

UNIVERSIDAD NACIONAL DEL ALTIPLANO
FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA ELÉCTRICA,
ELECTRÓNICA Y SISTEMAS
ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERÍA MECÁNICA
ELÉCTRICA



**“INCIDENCIA DE LAS INTERRUPCIONES POR FENÓMENOS
NATURALES SOBRE LA CALIDAD DE SUMINISTRO
ELÉCTRICO DEL ALIMENTADOR UR02 DEL SISTEMA
ELÉCTRICO URUBAMBA”**

TESIS

PRESENTADA POR:

FREDY PAUL HUALLPA PACOMPIÁ
LUIS APAZA SAAVEDRA

PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE:
INGENIERO MECÁNICO ELECTRICISTA

PUNO – PERÚ

2018

UNIVERSIDAD NACIONAL DEL ALTIPLANO - PUNO
FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA Y SISTEMAS
ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERÍA MECÁNICA ELÉCTRICA

“INCIDENCIA DE LAS INTERRUPCIONES POR FENÓMENOS NATURALES
SOBRE LA CALIDAD DE SUMINISTRO ELÉCTRICO DEL ALIMENTADOR
UR02 DEL SISTEMA ELÉCTRICO URUBAMBA”

TESIS PRESENTADA POR:

FREDY PAUL HUALLPA PACOMPIA
LUIS APAZA SAAVEDRA



PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE:

INGENIERO MECÁNICO ELECTRICISTA

APROBADA POR EL JURADO REVISOR CONFORMADO POR:

PRESIDENTE:

M.Sc. ROBERTO JAIME QUIROZ SOSA

PRIMER MIEMBRO:

M.Sc. OMAR CHAYÑA VELASQUEZ

SEGUNDO MIEMBRO:

M.Sc. JHIMMY ALBERTH QUISOCALA HERRERA

DIRECTOR / ASESOR:

M.Sc. OLGER ALEJANDRINO ORTEGA ACHATA

Área : Electricidad

Tema : Sistemas de Potencia y Protección

DEDICATORIA

Con especial respeto, cariño y amor a mis padres Roberto Huallpa y Primitiva Pacompía, por sus consejos, y compromiso en mi educación, quienes en todo momento confiaron en mí y me apoyaron incansable e incondicionalmente en el inicio, trayecto y culminación de esta importante etapa de mi vida personal y profesional

A mi hermano Eric, que este logro sea motivación para su superación personal.

Fredy Paul Huallpa Pacompía

AGRADECIMIENTO

A la Universidad Nacional del Altiplano – Puno, en especial a los docentes e Ingenieros de la Escuela Profesional de Ingeniería Mecánica Eléctrica por el conocimiento compartido en mi preparación profesional.

A mis amigos y aquellos que de una u otra manera colaboraron en la ejecución de este proyecto y con su apoyo y consejos me ayudaron a no desistir en su culminación y logro de esta meta.

A la empresa Electro Sur Este S.A.A. por permitirnos el acceso y brindarnos la información necesaria para la realización de este trabajo de investigación.

Un sincero agradecimiento a los jurados Jhimmy Quisocala, Omar Chayña y Roberto Quiroz, asimismo al asesor Olger Ortega, quienes con sus consejos, recomendaciones y el amable apoyo brindado en la revisión de este trabajo de investigación hicieron posible su culminación.

Fredy Paul Huallpa Pacompía

DEDICATORIA

Dedico este proyecto de tesis a Dios y a mis padres Luis y Lourdes. A Dios porque ha estado conmigo en cada paso que doy, cuidándome y dándome fortaleza para continuar, a mis padres, quienes a lo largo de mi vida han velado por mi bienestar y educación siendo mi apoyo en todo momento. Depositando su entera confianza sin dudar ni un solo momento en mi inteligencia y capacidad.

Dedico también a mi familia y amigos que estuvieron presentes brindándome su apoyo incondicional.

Luis Apaza Saavedra

AGRADECIMIENTO

Tengo la satisfacción de expresar mi agradecimiento a todos los docentes de la escuela profesional de INGENIERÍA MECÁNICA ELÉCTRICA – UNA PUNO, quienes colaboraron con mi formación profesional. Así también a los jurados y asesor que hicieron posible la culminación de este proyecto.

Agradezco de forma especial a la Empresa ELECTRO SUR ESTE S.A.A. por brindarme la oportunidad de ser parte de una gran familia. Así también agradecer el apoyo incondicional del Ing. Víctor Darío Alarcón Navarro, Ing. Franz Allen García Navarrete, Ing. Policarpio Delgado Tito, compañeros de la División de Servicios Eléctricos Valle Sagrado, quienes colaboraron para el desarrollo y culminación del presente proyecto.

Luis Apaza Saavedra

ÍNDICE GENERAL

RESUMEN	23
ABSTRACT.....	24
CAPÍTULO I	25
1.1. INTRODUCCIÓN	25
1.2. Descripción del problema.....	26
1.3. Formulación del problema.....	27
1.3.1. Problema general	27
1.3.2. Problemas específicos.....	27
1.4. Justificación del proyecto	28
1.5. Objetivos de la investigación.....	29
1.5.1. Objetivo general.....	29
1.5.2. Objetivos específicos	29
CAPÍTULO II.....	30
2.1. REVISIÓN DE LITERATURA.....	30
2.2. Antecedentes de la investigación.....	30
2.3. Sistemas eléctricos de distribución.....	32
2.3.1. Aspectos de diseño y construcción	33
2.3.1.1. Clasificación de las redes	33
2.3.1.2. Sistema de distribución primaria.....	34
2.3.1.3. Subestaciones de distribución	36
2.3.1.4. Transformador de potencia	38
2.3.1.5. Sistema de distribución secundaria	39
2.3.1.6. Sistemas de cable de alimentación.....	40
2.4. Confiabilidad del sistema y calidad de suministro	40
2.4.1. Parámetros de confiabilidad.....	41
2.4.2. Índices de confiabilidad	41
2.5. Normas técnicas existentes.....	44
2.5.1. Norma técnica de calidad de los servicios eléctricos (NTCSE, 2006 p. 28).....	44
2.5.1.1. Tolerancias (NTCSE, 2006 p. 30).....	45
2.5.2. Procedimiento para la supervisión de la operación de los sistemas eléctricos (OSINERGMIN, 2004 p. 01)	45

2.5.3. Tipificación y escala de multas y sanciones (OSINERGMIN, 2003)	46
2.5.3.1. Tipo de empresa	47
2.6. Fallas en las redes eléctricas	48
2.6.1. Causas de las fallas en las redes eléctricas (Ramirez, 2003 p. 67)	48
2.6.2. Clases de fallas.....	49
2.6.2.1. Fallas temporales.....	49
2.6.2.2. Fallas permanentes (Ramirez, 2003 p. 67).....	50
2.6.3. Tipos de fallas (Arce, 2010 p. 149)	50
2.6.3.1. Falla simple de línea a tierra o monofásica.....	51
2.6.3.2. Falla de línea a línea o bifásica	51
2.6.3.3. Falla doble línea a tierra o bifásica a tierra	52
2.6.3.4. Falla trifásica.....	53
2.6.4. Sobrecorriente	54
2.6.5. Origen de las sobretensiones.....	54
2.6.6. Clasificación de sobretensiones	55
2.6.7. Descargas atmosféricas.....	57
2.6.7.1. Teoría de schonland (Machaca, 2017 p. 35)	59
2.7. Sistema de protección.....	62
2.7.1. Objetivo del sistema de protección.....	63
2.7.2. Funciones del sistema de protección (Ramirez, 2003 p. 68)	63
2.7.3. Compromisos del sistema de protección	64
2.7.4. Criterios de diseño	64
2.8. Elementos de protección.....	67
2.8.1. Fusibles	67
2.8.2. Reconectores	69
2.8.2.1. Partes que componen un recloser.....	70
2.8.2.2. Funcionamiento (Ajquejay, 2007)	70
2.8.3. Seccionadores	73
2.8.3.1. Seccionadores tipo Cut-Out	73
2.8.3.2. Seccionadores de repetición.....	74
2.8.4. Señalizadores de falla	75
2.8.4.1. Características constructivas de diseño (EPEC, 1994 p. 03)	76
2.8.5. Relés de protección.....	77
2.8.5.1. Relé de sobrecorriente.....	78

2.8.5.2. Características de operación del relé.....	78
2.8.5.3. Curvas características de operación de los relés	79
2.8.6. Transformador de puesta a tierra en Zig-Zag (Aro, 2016)	80
2.9. Coordinación de protección.....	83
2.9.1. Objetivo de la coordinación de protección	84
2.9.2. Proceso de ajuste y coordinación de la protección (COES, 2014a).....	84
2.9.3. Análisis de la operación del sistema (COES, 2014a)	85
2.9.3.1. Configuración del sistema eléctrico	86
2.9.3.2. Efecto “infeed”	86
2.9.3.3. Máximas y mínimas corrientes de falla	87
2.9.3.4. Simulación de fallas	88
2.9.3.5. Resistencia de falla.....	91
2.9.4. Criterio general de ajuste y coordinación de las protecciones.....	93
2.9.4.1. Criterio de ajuste de las protecciones (COES, 2014 p. 14).....	93
2.9.4.2. Criterios de coordinación de las protecciones (Inga, 2010 p. 22) ...	96
2.9.5. Ajuste de las protecciones de corriente (COES, 2014 p. 16).....	98
2.9.5.1. Funciones 50/51 – 50N/51N	98
2.9.6. Métodos de coordinación.....	101
2.9.6.1. Método de superposición (Inga, 2010 p. 19).....	101
2.9.6.2. Método IEC 60909 (Inga, 2010 p. 20)	102
2.10. Hipótesis de la investigación	103
2.10.1. Hipótesis general.....	103
2.10.2. Hipótesis específicas	103
CAPÍTULO III.....	104
3.1. MATERIALES Y MÉTODOS	104
3.2. Procedimiento de recolección de datos	104
3.2.1. Tipo de investigación.....	104
3.2.1.1. Método cuantitativo y relacional.....	104
3.2.1.2. Método descriptivo para el análisis de datos.....	104
3.2.1.3. Método de estudio de casos para el análisis de datos.....	104
3.2.2. Población y muestra de investigación.....	105
3.2.3. Técnicas e instrumentos para recolección de datos	105
3.3. Técnicas para el procesamiento y análisis de datos.....	105
3.4. Ámbito de estudio y aplicación	105

3.4.1. Descripción del sistema eléctrico en estudio	106
3.4.1.1. Subestación eléctrica Urubamba	107
3.4.1.2. Alimentador Urubamba 02 (UR-02).....	109
3.4.2. Número de usuarios del alimentador UR02.....	109
3.5. Procesamiento de datos estadísticos de interrupciones registrados por el centro de control de ELSE en el periodo 2014 - 2017	110
3.5.1. Interrupciones percibidas por el alimentador UR02 por causas internas y externas	110
3.5.2. Discriminación de interrupciones	111
3.5.3. Comparación de interrupciones que sufrió el alimentador UR02 por causas externas e internas	113
3.5.3.1. Interrupciones por expansión o reforzamiento.....	117
3.5.3.2. Interrupciones por mantenimiento	118
3.5.3.3. Interrupciones por acción de terceros	119
3.5.3.4. Interrupciones por falla	121
3.5.3.5. Interrupciones por fenómenos naturales	122
3.5.3.6. Interrupciones por operación.....	123
3.5.4. Estudio de las interrupciones que afectaron al alimentador UR02 registradas por el centro de control de ELSE en el periodo 2014-2017	124
3.5.4.1. Cortes del servicio eléctrico - programados.....	124
3.5.4.2. Cortes del servicio eléctrico - no programados.....	125
3.5.5. Interrupciones no programadas del sistema de distribución – alimentador UR02.....	128
3.5.5.1. Interrupciones por expansión o reforzamiento.....	133
3.5.5.2. Interrupciones por mantenimiento	135
3.5.5.3. Interrupciones por acción de terceros	136
3.5.5.4. Interrupciones por falla	138
3.5.5.5. Interrupciones por fenómenos naturales	140
3.5.5.6. Interrupciones por operación.....	145
3.5.6. Interrupciones para el análisis de los indicadores de calidad del alimentador UR02 en el periodo 2014 - 2017.....	146
3.5.6.1. Cortes programados por la concesionaria	146
3.5.6.2. Cortes no programados por la concesionaria	148

3.5.6.3. Resumen de interrupciones para el análisis de los indicadores de calidad	149
3.6. Procedimiento de cálculo de los indicadores de confiabilidad.....	152
3.6.1. Cálculo del indicador SAIFI (Índice De Frecuencia De Interrupciones Promedio Del Sistema)	152
3.6.2. Cálculo del indicador SAIDI (Índice De Duración De Interrupciones Promedio Del Sistema)	152
3.6.3. Cálculo del indicador CAIDI (Índice De Duración De Interrupción Promedio, Por Cliente Interrumpido)	153
3.7. Procedimiento de cálculo de la coordinación de protección actual y propuesto	153
3.7.1. Coordinación entre relé RE-UR60KV / RE-UR10KV / RE-UR02	154
3.7.2. Coordinación entre relé RE-UR02 y recloser RC-1013 NOJA	155
3.7.3. Coordinación entre relé RE-UR02 / RE-1014 NOJA.....	156
3.7.4. Coordinación entre recloser RC-1013 NOJA / RC-2084 NULLEC.....	157
3.7.5. Coordinación entre recloser RC-1013 NOJA / RC-1049 SEL	158
3.8. Configuración de ajustes de coordinación actuales y propuestos en DigSilent	159
3.8.1. Datos básicos	159
3.8.2. Ajuste de protecciones	161
CAPÍTULO IV	169
RESULTADOS Y DISCUSIÓN.....	169
4.1. Resultados	169
4.1.1. Indicadores del alimentador UR02 del periodo 2014 - 2017.....	169
4.1.1.1. Análisis del indicador de calidad SAIFI	169
4.1.1.2. Análisis del indicador de calidad SAIDI.....	170
4.1.1.3. Análisis del indicador de calidad CAIDI	171
4.1.2. Evaluación de desempeño de la línea de media tensión 10kV alimentador UR02.....	172
4.1.2.1. Flujo de potencia y corriente de cortocircuito.....	175
4.1.2.2. Protección de sobrecorriente y esquema de recierre	178
4.1.2.3. Evaluación el desempeño del sistema de coordinación de protección existente y propuesto para el alimentador UR02 del sistema eléctrico Urubamba.....	180

4.1.3. Beneficios de la nueva propuesta de coordinación	195
4.2. Discusión	197
CONCLUSIONES	200
RECOMENDACIONES.....	202
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	203
ANEXOS	208

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura N° 2. 1: Sistema de distribución eléctrica	34
Figura N° 2. 2: Alimentador en media tensión	36
Figura N° 2. 3: Falla monofásica	51
Figura N° 2. 4: Falla bifásica	52
Figura N° 2. 5: Falla bifásica a tierra.....	52
Figura N° 2. 6: Falla Trifásica	53
Figura N° 2. 7: Amplitud y duración de los distintos tipos de sobretensiones	57
Figura N° 2. 8: Formas de onda de sobretensiones normalizadas según IEC-60071-1 ..	57
Figura N° 2. 9: Mapa de niveles isoceraunicos del Perú	58
Figura N° 2. 10: Procesos de formación de la descarga nube tierra	60
Figura N° 2. 11: Diferentes tipos de fusibles.....	69
Figura N° 2. 12: Recloser monofásico.....	70
Figura N° 2. 13: Seccionador tipo CUT-OUT.....	74
Figura N° 2. 14: Seccionadores de repetición de tres etapas	75
Figura N° 2. 15: Señalizador de falla.....	76
Figura N° 2. 16: Tipos de Relés según su característica de tiempo de operación	79
Figura N° 2. 17: Curvas características de los relés en magnitud y tiempo	79
Figura N° 2. 18: Diagrama de conexionado del transformador Zig-Zag.....	81
Figura N° 2. 19: Diagrama de operación del transformador Zig-Zag	82
Figura N° 2. 20: Proceso de Ajuste y Coordinación de la Protección	85
Figura N° 2. 21: Efecto infeed.....	87
Figura N° 2. 22: Efecto infeed variable según la posición de la falla.....	87
Figura N° 2. 23: Corriente de cortocircuito en fallas cercanas a los generadores	90
Figura N° 2. 24: Curva límite de operación o de daño de un transformador.....	94
Figura N° 2. 25: coordinación entre protección principal y de respaldo.	98
Figura N° 2. 26: Características de operación de los relés de sobrecorriente.....	100
Figura N° 3. 1: Ubicación geográfica de la provincia de Urubamba.....	106
Figura N° 3. 2: Ubicación geográfica del distrito de Urubamba	106
Figura N° 3. 3: Diagrama unifilar de la S.E. Urubamba.....	107
Figura N° 3. 4: S.E. Urubamba. Barra de 10.0 kV y salidas UR-02, UR-01, UR-05... 108	
Figura N° 3. 5: S.E. Urubamba. Transformador de potencia tres devanados YN0yn0d5 S.E. Urubamba.....	108

Figura N° 3. 6: Ubicación geográfica del alimentador de MT UR-02	109
Figura N° 3. 7: Número total de interrupciones registradas en el período 2014 - 2017.	111
Figura N° 3. 8: Interrupciones registradas por tipo de origen y por años.....	112
Figura N° 3. 9; Total de interrupciones registradas por tipo de origen	112
Figura N° 3. 10: Porcentajes del total de interrupciones registradas por tipo de origen	113
Figura N° 3. 11: Total de interrupciones por tipo en el alimentador UR02	114
Figura N° 3. 12: Total de interrupciones que afectaron a los usuarios del alimentador UR02 por tipo y porcentaje.....	114
Figura N° 3. 13: Total de interrupciones que sufrió el alimentador UR02 por tipo y porcentaje.....	115
Figura N° 3. 14: Cantidad de interrupciones suscitadas por cada hora del día.....	116
Figura N° 3. 15: Total de interrupciones por cada hora del día en el periodo 2014-2017 presentado en forma decreciente por cantidad.....	116
Figura N° 3. 16: Interrupciones programadas por expansión o reforzamiento.....	118
Figura N° 3. 17: Total de interrupciones programadas por mantenimiento	119
Figura N° 3. 18: Total de Interrupciones no programadas causados por acción de terceros.....	120
Figura N° 3. 19: Total de Interrupciones no programadas causados por falla en el sistema	121
Figura N° 3. 20: Total de interrupciones no programadas causadas por fenómenos naturales	122
Figura N° 3. 21: Total de interrupciones no programadas causadas por operación	123
Figura N° 3. 22: Total de interrupciones programadas.....	125
Figura N° 3. 23: Total de cortes imprevistos ocurridos que afectaron a los usuarios del alimentador UR02.....	126
Figura N° 3. 24: Total de interrupciones no programadas por causas externas e internas del alimentador UR02 registrado por meses en el periodo 2014-2017.....	128
Figura N° 3. 25: Número total de interrupciones por semestre registradas en el período en estudio.	130
Figura N° 3. 26: Total de interrupciones considerados para el análisis de los indicadores de calidad	131
Figura N° 3. 27: Total de interrupciones no programadas en Porcentajes	131

Figura N° 3. 28: Duración total de interrupciones consideradas para el análisis de los indicadores de calidad.....	132
Figura N° 3. 29: Duración total de interrupciones según grado de importancia	132
Figura N° 3. 30: Duración total de interrupciones no programadas en Porcentajes.....	133
Figura N° 3. 31: Interrupciones por expansión o reforzamiento no cumplidas en el tiempo programado	134
Figura N° 3. 32: Duración de interrupciones programadas por expansión o reforzamiento no cumplidos en el tiempo programado	134
Figura N° 3. 33: Interrupciones por mantenimiento no cumplidos en el tiempo programado	136
Figura N° 3. 34: Duración de interrupciones programadas por mantenimiento no cumplido en el tiempo programado	136
Figura N° 3. 35: Interrupciones no programadas causados por la acción de terceros ..	137
Figura N° 3. 36: Duración de interrupciones no programadas causado por acción de terceros.....	138
Figura N° 3. 37: Interrupciones no programadas causados por fallas en el alimentador	139
Figura N° 3. 38: Duración de interrupciones no programadas causado por fallas	139
Figura N° 3. 39: Interrupciones no programadas causados por fenómenos naturales ..	140
Figura N° 3. 40: Duración de interrupciones no programadas causado por fenómenos naturales.....	141
Figura N° 3. 41: Interrupciones no programadas causados por fuertes vientos y descargas atmosféricas en cada mes del año	143
Figura N° 3. 42: Duración Interrupciones no programadas causados por fuertes vientos y descargas atmosféricas en cada mes del año	143
Figura N° 3. 43: Interrupciones no programadas causados por fuertes vientos y descargas atmosféricas en el periodo 2014-2017	144
Figura N° 3. 44: Duración de Interrupciones no programadas causados por fuertes vientos y descargas atmosféricas en el periodo 2014-2017	144
Figura N° 3. 45: Interrupciones no programadas causados por operación del sistema	145
Figura N° 3. 46: Duración de interrupciones no programadas causado por operación	146
Figura N° 3. 47: Interrupciones programadas por la concesionaria no cumplidos en el tiempo programado	147

Figura N° 3. 48: Duración de Interrupciones programadas por la concesionaria no cumplidos en el tiempo programado.....	147
Figura N° 3. 49: Cantidad de fallas ocurridas por año que afectaron a los usuarios del alimentador UR02 en el periodo 2014-2017.....	149
Figura N° 3. 50: Duración de fallas ocurridas por año que afectaron a los usuarios del alimentador UR02 en el periodo 2014-2017.....	149
Figura N° 3. 51: Total de interrupciones por cada mes del año en el periodo 2014-2017	151
Figura N° 3. 52: Duración total de interrupciones por cada mes del año en el periodo 2014-2017	151
Figura N° 3. 53: Registro de datos de la barra de 60 kV en DigSilent.....	159
Figura N° 3. 54: Registro de datos del transformador de potencia 60/22.9/10 kV en DigSilent	160
Figura N° 3. 55: Registro de datos del transformador Zig-Zag en DigSilent.....	160
Figura N° 3. 56: Registro de datos del alimentador UR02 de 10kV en DigSilent	161
Figura N° 3. 57: Ajuste actual del Relé RE1UR-T24 (RE-UR60kV)	162
Figura N° 3. 58: Ajuste propuesto para el Relé RE1UR-T24 (RE-UR60kV)	162
Figura N° 3. 59: Ajuste actual del Relé RE3UR-T24 (RE-UR10kV)	163
Figura N° 3. 60: Ajuste propuesto para el Relé RE3UR-T24 (RE-UR10kV)	163
Figura N° 3. 61: Ajuste actual del Relé RE1UR2 (RE-UR02).....	164
Figura N° 3. 62: Ajuste propuesto para el Relé RE1UR2 (RE-UR02).....	164
Figura N° 3. 63: Ajuste actual del Recloser RC-1013 NOJA.....	165
Figura N° 3. 64: Ajuste propuesto para el Recloser RC-1013 NOJA.....	165
Figura N° 3. 65: Ajuste actual del Recloser RC-1014 NOJA.....	166
Figura N° 3. 66: Ajuste propuesto para el Recloser RC-1014 NOJA.....	166
Figura N° 3. 67: Ajuste actual del Recloser RC-1049 SEL.....	167
Figura N° 3. 68: Ajuste propuesto para el Recloser RC-1049 SEL.....	167
Figura N° 3. 69: Ajuste actual del Recloser RC-2084 NULLEC	168
Figura N° 3. 70: Ajuste propuesto para el Recloser RC-2084 NULLEC	168
Figura N° 4. 1: Resultados del indicador SAIFI por semestre.....	170
Figura N° 4. 2: Resultados del indicador SAIDI por semestre	171
Figura N° 4. 3: Resultados del indicador CAIDI por semestre	172
Figura N° 4. 4: Diagrama unifilar del Transformador de Potencia de la Subestación de Transformación Urubamba.	173

Figura N° 4. 5: (a) Diagrama unifilar del sistema eléctrico Urubamba y flujo de potencia, (b) flujo de potencia de alimentador UR02. 175

Figura N° 4. 6: Barra 10KV, y sus alimentadores UR01, UR02, UR05, con salida delta de transformador de potencia y transformador Zig-Zag. 176

Figura N° 4. 7: Diagrama unifilar de Alimentador UR-02 y codificación de Recloser 177

Figura N° 4. 8: Esquema de recierre automático de protección por sobrecorriente. 178

Figura N° 4. 9: Esquema de codificación los relés y recloser del Sistema eléctrico Urubamba..... 180

Figura N° 4. 10: Curvas de coordinación de protección de sobrecorriente de fases 51/50N entre relé de protección RE-UR60KV – RE-UR10KV – RE-UR02 actual..... 181

Figura N° 4. 11: Curvas de coordinación de protección de sobrecorriente de fases 51/50N entre relé de protección RE-UR60KV – RE-UR10KV – RE-UR02 propuesto. 182

Figura N° 4. 12: Curvas de operación relé de protección RE-UR02 y el transformador Zigzag. 183

Figura N° 4. 13: Curvas de operación relé de protección RE-UR02 y el transformador ZigZag..... 184

Figura N° 4. 14: Curvas de operación relé de protección de alimentador UR02 y recloser RC-1013 protección 50/51N 184

Figura N° 4. 15: Diagrama del relé de protección de alimentador UR02 y recloser RC-1013 protección 50/51N..... 185

Figura N° 4. 16: Curvas de operación relé de protección de alimentador UR02 y recloser RC-1013 protección 50/51N 186

Figura N° 4. 17: Curvas de operación relé de protección de alimentador UR02 y recloser RC-1013 protección 50/51N 186

Figura N° 4. 18: Curvas de operación relé de protección de alimentador UR02 y recloser RC-1014 protección 50/51N 187

Figura N° 4. 19: Curvas de operación relé de protección de alimentador UR02 y recloser RC-1014 protección 50/51N 188

Figura N° 4. 20: Curvas de operación relé de protección de alimentador UR02 y recloser RC-1014 protección 50/51N 188

Figura N° 4. 21: Curvas de operación relé de protección de alimentador UR02 y recloser RC-1014 protección 50/51N 189

Figura N° 4. 22: Curvas de operación relé de recloser RC-1013 y recloser RC- 2084 protección 50/51N.....	190
Figura N° 4. 23: Curvas de operación relé de recloser RC-1013 y recloser RC- 2084 protección 50/51N.....	190
Figura N° 4. 24: Curvas de operación relé de recloser RC-1013 y recloser RC- 2084 protección 50/51N.....	191
Figura N° 4. 25: Curvas de operación relé de recloser RC-1013 y recloser RC- 2084 protección 50/51N.....	192
Figura N° 4. 26: Curvas de operación relé de recloser RC-1013 y recloser RC- 1049 protección 50/51N.....	192
Figura N° 4. 27: Curvas de operación relé de recloser RC-1013 y recloser RC- 1049 protección 50/51N.....	193
Figura N° 4. 28: Curvas de operación relé de recloser RC-1013 y recloser RC- 2084 protección 50/51N.....	194
Figura N° 4. 29: curvas de operación relé de recloser RC-1013 y recloser RC- 1049 protección 50/51N.....	194

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla N° 2. 1: Escala de Multas y Sanciones De Electricidad	48
Tabla N° 2. 2: Resistencias de arco según Warrington para $I_{cc} = 5kA$	93
Tabla N° 2. 3: Resistencias de arco según Warrington para $I_{cc} = 2kA$	93
Tabla N° 2. 4: Curvas características de sobrecorriente	97
Tabla N° 2. 5: Relés de Sobrecorriente.....	101
Tabla N° 2. 6: Factor 'c' como función de la tensión nominal	103
Tabla N° 3. 1: Número de usuarios del alimentador UR02	110
Tabla N° 3. 2: Número total de interrupciones registradas en el periodo 2014 - 2017.	110
Tabla N° 3. 3: Interrupciones registradas por tipo de origen y por años	111
Tabla N° 3. 4: Cantidad de interrupciones y su duración	113
Tabla N° 3. 5: Total de interrupciones por expansión o reforzamiento.....	117
Tabla N° 3. 6: Total de interrupciones por mantenimiento	118
Tabla N° 3. 7: Total de interrupciones por acción de terceros	120
Tabla N° 3. 8: Total de interrupciones por falla en el sistema.....	121
Tabla N° 3. 9: Total de interrupciones por fenómenos naturales	122
Tabla N° 3. 10: Total de fallas en la operación del sistema.....	123
Tabla N° 3. 11: Total de interrupciones programadas	124
Tabla N° 3. 12: Total de cortes imprevistos registrados que afectaron a los usuarios del alimentador UR02.....	126
Tabla N° 3. 13: Total de interrupciones no programadas registradas en cada mes del año en el periodo 2014-2017	127
Tabla N° 3. 14: Total de interrupciones suscitadas en el alimentador UR02 en cada mes del año.....	127
Tabla N° 3. 15: Número total de interrupciones no programadas, originadas en distribución.	129
Tabla N° 3. 16: Número de interrupciones y su duración	130
Tabla N° 3. 17: Total de interrupciones por expansión o reforzamiento.....	133
Tabla N° 3. 18: Total de interrupciones por mantenimiento	135
Tabla N° 3. 19: Total de interrupciones por acción de terceros	137
Tabla N° 3. 20: Total de interrupciones por falla en el sistema.....	138
Tabla N° 3. 21: Total de interrupciones por fenómenos naturales	140

Tabla N° 3. 22: Interrupciones no programadas causados por fuertes vientos y descargas atmosféricas en cada mes del año	141
Tabla N° 3. 23: Duración de Interrupciones no programadas causados por fuertes vientos y descargas atmosféricas en cada mes del año.....	142
Tabla N° 3. 24: Total de fallas en la operación del sistema.....	145
Tabla N° 3. 25: Interrupciones programadas por la concesionaria no cumplidos en el tiempo programado.....	147
Tabla N° 3. 26: Total de fallas registradas por la concesionaria en el periodo 2014.2017	148
Tabla N° 3. 27: Total de interrupciones por cada mes del año en el periodo 2014-2017	150
Tabla N° 3. 28: Duración del Total de interrupciones por cada mes del año en el periodo 2014-2017	150
Tabla N° 3. 29: Cálculo del Indicador SAIFI	152
Tabla N° 3. 30: Cálculo del Indicador SAIDI	152
Tabla N° 3. 31: Cálculo del indicador CAIDI	153
Tabla N° 3. 32: Ajuste de fases entre RE-UR60KV / RE-UR10KV / RE-UR02 función 51/50N	154
Tabla N° 3. 33: Ajuste de Tierra entre UR-ZZ y RE-UR02 función 51/50N.....	154
Tabla N° 3. 34: Ajuste de fases entre RE-UR02 y RC-1013 NOJA función 51/50N ..	155
Tabla N° 3. 35: Ajuste de Tierra entre RE-UR02 y RC-1013 NOJA función 51/50N. 155	
Tabla N° 3. 36: Ajuste de fases entre RE-UR02 / RE-1014 NOJA función 51/50N....	156
Tabla N° 3. 37: Ajuste de Tierra entre RE-UR02 / RE-1014 NOJA función 51/50N..	156
Tabla N° 3. 38: Ajuste de fases entre RC-1013 NOJA / RC-2084 NULLEC función 51/50N	157
Tabla N° 3. 39: Ajuste de Tierra entre RC-1013 NOJA / RC-2084 NULLEC función 51/50N	157
Tabla N° 3. 40: Ajuste de fases entre RC-1013 NOJA / RC-1049 SEL función 51/50N	158
Tabla N° 3. 41: Ajuste de Tierra entre RC-1013 NOJA / RC-1049 SEL función 51/50N	158
Tabla N° 4. 1: Resultados del indicador SAIFI	169
Tabla N° 4. 2: Resultados del indicador SAIDI.....	170
Tabla N° 4. 3: Resultados del indicador CAIDI por semestre.....	172

Tabla N° 4. 4: Cuadro resumen de cargabilidad de transformadores de potencia.....	174
Tabla N° 4. 5: Cuadro resumen de niveles de tensión.....	174
Tabla N° 4. 6: Mejoramiento del Indicador SAIFI.....	195
Tabla N° 4. 7: Mejoramiento del Indicador SAIDI.....	196
Tabla N° 4. 8: Pérdidas Económicas.....	196

ÍNDICE DE ACRÓNIMOS

ASIDI	Average System Interruption Duration Index
ASIFI	Average System Interruption Frequency Index
BT	Baja Tensión
CAIDI	Customer Average Interruption Duration Index
CNE	Código Nacional de Electricidad
COES	Comité de Operación Económica
CP	Circuito Primario
ELSE	Electro Sur Este S.A.A.
IEC	International Electrotechnical Commission
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers
MT	Media Tensión
MTTR	Mean Time To Repair
NTCSE	Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos
OSINERGMIN	Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería
PAT	Puesta a Tierra
SAIDI	System Average Interruption Duration Index
SAIFI	System Average Interruption Frequency Index
SCADA	Supervisory Control And Data Acquisition
SD	Sistema de Distribución
SED	Subestación de Distribución

RESUMEN

En la actualidad el subsistema de distribución primaria de Urubamba en 10.5KV alimentador UR02, recorre todo el valle Sagrado de los Incas a 2869 msnm, ubicada entre los distritos de Urubamba, Ollantaytambo y sus comunidades, las líneas que se encuentran a mayor altitud están expuestas en mayor grado a las descargas atmosféricas y a fuertes vientos que son las principales causas de constantes interrupciones del suministro eléctrico generando incomodidad y molestia en los usuarios y en consecuencia creando una mala imagen de la empresa distribuidora. En este trabajo de investigación se abordan principalmente temas entorno a la calidad de suministro como son las interrupciones por fenómenos naturales y ajuste de coordinación de protección que a la vez conllevan a evaluar los indicadores de calidad como son: SAIFI, SAIDI y CAIDI; pero se pone mayor énfasis en los indicadores de calidad referidos a la duración semestral y anual de las interrupciones que son el CAIDI y SAIDI. El método a aplicar para el estudio es el cuantitativo, descriptivo y estudio de casos. Esta evaluación se realiza con el propósito de dar alternativas y propuestas para la optimización del sistema de protección del alimentador, utilizando el software de modelamientos DigSilent Power Factory, realizando simulaciones, primeramente con la configuración actual y posterior a ello con configuraciones diferentes del sistema de coordinación de protección, optando por el más adecuado para lograr una óptima respuesta del sistema de protección y poder reducir la duración anual de las interrupciones mejorando así la calidad y continuidad del servicio en todo el alimentador.

Palabras claves

Alimentador, calidad de suministro, coordinación de protección, interrupción, sistema de protección, suministro eléctrico.

ABSTRACT

At present the Urubamba primary distribution subsystem in 10.5KV feeder UR02, runs the entire Sacred Valley of the Incas to 2869 masl, located between the districts of Urubamba, Ollantaytambo and their communities, the lines that are at higher altitude are exposed to a greater degree to the atmospheric discharges and to strong winds that are the main causes of constant interruptions of the electrical supply generating discomfort and annoyance in the users and consequently creating a bad image of the distributing company. This research work deals mainly with issues related to supply quality, such as interruptions due to natural phenomena and adjustment of protection coordination, which at the same time lead to the evaluation of quality indicators such as: SAIFI, SAIDI and CAIDI; but greater emphasis is placed on the quality indicators referring to the semiannual and annual duration of the interruptions that are the CAIDI and SAIDI. The method to be applied for the study is the quantitative, descriptive and case study. This evaluation is carried out with the purpose of providing alternatives and proposals for the optimization of the feeder protection system, using the DigSilent Power Factory modeling software, performing simulations, firstly with the current configuration and subsequently with different configurations of the coordination system protection, opting for the most appropriate to achieve an optimal response of the protection system and to reduce the annual duration of interruptions thus improving the quality and continuity of service throughout the feeder.

Keywords:

Feeder, supply quality, protection coordination, interruption, protection system, power supply

CAPÍTULO I

1.1. INTRODUCCIÓN

Este trabajo de investigación tiene por finalidad, evaluar la incidencia de las interrupciones por fenómenos naturales sobre la calidad de suministro eléctrico en el alimentador UR02 del sistema eléctrico Urubamba. En tanto, el comportamiento de las redes del alimentador frente a los fenómenos naturales como son los fuertes vientos y descargas atmosféricas que se presenta en la zona de su trayectoria, depende de factores como la densidad de impactos de rayos, velocidad de los vientos, coordinación del sistema de protección. Motivo por el cual se realiza el análisis de los datos estadísticos de interrupciones que sufrió el alimentador UR02 en el periodo 2014-2017, las cuales fueron registradas por el centro de control de Electro Sur Este S.A.A.

Actualmente para el alimentador UR02, existe una deficiente coordinación en la reposición, mantenimiento y ajuste de los dispositivos de protección, contra descargas atmosféricas, fuertes vientos y su coordinación de aislamiento, por lo que debe ser analizado y buscar la optimización para evitar poner en riesgo las instalaciones eléctricas, la vida útil de los equipos, la seguridad de las personas. En caso de no resolver estas deficiencias la empresa continuará teniendo una mala imagen, sufriendo grandes pérdidas económicas y los usuarios seguirán percibiendo un defectuoso servicio eléctrico. Para la mejora del servicio, se debe realizar un estudio y modelamiento de su sistema de coordinación de protección utilizando el software de simulación DigSilent Power Factory para su análisis tomando datos de los fusibles, valores indicativos en las que trabajan los Recloser y demás elementos de protección. Con el fin de reducir los indicadores de interrupciones en tiempo y frecuencia, para así brindar un servicio de calidad y controlar el subsistema.

A continuación se presenta un resumen del desarrollo de los capítulos contenidos en este trabajo de investigación.

CAPÍTULO I, en este capítulo se presenta la descripción del problema, formulación de los problemas general y específicos, justificación del proyecto y por último objetivos de la investigación general y específicos.

CAPÍTULO II, en este capítulo se realiza la revisión de los fundamentos teóricos necesarios para el desarrollo del tema de investigación, que abarcan teoría de sistemas eléctricos de potencia en distribución, elementos de protección y coordinación de protección de sistemas eléctricos de media tensión.

CAPÍTULO III, en este capítulo se describe los materiales necesarios para la realización del trabajo de investigación. Asimismo, se desarrolló una análisis profundo de los datos estadísticos de interrupciones registrados por el centro de control de ELSE.

CAPÍTULO IV, en este capítulo se presenta los resultados obtenidos del análisis de los índices de confiabilidad del alimentador UR02, asimismo, se presenta los resultados de la simulación de coordinación de protección del alimentador en estado actual y propuesta. Finalmente está la discusión de los resultados.

1.2. Descripción del problema

El servicio de energía eléctrica es indispensable para el desarrollo y el mejoramiento de la calidad de vida. Para Poder brindar este servicio básico se requiere de instalaciones que necesariamente deben estar expuestas a la intemperie como el tendido de redes eléctricas en media tensión, estructuras de soporte y subestaciones de distribución. Estos equipos e instalaciones eléctricas están expuestos a fenómenos naturales como vientos de alta velocidad, descargas atmosféricas, sismos,

deslizamientos y otros, estos a su vez generan sobretensiones y sobrecorrientes que pueden afectar el aislamiento y provocar una falla o una avería.

Las interrupciones en el subsistema de distribución primaria UR02 es debido a fenómenos naturales como descargas Atmosféricas, fuertes vientos (en su mayoría), caída de árboles, tala de árboles por terceros, entre otros, con consecuentes deficiencias en la continuidad del servicio de energía eléctrica, calidad y los índices de confiabilidad como son SAIFI, SAIDI y CAIDI; estos a su vez traen como consecuencia observaciones y penalizaciones en cada periodo de evaluación de la calidad de suministro, con multas cuyos importes se establece en base a la escala de sanciones y multas, establecidas por OSINERGMIN, por lo que, es importante dar alternativas de solución para mejorar los índices de calidad que ofrece la Empresa Distribuidora Electro Sur Este S.A.A.. Por otro lado, la actitud de la población ante la empresa concesionaria no es la mejor, en vista que crea un ambiente de inconformidad con el servicio, por baja continuidad, deterioro y disminución de la vida útil de sus equipos electrodomésticos.

1.3. Formulación del problema

1.3.1. Problema general

¿Cuál es la incidencia de las interrupciones por fenómenos naturales sobre la calidad de suministro eléctrico del alimentador UR02 del sistema eléctrico Urubamba?

1.3.2. Problemas específicos

- (1) ¿Cómo es el comportamiento de los indicadores de calidad de suministro e interrupciones por fenómenos naturales en el alimentador UR02 del sistema eléctrico Urubamba?

- (2) ¿Cuál es el desempeño del sistema de coordinación de protección existente para el alimentador UR02 del sistema eléctrico Urubamba?
- (3) ¿Cuál será el desempeño de la nueva propuesta de sistema de coordinación de protección en el alimentador UR02 del sistema eléctrico Urubamba?

1.4. Justificación del proyecto

En la actualidad existe una deficiente coordinación en la reposición del servicio ante emergencias, mantenimiento, y ajuste de los dispositivos de protección en situaciones como pueden ser descargas atmosféricas, fuertes vientos, fallas inesperadas y otros. Por lo tanto, debe ser analizado con el fin de buscar la optimización del sistema para evitar poner en riesgo las instalaciones eléctricas del alimentador, la vida útil de los equipos y principalmente la seguridad de las personas. En el caso de no dar solución a estas deficiencias, el alimentador seguirá teniendo interrupciones, la empresa continuará teniendo una mala imagen, sufriendo grandes pérdidas económicas y los usuarios seguirán recibiendo un defectuoso servicio eléctrico.

Es de prioridad mejorar la continuidad del servicio de energía, para lo cual es necesario hacer un estudio y modelamiento del sistema de coordinación de protección actual, para lo cual se requerirá tomar los datos técnicos de los fusibles, relés y valores indicativos en los que trabajan los recloser e introducirlos en el software de simulación DigSilent Power Factory en el que se realizarán las simulaciones. Todo esto con el fin de reducir el número de interrupciones y su duración y así mejorar los indicadores de calidad de suministro en tiempo y frecuencia, mejorar la confiabilidad y controlar el subsistema.

1.5. Objetivos de la investigación

1.5.1. Objetivo general

Evaluar la incidencia de las interrupciones por fenómenos naturales sobre la calidad de suministro eléctrico en el alimentador UR02 del sistema eléctrico Urubamba.

1.5.2. Objetivos específicos

- (1) Describir y caracterizar el comportamiento de los indicadores de calidad de suministro e interrupciones por fenómenos naturales en el alimentador UR02 del sistema eléctrico Urubamba.
- (2) Evaluar y explicar el desempeño del sistema de coordinación de protección existente para el alimentador UR02 del sistema eléctrico Urubamba.
- (3) Simular y analizar el desempeño de la nueva propuesta de sistema de coordinación de protección en el alimentador UR02 del sistema eléctrico Urubamba.

CAPÍTULO II

2.1. REVISIÓN DE LITERATURA

2.2. Antecedentes de la investigación

- Arriagada Mass, A. G. (1994), Tesis “Evaluación de confiabilidad en sistemas eléctricos de distribución”. Concluye, que, el problema de localización de recursos para obtener mejoras en los niveles de disponibilidad de servicio, se presenta como uno en el cual tienen incidencia tanto las tasas de falla como las duraciones de estas. Sin embargo, se debe convenir que es mucho más factible intervenir en los tiempos que en las tasas de fallas. Los tiempos de reparación de fallas, pueden disminuir de varias maneras: aumentando el personal de operación para atender averías, automatizando algunos elementos de maniobra, mejorando el sistema de información del estado de la red, o bien una combinación de todos estos elementos.
- Vargas Jiménez, D. (2015). Tesis “Estudio de indicadores de calidad del suministro de energía eléctrica de una red de distribución a 13.2 kV”. Concluye, que, la implementación de una red de distribución automatizada aumenta la confiabilidad del sistema, teniendo repercusiones positivas sobre los índices de calidad del servicio que entregan las empresas distribuidoras además de poder responder de una manera más rápida ante contingencias y fallas de la red.
- Cuevas Camacho, A. & Hernández Quintero, J. E. (2013). Tesis “Coordinación de protecciones en un sistema de distribución”. Concluyen, que, de lo que se trata un estudio de coordinación es de ajustar y seleccionar las protecciones de tal forma que el elemento protector despeje la falla antes que el elemento de respaldo, en otras palabras, el tiempo de operación del elemento protector debe ser menor que el tiempo de operación del elemento de respaldo. De esta manera se logra seccionar

únicamente la parte fallada y el resto del sistema permanece estable, obteniéndose así la mejor ruta de coordinación. Esto se logra coordinando mediante las curvas características de cada protección y atendiendo a las recomendaciones para cada bloque de protecciones.

- Quejia Chaiña, M. A. & Tinco Cutipa, B. (2014), Tesis “Estudio de la coordinación de aislamiento del sub sistema de distribución primaria de Huaro en 22.9 kV, (SSDP HU-04)”. Concluyen, que, Para la coordinación de aislamiento del SSDP HU-04, según los cálculos matemáticos desarrollados de las tres propuestas: cable de guarda, pararrayos auto valvulares y cuernos de arqueo, y lo más adecuado técnicamente y simulado en ATP para un buen apantallamiento son: cable de guarda con sistema de pararrayos auto valvulares, para una corriente mínima de 10KA, se obtiene una sobretensión de 53KV que está por debajo de una sobretensión al impulso del rayo de 300KV.

- Quispe Valdez, K. W. & Calle Villar, J. A. (2016). Tesis “Estudio de coordinación de aislamiento por sobretensiones de origen atmosférico en la línea primaria Mazuko-Choque-Unión progreso en 22.9 kV”. Concluyen, que, de la revisión del estado del arte sobre las fallas de aislamiento por impacto de rayos en las líneas aéreas, queda claro que las sobretensiones de origen atmosférico son una de las principales causas de fallas y averías. El cálculo en este tipo de sobretensiones se debe realizar con mucha incertidumbre, debido a la naturaleza aleatoria del rayo y el conocimiento poco preciso de sus principales parámetros; asimismo los procedimientos actuales de Coordinación de Aislamiento establecen el análisis y comportamiento de Línea frente al rayo, frente a métodos heurísticos y estadísticos

que tiene como objetivo final determinar el índice de salidas no programadas por km y año.

- Machaca Cuba, D. (2017). Tesis “Evaluación de desempeño de la línea de transmisión 138 kV San Gabán – Mazuko ante descargas atmosféricas”. Concluye, que, La evaluación del desempeño de la línea de transmisión permitió conocer. Que, la implementación de 252 descargadores de sobretensión y el mejoramiento de sistema de puesta a tierra, mejora el performance, debido a las interrupciones por descargas atmosféricas. Donde, el desempeño mejora del 791% al 38% siendo lo ideal el 0% de salidas por descargas atmosféricas. Así también, la tasa de fallas de la línea de transmisión, logra disminuir un promedio 95%, de un valor promedio de 16.42 Salidas/Año-L1014 a un valor promedio de 0.79 Salidas/Año-L1014 y en relación al tiempo de indisponibilidad de la línea de transmisión, con el valor de 0.79 Salidas/Año-L1014, se tiene estadísticamente que, esta interrupción hará indisponible a la línea por un tiempo máximo de 0.54 horas. Con el cual, se cumple con lo especificado en el procedimiento 091 del OSINERGMIN, en donde la tolerancia máxima es; 4 fallas, y de 6 horas de indisponibilidad de la línea L-1014 en un año.

2.3. Sistemas eléctricos de distribución

Los sistemas de distribución de energía eléctrica (SD) consisten en subestaciones de distribución (SE) desde las cuales salen circuitos primarios de distribución (CP) con topología radial. Comprende todos los elementos de transporte existentes entre la SE y los puntos de conexión de los usuarios. Como punto de carga, generalmente se considera el lado secundario de los transformadores de distribución. (Zapata & Gómez, 2006)

En los países industrializados, los sistemas de distribución suministran electricidad literalmente a todas partes, tomando la energía generada en muchos lugares y entregándola a los usuarios finales. Generación, transmisión y distribución: de estos tres grandes componentes de la infraestructura eléctrica, el sistema de distribución recibe la menor atención. Sin embargo, a menudo es el componente más crítico en términos de su efecto sobre la confiabilidad y la calidad del servicio, el costo de la electricidad y los impactos estéticos (principalmente visuales) en la sociedad. (Short, 2004 pág. 5)

2.3.1. Aspectos de diseño y construcción

2.3.1.1. Clasificación de las redes

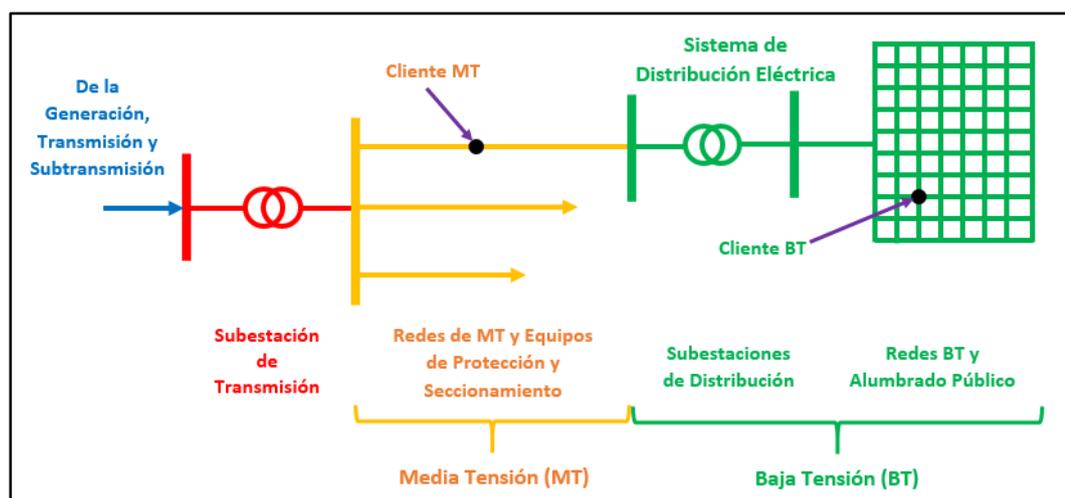
Las redes eléctricas de las concesionarias tienen como punto de partida las denominadas subestaciones de distribución primaria, cuyo objetivo es el de reducir el voltaje desde el nivel de transporte de alta tensión al de media tensión de distribución. Las redes de esta parte de los sistemas están en media tensión y son denominados como: “alimentadores”, las que pueden ser tanto aéreas como subterráneas, y que a la vez, pueden alimentar directamente a clientes de grandes potencias que cuentan con transformadores propios (llamados clientes libres o mayores), o bien, a sub redes por medio de transformadores de baja tensión de distribución, a las que se conectan clientes que poseen niveles de potencia bajos y medianos. (Ordoñez & Nieto, 2010 p. 29)

El sistema de distribución eléctrica comprende: (Collantes, 2010 p.20)

- El sistema de distribución primaria que distribuye la energía eléctrica desde las salidas de las subestaciones de subtransmisión hasta las subestaciones de distribución, a un nivel de tensión mayor a 1 kV y menor a 30 kV, denominado tensión primaria o media tensión.

- Las subestaciones de distribución que transforman la tensión a un nivel menor a través de transformadores con capacidades entre 1,5 kVA hasta 700 kVA.
- El sistema de distribución secundaria que distribuye la energía eléctrica desde las subestaciones de distribución hasta los puntos de entrega de los clientes, a un nivel de tensión de hasta 1 kV, denominado tensión secundaria o baja tensión.

