimiento y para reencauzar el flujo de potencia.

4.2.4 Interruptores de conexión a tierra

Los interruptores de conexión a tierra son interruptores de seguridad que garantizan que una línea de transmisión esta efectivamente conectada a tierra mientras se realizan reparaciones. Los interruptores de conexión a tierra se abren y cierran solo cuando las líneas son desenergizadas.

4.2.5 Relevadores de protección contra sobrevoltajes

El propósito de un relevador de protección contra sobrevoltajes (también llamado pararrayos o desviador de sobrevoltajes) es limitar los sobrevoltajes que puede ocurrir a través de transformadores y otros equipos eléctricos debido a rayos (descargas eléctricas atmosféricas) o sobrevoltajes por conmutación. El extremo superior del revelador de protección está conectado a la línea o terminal que tiene que ser protegida, mientras que el inferior está firmemente conectado a tierra.

Idealmente un relevador de protección contra sobrevoltajes limita cualquier voltaje que sobrepase el máximo especificado, permitiendo que una gran corriente, si es necesario, se desvíe a tierra, de este modo el relevador de protección absorbe energía del sobrevoltaje entrante.

4.2.6 Reactores limitadores de corriente

Por lo general, el bus o barra colectora de mediano voltaje de una subestación energiza varios alimentadores, los cuales conducen potencia hacia centros de carga regionales entorno a la subestación. Sucede que la impedancia de salida de la barra colectora de mediano voltaje generalmente es muy baja. Por consiguiente, si ocurriera un cortocircuito en uno de los alimentadores, la corriente de cortocircuito resultante sería desastrosa.

Para evitar que suceda esto, se conecta un reactor limitador de corriente en serie con cada fase del alimentador. La reactancia debe ser suficientemente alta para mantener la corriente por debajo de la capacidad de interrupción del cortacircuito pero no tan alta como para producir una gran caída de voltaje en condiciones de plena carga normales.

4.2.7 Transformador con conexión a tierra

En ocasiones tenemos que crear un neutro en un sistema trifásico de tres hilos para cambiarlo a uno trifásico de cuatro hilos. Podemos hacerlo mediante un transformador de conexión a tierra. Básicamente es un autotransformador trifásico en el que los devanados primario y secundario están conectados en serie pero en zigzag en un núcleo de 3 patas.

4.3 Clasificación de las subestaciones eléctricas

- De acuerdo a su función:
 - Subestaciones elevadoras
 - Receptoras primarias
 - Receptoras secundarias
- De acuerdo al tipo de instalación:
 - Intemperie
 - Interior
 - Blindado

4.3.1 Subestaciones tipo intemperie

Son aquellas que están construidas para operar a la intemperie y que requieren del uso de máquinas y aparatos adaptados para el funcionamiento en condiciones atmosféricas adversas (lluvia, nieve, viento, contaminación ambiental) generalmente se usan para sistemas de alta tensión y en una forma muy elemental en las redes de distribución aéreas.

4.3.2 Subestaciones de tipo Interior

Las subestaciones que son instaladas en el interior de edificios no se encuentran por lo tanto sujetas a las condiciones de la intemperie, esta solución en la actualidad solo encuentra aplicación en ciertos tipos de subestaciones que ocupan poco espacio y que se conocen como subestaciones unitarias, que operan con potencias relativamente bajas y se emplean en el interior de industrias o comercios.

4.3.3 Subestaciones tipo blindado

En este tipo de subestaciones los aparatos y las maquinas se encuentran completamente blindados y el espacio que ocupan, a igualdad de potencia y tensiones; es muy reducido en comparación con los otros tipos de subestaciones.

Generalmente se utilizan en fábricas, hospitales, auditorios edificios y centros comerciales que requieran poco espacio para su instalación.



CAPÍTULO II

2. ASPECTOS GENERALES

2.1. Nombre del Proyecto

“Ampliación de potencia de la Subestación de Transformación de Moyobamba, Distrito y Provincia de Moyobamba, Región San Martín”.

Distrito : Moyobamba

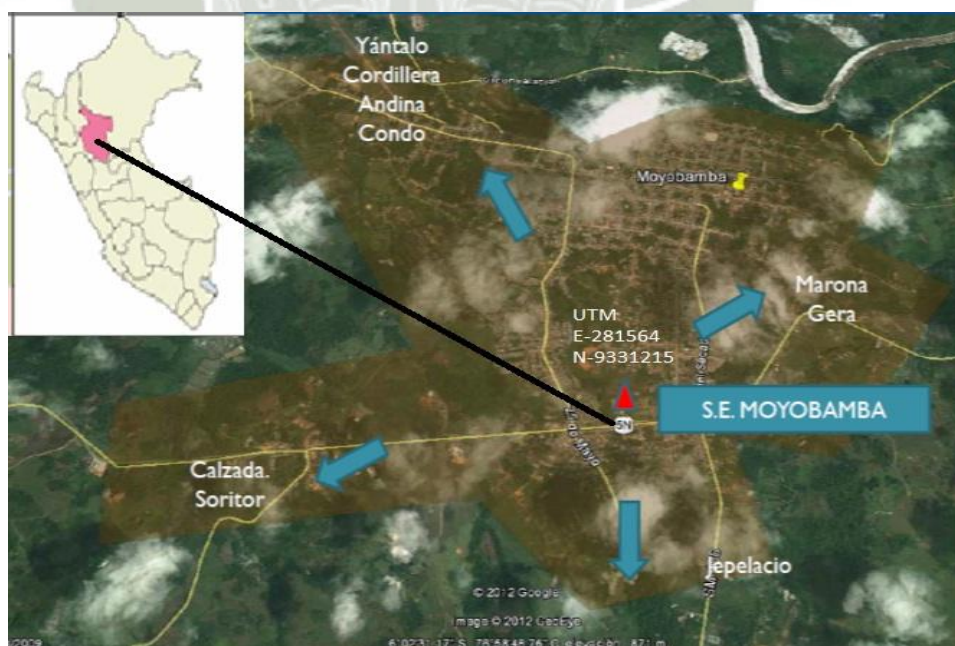
Provincia : Moyobamba

Región : San Martín.

La Localización del Proyecto se encuentra en las coordenadas UTM, Este 281564, Norte 9331215.

Figura N° 1

Localización del Proyecto



Fuente: Google Earth

2.2. Participación de las Entidades Involucradas y de los Beneficiarios

Para el desarrollo del proyecto es necesaria la participación activa y decidida de las autoridades locales, regionales y de la población (beneficiarios) para garantizar la buena ejecución del proyecto. Entre los involucrados tenemos:

2.2.1 Empresa Electro Oriente S.A.

Electro Oriente S.A. fue constituida con Resolución Ministerial N° 320-83-EM/DGE del 23 de diciembre de 1983, ésta es una empresa estatal de derecho privado que tiene la concesión eléctrica de los departamentos de Loreto y San Martín, siendo por lo tanto la concesionaria de la zona de Proyecto. Electro Oriente S.A. participará como la unidad operadora del Proyecto.

2.2.2 Municipalidad Distrital de Moyobamba

Mediante su Departamento de Catastro Urbano, quienes brindarán los permisos y licencias en la etapa de construcción de la obra.

2.2.3 Ministerio de Energía y Minas (MEM/DGER)

El Ministerio de Energía y Minas, a través de la Dirección General de Electrificación Rural; que es la encargada de priorizar y fomentar la ejecución del Plan Nacional de Electrificación rural en el país y la ejecución del proyecto.

2.2.4 Osinergmin (Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería)

Es la Entidad que se encargará de velar por el cumplimiento de la Normativa durante la ejecución del proyecto.

2.2.5 FONAFE (Fondo Nacional de Financiamiento de la Actividad Empresarial del Estado)

FONAFE, a través de la Oficina General de Planeamiento y Presupuesto, Oficina de Programación de Inversiones (OPI-FONAFE), es la institución asignada para la revisión y aprobación del Proyecto de Inversión Pública.

2.2.6 MEF (Ministerio de Economía y Finanzas)

Es la institución encargada de Planear, dirigir y controlar asuntos relativos a la política fiscal, financiación, endeudamiento, presupuesto, tesorería y contabilidad.

2.2.7 DGPI (Dirección General de Política de Inversiones)

Es la encargada de modernizar y agilizar la gestión pública, con el fin de que los recursos del Estado tengan un uso más eficiente.

2.2.8 COES (Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional)

Es la entidad encargada de coordinar la operación de corto, mediano y largo plazo del SEIN al mínimo costo, preservando la seguridad del sistema, el mejor aprovechamiento de los recursos energéticos, así como planificar el desarrollo de la transmisión del SEIN y administrar el mercado de corto plazo.

2.2.9 Población

La participación de la población, como principales beneficiarios, consistirá en el compromiso de pago de las tarifas por el consumo de energía eléctrica en la etapa de operación y mantenimiento, también brindaran la información necesaria para los diferentes estudios en la etapa de la elaboración del Proyecto.

2.3. Marco de Referencia

2.3.1 Antecedentes del Proyecto

La Subestación de Transformación Moyobamba fue puesta en servicio en Julio 1999 y es de propiedad de Electro Oriente S.A., esta Subestación cuenta con un transformador de Potencia de 15-20/15-20/7-9 MVA, ONAN-ONAF, 132/60/10KV, el cual se conecta a través de una (01) celda Línea Transformación en 138KV con el SIRSM y este al SEIN a través de la Línea de Transmisión 138KV Tocache-Bellavista de capacidad de 40MW de Potencia efectiva.

También cuenta con Tres (03) alimentadores en 10KV, MO-S01, MO-S02, MO-S03, Solo el Alimentador MO-S03 abarca el casco Urbano, MO-S01, MO-S02 están abarcando la parte Rural del Sistema Eléctrico Moyobamba.

Existe también una línea Primaria 10KV de Emergencia de 3.5km que conecta la SET Moyobamba con la CT Moyobamba de 2x2.5 MVA constituida por 2 grupos rápidos Caterpillar

La Distribución de energía eléctrica se realiza a través de (03) Alimentadores radiales que operan de la siguiente manera:

- Alimentador MO-S01 (Distrito Moyobamba a 10kv).
- Alimentador MO-S02 (Distrito Yántalo a 10 kv).
- Alimentador MO-S03 (Distrito Moyobamba a 10kv).

Estos alimentadores son alimentados desde el centro de transformación de Potencia Moyobamba como se muestra en la siguiente figura N° 2 y 3.

Figura N° 2

SET Moyobamba



Fuente: Elaboración propia

Figura N° 3
Ubicación Set Moyobamba



Fuente: Google Earth

Debido al crecimiento de la demanda en el Sistema Eléctrico Moyobamba, genera carencias en la garantía de suministro, empeorando la fiabilidad del sistema y limitando en algunos casos el suministro a nuevos Proyectos de Electrificación Rural y a Clientes industriales. Por ello, es necesario aumentar la Capacidad de Potencia de la Subestación de Transformación Moyobamba ya que dicha Subestación forma parte del Sistema Interconectado Regional San Martín (SIRSM) y es la más importante en todo el Alto Mayo.

Así mismo, el Ministerio de Energía y Minas viene ejecutando las obras de los paquetes de Electrificación Rural ubicados en el Departamento de San Martín.

La Concesionara tiene la obligación de atender a sus clientes y dotar de energía eléctrica a las nuevas poblaciones que se van a conectar a sus instalaciones, lo cual hace que el Sistema Eléctrico Moyobamba tenga un crecimiento energético muy importante en la Región San Martín.

Por lo expuesto, se ha tomado la decisión de realizar la Ampliación de Potencia de la Subestación de Transformación de Moyobamba, Distrito y Provincia de Moyobamba, Región San Martín, para atender a las futuras ampliaciones de Electrificación Rural que está realizando el MEM/DGER y las Cargas especiales de Sistema de Utilización.

2.3.2 Lineamientos de Política relacionados con el Proyecto

Entre los lineamientos de política del sector energía relacionados con el presente proyecto se encuentran:

- Promover el desarrollo y mejoramiento de la infraestructura energética en los lugares aislados y lejanos de la Región San Martín, como medio que permite un crecimiento homogéneo de la economía, de equidad social y generadora de empleo.

- Ampliar la frontera eléctrica a nivel regional y nacional y aumentar así el coeficiente de electrificación al 100% dentro del área de concesión de la región con calidad, seguridad y optimizando los costos de inversión con el fin de brindar la posibilidad de acceder al uso de la energía eléctrica.
- El presente proyecto se fundamenta en la ley **Nº 27293** del 27 de junio del 2000, Ley del Sistema Nacional de Inversión Pública, modificado por las leyes Nº 28522, 28802 y DL Nº 1005.
- Reglamento de la Ley que crea el Sistema Nacional de Inversión Pública, aprobado mediante DS Nº 221-2006-EF.
- Directiva General del Sistema Nacional de Inversión Pública, Directiva Nº 004-2007-EF y RD Nº 009-2007-EF/68.01.
- Resolución Directoral Nº 002-2009-EF/68.01, Aprueban Directiva General del Sistema Nacional de Inversión Pública.
- Ley de Concesiones Eléctricas y su Reglamento.
- Ley General de Electrificación Rural, Ley Nº 28749.
- Reglamento de la Ley General de Electrificación Rural, aprobado mediante D.S Nº 025-2007-EM.

CAPÍTULO III

3. IDENTIFICACIÓN

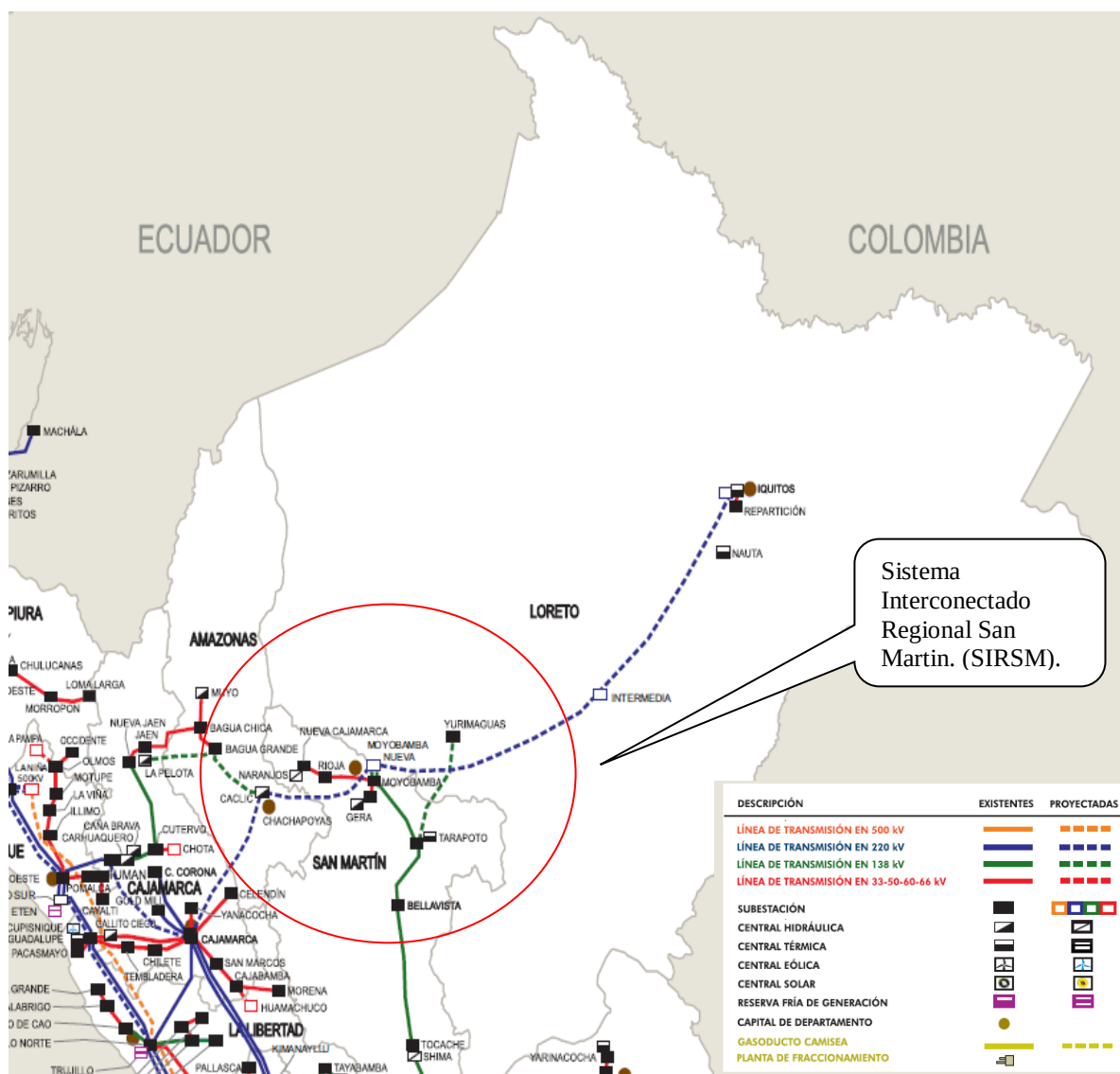
3.1. Diagnóstico de la Situación Actual

a) Del Sistema Interconectado Regional San Martín (SIRSM)

Electro Oriente S.A. es la concesionaria encargada de la generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica en la Región de San Martín; el cual comprende tres importantes centros de carga localizadas en el la Región de San Martín y conectados mediante una línea de transmisión de 138 kV, estando conectada por intermedio de línea de Transmisión 138kV Tocache-Bellavista con el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN), adicionalmente se tienen las Líneas de Transmisión en 60kV Moyobamba-Rioja, Rioja-Nueva Cajamarca y la Tarapoto- Pongo de Caynarachi y plantas de generación hidroeléctricas y térmicas (Diesel 2 y Residual 6).

Figura N° 4

Ubicación del Sistema Interconectado Regional San Martín- SIRSM



Fuente: COES

El parque generador del Sistema Interconectado Regional de San Martín, está comprendido por 04 Centrales de Generación Térmica, 02 Centrales Hidráulicas y el Sistema Interconectado Nacional mediante la Línea de Transmisión 138kV Tocache-Bellavista; con las cuales se

brinda el servicio de energía eléctrica a los clientes de la Región de San Martín, según se muestra en el Diagrama unifilar del Sistema de Transmisión – San Martín (Ver Planos y láminas DU SIRSM Actual).

Cuadro N° 1

Centros de Generación de la Región San Martín

CENTRAL	POT. INST.	POT. EFECT.
	(MW)	(MW)
C.T. TARAPOTO	21,70	12,40
C.T. MOYOBAMBA	6,00	3,60
C.T. BELLAVISTA	7,00	1,60
C.T. JUANJUI	1,32	0,80
C.H. GERA I	6,60	6,00
C.H. GERA II	1,95	1,80
CT YURIMAGUAS	4,10	2,50
TOTAL	48,67	28,70

Fuente: Elaboración propia

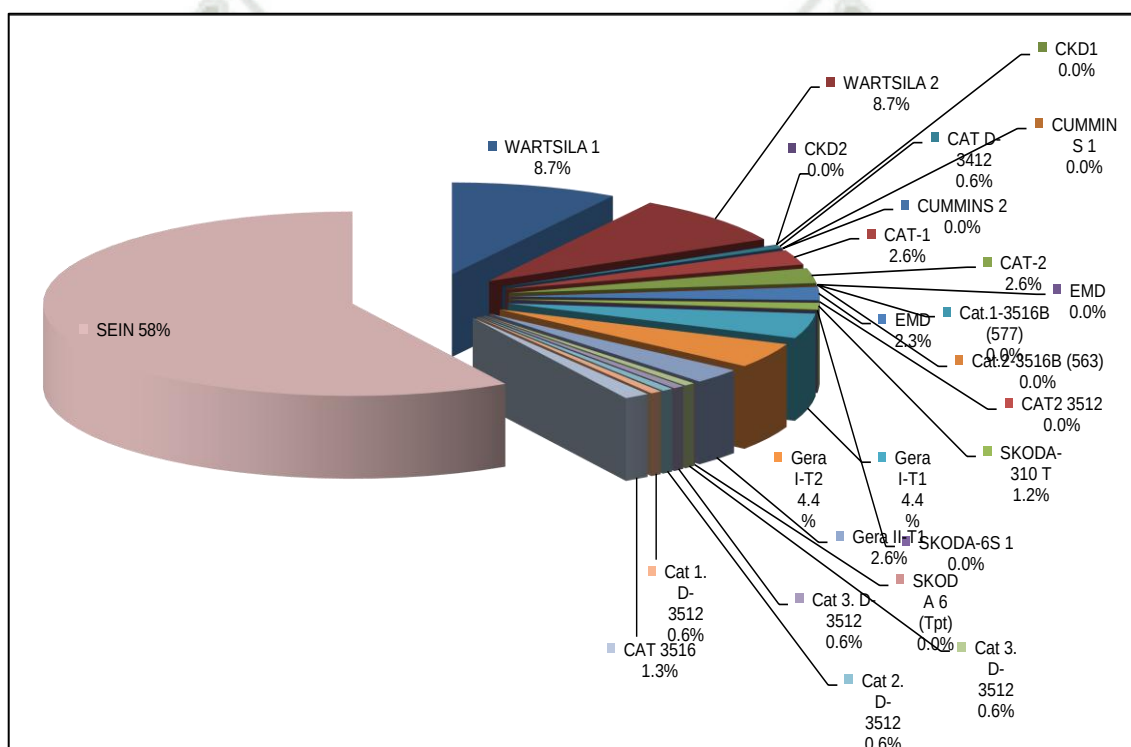
Cuadro N° 2
Parque generador del SIRSM

CENTRAL	GRUPO	COMB.	ESTADO	AÑO DE INST.	POT. INST. (MW)	POT. EFECT. (MW)	POT. GARAN. (MW)	M.D. (MW)
C.T. TARAPOTO	WARTSILA 1	R6	OP	1996	6,24	6,00		
	WARTSILA 2	R6	OP	1996	6,24	6,00		
	CKD1	D2	INO	1994	2,35	-		
	CKD2	D2	INO	1994	2,35	-		
	CAT D-3412	D2	OP	1994	0,52	0,40		
	CUMMINS 1	D2	INO	2007	2,00	-		
	CUMMINS 2	D2	INO	2007	2,00	-		
C.T. MOYOBAMBA	CAT-1	D2	OP	2010	2,00	1,80		
	CAT-2	D2	OP	2010	2,00	1,80		
	EMD	OP	INO	2005	2,00	-		
C.T. BELLAVISTA	Cat.1-3516B (577)	D2	INO	2007	2,00	-		
	Cat.2-3516B (563)	D2	INO	2007	2,00	-		
	EMD	D2	OP	2002	2,50	1,60		
	CAT2 3512	D2	INO	2005	0,50	-		
C.T. JUANJUI	SKODA-310 T	D2	OP	1994	1,00	0,80		
	SKODA-6S 1	D2	INO	1982	0,32	-		
C.H. GERA I	Gera I-T1	AGUA	OP	1985	3,30	3,00		
	Gera I-T2	AGUA	OP	1985	3,30	3,00		
C.H. GERA II	Gera II-T1	AGUA	OP	2009	1,95	1,80		
C.T. YURIMAGUAS	SKODA 6 (Tpt)	D2	INO	2000	1,10	-		
	Cat 3. D-3512	D2	OP	1995	0,50	0,40		
	Cat 3. D-3512	D2	OP	1995	0,50	0,40		
	Cat 2. D-3512	D2	OP	1997	0,50	0,40		
	Cat 1. D-3512	D2	OP	2000	0,50	0,40		
	CAT 3516	D2	OP	2002	1,00	0,90		
SEIN	SEIN			2010	40,00	40,00		
TOTAL					88,67	68,70	28,70	50,40

Fuente: Elaboración propia.

Asimismo, en el cuadro N° 2 se muestra el año de instalación de los grupos térmicos o hidráulicos en el SIRSM, en algunos casos tienen mayor tiempo de operación debido a que fueron cedidos o transferidos a Electro Oriente S.A. de otras empresas en las que no llevaban esta información, en algunos casos superan la vida útil del grupo, por ejemplo los grupos CKD 1 y 2 de la C.T. Tarapoto y los grupos CKD 1 y 2 de la C.T. Moyobamba son provenientes de ELECTROPERU S.A.;

Participación del Parque Generador



Fuente : Elaboracion propia.

El parque generador del SIRS tiene como potencia instalada 88,67 MW, la potencia efectiva es de 68,70 MW y una potencia garantizada de 28,70 MW, la cual incluye la oferta del SEIN a través de la LT 138 kV Tocache - Bellavista; de las cuales solo el 11.35% corresponde a generación hidráulica, 17.47% corresponde a generación térmica con

combustible Residual y 12.95% corresponde a generación térmica con combustible Diesel 2 y 58.22% por intermedio del Sistema Interconectado Nacional.

Asimismo, PROINVERSION ha logrado concesionar la Línea de Transmisión Cajamarca Norte–Carhuaquero–Caclic–Moyobamba, que entrará en operación el año 2015 con una capacidad de transmisión de 221 MVA (198 MW) en condiciones normales, que sumados a la capacidad de la LT 138 kV Tocache – Bellavista (40 MW), se tendrá una oferta de 238 MW disponible en el SIRSM, por lo que la oferta del sistema estará garantizada a nivel de generación.

Cuadro N° 3

Línea de Transmisión Cajamarca Norte–Carhuaquero–Caclic–Moyobamba

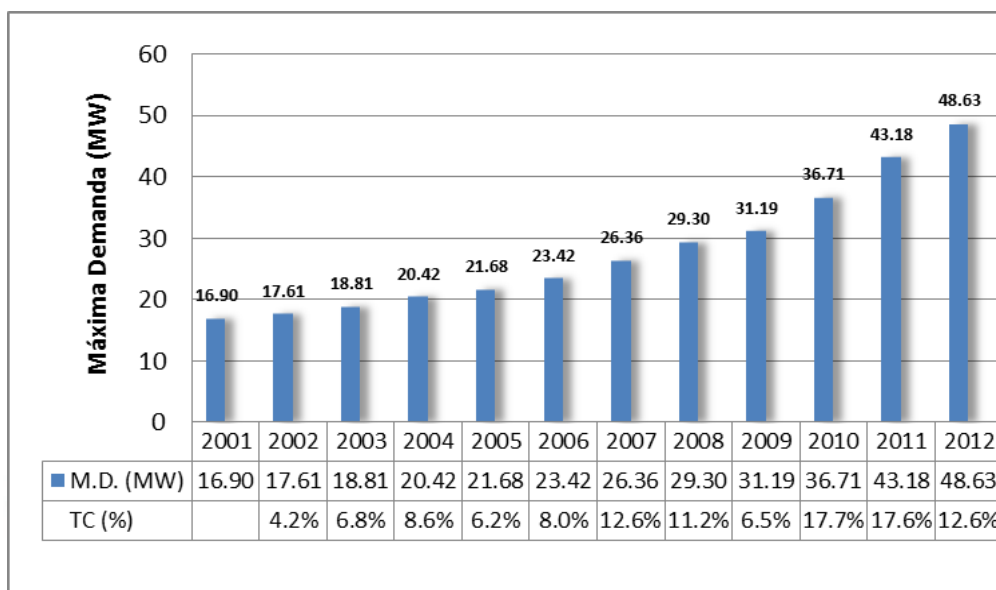
Conductor	Tensión de Servicio kV	Condición de Operación	Temperatura Ambiente °C	Temperatura Conductor °C	Capacidad del Conductor	
					Amperios	MVA
2-AAAC 400 mm ²	220	Normal	23	43,75	579	221
		Contingencia	23	46,25	693	264
		Emergencia	23	59	1094	417

Fuente: Anteproyecto de la Línea de Transmisión Cajamarca Norte – Carhuaquero – Caclic – Moyobamba de PROINVERSIÓN.

La demanda de potencia del sistema alcanzo el año 2012 el valor de 48.63 MW para todo el SIRSM, experimentando un crecimiento de 12.6% respecto al año 2011 (Ver Gráfico N° 2).

Gráfico N° 2

Crecimiento de la Demanda SIRSM a nivel de Generación.



Fuente: Osinergmin

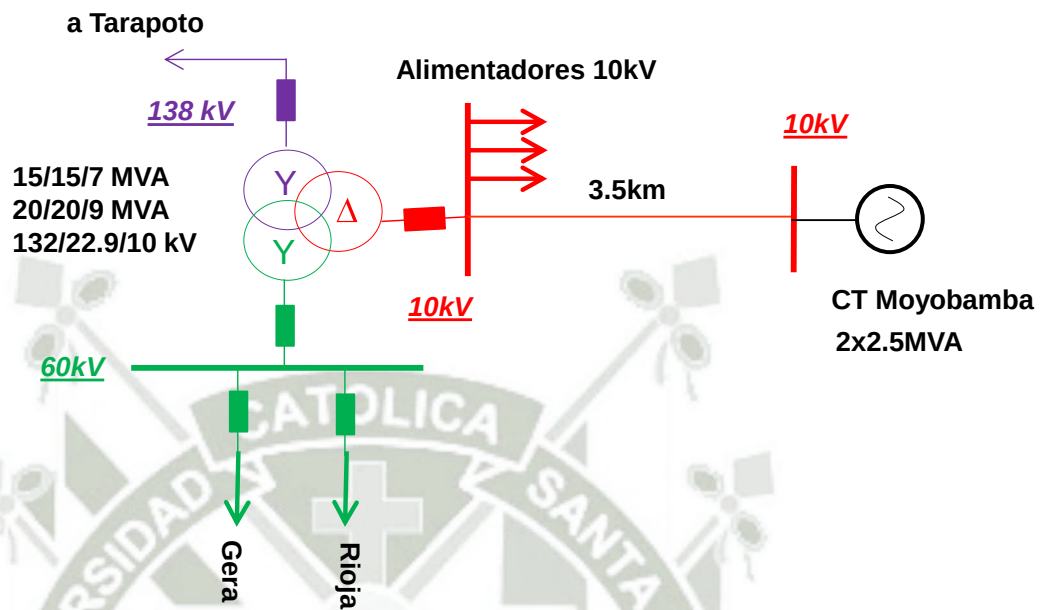
Electro Oriente S.A. tiene programado la ejecución del proyecto “Central Hidroeléctrica El Diamante de 5.8 MW, con lo cual incrementara la oferta de generación del sistema.

b) Situación Actual de la SET Moyobamba

La SET Moyobamba tiene el transformador de potencia de 15-20/15-20/7-9 MVA, ONAN-ONAF, 132/60/10KV, que abastece del servicio eléctrico a la Unidad de Negocio Moyobamba, que comprende a la ciudad de Moyobamba, Yántalo y otras localidades rurales alrededores, las cuales son abastecidos a través de 03 alimentadores en 10 kV.

Figura N° 5

Diagrama Unifilar de la SET Moyobamba



Fuente: Elaboración propia

Analizando la máxima demanda coincidente para la SET Moyobamba por cada devanado, se establece la proyección a 20 años y también se ha considerado la demanda del Sistema Eléctrico Gera, Rioja y Nueva Cajamarca ya que la SET Moyobamba abastece a estos Sistemas Eléctricos y es la más importante en todo el Alto Mayo.

Cuadro N° 4

Demanda por Devanado de la set Moyobamba (MW)

AÑO	Demanda por Devanado de la SET Moyobamba (MW)		
	10 kV_Moyo	60 kV_Moyo	138 kV_Moyo
2003	2,35	3,99	6,34
2004	2,47	4,41	6,87
2005	2,59	4,68	7,26
2006	2,96	5,45	8,41
2007	3,77	6,25	10,02
2008	3,11	6,86	9,97
2009	3,33	7,86	11,19
2010	3,59	7,57	11,17
2011	4,12	8,91	13,02
2012	4,52	11,85	16,37

Fuente: ELOR

Nota: En el año 2009 entro en servicio la SET Nueva Cajamarca y se interconecto al SIRSM

Cuadro N° 5

Tasa de crecimiento de Demanda de la set Moyobamba

Periodo	Tasa de crecimiento de demanda de la SET Moyobamba		
	10 kV_Moyo	60 kV_Moyo	138 kV_Moyo
2003 -2004	5%	11%	9%
2004 -2005	5%	6%	6%
2005 -2006	14%	17%	16%
2006 -2007	27%	15%	19%
2007 -2008	-17%	10%	0%
2008 -2009	7%	14%	12%
2009 -2010	8%	-4%	0%
2010 -2011	15%	18%	17%
2011 -2012	10%	33%	26%
TC Promedio	8,57%	13,58%	11,81%
TC Considerada	6,00%	6,00%	6,00%

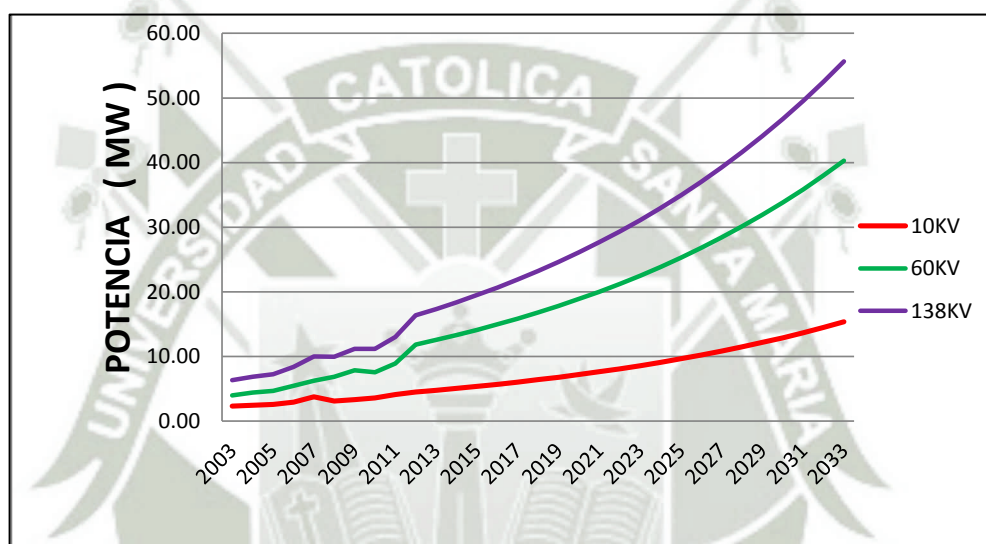
Fuente: Elaboración propia

Con las demandas históricas y tasas de crecimiento se analiza Oferta Vs Demanda por cada devanado, identificándose que el devanado de 138 kV tiene un factor de utilización del 90.96%, el devanado de 60KV

tiene un factor de utilización de 65.84% y el devanado de 10 kV tiene un factor de utilización de 55.82% para el año 2012, los cuales se muestran en los siguientes gráficos.

Gráfico N° 3

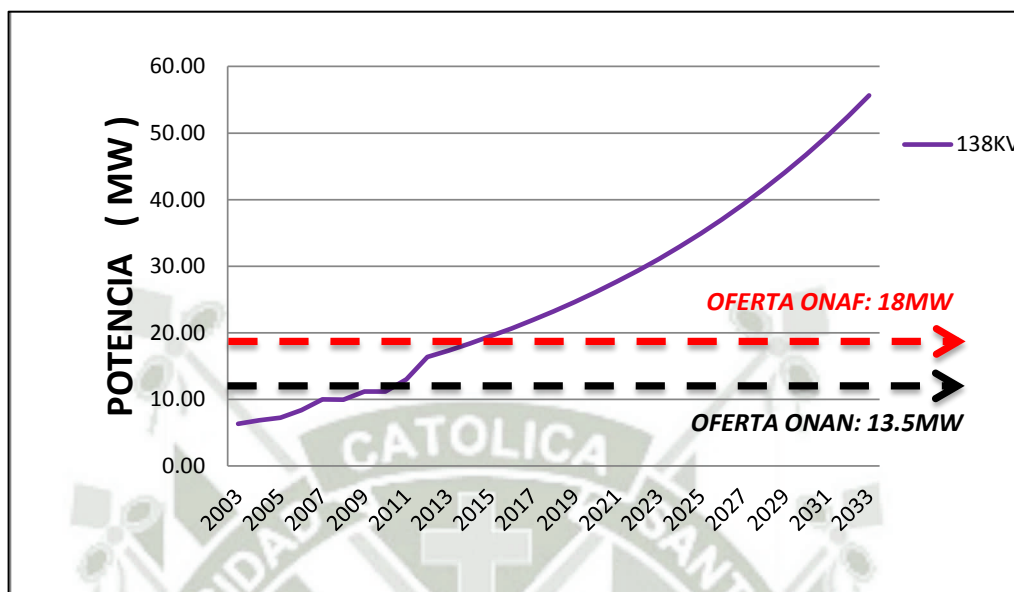
Máxima Demanda por Devanado SET Moyobamba



Fuente: Elaboración propia.

Gráfico N° 4

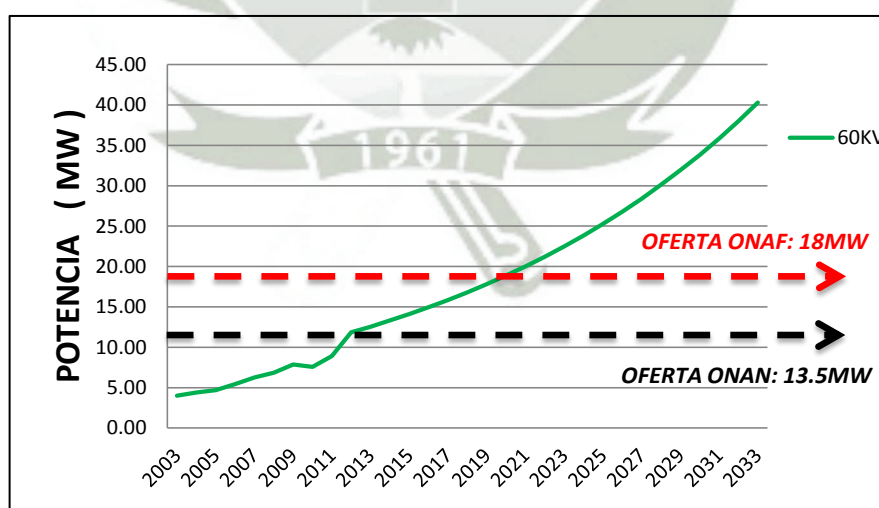
Oferta Vs Demanda Devanado de 138V



Fuente: Elaboración propia.

Gráfico N° 5

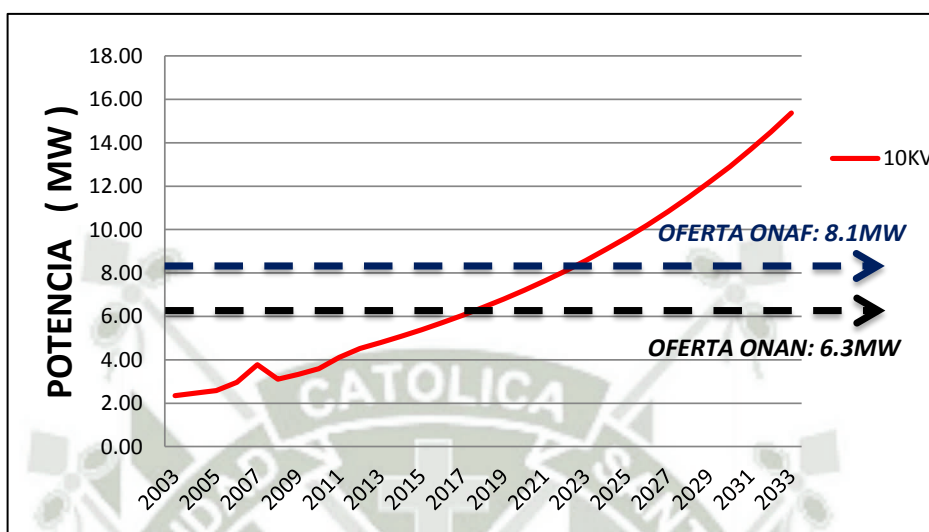
Oferta Vs Demanda Devanado 60 KV



Fuente: Elaboración propia.

Gráfico N° 6

Oferta Vs Demanda Devanado 10 KV



Fuente: Elaboración propia.

De los gráficos 3, 4, 5 y 6 se observa que los devanados del Transformador existente de Moyobamba ya están al borde del límite tanto en ONAN y ONAF, y según el crecimiento de la demanda es necesario la implementación de otro Nuevo Transformador para así garantizar la demanda para los próximos años.

3.1.1 Área de influencia y aérea de estudio

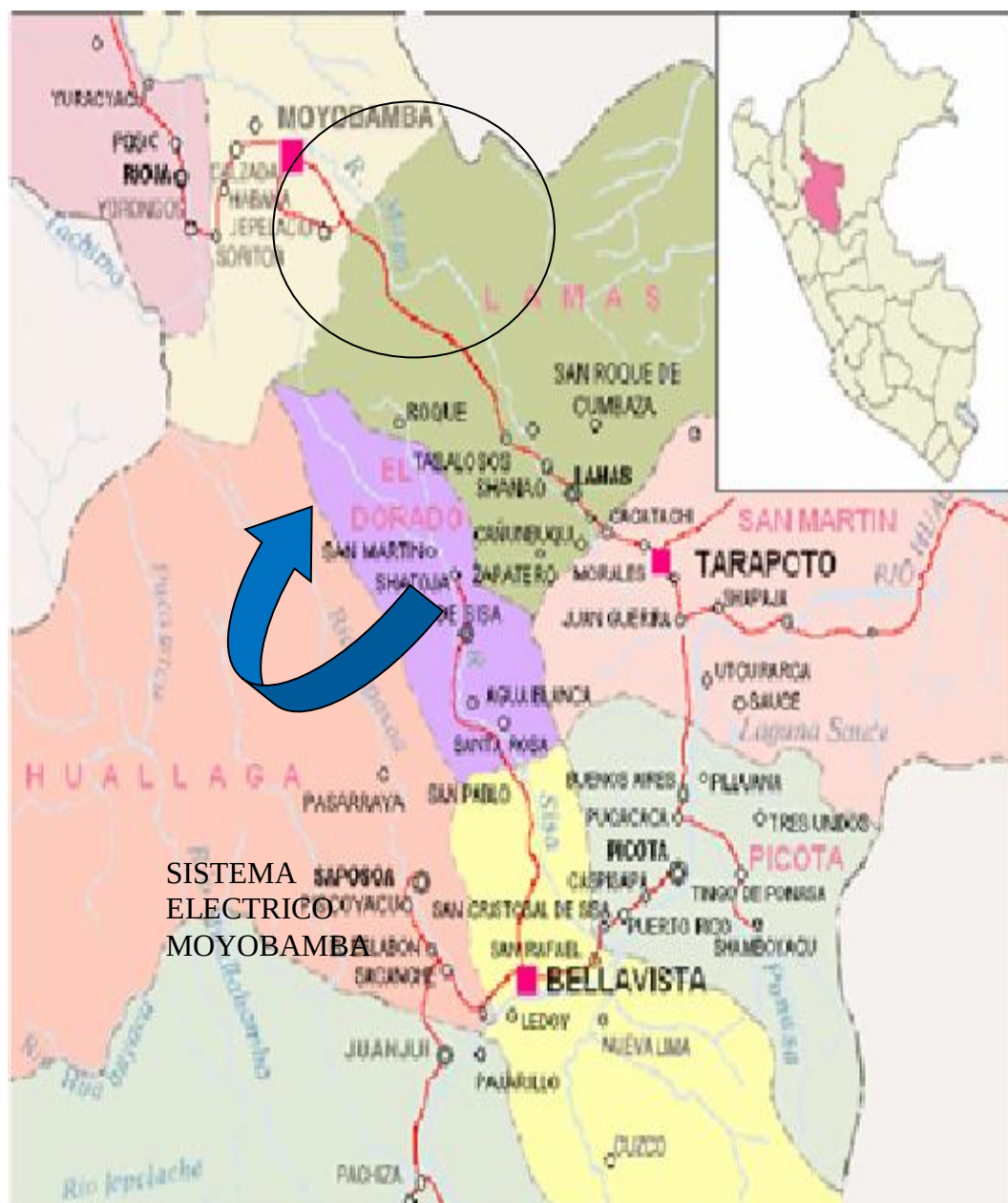
Figura N° 6
Área de influencia y aérea de estudio



Fuente: Google imágenes

Figura N° 7

Sistema Eléctrico Moyobamba



Fuente: FONIE

Figura N° 8
Localización Moyobamba



Fuente: Google Earth

En las Figuras N° 6, 7 y 8 se muestra el área de influencia del proyecto.

a) Ciudad de Moyobamba

Moyobamba (fundada: Santiago de los Ocho Valles de Moyobamba, 25 de julio de 1540, por Juan Pérez de Guevara), es una ciudad del norte del Perú, capital de la provincia homónima (provincia de Moyobamba) y del departamento de San Martín, situado a una altitud de 860 msnm en la vertiente occidental de la Cordillera de los Andes, en el valle de Alto Mayo, una zona de Yungas. Es la primera ciudad fundada por españoles en la selva peruana. Su población urbana es de 49 667 habitantes aproximadamente para el 2012.

Moyobamba fue la Metrópolis de diferentes conquistas desde donde partían misioneros, soldados, comerciantes, fundando ciudades en la Amazonía peruana, llevando la civilización hispana y construyendo la usanza europea.

El nombre de Santiago de los Ocho Valles de Moyobamba, se debe a los valles que forman los siguientes ríos afluentes del Río Mayo: Valle del Río Yuracyacu, Valle del Río Negro, Valle del Río Tónchima, Valle del Río Indoché, Valle del Río Rumiayacu, Valle del Río Gera, Valle del Río Huascayacu y el Valle del Río Juningue.

Se destaca también el poblamiento del Departamento de Loreto y de las demás áreas del Departamento de San Martín por los

habitantes de Moyobamba. La ciudad muchas veces en su historia vivió un desarrollo importado y en aspectos adelantado ante Lima, como la llegada de teléfonos inalámbricos antes de los teléfonos convencionales, y la llegada de la televisión en color cuando en el resto del país la televisión a blanco y negro era una novedad.

Moyobamba también es conocida como “Ciudad de las Orquídeas”, ya que en sus afueras se encuentran más de 3500 especies de orquídeas, es decir el 10% de las especies descritas en todo el mundo, aproximadamente. De hecho, la belleza de estas bellas flores, así como su exotismo y también el hecho que su presencia dentro de la cadena ecológica sea importante, hace que las orquídeas se hayan convertido en una de las fuentes más importantes de turismo de dicha zona, es por eso que cada año en Moyobamba se celebra el “Festival de la Orquídea”, normalmente a fines de octubre.

Figura N° 9

Plaza de Armas de Moyobamba



Fuente: Google imágenes

- Ubicación.

Región	San Martín
Provincia	Moyobamba
Distrito	Moyobamba

- Vías de Acceso

Por vía terrestre tiene como acceso principal la Carretera Marginal de la Selva Arquitecto Fernando Belaunde Terry, mediante el Sistema Norte: que une Lima – Olmos – Chamaya - El Reposo - Puente Ingenio - Rioja con una longitud aproximada de 1,488 Km;

Sistema Centro: Lima- La Oroya- Cerro de Pasco – Huánuco -
Tingo María – Tocache - Juanjui - Tarapoto – Moyobamba.

- **Coordenadas geográficas:**

Latitud Sur 06°02'00"

Longitud Oeste 76°58'19"

- **Clima:**

Moyobamba posee un clima tropical de sabana lluviosa, semicálida y húmeda, la temperatura varía entre 10 °C (mínima) y 30 °C (máxima), siendo 22 °C como temperatura promedio durante todo el año. En algunas noches en Moyobamba hace más frío que en la propia ciudad de Lima en pleno invierno.

Temperaturas récord de Moyobamba: 6 °C de mínima y 45 °C de máxima.

- **Relieve:**

Accidentado. Presenta un valle llano de gran extensión que abarca desde Moyobamba hasta Venceremos. Flanquean e valle, el ramal que se origina en Pucatambo y la Cordillera de Cahuapanas. Área de estudio que comprenden el proyecto se encuentran se ubican en altitudes de desde los 860 m.s.n.m.

- **Hidrología:**

El principal colector es el Río Mayo. Sus Afluentes son el Tonchima, Huascayacu, Cachiyacu, Gera, Indoché, Avisado, Tioyacu, Ramiyacu, Potrero y otras quebradas que desembocan en sus afluentes. Total: 08 Ríos, 20 quebradas y 07 lagunas.

- **Superficie:**

La provincia tiene una superficie de 3,772.31 Km².

- **Altitud:**

Moyobamba tiene una altitud de 860 m.s.n.m. y se encuentra ubicada a 96 metros sobre el nivel de Río Mayo, es una extensa planicie teniendo como celosos guardianes a imponentes colinas que alcanzan hasta los 1,300 m.s.n.m. y que pueden apreciarse desde cualquier lugar de la ciudad.

- **Límites:**

Limita con el norte con la provincia de Alto Amazonas en el departamento de Loreto; por el sur con la provincia de Lamas; suroeste con la provincia de Rodríguez de Mendoza en el departamento de Amazonas; por el este con la provincia de Alto Amazonas.

3.1.2 Los Bienes o servicios en los que intervendrá el Proyecto

El Sistema Eléctrico Moyobamba se encuentra funcionando y suministrando energía eléctrica generada a través de la central térmica con combustible Diesel 2 en horas de emergencia a fin de atender a la población, actualmente no está generando debido a la Interconexión con el SEIN.

El crecimiento de la demanda en el Sistema Eléctrico Moyobamba, genera carencias en la garantía de Suministro, empeorando la confiabilidad del sistema y limitando en algunos casos el suministro a nuevos Proyectos de Electrificación Rural y a clientes industriales. Por ello, es necesario aumentar la capacidad de Potencia en la Subestación de Transformación Moyobamba.

Por lo indicado, se tiene la obligación de atender y dotar de energía eléctrica a las nuevas poblaciones que se van conectar a las instalaciones, lo cual hace que el PSE Moyobamba tenga un crecimiento energético muy importante en la Región San Martín.

El PSE Moyobamba de la Unidad de Negocio atiende a los usuarios de los distritos de Moyobamba, Yántalo, etc., las que pertenecen a la Provincia de San Martín cuyos clientes el año 2013 se muestra en la cuadro N° 6.

Cuadro N° 6

Clientes año 2013

Unidad de Negocio	Total Clientes
Moyobamba	42,635
Total	42,635

Fuente: Electro Oriente S.A.

Es necesario realizar acciones que permitan garantizar el servicio eléctrico considerando el estado actual de los proyectos de ampliación de carga de los clientes mayores, electrificaciones rurales, electrificaciones de Ejecución de Electro Oriente S.A. y otros.

También es importante resaltar que al no tener oferta garantizada de potencia, debido a la limitación de capacidad de Potencia en la SET Moyobamba, el sistema eléctrico Moyobamba tendría falencia para realizar el despacho de carga al sistema eléctrico Regional, caída de tensión, perdidas por efecto joule.

De existir interrupciones en el sistema eléctrico Moyobamba se perjudicaría la Producción Regional, así también los niveles de ingresos de la población y por tanto el bienestar social.

3.2. Definición del Problema y sus Causas

3.2.1. Problema Central

El problema se define como **“Insuficiente capacidad de potencia para atender la creciente demanda del Sistema Eléctrico Moyobamba”**.

La insuficiente capacidad de transformación AT/MT se caracteriza debido a la creciente demanda de potencia en la zona del proyecto debido al crecimiento de la demanda poblacional, y el incremento de nuevas cargas especiales que en el corto plazo cubrirán la oferta de la SET Moyobamba.

3.2.2. Análisis de las Causas del Problema

Las Causas del Problema se pueden identificar y se detallan a continuación:

Causas directas:

- Limitada capacidad de transformación de la SET Moyobamba.
- Restricción de la capacidad de las instalaciones eléctricas existentes de la subestación.

Causas indirectas:

- Capacidad de transformación no adecuada para la demanda actual y futura.

- Reducción de la oferta para el crecimiento poblacional y nuevas cargas especiales.

3.2.3. Análisis de Efectos del problema principal

Efectos directos

- Incumplimiento de la Ley de Concesiones Eléctricas Art° 31.
- Disminución de la actividad comercial y empresarial.
- Aumento de penalidades por mala calidad del producto.
- Escasa oferta de potencia a la zona del proyecto.

Efectos Indirectos

- Sanciones y multas por OSINERGMIN.
- Dificultad de los grandes clientes comerciales para conectarse a la red.

Efecto final

“Demanda insatisfecha por la falta de disponibilidad de potencia para nuevos proyectos en el Sistema Eléctrico Moyobamba”.

A continuación el gráfico N° 7 muestra la Construcción del Árbol de Causas y Efectos:

Gráfico N° 7
Árbol de causas y efectos

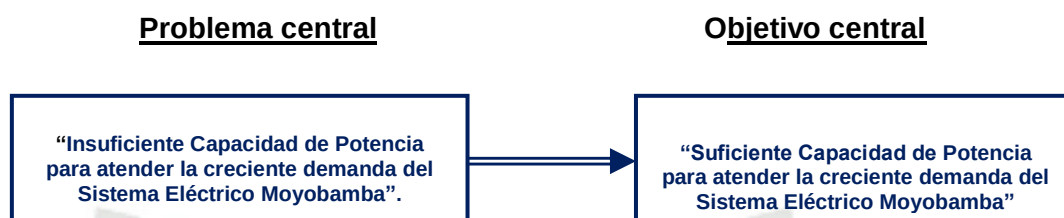


Fuente: Elaboración propia

3.3. Objetivos del Proyecto

Gráfico N° 8

Objetivos del Proyecto



Fuente: Elaboración propia

3.3.1. Objetivos General

Suficiente Capacidad de Potencia para atender la creciente demanda del Sistema Eléctrico Moyobamba; el que permitirá ofrecer nuevas oportunidades de desarrollo en la zona del PSE Moyobamba. Este objetivo se puede alcanzar mediante los medios de primer nivel.

3.3.2. Análisis de Medios

Medios de primer nivel:

- Implementación de un transformador de mayor potencia.
- Ampliación de la capacidad de las instalaciones eléctricas existentes de la subestación.

Medios fundamentales:

- Capacidad de Transformación adecuada para la demanda actual y futura
- Incremento de la oferta para el crecimiento poblacional y nuevas cargas especiales.

3.3.3. Análisis de Fines

Fines indirectos

- No existen sanciones y multas por OSINERGMIN.
- Facilidad de los grandes clientes comerciales para conectarse a la red.

Fines directos

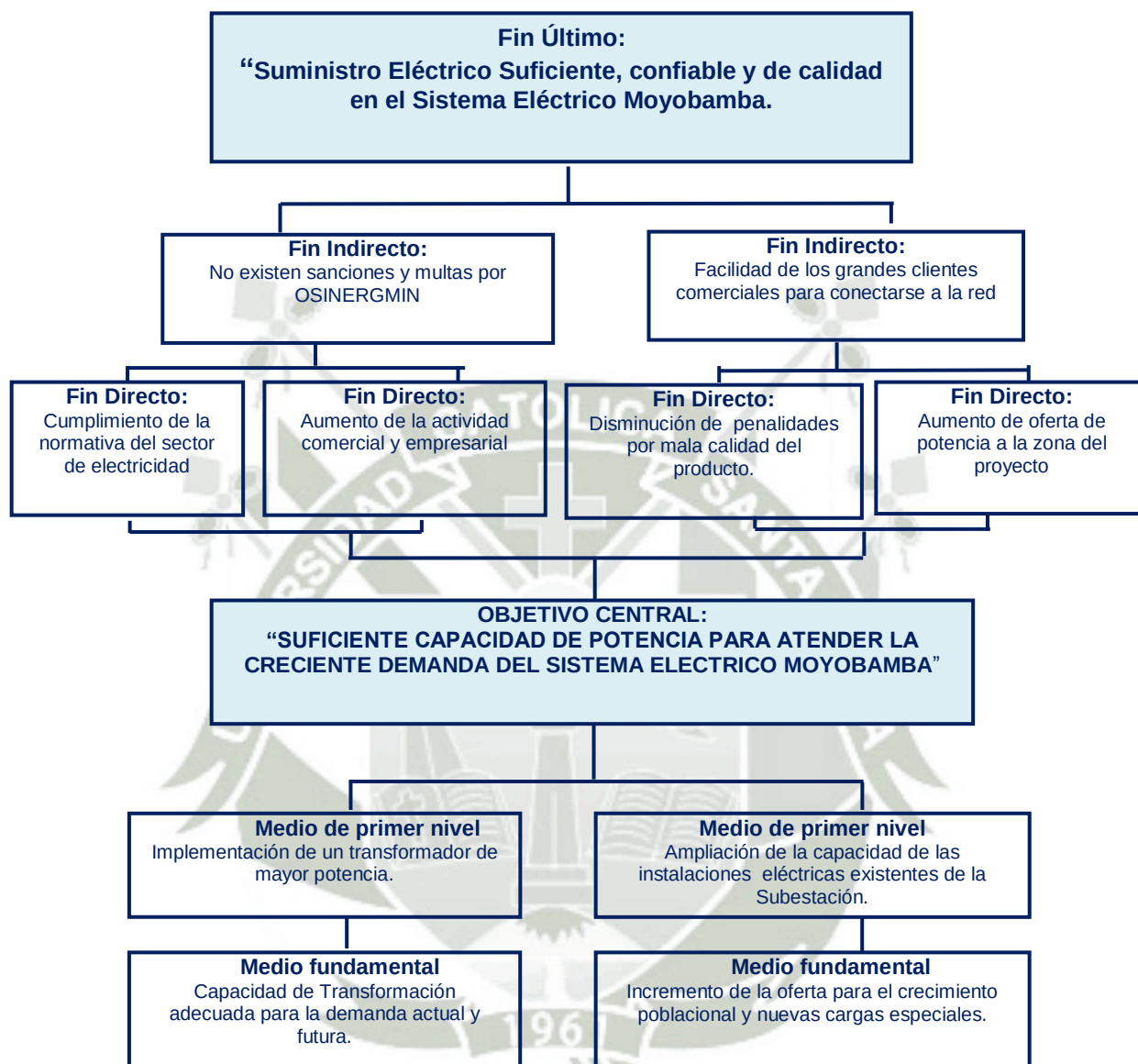
- Cumplimiento de la normativa del sector de electricidad.
- Aumento de la actividad comercial y empresarial.
- Disminución de penalidades por mala calidad del producto.
- Aumento de oferta de potencia a la zona del proyecto.

Fin Último

“Suministro Eléctrico Suficiente, confiable y de calidad en el Sistema Eléctrico Moyobamba”.

A continuación el gráfico N° 9 muestra la Construcción del Árbol de Objetivos del Proyecto.

Gráfico N° 9
Árbol de medios y fines.



Fuente: Elaboración propia

3.4. Alternativas de Solución

3.4.1 Análisis de la interrelación de los medios fundamentales

Los medios fundamentales considerados en el proyecto son:

MF1: Capacidad de Transformación adecuada para la demanda actual y futura.

MF2: Incremento de la oferta para el crecimiento poblacional y nuevas cargas especiales.

De los medios fundamentales propuestos, se concluye que son mutuamente complementarios, teniendo como resultado la alternativa de **Ampliación de la SET Moyobamba.**

Considerando que la acción para solucionar el problema del presente estudio, es realizar la ampliación de la SET Moyobamba, para lo cual se plantean 03 alternativas que cumplen con esta condición pero se diferencia en tecnología y configuración.

Por lo indicado se propone como alternativa:

a) Alternativa N° 01

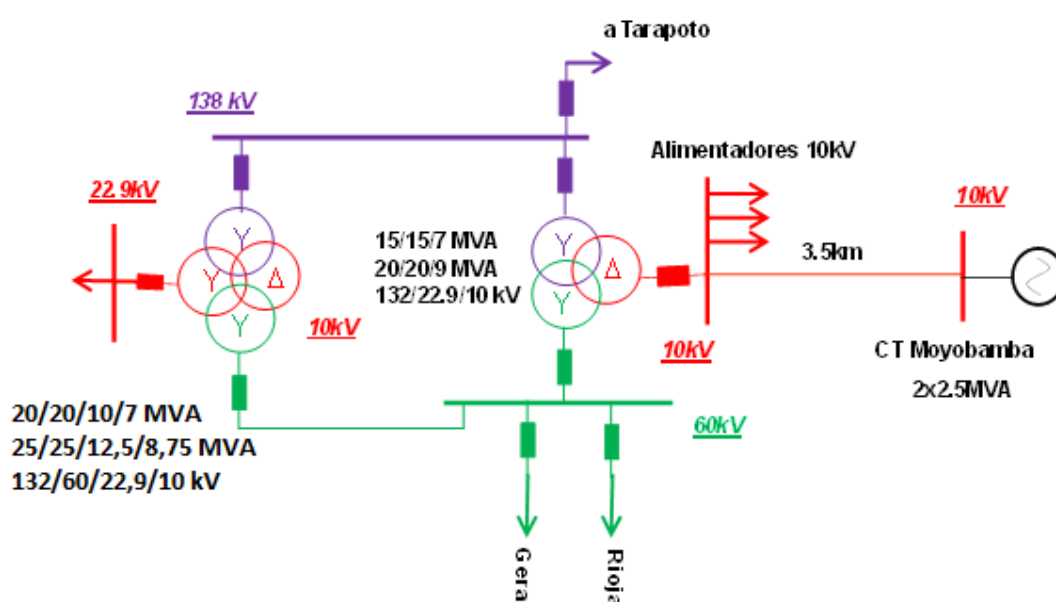
Un Transformador de Potencia de 4 Devanados 132/60/22.9/10KV, 20-25/20-25/10-12.5/7-8.75 MVA, ONAN-ONAF, con grupo de Conexión YNYNYnod5.

Descripción Técnica del Proyecto

El proyecto comprende la Ampliación de Potencia de la Subestación de Transformación Moyobamba, es decir la implementación de un nuevo transformador de potencia, en otras palabras implementar en el futuro a una configuración “PI”, posteriormente a una Configuración “H”, el cual tendrá la siguiente configuración:

Figura N° 10

Diagrama Unifilar: Alternativa 01



Fuente: Elaboración propia

El proyecto incluye los siguientes componentes:

- **Transformador de potencia:**

- ONAN: 20/20/10/7 MVA
- ONAF: 25/25/12,5/8,75 MVA
- 132±13x1%/60/22.9/10 kV (Bajo Carga)
- Conexión: YNYYN0d5,
- Aislamiento: 650-850 kVp BIL
- TC's en Bushing para sistema de protección y medición:
 - AT: 200-300/5/5/5A, 2x10VA 5P20; 10VA CI. 0.2 ,
 - MT: 300-400/5/5/5A, 2x10VA 5P20; 10VA CI. 0.2
 - BT: 400-500/5/5/5A, 2x10VA 5P20; 10VA CI. 0.2,
 - BT: 600-700/5/5/5A, 2x10VA 5P20; 10VA CI. 0.2,
- Pararrayos en 60KV y 22.9KV adosados en el Transformador.

Bahía en 138 kV

- Celda de Línea en 138kV.
- Celda de transformación en 138kV

Bahía en 60 kV

- Celda de transformación 60kV

Bahía en 22.9 kV

- Celda de transformación en 22.9kV.
- 03 Celdas de alimentador en 22.9kV.

Bahía en 10 kV

- Celda de Transformación en 10kV.
- Celda de acoplamiento longitudinal en 10kV.

Otros

- Sistema de barras flexibles.
- Sistema de Protección y Medición.
- Servicios auxiliares.
- Red de tierra profunda.
- Instalaciones eléctricas al exterior.
- Sistema de Telecomunicaciones.
- Obras Civiles.

Cambio de Nivel de Tensión de 10 a 22.9KV

El trabajo que se realizara en el cambio de tensión es el siguiente:

- Empieza en la SET Moyobamba se verifica que los alimentadores que se cambiaran estén fuera de servicio.
- Se apertura el interruptor de potencia de mando.
- Verificación del corte efectivo con detector de tensión, verificación de la puesta a tierra.
- Entrega de la documentación del trabajo, orden de trabajo, planos, esquemas al contratista.
- Charla de seguridad y medio ambiente de 5 minutos.

- Revisión de equipos y herramientas.
- Señalización de la zona de trabajo, mallas y carteles y revisión de los materiales a emplearse.
- Los trabajadores deben estar con todos los IPP (Implementos de protección al personal).
- Revisión de los IPP.
- Revelado de Tensión.
- Instalación de la Puestas a Tierras de trabajo, uno antes y uno después de la zona de trabajo.
- Retiro de puestas a tierras de trabajo.
- Culminación del trabajo.

Es importante recalcar que para trabajos se debe tener en cuenta la siguiente regla de oro.

- ✓ Corte efectivo de todas las fuentes de tensión.
 - ✓ Bloqueo de los aparato de corte.
 - ✓ Comprobación de ausencia de tensión.
 - ✓ Puesta a tierra y en cortocircuito.
 - ✓ Señalización de la zona de trabajo.
-
- El Transformador de Potencia existente entrara en mantenimiento, es por eso que el Nuevo Transformador está equipado para abastecer la demanda hasta que culmine el mantenimiento que dependerá de la contratista que realice dicho mantenimiento.

b) Alternativa N° 02

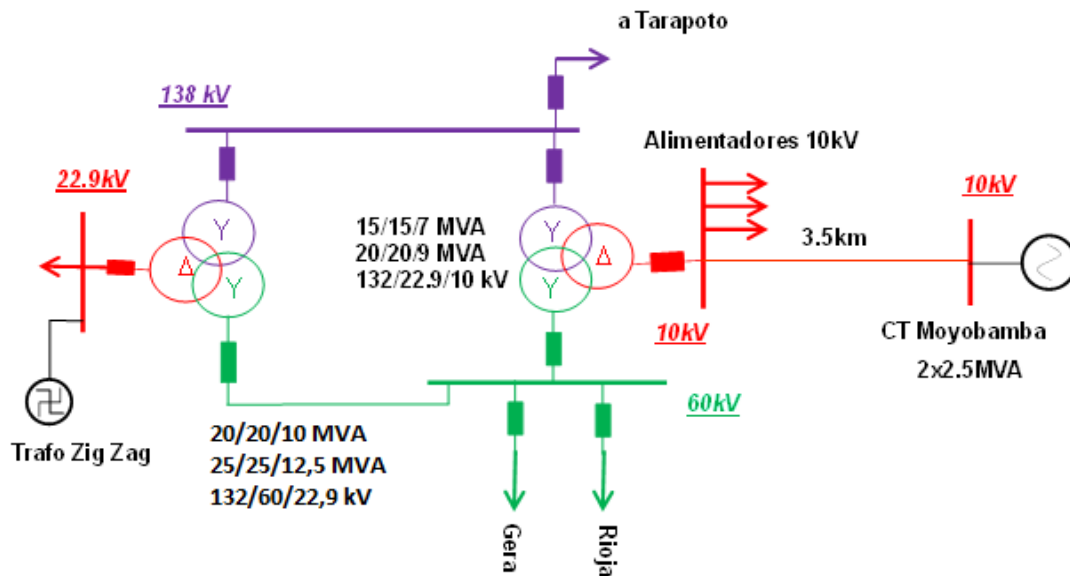
Un Transformador de Potencia de 3 Devanados 132/60/22.9KV, 20-25/20-25/10-12,5 MVA, ONAN-ONAF, con grupo de Conexión YNYnod5 y un Transformador Zig- Zag de 800KVA.

Descripción Técnica del Proyecto

El proyecto comprende la Ampliación de Potencia de la Subestación de Transformación Moyobamba, es decir la implementación de un nuevo transformador de potencia, en otras palabras implementar en el futuro la configuración PI , posteriormente a una Configuración “H”, el cual tendrá la siguiente configuración:

Figura N° 11

Diagrama Unifilar: Alternativa 02



Fuente: Elaboración propia

El proyecto incluye los siguientes componentes:

- **Transformador de potencia:**
 - ONAN: 20/20/10 MVA
 - ONAF: 25/25/12,5 MVA
 - 132±13x1%/60/22.9 kV (Bajo Carga)
 - Conexión: YNYN0d5,
 - Aislamiento: 650-850 kVp BIL
 - TC's en Bushing para sistema de protección y medición:
 - AT: 200-300/5/5/5A, 2x10VA 5P20; 10VA CI. 0.2 ,
 - MT: 500-600/5/5/5A, 2x10VA 5P20; 10VA CI. 0.2
 - BT: 700-800/5/5/5A, 2x10VA 5P20; 10VA CI. 0.2.

- Pararrayos en 60KV y 22.9KV adosados en el Transformador.

Bahía en 138 kV

- Celda de Línea en 138kV.
- Celda de transformación en 138kV.

Bahía en 60 kV

- Celda de transformación 60kV

Bahía en 22.9 kV

- Celda de transformación en 22.9kV.
- 03 Celdas de alimentador en 22.9kV.

Otros

- Sistema de barras flexibles.
- Sistema de Protección y Medición.
- Servicios auxiliares.
- Red de tierra profunda
- Instalaciones eléctricas al exterior.
- Sistema de Telecomunicaciones.
- Obras Civiles.

Cambio de Nivel de Tensión de 10 a 22.9KV

El trabajo que se realizara en el cambio de tensión es el siguiente:

- Empieza en la SET Moyobamba se verifica que los alimentadores que se cambiarán estén fuera de servicio.
- Se apertura el interruptor de potencia de mando.
- Verificación del corte efectivo con detector de tensión, verificación de la puesta a tierra.
- Entrega de la documentación del trabajo, orden de trabajo, planos, esquemas al contratista.
- Charla de seguridad y medio ambiente de 5 minutos.
- Revisión de equipos y herramientas.
- Señalización de la zona de trabajo, mallas y carteles y revisión de los materiales a emplearse.
- Los trabajadores deben estar con todos los IPP (Implementos de protección al personal).
- Revisión de los IPP.
- Revelado de Tensión.
- Instalación de la Puestas a Tierras de trabajo, uno antes y uno después de la zona de trabajo.
- Retiro de puestas a tierras de trabajo.
- Culminación del trabajo.

Es importante recalcar que para trabajos se debe tener en cuenta la siguiente regla de oro.

- ✓ Corte efectivo de todas las fuentes de tensión.
- ✓ Bloqueo de los aparato de corte.

- ✓ Comprobación de ausencia de tensión.
- ✓ Puesta a tierra y en cortocircuito.
- ✓ Señalización de la zona de trabajo.

- El Transformador de Potencia existente entrara en mantenimiento, es por eso que el Nuevo Transformador está equipado para abastecer la demanda hasta que culmine el mantenimiento que dependerá de la contratista que realice dicho mantenimiento.

c) Alternativa N° 03

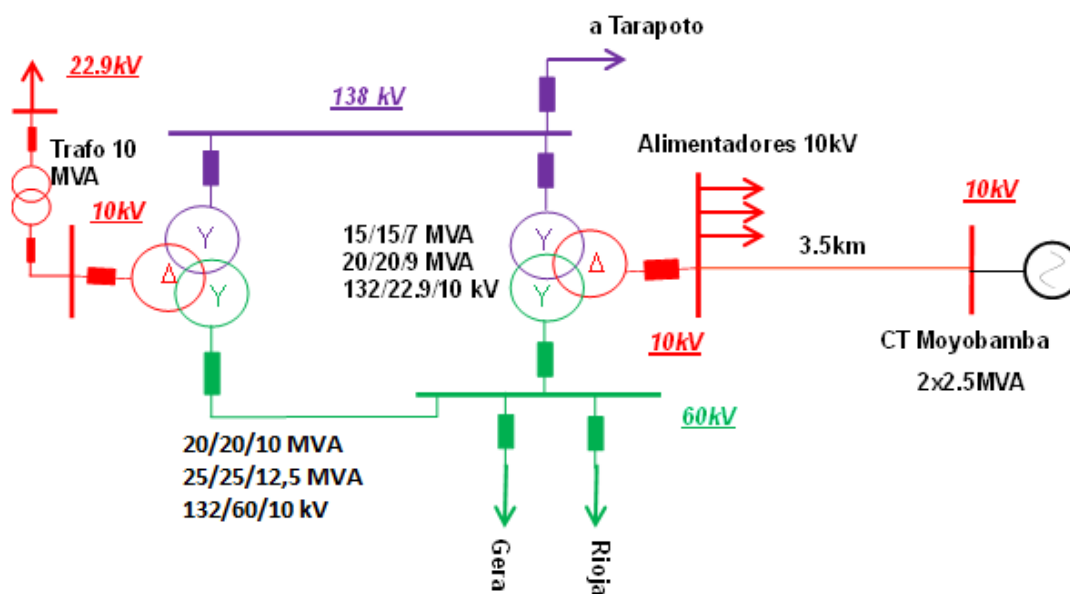
Un Transformador de Potencia de 3 Devanados 132/60/10KV, 20-25/20-25/10-12,5 MVA, ONAN-ONAF, con grupo de Conexión YNYnod5 y un Transformador de 10-15 MVA, ONAN-ONAF de 10/22.9KV.

Descripción Técnica del Proyecto

El proyecto comprende la Ampliación de Potencia de la Subestación de Transformación Moyobamba, es decir la implementación de un nuevo transformador de potencia, en otras palabras implementar en el futuro la configuración PI , posteriormente a una Configuración “H”, el cual tendrá la siguiente configuración:

Figura N° 12

Diagrama Unifilar: Alternativa 03



Fuente: Elaboración propia

El proyecto incluye los siguientes componentes:

- **Transformador de potencia:**
 - ONAN: 20/20/10 MVA
 - ONAF: 25/25/12,5 MVA
 - 132±13x1%/60/10 kV (Bajo Carga)
 - Conexión: YNYN0d5,
 - Aislamiento: 650-850 kVp BIL
 - TC's en Bushing para sistema de protección y medición:
 - AT: 200-300/5/5/5A, 2x10VA 5P20; 10VA Cl. 0.2 ,

- MT: 500-600/5/5/5A, 2x10VA 5P20; 10VA CI. 0.2
- BT: 1500-1600/5/5/5A, 2x10VA 5P20; 10VA CI. 0.2.
- Pararrayos en 60KV y 10KV adosados en el Transformador.
- Transformador elevador de 10-15MVA, ONAN- ONAF, 10/22,9 KV.

Bahía en 138 kV

- Celda de Línea en 138kV.
- Celda de transformación en 138kV.

Bahía en 22.9 kV

- Celda de transformación en 22.9kV.
- 03 Celdas de alimentador en 22.9kV.

Bahía en 10 kV

- Celda de transformación en 10kV.
- Celda de acoplamiento longitudinal en 10kV.

Otros

- Sistema de barras flexibles.
- Sistema de Protección y Medición.
- Servicios auxiliares.
- Red de tierra profunda.
- Instalaciones eléctricas al exterior.

- Sistema de Telecomunicaciones.
- Obras Civiles.

Cambio de Nivel de Tensión de 10 a 22.9KV

El trabajo que se realizará en el cambio de tensión es el siguiente:

- Empieza en la SET Moyobamba se verifica que los alimentadores que se cambiarán estén fuera de servicio.
- Se apertura el interruptor de potencia de mando.
- Verificación del corte efectivo con detector de tensión, verificación de la puesta a tierra.
- Entrega de la documentación del trabajo, orden de trabajo, planos, esquemas al contratista.
- Charla de seguridad y medio ambiente de 5 minutos.
- Revisión de equipos y herramientas.
- Señalización de la zona de trabajo, mallas y carteles y revisión de los materiales a emplearse.
- Los trabajadores deben estar con todos los IPP (Implementos de protección al personal).
- Revisión de los IPP.
- Revelado de Tensión.
- Instalación de la Puestas a Tierras de trabajo, uno antes y uno después de la zona de trabajo.
- Retiro de puestas a tierras de trabajo.
- Culminación del trabajo.

Es importante recalcar que para trabajos se debe tener en cuenta la siguiente regla de oro.

- ✓ Corte efectivo de todas las fuentes de tensión.
 - ✓ Bloqueo de los aparato de corte.
 - ✓ Comprobación de ausencia de tensión.
 - ✓ Puesta a tierra y en cortocircuito.
 - ✓ Señalización de la zona de trabajo.
- El Transformador de Potencia existente entrara en mantenimiento, es por eso que el Nuevo Transformador está equipado para abastecer la demanda hasta que culmine el mantenimiento que dependerá de la contratista que realice dicho mantenimiento.

CAPÍTULO IV

4. FORMULACION

4.1. Definición de horizonte de evaluación del proyecto

El horizonte de evaluación corresponde a los años de vida útil del proyecto, en este tipo de obras es común usar un valor igual a 20 años. Todos los beneficios netos adicionales, que podrían obtenerse con posterioridad al término de la vida útil económica del proyecto, deben incorporarse como beneficio en ese momento del tiempo, calculándose como un valor actual neto. Ver Anexo Formatos - Formato F7.

4.2. Análisis de la Demanda

Para proyectar la demanda eléctrica de las cargas atendidas por el Proyecto se recurrió a la siguiente información:

- Formatos D1 del Proceso de Facturación del Departamento de Comercial de Electro Oriente S.A.
- Registros Diarios de potencia y energía de la Empresa Eléctrica Regional Electro Oriente S.A. correspondientes al año 2003, 2004, 2005, 2006, 2007, 2008, 2009 y 2010, 2011.
- Plan Nacional de Electrificación Rural 2006-2017.

(Ver Anexo Formatos - Formato F2).

4.3. Análisis de la Oferta

4.3.1 Fuente de suministro de energía

La característica de la oferta es cubrir la demanda de potencia y energía eléctrica de la población de la zona de influencia del proyecto en el presente como en el futuro, para lo cual se dispone en el Sistema Eléctrico Moyobamba, la Subestación de Potencia Moyobamba, con relación de transformación de 132/60/10kv con una potencia de 15-20/15-20/7-9 MVA, ONAN-ONAF, de conexión YnYn0d5.

La subestación de Potencia Moyobamba, tiene una capacidad de potencia total instalada, lo cual se detalla en el cuadro siguiente:

Cuadro N° 7

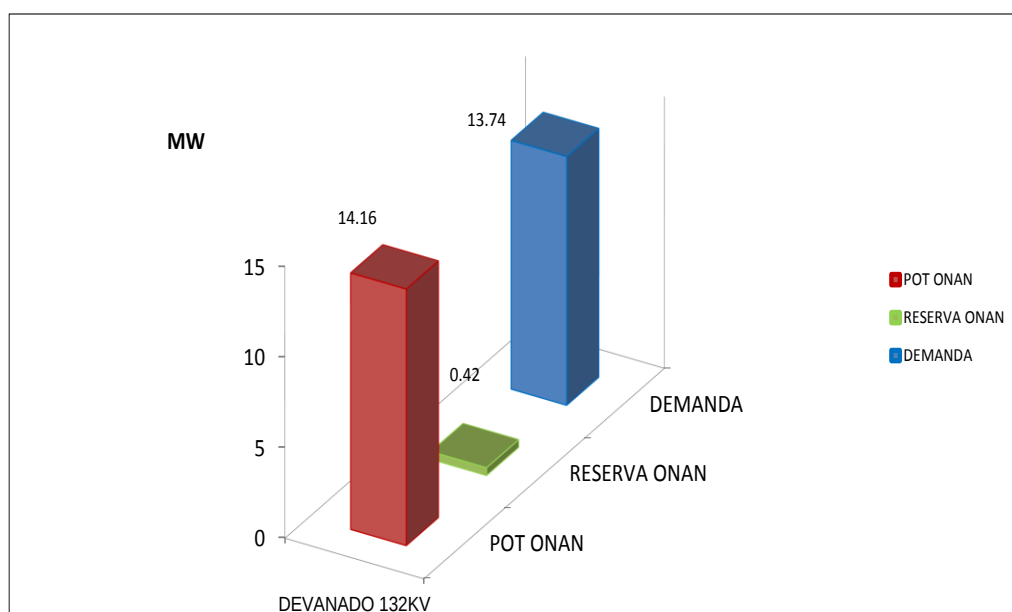
Set Moyobamba Existente Devanado 132 KV – 15MVA

SET MOYOBAMBA EXISTENTE DEVANADO 132KV -15MVA			
AÑOS	CANTIDAD DEMANDADA (MW)	POTENCIA NOMINAL ONAN (MW)	RESERVA ONAN (MW)
DEVANADO 132KV	13,74	14,16	0,42

Fuente: Elaboración propia

Gráfico N° 10

Devanado 132kv en la Condición ONAN



Fuente: Elaboración propia

Según el cuadro N° 7 y el Gráfico N° 10 se muestra la poca reserva que queda en el devanado 132KV en la condición ONAN.

Cuadro N° 8

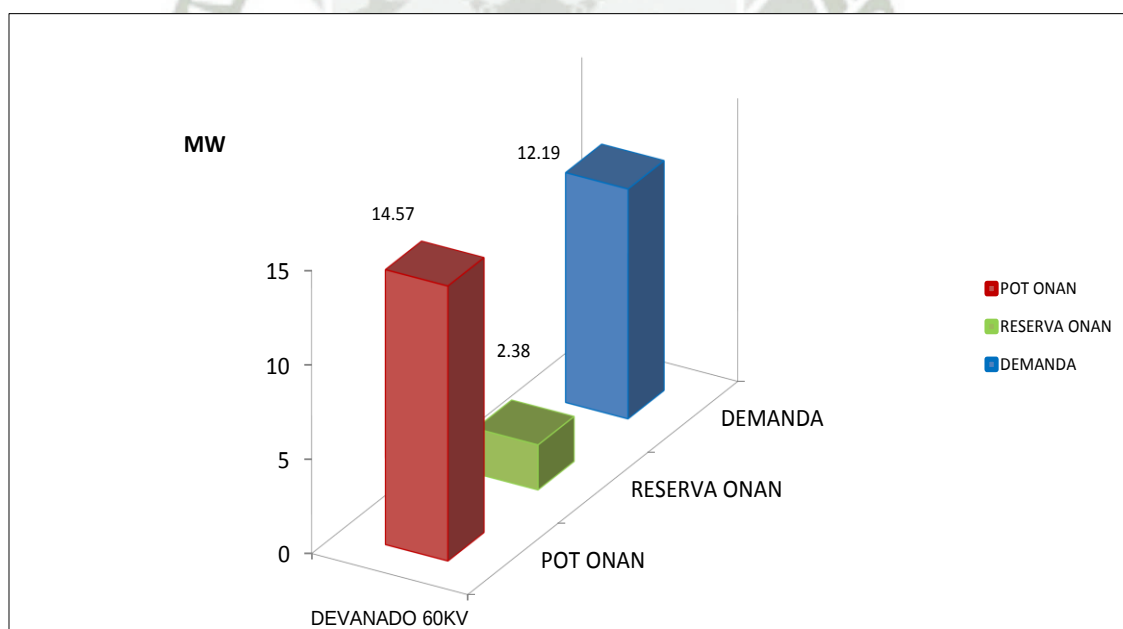
Set Moyobamba Existente Devanado 60 KV – 15 MVA

SET MOYOBAMBA EXISTENTE DEVANADO 60KV -15MVA			
AÑOS	CANTIDAD DEMANDADA (MW)	POTENCIA NOMINAL ONAN (MW)	RESERVA ONAN (MW)
DEVANADO 60KV	11,22	14,57	3,35

Fuente: Elaboración propia

Gráfico N° 11

Devanado 60 KV en la Condición ONAN.



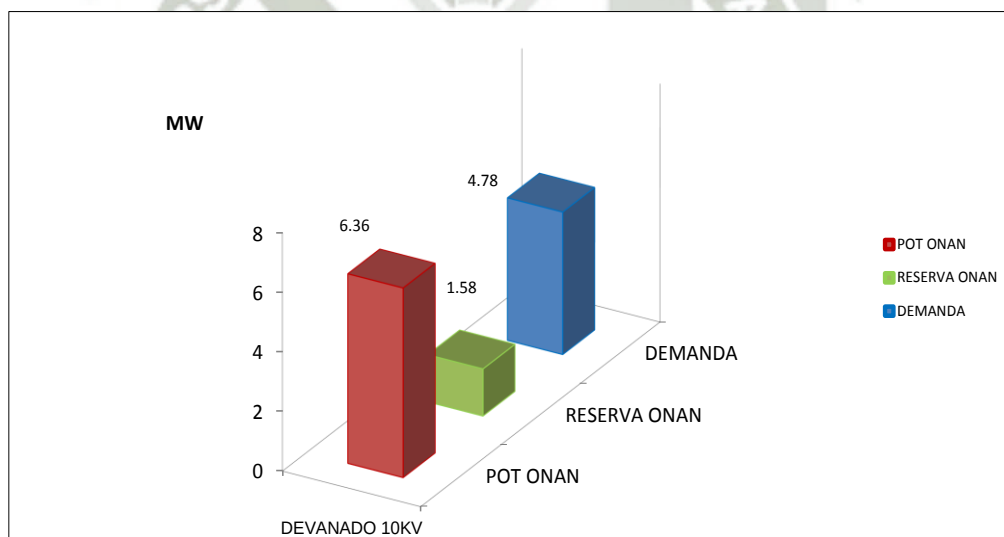
Fuente: Elaboración propia

Según el cuadro N° 8 y el Gráfico N° 11 se muestra la poca reserva que queda en el devanado 60KV en la condición ONAN.

Cuadro N° 9
SET Moyobamba Existente Devanado 10 KV – 7MVA

AÑOS	CANTIDAD DEMANDADA (MW)	POTENCIA NOMINAL ONAN (MW)	RESERVA ONAN (MW)
DEVANADO 10KV	4,67	6,36	1,69

Fuente: Elaboración propia

Gráfico N° 12
Devanado 10KV en la condición ONAN


Fuente: Elaboración propia

Según el cuadro N° 9 y el Gráfico N°12 se muestra la poca reserva que queda en el devanado 10KV en la condición ONAN.

La oferta de energía eléctrica para abastecer al Sistema Eléctrico Moyobamba es definida por el Transformador Existente de 15-20/15-20/7-9 MVA, ONAN-ONAF, 132/60/10KV, de conexión Ynyn0d5.

Sin embargo las restricciones de la oferta para el Sistema Eléctrico Moyobamba, se ve afectada por la capacidad de transformación actual de la SET Moyobamba, debido a:

Que el devanado de 138 kV tiene un factor de utilización del 94,17%, el devanado de 60KV tiene un factor de utilización de 77,89% y el devanado de 10 kV tiene un factor de utilización de 73,38% en el año 2013, y la demanda en el Alto Mayo tiene un alto de crecimiento en la región San Martín.

Oferta sin proyecto:

Representa la capacidad actual del transformador de Potencia de la SET Moyobamba, la cual se mantendrá constante durante todo el periodo de evaluación, siendo la situación optimizada la operación de la C.T Moyobamba, para cubrir cualquier restricción que se presente por emergencias.

Oferta con proyecto:

La oferta disponible en la situación “Con Proyecto” está definida con la implementación de un nuevo Transformador de Potencia.

Sin embargo, el transformador existente será necesario que entre en mantenimiento, cuando el proyecto entre en operación, por lo que se estima que a fines del año 2015, se retire el transformador existente para mantenimiento y que estaría listo para su operación para el año 2016.

Por lo indicado, la oferta en la situación sin proyecto considera solo la operación del transformador proyectado para los años 2015 y 2016, y como el transformador propuesto no cuenta con la tensión de 10 kV, es necesario que parte de la demanda de 10 kV sea traslado al devanado de 22.9 kV, quedando solo la ciudad de Moyobamba en 10KV.

Al Finalizar el mantenimiento del transformador de potencia existente, la oferta de la SET Moyobamba, quedará ampliada y garantizada por los dos transformadores, haciendo un total de 45 MVA en ONAF de potencia instalada, que permite cubrir la demanda en un horizonte de 20 años.

(Ver Anexo Formatos - Formato F3).

4.3.2 Instalaciones Eléctricas Existentes

a. Subestaciones de Transformación.

Cuadro N° 10

Subestaciones de Transformación Sistema Eléctrico San Martín

CODIGO DE EMPRESA	SUBESTACION	RELACION TRANSFORM.	POTENCIA (MVA)	CONEXIÓN	AÑO PTA. SERVICIO	ESTADO
EOR	SET BELLAVISTA	132/22.9/10	15/15/8	Estr/Estr/Delta	1999	OPERATIVO
EOR	SET JUANJUI	22.9/10	4,0	Estrella/Delta	1999	OPERATIVO
EOR	SET TARAPOTO	132/22.9/10	25/7/25	Estr/Estr/Delta	1999	OPERATIVO
EOR	SET MOYOBAMBA	132/60/10	15/15/7	Estr/Estr/Delta	1999	OPERATIVO
EOR	SET GERA I-II	60/22.9/10	10/3/10	Estrella/Delta	2008	OPERATIVO
EOR	SET RIOJA	60/20	4,5	Estrella/Delta	1992	OPERATIVO
EOR	SET RIOJA	60/20-22.9	3,5	Estrella/Delta	1992	OPERATIVO
EOR	SET NUEVA CAJ	60/22.9	10	Estrella/Delta	2008	EJECUCIÓN
EOR	SET JUANJUI	138/22.9/10	7/3/7	Estr/Estr/Delta	2011	OPERATIVO
EOR	SET TARAPOTO	60/10	10,0	Estrella/Delta	2010	OPERATIVO
EOR	SET PONGO	60/33/10	10/10/3	Estr/Estr/Delta	2010	OPERATIVO
EOR	SET YURIMAGUAS	33/10	5,0	Estrella/Delta	2010	OPERATIVO

Fuente: COES

Cuadro N° 11

Características Técnicas del Transformador de Potencia Set Moyobamba

DATOS TECNICOS DEL TRANSFORMADOR	
MARCA :	ABB
SERIE :	LP- 000837
ENFRIAMIENTO :	ONAN/ONAF
POTENCIA NOMINAL AT (MVA) :	15/20
POTENCIA NOMINAL MT (MVA) :	15/20
POTENCIA NOMINAL BT (MVA) :	7/9
TENSION NOMINAL (kV) :	132 +- 13x1%/60/10
CORRIENTE NOMINAL AT (A) :	65.61/87.48
CORRIENTE NOMINAL MT (A) :	144.34/192.45
CORRIENTE NOMINAL BT (A) :	404.15/519.62
GRUPO DE CONEXIÓN :	YNyn0d5
Nº DE FASES :	3
ARROLL/BORNE AT	650/650 BIL
NEUTRO AT	325/325 BIL
ARROLL/BORNE MT	325/325 BIL
NEUTRO MT	170/170 BIL
ARROLL/BORNE BT	95/125 BIL
CALENTAMIENTO	60/65 °C
AISLAMIENTO	CLASE A
ALTITUD	1000 m.s.n.m
ACEITE	SHELL DIALA D
ESTADO :	OPERATIVO

Fuente: Fotografías (Datos de Placa)

b. Líneas de Transmisión.

Cuadro N° 12

Líneas de Transmisión

CODIGO DE EMPRESA	DENOMINACION	TENSION NOMINAL (KV)	LONGITUD x TERNA (KM)	CONDUCTOR mm2	ESTRUCTURAS	CADENA AISLADORES	AÑO PTA. SERVICIO	ESTADO
EOR	TPTO-BELL	138	86	240 - AAAC	CELOSIA	PORCELANA	1999	OPERATIVO
EOR	TPTO-MOYO	138	99	240 - AAAC	CELOSIA	POLIMERICOS	1999	OPERATIVO
EOR	GERA-MOYO	60	17,5	75 - ACSR	CELOSIA	VIDRIO	1992	OPERATIVO
EOR	MOYO-RIOJA	60	21	75 - ACSR	CELOSIA	VIDRIO	1992	OPERATIVO
EOR	RIOJA- N CAJAMARCA	60	25	240 - AAAC	CELOSIA MADERA C.A.C	POLIMERICOS	2008	EJECUCIÓN
EOR	RIOJA- N CAJAMARCA	60	25	240 - AAAC	CELOSIA MADERA C.A.C	POLIMERICOS	2008	EJECUCIÓN
EOR	TARAPOTO- PONGO	60	31,42	150- AAAC	CELOSIA	POLIMERICOS	2010	OPERATIVO

Fuente: COES

c. Líneas de Distribución.

