

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

**FACULTAD DE INGENIERÍA: ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA,
INFORMATICA Y MECÁNICA**

ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERÍA ELÉCTRICA



TESIS

**“ESTUDIO DE LA COORDINACIÓN DE PROTECCIÓN EN LOS
RADIALES PA-01 Y PA-02 DEL SUBSISTEMA ELÉCTRICO DE
PAUCARTAMBO”**

Presentado por:

Br. JHON RUDIER ZUÑIGA SARA

Br. POLICARPIO DELGADO TITO

Para Optar al Título Profesional de Ingeniero Electricista

Asesor:

ING. MANUEL LAU PACHECO

Cusco, Octubre de 2016

AGRADECIMIENTO

El más puro y sincero agradecimiento a todas las personas que apoyaron siempre la realización de este proyecto de tesis, mediante la motivación constante e incondicional haciendo que cada día de labor y desarrollo en cada página de este trabajo sea una forma de decir gracias por estar siempre apoyando el desarrollo a nivel personal y profesional de quienes ahora se preparan para el momento de la sustentación final.

Asimismo agradecer el apoyo del asesor Ingeniero Manuel Lau Pacheco, quien siempre disponía del tiempo necesario para las respectivas consultas y las aclaraciones del caso en cuanto a la realización de la presente

De igual manera un agradecimiento especial a la Universidad Nacional de San Antonio Abad del Cusco, en cuyo local nos fuimos forjando como profesionales que aspiramos a ser dentro de poco y siempre estaremos eternamente agradecidos con esta institución, por habernos brindado las puertas para poder ser los profesionales del presente con miras hacia el mañana título al que esperamos poder alcanzar con ansias infinitas.

LOS AUTORES

PRESENTACIÓN

Un sistema de distribución eléctrica, conecta las cargas de una zona determinada con los sistemas de generación o transmisión eléctrica. Las redes de distribución primaria, están destinadas a alimentar o interconectar uno o más subestaciones de distribución, contemplado desde los terminales de salida del sistema de transformación eléctrica, ya sean estas de generación o puramente de transformación hasta los terminales de las subestaciones de distribución las mismas que transforman la energía de tensión primaria a tensión secundaria, de los terminales de las subestaciones de distribución hasta los medidores de los clientes finales.

Las interrupciones en el servicio eléctrico de distribución, tendrán diferentes incidencias económicas y técnicas en los consumidores según sea la naturaleza de estas. Cabe indicar que en la actualidad las Entidades Supervisoras han intensificado el control de calidad en el servicio eléctrico, por lo que una buena coordinación de protección de un sistema eléctrico reduce considerablemente las pérdidas económicas por sanciones a la empresa y compensaciones a los clientes.

Los niveles de protección de las redes de distribución primaria que se adopten estarán determinados por la cantidad de las instalaciones con que cuenta Electro Sur Este S.A.A., para reducir y aislar las fallas en el sistema de distribución de manera que el cliente final no se vea afectado por la falta de servicio, debido a las interrupciones ocurridas. Esta crea la necesidad de tener una red eléctrica correctamente diseñada y con una protección óptima para satisfacer los requerimientos cuantitativos y cualitativos en la entrega de energía.

Las empresas de distribución eléctrica deben adoptar una política al respecto, es así que un sistema cada vez más optimizado en la distribución de energía en el ámbito de tensión primaria implicaría un costo de implementación cada vez con mayor inversión económica y técnica. Como consecuencia de esta, los ingresos por la venta de energía mejorarán, al igual que una buena imagen de la empresa ante los clientes finales.

La necesidad de la energía eléctrica en muchas de las actividades humanas, ha traído como consecuencia que se mejore la calidad en el suministro del servicio eléctrico en tal caso optimizando la protección de las redes de distribución eléctrica que cada vez son más exigidos por los usuarios a las empresas eléctricas de distribución. En consecuencia se debe resaltar en gran medida el interés que una empresa debe adoptar para asegurar la continuidad de su sistema de distribución, especialmente de su sistema de distribución primaria

El avance de la tecnología en nuestra actualidad hace que la empresa concesionaria de la venta de energía, actualice sus sistemas de protección ya que estos dispositivos garantizan la continuidad y calidad de la energía, ya que la población que utiliza este producto, necesitan de un servicio continuo y confiable.

LOS AUTORES

ESTUDIO DE LA COORDINACIÓN DE PROTECCIÓN EN LOS RADIALES PA-01 Y PA-02 DEL
SUBSISTEMA ELÉCTRICO DE PAUCARTAMBO

RESUMEN

El estudio realizado, está basado en la confiabilidad del sistema de distribución que suministra a los sectores que están comprendidos en los Radiales PA-01 y PA-02 de la provincia de Paucartambo, mediante el cual se pudo comprobar que dicho sector cuenta con un servicio de suministro de energía con demasiadas interrupciones las cuales son provocadas en gran mayoría por fenómenos atmosféricos, los cuales constantemente aíslan del servicio a las comunidades o finalmente todo el sector.

En tal sentido el objetivo del estudio es poder desarrollar un estudio de coordinación para mejorar el sistema de protección de los alimentadores PA-01 y PA-02, así como los circuitos derivados de estos alimentadores.

Para este desarrollo el método usado fue el inductivo y la investigación del tipo descriptivo, asimismo se usaron técnicas de recolección de datos, información de la empresa concesionaria y encuestas en campo.

Además se verifico que en la subestación de Paucartambo se cuenta con 02 recloser encargados cada uno de un alimentador (PA-01 y PA-02), lo cual es frecuentemente al existir cualquier tipo de falla, desenergizan todo el alimentador lo cual se traduce en cuantiosas perdida así como una mala imagen de la empresa concesionaria encargada del suministro tal es el caso de ELSE, a quienes mediante los pésimos valores de los indicadores de confiabilidad SAIDI y SAIFI, son vulnerables a sanciones por parte de la empresa OSINERGMIN tal y como se estipula en las leyes de multas por interrupciones de servicio así como de la duración de estas.

Haciendo un diagnóstico de los posibles factores que involucran los constantes cortes de servicio, se concluyó que no existe una adecuada coordinación en los dispositivos de protección, por lo que mediante simulaciones y visitas a campo pudimos determinar cuál sería la mejor coordinación según los cálculos presentados por el programa simulador y por los valores ingresados al mismo, determinando de esta manera una alternativa de solución al problema que viene suscitando parte de la provincia de Paucartambo.

ABSTRACT

The realized study, PA is based the reliability of the system of distribution that supplies the sectors that they are included in the Radiales 01 and PA 02 of Paucartambo's province, the one that you could verify that by means of the aforementioned sector counts with a service of supply of energy with too many interruptions which are provoked in great majority by atmospheric phenomena, which constantly isolate of the service the communities or finally all sector.

The objective of the study is to be able to develop a study of coordination for the better in such sense the system of protection of the feeding devices PA 01 and PA 02, as well as the shunt circuits of these feeding devices.

The used method was the inductive and the for this development investigation of the descriptive type, in like manner they used collecting techniques of data, the concessionary company's information and opinion polls at field.

Besides himself I verify than each one of a feeding device counts on 02 ordered recloser himself at Paucartambo's substation (PA 01 and PA 02), which is frequently when existing any type of fault, desenergizan all feeding device which translates itself in abundant loss as well as a bad image of the concessionary company entrusted with the supply ELSE's case is such, to those who by means of the very bad moral values of the indicators of reliability SAIDI and SAIFI, music vulnerable to sanctions for part of the company OSINERGMIN such and as it is stipulated in the laws of fines for interruptions on duty that wayl eat of the duration of these.

Making out of a diagnosis the possible factors that the constant cuts on duty, the fact that an adequate coordination in the protective devices does not exist concluded itself, involve for that by means of simulations and visitors to field could determine which one serialize the best coordination according to the calculations presented to by the simulator program and for the deposited moral values the same, determining an alternative of solution this way to the problem that you come provoking part of Paucartambo's province.

ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE GENERAL	I
ÍNDICE DE FIGURAS	VI
INDICE DE CUADROS	IX
TERMINOLOGÍA	XI
CAPÍTULO 1 ASPECTOS GENERALES	1
1.1. INTRODUCCIÓN	1
1.2. AMBITO DE ESTUDIO Y APLICACIÓN	2
1.3. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	3
1.4. FORMULACIÓN DEL PROBLEMA	4
1.5. ANTECEDENTES.	7
1.6. OBJETIVOS.	8
1.6.1. OBJETIVO GENERAL.	8
1.6.2. OBJETIVOS ESPECIFICOS.	8
1.7. VARIABLES E INDICADORES.	8
1.7.1. VARIABLES E INDICADORES INDEPENDIENTES.	8
1.7.2. VARIABLES E INDICADORES DEPENDIENTES.	9
1.8. HIPOTESIS.	9
1.8.1. HIPOTESIS GENERAL	9
1.8.2. HIPOTESIS ESPECÍFICAS	9
1.9. JUSTIFICACION	9
1.10. ALCANCES Y LIMITACIONES.	10
1.11. METODOLOGÍA DE INVESTIGACIÓN	11
1.11.1. POBLACIÓN Y MUESTRA	11

1.11.2. TÉCNICA DE RECOLECCIÓN DE DATOS	11
1.12. MATRIZ DE CONSISTENCIA	13
CAPÍTULO 2 MARCO TEÓRICO	14
2.1. INTRODUCCIÓN.	14
2.2. CONTINUIDAD DE SUMINISTRO ELÉCTRICO (3)	16
2.2.1. INDICADORES DE CALIDAD DE SUMINISTRO	16
2.2.1.1. Número Total de Interrupciones por Cliente por Semestre (N)	16
2.2.1.2. Duración Total Ponderada de Interrupciones por Cliente (D)	16
2.2.2. TOLERANCIAS DE CALIDAD DE SUMINISTRO	17
2.2.2.1. Número de Interrupciones por Cliente (N')	17
2.2.2.2. Duración Total Ponderada de Interrupciones por Cliente (D')	17
2.3. FALLAS EN LAS REDES ELECTRICAS	18
2.3.1. CAUSAS DE FALLAS EN LAS REDES ELÉCTRICAS (4 PÁG. 67)	18
2.3.2. TIPOS DE FALLAS (4 PÁG. 66)	18
2.3.2.1. Fallas monofásicas	18
2.3.2.2. Fallas bifásicas (fase - fase)	19
2.3.2.3. Fallas bifásicas a tierra (fase – fase a tierra)	20
2.3.2.4. Fallas trifásicas	21
2.3.3. CATEGORIAS DE FALLAS	22
2.3.3.1. Fallas permanentes (4 pág. 67)	22
2.3.3.2. Fallas transitorias (4 pág. 67)	23
2.3.4. ESTADISTICA DE FALLAS EN LA REDES (6)	23
2.3.5. USO DE SOFTWARE PARA ANÁLISIS DE FLUJO Y FALLAS DE REDES ELÉCTRICAS	23
2.3.5.1. Características del programa	24
2.3.5.2. Funciones	24
2.3.5.3. Espacio de Trabajo	24
2.4. NORMATIVIDAD UTILIZADA	25
2.4.1. CALIDAD DE SUMINISTRO CONFORME A LA NORMA TÉCNICA DE CALIDAD DE SERVICIOS ELÉCTRICOS (NTCSE)	26
2.4.2. PROCEDIMIENTO PARA LA SUPERVISIÓN DE LA OPERACIÓN DE LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS	27

2.4.2.1.	NOTIFICACION Y COMUNICADO DE INTERRUPCIONES IMPORTANTES	27
2.4.2.2.	CAUSAS DE INTERRUPCIONES	28
2.4.3.	ÍNDICES NORMADOS POR EL ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINAS (OSINERGMIN) +	31
2.4.3.1.	ÍNDICE DE FRECUENCIA DE INTERRUPCIONES PROMEDIO DEL SISTEMA (SAIFI) [INTERRUPCIONES/AÑO]	31
2.4.3.2.	ÍNDICE DE DURACIÓN DE INTERRUPCIONES PROMEDIO DEL SISTEMA (SAIDI) [HORAS/AÑO]	32
2.5.	PROTECCIÓN DE REDES DE DISTRIBUCIÓN	33
2.5.1.	OBJETIVOS DE UN SISTEMA DE PROTECCIÓN (4 PÁG. 65)	33
2.5.2.	FUNCIONES DEL SISTEMA DE PROTECCIÓN (4 PÁG. 68)	33
2.5.3.	PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE (4 PÁG. 389)	33
2.5.3.1.	Condiciones que debe cumplir el sistema de protección de sobrecorriente (4 pág. 394)	34
2.5.3.2.	Seguridad.	34
2.5.3.3.	Sensibilidad.	34
2.5.3.4.	Selectividad.	34
2.5.4.	EQUIPOS DE PROTECCIÓN DE REDES DE DISTRIBUCION (7 PÁG. 115)	35
2.5.4.1.	INTERRUPTOR AUTOMÁTICO CON RECIERRE O RECLOSER	35
2.5.4.2.	SECCIONADORES DE REPETICIÓN O SECCIONADORES DE TRES ETAPAS	43
2.5.4.3.	FUSIBLES	46
2.5.4.4.	PARARRAYOS	52
2.5.5.	APLICACIÓN DE RECIERRES EN LA REDES DE DISTRIBUIÓN	56
2.5.5.1.	TIEMPO MUERTO (8 pág. 8)	56
2.5.5.2.	PRÁCTICAS DE COORDINACIÓN CON RECIERRES	57
2.5.6.	CRITERIOS DE AJUSTE Y COORDINACIÓN DE PROTECCIÓN (4 PÁG. 513)	57
CAPÍTULO 3	DESCRIPCIÓN Y EVALUACIÓN DEL SISTEMA DE PROTECCIÓN ACTUAL	60
3.1.	INTRODUCCIÓN	60
3.2.	DESCRIPCION DEL SISTEMA ELÉCTRICO EN ESTUDIO	61
3.2.1.	SUBESTACIÓN ELÉCTRICA PAUCARTAMBO	61
3.2.2.	ALIMENTADORES PAUCARTAMBO 01 (PA-01) Y PAUCARTAMBO 02 (PA-02)	63

¡Error! Utilice la pestaña Inicio para aplicar Título al texto que desea que aparezca aquí.

3.2.2.1.	Alimentador de MT PA-01.	63
3.2.2.2.	Alimentador de MT PA-02	64
3.3.	FLUJO DE CARGA EN LAS REDES PA-01 Y PA-02	66
3.4.	DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE PROTECCIÓN ACTUAL	70
3.4.1.	PROTECCIÓN DE LOS ALIMENTADORES PA-01 Y PA-02 EN S.E. PAUCARTAMBO	71
3.4.2.	PROTECCIÓN DE LAS REDES PA-01 Y PA-02	72
3.5.	ANÁLISIS DE FALLAS REGISTRADAS EN LA REDES	76
3.5.1.1.	Acción de terceros	76
3.5.1.2.	Fenómenos Naturales	77
3.5.1.3.	Operación o maniobras	78
3.5.1.4.	Falla Equipo	80
3.6.	EVALUACIÓN DEL SISTEMA DE PROTECCIÓN ACTUAL	80
3.6.1.	VERIFICACIÓN PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE DE FASES 50/51	80
3.6.2.	VERIFICACIÓN PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE A TIERRA 50N/51N	81
3.6.3.	VERIFICACIÓN DE FUSIBLES.	81
CAPÍTULO 4	COORDINACIÓN DE PROTECCIÓN EN LAS REDES PA-01 Y PA-02	88
4.1.	INTRODUCCIÓN	88
4.2.	INCORPORACIÓN DE EQUIPOS NUEVOS	89
4.2.1.	ASPECTOS A CONSIDERAR	89
4.3.	SELECCIÓN DE EQUIPOS Y DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN	90
4.3.1.	SECCIONADORES DE REPETICIÓN	90
4.3.2.	FUSIBLES	92
4.3.3.	PARARRAYOS	92
4.4.	SELECCIÓN DE PUNTOS PARA SECCIONADORES DE REPETICIÓN	94
4.5.	SELECCIÓN DE PUNTOS PARA MONTAJE DE PARARRAYOS	98
4.6.	DETERMINACIÓN DE AJUSTES DE PROTECCIÓN	101
4.6.1.	AJUSTES DE PROTECCIÓN BARRA 22.9 kV Y AMT PI03 EN S.E. PISAC	101
4.6.2.	AJUSTES DE PROTECCIÓN ALIMENTADORES PA-01 Y PA-02 (RC-2101 Y RC-2102)	102
4.6.3.	AJUSTE DE RECIERRES DE LOS RECLOSER RC-2101 Y RC-2102	102
4.6.4.	COORDINACIÓN DE RECLOSER – FUSIBLES DE SECCIONADORES DE REPETICIÓN	106

¡Error! Utilice la pestaña Inicio para aplicar Título al texto que desea que aparezca aquí.

4.6.5. COORDINACIÓN DE FUSIBLE – FUSIBLE DE SECCIONADORES DE REPETICIÓN	108
4.6.6. RESULTADOS DE LA NUEVA COORDINACIÓN DE PROTECCIONES	109
CAPÍTULO 5 EVALUACIÓN ECONÓMICA DEL SISTEMA DE PROTECCIÓN PROPUESTO	110
5.1. INTRODUCCIÓN	110
5.2. MÉTODOS DE INCREMENTO DE LA CONTINUIDAD DE SERVICIO EN LOS ALIMENTADORES PA-01 Y PA-02	111
5.2.1. REDUCCIÓN DE LA TASA DE FALLA	111
5.2.2. DISMINUCIÓN DEL TIEMPO DE INTERRUPCIÓN	112
5.2.3. REDUCCIÓN DEL NÚMERO DE CLIENTES AFECTADOS	113
5.2.4. ESTUDIO ECONÓMICO DE LA CONFIABILIDAD	113
5.2.5. ANÁLISIS PARA LA INVERSIÓN DE LOS EQUIPOS DE PROTECCIÓN Y/O MANIOBRA A INCORPORAR DENTRO DE UN CRITERIO ECONÓMICO	115
5.2.5.1. COSTO DE MEJORAS EN EL ALIMENTADOR PA-01	116
5.2.5.2. COSTO DE MEJORAS EN EL ALIMENTADOR PA-01	117
5.3. EVALUACIÓN ECONÓMICA	120
5.4. GENERALIDADES DEL ANÁLISIS ECONÓMICO	120
CONCLUSIONES	122
RECOMENDACIONES	¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.
BIBLIOGRAFÍA	124
ANEXOS	125

ÍNDICE DE FIGURAS

FIGURA 1.2.1. UBICACIÓN GEOGRÁFICA DE LOS ALIMENTADORES DE MT PA-01 Y PA-02	3
FIGURA 1.3.1. ESTADÍSTICA DE FALLAS POR FENÓMENOS NATURALES EN PA-01	¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.
FIGURA 1.3.2. ESTADÍSTICA DE FALLAS POR FENÓMENOS NATURALES EN PA-02	¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.
FIGURA 2.3.1. DIAGRAMA DE FALLA MONOFÁSICA	19
FIGURA 2.3.2. DIAGRAMA DE FALLA BIFÁSICA	20
FIGURA 2.3.3. DIAGRAMA DE FALLA BIFÁSICA A TIERRA	21
FIGURA 2.3.4. DIAGRAMA DE FALLA TRIFÁSICA	22
FIGURA 2.3.5. ESPACIO DE TRABAJO DIGSILENT	25
FIGURA 2.5.1. RECONECTADOR AUTOMÁTICO CON TABLERO DE CONTROL	36
FIGURA 2.5.2. TANQUE CONTENEDOR DE LOS INTERRUPTORES DE VACÍO	37
FIGURA 2.5.3. GABINETE DE CONTROL PARA EL RECONECTADOR	37
FIGURA 2.5.4. TABLERO DE CONTROL PARA PROGRAMACIÓN DE PROCESOS	38
FIGURA 2.5.5. MONTAJE COMPLETO DE UN RECONECTADOR EN POSTE DE MT.	38
FIGURA 2.5.6. CURVA CARACTERÍSTICA T-I DE UN RECLOSER	39
FIGURA 2.5.7. SECUENCIA DE OPERACIÓN DEL RECLOSER	40

¡Error! Utilice la pestaña Inicio para aplicar Título al texto que desea que aparezca aquí.

[FIGURA 2.5.8. SECCIONADOR REPETIDOR 03 ETAPAS FUENTE: CATÁLOGO DEL FABRICANTE CELSA](#)
WWW.CELSA.COM.CO 44

FIGURA 2.5.9. OPERACIÓN DEL SECCIONADOR DE REPETICIÓN 44

FIGURA 2.5.10. PARTES DE UN FUSIBLE 47

FIGURA 2.5.11. DETALLE COMPLETO DE UN FUSIBLE 47

FIGURA 2.5.12. CURVA CARACTERÍSTICAS DE OPERACIÓN DE LOS FUSIBLES 49

FIGURA 2.5.13. CURVAS DE RELACIÓN DE RAPIDEZ 50

FIGURA 2.5.14. CURVA T-I (TIEMPO VS CORRIENTE) 51

FIGURA 2.5.15. PARARRAYO POLIMÉRICO PARA RED DE MEDIA TENSIÓN 52

FIGURA 2.5.16. PARTES DE UN PARARRAYO PARA TENSIÓN DE 22.9 KV 54

FIGURA 2.5.17. COORDINACIÓN DE PROTECCIÓN EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN 59

FIGURA 3.2.1. DIAGRAMA UNIFILAR DE LA S.E. PAUCARTAMBO FUENTE: ELABORADO EN BASE A DATOS
BRINDADOS POR ELSE 62

FIGURA 3.2.2. S.E. PAUCARTAMBO. BARRA DE 22.9 KV Y SALIDAS PA-01 Y PA-02 FUENTE: PROPIO 63

FIGURA 3.2.3. ALIMENTADOR DE MT PAUCARTAMBO 01, PA-01 65

FIGURA 3.2.4. ALIMENTADOR DE MT PAUCARTAMBO 02, PA-02 66

FIGURA 3.3.1. PERFIL DE CARGA DE POTENCIA DE LA S.E. PAUCARTAMBO, SUMA DE PA-01 Y PA-02 67

FIGURA 3.3.2. S.E. PAUCARTAMBO MODELADO DIGSILENT PARA FLUJO DE CARGA. 69

FIGURA 3.3.3. RESULTADOS DE FLUJO DE CARGA 70

FIGURA 3.4.1. DIAGRAMA UNIFILAR DEL SISTEMA DE PROTECCIÓN AMT PI03, PA-01 Y PA-02 71

FIGURA 3.4.2. FUSIBLE REEMPLAZADO POR CABLE 73

FIGURA 3.4.3. UBICACIÓN DE LOS FUSIBLES EN EL AMT PA-01 Y PA-02 FUENTE: BASE DE DATOS GIS DE ELSE
74

FIGURA 3.5.1. FALLA EN LA RED POR CAÍDA DE ÁRBOL. 77

FIGURA 3.5.2. MANIOBRAS DE APERTURA (IZQUIERDA) Y REPOSICIÓN DE FUSIBLE (DERECHA), EN EL CUAL
SE PUEDE VER LOS ARCOS ELÉCTRICOS PRODUCIDOS POR MALA EJECUCIÓN. 79

FIGURA 3.6.1. CURVAS DE OPERACIÓN DE IN-232, RC-2101 Y RC-2102 PROTECCIÓN 50/51 FUENTE:
ELABORADO EN BASE AL CUADRO 3.1 83

FIGURA 3.6.2. CURVAS DE OPERACIÓN DE IN-232, RC-2101 Y RC-2102 PROTECCIÓN 50N/51N 83

FIGURA 3.6.3. SIMULACIÓN DE FALLA TRIFÁSICA EN EL AMT PA-01, CERCANO A LA S.E. PAUCARTAMBO.
CURVA DE PROTECCIÓN 50/51 85

FIGURA 3.6.4. SIMULACIÓN DE FALLA MONOFÁSICA EN EL AMT PA-01, CERCANO A LA S.E. PAUCARTAMBO.
CURVA DE PROTECCIÓN 50N/51N 86

FIGURA 3.6.5. COORDINACIÓN DE PROTECCIÓN ENTRE FUSIBLE SOBREDIMENSIONADO Y LAS CURVAS DEL
RECLOSER RC-2101 Y RC-2102 87

¡Error! Utilice la pestaña Inicio para aplicar Título al texto que desea que aparezca aquí.

FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA	FIGURA 4.4.1. PUNTOS SELECCIONADOS UBICACIÓN DE SECCIONADORES DE REPETICIÓN. AMT PA-01	95
FIGURA 4.4.2. PUNTOS SELECCIONADOS UBICACIÓN DE SECCIONADORES DE REPETICIÓN. AMT PA-02		97
FIGURA 4.5.1. PUNTOS SELECCIONADOS UBICACIÓN DE PARARRAYOS NMT-3794, NMT-3677, NMT-8027. AMT PA-01		99
FIGURA 4.5.2. PUNTOS SELECCIONADOS UBICACIÓN DE PARARRAYOS NMT-4114, NMT-4282. AMT PA-02		100
FIGURA 4.6.1. AJUSTES DE PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE DE FASES (50/51) PARA IN-230, IN-232, RC-2101 Y RC-2102		104
FIGURA 4.6.2. AJUSTES DE PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE A TIERRA (50N/51N) PARA IN-230, IN-232, RC-2101 Y RC-2102		105
FIGURA 4.6.3. COORDINACIÓN DE RC-2003 Y RC-2004 ENTRE FUSIBLES		107
FIGURA 4.6.4. COORDINACIÓN DE FUSIBLES EN LA RED TRONCAL Y DERIVACIONES.		108

¡Error! Utilice la pestaña Inicio para aplicar Título al texto que desea que aparezca aquí.

INDICE DE CUADROS

CUADRO 1.1. TOLERANCIAS PARA EL PERIODO DE CONTROL ANUAL _____	4
CUADRO 1.2. FALLAS REGISTRADAS EN EL AMT PA-01 EN EL PERIODO 2012 AL 2015 _____	5
CUADRO 1.3. FALLAS REGISTRADAS EN EL AMT PA-02 EN EL PERIODO 2012 AL 2015 _____	5
CUADRO 2.1. FRECUENCIA DE OCURRENCIA DE TIPOS DE FALLAS (6) _____	23
CUADRO 2.2. INTERVALOS DE TIEMPO MUERTO _____	57
CUADRO 3.1. AJUSTES ACTUALES DE LOS ALIMENTADORES PI03, PA-01 Y PA-02 _____	72
CUADRO 3.2. UBICACIÓN DE FUSIBLES DE MT EN LOS ALIMENTADORES PA01 Y PA02 _____	75
CUADRO 4.1. PLANILLA DE DATOS TÉCNICOS REQUERIDO DEL SECCIONADOR DE REPETICIÓN _____	90
CUADRO 4.2. CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS SECCIONADOR DE REPETICIÓN DE CELSA (ANEXO A.7) _____	92
CUADRO 4.3. PLANILLA DE DATOS TÉCNICOS REQUERIDO DEL PARARRAYOS _____	93
CUADRO 4.4. SECCIONADORES DE REPETICIÓN A UBICAR EN EL AMT PA-01 Y PA-02 _____	95
CUADRO 4.5. PARARRAYOS A UBICAR EN EL AMT PA-01 Y PA-02 _____	98
CUADRO 4.6. AJUSTES DE PROTECCIÓN PROPUESTOS PARA RECLOSER IN-232 Y RC-2101 Y RC-2102 _____	103

¡Error! Utilice la pestaña Inicio para aplicar Título al texto que desea que aparezca aquí.

CUADRO 4.7. DIMENSIÓN DE FUSIBLES DE LOS SECCIONADORES DE REPETICIÓN PARA LOS PUNTOS

ELEGIDOS _____ 106

TERMINOLOGÍA

A	: Amperio
AMT	: Alimentador de media tensión
C1	: Curva de operación 1 del relé: Normalmente Inversa según IEC
C2	: Curva de operación 2 del relé: Muy Inversa según IEC
C3	: Curva de operación 3 del relé: Extremadamente Inversa según IEC
ELSE	: Empresa distribuidora: Electro Sur Este S.A.A.
IEC	: International Electrotechnical Commission. Comisión Electrotécnica Internacional
I>	: Sobrecorriente temporizado de fases. Notación según el Standar IEC
I>>	: Sobrecorriente instantáneo de fases. Notación según el Standar IEC
Io>	: Sobrecorriente temporizado a tierra. Notación según el Standar IEC
Io>>	: Sobrecorriente instantáneo a tierra. Notación según el Standar IEC
Ipickup	: Valor ajustado para la corriente de disparo (en el software DIgSILENT)
kA	: Kilo amperio
kV	: Kilo voltio
kW	: Kilo watts
MT	: Media tensión
NI	: Normal Inverse. Curva de operación del relé Normalmente inversa según IEC
NTCSE	: Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos
PA-01	: Alimentador de MT Paucartambo 01, red en 22.9 kV
PA-02	: Alimentador de MT Paucartambo 02, red en 22.9 kV
PI03	: Alimentador de MT Pisac 03, red en 22.9 kV
S.E.	: Subestación Eléctrica
SED	: Subestación de distribución
SEIN	: Sistema Eléctrico Interconectado Nacional
SEL-351R	: Relé de protección del fabricante SCHWEITZER de serie 351R

¡Error! Utilice la pestaña Inicio para aplicar Título al texto que desea que aparezca aquí.

- SIELSE : Sistema de información de ELSE (Sistema de base de datos de ELSE)
- SLI : Sección de línea de MT, se refiere al tramo de línea del AMT
- Tpset : Ajuste de tiempo de disparo (en el software DlgSILENT)
- 50 : Sobrecorriente instantáneo de fases
- 50N : Sobrecorriente instantáneo a tierra
- 51 : Sobrecorriente temporizado de fases
- 51N : Sobrecorriente temporizado a tierra

CAPÍTULO 1

ASPECTOS GENERALES

1.1. INTRODUCCIÓN

Los Sistemas Eléctricos de Potencia son designados para generar la energía necesaria de manera que pueda satisfacer la demanda de los usuarios y prever demandas futuras. Para asegurar el buen funcionamiento del sistema eléctrico y para mantener al usuario satisfecho con un servicio confiable, el total de los equipos deberán ser mantenidos en perfecto estado de operación y las interrupciones no deben afectar sectores del sistema innecesariamente. Esto se puede conseguir de diferentes formas, una de ellas es de controlar las fallas para minimizar los efectos destructivos que pudieran ocurrir y/o interrumpir el servicio solo en el sector donde se encuentra la falla. Es aquí donde intervienen los equipos de protección con su respectiva coordinación, los que controlan diferentes parámetros del sistema actuando en el momento que los valores considerados sobrepasan los límites.

Las interrupciones en el servicio eléctrico de distribución, tendrán diferentes incidencias económicas y técnicas en los consumidores según sea la naturaleza de estas interrupciones. Las Entidades Supervisoras han intensificado el control de calidad en el servicio Eléctrico; por lo que una buena coordinación de la protección de un sistema eléctrico reduce considerablemente las pérdidas económicas por sanciones a la empresa y compensaciones a los clientes.

Las empresas de distribución eléctrica deben adoptar una política al respecto, es así que adoptar un sistema cada vez más optimizado en la distribución de energía al nivel de tensión primaria implicaría un costo de implementación cada vez con mayor inversión económica y técnica. Como consecuencia de esta, los ingresos

por la venta de energía mejorarán, al igual que la imagen de la empresa ante los clientes finales.

La necesidad de la energía eléctrica en muchas de las actividades humanas, ha traído como consecuencia que se mejore la calidad en el suministro del servicio eléctrico en tal caso optimizando la protección de las redes de distribución eléctrica que cada vez son más exigidos por los usuarios a las empresas eléctricas de distribución. En consecuencia, se debe resaltar en gran medida el interés que una empresa debe adoptar para asegurar la continuidad de su sistema de distribución, especialmente de su sistema de distribución primaria

Debido al crecimiento de las redes de distribución primaria se produce también incremento de las interrupciones que afecta la calidad de servicio, por este motivo se decide realizar el presente estudio al cual se ha denominado “**ESTUDIO DE LA COORDINACIÓN DE PROTECCIÓN EN LOS RADIALES PA-01 Y PA-02 DEL SUBSISTEMA ELÉCTRICO DE PAUCARTAMBO**”

1.2. AMBITO DE ESTUDIO Y APLICACIÓN

El área donde se desarrollará el presente estudio se enmarca en la Provincia de Paucartambo del Departamento de Cusco, cuyos centros de transformación se encuentran en el distrito de Pisac y la Comunidad de Mahuaypampa en Paucartambo, con altitudes que oscilan entre 2906 a 3800 m.s.n.m. Siendo esta un área de concesión eléctrica de la Empresa Electro Sur Este S.A.A.

Para fines del estudio se denomina Sistema Eléctrico de Paucartambo y sistema eléctrico en estudio a las redes de distribución en 22.9 Kv comprendido por dos alimentadores de MT (AMT) llamados Paucartambo 01 y 02 (PA-01 y PA-02).

Los AMT PA-01 y PA-02 parten de la S.E. Paucartambo y suministran energía a la provincia de Paucartambo, como es muestra en la Figura 1.2.1 el recorrido de las redes.

Figura 1.2.1. Ubicación geográfica de los alimentadores de MT PA-01 y PA-02



Fuente: Electro Sur Este – Área del SID

1.3. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

Las salidas de servicio de uno o más alimentadores de distribución eléctrica, son eventos comunes y muy frecuentes en lugares donde la coordinación de protección del sistema es muy deficiente, dado que existen muchos tipos de fallas

en algunos casos de tipo transitoria así como de régimen permanente, los cuales muchas veces es imposible evitar que sucedan por lo que en el campo de la ingeniería es necesario aprender a controlarlas de manera que este evento no se traduzca en un impacto negativo tanto en personas, animales o equipos a los que pudiera afectar. Debido al gran número de usuarios y las necesidades que conlleva la falta de suministro energético, este servicio debe mantener un régimen continuo y con la menor cantidad de interrupciones, pues al no darse de esa manera, se traducirá en cuantiosas pérdidas económicas para la empresa concesionaria, así como un gran riesgo potencial para el personal encargado de reponer el servicio debido a la complejidad que involucra una falla.

Cuadro 1.1. Tolerancias para el Periodo de Control Anual

TOLERANCIA SEMESTRAL POR NIVEL DE TENSIÓN	SISTEMA ELECTRICO RURAL (SER)							
	RURAL CONCENTRADO SDT1		RURAL CONCENTRADO SDT2 Y SDT3		RURAL CONCENTRADO SDT4		RURAL CONCENTRADO SDT5 y STD6	
	N	D	N	D	N	D	N	D
CLIENTES MT	4	7	6	10	7	17	7	28
CLIENTES BT	6	10	8	13	10	25	10	40

Donde:

N : Número de Interrupciones por Cliente.

D : Duración Total Ponderada de Interrupciones por Clientes

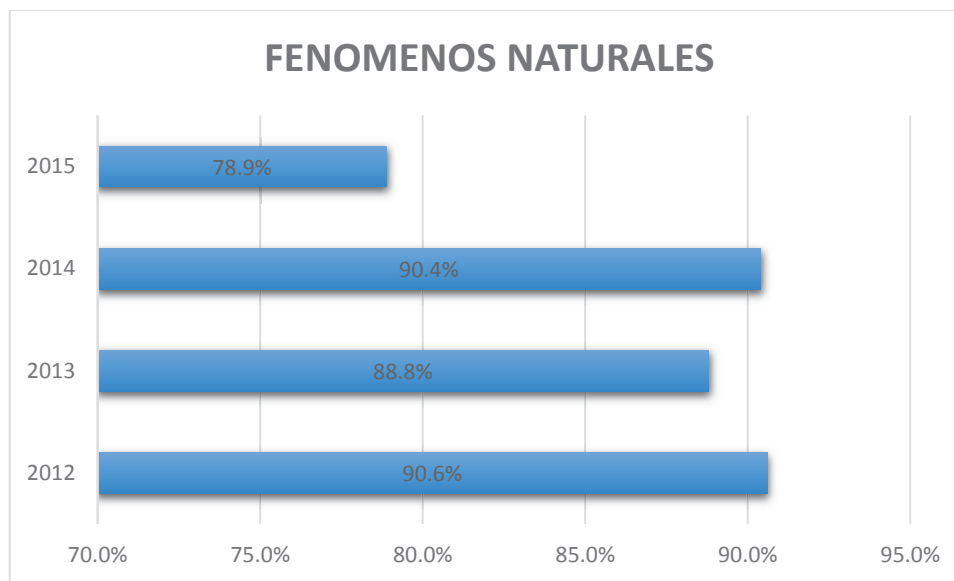
SDT : Sector de Distribución Típico

El cuadro 1.1 muestra el estándar mínimo permitido por los indicadores SAIDI y SAIFI, el cual me permite un cierto número de interrupciones y duración de las mismas por año

Cuadro 1.2. Fallas registradas en el AMT PA-01 en el periodo 2012 al 2015

AÑO	CAUSAS					TOTAL
	FE	FFN	FSP	FNI	OTROS	
2012	2	29	1	0	0	32
2013	1	32	3	0	0	36
2014	0	19	2	0	0	21
2015	3	15	1	0	0	19

Figura 1.3.1. Estadística de fallas por fenómenos Naturales en PA-01



En los últimos años, la operación del radial PA-01 ha resultado deficiente, tal como muestra en el Cuadro 1.2 habiendo un número de interrupciones mayoritarias en fallas por fenómenos naturales (FFN), en las cuales identificamos descargas atmosféricas, vientos intensos, etc. Con lo cual en niveles de porcentaje para los años 2012, 2013, 2014 y 2015 estas fallas representan del total por año el 90.6%, 88.8%, 90.4% y 78.9%, respectivamente, observando una tendencia de disminución el último año, sin embargo, no cumple con el, como se observa en el cuadro siguiente:

Cuadro 1.3. Fallas registradas en el AMT PA-02 en el periodo 2012 al 2015

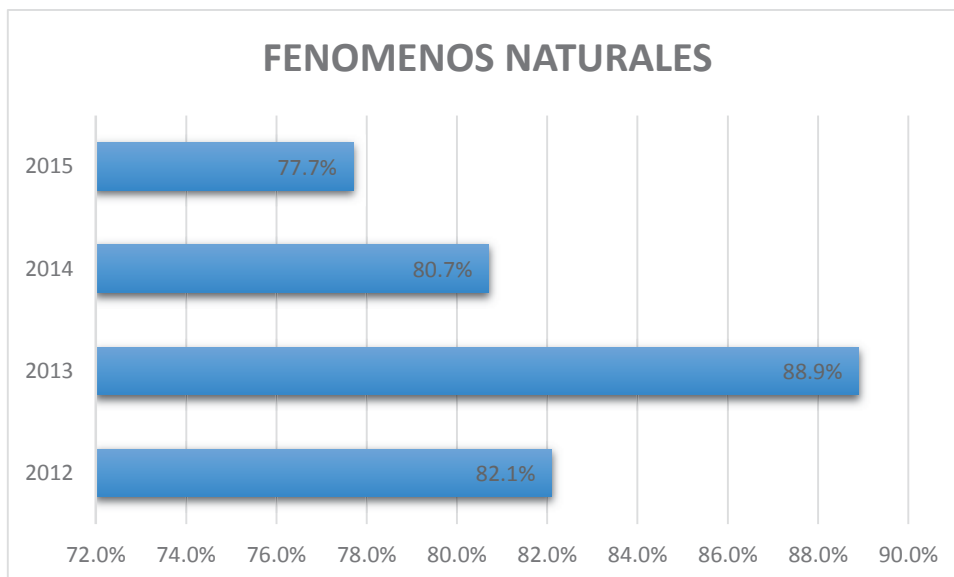
AÑO	CAUSAS					TOTAL
	FE	FFN	FSP	FNI	OTROS	
2012	4	23	1	0	0	28
2013	2	17	2	0	0	21
2014	1	21	4	0	0	26
2015	2	14	2	0	0	18

Dónde:

- FE FALLAS EXTERNAS
- FFN FALLAS POR FENOMENOS NATURALES
- FSP FALLAS DEL SISTEMA DE PROTECCION
- FNI FALLAS NO IDENTIFICADAS
- OTR OTRAS CAUSAS DISTINTAS A LAS ANTERIORES

Fuente: Datos extraídos de los gabinetes de Centro de Control de la empresa Concesionaria Electro Sur Este S.A.A de los años 2012, 2013, 2014 y 2015 de la estadística de fallas alimentadores PA-01 y PA-02.

Figura 1.3.2. Estadística de fallas por fenómenos naturales en PA-02



Del mismo modo la operación del radial PA-02, como se muestra en el Cuadro 1.3 presenta una situación muy similar identificando FFN en porcentaje para los años 2012, 2013, 2014 y 2015 estas fallas representan del total por año el 82.1%, 88.9%, 80.7% y 77.7%, respectivamente, de igual modo que en el caso anterior se observa una tendencia de disminución para el último año, sin embargo estos valores no están en los parámetros del cuadro anterior.

Por lo que ambos radiales PA-01 y PA-02 exceden el SAIDI y SAIFI permitido por OSINERGMIN.

El Decreto Supremo N°004-2006-EM, publicado el 06-01-2006, dispuso el incremento de tolerancias de N y D en 30% para los SDT 2 y 3.

Dado que el estudio está presentado en STD2 y STD3 podemos comprobar que los valores obtenidos, usando la base de ELSE, exceden este cuadro de tolerancias.

Por lo tanto, se hace necesario desarrollar un estudio de la operación de los alimentadores PA-01 y PA-02 donde se analicen los efectos de una adecuada coordinación de protección bajo distintas condiciones de fallas.

De no realizarse un estudio correspondiente para dar una solución al problema antes expuesto, los efectos serán los siguientes:

Constante corte del servicio de fluido eléctrico, debido a todo tipo de fallas, las cuales podrían ser controladas por el mismo sistema y mala imagen de la empresa concesionaria.

1.4. FORMULACIÓN DEL PROBLEMA

¿Cuáles son los efectos que producen la inadecuada coordinación de protección las redes de PA-01 y PA-02, y qué mejoras se obtienen al plantear una nueva coordinación del sistema de protección en las redes mencionadas?

1.5. ANTECEDENTES.

Estudios de coordinación de protecciones para el sistema eléctrico en estudio no se tiene actualmente. Los ajustes actuales para los recloser de PA-01 y PA-02 en la S.E. Paucartambo están dadas por heurística, es decir por tanteo.