Figura N° 2. 1: Sistema de distribución eléctrica



FUENTE: (Collantes, 2010)

2.3.1.2. Sistema de distribución primaria

Los circuitos de distribución vienen en muchas configuraciones diferentes y longitudes de circuito. La mayoría comparte muchas características comunes. Un alimentador es uno de los circuitos que salen de la subestación. El alimentador principal es la red troncal trifásica del circuito, que a menudo se denomina red de suministros o línea principal. Las empresas de servicios muchas veces diseñan el alimentador principal para 400 A y a menudo permiten una clasificación de emergencia de 600 A. Las ramificaciones de la red eléctrica son uno o más laterales, que también se llaman derivaciones, derivaciones laterales, ramas o líneas secundarias. Estas derivaciones

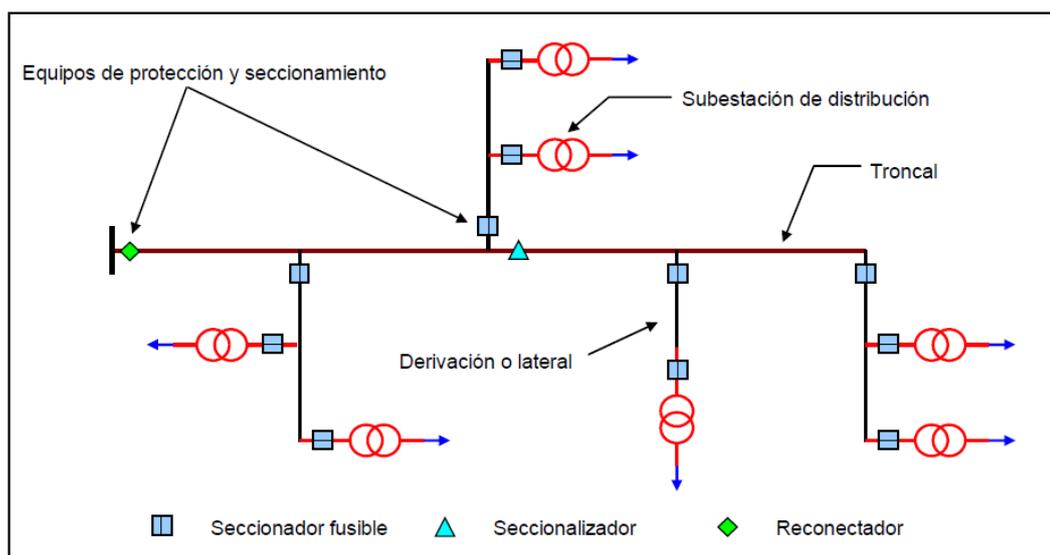
pueden ser monofásicos, bifásicos o trifásicos. Las derivaciones normalmente tienen fusibles para separarlos de la línea principal si tienen fallas. (Short, 2004 p. 22)

Las redes primarias de distribución más comunes son los sistemas de cuatro hilos y multiaterrados: conductores trifásicos más un neutro multiaterrado. Las cargas monofásicas son alimentadas por transformadores conectados entre una fase y el neutro. El neutro actúa como conductor de retorno y como tierra de seguridad del equipo (está conectado a tierra periódicamente y en todos los equipos). Una línea monofásica tiene un conductor de fase y el neutro, y una línea de dos fases tiene dos fases y el neutro. Algunos primarios de distribución son sistemas de tres hilos (sin neutro). En estas, las cargas monofásicas están conectadas, fase a fase, es decir, las líneas monofásicas tienen dos de las tres fases. (Short, 2004 p. 22)

Hay varias configuraciones de sistemas de distribución. La mayoría de los circuitos de distribución son radiales (tanto primarios como secundarios). Los circuitos radiales tienen muchas ventajas sobre los circuitos en red, incluidos: (Short, 2004 p. 22)

- Protección de corriente de falla más fácil
- Corrientes de falla más bajas en la mayor parte del circuito
- Control de voltaje más fácil
- Predicción y control más sencillos de los flujos de energía
- Costo más bajo

Figura N° 2. 2: Alimentador en media tensión



Fuente: (Collantes, 2010 p.21)

2.3.1.3. Subestaciones de distribución

Las subestaciones de distribución primaria transforman la energía a un nivel de tensión más baja, adecuada para la distribución local, compuesta por la recepción de las líneas de transmisión o subtransmisión, transformador de reducción, salida de las líneas primarias, equipos de protección. Las subestaciones de transformación manejan una tensión primaria llamada alta tensión de 138 kV o 60 kV y una tensión secundaria llamada media tensión que varía entre 10 kV y 22.9 kV. Las subestaciones de distribución reducen la energía de un valor de media tensión al de baja tensión de 380/220V. Sus instalaciones están implementadas con su respectivo centro de control y mantenimiento. (Ordoñez & Nieto, 2010 p. 31)

Las subestaciones de distribución vienen en muchos tamaños y configuraciones. Una pequeña subestación rural puede tener una calificación nominal de 5 MVA, mientras que una estación urbana puede tener más de 200 MVA. En la medida de lo posible, muchas empresas de servicios públicos tienen distribuciones de subestaciones estandarizadas, tamaños de transformadores, sistemas de retransmisión e instalaciones

de automatización y SCADA (control de supervisión y adquisición de datos). La mayoría de las configuraciones de bus de subestación de distribución son simples con redundancia limitada. (Short, 2004 p. 35)

Por otro lado, una subestación es un conjunto de equipos, instalaciones y dispositivos eléctricos, cuya operación en conjunto permite la modificación de los parámetros de un sistema eléctrico. Sus funciones principales son: transformar, distribuir, controlar y medir la energía eléctrica de un sistema. (Tafolla, 2014 p. 6)

El diseño de la subestación de distribución ha sido un tanto estandarizado por la industria de servicios eléctricos en base a experiencias pasadas. Sin embargo, el proceso de estandarización es continuo. (Gönen, 1986 p. 178)

El diseño de las redes se realiza de modo que las subestaciones se ubiquen siempre en esquinas. Estas subestaciones están formadas por los siguientes elementos: (Burgardt, Carballo, & Muinelo, 2005 p. 42)

- Barras de entrada / salida.
- Protecciones de MT: disyuntores, seccionadores, seccionadores de puesta a tierra.
- Protecciones de BT: fusibles.
- Transformador de MT / BT

Una subestación típica puede incluir el siguiente equipo: (1) transformadores de potencia, (2) interruptores de circuito, (3) interruptores de desconexión, (4) buses de estación y aislantes, (5) reactores limitadores de corriente. (6) reactores de derivación, (7) transformadores de corriente, (8) transformadores de potencial, (9) transformadores de tensión de condensador, (10) condensadores de acoplamiento, (11) condensadores en

serie. (12) condensadores de derivación, (13) sistema de conexión a tierra, (14) pararrayos y / o huecos, (15) trampas de línea, (16) relés de protección, (17) baterías de estación y (18) otros aparatos. (Gönen, 1986 p. 183)

2.3.1.4. Transformador de potencia

El transformador es probablemente uno de los dispositivos eléctricos más útiles jamás inventados. Puede aumentar o disminuir el voltaje o corriente de un circuito de corriente alterna, puede aislar circuitos entre sí y puede incrementar o disminuir el valor aparente de un capacitor, un inductor o un resistor. Además, el transformador nos permite transmitir energía eléctrica a grandes distancias y distribuirla de manera segura en fábricas y hogares. (Wildi, 2007 p. 183)

Los transformadores de menos de 10 MVA normalmente están protegidos con fusibles, pero los fusibles también se usan para transformadores de 20 o 30 MVA. Los fusibles son baratos y simples; no necesitan poder de control y ocupan poco espacio. Estos no son particularmente sensibles, especialmente para fallas internas en evolución. Los transformadores más grandes normalmente tienen protección de relé que opera un interruptor de circuito. Los relés a menudo incluyen protección diferencial, relés de presión repentina y relés de sobrecorriente. Tanto la protección diferencial como los relés de presión repentina son lo suficientemente sensibles para detectar fallas internas y despejar el circuito para limitar el daño adicional al transformador. Ocasionalmente, los relés operan un interruptor de conexión a tierra de lado alto en lugar de un interruptor. Cuando el interruptor de conexión a tierra se activa, crea una falla atornillada que se elimina mediante un dispositivo o dispositivos ascendentes. (Short, 2004 p. 35)

Subestaciones de distribución aéreas

Las subestaciones de distribución aéreas, con el propósito de dar las facilidades de acceso y espacio, en casos de contingencias o emergencias, deberán estar ubicados a suficiente distancia respecto a los accesos o salidas de emergencia de cualquier edificación, destinada o con un proyecto aprobado por el municipio para los centros educativos, mercados, hospitales, clínicas, iglesias, teatros, locales de espectáculos u otros similares, de modo que se cumplan las indicaciones establecidas o coordinadas con el Instituto Nacional de Defensa Civil. (CNE, 2011 p. 52)

2.3.1.5. Sistema de distribución secundaria

El sistema de distribución secundario de energía eléctrica constituye el eslabón final en la cadena producción – transporte – consumo de electricidad. En esta zona funcional se atiende a la mayoría de los usuarios del sistema de potencia; sólo usuarios con cargas muy grandes están conectados directamente a los sistemas de transmisión y subtransmisión. (ZAPATA, 2011 p. 24)

La red de distribución secundaria reduce el voltaje para su uso por parte de consumidores comerciales y residenciales. Las líneas y los cables que no excedan unos pocos cientos de pies de largo luego entregan la energía a los consumidores individuales. La distribución secundaria deriva la energía de un transformador que reduce el voltaje del alimentador primario y entrega a la mayoría de los clientes (un hogar típico) en niveles de baja tensión de 380/220 V usando una línea de cuatro hilos. (Saadat, 1999 p. 26)

En los sistemas de distribución primaria los clientes comerciales e industriales de mayor carga son los que reciben a menudo el suministro de energía eléctrica en niveles de media tensión que están entre 10 kV y 22.9 kV, los cuales se conectan

directamente a la red primaria. A diferencia de los sistemas de distribución secundaria, que consisten en la conexión de la mayoría de los usuarios de un sistema eléctrico como son los residenciales, domésticos y otros pequeños, mediante conductores de baja tensión con niveles de voltaje que están en 380/220 V. (Meier, 2006 p. 148)

2.3.1.6. Sistemas de cable de alimentación

Los cables de alimentación son el componente crítico de un sistema de distribución eléctrica y deben funcionar el mayor tiempo posible de acuerdo con los estándares de confiabilidad y seguridad. Una parte vital del programa de mantenimiento son las pruebas de diagnóstico adecuadas para identificar los defectos que causan una falla del sistema. Esto ayuda a predecir cuándo estos defectos pueden inducir fallas en el sistema de cable. La prueba debe estar económicamente justificada dentro del concepto de mantenimiento basado en la condición y no debe causar una degradación adicional al sistema bajo prueba. (Chudnovsky, 2013 p. 358)

2.4. Confiabilidad del sistema y calidad de suministro

La confiabilidad es una función que expresa una probabilidad que se relaciona a la posibilidad de disponer energía eléctrica a través del tiempo (Ayre, 2005 p. 20). También la podemos definir como la probabilidad de que un sistema o un equipo, cumpla sus objetivos adecuadamente durante un período determinado de tiempo y bajo unas condiciones dadas de operación. (Flores & Martinez, 2015 p. 21)

La definición de Calidad de Suministro dada por la normativa peruana, en específico la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE), en el que indica 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. (NTCSE, 2006 p. 28)

2.4.1. Parámetros de confiabilidad

Existen numerosas definiciones y nomenclaturas para estos índices en la literatura y en los estándares de diferentes países. Casi todos ellos tienen su equivalente o se relacionan, con los índices bases. A nivel de los puntos de carga o por componente, se distinguen tres índices bases: (Morales, 2011 p. 17)

- **Tasa de falla (λ):** Cantidad de fallas de un elemento por unidad de tiempo. El inverso de la tasa de falla se conoce como tiempo promedio entre fallas.
- **Tiempo de reparación (r):** Es el tiempo promedio que dura una falla de suministro, expresado en horas. El inverso del tiempo de reparación se conoce como tasa de reparación, MTTR (Mean Time To Repair).
- **Tiempo anual de desconexión esperado o “Indisponibilidad (U):** Es la indisponibilidad total de servicio durante un año, representa la cantidad de horas interrumpidas, y se define en función de los parámetros anteriores.

$$U = \lambda * r \quad (2.1)$$

2.4.2. Índices de confiabilidad

Los índices de confiabilidad utilizados para redes eléctricas pretenden cuantificar la calidad del servicio que presenta la red en cualquier punto de consumo. Estos se pueden calcular para todo el sistema, como también para puntos de carga más importantes (zona de prioridad). Los principales índices usados para todo el sistema se dividen en tres grandes grupos y se encuentran dentro de la siguiente clasificación: (Ayre, 2005 p. 25)

- a) Índices por frecuencia.
- b) Índices por duración.

c) Índices por interrupciones momentáneas.

De acuerdo a la norma **IEEE Standard 1366-2012 (Guide for Electric Power Distribution Reliability Indices – Revision of IEEE Std 1366-2003)** se especifican 13 índices de confiabilidad las cuales se hallan agrupadas dentro de la clasificación indicada líneas arriba, destacándose las siete (7) más importantes, que se detallan a continuación: (IEEE, 2012 p. 5)

1) SAIFI (índice de frecuencia de interrupciones promedio del sistema)

El Índice de Frecuencia de Interrupción Promedio del Sistema (SAIFI) indica con qué frecuencia el cliente promedio experimenta una interrupción sostenida durante un periodo de tiempo predefinido. Matemáticamente, esto se da en la siguiente ecuación.

$$SAIFI = \frac{\sum \text{Numero Total de Clientes Interrumpidos}}{\text{Numero Total de Clientes Atendidos}} = \frac{\sum N_i}{N_T} = \frac{CI}{N_T} \quad (2.2)$$

2) SAIDI (índice de duración de interrupciones promedio del sistema)

El Índice de Duración de Interrupción Promedio del Sistema (SAIDI) indica la duración total de la interrupción para el cliente promedio durante un período de tiempo predefinido. Se mide comúnmente en minutos u horas de interrupción. Matemáticamente, esto se da en la siguiente ecuación.

$$SAIDI = \frac{\sum \text{Minutos de interrupción del cliente}}{\text{Numero Total de Clientes Atendidos}} = \frac{\sum r_i N_i}{N_T} = \frac{CMI}{N_T} \quad (2.3)$$

3) CAIDI (índice de duración de interrupción promedio, por cliente interrumpido)

El Índice de Duración de Interrupción Promedio del Cliente (CAIDI) representa el tiempo promedio requerido para restaurar el servicio. Matemáticamente, esto se da en la siguiente ecuación.

$$CAIDI = \frac{\sum \text{Minutos de interrupción del cliente}}{\text{Numero Total de Clientes Interrumpidos}} = \frac{CMI}{CI} = \frac{\sum r_i N_i}{\sum N_i} = \frac{SAIDI}{SAIFI} \quad (2.4)$$

4) CAIFI: Índice de Frecuencia de Interrupción Promedio del Cliente

El Índice de Frecuencia de Interrupción Promedio del Cliente (CAIFI) proporciona la frecuencia promedio de interrupciones sostenidas para aquellos clientes que experimentan interrupciones sostenidas. El cliente se cuenta una vez, independientemente del número de veces interrumpido para este cálculo. Matemáticamente, esto se da en la siguiente ecuación.

$$CAIFI = \frac{\sum \text{Número total de interrupciones del cliente}}{\text{Número total de clientes distintos interrumpidos}} = \frac{\sum N_i}{CN} = \frac{CI}{CN} \quad (2.5)$$

5) ASAI (índice de disponibilidad promedio del servicio)

El Índice de disponibilidad de servicio promedio (ASAI) representa la fracción de tiempo (a menudo en porcentaje) que un cliente ha recibido energía durante el período de informe definido. Matemáticamente, esto se da en la siguiente ecuación.

$$ASAI = \frac{\text{Disponibilidad de servicio de horas de cliente}}{\text{Demanda de servicio de horas de atención al cliente}} \quad (2.6)$$

$$ASAI = \frac{N_T * (\text{Número de Horas/año}) - \sum r_i N_i}{N_T * (\text{Número de Horas/año})} \quad (2.7)$$

Nota: Hay 8 760 horas en un año no bisiesto y 8 784 horas en un año bisiesto

6) ASIFI (índice de frecuencia de interrupciones promedio del sistema por kVA conectado)

El cálculo del Índice de Frecuencia de Interrupción Promedio del Sistema (ASIFI) se basa en la carga y no en los clientes afectados. ASIFI se usa a veces para medir el desempeño de la distribución en áreas que atienden a relativamente pocos clientes que tienen concentraciones relativamente altas de carga, predominantemente clientes industriales / comerciales. Teóricamente, en un sistema con distribución de

carga homogénea, ASIFI sería lo mismo que SAIFI. Matemáticamente, esta ASIFI se da en la siguiente ecuación.

$$ASIFI = \frac{\sum \text{Total conectado kVA de carga interrumpida}}{\text{Total conectado kVA servido}} = \frac{\sum L_i}{L_T} \quad (2.8)$$

7) ASIDI (índice de duración de frecuencia de interrupciones promedio del sistema por kVA conectado)

El cálculo del Índice de duración promedio de interrupción del sistema (ASIDI) se basa en la carga y no en los clientes afectados. ASIDI se usa a veces para medir el desempeño de la distribución en áreas que atienden a relativamente pocos clientes que tienen concentraciones relativamente altas de carga, predominantemente clientes industriales / comerciales. Matemáticamente, ASIDI se da en la siguiente ecuación.

$$ASIDI = \frac{\sum \text{KVA conectada Duración de la carga interrumpida}}{\text{Total conectado kVA servido}} = \frac{\sum r_i L_i}{L_T} \quad (2.9)$$

2.5. Normas técnicas existentes

2.5.1. Norma técnica de calidad de los servicios eléctricos (NTCSE, 2006 p. 28)

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.

Para evaluar la Calidad de Suministro, se toman en cuenta indicadores que miden el número de interrupciones del servicio eléctrico, la duración de estas y la energía no suministrada como consecuencia. El Período de Control de interrupciones es de seis (6) meses calendario de duración.

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 mayor debidamente comprobados y calificados como tales por la Autoridad.

Las Interrupciones programadas son aquellas exclusivamente para actividades de expansión o reforzamiento de redes; o, mantenimiento de redes, ambas programadas oportunamente, sustentadas ante la Autoridad y notificadas a los Clientes con una anticipación mínima de cuarenta y ocho (48) horas, señalando horas exactas de inicio y culminación de trabajos.

Si existiese diferencia entre la duración real y la duración programada de la interrupción, se considera para el cálculo de los índices de calidad si la duración real es mayor a la programada y en caso la duración real sea menor a la programada, esta no será considerada.

2.5.1.1. Tolerancias (NTCSE, 2006 p. 30)

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

Número de Interrupciones por Cliente (N')

- Clientes en Muy Alta y Alta Tensión : 02 Interrupciones / Semestre
- Clientes en Media Tensión : 04 Interrupciones / Semestre
- Clientes en Baja Tensión : 06 Interrupciones / Semestre

Duración Total Ponderada de Interrupciones por Cliente (D')

- Clientes en Muy Alta y Alta Tensión : 04 horas / Semestre
- Clientes en Media Tensión : 07 horas / Semestre
- Clientes en Baja Tensión : 10 horas / Semestre

2.5.2. Procedimiento para la supervisión de la operación de los sistemas eléctricos (OSINERGMIN, 2004 p. 01)

Aprobada mediante Resolución N° 074-2004-OS/CD, el objetivo es establecer el procedimiento para la entrega de información adicional a lo reportado por aplicación de

la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos por parte de las empresas concesionarias de distribución referidos a interrupciones por fallas maniobras e indisponibilidades de las instalaciones eléctricas de Generación, Transmisión o Distribución que afecten al suministro del servicio público de electricidad.

El procedimiento que debe seguir el concesionario de distribución para comunicar a OSINERG como evento que afectan la operación de los sistemas eléctricos, las interrupciones del suministro eléctrico del servicio público de electricidad cuya duración sea igual o mayor a 3 (tres) minutos; asimismo informar el código de las instalaciones eléctricas involucradas y las causas de dichas interrupciones.

Para el cálculo del SAIFI MT y SAIDI MT que se considera para evaluar la Performance de la Operación es la suma del año de los indicadores obtenido por mes para cada sistema eléctrico. (OSINERGMIN, 2004 p. 11)

Se define como interrupciones importantes a aquellas interrupciones del suministro eléctrico del servicio público de electricidad que afecta a todo un Sistema Eléctrico o cuando el número de usuarios afectados sean el 5% o más de los usuarios del Sistema Eléctrico; en este último caso, sólo se considerarán interrupciones importantes a aquellas que afecten más de 5000 usuarios. (OSINERGMIN, 2004 p. 03)

2.5.3. Tipificación y escala de multas y sanciones (OSINERGMIN, 2003)

Aprobada mediante Resolución N° 028-2003-OS/CD, el objetivo es contar con un instrumento jurídico que ordene y sistematice el universo de hechos u omisiones bajo el ámbito de supervisión y fiscalización institucional. Asimismo, contar con una escala de multas y sanciones en adelante la Escala acorde con la normatividad vigente, a fin de poder dar un mayor respaldo a la función fiscalizadora y sancionadora de la institución.

2.5.3.1. Tipo de empresa

Tipo 1:

Empresa, entidad y/o persona que desarrolla actividad de: Generación cuya producción del año anterior fue inferior o igual a 50 millones kWh; o Transmisión cuyo Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) del año anterior fue hasta 10 millones US\$; o Distribución cuya venta del año anterior fue inferior o igual a 50 millones kWh.

Tipo 2:

Empresa, entidad y/o persona que desarrolla actividad de: Generación cuya producción del año anterior fue superior a 50 millones kWh hasta 200 millones kWh; o Transmisión cuyo Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) del año anterior fue superior a 10 millones US\$ hasta 30 millones US\$; o Distribución cuya venta del año anterior fue superior a 50 millones kWh hasta 200 millones kWh.

Tipo 3:

Empresa, entidad y/o persona que desarrolla actividad de: Generación cuya producción del año anterior fue superior a 200 millones kWh hasta 1,000 millones kWh; o Transmisión cuyo Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) del año anterior fue superior a 30 millones US\$ hasta 100 millones US\$; o Distribución cuya venta del año anterior fue superior a 200 millones kWh hasta 1,000 millones kWh.

Tipo 4:

Empresa, entidad y/o persona que desarrolla actividad de: Generación cuya producción del año anterior fue superior a 1,000 millones kWh; o Transmisión cuyo Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) del año anterior fue superior a 100 millones US\$; Distribución cuya venta del año anterior fue superior a 1,000 millones kWh.

Tabla N° 2. 1: Escala de Multas y Sanciones De Electricidad

N°	Tipificación de infracciones	Base Legal	Sanción	E. Tipo 1	E. Tipo 2	E. Tipo 3	E. Tipo 4
1.44	Incumplir lo establecido en la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos.	Art. 31° inc. e) de la Ley. Art. 201 inc. b) del Reglamento.					
1.44.1	Por incumplimiento de plazos establecidos por la NTCSE o por OSINERG para el cumplimiento de ésta.	Art. 31° inc. e) de la Ley. NTCSE y Base Metodológica.	De 1 a 100 UIT	(M) Hasta 20 UIT	(M) Hasta 30 UIT	(M) Hasta 50 UIT	(M) Hasta 100 UIT
1.44.2	Por no ejecutar las mediciones en los plazos y forma que exige la NTCSE.	Art. 31° inc. e) de la Ley. Numerales 5.4.4, 6.2.3, 7.3.4 y 8.2.4 de la NTCSE.	De 1 a 500 UIT	(M) Hasta 100 UIT	(M) Hasta 200 UIT	(M) Hasta 350 UIT	(M) Hasta 500 UIT
1.44.3	Por exceder las tolerancias exigidas en la NTCSE para la precisión de los medidores de energía utilizados en la facturación del consumo.	Art. 31° inc. e) de la Ley. Numeral 7.3.4 de la NTCSE.	De 1 a 500 UIT	(M) Hasta 100 UIT	(M) Hasta 200 UIT	(M) Hasta 350 UIT	(M) Hasta 500 UIT
1.44.4	Por incumplimiento de las exigencias de la NTCSE en lo referente al trato al Cliente y a los medios a disposición al cliente.	Art. 31° inc. e) de la Ley. Numerales 7.1.4 y 7.2.4 de la NTCSE.	De 1 a 650 UIT	(M) Hasta 130 UIT	(M) Hasta 260 UIT	(M) Hasta 450 UIT	(M) Hasta 650 UIT
1.44.5	Por Incumplimiento de las disposiciones de OSINERG relativas a la NTCSE.	Art. 31° inc. e) de la Ley. NTCSE.	Amonestación De 1 a 500 UIT	(M) Hasta 100 UIT	(M) Hasta 200 UIT	(M) Hasta 350 UIT	(M) Hasta 500 UIT
1.44.6	Por exceder las tolerancias de la calidad de producto o suministro, alumbrado público.	Art. 31° inc. e) de la Ley.	De 1 a 600 UIT	(M) Hasta	(M) Hasta	(M) Hasta	(M) Hasta

FUENTE: Anexo 1 de Tipificación y Escala De Multas y Sanciones

2.6. Fallas en las redes eléctricas

2.6.1. Causas de las fallas en las redes eléctricas (Ramirez, 2003 p. 67)

Se define una falla como una conexión no planificada que al suscitarse, esta modifica drásticamente las condiciones de operación de un sistema eléctrico de potencia. Estas fallas pueden ser:

- Ajuste inadecuado de la protección
- Sobrevoltajes y sobrecorrientes debido a las descargas atmosféricas.
- Sobrevoltajes debido al suicheo y a la ferorresonancia.

- Rompimiento y caída de conductores, aisladores y estructuras de soporte debido a vientos, sismos, hielo, árboles, inundaciones, deslizamientos, impacto de automóviles, equipos de excavación, vandalismo, etc.
- Daño de aislamientos causado por roedores, aves, serpientes, etc.
- Bajo nivel de aislamiento (Aislador Roto / Tensión inadecuada)
- Falla equipo (transformador, interruptor, seccionador de potencia etc.)
- Daño de instalaciones causado por Incendio, etc.
- Fallas de equipos, empalme de red, terminal cable y errores de cableado.
- Contacto de red con árbol, red con edificación y entre conductores causado por cometas, fuertes vientos, etc.
- Picado de cable por personal propio
- Contacto accidental con línea
- Contaminación
- Corriente pico de arranque de motores por un ajuste inadecuado del sistema de protección.
- Otros, por falla en componente(s) del sistema de potencia y por falla humana.

2.6.2. Clases de fallas

2.6.2.1. Fallas temporales

Esta clase de fallas pueden ser despejadas antes de que ocurran serios daños, o se autodespejan por la operación de dispositivos de despeje de falla que operan lo suficientemente rápido para prevenir los daños. Algunos ejemplos son: arcos 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 con la actuación de las protecciones de sobrecorriente. (Ramirez, 2003 p. 67)

2.6.2.2. Fallas permanentes (Ramirez, 2003 p. 67)

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

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

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

2.6.3. Tipos de fallas (Arce, 2010 p. 149)

Los Sistemas Eléctricos de distribución están sometidos a diversos fenómenos que producen distintos tipos de fallas eléctricas de forma imprevista y sorpresiva, entre los fenómenos causantes de una falla eléctrica, podemos mencionar: viento, incendios, la caída de una estructura, maniobras, descargas atmosféricas, etc.

Estos fenómenos pueden originar diversos tipos de fallas como por ejemplo:

- Falla simple de línea a tierra o monofásica
- Falla de línea a línea o bifásica
- Falla doble línea a tierra o bifásica a tierra

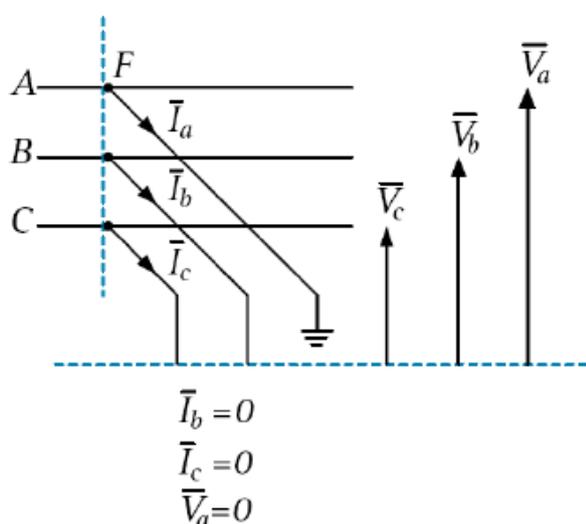
➤ Falla trifásica

A continuación explicaremos cada una de estas fallas que se presentan en la redes de distribución.

2.6.3.1. Falla simple de línea a tierra o monofásica

La falla del aislamiento entre una de las fases y la tierra, es conocida como falla simple de línea a tierra y ocurre cuando una de las tres fases energizadas de un sistema trifásico hace contacto con la tierra del sistema. Esta es una falla asimétrica, debido a que provoca que por el sistema de distribución circulen corrientes desequilibradas, la fase fallada sufre una caída de tensión y un aumento significativo de la corriente. Este tipo de falla es la que tiene más probabilidad de ocurrencia en comparación con las siguientes.

Figura N° 2. 3: Falla monofásica



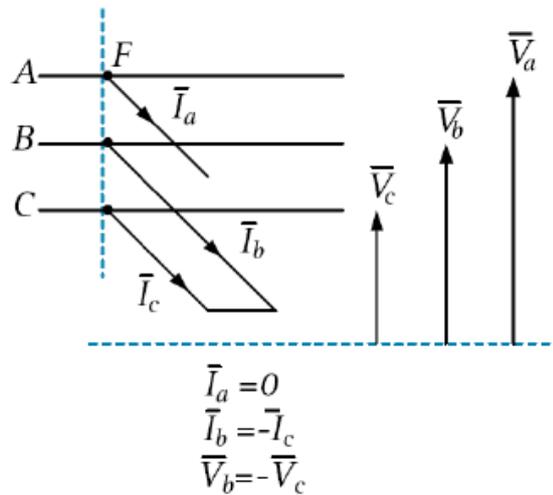
Fuente: Cálculo de Fallas (Chilet, 2009)

2.6.3.2. Falla de línea a línea o bifásica

La falla del aislamiento entre dos de las tres fases es conocida como falla de línea a línea y se produce cuando hacen contacto físico dos conductores energizados de

las tres fases de un sistema trifásico sin tocar la tierra del sistema, provocando una caída de tensión y un aumento significativo de la corriente en las dos fases falladas.

Figura N° 2. 4: Falla bifásica

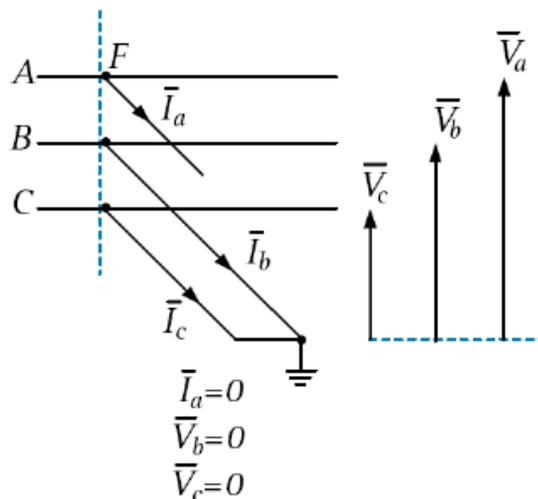


Fuente: Cálculo de Fallas (Chilet, 2009)

2.6.3.3. Falla doble línea a tierra o bifásica a tierra

La falla simultanea del aislamiento entre dos conductores de fase y la tierra es conocida como falla doble línea a tierra. Esta se presenta cuando dos conductores energizados de un sistema trifásico tocan tierra simultáneamente. Esta falla también se puede considerar como dos fallas de línea a tierra simultáneas.

Figura N° 2. 5: Falla bifásica a tierra

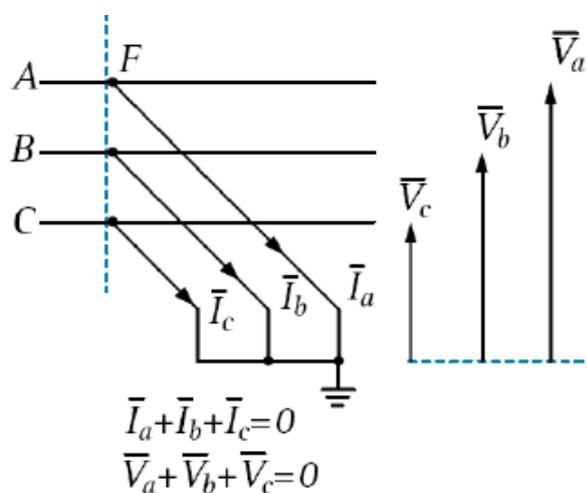


Fuente: Cálculo de Fallas (Chilet, 2009)

2.6.3.4. Falla trifásica

La falla del aislamiento entre las tres fases se la conoce como falla trifásica. Las fallas trifásicas simétricas tienen una probabilidad de ocurrencia muy baja, y cuando suceden generalmente es por descuido del personal de mantenimiento. Los conductores de las tres fases se cortocircuitan con un juego de conductores aislados que tienen contacto efectivo con la tierra del sistema para protección del liniero, contra la energización inadvertida de la línea mientras se trabaja en red teniendo contacto con los conductores de fase. Una vez terminados los trabajos, hay ocasiones en las que el liniero se olvida de quitar las puestas a tierra y cuando se conecta el interruptor, ocurre una falla trifásica simétrica. Este tipo de falla es la que tiene menor probabilidad de ocurrencia de los tipos de fallas anteriormente descritas, la mayoría de las fallas que se consideran trifásicas, inician como fallas de simple línea a tierra o de línea a línea, instantes después se involucran las fases no falladas.

Figura N° 2. 6: Falla Trifásica



Fuente: Cálculo de Fallas (Chilet, 2009)

2.6.4. Sobrecorriente

Se define sobrecorriente a cualquier corriente eléctrica en exceso del valor nominal indicado en el dispositivo de protección, en el equipo eléctrico o en la capacidad de conducción de corriente de un conductor. La sobrecorriente puede ser causada por una sobrecarga, un cortocircuito o una falla a tierra. Esta eleva la temperatura de operación en los diferentes elementos de la instalación eléctrica donde se presenta.

Una sobrecorriente se puede originar a partir de un cortocircuito con el contacto imprevisto de dos conductores o partes de un circuito eléctrico, con una diferencia de potencial o tensión entre sí sin ninguna impedancia eléctrica entre ellos. Este efecto, según la Ley de Ohm, al ser la impedancia cero hace que la intensidad tienda a infinito, con lo cual pelagra la integridad de conductores y máquinas debido al calor generado por dicha intensidad, debido al efecto Joule. En la práctica, la intensidad producida por un cortocircuito, siempre queda amortiguada por la resistencia de los propios conductores que, aunque muy pequeña, nunca es cero. (Cervantes & Villegas, 2009 p. 14)

$$I = V/Z \text{ (SI } Z \text{ es cero, } I = \textit{infinito}) \quad (2.10)$$

2.6.5. Origen de las sobretensiones

Las sobretensiones pueden ser el resultado de problemas de larga duración que crean aumentos de tensión. Una sobretensión puede considerarse un aumento de tensión prolongado. Las sobretensiones también son comunes en áreas donde los valores de referencia de los Taps del transformador de suministro están mal configurados y se han reducido las cargas. Esto es común en regiones estacionales donde las comunidades reducen el uso de energía fuera de temporada y aún se está suministrando la capacidad

de energía para la parte de la estación de alto uso, aun cuando la necesidad de suministro es mucho más pequeña. (Seymour & Horsley, n.d. p. 12)

La sobretensión es una sollicitación variable en el tiempo cuyo valor máximo es superior al valor de cresta de la tensión nominal. El valor o valores de cresta sobrepasan el valor de $(U_m * \frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}})$ o $(U_m * \sqrt{2})$ respectivamente. (Quejía & Tinco, 2014 p. 15)

El cálculo o estimación de las sobretensiones a las que puede ser sometido cualquier equipo es de vital importancia en el diseño de redes eléctricas, ya que son estas sollicitaciones las que servirán para escoger el nivel de aislamiento y las protecciones de los equipos. Un estudio completo de sobretensiones debe tener como objetivos: (Zambrano, 2011 p. 13)

- Establecer el origen y el tipo de sobretensiones que es necesario determinar para una selección adecuada de los aislamientos y de los medios de protección.
- Determinar la distribución estadística de aquellas sobretensiones que serán empleadas en la selección de los aislamientos.

2.6.6. Clasificación de sobretensiones

Primeramente la clasificación de las sobretensiones está basado en su origen, puesto que la causa puede ser interna o externa a la red. (Quejía & Tinco, 2014 p. 15)

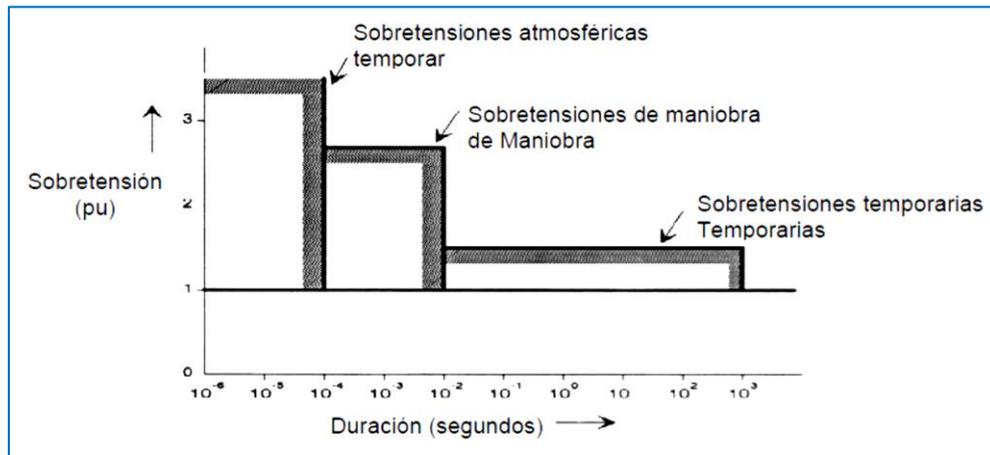
- a. Origen interno: Estas sobretensiones son causadas por el propio sistema cuando los dispositivos de desconexión de la línea no brindan seguridad al sistema. Por ejemplo, en casos en los que hay rechazo de carga en el extremo más alejado de la red. Estos a su vez se dividen en sobretensiones de maniobra y temporales.

- b. Origen externo: Son causadas por descargas atmosféricas, al impactar un rayo de manera directa o indirectamente sobre la red eléctrica.

Una clasificación más completa pueden distinguir las siguientes categorías:
(Gómez, 2002 p. 439)

- a) **SOBRETENSIONES TEMPORALES:** Son de larga duración (desde varios milisegundos a varios segundos), poco amortiguadas, amplitud superior a la máxima nominal del sistema y de frecuencia igual o próxima a la frecuencia de operación.
- b) **SOBRETENSIONES DE FRENTE LENTO:** Son de corta duración (pocos milisegundos), fuertemente amortiguadas y se presentan con una gama de frecuencias que varía entre 2 y 20 KHz.
- c) **SOBRETENSIONES DE FRENTE RÁPIDO:** Son generalmente unidireccionales, de duración muy corta y amplitud muy superior a la tensión de cresta nominal originadas por actividad atmosférica, debido al impacto de rayos en las líneas aéreas (Hurtado, 2016 p. 34), o cerca de ellas. Su rango de frecuencia varía de 10KHz - 3MHz.
- d) **SOBRETENSIONES DE FRENTE MUY RÁPIDO:** Dependiendo del origen pueden ser oscilatorias o unidireccionales, generalmente se deben a la maniobra de seccionadores en las subestaciones blindadas en SF6 (Hurtado, 2016 p. 34), su duración es de pocos microsegundos, y su frecuencia es generalmente varia de 100KHz· 50 MHz”.

Figura N° 2. 7: Amplitud y duración de los distintos tipos de sobretensiones



Fuente: (Hurtado, 2016)

Según la norma: IEC 60071-1, la clasificación de las sobretensiones según la forma de la onda y el tiempo de duración se observa en la Figura N° 8.

Figura N° 2. 8: Formas de onda de sobretensiones normalizadas según IEC-60071-1

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

*) to be specified by the relevant apparatus committees

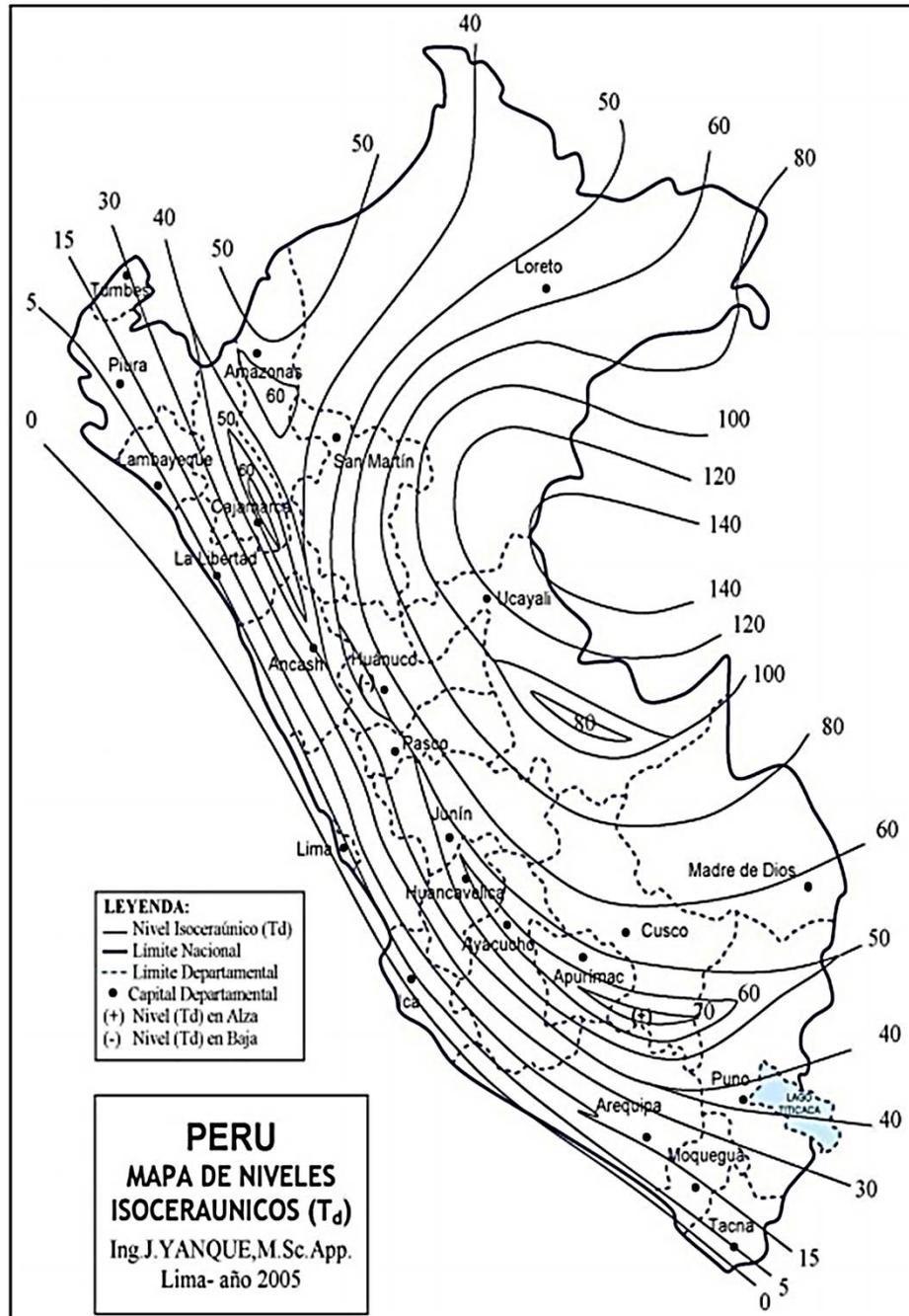
Fuente: Norma IEC 60071-1, Coordinación de aislamiento, parte 1: Definiciones, principios y reglas.

2.6.7. Descargas atmosféricas

Las descargas atmosféricas producen sobretensiones en las líneas y a su vez en el equipo de la subestación, capaces de perforar el aislamiento y/o el deterioro del equipo de patio e inclusive el de control y protección. Son producidas por el medio

ambiente. Existen zonas de alto nivel isoceraúnico donde se presentan con mayor frecuencia. El nivel isoceraúnico da el número de días al año en los que se presentan tormentas que involucran descargas eléctricas. (Ramirez, 2003 p. 293)

Figura N° 2. 9: Mapa de niveles isoceraunicos del Perú



Fuente: cortesía del Ing. Justo Yanque

De acuerdo a teorías generalmente aceptadas, los rayos juegan un papel importante en un intento de la naturaleza por mantener un balance dinámico entre las cargas de las capas superiores de la atmósfera y la superficie terrestre. Fue Benjamín Franklin el principal científico de la era moderna en estudiar el fenómeno no solo en cuanto al origen y carga de la nube, sino en las alternativas de protección contra este fenómeno. (Machaca, 2017 p. 34)

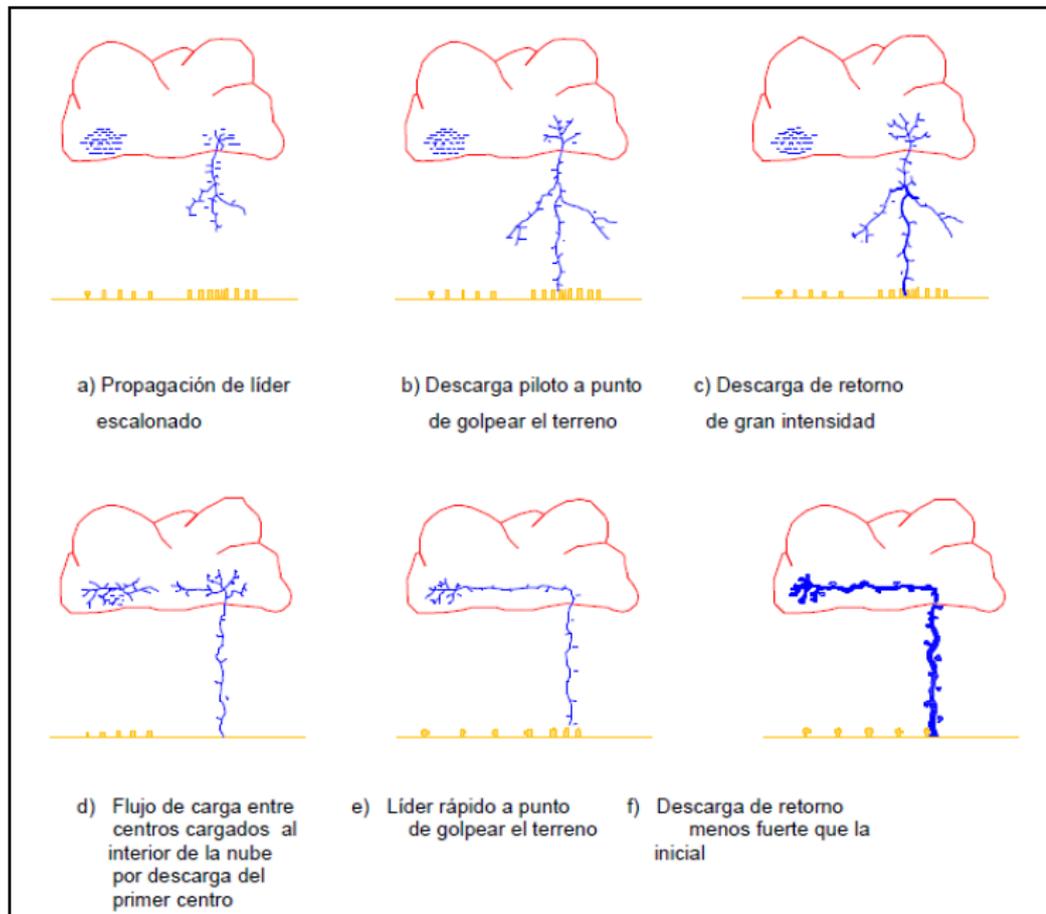
Antes de desarrollar un estudio sobre los efectos de las descargas en los sistemas de transmisión eléctrica aéreos, resulta conveniente conocer acerca de algunos de sus aspectos resaltantes, como lo son, su naturaleza y origen. Son muchas las teorías formuladas sobre la formación de una descarga atmosférica, entre ellas podemos mencionar las siguientes: (Machaca, 2017 p. 34)

- a) Teoría de Simpson
- b) Teoría de Elster y Geitel
- c) Teoría de Wilson
- d) Teoría de Schonland

2.6.7.1. Teoría de schonland (Machaca, 2017 p. 35)

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

Figura N° 2. 10: Procesos de formación de la descarga nube tierra



Fuente: Central Station Engineers of the Westinghouse Electric Corporation (1964). Electrical Transmission and Distribution Reference Book. (Fourth edition). United States of America.

- a) Las cargas eléctricas en la nube se encuentran distribuidas en forma no homogénea, existiendo, por consiguiente, concentraciones desiguales de carga en el seno de la misma. Alrededor del 90% de las descargas son de carácter negativo.
- b) Una vez que el gradiente eléctrico sobrepasa el valor crítico, comienzan a ocurrir pequeñas descargas en el seno de la nube. Estas en virtud de la ionización por choque en el aire, van degenerando en forma de avalancha, denominada descarga piloto, la cual, según lo medido, avanza a una velocidad promedio de 150km/s (aproximadamente 1/20 de la velocidad de la luz).

- c) La rama de la descarga piloto logra imponerse en su crecimiento hacia la tierra, viéndose acompañada de pequeños puntos luminosos, son los característicos de las denominadas “Descargas Escalonadas”. Durante este proceso, la luminosidad es baja y la corriente no excede de unos pocos amperios. El incremento del gradiente eléctrico de la tierra al aproximarse la descarga a ésta, favorece a la formación de un canal llamado “Canal de Recepción”. Dicha canal, rara vez supera los 30,48m de altura y no necesariamente tiene que ser el suelo, a veces puede ser originado incluso por un objeto ubicado por encima del plano de tierra (torre de transmisión, torre de telecomunicaciones, etc.).
- d) El canal de recepción sale entonces al encuentro de la descarga piloto, la cual trae una gran cantidad de cargas negativas (o positivas, según sea el caso), formándose así el canal plasmático.
- e) Para neutralizar la carga en la nube, una gran cantidad de cargas opuestas salen del plano de tierra, utilizando el mismo canal previamente ionizado. A través de este canal plasmático, ocurrirán todas las descargas sucesivas de las cuales la primera es la de retorno denominada “Descarga de Retorno” o “Return Stroke”
- f) El impacto provocado por las cargas eléctricas que la descarga de retorno induce en el seno de la nube, es tan fuerte que en la mayoría de los casos origina una segunda descarga orientada hacia la tierra, denominada “Descarga Secundaria”, la posee una velocidad promedio del 1% de la velocidad de la luz. Este par de fenómenos (Descarga de Retorno y Descarga Secundaria), pueden repetirse un número de veces apreciable, lo cual se denomina, “Descargas Múltiples”.

La velocidad de propagación de esta descarga esta aproximadamente entre el 30% y el 10% de la velocidad de la luz, lo cual causa que sea apreciable el valor de la

intensidad de corriente la cual puede alcanzar valores de hasta 160kA. Mientras la descarga principal requiere un tiempo aproximado de 20ms para llegar a la tierra, la descarga de retorno acusa un tiempo promedio de 100 μ seg. La forma de onda de la corriente, es determinada por la tasa de descarga del canal plasmático, la cual es obviamente función de la velocidad de retorno y de la distribución de las cargas a lo largo del canal.

No existe un modelo analítico del proceso de un Rayo, los fenómenos que participan (atmosféricos, electrostáticos) son aleatorios, los estudios se basan en registros de parámetros y vistas fotográficas en la etapa de impacto en el suelo.

- a) En las regiones de clima templado como el Perú, entre el 80% y el 90% de las descargas por Rayo, son de polaridad negativa (95% en la zona ecuatorial).
- b) Los Rayos Descendentes parten de la nube, son mayormente de polaridad negativa (-) y los Rayos Ascendentes parten del suelo, son esporádicos y mayormente de polaridad positiva (+).
- c) En las zonas planas, la mayoría de los rayos son descendentes, cuando son ascendentes se producen desde objetos protuberantes puntiagudos o muy altos.

2.7. Sistema de protección

La función principal de un sistema de protección es fundamentalmente detectar, evaluar y eliminar los defectos eléctricos que se presenten en un sistema de potencia (TECSUP) realizando la pronta remoción del servicio cuando algún elemento del sistema de potencia sufre un cortocircuito, o cuando opera de manera anormal (Ramirez, 2003 p. 66), de tal forma que se deje fuera de servicio solo la parte que presenta la falla, tratando de afectar a la menor cantidad de usuarios (TECSUP). Existe

además una función secundaria la cual consiste en proveer indicación de la localización y tipo de falla (Ramirez, 2003 p. 66).

2.7.1. Objetivo del sistema de protección

Tal como ha sido definido, el Sistema de Protección de los equipos y/o instalaciones del sistema tiene los siguientes objetivos: (COES, 2014 p. 8)

1. Aislar las fallas tan pronto como sea posible con la finalidad de minimizar las pérdidas económicas que se pudiesen producir como consecuencia de las fallas.
2. Alertar sobre las condiciones anormales de operación del sistema con la finalidad de tomar las acciones preventivas que permitan evitar pérdidas económicas por posibles desconexiones. De acuerdo a la gravedad de la situación efectuar operaciones automáticas de conexiones y/o desconexiones pertinentes.
3. Alertar sobre el estado inapropiado de los equipos con la finalidad de tomar las acciones preventivas que permitan evitar pérdidas económicas por posibles fallas en dichos equipos. De acuerdo a la gravedad de la situación aislar al equipo del sistema.

