

UNIVERSIDAD NACIONAL DE SAN ANTONIO ABAD DEL CUSCO

FACULTAD DE INGENIERÍA: ELÉCTRICA, ELECTRONICA,
INFORMATICA Y MECANICA

“ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERÍA ELÉCTRICA”



TESIS:

“ESTUDIO DE COORDINACIÓN DEL SISTEMA DE PROTECCIÓN DE ALI-
MENTADORES DE MEDIA TENSIÓN CON GENERACIÓN DISTRIBUIDA
ANTE FALLAS EN REDES ADYACENTES EN CUSCO Y APURÍMAC”

PRESENTADO POR:

Br. JEAN MILLER PAUCAR PAZ

Br. WILMAR HUARHUA PUMAYALLI

PARA OPTAR AL TÍTULO PROFESIONAL DE
INGENIERO ELECTRICISTA.

Asesora:

ING. MARY ELISA BARRIONUEVO PRADO.

CUSCO – PERÚ

2018

PRESENTACIÓN

Señor:

Decano de la Facultad de Ingeniería: Eléctrica, Electrónica, Informática y
Mecánica.

En cumplimiento con las disposiciones del Reglamento de Grados y Títulos Vigentes, con la finalidad de optar al título de Ingeniero Electricista, presento a vuestra consideración la Tesis titulada:

“ESTUDIO DE COORDINACIÓN DEL SISTEMA DE PROTECCIÓN DE ALIMENTADORES DE MEDIA TENSIÓN CON GENERACIÓN DISTRIBUIDA ANTE FALLAS EN REDES ADYACENTES EN CUSCO Y APURÍMAC”

Br. Jean Miller Paucar Paz

Br. Wilmar Huarhua Pumayalli

DEDICATORIA

Jean M. Paucar Paz:

A mis padres: Víctor y Virginia por darme la vida, su amor incondicional y a su ejemplo de dedicación, honradez y humildad.

A mis hermanos y amigos por su apoyo incondicional, y a los ingenieros y compañeros de trabajo, por su apoyo y por ser parte de mi formación.

Wilmar Huarhua Pumayalli:

A Dios: por permitirme tener la fuerza para terminar mi carrera.

A mis padres: Lucio y María por su esfuerzo en concederme la oportunidad de estudiar y por su constante apoyo a lo largo de mi vida.

A mis hermanos, parientes y amigos: por sus consejos, paciencia y toda la ayuda que me brindaron para concluir mis estudios.

AGRADECIMIENTOS

Jean M. Paucar Paz:

A la asesora de este trabajo por su valioso apoyo y contribución.

A la Empresa de distribución de energía eléctrica Electro Sur Este S.A.A y todas las personas por su aporte con información y conocimientos.

A la Universidad Nacional de San Antonio Abad del Cuzco, los docentes y compañeros por mi formación y permitirme crecer en conocimientos.

Wilmar Huarhua Pumayalli:

A mi madre por ser un ejemplo a seguir de trabajo y colaboración con los demás.

A mi papá por ayudarme y apoyarme siempre con sus consejos y su ejemplo de perseverancia, rectitud, integridad y ética.

A mis hermanos y parientes por la paciencia que me han tenido.

A mis maestros por compartir conmigo lo que saben y poder transferir sus conocimientos a mi vida.

A Jean Miller, por acompañarme durante todo este arduo camino y compartir conmigo alegrías y fracasos.

A Dios por permitirme sonreír nuevamente y tener salud para concluir mis metas.

INTRODUCCIÓN

La concesionaria Electro Sur Este S.A.A. (ELSE), empresa de distribución de energía eléctrica en las regiones de Apurímac, Cusco y Madre de Dios, cuenta con redes de alta, media y baja tensión, así como también con mini centrales hidráulicas de generación (Generación Distribuida-GD), dentro de su área de concesión.

El presente proyecto de tesis o plan de tesis, plantea la problemática actual para realizar un estudio en temas de protección de líneas de media tensión (MT) en diferentes subestaciones eléctricas de transformación de alta tensión a media tensión (AT/MT), donde existe generación distribuida (mini centrales hidráulicas conectadas a la red de MT), pertenecientes a la empresa concesionaria eléctrica de Electro Sur Esta S.A.A.

En la actualidad existen subestaciones eléctricas de transformación de alta a media tensión (AT/MT) a las cuales están conectadas las mini centrales hidráulicas de generación (Generación Distribuida-GD), donde hay problemas de selectividad de protección y como consecuencia interrupciones de suministro de energía de manera innecesaria. En ese sentido, se presenta: El planteamiento de problema, que implica las causas, el problema y los efectos. En seguida, se plantea los objetivos, las hipótesis y, la importancia y la necesidad de un estudio.

RESUMEN

La tesis de investigación, Estudio de coordinación del sistema de protección de alimentadores de media tensión con generación distribuida ante fallas en redes adyacentes en Cusco y Apurímac, busca desarrollar el estudio de coordinación de protección de los alimentadores de MT con generación distribuida, de modo que responda adecuadamente ante fallas que se presentan en redes adyacentes al mencionado alimentador, la cual está compuesta por cinco capítulos.

Capítulo 1. Generalidades.

Plantea la problemática existente en el sistema de protección principal de alimentadores de Media Tensión (AMT) con Generación Distribuida (GD), el cual se encuentra ubicado en las subestaciones eléctricas de transformación de alta tensión a media tensión (AT/MT). Se presenta el problema, se formula el problema como tema de estudio y a partir de ella se derivan los objetivos, las hipótesis (generales y específicas) y las variables.

Capítulo 2. Marco teórico.

Provee el marco conceptual concerniente al presente estudio. Se presentan conceptos generales, términos y, datos de acuerdo a la normatividad actual y la bibliografía existente. Señalando lo importante que es tener una adecuada coordinación de protección, el por qué y cómo. Se parte de las fallas en las redes eléctricas, se continúa en seguida con los objetivos, funciones, criterios y los equipos que actualmente se usan en un sistema de protección.

Capítulo 3. Evaluación del sistema de protección actual.

Se desarrolla en cumplimiento al objetivo específico 1: “Analizar y evaluar el sistema de protección actual de los alimentadores de MT con generación distribuida ante la ocurrencia de fallas en las redes de MT adyacentes a ella”. Comprende el análisis de falla y la evaluación del sistema de protección actual, apoyado con el programa computacional DIgSILENT. Siendo el proceso el siguiente:

En primera instancia se describe el sistema eléctrico en estudio, y se describe el sistema de protección principal actual de todos los sistemas eléctricos (Cusco- Apurímac) que tienen instalados Generación Distribuida en sus redes. En base a este conocimiento se prosigue con el análisis del comportamiento de la corriente del sistema con y sin la presencia de la Generación Distribuida.

Seguidamente de los eventos de fallas registrados se seleccionan para un análisis detallado, el tipo de falla más frecuente y del que se cuenta con mayor información, para proseguir con la evaluación del sistema de protección actual.

Capítulo 4. Análisis de alternativas de solución.

Está dedicada a desarrollar el objetivo específico 2: “Analizar las alternativas de solución para mejorar la operación del sistema de protección en los alimentadores de MT con generación distribuida, con el propósito de encontrar una operación adecuada ante cualquier falla”. Para ello se plantean dos alternativas de solución; el reajuste de protección 50/51/50N/51N, y la implementación de las funciones de protección 67/67N, ambos aplicados al relé SEL-351 de la protección principal del alimentador de MT con GD. Las cuales están basadas en el análisis de falla y la evaluación del sistema de protección actual realizado en el capítulo 3, mostrando las ventajas y desventajas de cada una de ellas.

Concluyéndose con la selección de la alternativa de solución número 02. Implementación de las funciones de protección 67/67N pues posee mayores ventajas.

Capítulo 5. Aplicación de la alternativa seleccionada.

Desarrolla la parte más importante de la tesis de acuerdo al objetivo general, que es el de coordinar la protección de alimentadores que cuentan con generación distribuida ante fallas en redes adyacentes o externas a la misma, aplicando la alternativa seleccionada que consiste en la Implementación de las funciones de protección 67/67N al relé SEL-351 del sistema de protección principal del alimentador de MT con GD, para finalmente realizar la determinación de resultados, de acuerdo a los objetivos del estudio.

Terminando con las conclusiones y recomendaciones.

ABSTRACT

The research thesis, Coordination Study of Medium Voltage Power Supply Protection System with Distributed Generation Failures in Adjacent Networks in Cusco and Apurímac, seeks to develop the coordination study for the protection of MT feeders with distributed generation, so that it responds adequately to failures that occur in networks adjacent to the mentioned feeder, which is composed of five chapters.

Chapter 1. Generalities.

It raises the existing problems in the main protection system of Medium Voltage (AMT) feeders with Distributed Generation (GD), which is located in the electrical substations for transforming medium voltage high voltage (AT / MT). The problem is presented, the problem is formulated as a study topic and from it the objectives, the hypotheses (general and specific) and the variables are derived.

Chapter 2. Theoretical framework.

It provides the conceptual framework concerning the present study. Generic concepts, terms and data are presented according to the current regulations and the existing bibliography. Noting the importance of having an adequate protection coordination, the why and how. Starting from the faults in the electrical networks, the objectives, functions, criteria and equipment currently used in a protection system are continued immediately.

Chapter 3. Evaluation of the current protection system.

It is developed in compliance with specific objective 1: "Analyze and evaluate the current protection system of MV feeders with distributed generation before the occurrence of faults

in the MV networks adjacent to it". It includes the failure analysis and the evaluation of the current protection system, supported by the DIgSI-LENT computer program. The process being the following: In the first instance the electrical system under study is described, and the current main protection system of all electrical systems (Cusco-Apurimac) that have Distributed Generation installed in their networks is described. Based on this knowledge, we proceed with the analysis of the current behavior of the system with and without the presence of the Distributed Generation. Following the recorded failure events, the most frequent type of failure and the one with the most information is selected for a detailed analysis, in order to proceed with the evaluation of the current protection system.

Chapter 4. Analysis of solution alternatives.

It is dedicated to developing the specific objective 2: "Analyze the solution alternatives to improve the operation of the protection system in MV feeders with distributed generation, with the purpose of finding an adequate operation against any failure". To do this, two alternative solutions are proposed; the 50/51 / 50N / 51N protection reset, and the implementation of protection functions 67 / 67N, both applied to the SEL-351 relay of the main protection of the MV feeder with GD. which are based on the analysis of failure and the evaluation of the current protection system carried out in chapter 3, showing the advantages and disadvantages of each of them. Concluded with the selection of alternative solution number 02. Implementation of 67 / 67N protection functions as it has greater advantages.

Chapter 5. Application of the selected alternative.

It develops the most important part of the thesis according to the general objective, which is to coordinate the protection of feeders that have distributed generation against failures in adjacent or external networks, applying the selected alternative that consisted in the Implementation from protection functions 67 / 67N to relay SEL-351 of the main protection system of

the MV feeder with GD, to finally perform the determination of results, according to the objectives of the study. Finishing with the conclusions and recommendations.

ÍNDICE GENERAL

PRESENTACIÓN	II
DEDICATORIA	III
AGRADECIMIENTOS	IV
INTRODUCCIÓN	V
RESUMEN	VI
ABSTRACT	IX
ÍNDICE GENERAL	XII
ÍNDICE DE TABLAS	XVIII
ÍNDICE DE FIGURAS	XX
TERMINOLOGÍA	XXII
MATRIZ DE CONSISTENCIA	XXIV
OPERACIONALIZACION DE VARIABLES	XXV
CAPÍTULO 1. GENERALIDADES	1
1.1. INTRODUCCIÓN	1
1.2. ÁMBITO DE ESTUDIO Y APLICACIÓN	2
1.3. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	4
1.3.1. FORMULACIÓN DEL PROBLEMA	9
1.3.1.1. Problema general.....	9
1.3.1.2. Problemas específicos	9
1.4. OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN	9
1.4.1. OBJETIVO GENERAL	9
1.4.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS	9
1.5. JUSTIFICACIÓN E IMPORTANCIA DEL ESTUDIO	10
1.6. ALCANCES Y LIMITACIONES DEL ESTUDIO	11
1.6.1. ALCANCES	11
1.6.2. LIMITACIONES	12
1.7. ANTECEDENTES DEL PROBLEMA	12
1.8. HIPÓTESIS	13
1.8.1. HIPÓTESIS GENERAL	13
1.8.2. HIPÓTESIS ESPECÍFICAS	13
1.8.3. VARIABLES E INDICADORES	14
1.9. METODOLOGÍA	15
1.9.1. CARACTERÍSTICAS DE LA INVESTIGACIÓN	15
1.9.1.1. Tipo de Investigación.....	15
1.9.1.2. Nivel de Investigación	15
1.9.1.3. Método de Investigación	15
1.9.1.4. Diseño de la Investigación	16

1.9.2. POBLACIÓN Y MUESTRA	16
1.9.3. TÉCNICAS DE RECOLECCIÓN DE DATOS	16
1.9.4. PROCESAMIENTO DE DATOS	17
1.10. NORMATIVA	17
CAPÍTULO 2. MARCO TEÓRICO	19
2.1. INTRODUCCIÓN.....	19
2.2. GENERACIÓN DISTRIBUIDA (GD)	20
2.2.1. CARACTERÍSTICAS DE LA GD (6)	20
2.2.1.1. Límites de potencia para la GD (7)	20
2.2.2. MODO DE OPERACIÓN DE LA GD (8)	21
2.2.3. INFLUENCIA DE GD EN LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS (9)	22
2.2.3.1. Impacto de la GD en la Planificación y diseño	22
2.2.3.2. Impacto de la GD en la Operación y Explotación	23
2.2.3.3. Influencia de la GD en las Potencias de Cortocircuito (9 pág. 114).....	23
2.2.3.4. Influencia de la GD en los servicios complementarios	24
2.2.3.5. Impacto de la GD en las compras de energía de las distribuidoras	24
2.3. CALIDAD DE SUMINISTRO (10)	25
2.3.1. INDICADORES DE CALIDAD DE SUMINISTRO (10)	26
2.3.1.1. Indicadores de calidad de suministro por usuario afectado.....	26
2.3.1.2. Indicadores de calidad por sistema eléctrico.....	27
2.3.1.3. Valores límites e indicadores	28
2.3.2. CRITERIOS PARA LA EVALUACIÓN DE LOS INDICADORES SAIFI Y SAIDI. (22) ..	29
2.4. FALLAS EN SISTEMAS ELÉCTRICOS	30
2.4.1. CAUSAS DE FALLAS EN REDES DE ENERGÍA ELÉCTRICA (13).....	31
2.4.1.1. Problemas de aislamiento.....	31
2.4.1.2. Problemas Mecánicos	31
2.4.1.3. Problemas Eléctricos.....	32
2.4.1.4. Problemas de Naturaleza Térmica	32
2.4.1.5. Problemas de Mantenimiento.....	32
2.4.1.6. Problemas de Otra Naturaleza.....	33
2.4.2. OCURRENCIA DE FALLAS	33
2.4.3. TIPIFICACIÓN DE FALLAS	33
2.4.3.1. Falla monofásica (1 ϕ). Fase – tierra.....	35
2.4.3.2. Falla bifásica (2 ϕ). Fase – fase.....	35
2.4.3.3. Falla bifásica a tierra. Dos fases – tierra	36
2.4.3.4. Falla trifásica (3 ϕ).....	36
2.4.4. OCURRENCIA DE TIPOS DE FALLA	37
2.4.5. CATEGORÍA DE FALLAS	38
2.4.5.1. Fallas Permanentes (11 pág. 67)	38
2.4.5.2. Fallas Transitorias (11 pág. 67).....	38
2.4.5.3. Fallas Semipermanentes (16 pág. 14.1)	39
2.5. PROTECCIÓN DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN	40
2.5.1. OBJETIVOS DEL SISTEMA DE PROTECCIÓN (11 pág. 65)	41

2.5.2. EQUIPOS DE PROTECCIÓN EN REDES DE DISTRIBUCIÓN.	41
2.5.2.1. Interruptores (11 pág. 484).....	42
2.5.2.2. Recloser o Restauradores (11 pág. 497).....	42
2.6. PROTECCIÓN DE REDES CONTRA SOBRECORRIENTE	43
2.6.1. PROTECCIÓN SOBRECORRIENTE NO DIRECCIONAL (50, 51, 50N, 51N).....	43
2.6.2. PROTECCIÓN SOBRECORRIENTE DIRECCIONAL (11 págs. 165, 166).....	45
2.6.3. FUNCIONES DEL SISTEMA DE PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE (11 pág. 390) 46	
2.6.3.1. Aislar fallas permanentes.	46
2.6.3.2. Minimizar en número de fallas permanentes y de salidas.	46
2.6.3.3. Minimizar el tiempo de localización de fallas.....	47
2.6.3.4. Prevenir contra daño al equipo.....	47
2.6.3.5. Minimizar la probabilidad de caída de conductores.....	47
2.6.3.6. Minimizar las fallas internas de los equipos.	48
2.6.3.7. Minimizar los accidentes mortales.....	48
2.6.4. CONDICIONES A CUMPLIR DEL SISTEMA DE PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE (11 pág. 394)	49
2.6.4.1. Seguridad.	50
2.6.4.2. Sensitividad o Sensibilidad	50
2.6.4.3. Selectividad.....	50
2.7. CRITERIOS GENERALES DE AJUSTES Y COORDINACIÓN DE PROTECCIÓN.	51
2.7.1. AJUSTES DE RELÉ SOBRECORRIENTE DIRECCIONAL.....	51
2.7.1.1. Funciones 50/51 y 50N/51N (18 pág. 16).....	51
2.7.1.2. Función 67 (18 pág. 27)	54
2.7.1.3. Función 67N (18 pág. 27)	54
2.7.2. RECIERRES EN REDES DE DISTRIBUCIÓN	55
2.7.2.1. Tiempo muerto (19 pág. 8).....	55
2.7.2.2. Prácticas en la coordinación de recierres	56
CAPÍTULO 3. EVALUACIÓN DEL SISTEMA DE PROTECCIÓN ACTUAL....	57
3.1. INTRODUCCIÓN.....	57
3.2. DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO EN ESTUDIO	58
3.2.1. SUBESTACIÓN DE TAMBURCO	60
3.2.1.1. Mini central hidráulica Matara.....	60
3.2.1.2. Operación de la S.E. Tamburco y la GD en AMT TA07	62
3.2.2. SUBESTACIÓN DE ANDAHUAYLAS	62
3.2.2.1. Mini central hidráulica Huancaray	63
3.2.2.2. Mini central hidráulica Chumbao.....	63
3.2.2.3. Operación de la S.E. Andahuaylas y la GD en AN04 y AN07	64
3.2.3. SUBESTACIÓN DE CHUQUIBAMBILLA.....	66
3.2.3.1. Mini central hidráulica Vilcabamba.....	66
3.2.3.2. Mini central hidráulica Mancahuara	67
3.2.3.3. Operación de la S.E. Chuquibambilla y la GD en CQ03	68
3.2.4. SUBESTACIÓN DE CHACAPUENTE.....	69
3.2.4.1. Mini central hidráulica Pochuanca.....	70

3.2.4.2. Operación de la S.E. Chacapunte y GD en CP01	71
3.2.5. SUBESTACIÓN DE SICUANI.....	71
3.2.5.1. Mini central hidráulica Hercca.....	72
3.2.5.2. Mini central hidráulica Langui.....	72
3.2.5.3. Operación de la S.E. Sicuani y la GD en SI01	73
3.3. DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE PROTECCIÓN ACTUAL.....	75
3.3.1. SUBESTACIÓN DE TAMBURCO	75
3.3.2. SUBESTACIÓN DE ANDAHUAYLAS	77
3.3.3. SUBESTACIÓN DE CHUQUIBAMBILLA Y CHACAPUENTE.....	77
3.3.4. SUBESTACIÓN DE SICUANI.....	78
3.4. ANÁLISIS DEL COMPORTAMIENTO DE LA CORRIENTE DEL SISTEMA CON Y SIN GENERACIÓN DISTRIBUIDA.	81
3.4.1. ANALISIS DEL COMPORTAMIENTO DE LA CORRIENTE DEL ALIMENTADOR TA07. 81	
3.4.1.1. Flujo de carga del sistema.	81
3.4.1.2. Análisis del comportamiento del sistema ante fallas en redes adyacentes.	85
3.4.1.3. Análisis del comportamiento del alimentador ante fallas.....	87
3.4.2. ANALISIS DEL COMPORTAMIENTO DE LA CORRIENTE DEL ALIMENTADOR SI 01. 88	
3.4.2.1. Flujo de carga del sistema.	88
3.4.2.2. Análisis del comportamiento del sistema ante fallas.....	92
3.4.2.3. Análisis del comportamiento del alimentador ante fallas.....	93
3.5. DESCRIPCIÓN Y ANÁLISIS DE FALLA	94
3.5.1. ANÁLISIS DE FALLA EN EL ALIMENTADOR TA07	94
3.5.1.1. Descripción general del evento: 19/01/2017 17:01 horas	96
3.5.1.2. Configuración de la red pre-falla	96
3.5.1.3. Secuencia de sucesos en orden cronológico: Evento 19/01/2017 17:01 horas.....	97
3.5.1.4. Actuación del sistema de protección	97
3.5.1.5. Análisis de desconexión del AMT TA07	98
3.5.1.6. Conclusiones del Evento 7/01/2017 a 17:01 horas	100
3.5.2. ANÁLISIS DE FALLAS EN EL ALIMENTADOR SI01	101
3.5.2.1. Simulación de falla: Comportamiento de la GD en S.E. Sicuani (antigua).....	102
3.5.2.2. Simulación de falla: Comportamiento de la GD en S.E. Sicuani (actual).....	105
3.5.3. ANÁLISIS DE EVENTOS REGISTRADOS EN OTROS AMT's CON GD	106
3.6. EVALUACIÓN DEL SISTEMA DE PROTECCIÓN ACTUAL	109
3.6.1. EVALUACIÓN DE PROTECCIÓN AMT TA05 DE LA S.E. TAMBURCO	109
3.6.2. EVALUACIÓN DE PROTECCIÓN AMT TA07 DE LA S.E. TAMBURCO	112
3.6.2.1. Evaluación del sistema de protección AMT TA07 de la S.E Tamburco sin presencia de GD. 116	
3.6.3. EVALUACIÓN DE PROTECCIÓN AMT SI01 Y SI02 DE LA S.E. SICUANI	118
3.6.4. EVALUACIÓN DE PROTECCIÓN DEL AMT CQ03 DE LA S.E. CHUQUIBAMBILLA.....	118
3.7. CONCLUSIONES DEL CAPÍTULO 3.....	120
CAPÍTULO 4. ANÁLISIS DE ALTERNATIVAS DE SOLUCIÓN.....	122
4.1. INTRODUCCIÓN.....	122

4.2. RELE SEL 351	123
4.2.1. CARACTERÍSTICAS Y BENEFICIOS	123
4.2.2. FUNCIONES DE PROTECCIÓN	125
4.3. VERIFICACIÓN DE VARIABLES DEL PROBLEMA	126
4.4. PLANTEAMIENTO DE ALTERNATIVAS DE SOLUCIÓN.....	127
4.4.1. ALTERNATIVA 01: REAJUSTE DE PROTECCIÓN 50/51/50N/51N	127
4.4.1.1. Consideraciones para la Alternativa 01	128
4.4.1.2. Ventajas de la Alternativa 01	129
4.4.1.3. Desventajas de la Alternativa 01	129
4.4.2. ALTERNATIVA 02: IMPLEMENTACIÓN DE PROTECCIÓN 67/67N.....	130
4.4.2.1. Consideraciones para la Alternativa 02.....	132
4.4.2.2. Ventajas de la Alternativa 02	133
4.4.2.3. Desventajas de la Alternativa 02.....	134
4.5. ANÁLISIS COMPARTIVO DE LAS ALTERNATIVAS	134
4.5.1. ALTERNATIVA 03. MODIFICACIÓN DE LA TOPOLOGÍA	135
4.6. CONCLUSIONES DEL CAPITULO 4.....	136
CAPÍTULO 5. APLICACIÓN DE LA ALTERNATIVA SELECCIONADA	138
5.1. INTRODUCCIÓN.....	138
5.2. AJUSTES DE PROTECCIÓN DEL AMT TA07	139
5.2.1. AJUSTE DE CURVAS DE SOBRECORRIENTE	139
5.2.2. CONFIGURACIÓN DE DISPAROS PARA RELÉS 67 Y 67N.....	140
5.2.3. CONFIGURACIÓN DE DIRECCIONALIDAD DE 67 Y 67N.....	143
5.3. MODELAMIENTO DE LA RED EN DIGSILENT	146
5.3.1. CREACIÓN DE BASE DE DATOS PARA PROTECCIONES.	146
5.3.2. INCORPORACION DEL RELE DE SOBRECORRIENTE.....	147
5.3.3. AJUSTES DE PROTECCIÓN.....	148
5.3.3.1. Visualización de ajustes.	148
5.3.4. VERIFICACIÓN DE LA ACTUACIÓN DE PROTECCIÓN.	149
5.4. DETERMINACIÓN DE RESULTADOS AMT TA07.....	149
5.4.1. RESULTADOS REFERIDOS AL SISTEMA DE PROTECCIÓN.....	149
5.4.2. RESULTADOS EN CUANTO A CALIDAD DE SUMINISTRO.....	154
5.4.2.1. Evaluación del SAIFI y SAIDI del AMT TA-07.....	154
5.4.2.2. Mejoramiento de los indicadores SAIFI y SAIDI del AMT TA-07.....	156
5.4.3. RESUMEN DE AJUSTES DE PROTECCION DEL AMT TA07.....	157
5.5. CONCLUSIONES DEL CAPÍTULO 5.....	159
CONCLUSIONES	161
RECOMENDACIONES	163
BIBLIOGRAFÍA	164
ANEXOS	166
A.1. FLUJO DE CARGA AMT's DE LA S.E. TAMBURCO DE 13.2 kV y 22.9 kV SIN GD.	166
A.2. FLUJO DE CARGA AMT's DE LA S.E. TAMBURCO DE 13.2 kV y 22.9 kV SIN GD	167
A.3. FLUJO DE CARGA AMT's DE LA S.E. SICUANI DE 10.5 kV y 22.9 kV CON GD (HERCCA Y LANGUI)	168
A.4. FLUJO DE CARGA AMT's DE LA S.E. SICUANI DE 10.5 kV SIN GD.....	169

A.5. SIMULACION DE FALLA TRIFASICA EN CP02	170
A.6. SIMULACION DE FALLA TRIFASICA EN AN05	171
A.7. RESUMEN DE AJUSTES DEL RELÉ SEL-351 DEL AMT TA07	172
A.8. DIAGRAMA DE CONEXIÓN RELÉ SEL-351 PARA DIFERENTES APLICACIONES	173
A.9. DIAGRAMA UNIFILAR DE LA MINI CENTRAL MATARA	174
A.10. DIAGRAMA UNIFILAR DE LA MINI CENTRAL LANGUI	175
A.11. DIAGRAMA UNIFILAR DE LA MINI CENTRAL HERCCA	176
A.12. DIAGRAMA UNIFILAR DE LA MINI CENTRAL CHUMBAO	177
A.13. DIAGRAMA UNIFILAR DE LA MINI CENTRAL HUANCARAY	178
A.14. DIAGRAMA UNIFILAR DE LA MINI CENTRAL VILCABAMBA	179
A.15. DIAGRAMA UNIFILAR DE LA MINI CENTRAL MANCAHUARA.....	180
A.16. DIAGRAMA UNIFILAR DE LA MINI CENTRAL POCOHUANCA	181
A.17. DIAGRAMA UNIFILAR DEL ALIMENTADOR TA07	182
A.18. INTERRUPCIONES REGISTRADAS EN EL AMT TA-07 DURANTE EL PERIODO 2013 A 2017	183

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1.1. Ámbito de estudio. S.E. AT/MT y Mini C.H. de ELSE.....	4
Tabla 1.2. Desconexiones del AMT TA07 por fallas externas o adyacentes a ella. Periodo 2013 al 2017.	6
Tabla 1.3. Desconexiones del AMT SI01 por falla externa a causa de la GD	7
Tabla 1.4. SAIFI del Sistema Eléctrico TA-07 y SI-01	8
Tabla 1.5. SAIDI del Sistema Eléctrico TA-07 y SI-01	8
Tabla 2.1. Valores límites e indicadores.....	29
Tabla 2.1. Taza de ocurrencia de falla en un sistema eléctrico	33
Tabla 2.2. Tasa de fallas de acuerdo al tipo (1 ϕ , 2 ϕ ó 3 ϕ).....	37
Tabla 2.3. Intervalos de tiempo muerto	56
Tabla 3.1. Características de los generadores de la mini C.H. Matara	60
Tabla 3.2. Características de los generadores de la mini C.H. Huancaray	63
Tabla 3.3. Características de los generadores de la mini C.H. Chumbao.....	64
Tabla 3.4. Características de los generadores de la mini C.H. Vilcabamba.....	66
Tabla 3.5. Características del generador de la mini C.H. Mancahuara	67
Tabla 3.6. Características de los generadores de la mini C.H. Pochuanca.....	71
Tabla 3.7. Características de los generadores de la mini C.H. Hercca	72
Tabla 3.8. Características de los generadores de la mini C.H. Langui	73
Tabla 3.9. Ajustes de protección de 50, 51, 50N y 51N en la S.E. Tamburco	75
Tabla 3.10. Ajustes de protección de 50, 51, 50N y 51N en la S.E. Andahuaylas.....	77
Tabla 3.11. Ajustes de protección de 50, 51, 50N y 51N en las subestaciones de Chuquibambilla y Chacapunte.....	78
Tabla 3.12. Ajustes de protección de 50, 51, 50N y 51N en S.E. Sicuani.	79
Tabla 3.13. Flujo de carga AMT's de la S.E Tamburco de 13.2kV y 22.9kV con GD.....	83
Tabla 3.14. Flujo de carga AMT's de la S.E Tamburco de 13.2kV y 22.9kV sin GD.....	85
Tabla 3.15. Análisis del comportamiento del AMT TA07, con y sin GD, ante fallas externas.....	86
Tabla 3.16. Análisis del comportamiento del AMT TA07 ante fallas.	87
Tabla 3.17. Flujo de carga AMT's de la S.E Sicuani de 10.5kV con GD.....	90

Tabla 3.18. Flujo de carga AMT's de la S.E Tamburco de 13.2kV y 22.9kV sin GD.....	91
Tabla 3.19. Análisis del comportamiento de la corriente en el AMT SI 01, con y sin GD, ante fallas externas.....	92
Tabla 3.20. Análisis del comportamiento del AMT SI 01, con y sin GD, ante fallas externas.....	93
Tabla 3.21. Flujo en los alimentadores TA05 y TA07 previos a la desconexión.....	96
Tabla 3.22. Potencia generada en C.H. Matara previo a la desconexión del AMT TA07 ocurrida el 10/06/2014 09:04 horas	97
Tabla 3.23. Actuación de los relés de protección de TA05 y TA07 en S.E. Tamburco.....	97
Tabla 3.24. Verificación de actuación de protección del AMT TA07 y corrientes de aporte por la GD para diferentes fallas externas.....	115
Tabla 3.25. Ajuste de 50, 51, 50N y 51N para TA07 sin GD.	117
Tabla 3.26. Verificación de actuación de protección del AMT CQ03 y corrientes de aporte por la GD para diferentes fallas externas.....	120
Tabla 4.1. Análisis comparativo de las alternativas de solución	134
Tabla 5.1. Ajuste ACTUAL de 50, 51, 50N y 51N para TA07.....	139
Tabla 5.2. Ajuste PROPUESTO de 50, 51, 50N y 51N para TA07	140
Tabla 5.3. Verificación de actuación de protección del AMT TA07 y corrientes de aporte por la GD para diferentes fallas externas.....	153
Tabla 5.4. Tolerancias por año de los indicadores SAIFI Y SAIDI para el sector típico 6 (SER)	155
Tabla 5.5. SAIFI y SAIDI del Sistema Eléctrico TA-07.....	155
Tabla 5.6. Mejora porcentual del indicador SAIFI por años del AMT TA-07.	156
Tabla 5.7. Mejora porcentual del indicador SAIDI por años del AMT TA-07.....	156

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1. Ámbito de estudio y aplicación: Ubicación de GD, AMT y S.E. AT/MT.....	3
Figura 1.2. Falla en alimentador adyacente a la red con GD.....	5
Figura 2.1. Diagrama del circuito del punto de falla.....	35
Figura 2.2. Diagrama de falla monofásica.....	35
Figura 2.3. Diagrama de falla bifásica.....	36
Figura 2.4. Diagrama de conexión de una falla bifásica a tierra.....	36
Figura 2.5. Diagrama de conexión de una falla trifásica.....	37
Figura 2.6. Flashover en el aislador.....	39
Figura 2.7. Proceso de señal de falla y los equipos que intervienen.....	41
Figura 2.8. Curvas características de protección de sobrecorriente.....	44
Figura 2.9. Bidireccionalidad de la corriente en redes de distribución.....	46
Figura 2.10. Característica de la operación de los relés de sobrecorriente y ajuste.....	53
Figura 3.1. Diagrama unifilar del SEIN Área Sur Este y ubicación de la GD.....	59
Figura 3.2. Diagrama unifilar S.E. Tamburco y mini C.H. Matara.....	61
Figura 3.3. Diagrama unifilar S.E. Andahuaylas y mini C.H. Huancaray y Chumbao.....	65
Figura 3.4. Diagrama unifilar de S.E. Chuquibambilla y la mini C.H. Vilcabamba y Mancahuara.....	68
Figura 3.5. Diagrama unifilar S.E. Chacapunte y mini C.H. Pochuanca.....	70
Figura 3.6. Diagrama unifilar de S.E. Sicuani y la mini C.H. Hercca y Langui.....	74
Figura 3.7. Diagrama unifilar del sistema de protección de la S.E. Tamburco.....	76
Figura 3.8. Diagrama unifilar del sistema de protección en la S.E. Sicuani.....	80
Figura 3.9. Flujo de carga AMT's de la S.E Tamburco de 13.2kV y 22.9kV con GD.....	82
Figura 3.10. Flujo de carga AMT's de la S.E Tamburco de 13.2kV y 22.9kV sin GD.	84
Figura 3.11. Flujo de carga AMT's de la S.E Sicuani de 10.5kV con GD.	89
Figura 3.12. Flujo de carga AMT's de la S.E Sicuani de 10.5kV sin GD.....	91
Figura 3.13. Diagrama unifilar S.E. Tamburco. Ubicación de falla en TA05 y TA07.....	99
Figura 3.14. Registro oscilográfico (Corrientes RST). Desconexión del AMT TA05 por falla bifásica, fases R y S, registrado el 19/01/2017 las 17:01 horas.....	100
Figura 3.15. Registro oscilográfico (Corrientes RST). Desconexión del AMT TA07 por falla bifásica, fases R y S, registrado 19/01/2017 a las 17:01 horas.....	100
Figura 3.16. GD Langui y Hercca conectados al AMT SI01 hasta antes del 2017.....	102

Figura 3.17. Simulación de falla bifásica (S y T) en AMT SI02 y aporte de corriente a la falla por parte de GD a través del AMT SI01.....	104
Figura 3.18. Simulación de falla en AMT SI02 y corriente de aporte por la GD en S.E. Sicuani a través de SI01 menor a la corriente de disparo.....	105
Figura 3.19. Curvas de 50/51 del AMT SI01 y SI02. Corriente de aporte por la GD menor a la corriente de disparo en SI01.	106
Figura 3.20. Simulación de falla trifásica en AMT CQ01 en el escenario de operación en modo aislado de la GD con las cargas de CQ01, CQ02 y CQ03	108
Figura 3.21. Simulación de la falla bifásica en AMT TA05 para evaluación de la falla. .	111
Figura 3.22. Curva de actuación de protección de sobrecorriente de fases del AMT TA05 en S.E. Tamburco. Simulación en el software DIgSILENT.....	112
Figura 3.23. Ajuste de la lógica de disparo del relé SEL-351, protección del AMT TA07 en S.E. Tamburco.....	113
Figura 3.24. Curvas de coordinación de los AMT's TA05, TA07 y Barra de 22.9 kV de la S.E. Tamburco y corrientes de falla.	114
Figura 3.25. Curvas de coordinación de los AMT TA07 y Barra de 22.9 kV y corrientes de falla.....	118
Figura 3.26. Curva de coordinación 50/51 CQ01, CQ02 y CQ03. Actuación de protección para falla trifásica en AMT CQ02 con la GD conectado al SEIN.....	119
Figura 5.1. Configuración actual de la lógica de disparo del relé SEL-351 en el software AcSELeRator	140
Figura 5.2. Configuración propuesta del relé SEL-351 para las funciones de 67 y 67N ..	141
Figura 5.3. Curva de sobrecorriente de fases PROPUESTO, con la nueva lógica de disparo en el relé SEL-351 del AMT TA07.....	142
Figura 5.4. Vista de ajustes del relé SEL-351. Elemento direccional habilitado E23: Y..	144
Figura 5.5. Diagrama unifilar del sistema de protección de la S.E. Tamburco, 22.9KV (Configuración actual de protección AMT TA07).....	145
Figura 5.6. Diagrama unifilar del sistema de protección de la S.E. Tamburco (configuración propuesta de protección del AMT TA-07).....	145
Figura 5.7. Simulación de falla bifásica (RS) en TA05 y verificación de corrientes de falla y el aporte por la GD a través de TA07	151
Figura 5.8. Curva de coordinación 50/51 de TA05, TA07 y TA22.9 kV. Corriente de falla y de aporte por la GD y tiempos de actuación de protección.	152

TERMINOLOGÍA

A	: Amperio
AMT	: Alimentador de Media Tensión
C.H.	: Central hidroeléctrica. En el contexto del estudio se refiere a la GD
ELSE	: Empresa distribuidora: Electro Sur Este S.A.A.
IEC	: International Electrotechnical Commission.
GD	: Generación Distribuida (para el estudio son las minis C.H.)
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
NTCSE	: Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos
REP	: Empresa transmisora: Red de Energía del Perú S.A.
S.E.	: Subestación Eléctrica
SED	: Subestación de distribución
SEIN	: Sistema Eléctrico Interconectado Nacional
SEL-351R	: Relé de protección del fabricante SCHWEITZER de serie 351R
SI0X	: Alimentador 0X de 10.5 kV de la S.E. Sicuani (X = 1, 2, 3 y 5)
SIELSE	: Sistema de información de ELSE (Sistema de base de datos de ELSE)
SLI	: Sección de línea, se refiere al tramo de línea del AMT
TA0X	: Alimentador 13.2 kV (X = 2, 3 y 4) y 22.9 kV (X = 5, 6 y 7) S.E. Tamburco
Tpset	: Dial de la curva de sobrecorriente de tiempo inverso (en DIgSILENT)
Tset	: Tiempo de actuación de la protección instantánea
50	: Sobrecorriente instantáneo de fases
50N	: Sobrecorriente instantáneo a tierra
51	: Sobrecorriente temporizado de fases
51N	: Sobrecorriente temporizado a tierra
67	: Sobrecorriente direccional fase – fase

67N : Sobrecorriente direccional fase - tierra

MATRIZ DE CONSISTENCIA

TESIS: “ESTUDIO DE COORDINACION DEL SISTEMA DE PROTECCION DE ALIMENTADORES DE MEDIA TENSION CON GENERACION DISTRIBUIDA ANTE FALLAS EN REDES ADYACENTES EN CUSCO Y APURIMAC”

PROBLEMÁTICA	OBJETIVOS	HIPÓTESIS	VARIABLES E INDICADORES	ALCANCES	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES																				
<p>FORMULACIÓN DEL PROBLEMA ¿Cómo un adecuado estudio de coordinación del sistema de protección de alimentadores de media tensión con generación distribuida mejorara la operación del sistema de protección ante fallas en las redes de media tensión?</p> <p>1. ¿Cómo será la evaluación del sistema de protección actual de alimentadores de MT con la inserción de la GD ante fallas en las redes de media tensión?</p> <p>2. ¿Qué alternativas de solución se podrán plantear para adecuar y mejorar la operación del sistema de protección de alimentadores de MT con la inserción de la GD ante fallas en las redes de media tensión?</p> <p>3. ¿Con la alternativa de solución desarrollada se podrá mejorar la coordinación del sistema de protección de alimentadores de MT con la inserción de la GD ante fallas en las redes de media tensión?</p>	<p>OBJETIVO GENERAL Desarrollar el estudio de coordinación del sistema de protección de alimentadores de media tensión con generación distribuida, que responda adecuadamente ante fallas en las redes de media tensión.</p> <p>OBJETIVOS ESPECIFICOS</p> <p>1. Analizar y evaluar el sistema de protección actual de alimentadores de MT con la inserción de la GD, ante la ocurrencia de fallas en las redes de media tensión.</p> <p>2. Analizar las alternativas de solución planteadas para adecuar y mejorar la operación del sistema de protección de alimentadores de MT con la inserción de la GD de modo que opere adecuadamente ante fallas en las redes de MT.</p> <p>3. Desarrollar la mejor alternativa de solución en el alimentador de MT con GD (TA07) y evaluar la operación del sistema de protección del alimentador de MT con la inserción de la GD mediante la simulación de fallas en las redes de MT.</p>	<p>HIPÓTESIS Un adecuado estudio de coordinación del sistema de protección de alimentadores de media tensión con generación distribuida, brinda una adecuada respuesta ante fallas que se presenten en las redes de media tensión y tiene un impacto positivo pues reduce el número de interrupciones del ámbito de estudio en Cusco y Apurímac.</p> <p>HIPÓTESIS ESPECIFICAS</p> <p>1. El análisis de falla y la evaluación del sistema de protección permite identificar las deficiencias del sistema de protección de alimentadores de MT con la inserción de la GD ante la ocurrencia de fallas en las redes de media tensión.</p> <p>2. El análisis de las alternativas de solución planteadas permite identificar las opciones que se cuentan para mejorar el sistema de protección de alimentadores de MT con la inserción de la GD de modo que opere adecuadamente ante fallas en las redes de MT.</p> <p>3. El desarrollo de la mejor alternativa, permite realizar una apropiada y adecuada coordinación del sistema de protección del alimentador de MT con la inserción de la GD para las condiciones de operación actual, y la simulación de fallas evalúa la operación del sistema de protección ante fallas en las redes de MT.</p>	<p>VARIABLES E INDICADORES</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>VARIABLES INDEPENDIENTES</th> <th>INDICADORES</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Ajuste del Sistema de protección</td> <td>Tiempos de ajuste (ms, s) Corrientes de ajuste (A)</td> </tr> <tr> <td>Fallas en las redes</td> <td>Corrientes de falla (kA, A)</td> </tr> </tbody> </table> <p>VARIABLES DEPENDIENTES</p> <p>Coordinación de protección</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>VARIABLES DEPENDIENTES</th> <th>INDICADORES</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Coordinación de protección</td> <td>Selectividad (tiempo y corrientes de ajuste: s, A) Sensibilidad (corrientes de ajuste: A) Seguridad (Actúa: Si, No) Calidad de suministro SAIFI (Frecuencia promedio de Interrupción por Usuario). SAIDI (Duración promedio de Interrupción por Usuario).</td> </tr> </tbody> </table> <p>VARIABLES INTERVINIENTES</p> <p>Generación distribuida</p> <p>Topología de la red</p> <p>Demanda</p> <p>Potencia de Cortocircuito</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>VARIABLES INTERVINIENTES</th> <th>INDICADORES</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Generación distribuida</td> <td>Corrientes de aporte ala falla (kA, A)</td> </tr> <tr> <td>Topología de la red</td> <td>Impedancia equivalente (Ω) Potencia activa (MW)</td> </tr> <tr> <td>Demanda</td> <td>Potencia (MVA)</td> </tr> <tr> <td>Potencia de Cortocircuito</td> <td>Potencia (MVA)</td> </tr> </tbody> </table>	VARIABLES INDEPENDIENTES	INDICADORES	Ajuste del Sistema de protección	Tiempos de ajuste (ms, s) Corrientes de ajuste (A)	Fallas en las redes	Corrientes de falla (kA, A)	VARIABLES DEPENDIENTES	INDICADORES	Coordinación de protección	Selectividad (tiempo y corrientes de ajuste: s, A) Sensibilidad (corrientes de ajuste: A) Seguridad (Actúa: Si, No) Calidad de suministro SAIFI (Frecuencia promedio de Interrupción por Usuario). SAIDI (Duración promedio de Interrupción por Usuario).	VARIABLES INTERVINIENTES	INDICADORES	Generación distribuida	Corrientes de aporte ala falla (kA, A)	Topología de la red	Impedancia equivalente (Ω) Potencia activa (MW)	Demanda	Potencia (MVA)	Potencia de Cortocircuito	Potencia (MVA)	<p>ALCANCES</p> <p>El estudio pretenderá, realizar una adecuada coordinación del sistema de protección en las Alimentadores de MT con generación distribuida del área de concesión de Electro Sur Este.</p> <p>El análisis y la evaluación del sistema de protección actual que comprenderá únicamente aquellas subestaciones eléctricas AT/MT que cuentan con generación distribuida. En este punto también se pretende comprender la operación del sistema de protección actual y tomar eventos particulares y conocidos que muestren claramente la problemática.</p> <p>En el desarrollo de la alternativa de solución seleccionada, pretende determinar los criterios y los valores de ajuste que se deben implementar en los equipos de tal manera que su operación y actuación sean adecuadas para las condiciones actuales de la red, es decir con generación distribuida. y se aplica al caso del AMT TA07 (Tamburco 07) que es la que tiene mayor incidencia. Además, en un programa computacional (DIGSI-LENT) se realiza simulaciones de las actuaciones de la protección con los ajustes propuestos para diferentes fallas (fallas a tierra y entre fases).</p>	<p>CONCLUSIONES</p> <p>1.El estudio de coordinación del sistema de protección de los alimentadores de MT con GD, a través de ajustes nuevos al relé, con la habilitación y configuración de las funciones de direccionalidad 67 y 67N, brinda una mejor respuesta del sistema de protección del alimentador con GD ante fallas ubicadas en las redes de MT.</p> <p>2. Del Análisis y evaluación el sistema de protección actual de alimentadores de MT con GD se verifica los alimentadores en estudio son de tipo radial, cuya operación con GD provoca inadecuada actuación del sistema de protección principal, para situaciones en que se genera un aporte de corriente considerable de la GD por fallas en las redes de MT, lo cual es incorrecto. Así mismo el sistema de protección actual de la red MT radial con GD, esta implementado con el relé SEL- 351, que no está debidamente ajustado para aportes de corriente de la GD producidos por fallas en los alimentadores de MT. Por lo que es necesario un nuevo ajuste y configuración del relé, para garantizar la Selectividad, Sensibilidad y Seguridad del sistema de protección actual.</p> <p>4.De las alternativas de solución planteadas: La primera consiste en desplazar las curvas de protección de las funciones 51 y 51N, para brindar una menor Sensibilidad ante fallas externas y la segunda es la de implementar un ajuste para las funciones de sobrecorriente direccional 67 y 67N; se determina que la segunda opción tiene mejores ventajas que la primera debido a que brinda mayor seguridad, además de que el relé actual, SEL-351, cuenta con esas funciones y que sólo se requiere su activación y configuración.</p> <p>5. El Desarrollo la mejor alternativa de solución, ajuste para la coordinación de protección activando las funciones de 67 y 67N del relé SEL-351 de la protección principal del alimentador que cuenta Generación Distribuida, permite un sistema de protección del alimentador selectivo, que actúa adecuadamente ante la ocurrencia de fallas en las redes de MT. Teniendo con el nuevo ajuste y la activación de estas funciones una correcta operación del sistema de protección.</p> <p>RECOMENDACIONES</p> <p>1. Para la conexión de nuevos centros de generación (GD) en las redes de distribución en MT es importante tener en cuenta la bidireccionalidad de las corrientes de falla, pues también aportan corriente desde la GD hacia la falla. En caso de que la falla sea externa a la red con GD esta podría activar las protecciones cuando no se considera este aporte lo que ocasionaría disparos indeseados e interrupciones que son perjudiciales para los usuarios como para la empresa concesionaria.</p>
VARIABLES INDEPENDIENTES	INDICADORES																								
Ajuste del Sistema de protección	Tiempos de ajuste (ms, s) Corrientes de ajuste (A)																								
Fallas en las redes	Corrientes de falla (kA, A)																								
VARIABLES DEPENDIENTES	INDICADORES																								
Coordinación de protección	Selectividad (tiempo y corrientes de ajuste: s, A) Sensibilidad (corrientes de ajuste: A) Seguridad (Actúa: Si, No) Calidad de suministro SAIFI (Frecuencia promedio de Interrupción por Usuario). SAIDI (Duración promedio de Interrupción por Usuario).																								
VARIABLES INTERVINIENTES	INDICADORES																								
Generación distribuida	Corrientes de aporte ala falla (kA, A)																								
Topología de la red	Impedancia equivalente (Ω) Potencia activa (MW)																								
Demanda	Potencia (MVA)																								
Potencia de Cortocircuito	Potencia (MVA)																								

OPERACIONALIZACION DE VARIABLES

VARIABLES	DEFINICIÓN	DIMENSIONES	INDICADORES	NUMERO DE ÍTEMS	ESCALA DE MEDICIÓN
<p>➤ Variable 1: Coordinación de protección</p>	<p>▪ Coordinar las funciones de diferentes dispositivos de protección instalados en el sistema, mediante ajustes del sistema de protección.</p>	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Ajuste del sistema de protección ▪ Fallas en redes 	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Selectividad (Tiempo y corrientes de ajuste: s, A) ➤ Sensibilidad (Corriente de ajuste: A) ➤ Seguridad (Actúa: Si, No) ➤ Calidad de Suministro 	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Tiempos de ajuste (ms,s) ➤ Corrientes de ajuste (A) ➤ Actúa: Si, No ➤ SAIFI (Frecuencia promedio de Interrupción por Usuario). ➤ SAIDI (Duración promedio de Interrupción por Usuario). 	<p>Numérica (cantidad de actuaciones adecuadas e inadecuadas)</p> <p>Numérica (reducción del valor de los indicadores de calidad de suministro)</p>

CAPÍTULO 1.

GENERALIDADES

1.1. INTRODUCCIÓN

El capítulo presente, plantea la problemática existente en el sistema de protección principal de alimentadores de Media Tensión (AMT) con Generación Distribuida (GD), el cual se encuentra ubicado en las subestaciones eléctricas de transformación de alta tensión a media tensión (AT/MT)

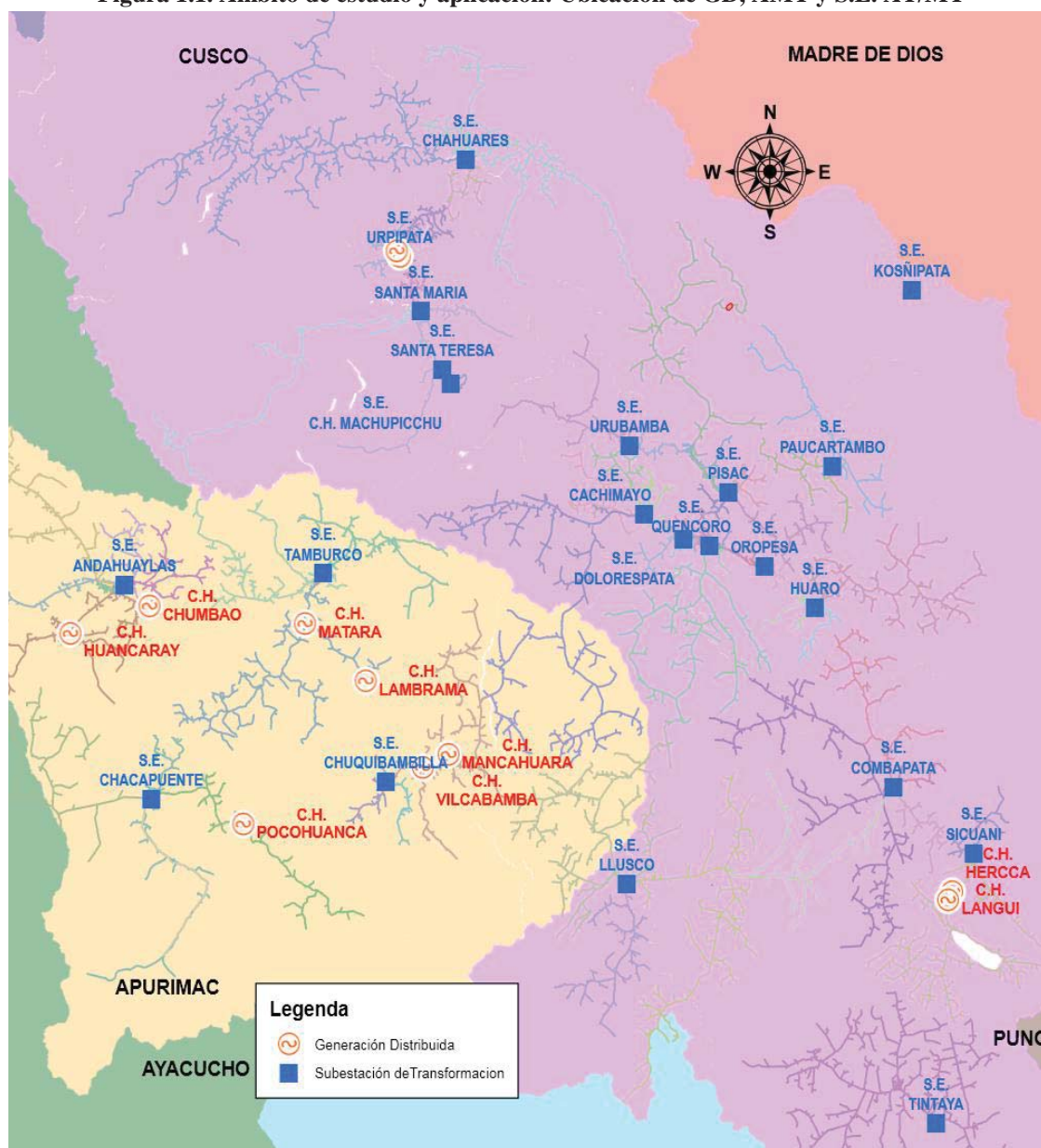
Se parte del ámbito de estudio que está comprendido dentro de área de concesión de la empresa distribuida Electro Sur Este S.A.A (ELSE) donde se presenta el problema, junto a las causas y sus efectos y, se formula el problema como un tema de estudio que a partir de ella se derivan los objetivos, las hipótesis (general y específicos) y las variables.

1.2. ÁMBITO DE ESTUDIO Y APLICACIÓN

Se ubican en las regiones de Cusco y Apurímac, dentro de área de concesión de ELSE, en las subestaciones eléctricas (en adelante S.E.) de AT/MT que cuentan con redes de media tensión o AMT con generación distribuida (GD), que son las S.E. de Sicuani, Urpipata, Tamburco, Andahuaylas, Chacapunte, y Chuquibambilla, cada una de estas cuentan con alimentadores a las que están conectadas mini centrales hidráulicas.

En la siguiente figura se muestra la ubicación de cada GD, las redes de MT y las subestaciones en cada región. En el capítulo 3 se realiza una descripción más detallada.

Figura 1.1. Ámbito de estudio y aplicación: Ubicación de GD, AMT y S.E. AT/MT



Fuente: Electro Sur Este S.A.A.

En la Tabla 1.1., se muestra las mini centrales hidráulicas (GD) que están conectados a los diferentes alimentadores de media tensión (AMT) en niveles de tensión de 22.9 kV y 10.5 kV. Cada GD está conectada a la subestación de transformación de AT/MT por intermedio de las redes de MT indicados en la Tabla. Por ejemplo: La mini central hidráulica Matara, está conectada al alimentador TA07 de 22.9 kV de la S.E. Tamburco.

Tabla 1.1. **Ámbito de estudio. S.E. AT/MT y Mini C.H. de ELSE**

Región	S.E. AT/MT	Código AMT	Tensión (kV)	Mini Central Hidráulica	Potencia (MW)
Apurímac	Andahuaylas	AN04	22.9	Huancaray	0.42
		AN07	22.9	Chumbao	1.90
	Chacapunte	CP01	22.9	Poccohuanca	0.20
	Chuquibambilla	CQ03	22.9	Vilcabamba	0.40
			22.9	Mancahuara	1.50
	Tamburco	TA07	22.9	Matara	1.60
22.9			Lambrama ¹	0.10	
Cusco	Sicuani	SI01	22.9	Langui	2.90
			22.9	Hercca	0.90
	Urpipata	UP02	10.5	Chuyapi ²	0.98

Fuente: Electro Sur Este S.A.A. – Oficina de Centro de Control

1.3. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

Los proyectos y diseños de las diferentes subestaciones eléctricas de AT/MT consideró a las redes de MT netamente radiales, es decir, con una única fuente de alimentación, por tanto, el flujo de carga en un solo sentido, del mismo modo, las corrientes de aporte a la falla en una sola dirección. Bajo ese criterio, se planteó la operación del sistema de protección en todas las subestaciones eléctricas de ELSE.

Posteriormente se fue modificando la configuración de las líneas en media tensión y redes en general, debido a las diferentes ampliaciones y ejecuciones de obras proyectadas a largo plazo, una de ellas comprende la inserción o conexión de las mini centrales hidráulicas (C.H.) a las redes de MT.

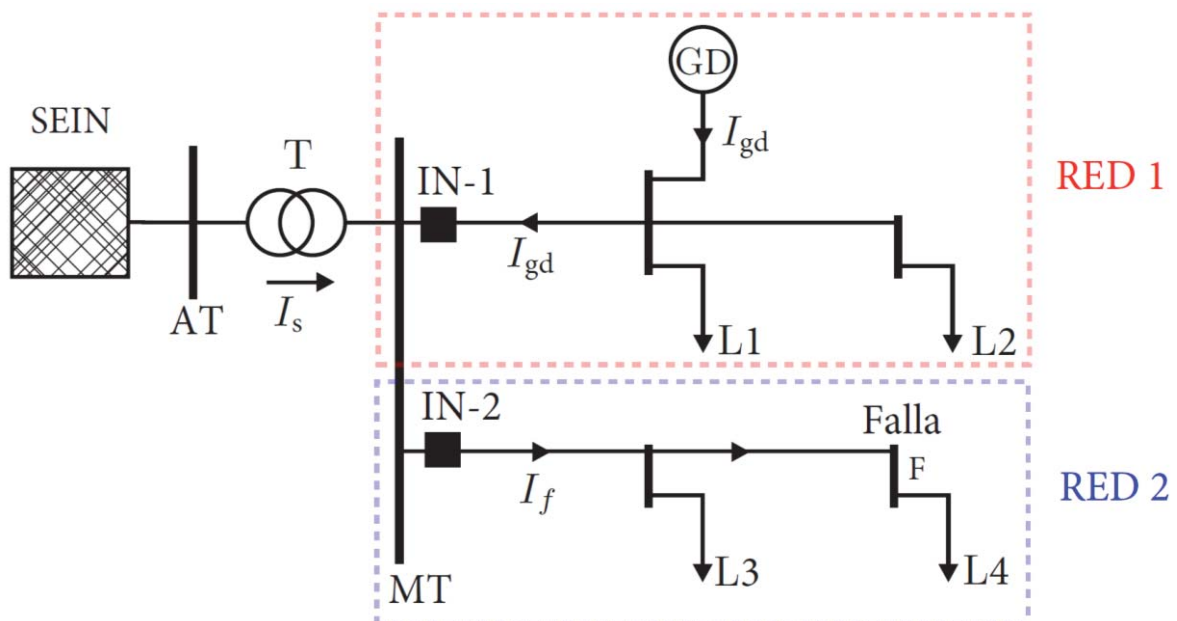
¹ La mini C.H. Lambrama, con potencia instalada de 100 kW, no se considerará para el estudio, pues su aporte no es significativo.

² La mini C.H. Chuyapi, se encuentra actualmente fuera de servicio por conflicto social, entre la empresa concesionaria y los pobladores afectados por el paso del canal de aducción, motivo por el cual no se tomará para los casos de análisis.

Esta variación en la configuración del sistema eléctrico, dio origen a que las redes de MT cuenten con dos puntos de alimentación o dos fuentes: Una, que es el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) a través de la S.E. de transformación de AT/MT y, otra por la mini central hidráulica, que se conecta a la misma red de MT (Generación Distribuida - GD). Por tanto, el flujo de carga y las corrientes de cortocircuito en la S.E. AT/MT es en ambas direcciones, aunque esto depende de la capacidad de generación de la mini C.H. y la carga en dicha red de MT.

Para las situaciones de falla (**Falla** en punto **F** mostrado en la Figura 1.2), en alimentadores adyacentes (en este caso **RED 2**), la corriente (I_f) de aporte a la falla es de dos puntos, una del **SEIN** (I_s) y otra de la **GD** (I_{gd}), por tanto la dirección de la corriente (I_{gd}) en el AMT con la mini C.H. (**RED 1**) es en sentido contrario a lo diseñado (de la red de MT hacia la S.E.). Esta corriente (I_{gd}) muchas veces alcanzó al umbral de disparo y por tanto se originó el disparo o la apertura del interruptor (IN-1) que es inadecuado, pues para la falla en la **RED 2** en el punto **F**, sólo debe abrir el interruptor **IN-2**.

Figura 1.2. Falla en alimentador adyacente a la red con GD



Fuente: Elaboración propia

A lo largo del tiempo de operación se viene ocasionando situaciones de inadecuada operación del sistema de protección en las S.E. AT/MT que cuentan con redes de MT con GD. (Ver Tablas 1.2 y 1.3).

Tabla 1.2. Desconexiones del AMT TA07 por fallas externas o adyacentes a ella. Periodo 2013 al 2017.

Fecha Inicio dd/mm/aaaa hh:mm	Fecha Fin dd/mm/aaaa hh:mm	Duración [h]:mm	Clientes Afectados	Origen de Fa- lla	Causa	Descripción del evento
30/01/2013 20:15	30/01/2013 20:26	0:11	4067	TA02	Impacto Vehicular	Desconecta TA07 por falla en el AMT TA02, por colisión de vehículo con estructura, se registró falla bifásica.
02/05/2013 08:23	02/05/2013 08:45	0:22	7902	TA06	Impacto Vehicular	Desconecta TA07 por falla en el AMT TA06, por colisión de vehículo con estructura, se registró falla bifásica, RS
21/06/2013 18:11	21/06/2013 22:00	3:49	3595	TA06	Impacto Vehicular	Desconecta TA07 por falla en el AMT TA06, por colisión de vehículo con estructura, se registró falla bifásica, RS
07/09/2013 16:52	07/09/2013 17:05	0:13	4629	TA06	Caída de estructura	Desconecta TA07 por falla en el AMT TA06, por caída de poste de MT. Se registró falla trifásica.
10/11/2013 16:46	10/11/2013 17:10	0:24	5409	TA06	Descargas atmosféricas	Desconecta TA07 por falla en el AMT TA06 por descargas atmosféricas. Se registró falla monofásica, fase T
17/11/2013 18:08	17/11/2013 19:15	1:07	9164	TA06	Descargas atmosféricas	Desconecta TA07 por falla en el AMT TA06 por descargas atmosféricas. Se registró falla monofásica, fase S
19/11/2013 11:43	19/11/2013 11:54	0:11	9164	TA06	Fuertes vien- tos	Desconecta TA07 por falla en el AMT TA06 por fuertes vientos en el sector. Se registró falla bifásica, fases RS
24/11/2013 16:01	24/11/2013 16:05	0:04	3740	TA06	Descargas atmosféricas	Desconecta TA07 por falla en el AMT TA06 por descargas atmosféricas. Se registró falla monofásica, fase T
25/11/2013 18:58	25/11/2013 19:14	0:16	11098	TA05	Descargas atmosféricas	Desconecta TA07 por falla en el AMT TA05 por descargas atmosféricas. Se registró falla monofásica, fase S
29/11/2013 17:27	29/11/2013 17:30	0:03	5416	TA05	Descargas atmosféricas	Desconecta TA07 por falla en el AMT TA05 por descargas atmosféricas. Se registró falla monofásica, fase S
03/03/2014 12:27	03/03/2014 12:31	0:04	10401	TA06	Descargas atmosféricas	Desconecta TA07 por falla en el AMT TA06 por descargas atmosféricas. Se registró falla monofásica, fase R
18/03/2014 10:35	18/03/2014 10:46	0:11	11234	TA05	Fuertes vien- tos	Desconecta TA07 por falla en el AMT TA06 por fuertes vientos en el sector. Se registró falla bifásica, fases ST
27/04/2014 16:55	27/04/2014 17:33	0:38	10045	TA03	Impacto Vehicular	Desconecta TA07 por falla en el AMT TA03, por colisión de vehículo con estructura, se registró falla trifásica.
11/05/2014 07:36	11/05/2014 07:43	0:07	5542	TA04	Error de maniobra	Desconecta TA07 por falla en el AMT TA04, por error de maniobra, cierre de seccionador a tierra en celda. Se registra falla trifásica a tierra.
10/06/2014 09:04	10/06/2014 10:00	0:56	30949	TA04	Impacto Vehicular	Desconecta TA07 por falla en el AMT TA03, por colisión de vehículo con estructura, se registró falla bifásica, ST
31/08/2014 15:29	31/08/2014 15:37	0:08	11372	TA05	Fuertes vien- tos	Desconecta TA07 por falla en el AMT TA05 por fuertes vientos en el sector. Se registró falla bifásica, fases RS
07/09/2014 06:36	07/09/2014 06:59	0:23	11370	TA05	Caída de Ár- bol	Desconecta TA07 por falla en el AMT TA05 por caída de árbol sobre la red, se registra falla bifásica, ST
26/10/2014 16:57	26/10/2014 17:04	0:07	10551	TA06	Sismos	Desconecta TA07 por falla en el AMT TA06 por sismos, se registró falla bifásica, fases ST
21/11/2014 22:31	21/11/2014 22:33	0:02	11488	TA05	Fuertes vien- tos	Desconecta TA07 por falla en el AMT TA05 por fuertes vientos en el sector. Se registró falla bifásica, fases RS

Fecha Inicio dd/mm/aaaa hh:mm	Fecha Fin dd/mm/aaaa hh:mm	Duración [h]:mm	Clientes Afectados	Origen de Fa- lla	Causa	Descripción del evento
04/01/2016 15:00	04/01/2016 15:02	0:02	11148	TA06	Fuertes vien- tos	Desconecta TA07 por falla en el AMT TA06 por fuertes vientos en el sector. Se registró falla bifásica, fases ST
19/01/2017 17:01	19/01/2017 17:04	0:02	13608	TA05	Descargas atmosféricas	Desconecta TA07 por falla en el AMT TA05 por descargas atmosféricas. Se registró falla bifásica, fases RS
3/11/2017 5:30	3/11/2017 5:32	0:02	6986	TA04	Descargas atmosféricas	Desconecta TA07 por falla en el AMT TA04 por probables descargas atmos- féricas en la zona.

Fuente: Datos brindados por ELSE

Tabla 1.3. Desconexiones del AMT SI01 por falla externa a causa de la GD

Fecha Inicio dd/mm/aaaa hh:mm	Fecha Fin dd/mm/aaaa hh:mm	Duración [h]:mm	Clientes Afectados	Origen de Falla	Causa	Descripción del evento
02/12/2013 13:39	02/12/2013 15:01	1:22	13581	SI02	Impacto Vehicular	Desconecta alimentador SI01 y SI02 por falla en SI02 a causa de impacto vehicu- lar. Se registró falla bifásica, fases S y T
09/06/2014 0:12	09/06/2014 0:21	0:09	18397	SI05	Fuertes vientos	Desconecta alimentador SI01 y SI05 por falla en SI05, causa de fuertes vientos. Se registró falla bifásica R y S.
18/06/2015 13:27	18/06/2015 13:40	0:13	19537	SI05	Contacto de red con árbol	Desconecta alimentador SI01 y SI05 por falla en SI05, a causa de contacto de ár- bol con la red. Se registró falla monofá- sica fase R.
14/07/2015 13:48	14/07/2015 13:56	0:08	14192	SI02	Fuertes vientos	Desconecta alimentador SI01 y SI02 por falla en SI02, causa de fuertes vientos. Se registró falla bifásica S y T
23/11/2015 22:30	24/11/2015 0:15	1:45	17978	SI05	Caída de conductor de red	Desconecta alimentador SI01 y SI05 por falla en SI05, a causa de caída de conduc- tor. Se registró falla bifásica S y T

Fuente: Datos brindados por ELSE

En las Tablas 1.2 y 1.3. Se tiene que los eventos mostrados son provocados por fallas que se presentan en redes adyacentes y un mal ajuste de los equipos de protección, afectando a la coordinación de protección y calidad de suministro. Debido a esto podemos indicar que actualmente el sistema de protección no actúa adecuadamente.

