

**UNIVERSIDAD NACIONAL DE SAN ANTONIO ABAD
DEL CUSCO**

FACULTAD DE: INGENIERÍA ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA,
INFORMÁTICA Y MECÁNICA.

“ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERÍA ELÉCTRICA”



**“ESTUDIO DE LAS INTERRUPCIONES DEL
ALIMENTADOR TA-05 CURAHUASI Y PROPUESTA
PARA SU MEJORAMIENTO”**

PARA OPTAR AL TÍTULO PROFESIONAL DE:
INGENIERO ELECTRICISTA

PRESENTADO POR:

BR. ELECTRICISTA ABIMAEEL GUZMÁN FLORES

BR. ELECTRICISTA DAVID CCAHUATA YAURI

ASESORA:

ING. MARY ELISA BARRIONUEVO PRADO

CUSCO – PERÚ

2018

DEDICATORIAS

Dedico este trabajo principalmente a Dios, por haberme dado la vida y permitirme el haber llegado hasta este momento importante de mi formación profesional. A mis padres Reynaldo y Paulina, por ser el pilar más importante y por demostrarme siempre su cariño y apoyo incondicional. A mis tíos Fidel, Víctor, Vilma y Ascensión, quienes siempre estuvieron en los momentos más difíciles de mi vida. A mis abuelos Patricio y Celestina porque aún a pesar de su avanzada edad fueron los que siempre se preocuparon por que sea un Ingeniero. A Tania Kleddelyd, porque te amo infinitamente hermanita. A Heidi por ser la abogada de mi Ingeniería, sin ti no lo hubiera logrado. A mis amigos, compañeros e ingenieros de nuestra escuela profesional de Ingeniería Eléctrica.

Abimael Guzmán Flores

Este trabajo lo dedico a mis seres queridos, encabezando por mis padres quienes me apoyaron en todo momento desde el inicio de mis primeros pasos, hermanos por su apoyo incondicional y la universidad que me acogió durante 5 años impartiendo el conocimiento a través de los docentes e ingenieros de nuestra escuela profesional de Ingeniería Eléctrica.

¡A todos ellos muchas Gracias!

David Ccahuata Yauri.

INTRODUCCIÓN

El "estudio de las interrupciones del alimentador TA-05 Curahuasi y propuesta para su mejoramiento", tiene como finalidad demostrar la incidencia de interrupciones de suministro de energía y el impacto que produce a la población beneficiada y al sistema eléctrico que pertenece, la zona de influencia del presente estudio pertenece a un nivel isoceraúnico elevado, por consiguiente: se considera un gran aporte de descargas atmosféricas como causa de las prolongadas interrupciones de energía.

Con el ímpetu de reducir la frecuencia y duración de las interrupciones de suministro de energía, se proponen alternativas de solución.

La alternativa de solución electa deberá demostrar la suficiencia a la problemática descrita en párrafos anteriores, además de ser más viable económica y técnicamente.

Para realizar el desarrollo del presente trabajo de tesis utilizamos varios programas computacionales así como: Microsoft Office 2016, ArcGis 9.3, Matlab 7.6.0.324, DigSilent 14.1.3, ATP v 5.1, Autocad 2017 y Global Mapper 18, de los que haremos una descripción breve de la aplicación en el desarrollo de los capítulos de la tesis.

RESUMEN

Calidad de suministro y producción de energía eléctrica de una determinada zona de concesión es de vital importancia, debido a que influye en la continuidad de servicio y los niveles de tensión entregados a los usuarios.

La presente tesis refiere a la posibilidad de mejorar la calidad de suministro de energía del alimentador TA-05 Curahuasi, reduciendo las interrupciones de energía presentes en este alimentador, en el desarrollo del estudio se muestra que la principal causa del problema es la alta incidencia de rayos en el área que comprende el Alimentador en Media Tensión TA-05, debido al elevado nivel isoceraúnico.

La estructura de la tesis se encuentra en cuatro capítulos y el contenido lo mostramos a continuación:

Capítulo I, Definimos el ámbito geográfico, planteamiento del problema, formulación del problema, objetivos de investigación, justificación del estudio, alcances, limitaciones, hipótesis general y específicas, antecedentes del tema de estudio, variables e indicadores, diseño metodológico, marco normativo y terminología, simbología básica y la matriz de consistencia.

Capítulo II, Contiene el marco teórico siendo éste el apoyo en la elaboración de la tesis tales como: Los sistemas eléctricos de potencia, generación distribuida, límite térmico de una línea de transmisión, capacidad máxima de transmisión de líneas aéreas, efecto Ferranti, compensación de potencia reactiva, calidad de los servicios eléctricos, flujo de carga y regulación de tensión.

Capítulo III, Se describe la operación actual del Alimentador en Media Tensión TA-05 Curahuasi, cuando éste opera en estado estacionario, resaltando los problemas de interrupciones de suministro y las consecuencias que acarrea.

Capítulo IV, Se propone las dos alternativas de solución que son: La implementación de pararrayos de línea y La Instalación de Cable de Guarda, de estas dos alternativas de solución propuestas, la que ofrece una solución a mediano plazo, es la implementación de apantallamiento en todo el trayecto de la troncal, mediante un cable de guarda.

Capítulo V, Se desarrolla la mejor alternativa de solución elegida del análisis del capítulo IV, también se aprecia el trazo de la trayectoria del cable de guarda del alimentador TA-05 Curahuasi, el cálculo mecánico eléctrico del apantallamiento, análisis y simulación de sobretensiones de frente rápido con ayuda del software ATP, acondicionamiento de las estructuras existentes para la implementación del apantallamiento del AMT TA-05.

Al final de la tesis, se muestran las conclusiones obtenidas del estudio y también se describen las sugerencias de la misma.

ÍNDICE GENERAL

DEDICATORIA	ii
INTRODUCCIÓN	iii
RESUMEN.....	iv
ÍNDICE	vi
LISTADO DE TABLAS	xii
LISTADO DE FIGURAS	xiv
LISTADO DE GRÁFICOS	xv
LISTADO DE ECUACIONES	xvi
CAPÍTULO I	1
1. GENERALIDADES.....	2
1.1.INTRODUCCIÓN	2
1.2. ÁMBITO GEOGRÁFICO	2
1.3.PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	4
1.4.CARACTERÍSTICAS DE LA LÍNEA.....	6
1.5.ANTECEDENTES DEL PROBLEMA	7
1.6.FORMULACIÓN DEL PROBLEMA.....	8
1.7.OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN.....	8
1.7.1. OBJETIVO GENERAL.	8
1.7.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	8
1.8.JUSTIFICACIÓN DEL ESTUDIO.	9
1.9.ALCANCES DEL ESTUDIO.....	9
1.10. HIPÓTESIS.....	10
1.10.1. HIPÓTESIS GENERAL.....	10
1.10.2. HIPÓTESIS ESPECÍFICAS.....	10
1.11. ANTECEDENTES DEL TEMA DE ESTUDIO	10
1.12. VARIABLES E INDICADORES.....	11
1.12.1. VARIABLES DEPENDIENTES E INDICADORES:.....	11
1.12.2. VARIABLES INDEPENDIENTES E INDICADORES:.....	12
1.12.3. VARIABLES INTERVINIENTES E INDICADORES:.....	12
1.12.4. INDICADORES.....	12
1.13. DISEÑO METODOLÓGICO.....	12
1.13.1. TIPO Y NIVEL DE INVESTIGACIÓN.....	13

1.13.2.	POBLACIÓN Y MUESTRA.....	13
1.13.3.	TÉCNICAS DE RECOLECCIÓN DE DATOS.....	13
1.13.4.	HERRAMIENTAS PARA EL PROCESAMIENTO DE DATOS.....	14
1.13.5.	TÉCNICAS DE ANÁLISIS DE DATOS.....	14
1.14.	MARCO NORMATIVO Y TERMINOLOGÍA.....	15
1.15.	SIMBOLOGÍA BÁSICOS DE NORMAS INTERNACIONALES.....	16
1.16.	MATRIZ DE CONSISTENCIA.....	17
CAPÍTULO II	19
2.	MARCO TEÓRICO.....	19
2.1.	INTRODUCCIÓN.....	19
2.2.	SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA.....	20
2.3.	CALIDAD DE SUMINISTRO DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN EL PERÚ.....	20
2.4.	INDICADORES DE INTERRUPCIONES.....	21
2.4.1.	System Average Interruption Frequency Index (SAIFI).....	21
2.4.2.	System Average Interruption Duration Index (SAIDI).....	21
2.5.	COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO.....	22
2.5.1.	OBJETIVO DE LA COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO.....	23
2.5.2.	METODOLOGÍA DE COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO.....	23
2.5.3.	MÉTODOS DE COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO.....	24
2.6.	SOLICITACIONES DIELECTRICAS SOBRE LOS AISLAMIENTOS.....	25
2.7.	SOBRETENSIONES ATMOSFÉRICAS O DE FRENTE RÁPIDO.....	27
2.7.1.	DESCARGAS ATMOSFÉRICAS.....	28
2.7.2.	PROPAGACIÓN DE SOBRETENSIONES.....	36
2.7.3.	MODELO ELECTROGEOMÉTRICO.....	37
2.8.	TASA DE CEBADOS.....	47
2.8.1.	TASA DE CEBADOS DIRECTOS.....	47
2.8.2.	TASA DE CEBADOS INVERSOS.....	48
2.8.3.	TASA DE CEBADOS INDUCIDOS.....	51
2.8.4.	TASA DE SALIDAS MÁXIMA.....	53
2.8.5.	ÁNGULO DE APANTALLAMIENTO TOTAL.....	54
2.9.	MÉTODOS PARA LIMITAR LAS SOBRETENSIONES DE ORIGEN ATMOSFÉRICO.....	55
2.9.1.	CABLES DE GUARDA.....	55

2.9.2. DESCARGADORES DE ÓXIDO METÁLICO	56
2.9.3. MEJORA DE LAS PUESTAS A TIERRA EN LAS TORRES DE LÍNEAS AÉREAS	58
2.10. TENSIONES SOPORTADAS NORMALIZADAS	59
2.11. PROGRAMA ATP/EMTP-INTERFAZ GRÁFICA ATPDRAW	59
2.11.1. INTRODUCCIÓN.....	59
2.11.2. EL PROGRAMA DE SIMULACIÓN ATP/EMTP	60
2.11.3. ESTRUCTURA DE FUNCIONAMIENTO DEL ATP	61
2.11.4. PREPROCESADOR ATPDRAW	61
2.11.5. PROCESADOR TPBIG.....	61
2.11.6. POST PROCESADORES GRÁFICOS	62
2.12. MODO DE IMPLEMENTACIÓN DE ELEMENTOS EN EL ATP DRAW.....	62
2.12.1. IMPLEMENTACIÓN DE LÍNEAS.....	62
2.12.2. IMPLEMENTACIÓN DE ESTRUCTURAS.....	62
2.12.2.1. REPRESENTACIÓN ÚNICA DE UNA ESTRUCTURA	62
2.12.2.2. REPRESENTACIÓN DETALLADA DE UNA ESTRUCTURA.....	63
2.12.3. IMPLEMENTACIÓN DE PUESTAS A TIERRA	63
2.12.4. IMPLEMENTACIÓN DE PARARRAYOS.....	64
2.12.5. IMPLEMENTACIÓN AISLADORES.....	64
2.13. CRITERIOS PARA DIMENSIONAMIENTO DE AISLAMIENTO Y PUESTAS A TIERRA.....	65
2.13.1. CRITERIOS PARA LA SELECCIÓN DEL NIVEL DEL AISLAMIENTO.	65
2.13.2. CRITERIOS PARA EL DIMENSIONAMIENTO DE PUESTAS A TIERRA.....	65
a. SEGURIDAD DE LAS PERSONAS	65
b. OPERACIÓN DEL SISTEMA.....	66
b.1. SISTEMAS CON NEUTRO CORRIDO	66
b.2. SISTEMAS SIN NEUTRO CORRIDO CON RAMALES MONOFÁSICO A LA TENSIÓN ENTRE FASES.	66
b.3. SISTEMAS SIN NEUTRO CORRIDO Y CON RETORNO TOTAL POR TIERRA...	66
c. DESCARGAS ATMOSFÉRICAS	67
d. FACILIDAD PARA EL RECORRIDO DE CORRIENTES DE FUGA	68

CAPÍTULO III	70
3. EVALUACIÓN DE LA OPERACIÓN ACTUAL DEL SISTEMA	71
3.1. INTRODUCCIÓN	71
3.2. UBICACIÓN DEL ALIMENTADOR TA-05, CURAHUASI.....	71
3.2.1. UBICACIÓN GEOGRÁFICA	71
3.2.2. UBICACIÓN ELÉCTRICA.....	73
3.3. DESCRIPCIÓN TÉCNICA DE LA RED EN ESTUDIO.....	73
3.3.1. GENERALIDADES.....	73
3.3.2. DESCRIPCIÓN DE LA SUBESTACIÓN DE TAMBURCO.....	74
3.3.3. DESCRIPCIÓN DE LAS SUBESTACIONES DE DISTRIBUCIÓN	76
3.3.4. DESCRIPCIÓN DEL ALIMENTADOR TA-05.....	77
3.4. DESCRIPCIÓN OPERATIVA DEL ALIMENTADOR TA-05	78
3.4.1. PARÁMETROS ELÉCTRICOS DEL ALIMENTADOR TA-057.....	78
3.4.2. FLUJO DE POTENCIA EN EL ALIMENTADOR TA-05.....	80
3.4.3. PERFIL DE TENSIÓN EN EL ALIMENTADOR TA-05.....	81
3.5. ANÁLISIS DEL AISLAMIENTO DEL ALIMENTADOR TA-05	85
3.5.1. SISTEMA DE PUESTAS A TIERRA	85
3.5.2. SISTEMA DE PARARRAYOS DE LÍNEA	86
3.5.3. AISLADORES DE LÍNEA.....	87
3.6. EL ALIMENTADOR TA-05 Y LA NTCSE.....	88
3.6.1. CALIDAD DE PRODUCTO	89
3.6.2. CALIDAD DE SUMINISTRO	89
3.6.3. NÚMERO DE INTERRUPCIONES DEL SISTEMA	92
CAPÍTULO IV	93
4. ALTERNATIVAS DE SOLUCIÓN PARA REDUCIR LAS INTERRUPCIONES DE SUMINISTRO EN EL AMT TA-05	94
4.1. INTRODUCCIÓN	94
4.2. ALTERNATIVA 01: IMPLEMENTACIÓN DE PARARRAYOS DE LÍNEA	94
4.2.1. INTRODUCCIÓN	94
4.2.2. ALCANCES.....	95
4.2.3. CÁLCULOS JUSTIFICATIVOS.....	95
4.2.4. ANÁLISIS ECONÓMICO SIMPLE	101
4.2.5. VENTAJAS	101

4.2.6. DESVENTAJAS	101
4.3. ALTERNATIVA 02: INSTALACIÓN DE CABLE DE GUARDA.....	103
4.3.1. INTRODUCCIÓN	103
4.3.2. ALCANCES.....	103
4.3.3. CÁLCULOS JUSTIFICATIVOS.....	104
4.3.3.1. ASPECTOS BÁSICOS.	105
4.3.3.2. MÉTODOS DE DISEÑO DE CABLE DE GUARDA.....	106
a. MÉTODO DE PECK.....	106
b. MÉTODO DE SCHWAIGER Y ZIEGLER.....	106
4.3.3.3. ANÁLISIS ESTADÍSTICO.....	107
4.3.3.4. MATERIAL Y SECCIÓN DEL CABLE DE GUARDA.....	108
4.3.3.5. UBICACIÓN CABLE DE GUARDA.....	109
4.3.3.6. CALCULO MECÁNICO DE CONDUCTORES DE FASE E HILO DE GUARDA.....	110
a. ECUACIÓN DE CAMBIO DE ESTADO	112
b. VANO CRITICO	112
4.3.4. ANÁLISIS ECONÓMICO SIMPLE	113
4.3.5. VENTAJAS	113
4.3.6. DESVENTAJAS	114
4.4. SELECCIÓN DE LA MEJOR ALTERNATIVA DE SOLUCIÓN	114
CAPÍTULO V	115
5. DESARROLLO DE LA MEJOR ALTERNATIVA DE SOLUCIÓN	116
5.1. INTRODUCCIÓN	116
5.2. CÁLCULOS JUSTIFICATIVOS.....	116
5.2.1. MODELO GEOMÉTRICO DEL ALIMENTADOR TA-05.....	116
5.2.2. ANGULO DE APANTALLAMIENTO TOTAL.....	117
5.2.3. INTENSIDAD MÁXIMA DE FALLO DE APANTALLAMIENTO	118
5.3. CÁLCULO DE LA PROBABILIDAD DE DESCARGA EN EL CABLE DE GUARDA.....	118
5.4. CRITERIOS DE SELECCIÓN DE CABLE DE GUARDA.....	119
5.4.1. METODOLOGÍA	119
5.5. DESCRIPCIÓN DE LAS INSTALACIONES A IMPLEMENTARSE.....	119
5.5.1. CABLE DE GUARDA DE ACERO GALVANIZADO.....	120

5.5.2. SOPORTE PARA EL CABLE DE GUARDA	123
5.5.3. SISTEMAS DE PUESTA A TIERRA	123
5.6. SIMULACIÓN DE FALLAS EN EL SISTEMA	125
5.7. DEMOSTRACION DE RESULTADOS ESTADISTICOS AL INSTALAR EL CABLE DE GUARDA.....	125
5.8. SIMULACION DE IMPACTO DE RAYO EN LA LINEA TA-05.....	127
5.9. ANÁLISIS ECONÓMICO – TÉCNICO	130
5.9.1. CÁLCULO DE LOS BENEFICIOS INCREMENTALES.....	130
5.9.2. CÁLCULO DE LOS GASTOS INCREMENTALES.....	131
5.9.3. CÁLCULO DEL FLUJO DE CAJA.....	132
5.9.4. VALOR ACTUAL NETO (VAN)	133
5.9.5. TASA INTERNA DE RETORNO (TIR).....	134
5.9.6. CÁLCULO DE PARÁMETROS FINANCIEROS.....	135
CONCLUSIONES.....	138
RECOMENDACIONES	139
BIBLIOGRAFÍA	
GLOSARIO	
ANEXOS	

LISTADO DE TABLAS

Tabla 1.1. Interrupciones de servicio - Alimentador TA05 Curahuasi y localidades.....	7
Tabla 1.2. Interrupciones de servicio registradas por diferentes aspectos.....	7
Tabla 1.3. Simbología básica NEMA.....	16
Tabla 2.1. Clasificación y formas de onda de las sobretensiones, junto con las formas de ondas normalizadas para ensayos	27
Tabla 2.2. Coeficientes Isoceraúnicos – Perú.....	33
Tabla 2.3. Tasas de fallas de origen atmosférico por circuito	54
Tabla 2. 4. Niveles de aislamiento normalizados para la gama I ($1\text{ kV} < U_m \leq 245\text{ kV}$) ..	59
Tabla 2. 5. Niveles de aislamiento en líneas, redes primarias en condiciones standard.....	65
Tabla 3.1: Subestaciones de distribución del AMT TA -05	77
Tabla 3.2: Características del Tramo 02	78
Tabla 3.3: Parámetros Eléctricos del Tramo 02	79
Tabla 3.4: Parámetros Eléctricos del Tramo 03	80
Tabla 3.5. Resultados de flujo de potencia	82
Tabla 3.6. Relación de puestas a tierra instalados en el alimentador TA-05	85
Tabla 3.7. Especificaciones técnicas de pararrayos existentes	87
Tabla 3.8. Desempeño esperado de Electricidad de media tensión 2008-2011	89
Tabla 3.8. SAIFI del Sistema Eléctrico Rural Curahuasi.....	90
Tabla 3.9. SAIDI del Sistema Eléctrico Rural Curahuasi.....	90
Tabla 3.10. Interrupciones por descargas atmosféricas.....	92
Tabla 4.1. Tabla de cálculo de NPR y NPM según la tensión máxima de operación.....	97
Tabla 4.2. Niveles básicos de aislamiento normalizados por la IEC para la Gama I ($1\text{ kV} < V_{\text{nominal}} \leq 245\text{ kV}$)	99
Tabla 4.3. Niveles básicos de aislamiento normalizados por la IEC para la gama I ($1\text{ kV} < V_{\text{nominal}} \leq 245\text{ kV}$)	101
Tabla 4.4. Características de cable guarda.....	109
Tabla 4.5. Costos de implementación de cable de guarda.	113

Tabla 5.1. Armados tipo y cantidad en la línea troncal.....	119
Tabla 5.2. Presupuesto de Instalación de Puestas a Tierra.....	124
Tabla 5.3. Resumen de resultados.	126
Tabla 5.4. Compensación por interrupciones de suministro AMT TA-05	131
Tabla 5.5. Flujo de Caja.	132
Tabla 5.6. Interpretación del Valor Actual Neto (VAN)	133
Tabla 5.7. Datos de la inversión.....	135
Tabla 5.8. Tabla de recuperación de la inversión y flujo de caja.....	136
Tabla 5.9. Análisis de la rentabilidad.....	136

LISTADO DE FIGURAS

Figura 1.1. Ubicación del departamento de Apurímac y zona de estudio	3
Figura 1.2. Mapa político administrativo de las provincias de Abancay, Curahuasi, Tamburco, Huanipaca y San Pedro de Cachora con el alimentador en estudio. (4)	4
Figura 1.3. Mapa de nivel isoceraúnico del Perú	5
Figura 2.1. Amplitud y duración de los distintos tipos de sobretensiones.....	24
Figura 2.2. Amplitud y duración de los distintos tipos de sobretensiones.....	26
Figura 2.3. Evolución de la descarga eléctrica	30
Figura 2.4. Mapa de Niveles Isoceraúnicos de Perú	32
Figura 2.5. Onda de Sobretensión Normalizada.....	36
Figura 2.6. Distancias críticas del cable de guarda, conductor de fase y tierra	39
Figura 2.7. El modelo geométrico: definición de ángulos y distancias.....	41
Figura 2.8. Vista ampliada del análisis	44
Figura 2.9. Vista ampliada de la figura anterior	44
Figura 2.10. Descarga atmosférica sobre el cable de guarda a lo largo del vano y sobre la estructura.....	49
Figura 2.11. Cebados inducidos	53
Figura 2.12. Construcción fundamental de los pararrayos sin explosor y con explosor respectivamente	58
Figura 3.1. Recorrido del AMT TA-05.	72
Figura 3.2. Recorrido del AMT TA-05.	72
Figura 3.3. Diagrama unifilar de interconexión de la SET Tamburco al SEIN	73
Figura 3.4: Configuración actual del alimentador TA-05.....	74
Figura 3.5: Línea troncal del Alimentador en Media Tensión TA-05.....	77
Figura 3.6: Distancias entre conductores – TRAMO 01.....	78
Figura 3.7: Distancias entre conductores – TRAMO 02.....	79
Figura 3.8: Distancias entre conductores – TRAMO 03.....	79
Figura 3.9: Diagrama unifilar de flujo de potencia del AMT TA-05	80
Figura 3.10: Sumatoria de potencias del alimentador TA-05.....	81
Figura 4.1. Recorrido del cable de guarda a instalar.	104
Figura 4.2. Ángulo de Apantallamiento.....	110

LISTADO DE GRÁFICOS

Gráfico 1.1. Interrupciones de servicio registradas año 2014.....	7
Gráfico 1.2. Interrupciones de servicio registradas año 2015.....	8
Gráfico 2.1. Gráfico de la Densidad de Rayos por Nivel Isocerámico	34
Gráfico 2.2. Gráfico de la Amplitud Máxima de la Corriente del Rayo.....	35
Gráfico 3.1: SAIFI del Sistema Eléctrico Rural Curahuasi.....	90
Gráfico 3.2: SAIDI del Sistema Eléctrico Rural Curahuasi	91
Gráfico 3.3: SAIFI – Abancay Rural	91
Gráfico 3.4: SAIDI – Abancay Rural	92
Gráfico 5. 1. Recorrido del cable de guarda a instalar.....	117
Gráfico 5.2. Soporte para el cable de guarda.....	123
Gráfico 5.3. Detalle de puesta a tierra	124
Gráfico 5.5. Diagrama Unifilar del Sistema Eléctrico TA-05	128
Gráfico 5.5. Comportamiento de la línea con impacto al 30% de rayo.....	129
Gráfico 5.6. Corrientes de fase frente al impacto de rayo.	130
Gráfico 5.7. Diagrama del recupero de la inversión a través del tiempo	137

LISTADO DE ECUACIONES

Ecuación 2.1: SAIFI	21
Ecuación 2.2: SAIDI	22
Ecuación 2.3: Densidad de descarga.....	33
Ecuación 2.4: Probabilidad de una descarga atmosférica	34
Ecuación 2.5: Impedancia característica.....	37
Ecuación 2.6: Velocidad de ondas	37
Ecuación 2.7: Función de distribución acumulativa de la corriente.....	38
Ecuación 2.8: Función de densidad de probabilidad de la corriente de pico.....	38
Ecuación 2.9: Distancia crítica	40
Ecuación 2.10: Valor de los parámetros para la distancia crítica	40
Ecuación 2.11: Probabilidad de impacto en el cable de guarda.....	42
Ecuación 2.12: Probabilidad de impacto sobre el conductor.....	42
Ecuación 2.13: Tasa de fallo de apantallamiento de una línea	42
Ecuación 2.14: Densidad de rayos en la zona	42
Ecuación 2.15: Tasa total de fallos de apantallamiento	42
Ecuación 2.16: Tasa total de fallos de apantallamiento	43
Ecuación 2.17: Ángulo entre dos radios 2β	45
Ecuación 2.18: Ángulo θ y α	45
Ecuación 2.19: Distancia de exposición de los conductores de fase	45
Ecuación 2.20: Distancias de exposición de los cables de guarda	45
Ecuación 2.21: Conductor de fase más desfavorable	46
Ecuación 2.22: Ángulo de intensidad máxima de apantallamiento	46
Ecuación 2.23: Distancia crítica del conductor de fase	46
Ecuación 2.24: Distancia crítica a tierra	46
Ecuación 2.25: Intensidad máxima de falla de apantallamiento.....	47
Ecuación 2.26: Sobretensión que produce el impacto del rayo.....	47
Ecuación 2.27: Intensidad crítica	47
Ecuación 2.28: Tasa de cebados directos de una línea.....	48
Ecuación 2.29: Tasa de cebados directos por cada 100Km	48
Ecuación 2.30: Impedancia efectiva equivalente	50
Ecuación 2.31: Impedancia efectiva equivalente para dos cables de guarda	50
Ecuación 2.32: Intensidad crítica	51
Ecuación 2.33: Tasa de cebados inversos por cada 100 km	51

Ecuación 2.34: Tasa de cebados inversos por cada 100 km	51
Ecuación 2.35: Sobretensión inducida	52
Ecuación 2.36: Constante Kr	52
Ecuación 2.37: Velocidad del rayo	52
Ecuación 2.38: Distancia máxima de caída del rayo	53
Ecuación 2.39: Tasa de cebados inducidos por cada 100km	53
Ecuación 2.40: Tasa de salida máxima.....	54
Ecuación 2.41: Ángulo de apantallamiento	54
Ecuación 2.42: Ángulo de apantallamiento perfecto	55
Ecuación 2.43: Ángulo de apantallamiento perfecto método 2	55
Ecuación 2.44: Ángulo de apantallamiento	55
Ecuación 2.45: Impedancia de la torre	62
Ecuación 2.46: Impedancia de un segmento o cuerpo de la torre	63
Ecuación 2.47: Elemento pasivo C	63
Ecuación 2.48: Elemento pasivo L	63
Ecuación 2.49: Resistencia en base de la torre instantánea.....	64

CAPÍTULO I

GENERALIDADES

CAPÍTULO I

GENERALIDADES

1.1. INTRODUCCIÓN

Cuando hablamos de energía nos referimos a una necesidad que se ha convertido en primaria por su función en la vida diaria, esto lleva a pensar en tener a todo un país con este recurso, pero, no solo llevar energía si no que acompañamos con los estándares de calidad exigidos por las entidades normativas y supervisoras. En un inicio, en el Perú se estableció los Códigos Nacionales de Electricidad y la Ley de Concesiones Eléctricas, conjuntamente con otras que regulan la utilización de la electricidad tanto a nivel doméstico como industrial; es así que las concesionarias manejan las redes eléctricas que alimentan a todo un país, Ciudad, Provincia y/o pueblo, con fines de servicio y lucrativos.

En el Perú tenemos redes de Baja, Media, Alta y Muy Alta Tensión, en esta tesis nos abocaremos a realizar un estudio de operación de una línea de Media Tensión con el fin de encontrar problemas que puedan estar constantemente en la red eléctrica y darle una solución pues la idea es disminuir la cantidad de interrupciones en la red en estudio, además de mejorar indicadores SAIFI y SAIDI que son indicadores de calidad de servicio. En el trabajo a realizar se contemplará generalidades del trabajo de tesis donde se determina el planteamiento del problema, el objetivo, la hipótesis, los antecedentes del trabajo de tesis, las variables, el diseño metodológico y finalmente la matriz de consistencia.

1.2. ÁMBITO GEOGRÁFICO

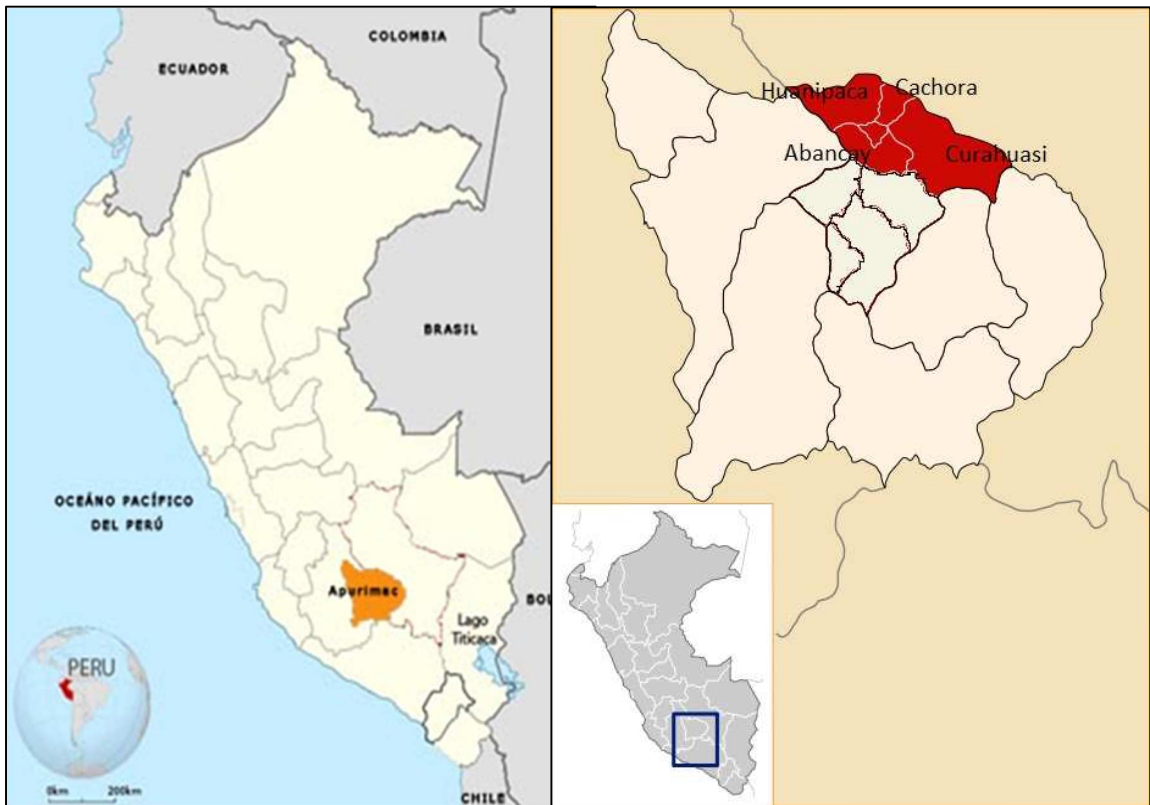
El ámbito geográfico del Sistema Eléctrico Tamburco 05, se ubica entre los distritos de Curahuasi, Huanipaca, Tamburco, San Pedro de Cachora y parte de Abancay estos distritos dentro del departamento de Apurímac, cuya altitud varía entre 2300 a 3000 msnm.

Huanipaca, San Pedro de Cachora y Curahuasi limitan el norte con el departamento de Cusco, Huanipaca y Abancay limitan por el este con Pacobamba y Huancarama respectivamente, por el sur Abancay limita con el distrito de Huancarama y Curahuasi con la Provincia de Mariscal Gamarra finalmente por el oeste Curahuasi Limita con la Provincia de Cotabambas.

Toda la zona en estudio viene a tener un área de 1837.8 Km^2 (esto es la zona por donde recorre la línea en estudio).

La Figura 1.1, muestra la ubicación del departamento de Apurímac y la zona de estudio, donde se aprecian los distritos involucrados en el estudio.

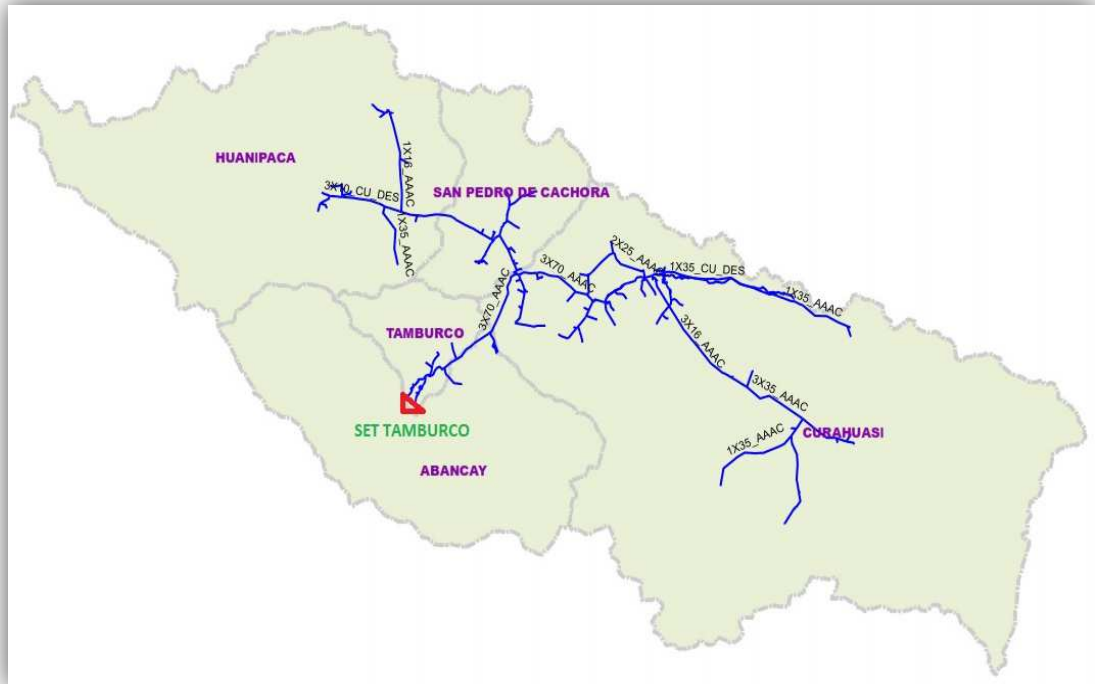
Figura 1. 1. Ubicación del departamento de Apurímac y zona de estudio



Fuente: Wikipedia, Internet

A continuación, la Figura N° 1.2 muestra el mapa político administrativo de las provincias que abarca el estudio.

Figura 1. 2. Mapa político administrativo de las provincias de Abancay, Curahuasi, Tamburco, Huanipaca y San Pedro de Cachora con el alimentador en estudio. (4)



Fuente: Programa Arc Gis-Base de datos Electro Sur Este (2015)

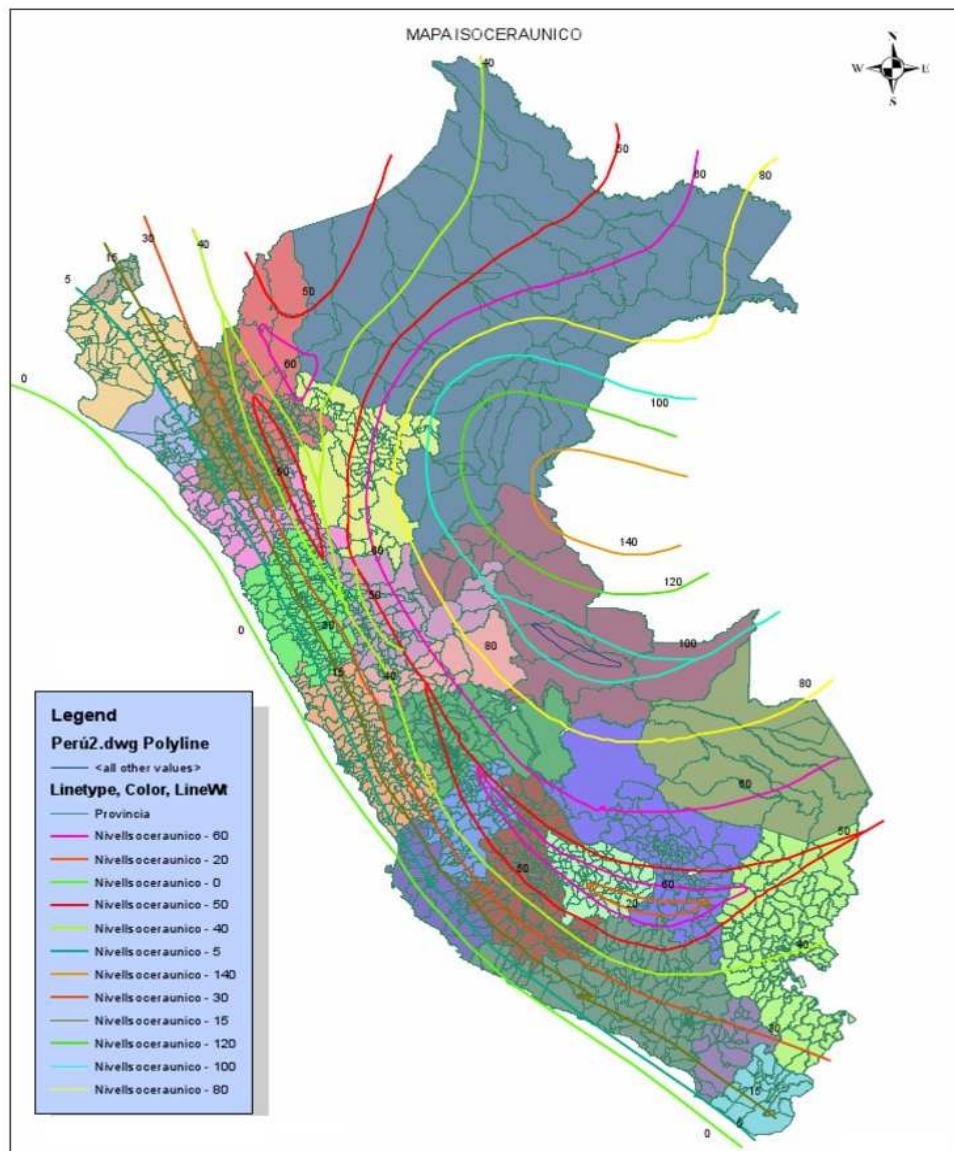
1.3. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

El elevado nivel isoceraunico de la zona de influencia del alimentador TA-05, el cual tiene valores entre 50 y 60 tormentas que aparecen al año por kilómetro cuadrado, según el instituto meteorológico del Perú; y el hecho que la zona posea esos valores de tormenta hace que sea vulnerable a constantes descargas atmosféricas en época de avenida, se estima un promedio de 1 a 2 veces interrupciones de suministros por semana debido a este tipo de fenómenos naturales (según datos indicados por la oficina de SID, Apurímac).

Los efectos de un rayo pueden ser ocasionados por un impacto directo o por causas indirectas, por contacto directo o por inducción, por las raíces de los árboles. Por lo cual es necesario que los equipos que conforman la línea estén protegidos frente a todas estas posibilidades. Por eso se ajustan los dispositivos de protección para actuar frente a este tipo de eventos, como respaldo se tiene a los pararrayos, que cumplen la función de limitar la tensión a valores permisibles por la configuración de la línea.

A consecuencia de las descargas atmosféricas en el alimentador TA-05, se producen interrupciones de suministro, faltando a la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos Rurales (NTCSER), que establece estándares de calidad mediante los indicadores SAIDI y SAIFI, que corresponden a la duración y frecuencia de interrupciones de suministro. El Alimentador TA-05, pertenece al sector típico 5, por consiguiente, le corresponde los valores límite de 16 y 40 para los indicadores de duración y frecuencia de interrupciones, en caso que el sistema en estudio supere mencionados parámetros la empresa concesionaria está en la obligación de compensar a los usuarios, hecho que se traduce en pérdidas económicas para la empresa.

Figura 1.3. Mapa de nivel isoceraunico del Perú



Fuente: <https://imgv2-2-f.scribdassets.com/img/document/134056380/original/ae93ed7f51/1464736228>

El alimentador TA-05, tiene un total de 240 pararrayos, 80 puestas a tierra y no cuenta con apantallamiento eléctrico en toda la línea, lo cual hace que la línea sea aún más vulnerable a descargas atmosféricas, si bien es cierto los pararrayos limitan la tensión y amortiguan el impacto del rayo, sin embargo no es suficiente como garantía de performance de la línea, ya que al quemarse un pararrayo se queda sin protección, dejando la posibilidad de quemar equipos de protección, maniobra y/o transformadores, o producir incendios forestales, dicho de otro modo no cuenta con el equipamiento necesario para garantizar seguridad y continuidad de suministro frente a descargas atmosféricas.

Por consiguiente: se requiere desarrollar un estudio que permita reducir las interrupciones de suministro del alimentador TA-05, para mejorar la calidad de suministro del área de influencia del alimentador TA-05, el Anexo L muestra un documento emitido por la empresa concesionaria, en la cual se menciona la necesidad de atención a este problema.

1.4. CARACTERÍSTICAS DE LA LÍNEA

El Sistema Eléctrico Rural, sector típico 5 (Curahuasi), viene siendo alimentado en una tensión de 22.9kV, suministrado por la radial TA05; contando con toda la troncal y los ramales en Trifásica, Monofásica Bifilar y Monofásica se tiene una longitud de 210 km de línea aproximadamente, desde la S. E. T. Tamburco, (Subestación de Transformación Tamburco), hasta el poblado más lejano Hualaza, ubicado en distrito de Curahuasi.

El alimentador en estudio tiene una antigüedad de 3 años de puesto en servicio después de la renovación integral en los años 2012-2013, (esta renovación comprende estrictamente la troncal que es de la subestación de Tamburco hacia la provincia de Curahuasi Pueblo Figura 1.2.); toda la línea tiene conductores AAAC (Aleación de Aluminio) la misma que se encuentran secciones de 16, 25, 50, 70 y 120 mm², distribuidos de acuerdo a la demanda de cada población, estructuras de concreto armado centrifugado (C°A°C°) y aisladores tipo PIN ANSI 56-2, 56-3 de porcelana además de aisladores de Suspensión de polimérico Clase RPP-25. (4)

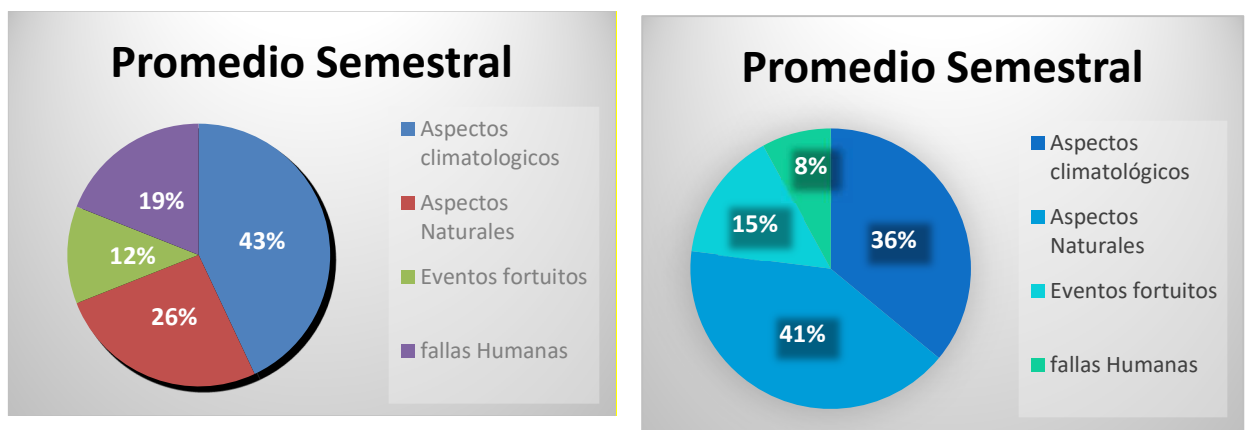
1.5. ANTECEDENTES DEL PROBLEMA

Tabla 1. 1 Interrupciones de servicio - Alimentador TA05 Curahuasi y localidades

EVENTO	2014	
	PROMEDIO SEMANAL	PROMEDIO SEMESTRAL
Aspectos climatológicos	43%	36%
Aspectos Naturales	26%	41%
Eventos fortuitos	12%	15%
Fallas Humanas	19%	8%
	Total=100%	

Fuente: Elaboración propia, datos de la base de Electro sur Este (enero-2017).

Gráfico 1. 1. Interrupciones de servicio registradas año 2014.



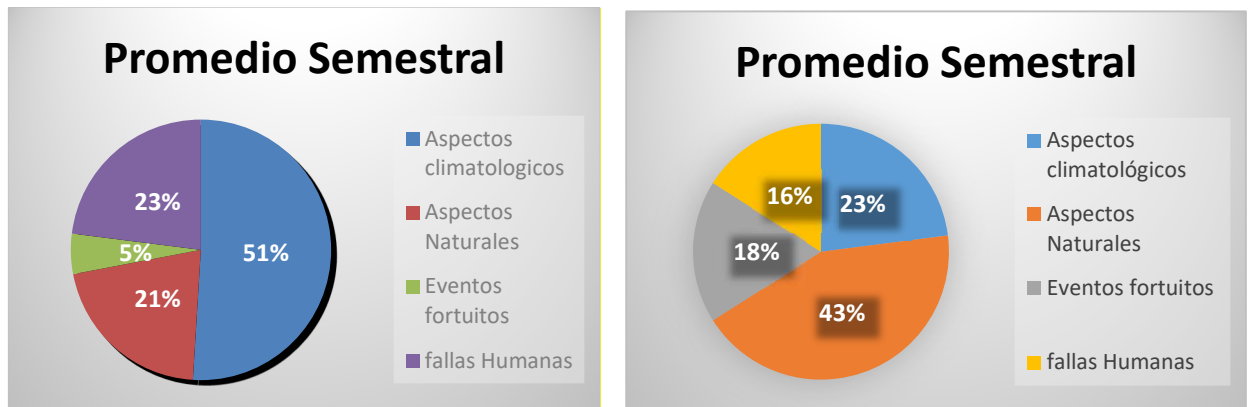
Fuente: Elaboración propia, datos de la base de Electro sur Este (enero-2017).

Tabla 1. 2. Interrupciones de servicio registradas por diferentes aspectos (registro en el año 2015).

EVENTO	2015	
	PROMEDIO SEMANAL	PROMEDIO SEMESTRAL
Aspectos climatológicos	51%	23%
Aspectos Naturales	21%	43%
Eventos fortuitos	5%	18%
Fallas Humanas	23%	16%
	Total = 100%	

Fuente: Elaboración propia, datos de la base de Electro sur Este (enero-2017).

Gráfico 1.2. Interrupciones de servicio registradas año 2015.



Fuente: Elaboración propia, datos de la base de Electro sur Este (enero-2017).

En las tablas 1.1 y 1.2: Observamos una principal causa de las salidas de servicio es por aspectos climatológicos, en especial en épocas de lluvia de la zona los meses de diciembre - abril. (4)

Según el grafico obtenido en el programa Microsoft Excel, se ha obtenido las tortas con las fracciones y valores de como incide cada una de las interrupciones.

1.6. FORMULACIÓN DEL PROBLEMA

¿De qué manera se puede disminuir las interrupciones de suministro del alimentador TA-05 Curahuasi?

1.7. OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN

1.7.1. OBJETIVO GENERAL.

Desarrollar el estudio que permita reducir las interrupciones de suministro del alimentador TA-05.

1.7.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS.

- Diagnosticar la operación actual del alimentador TA-05 Curahuasi.
- Analizar los resultados del diagnóstico del Alimentador TA-05 y proponer alternativas de solución, que cumplan con mejorar la calidad del suministro eléctrico para fortalecer su operación.
- Desarrollar la mejor alternativa de solución.

1.8. JUSTIFICACIÓN DEL ESTUDIO.

El Sistema Eléctrico Curahuasi (TA-05), es un sistema muy inestable en cuanto se presenta una falla este tiende a dejar de operar, porque el sistemas de protección ubicado en la subestación actúa dejando sin servicio todo el alimentador; a pesar que en la línea existen reconectores automáticos y seccionadores, por el momento no es suficiente para minimizar la cantidad de horas sin servicio, cuando un sistema eléctrico presenta ineficiencia de operación como es el caso entonces ya decimos que es inestable , entonces al realizar el estudio de operación en general de la línea se planteará realizar una evaluación general del estado en que opera el alimentador TA05.

1.9. ALCANCES DEL ESTUDIO.

Como se menciona en los objetivos una de las principales funciones es mejorar la estabilidad del sistema esto se traduce en menos pérdidas económicas tanto para los clientes como para la concesionaria, como actualmente la línea es inestable y la energía no vendida no se puede guardar además de compensar a los usuarios por las molestias de las interrupciones.

Los problemas sociales a consecuencia de una interrupción es un tema que se tiene que tocar con mayor cuidado, ponemos el caso de lo ocurrido en la ciudad de Andahuaylas, donde los pobladores actuaron por consecuencia de cobros indebidos y las continuas interrupciones han llegado a generar pérdidas también para Electro Sur Este, por ende, la elaboración de la tesis vendrá a Sistema Eléctrico de una puerta a la solución o disminución de problemas posteriores.

El estudio se realiza en MT (22.9 kV.), no es necesario incluir otros niveles de tensión.

1.10. HIPÓTESIS

1.10.1. HIPÓTESIS GENERAL.

El estudio de reducción de interrupciones de suministro del Alimentador TA-05, permitirá mejorar la calidad de suministro.

1.10.2. HIPÓTESIS ESPECÍFICAS

- El diagnóstico de la operación actual del Alimentador TA-05, demostrará los problemas de calidad de suministro
- El planteamiento y análisis de alternativas de solución, posibilitará tomar la mejor opción para la reducción de interrupciones de suministro del alimentador TA-05.
- El desarrollo de la mejor alternativa, ofrecerá una propuesta de solución a los problemas de calidad de suministro del Alimentador TA-05.

1.11. ANTECEDENTES DEL TEMA EN ESTUDIO

Los trabajos de tesis afines al tema en estudio, que se ubican en la biblioteca especializada de la Facultad de Ingeniería Eléctrica, Electrónica, Informática y Mecánica, son:

- a. Estudio de la línea de transmisión Combapata, Chamaca, Llusco (NFN 0123 TE 94.0123 Pezo Luza Luzgarda) - 1994.

Se tiene las siguientes conclusiones:

- Se determina como alternativa de solución al problema del déficit energético en el P.S.E. Chumbivilcas la alternativa II que tiene como solución técnica económica más óptima, para satisfacer la demanda energética utilizando una S.E. elevadora de 24/33 kV., y la construcción de una línea de Sub Transmisión en 33 kV.
- El balance de energía y potencia muestra que la oferta de la S.E. de Combapata tiene suficiente capacidad de energía para todo el horizonte de estudio de 1994 al 2013.

- b.** Estudio de la Línea Primaria del Sistema Eléctrico Rural de Pisac Calca (NFN 2569, Samuel Quispe Quispe, Cárdenas Ascue).

Se tiene las siguientes conclusiones:

- La protección de la línea basada en relés, no se encuentra debidamente calibrada, lo que ocasiona problemas en su operación al momento de detectar una falla.
- Actualmente el sistema de protección dado por relés, se encuentra en un estado deteriorado, falta de mantenimiento, se propone realizar un cambio general del sistema de protección e instalar un sistema SCADA para su evaluación en tiempo real.

- c.** Evaluación y estudio de mejoramiento de la operación del alimentador CO-03 Canas - Acomayo en 22.9 KV (Flores Quispe, Guido)

Se tiene las siguientes conclusiones:

- En la nueva propuesta de remodelación y reforzamiento de línea de transmisión recorrerá las regiones que abarca el distrito de Acomayo, que es la zona de mayor concentración poblacional del sector en estudio; no tendrá un impacto ambiental considerable.
- Hacer un estudio de demanda y crecimiento poblacional nos lleva a tener que remodelar la línea de Sub transmisión con cambio en su estructura y la ubicación de los equipos de protección que se encuentran a distancia, ya que durante la operación de la línea se tuvo problemas de estabilidad por deficiencia de carga.

1.12. VARIABLES E INDICADORES

1.12.1. VARIABLES DEPENDIENTES E INDICADORES:

- Flujo de potencia, cuyos indicadores son:
 - Potencia Activa
 - Potencia Reactiva
- Calidad de suministro, cuyos indicadores son:
 - SAIDI
 - SAIFI

1.12.2. VARIABLES INDEPENDIENTES E INDICADORES:

- Descargas atmosféricas, cuyo indicador es:
 - Nivel Isoceraúnico

- Calidad de Servicio cuyo indicador es:
 - Tensión

1.12.3. VARIABLES INTERVINIENTES E INDICADORES:

- Factor de potencia del sistema
- Normatividad

1.12.4. INDICADORES

- SAIFI
- SAIDI

1.13. DISEÑO METODOLÓGICO

La metodología para esta investigación aplicada es ex pos facto, ya que analiza los hechos una vez ocurridos y en el diseño se considerará la técnica no experimental debido a que no se manipula ninguna variable, para ello se establece la hipótesis cuya validación servirá para las elaborar las conclusiones.

Por lo tanto, el “ESTUDIO DE LAS INTERRUPCIONES DEL ALIMENTADOR TA-05 CURAHUASI Y PROPUESTA PARA SU MEJORAMIENTO”, es una investigación que busca posibles relaciones de causa-efecto observando que ciertos hechos han ocurrido y buscando en el pasado los factores que los hayan podido ocasionar.

1.13.1. TIPO Y NIVEL DE INVESTIGACIÓN

A. TIPO DE INVESTIGACIÓN:

- **INVESTIGACIÓN DESCRIPTIVA.**- También conocida como la investigación estadística, se efectúa cuando se desea describir una situación, en todos sus componentes principales, una realidad; relaciona con condiciones y conexiones existentes, la obtención de resultados faculta la toma de decisiones para una propuesta de solución al problema planteado en este caso la tesis.

B. NIVEL DE INVESTIGACIÓN:

El nivel de investigación a considerarse en esta tesis es evaluativo - propositivo, ya que se considera la evaluación de la problemática de la línea de sub-transmisión TA-05, para proponer un modelo que se adapte para su solución.

1.13.2. POBLACIÓN Y MUESTRA

POBLACIÓN

Área de influencia del Alimentador TA-05, Curahuasi.

MUESTRA

Es el Alimentador TA-05, Curahuasi.

1.13.3. TÉCNICAS DE RECOLECCIÓN DE DATOS

De acuerdo con la técnica aplicada el instrumento de validación es la ficha de registro de información.

- Registro Documental.
- Archivos e informes digitales.
- Cuadernos de registro de fallas.
- Informe de personal de trabajo y fotografías.

1.13.4. HERRAMIENTAS PARA EL PROCESAMIENTO DE DATOS

Para el procesamiento de datos se usará:

- Office 2016 (Word, Excel, Power Point, Access).
- AutoCAD versión 2016.
- DigSilent v 15.1.0
- ArcGis versión 10.2.2 (Sistemas de Información Geo referenciado).
- DLTCAD Versión 9.2
- Matlab 7.10.0
- Neplan versión 5.3.3

Para el muestreo en Campo utilizaremos:

- GPS.
- Laptop.
- Cámaras Fotográficas.
- Registradores.
- Telurómetro.

1.13.5. TÉCNICAS DE ANÁLISIS DE DATOS.

La característica del análisis de datos del presente trabajo de tesis, es EXPLORATORIO ya que se pretende hallar nuevas perspectivas de protección para la operación del Sistema Eléctrico de Curahuasi, y según la naturaleza del análisis es CUALITATIVO.

Para el análisis de los datos obtenidos utilizaremos el método de la estadística descriptiva.

- Las técnicas estadísticas a usar serán:
 - ✓ Medidas de desviación para medir la dispersión de datos y la varianza.
 - ✓ Medidas de tendencias central: mediana, media aritmética y la moda.

Presentación de datos:










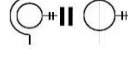


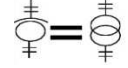
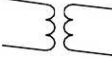
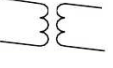






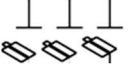


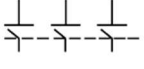
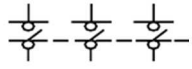
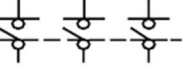
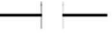








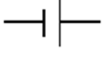


- Tabla de frecuencias y porcentajes.
- Gráficas de frecuencias.
- Graficas de porcentajes.
- Oscilogramas.
- Tablas comparativas.
- Simulaciones.

1.14. MARCO NORMATIVO Y TERMINOLOGÍA

- **NORMAS NACIONALES:**
 - ✓ Norma Técnica de Calidad del Servicio Eléctrico Rural (NTCSER).
 - ✓ Código Nacional de Electricidad Suministro 2011.
 - ✓ Norma DGE RM091-2002-EM-VME-Terminología en electricidad.
 - ✓ Resolución de consejo directivo OSINERGMIN N° 177-2012-OS-CD (2012).
 - ✓ Procedimiento técnico del COES N° 21, “Ingreso de unidades de generación, líneas y subestaciones de transformación en el COES-SINAC”.
 - ✓ Resolución de consejo directivo del Organismo Supervisor De La Inversión en Energía OSINERGMIN N° 074-2004-OS/CD.
 - ✓ Norma DGE – Símbolos gráficos en Electricidad
- **NORMAS INTERNACIONALES:**
 - ✓ **ANSI** : American National Standards Institute.
 - ✓ **IEC** : International Electrotechnical Commission.
 - ✓ **SI** : Sistema Internacional de unidades.
 - ✓ **IEEE** : Institute of Electrical and Electronics Engineers.
 - ✓ **NEMA** : National Electrical Manufacturers Association.
 - ✓ **ASME** : American Society of Mechanical Engineers.

1.15. SIMBOLOGÍA BÁSICOS DE NORMAS INTERNACIONALES

Tabla 1.3. Simbología básica NEMA

DESCRIPCIÓN	DIN Edición 1980	ANSI	IEC
1) Transformador con dos devanados separados			
2) Auto-Transformador			
3) Bobina de reactancia			
4) Transformador de corriente			
5) Transformador de potencia			
6) Seleccionador de potencia			
7) Interruptor			
8) Seleccionador de fusibles tripolar			
9) Seccionador tripolar			
10) Condensador			
11) Fusible			
12) Tierra			
13) Batería			

Fuente: Internet (<http://es.scribd.com/doc/135499582/Simbologia-DIN-y-NEMA-pdf#scribd>)

1.16. MATRIZ DE CONSISTENCIA

TITULO: ESTUDIO DE LAS INTERRUPCIONES DEL ALIMENTADOR TA-05 CURAHUASI Y PROPUESTA PARA SU MEJORAMIENTO

PROBLEMA	OBJETIVO	HIPOTESIS	VARIABLES E INDICADORES	METODOLOGIA
<p>Problema General</p> <p>¿De qué manera se puede disminuir las interrupciones de suministro del alimentador TA-05 Curahuasi?</p>	<p>Objetivo General</p> <p>Desarrollar el estudio que permita reducir las interrupciones de suministro del alimentador TA-05.</p>	<p>Hipotesis General</p> <p>El estudio de reducción de interrupciones de suministro del Alimentador TA-05, permitirá mejorar la calidad de suministro.</p>	<p>Variables Dependientes e Indicadores:</p> <ul style="list-style-type: none"> - El flujo de potencia. Cuyos indicadores son: <ul style="list-style-type: none"> ♦ Potencia activa y Potencia reactiva - Calidad de suministro. Cuyos indicadores son: <ul style="list-style-type: none"> ♦ SAIDI y SAIFI. 	<p>Tipo de Investigación:</p> <p>Descriptiva</p> <p>Nivel de Investigación:</p> <p>Basica Evaluativo-Propositivo</p>
<p>Problemas Específicos</p> <p>¿En que condiciones de operación y protección se encuentra el alimentador TA-05?</p> <p>¿Existen alternativas o soluciones a los problemas encontrados en la operación actual?</p>	<p>Objetivos Específicos</p> <ul style="list-style-type: none"> • Diagnosticar la operación actual del Alimentador TA-05 Curahuasi • Proponer alternativas de solución para reducir las interrupciones de suministro del Alimentador TA-05, cumpliendo la NTCSEER. 	<p>Hipotesis Específicas</p> <ul style="list-style-type: none"> • El diagnóstico de la operación actual del Alimentador TA-05, demostrará los problemas de calidad de suministro. • El planteamiento y análisis de alternativas de solución, posibilitará tomar la mejor opción para la reducción de interrupciones de suministro del alimentador TA-05. 	<p>Variables Independientes e Indicadores:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Descargas atmosféricas. Cuyo indicador es: <ul style="list-style-type: none"> ♦ Tensión. - Capacidad de transporte del AMT TA-05. Cuyo indicador es: <ul style="list-style-type: none"> ♦ Cargabilidad de la línea. 	<p>Método:</p> <p>Ex pos Facto</p> <p>Diseño:</p> <p>Investigación por objetivos</p> <p>Población:</p> <p>Alimentador TA-05 Curahuasi</p>
<p>¿Cuál es la alternativa que mejor se adapta y mejora los índices de calidad, incluyendo costo beneficio tanto al cliente como al operador?</p>	<p>Desarrollar la mejor alternativa de solución.</p>	<ul style="list-style-type: none"> • El desarrollo de la mejor alternativa, ofrecerá una propuesta de solución a los problemas de calidad de suministro del Alimentador TA-05. 		<p>Muestra:</p> <p>Alimentador TA-05 Curahuasi</p>

CAPÍTULO II

FUNDAMENTO TEÓRICO

CAPÍTULO II

MARCO TEÓRICO

2.1. INTRODUCCIÓN

La finalidad del presente capítulo es describir el marco teórico empleado para realizar el análisis de mejoramiento de la confiabilidad en los sistemas de distribución eléctrica; específicamente para el caso de una línea de sub transmisión en 22.9kV.

Primero; revisando los conceptos primordiales concerniente a los sistemas de distribución eléctrica y su confiabilidad, describimos las componentes, funciones, características, aspectos operativos y mantenimiento de los mismos.

Seguidamente, revisamos conceptos, criterios y la metodología de evaluación de confiabilidad en los sistemas de distribución eléctrica, explicándose la metodología elemental de evaluación, tipo probabilística analítica, con la finalidad de determinar los indicadores SAIFI y SAIDI. Aquí revisamos y adoptamos una extensión de dichas técnicas, como es la colocación de equipos de protección y seccionamiento. Con esta extensión se propone la minimización del tiempo de resarcimiento de una falla en función de las diversas operaciones realizadas para reparar la misma y restaurar el servicio eléctrico.

Por último, se revisa los softwares para la simulación de fallas que se presentan a lo largo de la línea de sub transmisión; como son ATP y DIGSILENT, además de otras herramientas de computo ArcGis, AutoCAD utilizados para la base de datos y su modificación al momento de plantear la solución.

2.2. SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA.

En un sistema eléctrico es importante contar con un equilibrio entre sus distintas partes (generación, transmisión y distribución), a efectos de lograr una relación adecuada entre costo y confiabilidad total. De otro modo, la parte menos confiable condicionaría la calidad de suministro, impidiendo el aprovechamiento óptimo de la confiabilidad del resto de las partes.

De acuerdo con estadísticas de operación, en los sistemas de distribución eléctrica se originan la mayor cantidad de interrupciones, lo cual se explica por su naturaleza radial, su exposición al medio ambiente, la gran cantidad de sus componentes, así como su proximidad a los clientes.

En este contexto, es importante tener en cuenta los aspectos relevantes de dichos sistemas, tales como sus funciones, características, componentes, aspectos operativos y de mantenimiento, así como las características de los mercados eléctricos que sirven, a efectos de un mejor entendimiento de los aspectos vinculados con la confiabilidad de los mismos. (Collantes Véliz, 2010, pág. 19)

2.3. CALIDAD DE SUMINISTRO DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN EL PERÚ.

En octubre de 1997, mediante el Decreto Supremo N° 020-97-EM, se aprobó la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE) que establece los niveles mínimos de la calidad de producto (tensión, frecuencia y perturbaciones), calidad de suministro (interrupciones), calidad de atención comercial y calidad de alumbrado público.

La NTCSE dispone la evaluación de la calidad de suministro a través de dos indicadores individuales, Número Total de Interrupciones por Cliente por Semestre (N) y Duración Total Ponderada de Interrupciones por Cliente por Semestre (D). Cabe mencionar que la NTCSE define como interrupción a toda falta de suministro con una duración mayor o igual a los tres minutos, en un punto de entrega.

Actualmente, las empresas distribuidoras vienen efectuando compensaciones a favor de los clientes por la calidad de suministro, es decir, por el incumplimiento de los indicadores N y D. (Collantes Véliz, 2010, pág. 11)

2.4. INDICADORES DE INTERRUPCIONES.

Los siguientes indicadores se utilizan con mayor frecuencia por las entidades reguladoras ya que dan igual importancia a un gran cliente industrial que a un pequeño cliente residencial. Habitualmente, se consideran como la mejor manera de medir la confiabilidad del sistema eléctrico y son a menudo utilizados para establecimiento de objetivos y análisis comparativos. Estos indicadores son:

2.4.1. System Average Interruption Frequency Index (SAIFI)

El indicador SAIFI representa la cantidad promedio de interrupciones que experimenta un cliente durante un periodo de tiempo. Para una cantidad fija de clientes, la única manera de mejorar el indicador SAIFI es reducir la cantidad de interrupciones. Por ello, una mejora del indicador SAIFI implica una mejora de la confiabilidad del sistema eléctrico.

Ecuación 2.1: SAIFI

$$SAIFI = \frac{\text{Numero total de interrupciones de los clientes}}{\text{Numero total de clientes}} \dots\dots\dots (2.1)$$

2.4.2. System Average Interruption Duration Index (SAIDI)

Este indicador representa la duración promedio de interrupciones que experimenta un cliente durante un periodo de tiempo. Para una cantidad fija de clientes, el indicador SAIDI puede ser mejorado reduciendo la cantidad de interrupciones o la duración de el mismo. Debido a que estos dos parámetros reflejan la mejora de la confiabilidad, una reducción del indicador SAIDI indica una mejora de la confiabilidad del sistema eléctrico.

Ecuación 2.2: SAIDI

$$SAIDI = \frac{\text{Duracion total de interrupciones de los clientes}}{\text{Numero total de clientes}} \dots\dots\dots(2.2)$$

2.5. COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO

La coordinación de los aislamientos, es la selección de un conjunto de tensiones mínimas normalizadas que caracterizan el aislamiento de los distintos equipamientos que componen los sistemas eléctricos, a fin de que puedan soportar las solicitaciones dieléctricas a las cuales estarán sometidos tanto en servicio normal, como ante solicitaciones dieléctricas transitorias que se puedan presentar en el sistema. [3]

Esta coordinación de aislamiento incluye además la determinación de la distancia en aire mínimas necesarias, y se realiza en base a una estimación de las sobretensiones esperables, calculadas ya sea en forma analítica o mediante simulaciones con modelos de los eventos a los cuales estará sometida la red eléctrica, teniéndose en cuenta la presencia y características de los dispositivos de protección.

Con el objetivo de realizar una óptima selección de los aislamientos, como así también de los dispositivos de protección contra sobretensiones, se requiere un conocimiento riguroso de:

- Cuáles son las sobretensiones que se pueden originar en el sistema, y sus principales parámetros: formas de onda, amplitud, distribución estadística, etc.
- Las características de los distintos tipos de aislamientos y su capacidad de soportar las solicitaciones dieléctricas.
- Los dispositivos de protección que es posible seleccionar e instalar.
- El coste de las distintas opciones o estrategias.

2.5.1. OBJETIVO DE LA COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO

El objetivo final de la coordinación de aislamiento es la de determinar la rigidez dieléctrica mínima necesaria del equipamiento y distancias en aire para obtener un sistema eléctrico que sea técnica y económicamente aceptable, sobre la base de una tasa de falla razonable adoptada como criterio de diseño del sistema. [3]

Consecuentemente, para los estudios de coordinación de aislamiento es de importancia la determinación de cuál es la tasa de falla aceptable, o de la confiabilidad deseada para el sistema.

La tarea de coordinar los aislamientos requiere del conocimiento tanto de las solicitaciones esperables o presuntas sobre el aislamiento del equipamiento y sobre las distancias en aire, como así también del comportamiento de los diferentes tipos de aislamientos frente a dichas solicitaciones, tomando en cuenta las condiciones ambientales y la ubicación de los elementos.

Si las solicitaciones calculadas o estimadas resultan superiores a las nominales soportadas por los equipos, y/o las distancias en aire necesarias para soportarlas resultan excesivas, se deberá reducir las sobretensiones por algún método adecuado, o modificar el diseño y/o las especificaciones del aislamiento de ser posible.

2.5.2. METODOLOGÍA DE COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO

Los criterios por emplear en la selección de las tensiones soportadas tendrán como fin la reducción de niveles aceptables de riesgo de avería de la instalación de fallo de los aislamientos, tanto del punto de vista económico como de continuidad del servicio y de seguridad de las personas.

La metodología de coordinación de aislamiento, cuyo esquema lo mostramos en la figura 2.1. consiste en líneas generales, en determinar, a partir de las sobretensiones representativas del sistema, las tensiones soportadas de

coordinación y especificada de los equipos que, a su vez, permitirá seleccionar el nivel de aislamiento normalizado de los mismos.

Figura 2.1. Amplitud y duración de los distintos tipos de sobretensiones

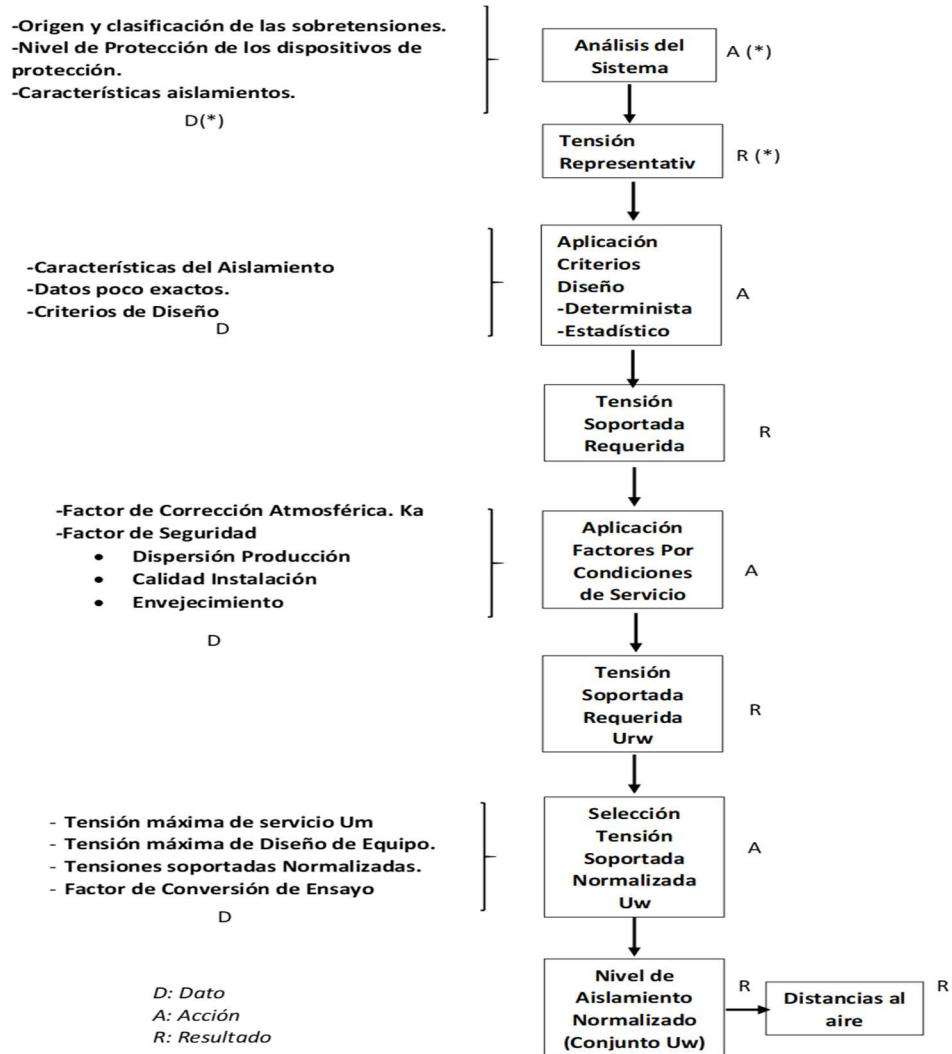


Figura 2.1: Esquema de coordinación de aislamiento

2.5.3. MÉTODOS DE COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO

La Práctica actual establece 02 métodos de coordinación de aislamiento, que son:

- a) **Método Determinista:** Aplicamos este método si es que no es posible evaluar con el método estadístico el porcentaje de fallo de los equipos que pueden esperarse en servicio. Mediante el método convencional los aislamientos los dimensionamos para que tengan una tensión soportada por

encima a la mayor sobretensión representativa que aparece sobre los equipos.

b) Método Estadístico: Aplicamos este método cuando conocemos la distribución de sobre tensiones en el sistema y la distribución de sobretensiones soportadas por los materiales.

El método se basa en el cálculo de riesgo de fallo de los equipos, lo que permite dimensionar su aislamiento de manera que dicho riesgo este comprendido dentro de los límites aceptables que dependerán de la frecuencia de aparición de las sobretensiones y de las consecuencias del fallo en el propio aislamiento y en la explotación de la red.

2.6. SOLICITACIONES DIELECTRICAS SOBRE LOS AISLAMIENTOS

Las características de las solicitudes dieléctricas, o de tensión, a las cuales está sometida una red eléctrica, tales como forma de onda y amplitud, dependen del origen de las mismas, y pueden ser debidas a causas externas al sistema, como la actividad atmosférica (rayos), o internas como la maniobra de equipamiento (líneas, transformadores, capacitores, etc.), resonancias o ferorrresonancias, fallas, etc. [3]

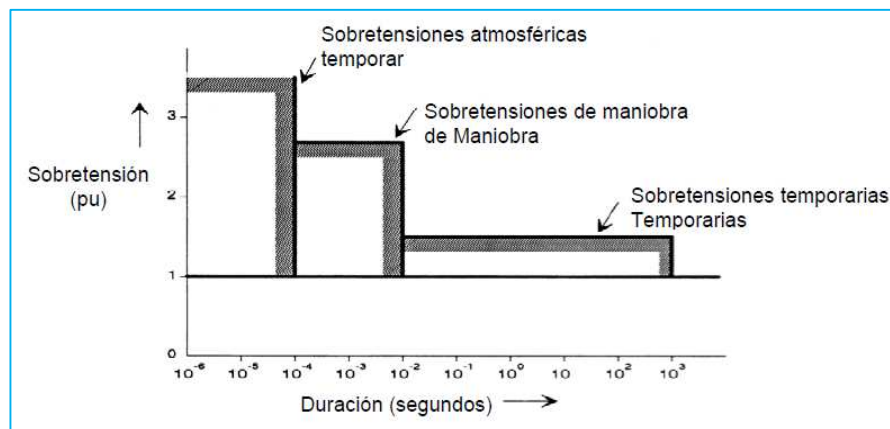
En base a la forma de onda y origen, generalmente se clasifica las solicitudes de tensión como:

- **Tensiones permanentes:** son tensiones de frecuencia nominal, debidas al funcionamiento de la red en condiciones de operación normales, las cuales el equipamiento debe soportar en forma permanente.
- **Sobretensiones temporarias, o de frecuencia industrial:** son tensiones de forma de onda sinusoidal y frecuencia nominal, o cercana a ella, de amplitud superior a la máxima nominal del sistema, de varios segundos de duración. Pueden originarse por fallas, rechazo de carga, ferorrresonancia, etc.

- **Sobretensiones de maniobra, o de tiempo de frente lento:** son sobretensiones originadas generalmente en la operación de los equipos que forman parte de la red eléctrica, como por ejemplo, conexión y reconexión de líneas de transmisión, maniobra de carga capacitivas e inductivas, etc.
- **Sobretensiones atmosféricas, o de tiempo de frente rápido:** son sobretensiones del tipo impulsivo originadas por actividad atmosférica, debido al impacto de rayos en las líneas aéreas, o cerca de ellas.
- **Sobretensiones de tiempo de frente muy rápido:** generalmente estas sobretensiones se deben a la maniobra de seccionadores en las subestaciones blindadas en SF6 (GIS).

En la Figura se presenta un gráfico comparativo de las amplitudes presuntas y duración de los distintos tipos de sobretensiones.

Figura 2.2. Amplitud y duración de los distintos tipos de sobretensiones



Fuente: Procedimiento 035, Ingreso, Modificación Y Retiro De Instalaciones En El SEIN

En el siguiente cuadro se muestra la clasificación, formas de onda y características generales de las sobretensiones, conjuntamente con la forma de onda normalizada de la tensión de ensayo para cada una de ellas.

Tabla 2.1. Clasificación y formas de onda de las sobretensiones, junto con las formas de ondas normalizadas para ensayos

Class	Low frequency		Transient		
	Continuous	Temporary	Slow-front	Fast-front	Very-fast-front
Voltage or over-voltage shapes					
Range of voltage or over-voltage shapes	$f = 60 \text{ Hz or } 80 \text{ Hz}$ $T_1 \geq 3 \text{ 600 s}$	$10 \text{ Hz} < f < 500 \text{ Hz}$ $0,03 \text{ s} \leq T_1 \leq 3 \text{ 600 s}$	$20 \mu\text{s} < T_p \leq 5 \text{ 000 } \mu\text{s}$ $T_2 \leq 20 \text{ ms}$	$0,1 \mu\text{s} < T_1 \leq 20 \mu\text{s}$ $T_2 \leq 300 \mu\text{s}$	$3 \text{ ns} < T_1 \leq 100 \text{ ns}$ $0,3 \text{ MHz} < f_1 < 100 \text{ MHz}$ $30 \text{ kHz} < f_2 < 300 \text{ kHz}$
Standard voltage shapes	 $f = 50 \text{ Hz or } 60 \text{ Hz}$ T_1 ¹⁾	 $48 \text{ Hz} \leq f \leq 62 \text{ Hz}$ $T_1 = 60 \text{ s}$	 $T_p = 250 \mu\text{s}$ $T_2 = 2 \text{ 600 } \mu\text{s}$	 $T_1 = 1,2 \mu\text{s}$ $T_2 = 60 \mu\text{s}$)
Standard withstand test)	Short-duration power frequency test	Switching impulse test	Lightning impulse test)

¹⁾ To be specified by the relevant apparatus committee.

Fuente: Norma IEC 60071-1

2.7. SOBRETENSIONES ATMOSFÉRICAS O DE FRENTE RÁPIDO

Las sobretensiones atmosféricas son causadas por rayos que impactan en las líneas aéreas, ya sea directamente en un conductor de fase, en los cables de guarda, en la torre, o en el terreno aledaño. La sollicitación dieléctrica sobre la línea difiere según el caso. [3]

El número de impactos de rayos que una línea recibe depende de la densidad de descargas a tierra (Ng), medida como número de descargas por km² y por año. El lugar de impacto del rayo depende tanto de sus parámetros (forma de onda, amplitud), como de la geometría de la torre, y su determinación se realiza

generalmente utilizando el modelo electrogeométrico de la descarga descrito más adelante.

Según el lugar de impacto, las sobretensiones atmosféricas son clasificadas como:

- **Fallas del blindaje:** Rayos que eluden el blindaje de las líneas e impactan en los conductores de fase.
- **Contorneos inversos:** Rayos que impactan en los cables de guarda o en torre, pero generan una sollicitación dieléctrica tal que producen el cebado de las cadenas de aisladores.
- **Sobretensiones inducidas:** debidas a rayos que impactan en el terreno aledaño a la línea, y producen una sobretensión por acoplamiento inductivo y capacitivo con los conductores.

El impacto de un rayo sobre una línea aérea puede de por si ocasionar una falla y desconexión de la misma, pero además se generan ondas de tensión que viajan hacia las subestaciones y pueden producir al llegar allí un daño a su equipamiento en caso de que no estén debidamente protegidos.

2.7.1. DESCARGAS ATMOSFÉRICAS

La descarga atmosférica conocida como rayo, es la igualación violenta de cargas de un campo eléctrico que se ha creado entre una nube y la tierra o, entre nubes. [4]

Los rayos que nos interesan por su efecto, son los de nube a tierra. Estos se dividen en 4 tipos: 2 iniciados entre nubes y 2 iniciados en tierra. Estos pueden ser positivos o negativos. Los más comunes son de nubes cargados negativamente que se descargan hacia tierra, siendo estos el 90%. [4]

2.7.1.1. DESCRIPCIÓN DEL FENÓMENO DE RAYO (TEORÍA DE SCHONLAND)

Una de las teorías más aceptadas para explicar la formación de la descarga nube - tierra, es la de "Schonland", según la cual el ciclo de la nube de tormenta (nubes tipo cumulus-nimbus) y la consecuente descarga eléctrica denominada rayo, se puede resumir en las siguientes etapas: [5]

a) Las cargas eléctricas en la nube se encuentran distribuidas en forma no homogénea, existiendo por consiguiente, concentraciones desiguales de carga en el seno de la misma.

b) Una vez que el gradiente eléctrico sobrepasa el valor crítico, comienza a ocurrir pequeñas descargas en el seno de la nube. Estas en virtud de la ionización por choque en el aire, van degenerando en formas de avalancha, denominada descarga piloto, la cual según lo medido, avanza a una velocidad promedio de 150 km/s (aproximadamente 1/20 de la velocidad de la luz).

c) La rama de la descarga piloto logra imponerse en su crecimiento hacia la tierra, viéndose acompañada de pequeños puntos luminosos, son los característicos de las denominadas "Descargas Escalonadas". Durante este proceso, la luminosidad es baja y la corriente no excede de unos pocos amperios. El incremento del gradiente eléctrico de la tierra al aproximarse la descarga a esta favorece a la formación de un canal llamado "Canal de Recepción", recorriendo un trayecto aproximado de solo 50m.

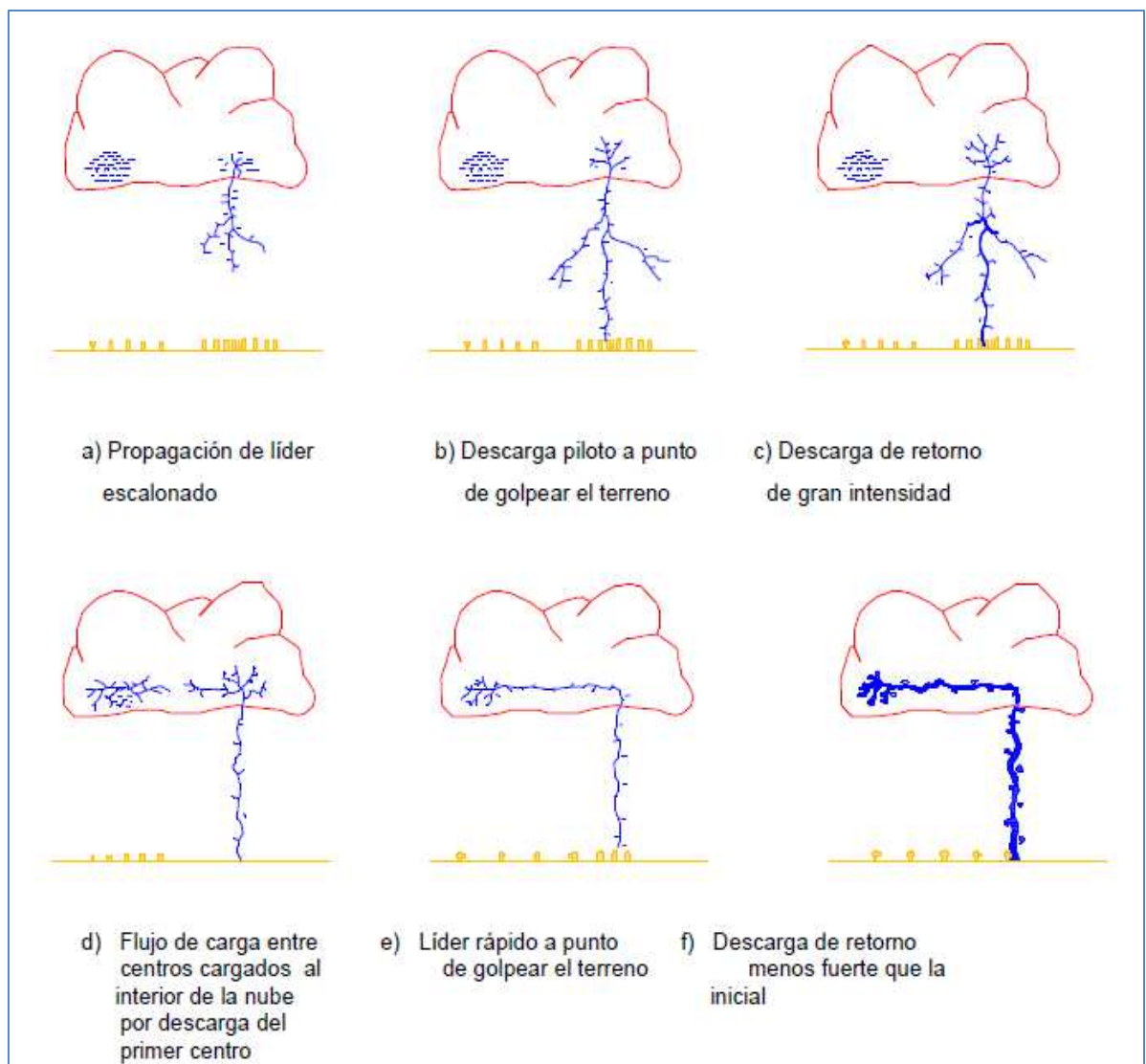
d) El canal de recepción sale al encuentro de la descarga piloto, que trae una gran cantidad de descargas negativas consigo, formándose así un canal plasmático.

e) Para neutralizar la carga en la nube, una gran cantidad de cargas eléctricas positivas abandonan la Tierra, utilizando naturalmente, el mismo canal o sendero previamente ionizado. A través de él ocurrirán todas las descargas sucesivas, la primera de las cuales se denomina, descarga de retorno (Return Stroke). La velocidad de propagación de esta descarga es de

aproximadamente el 10% de la velocidad de la luz (30,000 km/s), siendo apreciable el valor de la intensidad de corriente que la caracteriza (hasta 200 kA). Mientras la descarga principal requiere un tiempo aproximado de 20,000 μ s en llegar a Tierra, la descarga de retorno acusa un tiempo promedio de solo 100 μ s en lograr su cometido.

f) El impacto que la descarga de retorno se introduce en el seno de la nube, es tan fuerte que en la mayoría de los casos se origina una segunda descarga orientada hacia la Tierra, denominada descarga secundaria con una velocidad promedio de 1% de la velocidad de la luz (3,000 km/s).

Figura 2.3. Evolución de la descarga eléctrica



Fuente: Electrical Transmission and Distribution Reference Book of Westinghouse

2.7.1.2. PARÁMETROS DEL RAYO

Los parámetros del rayo, requeridos para aplicaciones en ingeniería será necesario dividir en tres grupos:

- 1) Parámetros de incidencia del rayo.
- 2) Parámetro de amplitud de la corriente del rayo.
- 3) Parámetro de la forma del impulso de la corriente del rayo.

2.7.1.2.1. PARÁMETROS DE INCIDENCIA DEL RAYO

En los parámetros de incidencia del rayo, se debe tomar en cuenta:

A.1) NIVEL ISOCERAUNICO (TD)

Se define como el número promedio de días al año en los que se presentan tormentas eléctricas, este indicador ha sido uno de los más importantes para el diseño de sistemas eléctricos y de protección contra las descargas atmosféricas del rayo. [1]

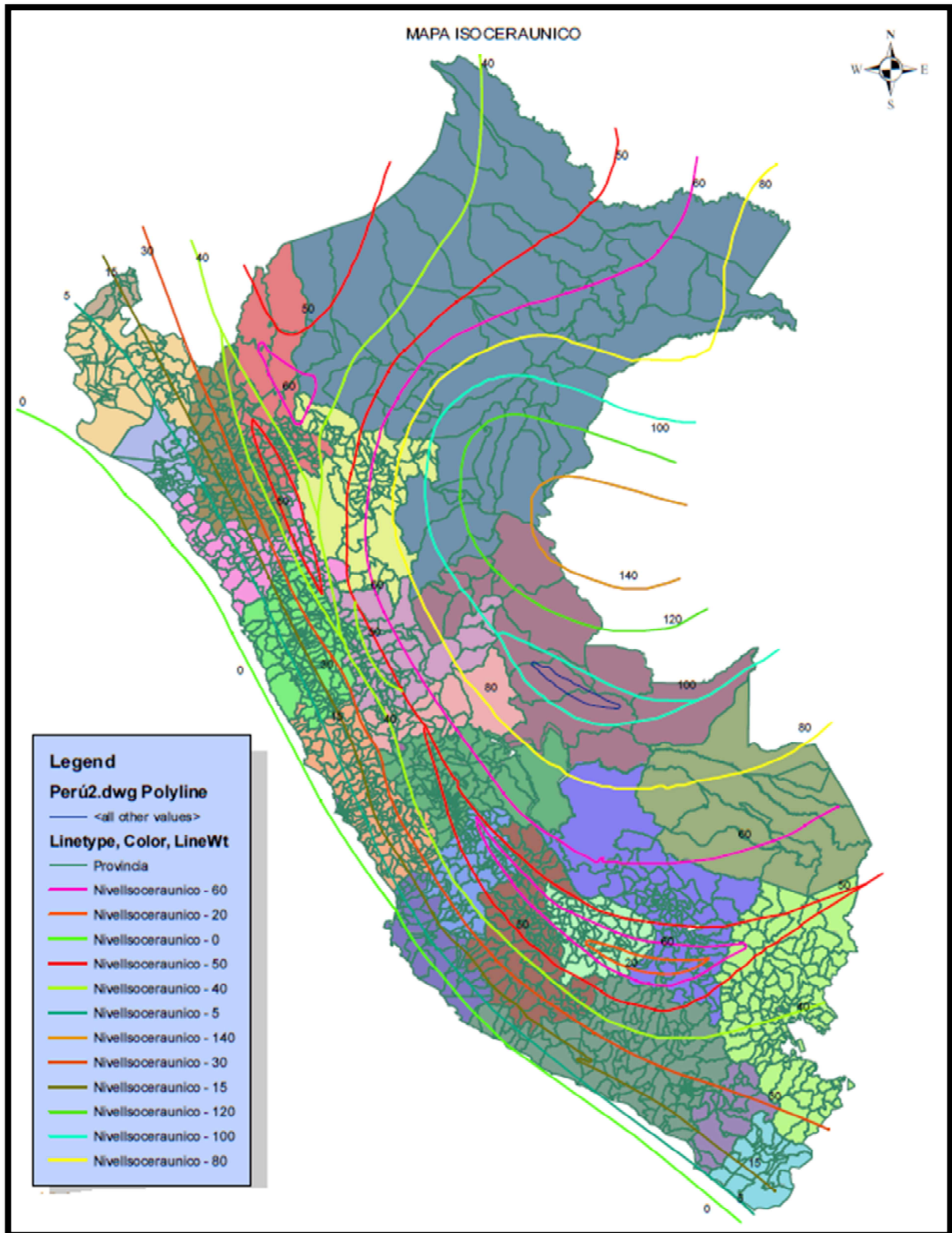
Un día de tormenta, se define como aquel en el que se escucha el trueno, aunque no se produzcan descargas atmosféricas ni lluvia en el lugar que se escogió para la observación.

El nivel isoceraúnico es un parámetro natural generalmente muy variable, es necesario un registro de datos de varios años para inferir el promedio del sitio.

Es más representativo el número de descargas eléctricas por unidad de superficie (km. Cuadrado) y por un año, que mide la probabilidad que tiene un punto del terreno de ser alcanzado por una descarga atmosférica. Normalmente se puede encontrar esta información en mapas de trazos Isoceraúnicos.

El mapa de niveles isoceraúnicos del Perú, incluye datos satelitales, información continental, registros dispersos compatibilizados con la geografía y orografía territorial; destacan las siguientes zonas ecológicas de habitad natural.

Figura 2.4. Mapa de Niveles Isoceraúnicos de Perú



Fuente: "Mapa de niveles isoceraunicos TD" –Notas del curso-versión 2004 - Ing. Justo Yanque M.-UNI.

Tabla 2.2. Coeficientes Isoceraúnicos – Perú

Lugar de observación	Altitud (m)	NI (Días de tormentas/año)
Sierra Baja	Hasta 2000	20
Sierra Media	2000 - 3500	40
Sierra de Gran Altitud	3500	Más de 50
Micro Climas de Alta Cota e Interandinos	-	70
Zona Yunga, Valles Altos	1000 - 2000	60
Selva Baja	Hasta 800	120
Selva Alta o Accidentada	800 - 1500	80

Fuente: Notas del curso-versión 2004 - Ing. Justo Yanque M.-UNI

A.2) DENSIDAD DE DESCARGA (NG)

Se define como el número promedio de descargas en un área de un kilómetro cuadrado durante un periodo de un año. El número de rayos sobre la línea depende de las características geométricas de la línea y de las condiciones isoceraúnicos de la zona geográfica donde esté ubicada. [1]

Una de las ecuaciones más utilizada para determinar la densidad de rayos a la tierra es la propuesta por Anderson y Eriksson, en 1980, que se muestra a continuación, ya que los resultados obtenidos están avalados por un periodo de observación de seis años.

Ecuación 2.3: Densidad de descarga

$$N_g = a * T_d^b \frac{\text{descargas}}{\text{km}^2} * \text{año} \dots \dots \dots (2.3)$$

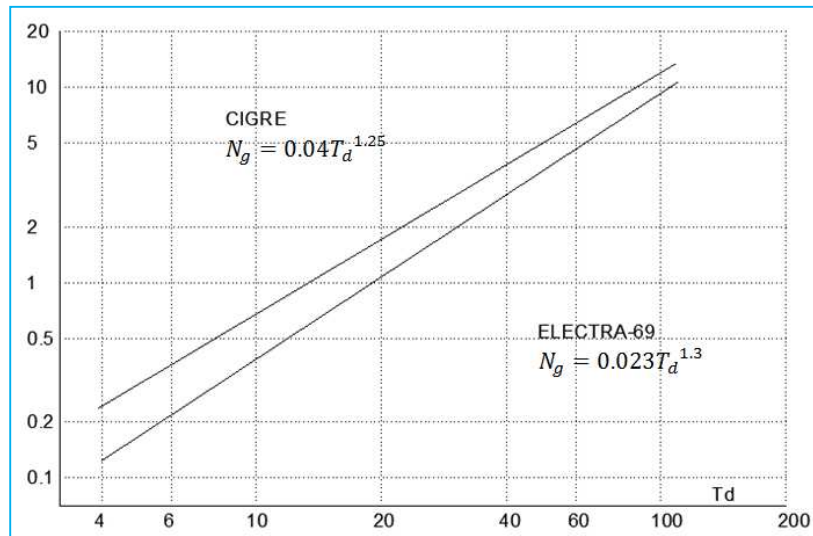
Dónde:

a, b: Parámetros determinados en forma estadística haciendo uso de contadores de registro, para el estudio según CIGRE (*a* = 0.04 , *b* = 1.25)

N_g: Densidad de descarga

T_d: Nivel isoceraunico

Gráfico 2.1. Gráfico de la Densidad de Rayos por Nivel Isocerámico



Fuente: Notas del curso-versión 2004 - Ing. Justo Yanque M.-UNI.

2.7.1.2.2. PARÁMETRO DE AMPLITUD DE LA CORRIENTE DEL RAYO

Uno de los parámetros más representativos y de mayor importancia del rayo, es la magnitud de corriente pico de la descarga. Anderson (1987) define que la magnitud media de una descarga es de 31 kA y que la probabilidad de que cierta magnitud de corriente sea excedida en una descarga, está definida por la siguiente ecuación [6].

Ecuación 2.4: Probabilidad de una descarga atmosférica

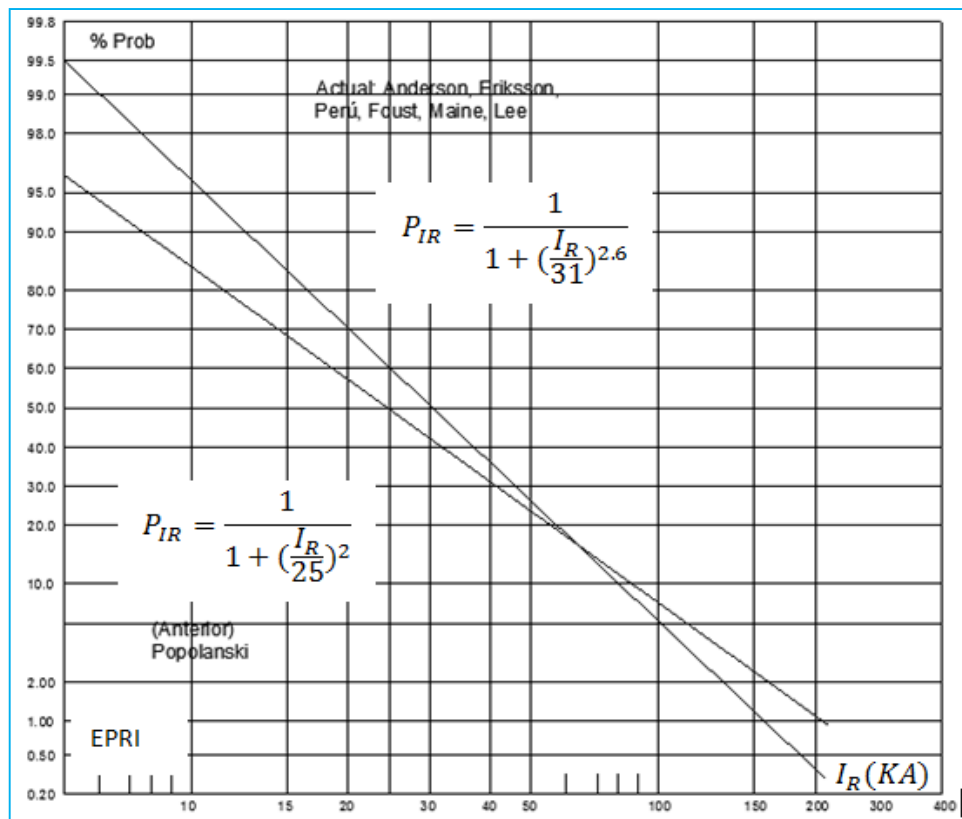
$$P_{IR} = \frac{1}{1 + \left(\frac{I_R}{31}\right)^{2.6}} \dots \dots \dots (2.4)$$

Donde:

I_R : Magnitud de corriente pico de una descarga atmosférica (31KA, media).

P_{IR} : Probabilidad de que la corriente pico de una descarga atmosférica sea excedida.

Gráfico 2.2. Gráfico de la Amplitud Máxima de la Corriente del Rayo



Fuente: Notas del curso-versión 2004 - Ing. Justo Yanque M.-UNI.