Sin embargo, se tienen estudios similares como: “Estudio de la Protección del Sistema Eléctrico de Arequipa” Tesis presentado por el Br. Ugarte Ortiz Marta y Br. Boris Echegaray (Br. Ugarte Ortiz). También está: “Análisis de la Coordinación de la Protección por Sobre Corriente en Media Tensión e Implementación de Software” Tesis presentado por el Br. Angelino Z. Edgar (Br. Angelino).

1.6. OBJETIVOS.

1.6.1. OBJETIVO GENERAL.

Desarrollar el estudio de coordinación para mejorar el sistema protección de los alimentadores PA-01, PA-02 y circuitos de protección derivados de la provincia de Paucartambo.

1.6.2. OBJETIVOS ESPECIFICOS.

- 1 Realizar un diagnóstico del sistema de protección actual de los alimentadores PA-01 y PA-02 para así encontrar las deficiencias que existe en la coordinación de protección
- 2 Determinar el dimensionamiento o ajustes óptimos de los componentes del sistema de protección para una correcta fiabilidad, seguridad y selectividad ante cualquier falla que se presente en el sistema eléctrico en estudio.
- 3 Hacer un análisis de alternativas de solución probable para el sistema en estudio, determinando la menor cantidad de interrupciones.
- 4 Lograr mejorar los indicadores de confiabilidad de suministro de energía eléctrica a los usuarios finales mediante una alternativa de mejora lo más óptima posible.

1.7. VARIABLES E INDICADORES.

1.7.1. VARIABLES E INDICADORES INDEPENDIENTES.

Variables	Indicadores
Fallas en la red	Corrientes de falla (A, kA)
Ajustes de protección	Corrientes ajuste (A) y Tiempo de ajustes (s)

1.7.2. VARIABLES E INDICADORES DEPENDIENTES.

Variables	Indicadores
Coordinación de protección	Fiabilidad Sensibilidad Selectividad
Calidad de suministro (Continuidad en suministro de energía)	Número de interrupciones (veces/semestre) Duración de interrupción (horas)

1.8. HIPOTESIS.

1.8.1. HIPOTESIS GENERAL

El estudio de coordinación de protección permite determinar nuevos ajustes para una protección más fiable, sensible y adecuada selectividad ante cualquier falla que se presente en las redes de PA-01 y PA-02, de modo que la continuidad de suministro de energía se garantice.

1.8.2. HIPOTESIS ESPECÍFICAS

- Diagnosticar el sistema de protección actual permite conocer las deficiencias actuales y los factores de afectan la fiabilidad, sensibilidad y selectividad de la protección de las redes de PA-01 y PA-02 que se manifiestan como una mala coordinación.
- Los ajustes a propuestos en el estudio brindaran una mejor coordinación de protección, es decir: más fiables, sensibles y con adecuada selectividad y en consecuencia una mejor calidad de suministro en las redes de PA-01 y PA-02.

1.9. JUSTIFICACION

La empresa de distribución de energía eléctrica, Electro Sur Este S.A.A., ve su imagen disminuida frente a sus clientes, los cuales son afectados por desconexiones frecuentes en la red, además de la falta de fiabilidad del servicio energético que esta brinda, es por esta razón que el presente estudio engloba las siguientes justificaciones:

Mejorar el sistema de protección existente con un análisis y una propuesta adecuada de coordinación de protección de la red actual.

Disminuir el número de interrupciones del servicio de suministro de energía eléctrica a los clientes en media y baja tensión

Además de que este tipo de estudios deben ser evaluados periódicamente debido a la naturaleza de los sistemas eléctricos los mismos que están en una dinámica de crecimiento permanente lo que hace que las características principales como la potencia de cortocircuito, la topología, la variación de la carga, se modifican permanentemente debiendo esto motivar la revisión de los ajustes de los equipos de protección y en otros casos la sustitución por equipos más modernos y eficientes.

1.10. ALCANCES Y LIMITACIONES.

El estudio abarca la coordinación de protección exclusivamente de sobrecorriente en las redes o radiales PA-01 y PA-02 desde la subestación eléctrica ubicado en el Mahuaypampa en nivel de 22.9 kV, llámese a partir de ahora S.E. Paucartambo.

Los ajustes a proponerse son la corrientes y tiempos de disparo en los recloser ubicados en la S.E. Paucartambo así como el dimensionamiento de corrientes máximos de ajuste para los fusibles instalados en la redes de PA-01 y PA-02 en todo su recorrido, ya sea en la troncal o en las derivaciones (o laterales)

No se realiza la implementación de ajustes en campo pues, antes debe ser validado por el área de operaciones de la empresa concesionaria ELSE. En ese sentido, el estudio es una propuesta de ajustes para una mejor coordinación del sistema de protección en las radiales de PA-01 y PA-02.

La aplicación del estudio se limita a realizar simulaciones de fallas en el software especializado Power Factory DiGSILENT.

1.11. METODOLOGÍA DE INVESTIGACIÓN

El método usado para este estudio es inductivo y la investigación fue del tipo descriptivo, se recurrió al método inductivo, debido a que se analizó parte del sub sistema eléctrico Paucartambo (Radiales PA-01 y PA-02) para posteriormente obtener un resultado favorable que mejore los indicadores de confiabilidad (SAIFI y SAIDI) de este alimentador.

Fue una investigación descriptiva, porque se detalló las características más importantes de los Radiales PA-01 y PA-02, en cuanto a la protección y operación existente a la fecha, para ello se usó los datos de la concesionaria ELSE, mediante su oficina de Centro de Control.

Se aplicó la metodología de recopilación de datos de campo en lapsos de tiempos considerables donde se anotan y percatan situaciones de corte y altibajos del servicio de energía eléctrica en los sectores que comprenden las Radiales PA-01 y PA-02.

1.11.1. POBLACIÓN Y MUESTRA

La estrategia de recopilación de datos es longitudinal ya que se trata de la situación actual que presenta los Radiales PA-01 y PA-02 que afectan la operación en toda la zona de Paucartambo.

POBLACIÓN : Sub Sistema Eléctrico Paucartambo

MUESTRA : Radiales PA-01 y PA-02

1.11.2. TÉCNICA DE RECOLECCIÓN DE DATOS

Los datos de número de interrupciones y los tipos de falla más frecuentes en la zona, fueron tomados en campo y su proyección se contrastó con los valores obtenidos con los reportes que tiene la empresa concesionaria ELSE en la oficina del Centro de Control.

Se utilizó técnicas como:

- Las visitas a campo son una fuente importante de recolectar información de los Radiales PA-01 y PA-02.

- La data gráfica es utilizada como la existente y registrada en el Sistema grafico GIS de la concesionaria.
- Se estudió y monitoreó los eventos que afectan los Radiales en cuestión.
- Se consultó bibliografías de temas relacionados con el diseño y coordinación de sistemas de protección para líneas de media tensión.
- Se consultó referencias a la normatividad vigente con respecto a la electrificación rural actual.

1.12. MATRIZ DE CONSISTENCIA

PROBLEMÁTICA	OBJETIVOS	HIPÓTESIS	CONCLUSIONES
FORMULACION DEL PROBLEMA	OBJETIVO GENERAL	HIPÓTESIS GENERAL	<ul style="list-style-type: none"> El estudio de la coordinación de protección en los alimentadores PA01 y Pa02 del Subsistema Eléctrico de Paucartambo, demostró que existe un inadecuado dimensionamiento de los componentes de apertura y cierre que componen este subsistema y esto debido a las constantes interrupciones que conlleva no tener una adecuada coordinación de dichos componentes además de los agentes externos a los que está sometido esta zona de estudio.
¿Cuáles son los efectos que producen la falta de una adecuada Coordinación de Protección las redes de PA-01 y PA-02, y qué mejoras se obtienen al plantear una nueva coordinación del sistema de protección en las redes mencionadas?	Realizar el estudio de coordinación del sistema protección de los alimentadores PA-01 y PA-02 que suministra a la provincia de Paucartambo, para así suministrar energía continua y confiable al usuario final.	El estudio de coordinación de protección permite determinar nuevos ajustes para una protección más fiable, sensible y adecuada selectividad ante cualquier falla que se presente en las redes de PA-01 y PA-02, de modo que la continuidad de suministro de energía se garantice.	
JUSTIFICACION DEL ESTUDIO	OBJETIVOS ESPECIFICOS	HIPÓTESIS ESPECIFICAS	<ul style="list-style-type: none"> Al realizar el diagnóstico de los alimentadores PA01 y PA02 en Paucartambo, se determinó que existe problemas de calibración en los componentes de interrupción de la energía eléctrica, por lo que no se cumplirá una adecuada coordinación entre ellos, lo cual se traduce en constantes interrupciones. El software DlgSilent, fue una herramienta determinante para el diagnóstico de los alimentadores PA01 y PA02, gracias a las bondades de la simulación que permite poder realizar en su plataforma virtual. Se logró encontrar el mejor dimensionamiento en los componentes de interrupción, para así poder garantizar un adecuado suministro de la energía eléctrica y en caso de interrupción afectar lo menos posible a los usuarios finales, de tal manera que los fusibles despejen la falla en un determinado tramo y no el recloser que apertura todo el alimentador. El uso de fusibles adecuados son muy importantes en el dimensionamiento de los seccionadores repetidores de 03 etapas, dado que estos posibilitan una mayor continuidad debido a su innovador sistema de conmutación en caso la falla sea transitoria.
La Empresa de Distribución de energía eléctrica, Electro Sur Este S.A.A., ve su imagen disminuida frente a sus clientes, los cuales son afectados por desconexiones frecuentes en la red, además de la falta de fiabilidad del servicio energético que esta brinda, es por esta razón que el presente estudio engloba las siguientes justificaciones: Mejorar el sistema de protección existente con un análisis y una propuesta adecuada de coordinación de protección de la red actual. Disminuir el número de interrupciones del servicio de suministro de energía eléctrica a los clientes en media y baja tensión Además de que este tipo de estudios deben ser evaluados periódicamente debido a la naturaleza de los sistemas eléctricos los mismos que están en una dinámica de crecimiento permanente lo que hace que las características principales como la potencia de cortocircuito, la topología, la variación de la carga, se modifican permanentemente debiendo esto motivar la revisión de los ajustes de los equipos de protección y en otros casos la sustitución por equipos más modernos y eficientes.	Realizar un diagnóstico del sistema de protección actual de los alimentadores PA-01 y PA-02 para así encontrar las deficiencias que existe en la coordinación de protección Determinar el dimensionamiento o ajustes óptimos de los componentes del sistema de protección para una correcta fiabilidad, seguridad y selectividad ante cualquier falla que se presente en el sistema eléctrico en estudio.	<ul style="list-style-type: none"> Diagnosticar el sistema de protección actual permite conocer las deficiencias actuales y los factores de afectan la fiabilidad, sensibilidad y selectividad de la protección de las redes de PA-01 y PA-02 que se manifiestan como una mala coordinación Los ajustes a propuestos en el estudio brindan una mejor coordinación de protección, es decir: más fiables, sensibles y con adecuada selectividad y en consecuencia una mejor calidad de suministro en las redes de PA-01 y PA-01. 	
	VARIABLES	INDICADORES	
	VARIABLES INDEPENDIENTES. <ul style="list-style-type: none"> Fallas en la red Ajustes de Protección 	<ul style="list-style-type: none"> Corrientes de falla (A, kA) Corrientes ajuste (A) Tiempo de ajustes (s) 	
	VARIABLES DEPENDIENTES. <ul style="list-style-type: none"> Coordinación de Protección Calidad de Suministro (Continuidad en Suministro de energía) 	<ul style="list-style-type: none"> Fiabilidad Sensibilidad. Selectividad Número de interrupciones Duración de interrupciones 	
ANTECEDENTES DEL PROBLEMA	ALCANCES	LIMITACIONES	METODOLOGÍA
Estudios de coordinación de protecciones para el sistema eléctrico en estudio no se tiene actualmente. Los ajustes actuales para los reclosers de PA-01 y PA-02 en la S.E. Paucartambo están dadas por heurística, es decir por tanteo. Sin embargo, se tienen estudios similares como: "Estudio de la Protección del Sistema Eléctrico de Arequipa" Tesis presentado por el Br. Ugarte Ortiz Marta y Br. Boris Echegaray (1). También está: "Análisis de la Coordinación de la Protección por Sobre Corriente en Media Tensión e Implementación de Software" Tesis presentado por el Br. Angelino Z. Edwar (2).	El estudio abarca la coordinación de protección exclusivamente de sobrecorriente en las redes o radiales PA-01 y PA-02 desde la subestación eléctrica ubicado en el Mahuaypampa en nivel de 22.9 kV, llámese a partir de ahora S.E. Paucartambo. Los ajustes a proponerse son las corrientes y tiempos de disparo en los reclosers ubicados en la S.E. Paucartambo así como el dimensionamiento de corrientes máximas de ajuste para los fusibles instalados en las redes de PA-01 y PA-02 en todo su recorrido, ya sea en la troncal o en las derivaciones (o laterales)	No se realiza la implementación de ajustes en campo pues, antes debe ser validado por el área de operaciones de la empresa concesionaria ELSE. En ese sentido, el estudio es una propuesta de ajustes para una mejor coordinación del sistema de protección en las radiales de PA-01 y PA-02. La aplicación del estudio se limita a realizar simulaciones de fallas en el software especializado Power Factory DIGSILENT.	El método usado para este estudio es inductivo y la investigación fue del tipo descriptivo, se recurrió al método inductivo, debido a que se analizó parte del sub sistema eléctrico Paucartambo (Radiales PA-01 y PA-02) para posteriormente obtener un resultado favorable que mejore los indicadores de confiabilidad (SAIFI y SAIDI) de este alimentador. Fue una investigación descriptiva, porque se detalló las características más importantes de los Radiales PA-01 y PA-02, en cuanto a la protección y operación existente a la fecha, para ello se usó los datos de la concesionaria ELSE, mediante su oficina de Centro de Control. Se aplicó la metodología de recopilación de datos de campo en lapsos de tiempos considerables donde se anotan y percatan situaciones de corte y altibajos del servicio de energía eléctrica en los sectores que comprenden las Radiales PA-01 y PA-02.

CAPÍTULO 2

MARCO TEÓRICO

2.1. INTRODUCCIÓN.

Los sistemas de distribución, son el medio principal para llegar a los usuarios finales, a quienes se les brinda calidad de energía eléctrica teniendo en cuenta, la forma de onda en tensión, corriente, frecuencia y la continuidad del servicio, siendo esta última la causa del presente estudio, debido a los serios problemas que ella supone. Por tal motivo la localización de fallas, es un tema que está estrechamente relacionado con la confiabilidad de un sistema de distribución.

Una falla en un circuito es cualquier evento que interfiere con el flujo normal de corriente. En estos sistemas causa una interrupción del servicio a los usuarios, y consecuentemente pérdidas económicas por parada de procesos, pérdidas de información, daños y perjuicios en las maquinarias e insumos, entre otros. A nivel mundial se han realizado diversos estudios como el MODELO ESTADÍSTICO PARA LA LOCALIZACIÓN DE FALLAS EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA del Ing. Jorge Andrés Cormane Angarita quien establece que el 80% del total de las interrupciones se originan por fallas en los sistemas de distribución, motivo por el cual la preocupación de solucionar este problema.

A pesar de la confiabilidad que pueda brindar un sistema de distribución de energía, es inevitable que haya interrupciones en la prestación del servicio debido a las fallas en las líneas. Las redes experimentan fallas causadas, por tormentas, relámpagos, fallas en los aislamientos y cortocircuitos causados por plantas, animales entre otros agentes externos. Entonces, la confiabilidad del sistema de distribución ante cualquier falla que haya ocurrido depende de su rápido aislamiento, reparación y restauración del servicio.

Asimismo la normatividad implantada por OSINERGMIN (Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería) en lo que refiere al sector eléctrico, brinda mayor atención en el campo de la confiabilidad ya que penaliza con sanciones elevadas a las empresas distribuidoras cuando no suministran un servicio confiable, es decir, cuando incurren en fallas o interrupciones del suministro de energía eléctrica.

En los sistemas de distribución, tener una buena confiabilidad, permite tener una idea sobre el comportamiento del sistema y que guie en la toma de decisiones sobre diseño de redes eléctricas con pocas probabilidades de falla y planeamiento de la red de distribución eléctrica.

Generalmente, la mayoría de empresas del Sector Eléctrico, poseen un historial de los eventos ocurridos que han afectado el suministro y el desempeño óptimo de la red y se encuentran estrechamente relacionados con la operación y el mantenimiento de la red.

Es importante señalar que cada concepto o término se encuentra referenciada, citando la bibliografía y el número de página. Además es preciso aclarar que los conceptos están enfocados al tema de coordinación de protecciones en sistemas de distribución (redes en MT), lo cual implica señalar lo importante que es tener una coordinación de protección, el cómo y el por qué. Se parte de las fallas en las redes eléctricas en seguida con los objetivos, funciones, criterios y los equipos que actualmente se usan en un sistema de protección.

2.2. CONTINUIDAD DE SUMINISTRO ELÉCTRICO (Ministerio de Energía y Minas, 1997)

De acuerdo a la normativa peruana se le conoce como “Calidad de Suministro”. El concepto está definido en la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos y dice lo siguiente: La Calidad de Suministro se expresa en función de la continuidad del servicio eléctrico a los Clientes, es decir, de acuerdo a las interrupciones del servicio.

2.2.1. INDICADORES DE CALIDAD DE SUMINISTRO

La Calidad de Suministro, según Procedimiento N° 074-2004-OS-CD OSINERGMIN¹, se evalúa utilizando los siguientes dos (2) indicadores que se calculan para Períodos de Control de un semestre.

2.2.1.1. Número Total de Interrupciones por Cliente por Semestre (N)

Es el número total de interrupciones en el suministro de cada Cliente durante un Período de Control de un semestre: N = Número de Interrupciones; (expresada en: interrupciones / semestre). El número de interrupciones programadas* por expansión o reforzamiento de redes que deben incluirse en el cálculo de este indicador, se ponderan por un factor de cincuenta por ciento (50%).

2.2.1.2. Duración Total Ponderada de Interrupciones por Cliente (D)

Es la sumatoria de las duraciones individuales ponderadas de todas las interrupciones en el suministro eléctrico al Cliente durante un Período de Control de un semestre:

$$D = \sum(K_i \cdot d_i); \text{ (expresada en: horas)}$$

Donde:

d_i : Es la duración individual de la interrupción i .

¹ N° 074-2004-OS-CD OSINERGMIN es el Procedimiento para la Supervisión de la Operación de los Sistemas Eléctricos, dentro de la cual se muestra el cálculo de los 02 indicadores de calidad, Numero de Interrupciones y Duración total ponderada por cliente,

Ki: Son factores de ponderación de la duración de las interrupciones por tipo:

- Interrupciones programadas* por expansión o reforzamiento : Ki = 0.25
- Interrupciones programadas* por mantenimiento : Ki = 0.50
- Otras : Ki = 1.00

* El término “Interrupciones programadas” se refiere exclusivamente a actividades de expansión o reforzamiento de redes; o, mantenimiento de redes, ambas programadas oportunamente, sustentadas ante la Autoridad y notificadas a los Clientes con una anticipación mínima de cuarenta y ocho (48) horas, señalando horas exactas de inicio y culminación de trabajos.

Si existiese diferencia entre la duración real y la duración programada de la interrupción, para el cálculo de la Duración Total Ponderada de Interrupciones por Cliente (D) se considera, para dicha diferencia de tiempo (Δ):

Ki = 0; si la duración real es menor a la programada

Ki = 1; si la duración real es mayor a la programada

No se considerará para el cálculo de los indicadores N y D, las Interrupciones por Rechazo de Carga por Mínima Frecuencia.

2.2.2. TOLERANCIAS DE CALIDAD DE SUMINISTRO

Las tolerancias en los indicadores de Calidad de Suministro para Clientes conectados en distinto nivel de tensión son:

2.2.2.1. Número de Interrupciones por Cliente (N')

- Clientes en Muy Alta y Alta Tensión :2 Interrupciones/semestre
- Clientes en Media Tensión :4 Interrupciones/semestre
- Clientes en Baja Tensión :6 Interrupciones/semestre

2.2.2.2. Duración Total Ponderada de Interrupciones por Cliente

(D')

- Clientes en Muy Alta y Alta Tensión :4 horas/semestre
- Clientes en Media Tensión :7 horas/semestre
- Clientes en Baja Tensión :10 horas/semestre

2.3. FALLAS EN LAS REDES ELECTRICAS

2.3.1. CAUSAS DE FALLAS EN LAS REDES ELÉCTRICAS (Ramirez Castaño, pág. 67)

- Sobrevoltajes debido a las descargas atmosféricas.
- Sobrevoltajes debido al suicheo y a la ferorrresonancia.
- Rompimiento de conductores, aisladores y estructuras de soporte debido a vientos, sismos, hielo, árboles, automóviles, equipos de excavación, vandalismo, etc.
- Daño de aislamientos causado por roedores, aves, serpientes, etc.
- Incendio.
- Fallas de equipos y errores de cableado.

2.3.2. TIPOS DE FALLAS (Ramirez Castaño, pág. 66)

Se define el término falla como cualquier cambio no planeado en las variables de operación de un sistema de potencia, también es llamada perturbación y es causada por:

Falla en el sistema de potencia (Cortocircuito), Falla extraña al sistema de potencia (En equipo de protección), Falla de la red (Sobrecarga, fluctuación de carga, rayos, contaminación, sabotajes, daños).

Las tasas de fallas en sistemas de baja tensión son mayores que las que se presentan en sistemas de alta tensión por la cantidad de elementos y equipos involucrados.

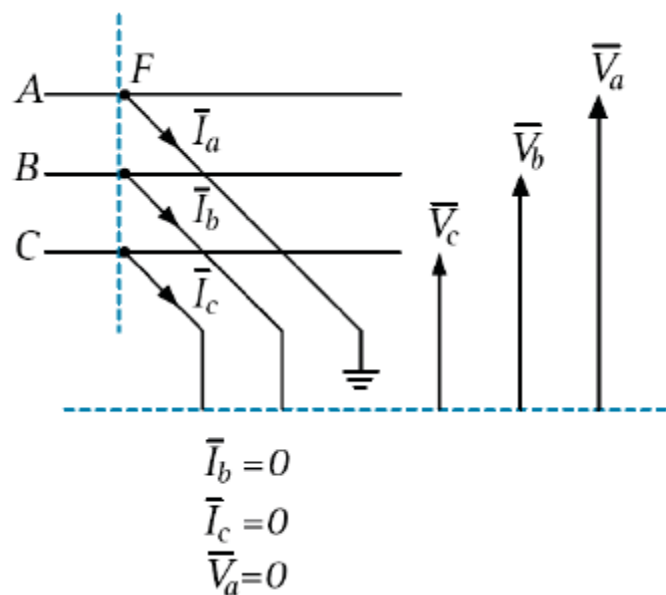
- Monofásicas.
- Bifásicas.
- Bifásica a Tierra.
- Trifásicas.

2.3.2.1. Fallas monofásicas

La falla monofásica de línea a tierra, las que se presentan con más frecuencia o son el tipo más común de falla, que es originada por las descargas atmosféricas o por los conductores al hacer contacto con las estructuras puestas a tierra.

Este es el tipo de cortocircuito más frecuente y violento, produciéndose con mayor frecuencia en redes rígidamente puestas a tierra, o mediante impedancias de bajo valor. Su cálculo es importante, tanto por lo elevado de sus corrientes como por su conexión a tierra, lo que permite calcular las fugas a tierra, las tensiones de contacto o de paso, o valorar las interferencias que estas corrientes puedan provocar.

Figura 2.3.1. Diagrama de Falla Monofásica



Fuente: Calculo de Fallas, Chilet Cesar (Chilet, 2009)

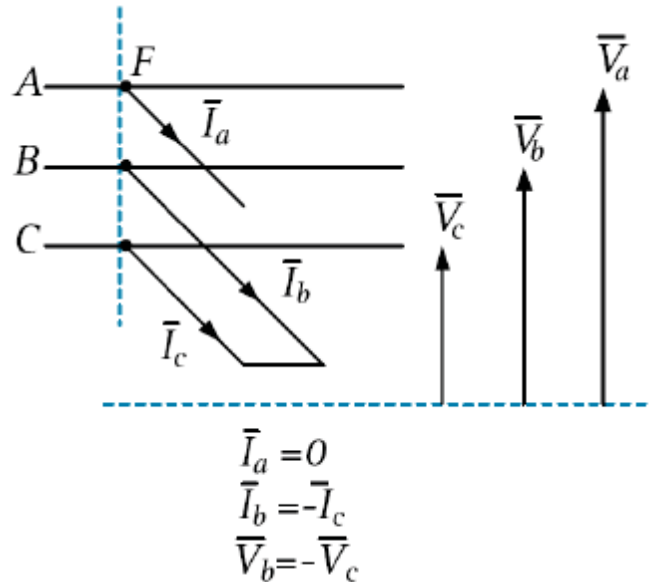
2.3.2.2. Fallas bifásicas (fase - fase)

Corresponde a un cortocircuito entre dos fases sin hacer contacto con la referencia a tierra.

Generalmente las corrientes iniciales simétricas de cortocircuito son menores que las del fallo trifásico, aunque si el cortocircuito se produce en las inmediaciones de máquinas síncronas o asíncronas de cierta potencia, las corrientes de esta falta pueden llegar a presentar valores incluso mayores que

las del cortocircuito trifásico. Al presentarse en dos de las tres fases del sistema, este cortocircuito ya no es equilibrado, obligando su cálculo a la utilización tanto de la red de secuencia directa como a la red de secuencia inversa.

Figura 2.3.2. Diagrama de Falla Bifásica



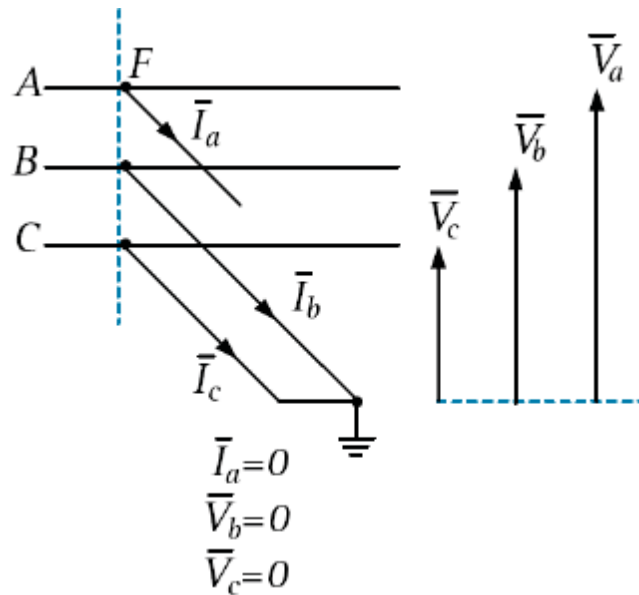
Fuente: Calculo de Fallas, Chilet Cesar (Chilet, 2009)

2.3.2.3. Fallas bifásicas a tierra (fase – fase a tierra)

Para una falla de doble línea a tierra (bifásica a tierra, los segmentos hipotéticos se conectan como se muestra en la figura 2.2.).

Dispone de las mismas características que el cortocircuito bifásico sin contacto a tierra, pero en este caso, con pérdida de energía hacia tierra. Es necesario considerar para este fallo, además de las redes de secuencia directa e inversa, la red de secuencia homopolar debido a la pérdida de energía.

Figura 2.3.3. Diagrama de Falla Bifásica a Tierra



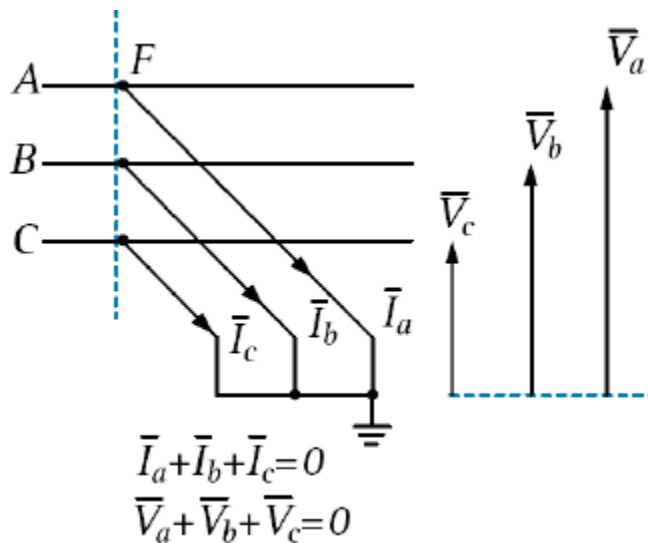
Fuente: Cálculo de Fallas, Chilet Cesar (Chilet, 2009)

2.3.2.4. Fallas trifásicas

Corresponde a un cortocircuito entre las tres fases de forma simultánea.

Los cortocircuitos trifásicos, son los únicos cortocircuitos que se comportan como sistemas equilibrados, ya que todas las fases están afectadas por igual. Las tensiones en el punto de cortocircuito, tanto si el cortocircuito se cierra a través de tierra como si está aislado de ella, son nulas, presentando las intensidades igual módulo pero con argumentos desfasados 120° . Es uno de los cortocircuitos más violentos y de obligado cálculo. Al ser un sistema equilibrado, para su cálculo sólo será necesario utilizar la red de secuencia directa.

Figura 2.3.4. Diagrama de Falla Trifásica



Fuente: Calculo de Fallas, Chilet Cesar (Chilet, 2009)

2.3.3. CATEGORIAS DE FALLAS

2.3.3.1. Fallas permanentes (Ramirez Castaño, pág. 67)

Son aquellas que persisten a pesar de la velocidad a la cual el circuito es desenergizado o el número de veces que el circuito es desenergizado. Algunos ejemplos: cuando dos o más conductores desnudos en un sistema aéreo entran en contacto debido a rotura de conductores, crucetas o postes; los arcos entre fases pueden originar fallas permanentes, ramas de árboles sobre la línea, etc.

En sistemas subterráneos la mayoría de las fallas son de naturaleza permanente ya que la desconexión, a pesar de la velocidad de desenergización, no restaurará la fortaleza del aislamiento del equipo fallado (cable, equipo de interrupción, transformadores, etc.) al nivel al cual resista la re aplicación del voltaje normal de 60 Hz.

El aislamiento del cable falla debido a sobrevoltajes y roturas mecánicas, los cuales son ejemplos de fallas permanentes en sistemas subterráneos.

2.3.3.2. Fallas transitorias (Ramirez Castaño, pág. 67)

Son las fallas que pueden ser despejadas antes de que ocurran serios daños, o porque se autodespejan o por la operación de dispositivos de despeje de falla que operan lo suficientemente rápido para prevenir los daños. Algunos ejemplos son: arqueos en la superficie de los aisladores iniciados por las descargas atmosféricas, balanceo de conductores y contactos momentáneos de ramas de árboles con los conductores. La mayoría de las fallas en líneas aéreas son de carácter temporal pero pueden convertirse en permanentes si no se despejan rápidamente, o porque se autodespejan o porque actúan las protecciones de sobrecorriente.

2.3.4. ESTADISTICA DE FALLAS EN LA REDES (Gomez Carmona & J. Zapata, 2007)

Las estadísticas operativas de los sistemas de potencia muestran que las fallas que menos ocurren son las trifásicas, la mayoría de las fallas que ocurren son monofásicas, tal como se muestra en el cuadro 2.1; entonces, el asumir para un estudio de confiabilidad que todas las fallas son trifásicas (balanceadas) es totalmente alejado de la realidad.

Cuadro 2.1. Frecuencia de Ocurrencia de Tipos de Fallas (Gomez Carmona & J. Zapata, 2007)

TIPO DE FALLA	PORCENTAJE DE OCURRENCIA
MONOFÁSICA	70 % - 80 %
BIFÁSICA A TIERRA	17 % - 10 %
BIFÁSICA	10 % - 8 %
TRIFÁSICA	3 % - 2 %

Fuente: Efecto del desbalance en las cargas sobre la valoración de confiabilidad de un sistema de distribución de energía eléctrica, Gómez Carmona Oscar

2.3.5. USO DE SOFTWARE PARA ANÁLISIS DE FLUJO Y FALLAS DE REDES ELÉCTRICAS

Existen diversos programas dedicados al análisis de flujo en redes eléctricas, análisis de fallas y coordinación de protecciones, los cuales en base a simulaciones permiten un mejor entendimiento y comprensión de un posible

escenario cuando se da una falla en la red, del mismo modo permite configurar los diferentes tipos de falla y así tener un control predictivo de una situación en emergencia y verificación de ajustes de protección para cada tipo de falla.

2.3.5.1. Características del programa

El DlgSILENT Power Factory es una herramienta integrada para el análisis de sistemas eléctricos de potencia caracterizando técnicas confiables y flexibles de modelado y algoritmos. Ha sido desarrollado con la nueva tecnología de programación orientada a objetos y lenguaje de programación C++. Obra el mejor compromiso entre flexibilidad ilimitada y requerimientos de fácil manejo, siendo completamente compatible con los sistemas operativos actuales.

2.3.5.2. Funciones

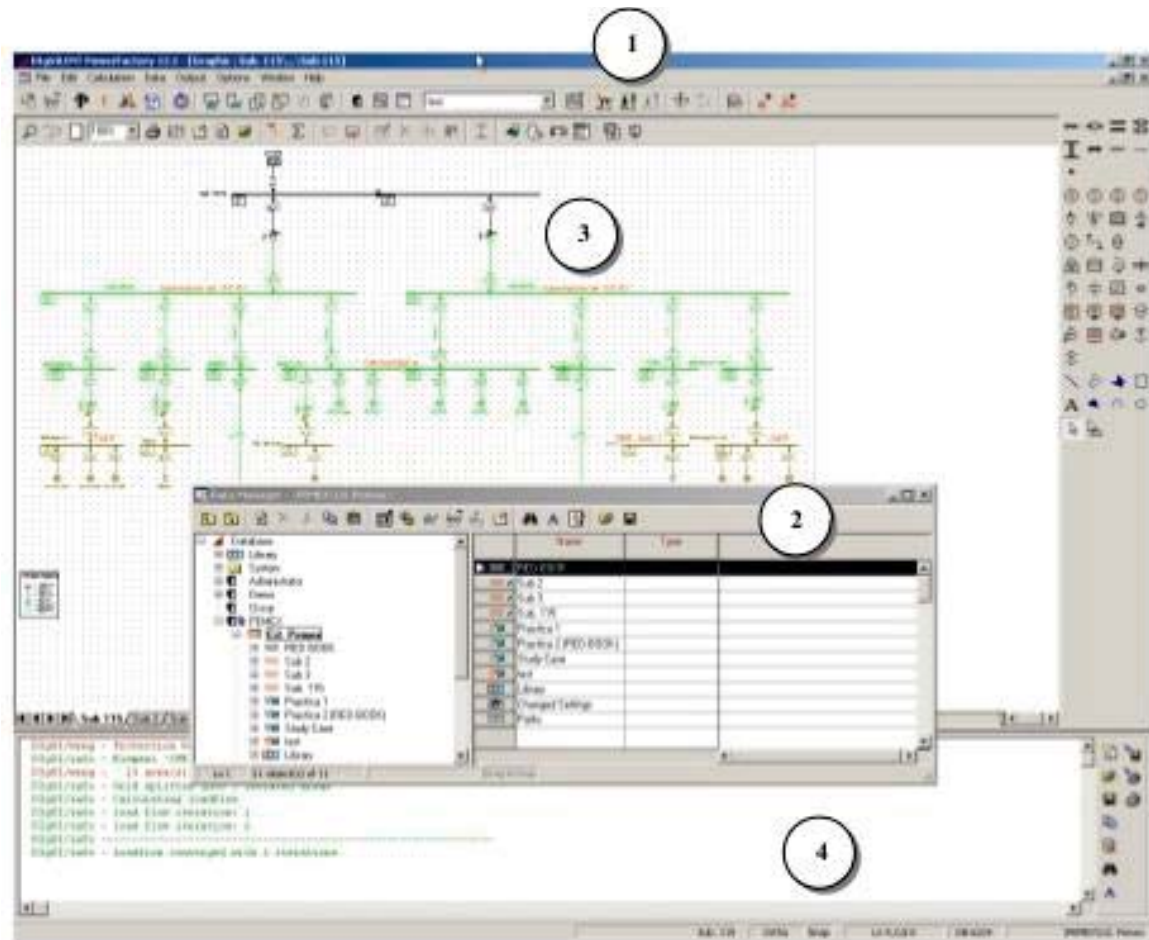
- Flujo de potencia AC/DC
- Análisis de corto circuito
- Fallas generales / análisis de eventos
- Simulación dinámica (RMS)
- Simulación de transitorios electromagnéticos EMT
- Reducción de redes
- Coordinación de relés de protección
- Chequeo de la respuesta de unidades de protección
- Análisis armónico
- Calculo de confiabilidad
- Despacho económico
- Interfaces SCADA / GIS
- Lenguajes DSL ++ y DPL
- Diagramas unifilares del sistema modelado
- Diagrama de configuración de subestaciones
- Instrumentos virtuales para visualizar resultados
- Interface A/D Medinas 2000 A/D

2.3.5.3. Espacio de Trabajo

El programa utiliza un ambiente de trabajo muy similar al que se utiliza en Windows, las ventanas más importantes son:

- Ventana principal (1)
- Ventana de administrador de datos (Data Manager) (2)
- Ventana grafica (3)
- Ventana de salida (4)

Figura 2.3.5. Espacio de trabajo DIGSILENT



Fuente: Power Factory, Guía Básica de Uso

2.4. NORMATIVIDAD UTILIZADA

A través de la presente tomamos en cuenta la normatividad que presentamos a continuación.

2.4.1. CALIDAD DE SUMINISTRO CONFORME A LA NORMA TÉCNICA DE CALIDAD DE SERVICIOS ELÉCTRICOS (NTCSE)

La actual Norma Técnica de Calidad de Servicios Eléctricos (NTCSE) publicada mediante DS-020-97-EM en octubre de 1997 y las últimas modificaciones contempladas, incluyendo el DS-040-2001-EM de julio del 2001, establece dos índices de interrupciones:

- Número Ponderado de interrupciones por usuario por semestre (N)
- Duración Ponderada de interrupciones por usuario por semestre (D)

La Norma Técnica de la Calidad de los Servicios Eléctricos NTCSE (1997), no propicio una mejora en los índices de interrupciones, esta situación generó reclamos de los usuarios además de existir dudas sobre la veracidad de lo reportado por la empresa.

Ante esta situación OSINERGMIN en el ejercicio de la función normativa, dentro del artículo 25° de su Reglamento General, Decreto Supremo N° 054-2004-PCM, se aprobó el “Procedimiento para la Supervisión de la Operación de los Sistemas Eléctricos” con la Resolución 074-2004-OS/CD el 13 de abril del 2004, para la entrega de información adicional a lo reportado por la aplicación de la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos por parte de las empresas concesionarias de distribución.

El objetivo del procedimiento es en primera instancia establecer la entrega de información oportuna y veraz por parte de las empresas concesionarias de distribución, referidos a interrupciones (No se incluye a la Baja Tensión). En segunda instancia es el de establecer las tolerancia a la performance de la operación de las redes de media tensión mediante la evaluación de los índices SAIFI y SAIDI. En el (2008) establece tolerancias al SAIFI y SAIDI para las redes de media tensión a fin de mejorar sustancialmente los índices de interrupciones.

Se considera como interrupción a toda falta de suministro eléctrico en un punto de entrega, y las interrupciones pueden ser causadas, entre otras razones, por salidas de equipos de las instalaciones del suministrados u otras instalaciones

que lo alimentan y que se producen por mantenimiento, por maniobras, por ampliaciones, etc., o aleatoriamente por mal funcionamiento o fallas; lo que incluye, consecuentemente, aquellas que hayan sido programadas oportunamente.

Para efectos de la NTCSE, no se consideran las interrupciones totales de suministro cuya duración es menor de tres (3) minutos ni las relacionadas con casos de fuerza mayor debidamente comprobados y calificados como tales por la autoridad.

2.4.2. PROCEDIMIENTO PARA LA SUPERVISIÓN DE LA OPERACIÓN DE LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS

Aprobado con Resolución OSINERG N° 074- 2004-OS/CD del 13 de abril del 2004. Establece 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.

2.4.2.1. NOTIFICACION Y COMUNICADO 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(Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria)
- 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 (propias o ajenas).

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.

2.4.2.2. CAUSAS DE INTERRUPCIONES

El Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (OSINERGMIN), clasifica las causas de las interrupciones mediante la siguiente tabla:

Tabla 2.4.2.1. Tabla de códigos (causas de interrupciones)

Responsable Interrupción	Naturaleza Interrupción	Código OSINERGMIN	Descripción
P	PM	1	Por Mantenimiento
P	PE	2	Por Expansión o reforzamiento de redes
P	NF	3	Ajuste inadecuado de la protección
P	NF	4	Bajo nivel de aislamiento (Aislador roto/Tensión inadecuada)

P	NF	5	Falla equipo (Transformador, interruptor, seccionador de potencia, etc)
P	NF	6	Falla empalme de red
P	NF	7	Falla terminal cable
P	NF	8	Caída conductor de red
P	NF	9	Caída de estructura
P	NF	10	Contacto de red con árbol
P	NF	11	Contacto de red con edificación
P	NF	12	Contacto entre conductores
P	NO	13	Error de maniobra
P	NO	14	Corte de emergencia (No incluidos en PM y PE)
P	NF	15	Animales (felinos y roedores)
P	NF	16	Picado de cable por personal propio
P	NF	17	Otros, por falla en componente (s) del sistema de potencia
T	NT	18	Aves
T	NT	19	Cometas
T	NT	20	Impacto Vehicular
T	NT	21	Vandalismo
T	NT	22	Hurto de conductor o elemento eléctrico
T	NT	23	Caída de árbol
T	NT	24	Picado de cable
T	NT	25	Contacto accidental con línea
T	NO	26	Pedido de Autoridad
T	NT	27	Otros, causados por terceros
F	NC	28	Descarga atmosféricos
F	NC	29	Fuertes vientos
F	NC	30	Inundaciones
F	NC	31	Sismo
F	NC	32	Otros fenómenos naturales
O	PM	33	Por Mantenimiento
O	PE	34	Por Expansión o reforzamiento de redes
O	NT	35	Falla sistema interconectado
O	NR	36	Déficit degeneración
O	NT	37	Otros, causado por otra empresa externa
O	NT	38	Cuando la interrupción es provocada por otra empresa.