Cuadro N° 13

Sistema eléctrico de Distribución P.S.E.- Moyobamba

Características de los Alimentadores y Parámetros Eléctricos Operativos

SUBESTACION DE TRANSFORMACION	ALIMENTADOR	CALIBRE Cu mm2	LONG Km	POTENCIA MAX. DEMANDA KW	FACTOR DE CARGA	FACTOR DE PERDIDAS
SET MOYOBAMBA	MO-S01	AAAC 35, 70 Cu 10 ,16, 25	17,14	1878,97	0,60	0,43
	MO-S02	AAAC 35, 70 Cu 10 , 25	121,22	916,12	0,56	0,39
	MO-S03	AAAC 35, 70 Cu 10 , 25	7,75	1465,54	0,63	0,47

Fuente: Electro Oriente S.A.

d. Generación

Cuadro N° 14

Características Eléctricas y Estado Operativo de la Unidad de Generación

CT Moyobamba Caterpillar

DATOS TECNICOS DEL GRUPO RAPIDO	
MOTOR	
MARCA :	CATERPILLAR
POTENCIA NOMINAL (MVA) :	2,5
POTENCIA NOMINAL (MW) :	2
FACTOR DE POTENCIA :	0,8
GENERADOR	
POTENCIA NOMINAL (MVA) :	2,5
POTENCIA NOMINAL (MW) :	2
FACTOR DE POTENCIA :	0,8
FRECUENCIA :	60Hz
ESTADO DE CONSERVACION :	Bueno
SITUACION :	Inoperativa

Fuente: Fotografías (Datos de Placa)

Cuadro N° 15

Características Eléctricas y Estado Operativo de la Unidad de Generación

CT Moyobamba BPS

DATOS TECNICOS	
MOTOR	
MARCA :	BPS- BELOIT POWER SYSTEM
SERIE :	504299R2
TYPE :	TBGZFJ/V-23
POTENCIA NOMINAL (KVA) :	3125
POTENCIA NOMINAL (KW) :	2500
FACTOR DE POTENCIA :	0,8
GENERADOR	
POTENCIA NOMINAL (MVA) :	3125
POTENCIA NOMINAL (MW) :	2500
FACTOR DE POTENCIA :	0,8
PH/HZ/VOLT:	3/60/2400/4160
AMP :	752/434
RPM :	900
TEMP :	105° C
ESTADO DE CONSERVACION :	Malo
SITUACION :	Inoperativa

Fuente: Fotografías (Datos de Placa)

Cuadro N° 16

Características Eléctricas y Estado Operativo de la Unidad de Generación

CT Moyobamba EM

DATOS TECNICOS	
MOTOR	
MARCA :	EM- BRUSHESS SYNCHRONOUS
PAIS DE FABRICACION :	USA
SERIE :	1077245011
POTENCIA NOMINAL (KVA) :	3125
POTENCIA NOMINAL (KW) :	2500
FACTOR DE POTENCIA :	0,8
GENERADOR	
POTENCIA NOMINAL (MVA) :	3125
POTENCIA NOMINAL (MW) :	2500
FACTOR DE POTENCIA :	0,8
PH/HZ/VOLT:	3/60/2400/4160
AMP :	752/1434
RPM :	900
TEMP :	105° C
ESTADO DE CONSERVACION :	Malo
SITUACION :	Inoperativa

Fuente: Fotografías (Datos de Placa)

Cuadro N° 17

Características Eléctricas y Estado Operativo de la Unidad de Generación

CT Moyobamba ALL POWER INC

DATOS TECNICOS	
MOTOR	
MARCA :	ALL POWER INC
TYPE :	PA125G115.80/8P
SERIE :	150937/2
POTENCIA NOMINAL (KVA) :	3125
POTENCIA NOMINAL (KW) :	2500
FACTOR DE POTENCIA :	0,8
GENERADOR	
POTENCIA NOMINAL (MVA) :	3125
POTENCIA NOMINAL (MW) :	2500
FACTOR DE POTENCIA :	0,8
PH/HZ:	3/60
AMP :	
RPM :	900
TEMP :	110° C
ESTADO DE CONSERVACION :	Malo
SITUACION :	Inoperativa

Fuente: Fotografías (Datos de Placa)

4.4. Balance Oferta - Demanda

A partir de los análisis de la demanda y oferta antes indicados, se realiza el Balance Oferta – Demanda, en la situación sin y con proyecto, teniendo los siguientes resultados:

Cuadro N° 18

Alternativa N° 01

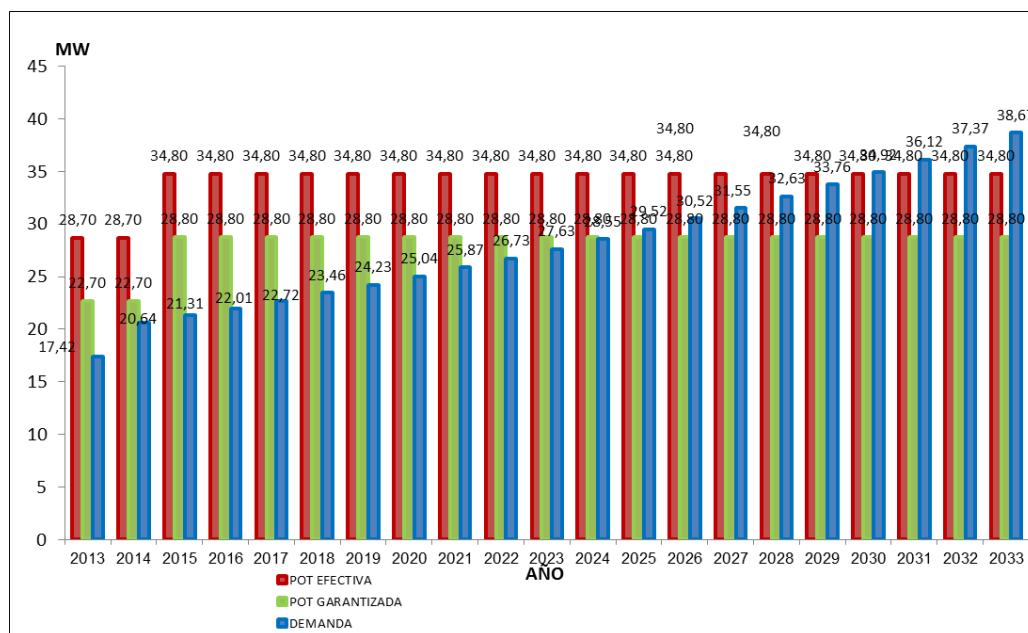
Formato 4-A

BALANCE OFERTA - DEMANDA DE GENERACION					
Situación Con Proyecto y Sin Proyecto					
SISTEMA ELECTRICO MOYOBAMBA + GERA, RIOJA, NUEVA CAJAMARCA					
AÑOS	CANTIDAD DEMANDADA (MW) A	POTENCIA EFECTIVA (GENERACION) (MW) B	POTENCIA GARANTIZADA (GENERACION) (MW) C	SUPERAVIT O DEFICIT POTENCIA EFECTIVA MW	SUPERAVIT O DEFICIT POTENCIA GARANTIZADA MW
2013	17,42	28,70	22,70	11,28	5,28
2014	20,64	28,70	22,70	8,06	2,06
2015	21,31	34,80	28,80	13,49	7,49
2016	22,01	34,80	28,80	12,80	6,80
2017	22,72	34,80	28,80	12,09	6,09
2018	23,46	34,80	28,80	11,34	5,34
2019	24,23	34,80	28,80	10,57	4,57
2020	25,04	34,80	28,80	9,76	3,76
2021	25,87	34,80	28,80	8,94	2,94
2022	26,73	34,80	28,80	8,07	2,07
2023	27,63	34,80	28,80	7,18	1,18
2024	28,55	34,80	28,80	6,25	0,25
2025	29,52	34,80	28,80	5,29	-0,71
2026	30,52	34,80	28,80	4,28	-1,72
2027	31,55	34,80	28,80	3,25	-2,75
2028	32,63	34,80	28,80	2,17	-3,83
2029	33,76	34,80	28,80	1,05	-4,95
2030	34,92	34,80	28,80	-0,11	-6,11
2031	36,12	34,80	28,80	-1,32	-7,32
2032	37,37	34,80	28,80	-2,57	-8,57
2033	38,67	34,80	28,80	-3,87	-9,87

Fuente: Elaboración propia

Gráfico N° 13

Balance Oferta – Demanda Degeneración



Fuente: Elaboración propia

Del cuadro N° 18 y el gráfico N° 13 se puede observar que existe un déficit en los años 2025- 2033.

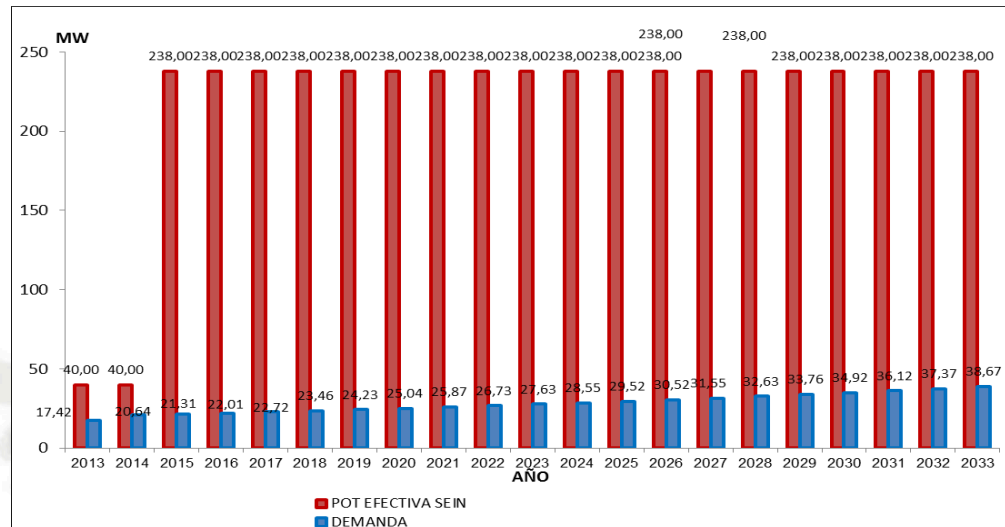
Cuadro N° 19
Formato 4-B

BALANCE OFERTA - DEMANDA DE SEIN			
Situación Con Proyecto y Sin Proyecto			
SISTEMA ELECTRICO MOYOBAMBA + GERA, RIOJA, NUEVA CAJAMARCA			
AÑOS	CANTIDAD DEMANDADA	POTENCIA EFECTIVA (SEIN)	SUPERAVIT O DEFICIT
	(MW) A	(MW) B	MW
2013	17,42	40,00	22,58
2014	20,64	40,00	19,36
2015	21,31	238,00	216,69
2016	22,01	238,00	215,99
2017	22,72	238,00	215,28
2018	23,46	238,00	214,54
2019	24,23	238,00	213,77
2020	25,04	238,00	212,96
2021	25,87	238,00	212,13
2022	26,73	238,00	211,27
2023	27,63	238,00	210,37
2024	28,55	238,00	209,45
2025	29,52	238,00	208,48
2026	30,52	238,00	207,48
2027	31,55	238,00	206,45
2028	32,63	238,00	205,37
2029	33,76	238,00	204,24
2030	34,92	238,00	203,08
2031	36,12	238,00	201,88
2032	37,37	238,00	200,63
2033	38,67	238,00	199,33

Fuente: Elaboración propia

Gráfico N° 14

Balance Oferta – Demanda de SEIN



Fuente: Elaboración propia

Del cuadro N° 19 y el gráfico N° 14 se puede observar que existe un superávit en los años 2013- 2033.

Cuadro N° 20

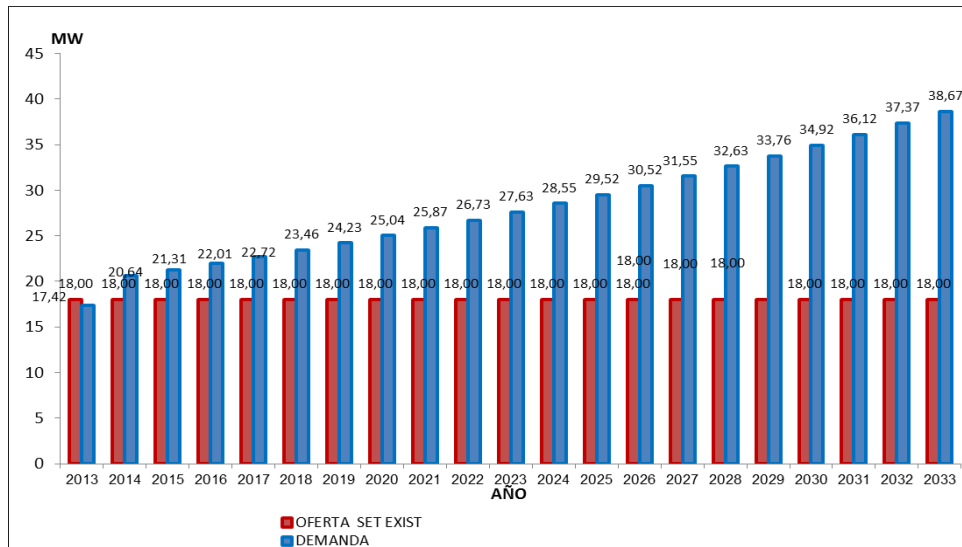
Formato 4-C

BALANCE OFERTA - DEMANDA DE SET MOYOBAMBA			
Situación Sin Proyecto			
SISTEMA ELECTRICO MOYOBAMBA , GERA, RIOJA, NUEVA CAJ			
AÑOS	CANTIDAD DEMANDADA (MW) A	OFERTA SET EXIST ONAF (MW) B	SUPERAVIT O DEFCIT MW
2013	17,42	18,00	0,58
2014	20,64	18,00	-2,64
2015	21,31	18,00	-3,31
2016	22,01	18,00	-4,01
2017	22,72	18,00	-4,72
2018	23,46	18,00	-5,46
2019	24,23	18,00	-6,23
2020	25,04	18,00	-7,04
2021	25,87	18,00	-7,87
2022	26,73	18,00	-8,73
2023	27,63	18,00	-9,63
2024	28,55	18,00	-10,55
2025	29,52	18,00	-11,52
2026	30,52	18,00	-12,52
2027	31,55	18,00	-13,55
2028	32,63	18,00	-14,63
2029	33,76	18,00	-15,76
2030	34,92	18,00	-16,92
2031	36,12	18,00	-18,12
2032	37,37	18,00	-19,37
2033	38,67	18,00	-20,67

Fuente: Elaboración propia

Gráfico N° 15

Déficit en los Años 2014- 2033



Fuente: Elaboración propia

Del cuadro N° 20 y el gráfico N° 15 se puede observar que existe un déficit en los años 2014- 2033.

Cuadro N° 21

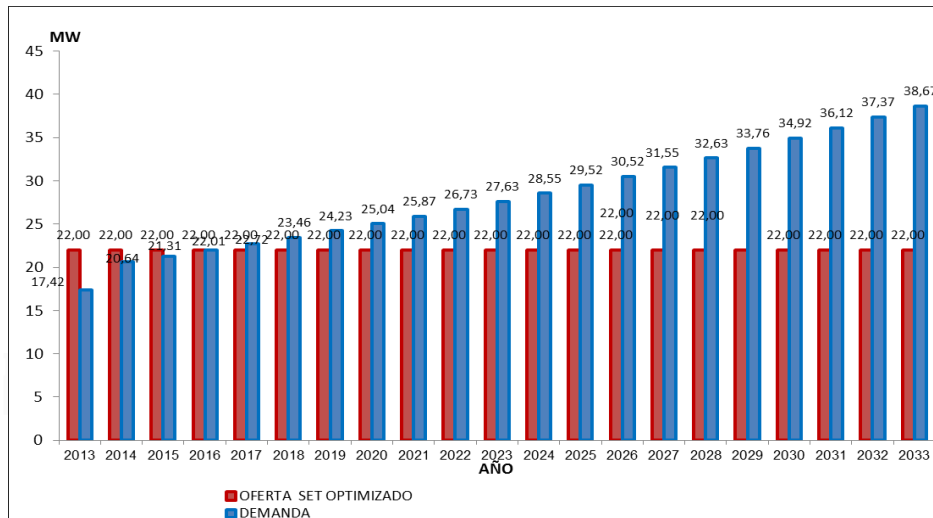
Formato 4-D

BALANCE OFERTA - DEMANDA DE SET MOYOBAMBA OPTIMIZADO			
Situación Sin Proyecto			
SISTEMA ELECTRICO MOYOBAMBA + GERA, RIOJA, NUEV CAJ + CT MOYOBAMBA			
AÑOS	CANTIDAD DEMANDADA (MW)	OFERTA SET OPTIMIZADO (MW)	SUPERAVIT O DEFICIT MW
2013	17,42	22,00	4,58
2014	20,64	22,00	1,36
2015	21,31	22,00	0,69
2016	22,01	22,00	-0,01
2017	22,72	22,00	-0,72
2018	23,46	22,00	-1,46
2019	24,23	22,00	-2,23
2020	25,04	22,00	-3,04
2021	25,87	22,00	-3,87
2022	26,73	22,00	-4,73
2023	27,63	22,00	-5,63
2024	28,55	22,00	-6,55
2025	29,52	22,00	-7,52
2026	30,52	22,00	-8,52
2027	31,55	22,00	-9,55
2028	32,63	22,00	-10,63
2029	33,76	22,00	-11,76
2030	34,92	22,00	-12,92
2031	36,12	22,00	-14,12
2032	37,37	22,00	-15,37
2033	38,67	22,00	-16,67

Fuente: Elaboración propia

Gráfico N° 16

Déficit en los Años 2014- 2033



Fuente: Elaboración propia

Del cuadro N° 21 y el gráfico N° 16 se puede observar que existe un déficit en los años 2016- 2033.

Cuadro N° 22

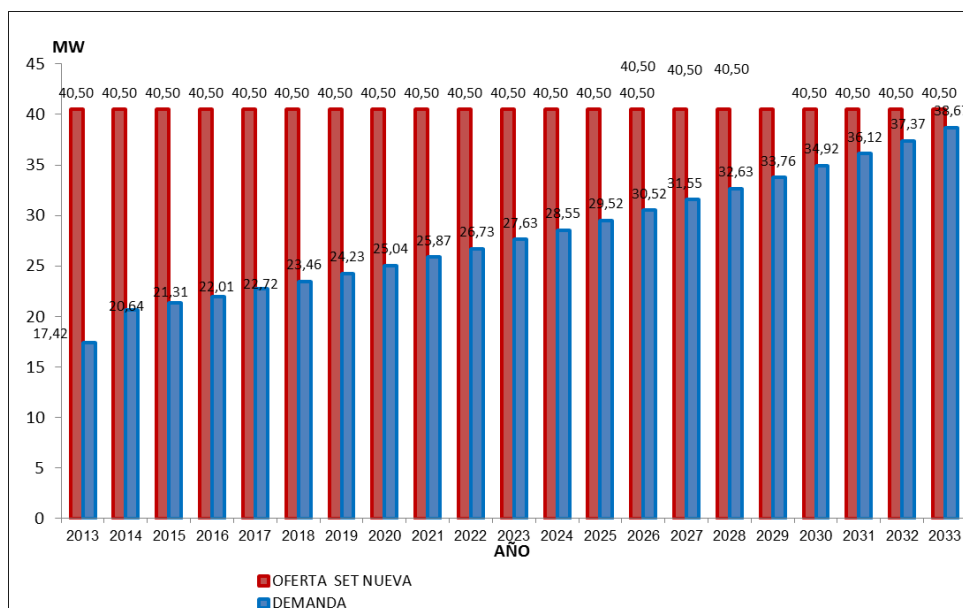
Formato 4-E

BALANCE OFERTA - DEMANDA DE NUEVA SET MOYOBAMBA			
Situación Con Proyecto			
SISTEMA ELECTRICO MOYOBAMBA + GERA, RIOJA, NUEV CAJ			
AÑOS	CANTIDAD DEMANDADA (MW) A	OFERTA SET NUEVA ONAF (MW) B	SUPERAVIT O DEFICIT MW
2013	17,42	40,50	23,08
2014	20,64	40,50	19,86
2015	21,31	40,50	19,19
2016	22,01	40,50	18,49
2017	22,72	40,50	17,78
2018	23,46	40,50	17,04
2019	24,23	40,50	16,27
2020	25,04	40,50	15,46
2021	25,87	40,50	14,63
2022	26,73	40,50	13,77
2023	27,63	40,50	12,87
2024	28,55	40,50	11,95
2025	29,52	40,50	10,98
2026	30,52	40,50	9,98
2027	31,55	40,50	8,95
2028	32,63	40,50	7,87
2029	33,76	40,50	6,74
2030	34,92	40,50	5,58
2031	36,12	40,50	4,38
2032	37,37	40,50	3,13
2033	38,67	40,50	1,83

Fuente: Elaboración propia

Gráfico N° 17

Déficit en los Años 2016- 2033



Fuente: Elaboración propia

Del cuadro N° 22 y el gráfico N° 17 se puede observar que existe un superávit en los años 2014- 2033.

4.5. Análisis Técnico de la Alternativa de Solución

a) Alternativa N° 01

Un Transformador de Potencia de 4 Devanados 132/60/22.9/10KV, 20-25/20-25/10-12,5/7-8,75 MVA, ONAN-ONAF, con grupo de Conexión YNYNynod5.

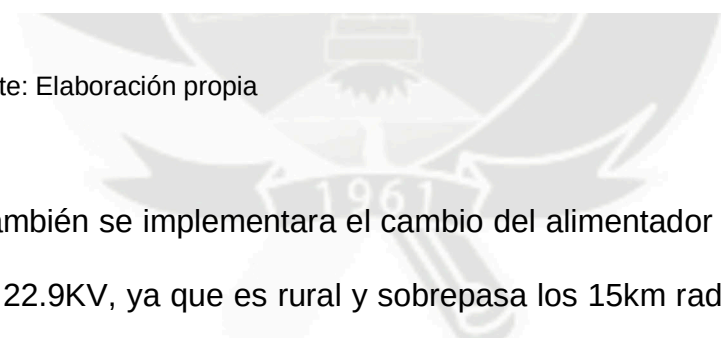
Descripción Técnica del Proyecto

El proyecto comprende la Ampliación de Potencia de la Subestación de Transformación Moyobamba, es decir la implementación de un nuevo transformador de potencia, en otras palabras implementar en

Figura N° 13

Diagrama Unifilar: Alternativa 01

Diagrama Unifilar: Alternativa 01



También se implementara el cambio del alimentador MO-S02 de 10KV a 22.9KV, ya que es rural y sobrepasa los 15km radio de acción, este Alimentador va a Yántalo y el MEM/DGER está ejecutando obras de Electrificación Rural tomando como punto de diseño Yántalo.

- **Transformador de potencia:**

- ONAN: 20/20/10/7 MVA
- ONAF: 25/25/12,5/8,75 MVA
- 132±13x1%/60/22.9/10 kV (Bajo Carga)
- Conexión: YNYNyn0d5,
- Aislamiento: 650-850 kVp BIL
- TC's en Bushing para sistema de protección y medición:
 - AT: 200-300/5/5/5A, 2x10VA 5P20; 10VA CI. 0.2 ,
 - MT: 300-400/5/5/5A, 2x10VA 5P20; 10VA CI. 0.2
 - BT: 400-500/5/5/5A, 2x10VA 5P20; 10VA CI. 0.2,
 - BT: 600-700/5/5/5A, 2x10VA 5P20; 10VA CI. 0.2,
- Pararrayos en 60KV y 22.9KV adosados en el Transformador.

Bahía en 138 kV

- Celda de Línea en 138Kv.
- Celda de transformación en 138kV.

Bahía en 60 kV

- Celda de transformación 60kV

Bahía en 22.9 kV

- Celda de transformación en 22.9kV.
- 03 Celdas de alimentador en 22.9kV.

Bahía en 10 kV

- Celda de Transformación en 10kV.
- Celda de acoplamiento longitudinal en 10kV.

Otros

- Sistema de barras flexibles.
- Sistema de Protección y Medición.
- Servicios auxiliares.
- Red de tierra profunda.
- Instalaciones eléctricas al exterior.
- Sistema de Telecomunicaciones.
- Obras Civiles.

Cambio de Nivel de Tensión de 10 a 22.9KV

El trabajo que se realizara en el cambio de tensión es el siguiente:

- Empieza en la SET Moyobamba se verifica que los alimentadores que se cambiaran estén fuera de servicio.
- Se apertura el interruptor de potencia de mando.
- Verificación del corte efectivo con detector de tensión, verificación de la puesta a tierra.
- Entrega de la documentación del trabajo, orden de trabajo, planos, esquemas al contratista.
- Charla de seguridad y medio ambiente de 5 minutos.
- Revisión de equipos y herramientas.

- Señalización de la zona de trabajo, mallas y carteles y revisión de los materiales a emplearse.
- Los trabajadores deben estar con todos los IPP (Implementos de protección al personal).
- Revisión de los IPP.
- Revelado de Tensión.
- Instalación de la Puestas a Tierras de trabajo, uno antes y uno después de la zona de trabajo.
- Retiro de puestas a tierras de trabajo.
- Culminación del trabajo.

Es importante recalcar que para trabajos se debe tener en cuenta la siguiente regla de oro.

- ✓ Corte efectivo de todas las fuentes de tensión.
 - ✓ Bloqueo de los aparato de corte.
 - ✓ Comprobación de ausencia de tensión.
 - ✓ Puesta a tierra y en cortocircuito.
 - ✓ Señalización de la zona de trabajo.
- El Transformador de Potencia existente entrara en mantenimiento, es por eso que el Nuevo Transformador está equipado para abastecer la demanda hasta que culmine el mantenimiento que dependerá de la contratista que realice dicho mantenimiento.

b) Alternativa N° 02

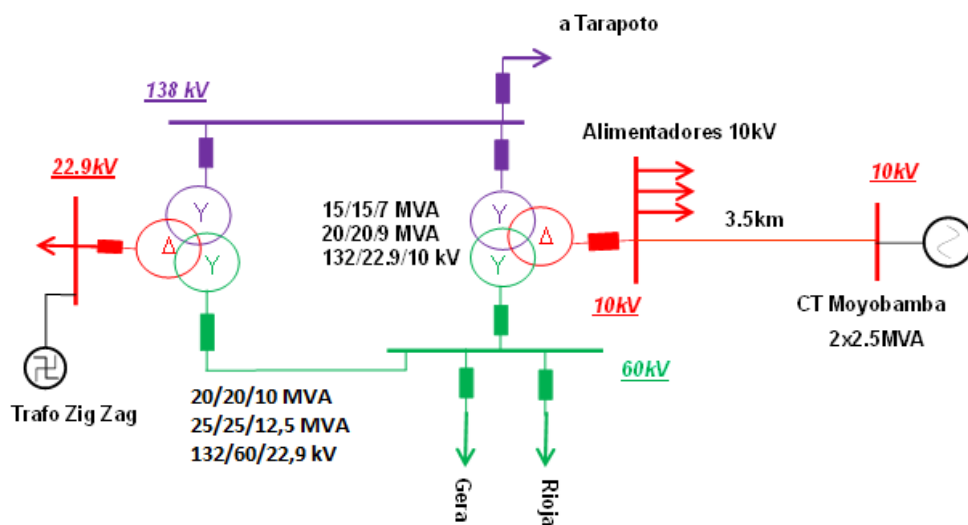
Un Transformador de Potencia de 3 Devanados 132/60/22.9KV, 20-25/20-25/10-12,5 MVA, ONAN-ONAF, con grupo de Conexión YNynod5 y un Transformador Zig-Zag de 800KVA.

Descripción Técnica del Proyecto

El proyecto comprende la Ampliación de Potencia de la Subestación de Transformación Moyobamba, es decir la implementación de un nuevo transformador de potencia, en otras palabras implementar en el futuro la configuración PI , posteriormente a una Configuración “H” , el cual tendrá la siguiente configuración:

Figura N° 14

Diagrama Unifilar: Alternativa 02



Fuente: Elaboración propia

También se implementará el cambio del alimentador MO-S02 de 10KV a 22.9KV, ya que es rural y sobrepasa los 15km radio de acción, este Alimentador va a Yántalo y el MEM/DGER está ejecutando obras de Electrificación Rural tomando como punto de diseño Yántalo.

El proyecto incluye los siguientes componentes:

- **Transformador de potencia:**

- ONAN: 20/20/10MVA
- ONAF: 25/25/12.5MVA
- 132±13x1%/60/22.9 kV (Bajo Carga)
- Conexión: YNYN0d5,
- Aislamiento: 650-850 kVp BIL
- TC's en Bushing para sistema de protección y medición:
 - AT: 200-300/5/5/5A, 2x10VA 5P20; 10VA Cl. 0.2 ,
 - MT: 500-600/5/5/5A, 2x10VA 5P20; 10VA Cl. 0.2
 - BT: 700-800/5/5/5A, 2x10VA 5P20; 10VA Cl. 0.2.
- Pararrayos en 60KV y 22.9KV adosados en el Transformador.

Bahía en 138 kV

- Celda de Línea en 138kV.
- Celda de transformación en 138kV.

Bahía en 60 kV

- Celda de transformación 60kV.

Bahía en 22.9 kV

- Celda de transformación en 22.9kV.
- 03 Celdas de alimentador en 22.9kV.

Otros

- Sistema de barras flexibles.
- Sistema de Protección y Medición.
- Servicios auxiliares.
- Red de tierra profunda.
- Instalaciones eléctricas al exterior.
- Sistema de Telecomunicaciones.
- Obras Civiles.

Cambio de Nivel de Tensión de 10 a 22.9KV

El trabajo que se realizará en el cambio de tensión es el siguiente:

- Empieza en la SET Moyobamba se verifica que los alimentadores que se cambiaran estén fuera de servicio.
- Se apertura el interruptor de potencia de mando.
- Verificación del corte efectivo con detector de tensión, verificación de la puesta a tierra.
- Entrega de la documentación del trabajo, orden de trabajo, planos, esquemas al contratista.

- Charla de seguridad y medio ambiente de 5 minutos.
- Revisión de equipos y herramientas.
- Señalización de la zona de trabajo, mallas y carteles y revisión de los materiales a emplearse.
- Los trabajadores deben estar con todos los IPP (Implementos de protección al personal).
- Revisión de los IPP.
- Revelado de Tensión.
- Instalación de la Puestas a Tierras de trabajo, uno antes y uno después de la zona de trabajo.
- Retiro de puestas a tierras de trabajo.
- Culminación del trabajo.

Es importante recalcar que para trabajos se debe tener en cuenta la siguiente regla de oro.

- ✓ Corte efectivo de todas las fuentes de tensión.
 - ✓ Bloqueo de los aparato de corte.
 - ✓ Comprobación de ausencia de tensión.
 - ✓ Puesta a tierra y en cortocircuito.
 - ✓ Señalización de la zona de trabajo.
- El Transformador de Potencia existente entrara en mantenimiento, es por eso que el Nuevo Transformador está equipado para abastecer la demanda hasta que culmine el mantenimiento que dependerá de la contratista que realice dicho mantenimiento.

c) Alternativa N° 03:

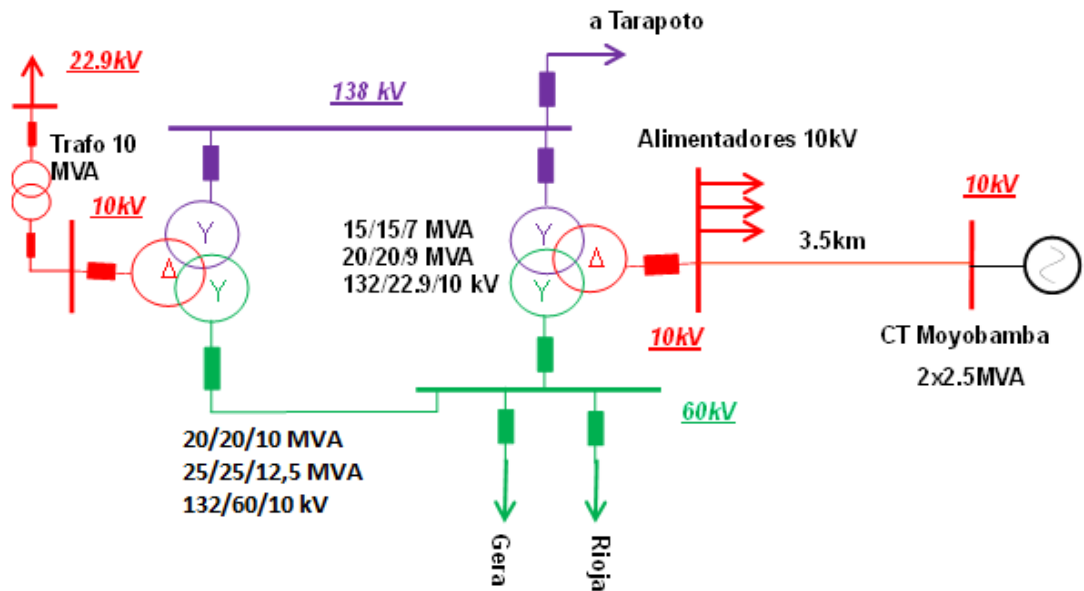
Un Transformador de Potencia de 3 Devanados 132/60/10KV, 20-25/20-25/10-12,5 MVA, ONAN-ONAF, con grupo de Conexión YNYnod5 y un Transformador de 10-15 MVA, ONAN-ONAF de 10/22.9KV.

Descripción Técnica del Proyecto

El proyecto comprende la Ampliación de Potencia de la Subestación de Transformación Moyobamba, es decir la implementación de un nuevo transformador de potencia, en otras palabras implementar en el futuro la configuración PI , posteriormente a una Configuración “H” , el cual tendrá la siguiente configuración:

Figura N° 15

Diagrama Unifilar: Alternativa 03



Fuente: Elaboración propia

El proyecto incluye los siguientes componentes:

- **Transformador de potencia:**
 - ONAN: 20/20/10MVA
 - ONAF: 25/25/12.5MVA
 - 132±13x1%/60/10 kV (Bajo Carga)
 - Conexión: YNYN0d5,
 - Aislamiento: 650-850 kVp BIL
 - TC's en Bushing para sistema de protección y medición:

- AT: 200-300/5/5/5A, 2x10VA 5P20; 10VA Cl. 0.2 ,
- MT: 500-600/5/5/5A, 2x10VA 5P20; 10VA Cl. 0.2
- BT: 1500-1600/5/5/5A, 2x10VA 5P20; 10VA Cl. 0.2.
- Pararrayos en 60KV y 10KV adosados en el Transformador.
- Transformador elevador de 10-15MVA, ONAN- ONAF, 10/22.9KV.

Bahía en 138 kV

- Celda de Línea en 138kV.
- Celda de transformación en 138kV.

Bahía en 22.9 kV

- Celda de transformación en 22.9kV.
- 03 Celdas de alimentador en 22.9kV.

Bahía en 10 kV

- Celda de transformación en 10kV.
- Celda de acoplamiento longitudinal en 10kV.

Otros

- Sistema de barras flexibles.
- Sistema de Protección y Medición.
- Servicios auxiliares.
- Red de tierra profunda.

- Instalaciones eléctricas al exterior.
- Sistema de Telecomunicaciones.
- Obras Civiles.

Cambio de Nivel de Tensión de 10 a 22.9KV

El trabajo que se realizara en el cambio de tensión es el siguiente:

- Empieza en la SET Moyobamba se verifica que los alimentadores que se cambiaran estén fuera de servicio.
- Se apertura el interruptor de potencia de mando.
- Verificación del corte efectivo con detector de tensión, verificación de la puesta a tierra.
- Entrega de la documentación del trabajo, orden de trabajo, planos, esquemas al contratista.
- Charla de seguridad y medio ambiente de 5 minutos.
- Revisión de equipos y herramientas.
- Señalización de la zona de trabajo, mallas y carteles y revisión de los materiales a emplearse.
- Los trabajadores deben estar con todos los IPP (Implementos de protección al personal).
- Revisión de los IPP.
- Revelado de Tensión.
- Instalación de la Puestas a Tierras de trabajo, uno antes y uno después de la zona de trabajo.
- Retiro de puestas a tierras de trabajo.

- Culminación del trabajo.

Es importante recalcar que para trabajos se debe tener en cuenta la siguiente regla de oro.

- ✓ Corte efectivo de todas las fuentes de tensión.
 - ✓ Bloqueo de los aparato de corte.
 - ✓ Comprobación de ausencia de tensión.
 - ✓ Puesta a tierra y en cortocircuito.
 - ✓ Señalización de la zona de trabajo.
- El Transformador de Potencia existente entrara en mantenimiento, es por eso que el Nuevo Transformador está equipado para abastecer la demanda hasta que culmine el mantenimiento que dependerá de la contratista que realice dicho mantenimiento.

4.6. Costos de las Alternativas

4.6.1 Costos en la situación “Sin Proyecto”

En la situación sin proyecto, los costos están formados por la compra de energía con las tarifas de barra de 04 de Agosto del 2013, los costos de operación y mantenimiento que tendría que asumir Electro Oriente S.A en la zona del proyecto. (Costos que no consideran el IGV por exoneraciones tributarias en la amazonia).

4.6.2 Costos en la situación “Con Proyecto”

La inversión del Proyecto se realizará por única vez en el año cero y se considera una vida útil de 20 años. También se consideran los costos por compra de energía, la misma que ha sido calculada con la tarifa en barra aprobada por OSINERGMIN para 04 de Agosto del 2013 correspondiente al sistema interconectado San Martín. Así mismo están comprendidos los costos de operación y mantenimiento.

Los resultados se muestran en el anexo Formatos – Formato F5

4.6.3 Costos de inversión de la Alternativa N° 01

a) Alternativa N° 01

Precios de mercado

El costo total del Proyecto, considerando IGV, asciende a Dieciséis Millones treinta y seis mil setecientos sesenta y nueve con 91/100 nuevos soles.

(S/. 16, 036,769.91).

Precios sociales

El costo total del Proyecto, sin IGV, asciende a Once Millones setecientos dos mil doscientos ochenta y uno con 27/100 nuevos soles.

(S/. 11, 702,281.27).

Ver Anexo N° 03 Metrado y Presupuesto del Proyecto.

Cuadro N° 23

Costo a Precios Privados Alternativa 1

**Presupuesto Total del Proyecto Ampliación de Potencia de la Subestación
de Transformación Moyobamba**

Sección Obra	Descripción Componente	Componentes		Costo Parcial S/.
		AMPLIACION SET MOYOBAMBA	TELECOM SET MOYOBAMBA	
1,00	Suministro de Materiales	7.644.443,81	665.944,12	8.310.387,93
2,00	Montaje Electromecanico	884.119,43	34.412,73	918.532,16
3,00	Transporte de Materiales 10%	764.444,38	66.594,41	831.038,79
4,00	Costo Directo	9.587.714,09	778.422,18	10.366.136,27
5,00	Gastos Generales Directos 11,88%	1.138.912,13	92.467,76	1.231.379,90
6,00	Gastos Generales Indirectos 2,38%	227.989,63	18.510,37	246.500,00
7,00	Utilidades 5%	479.385,70	38.921,11	518.306,81
8,00	Sub Total	11.434.001,56	928.321,42	12.362.322,98
9,00	I.G.V. (18%)	2.058.120,28	167.097,86	2.225.218,14
10,00	Sub Total	13.492.121,84	1.095.419,28	14.587.541,11
	Otros Gastos: (10%)			1.449.228,80
15,00	Costo Total a precios de Mercado S/.			16.036.769,91

Fuente: Elaboración propia

Cuadro N° 24

Costo a Precios Sociales Alternativa 1

Presupuesto Total del Proyecto Ampliación de Potencia de la Subestación de Transformación Moyobamba

Sección Obra	Descripción Componente	Componentes		Costo Parcial S/.
		AMPLIACION SET MOYOBAMBA	TELECOM SET MOYOBAMBA	
1,00	Suministro de Materiales	6.478.666,13	564.387,64	7.043.053,77
2,00	Montaje Electromecanico	913.236,43	35.546,06	948.782,49
3,00	Transporte de Materiales	764.444,38	66.594,41	831.038,79
4,00	Costo Directo	8.156.346,94	666.528,11	8.822.875,05
5,00	Gastos Generales Directos 11,88%	965.228,03	78.366,43	1.043.594,46
6,00	Gastos Generales Indirectos 2,38%	193.221,21	15.687,54	208.908,75
7,00	Utilidades 5%	368.743,48	29.938,12	398.681,60
8,00	Sub Total	9.683.539,66	790.520,20	10.474.059,86
9,00	I.G.V. (18%)	0,00	0,00	0,00
10,00	Sub Total	9.683.539,66	790.520,20	10.474.059,86
	Otros Gastos: (10%)			1.228.221,41
15,00	Costo Total Sin IGV S/.			11.702.281,27

Fuente: Elaboración propia

4.6.4 Costos de inversión de la Alternativa N° 02

Alternativa N° 02

Precios de mercado

El costo total del Proyecto, considerando IGV, asciende a Dieciséis Millones cuatrocientos cuarenta y dos mil cuarenta y cinco con 07/100 nuevos soles.

(S/. 16, 442,045.07).

Precios sociales

El costo total del Proyecto, sin IGV, asciende a Once Millones Novecientos noventa y cinco mil doscientos veintiún con 63/100 nuevos soles.

(S/. 11, 995,221.63).

Cuadro N° 25

Costo a Precios Privados Alternativa 2

Presupuesto Total del Proyecto.

Ampliación de Potencia de la Subestación de Transformación

Moyobamba

Sección Obra	Descripción Componente	Componentes		Costo Parcial S/.
		AMPLIACION SET MOYOBAMBA	TELECOM SET MOYOBAMB A	
1,00	Suministro de Materiales	7.924.243,81	665.944,12	8.590.187,93
2,00	Montaje Electromecanico	895.836,35	34.412,73	930.249,08
3,00	Transporte de Materiales 10%	792.424,38	66.594,41	859.018,79
4,00	Costo Directo	9.911.116,65	778.422,18	10.689.538,83
5,00	Gastos Generales Directos 11,56%	1.145.307,89	89.952,84	1.235.260,73
6,00	Gastos Generales Indirectos 2,31%	228.549,64	17.950,36	246.500,00
7,00	Utilidades 5%	495.555,83	38.921,11	534.476,94
8,00	Sub Total	11.780.530,02	925.246,48	12.705.776,50
9,00	I.G.V. (18%)	2.120.495,40	166.544,37	2.287.039,77
10,00	Sub Total	13.901.025,42	1.091.790,85	14.992.816,27
	Otros Gastos: (10%)			1.449.228,80
15,00	Costo Total a precios de Mercado S/.			16.442.045,07

Fuente: Elaboración propia

Cuadro N° 26

Costo a Precios Sociales Alternativa 2

Presupuesto Total del Proyecto - Ampliación de Potencia de la Subestación de Transformación Moyobamba

Sección Obra	Descripción Componente	Componentes		Costo Parcial S/.
		AMPLIACION SET MOYOBAMBA	TELECOM SET MOYOBAMB A	
1,00	Suministro de Materiales	6.715.796,63	564.387,64	7.280.184,27
2,00	Montaje Electromecánico	925.339,22	35.546,06	960.885,29
3,00	Transporte de Materiales	792.424,38	66.594,41	859.018,79
4,00	Costo Directo	8.433.560,23	666.528,11	9.100.088,35
5,00	Gastos Generales Directos 11,56%	970.648,44	76.235,03	1.046.883,47
6,00	Gastos Generales Indirectos 2,31%	193.695,82	15.212,93	208.908,75
7,00	Utilidades 5%	381.181,55	29.938,12	411.119,66
8,00	Sub Total	9.979.086,04	787.914,19	10.767.000,22
9,00	I.G.V. (18%)	0,00	0,00	0,00
10,00	Sub Total	9.979.086,04	787.914,19	10.767.000,22
	Otros Gastos: (10%)			1.228.221,41
15,00	Costo Total Sin IGV S/.			11.995.221,63

Fuente: Elaboración propia

4.6.5 Costos de inversión de la Alternativa N° 03

Alternativa N° 03

Precios de mercado

El costo total del Proyecto, considerando IGV, asciende a Diecinueve Millones ciento sesenta y tres mil novecientos ochenta y seis con 98/100 nuevos soles.

(S/. 19, 163,986.98).

Precios sociales

El costo total del Proyecto, sin IGV, asciende a Trece Millones Novecientos setenta mil doscientos cincuenta y nueve con 23/100 nuevos soles.

(S/. 13, 970,259.23).

Cuadro N° 27

Costo a Precios Privados Alternativa 3

Presupuesto Total del Proyecto - Ampliación de Potencia de la Subestación de Transformación Moyobamba

Sección Obra	Descripción Componente	Componentes		Costo Parcial S/.
		AMPLIACION SET MOYOBAMBA	TELECOM SET MOYOBAMBA	
1,00	Suministro de Materiales	9.882.843,81	665.944,12	10.548.787,93
2,00	Montaje Electromecanico	909.038,26	34.412,73	943.451,00
3,00	Transporte de Materiales 10%	988.284,38	66.594,41	1.054.878,79
4,00	Costo Directo	12.083.179,21	778.422,18	12.861.601,38
5,00	Gastos Generales Directos 9,81%	1.184.986,33	76.339,15	1.261.325,48
6,00	Gastos Generales Indirectos 1,92%	231.581,09	14.918,91	246.500,00
7,00	Utilidades 5%	604.158,96	38.921,11	643.080,07
8,00	Sub Total	14.103.905,58	908.601,34	15.012.506,93
9,00	I.G.V. (18%)	2.538.703,01	163.548,24	2.702.251,25
10,00	Sub Total	16.642.608,59	1.072.149,59	17.714.758,18
	Otros Gastos: (10%)			1.449.228,80
11,00	Costo Total a precios de Mercado S/.			19.163.986,98

Fuente: Elaboración propia

Cuadro N° 28

Costo a Precios Sociales Alternativa 3

Presupuesto Total del Proyecto - Ampliación de Potencia de la Subestación de Transformación Moyobamba

Sección Obra	Descripción Componente	Componentes		Costo Parcial S/.
		AMPLIACION SET MOYOBAMBA	TELECOM SET MOYOBAMBA	
1,00	Suministro de Materiales	8.375.710,13	564.387,64	8.940.097,77
2,00	Montaje Electromecanico	938.975,92	35.546,06	974.521,98
3,00	Transporte de Materiales	988.284,38	66.594,41	1.054.878,79
4,00	Costo Directo	10.302.970,43	666.528,11	10.969.498,54
5,00	Gastos Generales Directos 9,81%	1.004.275,91	64.697,43	1.068.973,34
6,00	Gastos Generales Indirectos 1,92%	196.264,97	12.643,78	208.908,75
7,00	Utilidades 5%	464.719,07	29.938,12	494.657,19
8,00	Sub Total	11.968.230,39	773.807,44	12.742.037,82
9,00	I.G.V. (18%)	0,00	0,00	0,00
10,00	Sub Total	11.968.230,39	773.807,44	12.742.037,82
	Otros Gastos: (10%)			1.228.221,41
15,00	Costo Total Sin IGV S/.			13.970.259,23

Fuente: Elaboración propia

Costos de Compra de Energía.

Se utilizó el pliego tarifario en barra publicadas por el OSINERGMIN en la página Web: www.osinerg.gob.pe; del 04 de Agosto 2013, tal como se muestra en el **Anexo N° 03**.

El costo de energía se calcula del producto de la tarifa indicada por la energía requerida para el proyecto, tal como se muestra en el **Formato F5** de la evaluación financiera.

4.7. Beneficios de las Alternativas

4.7.1 Beneficios por venta de energía

Se utiliza el pliego de tarifas a usuario final publicadas por el OSINERGMIN en la página Web: www.osinerg.gob.pe, del 04 de Agosto del 2013, tal como se muestra en el **Anexo N° 03**.

El beneficio por la venta de energía se calcula por el producto de la tarifa indicada según corresponda, por la energía vendida a los usuarios (según opción tarifaria), tal como se muestra en el **Formato F6** de la evaluación financiera.

Para determinar el beneficio por venta de energía a precios sociales, se ha estimado sin considerar los impuestos de ley como el IGV (**Ver Formato F6** de la evaluación financiera a precios sociales).

Cuadro N° 29
Tarifas de venta

TARIFAS	SEIN
2.1 PPM (S/./kw-mes)	17.31
2.2 PEMP (ctm/./kw-h)	14.27
2.3 PEMF (ctm/./kw-h)	11.90
2.4 PCSPT (S/./kw-mes)	13.338

Fuente. OSINERGMIN

Nota: las tarifas no incluyen IGV y son al 04/08/2013

Cuadro N° 30

Principales Variables para los beneficios

DESCRIPCIÓN	PRIVADO	SOCIAL
1. Tipo de cambio (S/./US\$)	2.798	2.798
2. Tarifa de Venta		
2.1 PPM (S/./kw-mes)	20.43	17.31
2.2 PEMP (ctm S/./kw-h)	16.84	14.27
2.3 PEMF (ctm S/./kw-h)	14.04	11.90
3. Porcentaje Consumo Energía HP (%)	21.00%	21.00%
4. Porcentaje Consumo Energía HFP (%)	79.00%	79.00%

Nota: Las tarifas de compra son del 04/08/2013 OSINERGMIN.

El resumen de los beneficios incrementales se presenta el Formato F6 de la Evaluación Económica del proyecto.

Los beneficios en la situación con proyecto se dan por la venta de energía y potencia, para la situación sin proyecto se dan por la venta de energía, potencia y mala calidad del servicio.

Para el caso de la situación con proyecto y sin proyecto se calcularon a la tarifa para del interconectado al SEIN, cabe mencionar que desde el 03 de diciembre del 2010 el Sistema Interconectado Regional se integró al SEIN y cuyos resultados se muestran. (Ver Formato F5).

CAPÍTULO V

5. FLUJO DE POTENCIA Y CORTOCIRCUITO

5.1 Antecedentes

La Ampliación de Potencia de la Subestación Moyobamba se debe incorporar por la creciente demanda, es por ello que se ampliara la subestación existente con un transformador de cuatro devanados de 138/60/22.9/10 Kv. Para cumplir con los requerimientos de ingreso de esta subestación realizaremos los estudios de flujo y cortocircuito que establece el COES SINAC mediante el procedimiento N°20.

5.2 Objetivos

El presente Estudio tiene los siguientes objetivos principales:

- Analizar la operación del SEIN en estado estacionario con cálculos de flujo de potencia para verificar los niveles de tensión en las barras principales y los niveles de carga en las líneas de transmisión y transformadores pertenecientes a la zona de influencia del proyecto considerando la Ampliación de la subestación Moyobamba.
- Analizar los niveles de corriente de falla ante cortocircuitos y asegurar que los equipos de interrupción existentes y previstos en la zona cercana al proyecto tengan la capacidad suficiente para soportar estas nuevas exigencias.
- Analizar la operación del SEIN en estado de contingencia, bajo el

criterio determinístico “N-1”. A partir de los resultados de este último estudio se podría definir recomendaciones de operación y/o la instalación de equipamiento adicional en caso sea necesario para mantener niveles adecuados de seguridad del sistema que exige la normatividad vigente.

5.3 Metodología, Criterios y Premisas del estudio.

5.3.1. Generalidades

El análisis de flujo de potencia y cortocircuito se ha efectuado utilizando el programa computacional DIGSILENT Power Factory versión 14.1. A continuación, se describe la metodología y los criterios empleados en el análisis de estado estacionario.

5.3.2. Metodología

Análisis de flujo de potencia

A efectos de observar las tensiones en las barras, la distribución de los flujos de potencia activa y reactiva a través de la red y las pérdidas de potencia en los elementos del área de influencia se efectuaron los cálculos de flujos de carga contemplando condiciones normales de operación para demanda máxima, media y mínima para el escenario estacional de estiaje-avenida del año 2014, y su proyección para 2016, 2018, 2023, 2028 y 2033.

Cálculo de Cortocircuito

El objeto de los análisis de cortocircuito, es evaluar los niveles máximos de corrientes de falla, que sirvan como referencia para la especificación de los equipos y/o verificación de las capacidades de ruptura de los interruptores existentes.

Se calculan fallas trifásicas y fallas monofásicas en las principales barras asociadas a la Ampliación de Potencia de Moyobamba con la finalidad de evaluar los nuevos niveles de cortocircuito.

Análisis en estado estacionario en condición de contingencias N-1

Se realiza para verificar el desempeño del sistema ante una falla a la vez en una línea o transformador, permitiendo identificar las contingencias que originan violaciones de tensión o sobrecargas en equipos del SEIN.

5.4 Criterios de evaluación técnica

Para evaluar la operación del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional SEIN con el sistema de transmisión y generación, se aplican los siguientes criterios:

- ✓ Cumplimiento de la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE): el sistema debe operar dentro de las

tolerancias establecidas para la variación de tensión y por debajo de su capacidad máxima de transmisión o transporte de electricidad, sin sobrecarga en operación normal y el margen de sobrecarga en condiciones de emergencia.

- ✓ Soportabilidad frente a contingencias: se evalúa el impacto de las contingencias o pérdida de un circuito de transmisión.

5.5 Criterios para evaluar los resultados de las simulaciones de flujo de potencia

Para evaluar los resultados de las simulaciones de Flujo de Potencia, se aplican los siguientes criterios establecidos por el COES y/o la NTCSE para evaluar la operación en estado estacionario de los sistemas, estos son:

Tolerancia de Variación de Tensión en Barras:

Barras de suministro:

Operación normal : ± 5 % de la Tensión nominal

Operación en contingencia : +5% y -10% de la Tensión de operación

Barras del Sistema de Transmisión:

Operación normal : $\pm 2,5$ % de la Tensión de operación

Operación en contingencia : +10% y -10% de la Tensión de operación
(220 kV)
+5% y -10% de la Tensión de operación
(138 kV)

Carga Límite en Líneas y Transformadores:

Operación Normal:

Líneas : Hasta el 100% de su Potencia nominal (MVA)

Transformadores : Hasta el 100% de su Potencia nominal (MVA)

Operación en Contingencia N-1:

Líneas : Admisibles de acuerdo a las fichas técnicas

Transformadores : Admisibles de acuerdo a las fichas técnicas

La capacidad nominal de las líneas y transformadores son las suministradas de acuerdo a la Base de Datos suministrada por el COES.

5.6 Información base

Para el desarrollo de este estudio se ha utilizado la siguiente información:

- ✓ Bases de datos del Sistema Interconectado Nacional (SEIN), en formato DIgSILENT, proporcionado por el COES. En esta base de datos están incorporados los parámetros de líneas, transformadores, generadores, etc., del SEIN, así como los modelos de control de las unidades generadoras y los relés de instalaciones en el área de influencia.

- ✓ Despachos de generación (en MW) tanto para avenida y estiaje, y las respectivas demandas máxima, media y mínima. Todos estos datos fueron proporcionados por el COES.

5.7 Periodo de estudio

El periodo de análisis se iniciará en la época estacional de estiaje correspondiente al año 2014 y comprenderá también el año 2016-2018-2023-2028 y 2033.

5.8 Descripción del sistema

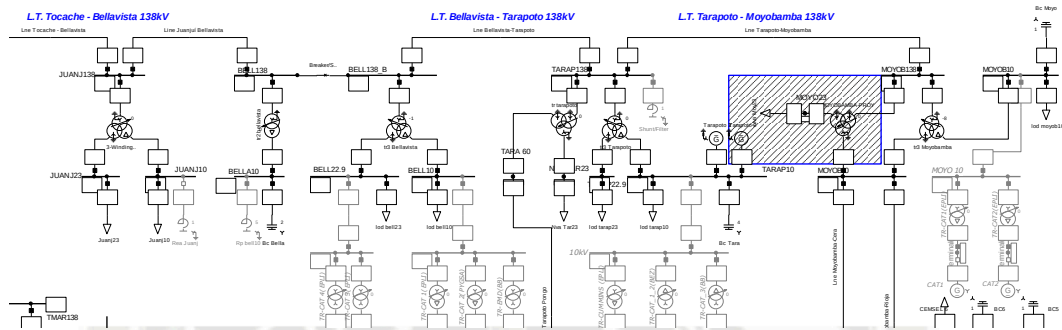
5.8.1 Sistema eléctrico actual

El área de influencia para el análisis del proyecto abarca desde la barra Bella Vista 138 Kv y todas las instalaciones que se encuentran aguas abajo comprendiendo los transformadores de tres devanados Moyobamba 138/60/10 Kv y Gera 60/22.9/10 Kv, como las líneas de transmisión L.T. Bellavista - Tarapoto 138kV, L.T. Tarapoto - Moyobamba 138kV y Moyobamba – Cera 60kV que se encuentran conectadas de forma radial. Gráfico N° 18.

Gráfico N° 18

Área de Influencia del Proyecto Moyobamba

PROYECTO : AMPLIACIÓN MOYOBAMBA 22.9 KV



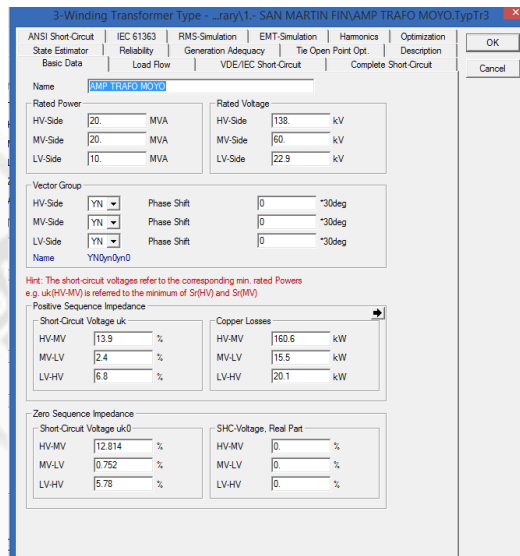
5.9 Parámetros eléctricos

El modelo empleado para este análisis se basa en la información proporcionada por el COES, quien maneja el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) con un modelo previamente validado y actualizado a diciembre 2013. Sobre este modelo se ha incorporado los siguientes elementos: transformador de tres devanados y demanda proyectada.

a. Parámetros eléctricos de los Transformador:

Gráfico N° 19

Parámetros eléctricos del Transformador.



3-Winding Transformer Type - ...rany1- SAN MARTIN FINJAMP TRAF0 MOYO TypTr3

ANSI Short-Circuit | IEC 61363 | RMS Simulation | EMT Simulation | Harmonics | Optimization
 State Estimator | Reliability | Generation Adequacy | Tie Open Point Opt. | Description
 Basic Data | Load Flow | VDE/IEC Short-Circuit | Complete Short-Circuit

OK Cancel

Name: **AMT138/60/22.9**

Rated Power:

HV-Side	20 MVA	Rated Voltage	HV-Side	138 kV
MV-Side	20 MVA		MV-Side	60 kV
LV-Side	10 MVA		LV-Side	22.9 kV

Vector Group:

HV-Side	YN	Phase Shift	0	-30deg
MV-Side	YN	Phase Shift	0	-30deg
LV-Side	YN	Phase Shift	0	-30deg

Name: **YN0yn0n0**

Hint: The short-circuit voltages refer to the corresponding min. rated Powers
 e.g. u_k(HV/MV) is referred to the minimum of S_r(HV) and S_r(MV)

Positive Sequence Impedance:

Short-Circuit Voltage u _k %		Copper Losses kW	
HV-MV	13.9 %	HV-MV	160.6 kW
MV-LV	2.4 %	MV-LV	15.5 kW
LV-HV	6.8 %	LV-HV	20.1 kW

Zero Sequence Impedance:

Short-Circuit Voltage u _{k0} %		SHC-Voltage, Real Part %	
HV-MV	12.814 %	HV-MV	0 %
MV-LV	0.752 %	MV-LV	0 %
LV-HV	5.78 %	LV-HV	0 %

5.10 Análisis de los resultados

5.10.1 Operación Normal

Cuadro N° 31
Tensiones de Barra sin Proyecto

Sin Proyecto:

Año Periodo Nombre	Tensiones de Barra 2014-2016 sin proyecto											
	2014				2014				2014			
	U.I. Magnitud KV	Av14max u. Magnitud p.u.	Av14min U.I. Magnitud KV	Es14max u. Magnitud p.u.	Es14min U.I. Magnitud KV	Av14max u. Magnitud p.u.	Av14min U.I. Magnitud KV	Es14max u. Magnitud p.u.	Av16max u. Magnitud p.u.	Av16min U.I. Magnitud KV	Es16max u. Magnitud p.u.	Es16min U.I. Magnitud KV
MOYO23	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
MOYOB138	131.30	0.999	140.80	1.067	137.29	1.040	137.92	1.045	141.16	1.069	132.22	1.002
MOYOB60	63.25	1.054	65.36	1.089	62.07	1.034	64.08	1.068	65.96	1.099	60.70	1.012
MOYOB10	10.55	1.055	10.90	1.090	10.31	1.031	10.68	1.068	11.00	1.100	10.13	1.010
TARAP138	133.88	1.014	142.10	1.077	134.98	1.038	139.37	1.066	142.89	1.082	133.30	1.010
BELL138_B	135.83	1.029	143.48	1.087	136.75	1.036	142.08	1.076	143.98	1.091	133.65	1.012
GERA60	63.42	1.057	65.27	1.088	62.05	1.034	64.04	1.067	65.84	1.087	61.37	1.023
RIOJA60	62.48	1.041	64.94	1.082	61.96	1.033	63.48	1.058	65.42	1.090	59.58	0.993

Año Periodo Nombre	Tensiones de Barra 2018-2023-2026-2033 sin proyecto											
	2018				2023				2028			
	U.I. Magnitud KV	Av18max u. Magnitud p.u.	Av18min U.I. Magnitud KV	Es18max u. Magnitud p.u.	Es18min U.I. Magnitud KV	Av23max u. Magnitud p.u.	Av23min U.I. Magnitud KV	Es23max u. Magnitud p.u.	Av28max u. Magnitud p.u.	Av28min U.I. Magnitud KV	Es28max u. Magnitud p.u.	Es28min U.I. Magnitud KV
MOYO23	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
MOYOB138	135.65	1.028	137.59	1.042	137.87	1.044	139.29	1.055	136.48	1.034	137.17	1.039
MOYOB60	59.69	0.995	62.13	1.036	62.70	1.045	60.42	1.007	61.80	1.030	60.25	1.004
MOYOB10	9.88	0.998	10.34	1.034	10.50	1.050	9.97	0.997	10.28	1.028	10.00	1.000
TARAP138	135.39	1.026	137.76	1.044	137.48	1.042	136.80	1.036	135.46	1.026	132.77	1.006
BELL138_B	135.41	1.026	138.22	1.047	137.94	1.045	136.96	1.038	137.45	1.041	132.94	1.007
GERA60	60.56	1.009	62.12	1.035	62.69	1.045	61.12	1.019	61.78	1.030	60.97	1.016
RIOJA60	59.02	0.994	61.95	1.033	62.47	1.041	59.30	0.988	61.90	1.032	58.99	0.993

Flujo de Carga en las líneas de Transmisión sin Proyecto

Año Periodo		Flujo de carga en las líneas de Transmisión sin proyecto Año 2014-2016																													
		2014												2016																	
		Av14max				Av14min				Es14max				Es14min				Av16max				Av16min				Es16max				Es16min	
P	Q	N/C	%	P	Q	N/C	%	P	Q	N/C	%	P	Q	N/C	%	P	Q	N/C	%	P	Q	N/C	%	P	Q	N/C	%	P	Q	N/C	%
MW	MVAR			MW	MVAR			MW	MVAR			MW	MVAR			MW	MVAR			MW	MVAR			MW	MVAR			MW	MVAR		
Lne Tarapoto-Moyobamba	-7.54	-6.03	22.48	-0.63	-6.84	-14.99	-9.75	-2.28	23.59	-3.64	-1.09	13.77	-1.93	-7.75	-26.22	-1.93	-7.75	-11.11	-2.44	26.67	-3.24	-0.25	14.74	-0.35	-3.24	-0.25	14.74	-0.35	-3.24	-0.25	14.74
Lne Moyobamba-Cera	-8.22	5.30	33.50	-8.33	7.78	37.84	-7.72	0.60	27.20	0.18	-0.17	0.85	-0.86	35.06	-8.28	-0.86	35.06	-0.78	-0.03	25.66	0.19	-0.16	0.87	-0.16	-15.38	-0.16	0.87	-0.16	-15.38	-0.16	0.87
Lne Bellavista-Tarapoto	-25.97	-0.73	35.62	-11.07	-4.32	15.32	-29.87	3.87	41.81	-15.06	2.83	22.65	18.95	-14.60	-2.27	19.10	-34.76	7.97	50.66	-1.67	21.29	-1.67	21.29	-1.67	21.29	-1.67	21.29	-1.67	21.29	-1.67	21.29
Lne Moyobamba-Rioja	10.74	1.49	20.93	6.98	0.44	13.06	12.74	2.14	56.84	1.71	-0.05	3.39	10.92	0.37	20.5	0.37	20.5	13.39	2.64	1.81	27.44	1.81	27.44	1.81	27.44	1.81	27.44	1.81	27.44	1.81	27.44
Lne Tocache - Bellavista	-35.63	4.81	50.20	-16.26	0.46	23.46	-38.61	9.37	25.23	-17.36	-2.30	24.03	-20.42	-2.04	-44.52	-20.42	-2.04	-44.52	11.69	65.68	-17.80	-4.46	24.64	-4.46	24.64	-4.46	24.64	-4.46	24.64	-4.46	24.64

Año		Flujo de carga en las líneas de Transmisión sin proyecto Año 2018-2023-2023-2023																									
Periodo		2018						2023						2028						2033							
Nombre		Av18max		Av18min		Av23max		Av23min		Av28max		Av28min		Av33max		Av33min											
		P	Q	N/C	%	P	Q	N/C	%	P	Q	N/C	%	P	Q	N/C	%	P	Q	N/C	%	P	Q	N/C	%		
		MW	MVAR			MW	MVAR			MW	MVAR			MW	MVAR			MW	MVAR			MW	MVAR			MW	MVAR
Lne Tarapoto-Moyobamba		7.46	-4.27	19.47	-3.97	-2.38	12.12	11.75	-2.25	27.32	-1.69	-1.47	11.03	15.45	-0.03	36.45	0.03	-0.12	13.22	21.01	3.99	51.77	2.31	0.52	15.35	1.16	
Lne Moyobamba-Cera		-7.23	-1.71	26.61	-0.21	-0.16	0.89	-0.749	-0.16	26.74	0.24	-0.15	0.96	-6.95	-0.51	24.65	0.28	-0.13	1.06	-6.77	-0.82	24.20	0.32	-0.13	1.16	1.16	
Lne Bellavista-Tarapoto		-21.90	4.31	32.04	-16.88	0.99	23.77	-22.71	6.31	33.88	-16.73	0.99	23.62	-25.04	4.85	35.90	-17.52	-3.87	24.28	-26.74	5.64	39.42	-16.21	-0.23	25.79	25.79	
Lne Moyobamba-Rioja		-7.14	6.09	19.48	-0.37	1.08	2.80	-5.28	6.99	18.18	-3.67	2.44	8.89	-3.13	7.54	16.95	-3.35	0.27	6.68	-0.63	7.50	15.75	-2.95	2.91	8.43	8.43	
Lne Tocache - Bellavista		-31.40	5.78	45.63	-19.46	-1.99	25.61	-33.59	9.58	50.28	-19.66	-2.11	26.85	-37.53	9.79	54.85	-20.89	-1.89	28.56	-41.14	8.58	60.08	-22.10	-3.82	30.59	30.59	

Tensiones de Barra con Proyecto

Tensiones de Barra 2014-2016 con proyecto

Tensiones de Barra 2016-2023-2028-2033 con proyecto																	
Año	2018				2023				2028				2033				
Periodo	Av18max		Av18min		Av23max		Av23min		Av28max		Av28min		Av33max		Av33min		
Nombre	Ul. Magnitud KV	u. Magnitud p.u.	Ul. Magnitud KV	u. Magnitud p.u.	Ul. Magnitud KV	u. Magnitud p.u.	Ul. Magnitud KV	u. Magnitud p.u.	Ul. Magnitud KV	u. Magnitud p.u.	Ul. Magnitud KV	u. Magnitud p.u.	Ul. Magnitud KV	u. Magnitud p.u.	Ul. Magnitud KV	u. Magnitud p.u.	
MOY023	22.54	0.984	23.32	1.018	22.78	0.995	23.46	1.024	22.84	0.997	23.16	1.012	22.62	0.988	23.22	1.014	
MOY0B138	135.32	1.025	137.82	1.044	137.53	1.042	138.14	1.046	138.33	1.048	138.71	1.036	136.08	1.031	134.53	1.019	
MOY0B60	59.33	0.989	61.38	1.023	59.90	0.998	61.81	1.030	60.05	1.001	60.99	1.017	59.59	0.993	61.39	1.023	
MOY0B10	9.81	0.981	10.20	1.020	9.90	0.990	10.34	1.034	9.91	0.991	10.13	1.013	9.89	0.989	10.17	1.017	
TARAP138	134.98	1.023	137.95	1.045	136.03	1.031	137.71	1.043	135.71	1.028	135.65	1.028	131.43	0.996	133.01	1.008	
BELL138_B	134.99	1.023	138.38	1.048	135.55	1.027	138.12	1.046	135.91	1.030	137.61	1.042	131.63	0.997	133.99	1.015	
GERA60	60.27	1.005	61.36	1.023	60.74	1.012	61.79	1.030	60.82	1.014	60.97	1.016	60.44	1.007	61.36	1.023	
RIQ0A60	58.75	0.979	61.31	1.022	59.06	0.984	61.72	1.029	59.02	0.984	61.23	1.020	60.44	0.975	61.32	1.022	

Flujo de Carga en las líneas de Transmisión con Proyecto

Año	Flujo de carga en las líneas de Transmisión con proyecto Año 2018-2023-2028-2033																													
	2018						2023						2028						2033											
	Av18max		N/C	Av18min		P	Q	N/C	P	Q	N/C	P	Q	N/C	P	Q	N/C	P	Q	N/C	P	Q	N/C	P	Q	N/C	P	Q	N/C	
Periodo	MW	MVAR	%	MW	MVAR	%	MW	MVAR	%	MW	MVAR	%	MW	MVAR	%	MW	MVAR	%	MW	MVAR	%	MW	MVAR	%	MW	MVAR	%	MW	MVAR	%
Nombre																														
Lne Tarapoto-Moyobamba	6.81	-3.87	17.77	-4.02	-2.27	12.37	11.03	-1.75	26.29	-1.74	-1.34	11.36	14.67	0.50	35.52	-0.03	-0.00	13.50	20.20	4.83	51.31	2.24	0.69	15.70						
Lne Moyobamba-Cera	-7.22	-2.30	27.33	0.21	-0.15	0.89	-7.49	-1.29	37.13	0.24	-0.14	0.96	-6.95	-1.14	25.06	0.28	-0.13	1.06	-6.76	-1.90	25.21	0.32	-0.11	1.18						
Lne Bellavista-Tarapoto	-22.56	4.58	33.07	-16.92	1.12	23.86	-23.43	6.53	37.02	-16.78	1.15	23.73	-25.82	5.04	37.21	-17.58	-3.74	24.29	-27.57	5.92	40.98	-18.28	-0.01	25.90						
Lne Moyobamba-Rioja	-7.15	5.52	18.85	-0.37	0.34	1.46	-5.29	6.49	17.43	-3.68	1.52	8.07	-3.14	65.93	15.93	-3.35	-0.50	6.76	-0.65	6.46	13.81	-2.98	1.22	6.61						
Lne Tocache - Bellavista	-32.09	5.90	46.65	-19.51	-1.87	28.69	-34.34	9.58	51.38	-19.71	-1.96	26.95	-38.35	9.62	56.10	-20.96	-1.75	28.67	-42.03	8.41	61.65	-22.17	-3.60	30.57						

Cuadro N° 35

Comparación entre Niveles de Tensión

Comparacion entre Niveles de Tension CON / SIN Proyecto								
Año	2014				2014			
Periodo	Av14max	Av14min	Es14max	Es14min	Av16max	Av16min	Es16max	Es16min
Nombre	u, Magnitud	u, Magnitud	u, Magnitud	u, Magnitud	u, Magnitud	u, Magnitud	u, Magnitud	u, Magnitud
	%	%	%	%	%	%	%	%
MOYO23	*	*	*	*	*	*	*	*
MOYOB138	0.48	0.94	1.03	0.71	0.02	1.22	1.30	0.66
MOYOB60	3.98	3.71	2.56	2.36	2.47	4.30	3.12	2.47
MOYOB10	4.28	3.96	2.72	2.52	2.70	4.57	3.31	2.64
TARAP138	0.67	0.83	0.99	0.62	0.01	1.08	1.31	0.57
BELL138_B	1.02	0.70	1.27	0.52	0.04	0.90	1.71	0.47
GERA60	3.15	3.55	2.03	2.36	1.97	4.11	2.47	2.47
RIOJA60	4.15	3.81	2.70	2.37	2.57	4.44	3.31	2.49

Comparacion entre Niveles de Tension CON / SIN Proyecto								
Año	2018		2023		2028		2033	
Periodo	Av18max	Av18min	Av23max	Av23min	Av28max	Av28min	Av33max	Av33min
Nombre	u, Magnitud	u, Magnitud	u, Magnitud	u, Magnitud	u, Magnitud	u, Magnitud	u, Magnitud	u, Magnitud
	%	%	%	%	%	%	%	%
MOYO23	*	*	*	*	*	*	*	*
MOYOB138	0.25	0.17	0.43	0.20	0.69	0.17	0.79	0.31
MOYOB60	0.61	1.22	0.53	1.43	0.62	1.30	1.09	2.60
MOYOB10	0.66	1.35	0.54	1.58	0.62	1.44	1.13	2.85
TARAP138	0.30	0.14	0.52	0.17	0.80	0.14	1.01	0.27
BELL138_B	0.31	0.11	0.51	0.13	0.76	0.12	0.98	0.22
GERA60	0.48	1.22	0.42	1.44	0.49	1.30	0.86	2.61
RIOJA60	0.46	1.03	0.40	1.20	0.47	1.09	0.83	2.18

Cuadro N° 36

Comparación entre nivel de carga de las Líneas de transmisión

Comparacion entre Flujo de carga en las lineas de Transmision CON/SIN Proyecto								
Año	2014				2016			
Periodo	Av14max	Av14min	Es14max	Es14min	Av16max	Av16min	Es16max	Es16min
Nombre	N.C	N.C	N.C	N.C	N.C	N.C	N.C	N.C
	%	%	%	%	%	%	%	%
Lne Tarapoto-Moyobamba	19.88	5.04	33.01	1.66	5.94	6.00	32.32	2.09
Lne Moyobamba-Cera	12.69	2.11	5.33	0.48	13.92	2.60	12.09	0.21
Lne Bellavista-Tarapoto	14.81	3.85	13.59	0.53	2.67	2.51	13.25	1.45
Lne Moyobamba-Rioja	4.70	4.33	3.01	2.56	2.73	5.18	3.74	2.67
Lne Tocache - Bellavista	11.29	0.21	10.23	0.88	3.43	0.29	10.32	2.06

Comparacion entre Flujo de carga en las lineas de Transmision CON/SIN Proyecto								
Año	2018		2023		2028		2033	
Periodo	Av18max	Av18min	Av23max	Av23min	Av28max	Av28min	Av33max	Av33min
Nombre	N.C	N.C	N.C	N.C	N.C	N.C	N.C	N.C
	%	%	%	%	%	%	%	%
Lne Tarapoto-Moyobamba	8.72	2.07	3.77	2.97	2.55	2.12	0.88	2.28
Lne Moyobamba-Cera	2.70	0.06	1.45	0.20	1.66	0.50	4.17	1.40
Lne Bellavista-Tarapoto	3.23	0.39	3.35	0.45	3.66	0.03	3.97	0.41
Lne Moyobamba-Rioja	3.23	47.80	3.94	9.18	5.99	1.19	12.32	21.53
Lne Tocache - Bellavista	2.24	0.33	2.18	0.37	2.28	0.36	2.62	0.06

5.11 Evaluación de Contingencias

Las contingencias se han realizado aplicando el criterio “N-1” que consiste en poner fuera de servicio un elemento del área de influencia del proyecto, estas contingencias son aquellas que variarán la potencia de cortocircuito en la barra de conexión del proyecto. Las contingencias más representativas que se han considerado para el estudio son las siguientes:

1. F/S TR3-Moyobamba.

Cuadro N° 37

Nivel de Carga de TR Moyobamba – PROY en contingencia

Nivel de Carga de Transformadores Contingencia N°1 Año 2014-2016								
Año	2014				2016			
Periodo	Av14max	Av14min	Es14max	Es14min	Av16max	Av16min	Es16max	Es16min
Nombre	N.C	N.C	N.C	N.C	N.C	N.C	N.C	N.C
	%	%	%	%	%	%	%	%
tr3 Moyobamba	-	-	-	-	-	-	-	-
TR-MOYOBAMBA-PROY	32.96	27.92	41.84	10.15	34.56	31.18	48.36	11.13
Tr3 Gera I	88.40	97.26	91.02	6.36	88.21	98.09	89.71	7.00

Nivel de Carga de Transformadores Contingencia N°1 Año 2018-2023-2028-2033								
Año	2018		2023		2028		2033	
Periodo	Av18max	Av18min	Av23max	Av23min	Av28max	Av28min	Av33max	Av33min
Nombre	N.C	N.C	N.C	N.C	N.C	N.C	N.C	N.C
	%	%	%	%	%	%	%	%
tr3 Moyobamba	-	-	-	-	-	-	-	-
TR-MOYOBAMBA-PROY	73.76	48.36	66.78	17.25	55.17	16.51	53.66	13.76
Tr3 Gera I	90.52	89.71	91.04	8.54	86.00	9.63	89.60	11.30

El transformador TR3 Moyobamba – PROY no se sobrecarga en ninguno de los escenarios cumpliendo con lo establecido.

5.12 Estudio de cortocircuito

Los resultados de los Cálculos de Cortocircuito se presentan documentados en diagramas unifilares similares a los empleados para presentar los flujos de carga del Análisis de Estado Estacionario, y contienen, para cada falla, el valor de la **corriente inicial de cortocircuito** (I_k''). También se presenta la **potencia aparente inicial de cortocircuito** (S_k'') que corresponde a la siguiente expresión:

$$S_k'' = \sqrt{3} * U_n * I_k''$$

Dónde: U_n es la tensión nominal en la barra en KV

Seguidamente se muestran las tablas resumen de las corrientes y potencias de cortocircuito trifásico, y monofásico para diferentes escenarios de operación del SEIN.