2.7.1.3. PARÁMETRO DE LA FORMA DEL IMPULSO DE LA CORRIENTE DEL RAYO

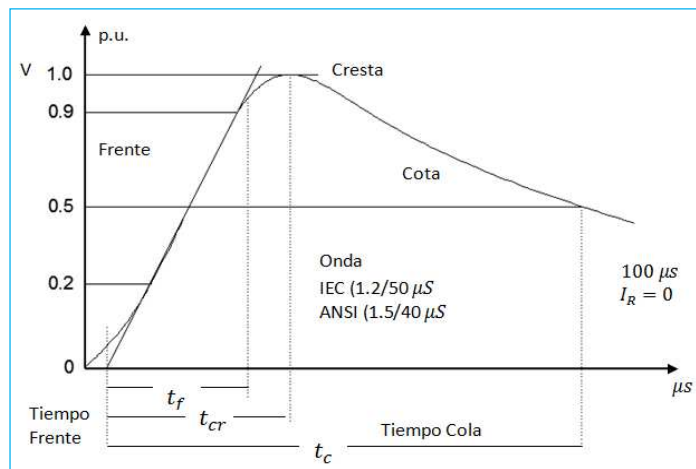
La descarga del rayo produce fenómenos de inducción de campo electrostático y electromagnético en forma de Sobretensión Impulsional STI de alta frecuencia, que pueden ocasionar la disrupción de los aislamientos. [1]

- El impacto directo del rayo en las partes energizadas (activas) o desenergizadas (pasivas) de una instalación eléctrica, crea STI propias unipolares, mientras el impacto lateral (por fuera) crea STI inducidas bipolares.
- Las ondas STI cumplen con las leyes de propagación, su velocidad en los conductores eléctricos es próxima a la velocidad de la luz.

Para identificar las descargas se tiene dos tiempos; Tiempo de frente: tiempo en el cual la onda alcanza su valor máximo y Tiempo de cola: tiempo en que la onda decrece al 50% de su valor máximo.

La onda normalizada IEC (1.2/50 μ s) es unidireccional y unipolar, se compone de un frente ($t_f = 1.2\mu$ s) lineal (rápido o lento), una cresta (KV_c) y una cola ($t_c = 50\mu$ s) de suave descenso; con tolerancias de 20%, 3% y 30%. [1]

Figura 2.5. Onda de Sobretensión Normalizada



Fuente: Notas del curso-versión 2004 - Ing. Justo Yanque M.-UNI.

2.7.2. PROPAGACIÓN DE SOBRETENSIONES

Las ondas de sobretensión que se propagan por las líneas de transmisión y distribución son originadas por descargas atmosféricas o maniobras de conexión y desconexión de equipos. Estas sobretensiones pueden ser de corta duración con respecto a las longitudes eléctricas de las líneas por las que viajan, por lo que es necesario tomar en cuenta el tiempo de propagación de las ondas. Las líneas de transmisión tienen características distribuidas de resistencia, inductancia y capacitancia [7].

Una onda de sobretensión debida a alguna descarga atmosférica o maniobra aplicada en un extremo del circuito cargará al primer capacitor rápidamente, sin embargo, la presencia de la primera inductancia del circuito impedirá que el

segundo capacitor se cargue de manera simultánea con la primera inductancia, continuando con el fenómeno a lo largo de la línea.

Una onda de corriente acompañada siempre de onda de sobretensión viajará de la misma forma y se relaciona por medio de una impedancia conocida como “Impedancia Característica” como sigue:

Ecuación 2.5: Impedancia característica

$$Z_s = \sqrt{\frac{L}{C}} \dots \dots \dots (2.5)$$

Las ondas se propagan con una velocidad igual a:

Ecuación 2.6: Velocidad de ondas

$$v = 1/\sqrt{LC} \dots \dots \dots (2.6)$$

2.7.3. MODELO ELECTROGEOMÉTRICO

Si un rayo llegase a impactar a una línea aérea, este origina una sobretensión elevada produciendo el cebado de los aisladores si se supera su nivel de aislamiento. En tal caso la sobreintensidad de descarga a tierra a través del apoyo indica una falla a tierra y si el aislador permanece contorneado, una vez haya pasado la sobretensión, las protecciones deberán despejar la falta abriendo la línea y reenganchándola (produciendo de esta manera una interrupción del servicio por unos pocos segundos de duración). [8]

Para disminuir el número de interrupciones debido a las descargas atmosféricas, habitualmente se instalan los cables de guarda (overhead ground wire, OGW) por encima de los apoyos. Con esto pretendemos que las probables descargas atmosféricas impacten sobre un cable de guarda y se deriven a tierra las posibles sobre intensidades.

Existe una gran variedad de formas de corriente de descarga, cada rayo puede contener una o más descargas. Todas ellas poseen una característica básicamente cóncava, pero no existe un modelo único. La forma de onda de

corriente de una descarga atmosférica puede representar de una forma de doble exponencial o mediante una onda triangular.

Considerando la forma de onda triangular, los parámetros que las caracterizan son: el tiempo de subida (T_r desde 0 hasta I_p), el valor de pico (I_p), y el tiempo de semicola (T_i hasta 50 por 100 I_p). Cada uno de estos parámetros se estudian desde una distribución estadística, y depende principalmente de la zona geográfica.

La función de distribución acumulativa de la corriente de pico de un rayo se puede aproximar usando una distribución fraccional. De ahí la probabilidad de que la corriente de pico I_p sea mayor que un valor I_0 la obtenemos con la ecuación 2.7:

Ecuación 2.7: Función de distribución acumulativa de la corriente

$$P(I > I_0) = \frac{1}{1 + \left(\frac{I}{I_{50}}\right)^{n_c}} \dots \dots \dots (2.7)$$

La función de densidad de probabilidad de la corriente de pico, que representa la probabilidad de que el valor de pico de la corriente inyectada por el rayo sea igual a I , es la derivada de la ecuación anterior.

Ecuación 2.8: Función de densidad de probabilidad de la corriente de pico

$$f(I) = \frac{n_c}{I_{50}^{n_c}} * \frac{I^{n_c-1}}{\left[1 + \left(\frac{I}{I_{50}}\right)^{n_c}\right]^2} \dots \dots \dots (2.8)$$

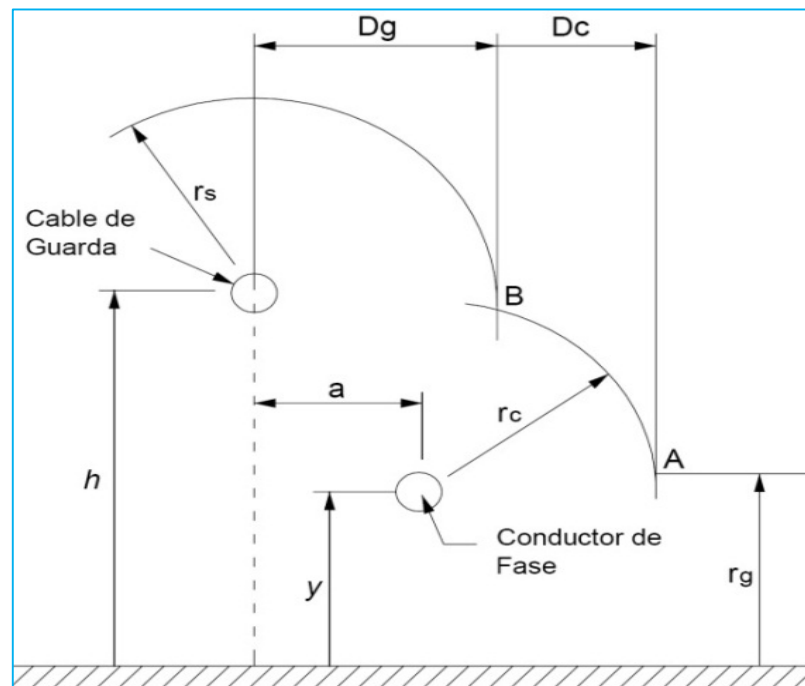
Dónde: n_c e I_{50} deben ser deducidos de observaciones experimentales. Los valores recomendados para líneas de transmisión en IEEE Std 1410-1997 son $n_c=2.6$ y $I_{50}=31\text{kA}$

2.7.3.1. DISTANCIA CRÍTICA

La probabilidad de que un rayo impacte sobre un conductor de fase o en un cable de guarda es una variable aleatoria que puede relacionarse con la geometría del sistema (altura y posición del cable de guarda respecto a los conductores de fase). [8]

En general, se considera que existe una distancia (distancia crítica) alrededor del conductor de fase y del cable de guarda de forma que los rayos cuyo último paso se encuentre más cercano que esta distancia, impactarán sobre el conductor correspondiente. El lugar geométrico de los puntos equidistantes del conductor de fase o cable de guarda es un círculo cuyo radio (distancia crítica), en función de la intensidad de pico de la descarga (I_d), de manera que a mayor intensidad de pico le corresponde una distancia crítica mayor.

Figura 2.6. Distancias críticas del cable de guarda, conductor de fase y tierra



Fuente: Martínez Velasco, J. A. “Coordinación de aislamiento en redes eléctricas de alta tensión”

La probabilidad de que un rayo impacte en tierra, en un conductor de fase o en un cable de guarda depende de la corriente de pico de la descarga, de la altura del conductor de fase y de la localización del cable de guarda con respecto al de fase. La Figura N° 1 presenta las distancias críticas (striking distance) del conductor de fase (r_c), del cable de guarda (r_s) y tierra (r_g).

Existen diferentes ecuaciones (Young, CIGRE, Love) para determinar las distancias críticas; en este capítulo se utilizan las propuestas en IEEE Std 998-1996. Su valor depende de la corriente de pico de la descarga I (expresada en

kA), y suele expresarse en función de la distancia crítica a tierra (r_g) según la relación:

Ecuación 2.9: Distancia crítica

$$r_s = \gamma_s r_g \quad \dots\dots\dots(2.9)$$

$$r_c = \gamma_c r_g$$

Los valores de los parámetros, de acuerdo con IEEE Std 998-1996, son:

Ecuación 2.10: Valor de los parámetros para la distancia crítica

$$r_g = 8I^{0.65}$$

$$\gamma_s = \gamma_c = 1 \quad \dots\dots\dots(2.10)$$

2.7.3.2. MODELO GEOMÉTRICO

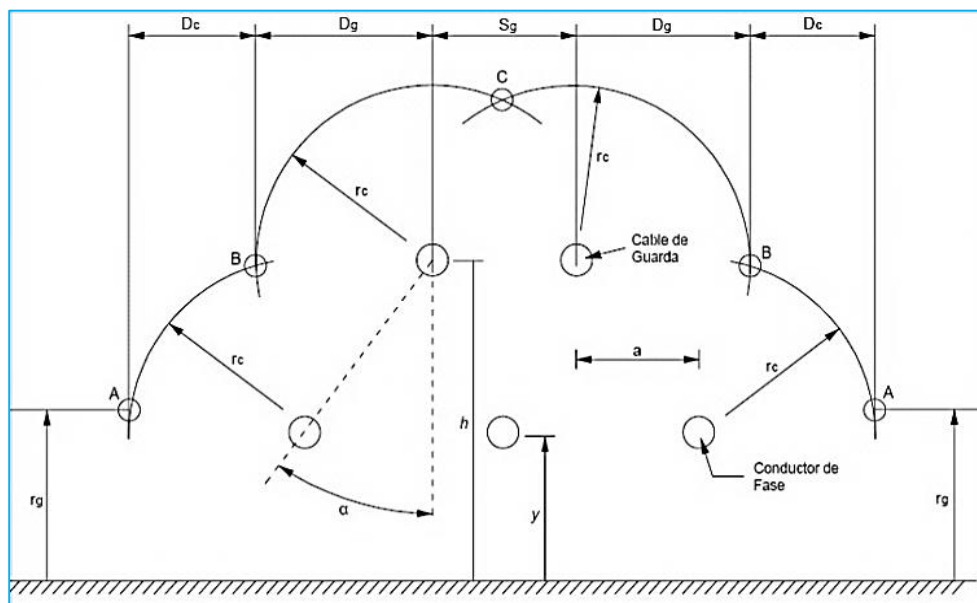
En el modelo geométrico se considera el esquema general presentado en la Figura N° 2.8, que corresponde a una línea aérea trifásica protegida por dos cables de guarda. Todo el desarrollo posterior de este capítulo es también aplicable a líneas protegidas con sólo un cable de guarda, con la condición de que la distancia de separación entre cables de guarda sea nula ($S_g = 0$). En la figura, los arcos se han trazado con centro en los conductores de fase y en los cables de guarda, considerando un radio r_c en ambos casos. Este valor, según se ha visto en las fórmulas anteriores, depende de la intensidad de descarga del rayo I_d . Además, la línea horizontal trazada a una altura r_g desde el suelo determina la zona de influencia de tierra, de nuevo, esta distancia r_g depende de la intensidad de pico de la descarga del rayo I_d ; así a mayor intensidad mayores serán las distancias críticas r_c y r_g . [8]

Las intersecciones entre los arcos cuyos centros son los conductores de fase con la línea horizontal paralela a tierra están marcados como puntos A; las intersecciones entre los arcos cuyos centros son los conductores de fase y aquellos cuyos centros son los cables de guarda están marcados como B; y la intersección entre los arcos cuyos centros son los cables de guarda está marcado como C. Las descargas de intensidad I_d que alcancen el arco entre A

y B impactarán sobre el conductor de fase, las que alcancen el arco entre B y C impactarán sobre el cable de guarda y las demás descargas irán a parar a tierra.

En la siguiente figura se puede observar que cuanto mayor sea la intensidad de pico considerada mayores serán por tanto las distancias críticas r_c y r_g , con lo cual el arco AB disminuirá. Se define la intensidad máxima de fallo de apantallamiento (I_m) como aquella para la cual todas las distancias críticas coinciden en un punto; es decir, el valor de intensidad para la cual los puntos A y B de la siguiente figura coinciden.

Figura 2.7. El modelo geométrico: definición de ángulos y distancias



Fuente: Martínez Velasco, J. A. "Coordinación de aislamiento en redes eléctricas de alta tensión"

Las descargas cuya corriente de pico sea superior a la intensidad máxima de fallo de apantallamiento (I_m) impactarán contra el cable de guarda o contra tierra, pero no contra una parte activa (sistema completamente apantallado para esas magnitudes de intensidad de pico). Para intensidades de descarga menores existe una probabilidad de que impacte contra un conductor de fase. Considerando solamente descargas verticales, para un rayo de intensidad de pico I_d , las distancias D_c y D_g de la figura anterior son las distancias de exposición del conductor de fase y del cable de guarda, respectivamente. Así,

si un rayo cae en la línea, la probabilidad de impactar en el cable de guarda es:

Ecuación 2.11: Probabilidad de impacto en el cable de guarda

$$P_{cable-guarda} = \frac{2D_g + S_g}{2D_c + 2D_g + S_g} = \frac{D_g + \frac{S_g}{2}}{D_c + D_g + \frac{S_g}{2}} \dots\dots\dots(2.11)$$

Ecuación 2.12: Probabilidad de impacto sobre el conductor

$$P_{conductor} = \frac{2D_c}{2D_c + 2D_g + S_g} = \frac{D_c}{D_c + D_g + \frac{S_g}{2}} \dots\dots\dots(2.12)$$

Se define la probabilidad o tasa de fallo de apantallamiento de una línea (SFR (I_d)), para una intensidad de pico fija I_d , como el número de descargas de valor I_d que impactarán sobre los conductores de fase de esa línea durante un año:

Ecuación 2.13: Tasa de fallo de apantallamiento de una línea

$$SFR(I_d) = 2N_g L D_c(I_d) f(I_d) \dots\dots\dots(2.13)$$

Donde L es la longitud de la línea, en km, D_c es la distancia de exposición al rayo de un conductor de fase calculada para una intensidad I_d , $f(I_d)$ es la probabilidad de que la descarga tenga una intensidad de pico I_d , y N_g es la densidad de rayos en la zona (medida en rayos/km² y año). N_g Puede estimarse a partir del nivel cerámico o número de días de tormenta al año T_d , mediante la siguiente expresión:

Ecuación 2.14: Densidad de rayos en la zona

$$N_g = 0.04 T_d^{1.25} \dots\dots\dots(2.14)$$

La tasa total de fallos de apantallamiento (SFR, Shielding Failure Rate), es decir, la suma de las tasas de fallo de apantallamiento para todas las intensidades, se calcula según:

Ecuación 2.15: Tasa total de fallos de apantallamiento

$$SFR = \int_0^{\infty} SFR(I) dI \dots\dots\dots(2.15)$$

El límite de integración inferior es 3 kA debido a que es el valor mínimo de intensidad de descarga que CIGRE ha registrado. El límite superior se establece en la intensidad máxima de fallo de apantallamiento, puesto que para intensidades mayores el rayo no impacta en un conductor de fase porque la distancia D_c es nulo. De esta forma, la tasa total de fallos de apantallamiento resulta ser:

Ecuación 2.16: Tasa total de fallos de apantallamiento

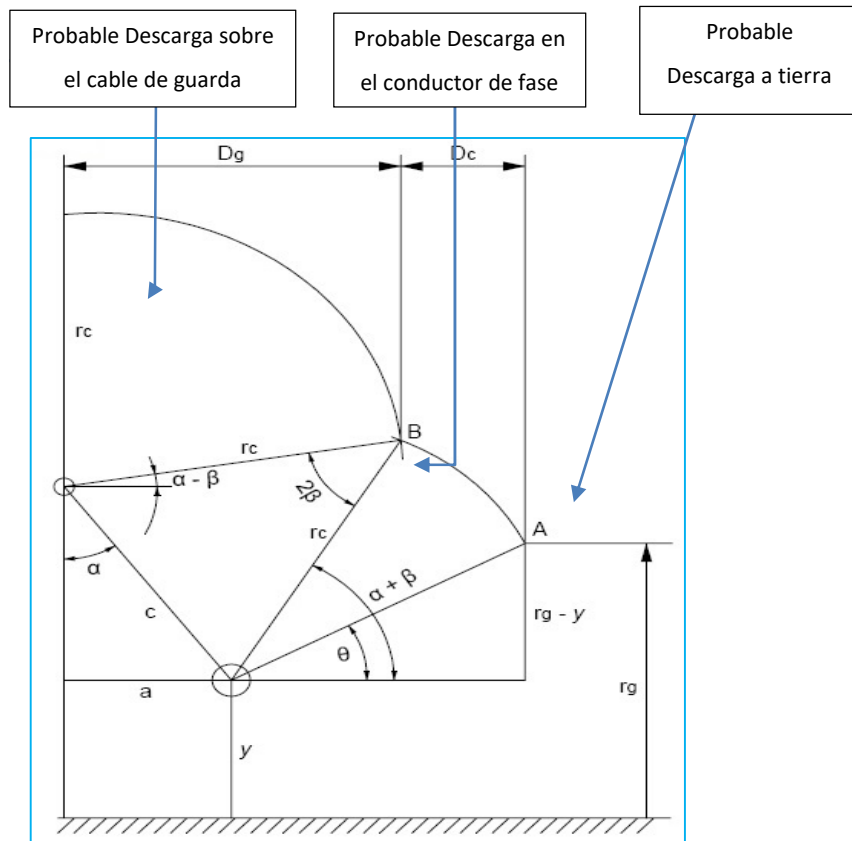
$$SFR = \int_3^{I_m} SFR(I) dI = 2N_g L \int_3^{I_m} D_c f(I) dI \dots\dots\dots(2.16)$$

La integral de la ecuación anterior representa la probabilidad de que cualquier rayo que caiga en la línea impacte sobre el conductor de fase. Multiplicando por la densidad de rayos en la zona (N_g) y por la longitud de la línea (L) se obtiene **el número de descargas anuales que impactarán sobre un conductor de fase.**

Cálculo de las distancias de exposición de los conductores de fase (D_c) y de los cables de guarda (D_g).

Se pretende calcular las distancias de exposición a las descargas de los conductores de fase y de los cables de guarda. Primero se procede al cálculo de los principales ángulos del sistema, que están representados en el esquema de la siguiente figura.

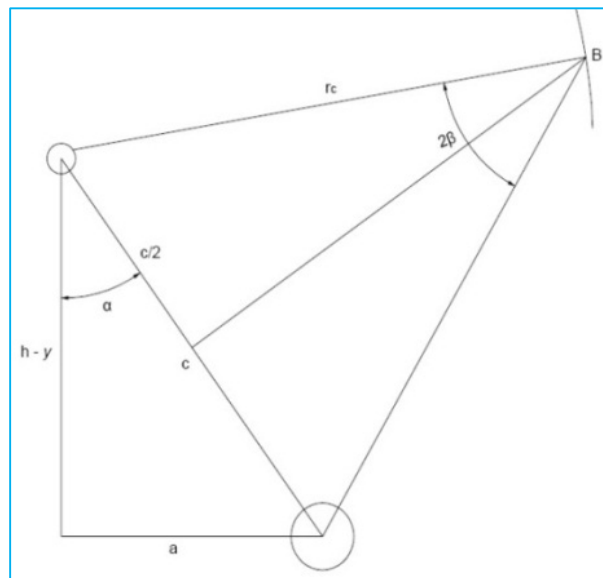
Figura 2.8. Vista ampliada del análisis



Fuente: Martínez Velasco, J. A. "Coordinación de aislamiento en redes eléctricas de alta tensión"

El ángulo entre los dos radios r_c , se define como 2β y es según la siguiente figura.

Figura 2.9. Vista ampliada de la figura anterior



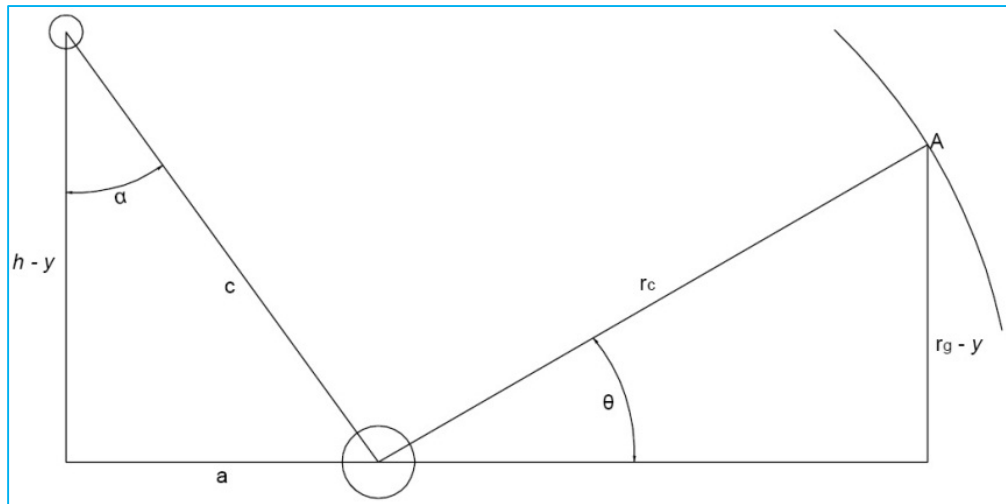
Fuente: Martínez Velasco, J. A. "Coordinación de aislamiento en redes eléctricas de alta tensión"

Ecuación 2.17: Ángulo entre dos radios 2β

$$\beta = \text{sen}^{-1} \left(\frac{\sqrt{a + (h - y)^2}}{2r_c} \right) = \text{sen}^{-1} \left(\frac{h - y}{2r_c \cos \alpha} \right) \dots\dots\dots(2.17)$$

Los ángulos θ y α son, según la siguiente figura.

Figura 2.1: Cálculos de α y θ



Fuente: Martínez Velasco, J. A. "Coordinación de aislamiento en redes eléctricas de alta tensión"

Ecuación 2.18: Ángulo θ y α

$$\theta = \text{sen}^{-1} \left(\frac{r_g - y}{r_c} \right) \quad \alpha = \text{tg}^{-1} \left(\frac{a}{h - y} \right) \dots\dots\dots(2.18)$$

Por tanto, de la Figura 2.9 resultan las siguientes distancias D_g y D_c :

Ecuación 2.19: Distancia de exposición de los conductores de fase

$$D_c = r_c [\cos \theta - \cos(\alpha + \beta)], \quad \text{para } r_g \leq a \Rightarrow \theta = 0$$

$$D_g = r_c \cos(\alpha - \beta) \dots\dots\dots(2.19)$$

Considerando valores de intensidad de descarga superiores a la intensidad máxima de fallo de apantallamiento ($I > I_m$), se tiene que la distancia horizontal $D_c=0$, resultando que la distancia D_g correspondiente a este caso:

Ecuación 2.20: Distancias de exposición de los cables de guarda

$$D'_g = r_c \sqrt{r_s^2 - (r_g - h)^2}, \quad \text{para } r_g \geq h$$

$$D'_g = r_s + a, \quad \text{para } r_g < h \dots\dots\dots(2.20)$$

2.7.3.3. INTENSIDAD MÁXIMA DE FALLO DE APANTALLAMIENTO

Tal como se ha definido anteriormente, la intensidad máxima de fallo de apantallamiento (I_m) es aquella para la cual todas las distancias críticas coinciden en un punto.

El cálculo de la distancia horizontal entre el cable de guarda y el conductor de fase más desfavorable a , a partir de la cual se puede calcular r_{gm} , que es la distancia crítica a tierra r_g para la intensidad máxima de apantallamiento I_m .

Ecuación 2.21: Conductor de fase más desfavorable

$$a = a_1 - a_2$$

$$a_1 = \sqrt{r_c^2 - (r_g - h)^2} \dots\dots\dots(2.21)$$

$$a_2 = \sqrt{r_c^2 - (r_g - y)^2}$$

El ángulo α para la intensidad máxima de fallo de apantallamiento.

Ecuación 2.22: Ángulo de intensidad máxima de apantallamiento

$$\sin \alpha = \frac{r_{gm} - \frac{h + y}{2}}{\sqrt{r_{cm}^2 - \frac{c^2}{4}}} \dots\dots\dots(2.22)$$

Donde r_{cm}^2 es la distancia crítica del conductor de fase para la intensidad máxima de fallo de apantallamiento.

Ecuación 2.23: Distancia crítica del conductor de fase

$$r_{cm}^2 \gg \frac{c^2}{4} \dots\dots\dots(2.23)$$

Por lo que una buena aproximación mucho más manejable que la dada anteriormente es:

Ecuación 2.24: Distancia crítica a tierra

$$r_{gm} = \frac{\frac{(h + y)}{2}}{1 - y \cdot \sin \alpha} \dots\dots\dots(2.24)$$

La intensidad máxima de fallo de apantallamiento y el ángulo de apantallamiento perfecto.

Ecuación 2.25: Intensidad máxima de falla de apantallamiento

$$I_m = \left(\frac{r_{gm}}{8}\right)^{\frac{1}{0.65}} \dots\dots\dots(2.25)$$

2.8. TASA DE CEBADOS

2.8.1. TASA DE CEBADOS DIRECTOS

La tasa total de fallos de apantallamiento (SFR) es el número de descargas que impactan sobre un conductor de fase; sin embargo, no todas ellas acaban en un cebado del aislador, sino solamente aquellas que produzcan una sobretensión que supere el nivel de aislamiento a impulso tipo rayo (CFO) del aislador. De esta forma, el SFR incluye todos los impactos que caen en el conductor de fase (los que producen cebado del aislador y los que no). Para calcular la tasa de cebados directos se tiene que calcular la tensión que produce un rayo al impactar sobre una línea. [1]

Ecuación 2.26: Sobretensión que produce el impacto del rayo

$$V = \left(\frac{I_d}{2}\right)Z_c \dots\dots\dots(2.26)$$

Donde:

I_d : Intensidad de descarga del rayo que impacta en la fase activa.

Z_c : Impedancia del conductor de fase.

Para calcular la intensidad crítica (I_c) para la cual se produce un cebado del aislador se fija la sobretensión (V) que produce el impacto del rayo en la línea igual al nivel de aislamiento a impulso tipo rayo del aislador.

Ecuación 2.27: Intensidad crítica

$$I_c = \frac{2(CFO)}{Z_c} \dots\dots\dots(2.27)$$

$$CFO \approx L \cdot 605 \text{ kV/m}$$

Donde L es la longitud del aislador o de la cadena de aisladores.

A partir de este valor se obtiene la tasa de cebados directos de una línea según la expresión:

Ecuación 2.28: Tasa de cebados directos de una línea

$$SFFOR = 2N_g L \int_{I_c}^{I_m} D_c f(I) dI \dots\dots\dots(2.28)$$

La tasa de cebados directos por cada 100 Km se expresa:

Ecuación 2.29: Tasa de cebados directos por cada 100Km

$$N_D = 0.2N_g L \int_{I_c}^{I_m} D_c f(I) dI \dots\dots\dots(2.29)$$

La integral representa la probabilidad de que un rayo que caiga en la línea impacte en un conductor de fase y además cebe el aislador. Dicha probabilidad multiplicada por la densidad de descargas de la zona (N_g) y por la longitud de la línea (L) da como resultado el número de descargas al año que impactan en un conductor de fase y además ceban los aisladores. Los aisladores sólo se cebarán si la intensidad del rayo es mayor que la intensidad crítica, y menor que la intensidad máxima de fallo de apantallamiento; de ahí los límites de la integral.

2.8.2. TASA DE CEBADOS INVERSOS

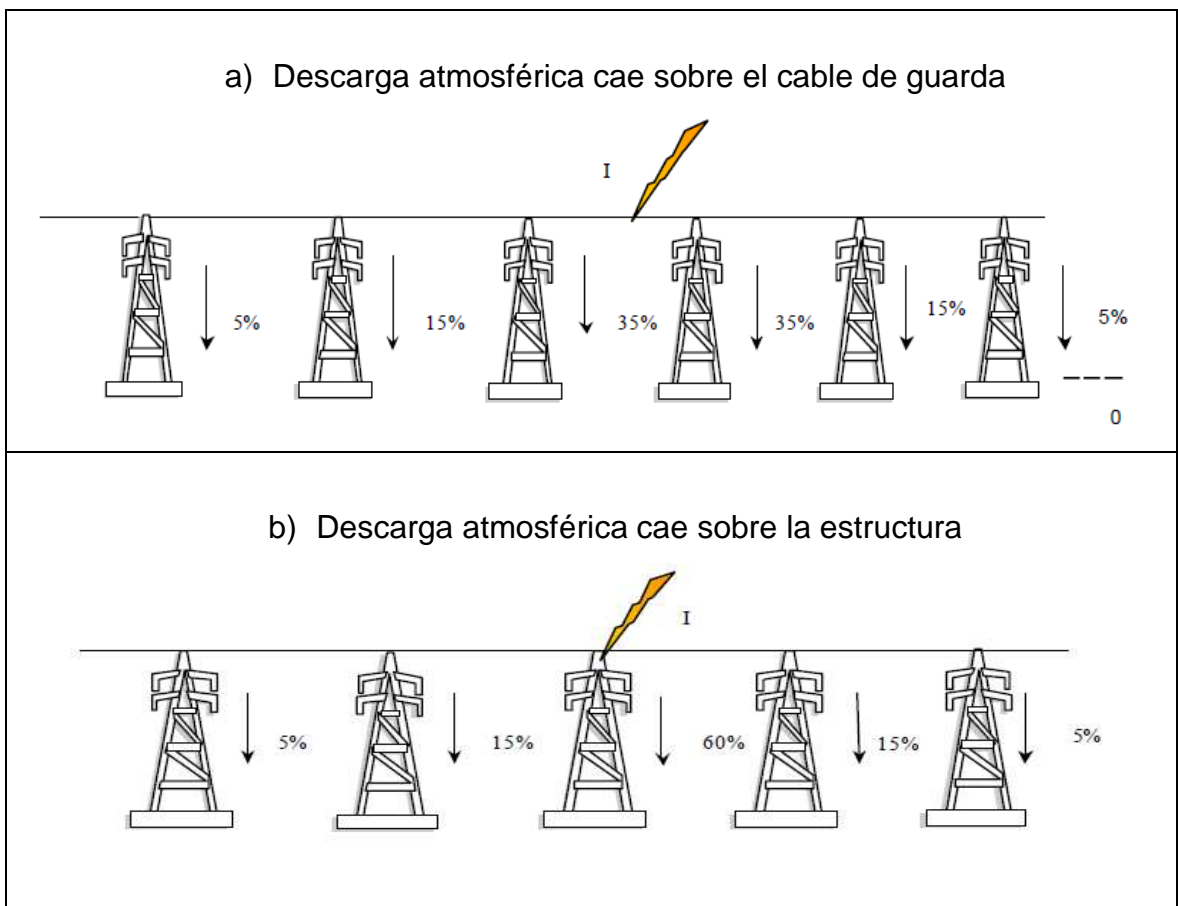
2.8.2.1. DESCARGAS RETROACTIVAS

Cuando una descarga cae sobre el cable de guarda, viaja hasta la torre más cercana (a cada lado del punto de impacto), donde busca su camino a tierra. Parte de la onda de choque se reflejará por el cable de guarda hacia atrás, parte se refracta por el conductor hacia delante y la mayor parte baja por el soporte a tierra. Esto debido a la impedancia de la torre y a la resistencia de puesta a tierra, se forman a todo lo largo de aquellos voltajes de un valor bastante alto. Cuando el voltaje en la cruceta es muy alto con respecto al conductor, tenemos el flameo cuyo punto de mayor voltaje es la cruceta, llamado flameo inverso (back flashover). Este flameo puede ocasionar, dependiendo del sistema de protecciones, una salida de la línea. El contorneo inverso implica una falla a tierra de la línea. [9]

Se tiene 2 casos cuando la descarga cae en el cable de guarda:

- a) Cuando la descarga atmosférica cae sobre el cable de guarda a lo largo del vano, 35% de la corriente se disipa en la torre próxima, en la torre siguiente se disipa el 15% y finalmente el 5% en la siguiente torre, ocurriendo simétricamente en ambos lados de la línea.
- b) Cuando la descarga atmosférica cae sobre la estructura es el caso más grave porque el 60% de la corriente se disipa en la torre afectada, el 15% en la torre próxima y finalmente el 5% en la siguiente torre, ocurriendo simétricamente en ambos lados de la línea.

Figura 2.10. Descarga atmosférica sobre el cable de guarda a lo largo del vano y sobre la estructura



Fuente: Ruth de Fátima Rangel Contreras, cálculo de la evaluación de la tasa de salidas forzadas de una línea de transmisión, Universidad de los andes, Mérida Venezuela.

La tasa de falla de una línea por contorneos inversos depende ampliamente del valor de la resistencia de pie de torre, la cual es variable a lo largo de la línea, y también en forma estacional.

Además de la desconexión de la línea que implica el contorneo inverso, se genera una onda de tensión de tiempo de frente teóricamente nulo en el punto de ocurrencia, la cual viaja hacia la subestación, deformándose y atenuándose en el trayecto como se mostró anteriormente.

2.8.2.2. CÁLCULO DE LA TASA DE CEBADOS INVERSOS

Cuando una descarga impacta a un cable de guarda, una parte de su intensidad deriva a tierra a través de la impedancia de apoyo (Z_T) y de la impedancia de puesta a tierra del mismo (Z_{PAT}). [8]

Dependiendo de los valores de Z_T y Z_{PAT} , las sobretensiones en los aisladores (medidas desde el apoyo hacia el conductor de fase) pueden producir el cebado inverso, la sobretensión a través del aislador debe ser mayor o igual a su aislamiento a impulso tipo rayo (CFO). El caso más desfavorable de cebado inverso tiene lugar cuando la descarga impacta en el apoyo; en este caso la impedancia efectiva equivalente resultante es el paralelo de la impedancia de dicho apoyo con el paralelo de las impedancias correspondientes a las dos direcciones de propagación del conductor de tierra; y ambas en serie con la resistencia de puesta a tierra, siendo su valor:

Ecuación 2.30: Impedancia efectiva equivalente

$$Z_{eq} = \frac{Z_T \cdot Z_g}{2 \cdot Z_T + Z_g} + Z_{PAT} \dots\dots\dots(2.30)$$

Si la línea tiene un único cable de guarda, y

Ecuación 2.31: Impedancia efectiva equivalente para dos cables de guarda

$$Z_{eq} = \frac{Z_T \cdot Z_g}{4 \cdot Z_T + Z_g} + Z_{PAT} \dots\dots\dots(2.31)$$

Si la línea tiene dos cables de guarda; donde Z_T es la impedancia de apoyo y Z_g es la impedancia característica del cable de guarda. La intensidad crítica, I_c , para la cual se produce el cebado inverso es la intensidad que produce una sobretensión en el apoyo que supera el nivel de aislamiento del aislador.

Ecuación 2.32: Intensidad crítica

$$I_c = \frac{CFO}{Z_{eq}} \dots\dots\dots(2.32)$$

Esta intensidad crítica se puede obtener mediante simulación, que permite tener en cuenta las sucesivas reflexiones que aparecen cuando la onda de corriente llega a la base del apoyo, a un apoyo próximo al del impacto o cualquier otro elemento de la línea. Además, este cálculo también incluirá el acoplamiento entre fases, y entre fase y tierra.

La tasa de cebados inversos por cada 100 km se expresa:

Ecuación 2.33: Tasa de cebados inversos por cada 100 km

$$N_{INV} = 0.2 \cdot N_g \left[\int_{I_c}^{I_m} D_g \cdot p(I) \cdot dI + \int_{I_m}^{\infty} D'_g \cdot p(I) \cdot dI + S_g \right] \dots\dots\dots(2.33)$$

Puesto que lo habitual es que la intensidad para la cual se produce cebado inverso (I_c) sea mayor que la intensidad máxima de fallo de apantallamiento (I_m), la ecuación anterior queda:

Ecuación 2.34: Tasa de cebados inversos por cada 100 km

$$N_{INV} = 0.2 \cdot N_g \cdot \left[\int_{I_c}^{\infty} D'_g \cdot p(I) \cdot dI + S_g \right] \dots\dots\dots(2.34)$$

2.8.3. TASA DE CEBADOS INDUCIDOS

La sobretensión inducida en las fases de una línea, por un rayo que cae a tierra cerca de la misma, es de una amplitud tal que generalmente son de interés sólo en sistemas de tensión nominal ≤ 66 kV. [3]

Cuando el rayo no cae en el conductor de fase ni en el cable de guarda sino en tierra, se induce una sobretensión en la línea cuyo valor, en algunos casos, puede superar al nivel de aislamiento de los aisladores y provocar su cebado. Para el estudio de las sobretensiones inducidas existen diferentes modelos en la literatura; en este trabajo se emplea el modelo de Rusck. [8]

Para la configuración de la figura, y despreciando la distancia de separación del conductor de fase al apoyo (a) frente a la distancia de impacto (x), la sobretensión inducida entre el conductor de fase y el cable de guarda (que está conectado a tierra) viene dada por la expresión: [8]

Ecuación 2.35: Sobretensión inducida

$$U_{ind} = \frac{30 \cdot I \cdot K_r}{x} \left[y - \frac{Z_m + 2R}{Z_g + 2R} \cdot h \right] \dots\dots\dots(2.35)$$

Donde x es la distancia perpendicular entre el punto de caída del rayo y la línea, h es la altura del cable de guarda, I es el valor de pico de la corriente de rayo (kA), Z_g es la impedancia mutua entre el cable de guarda y el conductor de fase (Ω), R es la resistencia de puesta a tierra del apoyo (Ω) y K_r es una constante que se obtiene según la siguiente expresión:

Ecuación 2.36: Constante K_r

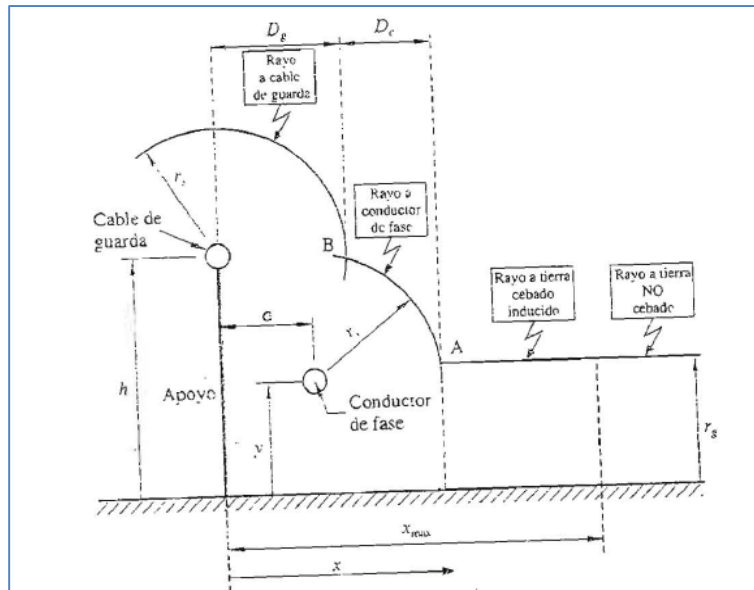
$$K_r = 1 + \frac{v}{\sqrt{2 - v^2}} \dots\dots\dots(2.36)$$

Donde v es la velocidad del rayo (en tanto por uno respecto de la luz), que puede estimarse mediante:

Ecuación 2.37: Velocidad del rayo

$$v = \frac{0,486}{1 + \frac{27,3}{I}} \dots\dots\dots(2.37)$$

Figura 2.11. Cebados inducidos



Fuente: Martínez Velasco, J. A. "Coordinación de aislamiento en redes eléctricas de alta tensión"

Para una configuración determinada de línea, dada la altura del conductor (y), hay para cada intensidad I una distancia máxima de caída del rayo, x_{max} , para la cual la tensión inducida será exactamente la tensión de cebado ($U_{ind} = CFO$).

Ecuación 2.38: Distancia máxima de caída del rayo

$$X_{max} = \frac{30 \cdot I \cdot K_v}{CFO} \left[y - \frac{Z_m + 2R}{Z_g + 2R} \cdot h \right] \dots\dots\dots(2.38)$$

El cebado por sobretensiones inducidas se produce cuando el rayo cae a una distancia tal que $D_g + D_c < x < x_{max}$. De esta forma, se tiene que la tasa de cebados inducidos por cada 100 km es:

Ecuación 2.39: Tasa de cebados inducidos por cada 100km

$$N_{INV} = 0.2 \cdot N_g \cdot \left[\int_{I_{min}}^{I_m} (x_{max} - D_g - D_c) \cdot f(I) \cdot dI + \int_{I_m}^{\infty} (x_{max} - D'_g) \cdot f(I) \cdot dI \right]$$

2.8.4. TASA DE SALIDAS MÁXIMA

Se busca que las líneas tengan un comportamiento adecuado en lo que concierne a tasa de fallas (salidas de línea). [3]

De acuerdo con la experiencia y a bibliografía consultada de distinto origen, se utilizarán las siguientes tasas de falla para los diferentes niveles de tensión.

Tabla 2.3. Tasas de fallas de origen atmosférico por circuito

Fallas de Origen Atmosférico/100 km/año		
Nivel de Tensión [kV]	Por falla de blindaje	Total
138	0,02	≤ 3
220	0,01	≤ 2
500	0,01	≤ 1

Fuente: Procedimiento 035 de ingreso, modificación y retiro de instalaciones en el SEIN

Para una línea con una determinada longitud, como es para el caso nuestro, con nivel de tensión de 138kV, la tasa de salida máxima se calcula con la siguiente relación.

Ecuación 2.40: Tasa de salida máxima

$$N_{\max} \leq \frac{3L}{100} \dots\dots\dots(2.40)$$

Dónde: L: Longitud de la línea, en [km]

2.8.5. ÁNGULO DE APANTALLAMIENTO TOTAL

Se define como apantallamiento total aquel con el cual la tasa de cebado (SFFOR) es nula. El ángulo de apantallamiento perfecto es el máximo ángulo α que debe formar la línea que une el cable de guarda y la fase más desfavorable con respecto a una línea vertical. Esto se puede lograr cuando la intensidad crítica y la intensidad máxima de fallo de apantallamiento son iguales. [1]

Ecuación 2.41: Ángulo de apantallamiento

$$\alpha_p - \beta = \sin^{-1}\left(\frac{r_{gc} - h}{r_{cc}}\right) \dots\dots\dots(2.41)$$

$$\alpha_p + \beta = \sin^{-1}\left(\frac{r_{gc} - y}{r_{cc}}\right)$$

Donde r_{gc} y r_{cc} son respectivamente la distancia crítica de tierra y la distancia crítica de conductor correspondiente a la intensidad crítica (I_c).

Sumando las ecuaciones anteriores se obtiene el ángulo de apantallamiento perfecto:

Ecuación 2.42: Ángulo de apantallamiento perfecto

$$\alpha_p = \frac{1}{2} * [\sin^{-1}\left(\frac{r_{gc} - h}{r_{cc}}\right) + \sin^{-1}\left(\frac{r_{gc} - y}{r_{cc}}\right)] \dots\dots\dots(2.42)$$

Otra forma de calcular este ángulo se basa en determinar la distancia horizontal para el apantallamiento perfecto a_p

Ecuación 2.43: Ángulo de apantallamiento perfecto método 2

$$a_p = \sqrt{r_{cc}^2 - (r_{gc} - h)^2} - \sqrt{r_{cc}^2 - (r_{gc} - y)^2} \dots\dots\dots(2.43)$$

El ángulo de apantallamiento perfecto será entonces

Ecuación 2.44: Ángulo de apantallamiento

$$\alpha_p = tg^{-1} \frac{\alpha_p}{h - y} \dots\dots\dots(2.44)$$

2.6. MÉTODOS PARA LIMITAR LAS SOBRETENSIONES DE ORIGEN ATMOSFÉRICO

Los métodos más utilizados para el control o limitación de las sobretensiones de origen atmosférico son: [3]

- Cables de guarda
- Descargadores de Oxido Metálico.
- Mejora de las puestas a tierra en las torres de líneas aéreas.
- Aislamiento diferencial

2.6.1. CABLES DE GUARDA

Los cables de guarda tienen el objetivo de actuar como una pantalla que captura los rayos y deriva su corriente a tierra, con el fin de evitar el impacto de rayos directamente en los conductores de fase. [3]

El diseño de la protección mediante cables de guarda, en lo que respecta a la cantidad necesaria y su ubicación con respecto a los conductores de fase, se

basa en el modelo electrogeométrico de la descarga, con el cual es posible determinar el punto de impacto del rayo, en función de los parámetros de la descarga.

Si bien el criterio para instalar cables de guarda, es evitar la falla de la línea por impactos directos, no es técnica y económicamente posible evitar que rayos de pequeña amplitud si eludan el blindaje. Un diseño óptimo es cuando la amplitud de la corriente de los rayos que eluden el blindaje, es de una amplitud tal que no origina una sobretensión que produzca una falla de aislamiento.

2.6.2. DESCARGADORES DE ÓXIDO METÁLICO

El método consiste en instalar descargadores en las torres a lo largo de las líneas, adicionales a los ubicados en la entrada de la subestación. Desde el punto de vista del funcionamiento, estos descargadores son iguales a los que se utilizan en las subestaciones, aunque difieren constructivamente. [3]

Dependiendo del caso, puede no ser necesario instalarlos en todas las fases, o en las torres, sino, por ejemplo, solamente en aquellas con elevado valor de resistencia de pie de torre. Pueden utilizarse además en línea con o sin hilo de guarda, pero en este último caso estarán sometidos a mayores solicitaciones energéticas.

Los requerimientos básicos que deben cumplir son:

- Deben prevenir la descarga cuando reciben el impacto directo de una descarga atmosférica.
- Deben permitir el recierre exitoso de la línea ante la falla del descargador, y no deben explotar en este caso. Esto generalmente se logra con un dispositivo que desconecta al descargador de la línea ante una falla del mismo.
- Deben ser posible de instalar fácilmente en torres existentes. El mantenimiento debe ser sencillo.
- Deben soportar las condiciones ambientales y de instalación.

Básicamente, en las líneas de transmisión se utilizan dos tipos de descargadores:

- Descargadores de OZn sin explosor (ó NGLA, por su nombre en inglés 'Non Gapped Surge Arrester').
- Descargadores de OZn con explosor (ó EGLA, por 'Externally Gapped Surge Arrester')

Los descargadores de OZn sin explosor (NGLA) tienen la ventaja de estar siempre conectados y actuar rápidamente ante una sobretensión, pero la desventaja de que una falla del descargador equivale a una falla de la línea. Por este motivo, y por cuestiones relativas a la seguridad de las personas, deben poseer por lo tanto un dispositivo automático que los desconecte en tales casos.

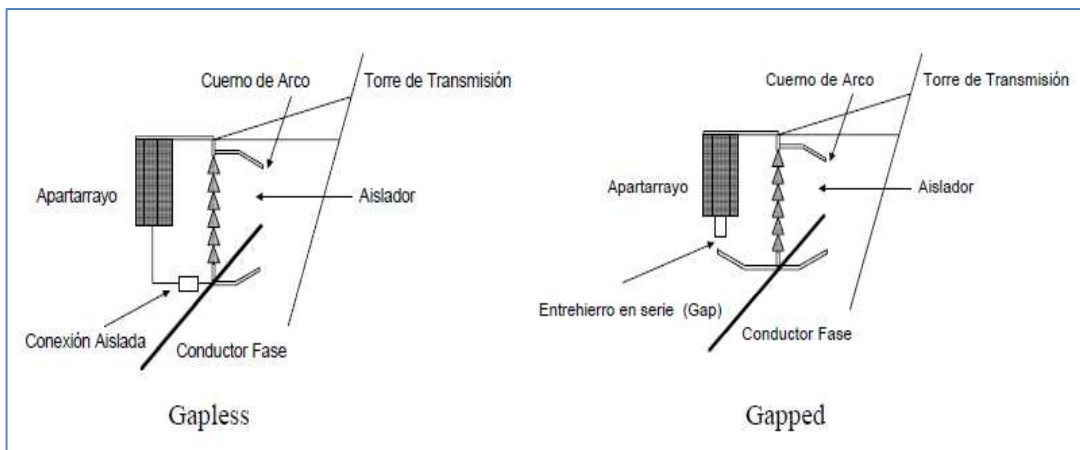
Un aspecto importante a tener en cuenta es la contaminación, dado que puede ocasionar sobrecalentamiento del descargador, y su consecuente falla.

Puede requerirse de largos períodos con la línea fuera de servicio para encontrar un descargador fallado, o necesidad de realizar los trabajos bajo tensión.

Los descargadores de OZn con explosor (EGLA), a diferencia de los descargadores convencionales, tienen el explosor externo al descargador (y por lo tanto expuesto a las condiciones climáticas). La ventaja es que se requiere de una menor capacidad energética del descargador, dado que no tienen el objetivo de actuar ante sobretensiones de maniobra ni temporarias. No necesitan de un dispositivo de desconexión automática.

La selección del tipo adecuado de descargador, sus características y lugares de instalación requiere en general de estudios detallados para cada caso en particular.

Figura 2.12. Construcción fundamental de los pararrayos sin explosor y con explosor respectivamente



Fuente: Tesis “Metodología para la aplicación de apartarrayos en líneas de trasmisión para mejorar su confiabilidad”

2.6.3. MEJORA DE LAS PUESTAS A TIERRA EN LAS TORRES DE LÍNEAS AÉREAS

La resistencia de pie de torre tiene una gran influencia en la tasa de contorneos inversos de la línea, y es importante que tenga el menor valor posible. Esto no siempre es posible, dadas las características del terreno que recorre la línea. Es recomendable utilizar todos los medios disponibles para garantizar valores bajos especialmente en las torres de las líneas cercanas a subestación, con el objetivo de evitar contorneos inversos cercanos, y por lo tanto una severa sobretensión de entrada a la subestación. [3]

En resumen, para reducir la tasa de falla por descargas atmosféricas en una línea aérea, es recomendable:

- Disponer de la cantidad de cables de guarda necesarios de manera de lograr (de ser posible) el blindaje perfecto de la línea.
- Actuar principalmente sobre las resistencias de pie de torre, tratando de obtener los valores más bajos posibles mediante el uso de contrapesos de ser necesario.
- En caso de que lo anterior no sea suficiente, o como recurso adicional, evaluar técnica y económicamente la opción de instalar descargadores

de OZn en la línea, al menos en las zonas con altos valores de resistencia de pie de torre y/o gran actividad atmosférica.

2.7. TENSIONES SOPORTADAS NORMALIZADAS

La tensión soportada normalizada es la tensión aplicada a un equipo en un ensayo de tensión normalizado, y su determinación es directamente la selección del nivel de aislamiento normalizado del equipamiento.

Las normas establecen un conjunto de valores estándar que se pueden elegir según la tensión máxima del sistema, y por lo tanto debe seleccionarse alguno de ellos que sea igual o superior a la tensión soportada especificada.

Según la Norma IEC 60071-1, los niveles de aislamiento normalizados para sistemas de Rango I se deben seleccionar de la tabla siguiente:

Tabla 2. 4. Niveles de aislamiento normalizados para la gama I ($1 \text{ kV} < U_m \leq 245 \text{ kV}$)

Tensión más elevada para el material (equipo)	Tensión soportada normalizada de corta duración a frecuencia industrial	Tensión soportada normalizada a los impulsos tipo rayo Kv (Valor de Cresta)
Um Kv (Valor Eficaz)	Kv (Valor Eficaz)	
145	185	450
	230	550
	275	650

Fuente: Norma IEC 60071-1

2.8. PROGRAMA ATP/EMTP-INTERFAZ GRÁFICA ATPDRAW

2.8.1. INTRODUCCIÓN

En este capítulo se describe la herramienta computacional que se utiliza para el análisis dinámico de sistemas eléctricos de potencia, se hace una descripción sucinta del programa, su funcionamiento, aplicaciones, así como la

representación de componentes para modelar los circuitos a ser simulados y la validación del programa [10].

2.8.2. EL PROGRAMA DE SIMULACIÓN ATP/EMTP

El Programa de Transitorios Electromagnéticos - Programa Alternativo de Transitorios (Alternative Transient Program / ElectroMagnetic Transient Program) ATP/EMTP que es más conocido como ATP, se usará más este acrónimo a partir de este punto en el texto. El ATP es un programa computacional de simulación digital, utilizado para simular transitorios electromagnéticos, electromecánicos y de sistemas de control, en sistemas eléctricos polifásicos de potencia. Este programa es no comercial, no es de dominio público, su distribución es gratuita; pero no es de libre difusión, se requiere tener licencia para utilizarlo.

Los estudios que involucran el uso del ATP tienen objetivos encuadrados dentro de dos categorías: Una es el diseño y otra es la solución de problemas de operación de sistemas eléctricos de potencia.

El EMTP nació junto con la Computación e Informática en la década del 60, desarrollado por el Dr. Hermann W. Dommel, quien cedió el programa a la Bonneville Power Administration (BPA). Desde entonces, el EMTP ha sido expandido y distribuido bajo la dirección de la BPA. Algunos modelos han sido desarrollados dentro de la misma administración, otros han sido desarrollados por otras empresas y universidades, hay versiones para Sistemas Operativos (SO) más usuales.

Actualmente el ATP/EMTP es desarrollado por Can/Am EMTP User Group (Grupo de Usuarios del EMTP de Norte América y Canadá), que es presidida por el Dr. W. Scott Meyer, siendo ésta la sede principal de los grupos de usuarios, que están en los cinco continentes y que publican numerosos artículos de temas relacionados con el uso del programa y sus aplicaciones.

Además, se dan aportes por desarrolladores de los grupos de usuarios, para modelos muy específicos de componentes en sistemas eléctricos. El programa

EMTP es el programa Madre de la variedad de simuladores de este género como: BPA/EMTP, ATP/EMTP, DCG/EPRI EMTP, NETOMAC, Morgat, UBC MicroTran, PSCAD/EMTDC y otros.

2.8.3. ESTRUCTURA DE FUNCIONAMIENTO DEL ATP

Existe el ATP, en los SO más usuales, el programa que se utiliza en este trabajo, corren bajo el SO Windows de la MicroSoft. El ATP es un programa modular, su simulación se realiza generalmente en tres pasos que se entrelazan y son:

2.8.4. PREPROCESADOR ATPDRAW

Es un programa en entorno Windows, que actúa como programa central del paquete completo, ya que se pueden controlar la ejecución de cualquier programa integrado en el paquete desde el ATPDraw. También podemos mencionar que es un editor gráfico (GUI Interfaz de Usuario Gráfica) que tiene una lista completa de modelos de los componentes necesarios para que se pueda representar un sistema eléctrico en código ATP.

2.8.5. PROCESADOR TPBIG

Es el programa principal (NÚCLEO), el ejecutable en modo texto para poder simular las redes eléctricas en el dominio del tiempo y la frecuencia. La simulación de un proceso transitorio con TPBIG se basa en el método de Dommel, que combina la regla trapezoidal de integración y el método de Bergeron, resuelve las ecuaciones de red en pasos discretos de tiempo (Δt), en lenguaje de programación Fortran; a pesar que el programa fue desarrollado para realizar simulaciones de procesos transitorios, también se puede emplear para hallar el régimen permanente sinusoidal de una red lineal.

2.8.6. POSTPROCESADORES GRÁFICOS

Son programas para procesar los resultados de una simulación de forma gráfica (oscilogramas), llamados también GUI's PLOT (Interfaces de Usuario Gráfica de Curvas), entre los más conocidos son: PlotXY, GTPPLOT, TOP y otros.

2.9. MODO DE IMPLEMENTACIÓN DE ELEMENTOS EN EL ATP DRAW

2.9.1. IMPLEMENTACIÓN DE LÍNEAS

Para las líneas, el parámetro que hay que ingresar están dentro de las rutinas del programa, por lo que no se necesita, ningún calculo relacionado, más bien hay que considerar un modelo adecuado, según se, una línea corta media o larga.

Dentro del programa existe un modelo adecuado, denominado Line/Cable data o más conocido LCC.

2.9.2. IMPLEMENTACIÓN DE ESTRUCTURAS

Para la implementación de estructuras, se deben de tomar en consideración el modelo que se va a utilizar la forma de propagación del rayo en la misma, se en forma vertical u horizontal, para nuestro caso utilizaremos un modelo generalizado para los diferentes casos.

2.9.2.1. REPRESENTACIÓN ÚNICA DE UNA ESTRUCTURA

Para este caso utilizaremos la siguiente fórmula para hallar la impedancia de la misma, que corresponde a un modelo cónico horizontal [15].

Ecuación 2.45: Impedancia de la torre

$$Z = 60 \ln \left(\cot \left[0.5 \tan^{-1} \left(\frac{d/2}{h} \right) \right] \right) [\Omega] = 60 \left[\ln \left(\cot \left(\frac{1}{2} \tan^{-1} \left(\frac{d}{2h} \right) \right) \right) \right] [\Omega] \dots(2.45)$$

Dónde:

Z: Impedancia de la estructura, en [Ohm].

d: Longitud de la base de la estructura, en [m].

h: Altura de la estructura, en [m].

2.9.2.2. REPRESENTACIÓN DETALLADA DE UNA ESTRUCTURA

Para representaciones detalladas de una estructura, está conformada por partes de la estructura que se modelarán en forma detallada, la impedancia se calculará con la siguiente relación [11].

Ecuación 2.46: Impedancia de un segmento o cuerpo de la torre

$$z = 30 \ln \left[2 \left(1 + \frac{h^2}{\left(\frac{d}{2}\right)^2} \right) \right] [\Omega] = 60 \ln \left[\frac{\sqrt{2 \left(h^2 + \frac{d^2}{4} \right)}}{\frac{d}{2}} \right] [\Omega] \dots\dots\dots(2.46)$$

Dónde:

Z: Impedancia de un segmento o cuerpo de la estructura, en [Ohm].

d: Longitud de la base del segmento, en [m].

h: Altura del segmento, en [m].

2.9.3. IMPLEMENTACIÓN DE PUESTAS A TIERRA

La puesta a tierra, esta modelada a base de elementos pasivos, R, L y C, de las cuales, la parte R, se tomará de las mediciones de puesta realizadas en campo y las demás relaciones se calculan de la siguiente forma [12]

Ecuación 2.47: Elemento pasivo C

$$C = \frac{\pi \epsilon_a l}{\left[\ln \left(\frac{2l}{\sqrt{2al}} \right) - 1 \right]} \dots\dots\dots(2.47)$$

Ecuación 2.48: Elemento pasivo L

$$L = \frac{\mu_a l}{\pi} \left[\ln\left(\frac{2l}{\sqrt{2al}}\right) - 1 \right] \dots\dots\dots(2.48)$$

Dónde:

Z : Impedancia de un segmento o cuerpo de la torre, en [Ohm].

a : Radio del contrapeso instalado, en [m].

d : Profundidad a la que está enterado el contrapeso, en [m].

l : Longitud del contrapeso, en [m].

e_a : Permitividad eléctrica absoluta del medio, en [F/m].

u_a : Permeabilidad magnética del medio, en [Tm/A²].

También, se ha considerado la ionización del suelo, en función de la corriente que llega a la base de la torre, lo cual se estima de la siguiente forma [13].

Ecuación 2.49: Resistencia en base de la torre instantánea

$$R(t) = \frac{R_0}{\sqrt{1 + \frac{i(t)}{I_g}}} \dots\dots\dots(2.49)$$

Dónde:

R(t) : Resistencia en la base de la torre instantánea, en [Ohm].

R₀ : Resistencia estática, de las mediaciones de puesta a tierra en campo, en [m].

i(t) : Corriente en la base de la torre instantánea, en [kA].

I_g : Corriente crítica de ionización dl suelo, en [kA].

2.9.4. IMPLEMENTACIÓN DE PARARRAYOS

Los pararrayos, dentro de las rutinas del programa ATPDraw, se encuentran diferentes, variedades, depende de los datos que se tenga de, en catálogos.

Para su implementación, solo se necesitan datos del catálogo del fabricante.

2.9.5. IMPLEMENTACIÓN AISLADORES

Para el modelamiento de los aisladores, solo se necesita, el nivel de aislamiento de los mismos, dado que dentro de las rutinas del programa ATPDraw, ya se encuentra implementada, como un interruptor controlado por tensión.

2.10. CRITERIOS PARA DIMENSIONAMIENTO DE AISLAMIENTO Y PUESTAS A TIERRA.

Para definir los criterios para el dimensionamiento de aislamiento y puestas a tierra nos basamos en la norma DGE - BASES PARA EL DISEÑO DE LÍNEAS Y REDES PRIMARIAS PARA ELECTRIFICACIÓN RURAL.

2.10.1. CRITERIOS PARA LA SELECCIÓN DEL NIVEL DEL AISLAMIENTO.

Se deben tener en cuenta los siguientes criterios:

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

Tabla 2. 5. Niveles de aislamiento en líneas, redes primarias en condiciones standard

Tensión nominal entre fases (kV)	Tensión máxima entre fases (kV)	Tensión de sostenimiento a la onda 1,2/50 entre fases y fase a tierra (kVp)	Tensión de sostenimiento a frecuencia industrial entre fases y fase-tierra (kV)
22,9/13,2	25/14,5	125	50
22,9	25	125	50

Fuente: Norma DGE Bases para el Diseño de Líneas y Redes Primarias para Electrificación Rural.

2.10.2. CRITERIOS PARA EL DIMENSIONAMIENTO DE PUESTAS A TIERRA

Los criterios según esta norma los criterios son los siguientes:

a. SEGURIDAD DE LAS PERSONAS

Este es el criterio más exigente, puesto que toma en cuenta las tensiones de toque, paso y de transferencia; en consecuencia, no sólo es necesario obtener un bajo valor de la resistencia de puesta a tierra, sino también una adecuada configuración de ésta para reducir el gradiente de potencial. Este criterio sólo se aplica a las subestaciones de distribución. En las líneas primarias, sobre todo

en las de electrificación rural, debido a su recorrido por zonas con escaso tránsito de personas, no se toma en cuenta este criterio.

b. OPERACIÓN DEL SISTEMA.

b.1. SISTEMAS CON NEUTRO CORRIDO

En este tipo de sistemas, el criterio es el de obtener una resistencia equivalente total de todas las puestas a tierra, menor o igual a 3Ω para garantizar que durante una falla de fase a tierra, el fenómeno de desplazamiento del neutro no produzca sobretensiones importantes en las fases no falladas. A este respecto, el nuevo Código Nacional de Electricidad Suministro y el NESC (National Electrical Safety Code) establecen que en las líneas primarias deben instalarse por lo menos 4 puestas a tierra por milla (1648 m), es decir, aproximadamente cada 3 estructuras, aunque no define valor alguno de resistencia de puesta a tierra. Sin embargo, un ejemplo podría demostrar que el objetivo de una resistencia total reducida se cumple. De modo aproximado, si una línea tuviese 20 puestas a tierra y que cada una presentase una resistencia de 60Ω , el valor equivalente sería aproximadamente 3Ω . Este criterio debe aplicarse con cuidado en las redes de corta longitud, generalmente asociadas a pequeñas centrales hidroeléctricas que suministran energía a pocas localidades.

b.2. SISTEMAS SIN NEUTRO CORRIDO CON RAMALES MONOFÁSICO A LA TENSIÓN ENTRE FASES.

Desde el punto de vista de la operación del sistema, la puesta a tierra de las estructuras de las líneas primarias no representa un papel importante, incluso podría prescindirse de ellas sin poner en riesgo la operación del sistema.

b.3. SISTEMAS SIN NEUTRO CORRIDO Y CON RETORNO TOTAL POR TIERRA.

En este tipo de sistemas, las únicas puestas a tierra importantes, desde el punto de vista de la operación, son las que corresponden al neutro del transformador de potencia y a la subestación de distribución; la subestación de

potencia presenta por lo general, resistencias menores a los 3 Ω , por lo que realmente importa es la resistencia de puesta a tierra de la subestación de distribución.

c. DESCARGAS ATMOSFÉRICAS

De manera general, las líneas primarias ubicadas en la sierra y selva, debido a los recorridos por zonas naturalmente apantallados por cerros o árboles están más expuestas a sobretensiones por descargas indirectas, que por descargas directas; en tal sentido, en líneas de electrificación rural, sólo se toma en cuenta las sobretensiones indirectas o inducidas.

Las normas norteamericanas y sudafricanas que han servido de base para la normalización de la Coordinación de Aislamiento en líneas de media tensión, establecen que las sobretensiones inducidas, por lo general, no superan el valor de 300 kV. Por lo tanto, para conseguir este valor, se aprovecha la característica de aislante al impulso de la madera, mediante el uso de una parte del poste y la cruceta de madera, que sumado al aislamiento principal (de porcelana o polimérico) pueda obtenerse una tensión disruptiva (CFO) entre 250 y 300 kV.

En sistemas con neutro corrido, las puestas a tierra dimensionadas para la operación del sistema y descritos anteriormente, satisfacen, también, los requerimientos para la protección contra descargas atmosféricas.

En sistemas sin neutro corrido, el dimensionamiento de la puesta a tierra se ha basado en el Código Nacional de Electricidad Suministro, en el NESC y en normas sudafricanas, estas últimas están previstas para sistemas convencionales de media tensión (no necesariamente de electrificación rural) y para zonas con intensas descargas atmosféricas. En vista que las líneas que se proyectan en la Electrificación Rural se ubican en zonas con niveles isocerámicos menores de 40, se aplica el criterio de poner a tierra cada 3 estructuras.

Los tramos de línea sin puesta a tierra presentan un nivel de aislamiento muy grande, sobre todo en sistemas monofásicos con retorno total por tierra, permitiendo que las sobretensiones de elevado valor viajen por los conductores y lleguen a las subestaciones de distribución; por lo tanto, las 2 estructuras más próximas a la subestación de distribución deberán necesariamente estar provistas de puestas a tierra para que la corriente de descarga a través de los pararrayos no sea muy elevada.

En líneas primarias sin cable de guarda, el valor de resistencia de puesta a tierra no es importante; puede aceptarse, sin ningún inconveniente, valores hasta de 500 Ω , por lo que no es necesario medir la resistividad eléctrica del terreno, ni la resistencia de puesta a tierra luego de instalada.

En zonas no apantalladas por elementos naturales del terreno donde las líneas estén expuestas a descargas atmosféricas directas, y donde se prevea un excesivo número de desconexiones (o flameos) previsto, podrá utilizarse cable de guarda; pero en este caso, deberá calcularse la confiabilidad de la línea tomando como base el número de salidas por falla del apantallamiento (shielding failure) y flameo inverso (back flashover); en este caso, además de incrementar el nivel de aislamiento a 400 o 500 kV, la resistencia de puesta a tierra de cada estructura deberá estar comprendida entre 10 y 15 Ω .

d. FACILIDAD PARA EL RECORRIDO DE CORRIENTES DE FUGA

En la costa peruana, debido a la ausencia de descargas atmosféricas, no es necesario el incremento del nivel de aislamiento de las líneas y redes primarias; por el contrario, las corrientes de fuga que recorren por la superficie de los aisladores debido a la presencia de elementos contaminantes, pueden producir el incendio de crucetas cuando no se tiene el cuidado de eliminar los espacios de aire en el recorrido de la corriente de fuga a tierra. Por esta razón, todas las estructuras ubicadas en zonas de costa llevarán la puesta a tierra desde los herrajes de los aisladores. En este caso, debido a la pequeña magnitudes de las corrientes de fuga, no será necesario el uso de electrodos verticales sino

sólo un anillo alrededor del poste en la base, hecho con el mismo conductor de bajada.

En las estructuras de seccionamiento y en subestaciones de distribución deberán instalarse necesariamente electrodos verticales hasta alcanzar el valor de resistencia de puesta a tierra que se indica en los planos del proyecto.

CAPÍTULO III

EVALUACIÓN DE LA OPERACIÓN ACTUAL DEL SISTEMA

CAPÍTULO III

EVALUACIÓN DE LA OPERACIÓN ACTUAL DEL SISTEMA

3.1. INTRODUCCIÓN

Para un adecuado diagnóstico de la operación actual del alimentador en estudio es necesario describir y analizar la operación actual considerando las posibles causas del incremento de interrupciones de suministro de energía.

Dentro de los aspectos a considerar están la simulación en estado estacionario, el cual nos da como resultado la operación en condiciones permanentes, es decir cuando sus parámetros permanecen constantes. Para simular el sistema se hará uso del software Digsilent en su versión 15.1.6, y previamente se requiere el cálculo de los parámetros de la línea, de ese modo asemejarnos a la realidad.

Se tiene antecedentes de gran cantidad de descargas atmosféricas presentes en la zona de influencia del AMT TA-05, como se describe en el CAPÍTULO I, en la descripción del problema, por consiguiente, también se evaluará el impacto que estos fenómenos naturales producen en el alimentador en estudio, para el cual se hará uso del Software ATP en su versión 5.2.

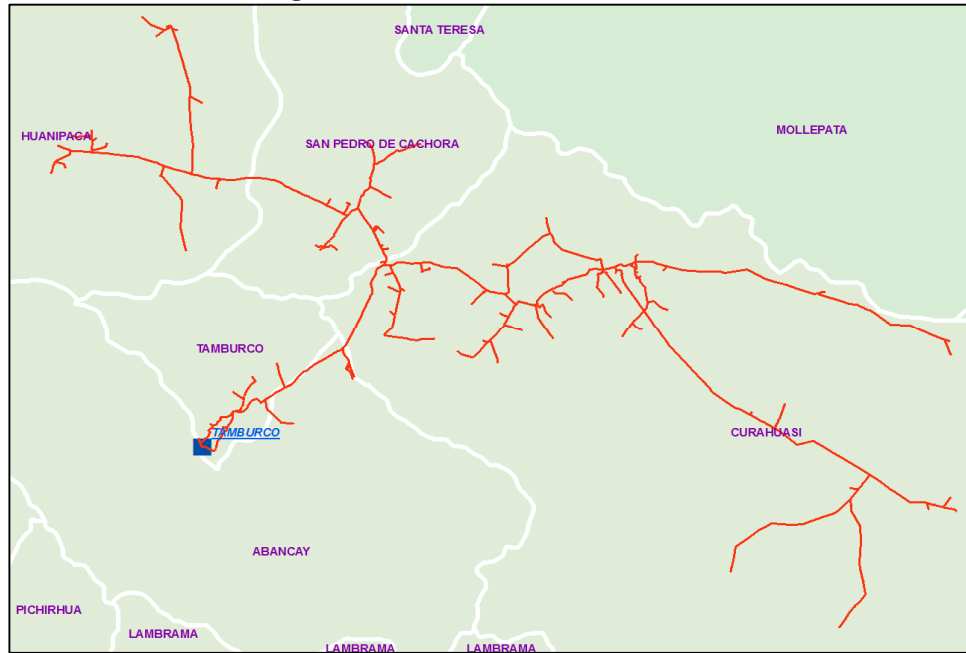
3.2. UBICACIÓN DEL ALIMENTADOR TA-05, CURAHUASI

3.2.1. UBICACIÓN GEOGRÁFICA

La zona de estudio geográficamente comprende parte de los distritos de Abancay, Curahuasi, cachorra, entre otros. A continuación, se muestra el mapa de ubicación de la zona de influencia del estudio, dicho sea de paso, vendría a ser la población del presente trabajo de tesis.

La siguiente figura 3.1. muestra el recorrido del alimentador TA-05, donde se aprecia que tiene inicio en el distrito de Tamburco y cómo punto alejado se tiene al distrito Curahuasi.

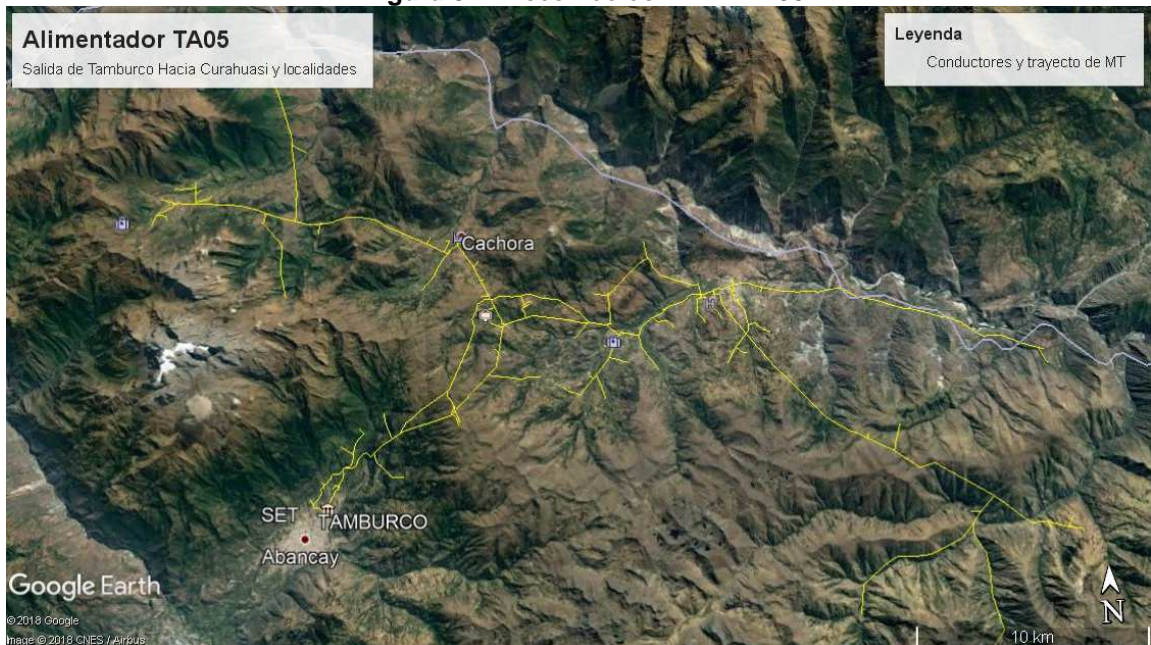
Figura 3.1. Recorrido del AMT TA-05.



Fuente: Elaboración propia, datos proporcionados por ELSE (noviembre 2016)

La figura muestra 3.2. muestra el recorrido del alimentador TA-05, donde se aprecia una vista satelital capturada con el programa Google Earth.

Figura 3.2. Recorrido del AMT TA-05.

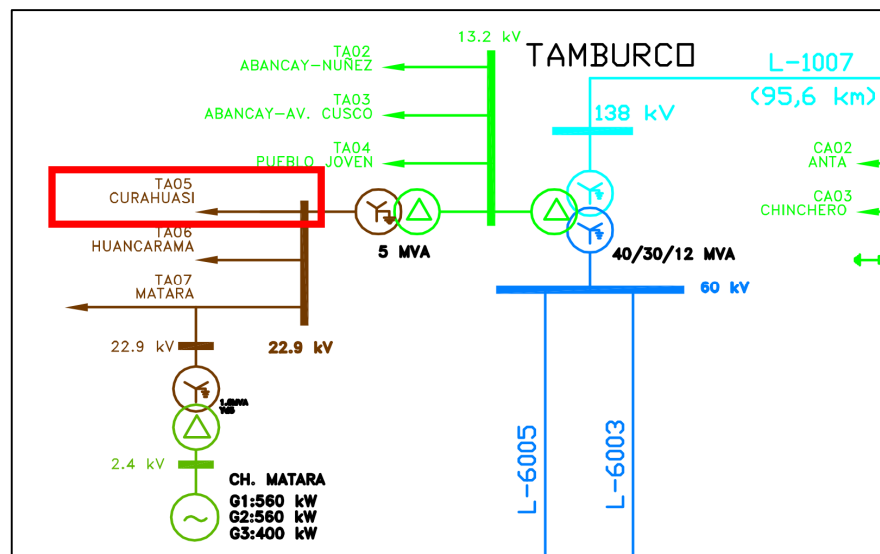


Fuente: Elaboración propia, con ayuda del Software Google Earth.

3.2.2. UBICACIÓN ELÉCTRICA

La subestación de Tamburco se encuentra ubicada en el Sur Este del SEIN, opera a niveles de tensión de 138kV, 60kV, 22.9kV, 13.2kV, cuenta con un Transformador de Potencia de 40/30/12 MVA, y es suministrado mediante la línea L-1007.

Figura 3.3. Diagrama unifilar de interconexión de la SET Tamburco al SEIN



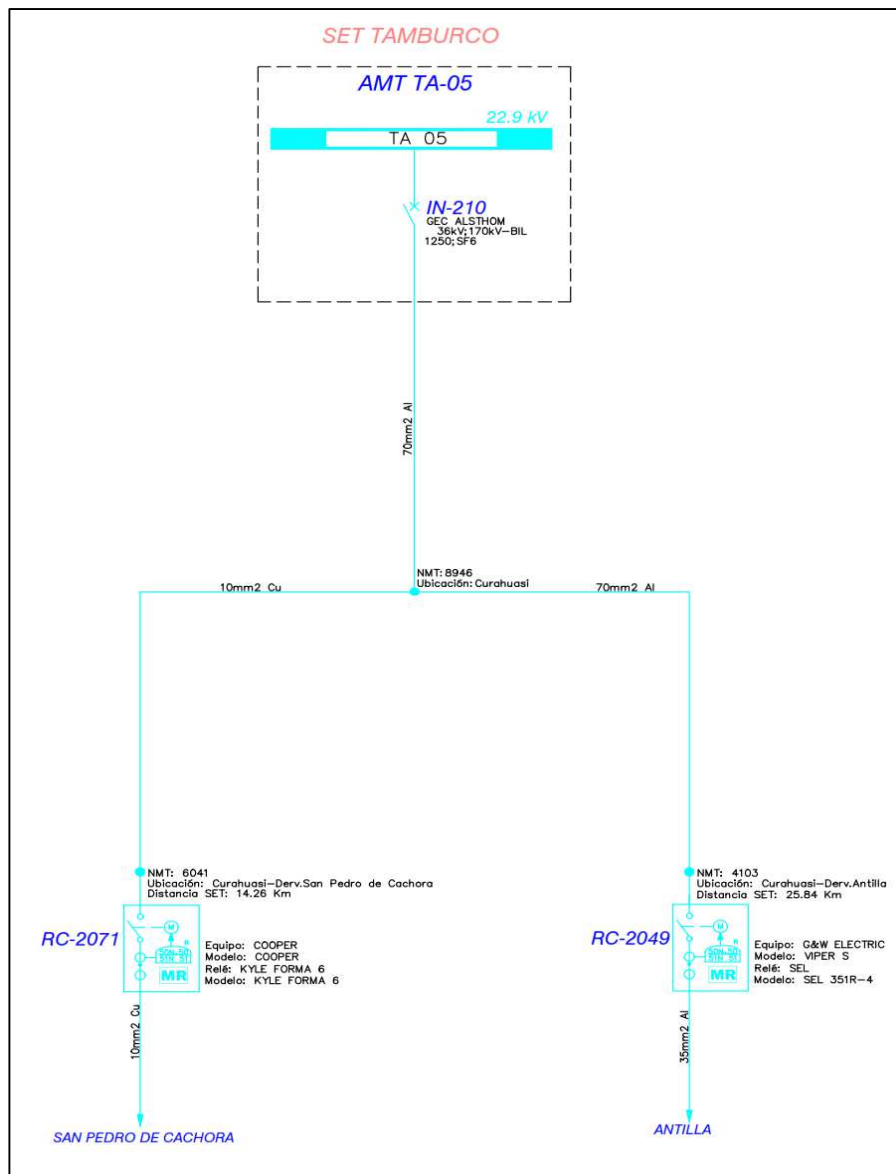
Fuente: Elaboración propia, datos proporcionados por ELSE (noviembre 2016)

3.3. DESCRIPCIÓN TÉCNICA DE LA RED EN ESTUDIO

3.3.1. GENERALIDADES

A continuación, la Figura N° 3.3 muestra el diagrama unifilar del alimentador TA-05, donde se aprecia que a la salida de la barra de 22.9kV se cuenta con el interruptor de potencia IN-210, en el recorrido de la línea se cuenta con 02 equipos de protección (Reclosers), ubicados uno a 14.26 km de la SET Tamburco y otro en el nodo 8946, (derivación hacia Curahuasi), el cual se encuentra a 25.84km de la SET Tamburco.

Figura 3.4: Configuración actual del alimentador TA-05



Fuente: GIS Electro Sur Este S.A.A. (noviembre 2016).

3.3.2. DESCRIPCIÓN DE LA SUBESTACIÓN DE TAMBURCO

3.3.2.1. SET TAMBURCO

La subestación de Tamburco pertenece a la empresa concesionaria Electro Sur Este S.A.A., es de barra simple y se encuentra operando en los niveles de tensión de 138/60/22.9/10 kV, con un transformador de potencia de 15/7/8 MVA, con sistema de refrigeración ONAN.

A. NIVEL DE TENSIÓN 138 kV

Por medio de la barra de 138kV la subestación de Tamburco se interconecta al SEIN, mediante la línea L-1007 (Cachimayo-Tamburco). El equipamiento principal de maniobra, a este nivel de tensión se muestra a continuación.

- Seccionador de barra
- Interruptor de potencia
- Pararrayos de Óxido de Zinc
- Transformadores de corriente
- Transformadores de tensión

B. NIVEL DE TENSIÓN 60 kV

La subestación de Tamburco suministra a todo el departamento de Apurímac, de la barra de 60kV se tiene el origen de la línea L-6003 en doble terna, el cual a 50 km tiene una derivación que suministra a la subestación de Chuquibambilla, Andahuaylas y Chacapunte.

El equipamiento que se tiene a este nivel de tensión son:

- Transformadores de corriente para medida y protección del transformador de potencia.
- Interruptor de potencia, para protección del transformador.
- Barra de AAAC con $P_{cc}=250\text{MVA}$ y $I_{cc}=2.18\text{ kA}$
- Transformador de tensión.
- Seccionador de barra de la línea L-1007
- Seccionador de línea de la L-1007
- Seccionador de puesta a tierra de la línea L-1007
- Interruptor de potencia en SF6 de la línea L-1007
- Transformadores de corriente para medida y protección de la línea L-1007
- Pararrayos de la línea L-1007

C. NIVEL DE TENSIÓN DE 22.9 kV

La conexión de los devanados del transformador de potencia de la SET Tamburco se encuentra en delta, a este nivel de tensión se encuentran los siguientes equipos.

- Transformadores de corriente para protección del transformador de potencia.
- Seccionador a la salida del transformador, para mantenimiento.
- Interruptor de potencia con SF6.
- Seccionador de barra.
- Barra de AAAC con $P_{cc}=150$ MVA y $I_{cc}=3.6$ kA.
- Transformador de puesta a tierra.
- Transformador de servicios auxiliares de 50kVA de $24\pm 2 \times 2.5\%/0.4$ kV, con tipo de conexión Dyn11 y $V_{cc}=4.5\%$.

3.3.3. DESCRIPCIÓN DE LAS SUBESTACIONES DE DISTRIBUCIÓN

La Tabla N° 3.1 muestra las subestaciones distribución del alimentador TA-05 donde se aprecia una cantidad total de 60 subestaciones trifásicas, y 91 subestaciones monofásicas.

De la siguiente tabla también se aprecia que el distrito con más subestaciones es Curahuasi.

Tabla 3.1: Subestaciones de distribución del AMT TA -05

Nº	DISTRITO	TOTAL SEDs	MONOFÁSICO	TRIFÁSICO
1	Abancay	6	5	1
2	Curahuasi	90	53	37
3	Huanipaca	16	12	4
4	San Pedro de Cachora	23	14	9
5	Tamburco	16	7	9
TOTAL			91	60

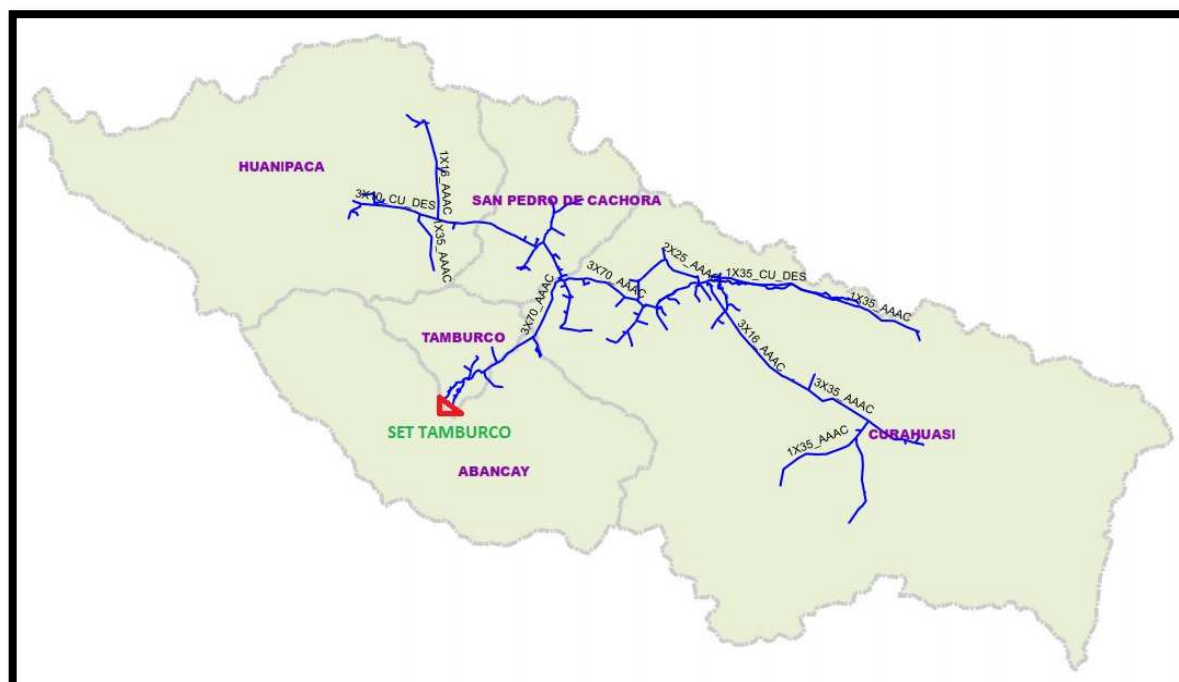
Fuente: GIS Electro Sur Este S.A.A. (noviembre 2016).

3.3.4. DESCRIPCIÓN DEL ALIMENTADOR TA-05

3.3.4.1. CONDUCTOR ELÉCTRICO

Los conductores eléctricos de las redes de media tensión del alimentador TA-05 son de aluminio del tipo AAAC (All Aluminium Alloy Conductors), con calibres desde 16 mm² hasta 120 mm², siendo la troncal del AMT TA-05 de 120 mm².

Figura 3.5: Línea troncal del Alimentador en Media Tensión TA-05



Fuente: Elaboración propia con datos del GIS Electro Sur Este S.A.A.

3.4. DESCRIPCIÓN OPERATIVA DEL ALIMENTADOR TA-05

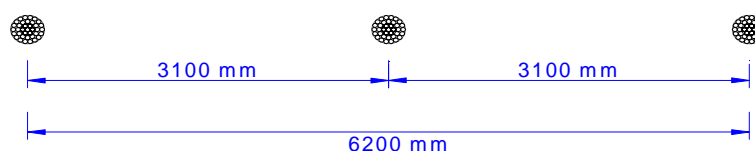
3.4.1. PARÁMETROS ELÉCTRICOS DEL ALIMENTADOR TA-057

A continuación, se muestran los parámetros eléctricos de alimentador TA-05.

3.4.1.1. PARÁMETROS ELÉCTRICOS DEL TRAMO 01:

La configuración dominante en el tramo 01 de la línea se muestra a continuación, donde se aprecian las distancias entre conductores para el respectivo cálculo del radio medio geométrico RMG y la DMG.

Figura 3.6: Distancias entre conductores – TRAMO 01



Fuente: Elaboración propia en base a datos de estructuras normalizadas

3.4.1.2. PARÁMETROS ELÉCTRICOS DEL TRAMO 02:

En este tramo se tiene una línea trifásica AAAC 3x70mm², a continuación, se muestran las características del tramo 02.

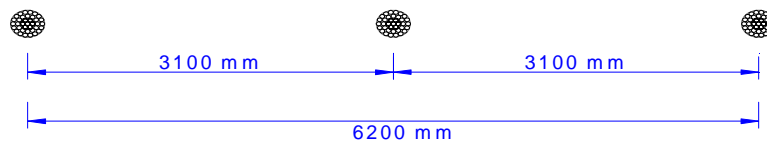
Tabla 3.2: Características del Tramo 02

CARACTERÍSTICA	DESCRIPCIÓN
Desde	Ccanabamba
Hasta	Curahuasi
Tipo de conductor	AAAC
Sección del conductor	70 mm ²
Resistencia (20°C)	0.458 Ω/km
Resistencia (75°C)	0.545 Ω /km
Radio Medio Geométrico (RMG)	3.97 mm
Material de soporte	Concreto y Madera
Tipo de Armados	ATH8
Longitud	4.9 km

Fuente: Elaboración propia en con ayuda del software ArcGis).

En el tramo 02, predomina el armado de la estructura AT H6, y por fines académicos se generaliza esta configuración con el motivo de calcular los parámetros eléctricos que caracterizan a este tramo, en la siguiente figura se muestran las distancias entre conductores de mencionado tramo.

Figura 3.7: Distancias entre conductores – TRAMO 02



Fuente: Elaboración propia en base a datos de estructuras normalizadas.

Los parámetros eléctricos del tramo 02 se determinaron con ayuda del software Digsilent 14.1.3, basadas en la teoría que se define en el capítulo II del presente trabajo de tesis, citados parámetros eléctricos se muestran en la siguiente tabla.

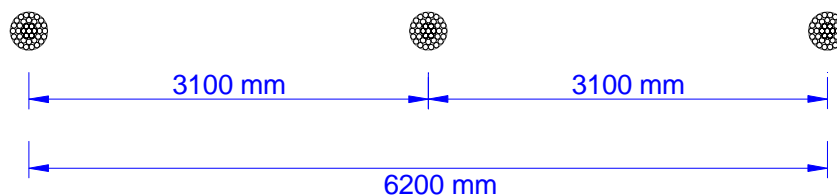
Tabla 3.3: Parámetros Eléctricos del Tramo 02

PARÁMETROS ELÉCTRICOS	SECUENCIA POSITIVA	SECUENCIA CERO
Resistencia (Ω/km)	0.458	0.63565
Reactancia (Ω/km)	0.49537	1.7129
Capacitancia ($\mu\text{F}/\text{km}$)	0.0086	0.00562
Susceptancia ($\mu\text{S}/\text{km}$)	3.242	2.119

Fuente: Elaboración propia con el software Digsilent 14.1.3 (setiembre del 2016)

3.4.1.3. PARÁMETROS ELÉCTRICOS DEL TRAMO 03

Figura 3.8: Distancias entre conductores – TRAMO 03



Fuente: Elaboración propia en base a datos de estructuras normalizadas.

Los parámetros eléctricos del tramo 03 se determinaron con ayuda del software Digsilent 14.1.3, basadas en la teoría que se define en el capítulo II del presente trabajo de tesis, citados parámetros eléctricos se muestran en la siguiente tabla.

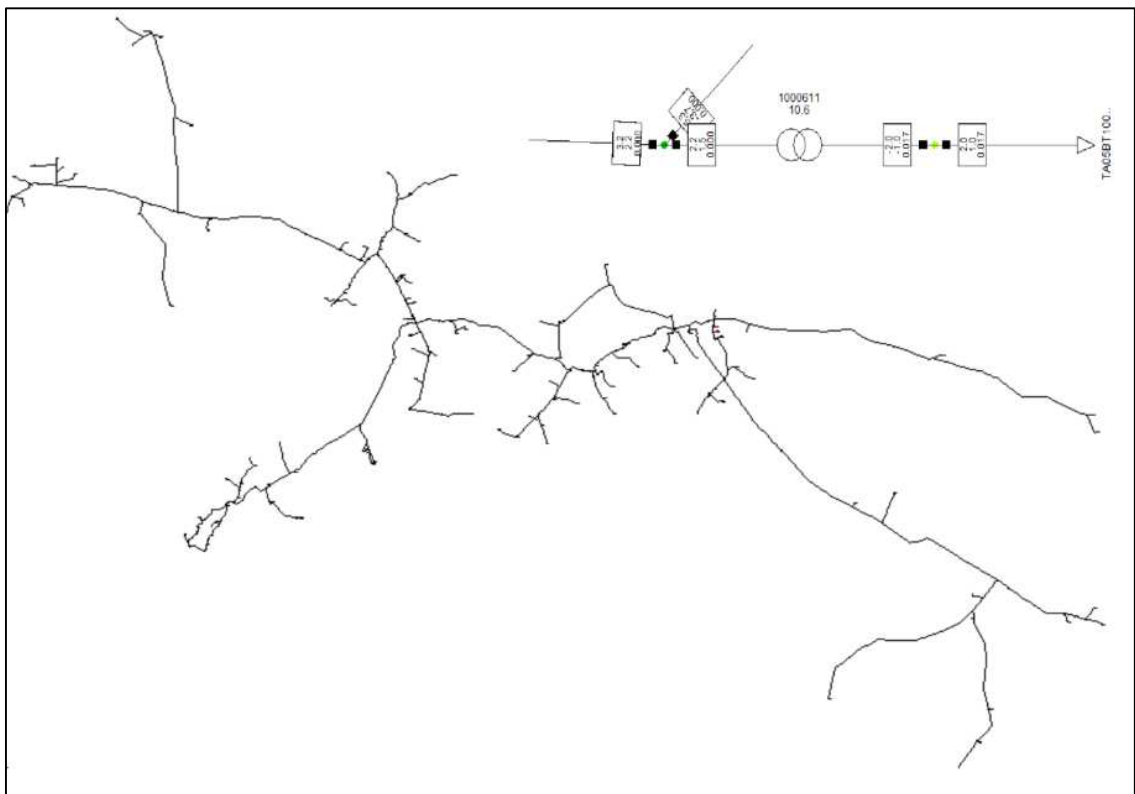
Tabla 3.4: Parámetros Eléctricos del Tramo 03

PARÁMETROS ELÉCTRICOS	SECUENCIA POSITIVA	SECUENCIA CERO
Resistencia (Ω/km)	1.16	1.3377
Reactancia (Ω/km)	0.5303	1.7478
Capacitancia ($\mu\text{F}/\text{km}$)	0.00802	0.00537
Susceptancia ($\mu\text{S}/\text{km}$)	3.242	2.119

Fuente: Elaboración propia con ayuda del software Digsilent 14.1.3. (setiembre del 2016).

3.4.2. FLUJO DE POTENCIA EN EL ALIMENTADOR TA-05

Figura 3.9: Diagrama unifilar de flujo de potencia del AMT TA-05

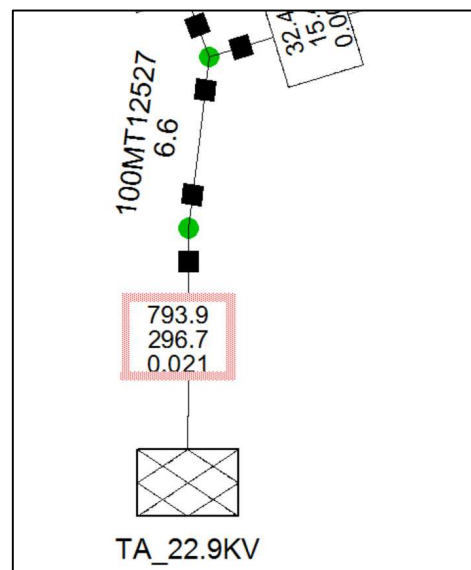


Fuente: Diagrama unifilar proporcionado por Electro Sur Este S.A.A.

3.4.2.1. RESULTADOS DEL FLUJO DE POTENCIA EN LAS LÍNEAS

El flujo de potencia en las líneas del alimentador TA-05, se muestran en la Tabla N° 3.2, donde se aprecia que la potencia activa total de la línea es de 793.9 kW y la potencia reactiva total del sistema es de 296.7 kVAR, esto indica que el alimentador TA-05 es más inductivo que capacitivo, esto debido a los transformadores de distribución y la línea propiamente dicha.

Figura 3.10: Sumatoria de potencias del alimentador TA-05



Fuente: Elaboración propia.

El flujo de potencia varía de acuerdo a diversas circunstancias como por ejemplo la hora del día la estación del año, entre otros, a mencionadas circunstancias se denomina escenarios de simulación, los cuales no se tocarán en este trabajo de tesis por encontrarse fuera de los alcances además se no ser objetivo principal

3.4.3. PERFIL DE TENSIÓN EN EL ALIMENTADOR TA-05

En la siguiente tabla, se muestra el perfil de tensiones del AMT TA-05 en un escenario estándar de operación.