O	NF	39	Otros, falla humana
---	----	----	---------------------

Fuente: OSINERGMIN

P = Propias F = Fenómenos Naturales

T = Terceros O = Otras Empresas

Además identificamos la naturaleza de las siguientes interrupciones que se dan con mayor frecuencia:

➤ PE – Cortes por Expansión o Reforzamiento

Son interrupciones programadas por la empresa concesionaria, este tipo de corte se produce cuando la concesionaria para el suministro de energía para poner en servicio nuevas instalaciones como ampliaciones o reforzar segmentos del alimentador.

➤ PM – Corte por Mantenimiento

Este tipo de corte también son interrupciones programadas por la concesionaria con la finalidad de realizar el mantenimiento en cualquier segmento, estructura, subestación o sistemas de protección del alimentador.

➤ NF- Corte por Falla en el Sistema

Este tipo de interrupciones se deben a fallas producidas en el alimentador causado por el contacto de vegetación y/o animales o por algún problema en el funcionamiento de un componente del sistema eléctrico, generalmente este tipo de fallas es homopolar por el contacto a tierra de una fase del sistema trifásico.

➤ NC – Corte por Falla a Causa de Fenómenos Naturales

Este tipo de interrupciones se deben a la presencia de fenómenos naturales como descargas atmosféricas, aumento en la velocidad de los vientos, descargas

pluviales excesivas, deslizamientos de tierras y movimientos telúricos que pueden afectar las instalaciones del alimentador y sacando del servicio a este.

➤ NT – Corte por Acción de Terceros

Este tipo de interrupciones son causadas por la intervención de una persona ajena a la administración del alimentador que por cualquier motivo afecta el normal suministro de energía eléctrica de este alimentador, como por ejemplo la tala de un árbol que cae en los conductores del alimentador causando la falta en el suministro.

➤ NO – Corte por Falla en la Operación del Sistema

Este tipo de interrupciones son causadas por la mala maniobra de los elementos del sistema causando el corte en el suministro de energía eléctrica, generalmente son fallas del tipo homopolar.

2.4.3. ÍNDICES NORMADOS POR EL ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINAS (OSINERGMIN)

Los principales índices usados para todo el sistema se dividen en dos grandes grupos y se encuentran dentro de la siguiente clasificación:

- Índices por frecuencia
- Índices por duración

2.4.3.1. ÍNDICE DE FRECUENCIA DE INTERRUPCIONES PROMEDIO DEL SISTEMA (SAIFI) [INTERRUPCIONES/AÑO]

SAIFI: System Average Interruption Frequency Index, o Índice de Frecuencia de Interrupciones Promedio del Sistema

Este índice determina la frecuencia de interrupciones que un consumidor promedio del sistema sufre al año viéndose afectados o no por dichas interrupciones.

$$SAIFI = \frac{\text{Número de interrupciones a los usuarios} \left[\frac{\text{int.}}{\text{año}} \right]}{\text{Número Total de Usuarios}}$$

$$SAIFI = \frac{\sum_{i=1}^n u_i}{N}$$

De donde:

u_i : Número de usuarios afectados en cada interrupción “i”.

N : Número Total de usuarios del sistema eléctrico

2.4.3.2. ÍNDICE DE DURACIÓN DE INTERRUPCIONES PROMEDIO DEL SISTEMA (SAIDI) [HORAS/AÑO]

SAIDI: System Average Interruption Duration Index, o Índice de Duración de Interrupciones Promedio del Sistema.

Indica la duración de las interrupciones que un consumidor promedio del sistema sufre al año siendo o no afectados.

$$SAIDI = \frac{\text{Suma de las duraciones de las interrupciones} \left[\frac{\text{hrs.}}{\text{año}} \right]}{\text{Número Total de Usuarios}}$$

$$SAIDI = \frac{\sum_{i=1}^n t_i \times u_i}{N}$$

De donde:

t_i : Duración de cada interrupción “i” (medido en horas).

N : Es el número de interrupciones en el período.

2.5. PROTECCIÓN DE REDES DE DISTRIBUCIÓN

2.5.1. OBJETIVOS DE UN SISTEMA DE PROTECCIÓN (Ramirez Castaño, pág. 65)

Los objetivos generales de un sistema de protección se resumen así:

- Proteger efectivamente a las personas y los equipos.
- Reducir la influencia de las fallas sobre las líneas y los equipos.
- Cubrir de manera ininterrumpida el Sistema de Potencia, estableciendo vigilancia el 100% del tiempo.
- Detectar condiciones de falla monitoreando continuamente las variables del sistema de potencia, corrientes, tensiones, potencia, frecuencia o impedancia (I, V, P, f, Z).

2.5.2. FUNCIONES DEL SISTEMA DE PROTECCIÓN (Ramirez Castaño, pág. 68)

- Aislar las fallas permanentes.
- Minimizar el número de salidas y de fallas permanentes.
- Minimizar el tiempo de localización de las fallas.
- Prevenir daños a los equipos.
- Minimizar la probabilidad de rotura de conductores.
- Minimizar la probabilidad de falla disruptiva.
- Minimizar los riesgos.

2.5.3. PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE (Ramirez Castaño, pág. 389)

Si un circuito de distribución fuera instalado sin el equipo de protección de sobrecorriente, las fallas podrían causar una falta de suministro de energía a todos los consumidores servidos desde el alimentador. Esto trae como consecuencia una reducción en los niveles de confiabilidad (continuidad del servicio) que son inaceptables. Para incrementar el nivel de confiabilidad en el suministro de energía eléctrica existen dos opciones:

- Diseñar, construir y operar un sistema de tal forma que el número de fallas se minimice.

- Instalar equipo de protección contra sobrecorrientes de tal forma que reduzca el efecto de las fallas.

Se deben analizar las dos alternativas para que el servicio al consumidor tenga un nivel de confiabilidad Aceptable al más bajo costo.

2.5.3.1. Condiciones que debe cumplir el sistema de protección de sobrecorriente (Ramirez Castaño, pág. 394)

Los sistemas de protección contra sobrecorrientes deberán ofrecer las funciones definidas como seguridad, sensibilidad y selectividad.

2.5.3.2. Seguridad.

El sistema debe ser seguro contra operaciones falsas, de tal forma que reenergice el circuito cuando se tenga carga desbalanceada, corrientes de arranque de carga en frío, armónicos y otros transitorios o condiciones de estado estable que no sean peligrosos para los componentes o causen daños mortales a personas.

2.5.3.3. Sensibilidad.

El sistema debe tener suficiente sensibilidad, de manera que pueda realizar sus funciones. Por ejemplo, el interruptor de potencia o el restaurador en la subestación debe detectar fallas transitorias o permanentes al final del alimentador principal y prevenir la fusión de los fusibles instalados en los más remotos ramales debido a fallas transitorias en los mismos.

Sin embargo, cuando el circuito alimentador principal es largo y cargado de tal forma que requiera un alto punto de disparo para el interruptor de potencia de la subestación, su sensibilidad no será lo suficientemente buena para los puntos remotos; luego, será necesario instalar un restaurador o restauradores en la troncal para cubrir el fin del alimentador. Por consiguiente, deben ser establecidas nuevas zonas de protección.

2.5.3.4. Selectividad.

El sistema debe estar selectivamente coordinado, de manera que el dispositivo de protección más cercano a una falla permanente debe ser el que la despeje. Si dos

más dispositivos de protección se encuentran en serie, sólo el dispositivo que se encuentre más cercano a la falla debe operar en una falla permanente.

2.5.4. EQUIPOS DE PROTECCIÓN DE REDES DE DISTRIBUCION (Enriquez, pág. 115)

Los sistemas eléctricos están diseñados para suministrar en forma continua la energía eléctrica a los equipos o dispositivos que deben ser alimentados, por lo que la confiabilidad del servicio es un aspecto que resulta muy importante. Es por eso que las redes encargadas de distribuir el servicio deben tomar medidas de seguridad y prevención para prestar un buen servicio, por lo tanto se instalan una gran cantidad de dispositivos de protección que cumplen un rol muy importante y así generan una gran confiabilidad y seguridad en la distribución del servicio eléctrico.

Una de las opciones que permite optimizar la calidad del servicio eléctrico consiste en la rápida localización de la falla. En la actualidad, la metodología empleada para localizar fallas en circuitos de distribución primaria, se basa principalmente en una serie de reenergizaciones a nivel de la subestación, con previos seccionamientos que permiten aislar y ubicar el tramo fallado por el método de ensayo y error. El problema de esta metodología, es que cuando se recierra un circuito fallado los elementos del circuito de distribución sufren daños irreversibles y en consecuencia su vida útil se ve disminuida. A parte de esto, la posibilidad de que durante el recierre un equipo adicional falle no es descartable, lo cual puede crear peligros de seguridad personal.

Por todo esto, muchas empresas de servicio eléctrico han incorporado a sus redes de distribución primaria los indicadores de fallas, los cuales están diseñados para sensar la corriente de falla e indicar el paso de la misma a través del conductor de potencia. Con la presencia de estos equipos en la red, se evita o minimiza realizar seccionamientos y reenergizaciones, de modo que constituyen un método más seguro de localización de fallas.

2.5.4.1. INTERRUPTOR AUTOMÁTICO CON RECIERRE O RECLOSER

El restaurador es un aparato que al detectar una condición de sobrecorriente interrumpe el flujo, y una vez que ha transcurrido un tiempo determinado cierra sus contactos nuevamente, energizando el circuito protegido. Si la condición de falla sigue presente, el restaurador repite la secuencia de cierre-apertura un número de veces más (4 como máximo). Después de la cuarta operación de apertura, queda en posición Lockout (abierto definitivamente).

El proceso de apertura y cierre se explica más adelante (incluye dos operaciones rápidas y dos operaciones retardadas que permiten coordinar el restaurador con otros dispositivos de protección).

Si el restaurador se calibra para abrir después de su cuarta operación de apertura, pero la falla es transitoria y se elimina después de su primera, segunda o tercera operación, el restaurador se restablece a la posición original y queda listo para llevar a cabo otro ciclo de operaciones, pero si el restaurador es sometido a una falla de carácter permanente y pasa por un ciclo completo de recierres y aperturas hasta quedar abierto, entonces se debe cerrar manualmente (una vez realizada la reparación de la falla) para volver a energizar la sección de la línea que protege. Los restauradores modernos tienen apertura y cierre tripolar de control electrónico y con interrupción en aceite, SF6 y vacío.

Figura 2.5.1. Reconectador automático con tablero de control



Fuente: unicrom.com

Figura 2.5.2. Tanque contenedor de los interruptores de vacío



Fuente: unicrom.com

Figura 2.5.3. Gabinete de control para el reconectador



Fuente: unicrom.com

Figura 2.5.4. Tablero de control para programación de procesos



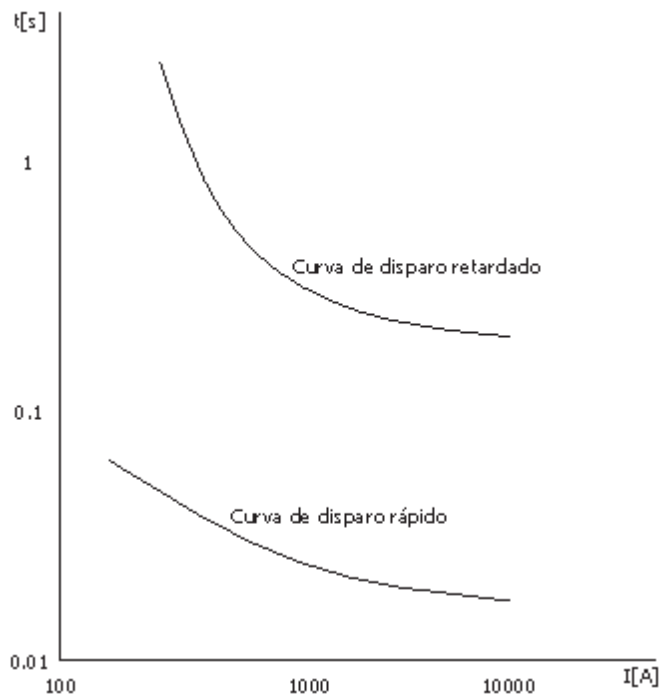
Fuente: unicrom.com

Figura 2.5.5. Montaje completo de un reconectador en poste de MT.



Fuente: unicrom.com

Figura 2.5.6. Curva Característica t-I de un recloser

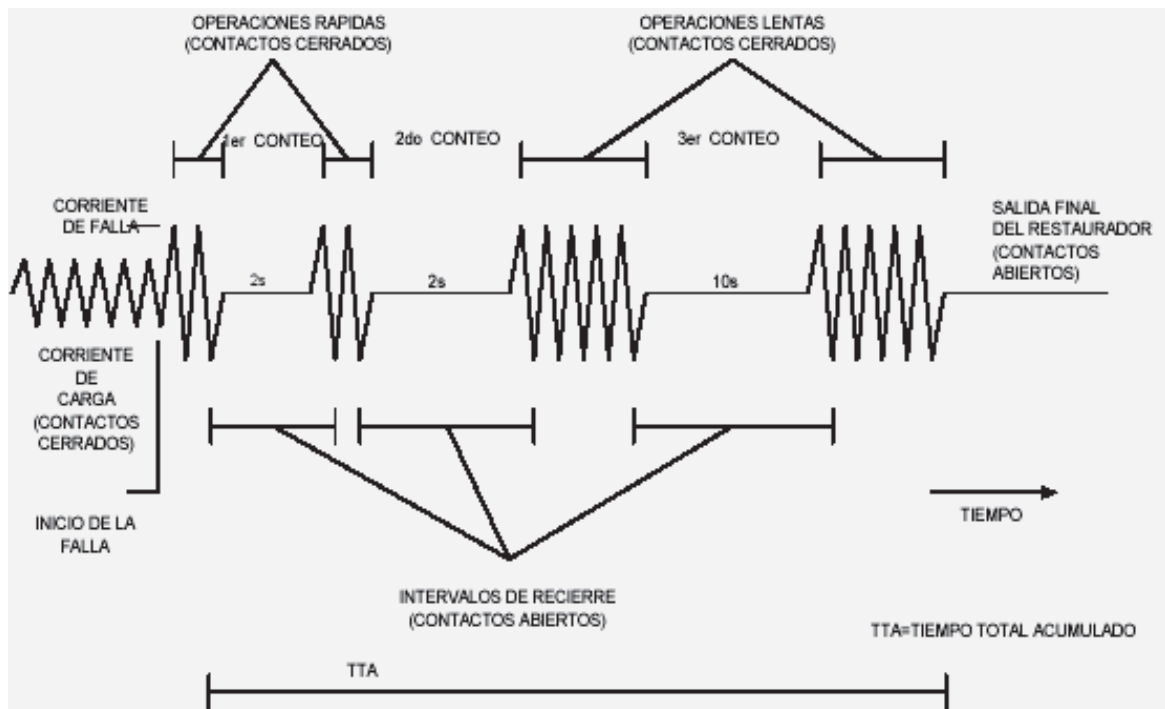


Fuente: Protección de Sistemas Eléctricos, Ramírez Castaño Samuel (Ramírez Castaño, pág. 498)

En el diseño de esquemas de protección con restauradores se deben considerar las características de las redese instalaciones de los clientes como:

- Prevenir que fallas transitorias se conviertan en permanentes.
- El suministro se debe reanudar tan pronto como sea posible para disminuir los inconvenientes a los usuarios.
- El tiempo de apertura debe ser tal que permita al dieléctrico recobrar sus propiedades aislantes, evitando que el arco se reinicie en el punto de falla.
- El tiempo que la línea esté desenergizada debe ser tal que los motores de inducción sigan girando durante el período de interrupción.
- Se debe proporcionar un elemento de detección de fallas a tierra en el restaurador.
- La duración de la interrupción debe ser lo suficientemente grande para asegurar que los controles de los motores síncronos los desconecten antes de que se restablezca el servicio.

Figura 2.5.7. Secuencia de Operación del Recloser



Fuente: página web de OSINERGMIN

CLASIFICACIÓN, SELECCIÓN Y OPERACIÓN DE LOS RECLOSER

En el siguiente cuadro mostramos la clasificación de los reconectores de acuerdo al sistema donde se requiere su instalación, así como también la selección que se desea realizar con la misma configurando para ello en el tablero incorporado las distintas categorías de selectividad y finalmente el tipo de operación que se desea obtener debido al grado de protección de las fallas de los alimentadores involucrados en su zona de alcance.

Tabla 2.5.4.1. Clasificación, selección y operación

Clasificación	Selección	Operación
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Monofásicos. ▪ Trifásicos. ▪ Hidráulicos. ▪ Electrónicos 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Tensión ▪ Máxima Icc. ▪ Mínima Icc dentro de la zona que protege el 	Disparos <ul style="list-style-type: none"> ▪ 2 rápidos- 2 lentos. ▪ 1 rápido – 3 lentos. ▪ 3 rápidos – 1 lento

▪ Microprocesadores.	reconectador. ▪ Máxima corriente de carga. ▪ Coordinación con otros aparatos. ▪ Operación monofásica o trifásica.	▪ 0 rápidos – 4 lentos.
----------------------	--	-------------------------

Fuente: Página Web www.icicm.com/files/CursoConfiability.ppt

CONSIDERACIONES PARA LA APLICACIÓN DEL RECONECTADOR.

Se consideran seis factores importantes a tomar en cuenta para seleccionar un reconectador en un alimentador en 22.9 Kv, como se define a continuación:

- Tensión del sistema: La tensión de fase a fase no debe ser superior a la tensión que puede soportar el dispositivo.
- Corriente máxima de falla: La capacidad de interrupción del reconectador debe ser igual o mayor que la corriente de falla máxima que puede suceder en la localización del reconectador; preferiblemente en la zona que va a proteger.
- Corriente máxima de carga (corriente de sobrecarga): La capacidad nominal de corriente del dispositivo debe ser igual o mayor que la corriente de carga máxima a través del reconectador.
- Corriente mínima de falla: La corriente mínima de corte seleccionada debe de permitir que el aparato responda a la corriente de falla mínima que puede suceder en la zona donde se encuentra el reconectador.
- Sensor de falla a tierra: Como la mayoría de las fallas de sistemas conectados en estrella se encuentran relacionadas con sobrecorrientes en el neutro o en tierra, se debe de coordinar dentro del dispositivo los tiempos de secuencia entre la parte trifásica y la del neutro, donde los de este último deben de ser mayores para asegurar que el sistema solo

desconectará las fallas en el neutro sin afectar el servicio de las otras tres fases del alimentador.

- Coordinación con otros elementos: Debe de existir coordinación con los demás dispositivos de protección a ambos lados del reconectador. Esto se logra con el manejo del tiempo dual que posee el aparato para censar corrientes de falla.

UBICACIONES DEL RECONECTADOR EN EL SISTEMA

La selección y ubicación de un reconectador es una decisión importante por el hecho de que representa un alto costo de inversión y porque disminuye considerablemente los tiempos de interrupciones cuando se ubica en una porción de circuito que lo justifique. Para su ubicación hay que tener en cuenta las siguientes consideraciones:

- Índice de fallas de las porciones de circuito o ramales y la naturaleza de dichas fallas. Si existe algún circuito en que la naturaleza de las fallas es permanente, no es lógico ubicarles un reconectador, igualmente sucede si el índice de fallas es bajo.
- Importancia del circuito o porción del mismo, atendiendo a los consumidores, debe observarse en caso de tener un consumidor de extrema importancia no ubicar el reconectador de forma que la alimentación pase a través del mismo para evitarse recierres innecesarios.

La tensión nominal y la capacidad de cortocircuito del reconectador deben ser igual o mayor que los valores existentes en el punto de instalación. Los mismos criterios deben aplicarse en cuanto a la capacidad de corriente de los reconectores respecto a la corriente de carga máxima a ser transportada por el circuito. Es necesario también asegurar que la corriente de falla al final de la línea protegida sea lo suficientemente alta para provocar la operación del reconectador.

En los Anexos 10 y 11 se presentan mayores ilustraciones de los reconectores funcionando actualmente en SET Paucartambo.

2.5.4.2. SECCIONADORES DE REPETICIÓN O SECCIONADORES DE TRES ETAPAS

Los seccionadores de repetición de 3 etapas, ofrecen protección por sobrecorriente y cortocircuito para los sistemas primarios de distribución haciendo más confiable la operación ante fallas de tipo transitorias que son las más comunes en los sistemas de distribución desde 15 KV hasta 44 KV.

El seccionador fusible de repetición de 3 etapas consiste de tres bases de seccionador de tipo intercambiable, equipadas con sus respectivos portafusibles ensambladas sobre una misma estructura, integradas mecánica y eléctricamente.

Los tres equipos agrupados son conectados a una de las fases del sistema de distribución con el fin de mantener en servicio los circuitos de distribución a los cuales están conectados, cuando se presenten fallas de tipo transitorio.

OPERACIÓN DE SECCIONADORES DE REPETICIÓN.

Inicialmente el circuito está alimentado por el seccionador fusible de la izquierda y ante la primera falla de línea el seccionador actúa. Durante su ciclo de apertura acciona el mecanismo de recierre poniendo en funcionamiento el segundo seccionador fusible. En caso de darse una segunda falla, se transferirá el circuito al tercer seccionador. La tercera falla producirá la apertura definitiva de la línea.

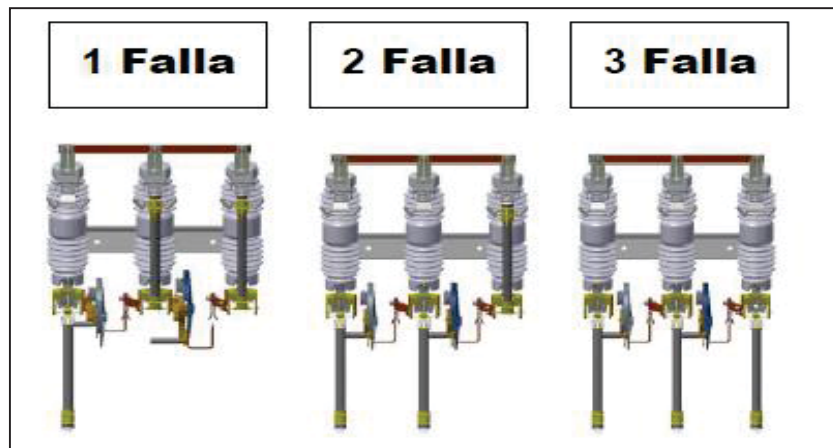
Cada unidad cuenta con un sistema de resorte contorsión que provee la energía almacenada para accionar los contactos de alta velocidad que permiten cerrar el circuito.

Figura 2.5.8. Seccionador Repetidor 03 Etapas



Fuente: Catálogo del fabricante CELSA www.celsa.com.co

Figura 2.5.9. Operación del seccionador de repetición



Fuente: Página Web www.unicrom.com/tut_reconectador3tiempos.asp

En el Anexo 14 se muestran ilustraciones reales de Seccionadores Repetidores de 03 Etapas

CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DE LOS SECCIONADORES REPETIDORES DE 03 ETAPAS

A continuación mostramos las características técnicas de los seccionadores repetidores, tal como se muestra en la siguiente tabla.

Tabla 2.5.4.2. Características técnicas de los seccionadores repetidores

CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS				
Voltaje Max. De Diseño (kV)	Corriente Nominal (A)	Capacidad de Interrupción de la Base		BIL (kV)
		Simétrica (kA)	Asimétrica (kA)	
15	100	1.4	2	110
27	100	1.4	2	125
38	100	1.4	2	150

Fuente: Página Web www.unicrom.com/tut_reconectador3tiempos.asp

APLICACIONES Y VENTAJAS DE LOS SECCIONADORES REPETIDORES DE 03 ETAPAS

Tabla 2.5.4.3. Aplicaciones y ventajas de los seccionadores repetidores

Aplicaciones	Ventajas
<ul style="list-style-type: none"> • Lugares de difícil acceso. • Zona con alta densidad de descargas atmosféricas. • Zonas con alta cantidad de vegetación. 	<ul style="list-style-type: none"> • Mejora los índices de confiabilidad. • Limita el número de usuarios afectados. • Reduce los costos de mantenimiento correctivo. • Selectividad de las fallas.

Fuente: Página Web www.unicrom.com/tut_reconectador3tiempos.asp

2.5.4.3. FUSIBLES

Estas protecciones son frecuentemente utilizadas en la protección contra cortocircuitos de líneas así como también en transformadores de distribución. La selección de la capacidad y tipo del elemento fusible se hace en base a la carga que protege, la magnitud de la corriente de corto circuito que va a despejar y el tiempo de operación.

Es el método de protección más antigua y más usada debido a su menor costo de instalación, se basa en el incremento de la temperatura que sufre el elemento fusible, al pasar la sobrecorriente. El tiempo de fusión es inverso a la sobrecorriente, al mismo tiempo son uno de los dispositivos más confiables dado que pueden brindar protección en un tiempo muy prolongado (por arriba de 20 años).

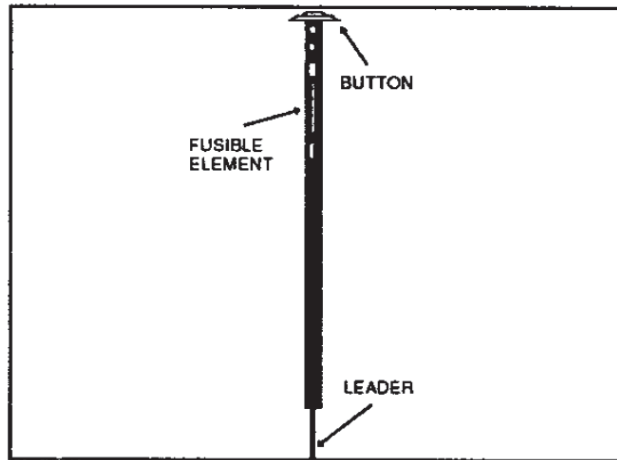
Un fusible seleccionado en forma adecuada debe abrir el circuito por destrucción del elemento fusible, eliminando el arco establecido durante la destrucción y luego mantener las condiciones del circuito abierto con tensión nominal aplicada en sus terminales, es decir que no haya arco a lo largo del elemento fusible. A pesar de que el fusible es simple en apariencia su función es compleja. Para que actúa en forma adecuada debe:

- Censar las condiciones tratando de proteger
- Interrumpir la corriente rápidamente
- Coordinar con otros dispositivos de protección

Un elemento fusible (denominado también “link”) para redes de distribución sirve como “vínculo débil” en dispositivos de protección de tipo de expulsión, de los cuales el más común y utilizado es el “cut out”. Esto es, el link es el componente reemplazado luego de ejercida la protección deseada. Este consiste en tres partes básicas:

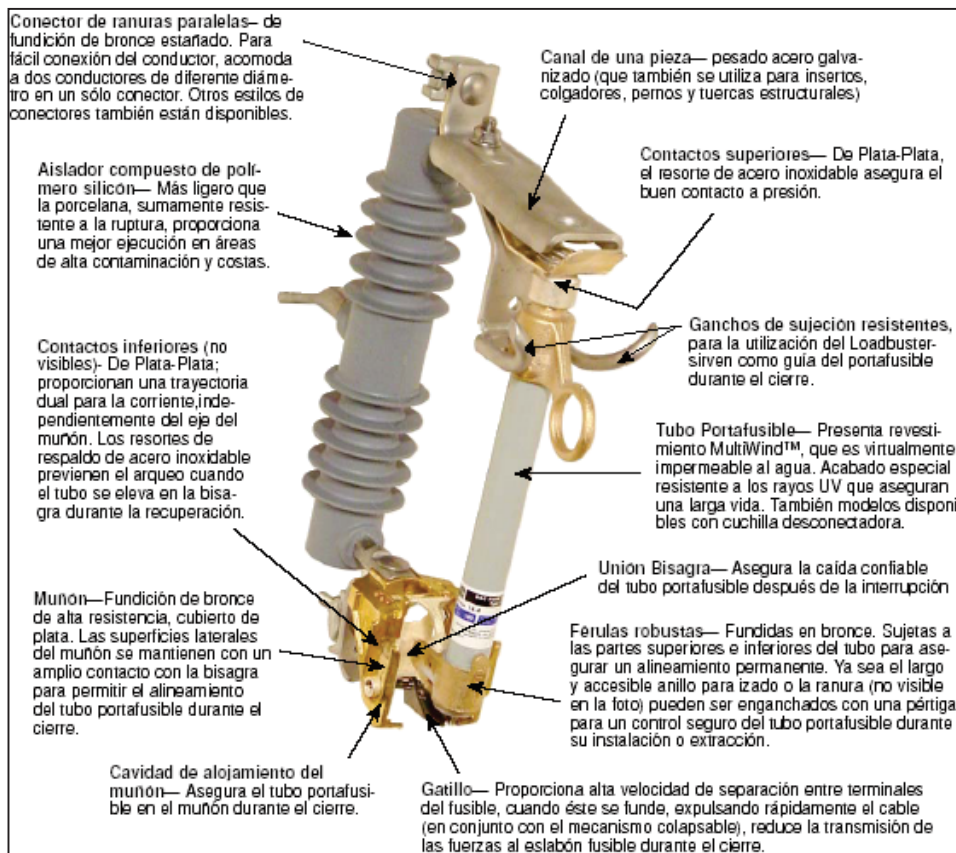
- Botón
- Elemento fusible
- Guía

Figura 2.5.10. Partes de un fusible



Fuente: Página Web www.unicrom.com/tut_fusible.asp

Figura 2.5.11. Detalle completo de un fusible



Fuente: Página Web www.unicrom.com/tut_fusible.asp

El principio de operación es relativamente simple. Cuando se interrumpe la corriente de falla, el tubo de fibra de vidrio (con recubrimiento de ácido bórico en su interior) se calienta cuando se funde el elemento fusible emitiendo gases desionizantes que se acumulan dentro del tubo, forzando, comprimiendo y refrigerando el arco, los gases escapan por la parte inferior del tubo. La presencia de los gases desionizantes impide el restablecimiento del arco eléctrico auxiliándose en esta función por la turbulencia y presión de los gases, haciendo que se aumente la resistencia dieléctrica del aire atrapado dentro del tubo.

La fusión y separación del elemento fusible libera también el mecanismo de enganche del cortacircuito, de modo que el soporte del fusible (cañuela portafusible) cae a la posición de abierto y puede ser localizado con facilidad por el personal de operaciones. La cañuela portafusible también puede conmutarse en forma manual con un bastón de maniobra (pértiga). También puede adicionársele a los cortacircuitos accesorios de ruptura de carga de modo que se puede operar como un interruptor de ruptura de carga.

VENTAJAS Y DESVENTAJAS

Tabla 2.5.4.4. Ventajas y desventajas de los fusibles

Ventajas	Desventajas
<ul style="list-style-type: none"> • Es un método de protección simple • Relativamente económico. • Limita y extingue las corrientes de cortocircuito en $\frac{1}{4}$ de ciclo, reduciendo así las solicitaciones térmicas y dinámicas en la instalación. • Su funcionamiento es independiente. 	<ul style="list-style-type: none"> • Poca precisión. • Envejecimiento • Tiempos de operación demasiados prolongados para las sobrecargas. • No es conveniente para sobrecorrientes débiles. • No deben ser reparados (pierden sus características).

Fuente: Elaboración Propia

CRITERIOS PARA LA SELECCIÓN DE FUSIBLES

Para la selección de Fusibles se tomarán en cuenta los siguientes parámetros:

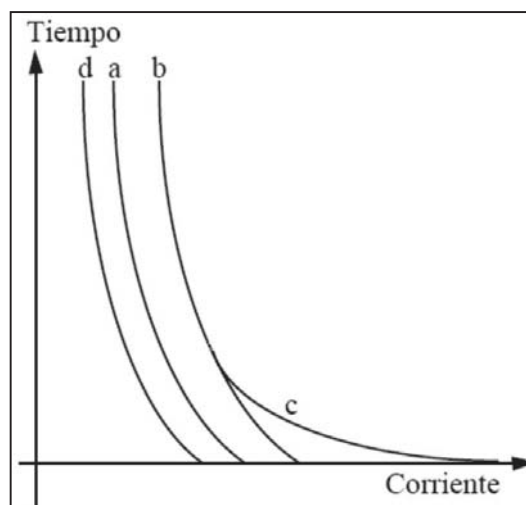
- El fusible se selecciona entre 1.2 a 1.5 veces la corriente nominal del transformador.
- Debe soportar una corriente Inrush de 8 a 12 veces la corriente nominal en un tiempo de 0.1seg.

TIEMPO DE OPERACIÓN DEL FUSIBLE

Existen tiempos característicos de operación de un fusible:

- Curva de tiempo mínimo de fusión: Relaciona la corriente con el tiempo mínimo al cual el fusible se funde.
- Curva de tiempo máximo de fusión: Se obtiene adicionando un margen de tolerancia (en corriente) a la curva a.
- Curva de tiempo total para la extinción del arco: se obtiene adicionando a la curva b, el de corta duración: Relaciona la corriente y el tiempo máximo permisible para que el fusible no quede debilitado en caso de sobrecargas de corta duración. Se obtiene estableciendo un margen bajo de la curva a.

Figura 2.5.12. Curva características de operación de los fusibles



Fuente: Página Web www.unicrom.com/tut_fusible.asp

TIPOS DE FUSIBLES PARA SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

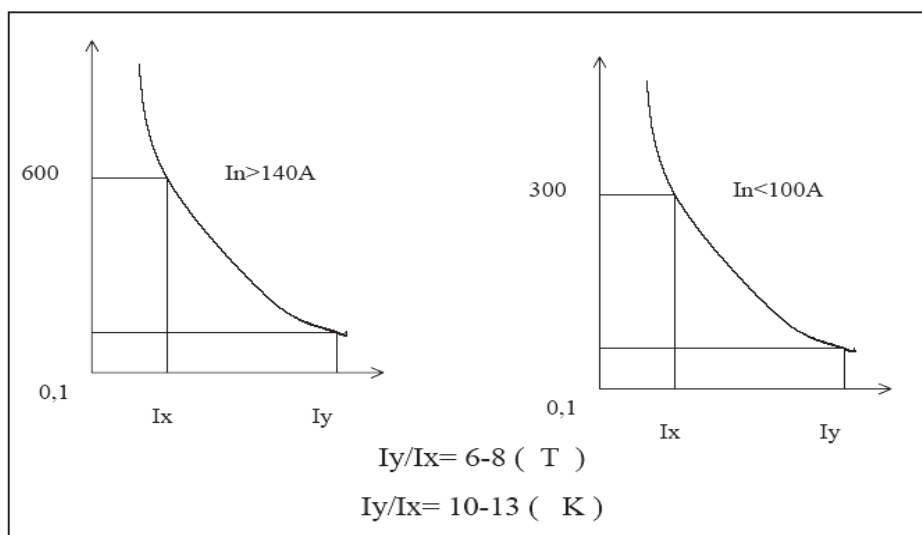
Los fusibles de expulsión según su velocidad se clasifican de la siguiente manera:

- Fusibles rápidos tipo K: Desconectan al sistema de fallas en menor tiempo y coordinan mejor con los relés.
- Fusibles lentos tipo T: soportan corrientes transitorias mayores (Corrientes de arranque, carga fría, etc.) y coordinan mejor con otros fusibles de la misma clase y de clase diferente.

RELACIÓN DE RAPIDEZ

Los dos tipos de fusibles más comúnmente aplicados en sistemas de distribución son clasificados como fusible rápido (K) y lento (T); y sus características son definidos por el estándar ANSI C37.43. Para los fusibles T se definió un ratio de velocidad de 6 a 8, y para los fusibles K un ratio de velocidad de 10 a 13. El ratio de velocidad es la razón de la corriente mínima de fusión a 0.1s a la corriente mínima de fusión a 300s o 600s (140A y 200A), dependiendo de la corriente rating del fusible.

Figura 2.5.13. Curvas de relación de rapidez

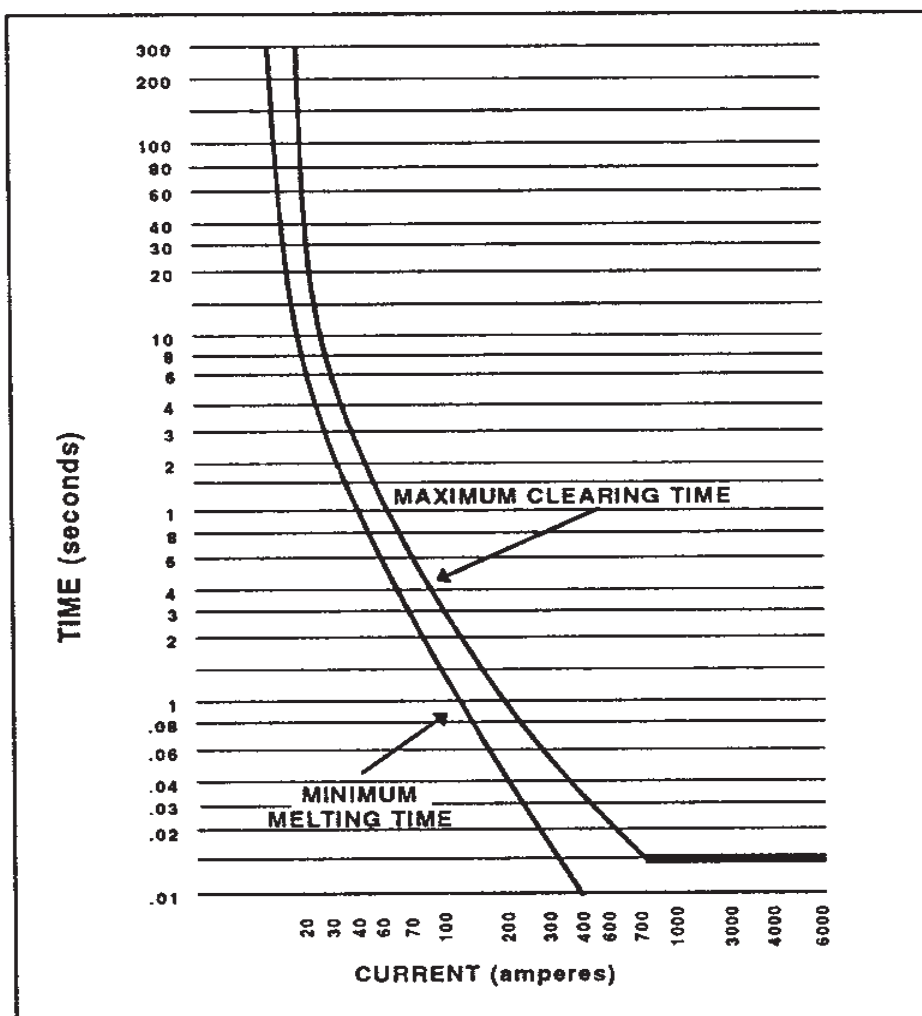


Fuente: Página Web www.unicrom.com/tut_fusible.asp

CAPACIDAD DE LOS FUSIBLES PARA SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

- Según NEMA, las normas ANSI C 37.42, ANSI C 37-41 de la IEEE los fusibles tipo K y T, en general pueden llevar una carga continua de 150% de su valor Nominal
- Las temperaturas extremas y las precargas afectan las curvas T-I que son necesarias tener presente.

Figura 2.5.14. Curva T-I (tiempo vs corriente)



Fuente: Página Web www.icim.com/files/CursoConfiabilidad.ppt

2.5.4.4. PARARRAYOS

Los pararrayos son dispositivos eléctricos constituidos por una serie de elementos resistivos no lineales que limitan la amplitud de las sobretensiones originadas por descargas atmosféricas, operaciones imprevistas de interruptores o cortocircuitos y eventos de baja frecuencia.

Los pararrayos para que se consideren efectivos en la protección contra sobretensiones deben de tener tres características principales: Comportarse como un aislador mientras la tensión aplicada no exceda el valor de la tensión máxima de servicio, convertirse en conductor cuando el voltaje supera el valor de la tensión máxima de servicio de operación y la última característica es conducirá a tierra la corriente producida por la onda de sobretensión.

En un sistema de potencia interconectado, el pararrayos cobra vital importancia debido a que sin la función protectora de este, las sobretensiones inducidas podrían perforar los aisladores de la red eléctrica ocasionando con esto daños y deterioro en los equipos, con la consecuente reducción de continuidad y calidad del servicio de energía eléctrica y pérdidas económicas.

Figura 2.5.15. Pararrayo polimérico para red de Media Tensión



Fuente: www.transformadores.cl

FUNCIONAMIENTO DEL PARARRAYO

El funcionamiento del pararrayos se basa en el comportamiento no lineal, variable y dependiente del voltaje que posee el varistor.

Antes de describir el comportamiento de un pararrayos con la red en condiciones de voltaje nominal y con la red en condiciones de sobrevoltaje, es necesario indicar que dicho comportamiento queda descrito de la siguiente manera:

- Para condiciones de voltaje nominal, en condiciones normales de operación de la red, voltaje nominal, el pararrayos se comporta como un aislante eléctrico conectado entre la línea y tierra; en estas circunstancias el varistor de óxido metálico presenta un valor muy alto de resistencia eléctrica. Aunque en términos prácticos se suele considerar que la resistencia del varistor se hace infinita, dicha consideración pierde validez a medida que el voltaje nominal de la red sea de “media tensión” o “alta tensión”, debido a que no existe un aislador eléctrico perfecto así como no existe un conductor eléctrico perfecto. Lo anterior nos indica que en condiciones normales de operación de la red, circularán a través del varistor y sobre la superficie del pararrayos pequeñas corrientes de fuga de tipo capacitivo y resistivo.
- Para condiciones de sobrevoltaje en el sistema al cual está conectado el pararrayos provoca el comportamiento dinámico del varistor de óxido metálico, lo que se traduce en la consecuente reducción en el valor de su resistencia eléctrica e incremento del valor de corriente que pasa por él y que es drenada a tierra. Este comportamiento dinámico se ve reflejado, según la ley de Ohm, en el valor del voltaje presente entre los terminales del pararrayos.