Ante la ocurrencia de estos eventos, se presentan interrupciones del servicio eléctrico (calidad de suministro), lo cual es perjudicial para los usuarios. Las implicancias se manifiestan en el impacto socio-económico, comprometiéndose la imagen de la empresa concesionaria, pues son percibidas negativamente por los consumidores y tienen reflejo, en ocasiones, en los medios de comunicación y, además, se presentan fundamentalmente, en pérdidas económicas, tanto para los usuarios, que son afectados directamente, como para la propia empresa.

En la tabla 1.4 y 1.5 se muestran los indicadores de calidad SAIDI y SAIFI, así como el desempeño esperado correspondiente al periodo 2013-2017, para esto se toma en cuenta lo correspondiente a los alimentadores TA-07 y SI-01, que son los casos más representativos en las regiones de Apurímac y Cusco respectivamente.

Tabla 1.4. SAIFI del Sistema Eléctrico TA-07 y SI-01

AÑO	SAIFI		Tolerancia /AÑO
	TA-07	SI 01	
2013	82.26	26.07	24
2014	49.81	17.91	24
2015	17.42	25.64	24
2016	31.56	19.40	24
2017	10.15	9.53	24

Fuente: Datos brindados por ELSE

Tabla 1.5. SAIDI del Sistema Eléctrico TA-07 y SI-01

AÑO	SAIDI		Tolerancia /AÑO
	TA-07	SI 01	
2013	59.16	24.61	40
2014	32.91	15.65	40
2015	19.34	41.59	40
2016	24.45	5.79	40
2017	12.98	16.39	40

Fuente: Datos brindados por ELSE

Como se aprecia en las tablas, se ve que con el paso de los años los indicadores fueron mejorando y en muchos casos están dentro del rango, pero solo se está logrando cumplir con la normativa, ya que estos indicadores se pueden seguir mejorando, en ese entender es necesario aplicar todo tipo de mejora que se pueda añadir, para lograr mejores indicadores.

Por tanto, surge la necesidad de mejorar, plantear y/o implementar una nueva coordinación del sistema protección en las subestaciones eléctricas donde existe generación distribuida, atendiendo la correcta operación del sistema de protección y a la continuidad de servicio eléctrico de dicho AMT.

1.3.1. FORMULACIÓN DEL PROBLEMA

1.3.1.1. Problema general

¿Cómo un adecuado estudio de coordinación del sistema de protección de alimentadores de media tensión con generación distribuida mejorara la operación del sistema de protección ante fallas en las redes de media tensión?

1.3.1.2. Problemas específicos

1. ¿Cómo será la evaluación del sistema de protección actual de alimentadores de MT con la inserción de la GD ante fallas en las redes de media tensión?
2. ¿Qué alternativas de solución se podrán plantear para adecuar y mejorar la operación del sistema de protección de alimentadores de MT con la inserción de la GD ante fallas en las redes de media tensión?
3. ¿Con la alternativa de solución desarrollada se podrá mejorar la coordinación del sistema de protección de alimentadores de MT con la inserción de la GD ante fallas en las redes de media tensión?

1.4. OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN

1.4.1. OBJETIVO GENERAL

Desarrollar el estudio de coordinación del sistema de protección de alimentadores de media tensión con generación distribuida, que responda adecuadamente ante fallas en las redes de media tensión.

1.4.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS

1. Analizar y evaluar el sistema de protección actual de alimentadores de MT con la inserción de la GD, ante la ocurrencia de fallas en las redes de media tensión.

2. Analizar las alternativas de solución planteados para adecuar y mejorar la operación del sistema de protección de alimentadores de MT con la inserción de la GD de modo que opere adecuadamente ante fallas en las redes de MT.
3. Desarrollar la mejor alternativa de solución en el alimentador de MT con GD (TA07) y evaluar la operación del sistema de protección del alimentador de MT con la inserción de la GD mediante la simulación de fallas en las redes de MT.

1.5. JUSTIFICACIÓN E IMPORTANCIA DEL ESTUDIO

Técnica. - Actualmente la coordinación de protección del sistema, no considera la incorporación de mini centrales hidráulicas en sus redes (GD), ya que no existe un estudio de coordinación que incluya el equipamiento existente y la incorporación de las mini centrales hidráulicas dentro del área de concesión de ELSE. Así mismo la operación del sistema de protección principal de los alimentadores que cuentan con generación distribuida no es adecuada, presenta interrupciones por mala coordinación protección.

Económica. - Tanto la concesionaria como los clientes esperan un suministro de energía continuo. El mejorar la coordinación de protección del sistema, evitara interrupciones eléctricas innecesarias, que puedan afectar sus actividades, ya sean estas comerciales, productivas, etc.

Social. - Las interrupciones innecesarias debido a la actuación inadecuada del sistema de protección, exige realizar un nuevo estudio, pues es importante garantizar al cliente la calidad de suministro. Con una mejor operación del sistema de protección se puede Reducir el número de interrupciones y mejorar el índice de aceptación del cliente.

Académica. - Los estudios existentes para la coordinación del sistema de protección consideran las redes de MT netamente radiales, olvidando el aporte de la corriente hacia la falla

por parte de la generación distribuida. Un estudio de coordinación de protección de alimentadores de media tensión con GD, abre puertas a estudios posteriores en igual o diferente nivel de tensión, diferente tecnología de generación y hasta en una red doméstica que cuenta con dos fuentes de energía una de la red y otra por ejemplo un sistema fotovoltaico.

En el presente estudio se analiza el comportamiento de la corriente de en un sistema con GD ya sea en estado normal y con la presencia se fallas.

1.6. ALCANCES Y LIMITACIONES DEL ESTUDIO

1.6.1. ALCANCES

El estudio pretende, realizar una adecuada coordinación del sistema de protección principal del alimentador de MT (ubicado en la subestación eléctrica AT/MT) que cuenta con generación distribuida dentro del área de concesión de Electro Sur Este.

El análisis y la evaluación del sistema de protección actual comprende únicamente aquellos alimentadores de MT (ubicadas en subestaciones eléctricas AT/MT) que cuentan con generación distribuida. En este punto se pretende comprender la actuación del sistema de protección actual y se toma eventos particulares y conocidos que muestran claramente la problemática.

El análisis de las alternativas de solución, busca las opciones que se tienen para evitar las desconexiones innecesarias de la red con generación distribuida ante fallas en las redes de MT adyacentes.

En el desarrollo de la alternativa de solución seleccionada, pretende determinar los criterios y los valores de ajuste que se deben implementar en los equipos de tal manera que su operación y actuación sean adecuadas para las condiciones actuales de la red, es decir con generación distribuida, y se aplica al caso del AMT TA07 (Tamburco 07) que es la que tiene

mayor incidencia. Además, en un programa computacional (DIgSILENT) se realiza simulaciones de las actuaciones de la protección con los ajustes propuestos para diferentes fallas (fallas a tierra y entre fases).

1.6.2. LIMITACIONES

No se tiene información detallada de los eventos ocurridos; por ejemplo: El punto de falla, registros oscilográficos de los relés de protección, corrientes de falla, y secuencia cronológica de los eventos.

Las pretensiones del estudio se limitan a realizar la coordinación de la protección principal de alimentadores de MT, en las subestaciones eléctricas AT/MT, que cuenten con generación distribuida.

1.7. ANTECEDENTES DEL PROBLEMA

La empresa concesionaria, ELSE, cuenta con un estudio realizado por DISA el año 2009 titulado: “ESTUDIO DE COORDINACION CON EL EQUIPAMIENTO EXISTENTE”. En ella se muestra la coordinación de protección de los equipos (protección y red de 22.9 kV) instalados hasta el año 2008. Las protecciones tomadas en cuenta son de las funciones de sobrecorriente a tierra (50N/51N) y de fases (50/51). Sin embargo, en dicho estudio no se toman en cuenta la bidireccionalidad de la corriente en situaciones de falla por aporte de la generación distribuida.

Las bibliografías existentes no abordan el tema de bidireccionalidad de las fallas en las redes de MT y subestaciones de AT/MT, que cuenta con GD. Los alimentadores son considerados como redes radiales a pesar de que cuenta con mini centrales eléctricas que podrían aportar corriente a la falla. Los temas que se tratan (en las bibliografías existentes) son de protecciones propias de la generación distribuida, pues existe gran diversidad de tecnologías en otros países, como centrales térmicas, hidráulicas, eólicas, solares, etc., y en Perú la generación distribuida que más se emplea es la tecnología de las centrales hidroeléctricas.

El COES elaboro la actualización del ESTUDIO DE COORDINACIÓN DE LAS PROTECCIONES DEL SISTEMA ELÉCTRICO INTERCONECTADO NACIONAL AÑO 2010, pero solo comprende niveles de AT, instalaciones de 220kV, y 138kV de los agentes del SEIN tomando como referencia en los niveles de 60 kV e inferiores, cuyo objetivo es Cumplir con lo establecido en el numeral 7.5 de la Norma Técnica para la Coordinación de la Operación en Tiempo Real de los Sistemas Interconectados.

1.8. HIPÓTESIS

1.8.1. HIPÓTESIS GENERAL

Un adecuado estudio de coordinación del sistema de protección de alimentadores de media tensión con generación distribuida, brinda una adecuada respuesta ante fallas que se presenten en las redes de media tensión y tiene un impacto positivo pues reduce el número de interrupciones del ámbito de estudio en Cusco y Apurímac.

1.8.2. HIPÓTESIS ESPECÍFICAS

1. El análisis de falla y la evaluación del sistema de protección permite identificar las deficiencias del sistema de protección de alimentadores de MT con la inserción de la GD ante la ocurrencia de fallas en las redes de media tensión.
2. El análisis de las alternativas de solución planteadas permite identificar las opciones que se cuentan para mejorar el sistema de protección de alimentadores de MT con la inserción de la GD de modo que opere adecuadamente ante fallas en las redes de MT.
3. El desarrollo de la mejor alternativa, permite realizar una apropiada y adecuada coordinación del sistema de protección del alimentador de MT con la inserción de la GD para las condiciones de operación actual, y la simulación de fallas evalúa la operación del sistema de protección ante fallas en las redes de MT.

1.8.3. VARIABLES E INDICADORES

Debe entenderse que el objetivo es mejorar la coordinación del sistema de protección, a través de un buen ajuste de los equipos de protección para cualquier falla que se registre en las redes adyacentes a la red con generación distribuida. Siendo así, se plantea tres tipos de variables: Independientes, dependientes e intervinientes.

➤ Variables e indicadores independientes

VARIABLES INDEPENDIENTES	INDICADORES
Fallas en las redes	Corrientes de falla (kA, A)
Ajuste del sistema de protección actual	Tiempos de ajuste (ms, s) Corrientes de ajuste (A)

➤ Variables e indicadores dependientes

VARIABLES DEPENDIENTES	INDICADORES
Coordinación de protección	Selectividad (Tiempo y corrientes de ajuste: s, A) Sensibilidad (Corriente de ajuste: A) Seguridad (Actúa: Si, No) Calidad de suministro: SAIFI (Frecuencia promedio de Interrupción por Usuario) y SAIDI (Duración promedio de Interrupción por Usuario).

➤ Variables e indicadores intervinientes

VARIABLES INTERVINIENTES	INDICADORES
Generación Distribuida	Corriente de aporte a la falla (kA, A)
Topología de la red	Impedancia equivalente (Ω)
Demanda afectada	Potencia activa (MW)
Potencia de cortocircuito	Potencia (MVA)

1.9. METODOLOGÍA

1.9.1. CARACTERÍSTICAS DE LA INVESTIGACIÓN

1.9.1.1. *Tipo de Investigación*

Por el propósito o finalidad, el trabajo está comprendido dentro de lo denominado como una **Investigación Aplicada**, pues estará dirigida a aportar la comprensión de la problemática del sistema de protección actual en subestaciones eléctricas con generación distribuida (1). También se puede decir que será una **Investigación Aplicada Tecnológica** (2), pues se buscará plantear soluciones concretas, reales, factibles y necesarias al problema planteado.

1.9.1.2. *Nivel de Investigación*

El nivel de investigación a considerarse será el **Explicativo**, pues en primer lugar se considerará la identificación de la problemática para luego explicar por qué de las causas y las condiciones en que éste se da y, qué efectos trae consigo (3).

1.9.1.3. *Método de Investigación*

De acuerdo a la bibliografía existente, el estudio combinará métodos **Inductivo** y **Deductivo**, es decir empleará el método mixto por la relación entre dichos métodos, pues se partirá de eventos particulares que caracterizan la realidad del sistema eléctrico en estudio, los cuales permitirán establecer o inducir generalidades respecto a los efectos y consecuencias, y con esta base previa y con referencia a los conocimientos teóricos, en este caso, como la fallas que ocurren en las redes adyacentes a la red con generación distribuida, si no son despejadas adecuadamente pueden generar problemas en la calidad de suministro, es en este punto en que se deduce la correlación de causalidad.

1.9.1.4. *Diseño de la Investigación*

En este caso, el estudio será **Experimental**, pues se pretende mejorar la operación del sistema de protección, manipulando las variables, que en este caso serán los ajustes en los equipos de protección, esto implica mejorar la calidad de suministro (2). Además, se realizarán simulaciones de la actuación de los equipos del sistema de protección en el programa computacional DIgSILENT.

1.9.2. POBLACIÓN Y MUESTRA

La población está conformada por las subestaciones: Andahuaylas, Chacapunte, Chuquibambilla, Tamburco, Sicuani, Urpipata³, los alimentadores de media tensión con y sin generación distribuida, y el sistema de protección de todos sus alimentadores.

Se tomará como muestra, los datos requeridos para el estudio, en este caso el sistema de protección principal de alimentadores de media tensión con generación distribuida; SI-01 (Sicuani) y TA-07 (Tamburco).

1.9.3. TÉCNICAS DE RECOLECCIÓN DE DATOS

Para el estudio se requieren datos de la red eléctrica, las características y equipos que lo conforman. En ese sentido se recurre a la siguiente técnica de recolección de datos:

Recopilación Documental y de Datos. Pues, el estudio precisará de información contenida en estudios, normas, datos técnicos, diagramas unifilares de línea, ajustes de protección actuales, eventos registrados en el AMT y, a la empresa involucrada ELSE, etc.; todas relacionadas al ámbito de estudio y a la muestra del estudio (4).

³ La GD (Chuyapi) conectada a la S.E. Urpipata se encuentra actualmente fuera de servicio por oposición de pobladores en cercanías al canal de aducción. Inicialmente en la etapa de la planificación de la tesis se consideró para el estudio, sin embargo, debido a que su puesta en servicio no está definida, no se considera en el estudio.

1.9.4. PROCESAMIENTO DE DATOS

De acuerdo a los objetivos del estudio (General y Específicos) por ejemplo: El análisis del sistema de protección actual, se procesará los datos en una hoja de cálculo, para determinar la ocurrencia de fallas en el AMT. Se realizan simulaciones de la actuación del sistema de protección, y esto se procesará en un programa computacional especializado. Además, se procesarán y editarán textos e imágenes. Las herramientas informáticas del que se hace uso son:

- **Power Factory DIgSILENT** (Versión 15.1.7). Para realizar la coordinación y simulación del sistema de protección
- **AutoCAD** (2016). Edición de imágenes y diagramas unifilares
- **Microsoft Visio** (2016)
- **Word** (2016). Edición de texto.
- **Visio** (2016). Edición de diagramas unifilares
- **Excel** (2016). Edición de Tablas y archivos de eventos.
- **ArcGIS** (Ver. 9). Base de datos de la red de ELSE

1.10. NORMATIVA

Para el presente estudio se debe cumplir lo que establece la norma técnica de calidad de los servicios eléctricos (NTCSE) en el título 06 y subtítulo 6.1 (Interrupciones), esta evalúa la calidad de suministro eléctrico de acuerdo a indicadores que miden el número de interrupciones del servicio eléctrico, la duración de las mismas y la energía no suministrada a consecuencia de ellas.

También se consideran las demás normas ligadas al presente estudio las cuales se enumeran a continuación.

- Ley de concesiones y su reglamento
- Norma técnica de calidad de suministro eléctrico (NTCSE)
- Norma técnica de calidad de los servicios eléctricos rurales (NTCSER)
- Norma técnica para la coordinación de la operación en tiempo real de los sistemas interconectados (NTCOTRSI).
- Código nacional de electricidad (CNE)
- Otros.

CAPÍTULO 2.

MARCO TEÓRICO

2.1. INTRODUCCIÓN

En este capítulo se provee el marco conceptual concerniente al presente estudio. Se presentan conceptos generales, términos y, datos de acuerdo a la normatividad actual y la bibliografía existente.

Los términos y conceptos están enfocados al tema de coordinación de protecciones en sistemas de distribución (redes en MT). Esto implica señalar lo importante que es tener una coordinación de protección, el por qué y cómo. 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.

Es importante señalar que cada concepto o término se encuentra referenciado, citando la bibliografía y el número de página.

2.2. GENERACIÓN DISTRIBUIDA (GD)

Generación distribuida, dispersada, descentralizada o insertada (GD) actualmente no existe una definición internacional para los términos mencionados, puesto que son múltiples los factores que afectan a su definición: tecnologías empleadas, límite de potencia, conexión a red, etc. Una propuesta de definición de GD es la siguiente: “Es la instalación y el funcionamiento de las unidades de generación de energía eléctrica conectadas directamente a la red de distribución o conectados a la red en sitio del cliente” (5).

2.2.1. CARACTERÍSTICAS DE LA GD (6)

Algunas características más comunes en la GD son:

- Su calificación es pequeña en comparación con las plantas de energía convencionales.
- Están conectados a las redes de distribución en MT o en baja tensión (BT)
- No contribuyen en el control de frecuencia ni de tensión del sistema.
- Por lo general no se consideraron cuando se planteó la red local.
- A menudo son de propiedad privada.
- No están destinados en centros de carga.

2.2.1.1. Límites de potencia para la GD (7)

Existe una cierta disparidad de criterios a la hora de establecer el límite de potencia para la GD. El Departamento de Energía (DOE) de Estados Unidos establece unos límites que van desde 1 kW hasta decenas de MW. En España, el Régimen Especial contempla un límite máximo de potencia de 50 MW. EscoVale Consultancy, prestigiosa consultoría del Reino Unido, amplía el rango de potencias hasta 100 MW, limitando a 10 MW la potencia máxima

para instalaciones basadas en fuentes de energía renovable. Considerando diversos rangos de potencia se tiene los siguientes límites:

- **Micro-Generación** : Menor a 5 kW
- **Mini-Generación** : 5 kW - 5 MW
- **Mediana generación** : 5 MW - 50 MW
- **Generación a gran escala** : 50 MW - 100 MW.

2.2.2. MODO DE OPERACIÓN DE LA GD (8)

Se pueden definir cuatro modos de operación de la GD con el SEP que en orden de complejidad son:

- **Aislada, con ninguna posibilidad de conexión al sistema.** Cuando la central eléctrica opera en zonas alejadas a la red de transmisión o de distribución eléctrica, como en la zona de selva.
- **Aislada, con posible conexión de la carga de la GD al sistema, pero no en paralelo ambos.** Puede darse de acuerdo a la condición de operación del sistema eléctrico, como el caso cortes de suministro de energía programado o en casos de cortes de energía intempestivos (fallas) y se requiera suministrar energía a una población importante, o se tenga la posibilidad de brindar continuidad para cuidar los indicadores de calidad de suministro.
- **Interconectada al sistema, pero sin exportación de energía.** Este modo de operación se aplica a las centrales de energía eléctrica que tiene bajo costo de operación como el caso de mini centrales hidráulicas conectadas a la red de MT y que además la potencia generada es menor que la carga conectada a la red.

- **Interconectada al sistema y flujo de energía bidireccional.** El mismo modo de operación que la anterior, pero en este caso, la potencia generada es mayor que la carga en la red, ya sea en forma continua o solo en horas valle cuando la demanda es baja.

2.2.3. INFLUENCIA DE GD EN LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS (9)

2.2.3.1. *Impacto de la GD en la Planificación y diseño*

A la empresa distribuidora, como inversionista en la GD le interesa conocer dos aspectos fundamentales:

- ¿Cómo se acomodan las nuevas instalaciones generadoras que quieran conectarse a la red y qué criterios se deben adoptar para ello? Esto son los aspectos técnicos.

En Perú, actualmente no existe una normativa sobre los criterios de conexión de la GD a la red, por tanto, cada empresa fija criterios únicamente a la planta de generación y la consideración más importante es sobre las protecciones de la instalación generadora que se conecta y su compatibilidad con las protecciones de la red.

- ¿Qué red nueva se tiene que construir teniendo en cuenta la generación inmersa en la red de distribución? Esto desde el punto de vista de la inversión.

Actualmente y con la regulación existente, la distribución no puede considerar la generación inmersa en su red y debe planificar como si esta no existiese, es decir considerar a la red como radial. Únicamente en aquellos casos en los que la generación se inyecta en la red de transmisión la distribuidora deberá dotar de instalaciones con suficiente capacidad para transportar dicha energía inyectada.

2.2.3.2. Impacto de la GD en la Operación y Explotación

Este aspecto dependerá muchos del modo de operación de la GD mencionado en la anterior sección.

Este punto, define la explotación óptima de la red buscando la mejor solución de compromiso teniendo en cuenta:

- Las Sobrecargas.
- Los Niveles de Tensión
- Minimización de Pérdidas
- Continuidad en el Suministro
- Tiempos de Reposición

2.2.3.3. Influencia de la GD en las Potencias de Cortocircuito (9 pág. 114)

Definimos a la potencia de cortocircuito como el máximo valor de potencia que la red puede proveer a una instalación durante una falla en ella. Se expresa en MVA o en kVA para una tensión de operación determinada.

La potencia de cortocircuito en una red eléctrica de potencia es un índice de la robustez, interconectividad y capacidad de transporte de la red. Mayores potencias de cortocircuito en una red indican mayor número de interconexiones (mallado), mayor capacidad de transporte y mayor robustez. Si bien la potencia de corto nos da el dimensionamiento de los interruptores también nos informa de la caída de tensión que puede experimentar una red ante la conexión de una instalación o bien la impedancia equivalente que ve dicha instalación al conectarse en esa red.

Las fuentes de cortocircuito que encontramos en una red eléctrica son:

- **Redes de alimentación que suministra a la red de distribución**, en el caso peruano es el SEIN.
- **Generadores**, este es el caso de la conexión de la generación distribuida a las redes de distribución.

- **Retorno de potencia proveniente de máquinas rotantes** (motores) o desde redes a través de transformadores MT/ MT o MT/BT (siempre que exista una fuente del otro lado).

El aporte de corriente de cortocircuito por parte de la GD depende directamente de la configuración de la red, ubicación de la GD, las impedancias de sus componentes: líneas, cables, transformadores, motores, y todo componente que sea atravesado por la corriente de cortocircuito.

En la tesis mencionada en la bibliografía (9 pág. 116) concluye que la potencia de potencia de cortocircuito no es un problema mayor en las redes de distribución a causa de la GD, aunque se pueden dar aumentos significativos, pero es un problema técnico de fácil solución.

2.2.3.4. Influencia de la GD en los servicios complementarios

Los servicios complementarios son aquellos que se encuentran asociados a la generación, transporte y distribución, necesarios para garantizar la seguridad y la calidad en el suministro. Los servicios complementarios más típicos son:

- Control Frecuencia – Potencia activa
- Control Tensión – Potencia reactiva
- Arranque autónomo (Black Start) y operación en modo aislado

2.2.3.5. Impacto de la GD en las compras de energía de las distribuidoras

La empresa distribuidora, como una de sus actividades principales, realiza compra de aquella energía consumida por los clientes regulados y libres que cuente. Con la disposición de la generación distribuida debe descontar la energía a comprar, aunque dependerá mucho de la capacidad de la GD.

2.3. CALIDAD DE SUMINISTRO (10)

La aplicación de norma peruana, para el presente estudio es la “Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE)” en el tema de calidad de energía eléctrica evalúa cuatro aspectos que son: La calidad de producto, suministro, servicio comercial y alumbrado público.

Para nuestro interés de estudio, la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE), menciona lo siguiente que: “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”.

Se considera como interrupción a toda falta de suministro eléctrico en un punto de entrega de un usuario y/o cliente. Las interrupciones pueden ser causadas, entre otras razones, por salidas de los diferentes equipos de las instalaciones del Suministrador, y que se producen por mantenimiento, por ampliaciones, por maniobras etc., o aleatoriamente por mal funcionamiento y/o fallas; lo que incluye consecuentemente aquellas que hayan sido programadas oportunamente. Para efectos de la Norma, no se consideran las interrupciones totales de suministro cuya duración es menor de tres (3) minutos ni las relacionadas con casos de fuerza mayor⁴ debidamente comprobados y calificados como tales por la Autoridad.

Según la norma para evaluar la Calidad de Suministro, se toman en cuenta los indicadores que miden el número de interrupciones del servicio eléctrico, la duración de las mismas y la energía no suministrada a consecuencia de ellas.

⁴ Fuerza Mayor: “Es el evento de naturaleza imprevisible, irresistible, extraordinaria y externa; que ocasiona el incumplimiento de una obligación (en este caso la prestación del servicio público de electricidad)”. Para mayor información, se encuentra en la Directiva de OSINGERMIN, Procedimiento 10-2014-OS/CD Calificación de Fuerza Mayor Para Instalaciones de Transmisión y Distribución.

Se considera como interrupción a toda falta de suministro eléctrico en un cliente y/o usuario, lo que incluye consecuentemente, aquellas que hayan sido programadas oportunamente.

2.3.1. INDICADORES DE CALIDAD DE SUMINISTRO (10)

Los indicadores de calidad de suministro se evalúan de acuerdo a dos criterios: el primero por usuario afectado que sigue las normas NTCSE y NTCSE-R y el segundo por sistema eléctrico que sigue a la resolución OSINERG N° 074-2004-OS/CD

2.3.1.1. Indicadores de calidad de suministro por usuario afectado.

Estos indicadores están establecidos de acuerdo a la Norma Técnica de Calidad de Servicios Eléctricos (NTCSE) y Norma Técnica de Calidad de Servicios Eléctricos Rurales (NTCSE-R), los cuales ven dos aspectos, el número total de interrupciones por periodo y su duración ponderada por cliente, los cuales se mencionan a continuación:

- **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 [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 %).

- **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:

$$D = \sum_{i=1}^N K_i \cdot d_i \quad [\text{Expresado en horas}]$$

Dónde:

d_i : Es la duración individual de la interrupción i .

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

Interrupciones programadas* por expansión o reforzamiento : $K_i = 0,25$

Interrupciones programadas* por mantenimiento : $K_i = 0,50$

Otras : $K_i = 1,00$

* 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.

2.3.1.2. Indicadores de calidad por sistema eléctrico.

Estos indicadores también están establecidos de acuerdo NTCSE y NTCSE, pero siguen la Resolución de consejo directivo del Organismo supervisor de la Inversión en energía OSINERG N° 074- 2004 -OS/CD, en el cual se establece el “procedimiento para la supervisión de la operación de los sistemas eléctricos”, se cuentan con dos, los cuales son:

- **SAIFI (System Average Interruption Frequency Index)**

Por definición este indicador señala la frecuencia de interrupción de suministro de energía eléctrica, y es igual a la frecuencia media de interrupción por usuario de un sistema eléctrico en un periodo determinado, como se muestra a continuación.

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

Donde:

t_i : duración de cada interrupción

u_i : número de usuarios afectados den cada interrupción

n : número de interrupciones del periodo evaluado

N : número de usuarios del sistema eléctrico.

- **SAIDI (System Average Interruption Duration Index)**

Por definición es un indicador de duración de interrupción de suministro de energía, y es igual al tiempo total promedio de interrupción por usuario de un sistema eléctrico en un periodo determinado, como se muestra a continuación.

$$\text{SAIDI} = \frac{\sum_{i=1}^n t_i * u_i}{N} \quad [\text{Expresado en horas}]$$

Donde:

t_i : duración de cada interrupción

u_i : número de usuarios afectados den cada interrupción

n : número de interrupciones del periodo evaluado

N : número de usuarios del sistema eléctrico.

2.3.1.3. Valores límites e indicadores

En la **Tabla 2.1**. Se muestra los valores límites e indicadores de la calidad de suministro, estos están establecidos por usuario afectado, por el Sistema eléctrico, y sector típico, así mismo se tienen la tolerancia respectiva para cada indicador.

Tabla 2.1. Valores límites e indicadores.

Sector Típico	Valores límites	Indicadores	Tolerancia
2	Por usuario afectado (NTCSE)	N: N° de interrupciones por usuario y por semestre.	8 /sem.
		D: Duración ponderada de las interrupciones por usuario y por semestre.	13 h/sem.
	Por sistema eléctrico	SAIFI: Frecuencia promedio de las interrupciones por usuarios del sistema eléctrico.	5 /año
		SAIDI: Duración promedio de las interrupciones por usuarios del sistema eléctrico.	9 h/año
3	Por usuario afectado (NTCSE)	N: N° de interrupciones por usuario y por semestre.	8 /sem.
		D: Duración ponderada de las interrupciones por usuario y por semestre.	13 horas/sem.
	Por sistema eléctrico	SAIFI: Frecuencia promedio de las interrupciones por usuarios del sistema eléctrico.	7/año
		SAIDI: Duración promedio de las interrupciones por usuarios del sistema eléctrico.	12 h/año
4, 5 y SER	Por usuario afectado (NTCSER)	NIC: N° de interrupciones promedio por cliente y por semestre.	10 /sem.
		DIC: Duración ponderada acumulada de interrupciones promedio por cliente por semestre	25 y 40 h/sem.
	Por sistema eléctrico	SAIFI: Frecuencia promedio de las interrupciones por usuarios del sistema eléctrico.	12 y 24/ año
		SAIDI: Duración promedio de las interrupciones por usuarios del sistema eléctrico.	16 y 40 horas/año

Fuente: OSINERGMIN (Calidad de suministro)-2013

Ya que se quiere mostrar el comportamiento del sistema y se está evaluando netamente alimentadores con GD, para evaluar los indicadores de calidad de suministro, en el presente estudio se tomarán en cuenta *los indicadores de calidad por sistema eléctrico*.

2.3.2. CRITERIOS PARA LA EVALUACIÓN DE LOS INDICADORES SAIFI Y

SAIDI. (22)

La concesionaria está obligada reportar los indicadores SAIDI (Duración Media de Interrupción por Usuario) y SAIFI (Frecuencia Media de Interrupción por Usuario) por cada sistema eléctrico y toda la concesión aplicando las siguientes fórmulas.

Para nuestro caso de estudio se evaluará por sistema eléctrico, es decir sistema eléctrico de alimentadores de MT con GD, por ellos los criterios están asociados a AMT de media tensión

y redes de media tensión, por lo tanto los registros de interrupciones que se tomarán en cuenta para el análisis, serán los que están estrictamente asociados a este tipo de sistema.

Se considera solo los siguientes:

- Tipo de Instalación que salió.

Código	Descripción
2	Alimentador MT
3	Sección Alimentador

- Tipo de Instalación donde se originó la interrupción.

Código	Descripción
3	Alimentador MT
4	Sección Alimentador
5	SED MT/BT

- Naturaleza de la interrupción.

Código	Descripción
PM	Programado, Mantenimiento
Son PE	Programado, Expansión o reforzamiento
NF	No programado, Falla
NO	No programado, Operación
NT	No programado, acción de Terceros
NC	No programado, Fenómenos naturales

Así mismo para realizar el cálculo del SAIFI MT y SAIDI MT, se debe considerar para evaluar la performance de la Operación la suma del año de los indicadores obtenido por mes para cada sistema eléctrico.

2.4. FALLAS EN SISTEMAS ELÉCTRICOS

Se define el término “**falla**” como cualquier cambio no planeado en las variables de operación de un sistema eléctrico de potencia, también es llamada perturbación (11 pág. 66).

Otros autores denominan “**Cortocircuito**” a las fallas en las redes y definen del siguiente modo: En una red eléctrica, se dice que se produce un cortocircuito cuando dos o más puntos

que en condiciones normales de funcionamiento se encuentran a diferente potencial, se ponen accidentalmente en contacto a través de una pequeña o nula impedancia. En general, se producen al fallar el aislamiento, pudiendo esto ocurrir por diversas causas: pérdida de las propiedades aislantes del medio (envejecimiento, calentamiento, contaminación, etc.), sobretensiones (tanto de origen externo como interno) o efectos mecánicos diversos como roturas, deformaciones, desplazamientos, etc. (12 pág. 463)

Los sistemas eléctricos mejor diseñados ocasionalmente experimentan cortocircuitos dando como resultado altas corrientes anormales y, los dispositivos de protección como los relés deben detectar y dar orden de disparo a los interruptores para aislar tales fallas en el punto adecuado y con seguridad para minimizar el daño por las corrientes de altas que circulan en los circuitos y equipos (12 pág. 506)

2.4.1. CAUSAS DE FALLAS EN REDES DE ENERGÍA ELÉCTRICA (13)

Las fallas se presentan en puntos aleatorios de un sistema eléctrico, pues las condiciones a las que están expuestas son muy diversas e imprevisibles. Las fallas son debidas a:

2.4.1.1. Problemas de aislamiento

Las tensiones en los conductores del sistema son elevadas consecuentemente, pueden ocurrir rupturas a tierra o entre cables por diversos motivos:

- Diseño inadecuado del aislamiento de los equipos, estructuras o aisladores
- Material empleado (inadecuado o de mala calidad) en fabricación
- Problemas de fabricación
- Envejecimiento del propio material

2.4.1.2. Problemas Mecánicos

Son los originados por la naturaleza y que provocan acciones mecánicas en el Sistema Eléctrico:

- Acción del viento
- Nieve
- Contaminación
- Árboles, etc.

2.4.1.3. Problemas Eléctricos

Son los problemas eléctricos intrínsecos de la naturaleza o los debidos a la operación del sistema

- Descargas atmosféricas directas o indirectas
- Impulsos por cierres o aperturas (maniobra)
- Sobretensión en el sistema

2.4.1.4. Problemas de Naturaleza Térmica

El calentamiento en los cables y equipos del sistema, además de disminuir la vida útil, perjudica el aislamiento y se debe a:

- Sobretensiones por efecto de la sobre carga en el sistema
- Cortocircuitos
- Sobretensión dinámica en el sistema
- Desbalanceamiento en la red

2.4.1.5. Problemas de Mantenimiento

- Sustitución inadecuada de piezas y equipos
- Personal no entrenado ni calificado
- Piezas de reposición no adecuadas
- Falta de control de calidad en la compra de material
- Inspección de la red no adecuada
- Poda de árboles

2.4.1.6. *Problemas de Otra Naturaleza*

- Actos de vandalismo
- Actos de terrorismo
- Sabotajes
- Incendios
- Inundaciones
- Desmoronamientos
- Accidentes de cualquier naturaleza

2.4.2. OCURRENCIA DE FALLAS

En la Tabla siguiente, se muestra una idea de la contribución de falla del sistema eléctrico de acuerdo a las características propias de cada sector, como son: Las plantas de Generación, Subestaciones y Líneas de Transmisión.

Tabla 2.2. Taza de ocurrencia de falla en un sistema eléctrico

SECTOR DEL SISTEMA ELÉCTRICO	TAZA DE OCURRENCIA DE FALLAS
Generación	6 %
Subestación	5 %
Líneas de transmisión	89 %

Fuente: Basado en el libro de Geraldo Kindermann - Cortocircuito (13 pág. 153)

El sector más vulnerable a la falla es el de transmisión, pues, por su naturaleza, recorre largas distancias, atravesando lugares muy diversos, con terrenos y climas muy distintos.

2.4.3. TIPIFICACIÓN DE FALLAS

La bibliografía concerniente a fallas en sistemas eléctricos, se pueden encontrar gran diversidad de textos, sin embargo, una tipificación más acertada es de: Paul M. Anderson - Analysis of Faulted Power Systems. En ella se distinguen tres tipos de fallas: Shunt, Serie y

Simultáneos⁵. Para el presente estudio, es necesario sólo el conocimiento de fallas Shunt, pues son las de mayor incidencia en el sistema.

Las **fallas shunt**, conocidas también fallas en derivación, son los tipos de fallas más comunes que se han presentado. Estos tienen que ver con los conductores de un sistema eléctrico, es decir, un cortocircuito entre conductores, o conductor/conductores a tierra (14). Una de las más importantes características de este tipo de fallas es el incremento de corriente que sufre y la caída de tensión.

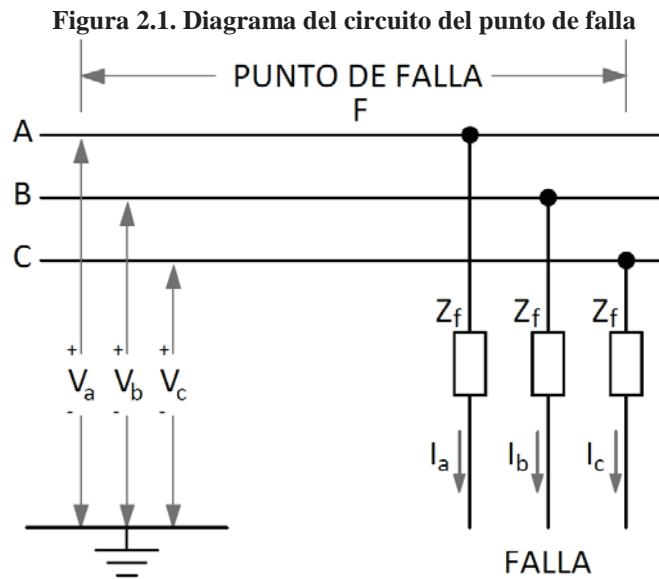
Se designan las corrientes que fluyen de las fases: A, B y C hacia afuera del sistema original balanceado, como se puede visualizar en la Figura 2.1 las tres fases del sistema trifásico en la porción de la red donde ocurre la falla (Punto de Falla: F)

El flujo de las corrientes de cada línea hacia la falla se indica con flechas en los tres conductores de un sistema trifásico, los segmentos que llevan corrientes: I_a , I_b e I_c se pueden interconectar para representar los diferentes tipos de fallas. Se designan como V_a , V_b y V_c las tensiones de fase a tierra es el valor que representa en el punto de falla y Z_f representa a la impedancia de falla.

⁵ Las **fallas en serie** se consideran a un grupo de condiciones desequilibradas que no impliquen alguna conexión entre líneas o entre fase y neutro en el punto de falla, generalmente hay una condición de impedancia en serie desequilibrado. El desequilibrio es en serie con la línea y no hay un “punto de falla” como en las fallas shunt, por el contrario, hay dos “puntos de falla”, uno a cada lado del desequilibrio.

Las **fallas Simultáneas** es la ocurrencia de dos condiciones de falla (combinación de fallas en Serie y Shunt) en dos (o más, pero en general se considera sólo 2) puntos remotos. La probabilidad de ocurrencia es bastante baja en un solo evento.

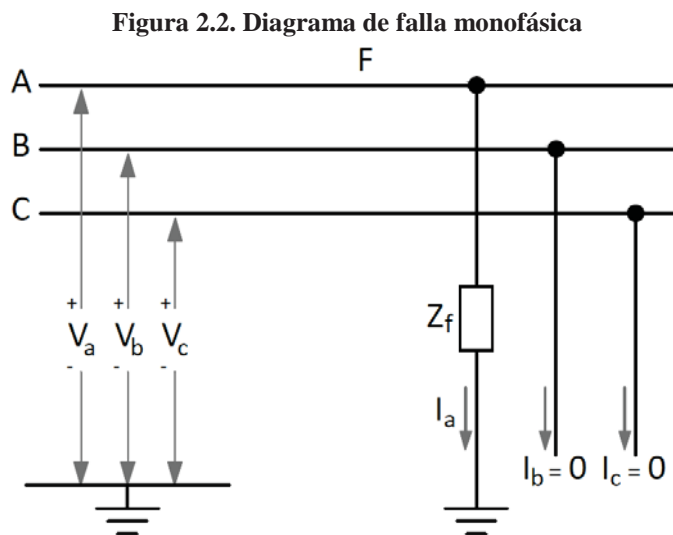
Para su estudio, análisis y su desarrollo requerido, se encuentra en el texto de: Paul M. Anderson - Analysis of Faulted Power Systems, IEEE 1995, Chapter 3 y 9, su mención es solo de carácter informativo



Fuente: Paul M. Anderson (14 pág. 37)

2.4.3.1. *Falla monofásica (1 ϕ). Fase – tierra*

Para una falla monofásica a tierra desde la fase A, a través de una impedancia Z_f los segmentos hipotéticos se conectan como se muestra en la siguiente figura siguiente:

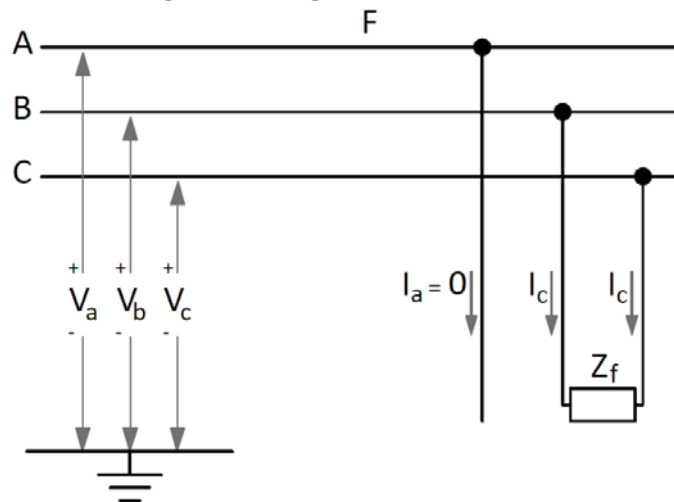


Fuente: Paul M. Anderson (14 pág. 37)

2.4.3.2. *Falla bifásica (2 ϕ). Fase – fase*

Se representa una falla fase-fase (B y C) a través de una impedancia Z_f , conectando los segmentos hipotéticos de las fases en falla, como se muestra

Figura 2.3. Diagrama de falla bifásica

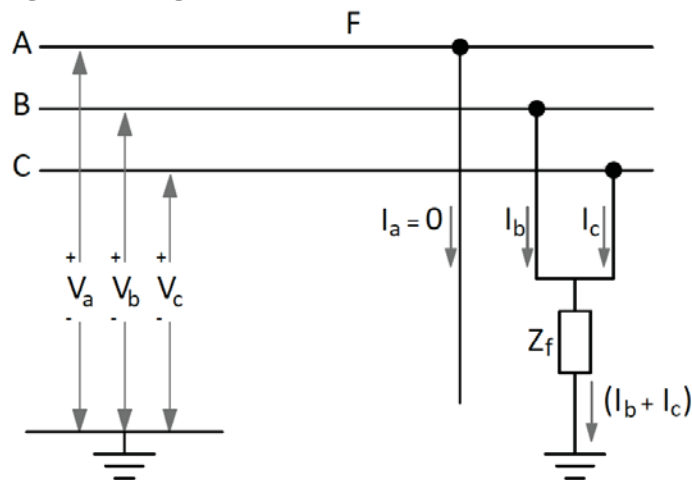


Fuente: Paul M. Anderson (14 pág. 42)

2.4.3.3. Falla bifásica a tierra. Dos fases – tierra

Se representa una falla fase-fase a tierra (en las fases B y C) a través de una impedancia Z_f , conectando los segmentos hipotéticos de las fases en falla, como se muestra:

Figura 2.4. Diagrama de conexión de una falla bifásica a tierra



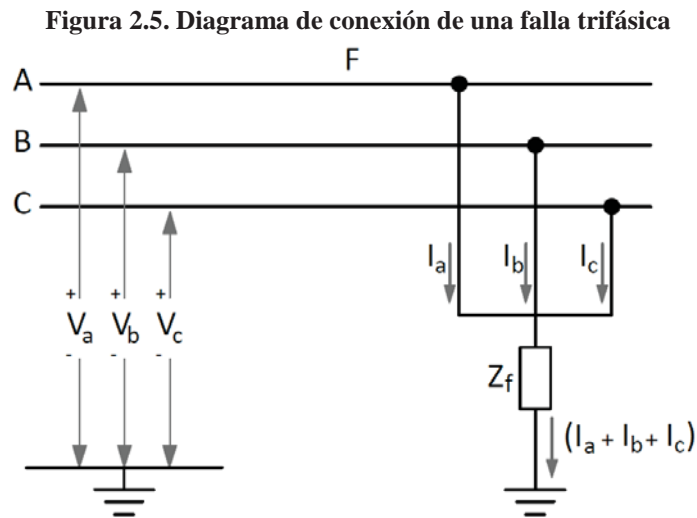
Fuente: Paul M. Anderson (14 pág. 45)

2.4.3.4. Falla trifásica (3φ)

Las fallas trifásicas son importantes por varias razones, primero, a menudo es el tipo más severo, y por lo tanto debe ser revisado para verificar que los disyuntores tienen adecuada capacidad de interrupción. Segundo, es la falla más sencilla de determinar analíticamente y

por lo tanto es la única calculada, en algunos casos, cuando la completa información del sistema es deficiente. Y, tercero, se asume a menudo que otros tipos de falla, si no se despejó prontamente, se desarrollarán como las fallas trifásicas. Es, por tanto, este tipo de fallas debe ser calculado en adición a otras fallas.

Se representa una trifásica a tierra a través de una impedancia Z_f , conectando los segmentos hipotéticos como se muestra:



Fuente: Paul M. Anderson (14 pág. 49)

2.4.4. OCURRENCIA DE TIPOS DE FALLA

La bibliografía existente, referente a fallas, indica que las fallas más comunes o frecuentes son las fallas monofásicas, seguido de la bifásicas y, los de menor frecuencias las fallas trifásicas. La siguiente Tabla muestra (en promedio) la frecuencia con la que estas ocurren.

Tabla 2.3. Tasa de fallas de acuerdo al tipo (1 ϕ , 2 ϕ ó 3 ϕ)

TIPOS DE FALLAS	FRECUENCIA (%)
Trifásico	5
Bifásico a tierra	10
Bifásico	15
Monofásico	70

Fuente: Westinghouse Electric Corporation (15 pág. 358)

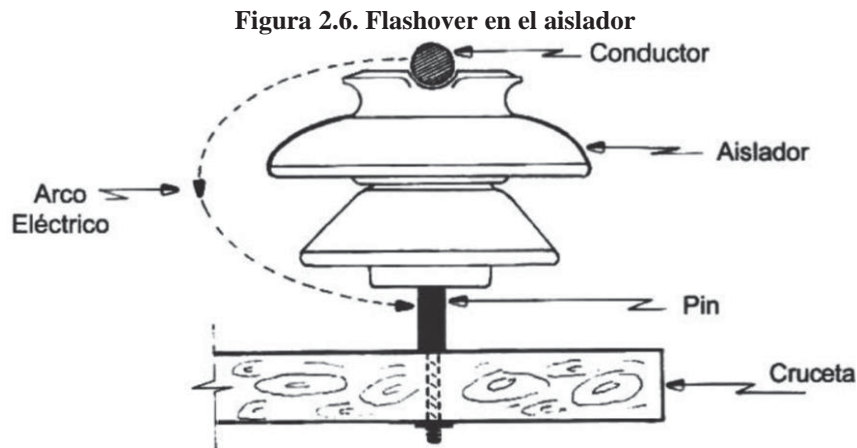
2.4.5. CATEGORÍA DE FALLAS

2.4.5.1. *Fallas Permanentes (11 pág. 67)*

Se considera fallas permanentes a 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 (recierre). Algunos ejemplos: Cuando dos o más conductores desnudos en un sistema aéreo entran en contacto debido a rotura de conductores, postes o crucetas; los arcos entre fases pueden originar fallas permanentes etc. En los sistemas subterráneos se puede decir que 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 reaplicación del voltaje normal de 60 Hz, el aislamiento del cable falla debido a sobrevoltajes y roturas mecánicas.

2.4.5.2. *Fallas Transitorias (11 pág. 67)*

Se considera fallas transitorias a aquellos que pueden ser despejadas antes de que ocurran serios daños a la red eléctrica, o porque se autodespejan o por la operación de dispositivos de despeje de falla que operan lo suficientemente rápido para prevenir los daños a la red eléctrica. 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.



Fuente: Geraldo Kindermann – Cortocircuito (13 pág. 155)

En la Figura 2.6 se muestra un arco eléctrico o flashover. Es una sobretensión en la red con la consiguiente pérdida de aislamiento del aislador, propiciándose el llamado flashover.

El aislador debilitado, esto es, contaminado por el polvo, salinidad, polución, humedad, produce una considerable corriente de fuga por su superficie. Una sobretensión inducida en la red provoca disrupción en el aislador, ionizando el aire y formando el arco eléctrico. Con la desaparición de la sobretensión, el arco eléctrico persiste mantenido por la tensión normal del sistema, esto se da porque la resistencia eléctrica del aire ionizado es muy pequeña.

Se observa que la tensión del sistema mantiene a través del arco eléctrico el cortocircuito. Con la actuación del disyuntor (interruptor) el circuito es abierto, extinguiendo el arco eléctrico y, en consecuencia, desionizando el aire; que recupera su rigidez dieléctrica normal. Si el sistema fuera provisto de reconexión automática la energización será aceptada, y el sistema vuelve a operar normalmente, como si nada hubiese ocurrido. Por lo tanto, la ventaja del reconectador es destacable en el mantenimiento de la continuidad del servicio. (13 pág. 155)

2.4.5.3. Fallas Semipermanentes (16 pág. 14.1)

No todos los autores consideran este tipo de fallas, sin embargo, se presentan en las redes pues, esta se debe a que la causa de la avería no se puede eliminar mediante la desconexión

inmediata del circuito. Por ejemplo: una rama de un árbol pequeño que cae sobre la línea podría causar una falla semipermanente, pero podría ser quemado lejos durante una actuación retardada. Las líneas aéreas de alta tensión en zonas forestales son propensas a este tipo de fallo.

Entre el 80-90% de las fallas en cualquier red de línea aérea son de naturaleza transitoria. El restante 10 -20% de las fallas son o semipermanentes o permanentes (16 pág. 14.1)

2.5. PROTECCIÓN DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

Se define: **Sistema de protección** como una combinación de equipos de protección diseñado para asegurar, en condiciones predeterminadas, por lo general anormales, la desconexión de un elemento de un sistema de energía o para dar una señal de alarma o, ambos (16 pág. 2.3)

Un **sistema de distribución** consiste de un alimentador trifásico principal (troncal) protegido por un interruptor de potencia o restaurador⁶ tripolar en la subestación, un restaurador central en el alimentador principal y circuitos laterales monofásicos o trifásicos conectados al alimentador principal a través de seccionalizadores⁷ o fusibles. Se utilizan cuchillas operadas manual o remotamente para seccionar y conectar por emergencia con alimentadores adyacentes

Independientemente del punto en que se produzca la falla, la primera reacción del sistema de protección es la de desconectar el circuito en falla, para impedir que la falla se propague

⁶ 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. Se conoce por diferentes nombres como: Interruptor de recierre automático, reconectador, recloser (20 pág. 750)

⁷ Un **seccionalizador** es un dispositivo de apertura de un circuito eléctrico que abre sus contactos automáticamente mientras el circuito está desenergizado por la operación de un interruptor o un restaurador (20 pág. 755)

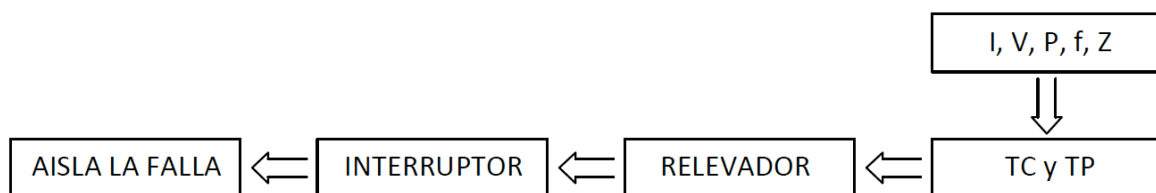
y disminuir el tiempo de permanencia bajo solicitaciones extremas de los equipos más directamente afectados.

2.5.1. OBJETIVOS DEL SISTEMA DE PROTECCIÓN (11 pág. 65)

Los objetivos generales de un sistema de protección se resumen de la siguiente manera:

- 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 eléctrico, estableciendo vigilancia el 100% del tiempo.
- Detectar condiciones de falla monitoreando continuamente las variables del sistema eléctrico (I, V, P, f, Z: Corriente, tensión, potencia, frecuencia, impedancia; respectivamente).

Figura 2.7. Proceso de señal de falla y los equipos que intervienen



Fuente: Elaborado en base al texto de Samuel Ramírez Castaño (11 pág. 65)

2.5.2. EQUIPOS DE PROTECCIÓN EN REDES DE DISTRIBUCIÓN.

Las redes de distribución comienzan en la subestación⁸ de transformación de AT/MT y por tanto los equipos de protección principal de la red de distribución también se ubican en dicha subestación. Estas redes están conectadas a través de un interruptor a la barra de MT. El interruptor puede ser de diferentes características y disposiciones (celdas, intemperie, re-

⁸ La definición de **Subestación**, de acuerdo al Código Nacional de Electricidad – Suministro, es: Conjunto de instalaciones, incluyendo las eventuales edificaciones requeridas para albergarlas, destinado a la transformación de la tensión eléctrica y al seccionamiento y protección de circuitos o sólo al seccionamiento y protección de circuitos y está bajo el control de personas calificadas

conectores o recloser) y en esta sección se hace mención brevemente. La red de MT, llamada también alimentador de MT (AMT) cuenta también con protección en diferentes puntos a lo largo de su recorrido, ya sea a la mitad de la línea o en las derivaciones.

2.5.2.1. Interruptores (11 pág. 484)

Dispositivo de apertura o cierre mecánico capaz de soportar tanto la corriente operación normal como las altas corrientes durante un tiempo específico, debido a fallas en el sistema. Pueden cerrar o abrir en forma manual o automática por medio de relevadores. Deben tener alta capacidad interrupción de corriente y soportar altas corrientes en forma continua. Su operación automática se hace por medio de relevadores que son los encargados de censar las condiciones de operación de la red; situaciones anormales tales como sobrecargas o corrientes de falla ejercen acciones de mando sobre el interruptor, ordenándole abrir. Las señales de mando del relevador hacia el interruptor pueden ser enviadas en forma eléctrica, mecánica, hidráulica o neumática.

2.5.2.2. Recloser o Restauradores (11 pág. 497)

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.

2.6. PROTECCIÓN DE REDES CONTRA SOBRECORRIENTE

2.6.1. PROTECCIÓN SOBRECORRIENTE NO DIRECCIONAL (50, 51, 50N, 51N)

Las protecciones de sobrecorriente son las más sencillas de todas las existentes. Su operación se basa en la función de sobrecorriente que consiste en la comparación del valor de la intensidad utilizada como dato de entrada a la protección con un valor de referencia. Este valor de referencia se establece en función de las condiciones que concurren en el punto en que se instala el relé, por lo que debe ser reajustado convenientemente si la configuración del sistema cambia. La protección opera cuando la intensidad de entrada supera el valor de la intensidad de referencia. Por esta razón, las protecciones de sobrecorriente solamente pueden ser utilizadas cuando la corriente que circula, por el punto en que se instalan, cumple la condición de que la máxima intensidad de carga, correspondiente a condiciones normales de operación del sistema, es menor que la mínima intensidad de falla.

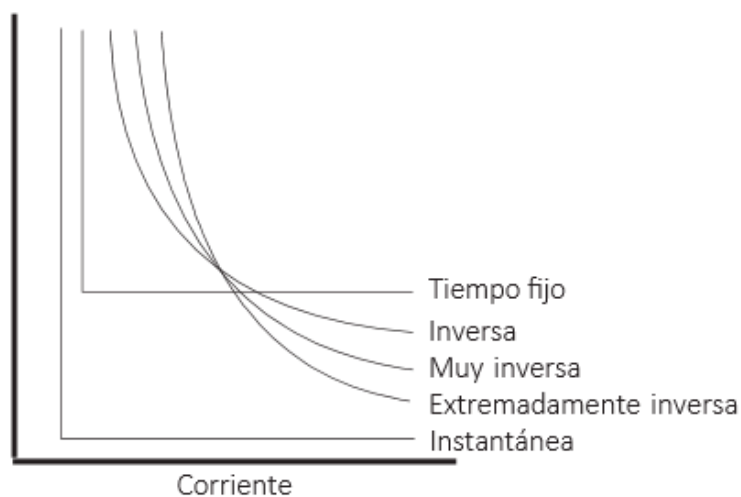
Para redes de distribución, los equipos de protección de sobrecorriente son generalmente relés y fusibles.

En función del tiempo de operación, las protecciones de sobrecorriente se clasifican en:

- Instantáneo (50)

- Temporizado (51)
 - Tiempo Definido (Tiempo fijo)
 - Tiempo Inverso
 - Normal Inverso
 - Muy Inverso
 - Extremadamente Inverso
 - Inverso de Largo Tiempo

Figura 2.8. Curvas características de protección de sobrecorriente
Tiempo de operación



Fuente: Antonio Gómez Expósito (12 pág. 519)

Las protecciones de sobrecorriente **instantáneas** son aquellas que operan de manera inmediata, es decir, no introducen ningún tiempo intencionado de retraso en su operación desde el instante en que la intensidad de entrada sobrepasa el valor de referencia.

Las protecciones de sobrecorriente de tiempo diferido o **temporizado** son aquellas que introducen un tiempo intencionado de retraso en su operación. Cuando este tiempo es independiente del valor de la intensidad de entrada recibe el nombre de protección de sobrecorriente de tiempo fijo.

Cuando el tiempo de retraso es función del valor de la intensidad de entrada se denominan protecciones de **tiempo inverso**. En estos casos cuanto mayor es el valor de la intensidad menor es el tiempo de retraso introducido y, por tanto, menor el tiempo que la protección tarda en operar.

La Figura 2.8 muestra las curvas características correspondientes a los distintos tipos de protecciones de sobrecorriente señalados.

2.6.2. PROTECCIÓN SOBRECORRIENTE DIRECCIONAL (11 págs. 165, 166)

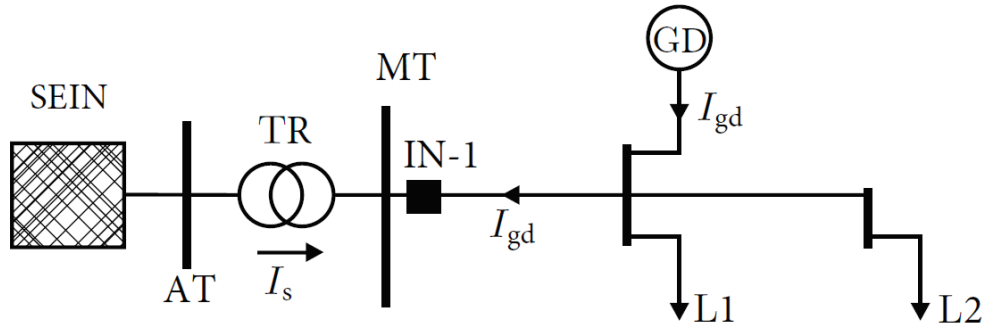
Los relevadores de sobrecorriente direccionales son construidos usando una unidad de sobrecorriente normal (no direccional) más una unidad que puede determinar la dirección del flujo de potencia en el elemento del sistema asociado, esta segunda unidad usualmente requiere una señal de referencia para medir el ángulo de la falla y así determinar si el relevador puede operar o no. Generalmente, la señal de referencia o de polarización es un voltaje, pero también puede ser una corriente de entrada.

Los relevadores direccionales están capacitados para distinguir el flujo de corriente de una dirección a la otra en un circuito de CA reconociendo las diferencias en el ángulo de fase entre la corriente y la magnitud de polarización. La capacidad para distinguir entre el flujo de corriente de una dirección a la otra depende de la selección de magnitud de polarización y del ángulo del torque máximo.

La protección de sobrecorriente direccional es usada cuando es necesario proteger el sistema contra corrientes de falla que pueden circular en ambas direcciones a través de un elemento del sistema, y cuando la protección de sobrecorriente bidireccional puede producir desconexión innecesaria de circuitos. Esto puede suceder en sistemas en anillo o enmallados y en sistemas con una variedad de puntos de alimentación.

El uso de relevadores de sobrecorriente direccionales en situaciones en que la red cuenta con dos fuentes de alimentación, es el caso de la GD que se muestra en la Figura 2.9.

Figura 2.9. Bidireccionalidad de la corriente en redes de distribución



Fuente: Elaboración propia

2.6.3. FUNCIONES DEL SISTEMA DE PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE

(11 pág. 390)

La función principal de un sistema de protección es fundamentalmente la de causar la pronta remoción del servicio cuando algún elemento del sistema de potencia sufre un cortocircuito, o cuando opera de manera anormal. Existe además una función secundaria la cual consiste en proveer indicación de la localización y tipo de falla.

2.6.3.1. Aislar fallas permanentes.

La primera de las funciones del sistema de protección contra sobrecorrientes es aislar fallas permanentes de secciones no falladas del sistema de distribución.

Si se cuenta con un recloser o restaurador central utilizado en un alimentador tiene como función aislar la sección no fallada cuando ocurra una falla permanente. En este caso el número de consumidores afectados es grande y, por tanto, se deben tomar medidas que lleven a minimizar las fallas en el alimentador cuando sean de naturaleza permanente.

2.6.3.2. Minimizar en número de fallas permanentes y de salidas.

La segunda función del sistema de protección contra sobrecorriente es desenergizar rápidamente fallas transitorias antes de que se presente algún daño serio que pueda causar una

falla permanente. Cuando la función se realiza exitosamente, los consumidores experimentan sólo una falta de energía transitoria si el dispositivo que desenergiza la falla, ya sea un restaurador (recloser) o un interruptor de potencia, es automáticamente restaurado para reenergizar el circuito. Sin embargo, no es posible prevenir que la totalidad de las fallas transitorias no se vuelvan permanentes o causen "apagones" permanentes debido al tiempo limitado requerido para desenergizar el circuito fallado.

2.6.3.3. Minimizar el tiempo de localización de fallas.

Esta es otra función del sistema de protección contra sobrecorriente. Por ejemplo, si los circuitos laterales estuvieran sólidamente conectados al alimentador principal y no se instala el restaurador central en el alimentador, una falla permanente en cualquiera de los circuitos laterales o en el alimentador principal obligaría al restaurador o al interruptor de potencia en la subestación a operar y pasar a la posición de "bloqueo" permanente, causando un "apagón" a todos los consumidores.

2.6.3.4. Prevenir contra daño al equipo.

La cuarta función es prevenir contra daño al equipo no fallado (barras conductoras, cables, transformadores, etc.). Todos los elementos del sistema de distribución tienen una curva de daño, de tal forma que, si se excede ésta, la vida útil de los elementos se ve considerablemente reducida. El tiempo que dure la falla y la corriente que lleva consigo, combinadas, definen la curva de daño. Estas curvas deben ser tomadas en cuenta en la aplicación y coordinación de los dispositivos de protección contra sobrecorriente.

2.6.3.5. Minimizar la probabilidad de caída de conductores.

La quinta función es minimizar la posibilidad de que el conductor se queme y caiga a tierra debido al arqueado en el punto de falla. Es muy difícil establecer valores de corriente contra tiempo para limitar el daño en los conductores durante fallas de arqueado debido a las

múltiples condiciones variables que afectan este hecho. Esto incluye valores de corriente de falla, velocidad y dirección del viento, calibre de conductores y tiempo de despeje de los dispositivos de protección.

2.6.3.6. Minimizar las fallas internas de los equipos.

Esta función consiste en minimizar la probabilidad de fallas en equipos que están sumergidos en líquidos, tales como transformadores y capacitores.

Una falla disruptiva es aquella que causa grandes presiones, fuego, o cantidades excesivas de líquido que son expulsados del interior de los equipos. Pruebas y experiencias han demostrado que la probabilidad de fallas disruptivas debido a arcos de alta energía y potencia puede ser minimizada con la aplicación correcta de fusibles limitadores de corriente.

2.6.3.7. Minimizar los accidentes mortales.

La última función del sistema de protección contra sobrecorriente es desenergizar conductores en sistemas de distribución aéreos que se queman y caen a tierra y, por consiguiente, minimizar los accidentes mortales. Aún con la actual tecnología, no existen métodos conocidos para detectar el cien por ciento de todos los conductores caídos en un sistema con un neutro multiaterrizado. Esto se debe a que un conductor puede caer sin hacer contacto de baja impedancia.

Bajo estas condiciones, la resistencia de contacto a tierra puede ser muy elevada y la corriente asociada puede ser mucho menor que la corriente de carga normal. Los fusibles, restauradores e interruptores de potencia no operarán bajo estas condiciones y el conductor que ha caído, permanecerá energizado hasta que se ejecute una interrupción manual. Sin embargo, cualquier ser vivo en contacto con este conductor caído podría recibir daños fatales.

La protección contra sobrecorriente se considera hoy en día como una ciencia y un arte. Principios de ingeniería bien fundamentados son aplicados cuando se calculan corrientes de falla, determinando los valores nominales requeridos en los equipos y su coordinación. Sin embargo, otros aspectos de protección contra sobrecorriente en cuanto a principios de ingeniería no están aún bien definidos:

- Reglas para especificar zonas de protección.
- Reglas para la localización de los equipos de protección contra sobrecorriente.
- Reglas para especificar el tipo de equipo en cada localización.

Para una misma situación, los ingenieros pueden diseñar sistemas de protección que sean diferentes desde el punto de vista del tipo de equipo, localización y operación, aunque todos ejecuten satisfactoriamente las condiciones locales de protección a lo largo del circuito.

2.6.4. CONDICIONES A CUMPLIR DEL SISTEMA DE PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE (11 pág. 394)

En este punto se debe entender el término: **Coordinación de protección** que es el proceso de selección de ajustes o curvas características de dispositivos de protección, de tal manera que la operación de los mismos se efectúe organizada y selectivamente, en un orden específico y con el mínimo tiempo de operación, para minimizar la interrupción del servicio al cliente y para aislar adecuadamente la menor porción posible del sistema de potencia como consecuencia de la falla. (17 pág. 13)

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

2.6.4.1. Seguridad.

La seguridad está definida como el grado de certeza de que un relé o sistema de relés no operará incorrectamente en ausencia de fallas, es decir, que no emita disparos erróneos. (17 pág. 30)

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.

2.6.4.2. Sensitividad o Sensibilidad

Ésta se refiere a las mínimas cantidades actuantes con las cuales se debe ajustar el relé para que detecte una condición anormal. (17 pág. 31)

El sistema debe tener suficiente sensitividad, 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.

2.6.4.3. Selectividad.

La selectividad de un sistema de protección consiste en que cuando ocurra una falla, ésta sea despejada por los relés adyacentes a la misma, evitando la salida de otros circuitos o porciones del sistema (17 pág. 30)

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 o 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.

2.7. CRITERIOS GENERALES DE AJUSTES Y COORDINACIÓN DE PROTECCIÓN.

Los criterios establecen las reglas para definir la coordinación adecuada entre dichos dispositivos. Es importante puntualizar que los criterios señalados establecen y recomiendan rangos o márgenes de aplicación que de no respetarse se pueden obtener resultados inesperados.

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, por el lado de la fuente de alimentación, es el dispositivo protector, y el siguiente más cercano del lado de la fuente 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 (recloser).