Tabla 3.5. Resultados de flujo de potencia

NODO	TENSION NOMINAL	TENSION EN PU FASE A	TENSION EN PU FASE B	TENSION EN PU FASE C	ANGULO DE FASE A	ANGULO DE FASE B	ANGULO DE FASE C
ESE100NMT001603	22.9	0.9916206	0.992453	0.9955303	-0.01630476	-120.1328	120.0765
ESE100NMT001618	22.9	0.991227	0.992158	0.9950459	-0.00189075	-120.1262	120.0771
ESE100NMT001629	22.9	0.9937664	0.9932754	0.9974379	-0.03196266	-120.1548	120.0769
ESE100NMT001631	22.9	0.9937503	0.9932592	0.9974218	-0.03151714	-120.1543	120.0774
ESE100NMT001651	22.9	0.9936638	0.9931727	0.9973355	-0.0290343	-120.1518	120.0798
ESE100NMT001663	22.9	0.9990875	0.9978958	1.000621	-0.04195546	-120.0968	120.1016
ESE100NMT001664	22.9	0.9990857	0.9978943	1.00062	-0.04197585	-120.0967	120.1017
ESE100NMT001666	22.9	0.9990854	0.9978942	1.00062	-0.04197893	-120.0967	120.1017
ESE100NMT001686	22.9	0.9939898	0.9924255	0.9985068	-0.03135338	-120.2306	120.0315
ESE100NMT001728	22.9	1.000047	0.9987719	1.001041	-0.03900515	-120.0745	120.1172
ESE100NMT001729	22.9	1.000046	0.9987589	1.001033	-0.03898078	-120.0746	120.1178
ESE100NMT001730	22.9	1.000045	0.9987501	1.001028	-0.03896372	-120.0746	120.1182
ESE100NMT001737	22.9	1.000043	0.9986909	1.000994	-0.03895196	-120.0748	120.1209
ESE100NMT001741	22.9	1.000042	0.9986529	1.000973	-0.03898915	-120.075	120.1227
ESE100NMT001745	22.9	1.000042	0.9986166	1.000953	-0.03901753	-120.0752	120.1244
ESE100NMT001746	22.9	1.000042	0.9986166	1.000953	-0.03902451	-120.0752	120.1244
ESE100NMT001747	22.9	1.000042	0.9986166	1.000953	-0.03903079	-120.0752	120.1244
ESE100NMT001748	22.9	1.000042	0.9986166	1.000953	-0.0390356	-120.0752	120.1244
ESE100NMT001753	22.9	1.000042	0.9986166	1.000953	-0.03904794	-120.0752	120.1244
ESE100NMT001755	22.9	1.000042	0.9986166	1.000953	-0.03904908	-120.0752	120.1244
ESE100NMT001765	22.9	0.9990892	0.9978972	1.000622	-0.04193563	-120.0968	120.1016
ESE100NMT001823	22.9	0.9971513	0.6154222	0.9997244	-0.04508404	-7.550275	120.0758
ESE100NMT001824	22.9	0.9971513	0.6154222	0.9997244	-0.04508396	-7.550275	120.0758
ESE100NMT001848	22.9	0.9956183	0.9943719	0.9988409	-0.04590513	-120.1803	120.0581
ESE100NMT001849	22.9	0.9956176	0.9943722	0.9988426	-0.04589969	-120.1803	120.0581
ESE100NMT001864	22.9	0.9956015	0.9943786	0.9988774	-0.04571662	-120.1811	120.058
ESE100NMT001874	22.9	0.9955884	0.9943958	0.998907	-0.0456342	-120.1816	120.0581
ESE100NMT001875	22.9	0.9955882	0.9943971	0.9989107	-0.04569276	-120.1817	120.0581
ESE100NMT001876	22.9	0.9955881	0.9943983	0.998914	-0.04574639	-120.1817	120.0581
ESE100NMT001971	22.9	0.9933843	0.9912757	0.9981609	-0.01895437	-120.2488	120.0086
ESE100NMT001976	22.9	0.9932567	0.9910643	0.9980831	-0.01599558	-120.2515	120.0048
ESE100NMT001986	22.9	0.9929834	0.9906219	0.9979161	-0.00585383	-120.2497	120.0076
ESE100NMT001994	22.9	0.9929007	0.9904725	0.9978916	-0.00198399	-120.248	120.0094
ESE100NMT001999	22.9	0.9931319	0.9908141	0.9980267	-0.01097753	-120.2534	120.0038
ESE100NMT002002	22.9	0.9931175	0.9907935	0.9980192	-0.01046736	-120.2532	120.0042
ESE100NMT002012	22.9	0.9956033	0.9944309	0.9989844	-0.0468908	-120.1824	120.058
ESE100NMT002019	22.9	0.9955109	0.9943886	0.9989401	-0.04671677	-120.1813	120.0589
ESE100NMT002020	22.9	0.9954694	0.9943636	0.9989069	-0.04636956	-120.1807	120.0593

Fuente: Elaboración Propia con ayuda del software DigSilent

NODO	TENSION NOMINAL	TENSION EN PU FASE A	TENSION EN PU FASE B	TENSION EN PU FASE C	ANGULO DE FASE A	ANGULO DE FASE B	ANGULO DE FASE C
ESE100NMT002021	22.9	0.9954258	0.9943374	0.9988719	-0.04600387	-120.1801	120.0598
ESE100NMT002027	22.9	0.9951656	0.9941808	0.9986631	-0.04379666	-120.1763	120.0626
ESE100NMT002030	22.9	0.9950608	0.994118	0.9985792	-0.04288622	-120.1748	120.0637
ESE100NMT002039	22.9	0.994673	0.9938469	0.9982406	-0.03959225	-120.1684	120.0678
ESE100NMT002055	22.9	0.9940209	0.9934149	0.9976632	-0.03438187	-120.1582	120.0751
ESE100NMT002056	22.9	0.9939867	0.9933923	0.9976329	-0.03410031	-120.1576	120.0755
ESE100NMT002066	22.9	0.9937629	0.993274	0.9974349	-0.03194755	-120.1547	120.0769
ESE100NMT002075	22.9	0.9934626	0.9931609	0.9971801	-0.03068653	-120.1521	120.0768
ESE100NMT002083	22.9	0.9931235	0.9930533	0.9968974	-0.02973716	-120.1495	120.0761
ESE100NMT002090	22.9	0.9928468	0.9929636	0.9966682	-0.0289377	-120.1471	120.076
ESE100NMT002108	22.9	0.9922013	0.9927543	0.9961335	-0.02621484	-120.1406	120.0765
ESE100NMT002115	22.9	0.9918812	0.9926554	0.9958633	-0.02391329	-120.137	120.0772
ESE100NMT002117	22.9	0.9918557	0.9926353	0.9958302	-0.02324453	-120.1366	120.0771
ESE100NMT002122	22.9	0.9917333	0.9925388	0.9956714	-0.01994697	-120.1346	120.0766
ESE100NMT002127	22.9	0.991697	0.9925102	0.9956243	-0.01894153	-120.134	120.0765
ESE100NMT005593	22.9	1.000053	0.9988539	1.001088	-0.03913443	-120.0744	120.1134
ESE100NMT005630	22.9	0.9939608	0.9933661	0.9976101	-0.0340046	-120.157	120.0762
ESE100NMT006556	22.9	1.000047	0.9987656	1.001037	-0.03899342	-120.0746	120.1175
ESE100NMT007031	22.9	0.9929453	0.9905629	0.9978962	-0.00430773	-120.2488	120.0085
ESE100NMT007034	22.9	0.993018	0.9906667	0.9979419	-0.00704856	-120.2506	120.0067
ESE100NMT007235	22.9	0.9937008	0.9932498	0.997382	-0.03168056	-120.1542	120.0769
ESE100NMT007236	22.9	0.9937004	0.9932494	0.9973817	-0.03167264	-120.1542	120.0769
ESE100NMT007642	22.9	0.993653	0.9917876	0.998313	-0.02457612	-120.2407	120.0188
ESE100NMT008125	22.9	0.9932561	0.9910636	0.9980831	-0.01600796	-120.2516	120.0047
ESE100NMT008162	22.9	0.9931363	0.990914	0.9980985	-0.01723374	-120.2621	119.9866
ESE100NMT008179	22.9	0.9930641	0.990824	0.9981075	-0.01664186	-120.267	119.9771
ESE100NMT008186	22.9	0.9930392	0.9907903	0.9981105	-0.01623747	-120.2685	119.9738
ESE100NMT008200	22.9	0.9929455	0.9906508	0.9981242	-0.01300926	-120.2725	119.9617
ESE100NMT008211	22.9	0.9929028	0.990617	0.9980949	-0.0137087	-120.2714	119.962
ESE100NMT008212	22.9	0.9928992	0.9906146	0.9980931	-0.01384372	-120.2713	119.962
ESE100NMT008795	22.9	0.9999643	0.9987654	1.001044	-0.03941641	-120.0765	120.1123
ESE100NMT008826	22.9	0.9995657	0.9983688	1.000851	-0.04056158	-120.0861	120.1072
ESE100NMT008851	22.9	0.999168	0.9979732	1.000661	-0.04166996	-120.0958	120.1022
ESE100NMT008856	22.9	0.9991048	0.9979103	1.000631	-0.04184226	-120.0973	120.1014
ESE100NMT008877	22.9	0.9985397	0.9973465	1.000366	-0.04298969	-120.1113	120.094
ESE100NMT008880	22.9	0.9984671	0.9972744	1.000332	-0.04311144	-120.1131	120.0931
ESE100NMT008886	22.9	0.9981942	0.9970034	1.000207	-0.04356395	-120.1198	120.0896
ESE100NMT008890	22.9	0.9981248	0.9969345	1.000175	-0.04368608	-120.1215	120.0887
ESE100NMT008906	22.9	0.9976423	0.9964556	0.9999536	-0.04450656	-120.1334	120.0825

Fuente: Elaboración Propia con ayuda del software DigSilent

NODO	TENSION NOMINAL	TENSION EN PU FASE A	TENSION EN PU FASE B	TENSION EN PU FASE C	ANGULO DE FASE A	ANGULO DE FASE B	ANGULO DE FASE C
ESE100NMT008916	22.9	0.997158	0.995975	0.9997313	-0.04530133	-120.1452	120.0763
ESE100NMT008949	22.9	0.9956215	0.9944562	0.9990294	-0.04768528	-120.1829	120.0576
ESE100NMT008958	22.9	0.9954061	0.994194	0.9989595	-0.04561052	-120.1891	120.0542
ESE100NMT008960	22.9	0.9953188	0.9940876	0.9989311	-0.04475642	-120.1916	120.0528
ESE100NMT008961	22.9	0.9952744	0.9940329	0.9989169	-0.04432491	-120.1929	120.0521
ESE100NMT008974	22.9	0.9950393	0.9937413	0.9988459	-0.04190907	-120.1999	120.0484
ESE100NMT008992	22.9	0.9944859	0.9930556	0.9986784	-0.03617684	-120.2163	120.0398
ESE100NMT009000	22.9	0.9942733	0.9927989	0.9986253	-0.03377822	-120.2229	120.0368
ESE100NMT009002	22.9	0.9941702	0.9926925	0.998591	-0.03329002	-120.2257	120.0358
ESE100NMT009006	22.9	0.9940919	0.9926118	0.998565	-0.03291793	-120.2278	120.035
ESE100NMT009018	22.9	0.9939901	0.9924257	0.9985068	-0.03135264	-120.2306	120.0315
ESE100NMT009027	22.9	0.9939352	0.9923242	0.9984744	-0.03041035	-120.2322	120.0295
ESE100NMT009028	22.9	0.99393	0.9923145	0.9984714	-0.03031109	-120.2323	120.0293
ESE100NMT009035	22.9	0.9938906	0.9922409	0.9984482	-0.02955124	-120.2335	120.0279
ESE100NMT009052	22.9	0.9937755	0.9920214	0.9983824	-0.02718755	-120.237	120.0235
ESE100NMT009068	22.9	0.9936531	0.9917877	0.998313	-0.02457584	-120.2407	120.0188
ESE100NMT009105	22.9	0.9933857	0.991277	0.9981615	-0.01881132	-120.2488	120.0086
ESE100NMT009116	22.9	0.9932976	0.9911073	0.9981146	-0.01664541	-120.2516	120.0054
ESE100NMT009137	22.9	0.9995653	0.9983683	1.000851	-0.0405488	-120.0861	120.1072
ESE100NMT009140	22.9	0.9985396	0.9973464	1.000365	-0.04298953	-120.1113	120.094
ESE100NMT009144	22.9	0.9985369	0.9973418	1.000361	-0.04297469	-120.1111	120.0941
ESE100NMT009145	22.9	0.9952741	0.9940325	0.9989165	-0.04431478	-120.1929	120.0521
ESE100NMT009151	22.9	0.9952618	0.9940202	0.9989042	-0.04395402	-120.1925	120.0525
ESE100NMT009161	22.9	0.9944863	0.9930554	0.9986776	-0.03617595	-120.2163	120.0398
ESE100NMT009162	22.9	0.9944871	0.9930549	0.9986762	-0.03617403	-120.2163	120.0398
ESE100NMT009163	22.9	0.9944878	0.9930546	0.9986749	-0.03617707	-120.2163	120.0398
ESE100NMT009165	22.9	0.9942704	0.9927879	0.9986312	-0.03348418	-120.223	120.0368
ESE100NMT009166	22.9	0.9939343	0.9923237	0.9984743	-0.03043573	-120.2322	120.0295
ESE100NMT009167	22.9	0.9933855	0.9912769	0.9981614	-0.01882416	-120.2488	120.0086
ESE100NMT009168	22.9	0.9933849	0.9912764	0.9981612	-0.01887032	-120.2488	120.0086
ESE100NMT009169	22.9	0.9933847	0.9912763	0.9981612	-0.01888081	-120.2487	120.0086
ESE100NMT009175	22.9	0.9933825	0.9912752	0.9981607	-0.01896339	-120.2487	120.0086
ESE100NMT009176	22.9	0.9932926	0.9911021	0.9981101	-0.016526	-120.2515	120.0054
ESE100NMT009179	22.9	0.9932624	0.9910711	0.9980832	-0.01581056	-120.251	120.0057
ESE100NMT009689	22.9	0.9955898	0.9944066	0.9989307	-0.04603505	-120.1819	120.0582
ESE100NMT009694	22.9	0.995588	0.9943989	0.9989158	-0.04577466	-120.1817	120.0581
ESE100NMT009709	22.9	0.9971519	0.6154222	0.9997255	-0.04513789	-7.550275	120.0758
ESE100NMT009938	22.9	0.9932346	0.9910433	0.9980554	-0.01500943	-120.2502	120.0065
ESE100NMT009951	22.9	0.9936633	0.9931721	0.9973349	-0.0290175	-120.1518	120.0799

Fuente: Elaboración Propia con ayuda del software DigSilent

NODO	TENSIÓN NOMINAL	TENSIÓN EN PU FASE A	TENSIÓN EN PU FASE B	TENSIÓN EN PU FASE C	ANGULO DE FASE A	ANGULO DE FASE B	ANGULO DE FASE C
ESE100NMT009973	22.9	0.993935	0.9933398	0.9975905	-0.03472327	-120.1566	120.0767
ESE100NMT010137	22.9	0.9956114	0.9944501	0.9990213	-0.04759737	-120.1827	120.0577
ESE100NMT010138	22.9	0.9956211	0.9944558	0.9990286	-0.04767051	-120.1829	120.0576
ESE100NMT010172	22.9	1.000045	0.9987391	1.001021	-0.0389419	-120.0746	120.1187
TA05-40	22.9	1.000057	0.9988565	1.00109	-0.0391957	-120.0744	120.1134

Fuente: Elaboración Propia con ayuda del software DigSilent

3.5. ANÁLISIS DEL AISLAMIENTO DEL ALIMENTADOR TA-05

3.5.1. SISTEMA DE PUESTAS A TIERRA

El Alimentador de Media Tensión TA-05, cuenta con un sistema de puesta a tierra múltiple, ubicados en subestaciones de distribución, equipos de protección contra sobretensiones y Sobrecorriente, todos los sistemas a puesta a tierra del Alimentador TA-05 poseen un pozo de puesta a tierra y estos a su vez éstos están compuestos de una varilla de cobre en disposición vertical, a excepción de la salida del AMT en la Subestación de Transformación Tamburco que posee un sistema de malla enterrada.

Se realizan mantenimientos periódicos a los sistemas de puesta a tierra, sin embargo la zona geográfica amerita mayor control y dedicación, debido a que en su mayoría es terreno rocoso y caliche (piedra volcánica con resistividad aproximada de 1000 Ω -metro).

Tabla 3.6. Relación de puestas a tierra instalados en el alimentador TA-05

ITEM	CÓDIGO NODO MEDIA TENSIÓN	CÓDIGO PUESTA A TIERRA	RESISTENCIA DE PUESTA A TIERRA (Ω)
1	ESE100NMT001603	ESE100PTM000868	6
2	ESE100NMT001661	ESE100PTM000110	5
3	ESE100NMT001686	ESE100PTM001883	10.8
4	ESE100NMT001695	ESE100PTM000867	22
5	ESE100NMT001758	ESE100PTM001895	11
6	ESE100NMT001970	ESE100PTM000689	9.6
7	ESE100NMT006532	ESE100PTM000983	12
8	ESE100NMT006536	ESE100PTM000984	10
9	ESE100NMT006541	ESE100PTM000985	13
10	ESE100NMT006543	ESE100PTM000986	11

Fuente: Elaboración Propia de los autores

ITEM	CÓDIGO NODO MEDIA TENSIÓN	CÓDIGO PUESTA A TIERRA	RESISTENCIA DE PUESTA A TIERRA (Ω)
11	ESE100NMT006545	ESE100PTM000987	11
12	ESE100NMT006548	ESE100PTM000988	12
13	ESE100NMT006551	ESE100PTM000989	8
14	ESE100NMT006553	ESE100PTM000990	11
15	ESE100NMT006601	ESE100PTM001083	82
16	ESE100NMT007198	ESE100PTM001349	14
17	ESE100NMT008125	ESE100PTM001419	9.5
18	ESE100NMT008214	ESE100PTM001422	7.6
19	ESE100NMT008220	ESE100PTM001423	10.8
20	ESE100NMT009137	ESE100PTM001689	16
21	ESE100NMT009140	ESE100PTM001892	11
22	ESE100NMT009145	ESE100PTM001891	16.6
23	ESE100NMT009161	ESE100PTM001889	16.6
24	ESE100NMT009164	ESE100PTM001888	19.8
25	ESE100NMT009166	ESE100PTM001884	9.8
26	ESE100NMT009167	ESE100PTM001885	11.6
27	ESE100NMT009176	ESE100PTM001886	12.1
28	ESE100NMT009710	ESE100PTM001690	10
29	ESE100NMT009711	ESE100PTM001691	10
30	ESE100NMT009711	ESE100PTM001692	10
31	ESE100NMT009711	ESE100PTM001693	10
32	ESE100NMT009930	ESE100PTM001878	20
33	ESE100NMT010137	ESE100PTM001894	14
34	ESE100NMT010138	ESE100PTM001893	14
35	ESE100NMT010172	ESE100PTM001909	5.8
36	ESE100NMT010172	ESE100PTM001908	5.2

Fuente: Elaboración Propia de los autores

3.5.2. SISTEMA DE PARARRAYOS DE LÍNEA

En el recorrido del Alimentador TA-05 se tienen pararrayos de línea para minimizar el impacto de las sobretensiones del sistema por ser este vulnerable a descargas atmosféricas debido a su elevado nivel isoceraunico, sin embargo la incidencia de rayos en el alimentador TA-05 es tal que mencionados equipos de protección frente a sobretensiones llegan a fundirse por la intensidad y periodicidad de los rayos.

Las características eléctricas y constructivas de los pararrayos instalados en el AMT TA-05 se muestran a continuación, donde se aprecia que están diseñados

con un BIL de 175kV, el cual teóricamente es adecuado para soportar sobretensiones atmosféricas y además es adecuado para el nivel isoceraunico al cual pertenece el AMT TA-05.

A continuación, se muestra la relación de pararrayos instalados en el TA-05, donde se aprecia que hacen un total de 120 pararrayos de línea.

Tabla 3.7. Especificaciones técnicas de pararrayos existentes

Nro.	Descripción	Unidad	Requerido	Garantizado
1	Norma de Fabricación y Pruebas		IEC 60099-4	IEC 60099-4
2	Clase de Descarga de la Línea		2	2
3	Instalación		Exterior	Exterior
4	Tensión Nominal de la Red	kV	23	23
5	Tensión Máxima de Servicio	kV	25,5	25,5
6	Frecuencia Nominal	Hz	60	60
7	Tensión Nominal del Pararrayos	kV	21	21
8	Tensión de Operación Continua (COV)	kV	17	17
9	Corriente Nominal de Descarga en Onda 8/20	kA	10	10
10	Tensión Residual Máxima a Corriente Nominal de Descarga (10 kA - 8/20)	kV	62,5	58
11	Material de las Resistencias NO Lineales		OXIDO DE ZINC	Óxido de zinc
12	Masa del Pararrayos	kg		1,85
13	Altitud de Operación	msnm	entre 2500 y 5000	Yes
14	Características del Aislador			
14.1	Material		GOMA SILICON	GOMA SILICON
14.2	Nivel de Aislamiento al Impulso 1,2/50	kV	170	194
14.3	Longitud de Línea de Fuga Mínima (fase-tierra)	mm	784	8835425

Fuente. Elaboración propia en base a datos proporcionados por Electro Sur Este S.A.A.

3.5.3. AISLADORES DE LÍNEA

El Alimentador TA-05 posee en su mayoría pararrayos poliméricos y de porcelana, existen en muy pocos lugares aisladores de vidrio, los aisladores poliméricos representan el 60% aproximado del total mientras que los de porcelana un 30%, el resto son de vidrio.

Los aisladores poliméricos instalados a lo largo del TA-05, son de tipo suspensión y están constituidos por un aislamiento elastómero de Goma de silicona, y el núcleo del aislador es una barra de Acero que otorga una gran resistencia mecánica a la flexión y torsión.

La herrajería está fabricada en bronce forjado y acero galvanizado. Estos aisladores se emplean como suspensión y anclaje de fines de línea, subestaciones aéreas de distribución, la línea de fuga del aislador es de 703 mm, con 9 aletas.

3.6. EL ALIMENTADOR TA-05 Y LA NTCSER

OSINERGMIN⁵ estableció la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE) y la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos Rurales (NTCSER) en 1997 para fijar los niveles mínimos de calidad bajo la Ley de Concesiones Eléctricas. La primera norma se aplica a los sectores tipo 1, 2 y 3, mientras la segunda se aplica a los sectores tipo 4 y 5. En ambos casos, la calidad consiste de tres aspectos compuestos por indicadores, así como una forma de control, un nivel de tolerancia y penalidad por incumplimiento de cada indicador. Bajo estas normas, la frecuencia y duración de interrupciones en el servicio eléctrico es un indicador de calidad técnica, evaluado para cada usuario semestralmente. Los indicadores técnicos utilizados son SAIFI y SAIDI:

SAIFI = Frecuencia media de interrupción por usuario del sistema eléctrico

SAIDI = Duración media de interrupción por usuario del sistema eléctrico

⁵ Siglas del Organismo Supervisor de Energía y Minas OSINERGMIN.

Tabla 3.8. Desempeño esperado de Electricidad de media tensión 2008-2011

Sector Típico	2008		2009		2010		2011	
	SAIFI	SAIDI	SAIFI	SAIDI	SAIFI	SAIDI	SAIFI	SAIDI
1	3	7.5	3	7.5	3	7	3	6.5
2	11	20	9	16	7	13	5	9
3	13	24	11	20	9	16	7	12
4	16	32	15	29	13	27	12	24
5	20	50	19	47	17	43	16	40
Especial	12	27	12	27	12	27	12	27

Fuente: Resolución OSINERGMIN N° 590-2007-OS/CD

3.6.1. CALIDAD DE PRODUCTO

La NTCSER considera en la calidad de producto a la calidad de tensión y frecuencia. En el presente trabajo de tesis se tomará solamente como variable a la tensión, mas no a la frecuencia.

Según la norma se considera una tolerancia de +-5% de la tensión nominal en este caso 22.9kV, siendo los valores límites de 24.05kV y de 21.76kV., según la Tabla N° 3.5, se aprecia que el perfil de tensiones, se encuentran dentro de los parámetros establecidos.

3.6.2. CALIDAD DE SUMINISTRO

La calidad de suministro de energía eléctrica del Alimentador TA-05, es de prioridad para este estudio, por consiguiente, se consideran las estadísticas de fallas que se analizan en el anexo H del presente, además del reporte del Anexo I, al OSINERGMIN por parte de ELECTRO SUR ESTE S.A.A.

En la Tabla 3.9., se muestra los valores se encuentran por encima del límite establecido del SAIFI en el periodo del 2014 al 2015, donde se aprecia que en el segundo semestre del 2015 se tuvo el valor más elevado (66.93), estableciendo la NTCSER una tolerancia de 8 para ese año.

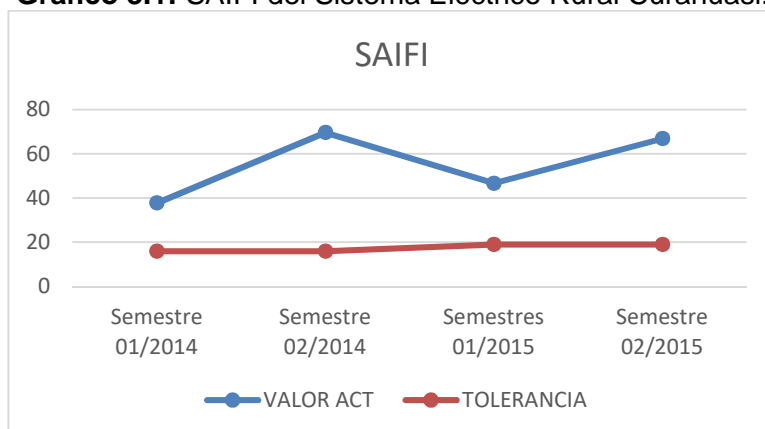
Tabla 3.9. SAIFI del Sistema Eléctrico Rural Curahuasi.

PERIODO	SAIFI	
	VALOR ACTUAL	TOLERANCIA
Semestre 01/2014	37.8	8
Semestre 02/2014	69.65	8
Semestre 01/2015	46.73	8
Semestre 02/2015	66.93	8

Fuente: Elaboración propia, datos obtenidos del reporte semestral del "procedimiento para supervisión de la operación de los sistemas eléctricos-Resolución N° 074-2004-OS/CD.

En el Gráfico 3.1., se aprecia que a medida que incrementa el SAIFI del sistema, disminuye la tolerancia establecida por la NTCSE.

Gráfico 3.1: SAIFI del Sistema Eléctrico Rural Curahuasi.



Fuente: Elaboración propia, datos obtenidos del reporte mensual del "procedimiento para supervisión de la operación de los sistemas eléctricos-Resolución N° 074-2004-OS/CD" [16].

En la Tabla 3.10., se muestra los valores se encuentran por encima del límite establecido del SAIDI en el periodo del 2014 al 2015, donde se aprecia que en el segundo semestre del 2014 se tuvo el valor más elevado (165.68), estableciendo la NTCSE una tolerancia de 20 para ese año.

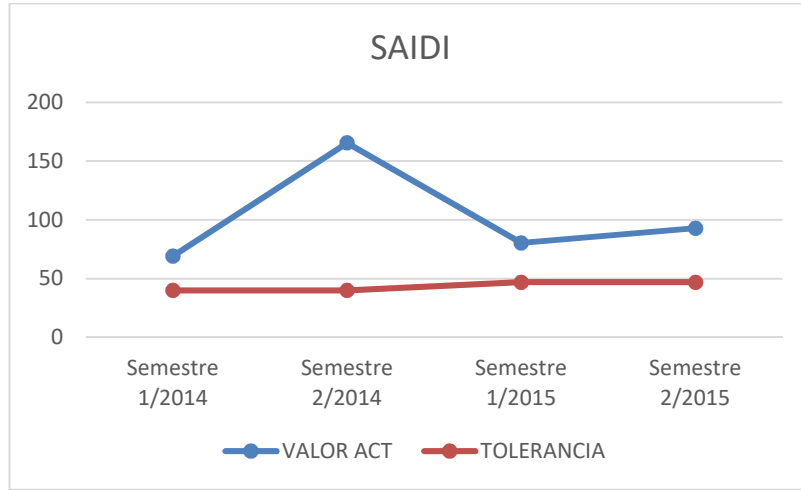
Tabla 3.10. SAIDI del Sistema Eléctrico Rural Curahuasi.

PERIODO	SAIDI	
	VALOR ACTUAL	TOLERANCIA
Semestre 01/2014	69.3	20
Semestre 02/2014	165.58	20
Semestre 01/2015	80.53	20
Semestre 02/2015	92.95	20

Fuente: Elaboración propia, datos obtenidos del reporte mensual del "procedimiento para supervisión de la operación de los sistemas eléctricos-Resolución N° 074-2004-OS/CD.

En el Gráfico 3.2., se aprecia que a medida incrementa el SAIDI del sistema, disminuye la tolerancia establecida por la NTCSEER.

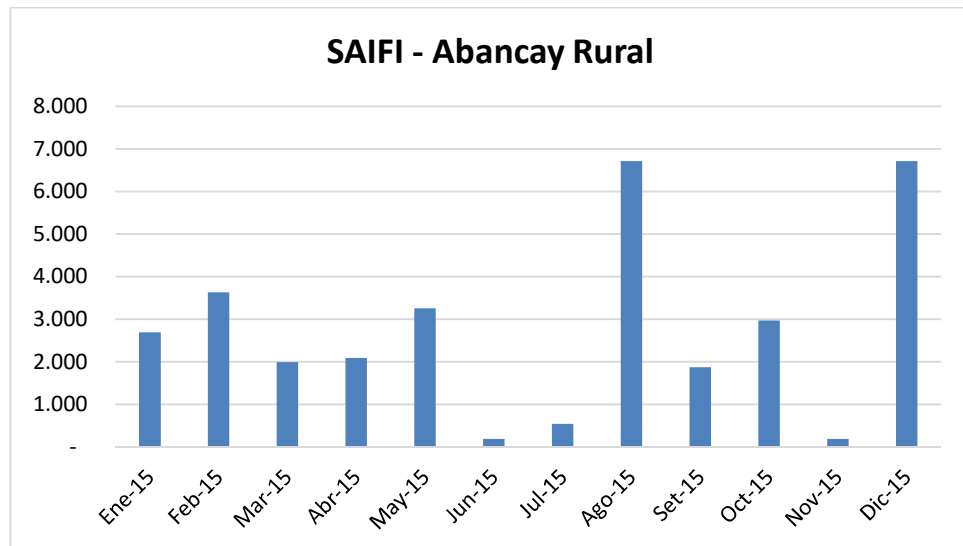
Gráfico 3.2: SAIDI del Sistema Eléctrico Rural Curahuasi



Fuente: Elaboración propia, datos obtenidos del reporte mensual del "procedimiento para supervisión de la operación de los sistemas eléctricos-Resolución N° 074-2004-OS/CD" [4].

El SAIFI correspondiente al 2015, se muestra a continuación.

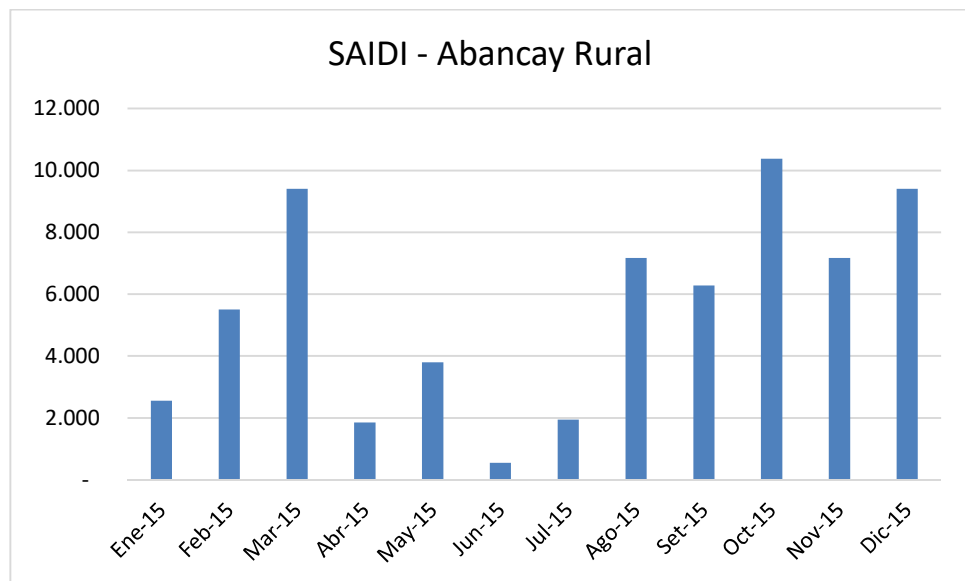
Gráfico 3.3: SAIFI – Abancay Rural



Fuente: Elaboración propia en base a datos proporcionados por Electro Sur Este S.A.A.

El SAIDI del alimentador TA-05, durante el 2015 asciende a 66.07, el cual muestra una clara infracción a la NTCSE, que tiene como tolerancia de 40, la evolución del SAIDI mensual del 2015 se muestra en el Gráfico 3.4, donde se aprecia que los meses de marzo, octubre y diciembre tiene valores elevados respecto al resto, siendo el valor más alto registrado el mes de octubre (10.38).

Gráfico 3.4: SAIDI – Abancay Rural



Fuente: Elaboración propia en base a datos proporcionados por Electro Sur Este S.A.A.

3.6.3. NÚMERO DE INTERRUPCIONES DEL SISTEMA

Según los reportes emitidos por la empresa Electro Sur Este S.A.A., (Anexo I) de donde verificamos que las interrupciones por descargas atmosféricas en el alimentador de media tensión TA-05, en los periodos 2014 y 2015 son los que se muestran en la Tabla 3.11 que mostramos a continuación:

Tabla 3.11. Interrupciones por descargas atmosféricas.

AÑO	PERIODO	
	2014	2015
REPORTE DE TOTAL DE DESCARGAS	59	60

Fuente: Elaboración propia de los reportes de la empresa Electro Sur Este S.A.A.

CAPÍTULO IV

**ALTERNATIVAS DE SOLUCIÓN PARA
REDUCIR LAS INTERRUPCIONES DE
SUMINISTRO EN EL AMT TA-05**

CAPÍTULO IV

ALTERNATIVAS DE SOLUCIÓN PARA REDUCIR LAS INTERRUPCIONES DE SUMINISTRO EN EL AMT TA-05

4.1. INTRODUCCIÓN

El mejoramiento de la protección de un sistema eléctrico frente a sobrecorrientes y sobretensiones, hace más confiable, selectivo y continuo el servicio de suministro de energía, por consiguiente, es importante su consideración en la reducción de los valores SAIDI y SAIFI.

Los sistemas de potencia son concebidos, bajo las probabilidades y consideración de estos eventos, sin embargo, a través del tiempo se incrementan otros factores que hacen que el sistema presente diversas falencias frente a estos eventos, entre ellos está el incremento de carga, condiciones ambientales diferentes a la construcción de la línea, contaminación de los equipos de protección y aislamiento, deterioro y cumplimiento de la vida útil de los equipos de protección y aislamiento.

El presente capítulo trata del análisis de alternativas de solución para la reducción de las interrupciones de suministro de energía eléctrica del Alimentador TA-05, y hace énfasis en el mejoramiento de la protección del sistema frente a sobretensiones, presentes en el recorrido de la línea en estudio.

4.2. ALTERNATIVA 01: IMPLEMENTACIÓN DE PARARRAYOS DE LÍNEA

4.2.1. INTRODUCCIÓN

Los pararrayos de línea de media tensión cumplen la función de proteger al sistema frente sobretensiones de frente rápido y lento, estos equipos de protección son conectados a la línea por uno de sus bornes, y por el otro se conecta a tierra.

Generalmente se instalan pararrayos en nodos donde operan equipos de protección, maniobra o maquinas eléctricas estáticas, con la finalidad de proteger el equipo frente a sobretensiones e tipo maniobra o rayo, este último toma mayor importancia para el presente trabajo de tesis debido al elevado nivel isocerámico de la zona en estudio.

4.2.2. ALCANCES

Los alcances de esta alternativa de solución se limitan a la instalación de pararrayos de línea a través del recorrido del alimentador en media tensión TA-05.

4.2.3. CÁLCULOS JUSTIFICATIVOS

A continuación, se muestran los cálculos que se requieren para dimensionar los pararrayos que comprenden esta alternativa de solución.

4.2.3.1. CÁLCULO DE NIVELES DE AISLAMIENTO

Hay dos métodos para el cálculo del nivel de aislamiento: Un método convencional que es utilizado para tensiones menores a 300kV y un método estadístico que es utilizado para tensiones mayores a 300kV.

Como el Alimentador en Media Tensión TA-05 tiene un nivel de tensión de 22.9kV, se utiliza el método convencional.

El NPM (Nivel de protección al impulso tipo maniobra) que viene a ser igual a la máxima tensión residual para impulsos de corrientes de maniobra, 1kA.

El NPR (Nivel de protección para el impulso tipo rayo) viene a ser la tensión máxima residual para un impulso atmosférico a la corriente nominal de descarga, 10 kA.

Se aplica un factor de seguridad (KI) para relacionar el NPR y el BIL.

Este factor tiene un rango entre 1.2 y 1.4 siendo 1.25 un valor normalmente aplicado para niveles mayores a 52kV. Para niveles de tensión inferiores a 52kV, el valor KI más utilizado es 1.4.

Se aplica un factor de seguridad KM para relacionar el NPM y el BSL. Donde $KM = 1.15$

Existe un factor de seguridad que relaciona el BSL y el BIL y que depende del medio aislante así:

- Equipos sumergidos en aceite, $K=0.83$
- Equipos aislados al aire, $K=0.6$ a 0.75 .

A continuación, se escribe el procedimiento general para determinar el BIL de un equipo. Este procedimiento es válido para alturas inferiores a 1000 metros sobre el nivel del mar.

Obtener el NPR y el NPM del pararrayos.

Determinar el KI y el KM deseados.

Obtener el nivel mínimo de aislamiento al impulso atmosférico: $BIL = KI * NPR$.

Elegir el valor normalizado por encima del BIL encontrado, obteniéndose así el BIL normalizado del equipo en consideración (BILN).

Obtener el nivel mínimo de aislamiento al impulso de maniobra (BSL): $BSL = K * BILN$.

Obtener la relación entre BSL y NPM: $KF = BSL / NPM$.

El valor determinado en el paso anterior debe ser mayor o igual a KM: $KF \geq KM$.

Es suficiente con especificar el BIL del equipo ya que el BSL está directamente relacionado.

Para el dimensionamiento de los pararrayos de línea, se determinará el BIL con el procedimiento anterior.

Determinar el NPR y NPM del pararrayos.

Tabla 4.1. Tabla de cálculo de NPR y NPM según la tensión máxima de operación

Rated Voltage [kVrms]	Max. Continuous operating voltage [kVcrest]	Max. Residual voltage at indicate impulse current at 8/20 us				* Max. Switching surge protective level			** Steep current impulse residual voltage	
		[kVcrest]				[kVcrest]			[kVcrest]	
		V5kA	V10kA	V20kA	V40kA	500A	1000A	2000A	10kA	20kA
3	2.6	7.3	8.05	9.23	11.2	6.17	6.44	6.76	8.85	10.2
4.5	3.9	11.0	12.1	13.9	16.7	9.26	9.65	10.1	13.3	15.3
6	5.1	14.7	16.1	18.5	22.3	12.31	12.9	13.5	17.7	20.4
7.5	6.4	19.1	20.8	23.9	28.9	16.0	16.7	17.5	22.9	26.4
9	7.7	22.8	24.9	28.5	34.4	19.1	19.9	20.9	27.3	31.4
10	8.5	24.8	27.1	31.1	37.5	20.8	21.6	22.7	29.8	34.2
10.5	9.0	26.8	29.2	33.6	40.5	22.4	23.4	24.6	32.2	37.0
12	10.2	30.1	32.9	37.8	45.5	25.2	26.3	27.7	36.2	41.6
15	12.8	37.5	40.9	47.0	56.7	31.4	32.8	34.4	45.0	51.7
18	15.3	44.8	49.0	56.2	67.8	37.6	39.2	41.2	53.9	61.9
21	17.1	52.2	57.0	65.5	78.9	43.7	45.6	47.9	62.7	72.0
24	19.5	60.2	65.8	75.5	91.0	50.5	52.6	55.3	72.4	83.1
27	21.9	67.6	73.8	84.7	102	56.6	59.1	62.1	81.2	93.3
30	24.3	74.9	81.9	94.0	113	62.8	65.5	68.8	90.1	103
33	26.8	82.3	89.9	103	124	69.0	71.9	75.6	98.9	114
36	29.2	90.3	98.7	113	137	75.7	78.9	83.0	109	125
39	31.6	97.7	107	123	148	81.9	85.4	89.7	117	135
42	34.1	105	115	132	159	88.0	91.8	96.5	126	145
45	36.5	115	126	144	174	96.4	101	106	138	159
48	38.9	120	132	151	182	101	105	111	145	166
51	41.4	130	143	164	197	109	114	120	157	180
54	43.8	135	148	170	204	113	118	124	163	187
60	48.6	151	165	189	228	126	132	138	181	208
66	53.5	168	184	211	254	141	147	154	202	232
72	58.4	181	197	227	273	151	158	166	217	249
78	63.2	198	216	248	299	166	173	182	238	273
84	68.1	214	230	264	319	177	184	194	253	291

Fuente: // Thosiba Surge Arrester (Catalogo de descargadores de sobretensión).

El NPM de los pararrayos según la tabla anterior es de 52.6kV para 22.9kV.
El NPR de los pararrayos, según la tabla anterior es, 72.4kV para 22.9kV.

Factor de Seguridad (KM) : 1.15

Factor de Seguridad (KI) : 1.4 Para sistemas menores a 52Kv

Factor de Seguridad (K) : 0.65

Factor de corrección atmosférico: Viene definido por la siguiente ecuación:

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

Donde:

H: Altura sobre el nivel del mar en [m]

m: 1,0 se considera este valor para la coordinación de las tensiones de soportabilidad al impulso tipo rayo.

Para 3500 m.s.n.m., se tiene:

$$K_a = e^{\frac{3500}{8150}}$$

$$K_a = 1.674$$

Por consiguiente el NPR, será:

Para 22.9kV : NPR=72.4 x 1.674 = 121.1976 kV

Para 22.9kV:

BIL = KI*NPR = 1.25*72.4 kV = 90.500 kV

BIL Normalizado (según Tabla N° 4.2) = 125kV

BSL = K*BILN = 0.65*145 kV = 81.25kV

KF = BSL/NPM = 81.25 kV / 52.6 kV = 1.5447

KF ≥ KM 1.5447 ≥ 1.15

El BIL seleccionado será de 125kV

Tabla 4.2. Niveles básicos de aislamiento normalizados por la IEC para la Gama I ($1\text{kV} < V_{\text{nominal}} \leq 245\text{kV}$)

Tensión más elevada para el material U_n kV (valor eficaz)	Tensión soportada normalizada de corta duración a frecuencia industrial kV (valor eficaz)	Tensión soportada normalizada a los impulsos tipo rayo kV (valor eficaz)
3.6	10	20
		40
7.2	20	40
		60
12	28	60
		75
		95
17.5	38	75
		95
24	50	95
		125
36	70	145
		170
52	95	250
72.5	140	325
123	(185)	450
	230	550
145	(185)	(450)
	230	550
	275	650
170	(230)	(550)
	275	650
	325	750
245	(275)	(650)
	(325)	(750)
	360	850
	395	950
	460	1050

Fuente: <http://montanux.wikispaces.com/file/view/trafos+de+corriente.pdf>

4.2.3.2. DIMENSIONAMIENTO DE PARARRAYOS

Para el diseño de los pararrayos se considera:

- Sistema sólidamente aterrado
- Pararrayos de Óxido de Zinc (ZnO)
- Tensión máxima de 24 kV

La tensión nominal de los pararrayos (V_{np}) de ZnO, se encuentra teniendo en cuenta los siguientes parámetros:

- **TENSIÓN CONTINUA DE OPERACIÓN (COV):**

$$\text{Para 22.9kV: } COV = \frac{U_m}{\sqrt{3}} = \frac{24kV}{\sqrt{3}} = 13.856kV$$

- **SOBRETENSIÓN TEMPORAL (TOV):**

Como es un sistema sólidamente aterrizado, $K_e=1.4$

$$\text{Para 22.9kV } TOV = K_e * COV = 19.3984kV$$

La tensión nominal del pararrayos R, se elige seleccionando el mayor valor entre R_o y R_e .

$$\text{Para 22.9kV } R_o = \frac{COV}{K_o} = \frac{13.85kV}{0.8} = 17.32kV$$

Donde K_o es el factor de diseño según el fabricante el cual debe ser especificado por este. Un valor de K_o normalmente encontrado es 0.8.

$$\text{Para 22.9 kV } R_e = \frac{TOV}{K_t} = \frac{19.39kV}{1.10} = 17.6272kV$$

Donde K_t es la capacidad del pararrayos contra sobretensiones temporales el cual depende del tiempo de duración de la sobretensión.

$K_t = 1.15$ para 1 segundo.

$K_t = 1.10$ para 10 segundos.

$K_t = 0.95$ para 2 horas.

El mayor entre R_o y R_e , es R_e por consiguiente la tensión nominal de los pararrayos (V_{np}) es igual a:

$$\text{Para } 22.9 \text{ kV} \quad V_{np} = R_e \times 1.5 = 17.627 \times 1.5 = 26.4409 \text{ kV}$$

A continuación, se muestran los datos técnicos de los pararrayos del Alimentador en Media Tensión TA-05.

4.2.4. ANÁLISIS ECONÓMICO SIMPLE

A continuación, se muestra un análisis económico simple en base a cotizaciones realizadas en noviembre de 2016.

Tabla 4.3. Niveles básicos de aislamiento normalizados por la IEC para la gama I
($1 \text{ kV} < V_{\text{nominal}} \leq 245 \text{ kV}$)

Descripción	Cantidad	Precio unitario	Total
Pararrayos de óxido de zinc de 24kV	240.00	750.00	180,000.00
Cable de cobre desnudo de 50mm ²	2,000.00	25.00	50,000.00
Conectores tipo pin para cable de cobre	2,000.00	15.00	30,000.00
Sistema de Puesta a Tierra	80.00	1,200.00	96,000.00
Mano de obra	80.00	1,000.00	80,000.00
TOTAL			436,000.00

Tema: Elaboración propia en base a cotizaciones – Diciembre 2016

4.2.5. VENTAJAS

Se tiene ventaja frente a descargas atmosféricas principalmente cerca a nodo de la línea AMT TA-05.

Se tiene una buena protección frente a sobretensiones de tipo industrial y atmosféricas.

4.2.6. DESVENTAJAS

Frente a una descarga atmosférica en medio vano (las más frecuentes en la línea) actúa el pararrayos con una eficiencia de 90%, con la probabilidad de una interrupción de suministro por sobretensión.

El Alimentador TA-05 a través de su recorrido no cuenta con un apantallamiento integral frente a descargas atmosféricas.

Si impactará un rayo en la línea propiamente dicha, se corre el riesgo de que se funda el conductor de la fase impactada.

4.3. ALTERNATIVA 02: INSTALACIÓN DE CABLE DE GUARDA

4.3.1. INTRODUCCIÓN

El apantallamiento de una línea de transmisión garantiza la continuidad de suministro eléctrico frente a descargas atmosféricas, este método es más usual cuando la línea en cuestión se encuentra en un nivel isocerámico elevado, debido a la elevada incidencia de rayos en la zona.

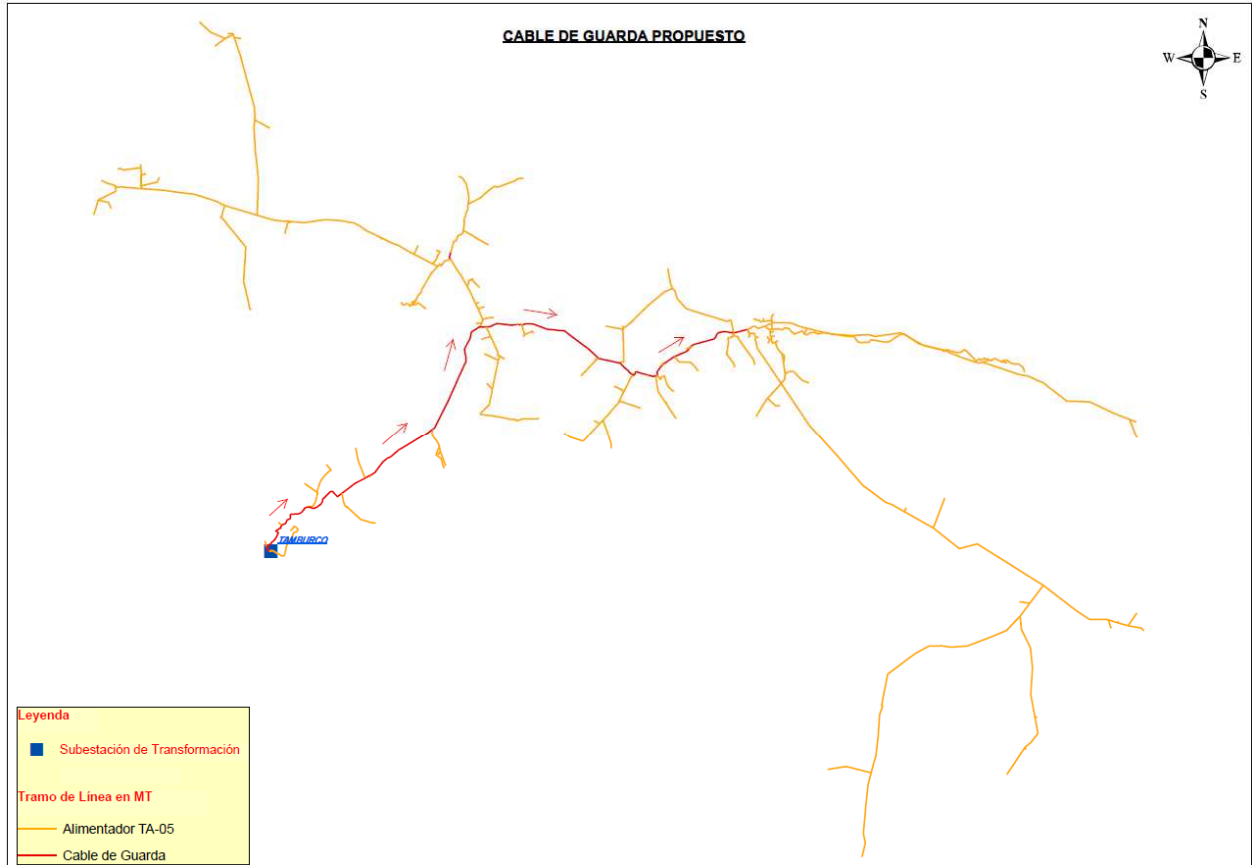
Para el caso del alimentador en media tensión TA-05, se propone como alternativa de solución la implementación de 01 cable de guarda en todo el recorrido de la línea con la finalidad de reducir las interrupciones de suministro ocasionadas por descargas atmosféricas.

4.3.2. ALCANCES

La presente alternativa de solución comprende la implementación de 01 cable de guarda en la línea troncal del alimentador en media tensión TA-05, desde la subestación de Tamburco hasta el distrito de Curahuasi.

A continuación, se muestra el recorrido del cable de guarda a través de la línea troncal del alimentador TA-05.

Figura 4.1. Recorrido del cable de guarda a instalar.



Fuente: GIS Electro Sur Este S.A.A.

En la figura anterior la línea roja representa el recorrido del cable de guarda propuesto, desde la subestación de transformación Tamburco, hasta el distrito de Curahuasi.

4.3.3. CÁLCULOS JUSTIFICATIVOS

Los cálculos mecánicos eléctricos que se requiere para la implementación del cable de guarda del alimentador en media tensión TA-05, se basa en la selección adecuada del calibre del conductor de cable de guarda.

Los hilos de guarda se colocan por encima de los conductores de fase y están unidos a tierra en los apoyos de la línea. De esta manera se reduce el riesgo de caída directa del rayo sobre los conductores.

Si el rayo cae sobre un apoyo, la corriente que circula por la estructura metálica de apoyo y a través de su toma de tierra da lugar a la aparición de una tensión importante entre la estructura y los conductores de fase. Esta tensión depende de la intensidad del rayo y de la impedancia que presenta el conjunto apoyo-hilos de guarda-toma de tierra para la onda de frente escarpado correspondiente. Si esta tensión supera el valor de la tensión de cebado de aislamiento conductor-apoyo, se produce una falla de aislamiento correspondiente, que se denomina cebado inverso.

A continuación, se muestra un cálculo aproximado de las características eléctricas y mecánicas básicas, donde se determina el calibre y tipo de conductor.

4.3.3.1. ASPECTOS BÁSICOS.

El sentido de la descarga que avanza de la nube a la tierra se considera como un rayo descendente y cuando va en sentido contrario se produce un rayo ascendente. En terreno llano la mayoría de los rayos son descendentes, pero en terreno montañoso pueden producirse rayos ascendentes.

Se considera que la intensidad media durante cada descarga principal llega hasta 20.000 / 50.000 A, lo que origina en su recorrido una estrecha columna de aire sobrecalentada a unos 25.000° C.; para este caso utilizaremos el valor de intensidad de descarga 20.000 A, no obstante, la carga eléctrica real transferida desde la nube a tierra es pequeña, pues dura solamente una fracción de segundo. En total se libera una carga de unos 20 Coulomb y la energía promedio de la descarga es de alrededor de 50 kWh.

Si el rayo cae sobre un conductor de fase, bien por una falta de apantallamiento de los hilos de guarda de la línea o bien porque estos hilos no existen, se originan dos ondas de corriente que parten en direcciones opuestas y de valor igual a la mitad de la intensidad del rayo, dando lugar a dos ondas de tensión cuyo valor depende de la impedancia involucrada, si dicho valor supera a la tensión de

cebado del aislamiento conductor de fase-apoyo de la línea, se producirá una falla en los dos apoyos más próximos al punto de caída del rayo, dando lugar a dos ondas cortadas que viajarán a lo largo de la línea hasta las subestaciones terminales. Si esta tensión no es superior a la de cebado, no se producirá falla del aislamiento de la línea. Se observa que, en todo caso, las ondas de tensión que llegan a una subestación están limitadas por el nivel de aislamiento de la línea de la que proceden.

4.3.3.2. MÉTODOS DE DISEÑO DE CABLE DE GUARDA.

El diseño del cable de guarda se refiere a la determinación de los conductores de la fase para evitar que las descargas atmosféricas incidan directamente sobre estos. Para el diseño existen varias metodologías las cuales mencionamos a continuación:

a. MÉTODO DE PECK.

Plantea que todos los puntos se encuentran sobre una circunferencia de radio h tomados del centro de una nube cargada, tienen la misma probabilidad de ser alcanzadas si se produce una descarga. Por esta razón, el método plantea que el cable de guarda debe ubicarse a una altura del 10% más grande que el conductor de fase más externo respecto a un punto de la circunferencia de igual probabilidad.

b. MÉTODO DE SCHWAIGER Y ZIEGLER.

Con base en lo planteado por Peck se dice que varias fases y cables de guarda el único que puede ser impactado es el más cercano a la nube cargada. Además, el punto más crítico en el que se puede iniciar un rayo es a una altura igual a la del cable de guarda.

4.3.3.3. ANÁLISIS ESTADÍSTICO.

Por lo expuesto en el apartado anterior, se desprende que para estudiar la incidencia de las sobretensiones por rayos en las redes aéreas debe recurrirse a métodos estadísticos, en virtud del carácter aleatorio de los distintos parámetros de dichas sobretensiones externas.

Un dato básico para el diseño de una línea frente al rayo es **la frecuencia de caída de rayos por unidad de superficie y por unidad de tiempo**. Esta frecuencia Nr generalmente se expresa en número de rayos por km^2 y por año, este valor es función del nivel isoceráunico T de la zona, que es el valor medio de los días de tormenta al año en dicha zona. Una expresión empírica que los relaciona es:

$$Nr = T/6$$

El valor T para nuestra tesis utilizaremos $T = 60$ descargas/ km^2 al año, por lo que:

$$Nr = \frac{60}{6} = 10$$

- ✓ Nivel 6-7-8: Alto Riesgo.
- ✓ Nivel >3 y < 5: Riesgo Medio.
- ✓ Nivel < 3: Bajo Riesgo.

Estudiando el mapa mencionado, nos encontramos en una región de riesgo Medio a Alto, por lo que se decide por la colocación de un hilo de guarda sobre la línea proyectada.

La colocación del hilo de guarda encarece la línea no sólo en lo que respecta al cable sino también en lo referente a las estructuras, que deben ser dimensionadas con una altura y una resistencia incrementada.

En líneas con disposición triangular o coplanar vertical, basta con la colocación de un solo hilo de guarda, por tal motivo, en nuestro diseño, por tratarse de una línea

con disposición triangular tipo compacta (en la gran mayoría de armados con aisladores tipo PIN) se decide por la colocación de un solo hilo de guarda.

4.3.3.4. MATERIAL Y SECCIÓN DEL CABLE DE GUARDA.

La función primordial del cable de guarda es la de apantallamiento en la línea contra las descargas atmosféricas, pero también intervienen activamente en la conducción de las corrientes de cortocircuito unipolares, por lo que su dimensionamiento debe tener presente esta circunstancia, que es la más crítica.

Para seleccionar la sección y el material, se deben tener presentes:

- a) Garantizar la conducción de la corriente del rayo: Aunque las corrientes de rayo pueden llegar a centenares de kA, su duración es tan breve que no compromete el calentamiento del cable de guarda, por lo que las secciones del cable de guarda seleccionadas por los demás criterios satisfacen la condición de una impedancia baja y un limitado calentamiento.
- b) Requisitos mecánicos: para garantizar el apantallamiento en el centro del vano, el cable de guarda debe tener una menor flecha que los conductores de fase. Como criterio general es correcto definir que la flecha del cable de guarda no supere el 90% de la flecha de los conductores de fase para el estado de temperatura media anual.
- c) Calentamiento durante el cortocircuito: el retorno de la corriente de falla se realiza parte por tierra y el resto por los cables de guarda. Todas las puestas a tierra de las estructuras quedan en paralelo a través del cable de guarda.

Ante la falla, la corriente que retorna al centro de estrella del sistema, lo hace, no solo por tierra, a través de la malla de tierra de la instalación, sino también por el cable de guarda de las líneas que acceden a la ET, por lo que el cable de guarda también contribuye a facilitar la puesta a tierra de la ET.

Para líneas de 22.9kV, como es el caso, las secciones usuales para hilo de guarda son 35mm² y 50mm², por lo que se emplea para nuestra línea una sección de 50mm² de Acero Zincado.

A continuación, definiremos las características del cable de guarda a instalar:

Tabla 4.4.: Características de cable guarda

Número de hilos	Sección (mm ²)	Diámetro del cable (mm)	Diámetro del hilo (mm)	Masa Aproximada (kg/km)	Carga de Rotura (daN)
7	50	6.4	2.03	160	1430

Fuente: Elaboración propia con datos obtenidos de la empresa ENERSIS.

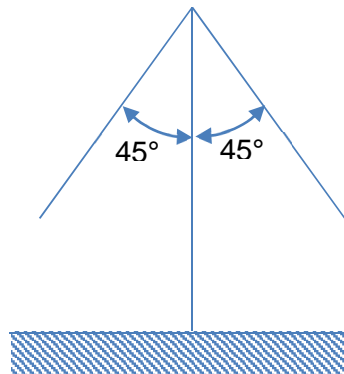
4.3.3.5. UBICACIÓN CABLE DE GUARDA.

Se deben tener presente dos aspectos:

- a) Distancia entre los conductores de fase más cercana y el cable de guarda:
Se deben respetar las distancias mínimas entre conductor de fase e hilo de guardia definidas en el Capítulo 2 de distancias mínimas de seguridad.
- b) Zona de protección del cable de guardia: para definir el apantallamiento desarrollado por el hilo de guardia, se utiliza, entre otros, el criterio del “Angulo de Apantallamiento”, de gran simplicidad: “Se considera protegido todo conductor ubicado dentro de la zona comprendida por un ángulo de protección menor a 45° con respecto a la vertical.”

La verificación del ángulo de apantallamiento se hace en forma gráfica, teniendo presente la disposición de los aisladores, la distancia entre conductores de fase y la distancia entre conductores de fase e hilo de guarda.

Figura 4.2. Ángulo de Apantallamiento



Fuente: Elaboración propia

Al llevar adelante el diseño de los cabezales se ha verificado que, si se respetaba la distancia entre el conductor superior y el hilo de guardia, el conductor de fase no quedaba dentro de la zona de apantallamiento, por lo que se optó por aumentar dicha distancia hasta entrar dentro de la zona mencionada.

4.3.3.6. CALCULO MECÁNICO DE CONDUCTORES DE FASE E HILO DE GUARDA.

El cálculo mecánico de conductores es el primer eslabón de la parte mecánica del diseño de las líneas. Se desarrolla el mismo en base a lo establecido por la norma AEA de líneas aéreas exteriores.

El cálculo mecánico consiste en la determinación de las tensiones mecánicas que soportan y las flechas que asumen los conductores de fase y el cable de guarda.

Se calculan las tensiones mecánicas para verificar que, en ningún caso, cualquiera sea la carga, se supere el límite de rotura elástica o por fatiga del conductor.

En la práctica y en base a experiencias de líneas existentes, para cada tipo de conductor y región climática, se normalizan las tensiones máximas admisibles en los conductores, para limitar las averías de las líneas eléctricas, evitar el sobredimensionamiento del soporte y racionalizar los cálculos.

La flecha se calcula para que en ningún caso asuma valores mayores que reduzcan la altura mínima de los conductores sobre el suelo (definida en 2.11.2).

Previamente se suponen definidos:

- ✓ La sección del conductor y sus características mecánicas.
- ✓ Las condiciones atmosféricas, sus consecuentes sobrecargas (definidas en el capítulo 2).
- ✓ Las tensiones admisibles del material para cada estado atmosférico, para el cual se aplican las ecuaciones de cambio de estado.
- ✓ La separación entre los soportes (Vanos).

Durante el desarrollo de los cálculos se expresan:

- ✓ Ecuación de la flecha de un conductor con apoyos a igual nivel.
- ✓ Longitud del conductor entre puntos de apoyo.
- ✓ Diferencia entre el vano y la longitud del cable: En el cómputo de la longitud de conductor necesaria para el tendido de una línea, se tiene normalmente en cuenta un cierto porcentaje en más con respecto a la longitud de la traza. Este incremento contempla especialmente la longitud a tener en cuenta en empalmes y puentes y el desperdicio que se produce durante los trabajos de tendido y atado de los conductores.
- ✓ Tensión mecánica en los puntos de sujeción del conductor: la tensión en el centro del vano es la menor y se va incrementando a medida que se acerca a los puntos de apoyo, siendo máxima sobre los mismos.
- ✓ Ecuación de la flecha para conductores con apoyos a distinta altura. Cuando la diferencia de niveles real no es muy elevada, se puede aplicar la ecuación de la flecha con apoyos a igual nivel.

El criterio correcto consiste en hacer cumplir al conductor condiciones de tensión límite a temperatura media anual, cumpliendo simultáneamente la condición de no

sobrepasar otros valores de tensión límite para los esfuerzos estáticos. Cada estado (mínima temperatura, máximo viento, temperatura media anual) tiene su rango de vanos para el cual constituye la condición crítica o más desfavorable.

a. ECUACIÓN DE CAMBIO DE ESTADO

Es importante en el proyecto calcular la tensión para otros estados. Así, el estado de temperatura máxima si bien hace que el conductor tome la mínima tensión, produce la flecha máxima, factor determinante en la altura de las estructuras de apoyo. Dos son los elementos que influyen en el valor de la tensión que toma el conductor: su carga específica y la temperatura.

b. VANO CRITICO

Resumidamente y comparando sólo dos estados atmosféricos, uno caracterizado por una baja temperatura y el otro por un fuerte viento, puede decirse que, si el vano es muy reducido, indudablemente el conductor tomará su máxima tensión mecánica cuando la temperatura sea mínima, mientras que, si el vano es elevado, la máxima tensión lo tendremos cuando el viento sea máximo. Para vanos intermedios la situación no se ve a priori tan clara y podemos decir que habrá un vano determinado, ni muy elevado ni muy chico, en que, tanto a la baja temperatura como bajo el viento elevado, en ambos casos el conductor alcanzará la correspondiente tensión máxima. Dicho vano es el vano crítico.

ACR es el llamado vano crítico, si el vano con que se construye la línea es inferior al crítico, deberá tomarse como condición más desfavorable el estado atmosférico de temperatura mínima. Si adoptamos para este estado la tensión máxima admisible, el conductor llegará a una tensión menor en cualquier otro estado, incluyendo el de viento máximo. En cambio, si el vano real fuese superior al crítico, el estado más desfavorable será el de máximo viento, no superándose la tensión adoptada para dicho estado en ningún otro.

4.3.4. ANÁLISIS ECONÓMICO SIMPLE

El costo de instalación del cable de guarda que comprende:

- Implantación de estructuras de soporte para los aisladores de soporte para el cable de guarda.
- Instalación de aisladores correspondiente al cable de guarda.
- Implementación de sistemas de puesta a tierra.
- Conexión de cable de guarda al sistema de puesta a tierra.

A continuación, la Tabla N° 4.5 muestra un análisis económico simple para la implementación del cable de guarda del Alimentador en Media Tensión TA-05.

Tabla 4.5. Costos de implementación de cable de guarda.

COSTOS DE IMPLEMENTACIÓN DE CABLE DE GUARDA	
DESCRIPCIÓN	COSTO (S/.)
Cable de guarda	267,000.00
Estructuras de soporte	9,000.00
Aisladores	6,750.00
Puestas a tierra	12,000.00
Expediente técnico	30,000.00
Mano de obra	18,000.00
TOTAL	342,750.00

Fuente: Elaboración propia.

De la tabla anterior se aprecia que el costo total de implementación del cable de guarda en el alimentador TA-05, asciende a S/. 342,750.00 soles.

4.3.5. VENTAJAS

Garantía de suministro de energía eléctrica frente a descargas atmosféricas. No se corre el riesgo de que se funda el conductor de fase frente a un impacto directo de rayo sobre la línea.

4.3.6. DESVENTAJAS

Tiempo de instalación mayor, respecto a los pararrayos de media tensión que comprende la alternativa 01.

4.4. SELECCIÓN DE LA MEJOR ALTERNATIVA DE SOLUCIÓN

De las alternativas de solución propuestas se tiene que la implementación de pararrayos de línea es una buena opción frente a sobretensiones de frente lento, sin embargo, se corre el riesgo de que frente al impacto directo de un rayo en algún conductor de fase se funda, el cable impactado, previa fundición del pararrayos.

Por consiguiente, la mejor alternativa de solución frente a descargas atmosféricas, es la implementación de un cable de guarda desde la subestación de Tamburco hasta el distrito de Curahuasi.

CAPÍTULO V

DESARROLLO DE LA MEJOR ALTERNATIVA DE SOLUCION

CAPÍTULO V

DESARROLLO DE LA MEJOR ALTERNATIVA DE SOLUCIÓN

5.1. INTRODUCCIÓN

El apantallamiento de una línea de media tensión es de vital importancia cuando esta se encuentra ubicada en una zona de elevada incidencia de descargas atmosféricas, porque es vulnerable a interrupciones prolongadas de suministro de energía eléctrica.

En el posible caso que un rayo impacte o caiga sobre una línea aérea, se originaría una elevada sobretensión produciendo el cebado de los aisladores si se supera su nivel aislamiento. En tal caso la sobre intensidad se descarga a tierra a través del apoyo, lo que implica una falta a tierra. Y si el aislador permanece contorneado, una vez haya pasado la sobretensión, las protecciones deberán despejar la falta abriendo la línea y reenganchándola (produciendo de esta forma una interrupción del servicio de unos pocos segundos de duración.

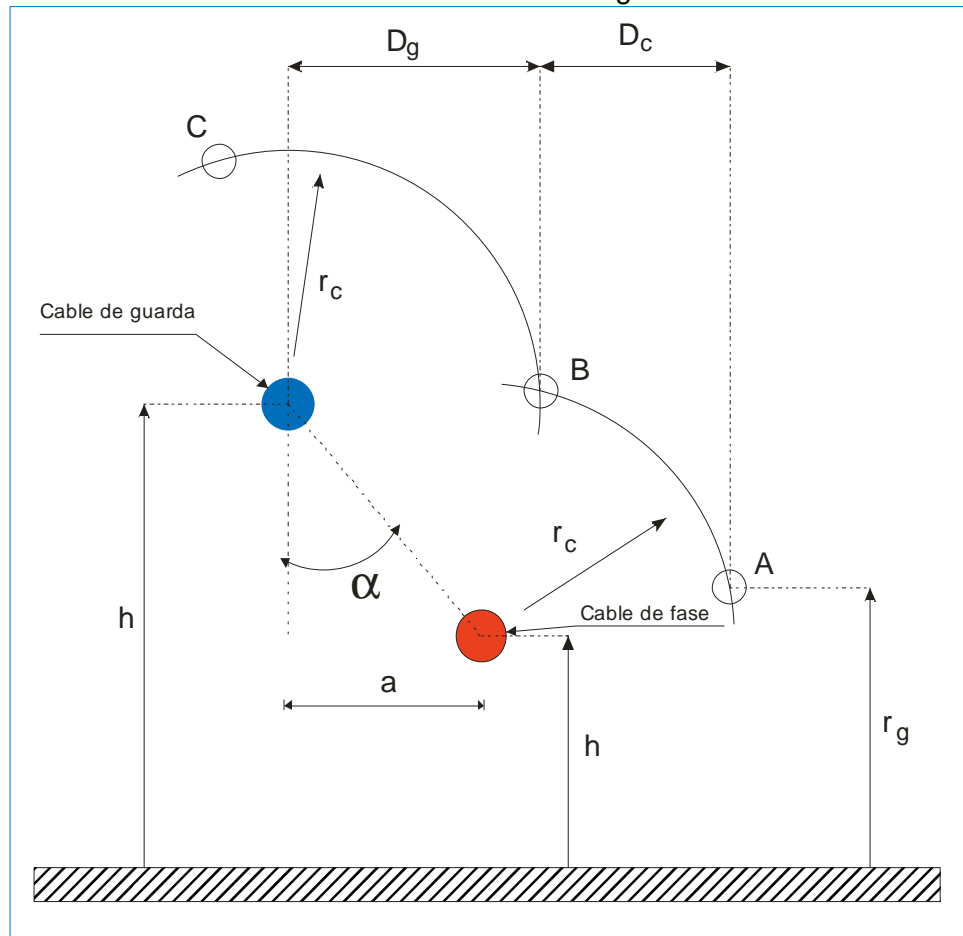
Motivo por el cual el presente capítulo describe y detalla la alternativa seleccionada como mejor opción para reducir las interrupciones de suministro a causa de descargas atmosféricas en el alimentador en media tensión TA-05.

5.2. CÁLCULOS JUSTIFICATIVOS

5.2.1. MODELO GEOMÉTRICO DEL ALIMENTADOR TA-05

Para el modelo geométrico del alimentador en media tensión TA-05, se consideran los armados AT1, AT3, ATBV1, y debido a que el armado predominante es el ATBV1 se utiliza el modelo geométrico del gráfico 5.1:

Gráfico 5. 1. Recorrido del cable de guarda a instalar.



Fuente: Elaboración propia.

5.2.2. ANGULO DE APANTALLAMIENTO TOTAL

El ángulo de apantallamiento se calcula con la ecuación (2.42):

$$\alpha = \operatorname{tg}^{-1} \frac{a}{h - y}$$

Donde:

$$a = 2.261 \text{ m}$$

$$h = 12.65 \text{ m}$$

$$y = 10.80 \text{ m}$$

Reemplazando estos valores obtenemos:

$$\alpha = \operatorname{tan}^{-1} \left(\frac{2.261}{12.65 - 10.80} \right)$$

$$\alpha = 50.71^\circ$$

5.2.3. INTENSIDAD MÁXIMA DE FALLO DE APANTALLAMIENTO

La distancia crítica a tierra r_{gm} está dado por la ecuación (2.22):

$$r_{gm} = \frac{\frac{(h + y)}{2}}{1 - y \cdot \sin \alpha}$$

Reemplazando valores:

$$r_{gm} = \frac{\frac{12.65 + 10.80}{2}}{1 - \text{sen}(50.71^\circ)}$$
$$\mathbf{r_{gm} = 51.867 m}$$

La intensidad máxima de fallo de apantallamiento I_m esta dado por la ecuación (2.23):

$$I_m = \left(\frac{r_{gm}}{8}\right)^{\frac{1}{0.65}}$$

Reemplazando datos:

$$I_m = \left(\frac{51.867}{8}\right)^{\frac{1}{0.65}}$$
$$\mathbf{I_m = 17.739 kA}$$

5.3. CÁLCULO DE LA PROBABILIDAD DE DESCARGA EN EL CABLE DE GUARDA

La probabilidad que la descarga atmosférica impacte en el cable de guarda viene dada por la ecuación (2.7):

$$P(I > I_0) = \frac{1}{1 + \left(\frac{I}{I_{50}}\right)^{n_c}}$$

Reemplazando datos tenemos:

$$P = \frac{1}{1 + \left(\frac{17.739}{31}\right)^{2.6}}$$
$$\mathbf{P = 81.02\%}$$

5.4. CRITERIOS DE SELECCIÓN DE CABLE DE GUARDA

El cable de guarda deberá cumplir con la doble función de proteger la línea de media tensión contra sobretensiones, brindar apantallamiento y adicionalmente soportar la temperatura máxima durante un corto circuito.

Además de cualquier condición, la tensión longitudinal máxima en el conductor o cable de guarda no deberá exceder el 50% de su correspondiente tensión de rotura.

El cable de guarda deberá cumplir con los criterios antes mencionados.

5.4.1. METODOLOGÍA

Para la selección del adecuado cable de guarda utilizado en el alimentador TA-05, se verificará las corrientes de descargas atmosféricas.

5.5. DESCRIPCIÓN DE LAS INSTALACIONES A IMPLEMENTARSE

Las estructuras de soporte del cable de guarda varían de acuerdo al armado en media tensión que comprende el AMT TA-05, como se menciona anteriormente se pretende implementar 01 cable de guarda de 50mm² AAAC, solamente en la troncal. Las estructuras que comprende la línea troncal se muestran a continuación.

Tabla 5.1. Armados tipo y cantidad en la línea troncal

ARMADO	CANTIDAD
AT1	69
AT3	25
AT6	1
ATBV1	110
ATBV2	11
ATBV3	40
ATBV4	12
ATBV6	1
ATH1	6
ATH2	1
ATH6	22
ATT3	3
ATV3	1
ATV6	13
TOTAL	315

Fuente: Elaboración propia con apoyo GIS

De la tabla anterior se aprecia que la mayor cantidad de armados son de tipo ATBV1 y AT1, y la menor cantidad es de tipo AT6, ATBV6, ATH2 y ATV3.

A continuación, se detallan las características de los componentes propuestos para la implementación de cable de guarda en el AMT TA-05.

5.5.1. CABLE DE GUARDA DE ACERO GALVANIZADO

El cable de guarda propuesto cumple con las normas de fabricación vigente, las características constructivas del cable propuesto se muestran a continuación.

✓ **ESPECIFICACIONES TÉCNICAS**

Estas especificaciones técnicas cubren el suministro del cable de guarda de acero galvanizado, describe la calidad, fabricación, transporte, inspección, pruebas y entrega.

El cable de guarda será de acero galvanizado de extra alta resistencia mecánica (EHS), de siete hilos y galvanizado en caliente.

✓ **NORMAS APLICABLES**

Las Normas que deberán ser usadas en el suministro de los lingotes para el cable de acero, fabricación de los alambres, galvanizado y trenzado del cable de acero, pruebas e inspección; serán las que se indiquen a continuación, según la versión vigente.

Normas	Descripción
ASTM A 363	Standard Specification For Zinc Coated Steel Overhead Ground Wire Strand
ASTM B6	Specification for Slab Zinc
ASTM A475	Zinc – coated steel wire strand

Donde exista una variación entre cualquier valor particular o requerimiento establecido en las Normas empleadas, el Proveedor establecerá claramente las Normas o valores particulares que adopta en su oferta.

En caso de no hacer ningún comentario se asume una aceptación completa de los requerimientos más exigentes contenidos en cualquier norma considerada líneas arriba.

Cualquier desviación respecto a los requerimientos expresados en la presente especificación, deberán de indicarse en una planilla separada, adjunta, como parte de una propuesta alternativa.

✓ **MATERIAL**

DESCRIPCIÓN

El material de base será acero, producido según los métodos aprobados por las Normas antes mencionadas para esta aplicación y de tal calidad y pureza que una vez trefilado a la dimensión especificada y cubierta con la capa protectora de zinc, el cable determinado tenga las propiedades y características señaladas por la norma ASTM A475 para el grado a Extra High Strength, asimismo el zinc que se emplee para el galvanizado cumplirá con lo prescrito en la Norma ASTM B6.

Los alambres de acero serán galvanizados mediante el proceso de inmersión en caliente para lograr una capa de zinc no inferior a 600 g/m².

Después de galvanizados los alambres no serán sometidos a tratamientos térmicos.

Las características principales requeridas son las que se enumeran en la Tabla de Datos Técnicos Garantizados, adjuntos a las presentes Especificaciones.

FABRICACIÓN

La fabricación del cable de guarda se efectuará de acuerdo a los requerimientos de las Normas establecidas en esta Especificación.

No deberán existir uniones en los alambres galvanizados diferentes de aquellas efectuadas en las barras o alambrones antes del trefilado.

El sentido del cableado en la última capa del cable de guarda será izquierdo y las capas interiores (en caso de que la hubiera) tendrán sentidos opuestos al cableado

✓ **DATOS SOBRE EL CABLE DE ACERO GALVANIZADO**

Previo a la fabricación del cable de acero galvanizado, el proveedor deberá someter a la supervisión del PROPIETARIO o su representante, para su aprobación dos copias de los siguientes detalles sobre el cable de acero galvanizado.

INFORMACIÓN SOBRE EL CABLE DE ACERO GALVANIZADO

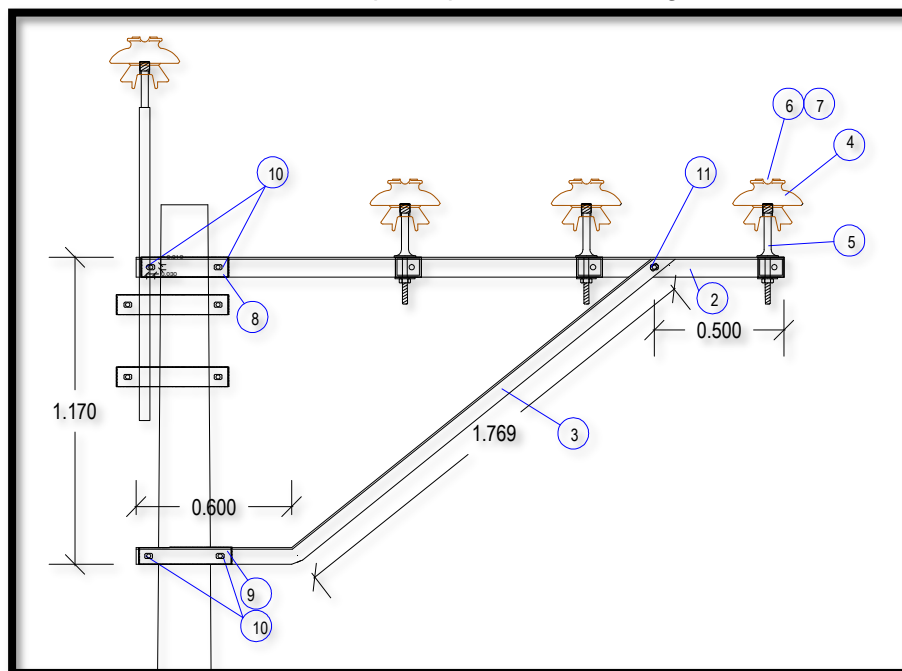
- a) Tipo de Cable de acero
- b) Sección del cable de acero (mm²)
- c) Diámetro del cable de acero (mm)
- d) Masa del cable de acero (kg/m)
- e) Resistencia de rotura del cable de acero (en kg y en kN)
- f) Cantidad de hilos
- g) Diámetro de hilos (mm).

5.5.2. SOPORTE PARA EL CABLE DE GUARDA

El soporte para el cable de guarda depende del tipo de armado, el soporte deberá ser acero galvanizado en caliente después de cualquier corte o soldadura del acero.

A continuación, se muestran los planos de los soportes a acondicionar en las estructuras de la línea troncal donde se pretende implementar el cable de guarda.

Gráfico 5.2. Soporte para el cable de guarda.

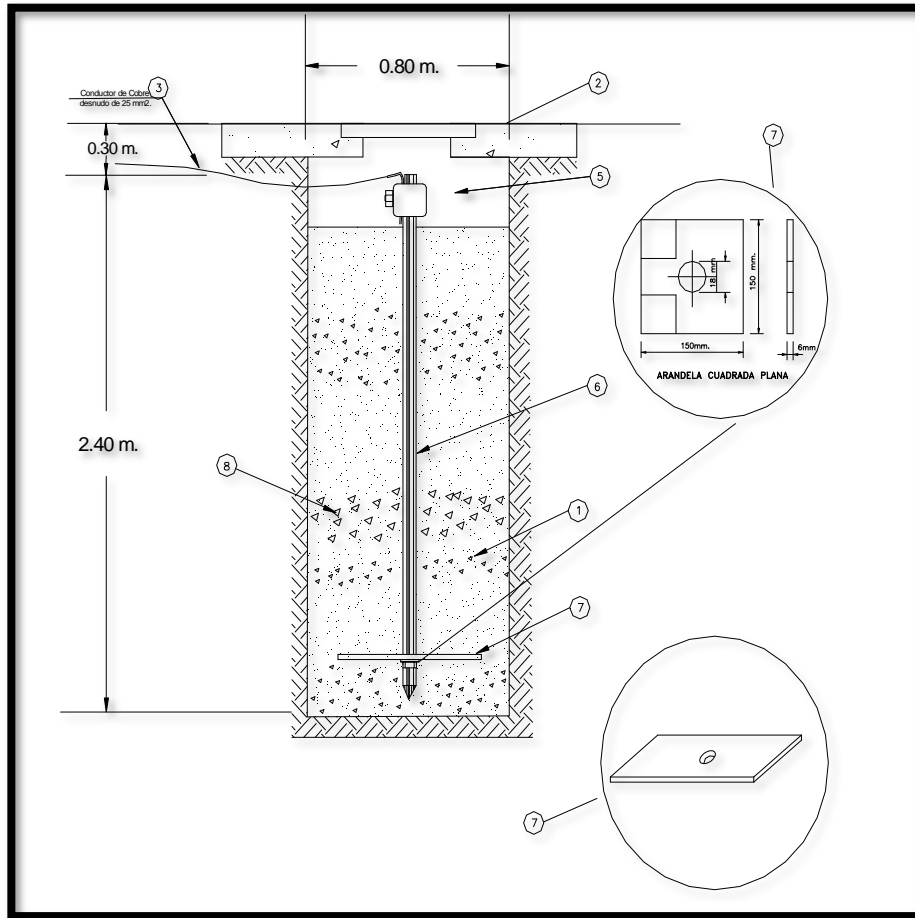


Fuente: Elaboración propia con datos proporcionados por Electro Sur Este S.A.A.

5.5.3. SISTEMAS DE PUESTA A TIERRA

Con la finalidad de disipar el impacto de una descarga atmosférica directa en el cable de guarda, se propone la implementación de puestas a tierra en intervalos de vanos según se especifica en la siguiente imagen.

Gráfico 5.3. Detalle de puesta a tierra



Fuente: Elaboración propia con datos proporcionados por Electro Sur Este S.A.A.

El sistema de puesta a tierra propuesto es de tipo vertical y las cantidades de accesorios, aditivos para mejorar la admitancia del terreno y materiales se muestra a continuación.

Tabla 5.2. Presupuesto de Instalación de Puestas a Tierra.

PUESTA A TIERRA		
TIPO VARILLA VERTICAL	UNIDAD	CANTIDAD
Protector Antirrobo	Und	1
Varilla de Cooperweld 19mm Ø(3/4")Øx2.40m	Pza	1
Conector de Bronce Tipo AB P/Varilla 19 mm Ø(3/4"Ø) – Cable (25mm ²) ó Soldadura Exotérmica	Und	6
Bentonita Sódica 30kg	Bls	3
Arcilla y/o tierra negra cernida	m ³	2
Caja de Concreto Para P.T. (0,40 x 0,40 x 0,35) m	Und	1
Tubo de fierro galvanizado de 1 pulgada	Und	1

Fuente: Elaboración propia.

5.6. SIMULACIÓN DE FALLAS EN EL SISTEMA

Se realiza las simulaciones de las fallas en tres partes del sistema; uno a inicio del alimentador, dos a mitad del alimentador y tres al final del alimentador en estudio, a su vez simulamos fallas en una fase, en dos fases y tres fases (ver en el anexo K, Escenarios de Simulación).

5.7. DEMOSTRACIÓN DE RESULTADOS ESTADÍSTICOS AL INSTALAR EL CABLE DE GUARDA

De acuerdo al análisis estadístico mediante las fórmulas mostradas en el Capítulo III, muestra la probabilidad de impacto de una descarga eléctrica al cable de guarda y esto depende mucho de la configuración de los armados.

En este Ítem demostraremos la probabilidad de impacto en los armados de mayor cantidad a lo largo de la red eléctrica.

CALCULO DE LA PROBABILIDAD

$$P = \frac{1}{1 + \left(\frac{I}{I_{50}}\right)^{n_c}} \quad \text{Ecuación.....(2.7)}$$

ARMADO TRIFÁSICO DE ALINEAMIENTO (AT1)

Datos:

Parámetros según IEEE Std 1410-1997	I_{50}	31	kA
	n_c	2.6	
Probabilidad de caída de rayo en cable guarda	P	0.94	
Probabilidad (en porcentaje)	P%	94.01%	

ARMADO TRIFÁSICO DE ALINEAMIENTO (AT3)

Datos:

Parámetros según IEEE Std 1410-1997	I_{50}	31	kA
	n_c	2.6	
Probabilidad de caída de rayo en cable guarda	P	0.96	
Probabilidad (en porcentaje)	P%	95.98%	

ARMADO TRIFÁSICO DE ALINEAMIENTO (ATBV1)

Datos:

Parámetros según IEEE Std 1410-1997	I_{50}	31	kA
	n_c	2.6	
Probabilidad de caída de rayo en cable guarda	P	0.81	
Probabilidad (en porcentaje)	P%	81.02%	

ARMADO TRIFÁSICO DE ALINEAMIENTO (ATBV2)

Datos:

Parámetros según IEEE Std 1410-1997	I_{50}	31	kA
	n_c	2.6	
Probabilidad de caída de rayo en cable guarda	P	0.88	
Probabilidad (en porcentaje)	P%	88.23%	

ARMADO TRIFÁSICO DE ALINEAMIENTO (ATBV3)

Datos:

Parámetros según IEEE Std 1410-1997	I_{50}	31	kA
	n_c	2.6	
Probabilidad de caída de rayo en cable guarda	P	0.88	
Probabilidad (en porcentaje)	P%	88.21%	

(Nota: Las fórmulas se mencionan en el Capítulo III y el detalle de los parámetros y desarrollo de las formulas se muestra en el anexo H).

Como se puede observar en los resultados en cada tipo de armado, la probabilidad de que impacte el rayo a las fases es mínima, recibiendo casi toda la descarga, el cable de guarda.

Resumiendo, el resultado a un valor global de protección a todo el alimentador TA-05 tenemos:

Tabla 5.3. Resumen de resultados.

AÑO	PERIODO	
	2014	2015
REPORTE DE TOTAL DE DESCARGAS	59	60
PORCENTAJE DE PROTECCIÓN	89.49%	89.49%
NUMERO DE INTERRUPCIONES DISMINUIDAS	52	53

Fuente: Elaboración propia

En la tabla 5.3. Se muestra las interrupciones del alimentador TA-05, debido a descargas atmosféricas en los años 2014 - 2015, también se muestra el porcentaje de protección de la línea con la implementación del cable de guarda (89.49%), valores calculados para los armados AT1, AT3, ATBV1, ATBV2 y ATBV3 ya que son los armados predominantes en la línea, reduciendo así las interrupciones a 52 y 53 en los años 2014 – 2015 respectivamente.

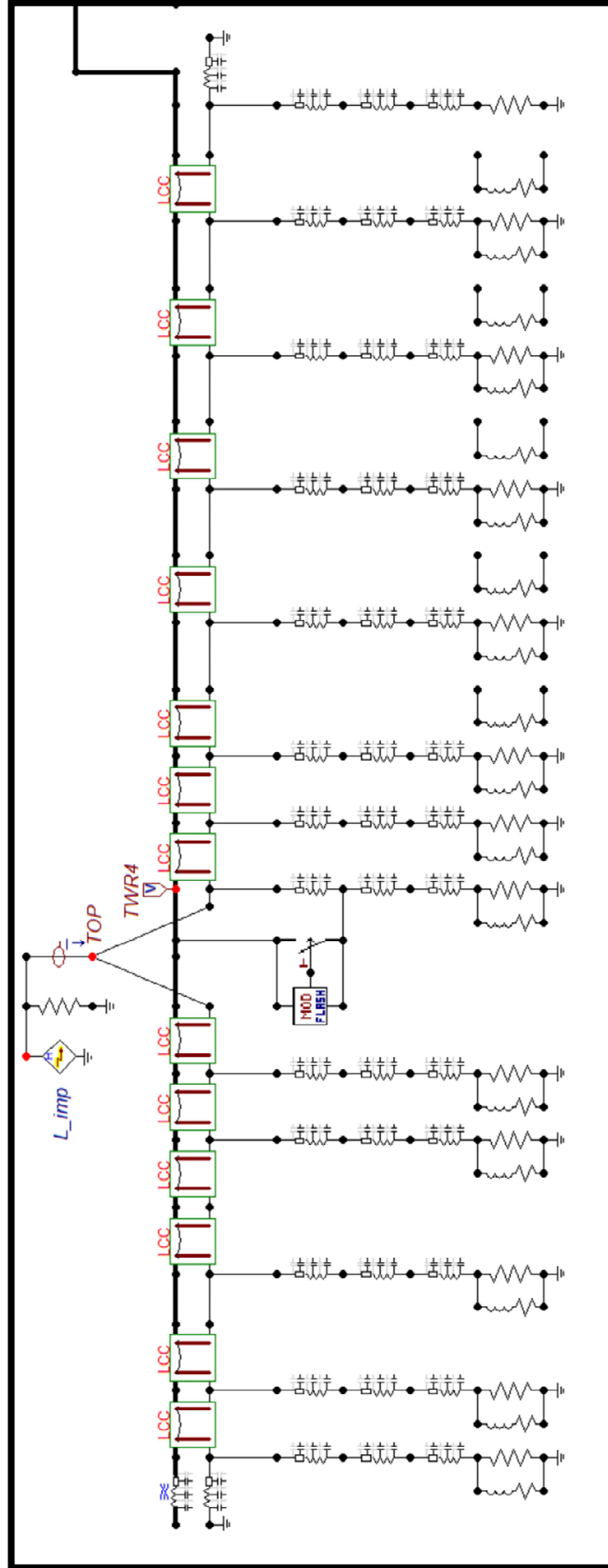
5.8. SIMULACIÓN DE IMPACTO DE RAYO EN LA LÍNEA TA-05

Para el análisis y evaluación del impacto del rayo en la línea se utiliza el software ATP en su versión 5.9, su elección para este tipo de análisis se debe a la flexibilidad y dinamismo respecto a la simulación de fallas en el aislamiento del sistema.

Para la elaboración del diagrama unifilar se tomó como referencia el sistema eléctrico simulado en Digsilent en el capítulo III, cuyo diagrama unifilar se muestra en el gráfico 5.4.

La configuración de la línea (disposición de conductores) varía en varios tramos, los mismos que se consideraron al momento de realizar el ingreso de datos al software para una mejor aproximación a la realidad.

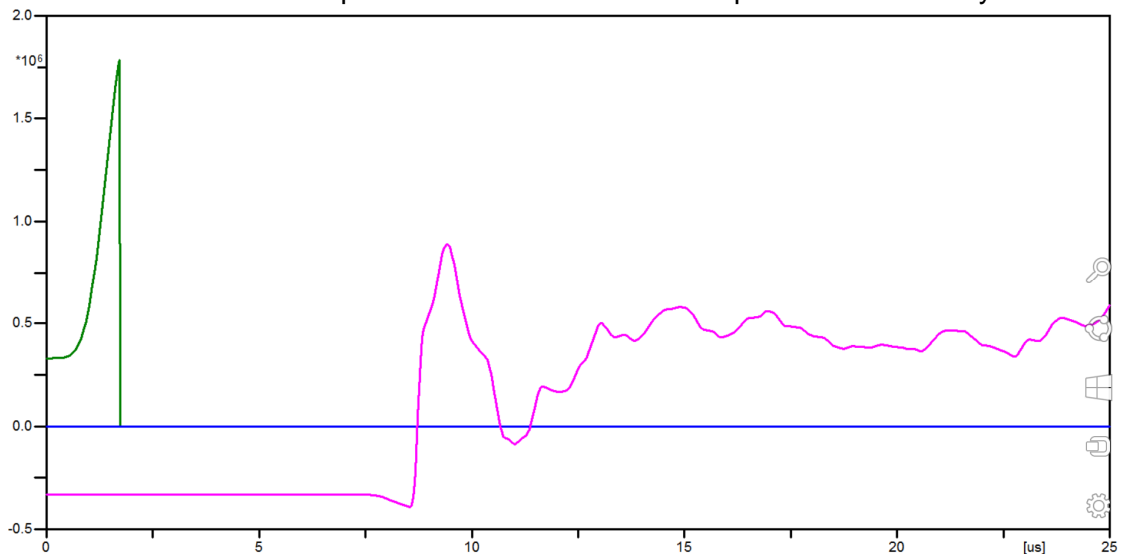
Gráfico 5.4. Diagrama Unifilar del Sistema Eléctrico TA-05



Fuente: Elaboración propia con ayuda del programa APT DRAW

Para este caso de simulación se considera el impacto de rayo al 30% de recorrido de la línea, a continuación, se muestra el comportamiento de la tensión al momento de producirse el impacto del rayo, donde se aprecia que al momento del impacto del rayo se tiene un elevado incremento de la tensión (color verde) y su anulación de mencionado incremento antes de los 2 μ s.

Gráfico 5.5. Comportamiento de la línea con impacto al 30% de rayo.

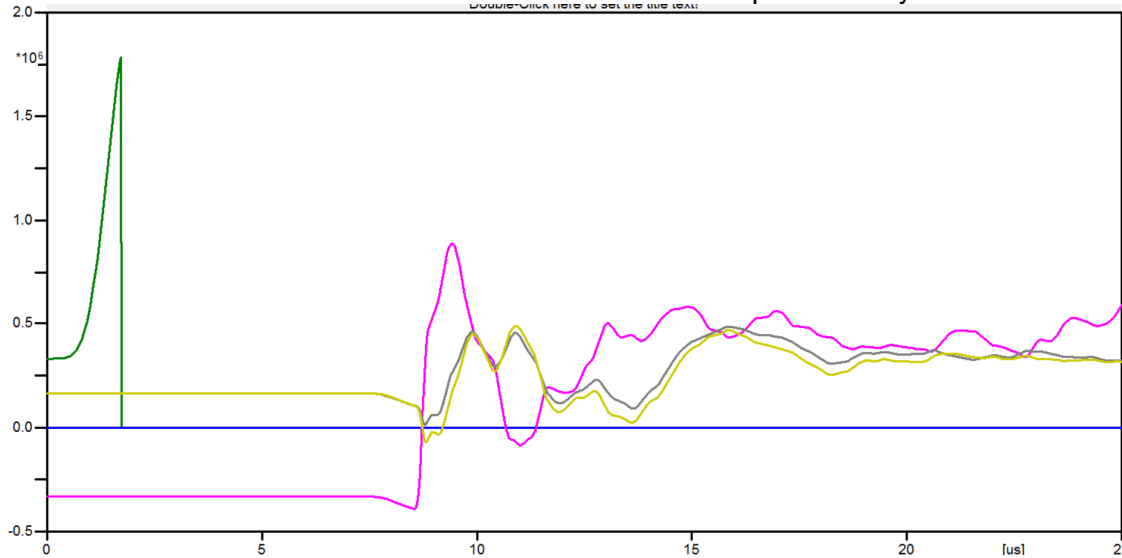


Fuente: Elaboración propia con ayuda del Software ATP-Draw

La línea de color fucsia representa la influencia de la tensión de la fase R frente a una sobretensión de carácter atmosférico, donde se aprecia que a partir de los 8 μ s aproximadamente se produce una ligera perturbación y que se atenúa y estabiliza a los 25 μ s, por consiguiente, se demuestra que la línea mantiene la operación y no se produce interrupción de suministro.

A continuación, se muestran las corrientes de fase frente al impacto de rayo simulado.

Gráfico 5.6. Corrientes de fase frente al impacto de rayo.



Fuente: Elaboración propia con ayuda del Software ATP-Draw.

Se demuestra nuevamente que la influencia del impacto del rayo en la línea no produce interrupción de suministro y nuestro diseño es eficiente.

5.9. ANÁLISIS ECONÓMICO – TÉCNICO

Se utilizan dos indicadores de rentabilidad (velocidad de generación de riquezas) o parámetros financieros muy conocidos, el VAN (Valor Actual Neto) y la TIR (Tasa Interna de Retorno), con el objetivo de sustentar la inversión.

Previo al cálculo de los indicadores de rentabilidad, se requiere calcular los beneficios incrementales y gastos incrementales que presenta la implementación de un cable de guarda en el alimentador TA-05.

5.9.1. CÁLCULO DE LOS BENEFICIOS INCREMENTALES

Los beneficios incrementales, se calculan en base a la reducción de interrupciones de suministro de energía que se presentan en el AMT TA-05, las compensaciones de interrupciones de suministro representan estos beneficios, ya que se pretende garantizar al máximo la continuidad de servicio, los beneficios incrementales se muestran a continuación.

Tabla 5.4. Compensación por interrupciones de suministro AMT TA-05

COMPENSACIÓN POR INTERRUPCIÓN DE SUMINISTRO EN EL AMT TA05		
AÑO	PERIODO	COMPENSACIÓN (S/.)
2013	I Y II SEMESTRE	36,542.00
2014	I Y II SEMESTRE	35,452.00
2015	I Y II SEMESTRE	34,952.00
2016	I SEMESTRE	18,265.00

Fuente: Elaboración propia en base a datos proporcionados por Electro Sur Este S.A.A.

De la tabla anterior se aprecia que los beneficios incrementales promedio anual de las interrupciones de suministro asciende a S/. 35,648.67 soles.

5.9.2. CÁLCULO DE LOS GASTOS INCREMENTALES

Se tiene como gasto principal la implementación de la línea de cable de guarda y el estudio respectivo, asciende a S/. 342,750.00 soles.

Otro rubro que influye en los gastos incrementales son los costos de operación y mantenimiento, que por experiencia y criterio se considera S/. 1,500.00 soles.

5.9.3. CÁLCULO DEL FLUJO DE CAJA

Para el cálculo de flujo de caja se debe tener los gastos e ingresos incrementales, representa la diferencia entre estos costos, y es indispensable para el cálculo de los indicadores el VAN y la TIR.

Tabla 5.5. Flujo de Caja.

BENEFICIOS INCREMENTALES											
AÑO	0	1.00	2.00	3.00	4.00	5.00	6.00	7.00	8.00	9.00	10.00
DESCRIPCIÓN											
Compensación de interrupciones de suministro		35,614.00	35,614.00	35,614.00	35,614.00	35,614.00	35,614.00	35,614.00	35,614.00	35,614.00	35,614.00
GASTOS INCREMENTALES											
Implementación del cable de guarda	342,750.00										
Operación y mantenimiento		1,500.00	1,500.00	1,500.00	1,500.00	1,500.00	1,500.00	1,500.00	1,500.00	1,500.00	1,500.00
FLUJO DE CAJA		34,114.00	34,114.00	34,114.00	34,114.00	34,114.00	34,114.00	34,114.00	34,114.00	34,114.00	34,114.00

BENEFICIOS INCREMENTALES										
AÑO	11.00	12.00	13.00	14.00	15.00	16.00	17.00	18.00	19.00	20.00
DESCRIPCIÓN										
Compensación de interrupciones de suministro	35,614.00	35,614.00	35,614.00	35,614.00	35,614.00	35,614.00	35,614.00	35,614.00	35,614.00	35,614.00
GASTOS INCREMENTALES										
Implementación del cable de guarda	-									
Operación y mantenimiento	1,500.00	1,500.00	1,500.00	1,500.00	1,500.00	1,500.00	1,500.00	1,500.00	1,500.00	1,500.00
FLUJO DE CAJA	34,114.00	34,114.00	34,114.00	34,114.00	34,114.00	34,114.00	34,114.00	34,114.00	34,114.00	34,114.00

Fuente: Elaboración propia con ayuda del programa Microsoft Excel.x

5.9.4. VALOR ACTUAL NETO (VAN)

El valor actual neto (VAN), es un procedimiento que permite calcular el valor presente de un determinado número de flujos de caja futuros, originados por una inversión. La metodología consiste en descontar al momento actual (es decir, actualizar mediante una tasa) todos los flujos de caja futuros del proyecto. A este valor se le resta la inversión inicial, de tal modo que el valor obtenido es el valor actual neto del proyecto.

La fórmula que nos permite calcular el Valor Actual Neto es:

$$VAN = -I + \sum_{n=1}^N \frac{Q_n}{(1+r)^n} \quad (5.1.)$$

Donde cada valor representa lo siguiente:

Q_n : Representa los flujos de caja.

I : Es el valor del desembolso inicial de la inversión.

N : Es el número de periodos considerados.

El tipo de interés es r . Si el proyecto no tiene riesgo, se toma como referencia el tipo de renta fija, de tal manera que con el VAN se estima si la inversión es mejor que invertir en algo seguro, sin riesgo específico.

Tabla 5.6. Interpretación del Valor Actual Neto (VAN)

Valor	Significado	Decisión que tomar
VAN>0	La inversión produciría ganancias por encima de la rentabilidad exigida (r)	La propuesta puede aceptarse
VAN<0	La inversión produciría pérdidas por encima de la rentabilidad exigida (r)	La propuesta debería rechazarse
VAN=0	La inversión no produciría ni ganancias ni pérdidas	Rentabilidad exigida (r), la decisión debería basarse en otros criterios, como la obtención de un mejor posicionamiento en el mercado u otros factores.

Fuente: *Elaboración propia.*

Cuando el VAN toma un valor igual a 0, r pasa a llamarse TIR (tasa interna de retorno).