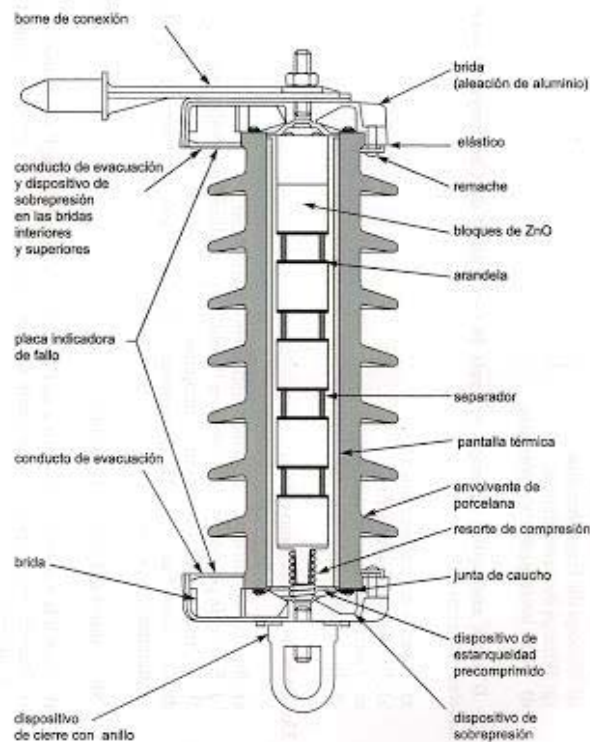
ESTRUCTURA DEL PARARRAYOS

Los pararrayos que más se utilizan para la protección contra sobretensiones en las redes de distribución eléctrica son los autovalvulares que están equipados con resistencias de óxidos metálicos de características extremadamente no lineales y exento de descargadores

El elemento principal del pararrayos de óxido metálico es un resistor no lineal, formado por una serie de pastillas de óxido metálico alojadas en un cilindro de fibra de vidrio. El arreglo descrito anteriormente se encuentra envuelto por un recubrimiento de porcelana vitreada o por una envolvente de polímeros con compuestos de silicón. El pararrayos cuenta en los extremos con tapas que lo sellan herméticamente y permiten establecer la conexión eléctrica con el exterior.

Las características más importantes tanto eléctricas como físicas de los pararrayos para distribución se resumen a continuación:

Figura 2.5.16. Partes de un pararrayos para tensión de 22.9 Kv



Fuente: www.transformadores.cl

Tabla 2.5.4.5. Datos técnicos del pararrayo

ITEM	DESCRIPCIÓN	UNIDAD	VALOR CONTRATADO
1.0	DATOS GENERALES		
1.1	Fabricante		HPS-O. Brass
1.2	País de Origen		USA
1.3	Modelo		605022-A2-X4-003
1.4	Tipo		Oxido Metálico
1.5	Norma		IEC 60099-4
1.6	Montaje		Exterior
1.7	Clase		2
1.8	Altitud de Instalación	m.s.n.m.	>4000
1.9	Tipo de conductor de Línea		AAC
1.10	Sección de conductor de Línea (*)	mm ²	25 a 120 Intemperie
2.0	DATOS NOMINALES Y CARACTERISTICAS		
2.1	Frecuencia Asignada (fr)	Hz	60
2.2	Tensión del Sistema	kV	22.9
2.3	Tensión Nominal (Ur)	kV	27
2.4	Tensión de Operación Continua (MCOV)	kV	22
2.5	Sobretensión temporal a 1 s	kV	32
2.6	Corriente nominal de Descarga	kA	10
2.7	Capacidad de disipación de energía (doble impulso)	kJ/kV (mínimo)	5.1*Ur
2.8	Línea de fuga del pararrayos	mm (mínimo)	1173
2.9	Partes metálicas protegidas contra la corrosión mediante galvanizado en caliente		SI
2.10	Ensayo Tipo (entrega de certificado de pararrayos similares)		SI
2.11	Desconectador Integrado con Cartucho Impulsor según IEC		SI
2.12	Terminal de conexión a conductor de fase tipo grapa de suspensión		SI
2.13	Accesorios de puesta a tierra que deberá incluir: cable de cobre de 35 mm ² , grilletes y conectores adecuados para bajada a tierra		SI

3.0	INFORMACIÓN COMPLEMENTARIA		
3.1	Plano dimensional equipo		SI
3.2	Plano dimensional bornes (anillo corona, línea y tierra)		SI
3.3	Plano de placa de características		SI
3.4	Esquema completo de conexión del pararrayo desde la grapa hasta la conexión a tierra		SI

Fuente: OSCE Contrato de Adquisición de Pararrayos de Línea para MT

2.5.5. APLICACIÓN DE RECIERRES EN LA REDES DE DISTRIBUIÓN

- En la subestación que alimente los circuitos primarios.
- Sobre la troncal para seccionarla e impedir que salga de servicio todo un alimentador cuando se presenta una falla al extremo del alimentador.
- En puntos donde se tienen las derivaciones importantes.
- Elevada actividad de rayos, líneas aéreas de alimentación expuestas
- Fusibles protegiendo líneas aguas abajo
- Gran concentración de clientes en un alimentador suelto o en cruz
- Alimentadores radiales
- Sistemas de redes de anillos abiertos o sistemas de redes complicadas
- Sitios remotos de difícil acceso
- Áreas proclives a incendios forestales, líneas expuestas
- Sitios de intercambio de cogeneración

2.5.5.1. TIEMPO MUERTO (IEEE, 2002, pág. 8)

Varios factores son importantes a considerar antes de intentar cualquier recierre del interruptor que se acaba de aperturar por una falla. Un intento de recierre sin demora de tiempo suficiente para permitir que la resistencia del medio dieléctrico se restablezca, produciría un evento sin éxito. El camino del gas ionizado creado

por el arco de la falla, comenzará nuevamente a conducir después del recierre, si no es suficiente el tiempo para que el gas ionizado se disipe.

Los tiempos muertos normalmente aplicados por los ingenieros varían en función de los niveles de tensión, la estabilidad, la configuración del sistema, y muchos otros factores que afectan a la filosofía de cada utilidad. Tabla 1 ilustra un ejemplo de una gama de reconexión tiempos muertos utilizados en los voltajes de distribución (menos de 35 kV).

Cuadro 2.2. Intervalos de tiempo muerto

INTERVALO DE TIEMPO MUERTO				RANGO DE AJUSTE TÍPICO (S)
DISPARO	INICIO	A	PRIMER	0 – 5
RECIERRE				
SEGUNDO	DISPARO	A	SEGUNDO	11 – 20
RECIERRE				
TERCER	DISPARO	A	TECER	10 – 30
RECIERRE				

Fuente: IEEE Std C37.104-2002 (IEEE, 2002)

2.5.5.2. PRÁCTICAS DE COORDINACIÓN CON RECIERRES

Durante el tiempo muerto de un ciclo de recierre automático, el dispositivo de respaldo comienza a resetear si es un relé o enfriar si se trata de un fusible. Dependiendo de la longitud de tiempo muerto proporcionado, sin embargo, no se puede producir reseteo completo del relé de respaldo o enfriamiento del fusible de respaldo. Cuanto más corto sea el tiempo muerto, se tiene de menos tiempo de reseteo o de enfriamiento. Este efecto se debe tener en cuenta al configurar los dispositivos de protección correspondientes y la temporización del recierre automático con el fin de asegurar que se ejecute una coordinación adecuada.

2.5.6. CRITERIOS DE AJUSTE Y COORDINACIÓN DE PROTECCIÓN (Ramirez Castaño, pág. 513)

En los sistemas de distribución actuales, la coordinación de los dispositivos de protección debe hacerse en serie;

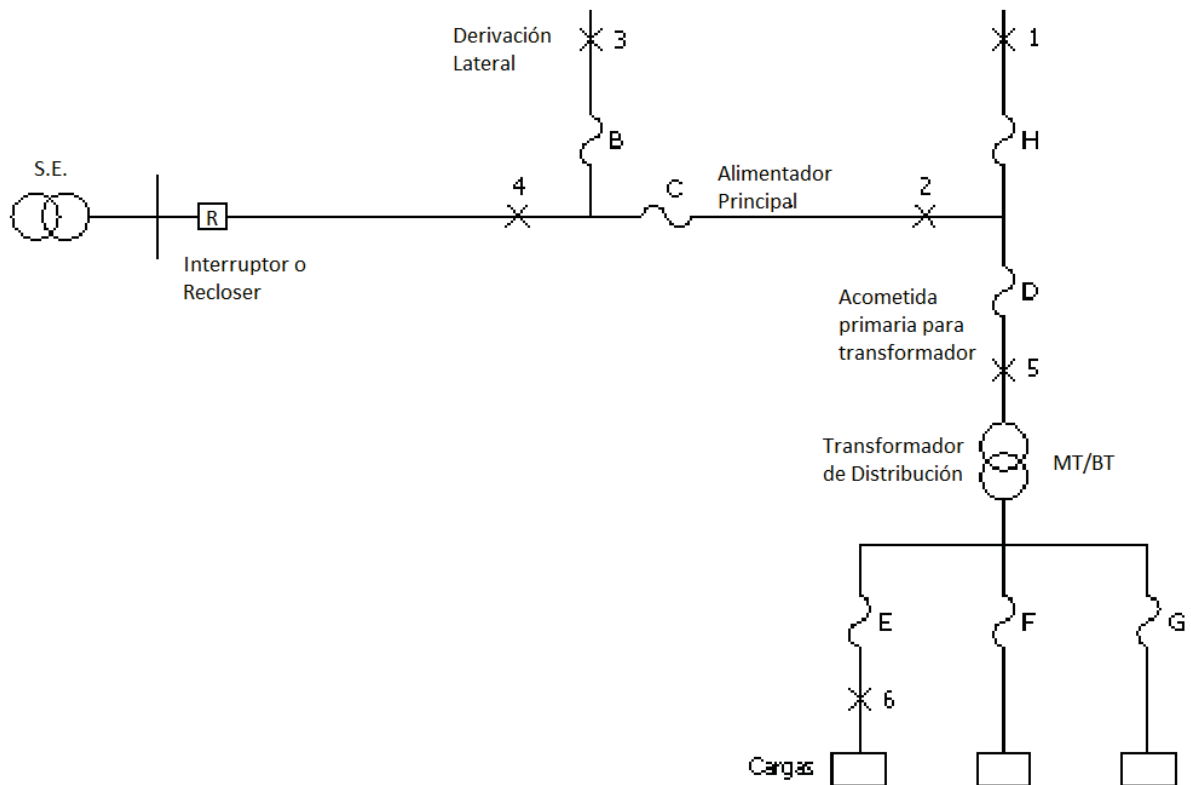
también se le conoce como "cascada", debido a la que la mayoría de estos operan en forma radial. Cuando dos o más dispositivos de protección son aplicados en un sistema, el dispositivo más cercano a la falla del lado de alimentación es el dispositivo protector y el siguiente más cercano del lado de la alimentación es el dispositivo "respaldo" o protegido.

El requerimiento indispensable para una adecuada coordinación consiste en que el dispositivo protector debe operar y despejar la sobrecorriente antes que el dispositivo de respaldo se funda (fusible) u opere al bloqueo (restaurador). Un ejemplo simple coordinación se muestra en la Figura 2.5.17.

Cuando hay una falla en el punto 1, el fusible H es el dispositivo protector y el dispositivo C el de respaldo. Con respecto al dispositivo R, el dispositivo C es el dispositivo protector y debe interrumpir corrientes de falla permanente en el punto 2 antes que el dispositivo A opere a bloqueo. El dispositivo B es también un dispositivo protector para dispositivo R y opera en forma similar al dispositivo C para una falla en el punto 3. El dispositivo R opera a bloqueo solamente con fallas permanentes antes que los dispositivos B y C, como en el punto 4. Para una falla en el punto 6, el dispositivo E debe operar antes que el dispositivo D, previniendo con esto que el transformador salga de servicio, y con él el suministro de energía a las otras cargas en el secundario transformador; igualmente, para una falla en el punto 5 el fusible D es el protector.

Los cortes de energía causados por fallas permanentes se deben restringir a secciones pequeñas del sistema por tiempo más corto.

Figura 2.5.17. Coordinación de protección en sistemas de distribución



Fuente: Basado en el texto de Samuel Ramírez Casaño (Ramírez Castaño, pág. 513)

CAPÍTULO 3

DESCRIPCIÓN Y EVALUACIÓN DEL SISTEMA DE PROTECCIÓN ACTUAL

3.1. INTRODUCCIÓN

Este capítulo está orientado a responder el objetivo específico 1 que es: Realizar un diagnóstico del sistema de protección actual de los alimentadores PA-01 y PA-02 para así encontrar las deficiencias que existe en la coordinación de protección.

Para tal fin, se parte de la descripción del sistema eléctrico en estudio con el objetivo de conocer en ámbito de aplicación y en seguida se realiza la descripción del sistema de protección actual esto con la finalidad de conocer el estado en que se encuentra y los equipos que se emplean para tal situación.

Se realiza el análisis de falla para verificar el comportamiento del sistema de protección actual ante cualquier falla y de acuerdo a los resultados obtenidos poder hacer la propuesta de la coordinación de protección más óptima en la zona de estudio.

Finalmente, el capítulo concluye con la evaluación del sistema de protección cuyo resultado abre paso al siguiente capítulo.

Los datos descritos de: las redes de PA-01 y PA-02, su sistema de protección que comprende a los equipos instalados y ajustes en los mismos, están de acuerdo a la recopilación documental que se realizó en Electro Sur Este S.A.A. en el área de Centro de Control.

3.2. DESCRIPCION DEL SISTEMA ELÉCTRICO EN ESTUDIO

El sistema eléctrico en estudio comprende desde la S.E. Paucartambo y las radiales o alimentadores de MT PA-01 y PA-02. A continuación, se realiza la descripción de las redes que lo conforman.

3.2.1. SUBESTACIÓN ELÉCTRICA PAUCARTAMBO

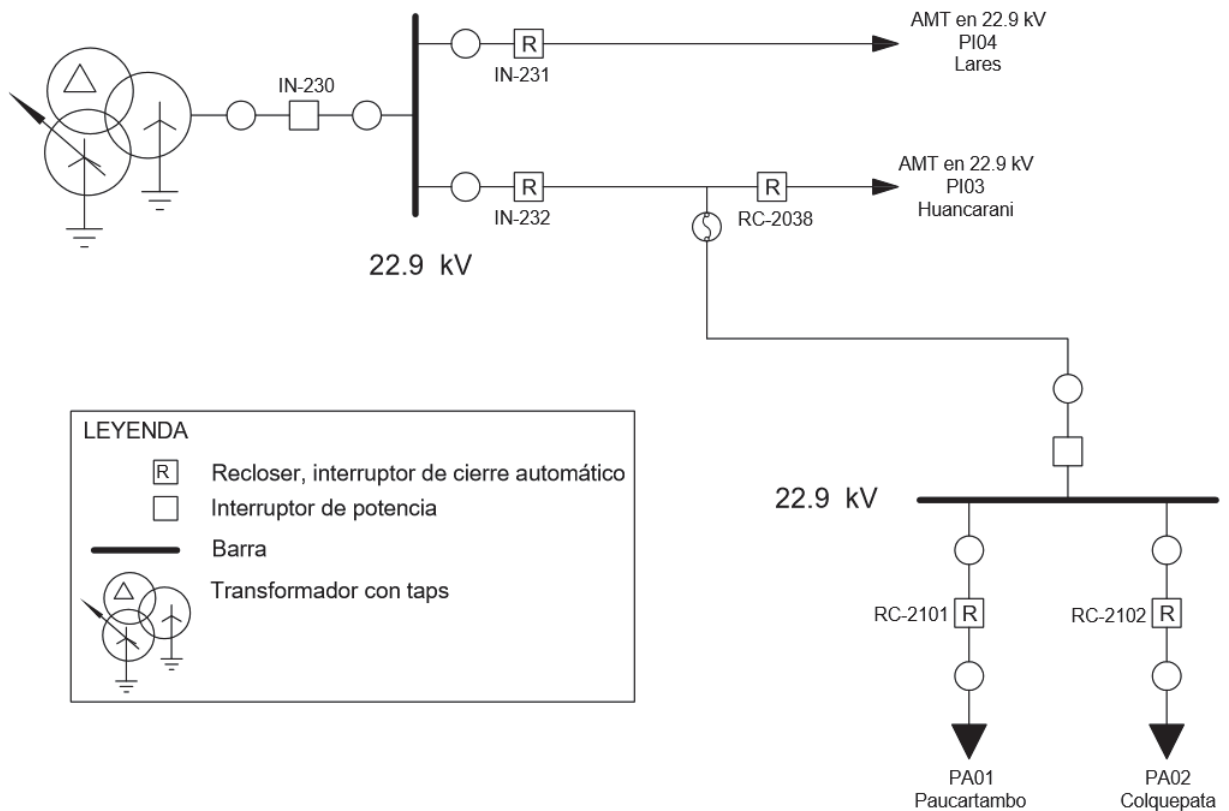
La S.E. Paucartambo (Figura 3.2.1) es una subestación de maniobra o seccionamiento de circuito desde el punto de vista del tipo de función que desarrolla (Martín, 1987, pág. 1) en ésta no existe un transformador de potencia para variar la tensión, que reduzca del nivel de alta tensión (AT) a media tensión (MT).

La subestación es suministrada desde la S.E. Pisac a través de una línea en 22.9 kV, esta red es la antigua línea de 60 kV ² y llega a un seccionador de línea seguido de un interruptor de potencia que opera solo de maniobra (apertura manual) y se conecta a la barra de 22.9 kV.

En el Anexo 12 se presentan ilustraciones de la SET Paucartambo.

² La línea de 60 kV partía desde la S.E. Cachimayo y la S.E. Paucartambo fue una subestación de transformación de 60/22.9 kV. Actualmente por esta línea se alimenta hasta la S.E. Paucartambo pero en nivel de tensión de 22.9 kV.

Figura 3.2.1. Diagrama unifilar de la S.E. Paucartambo



Fuente: Elaborado en base a datos brindados por ELSE

De la barra de 22.9 kV se conectan los alimentadores PA-01 y PA-02 a través de: Seccionador de barra, los recloser (RC-2101 y RC-2102) y seccionadores de línea, como se muestra en la Figura 3.2.2

Figura 3.2.2. S.E. Paucartambo. Barra de 22.9 kV y salidas PA-01 y PA-02



Fuente: Propio

3.2.2. ALIMENTADORES PAUCARTAMBO 01 (PA-01) y PAUCARTAMBO 02(PA-02)

Los alimentadores PA-01 y PA-02 parten desde la S.E. Paucartambo, cuyo recorrido se muestra en Figura 3.2.3 y Figura 3.2.4. Las líneas son aéreas en todo su recorrido, además, son por completo radiales, es decir la única fuente de alimentación es a través de la S.E. Paucartambo.

3.2.2.1. Alimentador de MT PA-01.

Suministra energía a los distritos de Paucartambo, Challabamba y comunidades. Cuenta con 75 subestaciones de distribución³. Esta red tiene dos derivaciones importantes, una que va hacia el Distrito de Challabamba y otra que suministra a las comunidades del distrito de Paucartambo.

³ Dato extraído del GIS

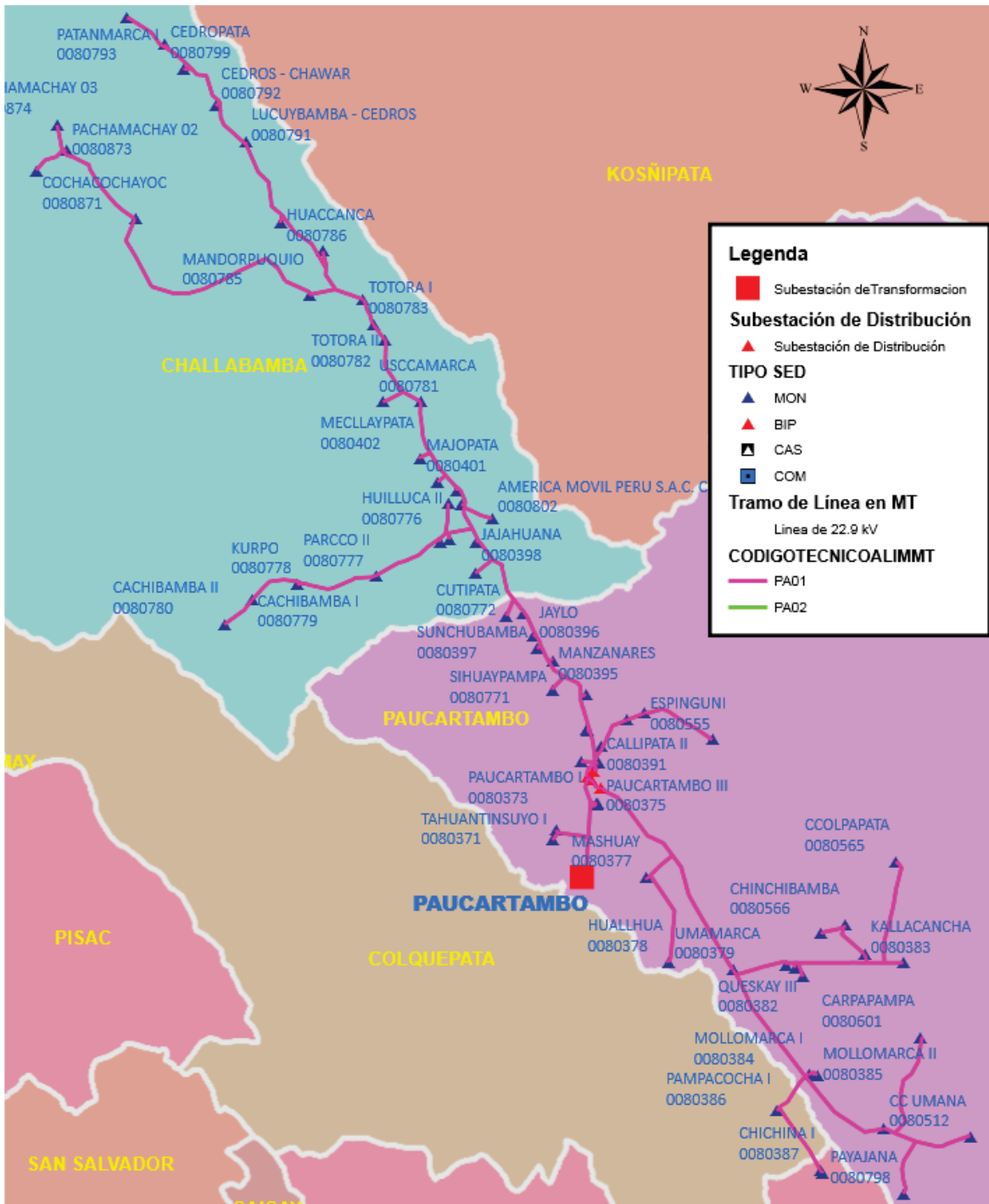
- **Derivación Challabamba:** Este tramo de línea representa a más del 60 % de PA-01, que suministra energía al pueblo de Paucartambo, y al distrito y comunidades de Challabamba. En su recorrido se tienen también otras derivaciones las más principales son:
 - Derivación Callipata
 - Derivación Cachibamba
 - Derivación Pachamachay y
 - Derivación Patanmarca
- **Derivación Paucartambo (Comunidades):** Esta red alimenta a las comunidades del distrito de Paucartambo y cuenta con una red troncal y derivaciones:
 - Derivación Kallacancha
 - Derivación Mollamarca

3.2.2.2. Alimentador de MT PA-02

Suministra energía a todo el distrito de Colquepata y comunidades aledañas. Cuenta con 79 subestaciones de distribución. La red cuenta con dos derivaciones principales:

- **Derivación Colquepata**
 - Derivación Juacani
 - Derivación Cotatoclla
 - Derivación Cotañe
 - Derivación Kucya
 - Derivación Chaypimayo
 - Derivación Tocra
 - Derivación Soncco
 - Derivación Miskahuara
- **Derivación Mahuaypampa**
 - Derivación Ninamarca
 - Derivación Pichihua

Figura 3.2.3. Alimentador de MT Paucartambo 01, PA-01



Fuente: Oficina de SID de ELSE

Figura 3.2.4. Alimentador de MT Paucartambo 02, PA-02



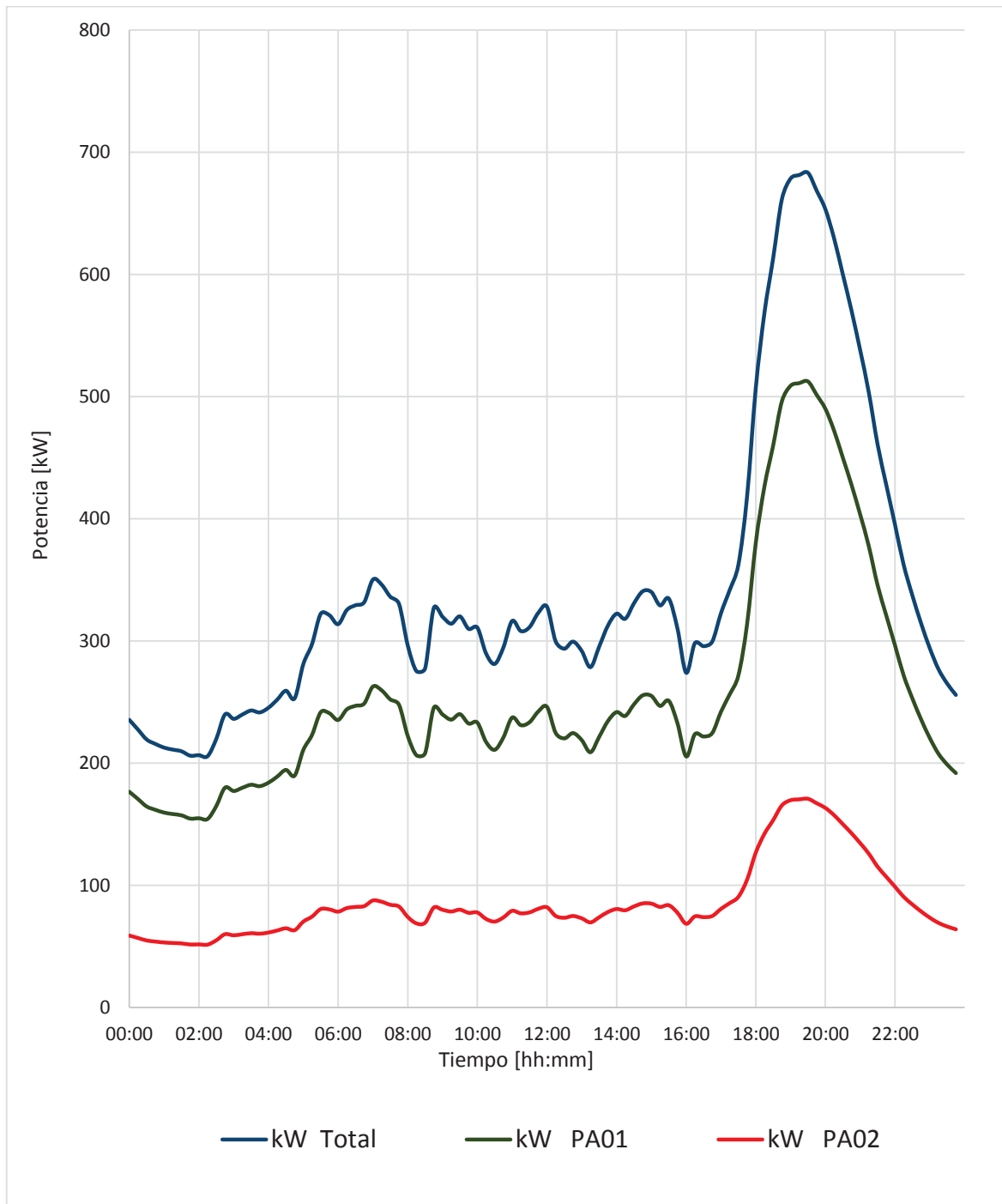
Fuente: Oficina de SID de ELSE

3.3. FLUJO DE CARGA EN LAS REDES PA-01 Y PA-02

Con el propósito de conocer la carga que circula en las redes PA-01 y PA-02 en condiciones de operación normal, se verifica el comportamiento de la carga de

acuerdo al perfil de carga de ambos alimentadores, el mismo que se muestra en la Figura 3.3.1.

Figura 3.3.1. Perfil de carga de potencia de la S.E. Paucartambo, suma de PA-01 y PA-02



Fuente: Centro de Control de Electro Sur Este

De la anterior figura se observa que las máximas demandas son:

PA-01 : Máxima demanda = 510 kW

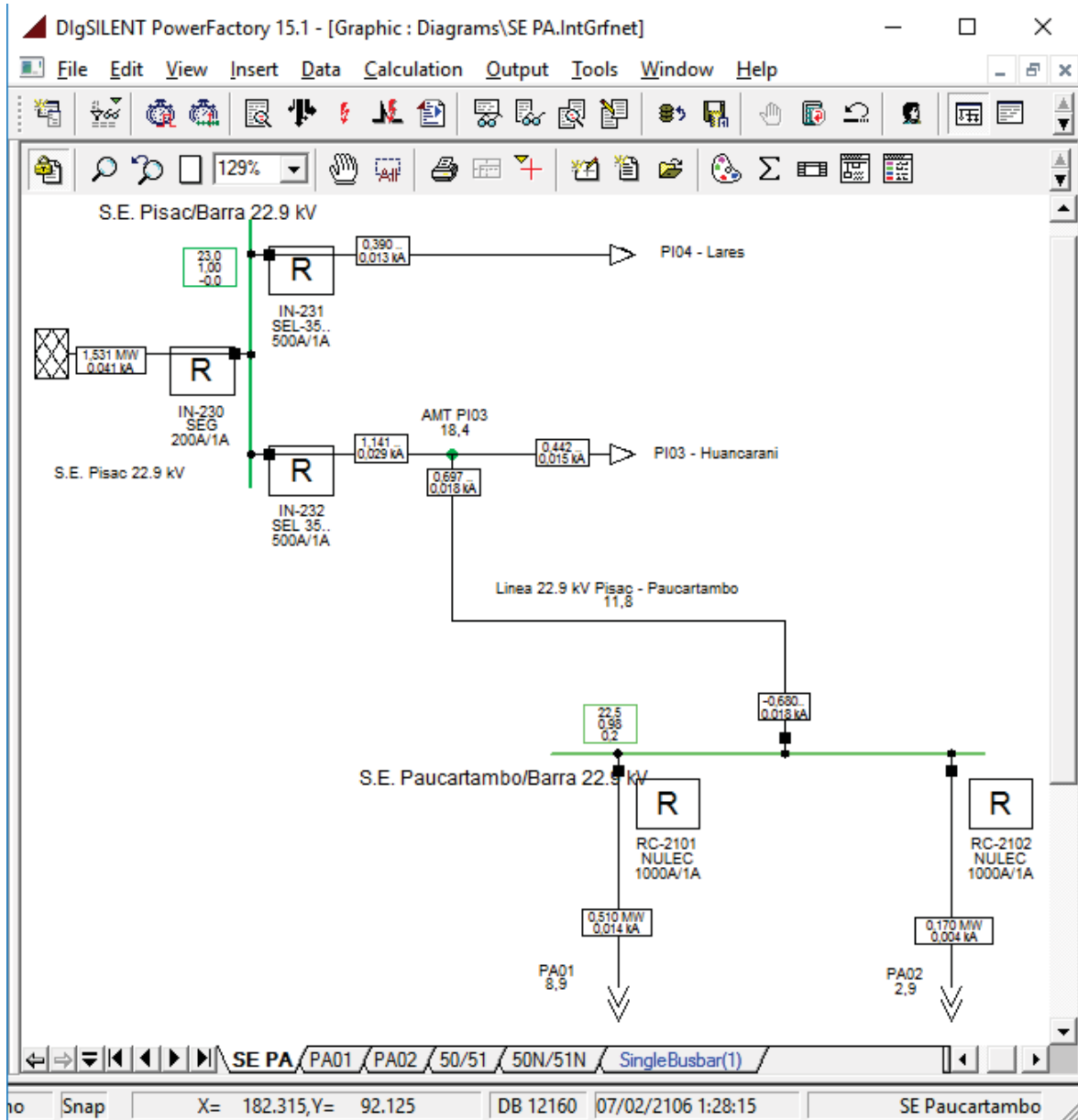
PA-02 : Máxima demanda = 170 kW

La simulación del flujo de carga en escenario de máxima demanda en el software DlgSILENT se realiza el modelamiento con los datos brindados por ELSE, del área de Centro de Control y SID. La Figura 3.3.2 se muestra el modelamiento de la red desde la S.E. Pisac hasta S.E. Paucartambo. En el ANEXO 0 y A.2 están los modelos en DlgSILENT de acuerdo a las Figura 3.2.3 y Figura 3.2.4.

Para el sistema equivalente, de la S.E. Pisac, se ingresa el valor de 75MVA que representa la potencia de cortocircuito en dicho punto. Este es importante para la simulación de fallas y determinación de corrientes de cortocircuito.

Estos Datos fueron brindados por Centro Control de ELSE.

Figura 3.3.2. S.E. Paucartambo modelado DigSILENT para flujo de carga.



Fuente: Elaboración propia en base a datos brindados por ELSE.

Los resultados del flujo de carga para las derivaciones más importantes son:

Figura 3.3.3. Resultados de flujo de carga

Load Flow Calculation				Edge Elements				
AC Load Flow, unbalanced, 3-phase (ABC)	No	Automatic Model Adaptation for Convergence		Max. Acceptable Load Flow Error for Nodes Model Equations				
Automatic Tap Adjust of Transformers	No							
Consider Reactive Power Limits	No							
				DIGSILENT PowerFactory 15.1.7	Project: Date: 10/9/2016			
Grid: SE PA	System Stage:	Study Case: Máxima Demanda		Annex:		/ 1		
Name	Type	Loading [%]	Busbar	Active Power [MW]	Reactive Power [Mvar]	Power factor [-]	Current [kA]	Current [p.u.]
Derv. Challabamba	Lne	5,23	ESE008NMT003874	0,272	0,079	0,96	0,007	0,041
Derv. Colquepata	Lne	2,39	ESE008NMT004323	0,135	0,016	0,99	0,004	0,020
Derv. Mahuaypampa	Lne	0,55	ESE008NMT004124	0,034	-0,004	-0,99	0,001	0,005
Derv. Paucartambo	Lne	3,47	ESE008NMT003874	0,212	0,059	0,96	0,006	0,032
AMT PI03	Lne	18,39	S.E. Pisac	1,139	0,248	0,98	0,029	0,163
Línea 22.9 kV Pisac - Paucartambo		11,75	Puente Pisac	0,697	0,142	0,98	0,018	0,100
PA01	Lne	8,92	S.E. Paucartambo/Ba..	0,510	0,145	0,96	0,014	0,076
PA02	Lne	2,90	S.E. Paucartambo/Ba..	0,170	0,012	1,00	0,004	0,024

De los resultados del flujo de carga, mostrado en la Figura 3.2.2.3 se observa que la corriente de carga máxima es de 29 A, que corresponde a todo el alimentador PI03, la red que alimenta a la S.E. Paucartambo es de 18 A. Los AMT's PA-01 y PA-02 son de 14 y 4 A respectivamente. La gran diferencia que existe entre ambos es que la carga más concentrada se encuentra en la población de Paucartambo, que está suministrada por PA-01.

3.4. DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE PROTECCIÓN ACTUAL

El sistema de protección para los alimentadores PA-01 y PA-02 deben de coordinar con los ajustes de protección del AMT PI03 de la S.E. Pisac, en ese sentido se realiza la descripción desde ese punto. En la Figura 3.4.1 se muestra un diagrama unifilar con las protecciones para en cada punto.

En la S.E. Pisac, la protección de la barra cuenta con las funciones de sobrecorriente de fases (50 y 51) y a tierra (50N y 51N). El AMT PI03, también cuenta con las mismas protecciones que la barra de 22.9 kV, aunque tiene activado la función de recierre (79).

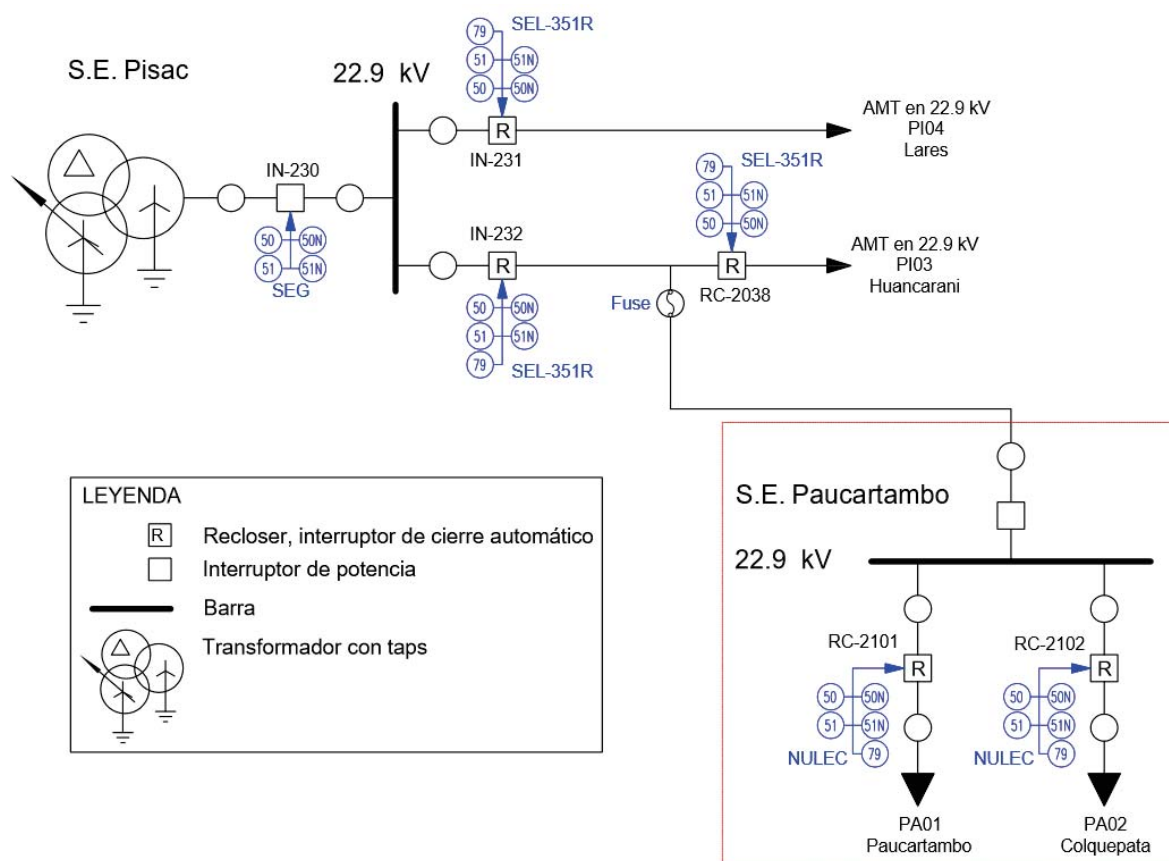
La red hacia S.E. Paucartambo está protegido por el recloser IN-232 ubicada en la misma S.E. Pisac, en seguida está el seccionador cut-out (Fuse) que se ubica cercano a la S.E. Pisac (unos 800 m), este punto está con fusibles de 50 k, su

operación no está prevista para actuar ante fallas, pues es solo un punto de maniobras, es el motivo de su sobredimensionamiento.

3.4.1. PROTECCIÓN DE LOS ALIMENTADORES PA-01 Y PA-02 EN S.E. PAUCARTAMBO

Los alimentadores PA-01 y PA-02 cuentan con una protección principal que están implementadas en los reclosers RC-2101 y RC-2102 respectivamente. Están habilitadas las funciones de sobrecorriente de fases (50 y 51) y a tierra (50N y 51N) además cuenta con función de recierre (79) ambos alimentadores. Estos reclosers coordinan con la protección principal del AMT PI03 implementadas en el recloser IN-232.

Figura 3.4.1. Diagrama unifilar del sistema de protección AMT PI03, PA-01 y PA-02



Fuente: Elaborado en base a los datos brindado por ELSE

Cuadro 3.1. Ajustes actuales de los alimentadores PI03, PA-01 y PA-02

Función	IN-230 Barra 22.9 kV	IN-232AMT PI03	RC-2038 Puente Pisac	RC-2101AMT PA-01	RC-2102AMT PA-02
Modelo RELE	SEG	SEL 351R	SCH NULEC	SCH NULEC	SCH NULEC
TC	200/5	500/1	1000/1	1000/1	1000/1
I>	220	50	35	30	30
CURVA	EI	C3	VI	VI	VI
DIAL	0,15	0,28	0,17	0,1	0,1
I>>	1600	1165	700	465	465
t>>	0,06	0,01	0,01	0,01	0,01
Io>	50	30	20	15	15
CURVA	NI	C1	VI	NI	NI
DIAL	0,2	0,11	0,13	0,05	0,05
Io>>	500	300	200	200	200
t>>	0.10	0.05	0,01	0,01	0,01

Fuente: Electro Sur Este – Oficina de Centro de Control

3.4.2. PROTECCIÓN DE LAS REDES PA-01 y PA-02

En su recorrido, las redes PA-01 y PA-02 la única protección con la que cuenta son por fusibles en los cut-out de diferentes puntos indicados en el Cuadro 3.2 y como se muestra en la Figura 3.4.3. Actualmente, cuenta con dos problemas muy importantes a solucionar.

- **Fusibles sobredimensionados**

Esto se debe principalmente por no contar con los puntos definidos de fusibles, de decir, el personal técnico de emergencias y/o operaciones reemplaza fusibles a criterio personal o por tanteo. Por otro lado, también está el stock disponible de fusibles que cuenta el personal, pues muchas veces al no contar con fusibles de menor amperaje sustituye el fusible fusionado con valores sobredimensionados.

- **Cut-out sin fusibles o directos**

Este problema se ha detectado en la inspección en campo. Muchos de los fusibles fueron reemplazados por conductores (cable exterior del fusible). En la siguiente imagen se muestra este hecho.