2.7.1. AJUSTES DE RELÉ SOBRECORRIENTE DIRECCIONAL

2.7.1.1. Funciones 50/51 y 50N/51N (18 pág. 16)

La protección de corriente mide permanentemente la corriente de cada fase con la finalidad de detectar las sobrecorrientes que se pueden producir en un cortocircuito. El tiempo de actuación de esta protección es una función del valor de la corriente y puede ser:

- De tiempo definido cuando se supera un umbral previamente calibrado. En este caso su operación puede ser instantánea (función 50) o temporizada (función 51)
- De **tiempo inverso** cuya operación depende del tiempo según una función exponencial establecida por la siguiente expresión:

$$t = TMS. \left[\frac{K}{\left[\frac{I}{I_S} \right]^\alpha} + C \right]$$

Dónde:

- t : Tiempo de actuación del Relé (variable dependiente)
- I : Corriente que mide el Relé (variable independiente)
- α : Parámetro que define la curva característica de operación del Relé
- I_S : Corriente de Arranque del Relé
- TMS : Constante de ajuste del Relé
- K : Parámetro que define la curva característica de operación del Relé
- C : Constante de ajuste del Relé

Para el ajuste del relé se debe definir lo siguiente:

Para la función (51)

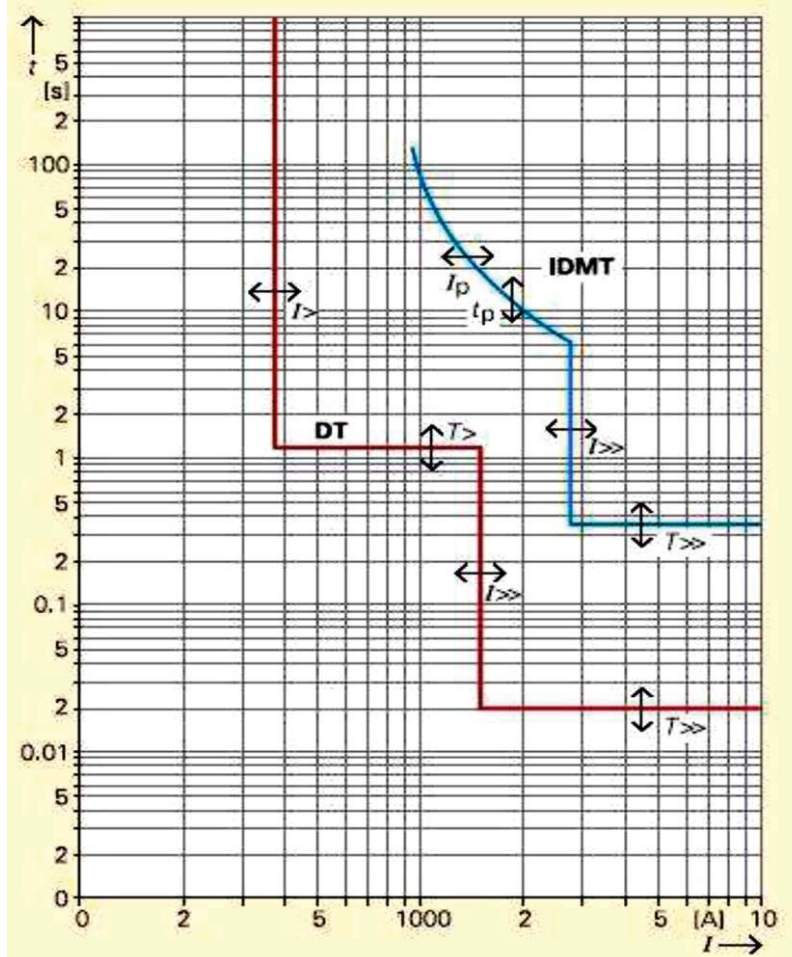
- La corriente de Arranque del Relé (I_S) que viene a ser el umbral de la corriente de operación del relé. (en la figura es I_P)
- La constante de ajuste del Relé (TMS) que viene a ser el parámetro que permite definir los tiempos de operación según su curva característica (t_P)

Para la función (50)

- La corriente de arranque del Relé (I_S) que viene a ser el umbral de la corriente de operación del relé (de acuerdo a la figura $I_{>>}$ e $I_{>}$)
- A pesar que se trata de una función instantánea por definición (ANSI 50), es posible definir una temporización de su actuación cuando resulte conveniente ($T_{>>}$ y $T_{>}$)

En la Figura 2.10 se muestra los ajustes del relé de sobrecorriente de tiempo inverso (51) combinado con la función instantánea (50) en comparación con un relé de sobrecorriente de tiempo definido con dos umbrales de operación (50/51)

Figura 2.10. Característica de la operación de los relés de sobrecorriente y ajuste



Fuente: Basado en la referencia bibliográfica (18 pág. 16)

La característica de tiempo inverso será de acuerdo a los valores de los parámetros como son el exponente α y K , a los cuales se asocian los otros parámetros del Relé, conforme ha sido establecido por las normas IEC y ANSI que definen una curva: Normal Inverso, Muy Inverso o Extremadamente Inverso.

2.7.1.2. Función 67 (18 pág. 27)

La protección de sobrecorriente direccional es similar a la de sobrecorriente no direccional; pero, además, se debe especificar la dirección del flujo de corriente para la que se aplica la protección. Para su evaluación numérica por el relé se requiere una referencia o polarización con la que se efectúa el cálculo.

Por otro lado, es importante consultar el manual del fabricante del relé para los ajustes del ángulo, debido a que no todos los fabricantes aplican el mismo criterio de ajuste.

2.7.1.3. Función 67N (18 pág. 27)

La protección de sobrecorriente direccional a tierra es similar a la de sobrecorriente no direccional; pero, además, se debe especificar la dirección del flujo de corriente de secuencia cero o secuencia negativa para la que se aplica la protección. Para su evaluación numérica por el relé se requiere una referencia o polarización con la que se efectúa el cálculo. Para la determinación de la direccionalidad se prefiere usar la secuencia negativa. Sin embargo, de usar la tensión homopolar se debe ajustar el ángulo de máxima sensibilidad según el sistema de puesta a tierra. Como referencia se indica:

- Sistema de transmisión con puesta a tierra directa : -60°
- Redes de distribución con puesta a tierra directa : -45°
- Sistema con puesta a tierra a través de resistencia : 0°

Para una mejor evaluación de la condición de falla se utiliza también el valor de ambas magnitudes la corriente homopolar y la tensión homopolar, de manera que el relé viene a ser de “potencia homopolar”.

2.7.2. RECIERRES EN REDES DE DISTRIBUCIÓN

No hay una razón para el recierre de un interruptor después de una apertura o disparo, a menos que hay razones para creer que la falla ya no está presente en la red o circuito. Históricamente, cuando los interruptores en sistemas de distribución se apertura y dan a lugar a un corte de energía, el circuito o la red es revisada antes de ser re-energizada. Esta práctica retrasa la restauración de servicio. Se realizaron registros de estos eventos y se descubrió que entre el 80 a 90 % de las ocurrencias, no se presentaron fallas permanentes (16 pág. 14.1). Por lo general fue exitoso el recierre de los interruptores en las redes de distribución. Con la llegada de los dispositivos de protección adicionales disponibles para el ingeniero de distribución, tales como: fusibles, seccionalizadores, seccionadores y reclosers con los que la coordinación fue necesaria, varios intentos de recierre fueron escogidas.

En muchas áreas, se eligieron tres intentos de recierre. Este resultado en cuatro disparos antes del bloqueo. Esta práctica continuó durante varios años.

2.7.2.1. Tiempo muerto (19 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).

Tabla 2.4. Intervalos de tiempo muerto

Intervalo de Tiempo Muerto	Rango de Ajuste Típico (S)
Disparo inicio a primer recierre	0 – 5
Segundo disparo a segundo recierre	11 – 20
Tercer disparo a tercer recierre	10 – 30

Fuente: IEEE Std C37.104-2002 (19)

2.7.2.2. Prácticas en la coordinación de recierres

Un recloser es un dispositivo autónomo que puede detectar e interrumpir corrientes de falla, así como volver a cerrar de forma automática con un intento de recierre la línea.

Los dispositivos de protección están coordinados de tal manera que el dispositivo más cercano al defecto funcionará antes de cualquier otro dispositivo de bloqueo aguas arriba a cabo. Esta práctica sirve para limitar las interrupciones del servicio inducida de fallas a la menor cantidad de clientes posibles. Las prácticas de recierre automático impactan sobre la coordinación de dispositivos de protección conectados en serie. 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 una coordinación adecuada.

CAPÍTULO 3.

EVALUACIÓN DEL SISTEMA DE PROTECCIÓN ACTUAL

3.1. INTRODUCCIÓN

En este capítulo se desarrolla en cumplimiento al objetivo específico 1, que comprende el análisis de falla y la evaluación del sistema de protección actual. Para llegar a ese punto en primera instancia se describe el sistema eléctrico en estudio con el fin de tener conocimiento de la red. En seguida, se realiza la descripción del sistema de protección actual, que son los ajustes y equipos de protección.

Con el conocimiento de la red y su protección, se realiza el análisis de falla en base a la recopilación de información de los eventos ocurridos en el periodo del 2013 al 2017, que es la problemática actual.

La información presentada, está basada en la recopilación documental, que son datos brindados por la empresa concesionaria ELSE.

Finalmente se realiza la evaluación del sistema de protección actual.

3.2. DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO EN ESTUDIO

Al mencionar “sistema eléctrico en estudio” se hace referencia a la red eléctrica donde se encuentran conectadas las mini centrales hidráulicas (generación distribuida), la red o el AMT a la que está conectada, la subestación de transformación de AT/MT y las redes de alta tensión que son líneas de transmisión en 66 kV, 138 kV y 220 kV, éste último con el fin de mostrar un panorama general. En la Figura 3.1 se muestra un diagrama unifilar del Área Sur Este del SEIN y también la GD conectadas en niveles de tensión de 22.9 kV y 10 kV en las diferentes subestaciones de AT/MT.

3.2.1. SUBESTACIÓN DE TAMBURCO

La S.E. Tamburco es una subestación de transformación de AT/MT por intermedio del transformador de potencia TA T15-161 de 50/35/12 MVA (ONAF) y 138/66/13.2 kV. Por el nivel de 138 kV se conecta al SEIN a través de la línea L-1039 (Tamburco – Abancay Nueva).

En nivel de 66 kV están conectadas dos líneas de subtransmisión, la L-6003 hacia la S.E. Andahuaylas y la L-6005 que suministra energía hacia dos subestaciones de AT/MT: Chuquibambilla y Chacapunte. En nivel de 13.2 kV están conectadas las cargas a través de 03 alimentadores de MT (TA02, TA03 y TA04). También existe carga conectada en nivel de 22.9 kV que son los alimentadores: TA05, TA06 y TA07 y es suministrada desde el nivel de 13.2 kV a través de un transformador elevador de 22.9/13.2 kV.

La GD, es decir las mini centrales hidráulicas: Matara y Lambrama están conectadas a esta subestación es a través del alimentador 07 en 22.9 kV (TA07).

El diagrama unifilar mostrado a en la Figura 3.2, muestra características principales de la S.E. Tamburco y las mini centrales hidráulicas: Matara y Lambrama.

3.2.1.1. Mini central hidráulica Matara

La mini C.H. Matara está conectada a la red del alimentador 07 de 22.9 kV de la S.E. Tamburco aproximadamente a 16 km de la subestación, ubicado en el distrito de Lambrama.

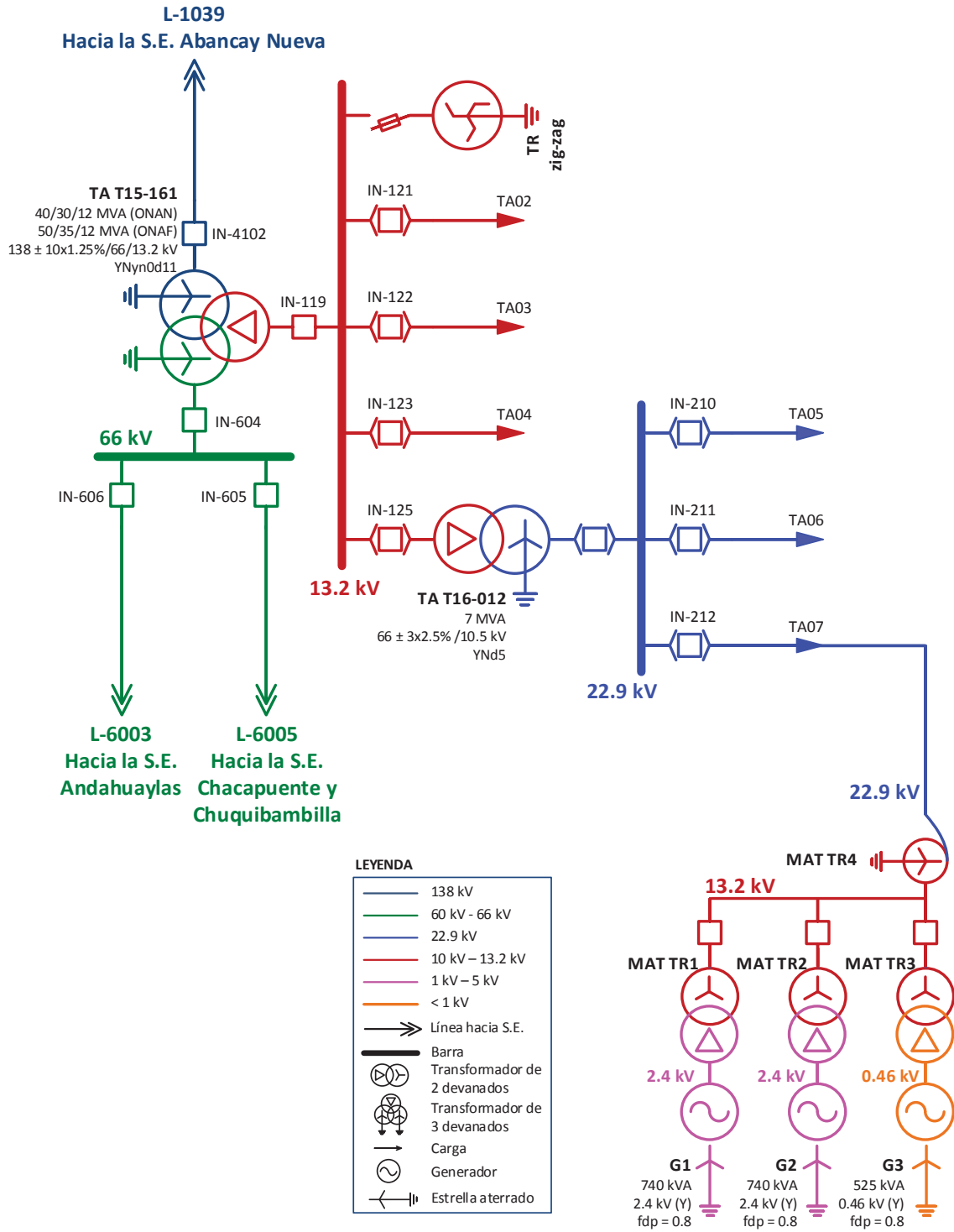
Está conformado por 03 generadores cuya potencia instalada total suman 2005 kVA. En la tabla 3.1. se muestra algunas características de los tres generadores.

Tabla 3.1. Características de los generadores de la mini C.H. Matara

Grupo	Marca	Potencia [kVA]	Factor de potencia	Tensión de fase [kV]	Grupo Conexión	Resistencia Tierra [Ω]
G1	AEG	740	0.8	2.40	YN	93
G2	AEG	740	0.8	2.40	YN	93
G3	AEG	525	0.8	0.46	YN	80
TOTAL		2005				

Fuente: Elaboración propia en base a datos brindados por ELSE

Figura 3.2. Diagrama unifilar S.E. Tamburco y mini C.H. Matara



Fuente: Elaboración propia en base a datos brindados por ELSE

3.2.1.2. Operación de la S.E. Tamburco y la GD en AMT TA07

La S.E. Tamburco opera permanentemente conectado al SEIN a través de la línea L-1039 (Abancay Nueva – Tamburco) de 138 kV, ver Figura 3.1. La subestación suministra energía a toda la región de Apurímac a través de las líneas de 66 kV (2 líneas) y alimentadores de MT de 22.9 kV y 13.2 kV como se muestra en la Figura 3.2. La operación de los alimentadores de 22.9 kV y 13.2 kV son netamente radiales, con excepción del AMT TA07 de 22.9 kV que cuenta con GD, en este último, el flujo de carga es bidireccional, esto es: En hora fuera de punta la GD inyecta potencia hacia el SEIN, aunque solo logra alimentar hasta el nivel de 22.9 kV o hasta el nivel de 13.2 kV.

La operación en modo aislado de la mini C.H. Matara, sí es posible, pero sólo logra suministrar a toda la carga del AMT TA07 y se da cuando se presenta interrupciones de suministro de energía ya sea programada o por falla en la S.E. Tamburco.

3.2.2. SUBESTACIÓN DE ANDAHUAYLAS

La subestación es de transformación de AT/MT por intermedio del transformador de potencia AN T17-621 de 13/5/9 MVA de 62/22.9/13.2 kV.

Por el nivel de 66 kV se conecta a SEIN a través de la línea L-6003 (Tamburco – Andahuaylas) que se alimenta desde la S.E. Tamburco. Además, a este nivel de tensión, está conectada la carga de la minera Catalina Huanca por intermedio de la línea L-6009 (Andahuaylas – Catalina Huanca).

En el nivel de 22.9 kV se conectan 04 alimentadores de media tensión: AN04, AN05, AN06 y AN07. En AN04 y AN07 se conectan las mini centrales de Huancaray y Chumbao, respectivamente. En el nivel de 13.2 kV están conectados los alimentadores 01 y 02

3.2.2.1. *Mini central hidráulica Huancaray*

La mini central hidráulica de Huancaray está ubicada en el distrito del mismo nombre y está conectada al alimentador AN04, aproximadamente a 21 km desde la subestación de Andahuaylas.

Está conformado por 02 generadores cuya potencia instalada total suman 725 kVA, los grupos se conecta a la red de 22.9 kV a través de transformadores elevadores. En la tabla 3.2. se muestra algunas características de los dos generadores.

Tabla 3.2. Características de los generadores de la mini C.H. Huancaray

Grupo	Marca	Potencia [kVA]	Factor de potencia	Tensión de fase [kV]	Grupo Conexión	Resistencia Tierra [Ω]
G1	Rheinische	200	0.8	2.40	YN	50
G2	AEG	525	0.8	0.46	YN	80
TOTAL		725				

Fuente: Elaboración propia en base a datos brindados por ELSE

3.2.2.2. *Mini central hidráulica Chumbao*

Esta mini central hidráulica está ubicada en el distrito de San Jerónimo de la Provincia de Andahuaylas y se conecta a la red de AN02 y AN07 en 13.2 kV y 22.9 kV, pero opera normalmente conectado a la red de 22.9 kV. Desde la S.E. Andahuaylas dista a 15 km aproximadamente.

Está conformado por 02 generadores cuya potencia instalada total suman 2490 kVA, los grupos se conectan a la red de 22.9 kV y 13.2 kV a través de transformadores elevadores en la subestación de Chumbao. En la tabla 3.3. se muestra las características de los dos generadores.

Tabla 3.3. Características de los generadores de la mini C.H. Chumbao

Grupo	Marca	Potencia [kVA]	Factor de potencia	Tensión de fase [kV]	Grupo Conexión	Resistencia Tierra [Ω]
G1	Bush Electrical	1245	0.8	4.16	YN	110
G2	Bush Electrical	1245	0.8	4.16	YN	110
TOTAL		2490				

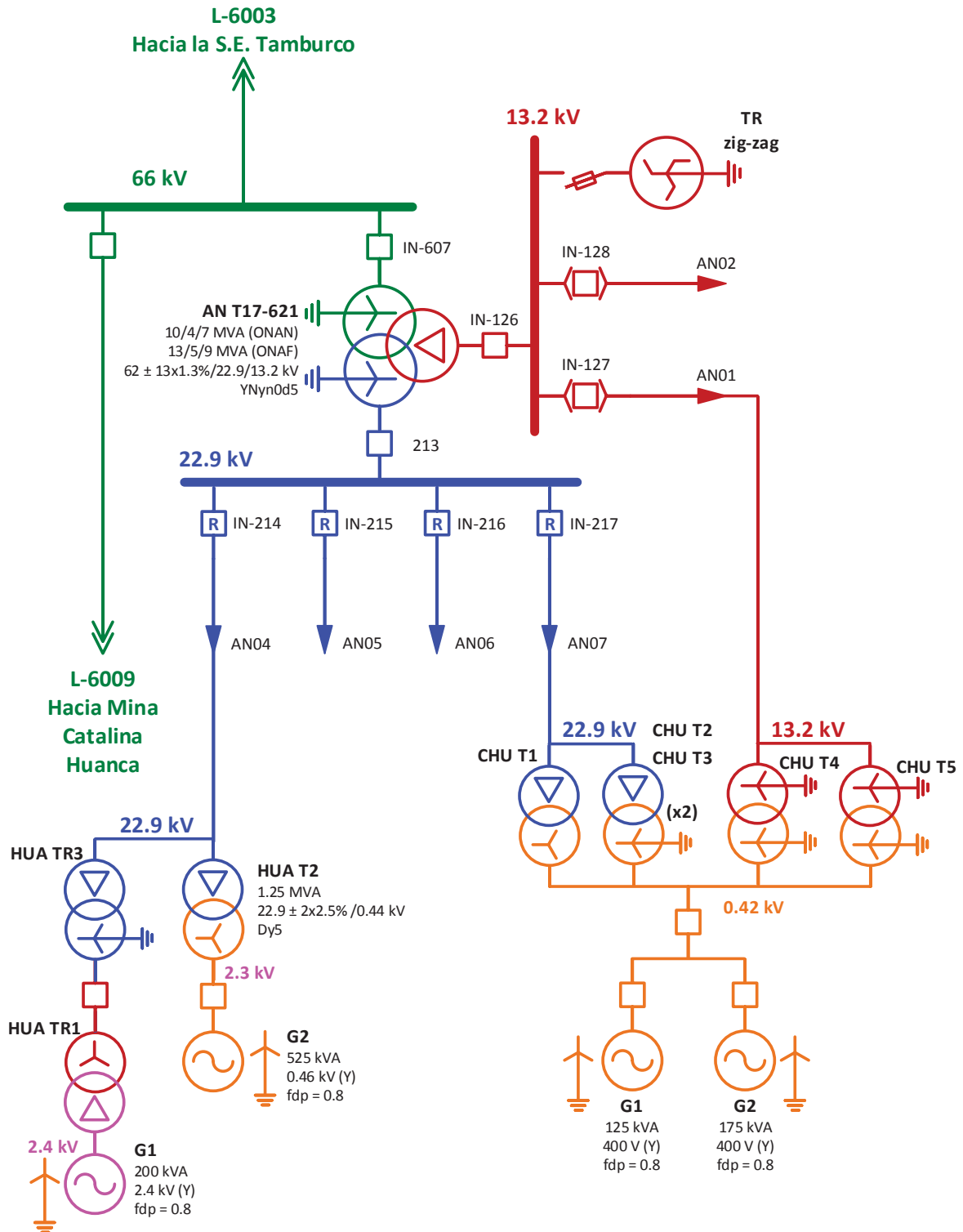
Fuente: Elaboración propia en base a datos brindados por ELSE

3.2.2.3. Operación de la S.E. Andahuaylas y la GD en AN04 y AN07

La subestación Andahuaylas opera de manera continua conectado al SEIN a través de la línea de 66 kV L-6003 (Tamburco – Andahuaylas) y suministra energía a la Provincia de Andahuaylas y la Provincia de Sucre (este último de Ayacucho) en niveles de tensión de 13.2 kV y 22.9 kV. Los alimentadores operan en modo radial, con excepción de AN04 y AN07 donde existe GD.

Para la GD en AN04 sí es posible operar en modo aislado, pero sólo logra suministrar parte del AMT AN04, que es hasta aguas debajo de la mini C.H. de Huancaray (distritos de Chiara, Belen) y esto se da en situaciones en que la S.E. Andahuaylas está fuera de servicio por interrupción programada o intempestiva o también cuando la sección de línea entre la S.E. y la GD se encuentra fuera de servicio.

Figura 3.3. Diagrama unifilar S.E. Andahuaylas y mini C.H. Huancaray y Chumbao



Fuente: Elaboración propia en base a datos brindados por ELSE

3.2.3. SUBESTACIÓN DE CHUQUIBAMBILLA

La subestación de Chuquibambilla es de transformación de AT/MT por intermedio del transformador de potencia CQ T19-062 de 7/7/2 MVA de 62/22.9/10 kV. Por el nivel de 66 kV se conecta al SEIN a través de la línea L-6005 (Tamburco – Chuquibambilla) desde la S.E. Tamburco.

En el nivel de 22.9 kV se conecta la barra y las cargas respectivas: 03 alimentadores de MT (CQ01, CQ02 y CQ03) y la carga del cliente libre: Mina Anama, que se conecta a la barra de 22.9 kV a través de una línea de 33 kV y un transformador elevador 33/22.9 kV. En el alimentador CQ03 está conectado las mini centrales hidráulicas Vilcabamba y Mancahuara.

3.2.3.1. Mini central hidráulica Vilcabamba

Esta mini central hidráulica está ubicada en el distrito de Vilcabamba de la Provincia de Grau y se conecta a la red de CQ03, a una distancia de 13 km aproximadamente desde la S.E. Chuquibambilla.

Está conformado por 02 generadores cuya potencia instalada total suman 470 kVA, los grupos se conectan a la red de 22.9 kV a través de transformadores elevadores en la subestación de Vilcabamba. En la tabla 3.4. se muestra las características de los dos generadores.

Tabla 3.4. Características de los generadores de la mini C.H. Vilcabamba

Grupo	Marca	Potencia [kVA]	Factor de potencia	Tensión de fase [kV]	Grupo Conexión	Resistencia Tierra [Ω]
G1	Chunking Weater	235	0.8	0.40	YN	0
G2	Chunking Weater	235	0.8	0.40	YN	0
TOTAL		470				

Fuente: Elaboración propia en base a datos brindados por ELSE

3.2.3.2. *Mini central hidráulica Mancahuara*

La mini central hidráulica está ubicada en el distrito de Curasco de la Provincia de Grau y se conecta a la red de CQ03, a una distancia de 23 km aproximadamente desde la S.E. Chuquibambilla.

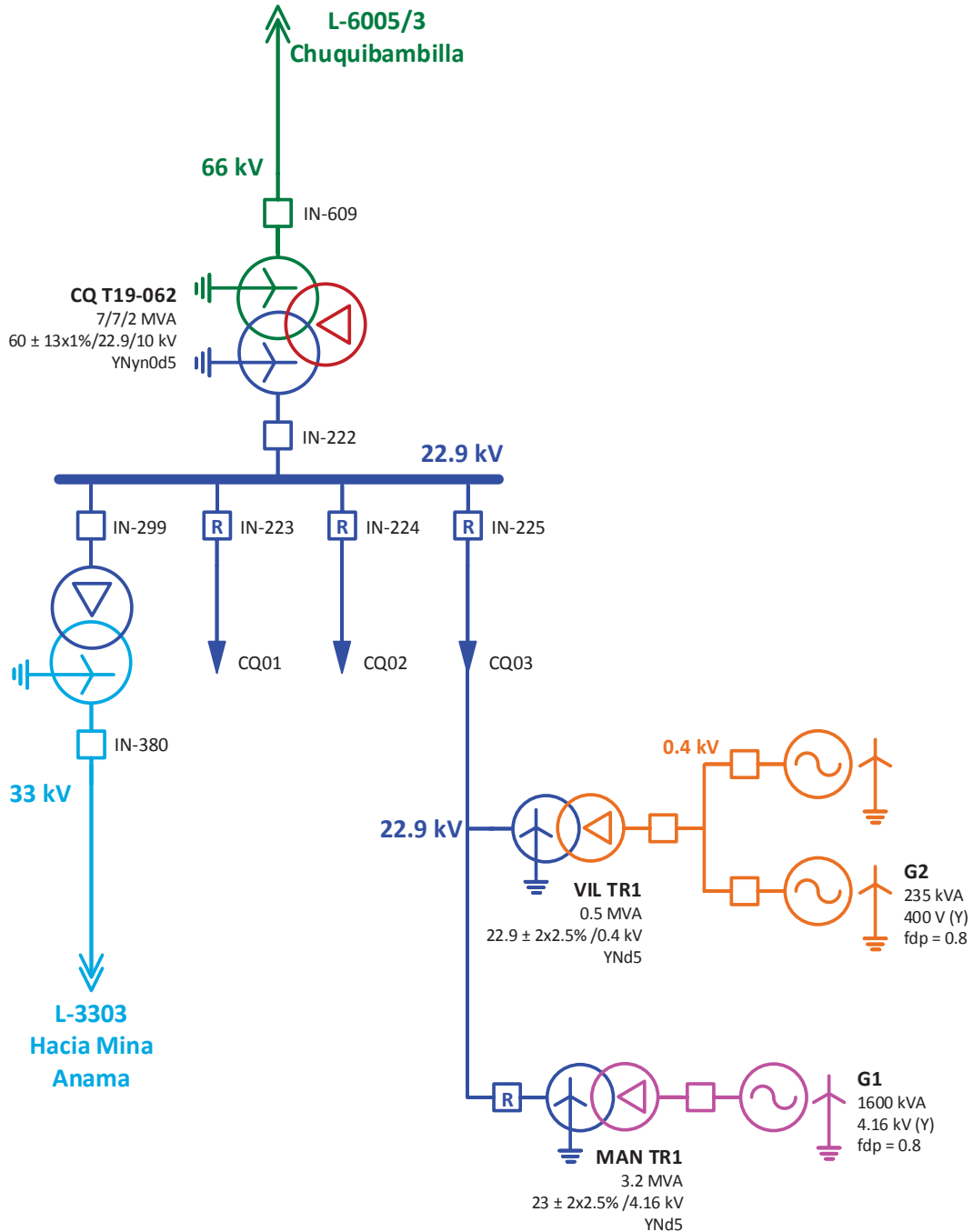
Está conformado por 01 generador cuya potencia instalada es de 1600 kVA, el grupo se conecta a la red de 22.9 kV a través de un transformador elevador en la subestación de Mancahuara. En la tabla 3.5. se muestra las características del generador

Tabla 3.5. Características del generador de la mini C.H. Mancahuara

Grupo	Marca	Potencia [kVA]	Factor de potencia	Tensión de fase [kV]	Grupo Conexión	Resistencia Tierra [Ω]
G1	LS Hydro	1600	0.8	0.42	YN	0
TOTAL		1600				

Fuente: Elaboración propia en base a datos brindados por ELSE

Figura 3.4. Diagrama unifilar de S.E. Chuquibambilla y la mini C.H. Vilcabamba y Mancahuara



Fuente: Elaboración propia en base a datos brindados por ELSE

3.2.3.3. Operación de la S.E. Chuquibambilla y la GD en CQ03

La subestación de Chuquibambilla opera normalmente conectada al SEIN a través de la línea de 66 kV L-6005 (Tamburco – Chuquibambilla) y suministra energía a 03 alimentadores de 22.9 kV y también la carga de la Mina Anama como se muestra en la Figura 3.4. Los

alimentadores son radiales con excepción del AMT CQ03 donde están conectadas las mini centrales.

Esta subestación opera con más frecuencia en modo aislado, pues debido a fallas en la línea de 66 kV L-6005 que se presentan (normalmente por nevadas) y la capacidad existente de la GD para suministrar a la carga baja (solo de CQ01, CQ02 y CQ03) es posible suministrar energía a los 03 alimentadores con ambas mini centrales existentes de manera aislada. Esta operación consiste en tener la barra de 22.9 kV energizado con la GD a través del AMT CQ03 y suministrar energía a CQ01 y CQ02. Además, se apertura el interruptor de la barra de 22.9 kV (no se energiza el transformador).

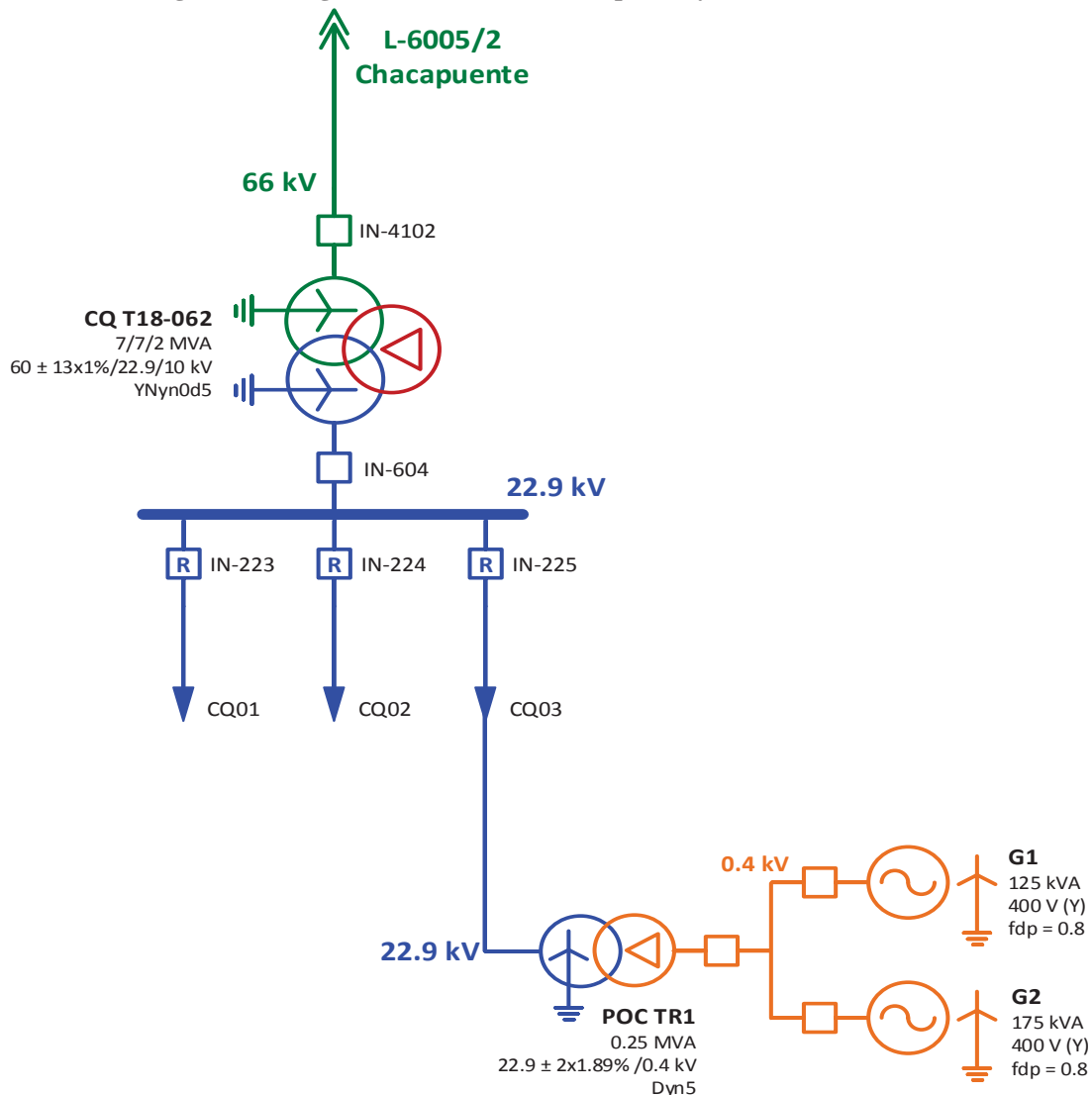
Para la operación en modo aislado se presenta interrupciones por falla en los alimentadores CQ01 y CQ02 y como consecuencia desconecta todo el sistema aislado (esta parte se analiza en el Capítulo 3).

3.2.4. SUBESTACIÓN DE CHACAPUENTE

La subestación de Chacapunte es de transformación de AT/MT por intermedio del transformador de potencia CP T18-062 de 7/7/2 MVA de 62/22.9/10 kV. Por el nivel de 66 kV se conecta al SEIN a través de la línea L-6005 (Tamburco – Chacapunte) desde la S.E. Tamburco.

En el nivel de 22.9 kV se conecta la barra y las cargas respectivas: 03 alimentadores de MT: CP01, CP02 y CP03. En el alimentador CP01 está conectado la mini central hidráulica de Poccohuanca.

Figura 3.5. Diagrama unifilar S.E. Chacapuente y mini C.H. Pochuanca



Fuente: Elaboración propia en base a datos brindados por ELSE

3.2.4.1. Mini central hidráulica Pochuanca

La mini central hidráulica está ubicada en el distrito de Pochuanca de la Provincia de Aymaraes y se conecta a la red de CP01, a una distancia de 35 km aproximadamente desde la S.E. Chacapuente.

Está conformado por 01 generador cuya potencia instalada es de 300 kVA, el grupo se conecta a la red de 22.9 kV a través de un transformador elevador en la subestación de Pochuanca. En la tabla 3.6. se muestra las características del generador

Tabla 3.6. Características de los generadores de la mini C.H. Pocohuanca

Grupo	Marca	Potencia [kVA]	Factor de potencia	Tensión de fase [kV]	Grupo Conexión	Resistencia Tierra [Ω]
G1	Algesa	125	0.8	0.38	YN	0
G2	Hallison General	175	0.8	0.40	YN	0
TOTAL		300				

Fuente: Elaboración propia en base a datos brindados por ELSE

3.2.4.2. Operación de la S.E. Chacapunte y GD en CP01

La subestación de Chacapunte opera de manera permanente conectado al SEIN, suministrando energía a 03 alimentadores de 22.9 kV radiales con excepción del AMT CP01 donde está conectado la GD.

La operación en modo aislado no es posible debido a la baja capacidad de la mini C.H. Pocohuanca.

3.2.5. SUBESTACIÓN DE SICUANI

La subestación de Sicuani es de transformación de AT/MT por intermedio de dos transformadores de potencia SI T12-061 de 7 MVA de 66/10.5 kV y el T13 de 7/7/2 MVA de 66/22.9/10.5 kV. Ambos transformadores se conectan por un único interruptor al SEIN a través de la línea L-6001 desde la S.E. Combapata.

En el transformador T12 están conectadas las cargas en el nivel de 10.5 kV, los alimentadores SI01, SI02, SI03 y SI05. En el alimentador SI01 se cuenta con GD, la mini C.H. Hercca.

En el transformador T13 está conectado únicamente la mini C.H. Langui en el nivel de 22.9 kV por intermedio de una línea del mismo nivel de tensión.

3.2.5.1. *Mini central hidráulica Hercca*

La mini central hidráulica está ubicada en el distrito de Langui de la Provincia de Canas y se conecta a la red del AMT SI01, en nivel de 22.9 kV. El alimentador SI01 cuenta con dos niveles de tensión: de 10.5 kV que parte desde la S.E. Sicuani hasta la Puente Arturo y de 22.9 kV desde la S.E. Puente Arturo, donde está un autotransformador elevador de 22.9/10 kV. La central está a 16 km de la S.E. Sicuani.

Está conformado por 03 generadores cuya potencia instalada suma 1300 kVA, dos grupos (G1 y G2) idénticos se conectan a través de un transformador elevador de 22.9/0.4 kV a la red de 22.9 kV, el grupo G3 se conecta a la red de 22.9 kV a través de un transformador elevador de 22.9/2.3 kV en la subestación de Hercca. En la tabla 3.7 se muestra las características de los generadores.

Tabla 3.7. Características de los generadores de la mini C.H. Hercca

Grupo	Marca	Potencia [kVA]	Factor de potencia	Tensión de fase [kV]	Grupo Conexión	Resistencia Tierra [Ω]
G1	AVK Deutschland	390	0.8	0.40	YN	0
G2	AVK Deutschland	390	0.8	0.40	YN	0
G3	AEG	520	0.8	2.30	YN	0
TOTAL		1300				

Fuente: Elaboración propia en base a datos brindados por ELSE

3.2.5.2. *Mini central hidráulica Langui*

La mini central hidráulica está ubicada en el distrito de Langui de la Provincia de Canas y se conecta a la S.E. Sicuani al nivel de 22.9 kV a través de una línea desde la C.H. Langui. Hasta antes del 2016 la central se conectaba en el alimentador SI05 en el nivel de 10.5 kV en la S.E. Puente Arturo, sin embargo, con la ampliación de la mini central actualmente existe una línea de 22.99 kV dedicada para la mini C.H. de Langui, y el transformador T13 de la S.E. Sicuani está destinada para conectarla a la red.

Está conformado por 03 generadores cuya potencia instalada suman 7545 kVA, cada grupo cuenta con un transformador elevador de 22.9/2.3 kV y se conecta a la red de 22.9 kV, de propiedad de la mini C.H. Langui, hasta la S.E. Puente Arturo, y de éste último hacia la S.E. Sicuani, es de propiedad de ELSE. La distancia aproximada de la central hasta la subestación AT/MT es de 19 km. En la tabla 3.8 se muestra las características de los generadores.

Tabla 3.8. Características de los generadores de la mini C.H. Langui

Grupo	Marca	Potencia [kVA]	Factor de potencia	Tensión de fase [kV]	Grupo Conexión	Resistencia Tierra [Ω]
G1	L-G01	920	0.8	2.30	Y	0
G2	L-G02	3125	0.8	2.30	Y	0
G3	L-G03	3500	0.9	2.30	Y	0
TOTAL		7545				

Fuente: Elaboración propia en base a datos brindados por ELSE

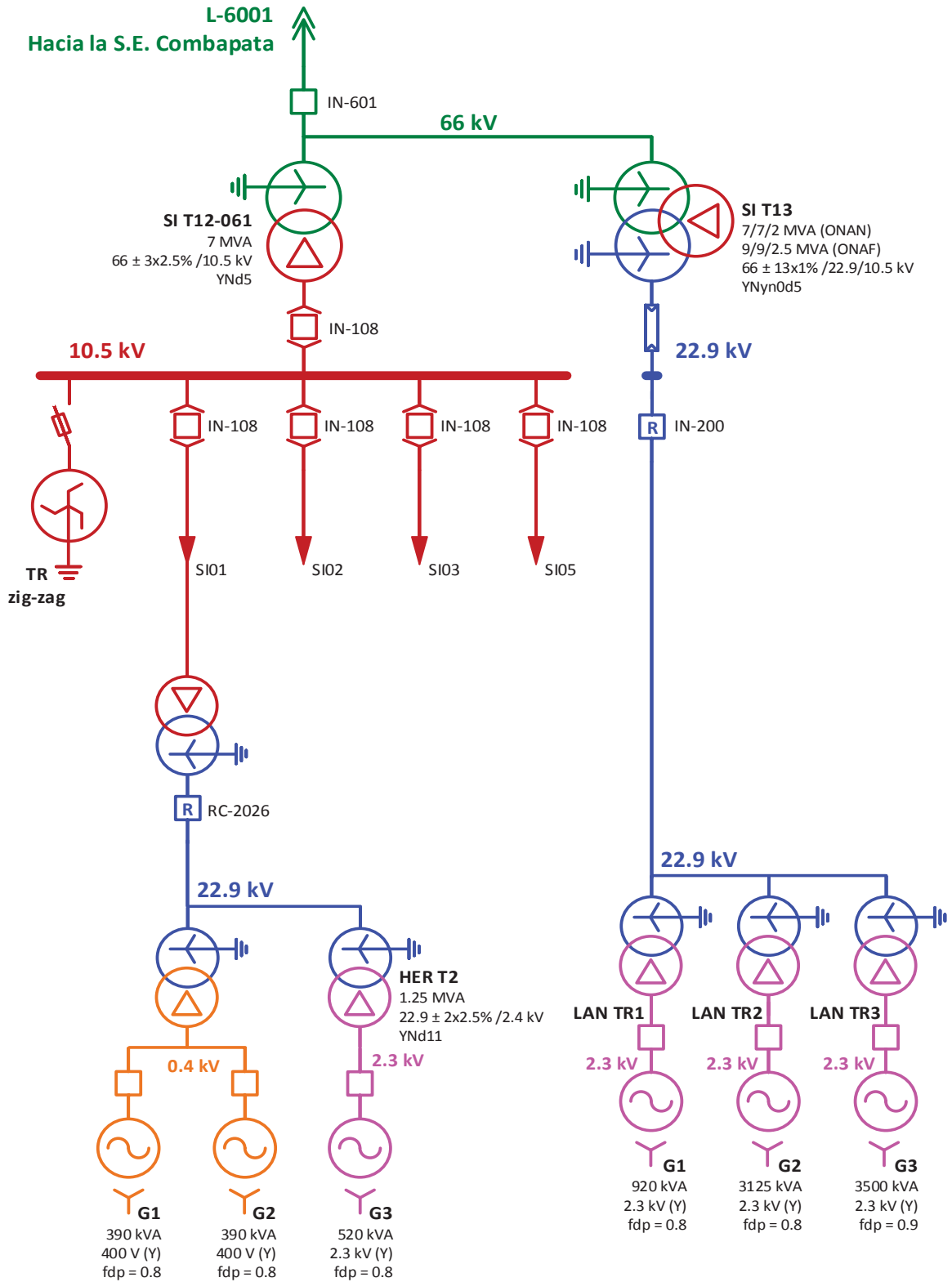
3.2.5.3. Operación de la S.E. Sicuani y la GD en SI01

La subestación de Sicuani opera de manera continua conectado al SEIN a través de la línea de 66 kV L-6001 (Combapata – Sicuani) y suministra energía a 04 alimentadores de 10.5 kV, todas radiales con excepción del AMT SI01 que cuenta con GD (mini C.H. Hercca). La GD opera sincronizado con el SEIN continuamente.

La operación en modo aislado de la mini C.H. Hercca solo es posible para suministrar parte de la carga del AMT SI01 debido a su capacidad y esto se da normalmente cuando se presenta fallas en el tramo de la S.E. Sicuani y la S.E. Puente Arturo, este último es la subestación elevadora de tensión de 10.5 kV a 22.9 kV.

Es posible operar en modo aislado toda la S.E. Sicuani en situaciones de mantenimiento programado con la mini C.H. Langui, que se conecta a nivel de 66 kV a través del transformador T13, como se muestra en la Figura 3.6, en esa condición los alimentadores son suministrados tal igual como lo hace el SEIN, pues la mini central se conecta al lado de AT y no en la red de MT.

Figura 3.6. Diagrama unifilar de S.E. Sicuani y la mini C.H. Hercca y Langui



Fuente: Elaboración propia en base a datos brindados por ELSE

3.3. DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE PROTECCIÓN ACTUAL

Esta sección describe de manera general el sistema de protección de los alimentadores de MT que cuenta generación distribuida, por ser de interés en el estudio. La protección de otros componentes de la subestación tales como líneas de AT o transformadores de potencia no se describen, pues, como se verá más adelante, no se presentan problemas de actuación por la GD.

Las protecciones de los AMT's son de acuerdo a lo descrito en la sección 3.2, donde cada subestación es descrita a través de diagramas unifilares.

Nótese que la protección de los alimentadores de MT en todas las subestaciones, son de características similares, esto es, relé de protección, únicamente con las funciones de sobrecorriente activadas (50, 51, 50N y 51N), que es la protección principal del alimentador, que considera una red netamente radial.

3.3.1. SUBESTACIÓN DE TAMBURCO

La protección en la subestación de Tamburco, para los alimentadores de MT en 13.2 kV y 22.9 kV son únicamente por sobrecorriente no direccional, fase – fase y fase – tierra, ya sea de tiempo definido y/o tiempo inverso; 50, 51, 50N y 51N, y la orden de disparo lo realiza al interruptor de cada AMT.

Las barras de 13.2 kV y de 22.9 kV son protegidas únicamente por sobrecorriente de fase y tierra de tiempo inverso (51, 51N) y el disparo lo realiza al interruptor de la barra. En la tabla siguiente, se indican los ajustes de protección de la subestación Tamburco.

Tabla 3.9. Ajustes de protección de 50, 51, 50N y 51N en la S.E. Tamburco

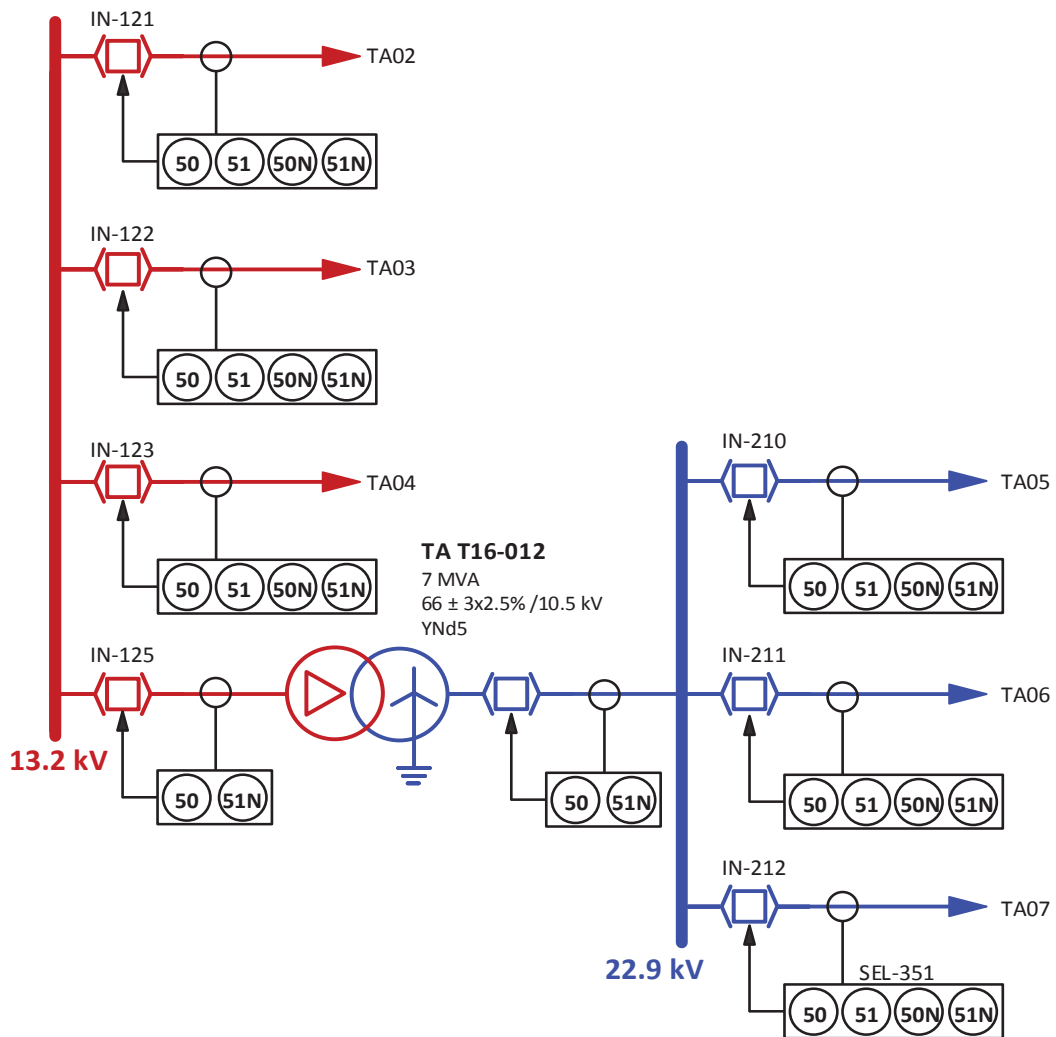
Datos de la red protegida		Datos del equipo de protección			Sobrecorriente fase a fase					Sobrecorriente fase a tierra				
					51			50		51N			50N	
Nivel de tensión	AMT	TC	Marca Relé	SERIE	I> pickup [A]	Dial	Curve	I>> pickup [A]	Time [s]	Io> pickup [A]	Dial	Curve	Io>> pickup [A]	Time [s]
13.2	TA02	200/5	ABB	REX 521	200	1.2	IEC-VI	1000	0	50	1.2	IEC-VI	500	0

13.2	TA03	200/5	ABB	REX 521	200	1.2	IEC-VI	1000	0	50	1.2	IEC-VI	500	0
13.2	TA04	200/5	ABB	REX 521	200	1.2	IEC-VI	1000	0	50	1.2	IEC-VI	500	0
13.2	TA-T16	200/5	SEG	CMP1	50	1.2	IEC-VI	-	-	50	1.2	IEC-VI	-	-
22.9	TA05	50/5	ABB	REX 521	60	0.18	IEC-VI	700	0.01	20	0.14	IEC-VI	300	0.10
22.9	TA06	50/5	ABB	REX 521	60	0.26	IEC-VI	1100	0.05	20	0.1	IEC-VI	300	0.05
22.9	TA07	50/5	SEL	SEL351A	150	0.05	DT	850	0.13	18	0.14	IEC-VI	200	0.14
22.9	TA-T16	50/5	SEG	CSP2	180	0.25	IEC-VI	-	-	30	0.25	IEC-VI	-	-

Fuente: Electro Sur Este S.A.A.

En el siguiente diagrama unifilar, Figura 3.7 se muestra la disposición de los relés de protección con su respectivo transformador de corriente (TC) y las funciones con las cuales se encuentra activadas.

Figura 3.7. Diagrama unifilar del sistema de protección de la S.E. Tamburco



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

3.3.2. SUBESTACIÓN DE ANDAHUAYLAS

La protección en la subestación de Andahuaylas, para los alimentadores de MT en 13.2 kV y 22.9 kV son únicamente por sobrecorriente no direccional, fase – fase y fase – tierra, ya sea de tiempo definido y/o tiempo inverso; 50, 51, 50N y 51N, y la orden de disparo lo realiza al respectivo interruptor de cada AMT.

Las barras de 13.2 kV y de 22.9 kV son protegidas por sobrecorriente de fase y tierra de tiempo inverso (51, 51N) y el disparo lo realiza al interruptor de la barra. En la tabla siguiente, se indican los ajustes de protección de la subestación Andahuaylas. La disposición de los relés de protección, así como de los transformadores de corriente (TC) son similares a la S.E. Tamburco, con la diferencia de que los interruptores cuentan con recierre automático en el nivel de 22.9 kV.

Tabla 3.10. Ajustes de protección de 50, 51, 50N y 51N en la S.E. Andahuaylas

Datos de la red protegida		Datos del equipo de protección			Sobrecorriente fase a fase					Sobrecorriente fase a tierra				
					51			50		51N		50N		
Nivel de tensión	AMT	TC	Marca Relé	SERIE	I> pickup [A]	Dial	Curve	I>> pickup [A]	Time [s]	Io> pickup [A]	Dial	Curve	Io>> pickup [A]	Time [s]
13.2	AN01	300/5	ABB	REX 521	170	0.10	IEC-VI	1300	0.04	18	0.20	IEC-NI	900	0.10
13.2	AN02	300/5	ABB	REX 521	170	0.10	IEC-VI	1300	0.04	18	0.20	IEC-NI	900	0.10
13.2	AN 13.2	300/5	SEG	CMP1	300	0.10	IEC-EI	-	-	50	1.2	IEC-VI	250	0
22.9	AN04	500/1	SEL	SEL-351R	100	0.18	IEC-VI	1100	0.18	30	0.26	IEC-NI	650	0.01
22.9	AN05	500/1	SEL	SEL-351R	80	0.17	IEC-VI	950	0.02	30	0.25	IEC-VI	600	0.05
22.9	AN06	500/1	SEL	SEL-351R	80	0.13	IEC-VI	1000	0.03	24	0.27	IEC-VI	600	0.01
22.9	AN07	500/1	SEL	SEL-351R	120	0.12	IEC-VI	1000	0.05	30	0.27	IEC-VI	700	0.05
22.9	AN 22.9	600/5	SEG	CMP1	200	0.17	IEC-VI	-	-	40	0.50	IEC-NI	-	-

Fuente: Electro Sur Este S.A.A.

3.3.3. SUBESTACIÓN DE CHUQUIBAMBILLA Y CHACAPUENTE

La protección de los alimentadores de MT de 22.9 kV en las subestaciones de Chuquibambilla y Chacapunte son de características similares, que son únicamente por sobrecorriente no direccional, fase – fase y fase – tierra, ya sea de tiempo definido y/o tiempo inverso; 50, 51, 50N y 51N, y la orden de disparo lo realiza al interruptor de cada AMT, en

este caso son interruptores con recierre automático, es decir: recloser. El ajuste de protección se muestra en la tabla siguiente.

Tabla 3.11. Ajustes de protección de 50, 51, 50N y 51N en las subestaciones de Chuquibambilla y Chapuente.

Datos de la red protegida		Datos del equipo de protección			Sobrecorriente fase a fase					Sobrecorriente fase a tierra				
					51			50		51N			50N	
Nivel de tensión	AMT	TC	Marca Relé	SERIE	I> pickup [A]	Dial	Curve	I>> pickup [A]	Time [s]	Io> pickup [A]	Dial	Curve	Io>> pickup [A]	Time [s]
22.9	CQ01	500/1	SEL	SEL-351R	100	0.20	IEC-VI	1000	0.10	30	0.20	IEC-VI	600	0.10
22.9	CQ02	60/5	SEL	SEL-351R	100	0.20	IEC-VI	1000	0.10	30	0.20	IEC-VI	600	0.01
22.9	CQ03	60/5	SEL	SEL-351R	110	0.18	IEC-VI	900	0.10	25	0.24	IEC-VI	600	0.06
22.9	CQ 22.9	60/5	SEG	SEG	200	0.32	IEC-VI	-	-	40	0.50	IEC-VI	-	-
22.9	CP01	60/5	SEL	SEL-351R	80	0.25	IEC-VI	900	0.15	30	0.25	IEC-NI	600	0.15
22.9	CP02	60/5	SEL	SEL-351R	80	0.25	IEC-VI	900	0.15	30	0.25	IEC-NI	600	0.10
22.9	CP03	60/5	SEL	SEL-351R	80	0.25	IEC-VI	900	0.15	30	0.25	IEC-NI	600	0.01
22.9	CP 22.9	60/5	SEG	SEG	200	0.34	IEC-VI	-	-	80	0.40	IEC-NI	-	-

Fuente: Electro Sur Este S.A.A.

3.3.4. SUBESTACIÓN DE SICUANI

El sistema de protección de los alimentadores de MT y la misma subestación es relativamente diferente a las demás descritas anteriormente, debido a la disposición de la GD de Hercca y Langui.

La C.H. Hercca se conecta a la red del alimentador SI01, como se describió en la sección 3.2., pues ésta cuenta con dos niveles de tensión diferentes y en cascada. Parte desde la S.E. Sicuani en 10.5 kV hasta una subestación intermedia que es S.E. Puente Arturo, donde está un transformador elevador de 22.9/10 kV; en la red de distribución de 22.9 kV, se conecta la C.H. Hercca, por tanto, la protección en dicho alimentador, entre la subestación y la GD, están en cascada, es decir, la protección principal ubicada en la S.E. Sicuani y otra en subestación de Puente Arturo a través de un recloser en el nivel de 22.9 kV.

La protección en el transformador T13, donde está conectada la red de 22.9 kV y la mini C.H. Langui, existe un interruptor de recierre automático, como protección principal del

transformador (T13) ante fallas en la red de 22.9 kV y están activadas la funciones de sobrecorriente no direccional: 50, 51, 50N y 51N.

La protección de los alimentadores en 10.5 kV, consideran a las redes como circuitos netamente radiales, en ese sentido, protección con que cuenta cada alimentador es únicamente por sobrecorriente no direccional, 50, 51, 50N y 51N.

En el nivel de 66 kV, existe un interruptor común para ambos transformadores de potencia (T12 y T13) pero cada transformador está protegido con relés independientes, con protecciones de sobrecorriente de fase – fase y fase – tierra (51 y 51N).

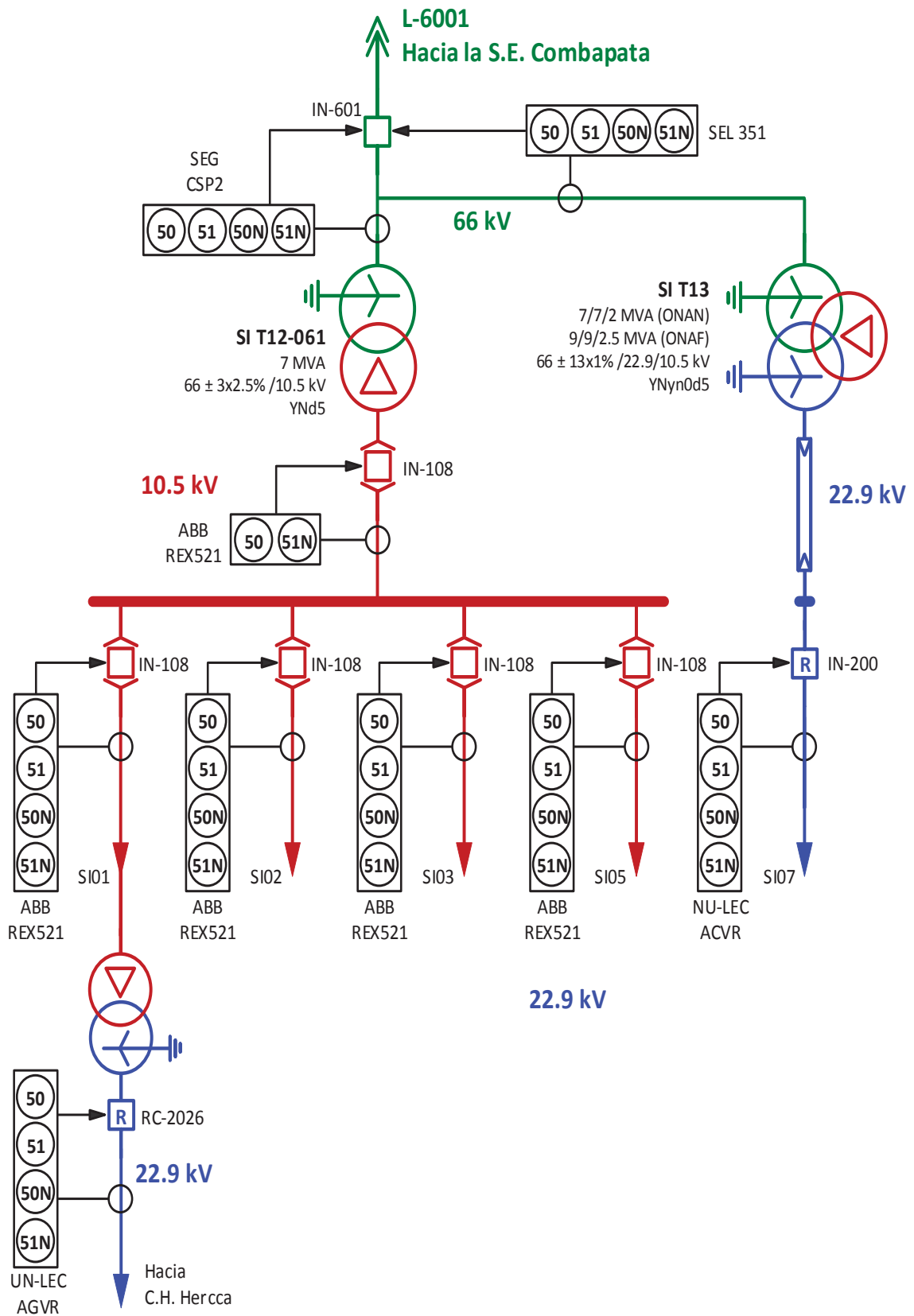
Tabla 3.12. Ajustes de protección de 50, 51, 50N y 51N en S.E. Sicuani.

Datos de la red protegida		Datos del equipo de protección			Sobrecorriente fase a fase					Sobrecorriente fase a tierra				
					51			50		51N			50N	
Nivel de tensión	AMT	TC	Marca Relé	SERIE	I> pickup [A]	Dial	Curve	I>> pickup [A]	Time [s]	Io> pickup [A]	Dial	Curve	Io>> pickup [A]	Time [s]
10.5	SI01	120/1	ABB	REX 521	192	0.22	IEC-EI	1536	0	19.2	0.70	IEC-VI	153	0
10.5	SI02	120/1	ABB	REX 521	204	0.20	IEC-EI	1632	0	24.0	0.60	IEC-VI	-	-
10.5	SI03	120/1	ABB	REX 521	120	0.48	IEC-VI	1440	0	18.7	0.80	IEC-EI	374	0
10.5	SI05	120/1	ABB	REX 521	192	0.20	IEC-VI	1536	0	24.0	0.50	IEC-VI	480	0
10.5	SI 10.5	400/1	ABB	REX 521	380	0.15	IEC-VI	2560	0	50.0	0.50	IEC-VI	-	-
22.9	SI07	1000/1	NU-LEC	AGVR	50	1.2	IEC-VI	250	0	50	1.2	IEC-VI	250	0
66	SI 60	80/1	SEG	CSP2	60	0.20	IEC-NI	640	0	32	0.40	IEC-NI	204	0

Fuente: Electro Sur Este S.A.A.

En el siguiente diagrama unifilar se muestra la disposición de los equipos de protección, TC y los relés, y las funciones de protección que están activas.

Figura 3.8. Diagrama unifilar del sistema de protección en la S.E. Sicuani



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

3.4. ANÁLISIS DEL COMPORTAMIENTO DE LA CORRIENTE DEL SISTEMA CON Y SIN GENERACIÓN DISTRIBUIDA.

Este análisis se hará en los alimentadores con GD AMT TA07 y SI 01, el cual consta de dos partes, la primera parte se realizará mediante flujo de carga del sistema con y sin generación distribuida, en donde como resultado se prevé obtener la dirección de la corriente y flujos de carga para ambos casos.

En la segunda parte se analizará el comportamiento del alimentador con GD ante fallas monofásicas, bifásicas y trifásicas situadas en alimentadores adyacentes, y en el mismo alimentador.

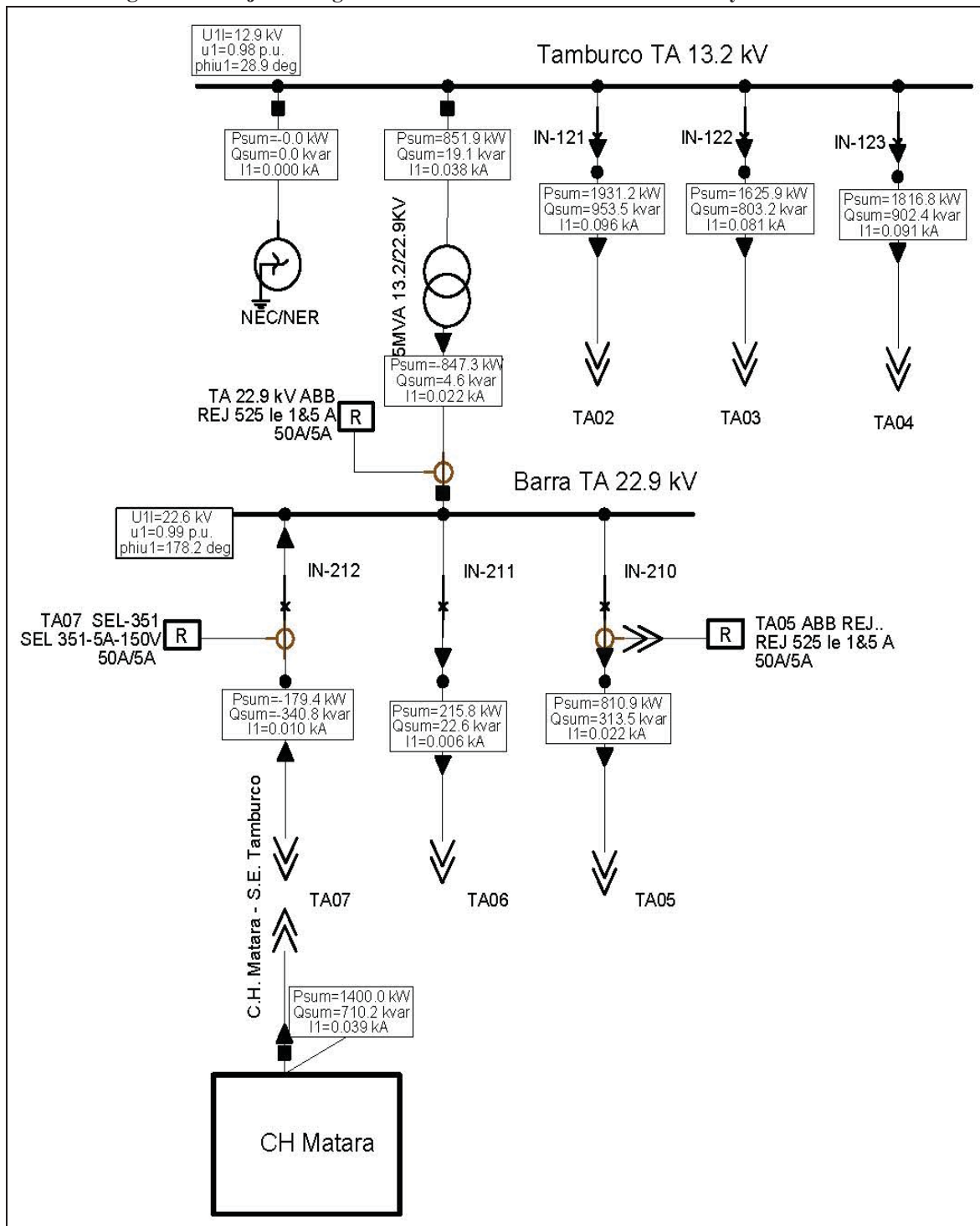
Cabe mencionar que los registros mostrados son lecturas en el punto de instalación de los Relés.

3.4.1. ANÁLISIS DEL COMPORTAMIENTO DE LA CORRIENTE DEL ALIMENTADOR TA07.

3.4.1.1. Flujo de carga del sistema.

En las figuras 3.9 y 3.10 se muestran los flujos de carga de AMT's de la S.E Tamburco de 13.2kV y 22.9kV con GD y sin GD, y nos enfocándonos en el comportamiento de la corriente del AMT que posee GD (TA-07).