5.9.5. TASA INTERNA DE RETORNO (TIR)

Se denomina Tasa Interna de Retorno (TIR) a la tasa de descuento que hace que el Valor Actual Neto (VAN) de una inversión sea igual a cero (VAN=0).

Este método considera que una inversión es aconsejable si la TIR resultante es igual o superior a la tasa exigida por el inversor, y entre varias alternativas, la más conveniente será aquella que ofrezca una TIR mayor.

Con una tasa mínima o tasa de corte, el coste de oportunidad de la inversión (si la inversión no tiene riesgo, el coste de oportunidad utilizado para comparar la TIR será la tasa de rentabilidad libre de riesgo). Si la tasa de rendimiento del proyecto - expresada por la TIR- supera la tasa de corte, se acepta la inversión; en caso contrario, se rechaza. La TIR puede utilizarse como indicador de la rentabilidad de un proyecto: a mayor TIR, mayor rentabilidad; así, se utiliza como uno de los criterios para decidir sobre la aceptación o rechazo de un proyecto de inversión. Para ello, la TIR se compara con una tasa mínima o tasa de corte, el coste de oportunidad de la inversión (si la inversión no tiene riesgo, el coste de oportunidad utilizado para comparar la TIR será la tasa de rentabilidad libre de riesgo). Si la tasa de rendimiento del proyecto - expresada por la TIR- supera la tasa de corte, se acepta la inversión; en caso contrario, se rechaza.

$$VAN = -I + \sum_{n=1}^N \frac{Q_n}{(1+TIR)^n} = 0 \quad (5.2.)$$

$$0 = -I + \frac{Q_1}{(1+r)^1} + \frac{Q_2}{(1+r)^2} + \dots + \frac{Q_n}{(1+r)^n} \quad (5.3.)$$

Donde cada valor representa lo siguiente:

Q_n : Representa los flujos de caja en el periodo n.

I : Es el valor del desembolso inicial de la inversión.

N : Es el número de periodos considerados.

El tipo de interés es $r = TIR$.

La inversión se considera efectuada cuando r sea mayor que la rentabilidad mínima que le exijamos a la inversión. Y la rechazaríamos cuando fuese inferior.

La TIR, al igual que otros indicadores tiene dos criterios a seguir para aceptar o rechazar proyectos de inversión:

- Si la TIR es mayor o igual que la Tasa Mínima Atractiva (TMA), el proyecto se acepta. ($TIR = TMA$).
- Si la TIR es menor que la Tasa Mínima Atractiva, el proyecto se rechaza. ($TIR < TMA$).

5.9.6. CÁLCULO DE PARÁMETROS FINANCIEROS

En la siguiente tabla se muestran los datos de la inversión, donde se aprecia el cobro y pago inicial, que se calcula en las tablas 5.14 y 5.17 respectivamente. Para la implementación del cable de guarda en el alimentador TA-05, se considera una tasa de descuento del 6%, como se muestra en la tabla N° 4.21.

Tabla 5.7. Datos de la inversión

DATOS DE LA INVERSIÓN			
Capital (S/.):	-342,750.00 soles	Tasa :	6.00%
Cobro inicial (S/.):	34,015.00 soles	Descuento cobros:	3.00%
Pago inicial (S/.):	1,300.00 soles	Inflación pagos:	3.75%
		Años :	20

Fuente: Elaboración propia.

Tabla 5.8. Tabla de recuperación de la inversión y flujo de caja

Años	Inversión	Beneficios incrementales	Gastos incrementales	Flujos Caja	Valor Actual	Acumulado
0	-342,750.00			-342,750.00	-342,750.00	-342,750.00
1		34,015.00	1,300.00	32,715.00	30,980.11	-311,769.89
2		34,015.00	1,300.00	32,715.00	29,337.23	-282,432.66
3		34,015.00	1,300.00	32,715.00	27,781.47	-254,651.19
4		34,015.00	1,300.00	32,715.00	26,308.21	-228,342.98
5		34,015.00	1,300.00	32,715.00	24,913.07	-203,429.91
6		34,015.00	1,400.00	32,615.00	23,519.81	-179,910.10
7		34,015.00	1,400.00	32,615.00	22,272.55	-157,637.54
8		34,015.00	1,400.00	32,615.00	21,091.43	-136,546.11
9		34,015.00	1,400.00	32,615.00	19,972.95	-116,573.17
10		34,015.00	1,400.00	32,615.00	18,913.77	-97,659.39
11		34,015.00	1,500.00	32,515.00	17,855.86	-79,803.54
12		34,015.00	1,500.00	32,515.00	16,908.95	-62,894.59
13		34,015.00	1,500.00	32,515.00	16,012.27	-46,882.32
14		34,015.00	1,500.00	32,515.00	15,163.13	-31,719.19
15		34,015.00	1,500.00	32,515.00	14,359.03	-17,360.16
16		34,015.00	1,500.00	32,515.00	13,597.56	-3,762.60
17		34,015.00	1,500.00	32,515.00	12,876.48	9,113.88
18		34,015.00	1,500.00	32,515.00	12,193.64	21,307.52
19		34,015.00	1,500.00	32,515.00	11,547.00	32,854.52
20		34,015.00	1,500.00	32,515.00	10,934.66	43,789.18

Fuente: Elaboración propia.

De la tabla anterior, se resume que la inversión inicial, para el cambio de nivel de tensión es de S/. 342,750.00 nuevos soles, la cual se recupera al cabo del diecisieteavo año.

Tabla 5.9. Análisis de la rentabilidad

Análisis de la inversión			
Otros indicadores:	V.A.N.	43,789.18	Valor actual neto Tasa interna rentabilidad
	T.I.R.	7.11%	
	V.A.	10,934.66	Valor actual
	PAYBACK	17	Plazo de recuperación
	R.C.	1.66	Rendimiento contable

Fuente: Elaboración propia

Interpretación de la Tabla N° 5.9:

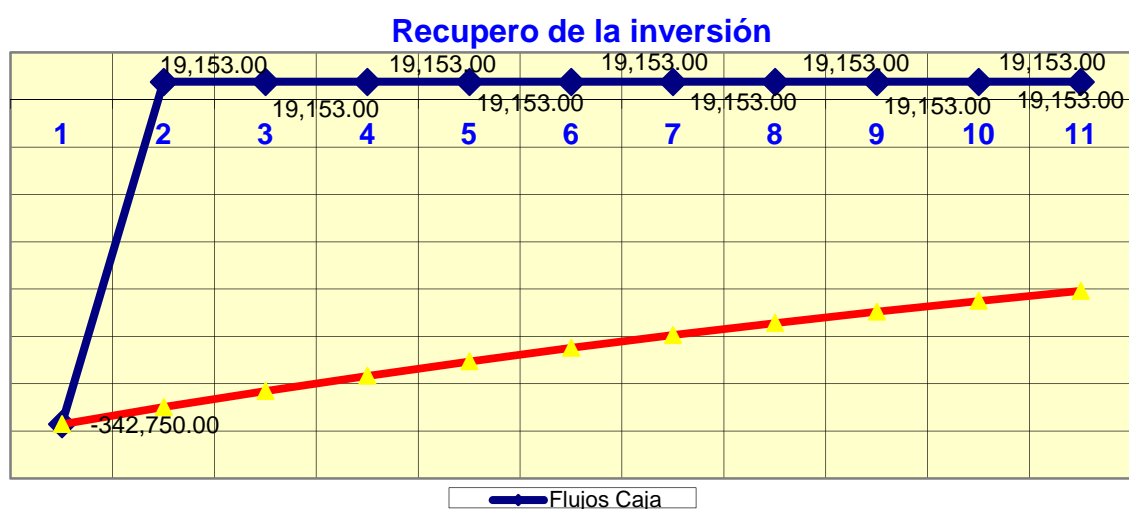
V.A.N.: Indicador financiero que mide los flujos de los futuros ingresos y egresos que tendrá el cambio de nivel de tensión. Si el resultado es positivo, es viable. Obtenemos el V.A.N.=43,789.18 esto nos indica que el valor presente de los flujos futuros que obtendremos es superior al coste inicial, podemos esperar de esta inversión una rentabilidad extraordinaria por encima de la mínima que nos compensaría por el nivel de riesgo que asumimos.

T.I.R.: Tasa de descuento que hace que el VAN sea igual a cero, se obtuvo un resultado de T.I.R.=7.11%, o sea como la TIR=7.11% > tasa de descuento = 6.00%, el aumento de un cable de guarda es aceptable, ya que genera valor.

Payback: O plazo de recuperación, es el número de años que han de transcurrir para que la suma de los flujos de caja futuros iguale al flujo negativo inicial, en nuestro caso es de 17 años.

En el gráfico N° 5.7 la curva de color rojo, representa el recupero de la inversión a través del tiempo, mientras que la curva azul significa el flujo de caja, el valor de la coordenada "x" del punto de intersección entre el eje de las abscisas y la curva roja, representa el Payback o plazo de recuperación de la inversión.

Gráfico 5.7. Diagrama del recupero de la inversión a través del tiempo



Fuente: Elaboración propia

CONCLUSIONES

1. Se desarrolló el estudio de las interrupciones del Alimentador TA-05 alcanzando a demostrar los motivos que conllevan a tener valores por encima de los establecidos en la norma, esto con apoyo de los Softwares DigSilent y ATP-Draw; además de la información alcanzada por Electro Sur Este S.A.A, donde indica que las Interrupciones en el año 2014 fueron 59 y en el año 2015 60.
2. Se diagnosticó la operación actual del alimentador TA-05, donde se encuentra que, en los años 2014 y 2015, el Alimentador TA-05 infringió la Norma Técnica de Calidad de Servicios Eléctricos Rurales (NTCSER), llegando a obtener los valores de 69.65 y 66.93 de SAIFI respectivamente, superior al límite establecido por OSINERGMIN que tiene una tolerancia semestral de 8.
3. Se analizó los resultados del alimentador TA-05, llegando a dos alternativas de solución para proponer la reducción de las interrupciones del suministro eléctrico, las cuales son; la implementación de pararrayos de línea y la instalación de cable de guarda en el tramo de la troncal, mostrando en el capítulo IV las ventajas y desventajas de estos.
4. Se desarrolla la mejor alternativa de solución, previo análisis de las ventajas y desventajas de las opciones propuestas en el capítulo IV, siendo la implementación de un Cable de Guarda a través de la línea troncal del Alimentador en Media Tensión TA-05 la más viable técnica y económicamente a largo plazo, cuyo costo de puesta en servicio asciende a S/. 342,750.00 soles, recuperable en 17 años según el flujo de caja.

RECOMENDACIONES

1. Se recomienda realizar un estudio de simulación del sistema frente a descargas atmosféricas.
2. Se recomienda desarrollar el expediente técnico correspondiente a la implementación de cable de guarda en el alimentador TA05, donde se muestre los cálculos mecánicos para ver si las estructuras existentes serán capaces de soportar el peso del conductor de guarda.
3. Se recomienda realizar el estudio de la coordinación de aislamiento a nivel expediente para una mejor confiabilidad del Alimentador TA-05.

CONCLUSIONES

1. Se desarrolló el estudio de las interrupciones del Alimentador TA-05 alcanzando a demostrar los motivos que conllevan a tener valores por encima de los establecidos en la norma, esto con apoyo de los Softwares DigSilent y ATP-Draw; además de la información alcanzada por Electro Sur Este S.A.A, donde indica que las Interrupciones en el año 2014 fueron 59 y en el año 2015 60.
2. Se diagnosticó la operación actual del alimentador TA-05, donde se encuentra que, en los años 2014 y 2015, el Alimentador TA-05 infringió la Norma Técnica de Calidad de Servicios Eléctricos Rurales (NTCSER), llegando a obtener los valores de 69.65 y 66.93 de SAIFI respectivamente, superior al límite establecido por OSINERGMIN que tiene una tolerancia semestral de 8.
3. Se analizó los resultados del alimentador TA-05, llegando a dos alternativas de solución para proponer la reducción de las interrupciones del suministro eléctrico, las cuales son; la implementación de pararrayos de línea y la instalación de cable de guarda en el tramo de la troncal, mostrando en el capítulo IV las ventajas y desventajas de estos.
4. Se desarrolla la mejor alternativa de solución, previo análisis de las ventajas y desventajas de las opciones propuestas en el capítulo IV, siendo la implementación de un Cable de Guarda a través de la línea troncal del Alimentador en Media Tensión TA-05 la más viable técnica y económicamente a largo plazo, cuyo costo de puesta en servicio asciende a S/. 342,750.00 soles, recuperable en 17 años según el flujo de caja.

RECOMENDACIONES

1. Se recomienda realizar un estudio de simulación del sistema frente a descargas atmosféricas.
2. Se recomienda desarrollar el expediente técnico correspondiente a la implementación de cable de guarda en el alimentador TA05, donde se muestre los cálculos mecánicos para ver si las estructuras existentes serán capaces de soportar el peso del conductor de guarda.
3. Se recomienda realizar el estudio de la coordinación de aislamiento a nivel expediente para una mejor confiabilidad del Alimentador TA-05.

BIBLIOGRAFÍA

A. LIBROS.

- [1] Chapman, S. J. "Maquinas Eléctricas". Editorial McGraw-Hill. Colombia. 1987.
- [2] Charles A. Gross – "Análisis de sistemas de potencia" Nueva Editorial Interamericana - 1982.
- [3] D.P. Kothari –I.J. Nagrath, "Sistemas Eléctricos de Potencia" – 3ra edición McGraw Hill -2008.
- [4] Enríquez Harper, "Maquinas Eléctricas". Editorial Limusa – 2005.
- [5] Felipe Miranda, Investigando en Ingeniería, editorial UNSA, primera impresión-1998.
- [6] Ing. Luis Cesín, "Cálculo y actualización del límite térmico de las líneas de transmisión en el sistema de potencia de CADAFE". Editorial universidad central de Venezuela – 2007.
- [7] Ing. Rubén Segundo Collantes Véliz "Análisis de Mejora de la Confiabilidad de los Sistemas de Distribución Eléctrica de Alta Densidad de Carga" – Tesis de Maestría de la Universidad Nacional de Ingeniería - 2010
- [8] J. Duncan Glover & Mulukutla S. Sarma – "Análisis y Diseño de Sistemas de Potencia", 3ra Edición -- Thomson-2004
- [9] J. J. Grainger, W.D. Stevenson Jr. "Power system analysis". McGraw Hill. -1994.
- [10] J. Martínez Fernández de Velasco. "Coordinación de aislamiento en redes" - McGraw Hill - 2007.
- [11] Joseph A. Edminister, Mahmood Nahvi "Circuitos Electricos". Editorial Shaum- 2006.
- [12] Raúl Tafur, "La tesis universitaria", editorial Mantaro, primera reimpresión-2012.
- [13] Théodore Wildi, Rodolfo Navarro Salas "Máquinas eléctricas y sistemas de potencia". Pearson Educación – 2007
- [14] Collantes Véliz, R. S. (2010). ANÁLISIS DE MEJORA DE LA CONFIABILIDAD DE LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA DE ALTA DENSIDAD DE CARGA. Lima.

B. NORMAS, RESOLUCIONES Y CONTRATO.

- [15] Código Nacional de Electricidad Suministro 2011.
- [16] Norma DGE RM091-2002-EM-VME-Terminología en electricidad
- [17] Norma Técnica de Calidad del Servicio Eléctrico Rural (NTCSER).
- [18] Resolución de consejo directivo OSINERGMIN N° 177-2012-OS-CD (2012).
- [19] Resolución de consejo directivo del Organismo Supervisor De La Inversión En Energía OSINERGMIN N° 074-2004-OS/CD.
- [20] Norma DGE “Bases para el diseño de líneas y redes primarias para electrificación rural” – Diciembre 2003.

C. INTERNET.

- [21] http://www.coes.org.pe/coes/Procedimientos/procedimiento_n21.pdf
- [22] <http://www.map-peru.com/es/mapas>.
- [23] <http://www.ptolomeo.unam.mx:8080/xmlui/bitstream/handle/132.248.52.100/657/A-4.pdf?sequence=4>
- [24] <http://es.scribd.com/doc/135499582/Simbologia-DIN-y-NEMA-pdf#scribd>
- [25] <http://www.osinergmin.gob.pe/empresas/electricidad/Paginas/mapaMT/index.html>
- [26] <http://spij.minjus.gob.pe/Graficos/Peru/2011/Mayo/05/RM-214-2011-MEM-DM.pdf>
- [27] http://cybertesis.uni.edu.pe/bitstream/uni/152/1/collantes_vr.pdf

D. Base de datos.

- [28] Base de datos del GIS Electro Sur Este S.A.A.
- [29] Información adicional del área de Operación y Manteniendo de Electro sur este.
- [30] Reporte de indicadores - OSINERGMIN.
- [31] Reporte mensual del “procedimiento para supervisión de la operación de los sistemas eléctricos-Resolución N° 074-2004-OS/CD”

GLOSARIO

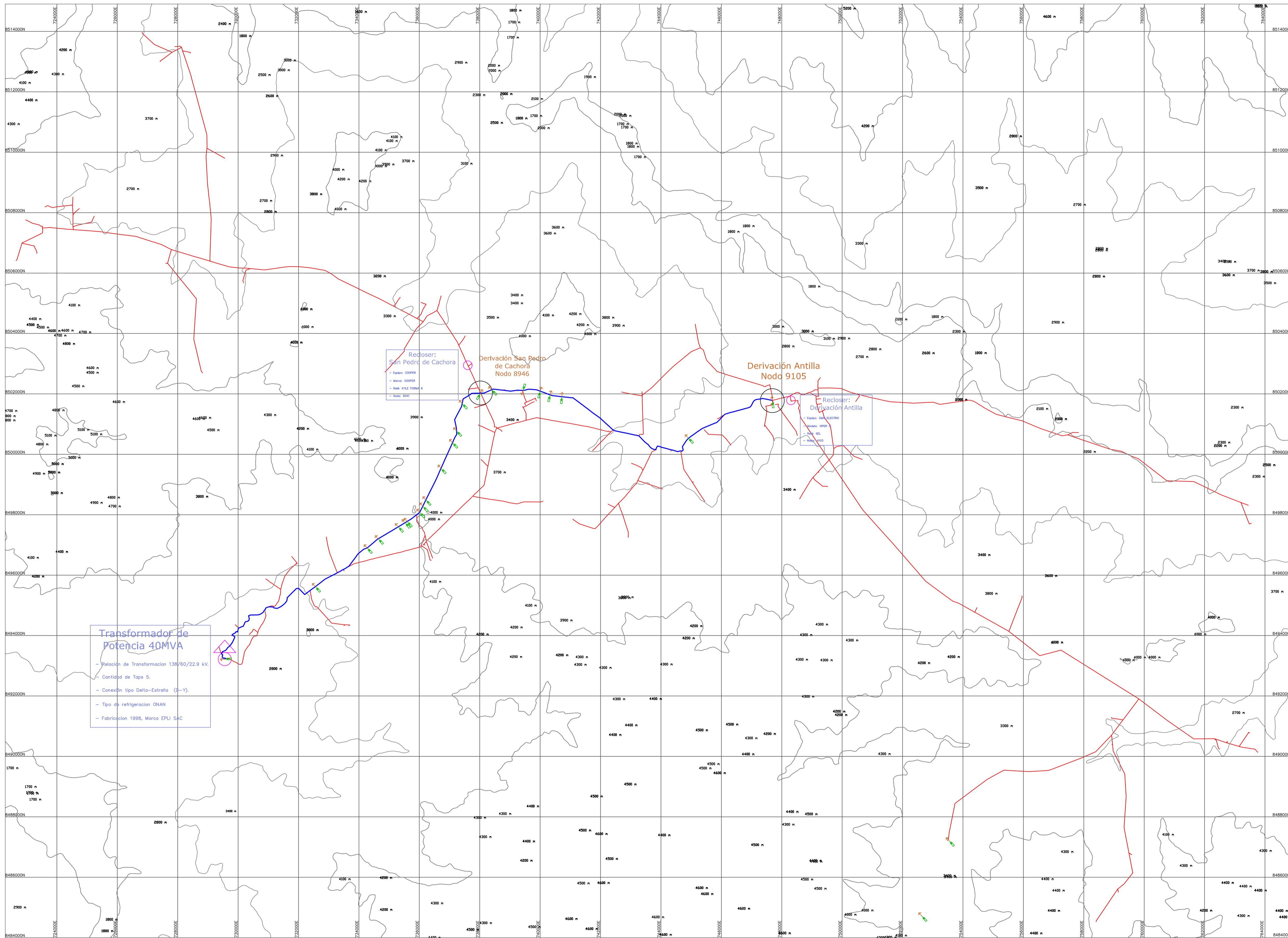
AMT	Alimentador en Media Tensión; Medio conductor por el cual se desplaza una señal electromagnética, a una tensión nominal comprendida entre los 10 kV hasta los 33kV.
AMT TA-05	Alimentador en Media Tensión de la salida 05 de la subestación de Tamburco.
SET	Subestación de Transformación; es el lugar donde se transforma la tensión de un nivel a otro, por medio de transformadores de potencia.
IEC	International Electrotechnical Commission
SEIN	Sistema Eléctrico Interconectado Nacional
Efecto capacitivo	Los conductores de una línea, aislados entre sí y aislados de tierra, son desde el punto de vista eléctrico, equivalentes a las armaduras de un condensador (capacitor).
SET	Sub Estación de Transformación.
BT	Baja Tensión.
MT	Media Tensión.
AT	Alta Tensión.
AMT	Alimentador de Media Tensión.
NTCSER	Norma Técnica de Calidad de Servicio Eléctrico Rural.
COES	Comité de Operación Económica del Sistema interconectado Nacional
OSINERGMIN	Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería.
GIS	Geographic Information System. (Sistema de Información Geográfica)
SAIDI	System Average Interruption Duration Index.
SAIFI	System Average Interruption Frequency Index.
kV	Kilo voltios
MW	Mega watts
VAN	Valor Actual Neto
TIR	Tasa Interna de Retorno

MCH	Mini central hidroeléctrica
BIL	Nivel básico de aislamiento al impulso tipo atmosférico
BSL	Nivel básico de aislamiento al impulso tipo maniobra
NPM	Nivel de protección al impulso tipo maniobra
NPR	Nivel de protección al impulso tipo rayo
COV	Tensión continua de operación
TOV	Sobretensión temporal
ONAN	Oil Natural Air Natural
ONAF	Oil Natural Air Forced
SF6	Hexafluoruro de azufre

ANEXOS

ANEXO A

MAPAS Y PLANOS

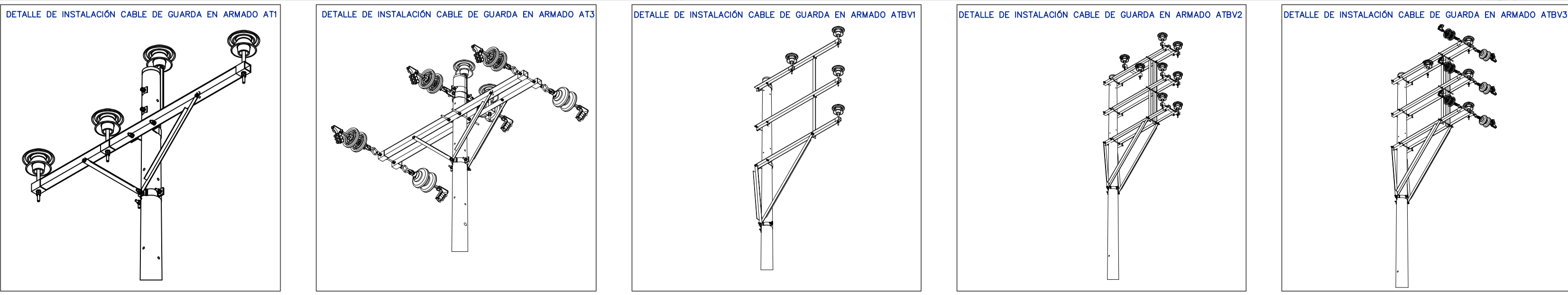


COORDENADAS UTM WGS 84

CORSO	ARMADO	COORDENADA X	COORDENADA Y
8514000N	ATV1	724000E	8512000N
8514000N	ATV2	724000E	8512000N
8514000N	ATV3	724000E	8512000N
8514000N	ATV4	724000E	8512000N
8514000N	ATV5	724000E	8512000N
8514000N	ATV6	724000E	8512000N
8514000N	ATV7	724000E	8512000N
8514000N	ATV8	724000E	8512000N
8514000N	ATV9	724000E	8512000N
8514000N	ATV10	724000E	8512000N
8514000N	ATV11	724000E	8512000N
8514000N	ATV12	724000E	8512000N
8514000N	ATV13	724000E	8512000N
8514000N	ATV14	724000E	8512000N
8514000N	ATV15	724000E	8512000N
8514000N	ATV16	724000E	8512000N
8514000N	ATV17	724000E	8512000N
8514000N	ATV18	724000E	8512000N
8514000N	ATV19	724000E	8512000N
8514000N	ATV20	724000E	8512000N
8514000N	ATV21	724000E	8512000N
8514000N	ATV22	724000E	8512000N
8514000N	ATV23	724000E	8512000N
8514000N	ATV24	724000E	8512000N
8514000N	ATV25	724000E	8512000N
8514000N	ATV26	724000E	8512000N
8514000N	ATV27	724000E	8512000N
8514000N	ATV28	724000E	8512000N
8514000N	ATV29	724000E	8512000N
8514000N	ATV30	724000E	8512000N
8514000N	ATV31	724000E	8512000N
8514000N	ATV32	724000E	8512000N
8514000N	ATV33	724000E	8512000N
8514000N	ATV34	724000E	8512000N
8514000N	ATV35	724000E	8512000N
8514000N	ATV36	724000E	8512000N
8514000N	ATV37	724000E	8512000N
8514000N	ATV38	724000E	8512000N
8514000N	ATV39	724000E	8512000N
8514000N	ATV40	724000E	8512000N
8514000N	ATV41	724000E	8512000N
8514000N	ATV42	724000E	8512000N
8514000N	ATV43	724000E	8512000N
8514000N	ATV44	724000E	8512000N
8514000N	ATV45	724000E	8512000N
8514000N	ATV46	724000E	8512000N
8514000N	ATV47	724000E	8512000N
8514000N	ATV48	724000E	8512000N
8514000N	ATV49	724000E	8512000N
8514000N	ATV50	724000E	8512000N
8514000N	ATV51	724000E	8512000N
8514000N	ATV52	724000E	8512000N
8514000N	ATV53	724000E	8512000N
8514000N	ATV54	724000E	8512000N
8514000N	ATV55	724000E	8512000N
8514000N	ATV56	724000E	8512000N
8514000N	ATV57	724000E	8512000N
8514000N	ATV58	724000E	8512000N
8514000N	ATV59	724000E	8512000N
8514000N	ATV60	724000E	8512000N
8514000N	ATV61	724000E	8512000N
8514000N	ATV62	724000E	8512000N
8514000N	ATV63	724000E	8512000N
8514000N	ATV64	724000E	8512000N
8514000N	ATV65	724000E	8512000N
8514000N	ATV66	724000E	8512000N
8514000N	ATV67	724000E	8512000N
8514000N	ATV68	724000E	8512000N
8514000N	ATV69	724000E	8512000N
8514000N	ATV70	724000E	8512000N
8514000N	ATV71	724000E	8512000N
8514000N	ATV72	724000E	8512000N
8514000N	ATV73	724000E	8512000N
8514000N	ATV74	724000E	8512000N
8514000N	ATV75	724000E	8512000N
8514000N	ATV76	724000E	8512000N
8514000N	ATV77	724000E	8512000N
8514000N	ATV78	724000E	8512000N
8514000N	ATV79	724000E	8512000N
8514000N	ATV80	724000E	8512000N
8514000N	ATV81	724000E	8512000N
8514000N	ATV82	724000E	8512000N
8514000N	ATV83	724000E	8512000N
8514000N	ATV84	724000E	8512000N
8514000N	ATV85	724000E	8512000N
8514000N	ATV86	724000E	8512000N
8514000N	ATV87	724000E	8512000N
8514000N	ATV88	724000E	8512000N
8514000N	ATV89	724000E	8512000N
8514000N	ATV90	724000E	8512000N
8514000N	ATV91	724000E	8512000N
8514000N	ATV92	724000E	8512000N
8514000N	ATV93	724000E	8512000N
8514000N	ATV94	724000E	8512000N
8514000N	ATV95	724000E	8512000N
8514000N	ATV96	724000E	8512000N
8514000N	ATV97	724000E	8512000N
8514000N	ATV98	724000E	8512000N
8514000N	ATV99	724000E	8512000N
8514000N	ATV100	724000E	8512000N

LEYENDA

SÍMBOLO	DESCRIPCIÓN	UNIDAD	CANTIDAD
	Subestación de transformación Tamburo 05	Und.	01
	Puesta a tierra existente	Und.	22
	Pararrayos de línea existente	Und.	22
	Conductor de aleación de aluminio AAAC, troncal 3x70 mm2 Existente	Km.	25.84
	Conductor de aleación de aluminio AAAC, Red Primaria Existente	Km.	184.16



UNIVERSIDAD NACIONAL DE SAN ANTONIO ABAD DEL CUSCO
 FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA, INFORMÁTICA Y MECÁNICA
 ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

TESIS:
 ESTUDIO DE LAS INTERRUPTIONES DEL ALIMENTADOR TA-05
 CURAHUASI Y PROPUESTA PARA SU MEJORAMIENTO

PLANO:
 RED PRIMARIA - ALIMENTADOR TA-05

UBICACION:

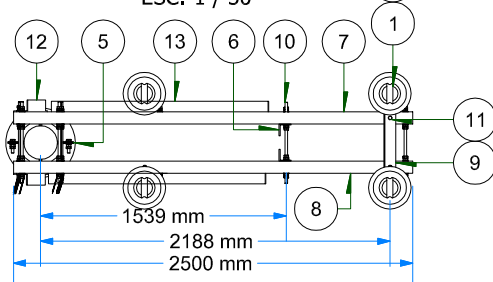
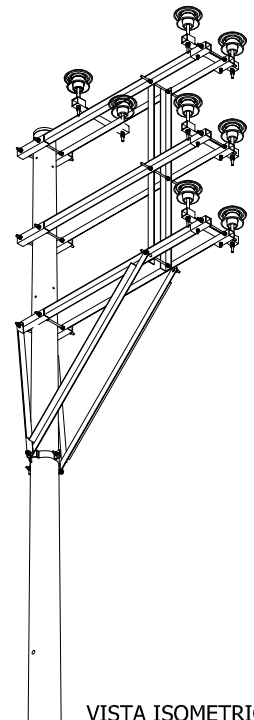
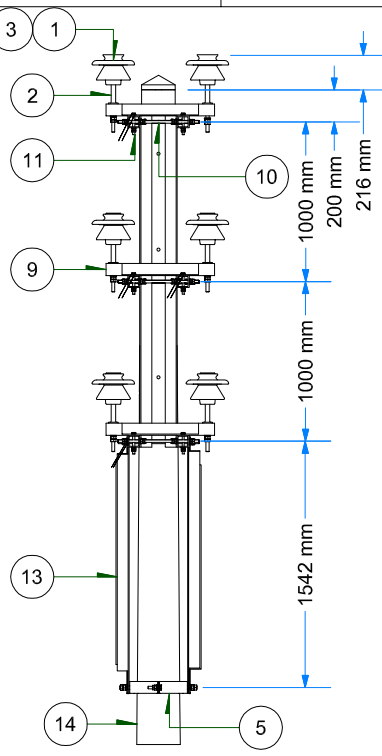
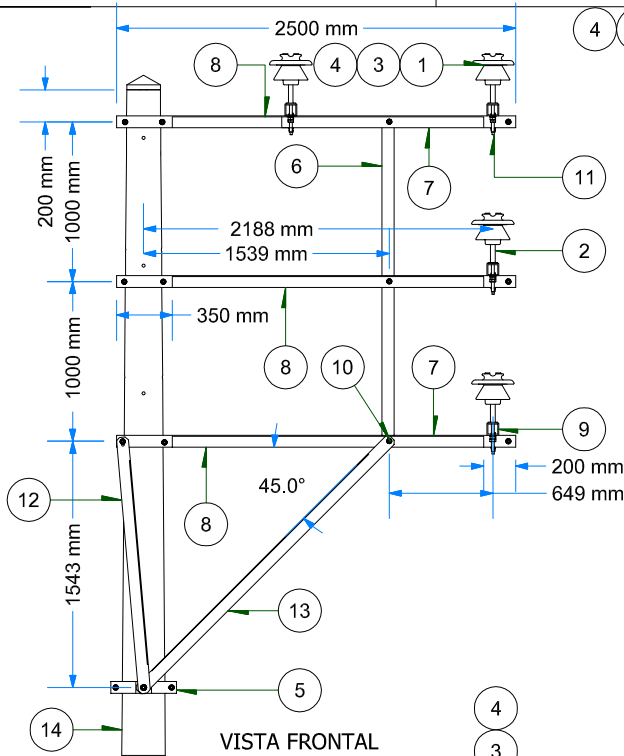
ELABORADO: DR. NEMEL OLIVERO FLORES
 DISEÑADO: BASKI DAWA CASHA YAIR
 ASESOR: ING. WAFER ELLI BARRONDO PISCO

FECHA: JUNIO - 2018
 DICTAMINANTE: ING. CESAR CASHA HUAMANI

ESCALA: 1:5000
 HOJA: 1/1
 FORMATO: A1

ANEXO B

DETALLE DE ARMADOS

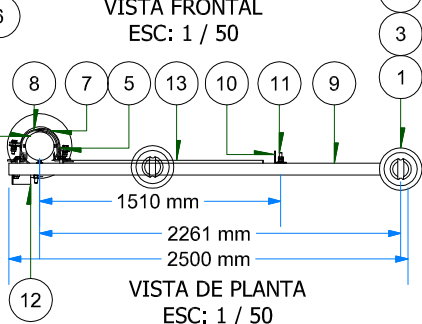
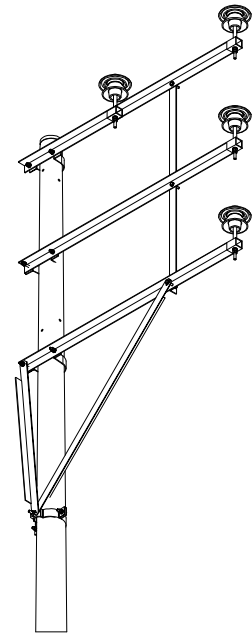
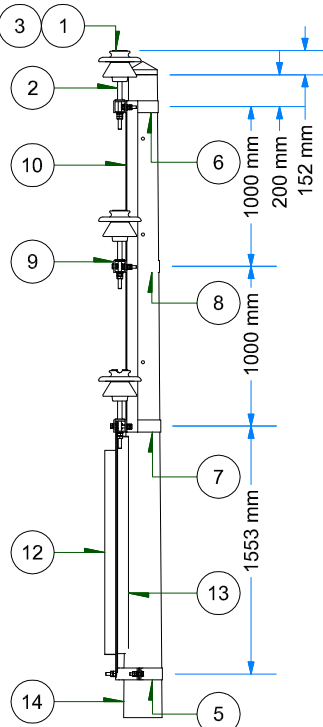
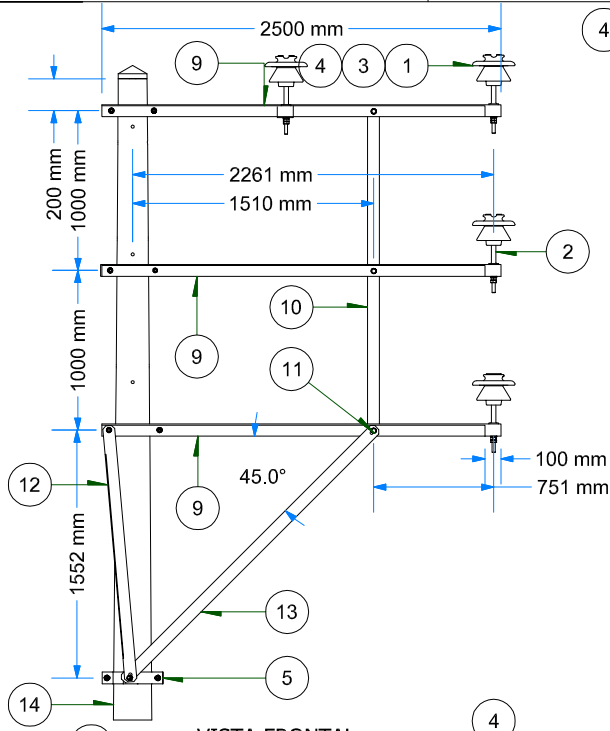


ARMADO	PERFIL	CONDUCTOR	VANO
	TIPO	TIPO	MÁXIMO (m)
ATBV2	64x64x6.4mm.	≤AAAC-70 mm ²	176
ATBV2	75x75x6.4mm.	≥AAAC-120 mm ²	98

NOTA: Los vanos máximos indicados son referenciales. Los soportes y armados serán calculados en función al tipo de terreno y características de la zona del proyecto, cumpliendo con las DMS.

DISEÑO:	ELABORADO:	JLGR	VER: 02	TENSION:	22.9 kV	MODIFICADO:	GPN
	REVISADO:	JJD	OCT-2015	CODIGO TIPO:	MT	PESO FERRETERIA (Kg):	267,48
	APROBADO:	SCN	NOV-2015	ESTRUCTURA:	CONCRETO	PESO AISLADORES (Kg):	41,70
	ELSE:			ARCHIVO:	MT-ATBV2-22.9		

IT	COD. ELSE	SICODI	DESCRIPCIÓN	UND.	CANT.
1	I-LP060202	APS04	AISLADOR DE PORCELANA TIPO PIN ANSI 56-3	und.	6
2	I-LP130204	AXC18	ESPIGA PARA CRUCETA L= 203 + 178 mm, D= 28,6 mm, DR= 35 mm, PARA AISLADOR PIN ANSI 56-3 C/T/C/A/AP	und.	6
3	I-LP150402	CXP12	VARILLA DE ARMAR PREFORMADA SIMPLE DE AL DE 1117 mm, 8 HILOS, PARA CONDUCTOR DE AL 35 mm ²	und.	6
4	I-LP150902	CXP06	ALAMBRE DE AMARRE DE ALUMINIO DE 16 mm ²	m.	15
5	I-LP180238	PAA07	ABRAZADERA TIPO CAS DOBLE DE 75 mm, E=6,4 mm, D=260 mm C/4P/4T/4C/8A/4AP	und.	1
6	I-LP181029	PCB14	PERFIL ANGULAR DE FIERRO GALVANIZADO DE 75x75x2075 mm., E=6.4mm	und.	2
7	I-LP181031	PCF03	CRUCETA DE PERFIL ANGULAR DE FIERRO GALVANIZADO DE 75x75x2500 mm, E=6.4 mm, 1 DADO 200 mm IZQUIERDA	und.	3
8	I-LP181032	PCF03	CRUCETA DE PERFIL ANGULAR DE FIERRO GALVANIZADO DE 75x75x2500 mm, E=6.4 mm, 1 DADO 200 mm DERECHA	und.	3
9	I-LP181304	AXP30	SOPORTE SEPARADOR PARA AISLADOR TIPO PIN	und.	3
10	I-LP181807	FDP06	PERNO DOBLE ARMADO 16 mm, L= 508 mm, CR=77kN C/2T/2C/4A/2AP	und.	12
11	I-LP182002	FPM01	PERNO MAQUINADO L= 127 mm, D= 13 mm C/T/C/2A/AP	und.	6
12	I-LP182321	PCB14	RIOSTRA DE PERFIL ANGULAR DE F°G° 75x75x1610 mm. E=6,4 mm.	und.	2
13	I-LP182323	PCB14	RIOSTRA DE PERFIL ANGULAR DE F°G° 75x75x2245 mm. E=6,4 mm.	und.	2
14	I-LP010108	PPC25	POSTE DE CONCRETO ARMADO 15/500/210/435 (6 SEGUN REQ.)	und.	1



ARMADO	PERFIL	CONDUCTOR	VANO
	TIPO	TIPO	MÁXIMO (m)
ATBV1	64x64x6.4mm.	≤AAAC-70 mm ²	303
ATBV1	75x75x6.4mm.	≥AAAC-120 mm ²	225

NOTA: Los vanos máximos indicados son referenciales. Los soportes y armados serán calculados en función al tipo de terreno y características de la zona del proyecto, cumpliendo con las DMS.

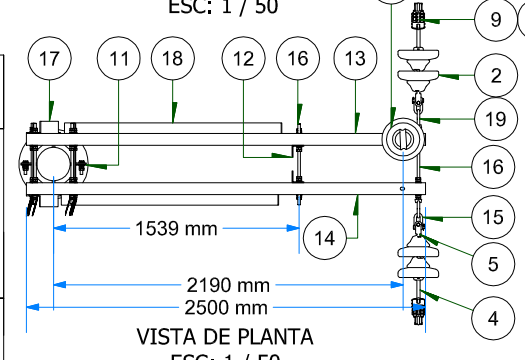
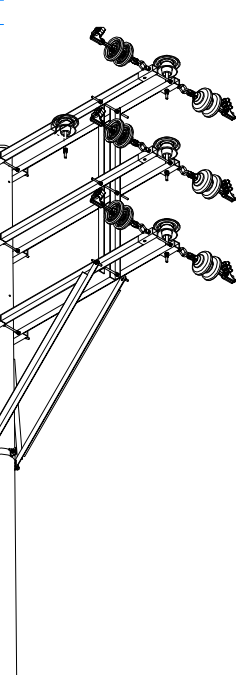
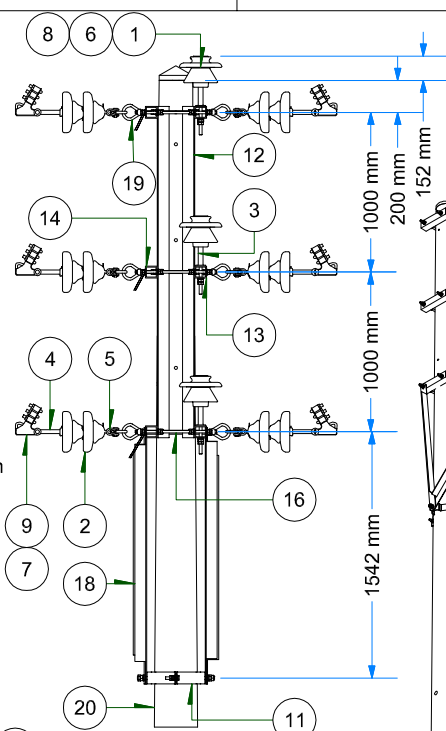
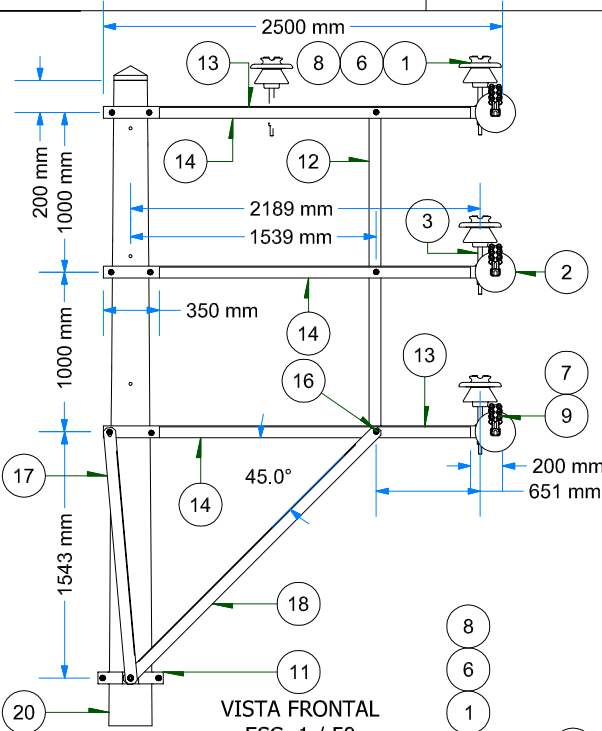
MODIFICADO:	GPN	22.9 kV	VER: 02	ELSE	DISEÑO:
PESO FERRERIA (Kg):	120,481	TENSION:	OCT-2015	ALINEAM.	CODIGO NIF:
PESO AISLADORES (Kg):	20,85	CODIGO TIPO:	NOV-2015	ATBV1	CODIGO SID ELSE:
		ESTRUCTURA:	NOV-2015	PSVE-2	CODIGO MINEW:
		ARCHIVO:	MT-ATBV1-22.9		

ITEM	COD. ELSE	SICODI	DESCRIPCIÓN	UND.	CANT.
1	I-LP060202	APS04	AISLADOR DE PORCELANA TIPO PIN ANSI 56-3	und.	3
2	I-LP130204	AXC18	ESPIGA PARA CRUCETA L= 203 + 178 mm, D= 28,6 mm, DR= 35 mm, PARA AISLADOR PIN ANSI 56-3 C/T/C/A/AP	und.	3
3	I-LP150401	CXP14	VARILLA DE ARMAR PREFORMADA SIMPLE DE AL DE 1016 mm, 7 HILOS, PARA CONDUCTOR DE AL 25 mm ²	und.	3
4	I-LP150901	CXX05	ALAMBRE DE AMARRE DE ALUMINIO DE 10 mm ²	m.	8
5	I-LP180335	PAA06	ABRAZADERA TIPO CAS SIMPLE DE 75 mm, E=6,4mm, D=230 mm C/3P/3T/3C/6A/3AP	und.	1
6	I-LP180512	PAA08	ABRAZADERA TIPO PARTIDO PARA CRUCETA DE 75 mm, E=6,4 mm, D=180 mm C/2P/2T/2C/4A/2AP	und.	1
7	I-LP180515	PAA08	ABRAZADERA TIPO PARTIDO PARA CRUCETA DE 75 mm, E=6,4 mm, D=210 mm C/2P/2T/2C/4A/2AP	und.	1
8	I-LP180518	PAA08	ABRAZADERA TIPO PARTIDO PARA CRUCETA DE 75 mm, E=6,4 mm, D=195 mm C/2P/2T/2C/4A/2AP	und.	1
9	I-LP181017	PCF03	CRUCETA DE PERFIL ANGULAR DE FIERRO GALVANIZADO DE 75x75x2500 mm., E=6,4mm, 1 DADO 100 mm IZQUIERDA	und.	3
10	I-LP181029	PCB14	PERFIL ANGULAR DE FIERRO GALVANIZADO DE 75x75x2075 mm., E=6,4mm	und.	1
11	I-LP182010	PFM02	PERNO MAQUINADO L= 75 mm, D= 16 mm C/T/C/2A/AP	und.	3
12	I-LP182321	PCB14	RIOSTRA DE PERFIL ANGULAR DE F°G° 75x75x1610 mm. E=6,4 mm.	und.	1
13	I-LP182323	PCB14	RIOSTRA DE PERFIL ANGULAR DE F°G° 75x75x2245 mm. E=6,4 mm.	und.	1
14	I-LP010107	PPC24	POSTE DE CONCRETO ARMADO 15/400/180/405 (6 SEGUN REQ.)	und.	1

GERENCIA DE PROYECTOS ESPECIALES
OFICINA DE NORMAS Y ESTANDARIZACIÓN

SECTOR TIPICO: 2, 3, 4, 5, 6, SER

MT

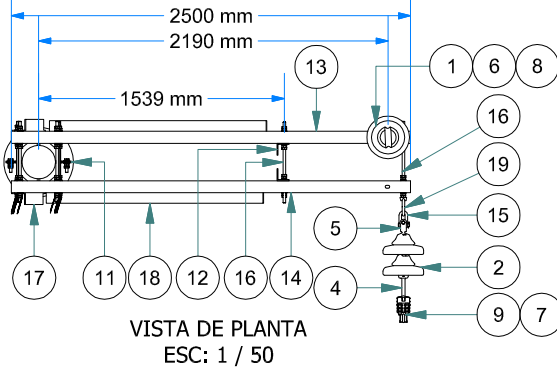
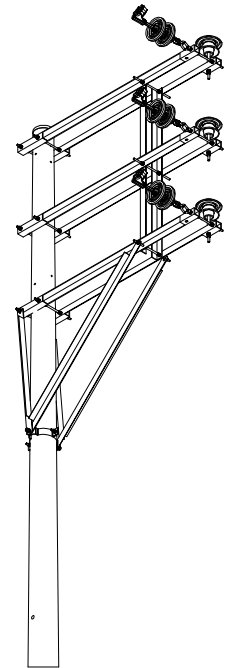
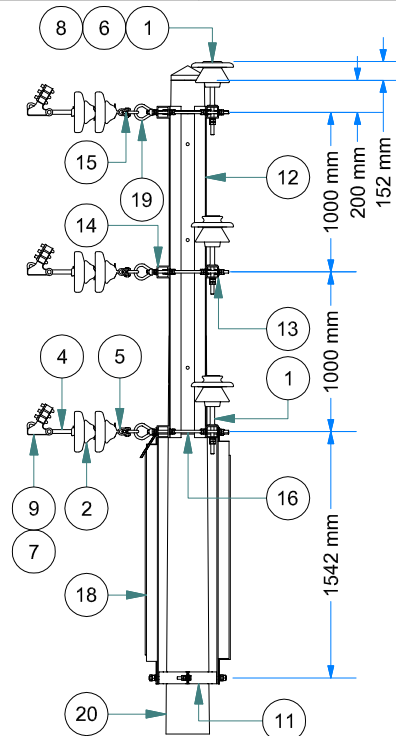
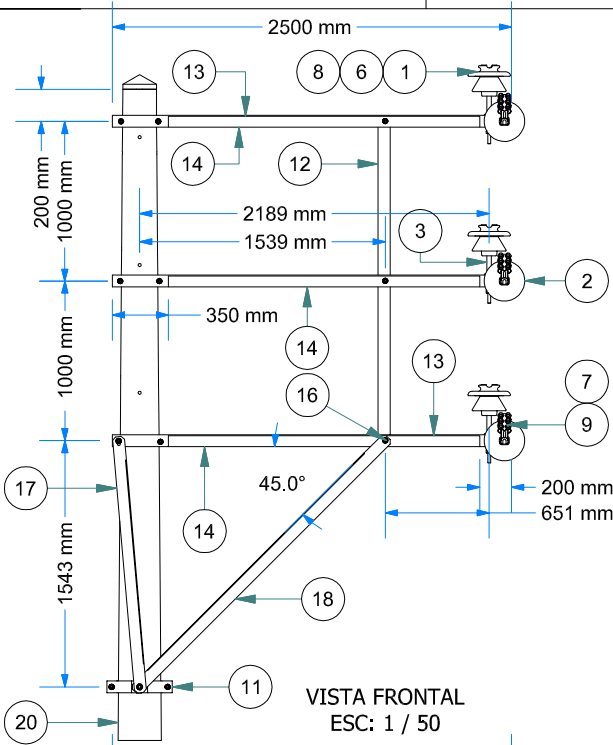


ARMADO	PERFIL	CONDUCTOR	VANO
	TIPO	TIPO	MÁXIMO (m)
ATBV3	64x64x6.4mm.	≤AAAC-70 mm ²	142
ATBV3	75x75x6.4mm.	≥AAAC-120 mm ²	313

NOTA: Los vanos máximos indicados son referenciales. Los soportes y armados serán calculados en función al tipo de terreno y características de la zona del proyecto, cumpliendo con las DMS.

DISEÑO:	CODIGO MIF:	MT
	CODIGO SID.ELSE:	CONCRETO
VERSION:	ELABORADO:	MT-ATBV3-22.9 (CAD)
	REVISADO:	
ELSE:	ANCLAJE:	22.9 kV
	PRV2:	
DISEÑO MIF:	CODIGO MIF:	261.945
	CODIGO MIF:	84.45
DISEÑO MIF:	CODIGO MIF:	
	CODIGO MIF:	

ITEM	COD. ELSE	DESCRIPCIÓN	UNID.	CANT.
1	I-LP060202	APS04 AISLADOR DE PORCELANA TIPO PIN ANSI 56-3	und.	3
2	I-LP070101	ASS01 AISLADOR DE PORCELANA TIPO SUSPENSION 52-3	und.	12
3	I-LP130204	AXC18 ESPIGA PARA CRUCETA L= 203 + 178 mm, D= 28,6 mm, DR= 35 mm, PARA AISLADOR PIN ANSI 56-3 C/T/C/A/AP	und.	3
4	I-LP140301	AXA04 ADAPTADOR CASQUILLO OJO LARGO	und.	6
5	I-LP140601	AXA02 ADAPTADOR HORQUILLA BOLA	und.	6
6	I-LP150402	CXP12 VARILLA DE ARMAR PREFORMADA SIMPLE DE AL DE 1117 mm, 8 HILOS, PARA CONDUCTOR DE AL 35 mm ²	und.	3
7	I-LP150701	CXX09 CINTA PLANA DE ARMAR DE ALUMINIO	und.	6
8	I-LP150901	CXX05 ALAMBRE DE AMARRE DE ALUMINIO DE 10 mm ²	m.	8
9	I-LP151001	AXG01 GRAPA DE ANCLAJE TIPO PISTOLA DE DOS PERNOS PARA CONDUCTORES DE SECCIÓN 16 a 50 mm ²	und.	6
10	I-LP151404	FKX10 CONECTOR DE DOBLE VIA A-HAI DE DOS PERNOS 16-120mm ²	und.	3
11	I-LP180238	PAA07 ABRAZADERA TIPO CAS DOBLE DE 75 mm, E=6,4 mm, D=260 mm C/4P/4T/4C/8A/4AP	und.	1
12	I-LP181029	PCB14 PERFIL ANGULAR DE FIERRO GALVANIZADO DE 75x75x2075 mm., E=6.4mm	und.	2
13	I-LP181031	PCF03 CRUCETA DE PERFIL ANGULAR DE FIERRO GALVANIZADO DE 75x75x2500 mm, E=6.4 mm, 1 DADO 200 mm IZQUIERDA	und.	3
14	I-LP181032	PCF03 CRUCETA DE PERFIL ANGULAR DE FIERRO GALVANIZADO DE 75x75x2500 mm, E=6.4 mm, 1 DADO 200 mm DERECHA	und.	3
15	I-LP181202	AXA01 GRILLETE DE ANCLAJE TIPO RECTO D=16mm C/PASADOR DE SEGURIDAD	und.	6
16	I-LP181807	FPD06 PERNO DOBLE ARMADO 16 mm, L= 508 mm, CR=77kN C/2T/2C/4A/2AP	und.	12
17	I-LP182321	PCB14 RIOSTRA DE PERFIL ANGULAR DE F°G° 75x75x1610 mm. E=6,4 mm.	und.	2
18	I-LP182323	PCB14 RIOSTRA DE PERFIL ANGULAR DE F°G° 75x75x2245 mm. E=6,4 mm.	und.	2
19	I-LP182902	FTO01 TUERCA OJO, D= 16 mm	und.	6
20	I-LP010108	PPC25 POSTE DE CONCRETO ARMADO 15/500/210/435 (6 SEGUN REQ.)	und.	1
IT	COD. ELSE	SICODI DESCRIPCIÓN	UND.	CANT.

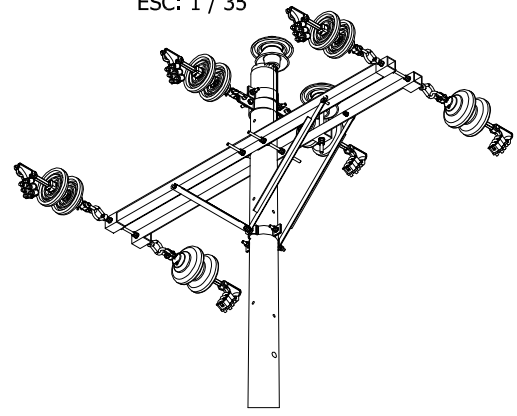
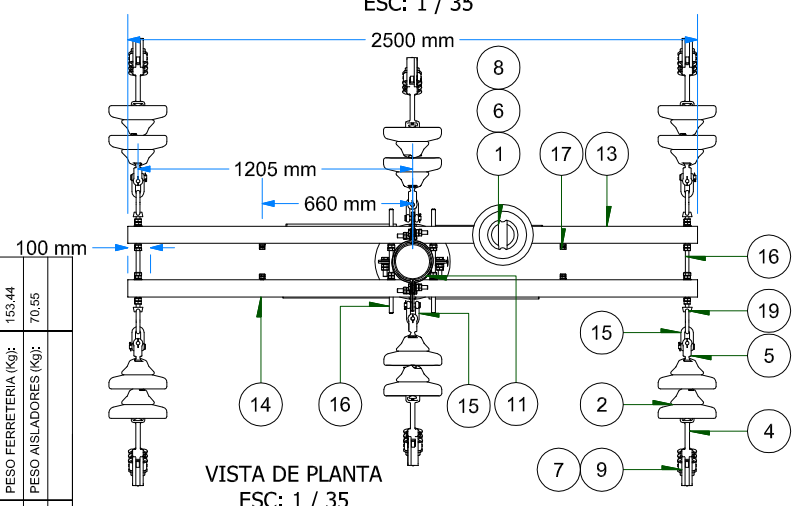
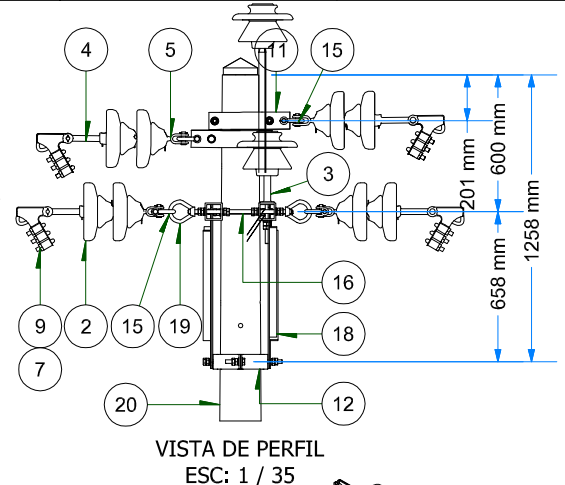
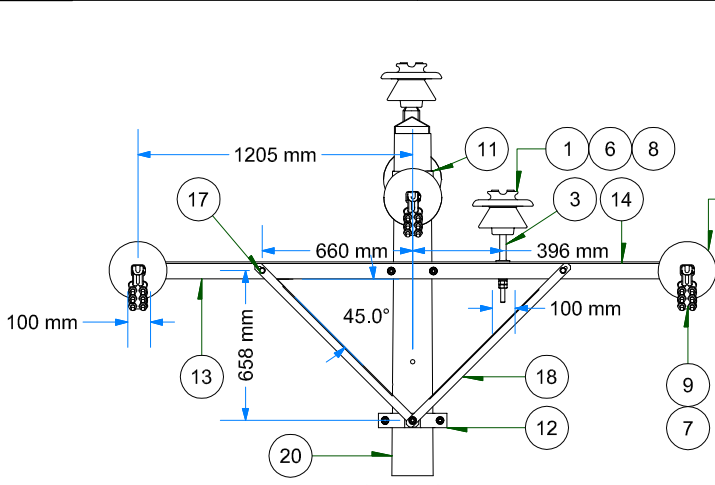


ARMADO	PERFIL	CONDUCTOR	VANO
	TIPO	TIPO	MÁXIMO (m)
ATBV4	64x64x6.4mm.	≤AAAC-70 mm ²	411
ATBV4	75x75x6.4mm.	≥AAAC-120 mm ²	313

NOTA: Los vanos máximos indicados son referenciales. Los soportes y armados serán calculados en función al tipo de terreno y características de la zona del proyecto, cumpliendo con las DMS.

DISEÑO:	CODIGO WIF:	VER: 02	TENSION:	22.9 kV	MODIFICADO:	GPN
	CODIGO SID ELSE:	JLGR	CODIGO TIPO:	MT	PESO FERRETERIA (Kg):	250,989
	CODIGO MINEW:	JJD	ESTRUCTURA:	CONCRETO	PESO AISLADORES (Kg):	52,65
ELSE:	ANCLAJE:	SCN	ARCHIVO:	MT-ATBV4-22.9 (CAD)		
	ATBV4					

ITEM	COD. ELSE	DESCRIPCIÓN	UNID.	CANT.
1	I-LP060202	APS04 AISLADOR DE PORCELANA TIPO PIN ANSI 56-3	und.	3
2	I-LP070101	ASS01 AISLADOR DE PORCELANA TIPO SUSPENSION 52-3	und.	6
3	I-LP130204	AXC18 ESPIGA PARA CRUCETA L= 203 + 178 mm, D= 28,6 mm, DR= 35 mm, PARA AISLADOR PIN ANSI 56-3 C/T/C/A/P	und.	3
4	I-LP140301	AXA04 ADAPTADOR CASQUILLO OJO LARGO	und.	3
5	I-LP140601	AXA02 ADAPTADOR HORQUILLA BOLA	und.	3
6	I-LP150402	CXP12 VARILLA DE ARMAR PREFORMADA SIMPLE DE AL DE 1117 mm, 8 HILOS, PARA CONDUCTOR DE AL 35 mm ²	und.	3
7	I-LP150701	CXX09 CINTA PLANA DE ARMAR DE ALUMINIO	und.	3
8	I-LP150901	CXX05 ALAMBRE DE AMARRE DE ALUMINIO DE 10 mm ²	m.	8
9	I-LP151001	AXG01 GRAPA DE ANCLAJE TIPO PISTOLA DE DOS PERNOS PARA CONDUCTORES DE SECCIÓN 16 a 50 mm ²	und.	3
10	I-LP151404	FKX10 CONECTOR DE DOBLE VIA A-HAI DE DOS PERNOS 16-120mm ²	und.	3
11	I-LP180238	PAA07 ABRAZADERA TIPO CAS DOBLE DE 75 mm, E=6,4 mm, D=260 mm C/4P/4T/4C/8A/4AP	und.	1
12	I-LP181029	PCB14 PERFIL ANGULAR DE FIERRO GALVANIZADO DE 75x75x2075 mm., E=6.4mm	und.	2
13	I-LP181031	PCF03 CRUCETA DE PERFIL ANGULAR DE FIERRO GALVANIZADO DE 75x75x2500 mm, E=6.4 mm, 1 DADO 200 mm IZQUIERDA	und.	3
14	I-LP181032	PCF03 CRUCETA DE PERFIL ANGULAR DE FIERRO GALVANIZADO DE 75x75x2500 mm, E=6.4 mm, 1 DADO 200 mm DERECHA	und.	3
15	I-LP181202	AXA01 GRILLETE DE ANCLAJE TIPO RECTO D=16mm C/PASADOR DE SEGURIDAD	und.	3
16	I-LP181807	FPD06 PERNO DOBLE ARMADO 16 mm, L= 508 mm, CR=77kN C/2T/2C/4A/2AP	und.	12
17	I-LP182321	PCB14 RIOSTRA DE PERFIL ANGULAR DE F°G° 75x75x1610 mm. E=6,4 mm.	und.	2
18	I-LP182323	PCB14 RIOSTRA DE PERFIL ANGULAR DE F°G° 75x75x2245 mm. E=6,4 mm.	und.	2
19	I-LP182902	FTO01 TUERCA OJO, D= 16 mm	und.	3
20	I-LP010108	PPC25 POSTE DE CONCRETO ARMADO 15/500/210/435 (6 SEGUN REQ.)	und.	1
IT	COD. ELSE	SICODI	UND.	CANT.

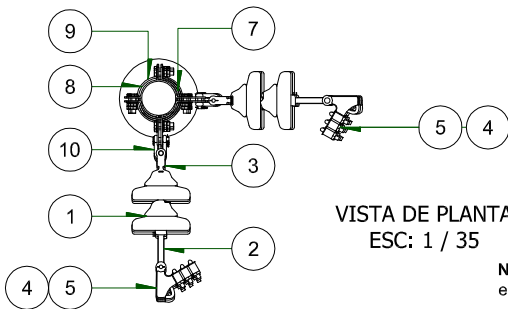
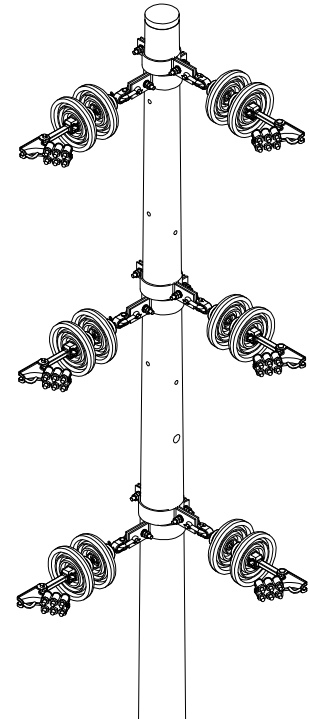
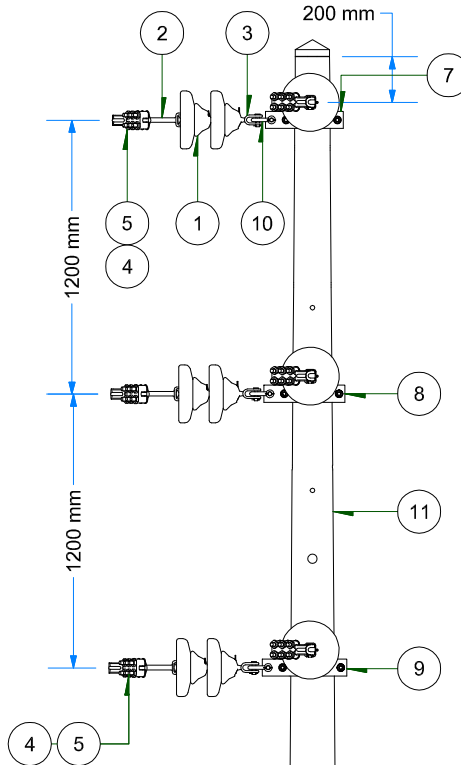
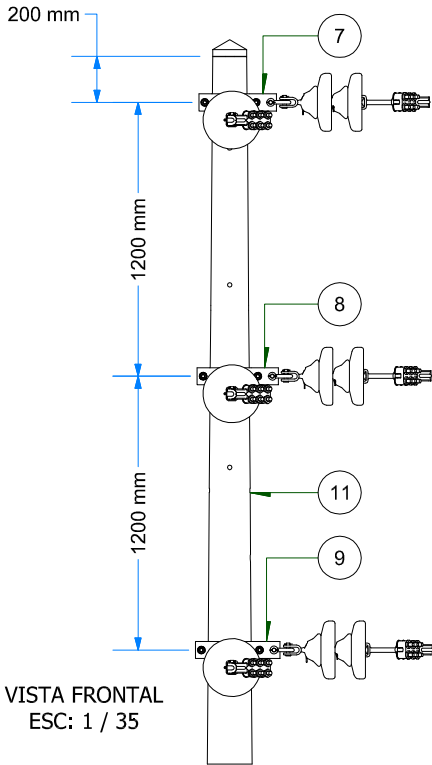


NOTA: Los vanos máximos indicados son referenciales. Los soportes y armados serán calculados en función al tipo de terreno y características de la zona del proyecto, cumpliendo con las DMS.

ARMADO	PERFIL	CONDUCTOR	VANO
	TIPO	TIPO	MÁXIMO (m)
AT3	64x64x6.4mm.	≤AAAC-70 mm ²	76
AT3	75x75x6.4mm.	≥AAAC-120 mm ²	209

MODIFICADO:	GPN
PESO FERRERIA (Kg):	153.44
PESO AISLADORES (Kg):	70.55
VER: 02	22.9 kV
TENSION:	MT
CODIGO TIPO:	CONCRETO
ESTRUCTURA:	MT-AT3-22.9 (CAD)
ARCHIVO:	
ELABORADO:	JLGR
REVISADO:	JJD
APROBADO:	SCN
ELSE	ANCLAJE
CODIGO NIF:	AT3
CODIGO SID ELSE:	PR3-3
CODIGO MINEI:	
IT	COD. ELSE

ITEM	CODIGO	DESCRIPCION	UNIDAD	CANT.
1	I-LP060202	APS04 AISLADOR DE PORCELANA TIPO PIN ANSI 56-3	und.	1
2	I-LP070101	ASS01 AISLADOR DE PORCELANA TIPO SUSPENSION 52-3	und.	12
3	I-LP130204	AXC18 ESPIGA PARA CRUCETA L= 203 + 178 mm, D= 28,6 mm, DR= 35 mm, PARA AISLADOR PIN ANSI 56-3 C/T/C/A/AP	und.	1
4	I-LP140301	AXA04 ADAPTADOR CASQUILLO OJO LARGO	und.	6
5	I-LP140601	AXA02 ADAPTADOR HORQUILLA BOLA	und.	6
6	I-LP150402	CXP12 VARILLA DE ARMAR PREFORMADA SIMPLE DE AL DE 1117 mm, 8 HILOS, PARA CONDUCTOR DE AL 35 mm ²	und.	1
7	I-LP150701	CXX09 CINTA PLANA DE ARMAR DE ALUMINIO	und.	6
8	I-LP150901	CXX05 ALAMBRE DE AMARRE DE ALUMINIO DE 10 mm ²	m.	2
9	I-LP151001	AXG01 GRAPA DE ANCLAJE TIPO PISTOLA DE DOS PERNOS PARA CONDUCTORES DE SECCION 16 a 50 mm ²	und.	6
10	I-LP151404	FKX10 CONECTOR DE DOBLE VIA AI-AI DE DOS PERNOS 16-120mm ²	und.	3
11	I-LP180106	RXA01 ABRAZADERA PARA ARMADO VERTICAL de 75 mm, E= 6,4 mm, D=160 mm C/3P/3T/3C/6A/3AP	und.	2
12	I-LP180209	PAA07 ABRAZADERA TIPO CAS DOBLE DE 64 mm, E=6,4 mm, D=170 mm C/4P/4T/4C/8A/4AP	und.	1
13	I-LP181015	PCF03 CRUCETA DE PERFIL ANGULAR DE FIERRO GALVANIZADO DE 75x75x2500 mm., E=6,4mm, 3 DADOS 100 mm	und.	1
14	I-LP181035	PCF03 CRUCETA DE PERFIL ANGULAR DE FIERRO GALVANIZADO DE 75x75x2500 mm, E=6,4 mm, 2 DADOS 100 mm	und.	1
15	I-LP181202	AXA01 GRILLETE DE ANCLAJE TIPO RECTO D=16mm C/PASADOR DE SEGURIDAD	und.	6
16	I-LP181804	FPD05 PERNO DOBLE ARMADO 16 mm, L= 457 mm, CR=55kN C/2T/2C/4A/2AP	und.	4
17	I-LP182001	FPM01 PERNO MAQUINADO L= 50 mm, D= 13 mm C/T/C/2A/AP	und.	4
18	I-LP182307	PCB07 RIOSTRA DE PERFIL ANGULAR DE F°G° 38x38x1000 mm. E= 5 mm.	und.	4
19	I-LP182902	FTO01 TUERCA OJO, D= 16 mm	und.	4
20	I-LP010104	PPC16 POSTE DE CONCRETO ARMADO 12/300/160/330 (6 SEGUN REQ.)	und.	1
DESCRIPCION			UND.	CANT.



VISTA DE PERFIL
ESC: 1 / 35

VISTA ISOMETRICA
ESC: 1 / 35

ARMADO	PERFIL	CONDUCTOR	VANO
	TIPO	TIPO	MÁXIMO (m)
ATV6	-	≤AAAC-70 mm ²	209
ATV6	-	≥AAAC-120 mm ²	199

NOTA: Los vanos máximos indicados son referenciales. Los soportes y armados serán calculados en función al tipo de terreno y características de la zona del proyecto, cumpliendo con las DMS.

MODIFICADO:	GPN	22.9 kV	TENS/ON:	VER: 02	ELSE	DISEÑO:
PESO FERRETERIA (kg):	32.016	MT	CODIGO TIPO:	OCT-2015	ANCLAJE	CODIGO NIF:
PESO AISLADORES (kg):	63.60	CONCRETO	ESTRUCTURA:	NOV-2015	ATV6	CODIGO SID ELSE:
		MT-ATV6-22.9 (CAD)	ARCHIVO:	NOV-2015	PA3-2	CODIGO MINEW:

IT	COD. ELSE	SICODI	DESCRIPCIÓN	UND.	CANT.
1	I-LP070101	ASS01	AISLADOR DE PORCELANA TIPO SUSPENSION 52-3	und.	12
2	I-LP140301	AXA04	ADAPTADOR CASQUILLO OJO LARGO	und.	6
3	I-LP140601	AXA02	ADAPTADOR HORQUILLA BOLA	und.	6
4	I-LP150701	CXX09	CINTA PLANA DE ARMAR DE ALUMINIO	und.	6
5	I-LP151001	AXG01	GRAPA DE ANCLAJE TIPO PISTOLA DE DOS PERNOS PARA CONDUCTORES DE SECCIÓN 16 a 50 mm ²	und.	6
6	I-LP151404	FKX10	CONECTOR DE DOBLE VIA AI-AI DE DOS PERNOS 16-120mm ²	und.	3
7	I-LP180105	RXA01	ABRAZADERA PARA ARMADO VERTICAL de 75 mm, E= 6,4 mm, D=150 mm C/3P/3T/3C/6A/3AP	und.	1
8	I-LP180107	RXA01	ABRAZADERA PARA ARMADO VERTICAL de 75 mm, E= 6,4 mm, D=165 mm C/3P/3T/3C/6A/3AP	und.	1
9	I-LP180110	PAA08	ABRAZADERA PARA ARMADO VERTICAL DE 75 mm, E=6,4 mm, D=180 mm C/3P/3T/3C/6A/3AP	und.	1
10	I-LP181202	AXA01	GRILLETE DE ANCLAJE TIPO RECTO D=16mm C/PASADOR DE SEGURIDAD	und.	6
11	I-LP010105	PPC19	POSTE DE CONCRETO ARMADO 13/300/150/345 (6 SEGUN REQ.)	und.	1



ARMADOS TRIFASICOS VERTICALES DE MEDIA TENSION
ATV
(60°-90°)

ANEXO C

DIAGRAMAS UNIFILARES

ANEXO D

ÁLBUM FOTOGRÁFICO

Registro Fotográfico

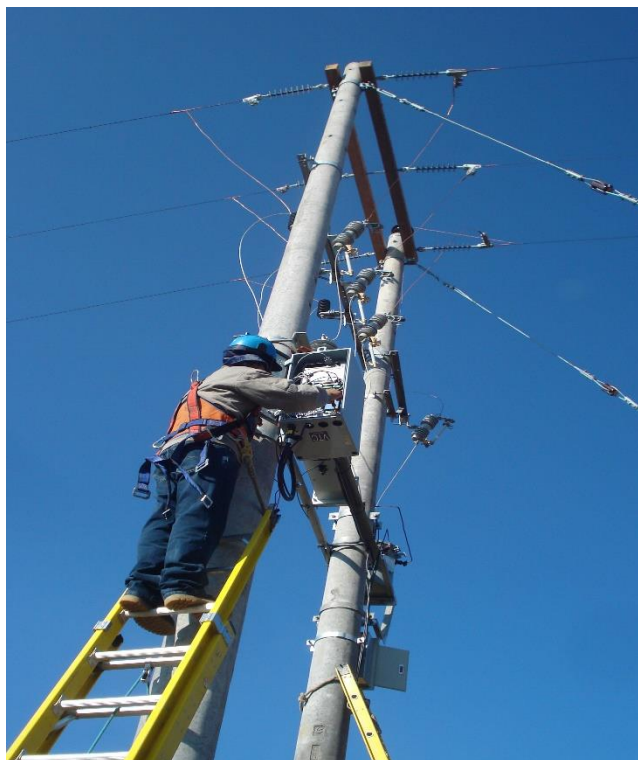


Figura 1: Instalación de Recloser en la derivación hacia Cachora.



Figura 2: Instalación de Recloser en la derivación hacia Cachora.



Figura 3: Transporte de transformador nuevo de 5MVA para el alimentador TA-05



Figura 4: Procedo de carga.



Figura 5: Transformador ubicado sobre camión grúa para su transporte al punto de instalación.



Figura 6: Camión transportando el transformador de aprox. 8 toneladas



Figura 7: Vista de ambos transformadores



Figura 8: Descenso del transformador nuevo para su instalación.



Figura 9: Vista de transformadores puestos en lugar de operación.



Figura 10: Conexión subterránea de transformador de potencia a las celdas.

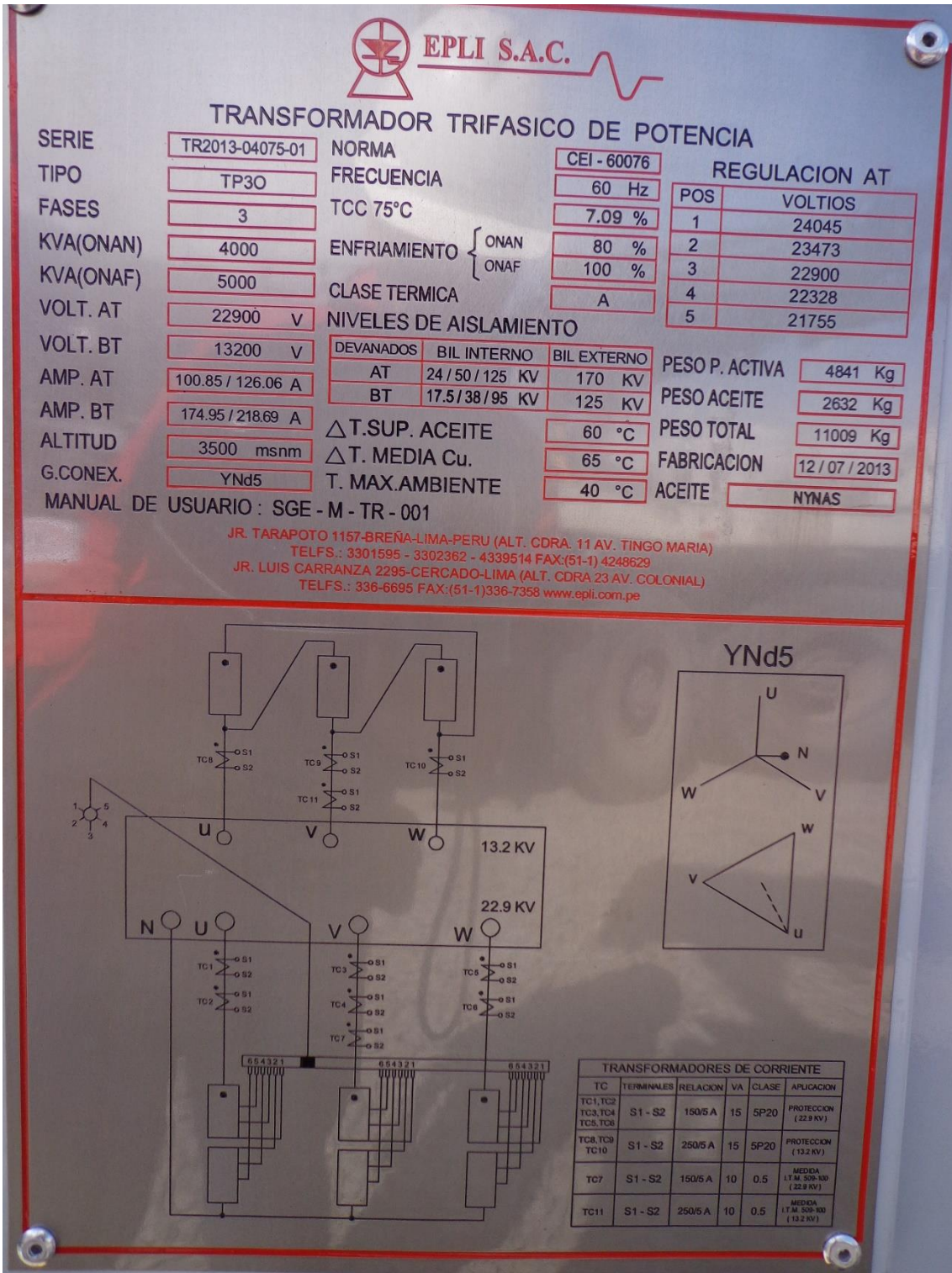


Figura 11: Placa de Características del transformador Nuevo del alimentador TA-05

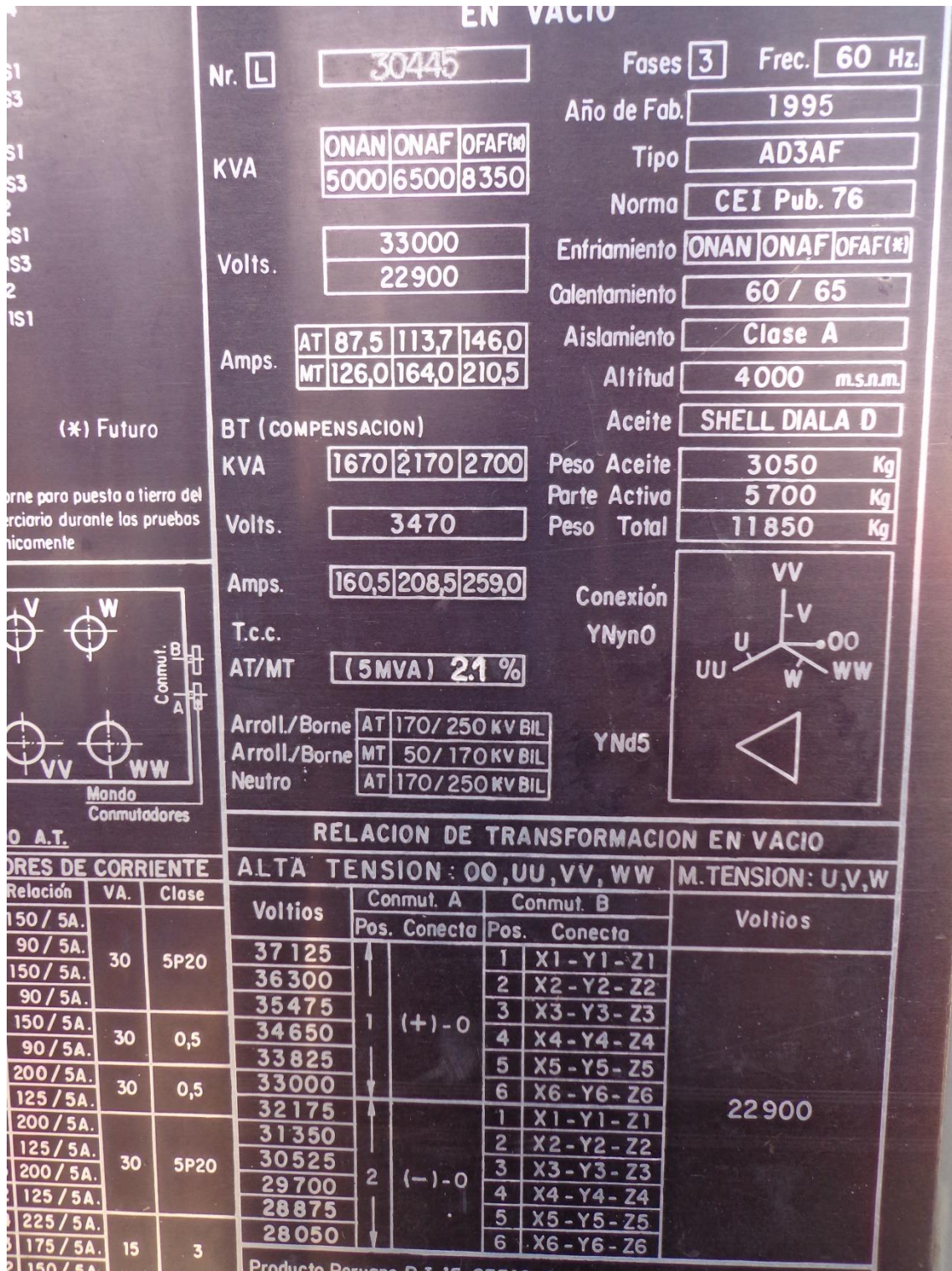


Figura 12: Placa de Características del transformador antiguo del alimentador TA-05



Figura 13: Preparación de conexionado del transformador nuevo



Figura 14: Reguladores de tensión instalados en el alimentador TA-05

ANEXO E

RESULTADOS DE FLUJO

ANEXO E: RESULTADO DE FLUJOS DE POTENCIA

NODO	TENSION NOMINAL	TENSION EN PU FASE A	TENSION EN PU FASE B	TENSION EN PU FASE C	ANGULO DE FASE A	ANGULO DE FASE B	ANGULO DE FASE C
ESE100NMT001603	22.9	0.9916206	0.992453	0.9955303	-0.01630476	-120.1328	120.0765
ESE100NMT001618	22.9	0.991227	0.992158	0.9950459	-0.00189075	-120.1262	120.0771
ESE100NMT001629	22.9	0.9937664	0.9932754	0.9974379	-0.03196266	-120.1548	120.0769
ESE100NMT001631	22.9	0.9937503	0.9932592	0.9974218	-0.03151714	-120.1543	120.0774
ESE100NMT001651	22.9	0.9936638	0.9931727	0.9973355	-0.0290343	-120.1518	120.0798
ESE100NMT001663	22.9	0.9990875	0.9978958	1.000621	-0.04195546	-120.0968	120.1016
ESE100NMT001664	22.9	0.9990857	0.9978943	1.00062	-0.04197585	-120.0967	120.1017
ESE100NMT001666	22.9	0.9990854	0.9978942	1.00062	-0.04197893	-120.0967	120.1017
ESE100NMT001686	22.9	0.9939898	0.9924255	0.9985068	-0.03135338	-120.2306	120.0315
ESE100NMT001728	22.9	1.000047	0.9987719	1.001041	-0.03900515	-120.0745	120.1172
ESE100NMT001729	22.9	1.000046	0.9987589	1.001033	-0.03898078	-120.0746	120.1178
ESE100NMT001730	22.9	1.000045	0.9987501	1.001028	-0.03896372	-120.0746	120.1182
ESE100NMT001737	22.9	1.000043	0.9986909	1.000994	-0.03895196	-120.0748	120.1209
ESE100NMT001741	22.9	1.000042	0.9986529	1.000973	-0.03898915	-120.075	120.1227
ESE100NMT001745	22.9	1.000042	0.9986166	1.000953	-0.03901753	-120.0752	120.1244
ESE100NMT001746	22.9	1.000042	0.9986166	1.000953	-0.03902451	-120.0752	120.1244
ESE100NMT001747	22.9	1.000042	0.9986166	1.000953	-0.03903079	-120.0752	120.1244
ESE100NMT001748	22.9	1.000042	0.9986166	1.000953	-0.0390356	-120.0752	120.1244
ESE100NMT001753	22.9	1.000042	0.9986166	1.000953	-0.03904794	-120.0752	120.1244
ESE100NMT001755	22.9	1.000042	0.9986166	1.000953	-0.03904908	-120.0752	120.1244
ESE100NMT001765	22.9	0.9990892	0.9978972	1.000622	-0.04193563	-120.0968	120.1016
ESE100NMT001823	22.9	0.9971513	0.6154222	0.9997244	-0.04508404	-7.550275	120.0758
ESE100NMT001824	22.9	0.9971513	0.6154222	0.9997244	-0.04508396	-7.550275	120.0758
ESE100NMT001848	22.9	0.9956183	0.9943719	0.9988409	-0.04590513	-120.1803	120.0581
ESE100NMT001849	22.9	0.9956176	0.9943722	0.9988426	-0.04589969	-120.1803	120.0581
ESE100NMT001864	22.9	0.9956015	0.9943786	0.9988774	-0.04571662	-120.1811	120.058
ESE100NMT001874	22.9	0.9955884	0.9943958	0.998907	-0.0456342	-120.1816	120.0581
ESE100NMT001875	22.9	0.9955882	0.9943971	0.9989107	-0.04569276	-120.1817	120.0581
ESE100NMT001876	22.9	0.9955881	0.9943983	0.998914	-0.04574639	-120.1817	120.0581
ESE100NMT001971	22.9	0.9933843	0.9912757	0.9981609	-0.01895437	-120.2488	120.0086
ESE100NMT001976	22.9	0.9932567	0.9910643	0.9980831	-0.01599558	-120.2515	120.0048

Fuente: Elaboración propia con ayuda del Software Digsilent.

ANEXO E: RESULTADO DE FLUJOS DE POTENCIA

NODO	TENSION NOMINAL	TENSION EN PU FASE A	TENSION EN PU FASE B	TENSION EN PU FASE C	ANGULO DE FASE A	ANGULO DE FASE B	ANGULO DE FASE C
ESE100NMT001986	22.9	0.9929834	0.9906219	0.9979161	-0.00585383	-120.2497	120.0076
ESE100NMT001994	22.9	0.9929007	0.9904725	0.9978916	-0.00198399	-120.248	120.0094
ESE100NMT001999	22.9	0.9931319	0.9908141	0.9980267	-0.01097753	-120.2534	120.0038
ESE100NMT002002	22.9	0.9931175	0.9907935	0.9980192	-0.01046736	-120.2532	120.0042
ESE100NMT002012	22.9	0.9956033	0.9944309	0.9989844	-0.0468908	-120.1824	120.058
ESE100NMT002019	22.9	0.9955109	0.9943886	0.9989401	-0.04671677	-120.1813	120.0589
ESE100NMT002020	22.9	0.9954694	0.9943636	0.9989069	-0.04636956	-120.1807	120.0593
ESE100NMT002021	22.9	0.9954258	0.9943374	0.9988719	-0.04600387	-120.1801	120.0598
ESE100NMT002027	22.9	0.9951656	0.9941808	0.9986631	-0.04379666	-120.1763	120.0626
ESE100NMT002030	22.9	0.9950608	0.994118	0.9985792	-0.04288622	-120.1748	120.0637
ESE100NMT002039	22.9	0.994673	0.9938469	0.9982406	-0.03959225	-120.1684	120.0678
ESE100NMT002055	22.9	0.9940209	0.9934149	0.9976632	-0.03438187	-120.1582	120.0751
ESE100NMT002056	22.9	0.9939867	0.9933923	0.9976329	-0.03410031	-120.1576	120.0755
ESE100NMT002066	22.9	0.9937629	0.993274	0.9974349	-0.03194755	-120.1547	120.0769
ESE100NMT002075	22.9	0.9934626	0.9931609	0.9971801	-0.03068653	-120.1521	120.0768
ESE100NMT002083	22.9	0.9931235	0.9930533	0.9968974	-0.02973716	-120.1495	120.0761
ESE100NMT002090	22.9	0.9928468	0.9929636	0.9966682	-0.0289377	-120.1471	120.076
ESE100NMT002108	22.9	0.9922013	0.9927543	0.9961335	-0.02621484	-120.1406	120.0765
ESE100NMT002115	22.9	0.9918812	0.9926554	0.9958633	-0.02391329	-120.137	120.0772
ESE100NMT002117	22.9	0.9918557	0.9926353	0.9958302	-0.02324453	-120.1366	120.0771
ESE100NMT002122	22.9	0.9917333	0.9925388	0.9956714	-0.01994697	-120.1346	120.0766
ESE100NMT002127	22.9	0.991697	0.9925102	0.9956243	-0.01894153	-120.134	120.0765
ESE100NMT005593	22.9	1.000053	0.9988539	1.001088	-0.03913443	-120.0744	120.1134
ESE100NMT005630	22.9	0.9939608	0.9933661	0.9976101	-0.0340046	-120.157	120.0762
ESE100NMT006556	22.9	1.000047	0.9987656	1.001037	-0.03899342	-120.0746	120.1175
ESE100NMT007031	22.9	0.9929453	0.9905629	0.9978962	-0.00430773	-120.2488	120.0085
ESE100NMT007034	22.9	0.993018	0.9906667	0.9979419	-0.00704856	-120.2506	120.0067
ESE100NMT007235	22.9	0.9937008	0.9932498	0.997382	-0.03168056	-120.1542	120.0769
ESE100NMT007236	22.9	0.9937004	0.9932494	0.9973817	-0.03167264	-120.1542	120.0769
ESE100NMT007642	22.9	0.993653	0.9917876	0.998313	-0.02457612	-120.2407	120.0188
ESE100NMT008125	22.9	0.9932561	0.9910636	0.9980831	-0.01600796	-120.2516	120.0047

Fuente: Elaboración propia con ayuda del Software Digsilent.

ANEXO E: RESULTADO DE FLUJOS DE POTENCIA

NODO	TENSION NOMINAL	TENSION EN PU FASE A	TENSION EN PU FASE B	TENSION EN PU FASE C	ANGULO DE FASE A	ANGULO DE FASE B	ANGULO DE FASE C
ESE100NMT008162	22.9	0.9931363	0.990914	0.9980985	-0.01723374	-120.2621	119.9866
ESE100NMT008179	22.9	0.9930641	0.990824	0.9981075	-0.01664186	-120.267	119.9771
ESE100NMT008186	22.9	0.9930392	0.9907903	0.9981105	-0.01623747	-120.2685	119.9738
ESE100NMT008200	22.9	0.9929455	0.9906508	0.9981242	-0.01300926	-120.2725	119.9617
ESE100NMT008211	22.9	0.9929028	0.990617	0.9980949	-0.0137087	-120.2714	119.962
ESE100NMT008212	22.9	0.9928992	0.9906146	0.9980931	-0.01384372	-120.2713	119.962
ESE100NMT008795	22.9	0.9999643	0.9987654	1.001044	-0.03941641	-120.0765	120.1123
ESE100NMT008826	22.9	0.9995657	0.9983688	1.000851	-0.04056158	-120.0861	120.1072
ESE100NMT008851	22.9	0.999168	0.9979732	1.000661	-0.04166996	-120.0958	120.1022
ESE100NMT008856	22.9	0.9991048	0.9979103	1.000631	-0.04184226	-120.0973	120.1014
ESE100NMT008877	22.9	0.9985397	0.9973465	1.000366	-0.04298969	-120.1113	120.094
ESE100NMT008880	22.9	0.9984671	0.9972744	1.000332	-0.04311144	-120.1131	120.0931
ESE100NMT008886	22.9	0.9981942	0.9970034	1.000207	-0.04356395	-120.1198	120.0896
ESE100NMT008890	22.9	0.9981248	0.9969345	1.000175	-0.04368608	-120.1215	120.0887
ESE100NMT008906	22.9	0.9976423	0.9964556	0.9999536	-0.04450656	-120.1334	120.0825
ESE100NMT008916	22.9	0.997158	0.995975	0.9997313	-0.04530133	-120.1452	120.0763
ESE100NMT008949	22.9	0.9956215	0.9944562	0.9990294	-0.04768528	-120.1829	120.0576
ESE100NMT008958	22.9	0.9954061	0.994194	0.9989595	-0.04561052	-120.1891	120.0542
ESE100NMT008960	22.9	0.9953188	0.9940876	0.9989311	-0.04475642	-120.1916	120.0528
ESE100NMT008961	22.9	0.9952744	0.9940329	0.9989169	-0.04432491	-120.1929	120.0521
ESE100NMT008974	22.9	0.9950393	0.9937413	0.9988459	-0.04190907	-120.1999	120.0484
ESE100NMT008992	22.9	0.9944859	0.9930556	0.9986784	-0.03617684	-120.2163	120.0398
ESE100NMT009000	22.9	0.9942733	0.9927989	0.9986253	-0.03377822	-120.2229	120.0368
ESE100NMT009002	22.9	0.9941702	0.9926925	0.998591	-0.03329002	-120.2257	120.0358
ESE100NMT009006	22.9	0.9940919	0.9926118	0.998565	-0.03291793	-120.2278	120.035
ESE100NMT009018	22.9	0.9939901	0.9924257	0.9985068	-0.03135264	-120.2306	120.0315
ESE100NMT009027	22.9	0.9939352	0.9923242	0.9984744	-0.03041035	-120.2322	120.0295
ESE100NMT009028	22.9	0.99393	0.9923145	0.9984714	-0.03031109	-120.2323	120.0293
ESE100NMT009035	22.9	0.9938906	0.9922409	0.9984482	-0.02955124	-120.2335	120.0279
ESE100NMT009052	22.9	0.9937755	0.9920214	0.9983824	-0.02718755	-120.237	120.0235
ESE100NMT009068	22.9	0.9936531	0.9917877	0.998313	-0.02457584	-120.2407	120.0188

Fuente: Elaboración propia con ayuda del Software Digsilent.

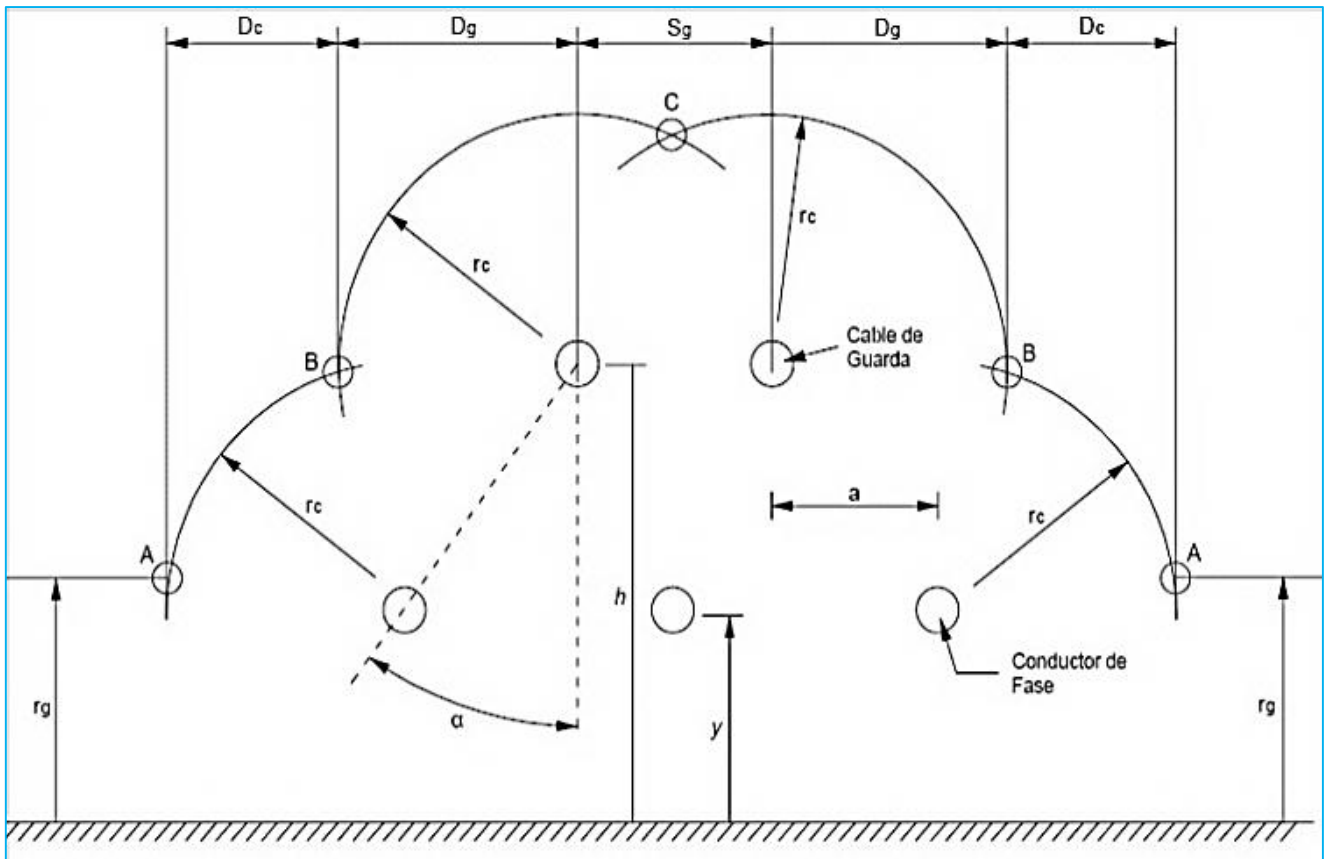
ANEXO E: RESULTADO DE FLUJOS DE POTENCIA

NODO	TENSION NOMINAL	TENSION EN PU FASE A	TENSION EN PU FASE B	TENSION EN PU FASE C	ANGULO DE FASE A	ANGULO DE FASE B	ANGULO DE FASE C
ESE100NMT009105	22.9	0.9933857	0.991277	0.9981615	-0.01881132	-120.2488	120.0086
ESE100NMT009116	22.9	0.9932976	0.9911073	0.9981146	-0.01664541	-120.2516	120.0054
ESE100NMT009137	22.9	0.9995653	0.9983683	1.000851	-0.0405488	-120.0861	120.1072
ESE100NMT009140	22.9	0.9985396	0.9973464	1.000365	-0.04298953	-120.1113	120.094
ESE100NMT009144	22.9	0.9985369	0.9973418	1.000361	-0.04297469	-120.1111	120.0941
ESE100NMT009145	22.9	0.9952741	0.9940325	0.9989165	-0.04431478	-120.1929	120.0521
ESE100NMT009151	22.9	0.9952618	0.9940202	0.9989042	-0.04395402	-120.1925	120.0525
ESE100NMT009161	22.9	0.9944863	0.9930554	0.9986776	-0.03617595	-120.2163	120.0398
ESE100NMT009162	22.9	0.9944871	0.9930549	0.9986762	-0.03617403	-120.2163	120.0398
ESE100NMT009163	22.9	0.9944878	0.9930546	0.9986749	-0.03617707	-120.2163	120.0398
ESE100NMT009165	22.9	0.9942704	0.9927879	0.9986312	-0.03348418	-120.223	120.0368
ESE100NMT009166	22.9	0.9939343	0.9923237	0.9984743	-0.03043573	-120.2322	120.0295
ESE100NMT009167	22.9	0.9933855	0.9912769	0.9981614	-0.01882416	-120.2488	120.0086
ESE100NMT009168	22.9	0.9933849	0.9912764	0.9981612	-0.01887032	-120.2488	120.0086
ESE100NMT009169	22.9	0.9933847	0.9912763	0.9981612	-0.01888081	-120.2487	120.0086
ESE100NMT009175	22.9	0.9933825	0.9912752	0.9981607	-0.01896339	-120.2487	120.0086
ESE100NMT009176	22.9	0.9932926	0.9911021	0.9981101	-0.016526	-120.2515	120.0054
ESE100NMT009179	22.9	0.9932624	0.9910711	0.9980832	-0.01581056	-120.251	120.0057
ESE100NMT009689	22.9	0.9955898	0.9944066	0.9989307	-0.04603505	-120.1819	120.0582
ESE100NMT009694	22.9	0.995588	0.9943989	0.9989158	-0.04577466	-120.1817	120.0581
ESE100NMT009709	22.9	0.9971519	0.6154222	0.9997255	-0.04513789	-7.550275	120.0758
ESE100NMT009938	22.9	0.9932346	0.9910433	0.9980554	-0.01500943	-120.2502	120.0065
ESE100NMT009951	22.9	0.9936633	0.9931721	0.9973349	-0.0290175	-120.1518	120.0799
ESE100NMT009973	22.9	0.993935	0.9933398	0.9975905	-0.03472327	-120.1566	120.0767
ESE100NMT010137	22.9	0.9956114	0.9944501	0.9990213	-0.04759737	-120.1827	120.0577
ESE100NMT010138	22.9	0.9956211	0.9944558	0.9990286	-0.04767051	-120.1829	120.0576
ESE100NMT010172	22.9	1.000045	0.9987391	1.001021	-0.0389419	-120.0746	120.1187
TA05-40	22.9	1.000057	0.9988565	1.00109	-0.0391957	-120.0744	120.1134

Fuente: Elaboración propia con ayuda del Software Digsilent.