Cuadro N° 38

Corto Circuito Trifásico–Corrientes Máximas–Mínimas/con Proyecto

CORTO CIRCUITO TRIFASICO CON PROYECTO - CORRIENTE MAXIMAS 2014-2033																	
Año		2014				2016				2018		2023		2028		2033	
Periodo		Av14max	Av14min	Es14max	Es14min	Av16max	Av16min	Es16max	Es16min	Av18max	Av18min	Av23max	Av23min	Av28max	Av28min	Av33max	Av33min
Variable	Nombre																
Ikss"-kA	MOYO23	2.656013	2.166204	2.506845	1.375505	4.667048	2.199813	2.520362	1.405109	4.807477	4.095452	4.807477	4.095452	4.807477	4.095452	4.807477	4.095452
	MOYOB138	0.603887	0.441033	0.550374	0.286213	1.714725	0.450982	0.554973	0.294001	1.61045	1.416041	1.61045	1.416041	1.61045	1.416041	1.61045	1.416041
	MOYOB60	1.198266	0.950343	1.12128	0.557789	2.436298	0.966857	1.128161	0.570686	2.592339	2.01178	2.592339	2.01178	2.592339	2.01178	2.592339	2.01178
	MOYOB10	5.479971	4.59337	5.215095	2.909132	8.877042	4.656031	5.239437	2.967141	9.282925	7.829089	9.282925	7.829089	9.282925	7.829089	9.282925	7.829089
	TARAP138	0.7522	0.486506	0.657833	0.344754	1.351149	0.501077	0.665761	0.356128	1.106058	1.030035	1.106058	1.030035	1.106058	1.030035	1.106058	1.030035
	BELL138_B	0.755968	0.548527	0.700218	0.416234	1.109905	0.569984	0.712152	0.43294	0.991369	0.93767	0.991369	0.93767	0.991369	0.93767	0.991369	0.93767
	GERA60	1.11317	0.920026	1.054771	0.499235	1.859052	0.933079	1.059813	0.509544	1.926209	1.423838	1.926209	1.423838	1.926209	1.423838	1.926209	1.423838
Skss"-MVA	RIQJA60	0.900462	0.752244	0.856018	0.482895	1.657566	0.762538	0.859995	0.492534	1.971139	1.55622	1.971139	1.55622	1.971139	1.55622	1.971139	1.55622
	MOYO23	105.347986	85.920254	99.431413	54.557962	185.113638	87.253318	99.967528	55.732175	190.683588	162.441867	190.683588	162.441867	190.683588	162.441867	190.683588	162.441867
	MOYOB138	138.067056	100.83361	125.832323	65.43704	392.038863	103.108401	126.883775	67.21773	368.198269	323.75054	368.198269	323.75054	368.198269	323.75054	368.198269	323.75054
	MOYOB60	124.527476	98.762569	116.526786	57.967133	253.187549	100.478756	117.241918	59.307422	269.403734	209.070312	269.403734	209.070312	269.403734	209.070312	269.403734	209.070312
	MOYOB10	94.915885	79.559502	90.328097	50.387641	153.754881	80.644824	90.749713	51.392398	160.784972	135.603804	160.784972	135.603804	160.784972	135.603804	160.784972	135.603804
	TARAP138	171.976104	111.23025	150.400908	78.821322	308.914162	114.561623	152.213294	81.421832	252.878711	235.497569	252.878711	235.497569	252.878711	235.497569	252.878711	235.497569
	BELL138_B	127.837463	125.410018	160.091315	95.163788	253.758269	130.315839	162.819744	98.983422	226.657475	214.380124	226.657475	214.380124	226.657475	214.380124	226.657475	214.380124
ip-kA	GERA60	115.684029	95.611857	109.615038	51.882043	193.198326	96.963832	110.138965	52.953402	200.177463	147.969567	200.177463	147.969567	200.177463	147.969567	200.177463	147.969567
	RIQJA60	93.57879	78.17544	88.959952	50.183967	172.259323	79.245287	89.373293	51.186583	204.846754	161.727161	204.846754	161.727161	204.846754	161.727161	204.846754	161.727161
	MOYO23	6.404085	5.02312	5.967177	3.013319	11.968961	5.960801	5.993169	3.078493	12.127062	10.39331	12.127062	10.39331	12.127062	10.39331	12.127062	10.39331
	MOYOB138	1.39062	0.980618	1.251364	0.597526	4.150829	1.000057	1.259318	0.613043	3.854891	3.384543	3.854891	3.384543	3.854891	3.384543	3.854891	3.384543
	MOYOB60	2.832122	2.160657	2.615694	1.202981	6.095891	2.19515	6.28443	1.230505	6.327209	4.981493	6.327209	4.981493	6.327209	4.981493	6.327209	4.981493
	MOYOB10	13.462628	10.8538	12.652554	6.468767	23.18888	10.995688	12.701318	6.600714	23.88354	20.204354	23.88354	20.204354	23.88354	20.204354	23.88354	20.204354
	TARAP138	1.767006	1.067855	1.505251	0.723615	3.094306	1.066334	1.519649	0.746529	2.431136	2.275501	2.431136	2.275501	2.431136	2.275501	2.431136	2.275501
ip-kA	BELL138_B	1.712102	1.196482	1.655103	0.879487	2.42726	1.239435	1.587093	0.913611	2.131112	2.024669	2.131112	2.024669	2.131112	2.024669	2.131112	2.024669
	GERA60	2.576541	2.12456	2.438463	1.021509	4.032486	2.149103	2.446545	1.041264	4.103738	2.882539	4.103738	2.882539	4.103738	2.882539	4.103738	2.882539
	RIQJA60	2.031824	1.660398	1.917567	1.029844	3.804735	1.860658	1.924376	1.049944	4.474455	3.606625	4.474455	3.606625	4.474455	3.606625	4.474455	3.606625
CORTO CIRCUITO TRIFASICO CON PROYECTO - CORRIENTE MINIMAS 2014-2033																	
Año		2014				2016				2018		2023		2028		2033	
Periodo		Av14max	Av14min	Es14max	Es14min	Av16max	Av16min	Es16max	Es16min	Av18max	Av18min	Av23max	Av23min	Av28max	Av28min	Av33max	Av33min
Variable	Nombre																
Ikss"-kA	MOYO23	2.391908	1.943991	2.255163	1.232043	4.185192	1.976585	2.268033	1.259388	4.326369	3.707889	4.326369	3.707889	4.326369	3.707889	4.326369	3.707889
	MOYOB138	0.540805	0.393189	0.492195	0.254631	1.532015	0.402803	0.496491	0.261735	1.443384	1.274091	1.443384	1.274091	1.443384	1.274091	1.443384	1.274091
	MOYOB60	1.076707	0.850484	1.006333	0.498708	2.167406	0.866617	1.01285	0.510582	2.31792	1.818361	2.31792	1.818361	2.31792	1.818361	2.31792	1.818361
	MOYOB10	4.941199	4.128113	4.697965	2.610314	7.959686	4.18987	4.721252	2.664057	8.355498	7.093917	8.355498	7.093917	8.355498	7.093917	8.355498	7.093917
	TARAP138	0.673616	0.433502	0.588217	0.306586	1.208739	0.447588	0.595653	0.316953	0.989447	0.923139	0.989447	0.923139	0.989447	0.923139	0.989447	0.923139
	BELL138_B	0.676211	0.48841	0.625631	0.369959	0.991856	0.509153	0.636853	0.385172	0.885559	0.838527	0.885559	0.838527	0.885559	0.838527	0.885559	0.838527
	GERA60	0.994294	0.819215	0.941267	0.443707	1.635856	0.831749	0.945902	0.45309	1.699178	1.265757	1.699178	1.265757	1.699178	1.265757	1.699178	1.265757
Skss"-MVA	RIQJA60	0.808021	0.672705	0.76737	0.431469	1.45422	0.682737	0.771113	0.440333	1.745552	1.404441	1.745552	1.404441	1.745552	1.404441	1.745552	1.404441
	MOYO23	94.872545	77.09052	89.44869	48.867721	166.001319	78.399187	89.95919	49.952335	171.600925	147.069566	171.600925	147.069566	171.600925	147.069566	171.600925	147.069566
	MOYOB138	123.644705	89.894981	112.530882	58.216466	350.265672	92.093162	113.513053	59.840693	330.00183	291.296409	330.00183	291.296409	330.00183	291.296409	330.00183	291.296409
	MOYOB60	111.894698	88.384881	104.581239	51.82725	225.243441	90.06149	105.258421	53.061285	240.885299	188.969569	240.885299	188.969569	240.885299	188.969569	240.885299	188.969569
	MOYOB10	85.584082	71.501022	81.371143	45.211958	137.865804	72.57067	81.774483	46.142828	144.721471	122.87024	144.721471	122.87024	144.721471	122.87024	144.721471	122.87024
	TARAP138	154.009346	99.111833	134.48449	70.094894	276.354798	102.332359	136.184657	72.46514	226.21791	211.05781	226.21791	211.05781	226.21791	211.05781	226.21791	211.05781
	BELL138_B	154.602569	111.66553	143.038569	84.583989	226.770932	116.408062	145.604196	88.062043	202.465889	191.713116	202.465889	191.713116	202.465889	191.713116	202.465889	191.713116
ip-kA	GERA60	103.33003	85.135305	97.81929	46.11135	170.390776	86.47878	98.30102	47.08653	176.583761	131.541358	176.583761	131.541358	176.583761	131.541358	176.583761	131.541358
	RIQJA60	83.972038	69.909584	79.747431	44.839528	151.126998	70.952076	80.136374	45.760765	181.403037	145.953842	181.403037	145.953842	181.403037	145.953842	181.403037	145.953842
	MOYO23	5.647301	4.374148	5.243806	2.578007	10.614091	4.442885	5.266889	2.635871	10.753171	9.250704	10.753171	9.250704	10.753171	9.250704	10.753171	9.250704
	MOYOB138	1.213177	0.844545	1.087823	0.504957	3.618822	0.862393	1.094716	0.518401	3.360719	2.956014	3.360719	2.956014	3.360719	2.956014	3.360719	2.956014
	MOYOB60	2.485444	1.871759	2.287296	1.02555	5.347182	1.903952	2.29852	1.049816	5.547836	4.40676	5.547836	4.40676	5.547836	4.40676	5.547836	4.40676
	MOYOB10	11.902588	9.480913	11.149388	5.553931	20.592644	9.61562	11.192996	5.671909	21.211387	18.029392	21.211387	18.029392	21.211387	18.029392	21.211387	18.029392
	TARAP138	1.549616	0.915331	1.310527	0.611724	2.680934	0.941776	1.323184	0.631595	2.081053	1.951236	2.081053	1.951236	2.081053	1.951236	2.081053	1.951236
ip-kA	BELL138_B	1.483432	1.022297	1.315378	0.743821	2.079082	0.961718	1.370745	0.774447	1.815038	1.726446	1.815038	1.726446	1.815038	1.726446	1.815038	1.726446
	GERA60	2.253442	1.85232	2.131719	0.861285	3.450038	1.874759	2.138605	0.873323	3.507587	2.435069	3.507587	2.435069	3.507587	2.435069	3.507587	2.435069
	RIQJA60	1.761924	1.4284	1.659525	0.870621	3.235113	1.447033	1.665387	0.893706	3.828112	3.142309	3.828112	3.142309	3.828112	3.142309	3.828112	3.142309

Cuadro N° 39

Corto Circuito Monofásico–Corrientes Máximas–Mínimas/con Proyecto

CORTO CIRCUITO MONOFASICO CON PROYECTO - CORRIENTE MAXIMAS 2014-2033																	
Año		2014				2016				2018		2023		2028		2033	
Periodo																	
Variable	Nombre	Av14max	Av14min	Es14max	Es14min	Av16max	Av16min	Es16max	Es16min	Av18max	Av18min	Av23max	Av23min	Av28max	Av28min	Av33max	Av33min
Ikss"-kA	MOYO23	3.49211	2.925841	3.319557	1.952965	6.039207	2.968911	3.336681	1.992191	6.215304	5.427777	6.215304	5.427777	6.215152	5.427797	6.215152	5.427777
	MOYOB138	0.715981	0.557423	0.665477	0.388029	2.125876	0.569429	0.670294	0.39745	2.028875	1.826395	2.028875	1.826395	2.028431	1.826457	2.028431	1.826395
	MOYOB60	1.592489	1.298592	1.501163	0.803151	3.173746	1.320181	1.5101	0.82073	3.364796	2.709785	3.364796	2.709785	3.364705	2.709795	3.364705	2.709785
	MOYOB10	0	0	0	0	0.00012	0	0.00012	0	0.00012	0.00012	0.00012	0	0.00012	0.00012	0.00012	0.00012
	TARAP138	0.925373	0.633587	0.82956	0.479084	1.537964	0.664574	0.838471	0.493877	1.332471	1.25951	1.332471	1.25951	1.332462	1.261746	1.332462	1.25951
	BELL138 B	0.951204	0.728597	0.893364	0.573937	1.334941	0.75471	0.906802	0.594783	1.227578	1.172954	1.227578	1.172954	1.227578	1.17307	1.227578	1.172954
	GERA60	1.334852	1.145739	1.277884	0.683969	2.050124	1.159764	1.283318	0.69668	2.111052	1.690744	2.111052	1.690744	2.111043	1.690745	2.111043	1.690744
	RIQJA60	1.134945	0.976977	1.087516	0.667052	1.917169	0.988872	1.092181	0.679131	2.19827	1.840118	2.19827	1.840118	2.198266	1.840118	2.198266	1.840118
	MOYO23	46.170306	38.68348	43.888924	25.820774	79.846299	39.252928	44.115327	26.339397	82.17453	71.762386	82.17453	71.762386	82.17524	71.76265	82.17524	71.762386
Skss"-MVA	MOYOB138	54.565072	42.481335	50.716154	29.571749	162.013486	43.39632	51.083249	30.289794	154.621053	139.190022	154.621053	139.190022	154.58722	139.194755	154.58722	139.190022
	MOYOB60	55.165445	44.984556	52.001816	27.821951	109.9418	45.732421	52.311396	28.43091	116.559963	93.8697	116.559963	93.8697	116.556797	93.870055	116.556797	93.8697
	MOYOB10	0	0	0	0	0.000693	0	0.000693	0	0.000693	0.000693	0.000693	0	0.000693	0.000693	0.000693	0.000693
	TARAP138	70.522868	48.285799	63.220972	36.511079	117.208634	50.64733	63.900053	37.638485	101.547929	95.987581	101.547929	95.987581	101.547258	96.157966	101.547258	95.987581
	BELL138 B	72.491496	55.526558	68.083458	43.739855	101.736155	57.516616	69.107622	45.328584	93.554034	89.39109	93.554034	89.39109	93.554005	89.39994	93.554005	89.39109
	GERA60	46.240613	39.68956	44.267215	23.693355	71.018383	40.175402	44.455455	24.133694	73.128992	58.569084	73.128992	58.569084	73.128672	58.569119	73.128672	58.569084
	RIQJA60	39.315648	33.843469	37.672663	23.107369	66.412679	34.255521	37.83426	23.52578	76.15031	63.743551	76.15031	63.743551	76.150166	63.743568	76.150166	63.743551
	MOYO23	8.420054	6.784609	7.901718	4.278361	15.487955	6.877771	7.934295	4.364749	15.678365	13.774443	15.678365	13.774443	15.677982	13.774493	15.677982	13.774443
	MOYOB138	1.648749	1.239407	1.51307	0.810087	5.146099	1.262714	1.520999	0.828752	4.856465	4.365348	4.856465	4.365348	4.856402	4.365497	4.856402	4.365348
ip-kA	MOYOB60	3.763875	2.952419	3.501878	1.732151	7.941068	2.997335	3.518303	1.769646	8.212573	6.709866	8.212573	6.709866	8.21235	6.709892	8.21235	6.709866
	MOYOB10	0	0	0	0	0.000314	0	0.000291	0	0.000309	0.000309	0.000309	0	0.000309	0.000309	0.000309	0.000309
	TARAP138	2.173807	1.390689	1.898195	1.005564	3.522137	1.454455	1.913873	1.035284	2.928798	2.782448	2.928798	2.782448	2.928778	2.787387	2.928778	2.782448
	BELL138 B	2.15427	1.589264	1.996816	1.212708	2.919394	1.641214	2.92089	1.25514	2.638882	2.532707	2.638882	2.532707	2.638881	2.532958	2.638881	2.532707
	GERA60	3.089644	2.645786	2.954265	1.399503	4.446943	2.671213	2.962901	1.423679	4.497542	3.422886	4.497542	3.422886	4.497523	3.422888	4.497523	3.422886
	RIQJA60	2.560916	2.156444	2.436148	1.422584	4.40062	2.179504	2.44393	1.447715	4.99004	4.264573	4.99004	4.264573	4.99003	4.264575	4.99003	4.264573
CORTO CIRCUITO MONOFASICO CON PROYECTO - CORRIENTE MINIMAS 2014-2033																	
Año		2014				2016				2018		2023		2028		2033	
Periodo																	
Variable	Nombre	Av14max	Av14min	Es14max	Es14min	Av16max	Av16min	Es16max	Es16min	Av18max	Av18min	Av23max	Av23min	Av28max	Av28min	Av33max	Av33min
Ikss"-kA	MOYO23	3.145908	2.627367	2.987885	1.750589	5.422512	2.669692	3.04028	1.78694	5.599148	4.915532	5.599148	4.915532	5.599012	4.91555	5.599012	4.915532
	MOYOB138	0.642266	0.498192	0.596307	0.345933	1.903357	0.50969	0.600851	0.354757	1.821542	1.644972	1.821542	1.644972	1.821151	1.645027	1.821151	1.644972
	MOYOB60	1.431199	1.162889	1.347794	0.718453	2.828678	1.184014	1.356301	0.734686	3.013507	2.450027	3.013507	2.450027	3.013426	2.450036	3.013426	2.450027
	MOYOB10	0	0	0	0	0.000109	0	0.000109	0	0.000109	0.000109	0.000109	0	0.000109	0.000109	0.000109	0.000109
	TARAP138	0.829103	0.565705	0.742373	0.426503	1.377905	0.594188	0.750779	0.440031	1.193908	1.130066	1.193908	1.130066	1.1939	1.13208	1.1939	1.130066
	BELL138 B	0.852037	0.650017	0.799555	0.511017	1.196529	0.675271	1.082282	0.5301	1.099995	1.051765	1.099995	1.051765	1.099995	1.051765	1.099995	1.051765
	GERA60	1.193404	1.021672	1.14164	0.608555	1.816373	1.035207	1.146682	0.620173	1.87157	1.507029	1.87157	1.507029	1.871563	1.50703	1.871563	1.507029
	RIQJA60	1.018691	0.874364	0.975341	0.596469	1.690639	0.886016	0.97976	0.607615	1.953909	1.659493	1.953909	1.659493	1.953906	1.659494	1.953906	1.659493
	MOYO23	41.593056	34.737266	39.503787	23.145094	71.692777	35.296861	39.720544	23.625705	74.028129	64.989823	74.028129	64.989823	74.026334	64.990063	74.026334	64.989823
Skss"-MVA	MOYOB138	48.947216	37.967299	45.444717	26.363605	145.055289	38.84363	45.790978	27.022427	138.820145	125.36368	138.820145	125.36368	138.79038	125.367883	138.79038	125.36368
	MOYOB60	49.578184	40.283654	46.688943	24.887929	97.988289	41.01545	46.983653	25.450261	104.390953	84.871428	104.390953	84.871428	104.388153	84.871748	104.388153	84.871428
	MOYOB10	0	0	0	0	0.00063	0	0.00063	0	0.00063	0.00063	0.00063	0	0.00063	0.00063	0.00063	0.00063
	TARAP138	63.186121	43.112489	56.576386	32.503864	105.010489	45.283239	57.210713	33.534872	90.988001	86.122599	90.988001	86.122599	90.987438	86.27611	90.987438	86.122599
	BELL138 B	64.933903	49.537928	60.934285	38.944758	91.187777	51.462573	61.904177	40.399026	83.830881	80.155285	83.830881	80.155285	83.830858	80.163065	83.830858	80.155285
	GERA60	41.340716	35.391768	39.547566	21.08095	62.920991	35.860631	39.722234	21.483425	64.833084	52.205008	64.833084	52.205008	64.832832	52.205036	64.832832	52.205008
	RIQJA60	35.288501	30.288846	33.786809	20.662302	58.565439	30.692497	33.939889	21.048409	67.685396	57.486533	67.685396	57.486533	67.685277	57.486548	67.685277	57.486533
	MOYO23	7.427496	5.91302	6.947565	3.663044	13.752065	6.000823	6.97662	3.740024	13.916659	12.263617	13.916659	12.263617	13.916321	12.263663	13.916321	12.263617
	MOYOB138	1.440781	1.070085	1.317926	0.686017	4.495981	1.091237	1.32482	0.702288	4.241208	3.816492	4.241208	3.816492	4.240299	3.81662	4.240299	3.816492
ip-kA	MOYOB60	3.303744	2.559306	3.063401	1.477436	6.978599	2.601272	3.077936	1.510598	7.212693	5.937592	7.212693	5.937592	7.2125	5.937614	7.2125	5.937592
	MOYOB10	0	0	0	0	0.000282	0	0.000259	0	0.000277	0.000277	0.000277	0	0.000277	0.000277	0.000277	0.000277
	TARAP138	1.907304	1.194475	1.65398	0.850991	3.056138	1.250241	1.667779	0.876854	2.511085	2.388618	2.511085	2.388618	2.51107	2.392876	2.51107	2.388618
	BELL138 B	1.869148	1.360557	1.727069	1.027426	2.508085	1.408246	1.748333	1.064471	2.254546	2.165482	2.254546	2.165482	2.254545	2.165692	2.254545	2.165482
	GERA60	2.704699	2.310096	2.585512	1.181273	3.822699	2.333353	2.952552	1.202215	3.863452	2.899228	3.863452	2.899228	3.863437	2.899229	3.863437	2.899228
RIQJA60	2.221298	1.865694	2.109287	1.211083	3.756872	1.87871	2.116007	1.23224	2.85055	3.712964	2.85055	3.712964	2.85054	3.712965	2.85054	3.712964	

Cuadro N° 40

Corto Circuito Trifásico–Corrientes Máximas–Mínimas/sin Proyecto

CORTO CIRCUITO TRIFASICO SIN PROYECTO - CORRIENTE MAXIMAS 2014-2033																	
Año		2014				2016				2018		2023		2028		2033	
Periodo		Av14max	Av14min	Es14max	Es14min	Av16max	Av16min	Es16max	Es16min	Av18max	Av18min	Av23max	Av23min	Av28max	Av28min	Av33max	Av33min
Variable	Nombre																
Ikss"-kA	MOYO23	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	MOYOB138	0.598378	0.435496	0.544855	0.28545	1.697334	0.445445	0.549452	0.293238	1.577358	1.410954	1.577358	1.410954	1.577358	1.410954	1.577358	1.410954
	MOYOB60	1.071186	0.881719	1.014006	0.488518	1.96157	0.894914	1.019232	0.498809	2.172573	1.596667	2.172573	1.596667	2.172573	1.596667	2.172573	1.596667
	MOYOB10	4.924696	4.252545	4.728564	2.542823	7.523642	4.301846	4.746937	2.589076	8.115393	6.502152	8.115393	1.596667	2.172573	1.596667	8.115393	6.502152
	TARAP138	0.747609	0.481862	0.653221	0.34399	1.34554	0.496432	0.661146	0.353655	1.09563	1.028241	1.09563	1.028241	1.09563	1.028241	1.09563	1.028241
	BELL138_B	0.752814	0.544478	0.696726	0.415469	1.107414	0.565935	0.708658	0.432176	0.985817	0.936675	0.985817	0.936675	0.985817	0.936675	0.985817	0.936675
	GERA60	1.019815	0.865864	0.974255	0.443529	1.614674	0.876643	0.978275	0.452008	1.723444	1.20782	1.723444	1.20782	1.723444	1.20782	1.723444	1.20782
MOYO23	0.827222	0.70885	0.79245	0.430197	1.455465	0.717347	0.795619	0.438162	1.786075	1.342567	0.985817	1.342567	1.786075	1.028241	1.786075	1.20782	
Sksss"-MVA	MOYO23	136.807512	99.567769	124.570526	65.262585	388.062665	101.842311	125.62168	67.043277	360.632454	322.58733	360.632454	322.58733	360.632454	322.58733	360.632454	322.58733
	MOYOB138	111.320949	91.630927	105.378602	50.768331	203.85233	93.002162	105.921721	51.837732	225.780392	165.930469	225.780392	165.930469	225.780392	165.930469	225.780392	165.930469
	MOYOB60	85.298244	73.656248	81.901133	44.042994	130.313307	74.510154	82.219354	44.84411	140.562735	112.620577	140.562735	165.930469	225.780392	165.930469	140.562735	112.620577
	MOYOB10	170.926314	110.168469	149.346306	78.646749	307.631739	113.49959	151.158311	81.247256	250.494661	235.087558	250.494661	235.087558	250.494661	235.087558	250.494661	235.087558
	TARAP138	172.116355	124.484482	159.292959	94.989049	253.188869	129.390063	162.020096	98.80867	225.388142	214.152594	225.388142	214.152594	225.388142	214.152594	225.388142	214.152594
	BELL138_B	105.982331	89.983206	101.247532	46.09207	167.801887	91.103453	101.665288	46.974068	179.105601	125.520364	179.105601	125.520364	179.105601	125.520364	179.105601	125.520364
	GERA60	85.967471	73.665844	82.353779	44.707405	151.256403	74.548893	82.683167	45.535147	165.614339	139.523694	225.388142	139.523694	165.614339	235.087558	165.614339	225.520364
ip-kA	MOYO23	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	MOYOB138	1.380414	0.97031	1.241121	0.595476	4.118244	0.989743	1.24907	0.610994	3.794118	3.377029	3.794118	3.377029	3.794118	3.377029	3.794118	3.377029
	MOYOB60	2.580566	2.03851	2.410313	1.080051	5.000194	2.067503	2.420518	1.103172	5.373233	4.039008	5.373233	4.039008	5.373233	4.039008	5.373233	4.039008
	MOYOB10	12.283739	10.20111	11.6516	5.785155	19.824481	10.318527	11.690289	5.895489	20.970484	16.973251	20.970484	4.039008	5.373233	4.039008	20.970484	16.973251
	TARAP138	1.758955	1.059552	1.497058	0.721565	3.085593	1.088326	1.514541	0.74448	2.415084	2.273213	2.415084	2.273213	2.415084	2.273213	2.415084	2.273213
	BELL138_B	1.707022	1.18945	1.559299	0.877436	2.423762	1.232398	1.581285	0.91156	2.123011	2.023456	2.123011	2.023456	2.123011	2.023456	2.123011	2.023456
	GERA60	2.419252	2.036278	2.304092	0.931842	3.648719	2.057572	2.310876	0.949897	3.787722	2.545556	3.787722	2.545556	3.787722	2.545556	3.787722	2.545556
MOYO23	1.899414	1.587476	1.805141	0.938496	3.419934	1.604977	1.810832	0.955901	4.123458	3.193807	2.123011	3.193807	4.123458	2.273213	4.123458	2.545556	
CORTO CIRCUITO TRIFASICO SIN PROYECTO - CORRIENTE MINIMAS 2014-2033																	
Año		2014				2016				2018		2023		2028		2033	
Periodo		Av14max	Av14min	Es14max	Es14min	Av16max	Av16min	Es16max	Es16min	Av18max	Av18min	Av23max	Av23min	Av28max	Av28min	Av33max	Av33min
Variable	Nombre																
Ikss"-kA	MOYO23	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	MOYOB138	0.535926	0.38828	0.487305	0.253947	1.518146	0.397893	0.491599	0.261051	1.415149	1.269592	1.415149	1.269592	1.415149	1.269592	1.415149	1.269592
	MOYOB60	0.963896	0.790578	0.911514	0.437898	1.73967	0.803538	0.916496	0.447415	1.939668	1.444481	1.939668	1.444481	1.939668	1.444481	1.939668	1.444481
	MOYOB10	4.444263	3.827038	4.263976	2.286165	6.722877	3.875824	4.281641	2.329152	7.290668	5.89298	7.290668	5.89298	7.290668	5.89298	7.290668	5.89298
	TARAP138	0.669562	0.429387	0.584138	0.305901	1.204299	0.443472	0.591572	0.316268	0.980647	0.921584	0.980647	0.921584	0.980647	0.921584	0.980647	0.921584
	BELL138_B	0.67344	0.484826	0.622553	0.369273	0.989911	0.505568	0.633773	0.384486	0.880902	0.837673	0.880902	0.837673	0.880902	0.837673	0.880902	0.837673
	GERA60	0.913559	0.773131	0.871923	0.395556	1.426874	0.783573	0.875663	0.403327	1.524452	1.079082	1.524452	1.079082	1.524452	1.079082	1.524452	1.079082
MOYO23	0.743402	0.635015	0.711509	0.385316	1.274059	0.64334	0.714513	0.392673	1.580559	1.213726	1.580559	1.213726	1.580559	1.213726	1.580559	1.213726	
Sksss"-MVA	MOYO23	122.529177	88.772658	111.4129	58.060122	347.094763	90.970568	112.394728	59.684344	323.546584	290.267761	323.546584	290.267761	323.546584	290.267761	323.546584	290.267761
	MOYOB138	100.170972	82.159305	94.727319	45.507689	180.791829	83.506128	95.24502	46.496769	201.576234	150.114885	201.576234	150.114885	201.576234	150.114885	201.576234	150.114885
	MOYOB60	76.976891	66.286244	73.854225	39.597546	116.443639	67.131237	74.160197	40.342102	126.278078	102.069411	126.278078	102.069411	126.278078	102.069411	126.278078	102.069411
	TARAP138	153.082375	98.171043	133.551902	69.938349	275.339672	101.391285	135.251608	72.308579	224.205956	210.702417	224.205956	210.702417	224.205956	210.702417	224.205956	210.702417
	BELL138_B	153.96905	110.846192	142.334788	84.427179	226.324086	115.588452	144.899928	87.905203	201.401248	191.517809	201.401248	191.517809	201.401248	191.517809	201.401248	191.517809
	GERA60	94.939804	80.346125	90.612872	41.107426	148.285071	81.431318	91.001607	41.914953	158.425673	112.141487	158.425673	112.141487	158.425673	112.141487	158.425673	112.141487
	MOYO23	77.256614	65.992694	73.942222	40.043228	132.404084	66.857878	74.254362	40.807826	164.256556	126.134058	164.256556	126.134058	164.256556	126.134058	164.256556	126.134058
ip-kA	MOYO23	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	MOYOB138	1.204601	0.83587	1.079214	0.503102	3.593768	0.853713	1.086103	0.516546	3.311404	2.949994	3.311404	2.949994	3.311404	2.949994	3.311404	2.949994
	MOYOB60	2.270685	1.771316	2.113562	0.924708	4.385324	1.798605	2.122613	0.945275	4.7142	3.583361	4.7142	3.583361	4.7142	3.583361	4.7142	3.583361
	MOYOB10	10.882018	8.934803	10.290115	4.986186	17.574157	9.047186	10.324952	5.085639	18.605664	15.161863	18.605664	15.161863	18.605664	15.161863	18.605664	15.161863
	TARAP138	1.542908	0.90843	1.30374	0.609868	2.674487	0.934871	1.316393	0.62974	2.068546	1.949463	2.068546	1.949463	2.068546	1.949463	2.068546	1.949463
	BELL138_B	1.479361	1.016503	1.346688	0.741956	2.076555	1.056018	1.366043	0.771591	1.808795	1.725513	1.808795	1.725513	1.808795	1.725513	1.808795	1.725513
	GERA60	2.12421	1.780965	2.021594	0.789349	3.139792	1.80059	2.027418	0.804279	3.254164	2.167042	3.254164	2.167042	3.254164	2.167042	3.254164	2.167042
MOYO23	1.651655	1.369328	1.566467	0.80149	2.909903	1.385546	1.571403	0.816894	3.535403	2.796024	3.535403	2.796024	3.535403	2.796024	3.535403	2.796024	

Cuadro N° 41

Corto Circuito Monofásico–Corrientes Máximas–Mínimas/sin Proyecto

CORTO CIRCUITO MONOFASICO SIN PROYECTO - CORRIENTE MAXIMAS 2014-2033																	
Año		2014				2016				2018		2023		2028		2033	
Periodo		Av14max	Av14min	Es14max	Es14min	Av16max	Av16min	Es16max	Es16min	Av18max	Av18min	Av23max	Av23min	Av28max	Av28min	Av33max	Av33min
Variable	Nombre																
Ikss"-kA	MOYO23	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	MOYOB138	0.678046	0.531274	0.631862	0.377098	2.085346	0.543156	0.636279	0.386056	1.973495	1.803164	1.973495	1.803164	1.973013	1.803233	1.973013	1.803164
	MOYOB60	1.435114	1.207244	1.365987	0.706696	2.586854	1.224618	1.372892	0.720855	2.84288	2.17858	2.84288	2.17858	2.84284	2.178584	2.84284	2.17858
	MOYOB10	0	0	0	0	0.00012	0	0.00012	0	0.00012	0.00012	0.00012	0.00012	0	0.00012	0.00012	0.00012
	TARAP138	0.918288	0.62704	0.822852	0.477354	1.53265	0.658347	0.831725	0.49212	1.322241	1.257298	1.322241	1.257298	1.322231	1.259534	1.322231	1.257298
	BELL138_B	0.947985	0.724274	0.889776	0.572911	1.332566	0.750443	0.903222	0.593761	1.222042	1.171878	1.222042	1.171878	1.222042	1.171994	1.222042	1.171878
	GERA60	1.239534	1.085128	1.193773	0.613399	1.834824	1.096901	1.198219	0.624052	1.934353	1.477801	1.934353	1.477801	1.934348	1.477801	1.934348	1.477801
	RIOJA60	1.053328	0.92474	1.015344	0.599329	1.726661	0.934688	1.019142	0.609483	2.035988	1.633952	2.035988	1.633952	2.035986	1.633952	2.035986	1.633952
Skss"-MVA	MOYO23	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	MOYOB138	51.674057	40.488511	48.154334	28.738709	158.924747	41.394012	48.490969	29.421436	150.4005	137.419544	150.4005	137.419544	150.363759	137.424829	150.363759	137.419544
	MOYOB60	49.713819	41.820156	47.319187	24.480676	89.611238	42.422012	47.558364	24.971152	98.480262	75.468235	98.480262	75.468235	98.478874	75.468376	98.478874	75.468235
	MOYOB10	0	0	0	0	0.000693	0	0.000693	0	0.000693	0.000693	0.000693	0.000693	0	0.000693	0.000693	0.000693
	TARAP138	69.982954	47.786843	62.709767	36.379235	116.803584	50.127973	63.385988	37.50456	100.768268	95.818983	100.768268	95.818983	100.767509	95.98937	100.767509	95.818983
	BELL138_B	72.246158	55.19709	67.810024	43.661709	101.555156	57.191472	68.834767	45.250669	93.13213	89.309094	93.13213	89.309094	93.132096	89.317958	93.132096	89.309094
	GERA60	42.938705	37.589935	41.353497	21.248761	63.560166	37.997761	41.50754	21.617791	67.007964	51.192528	67.007964	51.192528	67.007796	51.192545	67.007796	51.192528
	RIOJA60	36.488351	32.033931	35.172544	20.761372	59.813298	32.378527	35.304104	21.113122	70.5287	56.60176	70.5287	56.60176	70.528624	56.601769	70.528624	56.60176
ip-kA	MOYO23	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	MOYOB138	1.564203	1.183708	1.439313	0.786663	5.05968	1.20685	1.446453	0.80439	4.746971	4.31576	4.746971	4.31576	4.745812	4.315926	4.745812	4.31576
	MOYOB60	3.457295	2.791114	3.24698	1.562414	6.59409	2.829213	3.260404	1.594253	7.031045	5.511046	7.031045	5.511046	7.030946	5.511056	7.030946	5.511046
	MOYOB10	0	0	0	0	0.000316	0	0.000296	0	0.00031	0.000313	0.00031	0.000313	0	0.000313	0.00031	0.000313
	TARAP138	2.160451	1.378778	1.885822	1.001312	3.514673	1.443292	1.901441	1.030978	2.914599	2.779607	2.914599	2.779607	2.914577	2.78455	2.914577	2.779607
	BELL138_B	2.149577	1.582225	1.991352	1.20994	2.916545	1.63419	2.015431	1.252381	2.631733	2.531555	2.631733	2.531555	2.631732	2.531806	2.631732	2.531555
	GERA60	2.940477	2.551928	2.832347	1.288733	4.146196	2.57454	2.830429	1.310191	4.25125	3.114557	4.25125	3.114557	4.251239	3.114558	4.251239	3.114557
	RIOJA60	2.419583	2.070964	2.312878	1.307465	4.057168	2.09125	2.31957	1.329658	4.700425	3.886977	4.700425	3.886977	4.70042	3.886977	4.70042	3.886977
CORTO CIRCUITO MONOFASICO SIN PROYECTO - CORRIENTE MINIMAS 2014-2033																	
Año		2014				2016				2018		2023		2028		2033	
Periodo		Av14max	Av14min	Es14max	Es14min	Av16max	Av16min	Es16max	Es16min	Av18max	Av18min	Av23max	Av23min	Av28max	Av28min	Av33max	Av33min
Variable	Nombre																
Ikss"-kA	MOYO23	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	MOYOB138	0.608427	0.47506	0.566382	0.336311	1.868979	0.486353	0.570551	0.344535	1.773421	1.624207	1.773421	1.624207	1.772995	1.624269	1.772995	1.624207
	MOYOB60	1.291362	1.082894	1.228127	0.633674	2.298351	1.099985	1.234739	0.646803	2.542166	1.971307	2.542166	1.971307	2.54213	1.971311	2.54213	1.971307
	MOYOB10	0	0	0	0	0.000109	0	0.000109	0	0.000109	0.000109	0.000109	0.000109	0	0.000109	0.000109	0.000109
	TARAP138	0.82286	0.559954	0.736461	0.424978	1.373669	0.588692	0.744832	0.438482	1.185246	1.128137	1.185246	1.128137	1.185237	1.130151	1.185237	1.128137
	BELL138_B	0.849217	0.646195	0.796399	0.510101	1.194664	0.671496	0.809132	0.529186	1.095321	1.050831	1.095321	1.050831	1.095321	1.050933	1.095321	1.050831
	GERA60	1.110751	0.969821	1.06896	0.547385	1.627101	0.981271	1.073127	0.557178	1.717629	1.321941	1.717629	1.321941	1.717625	1.321941	1.717625	1.321941
	RIOJA60	0.946549	0.828792	0.91176	0.537044	1.518914	0.835884	0.91538	0.54645	1.808106	1.475786	1.808106	1.475786	1.808104	1.475786	1.808104	1.475786
Skss"-MVA	MOYO23	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	MOYOB138	46.368374	36.204415	43.164139	25.630334	142.435306	37.065102	43.481834	26.257129	135.152802	123.781202	135.152802	123.781202	135.120401	123.785899	135.120401	123.781202
	MOYOB60	44.734108	37.512544	42.54358	21.951128	79.617227	38.104594	42.772611	22.405913	88.063199	68.288092	88.063199	68.288092	88.061973	68.28822	88.061973	68.288092
	MOYOB10	0	0	0	0	0.00063	0	0.00063	0	0.00063	0.00063	0.00063	0.00063	0	0.00063	0.00063	0.00063
	TARAP138	62.71032	42.674224	56.125861	32.38769	104.687603	44.864388	56.763804	33.416849	90.327846	85.975563	90.327846	85.975563	90.327208	86.129081	90.327208	85.975563
	BELL138_B	64.719044	49.246704	60.693742	38.874901	91.045625	51.174871	61.664114	40.32939	83.47469	80.084095	83.47469	80.084095	83.474664	80.091886	83.474664	80.084095
	GERA60	38.477538	33.595593	37.029855	18.961956	56.364449	33.922229	37.174206	19.301218	59.50041	45.793374	59.50041	45.793374	59.500276	45.793388	59.500276	45.793374
	RIOJA60	32.78941	28.710209	31.584307	18.603759	52.616723	29.049408	31.709679	18.929568	62.634618	51.122712	62.634618	51.122712	62.634555	51.122719	62.634555	51.122712
ip-kA	MOYO23	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	MOYOB138	1.367561	1.022686	1.254343	0.666275	4.242462	1.043512	1.260533	0.681738	4.149748	3.773969	4.149748	3.773969	4.148753	3.774112	4.148753	3.773969
	MOYOB60	3.042111	2.426259	2.847706	1.338129	5.793636	2.462158	2.859668	1.366531	6.178519	4.890273	6.178519	4.890273	6.178433	4.890282	6.178433	4.890273
	MOYOB10	0	0	0	0	0.000285	0	0.000263	0	0.000278	0.000281	0.000278	0.000281	0	0.000278	0.000281	0.000281
	TARAP138	1.896161	1.184664	1.64371	0.84727	3.050621	1.241007	1.657432	0.873088	2.500121	2.386391	2.500121	2.386391	2.500103	2.390653	2.500103	2.386391
	BELL138_B	1.865495	1.354835	1.722745	1.024924	2.506081	1.402603	1.744014	1.061978	2.249071	2.164595	2.249071	2.164595	2.24907	2.164606	2.24907	2.164595
	GERA60	2.582722	2.234056	2.478434	1.092329	3.580387	2.254884	2.484004	1.111075	3.666529	2.654758	3.666529	2.654758	3.66652	2.654759	3.66652	2.654758
	RIOJA60	2.102997	1.787184	2.007342	1.117098	3.469143	1.806038	2.013161	1.1368	4.04438	3.399724	4.04438	3.399724	4.044376	3.399724	4.044376	3.399724

De los análisis de estado estacionario se concluye que:

La conexión de la ampliación Moyobamba es técnicamente viable, ya que presenta un desempeño adecuado desde el punto de vista tensiones, cargabilidad, pérdidas y confiabilidad N-1.

El flujo de potencia por las líneas de transmisión del área de influencia no ocasiona problemas de sobrecarga ante el ingreso de la ampliación Moyobamba.



CAPÍTULO VI

6. CÁLCULOS DE INGENIERÍA

6.1 Coordinación de Aislamiento

La coordinación de aislamiento de la instalación eléctrica, se refiere al ordenamiento de los niveles de aislamiento de los diferentes equipos, de tal manera que al presentarse una onda de sobretensión, esta se descargue a través del elemento adecuado, que llamaremos pararrayos, sin producir arcos ni daños a los equipos adyacentes.

La coordinación de aislamiento compara las características de operación de un pararrayos, dadas por sus curvas tensión tiempo, contra las características de respuesta de aislamiento del equipo a proteger, dadas también por sus propias curvas tensión tiempo. Dicho de otra forma, la coordinación de aislamiento se refiere a la correlación entre los esfuerzos dieléctricos aplicados y los esfuerzos dieléctricos resistentes. En el sistema eléctrico a diseñarse en el presente proyecto es muy importante coordinar los aislamientos entre todos los equipos de la instalación, para ello se considerara tres niveles de aislamiento:

Un nivel 1, también llamado nivel alto. Se utiliza en los aislamientos internos no autorecuperables (sin contacto con el aire), de aparatos como: transformadores, cables o interruptores.

Nivel 2, también llamado nivel medio o de seguridad. Está constituido por el nivel de aislamiento autorecuperable de las partes vivas de los

diferentes equipos que están en contacto con el aire. Este nivel se adecua de acuerdo con la altura sobre el nivel del mar de la instalación y se utiliza en todos los aisladores de los aparatos, buses y pasamuros de la subestación que están en contacto con el aire.

Nivel 3, también llamado nivel bajo o de protección. Está constituido por el nivel de tensión de operación de los pararrayos de protección.

Respecto a los intervalos entre los niveles de tensión, se considera que la diferencia entre los niveles medio y alto puede ser entre 0 y 25%. La diferencia entre los niveles medio y bajo (pararrayos) suele ser suficiente con un 15%. Sin embargo como los pararrayos pueden ser instalados a una distancia algo mayor que la debida de los aparatos por proteger, las sobretensiones que llegan a los equipos pueden ser ligeramente superiores a las de operación del pararrayos. Por tanto también es conveniente, fijar una diferencia de 25% entre los niveles 2 y 3.

6.2 Selección de los niveles de aislamiento

En esta tesis, se presentan los resultados del estudio de coordinación de aislamiento para la verificación de la selección del nivel de aislamiento de los equipos ya instalados en la nueva subestación Moyobamba 138/60/22,9/10 kV, 20/20/10/7 MVA

El nivel de aislamiento, se logra utilizando la metodología establecida en la norma internacional IEC-60071-2 {1}, así como en las normas ANSI C37.32 e IEEE Std 1313 Power System – Insulation Coordination.

6.2.1. Datos Generales

Parámetros Ambientales

Altura sobre el nivel del mar:	860 msnm
Temperatura máxima anual:	30 °C
Temperatura mínima anual:	10 °C
Temperatura media anual:	22 °C
UBC Zona sísmica:	1

Parámetros del sistema

Voltaje nominal:	138 kV	60 kV	22,9 kV	10 kV
Frecuencia nominal (Hz):	60	60	60	
Tensión máxima de operación del sistema:	170 kV	72,5 kV	24 kV	12 kV
Sistema sólidamente puesto a tierra:	En Y	En Y	En Y	En D
Numero de fases:	3	3	3	3
Tiempo normal de aclaración de las fallas:	100 ms	100 ms	100 ms	100 ms
Tiempo de aclaración de las fallas en respaldo:	400ms	400ms	400ms	400 ms

6.2.2. Metodología para la coordinación de aislamiento

El procedimiento de coordinación de aislamiento es la determinación de las resistencias dieléctricas de los equipos

con relación a los esfuerzos de tensión que se puedan presentar teniendo en cuenta las características de los elementos de protección.

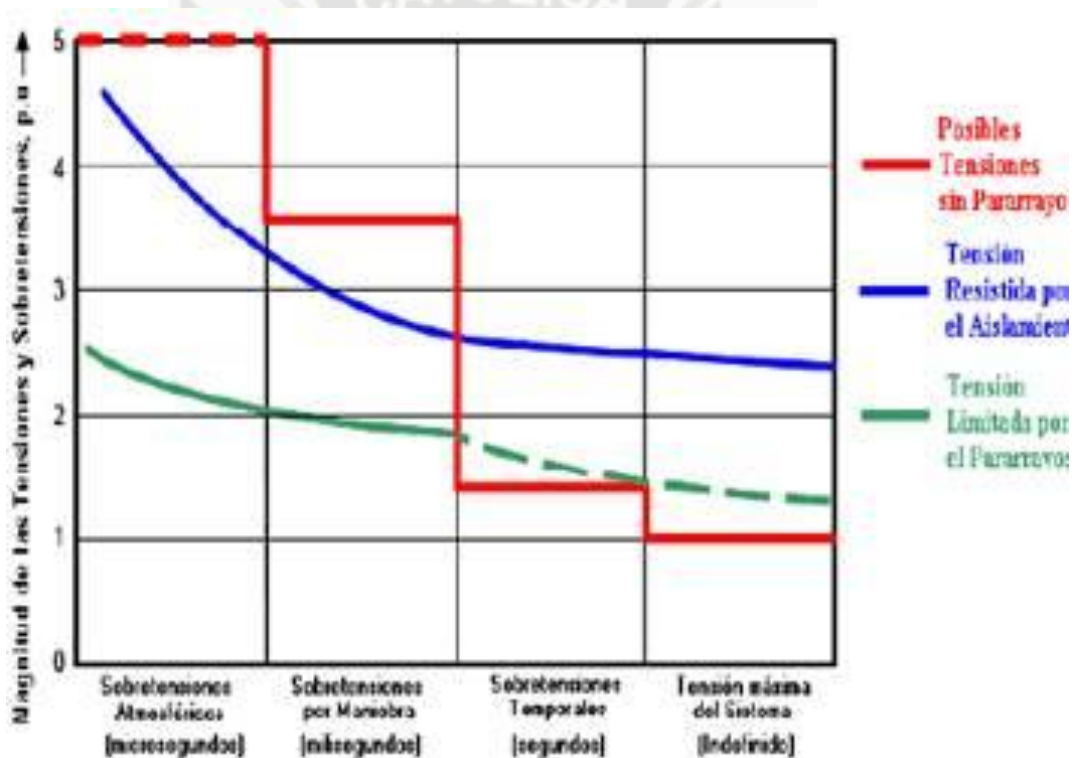
Para la determinación del nivel de aislamiento de los equipos de la nueva subestación Moyobamba se siguió el método determinístico para seleccionar los aislamientos internos (No – auto restaurables) y un método probabilístico simplificado de la norma IEC 60071-2 para establecer los aislamientos externos (Auto restaurables).

En el gráfico N° 20, se muestra de manera general a cada una de las sobretensiones con sus respectivos rangos de duración y amplitud en por unidad (en adelante, p.u.) y la relación que debe existir entre ellas con las tensiones limitadas y las tensiones soportadas por el aislamiento del equipo. Asimismo, se tiene que para sobretensiones por maniobra y atmosféricas la amplitud de la sobretensión podría superar a la tensión soportada por los equipos, sin embargo la función del pararrayos es limitar tales sobretensiones a valores inferiores. Dando como resultado que el aislamiento tenga que soportar tensiones menores que las sobretensiones que se podrían originar sin el uso del pararrayos. Las sobretensiones temporales, por lo general, están por debajo de la tensión resistida por el aislamiento, por lo que el pararrayos no limita

este tipo de sobretensiones. Además de que limitar este tipo de sobretensiones implicaría una alta absorción de energía por parte del pararrayos, debido al tiempo de permanencia de la sobretensión.

Gráfico N° 20.

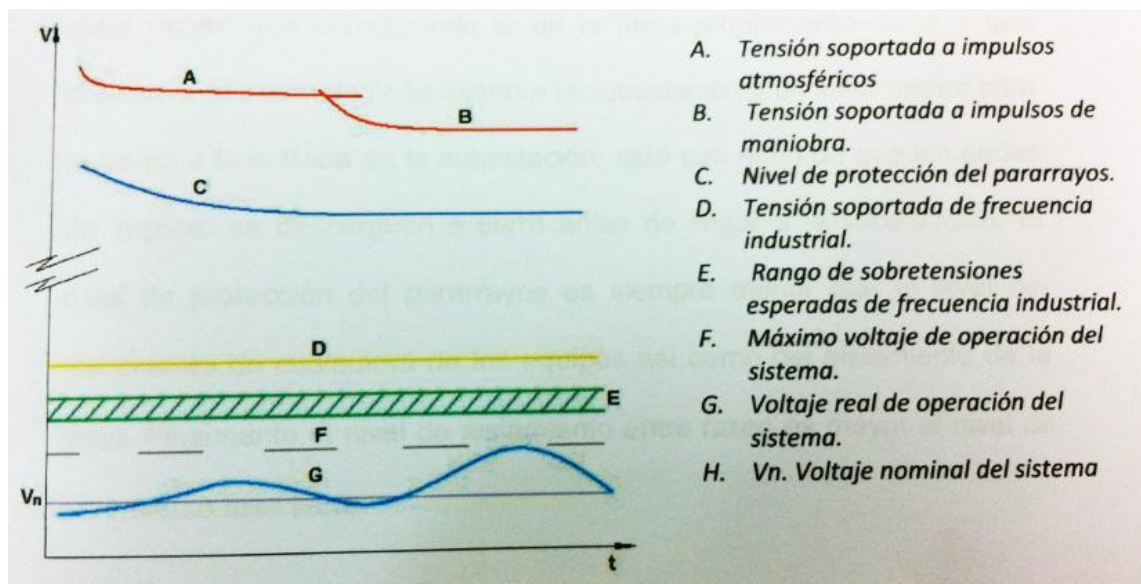
Tipo de sobretensiones y sus rangos de duración



En el gráfico N° 21, se muestra mediante una curva voltaje – tiempo los criterios para la coordinación de aislamiento aplicable en forma individual para cada equipo. En la parte superior de la figura se ubican las tensiones tipo impulso, mientras que en la parte inferior se sitúan las curvas de tensión a frecuencia industrial, en el orden correcto para coordinación.

Gráfico N° 21.

Criterios generales para la coordinación de aislamiento.



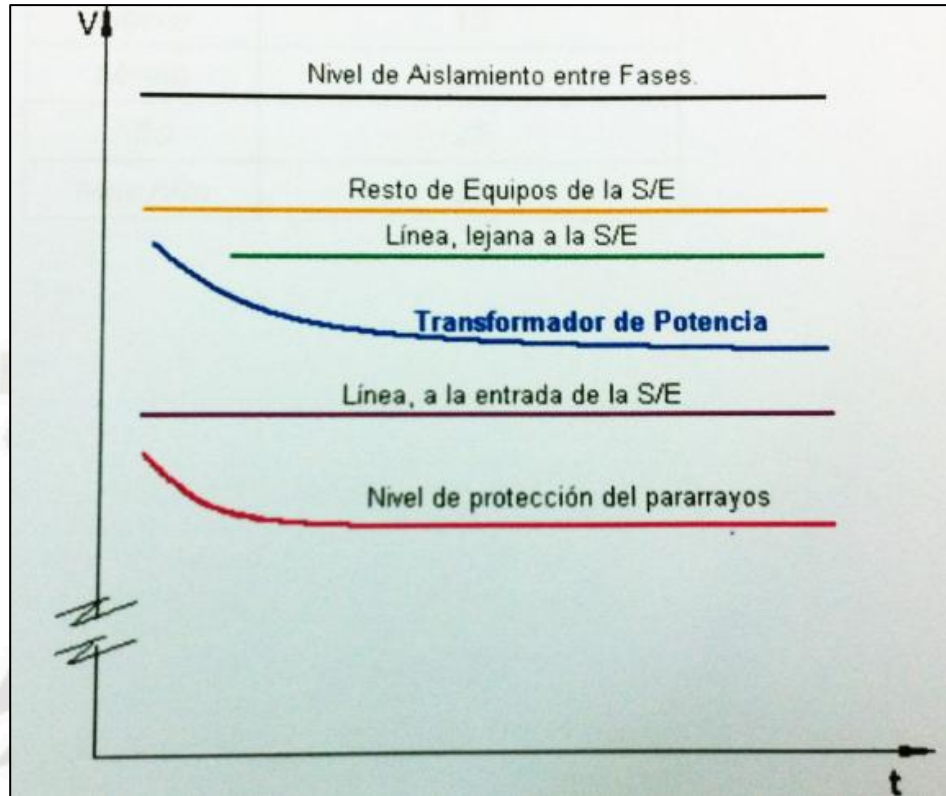
Como parte de la coordinación de aislamiento se considerará el criterio de brindar mayor protección al equipo más importante del sistema, que en el caso de nueva subestación Moyobamba corresponde al transformador de potencia. Para este efecto se dispone de pararrayos exclusivos para su protección. Para el resto del equipo, si bien no se tiene pararrayos dedicados a cada uno de ellos, se verificará que entren dentro de la zona de protección de los pararrayos de línea.

En el gráfico N° 22, muestra los criterios generales para la coordinación de aislamiento aplicable a la nueva subestación Moyobamba, en donde se toma como referencia el nivel de aislamiento del transformador, que es el equipo mejor

protegido. Luego, el nivel de aislamiento del resto del equipo es superior al del transformador ya que estos aislamientos no se encuentran directamente protegidos por el pararrayos. Para la línea asociada a la subestación se considera dos niveles de aislamiento, un valor mayor que corresponda al de la línea propiamente dicha y que considere al tramo de línea lejano a la subestación y un valor menor para el tramo a la entrada de la subestación, esto con el fin de que las ondas de impulso se descarguen a tierra antes de llegar a la subestación. El nivel de protección del pararrayos es siempre menor que el nivel del aislamiento de cualquiera de los equipos así como del aislamiento de la línea. Finalmente el nivel de aislamiento entre fases es mayor al nivel de aislamiento fase tierra.

Gráfico N° 22.

Criterios generales para coordinación de aislamiento



6.2.3. Determinación de las sobretensiones representativas (U_{rp})

a) Tensión a Frecuencia Industrial

Para propósitos de coordinación de aislamiento es considerado igual al voltaje más alto del sistema, en este caso corresponde a la máxima tensión de diseño de los equipos de patio: $U_s = U_m$ y la tensión de base (U_{base})

$$U_{Base} = U_m \left(\frac{\sqrt{2}}{3} \right)$$

Según la norma IEC 60071-2 las diferentes distancias específicas mínimas para los diferentes niveles de contaminación se muestran a continuación:

Cuadro N° 42

Distancias específicas mínimas nominales

Nivel de Polución	Distancia especifica mínima nominal (mm/kv)
Ligero	16
Medio	20
Alto	25
Muy Alto	31

Cuadro N° 43

Distancia de fuga recomendadas

Nivel de Polución	Ejemplo de entornos ambientales típicos	Mínima Distancia de Fuga Nominal mm/kV
I Ligera	Áreas libres de industria y con la baja densidad de casas equipadas con plantas de calefacción.	16
	Áreas con baja densidad de industrias o de casas pero sujetas a los vientos frecuentes y/o lluvia.	
	Áreas agrícolas en las que se fumige con fertilizantes o se queme residuos aumentando la contaminación por dispersión del viento	
	Áreas montañosas	
	Todas esas áreas deberán estar situadas por lo menos de 10 kilómetros a 20 kilómetros del mar y no estar expuestas en forma directa a brisas marinas	
II Media	Áreas con industrias sin producción de humo contaminante y/o con una densidad media de casas equipadas de plantas de calefacción	20
	Áreas con alta densidad de casas y/o industrias pero con vientos y/o lluvias frecuentes.	
	Áreas expuestas a brisas marinas pero no tan cercanas a la costa (al menos a varios kilómetros de distancia)	
III Fuerte	Áreas con alta densidad de industrias y suburbios de grandes ciudades con alta densidad de plantas de calefacción que produzcan contaminación	25
	Áreas cercanas al mar o expuestas a fuertes vientos marinos	
IV Muy Fuerte	Áreas de extensión moderada expuestas a polvo de características conductivas y a humo industrial con presencia de partículas conductivas gruesas	31
	Áreas de extensión moderada, muy cercanas a la costa, expuestas a la espuma de mar o a vientos marinos excesivamente fuertes	
	Áreas desérticas, caracterizadas por carencia de lluvia durante largos periodos de tiempo, expuestas a vientos fuertes que acarrear arena y sal y sujetadas a la condensación regular	

Según las especificaciones técnicas del proyecto la zona de la subestación está sometida a un ambiente con polvo industrial, clasificado con un nivel de polución alto que de acuerdo a la cuadro N° 43. (Norma IEC 60071-2) corresponde a una distancia de fuga específica de 25 mm/kV.

b) Sobretensiones temporales

Las sobretensiones temporales se caracterizan por tener una duración relativamente largo, frecuencias cercanas a la fundamental, por tanto se consideran como de frecuencia industrial y amplitudes inferiores a las de otros tipos de sobretensión.

Estas sobretensiones se originan debido a fallas a tierra u operaciones de maniobra tales como rechazo de carga, efecto ferranti y efectos de resonancia y ferro resonancia, es así que de acuerdo al origen de la sobretensión se definen sus parámetros característicos como: amplitud, forma de onda y duración.

Las causas y fenómenos que provocan este tipo de sobretensión son:

Sobretensiones por falla a tierra

La ocurrencia de una falla a tierra en un determinado punto del sistema lleva a un aumento de la tensión de fase-tierra en las

fases sanas, cuyo valor depende del grado de aterramiento del sistema.

Si el sistema está sólidamente puesto a tierra la norma considera que la máxima sobre tensión eficaz no sobrepasa 1.4 veces la tensión máxima eficaz fase a tierra del sistema. Para sistemas con neutro aislado las sobretensiones alcanzan 1.73 veces la tensión eficaz máxima.

$$U_{rp(p-e)} = \frac{KU_s}{\sqrt{3}}$$

Donde:

K: Factor de falla a tierra

U_s : Maxima tensión del sistema en kV

Sobretensiones por rechazo de carga

Un rechazo de carga podría suscitarse ante una operación indebida de un interruptor, dando como resultado la elevación del voltaje en todo el sistema. Esto se debe a que ante la pérdida de carga, el flujo de corriente disminuye, por lo tanto el efecto capacitivo de las líneas se incrementa y la caída de tensión a través de las impedancias se reduce.

Las sobretensiones temporales debidas al rechazo de carga son función de la carga rechazada, de la disposición del sistema después de la desconexión y de las características de las

centrales de generación involucradas, tales como las regulaciones de voltaje velocidad de los generadores que actuaran para disminuir los valores de las sobretensiones intentando llevar el sistema a condiciones normales de operación.

En sistemas con líneas relativamente cortas las sobretensiones generadas son bajas.

Las sobretensiones debidas al rechazo de carga son iguales para las tres fases del sistema y se controlan mediante compensación reactiva, es así que, el uso de reactores en derivación, capacitores en serie o compensadores estáticos, reducen la elevación del voltaje. Para efectos de nuestro estudio estos valores se consideran de la siguiente forma.

$$\text{Fase a tierra: } U_{rp(p-e)} = \frac{KU_s}{3}$$

$$\text{Fase a Fase: } U_{rp(p-p)} = KU_s$$

Sobretensiones representativas temporales:

Las sobretensiones representativas temporales considerando las anteriores fuentes no simultáneamente son:

$$\text{Fase a tierra: } U_{rp(p-e)} = \frac{KU_s}{3}$$

$$\text{Fase a fase: } U_{rp(p-p)} = KU_s$$

c) Sobretensiones de frente lento

Las sobretensiones de frente lento se originan ante la operación de equipos de maniobra súbitas modificaciones en la topología de la red eléctrica, tales como: energización y re cierre de una línea, inicio y despeje de fallas, rechazos de carga y establecimiento o interrupción de corrientes capacitivas o inductivas. Así mismo como también por descargas atmosféricas sobre las líneas de transmisión en un punto alejado de la subestación. Todos estos eventos provocan fenómenos transitorios que se traducen en una onda de sobretensión que se caracteriza por tener un frente de onda de algunas decenas a miles de microsegundos. Este tipo de sobretensiones son de mayor magnitud que las sobretensiones temporales.

A continuación se describen algunas de las causas que se generan sobretensiones de frente lento.

Impulsos que afectan los equipos en la entrada de la línea re energización extremo remoto

La re-energización desde el extremo remoto resulta en impulsos de sobre tensión fase a tierra U_{e2} y fase a fase U_{p2} seleccionados a partir del gráfico N° 22. Las sobretensiones representativas para los equipos a la entrada de la línea sin tener en cuenta los pararrayos son los siguientes:

$$U_{et} = 1,25U_{e2} - 0,25 p.u$$

$$U_{pt} = 1,25U_{p2} - 0,43 p.u$$

Donde:

U_{e2} : Valor de sobretensión fase a tierra que tiene una probabilidad del 2% de ser excedido

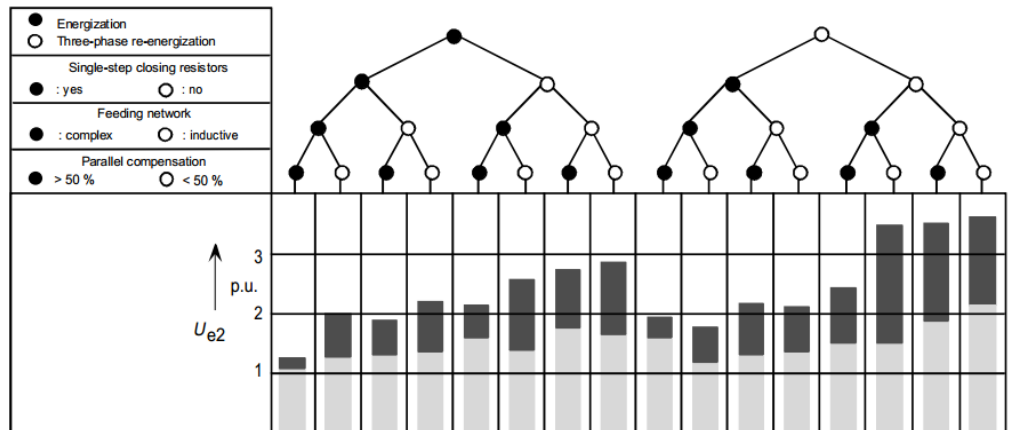
U_{et} : Valor de sesgamiento de la distribución acumulada de las sobre tensiones.

U_{p2} : Valor de la sobretensión fase a fase que tiene una probabilidad del 2 % de ser excedida

U_{pt} : Valor de sesgamiento de la distribución acumulada de las sobre tensiones fase a fase.

Gráfico N° 23.

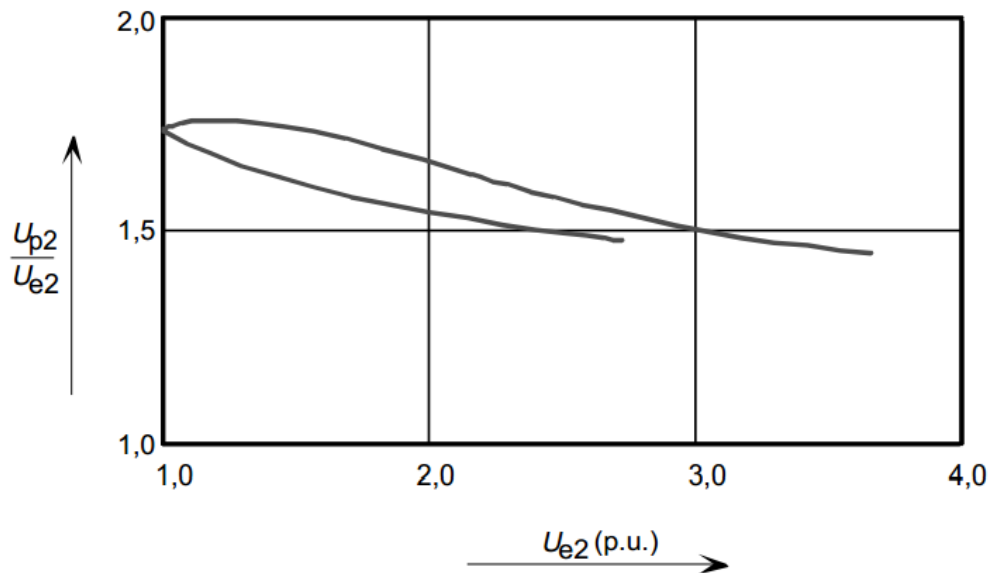
Guía para la selección de U_{e2} para sobretensiones de frente lento en eventos de energización y energización de líneas.



IEC 1 019/96

Gráfico N° 24.

Figura 3.5 Relación entre U_{e2} y U_{p2}



IEC 1 020/96

Impulsos que afectan a todos los equipos energización extremo local

La energización y re-energización local (extremo emisor) resulta en impulsos de sobretensión medios críticos que para el extremo receptor, con el fin de ser conservativos se seleccionan valores recomendados por la norma U_{e2} y U_{p2}

$$U_{et'} = 1,25U_{e2'} - 0,25$$

$$U_{pt'} = 1,25U_{p2'} - 0,43$$

Pararrayos en la entrada de la línea energización desde el extremo remoto

Con el fin de controlar las sobretensiones por energización de la línea en el extremo remoto se instalan pararrayos en la entrada de la línea con las siguientes características de protección:

- El nivel de protección al impulso de Maniobra (NPM) (U_{ps}) es igual a la máxima tensión residual para impulsos de corriente de maniobra (1 kA).
- El nivel de protección para el impulso tipo rayo (NPR) (U_{pl}) es igual a la tensión máxima residual para un impulso atmosférico de corriente nominal de descarga 10 kA.

- Con el uso de pararrayos, las sobre tensiones representativas pueden ser dadas directamente por U_{ps} para las sobre tensiones de fase a tierra o $2U_{ps}$ para las sobretensiones fase a fase si los valores de protección son menores a los máximos esfuerzos de sobretensión U_{et} y U_{pt} de frente lento

Para todos los equipos:

$$\text{Fase a tierra: } U_{rp(p-e)} = \frac{KU_s}{3}$$

$$\text{Fase a fase: } U_{rp(p-p)} = KU_s$$

Para equipos a la entrada de la línea:

$$\text{Fase a tierra: } U_{rp(p-e)} = \frac{KU_s}{3}$$

$$\text{Fase a fase: } U_{rp(p-p)} = KU_s$$

6.2.4. Determinación de las tensiones de soportabilidad para coordinación U_{cw}

a) Sobretensiones temporales

Para esta clase de sobre tensiones de soportabilidad de coordinación es igual a la sobre tensión representativa temporal, por lo tanto el factor de coordinación K_c es igual a 1.

Fase a tierra: $U_{cw} = U_{rp} K_c$

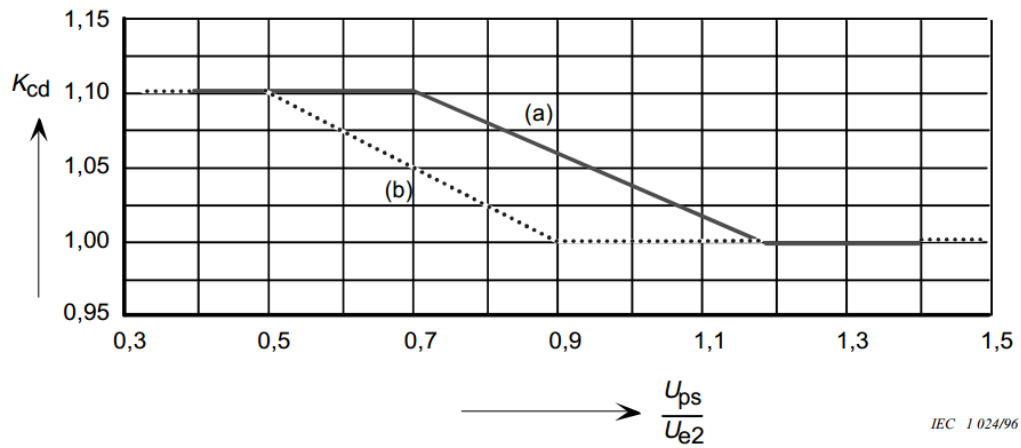
Fase a fase: $U_{cw} = U_{rp} K_c$

b) Sobretensiones de frente lento

La tensión de coordinación de soportabilidad es obtenida multiplicando el valor máximo de la sobretensión representativa por un factor de coordinación determinístico K_{cd} el cual depende de la relación entre el nivel de protección al impulso de maniobra del pararrayos U_{ps} y el valor de sobretensión fase a tierra U_{e2} según se muestra en la figura:

Gráfico N° 25.

Evaluación del factor de coordinación determinístico K_{ed}



Factor de coordinación determinístico:

Para los equipos a la entrada de la línea

Fase a tierra: $\frac{U_{ps}}{U_{e2}} = K_{cd}$

Fase a fase: $\frac{2U_{ps}}{U_{e2}} = K_{cd}$

Para los otros equipos:

Fase a tierra: $\frac{U_{ps}}{U_{e2}} = K_{cd}$

Fase a fase: $\frac{2U_{ps}}{U_{e2}} = K_{cd}$

Las tensiones de coordinación serán: $U_{cw} = K_{cd}U_{rp}$

c) Sobretensiones de frente rápido

La metodología estadística simplificada de la norma IEC 60071-2 permite calcular la tensión mínima de soportabilidad de los equipos mediante la siguiente ecuación:

$$U_{cw} = U_{pl} + \frac{A}{n} \frac{L}{L_{sp} + L_a}$$

Donde:

U_{cw} : Tensión soportable de coordinación al impulso atmosférico, kV

U_{pl} : Nivel de protección al impulso tipo rayo del pararrayos, kV

A : Factor dado en el Cuadro N° 44 (Norma IEC 60071-2) que describe el comportamiento de la línea ante las descargas eléctricas atmosféricas, kV.

n : Número de líneas conectadas a la subestación

L : Separación equivalente entre el pararrayo más cercano y el equipo en consideración, obtenido de:

$$L = a_1 + a_2 + a_3 + a_4$$

a_1 : Longitud de la conexión de los pararrayos a la línea, m

a_2 : Longitud de la conexión a tierra del pararrayos, m

a_3 : Longitud del conductor de fase entre el pararrayos y el equipo a proteger para el aislamiento interno y para el aislamiento externo, m.

a_4 : Longitud de la parte activa del pararrayos, m.

L_{sp} : Longitud del vano de las líneas, m.

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, 0,0025 fallas/año (1 falla / 400 años)

R_{km} : Tasa de fallas por año del primer kilómetro de línea desde la subestación, fallas/año/km (un defecto en cada 100 km)

$$L_a = \frac{R_a}{R_{km}}$$

Las sobretensiones de frente rápido afectan los aislamientos fase a fase y fase a tierra de igual forma.

Cuadro N° 44

Factor A según el comportamiento de la línea ante descargas atmosféricas

Type of Line	A (KV)
Distribution lines (phase-phase flashovers):	
- with earthed crossarms (flashover to earth at low voltage)	900
- wood-pole lines (flashover to earth at high voltage)	2700
Transmission lines (single-phase flashover to earth)	
- single conductor	4500
- double conductor bundle	7000
- four conductor bundle	11000
- six and eight conductor bundle	17000

6.2.5. Determinación de las tensiones de soportabilidad requeridas

(U_{rw})

Las tensiones de soportabilidad requerida son obtenidas aplicando a las tensiones de soportabilidad para coordinación dos factores de corrección:

- K_a : Factor de corrección que tiene en cuenta la altitud de la instalación
- K_s : Factor de seguridad

Factor de seguridad

Los factores de seguridad recomendados por la norma IEC, y que cubren todas estas diferencias entre las condiciones de prueba y las condiciones reales de operación toman los siguientes valores de acuerdo al tipo de aislamiento.

- Factor de seguridad para aislamiento interno $K_s = 1,15$
- Factor de seguridad para aislamiento externo $K_s = 1,05$

Factor de corrección atmosférico

El factor de corrección atmosférico está definido por la siguiente ecuación.

$$K_a = e^{m(\frac{H}{8150})}$$

Donde:

H : Altura sobre el nivel del mar

m : 1,0 para coordinación de las tensiones de soportabilidad al impulso tipo rayo

m : De acuerdo a al gráfico N° 26 para la coordinación de las tensiones de soportabilidad al impulso de maniobra

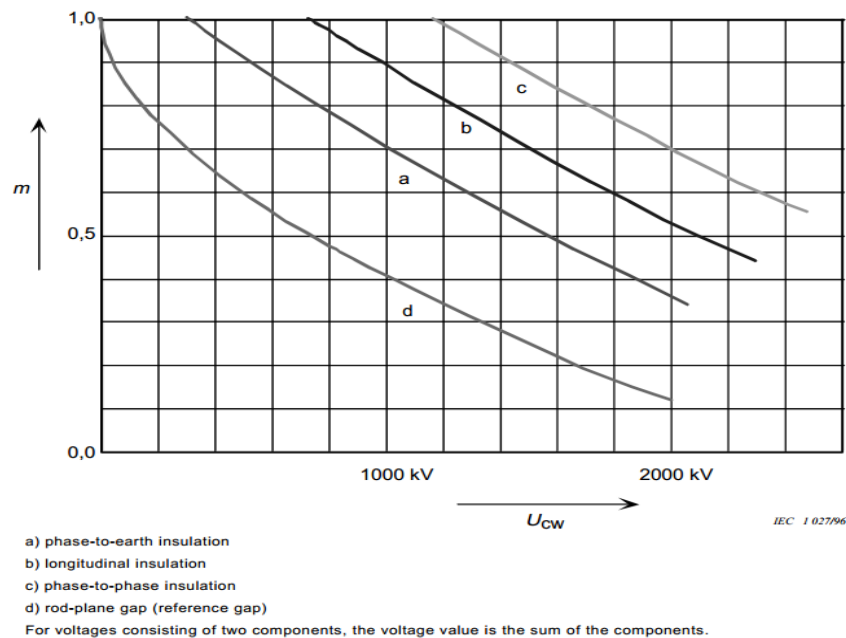
m : 1 para voltajes de soportabilidad de corta duración a frecuencia industrial de distancias en el aire y aisladores limpios.

Para aisladores contaminados, se recomienda seleccionar un valor m de 0,8 (Según el numeral 4.2.2 de la norma IEC-60071-2).

Para el aislamiento interno puede asumirse que las condiciones atmosféricas no afectan las propiedades del aislamiento

Gráfico N° 26.

Dependencia del exponente m en la coordinación de las tensiones de soportabilidad al impulso de maniobra.



Si bien la expresión anterior permite determinar el factor con el cual varia la rigidez dieléctrica, en la práctica, debido a que el rango de valores de las tensiones soportadas estandarizados y tabulados en la norma IEC 60071-1 de acuerdo a la tensión máxima del sistema, se han determinado considerando condiciones normales de operación, esto es, condiciones que cubren alturas de hasta 1000 m.s.n.m, se puede afirmar que para alturas superiores a 1000 m, el factor de corrección por altura aplicable será:

$$K_a = e^{m\left(\frac{H-1000}{8150}\right)}$$

Tensiones de soportabilidad requeridas

Los valores para las tensiones de soportabilidad requeridas son obtenidos aplicando la siguiente ecuación:

$$U_{rw} = U_{cw}K_sK_a$$

Para sobretensiones temporales:

Aislamiento externo:

Fase a tierra: $U_{rw} = U_{cw}K_sK_a$

Fase a fase: $U_{rw} = U_{cw}K_sK_a$

Aislamiento interno:

Fase a tierra: $U_{rw} = U_{cw}K_s$

Fase a fase: $U_{rw} = U_{cw}K_s$

Para sobretensiones de frente lento:

Equipo a la entrada de la línea:

Fase a tierra: $U_{rw} = U_{cw}K_sK_a$

Fase a fase: $U_{rw} = U_{cw}K_sK_a$

Para otros equipos:

Aislamiento externo:

Fase a tierra: $U_{rw} = U_{cw}K_sK_a$

Fase a fase: $U_{rw} = U_{cw}K_sK_a$

Aislamiento interno:

Fase a tierra: $U_{rw} = U_{cw}K_s$

Fase a fase: $U_{rw} = U_{cw}K_s$

Para sobretensiones de frente rápido:

Aislamiento externo

Fase a tierra: $U_{rw} = U_{cw}K_sK_a$

Fase a fase: $U_{rw} = U_{cw}K_sK_a$

Aislamiento interno

Fase a tierra: $U_{rw} = U_{cw}K_s$

Fase a fase: $U_{rw} = U_{cw}K_s$

6.2.6. Conversión a tensiones de soportabilidad normalizadas (U_w)

En el rango 1 (hasta 245 kV) el nivel de aislamiento es normalmente descrito por la tensión soportada a frecuencia industrial y la tensión soportada al impulso tipo rayo.

Cuadro N° 45

(Norma IEC-60071-2) muestra los factores de conversión requeridos:

Insulation	Short-duration power-frequency withstand voltage 1)	Lightning impulse withstand voltage
External insulation		
- air clearances and clean insulators, dry:		
- phase-to-earth	$0,6 + U_{rw} / 8500$	$1,05 + U_{rw} / 6000$
- phase-to-phase	$0,6 + U_{rw} / 12700$	$1,05 + U_{rw} / 9000$
- clean insulators, wet	0,6	1,3
Internal insulation		
- GIS	0,7	1,25
- Liquid-immersed insulation	0,5	1,10
- solid insulation	0,5	1,00
NOTE - U_{rw} is the required switching impulse withstand voltage in kV. 1) the least conversion factors include a factor of 1/2 to convert from peak to r.m.s value		

Donde:

U_{rw} : Es la tensión de soportabilidad requerida para el impulso de maniobra.

Conversión a tensión de soportabilidad de corta duración a frecuencia industrial (SDW)

Equipo a la entrada de la línea:

Aislamiento externo

- fase a tierra $SDW = U_{rw}(0,6 + \frac{U_{rw}}{8500})$

- fase a fase $SDW = U_{rw}(0,6 + \frac{U_{rw}}{12700})$

Para otros equipos:

Aislamiento externo:

- fase a tierra $SDW = U_{rw}(0.6 + \frac{U_{rw}}{8500})$
- fase a fase $SDW = U_{rw}(0.6 + \frac{U_{rw}}{12700})$

Aislamiento interno:

- fase a tierra $SDW = U_{rw}0.5$
- fase a fase $SDW = U_{rw}0.5$

Conversión a tensión de soportabilidad del impulso tipo rayo (LIW)

Equipo a la entrada de la línea

Aislamiento externo:

- Fase a tierra $LIWL = U_{rw}1.3$ (**)
- Fase a Fase $LIWL = U_{rw} \cdot (1.05 + \frac{U_{rw}}{9000})$

Para otros equipos:

Aislamiento externo:

- Fase a tierra $LIWL = U_{rw} \cdot 1.3$ (**)
- Fase a Fase $LIWL = U_{rw} \cdot (1.05 + \frac{U_{rw}}{9000})$

Aislamiento interno:

- Fase a tierra $LIWL = U_{rw}1.1$
- Fase a Fase $LIWL = U_{rw}1.1$

(**) Caso más crítico para aisladores limpios y húmedos

6.2.7. Selección de las tensiones de soportabilidad normalizadas

De acuerdo al Cuadro N° 46 (Norma IEC 60071-1) se seleccionan unos valores normalizados de aislamiento correspondientes a un sistema con una tensión máxima U_m , estos niveles de aislamiento cubrirán cualquier aislamiento externo o interno fase – fase y fase – tierra.

En rango I, los valores requeridos de soportabilidad al impulso de maniobra fase a tierra son cubiertos por la prueba de corta duración a frecuencia industrial. Los valores de soportabilidad al impulso de maniobra fase a fase son cubiertos por la prueba de corta duración a frecuencia industrial o por la prueba de soportabilidad al impulso tipo rayo.

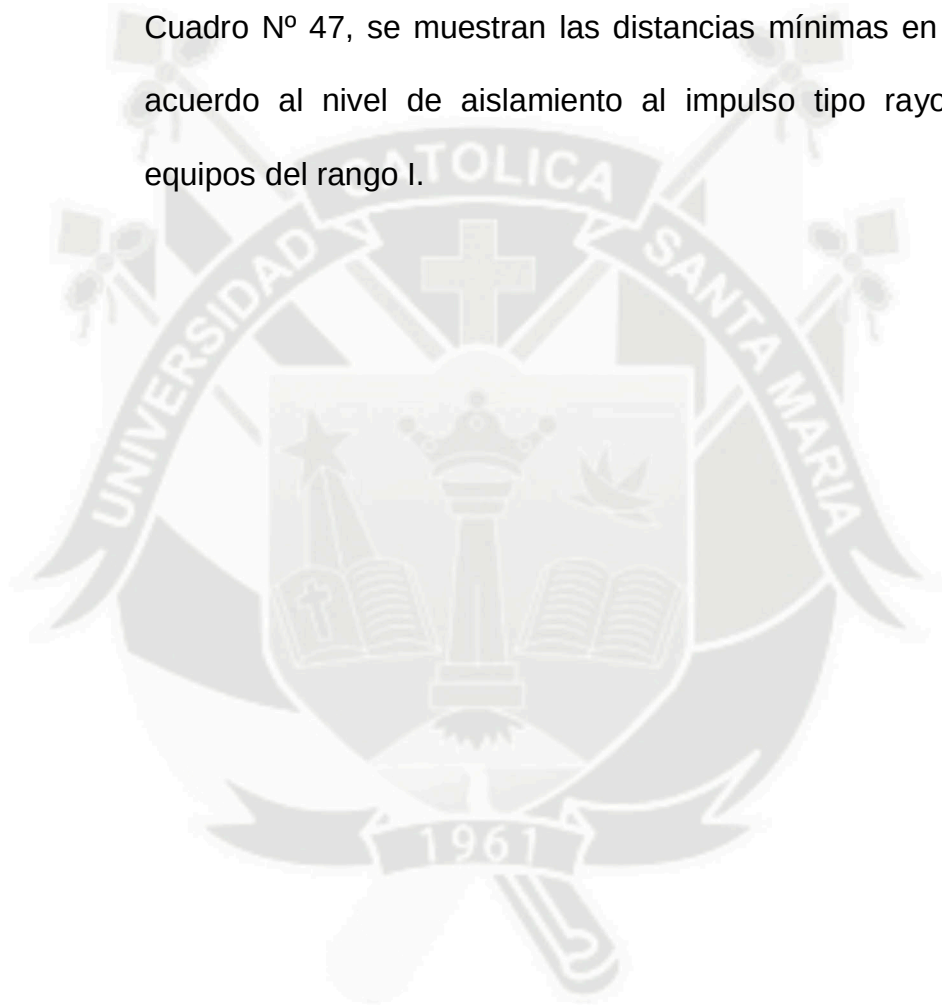
Cuadro N° 46

Standard insulation levels for range I ($1\text{kV} < U_m \leq 245\text{ kV}$)

Highest voltage for equipment (U_m) kV (r.m.s. value)	Standard rated short-duration power-frequency withstand voltage kV (r.m.s. value)	Standard rated lightning impulse withstand voltage kV (peak value)
3,6	10	20 40
7,2	20	40 60
12	28	60 75 95
17,5 ^a	38	75 95
24	50	95 125 145
36	70	145 170
52 ^a	95	250
72,5	140	325
100 ^b	(150) 185	(380) 450
123	(185) 230	(450) 550
145	(185) 230 275	(450) 550 650
170 ^a	(230) 275 325	(550) 650 750
245	(275) (325) 360 395 460	(650) (750) 850 950 1050
NOTE If values in brackets are considered insufficient to prove that the required phase-to-phase withstand voltages are met, additional phase-to-phase withstand voltage tests are needed.		
^a These U_m are non preferred values in IEC 60038 and thus no most frequently combinations standardized in apparatus standards are given.		
^b This U_m value is not mentioned in IEC 60038 but it has been introduced in range I in some apparatus standards.		

6.2.8. Distancias mínimas en aire

Las distancias en el aire fase a fase y fase a tierra son determinadas de acuerdo al nivel de aislamiento al impulso tipo rayo seleccionado en el numeral anterior (ver Cuadro 46). En el Cuadro N° 47, se muestran las distancias mínimas en el aire de acuerdo al nivel de aislamiento al impulso tipo rayo para los equipos del rango I.



Cuadro N° 47

**Imagen Distancias mínimas en aire de acuerdo al nivel de
aislamiento al impulso tipo rayo**

Standard lightning impulse withstand voltage kV	Minimum clearance mm	
	Rod-structure	Conductor-structure
20	60	
40	60	
60	90	
75	120	
95	160	
125	220	
145	270	
170	320	
250	480	
325	630	
450	900	
550	1100	
650	1300	
750	1500	
850	1700	1600
950	1900	1700
1050	2100	1900
1175	2350	2200
1300	2600	2400
1425	2850	2600
1550	3100	2900
1675	3350	3100
1800	3600	3300
1950	3900	3600
2100	4200	3900
NOTE – The standard lightning impulse is applicable phase-to-phase and phase-to-earth. For phase-to-earth, the minimum clearance for conductor-structure and rod-structure is applicable. For phase-to-phase, the minimum clearance for rod-structure is applicable		

Nota:

- Para la distancia mínima fase a tierra es aplicable la configuración conductor – estructura y varilla – estructura

- Para la distancia mínima fase a fase, es aplicable la configuración varilla – estructura.

6.2.9. Cálculos justificativos coordinación de aislamiento nivel de tensión 138 kV

Paso 1: Determinación de la sobretensiones representativas

U_{rp}

a) Sobretensiones a frecuencia industrial.

Para el nivel de tensión asignada de 138 kV tenemos

$$U_m = U_s = 170 \text{ kV fase a fase}$$

$$U_{base} = U_m \frac{\sqrt{2}}{3} = 138,8 \text{ kV}$$

b) Sobretensiones temporales

$$\text{Falla fase a tierra: } U_{rp(p-e)} = \frac{kU_s}{3} = \frac{(1,4)(170)}{3} = 137,41 \text{ kV, fase - tierra.}$$

$$\text{Rechazo de carga: } U_{rp(p-p)} = KU_s = 1,4 \cdot 170 = 238 \text{ kV, fase - fase}$$

Resultado de las sobretensiones representativas

$$U_{rp(p-e)} = 137,41 \text{ kV, fase - tierra}$$

$$U_{rp(p-p)} = 238 \text{ kV, fase - fase}$$

c) Sobretensiones de frente lento

$$U_{et} = 1,25U_{e2} - 0,25 p.u$$

$$U_{pt} = 1,25U_{p2} - 0,43 p.u$$

Cuadro N° 48

Valores sugeridos de U_{e2} y U_{p2} según IEC

Todos los equipos	U_{e2}	1,9 pu
	U_{p2}	2,9 pu
En la entrada	U_{e2}	3,0 pu
	U_{p2}	4,5 pu

Sobretensión en extremo de línea por conexión y desconexión que afectan a todos los equipos de la subestación.

Todos los equipos

Fase – tierra $U_{et} = 2,125 p.u = 2,125 \cdot 138,8 = 294,95 kV$

Fase – fase $U_{pt} = 3,195 p.u = 3,20 \cdot 138,8 = 443,46 kV$

Sobretensión por reenganche en el otro extremo, sin pararrayos

En la entrada

Fase – tierra $U_{et} = 3,5 p.u = 3,5 \cdot 138,8 = 485,8 kV$

Fase – fase $U_{pt} = 5,195 p.u = 5,195 \cdot 138,8 = 721,066 kV$

Características de los pararrayos

Nivel de protección al impulso maniobra:

$$U_{ps} = 241 \text{ kV}$$

Nivel de protección al impulso atmosférico:

$$U_{pl} = 294 \text{ kV}$$

Fase - tierra: (U_{ps}) para cualquier equipo

$$U_{rp} = 241 \text{ kV}$$

Fase – fase: ($2U_{ps}$) para equipo de entrada

$$U_{rp} = 482 \text{ kV}$$

Tensiones representativas de frente lento

Fase – tierra: (U_{ps}) para cualquier equipo:

$$U_{rp} = 241 \text{ kV}$$

Fase – fase: ($2U_{ps}$) para equipo de entrada de línea:

$$U_{rp} = 482 \text{ kV}$$

Fase – fase, para cualquier equipo salvo en la entrada de línea

$$U_{rp} = 443,46 \text{ kV}$$

Paso 2: determinación de las tensiones de coordinación

$$U_{cw}$$

a) Sobretensiones temporales

$$K_c \text{ factor} = 1$$

$$\text{Fase a tierra : } U_{cw} = U_{rp} K_c = 137,41 \text{ kV}$$

$$\text{Fase a fase : } U_{cw} = U_{rp} K_c = 238 \text{ kV}$$

b) Sobretensiones de frente lento

Utilizando el método determinístico usando el factor K_{cd}

$$\text{Fase – tierra: } U_{cw} = K_{cd} U_{rp}$$

$$U_{cw} = 1,01 \cdot 241 = 265,2 \text{ kV, para equipos en la entrada}$$

$$U_{cw} = 1,06 \cdot 241 = 255,46 \text{ kV, para todos los equipos}$$

$$\text{Fase – fase: } U_{cw} = K_{cd} U_{rp}$$

$$U_{cw} = 1,03 \cdot 482 = 496,46 \text{ kV, para equipos en la entrada}$$

$$U_{cw} = 1,00 \cdot 443,46 = 443,46 \text{ kV, para todos los equipos}$$

c) Sobretensiones de frente rápido

Considerando los siguientes parámetros:

$$\text{NPR } (U_{pl}) = 294 \text{ kV}$$

$$\text{Factor A (Cuadro N° 44)} = 4500.0 \text{ kV}$$

Cantidad de líneas conectadas a la subestación $n = 1,0$

Vano típico de línea $L_{sp} = 400 \text{ m}$

Índice de fallas (salidas)

$$R_{km} = 0,03 \text{ km/año}$$

Tasa de falla aceptable

$$R_a = 0,0067 \text{ años}$$

Separación máxima del aislamiento externo

$$L_1 = 50 \text{ m}$$

Separación máxima del aislamiento interno

$$L_2 = 30 \text{ m}$$

Longitud equivalente de tasa de fallas

$$L_a = \frac{R_a}{R_{km}} = 222,22 \text{ m}$$

Aplicando la formula recomendada por la IEC 60071-2

Aislamiento externo:

$$\begin{aligned} U_{cw} &= U_{pl} + \frac{A}{n} \frac{L}{L_{sp} + L_a} = 294 + \frac{4500}{2} \frac{50}{400 + 222,22} \\ &= 655,50 \text{ kV} \end{aligned}$$

Aislamiento interno:

$$U_{cw} = U_{pl} + \frac{A}{n} \frac{L}{L_{sp} + L_a} = 294 + \frac{4500}{2} \frac{30}{400 + 222,22} \\ = 510,96 \text{ kV}$$

Paso 3: Determinación de las tensiones de soportabilidad requeridas U_{rw}

Considerando los factores de seguridad:

Aislamiento interno: $K_s = 1,15$

Aislamiento externo $K_s = 1,05$

Factor de corrección por altura K_a

Se aplica la corrección por altura K_a , para una altitud $H = 860$ msnm $m = 1$; para tensiones a frecuencia de corta duración.

Para soportabilidad de impulso de maniobra del gráfico N° 26 Tenemos:

Fase – tierra $U_{cw} = 265,1 \text{ kV} \quad m = 1$

Fase – fase $U_{cw} = 496,46 \text{ kV} \quad m = 1$

Para soportabilidad al impulso atmosférico $m=1$

Luego los valores correspondientes de Ka para el aislamiento externo son:

Cuadro N° 49.

Valores de Ka

		H = 860 m.s.n.m.
Soportabilidad a frecuencia industrial	Fase-fase y Fase-tierra	1,03
Soportabilidad al impulso de maniobra	Fase-tierra	1,03
	Fase-fase y Fase-tierra	1,03
Soportabilidad al impulso atmosférico	Fase-tierra y fase-fase	1,03

Tensiones de soportabilidad requeridas U_{rw}

Aislamiento externo: $U_{rw} = U_{cw} K_s K_a$

Aislamiento interno: $U_{rw} = U_{cw} K_s$

Aplicando los factores de seguridad se obtienen los siguientes resultados:

Cuadro N° 50.
Tensiones de Soportabilidad requeridas

Aislamiento		Equipo	U_{cw} (Kv)		U_{rw} (kV)	
			Exter.	Inter.	Exter.	Inter.
Sobretensiones temporales	fase-tierra		137,41	137,41	148,6	158,02
	fase-fase		238	238	257,39	273,7
sobretensiones de frente lento	fase-tierra	Entrada	265,1	265,1	286,7	304,86
		otros	255,46	255,46	276,28	293,78
	fase-fase	Entrada	496,46	496,46	536,92	570,93
		Otros	443,46	443,46	479,6	509,98
Sobretensiones de frente rápido	fase-tierra		655,6	510,96	709	587,6
	fase-fase		655,6	510,96	709	587,6

Cuadro N° 51.

Paso 4: Conversión a tensiones de soportabilidad normalizadas

Aislamiento	Tensión	Equipo	Soportabilidad de corta duración a frecuencia industrial SDW (kV)	Soportabilidad de impulso tipo rayo LIW (kV)
Interno	Fase-tierra	Entrada	152,53	335,34
		otros	146,89	323,16
	Fase-fase	Entrada	285,46	628,02
		otros	255	560,1
Externo	Fase-tierra	Entrada	181,7	372,71
		Otros	174,74	359,16
	Fase-fase	Entrada	344,85	595,8
		otros	305,87	529,14

Cuadro N° 52.

Resumen de las tensiones de soportabilidad requeridas

kV r.m.s para frecuencia industrial		Aislamiento externo				Aislamiento interno	
kV pico para impulsos de maniobra tipo rayo		Equipos entrada de la línea		Otros equipos			
		U_{rw} (s)	U_{rw} (c)	U_{rw} (s)	U_{rw} (c)		
Frecuencia industrial	Fase-tierra	148,6	181,7	148,6	174,74	158,02	152,43
	Fase-fase	257,39	344,85	257,39	305,87	273,7	285,46
Frecuencia de maniobra	Fase-tierra	286,7		276,28		304,86	
	Fase-fase	536,92		479,6		570,93	
Impulso atmosférico	Fase-tierra	709	372,71	709	359,16	587,6	335,34
	Fase-fase	709	595,8	709	529,14	587,6	628,02

Selección del aislamiento normalizado

Interno:

El mayor valor encontrado para las sobretensiones a frecuencia industrial corresponde a 273 kV fase-fase, se selecciona el valor

superior correspondiente a 275 kV, la cual será asociada a la soportabilidad al impulso atmosférico de 650 kV, este valor es superior a la tensión de requerida según los cálculos que es de 587,60 kV.

Externo:

En nuestro caso, para la Nueva subestación bellavista ubicada a 860 msnm se debe utilizar equipos con una soportabilidad al impulso atmosférico mínimo de 750 kV, que corresponde a una soportabilidad a frecuencia industrial de 325 kV y $U_s = 170$ kV

6.2.9. Calculo justificativos coordinación de aislamiento nivel de tensión 60 kV

Similarmente a los cálculos realizados anteriormente para el aislamiento de 138 kV, procederemos para el nivel de tensión de 60 kV, obteniéndose el siguiente resumen:

Cuadro N° 53.

Paso 1: Determinación de la Sobretensiones representativas Urp

PASO 1: Determinacion de la Sobretensiones representativas Urp					
a) Sobretensiones a frecuencia industrial			Us =	72,5	kV
			Ubase =	59,2	kV
b) Sobretensiones Temporales					
Falla Fase a tierra:		factor de falla a tierra (K) =	1,4	Urp(p-e) =	58,60 kV
Rechazo de Carga:		factor de falla a tierra (K) =	1,4	Urp(p-e) =	58,60 kV
				Urp(p-p) =	101,5 kV
Sobretensiones representativa temporales:					
Fase a tierra: Urp(p-e) =		58,60 kV	Fase a Fase: Urp (p-p) =	101,5	kV
c) Sobretensiones de frente lento					
sobrevoltajes originados desde la estacion 2			sobrevoltajes originados desde la estacion 2		
Re-energizacion		Capacitor Switching		Energizacion y Re-energizacion	
Ue2 en p.u =	1,99	Ue2 en p.u =	3	Ue2 en p.u =	1,8
Up2 en p.u =	2,9	Up2 en p.u =	4,5	Up2 en p.u =	2,89
Uet en p.u =	2,2375	Uet en p.u =	3,5	Uet en p.u =	2
Upt en p.u =	3,195	Upt en p.u =	5,195	Upt en p.u =	3,1825
Uet en kV =	132,45	Uet en kV =	207,19	Uet en kV =	118,39
Upt en kV =	189,13	Upt en kV =	307,52	Upt en kV =	188,39
Pararrayos a la entrada de la linea y cerca de los transformadores :			Ups en kV =	110	Upl en kV = 145
Para equipos a la entrada de la linea:		Para todos lo Equipos			
Con o sin el uso de pararrayos	Uet	Capacitos switching at stantion 2			
> Ups	Upt > 2Ups				
fase a tierra: Urp = Ups =	110	Urp (p-e) =	110	Urp (p-e) =	110
Fase a Fase: Urp = 2 Ups =	220	Urp (p-p) =	188,39	Urp (p-p) =	220

Cuadro N° 54.

Paso 2: Determinación de las tensiones de soportabilidad para coordinación (Ucw)

PASO 2: Determinación de las tensiones de soportabilidad para coordinación (Ucw)					
a) Sobre tensiones Temporales					
Factor de coordinación Kc =		1			
Fase a Tierra en kV:		Ucw = Urp*Kc = 58,60105232			
Fase a Fase en kV:		Ucw = Urp*Kc = 101,5			
b) Sobre tensiones de frente lento					
		Factor de coordinación determinístico Kcd			
Para los equipos a la entrada de la línea (aislamiento externo)				Para los otros equipos:	
Fase a tierra		Fase a Fase		Fase a tierra Fase a Fase	
Ups/Ue2 =	0,9	2Ups/Up2 =	2,31	Ups/Ue2 =	0,72 2Ups/Up2 = 0,956
Ups/Ue2 =	0,72	2Ups/Up2 =	0,96	Ups/Ue2 =	1 2Ups/Up2 = 1,24
Kcd = 1,06		Kcd = 1		Kcd = 1,1 Kcd = 1	
Kcd = 1,1		Kcd = 1		Kcd = 1,04 Kcd = 1	
Ucw = Kcd*Urp =		121 Ucw = Kcd*Urp = 220		Ucw = 121 Ucw = 220	
				Ucw = 114,4 Ucw = 188,39	
c) Sobre tensiones de frente rapido					
		metodologia estadística simplificada			
DATA		Parametro A=		4500	
		Longitud del vano Lsp =		110 m	
		Tasa de fallas por año Rkm =		0,03 km/año	
		Tasa de falla aceptable Ra =		0,0067 años	
Upl =		145			
Max. Separacion aislamiento interno =		10 m		La = 223,333333	
Max. Separacion aislamiento externo =		15 m			
aislamiento interno: Ucw =		280 kV			
aislamiento externo: Ucw =		347,5 kV			

Cuadro N° 55.

Paso 3: Determinación de las tensiones de soportabilidad requeridas

(Urw)

PASO 3: Determinación de las tensiones de soportabilidad requeridas Urw							
Factor de seguridad		aislamiento interno Ks =		1,15			
		aislamiento externo Ks =		1,05			
Factor de corrección por altura		Altitud H =		860 m			
Soportabilidad a frecuencia industrial		Soportabilidad al impulso de maniobra			Soportabilidad al impulso atmosférico		
Fase - Tierra	Fase - Fase	Fase - Tierra	Fase - Fase		Fase - Tierra	Fase - Fase	
m =	0,8	m =	0,5	m =	1	m =	1
Ka =	0,929	Ka =	0,955	Ka =	1,111289966	Ka =	0,912
Tensiones de soportabilidad requeridas		Aislamiento interno		Urw = Ucw*Ks			
		Aislamiento externo		Urw = Ucw *Ks *Ka			
Sobretensiones temporales		Sobretensiones de frente lento		Sobretensiones de frente Rápido			
Fase - Tierra		Fase - Tierra	Fase - Fase	Fase - Tierra	Fase - Fase		
Ais Interno	Ais. Externo	Equipos a la entrada de la línea		Ais Interno	Ais Interno		
67,39121017	57,16239649	Ais. Externo	Ais. Externo	322	322		
Fase - Fase		121,33275	220,605	Ais. Externo	Ais. Externo		
Ais Interno	Ais. Externo	Otros equipos		332,766	332,766		
116,725	99,008175	Ais Interno	Ais Interno				
		139,15	253				
		131,56	216,6499682				
		Ais. Externo	Ais. Externo				
		121,33275	256,7079822				
		114,7146	219,8252024				

Cuadro N° 56.