Figura 3.9. Flujo de carga AMT's de la S.E Tamburco de 13.2kV y 22.9kV con GD



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

Tabla 3.13. Flujo de carga AMT's de la S.E Tamburco de 13.2kV y 22.9kV con GD

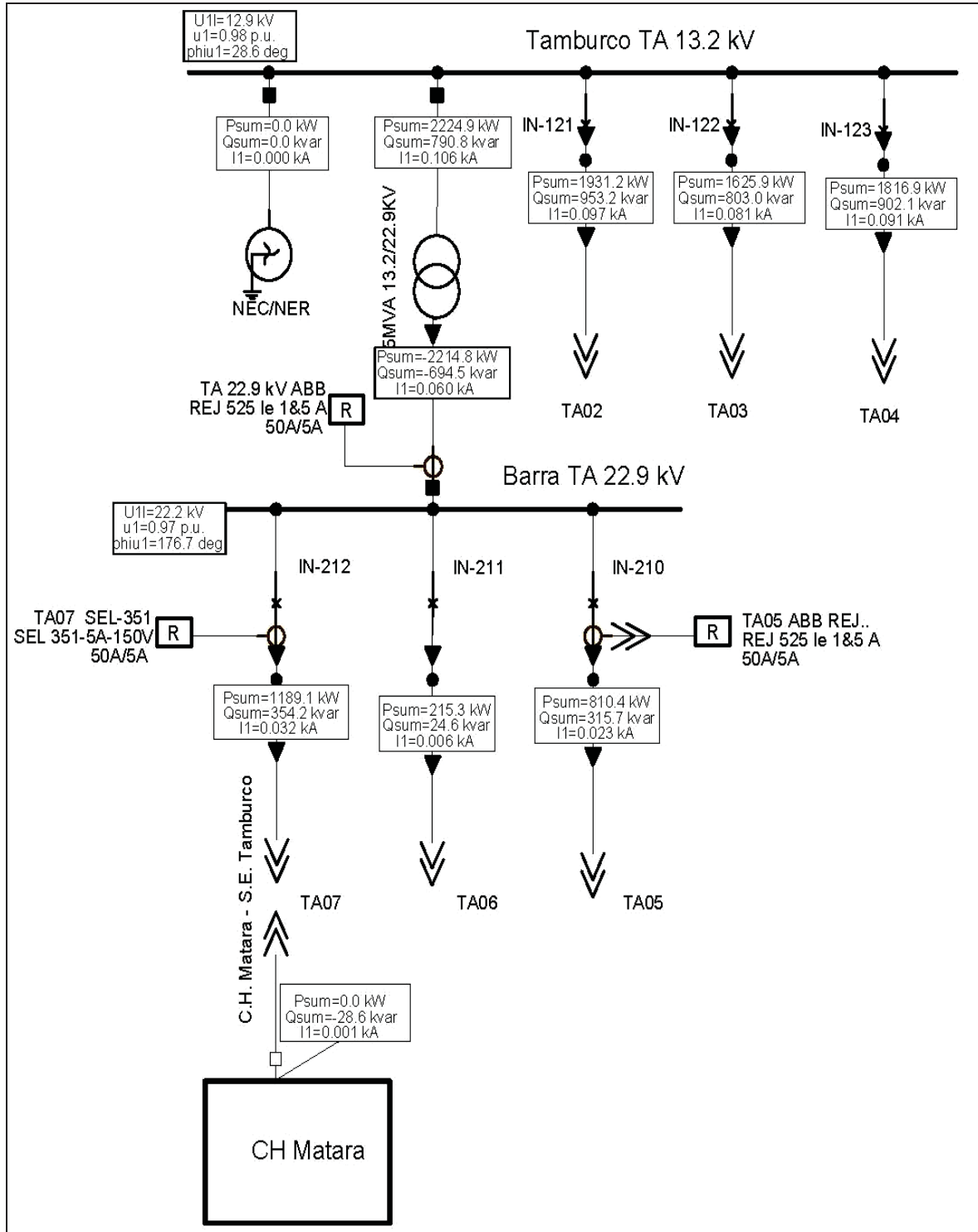
Subestación	AMT	Nivel de Tensión [kV]	Nivel de corriente (I) [kA]	Potencia [kW]	Potencia (Q) [kvar]
Tamburco	TA02	13.2	0.096	1931.2	953.5
	TA03	13.2	0.081	1625.9	803.2
	TA04	13.2	0.091	1816.8	902.4
	TA-T16	13.2	0.038	851.9	19.1
	TA05	22.9	0.022	810.9	313.5
	TA06	22.9	0.006	215.0	22.6
	TA07	22.9	0.010	-179.4	-340.8
	TA-T16	22.9	0.022	-847.3	4.6
	GD-CH Matara	22.9	0.039	1400.0	710.2

Fuente: Elaborado en base a datos de simulación.

De acuerdo Flujo de carga de AMT's de la S.E Tamburco de 13.2kV y 22.9kV con GD en la tabla 3.13. se aprecia que la potencia activa registrada en el relé del AMT TA-07 lleva consigo signo (-), indicando que el sentido de la corriente en este AMT está en dirección contraria a la del SEIN, así mismo este registro potencia suministrada y corriente (-179.4 kW, y 0.010 kA), viene a ser el aporte de la GD al sistema.

Este aporte de la GD al sistema es el resultado de la diferencia entre potencia total generada (1400 kW, 0.022 kA) y carga del alimentador TA07 (1200 kW, 0.032 kA) y las pérdidas, datos que obtenemos al correr flujos sin generación distribuida **ver figura 3.10**.

Figura 3.10. Flujo de carga AMT's de la S.E Tamburco de 13.2kV y 22.9kV sin GD.



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

Tabla 3.14. Flujo de carga AMT's de la S.E Tamburco de 13.2kV y 22.9kV sin GD.

Subestación	AMT	Nivel de Tensión [kV]	Nivel de corriente (I) [kA]	Potencia [kW]	Potencia (Q) [kvar]
Tamburco	TA02	13.2	0.097	1931.2	953.5
	TA03	13.2	0.081	1625.9	803.0
	TA04	13.2	0.091	1816.8	902.4
	TA-T16	13.2	0.106	2224.9	790.8
	TA05	22.9	0.023	810.4	315.7
	TA06	22.9	0.006	215.3	24.6
	TA07	22.9	0.032	1189.1	354.2
	TA-T16	22.9	0.060	-2214.8	-694.5

Fuente: Elaborado en base a datos de simulación.

De la tabla 3.14. Flujo de carga de AMT's de la S.E Tamburco de 13.2kV y 22.9kV sin GD, en el alimentador TA07, el registro potencia y corriente (1189.1 kW y 0.032 kA) respectivamente, es suministrado únicamente por el SEIN. Obviamente en este caso ambos son de signo positivo ya que el sentido de la corriente en el alimentador tiene la misma dirección que la del SEIN. Así mismo, de la tabla 3.14 en TA-T16 el registro de la corriente es de 0.106 kA, este es superior al mostrado en la tabla 3.13, debido a que el aporte del SEIN en el sistema es mayor.

3.4.1.2. Análisis del comportamiento del sistema ante fallas en redes adyacentes.

En la siguiente tabla se muestra el comportamiento del sistema ante diversos tipos de fallas, el análisis se hace en el AMT caso de estudio TA-07 con y sin la presencia de GD, mostrando para ambos casos las corrientes en el punto de falla y las corrientes que circulan por el alimentador TA- 07, cabe mencionar que para la ubicación del punto de falla se toman en cuantos puntos próximos a las barras y puntos que representan el 25% de los alimentadores.

Tabla 3.15. Análisis del comportamiento del AMT TA07, con y sin GD, ante fallas externas.

Tipo de Falla	AMT en Falla	Ubicación de falla (Externo a TA07)	CON GD		SIN GD		Observación
			Corriente en el punto de falla [A]	Corriente TA07 [A]	Corriente en el punto de falla [A]	Corriente TA07 [A]	
Monofásico (Fase R)	TA05 22.9 kV	Cerca de la barra de 22.9 kV ($R_f = 0 \Omega$)	1464	200	1257	4	If con GD > If sin GD I TA07 GD > I Pickup I TA07 sin GD normal
Monofásico (Fase R)	TA05 22.9 kV	A 25 % del AMT TA05 ($R_f = 10 \Omega$)	600	93	566	17	If con GD > If sin GD I TA07 GD < I Pickup I TA07 sin GD normal
Bifásico (Fases RS)	TA05 22.9 kV	Cerca de la barra de 22.9 kV ($R_f = 0 \Omega$)	1100	187	927	10	If con GD > If sin GD I TA07 GD > I Pickup I TA07 sin GD normal
Bifásico Fases (RS)	TA05 22.9 kV	A 25 % del AMT TA05 ($R_f = 10 \Omega$)	789	137	701	17	If con GD > If sin GD I TA07 GD < I Pickup I TA07 sin GD normal
Trifásica	TA05 22.9 kV	Cerca de la barra de 22.9 kV ($R_f = 0 \Omega$)	1260	210	1059	0	If con GD > If sin GD I TA07 GD > I Pickup I TA07 sin GD normal
Trifásica	TA05 22.9 kV	A 25 % del AMT TA05 ($R_f = 10 \Omega$)	743	139	680	7	If con GD > If sin GD I TA07 GD < I Pickup I TA07 sin GD normal
Monofásico (Fase R)	TA04 13.2 kV	Cerca de la barra de 13.2 kV ($R_f = 0 \Omega$)	7473	165	7046	10	If con GD > If sin GD I TA07 GD > I Pickup I TA07 sin GD normal
Monofásico (Fase R)	TA04 13.2 kV	A 25 % del AMT TA05 ($R_f = 10 \Omega$)	750	35	746	22	If con GD > If sin GD I TA07 GD < I Pickup I TA07 sin GD normal
Bifásico (Fases RS)	TA04 13.2 kV	Cerca de la barra de 13.2 kV ($R_f = 0 \Omega$)	4456	188	4195	18	If con GD > If sin GD I TA07 GD > I Pickup I TA07 sin GD normal
Bifásico Fases (RS)	TA04 13.2 kV	A 25 % del AMT TA04 ($R_f = 10 \Omega$)	1138	61	1127	24	If con GD > If sin GD I TA07 GD < I Pickup I TA07 sin GD normal
Trifásica	TA04 13.2 kV	Cerca de la barra de 13.2 kV ($R_f = 0 \Omega$)	5095	189	4793	0	If con GD > If sin GD I TA07 GD > I Pickup I TA07 sin GD normal
Trifásica	TA04 13.2 kV	A 25 % del AMT TA04 ($R_f = 10 \Omega$)	758	50	754	11	If con GD > If sin GD I TA07 GD < I Pickup I TA07 sin GD normal

Fuente: Elaborado en base a datos de simulación.

De la tabla 3.15. Vemos que, para todos de casos de fallas simulados, debido a la presencia de GD en el sistema, las corrientes en el punto de falla I_f son superiores a las corrientes en el punto de falla sin GD, las diferencias de las mismas vienen a ser el aporte de corriente por parte de la GD durante la presencia de cualquier tipo de falla.

Por otro lado, la corriente de aporte es mayor, cuando las fallas se presentan en puntos cercanos a las barras (cuanto más cerca de la barra sea la falla, mayor será el aporte de corriente de la GD en el punto de falla). La corriente de aporte está registrada en la columna

aledaña (Corriente TA07 [A] con GD), obviamente en puntos cercanos a la barra estas corrientes son mayores, ya que hacen un menor recorrido de tramo líneas y están sujetos a menos pérdidas.

En los casos en que las fallas se dan aledañas a las barras, las corrientes de aporte superan el umbral de disparo de la protección del alimentador, mostrando un mal funcionamiento del sistema.

Por otra parte, cuando las fallas se dan a un 25 % del AMT ($R_f = 10 \Omega$), estas corrientes NO superan el umbral de disparo de la protección del alimentador, teniendo un funcionamiento adecuado del sistema. (La I de aporte de la GD es menor cuando hace un mayor recorrido de tramo líneas, y por esto están sujetos a más pérdidas).

De la columna Corriente TA07 [A] sin GD, el comportamiento del sistema es normal y adecuado para todos los tipos de fallas.

3.4.1.3. Análisis del comportamiento del alimentador ante fallas.

En la siguiente tabla se muestran las corrientes de aporte del SEIN y GD ante fallas presentadas dentro del alimentador TA-07, para ello se toma en cuenta solo fallas trifásicas ubicadas en dos puntos, una entre la GD y la barra de 22.9 kV, y la segunda en un punto cualquiera del alimentador.

Tabla 3.16. Análisis del comportamiento del AMT TA07 ante fallas.

Tipo de Falla	AMT en Falla	Ubicación de falla en TA07	CON GD		SIN GD		Observación
			Corriente de Aporte del SEIN [A]	Corriente de Aporte de la GD [A]	Corriente de aporte SEIN= Corriente punto de falla [A]	Corriente de Aporte de la GD [A]	
Trifásica	TA07 22.9 kV	Entre GD y barra de 22.9 kV.	985	213	990	0	If con GD > If sin GD
Trifásica	TA07 22.9 kV	Punto cualquiera AMT 22.9 kV.	774	191	803	0	If con GD > If sin GD

Fuente: Elaborado en base a datos de simulación.

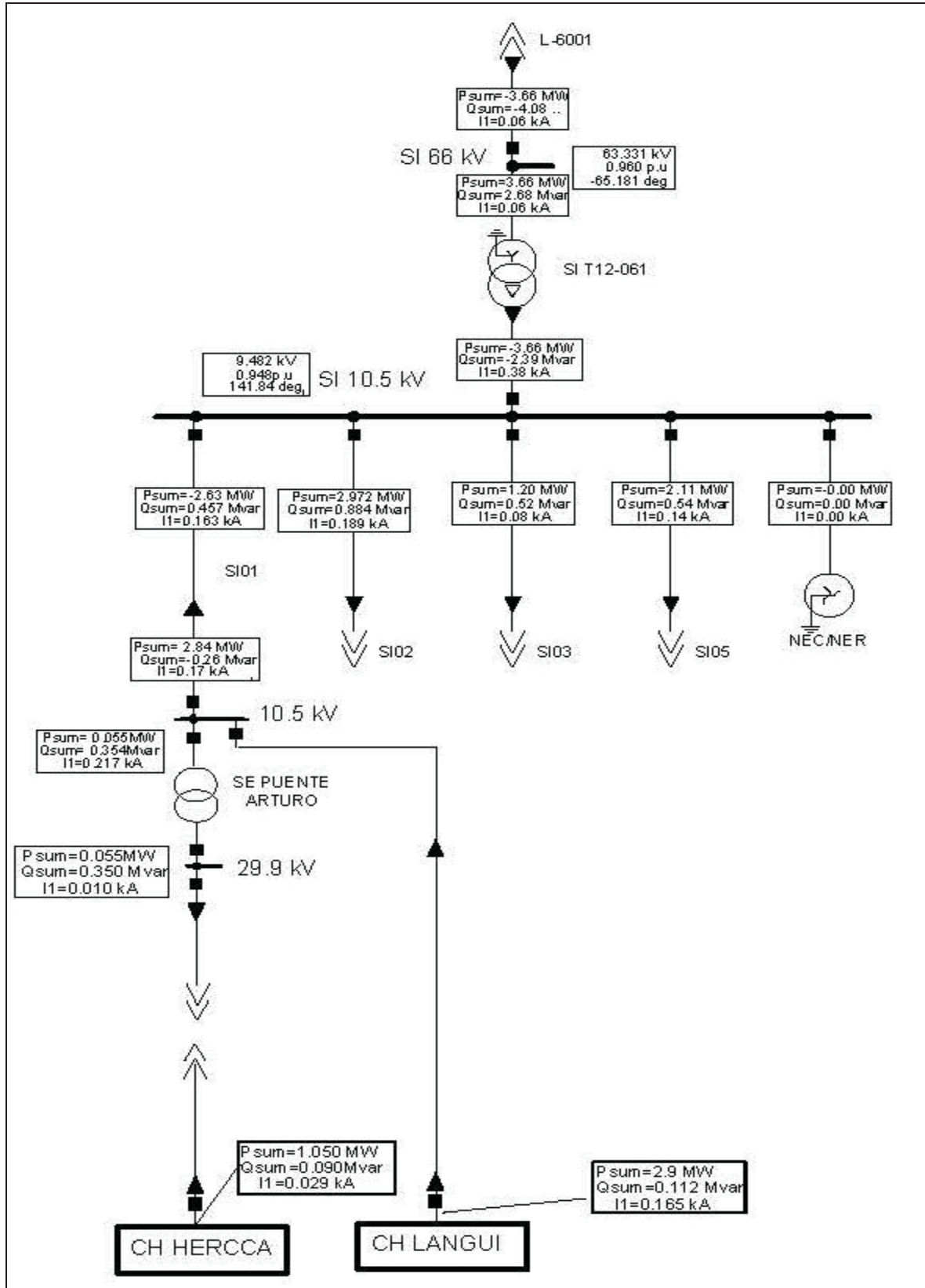
De la tabla 3.16. La corriente en el punto de falla viene a ser a suma de las corrientes de aporte del SEIN y GD, este es mayor con la presencia de GD, y mientras más próximo este la GD al punto de falla mayor será el aporte (ver columna corriente de aporte de GD). Cabe señalar que para fallas en el alimentador el sistema de protección no ha presentado problemas en su actuación.

3.4.2. ANALISIS DEL COMPORTAMIENTO DE LA CORRIENTE DEL ALIMENTADOR SI 01.

3.4.2.1. Flujo de carga del sistema.

En las siguientes tablas se muestran los flujos de carga de AMT's de la S.E Sicuani de 10.5 kV con GD y sin GD, cabe mencionar que para este análisis al igual que en la SE de Tamburco nos enfocamos en el comportamiento del AMT que posee GD (SI 01).

Figura 3.11. Flujo de carga AMT's de la S.E Sicuani de 10.5kV con GD.



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

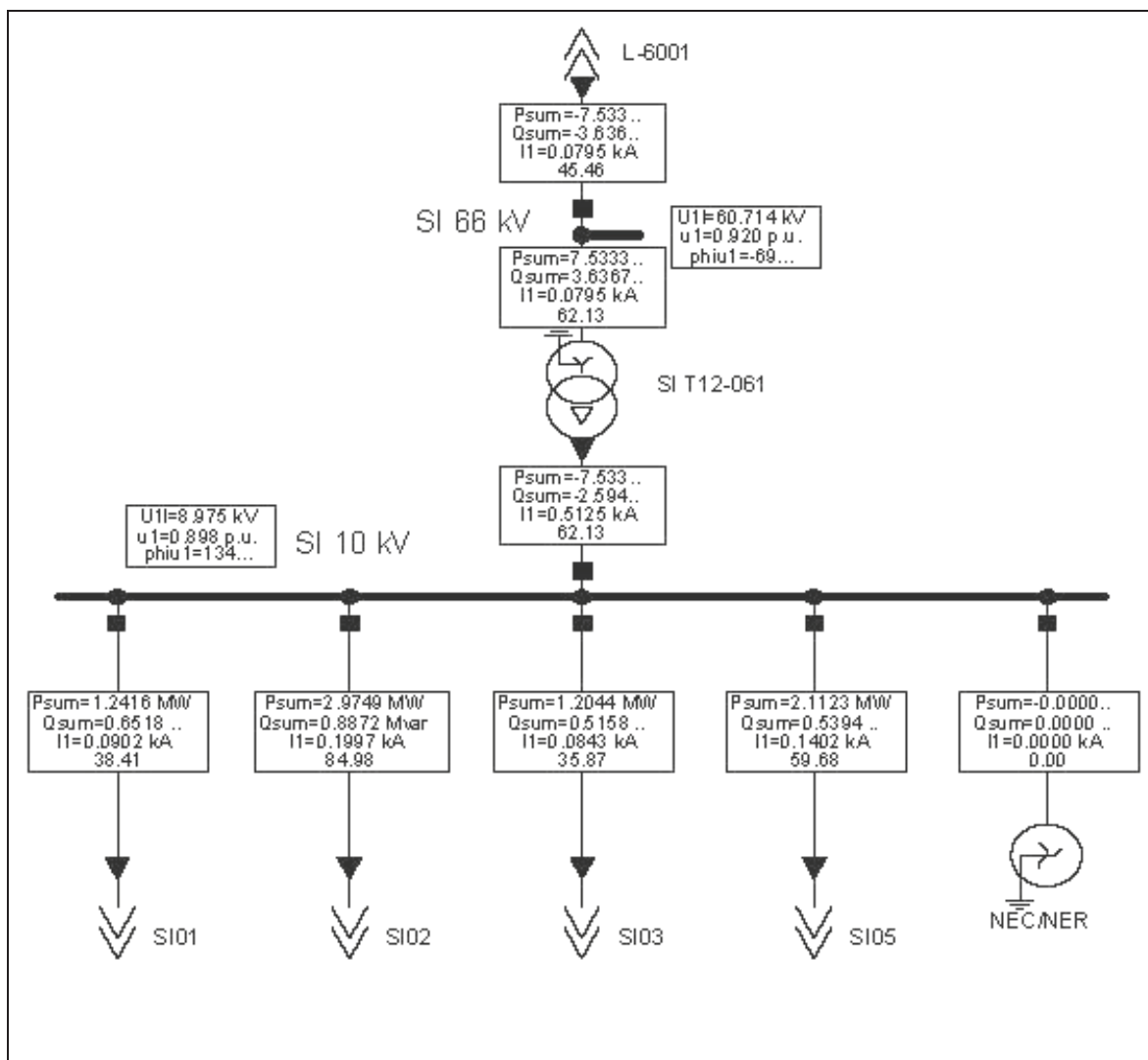
Tabla 3.17. Flujo de carga AMT's de la S.E Sicuani de 10.5kV con GD.

Subestación	AMT	Nivel de Tensión [kV]	Nivel de corriente (I) [kA]	Potencia [kW]	Potencia (Q) [kvar]
Sicuani	SI 01	10.5	0.163	-2629.7	457.1
	SI 02	10.5	0.189	2972.3	884
	SI 03	10.5	0.080	1204.0	538
	SI 05	10.5	0.141	2111.0	539.5
	SI T12-061	66.0/10.5	0.266	3657.6	2394.8
	GD Hercca	22.9	0.029	1050.0	90.0
	GD Langui	10.5	0.165	2900.0	111.6
TOTAL					

Fuente: Elaborado en base a datos de simulación.

De acuerdo Flujo de carga de AMT's de la S.E Sicuani de 10.5kV con GD. **Tabla 3.16.** se aprecia que al igual que en el alimentador TA07, la potencia activa del AMT con GD (SI-01) tiene signo (-), esto indica que el sentido de la corriente en este AMT también está en dirección contraria a la del SEIN, indica también que se está inyectando al sistema una potencia y corriente de -2629.7 kW, y 0.163kA respectivamente. Este aporte de la GD al sistema es el resultado de la diferencia entre potencia total generada (3950 kW, 0.194 kA) y carga del alimentador SI 01(1241.2 kW, 0.090 kA) y las pérdidas, datos que obtenemos al correr flujos sin generación distribuida **ver Tabla 3.17.** La representación gráfica se ve en el **anexo A.3.**

Figura 3.12. Flujo de carga AMT's de la S.E Sicuani de 10.5kV sin GD.



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

Tabla 3.18. Flujo de carga AMT's de la S.E Tamburco de 13.2kV y 22.9kV sin GD

Subestación	AMT	Nivel de Tensión [kV]	Nivel de corriente (I) [kA]	Potencia [kW]	Potencia (Q) [kvar]
Sicuani	SI 01	10.5	0.090	1241.6	651.8
	SI 02	10.5	0.199	2974.9	887.2
	SI 03	10.5	0.084	1204.4	515.8
	SI 05	10.5	0.140	2112.3	539.5
	SI T12-061	66.0/10.5	0.0795	7533.3	363.67
TOTAL					

Fuente: Elaborado propia en base a datos de simulación.

De la tabla 3.18. Flujo de carga de AMT's de la S.E Sicuani de 10.5kV sin GD, se aprecia que el registro potencia suministrada y corriente de 1241.6 kW, y 0.090 kA, viene a ser la

carga del alimentador SI 01, o el aporte del SEIN en el alimentador, obviamente en este caso de signo positivo, ya la corriente en el alimentador tiene la misma dirección que la del SEIN. Así mismo, de la tabla 3.17 en SI T12-061 el registro de la corriente es de 0.0795 kA, este es superior al mostrado en la tabla 3.16, debido a que en este caso el aporte del SEIN en el sistema es mayor. La representación gráfica se ve en el anexo A.4.

3.4.2.2. Análisis del comportamiento del sistema ante fallas.

En la siguiente tabla se muestra el comportamiento del sistema ante diversos tipos de fallas, el análisis se hace en el AMT SI 01 para el periodo antes del 2017 con y sin la presencia de GD, mostrando para ambos casos las corrientes en el punto de falla y las corrientes que circulan por el alimentador SI 01 durante la presencia de fallas, cabe mencionar que para la ubicación del punto de falla, se toman en cuenta puntos próximos a las barras ya que la corriente de aporte de la GD en este caso es considerable, como se vio en el AMT TA07.

Tabla 3.19. Análisis del comportamiento de la corriente en el AMT SI 01, con y sin GD, ante fallas externas.

Tipo de Falla	AMT en Falla	Ubicación de falla (Externo a SI 01)	CON GD		SIN GD		Observación
			Corriente en el punto de falla [A]	Corriente SI 01 [A]	Corriente en el punto de falla [A]	Corriente SI 01 [A]	
Monofásico (Fase R)	SI 02 10 kV	Cerca de la barra de 22.9 kV ($R_f = 0 \Omega$)	2577	665	1990	0	If con GD > If sin GD I SI01 GD > I pickup I SI01 sin GD normal
Bifásico (Fases RS)	SI 02 10 kV	Cerca de la barra de 22.9 kV ($R_f = 0 \Omega$)	2234	584	1723	0	If con GD > If sin GD I SI01 GD > I pickup I SI01 sin GD normal
Trifásica	SI 02 10 kV	Cerca de la barra de 22.9 kV ($R_f = 0 \Omega$)	3481	604	2752	0	If con GD > If sin GD I SI01 GD > I pickup I SI01 sin GD normal

Fuente: Elaborado en base a datos de simulación.

De la tabla 3.19. Vemos que al igual que en el alimentador TA07, las corrientes en el punto de falla If con presencia de GD son superiores a las corrientes en el punto de falla sin GD, la diferencia de las mismas viene a ser el aporte de corriente por parte de la GD durante la presencia de cualquier tipo de falla.

De la columna Corriente SI01 [A] sin GD, el comportamiento del sistema es normal y adecuado para todos los tipos de fallas.

3.4.2.3. Análisis del comportamiento del alimentador ante fallas.

Con el análisis del comportamiento del AMT se pretenden obtener las corrientes de aporte del SEIN y GD ante fallas presentadas dentro del alimentador SI 01, para ello al igual que en el alimentador TA07, se toma en cuenta solo fallas trifásicas ubicadas en dos puntos, una entre la S.E Puente Arturo y la barra de 10.5 kV ubicada en la S.E Sicuani, y la segunda en un punto cualquiera del alimentador.

Tabla 3.20. Análisis del comportamiento del AMT SI 01, con y sin GD, ante fallas externas.

Tipo de Falla	AMT en Falla	Ubicación de falla en SI 01	CON GD			SIN GD	Observación
			Corriente de Aporte del SEIN [A]	Corriente de Aporte de la GD Hercca [A]	Corriente de Aporte de la GD Langui [A]	Corriente de aporte SEIN	
Trifásica	SI 01 10.5 kV	Entre SE PTE Arturo y barra de 10.5 kV.	1481	99	741	1481	If con GD > If sin GD
Trifásica	SI 01 10.5 kV	Punto cualquiera del AMT .	358	165	317	510	If con GD > If sin GD

Fuente: Elaborado en base a datos de simulación.

De la tabla 3.20. Las corrientes en el punto de falla con GD son de 2445 A para el primer caso, y 450 A el segundo, estos vienen a ser la suma de las corrientes de aporte del SEIN y GD, se ve que presentan una ligera diferencia en los resultados los cual se debe a lo siguiente.

- Para la falla ubicada Entre SE PTE Arturo y barra de 10.5 kV, la corriente de aporte de GD Hercca, en su recorrido atraviesa por la SE elevadora de tensión Puente Arturo, ingresa por 22.9 kV y sale por 10.5 kV, provoca un aumento de la corriente de aporte a 227 A.

- Para la falla ubicada en un punto cualquiera del alimentador, la corriente de aporte de GD Langui y SEIN, en su recorrido al punto de falla atraviesan por la SE elevadora puente Arturo, ingresan por 10.5 kV y salen por 22.9 kV, provocando una disminución de la corriente de aporte a 290.

Al igual que en la TA07 la corriente es mayor con la presencia de GD, y mientras más próximo este la GD al punto de falla mayor será el aporte (ver columna corriente de aporte de GD).

Las corrientes en el punto de falla sin GD son de 1481 A para el primer caso, y 223 el segundo, sufre una disminución considerable en el segundo caso ya que la corriente de aporte del SEIN en su recorrido al punto de falla, pasa por SE elevadora de tensión Puente Arturo.

3.5. DESCRIPCIÓN Y ANÁLISIS DE FALLA

En esta sección se realiza el análisis de falla de eventos en que desconectaron los alimentadores con GD por falla externa. En este caso, la falla externa es la que ocurre en la red adyacente al AMT que cuenta GD y que es de la misma subestación AT/MT, como son los casos de la desconexión del alimentador TA07 por falla en el TA05.

La descripción y análisis de falla, se limita a dos subestaciones: Tamburco y Sicuani, y se toma un evento para cada uno.

3.5.1. ANÁLISIS DE FALLA EN EL ALIMENTADOR TA07

De acuerdo a lo descrito, el alimentador TA07 cuenta con 02 mini centrales hidráulicas: Matara y Lambrama, estas mini centrales, en especial de Matara, aportan corrientes a las fallas que se registran en los alimentadores TA02, TA03, TA04, TA05 o TA06.

Una prueba de lo indicado arriba es la tabla que se muestra a continuación, donde se detalla las fallas que provocaron la desconexión del alimentador 07 de 22.9 kV en la S.E.

Tamburco en el periodo de 2013 al 2017, en todos los casos la falla no ocurrió en el mencionado alimentador, sino en las redes adyacentes a ella, incluso en la red de otro nivel de tensión, en este caso en 13.2 kV.

Tabla 3.1. Desconexiones del AMT TA07 por fallas externas o adyacentes a ella. Periodo 2013 al 2017.

Fecha Inicio dd/mm/aaaa hh:mm	Fecha Fin dd/mm/aaaa hh:mm	Duración [h]:mm	Cientes Afectados	Origen de Fa- lla	Causa	Descripción del evento
30/01/2013 20:15	30/01/2013 20:26	0:11	4067	TA02	Impacto Vehicular	Desconecta TA07 por falla en el AMT TA02, por colisión de vehículo con estructura, se registró falla bifásica.
02/05/2013 08:23	02/05/2013 08:45	0:22	7902	TA06	Impacto Vehicular	Desconecta TA07 por falla en el AMT TA06, por colisión de vehículo con estructura, se registró falla bifásica, RS
21/06/2013 18:11	21/06/2013 22:00	3:49	3595	TA06	Impacto Vehicular	Desconecta TA07 por falla en el AMT TA06, por colisión de vehículo con estructura, se registró falla bifásica, RS
07/09/2013 16:52	07/09/2013 17:05	0:13	4629	TA06	Caída de estructura	Desconecta TA07 por falla en el AMT TA06, por caída de poste de MT. Se registró falla trifásica.
10/11/2013 16:46	10/11/2013 17:10	0:24	5409	TA06	Descargas atmosféricas	Desconecta TA07 por falla en el AMT TA06 por descargas atmosféricas. Se registró falla monofásica, fase T
17/11/2013 18:08	17/11/2013 19:15	1:07	9164	TA06	Descargas atmosféricas	Desconecta TA07 por falla en el AMT TA06 por descargas atmosféricas. Se registró falla monofásica, fase S
19/11/2013 11:43	19/11/2013 11:54	0:11	9164	TA06	Fuertes vien- tos	Desconecta TA07 por falla en el AMT TA06 por fuertes vientos en el sector. Se registró falla bifásica, fases RS
24/11/2013 16:01	24/11/2013 16:05	0:04	3740	TA06	Descargas atmosféricas	Desconecta TA07 por falla en el AMT TA06 por descargas atmosféricas. Se registró falla monofásica, fase T
25/11/2013 18:58	25/11/2013 19:14	0:16	11098	TA05	Descargas atmosféricas	Desconecta TA07 por falla en el AMT TA05 por descargas atmosféricas. Se registró falla monofásica, fase S
29/11/2013 17:27	29/11/2013 17:30	0:03	5416	TA05	Descargas atmosféricas	Desconecta TA07 por falla en el AMT TA05 por descargas atmosféricas. Se registró falla monofásica, fase S
03/03/2014 12:27	03/03/2014 12:31	0:04	10401	TA06	Descargas atmosféricas	Desconecta TA07 por falla en el AMT TA06 por descargas atmosféricas. Se registró falla monofásica, fase R
18/03/2014 10:35	18/03/2014 10:46	0:11	11234	TA05	Fuertes vien- tos	Desconecta TA07 por falla en el AMT TA06 por fuertes vientos en el sector. Se registró falla bifásica, fases ST
27/04/2014 16:55	27/04/2014 17:33	0:38	10045	TA03	Impacto Vehicular	Desconecta TA07 por falla en el AMT TA03, por colisión de vehículo con estructura, se registró falla trifásica.
11/05/2014 07:36	11/05/2014 07:43	0:07	5542	TA04	Error de maniobra	Desconecta TA07 por falla en el AMT TA04, por error de maniobra, cierre de seccionador a tierra en celda. Se registra falla trifásica a tierra.
10/06/2014 09:04	10/06/2014 10:00	0:56	30949	TA04	Impacto Vehicular	Desconecta TA07 por falla en el AMT TA03, por colisión de vehículo con estructura, se registró falla bifásica, ST
31/08/2014 15:29	31/08/2014 15:37	0:08	11372	TA05	Fuertes vien- tos	Desconecta TA07 por falla en el AMT TA05 por fuertes vientos en el sector. Se registró falla bifásica, fases RS
07/09/2014 06:36	07/09/2014 06:59	0:23	11370	TA05	Caída de Ár- bol	Desconecta TA07 por falla en el AMT TA05 por caída de árbol sobre la red, se registra falla bifásica, ST
26/10/2014 16:57	26/10/2014 17:04	0:07	10551	TA06	Sismos	Desconecta TA07 por falla en el AMT TA06 por sismos, se registró falla bifásica, fases ST
21/11/2014 22:31	21/11/2014 22:33	0:02	11488	TA05	Fuertes vien- tos	Desconecta TA07 por falla en el AMT TA05 por fuertes vientos en el sector. Se registró falla bifásica, fases RS

Fecha Inicio dd/mm/aaaa hh:mm	Fecha Fin dd/mm/aaaa hh:mm	Duración [h]:mm	Clientes Afectados	Origen de Fa- lla	Causa	Descripción del evento
04/01/2016 15:00	04/01/2016 15:02	0:02	11148	TA06	Fuertes vien- tos	Desconecta TA07 por falla en el AMT TA06 por fuertes vientos en el sector. Se registró falla bifásica, fases ST
19/01/2017 17:01	19/01/2017 17:04	0:02	13608	TA05	Descargas atmosféricas	Desconecta TA07 por falla en el AMT TA05 por descargas atmosféricas. Se registró falla bifásica, fases RS
3/11/2017 5:30	3/11/2017 5:32	0:02	6986	TA04	Descargas atmosféricas	Desconecta TA07 por falla en el AMT TA04 por probables descargas atmos- féricas en la zona.

Fuente: Electro Sur Este S.A.A.

Para el análisis de falla se elige aquel evento del que se tiene mayor información y en este caso es de la fecha 19/01/2017 17:01 horas. La información fue brindada por el área de Centro de Control de Electro Sur Este.

3.5.1.1. Descripción general del evento: 19/01/2017 17:01 horas

Evento : Desconexión del AMT TA07 por falla en AMT TA05.

Fecha : jueves, 19 de enero del 2017

Hora Inicio : 17:01 horas

Equipo : Alimentadores TA05 y TA07 ambos de 22.9 kV

Propietario : Electro Sur Este S.A.A

Causa falla : Descargas atmosféricas

Descripción :

A las 17:01 horas desconectan simultáneamente los alimentadores TA05 y TA07, ambos de 22.9 kV, en la S.E. Tamburco, por actuación de las protecciones de sobrecorriente. La falla se registró en el alimentador TA05 originado por descargas atmosféricas.

3.5.1.2. Configuración de la red pre-falla

Tabla 3.21. Flujo en los alimentadores TA05 y TA07 previos a la desconexión

Subestación	AMT	Nivel de Tensión [kV]	Potencia [kW]
Tamburco	TA05	22.9	685.0
	TA07	22.9	-950.0
TOTAL			

Fuente: Electro Sur Este S.A.A.

Tabla 3.22. Potencia generada en C.H. Matara previo a la desconexión del AMT TA07 ocurrida el 10/06/2014 09:04 horas

Subestación	Grupo	Red de MT	Potencia [MW]
Matara	G1	TA07	540
	G2	TA07	540
	G3	TA07	400
TOTAL			1480

Fuente: Electro Sur Este S.A.A.

3.5.1.3. Secuencia de sucesos en orden cronológico: Evento 19/01/2017 17:01 horas

17:01 Desconecta el alimentador 05 de 22.9 kV en la S.E. Tamburco por actuación de su protección de sobrecorriente de fases.

17:01 Desconecta el alimentador 07 de 22.9 kV en la S.E. Tamburco por actuación de su protección de sobrecorriente de fases.

17:04 Cierre normal del interruptor del alimentador 07 en la S.E. Tamburco. El cierre luego de determinar que la falla ocurrió en el AMT TA05.

17:05 Cierre normal del interruptor del alimentador 05 en la S.E. Tamburco, se procede a aislar la falla en dicho alimentador.

3.5.1.4. Actuación del sistema de protección

Tabla 3.23. Actuación de los relés de protección de TA05 y TA07 en S.E. Tamburco

AMT	Tensión kV	Señalización	Ia	Ib	Ic	In	Interrup-tor	Estado de interruptor
TA05	22.9	TRIP I>> L1, L2	1075	1060	13	1	IN-210	Abierto
TA07	22.9	TRIP AB	189	170	20	1	IN-212	Abierto

Fuente: Electro Sur Este S.A.A.

3.5.1.5. Análisis de desconexión del AMT TA07

A las 09:04 horas desconectan simultáneamente los alimentadores 05 y 07 de 22.9 kV en la S.E. Tamburco. El alimentador TA05 desconectó por actuación de la protección de sobrecorriente instantáneo de fases por falla bifásica, fases R y S (TRIP $I \gg L1, L2$). El alimentador TA07 desconecta por actuación de la protección de sobrecorriente instantáneo de fases, fases R y S (TRIP BC).

En la Figura 3.13 se muestra el diagrama unifilar de la S.E. Tamburco con la ubicación de la falla ocurrida el día 19/01/2017 a las 17:01 horas. Se muestra que los interruptores IN-210 y IN-212 abiertos por la actuación de la protección de sobrecorriente instantáneo (50) en ambos alimentadores.

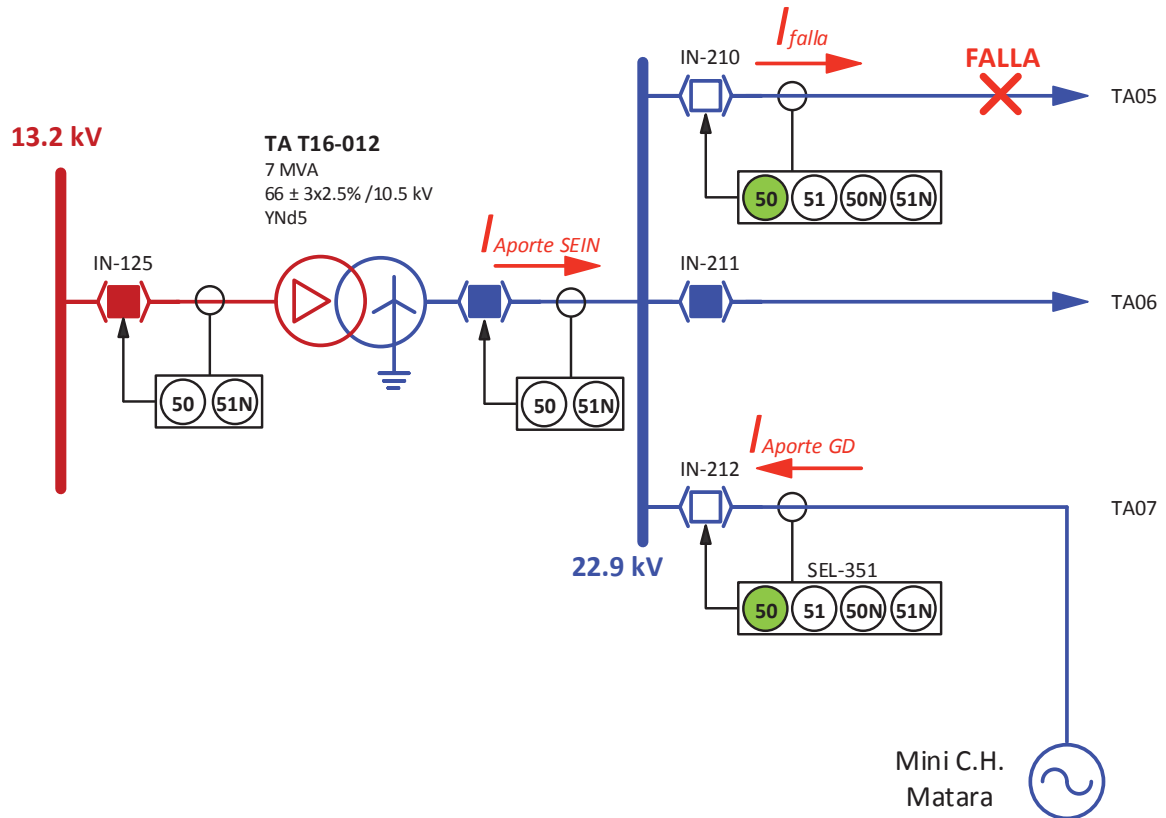
La corriente de falla total es la suma de la corriente de aporte por el SEIN y por la generación distribuida (GD) o de la mini C.H. Matara, es decir:

$$I_{falla} = I_{Aporte\ SEIN} + I_{Aporte\ GD}$$

La apertura del interruptor IN-212 es por el disparo del relé SEL-351, función 50, debido a que el equipo de protección detecta la sobrecorriente ($I_{Aporte\ GD}$) que circula desde la mini C.H. Matara hacia la falla, pero en sentido contrario a lo previsto.

La falla se registró en el alimentador TA05 originado por descargas atmosféricas.

Figura 3.13. Diagrama unifilar S.E. Tamburco. Ubicación de falla en TA05 y TA07

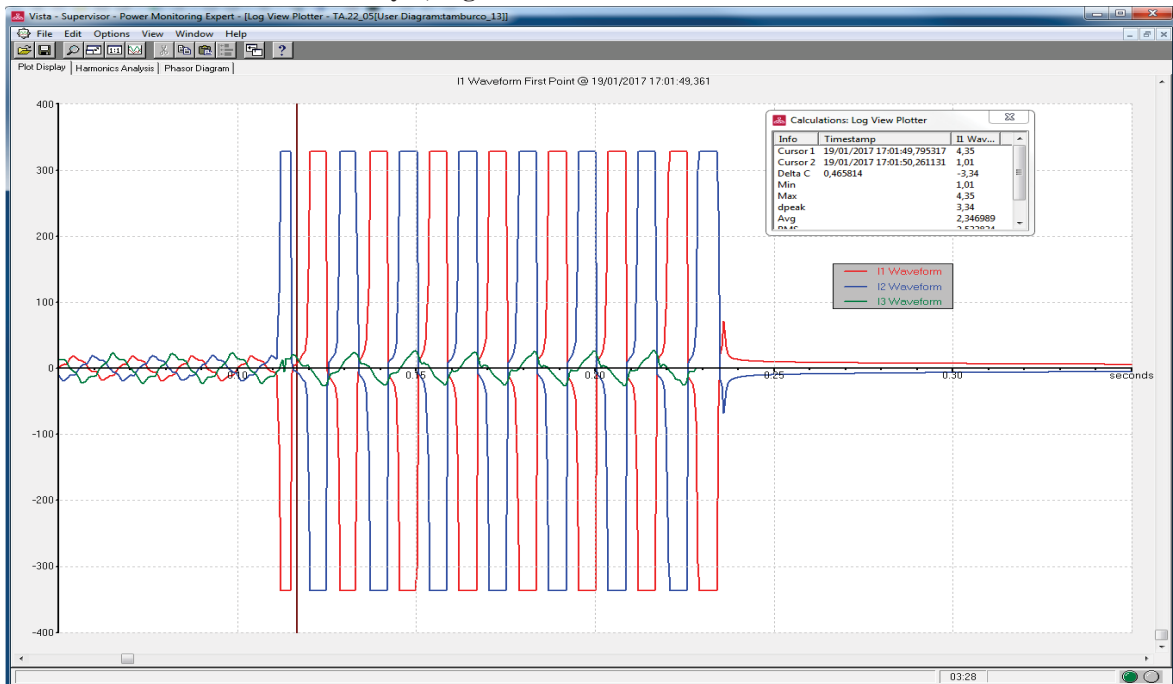


Fuente: Elaboración propia en base a datos brindados por ELSE

En la Figura 3.14 se muestra el registro oscilográfico de las corrientes RST de falla en el AMT TA05 que viene a ser I_{falla} . Se observa que la falla es despejada después de 8 ciclos por tanto es una actuación instantánea. El corte de la corriente en 300 A, aproximadamente, se debe a la saturación del TC del sistema medición y no de protección, sin embargo, esta corriente es de más 1000 A, de acuerdo a la señalización del relé (conectado al TC de protección).

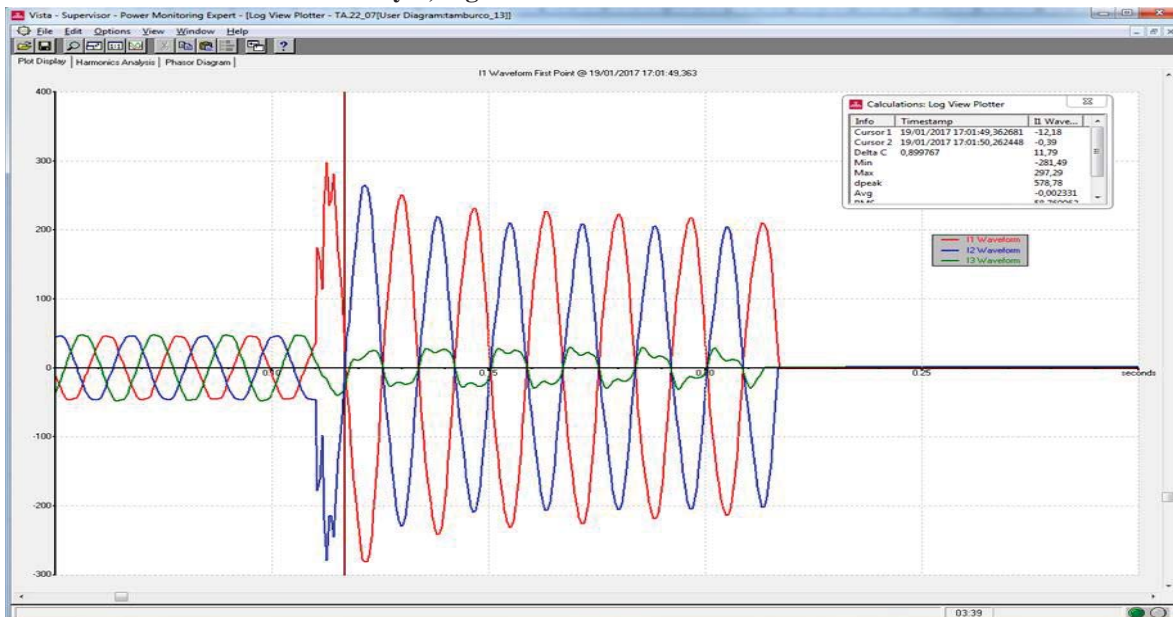
Del mismo modo en la Figura 3.15 se muestra las corrientes RST de falla en el AMT TA07 que viene a ser $I_{aporte GD}$ aporte por la GD. La falla es despejada en 6 ciclos (actuación instantánea).

Figura 3.14. Registro oscilográfico (Corrientes RST). Desconexión del AMT TA05 por falla bifásica, fases R y S, registrado el 19/01/2017 las 17:01 horas



Fuente: Sistema de Medición de Electro Sur Este S.A.A.

Figura 3.15. Registro oscilográfico (Corrientes RST). Desconexión del AMT TA07 por falla bifásica, fases R y S, registrado 19/01/2017 a las 17:01 horas



Fuente: Sistema de Medición de Electro Sur Este S.A.A

3.5.1.6. Conclusiones del Evento 7/01/2017 a 17:01 horas

La desconexión del alimentador TA05 fue correcta, detectó y despejó la falla (con apertura del interruptor IN-210) por actuación acertada de su sistema de protección de sobrecorriente instantáneo de fases (50).

La actuación de la protección del AMT TA07 de 22.9 kV fue inadecuado, pues la falla se registró en una red externa (en TA05 de 22.9 kV). Por tanto, es necesario su corrección y/o intervención de modo que no opere para el tipo de evento analizado.

3.5.2. ANÁLISIS DE FALLAS EN EL ALIMENTADOR SI01

Como se vio en el acápite 3.4, Inicialmente los alimentadores de la S.E. Sicuani tenían una configuración como se muestra en la Figura 3.16. con la GD (Hercca y Langui) conectada al AMT SI01, en esas condiciones el aporte de corriente de falla fue significativo para algunas fallas. En la tabla 3.25 se muestra una lista de los eventos ocurridos, es decir, desconexiones del AMT SI01 por fallas externas (alimentadores adyacentes a SI01) más frecuentemente, en el SI02 y SI05.

Tabla 3.2. Desconexiones del AMT SI01 por falla externa a causa de la GD

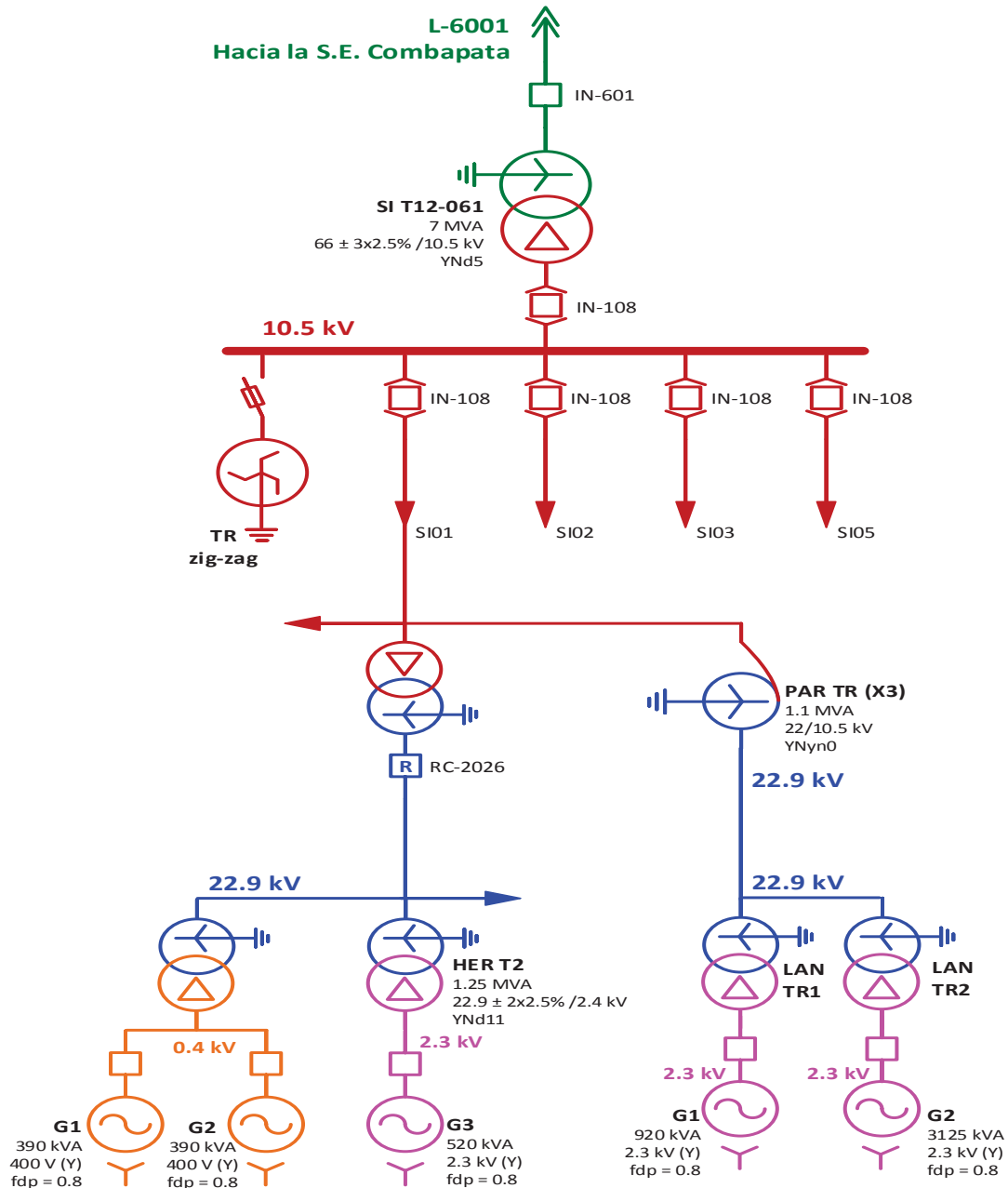
Fecha Inicio dd/mm/aaaa hh:mm	Fecha Fin dd/mm/aaaa hh:mm	Duración [h]:mm	Clientes Afectados	Origen de Falla	Causa	Descripción del evento
02/12/2013 13:39	02/12/2013 15:01	1:22	13581	SI02	Impacto Vehicular	Desconecta alimentador SI01 y SI02 por falla en SI02 a causa de impacto vehicular. Se registró falla bifásica, fases S y T
09/06/2014 0:12	09/06/2014 0:21	0:09	18397	SI05	Fuertes vientos	Desconecta alimentador SI01 y SI05 por falla en SI05, causa de fuertes vientos. Se registró falla bifásica R y S.
18/06/2015 13:27	18/06/2015 13:40	0:13	19537	SI05	Contacto de red con árbol	Desconecta alimentador SI01 y SI05 por falla en SI05, a causa de contacto de árbol con la red. Se registró falla monofásica fase R.
14/07/2015 13:48	14/07/2015 13:56	0:08	14192	SI02	Fuertes vientos	Desconecta alimentador SI01 y SI02 por falla en SI02, causa de fuertes vientos. Se registró falla bifásica S y T
23/11/2015 22:30	24/11/2015 0:15	1:45	17978	SI05	Caída de conductor de red	Desconecta alimentador SI01 y SI05 por falla en SI05, a causa de caída de conductor. Se registró falla bifásica S y T

Fuente: Datos brindados por ELSE

La información contenida en la Tabla 3.25 no muestra datos como las corrientes de falla con la que desconectó el alimentador SI01 para cada evento, pues no se cuenta con esa información (de acuerdo a lo informado por ELSE) lo cual, limita el análisis.

Sin embargo, de acuerdo a simulaciones se puede obtener corrientes de aporte a la falla, por ambas mini centrales (Hercca y Langui) para una configuración que se muestra en la figura 3.16 y observar el comportamiento del sistema eléctrico:

Figura 3.16. GD Langui y Hercca conectados al AMT SI01 hasta antes del 2017



3.5.2.1. Simulación de falla: Comportamiento de la GD en S.E. Sicuani (antigua)

Evento a simular : Falla bifásica (S y T) en AMT SI02

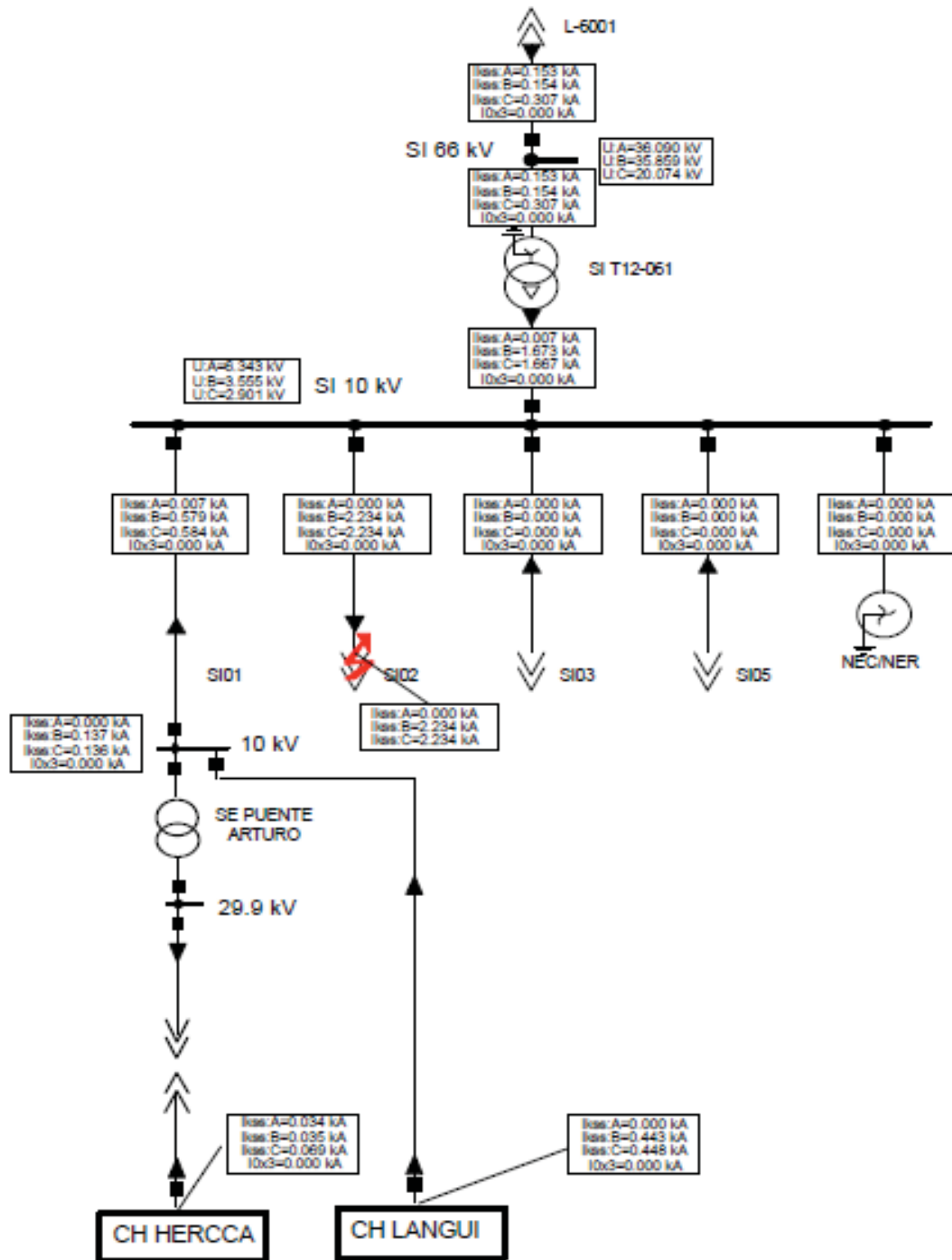
Ubicación de falla : Alimentador SI02 cercano a la barra de 10.5 kV de S.E. Sicuani

GD	: Conectado a SI01 las mini C.H. Hercca y Langui
Objetivo	: Determinar la corriente de aporte por la GD a través de SI01
Comportamiento	: Corriente de falla en SI02 $I_{kss} = 2234$ A
	: Corriente de aporte por la GD a la falla a través de SI01 $I_{kss} = 584$ A
	: Corriente de aporte por el SEIN $I_{kss} = 1673$ A

La Figura 3.17 muestra el resultado de la falla bifásica en el AMT SI02 simulado en el software DIGSILENT. La corriente de falla total en el AMT SI02 es de 2234 A y la corriente de aporte por parte de la GD es de unos 584A (a través del AMT SI01), esta última, es superior a la corriente de arranque de la protección de 51 del AMT SI01 (Ver Tabla 3.12) que está ajustado a 192 A.

Por tanto, la explicación de las desconexiones simultáneas que se presentaron de SI01 y SI02 o SI01 y SI05 (ver Tabla 3.25) son por el aporte de corriente a la falla por parte de la GD, pues la corriente que circula desde las mini centrales hacia la falla (en SI02 o SI05) son superiores al valor de ajuste y es la razón por la que el interruptor abrió del AMT SI01 en la S.E. Sicuani. Sin embargo, como se vio en el acápite 3.4, la corriente de aporte depende mucho de la ubicación de la falla.

Figura 3.17. Simulación de falla bifásica (S y T) en AMT SI02 y aporte de corriente a la falla por parte de GD a través del AMT SI01



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

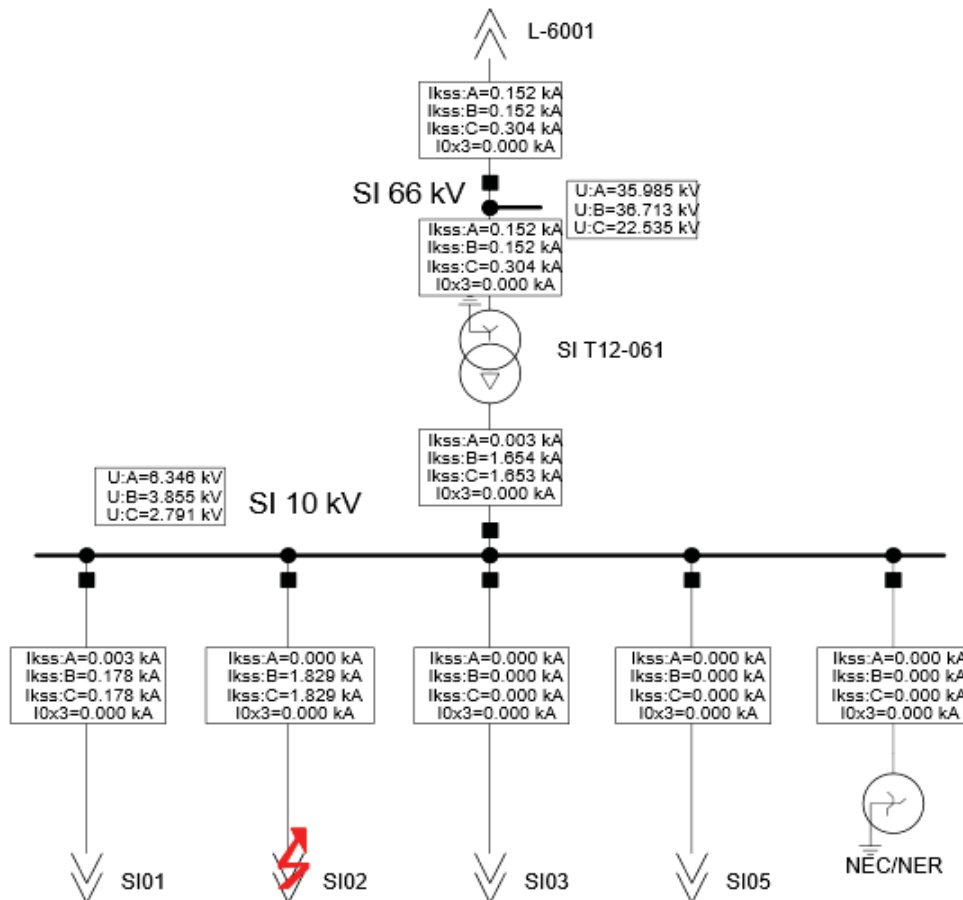
No se realiza mayor detalle del análisis de falla debido a que el comportamiento actual es diferente a lo indicado arriba.

3.5.2.2. Simulación de falla: Comportamiento de la GD en S.E. Sicuani (actual)

Actualmente la configuración de la GD en el AMT SI01 es como la que se muestra en la Figura 3.6. La mini C.H. Langui ya no se está conectada al AMT SI01, para estas condiciones la corriente de aporte a la falla no es significativa. Para validar lo indicado se realiza simulación.

Evento a simular	: Falla bifásica (S y T) en AMT SI02
Ubicación de falla	: Alimentador SI02 cercano a la barra de 10.5 kV de S.E. Sicuani
GD	: Conectado a SI01 operando a plena carga. Mini C.H. Hercca
Objetivo	: Determinar la corriente de aporte por la GD a través del SI01
Comportamiento	: Corriente de falla en SI02 $I_{kss} = 1829$ A : Corriente de aporte por la GD a la falla a través de SI01 $I_{kss} = 178$ A : Corriente de aporte por el SEIN $I_{kss} = 1654$ A

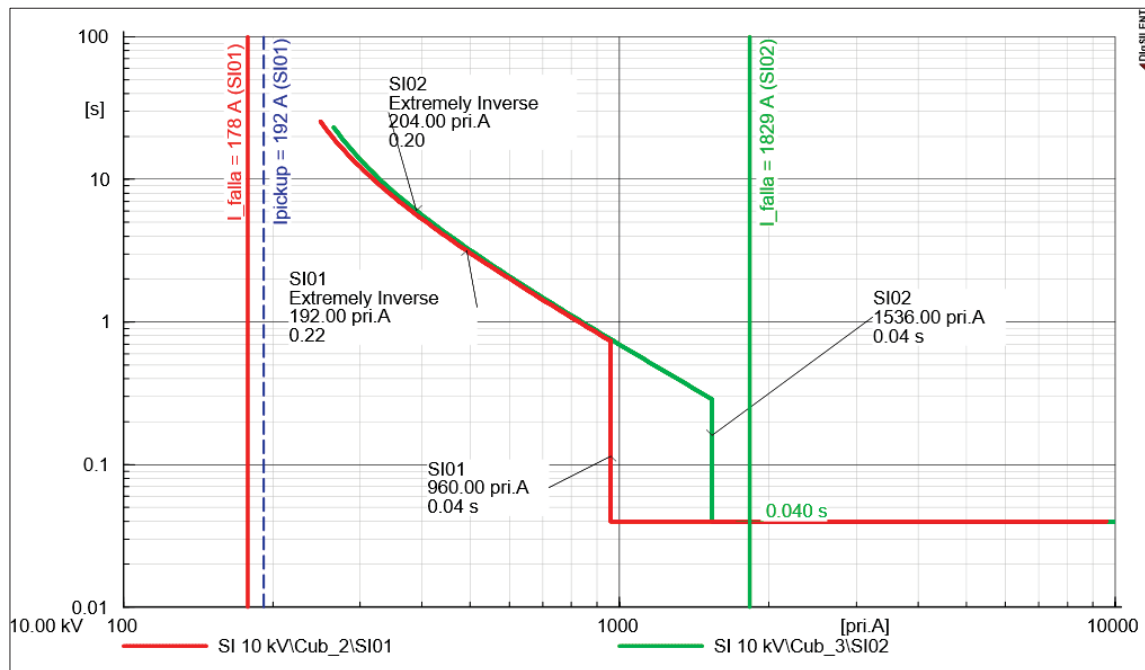
Figura 3.18. Simulación de falla en AMT SI02 y corriente de aporte por la GD en S.E. Sicuani a través de SI01 menor a la corriente de disparo.



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

En la Figura 3.18 se muestra la simulación de falla verificando que la corriente de aporte por la GD a través del AMT SI01 (sólo por la mini C.H. Hercca) es de 178 A y de acuerdo a la Figura 3.19 no supera a la corriente de disparo ($I_{pickup} = 192 \text{ A}$) por tanto no es perjudicial para la operación del sistema de protección.

Figura 3.19. Curvas de 50/51 del AMT SI01 y SI02. Corriente de aporte por la GD menor a la corriente de disparo en SI01.



3.5.3. ANÁLISIS DE EVENTOS REGISTRADOS EN OTROS AMT's CON GD

No todos los alimentadores de MT tienen el mismo problema que el AMT TA07, pues el aporte de corriente a la falla por la GD no es significativo como es el caso de la mini **C.H. Poccohuanca** conectado al AMT CP01, cuya potencia instalada es de 300 kW. Si se realiza una simulación de falla, por ejemplo, trifásica (el más severo) en el AMT CP02 cerca de la barra de 22.9 kV, la corriente de aporte no es significativa y está en orden de las decenas (35 A) y no se acerca al umbral de disparo que es de 80 A. La simulación de este evento se muestra en el Anexo A.2. Esto se debe a la ubicación de la GD, pues cuanto más alejado, mayor impedancia existe entre la GD y el punto de la posible falla y también debido a la capacidad de la mini C.H.