ANEXO F

RESULTADO DE CÁLCULOS



Probabilidad caída de rayo en cable de guarda:

$$P_{C-GUARDA} = \frac{2D_g + S_g}{2D_c + 2D_g + S_g} = \frac{D_g + S_g/2}{D_c + D_g + S_g/2}$$

Calculamos r_c y r_g :

Distancia Crítica: directamente depende de I_d :

Consideramos $I_d = 20KA$

De las ecuaciones de Young – CIGRE:

$$r_s = \gamma_s \cdot r_g$$

$$r_c = \gamma_c \cdot r_g$$

Nota: Para caso en alta se puede considerar:

$$\gamma_s = 1 + \frac{h-18}{108} \quad \gamma_c = 1 + \frac{\gamma-18}{108}$$

Utilizando CIGRE:

$$r_g = 6.1xI^{0.75}$$

$$r_g = 70.42$$

A veces utilizamos el armado AT1 (de alineamiento), entonces:

$$y = D_q = 62.89$$

Ahora calculamos D_c y como $r_g = 70.42 \rightarrow D_c = 212.01$

La probabilidad será:

$$P_{C-GUARDA} = \frac{2D_g + S_g}{2D_c + 2D_g + S_g} = \frac{2(62.89)}{2(212.09) + 2(62.89)} = \frac{125.78}{679.8}$$

$$P_{C-GUARDA} = 27.88\%$$

$$P_{CONDUCTOR} = \frac{D_c}{D_c + D_g + \frac{S_g}{2}} = \frac{212.09}{212.09 + 62.89} = 77.12\%$$

La densidad de rayos en la zona (N_g) $\rightarrow N_g = 0.04xT^{1.25}$

T: Nivel isoceraúnico consideramos: T=60

$$\rightarrow N_g = 0004x60^{1.25}$$

$$N_g = 6.6796$$

ANEXO G

REPORTE DE INTERRUPCIONES

REPORTE DE INTERRUPCIONES - 2014

Codigo	Sucursal	Tipo	Estado	F.H. Inicio interrupcion	F.H. Fin interrupcion	Duracion de interrupcion	F.H. Inicio Prog.	F.H. Fin Prog.	Código NCTCSE	Código Estado Interrupcion	Tipo Origen Falla	Total Suministro Afectado	Total Suministro Afectado NoSER	Total Suministro Afectado SER	Código Origen
2.0141E+18	Abancay	No Programada - Operacion	CERRADA	30/12/2014 05:23	30/12/2014 06:12	00:49	30/12/2014 05:23	30/12/2014 06:12	1001401178	3	Alimentador de MT	5860	0	0	TA05
2.0141E+18	Abancay	No Programada - Fenomenos naturales	CERRADA	28/12/2014 07:52	28/12/2014 08:10	00:18	28/12/2014 07:52	28/12/2014 08:10	1001401176	3	Seccion de linea de MT	1030	0	0	TA05
2.0141E+18	Abancay	No Programada - Operacion	CERRADA	24/12/2014 11:12	24/12/2014 13:56	02:44	24/12/2014 11:12	24/12/2014 13:56	1001401171	3	Alimentador de MT	5844	0	0	TA05
2.0141E+18	Abancay	No Programada - Fenomenos naturales	REGISTRADA	19/12/2014 20:20	19/12/2014 20:23	00:03	19/12/2014 20:20	19/12/2014 20:23	1001401156	1	Alimentador de MT	5844	0	0	TA05
2.0141E+18	Abancay	No Programada - Fenomenos naturales	CERRADA	18/12/2014 08:43	18/12/2014 08:51	00:08	18/12/2014 08:43	18/12/2014 08:51	1001401147	3	Alimentador de MT	5843	0	0	TA05
2.0141E+18	Abancay	No Programada - Operacion	CERRADA	18/12/2014 05:32	18/12/2014 05:45	00:13	18/12/2014 05:32	18/12/2014 05:45	1001401146	3	Alimentador de MT	5843	0	0	TA05
2.0141E+18	Abancay	No Programada - Operacion	REGISTRADA	15/12/2014 13:07	15/12/2014 13:09	00:02	15/12/2014 13:07	15/12/2014 13:09	1001401129	1	Alimentador de MT	5839	0	0	TA05
2.0141E+18	Abancay	No Programada - Fenomenos naturales	REGISTRADA	14/12/2014 20:25	14/12/2014 20:27	00:02	14/12/2014 20:25	14/12/2014 20:27	1001401128	1	Alimentador de MT	5839	0	0	TA05
2.0141E+18	Abancay	No Programada - Fenomenos naturales	REGISTRADA	12/12/2014 18:43	12/12/2014 18:45	00:02	12/12/2014 18:43	12/12/2014 18:45	1001401104	1	Alimentador de MT	5839	0	0	TA05
2.0141E+18	Abancay	No Programada - Falla	CERRADA	11/12/2014 19:54	11/12/2014 19:59	00:05	11/12/2014 19:54	11/12/2014 19:59	1001401095	3	Alimentador de MT	5837	0	0	TA05
2.0141E+18	Abancay	No Programada - Falla	CERRADA	15/12/2014 20:15	15/12/2014 21:01	00:46	15/12/2014 20:15	15/12/2014 21:01	1001401084	3	Alimentador de MT	5839	0	0	TA05
2.0141E+18	Abancay	No Programada - Operacion	CERRADA	10/12/2014 05:30	10/12/2014 06:04	00:34	10/12/2014 05:30	10/12/2014 06:04	1001401080	3	Alimentador de MT	5839	0	0	TA05
2.0141E+18	Abancay	No Programada - Fenomenos naturales	REGISTRADA	08/12/2014 17:36	08/12/2014 17:39	00:03	08/12/2014 17:36	08/12/2014 17:39	1001401073	1	Alimentador de MT	5839	0	0	TA05
2.0141E+18	Abancay	No Programada - Fenomenos naturales	CERRADA	07/12/2014 18:24	07/12/2014 18:28	00:04	07/12/2014 18:24	07/12/2014 18:28	1001401067	3	Alimentador de MT	5839	0	0	TA05
2.0141E+18	Abancay	No Programada - Fenomenos naturales	CERRADA	07/12/2014 16:09	07/12/2014 16:41	00:32	07/12/2014 16:09	07/12/2014 16:41	1001401066	3	Alimentador de MT	5839	0	0	TA05
2.0141E+18	Abancay	No Programada - Fenomenos naturales	CERRADA	03/12/2014 19:21	03/12/2014 19:28	00:07	03/12/2014 19:21	03/12/2014 19:28	1001401039	3	Alimentador de MT	5840	0	0	TA05
2.0141E+18	Abancay	No Programada - Fenomenos naturales	CERRADA	02/12/2014 17:13	02/12/2014 17:21	00:08	02/12/2014 17:13	02/12/2014 17:21	1001401033	3	Alimentador de MT	5840	0	0	TA05
2.0141E+18	Abancay	No Programada - Fenomenos naturales	CERRADA	01/12/2014 17:15	01/12/2014 18:30	01:15	01/12/2014 17:15	01/12/2014 18:30	1001401018	3	Alimentador de MT	5830	0	0	TA05
2.0141E+18	Abancay	No Programada - Fenomenos naturales	CERRADA	27/11/2014 08:52	27/11/2014 09:22	00:30	27/11/2014 08:52	27/11/2014 09:22	1001401012	3	Alimentador de MT	5830	0	0	TA05
2.0141E+18	Abancay	No Programada - Fenomenos naturales	CERRADA	24/11/2014 16:05	24/11/2014 16:15	00:10	24/11/2014 16:05	24/11/2014 16:15	1001401010	3	Alimentador de MT				
2.0141E+18	Abancay	No Programada - Fenomenos naturales	REGISTRADA	21/11/2014 22:31	21/11/2014 22:33	00:02	21/11/2014 22:31	21/11/2014 22:33	1001401002	1	Alimentador de MT	11488	0	0	TA05
2.0141E+18	Abancay	No Programada - Fenomenos naturales	REGISTRADA	21/11/2014 16:26	21/11/2014 16:28	00:02	21/11/2014 16:26	21/11/2014 16:28	1001401001	1	Alimentador de MT	10742	0	0	TA05
2.0141E+18	Abancay	No Programada - Fenomenos naturales	REGISTRADA	12/11/2014 18:21	12/11/2014 18:22	00:01	12/11/2014 18:21	12/11/2014 18:22	1001400967	1	Alimentador de MT	5829	0	0	TA05
2.0141E+18	Abancay	No Programada - Fenomenos naturales	CERRADA	12/11/2014 17:45	12/11/2014 18:42	00:57	12/11/2014 17:45	12/11/2014 18:41	1001400966	3	Alimentador de MT	5829	0	0	TA05
2.0141E+18	Abancay	No Programada - Fenomenos naturales	REGISTRADA	12/11/2014 17:20	12/11/2014 17:22	00:02	12/11/2014 17:20	12/11/2014 17:22	1001400965	1	Alimentador de MT	5829	0	0	TA05
2.0141E+18	Abancay	No Programada - Fenomenos naturales	REGISTRADA	12/11/2014 16:53	12/11/2014 16:55	00:02	12/11/2014 16:53	12/11/2014 16:55	1001400964	1	Alimentador de MT	5829	0	0	TA05
2.0141E+18	Abancay	No Programada - Fenomenos naturales	REGISTRADA	11/11/2014 18:21	11/11/2014 18:23	00:02	11/11/2014 18:21	11/11/2014 18:23	1001400961	1	Alimentador de MT	5829	0	0	TA05
2.0141E+18	Abancay	No Programada - Fenomenos naturales	REGISTRADA	11/11/2014 16:32	11/11/2014 16:34	00:02	11/11/2014 16:32	11/11/2014 16:34	1001400960	1	Alimentador de MT	5829	0	0	TA05
2.0141E+18	Abancay	No Programada - Fenomenos naturales	REGISTRADA	10/11/2014 18:44	10/11/2014 18:46	00:02	10/11/2014 18:44	10/11/2014 18:46	1001400947	1	Alimentador de MT	5821	0	0	TA05
2.0141E+18	Abancay	No Programada - Fenomenos naturales	REGISTRADA	10/11/2014 15:14	10/11/2014 15:16	00:02	10/11/2014 15:14	10/11/2014 15:16	1001400943	1	Alimentador de MT	5821	0	0	TA05
2.0141E+18	Abancay	No Programada - Fenomenos naturales	CERRADA	10/11/2014 15:06	10/11/2014 15:12	00:06	10/11/2014 15:06	10/11/2014 15:12	1001400942	3	Alimentador de MT	5821	0	0	TA05
2.0141E+18	Abancay	No Programada - Fenomenos naturales	REGISTRADA	08/11/2014 00:11	08/11/2014 00:14	00:03	08/11/2014 00:11	08/11/2014 00:14	1001400932	1	Alimentador de MT	5821	0	0	TA05
2.0141E+18	Abancay	No Programada - Fenomenos naturales	CERRADA	05/11/2014 17:16	05/11/2014 17:30	00:14	05/11/2014 17:16	05/11/2014 17:30	1001400925	3	Alimentador de MT	5821	0	0	TA05
2.0141E+18	Abancay	No Programada - Fenomenos naturales	CERRADA	04/11/2014 16:13	04/11/2014 16:35	00:02	04/11/2014 16:13	04/11/2014 16:35	1001400920	3	Alimentador de MT	5821	0	0	TA05
2.0141E+18	Abancay	No Programada - Fenomenos naturales	REGISTRADA	01/11/2014 23:45	01/11/2014 23:47	00:02	01/11/2014 23:45	01/11/2014 23:47	1001400913	1	Alimentador de MT	5821	0	0	TA05
2.0141E+18	Abancay	No Programada - Fenomenos naturales	REGISTRADA	30/10/2014 06:52	30/10/2014 08:10	01:18	30/10/2014 06:52	30/10/2014 08:10	1001400905	1	Seccion de linea de MT				

Fuente: Elaboración propia con datos facilitados por Electro Sur Este S.A.A.

REPORTE DE INTERRUPCIONES - 2014

Codigo	Sucursal	Tipo	Estado	F.H. Inicio interrupcion	F.H. Fin interrupcion	Duracion de Interrupcion	F.H. Inicio Prog.	F.H. Fin Prog.	Código NCTCSE	Código Estado Interrupcion	Tipo Origen Falla	Total Suministro Afectado	Total Suministro Afectado NoSER	Total Suministro Afectado SER	Codigo Origen
2.0141E+18	Abancay	No Programada - Falla	CERRADA	28/10/2014 14:07	28/10/2014 14:27	00:20	28/10/2014 14:07	28/10/2014 14:27	1001400901	3	Alimentador de MT	5796	0	0	TA05
2.0141E+18	Abancay	No Programada - Falla	REGISTRADA	25/10/2014 16:11	25/10/2014 16:13	00:02	25/10/2014 16:11	25/10/2014 16:13	1001400887	1	Alimentador de MT	5796	0	0	TA05
2.0141E+18	Abancay	No Programada - Fenomenos naturales	CERRADA	24/10/2014 21:03	24/10/2014 21:19	00:16	24/10/2014 21:03	24/10/2014 21:19	1001400886	3	Alimentador de MT	5796	0	0	TA05
2.0141E+18	Abancay	No Programada - Fenomenos naturales	CERRADA	23/10/2014 14:04	23/10/2014 14:09	00:05	23/10/2014 14:04	23/10/2014 14:09	1001400884	3	Alimentador de MT	5796	0	0	TA05
2.0141E+18	Abancay	No Programada - Fenomenos naturales	CERRADA	10/10/2014 17:08	10/10/2014 17:26	00:18	10/10/2014 17:08	10/10/2014 17:26	1001400841	3	Alimentador de MT	5796	0	0	TA05
2.0141E+18	Abancay	No Programada - Fenomenos naturales	CERRADA	08/10/2014 20:20	08/10/2014 20:28	00:08	08/10/2014 20:20	08/10/2014 20:28	1001400828	3	Alimentador de MT	5796	0	0	TA05
2.0141E+18	Abancay	No Programada - Falla	CERRADA	04/10/2014 09:49	04/10/2014 09:54	00:06	04/10/2014 09:49	04/10/2014 09:54	1001400822	3	Alimentador de MT	5796	0	0	TA05
2.0141E+18	Abancay	No Programada - Falla	CERRADA	26/09/2014 20:15	26/09/2014 21:59	01:44	26/09/2014 20:15	26/09/2014 21:59	1001400801	3	Alimentador de MT	3022	0	0	TA05
2.0141E+18	Abancay	No Programada - Accion de terceros	CERRADA	07/09/2014 06:36	07/09/2014 06:59	00:23	07/09/2014 06:36	07/09/2014 06:59	1001400767	3	Alimentador de MT	11370	0	0	TA05
2.0141E+18	Abancay	No Programada - Falla	REGISTRADA	05/09/2014 11:55	05/09/2014 11:57	00:02	05/09/2014 11:55	05/09/2014 11:57	1001400759	1	Alimentador de MT	5767	0	0	TA05
2.0141E+18	Abancay	No Programada - Falla	REGISTRADA	05/09/2014 11:39	05/09/2014 11:42	00:03	05/09/2014 11:39	05/09/2014 11:42	1001400758	1	Alimentador de MT	5767	0	0	TA05
2.0141E+18	Abancay	No Programada - Falla	REGISTRADA	05/09/2014 09:58	05/09/2014 10:01	00:03	05/09/2014 09:58	05/09/2014 10:01	1001400756	1	Alimentador de MT	5767	0	0	TA05
2.0141E+18	Abancay	No Programada - Fenomenos naturales	CERRADA	05/09/2014 01:42	05/09/2014 06:07	04:25	05/09/2014 01:42	05/09/2014 06:07	1001400755	3	Alimentador de MT	5767	0	0	TA05
2.0141E+18	Abancay	No Programada - Falla	REGISTRADA	04/09/2014 15:05	04/09/2014 15:08	00:03	04/09/2014 15:05	04/09/2014 15:08	1001400753	1	Alimentador de MT	5767	0	0	TA05
2.0141E+18	Abancay	No Programada - Fenomenos naturales	CERRADA	03/09/2014 22:44	04/09/2014 05:52	07:08	03/09/2014 22:44	04/09/2014 05:52	1001400750	3	Alimentador de MT	5767	0	0	TA05
2.0141E+18	Abancay	No Programada - Fenomenos naturales	CERRADA	25/07/2014 16:54	25/07/2014 17:03	00:07	25/07/2014 16:54	25/07/2014 17:03	1001400701	3	Alimentador de MT	5751	0	0	TA05
2.0141E+18	Abancay	No Programada - Falla	REGISTRADA	25/07/2014 16:54	25/07/2014 16:57	00:03	25/07/2014 16:54	25/07/2014 16:57	1001400700	1	Alimentador de MT	10462	0	0	TA05
2.0141E+18	Abancay	No Programada - Fenomenos naturales	CERRADA	21/07/2014 17:23	22/07/2014 18:10	00:47	21/07/2014 17:23	22/07/2014 17:10	1001400694	3	Seccion de linea de MT	36	0	0	TA05
2.0141E+18	Abancay	No Programada - Fenomenos naturales	CERRADA	21/07/2014 17:14	21/07/2014 17:22	00:08	21/07/2014 17:14	21/07/2014 17:22	1001400687	3	Alimentador de MT	5751	0	0	TA05
2.0141E+18	Abancay	No Programada - Falla	REGISTRADA	17/07/2014 17:33	17/07/2014 17:35	00:02	17/07/2014 17:33	17/07/2014 17:36	1001400676	1	Alimentador de MT	16212	0	0	TA05
2.0141E+18	Abancay	No Programada - Falla	ANULADA	17/07/2014 17:33	17/07/2014 17:36	00:03	17/07/2014 17:33	17/07/2014 17:35	1001400675	0	Alimentador de MT	16212	0	0	TA05
2.0141E+18	Abancay	No Programada - Falla	CERRADA	07/07/2014 14:50	07/07/2014 15:02	00:12	07/07/2014 14:50	07/07/2014 15:02	1001400666	3	Alimentador de MT	5733	0	0	TA05
2.0141E+18	Abancay	No Programada - Falla	CERRADA	07/07/2014 07:16	07/07/2014 14:49	07:33	07/07/2014 07:16	07/07/2014 07:24	1001400665	3	Alimentador de MT	5733	0	0	TA05
2.0141E+18	Abancay	No Programada - Falla	CERRADA	24/05/2014 14:28	25/05/2014 12:15	09:47	24/05/2014 14:28	25/05/2014 12:15	1001400596	3	Seccion de linea de MT	37	0	0	TA05
2.0141E+18	Abancay	No Programada - Operacion	CERRADA	26/05/2014 05:29	26/05/2014 05:59	00:30	26/05/2014 05:29	26/05/2014 05:59	1001400594	3	Alimentador de MT	5730	0	0	TA05
2.0141E+18	Abancay	No Programada - Fenomenos naturales	REGISTRADA	24/05/2014 14:25	24/05/2014 14:27	00:02	24/05/2014 14:25	24/05/2014 14:27	1001400593	1	Alimentador de MT	5730	0	0	TA05
2.0141E+18	Abancay	No Programada - Accion de terceros	CERRADA	19/05/2014 15:10	20/05/2014 12:40	09:30	19/05/2014 15:10	20/05/2014 12:40	1001400569	3	Seccion de linea de MT	78	0	0	TA05
2.0141E+18	Abancay	No Programada - Fenomenos naturales	CERRADA	19/05/2014 14:57	19/05/2014 15:10	00:13	19/05/2014 14:57	19/05/2014 15:10	1001400568	3	Alimentador de MT	5648	0	0	TA05
2.0141E+18	Abancay	No Programada - Fenomenos naturales	CERRADA	09/05/2014 15:47	09/05/2014 15:51	00:04	09/05/2014 15:47	09/05/2014 15:51	1001400560	3	Alimentador de MT	5727	0	0	TA05
2.0141E+18	Abancay	No Programada - Falla	ANULADA	29/04/2014 04:58	29/04/2014 05:34	00:36	29/04/2014 04:58	29/04/2014 05:34	1001400540	0	Seccion de linea de MT	1106	0	0	TA05
2.0141E+18	Abancay	No Programada - Fenomenos naturales	CERRADA	29/04/2014 04:58	29/04/2014 09:40	04:42	29/04/2014 04:58	29/04/2014 09:40	1001400539	3	Seccion de linea de MT	1246	0	0	TA05
2.0141E+18	Abancay	No Programada - Fenomenos naturales	CERRADA	22/04/2014 12:22	22/04/2014 12:31	00:09	22/04/2014 12:22	22/04/2014 12:31	1001400520	3	Alimentador de MT	5722	0	0	TA05
2.0141E+18	Abancay	No Programada - Operacion	CERRADA	06/04/2014 08:00	06/04/2014 14:00	06:00	06/04/2014 08:00	06/04/2014 14:00	1001400518	3	Seccion de linea de MT	247	0	0	TA05
2.0141E+18	Abancay	No Programada - Accion de terceros	CERRADA	29/03/2014 11:30	29/03/2014 11:44	00:14	29/03/2014 11:30	29/03/2014 11:44	1001400476	3	Alimentador de MT	5712	0	0	TA05
2.0141E+18	Abancay	No Programada - Fenomenos naturales	REGISTRADA	10/03/2014 14:56	10/03/2014 14:58	00:02	10/03/2014 14:56	10/03/2014 14:58	1001400471	1	Alimentador de MT	5712	0	0	TA05
2.0141E+18	Abancay	No Programada - Fenomenos naturales	REGISTRADA	21/03/2014 19:30	21/03/2014 19:32	00:02	21/03/2014 19:30	21/03/2014 19:32	1001400460	1	Alimentador de MT	5712	0	0	TA05
2.0141E+18	Abancay	No Programada - Fenomenos naturales	CERRADA	18/03/2014 10:35	18/03/2014 10:46	00:11	18/03/2014 10:35	18/03/2014 10:46	1001400455	3	Alimentador de MT	11234	0	0	TA05

Fuente: Elaboración propia con datos facilitados por Electro Sur Este S.A.A.

REPORTE DE INTERRUPCIONES - 2014

Código	Sucursal	Tipo	Estado	F.H. Inicio interrupcion	F.H. Fin interrupcion	Duracion de Interrupcion	F.H. Inicio Prog.	F.H. Fin Prog.	Código NTCSE	Código Estado Interrupcion	Tipo Origen Falla	Total Suministro Afectado	Total Suministro Afectado NoSER	Total Suministro Afectado SER	Código Origen
2.0141E+18	Abancay	No Programada - Fenomenos naturales	REGISTRADA	10/03/2014 14:56	10/03/2014 14:58	00:02	10/03/2014 14:56	10/03/2014 14:58	1001400435	1	Alimentador de MT	5713	0	0	TA05
2.0141E+18	Abancay	No Programada - Fenomenos naturales	REGISTRADA	10/03/2014 14:45	10/03/2014 14:47	00:02	10/03/2014 14:45	10/03/2014 14:47	1001400433	1	Alimentador de MT	5713	0	0	TA05
2.0141E+18	Abancay	No Programada - Operacion	CERRADA	28/02/2014 13:00	28/02/2014 13:25	00:25	28/02/2014 13:00	28/02/2014 13:25	1001400398	3	Alimentador de MT	5716	0	0	TA05
2.0141E+18	Abancay	No Programada - Fenomenos naturales	REGISTRADA	27/02/2014 19:47	27/02/2014 19:50	00:03	27/02/2014 19:47	27/02/2014 19:49	1001400397	1	Alimentador de MT	5716	0	0	TA05
2.0141E+18	Abancay	No Programada - Fenomenos naturales	REGISTRADA	27/02/2014 19:57	27/02/2014 19:59	00:02	27/02/2014 19:57	27/02/2014 19:59	1001400394	1	Alimentador de MT	5716	0	0	TA05
2.0141E+18	Abancay	No Programada - Fenomenos naturales	CERRADA	22/02/2014 00:09	22/02/2014 00:12	00:03	22/02/2014 00:09	23/02/2014 08:50	1001400375	3	Alimentador de MT	5713	0	0	TA05
2.0141E+18	Abancay	No Programada - Fenomenos naturales	REGISTRADA	17/02/2014 21:55	17/02/2014 21:58	00:03	17/02/2014 21:55	17/02/2014 21:57	1001400363	1	Alimentador de MT	5715	0	0	TA05
2.0141E+18	Abancay	No Programada - Fenomenos naturales	REGISTRADA	15/02/2014 18:30	15/02/2014 18:32	00:02	15/02/2014 18:30	15/02/2014 18:32	1001400349	1	Alimentador de MT	5715	0	0	TA05
2.0141E+18	Abancay	No Programada - Fenomenos naturales	CERRADA	13/02/2014 20:52	13/02/2014 21:45	00:53	13/02/2014 20:52	13/02/2014 21:45	1001400340	3	Alimentador de MT	5715	0	0	TA05
2.0141E+18	Abancay	No Programada - Fenomenos naturales	REGISTRADA	24/01/2014 16:27	24/01/2014 16:29	00:02	24/01/2014 16:27	24/01/2014 16:29	1001400239	1	Alimentador de MT	5723	0	0	TA05
2.0141E+18	Abancay	No Programada - Fenomenos naturales	ANULADA	24/01/2014 16:27	24/01/2014 16:30	00:03	24/01/2014 16:27	24/01/2014 16:29	1001400238	0	Alimentador de MT	0	0	0	TA05
2.0141E+18	Abancay	No Programada - Fenomenos naturales	ANULADA	24/01/2014 16:27	24/01/2014 16:30	00:03	24/01/2014 16:27	24/01/2014 16:29	1001400235	0	Alimentador de MT	5723	0	0	TA05
2.0141E+18	Abancay	No Programada - Fenomenos naturales	CERRADA	19/01/2014 07:13	19/01/2014 07:20	00:07	19/01/2014 07:13	19/01/2014 07:20	1001400200	3	Alimentador de MT	5719	0	0	TA05
2.0141E+18	Abancay	No Programada - Fenomenos naturales	CERRADA	16/01/2014 18:25	16/01/2014 18:30	00:05	16/01/2014 18:25	16/01/2014 18:30	1001400181	3	Alimentador de MT	5719	0	0	TA05
2.0141E+18	Abancay	No Programada - Falla	CERRADA	08/01/2014 18:00	09/01/2014 15:15	21:15	08/01/2014 18:00	09/01/2014 15:15	1001400140	3	Seccion de linea de MT	715	0	0	TA05
2.0141E+18	Abancay	No Programada - Falla	CERRADA	07/01/2014 18:00	08/01/2014 10:00	16:00	07/01/2014 18:00	08/01/2014 10:00	1001400136	3	Seccion de linea de MT	1243	0	0	TA05
2.0141E+18	Abancay	No Programada - Falla	CERRADA	08/01/2014 08:12	08/01/2014 09:11	00:59	08/01/2014 08:12	08/01/2014 09:11	1001400048	3	Seccion de linea de MT	5712	0	0	TA05
2.0141E+18	Abancay	No Programada - Falla	CERRADA	04/01/2014 09:12	04/01/2014 12:01	02:49	04/01/2014 09:12	04/01/2014 12:01	1001400035	3	Seccion de linea de MT	5712	0	0	TA05
2.0141E+18	Abancay	No Programada - Fenomenos naturales	CERRADA	03/01/2014 17:35	03/01/2014 17:41	00:06	03/01/2014 17:35	03/01/2014 17:41	1001400019	3	Alimentador de MT	11162	0	0	TA05

Fuente: Elaboración propia con datos facilitados por Electro Sur Este S.A.A.

REPORTE DE INTERRUPCIONES - 2015

Codigo	Sucursal	Tipo	Estado	F.H. Inicio Interrupcion	F.H. Fin interrupcion	Duracion de Interrupcion	F.H. Inicio Prog.	F.H. Fin Prog.	Código NCTSE	Código Estado Interrupcion	Tipo Origen Falla	Total Suministro Afectado	Total Suministro NoSER	Total Suministro AfectadoSER	Código Origen
2.0151E+18	Abancay	No Programada - Fenomenos naturales	REGISTRADA	27/12/2015 20:43	27/12/2015 20:45	00:02	27/12/2015 20:43	27/12/2015 20:43	1001500746	1	Seccion de linea de MT	1313	1034	279	TA05
2.0151E+18	Abancay	No Programada - Fenomenos naturales	REGISTRADA	27/12/2015 20:38	27/12/2015 20:40	00:02	27/12/2015 20:38	27/12/2015 20:40	1001500745	1	Alimentador de MT	6211	5687	524	TA05
2.0151E+18	Abancay	No Programada - Fenomenos naturales	REGISTRADA	27/12/2015 20:04	27/12/2015 20:06	00:02	27/12/2015 20:04	27/12/2015 20:06	1001500744	1	Alimentador de MT	6211	5687	524	TA05
2.0151E+18	Abancay	No Programada - Fenomenos naturales	CERRADA	26/12/2015 15:33	26/12/2015 18:07	02:34	26/12/2015 15:33	26/12/2015 18:07	1001500742	3	Seccion de linea de MT	1313	1034	279	TA05
2.0151E+18	Abancay	No Programada - Falla	CERRADA	25/12/2015 10:11	25/12/2015 10:32	00:21	25/12/2015 10:11	25/12/2015 10:32	1001500740	3	Seccion de linea de MT	1313	1034	279	TA05
2.0151E+18	Abancay	No Programada - Fenomenos naturales	REGISTRADA	24/12/2015 06:07	24/12/2015 06:09	00:02	24/12/2015 06:07	24/12/2015 06:09	1001500737	1	Alimentador de MT	6211	5687	524	TA05
2.0151E+18	Abancay	No Programada - Fenomenos naturales	REGISTRADA	21/12/2015 20:02	21/12/2015 21:15	01:13	21/12/2015 20:02	21/12/2015 21:15	1001500715	1	Alimentador de MT	6211	5687	524	TA05
2.0151E+18	Abancay	No Programada - Accion de terceros	REGISTRADA	15/12/2015 15:14	15/12/2015 16:23	01:07	15/12/2015 15:14	15/12/2015 16:23	1001500705	1	Alimentador de MT	6211	5687	524	TA05
2.0151E+18	Abancay	No Programada - Operacion	REGISTRADA	13/12/2015 07:48	13/12/2015 07:50	00:02	13/12/2015 07:48	13/12/2015 07:48	1001500698	1	Seccion de linea de MT	1313	1034	279	TA05
2.0151E+18	Abancay	No Programada - Fenomenos naturales	CERRADA	12/12/2015 17:37	12/12/2015 17:45	00:08	12/12/2015 17:37	12/12/2015 17:39	1001500697	3	Seccion de linea de MT	1313	1034	279	TA05
2.0151E+18	Abancay	No Programada - Fenomenos naturales	REGISTRADA	12/12/2015 17:32	12/12/2015 17:34	00:02	12/12/2015 17:32	12/12/2015 17:34	1001500696	1	Alimentador de MT	6209	5685	524	TA05
2.0151E+18	Abancay	No Programada - Fenomenos naturales	REGISTRADA	11/12/2015 21:00	11/12/2015 21:02	00:02	11/12/2015 21:00	11/12/2015 21:02	1001500693	1	Alimentador de MT	6209	5685	524	TA05
2.0151E+18	Abancay	No Programada - Fenomenos naturales	REGISTRADA	08/12/2015 12:20	08/12/2015 12:22	00:02	08/12/2015 12:20	08/12/2015 12:22	1001500680	1	Alimentador de MT	6197	5673	524	TA05
2.0151E+18	Abancay	No Programada - Falla	REGISTRADA	07/12/2015 03:18	07/12/2015 03:20	00:02	07/12/2015 03:18	07/12/2015 03:20	1001500678	1	Alimentador de MT	6197	5673	524	TA05
2.0151E+18	Abancay	No Programada - Fenomenos naturales	CERRADA	05/12/2015 09:56	05/12/2015 10:04	00:08	05/12/2015 09:56	05/12/2015 10:04	1001500674	3	Alimentador de MT	6197	5673	524	TA05
2.0151E+18	Abancay	No Programada - Fenomenos naturales	REGISTRADA	04/12/2015 18:28	04/12/2015 18:30	00:02	04/12/2015 18:28	04/12/2015 18:30	1001500669	1	Alimentador de MT	6198	5674	524	TA05
2.0151E+18	Abancay	No Programada - Fenomenos naturales	CERRADA	04/12/2015 18:33	04/12/2015 18:40	00:07	04/12/2015 18:33	04/12/2015 18:40	1001500668	3	Seccion de linea de MT	1313	1034	279	TA05
2.0151E+18	Abancay	No Programada - Fenomenos naturales	REGISTRADA	03/12/2015 18:37	03/12/2015 18:39	00:02	03/12/2015 18:37	03/12/2015 18:39	1001500660	1	Alimentador de MT	6202	5678	524	TA05
2.0151E+18	Abancay	No Programada - Fenomenos naturales	REGISTRADA	03/12/2015 18:21	03/12/2015 18:23	00:02	03/12/2015 18:21	03/12/2015 18:23	1001500659	1	Alimentador de MT	6202	5678	524	TA05
2.0151E+18	Abancay	No Programada - Fenomenos naturales	CERRADA	03/12/2015 14:30	03/12/2015 14:34	00:04	03/12/2015 14:30	03/12/2015 14:35	1001500652	3	Alimentador de MT	6202	5678	524	TA05
2.0151E+18	Abancay	No Programada - Fenomenos naturales	REGISTRADA	30/11/2015 15:53	30/11/2015 15:55	00:02	30/11/2015 15:53	30/11/2015 21:13	1001500640	1	Alimentador de MT	6201	5677	524	TA05
2.0151E+18	Abancay	No Programada - Falla	REGISTRADA	27/11/2015 14:24	27/11/2015 14:27	00:03	27/11/2015 14:24	27/11/2015 14:27	1001500625	1	Alimentador de MT	6201	5677	524	TA05
2.0151E+18	Abancay	No Programada - Operacion	REGISTRADA	24/11/2015 10:59	24/11/2015 11:01	00:02	24/11/2015 10:59	24/11/2015 13:28	1001500616	1	Alimentador de MT	6118	5614	504	TA05
2.0151E+18	Abancay	No Programada - Fenomenos naturales	REGISTRADA	24/11/2015 06:25	24/11/2015 06:28	00:03	24/11/2015 06:25	24/11/2015 06:28	1001500615	1	Alimentador de MT	6118	5614	504	TA05
2.0151E+18	Abancay	No Programada - Fenomenos naturales	CERRADA	23/11/2015 14:10	23/11/2015 15:19	01:09	23/11/2015 14:10	23/11/2015 15:19	1001500614	3	Alimentador de MT	6118	5614	504	TA05
2.0151E+18	Abancay	No Programada - Falla	CERRADA	23/11/2015 14:00	23/11/2015 14:06	00:06	23/11/2015 14:00	23/11/2015 14:06	1001500613	3	Alimentador de MT	6201	5677	524	TA05
2.0151E+18	Abancay	No Programada - Fenomenos naturales	CERRADA	22/11/2015 16:59	22/11/2015 17:06	00:07	22/11/2015 16:59	22/11/2015 17:06	1001500612	3	Alimentador de MT	6118	5614	504	TA05
2.0151E+18	Abancay	No Programada - Fenomenos naturales	REGISTRADA	21/11/2015 20:16	21/11/2015 20:18	00:02	21/11/2015 20:16	21/11/2015 20:18	1001500600	1	Alimentador de MT	6118	5614	504	TA05
2.0151E+18	Abancay	No Programada - Fenomenos naturales	REGISTRADA	21/11/2015 02:36	21/11/2015 02:38	00:02	21/11/2015 02:36	21/11/2015 02:38	1001500593	1	Alimentador de MT	6118	5614	504	TA05
2.0151E+18	Abancay	No Programada - Operacion	CERRADA	05/11/2015 10:36	05/11/2015 14:40	00:04	05/11/2015 10:36	05/11/2015 14:40	1001500562	3	Seccion de linea de MT	3312	3212	100	TA05
2.0151E+18	Abancay	No Programada - Fenomenos naturales	CERRADA	22/10/2015 18:05	22/10/2015 20:15	02:10	22/10/2015 18:05	22/10/2015 20:15	1001500536	3	Alimentador de MT	6118	5614	504	TA05
2.0151E+18	Abancay	No Programada - Fenomenos naturales	CERRADA	07/10/2015 06:39	07/10/2015 06:45	00:06	07/10/2015 06:39	07/10/2015 06:45	1001500508	3	Seccion de linea de MT	1294	1026	268	TA05
2.0151E+18	Abancay	No Programada - Fenomenos naturales	CERRADA	07/10/2015 05:37	07/10/2015 06:09	00:32	07/10/2015 05:37	07/10/2015 06:09	1001500507	3	Alimentador de MT	6118	5614	504	TA05
2.0151E+18	Abancay	No Programada - Fenomenos naturales	REGISTRADA	05/10/2015 21:07	05/10/2015 21:09	00:02	05/10/2015 21:07	05/10/2015 21:09	1001500505	1	Alimentador de MT	6118	5614	504	TA05
2.0151E+18	Abancay	No Programada - Fenomenos naturales	CERRADA	29/09/2015 06:37	29/09/2015 11:02	04:25	29/09/2015 06:37	29/09/2015 06:45	1001500494	3	Alimentador de MT	6077	5659	418	TA05
2.0151E+18	Abancay	No Programada - Falla	CERRADA	24/08/2015 12:52	24/08/2015 13:27	00:35	24/08/2015 12:52	24/08/2015 13:27	1001500441	3	Alimentador de MT	6041	5623	418	TA05

Fuente: Elaboración propia con datos facilitados por Electro Sur Este S.A.A.

REPORTE DE INTERRUPCIONES - 2015

Código	Sucursal	Tipo	Estado	F.H. Inicio interrupcion	F.H. Fin interrupcion	Duracion de Interrupcion	F.H. Inicio Prog.	F.H. Fin Prog.	Código NCTCSE	Código Estado Interrupcion	Tipo Origen Falla	Total Suministro Afectado	Total Suministro NoSER	Total Suministro Afectado SER	Código Origen
2.0151E+18	Abancay	No Programada - Operacion	CERRADA	23/08/2015 14:37	23/08/2015 14:41	00:04	23/08/2015 14:37	23/08/2015 14:41	1001500438	3	Alimentador de MT	6041	5623	418	TA05
2.0151E+18	Abancay	No Programada - Falla	CERRADA	22/08/2015 13:04	22/08/2015 13:10	00:06	22/08/2015 13:04	22/08/2015 13:10	1001500436	3	Alimentador de MT	6041	5623	418	TA05
2.0151E+18	Abancay	No Programada - Falla	CERRADA	19/08/2015 14:00	19/08/2015 15:00	01:00	19/08/2015 14:00	19/08/2015 15:00	1001500428	3	Alimentador de MT	6043	5625	418	TA05
2.0151E+18	Abancay	No Programada - Fenomenos naturales	CERRADA	15/08/2015 14:44	15/08/2015 15:00	00:16	15/08/2015 14:44	15/08/2015 15:00	1001500426	3	Alimentador de MT	6041	5623	418	TA05
2.0151E+18	Abancay	No Programada - Fenomenos naturales	CERRADA	15/08/2015 14:22	15/08/2015 14:29	00:07	15/08/2015 14:22	15/08/2015 14:29	1001500425	3	Alimentador de MT	6041	5623	418	TA05
2.0151E+18	Abancay	No Programada - Fenomenos naturales	CERRADA	08/08/2015 16:24	08/08/2015 16:32	00:08	08/08/2015 16:24	08/08/2015 16:32	1001500416	3	Alimentador de MT	6041	5623	418	TA05
2.0151E+18	Abancay	No Programada - Fenomenos naturales	CERRADA	06/08/2015 13:37	06/08/2015 14:31	00:54	06/08/2015 13:37	06/08/2015 14:31	1001500411	3	Alimentador de MT	6047	5629	418	TA05
2.0151E+18	Abancay	No Programada - Accion de terceros	CERRADA	04/08/2015 11:45	04/08/2015 12:15	00:30	04/08/2015 11:45	04/08/2015 19:02	1001500408	3	Seccion de linea de MT	1281	1069	212	TA05
2.0151E+18	Abancay	No Programada - Falla	CERRADA	25/06/2015 04:12	25/06/2015 09:40	05:32	25/06/2015 04:12	25/06/2015 09:40	1001500378	3	Seccion de linea de MT	1272	0	0	TA05
2.0151E+18	Abancay	No Programada - Fenomenos naturales	CERRADA	16/05/2015 10:42	16/05/2015 10:51	00:09	16/05/2015 10:42	16/05/2015 10:51	1001500338	3	Alimentador de MT	5982	0	0	TA05
2.0151E+18	Abancay	No Programada - Fenomenos naturales	REGISTRADA	15/05/2015 17:40	15/05/2015 17:42	00:02	15/05/2015 17:40	15/05/2015 17:42	1001500337	1	Alimentador de MT	5982	0	0	TA05
2.0151E+18	Abancay	No Programada - Accion de terceros	CERRADA	14/05/2015 19:02	14/05/2015 21:49	02:47	14/05/2015 19:02	14/05/2015 21:49	1001500334	3	Alimentador de MT	5982	0	0	TA05
2.0151E+18	Abancay	No Programada - Fenomenos naturales	CERRADA	08/05/2015 06:44	08/05/2015 06:58	00:14	08/05/2015 06:44	08/05/2015 06:58	1001500322	3	Alimentador de MT	5967	0	0	TA05
2.0151E+18	Abancay	No Programada - Accion de terceros	REGISTRADA	30/04/2015 13:25	30/04/2015 13:28	00:03	30/04/2015 13:25	30/04/2015 13:28	1001500312	1	Alimentador de MT	5964	0	0	TA05
2.0151E+18	Abancay	No Programada - Fenomenos naturales	REGISTRADA	27/04/2015 08:33	27/04/2015 08:36	00:03	27/04/2015 08:33	27/04/2015 08:36	1001500303	1	Alimentador de MT	5961	0	0	TA05
2.0151E+18	Abancay	No Programada - Fenomenos naturales	REGISTRADA	15/04/2015 20:44	15/04/2015 20:47	00:03	15/04/2015 20:44	15/04/2015 20:47	1001500277	1	Alimentador de MT	5949	0	0	TA05
2.0151E+18	Abancay	No Programada - Fenomenos naturales	CERRADA	15/04/2015 16:15	15/04/2015 16:21	00:06	15/04/2015 16:15	15/04/2015 16:21	1001500270	3	Alimentador de MT	5948	0	0	TA05
2.0151E+18	Abancay	No Programada - Fenomenos naturales	REGISTRADA	14/04/2015 20:33	14/04/2015 20:35	00:02	14/04/2015 20:33	14/04/2015 20:35	1001500268	1	Alimentador de MT	5948	0	0	TA05
2.0151E+18	Abancay	No Programada - Fenomenos naturales	REGISTRADA	14/04/2015 18:34	14/04/2015 18:36	00:02	14/04/2015 18:34	14/04/2015 18:36	1001500266	1	Alimentador de MT	5948	0	0	TA05
2.0151E+18	Abancay	No Programada - Fenomenos naturales	REGISTRADA	14/04/2015 18:31	14/04/2015 18:33	00:02	14/04/2015 18:31	14/04/2015 18:33	1001500265	1	Alimentador de MT	5948	0	0	TA05
2.0151E+18	Abancay	No Programada - Fenomenos naturales	REGISTRADA	14/03/2015 13:40	14/03/2015 13:43	00:03	14/03/2015 13:40	14/03/2015 13:43	1001500211	1	Alimentador de MT	5948	0	0	TA05
2.0151E+18	Abancay	No Programada - Fenomenos naturales	REGISTRADA	02/03/2015 19:17	02/03/2015 19:20	00:03	02/03/2015 19:17	02/03/2015 19:20	1001500179	1	Alimentador de MT	5933	0	0	TA05
2.0151E+18	Abancay	No Programada - Fenomenos naturales	REGISTRADA	25/02/2015 19:36	25/02/2015 19:38	00:02	25/02/2015 19:36	25/02/2015 19:38	1001500163	1	Alimentador de MT	5933	0	0	TA05
2.0151E+18	Abancay	No Programada - Fenomenos naturales	REGISTRADA	25/02/2015 18:42	25/02/2015 18:44	00:02	25/02/2015 18:42	25/02/2015 18:44	1001500161	1	Alimentador de MT	5933	0	0	TA05
2.0151E+18	Abancay	No Programada - Fenomenos naturales	CERRADA	01/03/2015 06:15	01/03/2015 06:30	00:15	01/03/2015 06:15	01/03/2015 06:30	1001500148	3	Alimentador de MT	5933	0	0	TA05
2.0151E+18	Abancay	No Programada - Accion de terceros	CERRADA	28/02/2015 14:52	28/02/2015 15:10	00:18	28/02/2015 14:52	28/02/2015 15:10	1001500140	3	Alimentador de MT	5930	0	0	TA05
2.0151E+18	Abancay	No Programada - Fenomenos naturales	CERRADA	19/02/2015 07:13	19/02/2015 08:10	00:57	19/02/2015 07:13	19/02/2015 08:10	1001500135	3	Alimentador de MT	5930	0	0	TA05
2.0151E+18	Abancay	No Programada - Fenomenos naturales	CERRADA	18/02/2015 18:24	18/02/2015 18:44	00:20	18/02/2015 18:24	18/02/2015 18:44	1001500134	3	Alimentador de MT	5930	0	0	TA05
2.0151E+18	Abancay	No Programada - Fenomenos naturales	CERRADA	18/02/2015 17:24	18/02/2015 17:33	00:09	18/02/2015 17:24	18/02/2015 17:33	1001500132	3	Alimentador de MT	5930	0	0	TA05
2.0151E+18	Abancay	No Programada - Fenomenos naturales	CERRADA	17/02/2015 18:20	17/02/2015 18:42	00:22	17/02/2015 18:20	17/02/2015 18:42	1001500124	3	Alimentador de MT	5930	0	0	TA05
2.0151E+18	Abancay	No Programada - Fenomenos naturales	REGISTRADA	17/02/2015 18:16	17/02/2015 18:18	00:02	17/02/2015 18:16	17/02/2015 18:18	1001500123	1	Alimentador de MT	5930	0	0	TA05
2.0151E+18	Abancay	No Programada - Fenomenos naturales	REGISTRADA	17/02/2015 18:10	17/02/2015 18:12	00:02	17/02/2015 18:10	17/02/2015 18:12	1001500122	1	Alimentador de MT	5930	0	0	TA05
2.0151E+18	Abancay	No Programada - Operacion	CERRADA	04/02/2015 23:15	04/02/2015 01:26	02:11	04/02/2015 23:15	04/02/2015 01:26	10015000109	3	Alimentador de MT	5930	0	0	TA05
2.0151E+18	Abancay	No Programada - Fenomenos naturales	CERRADA	02/02/2015 15:20	02/02/2015 15:36	00:16	02/02/2015 15:20	02/02/2015 15:36	10015000100	3	Alimentador de MT	5930	0	0	TA05
2.0151E+18	Abancay	No Programada - Operacion	CERRADA	31/01/2015 11:40	31/01/2015 12:10	00:30	31/01/2015 11:40	31/01/2015 11:40	1001500078	3	Seccion de linea de MT	3105	0	0	TA05
2.0151E+18	Abancay	No Programada - Operacion	REGISTRADA	25/01/2015 12:01	25/01/2015 13:30	01:29	25/01/2015 12:01	25/01/2015 13:30	1001500071	1	Alimentador de MT	5930	0	0	TA05
2.0151E+18	Abancay	No Programada - Operacion	CERRADA	18/01/2015 15:10	18/01/2015 15:32	00:17	18/01/2015 15:10	18/01/2015 15:32	1001500055	3	Seccion de linea de MT	3105	0	0	TA05

Fuente: Elaboración propia con datos facilitados por Electro Sur Este S.A.A.

REPORTE DE INTERRUPCIONES - 2015

Código	Sucursal	Tipo	Estado	F.H. Inicio interrupcion	F.H. Fin interrupcion	Duracion de Interrupcion	F.H. Inicio Prog.	F.H. Fin Prog.	Código NTCSE	Código Estado Interrupcion	Tipo Origen Falla	Total Suministro Afectado	Total Suministro Afectado NoSER	Total Suministro Afectado SER	Código Origen
2.0151E+18	Abancay	No Programada - Fenomenos naturales	CERRADA	17/01/2015 20:33	17/01/2015 21:20	00:53	17/01/2015 20:33	17/01/2015 21:20	1001500043	3	Alimentador de MT	5875	0	0	TA05
2.0151E+18	Abancay	No Programada - Fenomenos naturales	REGISTRADA	17/01/2015 20:04	17/01/2015 20:06	00:02	17/01/2015 20:04	17/01/2015 20:06	1001500042	1	Alimentador de MT	5875	0	0	TA05
2.0151E+18	Abancay	No Programada - Fenomenos naturales	REGISTRADA	17/01/2015 16:32	17/01/2015 16:34	00:02	17/01/2015 16:32	17/01/2015 16:34	1001500041	1	Alimentador de MT	5875	0	0	TA05
2.0151E+18	Abancay	No Programada - Fenomenos naturales	CERRADA	15/01/2015 13:36	15/01/2015 13:42	00:06	15/01/2015 13:36	15/01/2015 13:42	1001500036	3	Alimentador de MT	5875	0	0	TA05
2.0151E+18	Abancay	No Programada - Fenomenos naturales	CERRADA	10/01/2015 22:01	11/01/2015 00:15	02:14	10/01/2015 22:01	10/01/2015 22:03	1001500023	3	Alimentador de MT	5875	0	0	TA05
2.0151E+18	Abancay	No Programada - Fenomenos naturales	REGISTRADA	09/01/2015 08:13	09/01/2015 09:10	00:57	09/01/2015 08:13	09/01/2015 09:10	1001500012	1	Alimentador de MT	5860	0	0	TA05
2.0151E+18	Abancay	No Programada - Fenomenos naturales	REGISTRADA	05/01/2015 12:01	05/01/2015 12:05	00:04	05/01/2015 12:01	05/01/2015 12:05	1001401189	1	seccion de linea MT	5860	0	0	TA05

Fuente: Elaboración propia con datos facilitados por Electro Sur Este S.A.A.

ANEXO H

PRESUPUESTO

HOJA RESUMEN

PROYECTO : INSTALACIÓN DE CABLE GUARDA EN EL ALIMENTADOR TA-05
PROPIETARIO : AGF
UBICACION : DPTO:APURIMAC PROV:ABANCAY DIST:TAMBURCO
FECHA PROYECTO : 27/08/2017

Item	Descripción	Parcial
1.0	INSTALACIÓN DE CABLE GUARDA TA-05	342,750.00

Costo Directo		342,750.00
Gastos Admin. Directa	0.00%	0.00
TOTAL :		342,750.00

[Son: trescientos cuarenta y dos mil setecientos cincuenta Nuevos Soles]

PRESUPUESTO DE OBRA

PROYECTO : INSTALACIÓN DE CABLE GUARDA EN EL ALIMENTADOR TA-05
 ETAPA 1.0 : INSTALACIÓN DE CABLE GUARDA TA-05
 PROPIETARIO : AGF
 UBICACION : DPTO:APURIMAC PROV:ABANCAY DIST:TAMBURCO
 FECHA PROYECTO : 27/08/2017

Item	Descripción	Unid.	Cant.	Precio	Parcial	Sub Total
1.0	INSTALACIÓN DE CABLE GUARDA TA-05					342,750.00
1.1	TRABAJOS PRELIMINARES					16,428.48
1.1.1	REPLANTEO TOPOGRÁFICO Y UBICACIÓN DE ESTRUCTURAS	km	25.15	339.35	8,534.65	
1.1.2	INGENIERIA DE DETALLE	km	25.15	313.87	7,893.83	
1.2	INSTALACIÓN DE ARMADOS					68,164.23
1.2.1	INSTALACIÓN DE ARMADO AT1	und	69.00	178.89	12,343.41	
1.2.2	INSTALACIÓN DE ARMADO AT3	und	1.00	178.89	178.89	
1.2.3	INSTALACIÓN DE ARMADO AT6	und	25.00	505.29	12,632.25	
1.2.4	INSTALACIÓN DE ARMADO ATBV1	und	110.00	149.89	16,487.90	
1.2.5	INSTALACIÓN DE ARMADO ATBV2	und	11.00	284.09	3,124.99	
1.2.6	INSTALACIÓN DE ARMADO ATBV3	und	40.00	284.09	11,363.60	
1.2.7	INSTALACIÓN DE ARMADO ATBV4	und	12.00	284.09	3,409.08	
1.2.8	INSTALACIÓN DE ARMADO ATBV6	und	1.00	284.09	284.09	
1.2.9	INSTALACIÓN DE ARMADO ATH1	und	6.00	178.89	1,073.34	
1.2.10	INSTALACIÓN DE ARMADO ATH2	und	1.00	178.89	178.89	
1.2.11	INSTALACIÓN DE ARMADO ATH6	und	22.00	139.43	3,067.46	
1.2.12	INSTALACIÓN DE ARMADO ATT3	und	3.00	505.29	1,515.87	
1.2.13	INSTALACIÓN DE ARMADO ATV3	und	1.00	178.89	178.89	
1.2.14	INSTALACIÓN DE ARMADO ATV6	und	13.00	178.89	2,325.57	
1.3	INSTALACIÓN DE CONDUCTOR					170,873.38
1.3.1	TENDIDO DE CABLE DE ACERO GALVANIZADO	km	25.15	6,772.32	170,323.85	
1.3.2	FLECHADO DE CABLE DE ACERO GALVANIZADO	km	25.15	21.85	549.53	
1.4	INSTALACIÓN DE PUESTAS A TIERRA					66,541.75
1.4.1	EXCAVACIÓN DE HOYO(1 x 1 x 2.80 m) PARA PUESTA A TIERRA DE MT	und	36.00	63.23	2,276.28	
1.4.2	RELLENO Y COMPACTACIÓN DE VARILLA DE PUESTA A TIERRA MT	jgo	36.00	1,286.44	46,311.84	
1.4.3	INSTALACIÓN DEL SISTEMA DE PUESTA A TIERRA DE MT	jgo	36.00	324.16	11,669.76	
1.4.4	TRASLADO DE ARCILLA DE PIE DE CARRETERA A PUNTO DE TRABAJO	m³	100.80	62.34	6,283.87	
1.5	ELABORACIÓN DE EXPEDIENTE TÉCNICO					20,742.16
1.5.1	ELABORACIÓN DE EXPEDIENTE TÉCNICO	gbl	1.00	20,742.16	20,742.16	

Costo Directo	342,750.00
Gastos Admin. Directa	0%
TOTAL :	342,750.00

[Son: trescientos cuarenta y dos mil setecientos cincuenta Nuevos Soles]

LISTA DE INSUMOS DEL PROYECTO

PROYECTO : INSTALACIÓN DE CABLE GUARDA EN EL ALIMENTADOR TA-05
 PROPIETARIO : AGF
 UBICACION : DPTO:APURIMAC PROV:ABANCAY DIST:TAMBURCO
 FECHA PROYECTO : 27/08/2017

Código	Descripción	Unid.	Cantidad	Costo	Total
MANO DE OBRA					33,861.39
47	Maestro de Obra (Técnico Electricista I)	HH	519.5887	13.27	6,894.92
47	Operario (Técnico Electricista II)	HH	489.0993	10.86	5,311.62
47	Oficial (Técnico Electricista III)	HH	80.4800	9.05	728.34
47	Topografo	HH	40.2483	12.06	485.40
47	Peón	HH	2,004.1412	7.24	14,509.98
47	Conductor de Vehiculo.	ms	288.9008	10.86	3,137.46
47	Ingeniero Especialista en software para diseño de Líneas	HH	40.2427	37.36	1,503.47
47	Dibujante en Autocad	HH	40.2483	12.06	485.40
47	Especialista en Software de Costos y Presupuesto	HH	40.2400	20.00	804.80
MATERIALES					282,976.61
34	Petroleo DIESEL 2	gln	12.5750	15.00	188.63
43	Estacas de Madera	und	377.2500	1.20	452.70
30	Papel Bond A4	mll	6.2875	34.00	213.78
30	Papel Tamaño Formato A3	mll	6.2875	40.00	251.50
30	Papel Tamaño Formato A1	rll	6.2875	80.00	503.00
11	Aislador de Porcelana tipo PIN ANSI 56-3.	und	435.0000	98.00	42,630.00
02	Espiga de A°G° para vertice de poste (tipo cogollo), L=508 mm, E=4 mm para Pin ANSI 56-3.	und	175.0000	22.00	3,850.00
02	Perno Maquinado F°G°, D=16 mm, L=254 mm, con tuerca, contratuerca y arandelas curva.	und	350.0000	16.00	5,600.00
02	Varilla de armar preformada simple para conductor de 35 mm2.	und	435.0000	9.00	3,915.00
02	Alambre de amarre de aluminio solido temple suave de 10 mm2.	m	870.0000	1.10	957.00
02	Espiga para cruceta L=203+178 mm, D=28.6 mm, DR=35mm, para aislador PIN ANSI 56-3, C/T/C/A/AP	und	260.0000	25.00	6,500.00
19	Cable de Acero Galvanizado de 7 hilos, 35mm2	km	25.1500	6,700.00	168,505.00
06	Varilla dispersora de Cu, D=19 mm, L=2.40 m, roscada en la punta, con tuerca y arandela.	und	36.0000	245.00	8,820.00
30	Cemento Conductivo en saco de 25 Kg.	Sac.	72.0000	220.00	15,840.00
06	Platina de Bronce de 200 x 200 x 6 mm, con agujero en el centro, D=20 mm.	und	36.0000	55.00	1,980.00
30	Bentonita en saco de 30 Kg.	Sac.	144.0000	45.00	6,480.00
30	Sal industrial en saco de 50 Kg.	Sac.	72.0000	26.00	1,872.00
21	Caja de registro de concreto para PAT de 400 x 400 x 300 mm. c/tapa.	und	36.0000	40.00	1,440.00
04	Arcilla	m ³	72.0000	60.00	4,320.00
07	Conductor de Cobre Electrolitico Aislado Tipo THW, cableado 7 hilos, temple suave de 25 mm2.	m	540.0000	15.00	8,100.00
06	Conector de Cu tipo perno partido para conductor de 25 mm2.	und	36.0000	6.00	216.00
06	Conector de cobre tipo anderson para varilla con D=19 mm.	und	36.0000	9.50	342.00
EQUIPO					5,169.84
30	Sistema de Posicionamiento Global (GPS)	HE	160.9600	5.50	885.28
49	Estacion Total	HE	40.2400	25.00	1,006.00
49	Camioneta Rural 4 x 4	HM	80.4800	23.00	1,851.04
30	Equipo de Computo	HE	120.7200	5.00	603.60
30	Impresora Lasser	HE	40.2400	4.50	181.08
30	Ploter para formato A1-A4	HE	20.1200	8.00	160.96
49	Tilfor de 3 Tn.	HE	33.5250	10.00	335.25
30	Polea	HE	25.1500	2.50	62.88
30	Brida para conductor	HE	33.4998	2.50	83.75
SUB-CONTRATOS					20,742.16
39	Elaboración de Expediente Técnico	gbl	1.0000	20,742.16	20,742.16

TOTAL:	342,750.00
---------------	-------------------

Análisis de Costos Unitarios

PROYECTO : INSTALACIÓN DE CABLE GUARDA EN EL ALIMENTADOR TA-05
 ETAPA 1.0 : INSTALACIÓN DE CABLE GUARDA TA-05
 PROPIETARIO : AGF
 UBICACION : DPTO:APURIMAC PROV:ABANCAY DIST:TAMBURCO
 FECHA PROYECTO : 27/08/2017

Partida: 1.1.1 REPLANTEO TOPOGRÁFICO Y UBICACIÓN DE ESTRUCTURAS

Rendimiento:5 km/Día

Costo unitario por km **339.35**

Ind.	Descripción	Unid.	Recursos	Cantidad	Precio	Parcial
MANO DE OBRA						223.20
47	Maestro de Obra (Técnico Electricista I)	HH	1.0000	1.6000	13.27	21.23
47	Operario (Técnico Electricista II)	HH	1.0000	1.6000	10.86	17.38
47	Oficial (Técnico Electricista III)	HH	2.0000	3.2000	9.05	28.96
47	Topografo	HH	1.0000	1.6000	12.06	19.30
47	Peón	HH	6.0000	9.6000	7.24	69.50
47	Conductor de Vehículo.	ms	1.0000	6.1538	10.86	66.83
MATERIALES						21.75
34	Petroleo DIESEL 2	gln	-	0.2500	15.00	3.75
43	Estacas de Madera	und	-	15.0000	1.20	18.00
EQUIPO						94.40
30	Sistema de Posicionamiento Global (GPS)	HE	2.0000	3.2000	5.50	17.60
49	Estacion Total	HE	1.0000	1.6000	25.00	40.00
49	Camioneta Rural 4 x 4	HM	1.0000	1.6000	23.00	36.80

Partida: 1.1.2 INGENIERIA DE DETALLE

Rendimiento:5 km/Día

Costo unitario por km **313.87**

Ind.	Descripción	Unid.	Recursos	Cantidad	Precio	Parcial
MANO DE OBRA						179.62
47	Maestro de Obra (Técnico Electricista I)	HH	0.5000	0.8000	13.27	10.62
47	Ingeniero Especialista en software para diseño de Líneas	HH	1.0000	1.6000	37.36	59.78
47	Dibujante en Autocad	HH	1.0000	1.6000	12.06	19.30
47	Especialista en Software de Costos y Presupuesto	HH	1.0000	1.6000	20.00	32.00
47	Conductor de Vehículo.	ms	1.0000	5.3333	10.86	57.92
MATERIALES						42.25
34	Petroleo DIESEL 2	gln	-	0.2500	15.00	3.75
30	Papel Bond A4	mll	-	0.2500	34.00	8.50
30	Papel Tamaño Formato A3	mll	-	0.2500	40.00	10.00
30	Papel Tamaño Formato A1	ril	-	0.2500	80.00	20.00
EQUIPO						92.00
30	Equipo de Computo	HE	3.0000	4.8000	5.00	24.00
30	Sistema de Posicionamiento Global (GPS)	HE	2.0000	3.2000	5.50	17.60
30	Impresora Lasser	HE	1.0000	1.6000	4.50	7.20
30	Ploter para formato A1-A4	HE	0.5000	0.8000	8.00	6.40
49	Camioneta Rural 4 x 4	HM	1.0000	1.6000	23.00	36.80

Partida: 1.2.1 INSTALACIÓN DE ARMADO AT1

Rendimiento:2 und/Hora

Costo unitario por und **178.89**

Ind.	Descripción	Unid.	Recursos	Cantidad	Precio	Parcial
MANO DE OBRA						15.69
47	Maestro de Obra (Técnico Electricista I)	HH	1.0000	0.5000	13.27	6.64
47	Operario (Técnico Electricista II)	HH	1.0000	0.5000	10.86	5.43
47	Peón	HH	1.0000	0.5000	7.24	3.62
MATERIALES						163.20
11	Aislador de Porcelana tipo PIN ANSI 56-3.	und	-	1.0000	98.00	98.00
02	Espiga de A°G° para vertice de poste (tipo cogollo), L=508 mm, E=4 mm para Pin ANSI 56-3.	und	-	1.0000	22.00	22.00
02	Perno Maquinado F°G°, D=16 mm, L=254 mm, con tuerca, contratuerca y arandelas curva.	und	-	2.0000	16.00	32.00

02	Varilla de armar preformada simple para conductor de 35 mm2.	und	-	1.0000	9.00	9.00
02	Alambre de amarre de aluminio solido temple suave de 10 mm2.	m	-	2.0000	1.10	2.20

Partida: 1.2.2 INSTALACIÓN DE ARMADO AT3

Rendimiento:2 und/Hora

Costo unitario por und **178.89**

Ind.	Descripción	Unid.	Recursos	Cantidad	Precio	Parcial
MANO DE OBRA						15.69
47	Maestro de Obra (Técnico Electricista I)	HH	1.0000	0.5000	13.27	6.64
47	Operario (Técnico Electricista II)	HH	1.0000	0.5000	10.86	5.43
47	Peón	HH	1.0000	0.5000	7.24	3.62
MATERIALES						163.20
11	Aislador de Porcelana tipo PIN ANSI 56-3.	und	-	1.0000	98.00	98.00
02	Espiga de A°G° para vertice de poste (tipo cogollo), L=508 mm, E=4 mm para Pin ANSI 56-3.	und	-	1.0000	22.00	22.00
02	Perno Maquinado F°G°, D=16 mm, L=254 mm, con tuerca, contratuerca y arandelas curva.	und	-	2.0000	16.00	32.00
02	Varilla de armar preformada simple para conductor de 35 mm2.	und	-	1.0000	9.00	9.00
02	Alambre de amarre de aluminio solido temple suave de 10 mm2.	m	-	2.0000	1.10	2.20

Partida: 1.2.3 INSTALACIÓN DE ARMADO AT6

Rendimiento:2 und/Hora

Costo unitario por und **505.29**

Ind.	Descripción	Unid.	Recursos	Cantidad	Precio	Parcial
MANO DE OBRA						15.69
47	Maestro de Obra (Técnico Electricista I)	HH	1.0000	0.5000	13.27	6.64
47	Operario (Técnico Electricista II)	HH	1.0000	0.5000	10.86	5.43
47	Peón	HH	1.0000	0.5000	7.24	3.62
MATERIALES						489.60
11	Aislador de Porcelana tipo PIN ANSI 56-3.	und	-	3.0000	98.00	294.00
02	Espiga de A°G° para vertice de poste (tipo cogollo), L=508 mm, E=4 mm para Pin ANSI 56-3.	und	-	3.0000	22.00	66.00
02	Perno Maquinado F°G°, D=16 mm, L=254 mm, con tuerca, contratuerca y arandelas curva.	und	-	6.0000	16.00	96.00
02	Varilla de armar preformada simple para conductor de 35 mm2.	und	-	3.0000	9.00	27.00
02	Alambre de amarre de aluminio solido temple suave de 10 mm2.	m	-	6.0000	1.10	6.60

Partida: 1.2.4 INSTALACIÓN DE ARMADO ATBV1

Rendimiento:2 und/Hora

Costo unitario por und **149.89**

Ind.	Descripción	Unid.	Recursos	Cantidad	Precio	Parcial
MANO DE OBRA						15.69
47	Maestro de Obra (Técnico Electricista I)	HH	1.0000	0.5000	13.27	6.64
47	Operario (Técnico Electricista II)	HH	1.0000	0.5000	10.86	5.43
47	Peón	HH	1.0000	0.5000	7.24	3.62
MATERIALES						134.20
11	Aislador de Porcelana tipo PIN ANSI 56-3.	und	-	1.0000	98.00	98.00
02	Espiga para cruceta L=203+178 mm, D=28.6 mm, DR=35mm, para aislador PIN ANSI 56-3, C/T/C/A/AP	und	-	1.0000	25.00	25.00
02	Varilla de armar preformada simple para conductor de 35 mm2.	und	-	1.0000	9.00	9.00
02	Alambre de amarre de aluminio solido temple suave de 10 mm2.	m	-	2.0000	1.10	2.20

Partida: 1.2.5 INSTALACIÓN DE ARMADO ATBV2

Rendimiento:2 und/Hora

Costo unitario por und **284.09**

Ind.	Descripción	Unid.	Recursos	Cantidad	Precio	Parcial
MANO DE OBRA						15.69
47	Maestro de Obra (Técnico Electricista I)	HH	1.0000	0.5000	13.27	6.64
47	Operario (Técnico Electricista II)	HH	1.0000	0.5000	10.86	5.43
47	Peón	HH	1.0000	0.5000	7.24	3.62
MATERIALES						268.40
11	Aislador de Porcelana tipo PIN ANSI 56-3.	und	-	2.0000	98.00	196.00

02	Espiga para cruceta L=203+178 mm, D=28.6 mm, DR=35mm, para aislador PIN ANSI 56-3, C/T/C/A/AP	und	-	2.0000	25.00	50.00
02	Varilla de armar preformada simple para conductor de 35 mm2.	und	-	2.0000	9.00	18.00
02	Alambre de amarre de aluminio solido temple suave de 10 mm2.	m	-	4.0000	1.10	4.40

Partida: 1.2.6 INSTALACIÓN DE ARMADO ATBV3

Rendimiento:2 und/Hora

Costo unitario por und **284.09**

Ind.	Descripción	Unid.	Recursos	Cantidad	Precio	Parcial
MANO DE OBRA						15.69
47	Maestro de Obra (Técnico Electricista I)	HH	1.0000	0.5000	13.27	6.64
47	Operario (Técnico Electricista II)	HH	1.0000	0.5000	10.86	5.43
47	Peón	HH	1.0000	0.5000	7.24	3.62
MATERIALES						268.40
11	Aislador de Porcelana tipo PIN ANSI 56-3.	und	-	2.0000	98.00	196.00
02	Espiga para cruceta L=203+178 mm, D=28.6 mm, DR=35mm, para aislador PIN ANSI 56-3, C/T/C/A/AP	und	-	2.0000	25.00	50.00
02	Varilla de armar preformada simple para conductor de 35 mm2.	und	-	2.0000	9.00	18.00
02	Alambre de amarre de aluminio solido temple suave de 10 mm2.	m	-	4.0000	1.10	4.40

Partida: 1.2.7 INSTALACIÓN DE ARMADO ATBV4

Rendimiento:2 und/Hora

Costo unitario por und **284.09**

Ind.	Descripción	Unid.	Recursos	Cantidad	Precio	Parcial
MANO DE OBRA						15.69
47	Maestro de Obra (Técnico Electricista I)	HH	1.0000	0.5000	13.27	6.64
47	Operario (Técnico Electricista II)	HH	1.0000	0.5000	10.86	5.43
47	Peón	HH	1.0000	0.5000	7.24	3.62
MATERIALES						268.40
11	Aislador de Porcelana tipo PIN ANSI 56-3.	und	-	2.0000	98.00	196.00
02	Espiga para cruceta L=203+178 mm, D=28.6 mm, DR=35mm, para aislador PIN ANSI 56-3, C/T/C/A/AP	und	-	2.0000	25.00	50.00
02	Varilla de armar preformada simple para conductor de 35 mm2.	und	-	2.0000	9.00	18.00
02	Alambre de amarre de aluminio solido temple suave de 10 mm2.	m	-	4.0000	1.10	4.40

Partida: 1.2.8 INSTALACIÓN DE ARMADO ATBV6

Rendimiento:2 und/Hora

Costo unitario por und **284.09**

Ind.	Descripción	Unid.	Recursos	Cantidad	Precio	Parcial
MANO DE OBRA						15.69
47	Maestro de Obra (Técnico Electricista I)	HH	1.0000	0.5000	13.27	6.64
47	Operario (Técnico Electricista II)	HH	1.0000	0.5000	10.86	5.43
47	Peón	HH	1.0000	0.5000	7.24	3.62
MATERIALES						268.40
11	Aislador de Porcelana tipo PIN ANSI 56-3.	und	-	2.0000	98.00	196.00
02	Espiga para cruceta L=203+178 mm, D=28.6 mm, DR=35mm, para aislador PIN ANSI 56-3, C/T/C/A/AP	und	-	2.0000	25.00	50.00
02	Varilla de armar preformada simple para conductor de 35 mm2.	und	-	2.0000	9.00	18.00
02	Alambre de amarre de aluminio solido temple suave de 10 mm2.	m	-	4.0000	1.10	4.40

Partida: 1.2.9 INSTALACIÓN DE ARMADO ATH1

Rendimiento:2 und/Hora

Costo unitario por und **178.89**

Ind.	Descripción	Unid.	Recursos	Cantidad	Precio	Parcial
MANO DE OBRA						15.69
47	Maestro de Obra (Técnico Electricista I)	HH	1.0000	0.5000	13.27	6.64
47	Operario (Técnico Electricista II)	HH	1.0000	0.5000	10.86	5.43
47	Peón	HH	1.0000	0.5000	7.24	3.62
MATERIALES						163.20
11	Aislador de Porcelana tipo PIN ANSI 56-3.	und	-	1.0000	98.00	98.00
02	Espiga de A°G° para vertice de poste (tipo cogollo), L=508 mm, E=4 mm para Pin ANSI 56-3.	und	-	1.0000	22.00	22.00

02	Perno Maquinado F°G°, D=16 mm, L=254 mm, con tuerca, contratuerca y arandelas curva.	und	-	2.0000	16.00	32.00
02	Varilla de armar preformada simple para conductor de 35 mm2.	und	-	1.0000	9.00	9.00
02	Alambre de amarre de aluminio solido temple suave de 10 mm2.	m	-	2.0000	1.10	2.20

Partida: 1.2.10 INSTALACIÓN DE ARMADO ATH2

Rendimiento:2 und/Hora

Costo unitario por und **178.89**

Ind.	Descripción	Unid.	Recursos	Cantidad	Precio	Parcial
MANO DE OBRA						15.69
47	Maestro de Obra (Técnico Electricista I)	HH	1.0000	0.5000	13.27	6.64
47	Operario (Técnico Electricista II)	HH	1.0000	0.5000	10.86	5.43
47	Peón	HH	1.0000	0.5000	7.24	3.62
MATERIALES						163.20
11	Aislador de Porcelana tipo PIN ANSI 56-3.	und	-	1.0000	98.00	98.00
02	Espiga de A°G° para vertice de poste (tipo cogollo), L=508 mm, E=4 mm para Pin ANSI 56-3.	und	-	1.0000	22.00	22.00
02	Perno Maquinado F°G°, D=16 mm, L=254 mm, con tuerca, contratuerca y arandelas curva.	und	-	2.0000	16.00	32.00
02	Varilla de armar preformada simple para conductor de 35 mm2.	und	-	1.0000	9.00	9.00
02	Alambre de amarre de aluminio solido temple suave de 10 mm2.	m	-	2.0000	1.10	2.20

Partida: 1.2.11 INSTALACIÓN DE ARMADO ATH6

Rendimiento:6 und/Hora

Costo unitario por und **139.43**

Ind.	Descripción	Unid.	Recursos	Cantidad	Precio	Parcial
MANO DE OBRA						5.23
47	Maestro de Obra (Técnico Electricista I)	HH	1.0000	0.1667	13.27	2.21
47	Operario (Técnico Electricista II)	HH	1.0000	0.1667	10.86	1.81
47	Peón	HH	1.0000	0.1667	7.24	1.21
MATERIALES						134.20
11	Aislador de Porcelana tipo PIN ANSI 56-3.	und	-	1.0000	98.00	98.00
02	Espiga para cruceta L=203+178 mm, D=28.6 mm, DR=35mm, para aislador PIN ANSI 56-3, C/T/C/A/AP	und	-	1.0000	25.00	25.00
02	Varilla de armar preformada simple para conductor de 35 mm2.	und	-	1.0000	9.00	9.00
02	Alambre de amarre de aluminio solido temple suave de 10 mm2.	m	-	2.0000	1.10	2.20

Partida: 1.2.12 INSTALACIÓN DE ARMADO ATT3

Rendimiento:2 und/Hora

Costo unitario por und **505.29**

Ind.	Descripción	Unid.	Recursos	Cantidad	Precio	Parcial
MANO DE OBRA						15.69
47	Maestro de Obra (Técnico Electricista I)	HH	1.0000	0.5000	13.27	6.64
47	Operario (Técnico Electricista II)	HH	1.0000	0.5000	10.86	5.43
47	Peón	HH	1.0000	0.5000	7.24	3.62
MATERIALES						489.60
11	Aislador de Porcelana tipo PIN ANSI 56-3.	und	-	3.0000	98.00	294.00
02	Espiga de A°G° para vertice de poste (tipo cogollo), L=508 mm, E=4 mm para Pin ANSI 56-3.	und	-	3.0000	22.00	66.00
02	Perno Maquinado F°G°, D=16 mm, L=254 mm, con tuerca, contratuerca y arandelas curva.	und	-	6.0000	16.00	96.00
02	Varilla de armar preformada simple para conductor de 35 mm2.	und	-	3.0000	9.00	27.00
02	Alambre de amarre de aluminio solido temple suave de 10 mm2.	m	-	6.0000	1.10	6.60

Partida: 1.2.13 INSTALACIÓN DE ARMADO ATV3

Rendimiento:2 und/Hora

Costo unitario por und **178.89**

Ind.	Descripción	Unid.	Recursos	Cantidad	Precio	Parcial
MANO DE OBRA						15.69
47	Maestro de Obra (Técnico Electricista I)	HH	1.0000	0.5000	13.27	6.64
47	Operario (Técnico Electricista II)	HH	1.0000	0.5000	10.86	5.43
47	Peón	HH	1.0000	0.5000	7.24	3.62
MATERIALES						163.20

11	Aislador de Porcelana tipo PIN ANSI 56-3.	und	-	1.0000	98.00	98.00
02	Espiga de A°G° para vertice de poste (tipo cogollo), L=508 mm, E=4 mm para Pin ANSI 56-3.	und	-	1.0000	22.00	22.00
02	Perno Maquinado F°G°, D=16 mm, L=254 mm, con tuerca, contratuerca y arandelas curva.	und	-	2.0000	16.00	32.00
02	Varilla de armar preformada simple para conductor de 35 mm2.	und	-	1.0000	9.00	9.00
02	Alambre de amarre de aluminio solido temple suave de 10 mm2.	m	-	2.0000	1.10	2.20

Partida: 1.2.14 INSTALACIÓN DE ARMADO ATV6

Rendimiento:2 und/Hora

Costo unitario por und **178.89**

Ind.	Descripción	Unid.	Recursos	Cantidad	Precio	Parcial
MANO DE OBRA						15.69
47	Maestro de Obra (Técnico Electricista I)	HH	1.0000	0.5000	13.27	6.64
47	Operario (Técnico Electricista II)	HH	1.0000	0.5000	10.86	5.43
47	Peón	HH	1.0000	0.5000	7.24	3.62
MATERIALES						163.20
11	Aislador de Porcelana tipo PIN ANSI 56-3.	und	-	1.0000	98.00	98.00
02	Espiga de A°G° para vertice de poste (tipo cogollo), L=508 mm, E=4 mm para Pin ANSI 56-3.	und	-	1.0000	22.00	22.00
02	Perno Maquinado F°G°, D=16 mm, L=254 mm, con tuerca, contratuerca y arandelas curva.	und	-	2.0000	16.00	32.00
02	Varilla de armar preformada simple para conductor de 35 mm2.	und	-	1.0000	9.00	9.00
02	Alambre de amarre de aluminio solido temple suave de 10 mm2.	m	-	2.0000	1.10	2.20

Partida: 1.3.1 TENDIDO DE CABLE DE ACERO GALVANIZADO

Rendimiento:2 km/Hora

Costo unitario por km **6,772.32**

Ind.	Descripción	Unid.	Recursos	Cantidad	Precio	Parcial
MANO DE OBRA						57.32
47	Maestro de Obra (Técnico Electricista I)	HH	1.0000	0.5000	13.27	6.64
47	Operario (Técnico Electricista II)	HH	4.0000	2.0000	10.86	21.72
47	Peón	HH	8.0000	4.0000	7.24	28.96
MATERIALES						6,700.00
19	Cable de Acero Galvanizado de 7 hilos, 35mm2	km	-	1.0000	6,700.00	6,700.00
EQUIPO						15.00
49	Tilfor de 3 Tn.	HE	2.0000	1.0000	10.00	10.00
30	Polea	HE	2.0000	1.0000	2.50	2.50
30	Brida para conductor	HE	2.0000	1.0000	2.50	2.50

Partida: 1.3.2 FLECHADO DE CABLE DE ACERO GALVANIZADO

Rendimiento:3 km/Hora

Costo unitario por km **21.85**

Ind.	Descripción	Unid.	Recursos	Cantidad	Precio	Parcial
MANO DE OBRA						17.69
47	Maestro de Obra (Técnico Electricista I)	HH	1.0000	0.3333	13.27	4.42
47	Operario (Técnico Electricista II)	HH	1.0000	0.3333	10.86	3.62
47	Peón	HH	4.0000	1.3333	7.24	9.65
EQUIPO						4.16
49	Tilfor de 3 Tn.	HE	1.0000	0.3333	10.00	3.33
30	Brida para conductor	HE	1.0000	0.3333	2.50	0.83

Partida: 1.4.1 EXCAVACIÓN DE HOYO(1 x 1 x 2.80 m) PARA PUESTA A TIERRA DE MT

Rendimiento:2 und/Día

Costo unitario por und **63.23**

Ind.	Descripción	Unid.	Recursos	Cantidad	Precio	Parcial
MANO DE OBRA						63.23
47	Maestro de Obra (Técnico Electricista I)	HH	0.1000	0.4000	13.27	5.31
47	Peón	HH	2.0000	8.0000	7.24	57.92

Partida: 1.4.2 RELLENO Y COMPACTACIÓN DE VARILLA DE PUESTA A TIERRA MT

Rendimiento:2 jgo/Día

Costo unitario por jgo **1,286.44**

Ind.	Descripción	Unid.	Recursos	Cantidad	Precio	Parcial
MANO DE OBRA						154.44
47	Maestro de Obra (Técnico Electricista I)	HH	1.0000	4.0000	13.27	53.08
47	Operario (Técnico Electricista II)	HH	1.0000	4.0000	10.86	43.44
47	Peón	HH	2.0000	8.0000	7.24	57.92
MATERIALES						1,132.00
06	Varilla dispersora de Cu, D=19 mm, L=2.40 m, roscada en la punta, con tuerca y arandela.	und	-	1.0000	245.00	245.00
30	Cemento Conductivo en saco de 25 Kg.	Sac.	-	2.0000	220.00	440.00
06	Platina de Bronce de 200 x 200 x 6 mm, con agujero en el centro, D=20 mm.	und	-	1.0000	55.00	55.00
30	Bentonita en saco de 30 Kg.	Sac.	-	4.0000	45.00	180.00
30	Sal industrial en saco de 50 Kg.	Sac.	-	2.0000	26.00	52.00
21	Caja de registro de concreto para PAT de 400 x 400 x 300 mm. c/tapa.	und	-	1.0000	40.00	40.00
04	Arcilla	m ³	-	2.0000	60.00	120.00

Partida: 1.4.3 INSTALACIÓN DEL SISTEMA DE PUESTA A TIERRA DE MT

Rendimiento:3 jgo/Día

Costo unitario por jgo **324.16**

Ind.	Descripción	Unid.	Recursos	Cantidad	Precio	Parcial
MANO DE OBRA						83.66
47	Maestro de Obra (Técnico Electricista I)	HH	1.0000	2.6667	13.27	35.39
47	Operario (Técnico Electricista II)	HH	1.0000	2.6667	10.86	28.96
47	Peón	HH	1.0000	2.6667	7.24	19.31
MATERIALES						240.50
07	Conductor de Cobre Electrolítico Aislado Tipo THW, cableado 7 hilos, temple suave de 25 mm ² .	m	-	15.0000	15.00	225.00
06	Conector de Cu tipo perno partido para conductor de 25 mm ² .	und	-	1.0000	6.00	6.00
06	Conector de cobre tipo anderson para varilla con D=19 mm.	und	-	1.0000	9.50	9.50

Partida: 1.4.4 TRASLADO DE ARCILLA DE PIE DE CARRETERA A PUNTO DE TRABAJO

Rendimiento:6 m³/Día

Costo unitario por m³ **62.34**

Ind.	Descripción	Unid.	Recursos	Cantidad	Precio	Parcial
MANO DE OBRA						62.34
47	Maestro de Obra (Técnico Electricista I)	HH	0.2500	0.3333	13.27	4.42
47	Peón	HH	6.0000	8.0000	7.24	57.92

Partida: 1.5.1 ELABORACIÓN DE EXPEDIENTE TÉCNICO

Rendimiento:1 gbl/Hora

Costo unitario por gbl **20,742.16**

Ind.	Descripción	Unid.	Recursos	Cantidad	Precio	Parcial
SUB-CONTRATOS						20,742.16
39	Elaboración de Expediente Técnico	gbl	-	1.0000	20,742.16	20,742.16

FORMULA POLINOMICA

PROYECTO : INSTALACIÓN DE CABLE GUARDA EN EL ALIMENTADOR TA-05
 ETAPA 1.0 : INSTALACIÓN DE CABLE GUARDA TA-05
 PROPIETARIO : AGF
 UBICACION : DPTO:APURIMAC PROV:ABANCAY DIST:TAMBURCO
 FECHA PROYECTO : 27/08/2017

$$K1 = 0.118 \frac{ACr}{ACo} + 0.125 \frac{ARr}{ARo} + 0.492 \frac{CAr}{CAo} + 0.195 \frac{MOr}{MOo} + 0.070 \frac{MAr}{MAo}$$

Descripción	Nomenclatura	Coficiente	Porcentaje (%)
02 Acero de Construcción Liso	AC	0.118	100.00
02 Acero de Construcción Liso		0.061	51.69
06 Alambre y Cable de Cobre Desnudo		0.033	27.97
07 Alambre y Cable Tipo TW y THW		0.024	20.34
11 Artefacto de Alumbrado Exterior	AR	0.125	100.00
11 Artefacto de Alumbrado Exterior		0.124	99.20
43 Madera Nacional para Encofrado y Carpintería		0.001	0.80
19 Cable NYY y NKY	CA	0.492	100.00
47 Mano de Obra	MO	0.195	100.00
47 Mano de Obra		0.099	50.77
30 Dólar		0.079	40.51
21 Cemento Portland Tipo I		0.017	8.72
49 Maquinaria y Equipo Importados	MA	0.070	100.00
49 Maquinaria y Equipo Importados		0.009	12.86
34 Gasolina		0.001	0.71
39 Índice General de Precios al Consumidor (INEI)		0.061	86.43
TOTAL		1.000	

ANEXO I

ESCENARIOS DE SIMULACIÓN

Short-Circuit Calculation complete		Single Phase to Ground / Min. Short-Circuit Currents	
		Short-Circuit Duration	
		Break Time	0.10 s
		Fault Clearing Time (Ith)	1.00 s
Fault Distance from	Terminal i:	...	Network Data\Grid\ESE100NMT005593
Line:	\jport_000\TA05_CT(1)\Network Model\Network Data\Grid\100MT16742	Absolute	0.13 km
		Relative	50.00 %

Grid: Grid					System Stage: Grid								
	rtd.V.	Voltage		c-	Sk"	Ik"		Ik'		ip	Ib	Sb	EFF
	[kV]	[kV]	[deg]	Factor	[kVA]	[kA]	[deg]	[kA]	[deg]	[kA]	[kA]	[kA]	[-]
Fault Location:													
100MT16742	A	0.00	0.00	1.00	12472.37	0.94	-88.9	0.94	-88.9	2.66	0.94	2.58	0.00
	B	13.29	-120.28		0.00	0.00	0.0	0.00	0.0	0.00	0.00	0.00	1.01
	C	13.23	120.52		0.00	0.00	0.0	0.00	0.0	0.00	0.00	0.00	1.00
between:													
ESE100NM/Grid	22.90	0.08	-47.39										
		13.30	-120.07										
		13.18	120.45										
100MT16742	ESE100NMT00879			A	12509.70	0.95	-88.5						
				B	257.65	0.02	-125.5						
				C	200.71	0.02	82.4						
100MT17482	ESE100NMT00172			A	0.59	0.00	-35.2						
				B	19.73	0.00	-116.4						
				C	19.21	0.00	64.4						
100MT12527	TA05-40			A	12510.05	0.95	91.5						
				B	277.16	0.02	55.1						
				C	219.06	0.02	-99.2						
and:													
ESE100NM/Grid	22.90	0.00	130.70										
		13.29	-120.28										
		13.23	120.52										
100MT13244	MT1000150			A	4.04	0.00	-25.5						
				B	10.56	0.00	-126.7						
				C	10.50	0.00	75.3						

Grid: Grid					System Stage: Grid								
	rtd.V. [kV]	Voltage [kV]	Angle [deg]	c- Factor	Sk" [kVA]	Ik" [kA]	Angle [deg]	Ik' [kA]	Angle [deg]	ip [kA]	Ib [kA]	Sb [kA]	EFF [-]
100MT16912	ESE100NMT00882			A	82.15	0.01	-24.3						
				B	247.10	0.02	-125.5						
				C	190.33	0.01	82.7						
100MT16742	ESE100NMT00559			A	86.19	0.01	155.6						
				B	257.66	0.02	54.5						
				C	200.74	0.02	-97.7						

		DigSILENT PowerFactory 15.1.7	Project: Date: 9/17/2017
--	--	-------------------------------------	-----------------------------

Fault Locations with Feeders				Short-Circuit Calculation / Method : complete				Single Phase to Ground / Min. Short-Circuit Currents			
Short-Circuit Duration		Break Time		Fault Impedance		Resistance, Rf					
		1.00 s				0.00 Ohm					
		Fault Clearing Time (Ith)				Reactance, Xf					
		1.00 s				0.00 Ohm					

Grid: Grid		System Stage: Grid								Annex: / 1			
		rtd.V. [kV]	Voltage [kV]	c- [deg]	Factor	Sk" [kVA/MVA]	Ik" [kA/kA]	Ik" [deg]	Ik' [kA]	ip [kA/kA]	Ib [kA]	ib [kA]	EFF [-]
ESE100NMT008	A	22.90	0.00	0.00	1.00	7932.89 kVA	0.60 kA	-69.2	0.60	1.33 kA	0.60	0.85	0.00
	B		14.31	-136.00		0.00 kVA	0.00 kA	0.0	0.00	0.00 kA	0.00	0.00	1.09
	C		16.45	128.79		0.00 kVA	0.00 kA	0.0	0.00	0.00 kA	0.00	0.00	1.25
100MT17874		ESE100NMT0											
	A		89.28			89.28 kVA	0.01 kA	-30.3	0.01	0.01 kA			
	B		191.92			191.92 kVA	0.01 kA	-137.5	0.01	0.03 kA			
	C		142.62			142.62 kVA	0.01 kA	86.5	0.01	0.02 kA			
100MT17863		ESE100NMT0											
	A		8002.63			8002.63 kVA	0.61 kA	111.2	0.61	1.34 kA			
	B		191.92			191.92 kVA	0.01 kA	42.5	0.01	0.03 kA			
	C		142.62			142.62 kVA	0.01 kA	-93.5	0.01	0.02 kA			
ESE100NMT008	A	22.90	0.00	0.00	1.00	7488.81 kVA	0.57 kA	-67.5	0.57	1.22 kA	0.57	0.80	0.00
	B		14.54	-136.96		0.00 kVA	0.00 kA	0.0	0.00	0.00 kA	0.00	0.00	1.11
	C		16.67	129.69		0.00 kVA	0.00 kA	0.0	0.00	0.00 kA	0.00	0.00	1.26
100MT17906		ESE100NMT0											
	A		92.28			92.28 kVA	0.01 kA	-30.3	0.01	0.02 kA			
	B		193.26			193.26 kVA	0.01 kA	-138.3	0.01	0.03 kA			
	C		139.24			139.24 kVA	0.01 kA	86.1	0.01	0.02 kA			
100MT18018		ESE100NMT0											
	A		0.00			0.00 kVA	0.00 kA	0.0	0.00	0.00 kA			
	B		0.05			0.05 kVA	0.00 kA	-43.0	0.00	0.00 kA			
	C		4.34			4.34 kVA	0.00 kA	108.8	0.00	0.00 kA			
100MT17874		ESE100NMT0											
	A		7562.51			7562.51 kVA	0.57 kA	113.0	0.57	1.23 kA			
	B		193.25			193.25 kVA	0.01 kA	41.7	0.01	0.03 kA			
	C		143.26			143.26 kVA	0.01 kA	-93.2	0.01	0.02 kA			

Grid: Grid					System Stage: Grid								
	rtd.V. [kV]	Voltage [kV]	Angle [deg]	c- Factor	Sk" [kVA]	Ik" [kA]	Angle [deg]	Ik' [kA]	Angle [deg]	ip []	Ib []	Sb []	EFF [-]
1000741	BT1000741			A B C	0.00	0.00	0.0						

Short-Circuit Calculation complete 2-Phase Short-Circuit / Max. Short-Circuit Currents

		Short-Circuit Duration	
		Break Time	0.10 s
		Fault Clearing Time (Ith)	1.00 s

Fault Distance from Terminal i: ... Network Data\Grid\ESE100NMT008795	Absolute	0.61 km
Line: \jport_000\TA05_CT(1)\Network Model\Network Data\Grid\100MT16912	Relative	50.00 %

Grid: Grid	System Stage: Grid
------------	--------------------

	rtd.V. [kV]	Voltage [kV]	Voltage [deg]	c- Factor	Sk" [kVA]	Ik" [kA]	Ik" [deg]	Ik' [kA]	Ik' [deg]	ip [kA]	Ib [kA]	Sb [kA]	EFF [-]
Fault Location:													
100MT16912	A	13.22	-0.03	1.00	0.00	0.00	0.0	0.00	0.0	0.00	0.00	0.00	1.00
	B	6.61	-179.99		9860.73	0.75	-164.0	0.75	-164.0	1.54	0.75	1.05	0.00
	C	6.61	-179.99		9860.73	0.75	16.0	0.75	16.0	1.54	0.75	1.05	0.00

between:													
ESE100NM/	Grid	22.90	13.22	-0.03									
			6.67	-179.40									
			6.56	179.42									
100MT13244	MT1000150				A	11.94	0.00	-25.7					
					B	6.02	0.00	154.9					
					C	5.92	0.00	153.6					
100MT16912	ESE100NMT00882				A	273.94	0.02	-19.6					
					B	9976.79	0.75	-164.5					
					C	9762.58	0.74	16.4					
100MT16742	ESE100NMT00559				A	285.81	0.02	160.2					
					B	9981.36	0.75	15.5					
					C	9758.25	0.74	-163.6					
and:													
ESE100NM/	Grid	22.90	13.22	-0.04									
			6.61	-179.99									
			6.61	-179.99									
100MT16911	ESE100NMT00885				A	271.73	0.02	-19.5					
					B	142.79	0.01	159.5					
					C	120.20	0.01	160.2					

Grid: Grid					System Stage: Grid								
	rtd.V. [kV]	Voltage [kV]	Angle [deg]	c- Factor	Sk" [kVA]	Ik" [kA]	Angle [deg]	Ik' [kA]	Angle [deg]	ip [kA]	Ib [kA]	Sb [kA]	EFF [-]
100MT16912	ESE100NMT00879			A	274.05	0.02	160.4						
				B	143.95	0.01	-20.5						
				C	121.36	0.01	-19.8						
100MT17869	ESE100NMT00913			A	2.34	0.00	-27.9						
				B	1.17	0.00	152.2						
				C	1.17	0.00	152.1						

Short-Circuit Calculation complete 2-Phase Short-Circuit / Max. Short-Circuit Currents

		Short-Circuit Duration
		Break Time 0.10 s
		Fault Clearing Time (Ith) 1.00 s

Fault Distance from Terminal i: ... Network Data\Grid\ESE100NMT008974	Absolute 1.19 km
Line: \jport_000\TA05_CT(1)\Network Model\Network Data\Grid\100MT17874	Relative 50.00 %

Grid: Grid	System Stage: Grid
------------	--------------------

	rtd.V. [kV]	Voltage [kV]	Voltage [deg]	c- Factor	Sk" [kVA]	Ik" [kA]	Ik" [deg]	Ik' [kA]	Ik' [deg]	ip [kA]	Ib [kA]	Sb [kA]	EFF [-]
Fault Location:													
100MT17874	A	13.16	-0.11	1.00	0.00	0.00	0.0	0.00	0.0	0.00	0.00	0.00	1.00
	B	6.59	179.97		8468.61	0.64	-157.6	0.64	-157.6	1.20	0.64	0.91	0.00
	C	6.59	179.97		8468.61	0.64	22.4	0.64	22.4	1.20	0.64	0.91	0.00

between:													
ESE100NM/	22.90	13.16	-0.11										
Grid		6.66	-178.98										
		6.51	178.90										
100MT17874	ESE100NMT00899			A	191.78	0.01	-23.0						
				B	8547.97	0.65	-158.2						
				C	8410.02	0.64	22.7						
100MT17863	ESE100NMT00896			A	191.78	0.01	157.0						
				B	8547.97	0.65	21.8						
				C	8410.02	0.64	-157.3						
and:													
ESE100NM/	22.90	13.16	-0.11										
Grid		6.58	179.96										
		6.58	179.96										
100MT17906	ESE100NMT00900			A	192.02	0.01	-23.2						
				B	111.38	0.01	157.4						
				C	79.14	0.01	158.9						
100MT18018	ESE100NMT00916			A	0.04	0.00	89.9						
				B	0.02	0.00	-90.1						
				C	1.71	0.00	159.0						

Grid: Grid					System Stage: Grid						
	rtd.V. [kV]	Voltage [kV]	c- [deg]	Sk" [kVA]	Ik" [kA]	Ik' [deg]	ip [kA]	Ib [kA]	Sb [kA]	EFF [-]	
100MT17874	ESE100NMT00897			A	192.00	0.01	156.9				
				B	111.37	0.01	-22.5				
				C	80.86	0.01	-21.1				

Short-Circuit Calculation complete 2-Phase Short-Circuit / Max. Short-Circuit Currents

		Short-Circuit Duration
		Break Time 0.10 s
		Fault Clearing Time (Ith) 1.00 s

Fault Distance from Terminal i: ... Network Data\Grid\ESE100NMT008200	Absolute	1.47 km
Line: \jport_000\TA05_CT(1)\Network Model\Network Data\Grid\100MT12700	Relative	50.00 %