2.7.2. Funciones del sistema de protección (Ramirez, 2003 p. 68)

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

- Minimizar los riesgos.

2.7.3. Compromisos del sistema de protección

Se debe llegar a un compromiso basado en los siguientes aspectos que influyen cualquier aplicación: (Ramirez, 2003 p. 76)

- Economía inicial, operación y mantenimiento.
- Estadísticas disponibles de fallas o dificultades: magnitud y localización de transformadores de corriente TC y transformadores de potencial TP.
- Prácticas de operación: conforme a normas.
- Experiencia previa: historial de dificultades.

2.7.4. Criterios de diseño

Un sistema de protección, tanto en su conjunto como cada una de las protecciones que la componen, deben de satisfacer las siguientes características funcionales:

SENSIBILIDAD: Es la capacidad de detectar una falla por muy pequeña o incipiente que sea. La mayor sensibilidad viene a ser la capacidad para (COES, 2014 pág. 14) saber distinguir inequívocamente las situaciones de falla de aquellas que no lo son. Para dotar a un sistema de protección de esta característica es necesario: (Ramirez, 2005 p. 6)

- Establecer para cada tipo de protección las magnitudes mínimas necesarias que permiten distinguir las situaciones de falla de las situaciones normales de operación.
- Establecer para cada una de las magnitudes necesarias las condiciones límite que separan las situaciones de falla de las situaciones normales de operación.

VELOCIDAD: Tras haber sido detectada, una falla debe ser despejada lo más rápidamente posible. Cuando menos tiempo se tarde en aislar la falla, menos se extenderán sus efectos y menores daños y alteraciones se producirán al reducirse el tiempo de permanencia bajo condiciones anómalas en los diferentes elementos. (Ramirez, 2005 p. 7)

La rapidez con que puede actuar una protección depende directamente de la tecnología empleada en su construcción y de la velocidad de respuesta del sistema de mando y control de los interruptores automáticos asociados a la misma. (Ramirez, 2005 p. 8)

Sin embargo, un despeje óptimo de la falla no exige que todas las protecciones que la detectan actúen de forma inmediata. En función de esta característica las protecciones se clasifican en: (Ramirez, 2005 p. 8)

Protecciones instantáneas

Son aquellas que actúan tan rápido como es posible debido a que la falla se ha producido dentro del área que vigilan directamente. En la actualidad, a nivel orientativo, el tiempo usual de despeje de una falla en AT mediante una protección instantánea puede situarse en el entorno de dos o tres ciclos. Si el tiempo de despeje es menor la protección se denomina de alta velocidad. (Zambrano, 2008 p. 24)

Protecciones de tiempo diferido o con retraso en tiempo

Son aquellas en las que de manera intencionada se introduce un tiempo de espera que retrasa su operación, es decir, que retrasa el inicio de la maniobra de apertura de interruptores una vez ha sido tomada la decisión de operar. Este retraso facilita, por ejemplo, la coordinación entre protecciones con el objetivo de que actúen solamente

aquellos que permiten aislar la falla desconectando la mínima parte posible del SEP.
(Zambrano, 2008 p. 24)

SELECTIVIDAD: La selectividad es la capacidad que debe tener la protección para, una vez detectada la existencia de falla, discernir si la misma se ha producido dentro o fuera de su área de vigilancia y, en consecuencia dar orden de disparar los interruptores automáticos que controla, cuando así sea necesario para despejar la falla. (Ramirez, 2005 p. 7)

Tan importante es que una protección actúe cuando tiene que actuar como que no actúe cuando no tiene que actuar. Si la falla se ha producido dentro del área vigilada por la protección ésta debe dar la orden de abrir los interruptores que aislen el circuito en falla. Si por el contrario, la falla se ha producido fuera de su área de vigilancia, la protección debe dejar que sean otras protecciones las que actúen para despejarla, ya que su actuación dejaría fuera de servicio un número de circuitos más elevado que el estrictamente necesario para aislar la falla y, consecuentemente, implicaría un innecesario debilitamiento del sistema. (Ramirez, 2005 p. 7)

FIABILIDAD: Es la capacidad de actuar correctamente cuando sea necesario, aun cuando en condiciones de falla se produzcan tensiones y corrientes transitorias que puedan perjudicar la capacidad de detección de la falla.

Así mismo, una protección fiable es aquella que responde siempre correctamente. Esto significa que la protección debe responder con seguridad y efectividad ante cualquier situación que se produzca. No debe confundirse la respuesta de la protección con su actuación u operación. La protección está vigilando continuamente lo que pasa en el sistema y, por tanto, está respondiendo en cada instante en función de las condiciones que en él se producen. (Ramirez, 2005 p. 8)

SEGURIDAD: Es la capacidad de no actuar cuando no es necesario, aun cuando en condiciones de falla se produzcan tensiones y corrientes transitorias, las cuales puedan ocasionar errores en la discriminación de la falla dentro de la zona de protección.

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. (Ramirez, 2003 p. 394)

2.8. Elementos de protección

2.8.1. Fusibles

Un fusible es un dispositivo, con un filamento conductor de baja temperatura de fusión, que se utiliza en las instalaciones eléctricas para que se funda, por Efecto Joule, por un cortocircuito o un exceso de carga, que pudiera hacer peligrar la integridad de los conductores de la instalación con el consiguiente riesgo de incendio o destrucción de otros elementos. (Grupo-EPM, 2016 p. 07)

Se puede decir que es uno de los dispositivos de protección más utilizado y confiable dentro del sistema de protección. Realiza diferentes funciones como:(Arce, 2010 p. 12)

- Detectar cualquier subida de corriente en el sistema protegido.
- Interrumpir sobrecorrientes.
- Soportar voltajes transitorios de recuperación para no permitir reignición (extinción controlada del arco).

Cuando por el fusible circula una corriente, el intervalo de tiempo desde que se detecta, hasta que empieza a fundirse se denomina “tiempo mínimo de fusión”; y el

intervalo de tiempo que termina en fundirse todo el fusible se denomina “tiempo máximo de despeje”. La principal limitación de un fusible es, siempre que es sometido a una corriente superior a su mínima corriente de fusión, se funde y queda sin servicio la parte del sistema más allá de este, esta interrupción se da hasta que un técnico llegue y analice el tipo de falla y reponga dicho fusible. (Arce, 2010 p. 12)

Existen diferentes subdivisiones de los tipos de fusibles según la norma ANSI C37.42. Mencionaremos una descripción de cada uno de ellos. (Arce, 2010 p. 13)

- **Fusible Tipo K:** Conducen hasta 150% de su I_n sin daños (relación de velocidades 6 a 8).
- **Fusible Tipo T:** Más lento que los K (relación de velocidad 10 a 13).
- **Fusible Tipo Std:** Intermedia entre los K y T; son permisivos a las fluctuaciones de corriente (relación de velocidad 7 a 11).
- **Fusible Tipo H:** Conducen hasta el 100% de su I_n sin daño; tienen características de fusión muy rápida (relación de velocidad 7 a 11).
- **Fusible Tipo N:** Conducen hasta el 100% de su I_n sin daños. Son más rápidos aún que los H.
- **Fusible Tipo X:** Provistos de un Elemento dual; son permisivos a las fluctuaciones de la corriente (relación de velocidad 32).
- **Fusible Tipo Sft:** Provisto de elemento dual; no actúan ante fallas temporarias en transformadores.
- **Fusible Tipo MS o KS:** Respuesta ultra lenta y mayor permisividad de corriente que los T; bueno como protección de línea (relación de velocidad 20).

- **Fusible Tipo MN241 AYEE:** Conducen hasta el 130% de su In sin daños; poseen un resorte extractor necesario en los seccionadores MN241 AYEE.
- **Fusible Tipo DUAL:** Son fusibles extra lentos, cuya relación de velocidad es de 13 y 20 (para 0.4 y 21 amperios, respectivamente).

Figura N° 2. 11: Diferentes tipos de fusibles



Fuente: (Tumero, n.d. p. 35)

2.8.2. Reconectores

Dispositivo de apertura o cierre mecánico capaz de soportar tanto la corriente de 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 de 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

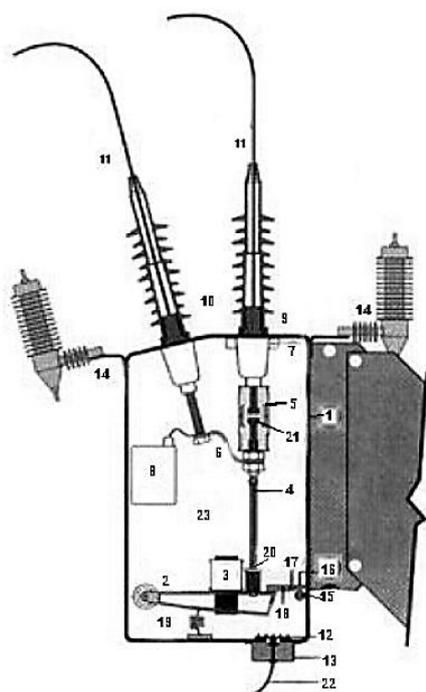
interruptor pueden ser enviadas en forma eléctrica, mecánica, hidráulica o neumática. (Ramirez, 2003 p. 484)

Los reclosers son utilizados en sistemas de distribución para detectar e interrumpir fallas momentáneas. Un reconectador mejora la continuidad del servicio restaurando la potencia de la línea automáticamente después de una falla momentánea. Los rangos de los reclosers funcionan desde 2.4kV hasta 38kV para corrientes de carga desde 10 hasta 1200A y corrientes de falla desde 1 hasta 16kA. (Ajquejay, 2007 p. 2)

2.8.2.1. Partes que componen un recloser

La composición de un recloser es la siguiente:

Figura N° 2. 12: Recloser monofásico



01. Tanque
02. Placa del mecanismo
03. Solenoide de cierre
04. Barra impulsora de contacto
05. Interruptor de vacío
06. Conexión flexible
07. Bushings aislantes de EPDM/Goma siliconada
08. Transformador de tensión (opcional)
09. Bushings aislantes según normas DIN 47 636-630
10. Transformador de corriente
11. Cables protegidos
12. Solenoide de apertura
13. Módulo de entrada del cable de comunicación (SCEM)
14. Soporte para la instalación de los descargadores
15. Entrada del cable de comunicación
16. Resorte de apertura
17. Barra de apertura
18. Enganche
19. Resorte de contacto
20. Contactos
21. Cable al gabinete de control
22. Armadura de la barra de apertura
23. Gas de Hexafluoruro de azufre (SF₆)

Fuente: (Ajquejay, 2007)

2.8.2.2. Funcionamiento (Ajquejay, 2007)

1. El Reconectador posee interruptores de vacío (5) contenidos en un tanque de acero inoxidable grado marino 316, totalmente soldado y sellado (1),

especialmente diseñado para el montaje sobre poste. Dicho tanque está lleno de gas de hexafluoruro de azufre (SF_6) (23), el cual tiene excelentes propiedades de aislación eléctrica, lo cual da por resultado un equipo compacto y con un mínimo de mantenimiento.

2. El gabinete de control, el cual se instala a poca altura para facilitar el acceso, es el que aloja al Panel de Control del operador y a la unidad de microelectrónica. Dicho gabinete cumple con las funciones de protección y controla y monitorea al reconectador. Se conecta al reconectador mediante un cable umbilical enchufable (22). El reconectador junto con el gabinete de control constituyen un equipo de monitoreo y control a distancia.
3. El reconectador se cierra mediante un impulso de corriente controlada que proviene de un capacitor que se encuentra en el gabinete de control y que se transmite a través del solenoide de cierre (3) éste atrae la placa (2), la cual, a su vez, cierra los contactos (21) en el interruptor de vacío (5) mediante las barras impulsoras (4).
4. Los contactos, a su vez, se mantienen en posición cerrada por medio de las lengüetas del enganche (18) que se apoyan en la barra de apertura (17). La apertura de los contactos se logra mediante la liberación de un impulso de corriente controlada desde un capacitor y a través de la bobina de apertura (15).
5. Dicho impulso atrae a la armadura de la barra de apertura (16) que hace girar a esta última (17) y libera el enganche (18). El resorte de apertura (19) y los resortes de contacto (20) aceleran esta apertura de los contactos (21).
6. La presencia de la conexión flexible (6) está destinada a permitir que ocurra el movimiento de dichos contactos. Asimismo, los bushings aislantes (9) sirven

para aislar el tanque (1) de los conductores, y proporcionan un doble sello para el tanque.

7. Dichos bushings brindan la aislación necesaria, y sirven de soporte para los sensores de tensión, que están encapsulados, y para los transformadores de corriente (7). Estos bushings cumplen con la norma DIN 47 636-630 (opción roscada), lo cual permite otro tipo de conexión de cables si se lo deseara.
8. Los bushings de material polimérico (10) y los 3 metros de cable de aluminio de 185 mm² para 400 A con aislación al agua (11), se proveen en forma standard para realizar el montaje en sitio.
9. Esta disposición de los elementos permite tener un reconector de dimensiones compactas, pero que, al mismo tiempo, se puede conectar a un sistema conductor ya sea aislado o desnudo, según sean las necesidades. Este sistema de conexiones totalmente aisladas permite que el equipo esté a salvo de fallas provocadas por los pájaros y otras especies de vida silvestre.
10. El soporte para el montaje de los descargadores (14) brinda mayor comodidad y practicidad a la instalación, (también se puede proveer el reconector para montaje en subestación).
11. Se requiere una fuente de alimentación de tensión auxiliar de 110, 220, 240 ó 415 V para alimentar la unidad. Si ésta no fuera conveniente, existe la opción de compra de un transformador interno de tensión (8). El gabinete de control se conecta mediante un cable umbilical (22) a la parte inferior del tanque del Reconector a través de un dispositivo cubierto (12 y 13).

12. Un indicador de tamaño adecuado y de conexión directa al mecanismo del equipo muestra la posición de los contactos (Abierto/Cerrado) de un modo confiable, y es fácilmente visible desde el piso a 100 m de distancia. El reconectador se puede abrir desde el piso mediante el uso de una pértiga.
13. Posteriormente, dicho reconectador se puede bloquear aislando las bobinas de apertura y de cierre desde el Panel de Control del Operador.

2.8.3. Seccionadores

2.8.3.1. Seccionadores tipo Cut-Out

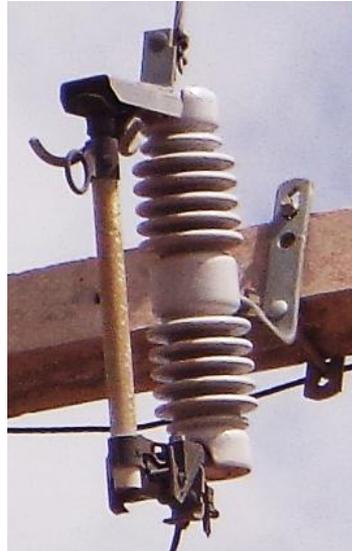
Los cortacircuitos de expulsión son aparatos especialmente diseñados para ser utilizados en exterior, cuyo propósito principal es proteger las líneas de un sistema de distribución aérea y los diferentes aparatos conectados a estas, tales como transformadores y bancos de capacitores, mediante el uso de un listón fusible colocado dentro del portafusible, el cual se funde al producirse una sobre corriente liberando la falla y protegiendo así al sistema. (HUBBELL, 2015; INAEL, n.d.)

Los cortacircuitos fusibles tipo C de Chance ofrecen protección fiable contra las sobrecargas de bajo nivel que solamente funden el elemento fusible, fallas intermedias y fallas muy altas, hasta la capacidad de interrupción máxima. (HUBBELL, 2015 p. 02)

Todos los CUT-OUT proporcionan un punto visible de seccionamiento abierto para el personal de mantenimiento y está equipado con ganchos para la apertura en carga mediante pértigas especiales (herramienta rompecarga portátil). Esto permite usarlo como un seccionador rompecarga para abrir el circuito con la corriente de carga circulando. Asimismo, los aparatos tienen un ingenioso sistema constructivo que guía el portafusible, durante el cierre, de manera que éste se realiza con gran seguridad, sea

cual sea la posición del operario. (ABB-CELMEC, n.d.; HUBBELL, 2015; INAEL, n.d.)

Figura N° 2. 13: Seccionador tipo CUT-OUT



Fuente: Propia

2.8.3.2. Seccionadores de repetición

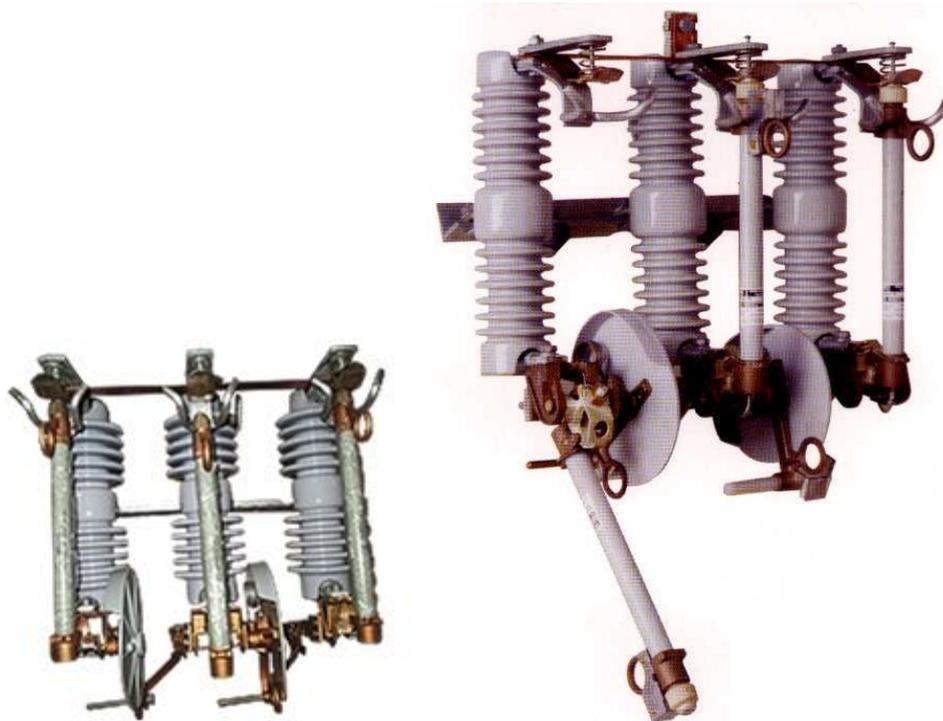
El seccionador fusible de repetición está compuesto por tres bases portafusibles equipados con cartuchos portafusibles. Las bases están instaladas lado a lado en una misma estructura o en un solo bloque e interconectadas mecánica y eléctricamente. La fuente se conecta en la parte superior del seccionador fusible por una barra de cobre electrolítico que interconecta las bases. La carga se conecta en la parte inferior e inicialmente estar sometida al primer seccionador fusible, quedando los demás cerrados como reserva del primero. En condiciones de defecto el circuito rompe el primer hilo fusible (no suministrados con el equipo), en el final del recorrido de apertura el cartucho portafusible acciona el dispositivo de contacto móvil, que reconecta automáticamente el circuito para el segundo seccionador fusible. Persistiendo el defecto, el proceso se repite para el segundo seccionador fusible transfiriendo la carga para el tercero. La

interrupción definitiva del circuito ocurre después que se quema el tercer hilo fusible.

(AES, 2006 p. 03)

Los cortacircuitos son del tipo abierto, de caída automática (Dropout) equipados con elementos que permiten operar bajo carga por medio de pértiga con dispositivo de apertura con carga; y sin carga, también, mediante pértiga. (Grupo-EPM, 2016 p. 07)

Figura N° 2. 14: Seccionadores de repetición de tres etapas



FUENTE: (FAMI, n.d.; PROMELSA, n.d.)

2.8.4. Señalizadores de falla

Las fallas transitorias causan un menor daño y no se pueden localizar con una simple inspección. Ante estas fallas, los localizadores permiten detectar puntos débiles del sistema de potencia y tomar acciones correctivas para evitar mayores daños debido a reincidencias de la falla. (Morales et al., 2007 p. 1)

Los localizadores de fallas son dispositivos a instalar sobre conductores desnudos de cobre, aluminio o aleaciones, mediante sistema portante propio. Deberán funcionar en condiciones normales de tensión y corriente de servicio, y ante condiciones de reconexión con corrientes de inrush de transformadores, en la reconexión o conexiones de "carga fría", cortocircuitos y/o sobretensiones de maniobra o de descargas atmosféricas, por todo lo cual no deberán deteriorarse ante estas condiciones, mantener sus características inalterables y originar solo señal de identificación ante cortocircuitos de la red. (EPEC, 1994 p. 02)

Figura N° 2. 15: Señalizador de falla



Fuente: (Casasola, 2013 p. 21)

2.8.4.1. Características constructivas de diseño (EPEC, 1994 p. 03)

Su principio de funcionamiento está basado en la inducción producida por las corrientes de cortocircuito que se originan en las fallas eléctricas de las redes.

La indicación de la detección aparece directamente en el localizador mediante un dispositivo de tipo electromecánico que actúa en forma instantánea quedando señalizada sobre el frente transparente la indicación hasta tanto no regrese la tensión de la red supuestamente cortada por la actuación de las protecciones eléctricas del sistema. La condición de paso de corriente de falla y el consecuente corte de la tensión de alimentación, se indica como "rojo", y el regreso a "tensión normal " se indica con un color contrastante con el rojo (verde, amarillo, blanco, etc).

Ambas superficies son visibles desde distancias mínimas de 20 m, por lo que la superficie de señalización de cada indicación de exposición es como mínimo de 10 cm². El sistema es de tipo reflectante para permitir su visualización al ser iluminada por proyectores.

El localizador señala solo la o las fases en las cuales se originó la corriente de falla o sobrecorriente que lo activó. La actuación ante fallas deberá ser suficientemente rápida o por lo menos de una rapidez comparable a la acción instantánea y de tipo limitadora de los fusibles de la red, los que generalmente y ante cortocircuitos accionan en el orden de los milisegundos. Los localizadores se instalan en redes vinculadas a transformadores de distribución e interruptores con recierre o reconectores, por lo que deberán garantizar mediante ensayos su capacidad de bloqueo posterior a la acción instantánea primera de indicación de la falla.

Las partes móviles son metálicas, diamagnéticas, con elevada resistencia al desgaste e impacto. Las cubetas o vasos son de material sintético de alta calidad de policarbonato con espesor mínimo de 3 mm y para garantizar un 100% de estanqueidad en todas las condiciones ambientales son de vaso exterior de una sola pieza, con sus dispositivos internos sellados mediante resina aplicada cuidadosamente de modo que no se originen burbujas u oquedades en la misma.

2.8.5. Relés de protección

Un relé de protección es un dispositivo lógico cuya función es la comparación de una o varias señales de entrada con respecto a una referencia. Si los valores de entrada se desvían de la referencia por encima de un valor de ajuste, entonces se realiza una acción como disparo (apertura), cierre o alarma. (Modesto, 2010 p. 31)

2.8.5.1. Relé de sobrecorriente

Este dispositivo de protección es uno de los más simples y muy altamente utilizado, especialmente en alimentadores radiales de distribución (10 a 25 kV) y transformadores de poca potencia hasta 4 MVA. Se usa como protección de respaldo en equipos más importantes dentro de un sistema eléctrico de potencia, como generadores, transformadores de gran potencia, líneas de media tensión, etc. El funcionamiento de un relé de sobrecorriente es simple ya que su operación depende de dos variables básicas las cuales describimos a continuación: (Arce, 2010 p. 19)

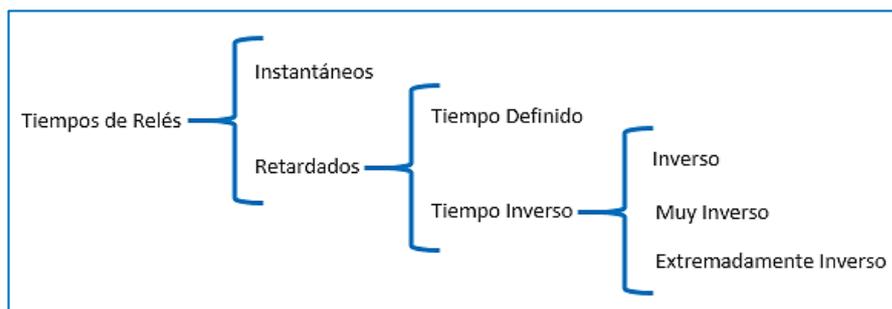
- El nivel de corriente mínima de operación (o corriente de pickup), que es aquel valor que produce el cambio de estado del relé.
- La característica de tiempo de operación.

2.8.5.2. Características de operación del relé

Un relé puede actuar por medida de una sola magnitud eléctrica, bien sea intensidad, tensión o frecuencia y también por la acción de dos magnitudes simultáneamente como intensidades y tensiones. En este último caso en la actuación del relé pueden intervenir, el ángulo de fase, la relación entre las magnitudes eléctricas o bien la combinación de ambas. (Meche & Vargas, 2015 p.60)

De acuerdo a la característica de tiempo de operación, los relés pueden clasificarse en: (Arce, 2010 p. 20)

Figura N° 2. 16: Tipos de Relés según su característica de tiempo de operación

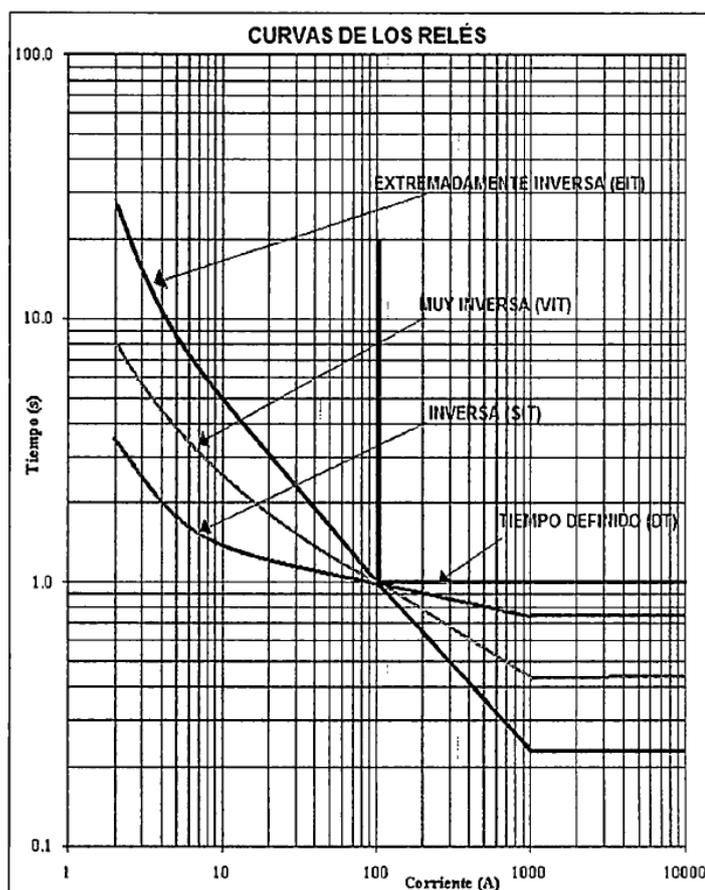


Fuente: (Arce, 2010 p. 20)

2.8.5.3. Curvas características de operación de los relés

La relación entre las magnitudes que van hacer actuar al relé, se muestran en gráficos que denominaremos: Curvas características de operación. Cuando la actuación del relé es por una sola magnitud, su respuesta es puramente en función del tiempo, como se muestra en la siguiente figura: (Meche & Vargas, 2015 p. 61)

Figura N° 2. 17: Curvas características de los relés en magnitud y tiempo



FUENTE: (Meche & Vargas, 2015)

2.8.6. Transformador de puesta a tierra en Zig-Zag (Aro, 2016)

Los sistemas eléctricos operan totalmente aislados de tierra o puestos a tierra a través de una impedancia. A pesar de las ventajas que esto proporciona, una desventaja es su insensibilidad a las fallas monofásicas a tierra. Estas fallas monofásicas a tierra, que no se caracterizan por un corto circuito común, no posibilitan una adecuada protección.

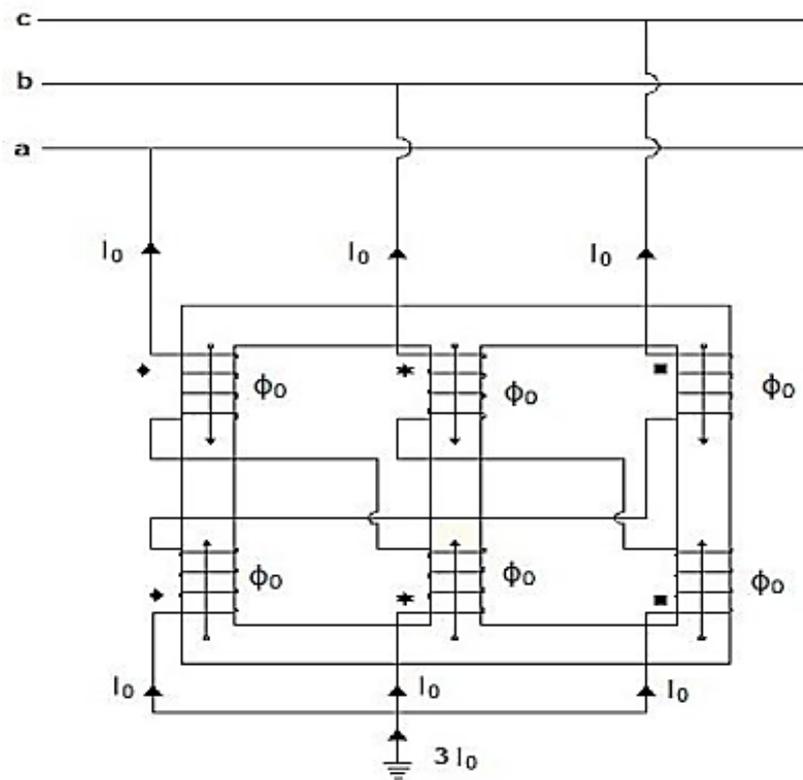
En un sistema no puesto a tierra, el conductor puede caer a tierra sin que actúe la protección. Para aprovechar las ventajas del sistema no puesto a tierra y también aprovechar la ventaja principal de un sistema puesto a tierra es decir, alta sensibilidad a las fallas a tierra, hace la necesidad de utilizar un transformador de puesta a tierra. Un transformador de puesta a tierra, es un transformador que opera en vacío y tiene las siguientes características.

- Tiene una impedancia infinita en operación normal del sistema, por tanto es una característica del sistema no puesto a tierra.
- Tiene una impedancia pequeña bajo fallas monofásicas, es decir, tiene la característica de sistema puesto a tierra.

El transformador de puesta a tierra puede estar conectado en estrella-delta o Zig-Zag. Instalado para proveer una impedancia homopolar de secuencia cero en su punto de instalación, de forma tal, que en sistemas aislados de tierra, se tenga una corriente limitada de falla monofásica que permita detectarla cuando ocurra.

Es un transformador común de relación 1:1, conectado especialmente como autotransformador, cuyas bobinas de fases distintas comparten el mismo flujo magnético. Este es un dispositivo con sus seis devanados pero conectados de una manera conveniente en Zig-Zag.

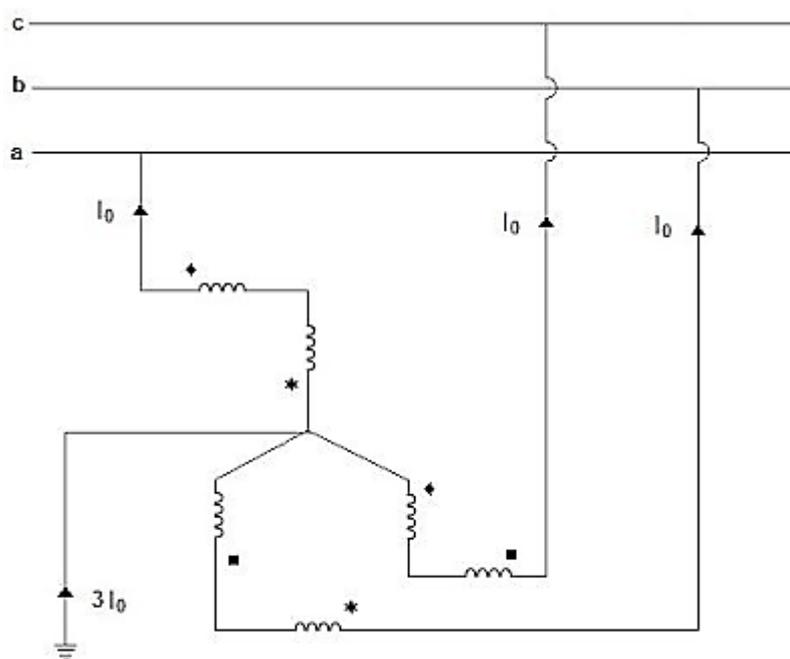
Figura N° 2. 18: Diagrama de conexonado del transformador Zig-Zag



Fuente: (Aro, 2016)

Las secuencias positivas y negativas están bloqueadas por el transformador conectado en Zig-Zag. En una falla monofásica a tierra, las corrientes de secuencia cero están en fase a través de la conexión a tierra del transformador en Zig-Zag. Como las bobinas del transformador están conectados en Zig-Zag, las corrientes. Se producen flujos magnéticos que son contrabalanceados o compensados con un flujo magnético idéntico en sentido contrario. Por tanto, en cada lado del transformador los flujos se anulan, posibilitando el paso de las corrientes de secuencia cero. Así, este transformador aterriza el sistema aislado a través de una impedancia de secuencia cero, que es muy pequeña. El transformador de puesta a tierra en Zig-Zag presenta una reactancia de secuencia cero X_0 muy pequeña, por tanto se consideran aptos para su uso en los sistemas eléctricos aislados.

Figura N° 2. 19: Diagrama de operación del transformador Zig-Zag



Fuente: (Aro, 2016)

Obsérvese en la **Figura N° 2. 19** las bobinas que están acopladas en el mismo núcleo del transformador están en paralelo. En una falla monofásica a tierra los flujos son contrarios, aterrando instantáneamente el sistema eléctrico.

El transformador normalmente, es fabricado con los devanados en Zig-Zag. La construcción de este equipo es similar al transformador trifásico normal, sin embargo solo se incluye un devanado de alta tensión en cada pierna, dividido en dos porciones iguales e interconectadas entre sí en Zig-Zag. El aparato entonces es un autotransformador con relación 1 a 1 con los devanados arreglados de tal manera que los voltajes de cada línea a tierra son mantenidos bajo condiciones normales de operación, este sistema ofrece una impedancia mínima al flujo de corriente de falla monofásica, teniendo un neutro puesto a tierra. Bajo condiciones normales, la corrientes que fluyen a través de los devanados son las corrientes de magnetización propias del transformador solamente, pero estos están diseñados para llevar la corriente máxima de

falla durante un periodo de por lo menos 10 segundos. El transformador se fabrica exactamente como un transformador trifásico, y es sumergido en aceite. Para limitación de las corrientes de falla, se pueden añadir resistencias, y pueden insertarse entre el punto neutro y tierra, o entre las terminales del aparato.

2.9. Coordinación de protección

Coordinación es la condición que se da a dos o más equipos de protección, instalados en serie, para operar en una determinada secuencia de operación previamente definida, en condiciones de falla en el sistema. (Sayas, 2013 p. 55)

La coordinación adecuada de los dispositivos protectores evita daños al equipo, costosos tiempos muertos y daños personales, las fallas en los sistemas de distribución de energía eléctrica pueden causar pérdidas de potencia en máquinas, computadoras, laboratorios y muchos otros servicios, dando como resultado pérdidas de tiempo de producción. (Cervantes & Villegas, 2009 p. 22)

El estudio de coordinación de protecciones para una red eléctrica es empleado para: (Cervantes & Villegas, 2009 p. 22)

- Asegurar la operación durante condiciones normales de operación.
- Asegurar que el sistema se mantenga en equilibrio durante las sobre corrientes normales de operación, como son; corrientes de magnetización en transformadores y corrientes de arranque en motores.
- Asegurar la operación selectiva de los dispositivos de protección.
- Asegurar que únicamente salga de operación la parte del sistema en la cual ocurra una falla y dejar el resto del sistema en operación.

2.9.1. Objetivo de la coordinación de protección

Se entiende que coordinación de protecciones corresponde al hecho de establecer selectividad temporal entre las protecciones de sobrecorriente que “ven” una misma falla. Dicho de modo gráfico, es conseguir que una falla sea despejada por la protección de sobrecorriente que está más próxima a ella en el sentido del flujo de la corriente y si es necesario aislar completamente al equipo de dicha falla. (Cervantes & Villegas, 2009 p. 22)

Es así que, el ajuste y la coordinación de la protección tienen por objetivo asegurar que se cuenta con un sistema de protección principal y de respaldo que funciona de la siguiente manera: (COES, 2014a)

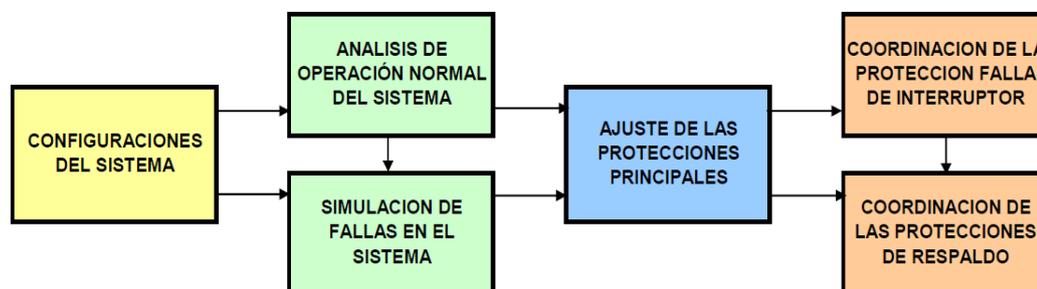
1. La protección principal debe proteger totalmente el sistema eléctrico y eliminar cualquier falla en un tiempo máximo de 100 ms. Este tiempo equivale a una protección de 2 ciclos y un interruptor de 4 ciclos.
2. La protección de respaldo de la protección principal está constituida por relés físicamente diferentes a los de la protección principal. La protección de respaldo debe proteger totalmente el sistema y eliminar cualquier tipo de falla en un tiempo máximo de 500 ms.

2.9.2. Proceso de ajuste y coordinación de la protección (COES, 2014a)

El ajuste y coordinación de la protección es un proceso que comprende la integración de varios subprocesos interrelacionados, de manera que muchas veces es necesaria una retroalimentación hasta llegar al resultado final. En la Figura N° 2. 20 se muestra una esquematización simplificada del proceso. Para el ajuste de la protección se requiere determinar previamente todas las condiciones de operación del sistema eléctrico, las cuales determinan el límite de la no actuación de la protección. Para ello se

debe considerar todas las configuraciones posibles, así como todos los escenarios de generación y demanda. Sobre la base de todas estas condiciones se puede determinar el ajuste de las protecciones principales.

Figura N° 2. 20: Proceso de Ajuste y Coordinación de la Protección



FUENTE: (COES, 2014a)

Los ajustes obtenidos para las protecciones principales deben ser verificados para coordinar su actuación como protecciones de respaldo. Esto significa que las protecciones unitarias no requieren ninguna coordinación puesto que solamente operan en una zona de protección, mientras que las protecciones graduadas deben ser coordinadas para verificar su actuación como protecciones de respaldo en las zonas de protección vecinas.

2.9.3. Análisis de la operación del sistema (COES, 2014a)

El análisis de la operación del sistema eléctrico tiene por objetivo determinar las máximas y mínimas corrientes de falla que deben servir para ajustar los relés y determinar sus tiempos de operación que permitan asegurar la adecuada coordinación de la protección. Para ello se debe considerar todas las condiciones operativas, incluso aquellas que son de carácter temporal como la conexión de los circuitos.

2.9.3.1. Configuración del sistema eléctrico

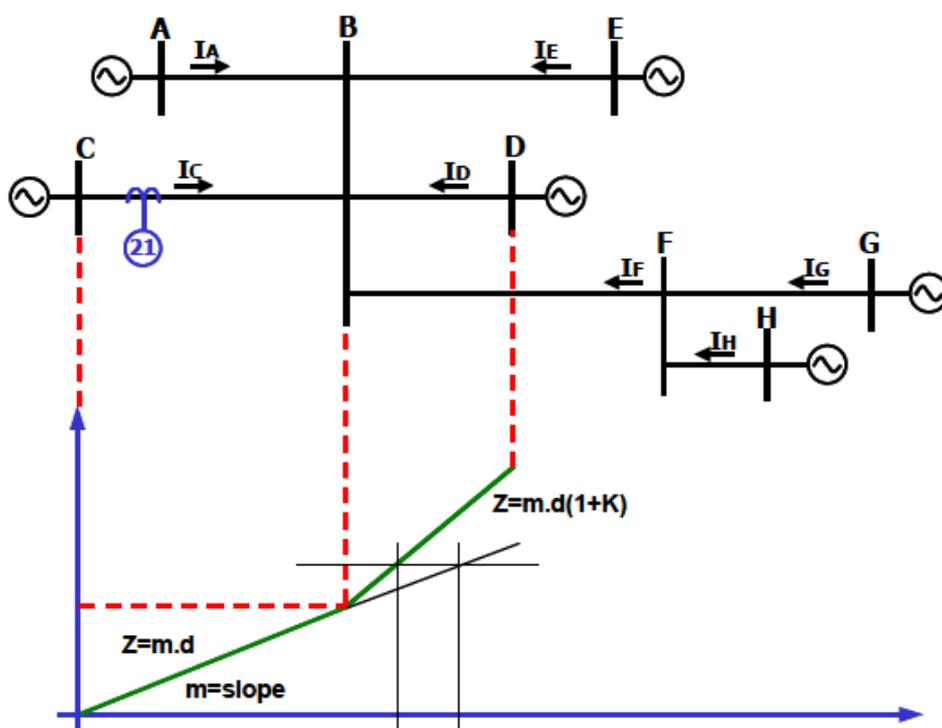
Las alternativas de configuración deben servir para analizar todas las posibilidades de conexiones del sistema eléctrico, las cuales pueden causar que se tenga distintas impedancias de la red como son: los anillos abiertos, las líneas paralelas, los transformadores en derivación, etc.

2.9.3.2. Efecto “infeed”

Cuando el sistema eléctrico tiene una configuración compleja donde se hay varias centrales interconectadas, las cuales constituyen alimentaciones a las fallas, se produce un efecto infeed (alimentación intermedia) como el que se muestra en la **Figura N° 2. 21**. El efecto infeed es aumentar el valor de la corriente para la impedancia vista por el relé en la barra C para fallas más allá de la barra B con lo cual el relé ve las fallas más allá de su real ubicación.

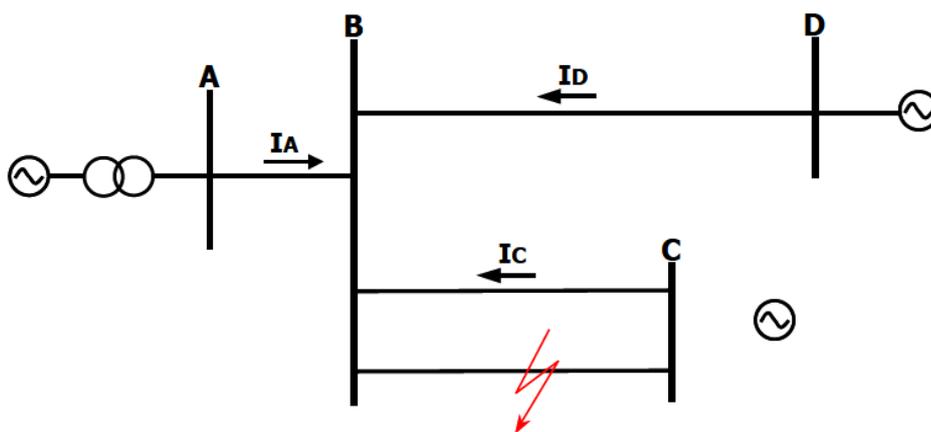
Es necesario considerar las alternativas de configuración con y sin el efecto infeed para determinar los ajustes en las condiciones más desfavorables. Más aún, si se tiene un sistema con líneas paralelas, el efecto infeed puede ser variable según la ubicación de la falla, tal como se muestra en la **Figura N° 2. 22**. En este caso, el efecto infeed para la impedancia vista por el relé en la barra A depende la posición de la falla en la línea BC.

Figura N° 2. 21: Efecto infeed



FUENTE: (COES, 2014a)

Figura N° 2. 22: Efecto infeed variable según la posición de la falla



FUENTE: (COES, 2014a)

2.9.3.3. Máximas y mínimas corrientes de falla

La máxima y mínima demanda está asociada a la configuración de la red que dependiendo de las cargas conectadas al sistema, determinan la máxima y mínima generación. El objetivo es determinar las máximas y las mínimas corrientes que pueden

alimentar los cortocircuitos, ya que para el ajuste y la coordinación se tiene un compromiso entre selectividad y sensibilidad de acuerdo a los siguientes criterios:

1. La sensibilidad de la protección debe permitir detectar las fallas aún con las mínimas corrientes de cortocircuito
2. La selectividad de las protecciones de respaldo debe mantenerse aún con las máximas corrientes de falla, para lo cual se requiere tiempos debidamente coordinados.

Se debe tener en cuenta que el despacho de la generación es diferente en época de avenida con relación al estiaje, ya que en avenida se dispone de suficientes recursos hídricos para un pleno aprovechamiento de las centrales hidroeléctricas. El despacho en estiaje requiere un mayor complemento de las centrales termoeléctricas. En consecuencia, se debe analizar todos estos escenarios de operación con las posibles sobrecargas que se puedan presentar.

De manera independiente al despacho del sistema, para el caso de las protecciones de las centrales y las líneas que se conectan, se debe considerar los distintos despachos posibles de las unidades generadoras.

2.9.3.4. Simulación de fallas

Para determinar las corrientes de falla se debe simular todos los tipos de cortocircuitos, algunos de los cuales pueden tener contacto a tierra a través de una resistencia de falla. Esta simulación debe efectuarse en las barras de las centrales y subestaciones, así como a lo largo de la línea.

En los cálculos de cortocircuito se debe considerar las impedancias para las condiciones más desfavorables, de acuerdo a lo siguiente:

- Para los generadores se debe usar las impedancias sub-transitorias no saturadas
- Para los transformadores se debe usar las impedancias en las tomas (taps) de operación más desfavorables.
- Para las líneas se debe usar las impedancias propias; y en el caso de líneas en paralelo, las impedancias mutuas de secuencia cero.

Los cálculos deben permitir determinar no sólo las corrientes totales de falla en las barras de las subestaciones, sino también los aportes a las corrientes de falla de cada circuito conectado a dichas barras. De manera similar se debe calcular las corrientes de falla en las líneas de transmisión.

Para el análisis de fallas cercanas a los generadores es necesario considerar el comportamiento real de la máquina, lo que conlleva a considerar la curva de la corriente de cortocircuito de la máquina en función del tiempo.

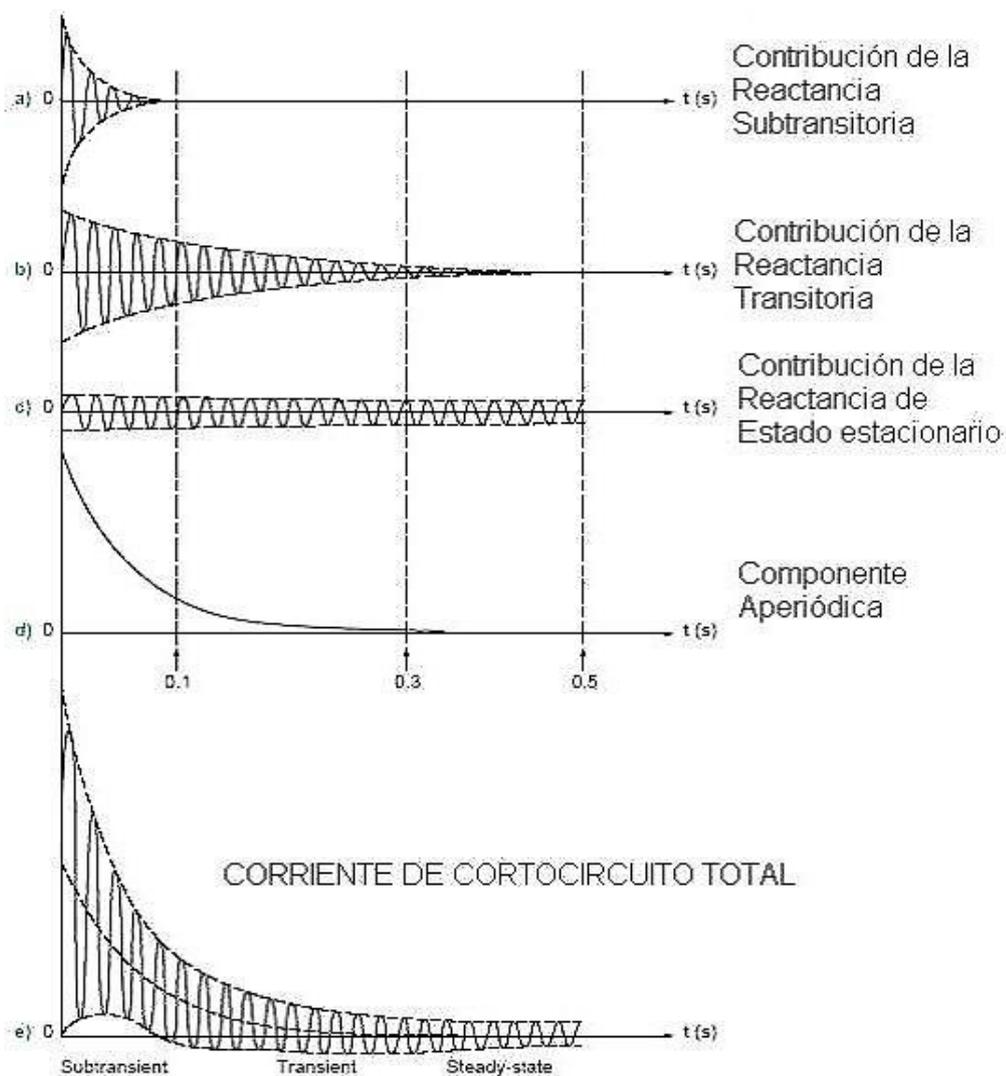
Se debe simular todas las fallas en las subestaciones. Cuando se tenga doble barra se deberá calcular las fallas en cada una de las barras, de manera de determinar las corrientes por el acoplamiento de barras. Las simulaciones de fallas serán de los siguientes tipos:

- Fallas monofásicas a tierra sin resistencia de falla
- Fallas trifásicas sin resistencia de falla

En las líneas de transmisión se debe simular fallas por lo menos al 1, 20%, 50%, 80% y 99% de la línea. En los casos donde se tiene efecto de infeed variable se debe simular las fallas al 10%, 20%, 30%, etc. de la línea, a fin de determinar las condiciones más desfavorables. Las simulaciones de fallas serán de los siguientes tipos:

- Fallas monofásicas a tierra sin resistencia de falla
- Fallas monofásicas a tierra con alta resistencia de falla
- Fallas bifásicas (fase-fase) con resistencia de falla
- Fallas trifásicas sin resistencia de falla

Figura N° 2. 23: Corriente de cortocircuito en fallas cercanas a los generadores



FUENTE: (COES, 2014a)

2.9.3.5. Resistencia de falla

Al producirse una falla no siempre se tiene un cortocircuito franco sino que el fenómeno se suele presentar con una resistencia de falla que tiene los siguientes componentes:

- La Resistencia del Arco que se produce por la falla, el cual se forma en el aire y tiene una longitud según la distancia del aislamiento correspondiente
- La Resistencia de Puesta a Tierra del punto donde se produce la falla, la cual corresponde al camino de retorno por tierra hasta la fuente

Si la falla corresponde a un cortocircuito entres dos fases, la Resistencia de Falla será:

$$R_{falla} = R_{arco2f} \quad (2.11)$$

Si la falla corresponde a un cortocircuito entre una fase y tierra

$$R_{falla} = R_{arco1f} + R_{PAT} \quad (2.12)$$

Donde

R_{falla} = Resistencia de Falla

R_{arco1f} = Resistencia del arco de fase-tierra

R_{arco2f} = Resistencia del arco de fase-fase

R_{PAT} = Resistencia de Puesta a Tierra en el punto de falla

El valor de la Resistencia del Arco ha sido modelado de diversas maneras y no hay un consenso sobre su estimación. La fórmula de mayor aceptación es la de Warrington que es la siguiente:

$$R_{arco} = \frac{28700 \cdot (S + 2 \cdot v \cdot t)}{I^{1.4}} \quad (2.13)$$

Donde

S = distancia de aislamiento fase-fase o fase-tierra, según sea el caso [metros]

I = Corriente de cortocircuito [Amperios]

v = Velocidad del viento [metros/segundo]

t = Tiempo de duración del cortocircuito [segundos]

Para las simulaciones de las fallas en las líneas de transmisión se debe considerar que la Resistencia de Puesta a Tierra puede ser hasta 50 Ohmios. Pero es deseable modelar valores mayores de 100 Ohmios o más, sobre todo en los siguientes casos:

- Un terreno de alta resistividad eléctrica, ya que si se tiene una línea en terreno rocoso o arenoso de alta resistividad, será difícil conseguir una buena puesta a tierra.
- El diseño de la línea sin cable de guarda, ya que el cable de guarda constituye una conexión que pone en paralelo las puestas a tierra de las estructuras de la línea, lo que se traduce en una disminución de la resistencia de puesta a tierra en las fallas.