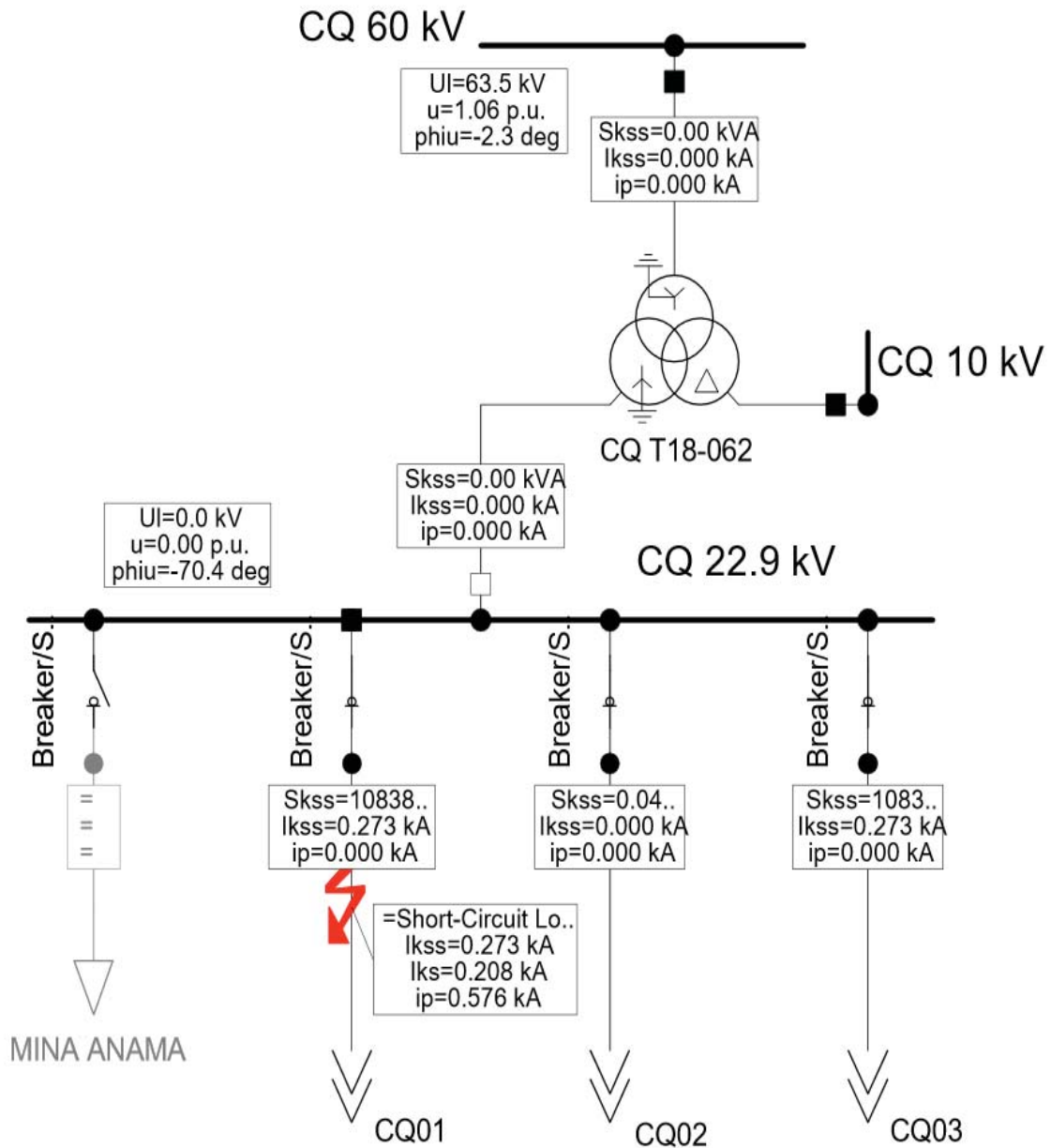
Sucedee lo mismo con las minis **C.H. Huancaray** del AMT AN04 y **C.H. Hercca** del AMT SI01 (como se observó en el ítem anterior) la corriente de aporte no llega a ser perjudicial. Véase la simulación realizada en el Anexo A.6 para una falla severa (trifásica) en el AMT AN05, el aporte de corriente a la falla por parte de la GD no es significativa.

Sin embargo, para un modo de operación aislada, como es del caso del alimentador 03 de 22.9 kV de la S.E. Chuquibambilla (CQ03), es diferente el comportamiento de la mini **C.H. Vilcabamba y Mancahuara**. La operación en modo aislado comprende la barra de 22.9 kV y los alimentadores de MT alimentados por la GD. Para este caso se realiza una simulación del evento indicado en DIGSILENT.

La corriente de aporte por parte de la GD conectada el AMT CQ03 es significativa y dependerá mucho de la ubicación de la falla en los AMT CQ01 o CQ02, pero la más severa que se produce es cercano a la barra de 22.9 kV y esto afecta negativamente la operación de la GD en modo aislado.

La simulación mostrada en la Figura 3.20, es de una falla trifásica (la más severa) en el AMT CQ01 cercano a la barra de 22.9 kV registra una corriente de 270 A, y alcanza el umbral de disparo de las protecciones de los alimentadores de CQ01 y CQ03 que están en 100 y 110 A respectivamente, pero para la curva de tiempo inverso, por lo que su actuación no es instantánea.

Figura 3.20. Simulación de falla trifásica en AMT CQ01 en el escenario de operación en modo aislado de la GD con las cargas de CQ01, CQ02 y CQ03



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

Lo indicado arriba sucedió en varias oportunidades, aunque no se tiene un registro completo de este tipo de eventos.

3.6. EVALUACIÓN DEL SISTEMA DE PROTECCIÓN ACTUAL

La evaluación se realiza a partir dos aspectos importantes:

1. Análisis de falla realizado en la sección anterior: Evento 19/01/2017 a 17:01 horas.
Falla bifásica, fases R y S, en el AMT TA05.

Esta parte se describió con detalles en la sección anterior. Se conoce las actuaciones de las protecciones: Corrientes de falla y tiempos de actuación de los relés de protección del AMT TA05 y TA07.

2. Simulación de la falla en el software DIgSILENT. Evento similar al 19/01/2017. Falla bifásica fase R y S en el AMT TA05. Los datos para la simulación son en base a la recopilación documental realizado que se encuentran en la descripción en este capítulo y los ANEXOS.

Evento	: Simulación de falla en software DIgSILENT
Tipo de falla	: Entre fases (bifásico) R y S
Equipo en falla	: Alimentador de MT TA05 de 22.9 kV
Causa de falla	: Indistinto
Fases comprometidas	: R y S
Condiciones previas ⁹	: Operación normal con SEIN y GD (Ver Anexo A.1)

3.6.1. EVALUACIÓN DE PROTECCIÓN AMT TA05 DE LA S.E. TAMBURCO

Del análisis de falla realizado en la anterior sección se determina lo siguiente:

⁹ Las condiciones previas al evento a simular, es representado por el flujo de carga de la S.E. Tamburco, simulado en el software DIgSILENT para un escenario de AVENIDA, es decir máxima generación de la mini C.H. Matara y para una máxima demanda en los alimentadores de MT. En el Anexo 1, se muestra el flujo de carga simulado.

La actuación del sistema de protección del alimentador TA05, fue correcta, detectó y dio orden de disparo al interruptor aislando la falla.

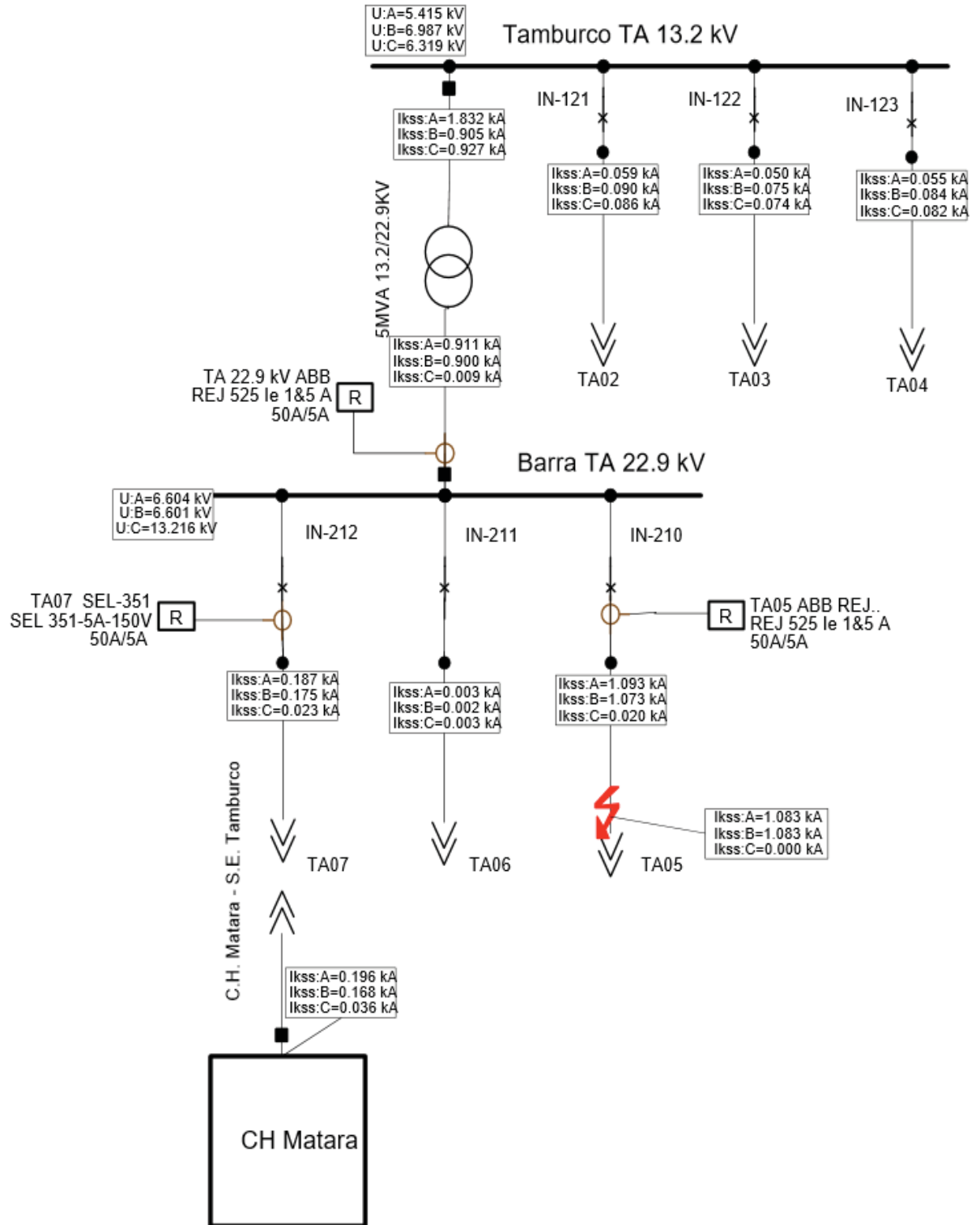
La Figura 3.22 muestra las curvas de actuación del sistema de protección para una falla bifásica, que simula el evento registrado el 19/01/2017 a las 17:01 horas que es una falla bifásica, fases R y S, en el AMT TA05, se observa que las corrientes de falla son aproximadamente de 1090 A. El aporte de corriente a la falla por parte de la GD en AMT TA07 es de 190 A aproximadamente, similares al evento registrado el 19/01/2017 a las 17:01 horas.

La curva VERDE representa la curva de actuación de las funciones 50 y 51, protección del AMT TA05, la curva AZUL representa la protección 51 de la barra de 22.9 kV de la S.E. Tamburco y la línea vertical (verde) representa la corriente de falla bifásica de unos 1090 A, similar al valor alcanzado en el evento del 19/01/2017 a las 17:01 (Ver Tabla 3.24).

La interpretación de las curvas es que, para una falla de unos 1090 A, la protección que actúa en primera instancia es del AMT TA05 (curva verde) en un tiempo de 40 ms. Es una actuación correcta del sistema de protección del AMT TA05.

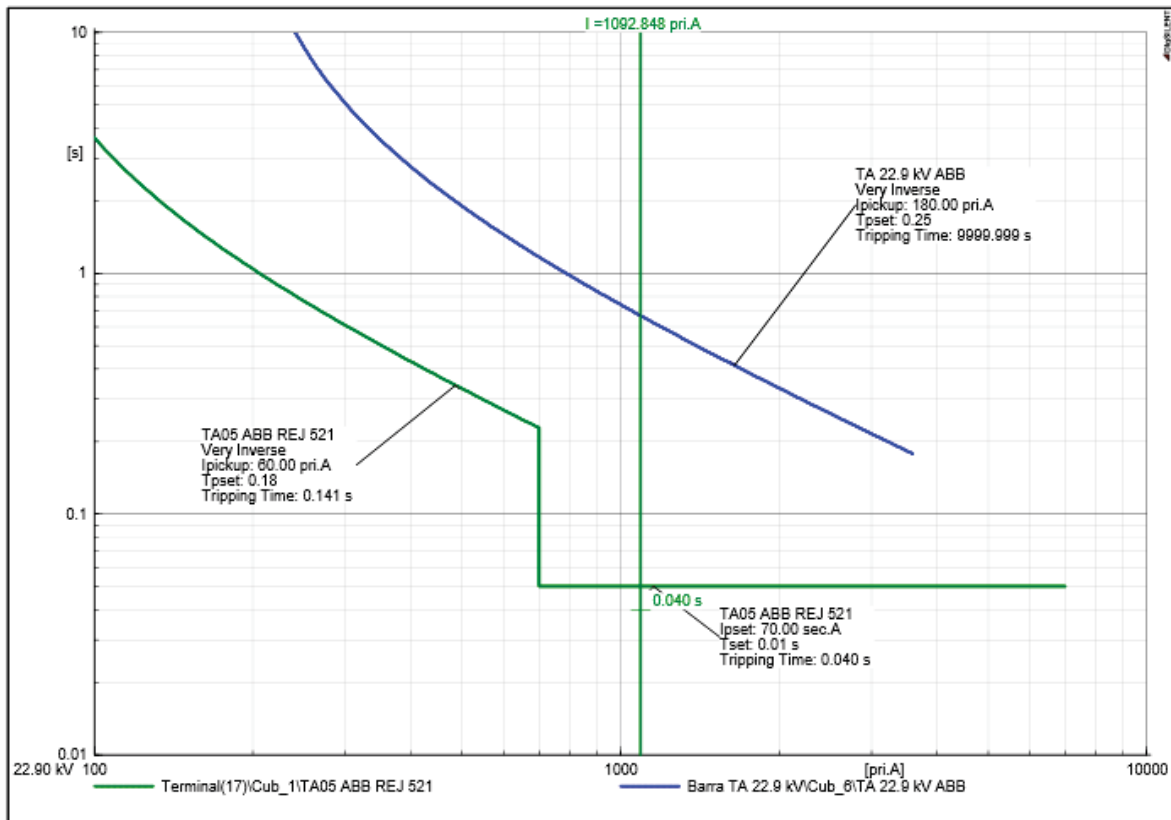
Además, del resultado de las simulaciones realizadas, mostradas en la Tabla 3.26, para todas las fallas actuará correctamente.

Figura 3.21. Simulación de la falla bifásica en AMT TA05 para evaluación de la falla.



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

Figura 3.22. Curva de actuación de protección de sobrecorriente de fases del AMT TA05 en S.E. Tamburco. Simulación en el software DIGSILENT



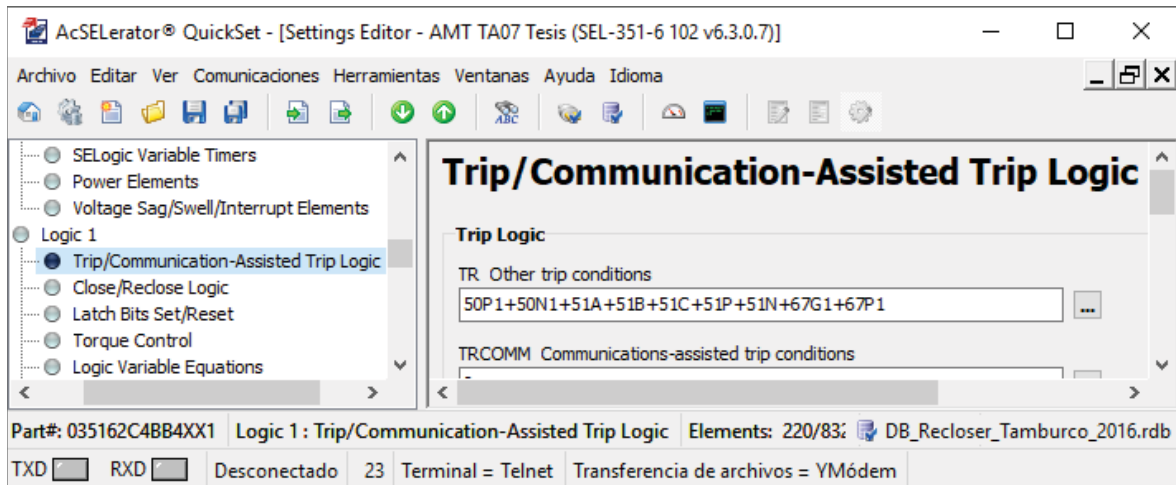
Fuente: Elaborado en base a datos brindados por ELSE.

3.6.2. EVALUACIÓN DE PROTECCIÓN AMT TA07 DE LA S.E. TAMBURCO

La actuación del sistema de protección del AMT TA07 en la S.E. Tamburco fue en 6.5 ciclos (108 ms), esto significa una actuación instantánea de la protección a pesar de contar con ajustes de sobrecorriente de tiempo inverso ajustado a una corriente de arranque $I_{pickup} = 150$ A, **DIAL = 0.05**, **curva = DT** y un ajuste instantáneo de $I_{pickup} = 850$ A con temporización de **T = 0.13 s**. (Ver Tabla 3.1).

Revisando los ajustes del relé SEL-351, protección del AMT TA07 se concluye que los disparos están para que actúe en forma instantánea (Ver Figura 3.23)

Figura 3.23. Ajuste de la lógica de disparo del relé SEL-351, protección del AMT TA07 en S.E. Tamburco.



Fuente: Vista de la configuración del relé SEL-351 en software AcSELartor

La lógica de disparo: **Trip Logic** que se muestra en la Figura 3.23 está dado por:

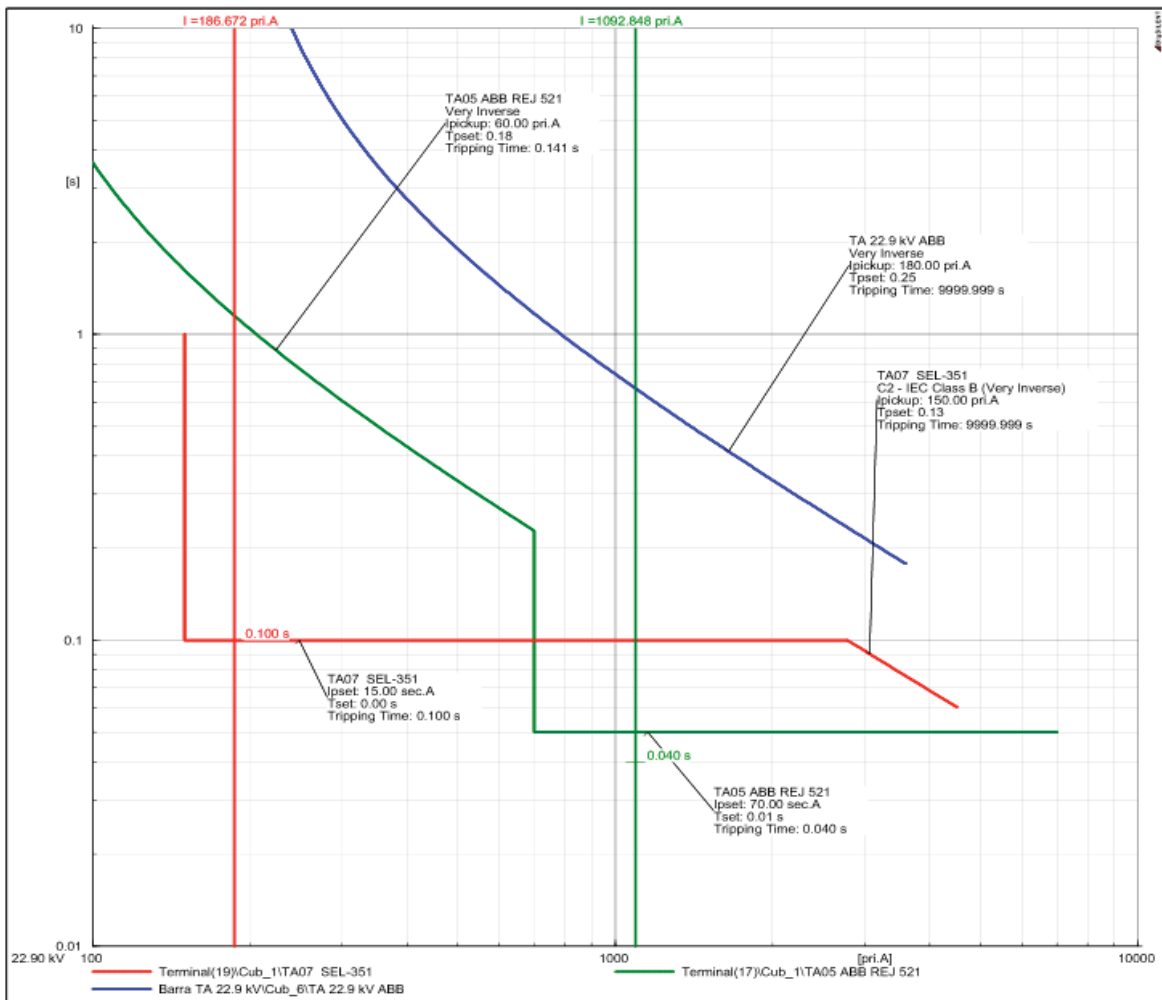
50P1+50N1+51A+51B+51C+51P+51N+67G1+67P1

- 50P1 : Level 1 phase instantaneous overcurrent element**
: Nivel 1 elemento de sobrecorriente instantáneo
- 50N1 : Level 1 neutral ground instantaneous overcurrent element**
: Nivel 1 elemento de sobrecorriente instantáneo del neutro
- 51A : A phase current above pickup setting 51AP**
: Máxima corriente de fase A ajustado para el arranque de 51AP
- 51P : Maximum phase current above pickup setting 51PP**
: Máxima corriente de fase ajustado para el arranque
- 67P1 : Level 1 phase instantaneous overcurrent element**
: Nivel 1 elemento de sobrecorriente instantáneo de fases

Las otras funciones como 51B+51C+51N+67G1 se interpretan del mismo modo. Estas funciones de lógica de disparo todas son instantáneas, es decir, realizarán el disparo en cuanto se alcance y supere la corriente de arranque ajustado, sin ninguna temporización. Por tanto, para cualquier falla que se presente y supere los 150 A ajustados en el AMT TA07 dará orden de apertura al interruptor IN-212.

En la Figura 3.24 se muestra las curvas de actuación de coordinación de protección del AMT TA05 y TA07 con la curva del relé de la barra de 22.9 kV de la S.E. Tamburco. Las líneas verticales nos indican las corrientes de falla en cada alimentador (identificar del color para cada curva correspondiente). En este caso, la curva de color ROJO representa a la curva de actuación del relé de sobrecorriente en el AMT TA07 mientras que la VERDE al AMT TA05. Obsérvese que la línea vertical ROJA de 186 A (corriente de falla en AMT TA07) corta en 100 ms (6 ciclos) y esto es una actuación instantánea.

Figura 3.24. Curvas de coordinación de los AMT's TA05, TA07 y Barra de 22.9 kV de la S.E. Tamburco y corrientes de falla.



Fuente: Elaborado en base a datos brindados por ELSE y simulación en DIGSILENT

▪ **Verificación de ajustes del AMT TA07 para falla externas**

Tabla 3.24. Verificación de actuación de protección del AMT TA07 y corrientes de aporte por la GD para diferentes fallas externas.

Tipo de Falla	AMT en Falla	Ubicación de falla (Externo a TA07)	Corriente en el punto de falla [A]	Corriente Aporte GD (en TA07) [A]	Observación de la actuación de protección de TA07
Monofásico (Fase R)	TA05 22.9 kV	Cerca de la barra de 22.9 kV ($R_f = 0 \Omega$)	1464	200	Desconecta AMT TA07 No actúa correctamente. TRIP 50N
Monofásico (Fase R)	TA05 22.9 kV	A 25 % del AMT TA05 ($R_f = 10 \Omega$)	600	93	No desconecta AMT TA07 Actúa correctamente (Ipickup = 150 A)
Bifásico (Fases RS)	TA05 22.9 kV	Cerca de la barra de 22.9 kV ($R_f = 0 \Omega$)	1100	187	Desconecta AMT TA07 No actúa correctamente. TRIP 50
Bifásico Fases (RS)	TA05 22.9 kV	A 25 % del AMT TA05 ($R_f = 10 \Omega$)	789	137	No desconecta AMT TA07 Actúa correctamente (Ipickup = 150 A)
Trifásica	TA05	Cerca de la barra de 22.9 kV ($R_f = 0 \Omega$)	1259	210	Desconecta AMT TA07 No actúa correctamente. TRIP 50
Trifásica	TA05 22.9 kV	A 25 % del AMT TA05 ($R_f = 10 \Omega$)	662	139	No desconecta AMT TA07 Actúa correctamente (Ipickup = 150 A)
Monofásico (Fase R)	TA04 13.2 kV	Cerca de la barra de 13.2 kV ($R_f = 0 \Omega$)	7459	165	Desconecta AMT TA07 No actúa correctamente. TRIP 50
Monofásico (Fase R)	TA04 13.2 kV	A 25 % del AMT TA05 ($R_f = 10 \Omega$)	669	35	No desconecta AMT TA07 Actúa correctamente (Ipickup = 150 A)
Bifásico (Fases RS)	TA04 13.2 kV	Cerca de la barra de 13.2 kV ($R_f = 0 \Omega$)	4448	188	Desconecta AMT TA07 No actúa correctamente. TRIP 50
Bifásico Fases (RS)	TA04 13.2 kV	A 25 % del AMT TA04 ($R_f = 10 \Omega$)	1338	61	No desconecta AMT TA07 Actúa correctamente (Ipickup = 150 A)
Trifásica	TA04 13.2 kV	Cerca de la barra de 13.2 kV ($R_f = 0 \Omega$)	5085	189	Desconecta AMT TA07 No actúa correctamente. TRIP 50
Trifásica	TA04 13.2 kV	A 25 % del AMT TA04 ($R_f = 10 \Omega$)	758	50	No desconecta AMT TA07 Actúa correctamente (Ipickup = 150 A)

Fuente: Elaborado en base a datos de simulación.

En la tabla 3.26 se muestra los resultados de la simulación para diferentes de falla externas al AMT TA07. En la columna “**Corriente Aporte GD (en TA07) [A]**” son los valores de corriente que circula desde la GD hacia la falla externa (TA04 de 13.2 kV o TA05 de 22.9 kV) a través del AMT TA07 y que es detectada por el relé SEL-351 del mismo alimentador.

Las fallas que activan el disparo en el relé del AMT TA07 (SEL-351) son las que se registran cerca de la barra de 13.2 kV o 22.9 kV. Las que se encuentra lejos (a unos 25 % de la línea en falla) no actúa el relé SEL-351 pues el aporte no logra ser significativo.

Por tanto, la actuación del sistema de protección del alimentador TA07, no es adecuada por las siguientes razones:

- Desde el punto de vista del objetivo de la protección no reduce la influencia de la falla, pues para una falla externa operó provocando interrupción de suministros.
- De acuerdo a la función del sistema de protección pues no aísla la falla correctamente.
- Desde el punto de vista de la condición que debe cumplir el sistema de protección, no es segura, pues emitió un disparo erróneo u operó incorrectamente, cuando no existía falla en el AMT TA07. Además, no es selectiva, pues operó para una falla externa.

3.6.2.1. Evaluación del sistema de protección AMT TA07 de la S.E Tamburco sin presencia de GD.

Para poder evaluar el sistema de protección del AMT TA07 en caso de que el sistema fuera netamente radial, sin presencia de GD, primero se tiene que incluir los ajustes necesarios en el sistema de protección, esto conlleva a realizar el siguiente análisis.

- **AJUSTE DE CURVAS DE SOBRECORRIENTE SIN GD**

Se debe tomar la máxima demanda del AMT TA05 por un factor de 50 %, de este dato se obtiene la corriente de arranque.

- La máxima demanda del AMT TA07 (sin GD) : 1.2 MW (41 A), una corriente de ajuste de 41 A, equivale a la máxima demanda más 50 % : 1.8 MW (con $f_{dp} = 0.9$), Por tanto, el ajuste de corriente de arranque $I_{pickup} = 50$ A.
- La protección de sobrecorriente instantánea se ajusta a 850 A que es un ajuste para un cortocircuito trifásico (el más severo) que ocurriría en el punto de derivación (derivación significativamente grande), y es el punto donde también está conectada la

GD actual. De modo que este criterio también deberá usarse para ajustes del TA07 con GD.

- La protección de tierra se considera normalmente desde el 10 % a 30 % del ajuste de sobrecorriente 51 y se elige un ajuste de 15 A, que da el 30 %, para tener margen de coordinación con equipos aguas abajo. Para el ajuste 50N, se considera de unos 8 a 15 veces de la protección 51N, en este se elige 10 veces y su actuación instantánea a 0.05 s y es el mismo criterio usado con GD. Quedando los ajustes como se muestra a continuación.

Tabla 3.25. Ajuste de 50, 51, 50N y 51N para TA07 sin GD.

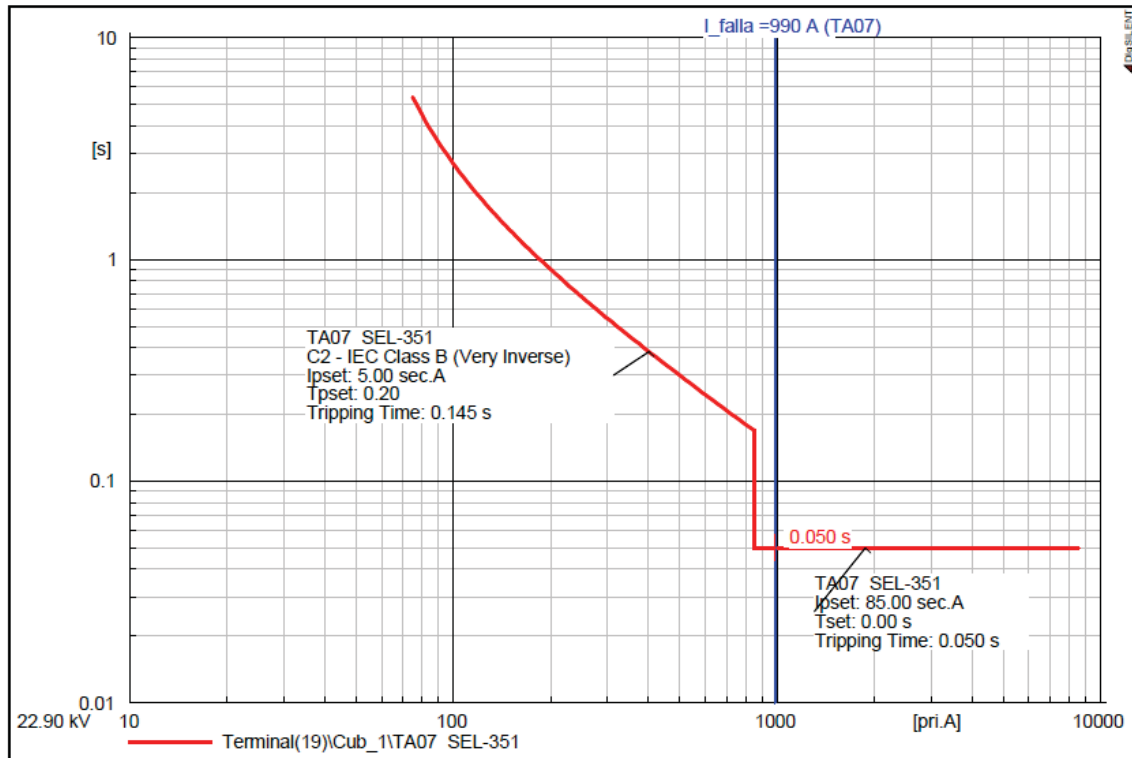
Datos de la red protegida		Datos del equipo de protección			Sobrecorriente fase a fase					Sobrecorriente fase a tierra				
					51			50		51N			50N	
Nivel de tensión	AMT	TC	Marca Relé	SERIE	I> pickup [A]	Dial	Curve	I>> pickup [A]	Time [s]	Io> pickup [A]	Dial	Curve	Io>> pickup [A]	Time [s]
22.9	TA07	50/5	SEL	SEL351A	41	0.2	IEC-VI	850	0.05	15	0.14	IEC-VI	150	0.05

Fuente: Propia de acuerdo a datos brindados por ELSE.

▪ EVALUACIÓN DEL SISTEMA DE PROTECCIÓN

De la tabla 3.15. Análisis del comportamiento del AMT TA07, con y sin GD, ante fallas externas, en la columna sin GD, se ve que no se tiene aporte alguno de corriente al producirse fallas en redes adyacentes, por lo que nuestro sistema de protección en el alimentador actuara correctamente para el tipo de problema que se estudia. Cabe mencionar que los ajustes actuales del relé también superan inconvenientes producidos en alimentadores adyacentes.

De la tabla 3.16. Análisis del comportamiento del AMT TA07 ante fallas, se ve que, para las corrientes de falla en las columnas sin GD, actuara la protección 50, en un tiempo de 0.05s, teniendo una actuación correcta sin mayores inconvenientes. Ver figura 3.25.

Figura 3.25. Curvas de coordinación de los AMT TA07 y Barra de 22.9 kV y corrientes de falla.

Fuente: Elaborado en base a datos brindados por ELSE y simulación en DIgSILENT

3.6.3. EVALUACIÓN DE PROTECCIÓN AMT SI01 Y SI02 DE LA S.E. SICUANI

Para la operación con ambas mini centrales (Hercca y Langui) conectadas al AMT SI01 (Operación anterior hasta antes del 2017) fue perjudicial, pues provocó la desconexión del AMT SI01 (con GD y sin falla) cuando la falla se registraba en otro AMT (en SI02 y SI05).

Para las condiciones actuales de operación, la GD conectada al AMT SI01 no es perjudicial para operación del sistema de protección, pues la corriente de aporte hacia la falla no supera a la corriente de disparo del AMT SI01 (que es de 192 A). Por tanto, la operación del sistema de protección del AMT SI01 es adecuado.

3.6.4. EVALUACIÓN DE PROTECCIÓN DEL AMT CQ03 DE LA S.E. CHUQUI-BAMBILLA

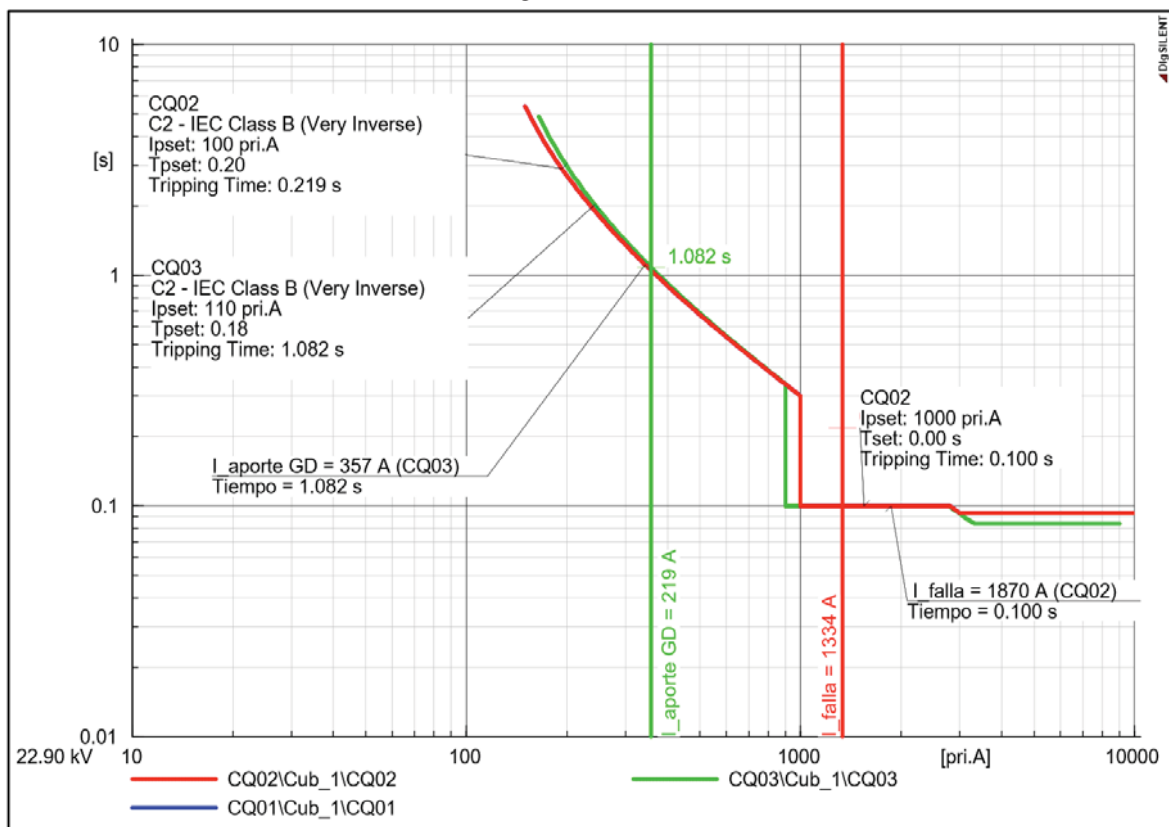
Para los dos modos de operación: una conectado al SEIN y otra en modo aislado, las corrientes de falla son diferentes, para el primer caso la corriente de aporte de falla es mucho

mayor y para el segundo caso la corriente es mucho menor, por tanto, el comportamiento del sistema de protección no es la misma.

Cuando opera conectado al SEIN la protección opera correctamente, el aporte de corriente de falla no afecta la actuación del sistema de protección.

En la Figura 3.26 se muestra la simulación de una falla trifásica (la más severa) en el AMT CQ02 cercano a la barra de 22.9 kV de la S.E. Chuquibambilla, cuando la GD opera sincronizada al SEIN, en estas condiciones el aporte de corriente hacia la falla por parte de las mini centrales no es significativa.

Figura 3.26. Curva de coordinación 50/51 CQ01, CQ02 y CQ03. Actuación de protección para falla trifásica en AMT CQ02 con la GD conectado al SEIN.



Fuente: Elaborado en base a datos brindados por ELSE y simulación en DIGSILENT

Tabla 3.26. Verificación de actuación de protección del AMT CQ03 y corrientes de aporte por la GD para diferentes fallas externas.

Tipo de Falla	AMT en Falla	Ubicación de falla (Externo a CQ03)	Corriente en el punto de falla [A]	Corriente Aporte GD (en CQ03) [A]	Observación de la actuación de protección de CQ03
Monofásico (Fase R)	CQ02 22.9 kV	Cerca de la barra de 22.9 kV ($R_f = 0 \Omega$)	1870	347	Actúa correctamente. No abre el IN-225 Despejado sólo por CQ02
Bifásico (Fase RS)	CQ02 22.9 kV	Cerca de la barra de 22.9 kV ($R_f = 0 \Omega$)	1446	312	Actúa correctamente. No abre el IN-225 Despejado sólo por CQ02
Trifásico	CQ02 22.9 kV	Cerca de la barra de 22.9 kV ($R_f = 0 \Omega$)	1334	357	Actúa correctamente. No abre el IN-225 Despejado sólo por CQ02

Fuente: Elaborado en base a datos de simulación.

3.7. CONCLUSIONES DEL CAPÍTULO 3

El capítulo III comprende el análisis de falla y la evaluación del sistema de protección actual. Para ello, se describe el sistema eléctrico en estudio. Continuando con la descripción del sistema de protección actual que tiene la Empresa de Electro Sur Este S.A.A, lo cual nos permite mostrar la disposición y configuración de los equipos de protección actuales.

En los sistemas eléctricos analizados; S.E Tamburco, S.E Andahuaylas, S.E Chuquibambilla, SE Chacapunte y S.E Sicuani, la configuración y operación de sus alimentadores son netamente radiales con excepción de los alimentadores TA07, AN04, AN01 y AN07, CQ03, CP03, SI01 en los que la operación es con generación distribuida con potencias en su generación de 2005kVA, 725kVA, 2490kVA, 300kVA, 1300kVA respectivamente. Estas redes de MT cuentan con dos puntos de alimentación o dos fuentes: Una que es el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) y la otra por la GD, que se conecta a la misma red de MT en niveles de tensión de 22.9kV y 10.5kV. Por tanto, el flujo de carga y las corrientes de cortocircuito en la S.E. AT/MT es en ambas direcciones, lo que depende de la capacidad de generación de la mini C.H. y la carga en dicha red de MT

El sistema de protección principal actual el AMT TA07 con Generación Distribuida, tiene instalado el relé de sobrecorriente SEL-351 el cual cuenta con las características y configuración de protección que se pueden visualizar en la tabla 3.9, los relés están configurados

adecuadamente para detectar fallas rádiales. Pero existen deficiencias en el sistema de protección actual, ya que no consideran el aporte de corriente que genera la GD, durante cualquier evento de falla.

Habiéndose analizado el comportamiento de la corriente del sistema y las fallas en eventos en que se han desconectado los alimentadores con GD (ver Tablas 3.21 y 3.25) se ha demostrado la problemática en los AMT (TA07 y SI01). Se ha analizado una falla tipo como es el caso de una falla bifásica tanto para el AMT TA 07 y otra para AMT SI01, presentándose corrientes en el orden de 1090 A y 2234 A, los cuales generaron aportes de corriente de la GD de 190 A y 584 A respectivamente, estas corrientes son superiores a las corrientes de disparo de los relés, y hacen que la protección del AMT con GD actué antes que la protección del alimentador adyacente en el que se dio la falla (ver Tabla 3.26), concluyendo que el relé no tiene una configuración adecuada para este tipo de eventos.

Finalmente de la evaluación del sistema de protección actual como se aprecia en la tabla 3.26, se concluye que la protección del alimentador que cuenta con generación distribuida no actúa correctamente para fallas externas, debido a que la corriente de aporte por parte de la Generación Distribuida supera en muchos casos a la corriente de arranque del relé, haciendo que opere inadecuadamente el sistema de protección, comprometiendo la Selectividad, Sensibilidad y Seguridad del sistema de protección actual.

CAPÍTULO 4.

ANÁLISIS DE ALTERNATIVAS DE SOLUCIÓN

4.1. INTRODUCCIÓN

El presente capítulo está dedicada a desarrollar el objetivo específico 2 que es: “Analizar las alternativas de solución para mejorar la operación del sistema de protección en los alimentadores de MT con generación distribuida, con el propósito de encontrar una operación adecuada ante cualquier falla.” Se plantea 02 posibles alternativas para alcanzar al objetivo general: la primera viene a ser el reajuste de protección 50/51/50N/51N, y la segunda la implementación de las funciones de protección 67/67N.

Las alternativas de solución están basadas en el análisis de falla y la evaluación del sistema de protección actual realizada en el Capítulo 3 y comprende solo a: El alimentador TA07 de 22.9 kV de la S.E. Tamburco. Ver capítulo 3 (3.4.2 y 3.5.3)

El capítulo concluye con la selección de la alternativa y el alcance del mismo para dar paso al capítulo final del presente estudio.

4.2. RELE SEL 351

El relevador SEL-351 ofrece un amplio rango de características que cubren por completo las necesidades de los sistemas de transmisión y distribución de energía eléctrica.

Posee las siguientes características y beneficios en orden de importancia del relevador SEL-351.

Figura 4.1. Imagen del relé SEL-351



Fuente: Catalogo de presentación del relé SEL-351. Página web: www.selinc.com

4.2.1. CARACTERÍSTICAS Y BENEFICIOS

Completa protección contra la sobrecorriente; Protege las líneas y los equipos mediante elementos de fase, secuencia negativa, puesta a tierra residual y sobrecorriente de tierra de neutro con control direccional.

Mayor seguridad de elementos de sobrecorriente con bloqueo de segundo armónico; Utiliza los elementos de bloqueo de segundo armónico para detectar la energización de transformadores y bloquea los elementos de disparo seleccionados hasta que se disipen las condiciones de energización.

Supervisión de interruptor mejorada; Inspecciona reportes para conocer los tiempos de operación de disparo y cierre más recientes y los tiempos de operación promedio, o recolecta

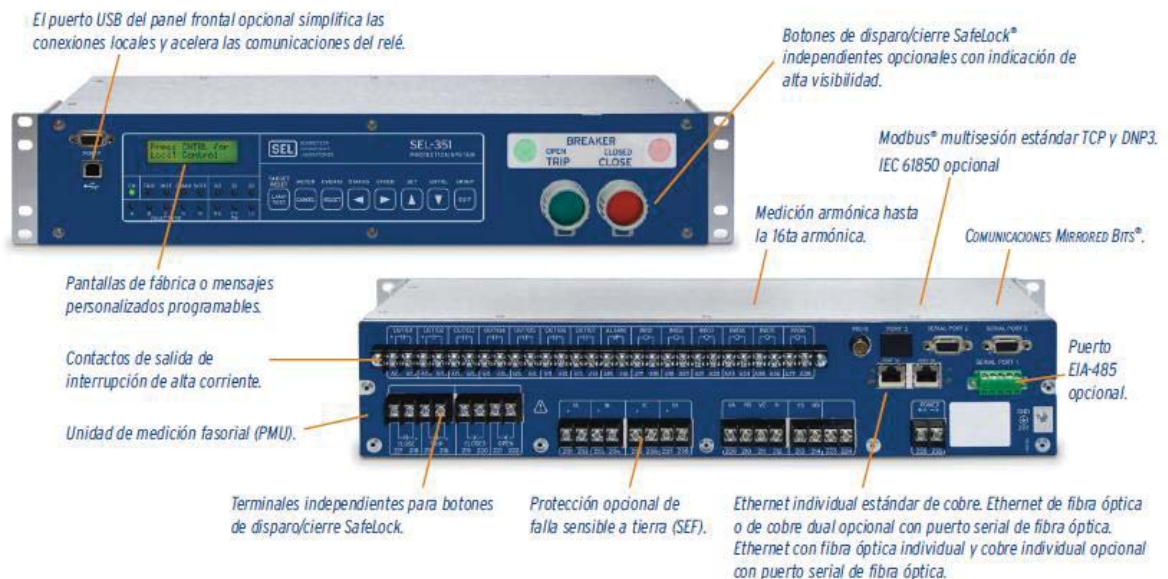
datos de tendencias para hasta 128 operaciones previas. Esta información permite una planificación oportuna y económica del mantenimiento del interruptor.

Elemento de falla del interruptor de dropout rápido Detecta un interruptor fallido con la lógica y los elementos incorporados de detección de falla del interruptor.

En resumen, se tienen:

- Diversas funciones de protección
- Programación de recierre
- Software para ajuste del propio relé
- Monitoreo
- Medición
- Localizador de fallas
- Lógica de control e integración
- Entradas de voltaje y corriente
- Verificador de sincronismo
- Registrador de fallas y eventos

Figura 4.2. Presentación general de las características del relé SEL-351

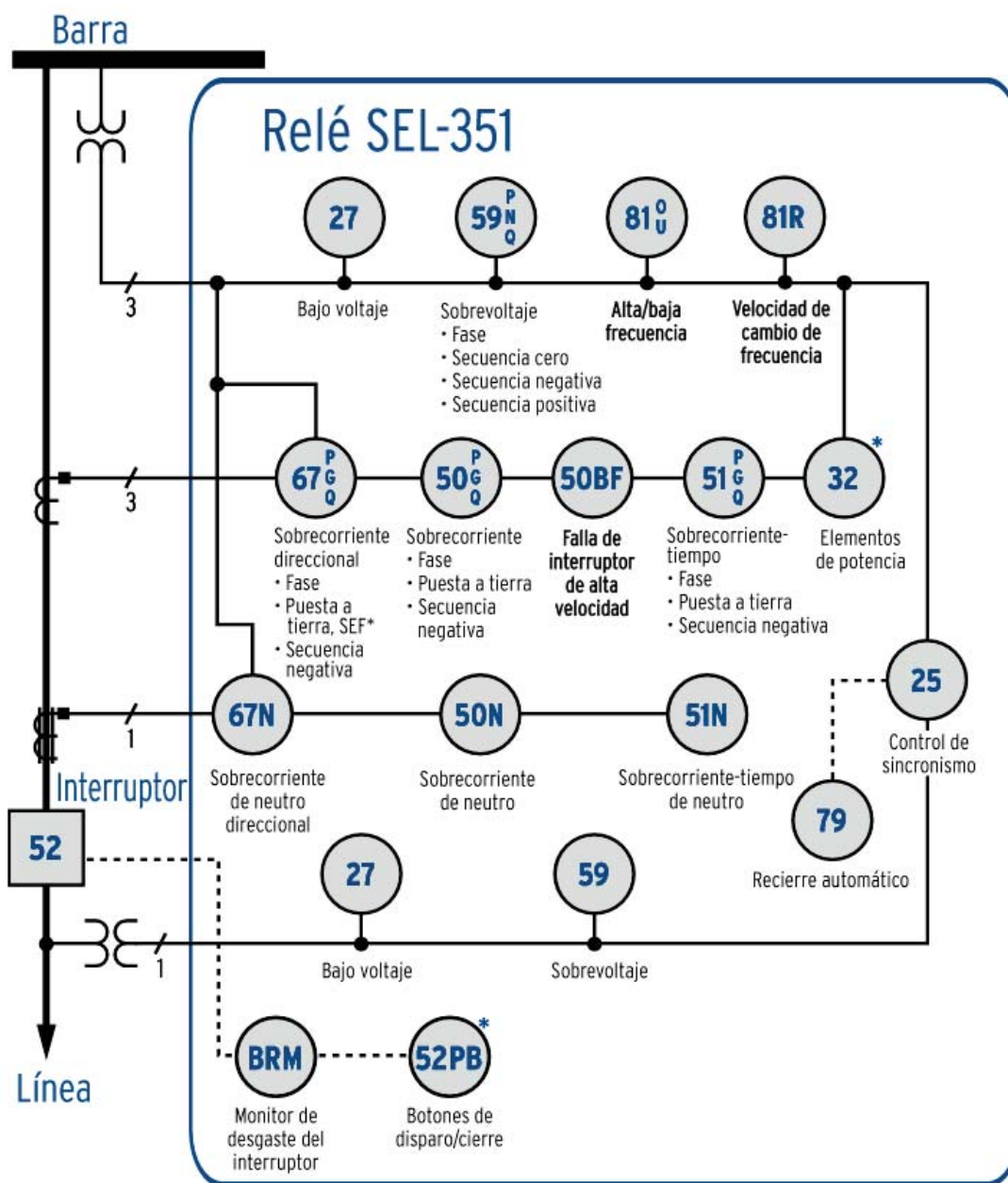


Fuente: Catalogo de presentación del relé SEL-351. Página web: www.selinc.com

4.2.2. FUNCIONES DE PROTECCIÓN

En la figura 4.3, se muestran las funciones de protección del relé digital multifunción SEL-351.

Figura 4.3. Presentación general de las funciones del relé SEL-351



Fuente: Ficha de presentación: Sistema de Protección del relé SEL-351 (www.selinc.com)

4.3. VERIFICACIÓN DE VARIABLES DEL PROBLEMA.

En el Capítulo 1 se estableció dos variables independientes, éstas vienen a ser la causa del problema: Las **fallas en las redes** y el **Ajuste del sistema de protección** actual. Estas afectan a las variables dependientes: **La coordinación de protección** en términos de selectividad, seguridad, sensibilidad y calidad de suministro (tiempo de duración de interrupción y número de interrupciones).

Las fallas en las redes que afectan negativamente al AMT TA07 son de naturaleza externa y la probabilidad es alta, pues existen 5 alimentadores de MT adyacentes a ella (que son TA02, TA03, TA04, TA05 y TA06). De acuerdo al análisis de falla, desarrollado en el Capítulo 3, una falla externa al AMT TA07, pone a prueba el desempeño del sistema de protección. En términos de coordinación, es inadecuada, pues ante estas fallas no es selectiva ni segura y la sensibilidad hace que actúe para condiciones anormales externas.

Los ajustes del sistema de protección del AMT TA07, determinan una buena coordinación para que sea selectiva, sensible y segura ante cualquier tipo de falla, ya sea interna o externa, sin embargo, no es selectiva ni segura y esto implica que los ajustes del sistema de protección requieren uno nuevo.

De las dos variables independientes, no es posible manipular las **fallas en las redes**, en este caso externas al AMT TA07, pues son de ocurrencia imprevista e inevitable, como se mencionó en el Capítulo 2, sea cual fuere la causa de estas, eventualmente ocurrirán. Mientras que si es posible trabajar con los **ajustes del sistema de protección**. Con esta premisa se plantean dos alternativas de solución.

4.4. PLANTEAMIENTO DE ALTERNATIVAS DE SOLUCIÓN

El relé SEL-351 del **AMT TA07** posee las mismas características de funcionamiento y configuración que las del AMT SI01, por esto solo se realiza el análisis de las alternativas de solución para el caso del AMT TA07, y si en la actualidad se mantendría la operación con ambas mini centrales (Hercca y Langui) conectadas al AMT SI01 el análisis que se realizaría para este alimentador será el mismo el del AMT TA07. Ver Diagrama unifilar del sistema de protección de la S.E. Tamburco pág. 64 y Diagrama unifilar del sistema de protección en la S.E. Sicuani pág. 67.

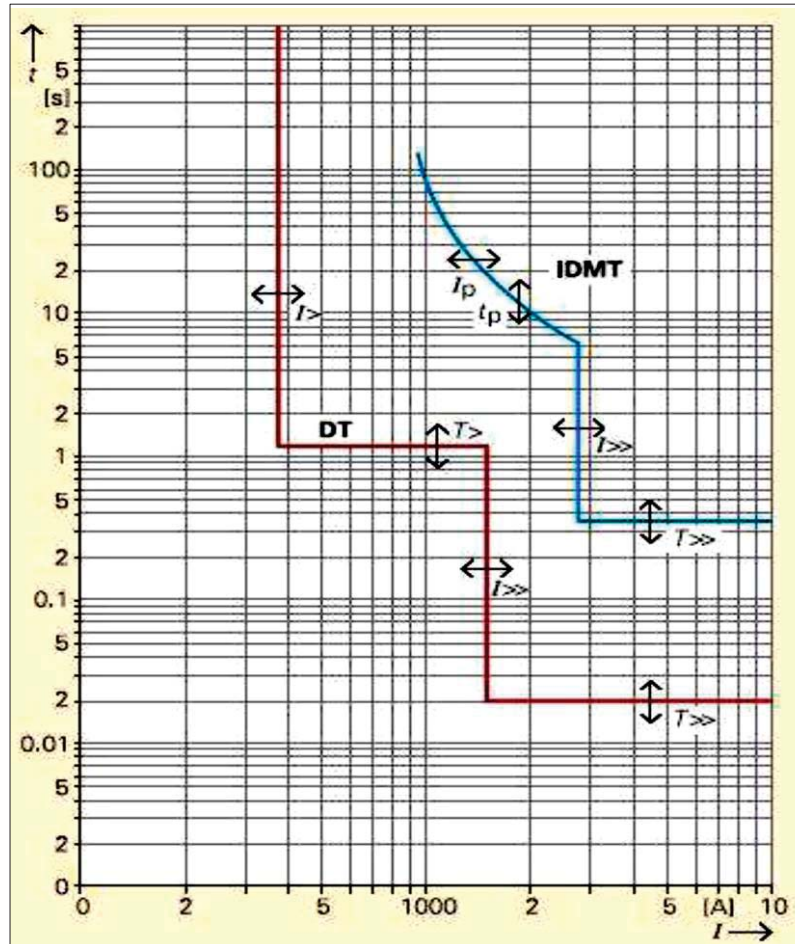
4.4.1. ALTERNATIVA 01: REAJUSTE DE PROTECCIÓN 50/51/50N/51N

Es posible realizar un nuevo ajuste de protección para el AMT TA07 de 22.9 kV de la S.E. Tamburco, de modo que se optimice la selectividad, sensibilidad y seguridad. Esta alternativa consiste modificar dos parámetros de ajuste: La corriente de arranque o pickup y el tiempo ajuste.

De acuerdo a la Figura 4.4, si se cambia los valores de ajuste de I_P , $I_{>>}$ e $I_{>}$ (corrientes de arranque) se tiene un desplazamiento horizontal con esto se puede lograr una mayor o menor corriente de actuación de modo que coordine con las otras protecciones aguas arriba y aguas abajo.

Para reajustar el tiempo de operación (t_P , $T_{>>}$ y $T_{>}$) se logra modificando los valores TMS de cada curva inversa (ver Capítulo 2) logrando un desplazamiento vertical, de modo que varíe el tiempo de actuación de la protección para permitir que otros equipos actúen antes o después.

Figura 4.4. Desplazamiento de la curva de coordinación de sobrecorriente



Fuente: Elaboración propia en base a la referencia (18)

4.4.1.1. Consideraciones para la Alternativa 01

La alternativa plantea realizar un reajuste del sistema de protección del alimentador 07 de 22.9 kV de la S.E. Tamburco (TA07) de modo que permita coordinar con los alimentadores adyacentes. El criterio a tomarse en cuenta es considerar al AMT TA07 en cascada con los alimentadores TA02, TA03, TA04, TA05 y TA06.

Para cualquier falla que ocurra en los alimentadores TA02, TA03, TA04, TA05 o TA06 existe una corriente de aporte hacia la falla desde el AMT TA07 debido a la GD, pues, durante la falla el circuito eléctrico se comporta en serie (o cascada) considerando como fuente a la GD; por ejemplo: Ocurre una falla en el AMT TA05, la protección más próxima a la falla es del AMT TA05 y es la que debe operar oportunamente. La protección del AMT

TA07 también detectará corriente que circule desde la GD hacia la falla, sin embargo, ésta no debe actuar.

De lo indicado arriba, el ajuste de la protección del AMT TA07 deberá ser la que coordine con las protecciones de las redes adyacentes.

Además, de la evaluación del sistema de protección se determinó que la curva de protección de sobrecorriente del AMT TA07 está configurada para una actuación instantánea en la lógica de disparo.

4.4.1.2. *Ventajas de la Alternativa 01*

- No se requiere de otro equipo o relé de protección.
- Se requiere únicamente de configurar el relé con los nuevos ajustes o curvas de sobrecorriente
- El reajuste es bastante sencillo ya que consiste en encontrar un ajuste que permita coordinar a un tiempo no menor de 300 ms entre curvas de protección.
- Aumente el margen de coordinación de la protección del AMT TA07 y los existentes, aguas abajo, en el mencionado alimentador.
- Se puede lograr con cambio de la lógica de disparo del relé SEL-351, activando la función temporizada

4.4.1.3. *Desventajas de la Alternativa 01*

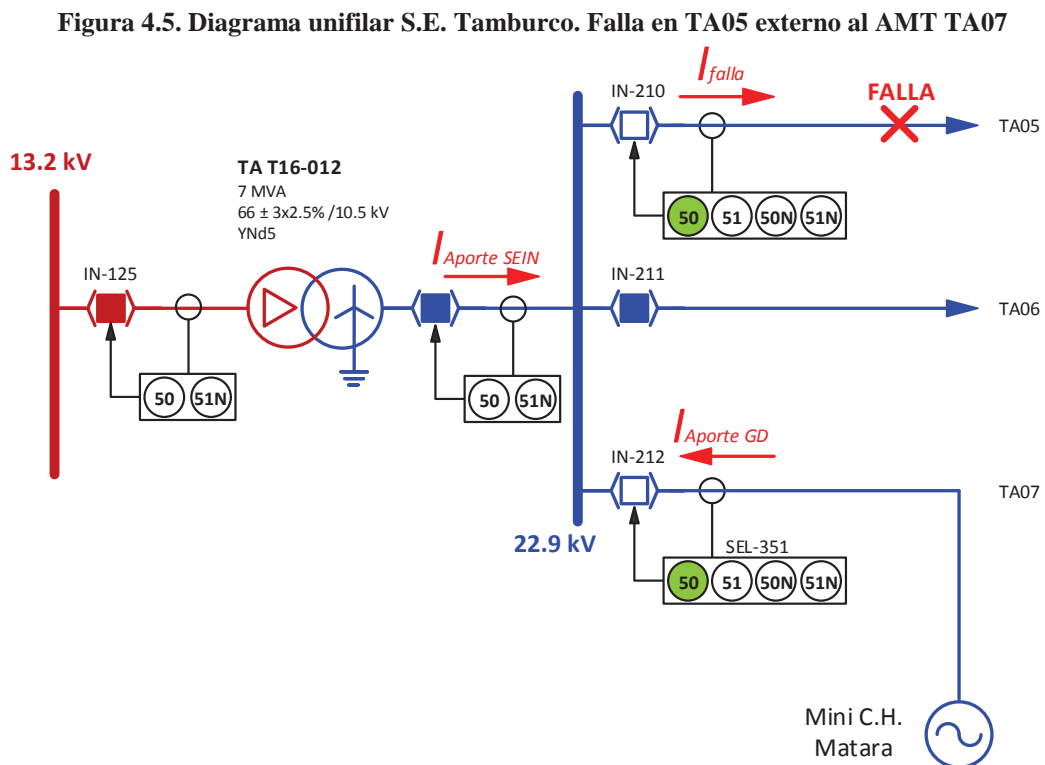
- Se requiere garantizar un tiempo de mayor a 300 ms entre las curvas de coordinación.
- El reajuste de la protección se limita sólo al AMT TA07, pues si se tratara de mantenerlo se tendría que modificar los ajustes de las protecciones de los alimentadores adyacentes y esto comprometería la coordinación existente entre las protecciones de la barra y cada AMT.

- La coordinación entre la protección de la barra de 22.9 kV de la S.E. Tamburco y el AMT TA07 podría verse afectada disminuyendo el tiempo de coordinación, sin embargo, se puede descartar verificando las dos curvas juntas.

4.4.2. ALTERNATIVA 02: IMPLEMENTACIÓN DE PROTECCIÓN 67/67N

Esta alternativa plantea implementar en la protección del AMT TA07 de la S.E. Tamburco, un bloqueo al disparo para la corriente de falla que circula desde la red del AMT TA07 hacia el exterior; es decir a la corriente de aporte a la falla por la GD ($I_{Aporte\ GD}$ de la Figura 4.2), de modo que el disparo sea solo para falla que ocurran en el AMT TA07 y no externas como las que actualmente ocurre.

La protección del alimentador TA07 de 22.9 kV de la S.E. Tamburco es a través del relé SEL-351 (Figura 4.5) cuenta con varias funciones de protección, para el cual debe tomar señales de tensión y corriente.



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

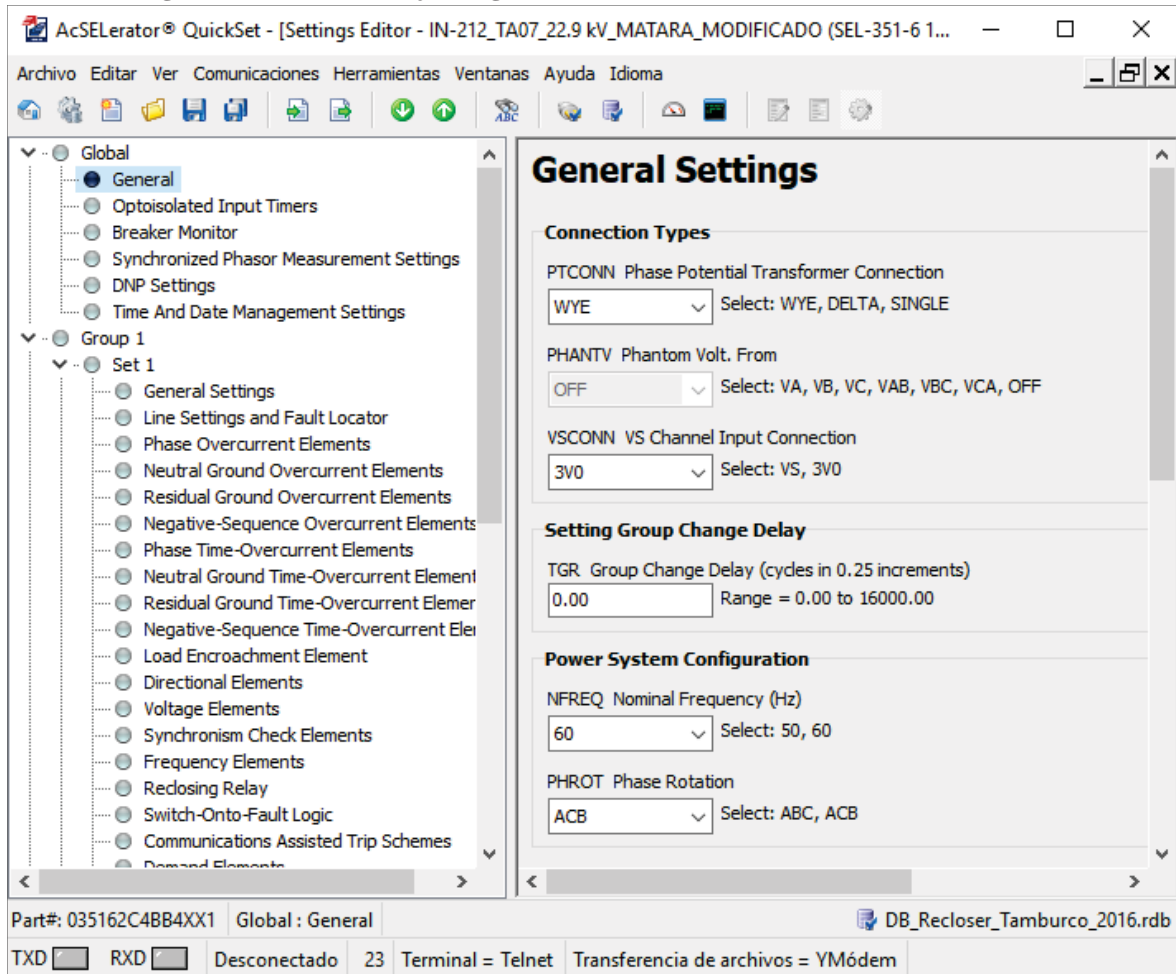
En la Figura 4.1 se muestra la presentación general del relé SEL-351, similar a que se tiene instalado en la S.E. Tamburco para la protección del AMT TA07, como se observa cuenta con varias funciones, sin embargo, no todas están habilitadas para proteger al alimentador en mención, donde solo están activadas las funciones de 50, 51, 50N y 51N y para esas funciones, no necesita señales de tensión, solo de corriente.

En la figura también se observa que el relé SEL-351 cuenta con las funciones de 67 y 67N, sobrecorriente direccional de fases y fase-tierra. Nótese que esta función requiere señales analógicas de tensión de la red protegida. En este caso es la tensión de barra.

La disposición actual de los equipos de protección del AMT TA07, es decir del relé SEL-351 y los transformadores de tensión (TP) y los transformadores de corriente (TC) está descrita en la imagen de abajo (Figura 4.6), que es una vista del software AcSELeator, del fabricante de los relés SEL. En el ANEXO A.8. se muestra un diagrama de conexión del relé para una aplicación similar al alimentador TA07.

De la Figura 4.6, el tipo de conexión del transformador de tensión para el sistema de protección es en estrella aterrado: **PTCONN Phase Potencial Transformer Connection: WYE**. La configuración de la red: **Power System Configuration**: Frecuencia 60 Hz y secuencia de fases: ABC ó RST.