**Paso 4: Conversión a tensiones de
soportabilidad normalizadas Uw**

PASO 4: Conversión a tensiones de soportabilidad normalizadas Uw			
Conversión a tensión de soportabilidad de corta duración a frecuencia industrial Factores de Conversión aislamiento externo: Fase -Tierra $0,6 + U_{rw} / 8500$ Fase - Fase $0,6 + U_{rw} / 12700$ Aislamiento interno: Fase -Tierra 0,5 Fase - Fase 0,5		Conversión a tensión de Soportabilidad de impulso tipo rayo Factores de Conversión aislamiento externo: Fase -Tierra 1,3 Fase - Fase $1,05 + U_{rw} / 9000$ Aislamiento interno: Fase -Tierra 1,1 Fase - Fase 1,1	
Equipo a la entrada de la línea Ais Externo: Fase -Tierra 74,5316072 Fase - Fase 138,0884784	Otros Equipos Ais Externo: Fase -Tierra 74,5316072 70,37692935 Fase - Fase 161,7776115 137,5801943 Ais Interno: Fase -Tierra 69,575 65,78 Fase - Fase 126,5 108,3249841	Equipo a la entrada de la línea Ais Externo: Fase -Tierra 157,732575 Fase - Fase 237,0426462	Otros Equipos Ais Externo: Fase -Tierra 157,732575 149,12898 Fase - Fase 276,8654911 236,185698 Ais Interno: Fase -Tierra 153,065 144,716 Fase - Fase 278,3 238,3149651

Cuadro N° 57.

Resumen de las tensiones de soportabilidad requeridas

kV r.m.s para frecuencia industrial		Aislamiento Externo				Aislamiento Interno	
kV pico para impulsos de maniobra tipo rayo		Equipos entrada de la linea		Otros equipos			
		Urw (S)	Urw ©	Urw (s)	Urw ©		
Frecuencia industrial	Fase - Tierra	57,162396	74,53161	57,1624	70,3769	67,39121	65,78
	Fase - Fase	99,008175	138,0885	99,00818	137,58	116,725	108,325
Frecuencia de maniobra	Fase - Tierra	121,33275		121,3328		131,56	
	Fase - Fase	220,605		256,708		216,65	
Impulso atmosferico	Fase - Tierra	332,766	157,7326	332,766		322	144,716
	Fase - Fase	332,766	237,0426	332,766		322	238,315

Selección del aislamiento normalizado

Interno:

El mayor valor encontrado para las sobretensiones a frecuencia industrial corresponde a 116,7 kV fase-fase, se selecciona el valor superior correspondiente a 140 kV, la cual será asociada a la soportabilidad al impulso atmosférico de 325 kV, este valor es superior a la tensión de requerida según los cálculos que es de 322 kV.

Externo:

En nuestro caso, para la Nueva subestación bellavista ubicada a 860 msnm se debe utilizar equipos con una soportabilidad al impulso atmosférico mínimo de 325 kV, que corresponde a una soportabilidad a frecuencia industrial de 140 kV y $U_s = 72,5$ kV

6.2.9. Calculo justificativos coordinación de aislamiento nivel de tensión 22,9 kV

Similarmente a los cálculos realizados anteriormente para el aislamiento de 138 kV, procederemos para el nivel de tensión de 22,9 kV, obteniéndose el siguiente resumen:

Cuadro N° 58.

Paso 1: Determinación de las sobretensiones representativas Urp

PASO 1: Determinación de la Sobretensiones representativas Urp					
a) Sobretensiones a frecuencia industrial			Us =	24 kV	
			Ubase =	19,6 kV	
b) Sobretensiones Temporales					
Falla Fase a tierra:		factor de falla a tierra (K) =	1,4	Urp(p-e) =	19,40 kV
Rechazo de Carga:		factor de falla a tierra (K) =	1,4	Urp(p-e) =	19,40 kV
				Urp(p-p) =	33,6 kV
Sobretensiones representativa temporales:					
Fase a tierra: Urp(p-e) =		19,40 kV	Fase a Fase: Urp (p-p) =	33,6 kV	
c) Sobretensiones de frente lento					
sobrevoltajes originados desde la estacion 2			sobrevoltajes originados desde la estacion 2		
Re-energizacion		Cpacitor Switching		Energizacion y Re-energizacion	
Ue2 en p.u =	1,99	Ue2 en p.u =	2,5	Ue2 en p.u =	1,8
Up2 en p.u =	1,55	Up2 en p.u =	3,75	Up2 en p.u =	2,89
Uet en p.u =	2,24	Uet en p.u =	2,875	Uet en p.u =	2
Upt en p.u =	1,51	Upt en p.u =	4,2575	Upt en p.u =	3,1825
Uet en kV =	43,85	Uet en kV =	56,34	Uet en kV =	39,19
Upt en kV =	29,54	Upt en kV =	83,43	Upt en kV =	62,36
Pararrayos a la entrada de la linea y cerca de los transformadores :			Ups en kV =	25,6	Upl en kV = 36,2
Para equipos a la entrada de la linea:		Para todos lo Equipos			
Con o sin el uso de pararrayos Uet > Ups Upt > 2Ups		Capacitos switching at stantion 2			
fase a tierra: Urp = Ups =	25,6	Urp (p-e) =	25,6	Urp (p-e) =	25,6
Fase a Fase: Urp = 2 Ups =	51,2	Urp (p-p) =	62,36	Urp (p-p) =	51,2

Cuadro N° 59

Paso 2: Determinación de las tensiones de soportabilidad para coordinación (Ucw)

PASO 2: Determinación de las tensiones de soportabilidad para coordinación (Ucw)					
a) Sobretensiones Temporales					
Factor de coordinacion Kc =		1			
Fase a Tierra en kV:	Ucw = Urp*Kc =	19,39896904			
Fase a Fase en kV:	Ucw = Urp*Kc =	33,6			
b) Sobretensiones de frente lento					
				Factor de coordinación determinístico Kcd	
Para los equipos a la entrada de la línea (aislamiento externo)				Para los otros equipos:	
Fase a tierra		Fase a Fase		Fase a tierra	Fase a Fase
Ups/Ue2 =	0,9	2Ups/Up2 =	2,31	Ups/Ue2 =	0,72
Ups/Ue2 =	0,72	2Ups/Up2 =	0,96	Ups/Ue2 =	1
				2Ups/Up2 =	0,956
				2Ups/Up2 =	1,24
Kcd = 1,06		Kcd = 1		Kcd = 1,1	Kcd = 1
Kcd = 1,1		Kcd = 1		Kcd = 1,04	Kcd = 1
Ucw = Kcd*Urp =		28,16		Ucw =	28,16
		Ucw = Kcd*Urp =		Ucw =	51,2
				Ucw =	26,624
				Ucw =	62,36
c) Sobretensiones de frente rapido					
				metodologia estadistica simplificada	
DATA				Parametro A=	4500
				Longitud del vano Lsp =	110 m
				Tasa de fallas por año Rkm =	0,03 km/año
				Tasa de falla aceptable Ra =	0,0067 años
Upl =		36,2			
Max. Separacion aislamiento interno =		10 m		La = 223,333333	
Max. Separacion aislamiento externo =		15 m			
aislamiento interno: Ucw =		171,2 kV			
aislamiento externo: Ucw =		238.7 kV			

Cuadro N° 60.

Paso 3: Determinación de las tensiones de soportabilidad requeridas

(Urw)

PASO 3: Determinación de las tensiones de soportabilidad requeridas Urw									
Factor de seguridad		aislamiento interno Ks =		1,15					
		aislamiento externo Ks =		1,05					
Factor de correccion por altura		Altitud H =		860 m					
Soportabilidad a frecuencia industrial		Soportabilidad al impulso de maniobra				Soportabilidad al impulso atmosferico			
Fase - Tierra		Fase - Fase		Fase - Tierra		Fase - Fase		Fase - Tierra	
m =		0,8		m =		1		m =	
Ka =		0,929		Ka =		0,955		Ka =	
						1,111289966		0,912	
Tensiones de sopotabilidad requeridas		Aislamiento interno		Urw = Ucw*Ks					
		Aislamiento externo		Urw = Ucw *Ks *Ka					
Sobretensiones temporales		Sobretensiones de frente lento		Sobretensiones de frente Rapido					
Fase - Tierra		Fase - Tierra		Fase - Fase		Fase - Tierra		Fase - Fase	
Ais Interno		Ais. Externo		Equipos a la entrada de la linea		Ais Interno		Ais Interno	
22,3088144		18,92272435		Ais. Externo		Ais. Externo		196,88	
Fase - Fase		28,23744		51,3408		Ais. Externo		Ais. Externo	
Ais Interno		Ais. Externo		Otros equipos		228,57912		228,57912	
38,64		32,77512		Ais Interno					
				32,384					
				30,6176					
				Ais. Externo					
				28,23744					
				26,697216					

Cuadro N° 61.

PASO 4: Conversión a tensiones de soportabilidad normalizadas Uw

PASO 4: Conversión a tensiones de soportabilidad normalizadas Uw			
Conversión a tensión de soportabilidad de corta duración a frecuencia industrial		Conversión a tensión de Soportabilidad de impulso tipo rayo	
Factores de Conversión		Factores de Conversión	
aislamiento externo:		aislamiento externo:	
Fase -Tierra	$0,6 + Urw /8500$	Fase -Tierra	1,3
Fase - Fase	$0,6 + Urw /12700$	Fase - Fase	$1,05 + Urw/9000$
Aislamiento interno:		Aislamiento interno:	
Fase -Tierra	0,5	Fase -Tierra	1,1
Fase - Fase	0,5	Fase - Fase	1,1
Equipo a la entrada de la línea	Otros Equipos	Equipo a la entrada de la línea	Otros Equipos
Ais Externo:	Ais Externo:	Ais Externo:	Ais Externo:
Fase -Tierra	Fase -Tierra	Fase -Tierra	Fase -Tierra
17,03627024	17,03627024	36,708672	36,708672
Fase - Fase	16,10218152	Fase - Fase	34,7063808
31,11458326	Fase - Fase	54,2007153	Fase - Fase
	36,26567738		63,12667601
	44,28482535		76,99658965
	Ais Interno:		Ais Interno:
	Fase -Tierra		Fase -Tierra
	16,192		35,6224
	15,3088		33,67936
	Fase - Fase		Fase - Fase
	29,44		64,768
	35,85930509		78,8904712

Cuadro N° 62.

Resumen de las tensiones de soportabilidad requeridas

kV r.m.s para frecuencia industrial		Aislamiento Externo				Aislamiento Interno	
kV pico para impulsos de maniobra tipo rayo		Equipos entrada de la línea		Otros equipos			
		Urw (S)	Urw ©	Urw (s)	Urw ©		
Frecuencia industrial	Fase - Tierra	18,922724	17,03627	18,92272	16,1022	22,30881	15,3088
	Fase - Fase	32,77512	31,11458	32,77512	44,2848	38,64	35,8593
Frecuencia de maniobra	Fase - Tierra	28,23744		28,23744		30,6176	
	Fase - Fase	51,3408		59,74295		71,71861	
Impulso atmosférico	Fase - Tierra	228,57912	36,70867	228,5791		196,88	33,6794
	Fase - Fase	228,57912	54,20072	228,5791		196,88	78,8905

Selección del aislamiento normalizado

Interno:

El mayor valor encontrado para las sobretensiones a frecuencia industrial corresponde a 31,1 kV fase-fase, se selecciona el valor superior correspondiente a 50 kV, la cual será asociada a la soportabilidad al impulso atmosférico de 125 kV, este valor es superior a la tensión de requerida según los cálculos que es de 54 kV.

Externo:

En nuestro caso, para la Nueva subestación bellavista ubicada a 860 msnm se debe utilizar equipos con una soportabilidad al impulso atmosférico mínimo de 145 kV, $U_s = 24$ kV

Cabe señalar que estos valores cumplen con todos los aislamientos fase – tierra y fase – fase excepto los valores de aislamiento externo

fase – fase a la entrada de la línea para lo cual es necesario un valor mínimo soportado de 250 kV. Para superar esto será suficiente especificar una distancia de aislamiento fase – fase que de acuerdo a la Norma IEC 60071-2 será necesaria una distancia mínima de 480 mm (Cuadro N° 72).

6.2.9. Calculo justificativos coordinación de aislamiento nivel de tensión 10 kV

Similarmente a los cálculos realizados anteriormente para el aislamiento de 138 kV, procederemos para el nivel de tensión de 10 kV, obteniéndose el siguiente resumen:

Cuadro N° 63

Paso 1: Determinación de las sobretensiones representativas Urp

PASO 1: Determinación de la Sobretensiones representativas Urp					
a) Sobretensiones a frecuencia industrial			Us =	17,5	kV
			Ubase =	14,3	kV
b) Sobretensiones Temporales					
Falla Fase a tierra:		factor de falla a tierra (K) =	1,4	Urp(p-e) =	14,15 kV
Rechazo de Carga:		factor de falla a tierra (K) =	1,4	Urp(p-e) =	14,15 kV
				Urp(p-p) =	24,5 kV
Sobretensiones representativa temporales:					
Fase a tierra: Urp(p-e) =		14,15 kV	Fase a Fase: Urp (p-p) =	24,5	kV
c) Sobretensiones de frente lento					
sobrevoltajes originados desde la estacion 2			sobrevoltajes originados desde la estacion 2		
Re-energizacion		Cpacitor Switching		Energizacion y Re-energizacion	
Ue2 en p.u =	1,99	Ue2 en p.u =	2,5	Ue2 en p.u =	1,8
Up2 en p.u =	1,55	Up2 en p.u =	3,75	Up2 en p.u =	2,89
Uet en p.u =	2,24	Uet en p.u =	2,875	Uet en p.u =	2
Upt en p.u =	1,51	Upt en p.u =	4,2575	Upt en p.u =	3,1825
Uet en kV =	31,97	Uet en kV =	41,08	Uet en kV =	28,58
Upt en kV =	21,54	Upt en kV =	60,83	Upt en kV =	45,47
Pararrayos a la entrada de la linea y cerca de los transformadores :			Ups en kV =	25,6	Upl en kV = 36,2
Para equipos a la entrada de la linea:		Para todos lo Equipos			
Con o sin el uso de pararrayos		Capacitos switching at stantion 2			
Uet > Ups Upt > 2Ups					
fase a tierra: Urp = Ups =	25,6	Urp (p-e) =	25,6	Urp (p-e) =	25,6
Fase a Fase: Urp = 2 Ups =	51,2	Urp (p-p) =	45,47	Urp (p-p) =	51,2

Cuadro N° 64.

Paso 2: Determinación de las tensiones de soportabilidad para coordinación (Ucw)

PASO 2: Determinacion de las tensiones de soportabilidad para coordinacion (Ucw)					
a) Sobre tensiones Temporales					
Factor de coordinacion Kc =		1			
Fase a Tierra en kV:	Ucw = Urp*Kc =	14,1450816			
Fase a Fase en kV:	Ucw = Urp*Kc =	24,5			
b) Sobre tensiones de frente lento		Factor de coordinacion deterministico Kcd			
Para los equipos a la entrada de la linea (aislamiento externo)				Para los otros equipos:	
Fase a tierra		Fase a Fase		Fase a tierra	Fase a Fase
Ups/Ue2 =	0,9	2Ups/Up2 =	2,31	Ups/Ue2 = 0,72	2Ups/Up2 = 0,956
Ups/Ue2 =	0,72	2Ups/Up2 =	0,96	Ups/Ue2 = 1	2Ups/Up2 = 1,24
Kcd = 1,06		Kcd = 1		Kcd = 1,1	Kcd = 1
Kcd = 1,1		Kcd = 1		Kcd = 1,04	Kcd = 1
Ucw = Kcd*Urp =	28,16	Ucw = Kcd*Urp =	51,2	Ucw = 28,16	Ucw = 51,2
				Ucw = 26,624	Ucw = 45,47
c) Sobre tensiones de frente rapido		metodologia estadistica simplificada			
DATA		Parametro A=	4500		
		Longitud del vano Lsp =	110	m	
		Tasa de fallas por año Rkm =	0,03	km/año	
		Tasa de falla aceptable Ra =	0,0067	años	
Upl =		36,2			
Max. Separacion aislamiento interno =	10 m	La =	223,333333		
Max. Separacion aislamiento externo =	15 m				
aislamiento interno: Ucw =	171,2 kV				
aislamiento externo: Ucw =	238,7 kV				

Cuadro N° 65.

Paso 3: Determinación de las tensiones de soportabilidad requeridas (Urw)

PASO 3: Determinación de las tensiones de soportabilidad requeridas Urw							
Factor de seguridad		aislamiento interno Ks =		1,15			
		aislamiento externo Ks =		1,05			
Factor de correccion por altura		Altitud H =		860 m			
Soportabilidad a frecuencia industrial		Soportabilidad al impulso de maniobra				Soportabilidad al impulso atmosferico	
Fase - Tierra	Fase - Fase	Fase - Tierra		Fase - Fase		Fase - Tierra	Fase - Fase
m =	0,8	m = 0,5		m = 1		m =	1
Ka =	0,929	Ka = 0,955		Ka = 1,111289966		Ka =	0,912
Tensiones de sopotabilidad requeridas		Aislamiento interno		Urw = Ucw*Ks			
		Aislamiento externo		Urw = Ucw *Ks *Ka			
Sobretensiones temporales		Sobretensiones de frente lento		Sobretensiones de frente Rapido			
Fase - Tierra		Fase - Tierra	Fase - Fase	Fase - Tierra	Fase - Fase		
Ais Interno	Ais. Externo	Equipos a la entrada de la linea		Ais Interno	Ais Interno		
16,26684383	13,79781984	Ais. Externo	Ais. Externo	196,88	196,88		
Fase - Fase		28,23744	51,3408	Ais. Externo	Ais. Externo		
Ais Interno	Ais. Externo	Otros equipos		228,57912	228,57912		
28,175	23,898525	Ais Interno	Ais Interno				
		32,384	58,88				
		30,6176	52,29481992				
		Ais. Externo	Ais. Externo				
		28,23744	59,74294859				
		26,697216	53,06125574				

Cuadro N° 66.

**PASO 4: Conversión a tensiones de
soportabilidad normalizadas Uw**

PASO 4: Conversión a tensiones de soportabilidad normalizadas Uw			
Conversión a tensión de soportabilidad de corta duración a frecuencia industrial Factores de Conversión aislamiento externo: Fase -Tierra $0,6 + U_{rw} / 8500$ Fase - Fase $0,6 + U_{rw} / 12700$ Aislamiento interno: Fase -Tierra 0,5 Fase - Fase 0,5		Conversión a tensión de Soportabilidad de impulso tipo rayo Factores de Conversión aislamiento externo: Fase -Tierra 1,3 Fase - Fase $1,05 + U_{rw} / 9000$ Aislamiento interno: Fase -Tierra 1,1 Fase - Fase 1,1	
Equipo a la entrada de la línea Ais Externo: Fase -Tierra 17,03627024 Fase - Fase 31,11458326	Otros Equipos Ais Externo: Fase -Tierra 17,03627024 16,10218152 Fase - Fase 36,26567738 32,16798837 Ais Interno: Fase -Tierra 16,192 15,3088 Fase - Fase 29,44 26,14740996	Equipo a la entrada de la línea Ais Externo: Fase -Tierra 36,708672 Fase - Fase 54,2007153	Otros Equipos Ais Externo: Fase -Tierra 36,708672 34,7063808 Fase - Fase 63,12667601 56,02715151 Ais Interno: Fase -Tierra 35,6224 33,67936 Fase - Fase 64,768 57,52430191

Cuadro N° 67.

Resumen de las tensiones de soportabilidad requeridas

kV r.m.s para frecuencia industrial		Aislamiento Externo				Aislamiento Interno	
kV pico para impulsos de maniobra tipo rayo		Equipos entrada de la linea		Otros equipos			
		Urw (S)	Urw ©	Urw (s)	Urw ©		
Frecuencia industrial	Fase - Tierra	13,79782	17,03627	13,79782	16,1022	16,26684	15,3088
	Fase - Fase	23,898525	31,11458	23,89853	32,168	28,175	26,1474
Frecuencia de maniobra	Fase - Tierra	28,23744		28,23744		30,6176	
	Fase - Fase	51,3408		59,74295		52,29482	
Impulso atmosferico	Fase - Tierra	228,57912	36,70867	228,5791		196,88	33,6794
	Fase - Fase	228,57912	54,20072	228,5791		196,88	57,5243

Selección del aislamiento normalizado

Interno:

El mayor valor encontrado para las sobretensiones a frecuencia industrial corresponde a 31,1 kV fase-fase, se selecciona el valor superior correspondiente a 38 kV, la cual será asociada a la soportabilidad al impulso atmosférico de 75 kV, este valor es superior a la tensión de requerida según los cálculos que es de 54 kV.

Externo:

En nuestro caso, para la Nueva subestación bellavista ubicada a 860 msnm se debe utilizar equipos con una soportabilidad al impulso atmosférico mínimo de 75 kV, $U_s = 17,5$ kV

Cabe señalar que estos valores cumplen con todos los aislamientos fase – tierra y fase – fase excepto los valores de aislamiento externo

fase – fase a la entrada de la línea para lo cual es necesario un valor mínimo soportado de 250 kV. Para superar esto será suficiente especificar una distancia de aislamiento fase – fase que de acuerdo a la Norma IEC 60071-2 será necesaria una distancia mínima de 480 mm (Cuadro N° 72)



CAPÍTULO VII

7. SELECCIÓN DE EQUIPOS ELECTROMECHANICOS

7.1. Calculo de pararrayos en 138 kV

Los pararrayos que se utilizarán, serán del tipo oxido de zing.

Para la selección de la tensión nominal de los pararrayos se tiene que observar los siguientes conceptos:

- **Sobretensión temporal (TOV):** tensión que excede a la tensión nominal del sistema y que se presentan debido a falla.

$$TOV = Ke \frac{Um}{\sqrt{3}}$$

Donde:

Ke = Factor de puesta a tierra

Ke = 1,4 para sistemas con neutro aterrado

Ke = $\sqrt{3}$ para sistemas aislados

Um = Tensión máxima a presentar en el sistema

Entonces tenemos que $Ke = 1,4$ y $Um = 138 \text{ kV}$

$$TOV = 112 \text{ kV}$$

- **Tensión máxima de operación continua (MCOV):** Es la tensión máxima que puede aparecer en operación continua, en los terminales del pararrayos.

$$MCOV = K_e \frac{U_m}{\sqrt{3}}$$

Donde:

$K_e = 1,0$ para sistemas con neutro aterrado

$K_e = \sqrt{3}$ para sistemas aislados

U_m = Tensión máxima de servicio

Entonces tenemos que $K_e = 1$ y $U_m = 138 \text{ kV}$

$$MCOV = 80 \text{ kV}$$

Tensión nominal del pararrayos 138 kV

La tensión nominal del pararrayos R , es el valor mayor entre R_o y R_e .

$$R_o = \frac{MCOV}{K_o}$$

K_o : Factor de diseño del pararrayos. Para el caso es $K_o = 0,8$

$$R_o = \frac{80 \text{ kV}}{0,8} = 100 \text{ kV}$$

$$R_e = \frac{TOV}{K_t}$$

K_t : Es la capacidad del pararrayos y depende del tiempo de duración de la sobretensión temporal. Se elige $K_t = 1,15$ para un tiempo de despeje de falla de 1 seg, que es lo esperado cuando el sistema está sólidamente puesto a tierra.

$$R_e = \frac{112 \text{ kV}}{1,15} = 97,89 \text{ kV}$$

Dado que $R_o > R_e$, la tensión nominal del pararrayos es R_o multiplicada por un factor de seguridad que para sistemas mayores de 100 kV es del 5%. Así la tensión nominal del pararrayos es:

$$R = 1,05 \times R_o = 1,05 * 100 \text{ kV} = 105 \text{ kV}$$

De acuerdo a los catálogos de los fabricantes el pararrayo que se acerca más a estos valores es un pararrayo con una tensión nominal de 108 kV. (Ver catálogo pararrayo)

Tensión de maniobra (SIL)

Así mismo consideramos que la tensión de maniobra (SIL) es el 83% del Nivel Básico de aislamiento (BIL), donde para $BIL = 750 \text{ kVp}$ tenemos:

$$SIL = 83\% \times BIL = 622,5 \text{ kVp}$$

Tensión límite para la prueba de onda cortada (CWT)

Es aproximadamente 15% mayor que el valor del BIL, donde para BIL = 750 kVp tenemos:

$$CWT = 115\% \times BIL = 862,5 \text{ kVp}$$

En resumen se tiene la siguiente tabla:

Cuadro N° 68.
Pararrayos en 138 kV

Descripción	Datos	Valores Obtenidos
TOV	$K_e = 1,4$ $U_m = 138 \text{ kV}$	112 kV
MCOV	$U_m = 138 \text{ kV}$	80 kV
SIL	$BIL = 750 \text{ KVp}$	622,5 kVp
CWT	$BIL = 750 \text{ KVp}$	862,5 kVp

7.2. Calculo de pararrayos en 60 kV

Para determinar las condiciones mínimas que deben cumplir los equipos de maniobra de 60 kV; se sigue el mismo procedimiento de cálculo utilizado para los equipos en 138 kV. La tabla que se muestra a continuación resume los valores obtenidos en los cálculos respectivos.

Cuadro N° 69.

Pararrayos en 60 kV

Descripción	Datos	Valores Obtenidos
TOV	$K_e = 1,4$ $U_m = 60 \text{ kV}$	48,5 kV
MCOV	$U_m = 60 \text{ kV}$	34,6 kV
SIL	$BIL = 325 \text{ KVp}$	270 kVp
CWT	$BIL = 325 \text{ KVp}$	373,75 kVp

Tensión nominal del pararrayos 60 kV

La tensión nominal del pararrayos R, es el valor mayor entre Ro y Re.

$$R_o = \frac{MCOV}{K_o}$$

Ko: Factor de diseño del pararrayos. Para el caso es $K_o = 0,8$

$$R_o = \frac{34,64 \text{ kV}}{0,8} = 43,3 \text{ kV}$$

$$R_e = \frac{TOV}{K_t}$$

Kt: Es la capacidad del pararrayos y depende del tiempo de duración de la sobretensión temporal. Se elige $K_t = 1,15$ para un tiempo de despeje de falla de 1 seg, que es lo esperado cuando el sistema está sólidamente puesto a tierra.

$$R_e = \frac{48,49 \text{ kV}}{1,15} = 42,16 \text{ kV}$$

Dado que $R_o > R_e$, la tensión nominal del pararrayos es R_o . Así la tensión nominal del pararrayos es:

$$R = R_o = 43,3 \text{ kV}$$

De acuerdo a los catálogos de los fabricantes el pararrayo que se acerca más a estos valores es un pararrayo con una tensión nominal de 54 kV. (Ver catalogo pararrayo)

7.3. Cálculo de pararrayos en 22,9 kV

Para determinar las condiciones mínimas que deben cumplir los equipos de maniobra de 22,9 kV; se sigue el mismo procedimiento de cálculo utilizado para los equipos en 138 kV. La tabla que se muestra a continuación resume los valores obtenidos en los cálculos respectivos.

Cuadro N° 70.

Pararrayos en 22,9 kV

Descripción	Datos	Valores Obtenidos
TOV	$K_e = 1,4$ $U_m = 22,9 \text{ kV}$	18,5 kV
MCOV	$U_m = 22,9 \text{ kV}$	13 kV
SIL	$BIL = 125 \text{ KVp}$	104 kVp
CWT	$BIL = 125 \text{ KVp}$	144 kVp

Tensión nominal del pararrayos 22,9 kV

La tensión nominal del pararrayos R, es el valor mayor entre Ro y Re.

$$R_o = \frac{MCOV}{K_o}$$

Ko: Factor de diseño del pararrayos. Para el caso es Ko = 0,8

$$R_o = \frac{13,22 \text{ kV}}{0,8} = 16,53 \text{ kV}$$

$$R_e = \frac{TOV}{K_t}$$

Kt: Es la capacidad del pararrayos y depende del tiempo de duración de la sobretensión temporal. Se elige Kt = 1,15 para un tiempo de despeje de falla de 1 seg, que es lo esperado cuando el sistema está sólidamente puesto a tierra.

$$R_e = \frac{18,51 \text{ kV}}{1,15} = 16,095 \text{ kV}$$

Dado que Ro>Re, la tensión nominal del pararrayos es Ro Así la tensión nominal del pararrayos es:

$$R = R_o = 16,53 \text{ kV}$$

De acuerdo a los catálogos de los fabricantes el pararrayo que se acerca más a estos valores es un pararrayo con una tensión nominal de 18 kV. (Ver catalogo pararrayo)

7.4. Cálculo de pararrayos en 10 kV

De la misma manera se sigue el mismo procedimiento de cálculo utilizado para los equipos en 138 kV, 60 kV y 22,9 kV. La tabla que se muestra a continuación resume los valores respectivos

Cuadro N° 71.
Pararrayos en 10 kV

Descripción	Datos	Valores Obtenidos
TOV	$K_e = 1,4$ $U_m = 10 \text{ kV}$	8 kV
MCOV	$U_m = 10 \text{ kV}$	6 kV
SIL	$BIL = 75 \text{ KVp}$	62 kVp
CWT	$BIL = 75 \text{ KVp}$	86 kVp

Tensión nominal del pararrayos 10 kV

La tensión nominal del pararrayos R , es el valor mayor entre R_o y R_e .

$$R_o = \frac{MCOV}{K_o}$$

K_o : Factor de diseño del pararrayos. Para el caso es $K_o = 0,8$

$$R_o = \frac{6 \text{ kV}}{0,8} = 7,5 \text{ kV}$$

$$R_e = \frac{TOV}{K_t}$$

K_t : Es la capacidad del pararrayos y depende del tiempo de duración de la sobretensión temporal. Se elige $K_t = 1,15$ para un tiempo de despeje de falla de 1 seg, que es lo esperado cuando el sistema está sólidamente puesto a tierra.

$$R_e = \frac{8 \text{ kV}}{1,15} = 86,95 \text{ kV}$$

Dado que $R_o > R_e$, la tensión nominal del pararrayos es R_o Así la tensión nominal del pararrayos es:

$$R = R_o = 7,5 \text{ kV}$$

De acuerdo a los catálogos de los fabricantes el pararrayo que se acerca más a estos valores es un pararrayo con una tensión nominal de 18 kV. (Ver catalogo pararrayos)

Nivel de protección de los pararrayos

Tomando en cuenta la publicación IEC N° 99-4 “Pararrayos de óxido de Zinc”, se tiene un valor por unidad de 2.8 de la tensión nominal para la tensión residual máxima de los pararrayos.

- Nivel de 138 kV

Nivel de protección de los pararrayos al impulso por sobretensiones atmosféricas (N_p):

$$N_p = 2.8 \times 138 = 386,4 \text{ kV pico}$$

- Nivel de 60 kV

Nivel de protección de los pararrayos al impulso por
sobretensiones atmosféricas (N_p):

$$N_p = 2,8 \times 60 = 168 \text{ kV pico}$$

- Nivel de 22,9 kV

Nivel de protección de los pararrayos al impulso por
sobretensiones atmosféricas (N_p):

$$N_p = 2,8 \times 22,9 = 64,12 \text{ kV pico}$$

- Nivel de 10 kV

Nivel de protección de los pararrayos al impulso por
sobretensiones atmosféricas (N_p):

$$N_p = 2,8 \times 10 = 28 \text{ kV pico}$$

Coeficiente de protección de los pararrayos

El margen de protección o coeficiente de seguridad que ofrecen
los pararrayos está dado por:

$$C_p = \frac{BIL}{N_p} \geq 1,2$$

- Nivel de 138 kV

$$BIL = 750 \text{ kV pico}$$

$$N_p = 386,4 \text{ kV pico}$$

$$C_p = \frac{BIL}{N_p} = \frac{750}{386,4} = 1,94 \geq 1,2$$

- Nivel de 60 kV

BIL = 325 kV pico

Np = 168 kV pico

$$Cp = \frac{BIL}{Np} = \frac{325}{168} = 1.93 \geq 1.2$$

- Nivel de 22,9 kV

BIL = 125 kV pico

Np = 64,12 kV pico

$$Cp = \frac{BIL}{Np} = \frac{125}{64,12} = 1,94 \geq 1.2$$

- Nivel de 10 kV

BIL = 75 kV pico

Np = 28 kV pico

$$Cp = \frac{BIL}{Np} = \frac{75}{28} = 2,67 \geq 1.2$$

7.5. Interruptores de Potencia

Los interruptores de potencia se seleccionan en base a los siguientes parámetros:

- Valores nominales de voltaje, corriente y frecuencia.
- Nivel de aislamiento asignado

- Capacidad interruptiva
- Tiempo de cierre

Dichas características son obtenidas de los estudios de flujo de carga, cortocircuito, estudio de sobretensiones, normas de fabricantes, manuales de equipos y necesidades de diseño.

Las características principales de los interruptores se registrarán en base a la Norma IEC 60694, esta norma establece características comunes para equipos de corte o maniobra de alta tensión.

a) Selección de interruptores del lado de 138 kV

Tensión asignada U_r

Para tensiones inferiores a 245 kV según la norma IEC 60694 tenemos:

$$U_r = 170 \text{ kV}$$

Nivel de aislamiento asignado

Determina las condiciones de aislamiento que debe tener el equipo, se seleccionan en base a la tensión asignada U_r , de acuerdo al Cuadro N° 72:

Cuadro N° 72.

Rated insulation levels for rated voltages of range I, series I

Rated voltage U_r kV (r.m.s. value)	Rated short-duration power-frequency withstand voltage U_d kV (r.m.s. value)		Rated lightning impulse withstand voltage U_p kV (peak value)	
	Common value	Across the isolating distance	Common value	Across the isolating distance
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)
3,6	10	12	20	23
			40	46
7,2	20	23	40	46
			60	70
12	28	32	60	70
			75	85
17,5	38	45	75	85
			95	110
24	50	60	95	110
			125	145
36	70	80	145	165
			170	195
52	95	110	250	290
72,5	140	160	325	375
100	150	175	380	440
	185	210	450	520
123	185	210	450	520
	230	265	550	630
145	230	265	550	630
	275	315	650	750
170	275	315	650	750
	325	375	750	860
245	360	415	850	950
	395	460	950	1 050
	460	530	1 050	1 200

Sin embargo para un mismo nivel de tensión asignada existen diferentes niveles de aislamiento, la selección debe hacerse considerando el grado de exposición a sobretensiones de frente rápido y de frente lento, del tipo de puesta a tierra del neutro del sistema y del tipo de dispositivos limitadores de sobretensiones.

Por lo tanto en nuestro caso tenemos del cálculo de sobretensiones.

1. Para tensiones de soportabilidad de corta duración tipo frecuencia industrial tenemos una tensión máxima de 273,70 kV
2. Para tensiones de soportabilidad del tipo impulso atmosférico la máxima sobretensión calculada es de 709 kV

Por lo tanto del Cuadro N° 72, podemos establecer niveles de aislamiento normalizados que soporten las condiciones del sistema.

Para la tensión de asignada de 170 kV, tenemos los niveles de tensión asignados de 325 kV para frecuencia industrial y 750 kV para sobretensión de impulso atmosférico, ya que $750 \text{ kV} > 627,64 \text{ kV}$

Frecuencia asignada.

En países de América de sur es de 60 Hz

Corriente asignada en servicio continuo I_r .

Esta corriente está dada por el valor eficaz de la corriente que es capaz de conducir continuamente el interruptor sin sufrir ningún daño a la frecuencia nominal y sin exceder los valores de elevación de temperatura en las diferentes partes del interruptor.

Los valores de la corriente asignada se seleccionan de acuerdo a la norma IEC 60059 (1999), y considerando que la corriente nominal en la línea en el lado de 138 kV es de 625 A,

seleccionamos una corriente nominal de 1250 Amperios de acuerdo al catálogo del producto.

Capacidad interruptiva

Los interruptores deben soportar las corrientes de cortocircuito que pueden aparecer en condiciones de falla, de acuerdo a los estudios de cortocircuito tenemos corrientes de cortocircuito máximas en el nivel de tensión de 138 kV de 1,826 kA trifásicos por lo cual de catálogo seleccionamos el interruptor de 31 kA de corriente de interrupción simétrica.

b) Selección de interruptores del lado de 60 kV

Para tensiones inferiores a 245 kV según la norma IEC 60694 tenemos: $U_r = 72,5 \text{ kV}$

Nivel de aislamiento asignado

Determina las condiciones de aislamiento que debe tener el equipo, se seleccionan en base a la tensión asignada U_r , de acuerdo al Cuadro N° 72 de la norma IEC 6007-1 con lo cual tenemos:

Para la tensión de asignada de 60 kV, tenemos los niveles de tensión asignados de 140 kV para frecuencia industrial y 325 kV para sobretensión de impulso atmosférico.

Frecuencia asignada

En países de américa de sur es de 60 Hz

Corriente asignada en servicio continuo I_r

Esta corriente está dada por el valor eficaz de la corriente que es capaz de conducir continuamente el interruptor sin sufrir ningún daño a la frecuencia nominal y sin exceder los valores de elevación de temperatura en las diferentes partes del interruptor.

Los valores de la corriente asignada se seleccionan de acuerdo a la norma IEC 60059 (1999), y considerando que la corriente nominal en la línea en el lado de 60 kV es de 625 A, seleccionamos una corriente nominal de 1250 Amperios de acuerdo a catalogo el producto.

Capacidad interruptiva

Los interruptores deben soportar las corrientes de cortocircuito que pueden aparecer en condiciones de falla, de acuerdo a los estudios de cortocircuito tenemos corrientes de cortocircuito máximas en el nivel de tensión de 60 kV es de 2,709 kA trifásicos pro lo cual de catálogo seleccionamos el seccionador cuya corriente nominal de corta duración es de 31 kA.

c) Selección de interruptores del lado de 22,9 kV

Para tensiones inferiores a 245 kV según la norma IEC 60694 tenemos:

$$U_r = 24 \text{ kV}$$

Nivel de aislamiento asignado

Determina las condiciones de aislamiento que debe tener el equipo, se seleccionan en base a la tensión asignada U_r , de acuerdo al cuadro N° 72 de la norma IEC 6007-1 con lo cual tenemos:

Para la tensión de asignada de 24 kV, tenemos los niveles de tensión asignados de 50 kV para frecuencia industrial y 145 kV para sobretensión de impulso atmosférico.

Frecuencia asignada

En países de américa de sur es de 60 Hz

Corriente asignada en servicio continuo I_r

Esta corriente está dada por el valor eficaz de la corriente que es capaz de conducir continuamente el interruptor sin sufrir ningún daño a la frecuencia nominal y sin exceder los valores de elevación de temperatura en las diferentes partes del interruptor.

Los valores de la corriente asignada se seleccionan de acuerdo a la norma IEC 60059 (1999), y considerando que la corriente nominal en la línea en el lado de 22,9 kV es de 144 A, seleccionamos una corriente nominal de 630 Amperios de acuerdo a catalogo el producto.

Capacidad interruptiva

Los interruptores deben soportar las corrientes de cortocircuito que pueden aparecer en condiciones de falla, de acuerdo a los estudios

de cortocircuito tenemos corrientes de cortocircuito máximas en el nivel de tensión de 22,9 kV es de 5.42 kA trifásicos por lo cual de catálogo seleccionamos el seccionador cuya corriente nominal de corta duración es de 12,5 kA .

d) Selección de interruptores del lado de 10 kV

Para tensiones inferiores a 245 kV según la norma IEC 60694 tenemos:

$$U_r = 12 \text{ kV}$$

Nivel de aislamiento asignado

Determina las condiciones de aislamiento que debe tener el equipo, se seleccionan en base a la tensión asignada U_r , de acuerdo al Cuadro N° 72 de la norma IEC 6007-1 con lo cual tenemos:

Para la tensión de asignada de 12 kV, tenemos los niveles de tensión asignados de 38 kV para frecuencia industrial y 75 kV para sobretensión de impulso atmosférico.

Frecuencia asignada

En países de América del Sur es de 60 Hz

Corriente asignada en servicio continuo I_r

Esta corriente está dada por el valor eficaz de la corriente que es capaz de conducir continuamente el interruptor sin sufrir ningún daño a la frecuencia nominal y sin exceder los valores de elevación de temperatura en las diferentes partes del interruptor.

Los valores de la corriente asignada se seleccionan de acuerdo a la norma IEC 60059 (1999), y considerando que la corriente nominal en la línea en el lado de 10 kV es de 144 A, seleccionamos una corriente nominal de 630 Amperios de acuerdo a catalogo el producto.

Capacidad interruptiva

Los interruptores deben soportar las corrientes de cortocircuito que pueden aparecer en condiciones de falla, de acuerdo a los estudios de cortocircuito tenemos corrientes de cortocircuito máximas en el nivel de tensión de 10 kV es 5,42 kA trifásicos pro lo cual de catálogo seleccionamos el seccionador cuya corriente nominal de corta duración es de 12,5 kA.

7.5. Seccionadores

Los seccionadores básicamente se seleccionan en base a los siguientes parámetros:

- Voltaje, frecuencia y corriente nominal
- Corrientes sostenida de corta duración
- Cantidad y numero de polos
- Capacidad de cierre asignada
- Nivel de aislamiento asignado
- Formas de construcción del seccionador

Dichas características son obtenidas de los estudios de flujo de carga, cortocircuito, estudio de sobretensiones, manuales de fabricante, normas de fabricación y necesidades del diseño.

Las características principales de los seccionadores se registrarán en base a la Norma IEC 60694, la cual establece características comunes para equipos de corte o maniobra de alta tensión

a) Selección de seccionadores en 138 kV

Tensión asignada (U_r):

Correspondiente a la tensión máxima a la cual opera el seccionador en este caso $V=170$ kV

Niveles de aislamiento asignado:

Los seccionadores desde el punto de vista del comportamiento de sus aislamientos a los ensayos dieléctricos están constituidos por aislamientos auto regenerativos, (es decir aislamientos que son capaces de recuperar sus características dieléctricas después de una descarga a tierra, entre terminales o entre polos)

Las condiciones de aislamiento que debe tener el equipo, se seleccionan en base a la tensión asignada U_r , de acuerdo al cuadro N° 72 de la norma IEC 6007-1 con lo cual tenemos:

Para la tensión de asignada de 170 kV, tenemos los niveles de tensión asignados de 325 kV para frecuencia industrial y 750 kV para sobretensión de impulso atmosférico, ya que $750 \text{ kV} > 709 \text{ kV}$.

Frecuencia asignada

En países de América del Sur la frecuencia de trabajo es de 60 Hz

Corriente asignada en servicio continuo I_r .

Esta corriente está dada por el valor eficaz de la corriente que es capaz de conducir continuamente el seccionador sin sufrir ningún daño a la frecuencia nominal y sin exceder los valores de elevación de temperatura en las diferentes partes del seccionador.

Los valores de la corriente asignada se seleccionan de acuerdo a la norma IEC 60694, y considerando que la corriente nominal en la línea en el lado de 138 kV es de 625 A, seleccionamos una corriente nominal de 1200 Amperes de acuerdo a catálogo del producto.

Capacidad interruptiva

Los interruptores deben soportar las corrientes de cortocircuito que pueden aparecer en condiciones de falla, de acuerdo a los estudios de cortocircuito tenemos corrientes de cortocircuito máximas en el nivel de tensión de 138 kV de 1,826 kA trifásicos por lo cual de catálogo seleccionamos el interruptor de 31 kA de corriente de interrupción simétrica, debido a que el seccionador de puesta a tierra está combinado con el seccionador en un mismo equipo, la corriente de corta duración admisible asignada al seccionador de puesta a tierra debe ser como mínimo 31 kA

Forma de construcción

En este caso de acuerdo a la configuración de la subestación se opta por: seccionador de apertura horizontal central.

b) Selección de seccionadores en 60 kV

Tensión asignada U_r :

Correspondiente a la tensión máxima a la cual opera el seccionador en este caso $V = 72,5 \text{ kV}$

Niveles de aislamiento asignado:

Los seccionadores desde el punto de vista del comportamiento de sus aislamientos a los ensayos dieléctricos están constituidos por aislamientos autoregenerativos, (es decir aislamientos que son capaces de recuperar sus características dieléctricas después de una descarga a tierra, entre terminales o entre polos).

Las condiciones de aislamiento que debe tener el equipo, se seleccionan en base a la tensión asignada U_r , de acuerdo al Cuadro N° 72 del presente trabajo, con lo cual tenemos:

Para la tensión de asignada de 72,5 kV, tenemos los niveles de tensión asignados de 140 kV para frecuencia industrial y 325 kV para sobretensión de impulso atmosférico.

Frecuencia asignada

En países de América del Sur es de 60 Hz

Corriente asignada en servicio continuo I_r

Esta corriente está dada por el valor eficaz de la corriente que es capaz de conducir continuamente el seccionador sin sufrir ningún daño a la frecuencia nominal y sin exceder los valores de elevación de temperatura en las diferentes partes del seccionador.

Los valores de la corriente asignada se seleccionan de acuerdo a la norma IEC 60059 (1999), y considerando que la corriente nominal en la línea en el lado de 60 kV es de 625 A, seleccionamos una corriente nominal de 1200 Amperios de acuerdo a catálogo del producto.

Capacidad interruptiva

Los seccionadores deben soportar las corrientes de cortocircuito que pueden aparecer en condiciones de falla, de acuerdo a los estudios de cortocircuito tenemos corrientes de cortocircuito máximas en el nivel de tensión de 60 kV es de 2,709 kA trifásicos por lo cual de catálogo seleccionamos el seccionador cuya corriente nominal de corta duración es de 31 kA.

Forma de construcción

En este caso de acuerdo a la configuración de la subestación, y la ingeniería básica preliminar se opta por: seccionador de apertura vertical.

c) Selección de seccionadores en 22,9 kV

Tensión asignada U_r :

Correspondiente a la tensión máxima a la cual opera el seccionador en este caso $V = 24 \text{ kV}$

Niveles de aislamiento asignado:

Los seccionadores desde el punto de vista del comportamiento de sus aislamientos a los ensayos dieléctricos están constituidos por aislamientos autoregenerativos, (es decir aislamientos que son capaces de recuperar sus características dieléctricas después de una descarga a tierra, entre terminales o entre polos).

Las condiciones de aislamiento que debe tener el equipo, se seleccionan en base a la tensión asignada U_r , de acuerdo al Cuadro N° 72 del presente trabajo, con lo cual tenemos:

Para la tensión de asignada de 24 kV, tenemos los niveles de tensión asignados de 50 kV para frecuencia industrial y 145 kV para sobretensión de impulso atmosférico.

Frecuencia asignada

En países de América del Sur es de 60 Hz

Corriente asignada en servicio continuo I_r

Esta corriente está dada por el valor eficaz de la corriente que es capaz de conducir continuamente el seccionador sin sufrir ningún

daño a la frecuencia nominal y sin exceder los valores de elevación de temperatura en las diferentes partes del seccionador.

Los valores de la corriente asignada se seleccionan de acuerdo a la norma IEC 60059 (1999), y considerando que la corriente nominal en la línea en el lado de 22,9 kV es de 144 A, seleccionamos una corriente nominal de 1000 Amperios de acuerdo a catálogo del producto.

Capacidad interruptiva

Los seccionadores deben soportar las corrientes de cortocircuito que pueden aparecer en condiciones de falla, de acuerdo a los estudios de cortocircuito tenemos corrientes de cortocircuito máximas en el nivel de tensión de 22,9 kV es de 5,42 kA trifásicos por lo cual de catálogo seleccionamos el seccionador cuya corriente nominal de corta duración es de 12,5 kA.

Forma de construcción

En este caso de acuerdo a la configuración de la subestación, y la ingeniería básica preliminar se opta por: seccionador de apertura vertical.

7.6. Transformador de Potencia

El transformador de potencia se selecciona de acuerdo al requerimiento de la demanda proyectada y al sistema eléctrico que pertenece la subestación. En este sentido se han efectuado simulaciones de flujo de

máxima y mínima demanda, con la finalidad de establecer la operación de la subestación, verificando la regulación de tensión y otros.

Cuadro N° 73.

Demanda proyectada al 2012

Año	Demanda Max.
2013	4,70 MVA
2020	7,43 MVA
2033	17.40 MVA

En resumen el transformador seleccionado deberá cumplir con las siguientes principales características técnicas:

Potencia Nominal : 20/20/10/7 MVA – ONAN
25/25/12,5/8,75 MVA - ONAF

Tensión nominal y tomas

Primario (AT) : $132 \pm 13 \times 1,25\%$ kV

Secundario (MT) : 60 kV

Terciario (BT) : 22,9 kV

Cuarto (BT) : 10 kV

Grupo de conexión : Yn0 / yn0 /yn0 /d5

Neutro (AT) : Sólidamente a tierra

Neutro (MT) : Sólidamente a tierra

Regulación de tensión : Automático bajo carga

7.7. Transformadores de Tensión

7.7.1 Selección de transformador de tensión capacitivo 138 kV

Para tensiones superiores a 72,5 kV se usan predominantemente los transformadores de tensión capacitivos debido a la utilización del divisor capacitivo en sistemas donde se utiliza comunicación por onda portadora o PLC.

Para la selección de los transformadores se deberá especificar mínimo las siguientes características:

- Tensión primaria asignada
- Tensión secundaria asignada
- Relación de transformación asignada
- Clase de precisión
- Frecuencia asignada
- Potencia de precisión
- Características generales

Tensión primaria asignada

Según la norma IEC 60186 (1987) la tensión asignada es igual a la tensión asignada del sistema en este caso $V = \frac{170}{3}$ kV

Tensión secundaria asignada

Según la IEC la tensión secundaria asignada es de $\frac{100}{3}$ voltios

Potencia de precisión

Es el valor de la potencia aparente que suministra el transformador en el secundario con la tensión secundaria asignada y la carga de precisión conectada.

De acuerdo a nuestros requerimientos de carga tenemos:

Línea de llegada Tarapoto - Moyobamba 138 kV

Conexión del secundario: Estrella

Potencia realmente conectada

1er Núcleo: Para medición

1 voltímetro	5VA

1 frecuencímetro	1 VA

1 contador de energía activa	4,9 VA

1 contador de energía reactiva	3,9 VA

Luego la potencia total del primer núcleo es	14,8 VA

2do Núcleo: Para protección

1 Relé de máxima Tensión	6VA

1 Relé de mínima tensión	6 VA

1 Relé direccional	0.8 VA

Luego la potencia total del segundo núcleo es	12,8 VA

Finalmente según la norma IEC seleccionamos el valor normalizado de 30 VA para el devanado de medición y de 30 VA para los devanados de protección.

Celda de acoplamiento de Barras 138 kV

Conexión del secundario: Estrella

Potencia realmente conectada:

1er Núcleo: Para medición

1 Voltímetro	5 VA
1 Frecuencímetro	1 VA
1 contador de energía Activa	4,9 VA
1 contador de energía Reactiva	3,9 VA

Luego la potencia total del primer núcleo es 14,8 VA.

2do Núcleo: Para protección.

1 Relé de Máxima tensión	8 VA
1 Relé de Mínima Tensión	6 VA
1 Relé sincronismo	6 VA

Luego la potencia total del segundo núcleo es 20 VA

Finalmente según la norma IEC seleccionamos el valor normalizado de 30 VA para el devanado de medición y de 30 VA para los devanados de protección

Nivel de aislamiento

Calculados en la coordinación del aislamiento.

Clase de precisión

La clase de precisión en los transformadores de tensión define los límites de error en tensión y desfase.

Los límites de error de tensión y desfase no deben exceder los valores dados en el Cuadro N° 74, cualquier tensión entre 80% y 120% de la tensión asignada y con cargas entre 25% y 100% de la carga de precisión, con un factor de potencia de 0.8 inductivo, según la clase de precisión IEC seleccionamos para el devanado de medición una clase de precisión de 0,2 con lo cual el error de tensión de acuerdo al cuadro N° 74 sería de $\pm 0,2\%$ y el error de desfase sería de ± 10 minutos

Cuadro N° 74.

Límites de error para transformadores de tensión para medición

Clase de precisión	Error de tensión (%)	Desfase (min)
0,1	$\pm 0,1$	± 5
0,2	$\pm 0,2$	± 10
0,5	$\pm 0,5$	± 20
1	± 1	± 40
3	± 3	No especificado

La clase de precisión para protección según la norma IEC son 3P y 6P, los límites de error de tensión y desfase a la frecuencia asignada no deben sobrepasar los límites establecidos en el Cuadro N° 75.

Cuadro N° 75.

Límites de error para transformadores de tensión para protección

Clase de precisión	Error de relación de tensión (%)	Desfase (min)
3P	± 3	± 120
6P	± 6	± 240

En nuestro caso la clase de precisión según catálogo de producto es 3P con lo que el error en la relación de tensión es de $\pm 3,0\%$ y el error en desfase es de ± 120 minutos

7.7.2 Selección de transformador de tensión inductivo en 60 kV

Por tensiones entre 600 V y 72,5 kV los transformadores inductivos son predominantes tanto el costo como por las necesidades con respecto a los esquemas de protección y control. Para la selección de los transformadores se deberá especificar mínimo las siguientes características:

- Tensión primaria asignada
- Tensión secundaria asignada
- Relación de transformación asignada
- Clase de precisión
- Frecuencia asignada
- Potencia de precisión
- Características generales

Tensión primaria asignada

Según la norma IEC 60186(1987) la tensión asignada es igual a la tensión asignada del sistema en este caso $V = 72,5 \text{ kV}$

Tensión secundaria asignada

Según la IEC la tensión secundaria asignada es de 100 voltios

Potencia de precisión

Es el valor de la potencia aparente que suministra el transformador en el secundario con la tensión secundaria asignada y la carga de precisión conectada.

De acuerdo a nuestros requerimientos de carga y catálogos de fabricante, considerando un factor de potencia de 0,8 inductivo seleccionamos los valores normalizados de potencia de precisión según la IEC: 30 VA para el devanado de medición.

Nivel de aislamiento

El nivel de aislamiento se selecciona en base a lo estipulado por la norma IEC 60186. Los niveles de aislamiento se especifican independientemente para el devanado primario y secundario.

- **Niveles de aislamiento para el devanado primario**

Por tanto para la tensión asignada de 72,5 kV del cuadro N° 72, tenemos los niveles de tensión asignados de 140 kV para frecuencia industrial y 325 kV para sobretensión de impulso atmosférico.

- **Niveles de aislamiento para el devanado secundario**

La tensión asignada a frecuencia industrial de los devanados secundarios, debe ser de 2 kV (Valor eficaz)

Clase de precisión

La clase de precisión en los transformadores de tensión define los límites de error en tensión y desfase.

Los límites de error de tensión y desfase no deben exceder los valores dados en el cuadro N° 74 cualquier tensión entre 80% y 120% de la tensión asignada y con cargas entre 25% y 100% de la carga de precisión, con un factor de potencia 0,8 inductivo, según la clase de precisión IEC seleccionamos para el devanado de medición una clase de precisión de 0,2 con lo cual el error de tensión de acuerdo al cuadro N° 75 sería de $\pm 0,2\%$ y el error de desfase será de ± 10 minutos.

7.7.3 Selección de transformador de tensión inductivo en 22,9 kV

Por tensiones entre 600 V y 72,5 kV los transformadores inductivos son predominantes tanto el costo como por las necesidades con respecto a los esquemas de protección y control. Para la selección de los transformadores se deberá especificar mínimo las siguientes características:

- Tensión primaria asignada
- Tensión secundaria asignada
- Relación de transformación asignada

- Clase de precisión
- Frecuencia asignada
- Potencia de precisión
- Características generales

Tensión primaria asignada

Según la norma IEC 60186(1987) la tensión asignada es igual a la tensión asignada del sistema en este caso $V = 24 \text{ kV}$

Tensión secundaria asignada

Según la IEC la tensión secundaria asignada es de 100 voltios

Potencia de precisión

Es el valor de la potencia aparente que suministra el transformador en el secundario con la tensión secundaria asignada y la carga de precisión conectada.

De acuerdo a nuestros requerimientos de carga y catálogos de fabricante, considerando un factor de potencia de 0,8 inductivo seleccionamos los valores normalizados de potencia de precisión según la IEC: 30 VA para el devanado de medición.

Nivel de aislamiento

El nivel de aislamiento se selecciona en base a lo estipulado por la norma IEC 60186. Los niveles de aislamiento se especifican independientemente para el devanado primario y secundario.

- **Niveles de aislamiento para el devanado primario**

Por tanto para la tensión asignada de 24 kV del cuadro N° 72 tenemos los niveles de tensión asignados de 50 kV para frecuencia industrial y 140 kV para sobretensión de impulso atmosférico.

- **Niveles de aislamiento para el devanado secundario**

La tensión asignada a frecuencia industrial de los devanados secundarios, debe ser de 2 kV (Valor eficaz)

Clase de precisión

La clase de precisión en los transformadores de tensión define los límites de error en tensión y desfase.

Los límites de error de tensión y desfase no deben exceder los valores dados en el cuadro N° 74 cualquier tensión entre 80% y 120% de la tensión asignada y con cargas entre 25% y 100% de la carga de precisión, con un factor de potencia 0,8 inductivo, según la clase de precisión IEC seleccionamos para el devanado de medición una clase de precisión de 0,2 con lo cual el error de tensión de acuerdo al cuadro N° 75 sería de $\pm 0,2\%$ y el error de desfase será de ± 10 minutos.

7.8. Transformadores de corriente

Para la especificación correcta de los transformadores de corriente deberá describirse como mínimo las siguientes características:

- Corriente primaria asignada
- Corriente secundaria asignada
- Corriente de cortocircuito asignada
- Corriente de cortocircuito térmica asignada
- Potencia de precisión
- Tensión máxima de equipo y niveles de aislamiento
- Frecuencia asignada
- Clase de precisión
- Numero de devanados secundarios

7.8.1 Selección de los transformadores de corriente en 138 kV

Corriente secundaria asignada

Del cuadro N° 76 escogemos la relación de transformación sencilla de 600/5-5, con lo cual la corriente asignada del secundario sería de 5A de acuerdo a los requerimientos de los relevadores instalados.

Cuadro N° 76.

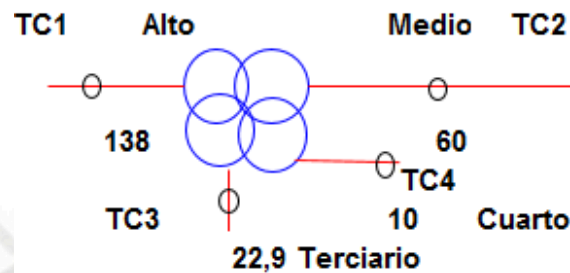
Corriente asignada del secundario

Corriente asignada		
Relación sencilla	Doble relación con devanados primarios serie - paralelo	doble relación con derivaciones en el devanado secundario
10:5	25 x 50:5	25/50:5
15:5	50 x 100:5	50/100:5
25:5	100 x 200:5	100/200:5
40:5	200 x 400:5	200/400:5
50:5	400 x 800:5	300/600:5
75:5	600 x 1200:5	400/800:5
100:5	1000 x 2000:5	600/1200:5
200:5	2000 x 4000:5	1000/2000:5
300:5		1500/3000:5
400:5		2000/4000:5
600:5		
800:5		
1200:5		
1500:5		
2000:5		
3000:5		
4000:5		
5000:5		
6000:5		
8000:5		
12000:5		

Corriente primaria asignada.

De acuerdo a la norma IEC 60044-1(2003)

CALCULO Y SELECCION DE T.C AMPLIACION DE SET MOYOBAMBA



1. Premisas

25	25	12,5	8,75	20	20	10	7	MVA	ONAF/ONAN
138	60	22,9	10	138	60	22,9	10	kV	
0,08	0,06	0,04	0,04					Z (%)	

2. Máxima corriente de carga 25 MVA

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} * V}$$

$$I_H = \frac{25 * 1000}{\sqrt{3} * 138} = 104,59 \text{ A.}$$

$$I_L = \frac{25 * 1000}{\sqrt{3} * 60} = 240,56 \text{ A.}$$

$$I_T = \frac{25 * 1000}{\sqrt{3} * 22,9} = 630,29 \text{ A.}$$

$$I_C = \frac{25 * 1000}{\sqrt{3} * 10} = 1443,37 \text{ A.}$$

3. Impedancias a una base común (100 MVA)

$$X_{HT} = 0.08 \times \frac{100 \text{ MVA}}{20 \text{ MVA}} = 0.4 \text{ pu.}$$

$$X_{HL} = 0.06 \times \frac{100 \text{ MVA}}{20 \text{ MVA}} = 0.3 \text{ pu.}$$

$$X_{TL} = 0.04 \times \frac{100 \text{ MVA}}{10 \text{ MVA}} = 0.4 \text{ pu.}$$

$$X_{HC} = 0.04 \times \frac{100 \text{ MVA}}{7 \text{ MVA}} = 0.57 \text{ pu.}$$

4. Máxima corriente de falla pasante trifásica

Suponiendo una barra infinita.

$$I_{h1} = \frac{1}{0.4 \text{ pu}} \times \frac{100 \text{ MVA} \times 1000}{\sqrt{3} \times 138} = 1045,92 \text{ A.}$$

$$I_{h2} = \frac{1}{0.3 \text{ pu}} \times \frac{100 \text{ MVA} \times 1000}{\sqrt{3} \times 138} = 1394,56 \text{ A.}$$

$$\underline{I_{hf} = 1394,56 \text{ A.}}$$

$$I_{L1} = \frac{1}{0.3 \text{ pu}} \times \frac{100 \text{ MVA} \times 1000}{\sqrt{3} \times 60} = 3207,5 \text{ A.}$$

$$I_{L2} = \frac{1}{0.4 \text{ pu}} \times \frac{100 \text{ MVA} \times 1000}{\sqrt{3} \times 60} = 2405,63 \text{ A.}$$

$$\underline{I_{LF} = 3207,5 \text{ A.}}$$

$$I_{T1} = \frac{1}{0.4 \text{ pu}} \times \frac{100 \text{ MVA} \times 1000}{\sqrt{3} \times 22,9} = 6302,95 \text{ A.}$$

$$I_{T2} = \frac{1}{0.4 \text{ pu}} \times \frac{100 \text{ MVA} \times 1000}{\sqrt{3} \times 22,9} = 6302,95 \text{ A.}$$

$$\underline{I_{TF} = 6302,95 \text{ A.}}$$

5. Selección del TC

$$\text{Primario} = 104,59$$

$$\text{Secundario} = \frac{25 \times 1000}{\sqrt{3} \times 60} = 240,56$$

$$\text{Terciario} = \frac{12,5 \times 1000}{\sqrt{3} \times 22,9} = 315,15$$

$$\text{Cuarto} = \frac{8,75 \times 1000}{\sqrt{3} \times 10} = 505,18$$

Normalizando

Primario = 200 / 5 200 RTC

Secundario = 300 / 5 300 RTC

Terciario = 400 / 5 400 RTC

Cuarto = 600 / 5 600 RTC

6. Máxima corriente de falla pasante secundaria

$$I_{HFS} = \frac{I_{HF}}{200} = \frac{1394,56}{200} = 6,97 \text{ A.} \dots \dots \dots < 100$$

$$I_{LFS} = \frac{I_{LF}}{300} = \frac{3207,5}{300} = 10,69 \text{ A.} \dots \dots \dots < 100$$

$$I_{TFS} = \frac{I_{TF}}{400} = \frac{6302,95}{400} = 15,75 \text{ A.} \dots \dots \dots < 100$$

7. Corrientes de carga en el lado secundario del TC con máxima capacidad del transformador.

$$I_{HS} = \frac{104,59}{200} = 0,52$$

$$I_{LS} = \frac{240,56}{300} = 0,8$$

$$I_{TS} = \frac{630,29}{400} = 1,57$$

Carga de precisión

La carga de precisión en un transformador de corriente es la impedancia del circuito secundario, expresada en ohm, indicando el factor de potencia, de acuerdo a nuestros requerimientos de carga tenemos:

Para la línea de llegada se tiene:

Máxima intensidad Nominal	: 104,59 A
Máxima corriente de cortocircuito	: 1826 A
Relación de transformación	: 200/5-5-5 A
Número de Núcleos necesarios	: 3

1er Núcleo: Núcleo para medición

2do Núcleo: Núcleo para protección

Potencia realmente conectada

1er Núcleo: Para medición

Contador de Activa	1 VA
Contador de reactiva	0,31 VA
Amperímetro	1 VA

Conexión: estrella

2do Núcleo: Protección de Distancia

Relé de distancia	0,25 VA
Relé de disparo y Bloqueo	0,25 VA
Relé Monoestable	0,25 VA

3er Núcleo: Protección de sobreintensidad

Relé de sobreintensidad	0,1 VA
Relé de supervisión	0,1 VA
Relé Monoestable	0,25 VA

Conexión: estrella

Potencia necesaria del primer secundario:

Calculo de la impedancia del conductor:

$$R = \rho \frac{L}{S}$$

R: Impedancia del conductor en ohm

ρ : Resistividad del cobre: 1/57 m/ohm.mm²

L: Longitud del conductor, L=88 m

S: Seccion del conductor en mm²

Obtenemos una impedancia del conductor de:

$$R = \rho \frac{L}{S} = \frac{1}{57} \frac{88}{4} = 0,386 \Omega$$

Obteniendo una potencia consumida de:

$$P = 0,386 \cdot 5^2 = 9,65 VA$$

Por lo tanto la potencia consumida total del transformador de intensidad resulta de la suma de la potencia consumida por los aparatos y el conductor.

$$P = 9,65 + 2,31 = 12,00 \text{ VA}$$

Luego se escoge un núcleo de 30 VA para el devanado de medición.

Similarmente para los devanados de protección tenemos:

2do Núcleo:

La potencia total consumida viene dado por:

$$P = 0,75 + 9,65 = 10,40 \text{ VA}$$

3er Núcleo:

La potencia total consumida viene dado por:

$$P = 0,1 + 9,65 = 9,75 \text{ VA}$$

Luego para los núcleos de protección se escogen núcleos de potencia normalizada 30 VA según la IEC.

Niveles de aislamiento

a) Nivel de aislamiento asignado para el aislamiento primario

Tenemos del cálculo de sobretensiones

1. Para tensiones de soportabilidad de corta duración tipo frecuencia industrial tenemos una tensión máxima de 273,70 kV
2. Para tensiones de soprotabilidad del tipo impulso atmosférico la máxima sobretensión calculada es de 709 kV

Por lo tanto podemos establecer niveles de aislamiento normalizados que soporten las condiciones del sistema.

En consecuencia, para la tensión de asignada de 170 kV, tenemos los niveles de tensión asignados de 325 kV para frecuencia industrial y 750 kV para sobretensión de impulso atmosférico ya que $750 \text{ kV} > 709 \text{ kV}$.

b) Nivel de aislamiento en devanados secundarios

La tensión asignada soportada a frecuencia industrial de los devanados secundarios debería ser de 2 kV (eficaz).

Clase de precisión

Según la Norma IEC seleccionamos la clase de precisión 0,2 para el devanado de medición que de acuerdo al cuadro N° 77 obtenemos los errores de corriente y desplazamiento cuando la carga secundaria esta entre 25% y 100% de la carga de precisión.

Cuadro N° 77.

Límites de error para transformadores de corriente para medida

Clase de precisión	± % de error de corriente al % de corriente asignada indicado				± Desplazamiento de fase en minutos al % de la corriente asignada indicada			
	5	20	100	120	5	20	100	120
0,1	0,4	0,2	0,1	0,1	15	8	5	5
0,2	0,75	0,35	0,2	0,2	30	15	10	10
0,5	1,5	0,75	0,2	0,5	90	45	30	30
1	3	1,5	1	1	180	90	60	60

Además, para los devanados de protección seleccionamos una clase de precisión de normalizada de 5P según la IEC que según el cuadro N° 77 nos da errores de corriente de $\pm 1\%$ y de desplazamiento de ± 60 minutos.

Cuadro N° 78.

**Límites de error para transformadores de corriente
convencionales para protección**

Clase de precisión	Error de corriente para la corriente primaria asignada (%)	Desplazamiento de fase para la corriente primaria asignada (minutos)	Error compuesto para la corriente límite de precisión (%)
5P	1	60	5
10P	3		10

Corriente límite de precisión.

La corriente límite de precisión es el valor más alto de la corriente primaria para lo cual el transformador debe cumplir con los requerimientos de precisión, generalmente este valor corresponde

con el de la corriente de cortocircuito térmica asignada para nuestro caso seleccionamos de catálogo el valor normalizado de 20 kA.

7.8.2 Selección de los transformadores de corriente en 60 kV

Corriente primaria asignada.

De acuerdo a la norma IEC 60044-1(2003), Calculado en la sección 7.8.1.

Corriente secundaria asignada

Del cuadro N° 76 escogemos la relación de transformación sencilla con lo cual la corriente asignada del secundario seria de 5A de acuerdo a los requerimientos de los relevadores instalados.

Carga de precisión

La carga de precisión en un transformador de corriente es la impedancia del circuito secundario, expresada en ohm, indicando el factor de potencia, de acuerdo a nuestros requerimientos de carga tenemos:

Máxima intensidad Nominal	: 240,56 A
Máxima corriente de cortocircuito	: 2709 A
Relación de transformación	: 300/5-5-5 A
Número de Núcleos necesarios	: 3

1er Núcleo: Núcleo para medición

2do Núcleo: Núcleo para protección

Potencia realmente conectada

1er Núcleo: Para medición

Contador de Activa 1 VA

Contador de reactiva 0,31 VA

Amperímetro 1 VA

Conexión: estrella

2do Núcleo: Protección de Distancia

Relé de distancia 0,25 VA

Relé de disparo y Bloqueo 0,25 VA

Relé Monoestable 0,25 VA

3er Núcleo: Protección de sobreintensidad

Relé de sobreintensidad 0,1 VA

Relé de supervisión 0,1 VA

Relé Monoestable 0,25 VA

Conexión: estrella

Potencia necesaria del primer secundario:

Calculo de la impedancia del conductor:

$$R = \rho \frac{L}{s}$$

R: Impedancia del conductor en ohm

ρ : Resistividad del cobre: 1/57 m/ohm.mm²

L: Longitud del conductor, L=88 m

S: Sección del conductor en mm²

Obtenemos una impedancia del conductor de:

$$R = \rho \frac{L}{S} = \frac{1}{57} \frac{88}{4} = 0,386 \Omega$$

Obteniendo una potencia consumida de:

$$P = 0,386 \cdot 5^2 = 9,65 \text{ VA}$$

Por lo tanto la potencia consumida total del transformador de intensidad resulta de la suma de la potencia consumida por los aparatos y el conductor.

$$P = 9,65 + 2,31 = 12,00 \text{ VA}$$

Luego se escoge un núcleo de 30 VA para el devanado de medición.

Similarmente para los devanados de protección tenemos:

2do Núcleo:

La potencia total consumida viene dado por:

$$P = 0,75 + 9,65 = 10,40 \text{ VA}$$

3er Núcleo:

La potencia total consumida viene dado por:

$$P = 0,1 + 9,65 = 9,75 \text{ VA}$$

Luego para los núcleos de protección se escogen núcleos de potencia normalizada 30 VA según la IEC.

Niveles de aislamiento

a) Nivel de aislamiento asignado para el aislamiento primario

Tenemos del cálculo de sobretensiones la tensión de asignada de 72,5 kV, tenemos los niveles de tensión asignados de 140 kV para frecuencia industrial y 325 kV para sobretensión de impulso atmosférico.

b) Nivel de aislamiento en devanados secundarios

La tensión asignada soportada a frecuencia industrial de los devanados secundarios debería ser de 2 kV (eficaz).

Clase de precisión

Según la Norma IEC seleccionamos la clase de precisión 0,2 para el devanado de medición que de acuerdo al cuadro N° 76 obtenemos los errores de corriente y desplazamiento cuando la carga secundaria esta entre 25% y 100% de la carga de precisión.

Además, para los devanados de protección seleccionamos una clase de precisión de normalizada de 5P según la IEC que según el cuadro N° 77 nos da errores de corriente de $\pm 1\%$ y de desplazamiento de ± 60 minutos

Corriente límite de precisión.

La corriente límite de precisión es el valor más alto de la corriente primaria para lo cual el transformador debe cumplir con los requerimientos de precisión, generalmente este valor corresponde con el de la corriente de cortocircuito térmica asignada para nuestro caso seleccionamos de catálogo el valor normalizado de 20 kA.

7.8.3 Selección de transformadores de corriente en 22,9 kV

Corriente primaria asignada

De acuerdo a la norma IEC 60044-1(2003), Calculado en la sección 7.8.1.

Corriente secundaria asignada

Del cuadro N° 75 escogemos la relación de transformación sencilla con lo cual la corriente asignada del secundario sería de 5A de acuerdo a los requerimientos de los reveladores instalados

Carga de precisión

La carga de precisión en un transformador de corriente es la impedancia del circuito secundario, expresada en ohms, indicando

el factor de potencia, de acuerdo a nuestros requerimientos de carga tenemos:

Máxima intensidad nominal: 630 A

Máxima corriente de cortocircuito: 5427 A

Relación de transformación: 400/5-5-5 A

Numero de núcleos necesarios: 3

1er Núcleo: Núcleo para medición

2do Núcleo: Núcleo para protección

Potencia realmente conectada:

1er Núcleo: Para medición

Contador de Activa 1VA

Contador de Reactiva 0,31 VA

Amperímetro 1VA

Conexión: estrella

2do Núcleo: Protección de sobrecorriente

Relé de sobrecorriente: 0,25 VA

3er Núcleo: Protección de sobrecorriente

Relé de sobrecorriente 0,25 VA

Relé de supervisión 0,21 VA

Conexión estrella

Potencia necesaria del primer secundario:

Calculo de la impedancia del conductor:

$$R = \rho \frac{L}{S}$$

R: Impedancia del conductor en ohm

ρ : Resistividad del cobre: 1/57 m/ohm.mm²

L: Longitud del conductor; L=75 m

S: Seccion del conductor en mm²

Obtenemos una impedancia del conductor de:

$$R = \rho \frac{L}{S} = \frac{1}{57} \frac{75}{4} = 0,328 \Omega$$

Obteniendo una potencia consumida de:

$$P = 0,328 \cdot 5^2 = 8,20 VA$$

Por lo tanto la potencia consumida total del transformador de intensidad resulta de la suma de la potencia consumida por los aparatos y el conductor.

$$P = 8,20 + 2,31 = 10,51 VA$$

Luego se escoge un núcleo de 30 VA para el devanado de Medición.

Similarmente para los devanados de protección tenemos:

2do Núcleo:

La potencia total consumida viene dada por:

$$P = 0,25 + 8,20 = 8,45 \text{ VA}$$

3er Núcleo

La potencia total consumida viene dado por:

$$P = 0,35 + 8,20 = 8,55 \text{ VA}$$

Luego según la norma IEC seleccionamos el valor normalizado de 30 VA para el devanado de medición y de 30 VA para los devanados de protección.

Niveles de aislamiento

a) Nivel de aislamiento asignado para el aislamiento primario.

Tenemos del cálculo de sobretensiones la tensión de asignada de 24 kV, tenemos los niveles de tensión asignados de 50 kV para frecuencia industrial y 145 kV para sobretensión de impulso atmosférico.

b) Nivel de aislamiento en devanados secundarios

La tensión asignada soportada a frecuencia industrial de los devanados secundarios debería ser de 2 kV (eficaz).

Clase de precisión

Según la Norma IEC seleccionamos la clase de precisión de 0,2 para el devanado de medición que de acuerdo al cuadro N° 76 obtenemos los errores de corriente y desplazamiento cuando la carga secundaria esta entre 25% y 100% de la carga de percusión

Además para los devanados de protección seleccionamos una clase de precisión normalizada de 5P según la IEC que según al cuadro N° 77 nos da errores de corriente de $\pm 1\%$ y de desplazamiento de ± 60 minutos

Corriente límite de precisión

La corriente límite de precisión es el valor más alto de la corriente primaria para lo cual el transformador debe cumplir con los requerimientos de precisión, generalmente este valor corresponde con el valor de la corriente de cortocircuito térmica asignada para nuestro caso seleccionamos de catálogo el valor normalizado de 15 kA

a) Selección de los transformadores de corriente en 10 kV

Corriente primaria asignada

De acuerdo a la norma IEC 60044-1(2003), Calculado en la sección 7.8.1.

Corriente secundaria asignada

Del cuadro N° 75 escogemos la relación de transformación sencilla con lo cual la corriente asignada del secundario seria de 5A de acuerdo a los requerimientos de los reveladores instalados

Carga de precisión

La carga de precisión en un transformador de corriente es la impedancia del circuito secundario, expresada en ohms, indicando el factor de potencia, de acuerdo a nuestros requerimientos de carga tenemos:

Máxima intensidad nominal: 1443 A

Máxima corriente de cortocircuito: 6629 A

Relación de transformación: 600/5-5-5 A

Numero de núcleos necesarios: 3

1er Núcleo: Núcleo para medición

2do Núcleo: Núcleo para protección

Potencia realmente conectada:

1er Núcleo: Para medición

Contador de Activa	1VA

Contador de Reactiva	0,31 VA

Amperímetro	1VA

Conexión: estrella

2do Núcleo: Protección de sobrecorriente

Relé de sobrecorriente:	0,25 VA

3er Núcleo: Protección de sobrecorriente

Relé de sobrecorriente 0,25 VA

Relé de supervisión 0,21 VA

Conexión estrella

Potencia necesaria del primer secundario:

Calculo de la impedancia del conductor:

$$R = \rho \frac{L}{S}$$

R: Impedancia del conductor en ohm

ρ : Resistividad del cobre: 1/57 m/ohm.mm²

L: Longitud del conductor; L=75 m

S: Seccion del conductor en mm²

Obtenemos una impedancia del conductor de:

$$R = \rho \frac{L}{S} = \frac{1}{57} \frac{75}{4} = 0,328 \Omega$$

Obteniendo una potencia consumida de:

$$P = 0,328 \cdot 5^2 = 8,20 VA$$

Por lo tanto la potencia consumida total del transformador de intensidad resulta de la suma de la potencia consumida por los aparatos y el conductor.

$$P = 8,20 + 2,31 = 10,51 VA$$

Luego se escoge un núcleo de 30 VA para el devanado de Medición.

Similarmente para los devanados de protección tenemos:

2do Núcleo:

La potencia total consumida viene dada por:

$$P = 0,25 + 8,20 = 8,45 \text{ VA}$$

3er Núcleo

La potencia total consumida viene dado por:

$$P = 0,35 + 8,20 = 8,55 \text{ VA}$$

Luego según la norma IEC seleccionamos el valor normalizado de 30 VA para el devanado de medición y de 30 VA para los devanados de protección.

Niveles de aislamiento

a) Nivel de aislamiento asignado para el aislamiento primario.

Tenemos del cálculo de sobretensiones

1. Para tensiones de soprotabilidad de corta duración tipo frecuencia industrial tenemos una tensión máxima de 33,49 kV

2. Para tensiones de soportabilidad del tipo impulso atmosférico la máxima sobretensión calculada es de 58,53 kV

Por lo tanto del cuadro N° 72 podemos establecer niveles de aislamiento normalizados que soporten las condiciones del sistema.

En consecuencia, para la tensión de asignada de 12 kV, tenemos los niveles de tensión asignados de 38 kV (ya que $38 \text{ kV} > 33.49 \text{ kV}$) para frecuencia industrial y 75 kV para sobretensión de impulso atmosférico ya que $75 \text{ kV} > 58,53 \text{ kV}$.

b) Nivel de aislamiento en devanados secundarios

La tensión asignada soportada a frecuencia industrial de los devanados secundarios debería ser de 2 kV (eficaz).

Clase de precisión

Según la Norma IEC seleccionamos la clase de precisión de 0,2 para el devanado de medición que de acuerdo al cuadro N° 76 obtenemos los errores de corriente y desplazamiento cuando la carga secundaria esta entre 25% y 100% de la carga de percusión.

Además para los devanados de protección seleccionamos una clase de precisión normalizada de 5P según la IEC que según al

cuadro N° 77 nos da errores de corriente de $\pm 1\%$ y de desplazamiento de ± 60 minutos.

Corriente límite de precisión

La corriente límite de precisión es el valor más alto de la corriente primaria para lo cual el transformador debe cumplir con los requerimientos de precisión, generalmente este valor corresponde con el valor de la corriente de cortocircuito térmica asignada para nuestro caso seleccionamos de catálogo el valor normalizado de 15 kA.

7.9. Servicios Auxiliares

Los cálculos que se presentan, explican las características del equipamiento de los servicios auxiliares en corriente alterna y corriente continua, así como su dimensionamiento.

7.9.1. Alumbrado y Tomacorrientes.

a) Alumbrado exterior

a.1. Alumbrado normal

- Reflector con lámpara de vapor sodio
250 W, 220 Vac: 8 Unid
- En el futuro se podrá instalar: 4 Unid

Carga total por alumbrado normal será:

$$12 \times 250 \times 1,2 = 3600W$$

(Factor pro perdida balasto y equipo de encendido).

a.2. Alumbrado del Cerco Perimétrico

- Total de unidades a instalarse con lámparas de vapor de sodio de 150E, 220 Vac: 14 Unid

Carga total: $14 \times 150 \times 1,2$

(factor por perdida en equipo = 4200 W de encendido)

b) **Alumbrado en edificio de control y Caseta de vigilancia**

b.1. Alumbrado Normal: (Lámparas fluorescentes e incandescentes)

- Luminaria con lámpara de 2x40 W : 10 Unid

Carga total: $2 \times 2 \times 40 \times 1,2$ = 960 W

- Luminaria con lámparas de 2x20 W 5 Unid

Carga total: $3 \times 2 \times 20 \times 1,2$ = 240 W

- Artefacto tipo globo, con lámpara de 50 W 1 Unid

Carga total: $1 \times 50 \times 1,2$ = 60 W

c) **Salida para circuitos de fuerza (Tomacorrientes)**

c.1. Tomacorrientes trifásicos 60^a, 380/220 Vac, montaje exterior

- Como ejecución actual, se va a instalar : 8 Unid

Cada tomacorriente asumirá una carga 7 A = 4607 W

La carga total será de $4607 \text{ W/tom} \times 0,6$ = 22.114 W

(Factor de simultaneidad)

c.2. Tomacorrientes monofásicos 220 Vac

- De 32 A (montaje exterior) asumirá una carga 5A 10 Unid
Carga: $10 \times 1100 \text{ W/ton} \times 0,6 = 6600 \text{ W}$
- De 20 A doble (montaje al interior) asumirá una carga de 2
A 15 Unid
Carga: $15 \times 440 \text{ W/tom} \times 0,6 = 3960 \text{ W}$

7.9.2 Dimensionamiento de la potencia de SS.AA – corriente alterna

El dimensionamiento del tablero de servicios auxiliares 380/220 Vac será función de la capacidad del transformador de potencia de SS.AA. 22,9/0,400-0,230 kV, 30 kVA. El dimensionamiento del transformador será teniendo presente las siguientes cargas:

a) Potencia instalada en cargas:

Para determinar la potencia instalada, en baja tensión de la subestación se está considerando la carga actual y las que se va a implementar en el futuro:

- Alumbrado exterior (reflectores)	: 3,60 kW
- Alumbrado exterior (cerco perimétrico)	: 4,20 kW
- Iluminación normal (edificio de control)	: 1,26 kW
- Circuito de fuerza (tomacorrientes)	: 26,07 kW
- Alimentador rectificador 110 Vdc	: 13,20 kW
- Alimentador rectificador 48 Vdc	: 9,50 kW
- Alimentador ventiladores	: 2,00 kW

- Fuerza al sistema de servicios (agua) : 2,00 kW
- Ventiladores del transformador de potencia : 4,00 kW
(4 ventiladores x 1kW/vent.)
- Calefacción interruptores de potencia : 2,00 kW

Seccionadores y tableros

Sub total = 67,08 kW

Factor simultaneidad = 0,8

TOTAL = 54,26 kW

Con factor de potencia (0,8) = 67,08 kW

b) Potencia transformador de SS.AA.

Con la potencia instalada calculada de 67,08 kW, la potencia aparente del transformador de SS.AA. será un valor estandarizada de 75 kVA con las siguientes características principales:

- Tensión nominal primaria : 22,9 $\pm$ 2 x 2,5% kV
- Tensión nominal secundaria : 400/230 Vac
- Grupo de conexión : Dyn11
- Regulador de tensión : En vacío y sin tensión

7.10. Calculo del Embarrado de 138 kV

En el diseño de las barras colectoras se deben dimensionar la sección del conductor, material, tipo, la sección de aisladores y sus accesorios y la selección de los aisladores y sus accesorios y la selección de las distancias entre apoyos y entre fases. Este diseño se debe hacer

considerando las necesidades de conducción de corriente, esfuerzo estáticos - dinámicos a que estarían sometidas las barras, disposiciones físicas, etc.

Finalmente la selección de las barras se hace atendiendo aspectos económicos, materiales existentes en el mercado y normas establecidas.

7.10.1 Cálculo de la corriente nominal

El cálculo por corriente nominal se realizara tomando la siguiente condición de operación de sobrecarga (20%) se tiene:

$$I_n = 1,2 \frac{S_n}{\sqrt{3} \times V_n}, \quad I_n = 100,41 \text{ A}$$

Donde: $S_n = 20\,000 \text{ KVA}$ (Potencia aparente proyectada)

$V_n = 238 \text{ kV}$ (Tensión nominal del sistema)

El factor de 1,2 se aplica debido que los transformadores de potencia tienen las características de trabajo de soportar una sobrecarga del 20% de su potencia nominal.

Cuadro N° 79.

Capacidad de corriente en conductores flexible

Sección Nominal (mm ²)	Cable Aluminio - Acero (mm ²)	Intensidad Continua (A)			
		Aluminio - Acero	Aldrey	Aluminio	Cobre
50	50/8	170	2210	225	250
70	70/12	290	255	270	310
95	95/15	350	320	340	380
120	120/20	410	365	390	440
150	150/25	470	425	455	510
185	185/30	535	490	520	585
240	240/40	645	585	625	700
300	305/40	740	670	710	800
400	435/55	900	810	855	960
500	510/45	995	930	990	1110

A solicitud del propietario, se ha considerado el conductor a usarse será de aluminio debido a sus condiciones propias de estandarización cuyas características son:

Cuadro N° 80.

Características Mecánicas – Aluminio 240 mm²

Descripción	Aluminio 240 mm ²
Sección	240 mm ²
Sección Real	126.4 mm ²
Numero de hilos	19
Diámetro de cada hilo	3,98 mm
Diámetro exterior del conductor	19,88 mm
Peso	0,650 kg/m
Resistencia c.c. 20 °C	0,142 ohm/km
Carga mínima de rotura	70 Kg/mm ²
Módulo de elasticidad	6.350 Kg/mm ²
coeficiente de dilatación lineal	23 x 10 ^{exp} -6 1/°C
Tipo de grasa anticorrosiva	61 MNBJ - PIRELLI

7.10.2 Consideraciones de las cargas en el diseño de barras

La configuración de las instalaciones al aire libre está determinada por puntos de vista económicos, especialmente a lo que se refiere a una adaptación del espacio disponible. Se presentan dos grupos principales de carga que son las estáticas y dinámicas.

Las “Cargas Estáticas” son las que actúan sobre las barras, consideradas en forma vertical, como el peso del conductor.

Las “Cargas dinámicas” son las que actúan en forma variable, en forma horizontal o axial como:

- Los esfuerzos térmicos producidos por la corriente de cortocircuito.
- Esfuerzo electromagnético.

7.10.3. Cálculo mecánico del sistema de barras

Cuando un cable sostenido por dos puntos, sufre variaciones en sus características, debido a efectos físicos de dilatación por un cambio de temperatura y a la variación por tensión mecánica.

Suponiendo que las deformaciones son elásticas se tiene:

$$L_2 - L_1 = \alpha D \ t_2 - t_1 + d \frac{T_{02} - T_{01}}{AE} \quad (1)$$

$$L_2 = d + \frac{d^3 (W_{R2})^2}{24 T_{02}^2} \quad (2)$$

Donde:

L_2, L_1 : Longitud final e inicial del conductor (m)

α : Coeficiente de dilatación

d : Largo de tramo (m); en este caso es 9.8 m

t_2, t_1 : Temperatura final e inicial en °C

$T_{02} - T_{01}$: Tensión final e inicial del conductor (kgf)

A : Sección del conductor (mm²)

E : Módulo de la elasticidad (Kg/mm²)

WR : Carga unitaria resultante en el conductor en las condiciones finales e iniciales (Kg/m)

De (1) y (2) se obtiene la siguiente expresión:

$$T_{02}^2 - T_{01}^2 + \alpha E (t_2 - t_1) + \frac{W_{R1}^2 d^2 E}{24 A^2 T_{01}^2} - T_{01} = \frac{W_{R2}^2 d^2 E}{24 A^2}$$

Para el cálculo mecánico del conductor formulamos dos hipótesis básicas de trabajo que representara las condiciones iniciales y finales del conductor.

Hipótesis I .- Condiciones del Templado

Se refiere a las condiciones usuales de operación, donde generalmente se considera una temperatura promedio y una presión de viento mínima o nula

Hipótesis 2 .- Máximos esfuerzos

Las mayores exigencias mecánicas en el conductor generalmente intervienen la mínima temperatura, formación de hielo si existiera, presión de viento máxima, fuerzas electrodinámicas.

Entonces si el esfuerzo final no sobrepasa el esfuerzo de rotura del conductor la elección es adecuada.

Cabe notar que la tensión de tiro de los cables se elegirá la más baja posible, de forma que el esfuerzo de los pórticos no sea demasiado elevado y por tanto incrementa el costo de la superestructura.

Para elección de la tensión de tiro de los cables, será determinante el cambio que se produzca al compararse estos últimos.

Para estructura de barras ómnibus es usual emplear una tensión de cable de 1 Kg/mm^2 hasta como máximo 4 Kg/mm^2 .

Cálculo Justificativo

Hipótesis 1 (Templado)

Temperatura media: 16°C

Velocidad de viento: 0

Donde:

$$W_{r1} = W_c$$

$$W_{r1} = 0,650 \text{ Kg/m}$$

$$K_{01max} = 4 \text{ Kg/mm}^2$$

Hipótesis 2 (Máximo esfuerzo)

Temperatura media: 0 °C

Velocidad de viento: 90 km/h

$$W_{r2}^2 = W_c^2 + (P_v + f_e)^2$$

Donde:

W_c : Peso unitario del conductor 0,650 Kg/m.

P_v : Fuerza unitaria debida a presión viento

f_e : Fuerza unitaria debida a cortocircuito.

Presión del viento

$$P_v = kV^2 d_c$$

Donde:

k : Coeficiente igual a 0,0042 para superficies cilíndricas y
0,007 para superficies planas.

V : Velocidad del viento 90 Km/h

d_c : Diámetro de conductor 0,01988 m

Luego:

$$P_v = 0,0042 \times 90^2 \times 0,01988$$

$$P_v = 0,676 \text{ Kg/m}$$

Fuerza electromecánica

$$F_e = \frac{0,13265 I_{cc}^2 L}{e} \text{ (kgf)}$$

Donde:

I_{cc} : Corriente de cortocircuito trifásico 2,0 kA

L : Largo de tramo o distancia entre apoyos (m)

La distancia entre apoyos viene determinada por la separación entre pórticos que se obtiene por la disposición de los equipos de alta tensión 9,8 m

e : distancia entre fases (m)

Es la distancia mínima eléctrica determinada en el cuadro N° 81. Distancia mínima de seguridad y es 1,62 m.

Las distancias mínimas entre fases activas y a tierra quedan determinadas por las recomendaciones por la norma IEC 71-1 y 71-3 correspondiente a los niveles de tensión existentes en el proyecto.

A continuación se listan las distancias mínimas de seguridad como se indica en el cuadro N° 81.

Cuadro N° 81.