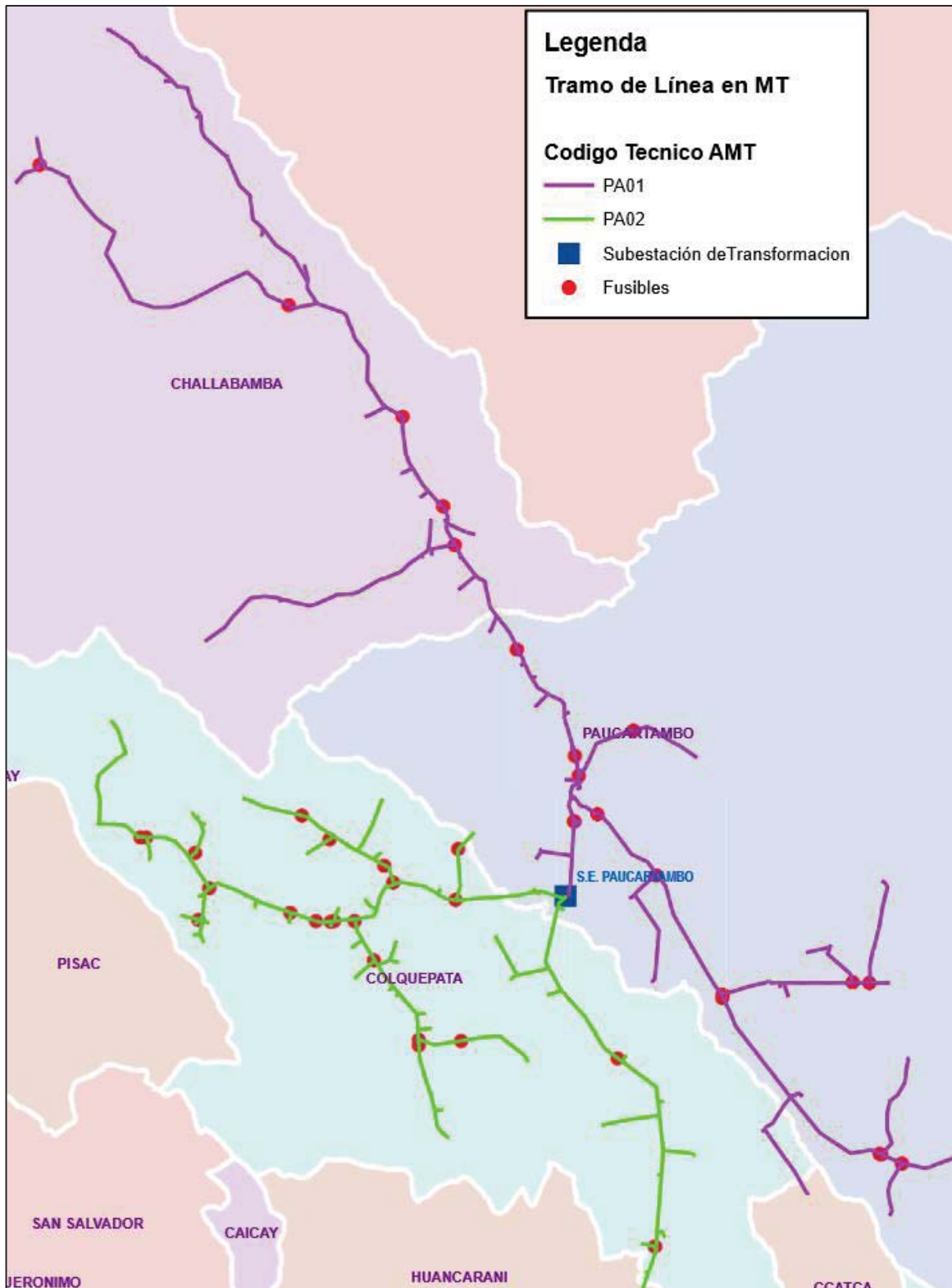
En el Anexo 14 se tiene ilustraciones más definidas de Fusibles deteriorados.

Figura 3.4.2. Fusible reemplazado por cable



Fuente: Elaboración propia

Figura 3.4.3. Ubicación de los fusibles en el AMT PA-01 y PA-02



Fuente: Base de datos GIS de ELSE

Cuadro 3.2. Ubicación de fusibles de MT en los Alimentadores PA01 y PA02

AMT	CÓDIGO NODO MT	UBICACIÓN	TRAMO DE LÍNEA MT PROTEGIDO
PA-01	ESE008NMT003719	Mashuay	Derv. Huallhua
PA-01	ESE008NMT003765	Umamarca	Derv. Mollamarca
PA-01	ESE008NMT003938	Pasto Grande	Derv. Pillco Grande, Totora
PA-01	ESE008NMT003941	Challabamba	Derv. Inquilpata
PA-01	ESE008NMT006520	Huaynapata Alta	Derv. Carpapampa
PA-01	ESE008NMT005981	Huaynapata Alta	Derv. Umana, Carpapampa, Payajana
PA-01	ESE008NMT008423	Huaynapata Alta	Derv. Payajana
PA-01	ESE008NMT008046	Pillco Grande	Derv. Totora
PA-01	ESE008NMT006318	Kallacancha	Derv. Ccolpapata
PA-01	ESE008NMT006162	Paucartambo	Derv. Paucartambo
PA-01	ESE008NMT006165	Paucartambo	Derv. Paucartambo
PA-01	ESE008NMT008729	Pachamachay	Derv. Pachamachay
PA-01	ESE008NMT008497	Sunchubamba	Derv. Challabamba
PA-01	ESE008NMT003694	Umamarca	Derv. Queskay, Kallacancha
PA-01	ESE008NMT006221	Phuyucalla	Derv. Espinguni
PA-01	ESE008NMT003887	Llaychu	Derv. Llaychu, Challabamba,
PA-01	ESE008NMT008694	Mandorpuquio	Derv. Pachamachay, Cochacochayoc
PA-01	ESE008NMT003841	Callipata	Derv. Espinguni, Phuyucalla
PA-01	ESE008NMT003800	Paucartambo	Derv. Mashuay, Umamarca,
PA-02	ESE008NMT004082	Inca Paucar Aire	Derv. Virgen del Rosario
PA-02	ESE008NMT004187	Colquepata	Derv. Inkacancha
PA-02	ESE008NMT004242	Colquepata	Derv. Pampacancha
PA-02	ESE008NMT004257	Sipascancha	Derv. Sipascancha Baja
PA-02	ESE008NMT004171	Cotatoclla	Derv. Pumapaccha
PA-02	ESE008NMT006817	Roquepata	Derv. Jaucani
PA-02	ESE008NMT004292	Mamasmana	Derv. Mamasmana
PA-02	ESE008NMT006878	Chicchimarca	Derv. Quellococha
PA-02	ESE008NMT004183	Huaranca	Derv. Incacancha
PA-02	ESE008NMT006027	Roquechiri	Derv. Paucona
PA-02	ESE008NMT004289	Picchu Alto	Derv. Soncco, Sipascancha
PA-02	ESE008NMT004234	Cotatoclla	Derv. Patirumi
PA-02	ESE008NMT006141	Miskahuara	Derv. Incacancha
PA-02	ESE008NMT004188	Mika	Derv. Vizcochani
PA-02	ESE008NMT004274	Picchu Alto	Derv. Conquepata
PA-02	ESE008NMT004276	Picchu Alto	Derv. Picchu Alto
PA-02	ESE008NMT004135	Rayancancha	Derv. Rayancanaha
PA-02	ESE008NMT004245	Chicchimarca	Derv. Chicchimarca
PA-02	ESE008NMT004042	Huacapunco	Derv. Kurpo
PA-02	ESE008NMT006016	J. Velasco Ocompuquio	Derv. Jaucani, Roquepata

Fuente: Base de datos GIS de Electro Sur Este – Oficina del SID

3.5. ANÁLISIS DE FALLAS REGISTRADAS EN LA REDES

Los alimentadores PA-01 y PA-02 con redes de distribuciones radiales y aéreas con varias derivaciones, en la red existe varios problemas, una de ellas son las maniobras de reposición de servicio por parte del personal de emergencias, que son básicamente dos: Reposición de fusibles fusionados y cierre de recloser después de una falla. Otro de los problemas es la no identificación de las fallas, que por la misma disposición, longitud y recorrido de la línea es poco accesible a una revisión minuciosa, pues el personal tiene que realizar un largo recorrido. Los problemas con más frecuentes y tipificados son las siguientes:

3.5.1.1. Acción de terceros

Las interrupciones por acción de terceros son de menor frecuencia, y se refieren aquellas ocasionadas por tala de árboles realizado por lugareños. También se registró interrupción por impacto vehicular contra poste de MT. Este tipo de causas provocan fallas permanentes en la red por lo tanto requieren la intervención del personal de emergencia.

Para este tipo de fallas, el sistema de protección por fusibles, no aisló correctamente, pues la falla no solo fue despejada por la protección inmediatamente aguas arriba (f1) también fue despejada por la protección aguas más arriba (f2) cerca a la S.E. Paucartambo, por lo que se afectó a más usuarios. En la siguiente figura se muestra la ubicación de la falla.

Figura 3.5.1. Falla en la red por caída de árbol.



Fuente: Elaboración propia

Este tipo de eventos ocurre por un mal dimensionamiento de fusibles.

3.5.1.2. Fenómenos Naturales

Las interrupciones por estas causas, como se observa en la anterior sección, son más frecuentes y se registran en los meses que hay presencia de lluvias por tanto es únicamente atribuible a descargas atmosféricas. Estas fallas normalmente son transitorias, el impacto de un rayo a un conductor produce una falla a tierra, por tanto, una sobrecorriente que circula de la fuente hacia el punto de falla.

Las fallas transitorias pueden ser despejadas por la actuación de un recloser, pues esta desenergiza el tramo de línea en falla, y mientras tanto, durante el tiempo muerto se extingue el arco eléctrico, transcurrido unos segundos (3 a 10 s) el recloser vuelve a energizar la línea, y el servicio se restablece con normalidad.

Las fallas por descargas atmosféricas causan corrientes de falla elevadas, pues producen una falla a tierra franca, por tanto, el disparo o apertura del recloser es por la función de sobrecorriente instantáneo, pero, como el recierre sólo está ajustado para sobrecorriente temporizado y esta tiene un umbral de disparo muy bajo, el recloser no realiza el recierre sino una apertura definitiva.

Por experiencia, se encontró en muchos puntos fusibles fusionados en la red, al realizar la revisión de la línea, previo a la reposición del fusible fusionado, no se encontró indicios de fallas permanentes. Por tanto, se ha concluido que las fallas son transitorias, y éstas también son despejadas por fusibles. Como consecuencia el tiempo de interrupción tendrá la duración en que el personal técnico tome conocimiento de la usencia de servicio, ubicar el punto donde fusionó el fusible, revisar la línea y reponer el fusible fusionado. Este tiempo en muchos casos tuvo una duración de más de 16 horas.

3.5.1.3. Operación o maniobras

Las interrupciones que se han registrado por **operación** en los alimentadores PA-01 y PA-02, fue por maniobras de reposición de fusibles fusionados puntos en derivación o en la troncal de la red (ubicados cerca a la S.E. Paucartambo); pero el segundo, es más perjudicial, pues requiere la desenergización de todo el alimentador, desde la S.E. Paucartambo, ya que para abrir el cut-out no se puede realizar con bastante carga, ya que genera un arco eléctrico entre los terminales del cut-out (entre fuente y carga). Aunque este tipo de eventos ocurrió muy rara vez.

Existen otros tipos de fallas ocasionados por maniobras u operación, que son las de intento de reposición de fusibles fusionados, que si no se realiza adecuadamente genera arco eléctrico. Otro similar es la reposición de los fusibles hacia una derivación donde existe falla permanente (caída de conductor, falla en aislador entre otros muchos) y como consecuencia podría darse la actuación de los fusibles que se están reponiendo, pero también generará una corriente alta capaz de producir la actuación del recloser aguas arriba, es decir en la S.E. Paucartambo, y por consiguiente su apertura, que podría terminar en un recierre si también fusiona el fusible repuesto, pero caso contrario volverá a realizar el

recierre y será una apertura definitiva y mucho depende de la corriente que circula.

Figura 3.5.2. Maniobras de apertura (izquierda) y reposición de fusible (derecha), en el cual se puede ver los arcos eléctricos producidos por mala ejecución.



Fuente: Elaboración propia

3.5.1.4. Falla Equipo

Fallas de este tipo son provocadas por las siguientes razones: Caída o desprendimiento de conductor, que podría ser por mal ajuste o desgaste, aisladores rotos, muchos de estas ocasionadas por descargas atmosféricas, pararrayos deteriorados, entre otros.

Este tipo de eventos no es frecuente, pero son normalmente fallas permanentes, pues la cualquier avería que se registre en la red, tiene que ser aislada y reparada. Para este caso las interrupciones tienen una mayor duración.

3.6. EVALUACIÓN DEL SISTEMA DE PROTECCIÓN ACTUAL

En la Figura 3.6.1 se muestra las curvas de coordinación de protecciones actuales entre el interruptor de potencia del nivel de 22.9 kV IN-230 y los recloser IN-232, RC-2101 y RC-2102, para las funciones de sobrecorriente de fases, instantáneo (50) y temporizado (51). Y, la Figura 3.6.2 corresponde a las curvas de protección de sobrecorriente a tierra instantáneo (50N) y temporizado (51N). Estas curvas están de acuerdo a lo mostrado en el Cuadro 3.1.

La coordinación de protección de los alimentadores PA-01 y PA-02 a través de los recloser (RC-2101 y RC-2102) de la S.E. Paucartambo con el recloser principal IN-232 en la S.E. Pisac, se puede verificar a través de simulaciones de falla.

3.6.1. VERIFICACIÓN PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE DE FASES 50/51

Para este punto, verifica para una falla, la más severa que representa la corriente más alta. Por tanto, se realiza la simulación de la falla trifásica en el AMT PA-01, en la S.E. Paucartambo. En la Figura 3.6.3, se muestra las curvas de coordinación de protección de sobrecorriente de fases (50/51) y en el ANEXO A.8, se muestra la simulación de falla que representa una corriente de 793 A. Se determina lo siguiente:

- En el recloser RC-2101, actúa la protección de sobrecorriente de fases instantáneo, 50, a los 10 ms.

- En el recloser IN-232, actúa la protección de sobrecorriente de fases, temporizado, 51, a los 90 ms.
- En el relé que gobierna el interruptor IN-230 actúa la curva de protección de sobrecorriente de fases temporizado, 51, a los 810 ms.

3.6.2. VERIFICACIÓN PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE A TIERRA 50N/51N

Se realiza verificando la actuación de la protección ante una falla monofásica, que es la más frecuente. La falla se simula en el AMTPA-01 muy cercano a la S.E. Paucartambo como se muestra en el ANEXO A.9 y la actuación de acuerdo a las curvas de protección se muestra en la Figura 3.6.4 y se determina lo siguiente:

- El recloser RC-2101 actúa la protección de sobrecorriente a tierra instantáneo, 50N, a los 10 ms.
- El recloser IN-232 actúa la protección de sobrecorriente a tierra instantáneo, 50N, a los 50 ms.
- El relé que comanda al interruptor IN-230, de la barra de 22.9 kV, actúa la protección de sobrecorriente a tierra instantáneo, 50N, a los 100 ms.

3.6.3. VERIFICACIÓN DE FUSIBLES.

Se determinó que el problema en los fusibles es el sobredimensionamiento y su reemplazo por alambres o cables como se indicó anteriormente y cuyo diagnóstico nos da los resultados de la **TABLA DE FUSIBLES INSTALADOS**.

El sobredimensionamiento se dio con fusibles de 100 K, 50 K y 20 K, una muestra de que los valores indicados no coordina con las curvas de protección de los recloser RC-2101 y RC-2102, como se muestra en la Figura 3.6.5.

Finalmente se puede decir del sistema de protección lo siguiente:

- La función de sobrecorriente a tierra instantáneo, 50N, del relé IN-230 no es conveniente tener activado pues, para fallas en muy cercano o en la misma barra de 22.9 kV de la S.E. Paucartambo llegaría a actuar.
- La protección por fusibles (instalados en seccionadores cut-out convencionales) de las derivaciones y/o secciones de línea de MT

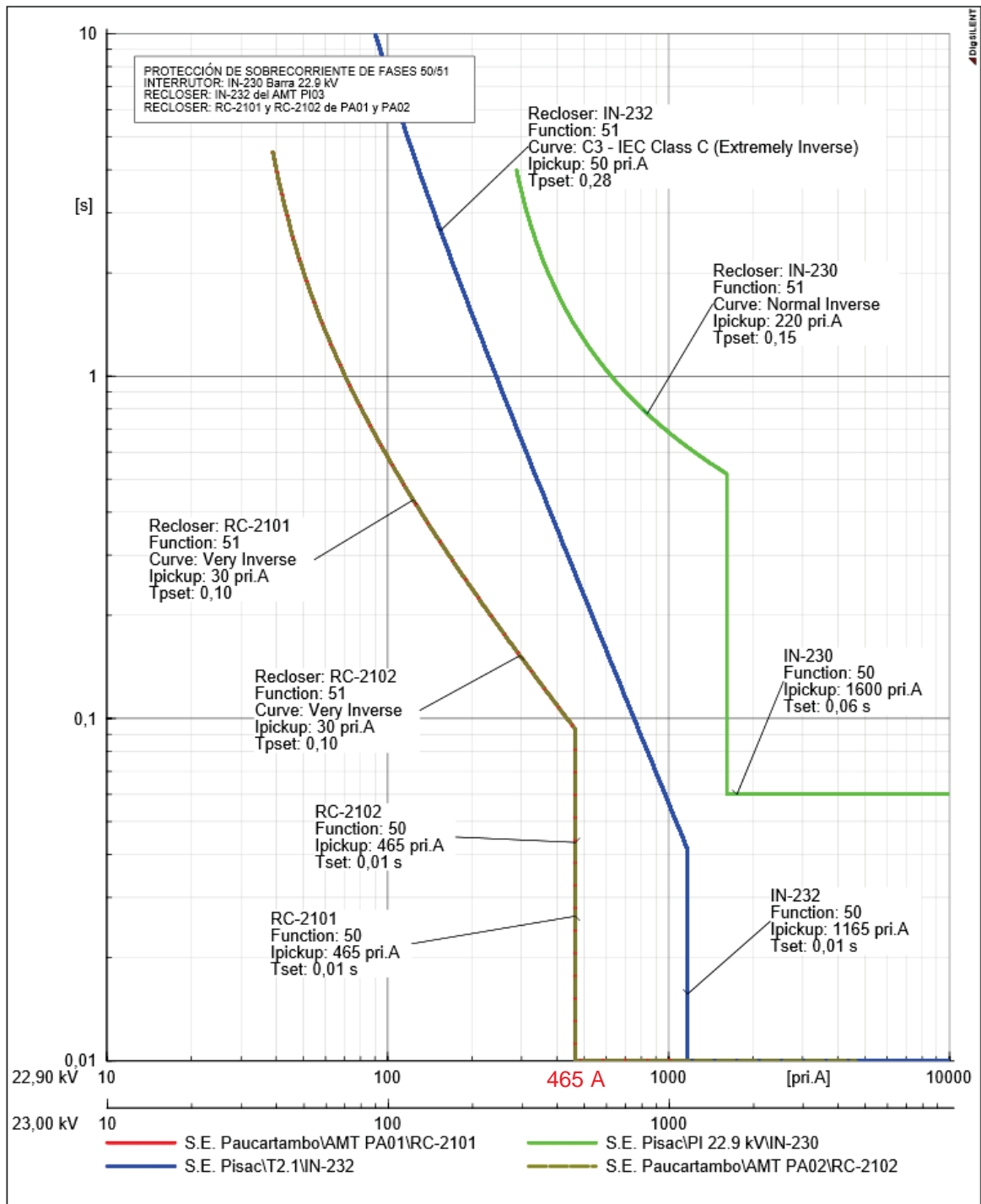
despejan fallas, pero también las fallas de naturaleza transitoria que representan del 80 al 90 %, por lo que se hace necesario una protección que puede permitir el despeje de fallas transitorias y luego restablecer el servicio, pues requieren de tiempo para su reposición, que es el tiempo en que el personal técnico toma conocimiento, se traslada, revisa la línea y repone el fusible.

- Es necesario dimensionar los fusibles para las derivaciones más importantes, pues no se tienen valores establecidos de la capacidad de los fusibles, lo que genera confusión y decisiones equivocadas del personal técnico, reemplazando fusibles de mayor capacidad, por tanto, una inadecuada coordinación de protección.

TABLA DE FUSIBLES INSTALADOS (julio, agosto, setiembre - 2016)

AMT	NODO MT	DIRECCIÓN	DERIVACIÓN (DERV.)	SITUACION ACTUAL
PA-01	ESE008NMT003719	Mashuay	Derv. Huallhua	8K
	ESE008NMT003765	Umamarca	Derv. Mollamarca	Puenteado
	ESE008NMT003938	Pasto Grande	Derv. Pillco Grande, Totora	10K
	ESE008NMT003941	Challabamba	Derv. Inquilpata	Puenteado
	ESE008NMT005981	Huaynapata Alta	Derv. Umana, Carpapampa,	Puenteado
	ESE008NMT003694	Umamarca	Derv. Queskay, Kallacancha	10K
	ESE008NMT003887	Llaychu	Derv. Llaychu, Challabamba	10K
	ESE008NMT008694	Mandorpuquio	Derv. Pachamachay	5K
	ESE008NMT008071	Mandorpuquio	Derv. Chacllabamba	5K
	dESE008NMT003841	Callipata	Derv. Espinguni, Phuyucalla	Puenteado
ESE008NMT003800	Paucartambo	Derv. Mashuay, Umamarca	Puenteado	
PA-02	ESE008NMT004082	Inca Paucar Aire	Derv. Virgen del Rosario	Puenteado
	ESE008NMT004187	Colquepata	Derv. Inkacancha	10K
	ESE008NMT004242	Colquepata	Derv. Pampacancha	10K
	ESE008NMT004257	Sipascancha	Derv. Sipascancha Baja	Puenteado
	ESE008NMT004171	Cotatoclla	Derv. Pumapaccha	5K
	ESE008NMT006878	Chicchimarca	Derv. Quellococha	Puenteado
	ESE008NMT004289	Pichu Alto	Derv. Soncco, Sipascancha	Puenteado
	ESE008NMT004188	Mika	Derv. Vizcochani	5K
	ESE008NMT006016	JuanV. compuquio	Derv. Jaucani, Roquepata	5K

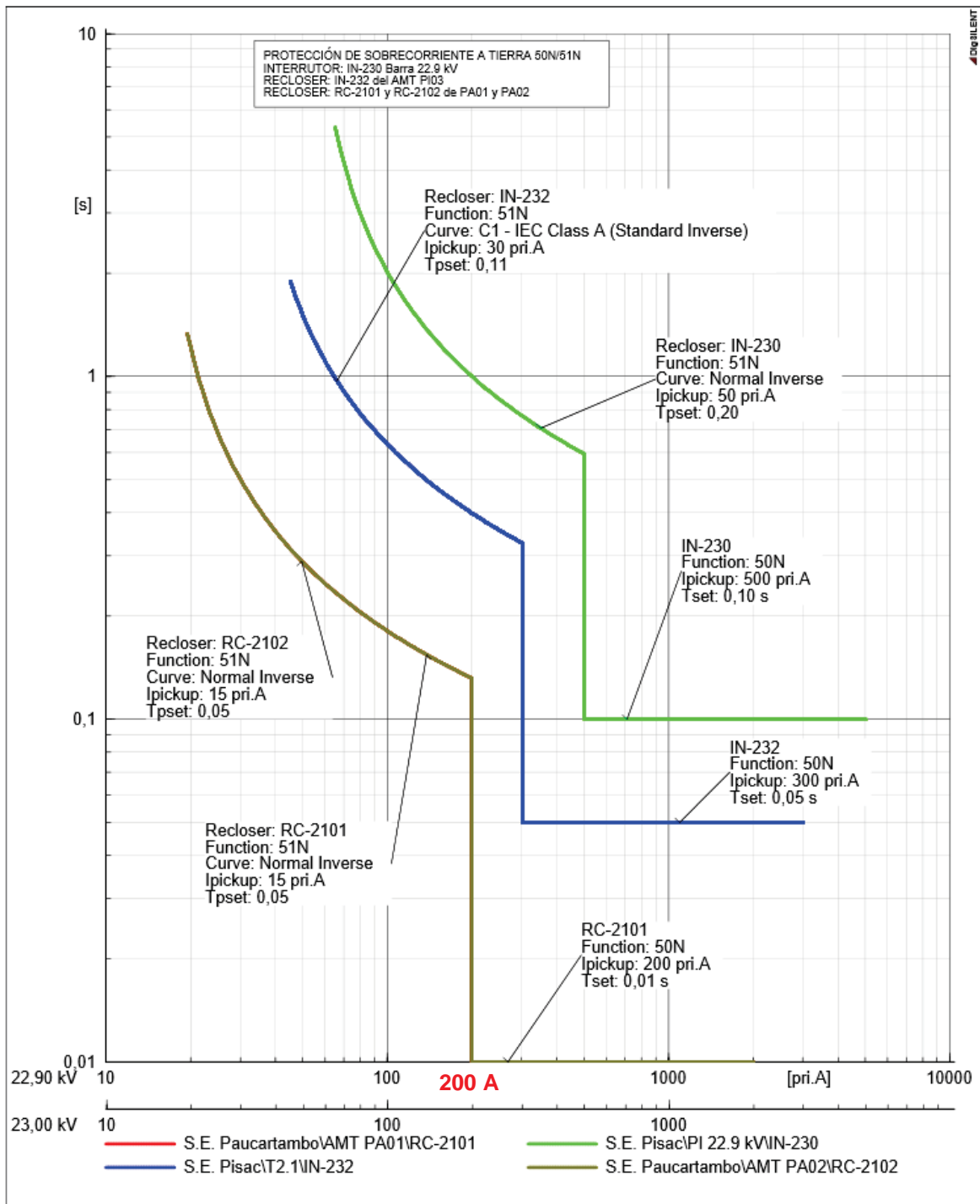
Figura 3.6.1. Curvas de operación de IN-232, RC-2101 y RC-2102 protección 50/51



Fuente: Elaborado en base al Cuadro 3.1

Como se detalla en la teoría la función de sobrecorriente de disparo de los Recloser RC-2101 y RC-2102, es de 465 A valor que no está correctamente dimensionado debido a que las fallas pasan por alto la protección que debe realizar estos recloser.

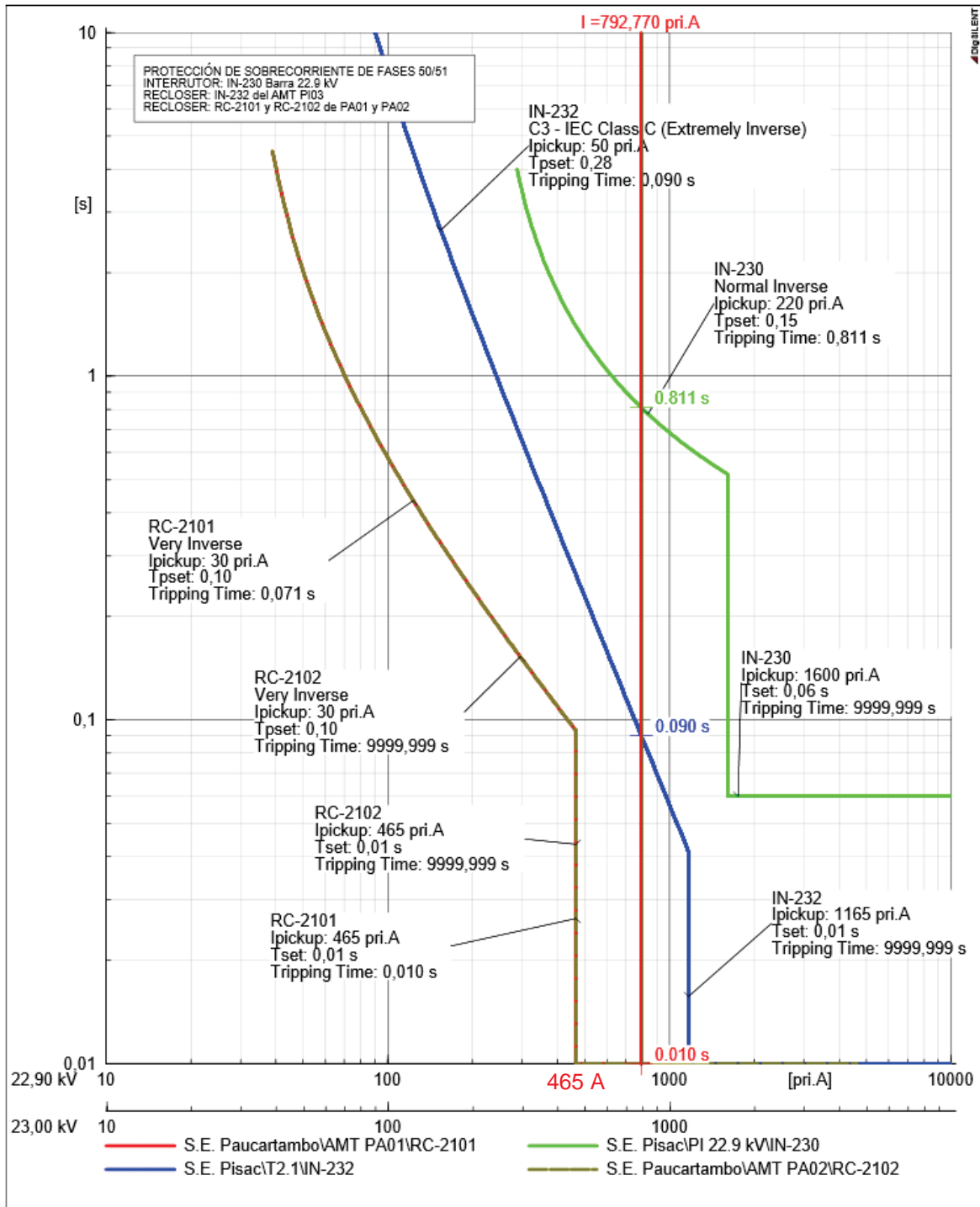
Figura 3.6.2. Curvas de operación de IN-232, RC-2101 y RC-2102 protección 50N/51N



FUENTE: Elaborado en base al Cuadro 3.1

La función de sobrecorriente a tierra de los recloser RC-2101 y RC-2102 actualmente tiene un valor de 200 A cuyo valor no es el más indicado

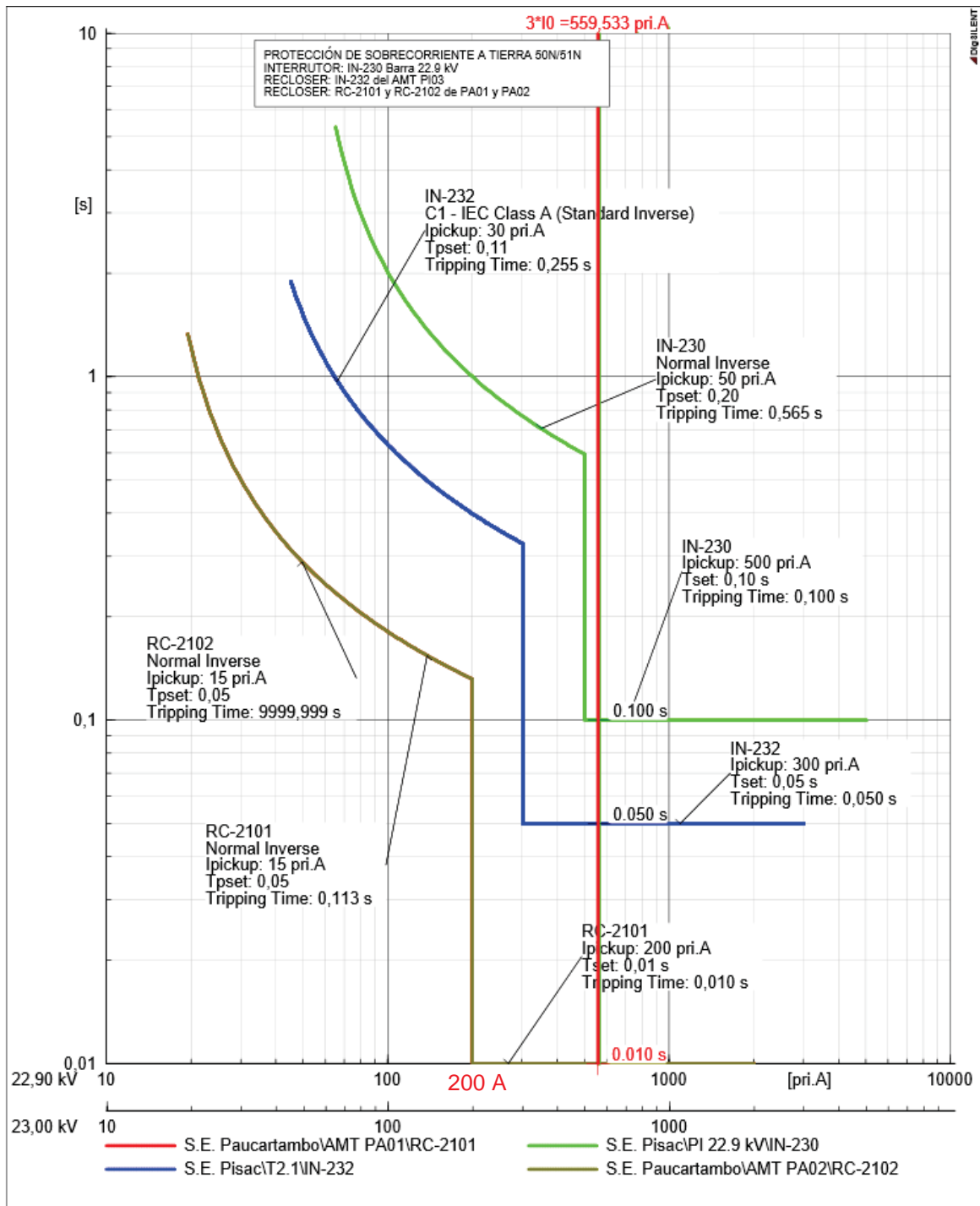
Figura 3.6.3. Simulación de falla trifásica en el AMT PA-01, cercano a la S.E. Paucartambo. Curva de protección 50/51



Fuente: Elaboración propia

En la simulación de una falla trifásica con protección de sobrecorriente de fases, la corriente de disparo de RC-2101 y RC-2102, tiene una sensibilidad de 465 A, lo cual gráficamente lo hace muy cercano a IN-232 con lo cual podría llegar a actuar este último antes de la protección completa de RC-2101 y RC-2102.

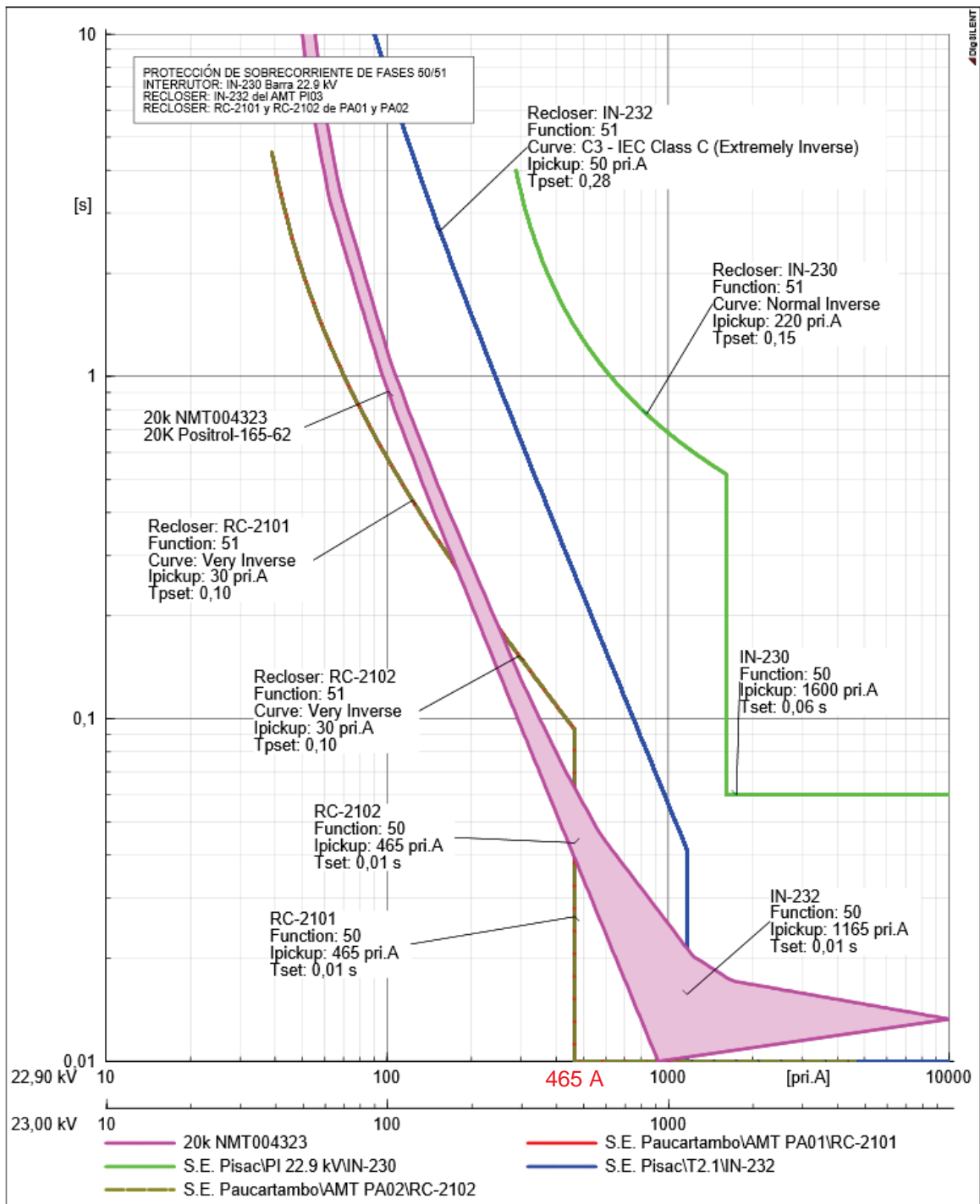
Figura 3.6.4. Simulación de falla monofásica en el AMT PA-01, cercano a la S.E. Paucartambo. Curva de protección 50N/51N



Fuente: Elaboración propia

La protección de sobrecorriente a tierra de los recloser RC-2101 y RC-2102, tiene una corriente de disparo de 200 A, teniendo en cuenta que se trata de protección a tierra la sensibilidad es muy baja lo cual representa un peligro para IN-232.

Figura 3.6.5. Coordinación de protección entre fusible sobredimensionado y las curvas del recloser RC-2101 y RC-2102



Fuente: Elaboración propia

La protección del fusible no es adecuado, como se puede apreciar la curva de protección inicial y final del fusible no cubre completamente la protección de los recloser RC-2101 y RC-2102, lo que genera salidas de todo el alimentador.

CAPÍTULO 4

COORDINACIÓN DE PROTECCIÓN EN LAS REDES PA-01 Y PA-02

4.1. INTRODUCCIÓN

Este capítulo desarrolla uno de los objetivos que consiste en: Determinar el dimensionamiento o ajustes óptimos de los componentes del sistema de protección para una correcta fiabilidad, seguridad y selectividad ante cualquier falla que se presente en el sistema eléctrico en estudio.

Se parte de la selección de los dispositivos de protección que son los seccionadores de repetición y la elección de los fusibles, en este punto solo se menciona algunas características necesarias para el estudio.

En seguida, se elige los puntos donde se realiza el dimensionamiento de los fusibles, para los seccionadores de repetición. Luego, se realiza los cálculos necesarios para realizar los ajustes, en este caso se determina mediante el uso del método gráfico. La coordinación de los equipos de protección, en este caso de los recloser ubicados en la S.E. Paucartambo y los fusibles instalados en diferentes puntos de la red PA-01 y PA-02. Para desarrollar esta parte de estudio, se recurre al software Power Factory DIgSILENT, en que se realizan las simulaciones de corrientes de cortocircuito u la coordinación de protección.

Finalmente se realiza la determinación de resultados, de acuerdo a los objetivos del estudio.

4.2. INCORPORACIÓN DE EQUIPOS NUEVOS

Una de las soluciones ante las fallas transitorias que se presentan en las redes de PA-01 y PA-02 es la incorporación de nuevos dispositivos de protección, uno más moderno que los seccionadores cut-out que viene a ser el seccionador de repetición o seccionador de tres etapas. La coordinación de estos equipos debe darse con los actuales que actualmente se cuentan.

4.2.1. ASPECTOS A CONSIDERAR

- Realizar la coordinación de protecciones con los dos nuevos dispositivos incorporados.
- Establecer los criterios para la instalación de los dispositivos a considerarse y la selección de la ubicación de los puntos a instalarse.
- Especificar y establecer el dimensionamiento de los fusibles en los puntos de derivaciones, de modo que se mantenga el valor para evitar el sub o sobredimensionamiento
- Los seccionadores de repetición reducen casi a un tercio la reposición de los fusibles fusionados, en caso de fallas transitorias.
- Los seccionadores de repetición actúan como un recloser, pero mecánico y de muy bajo costo.
- Con la incorporación de los seccionadores de repetición, se tiene una mejor respuesta ante fallas transitorias, pues se tiene tres juegos de fusibles, en caso de que fusione una, aun se puede contar con dos fusibles que mantendrían en servicio luego de una falla transitoria.
- Los seccionadores de repetición pueden ser instalados en los puntos donde ya se encuentran los cut-outs.
- Para cada punto de los seccionadores de repetición, se requiere mantener la capacidad de cada fusible, y esto depende del personal técnico en campo y del supervisor del mantenimiento y operaciones de la empresa concesionaria.

4.3. SELECCIÓN DE EQUIPOS Y DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN

4.3.1. SECCIONADORES DE REPETICIÓN

De los seccionadores de repetición, interesa establecer algunas especificaciones de acuerdo a las condiciones de la red, en este caso de: PA-01 y PA-02 y que deben cumplir lo siguiente:

Características de la base:

- Tensión Máxima : 27 kV
- Corriente Nominal : 100 A
- Nivel de aislamiento : 125 kV
- Sistema : Trifásico, Bifásico y/o Monofásico
- Disposición de la red : Intemperie – Red aérea

Estas características, son las usadas en las redes de 22.9 kV que ELSE cuenta en su zona de concesión; son del fabricante DELMAR, que también pueden ser usadas para las condiciones actuales de los alimentadores PA-01 y PA-02.

La capacidad de interrupción es suficiente, pues las fallas en las redes PA-01 y PA-02 no superan el 1 kA. Y la capacidad nominal es más que suficiente.