En la **Tabla N° 2. 2** se muestra los valores típicos que resultan de aplicar esta fórmula y se puede concluir que con niveles de corriente de cortocircuito es de 5kA los valores entre 2Ω - 3Ω son apropiados para Resistencia de arco fase a tierra, mientras que se puede adoptar valores de 3Ω - 4Ω para los arcos fase-fase.

Debido a que en algunos puntos del SEIN, la corriente de fallas puede disminuir hasta 2kA, se calcularon los valores de la **Tabla N° 2. 3**, en estos casos se pueden

considerar a la resistencia de falla como de 10Ω en niveles de 220kV o inferiores y de 20Ω en niveles de 500 kV.

Estos valores se deben ser tomados en cuenta para simular las fallas.

Tabla N° 2. 2: Resistencias de arco según Warrington para $I_{cc} = 5kA$

Tensión	kV	66	138	220	500
Distancia fase-tierra	m	1,10	1,90	3,00	4,00
Distancia fase-fase	m	2,20	3,60	6,50	12,00
Velocidad de viento	m/s	10,00	10,00	10,00	10,00
Tiempo de Cortocircuito	s	0,50	0,50	0,50	0,50
Corriente de Cortocircuito	A	5 000	5 000	5 000	5 000
Rarco1	Ω	2,11	2,26	2,47	2,66
Rarco2	Ω	2,32	2,59	3,14	4,19

FUENTE: (COES, 2014a)

Tabla N° 2. 3: Resistencias de arco según Warrington para $I_{cc} = 2kA$

Tensión	kV	66	138	220	500
Distancia fase-tierra	m	1,10	1,90	3,00	4,00
Distancia fase-fase	m	2,20	3,60	6,50	12,00
Velocidad de viento	m/s	10,00	10,00	10,00	10,00
Tiempo de Cortocircuito	s	0,50	0,50	0,50	0,50
Corriente de Cortocircuito	A	2 000	2 000	2 000	2 000
Rarco1	Ω	7,62	8,17	8,92	9,61
Rarco2	Ω	8,37	9,33	11,32	15,10

FUENTE: (COES, 2014a)

2.9.4. Criterio general de ajuste y coordinación de las protecciones

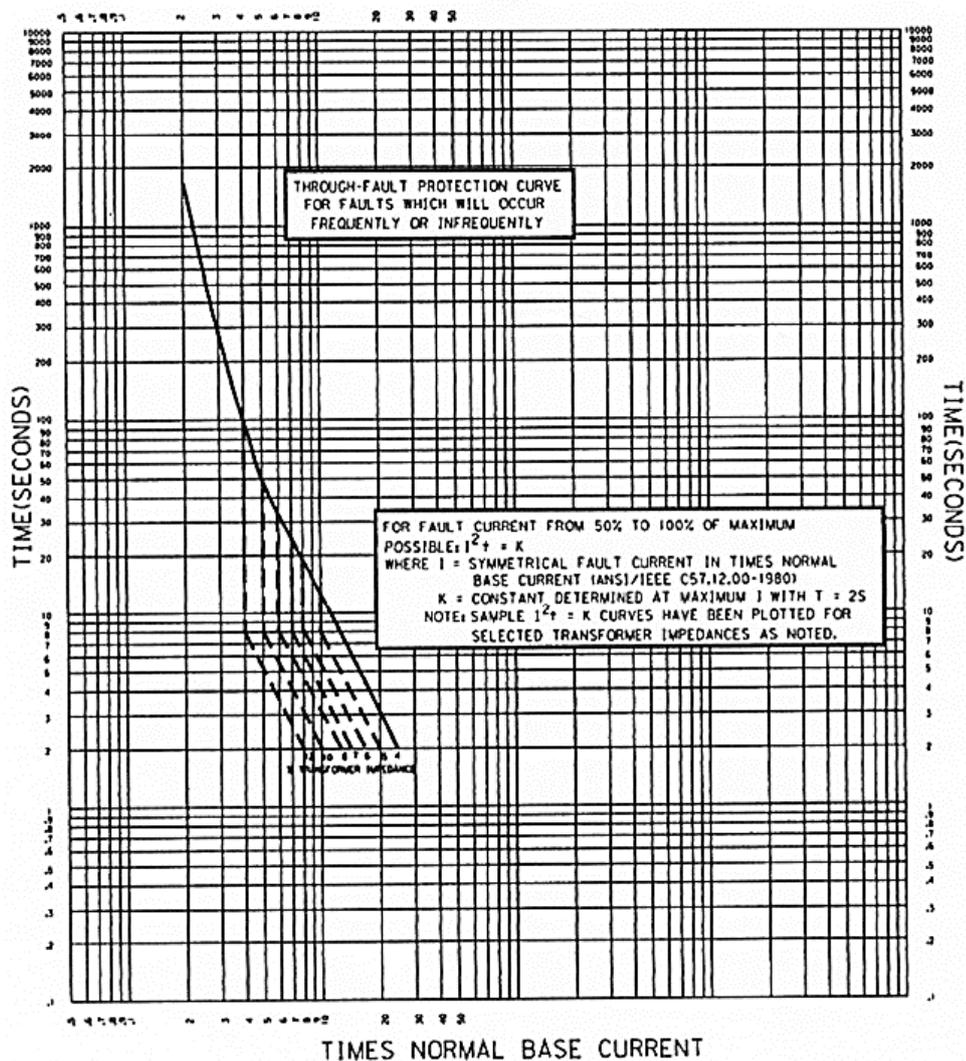
2.9.4.1. Criterio de ajuste de las protecciones (COES, 2014 p. 14)

Tal como se ha mencionado, el ajuste de la protección está determinado por la capacidad y el comportamiento de los equipos e instalaciones del sistema eléctrico, para lo cual se debe considerar todas las condiciones de operación, ya sean temporales como permanentes. En tal sentido se debe considerar particularmente las corrientes de conexión de equipos o instalaciones como son: la corriente de inserción de los

transformadores, la corriente de carga de las líneas de transmisión y las corrientes de arranque de los grandes motores.

Se debe considerar las posibles sobrecargas de los equipos e instalaciones, de acuerdo a sus capacidades de diseño. En tal sentido, los ajustes de la protección representan los umbrales de estas capacidades con un cierto margen de seguridad. Normalmente las capacidades permisibles dependen de la duración de la exigencia; por tanto, son mayores si duran corto tiempo. En la **Figura N° 2. 24** se muestra la curva límite considerando el valor admisible por un transformador.

Figura N° 2. 24: Curva límite de operación o de daño de un transformador



FUENTE: (COES, 2014a)

También es posible considerar un ajuste escalonado de la protección en lugar de una curva de aproximación a la operación; pero, en toda circunstancia debe conservarse el margen apropiado entre el ajuste y la operación normal. Para el ajuste se debe considerar todos los factores que afectan la operación normal como son:

- En los Reactores y Bancos de Capacitores, los niveles de tensión que determinan mayores corrientes; es decir, un aumento de la tensión trae consigo un aumento proporcional de la corriente, con la consiguiente sobrecarga
- En los Bancos de Capacitores, las pequeñas tensiones armónicas determinan corrientes mayores por causa de la mayor frecuencia. Por ejemplo, la quinta armónica determinará una corriente cinco veces mayor que la tensión de la frecuencia fundamental.

Para los ajustes se debe considerar un margen suficiente que tome en cuenta los posibles errores que se pueden tener en las tensiones, corrientes e impedancias.

En el caso de los ajustes de tensión, los errores serán los siguientes:

➤ Error de los transformadores de tensión:	1%
➤ Error del relé	1%
➤ Conexiones	1%
➤ Tolerancia de cálculo	5%
Total	8% => 10%

En el caso de los ajustes de corriente, los errores serán los siguientes:

➤ Error de los transformadores de corriente:	5%
➤ Error del relé	1%
➤ Tolerancia de cálculo	5%
Total	11% => 15%

Para los ajustes de las impedancias se debe considerar otros aspectos que son:

➤ Error de los transformadores de tensión:	1%
➤ Conexiones	1%
➤ Error de los transformadores de corriente:	5%
➤ Error del relé	1%
➤ Tolerancia de cálculo	5%
➤ Error de parámetros de líneas	5%
Total	18% => 20%

Por tanto, para los ajustes de las tensiones se debe tomar un margen mínimo del 10%, el cual debe ser considerado en el sentido más desfavorable; es decir, se debe considerar 90% ó 110% del valor calculado, según sea el caso. De la misma manera, para los ajustes de las corrientes e impedancias se debe considerar un margen mínimo del 20%, lo cual lleva a ajustar al 80% o 120% según sea el caso.

2.9.4.2. Criterios de coordinación de las protecciones (Inga, 2010 p. 22)

La coordinación de las protecciones consiste en definir las graduaciones de tiempo necesarias para la operación debidamente priorizada del sistema de protección con la finalidad de que su actuación sea en el mínimo tiempo posible y respetando los criterios de selectividad y confiabilidad necesarios.

En tal sentido, se requiere considerar las coordinaciones entre las protecciones principales y las protecciones de respaldo, las cuáles deben ser físicamente independientes y de preferencia alimentados desde transformadores de medida diferentes, con el propósito de darle un mayor margen de confiabilidad al esquema de protección.

Tabla N° 2. 4: Curvas características de sobrecorriente

	IEC	ANSI
Normal Inverse	$t = \frac{0.14}{\left(\frac{I}{I_p}\right)^{0.02} - 1} * T_p$	$t = \left(\frac{8.9341}{\left(\frac{I}{I_p}\right)^{2.0938} - 1} + 0.17966 \right) * D$
Very Inverse	$t = \frac{13.5}{\left(\frac{I}{I_p}\right)^1 - 1} * T_p$	$t = \left(\frac{3.922}{\left(\frac{I}{I_p}\right)^2 - 1} + 0.0982 \right) * D$
Extremely Inverse	$t = \frac{80}{\left(\frac{I}{I_p}\right)^2 - 1} * T_p$	$t = \left(\frac{5.64}{\left(\frac{I}{I_p}\right)^2 - 1} + 0.02434 \right) * D$
Long Inverse	$t = \frac{120}{\left(\frac{I}{I_p}\right)^1 - 1} * T_p$	$t = \left(\frac{5.6143}{\left(\frac{I}{I_p}\right)^1 - 1} + 2.18592 \right) * D$

FUENTE: (Inga, 2010)

Donde:

t : Tripping time

T_p o D : Setting value of the time multiplier

I : Fault current

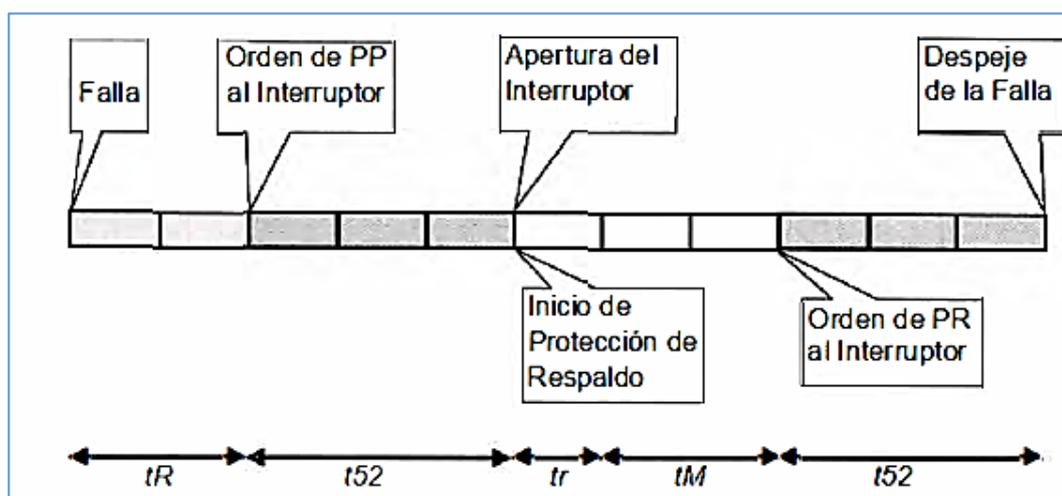
I_p : Setting value of the current.

Para determinar la coordinación con la protección de respaldo, se debe considerar la secuencia de eventos mostrada, según la referencia:

- Al producirse una falla se inicia la actuación de la protección principal que tiene un tiempo de actuación mínimo (tR), sin ningún retraso adicional, que termina dando una orden de apertura al Interruptor.

- La falla se extingue después de la operación de apertura de la corriente de falla por parte del interruptor que tiene un tiempo de operación (t_{52}).
- Si la falla no se extingue, la protección de respaldo debe actuar, para lo cual se debe considerar un margen previo. En este margen se debe incluir el tiempo de reposición del relé (t_r) más un adicional (t_M), después del cual se envía un orden de apertura al interruptor.
- La falla será extinguida por la protección de respaldo después del tiempo de apertura del interruptor (t_{52}).

Figura N° 2. 25: coordinación entre protección principal y de respaldo.



FUENTE: (Inga, 2010)

2.9.5. Ajuste de las protecciones de corriente (COES, 2014 p. 16)

2.9.5.1. Funciones 50/51 – 50N/51N

La protección de corriente mide permanentemente la corriente de cada fase con la finalidad de detectar las sobrecorrientes que puedan ser producidas por 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:

$$t = TMS \cdot \left(\frac{K}{\left(\frac{I}{I_s}\right)^\alpha} + C \right) \quad (2.14)$$

Donde

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)

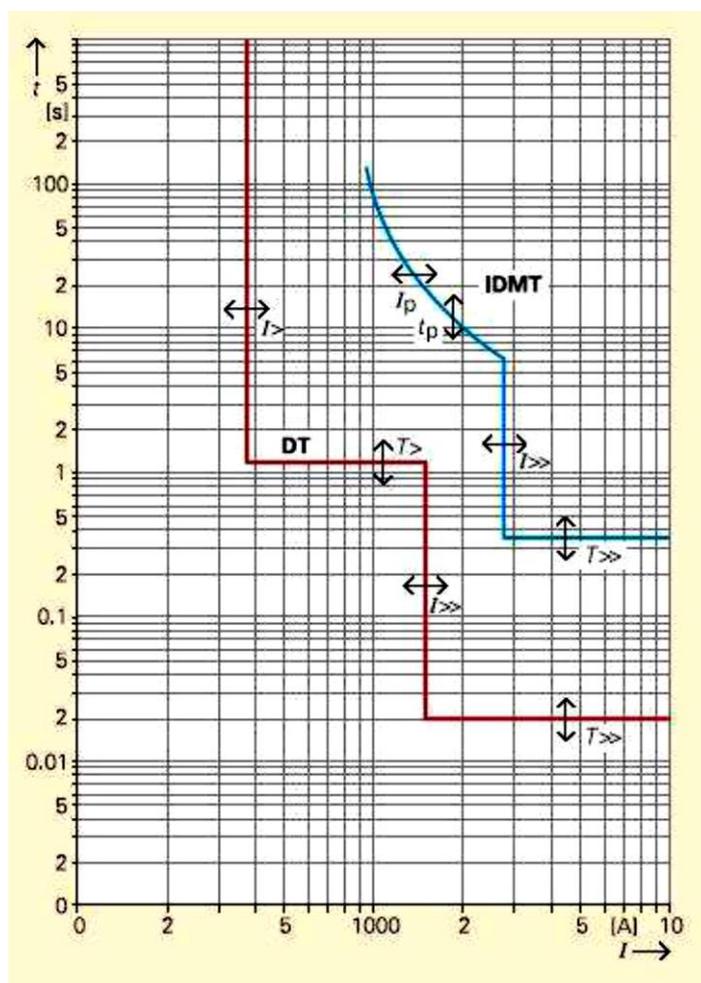
- La corriente de Arranque del Relé (I_s) que viene a ser el umbral de la corriente de operación del relé.
- La constante de ajuste del Relé (TMS) que viene a ser el parámetro que permite definir los tiempos de operación según su curva característica

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.
- A pesar que se trata de una función instantánea por definición (ANSI 50), es posible definir una temporización de su actuación cuando resulte conveniente

En la **Figura N° 2. 26** 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 N° 2. 26: Características de operación de los relés de sobrecorriente



FUENTE: (COES, 2014a)

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. En la **Tabla N° 2. 5** se indica estos valores.

Tabla N° 2. 5: Relés de Sobrecorriente

Característica		IEC / BC			ANSI / IEEE		
		α	K	C	α	K	C
Tiempo definido		-	0	1			
Normal Inverso	NI	0.02	0.14	0	2.0938	8.9341	0.17966
Muy Inverso	VI	1	13.5	0	2	3.922	0.0982
Extremadamente Inverso	EI	2	80	0	2	5.64	0.02434
Inverso de Largo Tiempo	LI	1	120	0	2	5.6143	2.18592

FUENTE: (COES, 2014a)

2.9.6. Métodos de coordinación

2.9.6.1. Método de superposición (Inga, 2010 p. 19)

El método de superposición es, en términos de modelamiento, un método preciso. Las corrientes de falla del cortocircuito son determinadas al superponer los resultados del flujo de carga antes de la falla, con la condición que todas las fuentes de tensión son fijadas a cero y la tensión negativa de operación es conectada al punto de falla.

El punto de inicio es la condición de operación del sistema antes del cortocircuito. Esta condición representa las condiciones de excitación de los generadores, la posición del Tap de los transformadores con regulación y el estado de operación de los interruptores en la planta.

Desde esta condición prefalla, puede calcularse la tensión prefalla en la barra fallada. Desde la condición de falla, el estado del sistema se calcula para la situación en

la que la tensión negativa prefalla en la barra fallada es conectada al punto de falla y todas las demás fuente o generadores son ajustados a cero.

Dado que las impedancias de la red son asumidas como lineales, la condición postfalla puede ser determinada por superposición (suma vectorial) de las condiciones prefalla y en falla.

2.9.6.2. Método IEC 60909 (Inga, 2010 p. 20)

El método de la fuente de tensión equivalente en el punto de falla es una simplificación del método de superposición con la ventaja de simular un cortocircuito sin la necesidad del flujo de carga previo ni la certeza de conocer las condiciones actuales de operación.

Entre las principales ventajas respecto al método de superposición destacan:

- Se asumen las condiciones nominales de operación en toda la red.
- Se desprecian las corrientes en todas las cargas.
- Se emplea un modelo de red simplificado y las cargas no son consideradas en los diagramas de secuencia positiva ni negativa.
- Para asegurar que los resultados estimados converjan, se aplica un factor de corrección "c" que es aplicado a la tensión de la barra fallada. Este factor difiere para los cálculos de máximas y mínimas corrientes de cortocircuito.

Este factor se calcula del siguiente modo:

$$I_k'' = \frac{U_k''}{\sqrt{3} * Z_k} = \frac{c * U_n}{\sqrt{3} * (k * Z_k)} = I_{k.IEC} \quad (2.15)$$

Los valores que toma el factor "c" son listados en la siguiente tabla:

Tabla N° 2. 6: Factor 'c' como función de la tensión nominal

Tensión Nominal	Máximos cortocircuitos $C_{máx}$	Mínimos cortocircuitos C_{min}
$U_n < 1kV$	1.05 (si $U_{máx} < 1.06U_n$) 1.10 (si $U_{máx} < 1.10U_n$)	0.95
$1kV < U_n < 35kV$	1.10	1.00
$35kV < U_n$	1.10 Si U_n no está definido $C_{máx}U_n \rightarrow U_m$	1.00 Si U_n no está definido $C_{min}U_n \rightarrow 0.9 * U_m$

FUENTE: (Inga, 2010)

En general debe asegurarse que $C_{máx}U_n < U_m$, donde U_m equivale a la máxima tensión nominal del sistema.

2.10. Hipótesis de la investigación

2.10.1. Hipótesis general

Las interrupciones por fenómenos naturales tendrá una alta incidencia en la calidad de suministro eléctrico y el indicador CAIDI (Índice de duración de interrupción promedio, por cliente interrumpido) evaluado en el alimentador UR02 del sistema eléctrico Urubamba.

2.10.2. Hipótesis específicas

- (1) El comportamiento de los indicadores de calidad de suministro e interrupciones por fenómenos naturales en el alimentador UR02 del sistema eléctrico Urubamba tienen una tendencia creciente y altamente significativa.
- (2) El desempeño del sistema de coordinación de protección existente para el alimentador UR02 del sistema eléctrico Urubamba es deficiente.
- (3) Implementando el nuevo sistema de coordinación de protección se reduce significativamente las interrupciones en el alimentador UR02 del sistema eléctrico Urubamba.

CAPÍTULO III

3.1. MATERIALES Y MÉTODOS

3.2. Procedimiento de recolección de datos

3.2.1. Tipo de investigación

3.2.1.1. Método cuantitativo y relacional

En el Método cuantitativo se analizan datos cuantitativos realizando una asociación o relación entre variables (Machaca, 2017). Mediante este método se analizará los indicadores de calidad del suministro eléctrico como SAIFI, SAIDI y CAIDI del alimentador en estudio, en mayor relevancia los indicadores SAIDI y CAIDI; los cuales serán evaluados sobre las estadísticas de interrupciones existentes.

Y se determinará la relación entre los indicadores.

3.2.1.2. Método descriptivo para el análisis de datos

Para la primera hipótesis específica el Método a aplicar es el descriptivo, que nos permite describir situaciones y eventos, es decir, cómo es y cómo se manifiesta un determinado fenómeno (Quejía & Tinco, 2014). Con la aplicación de este método se analizará individualmente el comportamiento de cada indicador de calidad SAIFI, SAIDI y CAIDI sobre los datos estadísticos de las interrupciones existentes para el alimentador en estudio y la incidencia de estos en la calidad de suministro.

3.2.1.3. Método de estudio de casos para el análisis de datos

Para la segunda y tercera hipótesis específica el método a aplicar es el estudio de casos en el que se requiere una base de datos sistemática para el análisis respectivo (Bernardo, Mariela, & Marina, 2007). Este método nos permite evaluar el alimentador bajo diferentes configuraciones y características del sistema de distribución analizando

cada parámetro de ajuste de coordinación de protección en conjunto para verificar la respuesta del sistema de protección frente a fenómenos naturales.

3.2.2. Población y muestra de investigación

Población: Alimentadores en Media Tensión del S.E. Urubamba de ELECTRO SUR ESTE S.A.

Muestra: Alimentador en Media Tensión UR02 de ELECTRO SUR ESTE S.A.

3.2.3. Técnicas e instrumentos para recolección de datos

Para el logro de cada uno de los objetivos específicos se procedió a emplear las siguientes técnicas y herramientas:

Para la recopilación de los datos de los componentes del alimentador en media tensión UR02 del sistema eléctrico Urubamba de ELECTRO SUR ESTE S.A., se utilizó la técnica de revisión de bases de datos mediante las fichas de registro de los eventos ocurridos.

3.3. Técnicas para el procesamiento y análisis de datos

Para el procesamiento y análisis de que va a realizar, se hará el uso de diferentes paquetes informáticos según sea el caso:

- Software DigSilent Power Factory
- Microsoft Office (Excel, Word) version 2013
- Otros según se requiera.

3.4. Ámbito de estudio y aplicación

El área donde se desarrollará el presente estudio se enmarca en la Provincia de Urubamba del Departamento de Cusco, cuyo centro de transformación se encuentran en

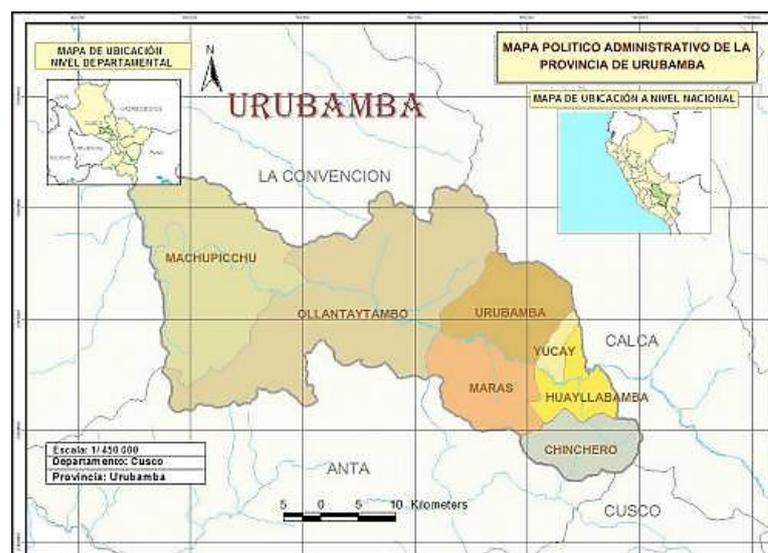
el distrito de Urubamba, con altitudes que oscilan entre 2792 a 2871 m.s.n.m. Siendo esta un área de concesión eléctrica de la Empresa Electro Sur Este S.A.A.

Figura N° 3. 1: Ubicación geográfica de la provincia de Urubamba



Fuente: Wikipedia

Figura N° 3. 2: Ubicación geográfica del distrito de Urubamba



Fuente: Map-Perú.com

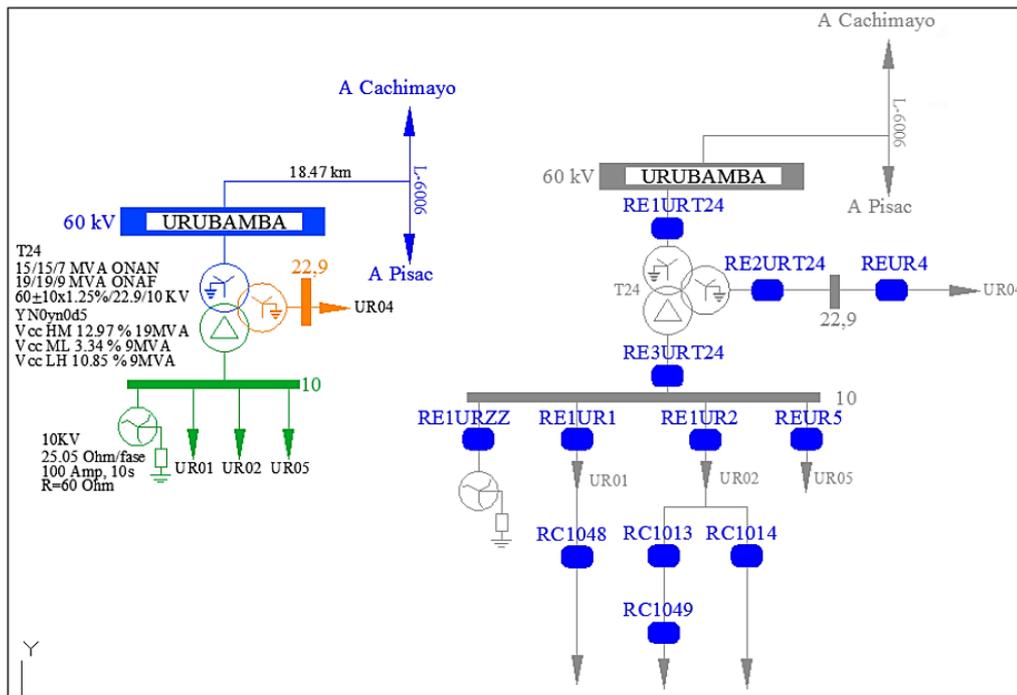
3.4.1. Descripción del sistema eléctrico en estudio

El sistema eléctrico en estudio comprende desde la S.E. Urubamba y el radial o alimentador de MT UR-02. A continuación, se realiza la descripción de las redes que lo conforman.

3.4.1.1. Subestación eléctrica Urubamba

Para fines del estudio se denomina Sistema Eléctrico de Urubamba. La S.E. Urubamba (**Figura N° 3. 3**) la subestación es suministrada desde la S.E. Cachimayo en un nivel de tensión 60 kV y llega a un transformador de potencia de tres devanados YN0yn0d5 con salidas de 10.0 KV y 22.9 KV, un patio de llaves con sus respectivas barras, seguido de un relé de protección, reconectores, seccionador de línea y seccionadores de derivación.

Figura N° 3. 3: Diagrama unifilar de la S.E. Urubamba



Fuente: Elaborado en base a datos brindados por ELSE

De la barra de 10.0 kV se conecta el alimentador UR-02 a través de: Seccionador de barra, relé de protección (RE3URT24, RE1UR2), los recloser (RC-1013 y RC-1014, RC-1049) y seccionadores de línea, como se muestra en la **Figura N° 3. 4**.

Figura N° 3. 4: S.E. Urubamba. Barra de 10.0 kV y salidas UR-02, UR-01, UR-05.



Fuente: ELSE

El transformador de potencia de tres devanados con 60 kV en el lado de alta, presenta salidas en dos niveles de tensión en 10.0 KV comprende tres alimentadores de MT (AMT) llamados Urubamba 01, 02 y 05 (UR-01, UR-02 y UR-05) y en 22.9 KV comprende un alimentador de MT denominado Urubamba 04 (UR-04). El sistema eléctrico en estudio es el alimentador Urubamba 02 (UR-02).

Figura N° 3. 5: S.E. Urubamba. Transformador de potencia tres devanados YN0yn0d5 S.E. Urubamba



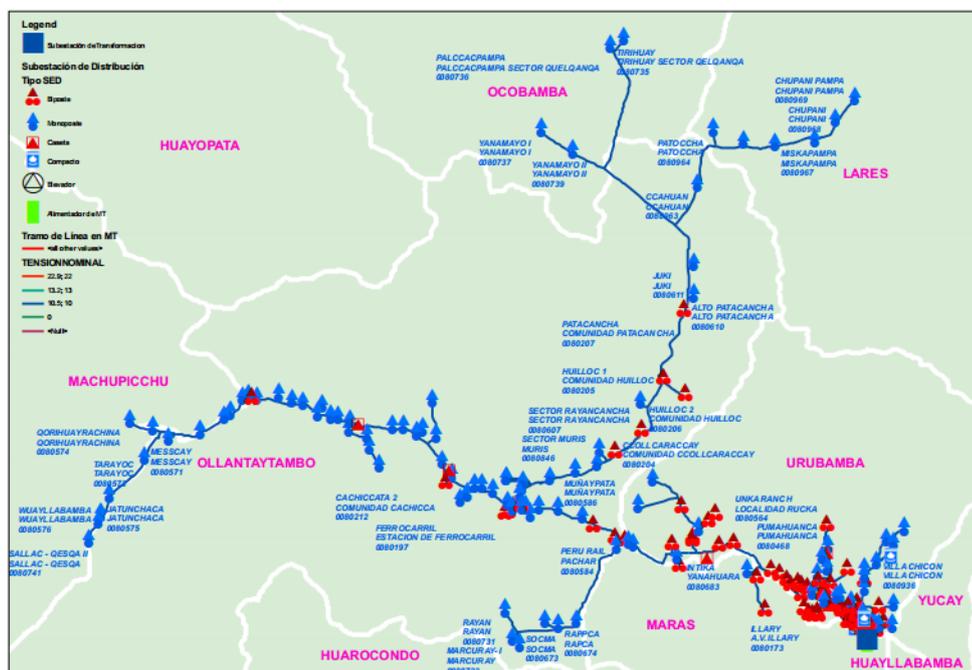
Fuente: ELSE

3.4.1.2. Alimentador Urubamba 02 (UR-02).

El alimentador UR-02 parte desde la S.E. Urubamba y suministra energía al distrito de Urubamba, Ollantaytambo y sus comunidades, cuyo recorrido se muestra en la **Figura N° 3. 6**. Las líneas son aéreas en todo su recorrido, además, en su totalidad es un sistema radial, es decir, la única fuente de alimentación es a través de la S.E. Urubamba.

Cuenta con 186 subestaciones de distribución. Esta red tiene dos derivaciones troncales importantes, una que va hacia el Distrito de Urubamba y otra que suministra al Distrito de Ollantaytambo, de esta última, se tiene dos derivaciones, una para la localidad de Huilloc - Yanamayo y otra para Compone – Phiry.

Figura N° 3. 6: Ubicación geográfica del alimentador de MT UR-02



Fuente: ELSE

3.4.2. Número de usuarios del alimentador UR02

Como es sabido, el número de usuarios en un sistema eléctrico va en aumento con el transcurrir del tiempo. Es así que, la cantidad de usuarios en el alimentador UR02

correspondiente al periodo en estudio y por año, considerados para realizar el análisis de los indicadores de calidad, son como se muestra a continuación.

Tabla N° 3. 1: Número de usuarios del alimentador UR02

Año	N° de Usuarios	
	Semestre I	Semestre II
2014	8304	8405
2015	8506	8732
2016	8958	9131
2017	9310	9496

FUENTE: ELSE

3.5. Procesamiento de datos estadísticos de interrupciones registrados por el centro de control de ELSE en el periodo 2014 - 2017

3.5.1. Interrupciones percibidas por el alimentador UR02 por causas internas y externas

La base de datos estadísticos de fallas en estudio, corresponden al periodo entre el mes de enero de 2014 y diciembre de 2017, en el que se registraron 260 interrupciones de suministro de energía eléctrica del alimentador UR02 del sistema eléctrico Urubamba, incluye todos los tipos como expansión y reforzamiento, mantenimiento, acción de terceros, falla, fenómenos naturales y operación, como también por los tipos de origen generación, transmisión y distribución. Tal como se muestra en el ANEXO N° 2.

Las estadísticas son las siguientes:

Tabla N° 3. 2: Número total de interrupciones registradas en el periodo 2014 - 2017.

TOTAL DE CORTES REGISTRADOS POR AÑO	
AÑO	TOTAL DE CORTES REGISTRADOS
2014	66
2015	51
2016	51
2017	92
TOTAL	260

FUENTE: Centro de control ELSE (ANEXO N° 2)

Figura N° 3. 7: Número total de interrupciones registradas en el período 2014 - 2017.



De la **Tabla N° 3. 2** y **Figura N° 3. 7** se puede ver que del periodo en estudio, en el año 2017 se registró la mayor cantidad de cortes del servicio eléctrico en el alimentador UR02 con un total de 92 interrupciones.

3.5.2. Discriminación de interrupciones

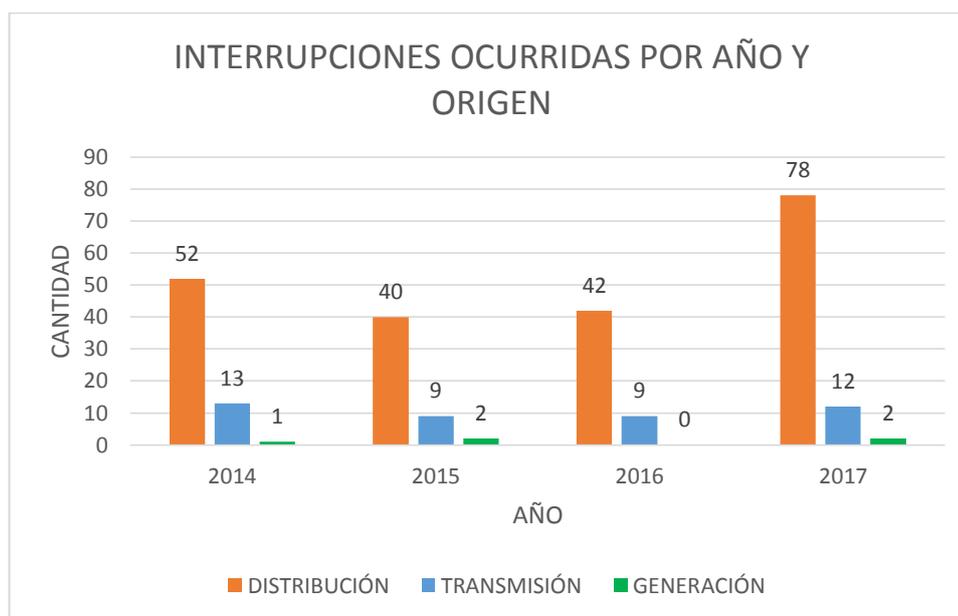
Las interrupciones que afectaron a los usuarios del alimentador UR02 y que fueron registrados por el centro de control de ELSE, se dieron por tres tipos de origen que son generación, transmisión y distribución. Estos registros se detallan en la siguiente tabla.

Tabla N° 3. 3: Interrupciones registradas por tipo de origen y por años

AÑO	INTERRUPCIONES POR TIPO DE ORIGEN			TOTAL
	GENERACIÓN	TRANSMISIÓN	DISTRIBUCIÓN	
2014	1	13	52	66
2015	2	9	40	51
2016	0	9	42	51
2017	2	12	78	92
TOTAL	5	43	212	260

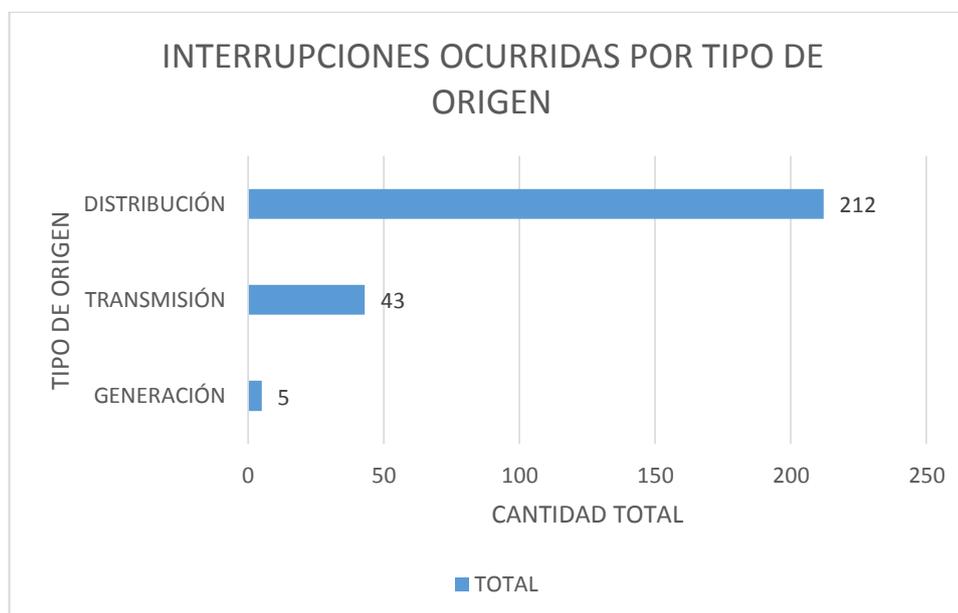
FUENTE: Centro de control ELSE (ANEXO N° 2)

Figura N° 3. 8: Interrupciones registradas por tipo de origen y por años



Elaboración: Propia

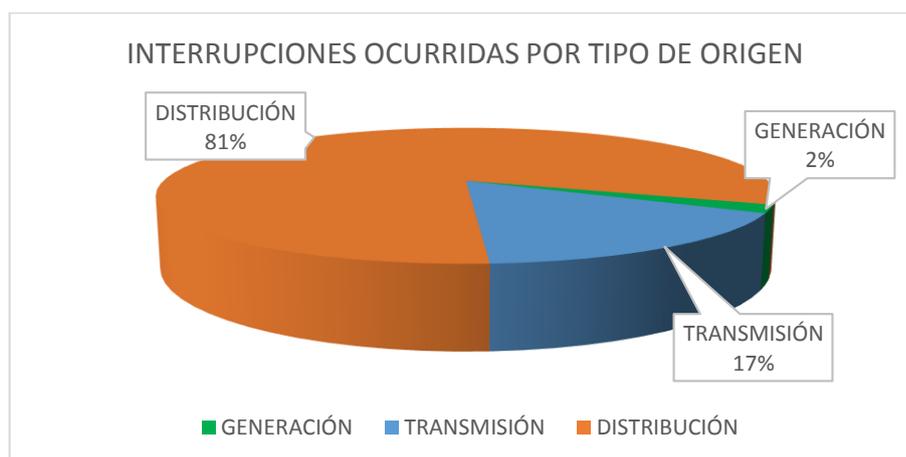
Figura N° 3. 9; Total de interrupciones registradas por tipo de origen



Elaboración: Propia

Como se muestra en **Tabla N° 3. 3** y **Figura N° 3. 9**, de un total de 260 interrupciones que se registraron en el alimentador, en el sistema de distribución se originaron 212 cortes de servicio.

Figura N° 3. 10: Porcentajes del total de interrupciones registradas por tipo de origen



Elaboración: Propia

En la **Figura N° 3. 10** se puede ver que del total de interrupciones registradas en el alimentador UR02, el 2% se originó en generación, el 17% fue originado en transmisión y el 81% se originó en el sistema de distribución.

3.5.3. Comparación de interrupciones que sufrió el alimentador UR02 por causas externas e internas

A continuación se muestra la cantidad de interrupciones que se registraron en el alimentador UR02 dentro del periodo en estudio por causas internas y externas a la red por diferentes motivos, y con esto realizar un análisis estadístico de los tipos de interrupción. Estos datos fueron registrados por el centro de control de ELSE.

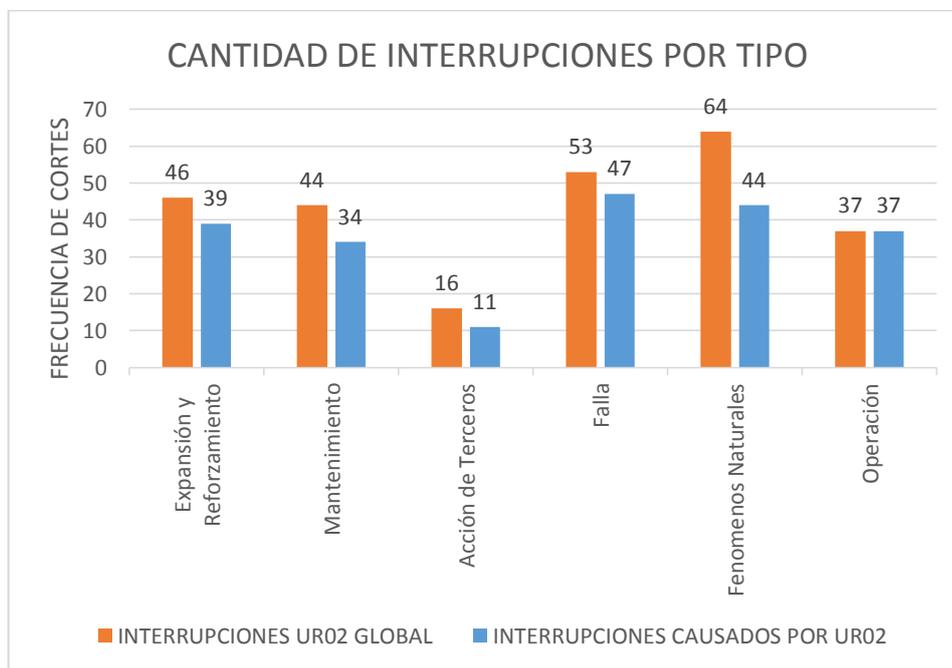
Tabla N° 3. 4: Cantidad de interrupciones y su duración

ÍTEM	TIPO DE CORTE	DESCRIPCIÓN	CORTES UR02 GLOBAL			CORTES CAUSADOS POR UR02		
			CANTIDAD	HORAS	MINUTOS	CANTIDAD	HORAS	MINUTOS
1	Programado	Expansión y Reforzamiento	46	261	47	39	222	22
2		Mantenimiento	44	172	14	34	131	32
3	No Programado	Acción de Terceros	16	71	19	11	41	59
4		Falla	53	100	46	47	94	59
5		Fenómenos Naturales	64	34	8	44	29	13
6		Operación	37	52	12	37	52	12
TOTALES			260	692	26	212	572	17

FUENTE: Centro de control ELSE

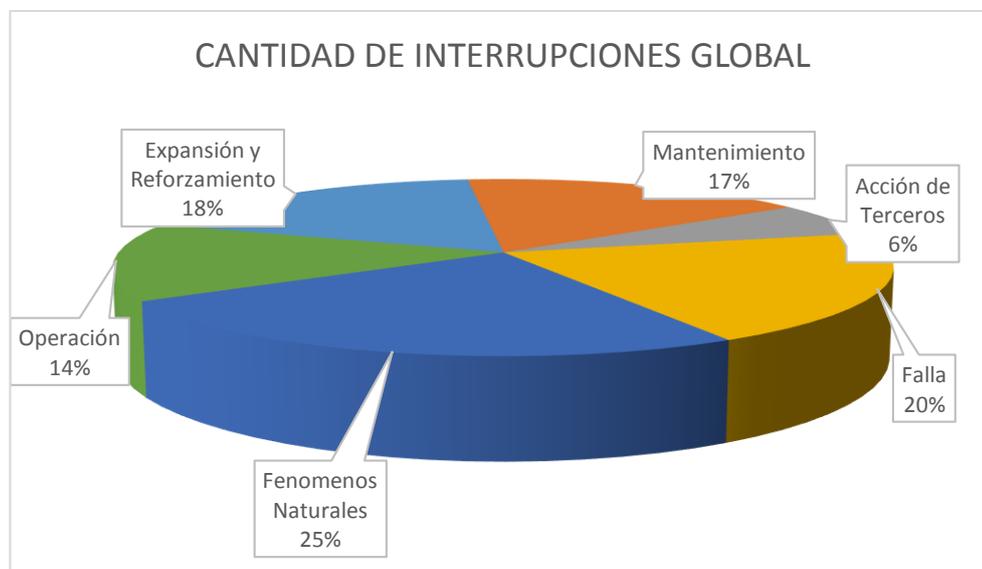
En la **Tabla N° 3. 4** se puede ver que de un total de 692 horas y 26 minutos de interrupción de servicio que sufrió el alimentador UR02 en el periodo 2014-2017, 572 horas y 17 minutos fueron originados por sistema de distribución.

Figura N° 3. 11: Total de interrupciones por tipo en el alimentador UR02



Elaboración: Propia

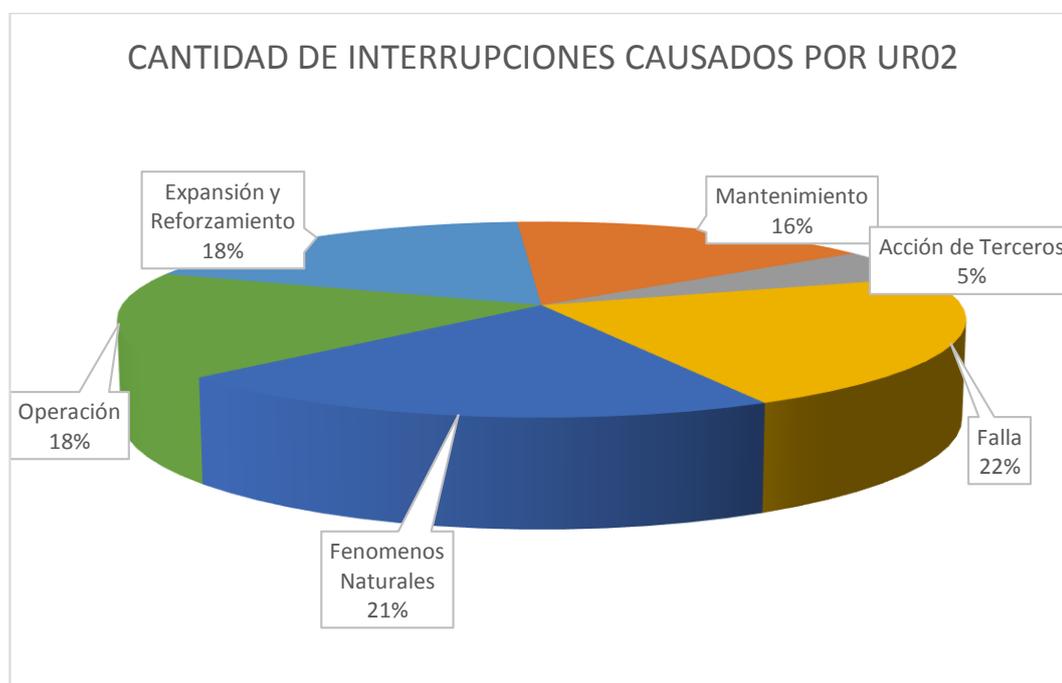
Figura N° 3. 12: Total de interrupciones que afectaron a los usuarios del alimentador UR02 por tipo y porcentaje



Elaboración: Propia

En la **Figura N° 3. 12** se observa que del total de interrupciones suscitadas por causas directas y ajenas al alimentador UR02, el 25% fueron ocasionados por fenómenos naturales, siendo estas las de mayor cantidad.

Figura N° 3. 13: Total de interrupciones que sufrió el alimentador UR02 por tipo y porcentaje

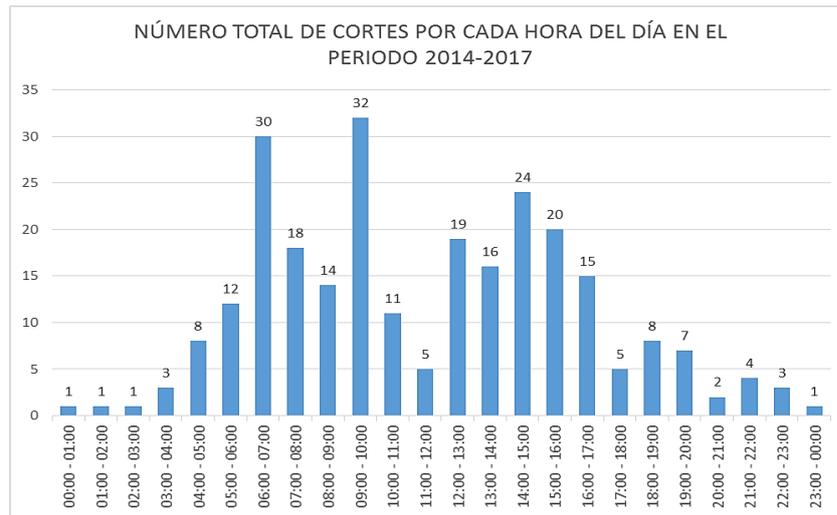


Elaboración: Propia

De la **Figura N° 3. 13** se puede ver que del total de interrupciones registradas por causa directa del alimentador UR02, la mayor cantidad se dio por falla en el sistema siendo esta el 22% y por debajo no muy alejado están el 21% que fueron ocasionadas por fenómenos naturales.

De otro modo también podemos mostrar un diagrama de interrupciones suscitadas en cada hora del día, en el cual se indican la cantidad de cortes presentados y las horas de mayor indisponibilidad de energía que afectaron a los usuarios del alimentador en estudio entre los años 2014 y 2017.

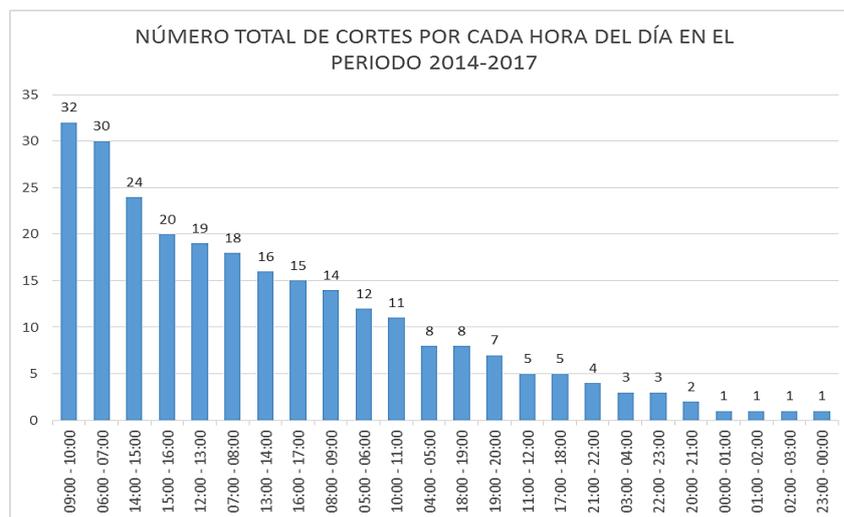
Figura N° 3. 14: Cantidad de interrupciones suscitadas por cada hora del día



Elaboración: Propia

De acuerdo al diagrama de barras de la **Figura N° 3. 14** se puede deducir que la mayor cantidad de interrupciones se presentaron entre las 05:00 y 11:00 de la mañana, de la misma forma entre las 12:00 y 17:00 de la tarde, horas en las que se desarrollan la mayor cantidad de actividades como es el caso de atenciones en las entidades del sector público como: municipalidad, comisaría, centro de salud, y otros que desarrollan su jornada laboral en este horario. Por darse de esta manera, las interrupciones impiden el normal desarrollo de estas actividades de servicio a la población.