Grid: Grid	System Stage: Grid
------------	--------------------

	rtd.V. [kV]	Voltage [kV]	Voltage [deg]	c- Factor	Sk" [kVA]	Ik" [kA]	Ik" [deg]	Ik' [kA]	Ik' [deg]	ip [kA]	Ib [kA]	Sb [kA]	EFF [-]
Fault Location:													
100MT12700	A	13.14	-0.07	1.00	0.00	0.00	0.0	0.00	0.0	0.00	0.00	0.00	1.00
	B	6.57	179.64		4958.84	0.38	-125.1	0.38	-125.1	0.55	0.38	0.53	0.00
	C	6.57	179.64		4958.84	0.38	54.9	0.38	54.9	0.55	0.38	0.53	0.00

between:
ESE100NM/Grid

22.90	13.14	-0.07
	6.88	-176.75
	6.29	175.70

100MT12695	ESE100NMT00822		A										
			B										
			C	2.77	0.00	-108.3							
100MT12700	ESE100NMT00821		A	2.57	0.00	3.4							
			B	4959.78	0.38	-125.1							
			C	4958.40	0.38	54.9							
100MT12616	ESE100NMT00818		A	2.57	0.00	-176.6							
			B	4959.78	0.38	54.9							
			C	4955.74	0.37	-125.1							

and:
ESE100NM/Grid

22.90	13.14	-0.07
	6.57	179.65
	6.57	179.64

100MT12612	MT1000744		A	1.28	0.00	-33.3							
			B	0.64	0.00	146.7							
			C	0.64	0.00	146.7							

Grid: Grid					System Stage: Grid								
	rtd.V. [kV]	Voltage [kV]	Angle [deg]	c- Factor	Sk" [kVA]	Ik" [kA]	Angle [deg]	Ik' [kA]	Angle [deg]	ip [kA]	Ib [kA]	Sb [kA]	EFF [-]
100MT12701	ESE100NMT00821			A	1.50	0.00	3.6						
				B	1.31	0.00	172.4						
				C	0.20	0.00	178.9						
100MT12700	ESE100NMT00820			A	2.64	0.00	166.7						
				B	1.91	0.00	-16.0						
				C	0.82	0.00	-25.8						

ANEXO J

CÁLCULO MECÁNICO

UNSAAC

Proyecto : ESTUDIO DE LAS INTERRUPCIONES DEL ALIMENTADOR TA-05 CURAHUASI Y PROPUESTA PARA SU MEJORAMIENTO
Sección : 50mm²

Tabla de esfuerzos del Cable de Guarda

Diametro	Peso Unitario [Kg/m]	Tiro Rotura [kg]
8 mm	0.22	4344.28
13 mm	0.55	10299.82
16 mm	0.84	16316.54

*Valores según TESMEC

CABLE DE GUARDA			
Wcond.(50) =	0.41	K=	20
Wcond.(70) =	0.60	Cable Cordina	13 mm
To(50)=	6985.00	Wcordina=	0.55
To(70)=	9435.00	Ttensado=	407.87
Ttensado(50)=	336.68		
Ttensado(70)=	454.77		
To (EDS-50)	673.35		
To (EDS-70)	909.53		

%EDS	9.64%
%Carga de Tendido	50%

Nota: se muestra los esfuerzos para conductor de 70mm² como una opcion de cambio, lo utilizado para la propuesta en esta tesis es de conductor de acero de 50mm²

CÁLCULO MECÁNICO DE CONDUCTORES

Vano (m)	Desnivel (m)	H (kg-f)	T (kg-f)	F (m)	H (kg-f)	T (kg-f)	F (m)	H (kg-f)	T (kg-f)	F (m)	H (kg-f)	T (kg-f)	F (m)
20	4	380.3868	388.2863	0.0243	494.6796	505.1631	0.0348	128.8048	131.7304	0.0717	539.3357	550.3817	0.0171
30	6	380.3868	388.4727	0.0546	496.5868	507.4601	0.0780	138.9992	142.3216	0.1494	538.4104	549.6229	0.0386
40	8	380.3868	388.6613	0.0971	499.1648	510.4469	0.1380	149.7057	153.4385	0.2466	537.1257	548.4991	0.0687
50	10	380.3868	388.8520	0.1516	502.3342	514.0421	0.2142	160.2734	164.4168	0.3599	535.4920	547.0211	0.1077
60	12	380.3868	389.0450	0.2184	506.0071	518.1561	0.3063	170.4507	174.9994	0.4874	533.5229	545.2025	0.1557
70	14	380.3868	389.2401	0.2972	510.0938	522.6972	0.4135	180.1491	185.0959	0.6276	531.2346	543.0601	0.2128
80	16	380.3868	389.4373	0.3882	514.5083	527.5774	0.5355	189.3476	194.6848	0.7800	528.6461	540.6133	0.2793
90	18	380.3868	389.6367	0.4913	519.1709	532.7154	0.6716	198.0542	203.7741	0.9438	526.7789	537.8839	0.3555
100	20	380.3868	389.8383	0.6066	524.0107	538.0387	0.8215	206.2887	212.3839	1.1186	522.6567	534.8962	0.4415
110	22	380.3868	390.0421	0.7340	528.9662	543.4844	0.9847	214.0757	220.5393	1.3044	519.3053	531.6767	0.5376
120	24	380.3868	390.2480	0.8735	533.9849	548.9900	1.1609	221.4406	228.2661	1.5007	515.7523	528.2533	0.6442
130	26	380.3868	390.4561	1.0252	539.0232	554.5377	1.3498	228.4085	235.5900	1.7075	512.0264	524.6556	0.7616
140	28	380.3868	390.6664	1.1890	544.0452	560.0638	1.5510	235.0036	242.5355	1.9248	508.1573	520.9138	0.8900
150	30	380.3868	390.8788	1.3649	549.0215	565.5475	1.7644	241.2484	249.1257	2.1524	504.1751	517.0588	1.0297
160	32	380.3868	391.0934	1.5530	553.9291	570.9650	1.9897	247.1641	255.3820	2.3904	500.1099	513.1211	1.1812
170	34	380.3868	391.3102	1.7532	558.7495	576.2976	2.2268	252.7705	261.3248	2.6388	495.9910	509.1308	1.3445
180	36	380.3868	391.5292	1.9656	563.4686	581.5308	2.4757	258.0860	266.9728	2.8975	491.8467	505.1168	1.5200
190	38	380.3868	391.7503	2.1901	568.0758	586.6537	2.7361	263.1278	272.3436	3.1666	487.7040	501.1066	1.7080
200	40	380.3868	391.9735	2.4267	572.5631	591.6582	3.0080	267.9119	277.4534	3.4461	483.5875	497.1255	1.9087
210	42	380.3868	392.1990	2.6755	576.9253	596.5389	3.2913	272.4533	282.3175	3.7361	479.5200	493.1965	2.1222
220	44	380.3868	392.4266	2.9364	581.1587	601.2921	3.5860	276.7660	286.9503	4.0366	475.5214	489.3402	2.3488
230	46	380.3868	392.6564	3.2095	585.2615	605.9158	3.8920	280.8630	291.3650	4.3476	471.6091	485.5743	2.5885
240	48	380.3868	392.8884	3.4947	589.2329	610.4093	4.2093	284.7566	295.5742	4.6693	467.7978	481.9137	2.8415
250	50	380.3868	393.1225	3.7921	593.0734	614.7731	4.5380	288.4583	299.5896	5.0016	464.0994	478.3707	3.1078
260	52	380.3868	393.3588	4.1016	596.7842	619.0083	4.8779	291.9789	303.4222	5.3446	460.5233	474.9547	3.3876
270	54	380.3868	393.5973	4.4233	600.3669	623.1168	5.2291	295.3284	307.0823	5.6984	457.0763	471.6729	3.6808
280	56	380.3868	393.8380	4.7571	603.8242	627.1010	5.5915	298.5163	310.5795	6.0631	453.7632	468.5300	3.9875
290	58	380.3868	394.0808	5.1031	607.1585	630.9637	5.9653	301.5516	313.9230	6.4386	450.5866	465.5287	4.3076
300	60	380.3868	394.3258	5.4613	610.3731	634.7079	6.3504	304.4426	317.1213	6.8251	447.5474	462.6699	4.6412
310	62	380.3868	394.5729	5.8316	613.4712	638.3371	6.7467	307.1973	320.1825	7.2225	444.6451	459.9531	4.9882
320	64	380.3868	394.8223	6.2140	616.4561	641.8548	7.1544	309.8229	323.1142	7.6310	441.8779	457.3765	5.3487
330	66	380.3868	395.0738	6.6087	619.3315	645.2644	7.5735	312.3265	325.9233	8.0506	439.2430	454.9372	5.7225
340	68	380.3868	395.3275	7.0155	622.1008	648.5698	8.0039	314.7147	328.6168	8.4814	436.7368	452.6315	6.1095
350	70	380.3868	395.5834	7.4344	624.7677	651.7744	8.4457	316.9936	331.2008	8.9233	434.3551	450.4552	6.5099
360	72	380.3868	395.8414	7.8656	627.3357	654.8821	8.8990	319.1691	333.6813	9.3764	432.0933	448.4036	6.9235
370	74	380.3868	396.1016	8.3089	629.8085	657.8964	9.3636	321.2465	336.0639	9.8409	429.9466	446.4715	7.3502
380	76	380.3868	396.3640	8.7644	632.1894	660.8209	9.8398	323.2312	338.3539	10.3166	427.9077	444.6539	7.7900
390	78	380.3868	396.6286	9.2320	634.4821	663.6592	10.3274	325.1279	340.5562	10.8037	425.9776	442.9455	8.2428
400	80	380.3868	396.8953	9.7119	636.6898	666.4147	10.8265	326.9413	342.6756	11.3023	424.1451	441.3409	8.7087
410	82	380.3868	397.1642	10.2039	638.8158	669.0907	11.3372	328.6756	344.7164	11.8122	422.4071	439.8351	9.1875
420	84	380.3868	397.4353	10.7081	640.8633	671.6905	11.8594	330.3350	346.6828	12.3337	420.7586	438.4228	9.6793
430	86	380.3868	397.7086	11.2245	642.8354	674.2173	12.3932	331.9232	348.5787	12.8666	419.1947	437.0991	10.1839
440	88	380.3868	397.9841	11.7531	644.7352	676.6742	12.9386	333.4439	350.4078	13.4111	417.7109	435.8594	10.7013
450	90	380.3868	398.2617	12.2938	646.5655	679.0641	13.4957	334.9006	352.1737	13.9672	416.3026	434.6989	11.2316
460	92	380.3868	398.5415	12.8468	648.3290	681.3899	14.0644	336.2964	353.8796	14.5349	414.9655	433.6134	11.7746
470	94	380.3868	398.8235	13.4120	650.0286	683.6543	14.6448	337.6343	355.5286	15.1142	413.6956	432.5986	12.3303
480	96	380.3868	399.1077	13.9894	651.6668	685.8600	15.2368	338.9174	357.1236	15.7052	412.4890	431.6507	12.8987
490	98	380.3868	399.3940	14.5789	653.2461	688.0095	15.8406	340.1482	358.6675	16.3079	411.3421	430.7659	13.4798
500	100	380.3868	399.6826	15.1807	654.7689	690.1053	16.4562	341.3294	360.1629	16.9223	410.2514	429.9408	14.0735
510	102	380.3868	399.9733	15.7947	656.2375	692.1498	17.0835	342.4633	361.6121	17.5484	409.2127	429.1719	14.6798
520	104	380.3868	400.2662	16.4209	657.6542	694.1453	17.7225	343.5523	363.0177	18.1864	408.2260	428.4561	15.2987
530	106	380.3868	400.5613	17.0594	659.0209	696.0938	18.3734	344.5985	364.3817	18.8361	407.2853	427.7906	15.9302
540	108	380.3868	400.8585	17.7100	660.3399	697.9974	19.0361	345.6039	365.7063	19.4976	406.3889	427.1726	16.5743
550	110	380.3868	401.1580	18.3729	661.6129	699.8582	19.7106	346.5705	366.9934	20.1710	405.5344	426.5995	17.2308
560	112	380.3868	401.4596	19.0480	662.8420	701.6781	20.3970	347.5002	368.2449	20.8563	404.7193	426.0688	17.8999
570	114	380.3868	401.7635	19.7353	664.0288	703.4589	21.0953	348.3946	369.4626	21.5534	403.9414	425.5784	18.5815
580	116	380.3868	402.0696	20.4349	665.1751	705.2023	21.8055	349.2554	370.6482	22.2624	403.1987	425.1260	19.2756
590	118	380.3868	402.3777	21.1467	666.2825	706.9100	22.5275	350.0842	371.8032	22.9834	402.4891	424.7096	19.9822
600	120	380.3868	402.6881	21.8707	667.3525	708.5837	23.2615	350.8823	372.9291	23.7163	401.8109	424.3274	20.7012
610	122	380.3868	403.0007	22.6070	668.3868	710.2248	24.0075	351.6513	374.0274	24.4611	401.1623	423.9777	21.4327
620	124	380.3868	403.3154	23.3556	669.3866	711.8347	24.7654	352.3923	375.0994	25.2179	400.5417	423.6587	22.1767
630	126	380.3868	403.6324	24.1163	670.3534	713.4150	25.5352	353.1068	376.1464	25.9867	399.9475	423.3690	22.9331
640	128	380.3868	403.9515	24.8894	671.2885	714.9670	26.3171	353.7958	377.1695	26.7675	399.3785	423.1071	23.7019
650	130	380.3868	404.2729	25.6747	672.1931	716.4919	27.1109	354.4604	378.1701	27.5603	398.8332	422.8716	24.4832
660	132	380.3868	404.5964	26.4723	673.0685	717.9909	27.9168	355.1018	379.1490	28.3652	398.3103	422.6613	25.2768
670	134	380.3868	404.9221	27.2821	673.9157	719.4653	28.7347	355.7210	380.1074	29.1821	397.8088	422.4749	26.0829
680	136	380.3868	405.2501	28.1043	674.7359	720.9161	29.5646	356.3189	381.0463	30.0110	397.3276	422.3113	26.9015
690	138	380.3868	405.5802	28.9387	675.5301	722.3445	30.4066	356.8964	381.9665	30.8521	396.8654	422.1696	27.7324
700	140	380.3868	405.9125	29.7853	676.2994	723.7514	31.2607	357.4544	382.8690	31.7052	396.4216	422.0486	28.5757
710	142	380.3868	406.2470	30.6443	677.0446	725.1378	32.1268	357.9937	383.7547	32.5704	395.9950	421.9475	29.4315
720	144	380.3868	406.5837	31.5156	677.7667	726.5048	33.0051	358.5151	384.6242	33.4477	395.5848	421.8654	30.2996
730	146	380.3868	406.9226	32.3991	678.4666	727.8531	33.8954						

TABLA DE FLECHADO DEL CONDUCTOR PRINCIPAL

Hipótesis 1: Templado, Temperatura: 12.0°C, EDS: 18.0%

N° Vano	Línea	Vano Regulador (m)	Vano (m)	Desnivel (m)	Elevación media del tramo(m)	Temp (°C)	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
1	>ATBV3	46.83298828	46.8329883	-3.935132719	2598.247253	Flecha (m)	0.1056	0.1077	0.1099	0.1122	0.1145	0.1170	0.1195	0.1222	0.1250	0.1279	0.1309	0.1341	0.1374	0.1409	0.1445	0.1483	0.1523	0.1565	0.1609	0.1655	0.1704
						Tiro Extremo Ini (kg)	473.4331	464.2265	455.0330	445.8538	436.6898	427.5425	418.4130	409.3030	400.2141	391.1481	382.1070	373.0930	364.1086	355.1564	346.2395	337.3610	328.5248	319.7348	310.9954	302.3116	293.6888
						Tiro H. (kg)	471.3968	462.2221	453.0605	443.9131	434.7809	425.6652	416.5674	407.4889	398.4314	389.3967	380.3868	371.4039	362.4504	353.5290	344.6428	335.7948	326.9889	318.2290	309.5195	300.8654	292.2720
						Tiro Extremo Fin (kg)	472.7209	463.5142	454.3208	445.1415	435.9776	426.8302	417.7008	408.5908	399.5019	390.4359	381.3947	372.3808	363.3963	354.4441	345.5272	336.6488	327.8125	319.0225	310.2831	301.5993	292.9766
2	ATBV3>ATBV3	43.31462168	43.3146217	-5.310823486	2593.624275	Flecha (m)	0.0906	0.0924	0.0943	0.0963	0.0983	0.1004	0.1026	0.1049	0.1073	0.1098	0.1124	0.1152	0.1180	0.1210	0.1242	0.1275	0.1310	0.1346	0.1384	0.1425	0.1467
						Tiro Extremo Ini (kg)	475.8615	466.5853	457.3203	448.0675	438.8279	429.6026	420.3927	411.1996	402.0247	392.8697	383.7362	374.6264	365.5422	356.4861	347.4609	338.4694	329.5150	320.6014	311.7325	302.9131	294.1480
						Tiro H. (kg)	471.8312	462.6236	453.4271	444.2428	435.0715	425.9143	416.7725	407.6474	398.5403	389.4528	380.3868	371.3441	362.3270	353.3377	344.3790	335.4538	326.5653	317.7172	308.9136	300.1590	291.4583
						Tiro Extremo Fin (kg)	474.9003	465.6240	456.3590	447.1062	437.8666	428.6413	419.4314	410.2383	401.0635	391.9084	382.7750	373.6651	364.5809	355.5249	346.4996	337.5082	328.5538	319.6401	310.7713	301.9518	293.1868
3	ATBV3>ATBV3	72.89895426	72.8989543	5.42220042	2593.679963	Flecha (m)	0.2579	0.2629	0.2681	0.2734	0.2790	0.2847	0.2907	0.2969	0.3033	0.3100	0.3170	0.3242	0.3317	0.3394	0.3475	0.3559	0.3647	0.3738	0.3832	0.3930	0.4032
						Tiro Extremo Ini (kg)	468.2927	459.4019	450.5408	441.7113	432.9158	424.1567	415.4365	406.7580	398.1243	389.5385	381.0041	372.5249	364.1048	355.7481	347.4593	339.2433	331.1051	323.0503	315.0844	307.2136	299.4440
						Tiro H. (kg)	467.4456	458.5784	449.7407	440.9346	432.1623	423.4263	414.7290	406.0733	397.4622	388.8989	380.3868	371.9296	363.5314	355.1963	346.9289	338.7340	330.6166	322.5824	314.6368	306.7859	299.0359
						Tiro Extremo Fin (kg)	469.2742	460.3833	451.5222	442.6927	433.8972	425.1381	416.4179	407.7394	399.1057	390.5199	381.9855	373.5063	365.0862	356.7295	348.4407	340.2247	332.0865	324.0317	316.0658	308.1950	300.4255
4	ATBV3>ATBV3	48.0520034	48.0520034	7.639900811	2600.211014	Flecha (m)	0.1122	0.1145	0.1168	0.1192	0.1217	0.1243	0.1270	0.1298	0.1328	0.1358	0.1391	0.1424	0.1459	0.1496	0.1535	0.1575	0.1617	0.1662	0.1708	0.1757	0.1809
						Tiro Extremo Ini (kg)	476.5479	467.2659	457.9976	448.7441	439.5065	430.2862	421.0846	411.9032	402.7437	393.6080	384.4982	375.4165	366.3656	357.3481	348.3672	339.4262	330.5289	321.6795	312.8825	304.1430	295.4664
						Tiro H. (kg)	471.2995	462.1322	452.9785	443.8393	434.7159	425.6095	416.5215	407.4535	398.4071	389.3842	380.3868	371.4172	362.4779	353.5717	344.7015	335.8707	327.0830	318.3426	309.6539	301.0219	292.4521
						Tiro Extremo Fin (kg)	477.9307	468.6487	459.3804	450.1269	440.8894	431.6690	422.4674	413.2860	404.1265	394.9908	385.8810	376.7993	367.7484	358.7309	349.7500	340.8090	331.9118	323.0623	314.2653	305.5258	296.8493
5	ATBV3>ATBV6	62.33347188	62.3334719	0.479663331	2604.270796	Flecha (m)	0.1874	0.1910	0.1948	0.1988	0.2029	0.2071	0.2116	0.2162	0.2209	0.2259	0.2311	0.2365	0.2421	0.2480	0.2541	0.2605	0.2672	0.2741	0.2814	0.2889	0.2968
						Tiro Extremo Ini (kg)	469.1981	460.1936	451.2116	442.2537	433.3217	424.4176	415.5435	406.7018	397.8948	389.1254	380.3965	371.7113	363.0732	354.4862	345.9542	337.4817	329.0734	320.7346	312.4707	304.2877	296.1919
						Tiro H. (kg)	469.1937	460.1888	451.2063	442.2410	433.3156	424.4110	415.5363	406.6940	397.8865	389.1164	380.3868	371.7009	363.0621	354.4742	345.9413	337.4679	329.0587	320.7189	312.4539	304.2698	296.1728
						Tiro Extremo Fin (kg)	469.2849	460.2804	451.2984	442.3405	433.4085	424.5044	415.6304	406.7886	397.9816	389.2122	380.4833	371.7981	363.1601	354.5730	346.0410	337.5685	329.1602	320.8214	312.5575	304.3745	296.2787
6	ATBV6>ATBV2	41.5081232	34.3150567	4.964069964	2606.992663	Flecha (m)	0.0570	0.0582	0.0593	0.0606	0.0619	0.0632	0.0646	0.0660	0.0675	0.0691	0.0708	0.0725	0.0743	0.0762	0.0782	0.0803	0.0825	0.0848	0.0872	0.0898	0.0925
						Tiro Extremo Ini (kg)	476.4716	467.1556	457.8502	448.5562	439.2746	430.0064	420.7527	411.5147	402.2939	393.0917	383.9098	374.7501	365.6147	356.5058	347.4259	338.3779	329.3651	320.3908	311.4590	302.5740	293.7409
						Tiro H. (kg)	471.9974	462.7772	453.5674	444.3690	435.1828	426.0098	416.8512	407.7081	398.5820	389.4744	380.3868	371.3212	362.2795	353.2641	344.2774	335.3223	326.4019	317.5196	308.6794	299.8856	291.1429
						Tiro Extremo Fin (kg)	477.3701	468.0541	458.7487	449.4547	440.1731	430.9049	421.6512	412.4132	403.1924	393.9902	384.8083	375.6486	366.5132	357.4043	348.3244	339.2764	330.2636	321.2893	312.3575	303.4725	294.6394
7	ATBV2>ATBV3	41.5081232	45.2653424	6.206665294	2612.57803	Flecha (m)	0.0991	0.1011	0.1032	0.1053	0.1075	0.1098	0.1123	0.1148	0.1174	0.1201	0.1230	0.1260	0.1292	0.1325	0.1359	0.1395	0.1434	0.1474	0.1516	0.1560	0.1607
						Tiro Extremo Ini (kg)	475.8699	466.5638	457.2682	447.9841	438.7123	429.4539	420.2101	410.9819	401.7709	392.5785	383.4064	374.2565	365.1308	356.0316	346.9615	337.9232	328.9200	319.9554	311.0332	302.1579	293.3343
						Tiro H. (kg)	471.9974	462.7772	453.5674	444.3690	435.1828	426.0098	416.8512	407.7081	398.5820	389.4744	380.3868	371.3212	362.2795	353.2641	344.2774	335.3223	326.4019	317.5196	308.6794	299.8856	291.1429
						Tiro Extremo Fin (kg)	476.9933	467.6872	458.3916	449.1075	439.8357	430.5773	421.3335	412.1053	402.8943	393.7019	384.5298	375.3799	366.2542	357.1550	348.0849	339.0466	330.0434	321.0788	312.1566	303.2813	294.4577
8	ATBV3>ATBV1	52.61601171	38.3257452	5.043333215	2618.20303	Flecha (m)	0.0712	0.0726	0.0740	0.0755	0.0771	0.0788	0.0805	0.0822	0.0841	0.0860	0.0880	0.0902	0.0924	0.0946	0.0971	0.0996	0.1022	0.1050	0.1078	0.1109	0.1140
						Tiro Extremo Ini (kg)	473.8814	464.6947	455.5245	446.3722	437.2391	428.1268	419.0368	409.9711	400.9317	391.9206	382.9403	373.9935	365.0830	356.2120	347.3839	338.6026	329.8723	321.1975	312.5832	304.0350	295.5588
						Tiro H. (kg)	470.6258	461.5101	452.4108	443.3291	434.2666	425.2246	416.2048	407.2091	398.2394	389.2978	380.3868	371.5090	362.6671	353.8645	345.1044	336.3908	327.7276	319.1196	310.5716	302.0891	293.6781
						Tiro Extremo Fin (kg)	474.7503	465.5635	456.3934	447.2411	438.1080	428.9956	419.9056	410.8400	401.8005	392.7895	383.8092	374.8624	365.9518	357.0808	348.2527	339.4715	330.7411	322.0663	313.4521	304.9039	296.4277
9	ATBV1>ATBV3	52.61601171	58.9534257	8.896789515	2625.173091	Flecha (m)	0.1691	0.1724	0.1759	0.1795	0.1832	0.1871	0.1912	0.1954	0.1998	0.2044	0.2092	0.2142	0.2194	0.2249	0.2306	0.2366	0.2428	0.2494	0.2562	0.2634	0.2710
						Tiro Extremo Ini (kg)	475.4513	466.2273	457.0199	447.8304	438.6603	429.5110	420.3842	411.2817	402.2056	393.1581	384.1415	375.1585	366.2120	357.3051	348.4414	339.6248	330.8593	322.1496	313.5007	304.9182	296.4080
						Tiro H. (kg)	470.6258	461.5101	452.4108	443.3291	434.2666	425.2246	416.2048	407.2091	398.2394	389.2978	380.3868	371.5090	362.6671	353.8645	345.1044	336.3908	327.7276	319.1196	310.5716	302.0891	293.6781
						Tiro Extremo Fin (kg)	477.1056	467.8816	458.6742	449.4847	440.3146	431.1653	422.0385	412.9360	403.8599	394.8124	385.7958	376.8128	367.8663	358.9594	350.0957	341.2791	332.5136	323.8039	315.1550	306.5725	298.0623
10	ATBV3>ATBV1	59.88624554	66.5071523	8.889178758	2634.066075	Flecha (m)	0.2149	0.2191	0.2235	0.2280	0																

44	ATBV3>ATBV3	32.32129388	32.3212939	1.744905305	2776.176268	Flecha (m)	0.0501	0.0511	0.0521	0.0532	0.0543	0.0555	0.0567	0.0580	0.0594	0.0608	0.0622	0.0638	0.0654	0.0671	0.0689	0.0707	0.0727	0.0748	0.0770	0.0793	0.0818
						Tiro Extremo Ini (kg)	473.4473	464.1453	454.8497	445.5611	436.2801	427.0073	417.7434	408.4892	399.2456	390.0135	380.7941	371.5884	362.3980	353.2243	344.0690	334.9340	325.8214	316.7338	307.6737	298.6444	289.6494
						Tiro H. (kg)	472.9075	463.6188	454.3366	445.0613	435.7936	426.5341	417.2834	408.0424	398.8120	389.5931	380.3868	371.1943	362.0170	352.8563	343.7139	334.5919	325.4922	316.4174	307.3701	298.3535	289.3711
						Tiro Extremo Fin (kg)	473.7631	464.4611	455.1655	445.8770	436.5959	427.3231	418.0592	408.8050	399.5614	390.3293	381.1099	371.9043	362.7139	353.5401	344.3848	335.2498	326.1373	317.0496	307.9896	298.9603	289.9652
45	ATBV3>ATBV1	59.81981891	58.4529908	-3.354673262	2775.371384	Flecha (m)	0.1649	0.1682	0.1715	0.1750	0.1786	0.1824	0.1863	0.1904	0.1946	0.1990	0.2036	0.2084	0.2134	0.2186	0.2240	0.2297	0.2356	0.2418	0.2483	0.2550	0.2621
						Tiro Extremo Ini (kg)	470.8278	461.7760	452.7451	443.7367	434.7524	425.7941	416.8637	407.9636	399.0960	390.2635	381.4690	372.7155	364.0064	355.3454	346.7362	338.1834	329.6914	321.2654	312.9108	304.6335	296.4396
						Tiro H. (kg)	469.5838	460.5485	451.5341	442.5420	433.5740	424.6320	415.7178	406.8337	397.9821	389.1655	380.3868	371.6490	362.9554	354.3098	345.7159	337.1782	328.7012	320.2900	311.9500	303.6871	295.5075
						Tiro Extremo Fin (kg)	470.1766	461.1249	452.0940	443.0855	434.1012	425.1429	416.2126	407.3124	398.4448	389.6123	380.8178	372.0644	363.3553	354.6942	346.0851	337.5322	329.0402	320.6142	312.2596	303.9823	295.7884
46	ATBV1>ATBV3	59.81981891	60.889385	-2.519160627	2772.434467	Flecha (m)	0.1788	0.1823	0.1859	0.1897	0.1936	0.1977	0.2019	0.2063	0.2109	0.2157	0.2207	0.2259	0.2313	0.2369	0.2428	0.2490	0.2554	0.2621	0.2691	0.2764	0.2841
						Tiro Extremo Ini (kg)	470.1501	461.1092	452.0891	443.0914	434.1179	425.1703	416.2507	407.3612	398.5042	389.6824	380.8984	372.1554	363.4568	354.8061	346.2073	337.6648	329.1830	320.7672	312.4226	304.1552	295.9712
						Tiro H. (kg)	469.5838	460.5485	451.5341	442.5420	433.5740	424.6320	415.7178	406.8337	397.9821	389.1655	380.3868	371.6490	362.9554	354.3098	345.7159	337.1782	328.7012	320.2900	311.9500	303.6871	295.5075
						Tiro Extremo Fin (kg)	469.7382	460.6972	451.6771	442.6795	433.7059	424.7583	415.8387	406.9492	398.0922	389.2704	380.4864	371.7434	363.0448	354.3941	345.7954	337.2528	328.7710	320.3552	312.0106	303.7432	295.5593
47	ATBV3>ATV3	58.09174414	62.3711691	11.97227793	2777.161026	Flecha (m)	0.1910	0.1948	0.1987	0.2027	0.2069	0.2113	0.2158	0.2206	0.2255	0.2306	0.2359	0.2415	0.2473	0.2534	0.2597	0.2663	0.2733	0.2805	0.2880	0.2959	0.3042
						Tiro Extremo Ini (kg)	478.0169	468.7835	459.5703	450.3788	441.2105	432.0674	422.9513	413.8645	404.8091	395.7879	386.8034	377.8588	368.9574	360.1027	351.2986	342.5494	333.8598	325.2348	316.6797	308.2006	299.8036
						Tiro H. (kg)	469.8443	460.7888	451.7531	442.7386	433.7469	424.7798	415.8392	406.9272	398.0462	389.1984	380.3868	371.6142	362.8839	354.1993	345.5644	336.9833	328.4605	320.0009	311.6100	303.2934	295.0575
						Tiro Extremo Fin (kg)	480.2699	471.0365	461.8233	452.6317	443.4635	434.3204	425.2043	416.1174	407.0621	398.0408	389.0564	380.1118	371.2103	362.3556	353.5515	344.8024	336.1128	327.4877	318.9327	310.4535	302.0566
48	ATV3>ATBV1	58.09174414	41.8745068	4.16178478	2785.228057	Flecha (m)	0.0847	0.0864	0.0881	0.0899	0.0918	0.0937	0.0957	0.0978	0.1000	0.1023	0.1046	0.1071	0.1097	0.1124	0.1152	0.1181	0.1212	0.1244	0.1277	0.1312	0.1349
						Tiro Extremo Ini (kg)	471.1342	462.0484	452.9825	443.9378	434.9161	425.9191	416.9487	408.0071	399.0964	390.2192	381.3782	372.5765	363.8171	355.1038	346.4402	337.8306	329.2796	320.7921	312.3734	304.0294	295.7663
						Tiro H. (kg)	469.8443	460.7888	451.7531	442.7386	433.7469	424.7798	415.8392	406.9272	398.0462	389.1984	380.3868	371.6142	362.8839	354.1993	345.5644	336.9833	328.4605	320.0009	311.6100	303.2934	295.0575
						Tiro Extremo Fin (kg)	471.7575	462.6717	453.6058	444.5612	435.5395	426.5425	417.5721	408.6304	399.7197	390.8425	382.0016	373.1998	364.4405	355.7271	347.0635	338.4539	329.9029	321.4154	312.9968	304.6527	296.3896
49	ATBV1>ATV6	58.09174414	60.308899	8.946723507	2791.782311	Flecha (m)	0.1774	0.1809	0.1845	0.1882	0.1921	0.1962	0.2004	0.2048	0.2094	0.2141	0.2191	0.2243	0.2297	0.2353	0.2412	0.2473	0.2537	0.2604	0.2675	0.2748	0.2825
						Tiro Extremo Ini (kg)	474.9963	465.8259	456.6755	447.5467	438.4410	429.3602	420.3063	411.2814	402.2878	393.3281	384.4049	375.5213	366.6805	357.8862	349.1422	340.4526	331.8223	323.2560	314.7593	306.3379	297.9882
						Tiro H. (kg)	469.8443	460.7888	451.7531	442.7386	433.7469	424.7798	415.8392	406.9272	398.0462	389.1984	380.3868	371.6142	362.8839	354.1993	345.5644	336.9833	328.4605	320.0009	311.6100	303.2934	295.0575
						Tiro Extremo Fin (kg)	476.7456	467.5752	458.4249	449.2960	440.1903	431.1095	422.0556	413.0307	404.0372	395.0774	386.1542	377.2706	368.4299	359.6355	350.8915	342.2020	333.5716	325.0053	316.5086	308.0872	299.7475
50	ATV6>ATV6	65.32766143	65.3276614	3.520253638	2798.0158	Flecha (m)	0.2063	0.2103	0.2145	0.2188	0.2233	0.2280	0.2329	0.2379	0.2431	0.2485	0.2542	0.2601	0.2662	0.2726	0.2793	0.2863	0.2935	0.3010	0.3089	0.3171	0.3256
						Tiro Extremo Ini (kg)	469.1252	460.1446	451.1884	442.2584	433.3565	424.4849	415.6457	406.8415	398.0748	389.3487	380.6661	372.0304	363.4453	354.9148	346.4430	338.0347	329.6945	321.4280	313.2406	305.1383	297.1276
						Tiro H. (kg)	468.7265	459.7581	450.8141	441.8963	433.0065	424.1469	415.3196	406.5273	397.7724	389.0578	380.3868	371.7626	363.1889	354.6695	346.2088	337.8114	329.4820	321.2261	313.0491	304.9571	296.9565
						Tiro Extremo Fin (kg)	469.7624	460.7817	451.8255	442.8955	433.9937	425.1220	416.2829	407.4786	398.7120	389.9858	381.3032	372.6676	364.0825	355.5520	347.0802	338.6718	330.3317	322.0651	313.8777	305.7755	297.7648
51	ATV6>ATBV3	39.45447154	39.4544715	2.272646345	2800.91225	Flecha (m)	0.0747	0.0761	0.0777	0.0793	0.0810	0.0827	0.0846	0.0865	0.0884	0.0905	0.0927	0.0950	0.0973	0.0998	0.1024	0.1052	0.1081	0.1111	0.1143	0.1177	0.1213
						Tiro Extremo Ini (kg)	472.5633	463.3168	454.0797	444.8530	435.6373	426.4336	417.2430	408.0666	398.9056	389.7614	380.6355	371.5296	362.4456	353.3856	344.3520	335.3472	326.3743	317.4365	308.5375	299.6812	290.8724
						Tiro H. (kg)	472.2226	462.9854	453.7576	444.5401	435.3337	426.1393	416.9579	407.7906	398.6387	389.5036	380.3868	371.2899	362.2149	353.1639	344.1391	335.1432	326.1791	317.2500	308.3596	299.5119	290.7115
						Tiro Extremo Fin (kg)	472.8887	463.6421	454.4051	445.1783	435.9627	426.7590	417.5684	408.3920	399.2310	390.0868	380.9609	371.8550	362.7710	353.7110	344.6773	335.6726	326.6997	317.7619	308.8629	300.0066	291.1977
52	ATBV3>ATBV1	56.14076464	59.321146	0.219598189	2802.158372	Flecha (m)	0.1694	0.1727	0.1761	0.1797	0.1835	0.1874	0.1914	0.1956	0.2000	0.2046	0.2093	0.2143	0.2195	0.2249	0.2305	0.2364	0.2426	0.2491	0.2558	0.2629	0.2703
						Tiro Extremo Ini (kg)	470.1633	461.0863	452.0278	442.9893	433.9723	424.9785	416.0097	407.0678	398.1551	389.2739	380.4268	371.6167	362.8467	354.1202	345.4408	336.8126	328.2400	319.7279	311.2814	302.9063	294.6086
						Tiro H. (kg)	470.1305	461.0529	451.9938	442.9546	433.9370	424.9424	415.9729	407.0302	398.1167	389.2347	380.3868	371.5758	362.8048	354.0773	345.3969	336.7676	328.1940	319.6807	311.2330	302.8566	294.5575
						Tiro Extremo Fin (kg)	470.1590	461.0820	452.0236	442.9851	433.9681	424.9743	416.0054	407.0636	398.1508	389.2697	380.4226	371.6125	362.842								

						Tiro Extremo Ini (kg)	472.0246	462.8448	453.6789	444.5281	435.3937	426.2768	417.1789	408.1017	399.0468	390.0162	381.0119	372.0363	363.0919	354.1816	345.3085	336.4759	327.6877	318.9481	310.2616	301.6334	293.0690
						Tiro H. (kg)	471.2007	462.0410	452.8952	443.7644	434.6499	425.5530	416.4750	407.4176	398.3824	389.3715	380.3868	371.4307	362.5058	353.6148	344.7609	335.9475	327.1783	318.4576	309.7898	301.1801	292.6341
						Tiro Extremo Fin (kg)	472.5007	463.3209	454.1550	445.0042	435.8698	426.7529	417.6550	408.5778	399.5229	390.4922	381.4880	372.5124	363.5680	354.6577	345.7846	336.9520	328.1638	319.4242	310.7377	302.1095	293.5450
67	ATB1>ATB1	48.24359905	49.0717992	1.664528284	2821.039175	Flecha (m)	0.1157	0.1180	0.1204	0.1228	0.1254	0.1281	0.1309	0.1338	0.1368	0.1400	0.1433	0.1468	0.1504	0.1542	0.1581	0.1623	0.1666	0.1712	0.1760	0.1810	0.1863
						Tiro Extremo Ini (kg)	471.3420	462.1774	453.0268	443.8912	434.7720	425.6702	416.5876	407.5254	398.4857	389.4701	380.4809	371.5203	362.5909	353.6955	344.8372	336.0194	327.2460	318.5211	309.8492	301.2355	292.6855
						Tiro H. (kg)	471.2007	462.0410	452.8952	443.7644	434.6499	425.5530	416.4750	407.4176	398.3824	389.3715	380.3868	371.4307	362.5058	353.6148	344.7609	335.9475	327.1783	318.4576	309.7898	301.1801	292.6341
68	ATB1>ATB3	48.24359905	63.1353364	0.534609285	2822.138744	Tiro Extremo Fin (kg)	471.6433	462.4787	453.3281	444.1925	435.0732	425.9715	416.8888	407.8267	398.7869	389.7714	380.7821	371.8215	362.8921	353.9968	345.1385	336.3207	327.5473	318.8223	310.1505	301.5368	292.9868
						Flecha (m)	0.1914	0.1952	0.1991	0.2032	0.2075	0.2119	0.2166	0.2214	0.2264	0.2316	0.2371	0.2428	0.2488	0.2551	0.2616	0.2685	0.2757	0.2832	0.2911	0.2995	0.3082
						Tiro Extremo Ini (kg)	471.2007	462.0410	452.8952	443.7645	434.6501	425.5532	416.4754	407.4182	398.3832	389.3725	380.3882	371.4325	362.5080	353.6175	344.7641	335.9512	327.1827	318.4626	309.7956	301.1868	292.6417
						Tiro H. (kg)	471.2007	462.0410	452.8952	443.7644	434.6499	425.5530	416.4750	407.4176	398.3824	389.3715	380.3868	371.4307	362.5058	353.6148	344.7609	335.9475	327.1783	318.4576	309.7898	301.1801	292.6341
69	ATB3>ATB3	48.67486819	48.6748682	-15.30449018	2814.753804	Tiro Extremo Fin (kg)	471.3414	462.1817	453.0359	443.9052	434.7908	425.6940	416.6161	407.5589	398.5240	389.5133	380.5289	371.5732	362.6487	353.7582	344.9048	336.0920	327.3234	318.6034	309.9364	301.3276	292.7825
						Flecha (m)	0.1192	0.1216	0.1240	0.1266	0.1292	0.1320	0.1349	0.1379	0.1410	0.1443	0.1477	0.1513	0.1550	0.1590	0.1631	0.1674	0.1719	0.1766	0.1816	0.1868	0.1923
						Tiro Extremo Ini (kg)	495.5853	485.9659	476.3602	466.7691	457.1939	447.6359	438.0964	428.5770	419.0795	409.6056	400.1576	390.7376	381.3482	371.9923	362.6728	353.3932	344.1574	334.9695	325.8340	316.7563	307.7418
						Tiro H. (kg)	471.4255	462.2486	453.0847	443.9349	434.8001	425.6817	416.5809	407.4993	398.4386	389.4004	380.3868	371.4000	362.4423	353.5164	344.6254	335.7724	326.9611	318.1954	309.4797	300.8191	292.2187
70	ATB3>ATB3	100.8361606	100.836161	10.39146797	2812.297293	Tiro Extremo Fin (kg)	492.8152	483.1958	473.5901	463.9990	454.4238	444.8658	435.3263	425.8069	416.3093	406.8355	397.3874	387.9675	378.5781	369.2221	359.9027	350.6231	341.3873	332.1993	323.0639	313.9862	304.9717
						Flecha (m)	0.5008	0.5100	0.5196	0.5295	0.5397	0.5502	0.5611	0.5723	0.5838	0.5957	0.6080	0.6207	0.6337	0.6472	0.6610	0.6753	0.6900	0.7051	0.7207	0.7366	0.7530
						Tiro Extremo Ini (kg)	463.4507	454.9985	446.5965	438.2477	429.9551	421.7220	413.5516	405.4476	397.4135	389.4531	381.5705	373.7698	366.0550	358.4306	350.9010	343.4706	336.1439	328.9255	321.8199	314.8314	307.9645
						Tiro H. (kg)	461.8549	453.4455	445.0860	436.7794	428.5287	420.3371	412.2078	404.1444	396.1506	388.2301	380.3868	372.6248	364.9484	357.3618	349.8693	342.4755	335.1848	328.0017	320.9307	313.9762	307.1425
71	ATB3>ATB1	83.82498286	110.037686	16.04700307	2825.516528	Tiro Extremo Fin (kg)	465.3316	456.8793	448.4773	440.1285	431.8360	423.6028	415.4325	407.3284	399.2943	391.3340	383.4514	375.6506	367.9359	360.3115	352.7819	345.3515	338.0248	330.8064	323.7007	316.7123	309.8454
						Flecha (m)	0.5948	0.6061	0.6178	0.6299	0.6425	0.6555	0.6689	0.6828	0.6972	0.7122	0.7276	0.7436	0.7602	0.7774	0.7952	0.8136	0.8327	0.8524	0.8728	0.8939	0.9157
						Tiro Extremo Ini (kg)	468.7930	460.0078	451.2607	442.5541	433.8908	425.2735	416.7053	408.1893	399.7291	391.3283	382.9906	374.7202	366.5213	358.3985	350.3565	342.4002	334.5348	326.7657	319.0983	311.5382	304.0911
						Tiro H. (kg)	465.3414	456.6434	447.9830	439.3627	430.7851	422.2531	413.7695	405.3376	396.9607	388.6425	380.3868	372.1975	364.0790	356.0356	348.0721	340.1934	332.4045	324.7108	317.1176	309.6305	302.2552
72	ATB1>ATB1	83.82498286	58.0800696	4.555502243	2835.817781	Tiro Extremo Fin (kg)	471.6536	462.8683	454.1212	445.4146	436.7513	428.1340	419.5658	411.0499	402.5897	394.1888	385.8511	377.5807	369.3818	361.2590	353.2170	345.2607	337.3954	329.6262	321.9588	314.3987	306.9516
						Flecha (m)	0.1645	0.1676	0.1709	0.1742	0.1777	0.1813	0.1850	0.1889	0.1929	0.1970	0.2013	0.2057	0.2103	0.2150	0.2199	0.2250	0.2303	0.2358	0.2414	0.2473	0.2533
						Tiro Extremo Ini (kg)	466.3881	457.6639	448.9775	440.3313	431.7280	423.1704	414.6614	406.2043	397.8025	389.4595	381.1792	372.9655	364.8229	356.7557	348.7686	340.8666	333.0548	325.3384	317.7229	310.2139	302.8170
						Tiro H. (kg)	465.3414	456.6434	447.9830	439.3627	430.7851	422.2531	413.7695	405.3376	396.9607	388.6425	380.3868	372.1975	364.0790	356.0356	348.0721	340.1934	332.4045	324.7108	317.1176	309.6305	302.2552
						Tiro Extremo Fin (kg)	467.2126	458.4884	449.8020	441.1559	432.5526	423.9949	415.4860	407.0289	398.6270	390.2840	382.0037	373.7901	365.6474	357.5802	349.5932	341.6912	333.8793	326.1629	318.5475	311.0384	303.6416
73	ATB1>ATB2	83.82498286	63.4414705	-3.973557761	2836.108753	Flecha (m)	0.1960	0.1998	0.2036	0.2076	0.2118	0.2160	0.2205	0.2250	0.2298	0.2347	0.2398	0.2451	0.2506	0.2562	0.2621	0.2681	0.2744	0.2809	0.2877	0.2946	0.3018
						Tiro Extremo Ini (kg)	466.5183	457.8059	449.1313	440.4968	431.9052	423.3591	414.8617	406.4161	398.0256	389.6939	381.4249	373.2224	365.0908	357.0346	349.0584	341.1671	333.3660	325.6601	318.0550	310.5563	303.1695
						Tiro H. (kg)	465.3414	456.6434	447.9830	439.3627	430.7851	422.2531	413.7695	405.3376	396.9607	388.6425	380.3868	372.1975	364.0790	356.0356	348.0721	340.1934	332.4045	324.7108	317.1176	309.6305	302.2552
						Tiro Extremo Fin (kg)	465.8431	457.1307	448.4560	439.8216	431.2299	422.6839	414.1865	405.7408	397.3504	389.0187	380.7496	372.5472	364.4156	356.3593	348.3831	340.4199	332.6907	324.9849	317.3798	309.8811	302.4943
74	ATB2>ATB2	83.82498286	79.3381375	-4.805357832	2831.719295	Flecha (m)	0.3066	0.3124	0.3185	0.3247	0.3312	0.3379	0.3448	0.3520	0.3594	0.3671	0.3751	0.3833	0.3919	0.4007	0.4099	0.4194	0.4292	0.4394	0.4499	0.4608	0.4721
						Tiro Extremo Ini (kg)	466.6845	457.9716	449.2964	440.6615	432.0693	423.5228	415.0250	406.5789	398.1881	389.8560	381.5866	373.3838	365.2519	357.1954	349.2190	341.3275	333.5262	325.8202	318.2150	310.7162	303.3294
						Tiro H. (kg)	465.3414	456.6434	447.9830	439.3627	430.7851	422.2531	413.7695	405.3376	396.9607	388.6425	380.3868	372.1975	364.0790	356.0356	348.0721	340.1934	332.4045	324.7108	317.1176	309.6305	302.2552
						Tiro Extremo Fin (kg)	465.8147	457.1018	448.4266	439.7917	431.1996	422.6531	414.1552	405.7092	397.3183	388.9862	380.7168	372.5140	364.3821	356.3256	348.3492	340.4578	332.6564	324.9504	317.3452	309.8464	302.4596
75	ATB2>ATB1	83.82498286	88.5324228	3.340565517	2830.986899	Flecha (m)	0.3813	0.3886	0.3961	0.4039	0.4119	0.4202	0.4289	0.4378	0.4470	0.4566	0.4665	0.4768	0.4874	0.4984	0.5098	0.5216	0.5338	0.5465	0.5596	0.5731	0.5871
						Tiro Extremo Ini (kg)	465.4148	456.7128	448.0485	439.4243	430.8429	422.3071	413.8199	405.3845	397.0042	388.6826	380.4236	372.2312	364.1096	356.0633	348.0970	340.2156	332.4242	324.7280	317.1326	309.6434	302.2661
						Tiro H. (kg)	465.3414	456.6434	447.9830	439.3627	430.7851	422.2531	413.7695	405.3376	396.9607	388.6425	380.3868	372.1975	364.0790	356.0356	348.0721	340.1934	332.4045	324.7108	317.1176	309.6305	302.2552
						Tiro Extremo Fin (kg)	465.9755	457.2734	448.6091	439.9850	431.4036	422.8678	414.3806	405.9452	397.5649	389.2433	380.9843	372.7919	364.6703	356.6240	348.6577	340.7763	332.9848	325.2887	317.6932	310.2040	302.8267
76	ATB1																										

					Tiro Extremo Fin (kg)	449.7882	444.2732	438.8477	433.5116	428.2649	423.1075	418.0391	413.0595	408.1682	403.3647	398.6484	394.0189	389.4752	385.0167	380.6424	376.3515	372.1431	368.0160	363.9692	360.0017	356.1122	
110	ATH6>AT1	61.46041461	68.3722002	12.89893402	3752.56142	Flecha (m)	0.2290	0.2335	0.2381	0.2430	0.2480	0.2532	0.2586	0.2642	0.2701	0.2762	0.2825	0.2892	0.2960	0.3032	0.3107	0.3186	0.3267	0.3353	0.3442	0.3535	0.3632
						Tiro Extremo Ini (kg)	475.8172	466.6571	457.5194	448.4056	439.3174	430.2570	421.2263	412.2276	403.2635	394.3367	385.4501	376.6070	367.8108	359.0654	350.3747	341.7434	333.1761	324.6782	316.2551	307.9129	299.6580
						Tiro H. (kg)	469.3306	460.3150	451.3213	442.3511	433.4062	424.4884	415.5999	406.7430	397.9200	389.1336	380.3868	371.6827	363.0248	354.4167	345.8625	337.3666	328.9337	320.5690	312.2779	304.0663	295.9406
						Tiro Extremo Fin (kg)	478.0474	468.8874	459.7497	450.6358	441.5477	432.4872	423.4565	414.4579	405.4938	396.5670	387.6804	378.8373	370.0411	361.2956	352.6050	343.9736	335.4064	326.9084	318.4853	310.1431	301.8882
111	AT1>AT6	61.46041461	46.4756373	1.474630611	3759.748203	Flecha (m)	0.1042	0.1062	0.1084	0.1106	0.1128	0.1152	0.1177	0.1202	0.1229	0.1257	0.1286	0.1316	0.1347	0.1380	0.1414	0.1450	0.1487	0.1526	0.1566	0.1608	0.1653
						Tiro Extremo Ini (kg)	469.5465	460.5243	451.5240	442.5473	433.5959	424.6717	415.7768	406.9134	398.0841	389.2915	380.5384	371.8282	363.1641	354.5500	345.9898	337.4880	329.0493	320.6788	312.3820	304.1649	296.0337
						Tiro H. (kg)	469.3306	460.3150	451.3213	442.3511	433.4062	424.4884	415.5999	406.7430	397.9200	389.1336	380.3868	371.6827	363.0248	354.4167	345.8625	337.3666	328.9337	320.5690	312.2779	304.0663	295.9406
						Tiro Extremo Fin (kg)	469.8771	460.8549	451.8546	442.8779	433.9265	425.0023	416.1074	407.2441	398.4147	389.6221	380.8691	372.1588	363.4947	354.8806	346.3204	337.8186	329.3799	321.0094	312.7126	304.4955	296.3643
112	AT6>AT1	127.0548751	68.0111785	0.227208946	3760.599122	Flecha (m)	0.2298	0.2338	0.2379	0.2422	0.2465	0.2510	0.2556	0.2603	0.2651	0.2701	0.2751	0.2803	0.2856	0.2910	0.2966	0.3022	0.3080	0.3139	0.3199	0.3260	0.3323
						Tiro Extremo Ini (kg)	455.5563	447.6994	439.9110	432.1942	424.5521	416.9879	409.5048	402.1061	394.7949	387.5746	380.4485	373.4198	366.4918	359.6674	352.9499	346.3421	339.8468	333.4667	327.2042	321.0615	315.0408
						Tiro H. (kg)	455.5027	447.6450	439.8559	432.1383	424.4955	416.9305	409.4466	402.0470	394.7350	387.5138	380.3868	373.3572	366.4282	359.6029	352.8843	346.2755	339.7792	333.3980	327.1344	320.9907	314.9688
						Tiro Extremo Fin (kg)	455.5337	447.6768	439.8884	432.1716	424.5295	416.9654	409.4823	402.0835	394.7723	387.5521	380.4259	373.3973	366.4692	359.6448	352.9273	346.3195	339.8242	333.4441	327.1816	321.0389	315.0182
113	AT1>AT1	127.0548751	92.6813719	-5.76271846	3757.924591	Flecha (m)	0.4274	0.4349	0.4427	0.4506	0.4587	0.4670	0.4755	0.4843	0.4933	0.5024	0.5119	0.5215	0.5314	0.5414	0.5518	0.5623	0.5730	0.5840	0.5952	0.6066	0.6182
						Tiro Extremo Ini (kg)	456.9083	449.0378	441.2360	433.5059	425.8507	418.2735	410.7776	403.3662	396.0426	388.8101	381.6719	374.6313	367.6915	360.8557	354.1269	347.5080	341.0019	334.6111	328.3382	322.1855	316.1548
						Tiro H. (kg)	455.5027	447.6450	439.8559	432.1383	424.4955	416.9305	409.4466	402.0470	394.7350	387.5138	380.3868	373.3572	366.4282	359.6029	352.8843	346.2755	339.7792	333.3980	327.1344	320.9907	314.9688
						Tiro Extremo Fin (kg)	455.8990	448.0285	440.2266	432.4966	424.8414	417.2642	409.6783	402.3569	395.0333	387.8007	380.6626	373.6220	366.6822	359.8464	353.1176	346.4987	339.9926	333.6018	327.3289	321.1761	315.1455
114	AT1>AT1	127.0548751	114.157526	12.87108979	3761.572	Flecha (m)	0.6514	0.6629	0.6746	0.6867	0.6990	0.7117	0.7247	0.7381	0.7517	0.7657	0.7801	0.7948	0.8098	0.8252	0.8409	0.8569	0.8733	0.8901	0.9071	0.9245	0.9421
						Tiro Extremo Ini (kg)	457.3413	449.4359	441.5996	433.8353	426.1463	418.5357	411.0067	403.5626	396.2067	388.9423	381.7727	374.7012	367.7310	360.8652	354.1070	347.4592	340.9246	334.5060	328.2058	322.0263	315.9694
						Tiro H. (kg)	455.5027	447.6450	439.8559	432.1383	424.4955	416.9305	409.4466	402.0470	394.7350	387.5138	380.3868	373.3572	366.4282	359.6029	352.8843	346.2755	339.7792	333.3980	327.1344	320.9907	314.9688
						Tiro Extremo Fin (kg)	459.6710	451.7656	443.9292	436.1650	428.4759	420.8653	413.3363	405.8922	398.5363	391.2720	384.1024	377.0309	370.0607	363.1949	356.4366	349.7888	343.2543	336.8357	330.5355	324.3559	318.2991
115	AT1>AT6	127.0548751	163.096369	24.77097271	3780.393031	Flecha (m)	1.3669	1.3604	1.3845	1.4092	1.4346	1.4607	1.4874	1.5147	1.5428	1.5716	1.6010	1.6312	1.6620	1.6936	1.7258	1.7594	1.7942	1.8297	1.8661	1.8974	1.9336
						Tiro Extremo Ini (kg)	458.8415	450.8953	443.0187	435.2146	427.4861	419.8366	412.2692	404.7872	397.3940	390.0929	382.8871	375.7800	368.7748	361.8746	355.0827	348.4018	341.8349	335.3846	328.9535	322.5437	316.1573
						Tiro H. (kg)	455.5027	447.6450	439.8559	432.1383	424.4955	416.9305	409.4466	402.0470	394.7350	387.5138	380.3868	373.3572	366.4282	359.6029	352.8843	346.2755	339.7792	333.3980	327.1344	320.9907	314.9688
						Tiro Extremo Fin (kg)	463.3887	455.4426	447.5659	439.7618	432.0334	424.3839	416.8165	409.3345	401.9413	394.6401	387.4343	380.3272	373.3220	366.4219	359.6299	352.9491	346.3822	339.9319	333.6007	327.3909	321.3045
116	AT6>ATH1	42.45781433	42.4578143	2.180017862	3793.868526	Flecha (m)	0.0866	0.0883	0.0901	0.0920	0.0939	0.0959	0.0981	0.1003	0.1025	0.1049	0.1074	0.1101	0.1128	0.1157	0.1187	0.1219	0.1252	0.1287	0.1323	0.1362	0.1403
						Tiro Extremo Ini (kg)	472.6500	463.4182	454.1973	444.9882	435.7919	426.6094	417.4418	408.2905	399.1568	390.0424	380.9488	371.8781	362.8323	353.8138	344.8251	335.8693	326.9494	318.0691	309.2324	300.4437	291.7079
						Tiro H. (kg)	471.9016	462.6886	453.4865	444.2962	435.1186	425.9548	416.8058	407.6731	398.5579	389.4619	380.3868	371.3344	362.3069	353.3065	344.3360	335.3981	326.4962	317.6337	308.8146	300.0434	291.2500
						Tiro Extremo Fin (kg)	473.1457	463.9139	454.6930	445.4839	436.2876	427.1050	417.9375	408.7862	399.6525	390.5380	381.4445	372.3738	363.3280	354.3094	345.3208	336.3849	327.4451	318.5848	309.7281	300.9393	292.2036
117	ATH1>ATH6	275.9567601	275.95676	-22.50593712	3783.705567	Flecha (m)	4.1085	4.1516	4.1950	4.2384	4.2821	4.3259	4.3698	4.4138	4.4580	4.5022	4.5465	4.5910	4.6355	4.6800	4.7246	4.7693	4.8139	4.8586	4.9034	4.9481	4.9929
						Tiro Extremo Ini (kg)	425.1669	420.7871	416.4806	412.2466	408.0844	403.9933	399.9725	396.0211	392.1384	388.3235	384.5754	380.8933	377.2762	373.7231	370.2331	366.8052	363.4384	360.1316	356.8839	353.6943	350.5618
						Tiro H. (kg)	420.9188	416.5462	412.2466	408.0191	403.8632	399.7782	395.7632	391.8174	387.9400	384.1301	380.3868	376.7092	373.0964	369.5474	366.0613	362.6370	359.2736	355.9710	352.7255	349.5387	346.4087
						Tiro Extremo Fin (kg)	421.0329	416.6532	412.3466	408.1126	403.9504	399.8593	395.8385	391.8872	388.0045	384.1896	380.4415	376.7594	373.1422	369.5892	366.0992	362.6712	359.3044	355.9977	352.7500	349.5604	346.4278
118	ATH6>ATH6	249.7483501	249.74835	35.3276498	3790.116423	Flecha (m)	3.3440	3.3834	3.4230	3.4629	3.5030	3.5433	3.5838	3.6246	3.6655	3.7067	3.7479	3.7894	3.8310	3.8727	3.9145	3.9565	4.0029	4.0489	4.1252	4.1675	
						Tiro Extremo Ini (kg)	427.9568	422.9585	418.0430	413.2101	408.4594	403.7904	399.2025	394.6953	390.2680	385.9199	381.6503	377.4583	373.3432	369.3039	365.3395	361.4490	357.6315	353.8858	350.2110	346.6058	343.0692
						Tiro H. (kg)	426.3087	421.3527	416.4786	411.6863	406.9752	402.3451	397.7952	393.3252	388.9342	384.6217	380.3868	376.2288	372.1467	368.1398	364.20						

132	ATH6>AT1	178.1224874	203.867655	14.25550508	3908.175788	Flecha (m)	2.1304	2.1628	2.1958	2.2293	2.2633	2.2978	2.3329	2.3684	2.4045	2.4411	2.4781	2.5156	2.5536	2.5919	2.6307	2.6699	2.7095	2.7495	2.7898	2.8304	2.8714
						Tiro Extremo Ini (kg)	442.5835	435.9487	429.4034	422.9495	416.5884	410.3219	404.1512	398.0778	392.1027	386.2271	380.4520	374.7781	369.2060	363.7363	358.3694	353.1053	347.9443	342.8862	337.9307	333.0776	328.3261
						Tiro H. (kg)	442.4416	435.8158	429.2793	422.8338	416.4809	410.2222	404.0590	397.9928	392.0246	386.1557	380.3868	374.7188	369.1524	363.6881	358.3262	353.0669	347.9103	342.8563	337.9047	333.0551	328.3069
						Tiro Extremo Fin (kg)	445.0593	438.4245	431.8792	425.4253	419.0643	412.7977	406.6270	400.5536	394.5785	388.7030	382.9278	377.2598	371.6818	366.2121	360.8452	355.5812	350.4201	345.2620	340.4066	335.5534	330.8019
133	AT1>AT1	178.1224874	132.866164	23.92302298	3927.265052	Flecha (m)	0.9173	0.9313	0.9454	0.9598	0.9745	0.9894	1.0045	1.0198	1.0353	1.0510	1.0670	1.0831	1.0995	1.1160	1.1327	1.1495	1.1666	1.1838	1.2011	1.2186	1.2363
						Tiro Extremo Ini (kg)	447.5554	440.8256	434.1866	427.6400	421.1876	414.8309	408.5713	402.4103	396.3489	390.3884	384.5296	378.7734	373.1204	367.5712	362.1260	356.7852	351.5487	346.4166	341.3884	336.4640	331.6426
						Tiro H. (kg)	442.4416	435.8158	429.2793	422.8338	416.4809	410.2222	404.0590	397.9928	392.0246	386.1557	380.3868	374.7188	369.1524	363.6881	358.3262	353.0669	347.9103	342.8563	337.9047	333.0551	328.3069
						Tiro Extremo Fin (kg)	451.8855	445.1557	438.5166	431.9701	425.5176	419.1609	412.9014	406.7403	400.6790	394.7185	388.8597	383.1035	377.4505	371.9012	366.4561	361.1153	355.8788	350.7466	345.7185	340.7940	335.9727
134	AT1>ATT3	178.1224874	171.587517	4.320311283	3941.386719	Flecha (m)	1.5063	1.5292	1.5525	1.5762	1.6002	1.6246	1.6494	1.6746	1.7001	1.7259	1.7521	1.7786	1.8054	1.8326	1.8600	1.8877	1.9157	1.9439	1.9724	2.0012	2.0301
						Tiro Extremo Ini (kg)	442.4553	435.8312	429.2965	422.8529	416.5020	410.2454	404.0844	398.0205	392.0547	386.1883	380.4220	374.7567	369.1931	363.7317	358.3727	353.1165	347.9631	342.9123	337.9640	333.1178	328.3731
						Tiro H. (kg)	442.4416	435.8158	429.2793	422.8338	416.4809	410.2222	404.0590	397.9928	392.0246	386.1557	380.3868	374.7188	369.1524	363.6881	358.3262	353.0669	347.9103	342.8563	337.9047	333.0551	328.3069
						Tiro Extremo Fin (kg)	443.3010	436.6769	430.1422	423.6986	417.3477	411.0911	404.9301	398.8662	392.9004	387.0340	381.2677	375.6024	370.0388	364.5774	359.2184	353.9622	348.8088	343.7580	338.8097	333.9635	329.2188
135	ATT3>ATH6	367.6051479	367.605148	-53.7182092	3916.68777	Flecha (m)	7.5785	7.6335	7.6885	7.7435	7.7985	7.8534	7.9083	7.9631	8.0179	8.0726	8.1272	8.1818	8.2363	8.2907	8.3451	8.3994	8.4536	8.5077	8.5617	8.6156	8.6694
						Tiro Extremo Ini (kg)	418.3975	415.4379	412.5222	409.6497	406.8197	404.0316	401.2847	398.5783	395.9116	393.2842	390.6952	388.1440	385.6300	383.1526	380.7111	378.3049	375.9334	373.5959	371.2919	369.0208	366.7821
						Tiro H. (kg)	407.8981	404.9595	402.0644	399.2120	396.4018	393.6330	390.9049	388.2169	385.5684	382.9585	380.3868	377.8525	375.3551	372.8938	370.4680	368.0773	365.7208	363.3981	361.1085	358.8515	356.6265
						Tiro Extremo Fin (kg)	408.7153	405.7556	402.8399	399.9674	397.1375	394.3494	391.6024	388.8960	386.2294	383.6019	381.0129	378.4617	375.9478	373.4703	371.0288	368.6226	366.2511	363.9136	361.6097	359.3386	357.0998
136	ATH6>AT1	186.749648	93.0608398	-26.10563964	3876.775846	Flecha (m)	0.4630	0.4698	0.4768	0.4838	0.4910	0.4982	0.5056	0.5130	0.5205	0.5282	0.5359	0.5437	0.5516	0.5595	0.5676	0.5757	0.5838	0.5921	0.6004	0.6087	0.6172
						Tiro Extremo Ini (kg)	460.4998	453.8340	447.2621	440.7857	434.4061	428.1246	421.9422	415.8601	409.8790	403.9998	398.2231	392.5493	386.9788	381.5118	376.1483	370.8882	365.7314	360.6774	355.7258	350.8759	346.1270
						Tiro H. (kg)	440.2638	433.8549	427.5365	421.3097	415.1760	409.1365	403.1924	397.3445	391.5939	385.9411	380.3868	374.9315	369.5754	364.3187	359.1616	354.1039	349.1454	344.2858	339.5246	334.8611	330.2947
						Tiro Extremo Fin (kg)	455.6703	449.0044	442.4326	435.9562	429.5765	423.2950	417.1127	411.0305	405.0495	399.1703	393.3935	387.7198	382.1492	376.6822	371.3187	366.0587	360.9018	355.8479	350.8962	346.0463	341.2975
137	AT1>AT1	186.749648	138.733814	-51.36926966	3838.038391	Flecha (m)	1.0548	1.0704	1.0862	1.1022	1.1185	1.1350	1.1518	1.1687	1.1859	1.2033	1.2208	1.2386	1.2566	1.2747	1.2930	1.3115	1.3301	1.3489	1.3678	1.3868	1.4060
						Tiro Extremo Ini (kg)	474.3073	467.4759	460.7409	454.1038	447.5660	441.1286	434.7930	428.5601	422.4309	416.4061	410.4863	404.6721	398.9638	393.3615	387.8654	382.4753	377.1911	372.0123	366.9384	361.9689	357.1029
						Tiro H. (kg)	440.2638	433.8549	427.5365	421.3097	415.1760	409.1365	403.1924	397.3445	391.5939	385.9411	380.3868	374.9315	369.5754	364.3187	359.1616	354.1039	349.1454	344.2858	339.5246	334.8611	330.2947
						Tiro Extremo Fin (kg)	465.0094	458.1781	451.4431	444.8060	438.2681	431.8308	425.4952	419.2623	413.1331	407.1083	401.1885	395.3743	389.6659	384.0637	378.5676	373.1775	367.8933	362.7145	357.6406	352.6710	347.8050
138	AT1>AT1	186.749648	63.5662634	-21.93977104	3801.383871	Flecha (m)	0.2197	0.2229	0.2262	0.2296	0.2329	0.2364	0.2399	0.2434	0.2470	0.2506	0.2543	0.2580	0.2617	0.2655	0.2693	0.2731	0.2770	0.2809	0.2849	0.2888	0.2928
						Tiro Extremo Ini (kg)	467.7737	460.9944	454.3108	447.7241	441.2359	434.8474	428.5598	422.3741	416.2911	410.3118	404.4366	398.6661	393.0006	387.4403	381.9854	376.6356	371.3907	366.2505	361.2143	356.2816	351.4515
						Tiro H. (kg)	440.2638	433.8549	427.5365	421.3097	415.1760	409.1365	403.1924	397.3445	391.5939	385.9411	380.3868	374.9315	369.5754	364.3187	359.1616	354.1039	349.1454	344.2858	339.5246	334.8611	330.2947
						Tiro Extremo Fin (kg)	463.8026	457.0233	450.3397	443.7530	437.2648	430.8763	424.5887	418.4030	412.3200	406.3407	400.4655	394.6950	389.0295	383.4692	378.0143	372.6645	367.4196	362.2794	357.2432	352.3105	347.4804
139	AT1>ATH6	186.749648	226.23061	-81.59140079	3749.618285	Flecha (m)	2.7941	2.8354	2.8773	2.9198	2.9630	3.0067	3.0511	3.0960	3.1415	3.1875	3.2341	3.2811	3.3287	3.3767	3.4253	3.4742	3.5236	3.5733	3.6235	3.6739	3.7248
						Tiro Extremo Ini (kg)	475.4605	468.6603	461.9562	455.3496	448.8420	442.4345	436.1285	429.9248	423.8245	417.8282	411.9366	406.1502	400.4693	394.8942	389.4248	384.0611	378.8029	373.6497	368.6011	363.6565	358.8150
						Tiro H. (kg)	440.2638	433.8549	427.5365	421.3097	415.1760	409.1365	403.1924	397.3445	391.5939	385.9411	380.3868	374.9315	369.5754	364.3187	359.1616	354.1039	349.1454	344.2858	339.5246	334.8611	330.2947
						Tiro Extremo Fin (kg)	460.7969	453.9967	447.2926	440.6860	434.1784	427.7709	421.4649	415.2612	409.1609	403.1646	397.2730	391.4866	385.8057	380.2306	374.7612	369.3975	364.1393	358.9861	353.9375	348.9929	344.1514
140	ATH6>ATH6	263.1263493	263.126349	1.716689815	3709.680929	Flecha (m)	3.7030	3.7438	3.7849	3.8261	3.8676	3.9092	3.9510	3.9929	4.0350	4.0772	4.1195	4.1619	4.2044	4.2471	4.2898	4.3325	4.3753	4.4182	4.4611	4.5041	4.5471
						Tiro Extremo Ini (kg)	423.6725	419.0647	414.5340	410.0797	405.7013	401.3982	397.1696	393.0148	388.9330	384.9234	380.9852	377.1173	373.3190	369.5892	365.9271	362.3315	358.8015	355.3360	351.9340	348.5945	345.3163
						Tiro H. (kg)	423.1486	418.5336	413.9955	409.5338	405.1480	400.8375	396.6014	392.4391	388.3498	384.3326	380.3868	376.5114	372.7054	368.9680	365.2982	361.6950	358.1573	354.6841	351.2744	347.9272	344.6413
						Tiro Extremo Fin (kg)	423.9832	419.3754	414.8447	410.3904	406.0120	401.7089	397.4803	393.3255	389.2437	385.2341	381.2959	377.4280	373.6297	36							

						Tiro Extremo Ini (kg)	457.5371	449.9684	442.4777	435.0678	427.7414	420.5015	413.3509	406.2924	399.3287	392.4626	385.6967	379.0335	372.4755	366.0250	359.6841	353.4548	347.3389	341.3382	335.4539	329.6873	324.0395
						Tiro H. (kg)	451.6641	444.1554	436.7238	429.3723	422.1036	414.9205	407.8259	400.8225	393.9131	387.1003	380.3868	373.7751	367.2675	360.8665	354.5740	348.3922	342.3228	336.3674	330.5274	324.8041	319.1985
						Tiro Extremo Fin (kg)	453.8812	446.3126	438.8219	431.4119	424.0855	416.8456	409.6950	402.6365	395.6728	388.8068	382.0409	375.3777	368.8197	362.3691	356.0282	349.7989	343.6831	337.6823	331.7980	326.0315	320.3837
155	AT1>AT6	142.2373431	121.444503	-5.791229329	3736.292035	Flecha (m)	0.7396	0.7521	0.7649	0.7780	0.7914	0.8051	0.8191	0.8334	0.8480	0.8629	0.8782	0.8937	0.9096	0.9257	0.9421	0.9588	0.9758	0.9931	1.0107	1.0285	1.0466
						Tiro Extremo Ini (kg)	452.7429	445.2289	437.7922	430.4357	423.1621	415.9743	408.8751	401.8673	394.9536	388.1367	381.4192	374.8037	368.2925	361.8879	355.5922	349.4071	343.3347	337.3764	331.5338	325.8080	320.2000
						Tiro H. (kg)	451.6641	444.1554	436.7238	429.3723	422.1036	414.9205	407.8259	400.8225	393.9131	387.1003	380.3868	373.7751	367.2675	360.8665	354.5740	348.3922	342.3228	336.3674	330.5274	324.8041	319.1985
						Tiro Extremo Fin (kg)	451.7584	444.2444	436.8077	429.4512	422.1776	414.9898	407.8906	400.8828	393.9691	387.1522	380.4347	373.8192	367.3080	360.9034	354.6077	348.4226	342.3502	336.3919	330.5493	324.8235	319.2155
156	AT6>ATV6	62.38560099	62.385601	-5.546200074	3730.62332	Flecha (m)	0.1883	0.1920	0.1959	0.1998	0.2039	0.2082	0.2127	0.2173	0.2221	0.2271	0.2323	0.2378	0.2434	0.2493	0.2555	0.2619	0.2686	0.2756	0.2829	0.2905	0.2984
						Tiro Extremo Ini (kg)	471.4402	462.4011	453.3845	444.3920	435.4253	426.4866	417.5778	408.7013	399.8595	391.0553	382.2915	373.5714	364.8985	356.2765	347.7095	339.2020	330.7588	322.3850	314.0862	305.8683	297.7376
						Tiro H. (kg)	469.2208	460.2138	451.2291	442.2684	433.3335	424.4263	415.5489	406.7037	397.8931	389.1198	380.3868	371.6973	363.0547	354.4628	345.9257	337.4479	329.0340	320.6892	312.4191	304.2296	296.1269
						Tiro Extremo Fin (kg)	470.4770	461.4380	452.4213	443.4288	434.4622	425.5234	416.6147	407.7381	398.8964	390.0922	381.3284	372.6083	363.9353	355.3133	346.7464	338.2389	329.7957	321.4219	313.1230	304.9051	296.7745
157	ATV6>AT6	122.235413	122.235413	-21.59598757	3717.052226	Flecha (m)	0.7512	0.7646	0.7783	0.7925	0.8070	0.8219	0.8373	0.8530	0.8692	0.8858	0.9028	0.9203	0.9382	0.9565	0.9753	0.9945	1.0142	1.0342	1.0548	1.0751	1.0971
						Tiro Extremo Ini (kg)	466.4964	458.3674	450.3038	442.3086	434.3850	426.5364	418.7660	411.0773	403.4739	395.9592	388.5369	381.2105	373.9836	366.8598	359.8426	352.9353	346.1412	339.4636	332.9054	326.4694	320.1583
						Tiro H. (kg)	457.1597	449.1550	441.2144	433.3412	425.5383	417.8092	410.1570	402.5852	395.0972	387.6966	380.3868	373.1714	366.0538	359.0376	352.1263	345.3231	338.6313	332.0541	325.5943	319.2548	313.0382
						Tiro Extremo Fin (kg)	462.5468	454.4178	446.3542	438.3590	430.4354	422.5868	414.8164	407.1277	399.5243	392.0096	384.5873	377.2609	370.0340	362.9102	355.8930	348.9857	342.1916	335.5140	328.9558	322.5198	316.2087
158	AT6>AT1	85.87360052	82.1655566	-9.265075911	3701.621694	Flecha (m)	0.3308	0.3371	0.3436	0.3503	0.3572	0.3644	0.3719	0.3796	0.3875	0.3958	0.4043	0.4131	0.4223	0.4318	0.4416	0.4517	0.4622	0.4730	0.4843	0.4958	0.5078
						Tiro Extremo Ini (kg)	469.0343	460.3118	451.6287	442.9876	434.3912	425.8425	417.3443	408.9001	400.5133	392.1875	383.9267	375.7349	367.6163	359.5756	351.6174	343.7467	335.9685	328.2880	320.7107	313.2420	305.8875
						Tiro H. (kg)	464.9306	456.2660	447.6406	439.0569	430.5176	422.0255	413.5837	405.1953	396.8640	388.5932	380.3868	372.2489	364.1838	356.1959	348.2899	340.4707	332.7434	325.1131	317.5851	310.1650	302.8582
						Tiro Extremo Fin (kg)	467.2937	458.5711	449.8880	441.2469	432.6505	424.1018	415.6036	407.1594	398.7726	390.4469	382.1860	373.9942	365.8756	357.8349	349.8768	342.0060	334.2278	326.5473	318.9700	311.5013	304.1468
159	AT1>AT6	85.87360052	88.3332303	-3.864037109	3695.057138	Flecha (m)	0.3800	0.3872	0.3947	0.4024	0.4104	0.4187	0.4272	0.4360	0.4452	0.4547	0.4645	0.4746	0.4852	0.4960	0.5073	0.5189	0.5310	0.5435	0.5563	0.5697	0.5834
						Tiro Extremo Ini (kg)	465.6845	457.0144	448.3835	439.7945	431.2498	422.7525	414.3055	405.9122	397.5759	389.3003	381.0892	372.9467	364.8771	356.8849	348.9747	341.1515	333.4202	325.7861	318.2545	310.8310	303.5209
						Tiro H. (kg)	464.9306	456.2660	447.6406	439.0569	430.5176	422.0255	413.5837	405.1953	396.8640	388.5932	380.3868	372.2489	364.1838	356.1959	348.2899	340.4707	332.7434	325.1131	317.5851	310.1650	302.8582
						Tiro Extremo Fin (kg)	465.0488	456.3787	447.7479	439.1588	430.6141	422.1168	413.6699	405.2765	396.9402	388.6646	380.4535	372.3111	364.2415	356.2492	348.3390	340.5158	332.7845	325.1504	317.6189	310.1953	302.8852
160	AT6>ATBV1	64.29555792	48.7421097	0.810824082	3693.530531	Flecha (m)	0.1146	0.1169	0.1192	0.1216	0.1241	0.1267	0.1294	0.1322	0.1351	0.1382	0.1413	0.1446	0.1480	0.1516	0.1553	0.1592	0.1632	0.1674	0.1718	0.1764	0.1812
						Tiro Extremo Ini (kg)	468.8813	459.9012	450.9448	442.0140	433.1105	424.2364	415.3940	406.5856	397.8138	389.0815	380.3917	371.7477	363.1532	354.6120	346.1283	337.7066	329.3519	321.0692	312.8643	304.7431	296.7119
						Tiro H. (kg)	468.8794	459.8990	450.9424	442.0113	433.1076	424.2332	415.3905	406.5818	397.8096	389.0770	380.3868	371.7424	363.1475	354.6058	346.1216	337.6994	329.3441	321.0609	312.8553	304.7335	296.7016
						Tiro Extremo Fin (kg)	468.9389	459.9587	451.0024	442.0715	433.1680	424.2939	415.4515	406.6431	397.8713	389.1390	380.4492	371.8053	363.2108	354.6695	346.1858	337.7642	329.4094	321.1267	312.9218	304.8006	296.7695
161	ATBV1>ATBV3	64.29555792	72.8609355	-0.409867118	3693.73101	Flecha (m)	0.2562	0.2612	0.2664	0.2717	0.2773	0.2831	0.2892	0.2954	0.3019	0.3087	0.3158	0.3231	0.3308	0.3387	0.3470	0.3557	0.3647	0.3741	0.3839	0.3942	0.4048
						Tiro Extremo Ini (kg)	468.9421	459.9626	451.0069	442.0768	433.1740	424.3007	415.4590	406.6514	397.8804	389.1490	380.4601	371.8170	363.2234	354.6831	346.2004	337.7798	329.4261	321.1445	312.9407	304.8207	296.7908
						Tiro H. (kg)	468.8794	459.8990	450.9424	442.0113	433.1076	424.2332	415.3905	406.5818	397.8096	389.0770	380.3868	371.7424	363.1475	354.6058	346.1216	337.6994	329.3441	321.0609	312.8553	304.7335	296.7016
						Tiro Extremo Fin (kg)	468.9119	459.9324	450.9767	442.0466	433.1438	424.2705	415.4288	406.6212	397.8502	389.1188	380.4298	371.7868	363.1932	354.6529	346.1702	337.7496	329.3959	321.1143	312.9105	304.7905	296.7606
162	ATBV3>ATH2	69.50570035	69.5057004	5.709552911	3696.380853	Flecha (m)	0.2346	0.2391	0.2438	0.2487	0.2538	0.2591	0.2645	0.2702	0.2761	0.2822	0.2886	0.2952	0.3021	0.3093	0.3168	0.3245	0.3326	0.3410	0.3498	0.3589	0.3683
						Tiro Extremo Ini (kg)	469.5653	460.6111	451.6842	442.7865	433.9200	425.0870	416.2901	407.5317	398.8148	390.1424	381.5179	372.9449	364.4271	355.9687	347.5742	339.2483	330.9960	322.8228	314.7343	306.7367	298.8362
						Tiro H. (kg)	468.0593	459.1434	450.2546	441.3949	432.5662	423.7709	415.0114	406.2902	397.6103	388.9748	380.3868	371.8500	363.3682	354.9455	346.5863	338.2954	330.0777	321.9387	313.8840	305.9196	298.0519
						Tiro Extremo Fin (kg)	470.7451	461.7909	452.8640	443.9662	435.0998	426.2668	417.4698	408.7115	399.9946	391.3222	382.6977	374.1246	365.6069	357.1485	348.7540	340.4281	332.1758	324.0026	315.9141	307.9164	300.0159
163	ATH2>AT1	182.2631735	202.887634	13.23492111	3705.85309	Flecha (m)	2.1142	2.1459	2.1781	2.2108	2.2440	2.2778	2.3120	2.3466	2.3817	2.4173	2.4533	2.									

						Tiro Extremo Fin (kg)	457.6652	450.2475	442.9137	435.6664	428.5082	421.4417	414.4694	407.5936	400.8168	394.1411	387.5688	381.1019	374.7422	368.4915	362.3513	356.3231	350.4081	344.6072	338.9214	333.3513	327.8972
199	AT1>ATH6	152.8496881	221.231045	-43.6679259	3164.690572	Flecha (m)	2.5133	2.5546	2.5968	2.6399	2.6838	2.7287	2.7745	2.8211	2.8687	2.9171	2.9664	3.0166	3.0676	3.1195	3.1722	3.2257	3.2799	3.3350	3.3907	3.4472	3.5043
						Tiro Extremo Ini (kg)	461.7211	454.3384	447.0394	439.8268	432.7030	425.6707	418.7324	411.8904	405.1471	398.5047	391.9654	385.5312	379.2039	372.9854	366.8771	360.8804	354.9967	349.2268	343.5716	338.0317	332.6076
						Tiro H. (kg)	448.9354	441.6816	434.5098	427.4226	420.4226	413.5121	406.6937	399.9697	393.3425	386.8141	380.3868	374.0625	367.8430	361.7300	355.7252	349.8297	344.0450	338.3719	332.8112	327.3636	322.0295
200	ATH6>ATH6	307.2841247	307.284125	-82.27822522	3101.717496	Tiro Extremo Fin (kg)	453.9217	446.5390	439.2400	432.0273	424.9036	417.8713	410.9329	404.0909	397.3476	390.7052	384.1659	377.7317	371.4045	365.1859	359.0776	353.0810	347.1972	341.4273	335.7721	330.2322	324.8081
						Flecha (m)	5.3034	5.3543	5.4052	5.4563	5.5075	5.5588	5.6102	5.6616	5.7131	5.7647	5.8163	5.8679	5.9196	5.9713	6.0230	6.0747	6.1264	6.1781	6.2297	6.2814	6.3330
						Tiro Extremo Ini (kg)	440.2256	436.1357	432.1132	428.1575	424.2676	420.4426	416.6819	412.9844	409.3492	405.7754	402.2622	398.8086	395.4135	392.0762	388.7957	385.5709	382.4010	379.2850	376.2219	373.2109	370.2509
						Tiro H. (kg)	417.1461	413.1866	409.2923	405.4624	401.6961	397.9926	394.3510	390.7705	387.2502	383.7893	380.3868	377.0418	373.7535	370.5209	367.3432	364.2193	361.1484	358.1296	355.1620	352.2445	349.3765
201	ATH6>AT1	154.7932615	93.7986442	-19.95707598	3050.599845	Tiro Extremo Fin (kg)	425.3333	421.2433	417.2209	413.2651	409.3752	405.5503	401.7895	398.0920	394.4568	390.8831	387.3698	383.9162	380.5212	377.1839	373.9033	370.6786	367.5086	364.3926	361.3296	358.3185	355.3586
						Flecha (m)	0.4544	0.4618	0.4694	0.4772	0.4851	0.4931	0.5013	0.5097	0.5182	0.5269	0.5357	0.5447	0.5538	0.5631	0.5725	0.5821	0.5918	0.6016	0.6116	0.6216	0.6318
						Tiro Extremo Ini (kg)	460.9930	453.6173	446.3264	439.1229	432.0092	424.9879	418.0614	411.2321	404.5021	397.8737	391.3489	384.9296	378.6177	372.4147	366.3221	360.3413	354.4733	348.7190	343.0793	337.5545	332.1451
						Tiro H. (kg)	448.4339	441.2276	434.1040	427.0658	420.1154	413.2551	406.4874	399.8145	393.2388	386.7622	380.3868	374.1145	367.9470	361.8859	355.9326	350.0885	344.3545	338.7317	333.2206	327.8219	322.5359
202	AT1>AT6	154.7932615	174.472885	-26.97048154	3027.136067	Tiro Extremo Fin (kg)	457.2763	449.9006	442.6098	435.4062	428.2926	421.2713	414.3448	407.5154	400.7854	394.1570	387.6322	381.2129	374.9010	368.6980	362.6055	356.6246	350.7566	345.0024	339.3626	333.8378	328.4284
						Flecha (m)	1.5538	1.5791	1.6051	1.6315	1.6585	1.6861	1.7141	1.7428	1.7719	1.8016	1.8318	1.8625	1.8937	1.9255	1.9577	1.9904	2.0235	2.0571	2.0912	2.1256	2.1605
						Tiro Extremo Ini (kg)	456.3109	449.0257	441.8244	434.7095	427.6834	420.7487	413.9078	407.1629	400.5162	393.9701	387.5263	381.1869	374.9537	368.8281	362.8118	356.9059	351.1115	345.4297	339.8610	334.4060	329.0650
						Tiro H. (kg)	448.4339	441.2276	434.1040	427.0658	420.1154	413.2551	406.4874	399.8145	393.2388	386.7622	380.3868	374.1145	367.9470	361.8859	355.9326	350.0885	344.3545	338.7317	333.2206	327.8219	322.5359
						Tiro Extremo Fin (kg)	451.4930	444.2078	437.0065	429.8915	422.8655	415.9308	409.0898	402.3449	395.6983	389.1521	382.7084	376.3690	370.1357	364.0102	357.9938	352.0879	346.2936	340.6117	335.0430	329.5881	324.2471
203	AT6>AT6	69.22882435	69.2288243	-11.2006214	3008.050515	Flecha (m)	0.2346	0.2392	0.2439	0.2488	0.2539	0.2592	0.2646	0.2703	0.2762	0.2824	0.2888	0.2954	0.3023	0.3095	0.3170	0.3248	0.3329	0.3414	0.3502	0.3593	0.3688
						Tiro Extremo Ini (kg)	475.3510	466.3082	457.2923	448.3052	439.3489	430.4258	421.5381	412.6887	403.8802	395.1158	386.3987	377.7326	369.1212	360.5687	352.0796	343.6586	335.3107	327.0415	318.8565	310.7621	302.7644
						Tiro H. (kg)	468.2068	459.2793	450.3783	441.5057	432.6635	423.8539	415.0794	406.3425	397.6461	388.9931	380.3868	371.8307	363.3287	354.8847	346.5033	338.1889	329.9468	321.7822	313.7008	305.7086	297.8119
						Tiro Extremo Fin (kg)	473.3237	464.2809	455.2650	446.2779	437.3216	428.3984	419.5108	410.6613	401.8529	393.0884	384.3714	375.7053	367.0939	358.5414	350.0523	341.6313	333.2834	325.0141	316.8292	308.7347	300.7371

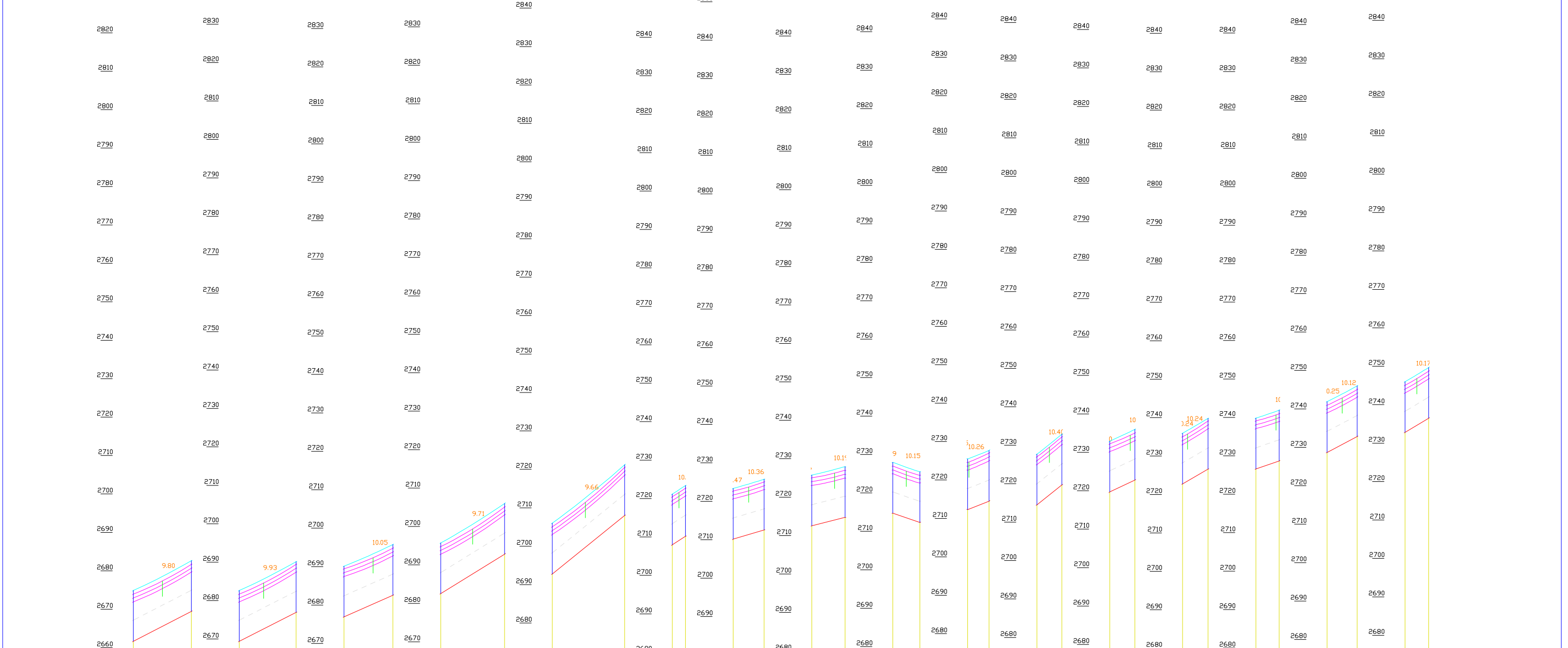
N° Vano	Línea	Vano Regulador (m)	Vano (m)	Desnivel (m)	Elevación media del tramo(m)	Temp (°C)	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
204	AT6>AT1	140.096385	92.2159808	-16.71229463	2994.094057	Flecha (m)	0.4327	0.4401	0.4476	0.4553	0.4632	0.4713	0.4795	0.4880	0.4966	0.5054	0.5144	0.5236	0.5329	0.5425	0.5522	0.5621	0.5722	0.5824	0.5928	0.6034	0.6141
						Tiro Extremo Ini (kg)	461.5103	453.8241	446.2154	438.6869	431.2417	423.8826	416.6126	409.4346	402.3515	395.3661	388.4811	381.6992	375.0230	368.4549	361.9972	355.6522	349.4216	343.3074	337.3112	331.4342	325.6776
						Tiro H. (kg)	452.2113	444.6522	437.1691	429.7649	422.4426	415.2050	408.0549	400.9952	394.0288	387.1584	380.3868	373.7165	367.1501	360.6900	354.3384	348.0975	341.9692	335.9553	330.0573	324.2766	318.6142
						Tiro Extremo Fin (kg)	458.4217	450.7355	443.1267	435.5983	428.1531	420.7940	413.5240	406.3460	399.2629	392.2774	385.3924	378.6105	371.9343	365.3662	358.9086	352.5635	346.3330	340.2188	334.2225	328.3456	322.5890
205	AT1>AT1	140.096385	103.678521	24.32193804	2997.898879	Flecha (m)	0.5524	0.5618	0.5714	0.5813	0.5914	0.6017	0.6122	0.6230	0.6340	0.6453	0.6567	0.6685	0.6804	0.6926	0.7050	0.7177	0.7305	0.7436	0.7569	0.7704	0.7841
						Tiro Extremo Ini (kg)	462.3849	454.6222	446.9377	439.3343	431.8150	424.3827	417.0404	409.7910	402.6374	395.5825	388.6291	381.7798	375.0373	368.4039	361.8822	355.4741	349.1817	343.0069	336.9511	331.0158	325.2022
						Tiro H. (kg)	452.2113	444.6522	437.1691	429.7649	422.4426	415.2050	408.0549	400.9952	394.0288	387.1584	380.3868	373.7165	367.1501	360.6900	354.3384	348.0975	341.9692	335.9553	330.0573	324.2766	318.6142
						Tiro Extremo Fin (kg)	466.7872	459.0245	451.3400	443.7366	436.2173	428.7850	421.4427	414.1933	407.0397	399.9848	393.0314	386.1821	379.4395	372.8062	366.2844	359.8764	353.5840	347.4091	341.3534	335.4181	329.6045
206	AT1>AT1	140.096385	93.4153423	-57.46901309	2981.325341	Flecha (m)	0.5126	0.5213	0.5302	0.5394	0.5487	0.5583	0.5681	0.5781	0.5883	0.5987	0.6094	0.6203	0.6314	0.6427	0.6542	0.6659	0.6779	0.6900	0.7023	0.7149	0.7276
						Tiro Extremo Ini (kg)	536.2186	527.3450	518.5607	509.8691	501.2737	492.7776	484.3845	476.0975	467.9200	459.8553	451.9066	444.0769	436.3693	428.7864	421.3311	414.0057	406.8125	399.7537	392.8310	386.0460	379.4000
						Tiro H. (kg)	452.2113	444.6522	437.1691	429.7649	422.4426	415.2050	408.0549	400.9952	394.0288	387.1584	380.3868	373.7165	367.1501	360.6900	354.3384	348.0975	341.9692	335.9553	330.0573	324.2766	318.6142
						Tiro Extremo Fin (kg)	525.8167	516.9431	508.1588	499.4672	490.8718	482.3757	473.9826	465.6956	457.5181	449.4535	441.5047	433.6751	425.9674	418.3845	410.9292	403.6038	396.4106	389.3518	382.4291	375.6441	368.9981
207	AT1>AT1	140.096385	86.8360969	-14.36539699	2945.408136	Flecha (m)	0.3824	0.3889	0.3956	0.4024	0.4094	0.4165	0.4238	0.4312	0.4389	0.4467	0.4546	0.4627	0.4710	0.4794	0.4880	0.4968	0.5057	0.5147	0.5239	0.5333	0.5428
						Tiro Extremo Ini (kg)	459.7261	452.0654	444.4818	436.9783	429.5577	422.2230	414.9770	407.8227	400.7630	393.8007	386.9384	380.1789	373.5247	366.9783	360.5420	354.2178	348.0079				