Figura 4.6. Vista de los ajustes generales del relé SEL-351, del alimentador TA07



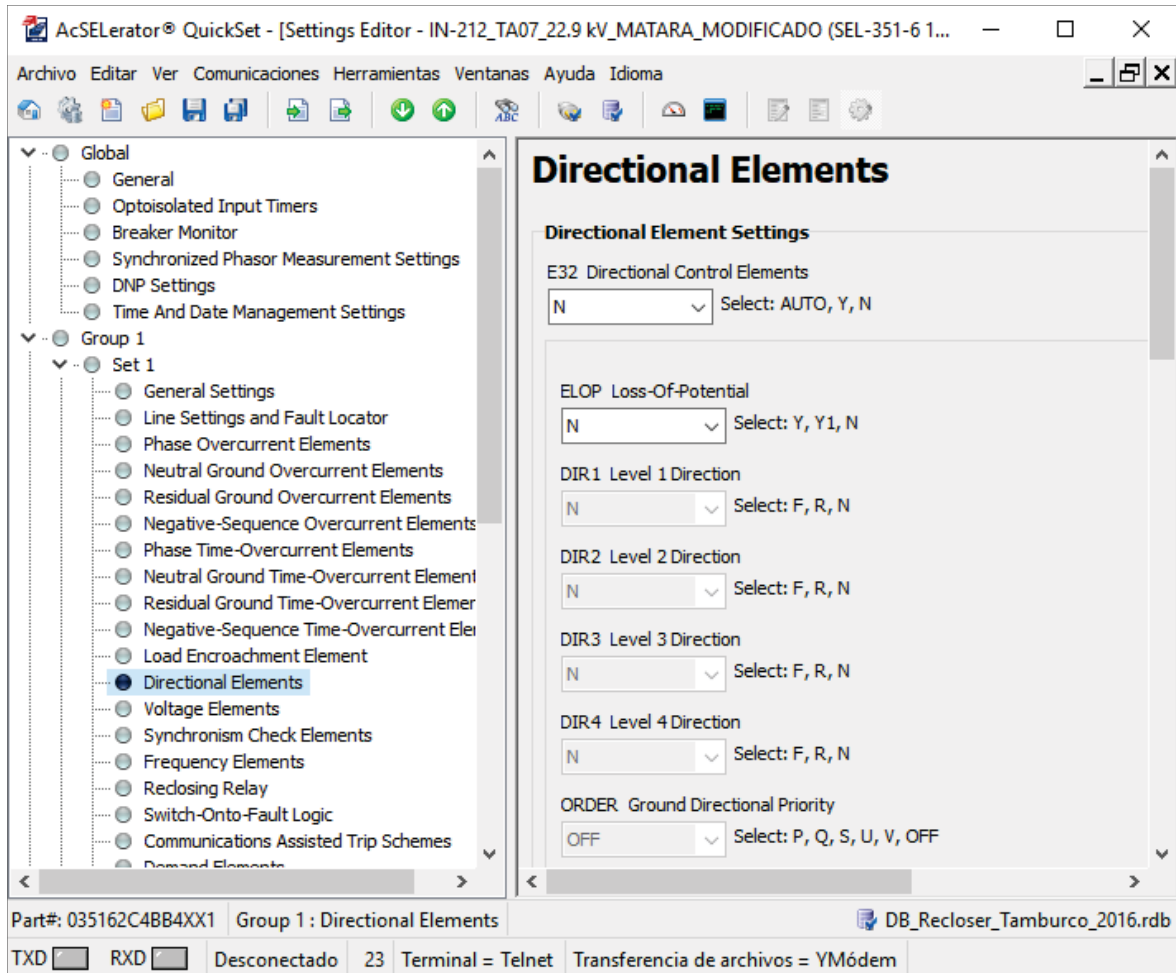
Fuente: Vista de pantalla de los ajustes de protección del relé SEL-351

4.4.2.1. Consideraciones para la Alternativa 02

- El relé instalado actualmente cuenta con la posibilidad de realizar los ajustes y configuraciones para dar direccionalidad al relé.
- La función de direccionalidad o el elemento direccional (Directional Elements), no está activada en el relé SEL-351: **E32 Directional Control Elementes: N** (Figura 4.7), por tanto, el ajuste actual del relé no es capaz de determinar la dirección del flujo de corriente.
- La tensión es necesaria para elementos de tensión, elementos de control de sincronismo, elementos de frecuencia, elementos direccionales polarizados por tensión, lo-

calización de fallos, medición (es decir, voltaje, MW, MVAR) y seguimiento de frecuencia. La tensión VS es para uso de elementos de comprobación de voltaje y sincronismo y medición de voltaje.

Figura 4.7. Vista del ajuste actual del elemento direccional del relé SEL-351, protección del AMT TA07, en el software AcSELeRator.



Fuente: Vista de pantalla de los ajustes del relé SEL-351

4.4.2.2. Ventajas de la Alternativa 02

- No se requiere de otro equipo o relé de protección
- Es selectiva, no actúa para fallas externas.
- La direccionalidad de 67/67N permite que actúe solo para la dirección de la configuración, hacia adelante o atrás.

- No se requiere del cambio de curva de protección, por tanto, la coordinación con otros equipos no es afectada.
- Se cuenta ya con un relé con funciones de 67 y 67N

4.4.2.3. Desventajas de la Alternativa 02

- Tiene que ver con el ajuste, si no se realiza una adecuada configuración de la dirección, la actuación podría resultar inadecuada.
- Requiere señales de tensión para la direccionalidad

4.5. ANÁLISIS COMPARTIVO DE LAS ALTERNATIVAS

En la siguiente Tabla se realiza la comparación de ambas alternativas

Tabla 4.1. Análisis comparativo de las alternativas de solución

Ítem	Alternativa 01	Alternativa 02
Planteamiento de la alternativa	Ajuste de curva de actuación de sobrecorriente, consiste en desplazar la curva de actuación. El criterio consiste en la coordinación entre las curvas de las protecciones de los alimentadores adyacentes.	Bloqueo del disparo actual a través del relé direccional. Plantea que para el ajuste actual de la curva de sobrecorriente, se bloquee el disparo para falla externas al AMT TA07 con la activación del relé direccional
Ventajas de las Alternativas planteados	<ul style="list-style-type: none"> ▪ No se requiere de otro equipo o relé de protección. ▪ Se requiere únicamente de configurar el relé con los nuevos ajustes o curvas de sobrecorriente ▪ El reajuste es bastante sencillo ya que consiste en encontrar un ajuste que permita coordinar a un tiempo no menor de 300 ms entre curvas. ▪ Aumenta el margen de coordinación de la protección del AMT TA07 y los existentes, aguas abajo. ▪ Se puede lograr con cambio de la lógica de disparo del relé SEL-351. 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ No se requiere de otro equipo o relé de protección. ▪ Es selectiva, no actúa para fallas externas. ▪ La direccionalidad de 67 permite que actúe solo para la dirección de la configuración, hacia adelante o atrás. ▪ No se requiere del cambio de curva de protección, por tanto, la coordinación con otros equipos no es afectada. ▪ Se cuenta ya con un relé con funciones de 67 y 67N

Desventajas de las Alternativas planteadas	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Se requiere garantizar un tiempo de mayor a 300 ms entre las curvas de coordinación. ▪ El reajuste de la protección se limita sólo al AMT TA07. ▪ La coordinación entre la protección de la barra de 22.9 kV de la S.E. Tamburco y el AMT TA07 podría verse afectada disminuyendo el tiempo de coordinación. 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Si no se realiza una adecuada configuración de la dirección, la actuación podría resultar inadecuada. ▪ Requiere señales de tensión para la direccionalidad o señal de referencia.
--	--	---

Fuente: Elaboración propia en base a las ventajas y desventajas de las alternativas de solución planteadas.

Ambas opciones son viables para el caso del AMT TA07 y no son excluyentes entre sí, es más, se complementan. Es posible implementar simultáneamente ambas alternativas, aunque como desventaja únicamente tiene que ver con el ajuste correcto de la protección para ambos casos.

4.5.1. ALTERNATIVA 03. MODIFICACIÓN DE LA TOPOLOGÍA

La subestación Sicuani fue modificada, con la instalación del transformador de potencia de 3 devanados, el T13, de 7/7/2 MVA. El motivo de la modificación se debe básicamente al incremento de potencia de la mini central hidráulica Langui, que cuyo proyecto se fue gestando desde el año 2014 (dato referencial).

Sin embargo, los ajustes de protección de la subestación de la S.E. Sicuani no fueron modificados, pues los estudios de coordinación de protección fueron considerados como una red radial, sin considerar la GD en el AMT (en este caso SI01).

En la situación en que estaba y sin que se modifique la topología, el funcionamiento no era el correcto, esto debido a la potencia generada de ambas GD, ya que el aporte de la corriente en ciertas situaciones de falla era considerable, siendo esta la suma de las dos GD (Hercca y Langui), el cual sobrepasaba el umbral del RELE, se producía la actuación indebida del sistema de protección. Con la nueva configuración y al haberse modificado la topología del sistema e interconectado directamente Langui con el sistema de alta tensión, de la

barra Combata- LLusco de 66 KV, en las simulaciones se pudo observar que esta modificación hace, que ya no se tenga actuaciones indebidas del sistema de protección del alimentador SI01, ya que al quedar como único generador Hercca, el aporte de la corriente durante una falla en una red adyacente está por debajo del umbral del RELE.

Habiéndose corregido la problemática en este alimentador, se menciona la variación de la topología de un sistema eléctrico como tercera alternativa, en caso que las redes no cumplan con la capacidad de albergar adecuadamente varios generadores en un mismo alimentador, o se encuentren en estado deficiente, siendo la modificación de redes una tercera alternativa viable.

Cabe mencionar En las condiciones actuales de operación, la GD conectada al AMT SI01 no es perjudicial para el sistema de protección, Por lo tanto, la operación del sistema de protección del AMT SI01 son adecuados.

4.6. CONCLUSIONES DEL CAPITULO 4

Se realizó la evaluación, a partir del análisis de fallas y del sistema de protección actual (ver capítulo 3), en donde se establecieron Tablas que permitieron relacionar las alternativas de solución y analizarlos. Donde se pudo ver los ajustes generales (ver figura 4.6) y reconocer el comportamiento de la coordinación de protecciones, haciendo que, ante cualquier falla, los elementos de protección se disparen, sean capaces de despejar dicha perturbación en tiempos reducidos y de forma selectiva, no permitan que la falla se disperse afectando otros alimentadores de forma considerable y obteniendo respuesta de otros elementos de protección.

Se Analizaron las alternativas de solución, según las opciones planteadas, comparando las mismas y culminando con la selección de la alternativa y alcance del mismo, concluyendo en alternativas de solución en las que se plantea ajustes del relé SEL 351: La primera consiste

en desplazar las curvas de protección del alimentadores que cuenta con GD (TA07 y SI01), de las funciones 51 y 51N, para brindar una menor Sensibilidad ante fallas externas y la segunda es la de implementar un ajuste para las funciones de sobrecorriente direccional 67 y 67N; se determina que la segunda opción tiene mejores ventajas que la primera debido a que brinda mayor seguridad (ver Tabla 4.1), además de que el relé actual, SEL-351, cuenta con esas funciones y que sólo se requiere su activación y configuración.

CAPÍTULO 5.

APLICACIÓN DE LA ALTERNATIVA SELECCIONADA

5.1. INTRODUCCIÓN

El presente capítulo se desarrolla la parte más importante del estudio de acuerdo al objetivo general, que es el de coordinar la protección de alimentadores de cuentan con generación distribuida ante fallas externa a misma.

Se parte con los ajustes actuales de protección del alimentador TA07 y las necesidades que se tiene para una actuación correcta, luego, se realiza los ajustes necesarios para que el relé de protección actúe correctamente ante fallas externas. Para lograr este punto, se hace uso de una de las bondades que presta el relé SEL-351, que es la función del relé de sobrecorriente direccional (Implementación de las funciones de protección 67/67N) de la protección principal del alimentador de MT con GD.

Finalmente se realiza la determinación de resultados (DIgSILENT), de acuerdo a los objetivos del estudio, para esto se realiza una simulación del mismo tipo de falla analizado en el capítulo 3 y se observa el comportamiento del relé con los ajustes nuevos.

5.2. AJUSTES DE PROTECCIÓN DEL AMT TA07

El relé de protección SEL-351, protección del alimentador TA07 en la S.E. Tamburco, cuenta con las funciones de protección de sobrecorriente direccional de fase – fase y fase – tierra, 67 y 67N respectivamente, esto es un elemento direccional del relé. A continuación, se realiza la descripción de estos ajustes y lo que hace falta para ajustar el relé.

5.2.1. AJUSTE DE CURVAS DE SOBRECORRIENTE

El ajuste de curvas que se propone se determina a partir del método gráfico tomando en cuenta la máxima demanda, y para evitar falsos disparos, también se toma en cuenta la máxima generación inyectada por parte de la mini C.H. Matara.

La máxima demanda del AMT TA07 (sin GD) : 1.2 MW

La máxima carga a través del AMT TA07 por la GD : 2.0 MW (en hora fuera de punta)

Una corriente de ajuste de 150 A, es equivalente a : 5.3 MW (con fdp = 0.9)

Por tanto, el ajuste de corriente de arranque $I_{pickup} = 150$ A, y la protección de sobrecorriente instantánea de 850 A se considera adecuado, que son para fallas cercanas a la barra de 22.9 kV de la S.E. Tamburco.

Tabla 5.1. Ajuste ACTUAL de 50, 51, 50N y 51N para TA07

Datos de la red protegida		Datos del equipo de protección			Sobrecorriente fase a fase					Sobrecorriente fase a tierra				
					51			50		51N			50N	
Nivel de tensión	AMT	TC	Marca Relé	SERIE	I> pickup [A]	Dial	Curve	I>> pickup [A]	Time [s]	Io> pickup [A]	Dial	Curve	Io>> pickup [A]	Time [s]
22.9	TA07	50/5	SEL	SEL351A	150	0.05	DT	850	0.13	18	0.14	IEC-VI	200	0.14

Fuente: Electro Sur Este S.A.A.

De la tabla 5.1 se observa que es una curva inversa para una corriente de 150 A, sin embargo, de acuerdo al análisis de falla y la evaluación del sistema de protección, realizado en el Capítulo 3, la actuación para dicha corriente de arranque es instantánea y se determinó que el ajuste inadecuado está en la lógica de disparo.

Tabla 5.2. Ajuste PROPUESTO de 50, 51, 50N y 51N para TA07

Datos de la red protegida		Datos del equipo de protección			Sobrecorriente fase a fase					Sobrecorriente fase a tierra				
					51			50		51N			50N	
Nivel de tensión	AMT	TC	Marca Relé	SERIE	I> pickup [A]	Dial	Curve	I>> pickup [A]	Time [s]	Io> pickup [A]	Dial	Curve	Io>> pickup [A]	Time [s]
22.9	TA07	50/5	SEL	SEL351A	150	0.13	IEC-VI	850	0.05	18	0.14	IEC-VI	200	0.05

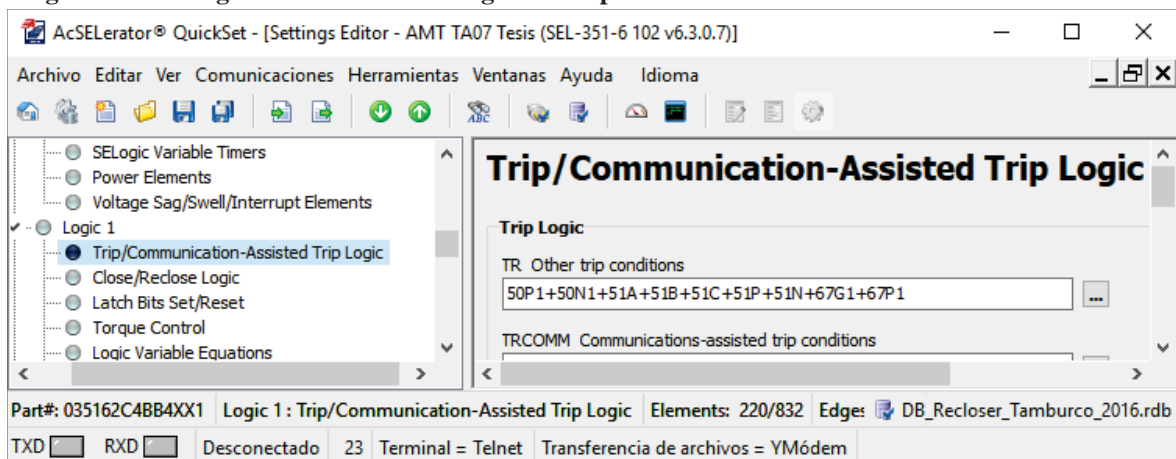
Fuente: Electro Sur Este S.A.A.

Debido a que no tiene ningún fin temporizar la función instantánea (por ser propiamente instantánea) para 50 y 50N, se fija a valores 50 ms, pues es el tiempo en que demora normalmente una actuación instantánea para un tiempo de 0 s.

5.2.2. CONFIGURACIÓN DE DISPAROS PARA RELÉS 67 Y 67N

Para los relés SEL-351 no basta con configurar las curvas de las protecciones de sobrecorriente, también es importante indicarle al relé que la orden de disparo sea por esas funciones. El ajuste indicado se realiza a través del software AcSELerator como se muestra en la imagen siguiente.

Figura 5.1. Configuración actual de la lógica de disparo del relé SEL-351 en el software AcSELerator



Fuente: Vista de pantalla de los ajustes actuales del relé SEL-351

En la Figura 5.1 se muestra la vista del software AcSELerator para la configuración de la lógica del disparo del relé. Al lado izquierdo se selecciona el Grupo 1, ya que es el grupo que está activo para los ajustes, en el **Group 1** se elige **Logic 1** y en la opción: **Trip/Communication-Assisted Trip Logic** (Asistente de la lógica de disparo y comunicaciones)

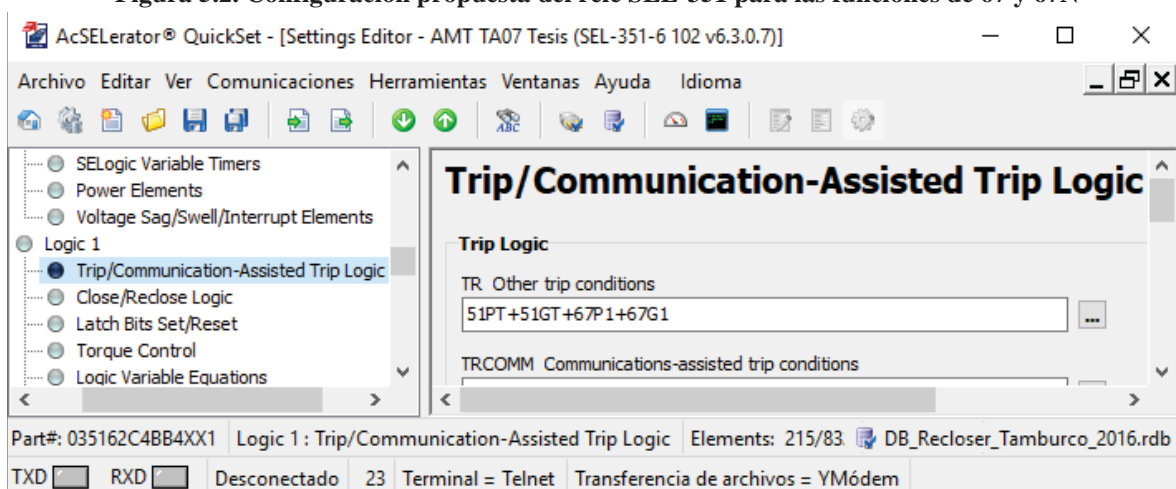
La opción **Trip Logic** (lógica de disparo) muestra las condiciones que actualmente cumplen para el disparo, sin embargo, están varias condiciones en: **TR Other trip conditions** tales como: **50P1+50N1+51A+51B+51C+51P+51N+67G1+67P1**

Cada una representa las funciones de sobrecorriente de fases como fase-tierra instantáneas, y no son las que se requiere. Las funciones que se desea son solamente las de elemento direccional, son funciones temporizadas para 51 y 51N e instantáneas para 50 y 50N.

Por tanto, el ajuste se debe ser de la siguiente manera: **TR Other trip conditions: 51PT+51GT+67P1+67G1**, dónde:

- 51PT** : **Phase time-overcurrente element timed out**
: Elemento de sobrecorriente de fase temporizado
- 51GT** : **Residual ground time-overcurrente element timed out**
: Elemento de sobrecorriente residual de tierra temporizado
- 67P1** : **Level 1 phase instantaneous overcurrente element**
: Elemento de sobrecorriente de fase instantáneo, Nivel 1.
- 67G1** : **Level 1 residual ground instantaneous overcurrente element**
: Elemento de sobrecorriente residual de tierra instantáneo, Nivel 1.

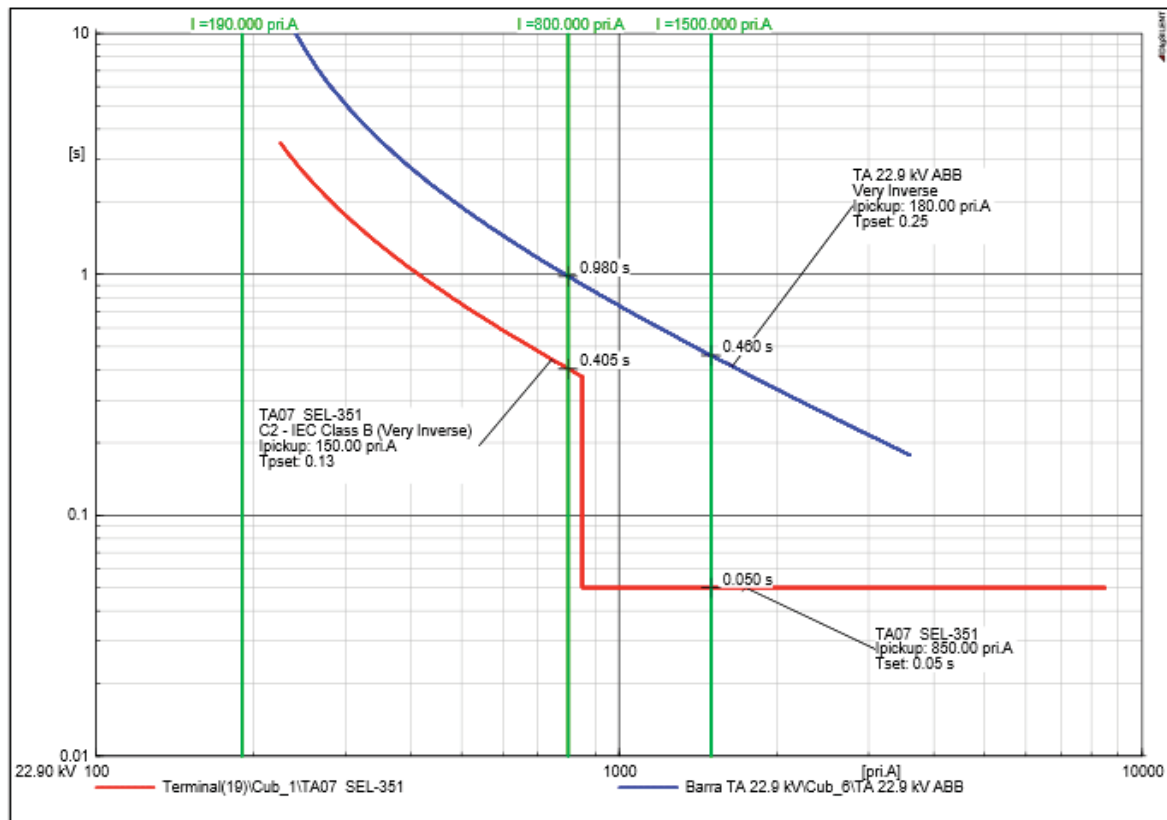
Figura 5.2. Configuración propuesta del relé SEL-351 para las funciones de 67 y 67N



Fuente: Propia, vista de pantalla del ajuste en el software AcSELeRator.

La Figura 5.2 muestra los ajustes de la lógica de disparo para las funciones de 51, 51N, 50 y 50N con las funciones 51PT, 51GT, 67P1 y 67G1 respectivamente. Con estos ajustes, las curvas de actuación de la protección quedan como muestran las siguientes figuras.

Figura 5.3. Curva de sobrecorriente de fases PROPUESTO, con la nueva lógica de disparo en el relé SEL-351 del AMT TA07.



Fuente: Elaboración propia en base a simulaciones.

La curva t vs I roja, viene a ser la curva de protección de fases propuesto para la protección del AMT TA07 y la curva azul representa la protección de fases de la barra TA 22.9kV.

Las líneas verticales de color verde, son corrientes de falla que nos ayudan a ver el tiempo de actuación y la separación.

La curva de coordinación muestra que para corrientes menores a los 190 A, el tiempo de actuación de la protección principal del alimentador es mucho mayor a 5 s, y al generarse un aporte de corriente en esa magnitud, el tiempo de disparo no será menor al indicado.

Para una corriente de 800A el tiempo de actuación es de 0.405, siendo adecuada para ese nivel de corriente. Además, para una corriente de 1500A el tiempo de actuación es instantáneo tardando solo 0.050 s, y es adecuada para ese nivel de corriente.

Por otro lado, las curvas de coordinación entre el AMT TA07 y la Barra de 22.9 kV DE LA S.E. Tamburco muestran que existe margen mayor a 300 ms.

5.2.3. CONFIGURACIÓN DE DIRECCIONALIDAD DE 67 Y 67N

La direccionalidad del relé o el elemento direccional del relé SEL-351, se habilita en la opción **E32 Directional Element Setting**:

E32 = Y Habilita control direccional

E32 = AUTO Habilita control direccional, ajusta y calcula un número específico de ajustes del elemento direccional automáticamente.

E32 = N Deshabilita control direccional.

Si el control direccional se ajusta con E32 = N, el control direccional es deshabilitado y los ajustes quedan programados como no direccionales.

Todos los elementos de sobrecorriente¹⁰ con los que cuenta el relevador SEL-351 disponen de la opción de control direccional, lo que significa que se pueden ajustar de manera que funcionen como elementos direccionales de sobrecorriente, habilitándolos mediante el comando **E32 = Y**, esto quiere decir que, como tal, el relevador no tiene una unidad direccional independiente.

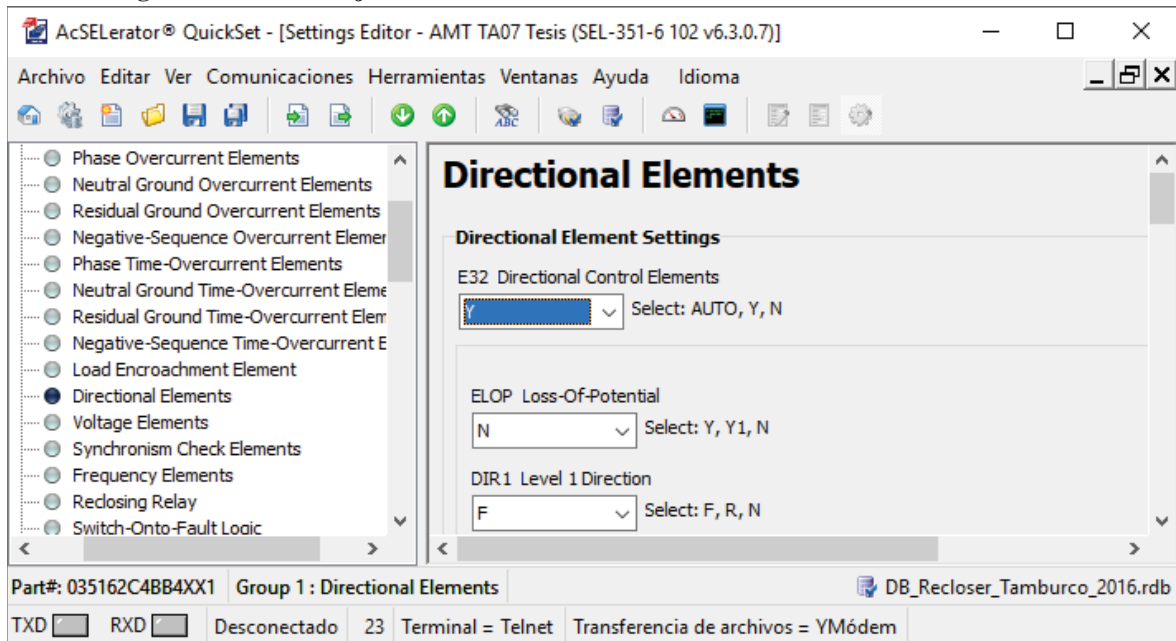
Una vez que se habilitó el control direccional es necesario elegir la dirección del relevador hacia adelante, en la opción **DIR1 Level 1 Direction: F = forward**, o atrás, **R = Reverse**.

¹⁰ Al decir elementos de sobrecorriente, se hace referencia a las opciones disponibles que el relé SEL-351 brinda, como sobrecorriente fase-fase, fase-tierra, secuencia negativa ya sean instantáneas o temporizadas de tiempo inverso.

Si se elige Adelante (**F**), el relevador verá fallas hacia adelante, es decir fallas aguas debajo de la barra o hacia la red de MT, mientras que si elegimos atrás (**R**), sólo verá fallas hacia atrás, de la barra hacia el transformador elevador. Se elige **la opción hacia adelante**:

DIR1 Level 1 Direction: F = forward (Dirección del nivel 1 hacia ADELANTE)

Figura 5.4. Vista de ajustes del relé SEL-351. Elemento direccional habilitado E23: Y



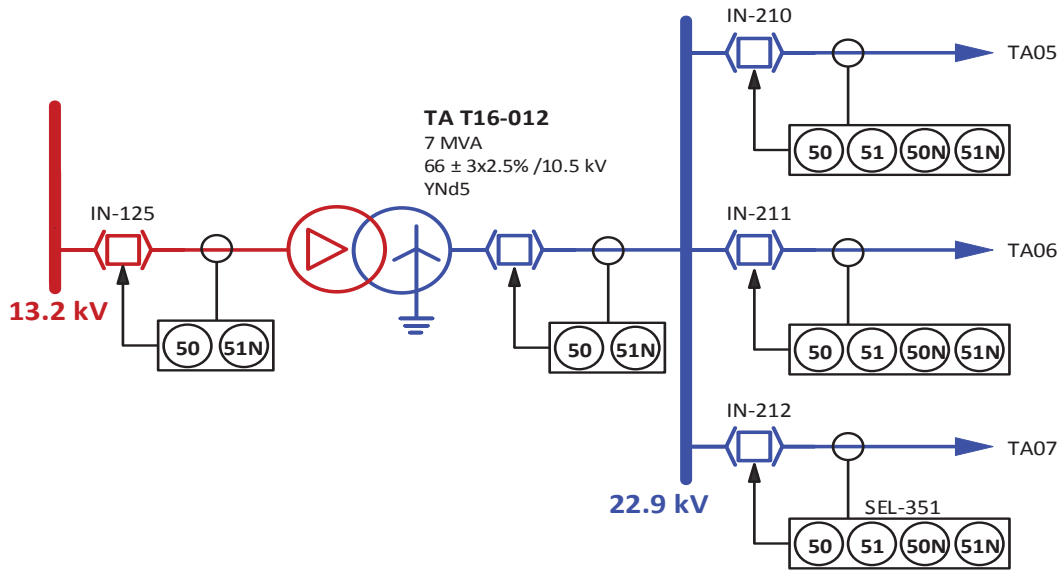
Fuente: Propia, vista de pantalla del ajuste en el software AcSELeRator.

Además, el elemento direccional, se manipulan los umbrales direccionales de secuencia negativa, Z2R y Z2F que delimitaran el rango en el cual el relevador verá la falla. Es importante mencionar que Z2R y Z2F deben cumplir la siguiente condición: $Z2F < Z2R$. El rango de los umbrales direccionales de secuencia negativa es: -128 a 128 Ohms secundarios

- Umbral direccional positivo (forward) 1 a 128 Ω secundario
- Umbral direccional negativo (reverse) -128 a 0 Ω secundario

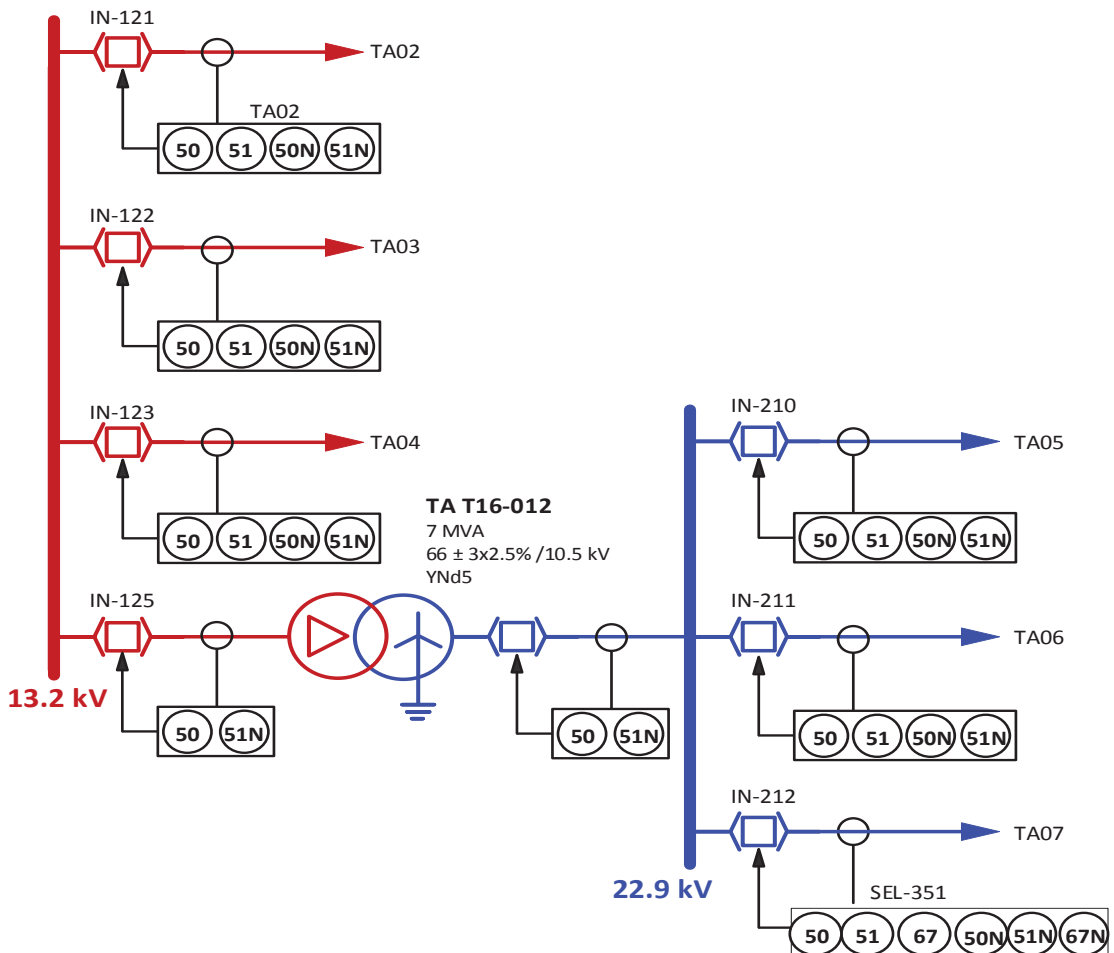
A continuación, en las figuras 5.5 y 5.6. Se muestra el diagrama unifilar de la S.E Tamburco con la configuración actual y propuesta del sistema de protección del AMT TA-07:

Figura 5.5. Diagrama unifilar del sistema de protección de la S.E. Tamburco, 22.9KV (Configuración actual de protección AMT TA07).



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

Figura 5.6. Diagrama unifilar del sistema de protección de la S.E. Tamburco (configuración propuesta de protección del AMT TA07).



Fuente: Elaboración propia

5.3. MODELAMIENTO DE LA RED EN DIGSILENT

El objetivo de esta sección no es mostrar todo el proceso del modelamiento de la red eléctrica en DIGSILENT pues es muy amplio realizar, sin embargo, se menciona los pasos más principales.

Para la simulación de flujo de carga, cortocircuito y análisis de la protección, como se realiza en este estudio, se parte con contar el modelo de la red eléctrica de la zona de estudio en el software, en este caso el DIGSILENT. En el portal web del COES¹¹ se puede tener acceso al modelo de todo el SEIN, pero nivel solo de alta tensión, mayores a 66 kV. Además, ELSE realizó el modelamiento de sus subestaciones de AT/MT, así como también de AMTs. Al contar con esta información se hace uso de los modelos obtenidos de ELSE.

Para modelos con redes externas que simplifican la red sólo a la zona de estudio, como una barra infinita, se tiene que tener muy en cuenta la potencia de cortocircuito, en el caso del modelamiento para el análisis del AMT TA07, se toma como barra infinita en el nivel de 138 kV de la S.E. Tamburco, y esta potencia de cortocircuito se puede obtener del modelo del SEIN, además está validado por ELSE (por ser el modelo que utilizan)

Al tener el modelo de la red a ser analizado, para realizar el análisis de la coordinación de protección se realiza el siguiente paso:

5.3.1. CREACIÓN DE BASE DE DATOS PARA PROTECCIONES.

Esta consiste en crear los equipos requeridos para la simulación del sistema de protección en el software DIGSILENT y son: Los transformadores de corriente (TC), transformadores de tensión (TT) y los relés de protección.

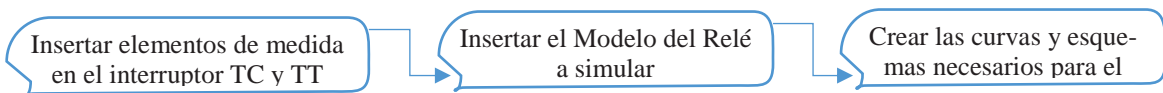
¹¹ El enlace o link para realizar descargas del modelo de la red del SEIN en DIGSILENT es: <http://www.coes.org.pe/Portal/Planificacion/NuevosProyectos/Estudios>.

A los TC's y TT's se les modela, para el análisis estacionario, idealmente, que comprende sólo la relación de transformación.

El modelamiento de los relés es mucho más complejo, por lo cual se utilizan los modelos brindados por Power Factory Digsilent, que consiste en una librería de varios relés de diferentes marcas y modelos.

5.3.2. INCORPORACION DEL RELE DE SOBRECORRIENTE

Una vez que se ha creado la base de datos, podemos simular el relé de sobrecorriente en un entorno donde los ajustes se pueden hacer de forma rápida y confiable. Para ello se necesita seguir el siguiente proceso.



- i. Clic derecho en el interruptor de potencia () en el cual se desea incorporar el Relé.
- ii. En el submenú Nuevo Dispositivo (new devices) seleccionar Transformador de Corriente (current transformer) y en la ventana dar clic en el ícono de Tipo y Seleccionar Tipo del Proyecto (select proyect type).
- iii. En la base de datos buscar el TC creado y aceptar las ventanas siguientes.
- iv. De forma similar se procede con el TT, en el submenú Nuevo Dispositivo se selecciona Transformador de tensión (voltage transformer) y se selecciona se selecciona el TT adecuado de la base de datos.
- v. Es necesario aceptar todas las ventanas.
- vi. Para insertar el Relé de Sobrecorriente se da clic derecho en el interruptor y a escoger modelo del Relé (relé model) en la opción de Nuevo Dispositivo (new devices).

- vii. En la ventana dar clic en el ícono de Tipo y Seleccionar Tipo del Proyecto (select project type). Se escoge el relé SEL-351 y Presionar OK en todas las ventanas.
- viii. Una vez establecidos todos los elementos necesarios para la simulación es posible visualizar las curvas de t Vs I del relé insertado para proceder con los ajustes.
- ix. Para graficar las curvas será necesario hacer clic derecho en el interruptor y escoger la opción mostrar (show) y seleccionar grafica Curva de tiempo-Sobrecorriente (time-overcurrent plot).
- x. En caso de existir varias curvas se deberá escoger el nombre de la gráfica a la cual se desea que se adicione la curva nueva.

5.3.3. AJUSTES DE PROTECCIÓN

En el relé de protección insertado se ingresan los valores de la protección, en el caso de la protección de sobrecorriente, son de acuerdo al tipo de curva de protección: Para la curva de tiempo inverso se ingresa por lo general el tipo de curva, la corriente de arranque (Pickup) y el dial, que da el desplazamiento vertical (ajuste de tiempo de actuación). Para el otro de curva que es de tiempo definido, son únicamente necesario la corriente de arranque (pickup) y el tiempo de actuación (instantáneo o temporizado).

5.3.3.1. Visualización de ajustes.

En el caso de protección de sobrecorriente es posible visualizar las curvas t vs I (tiempo vs corriente) de coordinación de protección que son datos ingresados de acuerdo a los ajustes requeridos a ser simulados.

5.3.4. VERIFICACIÓN DE LA ACTUACIÓN DE PROTECCIÓN.

Esta parte se logra al realizar la simulación de diferentes fallas y se verifica, visualmente, el tiempo de actuación para diferentes corrientes de falla en la visualización de las curvas t vs I .

Existen muchas bibliografías sobre procedimientos con detalles y ejemplos sobre el tema del análisis del sistema de protección en DIgSILENT, sin embargo, en el estudio se hizo uso de la tesis presentada por Aguirre Cárdenas, Christian Wladimir. “Estudios eléctricos de sistemas de potencia para la carrera de Ingeniería Eléctrica utilizando el software Power Factory 13.1 de DIgSILENT. Quito: Escuela Politécnica Nacional - FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA, Julio 2008”.

Es preciso aclarar que, en el presente estudio, no es el objetivo mostrar el procedimiento y usos del software DIgSILENT, su uso se hace como una herramienta para el análisis.

5.4. DETERMINACIÓN DE RESULTADOS AMT TA07

Los resultados se determinarán teniendo en cuenta dos aspectos, el primero está referido a la actuación del sistema de protección, en decir mostrar el estado de la coordinación del sistema de protección, con la alternativa de solución aplicada. El segundo aspecto es el de mostrar resultados de las mejoras de los indicadores de calidad SAIDI y SAIFI para el sistema analizado.

Cabe mencionar que solo se mostraran resultados referidos al AMT TA-07, esto ya que de hacerse una evaluación para los demás alimentadores que cuentan con GD los resultados que se obtendrían serian similares.

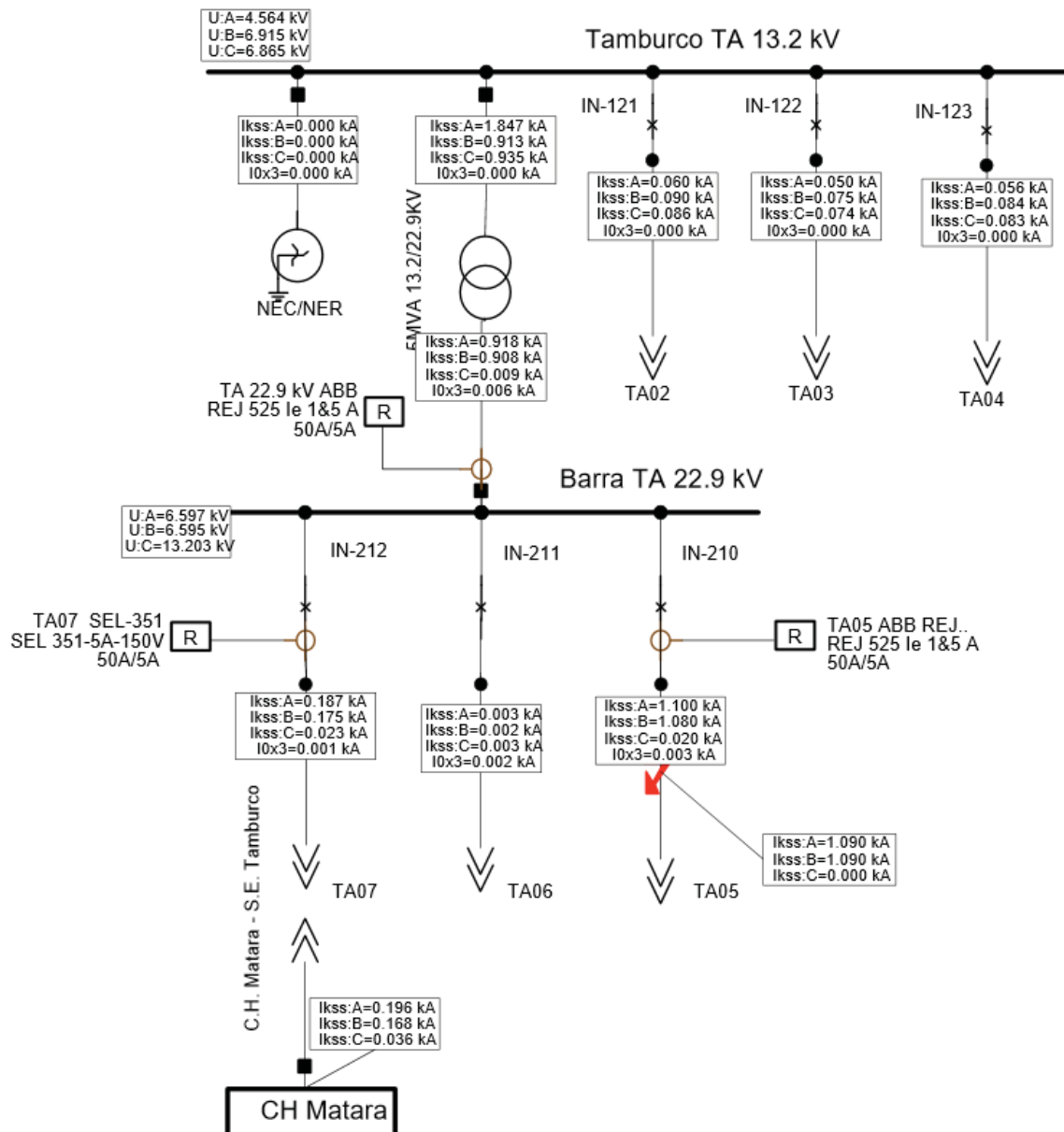
5.4.1. RESULTADOS REFERIDOS AL SISTEMA DE PROTECCIÓN

En esta sección se verifica la actuación del sistema de protección propuesto, para el caso del AMT TA07, a través de simulación de fallas externas al alimentador en mención. Las

fallas simuladas son: Monofásico, bifásico y trifásico, para dos casos: El primero y el más severo es la que ocurre cerca de la barra de 22.9 kV de la S.E. Tamburco; y la segunda, no tan severa, es la que ocurre en las inmediaciones del alimentador adyacente al AMT TA07 (se elige arbitrariamente el AMT TA05 donde existe mayor ocurrencia de fallas y una de las más extensas) que podría ser al 25 % de la red troncal.

Evento a simular	: Falla bifásica (RS) en AMT TA05 (y otras fallas, ver Tabla 5.3)
Ubicación de falla	: Alimentador TA05 cercano a la barra de 22.9 kV de S.E. Tamburco
GD	: Conectado a TA07 operando a plena carga. Mini C.H. Matara
Objetivo	: Determinar la corriente de aporte por la GD a través del AMT TA07
Comportamiento	: Corriente de falla en TA05 $I_{kss} = 1100$ A : Corriente de aporte de la GD a la falla a través de TA07 $I_{kss} = 187$ A : Corriente de aporte por el SEIN $I_{kss} = 918$ A
Protección	: Actuación de protección CORRECTA en AMT TA05. TRIP 50 : Operación CORRECTA en AMT TA07. No desconecta, permanece cerrado, si actuara lo haría a un tiempo

Figura 5.7. Simulación de falla bifásica (RS) en TA05 y verificación de corrientes de falla y el aporte por la GD a través de TA07

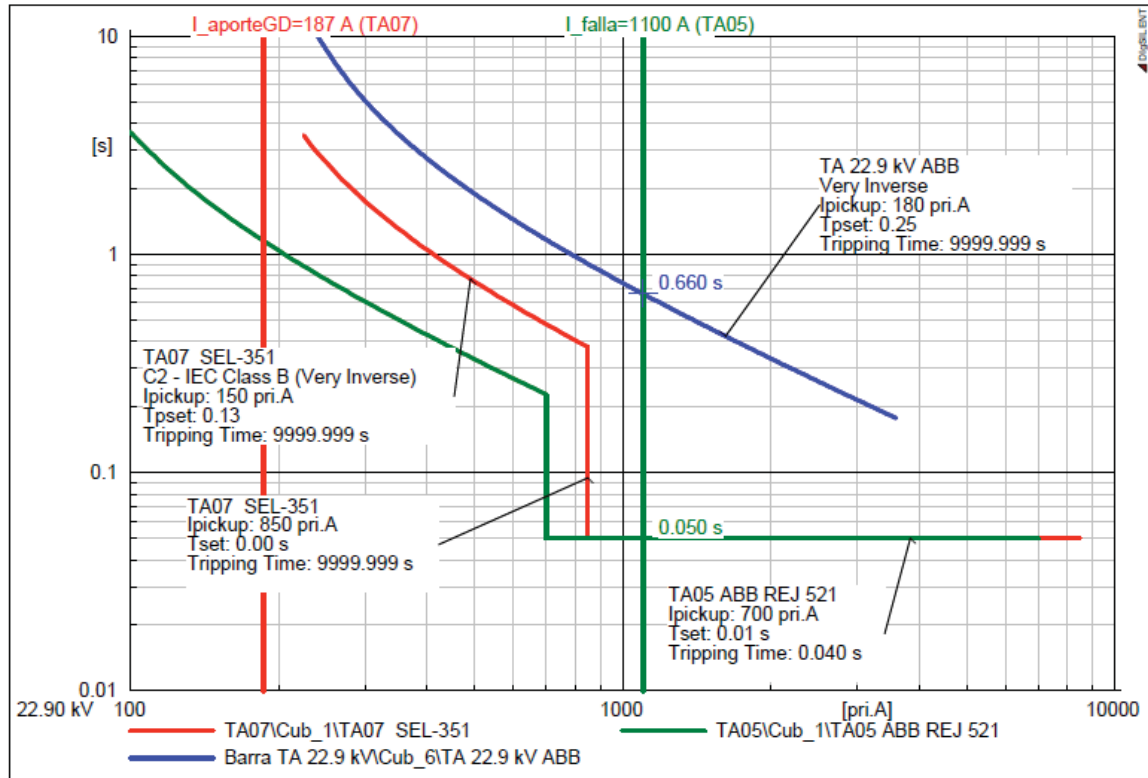


Fuente: Elaboración propia en base a simulaciones

En la Figura 5.8 se muestra la simulación para el caso de falla bifásica, fases RS, en el AMT TA05 cercano a la barra de 22.9 kV. En ella se muestra la corriente de falla y la corriente de aporte por parte de la GD hacia la falla. Se comprueba la actuación correcta para dichas curvas de coordinación, pues el AMT TA07 no desconecta ya que la baja corriente ($I_{\text{aporte GD}} = 187 \text{ A}$) no logra activar la protección y la falla es despejada solo por la

desconexión del AMT TA05. Los resultados de la simulación para cada tipo de falla y para los dos casos se muestra en la tabla 5.3.

Figura 5.8. Curva de coordinación 50/51 de TA05, TA07 y TA22.9 kV. Corriente de falla y de aporte por la GD y tiempos de actuación de protección.



Fuente: Elaboración propia en base a simulaciones

De la figura 5.8. La curva t vs I roja, viene a ser la curva de protección de fases propuesto para la protección del AMT TA07, la curva azul representa la protección de fases de la barra TA 22.9kV, y la verde es curva de protección de fases del AMT TA05

La línea vertical de color verde, representa la corriente de una falla tipo ubicada en el alimentador TA05, teniendo un tiempo de actuación instantáneo de 0.05s.

Por otro lado, la línea roja viene la corriente que circula por el alimentador TA07 durante la falla (corriente de aporte de la GD hacia la falla). El cual no provoca la actuación del sistema de protección.

Tabla 5.3. Verificación de actuación de protección del AMT TA07 y corrientes de aporte por la GD para diferentes fallas externas.

Tipo de Falla	AMT en Falla	Ubicación de falla (Externo a TA07)	Corriente en el punto de falla [A]	Corriente Aporte GD (en TA07) [A]	Observación de la actuación de protección de TA07 ACTUACION - Despejado
Monofásico (Fase R)	TA05 22.9 kV	Cerca de la barra de 22.9 kV ($R_f = 0 \Omega$)	1464	200	CORRECTO. NO desconecta TA07. Falla despejada por TA05. TRIP 50N
Monofásico (Fase R)	TA05 22.9 kV	A 25 % del AMT TA05 ($R_f = 10 \Omega$)	600	93	CORRECTO. NO desconecta TA07. Falla despejada por TA05. TRIP 50N
Bifásico (Fases RS)	TA05 22.9 kV	Cerca de la barra de 22.9 kV ($R_f = 0 \Omega$)	1100	187	CORRECTO. NO desconecta TA07. Falla despejada por TA05. TRIP 50
Bifásico Fases (RS)	TA05 22.9 kV	A 25 % del AMT TA05 ($R_f = 10 \Omega$)	789	137	CORRECTO. NO desconecta TA07. Falla despejada por TA05. TRIP 50
Trifásica	TA05	Cerca de la barra de 22.9 kV ($R_f = 0 \Omega$)	1260	210	CORRECTO. NO desconecta TA07. Falla despejada por TA05. TRIP 50
Trifásica	TA05 22.9 kV	A 25 % del AMT TA05 ($R_f = 10 \Omega$)	743	139	CORRECTO. NO desconecta TA07. Falla despejada por TA05. TRIP 50
Monofásico (Fase R)	TA04 13.2 kV	Cerca de la barra de 13.2 kV ($R_f = 0 \Omega$)	7472	165	CORRECTO. NO desconecta TA07. Falla despejada por TA04. TRIP 50N
Monofásico (Fase R)	TA04 13.2 kV	A 25 % del AMT TA05 ($R_f = 10 \Omega$)	669	35	CORRECTO. NO desconecta TA07. Falla despejada por TA04. TRIP 50N
Bifásico (Fases RS)	TA04 13.2 kV	Cerca de la barra de 13.2 kV ($R_f = 0 \Omega$)	4456	188	CORRECTO. NO desconecta TA07. Falla despejada por TA05. TRIP 50
Bifásico Fases (RS)	TA04 13.2 kV	A 25 % del AMT TA04 ($R_f = 10 \Omega$)	1138	61	CORRECTO. NO desconecta TA07. Falla despejada por TA05. TRIP 50
Trifásica	TA04 13.2 kV	Cerca de la barra de 13.2 kV ($R_f = 0 \Omega$)	5095	189	CORRECTO. NO desconecta TA07. Falla despejada por TA05. TRIP 50
Trifásica	TA04 13.2 kV	A 25 % del AMT TA04 ($R_f = 10 \Omega$)	758	50	CORRECTO. NO desconecta TA07. Falla despejada por TA05. TRIP 50

Fuente: Elaboración propia en base a simulaciones

La tabla 5.3 muestra los resultados de simulación de cada falla (monofásico, bifásico y trifásico) para dos casos, la primera que se da cercano a la barra (debido a que es la más severa) y la segunda a una 25 % de la red troncal del AMT en falla (la que puede ocurrir en lugares distintos o mayores al 25 %). Además, se realiza falla en dos alimentadores de diferentes niveles de tensión: En AMT TA05 de 22.9 kV y en AMT TA04 de 13.2 kV. Debe entenderse que la falla no ocurre o no se simula en el AMT TA07, pues lo que se requiere es conocer el aporte de la corriente por la GD que circula a través de TA07.

Los resultados muestran la actuación correcta para cada caso del sistema de protección, es decir: No desconecta el alimentador TA07 para cualquier falla externa, ya que las curvas de coordinación que se muestran en la Figura 5.8 son adecuadas, permiten dar mayor selectividad y seguridad a la actuación. Es decir, la coordinación del sistema de protección es adecuada.

5.4.2. RESULTADOS EN CUANTO A CALIDAD DE SUMINISTRO

En este punto se mostrarán los resultados en cuanto a calidad de suministro, es decir las mejoras porcentuales de los indicadores de calidad de suministro.

Debido a que se está evaluando netamente alimentadores con GD, para evaluar los indicadores de calidad de suministro, en el presente estudio tomaremos en cuenta los indicadores de calidad por sistema eléctrico, es decir, SAIDI y SAIFI, siguiendo la Resolución OSINERG N° 074- 2004 -OS/CD, en el cual se establece el “procedimiento para la supervisión de la operación de los sistemas eléctricos”.

5.4.2.1. Evaluación del SAIFI y SAIDI del AMT TA-07.

Los indicadores SAIFI y SAIDI se calcularon mediante la suma de todos los meses del año. Sin embargo, nuestros eventos tipo no se presentan todos los meses, puesto que es necesario que la corriente se aporte por parte de la GD sea significativa y pueda afectar a la coordinación del sistema de protección del AMT. Este tipo de eventos no es muy frecuente, por ello la evaluación se hará anualmente.

En la tabla 5.4 se muestran las tolerancias por año de los indicadores de calidad de suministro por sistema eléctrico SAIFI y SAIDI, de acuerdo a los sectores típicos, para nuestra zona de estudio el pertenece al sector típico 6 (SER).

Tabla 5.4. Tolerancias por año de los indicadores SAIFI Y SAIDI para el sector típico 6 (SER)

Sector Típico	Valores límites	Indicadores	Tolerancia
4, 5 y SER	Por sistema eléctrico	SAIFI: Frecuencia promedio de las interrupciones por usuarios del sistema eléctrico.	12 y 24 / año
		SAIDI: Duración promedio de las interrupciones por usuarios del sistema eléctrico.	16 y 40 horas/año

Fuente: OSINERGMIN (Calidad de suministro)-2013

En el estudio, la calidad de suministro se evalúa por sistema eléctrico, es decir sistema eléctrico de alimentadores de MT con GD, por ello los criterios están asociados a AMT de media tensión y redes de media tensión, por lo tanto, los registros de interrupciones que se tomaron en cuenta para la evaluación y análisis, son los que están estrictamente asociados a este tipo de sistema como se vio en el capítulo 2, acápite 2.3.2. ver anexo A.18.

En esta evaluación de los indicadores se utilizó la información brindada por Electro Sur Este, Teniendo en cuenta las tolerancias establecidas por OSINERMIN (ver tabla 5.4), sobre los indicadores SAIFI y SAIDI correspondiente al sector típico 6 (SER), con los indicadores de los años 2013, 2014, 2015, 2016, y 2017 del AMT TA07.

Tabla 5.5. SAIFI y SAIDI del Sistema Eléctrico TA-07

AÑO	INDICADORES	
	SAIFI	SAIDI
2013	82.26	59.16
2014	49.81	32.91
2015	17.42	19.34
2016	31.56	24.45
2017	10.15	12.98

Fuente: Datos brindados por ELSE

Como se aprecia en las tablas, se ve que con el paso de los años los indicadores fueron mejorando, en cuanto al SAIFI se ven valores adecuados para los años 2015 y 2017, de igual forma para el SAIDI se ve que los años 2015,2016,2017, los valores están dentro del rango, pero se tiene que tener en cuenta que estos valores solo son adecuados si se ven como objetivo cumplir con las tolerancias es decir con la normativa, lo cual no sería adecuado, puesto

que se desea es optimizar estos valores, ya que estos indicadores se pueden seguir mejorando, por ello es necesario aplicar todo tipo de mejora que se pueda añadir, para lograr mejores indicadores.

5.4.2.2. *Mejoramiento de los indicadores SAIFI y SAIDI del AMT TA-07*

Con el estudio de coordinación de protección, aplicando nuevos ajustes y activando las funciones de direccionalidad 67 y 67N del relé SEL-351, los eventos tipo de las interrupciones analizadas fueron reducidas y de esta manera se obtienen mejoras en los indicadores SAIFI y SAIDI, logrando los resultados como se muestra en la siguiente Tabla:

Tabla 5.6. Mejora porcentual del indicador SAIFI por años del AMT TA-07.

AÑO	SAIFI		%
	TA-07 Actual	TA-07 Mejorado	
2013	82.26	73.61	10.51%
2014	49.81	40.86	17.97%
2015	17.42	17.42	0.00%
2016	31.56	30.72	2.66%
2017	10.15	8.15	19.71%

Fuente: Elaboración propia en base a resultados y datos brindados por ELSE

Tabla 5.7. Mejora porcentual del indicador SAIDI por años del AMT TA-07.

AÑO	SAIDI		%
	TA-07 Actual	TA-07 Mejorado	
2013	59.16	54.04	8.65%
2014	32.91	30.31	7.91%
2015	19.34	19.34	0.00%
2016	24.45	24.42	0.10%
2017	12.98	12.89	0.69%

Fuente: Elaboración propia en base a resultados y datos brindados por ELSE

De las tablas 5.6 y 5.7, se ve que para el 2015 no se tienen mejoras porcentuales, esto es debido a que durante todo ese año no se dieron eventos del tipo que se analizó en el estudio.

5.4.3. RESUMEN DE AJUSTES DE PROTECCION DEL AMT TA07

Table Of Contents
Date Generated Setiembre 21 2017 04:14:08 pm
Device Information
<hr/>
Part Number 035162C4BB4XX1
FID SEL-351-6-R507-V0-Z102102-D20100315
BFID SLBT-3CF1-R102-V0-Z100100-D20091207
Config
Special
Displayed Setting Groups
<hr/>
Group 1
Settings Legend
<hr/>
Visible Setting
Hidden Setting
Invalid Setting

Group 1			
Setting	Description	Range	Value
RID	Relay Identifier (30 chars)	Range = ASCII string with a maximum length of 30.	S.E. TAMBURCO AMT TA07 22.9 kV
TID	Terminal Identifier (30 chars)	Range = ASCII string with a maximum length of 30.	TA07
CTR	Phase (IA,IB,IC) CT Ratio, CTR:1	Range = 1 to 6000	10
CTRN	Neutral (IN) CT Ratio, CTRN:1	Range = 1 to 10000	10
PTR	Phase (VA,VB,VC) PT Ratio	Range = 1.00 to 10000.00	229.00
PTRS	Synch. Voltage (VS) PT Ratio, PTRS:1	Range = 1.00 to 10000.00	229.00
VNOM	Phase PT Nominal Volt. (L-N)	Range = 25.00 to 300.00, OFF	229.00
Z1MAG	Pos-Seq Line Impedance Magnitude (Ohms secondary)	Range = 0.10 to 510.00	2.14
Z1ANG	Pos-Seq Line Impedance Angle (degrees)	Range = 5.00 to 90.00	68.86
Z0MAG	Zero-Seq Line Impedance Magnitude (Ohms secondary)	Range = 0.10 to 510.00	6.38
Z0ANG	Zero-Seq Line Impedance Angle (degrees)	Range = 5.00 to 90.00	72.47
LL	Line Length (unitless)	Range = 0.10 to 999.00	4.84
EFLOC	Fault Location	Select: Y, N	Y
E50P	Phase Overcurrent Elements	Select: N, 1-6	1
50P1P	Level 1 (Amps secondary)	Range = 0.25 to 100.00, OFF	85.00
67P1D	Level 1 (cycles in 0.25 increments)	Range = 0.00 to 16000.00	8.00
50PP1P	Level 1 (Amps secondary)	Range = 1.00 to 170.00, OFF	OFF
E50N	Neutral Ground(channel IN) Overcurrent Elements	Select: N, 1-6	N
E50G	Residual Ground Overcurrent Elements	Select: N, 1-6	1
50G1P	Level 1 (Amps secondary)	Range = 0.050 to 100.000, OFF	20.000
67G1D	Level 1 (cycles in 0.25 increments)	Range = 0.00 to 16000.00	9.00
E50Q	Negative-Sequence Overcurrent Elements	Select: N, 1-6	N
E51P	Phase Time-Overcurrent Elements	Select: N, 1, 2	1
51PP	Pickup (Amps secondary)	Range = 0.25 to 16.00, OFF	16.00
51PC	Curve	Select: U1-U5, C1-C5	C2
51PTD	Time Dial	Range = 0.05 to 1.00	0.13
51PRS	Electromechanical Reset Delay	Select: Y, N	N
E51N	Neutral Ground Time-Overcurrent Elements	Select: Y, N	N
E51G	Residual Ground Time-Overcurrent Elements	Select: Y, N	Y
51GP	Pickup (Amps secondary)	Range = 0.10 to 16.00, OFF	1.80
51GC	Curve	Select: U1-U5, C1-C5	C2
51GTD	Time Dial	Range = 0.05 to 1.00	0.14
51GRS	Electromechanical Reset Delay	Select: Y, N	N
E51Q	Negative-Sequence Time-Overcurrent Elements	Select: Y, N	N
ELOAD	Load Encroachment Elements	Select: Y, N	N
E32	Directional Control Elements	Select: AUTO, Y, N	Y
ELOP	Loss-Of-Potential	Select: Y, Y1, N	N

DIR1	Level 1 Direction	Select: F, R, N	F
DIR2	Level 2 Direction	Select: F, R, N	F
DIR3	Level 3 Direction	Select: F, R, N	F
DIR4	Level 4 Direction	Select: F, R, N	F
ORDER	Ground Directional Priority	Select: P, Q, S, U, V, OFF	OFF
50P32P	Phase Dir. Element 3-Phase PU (Amps secondary)	Range = 0.50 to 10.00	3.00
Z2F	Forward Dir. Z2 Threshold (Ohms secondary)	Range = -128.00 to 128.00	1.08
Z2R	Reverse Dir. Z2 Threshold (Ohms secondary)	Range = -128.00 to 128.00	1.28
50QFP	Forward Dir. 3I2 Pickup (Amps secondary)	Range = 0.25 to 5.00	0.50
50QRP	Reverse Dir. 3I2 Pickup (Amps secondary)	Range = 0.25 to 5.00	0.25
a2	Pos-Seq Restraint Factor, I2/I1 (unitless)	Range = 0.02 to 0.50	0.10
k2	Zero-Seq Restraint Factor, I2/I0 (unitless)	Range = 0.10 to 1.20	0.20
EVOLT	Voltage Element	Select: Y, N	N
E25	Synchronism Check	Select: Y, N	N
E81	Frequency Elements	Select: N, 1-6	N
E79	Reclosures	Select: N, 1-4, C1-C4	N
ESOTF	Switch-Onto-Fault	Select: Y, N	N
ECOMM	Comm.-Assisted Trip Scheme	Select: N, POTT, DCUB1, DCUB2, DCB	N
EDEM	Demand Metering Type	Select: THM, ROL	THM
DMTC	Time Constant (minutes)	Select: 5, 10, 15, 30, 60	5
PDEMP	Phase Pickup (Amps secondary)	Range = 0.50 to 16.00, OFF	5.00
NDEMP	Neutral Ground Pickup (Amps secondary)	Range = 0.005 to 0.640, OFF	0.060
GDEMP	Residual Ground Pickup (Amps secondary)	Range = 0.10 to 16.00, OFF	1.50
QDEMP	Negative-Sequence Pickup (Amps secondary)	Range = 0.50 to 16.00, OFF	1.50
TDURD	Minimum Trip Duration Time (cycles in 0.25 increments)	Range = 4.00 to 16000.00	9.00
CFD	Close Failure Time Delay (cycles in 0.25 increments)	Range = 0.00 to 16000.00, OFF	60.00
3POD	Three-Pole Open Time Delay (cycles in 0.25 increments)	Range = 0.00 to 60.00	1.50
50LP	Load Detection Phase Pickup (Amps secondary)	Range = 0.25 to 100.00, OFF	0.25
ESV	SELogic Variable Timers	Select: N, 1-16	N
Group 1			Top

5.5. CONCLUSIONES DEL CAPÍTULO 5

Se aplica la alternativa de solución, el cual cumple con el proceso de verificar la utilidad secuencial para la coordinación de protecciones y ajustes de protecciones de la red de media tensión con presencia de GD, se realiza ajustes nuevos del relé , para obtener una curva adecuada de protección del alimentador (ver figuras 5.1,5.2 y 5.3), para brindar una menor Sensibilidad ante fallas externas; finalizando con la activación de las funciones 67 y 67N del relé SEL-351 de la protección principal del alimentador que cuenta Generación Distribuida

para brindar mayor seguridad al sistema, el cual bloquea los disparos producidos por fallas externas y actúa sólo para fallas internas (ver Tabla 5.3). Por lo tanto, con el nuevo ajuste y la activación de estas funciones 67 y 67N la actuación del sistema de protección es correcta.

Los eventos tipo de las interrupciones analizadas fueron reducidos y de esta manera se para el periodo de evaluación, se mejoraron en los indicadores SAIFI y SAIDI, se mejora la calidad de suministro de sistema analizado.

Cabe mencionar que para situaciones de falla en el alimentador SI01 el proceso es el mismo.