Distancias de Seguridad

Descripción	Und	138 kV	60 kv	22,9 kV	10 kV
Distancia Fase-Fase	mm	1620	480	220	120
Distancia Fase - Tierra	mm	1620	480	220	120
Distancia del borde inferior del aislador de un equipo a tierra	mm	2300	2300	2300	2300
Altura de instalación de conductores	mm	4000	4000	2500	2500

Para instalaciones situadas entre 1.000 y 2.300 m.s.n.m., las distancias mínimas debe incrementarse el 1,25% por cada 100 metros de incremento en la altitud.

Luego:

Como se tiene valores unitarios tenemos

$$f_e = \frac{F_e}{L} \left(\frac{kgf}{m} \right)$$

$$f_e = \frac{0,13265 \times 2^2}{1,62} = 0,327 \text{ kgf/m}$$

Carga unitaria resultante (W_{r2})

$$W_{r2}^2 = 0,650^2 + (0,495 + 0,327)^2$$

$$W_{r2} = 1,047 \text{ kg/m}$$

Calculo numérico

$$K_{02}^2 = K_{02} - 2,098 + 0,0106 - 4 = 32,41$$

$$K_{02} = 6,79 \text{ kg/mm}^2$$

Como vemos no se sobrepasa la carga mínima de rotura del conductor que es:

$$K_{02} = 6,79 \frac{kg}{mm^2} < K_c = 70 \text{ kg/mm}^2 \text{ (Data cuadro N° 80)}$$

Entonces se toma como tiro máximo del conductor:

$$T = 4 \frac{kg}{mm^2} \times 126,4 \text{ mm}^2, \quad T = 505,6 \text{ kgf}$$

7.10.4. Calculo de los aisladores

Para realizar el cálculo de los aisladores se realiza principalmente basándose en el análisis del aislamiento de sistema de barras.

Para realizar la coordinación de aislamiento se tiene que tomar todas las medidas, necesarias con el objeto de prevenir interrupciones por rupturas; producidos sobre todo por sobretensiones que aparecen en el sistema eléctrico es así que se realizara el análisis en base a los parámetros descritos a continuación:

a) Análisis considerando sobretensiones

En un sistema eléctrico se produce sobretensiones de origen interno y externo

Las sobretensiones internas son debidas a maniobras de interruptores y sobretensiones de baja frecuencia, las sobretensiones por maniobra son de frecuencia elevada y se originan por aperturas o cierre de líneas o carga y fallas

intermitentes a tierra, las sobretensiones de origen a frecuencia normal son las sobretensiones dinámicas debido a conductores accidentalmente en contacto permanente a tierra, interrupción permanente de la carga, etc.

Las sobretensiones externas se producen debido a descargas atmosféricas (rayos), es la de mayor importancia en las instalaciones eléctricas con riesgo a descargas atmosféricas y sobretensiones de baja frecuencia.

En este caso se realizara el análisis para sobretensiones producidas por la operación de interruptores y sobretensiones dinámicos.

La NGK insulators LTD del Japon proporciona una serie de recomendaciones, al respecto en una guía titulada "Principles of insulation design for overhead transmission line". Entonces la NGK de las siguientes expresiones basadas en pruebas de laboratorio y campo.

$$U_{sw} = \frac{U_m}{3} n_m f_r \sqrt{2}$$

Donde:

U_{sw} : Tensión que debe soportar el aislador en caso de maniobras.

U_m : Tensión máxima del sistema (kV)

n_m : Factor de sobretensión por maniobras.

f_r : Factor de reducción del aislamiento depende de las diferencias entre las condiciones de laboratorio y las condiciones adversas en la zona de la subestación (normalmente de 1,09 a 1,2)

$$U_{1W} = U_m n_i f_r$$

Donde:

U_{1W} : Tensión que debe soportar el aislador en caso de sobretensiones de baja frecuencia.

n_i : Factor de sobretensión de baja frecuencia.

En la siguiente tabla se muestran valores de los factores de sobretensión, los cuales son resumen de datos estadísticos y experiencias, recopiladas por autores de artículo en referencia.

Cuadro N° 82.

Factores de sobretensión (n)

Tipo Neutro del sistema	Aislado			A través de impedancias				Directamente a tierra		
Vn	11	22	33	66	77	110	154	187	220	275
n_m	4	4	4	3,3	3,3	3,3	3,3	2,8	2,8	2,8
n_i	1	1	1	1	1	1	1	0,8	0,8	0,8

Entonces para: $V_n = 138 \text{ kV}$, $n_m = 2,8$, $n_i = 0,8$ y $f_r = 1,2$

La tensión por defectos de maniobra será:

$$U_{sw} = \frac{170}{3} \times 2,8 \times 1,2 \times \sqrt{2}, \quad U_{sw} = 466,38 \text{ kV},$$

Y el valor de la sobretensión de baja frecuencia será:

$$U_{1w} = 170 \times 0,8 \times 1,2, \quad U_{1w} = 163,2 \text{ kV},$$

Según las normas IEC publicación 71, da los siguientes valores para la tensión nominal de 138 kV.

Tensión impulso de ruptura : 750 kV

Tensión ruptura a frecuencia nominal: 325 kV

Eligiendo los últimos valores, por ser los más exigentes y recurriendo al cuadro N° 83.- Características de aisladores 10" concluye que requieres mínimo 12 aisladores de dimensiones iguales o mayores a 10" x 5¾" (STANDARD o FOG), teniendo en cuenta el efecto de sobretensiones.

Cuadro N° 83.

Características de aisladores 10" x 5 3/4 NKG

Tipo	10" x 5 3/4" Standart		10" x 5 3/4" Fog	
Números de Unidades	Mínima Tensión de descarga a frecuencia industrial		Mínima tensión de descarga a frecuencia industrial	
	Seco kV	Húmedo kV	Seco kV	Húmedo kV
1	72	45	95	55
2	140	80	145	85
3	190	115	200	125
4	245	155	250	160
5	290	190	300	200
6	340	230	350	240
7	390	265	395	270
8	435	300	440	305
9	485	335	485	335

Con los mínimos criterios de selección se comprueba que el N° de aisladores elegidos para la tensión 138 kV es 12 aisladores

b) Aislamiento por contaminación atmosférica

La contaminación ambiental es un factor que afecta sustancialmente el aislamiento debido a que los depósitos que se acumulen en la superficie del aislador constituyen generalmente zonas conductoras que reducen la rigidez dieléctrica.

La tensión máxima operación que puede soportar una cadena de aisladores en atmosfera contaminadas es directamente proporcional a la distancia de fuga o al número de aisladores que componen la cadena.

Otros factores que intervienen son el diámetro y el número de faldas de los aisladores. Si estos últimos factores no cambian, el parámetro principal es la distancia de fuga.

En la zona del proyecto no existe, prácticamente contaminación ambiental por encontrarse cerca de terrenos de cultivo donde el aire es bastante limpio, por lo tanto no se tomara ningún factor de corrección por este concepto.

c) Dimensiones y materiales de aislador

Por motivos de normalización se adoptara tal como se menciona anteriormente el aislador 10" x 5 $\frac{3}{4}$ " y para obtener un tamaño de cadena mínimo, usaremos aisladores de tipo FOG o STANDARD.

La cadena de aisladores constara como mínimo de aisladores tipo Standard o tipo FOG de dimensiones 10" x 5 $\frac{3}{4}$ " con dieléctrico NGK CA 825 EZ y el material será de vidrio si es Fog o de porcelana si es Standard.

d) Resistencia mecánica del aislador

Los aisladores usados para la retención, deben resistir una carga electromecánica que corresponde como mínimo al cuádruple de la tracción del conductor.

Para determinar el esfuerzo mecánico que deben soportar los aisladores consideremos la Hipótesis 2 planteada anteriormente.

Entonces se tiene:

El máximo Tiro T es de 505,6 kg que aplicándole un factor de seguridad de 4 nos da:

$$F = 4T, \quad \text{para } T = 505,6 \text{ kg} \quad F = 2.022,4 \text{ kg}$$

Como vemos esta carga absorbe los demás esfuerzos como son:

- Fuerzas electromecánicas
- Peso de conductor
- Peso de aislador
- Peso de ferretería
- 9 aisladores de suspensión del mismo tipo de la línea, ANSI 52-3.
- 01 conector de aluminio tipo “T” (conductor – conductor)
- Cable de aluminio de las mismas características de la línea 240 mm².
- Grapa tipo pistola a compresión de aleación de aluminio de 240 mm².

7.11. Cálculo del Embarrado de 60 kV

7.11.1 Cálculo de la corriente nominal

El cálculo por corriente nominal se realizara tomando la siguiente condición de operación de sobrecarga (20%) se tiene:

$$I_n = 1,2 \frac{S_n}{\sqrt{3} \times V_n}, \quad I_n = 230,94 \text{ A}$$

Donde: $S_n = 20\,000 \text{ KVA}$ (Potencia aparente proyectada)

$V_n = 60 \text{ kV}$ (Tensión nominal del sistema)

El factor de 1,2 se aplica debido que los transformadores de potencia tienen las características de trabajo de soportar una sobrecarga del 20% de su potencia nominal.

Cuadro N° 84.

Capacidad de corriente en conductores flexible

Sección Nominal (mm ²)	Cable Aluminio - Acero (mm ²)	Intensidad Continua (A)			
		Aluminio - Acero	Aldrey	Aluminio	Cobre
50	50/8	170	2210	225	250
70	70/12	290	255	270	310
95	95/15	350	320	340	380
120	120/20	410	365	390	440
150	150/25	470	425	455	510
185	185/30	535	490	520	585
240	240/40	645	585	625	700
300	305/40	740	670	710	800
400	435/55	900	810	855	960
500	510/45	995	930	990	1110

A solicitud del propietario, se ha considerado el conductor a usarse será de aluminio debido a sus condiciones propias de estandarización cuyas características son:

Cuadro N° 85.

Características Mecánicas – Aluminio 240 mm²

Descripción	Aluminio 240 mm ²
Sección	240 mm ²
Sección Real	126.4 mm ²
Numero de hilos	19
Diámetro de cada hilo	3,98 mm
Diámetro exterior del conductor	19,88 mm
Peso	0,650 kg/m
Resistencia c.c. 20 °C	0,142 ohm/km
Carga mínima de rotura	70 Kg/mm ²
Módulo de elasticidad	6.350 Kg/mm ²
coeficiente de dilatación lineal	23 x 10 expo-6 1/°C
Tipo de grasa anticorrosiva	61 MNBJ - PIRELLI

7.11.2 Consideraciones de las cargas en el diseño de barras

La configuración de las instalaciones al aire libre está determinada por puntos de vista económicos, especialmente a lo que se refiere a una adaptación del espacio disponible. Se presentan dos grupos principales de carga que son las estáticas y dinámicas.

Las “Cargas Estáticas” son las que actúan sobre las barras, consideradas en forma vertical, como el peso del conductor.

Las “Cargas dinámicas” son las que actúan en forma variable, en forma horizontal o axial como:

- Los esfuerzos térmicos producidos por la corriente de cortocircuito.
- Esfuerzo electromagnético.

7.11.3. Cálculo mecánico del sistema de barras

Cuando un cable sostenido por dos puntos, sufre variaciones en sus características, debido a efectos físicos de dilatación por un cambio de temperatura y a la variación por tensión mecánica.

Suponiendo que las deformaciones son elásticas se tiene:

$$L_2 - L_1 = \alpha D \ t_2 - t_1 + d \frac{T_{02} - T_{01}}{AE} \quad (1)$$

$$L_2 = d + \frac{d^3 (W_{R2})^2}{24 T_{02}^2} \quad (2)$$

Donde:

L_2, L_1 : Longitud final e inicial del conductor (m)

α : Coeficiente de dilatación

d : Largo de tramo (m); en este caso es 9.8 m

t_2, t_1 : Temperatura final e inicial en °C

$T_{02} - T_{01}$: Tensión final e inicial del conductor (kgf)

A : Sección del conductor (mm²)

E : Módulo de la elasticidad (Kg/mm²)

WR : Carga unitaria resultante en el conductor en las condiciones finales e iniciales (Kg/m)

De (1) y (2) se obtiene la siguiente expresión:

$$T_{02}^2 - T_{01}^2 + \alpha E \ t_2 - t_1 + \frac{W_{R1}^2 d^2 E}{24 A^2 T_{01}^2} - T_{01} = \frac{W_{R2}^2 d^2 E}{24 A^2}$$

Para el cálculo mecánico del conductor formulamos dos hipótesis básicas de trabajo que representara las condiciones iniciales y finales del conductor.

Hipótesis 1.- Condiciones del Templado

Se refiere a las condiciones usuales de operación, donde generalmente se considera una temperatura promedio y una presión de viento mínima o nula.

Hipótesis 2 .- Máximos esfuerzos

Las mayores exigencias mecánicas en el conductor generalmente intervienen la mínima temperatura, formación de hielo si existiera, presión de viento máxima, fuerzas electrodinámicas.

Entonces si el esfuerzo final no sobrepasa el esfuerzo de rotura del conductor la elección es adecuada.

Cabe notar que la tensión de tiro de los cables se elegirá la más baja posible, de forma que el esfuerzo de los pórticos no sea demasiado elevado y por tanto incremente el costo de la superestructura.

Para elección de la tensión de tiro de los cables, será determinante el cambio que se produzca al compararse estos últimos.

Para estructura de barras ómnibus es usual emplear una tensión de cable de 1 Kg/mm^2 hasta como máximo 4 Kg/mm^2 .

Cálculo Justificativo

Hipótesis 1 (Templado)

Temperatura media: 16 °C

Velocidad de viento: 0

Donde:

$$W_{r1} = W_c$$

$$W_{r1} = 0,650 \text{ Kg/m}$$

$$K_{01max} = 4 \text{ Kg/mm}^2$$

Hipótesis 2 (Máximo esfuerzo)

Temperatura media: 0 °C

Velocidad de viento: 90 km/h

$$W_{r2}^2 = W_c^2 + (P_v + f_e)^2$$

Donde:

W_c : Peso unitario del conductor 0,650 Kg/m.

P_v : Fuerza unitaria debida a presión viento

f_e : Fuerza unitaria debida a cortocircuito.

Presión del viento

$$P_v = kV^2d_c$$

Donde:

k : Coeficiente igual a 0,0042 para superficies cilíndricas y
0,007 para superficies planas.

V : Velocidad del viento 90 Km/h

d_c : Diámetro de conductor 0,01988 m

Luego:

$$P_V = 0,0042 \times 90^2 \times 0,01988$$

$$P_V = 0,676 \text{ Kg/m}$$

Fuerza electromecánica

$$F_e = \frac{0,13265 I_{cc}^2 L}{e} \text{ (kgf)}$$

Donde:

I_{cc} : Corriente de cortocircuito trifásico 3 kA

L : Largo de tramo o distancia entre apoyos (m)

La distancia entre apoyos viene determinada por la separación entre pórticos que se obtiene por la disposición de los equipos de alta tensión 9,8 m

e : Distancia entre fases (m)

Es la distancia mínima eléctrica determinada en el cuadro N° 86.

Distancia mínima de seguridad y es 0,48 m.

Las distancias mínimas entre fases activas y a tierra quedan determinadas por las recomendaciones por la norma IEC 71-1 y 71-3 correspondiente a los niveles de tensión existentes en el proyecto.

A continuación se listan las distancias mínimas de seguridad como se indica en el cuadro N° 86.

Cuadro N° 86.

Distancias de Seguridad

Descripción	Und	138 kV	60 kv	22,9 kV	10 kV
Distancia Fase-Fase	mm	1620	480	220	120
Distancia Fase - Tierra	mm	1620	480	220	120
Distancia del borde inferior del aislador de un equipo a tierra	mm	2300	2300	2300	2300
Altura de instalación de conductores	mm	4000	4000	2500	2500

Para instalaciones situadas entre 1.000 y 2.300 m.s.n.m., las distancias mínimas debe incrementarse el 1,25% por cada 100 metros de incremento en la altitud.

Luego:

Como se tiene valores unitarios tenemos

$$f_e = \frac{F_e}{L} \left(\frac{kgf}{m} \right)$$

$$f_e = \frac{0,13265 \times 3^2}{0,48} = 2,49 \text{ kgf/m}$$

Carga unitaria resultante (W_{r2})

$$W_{r2}^2 = 0,650^2 + (0,495 + 2,49)^2$$

$$W_{r2} = 2,62 \text{ kg/m}$$

Cálculo numérico

$$K_{02}^2 K_{02} - 2,098 + 0,0106 - 4 = 32,41$$

$$K_{02} = 6,79 \text{ kg/mm}^2$$

Como vemos no se sobrepasa la carga mínima de rotura del conductor que es:

$$K_{02} = 6,79 \frac{kg}{mm^2} < K_c = 70 kg/mm^2 \text{ (Dato, Cuadro N° 85)}$$

Entonces se toma como tiro máximo del conductor:

$$T = 4 \frac{kg}{mm^2} \times 126,4 mm^2, \quad T = 505,6 kgf$$

7.11.4. Cálculo de los aisladores

Para realizar el cálculo de los aisladores se realiza principalmente basándose en el análisis del aislamiento de sistema de barras.

Para realizar la coordinación de aislamiento se tiene que tomar todas las medidas, necesarias con el objeto de prevenir interrupciones por rupturas; producidos sobre todo por sobretensiones que aparecen en el sistema eléctrico es así que se realizara el análisis en base a los parámetros descritos a continuación:

a) Análisis considerando sobretensiones

En un sistema eléctrico se produce sobretensiones de origen interno y externo.

Las sobretensiones internas son debidas a maniobras de interruptores y sobretensiones de baja frecuencia, las sobretensiones por maniobra son de frecuencia elevada y se originan por aperturas o cierre de líneas o carga y fallas

intermitentes a tierra, las sobretensiones de origen a frecuencia normal son las sobretensiones dinámicas debido a conductores accidentalmente en contacto permanente a tierra, interrupción permanente de la carga, etc.

Las sobretensiones externas se producen debido a descargas atmosféricas (rayos), es la de mayor importancia en las instalaciones eléctricas con riesgo a descargas atmosféricas y sobretensiones de baja frecuencia.

En este caso se realizará el análisis para sobretensiones producidas por la operación de interruptores y sobretensiones dinámicos.

La NGK insulators LTD del Japón proporciona una serie de recomendaciones, al respecto en una guía titulada “Principles of insulation design for overhead transmission line”. Entonces la NGK de las siguientes expresiones basadas en pruebas de laboratorio y campo.

$$U_{sw} = \frac{U_m}{3} n_m f_r \sqrt{2}$$

Donde:

U_{sw} : Tensión que debe soportar el aislador en caso de maniobras.

U_m : Tensión máxima del sistema (kV)

n_m : Factor de sobretensión por maniobras.

f_r : Factor de reducción del aislamiento depende de las diferencias entre las condiciones de laboratorio y las condiciones adversas en la zona de la subestación (normalmente de 1,09 a 1,2)

$$U_{1W} = U_m n_i f_r$$

Donde:

U_{1W} : Tensión que debe soportar el aislador en caso de sobretensiones de baja frecuencia.

n_i : Factor de sobretensión de baja frecuencia.

En la siguiente tabla se muestran valores de los factores de sobretensión, los cuales son resumen de datos estadísticos y experiencias, recopiladas por autores de artículo en referencia.

Cuadro N° 87.

Factores de sobretensión (n)

Tipo Neutro del sistema	Aislado			A través de impedancias				Directamente a tierra		
Vn	11	22	33	66	77	110	154	187	220	275
n_m	4	4	4	3,3	3,3	3,3	3,3	2,8	2,8	2,8
n_i	1	1	1	1	1	1	1	0,8	0,8	0,8

Entonces para: $V_n = 60 \text{ kV}$, $n_m = 3,3$, $n_i = 1$ y $f_r = 1,2$

La tensión por defectos de maniobra será:

$$U_{sw} = \frac{72,5}{3} \times 3,3 \times 1,2 \times \sqrt{2}, \quad U_{sw} = 234,42 \text{ kV},$$

Y el valor de la sobretensión de baja frecuencia será:

$$U_{1w} = 72,5 \times 1 \times 1,2, \quad U_{1w} = 87 \text{ kV},$$

Según las normas IEC publicación 71, da los siguientes valores para la tensión nominal de 60 kV.

Tensión impulso de ruptura: 325 kV

Tensión ruptura a frecuencia nominal: 140 kV

Eligiendo los últimos valores, por ser los más exigentes y recurriendo al cuadro N° 88.- Características de aisladores 10" concluye que requieres mínimo 9 aisladores de dimensiones iguales o mayores a 10" x 5 3/4" (STANDARD o FOG), teniendo en cuenta el efecto de sobretensiones.

Cuadro N° 88.

Características de aisladores 10" x 5 3/4 NKG

Tipo	10" x 5 3/4" Standart		10" x 5 3/4" Fog	
Números de Unidades	Mínima Tensión de descarga a frecuencia industrial		Mínima tensión de descarga a frecuencia industrial	
	Seco kV	Húmedo kV	Seco kV	Húmedo kV
1	72	45	95	55
2	140	80	145	85
3	190	115	200	125
4	245	155	250	160
5	290	190	300	200
6	340	230	350	240
7	390	265	395	270
8	435	300	440	305
9	485	335	485	335

b) Aislamiento por contaminación atmosférica

La contaminación ambiental es un factor que afecta sustancialmente el aislamiento debido a que los depósitos que se acumulen en la superficie del aislador constituyen generalmente zonas conductoras que reducen la rigidez dieléctrica.

La tensión máxima operación que puede soportar una cadena de aisladores en atmosfera contaminadas es directamente proporcional a la distancia de fuga o al número de aisladores que componen la cadena.

Otros factores que intervienen son el diámetro y el número de faldas de los aisladores. Si estos últimos factores no cambian, el parámetro principal es la distancia de fuga.

En la zona del proyecto no existe, prácticamente contaminación ambiental por encontrarse cerca de terrenos de cultivo donde el aire es bastante limpio, por lo tanto no se tomara ningún factor de corrección por este concepto.

c) Dimensiones y materiales de aislador

Por motivos de normalización se adoptara tal como se menciona anteriormente el aislador 10" x 5 $\frac{3}{4}$ " y para obtener un tamaño de cadena mínimo, usaremos aisladores de tipo FOG o STANDARD.

La cadena de aisladores constara como mínimo de aisladores tipo Standard o tipo FOG de dimensiones 10" x 5 $\frac{3}{4}$ " con dieléctrico NGK CA 825 EZ y el material será de vidrio si es Fog o de porcelana si es Standard.

d) Resistencia mecánica del aislador

Los aisladores usados para la retención, deben resistir una carga electromecánica que corresponde como mínimo al cuádruple de la tracción del conductor.

Para determinar el esfuerzo mecánico que deben soportar los aisladores consideremos la Hipótesis 2 planteada anteriormente. Entonces se tiene:

El máximo Tiro T es de 505,6 kg que aplicándole un factor de seguridad de 4 nos da:

$$F = 4T, \quad \text{para } T = 505,6 \text{ kg} \quad F = 2.022,4 \text{ kg}$$

Como vemos esta carga absorbe los demás esfuerzos como son:

- Fuerzas electromecánicas
- Peso de conductor
- Peso de aislador
- Peso de ferretería

7.12. Cálculo del Embarrado de 22,9 kV

En este caso si es necesario un sistema de barras exteriores por la necesidad de tener 3 salidas y estar compuesto principalmente de conductores eléctricos, aisladores, conectores y herraje.

7.12.1 Cálculo de la corriente nominal

El cálculo por corriente nominal se realizará tomando la siguiente condición de operación de sobrecarga (20%) se tiene:

$$I_n = 1,2 \frac{S_n}{\sqrt{3} \times V_n}, \quad I_n = 90 \text{ A}$$

Donde: $S_n = 3\,000\text{ KVA}$ (Potencia aparente proyectada)

$V_n = 22,9\text{ kV}$ (Tensión nominal del sistema)

El factor de 1,2 se aplica debido que los transformadores de potencia tienen las características de trabajo de soportar una sobrecarga del 20% de su potencia nominal.

Cuadro N° 89.

Capacidad de corriente en conductores flexible

Sección Nominal (mm ²)	Cable Aluminio - Acero (mm ²)	Intensidad Continua (A)			
		Aluminio - Acero	Aldrey	Aluminio	Cobre
50	50/8	170	2210	225	250
70	70/12	290	255	270	310
95	95/15	350	320	340	380
120	120/20	410	365	390	440
150	150/25	470	425	455	510
185	185/30	535	490	520	585
240	240/40	645	585	625	700
300	305/40	740	670	710	800
400	435/55	900	810	855	960
500	510/45	995	930	990	1110

A solicitud del propietario, se ha considerado el conductor a usarse será de aluminio debido a sus condiciones propias de estandarización cuyas características son:

Cuadro N° 90.

Características mecánicas – Aluminio 120 mm²

Descripción	Aluminio 120 mm ²
Sección	120 mm ²
Sección Real	126,4 mm ²
Numero de Hilos	19
Diámetro de cada hilo	2,61 mm
Diámetro exterior del conductor	14,65 mm
Peso	0,349 kg/m
Resistencia c.c. 20°C	0,264 ohm/km
Carga mínima de rotura	30 kg/mm ²
Módulo de elasticidad	5.700 kg/mm ²
Coeficiente de dilatación lineal	23 x 10 ^{exp-6} 1/°C
Tipo de grasa anticorrosiva	61 MNBj - PIRELLI

7.12.2 Consideraciones de las cargas en el diseño de barras

La configuración de las instalaciones al aire libre está determinada por puntos de vista económicos, especialmente a lo que se refiere a una adaptación del espacio disponible. Se presentan dos grupos principales de carga que son las estáticas y dinámicas.

Las “Cargas Estáticas” son las que actúan sobre las barras, consideradas en forma vertical, como el peso del conductor.

Las “Cargas dinámicas” son las que actúan en forma variable, en forma horizontal o axial como:

- Los esfuerzos térmicos producidos por la corriente de cortocircuito.
- Esfuerzo electromagnético.

7.12.3. Cálculo mecánico del sistema de barras

Cuando un cable sostenido por dos puntos, sufre variaciones en sus características, debido a efectos físicos de dilatación por un cambio de temperatura y a la variación por tensión mecánica.

Suponiendo que las deformaciones son elásticas se tiene:

$$L_2 - L_1 = \alpha D \ t_2 - t_1 + d \frac{T_{02} - T_{01}}{AE} \quad (1)$$

$$L_2 = d + \frac{d^3 (W_{R2})^2}{24 T_{02}^2} \quad (2)$$

Donde:

L_2, L_1 : Longitud final e inicial del conductor (m)

α : Coeficiente de dilatación

d : Largo de tramo (m); en este caso es 9.8 m

t_2, t_1 : Temperatura final e inicial en °C

$T_{02} - T_{01}$: Tensión final e inicial del conductor (kgf)

A : Sección del conductor (mm²)

E : Modulo de la elasticidad (Kg/mm²)

WR : Carga unitaria resultante en el conductor en las condiciones finales e iniciales (Kg/m)

De (1) y (2) se obtiene la siguiente expresión:

$$T_{02}^2 - T_{01}^2 + \alpha E \ t_2 - t_1 + \frac{W_{R1}^2 d^2 E}{24 A^2 T_{01}^2} - T_{01} = \frac{W_{R2}^2 d^2 E}{24 A^2}$$

Para el cálculo mecánico del conductor formulamos dos hipótesis básicas de trabajo que representará las condiciones iniciales y finales del conductor.

Hipótesis 1.- Condiciones del Templado

Se refiere a las condiciones usuales de operación, donde generalmente se considera una temperatura promedio y una presión de viento mínima o nula.

Hipótesis 2 .- Máximos esfuerzos

Las mayores exigencias mecánicas en el conductor generalmente intervienen la mínima temperatura, formación de hielo si existiera, presión de viento máxima, fuerzas electrodinámicas.

Entonces si el esfuerzo final no sobrepasa el esfuerzo de rotura del conductor la elección es adecuada.

Cabe notar que la tensión de tiro de los cables se elegirá la más baja posible, de forma que el esfuerzo de los pórticos no sea demasiado elevado y por tanto incremente el costo de la superestructura.

Para elección de la tensión de tiro de los cables, será determinante el cambio que se produzca al compararse estos últimos.

Para estructura de barras ómnibus es usual emplear una tensión de cable de 1 Kg/mm² hasta como máximo 4 Kg/mm².

Cálculo Justificativo

Hipótesis 1 (Templado)

Temperatura media: 16 °C

Velocidad de viento: 0

Donde:

$$W_{r1} = W_c$$

$$W_{r1} = 0,349 \text{ Kg/m}$$

$$K_{01max} = 4 \text{ Kg/mm}^2$$

Hipótesis 2 (Máximo esfuerzo)

Temperatura media: 0 °C

Velocidad de viento: 90 km/h

$$W_{r2}^2 = W_c^2 + (P_v + f_e)^2$$

Donde:

W_c : Peso unitario del conductor 0,349 Kg/m.

P_v : Fuerza unitaria debida a presión viento

f_e : Fuerza unitaria debida a cortocircuito.

Presión del viento

$$P_v = kV^2d_c$$

Donde:

k : Coeficiente igual a 0,0042 para superficies cilíndricas y 0,007 para superficies planas.

V: Velocidad del viento 90 Km/h

d_c : Diámetro de conductor 0,01455 m

Luego:

$$P_V = 0,0042 \times 90^2 \times 0,01455$$

$$P_V = 0,495 \text{ Kg/m}$$

Fuerza electromecánica

$$F_e = \frac{0,13265 I_{cc}^2 L}{e} \text{ (kgf)}$$

Donde:

I_{cc} : Corriente de cortocircuito trifásico 6 kA

L : Largo de tramo o distancia entre apoyos (m)

La distancia entre apoyos viene determinada por la separación entre pórticos que se obtiene por la disposición de los equipos de alta tensión 9,8 m

e : distancia entre fases (m)

Es la distancia mínima eléctrica determinada en el cuadro N° 87.

Distancia mínima de seguridad y es 0,22 m.

Luego:

Como se tiene valores unitarios tenemos

$$f_e = \frac{F_e}{L} \left(\frac{\text{kgf}}{\text{m}} \right)$$

$$f_e = \frac{0,13265 \times 6^2}{0,22} = 21,71 \text{ kgf/m}$$

Carga unitaria resultante (W_{r2})

$$W_{r2}^2 = 0,349^2 + (0,495 + 21,71)^2$$

$$W_{r2} = 21,71 \text{ kg/m}$$

Cálculo numérico

$$K_{02}^2 K_{02} - 2,098 + 0,0106 - 4 = 32,41$$

$$K_{02} = 6,79 \text{ kg/mm}^2$$

Como vemos no se sobrepasa la carga mínima de rotura del conductor que es:

$$K_{02} = 6,79 \frac{\text{kg}}{\text{mm}^2} < K_c = 30 \text{ kg/mm}^2 \text{ (Dato, cuadro N° 90)}$$

Entonces se toma como tiro máximo del conductor:

$$T = 4 \frac{\text{kg}}{\text{mm}^2} \times 126,4 \text{ mm}^2, \quad T = 505,6 \text{ kgf}$$

7.12.4. Cálculo de los aisladores

Para realizar el cálculo de los aisladores se realiza principalmente basándose en el análisis del aislamiento de sistema de barras.

Para realizar la coordinación de aislamiento se tiene que tomar todas las medidas, necesarias con el objeto de prevenir interrupciones por rupturas; producidos sobre todo por sobretensiones que aparecen en el sistema eléctrico es así que se realizará el análisis en base a los parámetros descritos a continuación:

a) Análisis considerando sobretensiones

En un sistema eléctrico se produce sobretensiones de origen interno y externo.

Las sobretensiones internas son debidas a maniobras de interruptores y sobretensiones de baja frecuencia, las sobretensiones por maniobra son de frecuencia elevada y se originan por aperturas o cierre de líneas o carga y fallas intermitentes a tierra, las sobretensiones de origen a frecuencia normal son las sobretensiones dinámicas debido a conductores accidentalmente en contacto permanente a tierra, interrupción permanente de la carga, etc.

Las sobretensiones externas se producen debido a descargas atmosféricas (rayos), es la de mayor importancia en las instalaciones eléctricas con riesgo a descargas atmosféricas y sobretensiones de baja frecuencia.

En este caso se realizara el análisis para sobretensiones producidas por la operación de interruptores y sobretensiones dinámicos.

La NGK insulators LTD del Japon proporciona una serie de recomendaciones, al respecto en una guía titulada “Principles of insulation design for overhead transmission line”. Entonces la NGK de las siguientes expresiones basadas en pruebas de laboratorio y campo.

$$U_{sw} = \frac{U_m}{3} n_m f_r \sqrt{2}$$

Donde:

U_{sw} : Tensión que debe soportar el aislador en caso de maniobras.

U_m : Tensión máxima del sistema (kV)

n_m : Factor de sobretensión por maniobras.

f_r : Factor de reducción del aislamiento depende de las diferencias entre las condiciones de laboratorio y las condiciones adversas en la zona de la subestación (normalmente de 1,09 a 1,2)

$$U_{1W} = U_m n_i f_r$$

Donde:

U_{1W} : Tensión que debe soportar el aislador en caso de sobretensiones de baja frecuencia.

n_i : Factor de sobretensión de baja frecuencia.

En la siguiente tabla se muestran valores de los factores de sobretensión, los cuales son resumen de datos estadísticos y experiencias, recopiladas por autores de artículo en referencia.

Cuadro N° 91.

Factores de sobretensión (n)

Tipo Neutro del sistema	Aislado			A través de impedancias				Directamente a tierra		
Vn	11	22	33	66	77	110	154	187	220	275
n_m	4	4	4	3,3	3,3	3,3	3,3	2,8	2,8	2,8
n_i	1	1	1	1	1	1	1	0,8	0,8	0,8

Entonces para: $V_n = 22,9 \text{ kV}$, $n_m = 4$, $n_i = 1$ y $f_r = 1,2$

La tensión por defectos de maniobra será:

$$U_{sw} = \frac{24}{3} \times 4 \times 1,2 \times \sqrt{2}, \quad U_{sw} = 94 \text{ kV},$$

Y el valor de la sobretensión de baja frecuencia será:

$$U_{1w} = 24 \times 1 \times 1,2, \quad U_{1w} = 29 \text{ kV},$$

Según las normas IEC publicación 71, da los siguientes valores para la tensión nominal de 22,9 kV.

Tensión impulso de ruptura: 145 kV

Tensión ruptura a frecuencia nominal: 50 kV

Eligiendo los últimos valores, por ser los más exigentes y recurriendo al cuadro N° 92.- Características de aisladores 10" concluye que requiere mínimo 1 aisladores de dimensiones iguales o mayores a 10" x 5 3/4" (STANDARD o FOG), teniendo en cuenta el efecto de sobretensiones.

Cuadro N° 92.

Características de aisladores 10" x 5 3/4 NKG

Tipo	10" x 5 3/4" Standart		10" x 5 3/4" Fog	
Números de Unidades	Mínima Tensión de descarga a frecuencia industrial		Mínima tensión de descarga a frecuencia industrial	
	Seco kV	Húmedo kV	Seco kV	Húmedo kV
1	72	45	95	55
2	140	80	145	85
3	190	115	200	125
4	245	155	250	160
5	290	190	300	200
6	340	230	350	240
7	390	265	395	270
8	435	300	440	305
9	485	335	485	335

Con los mínimos criterios de selección se comprueba que el N° de aisladores elegidos para la tensión 138 kV es 12 aisladores.

b) Aislamiento por contaminación atmosférica

La contaminación ambiental es un factor que afecta sustancialmente el aislamiento debido a que los depósitos que se acumulen en la superficie del aislador constituyen generalmente zonas conductoras que reducen la rigidez dieléctrica.

La tensión máxima operación que puede soportar una cadena de aisladores en atmosfera contaminadas es directamente

proporcional a la distancia de fuga o al número de aisladores que componen la cadena.

Otros factores que intervienen son el diámetro y el número de faldas de los aisladores. Si estos últimos factores no cambian, el parámetro principal es la distancia de fuga.

En la zona del proyecto no existe, prácticamente contaminación ambiental por encontrarse cerca de terrenos de cultivo donde el aire es bastante limpio, por lo tanto no se tomara ningún factor de corrección por este concepto.

c) Dimensiones y materiales de aislador

Por motivos de normalización se adoptara tal como se menciona anteriormente el aislador 10" x 5 ¾" y para obtener un tamaño de cadena mínimo, usaremos aisladores de tipo FOG o STANDARD.

La cadena de aisladores constara como mínimo de aisladores tipo Standard o tipo FOG de dimensiones 10" x 5 ¾" con dieléctrico NGK CA 825 EZ y el material será de vidrio si es Fog o de porcelana si es Standard.

d) Resistencia mecánica del aislador

Los aisladores usados para la retención, deben resistir una carga electromecánica que corresponde como mínimo al cuádruple de la tracción del conductor.

Para determinar el esfuerzo mecánico que deben soportar los aisladores consideremos la Hipótesis 2 planteada anteriormente. Entonces se tiene:

El máximo Tiro T es de 505,6 kg que aplicándole un factor de seguridad de 4 nos da:

$$F = 4T, \quad \text{para } T = 505,6 \text{ kg} \quad F = 2.022,4 \text{ kg}$$

Como vemos esta carga absorbe los demás esfuerzos como son:

- Fuerzas electromecánicas
- Peso de conductor
- Peso de aislador
- Peso de ferretería

7.13. Cálculo del embarrado de 10 kV

Para el sistema de barras de 10 kV si es necesario un sistema de barras exteriores por la necesidad de tener 2 salidas y estar compuesto principalmente de conductores eléctricos, aisladores, conectores y herraje.

Para determinar las características mínimas del sistema de barras que deben cumplir en 10 kV; se sigue el mismo procedimiento de cálculo utilizado para los equipos en 22,9 kV. La tabla que se muestra a continuación son las características mecánicas del conductor.

Cuadro N° 93.

Características Mecánicas – Aluminio 120 mm²

Descripción	Aluminio 120 mm ²
Sección	120 mm ²
Sección Real	126,4 mm ²
Numero de Hilos	19
Diámetro de cada hilo	2,61 mm
Diámetro exterior del conductor	14,65 mm
Peso	0,349 kg/m
Resistencia c.c. 20°C	0,264 ohm/km
Carga mínima de rotura	30 kg/mm ²
Módulo de elasticidad	5.700 kg/mm ²
Coeficiente de dilatación lineal	23 x 10exp-6 1/°C
Tipo de grasa anticorrosiva	61 MNBJ - PIRELLI

Con los mismos criterios de selección de número de aisladores en 22,9 kV se comprueba que el N° de aisladores elegidos según el cuadro N° 92 el número de aisladores para 10 kV es de 01 unidad.

Por motivos de normalización se adoptara tal como se menciona anteriormente el aislador 10" x 5 ¾" y para obtener un tamaño de cadena mínimo, usaremos aisladores de tipo FOG o STANDARD.

7.14. Distancias de diseño en 138 kV en subestaciones de potencia

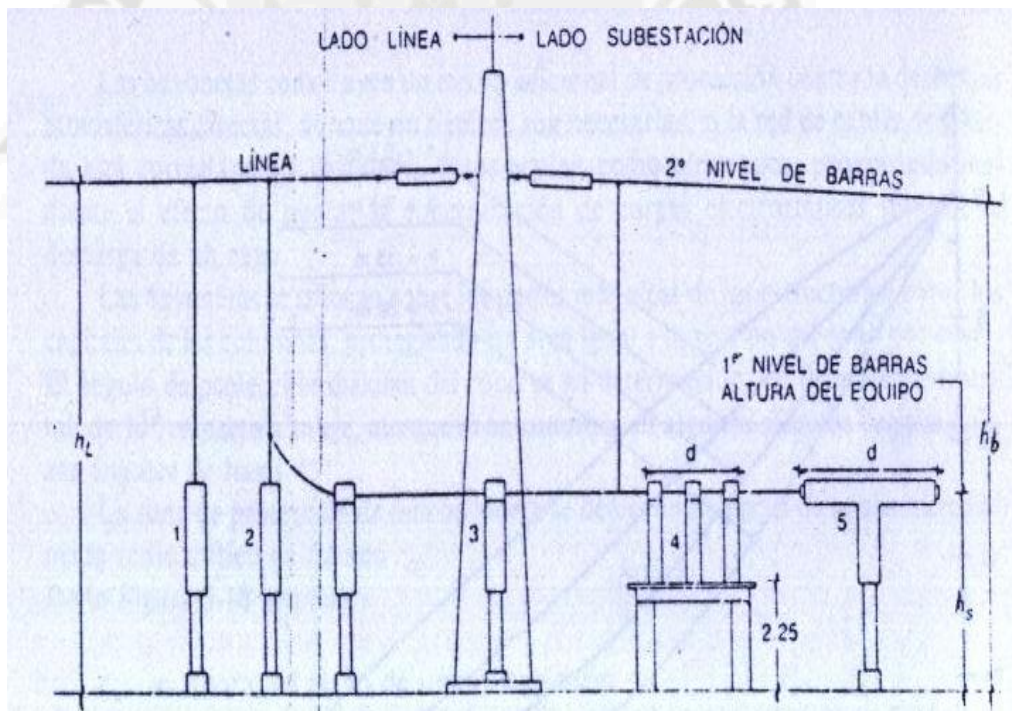
Este punto se refiere al dimensionamiento de las distancias entre partes vivas en instalaciones de tipo convencional, ya sea interiores o intemperie

Los puntos aquí tratados se basan en las conclusiones del comité N° 23 de la C.E.I.

1. Altura de los equipos sobre el nivel del suelo (h_s)

Gráfico N° 27

Alturas mínimas de las partes de los equipos sobre el suelo



Donde:

1. Pararrayos
2. Transformador de tensión y trampa de onda

3. Transformador de corriente

4. Cuchillas

5. Interruptor

Esta altura se considera también como el primer nivel de barra h_s .

1.1. La altura mínima h_s de las partes vivas sobre el nivel del suelo en ningún caso debe ser inferior a 3m, si no se encuentran aislados por barreras de protección.

1.2. La altura mínima de la base de aisladores que soportan partes vivas, no deben ser menor a 2.25m. que es la altura de una persona de altura promedio con el brazo levantado.

En general, para cualquier equipo, la altura mínima de sus partes vivas se calcula de acuerdo con la siguiente expresión, que se considera para un máximo de hasta 1000 m.s.n.m.

$$h_s = 2.30 + 0.0105 kV$$

Donde:

V_n = Tensión nominal del sistema (kV)

kV = es la tensión máxima de diseño del equipo que se trate

$$h_s \text{ m} = 3,8225$$

2. Altura de las barras colectoras sobre el suelo 2º nivel (h_b)

La altura de las barras colectoras sobre el nivel del suelo debe considerar la posibilidad de que al pasar el personal por debajo de las barras, esta reciba la sensación del campo eléctrico. De hecho, en la edición de 1977 del National Electrical Safety code se

establecen valores de gradientes de tensión con un 10% de probabilidad de que el personal tenga la sensación de la existencia del campo eléctrico.

La expresión que proporciona la altura de las barras colectoras h_b , considerando la sensación de campo eléctrico es la siguiente:

$$h_b = 5 + 0.0125 \text{ kV}$$

Donde:

kV = Tensión máxima de diseño

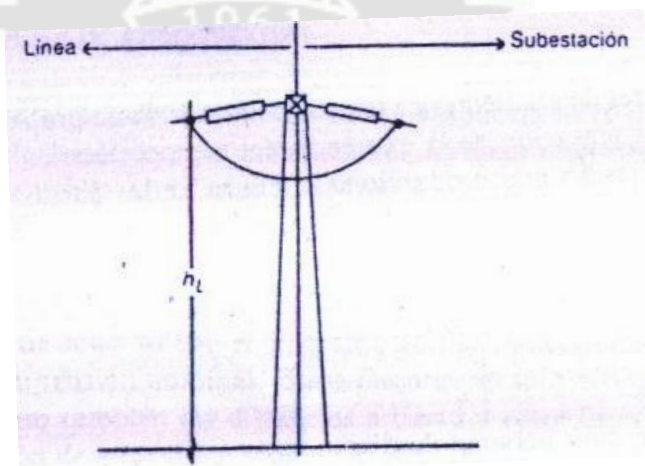
h_b = Altura de las barras sobre el suelo

$$h_b \text{ m} = 6,8125$$

3. Altura de remate de las líneas de transmisión en la subestación (h_L)

Gráfico N° 28

Altura de remate de líneas de transmisión en subestaciones



Los conductores de las líneas de transmisión que llegan o salen de una subestación, no deben rematar a una altura h_L inferior a 6 m. dicha altura indicada en la figura se puede obtener a partir de la relación:

Que es aplicable a subestaciones con tensiones nominales

$$h_L = 5 + 0.006kV$$

Donde:

kV = Tensión máxima de diseño

h_L = Altura de remate de la línea en la subestación

$$h_L \text{ m} = 5.87$$

4. Distancias de seguridad

Cuadro N° 94

Distancias de Diseño en 138 kV

Tensión entre conductores k V	Altura mínima de las partes vivas descubiertas (m)	Distancia horizontal mínima a las partes vivas descubiertas (m)
6,6	2,40	1,00
11	2,70	1,05
22	2,80	1,15
33	2,90	1,20
44	3,00	1,30
66	3,20	1,50
88	3,35	1,70
110	3,50	1,85
132	3,70	2,00
220	4,70	3,00

Fuente: Reglamento de Obras e Instalaciones Eléctricas Art. 66, Frac 8. Tabla N°19

7.15. Distancias de diseño en 60 kV en subestaciones de potencia

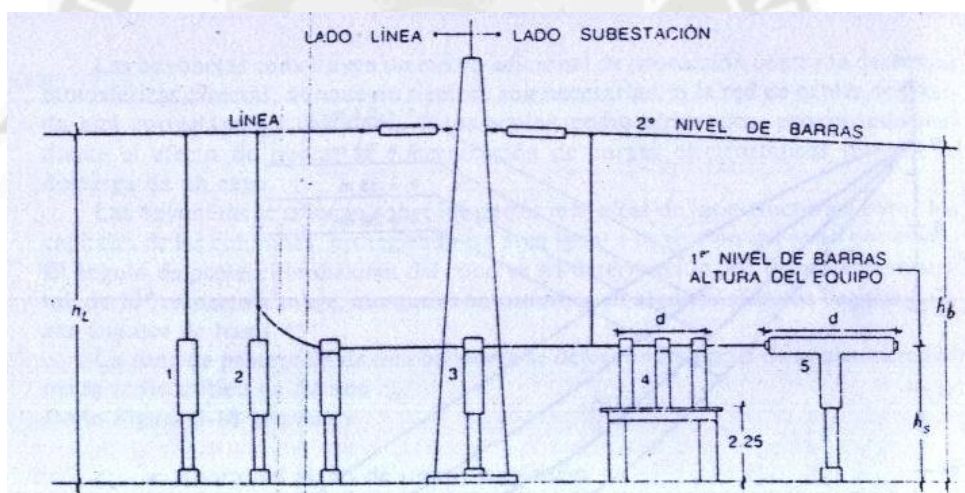
Este punto se refiere al dimensionamiento de las distancias entre partes vivas en instalaciones de tipo convencional, ya sea interiores o intemperie.

Los puntos aquí tratados se basan en las conclusiones del comité N° 23 de la C.E.I.

1. Altura de los equipos sobre el nivel del suelo (h_s)

Gráfico N° 29

Alturas mínimas de las partes de los equipos sobre el suelo



Donde:

1. Pararrayos
2. Transformador de tensión y trampa de onda
3. Transformador de corriente
4. Cuchillas
5. Interruptor

Esta altura se considera también como el primer nivel de barras h_s

1.1. La altura mínima h_s de las partes vivas sobre el nivel del suelo en ningún caso debe ser inferior a 3m, si no se encuentran aislados por barreras de protección.

1.2. La altura mínima de la base de aisladores que soportan partes vivas, no deben ser menor a 2.25m. que es la altura de una persona de altura promedio con el brazo levantado.

En general, para cualquier equipo, la altura mínima de sus partes vivas se calcula de acuerdo con la siguiente expresión, que se considera para un máximo de hasta 1000 m.s.n.m.

$$h_s = 2.30 + 0.0105kV$$

Donde:

V_n = Tensión nominal del sistema (kV)

kV = es la tensión máxima de diseño del equipo que se trate

$$h_s \text{ m} = 3.06125$$

2. Altura de las barras colectoras sobre el suelo 2º nivel (h_b)

La altura de las barras colectoras sobre el nivel del suelo debe considerar la posibilidad de que al pasar el personal por debajo de las barras, esta recibida la sensación del campo eléctrico Safety Code se establecen valores de gradientes de tensión con un 10% de probabilidad de que el personal tenga la sensación de la existencia del campo eléctrico.

La expresión que proporciona la altura de las barras colectoras h_b , considerando la sensación de campo eléctrico es la siguiente

$$h_b = 5 + 0.0125 \text{ kV}$$

Donde:

kV = Tensión máxima de diseño

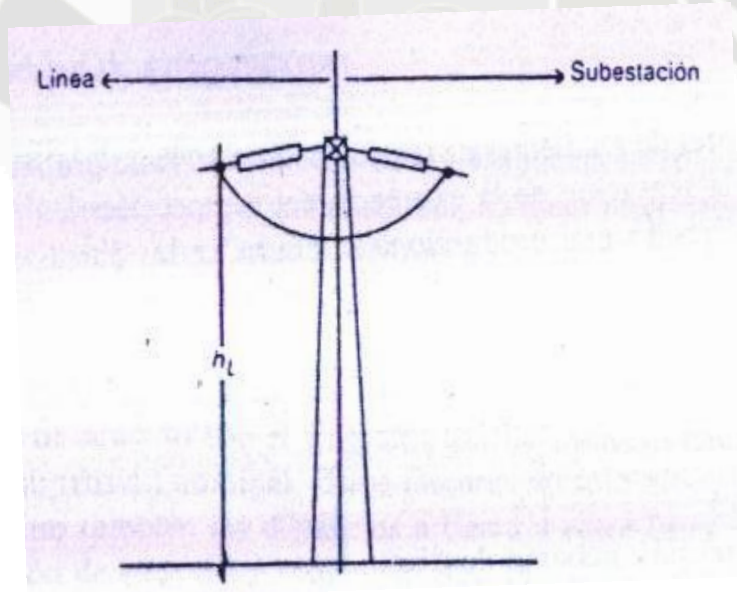
h_b = Altura de las barras sobre el suelo

$$h_b \text{ m} = 5,90625$$

3. Altura de remate de las líneas de transmisión en la subestación (h_L)

Gráfico N° 30

Altura de remate de líneas de transmisión en subestaciones



Los conductores de las líneas de transmisión que llegan o salen de una subestación, no deben rematar a una altura h_L inferior a 6m.

Dicha altura indicada en la figura se puede obtener a partir de la relación:

$$h_L = 5 + 0.006kV$$

Que es aplicable a subestaciones con tensiones nominales de 60 kV a mayores

Donde:

kV = Tensión máxima de diseño

h_L = altura de remate de la línea en la subestación

$$h_L \text{ m} = 5,44$$

4. Distancias de seguridad

Cuadro N° 95

Distancias de Diseño 60 kV

Tensión entre conductores k V	Altura mínima de las partes vivas descubiertas (m)	Distancia horizontal mínima a las partes vivas descubiertas (m)
6,6	2,40	1,00
11	2,70	1,05
22	2,80	1,15
33	2,90	1,20
44	3,00	1,30
66	3,20	1,50
88	3,35	1,70
110	3,50	1,85
132	3,70	2,00
220	4,70	3,00

Fuente: Reglamento de Obras e Instalaciones Eléctricas. Art. 66, Frac 8. Tabla N° 19.

7.16. Distancias de diseño en 22,9 kV en subestaciones de potencia

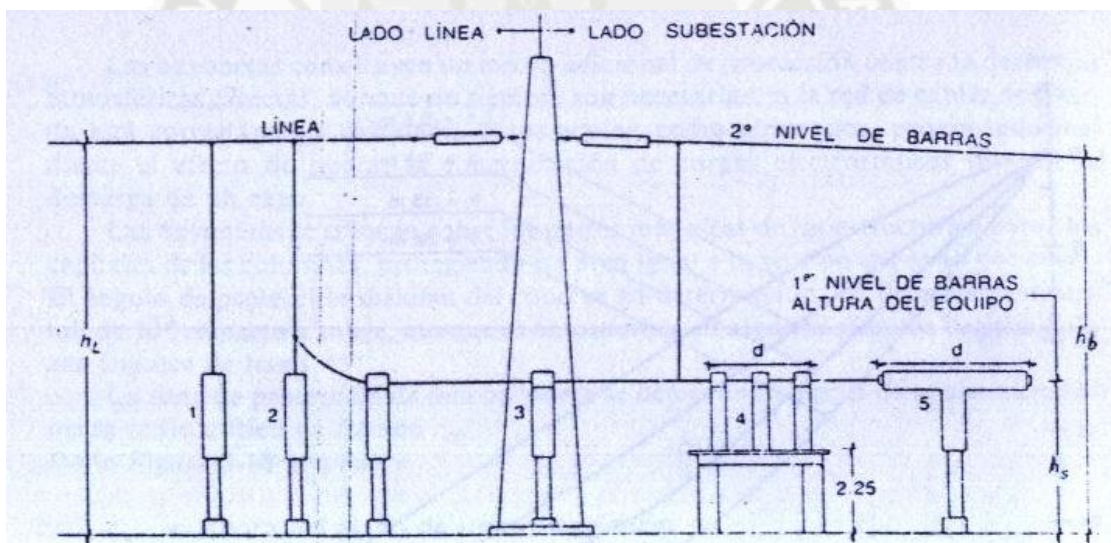
Este punto se refiere al dimensionamiento de las distancias entre partes vivas en instalaciones de tipo convencional, ya sea interiores o intemperie.

Los puntos aquí tratados se basan en las conclusiones del comité N° 23 de la C.E.I.

1. Altura de los equipos sobre el nivel del suelo (h_s)

Gráfico N° 31

Alturas mínimas de las partes de los equipos sobre el suelo



Donde:

1. Pararrayos
2. Transformador de tensión y trampa de onda
3. Transformador de corriente
4. Cuchillas
5. Interruptor

Esta altura se considera también como el primer nivel de barras h_s

1.1. La altura mínima h_s de las partes vivas sobre el nivel del suelo en ningún caso debe ser inferior a 3m, si no se encuentran aislados por barreras de protección.

1.2. La altura mínima de la base de aisladores que soportan partes vivas, no deben ser menor a 2.25m. que es la altura de una persona de altura promedio con el brazo levantado.

En general, para cualquier equipo, la altura mínima de sus partes vivas se calcula de acuerdo con la siguiente expresión, que se considera para un máximo de hasta 1000 m.s.n.m.

$$h_s = 2.30 + 0.0105kV$$

Donde:

V_n = Tensión nominal del sistema (kV)

kV = es la tensión máxima de diseño del equipo que se trate

$$h_s \text{ m} = 2.5625$$

2. Altura de las barras colectoras sobre el suelo 2º nivel (h_b)

La altura de las barras colectoras sobre el nivel del suelo debe considerar la posibilidad de que al pasar el personal por debajo de las barras, esta recibida la sensación del campo eléctrico. Safety Code se establecen valores de gradientes de tensión con un 10% de probabilidad de que el personal tenga la sensación de la existencia del campo eléctrico.

La expresión que proporciona la altura de las barras colectoras h_b , considerando la sensación de campo eléctrico es la siguiente

$$h_b = 5 + 0.0125 \text{ kV}$$

Donde:

kV = Tensión máxima de diseño

h_b = Altura de las barras sobre el suelo

$$h_b \text{ m} = 5,3125$$

3. Distancias de seguridad

Cuadro N° 96

Distancias de Diseño 22,9 kV

Tensión entre conductores k V	Altura mínima de las partes vivas descubiertas (m)	Distancia horizontal mínima a las partes vivas descubiertas (m)
6,6	2,40	1,00
11	2,70	1,05
22	2,80	1,15
33	2,90	1,20
44	3,00	1,30
66	3,20	1,50
88	3,35	1,70
110	3,50	1,85
132	3,70	2,00
220	4,70	3,00

Fuente: Reglamento de Obras e Instalaciones Eléctricas. Art. 66, Frac 8. Tabla N° 19.

7.17. Distancias de diseño en 10 kV en subestaciones de potencia

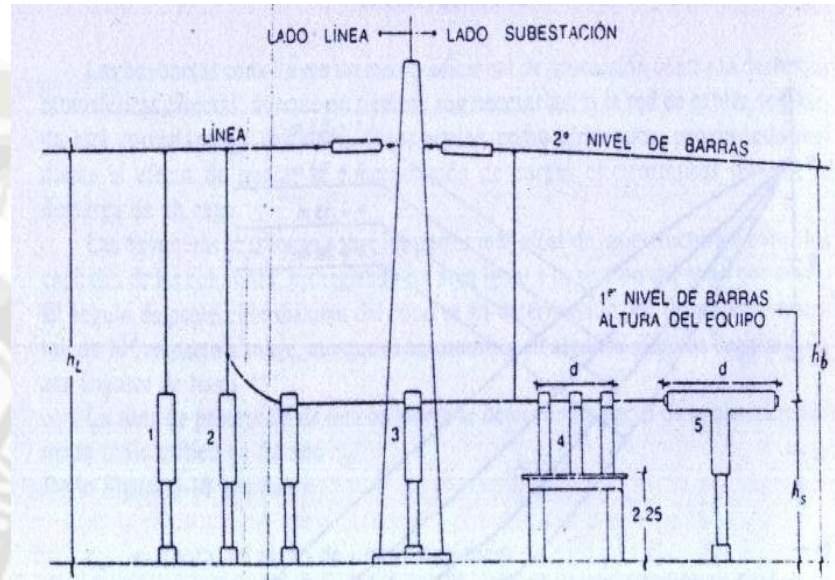
Este punto se refiere al dimensionamiento de las distancias entre partes vivas en instalaciones de tipo convencional, ya sea interiores o intemperie.

Los puntos aquí tratados se basan en las conclusiones del comité N° 23 de la C.E.I.

1. Altura de los equipos sobre el nivel del suelo (h_s)

Gráfico N° 32

Alturas mínimas de las partes de los equipos sobre el suelo



Donde:

1. Pararrayos
2. Transformador de tensión y trampa de onda
3. Transformador de corriente
4. Cuchillas
5. Interruptor

Esta altura se considera también como el primer nivel de barras h_s

- 1.1. La altura mínima h_s de las partes vivas sobre el nivel del suelo en ningún caso debe ser inferior a 3m, si no se encuentran aislados por barreras de protección.

1.2. La altura mínima de la base de aisladores que soportan partes vivas, no deben ser menor a 2.25m. que es la altura de una persona de altura promedio con el brazo levantado.

En general, para cualquier equipo, la altura mínima de sus partes vivas se calcula de acuerdo con la siguiente expresión, que se considera para un máximo de hasta 1000 m.s.n.m.

$$h_s = 2.30 + 0.0105kV$$

Donde:

Vn = Tensión nominal del sistema (kV)

kV = es la tensión máxima de diseño del equipo que se trate

$$h_s \text{ m} = 2.426$$

2. Altura de las barras colectoras sobre el suelo 2º nivel (hb)

La altura de las barras colectoras sobre el nivel del suelo debe considerar la posibilidad de que al pasar el personal por debajo de las barras, esta recibida la sensación del campo eléctrico Safety Code se establecen valores de gradientes de tensión con un 10% de probabilidad de que el personal tenga la sensación de la existencia del campo eléctrico.

La expresión que proporciona la altura de las barras colectoras hb, considerando la sensación de campo eléctrico es la siguiente

$$h_b = 5 + 0.0125 \text{ kV}$$

Donde:

kV = Tensión máxima de diseño

hb = Altura de las barras sobre el suelo

$$h_b \text{ m} = 5,15$$

3. Distancias de seguridad

Cuadro N° 97
Distancia de Diseño en 10 kV

Tensión entre conductores k V	Altura mínima de las partes vivas descubiertas (m)	Distancia horizontal mínima a las partes vivas descubiertas (m)
6,6	2,40	1,00
11	2,70	1,05
22	2,80	1,15
33	2,90	1,20
44	3,00	1,30
66	3,20	1,50
88	3,35	1,70
110	3,50	1,85
132	3,70	2,00
220	4,70	3,00

Fuente: Reglamento de Obras e Instalaciones Eléctricas. Art. 66, Frac 8. Tabla N° 19.

7.18. Distancias Eléctrica

La metodología a seguir comprende el cálculo de las distancias mínimas y de seguridad que deben tenerse en cuenta en el diseño de una subestación para garantizar la seguridad de las personas y el adecuado dimensionamiento de la subestación.

7.19. Distancias de Seguridad

Corresponden a las separaciones mínimas que deben mantenerse en el aire entre partes energizadas de equipos y tierra, o en equipos sobre los cuales es necesario realizar un trabajo.

Las distancias de seguridad son el resultado de sumar los siguientes valores:

- Un valor básico relacionado con el nivel de aislamiento, el cual determina una “zona de guarda” alrededor de las partes energizadas.
- Un valor que es función de movimientos del personal de mantenimiento así como del tipo de trabajo y la maquinaria usada. Esto determina una zona de seguridad dentro de la cual queda eliminado cualquier peligro relacionado con acercamientos eléctricos.

7.19.1 Valor básico

El valor base corresponde a la distancia mínima fase-tierra en el aire, adoptada para el diseño de la subestación de acuerdo con lo establecido en las publicaciones IEC 60071-1 [1] y IEC 60071-2 [2], para garantizar el espaciamiento adecuado que prevenga el riesgo de flameo aún bajo las condiciones más desfavorables.

El valor básico se calcula incrementando el valor de la distancia mínima fase-tierra, en un porcentaje comprendido entre el 5% y el 10 % como factor de seguridad.

Para todos los equipos conectados a la entrada de la línea y al interior de la subestación se debe usar una distancia mínima de

separación en el aire de 2100 mm correspondiente a un BIL de 1050 kV, se seleccionará entonces este valor, como la distancia mínima de seguridad.

$$VB = 1,05 * d_{min}$$

Donde:

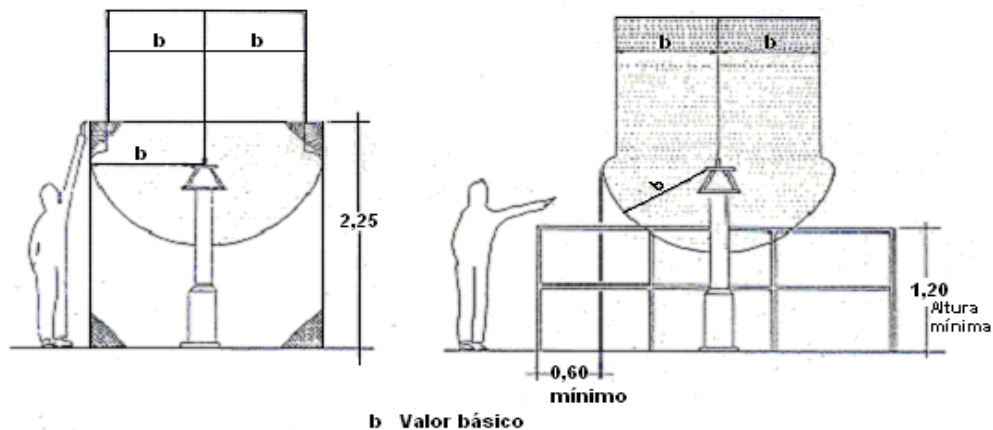
VB : Valor básico [mm]

d_{min} : Distancia mínima fase-tierra [mm]

$$VB = 1,05 * d_{min} = 1,05 * 2.100 \text{ mm} = 2.205 \text{ mm}$$

Gráfico N° 33

Valor básico



7.19.2 Zonas de seguridad

Las dimensiones de esta zona de seguridad se definen adicionando al valor básico, VB, un valor promedio de la altura del personal de mantenimiento y la naturaleza del trabajo a realizar sobre los equipos, incluyendo los requerimientos de movimiento y acceso al lugar. Estas distancias están basadas en las

dimensiones medias de una persona en condiciones de trabajo tal como se muestra en el gráfico N° 33, gráfico N° 34 y gráfico N° 35.

a) Circulación de personal

Cuando no existen barreras o mallas protectoras en la subestación, es necesario definir una distancia mínima de seguridad para la circulación libre del personal. En general, la zona de circulación del personal, se determina adicionando al valor básico calculado, VB, un valor de 2.250 mm, que es la altura promedio de un operador con los brazos estirados verticalmente; ver gráfico N° 34. De esta manera la distancia entre la parte inferior de la porcelana del equipo y tierra no debe ser menor de 2.250 mm. El aislador o porcelana del equipo se considera como un componente energizado que va reduciendo la tensión de modo que solamente la parte inferior metálica está al mismo potencial de tierra.

Teniendo en cuenta los requerimientos ELOR para el dimensionamiento de la subestación, la distancia para circulación de personas será de 4.500 mm:

$$\text{Distancia circulación de personal} = 4.500 \text{ mm}$$

En el gráfico N° 35 se muestra la composición de la distancia básica con una zona de seguridad que tiene en cuenta la libre circulación de las personas.

Gráfico N° 34

Distancias medias para un operador

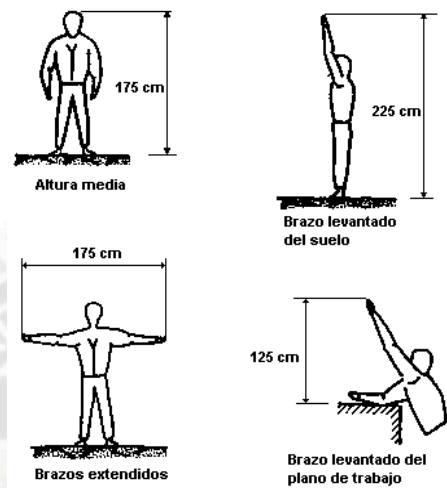
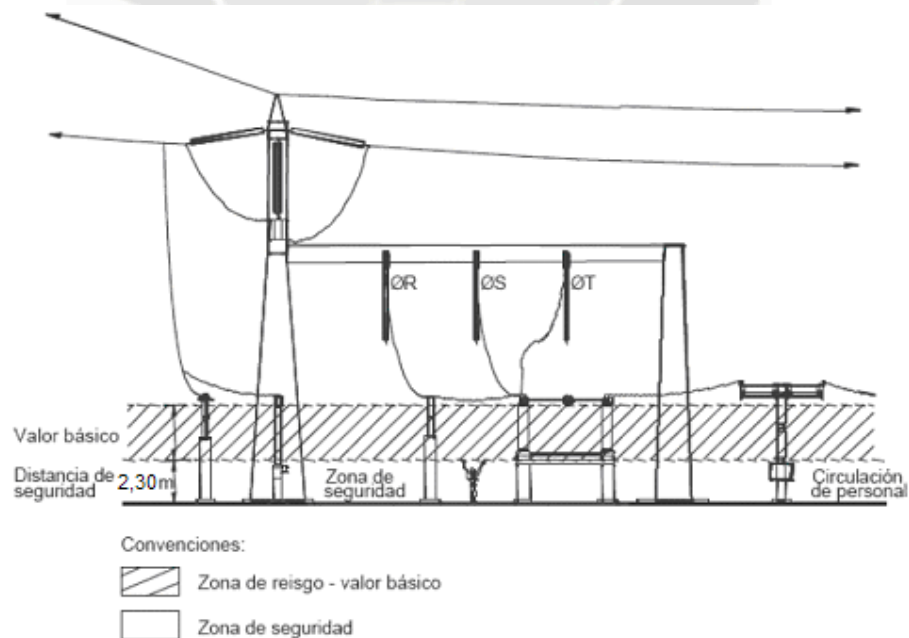


Gráfico N° 35

Ejemplo de la franja de circulación de personal

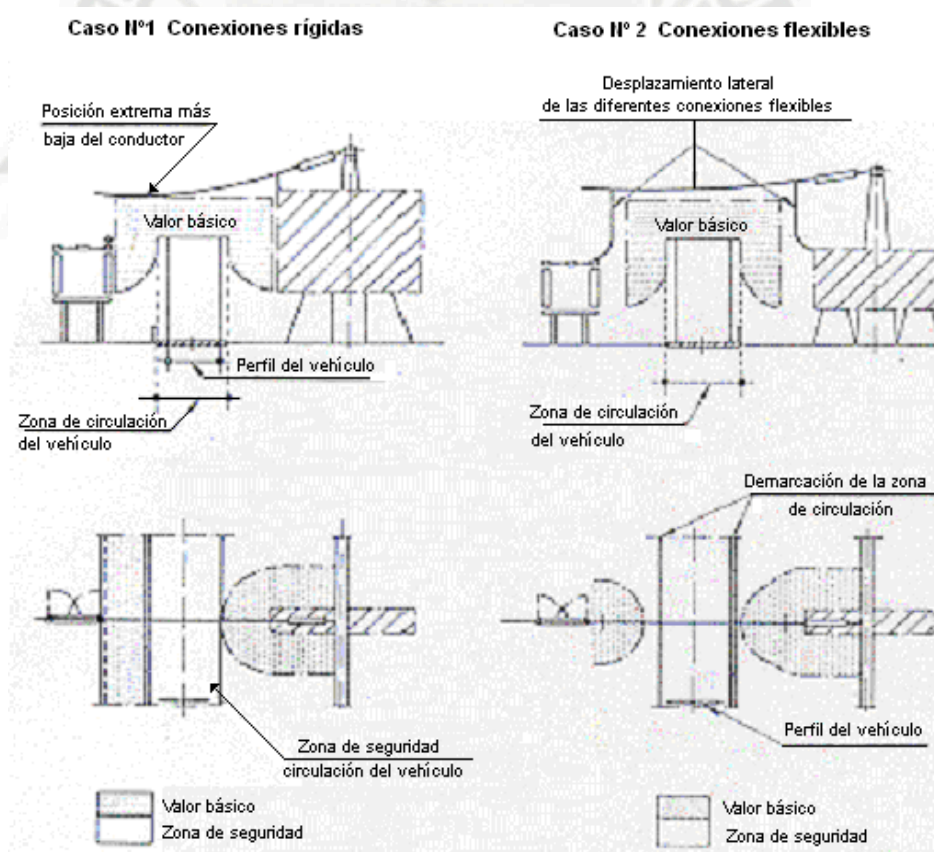


b) Movimiento de vehículos

Para el montaje y mantenimiento de equipos es necesario utilizar grúas o vehículos similares y por lo tanto se debe prever una zona de seguridad para estos casos. Esta zona está delimitada por el perfil del vehículo más 700 mm de manera que permita imprevisiones en la conducción, ver Gráfico 36. De igual forma se debe prever una zona de circulación perimetral.

Gráfico N° 36

Distancias de seguridad para circulación de vehículos



La zona de seguridad para la circulación de vehículos está determinada de acuerdo con lo siguiente:

$$\text{Movimiento de vehículos} = P.V + 700 \text{ mm}$$

Donde:

P.V : Perfil del vehículo [mm]

Si se considera un vehículo con un perfil de 2.500 mm x 2.500 mm como dimensiones típicas, de esta manera se tiene que:

$$\text{Movimiento de vehículos} = 2.500 \text{ mm} + 700 \text{ mm} = 3.200 \text{ mm}$$

En la subestación a 138 kV se tendrán los siguientes anchos de vía para cada uno de los accesos

- Acceso campo de acople: 4,0 m.
- Accesos campos de línea: 4,0 m.
- Acceso entradas de línea: 4,5 m

c) Trabajo sobre equipos o conductores en ausencia de maquinaria pesada

Se considera que el trabajo sobre los equipos o conductores se realiza con la subestación energizada parcial o totalmente. Para estos cálculos se tiene en cuenta los valores previstos en el gráfico N° 34. Horizontalmente se toman 1.750 mm que tiene en promedio una persona con los brazos abiertos, y verticalmente se toman 1.250 mm que tiene en promedio una

persona con una mano alzada sobre el plano de trabajo. Luego estas distancias están determinadas de la siguiente manera:

$$\text{Distancia Horizontal} = 1.750 \text{ mm} + VB$$

$$\text{Distancia Vertical} = 1.250 \text{ mm} + VB$$

Donde:

VB : Valor básico [mm]

$$\text{Distancia horizontal} = 1.750 \text{ mm} + 2.205 \text{ mm} = 3.955 \text{ mm}$$

$$\text{Distancia Vertical} = 1.250 \text{ mm} + 2.205 \text{ mm} = 3.455 \text{ mm}$$

Gráfico N° 37

Franja de circulación usada para servicios de mantenimiento con herramientas livianas

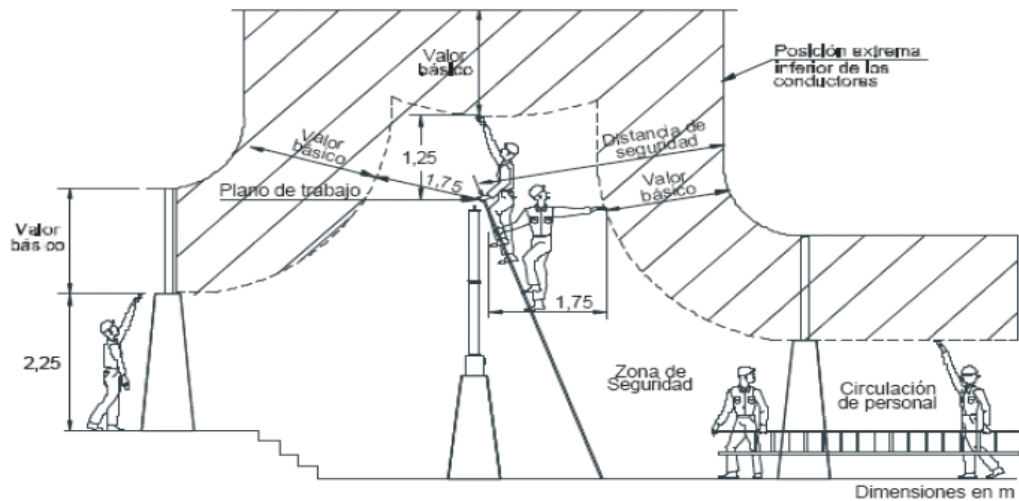
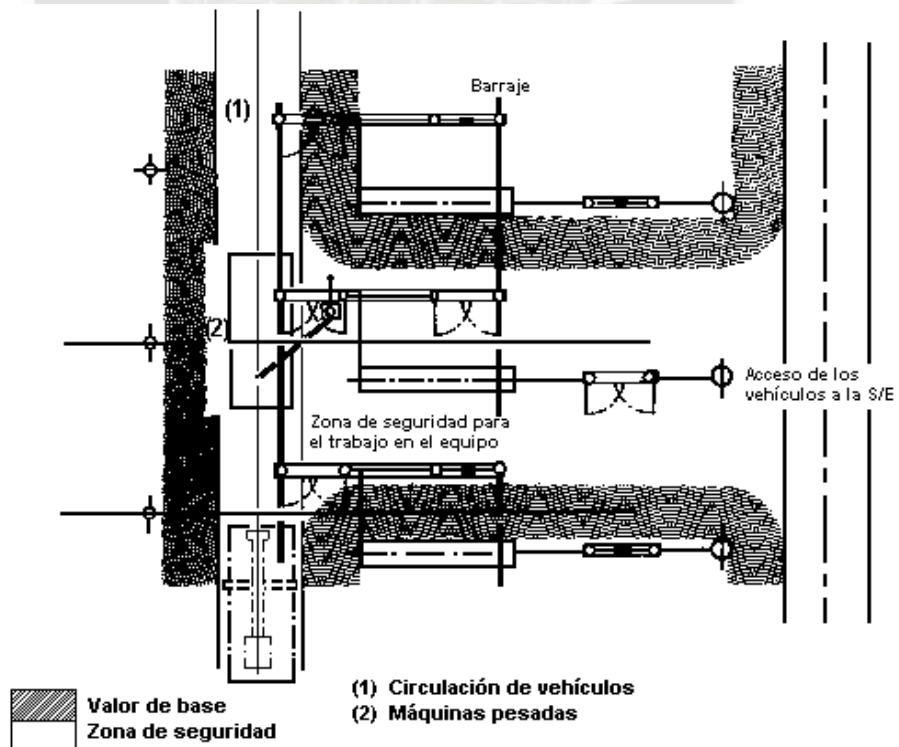
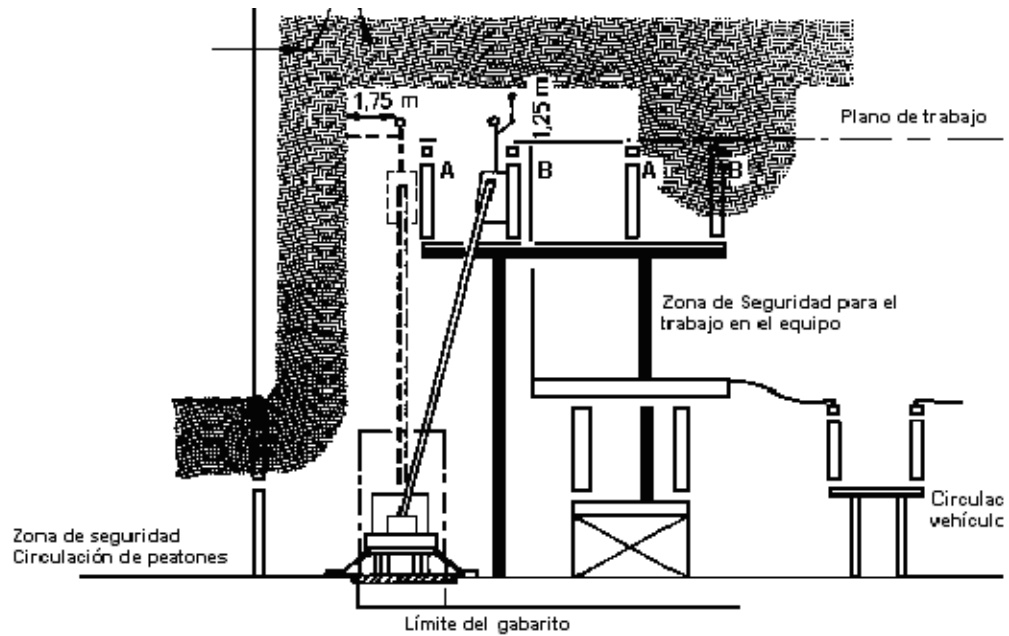


Gráfico N° 38

Franja de circulación usada para servicios de mantenimiento con
herramientas pesadas



Cuando los trabajos a ejecutar involucran el uso de herramientas pesadas o vehículos, se debe adicionar a la zona de seguridad una distancia de holgura previniendo situaciones asociadas a estas circunstancias. El gráfico N° 38 ilustra estas distancias.

7.20. Sistema de red de Puesta a Tierra

7.20.1. Diseño de la puesta a tierra

El sistema de puesta a tierra en una subestación consiste típicamente en varillas de cobre, cables desnudos interconectados formando una malla que se interconectan con las estructuras y los equipos, la principal función del sistema de puesta a tierra es la seguridad del personal que operara dicha subestación o el personal de visita involucrado, además un sistema de puesta a tierra correctamente diseñado despeja las fallas propias del sistema como sobretensiones o descargar parciales atmosféricas, incrementando la confiabilidad del sistema y protegiendo a los equipos y personas.

7.20.2. Objetivos de la puesta a tierra

- Disipación de descargas atmosféricas
- Controlar las sobretensiones durante los transitorios.
- Seguridad del equipamiento
- Seguridad del personal
- Operación correcta de los dispositivos de protección

7.20.3. Requisitos de la puesta a tierra

Los requisitos básicos de la puesta a tierra se pueden resumir de la siguiente manera:

- Permitir la conducción a tierra de descargas estáticas o descargas atmosféricas
- Garantizar a niveles seguros los valores de la tensión a tierra de equipos o estructuras accidentalmente energizados y mantener en valores determinados la tensión fase a tierra de sistemas eléctricos, fijando los niveles de aislamiento.
- Permitir a los equipos de protección aislar rápidamente las fallas. Ahora bien para realizar adecuadamente estas funciones una puesta a tierra debe presentar las siguientes características.
- Baja resistencia
- Capacidad de conducción
- De una forma general se espera que una puesta a tierra tenga suficiente capacidad de dispersión de determinados valores de corriente hacia el suelo sin permitir que los potenciales en la superficie de este suelo tengan niveles comprometedores para las personas por causa de una falla (control de gradiente de potencia).

7.20.4. Diferencias de tensión y corriente tolerables

Las tensiones presentes en la superficie del terreno sobre una malla de tierra que difunde una corriente de falla no deben superar en ningún caso las tensiones tolerables por el cuerpo humano. La máxima diferencia de potencial a que puede ser sometido el cuerpo humano, en base a los puntos de contacto se calcula mediante las expresiones:

a) Máxima tensión de paso tolerable:

$$V_{paso50} = 1000 + 6.0C_s h_s, K \rho_s \frac{0.116}{t_s} \dots volts$$

$$V_{paso70} = 1000 + 6.0C_s h_s, K \rho_s \frac{0.157}{t_s} \dots volts$$

b) Máxima tensión de contacto tolerable:

$$V_{contacto50} = 1000 + 1.5C_s h_s, K \rho_s \frac{0.116}{t_s} \dots volts$$

$$V_{contacto70} = 1000 + 1.5C_s h_s, K \rho_s \frac{0.157}{t_s} \dots volts$$

En donde:

$\rho_s \Omega - mt$: Resistividad de la capa superficial

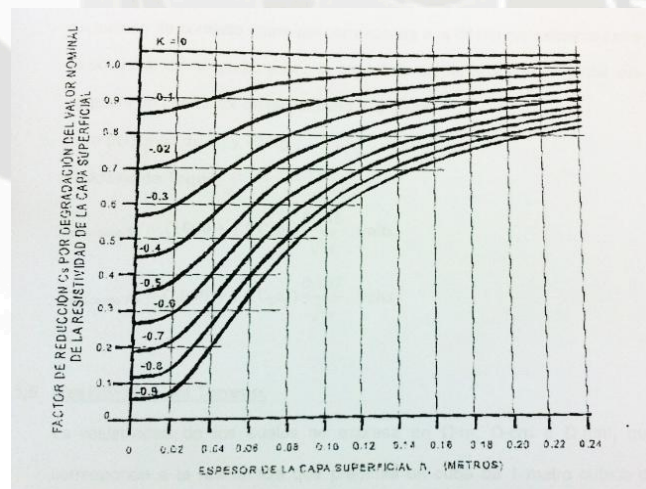
$t \Omega - mt$: Duración de la falla en segundos

C_s : Factor de reducción por degradación del valor nominal de la resistividad de la capa superficial, determinada como sigue:

$C_s = 1$; Para capas sin superficie protectora, o bien, se determina de la figura siguiente se usa una capa superficial protectora de alta resistividad y pequeño grosor o espesor.

Gráfico N° 39.

Factor de reducción C_s , como una función del factor de reflexión k y del espesor de la capa de piedra h_s .



7.20.5. Tensión de paso y Toque

Tensión de Paso (V_p): Corresponde a la diferencia de potencial entre dos puntos ubicados sobre la superficie del suelo, separados a una distancia de 1 metro.

Las ecuaciones para la tensión de paso y de contacto se dan a continuación:

Los voltajes de paso tolerables para 50 Kg y 70 Kg

$$V_{paso50} = 1000 + 6.0C_s\rho_s \frac{0.116}{t_s} \dots volts$$

$$V_{paso70} = 1000 + 6.0C_s\rho_s \frac{0.157}{t_s} \dots volts$$

Tensión de contacto o toque.

La tensión de contacto mano – pie corresponde a la diferencia existente entre el potencial de un punto sobre la superficie del terreno y el potencial que adquiere un conductor metálico unido a la malla.

Para personas de 50 y 70 Kg.

El voltaje de Toque:

$$V_{contacto50} = 1000 + 1.5C_s\rho_s \frac{0.116}{t_s} \dots volts$$

$$V_{contacto70} = 1000 + 1.5C_s\rho_s \frac{0.157}{t_s} \dots volts$$

7.20.6. Resistividad del terreno

La resistividad de los suelos se expresa en Ω -m, Ω -cm o Ω -mm, que corresponde a la resistencia que presenta un cubo de 1 metro cubico de suelo, la resistividad del terreno depende de u naturaleza, estratificación (capas de distinta composición), contenido de humedad, salinidad y temperatura. La resistividad de un terreno también es afectado por las variaciones estacionales.

Por otro lado a medida que aumenta el tamaño de las partículas aumenta el valor de la resistividad, por ello la grava tiene mayor resistividad que la arena y esta mayor resistividad que la arcilla.

Debido a que las capas no son uniformes en un terreno, cuando se mide la resistividad se está midiendo la resistividad aparente y por ello amerita determinar la resistividad de capa capa o estrato y sus espesores.

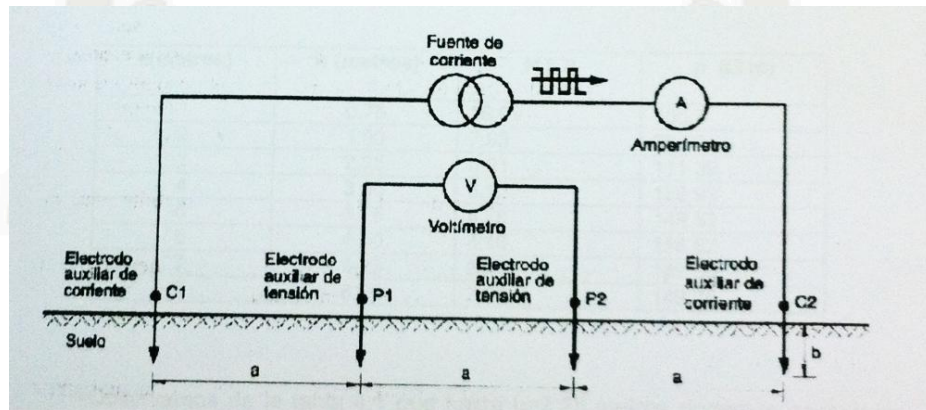
7.20.7. Medición de la resistividad el terreno

El método más utilizado para medir la resistividad del terreno es el método Wenner o de los cuatro puntos, el cual consiste en clavar cuatro varillas enterradas a lo largo de una línea recta, espaciadas uniformemente a una distancia a y enterradas a una profundidad b ; tal como se muestra en el gráfico N° 40; las clavijas externas

inyectan corriente y las clavijas internas captan la caída de tensión.

Gráfico N° 40.

Método de Wenner



Consideraciones para la medida de la resistividad del terreno

Método utilizado Wenner.

- $T_{amb} = 30^{\circ}C, HR = 30\%$
- Área del terreno del sistema de tierra proyectado:
- Fórmulas empleadas:

$$h = \left(\frac{3}{4}\right)a$$

$$\rho = 2\pi a R$$

Donde:

h: Profundidad para la medida de la resistividad medida en metros

a: Separación entre electrodos en metros

R: Resistencia en ohmios

Resistividad medida en todas las capas del terreno entre la superficie y una profundidad h.

Cuadro N° 98.

Valores de resistividad medidos para diferentes capas del terreno

a (metros)	h (metros)	R (ohm)	p (ohm m)
1	0.75	16.99	106.6
2	1.50	7.83	98.39
3	2.25	5.91	111.39
4	3.00	5.13	128.93
5	3.75	4.76	149.53
6	4.50	4.16	156.82
7	5.25	3.41	149.30
8	6.00	2.97	149.28

Observamos del cuadro N° 98 que hasta h = 2.25 metros podemos considerar un estrato superior y desde h = 3 m hasta h = 6m otro estrato por lo tanto

$$\rho_{\text{promedio primer estrato}} = \frac{106.6 + 97.8 + 111.5}{3} = 105.31$$

7.20.8. Fórmulas empleadas para el diseño de la red de tierra profunda

Un aterramiento en condiciones ideales deberá proporcionar una resistencia cercana a cero, para subestaciones de transmisión esta deberá ser de alrededor de 1 ohmio o meno.

El valor de la resistencia de tierra de la subestación en un suelo uniforme y para redes enterradas menos de 0.25 m de profundidad puede ser estimado por medio de las fórmulas siguientes:

$$R_g = \frac{\rho}{4} \frac{\pi}{A} + \frac{\rho}{L}$$

Donde:

R_g : Resistencia de tierra de la subestación en ohmios

ρ : Resistividad promedio de la tierra en ohmio-metro

A : Área ocupada por la tierra en m²

L : Longitud total de conductores enterrados en metros

Para malla enterradas con una profundidad entre 0.25 y 2.5 m se requiere corregir la formula, la cual quedara de esta forma:

$$R_g = \rho \left[\frac{1}{L} + \frac{1}{20A} \right] \left[1 + \frac{1}{1 + h \frac{20}{A}} \right] \dots\dots\dots (4.1)$$

Donde:

h = Profundidad enterrada de la malla a tierra, metros

El calibre del conductor se determina por medio de las ecuaciones dadas en las secciones 9.3 y 9.4 del estándar 80 de la IEEE, que a continuación se muestran, la corriente de falla lo deberá ser la corriente máxima de falla esperada y que podrá ser conducida por

el conductor del sistema de tierra. La duración de la corriente de falla deberá reflejar el máximo tiempo de liberación de falla.

Las siguientes ecuaciones nos dan el calibre del conductor requerido en función de la corriente.

$$A_{mm^2} = I \frac{\frac{t_c a_r \rho_r 10^4}{TCAP}}{\ln 1 + \frac{T_m - T_a}{K_0 + T_0}} \dots \dots \dots (4.2)$$

Donde:

I : Valor de la corriente rms en kA

A : Sección de conductor en mm²

ρ_r : Resistividad del conductor en $\mu\Omega/cm$ a 20 °C

T_m : Temperatura máxima permisible en °C

T_a : Temperatura ambiente en °C

T_r : Temperatura de referencia para las constantes de material °C

a_0 : Coeficiente térmico de resistividad a 0 °C

a_r : Coeficiente térmico de resistividad a la temperatura de referencia T_r en $\mu\Omega/cm^3$

$$K_0 = \frac{1}{a_0} \text{ o } K_0 = \frac{1}{a_r} - T_r$$

T_c = Tiempo de la corriente de falla en segundos

TCAP = Factor de capacidad térmica, se obtiene del siguiente cuadro N° 99:

Cuadro N° 99.

Constantes de materiales

Descripción	Conductividad del Material, %	Factor α_r a 20°C	$k(1/a_0)$ a °C	Temp. De Fusión °C	ρ_r a 20°C ($\mu\Omega/\text{cm}$)	Factor TCAP, Valor efectivo ($\text{J}/\text{cm}^3/^\circ\text{C}$)
Cobre suave recocido	100	0,00393	234	1083	1,7241	3,422
Cobre duro	97	0,00381	242	1084	1,7774	3,422
Cobre con alma de acero	40	0,00378	245	1084/1300	4,397	3,846
Cobre con alma de acero	30	0,00378	245	1084/1300	5,862	3,846
Aluminio EC	61	0,00403	228	657	2,862	2,556
Aluminio aleación 5005	53,5	0,00353	263	660	3,2226	2,598
Aluminio aleación 6201	52,5	0,00347	268	660	3,284	2,598
Aluminio con alma de acero	20,3	0,0036	258	660/1300	8,4805	2,67
Acero revestido de Zinc	8,5	0,0032	293	419/1300	20,1	3,931
Acero inoxidable No 304	2,4	0,0013	749	1400	72	4,032

Tensión de Malla y Paso

$$V_{\text{malla}} = \frac{\rho K_m K_i I_G}{L}$$

$$V_{\text{paso}} = \frac{\rho K_s K_i I_G}{L}$$

Tensión de Malla

Los valores de voltaje de malla se hallan como producto de factores geométricos (K_m, K_s) un factor de corrección K_i el cual informa por los incrementos en la densidad de corriente en las extremidades de la red, para el voltaje de malla se tiene:

$$K_m = \frac{1}{2\pi} \ln \frac{D^2}{16hd} + \frac{(D+2h)^2}{8Dh} - \frac{h}{d} + \frac{K_{ii}}{K_h} \ln \frac{8}{\pi(2n-1)}$$

Donde:

$K_{ii} = 1$, Para mallas sin varillas de tierra a lo largo de su perímetro o para mallas con varillas de tierra en las esquinas, así como para varillas de tierra a lo largo del perímetro y dentro del área de la malla.