220	AT3>ATBV6	52.37441068	21.3264165	-6.341988269	2809.399915	Flecha (m)	0.0229	0.0233	0.0238	0.0243	0.0248	0.0253	0.0258	0.0264	0.0270	0.0276	0.0283	0.0290	0.0297	0.0304	0.0312	0.0320	0.0328	0.0337	0.0346	0.0356	0.0366
						Tiro Extremo Ini (kg)	492.5156	482.9854	473.4723	463.9774	454.5024	445.0486	435.6179	426.2121	416.8333	407.4837	398.1658	388.8823	379.6361	370.4306	361.2693	352.1561	343.0955	334.0920	325.1509	316.2778	307.4789
						Tiro H. (kg)	470.6588	461.5405	452.4385	443.3541	434.2885	425.2434	416.2203	407.2210	398.2475	389.3020	380.3868	371.5045	362.6579	353.8502	345.0849	336.3655	327.6964	319.0820	310.5273	302.0376	293.6190
						Tiro Extremo Fin (kg)	491.3422	481.8120	472.2988	462.8040	453.3289	443.8752	434.4445	425.0387	415.6599	406.3103	396.9924	387.7088	378.4627	369.2572	360.0959	350.9827	341.9220	332.9186	323.9775	315.1044	306.3055
221	ATBV6>ATBV1	61.37526769	41.1566531	-7.613541603	2802.42215	Flecha (m)	0.0831	0.0848	0.0864	0.0882	0.0900	0.0919	0.0939	0.0959	0.0980	0.1003	0.1026	0.1050	0.1075	0.1101	0.1128	0.1157	0.1186	0.1217	0.1249	0.1283	0.1318
						Tiro Extremo Ini (kg)	478.5447	469.3656	460.2087	451.0757	441.9683	432.8886	423.8386	414.8206	405.8371	396.8909	387.9849	379.1222	370.3065	361.5414	352.8312	344.1802	335.5932	327.0755	318.6327	310.2707	301.9960
						Tiro H. (kg)	469.3438	460.3272	451.3324	442.3611	433.4150	424.4960	415.6061	406.7477	397.9232	389.1353	380.3868	371.6809	363.0211	354.4111	345.8548	337.3568	328.9216	320.5544	312.2608	304.0465	295.9180
						Tiro Extremo Fin (kg)	477.1227	467.9436	458.7867	449.6537	440.5463	431.4666	422.4166	413.3986	404.4151	395.4689	386.5628	377.7002	368.8845	360.1194	351.4091	342.7581	334.1712	325.6535	317.2106	308.8487	300.5740
222	ATBV1>ATBV1	61.37526769	71.1508192	-0.422861094	2798.403948	Flecha (m)	0.2440	0.2488	0.2538	0.2589	0.2643	0.2698	0.2756	0.2816	0.2879	0.2944	0.3011	0.3082	0.3155	0.3232	0.3312	0.3395	0.3482	0.3573	0.3668	0.3767	0.3871
						Tiro Extremo Ini (kg)	469.4346	460.4187	451.4246	442.4541	433.5087	424.5906	415.7016	406.8441	398.0206	389.2337	380.4863	371.7816	363.1229	354.5141	345.9591	337.4624	329.0287	320.6630	312.3709	304.1583	296.0315
						Tiro H. (kg)	469.3438	460.3272	451.3324	442.3611	433.4150	424.4960	415.6061	406.7477	397.9232	389.1353	380.3868	371.6809	363.0211	354.4111	345.8548	337.3568	328.9216	320.5544	312.2608	304.0465	295.9180
						Tiro Extremo Fin (kg)	469.3580	460.3421	451.3481	442.3775	433.4322	424.5140	415.6251	406.7676	397.9441	389.1572	380.4098	371.7050	363.0464	354.4376	345.8826	337.3859	328.9522	320.5865	312.2944	304.0818	295.9550
223	ATBV1>ATBV1	61.37526769	61.8139902	-7.040878533	2794.672078	Flecha (m)	0.1854	0.1890	0.1928	0.1967	0.2008	0.2050	0.2094	0.2139	0.2187	0.2236	0.2287	0.2341	0.2397	0.2455	0.2516	0.2579	0.2645	0.2714	0.2786	0.2862	0.2940
						Tiro Extremo Ini (kg)	473.0493	463.9751	454.9228	445.8942	436.8909	427.9150	418.9684	410.0536	401.1729	392.3290	383.5249	374.7637	366.0489	357.3842	348.7737	340.2219	331.7333	323.3133	314.9673	306.7013	298.5216
						Tiro H. (kg)	469.3438	460.3272	451.3324	442.3611	433.4150	424.4960	415.6061	406.7477	397.9232	389.1353	380.3868	371.6809	363.0211	354.4111	345.8548	337.3568	328.9216	320.5544	312.2608	304.0465	295.9180
						Tiro Extremo Fin (kg)	471.7749	462.7007	453.6484	444.6198	435.6165	426.6406	417.6940	408.7792	399.8985	391.0546	382.2505	373.4893	364.7745	356.1098	347.4993	338.9475	330.4589	322.0389	313.6929	305.4269	297.2472
224	ATBV1>ATBV1	61.37526769	63.9811941	-4.764519623	2788.769379	Flecha (m)	0.1979	0.2018	0.2058	0.2100	0.2143	0.2188	0.2235	0.2283	0.2334	0.2387	0.2442	0.2499	0.2558	0.2621	0.2685	0.2753	0.2824	0.2897	0.2974	0.3055	0.3139
						Tiro Extremo Ini (kg)	471.1103	462.0695	453.0505	444.0551	435.0850	426.1420	417.2284	408.3464	399.4984	390.6871	381.9153	373.1864	364.5037	355.8709	347.2922	338.7718	330.3145	321.9255	313.6103	305.3748	297.2252
						Tiro H. (kg)	469.3438	460.3272	451.3324	442.3611	433.4150	424.4960	415.6061	406.7477	397.9232	389.1353	380.3868	371.6809	363.0211	354.4111	345.8548	337.3568	328.9216	320.5544	312.2608	304.0465	295.9180
						Tiro Extremo Fin (kg)	470.2480	461.2071	452.1881	443.1927	434.2226	425.2797	416.3661	407.4840	398.6360	389.8247	381.0530	372.3240	363.6413	355.0085	346.4298	337.9094	329.4522	321.0632	312.7479	304.5124	296.3628
225	ATBV1>ATBV1	61.37526769	59.4351943	-1.400750578	2785.686744	Flecha (m)	0.1703	0.1737	0.1771	0.1807	0.1845	0.1883	0.1924	0.1966	0.2009	0.2054	0.2102	0.2151	0.2202	0.2256	0.2312	0.2370	0.2431	0.2494	0.2560	0.2629	0.2702
						Tiro Extremo Ini (kg)	469.6318	460.6133	451.6166	442.6434	433.6955	424.7747	415.8831	407.0230	398.1968	389.4073	380.6572	371.9498	363.2885	354.6771	346.1195	337.6201	329.1837	320.8153	312.5206	304.3053	296.1758
						Tiro H. (kg)	469.3438	460.3272	451.3324	442.3611	433.4150	424.4960	415.6061	406.7477	397.9232	389.1353	380.3868	371.6809	363.0211	354.4111	345.8548	337.3568	328.9216	320.5544	312.2608	304.0465	295.9180
						Tiro Extremo Fin (kg)	469.3782	460.3597	451.3631	442.3899	433.4419	424.5211	415.6296	406.7695	397.9433	389.1537	380.4037	371.6963	363.0350	354.4235	345.8659	337.3666	328.9301	320.5618	312.2670	304.0518	295.9223
226	ATBV1>ATBV1	61.37526769	58.9080241	-3.194476105	2783.389131	Flecha (m)	0.1675	0.1708	0.1742	0.1777	0.1814	0.1852	0.1892	0.1933	0.1976	0.2021	0.2067	0.2115	0.2166	0.2219	0.2273	0.2331	0.2391	0.2453	0.2518	0.2586	0.2657
						Tiro Extremo Ini (kg)	470.3528	461.3236	452.3162	443.3323	434.3737	425.4422	416.5401	407.6694	398.8327	390.0327	381.2722	372.5544	363.8828	355.2610	346.6932	338.1837	329.7372	321.3589	313.0542	304.8291	296.6899
						Tiro H. (kg)	469.3438	460.3272	451.3324	442.3611	433.4150	424.4960	415.6061	406.7477	397.9232	389.1353	380.3868	371.6809	363.0211	354.4111	345.8548	337.3568	328.9216	320.5544	312.2608	304.0465	295.9180
						Tiro Extremo Fin (kg)	469.7746	460.7454	451.7380	442.7541	433.7955	424.8640	415.9619	407.0912	398.2545	389.4545	380.6940	371.9762	363.3046	354.6828	346.1150	337.6055	329.1590	320.7807	312.4760	304.2509	296.1117
227	ATBV1>ATBV1	61.37526769	69.6447365	-1.926635336	2780.828575	Flecha (m)	0.2339	0.2385	0.2432	0.2482	0.2533	0.2586	0.2642	0.2699	0.2759	0.2821	0.2886	0.2954	0.3024	0.3098	0.3174	0.3254	0.3338	0.3425	0.3516	0.3611	0.3710
						Tiro Extremo Ini (kg)	469.7401	460.7209	451.7235	442.7496	433.8010	424.8795	415.9873	407.1265	398.2997	389.5096	380.7589	372.0509	363.3891	354.7771	346.2189	337.7191	329.2822	320.9134	312.6182	304.4025	296.2727
						Tiro H. (kg)	469.3438	460.3272	451.3324	442.3611	433.4150	424.4960	415.6061	406.7477	397.9232	389.1353	380.3868	371.6809	363.0211	354.4111	345.8548	337.3568	328.9216	320.5544	312.2608	304.0465	295.9180
						Tiro Extremo Fin (kg)	469.3914	460.3721	451.3748	442.4009	433.4523	424.5308	415.6386	406.7778	397.9510	389.1608	380.4102	371.7022	363.0404	354.4284	345.8702	337.3703	328.9335	320.5647	312.2695	304.0538	295.9240
228	ATBV1>ATBV1	61.37526769	68.3184522	-2.747112086	2778.491701	Flecha (m)	0.2252	0.2296	0.2342	0.2389	0.2438	0.2490	0.2543	0.2598	0.2656	0.2716	0.2778	0.2844	0.2911	0.2982	0.3056	0.3133	0.3213	0.3297	0.3385	0.3476	0.3572
						Tiro Extremo Ini (kg)	470.0125	460.9894	451.9881	443.0104	434.0580	425.1327	416.2366	407.3720	398.5414	389.7475	380.9931	372.2814	363.6158	355.0000	346.4382	337.9347	329.4941	321.1217	312.8230	304.6037	296.4703
						Tiro H. (kg)	469.3438	460.3272	451.3324	442.3611	433.4150	424.4960	415.6061	406.7477	397.9232	389.1353	380.3868	371.6809	363.0211	354.4111	345.8548	337.3568	328.9216	320.5544	312.2608	304.0465	295.9180
						Tiro Extremo Fin (kg)	469.5152	460.4921	451.4909	442.5132	433.5607	424.6354	415.7394	406.8748	398.0442	389.2503	380.4958	371.784									

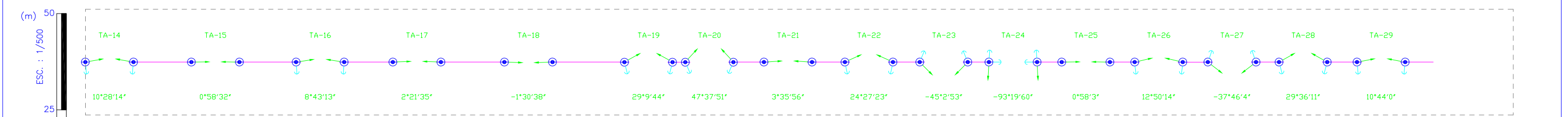
						Tiro Extremo Ini (kg)	475.0000	465.6344	456.2720	446.9132	437.5581	428.2072	418.8608	409.5193	400.1831	390.8528	381.5289	372.2121	362.9030	353.6026	344.3116	335.0312	325.7625	316.5069	307.2658	298.0411	288.8347
						Tiro H. (kg)	473.6204	464.2787	454.9401	445.6051	436.2738	426.9466	417.6240	408.3061	398.9937	389.6870	380.3868	371.0936	361.8082	352.5313	343.2639	334.0070	324.7617	315.5295	306.3118	297.1104	287.9273
						Tiro Extremo Fin (kg)	474.6774	465.3118	455.9495	446.5906	437.2356	427.8847	418.5382	409.1967	399.8605	390.5302	381.2063	371.8895	362.5805	353.2800	343.9891	334.7087	325.4400	316.1843	306.9432	297.7185	288.5122
243	ATBV1>ATBV3	22.68511006	19.3361418	-1.056038966	2764.701752	Flecha (m)	0.0179	0.0182	0.0186	0.0190	0.0194	0.0198	0.0203	0.0207	0.0212	0.0217	0.0223	0.0228	0.0234	0.0240	0.0247	0.0253	0.0261	0.0268	0.0276	0.0285	0.0294
						Tiro Extremo Ini (kg)	474.1157	464.7658	455.4191	446.0758	436.7364	427.4011	418.0702	408.7443	399.4236	390.1089	380.8005	371.4992	362.2057	352.9207	343.6452	334.3803	325.1270	315.8867	306.6610	297.4517	288.2606
						Tiro H. (kg)	473.6204	464.2787	454.9401	445.6051	436.2738	426.9466	417.6240	408.3061	398.9937	389.6870	380.3868	371.0936	361.8082	352.5313	343.2639	334.0070	324.7617	315.5295	306.3118	297.1104	287.9273
						Tiro Extremo Fin (kg)	473.9686	464.6186	455.2719	445.9287	436.5892	427.2539	417.9231	408.5971	399.2765	389.9617	380.6534	371.3521	362.0585	352.7736	343.4981	334.2331	324.9798	315.7396	306.5139	297.3045	288.1134
244	ATBV3>ATBV1	56.17807724	53.5663511	-2.357107187	2762.995179	Flecha (m)	0.1383	0.1410	0.1438	0.1467	0.1498	0.1530	0.1563	0.1597	0.1633	0.1670	0.1709	0.1749	0.1791	0.1836	0.1882	0.1930	0.1980	0.2033	0.2088	0.2146	0.2207
						Tiro Extremo Ini (kg)	470.9389	461.8515	452.7827	443.7339	434.7067	425.7027	416.7237	407.7717	398.8490	389.9578	381.1009	372.2810	363.5012	354.7650	346.0761	337.4384	328.8565	320.3352	311.8797	303.4955	295.1890
						Tiro H. (kg)	470.1251	461.0479	451.9892	442.9506	433.9334	424.9394	415.9703	407.0283	398.1154	389.2340	380.3868	371.5765	362.8063	354.0796	345.4001	336.7717	328.1990	319.6867	311.2401	302.8648	294.5670
						Tiro Extremo Fin (kg)	470.4683	461.3809	452.3121	443.2633	434.2361	425.2320	416.2530	407.3011	398.3783	389.4872	380.6302	371.8103	363.0306	354.2944	345.6054	336.9678	328.3859	319.8646	311.4090	303.0249	294.7184
245	ATBV1>ATBV1	56.17807724	53.7641027	-2.450292555	2760.591479	Flecha (m)	0.1393	0.1420	0.1448	0.1478	0.1509	0.1541	0.1574	0.1608	0.1644	0.1682	0.1721	0.1762	0.1804	0.1849	0.1895	0.1944	0.1995	0.2048	0.2103	0.2162	0.2223
						Tiro Extremo Ini (kg)	470.8600	461.7739	452.7064	443.6588	434.6328	425.6301	416.6523	407.7016	398.7801	389.8902	381.0345	372.2158	363.4373	354.7023	346.0146	337.3782	328.7975	320.2774	311.8230	303.4401	295.1347
						Tiro H. (kg)	470.1251	461.0479	451.9892	442.9506	433.9334	424.9394	415.9703	407.0283	398.1154	389.2340	380.3868	371.5765	362.8063	354.0796	345.4001	336.7717	328.1990	319.6867	311.2401	302.8648	294.5670
						Tiro Extremo Fin (kg)	470.4165	461.3304	452.2628	443.2153	434.1893	425.1866	416.2088	407.2581	398.3366	389.4467	380.5910	371.7723	362.9938	354.2588	345.5711	336.9347	328.3540	319.8339	311.3795	302.9966	294.6912
246	ATBV1>ATBV1	56.17807724	54.2190279	-2.477951161	2758.127357	Flecha (m)	0.1416	0.1444	0.1473	0.1503	0.1534	0.1567	0.1601	0.1636	0.1672	0.1711	0.1750	0.1792	0.1835	0.1880	0.1928	0.1977	0.2029	0.2083	0.2139	0.2198	0.2260
						Tiro Extremo Ini (kg)	470.8657	461.7795	452.7119	443.6644	434.6383	425.6355	416.6577	407.7070	398.7855	389.8955	381.0398	372.2211	363.4425	354.7075	346.0197	337.3833	328.8025	320.2824	311.8280	303.4450	295.1396
						Tiro H. (kg)	470.1251	461.0479	451.9892	442.9506	433.9334	424.9394	415.9703	407.0283	398.1154	389.2340	380.3868	371.5765	362.8063	354.0796	345.4001	336.7717	328.1990	319.6867	311.2401	302.8648	294.5670
						Tiro Extremo Fin (kg)	470.4172	461.3310	452.2634	443.2159	434.1898	425.1870	416.2092	407.2585	398.3370	389.4470	380.5913	371.7725	362.9940	354.2590	345.5712	336.9348	328.3540	319.8339	311.3794	302.9965	294.6911
247	ATBV1>ATBV3	56.17807724	61.6148616	-2.096113904	2755.840325	Flecha (m)	0.1828	0.1864	0.1901	0.1940	0.1980	0.2022	0.2066	0.2111	0.2159	0.2208	0.2259	0.2313	0.2369	0.2427	0.2488	0.2552	0.2618	0.2688	0.2761	0.2837	0.2917
						Tiro Extremo Ini (kg)	470.5384	461.4578	452.3957	443.3537	434.3331	425.3358	416.3635	407.4183	398.5022	389.6177	380.7674	371.9541	363.1810	354.4513	345.7690	337.1379	328.5625	320.0476	311.5985	303.2208	294.9207
						Tiro H. (kg)	470.1251	461.0479	451.9892	442.9506	433.9334	424.9394	415.9703	407.0283	398.1154	389.2340	380.3868	371.5765	362.8063	354.0796	345.4001	336.7717	328.1990	319.6867	311.2401	302.8648	294.5670
						Tiro Extremo Fin (kg)	470.2030	461.1224	452.0603	443.0183	433.9977	425.0004	416.0281	407.0828	398.1668	389.2823	380.4320	371.6187	362.8455	354.1159	345.4335	336.8025	328.2271	319.7122	311.2631	302.8854	294.5853
248	ATBV3>ATBV1	27.79890041	24.6177103	-0.276214797	2754.65416	Flecha (m)	0.0290	0.0296	0.0302	0.0308	0.0315	0.0321	0.0329	0.0336	0.0344	0.0352	0.0361	0.0370	0.0379	0.0389	0.0399	0.0410	0.0422	0.0434	0.0447	0.0461	0.0475
						Tiro Extremo Ini (kg)	473.4277	464.1100	454.7971	445.4894	436.1874	426.8915	417.6022	408.3202	399.0462	389.7808	380.5249	371.2794	362.0454	352.8240	343.6165	334.4245	325.2495	316.0936	306.9587	297.8475	288.7627
						Tiro H. (kg)	473.2702	463.9545	454.6435	445.3378	436.0377	426.7438	417.4565	408.1764	398.9043	389.6408	380.3868	371.1432	361.9111	352.6916	343.4859	334.2957	325.1226	315.9685	306.8354	297.7260	288.6430
						Tiro Extremo Fin (kg)	473.3337	464.0160	454.7031	445.3954	436.0934	426.7975	417.5082	408.2263	398.9522	389.6868	380.4309	371.1855	361.9514	352.7300	343.5226	334.3305	325.1556	315.9996	306.8648	297.7536	288.6688
249	ATBV1>ATBV3	27.79890041	30.1420031	-0.489687255	2754.271209	Flecha (m)	0.0434	0.0443	0.0452	0.0462	0.0471	0.0482	0.0492	0.0504	0.0515	0.0528	0.0540	0.0554	0.0568	0.0583	0.0598	0.0615	0.0632	0.0651	0.0670	0.0690	0.0712
						Tiro Extremo Ini (kg)	473.3162	464.0004	454.6893	445.3834	436.0832	426.7891	417.5017	408.2215	398.9493	389.6857	380.4316	371.1880	361.9558	352.7362	343.5306	334.3404	325.1673	316.0131	306.8802	297.7708	288.6878
						Tiro H. (kg)	473.2702	463.9545	454.6435	445.3378	436.0377	426.7438	417.4565	408.1764	398.9043	389.6408	380.3868	371.1432	361.9111	352.6916	343.4859	334.2957	325.1226	315.9685	306.8354	297.7260	288.6430
						Tiro Extremo Fin (kg)	473.2716	463.9557	454.6446	445.3388	436.0385	426.7444	417.4570	408.1769	398.9046	389.6411	380.3870	371.1433	361.9112	352.6916	343.4860	334.2957	325.1226	315.9685	306.8355	297.7261	288.6432
250	ATBV3>ATBV1	35.24294787	30.8461425	-0.100981754	2753.975875	Flecha (m)	0.0456	0.0465	0.0474	0.0484	0.0494	0.0505	0.0516	0.0528	0.0540	0.0553	0.0566	0.0580	0.0595	0.0610	0.0626	0.0643	0.0661	0.0680	0.0700	0.0720	0.0743
						Tiro Extremo Ini (kg)	472.7071	463.4382	454.1770	444.9240	435.6799	426.4455	417.2217	408.0094	398.8095	389.6232	380.4518	371.2967	362.1594	353.0418	343.9457	334.8733	325.8271	316.8100	307.8249	298.8755	289.9656
						Tiro H. (kg)	472.6384	463.3699	454.1090	444.8564	435.6127	426.3788	417.1553	407.9433	398.7438	389.5579	380.3868	371.2320	362.0950	352.9777	343.8818	334.8097	325.7638	316.7469	307.7620	298.8127	289.9030
						Tiro Extremo Fin (kg)	472.6449	463.3760	454.1147	444.8617	435.6176	426.3833	417.1595	407.9471	398.7472	389.5610	380.3896	371.2345	362.0972	352.9795	343.8834	334.8110	325.7649	316.7477	307.7627	298.8132	289.9033
251	ATBV1>ATBV1	35.24294787	30.7442189	0.067383045	2753.959075	Flecha (m)	0.0452	0.0462	0.0471	0.0481	0.0491	0.0502	0.0513	0.0524	0.0536	0.0549											

309	ATBV3>ATBV3	37.74920792	37.7492079	-0.136993629	2643.197406	Flecha (m)	0.0683	0.0696	0.0710	0.0725	0.0740	0.0756	0.0773	0.0791	0.0809	0.0828	0.0848	0.0868	0.0890	0.0913	0.0937	0.0962	0.0989	0.1017	0.1046	0.1077	0.1110
						Tiro Extremo Ini (kg)	472.4216	463.1717	453.9305	444.6987	435.4772	426.2667	417.0682	407.8828	398.7116	389.5559	380.4170	371.2967	362.1966	353.1187	344.0651	335.0384	326.0412	317.0766	308.1480	299.2594	290.4150
						Tiro H. (kg)	472.3938	463.1437	453.9023	444.6703	435.4485	426.2378	417.0391	407.8534	398.6819	389.5259	380.3868	371.2661	362.1657	353.0874	344.0335	335.0063	326.0087	317.0437	308.1147	299.2255	290.3805
						Tiro Extremo Fin (kg)	472.3969	463.1469	453.9057	444.6740	435.4524	426.2419	417.0434	407.8580	398.6868	389.5311	380.3922	371.2719	362.1718	353.0939	344.0403	335.0136	326.0164	317.0518	308.1232	299.2346	290.3902
310	ATBV3>ATBV1	55.32914579	59.6393073	2.850507006	2644.554162	Flecha (m)	0.1713	0.1747	0.1782	0.1818	0.1856	0.1895	0.1936	0.1979	0.2023	0.2069	0.2118	0.2168	0.2220	0.2275	0.2333	0.2393	0.2455	0.2521	0.2589	0.2661	0.2737
						Tiro Extremo Ini (kg)	470.4913	461.3966	452.3200	443.2629	434.2267	425.2131	416.2239	407.2610	398.3265	389.4228	380.5525	371.7183	362.9233	354.1708	345.4645	336.8083	328.2067	319.6643	311.1864	302.7786	294.4470
						Tiro H. (kg)	470.2470	461.1604	452.0919	443.0427	434.0145	425.0088	416.0274	407.0723	398.1455	389.2495	380.3868	371.5601	362.7726	354.0274	345.3284	336.6794	328.0848	319.5494	311.0784	302.6773	294.3522
						Tiro Extremo Fin (kg)	470.9632	461.8685	452.7920	443.7348	434.6986	425.6850	416.6958	407.7329	398.7985	389.8948	381.0245	372.1903	363.3953	354.6428	345.9364	337.2803	328.6786	320.1363	311.6584	303.2506	294.9189
311	ATBV1>ATBV1	55.32914579	59.9646251	1.719659866	2646.839246	Flecha (m)	0.1731	0.1765	0.1800	0.1837	0.1875	0.1915	0.1956	0.1999	0.2044	0.2091	0.2140	0.2190	0.2244	0.2299	0.2357	0.2417	0.2481	0.2547	0.2616	0.2689	0.2765
						Tiro Extremo Ini (kg)	470.3160	461.2263	452.1547	443.1025	434.0712	425.0625	416.0782	407.1202	398.1906	389.2918	380.4263	371.5969	362.8067	354.0589	345.3574	336.7059	328.1090	319.5713	311.0980	302.6948	294.3677
						Tiro H. (kg)	470.2470	461.1604	452.0919	443.0427	434.0145	425.0088	416.0274	407.0723	398.1455	389.2495	380.3868	371.5601	362.7726	354.0274	345.3284	336.6794	328.0848	319.5494	311.0784	302.6773	294.3522
						Tiro Extremo Fin (kg)	470.6273	461.5376	452.4659	443.4137	434.3825	425.3738	416.3894	407.4314	398.5018	389.6030	380.7375	371.9081	363.1179	354.3702	345.6686	337.0172	328.4202	319.8825	311.4093	303.0060	294.6789
312	ATBV1>ATBV1	55.32914579	60.8015983	1.149224334	2648.273688	Flecha (m)	0.1779	0.1814	0.1850	0.1888	0.1928	0.1968	0.2011	0.2055	0.2101	0.2149	0.2199	0.2252	0.2306	0.2363	0.2423	0.2485	0.2550	0.2618	0.2689	0.2764	0.2842
						Tiro Extremo Ini (kg)	470.2592	461.1716	452.1021	443.0520	434.0229	425.0163	416.0341	407.0781	398.1507	389.2539	380.3905	371.5632	362.7751	354.0294	345.3299	336.6805	328.0856	319.5499	311.0786	302.6774	294.3522
						Tiro H. (kg)	470.2470	461.1604	452.0919	443.0427	434.0145	425.0088	416.0274	407.0723	398.1455	389.2495	380.3868	371.5601	362.7726	354.0274	345.3284	336.6794	328.0848	319.5494	311.0784	302.6773	294.3522
						Tiro Extremo Fin (kg)	470.4672	461.3796	452.3101	443.2600	434.2309	425.2243	416.2421	407.2862	398.3587	389.4620	380.5985	371.7712	362.9831	354.2374	345.5379	336.8885	328.2936	319.7579	311.2866	302.8854	294.5603
313	ATBV1>ATBV1	55.32914579	48.7615317	0.560040352	2649.12832	Flecha (m)	0.1144	0.1167	0.1190	0.1214	0.1240	0.1266	0.1293	0.1322	0.1351	0.1382	0.1414	0.1448	0.1483	0.1520	0.1558	0.1598	0.1640	0.1684	0.1729	0.1777	0.1828
						Tiro Extremo Ini (kg)	470.2481	461.1613	452.0925	443.0432	434.0148	425.0090	416.0275	407.0723	398.1456	389.2495	380.3868	371.5602	362.7726	354.0276	345.3287	336.6798	328.0855	319.5503	311.0795	302.6787	294.3541
						Tiro H. (kg)	470.2470	461.1604	452.0919	443.0427	434.0145	425.0088	416.0274	407.0723	398.1455	389.2495	380.3868	371.5601	362.7726	354.0274	345.3284	336.6794	328.0848	319.5494	311.0784	302.6773	294.3522
						Tiro Extremo Fin (kg)	470.3494	461.2626	452.1939	443.1446	434.1162	425.1104	416.1289	407.1737	398.2469	389.3509	380.4882	371.6615	362.8740	354.1290	345.4300	336.7812	328.1868	319.6517	311.1809	302.7801	294.4554
314	ATBV1>ATBV1	55.32914579	49.9398895	1.145697398	2649.981189	Flecha (m)	0.1200	0.1224	0.1248	0.1274	0.1300	0.1328	0.1357	0.1387	0.1418	0.1450	0.1484	0.1519	0.1556	0.1594	0.1634	0.1676	0.1720	0.1766	0.1814	0.1865	0.1918
						Tiro Extremo Ini (kg)	470.2888	461.2002	452.1297	443.0786	434.0485	425.0409	416.0577	407.1008	398.1723	389.2745	380.4101	371.5817	362.7925	354.0457	345.3451	336.6946	328.0986	319.5618	311.0894	302.6870	294.3607
						Tiro H. (kg)	470.2470	461.1604	452.0919	443.0427	434.0145	425.0088	416.0274	407.0723	398.1455	389.2495	380.3868	371.5601	362.7726	354.0274	345.3284	336.6794	328.0848	319.5494	311.0784	302.6773	294.3522
						Tiro Extremo Fin (kg)	470.4962	461.4076	452.3371	443.2860	434.2559	425.2483	416.2651	407.3081	398.3796	389.4819	380.6174	371.7891	362.9998	354.2531	345.5525	336.9020	328.3060	319.7692	311.2968	302.8944	294.5681
315	ATBV1>ATBV3	55.32914579	47.0606434	1.304223901	2651.20615	Flecha (m)	0.1066	0.1087	0.1109	0.1132	0.1155	0.1180	0.1205	0.1232	0.1259	0.1288	0.1318	0.1349	0.1382	0.1416	0.1452	0.1489	0.1528	0.1569	0.1612	0.1656	0.1703
						Tiro Extremo Ini (kg)	470.3804	461.2892	452.2162	443.1625	434.1298	425.1197	416.1339	407.1745	398.2434	389.3431	380.4762	371.6453	362.8535	354.1043	345.4012	336.7482	328.1497	319.6105	311.1356	302.7308	294.4021
						Tiro H. (kg)	470.2470	461.1604	452.0919	443.0427	434.0145	425.0088	416.0274	407.0723	398.1455	389.2495	380.3868	371.5601	362.7726	354.0274	345.3284	336.6794	328.0848	319.5494	311.0784	302.6773	294.3522
						Tiro Extremo Fin (kg)	470.6604	461.5693	452.4962	443.4426	434.4099	425.3998	416.4140	407.4545	398.5235	389.6232	380.7562	371.9253	363.1336	354.3843	345.6812	337.0283	328.4298	319.8905	311.4157	303.0108	294.6821

NÚMERO DE ESTRUCTURA	14	15	15	16	16	17	17	18	18	19	20	20	21	21	22	22	23	23	24	24	25	25	26	26	27	27	28	28	29	29	30
ACUMULADA (m)	ATBV1-A	ATBV1-A	ATBV1-A	ATBV2-A	ATBV2-A	ATBV1-A	ATBV1-A	ATBV1-A	ATBV1-A	ATBV1-A	ATBV1-A	ATBV1-A	ATBV1-A	ATBV1-A	ATBV1-A	ATBV1-A	ATBV1-A	ATBV1-A	ATBV1-A	ATBV1-A	ATBV1-A	ATBV1-A	ATBV1-A	ATBV1-A	ATBV1-A	ATBV1-A	ATBV1-A	ATBV1-A	ATBV1-A	ATBV1-A	ATBV1-A
ARMADO PRINCIPAL	691.13	751.37	751.37	810.37	810.37	861.05	861.05	927.19	927.19	1000.54	1000.54	1000.54	1047.26	1047.26	1081.59	1081.59	1109.38	1109.38	1147.11	1147.11	1184.84	1184.84	1222.57	1222.57	1260.30	1260.30	1298.03	1298.03	1335.76	1335.76	1373.49
ARMADO SECUNDARIO	62.44	59.62	59.62	54.84	54.84	58.41	58.41	70.53	70.53	44.88	44.88	44.88	33.08	33.08	33.08	31.06	31.06	24.94	24.94	24.94	25.82	25.82	26.05	26.05	25.13	25.13	27.59	27.59	27.78	27.78	23.80
VANO VIENTO (m)	74.21	57.20	57.20	80.26	80.26	9.07	9.07	20.37	20.37	109.96	109.96	109.96	48.18	48.18	160.51	160.51	151.29	151.29	151.29	106.74	106.74	14.23	14.23	14.23	14.23	94.14	94.14	11.73	11.73	6.57	
VANO PESO (m)	15/500	15/500	15/500	15/500	15/500	15/500	15/500	15/500	15/500	15/500	15/500	15/500	15/500	15/500	15/500	15/500	15/500	15/500	15/500	15/500	15/500	15/500	15/500	15/500	15/500	15/500	15/500	15/500	15/500	15/500	
SOPORTE	IRI	IRI	IRI	IRI	IRI	IRI	IRI	IRI	IRI	IRI	IRI	IRI	IRI	IRI	IRI	IRI	IRI	IRI	IRI	IRI	IRI	IRI	IRI	IRI	IRI	IRI	IRI	IRI	IRI	IRI	IRI
RETENIDAS	PAT-1	PAT-1	PAT-1	PAT-1	PAT-1	PAT-1	PAT-1	PAT-1	PAT-1	PAT-1	PAT-1	PAT-1	PAT-1	PAT-1	PAT-1	PAT-1	PAT-1	PAT-1	PAT-1	PAT-1	PAT-1	PAT-1	PAT-1	PAT-1	PAT-1	PAT-1	PAT-1	PAT-1	PAT-1	PAT-1	
PUESTA A TIERRA	CM12-I	CM12-I	CM12-I	CM12-I	CM12-I	CM12-I	CM12-I	CM12-I	CM12-I	CM12-I	CM12-I	CM12-I	CM12-I	CM12-I	CM12-I	CM12-I	CM12-I	CM12-I	CM12-I	CM12-I	CM12-I	CM12-I	CM12-I	CM12-I	CM12-I	CM12-I	CM12-I	CM12-I	CM12-I	CM12-I	
CIMENTACIÓN	-/-	-/-	-/-	-/-	-/-	-/-	-/-	-/-	-/-	-/-	-/-	-/-	-/-	-/-	-/-	-/-	-/-	-/-	-/-	-/-	-/-	-/-	-/-	-/-	-/-	-/-	-/-	-/-	-/-	-/-	-/-
AMORTIGUADORES	60.25	59.00	59.00	50.68	50.68	66.14	66.14	74.91	74.91	3.31	3.31	3.31	31.83	31.83	34.33	34.33	27.79	27.79	22.10	22.10	25.77	25.77	25.87	25.87	26.24	26.24	24.03	24.03	24.41		
VANO HORIZONTAL (m)	1004.35	1004.35	1004.35	1004.35	1004.35	1004.35	1004.35	1004.35	1004.35	8	8	8	51.4	51.4	889.24	889.24	889.24	889.24	889.24	389.24	389.24	879.12	879.12	879.12	879.12	379.64	379.64	879.64	879.64	379.64	
PARÁMETRO CATENARIA (m)	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0	
EDS INICIAL (%)	16.0	16.0	16.0	16.0	16.0	16.0	16.0	16.0	16.0	13.6	13.6	13.6	14.2	14.2	14.2	14.2	14.2	14.2	14.2	14.2	14.0	14.0	14.0	14.0	14.0	14.0	14.1	14.1	14.1		
EDS FINAL (%)	1x70 AAAC	1x70 AAAC	1x70 AAAC	1x70 AAAC	1x70 AAAC	1x70 AAAC	1x70 AAAC	1x70 AAAC	1x70 AAAC	1x70 AAAC	1x70 AAAC	1x70 AAAC	1x70 AAAC	1x70 AAAC	1x70 AAAC	1x70 AAAC	1x70 AAAC	1x70 AAAC	1x70 AAAC	1x70 AAAC	1x70 AAAC	1x70 AAAC	1x70 AAAC	1x70 AAAC	1x70 AAAC	1x70 AAAC	1x70 AAAC	1x70 AAAC	1x70 AAAC	1x70 AAAC	
CONDUCTOR																															

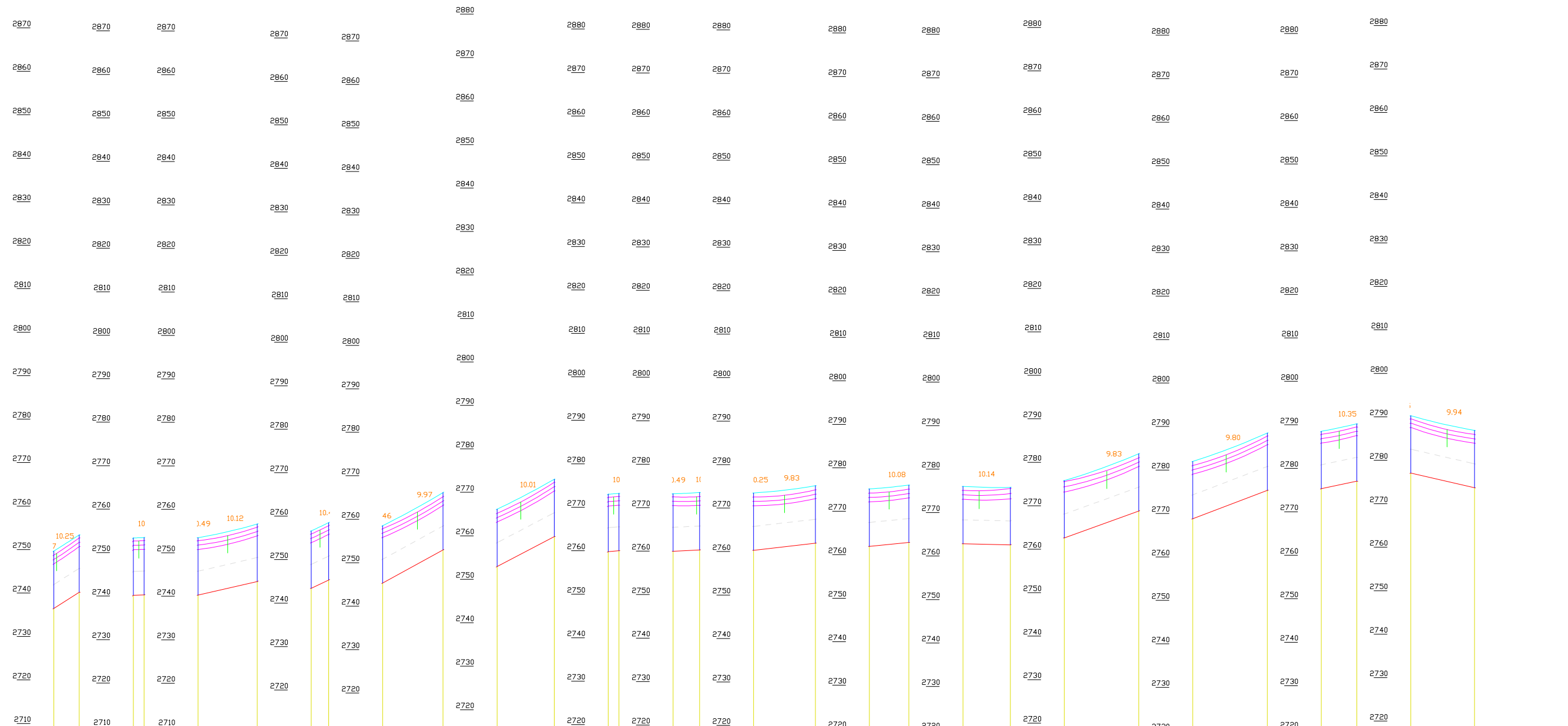


ESTACIÓN	TA-14	TA-15	TA-15	TA-16	TA-16	TA-17	TA-17	TA-18	TA-18	TA-19	TA-20	TA-20	TA-21	TA-21	TA-22	TA-23	TA-24	TA-25	TA-26	TA-27	TA-28	TA-28	TA-29								
DISTANCIA PARCIAL (m)	60.25	751.37	751.37	59.00	810.37	810.37	50.68	861.05	861.05	66.14	927.19	927.19	88.23	1015.43	1015.43	31.83	1047.26	1047.26	83	186.11	186.12	12	1233.38	1233.38	88.1	88.39					
DISTANCIA ACUMULADA (m)	691.13	751.37	751.37	59.00	810.37	810.37	50.68	861.05	861.05	66.14	927.19	927.19	88.23	1015.43	1015.43	31.83	1047.26	1047.26	83	186.11	186.12	12	1233.38	1233.38	88.1	88.39					
COTA DE TERRENO (m)	2661.68	2669.43	2669.43	2676.92	2676.92	2682.52	2682.52	2692.79	2692.79	2710	2710.18	2710.18	2710.18	2712.54	2712.54	2712.54	2712.54	2712.54	2712.54	2712.54	2712.54	2712.54	2712.54	2712.54	2712.54	2712.54	2712.54	2712.54	2712.54		
TIPO DE TERRENO																															
PROPIETARIO																															

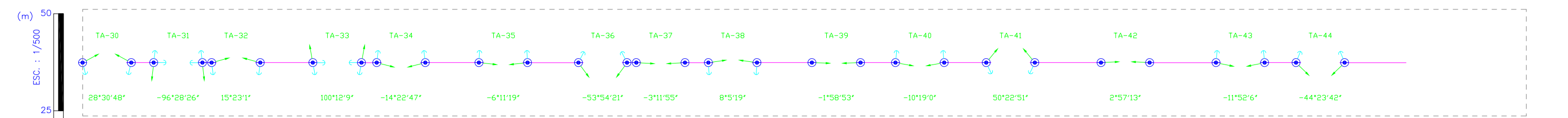


REV.	DESCRIPCIÓN	DISEÑO	DIBUJO	APROBADO	FECHA	RED PRIMARIA DE MEDIA TENSION TA-05 PERFIL RED PRIMARIA PERFIL Y PLANIMETRIA : 0.69 km A 1.29 km	DIS. : A.G.F. REV. : APR. : DIB. : A.G.F.	DEPARTAMENTO: APURIMAC PROVINCIA : ABANCAY DISTRITO : TAMBURCO FECHA : ESCALA : H : 1/2000 V : 1/500	PLANO : 2/30 01-RP
------	-------------	--------	--------	----------	-------	---	--	--	-----------------------

NÚMERO DE ESTRUCTURA	30	3132	3132	3132	33 34	33 34	33 34	35	35	3637	3637	3637	38	38	39	39	40	41	41	42	42	43	43	44	44	45	
ACUMULADA (m)	1AABV1-A	1AABV1-A	1AABV1-A	1AABV1-A	1AABV1-A	1AABV1-A	1AABV1-A	1AABV1-A	1AABV1-A	1AABV1-A	1AABV1-A	1AABV1-A	1AABV1-A	1AABV1-A	1AABV1-A	1AABV1-A	1AABV1-A	1AABV1-A	1AABV1-A	1AABV1-A	1AABV1-A	1AABV1-A	1AABV1-A	1AABV1-A	1AABV1-A	1AABV1-A	
ARMADO PRINCIPAL	ATB1-A	ATB1-A	ATB1-A	ATB1-A	ATB1-A	ATB1-A	ATB1-A	ATB1-A	ATB1-A	ATB1-A	ATB1-A	ATB1-A	ATB1-A	ATB1-A	ATB1-A	ATB1-A	ATB1-A	ATB1-A	ATB1-A	ATB1-A	ATB1-A	ATB1-A	ATB1-A	ATB1-A	ATB1-A	ATB1-A	
ARMADO SECUNDARIO	51288.9	93122.7	137389.1	137389.1	137389.1	137389.1	137389.1	137389.1	137389.1	137389.1	137389.1	137389.1	137389.1	137389.1	137389.1	137389.1	137389.1	137389.1	137389.1	137389.1	137389.1	137389.1	137389.1	137389.1	137389.1	137389.1	
VANO VIENTO (m)	8.23	16.46	24.69	32.92	41.15	49.38	57.61	65.84	74.07	82.30	90.53	98.76	106.99	115.22	123.45	131.68	139.91	148.14	156.37	164.60	172.83	181.06	189.29	197.52	205.75	213.98	
VANO PESO (m)	3.65	7.30	10.95	14.60	18.25	21.90	25.55	29.20	32.85	36.50	40.15	43.80	47.45	51.10	54.75	58.40	62.05	65.70	69.35	73.00	76.65	80.30	83.95	87.60	91.25	94.90	
SOPORTE	005/5005	1505/5005	3005/5005	4505/5005	6005/5005	7505/5005	9005/5005	10505/5005	12005/5005	13505/5005	15005/5005	16505/5005	18005/5005	19505/5005	21005/5005	22505/5005	24005/5005	25505/5005	27005/5005	28505/5005	30005/5005	31505/5005	33005/5005	34505/5005	36005/5005	37505/5005	
RETENIDAS	IRI	IRI	IRI	IRI	IRI	IRI	IRI	IRI	IRI	IRI	IRI	IRI	IRI	IRI	IRI	IRI	IRI	IRI	IRI	IRI	IRI	IRI	IRI	IRI	IRI	IRI	IRI
PUESTA A TIERRA	-IPAT-IPAT-1	-IPAT-IPAT-1	-IPAT-IPAT-1	-IPAT-IPAT-1	-IPAT-IPAT-1	-IPAT-IPAT-1	-IPAT-IPAT-1	-IPAT-IPAT-1	-IPAT-IPAT-1	-IPAT-IPAT-1	-IPAT-IPAT-1	-IPAT-IPAT-1	-IPAT-IPAT-1	-IPAT-IPAT-1	-IPAT-IPAT-1	-IPAT-IPAT-1	-IPAT-IPAT-1	-IPAT-IPAT-1	-IPAT-IPAT-1	-IPAT-IPAT-1	-IPAT-IPAT-1	-IPAT-IPAT-1	-IPAT-IPAT-1	-IPAT-IPAT-1	-IPAT-IPAT-1	-IPAT-IPAT-1	
CIMENTACIÓN	-CM12-CM12-1	-CM12-CM12-1	-CM12-CM12-1	-CM12-CM12-1	-CM12-CM12-1	-CM12-CM12-1	-CM12-CM12-1	-CM12-CM12-1	-CM12-CM12-1	-CM12-CM12-1	-CM12-CM12-1	-CM12-CM12-1	-CM12-CM12-1	-CM12-CM12-1	-CM12-CM12-1	-CM12-CM12-1	-CM12-CM12-1	-CM12-CM12-1	-CM12-CM12-1	-CM12-CM12-1	-CM12-CM12-1	-CM12-CM12-1	-CM12-CM12-1	-CM12-CM12-1	-CM12-CM12-1	-CM12-CM12-1	-CM12-CM12-1
AMORTIGUADORES	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
VANO HORIZONTAL (m)	23.19	46.38	69.57	92.76	115.95	139.14	162.33	185.52	208.71	231.90	255.09	278.28	301.47	324.66	347.85	371.04	394.23	417.42	440.61	463.80	486.99	510.18	533.37	556.56	579.75	602.94	
PARÁMETRO CATENARIA (m)	379.84	759.68	1139.52	1519.36	1899.20	2279.04	2658.88	3038.72	3418.56	3798.40	4178.24	4558.08	4937.92	5317.76	5697.60	6077.44	6457.28	6837.12	7216.96	7596.80	7976.64	8356.48	8736.32	9116.16	9496.00	9875.84	
EDS INICIAL (%)	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0
EDS FINAL (%)	14.1	14.1	14.1	14.1	14.1	14.1	14.1	14.1	14.1	14.1	14.1	14.1	14.1	14.1	14.1	14.1	14.1	14.1	14.1	14.1	14.1	14.1	14.1	14.1	14.1	14.1	14.1
CONDUCTOR	AC70 AAAC	AC70 AAAC	AC70 AAAC	AC70 AAAC	AC70 AAAC	AC70 AAAC	AC70 AAAC	AC70 AAAC	AC70 AAAC	AC70 AAAC	AC70 AAAC	AC70 AAAC	AC70 AAAC	AC70 AAAC	AC70 AAAC	AC70 AAAC	AC70 AAAC	AC70 AAAC	AC70 AAAC	AC70 AAAC	AC70 AAAC	AC70 AAAC	AC70 AAAC	AC70 AAAC	AC70 AAAC	AC70 AAAC	AC70 AAAC

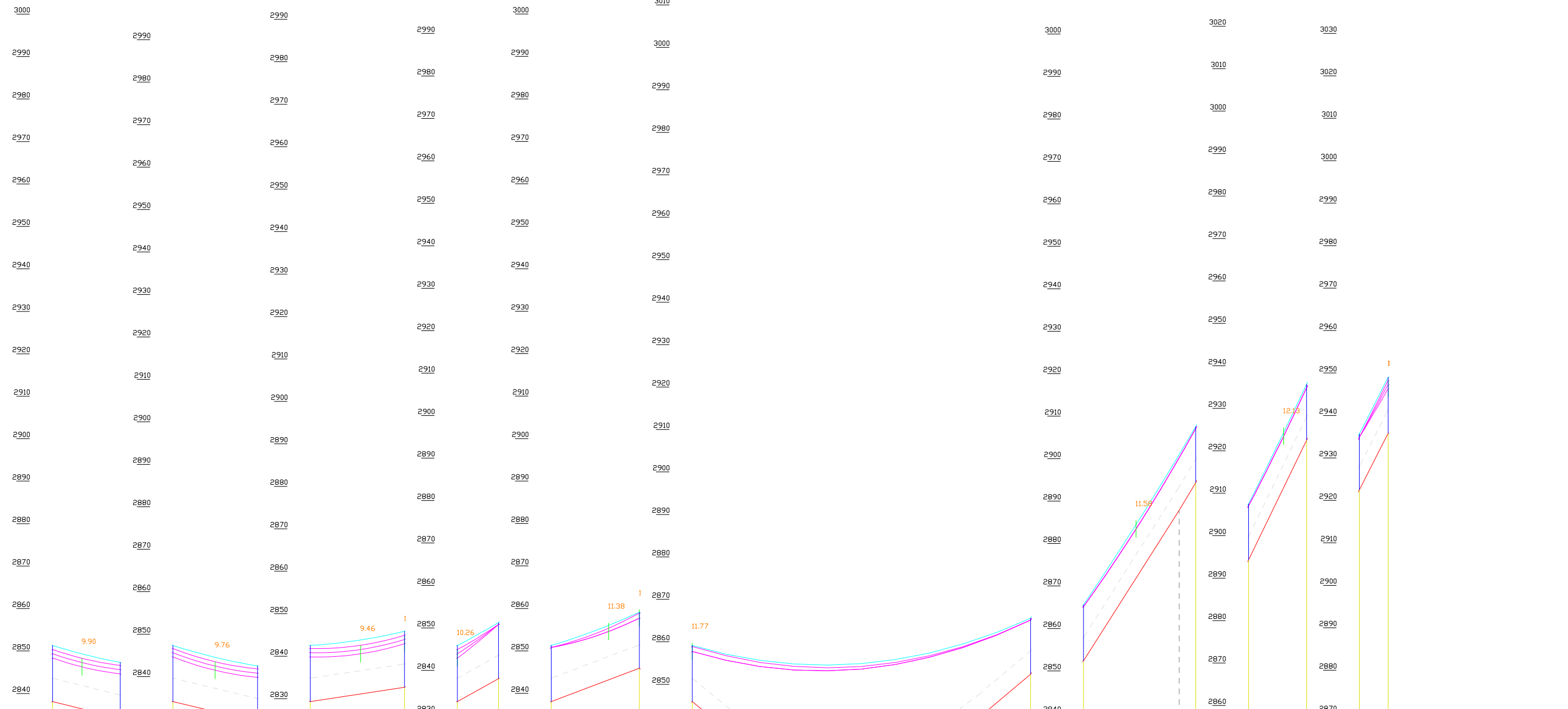


ESTACIÓN	TA-3	TA-32	TA-32	TA-33	TA-34	TA-34	TA-35	TA-35	T	TA-38	TA-38	TA-39	TA-39	TA-40	TA-40	TA-41	TA-41	TA-42	TA-42	TA-43	TA-43	TA-44	TA-44	TA-45											
DISTANCIA PARCIAL (m)	8.39	1321.7	1321.77	1321.77	69.85	139	1391.62	1391.62	55.26	1446.88	1446.88	86.13	36.13	1533.01	1533.01	56.54	1589.55	1589.55	1625.66	1625.66	1669.04	1669.04	68.10	1737.14	1737.14	68.36	1805.50	1805.50	1837.82	1837.82	1896.27				
DISTANCIA ACUMULADA (m)		1321.7	2643.4	3965.1	4034.95	4174.15	5565.77	6957.39	7012.65	8403.53	9850.41	9936.54	10397.87	10434.00	11967.01	12023.15	12089.69	12146.23	12202.77	12259.31	12315.85	12372.39	12428.93	12485.47	12542.01	12598.55	12655.09	12711.63	12768.17	12824.71	12881.25	12937.79			
COTA DE TERRENO (m)	2740.4	2740.26	2740.26	274	2745.31	2745.31	2752.93	2752.93		2760.28	2760.28	2761.93	2761.93	2762.83	2762.83	2762.58	2762.58	2768.77	2768.77	2775.30	2775.30	2777.05	2777.05	2777.05	2777.05	2777.05	2777.05	2777.05	2777.05	2777.05	2773.69				
TIPO DE TERRENO																																			
PROPIETARIO																																			



	<table border="1"> <tr> <td>REV.</td> <td>DESCRIPCIÓN</td> <td>DISEÑO</td> <td>DIBUJO</td> <td>APROBADO</td> <td>FECHA</td> </tr> <tr> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> </table>	REV.	DESCRIPCIÓN	DISEÑO	DIBUJO	APROBADO	FECHA							<table border="1"> <tr> <td>RED PRIMARIA DE MEDIA TENSION</td> <td>TA-05</td> </tr> <tr> <td>PERFIL Y PLANIMETRIA</td> <td>1.29 km A 1.90 km</td> </tr> </table>	RED PRIMARIA DE MEDIA TENSION	TA-05	PERFIL Y PLANIMETRIA	1.29 km A 1.90 km	<table border="1"> <tr> <td>DIS. : A.G.F.</td> <td>DEPARTAMENTO: APURIMAC</td> </tr> <tr> <td>REV. :</td> <td>PROVINCIA : ABANCAY</td> </tr> <tr> <td>APR. :</td> <td>DISTRITO : TAMBURCO</td> </tr> <tr> <td>DIB. : A.G.F.</td> <td>FECHA :</td> </tr> </table>	DIS. : A.G.F.	DEPARTAMENTO: APURIMAC	REV. :	PROVINCIA : ABANCAY	APR. :	DISTRITO : TAMBURCO	DIB. : A.G.F.	FECHA :	<table border="1"> <tr> <td>ESCALA :</td> <td>PLANO : 3/30</td> </tr> <tr> <td>H : 1/2000</td> <td>01-RP</td> </tr> <tr> <td>V : 1/500</td> <td></td> </tr> </table>	ESCALA :	PLANO : 3/30	H : 1/2000	01-RP	V : 1/500	
REV.	DESCRIPCIÓN	DISEÑO	DIBUJO	APROBADO	FECHA																													
RED PRIMARIA DE MEDIA TENSION	TA-05																																	
PERFIL Y PLANIMETRIA	1.29 km A 1.90 km																																	
DIS. : A.G.F.	DEPARTAMENTO: APURIMAC																																	
REV. :	PROVINCIA : ABANCAY																																	
APR. :	DISTRITO : TAMBURCO																																	
DIB. : A.G.F.	FECHA :																																	
ESCALA :	PLANO : 3/30																																	
H : 1/2000	01-RP																																	
V : 1/500																																		

NÚMERO DE ESTRUCTURA	72	73	73	74	74	75	75	76	76	77	77	78	78	79	79	80	80	81
ACUMULADA (m)	ATBV1-A	ATBV2-A	ATBV2-A	ATBV2-A	ATBV2-A	ATBV1-A	ATBV1-A	AT6	AT6	ATH6	ATH6	AT6	AT6	AT6	AT6	AT1-AT1	AT1-AT1	AT1-AT1
ARMADO PRINCIPAL	3375.46	3438.90	3438.90	3518.24	3518.24	3606.77	3606.77	3645.28	3645.28	3728.08	3728.08	4046.63	4046.63	4152.12	4152.12	4206.54	4206.54	4233.43
ARMADO SECUNDARIO	60.76	71.39	71.39	83.94	83.94	63.52	63.52	60.66	60.66	200.68	200.68	212.02	212.02	79.95	79.95	40.65	40.65	40.65
VANO VIENTO (m)	207.52	73.27	73.27	-18.27	-18.27	-62.45	-62.45	120.14	120.14	272.99	272.99	-189.99	-189.99	35.38	35.38	51.25	51.25	51.25
VANO PESO (m)	15/500	15/500	15/500	15/500	15/500	15/500	15/500	3x15/500	3x15/500	2x15/500	2x15/500	3x15/500	3x15/500	3x15/500	3x15/500	15/500	15/500	15/500
SOPORTE	IRI	IRI	IRI	IRI	IRI	IRI	IRI	3RI	3RI	2RI	2RI	3RI	3RI	3RI	3RI	IRI	IRI	IRI
RETENIDAS	PAT-1	PAT-1	PAT-1	PAT-1	PAT-1	PAT-1	PAT-1	PAT-1	PAT-1	PAT-1	PAT-1	PAT-1	PAT-1	PAT-1	PAT-1	PAT-1	PAT-1	PAT-1
PUESTA A TIERRA	CM12-I	CM12-I	CM12-I	CM12-I	CM12-I	CM12-I	CM12-I	CM12-I	CM12-I	CM12-I	CM12-I	CM12-I	CM12-I	CM12-I	CM12-I	CM12-I	CM12-I	CM12-I
CIMENTACIÓN	-/-	-/-	-/-	-/-	-/-	-/-	-/-	-/-	-/-	-/-	-/-	1/-	1/-	-/-	-/-	-/-	-/-	-/-
AMORTIGUADORES	63.44	79.34	88.53	88.53	88.53	38.51	38.51	318.55	318.55	105.49	105.49	54.40	54.40	26.90	26.90	26.90	26.90	
VANO HORIZONTAL (m)	1070.37	1070.37	1070.37	1070.37	1070.37	1070.37	1070.37	1065.47	1065.47	1623.46	1623.46	1118.76	1118.76	972.93	972.93	972.93	972.93	
PARÁMETRO CATENARIA (m)	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0	
EDS INICIAL (%)	17.1	17.1	17.1	17.1	17.1	17.1	17.1	17.1	17.1	25.9	25.9	17.9	17.9	15.5	15.5	15.5	15.5	
EDS FINAL (%)	1x70 AAAC	1x70 AAAC	1x70 AAAC	1x70 AAAC	1x70 AAAC	1x70 AAAC	1x70 AAAC	1x70 AAAC	1x70 AAAC	1x70 AAAC	1x70 AAAC	1x70 AAAC	1x70 AAAC	1x70 AAAC	1x70 AAAC	1x70 AAAC	1x70 AAAC	
CONDUCTOR																		



ESTACIÓN	TA-72	TA-73	TA-73	TA-74	TA-74	TA-75	TA-75	TA-76	TA-76	TA-77	TA-77	TA-78	TA-78	TA-79	TA-79	TA-80	TA-81
DISTANCIA PARCIAL (m)	63.44	3438.90	3438.90	79.34	3518.24	3518.24	88.53	38.51	31	82.80	3728.08	3728.08	90.00	3818.08	90.00	3908.08	90.00
DISTANCIA ACUMULADA (m)	3375.46	3438.90	3438.90	3518.24	3518.24	3606.77	3606.77	3645.28	3645.28	3728.08	3728.08	4046.63	4046.63	4152.12	4152.12	4206.54	4233.43
COTA DE TERRENO (m)	2838.10	2834.12	2834.12	2829.32	2829.32	2832.66	2832.66	2838.07	2838.07	2845.93	2845.93	2852.37	2852.37	2894.30	2894.30	2935.82	2935.82
TIPO DE TERRENO																	
PROPIETARIO																	

ESC. : 1/500

ESC. : 1/2000 (m)

REV.	DESCRIPCIÓN	DISEÑO	DIBUJO	APROBADO	FECHA

RED PRIMARIA DE MEDIA TENSION

TA-05
PERFIL RED PRIMARIA

PERFIL Y PLANIMETRIA : 3.38 km A 4.23 km

DIS. : A.G.F.

REV. :

APR. :

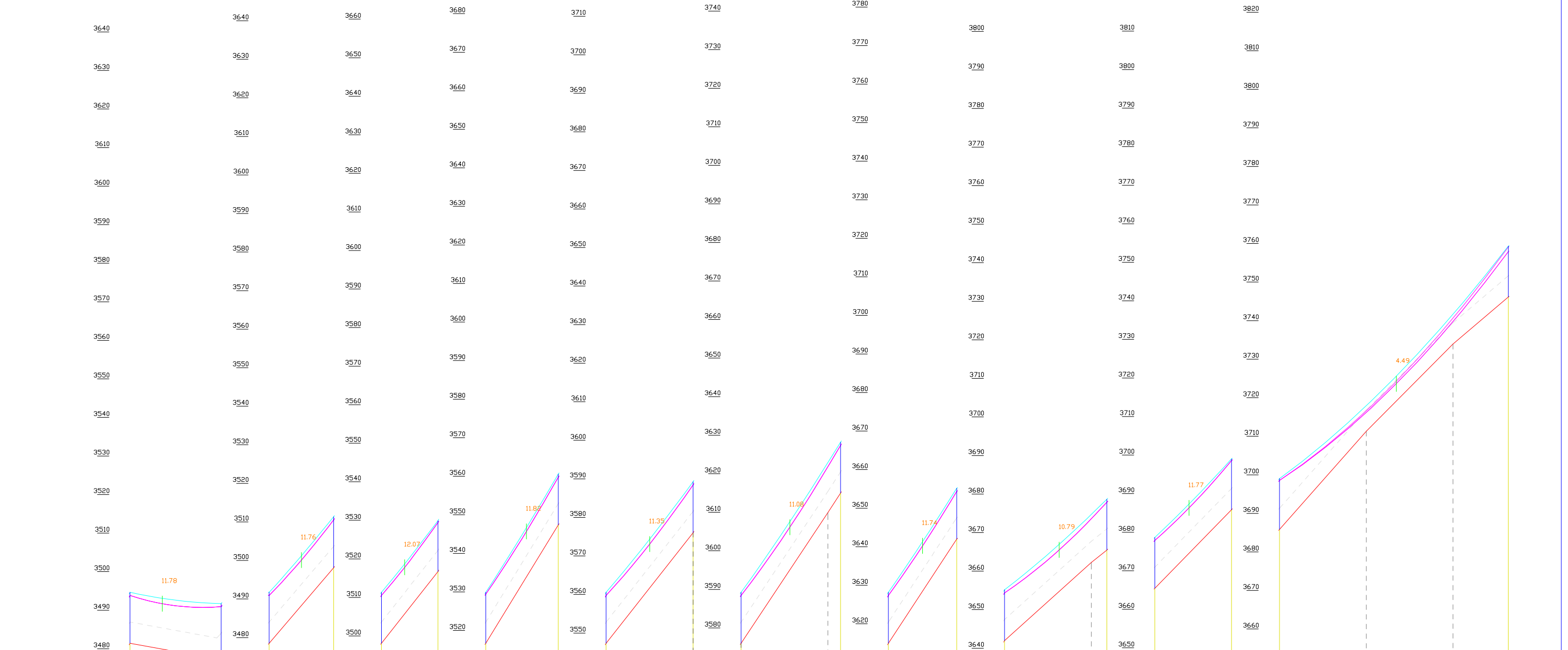
DIB. : A.G.F.

DEPARTAMENTO: APURIMAC
PROVINCIA : ABANCAY
DISTRITO : TAMBURCO
FECHA :

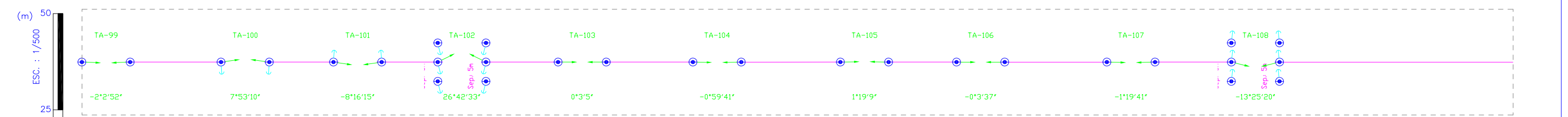
ESCALA :
H : 1/2000
V : 1/500

PLANO : 6/30
01-RP

NÚMERO DE ESTRUCTURA	99	100	100	101	101	102	102	103	103	104	104	105	105	106	106	107	107	108	108	109
ACUMULADA (m)	AT1-A	AT1-A	AT1-A	AT1-A	AT1-A	AT6	AT6	AT1-A	AT1-A	AT1-A	AT1-A	AT1-A	AT1-A	AT1-A	AT1-A	AT1-A	AT1-A	AT6	AT6	ATH6
ARMADO PRINCIPAL	6037.93	6132.40	6132.40	6199.09	6199.09	6257.40	6257.40	6332.37	6332.37	6422.38	6422.38	6525.42	6525.42	6596.03	6596.03	6702.00	6702.00	6781.33	6781.33	7018.67
ARMADO SECUNDARIO	76.79	80.58	80.58	62.50	62.50	66.64	66.64	82.49	82.49	96.53	96.53	86.82	86.82	88.29	88.29	92.65	92.65	158.33	158.33	152.86
VANO VIENTO (m)	448.49	-211.34	-211.34	35.73	35.73	-43.99	-43.99	164.69	164.69	39.55	39.55	82.44	82.44	244.94	244.94	53.56	53.56	70.67	70.67	345.53
VANO PESO (m)	15/500	15/500	15/500	15/500	15/500	3x15/500	3x15/500	15/500	15/500	15/500	15/500	15/500	15/500	15/500	15/500	15/500	15/500	3x15/500	3x15/500	2x15/500
SOPORTE	IRI	IRI	IRI	IRI	IRI	3RI	3RI	IRI	IRI	IRI	IRI	IRI	IRI	IRI	IRI	IRI	IRI	3RI	3RI	2RI
RETENIDAS	PAT-1	PAT-1	PAT-1	PAT-1	PAT-1	PAT-1	PAT-1	PAT-1	PAT-1	PAT-1	PAT-1	PAT-1	PAT-1	PAT-1	PAT-1	PAT-1	PAT-1	PAT-1	PAT-1	PAT-1
PUESTA A TIERRA	CM12-I	CM12-I	CM12-I	CM12-I	CM12-I	CM12-I	CM12-I	CM12-I	CM12-I	CM12-I	CM12-I	CM12-I	CM12-I	CM12-I	CM12-I	CM12-I	CM12-I	CM12-I	CM12-I	CM12-I
CIMENTACIÓN	-/-	-/-	-/-	-/-	-/-	-/-	-/-	-/-	-/-	-/-	-/-	-/-	-/-	-/-	-/-	-/-	-/-	-/-	-/-	-/-
AMORTIGUADORES	94.47	66.69	58.31	74.97	90.02	103.03	70.61	105.98	237.34											
VANO HORIZONTAL (m)	911.41	911.41	911.41	1018.55	1018.55	1018.55	1018.55	1018.55	1018.55	1018.55	1018.55	1018.55	1018.55	1018.55	1018.55	1018.55	1018.55	1018.55	1018.55	
PARÁMETRO CATENARIA (m)	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0	
EDS INICIAL (%)	16.3	16.3	16.3	18.2	18.2	18.2	18.2	18.2	18.2	18.2	18.2	18.2	18.2	18.2	18.2	18.2	18.2	18.2	18.2	
EDS FINAL (%)	1x70 AAAC	1x70 AAAC	1x70 AAAC	1x70 AAAC	1x70 AAAC	1x70 AAAC	1x70 AAAC	1x70 AAAC	1x70 AAAC	1x70 AAAC	1x70 AAAC	1x70 AAAC	1x70 AAAC	1x70 AAAC	1x70 AAAC	1x70 AAAC	1x70 AAAC	1x70 AAAC	1x70 AAAC	
CONDUCTOR																				

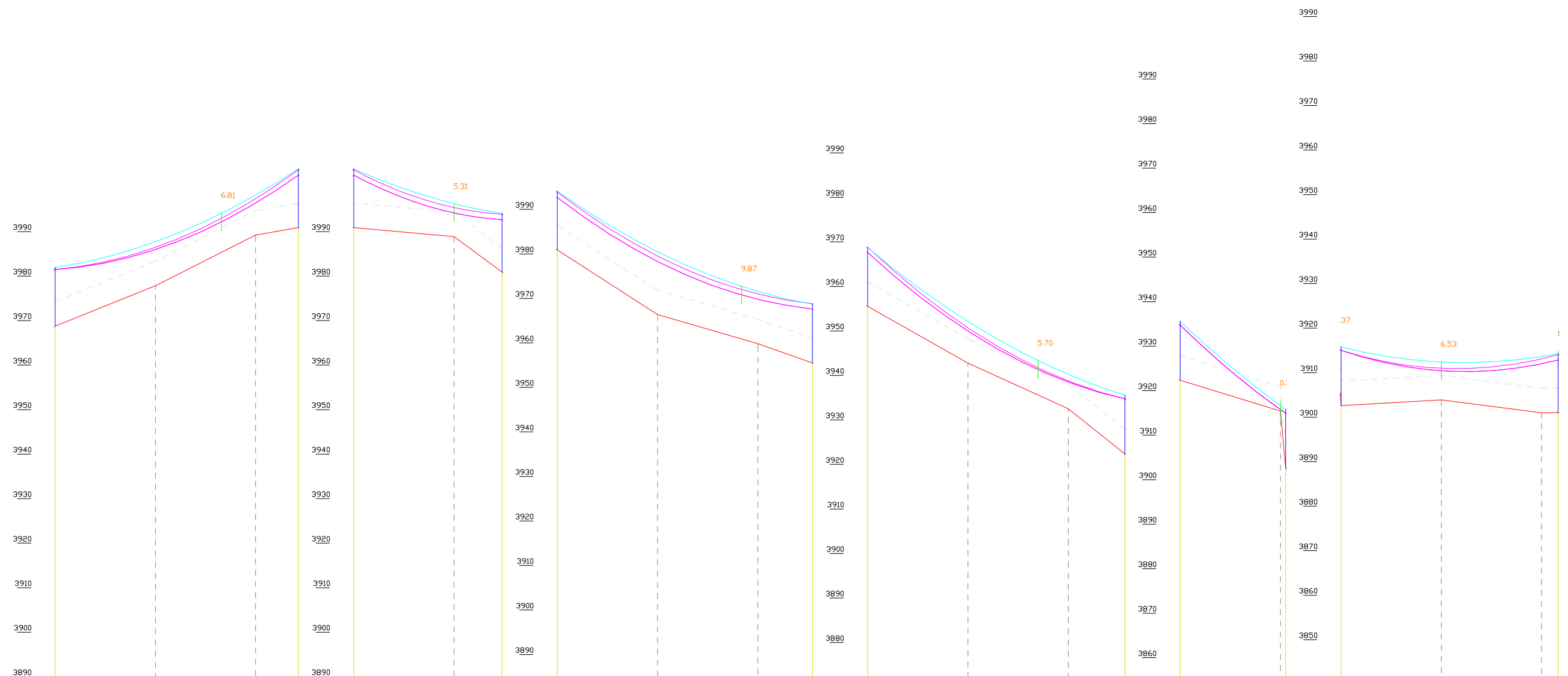


ESTACIÓN	TA-99	TA-100	TA-100	TA-101	TA-101	TA-102	TA-102	TA-103	TA-103	TA-104	TA-104	TA-105	TA-105	TA-106	TA-106	TA-107	TA-107	TA-108	TA-108	TA-109
DISTANCIA PARCIAL (m)	94.47	66.69	58.31	74.97	90.02	103.03	70.61	105.98	79.32	90.00	6871.33	90.00	6961.33	57.34	7018.67					
DISTANCIA ACUMULADA (m)	6037.93	6132.40	6132.40	6199.09	6199.09	6257.40	6257.40	6332.37	6332.37	6422.38	6422.38	6525.42	6525.42	6596.03	6596.03	6702.00	6702.00	6781.33	6781.33	7018.67
COTA DE TERRENO (m)	3481.43	3478.53	3478.53	3498.12	3498.12	3516.69	3516.69	3547.35	3547.35	3576.03	3576.03	3614.97	3614.97	3641.97	3641.97	3665.46	3665.46	3685.82	3685.82	3746.11
TIPO DE TERRENO																				
PROPIETARIO																				



<p>ESC. : 1/500</p>	<p>ESC. : 1/2000 (m)</p>	<p>REV. DESCRIPCIÓN DISEÑO DIBUJO APROBADO FECHA</p>	<p>RED PRIMARIA DE MEDIA TENSION</p>	<p>TA-05 PERFIL RED PRIMARIA</p>	<p>PERFIL Y PLANIMETRIA : 6.04 km A 7.02 km</p>	<p>DIS. : A.G.F.</p> <p>REV. :</p> <p>APR. :</p> <p>DIB. : A.G.F.</p>	<p>DEPARTAMENTO: APURIMAC</p> <p>PROVINCIA : ABANCAY</p> <p>DISTRITO : TAMBURCO</p> <p>FECHA :</p>	<p>ESCALA :</p> <p>H : 1/2000</p> <p>V : 1/500</p>	<p>PLANO : 9/30</p> <p>01-RP</p>
---------------------	--------------------------	--	--------------------------------------	--------------------------------------	---	---	--	--	----------------------------------

NÚMERO DE ESTRUCTURA	125	126	126	127	127	128	128	129	129	130	130	131
ACUMULADA (m)	AT6	ATH6	ATH6	ATH6	ATH6	ATH1	ATH1	AT1-A	AT1-A	AT1-A	AT1-A	ATH6
ARMADO PRINCIPAL												
ARMADO SECUNDARIO	8891.53	9109.85	9109.85	9242.85	9242.85	9471.72	9471.72	9702.50	9702.50	9797.09	9797.09	9991.90
VANO VIENTO (m)	132.43	175.66	175.66	180.93	180.93	229.83	229.83	162.69	162.69	144.70	144.70	199.34
VANO PESO (m)	290.15	247.07	247.07	399.99	399.99	273.35	273.35	242.97	242.97	-123.83	-123.83	108.00
SOPORTE	3x15/500	2x15/500	2x15/500	2x15/500	2x15/500	2x15/500	2x15/500	15/500	15/500	15/500	15/500	2x15/500
RETENIDAS	3RI			2RI	2RI							
PUESTA A TIERRA	PAT-1	PAT-1	PAT-1	PAT-1	PAT-1	PAT-1	PAT-1	PAT-1	PAT-1	PAT-1	PAT-1	PAT-1
CIMENTACIÓN	CM12-I	CM12-I	CM12-I	CM12-I	CM12-I	CM12-I	CM12-I	CM12-I	CM12-I	CM12-I	CM12-I	CM12-I
AMORTIGUADORES	-/-	-/-	-/-	-/1	-/1	1/1	1/1	1/-	1/-	-/-	-/-	-/-
VANO HORIZONTAL (m)		218.32		133.00		228.86		230.79		94.59		194.81
PARÁMETRO CATENARIA (m)		1362.85		1135.52		1385.90		1325.43		1325.43		1325.43
EDS INICIAL (%)		18.0		18.0		18.0		18.0		18.0		18.0
EDS FINAL (%)		24.4		20.3		24.8		23.7		23.7		23.7
CONDUCTOR		1x70 AAAC		1x70 AAAC		1x70 AAAC		1x70 AAAC		1x70 AAAC		1x70 AAAC



ESTACIÓN	TA-124			TA-125	TA-125		TA-126	TA-126		TA-127	TA-127		TA-128	TA-128		TA-129	TA-129		TA-130
DISTANCIA PARCIAL (m)		90.00		38.32	32	90.00	43.00	0	90.00	48.86	90.00	90.00	50.79	94.59	90.00	90.00	104.81		
DISTANCIA ACUMULADA (m)	8891.53	8981.53	9071.53	9109.85	9109.85	9199.85	9242.85	9242.85	9332.85	9422.85	9471.72	9471.72	9561.72	9651.72	9702.50	9702.50	9797.09	9797.09	9991.90
COTA DE TERRENO (m)	3968.73	3977.83	3989.23	3990.88	3990.88	3988.88	3980.90	3980.90	3966.34	3959.83	3955.52	3955.52	3942.76	3932.53	3922.35	3922.35	3902.58	3902.58	3901.05
TIPO DE TERRENO																			
PROPIETARIO																			

ESC. : 1/500

ESC. : 1/2000 (m)

REV.	DESCRIPCIÓN	DISEÑO	DIBUJO	APROBADO	FECHA		
						RED PRIMARIA DE MEDIA TENSION	
						TA-05 PERFIL RED PRIMARIA	
						PERFIL Y PLANIMETRIA : 8.89 km A 9.99 km	

DIS. : A.G.F.

REV. :

APR. :

DIB. : A.G.F.

DEPARTAMENTO: APURIMAC

PROVINCIA : ABANCAY

DISTRITO : TAMBURCO

FECHA :

ESCALA :

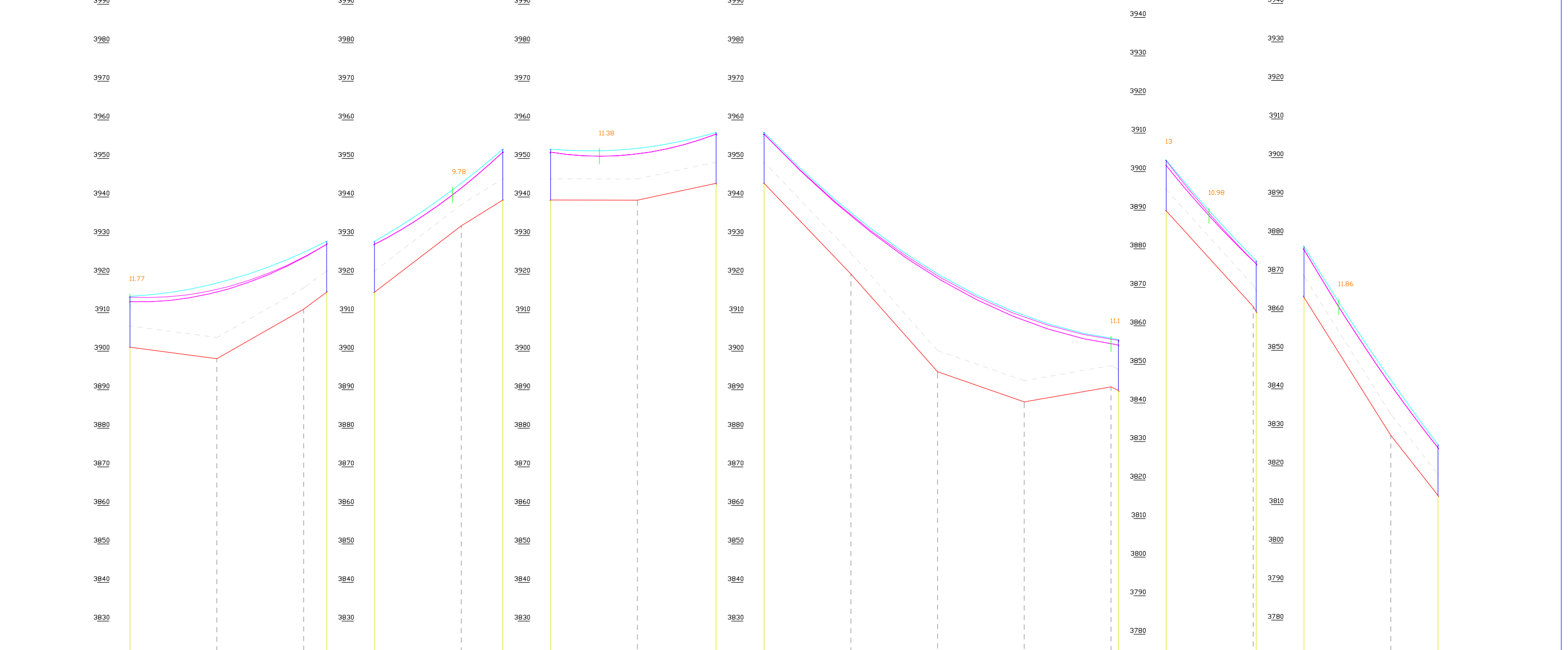
H : 1/2000

V : 1/500

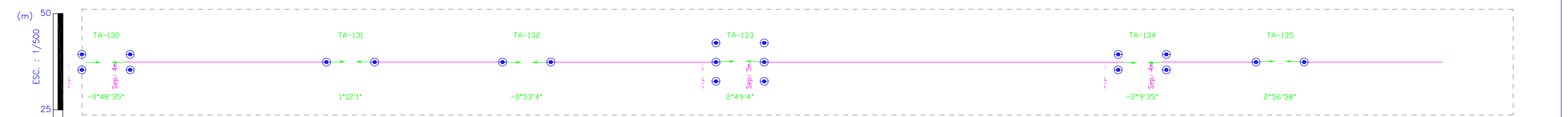
PLANO : 12/30

01-RP

NÚMERO DE ESTRUCTURA	131	132	132	133	133	134	134	135	135	136	136	137
ACUMULADA (m)	ATH6	AT1-A	AT1-A	AT1-A	AT1-A	ATT3	ATT3	ATH6	ATH6	AT1-A	AT1-A	AT1-A
ARMADO PRINCIPAL	9991.90	10195.77	10195.77	10328.63	10328.63	10500.22	10500.22	10867.83	10867.83	10960.89	10960.89	11099.62
ARMADO SECUNDARIO	199.34	168.37	168.37	152.23	152.23	269.60	269.60	230.33	230.33	115.90	115.90	101.15
VANO VIENTO (m)	108.00	26.42	26.42	344.56	344.56	538.52	538.52	360.61	360.61	218.09	218.09	70.82
SOPORTE	2x15/500	15/500	15/500	15/500	15/500	3x15/500	3x15/500	2x15/500	2x15/500	15/500	15/500	15/500
RETENIDAS												
PUESTA A TIERRA	PAT-1	PAT-1	PAT-1	PAT-1	PAT-1	PAT-1	PAT-1	PAT-1	PAT-1	PAT-1	PAT-1	PAT-1
CIMENTACIÓN	CM12-I	CM12-I	CM12-I	CM12-I	CM12-I	CM12-I	CM12-I	CM12-I	CM12-I	CM12-I	CM12-I	CM12-I
AMORTIGUADORES	-/-	-/-	-/-	-/-	-/-	-/-	-/-	-/-	-/-	-/-	-/-	-/-
VANO HORIZONTAL (m)		203.87		132.87		171.59		367.61		93.06		138.73
PARÁMETRO CATENARIA (m)		1266.94		1266.94		1266.94		1620.27		1289.37		1289.37
EDS INICIAL (%)		18.0		18.0		18.0		18.0		18.0		18.0
EDS FINAL (%)		22.7		22.7		22.7		29.0		23.1		23.1
CONDUCTOR	3990	1x70 AAAC	3990	1x70 AAAC	3990	1x70 AAAC	3990	1x70 AAAC	3940	1x70 AAAC	3940	1x70 AAAC

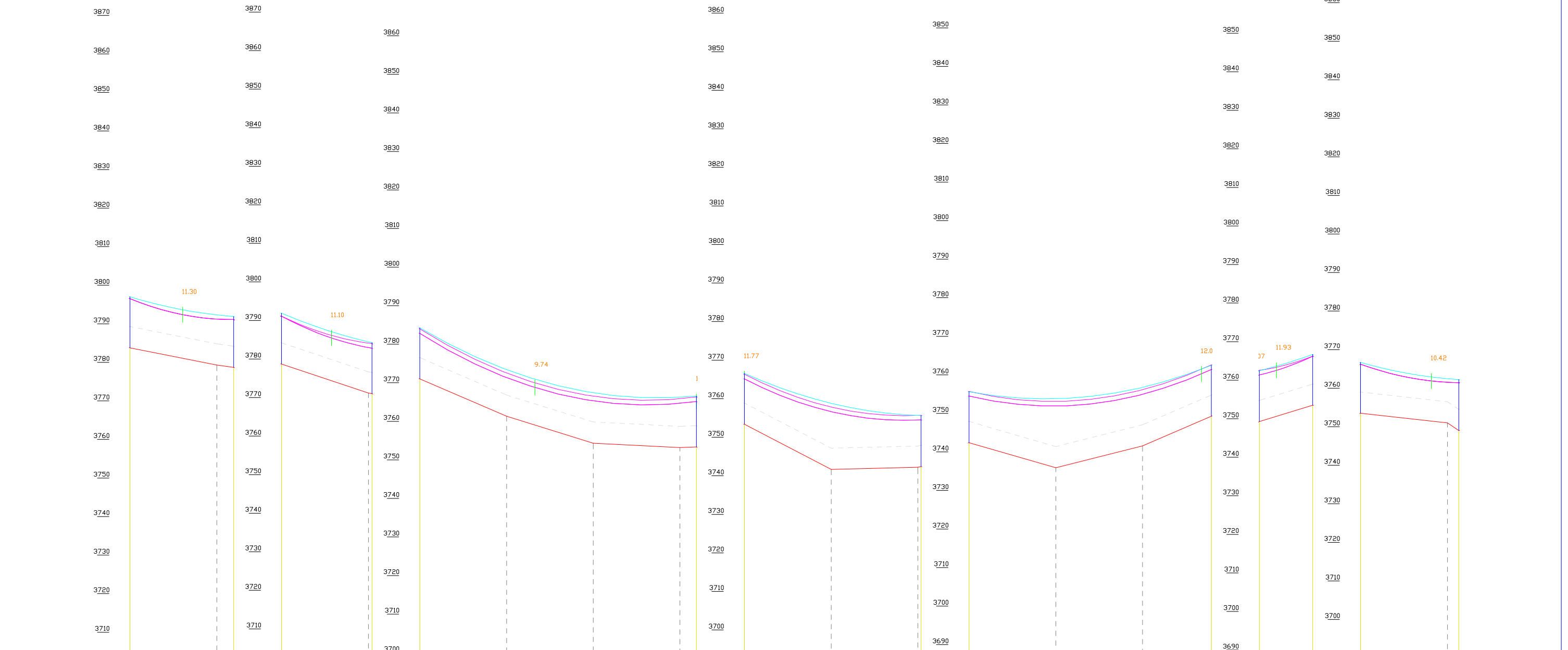


ESTACIÓN	TA-130	-	TA-131	TA-131	-	TA-132	TA-132	-	TA-133	TA-133	-	TA-134	TA-134	TA-135	TA-135	-	TA-136		
DISTANCIA PARCIAL (m)	90.00	10081.90	113.87	90.00	10285.77	42.87	7	90.00	10418.63	81.59	90.00	10590.22	90.00	10680.22	90.00	10770.22	97.61		
DISTANCIA ACUMULADA (m)	9991.90	10081.90	11387	10195.77	10195.77	10285.77	10328.63	10328.63	10418.63	10500.22	10500.22	10590.22	10680.22	10770.22	10867.83	10867.83	10960.89	10960.89	
COTA DE TERRENO (m)	3901.05	3898.05		3915.30	3915.30	3932.54	3939.23	3939.23	3939.18	3943.55	3943.55	3920.02	3894.66	3886.86	3889.83	3889.83	3863.72	3863.72	3827.92
TIPO DE TERRENO																			
PROPIETARIO																			

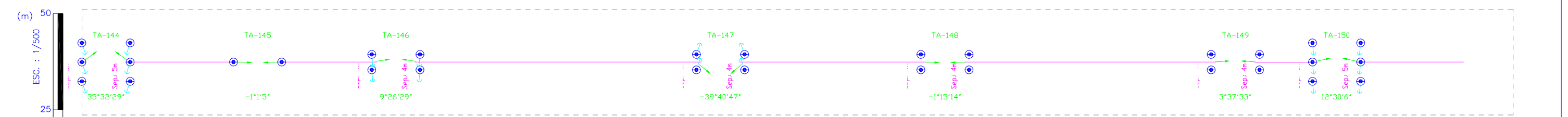


<p>ESC. : 1/500</p> <p>ESC. : 1/2000 (m)</p>	<p>REV. DESCRIPCIÓN DISEÑO DIBUJO APROBADO FECHA</p>	<p>RED PRIMARIA DE MEDIA TENSION</p> <p>TA-05</p> <p>PERFIL RED PRIMARIA</p> <p>PERFIL Y PLANIMETRIA : 9.99 km A 11.10 km</p>	<p>DIS. : A.G.F.</p> <p>REV. :</p> <p>APR. :</p> <p>DIB. : A.G.F.</p>	<p>DEPARTAMENTO: APURIMAC</p> <p>PROVINCIA : ABANCAY</p> <p>DISTRITO : TAMBURCO</p> <p>FECHA :</p> <p>ESCALA : H : 1/2000 V : 1/500</p> <p>PLANO : 13/30 01-RP</p>
--	--	---	---	--

NÚMERO DE ESTRUCTURA ACUMULADA (m)	145	146	146	147	147	148	148	149	149	150	150	151	151	152
ARMADO PRINCIPAL	AT6	AT1-A	AT1-A	ATH6	ATH6	ATH6	ATH6	ATHI	ATHI	ATHI	ATHI	AT6	AT6	AT1-A
ARMADO SECUNDARIO	12109.35	12216.74	12216.74	12310.27	12310.27	12597.29	12597.29	12780.47	12780.47	13031.90	13031.90	13087.00	13087.00	13188.77
VANO VIENTO (m)	86.92	100.46	100.46	190.28	190.28	235.10	235.10	217.31	217.31	153.27	153.27	78.43	78.43	129.31
VANO PESO (m)	64.65	126.62	126.62	204.36	204.36	216.87	216.87	104.18	104.18	135.37	135.37	189.99	189.99	-1.36
SOPORTE	3x15/500	15/500	15/500	2x15/500	2x15/500	2x15/500	2x15/500	2x15/500	2x15/500	2x15/500	2x15/500	3x15/500	3x15/500	15/500
RETENIDAS	3RI			2RI	2RI							3RI	3RI	
PUESTA A TIERRA	PAT-1	PAT-1	PAT-1	PAT-1	PAT-1	PAT-1	PAT-1	PAT-1	PAT-1	PAT-1	PAT-1	PAT-1	PAT-1	PAT-1
CIMENTACIÓN	CM12-I	CM12-I	CM12-I	CM12-I	CM12-I	CM12-I	CM12-I	CM12-I	CM12-I	CM12-I	CM12-I	CM12-I	CM12-I	CM12-I
AMORTIGUADORES	-/-	-/-	-/-	-/1	-/1	1/-	1/-	-/1	-/1	1/-	1/-	-/-	-/-	-/-
VANO HORIZONTAL (m)		107.38		93.53				183.18		251.43		55.10		101.76
PARÁMETRO CATENARIA (m)		1031.57		1031.57				1279.38		1435.81		855.89		1152.81
EDS INICIAL (%)		18.0		18.0				18.0		18.0		18.0		18.0
EDS FINAL (%)		18.5		18.5				22.9		25.7		15.3		20.6
CONDUCTOR		1x70 AAAC		1x70 AAAC				1x70 AAAC		1x70 AAAC		1x70 AAAC		1x70 AAAC

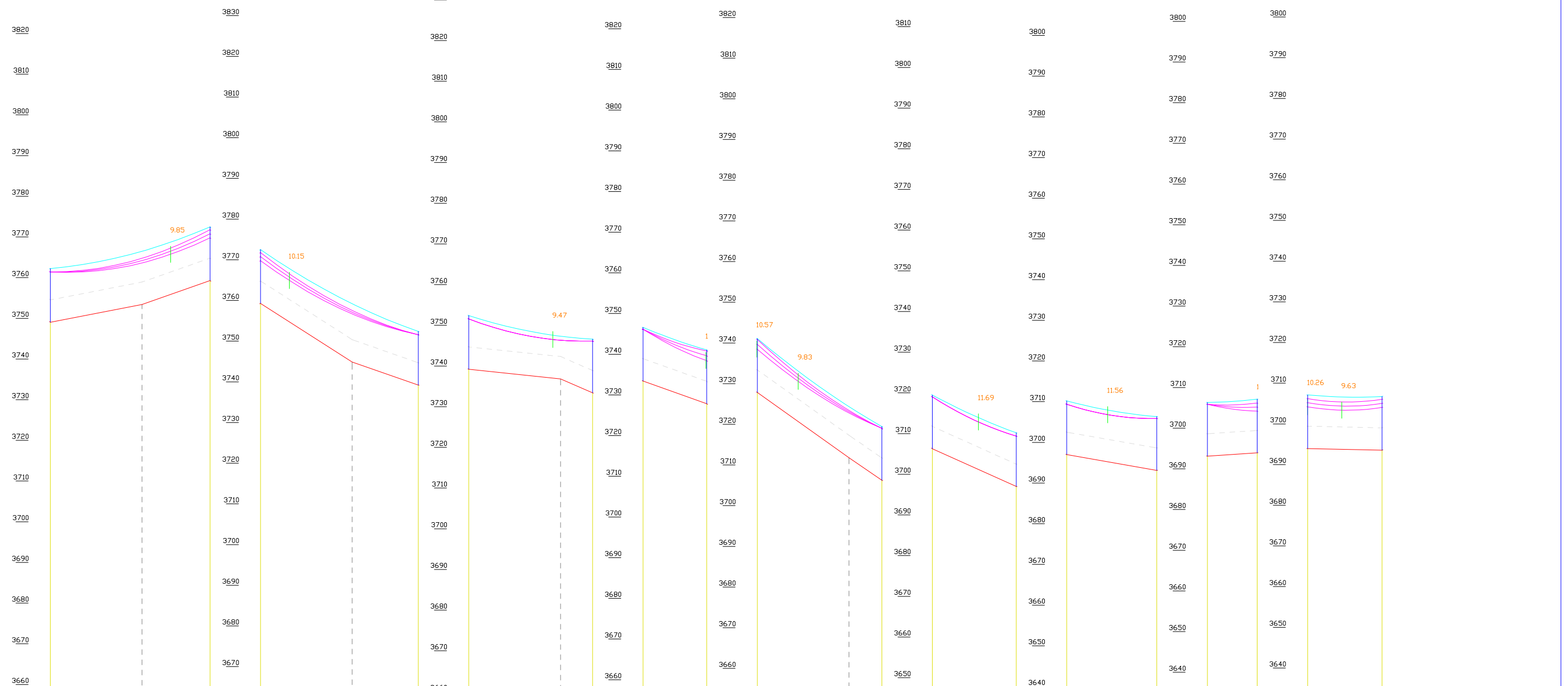


ESTACIÓN	TA-144	TA-145	TA-145	TA-146	TA-146			TA-147	TA-147			TA-148	TA-148			TA-149	TA-149	TA-150	TA-150	TA-151
DISTANCIA PARCIAL (m)		107.38		93.53		90.00		90.00		90.00		90.00		90.00		71.43		55.10		101.76
DISTANCIA ACUMULADA (m)	12109.35	12216.74	12216.74	12310.27	12310.27	12400.27	12490.27	12597.29	12597.29	12687.29	12780.47	12780.47	12870.47	12870.47	12960.47	13031.90	13031.90	13087.00	13087.00	13188.77
COTA DE TERRENO (m)	3783.77	3778.71	3778.71	3771.03	3771.03	3761.31	3754.33	3753.36	3753.36	3741.67	3742.40	3742.40	3735.89	3741.55	3741.55	3749.26	3749.26	3753.49	3753.49	3749.02
TIPO DE TERRENO																				
PROPIETARIO																				

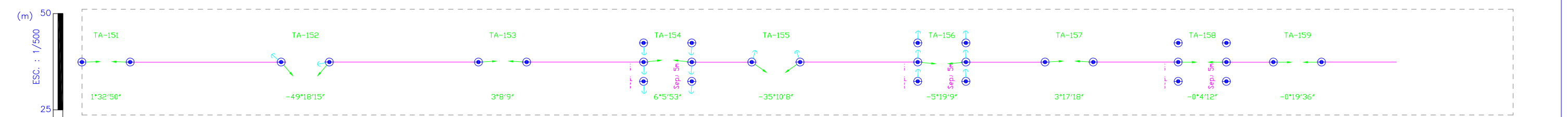


REV.	DESCRIPCIÓN	DISEÑO	DIBUJO	APROBADO	FECHA	RED PRIMARIA DE MEDIA TENSION	TA-05 PERFIL RED PRIMARIA	PERFIL Y PLANIMETRIA : 12.11 km A 13.19 km	DIS. : A.G.F.	REV. :	APR. :	DIB. : A.G.F.	DEPARTAMENTO: APURIMAC PROVINCIA : ABANCAY DISTRITO : TAMBURCO FECHA :	ESCALA : H : 1/2000 V : 1/500	PLANO : 15/30 01-RP
------	-------------	--------	--------	----------	-------	-------------------------------	------------------------------	--	---------------	--------	--------	---------------	---	-------------------------------------	------------------------

NÚMERO DE ESTRUCTURA	152	153	153	154	154	155	155	156	156	157	157	158	158	159	159	160	160	161
ACUMULADA (m)	AT1-A	ATBV6-A	ATBV6-A	AT1-A	AT1-A	AT6	AT6	ATV6	ATV6	AT6	AT6	AT1-A	AT1-A	AT6	AT6	ATBV1-A	ATBV1-A	ATBV3-A
ARMADO PRINCIPAL																		
ARMADO SECUNDARIO	13188.77	13345.63	13345.63	13500.46	13500.46	13621.90	13621.90	13684.29	13684.29	13806.52	13806.52	13888.69	13888.69	13977.02	13977.02	14025.76	14025.76	14098.62
VANO VIENTO (m)	129.31	155.85	155.85	138.14	138.14	91.92	91.92	92.31	92.31	102.20	102.20	85.25	85.25	68.54	68.54	60.80	60.80	71.18
VANO PESO (m)	-1.36	383.40	383.40	38.81	38.81	115.07	115.07	211.52	211.52	21.51	21.51	10.17	10.17	23.98	23.98	68.66	68.66	-16.20
SOPORTE	15/500	15/500	15/500	15/500	15/500	3x15/500	3x15/500	15/500	15/500	3x15/500	3x15/500	15/500	15/500	3x15/500	3x15/500	15/500	15/500	15/500
RETENIDAS		IRI	IRI			3RI	3RI			3RI	3RI							IRI
PUESTA A TIERRA	PAT-1	PAT-1	PAT-1	PAT-1	PAT-1	PAT-1	PAT-1	PAT-1	PAT-1	PAT-1	PAT-1	PAT-1	PAT-1	PAT-1	PAT-1	PAT-1	PAT-1	PAT-1
CIMENTACIÓN	CM12-I	CM12-I	CM12-I	CM12-I	CM12-I	CM12-I	CM12-I	CM12-I	CM12-I	CM12-I	CM12-I	CM12-I	CM12-I	CM12-I	CM12-I	CM12-I	CM12-I	CM12-I
AMORTIGUADORES	-/-	-/-	-/-	-/-	-/-	-/-	-/-	-/-	-/-	-/-	-/-	-/-	-/-	-/-	-/-	-/-	-/-	-/-
VANO HORIZONTAL (m)		156.86		154.83		121.44		62.39		122.24		82.17		88.33		48.74		72.86
PARÁMETRO CATENARIA (m)		1152.81		1165.21		884.08		1095.88		974.93		974.93		892.44		892.44		892.44
EDS INICIAL (%)		18.0		18.0		18.0		18.0		18.0		18.0		18.0		18.0		18.0
EDS FINAL (%)		20.6		20.9		15.8		19.6		17.5		17.5		16.0		16.0		16.0
CONDUCTOR		1x70 AAAC		1x70 AAAC		1x70 AAAC		1x70 AAAC		1x70 AAAC		1x70 AAAC		1x70 AAAC		1x70 AAAC		1x70 AAAC

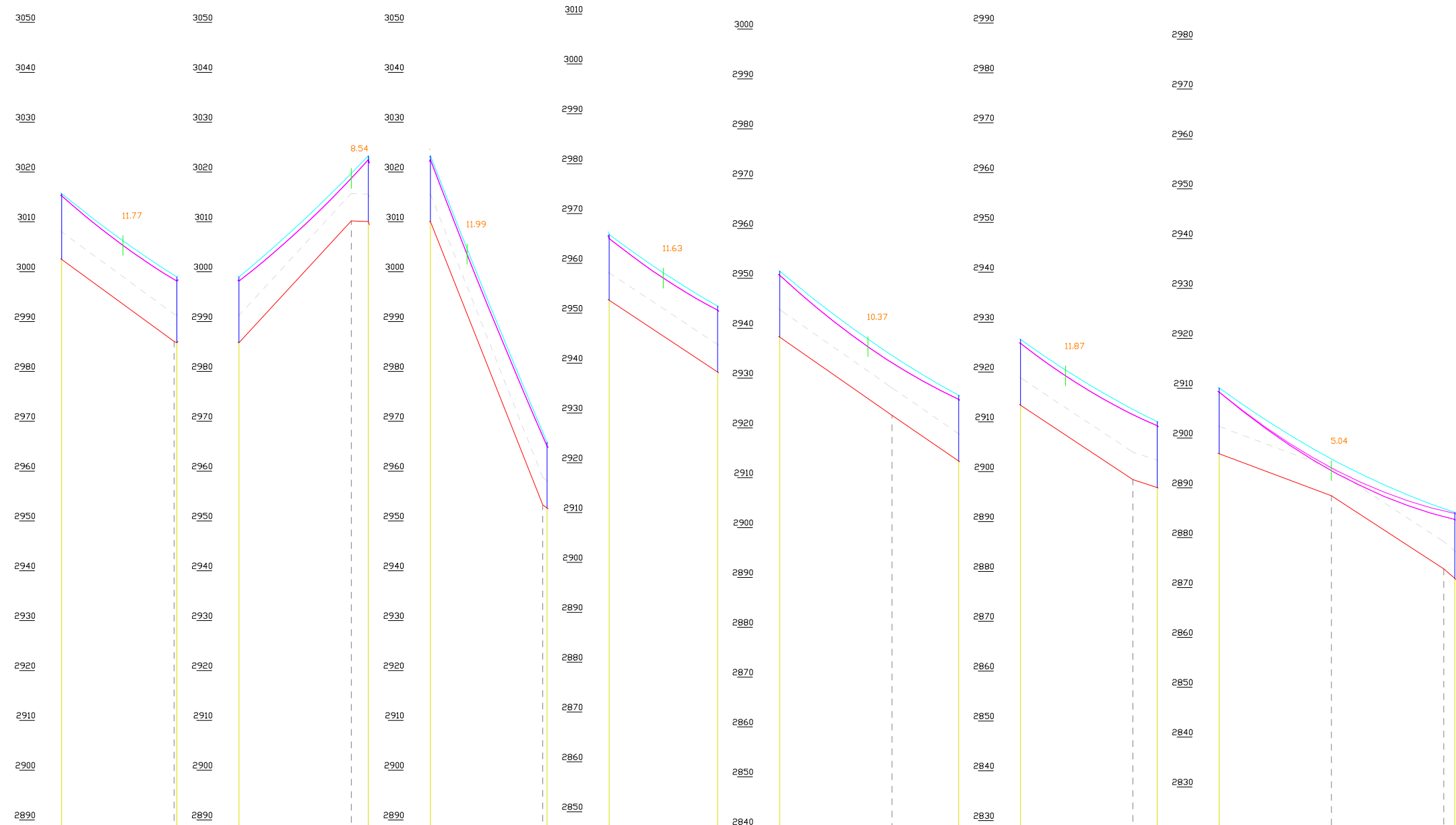


ESTACIÓN	TA-151	-	TA-152	TA-152	-	TA-153	TA-153	-	TA-154	TA-154	-	TA-156	TA-156	-	TA-157	TA-157	-	TA-158	TA-158	TA-159	TA-159	TA-160
DISTANCIA PARCIAL (m)	90.00	66.86	90.00	64.83	90.00	31.44	44	62.39	32.24	24	82.17	88.33	48.74	72.86								
DISTANCIA ACUMULADA (m)	13188.77	13278.77	13345.63	13345.63	13435.63	13500.46	13500.46	13590.46	13621.90	13621.90	13684.29	13684.29	13774.29	13806.52	13806.52	13888.69	13888.69	13977.02	13977.02	14025.76	14025.76	14098.62
COTA DE TERRENO (m)	3749.02	3753.41	3759.28	3759.28	3744.88	3739.19	3739.19	3736.84	3733.40	3733.40	3727.85	3727.85	3711.80	3706.25	3706.25	3696.99	3696.99	3693.13	3693.13	3693.94	3693.94	3693.53
TIPO DE TERRENO																						
PROPIETARIO																						