CONCLUSIONES

1. El estudio de coordinación del sistema de protección de los alimentadores de MT con GD, a través de ajustes nuevos al relé, con la habilitación y configuración de las funciones de direccionalidad 67 y 67N, brinda una mejor respuesta del sistema de protección del alimentador con GD ante fallas ubicadas en las redes de MT.
2. Del Análisis y evaluación el sistema de protección actual de alimentadores de MT con GD se verifica los alimentadores en estudio son de tipo radial, cuya operación con GD provoca inadecuada actuación del sistema de protección principal, para situaciones en que se genera un aporte de corriente considerable de la GD por fallas en las redes de MT, lo cual es incorrecto. Así mismo el sistema de protección actual de la red MT radial con GD, esta implementado con el relé SEL- 351, que no está debidamente ajustado para aportes de corriente de la GD producidos por fallas en los alimentadores de MT. Por lo que es necesario un nuevo ajuste y configuración del relé, para garantizar la Selectividad, Sensibilidad y Seguridad del sistema de protección actual.
3. De las alternativas de solución planteadas: La primera consiste en desplazar las curvas de protección de las funciones 51 y 51N, para brindar una menor Sensibilidad ante fallas externas y la segunda es la de implementar un ajuste para las funciones de sobrecorriente direccional 67 y 67N; se determina que la segunda opción tiene mejores ventajas que la primera debido a que brinda mayor seguridad, además de que el relé actual, SEL-351, cuenta con esas funciones y que sólo se requiere su activación y configuración.

4. El Desarrollo la mejor alternativa de solución, ajuste para la coordinación de protección activando las funciones de 67 y 67N del relé SEL-351 de la protección principal del alimentador que cuenta Generación Distribuida, permite un sistema de protección del alimentador selectivo, que actúa adecuadamente ante la ocurrencia de fallas en las redes de MT. Teniendo con el nuevo ajuste y la activación de estas funciones una correcta operación del sistema de protección.

RECOMENDACIONES

5. Para la conexión de nuevos centros de generación (GD) en las redes de distribución en MT es importante tener en cuenta la bidireccionalidad de las corrientes de falla, pues también aportan corriente desde la GD hacia la falla. En caso de que la falla sea externa a la red con GD esta podría activar las protecciones cuando no se considera este aporte lo que ocasionaría disparos indeseados e interrupciones que son perjudiciales para los usuarios como para la empresa concesionaria.

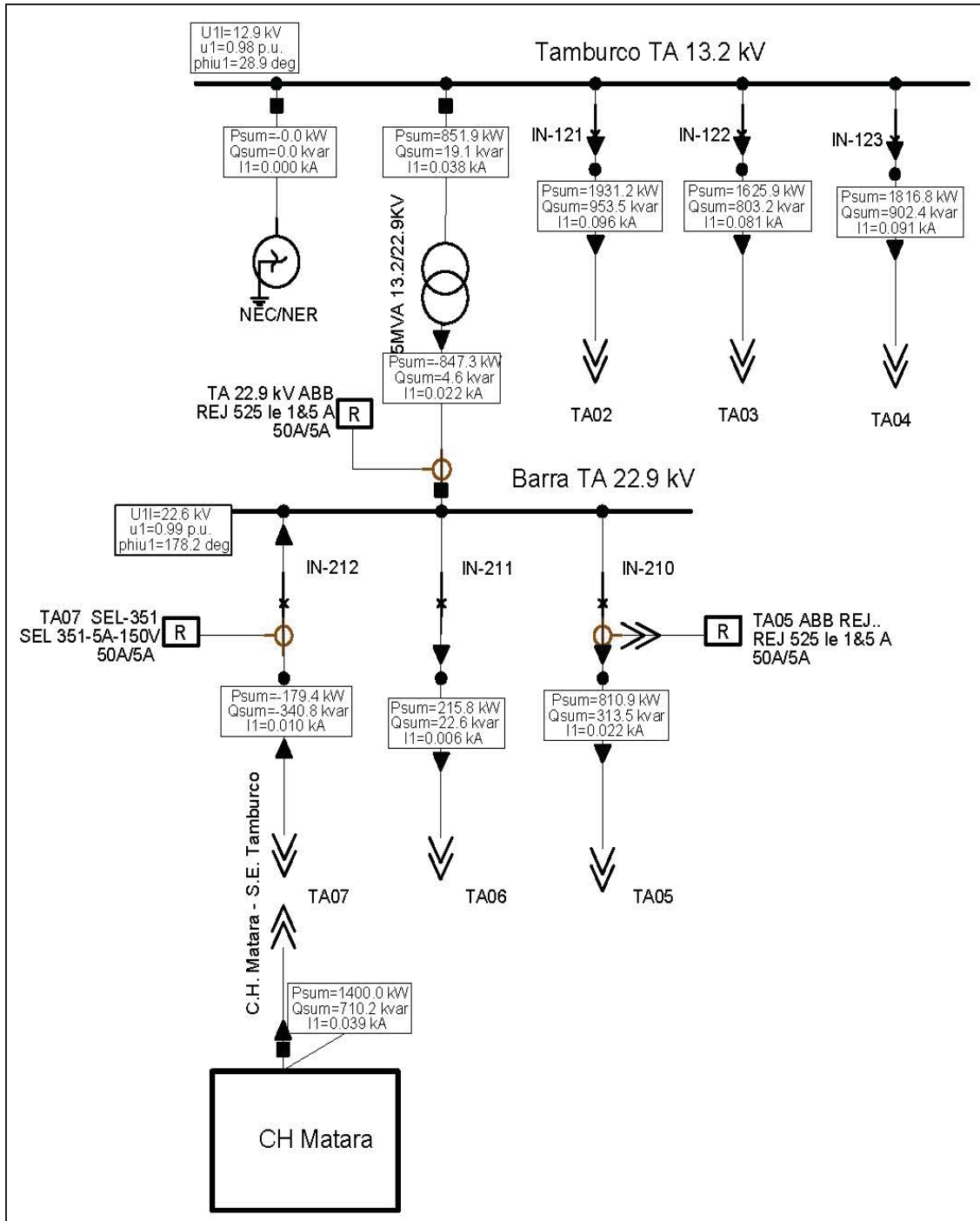
BIBLIOGRAFÍA

1. **ALVAREZ, Juan Carlos.** *Tipos y Niveles de Investigación.* Caracas - Venezuela : UCAB, Universidad Católica Andrés Bello.
2. **Mgt. CAÑIHUA CAYOCUSI, Octavio.** *Curso: Seminario de Tesis.* UNSAAC : Universidad Nacional de San Antonio Abad del Cusco, 2010.
3. **Dr. GÓNGORA PRADO, Manuel.** *Curso: Proyecto de Investigación Científica.* Lima - Perú : Universidad Nacional Federico Villarreal.
4. **ANDER-EGG, E.** *La Recopilación Documental.* Caracas - Venezuela : Universidad Nacional Abierta - Dirección de Investigación y Postgrado, 1982.
5. **Thomas Ackermann, Göran Andersson, Lennart Söder.** *Distributed Generation: A definition.* s.l. : ELSEVIER, 2001. *Electric Power Systems Research* 57 (2001) 195–204.
6. **Geidl, Martin.** *Protection of Power Systems with Distributed Generation: State of the Art.* Zurich : s.n., July 2005.
7. **Labein Tecnalía, Fundación de la Energía de la Comunidad de Madrid.** *Guía Básica de la Generación Distribuida.* s.l. : Gráficas Elisa, S.A., 2007.
8. **Bacallao, Emilio Francesena y Bravo de las Casas, Marta - Ingeniería Energética.** *Consideraciones sobre la protección en la interconexión de la generación distribuida al sistema eléctrico de potencia.* Cuba : Instituto Superior Politécnico José Antonio, 2011. E-ISSN: 1815-5901.
9. **TREBOLLE TREBOLLE, David.** *Tesis de Master: La Generación Distribuida en España.* Madrid : Universidad Pontificia Comillas Madrid - Instituto de Postgrado y Formación Continua, 2006.

10. **MINEM, Ministerio de Energía y Minas del Perú.** *Norma Técnica de la Calidad de los Servicios Eléctricos - NTCSE.* Lima : s.n., Resolución Directoral N° 020-97-EM.
11. **RAMIREZ CASTAÑO, Samuel.** *Protección de Sistemas Eléctricos.* s.l. : Universidad Nacional de Colombia Manizales, Primera Edición.
12. **GÓMEZ EXPOSITO, Antonio.** *Análisis y Operación de los Sistemas de Energía Eléctrica.* Zevilla : Mc Graw Hill, 2002.
13. **Geraldo KINDERMAN, Traducción: Carlos Alberto Muños Medina.** *Cortocircuito.* Lima - Peru : LabPlan, 2010.
14. **ANDERSON, PAUL M.** *Analysis of Faulted of Power Systems.* New York : IEEE PRESS Power Systems Engineering Series, 1995.
15. **Corporation, Central Station Engineers of the Westinghouse Electric.** *Electrical Transmission and Distribution Refefence Book.* East Pittsburgh, Pennsylvania : s.n., 1964.
16. **GRID, ALSTOM.** *Network Protection & Automation Guide, Protective Relays, Measurement & Control.* s.l. : May, 2011.
17. **ISA, Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P.** *Guias Para el Buen Ajuste y La Coordinación de Protecciones del STN.* Itagüi : s.n., Julio del 2000.
18. **COES SINAC.** *Criterios de Ajuste y Coordinación de los Sistemas de Protección del SEIN.* Julio 2014.
19. **IEEE, Power Engineering Society.** *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., 2002. IEEE Std C37.104™-2002 .
20. **RAMIREZ CASTAÑO, Samuel.** *Redes de Distribución de Energía.* Manizales : Universidad Nacional de Colombia, 2004 Tercera Edición.

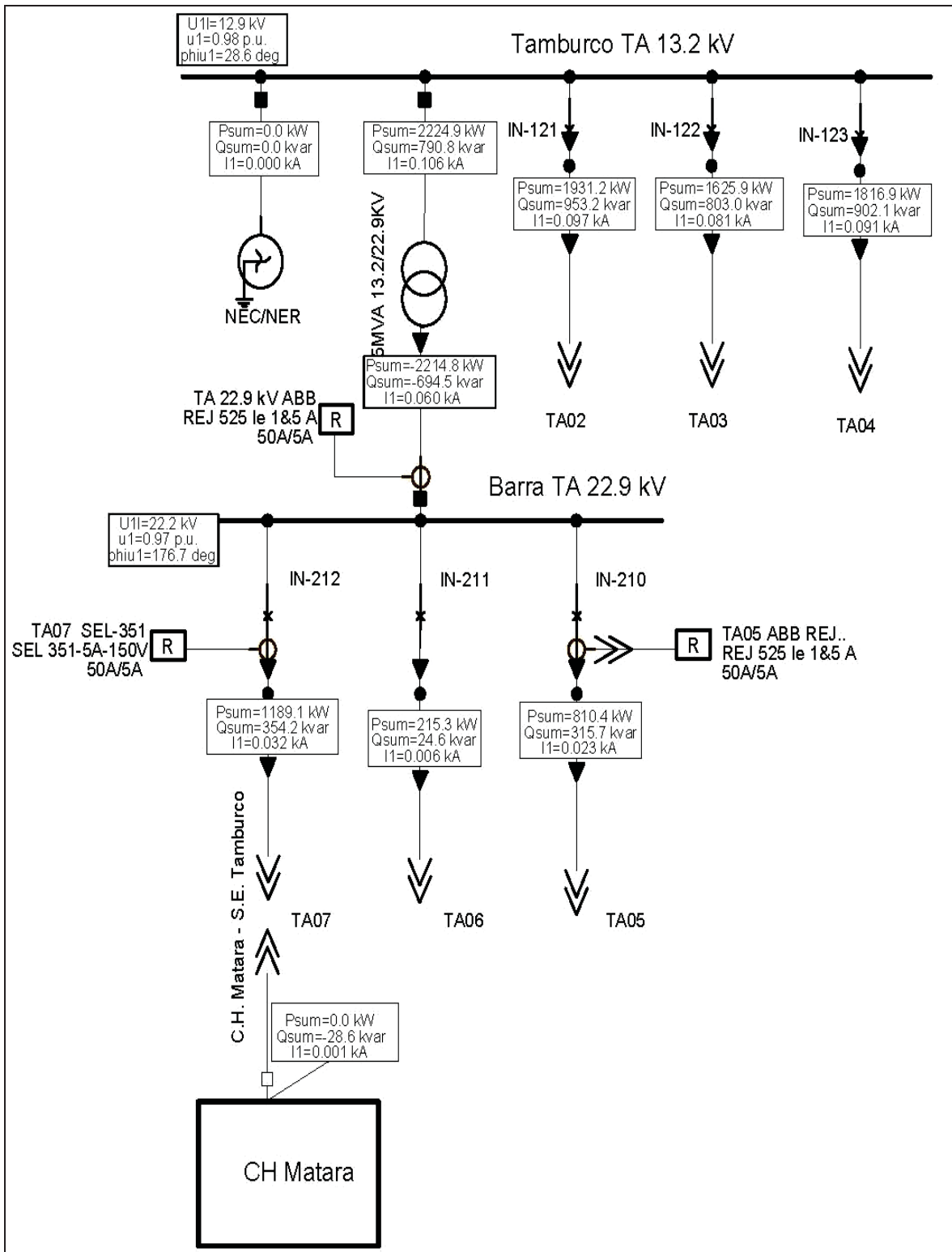
ANEXOS

A.1. FLUJO DE CARGA AMT's DE LA S.E. TAMBURCO DE 13.2 kV y 22.9 kV SIN GD.



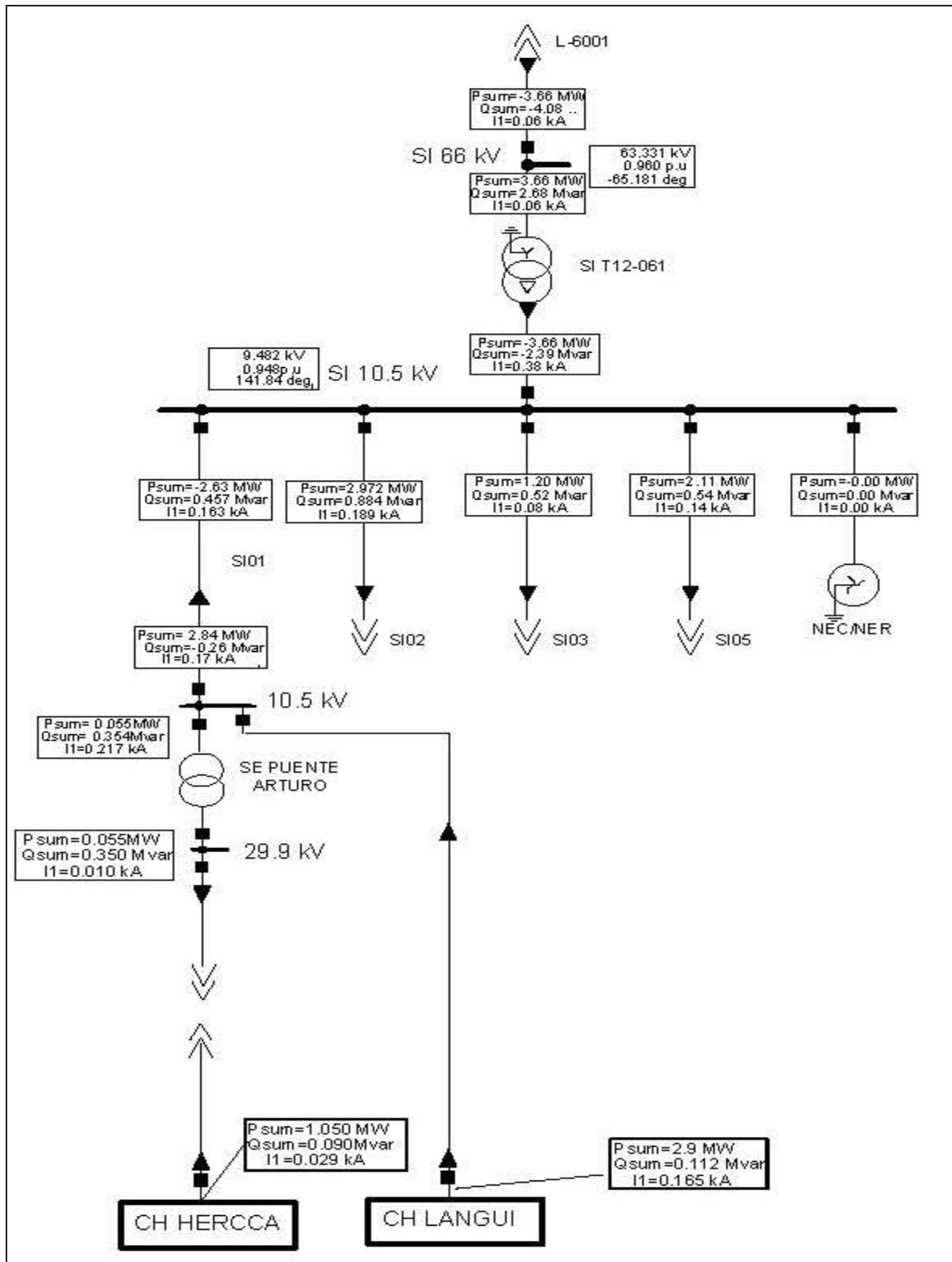
Fuente propia simulación DIgSILENT

**A.2. FLUJO DE CARGA AMT's DE LA S.E. TAMBURCO DE 13.2 kV y 22.9 kV
SIN GD**



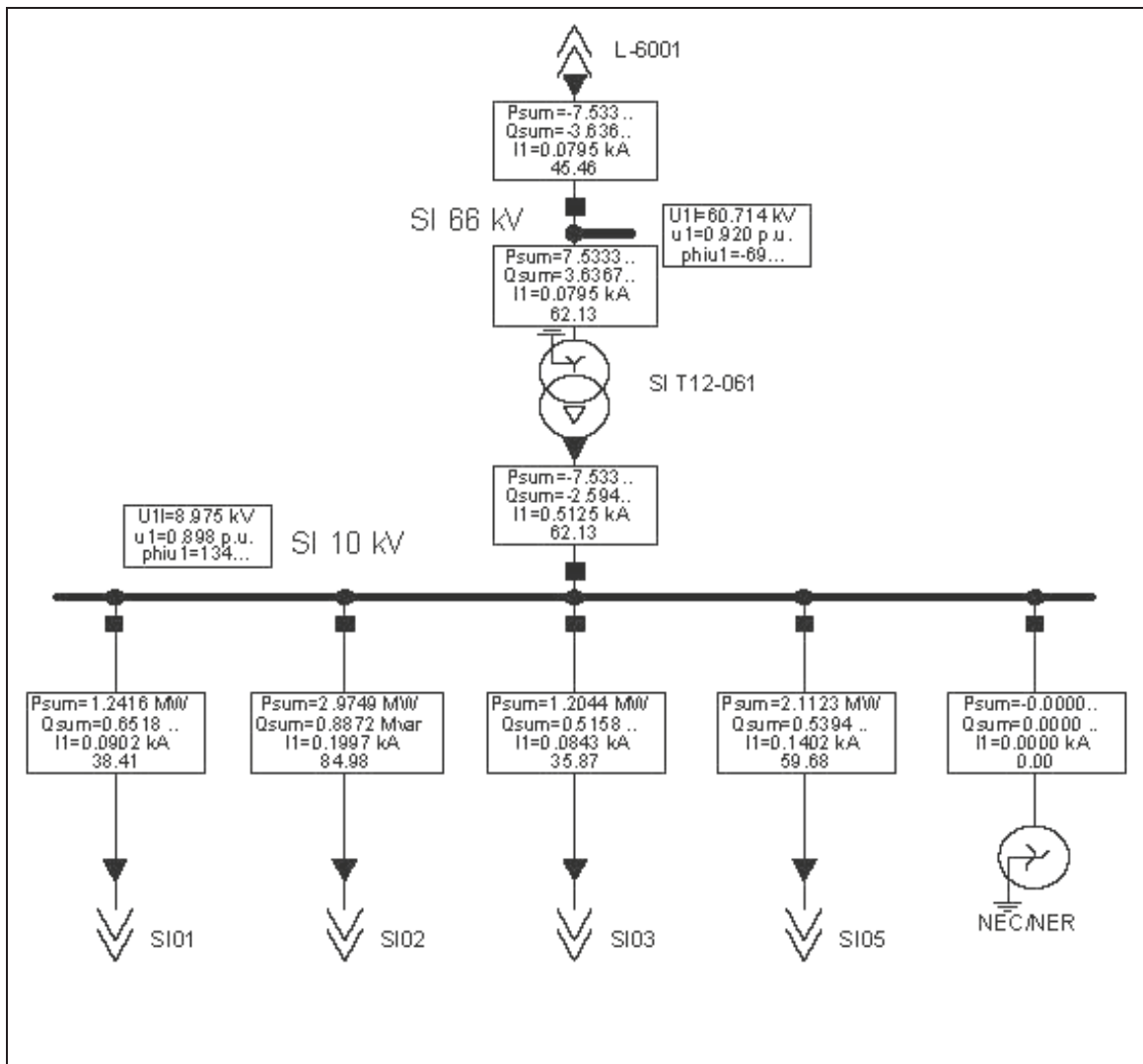
Fuente: Propia simulación DIgSILENT

A.3. FLUJO DE CARGA AMT's DE LA S.E. SICUANI DE 10.5 kV y 22.9 kV CON GD (HERCCA Y LANGUI)



Fuente: Propia simulación DIgSILENT

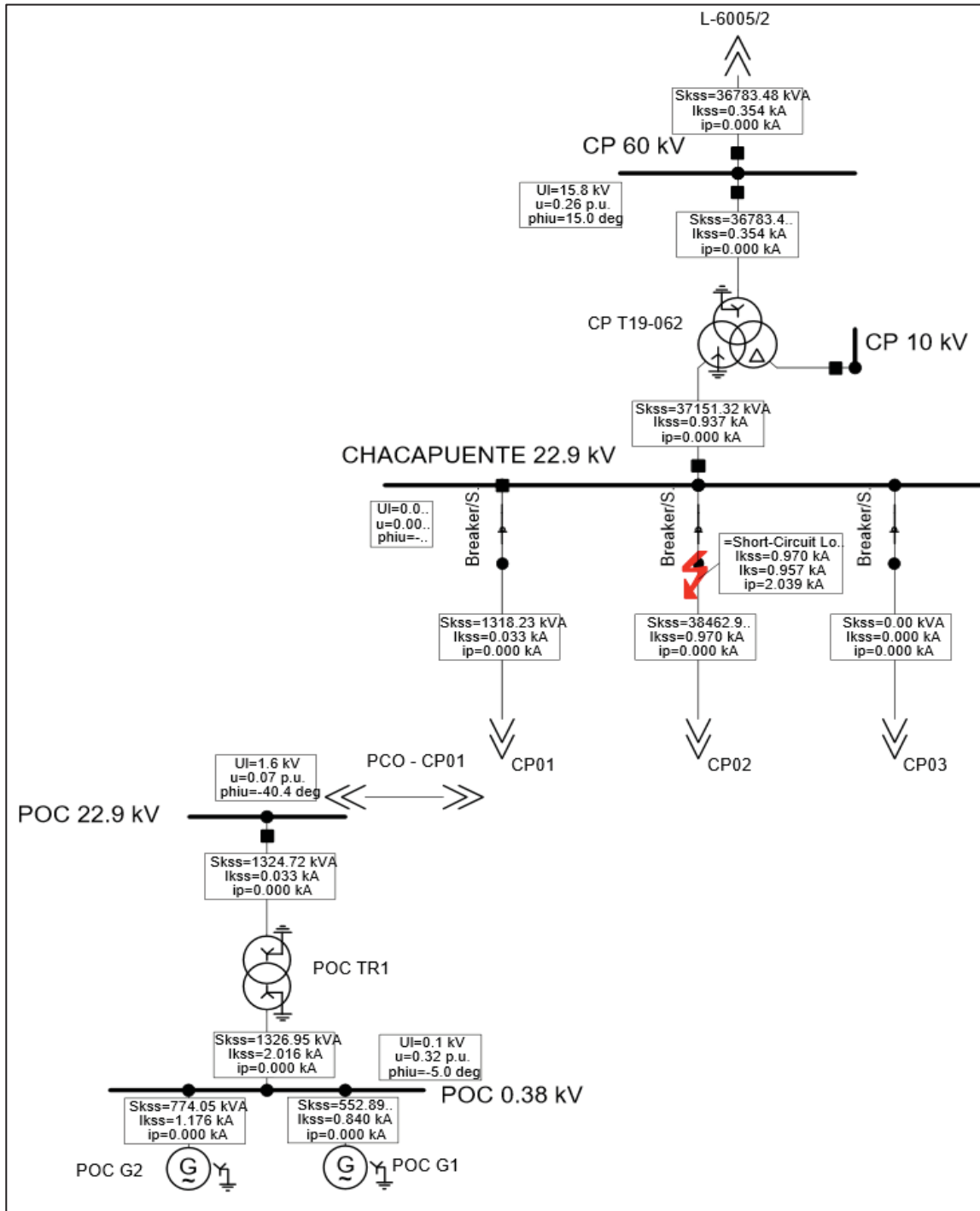
A.4. FLUJO DE CARGA AMT's DE LA S.E. SICUANI DE 10.5 kV SIN GD



Fuente: Propia simulación DIgSILENT

A.5. SIMULACION DE FALLA TRIFASICA EN CP02

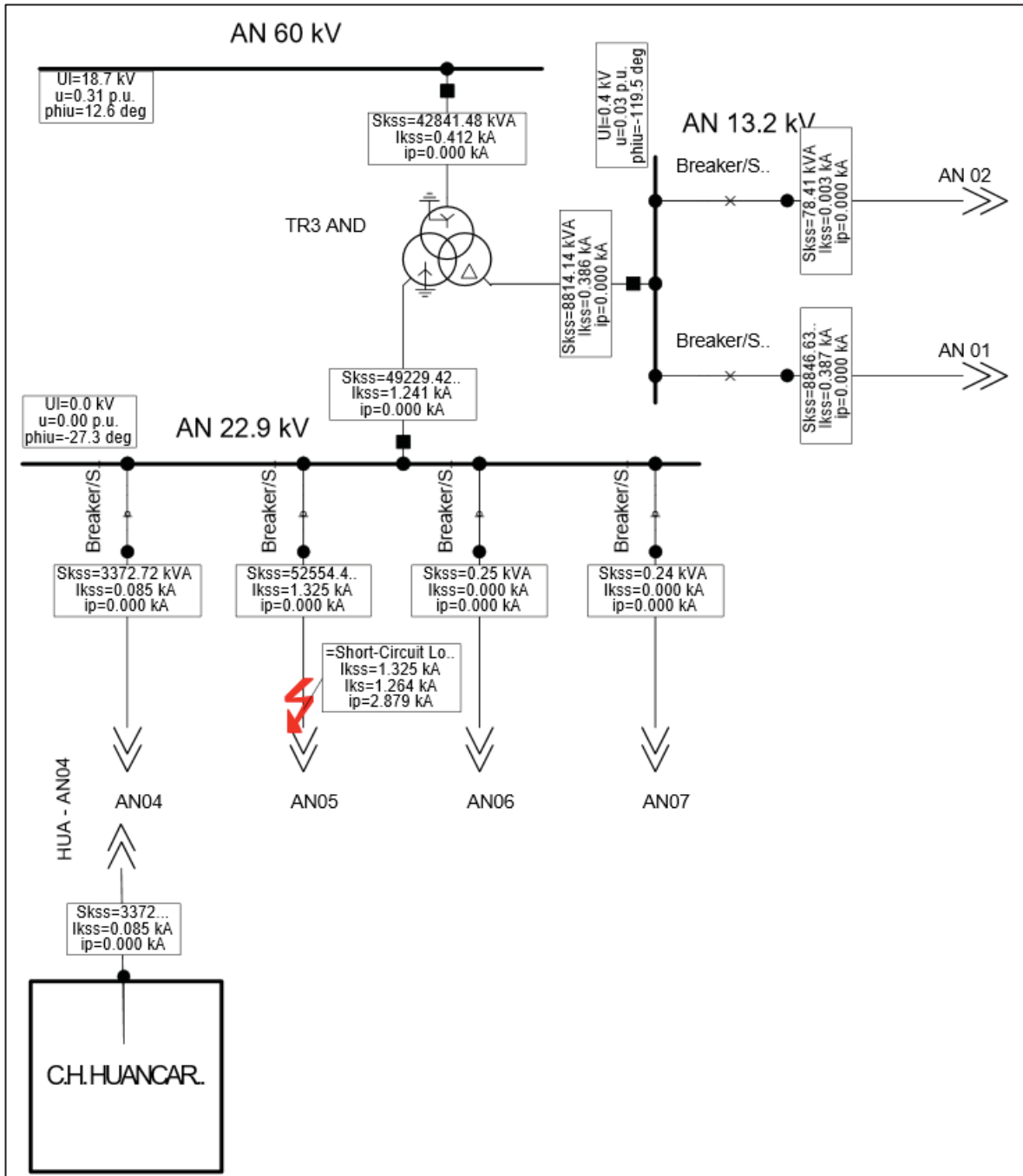
- Evento : Simulación de falla trifásica en AMT CP02 en DIgSILENT
- Ubicación falla : AMT CP02, cercano a la barra de 22.9 kV de la S.E. Chacapunte
- Objetivo : Verificar corriente de aporte, por parte de GD en CP01, a la falla
- Comportamiento : Corriente subtransitoria de falla en CP02 $I_{kss} = 970$ A
 : Corriente en AMT CP01 (con GD) $I_{kss} = 33$ A (Aporte de la GD)



Fuente: Propia simulación DIgSILENT

A.6. SIMULACION DE FALLA TRIFASICA EN AN05

- Evento : Simulación de falla trifásica en AMT AN05 en DIGSILENT
- Ubicación falla : AMT AN05, cercano a la barra de 22.9 kV de la S.E. Andahuaylas
- Objetivo : Verificar la corriente de aporte a la falla en AN05 por parte de la GD
- Comportamiento : Corriente subtransitoria de falla en AMT AN05 $I_{kss} = 1325$ A
- : Corriente en AMT AN04 (con GD) $I_{kss} = 85$ A



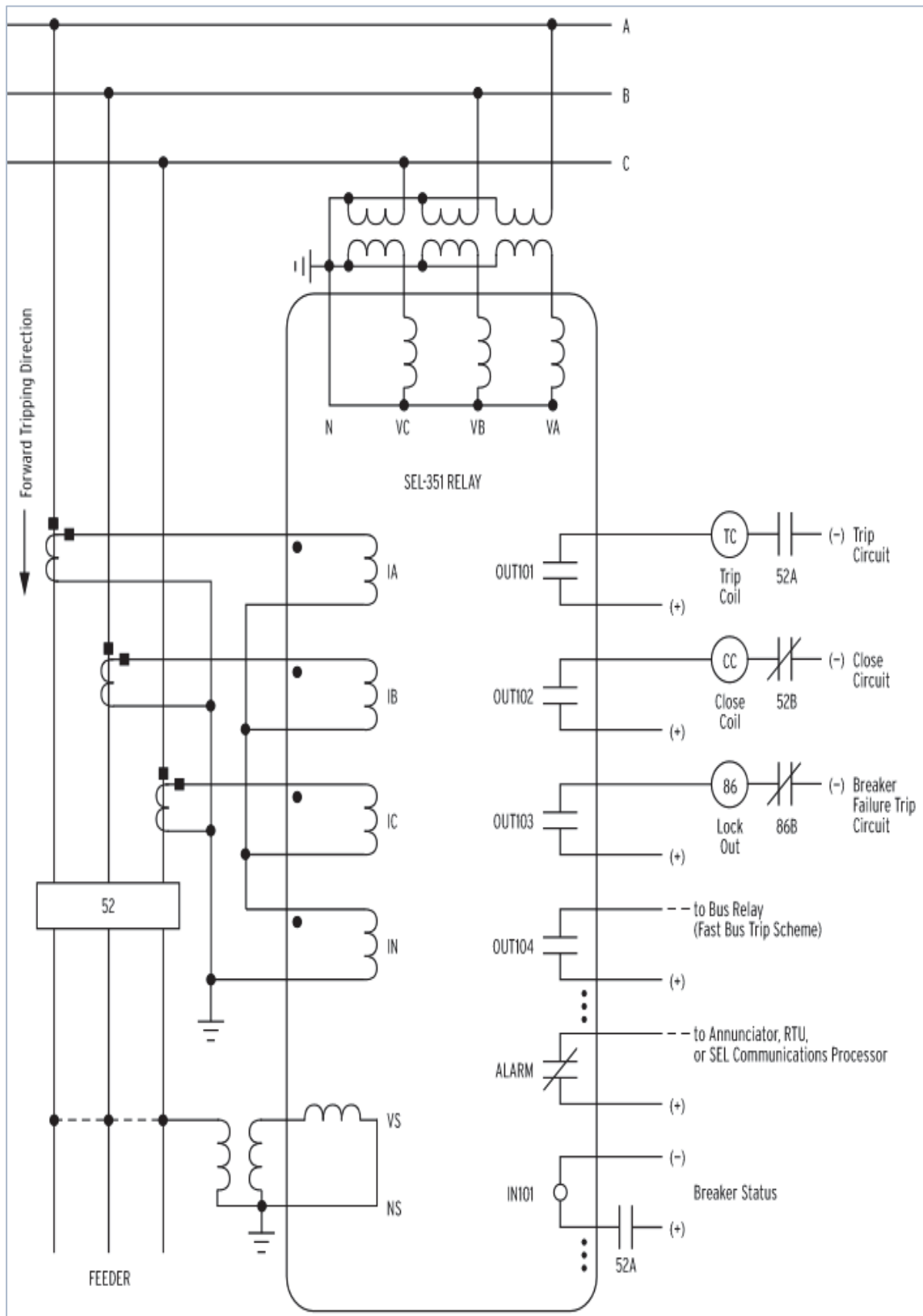
Fuente: Propia simulación DIGSILENT

A.7. RESUMEN DE AJUSTES DEL RELÉ SEL-351 DEL AMT TA07

EZ Group 1	
Control Identifier (30 chars)	= SET TAMBURCO
Circuit Identifier (30 chars)	= TA07_22-9 KV
CT Ratio (1.0-6000)	= 500.0
PT Ratio (1.0-10000)	= 100.0
Min. trip - phase (OFF,50.00-1599.99 A pri.)	= 50.00
Min. trip - ground (OFF,2.50-1599.99 A pri.)	= 20.00
Min. trip - SEF (OFF,2.50-749.99 A pri.)	= OFF
Fast curve - phase (OFF,U1-U5,C1-C5,recloser or user curve)	= C2
Time-dial - phase fast curve (0.05-1.00)	= 0.05
EM reset - phase fast curve (Y/N)	= N
Fast curve - ground (OFF,U1-U5,C1-C5,recloser or user curve)	= C2
Time-dial - ground fast curve (0.05-1.00)	= 0.05
EM reset - ground fast curve (Y/N)	= N
Delay curve - phase (OFF,U1-U5,C1-C5,recloser or user curve)	= C2
Time-dial - phase delay curve (0.05-1.00)	= 0.05
EM reset - phase delay curve (Y/N)	= N
Delay curve - ground (OFF,U1-U5,C1-C5,recloser or user curve)	= C2
Time-dial - ground delay curve (0.05-1.00)	= 0.05
EM reset - ground delay curve (Y/N)	= N
Operations - phase fast curve (OFF,1-5)	= 2
Operations - ground fast curve (OFF,1-5)	= 2
Operations to lockout - phase (2-5)	= 4
Operations to lockout - ground (2-5)	= 4
Reclose interval 1 (0.00-999999cyc)	= 180.00
Reclose interval 2 (0.00-999999cyc)	= 600.00
Reclose interval 3 (0.00-999999cyc)	= 600.00
Reset time for auto-reclose (0.00-999999cyc)	= 1800.00
Reset time from lockout (0.00-999999cyc)	= 600.00
Close power wait time (OFF,0.00-999999cyc)	= 900.00
Complex fast curve - phase (Y/N)	= N
Complex fast curve - ground (Y/N)	= N
Complex delay curve - phase (Y/N)	= N
Complex delay curve - ground (Y/N)	= N
High current trip - phase (Y/N)	= Y
High current trip - phase (OFF,1.00-199.99 multiples of Min. trip - phase)	= 10.00
Time delay - phase high current trip (0.00-16000cyc)	= 0.00
Activate high current trip - phase (OFF,1-4)	= OFF
High current trip - ground (Y/N)	= Y
High current trip - ground (OFF,1.00-499.99 multiples of Min. trip - ground)	= 10.00
Time delay - ground high current trip (0.00-16000cyc)	= 0.00
Activate high current trip - ground (OFF,1-4)	= OFF
High current lockout - phase (Y/N)	= Y
High current lockout - phase (OFF,1.00-199.99 multiples of Min. trip - phase)	= 10.00
Activate high current lockout - phase (OFF,1-4)	= 1
High current lockout - ground (Y/N)	= Y
Cold load pickup scheme (Y/N)	= Y

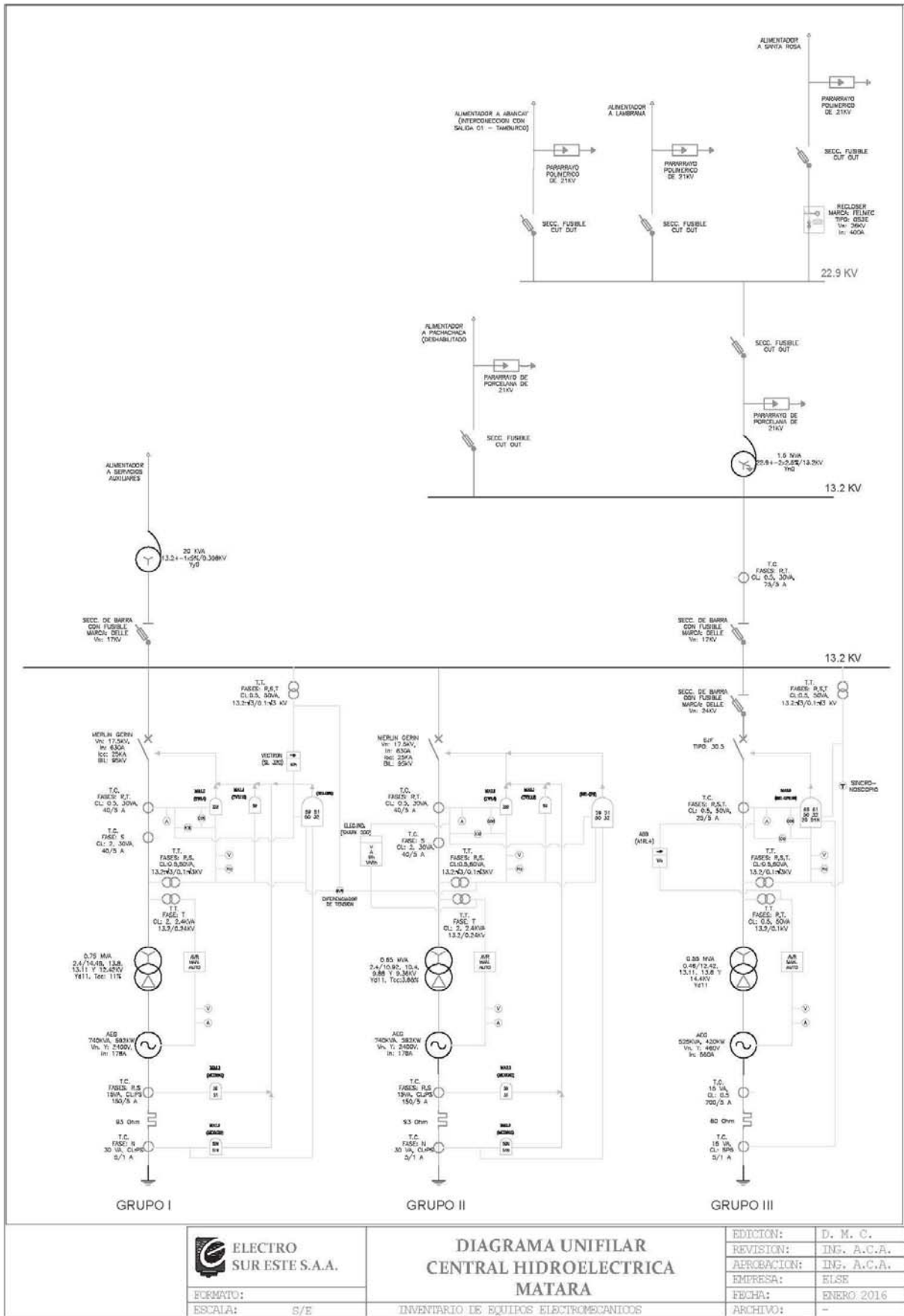
Fuente: Datos obtenidos del relé SEL-351R.

A.8. DIAGRAMA DE CONEXIÓN RELÉ SEL-351 PARA DIFERENTES APLICACIONES



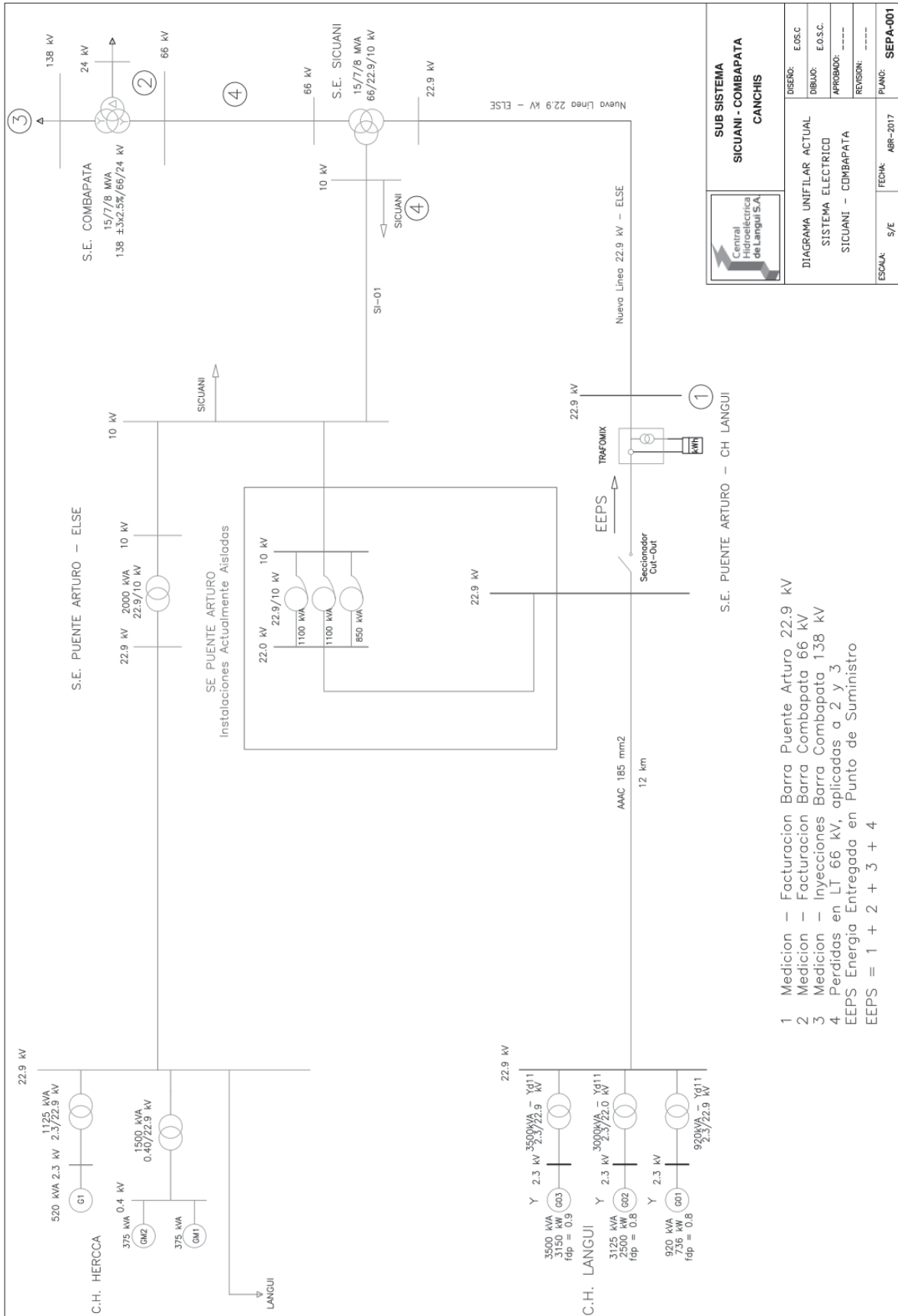
Fuente: Relé SEL-351R.

A.9. DIAGRAMA UNIFILAR DE LA MINI CENTRAL MATARA



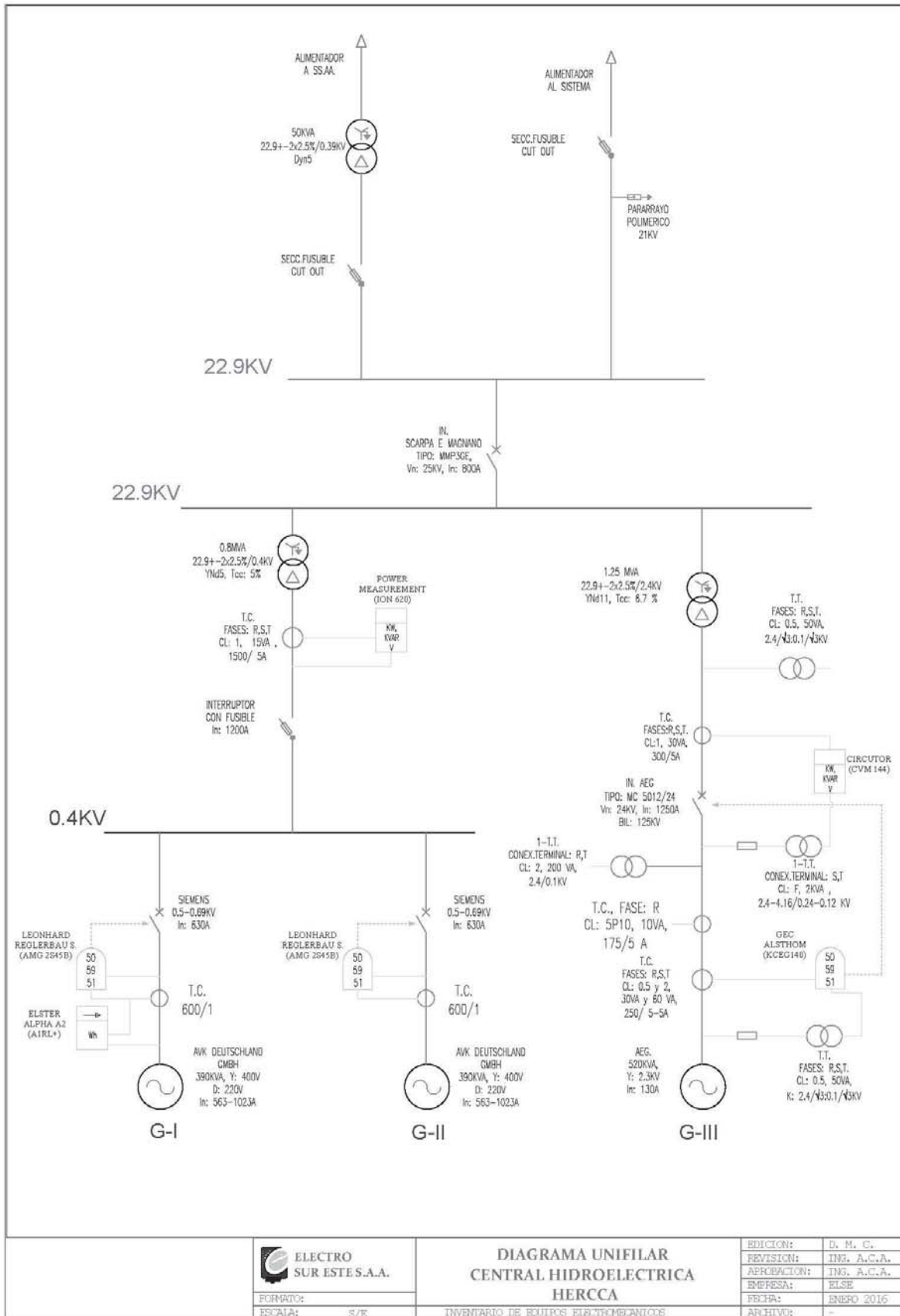
Fuente: Electro Sur Este S.A.A.

A.10. DIAGRAMA UNIFILAR DE LA MINI CENTRAL LANGUI



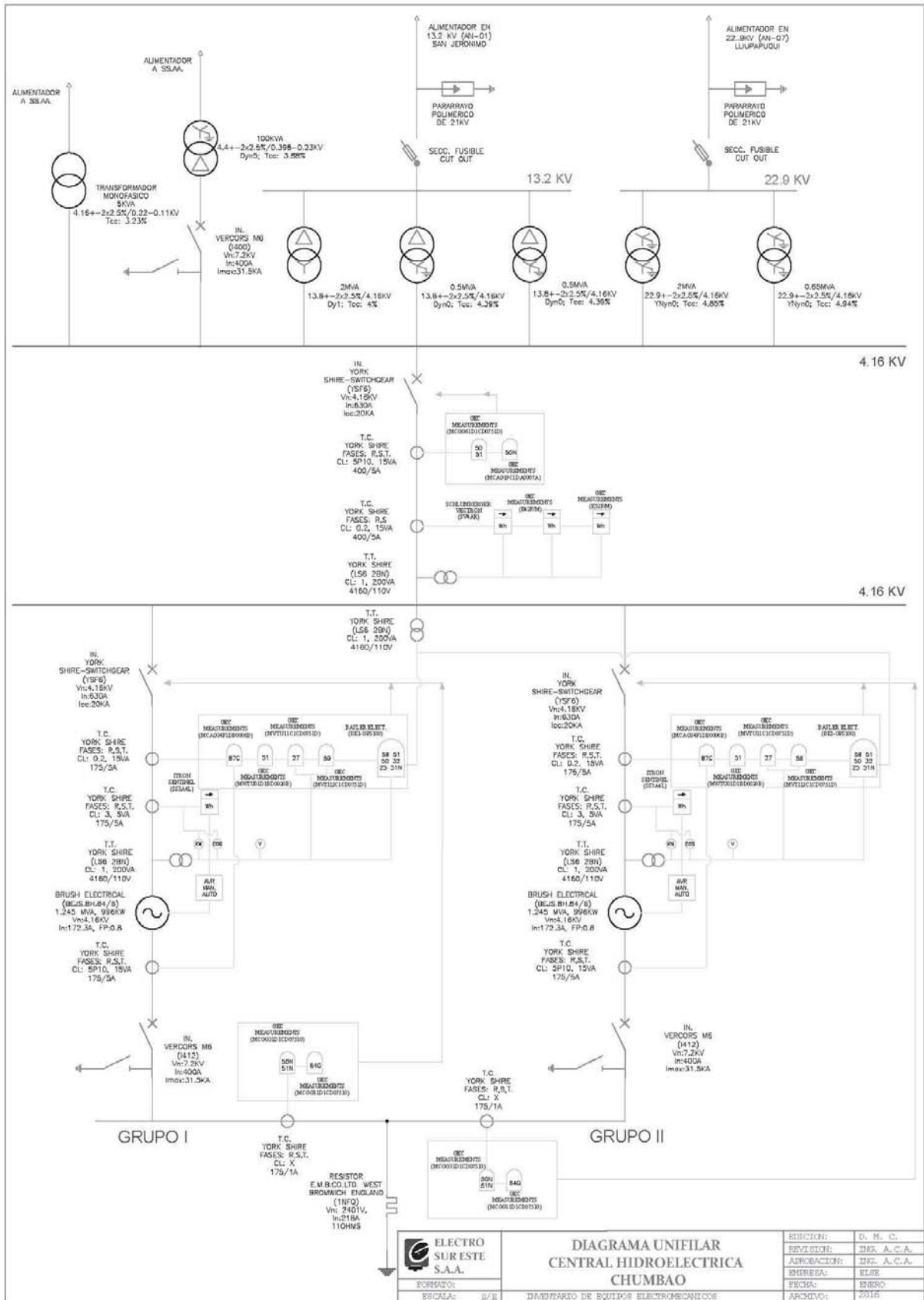
Fuente: Electro Sur Este S.A.A. (SEPA)

A.11. DIAGRAMA UNIFILAR DE LA MINI CENTRAL HERCCA



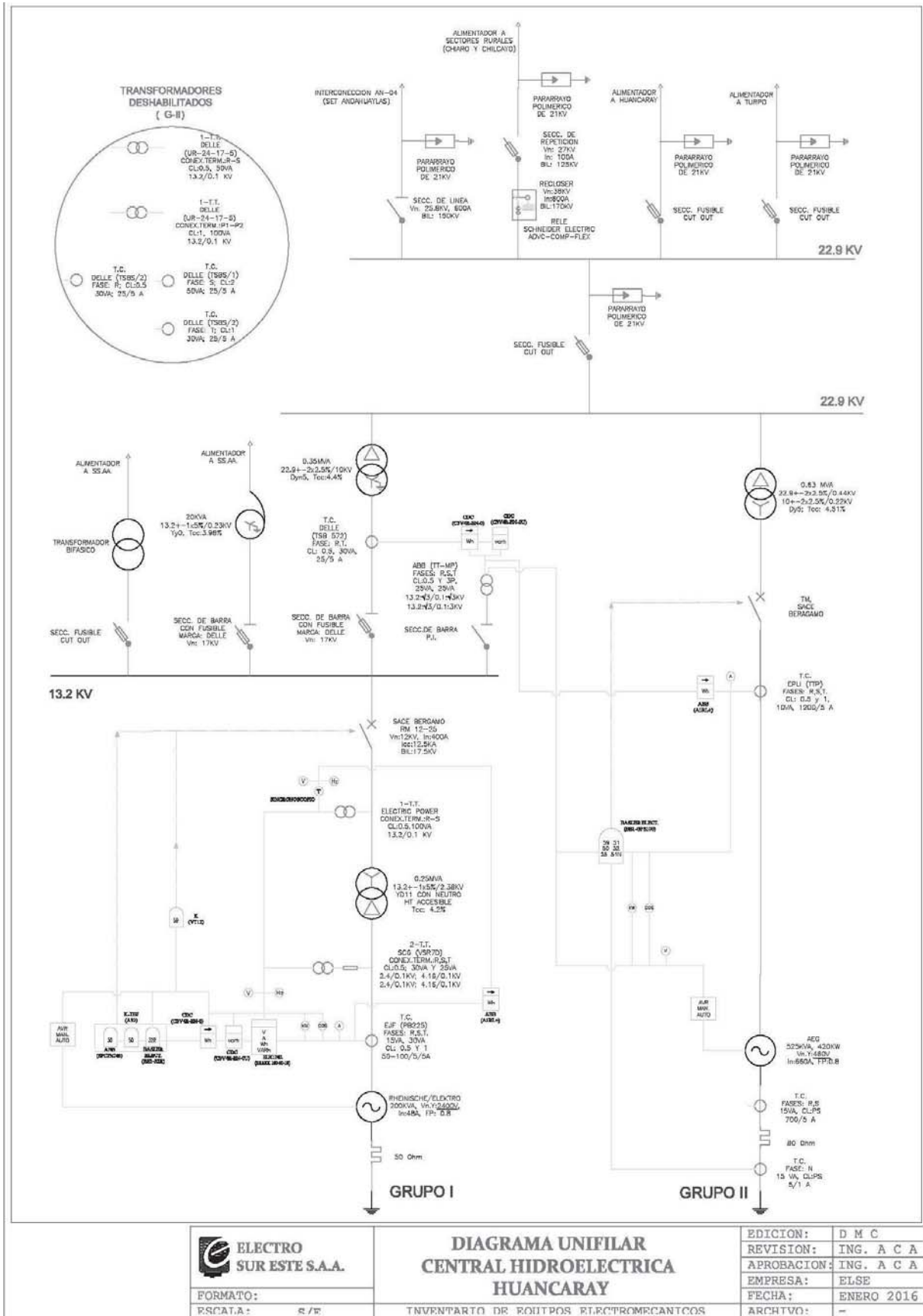
Fuente: Electro Sur Este S.A.A.

A.12. DIAGRAMA UNIFILAR DE LA MINI CENTRAL CHUMBAO



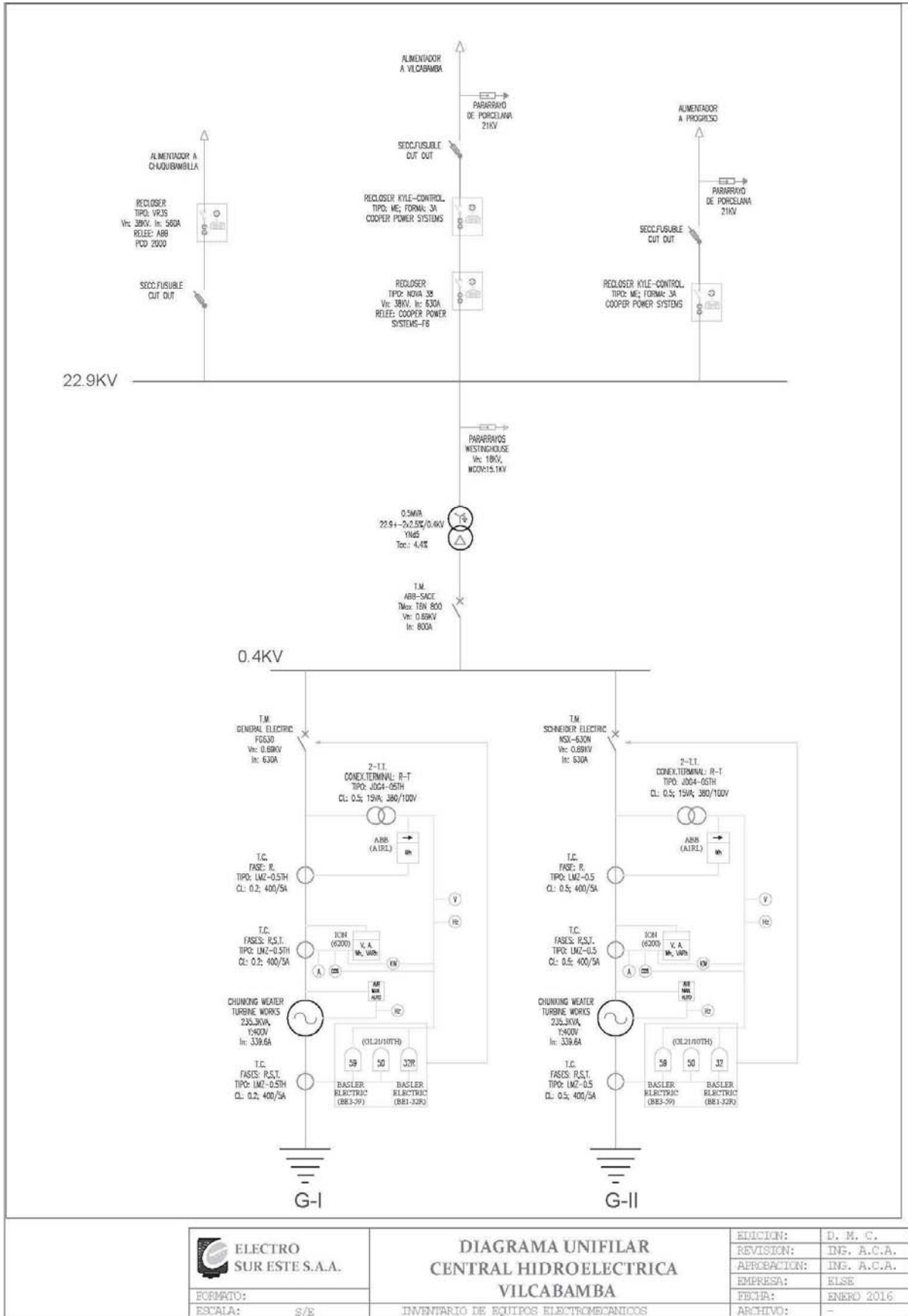
Fuente: Electro Sur Este S.A.A.

A.13. DIAGRAMA UNIFILAR DE LA MINI CENTRAL HUANCARAY



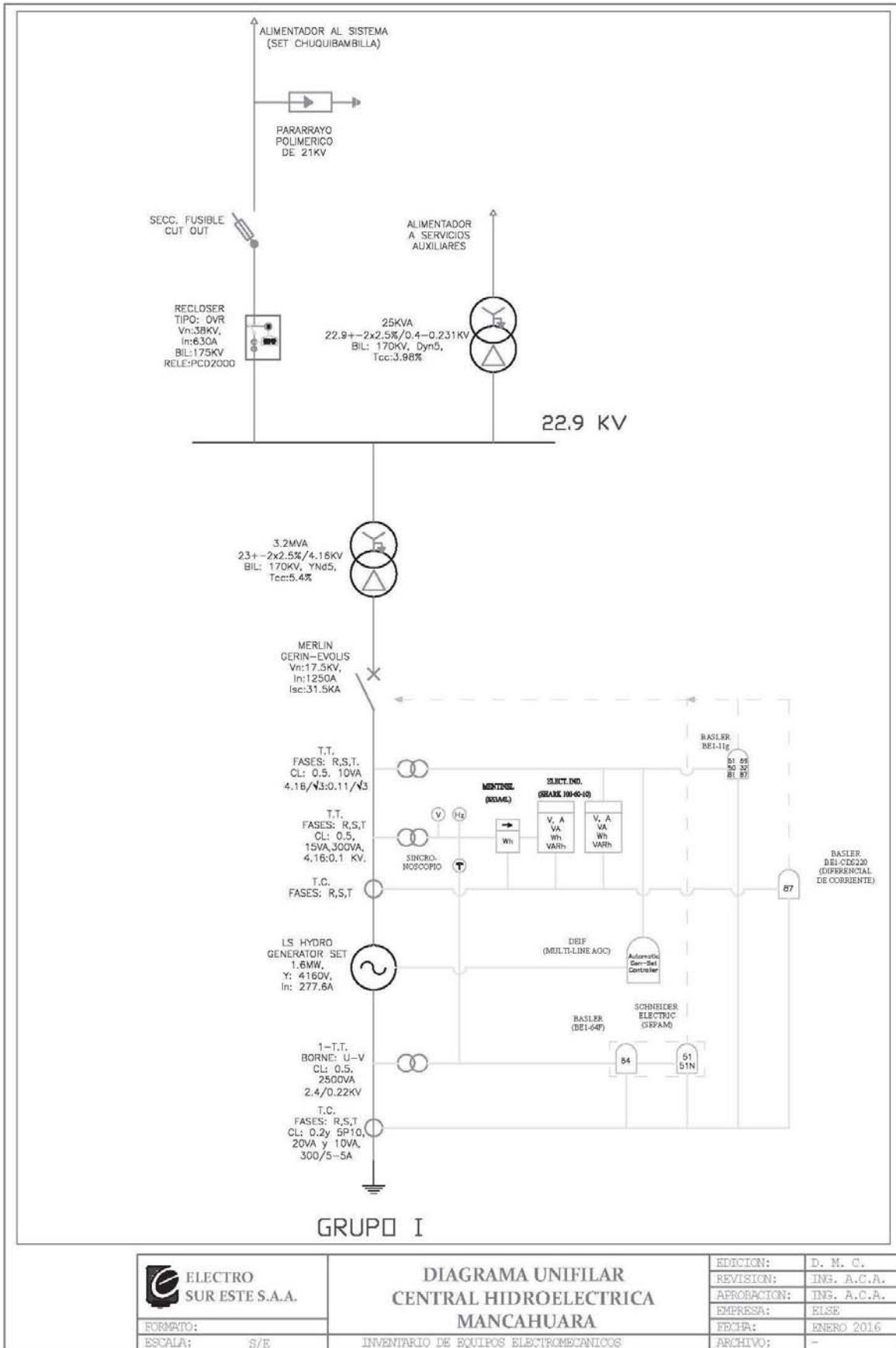
Fuente: Electro Sur Este S.A.A.

A.14. DIAGRAMA UNIFILAR DE LA MINI CENTRAL VILCABAMBA



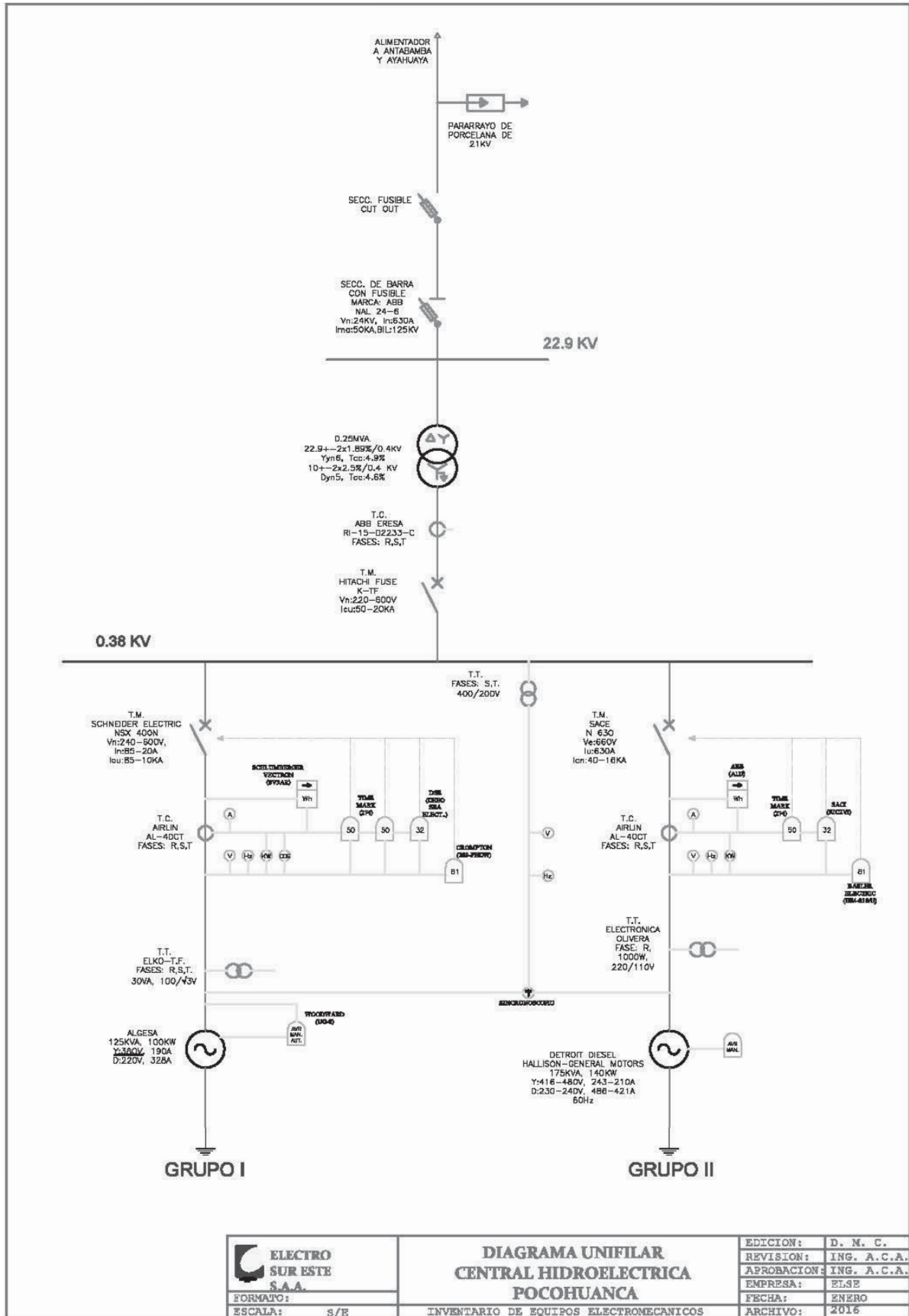
Fuente: Electro Sur Este S.A.A.