Figura N° 3. 15: Total de interrupciones por cada hora del día en el periodo 2014-2017 presentado en forma decreciente por cantidad



Elaboración: Propia

Del diagrama de barras de la **Figura N° 3. 15** se verifica que del total de interrupciones de servicio que sufrieron los usuarios del alimentador, las horas de mayor indisponibilidad de energía eléctrica se dieron entre las 09:00 – 10:00 am con 32 interrupciones y 06:00 – 07:00 am con 30 interrupciones, asimismo las horas con menor cantidad de cortes son entre las 23:00 pm y 01:00 am con una (1) interrupción registrada en cada hora.

A continuación se procederá al análisis de los tipos de interrupciones que afectaron al alimentador UR02 para el periodo en estudio.

3.5.3.1. Interrupciones por expansión o reforzamiento

Son cortes que se realizan de forma programada con el propósito de efectuar la ampliación de redes con la conexión de nuevas instalaciones o realizar trabajos de reforzamiento de segmentos del sistema.

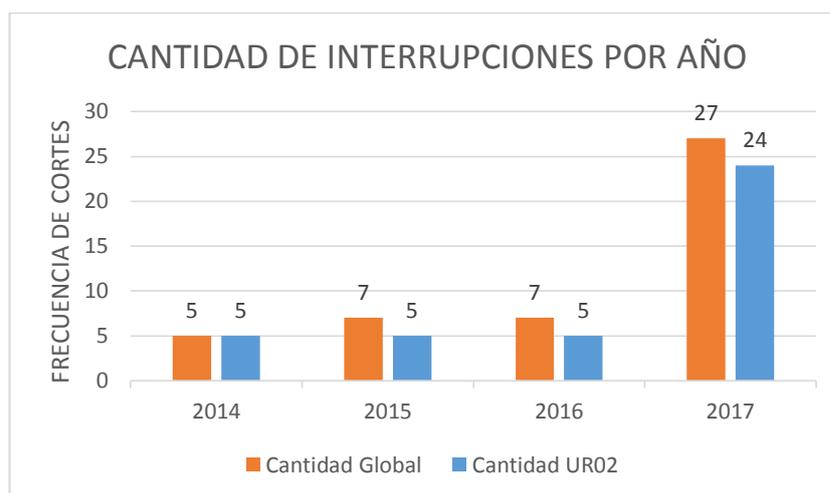
Tabla N° 3. 5: Total de interrupciones por expansión o reforzamiento

CORTE POR EXPANSIÓN O REFORZAMIENTO		
Año	Cantidad Global	Cantidad UR02
2014	5	5
2015	7	5
2016	7	5
2017	27	24
TOTAL	46	39

FUENTE: Centro de control ELSE (Anexo N° 1)

En la **Tabla N° 3. 5** se puede ver que de las 46 interrupciones por expansión o reforzamiento que sufrió el alimentador, 39 fueron de origen directa del sistema de distribución.

Figura N° 3. 16: Interrupciones programadas por expansión o reforzamiento



Elaboración: Propia

En la **Figura N° 3. 16** se verifica que la mayor cantidad de interrupciones por expansión o reforzamiento que registró el alimentador UR02 se dieron en el año 2017, de las cuales 24 son de origen directa del sistema de distribución de un total de 27 cortes de este tipo en el año.

3.5.3.2. Interrupciones por mantenimiento

Al igual que en el caso anterior, este tipo de cortes son programados con el propósito de realizar mantenimiento en cualquier estructura, segmento, subestación o sistema de protección de las redes eléctricas.

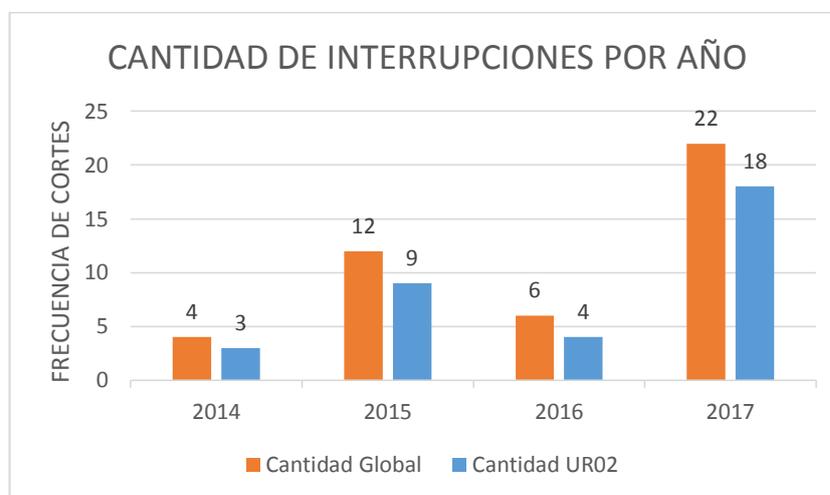
Tabla N° 3. 6: Total de interrupciones por mantenimiento

CORTES POR MANTENIMIENTO		
Año	Cantidad Global	Cantidad UR02
2014	4	3
2015	12	9
2016	6	4
2017	22	18
TOTAL	44	34

FUENTE: Centro de control ELSE (Anexo N° 1)

En la **Tabla N° 3. 6** se puede ver que de las 44 interrupciones por mantenimiento que sufrió el alimentador, 34 fueron de origen directa del sistema de distribución.

Figura N° 3. 17: Total de interrupciones programadas por mantenimiento



Elaboración: Propia

En la **Figura N° 3. 17** se verifica que la mayor cantidad de interrupciones por mantenimiento que registró el alimentador UR02 se dieron en el año 2017, de las cuales 18 son de origen directa del sistema de distribución de un total de 22 cortes de este tipo en el año.

3.5.3.3. Interrupciones por acción de terceros

Los cortes por acción de terceros son causados por la intervención de una persona ajena a la administración del sistema eléctrico que por cualquier causa como puede ser la tala de un árbol que al caer hace contacto con el conductor eléctrico o por el choque de un vehículo a una estructura con el consecuente desplome de este, hacen que se interrumpa el normal suministro de la energía eléctrica.

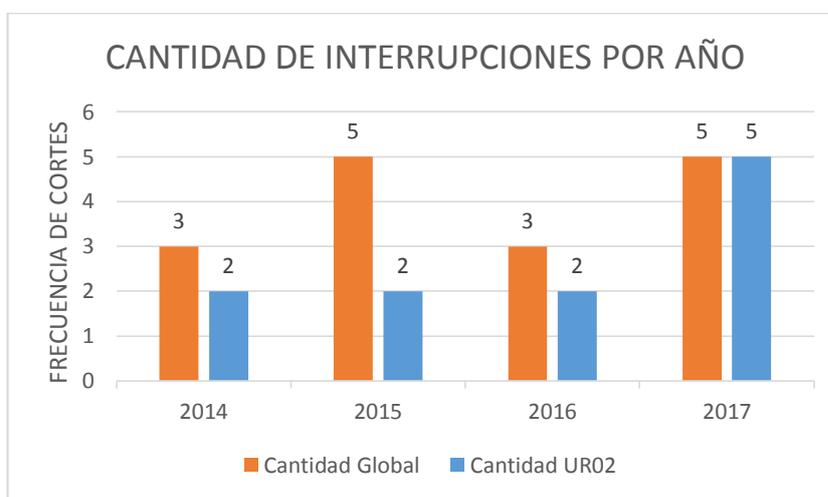
Tabla N° 3. 7: Total de interrupciones por acción de terceros

CORTES POR ACCIÓN DE TERCEROS		
Año	Cantidad Global	Cantidad UR02
2014	3	2
2015	5	2
2016	3	2
2017	5	5
TOTAL	16	11

FUENTE: Centro de control ELSE (Anexo N° 1)

En la **Tabla N° 3. 7** se puede ver que de las 16 interrupciones que sufrió el alimentador, causados por la acción de terceros, 11 se originaron en el sistema de distribución.

Figura N° 3. 18: Total de Interrupciones no programadas causados por acción de terceros



Elaboración: Propia

En la **Figura N° 3. 18** se puede ver que la mayor cantidad de interrupciones por mantenimiento que registró el alimentador UR02 se dieron en los años 2015 y 2017 con un total de 5 en cada año, de las cuales 2 son de origen directa del sistema de distribución en el año 2015 y en el 2017 todas las interrupciones de este tipo se originaron en el sistema de distribución.

3.5.3.4. Interrupciones por falla

Este tipo de cortes se deben a fallas producidas en la red a causa de un mal funcionamiento de algún componente del sistema eléctrico o por contacto de animales y/o vegetación con esta. Este tipo de interrupciones generalmente son monofásicas por el contacto a tierra de una fase del sistema trifásico.

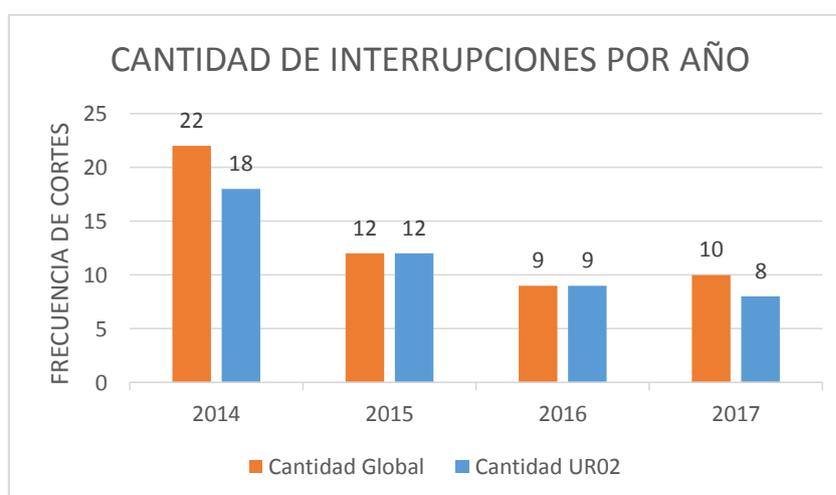
Tabla N° 3. 8: Total de interrupciones por falla en el sistema

CORTES POR FALLA		
Año	Cantidad Global	Cantidad UR02
2014	22	18
2015	12	12
2016	9	9
2017	10	8
TOTAL	53	47

FUENTE: Centro de control ELSE (Anexo N° 1)

En la **Tabla N° 3. 8** se puede ver que de las 53 interrupciones por falla que sufrió el alimentador, 47 se originaron en el sistema de distribución.

Figura N° 3. 19: Total de Interrupciones no programadas causados por falla en el sistema



Elaboración: Propia

En la **Figura N° 3. 19** se verifica que la mayor cantidad de interrupciones por falla que registró el alimentador UR02 se dieron en el año 2014, de las cuales 18 son de origen directa del sistema de distribución de un total de 22 cortes de este tipo en el año.

3.5.3.5. Interrupciones por fenómenos naturales

Las interrupciones por fenómenos naturales son causadas por descargas atmosféricas, fuertes lluvias, deslizamientos, vientos de alta velocidad, movimientos sísmicos y otros que llegan a afectar las instalaciones del sistema y posteriormente sacándolo de servicio.

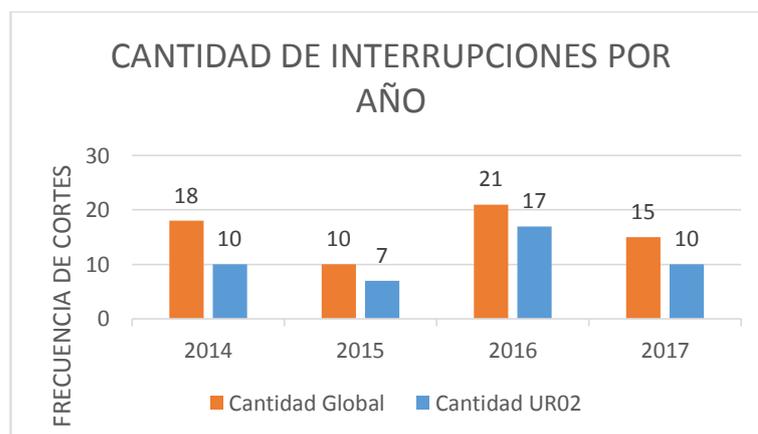
Tabla N° 3. 9: Total de interrupciones por fenómenos naturales

CORTES POR FENÓMENOS NATURALES		
Año	Cantidad Global	Cantidad UR02
2014	18	10
2015	10	7
2016	21	17
2017	15	10
TOTAL	64	44

FUENTE: Centro de control ELSE (Anexo N° 1)

En la **Tabla N° 3. 9** se puede ver que de las 64 interrupciones por fenómenos naturales que sufrió el alimentador, 44 se originaron en el sistema de distribución.

Figura N° 3. 20: Total de interrupciones no programadas causadas por fenómenos naturales



Elaboración: Propia

En la **Figura N° 3. 20** se verifica que la mayor cantidad de interrupciones por fenómenos naturales que registró el alimentador UR02 se dieron en el año 2016, de las cuales 17 son de origen directa del sistema de distribución de un total de 21 cortes de este tipo en el año.

3.5.3.6. Interrupciones por operación

En este tipo de interrupciones se pueden observar causas como error de maniobra del personal técnico u operador que conllevan al corte de suministro. Este tipo de interrupciones generalmente son monofásicas.

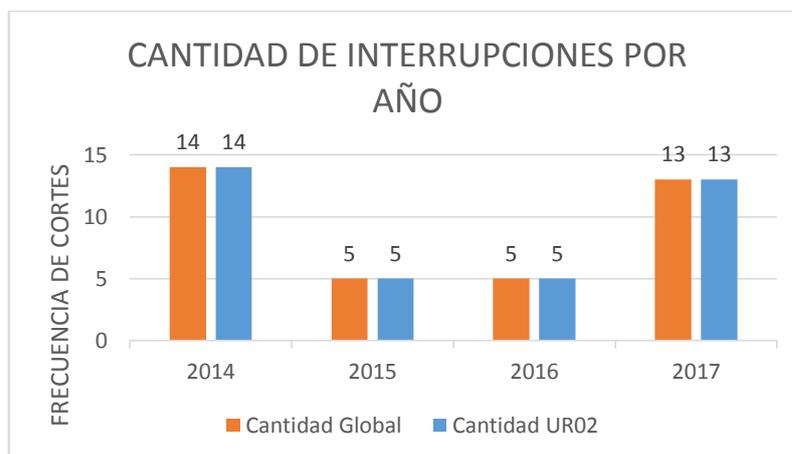
Tabla N° 3. 10: Total de fallas en la operación del sistema

CORTES POR OPERACIÓN		
Año	Cantidad Global	Cantidad UR02
2014	14	14
2015	5	5
2016	5	5
2017	13	13
TOTAL	37	37

FUENTE: Centro de control ELSE (Anexo N° 1)

En la **Tabla N° 3. 10** se puede ver que de las 37 interrupciones por operación que sufrió el alimentador, todas se originaron en el sistema de distribución.

Figura N° 3. 21: Total de interrupciones no programadas causadas por operación



Elaboración: Propia

En la **Figura N° 3. 21** se verifica que la mayor cantidad de interrupciones por operación que registró el alimentador UR02 se dieron en el año 2014, de las cuales todas son de origen directa del sistema de distribución así como en los años 2015, 2016 y 2107.

3.5.4. Estudio de las interrupciones que afectaron al alimentador UR02 registradas por el centro de control de ELSE en el periodo 2014-2017

De la base de datos estadísticos de interrupciones en el alimentador UR02 presentados en el ANEXO N° 2, se puede resumir en dos grupos:

3.5.4.1. Cortes del servicio eléctrico - programados

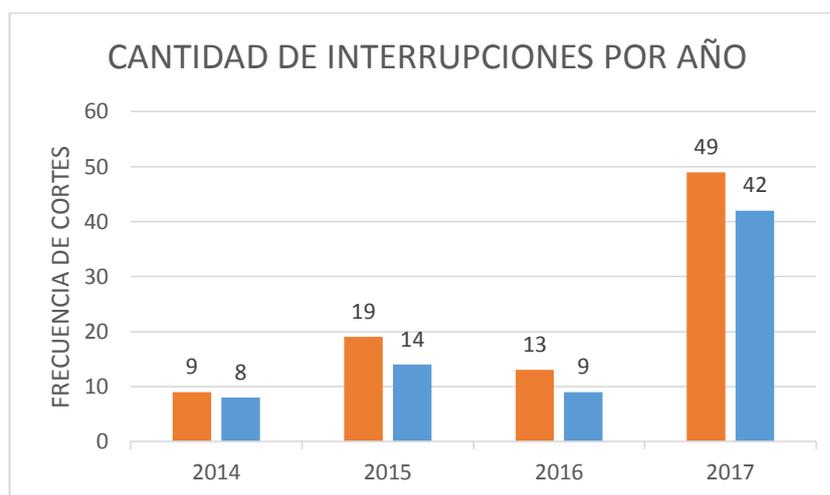
Esta clase de cortes son producidos con la finalidad de poder cumplir con la conexión de instalaciones nuevas y/o ampliación del sistema y así también para poder dar mantenimiento a los componentes del sistema eléctrico en generación, transmisión y distribución que afectaron al alimentador, estas interrupciones son:

Tabla N° 3. 11: Total de interrupciones programadas

CORTES PROGRAMADOS		
Año	Cantidad Global	Cantidad UR02
2014	9	8
2015	19	14
2016	13	9
2017	49	42
TOTAL	90	73

FUENTE: Centro de control ELSE (Anexo N° 1)

En la **Tabla N° 3. 11** se puede ver que de un total de 90 interrupciones programadas que afectó la continuidad del suministro de energía en el alimentador UR02 entre los años 2014 y 2017, 73 fueron originados por la concesionaria que administra el sistema de distribución.

Figura N° 3. 22: Total de interrupciones programadas.

Elaboración: Propia

En la **Figura N° 3. 22** se verifica que del total de interrupciones programadas que registró el alimentador UR02 dentro del periodo en estudio, la mayor cantidad se dio en el año 2017, de las cuales 42 son de origen directa del sistema de distribución de un total de 49 cortes de este tipo en el año.

3.5.4.2. Cortes del servicio eléctrico - no programados

Esta clase de interrupciones se dan de manera imprevista en sistemas de generación, transmisión y distribución a causa de fallas ocurridas en el sistema, puede deberse a diferentes factores como causado por personas ajenas a la empresa operadora, fenómenos naturales de cada temporada y lugar, también puede ser causado por el personal técnico de la empresa al realizar una incorrecta operación en los elementos o controles del sistema, y estos terminan afectando a los usuarios. Por otro lado, estos cortes deben ser atendidos en la brevedad para lo cual es necesario contar con personal y monitoreo del sistema para que esta pueda ser resuelto en el menor tiempo posible. Estas interrupciones son:

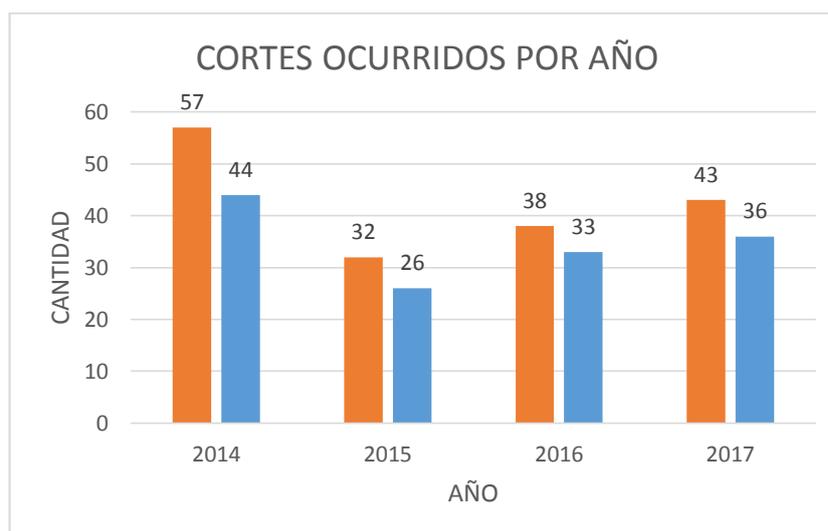
Tabla N° 3. 12: Total de cortes imprevistos registrados que afectaron a los usuarios del alimentador UR02

CORTES IMPREVISTOS EN EL SISTEMA		
Año	Cantidad Global	Cantidad UR02
2014	57	44
2015	32	26
2016	38	33
2017	43	36
TOTAL	170	139

FUENTE: Centro de control ELSE (Anexo N° 1)

En la **Tabla N° 3. 12** se puede ver que de un total de 170 interrupciones no programadas que afectó la continuidad del suministro de energía en el alimentador UR02 entre los años 2014 y 2017, 139 fueron originados directamente en el sistema de distribución que administra ELSE.

Figura N° 3. 23: Total de cortes imprevistos ocurridos que afectaron a los usuarios del alimentador UR02



Elaboración: Propia

En la **Figura N° 3. 23** se verifica que del total de interrupciones no programadas que afectó la continuidad del servicio en el alimentador UR02 dentro del periodo en estudio, la mayor cantidad se dio en el año 2014 con un total de 57 cortes de este tipo, de las cuales 44 son de origen directa del sistema de distribución.

Tabla N° 3. 13: Total de interrupciones no programadas registradas en cada mes del año en el periodo 2014-2017

CORTES POR CADA MES DEL AÑO					
MES	2014	2015	2016	2017	TOTAL GLOBAL
ENERO	4	4	3	1	12
FEBRERO	2	3	4	2	11
MARZO	6	2	5	2	15
ABRIL	10	1	1	3	15
MAYO	0	1	5	4	10
JUNIO	1	3	2	1	7
JULIO	1	5	5	5	16
AGOSTO	1	0	4	7	12
SEPTIEMBRE	4	1	1	6	12
OCTUBRE	6	4	3	6	19
NOVIEMBRE	15	7	3	4	29
DICIEMBRE	7	1	2	2	12
TOTAL	57	32	38	43	170

FUENTE: Centro de control ELSE (Anexo N° 1)

En la **Tabla N° 3. 13** se puede deducir que el año con más interrupciones no programadas por causas internas y externas al alimentador UR02 fue el 2014 en el que se registró 57 cortes y el mes con la mayor tasa de salidas de este tipo en este año fue el mes de noviembre con 15 interrupciones.

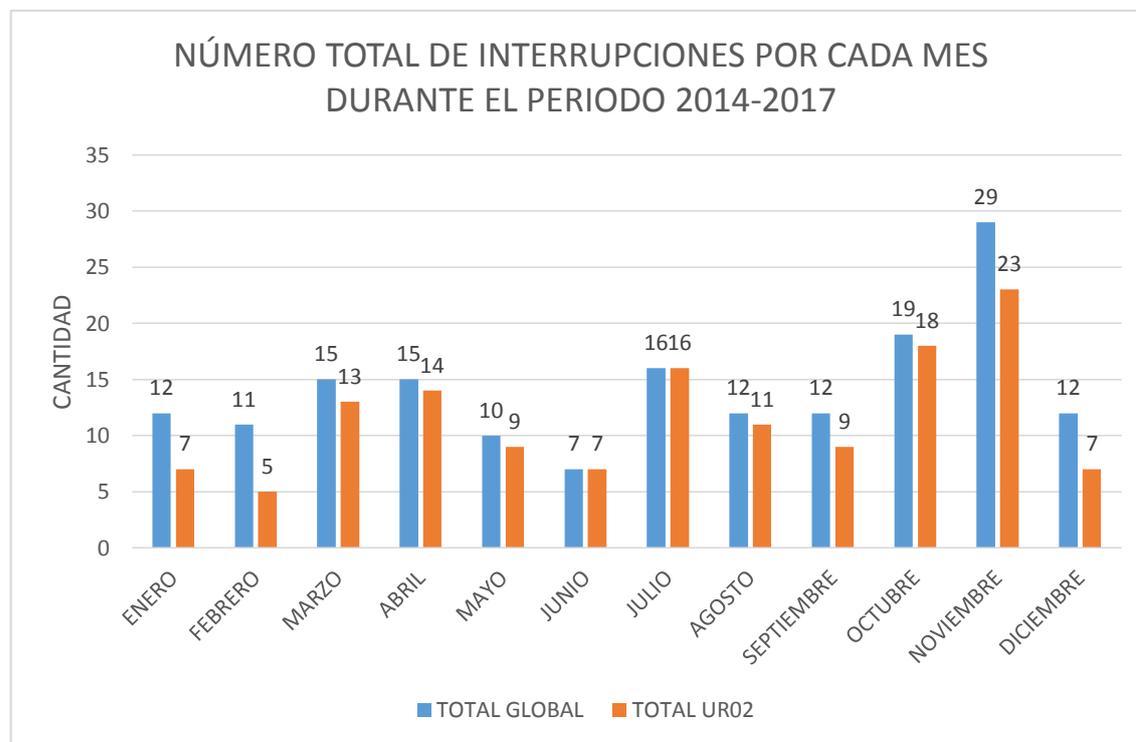
Tabla N° 3. 14: Total de interrupciones suscitadas en el alimentador UR02 en cada mes del año

INTERRUPCIONES EN EL ALIMENTADOR POR CADA MES DEL AÑO					
MES	2014	2015	2016	2017	TOTAL UR02
ENERO	1	3	3	0	7
FEBRERO	0	1	3	1	5
MARZO	6	0	5	2	13
ABRIL	10	1	1	2	14
MAYO	0	1	5	3	9
JUNIO	1	3	2	1	7
JULIO	1	5	5	5	16
AGOSTO	1	0	4	6	11
SEPTIEMBRE	4	1	0	4	9
OCTUBRE	5	4	3	6	18
NOVIEMBRE	10	7	2	4	23
DICIEMBRE	5	0	0	2	7
TOTAL	44	26	33	36	139

FUENTE: Centro de control ELSE (Anexo N° 1)

De la **Tabla N° 3. 14** se puede deducir que el año con más interrupciones no programadas por causas directamente internas al alimentador UR02 fue el 2014 en el que se registró 44 cortes, y los meses con la mayor tasa de salidas de este tipo en este año fueron abril y noviembre con 10 interrupciones en cada mes.

Figura N° 3. 24: Total de interrupciones no programadas por causas externas e internas del alimentador UR02 registrado por meses en el periodo 2014-2017



FUENTE: Centro de control ELSE (Anexo N° 1)

De la **Figura N° 3. 24** se puede deducir que en total el mes con más interrupciones no programadas por causas internas y externas al alimentador UR02 en el periodo 2014-2017, se dio en el mes de noviembre en el que se registró 29 cortes del cual 23 interrupciones se originó directamente en el alimentador en estudio.

3.5.5. Interrupciones no programadas del sistema de distribución – alimentador UR02

Del total de eventos de la base de datos estadísticos de interrupciones están incluidos los originados en generación, transmisión y distribución. En esta parte, con

finés de estudio de los indicadores, se va a tomar en cuenta los ocasionados por tipo y origen del sistema de distribución, causados por cortes no programados y programados no cumplidos en el tiempo establecido, que afectaron a los usuarios del alimentador en estudio. Estos corresponden al periodo comprendido entre el mes de enero de 2014 y diciembre de 2017, en el que se registraron 150 interrupciones de suministro de energía eléctrica originados en el alimentador UR02 del sistema eléctrico Urubamba, incluye todos los tipos como expansión o reforzamiento, mantenimiento, acción de terceros, falla, fenómenos naturales y operación.

Las estadísticas son las siguientes:

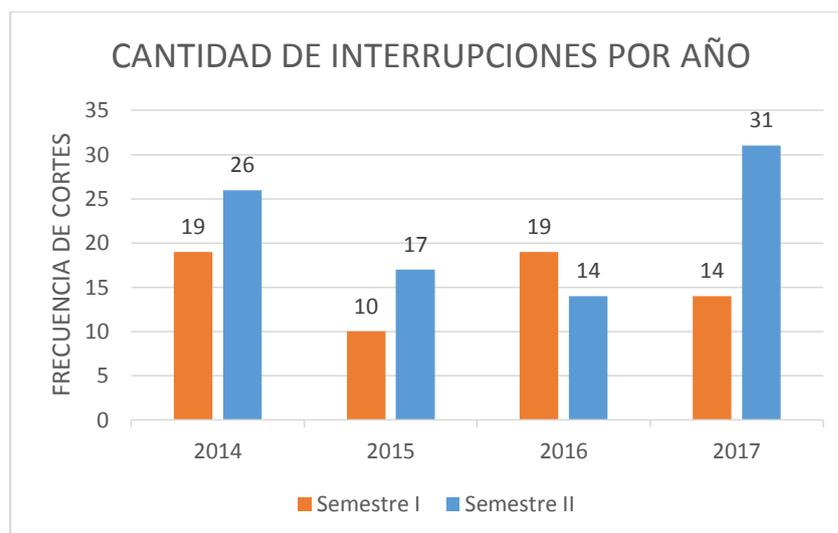
Tabla N° 3. 15: Número total de interrupciones no programadas, originadas en distribución.

TOTAL DE CORTES REGISTRADOS POR AÑO			
AÑO	SEMESTRE	INTERRUPCIONES POR SEMESTRE	TOTAL DE CORTES REGISTRADOS
2014	Sem. I	19	45
	Sem. II	26	
2015	Sem. I	10	27
	Sem. II	17	
2016	Sem. I	19	33
	Sem. II	14	
2017	Sem. I	14	45
	Sem. II	31	
		TOTAL	150

FUENTE: Centro de control ELSE (Anexo N° 1)

En la **Tabla N° 3. 15** se observa que la cantidad total de interrupciones es de 150. Estos son los que van a considerarse para el análisis de los indicadores de calidad del alimentador UR02 para los años 2014, 2015, 2016 y 2017. Del mismo modo se presenta el total de interrupciones a nivel de semestres.

Figura N° 3. 25: Número total de interrupciones por semestre registradas en el período en estudio.



Elaboración: Propia

En la **Figura N° 3. 25** se puede ver que en el Sem. II de año 2017 se presentó 31 cortes de servicio no previstos, siendo este el mayor número de interrupciones no programadas a nivel de semestres. El segundo semestre con el mayor número de cortes de servicio fue el Sem. II del año 2014 con 26 interrupciones.

En la **Tabla N° 3. 16** se presenta una distribución del número de indisponibilidades de servicio por tipos de interrupción presentados en el alimentador UR02, estos posteriormente serán contabilizados como no programados para el análisis de indicadores de calidad, los datos fueron registrados por el centro de control de ELSE.

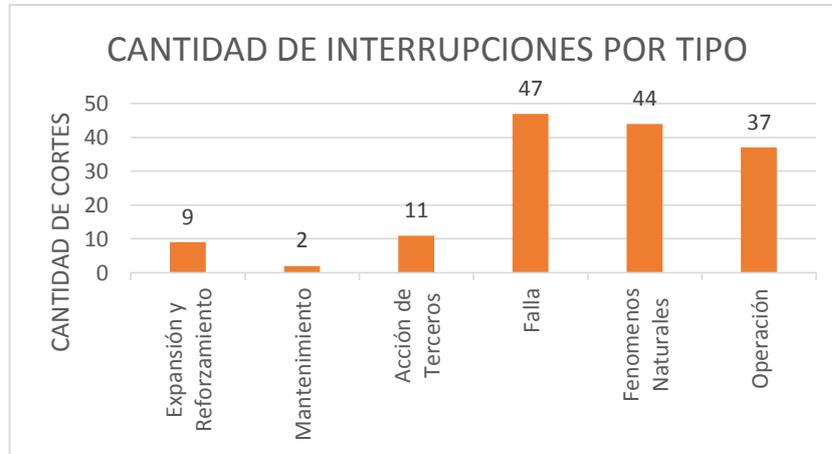
Tabla N° 3. 16: Número de interrupciones y su duración

ÍTEM	TIPO DE CORTE	DESCRIPCIÓN	CANTIDAD	HORAS
1	Programado	Expansión y Reforzamiento	9	80.182
2		Mantenimiento	2	7.316
3	No Programado	Acción de Terceros	11	41.982
4		Falla	47	94.979
5		Fenómenos Naturales	44	29.222
6		Operación	37	52.494
TOTAL			150	306.175

FUENTE: Centro de control ELSE

De la **Tabla N° 3. 16** se puede indicar que las 150 interrupciones consideradas para el análisis de indicadores de calidad, mantuvieron al alimentador fuera de servicio por 306.175 horas en total.

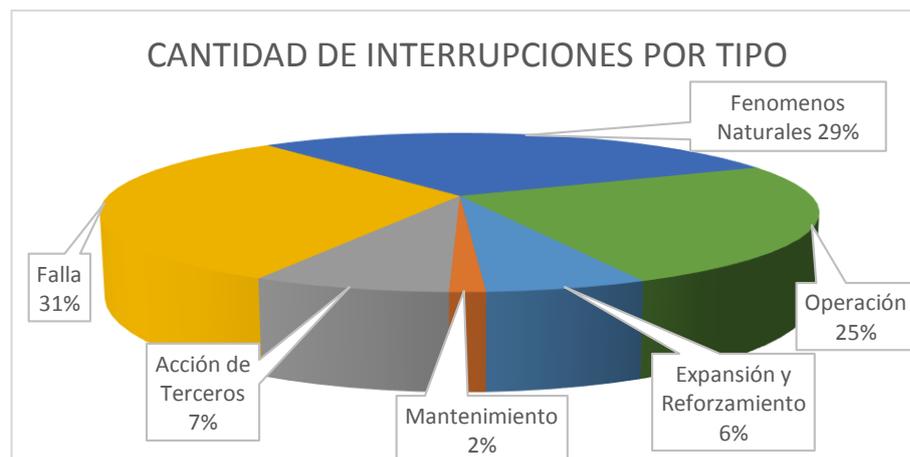
Figura N° 3. 26: Total de interrupciones considerados para el análisis de los indicadores de calidad



Elaboración: Propia

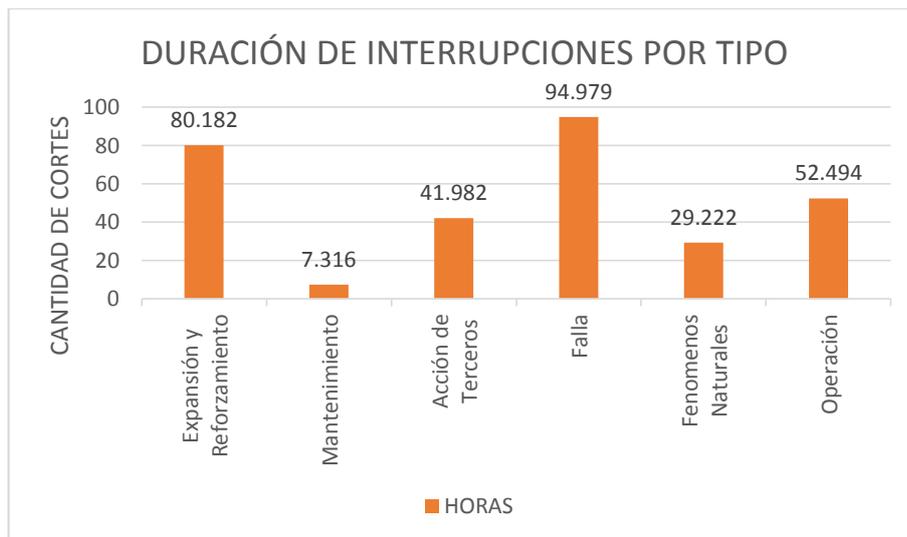
De la **Figura N° 3. 26** se puede resumir que son tres tipos de interrupción los que se presentaron más, de las cuales la mayor cantidad de interrupciones fueron causadas por fallas en el alimentador con un total de 47, la segunda causa con mayor número de cortes de servicio fue por fenómenos naturales con un total de 44, y la tercera causa importante del número de interrupciones son originados por operación con un total de 37 cortes de suministro.

Figura N° 3. 27: Total de interrupciones no programadas en Porcentajes



Elaboración: Propia

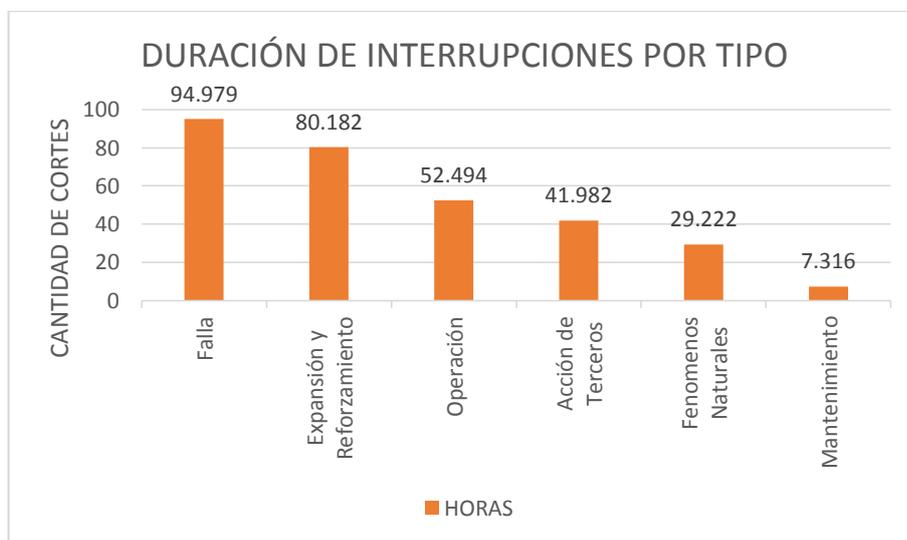
Figura N° 3. 28: Duración total de interrupciones consideradas para el análisis de los indicadores de calidad



Elaboración: Propia

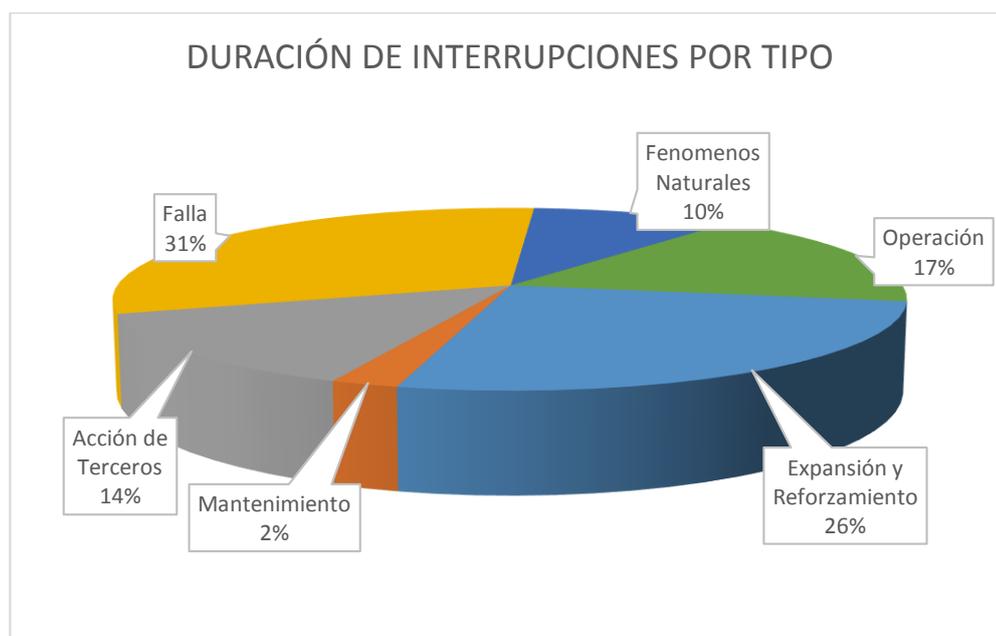
De la **Figura N° 3. 28** se puede resumir que son dos tipos de interrupciones los que mantuvieron fuera de servicio al alimentador UR02 por más tiempo, de las cuales el mayor número de horas de interrupción fueron causadas por fallas en el alimentador con una duración total de 94.979 horas y la segunda causa de cortes con mayor número de horas sin servicio fue por expansión o reforzamiento con una duración total de 80.182 horas de interrupción.

Figura N° 3. 29: Duración total de interrupciones según grado de importancia



Elaboración: Propia

Figura N° 3. 30: Duración total de interrupciones no programadas en Porcentajes



Elaboración: Propia

A continuación se procederá al análisis de los tipos de interrupción ocurridos en el alimentador UR02, los que se utilizarán para el análisis de los indicadores de calidad.

3.5.5.1. Interrupciones por expansión o reforzamiento

Son cortes que la empresa concesionaria programó con el propósito de efectuar la ampliación de la red con la conexión de nuevas instalaciones o realizar trabajos de reforzamiento de segmentos del alimentador de las cuales no todos fueron cumplidos en el tiempo programado.

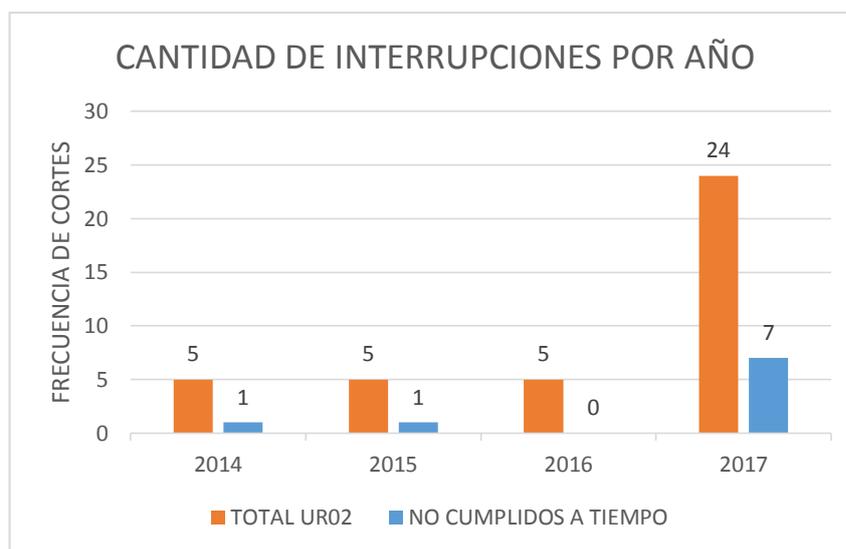
Tabla N° 3. 17: Total de interrupciones por expansión o reforzamiento

CORTE POR EXPANSIÓN O REFORZAMIENTO			
Año	Cantidad Programados UR02	No cumplidos en tiempo programado	
		Cantidad	Duración Hr.
2014	5	1	1.117
2015	5	1	9.483
2016	5	0	0
2017	24	7	69.582
TOTAL	39	9	80.182

FUENTE: Centro de control ELSE

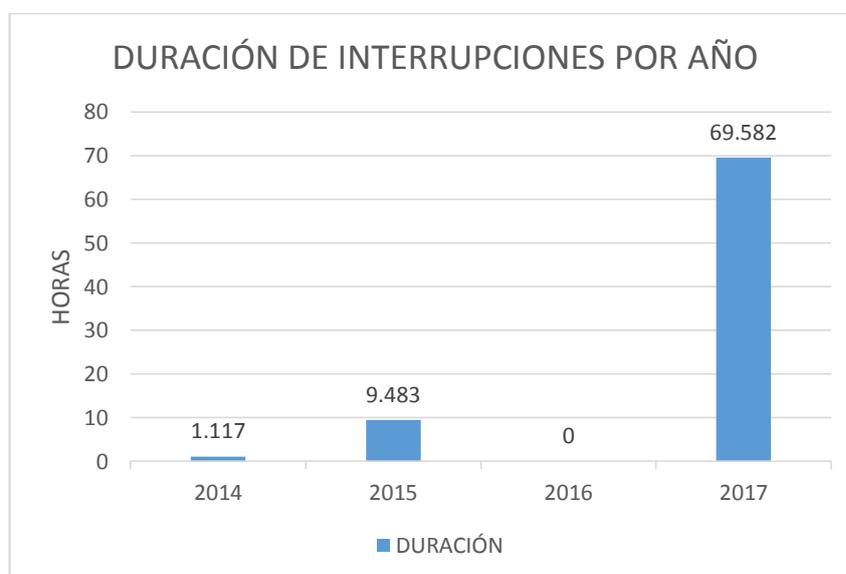
De la **Tabla N° 3. 17** se resume que del total de interrupciones por expansión o reforzamiento que programó la concesionaria, no fueron completados en el tiempo programado un total de 9 interrupciones de las cuales la mayoría fue en el año 2017 en un número de 7 cortes de suministro.

Figura N° 3. 31: Interrupciones por expansión o reforzamiento no cumplidas en el tiempo programado



Elaboración: Propia

Figura N° 3. 32: Duración de interrupciones programadas por expansión o reforzamiento no cumplidas en el tiempo programado



Elaboración: Propia

De la **Figura N° 3. 32** se resume que de la duración total de interrupciones por expansión o reforzamiento que programó la concesionaria y no fueron completados en el tiempo programado, un total de 69.582 horas de interrupción fue en el año 2017 de un total de 80.182 horas de interrupción por este tipo como lo indica la **Tabla N° 3. 17**.

3.5.5.2. Interrupciones por mantenimiento

Al igual que en el caso anterior, estos son cortes programados por la concesionaria con el propósito de realizar mantenimiento en cualquier estructura, segmento, subestación o sistema de protección del alimentador, algunos de estos no fueron cumplidos en el tiempo programado.

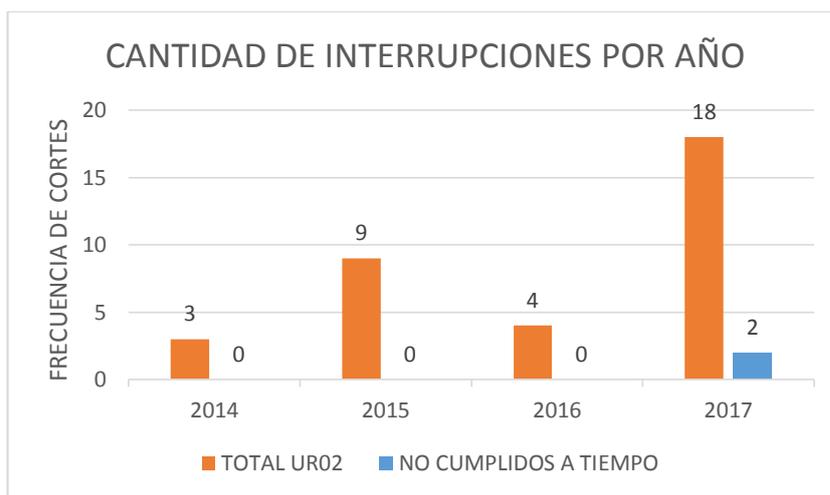
Tabla N° 3. 18: Total de interrupciones por mantenimiento

MANTENIMIENTO			
Año	Cantidad Global	No cumplidos en tiempo programado	
		Cantidad	Duración Hr.
2014	4	0	0
2015	9	0	0
2016	4	0	0
2017	18	2	7.316
TOTAL	34	2	7.316

FUENTE: Centro de control ELSE

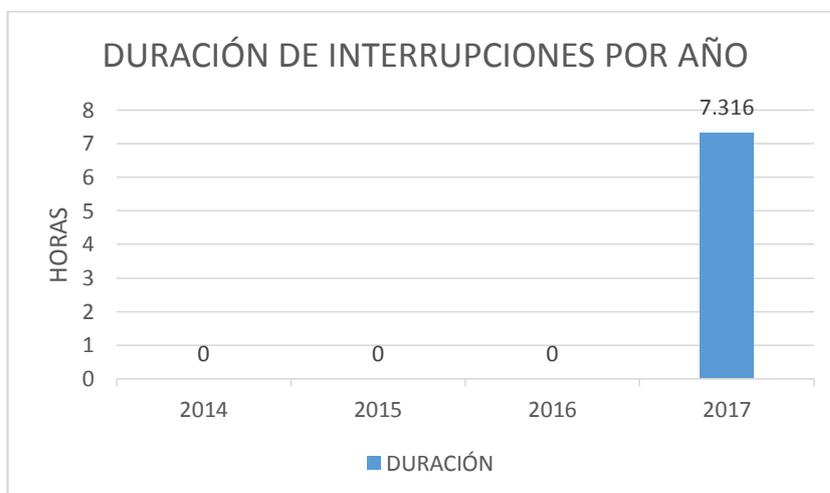
De la **Tabla N° 3. 18** se resume que del total de interrupciones por mantenimiento que programó la concesionaria, no fueron completados en el tiempo programado un total de 2 interrupciones y fue en el año 2017.

Figura N° 3. 33: Interrupciones por mantenimiento no cumplidos en el tiempo programado



Elaboración: Propia

Figura N° 3. 34: Duración de interrupciones programadas por mantenimiento no cumplido en el tiempo programado



Elaboración: Propia

De la **Figura N° 3. 34** se resume que la duración total de interrupciones por mantenimiento que programó la concesionaria y no fueron completados en el tiempo programado es de 7.316 horas de interrupción y fue en el año 2017.

3.5.5.3. Interrupciones por acción de terceros

Los cortes por acción de terceros son causados por la intervención de una persona ajena a la administración del alimentador UR02 que por cualquier causa como puede ser la tala de un árbol que al caer hace contacto con el conductor eléctrico del

alimentador o por el choque de un vehículo a una estructura del alimentador con el consecuente desplome de este, hacen que se interrumpa el normal suministro de la energía eléctrica.

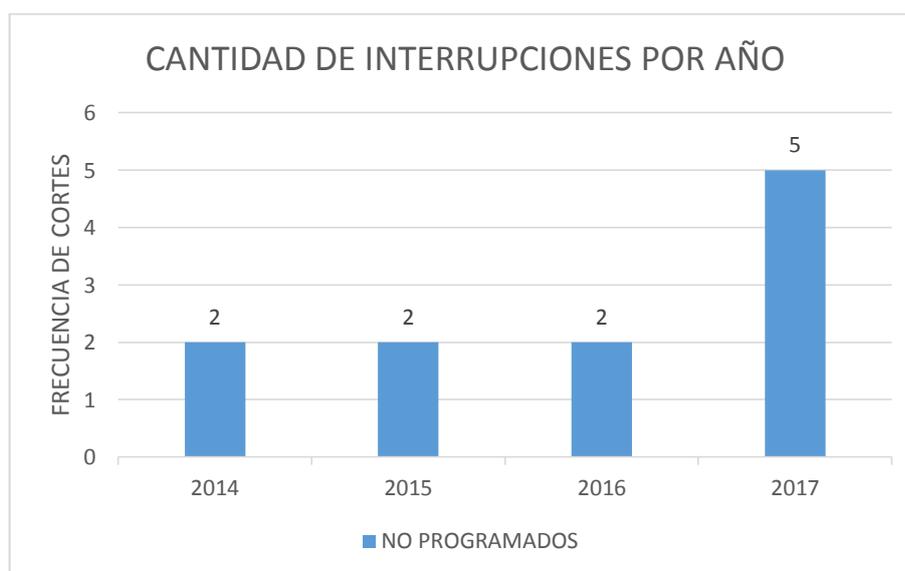
Tabla N° 3. 19: Total de interrupciones por acción de terceros

ACCIÓN DE TERCEROS		
Año	Cantidad UR02	Duración Hr.
2014	2	0.567
2015	2	3.85
2016	2	22.616
2017	5	14.949
TOTAL	11	41.982

FUENTE: Centro de control ELSE

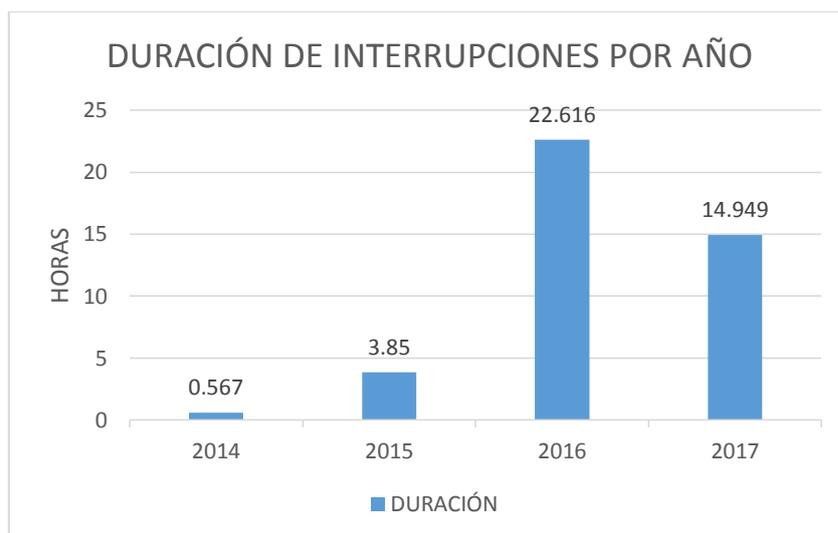
De la **Tabla N° 3. 19** y **Figura N° 3. 35** se resume que del total de 11 interrupciones por acción de terceros, un número de 5 cortes de servicio no programadas se dieron en el año 2017.