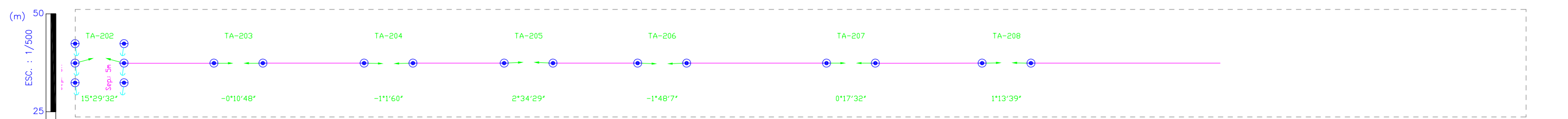


REV.	DESCRIPCIÓN	DISEÑO	DIBUJO	APROBADO	FECHA	RED PRIMARIA DE MEDIA TENSION	TA-05	PERFIL RED PRIMARIA	PERFIL Y PLANIMETRIA : 13.19 km A 14.10 km	DIS. : A.G.F.	REV. :	APR. :	DIB. : A.G.F.	DEPARTAMENTO: APURIMAC	PROVINCIA : ABANCAY	DISTRITO : TAMBURCO	FECHA :	ESCALA : H : 1/2000 V : 1/500	PLANO : 16/30	01-RP
------	-------------	--------	--------	----------	-------	-------------------------------	-------	---------------------	--	---------------	--------	--------	---------------	------------------------	---------------------	---------------------	---------	-------------------------------	---------------	-------

NÚMERO DE ESTRUCTURA ACUMULADA (m)	203	204	204	205	205	206	206	207	207	208	208	209	209	210
ARMADO PRINCIPAL	AT6	AT1-A	AT1-A	AT1-A	AT1-A	AT1-A	AT1-A	AT1-A	AT1-A	AT1-A	AT1-A	AT1-A	AT1-A	ATH6
ARMADO SECUNDARIO	18881.41	18973.62	18973.62	19077.30	19077.30	19170.72	19170.72	19257.55	19257.55	19400.88	19400.88	19510.30	19510.30	19699.07
VANO VIENTO (m)	80.72	97.95	97.95	98.55	98.55	90.13	90.13	115.08	115.08	126.37	126.37	149.09	149.09	235.78
VANO PESO (m)	164.46	-422.66	-422.66	1116.42	1116.42	-431.29	-431.29	125.20	125.20	98.16	98.16	122.25	122.25	140.43
SOPORTE	3x15/500	15/500	15/500	15/500	15/500	15/500	15/500	15/500	15/500	15/500	15/500	15/500	15/500	2x15/500
RETENIDAS	3RI													2RI
PUESTA A TIERRA	PAT-1	PAT-1	PAT-1	PAT-1	PAT-1	PAT-1	PAT-1	PAT-1	PAT-1	PAT-1	PAT-1	PAT-1	PAT-1	PAT-1
CIMENTACIÓN	CM12-I	CM12-I	CM12-I	CM12-I	CM12-I	CM12-I	CM12-I	CM12-I	CM12-I	CM12-I	CM12-I	CM12-I	CM12-I	CM12-I
AMORTIGUADORES	-/-	-/-	-/-	-/-	-/-	-/-	-/-	-/-	-/-	-/-	-/-	-/-	-/-	-/-
VANO HORIZONTAL (m)		92.22		103.68		93.42		86.84		143.33		109.42		188.77
PARÁMETRO CATENARIA (m)		1250.28		1250.28		1250.28		1250.28		1250.28		1250.28		1250.28
EDS INICIAL (%)		18.0		18.0		18.0		18.0		18.0		18.0		18.0
EDS FINAL (%)		20.0		20.0		20.0		20.0		20.0		20.0		20.0
CONDUCTOR		1x70 AAAC		1x70 AAAC		1x70 AAAC		1x70 AAAC		1x70 AAAC		1x70 AAAC		1x70 AAAC

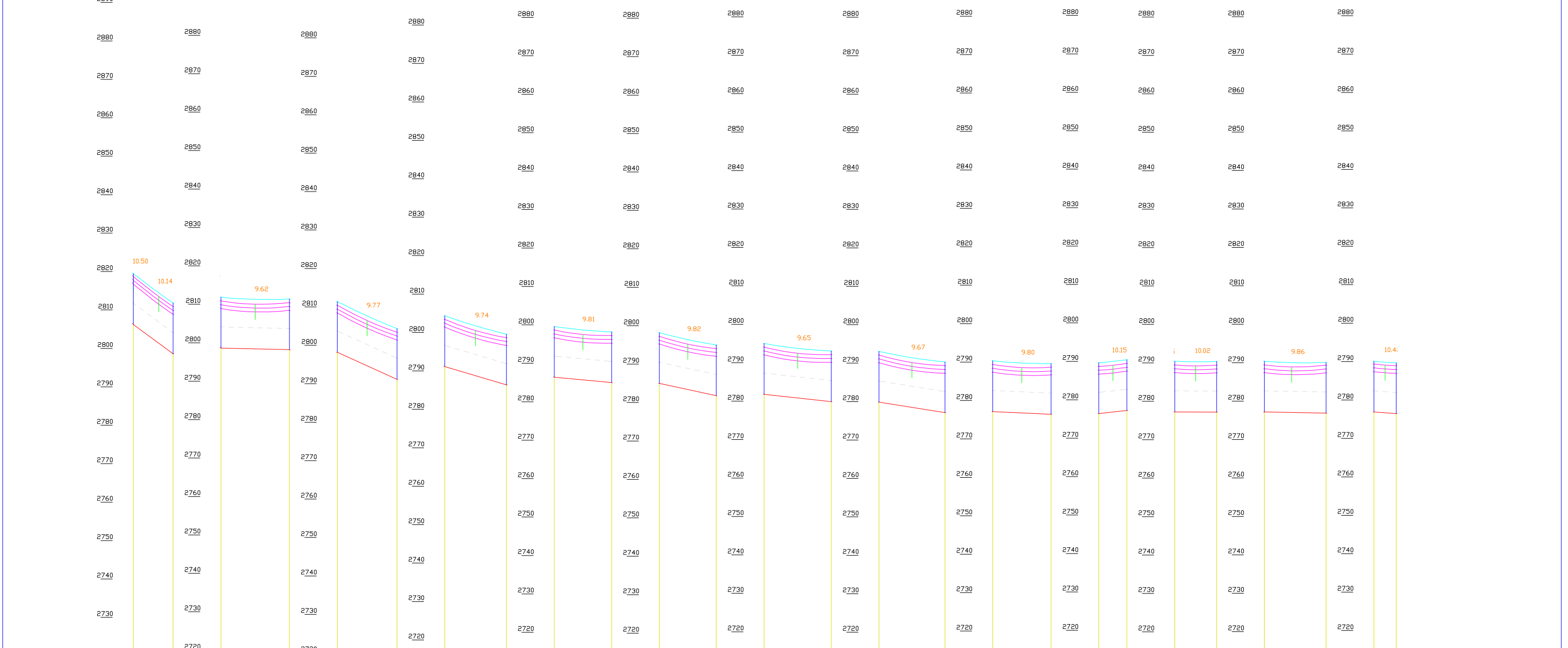


ESTACIÓN	TA-202	TA-203	TA-203	TA-204	TA-204	TA-205	TA-205	TA-206	TA-206	TA-207	TA-207	TA-208	TA-208	TA-209		
DISTANCIA PARCIAL (m)	92.22	103.68	93.42	86.84	90.00	53.33	109.42	90.00	98.77							
DISTANCIA ACUMULADA (m)	18881.41	18973.62	18973.62	19077.30	19077.30	19170.72	19170.72	19257.55	19257.55	19347.55	19400.88	19400.88	19510.30	19510.30	19600.30	19699.07
COTA DE TERRENO (m)	3002.45	2985.74	2985.74	3010.06	3010.06	2952.59	2952.59	2938.23	2938.23	2922.52	2913.33	2913.33	2896.83	2896.83	2888.40	2871.87
TIPO DE TERRENO																
PROPIETARIO																

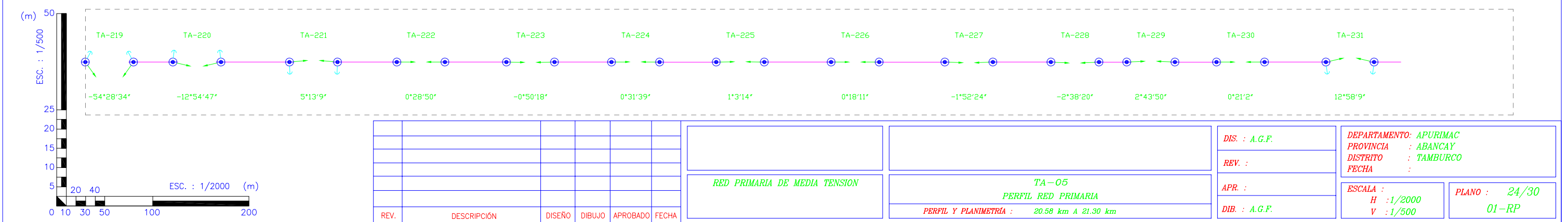


REV.	DESCRIPCIÓN	DISEÑO	DIBUJO	APROBADO	FECHA	RED PRIMARIA DE MEDIA TENSION	TA-05 PERFIL RED PRIMARIA	DIS. : A.G.F. REV. : APR. : DIB. : A.G.F.	DEPARTAMENTO: APURIMAC PROVINCIA : ABANCAY DISTRITO : TAMBURCO FECHA : ESCALA : H : 1/2000 V : 1/500	PLANO : 22/30 01-RP
------	-------------	--------	--------	----------	-------	-------------------------------	------------------------------	--	--	------------------------

NÚMERO DE ESTRUCTURA	9	220	221	221	222	222	223	223	224	224	225	225	226	226	227	227	228	228	229	229	230	230	231	231	232	232	233
ACUMULADA (m)	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144
ARMADO PRINCIPAL	ATBVI-A	ATBVI-A	ATBVI-A	ATBVI-A	ATBVI-A	ATBVI-A	ATBVI-A	ATBVI-A	ATBVI-A	ATBVI-A	ATBVI-A	ATBVI-A	ATBVI-A	ATBVI-A	ATBVI-A	ATBVI-A	ATBVI-A	ATBVI-A	ATBVI-A	ATBVI-A	ATBVI-A	ATBVI-A	ATBVI-A	ATBVI-A	ATBVI-A	ATBVI-A	ATBVI-A
ARMADO SECUNDARIO	20584.37	20625.53	20625.53	20696.68	20696.68	20758.50	20758.50	20822.48	20822.48	20881.91	20881.91	20940.82	20940.82	21010.47	21010.47	21078.78	21078.78	21139.17	21139.17	21168.16	21168.16	21211.53	21211.53	21275.44	21275.44	21275.44	21275.44
VANO VIENTO (m)	9931.24	56.15	56.15	66.48	66.48	62.90	62.90	61.71	61.71	59.17	59.17	64.28	64.28	68.98	68.98	64.35	64.35	44.69	44.69	36.18	36.18	53.64	53.64	43.44	43.44	43.44	43.44
VANO PESO (m)	7968.16	-126.09	-126.09	173.27	173.27	23.97	23.97	11.31	11.31	89.54	89.54	37.96	37.96	81.41	81.41	35.97	35.97	6.09	6.09	64.41	64.41	53.30	53.30	59.12	59.12	51.75	51.75
SOPORTE	15/500	15/500	15/500	15/500	15/500	15/500	15/500	15/500	15/500	15/500	15/500	15/500	15/500	15/500	15/500	15/500	15/500	15/500	15/500	15/500	15/500	15/500	15/500	15/500	15/500	15/500	15/500
RETENIDAS	IRI	IRI	IRI	IRI	IRI	IRI	IRI	IRI	IRI	IRI	IRI	IRI	IRI	IRI	IRI	IRI	IRI	IRI	IRI	IRI	IRI	IRI	IRI	IRI	IRI	IRI	IRI
PUESTA A TIERRA	PAT-1	PAT-1	PAT-1	PAT-1	PAT-1	PAT-1	PAT-1	PAT-1	PAT-1	PAT-1	PAT-1	PAT-1	PAT-1	PAT-1	PAT-1	PAT-1	PAT-1	PAT-1	PAT-1	PAT-1	PAT-1	PAT-1	PAT-1	PAT-1	PAT-1	PAT-1	PAT-1
CIMENTACIÓN	CM12-I	CM12-I	CM12-I	CM12-I	CM12-I	CM12-I	CM12-I	CM12-I	CM12-I	CM12-I	CM12-I	CM12-I	CM12-I	CM12-I	CM12-I	CM12-I	CM12-I	CM12-I	CM12-I	CM12-I	CM12-I	CM12-I	CM12-I	CM12-I	CM12-I	CM12-I	CM12-I
AMORTIGUADORES	-/-	-/-	-/-	-/-	-/-	-/-	-/-	-/-	-/-	-/-	-/-	-/-	-/-	-/-	-/-	-/-	-/-	-/-	-/-	-/-	-/-	-/-	-/-	-/-	-/-	-/-	-/-
VANO HORIZONTAL (m)	41.16		71.15		61.81		63.98		59.44		58.91		69.64		68.32		60.39		28.99		43.37		63.91		22.96		22.96
PARÁMETRO CATENARIA (m)	991.56		991.56		991.56		991.56		991.56		991.56		991.56		991.56		991.56		991.56		991.56		991.56		991.56		991.56
EDS INICIAL (%)	18.0		18.0		18.0		18.0		18.0		18.0		18.0		18.0		18.0		18.0		18.0		18.0		18.0		18.0
EDS FINAL (%)	15.8		15.8		15.8		15.8		15.8		15.8		15.8		15.8		15.8		15.8		15.8		15.8		15.8		13.9
CONDUCTOR	1x70 AAAC		1x70 AAAC		1x70 AAAC		1x70 AAAC		1x70 AAAC		1x70 AAAC		1x70 AAAC		1x70 AAAC		1x70 AAAC		1x70 AAAC		1x70 AAAC		1x70 AAAC		1x70 AAAC		70 AA

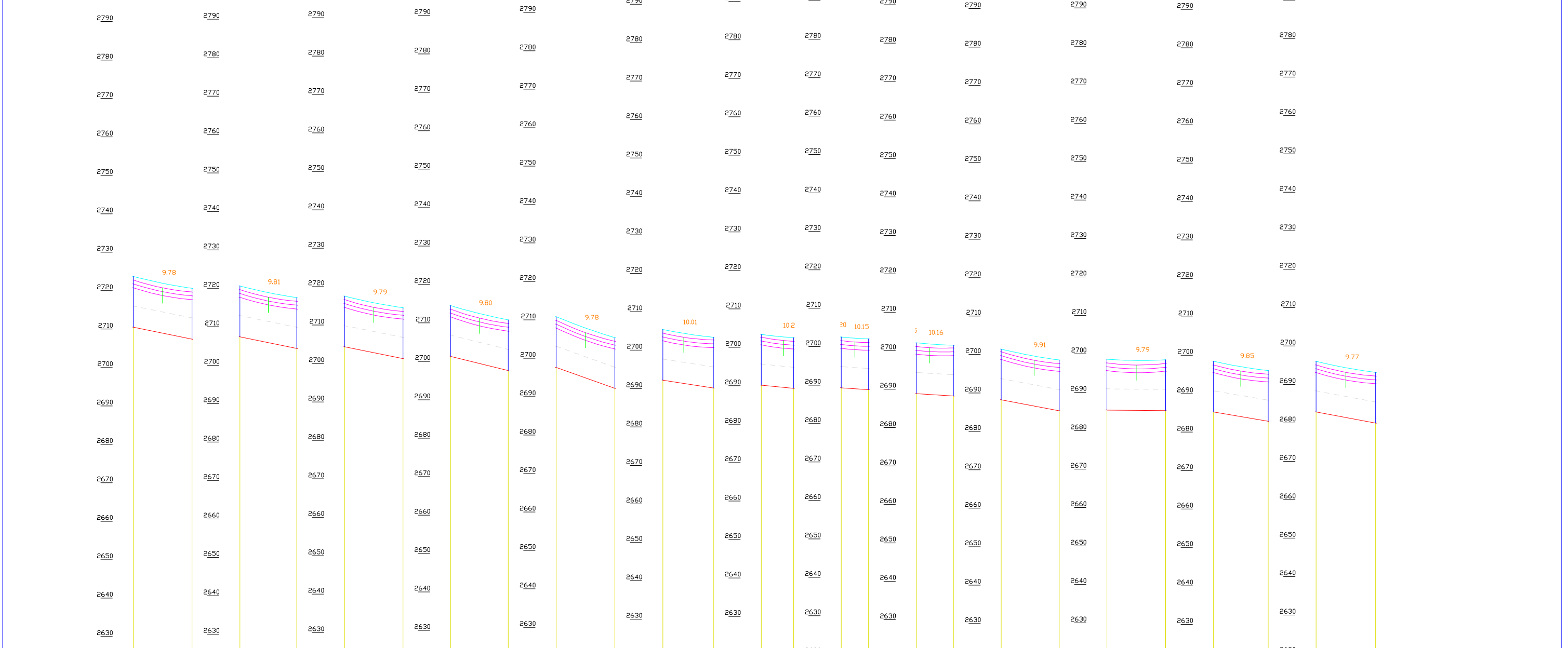


ESTACIÓN	TA-219	TA-220	TA-220	TA-221	TA-221	TA-222	TA-222	TA-223	TA-223	TA-224	TA-224	TA-225	TA-225	TA-226	TA-226	TA-227	TA-227			TA-229	TA-229	TA-230	TA-230					
DISTANCIA PARCIAL (m)	41.16	5	71.15	61.81	63.98	59.44	63.98	20822.48	20822.48	59.44	20881.91	20881.91	58.91	69.64	68.32	89.38	89.38			4	43.37	7	16	165.58				
DISTANCIA ACUMULADA (m)	20584.37	20625.53	20625.53	20696.68	20696.68	20758.50	20758.50	20822.48	20822.48	20881.91	20881.91	20940.82	20940.82	21010.47	21010.47	21078.78	21078.78			21168.16	21168.16	21211.53	21211.53					
COTA DE TERRENO (m)	2806.23	2798.62	2798.62	2798.19	2798.19	2791.15	2791.15	2786.39	2786.39	2784.99	2784.99	2781.79	2781.79	2779.87	2779.87	2777.12	2777.12			2777.21	2777.21	2777.16	2777.16					
TIPO DE TERRENO																												
PROPIETARIO																												

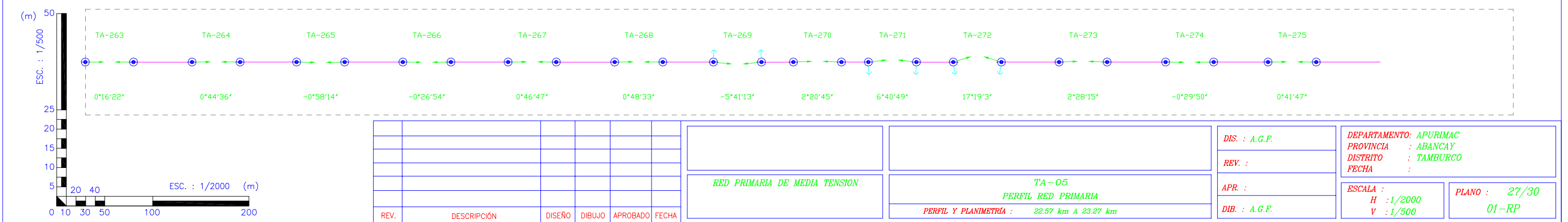


REV.	DESCRIPCIÓN	DISEÑO	DIBUJO	APROBADO	FECHA	RED PRIMARIA DE MEDIA TENSION	TA-05	PERFIL RED PRIMARIA	PERFIL Y PLANIMETRIA : 20.58 km A 21.30 km	DIS. : A.G.F.	REV. :	APR. :	DIB. : A.G.F.	DEPARTAMENTO: APURIMAC	PROVINCIA : ABANCAY	DISTRITO : TAMBURCO	FECHA :	ESCALA : H : 1/2000	V : 1/500	PLANO : 24/30	01-RP
------	-------------	--------	--------	----------	-------	-------------------------------	-------	---------------------	--	---------------	--------	--------	---------------	------------------------	---------------------	---------------------	---------	---------------------	-----------	---------------	-------

NÚMERO DE ESTRUCTURA	264	265	265	266	266	267	267	268	268	269	269	270	271	272	272	273	273	274	274	275	275	276	276	277	
ACUMULADA (m)	ATBV1-A	ATBV1-A	ATBV1-A	ATBV1-A	ATBV1-A	ATBV1-A	ATBV1-A	ATBV1-A	ATBV1-A	ATBV1-A	ATBV1-A	ATBV3-A	ATBV3-A	ATBV1-A	ATBV1-A	ATBV1-A	ATBV3-A	ATBV1-A	ATBV1-A	ATBV1-A	ATBV1-A	ATBV1-A	ATBV1-A	ATBV1-A	
ARMADO PRINCIPAL	22572.71	22633.64	22633.64	22692.58	22692.58	22753.04	22753.04	22812.69	22812.69	22873.59	22873.59	22926.22	22926.22	22959.82	22959.82	23025.98	23025.98	23085.97	23085.97	23146.83	23146.83	23203.55	23203.55	23265.28	
ARMADO SECUNDARIO	58.29	59.93	59.93	59.70	59.70	60.06	60.06	60.28	60.28	56.76	56.76	42.96	42.96	30.68	30.68	33.23	33.23	49.19	49.19	60.43	60.43	58.79	58.79	59.22	58.14
VANO VIENTO (m)	58.52	60.56	60.56	58.89	58.89	70.89	70.89	87.23	87.23	2.59	2.59	39.19	39.19	16.96	16.96	26.39	26.39	91.36	91.36	11.94	11.94	98.35	98.35	63.51	46.24
VANO PESO (m)	15/500	15/500	15/500	15/500	15/500	15/500	15/500	15/500	15/500	15/500	15/500	15/500	15/500	15/500	15/500	15/500	15/500	15/500	15/500	15/500	15/500	15/500	15/500	15/500	
RETENIDAS																									
PUESTA A TIERRA	PAT-1	PAT-1	PAT-1	PAT-1	PAT-1	PAT-1	PAT-1	PAT-1	PAT-1	PAT-1	PAT-1	PAT-1	PAT-1	PAT-1	PAT-1	PAT-1	PAT-1	PAT-1	PAT-1	PAT-1	PAT-1	PAT-1	PAT-1	PAT-1	
CIMENTACIÓN	CM12-I	CM12-I	CM12-I	CM12-I	CM12-I	CM12-I	CM12-I	CM12-I	CM12-I	CM12-I	CM12-I	CM12-I	CM12-I	CM12-I	CM12-I	CM12-I	CM12-I	CM12-I	CM12-I	CM12-I	CM12-I	CM12-I	CM12-I	CM12-I	
AMORTIGUADORES	-/-	-/-	-/-	-/-	-/-	-/-	-/-	-/-	-/-	-/-	-/-	-/-	-/-	-/-	-/-	-/-	-/-	-/-	-/-	-/-	-/-	-/-	-/-	-/-	
VANO HORIZONTAL (m)	60.93		58.94		60.47		59.65		60.90		52.63		33.29		28.07		38.39		59.99		60.87		56.71		61.74
PARÁMETRO CATENARIA (m)	973.17		973.17		973.17		973.17		973.17		973.17		900.32		900.32		900.32		983.30		983.30		983.30		983.30
EDS INICIAL (%)	18.0		18.0		18.0		18.0		18.0		18.0		18.0		18.0		18.0		18.0		18.0		18.0		18.0
EDS FINAL (%)	15.5		15.5		15.5		15.5		15.5		15.5		14.4		14.4		14.4		15.7		15.7		15.7		15.7
CONDUCTOR	1x70 AAAC		1x70 AAAC		1x70 AAAC		1x70 AAAC		1x70 AAAC		1x70 AAAC		1x70 AAAC		1x70 AAAC		1x70 AAAC		1x70 AAAC		1x70 AAAC		1x70 AAAC		1x70 AAAC



ESTACIÓN	TA-263	TA-264	TA-264	TA-265	TA-265	TA-266	TA-266	TA-267	TA-267	TA-268	TA-268	TA-269	TA-269	TA-271	TA-271	TA-272	TA-272	TA-273	TA-273	TA-274	TA-274	TA-275	TA-275	TA-276	
DISTANCIA PARCIAL (m)	60.93		58.94		60.47		59.65		60.90		52.63		33.29		28.07		38.39		59.99		60.87		56.71		61.74
DISTANCIA ACUMULADA (m)	22572.71	22633.64	22633.64	22692.58	22692.58	22753.04	22753.04	22812.69	22812.69	22873.59	22873.59	22926.22	22926.22	22959.82	22959.82	23025.98	23025.98	23085.97	23085.97	23146.83	23146.83	23203.55	23203.55	23265.28	
COTA DE TERRENO (m)	2710.49	2707.40	2707.40	2704.36	2704.36	2701.30	2701.30	2697.62	2697.62	2692.16	2692.16	2690.14	2690.14	2688.83	2688.83	2688.22	2688.22	2685.37	2685.37	2685.24	2685.24	2682.83	2682.83	2679.94	
TIPO DE TERRENO																									
PROPIETARIO																									



REV.	DESCRIPCIÓN	DISEÑO	DIBUJO	APROBADO	FECHA	RED PRIMARIA DE MEDIA TENSION	TA-05	PERFIL RED PRIMARIA	PERFIL Y PLANIMETRIA : 22.57 km A 23.27 km	DIS. : A.G.F.	REV. :	APR. :	DIB. : A.G.F.	DEPARTAMENTO: APURIMAC	PROVINCIA : ABANCAY	DISTRITO : TAMBURCO	FECHA :	ESCALA : H : 1/2000	V : 1/500	PLANO : 27/30	01-RP
------	-------------	--------	--------	----------	-------	-------------------------------	-------	---------------------	--	---------------	--------	--------	---------------	------------------------	---------------------	---------------------	---------	---------------------	-----------	---------------	-------

ANEXO K

COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO

COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO

1. INTRODUCCIÓN

En este documento se presenta la metodología, los datos y los resultados del estudio de coordinación de aislamiento y de selección del pararrayos para determinar el nivel de aislamiento de los equipos de 22.9 kV de La línea TA-05.

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 pueden presentar teniendo en cuenta las características del sistema. (Collantes Véliz, 2010, pág. 36)

Para determinar el nivel de aislamiento de los equipos de la subestación seguimos la metodología expuesta en la norma IEC 60071-2.

Los principales pasos para la coordinación de aislamiento son:

- Determinación de los parámetros del sistema.
- Determinación de las sobretensiones representativas (U_{rp}).
- Determinación de las tensiones de soportabilidad para coordinación (U_{cw}).
- Determinación de las tensiones de soportabilidad normalizadas (U_w).
- Determinación de las tensiones de soportabilidad requeridas (U_{rw}).

3. PARÁMETROS DEL SISTEMA

En la Tabla N° 1 se presentan los parámetros generales para La línea TA-05 22.9 kV.

Tabla N° 1. Parámetros de La línea TA-05 22.9 kV.

Tensión nominal	22.9 kV
Frecuencia nominal	60 Hz
Tensión máxima del sistema o el equipo	24 kV
Conexión del sistema	Sólidamente Puesto a tierra
Nivel de Contaminación Ambiental (IEC-60071-2)	Medio
Altura sobre el nivel del mar (promedio)	2900

Como la línea TA-05 en 22.9 kV, su disposición está comprendida entre zonas a 2300 y 3500 m.s.n.m, por lo tanto, para los cálculos se asumirá un promedio entre las alturas indicadas que será de 2900 m.s.n.m.

3.1. DETERMINACIÓN DE LAS SOBRETENSIONES REPRESENTATIVAS (Urp)

3.1.1. SOBRE TENSIÓN A FRECUENCIA INDUSTRIAL

Son tensiones que se originan bajo condiciones normales de operación, por lo tanto, su frecuencia es igual o próxima a la frecuencia de operación del sistema (50 o 60 Hz) y al ser tensiones permanentes su duración puede corresponder al tiempo de vida del equipo. Para estos propósitos de coordinación de aislamiento se considera igual al voltaje más alto del sistema, en nuestro caso correspondería la máxima de tensión de diseño de los equipos de patio $U_s = U_m$. Por otro lado, en esta ítem, se incluye también la tensión base para expresar las sobretensiones en p.u, la cual es calculada según la ecuación (1).

$$U_{BASE} = \frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}} \cdot U_m \quad (1)$$

En este sentido, en la Tabla N° 2, se presenta el resumen de lo expuesto anteriormente.

Tabla N° 2- Tensión Representativa a frecuencia Industrial y Tensión base.

Tensión asignada al equipo, Um	Tensión base
24 kV	19.60 kV

3.1.2. SOBRETENSIONES TEMPORALES

Se consideran los valores para las sobretensiones sugeridas en la recomendación IEC 60071-2, los cuales incluyen factores que llevan a resultados conservativos.

3.1.2.1. SOBRETENSIONES POR FALLAS A TIERRA.

Cuando ocurre una falla a tierra en un punto del sistema esto lleva a un aumento de la tensión fase - tierra en las fases sanas y este valor dependerá del grado de aterramiento del sistema.

La expresión (1,2). En sistemas con neutro aislado tenemos que las sobretensiones alcanzan hasta en 1,4 veces la tensión eficaz máxima.

$$U_{rp(F-T)} = K \cdot \frac{U_s}{\sqrt{3}} \quad (2)$$

donde:

K: Factor de falla a tierra (Ver anexo B de la norma IEC 60071-2)

Us: Máxima tensión del sistema, kV

3.1.2.2. SOBRETENSIONES POR RECHAZO DE CARGA

Otra fuente de sobretensiones temporales es el rechazo de carga el cual produce sobre tensiones que afectan el aislamiento fase – tierra y fase – fase.

$$V_{rp(F-T)} = 1.4 \frac{U_S}{\sqrt{3}} \quad (3)$$

$$V_{rp(F-F)} = 1.4 U_S \quad (4)$$

3.1.2.3. SOBRETENSIONES REPRESENTATIVAS TEMPORALES.

Considerando las ecuaciones anteriores son calculadas y expuestas en la Tabla N° 3.

Tabla N° 3- Sobretensiones Representativas Temporales

Tipo de Sobretensión	kV	p.u
Falla Fase a Tierra Urp (F-T)	19,40	0,99
Rechazo de Carga Urp (F-T)	19,40	0,99
Rechazo de Carga Urp (F-F)	33,60	1,71

3.1.3. SOBRETENSIONES DE FRENTE LENTO

De todos los eventos que producen sobretensiones de frente lento, se analizará la re-energización de las líneas conectadas a la subestación, ya que, por lo general este tipo de maniobras son las que ocasionan este tipo de sobretensiones y son más significativas.

3.1.3.1. IMPULSOS QUE AFECTAN A LOS EQUIPOS EN LA ENTRADA DE LÍNEA EN ENERGIZACIÓN LOCAL.

La re-energización desde el extremo local resulta en impulsos de sobretensión fase a tierra U_{e2} y fase a fase U_{p2} , seleccionados a partir de la Figura N° 1 y 2 (norma IEC 60071-2), respectivamente. Las sobretensiones significativas para los equipos a la entrada de la línea obviando los pararrayos son:

$$U_{et(F-T)} = 1.25 U_{e2} - 0.25$$

$$U_{pt(F-F)} = 1.25 U_{p2} - 0.43$$

Donde:

U_{e2} : Valor de la sobretensión fase a tierra con probabilidad del 2% que sea excedido (Ver Figura N° 1 (norma IEC 60071-2).

$U_{et(F-T)}$: Valor de sesgamiento de la distribución acumulada de las sobretensiones fase a tierra.

U_{p2} : Valor de la sobretensión fase a fase con probabilidad del 2% de que sea excedida (Ver Figura N° 2 (norma IEC 60071-2).

$U_{pt(F-F)}$: Valor de sesgamiento de la distribución acumulada de sobretensiones fase a fase.

Figura N° 1. Guía para la Selección de V_{e2} para sobretensiones de frente lento por eventos de energización y re-energización de líneas

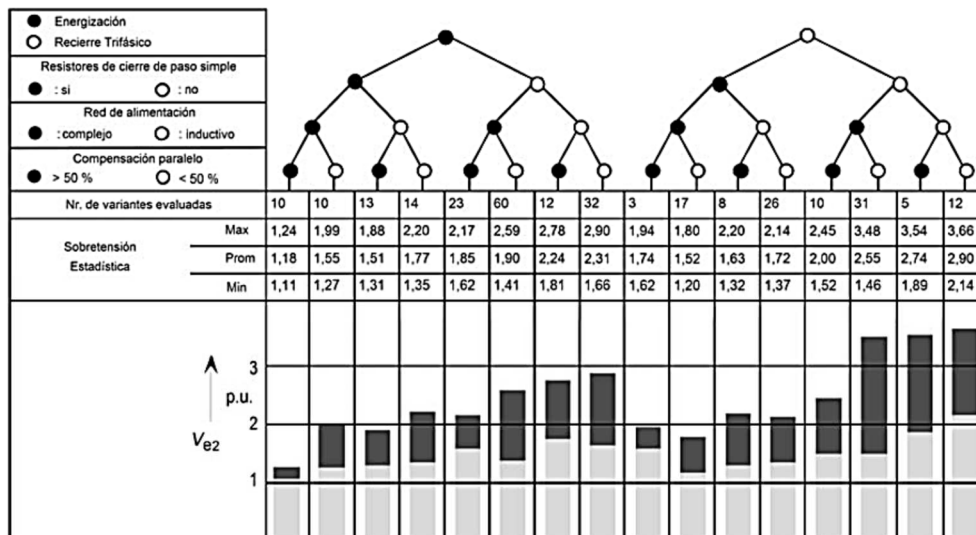
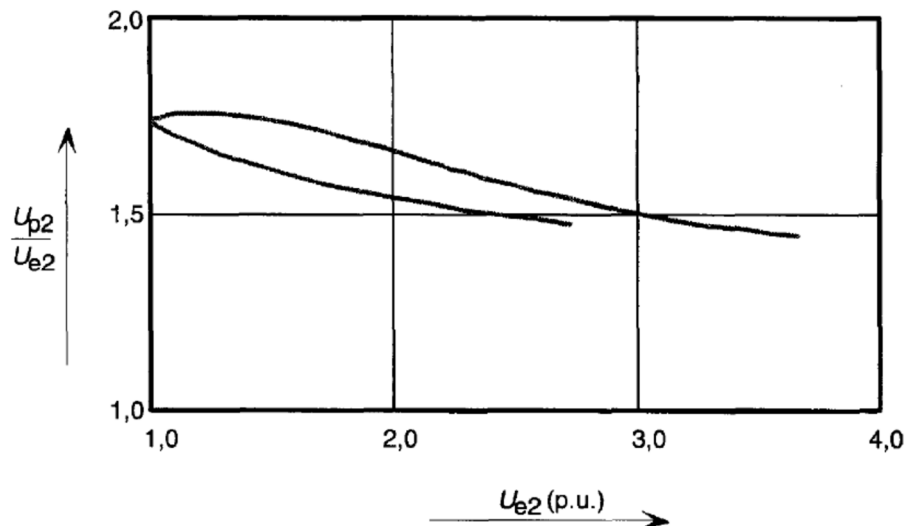


Figura N° 2. Relación entre los valores de las sobretensiones de frente lento fase-fase y fase-tierra



3.1.3.2. IMPULSOS QUE AFECTAN TODOS LOS EQUIPOS ENERGIZACIÓN EXTREMO LOCAL.

Hablando de la energización y re-energización local (extremo emisor) estos resultan en impulsos de sobretensión menos críticos que para el extremo receptor, esto con la finalidad de ser conservativos y seleccionamos los valores recomendados por la norma U_{e2} y U_{p2} .

$$U'_{et(F-T)} = 1.25 U'_{e2} - 0.25 \quad (5)$$

$$U'_{pt(F-F)} = 1.25 U'_{p2} - 0.43 \quad (6)$$

donde:

U_{e2}' : Valor de la sobretensión fase a tierra con probabilidad del 2% de ser excedido (Ver Figura N° 1 (Norma IEC 60071-2)).

$U_{et(F-T)'}$: Valor de sesgamiento de la distribución acumulada de las sobretensiones fase a tierra.

U_{p2}' : Valor de la sobretensión fase a fase con probabilidad del 2% de ser excedida (Ver Figura N° 2 (Norma IEC 60071-2)).

$U_{pt(F-F)'}$: Valor de sesgamiento de la distribución acumulada de las sobretensiones fase a fase.

3.1.4. SOBRETENSIONES REPRESENTATIVAS DE FRENTE LENTO

Las sobretensiones representativas de frente lento, considerando las ecuaciones y Figuras anteriores, son calculadas y expuestas en la Tabla N° 4

Tabla N° 4. Sobretensiones de Frente Lento

Sobretensiones de Frente Lento					
Equipos a la entrada			Otros Equipos		
Parámetros	p.u	kV	Parámetros	p.u	kV
U_{e2}	3.66	71.72	U_{e2}'	2.90	56.83
U_{p2}/U_{e2}	1.40		U_{p2}'/U_{e2}'	1.50	
U_{p2}	5.12		U_{p2}'	4.35	
$U_{et(F-T)}$	4.33	84.75	$U_{et(F-T)'}$	3.38	66.14
$U_{pt(F-F)}$	5.98	117.09	$U_{pt(F-F)'}$	5.01	98.13

3.1.4.1. PARARRAYOS EN LA ENTRADA DE LÍNEA ENERGIZACIÓN DESDE EL EXTREMO REMOTO.

Con la finalidad de controlar las sobretensiones por energización de la línea en el extremo remoto se instalarán pararrayos a la entrada de la línea con las características de protección que siguen:

- El NPR (U_{pl} , Nivel de protección para el impulso tipo rayo) es la tensión máxima residual para un impulso atmosférico a la corriente nominal de descarga, 10 kA (8/20 μ s).
- El NPM (U_{ps} , Nivel de protección al impulso tipo maniobra) es equivalente a la máxima tensión residual para impulsos de corrientes de maniobra, 0.5kA (30/60 μ s).

Usando pararrayos, las sobretensiones representativas se pueden ser directamente por U_{ps} para las sobretensiones fase a tierra o $2U_{ps}$ para las sobretensiones fase a fase siempre en cuando los valores de protección son menores a los máximos esfuerzos de sobretensión U_{et} y U_{pt} de frente lento.

Las sobretensiones de frente lento representativas son:

Para equipo a la entrada de la línea:

$$U_{rp(F-T)} = U_{ps} \quad (7)$$

$$U_{rp(F-F)} = 2U_{ps} \quad (8)$$

Para todos los otros equipos:

$$U_{rp(F-T)} = U_{ps} \quad (9)$$

$$U_{rp(F-F)} = U_{pt(F-F)} \quad (10)$$

En este sentido, para calcular estas sobretensiones de frente lento, ocasionas por la energización del extremo remoto, en primer lugar, se obtendrá los valores de NPM y NPR del pararrayos, tal como se describe a continuación:

3.1.5. CALCULO DE NPM Y NPR DEL PARARRAYOS

Para la protección ante sobretensiones de maniobra y atmosféricas se ha previsto ubicar pararrayos de óxido metálico entre fase y tierra, tanto en las entradas asociadas a la CH, así como en las cercanías del transformador de potencia, para garantizar la protección de los equipos de la CH y principalmente del transformador. Además, para la selección de pararrayos se tomará como referencia los catálogos de fabricantes para comparar y verificar los parámetros encontrados durante el procedimiento

3.1.5.1. TENSIÓN CONTINUA DE OPERACIÓN (COV)

Se define como el valor máximo permisible de voltaje sinusoidal r.m.s de frecuencia industrial que se puede aplicar continuamente entre los terminales del pararrayos, sin presentar problemas térmicos. De esta forma, la tensión continua de operación se define como:

$$COV = k \cdot \frac{U_s}{\sqrt{3}} \quad (11)$$

donde:

k: factor de seguridad debido a la presencia de armonicos en la red.

Es importante resaltar, que el criterio para la selección de COV es que su valor pico debe ser mayor que el valor pico del voltaje más elevado de operación ($V_{s(f-t)}$) en el sitio de ubicación del pararrayos.

De lo expuesto anteriormente, para el caso de análisis la COV es:

$$\text{COV} = 1.05 \frac{24}{\sqrt{3}} = 14.55 \text{ kV} \quad (12)$$

De (1.12) se verifica valor de COV calculado, satisface el criterio de selección establecido en este ítem.

3.1.5.2. TENSIÓN NOMINAL DE PARARRAYOS (SEGÚN FABRICANTES)

La tensión nominal está relacionada con la capacidad que tiene el pararrayos de operar frente a las sobretensiones temporales del sistema en un período definido de tiempo. En caso del fabricante, se utiliza los siguientes criterios:

Criterio 1: Este criterio determina la tensión nominal mínima del pararrayos, tal como se verifica en la expresión (13)

$$V_{r\min} = 1.25 \text{ COV} \quad (13)$$

Para el caso analizado se tiene que:

$$V_{r\min} = 18.19 \text{ kV} \quad (14)$$

Criterio 2: Este criterio se apega más a la definición de la norma IEC-60071-2, puesto que para el cálculo de V_r se utiliza las sobretensiones temporales calculadas. En este sentido, se tiene que:

$$V_r' = \frac{\text{TOV}}{K_{\text{tov}}} \quad (15)$$

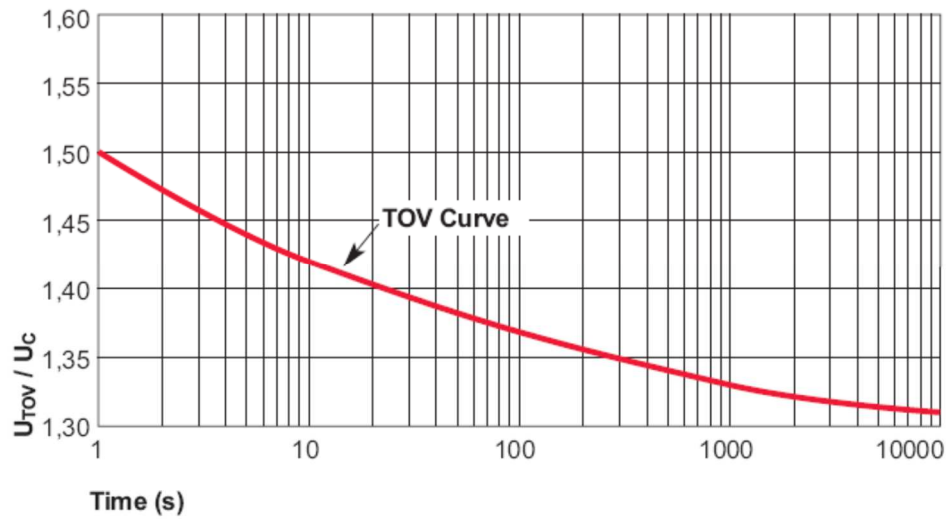
donde:

V_r' : Tensión nominal de preselección.

TOV: Sobretensión temporal a ser analizada.

K_{tov} : Factor de sobretensión, dada por el fabricante, ver Figura N° 3

Figura N° 3. Curva característica de la relación Ktov – tiempo



Se considerará el valor Ktov para 1s. El valor de TOV para el análisis corresponde al de falla a tierra que tiene un valor de 19.40 kV. De esta forma, el valor de Vr' es:

$$V_r' = \frac{19.4}{1.5} = 13 \text{ kV} \quad (16)$$

Para la selección final de la tensión nominal del pararrayos, se evalúa tanto la expresión (16) como la (17). Al final la tensión nominal del pararrayos será el valor normalizado correspondiente al mayor valor de todos los calculados, así:

$$V_r = \max(V_{r_{\min}}, V_r') = 18.19 \text{ kV} \quad (17)$$

El valor de la expresión. (1.18) es normalizado a 18 kV, de acuerdo con la Tabla N° 5 dada por la norma IEC-60099-4. En el catálogo del fabricante se cuenta con este nivel de tensión normalizado.

Tabla N° 5. Escalones de Tensiones Asignadas Normalizadas

Rango de Tensiones Asignadas (kV)	Pasos de Incremento de la Tensión Asignada(kV)
3 – 30	1
30 – 54	3
54 – 96	6
96 – 288	12
288 – 324	18

Dentro de este contexto, para la tensión asignada normalizada en 18 kV los valores de NPM y NPR son 37.6 y 49.0 kV, respectivamente.

3.1.5.3. Tensión Nominal de Pararrayos (Norma)

La expresión (18) permite calcular la tensión nominal del pararrayo de acuerdo a la norma.

$$V_{eq} = V_r \cdot \left(\frac{T_t}{10} \right)^m \quad (18)$$

Donde:

V_r : es la amplitud de la sobretensión temporal.

T_t : es la duración de la sobretensión temporal en segundos s.

V_{eq} : es la amplitud de la sobretensión temporal de 10 s equivalente. m es un exponente que describe la característica de tensión a frecuencia industrial en función del tiempo del pararrayos.

El valor de m varía entre 0.022 y 0.018 para diferentes diseños de pararrayos, sin embargo, se puede usar el valor medio de 0.02.

Calculando V_r con la expresión (19) con los mismos valores de amplitud y duración de sobretensión que para el caso anterior se tiene:

$$V_{eq} = 19.4 \left(\frac{1}{10} \right)^{0.02} = 18.53 \text{ kV} \quad (19)$$

Usando un margen de seguridad del 5 %.

$$V_{eq} = 5\% \cdot (18.53) = 19.45 \text{ kV} \quad (20)$$

Similarmente, esta expresión será normalizada para un valor de 19 kV. Dentro de este contexto, para la tensión asignada normalizada en 21 kV los valores de NPM y NPR son 43.7 y 57.0 kV, respectivamente.

Por lo tanto tomando en consideración que los valores de NPM y NPR son mas conservadores para el cálculo desarrollado por norma, entonces los valores finales de estos serían 43.7 y 57.0 kV

Entonces, con las ecuaciones (18), (19), (20), (21) y los valores de NPM NPR ya es posible calcular las sobretensiones por energización de la línea en el extremo remoto. En la Tabla N° 6 son expuestos los resultados del cálculo de estas sobretensiones.

Tabla N° 6. Sobretensiones de Frente Lento por Energización de la Línea en el Extremo Remoto

Equipos a la entrada			Otros Equipos		
Parámetros	Kv	p.u	Parámetros	kV	p.u
$U_{rp(F-T)}$	48.07	2.453	$U_{rp(F-T)}$	46.98	2.397
$U_{rp(F-F)}$	91.77	4.683	$U_{rp(F-F)}$	100.58	5.133

3.2. DETERMINACIÓN DE LAS TENSIONES DE COORDINACION (UCW)

En esta fase del procedimiento se hace la relación o coordinación entre las sobretensiones representativas, el efecto de los elementos de protección o pararrayos y el comportamiento deseado del aislamiento del equipo.

De la combinación de los factores antes descritos se tiene como resultado las tensiones soportadas de coordinación que corresponden a los valores mínimos de las tensiones soportadas de aislamiento que satisfacen los criterios de seguridad y confiabilidad establecidos.

3.2.1. SOBRETENSIONES TEMPORALES

De acuerdo al método determinista, para esta clase de sobretensiones, la tensión de soportabilidad de coordinación es equivalente a la sobretensión representativa temporal, entonces, el factor de coordinación K_c es igual a 1.

$$U_{cw(F-T)} = U_{rp} \cdot K_c \quad (21)$$

$$U_{cw(F-F)} = U_{rp} \cdot K_c \quad (22)$$

Para el caso analizado se tiene que:

Tabla N° 7- Tensiones de Coordinación para Sobretensiones
Temporales

Tipo de Sobretensión	K_c	kV
Falla a tierra: $U_{cw(F-T)}$	1.00	19.40
Rechazo de carga: $U_{cw(F-F)}$	1.00	33.60

3.2.2. SOBRETENSIONES DE FRENTE LENTO

La tensión de coordinación de soportabilidad se obtiene del producto del 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 Ups y el valor de la sobretensión fase a tierra U_{e2} , en la Figura N° 6 de la norma IEC 60071-2 se muestra la relación.

Factor de coordinación determinístico:

Para equipo a la entrada de la línea:

- Fase a tierra:

$$R_1 = \frac{U_{ps}}{U_{e2}} \Rightarrow K_{cd} \quad (23)$$

- Fase a fase:

$$R_2 = 2 \cdot \frac{U_{ps}}{U_{p2}} \Rightarrow K_{cd} \quad (24)$$

Para todos los otros equipos:

- Fase a tierra:

$$R_3 = \frac{U_{ps}}{U_{e2}} \Rightarrow K_{cd} \quad (25)$$

- Fase a fase:

$$R_4 = 2 \cdot \frac{U_{ps}}{U_{p2}} \Rightarrow K_{cd} \quad (26)$$

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

Para el análisis los factores y las tensiones de coordinación para las sobretensiones de frente lento son presentadas en la Tabla N° 8 y 9 respectivamente.

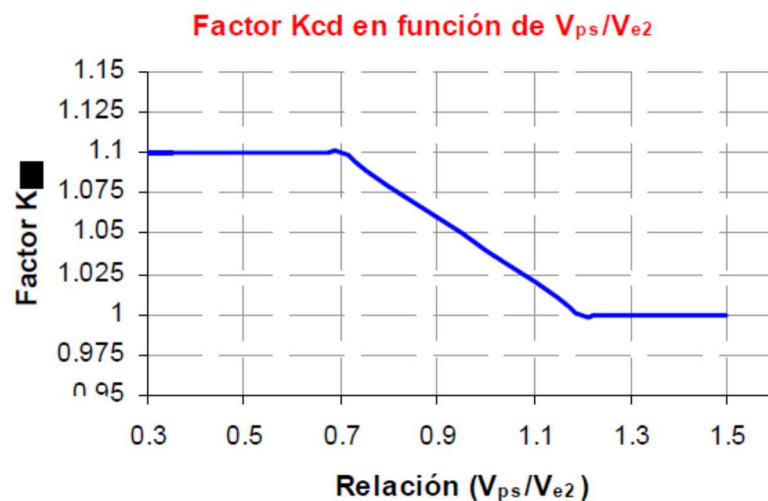


Tabla N° 8- Factores de Corrección

FACTOR DE COORDINACIÓN		
Equipo de entrada	Relación Ri	K_{cd}
Fase – tierra	0.609	1.100
Fase – Fase	0.870	1.050
Para todos los equipos		
Fase – tierra	0.769	1.075
Fase – Fase	1.025	1.025

Tabla N° 9- Tensiones de Coordinación para Sobretensiones de Frente lento

TIPO	kV	P.U.
U _{cw(F-T)} Para equipos de entrada	48.07	2.453
U _{cw(F-T)} Para todos los equipos	46.98	2.397
U _{cw(F-T)} Para equipos de entrada	91.77	4.683
U _{cw(F-T)} Para todos los equipos	100.58	5.133

3.2.3. SOBRETENSIONES DE FRENTE RÁPIDO

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

$$U_{cw} = U_{pl} + \frac{A}{n} \cdot \frac{L}{L_{sp} + L_a} \quad (27)$$

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 la Tabla N° F.2 de la 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, (n-1)

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

$$L = a_1 + a_2 + a_3 + a_4 \quad (28)$$

- a1: Longitud de la conexión del pararrayos a la línea, m
- a2: Longitud de la conexión a tierra del pararrayos, m
- a3: Longitud del conductor de fase entre el pararrayos y el equipo a proteger para el aislamiento interno y para el aislamiento externo, m
- a4: Longitud de la parte activa del pararrayos m
- Lsp: Longitud del vano de las líneas, m
- La: Sección de línea aérea calculada a partir de una tasa de salida igual a una tasa de falla aceptable, Ra
- Ra: Tasa de falla aceptable para el equipo, 0,005 fallas/año (1 falla/150 años)
- Rkm: Tasa de fallas por año del primer kilómetro de línea desde la subestación, fallas/año/km (COBA MARTINEZ, 2012, págs. 50-51)

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

Las sobretensiones de frente rápido afectan los aislamientos fase a fase y fase a tierra de igual forma. Para el caso en análisis en la Tabla N° 10 y 11 son presentados los datos y las tensiones de coordinación para las sobretensiones de frente rápido, respectivamente.

Tabla N° 10- Datos Requeridos para el Cálculo de la Tensiones de Coordinación para Sobretensiones de Frente Rápido

DATOS REQUERIDOS	PARÁMETROS
Upl:NPR-Nivel de Protección- Rayo(KV)	
Factor A	900
n:Cantidad de líneas conectadas a la subestación	1
L-Distancia del Pararrayos al último equipo	
L:Externo(m)	20
L:interno(m)	10
Lsp :Vano típico de la línea	80
Rkm: índice de fallas(m-años)	0.00002
Ra-Tasa de fallas aceptable(años)	0.005
La-longitud equivalente de Línea	250

Tabla N° 11- Tensiones de Coordinación para Sobretensiones de Frente Rápido

Sobretensiones Calculadas	kV	PU
Ucw Aislamiento externo	111.545	5.69
Ucw-Aislamiento interno	84.273	4.30

3.3. DETERMINACIÓN DE LAS TENSIONES DE SOPORTABILIDAD REQUERIDAS (U_{rw})

Las tensiones de soportabilidad requeridas 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. (COBA MARTINEZ, 2012, pág. 51)

3.3.1. FACTOR DE SEGURIDAD

El factor de seguridad es aplicable a cualquier tipo de sobretensión fase a fase y fase a tierra (temporal, frente lento, frente rápido).

- Para aislamiento interno usamos k_s = 1,15
- Para aislamiento externo usamos k_s = 1,05

3.3.2. FACTOR DE CORRECCIÓN ATMOSFÉRICO

Este factor viene definido por la siguiente ecuación:

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

donde:

H: Altura sobre el nivel del mar (2900 promedio)

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

m: De acuerdo a la Figura N° 9 de la norma IEC 71-2 para la coordinación de las tensiones de soportabilidad al impulso de maniobra

m: 1,0 voltajes de soportabilidad de corta duración a frecuencia industrial de distancias en el aire y de aisladores

Los factores de corrección de altura son mostrados en la Tabla N° 12

Tabla N° 12. Factores de Corrección de Altura Ka

			m	Ka
	Soportabilidad a frecuencia industrial	Fase-Tierra y Fase-Fase	1.00	1.427
Equipos de entrada	Soportabilidad al impulso Maniobra	Fase-Tierra	1.00	1.427
Otros Equipamientos		Fase-Tierra	1.00	1.427
Equipos de entrada		Fase-Fase	1.00	1.427
Otros Equipamientos		Fase-Fase	1.00	1.427
	Soportabilidad al impulso Atmosférico	Fase-Tierra y Fase-Fase	1.00	1.427

3.3.3. TENSIONES DE SOPORTABILIDAD REQUERIDAS

Según la tesis de Coba Martinez: Los valores para las tensiones de soportabilidad requeridas son obtenidos aplicando la siguiente ecuación:

$$U_{rw} = U_{cw} \cdot K_s \cdot K_a \quad (29)$$

Para sobretensiones temporales:

Aislamiento externo

$$U_{rw(F-T)} = U_{cw} \cdot K_s \cdot K_a \quad (30)$$

$$U_{rw(F-F)} = U_{cw} \cdot K_s \cdot K_a \quad (31)$$

Aislamiento Interno:

$$U_{rw(F-T)} = U_{cw} \cdot K_s \quad (32)$$

$$U_{rw(F-F)} = U_{cw} \cdot K_s \quad (33)$$

Para sobretensiones de frente lento tenemos:

Equipo a la entrada de la línea

Aislamiento externo

$$U_{rw(F-T)} = U_{cw} \cdot K_s \cdot K_a \quad (34)$$

$$U_{rw(F-F)} = U_{cw} \cdot K_s \cdot K_a \quad (35)$$

Para otros equipos:

Aislamiento Externo:

$$U_{rw(F-T)} = U_{cw} \cdot K_s \cdot K_a \quad (36)$$

$$U_{rw(F-F)} = U_{cw} \cdot K_s \cdot K_a \quad (37)$$

Aislamiento Interno:

$$U_{rw(F-T)} = U_{cw} \cdot K_s \quad (38)$$

$$U_{rw(F-F)} = U_{cw} \cdot K_s \quad (39)$$

Para sobretensiones de frente rápido:

Aislamiento Externo:

$$U_{rw(F-T)} = U_{cw} \cdot K_s \cdot K_a \quad (40)$$

$$U_{rw(F-F)} = U_{cw} \cdot K_s \cdot K_a \quad (41)$$

Aislamiento Interno:

$$U_{rw(F-T)} = U_{cw} \cdot K_s \quad (42)$$

$$U_{rw(F-F)} = U_{cw} \cdot K_s \quad (43)$$

Aplicando todas las ecuaciones expuestas en este ítem se tiene que:

Tabla N° 13. Tensiones de Soportabilidad Requeridas

Aislamiento		Equipo	Ucw(kV)		Urw(kV)	
			Externo	Interno	Externo	Interno
Sobretensiones temporales	Fase-Tierra		19.40	19.40	29.07	22.31
	Fase-Fase		33.60	33.60	50.36	38.64
Sobretensiones frente Lento	Fase-Tierra	Entrada	48.07	48.07	72.04	55.28
		Otros	46.98	46.98	70.41	54.02
	Fase-Fase	Entrada	91.77	91.77	137.54	105.54
		Otros	100.58	100.58	150.74	115.67
Sobretensiones frente Rápido	Fase-Tierra		111.55	84.27	167.18	96.91
	Fase-Fase		111.55	84.27	167.18	96.91

3.4. CONVERSIÓN A TENSIONES DE SOPORTABILIDAD NORMALIZADAS (Uw)

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. La Tabla N° 14 muestra los factores de conversión requeridos, obtenidos de la Tabla N° 2 de la norma IEC 60071-2. (COBA MARTINEZ, 2012, pág. 55)

Tabla N° 14- Factores de conversión para Rango I

Aislamiento	Tensión de soportabilidad de corta duración a frecuencia industrial	Tensión de soportabilidad al impulso tipo rayo
Aislamiento externo (seco) - Fase a tierra - Fase a fase Aislamiento limpio, húmedo	0,6+Urw/8500 0,6+Urw/12700 0,6	1,05+Urw/6000 1,05+Urw/9000 1,3
Aislamiento interno - Aislamiento inmerso en liquido - Aislamiento sólido	0.5 0.5	1.10 1.00

En la Tabla N° 15 es presentada la conversión especificada en este ítem.

Tabla N° 15. Conversión de las Tensiones de Soportabilidad

		AISLAMIENTO EXTERNO				AISLAMIENTO INTERNO	
		Entrada de línea		Otro equipo		Urw(s)	Urw(c)
		Urw(s)	Urw(c)	Urw(s)	Urw(c)		
Frecuencia Industrial	F-T	29.07	43.84	29.07	42.83	22.31	27.01
	F-F	50.36	84.01	50.36	92.23	38.64	57.83
impulso Maniobra	F-T	72.04	-	70.41	-	54.02	-
	F-F	137.54	-	150.74	-	115.67	-
impulso Rayo	F-T	167.18	76.51	167.18	74.75	96.91	59.43
	F-F	167.18	146.52	167.18	160.80	96.91	127.23

3.5. SELECCIÓN DE LAS TENSIONES DE SOPORTABILIDAD NORMALIZADAS

De acuerdo a la Tabla N° 2 de la norma IEC 60071-1 se seleccionan unos valores normalizados de aislamiento correspondientes a un sistema con una tensión máxima Um, estos niveles de aislamiento cubrirán cualquier

aislamiento externo e interno fase-fase y fase-tierra. (COBA MARTINEZ, 2012, pág. 57)

Para el aislamiento interno y externo se seleccionan las siguientes tensiones de soportabilidad:

- 50 kV para la tensión de soportabilidad de corta duración a frecuencia industrial, a tierra y entre polos.
- 145 kV para la tensión de soportabilidad al impulso atmosférico, a tierra y entre polos.

Estos son los niveles de aislamiento requeridos en las características garantizadas para el aislamiento de la subestación.

3.6. SELECCIÓN DE PARARRAYOS

Para la selección del pararrayos, primeramente, serán re-exhibidos en la Tabla N° 16 los parámetros calculados en la Sección 4.2.3.1.5.

Tabla N° 16. Parámetros Calculados en la Sección 4.2.3.1.5. para la Selección de Pararrayos

Parámetros Calculados	Valor (kV)
Tensión Continua de Operación (CVO)	14.55
Tensión nominal-Normalizado del Pararrayos(Vn)	21.00
Nivel de Protección del Pararrayos (Maniobras-0,5kA) (Vps)	43.7
Nivel de Protección del Pararrayos (Rayos-10kA) (Vpl)	57.0

Seguidamente, con base en la experiencia práctica se ha establecido que un nivel de protección confiable en sistemas del Rango I y II se consigue al seleccionar la corriente nominal de descarga bajo los siguientes criterios:

- Para sistemas de tensión más elevada igual o menor a 420 kV, se considera suficiente el uso de pararrayos con una corriente nominal de descarga de 10 kA.

- Para sistemas de tensión más elevada superior a 420 kV, se considera que puede ser necesario el uso de pararrayos de 20 kA.

Por lo tanto, para el caso en análisis la corriente de descarga nominal $I_n = 10$ kA

Luego, para para la determinación de la energía a ser absorbida por el pararrayos se considerará únicamente los eventos de re-cierre de las líneas conectadas a la subestación, por lo que, el cálculo de la energía se realiza mediante la expresión (44).

$$W = \frac{2U_{ps}(U_e - U_{ps}) * T_w}{Z} \quad (44)$$

donde:

W: Energía absorbida

Ups: Nivel de protección al impulso de maniobra 43.7 kV

Ue: Sobretensión esperada sin pararrayos, (3.66 p.u) 71.72 kV

Z: Impedancia característica de la línea, 279.11 Ohmios

Tw: Tiempo de viaje de la onda, el cual es igual a la longitud del tramo de línea por la velocidad de propagación

$$T_w = \frac{\text{Longitud línea km}}{300 \text{ m} / \mu\text{s}} \quad (45)$$

En este caso, la línea en 22.9 kV es de 24 km, le corresponde un tiempo de viaje de la onda de 80 microsegundos.

La capacidad de energía requerida por el pararrayos, W:

$$W = 0.7019 \text{ J} \quad (46)$$

También, la capacidad específica requerida por el pararrayos W' :

$$W' = \frac{W}{V_n} = 0.033 \text{ kJ/kV} \quad (47)$$

Con los resultados obtenidos en (1,48), El pararrayos a suministrar, clase 1, descarga de energía estandarizada de 4.2kJ/kV y 40kA de capacidad de corto circuito, cumpliendo de esta forma, con la capacidad de energía definida en las características garantizadas.

En la Tabla N° 17, se muestran las características del pararrayos escogido.

Tabla N° 17. Parámetros de Pararrayos de Oxido Metálico con Envolverte Polimérica

Marca	--
Tensión Asignada	21kV
Corriente Nominal de Descarga	10 kA
Clase de descarga de línea	1
Corriente de corto circuito asignada	40 kA
Capacidad de absorción de energía según IEC 60099-4	4.2 kJ/kV

ANEXO L

SUSTENTO LEGAL



**Electro
Sur Este S.A.A.**

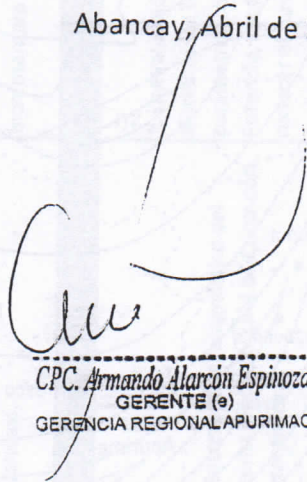
e-mail: abancay@else.com.pe
Av. Mariño 100-102-Abancay- Pe
© 083-321148
Fax: 32163

CONSTANCIA:

Por el presente se hace constar que, el alimentador TA-05 denominado Alimentador Curahuasi en Media Tensión, cuenta con problemas de estabilidad en su servicio, por ende es necesario realizar un estudio de la operación actual, la misma que coadyuvará a encontrar el problema para posteriormente dar una solución, haciendo que los indicadores SAIFI y SAIDI, (indicadores de Calidad), muestren valores por debajo de lo establecido por la norma.

Sirva el documento para los fines necesarios para el interesado.

Abancay, Abril de 2016



CPC. *Armando Alarcón Espinoza*
GERENTE (e)
GERENCIA REGIONAL APURIMAC

SE RESUELVE:

Artículo 1°.- Modificar los numerales 2, 4, 6, 7, 8, 9 y anexos 1 y 2 del "Procedimiento para la Supervisión de la Operación de los Sistemas Eléctricos", aprobado por Resolución de Consejo Directivo N° 074-2004-OS/CD.

Artículo 2°.- Incorporar el anexo 3 al "Procedimiento para la Supervisión de la Operación de los Sistemas Eléctricos", aprobado por Resolución de Consejo Directivo N° 074-2004-OS/CD.

Artículo 3°.- Precisar que toda referencia a OSINERG en el "Procedimiento para la Supervisión de la Operación de los Sistemas Eléctricos", aprobado por Resolución de Consejo Directivo N° 074-2004-OS/CD, debe entenderse que está referido a OSINERGMIN.

Artículo 4°.- Disponer que la presente Resolución se publique en el Diario Oficial El Peruano y en el Portal del Estado Peruano, y que en la página web de OSINERGMIN: www.osinerg.gob.pe, se publique el texto íntegro de la modificación del "Procedimiento para la Supervisión de la Operación de los Sistemas Eléctricos".

Artículo 5°.- La presente resolución entrará en vigencia al día siguiente de su publicación en el Diario Oficial El Peruano.

JESÚS TAMAYO PACHECO
Presidente del Consejo Directivo
OSINERGMIN

833436-3

Modifican Anexo 13 de la Escala de Multas y Sanciones de la Gerencia de Fiscalización Eléctrica, correspondiente a la tipificación de sanciones por incumplimiento del "Procedimiento para la Supervisión de la Operación de los Sistemas Eléctricos"

**RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN
EN ENERGÍA Y MINERÍA
OSINERGMIN N° 178-2012-OS/CD**

Lima, 16 de agosto de 2012

VISTO:

El Memorando N° GFE-2012-786 de la Gerencia de Fiscalización Eléctrica, por el cual se solicita al Consejo Directivo del Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería, la aprobación de la modificación del Anexo 13 de la Escala de Multas y Sanciones de la Gerencia de Fiscalización Eléctrica, correspondiente a la tipificación de sanciones por incumplimiento del "Procedimiento para la Supervisión de la Operación de los Sistemas Eléctricos", aprobada por Resolución de Consejo Directivo N° 590-2007-OS/CD;

CONSIDERANDO:

Que, el artículo 1° de la Ley N° 27699, establece que el Consejo Directivo se encuentra facultado a tipificar los hechos y omisiones que configuran infracciones administrativas, así como a graduar las sanciones;

Que, mediante Resolución de Consejo Directivo N° 028-2003-OS/CD de fecha 14 de febrero de 2003, se aprobó la Tipificación de Infracciones y Escala de Multas y Sanciones de OSINERGMIN;

Que, mediante Resolución de Consejo Directivo N° 590-2007-OS-CD se aprobó la incorporación del Anexo 13 de la Escala de Multas y Sanciones de la Gerencia de Fiscalización Eléctrica, correspondiente a la tipificación de sanciones por incumplimiento del "Procedimiento para la Supervisión de la Operación de los Sistemas Eléctricos";

Que, posteriormente se publicó el Decreto Supremo N° 057-2010-EM, que modificó los numerales 1.3, 3.1, 3.5 y la Tercera Disposición Final de la Norma Técnica de los Servicios Eléctricos, estableciéndose en el numeral

1.3. que los indicadores de performance serían fijados por Resolución Ministerial;

Que, de acuerdo a lo dispuesto en el citado numeral 1.3, se aprobó la Resolución Ministerial N° 163-2011-MEM/DM que en su numeral 4 dispuso que sea OSINERGMIN quien establezca los indicadores de performance, para lo cual era necesario adecuar sus procedimientos y normas a lo establecido por dicha Resolución;

Que, en concordancia con las citadas normas, se ha procedido a adecuar el Anexo 13 de la Escala de Multas y Sanciones de la Gerencia de Fiscalización Eléctrica, correspondiente a la tipificación de sanciones por incumplimiento del "Procedimiento para la Supervisión de la Operación de los Sistemas Eléctricos";

Que, en ese sentido, de acuerdo con el artículo 25° del Reglamento General de OSINERGMIN, aprobado por Decreto Supremo N° 054-2001-PCM, se exceptúa la presente modificación del requisito de prepublicación en el Diario Oficial El Peruano por ser considerada de urgencia la adecuación de la Escala de Multas y Sanciones, a fin de no interrumpir la supervisión y fiscalización sobre la buena operación de los sistemas eléctricos;

De conformidad con lo dispuesto en la Ley Complementaria de Fortalecimiento Institucional de OSINERGMIN, Ley N° 27699 y el artículo 22° del Reglamento General de OSINERGMIN, aprobado por el Decreto Supremo N° 054-2001-PCM y modificado por el Decreto Supremo N° 055-2001-PCM;

Con la opinión favorable de la Gerencia General, de la Gerencia Legal y de la Gerencia de Fiscalización Eléctrica;

SE RESUELVE:

Artículo 1°.- Modificar la Tabla N° 5 del numeral 1.2. y los numerales 2 y 3 del Anexo 13 de la Escala de Multas y Sanciones de la Gerencia de Fiscalización Eléctrica, correspondiente a la tipificación de sanciones por incumplimiento del "Procedimiento para la Supervisión de la Operación de los Sistemas Eléctricos", aprobada por Resolución de Consejo Directivo N° 590-2007-OS/CD.

Artículo 2°.- Disponer que la presente Resolución se publique en el Diario Oficial El Peruano y en el Portal del Estado Peruano, y que en la página web de OSINERGMIN: www.osinerg.gob.pe, se publique el texto íntegro de la modificación del Anexo 13 de la Escala de Multas y Sanciones de la Gerencia de Fiscalización Eléctrica.

Artículo 3°.- La presente resolución entrará en vigencia al día siguiente de su publicación en el Diario Oficial El Peruano.

JESÚS TAMAYO PACHECO
Presidente del Consejo Directivo
OSINERGMIN

833436-4

Autorizan prepublicación del proyecto del "Procedimiento para la supervisión de la calidad de atención telefónica de las empresas de distribución eléctrica"

**RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN
EN ENERGÍA Y MINERÍA
OSINERGMIN N° 182-2012-OS/CD**

Lima, 16 de agosto de 2012

VISTO:

El Memorando N° GFE-2012-827 de la Gerencia de Fiscalización Eléctrica, por el cual se solicita al Consejo Directivo del Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería, la aprobación de la prepublicación del "Procedimiento para la Supervisión de la Calidad de Atención Telefónica de las Empresas de Distribución Eléctrica"; y

CONSIDERANDO:

Que, según lo establecido por el inciso c) del artículo 3° de la Ley N° 27332 – Ley Marco de los Organismos

**RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA
OSINERGMIN N° 178-2012-OS/CD**

Lima, 16 de agosto de 2012

VISTO:

El Memorando N° GFE-2012-786 de la Gerencia de Fiscalización Eléctrica, por el cual se solicita al Consejo Directivo del Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería, la aprobación de la modificación del Anexo 13 de la Escala de Multas y Sanciones de la Gerencia de Fiscalización Eléctrica, correspondiente a la tipificación de sanciones por incumplimiento del "Procedimiento para la Supervisión de la Operación de los Sistemas Eléctricos", aprobada por Resolución de Consejo Directo N° 590-2007-OS/CD;

CONSIDERANDO:

Que, el artículo 1° de la Ley N° 27699, establece que el Consejo Directivo se encuentra facultado a tipificar los hechos y omisiones que configuran infracciones administrativas, así como a graduar las sanciones;

Que, mediante Resolución de Consejo Directivo N° 028-2003-OS/CD de fecha 14 de febrero de 2003, se aprobó la Tipificación de Infracciones y Escala de Multas y Sanciones de OSINERGMIN;

Que, mediante Resolución de Consejo Directivo N° 590-2007-OS-CD se aprobó la incorporación del Anexo 13 de la Escala de Multas y Sanciones de la Gerencia de Fiscalización Eléctrica, correspondiente a la tipificación de sanciones por incumplimiento del "Procedimiento para la Supervisión de la Operación de los Sistemas Eléctricos";

Que, posteriormente se publicó el Decreto Supremo N° 057-2010-EM, que modificó los numerales 1.3, 3.1, 3.5 y la Tercera Disposición Final de la Norma Técnica de los Servicios Eléctricos, estableciéndose en el numeral 1.3. que los indicadores de performance serían fijados por Resolución Ministerial;

Que, de acuerdo a lo dispuesto en el citado numeral 1.3, se aprobó la Resolución Ministerial N° 163-2011-MEM/DM que en su numeral 4 dispuso que sea OSINERGMIN quien establezca los indicadores de performance, para lo cual era necesario adecuar sus procedimientos y normas a lo establecido por dicha Resolución;

Que, en concordancia con las citadas normas, se ha procedido a adecuar el Anexo 13 de la Escala de Multas y Sanciones de la Gerencia de Fiscalización Eléctrica, correspondiente a la tipificación de sanciones por incumplimiento del "Procedimiento para la Supervisión de la Operación de los Sistemas Eléctricos";

Que, en ese sentido, de acuerdo con el artículo 25° del Reglamento General de OSINERGMIN, aprobado por Decreto Supremo N° 054-2001-PCM, se exceptúa la presente modificación del requisito de republicación en el Diario Oficial "El Peruano" por



ser considerada de urgencia la adecuación de la Escala de Multas y Sanciones, a fin de no interrumpir la supervisión y fiscalización sobre la buena operación de los sistemas eléctricos;

De conformidad con lo dispuesto en la Ley Complementaria de Fortalecimiento Institucional de OSINERGMIN, Ley N° 27699 y el artículo 22° del Reglamento General de OSINERGMIN, aprobado por el Decreto Supremo N° 054-2001-PCM y modificado por el Decreto Supremo N° 055-2001-PCM;

Con la opinión favorable de la Gerencia General, de la Gerencia Legal y de la Gerencia de Fiscalización Eléctrica;

SE RESUELVE:

Artículo 1°.- Modificar la Tabla N° 5 del numeral 1.2. y los numerales 2 y 3 del Anexo 13 de la Escala de Multas y Sanciones de la Gerencia de Fiscalización Eléctrica, correspondiente a la tipificación de sanciones por incumplimiento del "Procedimiento para la Supervisión de la Operación de los Sistemas Eléctricos", aprobada, por Resolución de Consejo Directo N° 590- 2007-OS/CD.

Artículo 2°.- Disponer que la presente Resolución se publique en el Diario Oficial El Peruano y en el Portal del Estado Peruano, y que en la página web de OSINERGMIN: www.osinerg.gov.pe, se publique el texto íntegro de la modificación del Anexo 13 de la Escala de Multas y Sanciones de la Gerencia de Fiscalización Eléctrica.

Artículo 3°.- La presente resolución entrará en vigencia al día siguiente de su publicación en el Diario Oficial "El Peruano".



J. Tamayo Pacheco
JESÚS TAMAYO PACHECO
Presidente del Consejo Directivo
OSINERGMIN

MODIFICACIÓN DEL ANEXO 13 DE LA ESCALA DE MULTAS Y SANCIONES DE LA GERENCIA DE FISCALIZACIÓN ELÉCTRICA, CORRESPONDIENTE A LA TIPIFICACIÓN DE SANCIONES POR INCUMPLIMIENTO DEL “PROCEDIMIENTO PARA LA SUPERVISIÓN DE LA OPERACIÓN DE LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS”, APROBADA POR RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTO N° 590- 2007-OS/CD

(...)

1.2. Por Información Inexacta

(...)

**Tabla N° 5
Desempeño Esperado (DE)**

Sector Típico	SAIFI	SAIDI
1	3	6.5
2	5	9
3	7	12
4	12	24
5	16	40
Especial	12	27

(...)

2. SANCIÓN POR PERFORMANCE DE LA OPERACIÓN DE LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS DE DISTRIBUCIÓN QUE AFECTAN AL SERVICIO PÚBLICO DE ELECTRICIDAD

Para la evaluación anual del performance, se toma en cuenta los indicadores SAIFI y SAIDI, definidos en el Anexo 3 del “Procedimiento para la Supervisión de la Operación de los Sistemas Eléctricos”, que estén asociados a instalaciones de distribución en MT.

En aplicación del artículo N° 3 de la Resolución Ministerial N°163-2011-MEM/DM, solo para efectos de la determinación de la multa, se excluirán a las interrupciones por fallas (interrupciones no programadas) que hayan dado lugar a compensaciones por aplicación de la NTCSE.

La sanción a aplicar por performance de la operación de los sistemas eléctricos de distribución en MT, será calculada de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$\text{Multa Empresa} = \sum_{i=1}^n \text{Multa Sistema}_i$$

Donde:

n : Número de Sistemas Eléctricos que opera la empresa.



Multa Sistema: Aquella calculada para cada sistema eléctrico correspondiente a los sectores típicos de distribución 1, 2 y 3; en base a la siguiente fórmula:

$$\text{Multa Sistema}_i = (\text{Max} (D_{\text{SAIFI}}, D_{\text{SAIDI}})) \times (\text{CU}) \times \text{MD}$$

D_{SAIFI} : Desviación del SAIFI_{MT} anual reportado, atribuible a instalaciones de distribución en Media Tensión, respecto al desempeño esperado (DE) anual del sector típico correspondiente establecido en la Tabla N° 5. Se excluirán a las interrupciones por fallas (interrupciones no programadas) que hayan dado lugar a compensaciones por aplicación de la NTCSE.

D_{SAIDI} : Desviación del SAIDI_{MT} anual reportado, atribuible a instalaciones de distribución en Media Tensión, respecto al desempeño esperado (DE) anual del sector típico correspondiente establecido en la Tabla N° 5. Se excluirán a las interrupciones por fallas (interrupciones no programadas) que hayan dado lugar a compensaciones por aplicación de la NTCSE.

CU: Corresponde a los valores establecidos en la Tabla N° 4.

MD: Máxima demanda anual del sistema eléctrico reportada por la empresa.

La multa por sistema no podrá exceder el siguiente tope:

$$\text{Multa Máxima por Sistema} = \text{CU} \times \text{MD}$$

3. DISPOSICIONES TRANSITORIAS

Primera: En aplicación del artículo N° 4 de la Resolución Ministerial N°163-2011-MEM/DM, se gradúan las tolerancias de los indicadores establecidos en la Tabla N°5, que son presentados en las siguientes tablas:

Tabla N° 6
Desempeño Esperado (DE)
Sistemas Interconectados al SEIN

Sector	año 2012		año 2013		año 2014 en Adelante	
	SAIFI	SAIDI	SAIFI	SAIDI	SAIFI	SAIDI
1	3	7.5	3	7	3	6.5
2	9	16	7	13	5	9
3	11	20	9	16	7	12

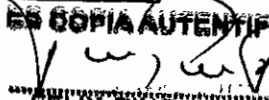
ES COPIA AUTENTIFICADA

FELIX PINO FIGUEROA
 ASESOR LEGAL DE LA ALTA DIRECCIÓN
OSINERGMIN

Tabla N° 6.1
Desempeño Esperado (DE)
Sistemas Aislados

Sector	año 2012		año 2013		año 2014		año 2015 en adelante	
	SAIFI	SAIDI	SAIFI	SAIDI	SAIFI	SAIDI	SAIFI	SAIDI
2	11	20	9	16	7	13	5	9
3	13	24	11	20	9	16	7	12




**RESOLUCION DE CONSEJO DIRECTIVO
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSION EN ENERGIA
OSINERG N° 074 - 2004 -OS/CD**

Lima, 13 ABR. 2004


VISTO:

El Memorando N° GFE-249-2004 de la Gerencia de Fiscalización Eléctrica, por el cual se solicita al Consejo Directivo del Organismo Supervisor de la Inversión en Energía, la aprobación del "Procedimiento para la Supervisión de la Operación de los Sistemas Eléctricos";

CONSIDERANDO:




Que, según lo establecido por el inciso c) del artículo 3° de la Ley N° 27332 – Ley Marco de los Organismos Reguladores de la Inversión Privada en los Servicios Públicos, la función normativa de los Organismos Reguladores, entre ellos OSINERG, comprende la facultad exclusiva de dictar, entre otros, en el ámbito y en materia de su respectiva competencia, los reglamentos de los procedimientos a su cargo, normas de carácter general referidas a actividades supervisadas o de sus usuarios;



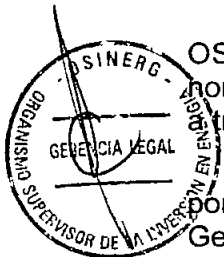
Que, según lo dispuesto por el Artículo 3° de la Ley N° 27699 – Ley Complementaria de Fortalecimiento Institucional de OSINERG, el Consejo Directivo está facultado para aprobar procedimientos administrativos vinculados, entre otros, a la Función Supervisora;

Que, asimismo, el artículo 19° del Reglamento General del OSINERG dispone como objetivo de este organismo regulador el velar por la calidad y continuidad del suministro de energía eléctrica;

Que, en ese sentido, es necesario establecer un procedimiento para la entrega de información de la operación de los Sistemas Eléctricos en relación al Servicio Público de Electricidad referidos a fallas, maniobras e indisponibilidades de las instalaciones eléctricas de Generación, Transmisión o Distribución, a fin de supervisar la calidad y continuidad del suministro eléctrico;



Que, a efecto de adecuar la política de transparencia institucional a lo dispuesto en el artículo 25° del Reglamento de OSINERG, aprobado por el Decreto Supremo N° 054-2001-PCM, OSINERG prepublicó el 4 de marzo de 2004 en el diario oficial "El Peruano" el "Procedimiento para la Supervisión de la Operación de los Sistemas Eléctricos", con la finalidad de recibir los aportes del público en general, los mismos que han sido objeto de comentarios en la exposición de motivos de la presente Resolución;



Que, según lo dispuesto por el artículo 22° del Reglamento General de OSINERG, aprobado mediante Decreto Supremo N° 054-2001-PCM, la función normativa de carácter general es ejercida de manera exclusiva por el Consejo Directivo a través de resoluciones;

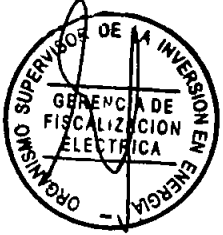
Que, de conformidad con el artículo 3° inciso c) de la Ley N° 27332, modificado por la Ley N° 27631, el artículo 52° inciso n), los artículos 22° y 25° del Reglamento General de OSINERG, aprobado por Decreto Supremo N° 054-2001-PCM y las normas que anteceden;

Con la opinión favorable de la Gerencia Legal y la Gerencia de Fiscalización Eléctrica.



SE RESUELVE:

Artículo 1°.- Aprobar el "Procedimiento para la Supervisión de la Operación de los Sistemas Eléctricos" contenido en el anexo adjunto y cuyo texto forma parte integrante de la presente Resolución.



ALFREDO DAMMERT LIRA
Presidente del Consejo Directivo
OSINERG

PROCEDIMIENTO PARA LA SUPERVISIÓN DE LA OPERACIÓN DE LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS

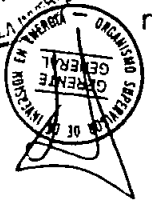
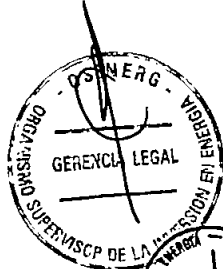
EXPOSICIÓN DE MOTIVOS

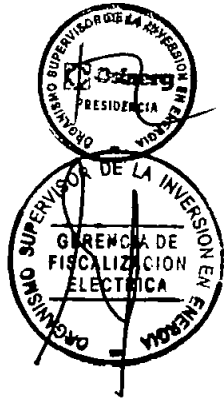
Las funciones supervisoras y fiscalizadoras encargadas a OSINERG requieren de información relevante de los sistemas eléctricos que le permita tomar conocimiento de manera oportuna del estado de operación de los referidos sistemas. Dicha información requiere de una estructura que facilite contar con un registro oportuno de las interrupciones originadas en las instalaciones de generación, transmisión así como de las interrupciones importantes de la red de distribución de media tensión.

En tal sentido, de conformidad con el criterio de transparencia en el ejercicio de la función normativa del OSINERG, previsto en el artículo 25° de su Reglamento General, aprobado por Decreto Supremo N° 054-2004-PCM, se ha cumplido con prepublicar el proyecto de "Procedimiento para la Supervisión de la Operación de los Sistemas Eléctrico" en fecha 4 de marzo de 2004, con el objeto de recibir las opiniones de los interesados, que puedan contribuir a mejorar dicho procedimiento, opiniones que en ciertos casos han sido recogidas en la presente norma, según se detalla a continuación.

1) Observaciones presentadas por la empresa Hidrandina S.A.:

- Respecto al Punto 1, "Objetivo" del Procedimiento, se ha aceptado la propuesta de la empresa, referido a la aclaración sobre que la entrega de información es adicional a lo reportado por aplicación de la NTCSE.
 - Asimismo, en atención de lo propuesto por la empresa, respecto al Punto 2, "Alcance", se ha aclarado la redacción del segundo párrafo de la primera viñeta del siguiente modo: "...periódica, de acuerdo a lo establecido en el presente Procedimiento".
 - Además, se ha mejorado la redacción respecto al Punto 3, "Base Legal", de la siguiente manera: "Reglamento de Supervisión de las Actividades Energéticas del OSINERG, aprobado por Resolución de Consejo Directivo N° 013-2004-OS/CD - artículo 30°, en todo lo que no se oponga."
 - Respecto al Punto 6, "Comunicación de Interrupciones importantes", se ha precisado que el vencimiento del plazo para presentación de reporte coincida con días no laborables, por lo que deberá ser emitido dentro del día hábil siguiente al evento, al amparo de la Ley N° 27444 y el Reglamento de Supervisión de las Actividades Energéticas.
- Asimismo, en este mismo Punto 6, se ha precisado el formato de la fecha y hora de inicio y término de la interrupción. Además, se ha precisado una estandarización de causas dentro del procedimiento. Finalmente, respecto de este punto, se ha aceptado la metodología de cálculo de la Demanda Afectada a fin de uniformizar procedimientos.
- Respecto al Punto 7, "Reporte de interrupciones de Generación, Transmisión y Distribución en media tensión", se ha especificado que el tipo de archivo que se empleará será en formato xls.
 - Respecto al Punto 9, "Procedimiento de fiscalización", se ha precisado en el numeral 9.2 referido al empleo de registradores por pares, las consideraciones





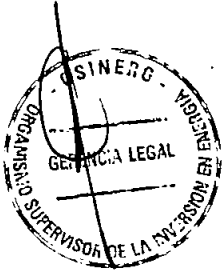
a tomar en cuenta para los casos de reposiciones parciales, a fin de evitar incongruencias con la data de los registradores automáticos, así como una observación innecesaria por parte del OSINERG.

- Respecto al "Anexo1" se ha especificado que el tipo de archivo que se empleará será en formato.xls.
- Respecto al "Anexo 2", se ha especificado que el tipo de archivo que se empleará será en formato.xls.

II) Observaciones presentadas por la empresa Luz del Sur S.A.A.:



- Respecto al Punto 5, "Codificación Base de Datos", en el caso de instalaciones de transmisión, se ha señalado que la codificación empleada puede corresponder a la codificación vigente en cada empresa, solo en aquellas instalaciones cuya codificación no halla sido coordinada con el COES.
- Respecto al "Anexo1" se ha eliminado el campo "duración de la interrupción", ya que este dato puede ser determinado del resto de la información proporcionada.
- Se ha considerado otorgar un plazo de implementación del procedimiento de 90 días calendario a partir de su publicación, salvo en lo referente al Punto 6, el cual entrará en vigencia al día siguiente de la referida publicación.



Procedimiento para la Supervisión de la Operación de los Sistemas Eléctricos

1. OBJETIVO

Establecer el procedimiento para la entrega de información adicional a lo reportado por aplicación de la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos por parte de las empresas concesionarias de distribución, referidos a interrupciones por fallas, maniobras e indisponibilidades de las instalaciones eléctricas de Generación, Transmisión o Distribución, que afecten al suministro del servicio público de electricidad.

2. ALCANCE

Empresas concesionarias de distribución y empresas municipales que prestan el servicio público de electricidad al amparo de la Ley de Concesiones Eléctricas.

La presente directiva comprende lo siguiente:

- El procedimiento que debe seguir el concesionario de distribución para comunicar a OSINERG, como evento que afectan la operación de los sistemas eléctricos, las interrupciones del suministro eléctrico del servicio público de electricidad cuya duración sea igual o mayor a 3 (tres) minutos; asimismo deberán informar el código de las instalaciones eléctricas involucradas y las causas de dichas interrupciones.

Igualmente las empresas concesionarias deberán informar a OSINERG, en forma periódica, de acuerdo a lo establecido en el presente procedimiento, los principales indicadores de continuidad del suministro del servicio público de electricidad.

- Los plazos de entrega de la información y el procedimiento para fiscalizar el cumplimiento de las disposiciones del presente Procedimiento.

3. BASE LEGAL

- Ley N° 27332 -Ley Marco de Organismos Reguladores de la Inversión Privada en servicios públicos – artículo 3°.
- Ley N° 27631 – Ley que modifica la función normativa de OSINERG.
- Ley N° 27699 – Ley de Fortalecimiento Institucional de OSINERG.
- Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas y su Reglamento.
- Reglamento General de OSINERG, aprobado por el Decreto Supremo N° 054-2001-PCM – artículos 21, 22 y 23.
- Reglamento de Supervisión de las Actividades Energéticas del OSINERG, aprobado por Resolución de Consejo Directivo N° 013-2004-OS/CD – artículo 30°, en todo lo que no se oponga.

4. GLOSARIO DE TERMINOS

- SET : Subestación de transformación
SED : Subestación de Distribución MT/BT
OSINERG : Organismo Supervisor de la Inversión en Energía.
COES-SINAC : Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional.
SAIDI : Duración Media de Interrupción por Usuario
SAIFI : Frecuencia Media de Interrupción por Usuario
SEIN : Sistema Eléctrico Interconectado Nacional
Indisponibilidad : Estado de una unidad de generación o componente de la red cuando no se encuentra disponible para realizar su función debido a algún evento directamente asociado a él.
Interrupción : Falta del suministro del servicio público de electricidad en una zona de concesión o parte de ella como consecuencia de una falla o maniobra de una instalación eléctrica.



Instalaciones de Distribución : Comprende los componentes de la red eléctrica con tensiones de servicio menores de 30 KV

Instalaciones de Transmisión: Comprende los componentes de la red eléctrica con tensiones de servicio iguales y mayores de 30 KV, no incluye centrales de Generación

Instalaciones de Generación: Comprende las centrales de generación.

5. CODIFICACION PARA BASE DE DATOS.

La codificación de los Sistemas Eléctricos corresponde a lo establecido en la resolución OSINERG N° 001-2004-OS/CD o la que lo reemplace.

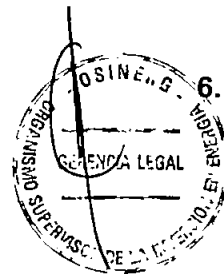
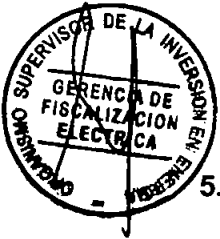
Los códigos de los componentes de las instalaciones del sistema eléctrico serán los mismos utilizados en el proceso de regulación tarifaria 2001-2005, para ello, tratándose de instalaciones de distribución se utilizará la codificación establecida en el software del Valor Nuevo de Reemplazo (VNR), resolución OSINERG N° 001-2004-OS/CD o la que lo reemplace.

La codificación de las instalaciones eléctricas relacionadas a transmisión y/o generación debe corresponder a lo establecido por el COES-SINAC. En caso que exista algún componente al que no se le haya asignado un código, la concesionaria podrá utilizar la codificación vigente en cada empresa, solo para el caso de aquellas instalaciones cuya codificación no haya sido coordinada con el COES-SINAC.

6. COMUNICACIÓN DE INTERRUPCIONES IMPORTANTES

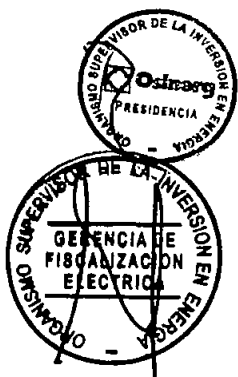
Se define como interrupciones importantes a aquellas interrupciones del suministro eléctrico del servicio público de electricidad que afecta a todo un Sistema Eléctrico o cuando el número de usuarios afectados sean el 5% o más de los usuarios del Sistema Eléctrico; en este último caso, sólo se considerarán interrupciones importantes a aquellas que afecten más de 5000 usuarios.

Toda interrupción importante debe ser reportada a OSINERG dentro de las siguientes 12 horas de ocurrido el hecho mediante los medios electrónicos de



transferencia que la Gerencia de Fiscalización Eléctrica defina. Este reporte deberá contener como mínimo la siguiente información.

- Zona o área geográfica donde los usuarios del servicio público de electricidad han sido afectados.
- Sistema Eléctrico (de acuerdo a la codificación GART).
- Fecha y hora de Inicio de la interrupción (el formato a usar será dd/mm/aaaa 00:00).
- Fecha y hora de término de la interrupción (el formato a usar será dd/mm/aaaa 00:00).
- Motivo de la interrupción (programado, rechazo de carga o falla).
- Señalar posible causa que ocasionó la interrupción (descarga atmosférica, hurto de instalación, etc.).
- Número de usuarios afectados (estimado).
- Demanda afectada (Kw) (valor estimado de la demanda interrumpida al momento de ocurrido el hecho).
- Instalación causante de la interrupción (Generación, transmisión o distribución).
- Código de la instalación causante de la interrupción.
- Pertenencia de las instalaciones causantes (propio o ajeno).



En el caso que el vencimiento del plazo mencionado coincida con días no laborables, el reporte deberá ser emitido dentro del día hábil siguiente al evento.

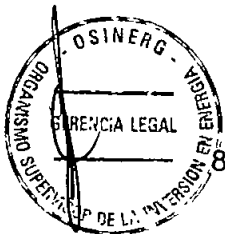
7. REPORTE DE INTERRUPCIONES DE GENERACION, TRANSMISION Y DISTRIBUCION EN MEDIA TENSION

La concesionaria reportará a OSINERG mensualmente por cada sistema eléctrico y por toda la concesionaria las interrupciones de generación, transmisión y distribución de media tensión que afecten la operación de los sistemas eléctricos. Los formatos a utilizar son aquellos que se incluyen en el Anexo N° 1 y en el Anexo N° 2. Dicha información será entregada en formato Excel en un plazo de 20 días posteriores a la finalización de cada mes.

8. TRANSFERENCIA DE INFORMACIÓN

8.1 La remisión de información será efectuada mediante el sistema FTP (File Transfer Protocol) u otro medio de información que defina OSINERG. Eventualmente, por motivos debidamente justificados, por correo electrónico a la dirección operacion_interrupciones@osinerg.gob.pe. La justificación de la eventualidad debe ser incluida en el mensaje del correo electrónico.

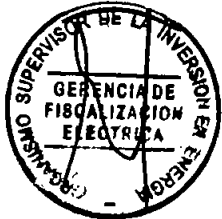
8.2 Excepcionalmente, las empresas concesionarias previa aprobación de la Gerencia de Fiscalización Eléctrica, podrá enviar a OSINERG la información en diskettes u otros medios.



9. PROCEDIMIENTO DE FISCALIZACIÓN



9.1 OSINERG evaluará la veracidad y/o exactitud de la información reportada por la concesionaria acudiendo a los registros de los puntos de compra de energía, registro de las SET's o centrales de generación, según sea el caso u otras evidencias pertinentes.



9.2 OSINERG podrá instalar equipos registradores de interrupciones en las instalaciones de los usuarios del servicio público a fin de verificar lo reportado por las empresas. El periodo de verificación por usuario será de por lo menos un mes. Los equipos serán instalados en lo posible por pares (redundante) para su cotejo.

Las concesionarias no tendrán conocimiento de los suministros elegidos para la instalación de los equipos registradores de interrupción.

9.3 Los reportes de los concesionarios serán validados con los registros obtenidos por los equipos u otros medios utilizados por OSINERG.

10. MULTAS

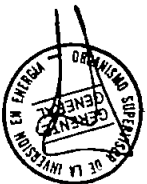
El incumplimiento a lo dispuesto en la presente Directiva se considerará como infracción correspondiendo aplicar sanción, de acuerdo a lo dispuesto en la Escala de Multas y Sanciones, aprobada por Resolución de OSINERG N° 028-2003-OS/CD o la que la sustituya.

DISPOSICIONES TRANSITORIAS



Primera: Lo dispuesto en el presente procedimiento entra en vigencia a los 90 días calendario contados a partir del siguiente día de su publicación, salvo lo establecido en el numeral 6 que entrará en vigencia al día siguiente de la publicación.

Segunda: Hasta que OSINERG defina los medios de transferencia, tal como lo dispone el numeral 6 del presente procedimiento, la información se remitirá vía e-mail al correo electrónico operacion_interrupciones@osinerg.gob.pe. --



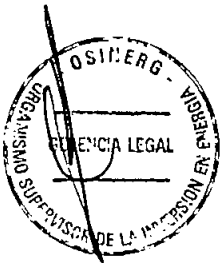
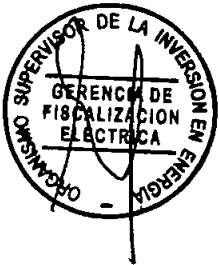
ANEXO N° 1

Código de la empresa / sistema eléctrico

Año /mes

Información requerida:

<p>Código Interrupción (Debe ser el mismo que se registra en aplicación del numeral 6 del presente procedimiento y también debe ser el mismo al que se le asigna en aplicación de la NTCSE)</p>
<p>Código de instalación causante de la interrupción De acuerdo a lo establecido en el numeral 5 del presente procedimiento</p>
<p>Fecha y Hora Inicio Interrupción dd/mmm/aaaa</p>
<p>Fecha y Hora Fin de Interrupción dd/mmm/aaaa (Cuando se reponen a todos los afectados)</p>
<p>Número de usuarios afectados (Estimado)</p>
<p>Demanda afectada kW (Estimado) (Valor estimado de la demanda interrumpida al momento de ocurrido el hecho).</p>
<p>Naturaleza de la Interrupción</p> <p>Programada No Programada Rechazo de Carga Fenómenos Naturales</p>
<p>Actividad a la que pertenece la instalación causante de la interrupción</p> <p>Distribución Transmisión Generación</p>
<p>Propiedad de la instalación causante de la interrupción</p> <p>Propias Terceros</p>
<p>Código Causa de interrupción (será alcanzada por la Gerencia de Fiscalización Eléctrica)</p>
<p>Se Solicito Fuerza Mayor</p> <p>Si No</p>
<p>Tipo de Protección que actuó</p> <p>Interruptor Cut – out Seccionador Rele distancia Otros</p>
<p>Código Componente donde se encuentra la Protección que actuó</p>

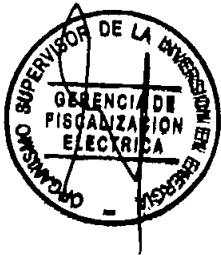
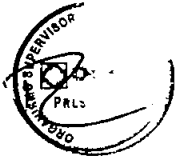


ANEXO N° 2

Código de la empresa/ sistema eléctrico

Año / Mes

Información mensual requerida de indicadores SAIFI y SAIDI según se indica:



<input type="checkbox"/>	Interrupciones Programadas
<input type="checkbox"/>	Interrupciones No Programadas
<input type="checkbox"/>	Interrupciones por Rechazo de Carga
<input type="checkbox"/>	Interrupciones atribuibles a instalaciones de Distribución
<input type="checkbox"/>	Interrupciones atribuibles a instalaciones de Transmisión
<input type="checkbox"/>	Interrupciones atribuibles a instalaciones de Generación
<input type="checkbox"/>	Interrupciones debido a causas propias
<input type="checkbox"/>	Interrupciones debido a causas externas
<input type="checkbox"/>	Interrupciones debido a causas climáticas
<input type="checkbox"/>	Interrupciones donde se solicitó fuerza mayor

Nota: La concesionaria reportará los indicadores SAIDI (Duración Media de Interrupción por Usuario) y SAIFI (Frecuencia Media de Interrupción por Usuario) por cada sistema eléctrico y toda la concesión aplicando las siguientes fórmulas:



$$SAIDI = \frac{\sum_{i=1}^n t_i \cdot u_i}{N} \qquad SAIFI = \frac{\sum_{i=1}^n u_i}{N}$$

Donde:

- t_i : Duración de cada interrupción
- u_i : Número de usuarios afectados en cada interrupción
- n : Número de interrupciones del periodo.
- N : Número de usuarios del sistema eléctrico o concesionaria al final del periodo, según corresponda.