Cuadro 4.1. Planilla de datos técnicos requerido del seccionador de repetición

ÍTEM	CARACTERÍSTICAS	UNIDAD	SOLICITADO
1	Marca	-	(*)
2	Fabricante	-	(*)
3	Procedencia	-	(*)
4	Norma	-	ANSI C37.41 y 42
5	Tensión	De servicio	kV 22.9
		Máxima de servicio	kV 27
		Nominal	kV 27
6	Intensidad Nominal	Tubo	A 40
		Base	A 100
7	Frecuencia	Hz	60
8	Uso	-	Intemperie

SELECCIÓN DE EQUIPOS Y DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN

9	Capacidad de interrupción	Asimétrica	kA	(*)
		Simétrica	kA	(*)
10	Tiempo Muerto		s	(*)
11	Aislador	Tipo	-	Pedestal
		Material	-	Porcelana
		Superficie exterior	-	Vetrificada
		Color	-	Gris cielo
		Norma de fabricación	-	ANSI C29.5
		Línea de fuga	mm	(*)
12	Tensiones de prueba	Impulso 1.2/50us	kV	125
		bajo lluvia por 10 s	kV	36
		en seco 1min	kV	42
13	Dimensiones Máximas	Alto x Ancho x Largo	mm	(*)
14	Peso del equipo completo con herraje		kg	(*)

Fuente: Unidad de Normalización e Ingeniería - AES El Salvador (AES, Agosto 2006)

(*) A indicar por el oferente

El régimen de utilización del seccionador fusible será continuo, deberán soportar las solicitaciones térmicas, dinámicas y eléctricas derivadas de posibles cortocircuitos y sobretensiones, como así también cortar eficazmente las corrientes de cortocircuitos, desde la mínima corriente de fusión hasta la máxima que pueda aparecer en el caso más desfavorable bajo las condiciones descriptas en la Planilla de Datos Técnicos Garantizados.

La empresa concesionaria este último año adquirió los equipos de la fabricante CELSA, por tanto, en el presente estudio, se asume que se instalarían dichos equipos.

**Cuadro 4.2. Características Técnicas Seccionador de repetición de CELSA
(ANEXO A.7)**

CARACTERÍSTICAS	UNIDAD	PRESTACIÓN
REFERENCIA	-	SRP-27
VOLTAJE MÁXIMO DE DISEÑO	kV	27
CORRIENTE NOMINAL	A	100
CAPACIDAD DE INTERRUPCIÓN DE LA BASE SIMÉTRICA	kA	1.2
CAPACIDAD DE INTERRUPCIÓN DE LA BASE ASIMÉTRICA	kA	2.0
BIL	kV	125

Fuente: ANEXO A.7

4.3.2. FUSIBLES

Se aplican los fusibles tipo K (rápidos) desconectan al sistema de fallas en menos tiempo y coordinan mejor con los relevadores o recloser.

La empresa concesionaria este último año adquirió fusibles tipo K del fabricante INDEL BAURO, por tanto la coordinación de protecciones se realizaran con su curvas de operación, las mismas que se muestran en los ANEXOS A.4, A.5 y A.6.

4.3.3. PARARRAYOS

Actualmente en los alimentadores PA-01 y PA-02, no se cuenta con pararrayos de línea, solo se cuenta con pararrayos instalados en las subestaciones respectivas con lo cual el sistema es muy vulnerable a descargas atmosféricas y por consiguiente alteración de la red por sobretensiones.

Los datos característicos de estos pararrayos son los mismos especificados en el marco teórico, por lo cual la tensión máxima será de 27 Kv para proteger la línea de 22.9 Kv en ambos alimentadores PA-01 y PA-02 de subsistema eléctrico de Paucartambo.

Cuadro 4.3. Planilla de datos técnicos requerido del pararrayos

ITEM	DESCRIPCIÓN	UNIDAD	VALOR CONTRATADO
1.0	DATOS GENERALES		
1.1	Fabricante		HPS-O. Brass
1.2	País de Origen		USA
1.3	Modelo		605022-A2-X4-003
1.4	Tipo		Oxido Metálico
1.5	Norma		IEC 60099-4
1.6	Montaje		Exterior
1.7	Clase		2
1.8	Altitud de Instalación	m.s.n.m.	>4000
1.9	Tipo de conductor de Línea		AAC
1.10	Sección de conductor de Línea (*)	mm ²	25 a 120 Intemperie
2.0	DATOS NOMINALES Y CARACTERISTICAS		
2.1	Frecuencia Asignada (fr)	Hz	60
2.2	Tensión del Sistema	kV	22.9
2.3	Tensión Nominal (Ur)	kV	27
2.4	Tensión de Operación Continua (MCOV)	kV	22
2.5	Sobretensión temporal a 1 s	kV	32
2.6	Corriente nominal de Descarga	kA	10
2.7	Capacidad de disipación de energía (doble impulso)	kJ/kV (mínimo)	5.1*Ur
2.8	Línea de fuga del pararrayos	mm (mínimo)	1173
2.9	Partes metálicas protegidas contra la corrosión mediante galvanizado en caliente		SI
2.10	Ensayo Tipo (entrega de certificado de pararrayos similares)		SI
2.11	Desconectador Integrado con Cartucho Impulsor según IEC		SI
2.12	Terminal de conexión a conductor de fase tipo grapa de suspensión		SI
2.13	Accesorios de puesta a tierra que deberá incluir: cable de cobre de 35 mm ² , grilletes y conectores adecuados para bajada a tierra		SI

3.0	INFORMACIÓN COMPLEMENTARIA		
3.1	Plano dimensional equipo		SI
3.2	Plano dimensional bornes (anillo corona, línea y tierra)		SI
3.3	Plano de placa de características		SI
3.4	Esquema completo de conexión del pararrayo desde la grapa hasta la conexión a tierra		SI

4.4. SELECCIÓN DE PUNTOS PARA SECCIONADORES DE REPETICIÓN

El método que se emplea para la selección de los puntos, es la revisión y observación de la base de datos del GIS – ELSE, que contiene la información de la red de 22.9 kV (estructuras con su respectiva codificación, número de conductores, recorrido de la línea; etc.)

Se eligen los puntos donde se ya encuentran instalados los cut-out y que, además, son derivaciones largas o que comprendan tramos de línea significativamente largas. En la Figura 4.3.3.1 se muestran las ubicaciones de dichos puntos y en el Cuadro 4.4 se detalla la información para cada punto, que son: Nodo de MT (estructura o poste de la red de 22.9 kV), dirección de ubicación, zona o derivación protegida y el tipo de sistema (monofásico, bifásico o trifásico).

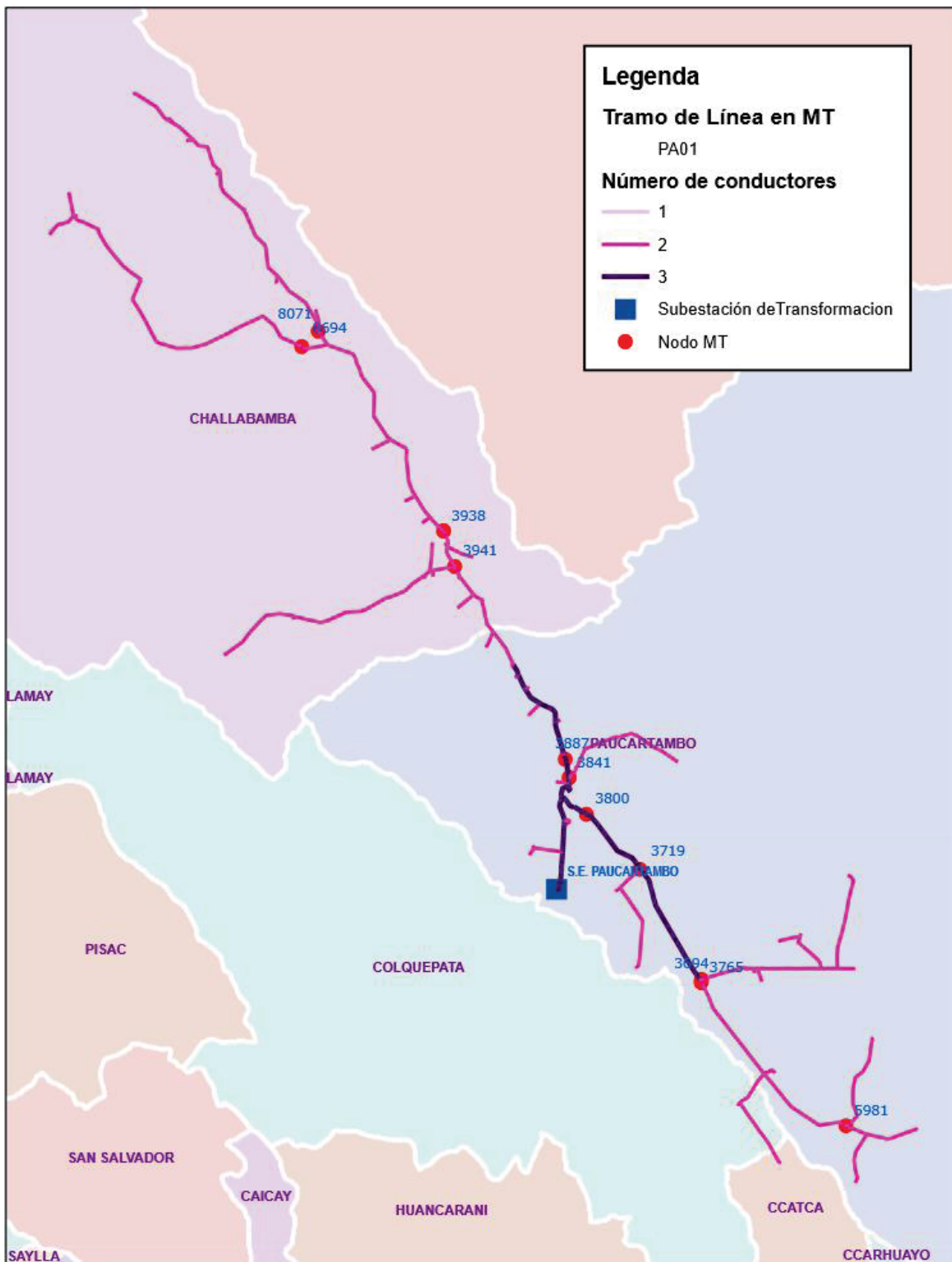
Cuadro 4.4. Seccionadores de repetición a ubicar en el AMT PA-01 y PA-02

AMT	Nodo MT	Dirección o Ubicación	Zona Protegida o Derivación (Derv.)	Sistema 1Ø 2Ø 3Ø
PA-01	ESE008NMT003719	Mashuay	Derv. Huallhua	2
	ESE008NMT003765	Umamarca	Derv. Mollamarca	2
	ESE008NMT003938	Pasto Grande	Derv. Pillco Grande, Totorá	2
	ESE008NMT003941	Challabamba	Derv. Inquilpata	2
	ESE008NMT005981	Huaynapata Alta	Derv. Umana, Carpapampa,	2
	ESE008NMT003694	Umamarca	Derv. Queskay, Kallacancha	2
	ESE008NMT003887	Llaychu	Derv. Llaychu, Challabamba	3
	ESE008NMT008694	Mandorpuquio	Derv. Pachamachay	2
	ESE008NMT003841	Callipata	Derv. Espinguni, Phuyucalla	3
	ESE008NMT003800	Paucartambo	Derv. Mashuay, Umamarca	3
PA-02	ESE008NMT004082	Inca Paucar Aire	Derv. Virgen del Rosario	3
	ESE008NMT004187	Colquepata	Derv. Inkacancha	2
	ESE008NMT004242	Colquepata	Derv. Pampacancha	3
	ESE008NMT004257	Sipascancha	Derv. Sipascancha Baja	2
	ESE008NMT004171	Cotatoclla	Derv. Pumapaccha	2
	ESE008NMT006878	Chicchimarca	Derv. Quellococha	2
	ESE008NMT004289	Picchu Alto	Derv. Soncco, Sipascancha	3
	ESE008NMT004188	Mika	Derv. Vizcochani	2
	ESE008NMT006016	Juan V. Ocompuquio	Derv. Jaucani, Roquepata	2

Fuente: Elaboración propia

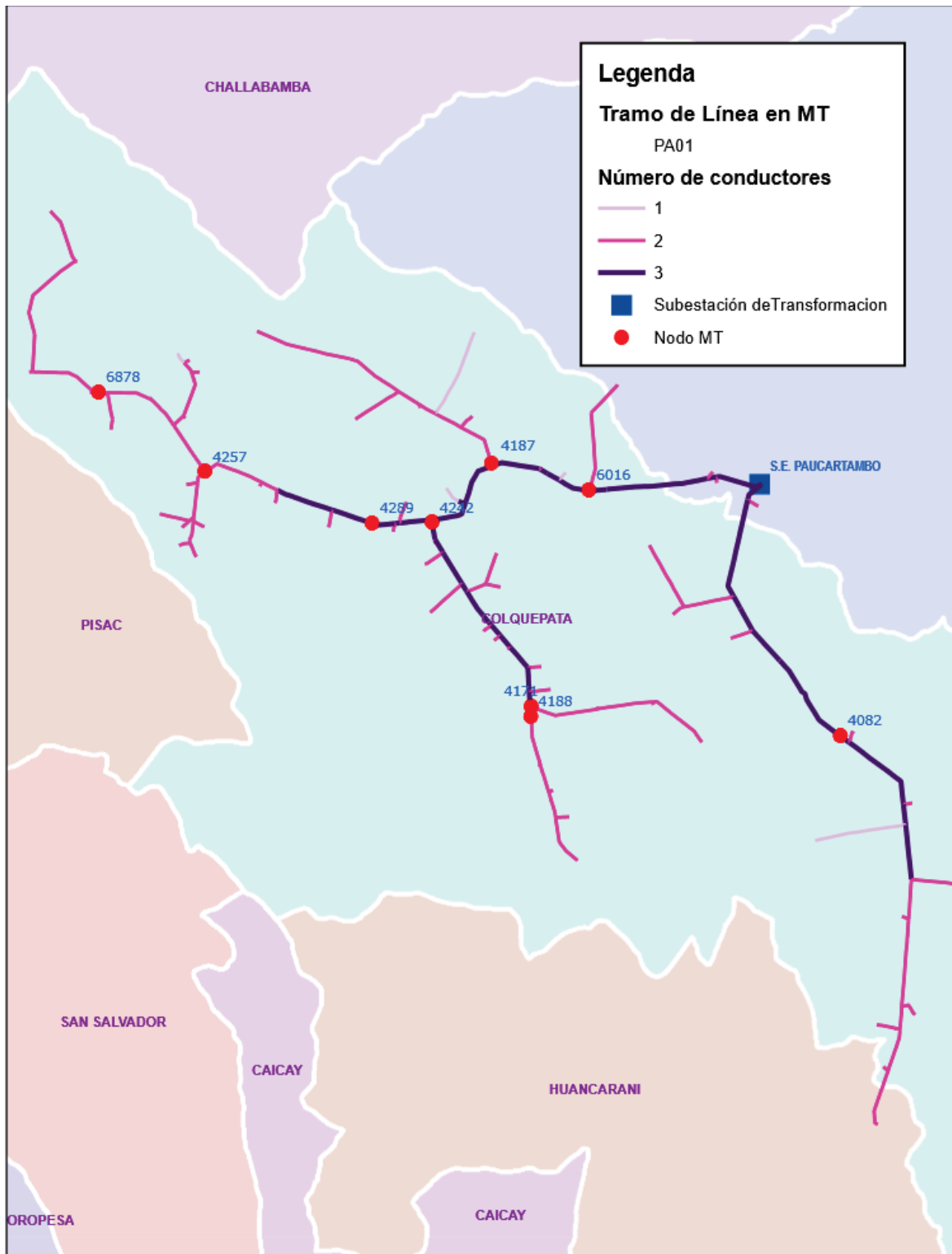
SELECCIÓN DE PUNTOS PARA SECCIONADORES DE REPETICIÓN

Figura 4.4.1. Puntos seleccionados ubicación de seccionadores de repetición. AMT PA-01



Fuente: Elaboración propia

Figura 4.4.2. Puntos seleccionados ubicación de seccionadores de repetición. AMT PA-02



Fuente: Elaboración propia

4.5. SELECCIÓN DE PUNTOS PARA MONTAJE DE PARARRAYOS

El método que se emplea para la selección de los puntos, al igual que en los seccionadores repetidores de 03 etapas, es la revisión y observación de la base de datos del GIS – ELSE, que contiene la información de la red de 22.9 kV (estructuras con su respectiva codificación, número de conductores, recorrido de la línea; etc.)

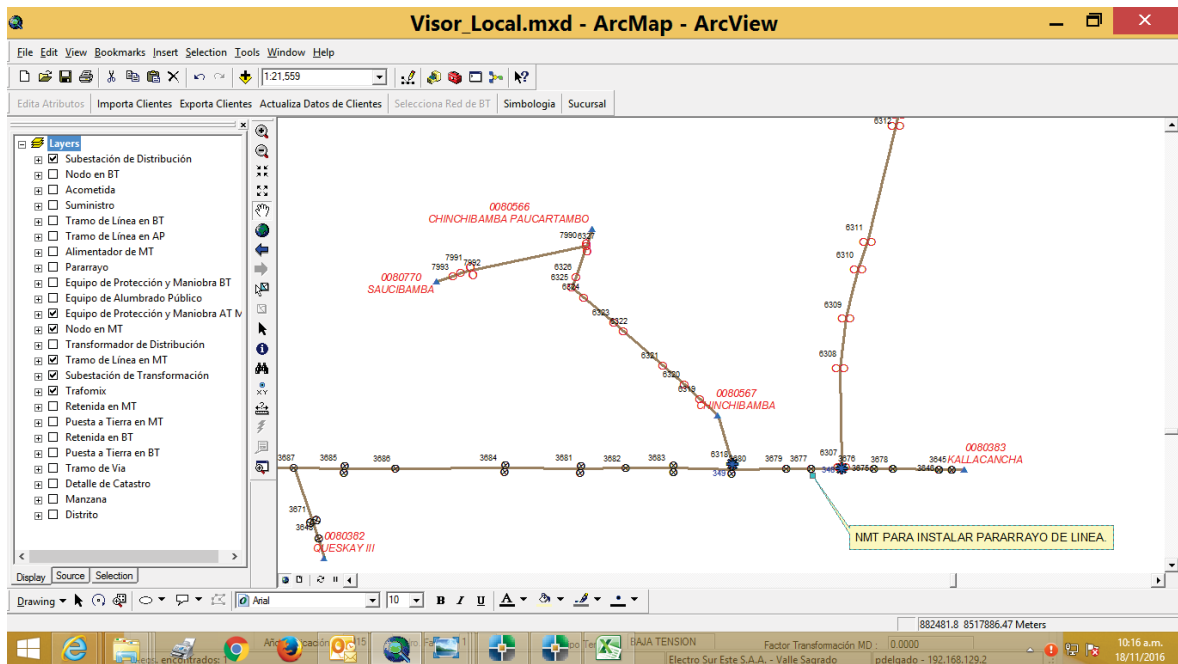
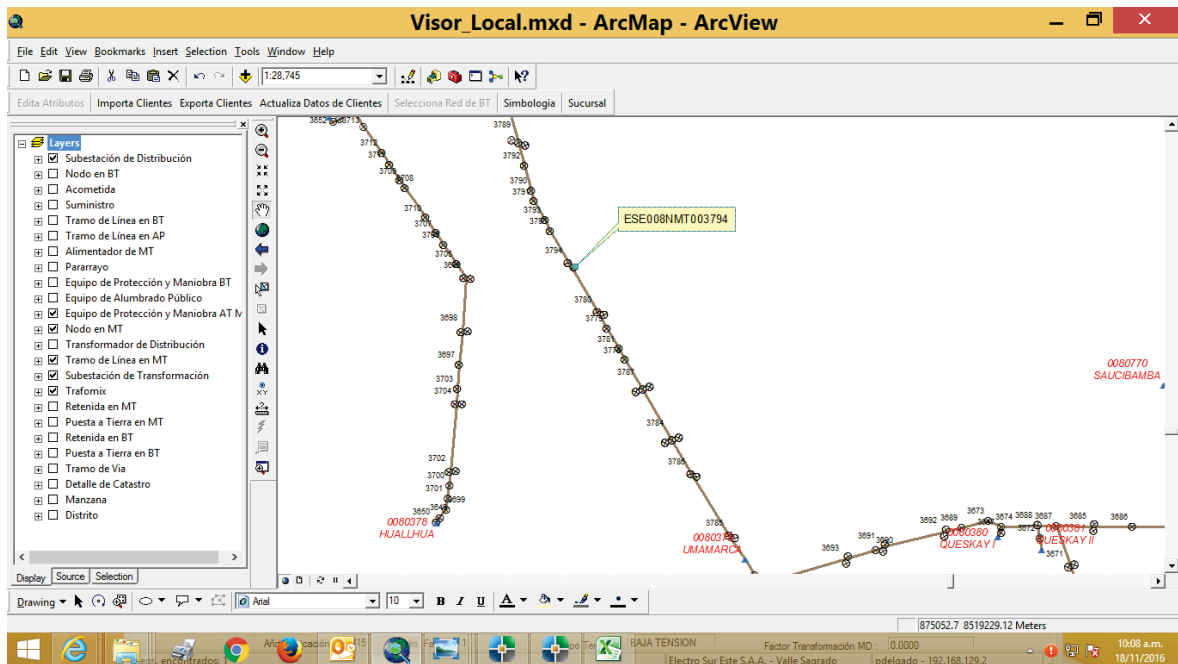
Además la principal consideración es la característica de las zonas altas de Paucartambo, debido a que en épocas de lluvia, es muy frecuente la presencia de descargas atmosféricas, lo cual conlleva a tener en cuenta los siguientes nodos de Media Tensión, tal como se especifica en los siguientes cuadros.

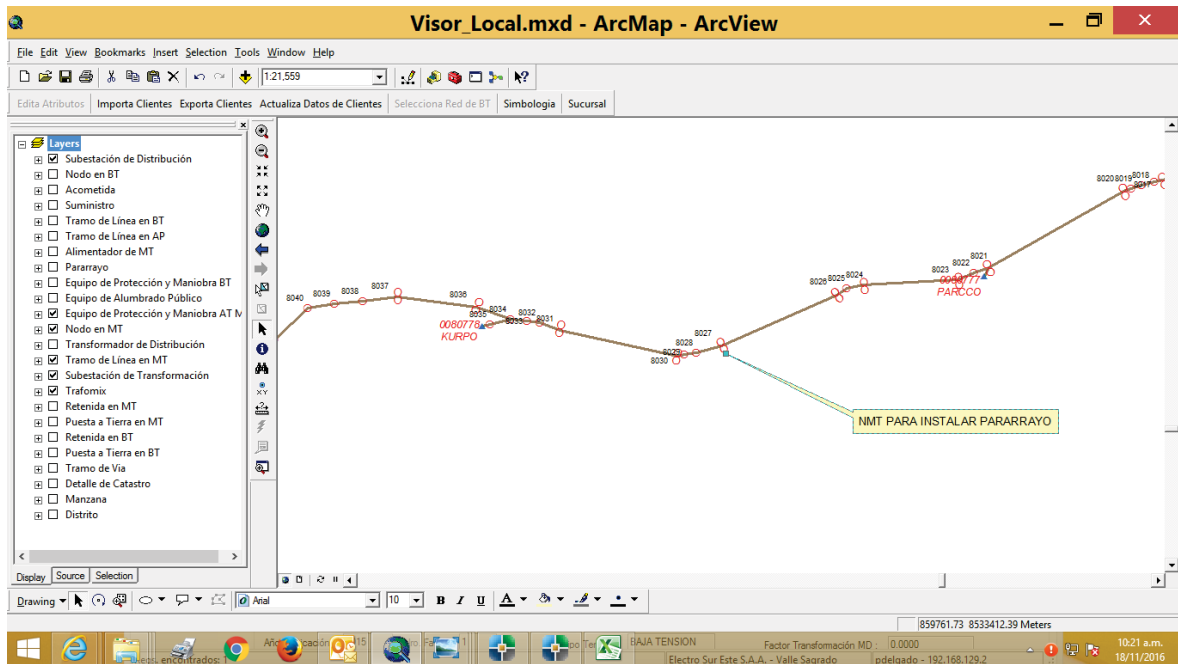
Cuadro 4.5. Pararrayos a ubicar en el AMT PA-01 y PA-02

AMT	Nodo MT	Dirección o Ubicación	Distrito	Sistema 1Ø 2Ø 3Ø
PA-01	ESE008NMT003794	Umamarca	Paucartambo	2
	ESE008NMT003677	Kallacancha	Paucartambo	2
	ESE008NMT008027	Parcco	Challabamba	2
PA-02	ESE008NMT004114	Inca Paucar Aire	Colquepata	3
	ESE008NMT004282	Moccocancha	Colquepata	3

Fuente: Elaboración propia

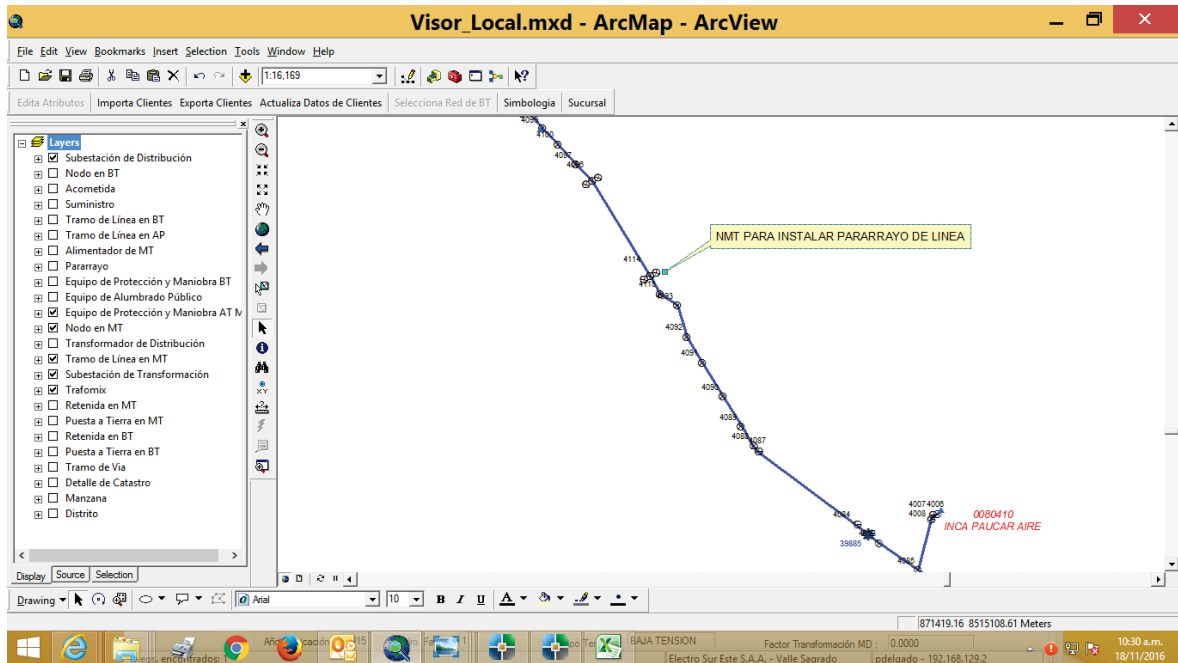
Figura 4.5.1. Puntos seleccionados ubicación de pararrayos NMT-3794, NMT-3677, NMT-8027. AMT PA-01



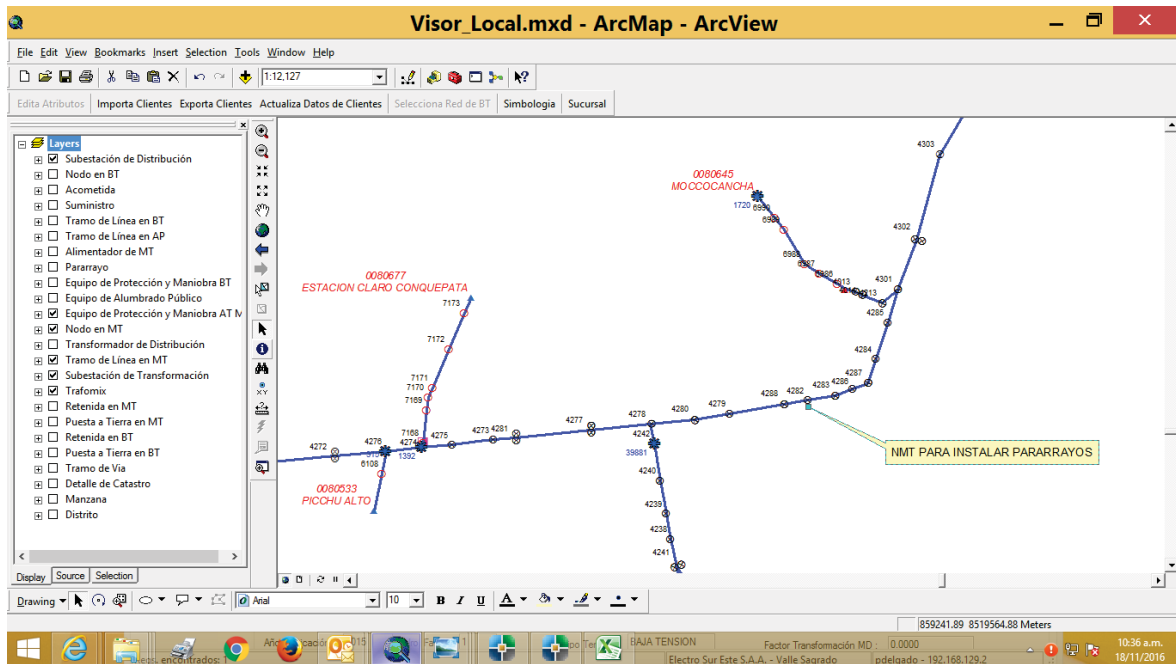


Fuente: Elaboración propia

Figura 4.5.2. Puntos seleccionados ubicación de pararrayos NMT-4114, NMT-4282. AMT PA-02



ESTUDIO DE LA COORDINACIÓN DE PROTECCIÓN EN LOS RADIALES PA-01 Y PA-02 DEL SUBSISTEMA ELÉCTRICO DE PAUCARTAMBO
DETERMINACIÓN DE AJUSTES DE PROTECCIÓN



Fuente: Elaboración propia

4.6. DETERMINACIÓN DE AJUSTES DE PROTECCIÓN

4.6.1. AJUSTES DE PROTECCIÓN BARRA 22.9 kV y AMT PI03 EN S.E. PISAC

Se considera que los ajustes de protección en el recloser IN-232 del AMT PI03, en la S.E. Pisac son adecuados para la función de sobrecorriente de fases instantáneo y temporizado ($50/51$ ó $I_{>>}/I_{>}$). La corriente de ajuste es de 1165 A, y se verifica que la corriente más alta para una falla trifásica en la barra de 22.9 kV de la S.E. Paucartambo no supera los 800 A.

La protección de sobrecorriente a tierra, de la barra de 22.9 kV por IN-230, para la función $50N$ ($I_{o>>}$) se considera inadecuado, pues para fallas en la barra de S.E. Paucartambo, también actuaría, por lo que se recomienda deshabilitar función, sin embargo, la función de $51N$ se considera adecuado.

Para dar un mayor margen de coordinación de la función de $50N$ ($I_{o>>}$) del recloser IN-232 con los RC-2101 y RC-2102 es recomendable aumentar la corriente de disparo de 300 A a 600A y mantener la temporización, pues las fallas muy cercanas a la barra de 22.9 kV de la S.E. Paucartambo no alcanzan los 500 A.

4.6.2. AJUSTES DE PROTECCIÓN ALIMENTADORES PA-01 y PA-02 (RC-2101 y RC-2102)

Para esta parte se determinan los ajustes utilizando el método gráfico y se anotan en el Cuadro 4.6. Además de que se consideran las redes PA-01 y PA-02 de características muy similares por lo que sus ajustes también lo son.

Para la función de sobrecorriente de fases instantáneo, se hace más sensible por lo que la corriente de disparo se disminuye de 465 A a 400 A. La función de sobrecorriente de fases temporizado se considera adecuada.

La protección de sobrecorriente a tierra instantáneo se incrementa el umbral de disparo a 300 A, de modo que también tenga mejor margen de coordinación entre el recloser y los fusibles ubicados aguas abajo de la S.E. Paucartambo.

En el Cuadro 4.6 se muestran los ajustes indicados arriba.

4.6.3. AJUSTE DE RECIERRES DE LOS RECLOSER RC-2101 y RC-2102

Para ambos recloser, se definen 02 recierres: Lo que significa que cada recloser realizara 03 aperturas y 02 cierres automáticos, se entiende que la tercera apertura es la apertura definitiva en caso de fallas permanentes. El recierre se debe ajustar para la protección de sobrecorriente temporizado e instantáneo, de fases y a tierra.

- **Recloser: IN-232.** Actualmente este recloser cuenta con 2 recierres, es decir:
 - En situación de falla abre ya por cualquiera de las funciones: 50/51/50N/51N
 - Temporiza 3 s y realizar el primer recierre (cierre automático)
 - Abre por segunda vez, si aún persiste la falla por: 50/51/50N/51N
 - Temporiza 5 s y realiza el segundo recierre (cierre automático)
 - Si aún persiste la falla (falla permanente), el recloser realizar una apertura definitiva.
- **Recloser: RC-2101 y RC-2102.** Para una mejor coordinación, se difiere en el tiempo del recierre en comparación con el recloser IN-232. Por tanto de ajusta

para realizar 2 recierre, la primera después de 5 s y el segundo recierre después de 10 s, es decir:

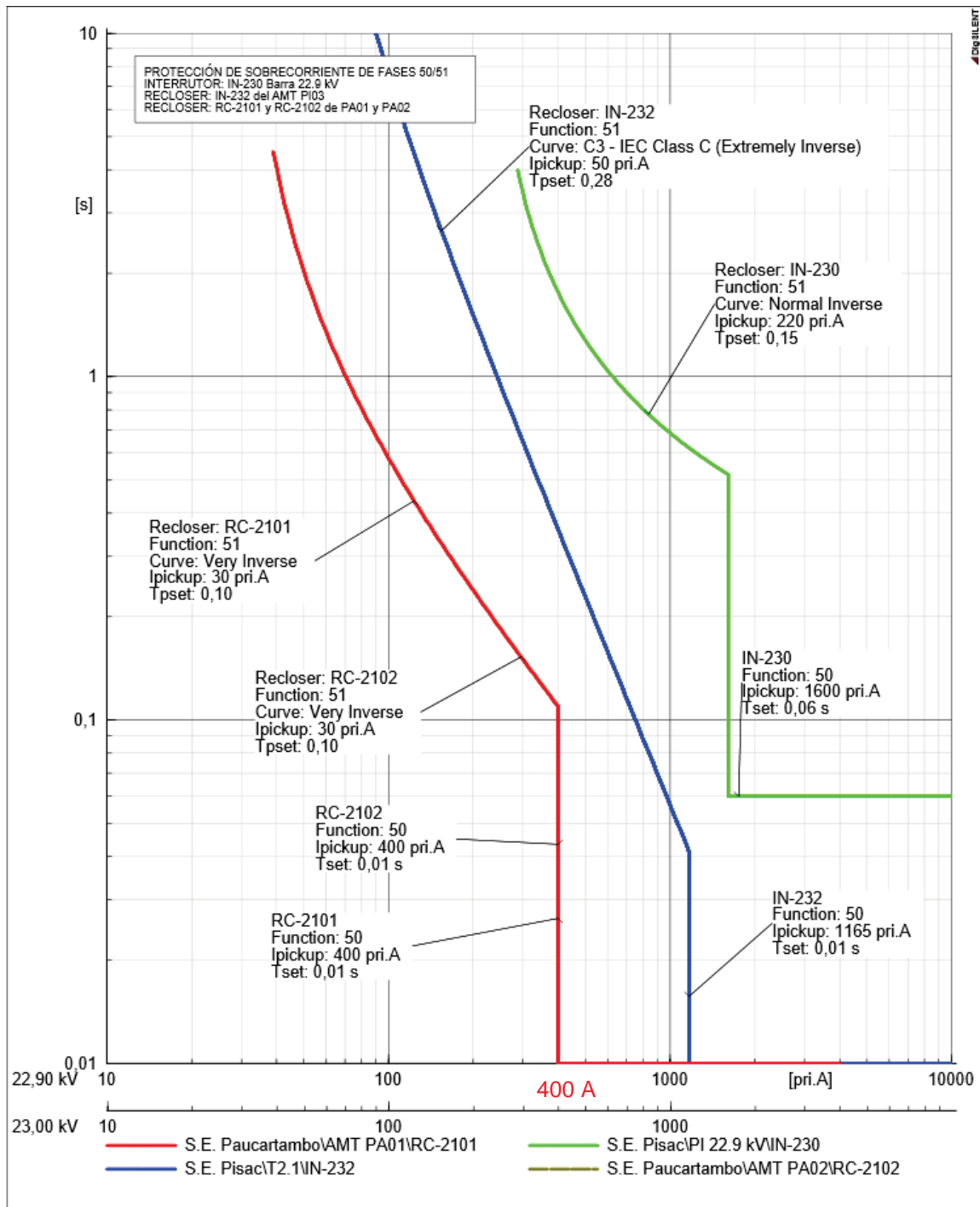
- En situación de falla abre ya por cualquiera de las funciones: 50/51/50N/51N
- Temporiza 5 s y realizar el primer recierre (cierre automático)
- Abre por segunda vez, si aún persiste la falla por: 50/51/50N/51N
- Temporiza 10 s y realiza el segundo recierre (cierre automático)
- Si aún persiste la falla (falla permanente), el recloser realizar una apertura definitiva.

Cuadro 4.6. Ajustes de protección propuestos para recloser IN-232 y RC-2101 y RC-2102

Función	IN-230 Barra 22.9 kV	IN-232AMT PI03	RC-2101AMT PA-01	RC-2102AMT PA-02
Modelo RELE	SEG	SEL 351R	SCH NULEC	SCH NULEC
TC	200/5	500/1	1000/1	1000/1
I>	220	50	30	30
CURVA	EI	C3	VI	VI
DIAL	0,15	0,28	0,1	0,1
I>>	1600	1165	400	400
t>>	0,06	0,01	0,01	0,01
Io>	50	30	15	15
CURVA	NI	C1	NI	NI
DIAL	0,2	0,11	0,05	0,05
Io>>	-	600	300	300
t>>	-	0.10	0,01	0,01

Fuente: Elaboración propia.

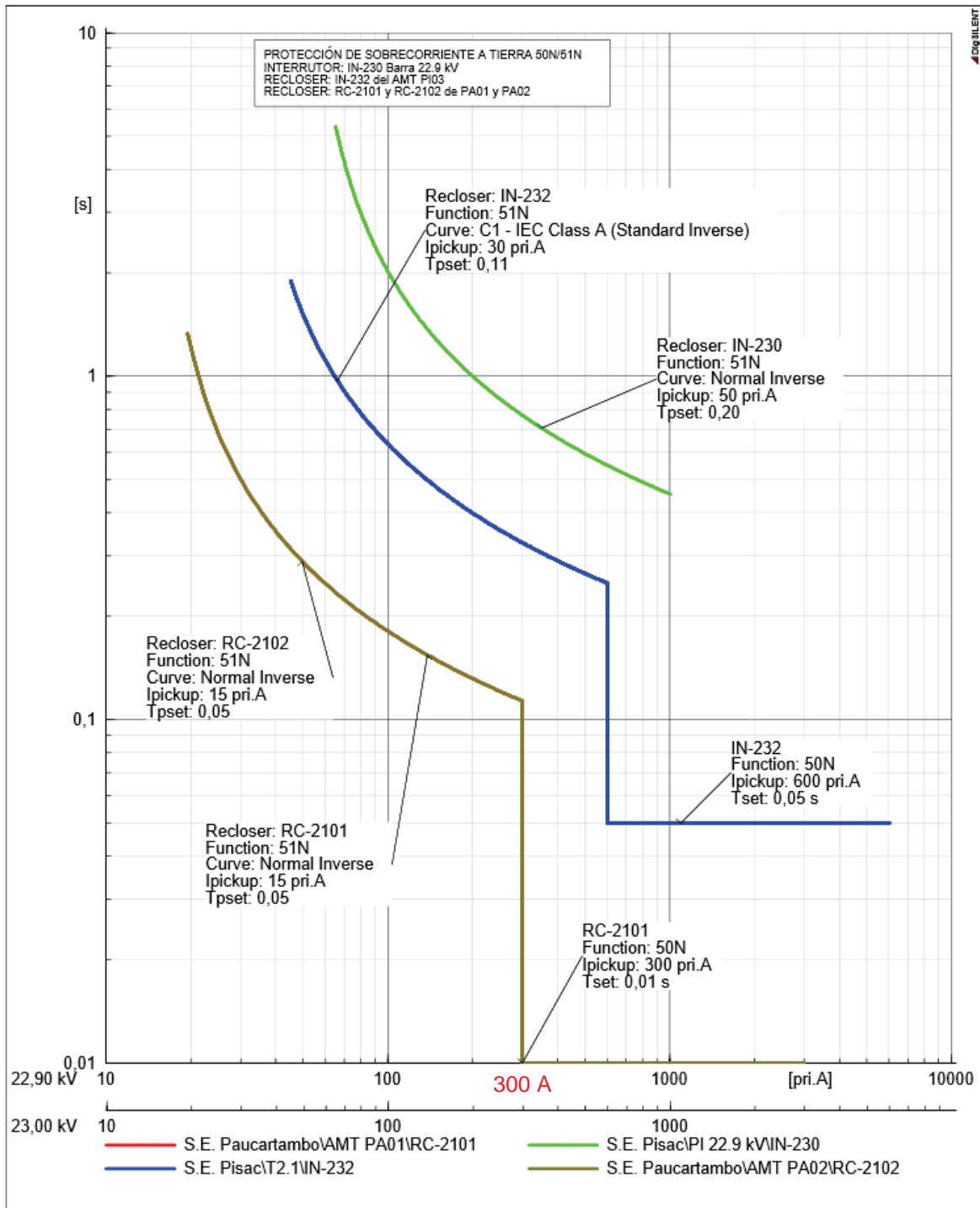
Figura 4.6.1. Ajustes de protección de sobrecorriente de fases (50/51) para IN-230, IN-232, RC-2101 y RC-2102



Fuente: Elaboración propia

La función sobrecorriente de disparo entre fases ilustrado en la figura 3.6.1 de los Recloser RC-2101 y RC-2102, se reduce a 400 A, a diferencia de los 465 A de la figura antes mencionada.

Figura 4.6.2. Ajustes de protección de sobrecorriente a tierra (50N/51N) para IN-230, IN-232, RC-2101 y RC-2102



Fuente: Elaboración propia

La función de sobrecorriente de disparo a tierra incrementa el umbral hasta los 300 A a diferencia de la sobrecorriente ilustrado en la figura 3.6.2 donde se considera a 200 A

4.6.4. COORDINACIÓN DE RECLOSER – FUSIBLES DE SECCIONADORES DE REPETICIÓN

Las redes PA-01 y PA-01 cuentan con la protección de un solo recloser cada una, por lo que, las derivaciones son protegidas por fusibles. En la simulación del flujo de carga se observó las corrientes son menores a 7 A en las 04 derivaciones más principales, con esa premisa se emplea el método grafico la realizar la coordinación y se obtiene lo mostrado en el Cuadro 4.7.