Figura N° 3. 35: Interrupciones no programadas causados por la acción de terceros



Elaboración: Propia

Figura N° 3. 36: Duración de interrupciones no programadas causado por acción de terceros



Elaboración: Propia

De la **Figura N° 3. 36** se resume que de la duración total de interrupciones por acción de terceros, un total de 22.616 horas de interrupción fue en el año 2015 de un total de 41.982 horas de interrupción por este tipo como lo indica la **Tabla N° 3. 19**.

3.5.5.4. Interrupciones por falla

Este tipo de cortes se deben a fallas producidas en el alimentador a causa de un mal funcionamiento de algún componente del sistema eléctrico o por contacto de animales y/o vegetación con la red. Este tipo de fallas generalmente son monofásicas por el contacto a tierra de una fase del alimentador.

Tabla N° 3. 20: Total de interrupciones por falla en el sistema

FALLA		
Año	Cantidad UR02	Duración Hr.
2014	18	10.607
2015	12	54.567
2016	9	12.681
2017	8	17.124
TOTAL	47	94.979

FUENTE: Centro de control ELSE

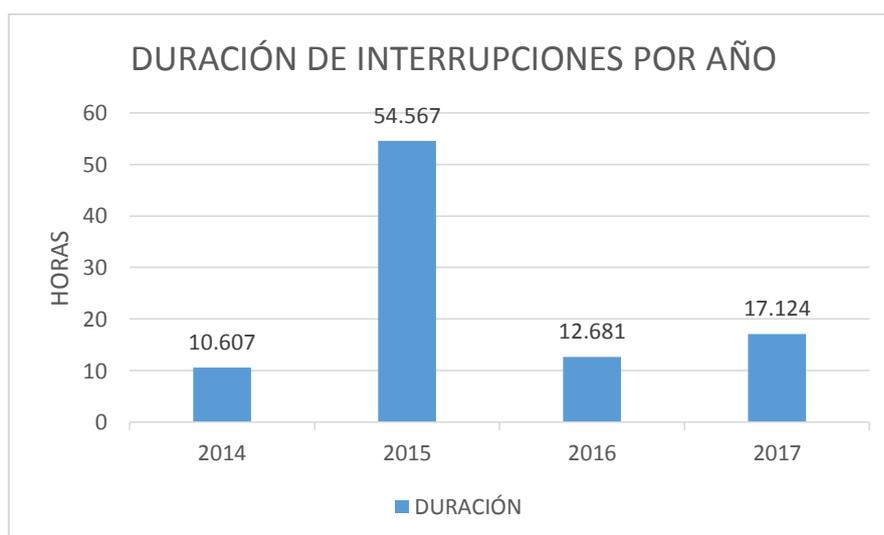
De la **Tabla N° 3. 20** y **Figura N° 3. 37** se resume que del total de 47 interrupciones por fallas, un número de 18 cortes de servicio no programadas se dieron en el año 2014.

Figura N° 3. 37: Interrupciones no programadas causados por fallas en el alimentador



Elaboración: Propia

Figura N° 3. 38: Duración de interrupciones no programadas causado por fallas



Elaboración: Propia

De la **Figura N° 3. 38** se resume que de la duración total de interrupciones por fallas, un total de 54.567 horas de interrupción fue en el año 2015 de un total de 94.979 horas de interrupción por este tipo como lo indica la **Tabla N° 3. 20**.

3.5.5.5. Interrupciones por fenómenos naturales

Las interrupciones por fenómenos naturales son causadas por descargas atmosféricas, fuertes lluvias, deslizamientos, vientos de alta velocidad, movimientos sísmicos que llegan a afectar las instalaciones del alimentador y posteriormente sacándolo de servicio.

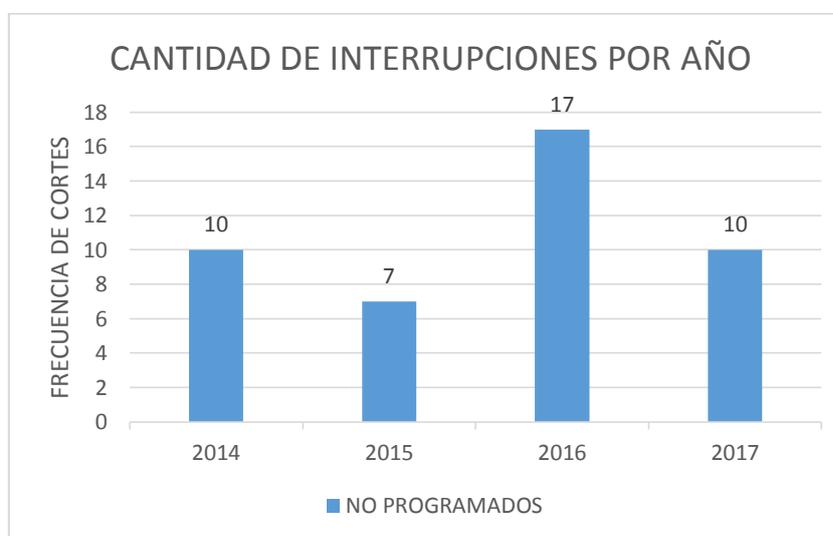
Tabla N° 3. 21: Total de interrupciones por fenómenos naturales

FENÓMENOS NATURALES		
Año	Cantidad UR02	Duración Hr.
2014	10	4.5
2015	7	3.634
2016	17	8.292
2017	10	12.796
TOTAL	44	29.222

FUENTE: Centro de control ELSE

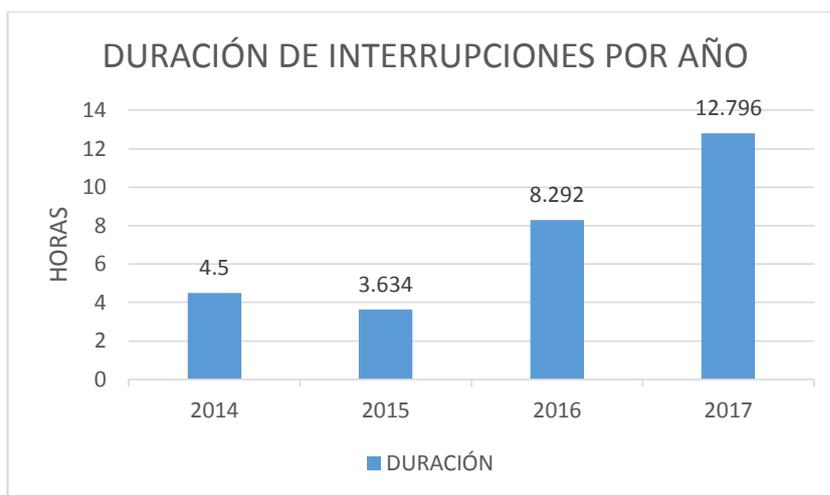
De la **Tabla N° 3. 21** y **Figura N° 3. 39** se resume que del total de 44 interrupciones por fenómenos naturales, un número de 17 cortes de servicio no programadas se dieron en el año 2016 siendo este en mayor porcentaje.

Figura N° 3. 39: Interrupciones no programadas causados por fenómenos naturales



Elaboración: Propia

Figura N° 3. 40: Duración de interrupciones no programadas causado por fenómenos naturales



Elaboración: Propia

De la **Figura N° 3. 40** se resume que de la duración total de interrupciones por fenómenos naturales, un total de 12.796 horas de interrupción fue en el año 2017 de un total de 29.222 horas de interrupción por este tipo como lo indica la **Tabla N° 3. 21**.

Interrupciones suscitadas por fuertes vientos y descargas atmosféricas

Tabla N° 3. 22: Interrupciones no programadas causados por fuertes vientos y descargas atmosféricas en cada mes del año

INTERRUPCIONES EN EL ALIMENTADOR POR FENÓMENOS NATURALES POR CADA MES DEL AÑO										
MES	FUERTES VIENTOS UR02					DESCARGAS ATMOSFÉRICAS UR02				
	2014	2015	2016	2017	TOTAL UR02	2014	2015	2016	2017	TOTAL UR02
ENERO	0	0	1	0	1	1	0	0	0	1
FEBRERO	0	0	0	0	0	0	1	1	0	2
MARZO	0	0	1	0	1	0	0	3	0	3
ABRIL	2	0	0	1	3	0	0	0	1	1
MAYO	0	1	3	0	4	0	0	0	0	0
JUNIO	0	1	1	0	2	0	0	0	0	0
JULIO	0	3	3	2	8	0	0	0	0	0
AGOSTO	1	0	3	1	5	0	0	0	0	0
SEPTIEMBRE	1	0	0	1	2	1	0	0	0	1
OCTUBRE	0	0	0	2	2	1	0	0	0	1
NOVIEMBRE	2	1	1	2	6	0	0	0	0	0
DICIEMBRE	0	0	0	0	0	1	0	0	0	1
TOTAL	6	6	13	9	34	4	1	4	1	10

FUENTE: Centro de control ELSE

De la **Tabla N° 3. 22** se resume que del total de 44 interrupciones por fenómenos naturales, 34 fueron ocasionados por fuertes vientos y 10 causados por descargas atmosféricas.

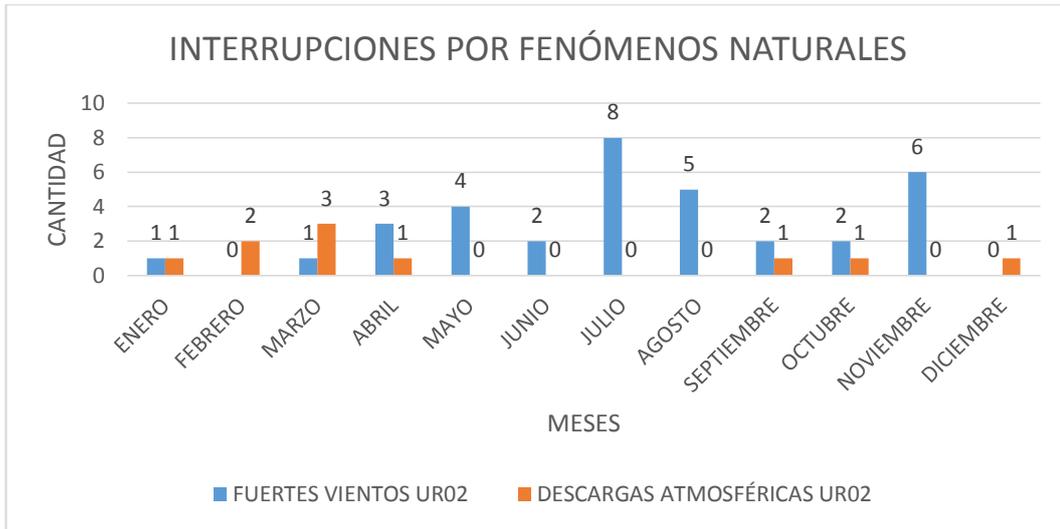
Tabla N° 3. 23: Duración de Interrupciones no programadas causados por fuertes vientos y descargas atmosféricas en cada mes del año

DURACIÓN DE LAS INTERRUPCIONES EN EL ALIMENTADOR POR FENÓMENOS NATURALES POR CADA MES DEL AÑO										
MES	FUERTES VIENTOS UR02					DESCARGAS ATMOSFÉRICAS UR02				
	2014	2015	2016	2017	TOTAL UR02	2014	2015	2016	2017	TOTAL UR02
ENERO	0	0	0.047	0	0.047	0.45	0	0	0	0.45
FEBRERO	0	0	0	0	0	0	0.05	2.5	0	2.55
MARZO	0	0	0.5	0	0.5	0	0	0.426	0	0.426
ABRIL	0.3	0	0	0.033	0.333	0	0	0	1.2	1.2
MAYO	0	0.767	0.479	0	1.246	0	0	0	0	0
JUNIO	0	0.35	0.183	0	0.533	0	0	0	0	0
JULIO	0	2.367	0.563	9.667	12.597	0	0	0	0	0
AGOSTO	1.55	0	3.55	0.05	5.15	0	0	0	0	0
SEPTIEMBRE	0.217	0	0	0.117	0.334	0.433	0	0	0	0.433
OCTUBRE	0	0	0	0.179	0.179	0.217	0	0	0	0.217
NOVIEMBRE	0.666	0.1	0.044	1.55	2.36	0	0	0	0	0
DICIEMBRE	0	0	0	0	0	0.667	0	0	0	0.667
TOTAL	2.733	3.584	5.366	11.596	23.279	1.767	0.05	2.926	1.2	5.943

FUENTE: Centro de control ELSE

De la **Tabla N° 3. 23** se resume que de la duración total de las 44 interrupciones por fenómenos naturales, 23.279 horas de interrupción fueron ocasionados por fuertes vientos mientras que 5.943 horas de interrupción son por descargas atmosféricas.

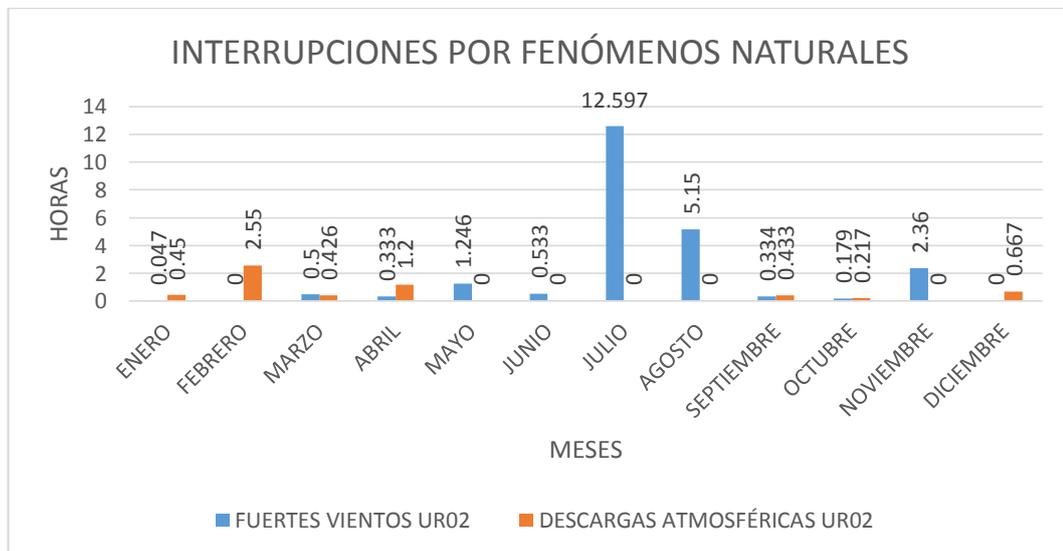
Figura N° 3. 41: Interrupciones no programadas causados por fuertes vientos y descargas atmosféricas en cada mes del año



Elaboración: Propia

En la **Figura N° 3. 41** resalta aún más que las interrupciones por fuertes vientos son en mayoría frente a los ocasionados por descargas atmosféricas. De este gráfico podemos deducir que en el mes de julio se presentan más días de fuertes vientos, seguido por los meses de noviembre, agosto y mayo. También se deduce que los meses en los que se presentan descargas atmosféricas están entre septiembre y abril del año siguiente, siendo febrero y marzo los más críticos.

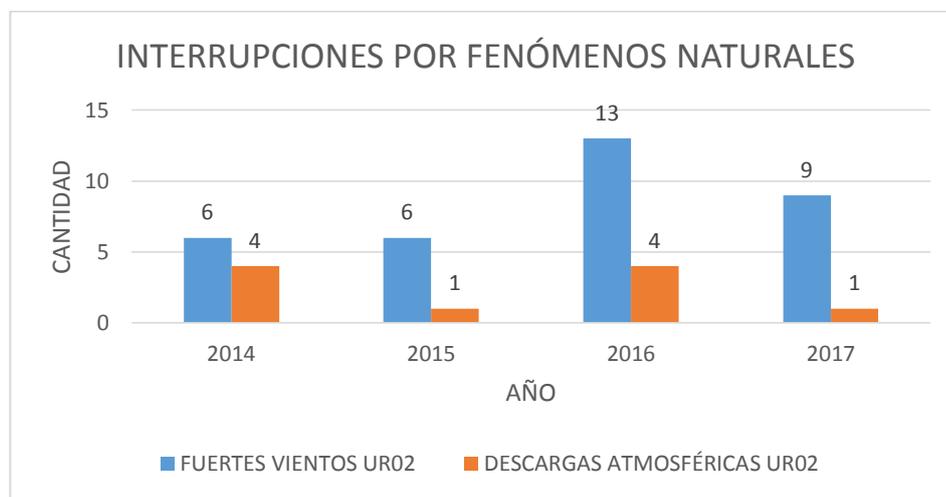
Figura N° 3. 42: Duración Interrupciones no programadas causados por fuertes vientos y descargas atmosféricas en cada mes del año



Elaboración: Propia

En la **Figura N° 3. 42** podemos ver que el mes en el que se tuvo la mayor duración de interrupciones por fenómenos naturales es julio con un total de 12.597 horas y fueron originados por vientos. El segundo mes con la mayor duración de interrupciones es agosto con un total de 5.15 horas y también fue originado por vientos.

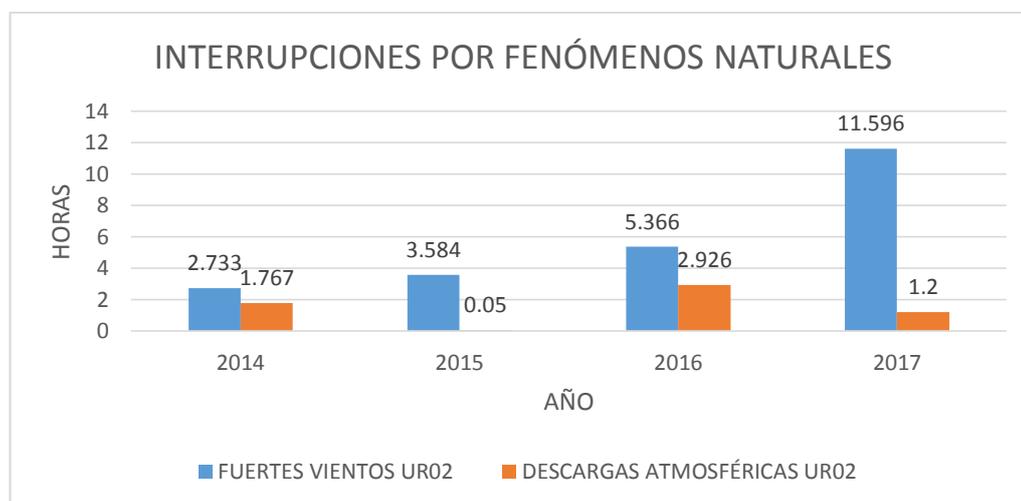
Figura N° 3. 43: Interrupciones no programadas causados por fuertes vientos y descargas atmosféricas en el periodo 2014-2017



Elaboración: Propia

Una vez más en la **Figura N° 3. 43** se puede apreciar que la mayor cantidad de interrupciones por fenómenos naturales es causada por vientos y el año más afectado por este tipo de interrupción fue 2016 con 13 cortes, seguido de 2017 con 9 cortes.

Figura N° 3. 44: Duración de Interrupciones no programadas causados por fuertes vientos y descargas atmosféricas en el periodo 2014-2017



Elaboración: Propia

En la **Figura N° 3. 44** se puede ver que el mayor número de horas de indisponibilidad del servicio de energía causadas por fenómenos naturales se dan por vientos, y el año con mayor duración de cortes de este tipo es el 2017 con 11.596 horas de interrupción seguido por el año 2016 con 5.366 horas de interrupción.

3.5.5.6. Interrupciones por operación

En este tipo de interrupciones se pueden observar causas como error de maniobra del personal técnico que ocasionan el corte de suministro de energía eléctrica. Este tipo de interrupciones generalmente son monofásicas.

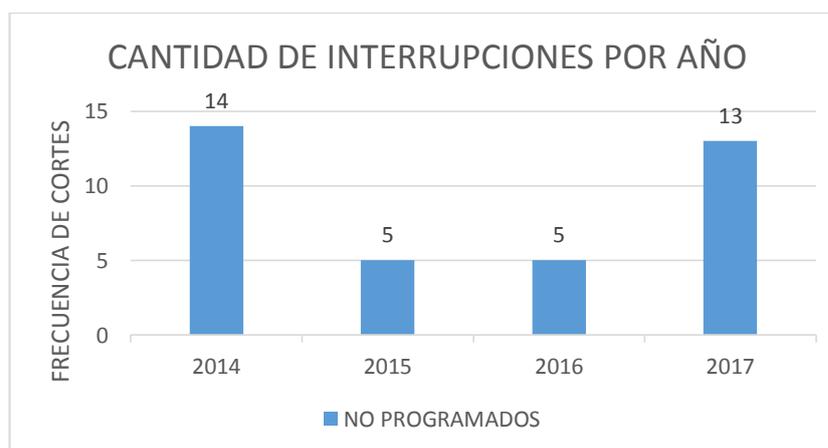
Tabla N° 3. 24: Total de fallas en la operación del sistema

OPERACIÓN		
Año	Cantidad UR02	Duración Hr.
2014	14	29.099
2015	5	9.45
2016	5	5.499
2017	13	8.446
TOTAL	37	52.494

FUENTE: Centro de control ELSE

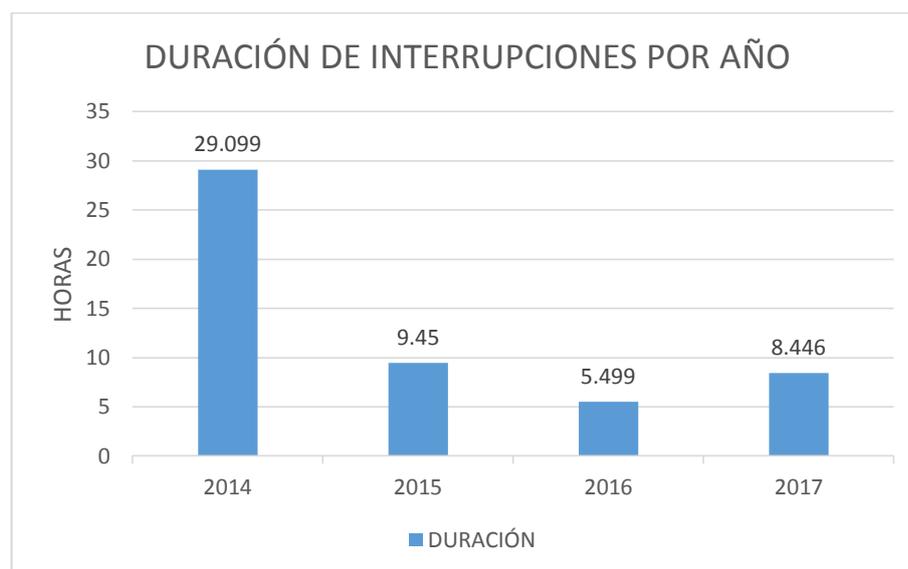
De la **Tabla N° 3. 24** y **Figura N° 3. 45** se resume que del total de 37 interrupciones por operación, la mayor cantidad se dio en el año 2014 con 14 cortes de servicio, seguido por el año 2017 con 13 cortes de servicio.

Figura N° 3. 45: Interrupciones no programadas causados por operación del sistema



Elaboración: Propia

Figura N° 3. 46: Duración de interrupciones no programadas causado por operación



Elaboración: Propia

De la **Figura N° 3. 46** se resume que de la duración total de interrupciones por fallas, la mayor cantidad de horas se dio en el año 2014 con un total de 29.099 horas de interrupción de un total de 52.494 horas de interrupción de este tipo como lo indica la **Tabla N° 3. 24**.

3.5.6. Interrupciones para el análisis de los indicadores de calidad del alimentador UR02 en el periodo 2014 - 2017

3.5.6.1. Cortes programados por la concesionaria

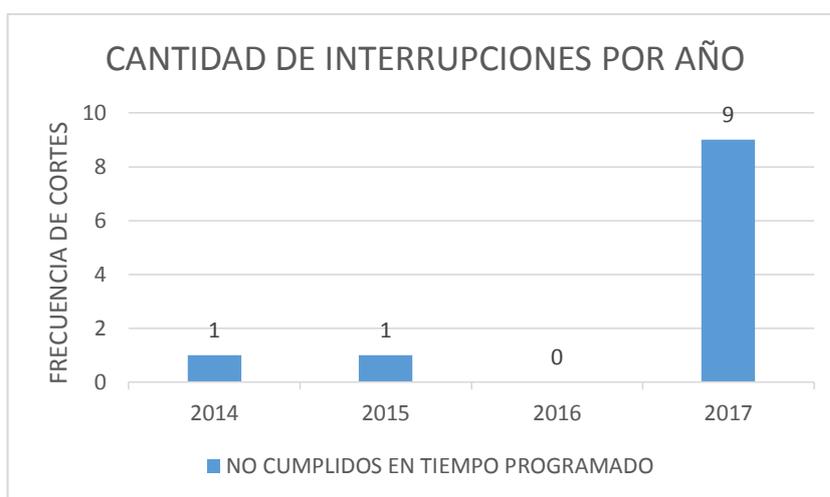
La concesionaria, con el fin de realizar actividades de expansión, reforzamiento o mantenimiento en las redes del alimentador, realiza una programación de interrupciones de los cuales en algunos casos no logran terminar su ejecución en el tiempo programado. Estas interrupciones se consideran para el análisis de los indicadores de calidad de alimentador, el total de estas interrupciones son:

Tabla N° 3. 25: Interrupciones programadas por la concesionaria no cumplidos en el tiempo programado

CORTES NO EJECUTADOS EN EL TIEMPO PROGRAMADO		
Año	Cantidad	Duración Hr.
2014	1	1.117
2015	1	9.483
2016	0	0
2017	9	76.898
TOTAL	11	87.498

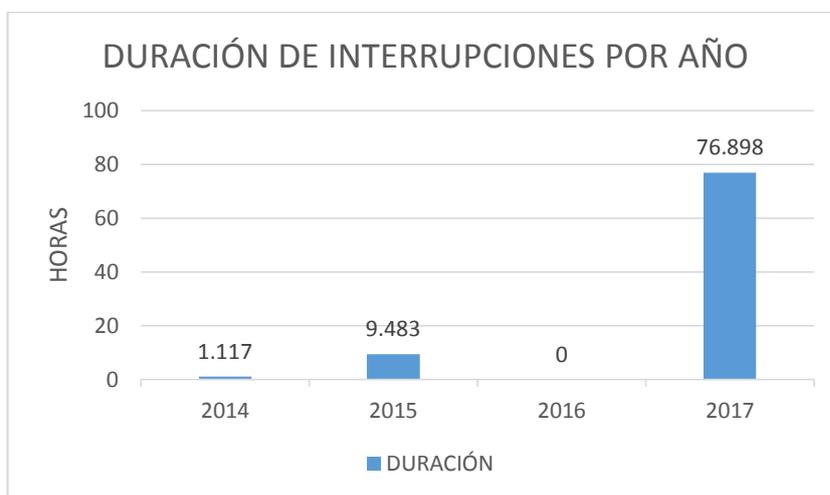
FUENTE: Centro de control ELSE

Figura N° 3. 47: Interrupciones programadas por la concesionaria no cumplidos en el tiempo programado



Elaboración: Propia

Figura N° 3. 48: Duración de Interrupciones programadas por la concesionaria no cumplidos en el tiempo programado



Elaboración: Propia

Un total de 11 interrupciones programadas por actividades de expansión, reforzamiento y mantenimiento no fueron terminados en el tiempo programado los cuales tienen una duración total de 87.498 horas de interrupción.

3.5.6.2. Cortes no programados por la concesionaria

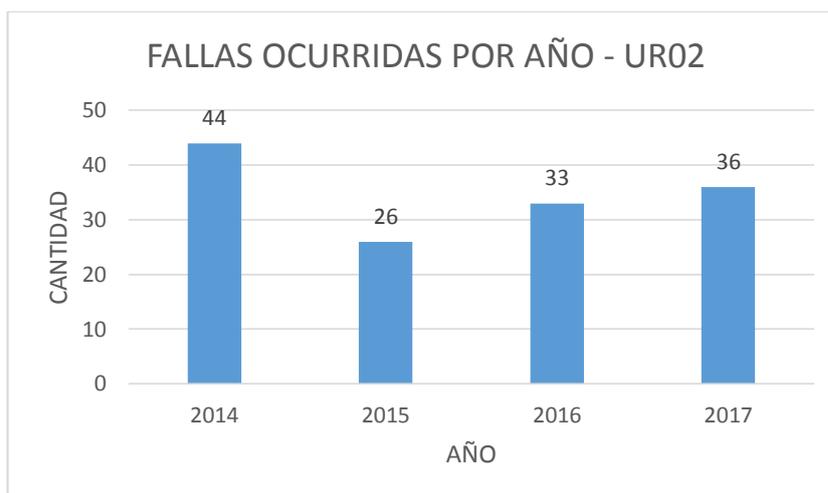
Esta clase de interrupciones se dan de manera imprevista a causa de fallas ocurridas en el sistema, puede deberse a diferentes factores como causado por personas ajenas a la empresa concesionaria, fenómenos naturales de cada temporada y lugar, estos también pueden ser causados por el personal técnico de la concesionaria al realizar una incorrecta operación en los elementos o controles del sistema. Por otro lado, estos cortes deben ser atendidos en la brevedad para lo cual es necesario contar con personal y monitoreo del sistema para que esta pueda ser resuelto en el menor tiempo posible. Estas interrupciones son:

Tabla N° 3. 26: Total de fallas registradas por la concesionaria en el periodo 2014.2017

CORTES IMPREVISTOS O FALLAS EN EL SISTEMA		
Año	Cantidad UR02	Duración Hr.
2014	44	44.77
2015	26	71.5
2016	33	49.09
2017	36	53.32
TOTAL	139	218.68

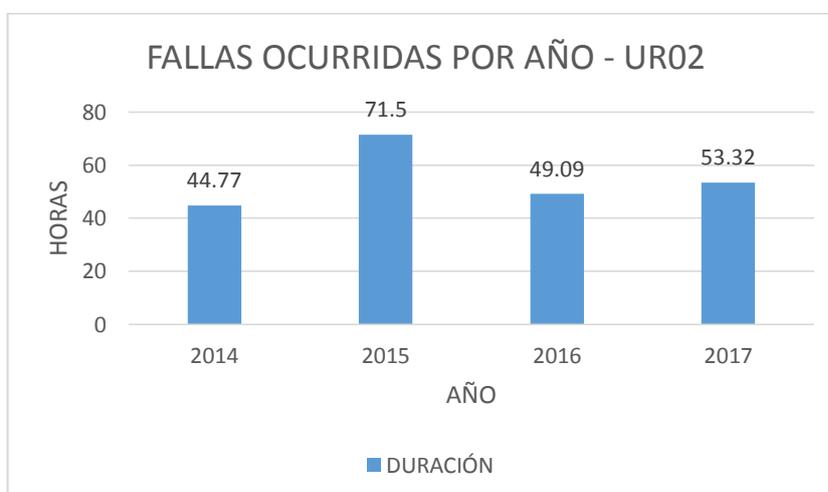
FUENTE: Centro de control ELSE

Figura N° 3. 49: Cantidad de fallas ocurridas por año que afectaron a los usuarios del alimentador UR02 en el periodo 2014-2017



Elaboración: Propia

Figura N° 3. 50: Duración de fallas ocurridas por año que afectaron a los usuarios del alimentador UR02 en el periodo 2014-2017



Elaboración: Propia

Un total de 139 interrupciones no programadas y originadas en el alimentador en estudio fueron registradas por el centro de control de ELSE, los cuales tienen una duración total de 218.68 horas de interrupción.

3.5.6.3. Resumen de interrupciones para el análisis de los indicadores de calidad

A continuación se presenta un resumen del número de interrupciones y duración las cuales serán utilizadas para el análisis de los indicadores de calidad del alimentador UR02 para el periodo 2014 - 2017.

Tabla N° 3. 27: Total de interrupciones por cada mes del año en el periodo 2014-2017

INTERRUPCIONES POR CADA MES DEL AÑO					
MES	2014	2015	2016	2017	TOTAL
ENERO	1	3	3	0	7
FEBRERO	0	1	3	5	9
MARZO	6	1	5	2	14
ABRIL	10	1	1	2	14
MAYO	0	1	5	4	10
JUNIO	2	3	2	1	8
JULIO	1	5	5	7	18
AGOSTO	1	0	4	7	12
SEPTIEMBRE	4	1	0	5	10
OCTUBRE	5	4	3	6	18
NOVIEMBRE	10	7	2	4	23
DICIEMBRE	5	0	0	2	7
TOTAL	45	27	33	45	150

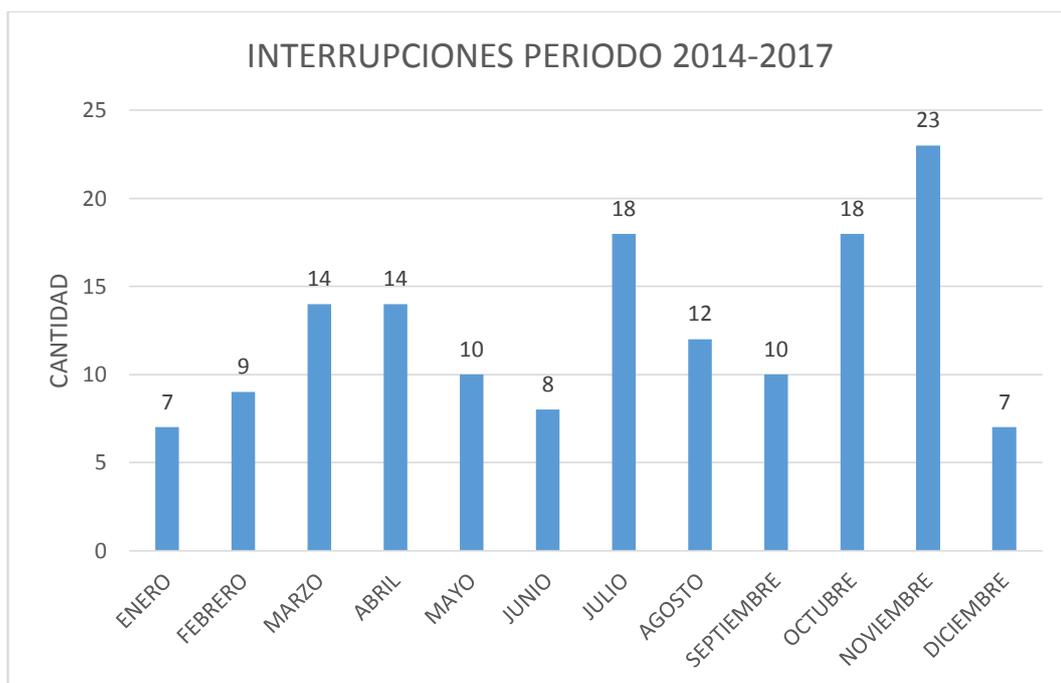
FUENTE: Centro de control ELSE

Tabla N° 3. 28: Duración del Total de interrupciones por cada mes del año en el periodo 2014-2017

DURACIÓN DE INTERRUPCIONES POR CADA MES DEL AÑO					
MES	2014	2015	2016	2017	TOTAL
ENERO	0.45	12.633	3.031	0	16.114
FEBRERO	0	0.05	3.75	36.25	40.05
MARZO	13.883	9.483	3.926	0.833	28.125
ABRIL	4.613	0	2.433	1.233	8.279
MAYO	0	0.767	20.711	3.883	25.361
JUNIO	4.2	3.933	1.267	3.8	13.2
JULIO	0.117	6	5	24.064	35.181
AGOSTO	1.55	0	4.433	19.583	25.566
SEPTIEMBRE	2.5	2.267	0	21.744	26.511
OCTUBRE	5.917	10.2	3.683	4.163	23.963
NOVIEMBRE	5.75	32.067	0.828	13.833	52.478
DICIEMBRE	6.91	0	0	0.483	7.393
TOTAL	45.89	77.4	49.062	129.869	302.221

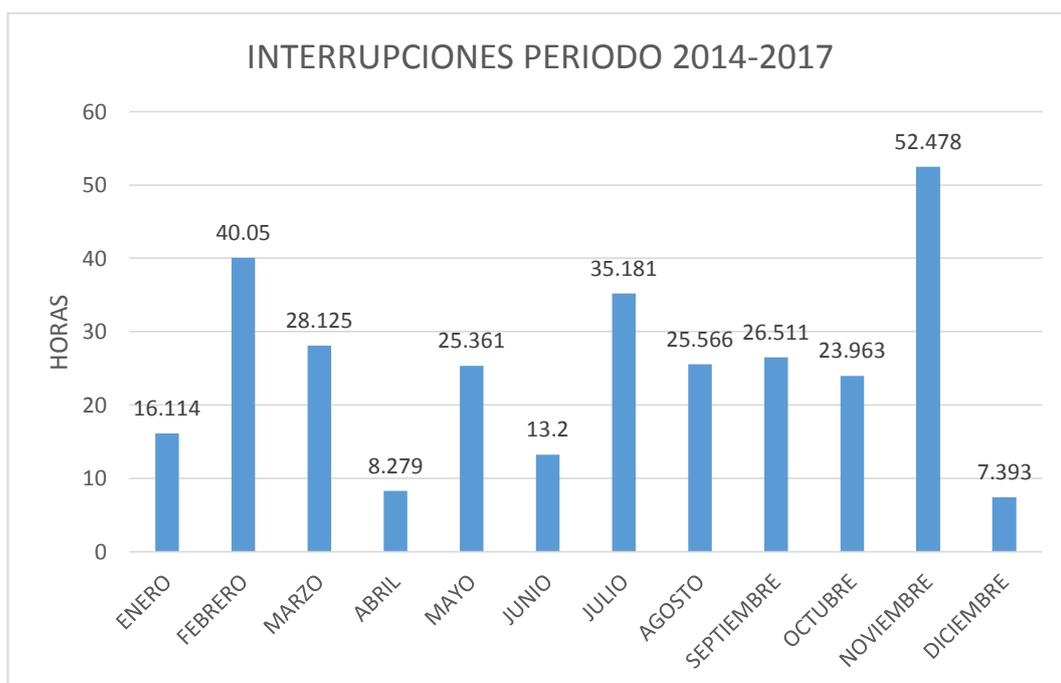
FUENTE: Centro de control ELSE

Figura N° 3. 51: Total de interrupciones por cada mes del año en el periodo 2014-2017



Elaboración: Propia

Figura N° 3. 52: Duración total de interrupciones por cada mes del año en el periodo 2014-2017



Elaboración: Propia

3.6. Procedimiento de cálculo de los indicadores de confiabilidad

3.6.1. Cálculo del indicador SAIFI (Índice De Frecuencia De Interrupciones Promedio Del Sistema)

$$SAIFI = \frac{\sum \text{Numero Total de Clientes Interrumpidos}}{\text{Numero Total de Clientes Atendidos}} \iff SAIFI = \frac{\sum N_i}{N_T} = \frac{CI}{N_T} \quad (3.1)$$

Tabla N° 3. 29: Cálculo del Indicador SAIFI

2014	Semestre I	$SAIFI = \frac{106469}{8304}$	\Rightarrow	$SAIFI = 12.821$
	Semestre II	$SAIFI = \frac{155610}{8405}$	\Rightarrow	$SAIFI = 18.514$
2015	Semestre I	$SAIFI = \frac{36884}{8506}$	\Rightarrow	$SAIFI = 4.336$
	Semestre II	$SAIFI = \frac{22401}{8732}$	\Rightarrow	$SAIFI = 2.565$
2016	Semestre I	$SAIFI = \frac{111376}{8958}$	\Rightarrow	$SAIFI = 12.433$
	Semestre II	$SAIFI = \frac{73822}{9131}$	\Rightarrow	$SAIFI = 8.085$
2017	Semestre I	$SAIFI = \frac{41572}{9310}$	\Rightarrow	$SAIFI = 4.465$
	Semestre II	$SAIFI = \frac{126003}{9496}$	\Rightarrow	$SAIFI = 13.269$

Elaboración: Propia

3.6.2. Cálculo del indicador SAIDI (Índice De Duración De Interrupciones Promedio Del Sistema)

$$SAIDI = \frac{\sum \text{Minutos de interrupción del cliente}}{\text{Numero Total de Clientes Atendidos}} \iff SAIDI = \frac{\sum r_i N_i}{N_T} = \frac{CMI}{N_T} \quad (3.2)$$

Tabla N° 3. 30: Cálculo del Indicador SAIDI

2014	Semestre I	$SAIDI = \frac{58485.188}{8304}$	\Rightarrow	$SAIDI = 7.043$
	Semestre II	$SAIDI = \frac{91444.729}{8405}$	\Rightarrow	$SAIDI = 10.880$
2015	Semestre I	$SAIDI = \frac{88456.998}{8506}$	\Rightarrow	$SAIDI = 10.399$
	Semestre II	$SAIDI = \frac{58847.102}{8732}$	\Rightarrow	$SAIDI = 6.739$

2016	Semestre I	$SAIDI = \frac{82503.968}{8958} \Rightarrow SAIDI = 9.210$
	Semestre II	$SAIDI = \frac{39871.866}{9131} \Rightarrow SAIDI = 4.367$
2017	Semestre I	$SAIDI = \frac{41611.872}{9310} \Rightarrow SAIDI = 4.470$
	Semestre II	$SAIDI = \frac{298796.379}{9496} \Rightarrow SAIDI = 31.465$

Elaboración: Propia

3.6.3. Cálculo del indicador CAIDI (Índice De Duración De Interrupción Promedio, Por Cliente Interrumpido)

$$CAIDI = \frac{\sum \text{Minutos de interrupción del cliente}}{\text{Numero Total de Clientes Interrumpidos}} = \frac{CMI}{CI} \Leftrightarrow CAIDI = \frac{\sum r_i N_i}{\sum N_i} = \frac{SAIDI}{SAIFI} \quad (3.3)$$

Tabla N° 3. 31: Cálculo del indicador CAIDI

MES	2014			2015			2016			2017		
	N_i	$r_i * N_i$	CAIDI	N_i	$r_i * N_i$	CAIDI	N_i	$r_i * N_i$	CAIDI	N_i	$r_i * N_i$	CAIDI
ENERO	8304	3736.8	0.450	15447	16870.6	1.092	18451	16750.9	0.908	0	0.00	0.000
FEBRERO	0	0.000	0.000	8627	431.3	0.050	15304	16326.3	1.067	7253	7363.9	1.015
MARZO	35468	33443.2	0.943	5249	49776.4	9.483	32676	25093.8	0.768	6891	1817.9	0.264
ABRIL	54374	11772.4	0.217	8958	17763.7	1.983	550	1338.2	2.433	10139	1089.6	0.107
MAYO	0	0.00	0.000	506	388.1	0.767	31653	14838.1	0.469	20205	5629.5	0.279
JUNIO	8323	9532.7	1.145	7049	3226.9	0.458	12742	8156.6	0.640	6766	25710.8	3.800
JULIO	8227	962.5	0.117	19442	28673.2	1.475	25615	14330.1	0.559	33794	104129.0	3.081
AGOSTO	2162	3351.1	1.550	0	0.00	0.000	19172	11790.4	0.615	25385	57281.7	2.257
SEPTIEMBRE	20680	14566.8	0.704	514	1165.2	2.267	0	0.00	0.000	27092	114965.6	4.244
OCTUBRE	34200	17990.5	0.526	10559	10090.2	0.956	13043	8109.6	0.622	17857	2840.8	0.159
NOVIEMBRE	64271	38758.4	0.603	36673	18918.5	0.516	15992	5641.6	0.353	14789	18386.2	1.243
DICIEMBRE	26070	15815.2	0.607	0	0.00	0.000	0	0.00	0.000	7086	1192.9	0.168
SEMESTRE 1		2.755				13.833			6.285			5.465
SEMESTRE 2		4.107				5.213			2.149			11.152

Elaboración: Propia

3.7. Procedimiento de cálculo de la coordinación de protección actual y propuesto

A continuación se presentan los resultados de los cálculos de corriente y dial para la coordinación de protección para los diferentes casos tanto para el estado actual y la propuesta de coordinación de protección del alimentador en estudio.