$K_{ii} = \frac{1}{(2n)^{2/n}}$, Para mallas sin varillas de tierra o mallas con únicamente pocas varillas de tierra, ninguna localizada en las esquinas o en el perímetro.

$$K_h = \frac{1}{1 + \frac{h}{h_0}}$$

h_0 = 1 metro (profundidad de referencia en la malla)

D = Separación entre conductores paralelos en metros

h = Profundidad de los conductores de la malla en metros

n = Número de conductores paralelos en una dirección en metros

d = Diámetro del conductor de la malla en metros

$$K_i = 0.656 + 0.172 n$$

El factor K_i deberá de obtenerse para el cálculo de potencial de malla y de paso.

El valor de n se obtiene de la siguiente manera, para el cálculo del potencial de malla:

$$n = \frac{ab}{d}$$

Donde:

a: Número de conductores a lo largo de la malla

b: Número de conductores a lo ancho de la malla

Para hallar K_i en el calculo del potencia de paso, el valor de n será el número mayor de conductores paralelos, es decir el mayor número de a y b, no importando si son a lo largo o a lo ancho., de igual forma este valor se sustituye en la ecuación anterior.

$$K_i = 0.656 + 0.172 n$$

Ahora una ecuación general para el voltaje de malla puede ser expresada en términos de ρ, I_G, L, K_m, K_i es decir:

$$V_m = \frac{\rho K_m K_i I_G}{L}$$

Dónde:

Si L_c representa la longitud total del conductor de la red y L_r representa la longitud total de las varillas de la red, entonces para redes con varillas de tierra se tiene:

$$V_m = \frac{\rho I_G K_m K_i}{L_c + 1.15 L_r}$$

El factor 1.15 que se multiplica a L_r refleja el hecho de que la densidad de corriente es mas alta en las varillas de tierra cercanas al perímetro que en los conductores de la red.

Para redes sin varillas de tierra o con únicamente unas pocas varillas localizadas dentro de la malla pero lejos del perímetro se usa:

$$V_m = \frac{\rho I_G K_m K_i}{L_c + L_r}$$

Voltaje de paso, la formula general para calcular el voltaje de paso es la siguiente:

$$V_{paso} = \frac{\rho I_G K_s K_i}{L}$$

Donde:

$L = L_c + L_r$ para redes sin varillas de tierra o con únicamente unas pocas varillas en el centro lejos del perímetro.

$L = L_c + 1,15L_r$; para redes con varillas de tierra predominante alrededor del perímetro.

Para la profundidad usual de la red de tierras de 0.25 hasta 2.5 m, la fórmula para calcular K_s es:

$$K_s = \frac{1}{\pi} \frac{1}{2h} + \frac{1}{D+h} + \frac{1}{D} (1 - 0.5^{n-2})$$

7.20.9. Cálculo de la Red de Tierra Profunda

Consideraciones obtenidas de planos y cálculos previos:

Resistividad del terreno ρ (Calculada en la sección anterior) =
105,01 Ω -m

L : Longitud total de conductores enterrados = 1843 m

A : Área ocupada por la malla de tierra en m² de planos:
=3120 m²

h : profundidad enterrada de la malla =0,90 metros

I_{ccmax} : Corriente de cortocircuito máximo del lado de
138 kV = 1826 A

I_{ccmax} : Corriente de cortocircuito máximo del lado de
60 kV = 2709 A

I_{ccmax} : Corriente de cortocircuito máximo del lado de
10 kV = 7829 A

I_{ccmax} : Corriente de cortocircuito máximo del lado de
22,9 kV = 5427 A

Tiempo de aclaración de falla normal: 100 ms

Considerando la malla a tierra de cobre suave recocido por lo cual
sus constantes son las mostradas en el cuadro N° 100.

Cuadro N° 100.

Características del cobre suave recocido

Descripción	Conductividad de material, %	Factor α_r a 20 °C	K $\frac{1}{a_0} \alpha ^\circ C$	Temp. de Fusión °C	ρ_r a 20°C ($\mu\Omega/\text{cm}$)	Factor TCAP valor efectivo ($\text{J}/\text{cm}^3/^\circ\text{C}$)
Cobre suave recocido	100	0.00393	234	1083	17.241	3.422

Cálculo de la resistencia de tierra:

Reemplazando en la ecuación (4.1) tenemos:

$$R_g = 105.01 \frac{1}{1843} + \frac{1}{20.3120} \left(1 + \frac{1}{1 + 0.9 \frac{20}{3120}} \right) = 0.87 \Omega$$

Para determinar la sección de conductores de puesta a tierra aplicamos la ecuación 4.2, y utilizando el cuadro N° 100 para cobre suave recocido tenemos:

$$A_{mm2} = 7.829 \frac{\frac{0.1 \cdot 0.00393 \cdot 1.7241 \cdot 10000}{3.422}}{\ln \left(1 + \frac{1083 - 40}{234 + 40} \right)} \dots \dots \dots (2)$$

$$A_{mm2} = 8.79 \text{ mm}^2$$

De acuerdo a las tablas de conductor, para cable desnudo de cobre temple suave y siguiendo las recomendaciones de la IEEE Std 80 para calibre mínimo de conductores de cobre en mallas a tierra, seleccionamos una sección mínima de 70 mm².

Calculo de las tensiones de Paso y Toque Tolerables:

Considerando una capa de 0.08 m, en la superficie de la subestación, con una resistividad ρ_s de 3 000 Ω -m, de los datos anteriores se observa que la capa superior del terreno tiene una resistencia ρ de 105 Ω -m, con estos valores se calcula el factor de reflexión:

$$K = \frac{\rho - \rho_s}{\rho_s + \rho}$$

Reemplazando tenemos:

$$K = \frac{105 - 3000}{3000 + 105} = -0.9323$$

Con este valor y el valor de la capa superficial vamos a la figura relativa y se encuentra el valor de reducción $C_s = 0.46$, sustituyendo este valor y los siguientes: $t_s = 0.1$ y $\rho_s = 3000 \Omega - m$ en las siguientes ecuaciones determinan los máximos voltajes de paso y contacto:

$$V_{paso50} = 1000 + 6 \cdot 0.46 \cdot 3000 \cdot \frac{0.116}{0.1} = 3404 \text{ volts}$$

$$V_{paso70} = 1000 + 6 \cdot 0.46 \cdot 3000 \cdot \frac{0.157}{0.1} = 4607.3 \text{ volts}$$

$$V_{contacto50} = 1000 + 1.5 \cdot 0.46 \cdot 3000 \cdot \frac{0.116}{0.1} = 1126 \text{ volts}$$

$$V_{contacto70} = 1000 + 1.5 \cdot 0.46 \cdot 3000 \cdot \frac{0.157}{0.1} = 1524 \text{ volts}$$

Calculo de la elevación potencial de tierra GPR

Este valor no debe exceder el máximo voltaje de contacto tolerable $V_{contacto70}$

$$GRP = I_G \cdot R_g$$

Donde:

I_G : Valor de la corriente máxima en la red en amperes

R_g : Resistencia de Tierra = 0.87Ω .

Donde:

$$I_G: C_p D_f I_g \dots \dots (4.3)$$

C_p : Factor correctivo de proyección correspondiente para el incremento relativo de la corriente de falla durante el periodo de vida de la subestación.

Para un crecimiento futuro de cero, $C_p = 1$

D_f : Factor de decremento para la duración de la falla t_f , encontrando que t_f está dado en segundos, el valor de decremento está dado por la siguiente formula:

$$D_f = \frac{T_o}{1 + \frac{T_o}{t_f} (-e^{-\frac{t_f}{T_o}})}$$

Donde:

t_f : Duración de la falla en segundos

t_a : Constante de tiempo subtransitoria equivalente del sistema
dado en segundos.

$$T_a = \frac{X''}{\omega \cdot R''} \text{ Para 60 Hz tenemos: } T_a = \frac{X''}{120\pi \cdot R''}$$

Asumiendo una impedancia subtransitoria de

$$\frac{X''}{R''} = 20 \text{ se tiene y } t_f = 0.1 \text{ segundos}$$

$$D_f = 1.25$$

I_g : Valor de corriente simétrica (rms) de la red en amperios.

$$I_g = S_f \times I_f \dots \dots (4.4)$$

I_f : Valor rms simétrica de la falla a tierra en amperes

S_f : Factor de división de corriente relativo a la magnitud de la falla
y la porción que fluye entre la red de tierras y la tierra
circulante

Cálculo del factor de división de corriente:

Efecto de los hilos de guarda: (2 Líneas de 138 kV, 2 Hilos de
guarda, 3 torres por kilómetro)

Impedancia de hilo de guarda de acero de 3/8", $Z_1 = 1.8$ W/km. Resistencia equivalente de las torres

Base de las torres = $4 \times 4 = 16 \text{ m}^2$

La resistencia aproximada de cada torre es:

$$R_{\text{torre}} = \frac{\rho}{2\pi B} = \frac{88}{2\pi B} = 6,2 \Omega$$

Como se tiene 3 torres por kilómetro, entonces la resistencia equivalente de las torres es:

$$R_2 = \frac{6.2}{3} = 2.066 \Omega$$

Impedancia equivalente (Hilos de guarda torres)

$$Z = \overline{Z_1 R_2} = \overline{1.8 \times 2.066} = 1.928 \Omega$$

Como se tienen 2 hilos de guarda, la impedancia es la mitad.

$$Z = \frac{1.928}{2} = 0.964$$

Por la tanto

$$S_f = \frac{0.964}{0.964 + 0.85} = 0.5314$$

Por lo cual reemplazando en las ecuaciones (4.3) y (4.4) se tiene:

$$I_g = 0.5314 \times 7141 = 3794$$

$$I_G = 1 \times 1.25 \times 3794 = 4742 \text{ A}$$

Por lo tanto:

$$GPR = 4742 \times 0.87 = 4125.54$$

El valor de GPR es mayor que el valor del máximo voltaje de contacto permisible es cual es: 1524 volts; sin embargo, no sobrepasa los 5000 volts, como es mayor que el voltaje de contacto permisible, es necesario realizar los cálculos de los voltajes de paso y de contacto actuales.

Generalmente tenemos:

$$V_{malla} = \frac{\rho K_m K_i I_G}{L}$$

$$V_{paso} = \frac{\rho K_s K_i I_G}{L}$$

Tensión de Malla

Reemplazando en la ecuación:

$$K_m = \frac{1}{2\pi} \ln \frac{D^2}{16hd} + \frac{(D + 2h)^2}{8Dh} - \frac{h}{4d} + \frac{k_{ii}}{k_h} \ln \frac{8}{\pi(2n - 1)}$$

Donde:

$k_{ii} = 1$ Debido a que la malla tiene varillas de tierra a lo largo del perímetro y dentro de la malla.

$$K_h = 1 + \frac{h}{h_0}$$

$h_0 = 0.9$ metros (profundidad de referencia de la malla)

$h =$ Profundidad de los conductores de la malla en metros = 1m

Reemplazando en la ecuación anterior tenemos:

$$K_h = \bar{2}$$

Además:

$D =$ Separación de los conductores paralelos en metros = 6 metros

$n =$ Raíz cuadrada del producto de los conductores a lo largo y de los conductores a lo ancho = $\overline{ab} = \overline{9 \times 11} = 9,94$

$d =$ Diámetro del conductor de malla en metros = 0,0134

$L_c = 1843$ m

$L_r = 2.40 \times 10^7 = 256.8$

Sustituyendo valores tenemos:

$$K_m = \frac{1}{2\pi} \ln \frac{6^2}{16(0.9)(0.0134)} + \frac{(6 + 2(0.9))^2}{8(6)(0.0134)} - \frac{0.9}{4(0.0134)} + \frac{1}{2} \ln \frac{8}{\pi(2(9.94) - 1)}$$

$$K_m = 0.662$$

$$K_i = 0.656 + 0.172n$$

$$K_i = 0.656 + 0.172 \cdot 9.94 = 2.365$$

$$L = L_c + 1.15L_r$$

$$L = 1843 + 1.15 \cdot 256.8 = 2138.32$$

Por lo tanto el voltaje de malla es:

$$V_{malla} = \frac{(105.5)(0.662)(2.365)(4742)}{(2138,32)} = 366,29 \text{ volts}$$

Tensión de paso

$$V_{paso} = \frac{\rho K_s K_i I_G}{L}$$

Ya que la profundidad de la malla esta entre 0.25 m y 2.5 m entonces se tiene

$$K_s = \frac{1}{\pi} \frac{1}{2h} + \frac{1}{D+h} + \frac{1}{D} (1 - 0.5^{n-2})$$

Donde:

D = Separación entre conductores paralelos en metros = 6 metros

n = Mayor número de conductores paralelos = 11

d = diámetro de los conductores de la malla en metros = 1 m

h = profundidad de los conductores de la malla en metros = 0.9

Sustituyendo valores:

$$K_s = \frac{1}{\pi} \frac{1}{2(0.9)} + \frac{1}{6+0.9} + \frac{1}{6} (1 - 0.5^{11-2}) = 0.2759$$

Sustituyendo n en:

$$K_i = 0.656 + 0.172 \cdot 11 = 2.548$$

Reemplazando se obtiene:

$$V_{paso} = \frac{(105.5)(0.2759)(2.548)(4742)}{2138,32} = 164,472 \text{ Volts}$$

Como los voltajes de Paso y de contacto actuales son menores que los voltajes de paso y de contacto máximos permisibles, entonces se concluye que el diseño está correcto.

7.20.10. Diseño de la Malla a tierra

De los cálculos realizados previamente se definen las principales características del sistema de malla a tierra, las cuales se especifican:

Cuadro N° 101.

Características generales de la red de tierra profunda

Nº	DESCRIPCION	UNID.	REQUERIDO
1.0	REDE DE TIERRA PROFUNDA		
1.1	Subestación		
1.2	Material del conductor		COBRE
1.3	Sección del conductor	mm2	120, 70
1.4	Numero de hilos		
1.5	Tipo de conectores y material		
-	De soldadura tipo CADWELD		
1.6	Profundidad de enterramiento	m	0,8
1.7	Corriente de cortocircuito a tierra	kA	
1.8	Varilla de puesta a tierra		
-	tipo		COPERWELD
-	diámetro	mm2	0,0159
-	longitud total exterior	mm2	2,4
2.0	RED DE TIERRA SUPERFICIAL		
2.1	subestación		
2.2	Material del conductor		COBRE
2.3	Sección del conductor	mm2	70
2.4	Numero de hilos		
2.5	Tipo de conectores y material		
-	De presión		
-	De soldadura tipo CADWELD		

CAPÍTULO VIII

8. ESPECIFICACIONES TECNICAS DE EQUIPOS

Las principales características técnicas de los equipos deben tener en cuenta las condiciones de diseño planteadas en el capítulo anterior, ya que estos son los requisitos mínimos de diseño normado por la IEC. Sobre los niveles de aislamiento de los equipos estos deben cumplir con las especificaciones del cuadro N° 72, para los equipos de 138 kV, 60 kV, 22,9 kV y 10 kV.

8.1. Pararrayos en 138 kV

Cuadro N° 102.

Características del Pararrayos en 138 kV

N°	DESCRIPCION	UNID	REQUERIDO
1.0	DATOS GENERALES		
1.1	Fabricante / país de fabricación		
1.2	Tipo		Óxido de Zinc
1.4	Altitud de instalación	msnm	1000
1.5	Norma de fabricación		IEC
1.6	clase según IEC		Clase 3
2.0	DATOS NOMINALES Y CARACTERISTICAS		
2.1	Frecuencia nominal	hz	60
2.2	Características de Tensión:		estrella
-	Tipo de conexión		
-	Tensión nominal del sistema	KV	138
-	Tensión máxima del equipo	KV	170
-	Tensión nominal del pararrayo	KV	120
2.3	Nivel de aislamiento		
-	Tensión a frecuencia industrial	KV	
-	Tensión de impulso	KVp	
2.4	Características de Corriente		
-	Corriente nominal de descarga	kAp	10
2.5	Características de protección		
-	Máxima tensión residual a corriente de descarga	kVp	325
-	Nivel de protección al impulso por sobretensión atmosféricas	kVp	750
-	Sobretensión temporal	kVp	153
-	Tensión de operación continua	kVp	102
2.6	Características del aislador		Porcelana
-	Tipo		
-	Tensión de ensayo de onda de impulso	kVp	750
-	Tensión de ensayo a la frecuencia industrial	kVp	325
-	Línea de fuga total	mm	3625
-	Línea de fuga por cada KV	mm/kV	25

8.2. Pararrayos en 60 kV

Cuadro N° 103.

Características del Pararrayos en 60 kV

N°	DESCRIPCION	UNID	REQUERIDO
1.0	DATOS GENERALES		
1.1	Fabricante / país de fabricación		
1.2	Tipo		Óxido de Zinc
1.4	Altitud de instalación	msnm	1000
1.5	Norma de fabricación		IEC
1.6	clase según IEC		Clase 3
2.0	DATOS NOMINALES Y CARACTERISTICAS		
2.1	Frecuencia nominal	hz	60
2.2	Características de Tensión:		
	- Tipo de conexión		estrella
	- Tensión nominal del sistema	KV	60
	- Tensión máxima del equipo	KV	72,5
	- Tensión nominal del pararrayo	KV	120
2.3	Nivel de aislamiento		
	- Tensión a frecuencia industrial	KV	
	- Tensión de impulso	KVp	
2.4	Características de Corriente		
	- Corriente nominal de descarga	kAp	10
2.5	Características de proteccion		
	- Máxima tension residual a corriente de descarga	kVp	140
	- Nivel de proteccion al impulso por sobretension atmosfericas	kVp	325
	- Sobretension temporal	kVp	153
	- tension de operación continua	kVp	102
2.6	Características del aislador		
	- Tipo		Porcelana
	- Tension de ensayo de onda de impulso	kVp	325
	- Tension de ensayo a la frecuencia industrial	kVp	140
	- Linea de fuga total	mm	3625
	- Linea de fuga por cada KV	mm/kV	25

8.3. Pararrayos en 22,9 kV

Cuadro N° 104.

Características del Pararrayos en 22,9 kV

N°	DESCRIPCION	UNID	REQUERIDO
1.0	DATOS GENERALES		
1.1	Fabricante / pais de fabricacion		
1.2	Tipo		Óxido de Zinc
1.4	Altitud de instalacion	msnm	1000
1.5	Norma de fabricacion		IEC
1.6	clase según IEC		Clase 3
2.0	DATOS NOMINALES Y CARACTERISTICAS		
2.1	Frecuencia nominal	hz	60
2.2	Características de Tension:		
	- Tipo de conexión		estrella
	- Tension nominal del sistema	KV	22,9
	- Tension maxima del equipo	KV	24
	- tension nominal del pararrayo	KV	120
2.3	Nivel de aislamiento		
	- Tension a frecuencia industrial	KV	
	- Tension de impulso	KVp	
2.4	Características de Corriente		
	- Corriente nominal de descarga	kAp	10
2.5	Características de proteccion		
	- Maxima tension residual a corriente de descarga	kVp	50
	- Nivel de proteccion al impulso por sobretension atmosfericas	kVp	145
	- Sobretension temporal	kVp	153
	- tension de operación continua	kVp	102
2.6	características del aislador		
	- Tipo		Porcelana
	- Tension de ensayo de onda de impulso	kVp	145
	- Tension de ensayo a la frecuencia industrial	kVp	50
	- Linea de fuga total	mm	3625
	- Linea de fuga por cada KV	mm/kV	25

8.4. Pararrayos en 10 kV

Cuadro N° 105.

Características del Pararrayos en 10 kV

N°	DESCRIPCION	UNID	REQUERIDO
1.0	DATOS GENERALES		
1.1	Fabricante / pais de fabricacion		
1.2	Tipo		Óxido de Zinc
1.4	Altitud de instalacion	msnm	1000
1.5	Norma de fabricacion		IEC
1.6	clase según IEC		Clase 3
2.0	DATOS NOMINALES Y CARACTERISTICAS		
2.1	Frecuencia nominal	hz	60
2.2	Características de Tension:		
-	Tipo de conexión		estrella
-	Tension nominal del sistema	KV	10
-	Tension maxima del equipo	KV	17,5
-	tension nominal del pararrayo	KV	120
2.3	Nivel de aislamiento		
-	Tension a frecuencia industrial	KV	
-	Tension de impulso	KVp	
2.4	Características de Corriente		
-	Corriente nominal de descarga	kAp	10
2.5	Características de proteccion		
-	Maxima tension residual a corriente de descarga	kVp	50
-	Nivel de proteccion al impulso por sobretension atmosfericas	kVp	145
-	Sobretension temporal	kVp	153
-	tension de operación continua	kVp	102
2.6	características del aislador		
-	Tipo		Porcelana
-	Tension de ensayo de onda de impulso	kVp	75
-	Tension de ensayo a la frecuencia industrial	kVp	38
-	Linea de fuga total	mm	3625
-	Linea de fuga por cada KV	mm/kV	25

8.5. Interruptor 138 kV

Cuadro N° 106.

Características del Interruptor 138 kV

N°	DESCRIPCION	UNID	REQUERIDO
1.0	DATOS GENERALES		
1.1	Fabricante		
1.2	Tipo		
1.3	Lugar de fabricacion		
1.4	Altitud de instalacion	msnm	1000
1.5	Normas de fabricacion		IEC
2.0	DATOS NOMINALES Y CARACTERISTICAS		
2.1	Frecuencia nominal	hz	60
2.2	Características de Tension:		
	Tension nominal del sistema	kv	138
	Tension maxima de diseño	kv	170
2.3	Nivel de aislamiento		
	Tension a frecuencia industrial, 1 minuto	kv	325
	Tension a impulso 1.2/50 useg	kvp	750
2.4	Características de Corriente		
	Corriente nominal	A	3150
	Corriente nominal de corta duración (3 seg)	KA	31
	Corriente nominal de cierre	KAp	
2.5	Poder de interrupción		
	Corriente de interrupción simétrica	kA	31
	Ciclo de operación para el poder de interrupción		0-0.3"-CO-3'-CO
2.6	Características de Operación		
	Tiempo de corte	mseg	<50
	Tiempo de cierre	mseg	
	Numero garantizado de interrupciones a 16.0 kA (Numero de maniobras)		
2.7	Máxima diferencia de tiempos de apertura entre dos diferentes polos	mseg	<5
2.8	Cámara de interrupción:		
	Principio de extincion		SF6
	Numero de camaras de extincion		1
	Presion del medio extintor en las camaras de extincion	N/m2	
2.9	dispositivos de mando		
	Modelo		
	Funcionamiento		TRIPOLAR
	Carga del mecanismo		
	Manual		SI
	Electrico		SI
	Tension de alimentacion del motor	Vcc	110
	Corriente de regimen del motor	A	
	tension auxiliar (mandos)	Vcc	110
	tensión calefactores	Vca	220

8.6. Interruptor 60 kV

Cuadro N° 107.

Características del interruptor 60 kV

N°	DESCRIPCION	UNID	REQUERIDO
1.0	DATOS GENERALES		
1.1	Fabricante		
1.2	Tipo		
1.3	Lugar de fabricacion		
1.4	Altitud de instalacion	msnm	1000
1.5	Normas de fabricacion		IEC
2.0	DATOS NOMINALES Y CARACTERISTICAS		
2.1	Frecuencia nominal	hz	60
2.2	Características de Tension:		
	Tension nominal del sistema	kv	60
	Tension maxima de diseño	kv	72,5
2.3	Nivel de aislamiento		
	Tension a frecuencia industrial, 1 minuto	kv	140
	Tension a impulso 1.2/50 useg	kvp	325
2.4	Características de Corriente		
	Corriente nominal	A	3150
	Corriente nominal de corta duración (3 seg)	KA	31
	Corriente nominal de cierre	KAp	
2.5	Poder de interrupción		
	Corriente de interrupción simétrica	kA	31
	Ciclo de operación para el poder de interrupción		0-0.3"-CO-3'-CO
2.6	Características de Operación		
	Tiempo de corte	mseg	<50
	Tiempo de cierre	mseg	
	Numero garantizado de interrupciones a 16.0 kA (Numero de maniobras)		
2.7	Máxima diferencia de tiempos de apertura entre dos diferentes polos	mseg	<5
2.8	Cámara de interrupción:		
	Principio de extincion		SF6
	Numero de camaras de extincion		1
	Presion del medio extintor en las camaras de extincion	N/m2	
2.9	dispositivos de mando		
	Modelo		
	Funcionamiento		TRIPOLAR
	Carga del mecanismo		
	Manual		SI
	Electrico		SI
	Tension de alimentacion del motor	Vcc	110
	Corriente de regimen del motor	A	
	tension auxiliar (mandos)	Vcc	110
	tensión calefactores	Vca	220

8.7. Interruptor 22,9 kV

Cuadro N° 108.

Características del Interruptor 22,9 kV

N°	DESCRIPCION	UNID	REQUERIDO
1.0	DATOS GENERALES		
1.1	Fabricante		
1.2	Tipo		
1.3	Lugar de fabricacion		
1.4	Altitud de instalacion	msnm	1000
1.5	Normas de fabricacion		IEC
2.0	DATOS NOMINALES Y CARACTERISTICAS		
2.1	Frecuencia nominal	hz	60
2.2	Características de Tension:		
	Tension nominal del sistema	kv	22,9
	Tension maxima de diseño	kv	24
2.3	Nivel de aislamiento		
	Tension a frecuencia industrial, 1 minuto	kv	50
	Tension a impulso 1.2/50 useg	kvp	145
2.4	Características de Corriente		
	Corriente nominal	A	3150
	Corriente nominal de corta duración (3 seg)	KA	31
	Corriente nominal de cierre	KAp	
2.5	Poder de interrupción		
	Corriente de interrupción simétrica	kA	31
	Ciclo de operación para el poder de interrupción		0-0.3"-CO-3'-CO
2.6	Características de Operación		
	Tiempo de corte	mseg	<50
	Tiempo de cierre	mseg	
	Numero garantizado de interrupciones a 16.0 kA (Numero de maniobras)		
2.7	Máxima diferencia de tiempos de apertura entre dos diferentes polos	mseg	<5
2.8	Cámara de interrupción:		
	Principio de extincion		SF6
	Numero de camaras de extincion		1
	Presion del medio extintor en las camaras de extincion	N/m2	
2.9	dispositivos de mando		
	Modelo		
	Funcionamiento		TRIPOLAR
	Carga del mecanismo		
	Manual		SI
	Electrico		SI
	Tension de alimentacion del motor	Vcc	110
	Corriente de regimen del motor	A	
	tension auxiliar (mandos)	Vcc	110
	tensión calefactores	Vca	220

8.8. Interruptor 10 kV

Cuadro N° 109.

Características del interruptor 10 kV

N°	DESCRIPCION	UNID	REQUERIDO
1.0	DATOS GENERALES		
1.1	Fabricante		
1.2	Tipo		
1.3	Lugar de fabricacion		
1.4	Altitud de instalacion	msnm	1000
1.5	Normas de fabricacion		IEC
2.0	DATOS NOMINALES Y CARACTERISTICAS		
2.1	Frecuencia nominal	hz	60
2.2	Características de Tension:		
	Tension nominal del sistema	kv	10
	Tension maxima de diseño	kv	12
2.3	Nivel de aislamiento		
	Tension a frecuencia industrial, 1 minuto	kv	38
	Tension a impulso 1.2/50 useg	kvp	75
2.4	Características de Corriente		
	Corriente nominal	A	630
	Corriente nominal de corta duracion (3 seg)	KA	12,5
	Corriente nominal de cierre	KAp	
2.5	Poder de interrupcion		
	Corriente de interrupcion simetrica	kA	
	Ciclo de operación para el poder de interrupcion		
2.6	Características de Operación		
	Tiempo de corte	mseg	<50
	Tiempo de cierre	mseg	
	Numero garantizado de interrupciones a 16.0 kA (Numero de maniobras)		
2.7	Camara de interrupcion:		
	Principio de extincion		SF6
	Numero de camaras de extincion		1
	Presion del medio extintor en las camaras de extincion	N/m2	
2.8	dispositivos de mando		
	Modelo		
	Funcionamiento		TRIPOLAR
	Carga del mecanismo		
	Manual		SI
	Electrico		SI
	Tension de alimentacion del motor	Vcc	110
	Corriente de regimen del motor	A	
	tension auxiliar (mandos)	Vcc	110
	tension calefactores	Vca	220
2.9	Aisladores de paso:		
	Marca		
	Tipo		

8.9. Seccionador 138 kV

Cuadro N° 110.

Características de sección en 138 kV

N°	DESCRIPCION	UNID	REQUERIDO
1.0	DATOS GENERALES		
1.1	Fabricante, tipo, lugar de fabricación, nombre fabricante	msnm	1000 IEC 129, IEC 694 Horizontal
1.2	Altitud de instalación		
1.3	Norma de fabricacion		
1.4	Tipo de instalacion		
2.0	DATOS NOMINALES Y CARACTERISTICAS		
2.1	Frecuencia nominal	hz	60
2.2	Características de Tension:		
	Tension nominal del sistema	kv	138
	Tension maxima de diseño	kv	170
	Tension a frecuencia industrial, 1 minuto	kv	325
	Tension a impulso 1.2/50 useg (fase - tierra y entre polos en posicion abierta)	kvp	750
2.3	Características de Corriente		
	Corriente nominal	A	1200
	Corriente nominal de corta duracion	KA	31
	corriente nominal de choque para seccionador de fase	KAp	
2.4	tiempos		
	Al cierre, entre la orden al seccionador y la apertura	seg	
	al apertura, entre la orden al seccionador y la apertura	seg	
2.5	Contactos auxiliares:		
	Abiertos	N°	
	Cerrados	N°	
2.7	dispositivos de mando		
	modelo		
	funcionamiento giratorio horizontal fase		tripolar
	Carga del mecanismo		
	manual		SI
	Electrico		SI
	Tension de alimentacion del motor	Vcc	110
	Corriente de regimen del motor	A	
	tension auxiliar (mandos)	Vcc	110
2.8	Aisladores:		
	Marca		
	Tipo		
	Linea de fuga	mm/kV	25
	Carga minima de rotura	N	

8.10. Seccionador 60 kV

Cuadro N° 111.

Características del Seccionador 60 kV

N°	DESCRIPCION	UNID	REQUERIDO
1.0	DATOS GENERALES		
1.1	Fabricante, tipo, lugar de fabricación, nombre fabricante		
1.2	Altitud de instalación	msnm	1000
1.3	Norma de fabricacion		IEC 129, IEC 694
1.4	Tipo de instalacion		Horizontal
2.0	DATOS NOMINALES Y CARACTERISTICAS		
2.1	Frecuencia nominal	hz	60
2.2	Características de Tension:		
	Tension nominal del sistema	kv	60
	Tension maxima de diseño	kv	72,5
	Tension a frecuencia industrial, 1 minuto	kv	140
	Tension a impulso 1.2/50 useg (fase - tierra y entre polos en posicion abierta)	kvp	325
2.3	Características de Corriente		
	Corriente nominal	A	1200
	Corriente nominal de corta duracion	KA	31
	corriente nominal de choque para seccionador de fase	KAp	
2.4	tiempos		
	Al cierre, entre la orden al seccionador y la apertura	seg	
	al apertura, entre la orden al seccionador y la apertura	seg	
2.5	Contactos auxiliares:		
	Abiertos	N°	
	Cerrados	N°	
2.7	dispositivos de mando		
	modelo		
	funcionamiento giratorio horizontal fase		tripolar
	Carga del mecanismo		
	manual		SI
	Electrico		SI
	Tension de alimentacion del motor	Vcc	110
	Corriente de regimen del motor	A	
	tension auxiliar (mandos)	Vcc	110
2.8	Aisladores:		
	Marca		
	Tipo		
	Linea de fuga	mm/kV	25
	Carga minima de rotura	N	

8.11. Seccionador 22,9 kV

Cuadro N° 112.

Características del Seccionador 22,9 kV

N°	DESCRIPCION	UNID	REQUERIDO
1.0	DATOS GENERALES		
1.1	Fabricante		
1.2	Tipo		
1.3	Lugar de fabricacion		
1.5	Normas de fabricacion		IEC 129, IEC 694
2.0	DATOS NOMINALES Y CARACTERISTICAS		
2.1	Características de Tension:		
	Tension nominal del sistema	kv	22,9
	Tension maxima del equipo	kv	24
2.2	Altitud de instalacion	msnm	1000
2.3	Nivel de aislamiento		
	Tension a frecuencia industrial, 1 minuto	kv	50
	Tension a impulso 1.2/50 useg (fase-tierra y entre polos en posicion abierta)	kvp	145
2.4	Características de Corriente		
	Corriente nominal	A	1000
	Corriente nominal de corta duracion (3 seg)	KA	12,5
	Corriente nominal de cierre	KAp	
2.5	Frecuencia nominal	Hz	60
2.6	Tiempos		
	Al cierre, entre la orden al seccionador y la apertura	mseg	
	Al apertura, entre la orden al seccionador y la apertura	mseg	
2.7	Contactos auxiliares		
	Abiertos/cerrados	N°	
2.8	Dispositivo de mando		
	Modelo		
	Funcionamiento con giro central horizontal		3 columnas TRIPOLAR
	Carga del mecanismo manual		SI
2.9	Aisladores de paso:		
2.8	Marca		
	Tipo		
	Linea de fuga	mm/kV	25
	Fortaleza mecanica de los aisladores a la flexion		
	Fortaleza mecanica de los aisladores a la torsion		
2.10	Torque requerido para la operaci3n		

8.12. Seccionador 10 kV

Cuadro N° 113. Características de seccionador de barra en 10 kV

N°	DESCRIPCION	UNID	REQUERIDO
1.0	DATOS GENERALES		
1.1	Fabricante		
1.2	Tipo		
1.3	Lugar de fabricacion		
1.5	Normas de fabricacion		IEC 129, IEC 694
2.0	DATOS NOMINALES Y CARACTERISTICAS		
2.1	Características de Tension:		
	Tension nominal del sistema	kv	10
	Tension maxima del equipo	kv	12
2.2	Altitud de intalacion	msnm	1000
2.3	Nivel de aislamiento		
	Tension a frecuencia industrial, 1 minuto	kv	38
	Tension a impulso 1.2/50 useg (fase-tierra y entre polos en posicion abierta)	kvp	75
2.4	Características de Corriente		
	Corriente nominal	A	1000
	Corriente nominal de corta duracion (3 seg)	KA	12,5
	Corriente nominal de cierre	KAp	
2.5	Frecuencia nominal	Hz	60
2.6	Tiempos		
	Al cierre, entre la orden al seccionador y la apertura	mseg	
	Al apertura, entre la orden al seccionador y la apertura	mseg	
2.7	Contactos auxiliares		
	Abiertos/cerrados	Nº	
2.8	Dispositivo de mando		
	Modelo		3 columnas
	Funcionamiento con giro central horizontal		TRIPOLAR
	Carga del mecanismo manual		SI
2.9	Aisladores de paso:		
2.8	Marca		
	Tipo		
	Linea de fuga	mm/kV	25
	Fortaleza mecanica de los aisladores a la flexion		
	Fortaleza mecanica de los aisladores a la torsion		
2.10	Torque requerido para la operación		

8.13. Características del transformador de tensión capacitivo de 138 kV

Cuadro N° 114.

Características del transformador de tensión capacitivo de 138 kV

N°	DESCRIPCION	UNID	REQUERIDO
1.0	DATOS GENERALES		
1.1	Fabricante		
1.2	Tipo		Capacitivo
1.3	Pais de fabricacion		
1.4	Altitud de instalacion	msnm	1000
1.5	Normas de fabricacion		IEC
2.0	DATOS NOMINALES Y CARACTERISTICAS		
2.1	Frecuencia nominal	hz	60
2.2	Caracteristicas de Tension:		
	Tension nominal del sistema	kv	138
	Tension maxima de diseño	kv	170
2.3	Nivel de aislamiento		
	Tension a frecuencia industrial, 1 minuto del arrollamiento primario	kv	325
	Tension a frecuencia industrial, 1 minuto del arrollamiento secundario	kv	2
	Tension a impulso de onda de choque 1.2/50 useg	kvp	650
2.4	Relacion de trasnfomacion:		
	Tension del arrollamiento primario	kV	132/SQR(3)
	Tension de los arrollamientos secundarios	Kv	0,100/03 - 0,100
	Numero de los arrollamientos secundarios		
2.5	Consumo y clase de precision		
	Medicion		30VA/0.2
	Proteccion		30VA/3P
2.6	Aislador		
	Tipo		
	Linea de fuga total	mm	
	Linea de fuga para cada Kv	mm/kV	25
	Distancia de arco	mm	
2.7	Accesorios de acoplamiento para Onda protadora para conexión de Fase a tierra		

8.14. Características del transformador de tensión inductivo de 60 kV

Cuadro N° 115.

Características del transformador de tensión inductivo de 60 kV

Nº	DESCRIPCION	UNID	REQUERIDO
1.0	DATOS GENERALES		
1.1	Fabricante		
1.2	Tipo		Capacitivo
1.3	Pais de fabricacion		
1.4	Altitud de instalacion	msnm	1000
1.5	Normas de fabricacion		IEC
2.0	DATOS NOMINALES Y CARACTERISTICAS		
2.1	Frecuencia nominal	hz	60
2.2	Caracteristicas de Tension:		
	Tension nominal del sistema	kv	60
	Tension maxima de diseño	kv	72,5
2.3	Nivel de aislamiento		
	Tension a frecuencia industrial, 1 minuto del arrollamiento primario	kv	140
	Tension a frecuencia industrial, 1 minuto del arrollamiento secundario	kv	2
	Tension a impulso de onda de choque 1.2/50 useg	kvp	325
2.4	Relacion de trasnfomacion:		
	Tension del arrollamiento primario	kV	132/SQR(3)
	Tension de los arrollamientos secundarios	Kv	0,100/03 - 0,100
	Numero de los arrollamientos secundarios		
2.5	Consumo y clase de precision		
	Medicion		30VA/0.2
	Proteccion		30VA/3P
2.6	Aislador		
	Tipo		
	Linea de fuga total	mm	
	Linea de fuga para cada Kv	mm/kV	25
	Distancia de arco	mm	
2.7	Accesorios de acoplamiento para Onda protadora para conexión de Fase a tierra		

8.15. Características del transformador de tensión inductivo de 22,9 kV

Cuadro N° 116.

Características del transformador de tensión inductivo de 22,9 kV

Nº	DESCRIPCION	UNID	REQUERIDO
1.0	DATOS GENERALES		
1.1	Fabricante		Inductivo
1.2	Tipo		
1.3	Pais de fabricacion		
1.4	Altitud de instalacion	msnm	
1.5	Normas de fabricacion		
2.0	DATOS NOMINALES Y CARACTERISTICAS		
2.1	Frecuencia nominal	hz	60
2.2	Características de Tension:		
	Tension nominal	kv	22,9
	Tension maxima de diseño	kv	24
2.3	Nivel de aislamiento		
	Tension a frecuencia industrial, 1 minuto del arrollamiento primario	kv	50
	Tension a frecuencia industrial, 1 minuto del arrollamiento secundario	kv	2
	Tension a impulso de onda de choque 1.2/50 useg	kvp	145
2.4	Relacion de trasnfomacion:		
	Tension del arrollamiento primario	kV	10
	Tension de los arrollamientos secundarios	Kv	0,1
	Numero de los arrollamientos secundarios		1
2.5	Consumo y clase de precision		
	Medicion		30VA/0.2
	Proteccion		
2.6	Aislador		
	Tipo		
	Linea de fuga total	mm	25
	Linea de fuga para cada Kv	mm/kV	
	Distancia de arco	mm	
2.7	Accesorios de acoplamiento para Onda protadora para conexión de Fase a tierra		

8.16. Características del transformador de tensión inductivo de 10 kV

Cuadro N° 117.

Características del transformador de tensión inductivo de 10 kV

Nº	DESCRIPCION	UNID	REQUERIDO
1.0	DATOS GENERALES		
1.1	Fabricante		Inductivo
1.2	Tipo		
1.3	Pais de fabricacion		
1.4	Altitud de instalacion	msnm	
1.5	Normas de fabricacion		
2.0	DATOS NOMINALES Y CARACTERISTICAS		
2.1	Frecuencia nominal	hz	60
2.2	Características de Tension:		
	Tension nominal	kv	10
	Tension maxima de diseño	kv	12
2.3	Nivel de aislamiento		
	Tension a frecuencia industrial, 1 minuto del arrollamiento primario	kv	28
	Tension a frecuencia industrial, 1 minuto del arrollamiento secundario	kv	2
	Tension a impulso de onda de choque 1.2/50 useg	kvp	75
2.4	Relacion de trasnfomacion:		
	Tension del arrollamiento primario	kV	10
	Tension de los arrollamientos secundarios	Kv	0,1
	Numero de los arrollamientos secundarios		1
2.5	Consumo y clase de precision		
	Medicion		30VA/0.2
	Proteccion		
2.6	Aislador		
	Tipo		
	Linea de fuga total	mm	25
	Linea de fuga para cada Kv	mm/kV	
	Distancia de arco	mm	
2.7	Accesorios de acoplamiento para Onda protadora para conexión de Fase a tierra		

8.17. Características de los transformadores de corriente del lado de 138 kV

Cuadro N° 118.

Características de los transformadores de corriente del lado de 138 kV

N°	DESCRIPCION	UNID	REQUERIDO
1.0	DATOS GENERALES		
1.1	Fabricante / Pais de fabricacion		
1.2	Tipo de instalacion		
1.3	Altitud de instalacion	msnm	1000
1.4	Normas de Fabricacion		IEC
2.0	DATOS NOMINALES Y CARACTERISTICAS		
2.1	Frecuencia nominal	hz	60
2.2	Caracteristicas de Tension:		
	Tension nominal del sistema	kv	138
	Tension maxima de diseño	kv	170
2.3	Nivel de aislamiento:		
	Tension a drec. Industrial, 1 minuto, arollamiento prim	kV	325
	Tension a frec. Indnustrial, 1 minuto, arollamiento	kV	2
	Tension onda de choque	kVp	750
2.4	Caracteristicas de Corriente		
	Corriente de corta duracion, 1s (I th)	KA	20
	Corriente Dinamica pico (I din)	kAp	
2.5	Raiting Factor		1.2
2.6	Relacion de transformacion:		
	Corrientes Maxima del arrollamiento primario	A	200 MR
	corrientes de los arrollamientos secundarios	A	(Multirelacion) 5
2.7	Numero de Nucleos		3
2.8	Consumo y clase de precision		
	Proteccion (Dos nucleos)	VA/Clase	30 - 5P
	Medicion (Un nucleo)	VA/Clase	30 - cl 0,2
2.9	Aisladores de paso		
	Marca		
	Tipo		
	Linea de fuga	mm	
	Linea de fuga para cada kV	mm/kV	25

8.18. Características de los transformadores de corriente del lado de 60 kV

Cuadro N° 119.

Características de los transformadores de corriente del lado de 60 kV

N°	DESCRIPCION	UNID	REQUERIDO
1.0	DATOS GENERALES		
1.1	Fabricante / Pais de fabricacion		
1.2	Tipo de instalacion		
1.3	Altitud de instalacion	msnm	1000
1.4	Normas de Fabricacion		IEC
2.0	DATOS NOMINALES Y CARACTERISTICAS		
2.1	Frecuencia nominal	hz	60
2.2	Caracteristicas de Tension:		
	Tension nominal del sistema	kV	60
	Tension maxima de diseño	kV	72,5
2.3	Nivel de aislamiento:		
	Tension a drec. Industrial, 1 minuto, arollamiento prim	kV	140
	Tension a frec. Industrial, 1 minuto, arollamiento	kV	2
	Tension onda de choque	kVp	325
2.4	Caracteristicas de Corriente		
	Corriente de corta duracion, 1s (I th)	KA	20
	Corriente Dinamica pico (I din)	kAp	
2.5	Raiting Factor		1.2
2.6	Relacion de transformacion:		
	Corrientes Maxima del arrollamiento primario	A	300 MR
	corrientes de los arrollamientos secundarios	A	(Multirelacion) 5
2.7	Numero de Nucleos		3
2.8	Consumo y clase de precision		
	Proteccion (Dos nucleos)	VA/Clase	30 - 5P
	Medicion (Un nucleo)	VA/Clase	30 - cl 0,2
2.9	Aisladores de paso		
	Marca		
	Tipo		
	Linea de fuga	mm	
	Linea de fuga para cada kV	mm/kV	25

8.19. Características de los transformadores de corriente del lado de 22,9 kV

Cuadro N° 120.

Características de los transformadores de corriente del lado de 22,9 kV

N°	DESCRIPCION	UNID	REQUERIDO
1.0	DATOS GENERALES		
1.1	Fabricante / Pais de fabricacion		
1.2	Tipo de instalacion		
1.3	Altitud de instalacion	msnm	1000
1.4	Normas de Fabricacion		IEC
2.0	DATOS NOMINALES Y CARACTERISTICAS		
2.1	Frecuencia nominal	hz	60
2.2	Características de Tension:		
	Tension nominal del sistema	kv	22,9
	Tension maxima de diseño	kv	24
	Tension maxima del equipo	kv	24
2.3	Nivel de aislamiento:		
	Tension a frec. Industrial, 1 minuto, arollamiento prim	kV	50
	Tension a frec. Industrial, 1 minuto, arollamiento secundario	kV	2
	Tension de sostenimiento al impulso 1.2/50 us	kv	145
2.4	Características de Corriente		
	Corriente de corta duracion, 1s (I th)	KA	12 kA
	Corriente Dinamica pico (I din)	kAp	
2.5	Raiting Factor		1.2
2.6	Relacion de transformacion:		
	Corrientes Maxima del arrollamiento primario	A	100 - 200
	corrientes de los arrollamientos secundarios	A	1
2.7	Numero de Nucleos		3
2.8	Consumo y clase de precision		
	Proteccion (Dos nucleos)	VA/Clase	30 - 5P20
	Medicion (Un nucleo)	VA/Clase	30 - cl 0,2
2.9	Aisladores de paso		
	Marca		
	Tipo		
	Linea de fuga	mm	
	Linea de fuga para cada kV	mm/kV	25

8.20. Características de los transformadores de corriente del lado de 10 kV

Cuadro N° 121. Características del transformador de corriente del lado de 10 kV

N°	DESCRIPCION	UNID	REQUERIDO
1.0	DATOS GENERALES		
1.1	Fabricante / Pais de fabricacion		
1.2	Tipo de instalacion		
1.3	Altitud de instalacion	msnm	1000
1.4	Normas de Fabricacion		IEC
2.0	DATOS NOMINALES Y CARACTERISTICAS		
2.1	Frecuencia nominal	hz	60
2.2	Características de Tension:		
	Tension nominal del sistema	kv	10
	Tension maxima de diseño	kv	12
	Tension maxima del equipo	kv	17,5
2.3	Nivel de aislamiento:		
	Tension a frec. Industrial, 1 minuto, arollamiento prim	kV	38
	Tension a frec. Industrial, 1 minuto, arollamiento secundario	kV	2
	Tension de sostenimiento al impulso 1.2/50 us	kv	75
2.4	Características de Corriente		
	Corriente de corta duracion, 1s (I th)	KA	12 kA
	Corriente Dinamica pico (I din)	kAp	
2.5	Raiting Factor		1.2
2.6	Relacion de transformacion:		
	Corrientes Maxima del arollamiento primario	A	100 - 200
	corrientes de los arrollamientos secundarios	A	1
2.7	Numero de Nucleos		3
2.8	Consumo y clase de precision		
	Proteccion (Dos nucleos)	VA/Clase	30 - 5P20
	Medicion (Un nucleo)	VA/Clase	30 - cl 0,2
2.9	Aisladores de paso		
	Marca		
	Tipo		
	Linea de fuga	mm	
	Linea de fuga para cada kV	mm/kV	25

8.21 Estructuras Metalicas

El conjunto será previsto, calculado y construido de manera de cumplir con las características de la presente especificación.

Todas las estructuras de soporte deberán ser metálicas, de celosía a base de perfiles de acero y/o perfiles de alma llena.

a) Pórticos de barras

Las estructuras metálicas para el soporte de los conductores de línea y barras aéreas serán formadas por perfiles de alma llena, realizada con planchas de acero galvanizado, ensamblado con pernos y tuercas.

Donde las líneas de transmisión terminan en estructuras de subestación o patios, se deberán prever pernos de ojo de tamaño y posición aprobada para la recepción de los accesorios y aisladores de la línea.

b) Estructuras metálicas de aparatos

Los bastidores para los equipos serán construidos por perfiles de acero galvanizado de tipo y forma adecuada, de preferencia ensamblados con pernos y tuercas

CAPÍTULO IX

9. EVALUACION

9.1 Evaluación económica a precios sociales

9.1.1 Estimación de Costos Sociales

Para la evaluación del proyecto, se utilizará los indicadores económicos como el valor actual neto y la Tasa interna de retorno.

9.1.2 Valor Actual Neto a Precios Sociales

El valor actual neto a precios sociales (VANS), es una medida de la rentabilidad del Proyecto de Inversión Pública, que permite evaluar el beneficio o el costo social, que representa cada proyecto alternativo a la entidad ejecutora, durante un horizonte de evaluación de 20 años.

Se expresa a través del siguiente enunciado:

$$VANS = \sum_{t=0}^n (FCS)_t / (1 + Td)^t - I$$

Dónde:

VANS = Valor actual del Flujo de beneficios netos del Proyecto a precios sociales.

FCSt = Flujo de beneficios netos del Proyecto en el año t, a precios sociales.

Td = Tasa de descuento.

n = Horizonte de evaluación del Proyecto.

I = Inversión inicial

9.1.3 Tasa Interna de Retorno a Precios Sociales

La tasa interna de retorno de un proyecto mide el porcentaje de interés que genera el capital invertido en un periodo de tiempo, para el cual el beneficio neto actualizado es nulo.

Desde el punto de vista social, se dice que un proyecto es conveniente ejecutarlo, cuando su tasa interna de retorno es mayor que la tasa de descuento promedio que los bancos aplican a los ahorros.

$$VANS = \sum_{t=0}^n (FCS)_t / (1 + Td)^t - I$$

Para un VANS = 0

Td = TIR

9.2 Evaluación Económica a precios de Mercado

9.2.1 Valor Actual Neto a Precios de Mercado

El valor actual neto a precios de mercado (VANP), es una medida de la rentabilidad del Proyecto de Inversión Pública, que permite evaluar el beneficio o el costo que representa cada proyecto alternativo a la institución ejecutora, proyectados en un horizonte de evaluación de 20 años.

$$VANP = \sum_{t=0}^n (FCP)_t / (1 + Td)^t - I$$

Dónde:

VANP = Valor actual del Flujo de beneficios netos del Proyecto.

FCPt = Flujo de beneficios netos del Proyecto en el año t.

Td = Tasa de descuento.

n = Horizonte de evaluación del Proyecto.

I = Inversión inicial

9.2.2 Tasa Interna de Retorno a Precios de Mercado

La tasa interna de retorno de un proyecto mide el porcentaje de interés que genera el capital invertido, en un periodo de tiempo, para lo cual el beneficio neto actualizado es nulo.

Desde el punto de vista económico se dice que un proyecto es conveniente ejecutarlo, cuando su tasa interna de retorno es mayor que la tasa de descuento promedio que los bancos aplican a los ahorros.

$$VANP = \sum_{t=0}^n (FCP)_t / (1 + Td)^t - I$$

Para un VANP = 0

Td = TIR

A continuación se muestra los indicadores económicos.

Cuadro N° 122

Resumen de indicadores VAN y TIR

INDICADORES ECONOMICOS A PRECIOS PRIVADOS			
Indicadores Economicos	Alternativa N° 01	Alternativa N° 02	Alternativa N° 03
Tasa de Descuento	12.00%	12.00%	12.00%
VANP (Mil Soles)	12,454	12,048	9,327
TIR (%)	23.11%	22.52%	19.14%
Monto de Inversion S/.	16,036,769.91	16,442,045.07	19,163,986.98

Fuente: Elaboración propia

Cuadro N° 123

Resumen de indicadores VAN y TIR

INDICADORES ECONOMICOS A PRECIOS SOCIALES			
Indicadores Economicos	Alternativa N° 01	Alternativa N° 02	Alternativa N° 03
Tasa de Descuento	9.00%	9.00%	9.00%
VANS (Mil Soles)	22,550	22,257	20,282
TIR (%)	31.27%	30.51%	26.16%
Monto de Inversion S/.	11,702,281.27	11,995,221.63	13,970,259.23

Fuente: Elaboración propia

(Ver Formato F 7 de la evaluación financiera)

9.3 Análisis de Sensibilidad

El objetivo del análisis de sensibilidad es determinar que puedan afectar los flujos de beneficios y costo y analizar los comportamientos de los indicadores de rentabilidad del proyecto ante posibles variaciones que puedan surgir por efectos variables del mercado y la economía.

Para el presente análisis se selecciona las siguientes variables:

- Variable 1: Variaciones la Ventas de Energía
- Variable 2: Variación en el Precio de la Inversión
- Variable 3: Costos de Operación y Mantenimiento

A la variables seleccionadas se les ha realizado incrementos de -20%, -10%, 0% y 20%. Los resultados de la Alternativa N° 01 Seleccionada se muestran en el cuadro siguiente:

Cuadro N° 124

Análisis de Sensibilidad del Proyecto

**Ampliación de Potencia de la Subestación de Transformación de
Moyobamba. Distrito y Provincia de Moyobamba, Región San Martín**

VARIABLE	Variaciones	INDICADORES ECONÓMICOS A PRECIOS PRIVADOS		INDICADORES ECONÓMICOS A PRECIOS SOCIALES	
	Porcentuales	VAN (Miles de Nuevos Soles)	TIR	VAN (Miles de Nuevos Soles)	TIR
Variable 1: Variaciones la Ventas de Energía	20%	13,707.370	24.11%	23,877.624	32.37%
	10%	13,080.568	23.62%	23,213.967	31.82%
	0%	12,453.766	23.11%	22,550.309	31.27%
	-10%	11,826.963	22.61%	21,886.652	30.72%
	-20%	11,200.161	22.10%	21,222.995	30.16%
Variable 2: Variación en el Precio de la Inversión	20%	9,246.412	19.05%	20,209.853	26.02%
	10%	10,850.089	20.92%	21,380.081	28.42%
	0%	12,453.766	23.11%	22,550.309	31.27%
	-10%	14,057.443	25.76%	23,720.537	34.73%
	-20%	15,661.120	29.01%	24,890.765	39.02%
Variable 3: Costos de Operación y Mantenimiento	20%	16,898.268	26.87%	28,073.513	36.39%
	10%	14,676.017	25.00%	25,311.911	33.83%
	0%	12,453.766	23.11%	22,550.309	31.27%
	-10%	10,231.515	21.21%	19,788.708	28.69%
	-20%	8,009.263	19.28%	17,027.106	26.10%

Fuente: Elaboración propia

(Ver Formato F9 de la evaluación financiera)

Solo La Alternativa N° 01 es más rentable y optima frente al aumento de las tarifas de venta de energía, Ante un aumento de las tarifas tiene un VANP positivo y un VANS positivo. Las tarifas de energía son reguladas por OSINERG/GART y de acuerdo a estadísticas, su tendencia es siempre a subir.

El proyecto es muy sensible a la variación del costo de inversión, ante una disminución del 20% de la inversión tiene un VANP positivo y un VANS positivo; Los costos considerados son conservadores, a la vez que el índice de inflación, no tiene tendencia a subir considerablemente.

El proyecto es muy sensible a la variación del costo de operación y mantenimiento, ante una disminución del 20% de los COyM tiene un VANP positivo y un VANS positivo, Los costos considerados son conservadores, a la vez que el índice de inflación, no tiene tendencia a subir considerablemente.

9.4 Análisis de Sostenibilidad del Proyecto

La Entidad que se hará cargo de la operación y mantenimiento, será Electro Oriente S.A., empresa concesionaria del servicio de electricidad en la ciudad de Moyobamba – Región San Martín, además que lo beneficiarios del proyecto se encuentran dentro de la zona de concesión de dicha empresa.

Así mismo dicha empresa cuenta con capacidad técnica, logística, infraestructura y personal calificado.

En la etapa de la prestación del servicio, la participación de los beneficiarios se hará tangible a través de pago oportuno de su facturación mensual por el servicio de energía eléctrica que recibirán con el proyecto.

(Ver Formato F8 de la evaluación financiera)

La fase de implementación del proyecto es la inversión que haría el Estado a través del Ministerio de Energía y Minas y Electro Oriente S.A.

Cuadro N° 125
Evaluación Financiera

COSTOS Y FUENTES	2013 0	2014 1	2015 2	2020 7	2025 12	2030 17	2033 20
Compra de Energía (Miles S/.)	0	17,241.01	17,930.87	21,870.06	26,773.37	32,894.52	37,277.13
Costos de Oper. y Mant. (Miles S/.)	0	599.37	599.37	599.37	599.37	599.37	599.37
Tarifas o Cuotas -(Venta de energía) (Miles S/.)	0	19,040.94	19,745.89	23,695.31	28,453.81	34,174.50	38,146.64
Cobertura (%)		106.7%	106.6%	105.5%	103.9%	102.0%	100.7%

Fuente: Elaboración propia

9.5 Impacto Ambiental

Mediante la Declaración de Impacto Ambiental (DIA), que consiste en el diagnóstico del área previa a la ejecución del proyecto y establecer los probables impactos ambientales que causará durante las etapas de ejecución, operación y mantenimiento de la misma; identificándose las medidas de prevención, mitigación y control a implementarse.

9.6 Plan de equipamiento e implementación

A continuación se detalla las fases que deberá cumplir el proyecto para cumplir los objetivos planteados:

Fase I: Preinversión

- Realizar coordinaciones con las autoridades y del gobierno local para las gestiones respectivas del estudio.
- Recopilar datos de campo e información estadística; así como coordinar y recopilar información de la Concesionaria de la zona, INEI, MEM y otras fuentes.
- Realizar estudios preliminares de topografía.
- Designar los profesionales encargados de elaborar los estudios de preinversión.

Fase II: Inversión

- Realizar estudios de topografía, impacto ambiental, geología y geotecnia.
- Elaboración y aprobación del expediente técnico a nivel definitivo.
- Desarrollo del proceso de selección del contratista.
- Ejecución de las obras y supervisión de la misma.
- Liquidación final de la obra.

Fase III: Post Inversión

- Operación y mantenimiento por la concesionaria durante el horizonte.

- Evaluación ex post, el cual lo realiza la unidad Ejecutora a través de una agencia independiente, para determinar sistemática y objetivamente la eficiencia, eficacia e impacto de todas las actividades desarrolladas para alcanzar los objetivos alcanzados del proyecto; así mismo verificar la pertinencia, rentabilidad social y sostenibilidad del proyecto.

9.7 Selección de Alternativa

Seleccionamos La Alternativa N° 01, porque es la más óptima y rentable, además presenta indicadores económicos positivos a precios privados y sociales en el horizonte de vida del proyecto.

Cuadro N° 126

Indicadores Económicos a precios Privados

INDICADORES ECONOMICOS A PRECIOS PRIVADOS			
Indicadores Economicos	Alternativa N° 01	Alternativa N° 02	Alternativa N° 03
Tasa de Descuento	12.00%	12.00%	12.00%
VANP (Mil Soles)	12,454	12,048	9,327
TIR (%)	23.11%	22.52%	19.14%
Monto de Inversion S/.	16,036,769.91	16,442,045.07	19,163,986.98

Fuente: Elaboración propia

Cuadro N° 127

Indicadores Económicos a precios Sociales

INDICADORES ECONOMICOS A PRECIOS SOCIALES			
Indicadores Economicos	Alternativa N° 01	Alternativa N° 02	Alternativa N° 03
Tasa de Descuento	9.00%	9.00%	9.00%
VANS (Mil Soles)	22,550	22,257	20,282
TIR (%)	31.27%	30.51%	26.16%
Monto de Inversion S/.	11,702,281.27	11,995,221.63	13,970,259.23

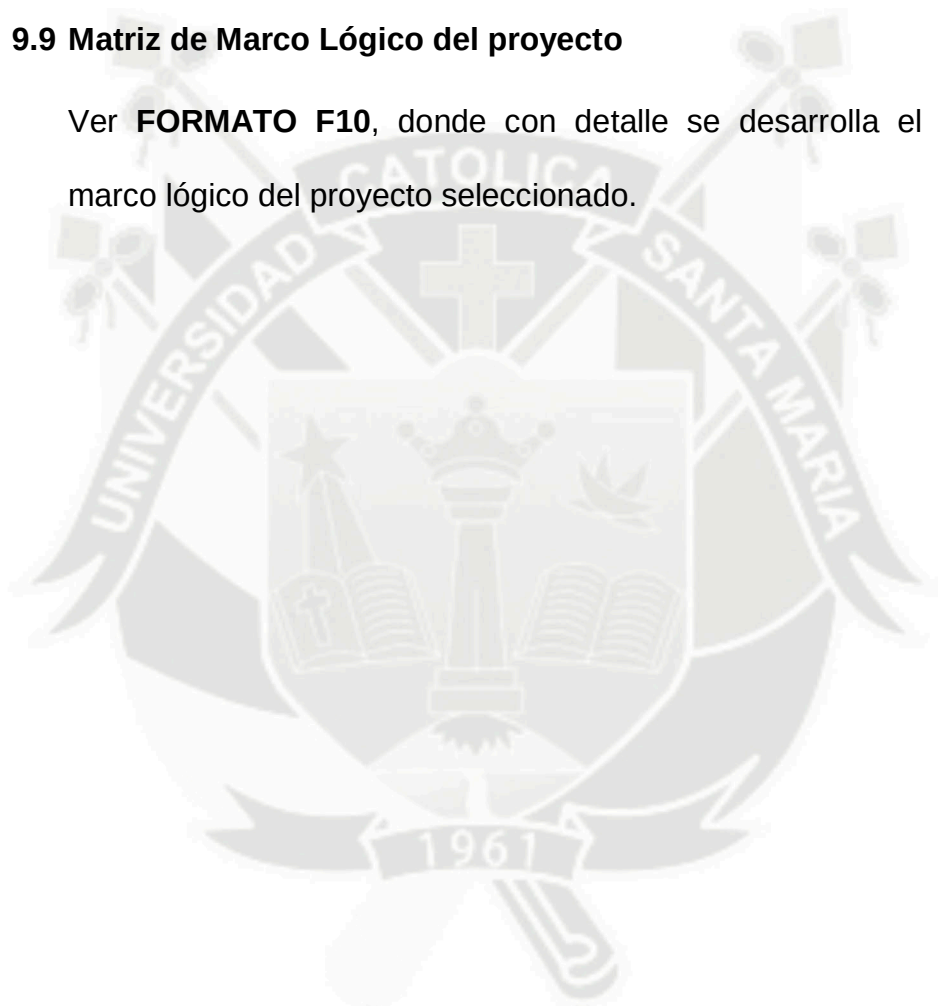
Fuente: Elaboración propia

9.8 Cronograma de actividades

El tiempo estimado para la ejecución de obras civiles y Montaje Electromecánico es de 12 meses. (Ver Cronograma de Ejecución – Anexo 09).

9.9 Matriz de Marco Lógico del proyecto

Ver **FORMATO F10**, donde con detalle se desarrolla el cuadro del marco lógico del proyecto seleccionado.



Cuadro N° 128

Formato N° 10

Matriz De Marco Lógico Ampliación de Potencia de la Subestación de Transformación de Moyobamba Distrito y

Provincia de Moyobamba, Región San Martín

	Resumen de Objetivos	Indicadores	Medios de verificación	Supuestos
Fin	* Suministro Eléctrico suficiente, confiable y de calidad en el Sistema Eléctrico Moyobamba	* Aumento del consumo unitario de energía eléctrica anual MWh/ en el siguiente orden El primer año : 56610.71092 MWh/año El segundo año : 59348.054671999 MWh/año El Tercer año : 62221.1684219 MWh/año El Veintiavo año : 140090.584139922 MWh/año	* Registro de consumos de energía de la empresa de distribución local - EOSA	Crecimiento vegetativo del consumo de energía eléctrica Existe estabilidad económica, política y jurídica en el Departamento de San Martín y en el resto del País
Propósito	* Suficiente Capacidad de Potencia para atender la creciente demanda del Sistema Eléctrico Moyobamba	* Aumento del número de usuarios de electricidad El primer año : 43236 Lotes El segundo año : 43845 Lotes El tercer año : 44464 Lotes El Veintiavo año : 56427 Lotes	* Estadísticas de usuarios de la empresa de distribución local	* Crecimiento vegetativo dentro de los indicadores previstos * Existe un marco regulatorio que establece una tarifa, al alcance de la población.
Componentes	* Infraestructura eléctrica: Transformador de Potencia, Celdas 138KV, 60KV, 22.9KV y 10KV.	Transformador de Potencia 40-45/40-45/20-25/9-12 MVA, ON/AN/ONAF 132/60/22.9/10KV	* Ejecucion del Suministro puesta en servicio del transformador y equipos complementarios tableros, celdas. Etc.	* La empresa Electro Oriente S.A como ejecutora del proyecto esta totalmente capacitada para ejecucion, y su puesta en operación
Acciones	* Procesos de Estudios de Ingeniería Definitiva. Proceso de Licitacion para la ejecucion del suministro y puesta en servicio. Fabricacion , transportes e instalacion de la entrega y liquidacion final. Recepcion por parte de Electro Oriente S.A. Realizar el mantenimiento y operacion del proyecto de inversion.	- Costo de Intangibles : S/. 403,265.00 - Ampliacion SET Moyobamba : S/. 12,232,040.80 - Gastos Generales y utilidades: S/. 2,355,500.32 - Gastos Preoperativos: Supervision de Obras , DIA, CIRA S/. 1,045,963.80 - Costo Total del Proyecto: S/. 16,036,769.91 - Operación y Mantenimiento: S/. 599,368.73	* Registro contable de la empresa de distribución eléctrica - Liquidación Técnica y Contable de la Obra	* El proyecto representa beneficios economicos para los pobladores respecto a la condicion actual. * El proyecto tiene indicadores economicos positivos .

Fuente: Elaboración propia

10. CONCLUSIÓN

- El diseño de la Subestación Eléctrica de Moyobamba cerca de la ciudad origina tener rápido acceso y una adecuada vigilancia en caso de emergencias
- El presupuesto integral de la obra asciende a S/. 16, 036, 769.91. este monto incluye los suministros de materiales y equipos, transporte a sitio de obra, montaje electromecánico, sistema de telecomunicaciones, obras civiles, puesta en marcha, gastos generales y utilidades. Es decir la Subestación de Moyobamba 138/60/22,9/10 kV, 20/20/10/7 MVA ONAN tiene un costo aproximado por cada kilowatts de 0,81 soles/kW
- Dado los indicadores de inversión (VAN y TIR) se recomienda la Alternativa N° 01, ya que cuenta con viabilidad económica privada y social, por lo que es factible la asignación de recursos para su ejecución.
- El proyecto, contribuye con el desarrollo económico y social de la población, por lo que en general, los beneficios generados, son mayores a los impactos negativos que pueda causar al medio ambiente.
- Con la entrada del Sistema Interconectado Nacional Norte, la Central Hidroeléctrica el Diamante y la Central Hidroeléctrica las Orquídeas se mejorara la caída de tensión en las barras y la confiabilidad del sistema

11. RECOMENDACIONES

- De acuerdo a los resultados de la simulación del Sistema Interconectado San Martín se recomienda evaluar la Subestación Rioja la cual se empieza a sobrecargar en el año 2014
- Se recomienda la instalación de un banco de condensadores de 2x2.5 MVAR en la Barra YUR010, de la subestación Yurimaguas para mantener los límites de caída de tensión dentro de la norma.
- Para los años 2023 la Subestación Rioja, Gera, comienzan a tener problemas de sobrecarga, por los cuales habrá que tomar las medidas necesarias. Así mismo es necesario controlar la potencia reactiva MVAR en las otras barras que conformen en SIRS.M.
- El seguimiento y documentación de la ejecución de un proyecto de este tipo es fundamental para poder contar con mayores herramientas que permitan planificaciones mejor elaboradas y más precisas para construcción de subestaciones, por lo tanto se le recomienda al Director del proyecto nombrar un profesional en seguimiento y control de obra
- Al comenzar el montaje de cada equipo es conveniente la revisión de los equipos a ser instalados, los cuales deben coincidir con las especificaciones técnicas requeridas por el proyecto
- Concluidos los trabajos de montaje en la subestación, se debe cumplir con ejecutar todo lo establecido en los planos, especificaciones y observaciones que tenga el propietario, para así obtener un resultado óptimo en la operación actual y futura de la subestación.

- Se recomienda crear un registro o historial a cada equipo en particular, a fin de determinar la variación de los parámetros del mismo durante su vida útil.

12. BIBLIOGRAFÍA

- “Manual de diseño de Subestaciones”
Editado por Relaciones Industriales compañía de luz y fuerza del centro S.A. México, D.F. 1978
- WILDI, Theodore. *Maquinas eléctricas y sistemas de potencia*. Sexta edición.
- ENRÍQUEZ HARPER, Gilberto. *Fundamentos de instalaciones eléctricas de mediana y alta tensión*.
- ENRÍQUEZ HARPER, Gilberto. “Elementos de diseño de subestaciones eléctricas” (2da Edición). México - 2002
- ENRÍQUEZ HARPER, Gilberto. “Instalaciones eléctricas” (1era Edición). México – 1999.
- Código Nacional de Electricidad (Suministro 2011)

Páginas Web

- <http://es.slideshare.net/pepito3101/subestaciones-electricas-24927998>
- <http://es.wikipedia.org/wiki/Moyobamba>

13. ANEXOS

Anexo N° 01: Formato.

Anexo N° 02: Presupuesto.

Anexo N° 03: Tarifas Eléctricas.

Anexo N° 04: Demanda Histórica.

Anexo N° 05: Perfiles de Carga Moyobamba.

Anexo N° 06: Flujo de Carga y Corto Circuito.

Anexo N° 07: Relación de Normas de Diseño.

Anexo N° 08: Catálogos.

Anexo N° 09: Cronograma.

Anexo N° 10: Planos.

Anexo N° 11: Fotografías.

Datos Generales

PROYECTO: **AMPLIACION DE POTENCIA DE LA SUBESTACION DE TRANSFORMACION DE MOYOBAMBA
DISTRITO Y PROVINCIA DE MOYOBAMBA , REGION SAN MARTIN.**

LUGAR: MOYOBAMBA
DISTRITO: MOYOBAMBA
PROVINCIA: MOYOBAMBA
REGION: SAN MARTIN

PRESUPUESTO: VALOR REFERENCIAL OBRAS ELECTROMECANICAS

TC . (S/US \$) **2.585**



[illegible]

PROYECTO:	DISEÑO:	ALTERNATIVA:
AMPLIACION DE POTENCIA SET MOYOBAMBA	J.E.U	01
PLANO:	DIBUJADO: J.E.U	
DIAGRAMA UNIFILAR		

FORMATO 1
ALTERNATIVAS PARA
ALCANZAR EL OBJETIVO CENTRAL

DESCRIPCIÓN DE LAS ALTERNATIVAS

*AMPLIACION DE POTENCIA DE LA SUBESTACION DE TRANSFORMACION DE MOYOBAMBA DISTRITO Y PROVINCIA DE
MOYOBAMBA, REGION SAN MARTIN*

N°	COMPONENTES	ALTERNATIVA 1
1	SET	<u>Ampliacion de Potencia SET Tarapoto</u> Se instalan un Nuevo Transformador de potencia de 132/60/22.9/10KV. 20-25/20-25/10-12,5/7-8,75 MVA, ONAN/ONAF. Conexion YNYNYnod5 Se instalaran una Bahia en 138KV Se instalaran una Bahia en 60KV Se instalaran una Bahia en 22.9KV Se instalaran una Bahia en 10KV Se instalaran Sistema de Barras y conexiones Se instalaran Cables de Control y Energia. Se implementara el Sistema de Telecomunicaciones

SUMINISTRO DE MATERIALES AMPLIACION SET MOYOBAMBA						
PROYECTO:	AMPLIACION DE POTENCIA DE LA SUBESTACION DE TRANSFORMACION DE MOYOBAMBA					
PRESUPUESTO:	SUBESTACION DE TRANSFORMACION MOYOBAMBA					
DISTRITO:	MOYOBAMBA					
PROVINCIA:	MOYOBAMBA					
REGION:	SAN MARTIN					
				Fecha:	ene-00	
ITEM	DESCRIPCION	Und.	Metrado	Precio US \$	Parcial US \$	Total US \$
1.00	TRANSFORMADOR DE POTENCIA					1,500,000.00
1.01	Transformador de Potencia Trifásico: 20/2010/7 -25/25/12.5/8.75 MVA (ONAN/ONAF), 132±13x1%/60/22.9/10 kV, Conexión: YNYNYyYy0Δ5, Aislamiento: 650 -850 KvP BIL, TC's en Bushing para sistema de protección y medición: (AT: 200-300/1/1/1A, 2x10VA 5P20; 10VA Cl. 0.2 , MT: 500-600/1/1/1A, 2x10VA 5P20; 10VA Cl. 0.2 y BT: 700-800/1/1/1A, 2x10VA 5P20; 10VA Cl. 0.2, BT: 700-800/1/1/1A, 2x10VA 5P20; 10VA Cl. 0.2), e incluye pararrayos en 60KV y 22.9KV en Bushing del Transformador.	Und.	1	1,500,000.00	1,500,000.00	
2.00	EQUIPOS PRINCIPALES CELDA DE LINEA EN 138KV					125,305.54
2.01	Pararrayos 138 kV, 10 kA, clase 3, incluye estructura soporte y contador de descarga (650-850 KvP BIL)	Und.	3	2211.50	6,634.50	
2.02	soporte	Und.	3	7153.78	21,461.34	
2.03	Seccionador de Línea. tripolar. 138 kV, 650- 850 KvP (BIL), 2000 A, incluye estructura soporte	CJT	1	9893.92	9,893.92	
2.04	Transformador de Corriente xxx-xx/1/1/1 A. , 138 kV, 650- 850 KvP (BIL), 2000 A, incluye estructura soporte	Und.	3	7153.78	21,461.34	
2.05	Interruptor SF6 138 kV, 650 - 850 KvP (BIL), 2000 A, 25 kA, operación tripolar, incluye estructura soporte.	CJT	1	55960.52	55,960.52	
2.06	Seccionador de Barra. tripolar. 138 kV, 650- 850 KvP (BIL), 2000 A, incluye estructura soporte	CJT	1	9893.92	9,893.92	
3.00	EQUIPOS PRINCIPALES CELDA DE TRANSFORMACION EN 138KV					159,804.72
3.01	Seccionador de Barra. tripolar. 138 kV, 650- 850 KvP (BIL), 2000 A, incluye estructura soporte	CJT	2	9893.92	19,787.84	
3.02	Interruptor 138 kV, 650 - 850 KvP (BIL), 2000 A, 25 kA, operación tripolar, incluye estructura soporte.	CJT	2	55960.52	111,921.04	
3.03	Pararrayos 138 kV, 10 kA, clase 3, incluye estructura soporte y contador de descarga (650-850 KvP BIL)	Und.	3	2211.50	6,634.50	
3.04	soporte	Und.	3	7153.78	21,461.34	
4.00	EQUIPOS PRINCIPALES CELDA DE TRANSFORMACION EN 60KV					78,262.25
4.01	Seccionador de Barra Tripolar, 60 kV, 325 KvP (BIL), 1250 A, incluye estructura soporte	CJT	1	9,543.92	9,543.92	
4.02	Interruptor 60 kV, 325 KvP (BIL), 1250 A, 25 kA, operación tripolar, incluye estructura soporte.	CJT	1	22,649.03	22,649.03	
4.03	Seccionador de Barra Tripolar Montaje en Viga, 60 kV, 325 KvP (BIL), 1250 A, incluye estructura soporte	CJT	1	6,195.15	6,195.15	
4.04	soporte	Und.	3	10,999.77	32,999.31	
4.05	Aisladores Portabarra. 60 kV, montaje en viga (325 KvP BIL)	Und.	5	1,374.97	6,874.84	
5.00	EQUIPOS PRINCIPALES CELDA DE TRANSFORMACION EN 22.9KV					13,907.10
5.01	Seccionador de Transformacion Tripolar. 22.9 kV, 125KvP (BIL), 630 A, incluye estructura soporte	CJT	1	3,805.37	3,805.37	
5.02	Interruptor 22.9 kV, 125 KvP (BIL), 630A, operación tripolar, incluye estructura soporte.	CJT	1	6,296.36	6,296.36	
5.03	Seccionador de Barra. Tripolar Montaje en viga. 22.9 kV, 125 KvP (BIL), 630 A, incluye estructura soporte	CJT	1	3,805.37	3,805.37	
6.00	EQUIPOS PRINCIPALES CELDA DE ALIMENTADOR EN 22.9KV					50,878.02
6.01	Seccionador de Barra. Tripolar Montaje en viga. 22.9 kV, 125 KvP (BIL), 630 A, incluye estructura soporte	CJT	3	3,805.37	11,416.11	
6.02	Recloser 22.9 kV, 125 KvP (BIL), 630 A, 12.5 kA, operación tripolar, incluye: TC, TP, Relé de protección y medición y estructura soporte.	CJT	3	8,172.93	24,518.79	
6.03	Seccionador de Línea. Tripolar en 22.9 kV, 125 KvP (BIL), 630 A, incluye estructura soporte	CJT	3	1,858.08	5,574.24	
6.04	Pararrayos 22.9 kV, 10 kA, clase 3, incluye estructura soporte y contador de descarga (125 KvP BIL)	Und.	9	450.49	4,054.41	
6.05	Transformador de tensión. 22.9 kV, 125 KvP (BIL), 22.9/V3 / 0.1/V3 0.1/V3 kV, 30 VA - 3P, 30 VA - Cl 0.5, instalación sobre viga.	Und.	3	1,261.32	3,783.96	
6.06	Seccionador fusible tipo CUT-OUT, 22.9KV, 100A, 125KV BIL, con fusible tipo "K" de 10 A.	Und.	3	360.17	1,080.51	
6.07	Aisladores Portabarra. 22.9 kV, incluye estructura soporte (125 KvP BIL)	Und.	3	150.00	450.00	
7.00	EQUIPOS PRINCIPALES CELDA DE TRANSFORMACION EN 19KV					6,300.00
7.01	Pararrayos 10 kV, 10 kA, clase 3, incluye estructura soporte y contador de descarga (75 KvP BIL)	Und.	3	2,000.00	6,000.00	
7.02	Aisladores Portabarra para 10 kV, incluye estructura soporte (75 KvP BIL)	Und.	3	100.00	300.00	
8.00	EQUIPOS PRINCIPALES CELDA DE ACOPLAMIENTO LONGITUDINAL EN 19KV					23,078.52
8.01	Celda de Acoplamiento Longitudinal interior que comprende:	CJT	1	23,078.52	23,078.52	
8.02	Interruptor de Potencia					
8.03	Seccionador de Barra					
8.04	3 Transformadores de Tension					
8.05	3 Transformadores. de corriente					
9.00	EQUIPOS PRINCIPALES DE SERVICIOS AUXILIARES					304,192.57
9.01	Celda Metal Clad de SS.AA. Incluye transformador de SS.AA de 160 KVA, 22.9/0.39-0.22 kV, Equipos de Seccionamiento y Protección	Und.	2	125,916.28	251,832.57	
9.02	Banco de baterías, 110 Vcc, 100 A-h.	Und.	1	18,000.00	18,000.00	
9.03	Cargador rectificador, 110 Vcc, incluye equipamiento y accesorios	Und.	1	13,000.00	13,000.00	
9.04	Tablero de Servicios Auxiliares de 380/220 Vca, para 160 KVA	Und.	2	5,340.00	10,680.00	
9.05	Tablero de Servicios Auxiliares de 110 Vcc, para 160 KVA	Und.	2	5,340.00	10,680.00	
10.00	EQUIPOS PRINCIPALES RED DE TIERRA PROFUNDA					13,171.28
10.01	Conductor de cobre desnudo de 70 mm2	m	1843	1.83	3,378.77	
10.02	Empálme en "T", con soldadura tipo exotérmica o similar	und	55	22.05	1,212.75	
10.03	Empálme en "X" Cruz con soldadura exotérmica o similar	und	167	35.28	5,891.76	
10.04	Pozos de Tierra	und	32	73.50	2,352.00	
10.05	Electrodo de puesta a tierra	und	32	10.50	336.00	
11.00	EQUIPOS PRINCIPALES INSTALACIONES ELECTRICAS AL EXTERIOR					11,504.77
11.01	Postes de Concreto Centrifugado de 8 m	und	12	59.72	716.69	
11.02	Pastoral doble de Concreto 0.50.25/125	und	6	41.36	248.18	
11.03	Pastoral Simple de Concreto 1.30.9/155	und	6	29.68	178.07	
11.04	Artifacio de alumbrado exterior con lampara de vapor de Na. 250 W, incluye equipo de encendido	und	20	77.28	1,545.60	
11.05	Reflectores con lampara de vapor de sodio de 250 W, a 7 m SNPT, incluye equipo de encendido	und	20	163.42	3,268.47	
11.06	Artifacio de iluminación de emergencia con lampara de 100 W	und	10	49.42	494.22	
11.07	Tomacorrientes monofásicos de 20 A, a prueba de agua, a 0.8 m SNPT	und	7	9.17	64.19	
11.08	Tomacorrientes trifásicos de 50 A, a prueba de agua, a 0.8 m SNPT	und	7	12.86	90.02	
11.09	Cables de fuerza empleados en postes de concreto 1-4x4mm2 NYY, 0.6/1 kV	m	600	3.62	2,174.24	
11.10	Cables de fuerza empleados en postes de concreto 1-2x4mm2 NYY, 0.6/1 kV	m	300	2.82	845.54	
11.11	Cables de fuerza empleados en los tomacorrientes 1-4x4mm2 NYY, 0.6/1 kV	m	400	2.42	966.33	
11.12	Cables de fuerza empleados en los reflectores normales 1-2x4mm2 NYY, 0.6/1 kV	m	300	1.71	511.59	
11.13	Tubos de PVC, pesado de 20 mm de diámetro	m	250	1.69	422.63	
11.14	Caja de paso de aluminio pesado 0.20x0.20x0.10 m, a 0.8 m SNPT	und	20	1.95	39.00	
12.00	EQUIPOS COMPLEMENTARIOS DEL TRANSFORMADOR DE POTENCIA					977.10
12.01	Cables de Control	Cjto	1	323.31	323.31	
12.02	Conexión al Sistema de RTP de los equipos	Cjto	1	286.29	286.29	
12.03	Equipos de Extinción de Fuegos para Transformadores de Potencia	Cjto	1	367.50	367.50	
13.00	EQUIPOS COMPLEMENTARIOS CELDA DE LINEA EN 138KV					64,815.21
13.01	Sistema de Barras, Conexiones de A.T.	Cjto	1	4,659.47	4,659.47	
13.02	Control, Protección y Medición	Cjto	1	35,000.00	35,000.00	
13.03	Cables de Control	Cjto	1	9,252.81	9,252.81	
13.04	Conexión al sistema de RTP de los equipos	Cjto	1	2,490.26	2,490.26	
13.05	Estructuras metálicas de los pórticos	Cjto	1	12,847.63	12,847.63	
13.06	Cables de guarda	Cjto	1	565.04	565.04	
14.00	EQUIPOS COMPLEMENTARIOS CELDA DE TRANSFORMACION EN 138KV					50,624.09
14.01	Sistema de Barras, Conexiones de A.T.	Cjto	1	7,874.34	7,874.34	
14.02	Control, Protección y Medición	Cjto	1	35,000.00	35,000.00	
14.03	Cables de Control	Cjto	1	5,259.49	5,259.49	
14.04	Conexión al sistema de RTP de los equipos	Cjto	1	2,490.26	2,490.26	
14.05	Estructuras metálicas de los pórticos	Cjto	0	12,847.63	0.00	
14.06	Cables de guarda	Cjto	0	565.04	0.00	
15.00	EQUIPOS COMPLEMENTARIOS CELDA DE TRANSFORMACION EN 60KV					42,324.90
15.01	Sistema de Barras, Conexiones de A.T.	Cjto	1	2,304.06	2,304.06	
15.02	Control, Protección y Medición	Cjto	1	35,000.00	35,000.00	
15.03	Cables de Control	Cjto	1	3,847.22	3,847.22	
15.04	Conexión al sistema de RTP de los equipos	Cjto	1	833.55	833.55	
15.05	Estructuras metálicas de los pórticos	Cjto	0	0.00	0.00	
15.06	Cables de guarda	Cjto	1	340.07	340.07	
16.00	EQUIPOS COMPLEMENTARIOS CELDA DE TRANSFORMACION EN 22.9KV					50,403.85
16.01	Sistema de Barras, Conexiones de A.T.	Cjto	1	2,120.50	2,120.50	
16.02	Control, Protección y Medición	Cjto	1	35,000.00	35,000.00	
16.03	Cables de Control	Cjto	1	2,613.51	2,613.51	
16.04	Conexión al sistema de RTP de los equipos	Cjto	1	2,555.13	2,555.13	
16.05	Estructuras metálicas de los pórticos	Cjto	1	7,695.41	7,695.41	
16.06	Cables de guarda	Cjto	1	419.30	419.30	
17.00	EQUIPOS COMPLEMENTARIOS CELDA DE ALIMENTADOR EN 22.9KV					121,278.80
17.01	Sistema de Barras, Conexiones de A.T.	Cjto	1	4,068.17	4,068.17	
17.02	Control, Protección y Medición	Cjto	1	105,000.00	105,000.00	
17.03	Cables de Control	Cjto	1	4,545.24	4,545.24	
17.04	Conexión al sistema de RTP de los equipos	Cjto	1	7,665.39	7,665.39	
17.05	Estructuras metálicas de los pórticos	Cjto	0	7,695.41	0.00	
17.06	Cables de guarda	Cjto	0	419.30	0.00	
18.00	EQUIPOS COMPLEMENTARIOS CELDA DE TRANSFORMACION EN 19KV					38,659.10
18.01	Sistema de Barras, Conexiones de A.T.	Cjto	1	1,541.31	1,541.31	
18.02	Control, Protección y Medición	Cjto	1	35,000.00	35,000.00	
18.03	Cables de Control	Cjto	1	1,639.53	1,639.53	
18.04	Conexión al sistema de RTP de los equipos	Cjto	1	478.26	478.26	
18.05	Estructuras metálicas de los pórticos	Cjto	0	0.00	0.00	
18.06	Cables de guarda	Cjto	0	0.00	0.00	
19.00	EQUIPOS COMPLEMENTARIOS CELDA DE ACOPLAMIENTO LONGITUDINAL EN 19KV					38,281.22
19.01	Sistema de Barras, Conexiones de A.T.	Cjto	1	1,991.31	1,991.31	
19.02	Control, Protección y Medición	Cjto	1	35,000.00	35,000.00	
19.03	Cables de Control	Cjto	1	811.65	811.65	
19.04	Conexión al sistema de RTP de los equipos	Cjto	1	478.26	478.26	
19.05	Estructuras metálicas de los pórticos	Cjto	0	0.00	0.00	
19.06	Cables de guarda	Cjto	0	0.00	0.00	
20.00	EQUIPOS COMPLEMENTARIOS SERVICIOS AUXILIARES					2,165.03
20.01	Cables de Control	Cjto	1	1,678.71	1,678.71	
20.02	Conexión al sistema de RTP de los equipos	Cjto	1	486.32	486.32	
21.00	EQUIPOS ADICIONALES					36,175.94
21.01	Cadena de aisladores suspension ANSI 52-3 con accesorios para 22.9kV	Cjto	6	59.37	356.20	
21.02	Cadena de aisladores suspension ANSI 52-3 con accesorios para 60kV	Cjto	6	118.73	712.40	
21.03	Cadena de aisladores suspension ANSI 52-3 con accesorios para 138kV	Cjto	22	237.47	5,224.34	
21.04	Cable de energia con aislamiento de polietileno reticulado (XLPE) para 18/30 kV, unipolar de 120 mm2	Gbs	1	3,000.00	3,000.00	
21.05	Cabeza terminal termoretrectil tipo exterior, 18/30 kV, para cable 120 mm2 incluye terminales de compresión.	Gbs	1	7,200.00	7,200.00	
21.06	Cable de energia con aislamiento de polietileno reticulado (XLPE) para 8.7/15 kV, unipolar de 120 mm2	Gbs	1	3,708.00	3,708.00	
21.07	Cabeza terminal termoretrectil tipo exterior, 8.7/15 kV, para cable 120 mm2 incluye terminales de compresión.	Gbs	1	14,400.00	14,400.00	
21.08	equipos de extinguidor de fuegos portátil	und	6	262.50	1,575.00	
Costo Directo US \$						2,732,110.01

PLIEGO TARIFARIO MES												
AGOSTO 2013												
FECHA VIGENCIA: 04 - AGOSTO - YYYY												
		SISTEMA ELECTRICO:	IQUITOS_E2	ASLADO_I2	IQUIOST_E3	ASLADO_I4	SER	TARAPOTO_G2	MOYOBAMBA_G2	YURIMAGUAS_I3	TARAPOTO_G4	SER_BELLAVISTA
			Iquitos Urbano (Media Densidad)	Nauta Requena Contamana Caballococha	Iquitos (Baja Densidad)	Tamshiyacu	Sistemas Eléctricos Rurales	Tarapoto Urbano (Media Densidad)	Moyobamba Urbano (Media Densidad)	Yurimaguas	Tarapoto R. Bellavista Gera Rioja Orien	Sistemas Eléctricos Rurales
OPCION Tarifaria	CARGO DE FACTURACION MEDIA TENSION	UNIDAD	TARIFA	TARIFA	TARIFA	TARIFA	TARIFA	TARIFA	TARIFA	TARIFA	TARIFA	TARIFA
MT2	DOBLE MEDICIÓN DE ENERGÍA ACTIVA y CONTRATACION O MEDICION DE DOS POTENCIAS 2E2P											
	Cargo fijo mensual	S./mes	5.17	5.17	7.90	8.81	11.15	5.30	5.30	8.10	9.03	11.43
	Cargo por energía activa en horas	ctm. S./kW.h	23.81	23.81	24.01	23.77	24.39	22.26	22.26	22.45	22.22	22.81
	Cargo por energía activa en horas fuera de punta	ctm. S./kW.h	23.81	23.81	24.01	23.77	24.39	19.46	19.46	19.63	19.42	19.94
	Cargo por potencia activa de generacion en horas de punta	S./kW-mes	17.53	17.53	19.53	17.97	18.85	34.68	34.68	38.63	35.54	37.28
	Cargo por potencia activa por uso de las redes de distribución en horas de punta	S./kW-mes	8.09	9.33	10.23	9.60	9.37	8.29	9.56	10.49	9.84	9.60
	Cargo por exceso de potencia activa por uso de las redes de distribución en horas fuera de punta	S./kW-mes	9.73	11.21	10.91	13.40	13.07	9.97	11.49	11.18	13.74	13.40
	Cargo por energía reactiva que exceda el 30% del total de la energía activa	ctm. S./kVar.h	3.43	3.43	3.43	3.43	3.43	3.52	3.52	3.52	3.52	3.52
MT3	DOBLE MEDICIÓN DE ENERGÍA ACTIVA y CONTRATACION O MEDICION DE UNA POTENCIA 2E1P											
	Cargo fijo mensual	S./mes	5.17	5.17	7.90	8.81	11.15	5.30	5.30	8.10	9.03	11.43
	Cargo por energía activa en horas de punta	ctm. S./kW.h	23.81	23.81	24.01	23.77	24.39	22.26	22.26	22.45	22.22	22.81
	Cargo por energía activa en horas fuera de punta	ctm. S./kW.h	23.81	23.81	24.01	23.77	24.39	19.46	19.46	19.63	19.42	19.94
	Cargo por potencia activa de generación para usuarios: Presentes en punta	S./kW-mes	15.92	15.92	18.23	19.41	12.19	31.50	31.50	36.05	38.39	24.11
	Cargo por potencia activa de generación para usuarios: Presentes fuera de punta	S./kW-mes	8.97	8.97	15.07	9.66	12.19	17.74	17.74	29.80	19.12	24.11
	Cargo por potencia activa por uso de las redes de distribución para usuarios: Presentes en punta	S./kW-mes	9.51	10.96	10.84	11.16	12.29	9.75	11.23	11.11	11.44	12.60
	Cargo por potencia activa por uso de las redes de distribución para usuarios: Presentes fuera de punta	S./kW-mes	9.6	11.07	10.86	12.28	12.29	9.84	11.35	11.13	12.59	12.60
Cargo por energía reactiva que exceda el 30% del total de la energía activa	ctm. S./kVar.h	3.43	3.43	3.43	3.43	3.43	3.52	3.52	3.52	3.52	3.52	
MT4	SIMPLE MEDICIÓN DE ENERGÍA ACTIVA Y CONTRATACION O MEDICIÓN DE UNA POTENCIA 1E1P											
	Cargo fijo mensual	S./mes	5.17	5.17	7.90	8.81	11.15	5.30	5.30	8.10	9.03	11.43
	Cargo por energía activa	ctm. S./kW.h	23.81	23.81	24.01	23.77	24.39	20.22	20.22	20.39	20.18	20.71
	Cargo por potencia activa de generación para usuarios: Presentes en punta	S./kW-mes	15.92	15.92	18.23	19.41	12.19	31.50	31.50	36.05	38.39	24.11
	Cargo por potencia activa de generación para usuarios: Presentes fuera de punta	S./kW-mes	8.97	8.97	15.07	9.66	12.19	17.74	17.74	29.80	19.12	24.11
	Cargo por potencia activa por uso de las redes de distribución para usuarios: Presentes en punta	S./kW-mes	9.51	10.96	10.84	11.16	12.29	9.75	11.23	11.11	11.44	12.60
	Cargo por potencia activa por uso de las redes de distribución para usuarios: Presentes fuera de punta	S./kW-mes	9.6	11.07	10.86	12.28	12.29	9.84	11.35	11.13	12.59	12.60
	Cargo por energía reactiva que exceda el 30% del total de la energía activa	ctm. S./kVar.h	3.43	3.43	3.43	3.43	3.43	3.52	3.52	3.52	3.52	3.52
OPCION Tarifaria CARGO DE FACTURACION BAJA TENSION												
BT2	DOBLE MEDICIÓN DE ENERGÍA ACTIVA y CONTRATACION O MEDICION DE DOS POTENCIAS 2E2P											
	Cargo fijo mensual	S./mes	5.17	5.17	7.90	8.81	11.15	5.30	5.30	8.10	9.03	11.43
	Cargo por energía activa en horas de punta	ctm. S./kW.h	26.18	26.18	26.62	26.41	26.99	24.48	24.48	24.89	24.69	25.24
	Cargo por energía activa en horas fuera de punta	ctm. S./kW.h	26.18	26.18	26.62	26.41	26.99	21.40	21.40	21.76	21.59	22.07
	Cargo por potencia activa de generacion en horas de punta	S./kW-mes	20.00	20.00	20.89	19.56	20.89	39.58	39.58	41.32	38.68	41.32
	Cargo por potencia activa por uso de las redes de distribución en horas de punta	S./kW-mes	44.48	51.29	51.72	49.82	49.76	45.59	52.57	53.01	51.07	51.00
	Cargo por exceso de potencia activa por uso de las redesde distribución en horas fuera de punta	S./kW-mes	35.03	40.39	35.26	27.08	27.08	35.91	41.40	36.14	27.76	27.76
	Cargo por energía reactiva que exceda el 30% del total de la energía activa	ctm. S./kVar.h	3.43	3.43	3.43	3.43	3.43	3.52	3.52	3.52	3.52	3.52
BT3	DOBLE MEDICIÓN DE ENERGÍA ACTIVA y CONTRATACION O MEDICION DE UNA POTENCIA 2E1P											
	Cargo fijo mensual	S./mes	5.17	5.17	7.90	8.81	11.15	5.30	5.30	8.10	9.03	11.43
	Cargo por energía activa en horas de punta	ctm. S./kW.h	26.18	26.18	26.62	26.41	26.99	24.48	24.48	24.89	24.69	25.24
	Cargo por energía activa en horas fuera de punta	ctm. S./kW.h	26.18	26.18	26.62	26.41	26.99	21.40	21.40	21.76	21.59	22.07
	Cargo por potencia activa de generación para usuarios: Presentes en punta	S./kW-mes	19.31	19.31	17.98	13.20	14.10	38.20	38.20	35.56	26.12	27.90
	Cargo por potencia activa de generación para usuarios: Presentes fuera de punta	S./kW-mes	14.99	14.99	9.49	4.41	4.71	29.64	29.64	18.77	8.72	9.32
	Cargo por potencia activa por uso de las redes de distribución para usuarios: Presentes en punta	S./kW-mes	46.11	53.17	51.75	42.76	42.73	47.26	54.50	53.04	43.83	43.80
	Cargo por potencia activa por uso de las redes de distribución para usuarios: Presentes fuera de punta	S./kW-mes	43.32	49.95	43.44	32.57	32.56	44.40	51.20	44.53	33.38	33.37
Cargo por energía reactiva que exceda el 30% del total de la energía activa	ctm. S./kVar.h	3.43	3.43	3.43	3.43	3.43	3.52	3.52	3.52	3.52	3.52	
BT4	SIMPLE MEDICIÓN DE ENERGÍA ACTIVA Y CONTRATACION O MEDICIÓN DE UNA POTENCIA 1E1P											
	Cargo fijo mensual	S./mes	5.17	5.17	7.90	8.81	11.15	5.30	5.30	8.10	9.03	11.43
	Cargo por energía activa	ctm. S./kW.h	26.18	26.18	26.62	26.41	26.99	22.23	22.23	22.60	22.43	22.92
	Cargo por potencia activa de generación para usuarios: Presentes en punta	S./kW-mes	19.31	19.31	17.98	13.20	14.10	38.20	38.20	35.56	26.12	27.90
	Cargo por potencia activa de generación para usuarios: Presentes fuera de punta	S./kW-mes	14.99	14.99	9.49	4.41	4.71	29.64	29.64	18.77	8.72	9.32
	Cargo por potencia activa por uso de las redes de distribución para usuarios: Presentes en punta	S./kW-mes	46.11	53.17	51.75	42.76	42.73	47.26	54.50	53.04	43.83	43.80
	Cargo por potencia activa por uso de las redes de distribución para usuarios: Presentes fuera de punta	S./kW-mes	43.32	49.95	43.44	32.57	32.56	44.40	51.20	44.53	33.38	33.37
	Cargo por energía reactiva que exceda el 30% del total de la energía activa	ctm. S./kVar.h	3.43	3.43	3.43	3.43	3.43	3.52	3.52	3.52	3.52	3.52
BT5A	DOBLE MEDICIÓN DE ENERGÍA 2E											
	a) Usuarios con demanda maxima mensual de hasta 20kW en HP y HFP											
	Cargo fijo mensual	S./mes	5.17	5.17	7.90	8.81	11.15	5.30	5.30	8.10	9.03	11.43
	Cargo por energía activa en horas de punta	ctm. S./kW.h	92.43	99.43	100.97	99.98	101.92	111.97	119.15	121.48	119.87	123.15
	Cargo por energía activa en horas fuera de punta	ctm. S./kW.h	26.18	26.18	26.62	26.41	26.99	21.40	21.40	21.76	21.59	22.07
	Cargo por exceso de potencia activa en horas punta y fuera de punta	S./kW-mes	39.47	45.51	45.51	45.51	45.51	40.46	46.65	46.65	46.65	46.65
	b) Usuarios con demanda maxima mensual de hasta 20kW en HP y 50kW en HFP											
	Cargo fijo mensual	S./mes	5.17	5.17	7.90	8.81	11.15	5.30	5.30	8.10	9.03	11.43
Cargo por energía activa en horas de punta	ctm. S./kW.h	96.29	103.69	105.30	104.27	106.29	117.07	124.66	127.11	125.42	128.86	
Cargo por energía activa en horas fuera de punta	ctm. S./kW.h	26.18	26.18	26.62	26.41	26.99	21.40	21.40	21.76	21.59	22.07	
Cargo por exceso de potencia activa en horas punta y fuera de punta	S./kW-mes	39.47	45.51	45.51	45.51	45.51	40.46	46.65	46.65	46.65	46.65	
BT5B	SIMPLE MEDICIÓN DE ENERGÍA 1E											
	Residencial a) Para clientes con consumos menores o iguales a 100 kW.h por mes											
	0 - 30 kW.h											

SUPERINTENDENCIA DE BANCA, SEGUROS Y AFP

Tipo de cambio al día 14/08/2013

COTIZACION DE OFERTA Y DEMANDA		
TIPO DE CAMBIO PROMEDIO PONDERADO		
MONEDA	COMPRA(S/.)	VENTA(S/.)
Dólar de N.A.	2.796	2.798
Dólar australiano	2.451	0.000
Dólar canadiense	2.563	2.864
Libra Esterlina	4.331	4.388
Yen japonés		0.029
Corona noruega	0.475	0.476
Corona sueca	0.402	0.455
Franco suizo	2.923	3.090
Euro	3.614	3.786

TIPO DE CAMBIO MESA DE NEGOCIACIONES DEL B.C.R. (S/. por US\$)			
PROMEDIO			
	PONDERADO	MINIMO	MAXIMO
COMPRA	S/M	S/M	S/M
VENTA	2.797	2.797	2.797

DERECHO ESPECIAL DE GIRO	
Cotización en Dólares de los Estados Unidos de América	
D.E.G. US\$	1.5154

Fuente: Agencia Reuters.