A.15. DIAGRAMA UNIFILAR DE LA MINI CENTRAL MANCAHUARA



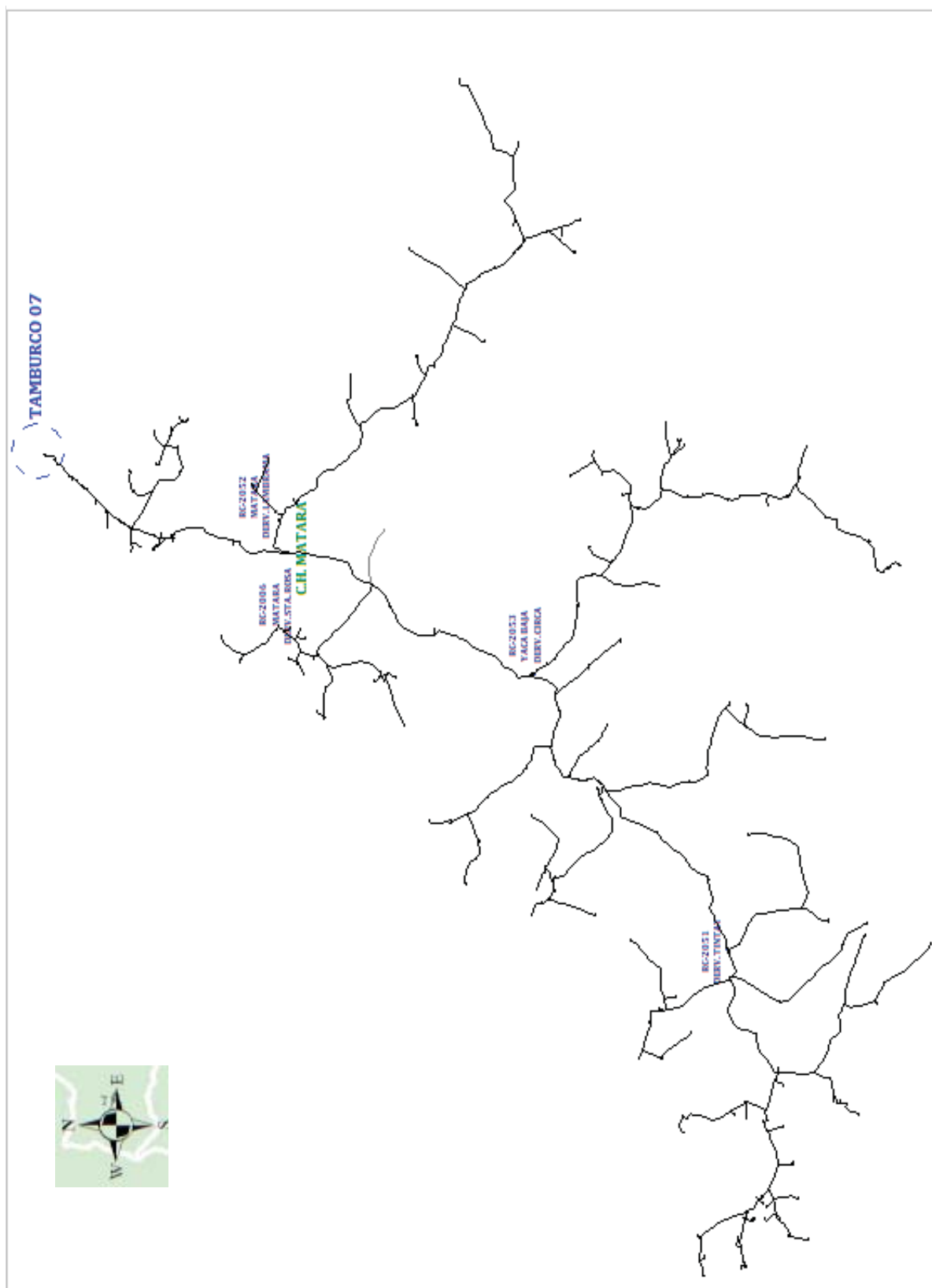
Fuente: Electro Sur Este S.A.A.

A.16. DIAGRAMA UNIFILAR DE LA MINI CENTRAL POCOHUANCA



Fuente: Electro Sur Este S.A.A.

A.17. DIAGRAMA UNIFILAR DEL ALIMENTADOR TA07



Fuente: Electro Sur Este S.A.A.

A.18. INTERRUPCIONES REGISTRADAS EN EL AMT TA-07 DURANTE EL PERIODO 2013 A 2017

➤ INTERRUPCIONES REGISTRADAS DURANTE EL AÑO 2013

Código NTCSE	Sucursal	Causa	Tipo	Tipo Origen	Tipo Ubicación Origen	Origen de Falla	Fecha y Hora (Inicio)	Fecha y Hora (Fin)	Duración	Clientes Afectedos
1001300014	Abancay	Descargas atmosféricas	No Programada - Fenómenos naturales	Sistema de Distribución	Sección de línea de MT	TA07	01/01/2013 19:22	01/01/2013 19:34	0.20	3240
1001300021	Abancay	Descargas atmosféricas	No Programada - Fenómenos naturales	Sistema de Distribución	Alimentador de MT	TA07	03/01/2013 18:25	03/01/2013 18:31	0.10	4063
1001300027	Abancay	Corte de energía (No incluidos en PM y PE)	No Programada - Operación	Sistema de Distribución	Alimentador de MT	TA07	05/01/2013 9:13	05/01/2013 10:14	1.02	4063
1001300042	Abancay	Otras, por falla en componentes del sistema de potencia	No Programada - Falla	Sistema de Distribución	Sección de línea de MT	TA07	08/01/2013 10:44	08/01/2013 10:58	0.23	4056
1001300049	Abancay	Descargas atmosféricas	No Programada - Fenómenos naturales	Sistema de Distribución	Sección de línea de MT	TA07	13/01/2013 17:43	13/01/2013 19:13	1.50	4612
1011300024	Abancay	Otras, por falla en componentes del sistema de potencia	No Programada - Falla	Sistema de Distribución	Alimentador de MT	TA07	17/01/2013 14:03	17/01/2013 14:07	0.07	4063
1011300066	Abancay	Descargas atmosféricas	No Programada - Fenómenos naturales	Sistema de Distribución	Sección de línea de MT	TA07	27/01/2013 20:20	27/01/2013 21:02	0.70	3240
1011300070	Abancay	Otras, por falla en componentes del sistema de potencia	No Programada - Falla	Sistema de Distribución	Alimentador de MT	TA07	29/01/2013 10:55	29/01/2013 11:04	0.15	4067
1011300076	Abancay	Impacto Vehicular	No Programada - Acción de terceros	Sistema de Distribución	Alimentador de MT	TA07	30/01/2013 20:15	30/01/2013 20:26	0.18	4067
1011300080	Abancay	Fuertes vientos	No Programada - Fenómenos naturales	Sistema de Distribución	Alimentador de MT	TA07	02/02/2013 16:12	02/02/2013 16:24	0.20	4060
1011300115	Abancay	Fuertes vientos	No Programada - Fenómenos naturales	Sistema de Distribución	Subestación de Distribución	TA070475	02/02/2013 17:00	05/02/2013 17:00	72.00	24
1011300087	Abancay	Descargas atmosféricas	No Programada - Fenómenos naturales	Sistema de Distribución	Sección de línea de MT	TA07	03/02/2013 9:10	03/02/2013 14:35	5.42	373
1011300091	Abancay	Descargas atmosféricas	No Programada - Fenómenos naturales	Sistema de Distribución	Alimentador de MT	TA07	03/02/2013 19:41	04/02/2013 6:35	10.90	3982
1011300119	Abancay	Corte de energía (No incluidos en PM y PE)	No Programada - Operación	Sistema de Distribución	Sección de línea de MT	TA07	03/02/2013 19:45	06/02/2013 14:00	66.25	54

1011300094	Abancay	Otras, por falla en componentes del sistema de potencia	No Programada - Falla	Sistema de Distribución	Sección de línea de MT	TA07	04/02/2013 10:40	04/02/2013 11:20	0.67	3982
1011300126	Abancay	Corte de energía (No incluidos en PM y PE)	No Programada - Operación	Sistema de Distribución	Sección de línea de MT	TA07	08/02/2013 10:30	08/02/2013 18:00	7.50	404
1011300137	Abancay	Descargas atmosféricas	No Programada - Fenómenos naturales	Sistema de Distribución	Sección de línea de MT	TA07	13/02/2013 17:00	13/02/2013 18:30	1.50	1027
1011300142	Abancay	Descargas atmosféricas	No Programada - Fenómenos naturales	Sistema de Distribución	Alimentador de MT	TA07	16/02/2013 18:50	16/02/2013 18:53	0.05	4067
1001300166	Abancay	Descargas atmosféricas	No Programada - Fenómenos naturales	Sistema de Distribución	Sección de línea de MT	TA07	20/02/2013 18:02	20/02/2013 18:18	0.27	3240
1001300185	Abancay	Descargas atmosféricas	No Programada - Fenómenos naturales	Sistema de Distribución	Sección de línea de MT	TA07	25/02/2013 15:08	25/02/2013 15:20	0.20	3331
1001300186	Abancay	Caída de estructura	No Programada - Falla	Sistema de Distribución	Sección de línea de MT	TA07	26/02/2013 18:55	26/02/2013 19:00	0.08	3331
1001300205	Abancay	Descargas atmosféricas	No Programada - Fenómenos naturales	Sistema de Distribución	Sección de línea de MT	TA07	04/03/2013 19:00	04/03/2013 19:28	0.47	3249
1001300227	Abancay	Descargas atmosféricas	No Programada - Fenómenos naturales	Sistema de Distribución	Sección de línea de MT	TA07	15/03/2013 18:21	15/03/2013 18:30	0.15	3287
1001300264	Abancay	Descargas atmosféricas	No Programada - Fenómenos naturales	Sistema de Distribución	Alimentador de MT	TA07	22/03/2013 17:01	22/03/2013 17:13	0.20	4156
1001300277	Abancay	Descargas atmosféricas	No Programada - Fenómenos naturales	Sistema de Distribución	Alimentador de MT	TA07	27/03/2013 3:07	27/03/2013 3:35	0.47	4160
1001300284	Abancay	Otras, por falla en componentes del sistema de potencia	No Programada - Falla	Sistema de Distribución	Alimentador de MT	TA07	02/04/2013 7:55	02/04/2013 8:09	0.23	4162
1001300309	Abancay	Otras, por falla en componentes del sistema de potencia	No Programada - Falla	Sistema de Distribución	Alimentador de MT	TA07	11/04/2013 15:52	11/04/2013 16:50	0.97	4164
1001300325	Abancay	Otras, por falla en componentes del sistema de potencia	No Programada - Falla	Sistema de Distribución	Alimentador de MT	TA07	25/04/2013 0:56	25/04/2013 1:11	0.25	4172
1001300331	Abancay	Impacto Vehicular	No Programada - Acción de terceros	Sistema de Distribución	Alimentador de MT	TA07	02/05/2013 8:23	02/05/2013 8:45	0.37	5640
1001300346	Abancay	Otras, por falla en componentes del sistema de potencia	No Programada - Falla	Sistema de Distribución	Sección de línea de MT	TA07	09/05/2013 19:34	09/05/2013 19:43	0.15	3303
1001300381	Abancay	Fuertes vientos	No Programada - Fenómenos naturales	Sistema de Distribución	Alimentador de MT	TA07	06/06/2013 15:48	06/06/2013 15:55	0.12	4576

1001300388	Abancay	Fuertes vientos	No Programada - fenómenos naturales	Sistema de Distribución	Alimentador de MT	TA07	08/06/2013 15:32	08/06/2013 15:37	0.08	4579
1001300391	Abancay	Otras, por falla en componentes del sistema de potencia	No Programada - Falla	Sistema de Distribución	Sección de línea de MT	TA07	15/06/2013 18:45	15/06/2013 18:58	0.22	3700
1001300396	Abancay	Otras, por falla en componentes del sistema de potencia	No Programada - Falla	Sistema de Distribución	Alimentador de MT	TA07	20/06/2013 11:15	20/06/2013 11:21	0.10	4579
1001300398	Abancay	Otras, por falla en componentes del sistema de potencia	No Programada - Falla	Sistema de Distribución	Sección de línea de MT	TA07	21/06/2013 18:11	21/06/2013 22:00	3.82	3595
1001300407	Abancay	Otras, por falla en componentes del sistema de potencia	No Programada - Falla	Sistema de Distribución	Sección de línea de MT	TA07	27/06/2013 18:37	27/06/2013 18:49	0.20	3710
1001300429	Abancay	Animales	No Programada - Falla	Sistema de Distribución	Alimentador de MT	TA07	08/07/2013 21:15	08/07/2013 21:25	0.17	5640
1001300430	Abancay	Otras, por falla en componentes del sistema de potencia	No Programada - Falla	Sistema de Distribución	Alimentador de MT	TA07	09/07/2013 0:54	09/07/2013 0:58	0.07	4619
1001300432	Abancay	Contacto de red con árbol	No Programada - Falla	Sistema de Distribución	Alimentador de MT	TA07	09/07/2013 12:50	09/07/2013 13:35	0.75	4619
1001300439	Abancay	Falla terminal de cable	No Programada - Falla	Sistema de Distribución	Sección de línea de MT	TA07	15/07/2013 11:07	15/07/2013 11:28	0.35	117
1001300475	Abancay	Fuertes vientos	No Programada - fenómenos naturales	Sistema de Distribución	Sección de línea de MT	TA07	08/08/2013 16:56	08/08/2013 19:35	2.65	3705
1001300527	Abancay	Otras, por falla en componentes del sistema de potencia	No Programada - Falla	Sistema de Distribución	Alimentador de MT	TA07	28/08/2013 8:24	28/08/2013 8:38	0.23	4815
1001300565	Abancay	Otras, por falla en componentes del sistema de potencia	No Programada - Falla	Sistema de Distribución	Sección de línea de MT	TA07	05/09/2013 18:35	06/09/2013 16:44	22.15	327
1001300568	Abancay	Caída de estructura	No Programada - Falla	Sistema de Distribución	Alimentador de MT	TA07	07/09/2013 16:52	07/09/2013 17:05	0.22	4629
1001300580	Abancay	Otras, por falla en componentes del sistema de potencia	No Programada - Falla	Sistema de Distribución	Sección de línea de MT	TA07	11/09/2013 15:30	11/09/2013 18:30	3.00	407
1001300587	Abancay	Otras, por falla en componentes del sistema de potencia	No Programada - Falla	Sistema de Distribución	Sección de línea de MT	TA07	14/09/2013 19:45	14/09/2013 20:37	0.87	3709
1001300588	Abancay	Corte de energía (No incluidos en PM y PE)	No Programada - Operación	Sistema de Distribución	Alimentador de MT	TA07	15/09/2013 15:15	15/09/2013 15:42	0.45	5640
1001300598	Abancay	Fuertes vientos	No Programada - fenómenos naturales	Sistema de Distribución	Sección de línea de MT	TA07	21/09/2013 14:00	21/09/2013 14:48	0.80	4808

1001300599	Abancay	Fuertes vientos	No Programada - Fenómenos naturales	Sistema de Distribución	Sección de línea de MT	TA07	21/09/2013 16:20	21/09/2013 19:54	3.57	5016
1001300637	Abancay	Descargas atmosféricas	No Programada - Fenómenos naturales	Sistema de Distribución	Alimentador de MT	TA07	06/10/2013 19:37	06/10/2013 20:03	0.43	5187
1001300642	Abancay	Otras, por falla en componentes del sistema de potencia	No Programada - Falla	Sistema de Distribución	Alimentador de MT	TA07	08/10/2013 8:06	08/10/2013 8:15	0.15	5191
1001300644	Abancay	Descargas atmosféricas	No Programada - Fenómenos naturales	Sistema de Distribución	Sección de línea de MT	TA07	08/10/2013 15:08	08/10/2013 15:44	0.60	5170
1001300667	Abancay	Otras, por falla en componentes del sistema de potencia	No Programada - Falla	Sistema de Distribución	Sección de línea de MT	TA07	10/10/2013 10:50	10/10/2013 11:10	0.33	5190
1001300669	Abancay	Otras, por falla en componentes del sistema de potencia	No Programada - Falla	Sistema de Distribución	Alimentador de MT	TA07	10/10/2013 15:26	10/10/2013 15:50	0.40	5211
1001300674	Abancay	Otras, por falla en componentes del sistema de potencia	No Programada - Falla	Sistema de Distribución	Alimentador de MT	TA07	12/10/2013 22:39	12/10/2013 22:49	0.17	5211
1001300681	Abancay	Otras, por falla en componentes sist. potencia - AISLADOR	No Programada - Falla	Sistema de Distribución	Sección de línea de MT	TA07	19/10/2013 13:18	19/10/2013 13:40	0.37	5218
1001300685	Abancay	Otras, por falla en componentes del sistema de potencia	No Programada - Falla	Sistema de Distribución	Alimentador de MT	TA07	21/10/2013 12:48	21/10/2013 12:51	0.05	5239
1001300687	Abancay	Fuertes vientos	No Programada - Fenómenos naturales	Sistema de Distribución	Alimentador de MT	TA07	21/10/2013 14:27	21/10/2013 14:39	0.20	5239
1001300695	Abancay	Fuertes vientos	No Programada - Fenómenos naturales	Sistema de Distribución	Sección de línea de MT	TA07	23/10/2013 14:25	23/10/2013 14:50	0.42	5218
1001300696	Abancay	Fuertes vientos	No Programada - Fenómenos naturales	Sistema de Distribución	Sección de línea de MT	TA07	23/10/2013 18:45	23/10/2013 19:17	0.53	4044
1001300720	Abancay	Otras, por falla en componentes del sistema de potencia	No Programada - Falla	Sistema de Distribución	Alimentador de MT	TA07	26/10/2013 19:34	26/10/2013 19:52	0.30	5417
1001300721	Abancay	Otras, por falla en componentes del sistema de potencia	No Programada - Falla	Sistema de Distribución	Alimentador de MT	TA07	28/10/2013 15:43	28/10/2013 15:50	0.12	5417
1001300727	Abancay	Descargas atmosféricas	No Programada - Fenómenos naturales	Sistema de Distribución	Alimentador de MT	TA07	30/10/2013 0:34	30/10/2013 0:42	0.13	5417
1001300732	Abancay	Caída de conductor de red	No Programada - Falla	Sistema de Distribución	Sección de línea de MT	TA07	31/10/2013 11:00	31/10/2013 16:55	5.92	267
1001300734	Abancay	Fuertes vientos	No Programada - Fenómenos naturales	Sistema de Distribución	Sección de línea de MT	TA07	02/11/2013 15:59	02/11/2013 16:15	0.27	4235

1001300751	Abancay	Otras, por falla en componentes del sistema de potencia	No Programada - Falla	Sistema de Distribución	Alimentador de MT	TA07	07/11/2013 23:32	07/11/2013 23:37	0.08	5417
1001300756	Abancay	Otras, por falla en componentes del sistema de potencia	No Programada - Falla	Sistema de Distribución	Alimentador de MT	TA07	09/11/2013 15:14	09/11/2013 15:26	0.20	5409
1001300758	Abancay	Otras, por falla en componentes del sistema de potencia	No Programada - Falla	Sistema de Distribución	Alimentador de MT	TA07	09/11/2013 20:04	09/11/2013 21:10	1.10	5409
1001300761	Abancay	Descargas atmosféricas	No Programada - Fenómenos naturales	Sistema de Distribución	Alimentador de MT	TA07	10/11/2013 16:46	10/11/2013 17:10	0.40	5409
1001300771	Abancay	Otras, por falla en componentes del sistema de potencia	No Programada - Falla	Sistema de Distribución	Sección de línea de MT	TA07	12/11/2013 15:34	12/11/2013 15:47	0.22	4619
1001300781	Abancay	Corte de energía (No incluidos en PM y PE)	No Programada - Operación	Sistema de Distribución	Sección de línea de MT	TA07	13/11/2013 9:10	13/11/2013 11:12	2.03	4235
1001300790	Abancay	Descargas atmosféricas	No Programada - Fenómenos naturales	Sistema de Distribución	Alimentador de MT	TA07	15/11/2013 18:15	15/11/2013 19:05	0.83	5409
1001300797	Abancay	Fuertes vientos	No Programada - Fenómenos naturales	Sistema de Distribución	Sección de línea de MT	TA07	16/11/2013 16:47	16/11/2013 17:17	0.50	4235
1001300799	Abancay	Descargas atmosféricas	No Programada - Fenómenos naturales	Sistema de Distribución	Alimentador de MT	TA07	16/11/2013 22:39	16/11/2013 22:48	0.15	5417
1001300803	Abancay	Descargas atmosféricas	No Programada - Fenómenos naturales	Sistema de Distribución	Alimentador de MT	TA07	17/11/2013 18:08	17/11/2013 19:15	1.12	5640
1001300806	Abancay	Descargas atmosféricas	No Programada - Fenómenos naturales	Sistema de Distribución	Alimentador de MT	TA07	18/11/2013 13:53	18/11/2013 13:57	0.07	5417
1001300813	Abancay	Fuertes vientos	No Programada - Fenómenos naturales	Sistema de Distribución	Alimentador de MT	TA07	19/11/2013 11:43	19/11/2013 11:54	0.18	5640
1001300827	Abancay	Descargas atmosféricas	No Programada - Fenómenos naturales	Sistema de Distribución	Alimentador de MT	TA07	22/11/2013 16:44	22/11/2013 16:48	0.07	5417
1001300837	Abancay	Descargas atmosféricas	No Programada - Fenómenos naturales	Sistema de Distribución	Sección de línea de MT	TA07	22/11/2013 18:31	22/11/2013 18:42	0.18	4236
1001300841	Abancay	Descargas atmosféricas	No Programada - Fenómenos naturales	Sistema de Distribución	Sección de línea de MT	TA07	23/11/2013 18:50	23/11/2013 19:18	0.47	4236
1001300908	Abancay	Descargas atmosféricas	No Programada - Fenómenos naturales	Sistema de Distribución	Alimentador de MT	TA07	24/11/2013 16:01	24/11/2013 16:05	0.07	5438
1001300831	Abancay	Descargas atmosféricas	No Programada - Fenómenos naturales	Sistema de Distribución	Alimentador de MT	TA07	25/11/2013 18:58	25/11/2013 19:14	0.27	5640
1001300876	Abancay	Descargas atmosféricas	No Programada - Fenómenos naturales	Sistema de Distribución	Alimentador de MT	TA07	27/11/2013 19:35	27/11/2013 19:44	0.15	5428

1001300881	Abancay	Otras, por falla en componentes del sistema de potencia	No Programada - Falla	Sistema de Distribución	Sección de línea de MT	TA07	28/11/2013 17:47	28/11/2013 18:10	0.38	4197
1001300882	Abancay	Otras, por falla en componentes del sistema de potencia	No Programada - Falla	Sistema de Distribución	Sección de línea de MT	TA07	28/11/2013 19:02	28/11/2013 19:10	0.13	888
1001300886	Abancay	Descargas atmosféricas	No Programada - Fenómenos naturales	Sistema de Distribución	Alimentador de MT	TA07	29/11/2013 17:27	29/11/2013 17:30	0.05	5416
1001400047	Abancay	Descargas atmosféricas	No Programada - Fenómenos naturales	Sistema de Distribución	Sección de línea de MT	TA07	02/12/2013 14:16	02/12/2013 15:24	1.13	3369
1001400040	Abancay	Fuertes vientos	No Programada - Fenómenos naturales	Sistema de Distribución	Alimentador de MT	TA07	05/12/2013 19:08	06/12/2013 5:00	9.87	3984
1001400043	Abancay	Descargas atmosféricas	No Programada - Fenómenos naturales	Sistema de Distribución	Alimentador de MT	TA07	07/12/2013 14:23	07/12/2013 17:05	2.70	4216
1001300845	Abancay	Ajuste inadecuado de la protección	No Programada - Falla	Sistema de Distribución	Alimentador de MT	TA07	08/12/2013 8:22	08/12/2013 8:35	0.22	5402
1001400088	Abancay	Descargas atmosféricas	No Programada - Fenómenos naturales	Sistema de Distribución	Sección de línea de MT	TA07	13/12/2013 18:42	14/12/2013 0:07	5.42	5499
1001400103	Abancay	Fuertes vientos	No Programada - Fenómenos naturales	Sistema de Distribución	Alimentador de MT	TA07	22/12/2013 20:15	22/12/2013 20:21	0.10	5505
1001300915	Abancay	Otras, por falla en componentes sist. potencia - PARARRAYOS	No Programada - Falla	Sistema de Distribución	Sección de línea de MT	TA07	27/12/2013 8:34	27/12/2013 8:51	0.28	5499
1001400113	Abancay	Corte de energía (No incluidos en PM y PE)	No Programada - Operación	Sistema de Distribución	Sección de línea de MT	TA07	27/12/2013 12:30	27/12/2013 12:55	0.42	4255

➤ INTERRUPCIONES REGISTRADAS DURANTE EL AÑO 2014

Código NTCSE	Sucursal	Causa	Tipo	Tipo Origen	Tipo Ubicación Origen	Origen de Falla	Fecha y Hora (Inicio)	Fecha y Hora (Fin)	Duración	Clientes Afectados
1001400121	Abancay	Fuertes vientos	No Programada - Fenomenos naturales	Sistema de Distribución	Seccion de linea de MT	TA07	02/01/2014 15:06	02/01/2014 15:16	0.17	4255
1001400123	Abancay	Fuertes vientos	No Programada - Fenomenos naturales	Sistema de Distribución	Alimentador de MT	TA07	02/01/2014 18:15	02/01/2014 18:18	0.05	5733
1001400057	Abancay	Descargas atmosféricas	No Programada - Fenomenos naturales	Sistema de Distribución	Alimentador de MT	TA07	09/01/2014 18:08	09/01/2014 18:30	0.37	5499
1001400068	Abancay	Descargas atmosféricas	No Programada - Fenomenos naturales	Sistema de Distribución	Alimentador de MT	TA07	10/01/2014 16:26	10/01/2014 17:03	0.62	5489
1001400149	Abancay	Descargas atmosféricas	No Programada - Fenomenos naturales	Sistema de Distribución	Seccion de linea de MT	TA07	10/01/2014 17:47	10/01/2014 18:20	0.55	4245
1001400154	Abancay	Otras, por falla en componentes del sistema de potencia	No Programada - Falla	Sistema de Distribución	Seccion de linea de MT	TA07	11/01/2014 8:59	11/01/2014 9:10	0.18	4245
1001400155	Abancay	Descargas atmosféricas	No Programada - Fenomenos naturales	Sistema de Distribución	Seccion de linea de MT	TA07	11/01/2014 16:05	11/01/2014 16:55	0.83	4245
1001400151	Abancay	Descargas atmosféricas	No Programada - Fenomenos naturales	Sistema de Distribución	Alimentador de MT	TA07	14/01/2014 14:36	14/01/2014 14:40	0.07	5505
1001400182	Abancay	Caída de conductor de red	No Programada - Falla	Sistema de Distribución	Seccion de linea de MT	TA07	14/01/2014 16:00	15/01/2014 18:30	26.50	230
1001400183	Abancay	Descargas atmosféricas	No Programada - Fenomenos naturales	Sistema de Distribución	Seccion de linea de MT	TA07	14/01/2014 18:00	15/01/2014 9:00	15.00	71

1001400178	Abancay	Corte de energía (No incluidos en PM y PE)	No Programada - Operacion	Sistema de Distribución	Alimentador de MT	TA07	16/01/2014 13:30	16/01/2014 13:45	0.25	5501
1001400205	Abancay	Descargas atmosféricas	No Programada - Fenomenos naturales	Sistema de Distribución	Alimentador de MT	TA07	22/01/2014 6:41	22/01/2014 6:50	0.15	5516
1001400221	Abancay	Descargas atmosféricas	No Programada - Fenomenos naturales	Sistema de Distribución	Alimentador de MT	TA07	22/01/2014 17:17	22/01/2014 17:26	0.15	5516
1001400226	Abancay	Descargas atmosféricas	No Programada - Fenomenos naturales	Sistema de Distribución	Alimentador de MT	TA07	24/01/2014 10:46	24/01/2014 10:57	0.18	5516
1001400227	Abancay	Descargas atmosféricas	No Programada - Fenomenos naturales	Sistema de Distribución	Alimentador de MT	TA07	24/01/2014 11:37	24/01/2014 11:44	0.12	5516
1001400277	Abancay	Falla equipo (transformador, interruptor, etc.)	No Programada - Falla	Sistema de Distribución	Subestación de Distribución	TA07	27/01/2014 10:00	29/01/2014 13:30	51.50	5
1001400324	Abancay	Descargas atmosféricas	No Programada - Fenomenos naturales	Sistema de Distribución	Alimentador de MT	TA07	11/02/2014 21:46	11/02/2014 21:48	0.03	5525
1001400343	Abancay	Otras, por falla en componentes del sistema de potencia	No Programada - Falla	Sistema de Distribución	Alimentador de MT	TA07	13/02/2014 23:54	14/02/2014 0:34	0.67	5525
1001400352	Abancay	Descargas atmosféricas	No Programada - Fenomenos naturales	Sistema de Distribución	Alimentador de MT	TA07	16/02/2014 17:44	16/02/2014 17:46	0.03	5525
1001400389	Abancay	Fuertes vientos	No Programada - Fenomenos naturales	Sistema de Distribución	Alimentador de MT	TA07	25/02/2014 22:39	25/02/2014 22:41	0.03	5525
1001400395	Abancay	Descargas atmosféricas	No Programada - Fenomenos naturales	Sistema de Distribución	Alimentador de MT	TA07	27/02/2014 19:57	27/02/2014 20:04	0.12	5813
1001400407	Abancay	Fuertes vientos	No Programada - Fenomenos naturales	Sistema de Distribución	Alimentador de MT	TA07	02/03/2014 15:50	02/03/2014 15:54	0.07	5513

1001400417	Abancay	Descargas atmosféricas	No Programada - Fenomenos naturales	Sistema de Distribución	Alimentador de MT	TA07	03/03/2014 12:27	03/03/2014 12:31	0.07	5813
1001400455	Abancay	Fuertes vientos	No Programada - Fenomenos naturales	Sistema de Distribución	Alimentador de MT	TA07	18/03/2014 10:35	18/03/2014 10:46	0.18	5813
1001400457	Abancay	Fuertes vientos	No Programada - Fenomenos naturales	Sistema de Distribución	Alimentador de MT	TA07	20/03/2014 10:53	20/03/2014 11:29	0.60	5521
1001400490	Abancay	Descargas atmosféricas	No Programada - Fenomenos naturales	Sistema de Distribución	Alimentador de MT	TA07	07/04/2014 21:35	07/04/2014 21:40	0.08	5518
1001400494	Abancay	Otras, por falla en componentes del sistema de potencia	No Programada - Falla	Sistema de Distribución	Alimentador de MT	TA07	09/04/2014 4:56	09/04/2014 4:58	0.03	5524
1001400511	Abancay	Fuertes vientos	No Programada - Fenomenos naturales	Sistema de Distribución	Alimentador de MT	TA07	16/04/2014 23:31	16/04/2014 23:35	0.07	5530
1001400512	Abancay	Descargas atmosféricas	No Programada - Fenomenos naturales	Sistema de Distribución	Alimentador de MT	TA07	17/04/2014 19:53	17/04/2014 19:57	0.07	5530
1001400529	Abancay	Descargas atmosféricas	No Programada - Fenomenos naturales	Sistema de Distribución	Alimentador de MT	TA07	19/04/2014 19:12	19/04/2014 19:15	0.05	5532
1001400531	Abancay	Descargas atmosféricas	No Programada - Fenomenos naturales	Sistema de Distribución	Seccion de linea de MT	TA07	20/04/2014 16:00	21/04/2014 12:30	20.50	90
1001400535	Abancay	Corte de energía (No incluidos en PM y PE)	No Programada - Operacion	Sistema de Distribución	Seccion de linea de MT	TA07	23/04/2014 16:25	23/04/2014 16:46	0.35	4293
1001400536	Abancay	Corte de energía (No incluidos en PM y PE)	No Programada - Operacion	Sistema de Distribución	Seccion de linea de MT	TA07	24/04/2014 10:00	24/04/2014 12:50	2.83	833
1001400534	Abancay	Otros, causados por terceros	No Programada - Acción de terceros	Sistema de Distribución	Alimentador de MT	TA07	27/04/2014 16:55	27/04/2014 17:33	0.63	5813

1001400561	Abancay	Error de maniobra	No Programada - Operacion	Sistema de Distribución	Alimentador de MT	TA07	11/05/2014 7:36	11/05/2014 7:43	0.12	5542
1001400615	Abancay	Corte de energía (No incluidos en PM y PE)	No Programada - Operacion	Sistema de Distribución	Seccion de linea de MT	TA07	04/06/2014 9:00	04/06/2014 14:30	5.50	434
1001400613	Abancay	Fuertes vientos	No Programada - Fenomenos naturales	Sistema de Distribución	Alimentador de MT	TA07	08/06/2014 5:51	08/06/2014 5:53	0.03	5544
1001400617	Abancay	Impacto Vehicular	No Programada - Acción de terceros	Sistema de Distribución	Alimentador de MT	TA07	10/06/2014 9:04	10/06/2014 10:00	0.93	5813
1001400653	Abancay	Otras, por falla en componentes del sistema de potencia	No Programada - Falla	Sistema de Distribución	Alimentador de MT	TA07	28/06/2014 8:34	28/06/2014 8:40	0.10	5813
1001400681	Abancay	Otras, por falla en componentes del sistema de potencia	No Programada - Falla	Sistema de Distribución	Seccion de linea de MT	TA07	06/07/2014 15:00	06/07/2014 20:14	5.23	17
1001400674	Abancay	Descargas atmosféricas	No Programada - Fenomenos naturales	Sistema de Distribución	Alimentador de MT	TA07	17/07/2014 17:29	17/07/2014 17:31	0.03	5582
1001400684	Abancay	Fuertes vientos	No Programada - Fenomenos naturales	Sistema de Distribución	Alimentador de MT	TA07	21/07/2014 15:38	21/07/2014 15:42	0.07	5582
1001400686	Abancay	Fuertes vientos	No Programada - Fenomenos naturales	Sistema de Distribución	Alimentador de MT	TA07	21/07/2014 17:01	21/07/2014 17:16	0.25	5582
1001400692	Abancay	Corte de energía (No incluidos en PM y PE)	No Programada - Operacion	Sistema de Distribución	Seccion de linea de MT	TA07	22/07/2014 9:18	22/07/2014 13:30	4.20	968
1001400695	Abancay	Otras, por falla en componentes del sistema de potencia	No Programada - Falla	Sistema de Distribución	Seccion de linea de MT	TA07	22/07/2014 19:32	23/07/2014 9:21	13.82	4320
1001400699	Abancay	Descargas atmosféricas	No Programada - Fenomenos naturales	Sistema de Distribución	Alimentador de MT	TA07	25/07/2014 8:40	25/07/2014 9:06	0.43	5813

1001400725	Abancay	Ajuste inadecuado de la protección	No Programada - Falla	Sistema de Distribución	Alimentador de MT	TA07	18/08/2014 11:19	18/08/2014 11:35	0.27	5813
1001400742	Abancay	Otras, por falla en componentes del sistema de potencia	No Programada - Falla	Sistema de Distribución	Alimentador de MT	TA07	31/08/2014 15:29	31/08/2014 15:37	0.13	5813
1001400743	Abancay	Otras, por falla en componentes del sistema de potencia	No Programada - Falla	Sistema de Distribución	Alimentador de MT	TA07	31/08/2014 19:35	31/08/2014 19:49	0.23	5604
1001400751	Abancay	Ajuste inadecuado de la protección - Fusible	No Programada - Falla	Sistema de Distribución	Alimentador de MT	TA07	03/09/2014 22:44	03/09/2014 22:46	0.03	5604
1001400752	Abancay	Otras, por falla en componentes del sistema de potencia	No Programada - Falla	Sistema de Distribución	Alimentador de MT	TA07	04/09/2014 14:08	04/09/2014 15:10	1.03	5598
1001400757	Abancay	Falla equipo - Interruptor	No Programada - Falla	Sistema de Distribución	Alimentador de MT	TA07	05/09/2014 9:58	05/09/2014 10:21	0.38	5603
1001400763	Abancay	Ajuste inadecuado de la protección	No Programada - Falla	Sistema de Distribución	Alimentador de MT	TA07	06/09/2014 14:10	06/09/2014 14:19	0.15	5603
1001400767	Abancay	Caída de Árbol	No Programada - Acción de terceros	Sistema de Distribución	Alimentador de MT	TA07	07/09/2014 6:36	07/09/2014 6:59	0.38	5813
1001400790	Abancay	Fuertes vientos	No Programada - Fenomenos naturales	Sistema de Distribución	Alimentador de MT	TA07	17/09/2014 3:07	17/09/2014 3:21	0.23	5624
1001400789	Abancay	Fuertes vientos	No Programada - Fenomenos naturales	Sistema de Distribución	Alimentador de MT	TA07	17/09/2014 12:21	17/09/2014 14:43	2.37	5619
1001400827	Abancay	Ajuste inadecuado de la protección - Fusible	No Programada - Falla	Sistema de Distribución	Alimentador de MT	TA07	07/10/2014 8:22	07/10/2014 8:54	0.53	5813
1001400831	Abancay	Descargas atmosféricas	No Programada - Fenomenos naturales	Sistema de Distribución	Alimentador de MT	TA07	08/10/2014 23:49	08/10/2014 23:54	0.08	5625

1001400835	Abancay	Corte de energía (No incluidos en PM y PE)	No Programada - Operacion	Sistema de Distribución	Alimentador de MT	TA07	09/10/2014 10:40	09/10/2014 11:43	1.05	5625
1001400845	Abancay	Descargas atmosféricas	No Programada - Fenomenos naturales	Sistema de Distribución	Alimentador de MT	TA07	10/10/2014 17:32	10/10/2014 17:34	0.05	5625
1001400894	Abancay	Sismos	No Programada - Fenomenos naturales	Sistema de Distribución	Alimentador de MT	TA07	26/10/2014 16:57	26/10/2014 17:04	0.12	5813
1001400895	Abancay	Fuertes vientos	No Programada - Fenomenos naturales	Sistema de Distribución	Alimentador de MT	TA07	27/10/2014 8:37	27/10/2014 8:44	0.12	5625
1001400914	Abancay	Descargas atmosféricas	No Programada - Fenomenos naturales	Sistema de Distribución	Alimentador de MT	TA07	02/11/2014 16:22	02/11/2014 16:24	0.03	5652
1001400924	Abancay	Otras, por falla en componentes del sistema de potencia	No Programada - Falla	Sistema de Distribución	Alimentador de MT	TA07	05/11/2014 10:57	05/11/2014 11:02	0.08	5652
1001400938	Abancay	Descargas atmosféricas	No Programada - Fenomenos naturales	Sistema de Distribución	Alimentador de MT	TA07	10/11/2014 13:23	10/11/2014 14:09	0.77	5653
1001401002	Abancay	Fuertes vientos	No Programada - Fenomenos naturales	Sistema de Distribución	Alimentador de MT	TA07	21/11/2014 22:31	21/11/2014 22:33	0.05	5813
1001401007	Abancay	Caída de conductor de red	No Programada - Falla	Sistema de Distribución	Alimentador de MT	TA07	25/11/2014 10:48	25/11/2014 16:27	5.65	5652
1001401055	Abancay	Descargas atmosféricas	No Programada - Fenomenos naturales	Sistema de Distribución	Alimentador de MT	TA07	06/12/2014 16:23	06/12/2014 16:31	0.13	5656
1001401071	Abancay	Corte de energía (No incluidos en PM y PE)	No Programada - Operacion	Sistema de Distribución	Seccion de linea de MT	TA07	08/12/2014 9:06	08/12/2014 9:23	0.28	4370
1001401136	Abancay	Corte de energía (No incluidos en PM y PE)	No Programada - Operacion	Sistema de Distribución	Seccion de linea de MT	TA07	17/12/2014 9:00	17/12/2014 12:05	3.08	988

➤ INTERRUPCIONES REGISTRADAS DURANTE EL AÑO 2015

Código NTCSE	Sucursal	Causa	Tipo	Tipo Origen	Tipo Ubicación Origen	Origen de Falla	Fecha y Hora (Inicio)	Fecha y Hora (Fin)	Duración	Clientes Afectados
1001500005	Abancay	Fuertes vientos	No Programada - Fenomenos naturales	Sistema de Distribución	Alimentador de MT	TA07	06/01/2015 7:55	06/01/2015 8:03	0.13	5678
1001500006	Abancay	Descargas atmosféricas	No Programada - Fenomenos naturales	Sistema de Distribución	Alimentador de MT	TA07	06/01/2015 16:01	06/01/2015 16:04	0.05	5678
1001500075	Abancay	Corte de energía (No incluidos en PM y PE)	No Programada - Operacion	Sistema de Distribución	Seccion de linea de MT	TA07	30/01/2015 6:01	30/01/2015 6:37	0.60	294
1001500082	Abancay	Otras, por falla en componentes del sistema de potencia	No Programada - Falla	Sistema de Distribución	Alimentador de MT	TA07	03/02/2015 16:25	03/02/2015 16:55	0.50	5720
1001500100	Abancay	Otras, por falla en componentes del sistema de potencia	No Programada - Falla	Sistema de Distribución	Alimentador de MT	TA07	07/02/2015 10:35	07/02/2015 10:43	0.13	5733
1001500113	Abancay	Corte de energía (No incluidos en PM y PE)	No Programada - Operacion	Sistema de Distribución	Seccion de linea de MT	TA07	13/02/2015 11:01	13/02/2015 15:45	4.73	1003
1001500117	Abancay	Descargas atmosféricas	No Programada - Fenomenos naturales	Sistema de Distribución	Alimentador de MT	TA07	17/02/2015 16:23	17/02/2015 16:25	0.03	5733
1001500147	Abancay	Descargas atmosféricas	No Programada - Fenomenos naturales	Sistema de Distribución	Alimentador de MT	TA07	21/02/2015 18:58	21/02/2015 19:01	0.04	5733
1001500252	Abancay	Otras, por falla en componentes del sistema de potencia	No Programada - Falla	Sistema de Distribución	Alimentador de MT	TA07	06/04/2015 14:02	06/04/2015 14:30	0.47	4991
1001500323	Abancay	Otras, por falla en componentes del sistema de potencia	No Programada - Falla	Sistema de Distribución	Alimentador de MT	TA07	29/04/2015 20:28	29/04/2015 20:31	0.05	5821

1001500311	Abancay	Corte de energía (No incluidos en PM y PE)	No Programada - Operación	Sistema de Distribución	Alimentador de MT	TA07	29/04/2015 21:24	29/04/2015 21:35	0.18	5817
1001500318	Abancay	Otras, por falla en componentes del sistema de potencia	No Programada - Falla	Sistema de Distribución	Alimentador de MT	TA07	01/05/2015 9:37	01/05/2015 15:44	6.12	5787
1001500321	Abancay	Otras, por falla en componentes del sistema de potencia	No Programada - Falla	Sistema de Distribución	Alimentador de MT	TA07	07/05/2015 15:14	07/05/2015 15:16	0.03	5821
1001500335	Abancay	Otras, por falla en componentes del sistema de potencia	No Programada - Falla	Sistema de Distribución	Alimentador de MT	TA07	15/05/2015 12:35	15/05/2015 13:40	1.08	5786
1001500386	Abancay	Corte de energía (No incluidos en PM y PE)	No Programada - Operación	Sistema de Distribución	Seccion de linea de MT	TA07	30/06/2015 12:35	30/06/2015 12:55	0.33	1013
1001500397	Abancay	Contacto de red con árbol	No Programada - Falla	Sistema de Distribución	Seccion de linea de MT	TA07	24/07/2015 13:19	25/07/2015 12:45	23.43	1013
1001500398	Abancay	Contacto de red con árbol	No Programada - Falla	Sistema de Distribución	Alimentador de MT	TA07	26/07/2015 15:05	26/07/2015 15:15	0.17	5887
1001500401	Abancay	Descargas atmosféricas	No Programada - Fenómenos naturales	Sistema de Distribución	Alimentador de MT	TA07	30/07/2015 18:59	30/07/2015 19:02	0.05	5887
1001500421	Abancay	Caída de conductor de red	No Programada - Falla	Sistema de Distribución	Alimentador de MT	TA07	14/08/2015 0:29	14/08/2015 7:52	7.38	5904
1001500434	Abancay	Contacto de red con árbol	No Programada - Falla	Sistema de Distribución	Alimentador de MT	TA07	21/08/2015 11:41	21/08/2015 11:51	0.17	6147
1001500491	Abancay	Error de maniobra	No Programada - Operación	Sistema de Distribución	Alimentador de MT	TA07	24/09/2015 11:37	24/09/2015 14:34	2.95	5898
1001500528	Abancay	Fuertes vientos	No Programada - Fenómenos naturales	Sistema de Distribución	Alimentador de MT	TA07	19/10/2015 13:22	19/10/2015 13:33	0.18	5944

1001500561	Abancay	Fuertes vientos	No Programada - Fenomenos naturales	Sistema de Distribución	Alimentador de MT	TA07	05/11/2015 13:44	05/11/2015 14:11	0.45	5944
1001500656	Abancay	Descargas atmosféricas	No Programada - Fenomenos naturales	Sistema de Distribución	Alimentador de MT	TA07	03/12/2015 17:38	03/12/2015 20:41	3.05	6054
1001500664	Abancay	Descargas atmosféricas	No Programada - Fenomenos naturales	Sistema de Distribución	Alimentador de MT	TA07	04/12/2015 17:14	04/12/2015 17:16	0.03	6062
1001500666	Abancay	Descargas atmosféricas	No Programada - Fenomenos naturales	Sistema de Distribución	Seccion de linea de MT	TA07	04/12/2015 17:36	04/12/2015 19:58	2.37	1030
1001500667	Abancay	Descargas atmosféricas	No Programada - Fenomenos naturales	Sistema de Distribución	Alimentador de MT	TA07	04/12/2015 17:50	04/12/2015 17:52	0.03	5032
1001500672	Abancay	Corte de energía (No incluidos en PM y PE)	No Programada - Operacion	Sistema de Distribución	Seccion de linea de MT	TA07	04/12/2015 19:45	04/12/2015 20:30	0.75	4716
1001500673	Abancay	Corte de energía (No incluidos en PM y PE)	No Programada - Operacion	Sistema de Distribución	Seccion de linea de MT	TA07	05/12/2015 9:00	05/12/2015 11:07	2.12	4071
1001500695	Abancay	Descargas atmosféricas	No Programada - Fenomenos naturales	Sistema de Distribución	Alimentador de MT	TA07	12/12/2015 16:05	12/12/2015 16:07	0.03	6062
1001500700	Abancay	Descargas atmosféricas	No Programada - Fenomenos naturales	Sistema de Distribución	Alimentador de MT	TA07	14/12/2015 15:43	14/12/2015 15:45	0.03	6062
1001500750	Abancay	Fuertes vientos	No Programada - Fenomenos naturales	Sistema de Distribución	Alimentador de MT	TA07	28/12/2015 17:51	28/12/2015 18:00	0.15	6068

➤ INTERRUPCIONES REGISTRADAS DURANTE EL AÑO 2016

Código NTCSE	Sucursal	Causa	Tipo	Tipo Origen	Tipo Ubicación Origen	Origen de Falla	Fecha y Hora (Inicio)	Fecha y Hora (Fin)	Duración	Clientes Afectados
1001600006	Abancay	Error de maniobra	No Programada - Operación	Sistema de Distribución	Alimentador de MT	TA07	03/01/2016 0:34	03/01/2016 0:38	0.07	6068
1001600010	Abancay	Fuertes vientos	No Programada - Fenómenos naturales	Sistema de Distribución	Alimentador de MT	TA07	04/01/2016 15:00	04/01/2016 15:02	0.03	6551
1001600022	Abancay	Descargas atmosféricas	No Programada - Fenómenos naturales	Sistema de Distribución	Alimentador de MT	TA07	07/01/2016 15:26	07/01/2016 16:04	0.63	6045
1001600023	Abancay	Descargas atmosféricas	No Programada - Fenómenos naturales	Sistema de Distribución	Alimentador de MT	TA07	07/01/2016 16:09	07/01/2016 17:18	1.15	6045
1001600049	Abancay	Contacto entre conductores	No Programada - Falla	Sistema de Distribución	Alimentador de MT	TA07	15/01/2016 8:23	15/01/2016 8:46	0.38	5766
1001600050	Abancay	Corte de energía (No incluidos en PM y PE)	No Programada - Operación	Sistema de Distribución	Alimentador de MT	TA07	15/01/2016 11:17	15/01/2016 11:29	0.20	5766
1001600074	Abancay	Caída de conductor de red	No Programada - Falla	Sistema de Distribución	Alimentador de MT	TA07	21/01/2016 8:59	21/01/2016 11:39	2.67	6002
1001600094	Abancay	Descargas atmosféricas	No Programada - Fenómenos naturales	Sistema de Distribución	Alimentador de MT	TA07	25/01/2016 17:17	25/01/2016 17:34	0.28	6054
1001600095	Abancay	Descargas atmosféricas	No Programada - Fenómenos naturales	Sistema de Distribución	Alimentador de MT	TA07	25/01/2016 18:12	25/01/2016 18:59	0.78	6054
1001600167	Abancay	Descargas atmosféricas	No Programada - Fenómenos naturales	Sistema de Distribución	Alimentador de MT	TA07	16/02/2016 19:41	16/02/2016 20:41	1.00	6054

1001600184	Abancay	Contacto entre conductores	No Programada - Falla	Sistema de Distribución	Alimentador de MT	TA07	19/02/2016 10:27	19/02/2016 10:37	0.17	6169
1001600185	Abancay	Contacto entre conductores	No Programada - Falla	Sistema de Distribución	Alimentador de MT	TA07	19/02/2016 13:15	19/02/2016 13:23	0.13	6169
1001600196	Abancay	Descargas atmosféricas	No Programada - Fenómenos naturales	Sistema de Distribución	Alimentador de MT	TA07	19/02/2016 18:42	19/02/2016 18:45	0.05	6169
1001600245	Abancay	Contacto entre conductores	No Programada - Falla	Sistema de Distribución	Sección de línea de MT	TA07	02/03/2016 9:15	02/03/2016 9:36	0.35	2232
1001600242	Abancay	Fuertes vientos	No Programada - Fenómenos naturales	Sistema de Distribución	Alimentador de MT	TA07	02/03/2016 14:07	02/03/2016 14:14	0.12	5917
1001600260	Abancay	Fuertes vientos	No Programada - Fenómenos naturales	Sistema de Distribución	Alimentador de MT	TA07	06/03/2016 11:24	06/03/2016 11:34	0.17	5910
1001600294	Abancay	Descargas atmosféricas	No Programada - Fenómenos naturales	Sistema de Distribución	Alimentador de MT	TA07	11/03/2016 19:20	11/03/2016 19:55	0.58	5918
1001600329	Abancay	Descargas atmosféricas	No Programada - Fenómenos naturales	Sistema de Distribución	Alimentador de MT	TA07	29/03/2016 18:12	29/03/2016 18:15	0.05	5915
1001600330	Abancay	Descargas atmosféricas	No Programada - Fenómenos naturales	Sistema de Distribución	Alimentador de MT	TA07	29/03/2016 18:32	29/03/2016 19:45	1.22	5915
1001600341	Abancay	Ajuste inadecuado de la protección - Relé	No Programada - Falla	Sistema de Distribución	Alimentador de MT	TA07	02/04/2016 7:39	02/04/2016 8:00	0.35	4952
1001600347	Abancay	Fuertes vientos	No Programada - Fenómenos naturales	Sistema de Distribución	Alimentador de MT	TA07	03/04/2016 13:51	03/04/2016 14:37	0.77	4952
1001600362	Abancay	Descargas atmosféricas	No Programada - Fenómenos naturales	Sistema de Distribución	Alimentador de MT	TA07	09/04/2016 0:19	09/04/2016 0:42	0.38	4952

1001600364	Abancay	Fuertes vientos	No Programada - Fenomenos naturales	Sistema de Distribución	Alimentador de MT	TA07	09/04/2016 14:22	09/04/2016 14:25	0.05	4952
1001600371	Abancay	Corte de energía (No incluidos en PM y PE)	No Programada - Operacion	Sistema de Distribución	Seccion de linea de MT	TA07	14/04/2016 4:08	14/04/2016 15:35	11.45	4109
1001600381	Abancay	Descargas atmosféricas	No Programada - Fenomenos naturales	Sistema de Distribución	Alimentador de MT	TA07	19/04/2016 13:14	19/04/2016 13:17	0.05	4952
1001600401	Abancay	Fuertes vientos	No Programada - Fenomenos naturales	Sistema de Distribución	Alimentador de MT	TA07	25/04/2016 10:37	25/04/2016 11:14	0.62	4612
1001600410	Abancay	Caída de Árbol	No Programada - Acción de terceros	Sistema de Distribución	Alimentador de MT	TA07	29/04/2016 8:03	29/04/2016 12:15	4.20	4707
1001600416	Abancay	Contacto de red con árbol	No Programada - Falla	Sistema de Distribución	Alimentador de MT	TA07	04/05/2016 10:45	04/05/2016 14:55	4.17	4952
1001600427	Abancay	Falla terminal de cable	No Programada - Falla	Sistema de Distribución	Alimentador de MT	TA07	05/05/2016 17:30	05/05/2016 17:42	0.20	4952
1001600428	Abancay	Corte de energía (No incluidos en PM y PE)	No Programada - Operacion	Sistema de Distribución	Seccion de linea de MT	TA07	06/05/2016 8:21	06/05/2016 10:05	1.73	30
1001600462	Abancay	Fuertes vientos	No Programada - Fenomenos naturales	Sistema de Distribución	Alimentador de MT	TA07	31/05/2016 18:48	31/05/2016 18:51	0.05	5931
1001600490	Abancay	Fuertes vientos	No Programada - Fenomenos naturales	Sistema de Distribución	Alimentador de MT	TA07	25/06/2016 10:13	25/06/2016 10:17	0.07	6126
1001600585	Abancay	Contacto de red con árbol	No Programada - Falla	Sistema de Distribución	Alimentador de MT	TA07	13/08/2016 13:03	13/08/2016 13:06	0.05	6144

1001600586	Abancay	Contacto de red con árbol	No Programada - Falla	Sistema de Distribución	Alimentador de MT	TA07	13/08/2016 13:03	13/08/2016 14:42	1.65	6137
1001600596	Abancay	Fuertes vientos	No Programada - Fenomenos naturales	Sistema de Distribución	Alimentador de MT	TA07	19/08/2016 15:45	19/08/2016 15:48	0.05	6141
1001600623	Abancay	Corte de energía (No incluidos en PM y PE)	No Programada - Operacion	Sistema de Distribución	Alimentador de MT	TA07	02/09/2016 10:22	02/09/2016 11:07	0.75	6144
1001600626	Abancay	Corte de energía (No incluidos en PM y PE)	No Programada - Operacion	Sistema de Distribución	Alimentador de MT	TA07	03/09/2016 5:48	03/09/2016 6:00	0.20	6140
1001600638	Abancay	Fuertes vientos	No Programada - Fenomenos naturales	Sistema de Distribución	Alimentador de MT	TA07	15/09/2016 13:50	15/09/2016 17:40	3.83	6143
1001600643	Abancay	Fuertes vientos	No Programada - Fenomenos naturales	Sistema de Distribución	Alimentador de MT	TA07	16/09/2016 21:41	16/09/2016 21:43	0.03	6143
1001600644	Abancay	Fuertes vientos	No Programada - Fenomenos naturales	Sistema de Distribución	Alimentador de MT	TA07	17/09/2016 23:29	17/09/2016 23:36	0.12	6143
1001600651	Abancay	Fuertes vientos	No Programada - Fenomenos naturales	Sistema de Distribución	Alimentador de MT	TA07	19/09/2016 17:10	19/09/2016 17:40	0.48	6136
1001600665	Abancay	Fuertes vientos	No Programada - Fenomenos naturales	Sistema de Distribución	Alimentador de MT	TA07	29/09/2016 17:25	29/09/2016 21:39	4.23	4966
1001600671	Abancay	Descargas atmosféricas	No Programada - Fenomenos naturales	Sistema de Distribución	Alimentador de MT	TA07	04/10/2016 17:40	04/10/2016 17:47	0.12	6150
1001600672	Abancay	Descargas atmosféricas	No Programada - Fenomenos naturales	Sistema de Distribución	Alimentador de MT	TA07	04/10/2016 18:20	04/10/2016 18:23	0.05	6150
1001600678	Abancay	Contacto entre conductores	No Programada - Falla	Sistema de Distribución	Alimentador de MT	TA07	11/10/2016 16:38	11/10/2016 18:13	1.58	6177

1001600684	Abancay	Falla equipo (transformador, interruptor, etc.)	No Programada - Falla	Sistema de Distribución	Alimentador de MT	TA07	13/10/2016 11:40	13/10/2016 12:30	0.83	6178
1001600687	Abancay	Fuertes vientos	No Programada - Fenomenos naturales	Sistema de Distribución	Alimentador de MT	TA07	16/10/2016 9:47	16/10/2016 9:55	0.13	6183
1001600688	Abancay	Descargas atmosféricas	No Programada - Fenomenos naturales	Sistema de Distribución	Alimentador de MT	TA07	17/10/2016 18:43	17/10/2016 18:47	0.07	6184
1001600691	Abancay	Corte de energía (No incluidos en PM y PE)	No Programada - Operacion	Sistema de Distribución	Alimentador de MT	TA07	18/10/2016 10:55	18/10/2016 13:45	2.83	311
1001600696	Abancay	Fuertes vientos	No Programada - Fenomenos naturales	Sistema de Distribución	Alimentador de MT	TA07	20/10/2016 10:18	20/10/2016 10:21	0.04	6185
1001600701	Abancay	Descargas atmosféricas	No Programada - Fenomenos naturales	Sistema de Distribución	Seccion de linea de MT	TA07	22/10/2016 17:34	22/10/2016 17:49	0.25	4868
1001600702	Abancay	Descargas atmosféricas	No Programada - Fenomenos naturales	Sistema de Distribución	Alimentador de MT	TA07	22/10/2016 17:34	22/10/2016 17:37	0.05	1324
1001600704	Abancay	Fuertes vientos	No Programada - Fenomenos naturales	Sistema de Distribución	Alimentador de MT	TA07	23/10/2016 17:17	23/10/2016 17:19	0.03	6192
1001600705	Abancay	Descargas atmosféricas	No Programada - Fenomenos naturales	Sistema de Distribución	Seccion de linea de MT	TA07	24/10/2016 13:23	24/10/2016 13:26	0.05	4868
1001600730	Abancay	Fuertes vientos	No Programada - Fenomenos naturales	Sistema de Distribución	Alimentador de MT	TA07	02/11/2016 15:45	02/11/2016 15:48	0.05	6205
1001600738	Abancay	Fuertes vientos	No Programada - Fenomenos naturales	Sistema de Distribución	Alimentador de MT	TA07	09/11/2016 16:08	09/11/2016 16:11	0.05	6209
1001600739	Abancay	Fuertes vientos	No Programada - Fenomenos naturales	Sistema de Distribución	Alimentador de MT	TA07	09/11/2016 16:16	09/11/2016 20:54	4.63	6203

1001600740	Abancay	Fuertes vientos	No Programada - Fenomenos naturales	Sistema de Distribución	Alimentador de MT	TA07	09/11/2016 17:14	09/11/2016 17:17	0.05	6209
1001600741	Abancay	Fuertes vientos	No Programada - Fenomenos naturales	Sistema de Distribución	Alimentador de MT	TA07	09/11/2016 17:24	09/11/2016 17:27	0.05	6209
1001600742	Abancay	Fuertes vientos	No Programada - Fenomenos naturales	Sistema de Distribución	Alimentador de MT	TA07	09/11/2016 17:31	09/11/2016 17:33	0.03	6209
1001600751	Abancay	Corte de energía (No incluidos en PM y PE)	No Programada - Operacion	Sistema de Distribución	Alimentador de MT	TA07	10/11/2016 16:00	10/11/2016 16:15	0.25	6209
1001600755	Abancay	Descargas atmosféricas	No Programada - Fenomenos naturales	Sistema de Distribución	Alimentador de MT	TA07	18/11/2016 3:48	18/11/2016 3:51	0.05	6453
1001600760	Abancay	Fuertes vientos	No Programada - Fenomenos naturales	Sistema de Distribución	Alimentador de MT	TA07	24/11/2016 18:11	24/11/2016 18:13	0.03	6469
1001600765	Abancay	Fuertes vientos	No Programada - Fenomenos naturales	Sistema de Distribución	Alimentador de MT	TA07	27/11/2016 17:09	27/11/2016 17:12	0.05	6480
1001600770	Abancay	Descargas atmosféricas	No Programada - Fenomenos naturales	Sistema de Distribución	Alimentador de MT	TA07	28/11/2016 20:50	28/11/2016 20:58	0.13	6480
1001600773	Abancay	Descargas atmosféricas	No Programada - Fenomenos naturales	Sistema de Distribución	Alimentador de MT	TA07	30/11/2016 16:17	30/11/2016 16:20	0.05	6515
1001600774	Abancay	Fuertes vientos	No Programada - Fenomenos naturales	Sistema de Distribución	Alimentador de MT	TA07	30/11/2016 17:18	30/11/2016 17:21	0.05	6515
1001600782	Abancay	Descargas atmosféricas	No Programada - Fenomenos naturales	Sistema de Distribución	Alimentador de MT	TA07	04/12/2016 18:21	04/12/2016 18:24	0.05	6516
1001600786	Abancay	Descargas atmosféricas	No Programada - Fenomenos naturales	Sistema de Distribución	Alimentador de MT	TA07	05/12/2016 16:25	05/12/2016 16:28	0.05	6516

1001600787	Abancay	Descargas atmosféricas	No Programada - Fenomenos naturales	Sistema de Distribución	Alimentador de MT	TA07	05/12/2016 17:07	05/12/2016 17:09	0.03	6516
1001600803	Abancay	Fuertes vientos	No Programada - Fenomenos naturales	Sistema de Distribución	Alimentador de MT	TA07	09/12/2016 17:06	09/12/2016 17:08	0.03	6510
1001600807	Abancay	Corte de energía (No incluidos en PM y PE)	No Programada - Operacion	Sistema de Distribución	Alimentador de MT	TA07	15/12/2016 15:05	15/12/2016 15:06	0.02	6536
1001600810	Abancay	Fuertes vientos	No Programada - Fenomenos naturales	Sistema de Distribución	Alimentador de MT	TA07	17/12/2016 18:27	17/12/2016 18:28	0.02	6535
1001600822	Abancay	Fuertes vientos	No Programada - Fenomenos naturales	Sistema de Distribución	Alimentador de MT	TA07	20/12/2016 14:48	20/12/2016 14:51	0.05	6540
1001600830	Abancay	Fuertes vientos	No Programada - Fenomenos naturales	Sistema de Distribución	Alimentador de MT	TA07	21/12/2016 6:23	21/12/2016 6:26	0.05	6540
1001600835	Abancay	Fuertes vientos	No Programada - Fenomenos naturales	Sistema de Distribución	Alimentador de MT	TA07	23/12/2016 13:54	23/12/2016 13:57	0.05	6551
1001600836	Abancay	Fuertes vientos	No Programada - Fenomenos naturales	Sistema de Distribución	Alimentador de MT	TA07	23/12/2016 14:04	23/12/2016 14:07	0.05	6551
1001600849	Abancay	Fuertes vientos	No Programada - Fenomenos naturales	Sistema de Distribución	Alimentador de MT	TA07	26/12/2016 16:54	26/12/2016 17:01	0.12	6551

➤ INTERRUPCIONES REGISTRADAS DURANTE EL AÑO 2017

Código NTCSE	Sucursal	Causa	Tipo	Tipo Origen	Tipo Ubicación Origen	Origen de Falla	Fecha y Hora (Inicio)	Fecha y Hora (Fin)	Duración	Clientes Afectados
1001700003	Abancay	Caída de conductor de red	No Programada - Falla	Sistema de Distribución	Alimentador de MT	TA07	03/01/2017 3:26	03/01/2017 6:40	3.23	6418
1001700011	Abancay	Descargas atmosféricas	No Programada - Fenómenos naturales	Sistema de Distribución	Alimentador de MT	TA07	08/01/2017 16:56	08/01/2017 18:36	1.67	6528
1001700012	Abancay	Descargas atmosféricas	No Programada - Fenómenos naturales	Sistema de Distribución	Sección de línea de MT	TA07	11/01/2017 14:22	11/01/2017 14:42	0.33	5949
1001700026	Abancay	Descargas atmosféricas	No Programada - Fenómenos naturales	Sistema de Distribución	Alimentador de MT	TA07	19/01/2017 17:01	19/01/2017 17:04	0.04	6986
1001700027	Abancay	Descargas atmosféricas	No Programada - Fenómenos naturales	Sistema de Distribución	Alimentador de MT	TA07	19/01/2017 17:23	19/01/2017 17:26	0.05	6574
1001700032	Abancay	Descargas atmosféricas	No Programada - Fenómenos naturales	Sistema de Distribución	Alimentador de MT	TA07	20/01/2017 21:13	20/01/2017 21:14	0.02	6574
1001700034	Abancay	Descargas atmosféricas	No Programada - Fenómenos naturales	Sistema de Distribución	Alimentador de MT	TA07	23/01/2017 17:43	23/01/2017 17:46	0.05	6574
1001700044	Abancay	Descargas atmosféricas	No Programada - Fenómenos naturales	Sistema de Distribución	Alimentador de MT	TA07	31/01/2017 17:57	31/01/2017 18:02	0.08	6582
1001700053	Abancay	Fuertes vientos	No Programada - Fenómenos naturales	Sistema de Distribución	Alimentador de MT	TA07	02/02/2017 11:32	02/02/2017 11:35	0.05	6583
1001700055	Abancay	Descargas atmosféricas	No Programada - Fenómenos naturales	Sistema de Distribución	Alimentador de MT	TA07	02/02/2017 18:25	02/02/2017 18:28	0.05	6583

1001700073	Abancay	Descargas atmosféricas	No Programada - Fenomenos naturales	Sistema de Distribución	Alimentador de MT	TA07	06/02/2017 18:51	06/02/2017 18:53	0.03	6581
1001700132	Abancay	Corte de energía (No incluidos en PM y PE)	No Programada - Operacion	Sistema de Distribución	Seccion de linea de MT	TA07	15/03/2017 12:18	15/03/2017 15:40	3.37	1018
1001700182	Abancay	Bajo nivel de aislamiento (Aislador roto tensión inadecuada)	No Programada - Falla	Sistema de Distribución	Alimentador de MT	TA07	15/05/2017 20:17	15/05/2017 20:20	0.05	6631
1001700184	Abancay	Caída de Árbol	No Programada - Acción de terceros	Sistema de Distribución	Alimentador de MT	TA07	25/05/2017 11:42	25/05/2017 13:31	1.82	6639
1001700185	Abancay	Error de maniobra	No Programada - Operacion	Sistema de Distribución	Alimentador de MT	TA07	25/05/2017 14:06	25/05/2017 14:09	0.05	6639
1001700194	Abancay	Caída de Árbol	No Programada - Acción de terceros	Sistema de Distribución	Seccion de linea de MT	TA07	01/06/2017 8:58	01/06/2017 10:26	1.47	2906
1001700200	Abancay	Bajo nivel de aislamiento (Aislador roto tensión inadecuada)	No Programada - Falla	Sistema de Distribución	Alimentador de MT	TA07	07/06/2017 7:27	07/06/2017 8:07	0.67	6639
1001700203	Abancay	Descargas atmosféricas	No Programada - Fenomenos naturales	Sistema de Distribución	Alimentador de MT	TA07	08/06/2017 14:15	08/06/2017 14:18	0.05	6645
1001700215	Abancay	Bajo nivel de aislamiento (Aislador roto tensión inadecuada)	No Programada - Falla	Sistema de Distribución	Alimentador de MT	TA07	11/07/2017 7:02	11/07/2017 7:45	0.72	6672
1001700228	Abancay	Bajo nivel de aislamiento (Aislador roto tensión inadecuada)	No Programada - Falla	Sistema de Distribución	Seccion de linea de MT	TA07	04/08/2017 20:05	04/08/2017 20:28	0.38	1029

1001700242	Abancay	Bajo nivel de aislamiento (Aislador roto tensión inadecuada)	No Programada - Falla	Sistema de Distribución	Alimentador de MT	TA07	16/08/2017 6:21	16/08/2017 6:23	0.03	6723
V1001700312	Abancay	Fuertes vientos	No Programada - Fenomenos naturales	Sistema de Distribución	Alimentador de MT	TA07	25/10/2017 17:55	25/10/2017 18:38	0.72	6825
1001700315	Abancay	Bajo nivel de aislamiento (Aislador roto tensión inadecuada)	No Programada - Falla	Sistema de Distribución	Alimentador de MT	TA07	28/10/2017 6:18	28/10/2017 6:59	0.68	6847
1001700325	Abancay	Descargas atmosféricas	No Programada - Fenomenos naturales	Sistema de Distribución	Alimentador de MT	TA07	03/11/2017 17:30	03/11/2017 17:32	0.05	6986
1001700392	Abancay	Descargas atmosféricas	No Programada - Fenomenos naturales	Sistema de Distribución	Subestación de Distribución	TA071200	07/11/2017 16:35	23/11/2017 14:20	381.75	19
1001700356	Abancay	Animales	No Programada - Falla	Sistema de Distribución	Alimentador de MT	TA07	19/11/2017 6:40	19/11/2017 7:22	0.7	6842