3.7.1. Coordinación entre relé RE-UR60KV / RE-UR10KV / RE-UR02

Tabla N° 3. 32: Ajuste de fases entre RE-UR60KV / RE-UR10KV / RE-UR02 función 51/50N

ACTUAL	
AJUSTES FASE TEMPORIZADO (51N)	AJUSTES DE FASES INSTANTÁNEO (50N)
RE-UR60KV I > 5.48 Sec. A t > 0.10s RE-UR10KV I > 5.45 Sec. A t > 0.15s RE-UR02 I > 0.70 Sec. A t > 0.09s	RE-UR60KV I >> 22.0 Sec. A t >> 0.50s RE-UR02 I >> 5.0 Sec. A t >> 0.05s
PROPUESTO	
AJUSTES FASE TEMPORIZADO (51N)	AJUSTES DE FASE INSTANTÁNEO (50N)
RE-UR60KV I > 5.48 Sec. A t > 0.10s RE-UR10KV I > 5.45 Sec. A t > 0.15s RE-UR02 I > 0.70 Sec. A t > 0.13s	RE-UR60KV I >> 22.0 Sec. A t >> 0.50s

Elaboración: Propia

Tabla N° 3. 33: Ajuste de Tierra entre UR-ZZ y RE-UR02 función 51/50N

ACTUAL	
AJUSTES DE TIERRA TEMPORIZADO (51N)	AJUSTES DE TIERRA INSTANTÁNEO (50N)
UR_ZZ I > 1.10 Sec. A t > 0.14s RE-UR02 I > 0.60 Sec. A t > 0.07s	RE-UR02 I >> 0.17 Sec. A t >> 0.07s
PROPUESTO	
AJUSTES DE TIERRA TEMPORIZADO (51N)	AJUSTES DE TIERRA INSTANTÁNEO (50N)
UR-ZZ I > 0.05 Sec. A t > 0.07s RE-UR02 I > 1.10 Sec. A t > 0.14s	

Elaboración: Propia

3.7.2. Coordinación entre relé RE-UR02 y recloser RC-1013 NOJA

Tabla N° 3. 34: Ajuste de fases entre RE-UR02 y RC-1013 NOJA función 51/50N

ACTUAL	
AJUSTES FASE TEMPORIZADO (51N)	AJUSTES DE FASES INSTANTÁNEO (50N)
RE-UR02 $I > 0.70 \text{ Sec. A}$ $t > 0.09s$	RE-UR02 $I \gg 5.0 \text{ Sec. A}$ $t \gg 0.05s$
RC-1013 NOJA $I > 300.00 \text{ Sec. A}$ $t > 0.05s$	RC-1013 NOJA $I \gg 1000.0 \text{ Sec. A}$ $t \gg 0.01s$
PROPUESTO	
AJUSTES FASE TEMPORIZADO (51N)	AJUSTES DE FASE INSTANTÁNEO (50N)
RE-UR02 $I > 0.70 \text{ Sec. A}$ $t > 0.13s$	
RC-1013 NOJA $I > 280.00 \text{ Sec. A}$ $t > 0.06s$	RC-1013 NOJA $I \gg 1200.0 \text{ Sec. A}$ $t \gg 0.05s$

Elaboración: Propia

Tabla N° 3. 35: Ajuste de Tierra entre RE-UR02 y RC-1013 NOJA función 51/50N

ACTUAL	
AJUSTES TIERRA TEMPORIZADO (51N)	AJUSTES DE TIERRA INSTANTÁNEO (50N)
RE-UR02 $I > 0.60 \text{ Sec. A}$ $t > 0.07s$	RE-UR02 $I \gg 0.17 \text{ Sec. A}$ $t \gg 0.07s$
RC-1013 NOJA $I > 20.00 \text{ Sec. A}$ $t > 0.05s$	RC-1013 NOJA $I \gg 80.0 \text{ Sec. A}$ $t \gg 0.001s$
PROPUESTO	
AJUSTES TIERRA TEMPORIZADO (51N)	AJUSTES DE TIERRA INSTANTÁNEO (50N)
RE-UR02 $I > 0.50 \text{ Sec. A}$ $t > 0.07s$	
RC-1013 NOJA $I > 16.00 \text{ Sec. A}$ $t > 0.06s$	RC-1013 NOJA $I \gg 65.0 \text{ Sec. A}$ $t \gg 0.05s$

Elaboración: Propia

3.7.3. Coordinación entre relé RE-UR02 / RE-1014 NOJA

Tabla N° 3. 36: Ajuste de fases entre RE-UR02 / RE-1014 NOJA función 51/50N

ACTUAL	
AJUSTES FASE TEMPORIZADO (51N)	AJUSTES DE FASES INSTANTÁNEO (50N)
RE-UR02 I > 0.70 Sec. A t > 0.09s RC-1014 NOJA I > 300.00 Sec. A t > 0.05s	RE-UR02 I >> 5.0 Sec. A t >> 0.05s RC-1014 NOJA I >> 1000.0 Sec. A t >> 0.01s
PROPUESTO	
AJUSTES FASE TEMPORIZADO (51N)	AJUSTES DE FASE INSTANTÁNEO (50N)
RE-UR02 I > 0.70 Sec. A t > 0.13s RC-1014 NOJA I > 280.00 Sec. A t > 0.06s	RC-1014 NOJA I >> 1200.0 Sec. A t >> 0.05s

Elaboración: Propia

Tabla N° 3. 37: Ajuste de Tierra entre RE-UR02 / RE-1014 NOJA función 51/50N

ACTUAL	
AJUSTES TIERRA TEMPORIZADO (51N)	AJUSTES DE TIERRA INSTANTÁNEO (50N)
RE-UR02 I > 0.60 Sec. A t > 0.07s RC-1014 NOJA I > 30.00 Sec. A t > 0.05s	RE-UR02 I >> 0.17 Sec. A t >> 0.07s RC-1014 NOJA I >> 80.0 Sec. A t >> 0.001s
PROPUESTO	
AJUSTES TIERRA TEMPORIZADO (51N)	AJUSTES DE TIERRA INSTANTÁNEO (50N)
RE-UR02 I > 0.50 Sec. A t > 0.07s RC-1014 NOJA I > 16.00 Sec. A t > 0.05s	RC-1014 NOJA I >> 65.0 Sec. A t >> 0.05s

Elaboración: Propia

3.7.4. Coordinación entre recloser RC-1013 NOJA / RC-2084 NULLEC

Tabla N° 3. 38: Ajuste de fases entre RC-1013 NOJA / RC-2084 NULLEC función 51/50N

ACTUAL	
AJUSTES FASE TEMPORIZADO (51N)	AJUSTES DE FASES INSTANTÁNEO (50N)
RC-1013 NOJA I > 300.0 Sec. A t > 0.05s RC-2084 NULLEC I > 80.0 Sec. A t > 0.05s	RC-1013 NOJA I >> 1000.0 Sec. A t >> 0.01s RC-2084 NULLEC I >> 200.0 Sec. A t >> 0.01s
PROPUESTO	
AJUSTES FASE TEMPORIZADO (51N)	AJUSTES DE FASE INSTANTÁNEO (50N)
RC-1013 NOJA I > 280.0 Sec. A t > 0.06s RC-2084 NULLEC I > 30.00 Sec. A t > 0.05s	RC-1013 NOJA I >> 1200.0 Sec. A t >> 0.05s

Elaboración: Propia

Tabla N° 3. 39: Ajuste de Tierra entre RC-1013 NOJA / RC-2084 NULLEC función 51/50N

ACTUAL	
AJUSTES TIERRA TEMPORIZADO (51N)	AJUSTES DE TIERRA INSTANTÁNEO (50N)
RC-1013 NOJA I > 20.00 Sec. A t > 0.05s RC-2084 NULLEC I > 15.00 Sec. A t > 0.05s	RC-1013 NOJA I >> 80.00 Sec. A t >> 0.001s RC-2084 NULLEC I >> 50.0 Sec. A t >> 0.001s
PROPUESTO	
AJUSTES TIERRA TEMPORIZADO (51N)	AJUSTES DE TIERRA INSTANTÁNEO (50N)
RC-1013 NOJA I > 16.00 Sec. A t > 0.06s RC-2084 NULLEC I > 10.00 Sec. A t > 0.05s	RC-1013 NOJA I >> 65.0 Sec. A t >> 0.05s RC-2084 NULLEC I >> 30.0 Sec. A t >> 0.05s

Elaboración: Propia

3.7.5. Coordinación entre recloser RC-1013 NOJA / RC-1049 SEL

Tabla N° 3. 40: Ajuste de fases entre RC-1013 NOJA / RC-1049 SEL función 51/50N

ACTUAL	
AJUSTES FASE TEMPORIZADO (51N)	AJUSTES DE FASES INSTANTÁNEO (50N)
RC-1013 NOJA I > 300.0 Sec. A t > 0.05s RC-1049 SEL I > 80.0 Sec. A t > 0.05s	RC-1013 NOJA I >> 1000.0 Sec. A t >> 0.01s RC-1049 SEL I >> 200.0 Sec. A t >> 0.01s
PROPUESTO	
AJUSTES FASE TEMPORIZADO (51N)	AJUSTES DE FASE INSTANTÁNEO (50N)
RC-1013 NOJA I > 280.0 Sec. A t > 0.06s RC-1049 SEL I > 30.00 Sec. A t > 0.05s	RC-1013 NOJA I >> 1200.0 Sec. A t >> 0.05s

Elaboración: Propia

Tabla N° 3. 41: Ajuste de Tierra entre RC-1013 NOJA / RC-1049 SEL función 51/50N

ACTUAL	
AJUSTES TIERRA TEMPORIZADO (51N)	AJUSTES DE TIERRA INSTANTÁNEO (50N)
RC-1013 NOJA I > 20.00 Sec. A t > 0.05s RC-1049 SEL I > 15.00 Sec. A t > 0.05s	RC-1013 NOJA I >> 80.00 Sec. A t >> 0.001s RC-1049 SEL I >> 50.0 Sec. A t >> 0.001s
PROPUESTO	
AJUSTES TIERRA TEMPORIZADO (51N)	AJUSTES DE TIERRA INSTANTÁNEO (50N)
RC-1013 NOJA I > 16.00 Sec. A t > 0.06s RC-1049 SEL I > 10.00 Sec. A t > 0.05s	RC-1013 NOJA I >> 65.0 Sec. A t >> 0.05s RC-1049 SEL I >> 30.0 Sec. A t >> 0.05s

Elaboración: Propia

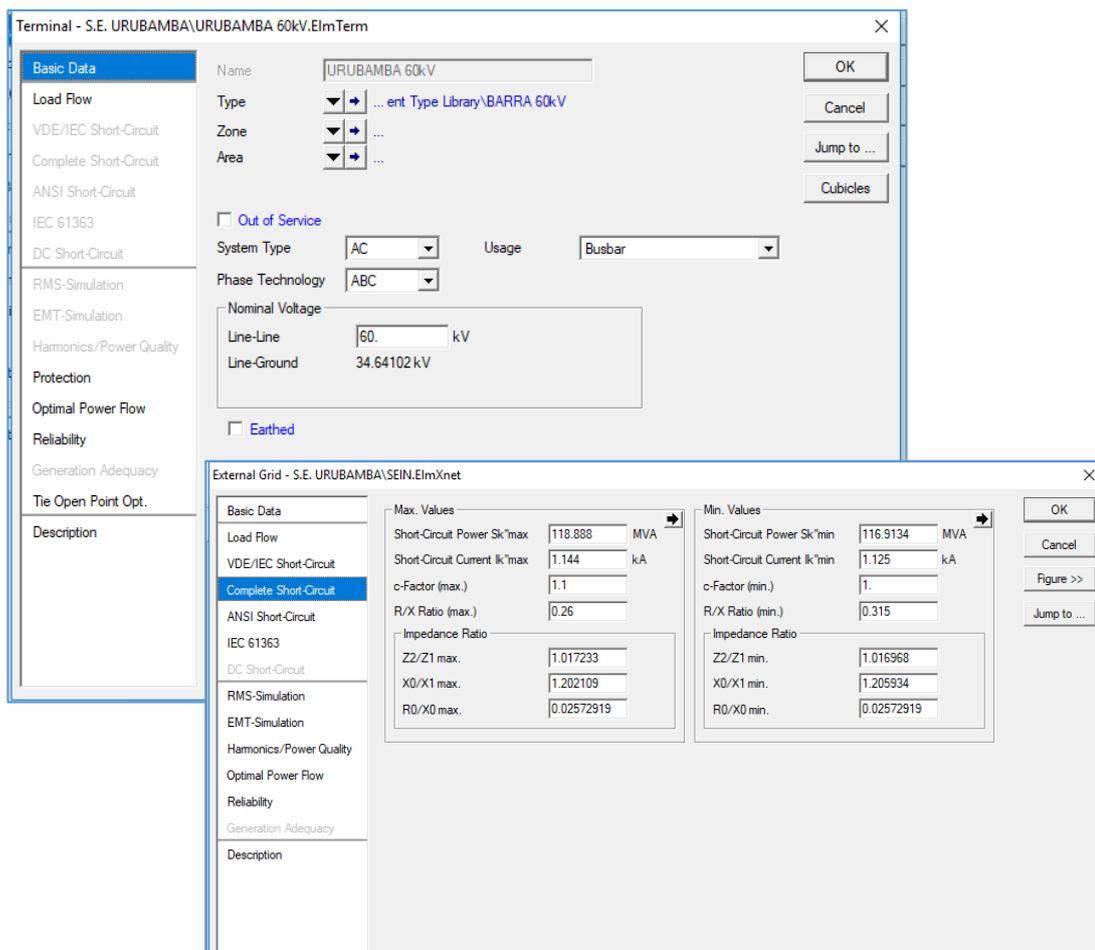
3.8. Configuración de ajustes de coordinación actuales y propuestos en DigSilent

3.8.1. Datos básicos

A continuación se muestran los registros de datos básicos necesarios en DigSilent para realizar las simulaciones de estado actual y propuesta de ajuste del sistema de coordinación de protección.

a) Datos Barra SEIN 60kV

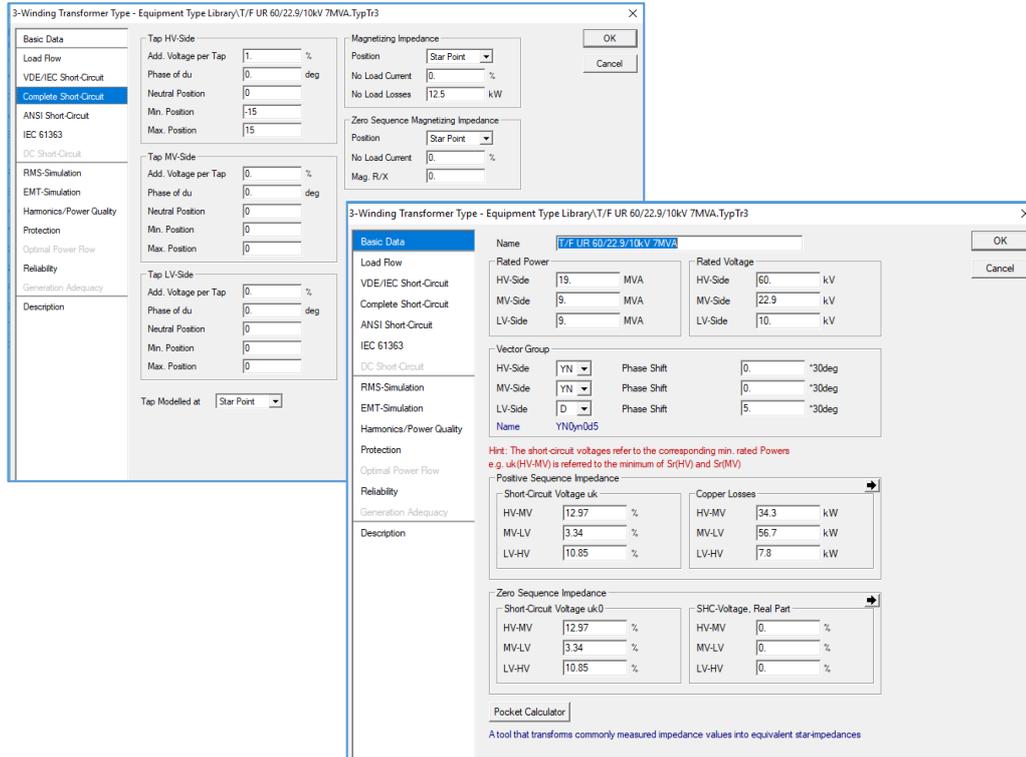
Figura N° 3. 53: Registro de datos de la barra de 60 kV en DigSilent



Elaboración: Propia

b) Datos de Transformador de potencia

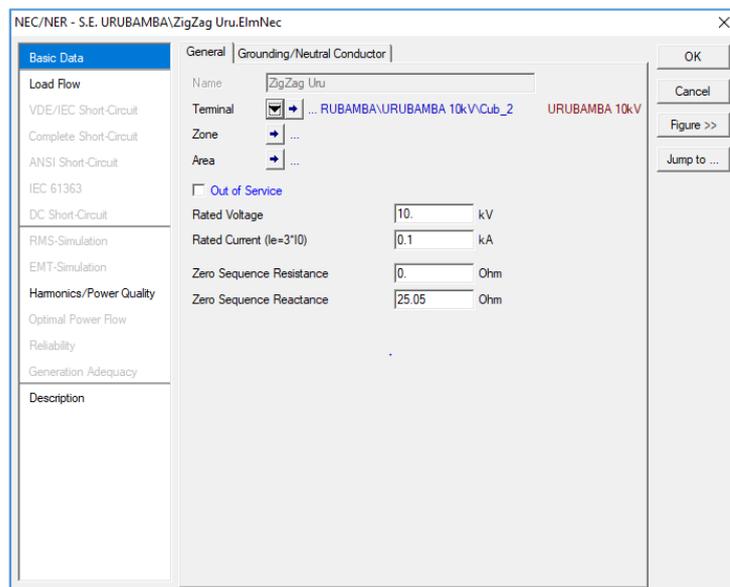
Figura N° 3. 54: Registro de datos del transformador de potencia 60/22.9/10 kV en DigSilent



Elaboración: Propia

c) Transformador Zig-Zag

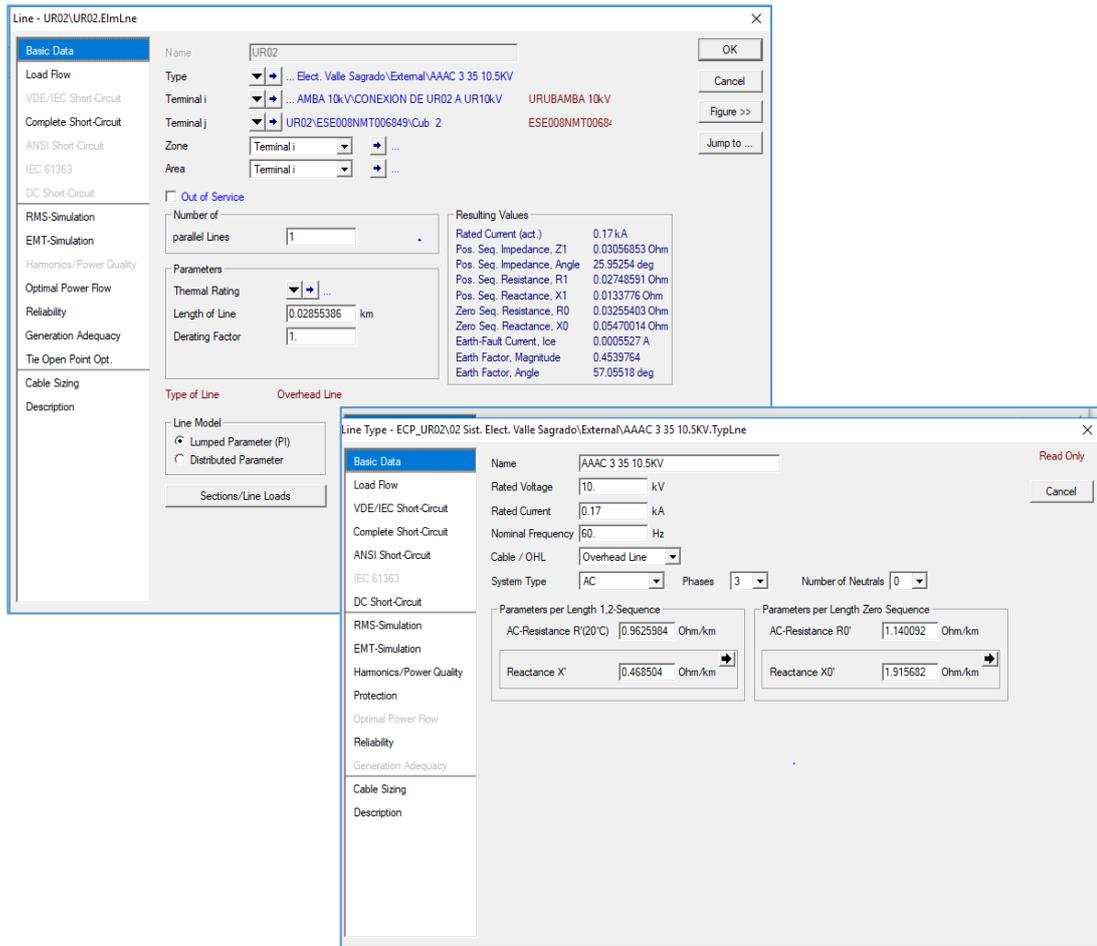
Figura N° 3. 55: Registro de datos del transformador Zig-Zag en DigSilent



Elaboración: Propia

d) Alimentador UR02

Figura N° 3. 56: Registro de datos del alimentador UR02 de 10kV en DigSilent



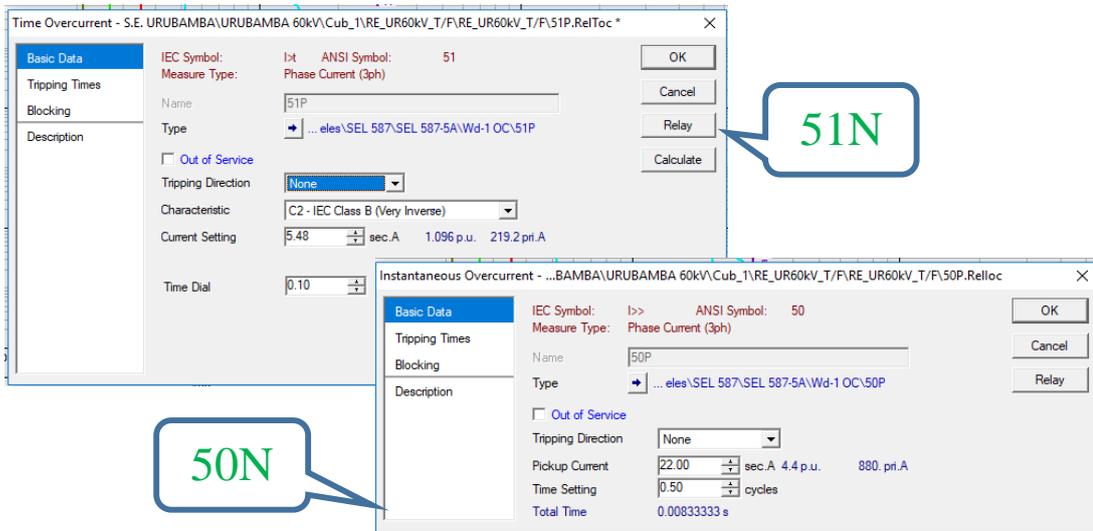
Elaboración: Propia

3.8.2. Ajuste de protecciones

En esta parte se muestra los ajustes actuales y propuestos para el sistema de coordinación de protección del alimentador en estudio, como se muestran a continuación:

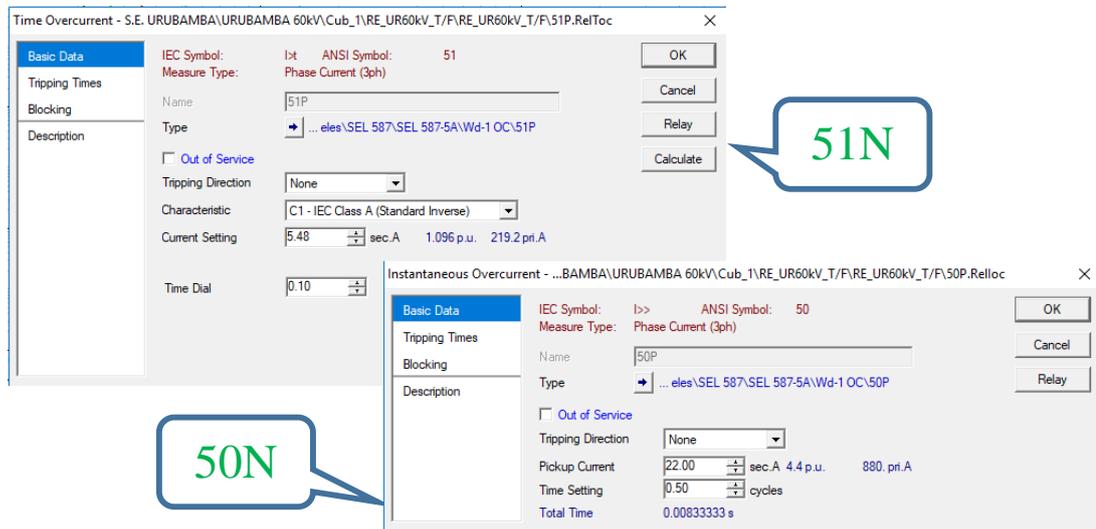
a. Relé RE1URT24 (RE-UR60kV)

Figura N° 3. 57: Ajuste actual del Relé RE1UR-T24 (RE-UR60kV)



Elaboración: Propia

Figura N° 3. 58: Ajuste propuesto para el Relé RE1UR-T24 (RE-UR60kV)



Elaboración: Propia

b. Relé RE3URT24 (RE-UR10KV)

Figura N° 3. 59: Ajuste actual del Relé RE3UR-T24 (RE-UR10kV)

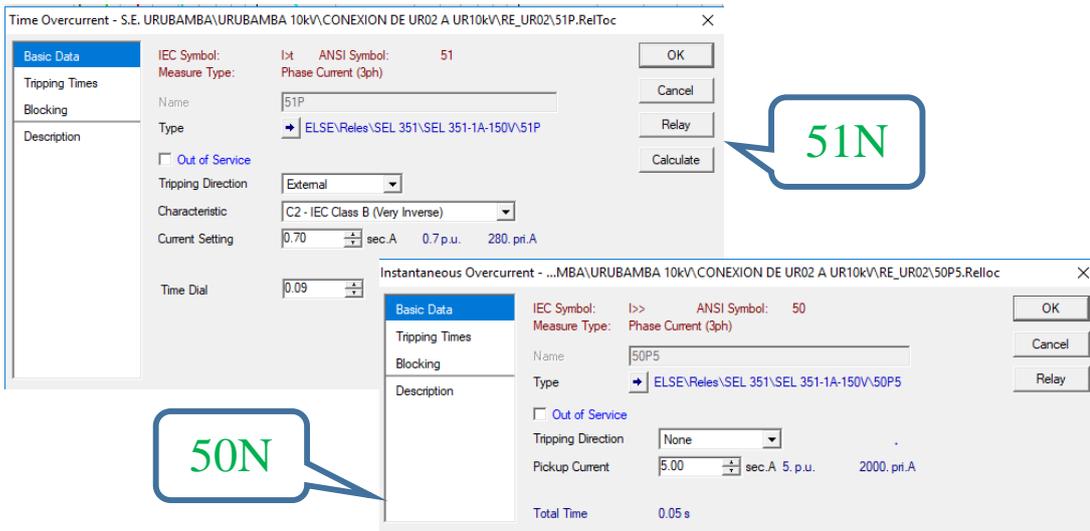
Elaboración: Propia

Figura N° 3. 60: Ajuste propuesto para el Relé RE3UR-T24 (RE-UR10kV)

Elaboración: Propia

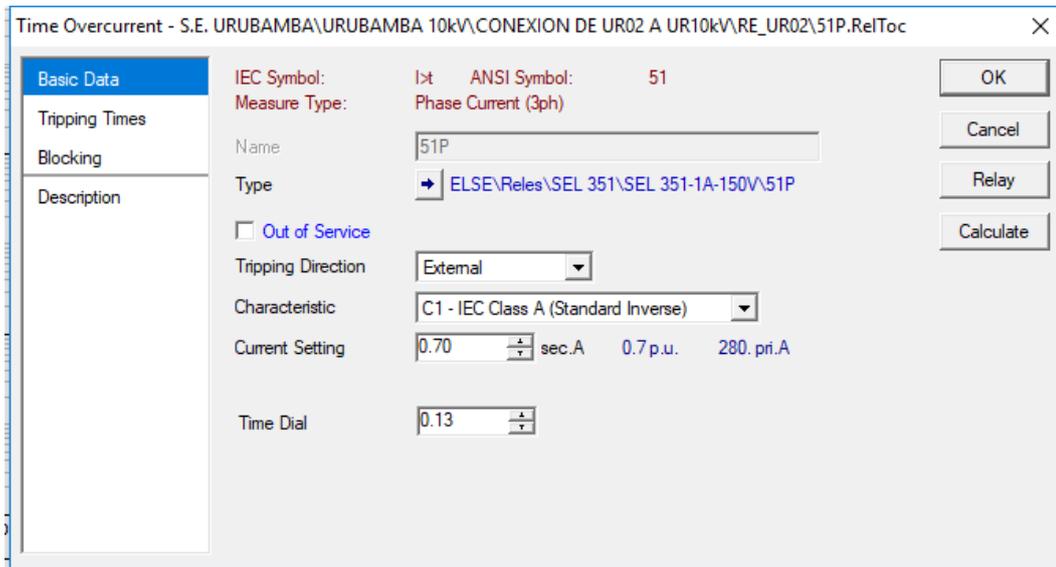
c. Relé RE1UR2 (RE-UR02)

Figura N° 3. 61: Ajuste actual del Relé RE1UR2 (RE-UR02)



Elaboración: Propia

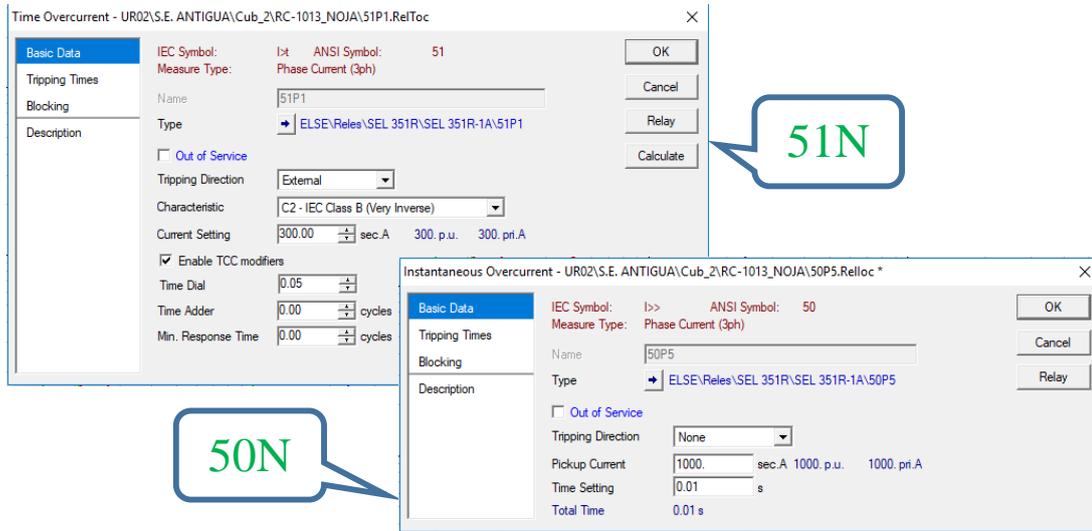
Figura N° 3. 62: Ajuste propuesto para el Relé RE1UR2 (RE-UR02)



Elaboración: Propia

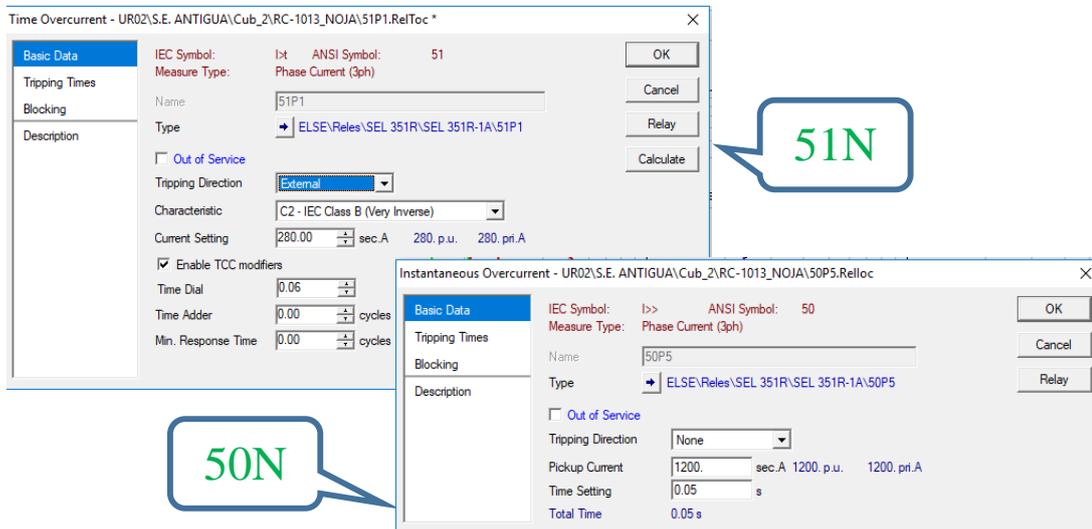
d. Recloser RC1013

Figura N° 3. 63: Ajuste actual del Recloser RC-1013 NOJA



Elaboración: Propia

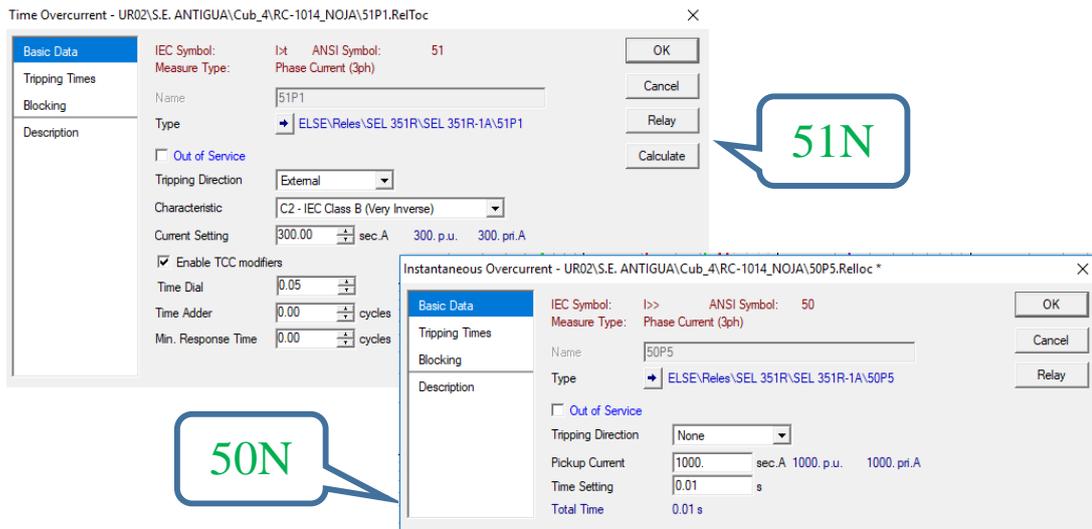
Figura N° 3. 64: Ajuste propuesto para el Recloser RC-1013 NOJA



Elaboración: Propia

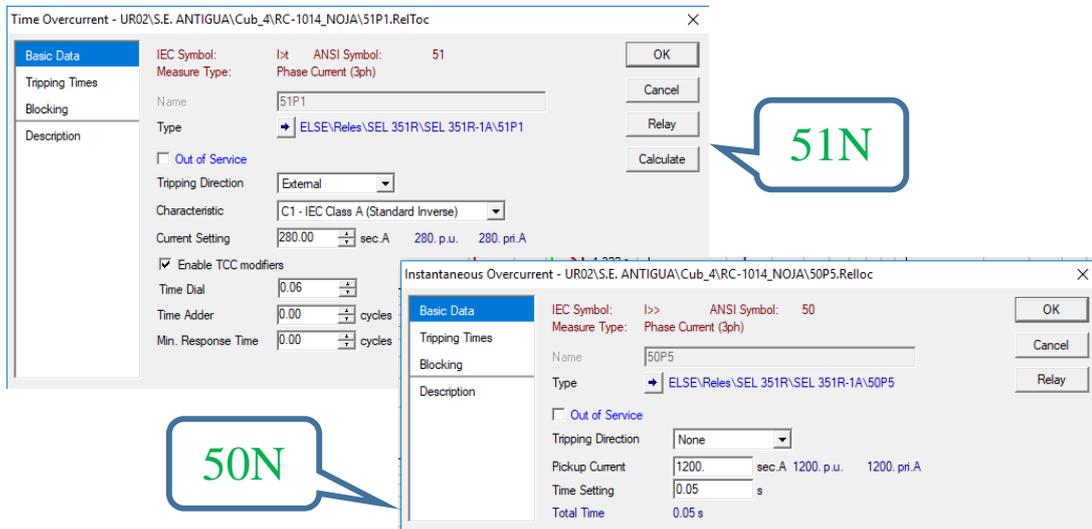
e. Recloser RC1014

Figura N° 3. 65: Ajuste actual del Recloser RC-1014 NOJA



Elaboración: Propia

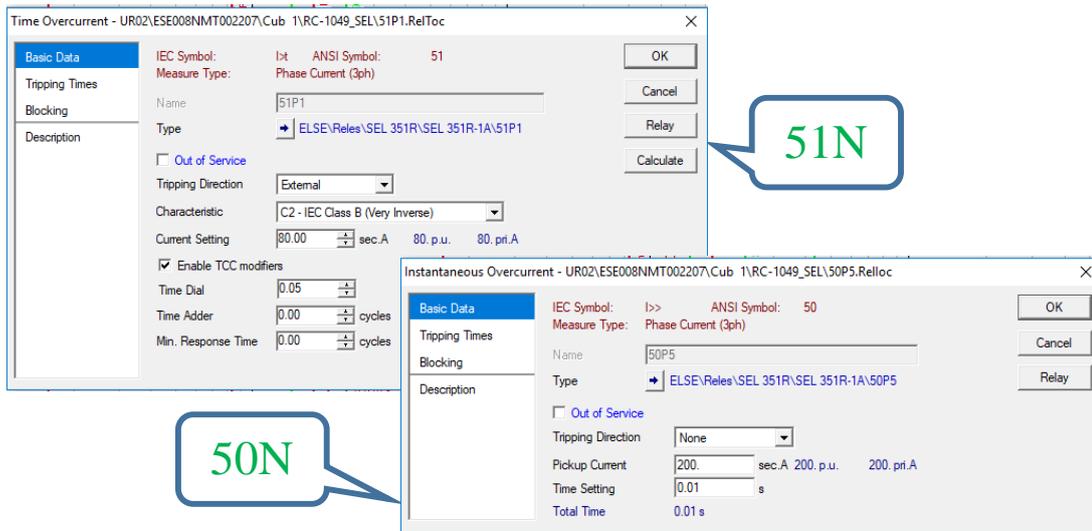
Figura N° 3. 66: Ajuste propuesto para el Recloser RC-1014 NOJA



Elaboración: Propia

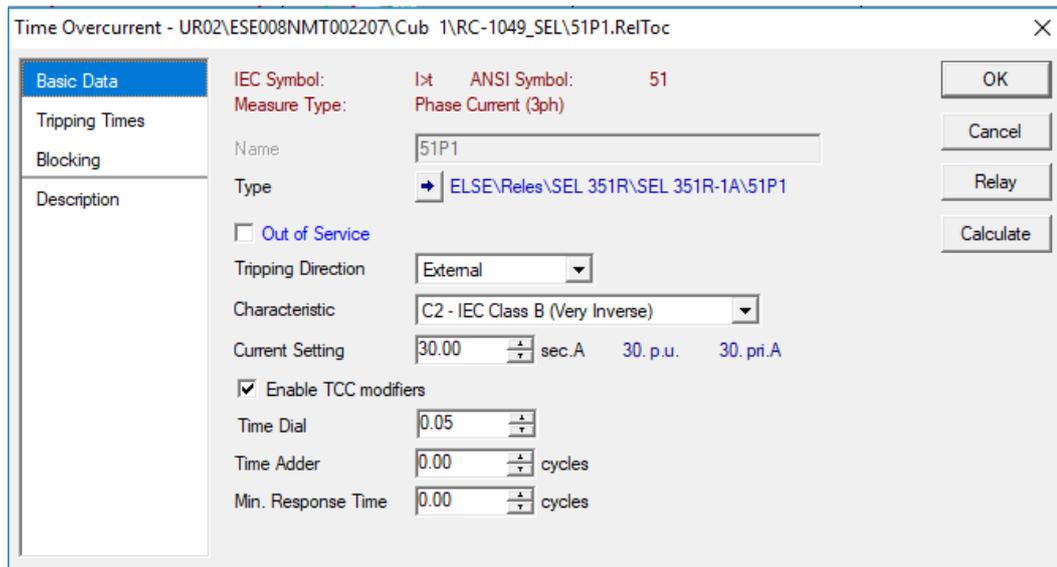
f. Recloser RC1049

Figura N° 3. 67: Ajuste actual del Recloser RC-1049 SEL



Elaboración: Propia

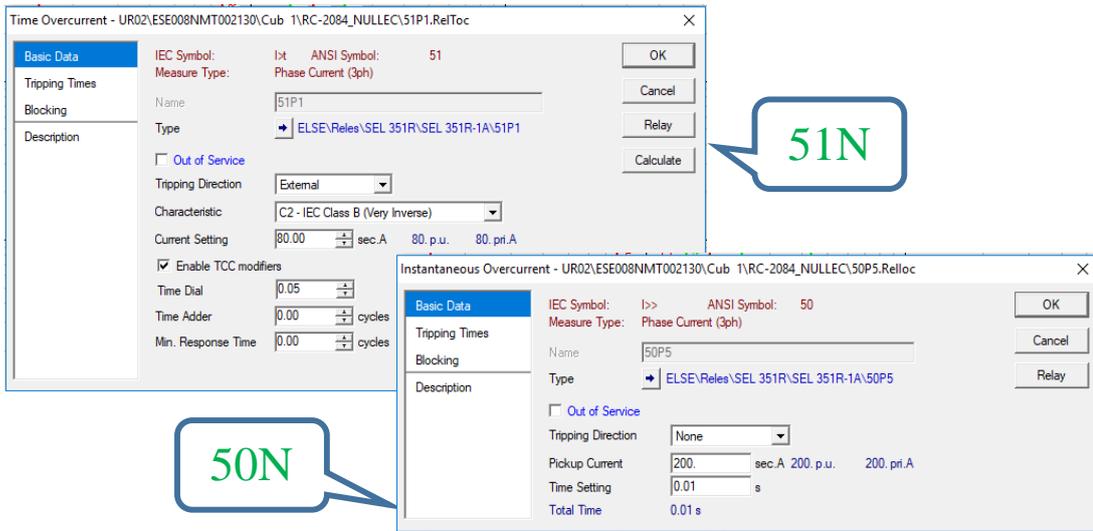
Figura N° 3. 68: Ajuste propuesto para el Recloser RC-1049 SEL



Elaboración: Propia

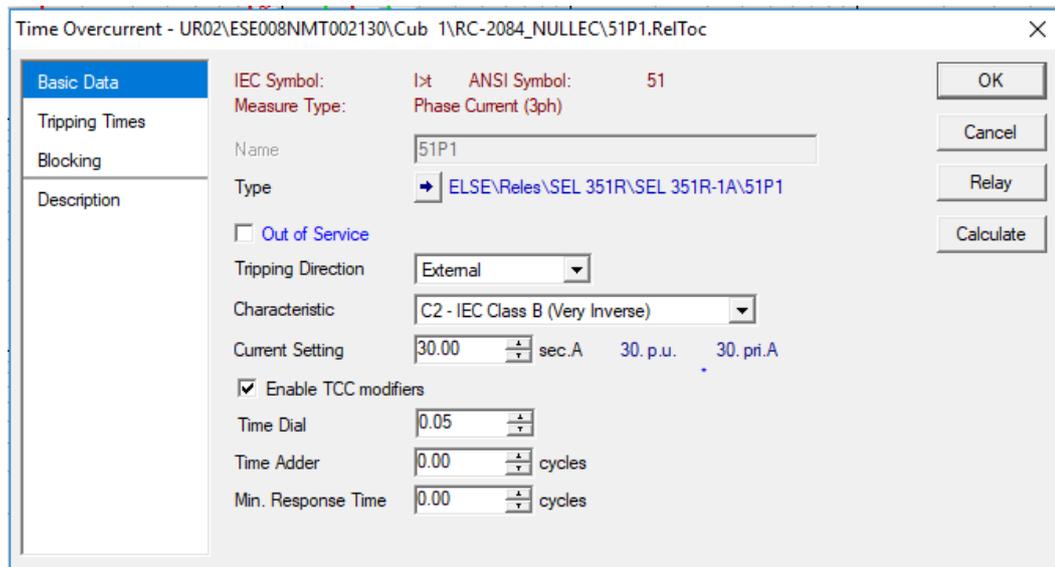
g. Recloser RC2084

Figura N° 3. 69: Ajuste actual del Recloser RC-2084 NULLEC



Elaboración: Propia

Figura N° 3. 70: Ajuste propuesto para el Recloser RC-2084 NULLEC



Elaboración: Propia

CAPÍTULO IV

RESULTADOS Y DISCUSIÓN

4.1. Resultados

4.1.1. Indicadores del alimentador UR02 del periodo 2014 - 2017

4.1.1.1. Análisis del indicador de calidad SAIFI

Los resultados de este indicador son los siguientes:

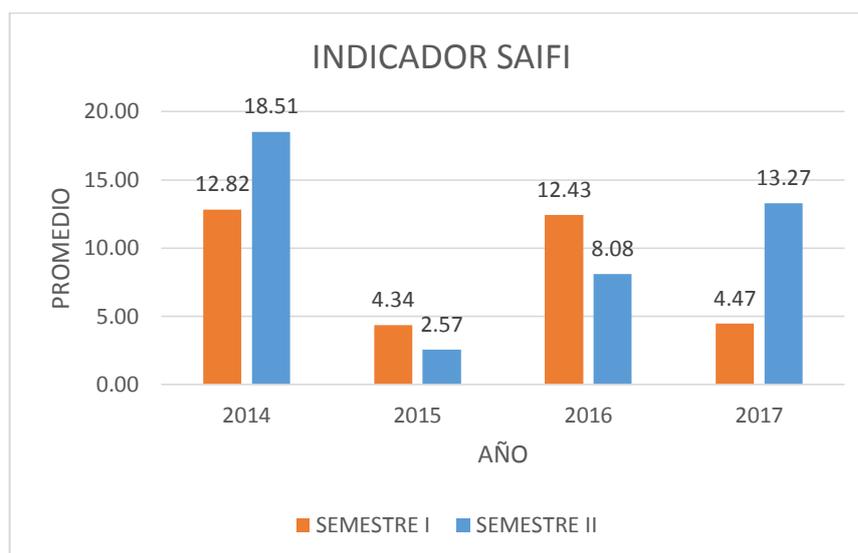
Tabla N° 4. 1: Resultados del indicador SAIFI

AÑO	2014		2015		2016		2017	
	SEM. I	SEM. II						
SAIFI	12.821	18.514	4.336	2.565	12.433	8.085	4.465	13.269

Elaboración: Propia

Teniendo en cuenta que la tolerancia en cantidad de interrupciones que puede sufrir como máximo un usuario cualquiera del alimentador es de 04 interrupciones por semestre, en la **Tabla N° 4. 1** se puede ver que solamente en el segundo semestre del año 2015 se cumple esta condición, con un valor de 2.565 que quiere decir que en promedio un cliente cualquiera presentó 2.565 interrupciones en el semestre. El periodo en el cual se tiene el valor más alto de este indicador es en el segundo semestre del año 2014 en el que en promedio un cliente cualquiera presentó 18.514 interrupciones en el semestre.

Figura N° 4. 1: Resultados del indicador SAIFI por semestre



Elaboración: Propia

En la **Figura N° 4. 1** se puede observar claramente lo explicado en el párrafo anterior, en donde se aprecia que el periodo más crítico en cuanto al número de interrupciones con un promedio de 18.51 es el segundo semestre del año 2014. Así también se puede ver que el periodo con el mejor índice es el segundo semestre del año 2015 con un promedio de 2.57.

4.1.1.2. Análisis del indicador de calidad SAIDI

Los resultados de este indicador son los siguientes:

Tabla N° 4. 2: Resultados del indicador SAIDI

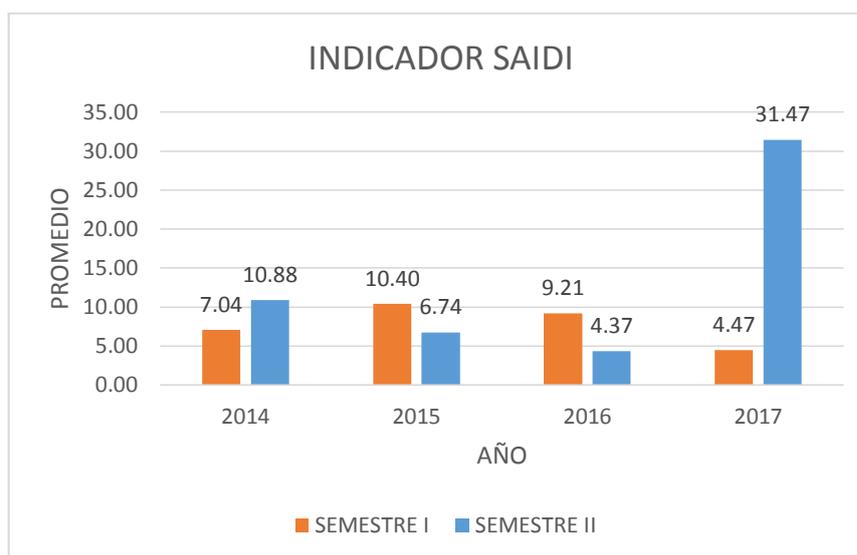
AÑO	2014		2015		2016		2017	
SEMESTRE	SEM. I	SEM. II						
SAIDI	7.043	10.880	10.399	6.739	9.210	4.367	4.470	31.465

Elaboración: Propia

Teniendo en cuenta que la tolerancia de horas de interrupción que puede sufrir como máximo un usuario cualquiera del alimentador es de 07 horas por semestre, en la **Tabla N° 4. 2** se puede ver que se cumple esta condición en el semestre II del año 2015, semestre II del año 2016 y semestre I del año 2017 con valores promedio de 6.739,

4.367 y 4.470 respectivamente, que quiere decir que en promedio un cliente cualquiera estuvo sin servicio 6.739, 4.367 y 4.470 horas en el semestre respectivamente. El periodo en el cual se tiene el valor más alto de este indicador es en el segundo semestre del año 2017 en el que en promedio un cliente cualquiera estuvo sin servicio 31.465 horas en el semestre.

Figura N° 4. 2: Resultados del indicador SAIDI por semestre



Elaboración: Propia

En la **Figura N° 4. 2** se puede observar claramente lo explicado en el párrafo anterior, en donde se aprecia que el periodo más crítico en cuanto a la duración promedio de interrupciones es el semestre II del año 2017 con un promedio de 31.47 horas en el semestre. Así también se puede ver que los periodos que no superaron la tolerancia máxima son: semestre II-2015, semestre II-2016 y semestre I-2017 con duraciones promedio de 6.74, 4.37 y 4.47 horas en el semestre respectivamente.

4.1.1.3. Análisis del indicador de calidad CAIDI

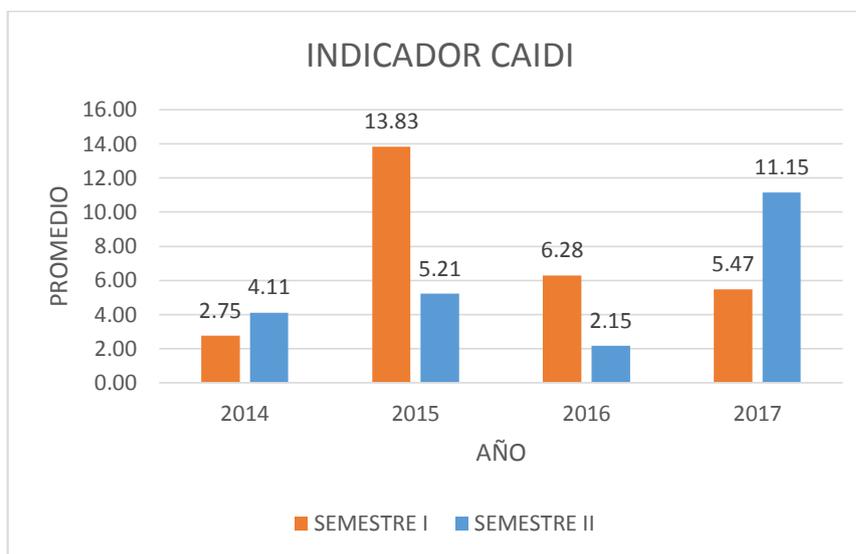
Los resultados de este indicador son los siguientes:

Tabla N° 4. 3: Resultados del indicador CAIDI por semestre

AÑO	2014		2015		2016		2017	
SEMESTRE	SEM. I	SEM. II						
CAIDI	2.755	4.107	13.833	5.213	6.285	2.149	5.465	11.152

Elaboración: Propia

Figura N° 4. 3: Resultados del indicador CAIDI por semestre



Elaboración: Propia

En la **Figura N° 4. 3** se puede apreciar que el periodo más crítico en cuanto a la duración promedio de interrupciones que sufrieron los usuarios que se vieron afectados por cortes es el semestre I del año 2015 con un promedio de 13.83 horas en el semestre. Así también se puede ver que el año más crítico en el periodo 2014-2017, fue el año 2015.

4.1.2. Evaluación de desempeño de la línea de media tensión 10kV alimentador UR02.

La evaluación de desempeño de la línea de Media Tensión del Alimentador UR02 consiste en adquirir datos del estado actual de; operación, cargabilidad de transformador de potencia, registro histórico de interrupciones que son causados por fenómenos naturales, terceros, propias, otras empresas; según Resolución de Consejo Directivo OSINERGMIN N° 177-2012-OS/CD. En esta evaluación, se toma en cuenta

la coordinación de aislamiento mediante; cálculo de Flujo de Potencia, corriente de cortocircuito, coordinación de protección de los relés actuales y propuestos para una mejor operatividad del Alimentador.

El transformador de potencia como se aprecia en la **Figura N° 4. 4** es un transformador con tres devanados: el primero, lado de alta tensión, devanado estrella con neutro aterrado “YN”, 19MVA de potencia aparente del transformador, para nivel de tensión $60KV \pm 10 \times 1.25\%$; el segundo, lado de baja tensión, devanado estrella con neutro aterrado “yn”, 19MVA de potencia aparente, nivel de tensión 22.9KV; tercero, lado de baja tensión, devanado delta “d5”, 9MVA de potencia aparente, nivel de tensión de salida 10KV. De este último se tiene una barra de 10KV que alberga tres alimentadores UR01, UR02, UR5; para este estudio consideramos el alimentador UR02.

Figura N° 4. 4: Diagrama unifilar del Transformador de Potencia de la Subestación de Transformación Urubamba.

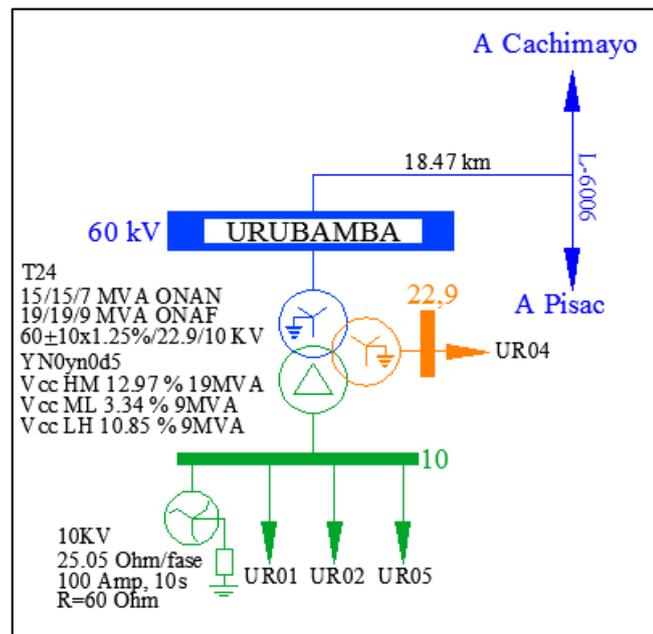


Tabla N° 4. 4: Cuadro resumen de cargabilidad de transformadores de potencia

Escenario	Nivel de Carga en Transformadores de Potencia					
	AVENIDA			ESTIAJE		
	Máxima Demanda (%)	Media Demanda (%)	Mínima Demanda (%)	Máxima Demanda (%)	Media Demanda (%)	Mínima Demanda (%)
Transformador Tr3 Cachimayo 20/20/9MVA, 132/60/22.9kV	51.79	28.64	21.28	51.79	28.64	21.28
Transformador Tr4 Cachimayo 6/3/3MVA, 138/34.5/10.5kV	77.62	43.98	30.64	77.62	43.98	30.64
T24 Urubamba 19/19/9MV, 60/22.9/10kV	42.72	24.64	17.53	42.72	24.64	17.53
T21 Pisac 9/9/2.5MVA, 60/22.9/10kV	102.24	56.37	40.04	102.24	56.37	40.04

Fuente: ELSE

En la **Tabla N° 4. 5** se observa el Nivel de carga en el transformador de potencia proyectada al 2018; el transformador de potencia SET (Sub Estación de Transformación) Urubamba “T24 Urubamba” 19/19/9MVA, 60/22.9/10KV opera a 42.72% de su capacidad en máxima demanda sea en avenida o estiaje se mantiene la demanda, por lo que no se observa sobrecarga y opera por debajo de su cargabilidad máxima de 100%.