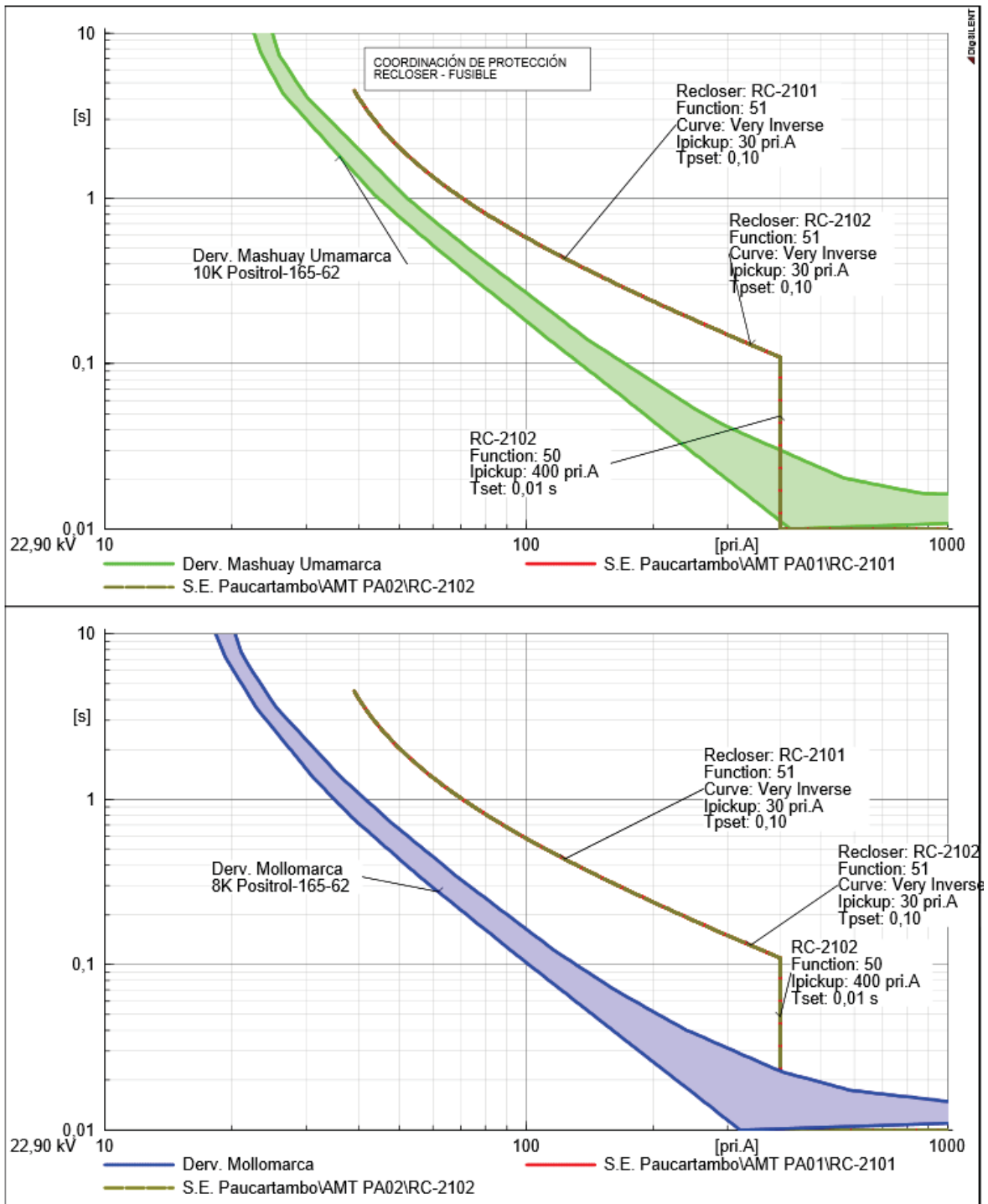
La selección de fusibles es tomando en consideración la rápida actuación ante fallas, en este caso los fusibles tipo K (rápidos) desconectan al sistema de fallas en menos tiempo y coordinan mejor con los relevadores.

Cuadro 4.7. Dimensión de fusibles de los seccionadores de repetición para los puntos elegidos

AMT	Nodo MT	Dirección o Ubicación	Zona Protegida o Derivación (Derv.)	Fusibles tipo K
PA-01	ESE008NMT003719	Mashuay	Derv. Huallhua	3 K
	ESE008NMT003765	Umamarca	Derv. Mollamarca	8 K
	ESE008NMT003938	Pasto Grande	Derv. Pillco Grande, Totora	5 K
	ESE008NMT003941	Challabamba	Derv. Inquilpata	5 K
	ESE008NMT005981	Huaynapata Alta	Derv. Umana, Carpapampa,	5 K
	ESE008NMT003694	Umamarca	Derv. Queskay, Kallacancha	5 K
	ESE008NMT003887	Llaychu	Derv. Llaychu, Challabamba	8 K
	ESE008NMT008694	Mandorpuquio	Derv. Pachamachay	2 K
	ESE008NMT008071	Mandorpuquio	Derv. Chacllabamba	2 K
	dESE008NMT003841	Callipata	Derv. Espinguni, Phuyucalla	5 K
	ESE008NMT003800	Paucartambo	Derv. Mashuay, Umamarca	10 K
PA-02	ESE008NMT004082	Inca Paucar Aire	Derv. Virgen del Rosario	8 K
	ESE008NMT004187	Colquepata	Derv. Inkacancha	5 K
	ESE008NMT004242	Colquepata	Derv. Pampacancha	6 K
	ESE008NMT004257	Sipascancha	Derv. Sipascancha Baja	6 K
	ESE008NMT004171	Cotatochla	Derv. Pumapaccha	2 K
	ESE008NMT006878	Chicchimarca	Derv. Quellococha	2 K
	ESE008NMT004289	Picchu Alto	Derv. Soncco, Sipascancha	8 K
	ESE008NMT004188	Mika	Derv. Vizcochani	2 K
	ESE008NMT006016	JuanV. compuquio	Derv. Jaucani, Roquepata	2 K

Fuente: Elaboración propia

Figura 4.6.3. Coordinación de RC-2003 y RC-2004 entre fusibles



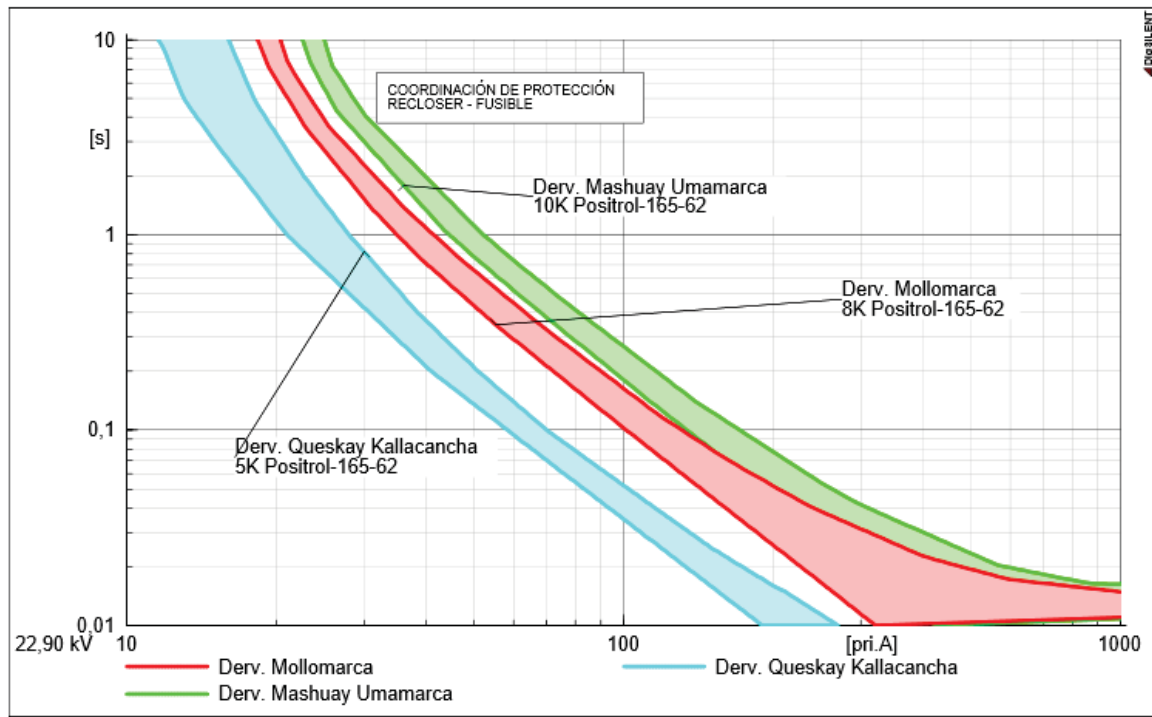
Fuente: Elaboración propia

El AMT PA-01 y PA-02 cuenta cada una con dos redes principales, y de acuerdo a lo mostrado en la Figura 4.6.3 es conveniente que cada derivación cuente con fusibles no superior a 10 K, pues más allá de ese valor no se tendrá un buen margen de coordinación.

4.6.5. COORDINACIÓN DE FUSIBLE – FUSIBLE DE SECCIONADORES DE REPETICIÓN

Las redes PA-01 y PA-02 cuentan con fusibles en el intermedio de cada línea, por lo que coordinación debe ser con los fusibles que están aguas más arriba (cercano a la S.E. Paucartambo). El primer fusible, aguas arriba, está definida para 10 K, que corresponde a la red troncal. Las derivaciones, son con fusibles de 6 K, 5 K, 3 K y 2 K, de acuerdo al Cuadro 4.7. Es recomendable que las derivaciones los valores no sean superiores a 5 K, con el fin de tener margen de coordinación con los fusibles aguas arriba.

Figura 4.6.4. Coordinación de fusibles en la red troncal y derivaciones.



Fuente: Elaboración propia

4.6.6. RESULTADOS DE LA NUEVA COORDINACIÓN DE PROTECCIONES

- En las curvas de coordinación de protección de sobrecorriente, tanto para los recloser y fusibles, se cuenta un mejor margen de coordinación, además de que se tiene en consideración los recierres para sobrecorriente instantáneos, (50/50N) con lo que se garantiza que las fallas transitorias no producirán interrupción de suministros, es decir cortes de servicio de energía mayores a 3 minutos.
- La incorporación de nuevos dispositivos de protección, el seccionador de repetición, ofrecen una mejor respuesta ante fallas transitorias.
- Si existe una falla transitoria, el seccionador de repetición despejará la falla, es decir, fusionará el fusible, pero tendrá dos fusibles de reserva que mantendrán en servicio a la red PA-01 o PA-02.
- En el caso de una falla permanente, fusionarán los 03 fusibles. Para estas condiciones, es posible que al mismo tiempo los recloser del PA-01 y PA-02 realicen recierres.

CAPÍTULO 5 EVALUACIÓN ECONÓMICA DEL SISTEMA DE PROTECCIÓN PROPUESTO

5.1. INTRODUCCIÓN

Un sistema de distribución está dispuesto de tal forma que pueda entregar un servicio de calidad bajo ciertos márgenes de confiabilidad y al mínimo costo posible. Se tienen distintas configuraciones de los alimentadores dependiendo de los requerimientos, siendo los tipos radiales los más utilizados en los centros urbanos y rurales, pues, son fáciles de modificar mediante la apertura y/o cierre de interruptores y son simples en sus esquemas de protección.

La representación de un sistema eléctrico dentro de un modelo de planificación de la distribución puede ser, altamente compleja, producto del gran número de variables continuas y discretas involucradas, muchas de las cuales poseen un alto grado de incertidumbre, principalmente, debido al entorno macroeconómico y las características técnicas del sistema.

Conocidos los elementos que conforman la red, se puede formular el desarrollo de un modelo de planificación generalizado con el cual se busca resolver el problema de la alta frecuencia de interrupciones del sistema de distribución en el tiempo. Es decir, se busca una herramienta que permita mejorar la confiabilidad en cuanto a la calidad de suministro, con el objeto de mejorar la calidad de servicio.

Desde el punto de vista de la confiabilidad, existen diferentes alternativas para hacer más confiable un sistema de distribución, pero el costo incurrido en el mejoramiento del sistema debe transformarse en beneficios económicos a futuro. Por lo tanto, antes de que un proyecto de mejora sea considerado, debe justificarse que el proyecto resulte beneficioso para los consumidores y para la empresa de distribución desde el punto de vista técnico y que no implica un gasto excesivo para ninguna de las partes; o cuando existen varias alternativas de mejoramiento, resulta necesario determinar la alternativa que resulte más rentable y en ambas situaciones, la conclusión se obtiene de un análisis de costo – beneficio. El análisis de costo – beneficio busca establecer la mejor decisión de inversión entre varios proyectos de mejora. En el caso de problemas de inversión, los costos representan el capital necesario para el proyecto y los beneficios son las ganancias que se esperan del proyecto.

Evidentemente, hay otros factores a considerarse en el estudio de la confiabilidad a parte de la económica, tales como aspectos técnicos, políticos, prestigio de la empresa, entre otros.

5.2. MÉTODOS DE INCREMENTO DE LA CONTINUIDAD DE SERVICIO EN LOS ALIMENTADORES PA-01 Y PA-02

En general, la confiabilidad puede mejorarse de tres maneras:

- Reduciendo la tasa de falla.
- Disminuyendo el tiempo de interrupción.
- Reduciendo el número de clientes afectados.

5.2.1. REDUCCIÓN DE LA TASA DE FALLA

La reducción de la tasa de falla se logra mediante el incremento de la confiabilidad del sistema de distribución y sus componentes. Al reducir la tasa de falla, automáticamente disminuyen todos los índices de confiabilidad orientados al consumidor en forma global (SAIFI, SAIDI, etc.).

Algunas de las medidas que permiten reducir la tasa de falla de los equipos de distribución son:

- Mantenimiento preventivo y monitorización.
- Reposición preventiva de componentes que han alcanzado su vida útil.
- Utilización de cables aislados o semiaislados en líneas aéreas.
- Poda de árboles cercanos a las líneas aéreas.
- Protecciones contra la entrada de animales en instalaciones o el contacto con las líneas.
- Instalación de equipos de protección.

5.2.2. DISMINUCIÓN DEL TIEMPO DE INTERRUPCIÓN

El tiempo de reparación representa principalmente el tiempo necesario para restablecer el suministro de energía eléctrica en la zona afectada por la interrupción. Según la configuración de la red, la zona afectada por la falla producida puede aislarse del resto del sistema, desconectando la sección de la red que abarque esta zona, una de las maneras de reducir este impacto de la interrupción es de incrementar los dispositivos de protección y de mejorar la selectividad en el sistema de protección. Es importante realizar el procedimiento adecuado de maniobra que permita aislar la mínima sección afectada posible.

Esta medida no reduce el tiempo de afectación de la sección afectada, pero introduce una mejora substancial en tiempo para las partes de la red no afectadas directamente por la falla, sobre todo, si la operación de la reconfiguración de la red está automatizada. Además, si la reconfiguración se produce en un tiempo menor de tres minutos, la interrupción experimentada por el o los consumidores no se considera una interrupción sostenida, con lo cual se reducen principalmente los índices que dependen del tiempo de interrupción como SAIDI. La reducción del tiempo de interrupción se puede conseguir a través de:

- Reconfiguración del sistema de distribución luego de que ocurra una falla.
- Automatización de los equipos de protección.
- Mejoramiento o implementación un sistema automático de localización de fallas.
- Reducción del tiempo de respuesta ante una falla.

5.2.3. REDUCCIÓN DEL NÚMERO DE CLIENTES AFECTADOS

La reducción del número de clientes, así como la potencia interrumpida en cada falla, implica la disminución de todo tipo de índices (SAIFI, SAIDI), lo cual se consigue mediante:

- Reconfiguración permanente de la red.
- El mejoramiento de la coordinación de protecciones o utilizando mejores equipos de protección.
- Empleando mejores sistemas de puesta a tierra.

Una forma de mejorar los índices de continuidad consiste en reducir el número de clientes en cada alimentador, ya que de esta manera, ante una falla en el alimentador, la interrupción afectará a un menor número de clientes.

Si esto se complementa con una reducción de la longitud de las líneas, se puede conseguir menores tasas de falla para cada alimentador. Ambas medidas se pueden conseguir al aumentando el número de alimentadores por subestación y aumentando el número de subestaciones. No obstante, esto requiere un análisis técnico – económico para considerarse factible.

5.2.4. ESTUDIO ECONÓMICO DE LA CONFIABILIDAD

El disponer de un suministro de energía confiable a un costo razonable es determinante para el crecimiento económico y desarrollo de un país. Al evaluar las alternativas de diseño en sistemas de distribución, los costos deben ser necesariamente una de las más importantes consideraciones.

Desde el punto de vista de la confiabilidad, existen diferentes alternativas para hacer más confiable un sistema de distribución, pero el costo incurrido en el mejoramiento del sistema debe transformarse en beneficios económicos a futuro.

Evidentemente, hay otros factores a considerarse en el estudio de la confiabilidad a parte de la económica, tales como aspectos técnicos, políticos, prestigio de la empresa, entre otros; sin embargo, el análisis costo – beneficio (o beneficio – costo) proporciona una indicación de la tasa marginal de mejoramiento. Esta es una ventaja adicional en el planeamiento y diseño de un sistema adecuadamente diseñado.

Existe una gran cantidad de métodos que permiten estimar los costos de interrupción, los cuales pueden agruparse en tres categorías:

- Métodos indirectos.
- Evaluación directa de las interrupciones.
- Encuesta directa a los consumidores.

Los métodos indirectos emplean información macroeconómica como producción total, energía consumida, la mano de obra, elasticidad y variabilidad del precio, etc. El objetivo de estos métodos es buscar correlaciones que permitan medir el impacto de la pérdida de energía eléctrica. Para estimar el valor medio del impacto de la interrupción del suministro eléctrico sobre un consumidor industrial, se relaciona el volumen de producción de éste con una serie de factores, entre los cuales está el consumo de energía eléctrica. Para el consumidor residencial, se realiza una estimación de la utilización de la electricidad (costo de la energía vendida, costo de la instalación, costo de los aparatos eléctricos).

La evaluación directa de las interrupciones consiste en utilizar datos de la empresa eléctrica para calcular los costos directos e indirectos de las interrupciones, definiendo los directos como aquellos que son consecuencia inmediata de las interrupciones y los costos indirectos como aquellos que se derivan de las interrupciones. Se consideran los costos del impacto de las interrupciones en función de la utilización de la energía eléctrica.

La encuesta directa a los consumidores es el método más adecuado para determinar el costo de las interrupciones, ya que permite determinar costos de interrupción más cercanos a la realidad. Mientras más inmediata sea la encuesta luego de que ocurra una interrupción, las respuestas serán más reales. Los

costos de las interrupciones varían significativamente durante el período de un año o inclusive de un día, con frecuencias y duraciones distintas para los consumidores. Las encuestas permiten evaluar costos directos e indirectos derivados de las interrupciones.

El valor del costo de interrupción puede variar considerablemente, en función de los siguientes factores:

- La magnitud de la falla.
- La duración de la interrupción.
- El tipo de consumidor afectado.
- La frecuencia de las interrupciones.
- El nivel de tensión donde ocurre la interrupción (baja, media o alta tensión).

5.2.5. ANÁLISIS PARA LA INVERSIÓN DE LOS EQUIPOS DE PROTECCIÓN Y/O MANIOBRA A INCORPORAR DENTRO DE UN CRITERIO ECONÓMICO

La necesidad de un criterio económico al estudiar la confiabilidad de un sistema surge como resultado de las siguientes interrogantes: ¿Hasta qué punto se puede mejorar un sistema?; ¿Cuánto cuesta el suministro de servicio en éstas condiciones?; ¿Cuánto pierde un determinado tipo de usuario por la falta de energía eléctrica? Inmediatamente a esto debe surgir la pregunta, ¿Pueden las empresas eléctricas y todos los usuarios cubrir estos gastos?

Por esta razón es necesario establecer una relación entre los niveles de confiabilidad óptima y precios. Es universalmente aceptado que la confiabilidad de un sistema puede ser mejorada incrementando la inversión, ya que al mismo tiempo los costos de interrupción decrecerán, ¿pero hasta qué punto? Esto lleva al concepto de que un adecuado nivel de confiabilidad se logra cuando la suma de los costos de inversión más los costos de interrupción es mínima.

En esta sección se analizará el aspecto económico de llevar a cabo las diferentes alternativas de mejora, para determinar la opción más rentable.

A partir de datos de la Empresa de Distribución Electro Sur, se ha establecido una lista de costos, que servirán para definir mejor alternativa, desde el punto de vista económico.

5.2.5.1. COSTO DE MEJORAS EN EL ALIMENTADOR PA-01

A continuación detallaremos el análisis de costo que será necesario para el mejoramiento del sistema de protección correspondiente al Alimentador PA-01, en el cual se incluye los seccionadores repetidores de 03 etapas y pararrayos.

Tabla 5.2.5.1. Costo De instalación seccionador repetidor PA-01

Ítem	Descripción	Unidad	Total	Unit (S/.)	Inversión (S/.)
1	Seccionador de repetición de 03 etapas	Und	10	1418.040	14,180.40
2	Inspección de Estructuras y Transporte de Materiales al Punto de Instalación y Montaje (Armado Soporte + Aisladores + Accesorios)	Est.	10	109.0416	1,090.42
3	Transporte de Materiales al Punto de Instalación y Montaje (Seccionador)	Und	10	17.1347	171.35
4	Instalación y Montaje del Armado Soporte del Seccionador con sus Accesorios de Fijación y Conexión - Trifásico (Monoposte, Biposte)	Conj.	3	201.23	603.69
5	Instalación y Montaje del Armado Soporte del Seccionador con sus Accesorios de Fijación y Conexión - Bifásico (Monoposte, Biposte)	Und	7	135.31	947.17
6	Desmontaje y Traslado a Almacén de Armados	Conj.	10	145.30	1,453.00

MÉTODOS DE INCREMENTO DE LA CONTINUIDAD DE SERVICIO EN LOS
ALIMENTADORES PA-01 Y PA-02

	y Soportes (In. Accesorios)				
7	Desmontaje y Traslado a Almacén de Seccionadores(In. Accesorios)	Conj.	10	11.42	114.20
TOTAL					18,560.23

Fuente: Elaboración propia

Tabla 5.2.5.2. Costo instalación de pararrayos PA-01

Ítem	Descripción	Unidad	Total	Unit (S/.)	Inversión (S/.)
1	Pararrayos de Línea para MT 27 kV	Und	03	937.91	2,813.73
2	Inspección de Estructuras	Est.	03	125.92	377.76
3	Transporte de Materiales al Punto de Instalación y Montaje (Pararrayos)	Und	03	9.09	27.27
4	Transporte de Materiales al Punto de Instalación y Montaje (Para la Puesta a Tierra)	Conj.	03	16.30	48.90
5	Excavación de Hoyo (1.5x1.5x2.5m), Relleno y Compactación, Resanes de Vereda y Limpieza del área Intervenida(Todo Terreno)	Und	03	624.25	1872.75
6	Instalación y Montaje de los Pararrayos de Línea en estructuras Monopostes de CAC	Conj.	03	422.37	1267.11
TOTAL					6,407.52

Fuente: Elaboración propia

5.2.5.2. COSTO DE MEJORAS EN EL ALIMENTADOR PA-01

A continuación detallaremos el análisis de costo que será necesario para el mejoramiento del sistema de protección correspondiente al Alimentador PA-02, en el cual se incluye los seccionadores repetidores de 03 etapas y pararrayos.

Tabla 5.2.5.3. Costo de instalación seccionador repetidor PA-02

Ítem	Descripción	Unidad	Total	Unit (S/.)	Inversión (S/.)
1	Seccionador de repetición de 03 etapas	Und	9	1418.040	12,762.36
2	Inspección de Estructuras y Transporte de Materiales al Punto de Instalación y Montaje (Armado Soporte + Aisladores + Accesorios)	Est.	9	109.0416	981.37
3	Transporte de Materiales al Punto de Instalación y Montaje (Seccionador)	Und	9	17.1347	154.21
4	Instalación y Montaje del Armado Soporte del Seccionador con sus Accesorios de Fijación y Conexión - Trifásico (Monoposte, Biposte)	Conj.	3	201.23	603.69
5	Instalación y Montaje del Armado Soporte del Seccionador con sus Accesorios de Fijación y Conexión - Bifásico (Monoposte, Biposte)	Und	6	135.31	811.86
6	Desmontaje y Traslado a Almacén de Armados y Soportes (In. Accesorios)	Conj.	9	145.30	1,307.68
7	Desmontaje y Traslado a Almacén de Seccionadores (In. Accesorios)	Conj.	9	11.42	102.81
TOTAL					16,723.98

Fuente: Elaboración propia

Tabla 5.2.5.4. Costo de instalación pararrayos PA-02

Ítem	Descripción	Unidad	Total	Unit (S/.)	Inversión (S/.)
1	Pararrayos de Línea para MT 27 kV	Und	02	937.91	1,875.82
2	Inspección de Estructuras	Est.	02	125.92	251.84
3	Transporte de Materiales al Punto de Instalación y Montaje (Pararrayos)	Und	02	9.09	18.18
4	Transporte de Materiales al Punto de Instalación y Montaje (Para la Puesta a Tierra)	Conj.	02	16.30	32.60
5	Excavación de Hoyo (1.5x1.5x2.5m), Relleno y Compactación, Resanes de Vereda y Limpieza del área Intervenida(Todo Terreno)	Und	02	624.25	1,248.50
6	Instalación y Montaje de los Pararrayos de Línea en estructuras Monopostes de CAC	Conj.	02	422.37	844.74
TOTAL					4,271.68

Fuente: Elaboración propia

**Tabla 5.2.5.5. Cuadro de resumen total de costo de mejorar en alimentadores
PA-01 y PA-02**

Alimentador	Inversión (S/.)
PA-01	24,967.75
PA-02	20,995.66
INVERSIÓN TOTAL	45,963.41

Fuente: Elaboración propia

5.3. EVALUACIÓN ECONÓMICA

Un sistema de distribución está dispuesto de tal forma que pueda entregar un servicio de calidad bajo ciertos márgenes de confiabilidad y al mínimo costo posible. Se tienen distintas configuraciones de los alimentadores dependiendo de los requerimientos, siendo los tipos radiales los más utilizados en los centros urbanos y rurales, pues, son fáciles de modificar mediante la apertura y/o cierre de interruptores y son simples en sus esquemas de protección.

En general, para el análisis económico del sistema de mejoramiento de la continuidad del servicio una vez incrementado los equipos de protección y/o maniobra descritos anteriormente, se tomará en cuenta lo siguiente:

- El crecimiento de los suministros eléctricos
- Evolución anual de venta de energía a clientes (MW.h)
- Evolución anual de la facturación por venta de energía

5.4. GENERALIDADES DEL ANÁLISIS ECONÓMICO

BENEFICIOS OBTENIDOS

Los beneficios que se obtendrán de la implementación del sistema de mejoramiento de la continuidad del servicio son las siguientes:

AHORROS CUANTIFICABLES:

- Ahorro por la disminución de la energía no suministrada
- El sistema de mejoramiento de la continuidad, permitirá reducir los montos o cargos por energía no suministrada, que se deja de vender cuando se produce una interrupción.
- Es conveniente mencionar, que los rubros considerados en cuanto a la reducción de interrupciones, corresponden solamente a los cargos del área de distribución, considerando los rubros de mantenimiento no programado.

AHORRO POR REDUCCIÓN DE LA COMPENSACIÓN POR INTERRUPTIONES:

- El sistema de mejoramiento de la continuidad, permitirá reducir los montos o cargos de compensación por energía no suministrada, que se debe efectuar como consecuencia por lo establecido por la actual NTCSE, en cuanto a las penalidades por calidad del servicio.

AHORRO DEL COSTO POR MANTENIMIENTO EN CUANTO A LA REPOSICIÓN DEL SERVICIO

- El sistema de mejoramiento de la continuidad permitirá, reducir los montos o cargos por mantenimiento en cuanto a la reposición del servicio; debido a que primeramente los mandos se efectuarán en forma remota y el requerimiento de un grupo de trabajo será menor.

CONCLUSIONES

1. El estudio de la coordinación de protección en los alimentadores PA01 y Pa02 del Subsistema Eléctrico de Paucartambo, demostró que existe un inadecuado dimensionamiento de los componentes de apertura y cierre que componen este subsistema y esto debido a las constantes interrupciones que conlleva no tener una adecuada coordinación de dichos componentes además de los agentes externos a los que está sometido esta zona de estudio.
2. Al realizar el diagnóstico de los alimentadores PA01 y PA02 en Paucartambo, se determinó que existe problemas de calibración en los componentes de interrupción de la energía eléctrica, por lo que no se cumplirá una adecuada coordinación entre ellos, lo cual se traduce en constantes interrupciones.
3. El software DIgSilent, fue una herramienta determinante para el diagnóstico de los alimentadores PA01 y PA02, gracias a las bondades de la simulación que permite poder realizar en su plataforma virtual.
4. Se logró encontrar el mejor dimensionamiento en los componentes de interrupción, para así poder garantizar un adecuado suministro de la energía eléctrica y en caso de interrupción afectar lo menos posible a los usuarios finales, de tal manera que los fusibles despejen la falla en un determinado tramo y no el recloser que apertura todo el alimentador.

5. El uso de fusibles adecuados son muy importantes en el dimensionamiento de los seccionadores repetidores de 03 etapas, dado que estos posibilitan una mayor continuidad debido a su innovador sistema de conmutación en caso la falla sea transitoria.

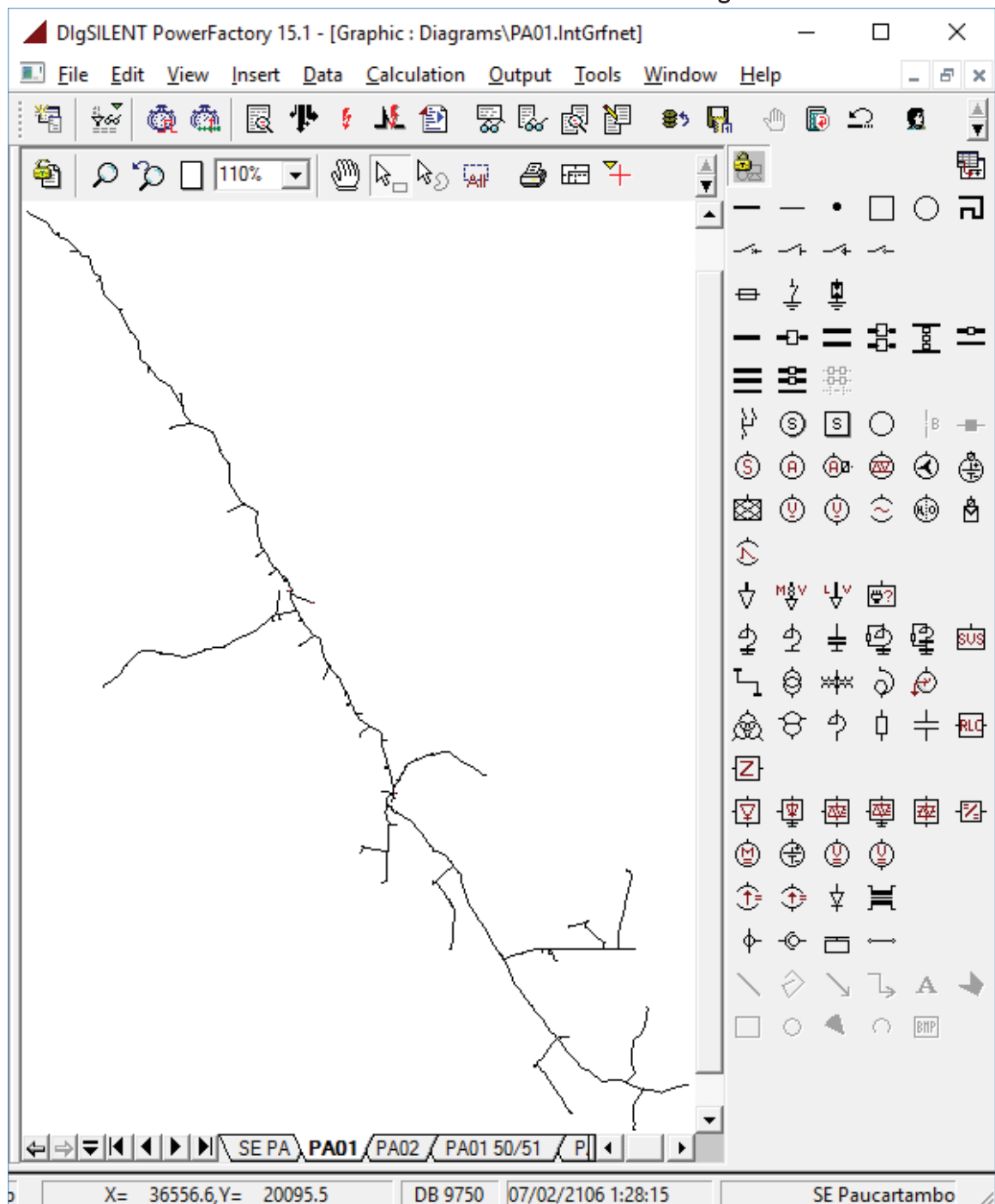
 6. Finalmente se deduce que para poder garantizar la continuidad de cada uno de los alimentadores, primero debemos proteger correctamente cada derivación, aguas abajo, para así poder ir protegiendo cada tramo de la línea, aguas arriba, hasta los recloser de la subestación de Paucartambo
-

BIBLIOGRAFÍA

- AES, E. S.-U. (Agosto 2006). *Seccionadores Fusibles de Repetición*.
- Br. Angelino, Z. E. (s.f.). *Análisis de la Coordinación de la Protección de Sobre Corriente en Media Tensión e Implementación de Software*.
- Br. Urgarte Ortiz, M. y. (s.f.). *Estudio de la Protección del Sistema Eléctrica de Arequipa*.
- Chilet, C. (2009). *Calculo de Fallas*. TECSUP.
- Enriquez, H. (s.f.). *Proteccion de Instalaciones Electricas Industriales y Comerciales*. LIMUSA.
- Gomez Carmona, O., & J. Zapata, C. (2007). *Efecto del desbalance en las cargas sobre la valoración de confiabilidad de un sistema de distribución de energía eléctrica*. bogota: Revista de Ingenieria.
- IEEE, P. E. (2002). *IEEE Guide for Automatic Reclosing of Line Circuit Breakers for AC Distribution and Transmission Lines*. 3 Park Avenue, New York: The Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc.
- Martín, J. R. (1987). *Diseño de Subestaciones Eléctricas*. México: McGRAW-HILL DE MÉXICO S.A. de C.V.
- Ministerio de Energía y Minas, M. -D. (1997). *Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos*. Lima.
- RAMIREZ CASTAÑO, S. (Primera Edición). *Protección de Sistemas Eléctricos*. Universidad Nacional de Colombia Manizales.

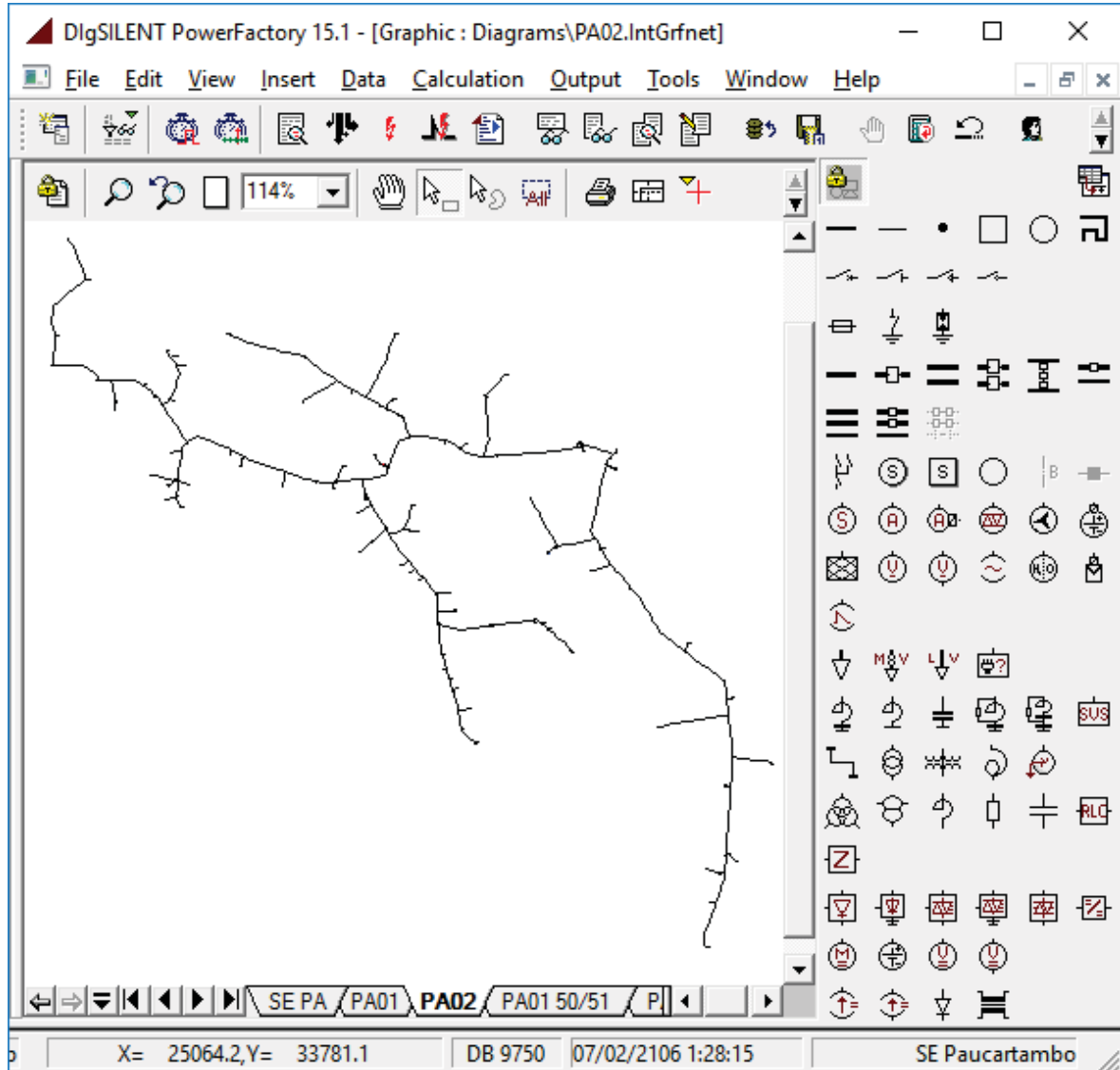
ANEXOS

A.1. MODELAMIENTO DEL AMT PA-01 EN EL SOFTWARE DIGSILENT



¡Error! Utilice la pestaña Inicio para aplicar Título al texto que desea que aparezca aquí.

A.2. MODELAMIENTO DEL AMT PA-02 EN EL SOFTWARE DIGSILENT



¡Error! Utilice la pestaña Inicio para aplicar Título al texto que desea que aparezca aquí.