TIPO DE CAMBIO MERCADO PROFESIONAL	
Promedio Ponderado (S/.)	
Dólar de N.A.	2.797

Fuente: Datatec.

TOTAL DEMANDADO EN EL SISTEMA

AÑO	2003

MAXIMA DEMANDA COINCIDENTE					
ALIMENTADOR	MO-S01	MO-S02	MO-S03	JEPISHU	
MES	KW	KW	KW	KW	
ENERO	1.251.744	806.752	134.714	146.713	
FEBRERO	1.234.880	826.336	134.714		
MARZO	1.269.152	852.992	135.441		
ABRIL	454.636	1.277.312	409.088	140.350	
MAYO	475.748	1.258.272	411.264	135.623	
JUNIO	763.308	1.012.928	411.264	129.078	
JULIO	772.408	1.026.528	419.968	147.258	
AGOSTO	784.036	1.054.016	409.088	144.167	
SEPTIEMBRE	756.028	1.036.864	419.968	151.621	
OCTUBRE	761.488	1.047.200	421.600	134.714	
NOVIEMBRE	757.848	1.046.656	408.544	150.349	
DICIEMBRE	784.784	1.111.936	450.432	157.075	
TOTAL	784.784	1.277.312	852.992	157.075	

TOTAL DEMANDADO EN EL SISTEMA

AÑO	2007

MAXIMA DEMANDA COINCIDENTE					
ALIMENTADOR	MO-S01	MO-S02	MO-S03	JEPISHU	
MES	KW	KW	KW	KW	
ENERO	1.221.584	765.632	832.864	209.797	
FEBRERO	1.233.596	600.032	842.112	207.434	
MARZO	1.252.524	649.536	878.560	230.341	
ABRIL	1.260.168	681.088	884.544	239.612	
MAYO	1.314.404	680.544	904.128	247.248	
JUNIO	1.328.236	674.592	893.792	247.248	
JULIO	1.364.272	631.584	925.344	285.426	
AGOSTO	1.345.708	653.888	912.832	286.153	
SEPTIEMBRE	1.357.720	620.704	941.664	394.142	
OCTUBRE	1.352.260	672.384	915.552	375.053	
NOVIEMBRE	1.346.436	1.566.720	0.000	391.415	
DICIEMBRE	1.346.436	1.565.632	0.000	391.052	
TOTAL	1.364.272	1.566.720	941.664	394.142	

TOTAL DEMANDADO EN EL SISTEMA

AÑO	2011

MAXIMA DEMANDA COINCIDENTE					
ALIMENTADOR	MO-S01	MO-S02	MO-S03	MO-S04	JEPISHU
MES	KW	KW	KW	KW	KW
ENERO					
FEBRERO	1.646.736	642.845	1.255.552		539.537
MARZO	1.643.824	689.520	1.292.000		584.061
ABRIL	1.645.280	711.443	1.314.304		613.110
MAYO	1.742.104	807.296	1.344.224		662.159
JUNIO	1.721.720	611.456	1.367.616	314.384	686.683
JULIO					
AGOSTO					
SEPTIEMBRE	1.846.208	622.336	1.426.368	362.700	760.256
OCTUBRE	1.878.240	559.232	1.402.432	282.416	760.256
NOVIEMBRE	1.921.920	903.584	1.461.728		784.781
DICIEMBRE					
TOTAL	1.921.920	903.584	1.461.728	362.700	784.781

RESUMEN

AÑO	MD (KW)	MD (KW)	MD (KW)	MD (KW)	MD (KW)
	ALIMENTADOR	ALIMENTADOR	ALIMENTADOR	ALIMENTADOR	ALIMENTADOR
2003	784.784	1277.312	852.992		157.0752
2004	1211.756	1054.272	794.796		178.5276
2005	1238.692	562.076	1072.9992		205.7976
2006	1323.668	790.016	901.408		292.656
2007	1364.272	1566.72	941.664		394.1424
2008	1527.708	764.32	966.688		465.7716
2009	1581.944	806.752	1252.288		529.452
2010	1717.352	764.32	1319.744		588.5856
2011	1921.92	903.584	1461.728	362.7	784.7808

RESUMEN

ALIMENTADOR/MD	2.003	2.004	2.005	2.006	2.007	2.008	2.009	2.010	2.011	Promedio	Considera
MO-S01	784.784	1211.756	1238.692	1323.868	1364.272	1527.708	1581.944	1717.352	1921.92	TC	TC
TC %		54.41%	2.22%	6.88%	3.05%	11.98%	3.55%	8.56%	11.91%	12.82%	2.21%
ALIMENTADOR/MD	2.003	2.004	2.005	2.006	2.007	2.008	2.009	2.010	2.011	Promedio	Considera
MO-S02	1277.312	1054.272	562.076	790.016	1566.72	764.32	806.752	764.32	903.584	TC	TC
TC %		-17.46%	-46.69%	40.55%	98.31%	-51.22%	5.55%	-5.26%	18.22%	5.25%	3.00%
ALIMENTADOR/MD	2.003	2.004	2.005	2.006	2.007	2.008	2.009	2.010	2.011	Promedio	Considera
MO-S03	852.992	794.796	1072.9992	901.408	941.664	966.688	1252.288	1319.744	1461.728	TC	TC
TC %		-6.82%	35.00%	-15.99%	4.47%	2.68%	29.54%	5.39%	10.76%	8.13%	3.96%
ALIMENTADOR/MD	2.003	2.004	2.005	2.006	2.007	2.008	2.009	2.010	2.011	Promedio	Considera
JEP-SHU	157.0752	178.5276	205.7976	292.656	394.1424	465.7716	529.452	588.5856	784.7808	TC	TC
TC %		13.66%	15.27%	42.21%	34.88%	18.17%	13.67%	11.17%	33.33%	22.77%	3.00%

Fuente: Electro Oriente S.A.

TOTAL DEMANDADO EN EL SISTEMA

AÑO	2005

MAXIMA DEMANDA COINCIDENTE					
ALIMENTADOR	MO-S01	MO-S02	MO-S03	JEPISHU	
MES	KW	KW	KW	KW	
ENERO	1.180.816	469.472	771.948	169.256	
FEBRERO	1.164.072	476.544	779.204	165.983	
MARZO	1.159.704	477.088	778.488	173.255	
ABRIL	1.202.656	484.160	834.444	162.166	
MAYO	1.203.020	523.328	820.592	185.072	
JUNIO	1.217.944	546.720	801.856	191.617	
JULIO	1.237.236	0.000	829.600	195.071	
AGOSTO	1.218.308	0.000	785.648	194.162	
SEPTIEMBRE	1.206.480	0.000	1.072.999	205.798	
OCTUBRE	1.237.964	338.052	851.960	203.980	
NOVIEMBRE	1.226.316	562.076	613.088	199.253	
DICIEMBRE	1.238.692	536.016	811.104	199.253	
TOTAL	1.238.692	562.076	1.072.999	205.798	

TOTAL DEMANDADO EN EL SISTEMA

AÑO	2009

MAXIMA DEMANDA COINCIDENTE					
ALIMENTADOR	MO-S01	MO-S02	MO-S03	JEPISHU	
MES	KW	KW	KW	KW	
ENERO	1.443.624	671.296	748.544		
FEBRERO	1.385.388	401.472	988.992	465.772	
MARZO	1.497.132	433.568	985.728	465.772	
ABRIL	1.469.276	593.200	1.018.912	485.277	
MAYO	1.537.172	511.360	1.052.288	465.772	
JUNIO	1.536.080	806.752	979.200	412.560	
JULIO	1.533.896	790.432	974.648	412.560	
AGOSTO	1.527.708	775.200	732.224	458.500	
SEPTIEMBRE	1.484.028	783.360	698.496	433.188	
OCTUBRE	1.556.828	773.568	731.136	481.320	
NOVIEMBRE	1.581.216	723.520	1.067.138	505.386	
DICIEMBRE	1.581.944	730.048	1.022.334	529.452	
TOTAL	1.581.944	806.752	1.252.288	529.452	

TOTAL DEMANDADO EN EL SISTEMA

AÑO	2012

MAXIMA DEMANDA COINCIDENTE					
ALIMENTADOR	MO-S01	MO-S02	MO-S03	MO-S04	JEPISHU
MES	KW	KW	KW	KW	KW
ENERO	1.744.288	913.620	1.373.056		711.208
FEBRERO	1.743.560	885.632	1.381.760		735.732
MARZO	1.857.128	909.568	1.414.400		784.781
ABRIL	1.836.016	1.053.300	1.197.000		784.781
MAYO					
JUNIO					
JULIO					
AGOSTO					
SEPTIEMBRE					
OCTUBRE					
NOVIEMBRE					
DICIEMBRE					
TOTAL	1.857.128	1.053.300	1,414.400	0.000	784.781

TOTAL DEMANDADO EN EL SISTEMA

AÑO	2006

MAXIMA DEMANDA COINCIDENTE					
ALIMENTADOR	MO-S01	MO-S02	MO-S03	JEPISHU	
MES	KW	KW	KW	KW	
ENERO	1.177.176	513.788	800.768	193.435	
FEBRERO	1.186.640	585.120	829.056	189.254	
MARZO	1.209.208	671.872	853.536	198.889	
ABRIL	1.258.712	746.912	871.488	211.979	
MAYO	1.248.884	785.152	529.856	221.978	
JUNIO	1.247.064	790.016	838.904	224.705	
JULIO	1.243.434	765.760	901.408	216.160	
AGOSTO	1.276.184	740.480	826.336	213.797	
SEPTIEMBRE	1.249.612	729.248	881.280	246.339	
OCTUBRE	1.265.264	719.936	889.440	230.522	
NOVIEMBRE	1.264.536	710.336	854.080	292.656	
DICIEMBRE	1.323.868	778.432	856.800	229.432	
TOTAL	1.323.868	790.016	901.408	292.656	

TOTAL DEMANDADO EN EL SISTEMA

AÑO	2010

MAXIMA DEMANDA COINCIDENTE					
ALIMENTADOR	MO-S01	MO-S02	MO-S03	JEPISHU	
MES	KW	KW	KW	KW	
ENERO	1.563.380	764.320	958.528	457.254	
FEBRERO	1.569.204	616.352	1.127.168	481.320	
MARZO	1.566.932	646.816	1.159.264	457.254	
ABRIL	1.642.732	619.638	1.287.104	504.240	
MAYO	1.634.724	626.949	1.218.560	505.386	
JUNIO	1.637.636	603.187	1.294.720	553.518	
JULIO	1.678.768	624.077	1.232.704	539.537	
AGOSTO	1.636.544	575.770	1.214.752	564.061	
SEPTIEMBRE	1.697.696	627.994	1.319.744	539.537	
OCTUBRE	1.717.352	656.989	1.290.912	588.586	
NOVIEMBRE	1.638.000	663.354	1.250.656	465.864	
DICIEMBRE	1.657.656	632.237	1.302.880	564.061	
TOTAL	1,717.352	764.320	1,315.744	588.586	

PSE MOYOBAMBA

PROYECCIÓN DE MÁXIMA DEMANDA (MW)
MÉTODO DE TENDENCIAS

ELECTRO ORIENTE S.A.

DEVANADO 138KV

R2	Modelos Comparados				TC (%)
	Lineal	Logarítmico	Exponencial	Potencial	Polinómica
TASA DE CRECIMIENTO	4.25%	0.8615	0.9668	0.9081	0.9573
CONDICIÓN	ACEPTADO	RECHAZADO	ACEPTADO	RECHAZADO	ACEPTADO
EQUACIÓN					
$Y = 0.82(X) + 5.27$ $Y = 2.94 \ln(X) + 5.18$ $Y = 5.82 e^{(0.09 X)}$ $Y = 5.69 X^{(0.33)}$ $Y = 0.01(X)^2 + 0.73$ $(X) + 5.43$					
ESTADÍSTICO F:					
Valor	203.34	43.53	203.84	69.18	88.66
Prob.	5.59	5.59	5.59	5.59	5.59
ESTADÍSTICO T:					
Valor	14.26	6.60	14.28	9.32	0.32
Prob.	2.365	2.365	2.365	2.365	2.447

DATOS HISTÓRICOS

Año	Índice	Lineal	Logarítmico	Exponencial	Potencial	Polinómica	Devanado 138KV (MW)
2003	1	6.09	5.18	6.37	5.69	6.17	6.17
2004	2	6.91	7.22	6.96	7.16	6.93	6.87
2005	3	7.73	8.41	7.62	8.19	7.70	7.26
2006	4	8.54	9.26	8.33	9.00	8.50	8.41
2007	5	9.36	9.91	9.11	9.69	9.30	10.02
2008	6	10.18	10.45	9.96	10.29	10.13	9.97
2009	7	11.00	10.90	10.90	10.83	10.97	11.19
2010	8	11.81	11.29	10.90	11.32	11.63	11.17
2011	9	12.63	11.64	13.04	11.77	12.71	13.02
2012	10	13.45	11.95	14.26	12.19	13.61	14.02
2013	11	14.27	12.23	15.59	12.58	14.52	15.05
2014	12	15.08	12.48	16.98	12.94	15.45	16.13
2015	13	15.89	12.72	18.41	13.27	16.39	17.25
2016	14	16.72	12.94	20.00	13.62	17.36	18.43
2017	15	17.54	13.14	22.31	13.93	18.34	19.65
2018	16	18.35	13.33	24.40	14.23	19.34	20.93
2019	17	19.17	13.51	26.68	14.52	20.35	22.26
2020	18	19.99	13.67	29.18	14.80	21.38	23.65
2021	19	20.81	13.83	31.92	15.07	22.43	25.09
2022	20	21.62	13.98	34.91	15.32	23.50	26.60
2023	21	22.44	14.13	38.18	15.57	24.59	28.18
2024	22	23.26	14.26	41.76	15.81	25.69	29.82
2025	23	24.08	14.40	45.67	16.05	26.80	31.53
2026	24	24.89	14.52	49.95	16.27	27.94	33.32
2027	25	25.71	14.64	54.63	16.50	29.09	35.19
2028	26	26.53	14.76	59.75	16.71	30.26	37.13
2029	27	27.35	14.87	65.34	16.92	31.45	39.16
2030	28	28.17	14.97	71.46	17.13	32.65	41.27
2031	29	28.98	15.08	78.18	17.33	33.86	43.47
2032	30	29.79	15.18	85.54	17.53	35.07	45.77
2033	31	30.62	15.27	93.49	17.71	36.27	48.16

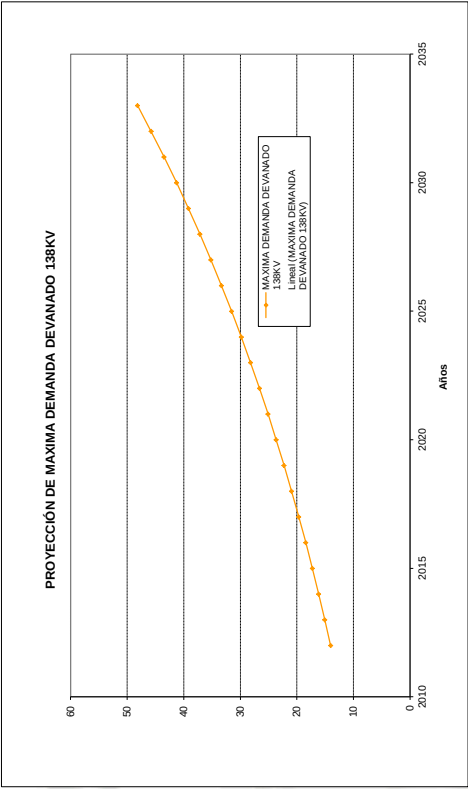
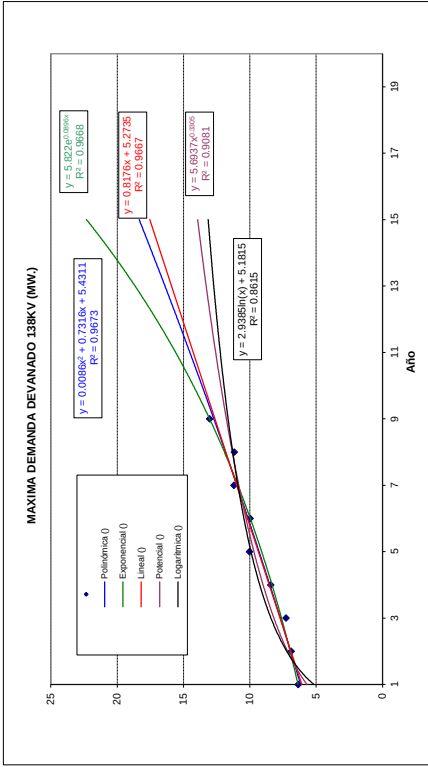
Fuente: Electro Oriente S.A.

TASAS DE CRECIMIENTO %

	Lineal	Logarítmico	Exponencial	Potencial	Polinómica	PROMEDIO - AÑO
10	6.47%	2.65%	9.37%	3.54%	7.04%	7.63%
11	6.08%	2.34%	9.37%	3.20%	6.70%	7.38%
12	5.73%	2.09%	9.37%	2.92%	6.40%	7.17%
13	5.42%	1.88%	9.37%	2.68%	6.13%	6.97%
14	5.14%	1.71%	9.37%	2.48%	5.88%	6.80%
15	4.89%	1.57%	9.37%	2.31%	5.65%	6.64%
16	4.65%	1.44%	9.37%	2.16%	5.44%	6.49%
17	4.45%	1.34%	9.37%	2.02%	5.25%	6.35%
18	4.28%	1.26%	9.37%	1.90%	5.08%	6.22%
19	4.09%	1.16%	9.37%	1.80%	4.91%	6.12%
20	3.93%	1.09%	9.37%	1.71%	4.76%	6.02%
21	3.78%	1.03%	9.37%	1.63%	4.61%	5.92%
22	3.64%	0.97%	9.37%	1.55%	4.48%	5.83%
23	3.51%	0.92%	9.37%	1.48%	4.35%	5.75%
24	3.40%	0.87%	9.37%	1.42%	4.24%	5.67%
25	3.28%	0.83%	9.37%	1.36%	4.13%	5.59%
26	3.18%	0.79%	9.37%	1.30%	4.02%	5.52%
27	3.08%	0.75%	9.37%	1.26%	3.92%	5.46%
28	2.99%	0.72%	9.37%	1.21%	3.83%	5.40%
29	2.90%	0.69%	9.37%	1.17%	3.74%	5.34%
30	2.82%	0.65%	9.37%	1.13%	3.66%	5.28%
31	2.74%	0.63%	9.37%	1.09%	3.58%	5.23%

Métodos

Lineal	0.82 0.06 0.97 203.34 40.10 1.38	5.27 0.32 0.44 7.00 1.38	Ecuación		Y = 0.82 (X) + 5.27
Logarítmico	14.26 2.94 0.45 0.86 43.53 35.74	5.18 5.18 0.70 0.91 7.00 5.75			Y = 2.94 LN (X) + 5.18
Exponencial	6.60 0.09 0.01 0.97 203.84 7.00	1.76 0.04 0.04 0.05 7.00 0.02			Y = 5.82 e ^(0.09 X)
Potencial	0.33 1.74 0.04 0.91 69.18 0.45	1.74 0.06 0.08 0.08 7.00 0.05			Y = 5.69 X ^(0.33)
Polinómica	8.32 0.01 0.03 0.97 88.66 40.13 0.32	5.43 0.73 0.28 0.48 6.00 1.36 0.61			Y = 0.01 (X) ² + 0.73 (X) + 5.43

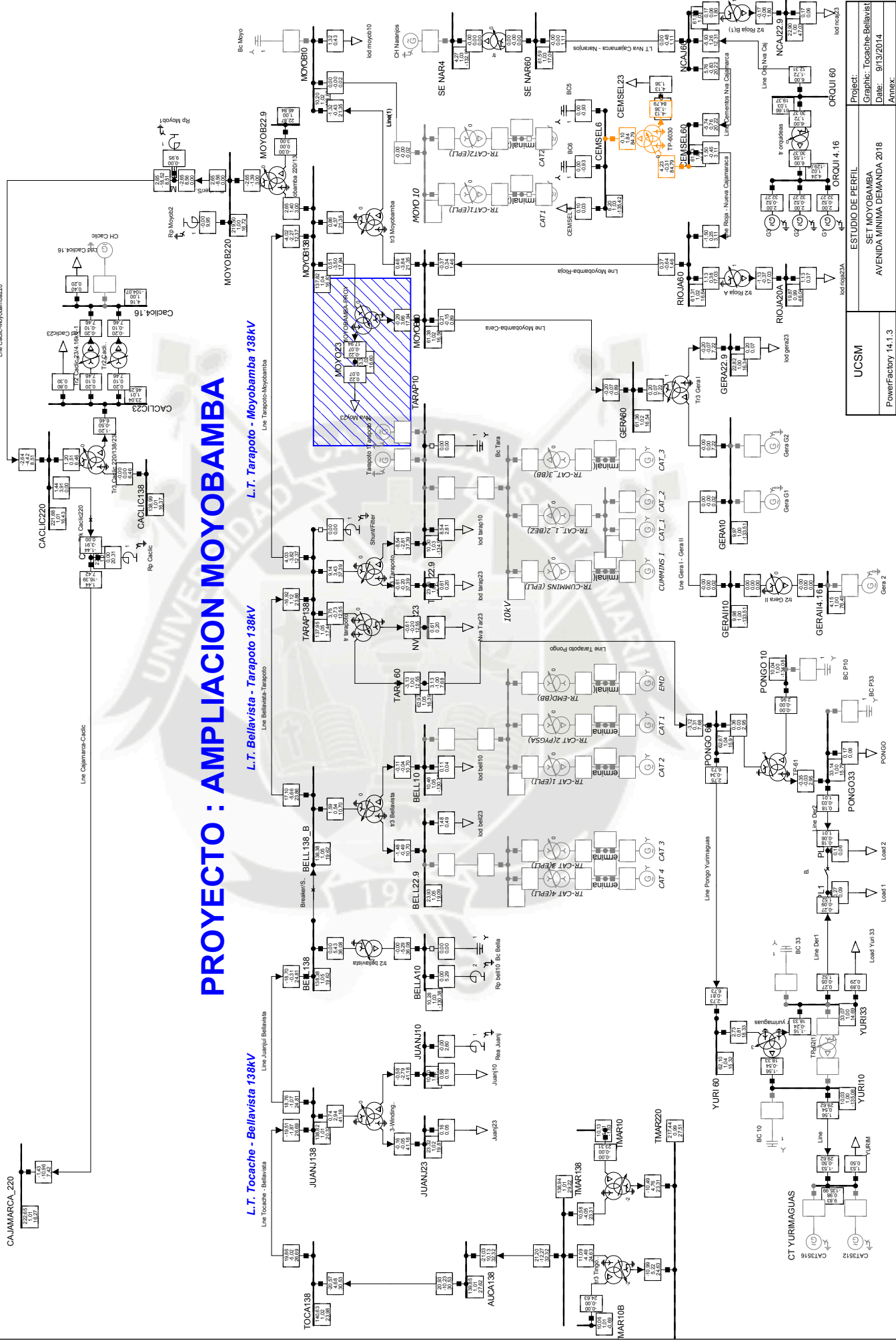


KV	MW	MVA	MVA ONAN	MVA ONAF
132	48.16	48.14326834	40	45
60	22.9			
10				

SELECCIONAMOS

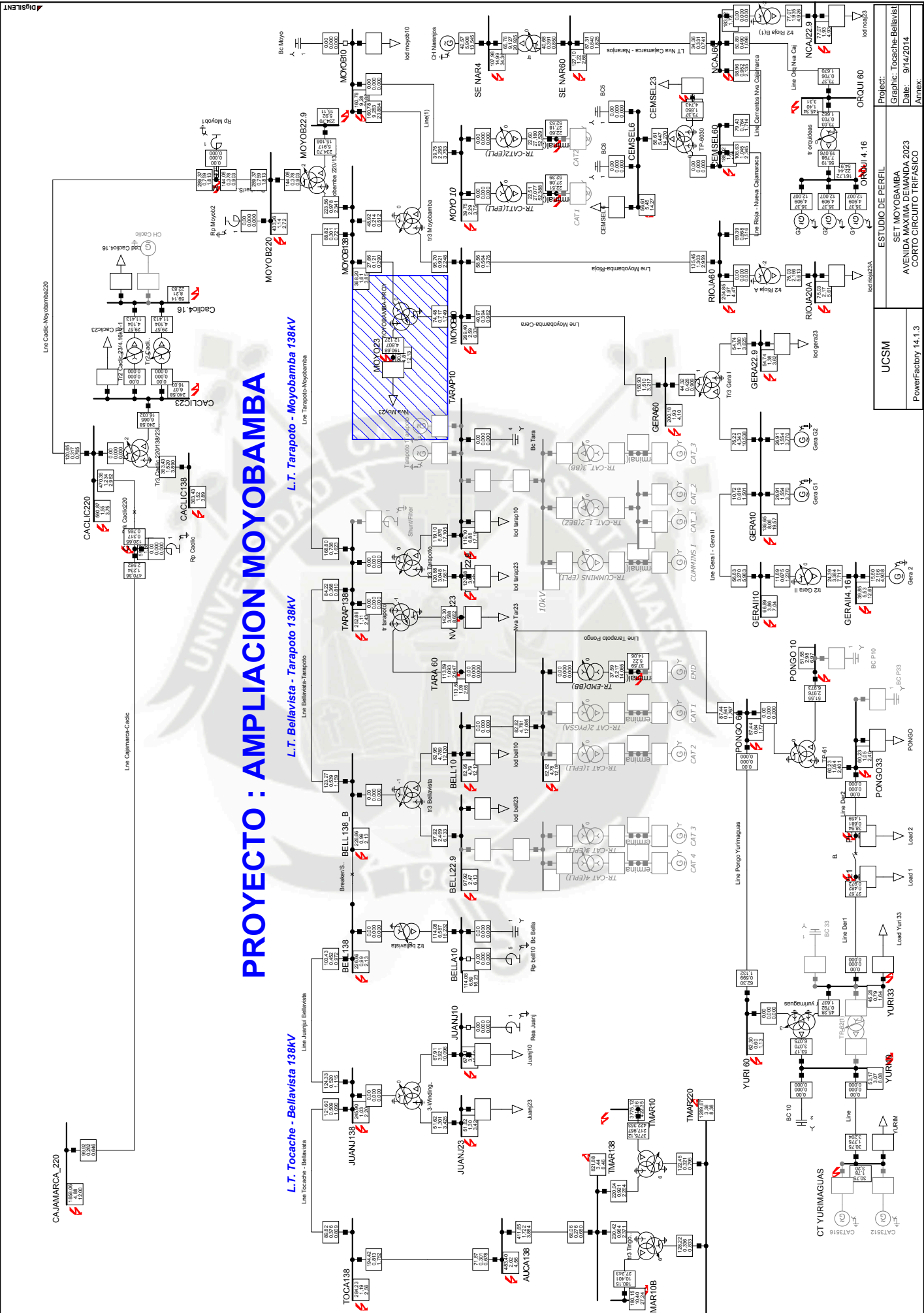
POR LO TANTO EL TRANSFORMADOR SERA DE

KV	MVA ONAN	MVA ONAF	CONEXION
132	40	45	Y
60	40	45	Y
22.9	20	25	Y
10	9	12	D



PROYECTO : AMPLIACIÓN MOYOBAMBA





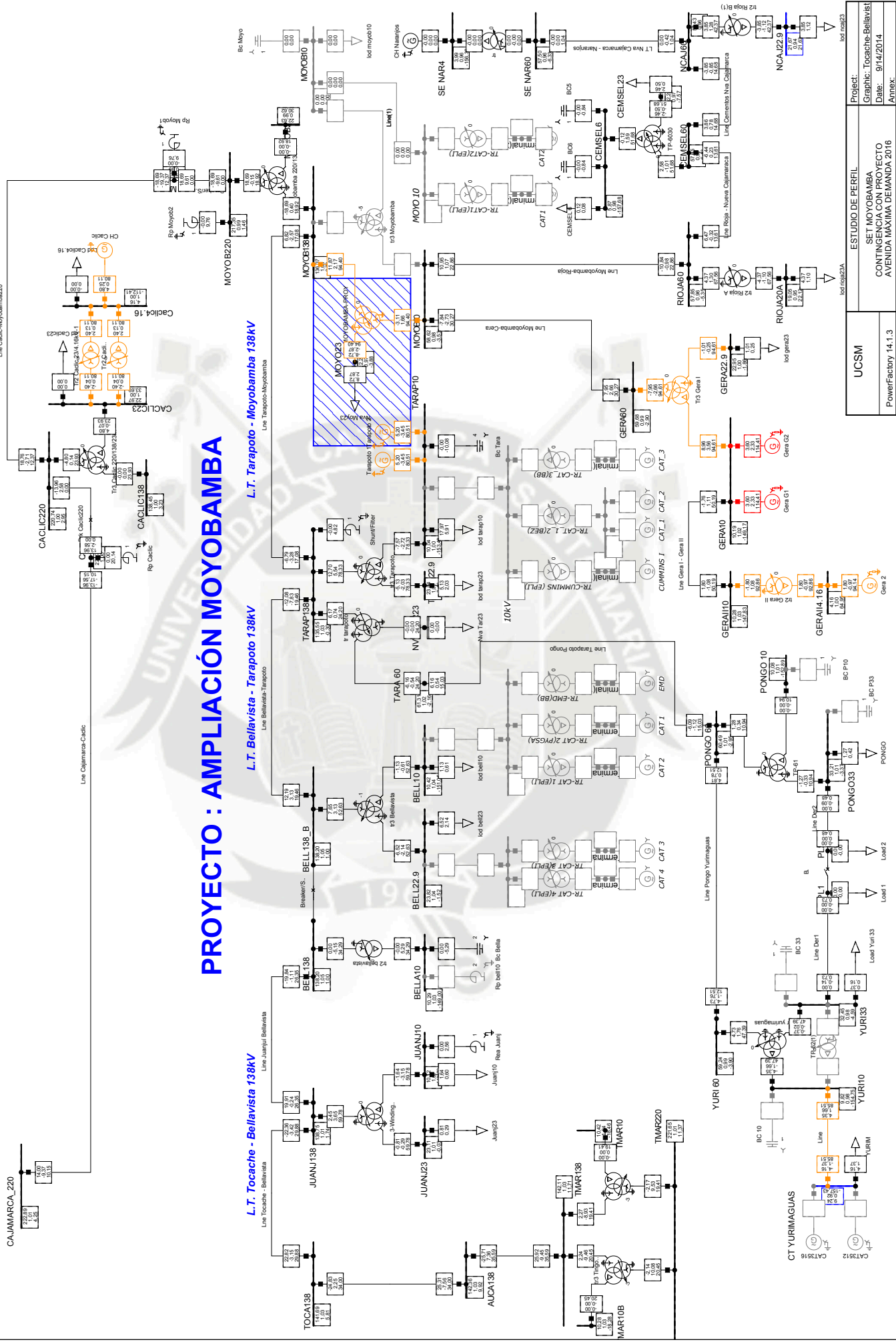
PROYECTO : AMPLIACION MOYOBAMBA

L.T. Tocache - Bellavista 138kV

L.T. Bellavista - Tarapoto 138kV

L.T. Tarapoto - Moyobamba 138kV

ESTUDIO DE PERFIL	
UCSM	SET MOYOBAMBA
PowerFactory 14.1.3	AVENIDA MAXIMA DEMANDA 2023
	CORTO CIRCUITO TRIFASICO
Project:	Graphic: Tocache-Bellavista
Date:	9/14/2014
Annex:	



PROYECTO : AMPLIACIÓN MOYOBAMBA

L.T. Bellavista - Tarapoto 138kV

Line Bellavista-Tarapoto

L.T. Tarapoto - Moyobamba 138kV

Line Tarapoto-Moyobamba

ista 138kV

Line Juanyil Bellavista



RELACION DE NORMAS DE DISEÑO

1. Normas Aplicables

Excepto en los casos que se especifique lo contrario, los equipos serán diseñados, contruidos y probados de acuerdo a la última edición o revisión de las siguientes normas:

ASME : American Society of Mechanical Engineers
ASTM : American Society for Testing and Materials
CNE : Código Nacional de Electricidad
DNI : Deutsche Industrienormen
IEC : International Electrotechnical Commission
IEEE : Institute of Electrical and Electronics Engineers
ITINTEC: Instituto de Investigación Tecnológico Industrial y de Normas Técnicas del Perú
NEC : National Electric Code
NEMA : National Electric Manufactures Association
NESC : National Electric Safety Code
VDE : Verbau Deutsche Electrotechniker

2. Normas Equivalentes

Se el contratista utilizase normas equivalentes o normas diferentes a las antes mencionadas, o en el caso de que las Especificaciones Técnicas no las prescriban implícitamente, el contratista deberá solicitar la aprobación del Supervisor, para lo cual deberá enviar la norma que desee aplicar.

3. Normas Especiales

Los rendimientos, características, procedimiento de las pruebas, las pruebas mismas etc., para los aparatos eléctricos, interruptores, instrumentos y otros equipos eléctricos deberán satisfacer las recomendaciones de la comisión Electrotécnica Internacional (IEC); excepto en casos en lo que se defina de otra forma en las Especificaciones Técnicas particulares de cada equipo.

Las corrientes portadoras sobre la línea de energía y los equipos de telemetría deberán satisfacer las recomendaciones respectivas del Comité Consultor Internacional en Telegrafía y Telefonía (CCITT).

4. Primacía de Normas

En el caso de que los documentos contractuales consideren la aplicación de dos o más normas para el mismo objeto, las normas prescritas en las especificaciones técnicas

tendrán primacía sobre cualquier otra Normas; salvo decisión contraria tomada por el Supervisor.

5. Transformadores de Potencia

- IEC 50 (1975) Vocabulario Electrotecnico Internacional.
- IEC 76-1 (1976) Power Transformers-Part 1: General
- IEC 76-2 (1976) Power Transformers-Part 2: Temperature Rise.
- IEC 76-2 (1976) Power Transformers-Part 3: Insulation levels and dielectric tests.
- IEC 76-3-1 (1987) Power Transformers-Part 3: Insulation levels and dielectric tests. External Clearances in air.
- IEC 76-4 (1976) Power Transformers-Part 4: Tappings and connections.
- IEC 76-5 (1976) Power Transformers-Part 5: Ability to withstand short circuit.
- IEC 354 (1991) Loading guide for oil-immersed power Transformers.
- IEC 296 (1982) Specification for unused mineral insulating oil for Transformers and switchgear.
- IEC 137 (1984) Bushing for alternating voltages above 1000 V.
- ITINTEC 370.002 Transformadores de Potencia.

6. Interruptor de Potencia

- IEC 50 (1975) Vocabulario Electrotécnico Internacional.
- IEC 56 (1987) Interruptores de Corriente Alterna en Alta Tensión
- IEC 60 (1973) Técnicas de prueba de Alta Tensión parte 1 y 2.
- IEC 267 (1968) Guía para la Prueba de interruptor con respecto a apertura fuera de fase.
- IEC 376 (1971) Especificaciones y Aceptación de Hexafluoruro Nuevo hexafluoruro de Azufre.
- IEC 427 Report on Synthetic Testing of High Voltage Alternating current Circuit Breaker.

7. Seccionadores

- IEC 129 (1984) Alternating current disconnectors (isolators) and earthing switches.
- IEC 168 (1988) Test on indoor and outdoor post insulators of ceramic material or glass for systems with nominal voltages greater than 100 V.
- IEC 265-2 (1988) Part 2: High-voltage switches for rated voltages of 52 kV and above.
- IEC 273 (1990) Characteristics of indoor and outdoor post insulators for systems with nominal voltages greater than 100 V.

8. Transformadores de servicios Auxiliares

- IEC 76 Transformadores de Potencia.

9. Transformadores de Tensión

- IEC 156 (1963) Método de determinación de la Resistencia Eléctrica de Aceites Aislantes.
- IEC 186 (1969) Transformadores de Tension y Enmienda Nº 1.
- IEC 186A (1972) Primer suplemento a la Publicacion 186
- IEC 156 (1963) Method for the determination of the electric strength of insulating oils.

10. Transformadores de Corriente.

- IEC 185 (1987) Current transforme.
- IEC 296 (1986) Specification for unused mineral insulating oils for Transformers and switchgear.

11. Pararrayos

- IEC 99-3 (1990) Surge arresters-Part 3: Artificial pollution testing of surge arresters.
- IEC 99-4 (1991) Surge arresters-Part 4: Metal-oxide surge arresters Without gaps for a.c. systems.
American National Standars Institute (ANSI)
- C62.11 (1987) Pararrayos de Oxido Metalico para Circuitos de Potencia de Corriente Alterna.
- C76.1 (1976) Requerimientos yCodigo de Prueba para Bornes Pasatapas. Aparatos para instalación en exteriores.

12. Tableros de control, Mando, Protección y Medición.

International Electrotechnical Commission:

- IEC 50 (1975) Vocabulario Electrotécnico Internacional.
- IEC 157-1 Interruptores Parte 1 (1973) y Suplemento 1ª.
- IEC 158-1 Contadores
- IEC 185 (1966) Transformadores de Corriente y Enmienda 1 (1977)
- IEC 186 (1969) Transformadores de Tensión y Enmienda 1 (1978)
- IEC 186A (1970) Transformadores de Tension Suplemento A.
- IEC 521 Electrical integrating meters
- IEC 255 Rules for electrical relays in power plants.

American National Standards Institute (ANSI)

- C37.90 Relés y Sistema de Relés Asociadas con Aparatos Eléctricos de Potencia (1971).

13. Sistema de Barras

- IEC 50 (1975) Vocabulario Electrotécnico Internacional
- IEC 120 (1977) Recomendaciones para Acoplamientos “Casquillo Bola” (“Ball and Socket”) para Unidades de cadenas de Aisladores.
- IEC 207 (1968) Conductor de Aluminio trenzado (ASC)
- IEC 208 (1966) Conductor de Aleación de Aluminio Trenzado (AAAC).
- IEC 273 (1968) Dimensiones de Unidades de Aisladores Portabarras y Exteriores para Sistemas con Tensiones Nominales mayores a 1000 V. y Enmienda Nº 1 (1972)
- IEC 305 (1975) Características de las Unidades de cadena de Aisladores de tipo “Caperuza y Perno”
- IEC 372-1 (1977) Parte 1 – Dimensiones y Requerimientos generales Dispositivos de Seguro para Acoplamiento “Ball and Socket” de Unidades de Cadena de Aisladores.
- IEC 383 (1972) Recomendaciones para Pruebas en Aisladores de Ceramica o Vidrio para Lineas Aereas con Tensiones Nominales de 100 V.
- CISPR 1 Especificaciones para Aparato de Medicion de Interferencia de Radio CISPR para el Rango 0.15 MHz a 30 MHz.
- CISPR7B Segundo Suplemento – Recomendación de CISPR.

14. Sistema de puesta a Tierra

- IEEE 80 Seguridad en Puesta a Tierra de Subestaciones

15. Sistema de Barras

- IEC 50 (1975) Vocabulario Electrotécnico Internacional.
- Otras normas correspondientes a los equipos y materiales.

16. Sistema de Cableado

- IEC 50 (1975) Vocabulario Electrotecnico Internacional.
- IEC 59 (1938) Corriente Nominales Normalizados.
- IEC 173 (1964) Colores de Nucleos de cables y cordones flexibles.
- IEC 189 Low-frequency cables and wires with p.v.c. insulation and p.v.c sheath.
- IEC 227 (1967) Cables y cordones Flexibles Aislados con Cloruro de Polivinio con Conductores Circulares y Tension Nominal que no Exceda 750 V, Enmienda 1 (1969) y Enmienda 2 (1973).
- IEC 228 (1978) Secciones Nominales y Composicion de Conductores de Cables Aislados.
- IEC 229 (1996) Pruebas y Cubiertas de protección Anticorrosivas de Chaquetas de Cables Metalicas y Enmiendas 1.
- IEC 287 (1969) Calculo de corriente Nominal Continua de Cables de, Enmienda 3 (1977) y Enmienda 4 (1978).
- IEC 540 (1976) Metodos de Prueba para Aislamiento y Chaquetas de cables y cordones eléctricos (Componentes Elastomericos y Termoplasticos)

17. Equipos contra Incendio

Code of Federal Regulations CFR:

- 29 CFR1518 (F) Seguridad Durante la Construcción
- 29 CFR1910 (L) Importancia de la protección contra Incendios
- 29 CFR1910.157 Extinguidores Portátiles de mano.





SGC / SGCP

*Seccionadores giratorios de
apertura central*

Hasta 245 kV

Centre break disconnectors

Up to 245 kV

SECCIONADORES Y
PANTÓGRAFOS AT
HV DISCONNECTORS
AND PANTOGRAPHS

120





En línea con nuestros clientes y sus necesidades.

En un sector como el energético que necesita de la máxima colaboración entre todos los que formamos parte de él, sumando esfuerzos claramente orientados hacia la consecución de un servicio óptimo a los destinatarios y clientes finales...

Estamos en línea

Una norma directriz para la que MESA tiene establecidos protocolos que hacen que las aportaciones, contribuciones, ayudas, relaciones y comprensión de las necesidades y requerimientos se fijen en un programa de colaboración estructurado y sometido a procesos de mejora continua.

Integrada en Schneider Electric, MESA fue fundada en 1947. Actualmente cuenta con más de 450 empleados, dos plantas de producción que suman más de 20.000 m² y laboratorios de potencia y ensayo propios.

Sus procesos de gestión y fabricación se estructuran en torno a la ISO 9001:2000 e ISO 14001:2004; y sus desarrollos están avalados por certificaciones y homologaciones emitidas por organismos y laboratorios locales e internacionales.

Sólo así es posible aportar soluciones innovadoras en media y alta tensión en más de 90 países.

In line with our customers and their needs.

In a sector like energy, which requires the maximum collaboration between all of its components, joining forces clearly aimed at achieving optimum service for final customers and recipients...

We are on line

Guidelines for which MESA has established protocols which mean that the contribution, help, relations and comprehension of requirements and needs are established within a structured collaboration program subject to a process of continuous improvement.

A member of Schneider Electric, MESA was founded in 1947. It currently has more than 450 employees, two production plants making up over 20,000 m², and its own power and test laboratories.

Its management and production processes are structured in line with ISO 9001:2000 and ISO 14001:2004, and developments are supported by certificates and approvals issued by local and international laboratories and bodies.

Only in this way is it possible to provide innovative solutions in medium and high voltage in more than 90 countries.

Presentación general / General overview

Generalidades / Overview	4
Características y dimensiones / Characteristics and dimensions	6

SGC / SGCP

**Seccionadores giratorios
de apertura central**

Hasta 245 kV

Centre break disconnectors

Up to 245 kV





Construcción

Los seccionadores de los modelos SGC y SGCP son de dos columnas giratorias, con bornas de conexión cilíndricas o rectangulares respectivamente y de apertura central.

Los seccionadores son suministrados para el montaje de los polos en paralelo y la apertura de las cuchillas hacia la derecha (visto desde la columna de accionamiento), salvo solicitud expresa para montaje de los polos en línea (ver catálogo 170), la apertura de las cuchillas hacia la izquierda o el seccionador invertido.

Partes conductoras

De cobre electrolítico, los contactos reciben el tratamiento superficial adecuado para cada intensidad. El contacto es puntual con gran presión de conexión y efecto autolimpiante con las maniobras.

Las bornas giran de forma que permiten la maniobra de las cuchillas, siendo el par soportado por el conductor de la línea inferior a 1 kg m.

Aisladores

De porcelana, esmaltados en marrón, dimensionados según CEI-273 y líneas de fuga conforme a los niveles fijados en CEI-815.

Bajo demanda pueden suministrarse los seccionadores con diferentes aisladores.

Soporte giratorio

Debido a su robustez y perfecto ajuste, se pueden montar los seccionadores en posición apoyado (horizontal), vertical o invertido, sin que las columnas tengan movimientos axiales o laterales.

Los montajes en línea e invertidos son especiales, por lo que es necesario indicarlo en el momento de la consulta.

Los topes limitadores de giro son regulables, y se envían previamente ajustados en fábrica.

Aunque el soporte está engrasado de por vida, existe la posibilidad de engrase.

Construction

SGC and SGCP type disconnectors are of two giratory columns, with cylindrical and flat terminals respectively and centre break.

Although disconnectors are delivered for parallel arrangement and with blades opening to the right (seen from the driving column), other dispositions like line arrangement, blades opening to the left or inverted disconnector assembly can be supplied under request.

Current carrying parts

Current carrying parts are electrolytic copper made and have the suitable surface treatment according to their different currents. Contacts are punctual and sliding, with great pressure of connection and self cleaned with operations.

As disconnector terminals turn with the blades, the torque on the carrying line is less than 1 kg m.

Insulators

Insulators are brown glazed porcelain made according to IEC-273 standards, and their creepage distance is in accordance with IEC-815 levels.

Under request, disconnectors can be supplied with different insulators.

Rotatory supports

Due to their strength and perfect fixing, disconnectors can be assembled in horizontal, vertical or inverted position without any axial or lateral column displacement.

As line arrangement and inverted assembly are special, this must be expressly indicated when ordering.

Rotatory ends can be adjusted, however they are delivered previously adjusted at factory.

Although bearings are life lubricated, there still exists the possibility of lubrication.

Cuchillas de puesta a tierra

Los seccionadores se suministran con cuchillas de puesta a tierra, enclavadas mecánicamente con las principales.

Las cuchillas de fabricación normal, tienen una capacidad de cortocircuito de 31,5 kA 1s.

Se fabrican seccionadores bajo demanda con otras capacidades de cortocircuito así como con dos cuchillas de puesta a tierra.

Partes férricas

Las bases y el resto de las piezas férricas, tornillos, bulones, etc., son de acero inoxidable o están galvanizadas por inmersión en caliente según ISO 1461.

Prestaciones especiales

Bajo demanda, los seccionadores se suministran con dispositivos especiales, como:

- Endurancia mecánica extendida hasta 10.000 maniobras, según Anexo B, CEI-62271-102.
- Dispositivo de corte de corriente de transferencia de barras para seccionadores, según Anexo B, CEI-62271-102.
- Dispositivo de corte de corrientes inducidas para puesta a tierra, según Anexo C, CEI-62271-102.
- Diseño anti-sísmico hasta 0,5 g.
- Capacidad de funcionamiento en condiciones severas de formación de hielo (10 mm) y a temperaturas límite (-25 +40 °C), según CEI-62271-102.
- Anillos equipotenciales.
- Cuernos de arqueo para el corte de pequeñas intensidades según CEI-62271-102.
- Terminales tipo NEMA.

Accionamientos

MESA suministra los accionamientos necesarios para los seccionadores. En el folleto 170 se describen los mandos manuales y los elementos auxiliares, así como diferentes tipos de montaje (línea, paralelo...).

Los mandos eléctricos se describen específicamente en los catálogos 180 y 182.

Earthing blades

Disconnectors are supplied with earthing blades mechanically interlocked with the main ones.

Standard blades are rated for 31.5 kA 1s short-circuit level.

Other short-circuit levels or two earthing blades per disconnector, under request.

Ferrous parts

The basis and the rest of pieces such as screws, rods, etc. are stainless steel made or hot dip galvanized according to ISO 1461.

Special features

Under request, disconnectors can be supplied with special devices such as:

- Extended mechanical endurance of 10,000 operating cycles as per Annex B of IEC-62271-102.
- Bus transfer current switching devices for disconnectors as per Annex B of IEC-62271-102.
- Induced current switching devices for earthing switches as per Annex C of IEC-62271-102.
- Anti-seismic design up to 0.5 g.
- Operating capacity under severe ice conditions (10 mm) and limit temperatures (-25 +40 °C), as per IEC-62271-102.
- Anti-corona rings.
- Arcing horns for small currents, as per IEC-62271-102.
- NEMA terminal types.

Operating mechanisms

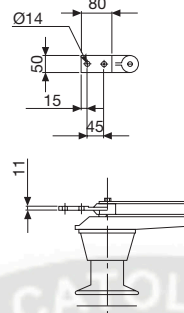
MESA operating mechanisms are either manual or motor-driven. Manual operating mechanisms, auxiliary devices and different assemblies are described in pamphlet 170 (line, parallel...).

Electric operating mechanisms are described in pamphlets 180 and 182.

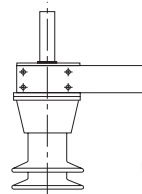


Terminales de conexión / Terminals

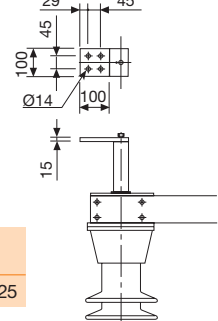
Bornas planas
Flat terminals



Bornas cilíndricas
cylindrical terminals

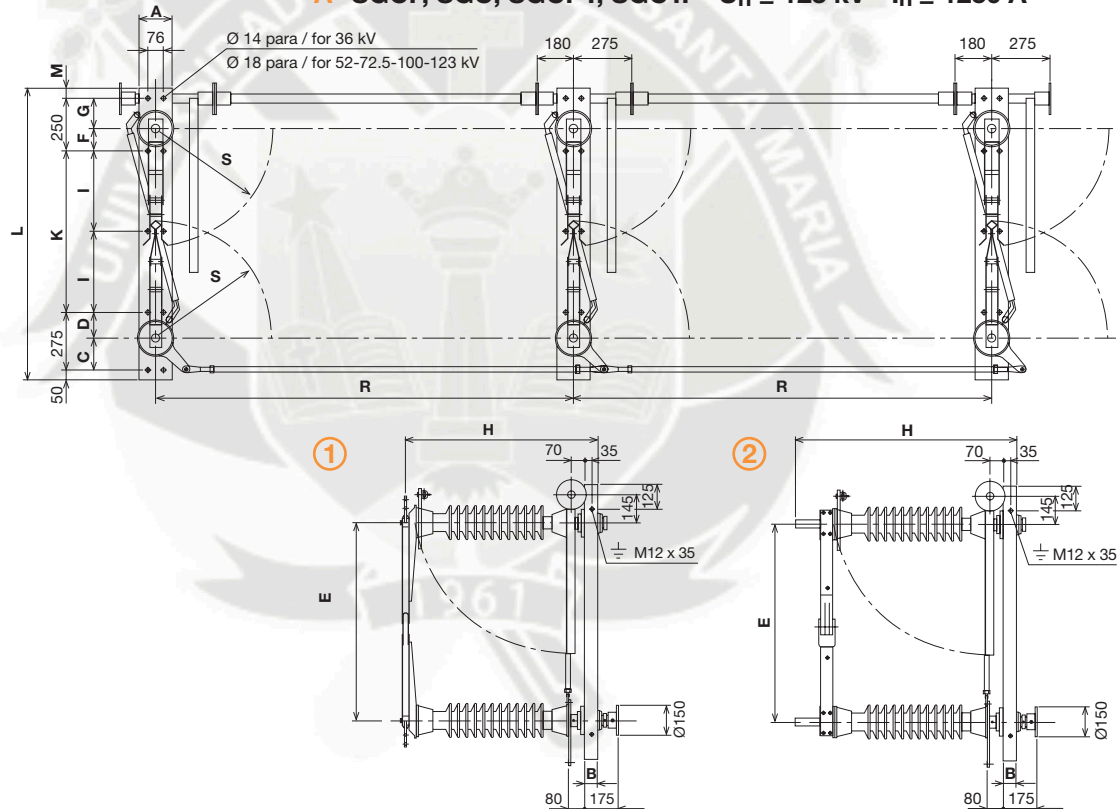


Bornas tipo NEMA
NEMA type terminals

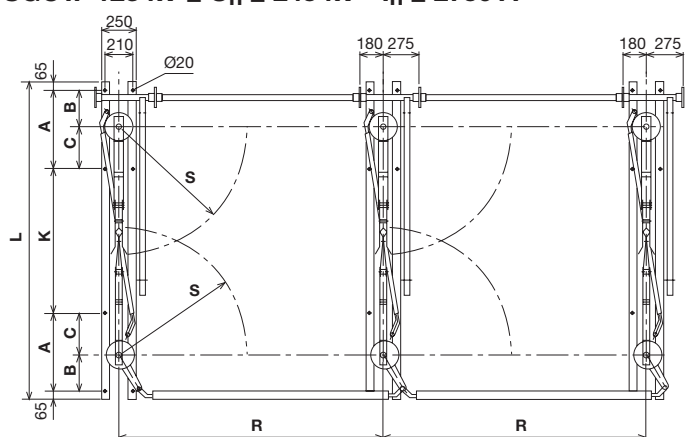
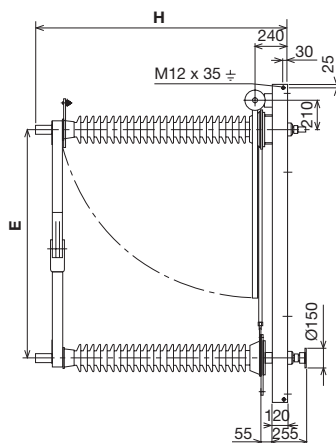


1250 A, 1600 A, 2000 A,	2750 A	3150 A
Ø 40 x 125	Ø 50 x 125	Ø 60 x 125

A SGCP, SGC, SGCPT, SGCT: $U_n \leq 123 \text{ kV}$ - $I_n \leq 1250 \text{ A}$



B SGC, SGCT: $123 \text{ kV} \leq U_n \leq 245 \text{ kV}$ - $I_n \leq 2750 \text{ A}$



Características y dimensiones

Characteristics and dimensions

SGC / SGCP
Presentación general
General overview

Características eléctricas Electrical characteristics

	Referencia Reference	Tensión nominal Rated voltage	Intensidad nominal Rated normal current (1)	Tensión de ensayo / Impulse withstand voltage				Intensidad corta duración (valor eficaz) Short time withstand current (RMS) (1)	Valor cresta de la intensidad Peak withstand current (1)	Tipo de aislador Insulator type		
				A tierra y entre polos To earth and between poles		Sobre la distancia de secci. Across isolating distance						
				A frecuencia industrial bajo lluvia / Power frequency wet	A impulso/ Impulse	A frecuencia industrial bajo lluvia / Power frequency wet	A impulso/ Impulse					
		kV	A	kV	kV	kV	kA	kA				
A	1	SGCP-36/1250	SGCPT-36/1250	36	1250	70	170	80	195	31.5	80	C4-170
		SGCP-52/1250	SGCPT-52/1250	52		95	250	110	290			
		SGCP-72/1250	SGCPT-72/1250	72.5		140	325	160	375			
		SGCP-100/1250	SGCPT-100/1250	100		185	450	210	520			
		SGCP-123/1250	SGCPT-123/1250	123		230	550	265	630			
	2	SGC-36/1250	SGCT-36/1250	36	1250	70	170	80	195	31.5	80	C4-250
		SGC-52/1250	SGCT-52/1250	52	1250	95	250	110	290	31.5	80	
		SGC-52/1600	SGCT-52/1600		40					100		
		SGC-52/2000	SGCT-52/2000		50					125		
		SGC-52/2750	SGCT-52/2750		50					125		
		SGC-52/3150	SGCT-52/3150		50					125		
		SGC-72/1250	SGCT-72/1250	72.5	1250	140	325	160	375	31.5	80	C4-325
		SGC-72/1600	SGCT-72/1600		40					100		
		SGC-72/2000	SGCT-72/2000		50					125		
		SGC-72/2750	SGCT-72/2750		50					125		
		SGC-72/3150	SGCT-72/3150		50					125		
	SGC-100/1250	SGCT-100/1250	100	1250	185	450	210	520	31.5	80	C4-450	
	SGC-100/1600	SGCT-100/1600		40					100			
	SGC-100/2000	SGCT-100/2000		50					125			
	SGC-100/2750	SGCT-100/2750		50					125			
	SGC-100/3150	SGCT-100/3150		50					125			
	SGC-123/1250	SGCT-123/1250	123	1250	230	550	265	630	31.5	80	C4-550	
	SGC-123/1600	SGCT-123/1600		40					100			
	SGC-123/2000	SGCT-123/2000		50					125			
	SGC-123/2750	SGCT-123/2750		50					125			
	SGC-123/3150	SGCT-123/3150		50					125			
B	1	SGC-145/1250	SGCT-145/1250	145	1250	275	650	315	750	31.5	80	C4-650
		SGC-145/1600	SGCT-145/1600		40					100		
		SGC-145/2000	SGCT-145/2000		50					125		
		SGC-145/2750	SGCT-145/2750		50					125		
		SGC-145/3150	SGCT-145/3150		50					125		
	2	SGC-170/1250	SGCT-170/1250	170	1250	325	750	375	860	31.5	80	C4-750
		SGC-170/1600	SGCT-170/1600		40					100		
		SGC-170/2000	SGCT-170/2000		50					125		
		SGC-170/2750	SGCT-170/2750		50					125		
		SGC-170/3150	SGCT-170/3150		50					125		
	245	SGC-245/1250	SGCT-245/1250	245	1250	460	1050	530	1200	31.5	80	C4-1050
		SGC-245/1600	SGCT-245/1600		40					100		
		SGC-245/2000	SGCT-245/2000		50					125		
		SGC-245/2750	SGCT-245/2750		50					125		
		SGC-245/3150	SGCT-245/3150		50					125		

Dimensiones Dimensions

		Seccionador Disconnector		Seccionador con puesta a tierra Disconnector with earthing switch		Dimensiones (mm) Dimensions															
		Referencia Reference	Peso Weight Kg	Referencia Reference	Peso Weight Kg	A	B	C	D	E	F	G	H	I	K	L	M	(2) R	S		
1		SGCP-36/1250	207	SGCPT-36/1250	261	140	60	153	122	660	97	153	650	-	441	1066	50	1400	355		
		SGCP-52/1250	240	SGCPT-52/1250	294	140	60	145	130	750	160	90	765	230	460	1140	105	1500	400		
		SGCP-72/1250	369	SGCPT-72/1250	430	160	65	145	130	1000	105	145	980	382.5	765	1390	50	2000	525		
		SGCP-100/1250	445	SGCPT-100/1250	510	160	65	145	130	1250	105	145	1230	507.5	1015	1640	50	2300	650		
		SGCP-123/1250	505	SGCPT-123/1250	570	160	65	145	130	1550	105	145	1430	657.5	1315	1940	50	2500	800		
A	2	SGC-36/1250	267	SGCT-36/1250	306	140	60	153	122	660	97	153	780	-	441	1066	50	1400	350		
		SGC-52/1250	292	SGCT-52/1250	334									905							
		SGC-52/1600	296	SGCT-52/1600	340									935							
		SGC-52/2000	302	SGCT-52/2000	346	140	60	145	130	750	160	90		955	230	460	1140	105	1500	435	
		SGC-52/2750	308	SGCT-52/2750	352									985							
	SGC-52/3150	352	SGCT-52/3150	396									1000								
	SGC-72/1250	372	SGCT-72/1250	417																	
	SGC-72/1600	376	SGCT-72/1600	423																	
	SGC-72/2000	382	SGCT-72/2000	429	160	65	145	130	1000	105	145		1110	382.5	765	1390	50	2000	560		
	SGC-72/2750	388	SGCT-72/2750	435									1130								
	SGC-72/3150	426	SGCT-72/3150	473									1160								
			SGC-100/1250	467	SGCT-100/1250	514								1360							
			SGC-100/1600	471	SGCT-100/1600	520								1360							
			SGC-100/2000	477	SGCT-100/2000	526	160	65	145	130	1250	105	145	1380	507.5	1015	1640	50	2300	685	
			SGC-100/2750	503	SGCT-100/2750	532								1410							
		SGC-100/3150	514	SGCT-100/3150	576								1425								
		SGC-123/1250	552	SGCT-123/1250	603																
		SGC-123/1600	557	SGCT-123/1600	610	160	65	145	130	1550	105	145	1560	657.5	1315	1940	50	2500	835		
		SGC-123/2000	564	SGCT-123/2000	617								1560								
		SGC-123/2750	571	SGCT-123/2750	624								1580								
		SGC-123/3150	614	SGCT-123/3150	667								1610								
													1625								
B		SGC-145/1250	877	SGCT-145/1250	940									1885							
		SGC-145/1600	886	SGCT-145/1600	949	600	250	350	-	1800	-	-		1885							
		SGC-145/2000	901	SGCT-145/2000	964									1905	-	1100	2430	-	3000	960	
		SGC-145/2750	910	SGCT-145/2750	974									1935							
		SGC-145/3150	951	SGCT-145/3150	1014									1950							
		SGC-170/1250	908	SGCT-170/1250	974																
		SGC-170/1600	920	SGCT-170/1600	986																
		SGC-170/2000	935	SGCT-170/2000	1001	500	250	250	-	2100	-	-		2085	-	1600	2730	-	3200	1110	
		SGC-170/2750	945	SGCT-170/2750	1011									2105							
		SGC-170/3150	985	SGCT-170/3150	1051									2140							
			SGC-245/1250	1332	SGCT-245/1250	1412															
			SGC-245/1600	1350	SGCT-245/1600	1430															
			SGC-245/2000	1368	SGCT-245/2000	1448	500	250	250	-	2700	-	-		2685	-	2200	3330	-	4500	1410
			SGC-245/2750	1375	SGCT-245/2750	1458									2705						
			SGC-245/3150	1418	SGCT-245/3150	1498									2725						
														2750							

subestaciones

substations

Umspannwerke

aéroports

Flughäfen

airports
aeropuertos

wind farms

parques eólicos

Windparks

parc éoliens

Industriesektor

sector industrial

secteur industriel

industrial sector

cogeneración

cogeneration

Blockheizkraftwerk

cogénération



Referencias en más de 90 países
References in more than 90 countries
Présence dans plus de 90 pays
Referenzen in über 90 Ländern



120
02-2010

www.mesa.es

Apartado 8, P.O. Box 8. 48100 Munguía, Vizcaya • España / Spain / Espagne / Spanien
T: (+34) 94 615 91 00 • F: (+34) 94 615 91 10 • mesa@es.schneider-electric.com

Manufacturas Eléctricas, S.A.U.

Transmission & Distribution**SB6 123-245 kV - SF6 circuit breaker**

SB6

**SF6 circuit breaker
with gas – dynamic
operating mechanism**

Powerful

- Up to 50Ka Isc
- 10.000 CO mechanical endurance

Simple

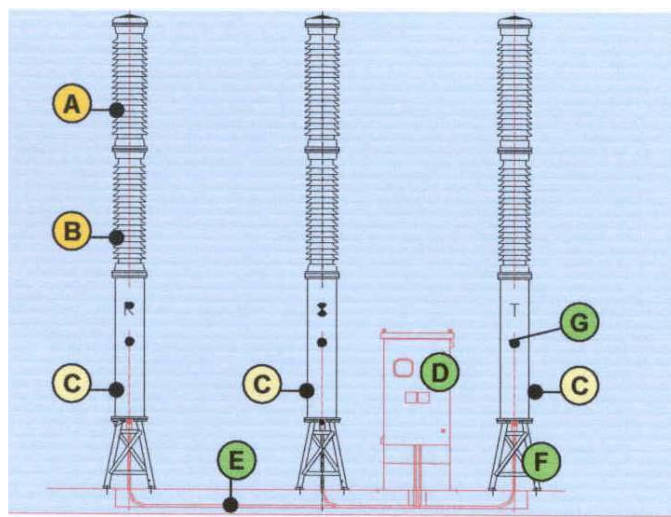
- Poles are delivered complete and ready to operate:
 - Fit them onto the simple structure
 - Fill up the SF₆ gas
 - Plug-in the electrical connectors
 - operate
- Integrated pole + operating mechanism, self – contained architecture
- Free lay – out

Reliable

- Protected operating mechanism
- Only static SF₆ to air seals
- “Sealed for life” concept
- 40 years experience of puffer interrupter

Safe

- All moving parts housed
- Tested seismic capability 0,5g



- A. Interrupter
- B. Insulating, support column
- C. Operating mechanism
- D. Local Control Cubicle
- E. Interconnection cables
- F. Support structure

DESIGN

Each breaker consists of three identical poles, each one is a complete functional unit comprising the interrupter,

the insulating column and a power actuator driven by the SF₆ gas of the pole in a closed cycle.

Each pole is installed over a small simple lattice structure.

A local control cubicle (LCC) provides for the control of the three-pole unit, connected to each pole via cable(s)

with plug-in gas-tight connector(s).

The density switch of each pole is installed inside the operating mechanism enclosure.

A glass window allows to see the mechanical position indicator.

A design combining simplicity, reliability and safety

- Only one technique provides insulation, current interruption and contacts operation.
- The breaking chambers and the operating mechanism are totally enclosed, assembled and factory tested, for minimum on site works and optimized maintenance.
- Static interfaces between SF₆ and atmosphere : no dynamic revolving or sliding joints. Routine maintenance is unnecessary and environment is protected.
- Safety is improved as there are no accessible moving parts.
- No mechanical assembly on site related to operating mechanism (no pipes, no ganging, no setting).

Application

- Outdoor installation in AIS substations
- Protection of lines, cables, reactors and capacitors
- Standards : IEC 60056 and 62271-100

GAS DYNAMIC OPERATING MECHANISM PRINCIPLE

The energy for actuating the main contacts is provided by SF₆ pressure differential between :

- The volume formed by interrupter and the insulating column (1)
- The volume of the operating mechanism enclosure (2)

Opening (fig 1):

The interrupter (1) is at rated normal SF₆ pressure for insulation and interruption. The mechanism (2) is low pressure rated.

Opening (fig 2):

On control signal, the valve group (3) directs the gas in the front of piston (4) to open the contact. At the end of the operation

the driving gas inside the cylinder is released to expansion volume (2).

Gas recovery (fig 3):

A sealed compressor (5) housed inside the expansion enclosure (2) restores the pressure in the upper chamber.

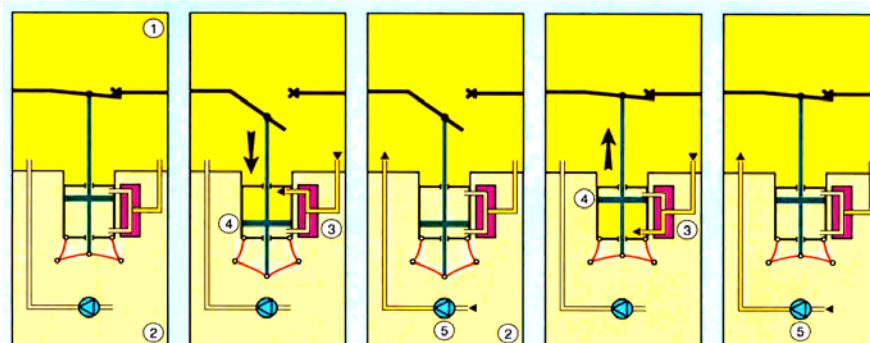
Closing (fig 4):

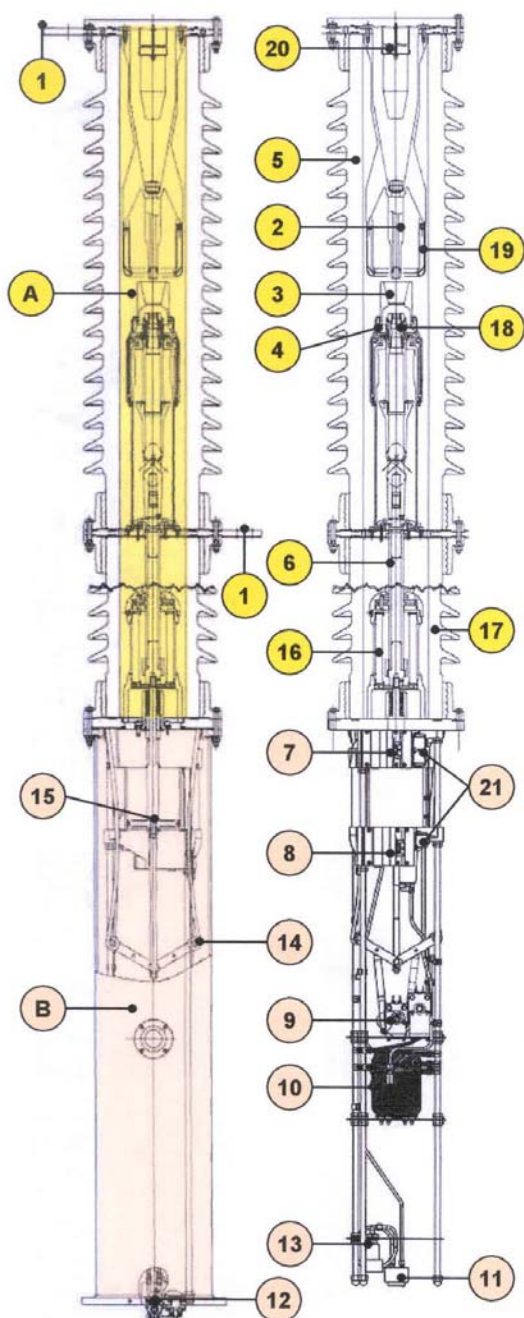
On control signal, the valve group (3) directs the gas behind the piston (4) to close the contact. At the end of the operation

the driving gas inside the cylinder is released to expansion volume (2).

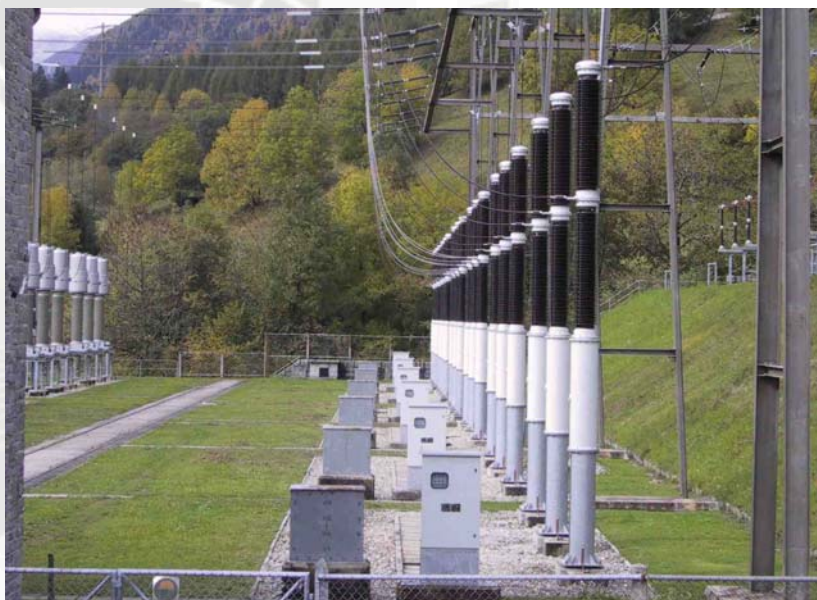
Closing (fig 5):

The sealed compressor (5) restores the pressure in the upper chamber.