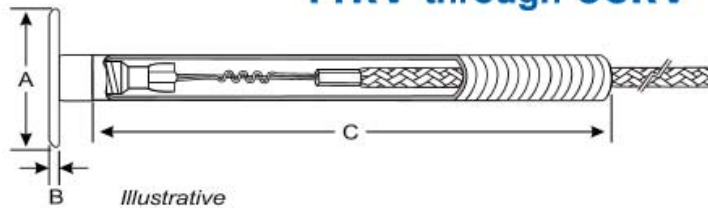
A.3. FUSIBLES DE EXPULSION MARCA INDEL

Expulsion Fuse Link



Type K - 1A through 50A

11kV through 38kV



Standards

- NBR 7282
- ANSI C37.41
- ANSI C37.42
- IEC 060282-2
- **Interrupting Capacity Assured.**
- **Contact us about other standards, currents and curves.**

Button Head	Flexible Cable	Fuse Element	Set System	Strain Wire	Protective Tube
Copper	Flexible	Silver (Ag)	Pressed	Up to 5A withstand 5 daN	Vulcanized Fiber
Silver Plated	Tin Plated Cooper	Copper (Cu)	Not Welded	From 6A withstand 10 daN	Covered with fiberglass
Removable / Solid	Braided / Twisted				

Lenght: from 500 mm (20") to 787 mm (31")

*We produce with Button Head in 12,50 mm and Washer

Type ⁽¹⁾	A	B	C	Code (Removable)		Code (Solid)	
	diameter mm	mm	mm	Silver	Copper	Silver	Copper
1K				EF1KNCIR	EF1KNCIR	EF1KNCIF	EF1KNCIF
2K				EF2KNCIR	EF2KNCIR	EF2KNCIF	EF2KNCIF
3K				EF3KNCIR	EF3KNCIR	EF3KNCIF	EF3KNCIF
5K				EF5KPCIR	EF5KCCIR	EF5KPCIF	EF5KCCIF
6K	19,00	Min. 2,00 mm	142,00	EF6KPCIR	EF6KCCIR	EF6KPCIF	EF6KCCIF
8K				EF8KPCIR	EF8KCCIR	EF8KPCIF	EF8KCCIF
10K				EF10KPCIR	EF10KCCIR	EF10KPCIF	EF10KCCIF
12K				EF12KPCIR	EF12KCCIR	EF12KPCIF	EF12KCCIF
15K				EF15KPCIR	EF15KCCIR	EF15KPCIF	EF15KCCIF
20K	19,00	Max. 4,00 mm	142,00	EF20KPCIR	EF20KCCIR	EF20KPCIF	EF20KCCIF
25K				EF25KPCIR	EF25KCCIR	EF25KPCIF	EF25KCCIF
30K				EF30KPCIR	EF30KCCIR	EF30KPCIF	EF30KCCIF
40K				EF40KPCIR	EF40KCCIR	EF40KPCIF	EF40KCCIF
50K				EF50KPCIR	EF50KCCIR	EF50KPCIF	EF50KCCIF

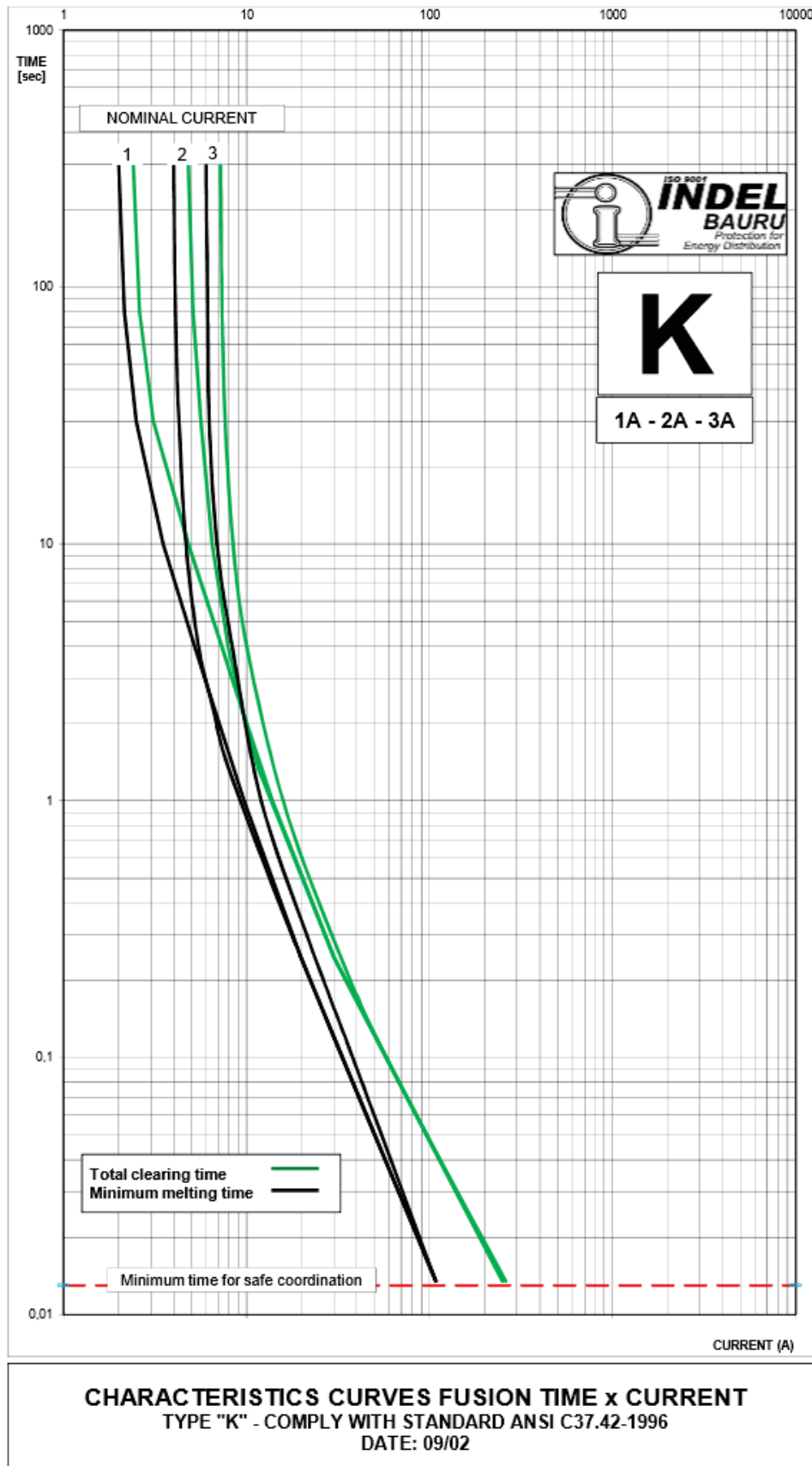
(1) We produce in intermediate currents

www.indelbauru.com

2013

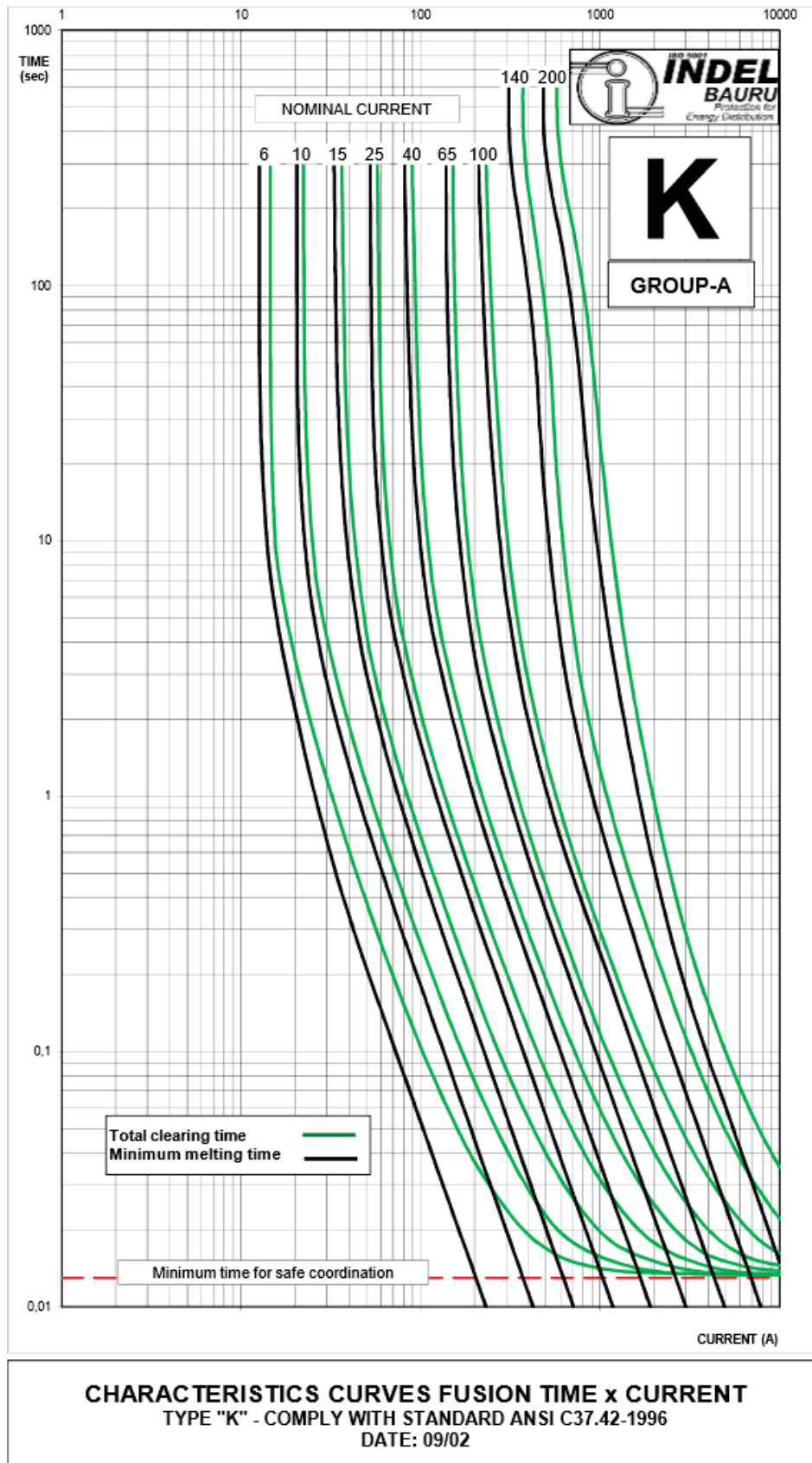
¡Error! Utilice la pestaña Inicio para aplicar Título al texto que desea que aparezca aquí.

A.4. CURVAS CARACTERÍSTICAS DE FUSIÓN FUSIBLES DE 1K – 3K



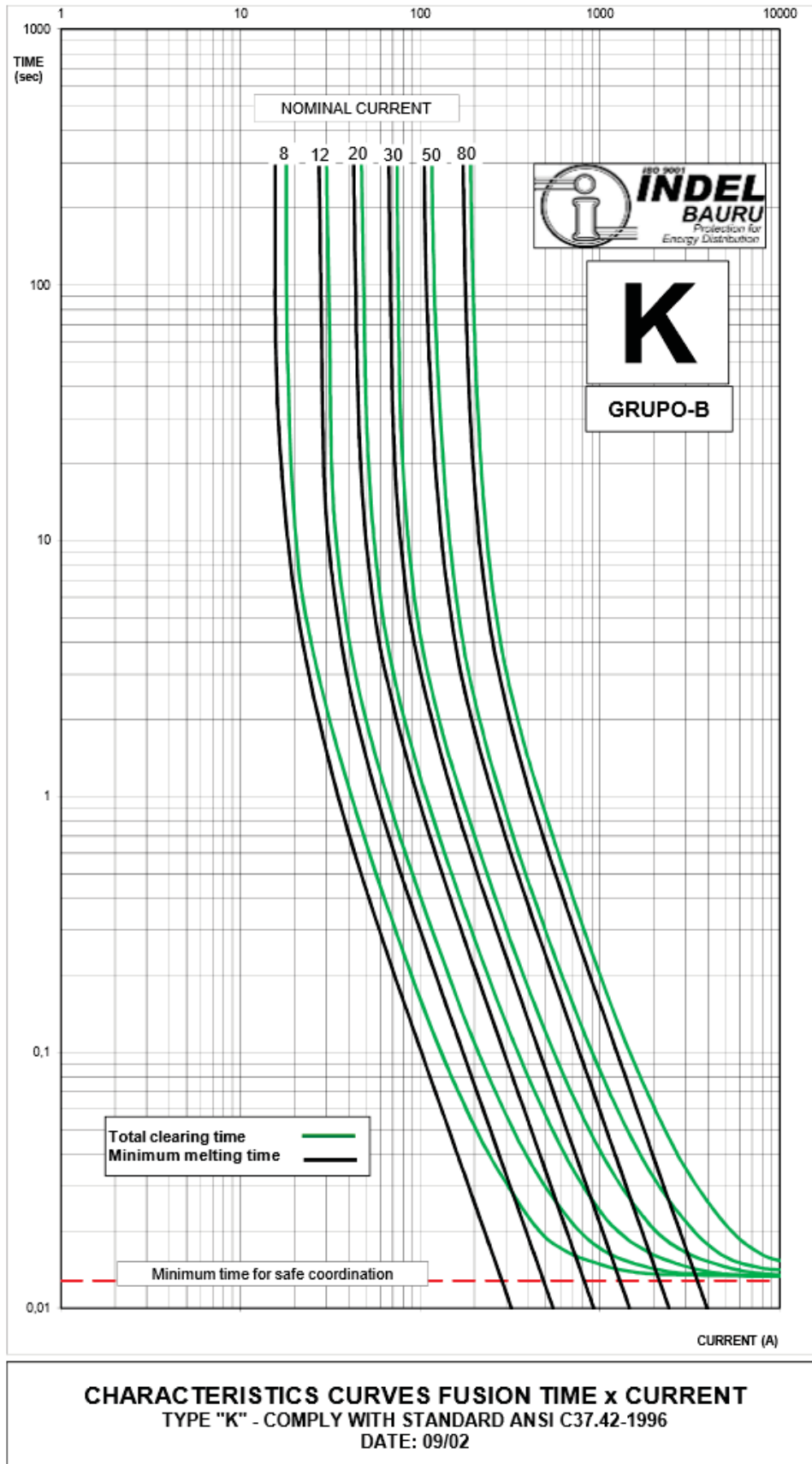
¡Error! Utilice la pestaña Inicio para aplicar Título al texto que desea que aparezca aquí.

A.5. CURVAS CARACTERÍSTICAS DE FUSIÓN FUSIBLES DE 6K – 100K



¡Error! Utilice la pestaña Inicio para aplicar Título al texto que desea que aparezca aquí.

A.6. CURVAS CARACTERÍSTICAS DE FUSIÓN FUSIBLES DE 8K – 80K



¡Error! Utilice la pestaña Inicio para aplicar Título al texto que desea que aparezca aquí.

A.7. CATÁLOGO DE SECCIONADORES DE REPETICIÓN DE CELSA



SECCIONADOR DE REPETICIÓN DE 3 ETAPAS SRP



Los seccionadores de repetición de 3 etapas marca CELSA, ofrecen protección por sobrecorriente y cortocircuito para los sistemas primarios de distribución haciendo más confiable la operación ante fallas de tipo transitorias que son las más comunes en los sistemas de distribución desde 15 KV hasta 44 KV.

Los tubos portafusibles de repuesto son los mismos de los seccionadores fusibles convencionales manteniendo la intercambiabilidad con las principales marcas del mercado.

Descripción

El seccionador fusible de repetición de 3 etapas consiste de tres bases de seccionador de tipo intercambiable, equipadas con sus respectivos portafusibles ensambladas sobre una misma estructura, integradas mecánica y eléctricamente, las cuales han sido diseñadas y probadas de acuerdo a las normas ANSI C 37.41 (NTC 2132) y ANSI C 37.42 (NTC 2133).

Los tres equipos agrupados son conectados a una de las fases del sistema de distribución con el fin de mantener en servicio los circuitos de distribución a los cuales están conectados, cuando se presenten fallas de tipo transitorio.

Inicialmente el circuito está alimentado por el seccionador fusible de la izquierda y ante la primera falla de línea el seccionador actúa. Durante su ciclo de apertura acciona el mecanismo de recierre poniendo en funcionamiento el segundo seccionador fusible. En caso de darse una segunda falla, se transferirá el circuito al tercer seccionador. La tercera falla producirá la apertura definitiva de la línea.

Cada unidad cuenta con un sistema de resorte contorsión que provee la energía almacenada para accionar unos contactos de alta velocidad que permite cerrar el circuito.

Aisladores

Los aislados son de tipo sólido, fabricados en porcelana procesada en húmedo según las normas ANSI C29.1 (NTC 1285) y ANSI C29.9 (NTC 1217).

Tubos portafusible

Los tubos portafusibles son fabricados en fibra tipo hueso (bone grade fibre), reforzados mecánicamente en su exterior con fibra de vidrio y resinas epóxicas especiales para intemperie y resistentes a los rayos ultravioleta. Son del tipo intercambiable y pueden ser usados en doble venteo o venteo sencillo.

Contactos superiores

Los contactos superiores están formados por platinas fabricadas en fleje de cobre plateadas en la zona de contacto. La presión de contacto se asegura mediante un resorte helicoidal en acero inoxidable.


Contactos inferiores

Los contactos inferiores son fabricados en fleje de cobre plateado y provistos de dos caminos paralelos para la circulación de corriente.

Debido a continua investigación, nos reservamos el derecho de cambiar especificaciones sin previa notificación.
CATADIS

www.celsa.com.co

¡Error! Utilice la pestaña Inicio para aplicar Título al texto que desea que aparezca aquí.



SECCIONADOR DE REPETICIÓN DE 3 ETAPAS SRP

Conectores

Los conectores son del tipo ojo de presión o ranuras paralelas, fabricado en fundición de cobre estañado, adecuados para recibir conductores de cobre o aluminio con calibres desde #6 hasta 4/0 ACSR.

Intercambiabilidad

Como característica especial es que poseen intercambiabilidad mecánica de los portafusibles y eliminan la necesidad de mantener un stock de portafusibles de una misma marca por cada equipo suministrado.

Ganchos para apertura

Bajo carga
Posee ganchos que permiten la utilización de herramientas portátiles para operación bajo carga "loadbuster" o "loadranger", asegurando así una maniobra sencilla y segura.

Aplicación

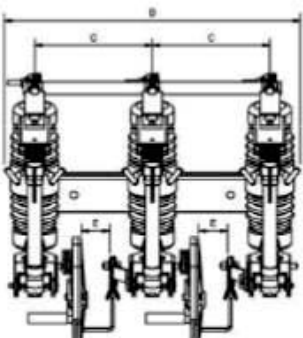
Puede ser usado sobre cualquier sistema trifásico que posea un voltaje línea-línea menor o igual al voltaje máximo de diseño del equipo y sobre circuitos monofásicos línea-tierra o trifásicos en estrella sólida a tierra.

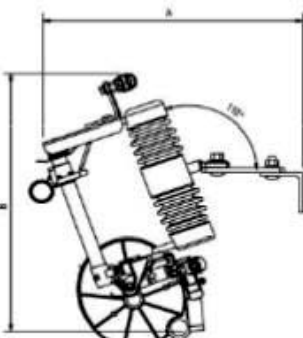
Certificaciones

El seccionador de repetición de 3 etapas SRP posee certificados de conformidad con normas técnicas de producto, RETIE otorgados por organismos de certificación acreditados y reconocidos por el ONAC.

Referencia	Voltaje Max. de Diseño (kV)	Corriente Nominal (A)	Capacidad de Interrupción de la base		BIT (kV)	Terminales
			Simétrica (kA)	Asimétrica (kA)		
SRP-15	15	100	1.4	2	110	Ojo de presión
SRP-27	27	100	1.4	2	125	Ojo de presión
SRP-35	38	100	1.4	2	150	Ojo de presión


NOTA:
Para otras referencias consulte a la fábrica






Referencia	A	B	C	D	E
SRP - 15	510	450	210	505	47
SRP - 27	539	522	210	505	47
SRP - 35	525	528	210	529	47


NOTA:
Medidas en milímetros





www.celsa.com.co


Medellín: Calle 50 N° 42 20 Bogotá: Conmutador: (57 4) 379 30 00 / Fax: (57 4) 372 17 07 / med@ventas@celsa.com.co | Bogotá: Carrera 7 N° 24-26 Of. 201 06. Corticaldas: Conmutador Fax: (57 1) 312 10 44 | bog@ventas@celsa.com.co
 Bucaramanga: Calle 34 N° 24-34 Of. 503 Ed. Copmagisterio VII / Teléfono: (57 7) 634 19 12 | bucar@ventas@celsa.com.co | Cali: Cel: 300 676 94 89 | cal@ventas@celsa.com.co
 Barranquilla: Teléfono: (57 5) 366 33 07 / Cel: 300 321 49 86 | barr@ventas@celsa.com.co | Brasil: | bras@ventas@celsa.com.co | Perú: | per@ventas@celsa.com.co
 Costa Rica: (Centros): Teléfono: (50 6) 282 10 00 | costar@ventas@celsa.com.co | Fax: (50 6) 203 03 27 | Ecuador: | Master@net: Teléfono: (59 3) 2 328 37 97-328 45 64 | master@net@net.net | Ecuador@ventas@celsa.com.co |
 proyectos@ventas@celsa.com.co | @ventas@celsa.com.co | servicios@ventas@celsa.com.co | ventas@ventas@celsa.com.co | ventas@celsa.com.co | info@celsa.com.co










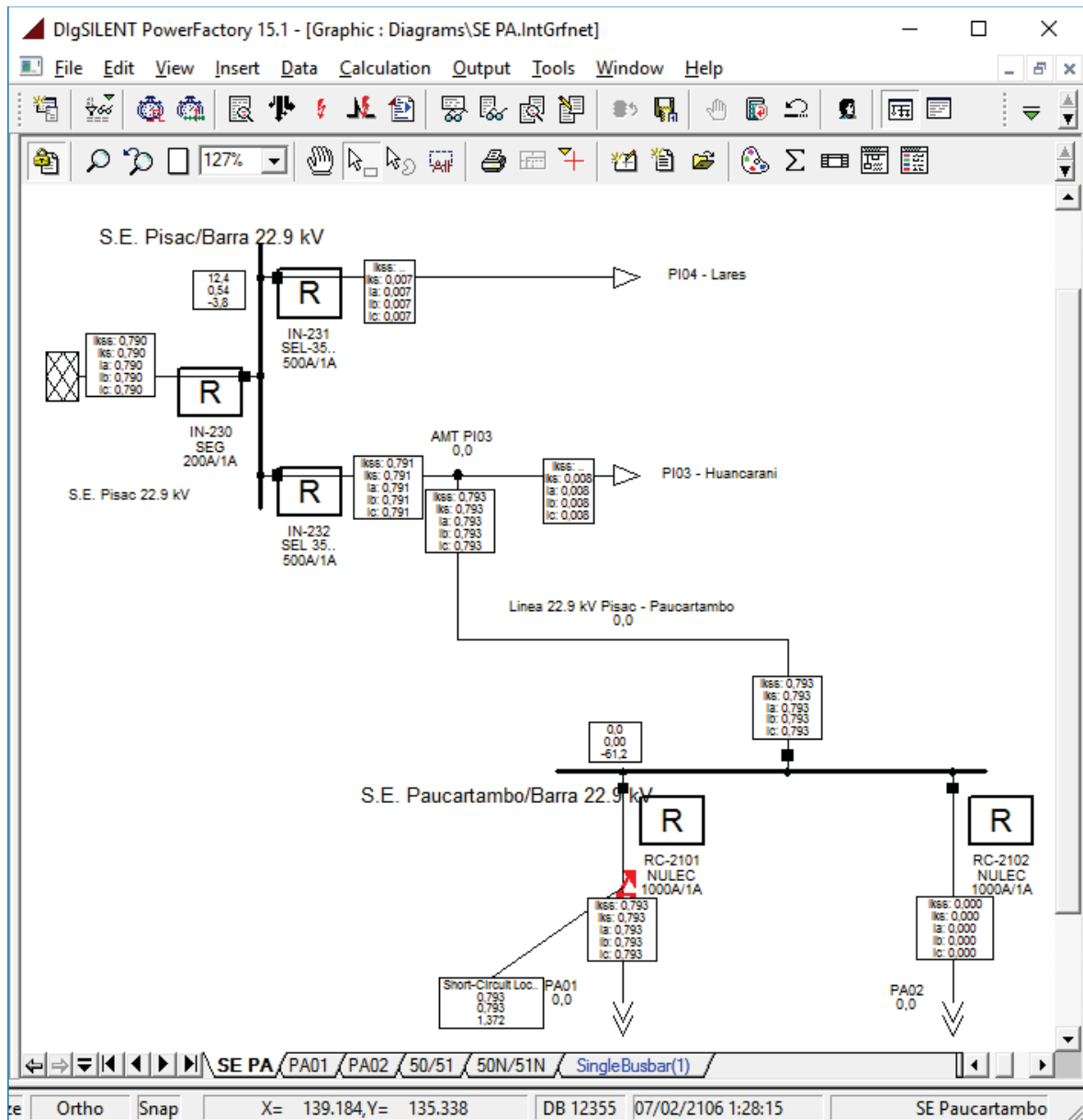




CONSIDERACIONES PARA LA DEPOSICIÓN FINAL:
 • Recicle este producto.
 • No despegue como residuo ordinario.

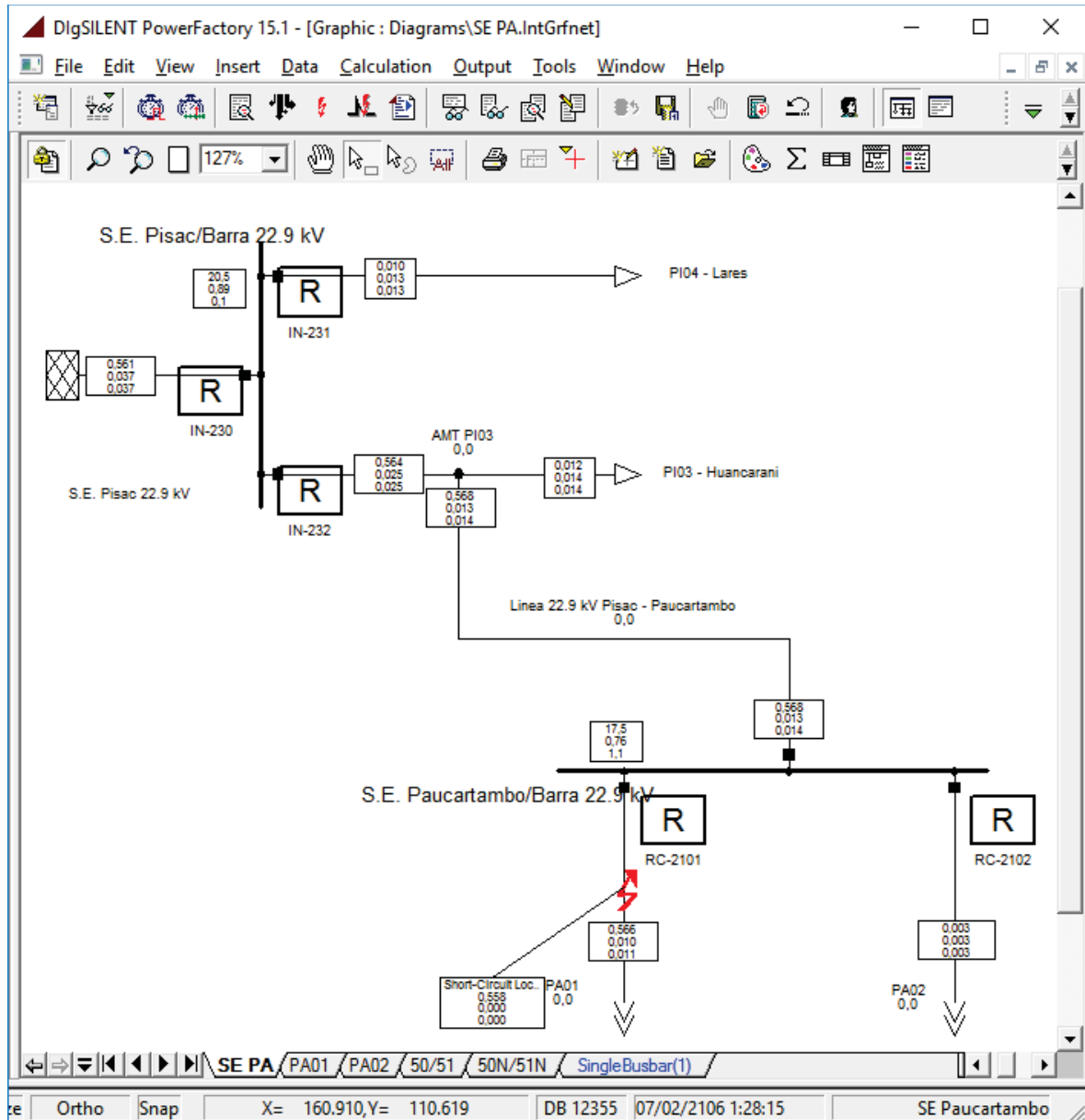
¡Error! Utilice la pestaña Inicio para aplicar Título al texto que desea que aparezca aquí.

A.8. SIMULACIÓN DE FALLA TRIFÁSICA EN EL AMT PA-01 CERCA A LA S.E. PAUCARTAMBO



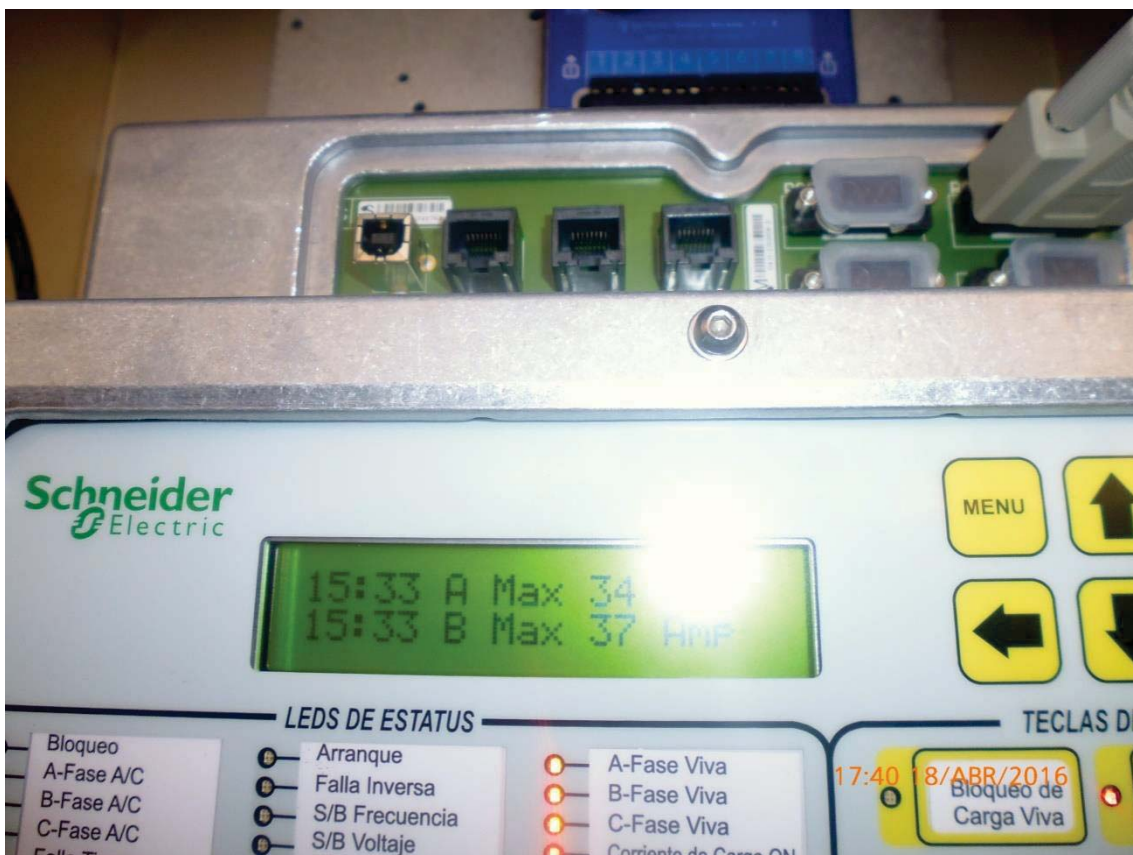
¡Error! Utilice la pestaña Inicio para aplicar Título al texto que desea que aparezca aquí.

A.9. SIMULACIÓN DE FALLA MONOFÁSICA EN EL AMT PA-01 CERCA A LA S.E. PAUCARTAMBO

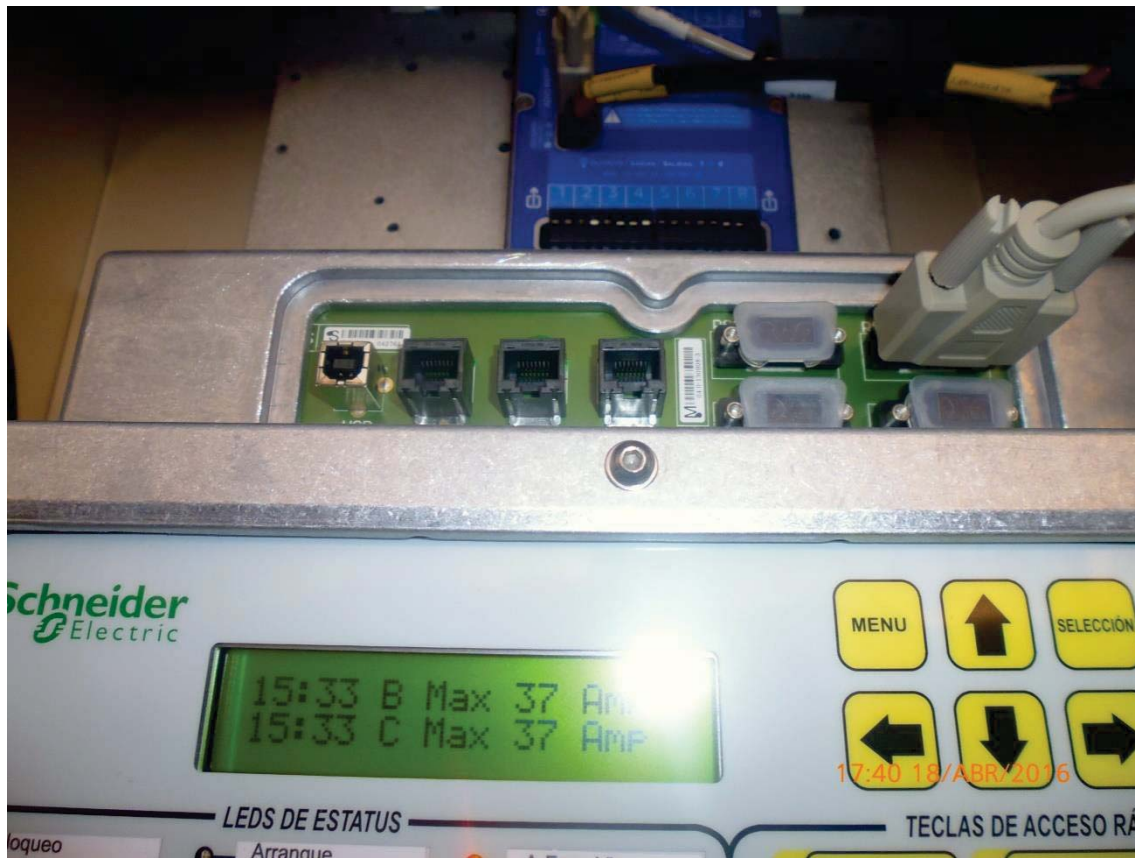


¡Error! Utilice la pestaña Inicio para aplicar Título al texto que desea que aparezca aquí.

A.10. RECLOSER ALIMENTADOR MT PA-01, PAUCARTAMBO-CHALLABAMBA



¡Error! Utilice la pestaña Inicio para aplicar Título al texto que desea que aparezca aquí.



¡Error! Utilice la pestaña Inicio para aplicar Título al texto que desea que aparezca aquí.



¡Error! Utilice la pestaña Inicio para aplicar Título al texto que desea que aparezca aquí.

A.11. RECLOSER ALIMENTADOR MT PA-01, COLQUEPATA-MAHUAYPAMPA



¡Error! Utilice la pestaña Inicio para aplicar Título al texto que desea que aparezca aquí.



¡Error! Utilice la pestaña Inicio para aplicar Título al texto que desea que aparezca aquí.



¡Error! Utilice la pestaña Inicio para aplicar Título al texto que desea que aparezca aquí.



¡Error! Utilice la pestaña Inicio para aplicar Título al texto que desea que aparezca aquí.



¡Error! Utilice la pestaña Inicio para aplicar Título al texto que desea que aparezca aquí.

A.12. SET PAUCARTAMBO



¡Error! Utilice la pestaña Inicio para aplicar Título al texto que desea que aparezca aquí.



¡Error! Utilice la pestaña Inicio para aplicar Título al texto que desea que aparezca aquí.



¡Error! Utilice la pestaña Inicio para aplicar Título al texto que desea que aparezca aquí.



¡Error! Utilice la pestaña Inicio para aplicar Título al texto que desea que aparezca aquí.

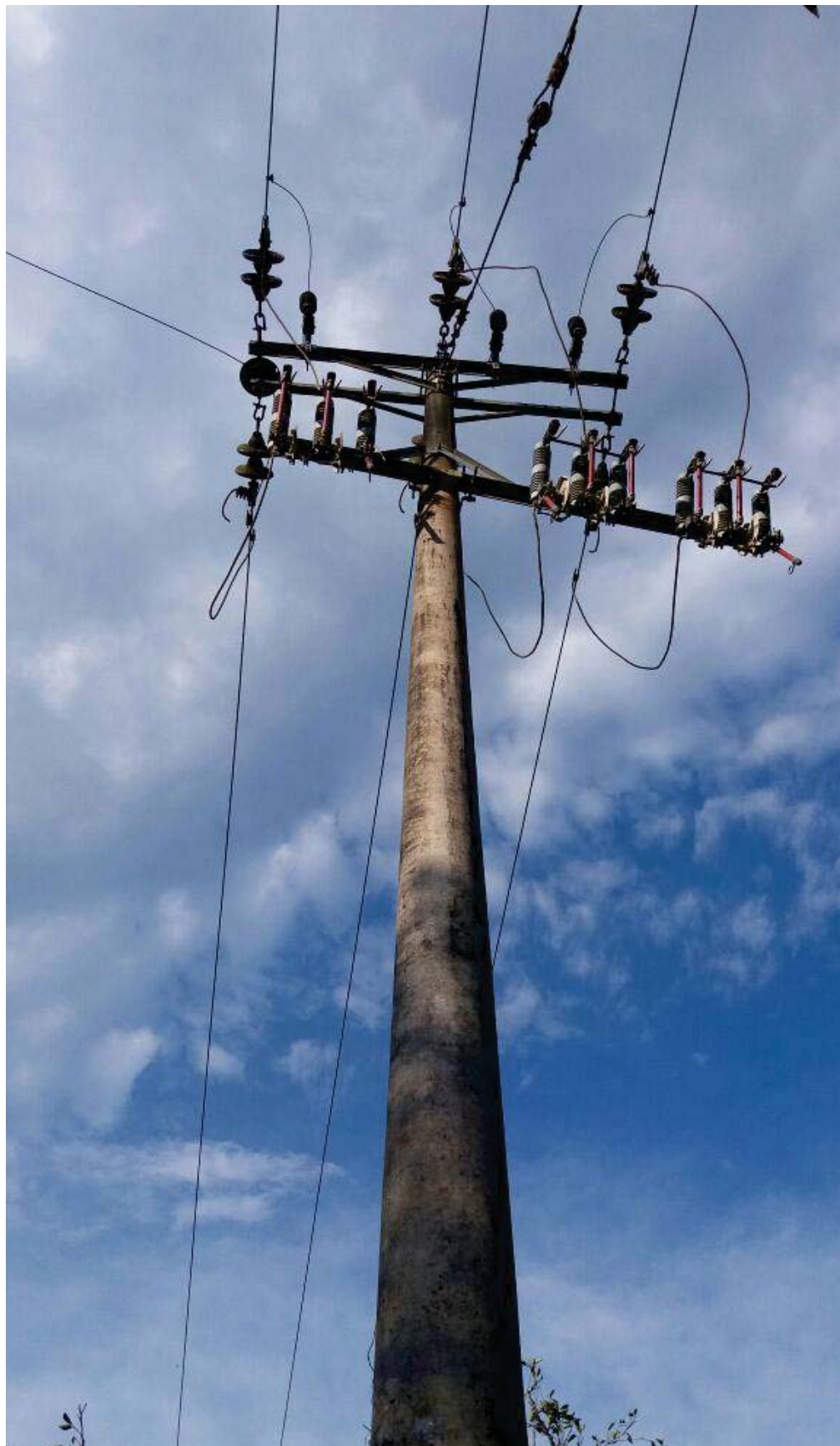


¡Error! Utilice la pestaña Inicio para aplicar Título al texto que desea que aparezca aquí.

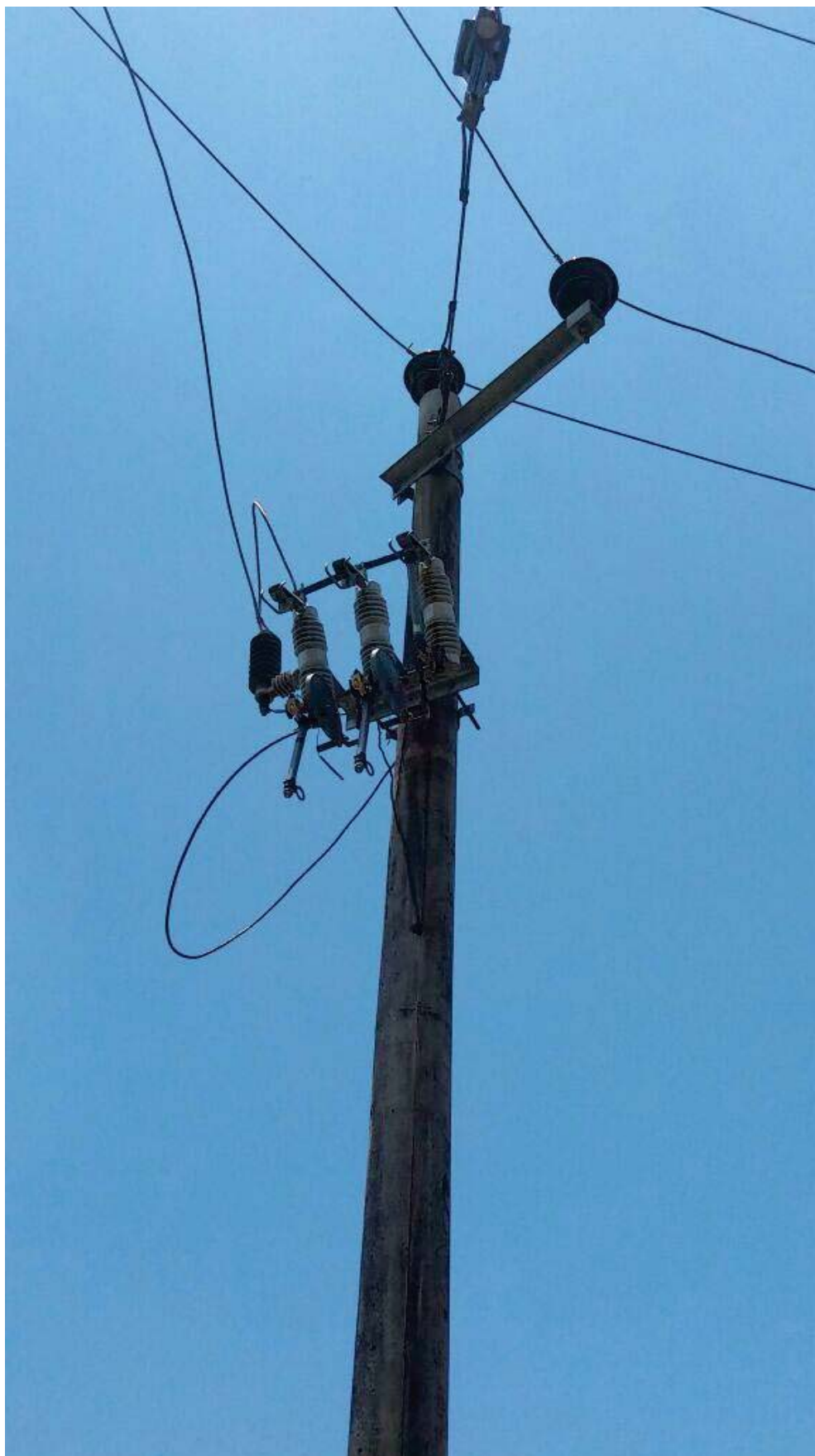


¡Error! Utilice la pestaña Inicio para aplicar Título al texto que desea que aparezca aquí.

A.13. SECCIONADOR REPETIDOR DE 03 ETAPAS



¡Error! Utilice la pestaña Inicio para aplicar Título al texto que desea que aparezca aquí.



¡Error! Utilice la pestaña Inicio para aplicar Título al texto que desea que aparezca aquí.

A.14. FUSIBLES DETERIORADOS EN AMT PAUCARTAMBO



¡Error! Utilice la pestaña Inicio para aplicar Título al texto que desea que aparezca aquí.