- A. HV terminal
- B. Fixed arcing contact
- C. Nozzle
- D. Moving main contact
- E. Upper porcelain insulator
- F. Insulating rod
- G. Opening valve group
- H. Closing valve group
- I. Auxiliary contacts
- J. Compressor
- K. Gas filling valve
- L. Plug-in electric connector
- M. Density switch
- N. Spring toggle device
- O. Double effect piston
- P. Filter
- Q. Lower porcelain insulator
- R. Moving arcing contact
- S. Fixed main contact
- T. Molecular sieves
- U. Coils
- A. High pressure volume
- B. Low pressure volume



MAIN CHARACTERISTICS

Rated voltage U_r	kVrms	123	145	170	245
Interrupters / pole	nr	1	1	1	
Type		SB6 123	SB6 145	SB6 170	SB6 245
Rated frequency F_r	Hz		50 / 60		
Insulation levels					
- Power frequency	kVrms	230	275	325	460 (*)
- BIL 1,2/50ms	kVp	550	650	750	1050 (**)
Rated continuous current I_r	A		3150		3150-4000
Symmetrical breaking capacity I_{sc}	kA		31,5 - 40		31,5 - 40 -50
Making capacity	kAp		2,5 times I_{sc} (50Hz) - 2,6 times I_{sc} (60Hz)		
Duration of short circuit	s		1 - 3		
Rated break time	ms		50		
Rated closing time	ms		<70		
Operating sequence		O-0,3s-CO-3min-CO or O,0,3s-CO-1min-CO or CO-15s-CO			
Minimum creepage distance	mm/kV	according to pollution levels of IEC 60815			
Ambient temperature range	°C	-25 to + 55			
Seismic capability	g	0,3 / 0,5			

(*) a version is also available for 530kV to earth and / or across open gap

(**) a version is also available for 1200kVp to earth and / or across open gap

Installation

- easy erection pole by pole transported as a complete unit
- installation without need of a specialist (no adjustments no dismantling or re-assembly)
- extremely simple civil works (no need of tight tolerances)
- pre-wired LCC
- half a day installation time
- simplified adaptation to existing civil works

Maintenance

- for many applications , interrupters can be considered maintenance free (electric endurance >800kA cumulated under short circuit conditons)
- only periodic non-invasive checks suggested
- inspection after 5000 operations

Limits of standard supply

The supply normally includes :

- poles with brown porcelains
- standard insulator creepage 25mm/kV
- support structure per pole
- LCC and cables to poles
- SF₆ gas for 1st filling
- set of accessories for site assembly (no standard tools included)
- aluminium terminal pads drilled to IEC/NEMA, single sided
- earthing connection points on structures
- standard centre-line distances
- O-CO-CO stored operations
- a.c. motor supply

Tests

- CB type tested according to IEC Standards
- Seismic tested 0,5g
- before delivery each CB must pass routine tests in accordance with IEC
- for each CB a routine test report is issued with actual test results

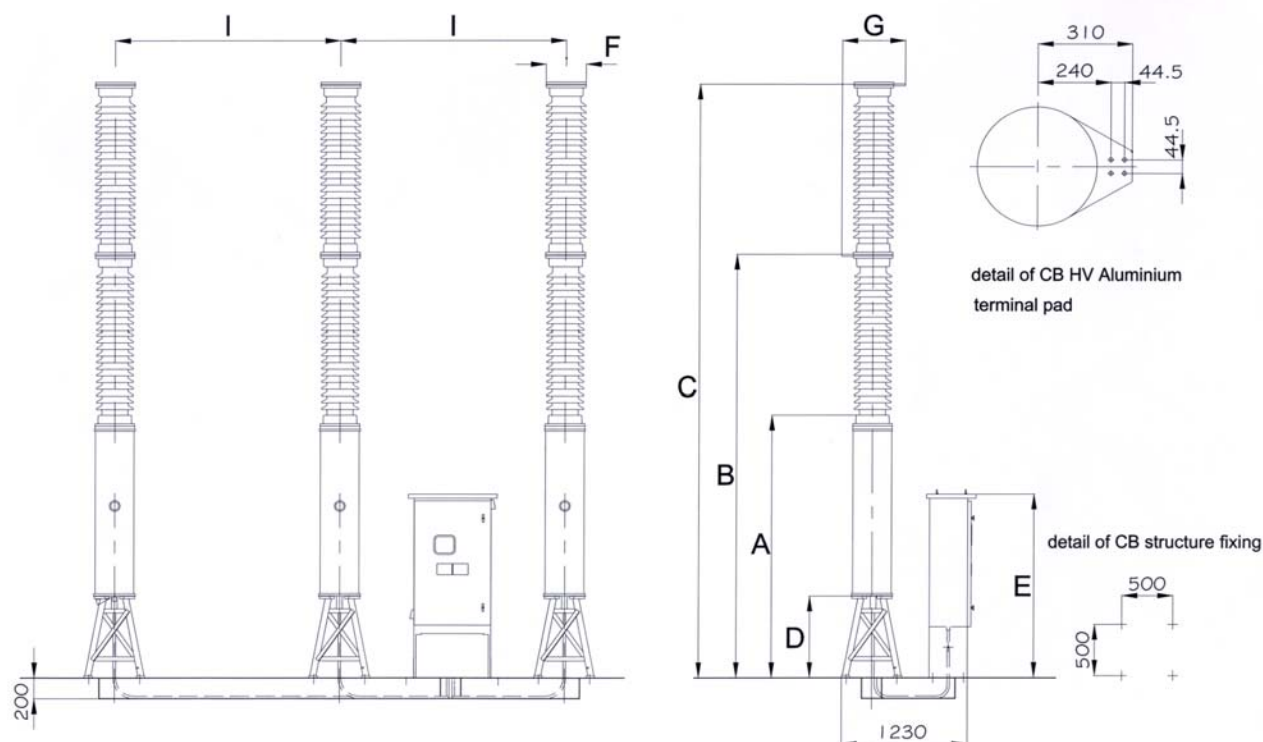
Notes

- modules and columns are transported with SF₆ at 0.04 barg ; 1st filling gas cylinders remain customer's property
- gas and / or support structure can be excluded from the supply on request
- primary and earthing clamps can be supplied on request

- **the factory is certified**

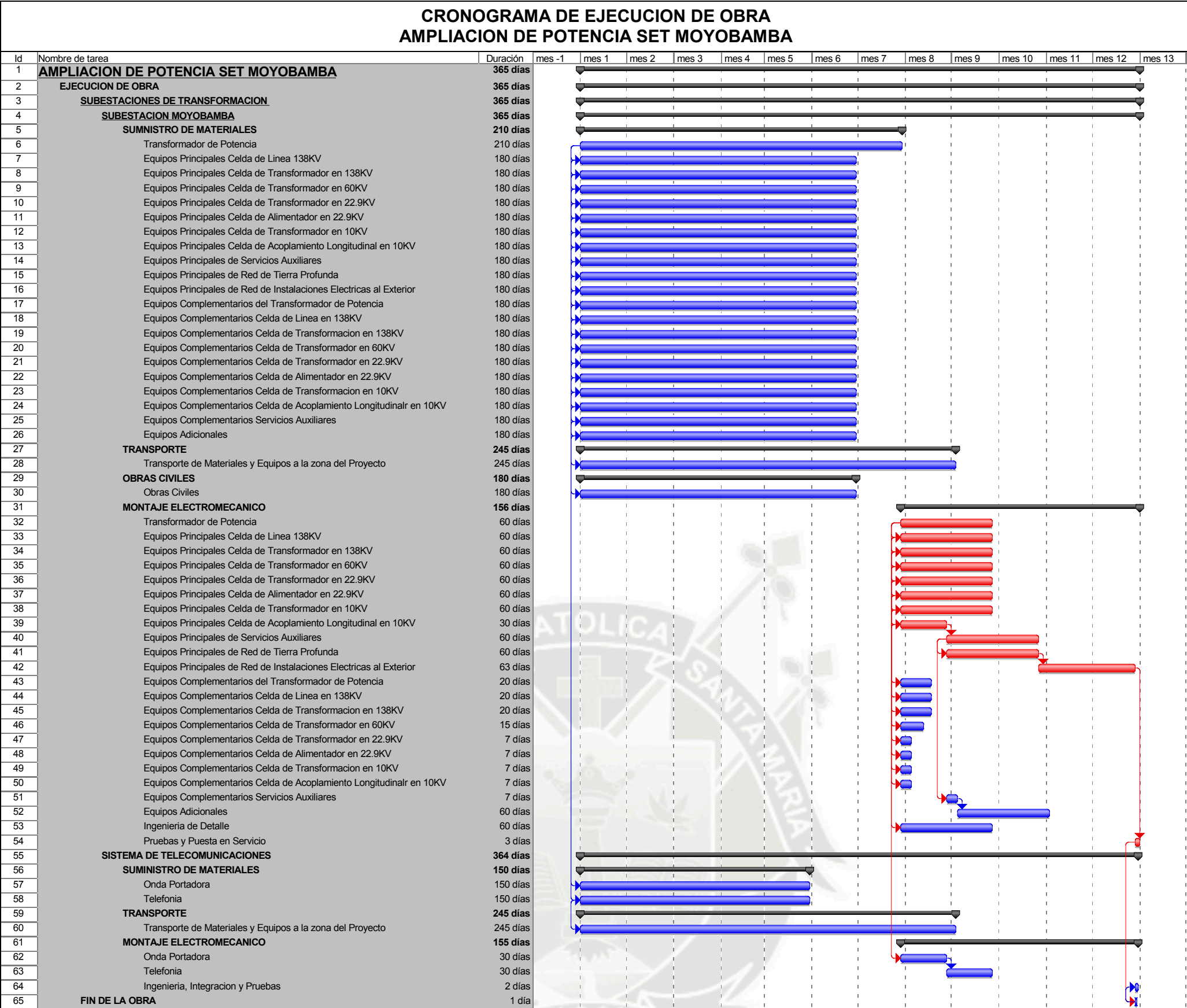
Main options

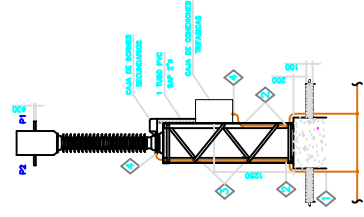
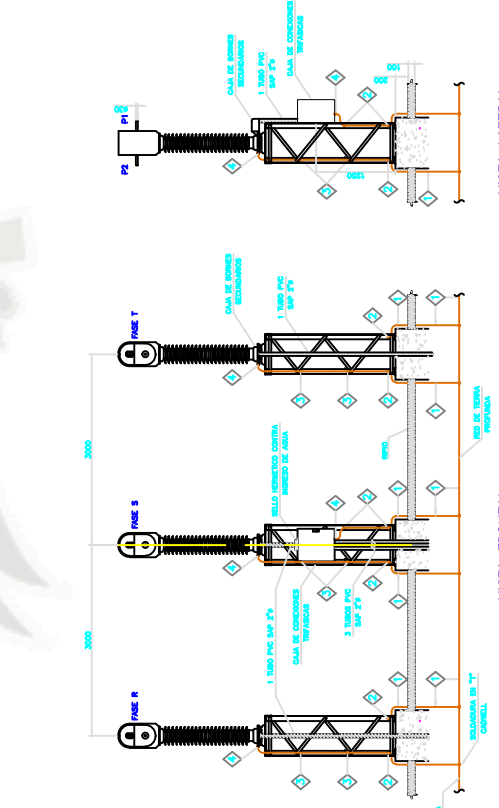
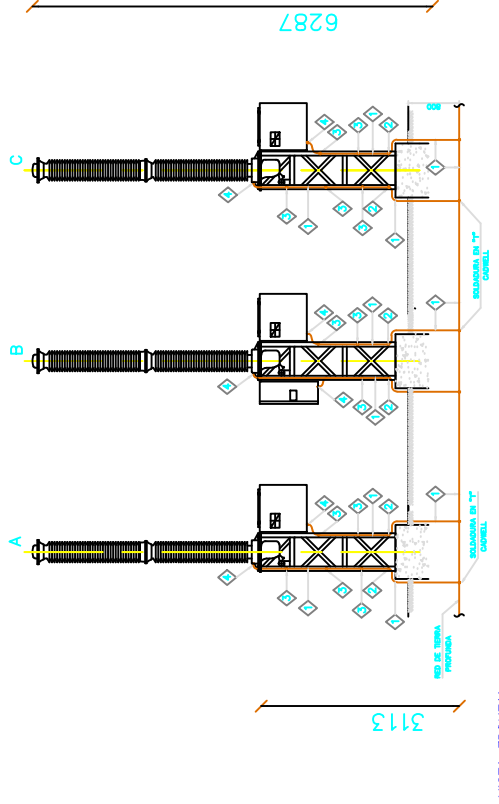
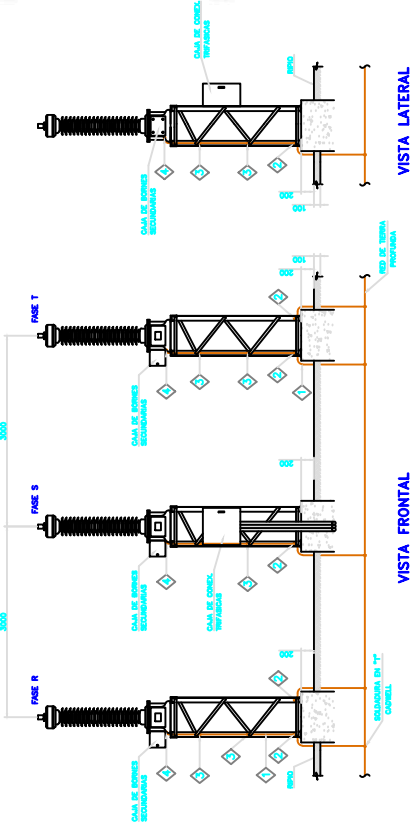
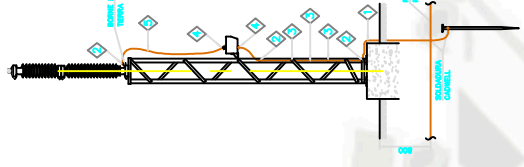
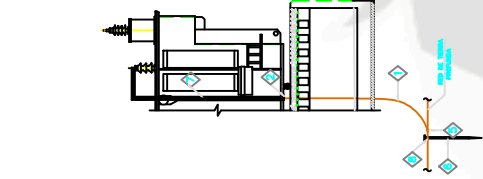
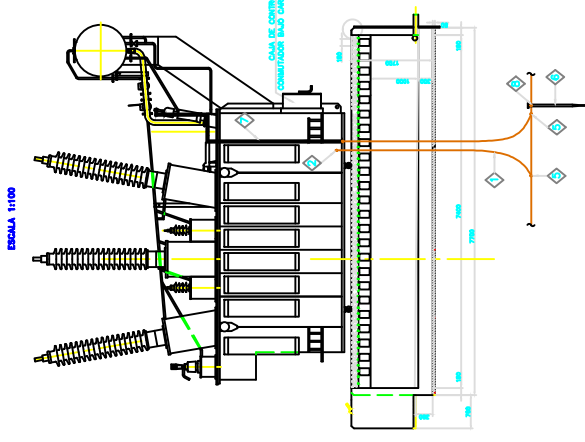
- overpressure relief device on poles
- extended creepage 31mm/kV and higher
- synchronized switching
- grey porcelains
- customized phase distances
- different terminal pads or double sided
- undervoltage tripping coil
- specific versions for -30° or -35°C
- d.c. supply for the motor



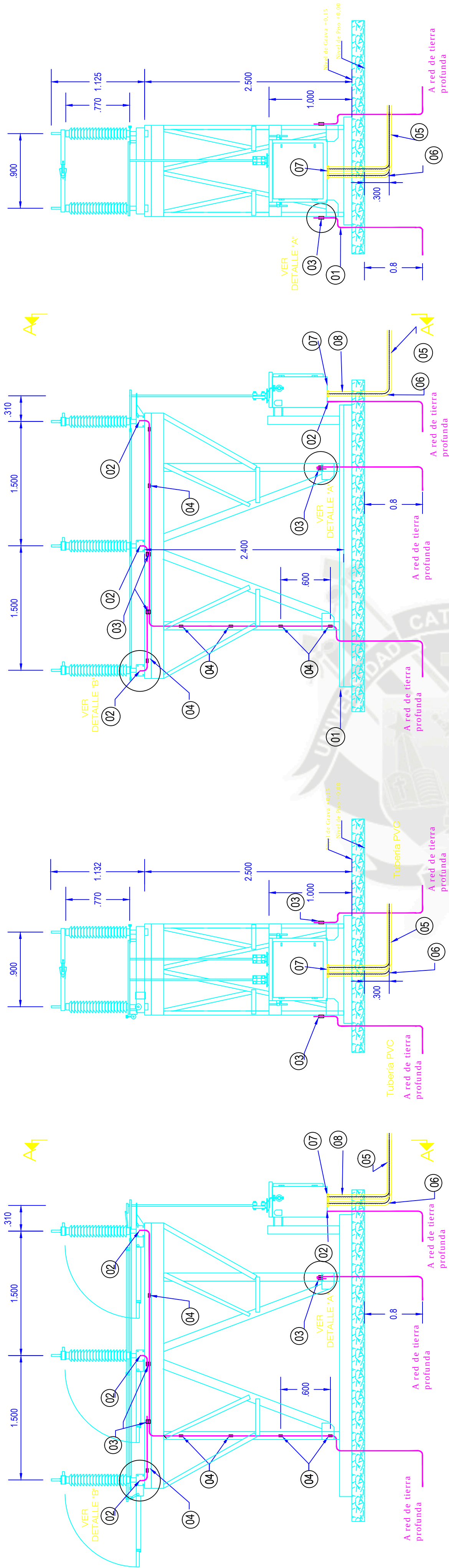
Dimensions: type/mm	A	B	C	D	E	F	G	I	CB mass kg
SB6 123 / 145	2575	3900	5350	800	1800	390	620	2200	1800
SB6 170	2575	4090	5730	800	1800	390	620	2500	2160
SB6 245	2575	4535	6520	800	1800	390	620	3200	2700
SB6 245 extended	2575	4735	7020	800	1800	390	620	3200	3050

- Design, data, dimensions are indicative and subject to change without notice





ITEM	DESCRIPCION	MARCA	TIPO
1	CONDUCTOR COBRE DESNUDO 70 mm ²		
2	GRAPA DE CONEXION DE DOBLE VIA		
3	GRAPA DE FIJACION DEL CONDUCTOR DE Cu		
4	TERMINAL TIPO OJO PARA CABLE Cu 70 mm ²		
5	SOLDADURA EXOTERMICA TIPO CADWELL EN "T"		
6	VARILLA COPPERWELD 5/8"ø ; 2.4 m DE LONGITUD		
7	PLETINA DE Cu, VIENE CON EL EQUIPO		
8	SOLDADURA CABLE-VARILLA TIPO CADWELL		
9	CABLE FORRADO Cu 70 mm ² THW		



VISTA FRONTAL

SECCIONADOR LINEA

SECCION A - A

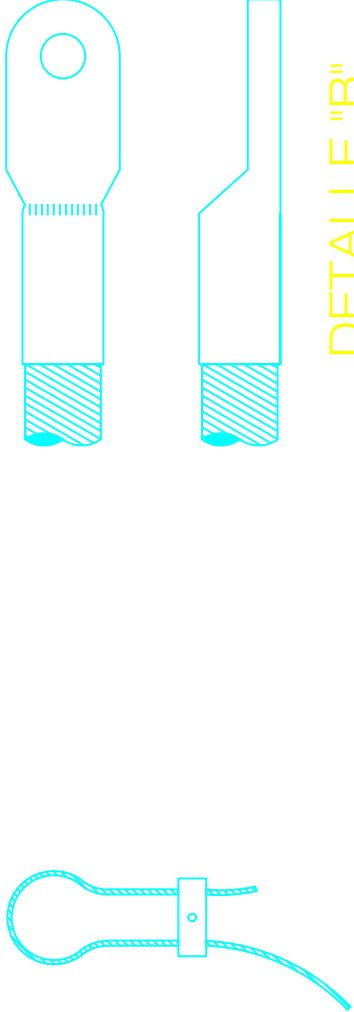
VISTA FRONTAL

SECCIONADOR BARRA

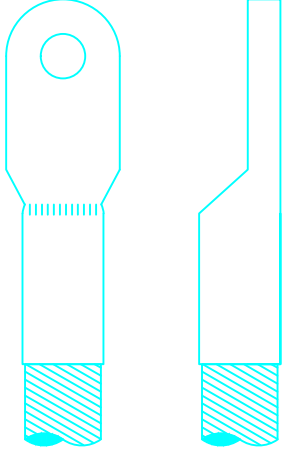
SECCION A - A

LEYENDA RTS Y TUBERIAS CABLES DE CONTROL

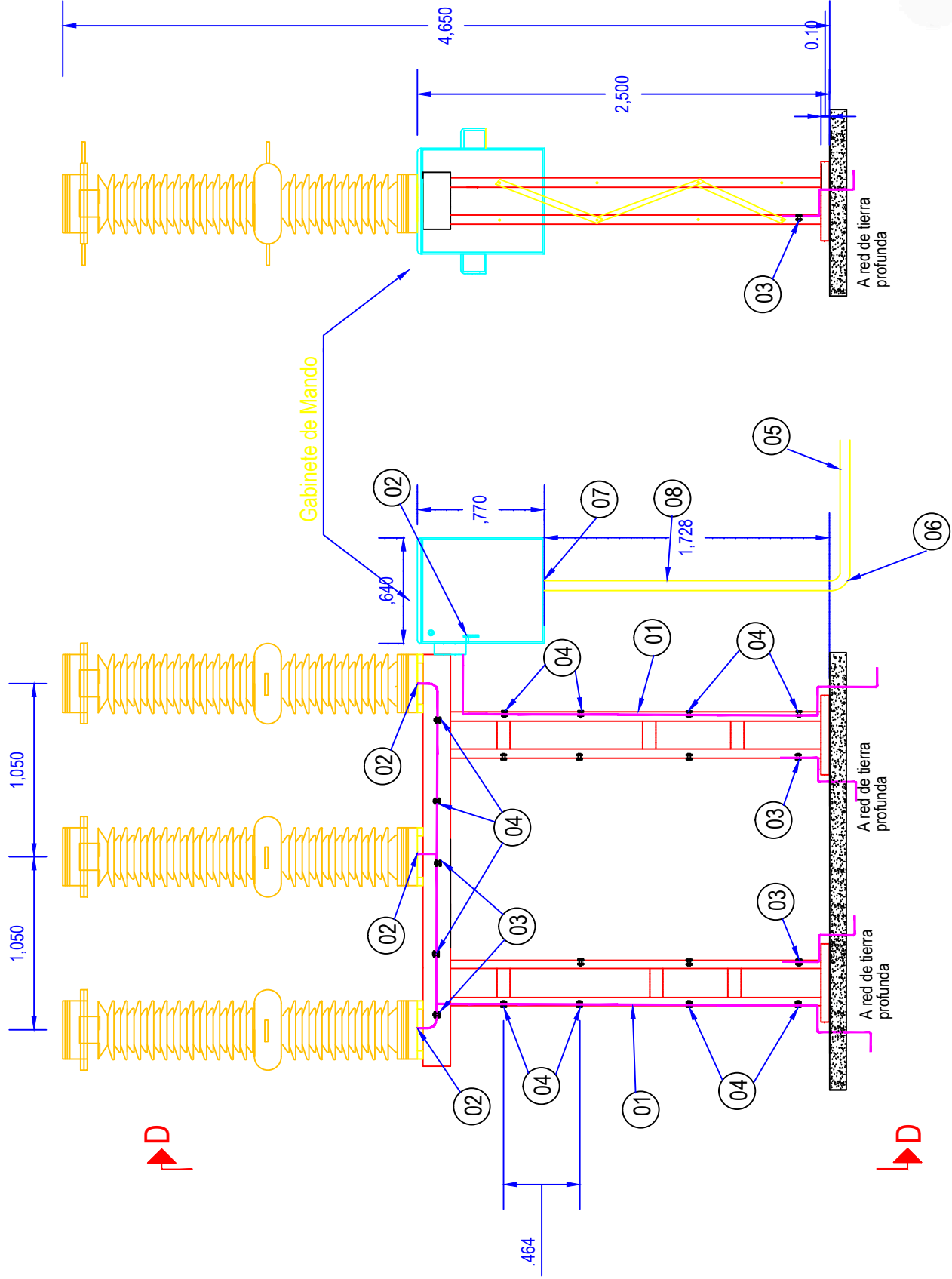
ITEM	DESCRIPCION
01	CONDUCTOR COBRE DESNUDO DE 70mm2
02	TERMINAL TIPO OJO DE COBRE ESTAÑADO PARA CONDUCTOR Cu DE 70mm2
03	GRAPA DE CONEXION DOBLE VIA PARA CONDUCTOR Cu DESNUDO DE 70mm2
04	GRAPA DE FIJACION CABLE DE Cu DESNUDO DE 70mm2
05	TUBO PVC-SAP ø 50mm x 3m
06	CURVA PVC-SAP 90° ø 50mm
07	PRENSA ESTOPA PARA TUBO PVC SAP ø 50mm
08	TUBO CONDUIT FLEXIBLE DE AI CON AISLAMIENTO DE PVC ø 50mm x 3m
09	TUBO CONDUIT FLEXIBLE DE AI CON AISLAMIENTO DE PVC ø 25mm x 3m



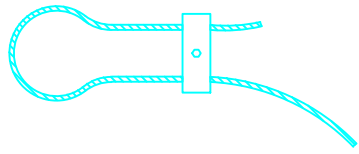
DETALLE "A"
S/E



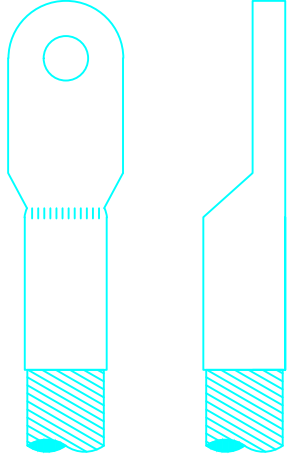
DETALLE "B"
CONECTOR COMPRESION
S/E



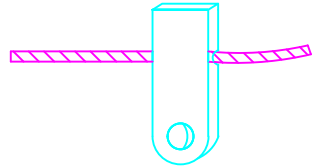
VISTA FRONTAL
INTERRUPTOR 60 KV
SECCION D - D



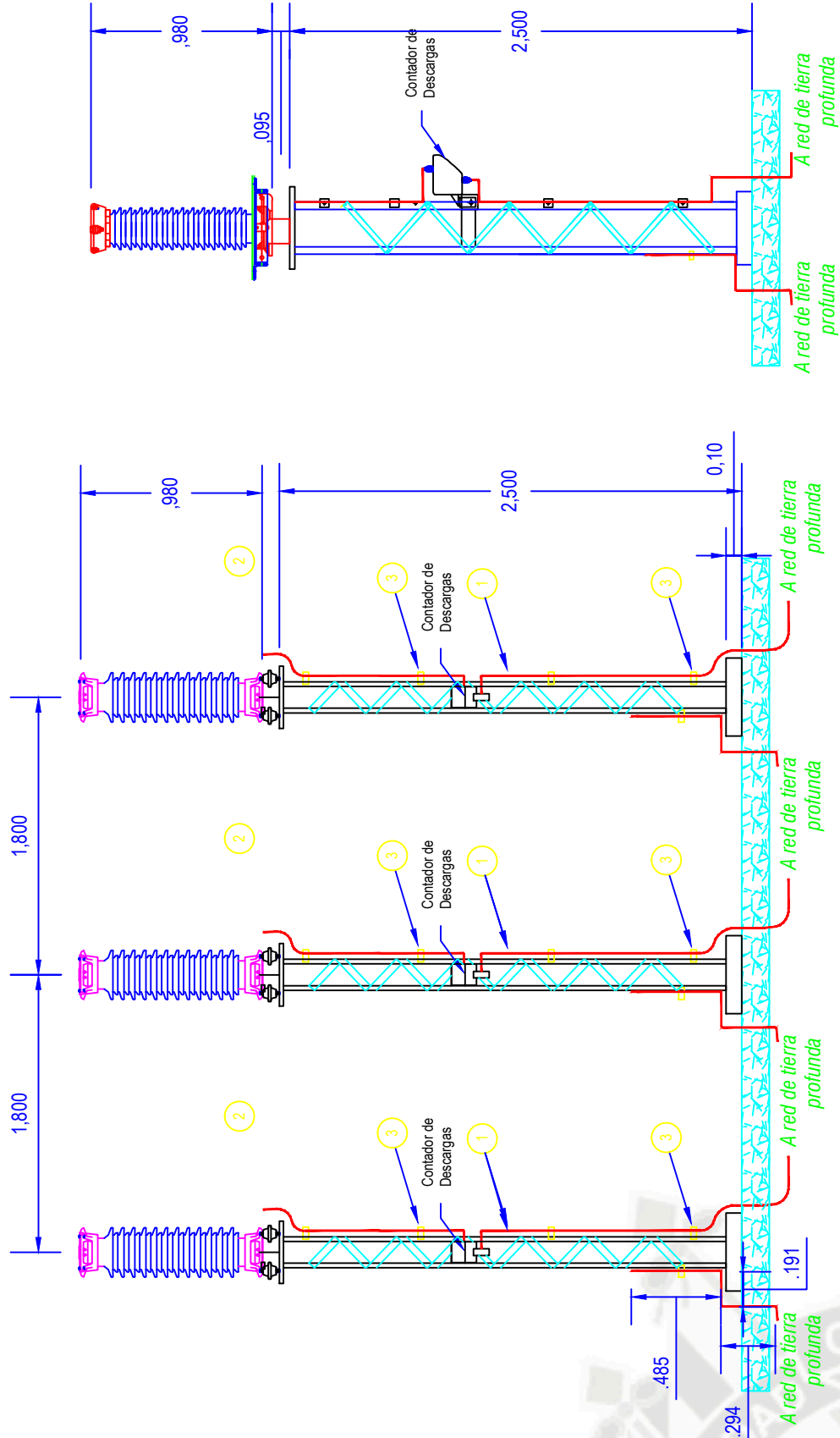
DETALLE "A"
S/E



DETALLE "B"
CONECTOR COMPRESION
S/E



DETALLE "C"
S/E

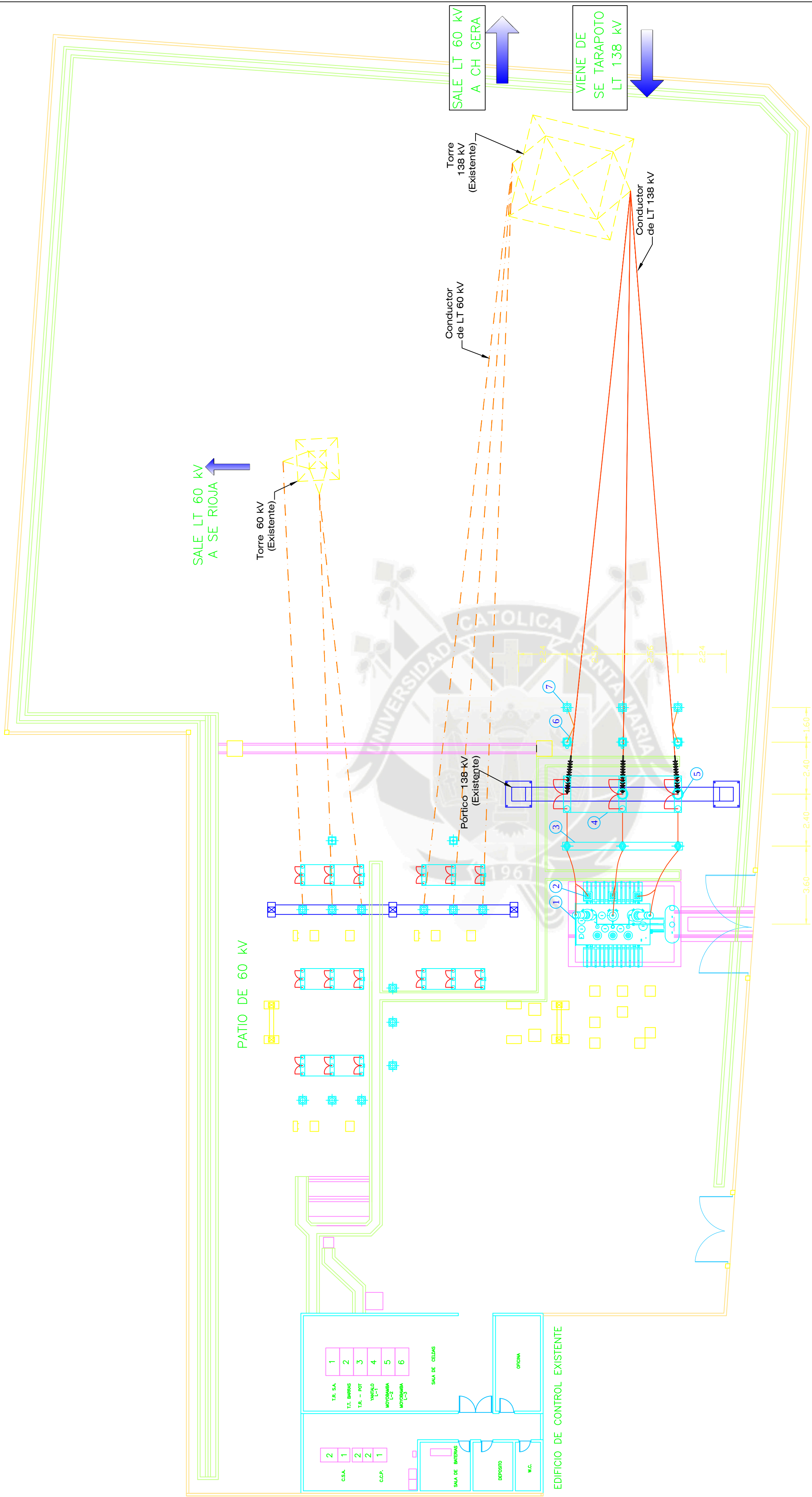


PARARRAYOS

LEYENDA RTS Y TUBERIAS CABLES DE CONTROL

ITEM	DESCRIPCION
01	CONDUCTOR COBRE DESNUDO DE 70mm ²
02	TERMINAL TIPO OJO DE COBRE ESTAÑADO PARA CONDUCTOR Cu DE 70mm ²
03	GRAPA DE CONEXION DOBLE VIA PARA CONDUCTOR Cu DESNUDO DE 70mm ²
04	GRAPA DE FIJACION CABLE DE Cu DESNUDO DE 70mm ²
05	TUBO PVC-SAP Ø 50mm x 3m
06	CURVA PVC-SAP 90° Ø 50mm
07	PRENSA ESTOPA PARA TUBO PVC SAP Ø 50mm
08	TUBO CONDUIT FLEXIBLE DE AI CON AISLAMIENTO DE PVC Ø 50mm x 3m
09	TUBO CONDUIT FLEXIBLE DE AI CON AISLAMIENTO DE PVC Ø 25mm x 3m

FIM		PROYECTO: UNIVERSIDAD CATOLICA DE SANTA MARIA FACULTAD DE INGENIERIA MECANICA	ESTUDIO DE PREINVERSION A NIVEL DE PERFIL AMPLIACION DE POTENCIA DE LA SET MOTOGARDA	
Codigo: 2008400131			Hojas: 02 / 03	
Nombre: Jesus Echegaray Ugarte		PLANO:	Plano N°: 013 - RTS - Interrupt. 2 Potencioque - de 15	
			Escala: 1 / 50	Formato:
			Fecha: Abril 2014	
			Archivo: RTS.dwg	



FIM

Código: 2006400131

Nombre: Jesus Echegaray Ugarte

UNIVERSIDAD CATOLICA DE SANTA MARIA
FACULTAD DE INGENIERIA MECANICA

PROYECTO:
ESTUDIO DE PREINVERSION AMPLIACION
DE POTENCIA DE LA SET MOYOBAMBA

SET MOYOBAMBA
DISPOSICIÓN EN PLANTA SISTEMA EXISTENTE

Plano Nº: 011 - Disposición en Planta Sistema Existente

Escala: 1/250

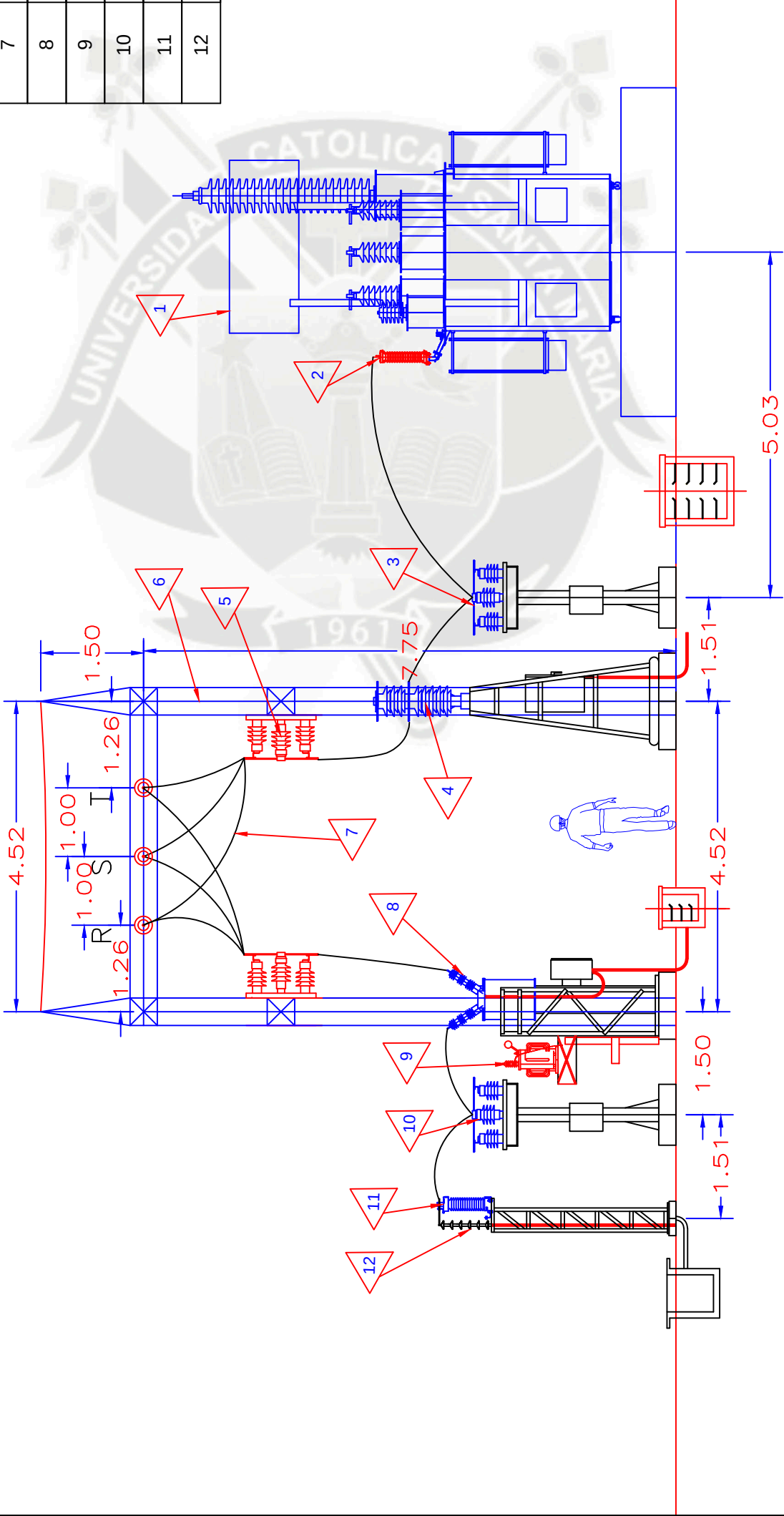
Fecha: Mayo 2014

Formato: A 2

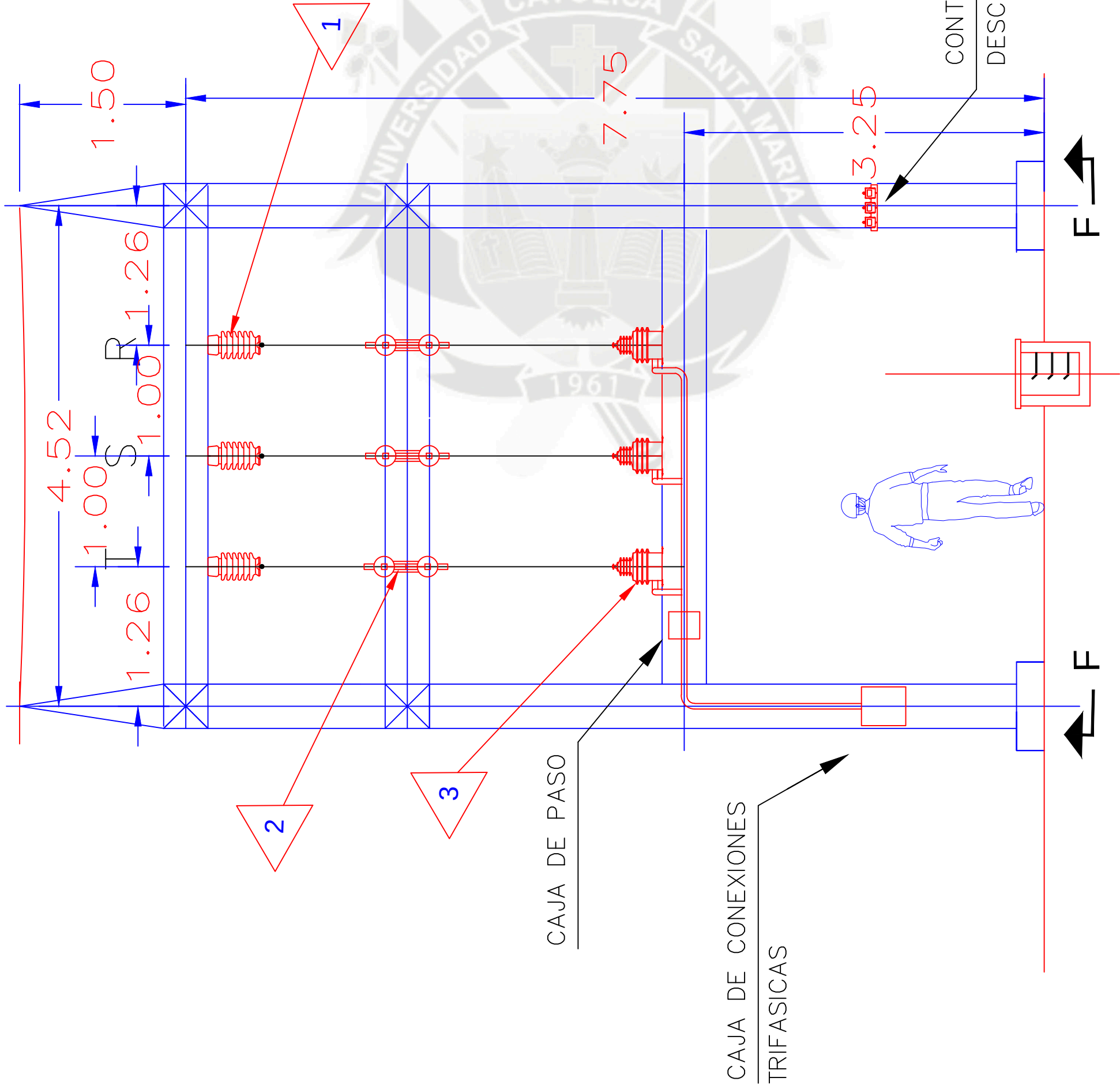
Archivo: Planta.dwg

LEYENDA DE EQUIPOS DE PATIO DE LLAVES

ITEM	DESCRIPCION	CANT
1	Trafo 20-25/20-25/10-12.5/7-8.75 MVA, 132/60/22.9/10kv	1
2	Pararrayos 22.9KV en Bushing de Transformador	3
3	Seccionador de Transformacion Tripolar 22.9KV	1
4	Interruptor de Potencia Tripolar 22.9KV	1
5	Seccionador de Barra Tripolar 22.9KV montaje en viga	4
6	Portico de Celosia 22.9KV	1
7	Cable AAAC 120mm2	1
8	Recloser 22.9KV	3
9	Transformador de 160KVA para servicios auxiliares	2
10	Seccionador de Linea Tripolar 22.9KV	3
11	Pararrayos 22.9KV	3
12	Cable N2XSJ con cabezas Terminales	3



FIM		PROYECTO:		UNIVERSIDAD COTOLICA DE SANTA MARIA FACULTAD DE INGENIERIA MECANICA		ESTUDIO DE PREINVERSION A NIVEL DE FERROL AMPLIACION DE POTENCIA DE LA RED MOYOBAMBA	
						Hoja: 07/07	
		PLANO:		DISPOSICIÓN DE EQUIPOS (S.E.T MOYOBAMBA)		Plano N°: 010- Disposición de Equipos- Corte G - G	
Codigo: 2008/00131						Escala: 1/ 2000	
Nombre: Jesus Echegaray Ugarte						Fecha: Abril 2014	
						Formato:	
						Archivo: Cortes.dwg	

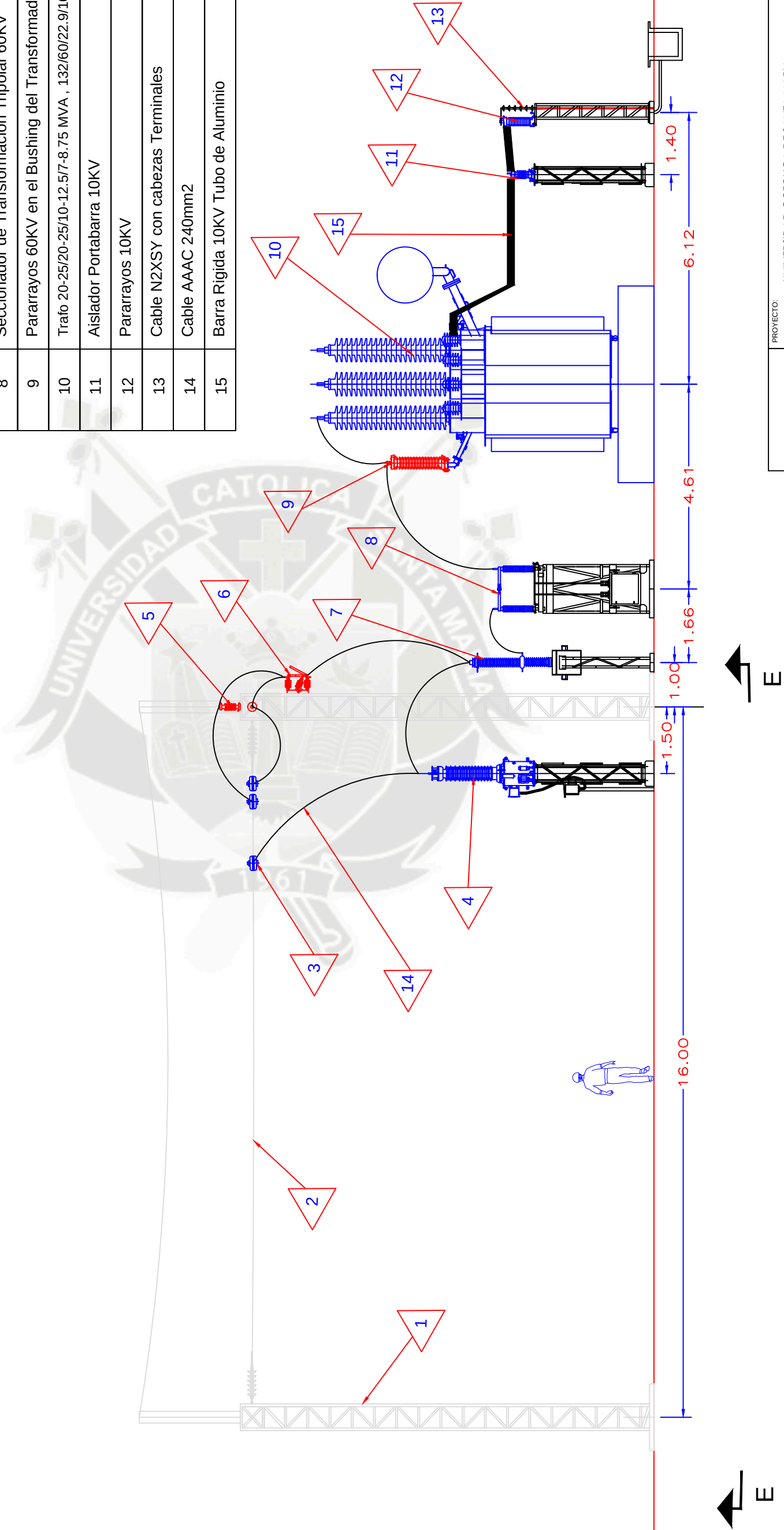


LEYENDA DE EQUIPOS DE PATIO DE LLAVES

ITEM	DESCRIPCION	CANT
1	Aisladores Portabarra 22.9KV	3
2	Seccionador Fusible Tipo Cut Out	3
3	Transformador de Tension 22.9KV	3

LEYENDA DE EQUIPOS DE PATIO DE LLAVES

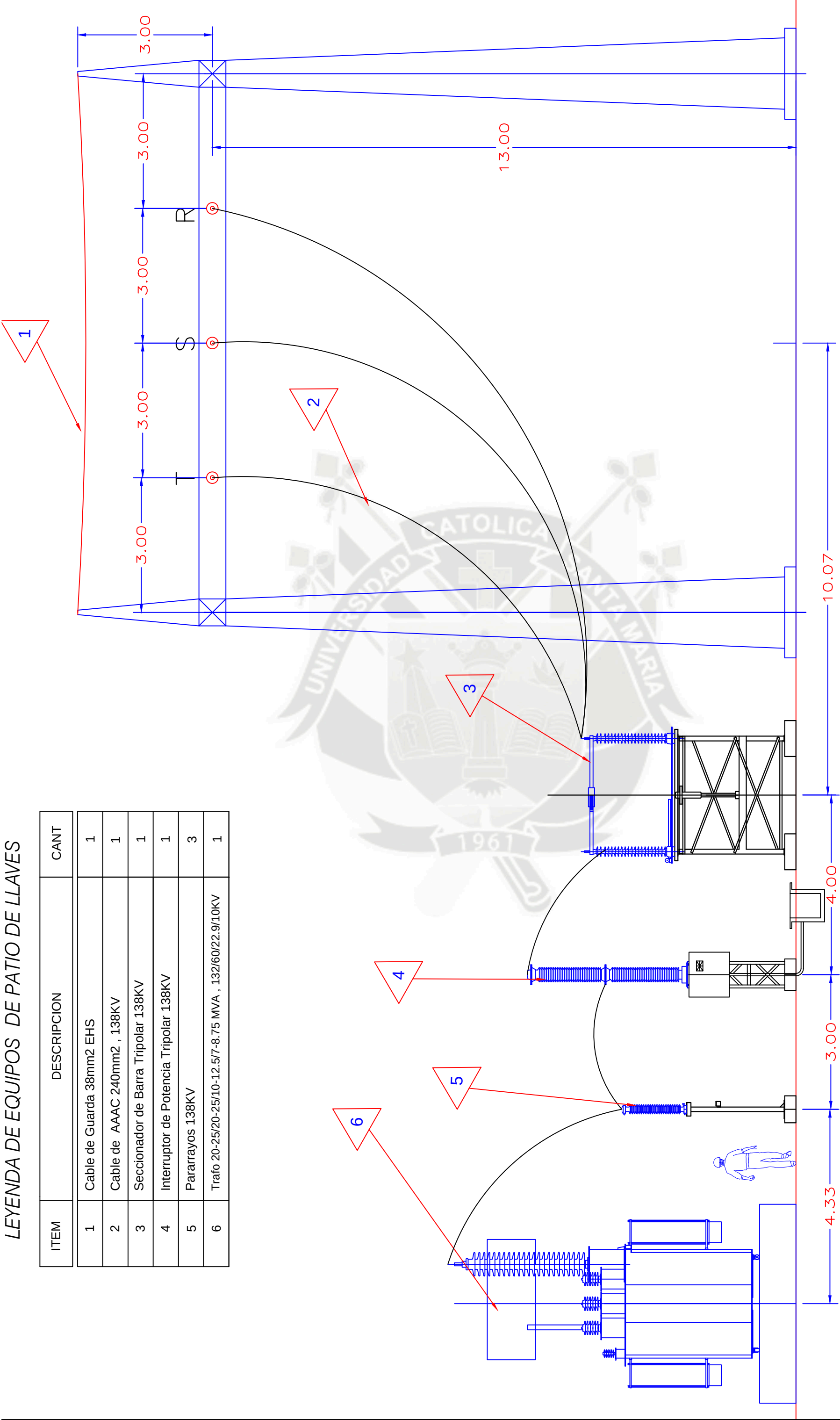
ITEM	DESCRIPCION	CANT
1	Portico de Celosia 60KV Existente	1
2	Barra Flexible de Aluminio 60KV Existente	1
3	Conector de doble via	6
4	Transformador de Tension 60KV	3
5	Aislador Portabarra 60KV montaje en viga	5
6	Seccionador de Barra Tripolar 60KV montaje en viga	1
7	Interruptor de Potencia Tripolar 60KV	1
8	Seccionador de Transformacion Tripolar 60KV	1
9	Pararrayos 60KV en el Bushing del Transformador	3
10	Trafo 20-25/20-25/10-12.5/7-8.75 MVA , 132/60/22.9/10KV	1
11	Aislador Portabarra 10KV	3
12	Pararrayos 10KV	3
13	Cable N2XSY con cabezas Terminales	1
14	Cable AAAC 240mm2	1
15	Barra Rigida 10KV Tubo de Aluminio	1



FIM	PROYECTO:	UNIVERSIDAD COTOLICA DE SANTA MARIA FACULTAD DE INGENIERIA MECANICA	ESTUDIO DE PREINVERSION A NIVEL DE PERU, AMPLIACION DE POTENCIA DE LA SET MOYOAMBA		
			Hoja:	05 / 07	
			Plano N°:	008 - Disposicion de Equipos - Corte E - E	
Codigo: 2008400131	PLANO:	DISPOSICIÓN DE EQUIPOS (S.E.T MOYOAMBA)	Escala:	1 / 2500	Formato:
Nombre:			Jesus Echegaray Ugarte		
Fecha:			Abril 2014		
			Archivo:	Cortes.dwg	

LEYENDA DE EQUIPOS DE PATIO DE LLAVES

ITEM	DESCRIPCION	CANT
1	Cable de Guarda 38mm2 EHS	1
2	Cable de AAAC 240mm2 , 138KV	1
3	Seccionador de Barra Tripolar 138KV	1
4	Interruptor de Potencia Tripolar 138KV	1
5	Pararrayos 138KV	3
6	Trafo 20-25/20-25/10-12.5/7-8.75 MVA , 132/60/22.9/10KV	1



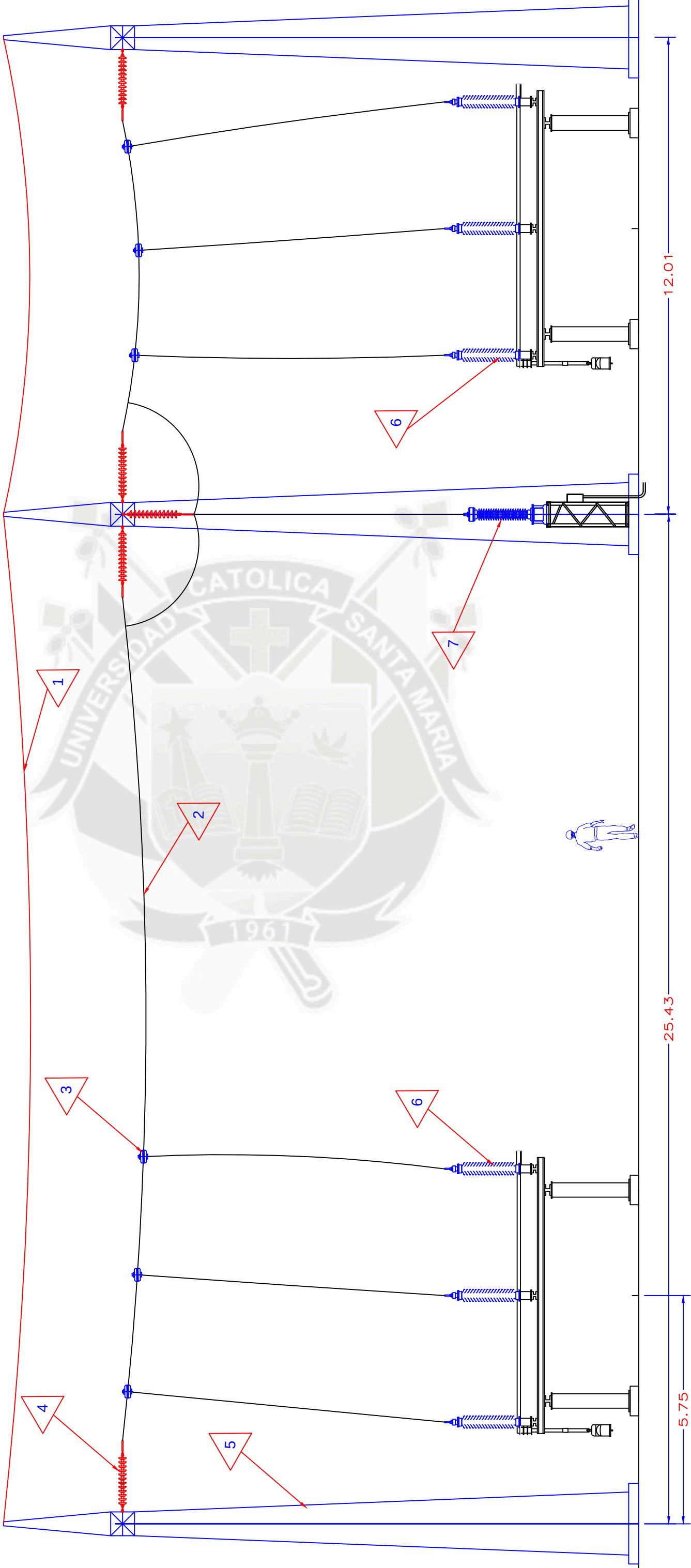
D

D

FIM	PROYECTO:		UNIVERSIDAD COTOLICA DE SANTA MARIA FACULTAD DE INGENIERIA MECANICA	ESTUDIO DE PREINVERSION A NIVEL DE RED AMPLIACION DE POTENCIA DE LA RED MOYOBAMBA
	PLANO:		DISPOSICIÓN DE EQUIPOS (S.E.T MOYOBAMBA)	Hoja: 04 / 07
Codigo: 2008400131	Plano N°: 007 - Disposición de Equipos - Corte D - D			
Nombre: Jesus Echegaray Ugarte	Escala:	1 / 2500		
	Fecha:	Abril 2014		
	Archivo:	Cortes.dwg		

LEYENDA DE EQUIPOS DE PATIO DE LLAVES

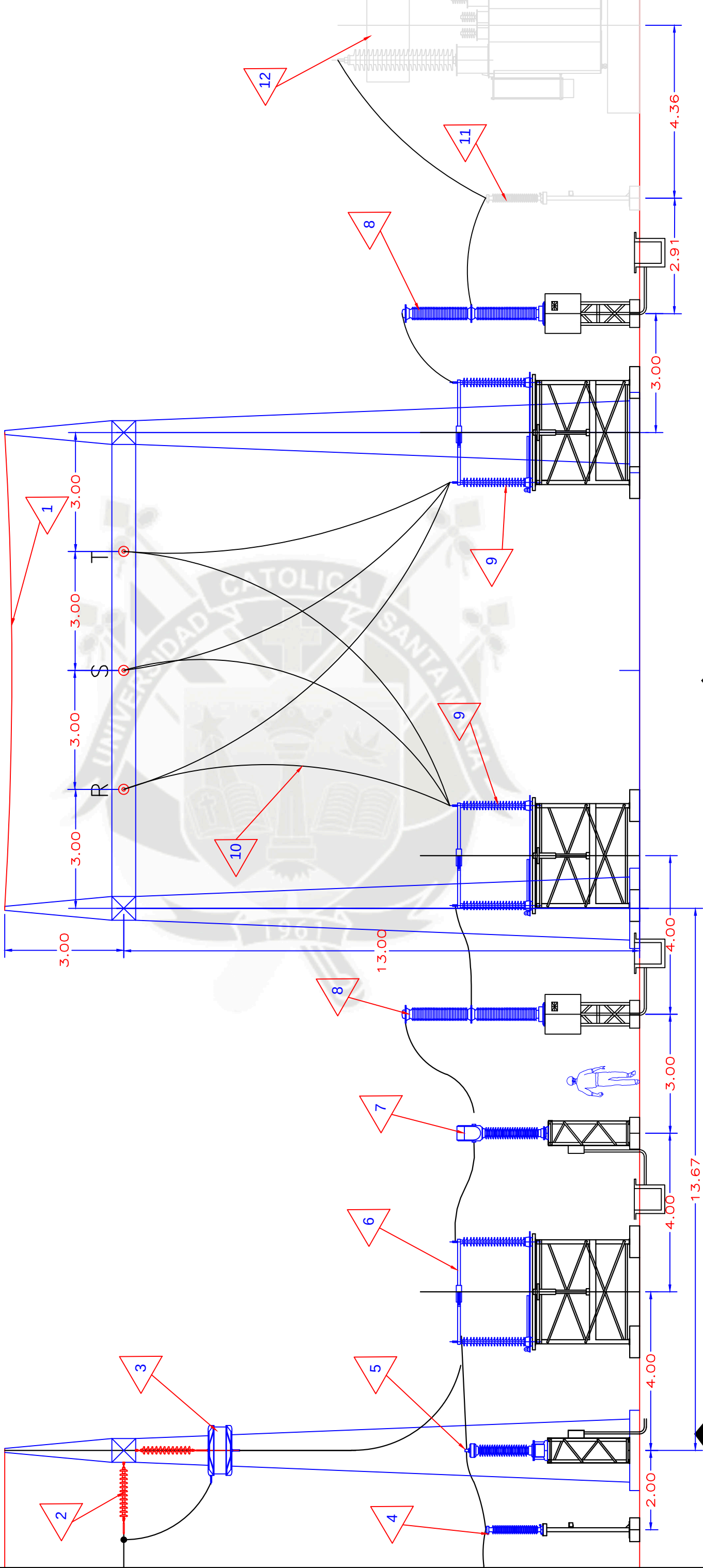
ITEM	DESCRIPCION	CANT
1	Cable de Guarda 38mm2 EHS	1
2	Barra Flexible de AAAC 240mm2 , 138KV	1
3	Conector doble via para AAAC 240mm2	6
4	Cadenas de Aisladores 138KV	15
5	Portico de Celosia 138KV	3
6	Seccionador de Barra Tripolar 138KV	2
7	Transformador de Tension 138KV	3



FIM	PROYECTO:	UNIVERSIDAD COTOLICA DE SANTA MARIA FACULTAD DE INGENIERIA MECANICA	ESTUDIO DE PREINVERSIÓN A NIVEL DE PERIPL AMPLIACIÓN DE POTENCIA DE LA SET MOYOBAMBA		
			Hoja:	03 / 07	
	PLANO:	DISPOSICIÓN DE EQUIPOS (S.E.T MOYOBAMBA)	Plano N° 006 - Disposición de Equipos - Corte C - C		
	Código: 2008400131		Escala:	1 / 2500	Formato:
	Nombre:		Fecha:	Abril 2014	
	Jesus Echegaray Ugarte		Archivo:	Cortes.dwg	

ITEM	DESCRIPCION	CANT
1	Cable de Guarda 38mm2 EHS	1
2	Cadena de Aisladores 138KV	16
3	Trampa de Onda	2
4	Pararrayos 138KV	3
5	Transformadores de Tension 138KV	3
6	Seccionador de Linea Tripolar 138KV	1

ITEM	DESCRIPCION	CANT
7	Transformador de Corriente 138KV	3
8	Interruptor de Potencia Tripolar 138KV	1
9	Seccionador de Barra Tripolar 138KV	2
10	Cable AAAC 240mm2	1
11	Pararrayos 138KV Existente	3
12	Trafo 15-20/15-20/7-9 MVA, 138/60/10KV, Existente	1



FIM

PROYECTO:

UNIVERSIDAD COTOLICA DE SANTA MARIA
FACULTAD DE INGENIERIA MECANICA

ESTUDIO DE PRIMERA PERSONA NIVEL DE DISEÑO
APLICACION DE POTENCIA DE LA SET MOYOBAMBA

Hoja: 02 / 07

PLANO:

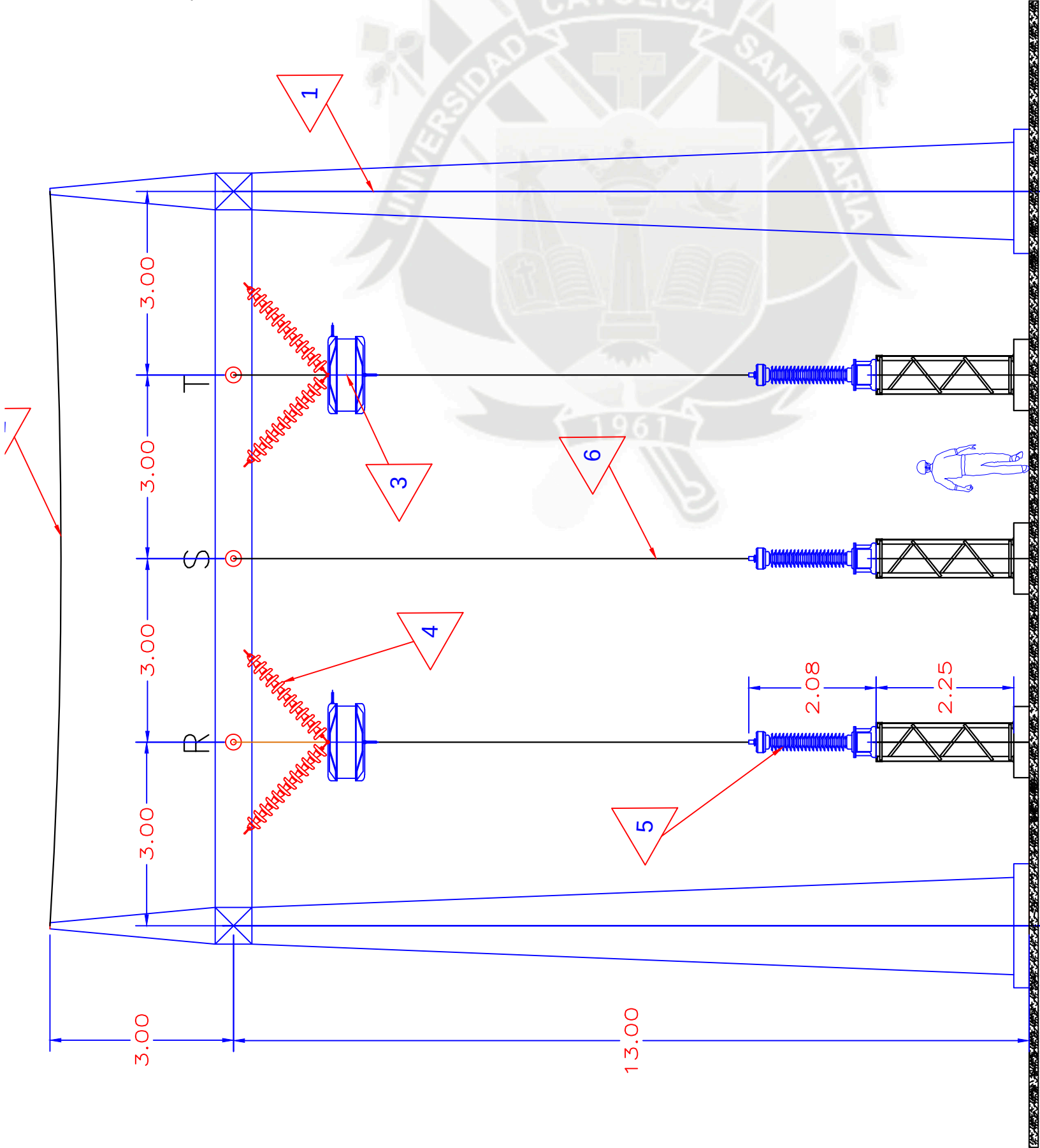
DISPOSICIÓN DE EQUIPOS
(S.E.T MOYOBAMBA)

Plano N°: 005 - Disposición de Equipos - Corte B - B

Escala: 1 / 2500

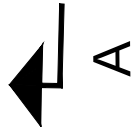
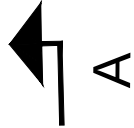
Fecha: Abril 2014

Formato: Cortes.dwg



LEYENDA DE EQUIPOS DE PATIO DE LLAVES

ITEM	DESCRIPCION	CANT
1	Pórtico de celosía en 138kV	1
2	Cable de Guarda 38mm2 EHS	1
3	Trampa de Onda	2
4	Cadena de Aisladores en 138KV	4
5	Transformadores de Tension 138KV	3
6	Cable de AAAC 240mm2	1



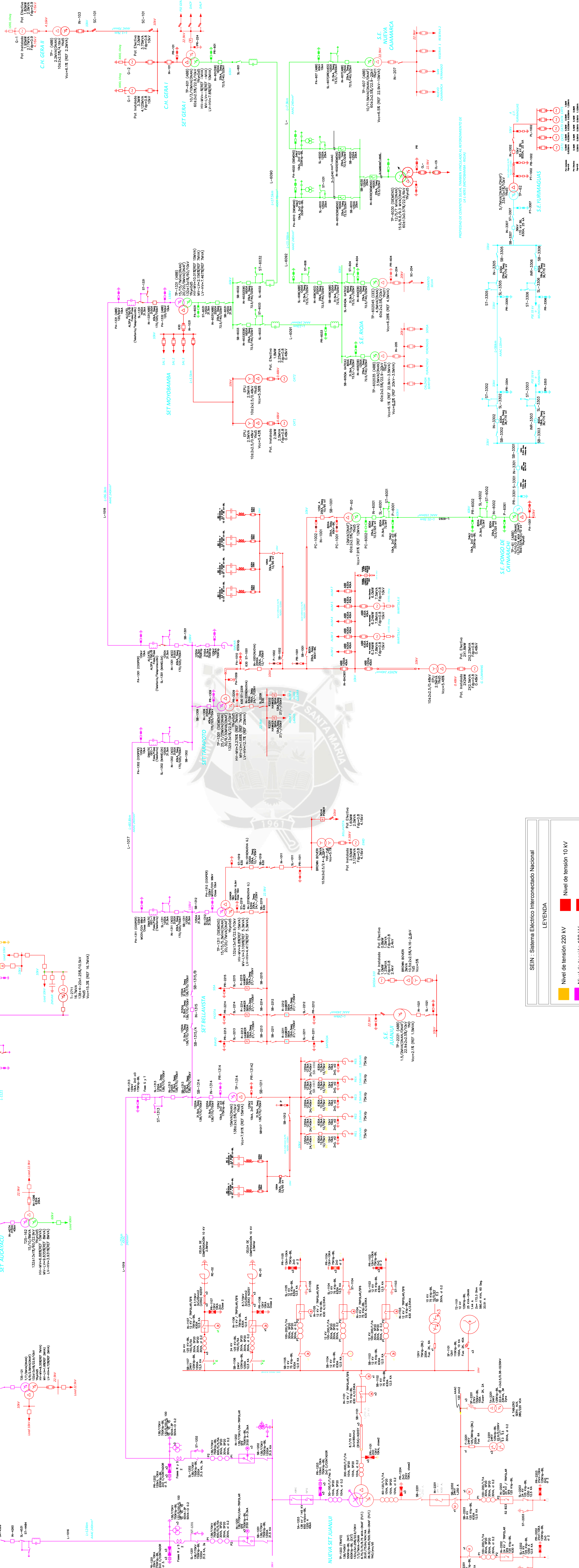
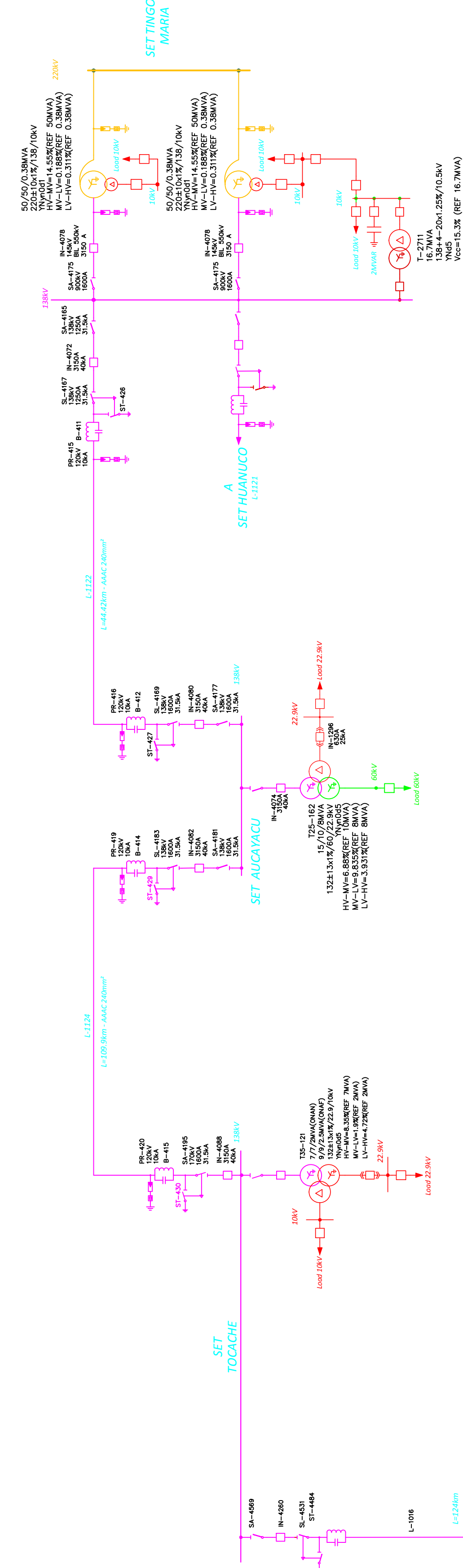
FIM Código: 2008400131 Nombre: Jesus Echegaray Ugarte	PROYECTO:		UNIVERSIDAD COTOLICA DE SANTA MARIA FACULTAD DE INGENIERIA MECANICA		ESTUDIO DE PREINVERSION A NIVEL DE PERIF. AMPLIACION DE POTENCIA DE LA SET MOYOBAMBA	
	PLANO:		DISPOSICIÓN DE EQUIPOS (S.E.T MOYOBAMBA)		Hoja: 01 / 07	
					Plano N° 004 - Disposicion de Equipos - Corte A - A	
					Escala: 1 / 2000	
					Fecha: Abril 2014	
				Archivo: Cortes.dwg		

	PROYECTO	UNIVERSIDAD COTOLICA DE SANTA MARIA FACULTAD DE INGENIERIA MECANICA	TITULO Tema a desarrollar Tema Tema a desarrollar
	PLANO:	DISPOSICIÓN DE EQUIPOS (S.E.T. MOYOBAMBA)	PLAN 001 Disposición de Equipos: Ang. 01 Escala 1 : 15000 Formato: Fecha AÑO 2014 Autor Equipo 200
Código: 200800311 Nombre: Juean Eschagayriga Vique			

DIAGRAMA UNIFILAR DEL SISTEMA DE TRANSMISION - SAN MARTIN

A

A



○

ME

ET MOYOBAMBA

Plano N.º:

Escala:

DIAGRAMA UNIFILAR DEL SISTEMA DE TRANSMISION SAN MARTIN

Codigo: 2008400131

Vombre: Jesus Echegaray Ugarte

7

2

၈

5

60

TASAS DE CRECIMIENTO DE LA POBLACION PROYECTADA POR ZONAS

Codigo		Nombre		1993*-2004		2004-2013		2013-2023	
Zona	Prov.	Departamento	Provincia	Centroide	Provincia	Zona	Provincia	Zona	Provincia
01	24	TUMBES	TUMBES	Tumbes	2,3	2,5	1,9	2,0	1,7
	02	TUMBES	CONTRALMIR. VILLAR		2,6		2,5		1,9
	24	TUMBES	ZARUMILLA		3,3		2,4		1,8
02	20	PIURA	TALARA	Talara	1,6	1,6	1,3	1,3	1,1
03	20	PIURA	PAITA	Paíta	2,2	2,2	2,1	2,1	1,6
04	20	PIURA	SULLANA	Sullana	1,1	1,1	1,1	1,1	0,9
05	20	PIURA	AYABACA	Ayabaca	0,4	0,4	0,5	0,5	0,4
06	20	PIURA	PIURA	Piura	1,9	1,9	1,7	1,7	1,4
07	20	PIURA	SECHURA	Sechura	2,0	2,0	1,8	1,8	1,5
08	20	PIURA	MORROPON	Chulucanas	1,2	1,2	1,2	1,2	1,0
09	20	PIURA	HUANCABAMBA	Huancabamba	0,9	0,9	1,0	1,0	0,9
10	06	CAJAMARCA	SAN IGNACIO	San Ignacio	2,0	2,0	1,3	1,3	1,1
11	06	CAJAMARCA	JAEN	Jaen	1,9	1,9	1,4	1,4	1,1
12	01	AMAZONAS	BAGUA	Bagua Chica	2,6	2,3	1,8	1,8	1,5
	01	AMAZONAS	BONGARA		2,2		1,8		1,5
	01	AMAZONAS	UTCUBAMBA		2,2		1,8		1,5
13	01	AMAZONAS	CONDORCANQUI	Santa Maria de Nieva	1,5	1,5	1,5	1,5	1,3
14	14	LAMBAYEQUE	LAMBAYEQUE	Lambayeque	1,6	1,5	1,3	1,2	0,9
14	02	LAMBAYEQUE	FERRENAFE		1,3		1,0		0,8
15	14	LAMBAYEQUE	CHICLAYO	Chiclayo	1,5	1,5	0,7	0,7	0,6
16	13	LA LIBERTAD	CHEPEN	Pacasmayo	1,3	1,7	1,3	1,5	1,1
13	07	LA LIBERTAD	PACASMAYO		1,9		1,7		1,4
17	06	CAJAMARCA	CUTERVO	Cutervo	0,9	0,9	0,6	0,6	0,4
18	06	CAJAMARCA	CHOTA	Chota	1,5	1,2	1,5	1,1	1,2
06	07	CAJAMARCA	HUALGAYOC		0,7		0,5		0,4
06	13	CAJAMARCA	SANTA CRUZ		0,6		0,7		0,6
19	06	CAJAMARCA	CAJAMARCA	Cajamarca	1,8	1,6	1,1	1,1	0,9
06	03	CAJAMARCA	CELENDIN		0,8		0,7		0,6
06	10	CAJAMARCA	SAN MARCOS		1,8		1,8		1,5
13	03	LA LIBERTAD	BOLIVAR		1,7		1,7		1,4
20	06	CAJAMARCA	SAN MIGUEL	San Miguel de Palllaques	0,8	1,0	0,7	0,9	0,6
06	05	CAJAMARCA	CONTUMAZA		0,4		0,2		0,1
06	12	CAJAMARCA	SAN PABLO		2,1		2,1		1,7
21	01	AMAZONAS	CHACHAPOYAS	Chachapoyas	1,5	1,2	1,5	1,3	1,3
01	05	AMAZONAS	LUYA		1,0		1,1		1,0
01	06	AMAZONAS	RODRIGUEZ DE MENDOZA		1,1		1,2		1,1
22	01	SAN MARTIN	MOYOBAMBA	Moyobamba	3,7	3,0	1,9	1,7	1,4
22	08	SAN MARTIN	RIOJA		2,3		1,5		1,3
23	13	LA LIBERTAD	ASCOPE	Ascope	0,2	0,2	0,3	0,3	0,2
24	13	LA LIBERTAD	TRUJILLO	Trujillo	2,0	2,0	1,6	1,6	1,3
13	12	LA LIBERTAD	VIRU		2,7		2,1		1,6
25	13	LA LIBERTAD	JULCAN	Otuzco	1,4	1,0	1,3	1,0	1,1
13	06	LA LIBERTAD	OTUZCO		1,0		1,1		0,9
13	11	LA LIBERTAD	GRAN CHIMU		0,6		0,6		0,5
26	02	CAJAMARCA	CAJABAMBA	Huamachuco	0,8	1,1	0,6	1,0	0,5
13	08	LA LIBERTAD	PATAZ		1,2		1,2		1,0
13	09	LA LIBERTAD	SANCHEZ CARRION		1,4		1,3		1,1

TASAS DE CRECIMIENTO DE LA POBLACION PROYECTADA POR ZONAS

Zona	Codigo		Prov.	Departamento	Nombre		Centroide	1993*-2004			2004-2013			2013-2023		
	Depart.	13			Provincia	SANTIAGO DE CHUCO		Provincia	Zona		Provincia	Zona		Provincia	Zona	
27	22	02	10	LALIBERTAD	BELLAVISTA	JUANJUI		3,3	3,1		1,6	1,7		1,3	1,4	
	22	04		SAN MARTIN	HUALLAGA			2,0			1,3			1,1		
	22	06		SAN MARTIN	MARISCAL CACERES			3,5			2,0			1,5		

TASAS DE CRECIMIENTO DE LA POBLACION PROYECTADA POR ZONAS

Zona	Codigo Depart.	Prov.	Nombre		Centroide	1993*-2004		2004-2013		2013-2023	
			Departamento	Provincia		Provincia	Zona	Provincia	Zona	Provincia	Zona
28	22	03	SAN MARTIN	EL DORADO	Tarapoto	1,8	2,1	1,2	1,0	1,1	0,9
22	05		SAN MARTIN	LAMAS		1,8		0,9		0,8	
22	07		SAN MARTIN	PICOTA		1,6		0,9		0,8	
22	09		SAN MARTIN	SAN MARTIN		2,6		1,1		1,0	
29	16	02	LORETO	ALTO AMAZONAS	Yurimaguas	2,0	2,0	1,4	1,4	1,2	1,2
30	16	01	LORETO	MAYNAS	Iquitos	2,1	2,0	1,2	1,3	1,0	1,1
16	03		LORETO	LORETO		2,0		1,3		1,1	
16	04		LORETO	MARISCAL RAMON CASTILLA		2,2		1,5		1,3	
16	05		LORETO	REQUENA		1,3		1,3		1,0	
31	02	18	ANCASH	SANTA	Chimbote	1,5	1,5	1,3	1,3	1,1	1,1
32	02	08	ANCASH	CASMA	Casma	1,5	1,3	1,6	1,4	1,3	1,2
02	11		ANCASH	HUARMEY		1,0		1,1		1,0	
33	02	12	ANCASH	HUAYLAS	Caraz	1,9	1,7	1,9	1,7	1,5	1,4
02	20		ANCASH	YUNGAY		1,4		1,5		1,2	
34	02	01	ANCASH	HUARAZ	Huaraz	1,6	1,2	1,4	1,2	1,1	1,0
02	02		ANCASH	AJAJ		0,4		0,6		0,5	
02	05		ANCASH	BOGONESI		0,2		0,4		0,4	
02	06		ANCASH	CARHUAZ		1,3		1,4		1,2	
02	17		ANCASH	RECUAY		0,2		0,4		0,3	
35	02	09	ANCASH	CORONGO	Sihuas	0,5	0,9	1,1	1,1	0,9	1,0
02	15		ANCASH	PALLASCA		0,8		0,9		0,8	
02	19		ANCASH	SIHUAS		1,0		1,1		0,9	
02	13		ANCASH	MARISCAL LUZURIAGA		1,5		1,5		1,2	
02	16		ANCASH	POMABAMBA		0,4		0,8		0,7	
10	07		HUANUCO	MARAÑON		1,4		1,5		1,2	
36	02	03	ANCASH	ANTONIO RAYMONDI	Huari	0,6	0,5	0,8	0,9	0,7	0,8
02	04		ANCASH	ASUNCION		0,7		1,0		0,9	
02	07		ANCASH	CARLOS F. FITZCARRALD		0,4		0,7		0,6	
02	10		ANCASH	HUARI		0,4		1,0		0,9	
37	22	10	SAN MARTIN	TOCACHE	Tocache	2,6	2,6	1,2	1,2	1,0	1,0
38	10	09	HUANUCO	PUERTO INCA	Pucallpa	3,1	2,7	1,4	1,1	1,2	1,0
16	06		LORETO	UCAYALI		1,6		1,4		1,1	
25	01		UCAYALI	CORONEL PORTILLO		2,4		1,0		0,9	
25	03		UCAYALI	PADRE ABAD		5,0		1,3		0,7	
39	10	06	HUANUCO	LEONCIO PRADO	Tingo Maria	1,2	1,2	1,3	1,3	1,1	1,1
40	10	01	HUANUCO	HUANUCO	Huanuco	2,0	2,0	1,0	1,2	0,9	1,0
10	02		HUANUCO	AMBO		1,9		1,5		1,3	
10	08		HUANUCO	PACHITEA		2,3		1,7		1,4	
41	10	03	HUANUCO	DOS DE MAYO	Llata	1,2	1,3	1,1	1,3	0,9	1,1
10	05		HUANUCO	HUAMALIES		1,4		1,6		1,3	
10	10		HUANUCO	LAURICOCHA		1,3		1,2		1,0	
10	11		HUANUCO	YAROWILCA		1,3		1,2		1,0	
10	04		HUANUCO	HUACAYBAMBA		1,4		1,3		1,1	
42	02	14	ANCASH	OCROS	Barranca	0,1	0,4	1,1	0,6	0,9	0,6
15	02		LIMA	BARRANCA		0,4		0,4		0,5	
15	03		LIMA	CAJATAMBO		0,5		2,0		1,6	
43	15	08	LIMA	HUAURA	Huacho	1,1	1,1	0,9	0,9	0,9	0,9

TASAS DE CRECIMIENTO DE LA POBLACION PROYECTADA POR ZONAS

Codigo		Nombre		1993*-2004		2004-2013		2013-2023	
Zona	Depart.	Prov.	Departamento	Provincia	Centroide	Provincia	Zona	Provincia	Zona
44	15	09	LIMA	OYON	Oyon	0,1	1,1	0,4	2,8
	19	02	PASCO	DANIEL ALCIDES CARRION		1,6		3,7	
45	19	01	PASCO	PASCO	Cerro de Pasco	0,6	0,6	1,2	1,2
46	19	03	PASCO	OXAPAMPA	Oxapampa	1,9	1,9	2,4	2,4
								0,5	2,3
								2,8	
								0,9	0,9
								2,1	2,1

TASAS DE CRECIMIENTO DE LA POBLACION PROYECTADA POR ZONAS

Codigo		Nombre		Centroide		1993*-2004		2004-2013		2013-2023	
Zona	Prov.	Departamento	Provincia			Provincia	Zona	Provincia	Zona	Provincia	Zona
47	15	06	LIMA	HUARAL	Huaral	1,5	1,5	1,2	1,2	1,1	1,1
48	07	00	CALLAO	LIMA	Lima	1,9	1,9	1,5	1,6	1,2	1,4
49	15	01	LIMA	LIMA		1,9		1,6		1,4	
49	15	04	LIMA	CANTA	Canta	0,7	0,7	1,4	1,4	1,2	1,2
50	15	07	LIMA	HUAROCHIRI	Matucana	0,2	0,2	0,6	0,6	0,6	0,6
51	12	08	JUNIN	YAULI	La Oroya	-0,2	-0,2	0,6	0,6	0,5	0,5
52	12	05	JUNIN	JUNIN	Junin	1,7	1,7	1,5	1,5	1,2	1,2
53	12	07	JUNIN	TARMA	Tarma	0,5	0,5	0,5	0,5	0,4	0,4
54	12	03	JUNIN	CHANCHAMAYO	La Merced	1,6	1,6	1,4	1,4	1,1	1,1
55	12	06	JUNIN	SATIPO	Satipo	2,7	2,7	2,3	2,3	1,7	1,7
56	25	02	UCAYALI	ATALAYA	Atalaya	4,0	4,0	0,9	0,9	0,8	0,8
57	25	04	UCAYALI	PURUS	Puerto Esperanza	3,2	3,2	1,1	1,1	0,9	0,9
58	15	05	LIMA	CAÑETE	San Vicente de Cañete	1,0	1,0	0,8	0,8	0,8	0,8
59	15	10	LIMA	YAUYES	Yauyes	0,2	0,2	1,4	1,4	1,2	1,2
60	12	04	JUNIN	JAUIJA	Jauja	0,4	0,5	0,9	0,9	0,8	0,8
60	12	02	JUNIN	CONCEPCION		0,6		0,8		0,7	
61	12	01	JUNIN	HUANCAYO	Huancayo	1,5	1,4	0,8	0,8	0,7	0,6
62	12	09	JUNIN	CHUPACA		0,9		0,7		0,6	
62	09	05	HUANCVELICA	CHURCAMP	Pampas	0,8	1,1	1,3	1,3	1,1	1,1
62	09	07	HUANCVELICA	TAYACAJA		1,2		1,3		1,1	
63	09	01	HUANCVELICA	HUANCVELICA	Huancavelica	1,9	1,2	2,2	1,9	1,8	1,6
63	09	02	HUANCVELICA	ACOBAMBA		1,0		1,8		1,5	
63	09	03	HUANCVELICA	ANGARAES		0,4		1,2		1,0	
63	09	04	HUANCVELICA	CASTROVIRREYNA		-0,1		1,3		1,1	
64	11	02	ICA	CHINCHA	Chincha Alta	1,5	1,5	1,3	1,3	1,2	1,2
65	11	05	ICA	PISCO	Pisco	1,7	1,5	1,4	1,4	1,2	1,2
65	09	06	HUANCVELICA	HUAYTARA		0,3		1,1		0,9	
66	11	01	ICA	ICA	Ica	1,9	2,0	1,6	1,7	1,3	1,4
66	11	04	ICA	PALPA		3,0		2,8		1,9	
67	11	03	ICA	NAZCA	Nazca	1,2	1,2	1,2	1,2	1,1	1,1
68	05	06	AYACUCHO	LUCANAS	Puquio	0,5	0,6	1,4	1,9	1,1	1,7
68	05	07	AYACUCHO	PARINACOCAS		0,7		2,4		2,3	
68	05	08	AYACUCHO	PAUCAR DEL SARA SARA		0,9		2,9		2,9	
69	05	02	AYACUCHO	CANGALLO	Cangallo	0,6	0,5	1,9	2,0	1,7	1,8
69	05	03	AYACUCHO	HUANCA SANCOS		0,8		2,6		2,6	
69	05	10	AYACUCHO	VICTOR FAJARDO		0,4		1,4		1,0	
69	05	11	AYACUCHO	VILCAS HUAMAN		0,4		2,1		2,0	
69	05	09	AYACUCHO	SUCRE		0,9		2,6		2,6	
70	05	01	AYACUCHO	HUAMANGA	Ayacucho	1,5	1,2	1,5	1,4	1,3	1,1
70	05	04	AYACUCHO	HUANTA		0,5		1,0		0,6	
71	05	05	AYACUCHO	LA MAR	San Miguel	0,6	0,6	1,4	1,4	1,0	1,0
72	03	02	APURIMAC	ANDAHUAYLAS	Andahuaylas	1,5	1,6	1,3	1,5	1,1	1,3
72	03	06	APURIMAC	CHINCHEROS		2,0		2,0		1,6	
73	03	03	APURIMAC	ANTABAMBA	Chalhuanca	0,9	0,7	2,1	1,7	1,7	1,5
73	03	04	APURIMAC	AYMARAES		0,7		1,6		1,4	
74	03	01	APURIMAC	ABANCAY	Abancay	2,3	2,0	1,6	1,5	1,4	1,3
74	03	07	APURIMAC	GRAU		0,6		0,8		0,6	

TASAS DE CRECIMIENTO DE LA POBLACION PROYECTADA POR ZONAS

Codigo		Nombre		1993*-2004		2004-2013		2013-2023	
Zona	Depart.	Prov.	Departamento	Provincia	Centroide	Provincia	Zona	Provincia	Zona
75	03	05	APURIMAC	COTABAMBAS	Tambobamba	1,5	1,5	1,2	1,2
76	08	09	CUSCO	LA CONVENCIÓN	Quillabamba	1,7	1,7	1,2	1,2
77	08	01	CUSCO	CUSCO	Cusco	1,4	1,3	1,0	0,9
08	08	03	CUSCO	ANTA		0,9		0,7	
08	08	10	CUSCO	PARURO		0,9	0,8	0,6	

TASAS DE CRECIMIENTO DE LA POBLACION PROYECTADA POR ZONAS

Codigo		Nombre		1993*-2004		2004-2013		2013-2023	
Zona	Departi.	Prov.	Departamento	Provincia	Centroide	Provincia	Zona	Provincia	Zona
78	08	04	CUSCO	CALCA	Urubamba	1,1	1,1	0,9	0,7
	08	13	CUSCO	URUBAMBA		1,2		1,1	0,9
79	08	02	CUSCO	ACOMAYO	Urcos	1,1	1,2	1,1	0,9
	08	12	CUSCO	QUISPICANCHI		1,3		1,2	1,0
80	08	11	CUSCO	PAUCARTAMBO	Paucartambo	1,2	1,2	1,3	1,1
81	17	02	MADRE DE DIOS	MANU	Manu	4,3	4,3	2,8	2,3
82	17	01	MADRE DE DIOS	TAMBOPATA	Puerto Maldonado	3,5	3,5	2,4	2,0
83	17	03	MADRE DE DIOS	TAHUAMANU	Inapari	2,1	2,1	2,3	1,8
84	08	05	CUSCO	CANAS	Yanacocha	0,9	0,9	0,5	0,3
85	08	06	CUSCO	CANCHIS	Sicuani	0,8	0,8	0,8	0,6
86	08	07	CUSCO	CHUMBIVILCAS	Santo Tomas	0,7	0,7	0,8	0,6
87	08	08	CUSCO	ESPINAR	Yauri	1,3	1,3	1,1	1,0
88	21	03	PUNO	CARABAYA	Macusani	2,1	2,1	1,7	1,6
89	21	12	PUNO	SANDIA	Sandia	1,0	1,0	1,0	0,8
90	21	06	PUNO	HUANCANE	Huancane	0,8	1,3	0,9	0,7
	21	09	PUNO	MOHO		1,4		1,4	1,2
	21	10	PUNO	SAN ANTONIO DE PUTINA		2,4		1,7	1,6
91	21	02	PUNO	AZANGARO	Azangaro	1,1	1,1	1,0	0,7
92	21	08	PUNO	MELGAR	Ayaviri	1,4	1,3	1,4	1,2
	21	07	PUNO	LAMPA		1,0		1,1	0,8
93	21	11	PUNO	SAN ROMAN	Juliana	2,3	2,3	1,6	1,5
94	21	01	PUNO	PUNO	Puno	0,8	0,8	0,8	0,5
95	21	04	PUNO	CHUQUITO	Julia	0,9	1,2	1,0	0,8
	21	05	PUNO	EL COLLAO		1,5		1,4	1,3
	21	13	PUNO	YUNGUYO		1,1		1,1	0,9
96	04	05	AREQUIPA	CAYLLOMA	Chivay	0,7	0,7	0,5	0,5
97	04	03	AREQUIPA	CARAVELI	Caraveli	0,6	0,6	0,6	0,5
98	04	04	AREQUIPA	CASTILLA	Aplao	0,7	0,7	0,7	0,6
99	04	06	AREQUIPA	CONDESUYOS	Cotahuasi	0,5	0,5	0,6	0,5
	04	08	AREQUIPA	LA UNION		0,5		0,9	0,8
100	04	02	AREQUIPA	CAMANA	Camana	1,5	1,5	0,8	0,7
101	04	01	AREQUIPA	AREQUIPA	Arequipa	1,8	1,8	1,2	1,0
102	04	07	AREQUIPA	ISLAY	Mollendo	1,0	1,0	0,9	0,8
103	18	03	MOQUEGUA	ILO	Ilo	2,2	2,2	1,8	1,5
104	18	01	MOQUEGUA	MARISCAL NIETO	Moquegua	2,0	1,8	2,1	1,8
	18	02	MOQUEGUA	GENERAL SANCHEZ CERRO		1,4		2,0	1,7
105	23	01	TACNA	TACNA	Tacna	3,2	3,0	2,5	2,0
	23	03	TACNA	JORGE BASADRE		0,3		1,6	1,5
106	23	02	TACNA	CANDARAVE	Tarata	0,6	0,6	1,3	1,2
	23	04	TACNA	TARATA		0,6		1,3	1,3

Fuentes:

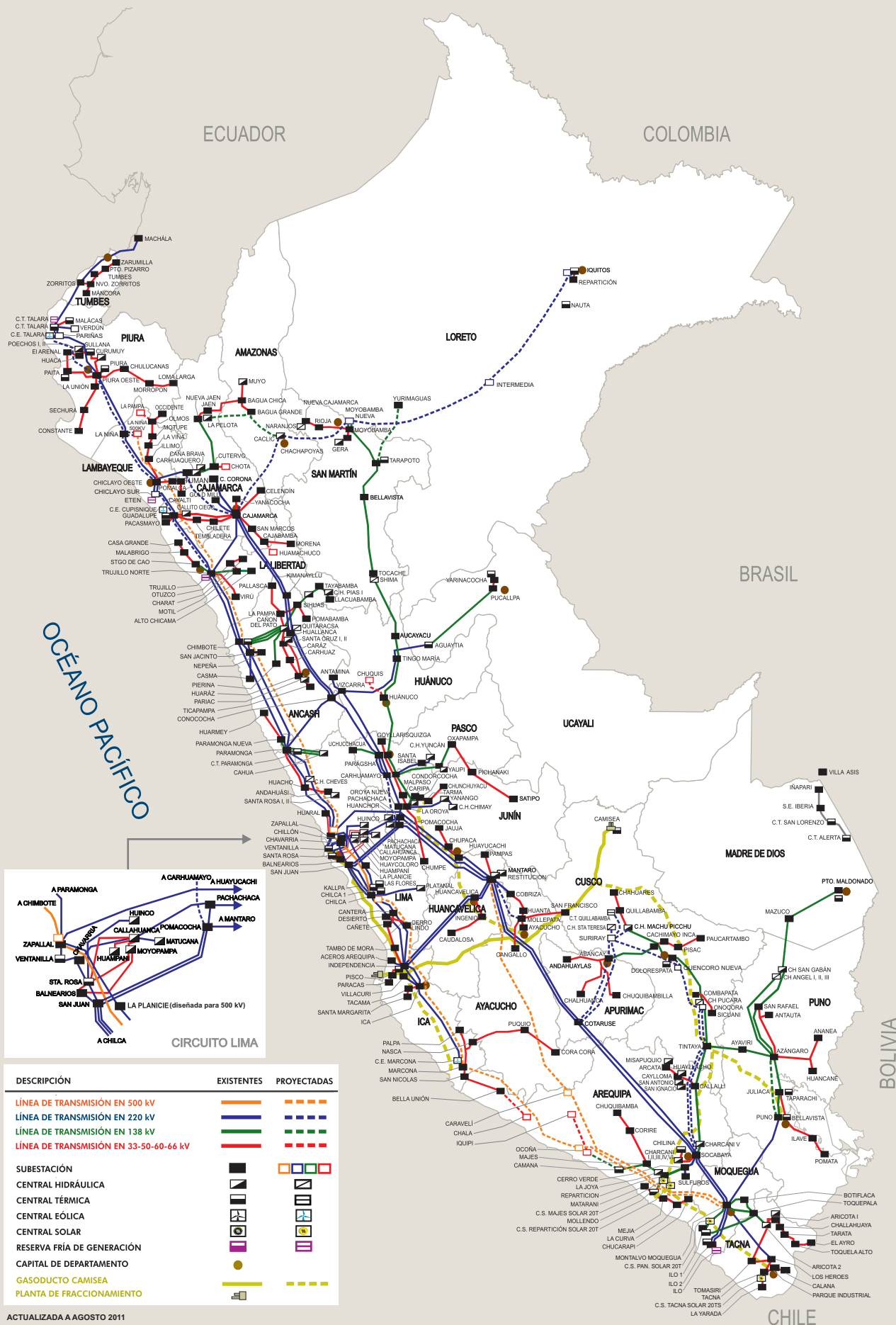
- Instituto Nacional de Estadística : Perú Proyecciones de Población por Años Calendario según Departamentos, Provincias y Distritos 1990-2005
- Instituto Nacional de Estadística : Perú Estimaciones y Proyecciones de Población Total Urbana y Rural por Años Calendario y Edades 1970-2025.

(*) Corresponde a la población total reajustada por el INEI post censo



PERÚ

Ministerio de Energía y Minas



LÍNEAS DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA 2011