El siguiente cuadro muestra de manera resumida cuales son los niveles de tensión en el área de influencia del mismo:

Tabla N° 4. 5: Cuadro resumen de niveles de tensión

Subestación	Tensión Nominal (kV)	Avenida 2018						Estiaje 2018					
		Máxima Demanda		Media Demanda		Mínima Demanda		Máxima Demanda		Media Demanda		Mínima Demanda	
		(kV)	p.u.	(kV)	p.u.	(kV)	p.u.	(kV)	p.u.	(kV)	p.u.	(kV)	p.u.
CACHIMAYO 138KV	138	136.22	0.99	136.59	0.99	136.67	0.99	136.22	0.99	136.59	0.99	136.67	0.99
CACHIMAYO 60KV	60	60.05	1.00	60.66	1.01	60.76	1.01	60.05	1.00	60.66	1.01	60.76	1.01
PISAC 60kV	60	59.16	0.99	60.27	1.00	60.54	1.01	59.16	0.99	60.27	1.00	60.54	1.01
URUBAMBA 60kV	60	59.26	0.99	60.23	1.00	60.46	1.01	59.26	0.99	60.23	1.00	60.46	1.01
CACHIMAYO 34.5KV	34.5	35.17	1.02	35.54	1.03	35.67	1.03	35.17	1.02	35.54	1.03	35.67	1.03
CACHIMAYO 23KV	23	22.89	1.00	23.13	1.01	23.16	1.01	22.89	1.00	23.13	1.01	23.16	1.01
PAUCARTAMBO 22.9kV	22.9	22.91	1.00	23.79	1.04	24.04	1.05	22.91	1.00	23.79	1.04	24.04	1.05
PISAC 22.9kV	22.9	23.20	1.01	23.92	1.04	24.09	1.05	23.20	1.01	23.92	1.04	24.09	1.05
URUBAMBA 22.9kV	22.9	23.41	1.02	23.87	1.04	23.98	1.05	23.41	1.02	23.87	1.04	23.98	1.05
CACHIMAYO 10.5KV	10.5	10.63	1.01	10.77	1.03	10.82	1.03	10.63	1.01	10.77	1.03	10.82	1.03
PISAC 10kV	10.5	10.04	0.96	10.40	0.99	10.49	1.00	10.04	0.96	10.40	0.99	10.49	1.00
URUBAMBA 10kV	10.5	10.19	0.97	10.40	0.99	10.45	1.00	10.19	0.97	10.40	0.99	10.45	1.00

Fuente: ELSE

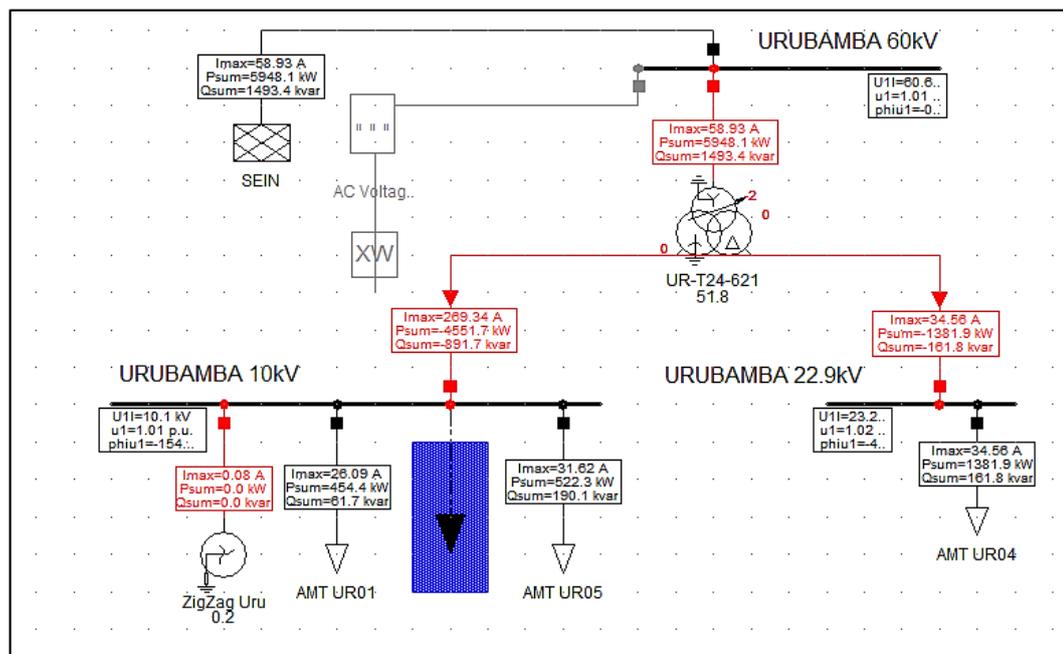
En la SET Urubamba en la barra de 10KV se tiene que considerar la tensión nominal y en p.u. en condiciones de demanda máxima y mínima, en Avenida y Estiaje, los niveles de tensión en la barra 10KV se encuentran dentro de los límites permitidos de operación normal.

4.1.2.1. Flujo de potencia y corriente de cortocircuito

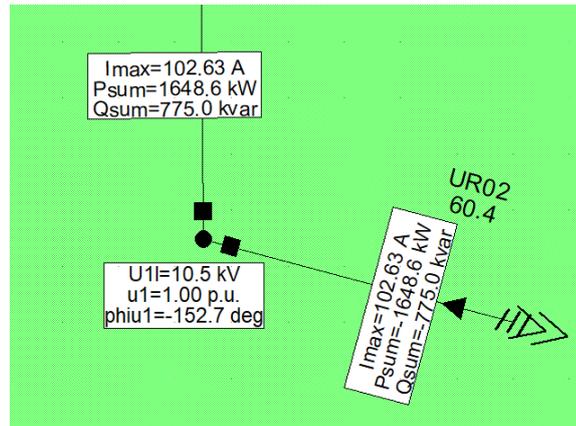
Para un estudio de coordinación de protección en redes de Distribución es necesario calcular el flujo de potencia y la corriente de cortocircuito.

El estudio de flujo de potencia es utilizado en la planeación y diseño de los sistemas eléctricos, también en la mejora de las condiciones de operación de los sistemas existentes.

Figura N° 4. 5: (a) Diagrama unifilar del sistema eléctrico Urubamba y flujo de potencia, (b) flujo de potencia de alimentador UR02.



(a)



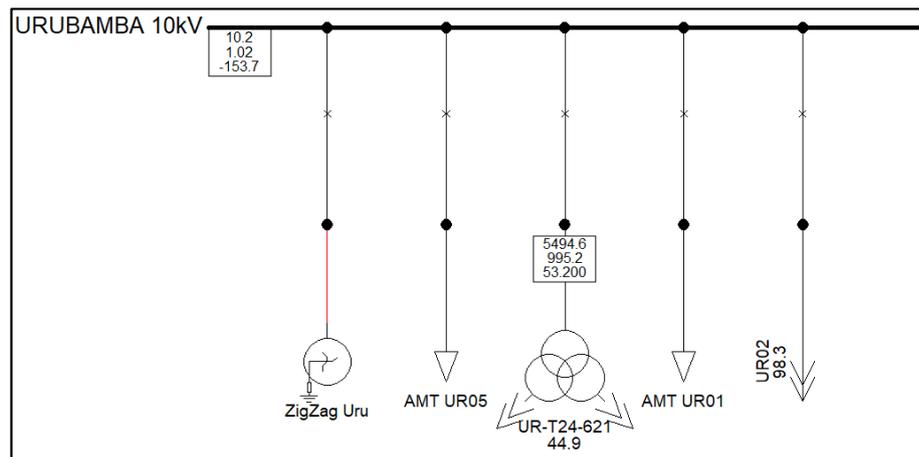
(b)

Fuente: ELSE

En la **Figura N° 4. 6** se aprecia el flujo de potencia, obtenemos corriente máxima “I_{max}”, potencia activa suministrada “P_{sum}”, potencia reactiva suministrada “Q_{sum}” y el Angulo de fase; en la barra 10KV los alimentadores UR01, UR05 se le considera como carga. La presencia del transformador ZigZag cumple la función de aterramiento para una salida con devanado delta, con el fin de identificar una falla monofásica o bifásica.

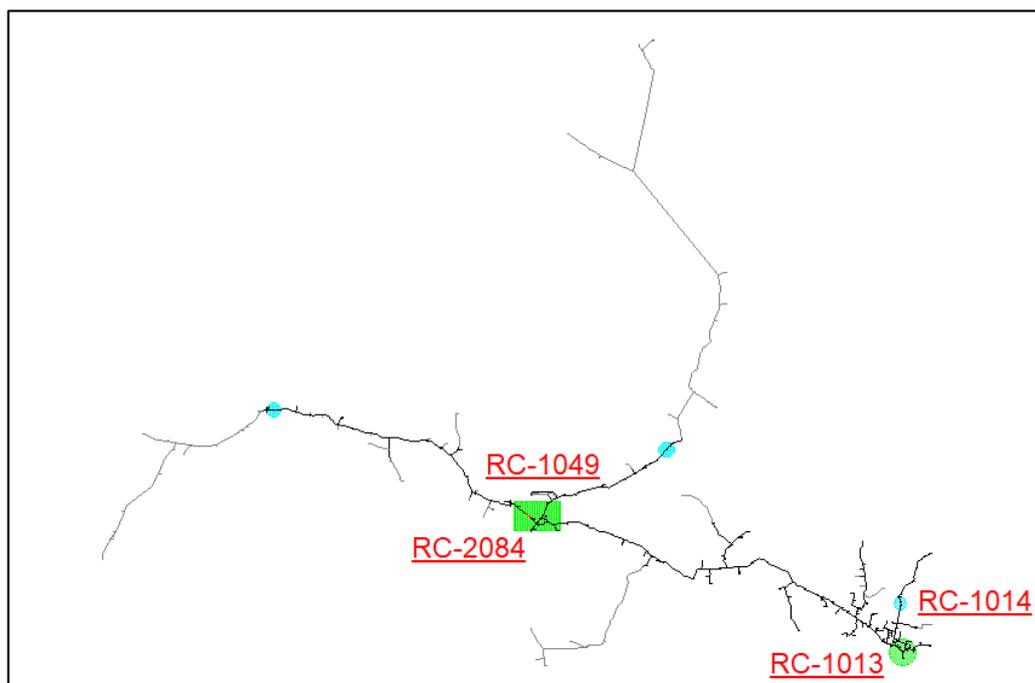
El alimentador UR02 conectada a la barra 10KV se obtiene el flujo de potencia en todo el circuito que compone este alimentador y los puntos de ubicación de los relé de protección en este caso reconectadores o recloser, Figura N° 4. 6.

Figura N° 4. 6: Barra 10KV, y sus alimentadores UR01, UR02, UR05, con salida delta de transformador de potencia y transformador Zig-Zag.



Fuente: ELSE

Figura N° 4. 7: Diagrama unifilar de Alimentador UR-02 y codificación de Recloser



Fuente: ELSE

El flujo de potencia se realiza en un sistema desbalanceado, donde se aprecia la operación real del alimentador UR02 determinando valores en secuencia positiva, negativa y cero.

La determinación de corriente de cortocircuito contribuye al ajuste de las protecciones calculando el valor máximo de la corriente, para determinar las capacidades interruptivas de los elementos de protección, protección contra corrientes de cortocircuito, obtener los equivalentes Thevenin y la adecuada selección de calibre de conductores.

Para determinar los niveles de corriente de cortocircuito fueron calculados con el método completo, basado en el método de la superposición, con una evaluación previa de flujo de potencia para obtener las tensiones de falla, este método permite incluir el efecto de la corriente de falla o de carga. (Ver ANEXO N° 3)

4.1.2.2. Protección de sobrecorriente y esquema de recierre

Para la verificación de la selectividad de la protección de sobrecorriente en la subestación y alimentador se ha considerado el siguiente criterio:

Figura N° 4. 8: Esquema de recierre automático de protección por sobrecorriente.



Fuente: ELSE

En la **Figura N° 4. 8** se tiene un esquema protección: el primero, relé de protección en alta tensión 60KV “RE1”; Segundo, relé de protección a 10KV “RE02”; Tercero, reconectador o recloser a inicio de alimentador “RC03”; Cuarto, recloser de aguas abajo “RC04”; por último, el fusible.

El fusible ante una falla monofásica actúa con la fusión de fusible de diseño de acuerdo al tipo y la corriente máxima de diseño. En tanto los recloser en posición RC04 ubicado aguas abajo ante una falla, el arranque o actuación será en un periodo de 50 a 150ms con dos intentos de recierre lentos y si persiste la falla habrá lockout es decir “cierre y bloqueo” por lo que será el primero en actuar ante una corriente de falla remota al 99% “ $I_{99\% (remota)}$ ” en este tipo de situaciones. El recloser RC03 ante una falla actúa si la corriente máxima es de 120 a 150% respecto a la carga o a la corriente

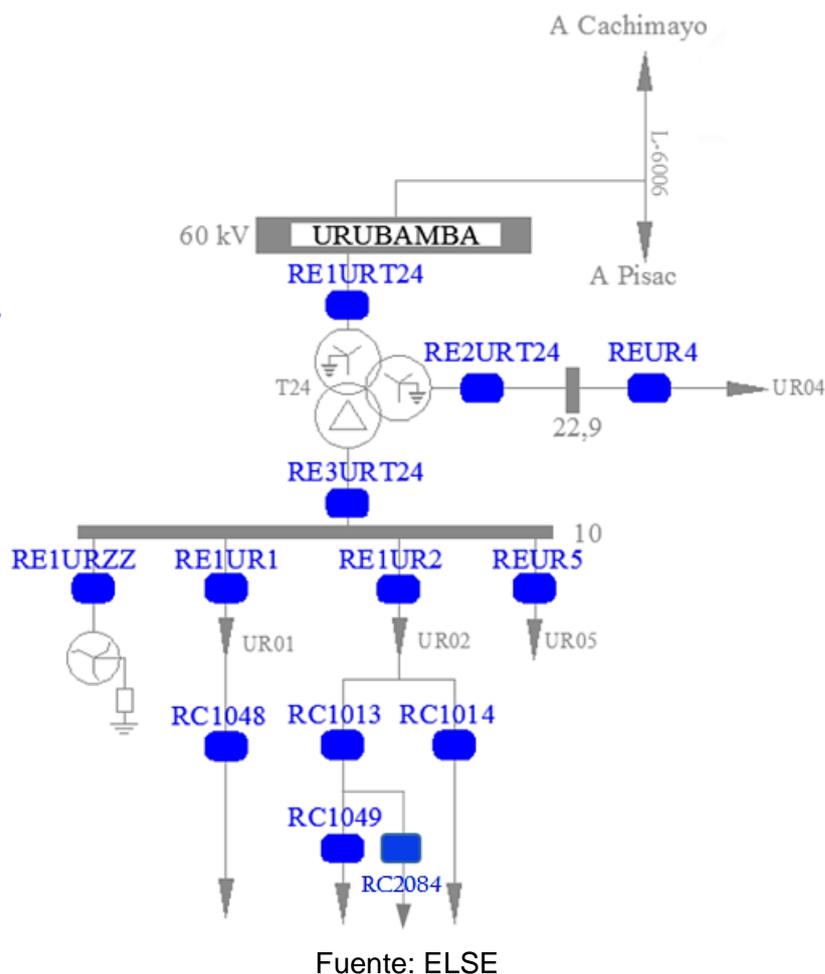
nominal del transformador de corriente definida como corriente de falla local al 1% " $I_{1\%(local)}$ ", produciendo dos recierres lentos y lockout en un tiempo máximo de hasta 400ms. En caso del relé de protección RE1 y RE02 actúa cuando supera la corriente nominal en 120% y 130% con un sistema de refrigeración ONAF y ONAN, el tiempo de arranque será en un tiempo no mayor a 600ms y 800ms respectivamente.

El esquema de recierre automático en líneas de distribución generalmente no obedece a una regla general, la aplicación es según las condiciones geográficas y operativas de acuerdo a la necesidad del operador.

En el caso del presente estudio no se está aplicando el esquema que salva los fusibles, debido a que ELSE tiene instalado fusibles de repetición que simulan hasta 3 intentos de recierre, por lo tanto, en el presente estudio solo se aplica recierres lentos. Generalmente los tiempos muertos para recierres lentos son más grandes que los tiempos para recierres con curvas rápidas. La experiencia de varios autores indica que, si la coordinación está asociada con relés y no con fusibles, los tiempos muertos pueden ser ajustados desde 5 hasta 15 segundos.

Para las redes de ELSE básicamente lo que cuenta es la experiencia que han tenido a lo largo del tiempo, por ello en el presente estudio se recomienda habilitar 2 recierres con curvas lentas más el disparo definitivo, el primer recierre temporizado 0.5 segundos y el segundo recierre en 10 segundos.

Figura N° 4. 9: Esquema de codificación los relés y recloser del Sistema eléctrico Urubamba.



En el esquema de la **Figura N° 4. 9** se tiene la disposición de los relé de protección y los reconectores o recloser codificadas de la siguiente manera: como relé protección RE1URT24 (RE-UR60KV) en lado de 60KV, RE3URT24 (RE-UR10KV), RE1UR2 (RE-UR02) en el lado de 10KV; recloser RC1013, RC1014 ubicado en SET antigua Urubamba, RC1049, RC2084 y RC1014 ubicados en Ollantaytambo.

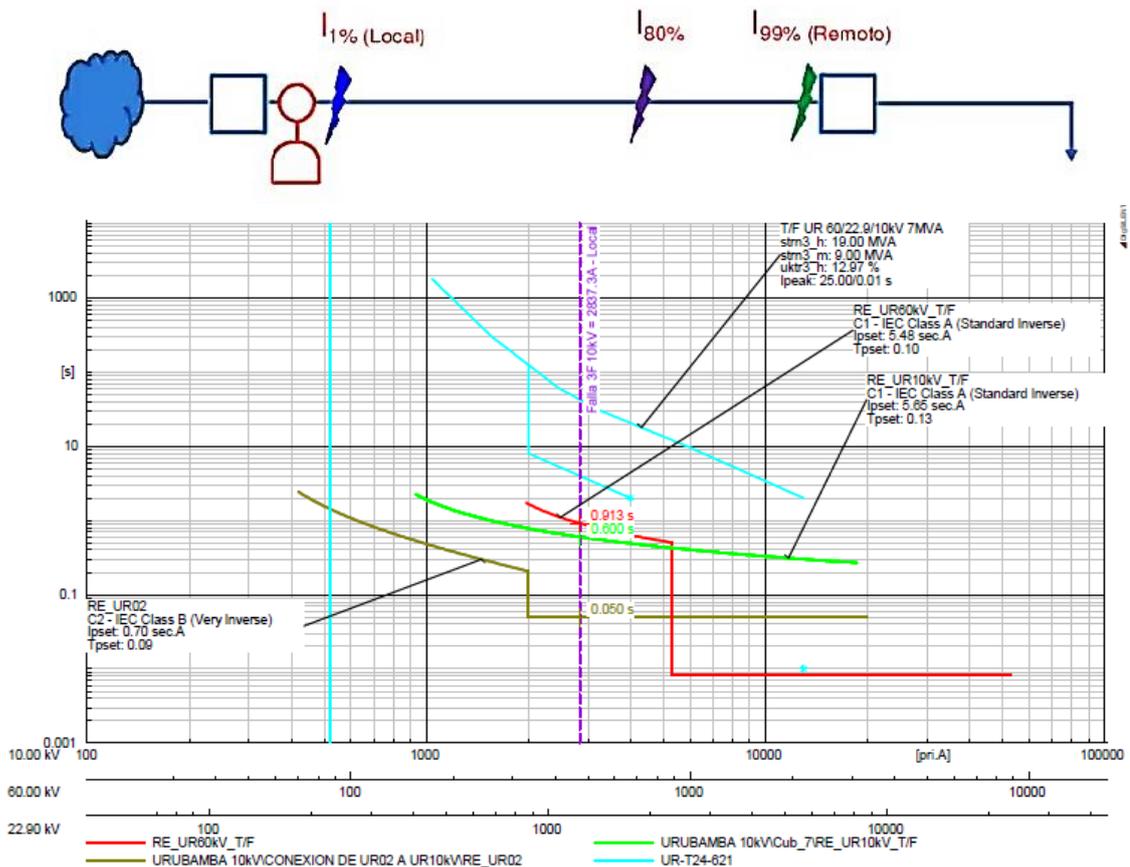
4.1.2.3. Evaluación el desempeño del sistema de coordinación de protección existente y propuesto para el alimentador UR02 del sistema eléctrico Urubamba.

La descripción del sistema de protección se realiza por medio de escenarios de coordinación entre el relé de protección del lado de alta tensión a 60KV, el relé de

protección en Alimentador UR-02, Reconectador (recloser) RC1013, RC1014, RC1049, RC2084; se simula la Protección de sobrecorriente de fases 51N/50N y Protección de sobrecorriente de tierra 51N/50N.

Protección de sobrecorriente de fases 51/50N – Ajustes actuales entre RE-UR60KV / RE-UR10KV / RE-UR02

Figura N° 4. 10: Curvas de coordinación de protección de sobrecorriente de fases 51/50N entre relé de protección RE-UR60KV – RE-UR10KV – RE-UR02 actual.



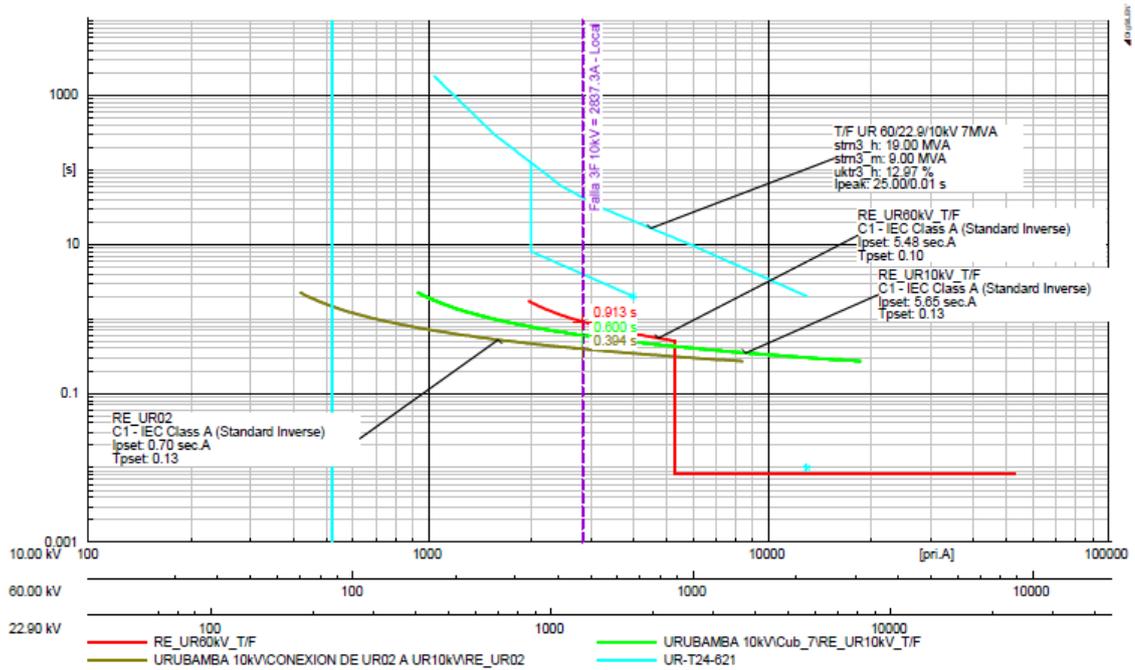
Elaboración: Propia

Se verifica que la coordinación actual del relé de la línea 60kV “RE-UR60KV”, relé de protección 10KV “RE-UR10KV” y relé de protección de alimentador UR02 “RE-UR02” ante una falla trifásica local la corriente de falla local “ $I_{1\%}$ (local) de 2837.3A cercano al relé de protección, actúa primero el relé de alimentador UR02 instantáneo 50N a los 50ms, luego el relé de 10kV a los 600ms, y relé de 60kV a los 913ms ambos

en inverso 51N en la que verificamos que la coordinación los tiempos de operación son muy largos ante protección 51N.

Protección de sobrecorriente de fases 51/50N – Ajustes propuestos entre RE-UR60KV / RE-UR10KV / RE-UR02

Figura N° 4. 11: Curvas de coordinación de protección de sobrecorriente de fases 51/50N entre relé de protección RE-UR60KV – RE-UR10KV – RE-UR02 propuesto.

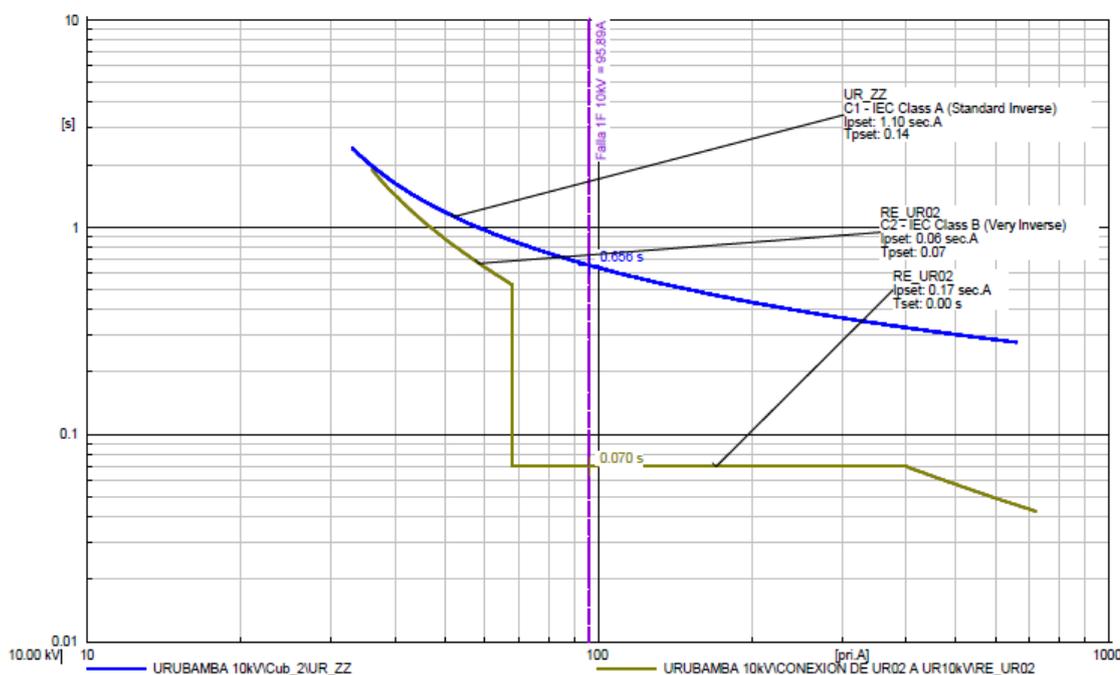


Elaboración: Propia

Realizada los ajustes para una protección de corriente inverso 51N se verifica que la coordinación del relé de la línea 60kV, relé de protección 10kV y relé de protección de alimentador UR02 ante una falla trifásica cercano al relé de protección UR02, actúa primero el relé de alimentador UR02 a los 394ms, luego el relé de 10kV a los 600ms, y relé de 60kV a los 913ms, en la que verificamos que la coordinación de protección se ve la mejora en los tiempos de coordinación.

Protección de sobrecorriente de tierra 51N/50N – Ajustes Actuales entre RE-UR02 / UR_ZZ.

Figura N° 4. 12: Curvas de operación relé de protección RE-UR02 y el transformador Zigzag.

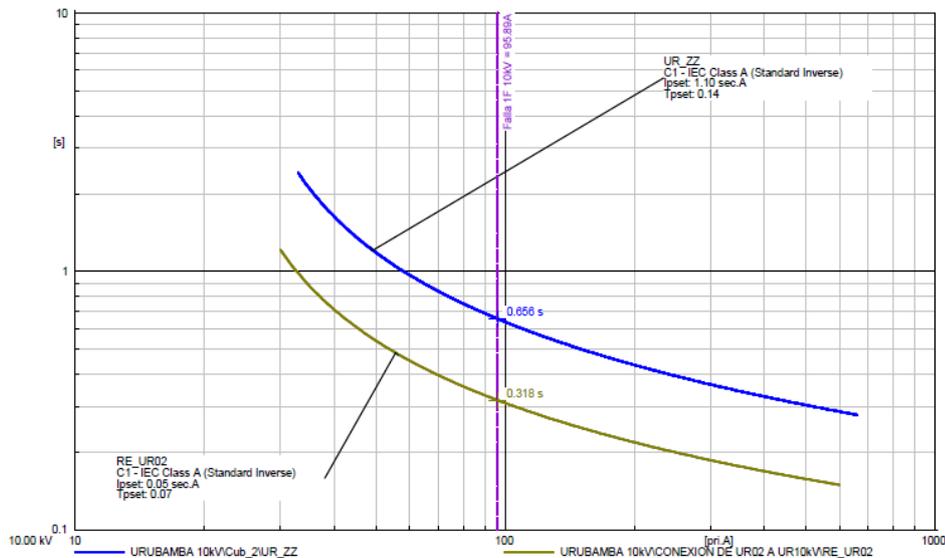


Elaboración: Propia

Se verifica que ante una protección falla a tierra actúa el instantáneo 50N del relé de UR02 a 70ms, el transformador ZigZag en la barra de 10kV ante una falla monofásica a tierra actúan a 656ms, en la que verificamos que el tiempo de despeje es deficiente.

Protección de sobrecorriente de tierra 51N/50N – Ajustes Propuestos entre RE-UR02 / UR_ZZ.

Figura N° 4. 13: Curvas de operación relé de protección RE-UR02 y el transformador ZigZag.

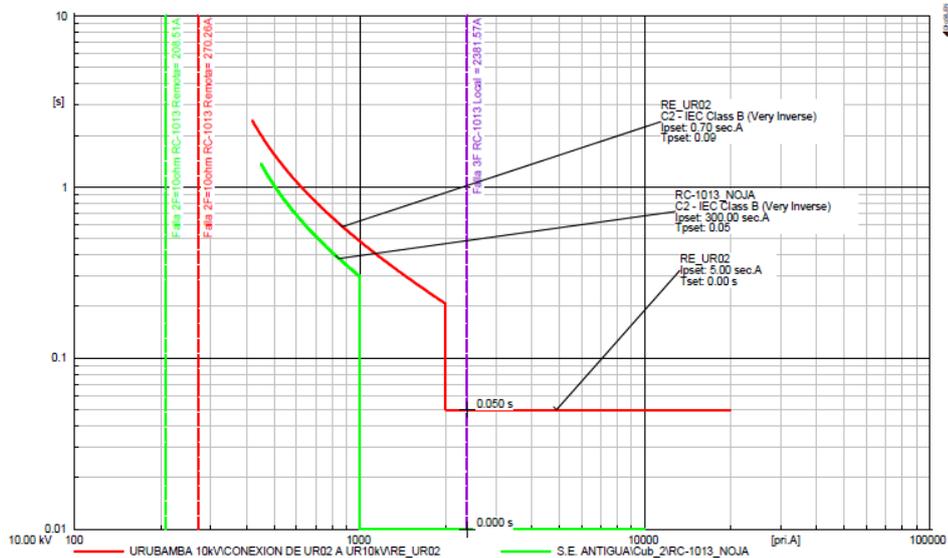


Elaboración: Propia

Se verifica que ante una protección 51N del relé de UR02 y relé del transformador Zigzag se mejora el despeje acortando los tiempos de 318ms y 656ms.

Protección de sobrecorriente de fases 50/51N – Ajustes actuales entre RE-UR02 & RC-1013 NOJA

Figura N° 4. 14: Curvas de operación relé de protección de alimentador UR02 y recloser RC-1013 protección 50/51N

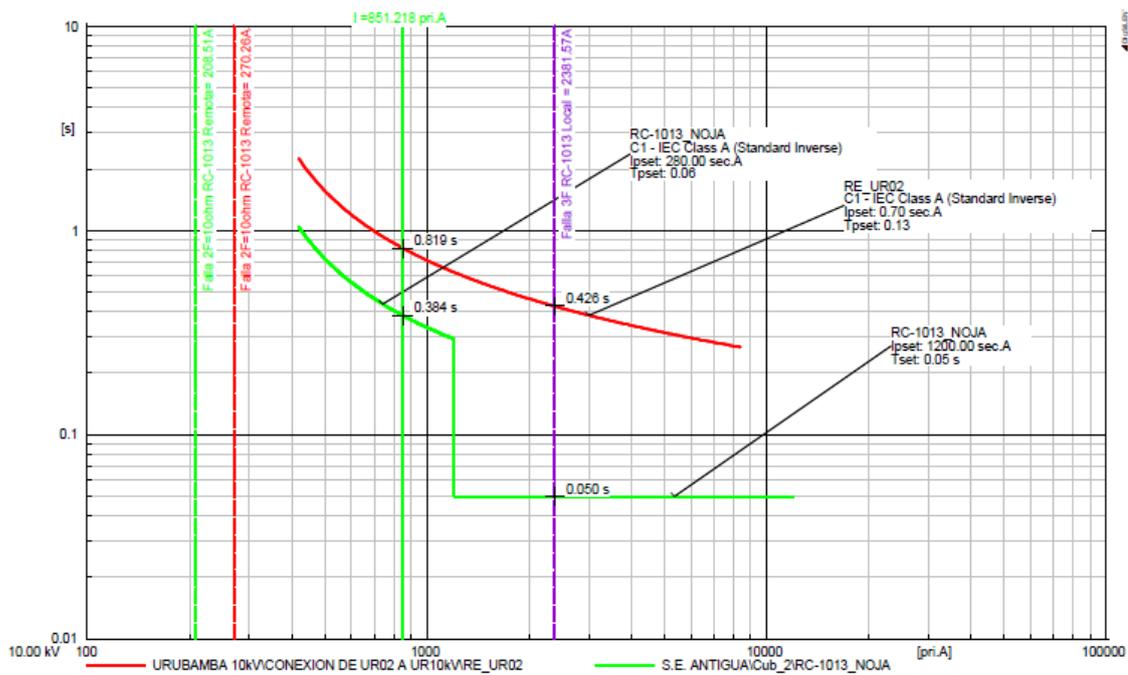


Elaboración: Propia

Se verifica que en una falla local en el RC-1013 la operación del relé de protección de alimentador UR02 y recloser RC-1013 ambos realizan el despeje instantáneo 50N ante una falla trifásica de corriente local y 50ms por lo que hay deficiente coordinación.

Protección de sobrecorriente de fases 50/51N – Ajustes Propuestos entre RE-UR02 & RC-1013 NOJA

Figura N° 4. 15: Diagrama del relé de protección de alimentador UR02 y recloser RC-1013 protección 50/51N

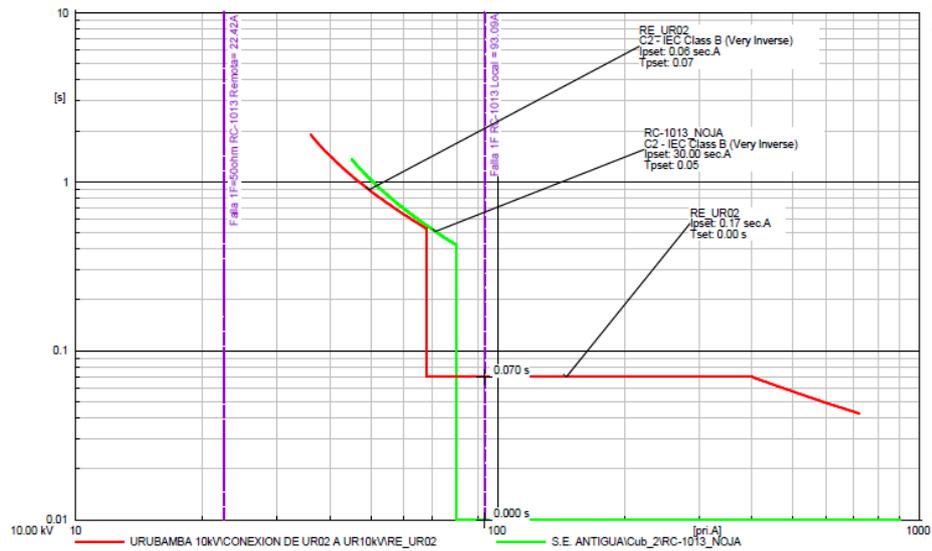


Elaboración: Propia

A propuesta que el despeje del recloser ante una falla local en RC-1013 es a 50ms instantáneo 50N y el RE-UR02 a 426 ms inverso 51N mejorando la coordinación entre ambos equipos.

Protección de sobrecorriente de tierra 50/51N – Ajustes Actuales entre RE-UR02 & RC-1013 NOJA

Figura N° 4. 16: Curvas de operación relé de protección de alimentador UR02 y recloser RC-1013 protección 50/51N

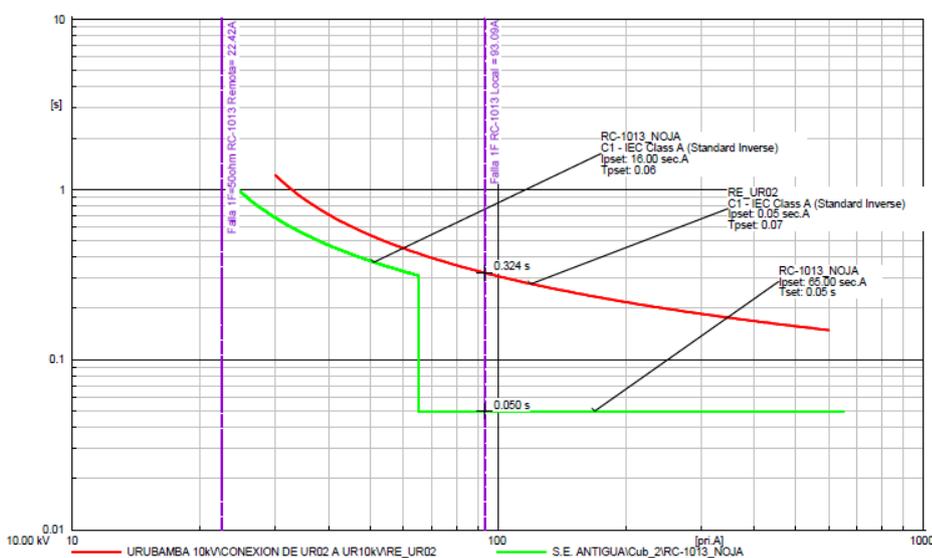


Elaboración: Propia

Se verifica que la actuación del Recloser RC-1013 el despeje es instantáneo para una falla local y el relé de protección de alimentador UR02 actúa a 70ms por una falla monofásica a tierra protección instantánea 50N, se observa también que en el tiempo inverso de ambos equipos convergen, por lo que requiere el mejoramiento.

Protección de sobrecorriente de tierra 50/51N – Ajustes Propuestos entre RE-UR02 & RC-1013 NOJA

Figura N° 4. 17: Curvas de operación relé de protección de alimentador UR02 y recloser RC-1013 protección 50/51N

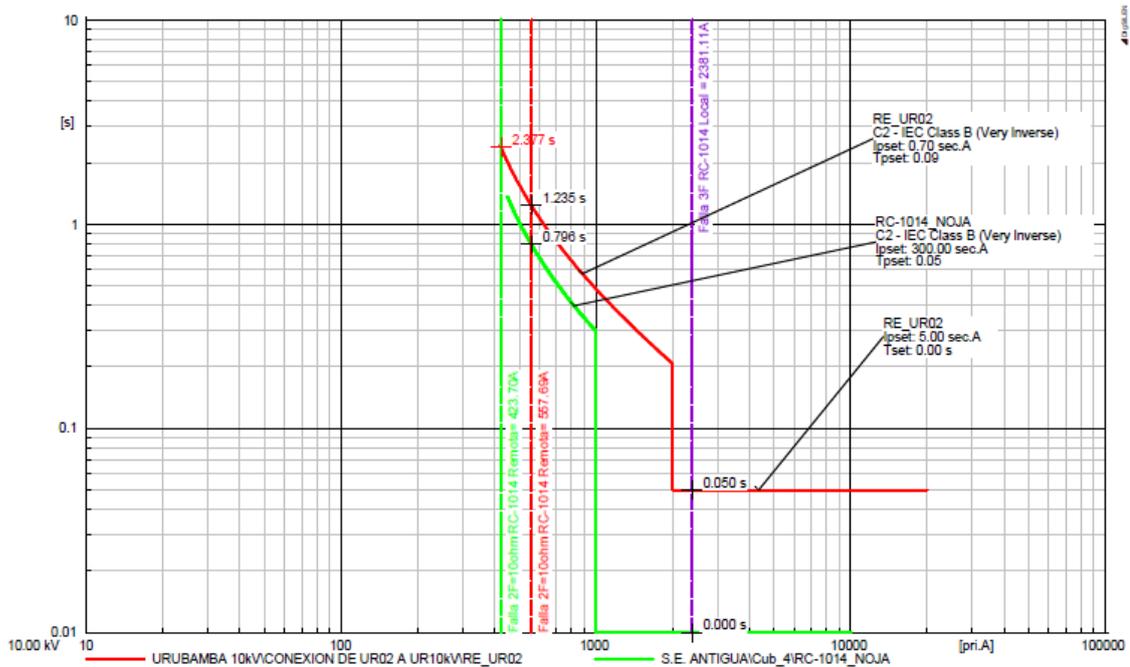


Elaboración: Propia

Se verifica que la actuación mejora significativamente donde la respuesta instantánea para el recloser RC-1013 es en 50ms y para el relé RE-UR02 en 324ms por lo que se ve una mejora importante.

Protección de sobrecorriente de fases 50/51N – Ajustes actuales entre RE-UR02 / RE-1014 NOJA

Figura N° 4. 18: Curvas de operación relé de protección de alimentador UR02 y recloser RC-1014 protección 50/51N

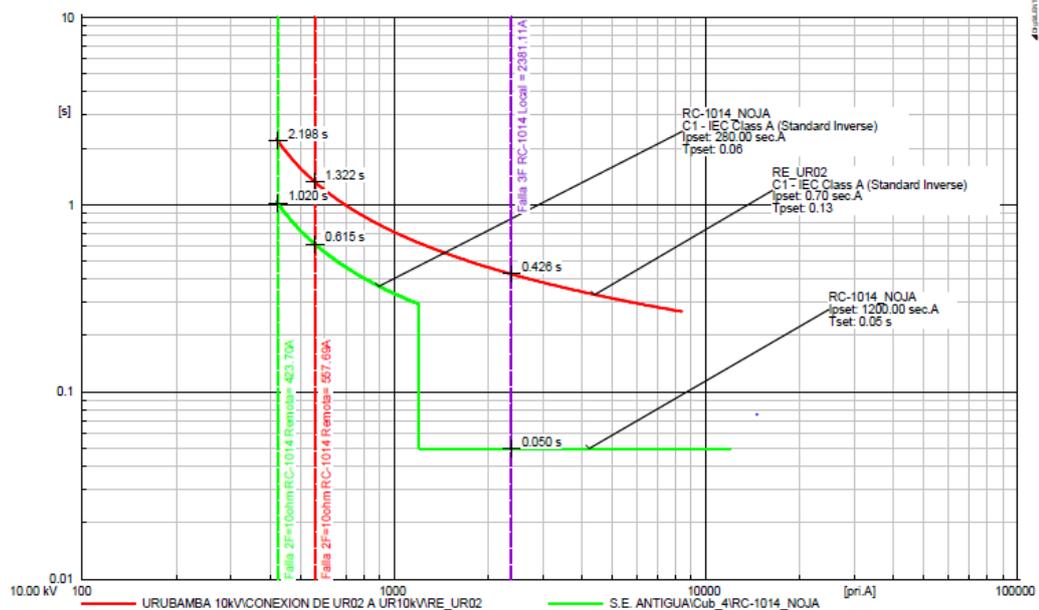


Elaboración: Propia

Ante una protección de sobrecorriente con corriente de falla local trifásica hay un despeje instantáneo para el recloser RC-1014 y el relé RE-UR02 actúa en tiempo instantáneo 70ms por lo que la coordinación de protección a sobrecorriente es deficiente entre ambos equipos.

Protección de sobrecorriente de fases 50/51N – Ajustes Propuestos entre RE-UR02 / RE-1014 NOJA

Figura N° 4. 19: Curvas de operación relé de protección de alimentador UR02 y recloser RC-1014 protección 50/51N

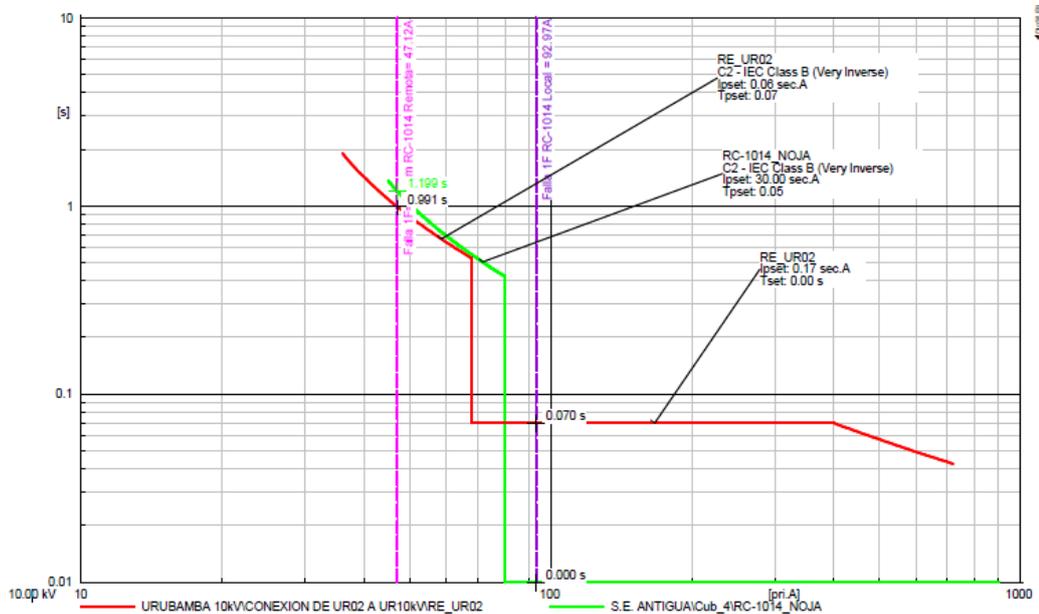


Elaboración: Propia

Actúa en tiempo definido el RC-1014 50ms y en tiempo inverso de 426ms para el relee de protección RE-UR02 por lo que se ve mejorada en los tiempos de operación.

Protección de sobrecorriente de tierra 50/51N – Ajustes Actuales entre RE-UR02 / RE-1014 NOJA

Figura N° 4. 20: Curvas de operación relé de protección de alimentador UR02 y recloser RC-1014 protección 50/51N

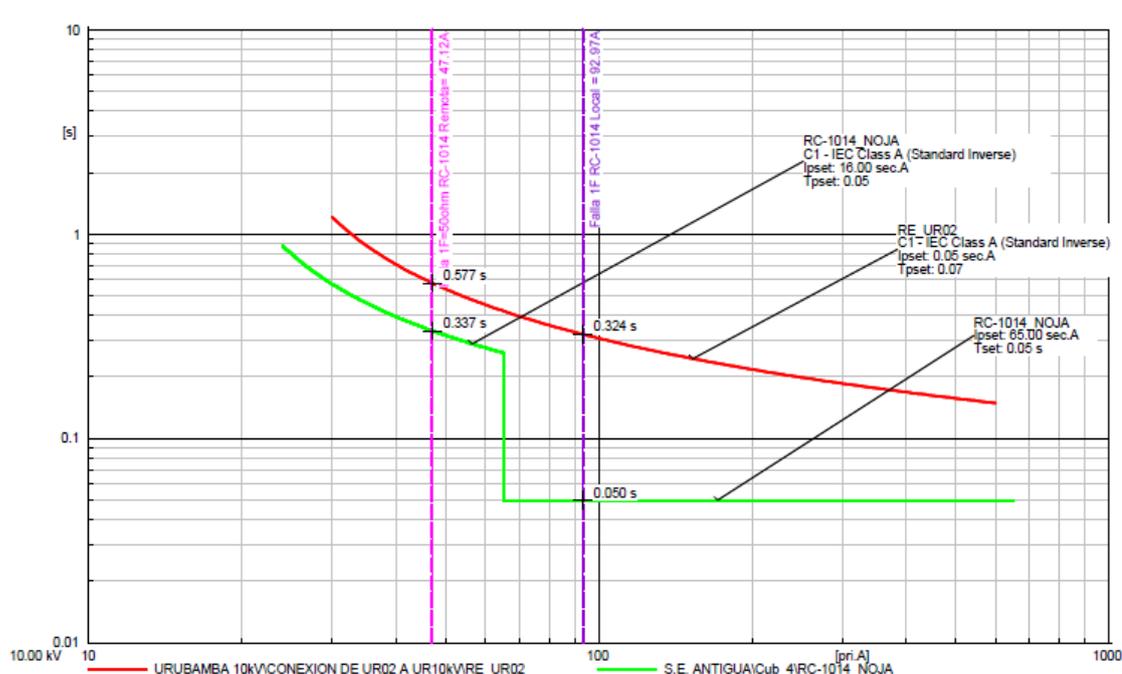


Elaboración: Propia

Se verifica que la operación relé de protección de recloser RC-1014 actúa instantáneamente y el relé del alimentador UR02 a los 70ms ante una falla a tierra, podemos concluir que la coordinación es deficiente o nula, ya que también en los tiempos inversos las distancias se acortan.

Protección de sobrecorriente de tierra 50/51N – Ajustes Propuestos entre RE-UR02 / RE-1014 NOJA

Figura N° 4. 21: Curvas de operación relé de protección de alimentador UR02 y recloser RC-1014 protección 50/51N

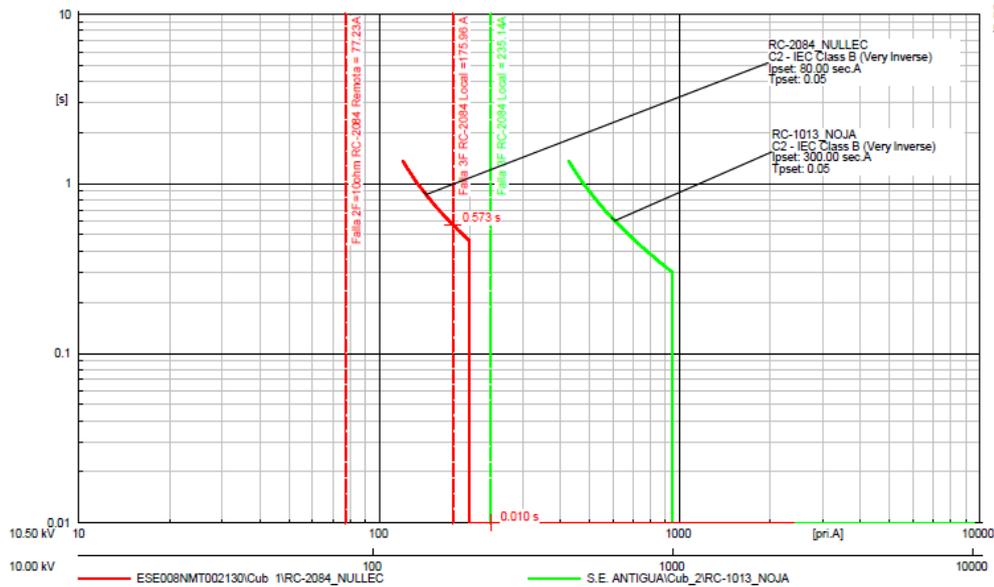


Elaboración: Propia

Ante la mejora de actuación para una falla tierra local se verifica que la operación en tiempo definido del Recloser RC-1014 es 50ms y relé de protección de alimentador UR02 en 324ms vemos superada la deficiencia; como también para una falla a tierra remota la actuación en tiempos inversos es óptima su coordinación entre ambos dispositivos.

Protección de sobrecorriente de fases 50/51N – Ajustes actuales entre RC-1013 NOJA / RC-2084 NULLEC.

Figura N° 4. 22: Curvas de operación relé de recloser RC-1013 y recloser RC- 2084 protección 50/51N

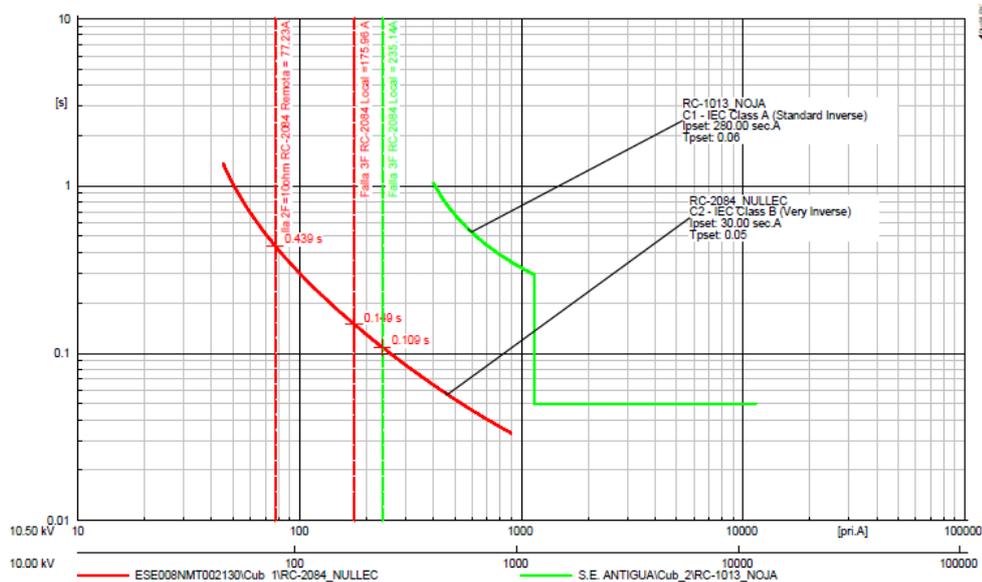


Elaboración: Propia

En los ajustes actuales para una falla trifásica local en el Recloser RC-2084 actúa en tiempo inverso a 573ms, no existiendo punto de convergencia con el Recloser RC-1013, por consiguiente no existe coordinación entre ambos equipos de protección.

Protección de sobrecorriente de fases 50/51N – Ajustes Propuestos entre RC-1013 NOJA / RC-2084 NULLEC.

Figura N° 4. 23: Curvas de operación relé de recloser RC-1013 y recloser RC- 2084 protección 50/51N

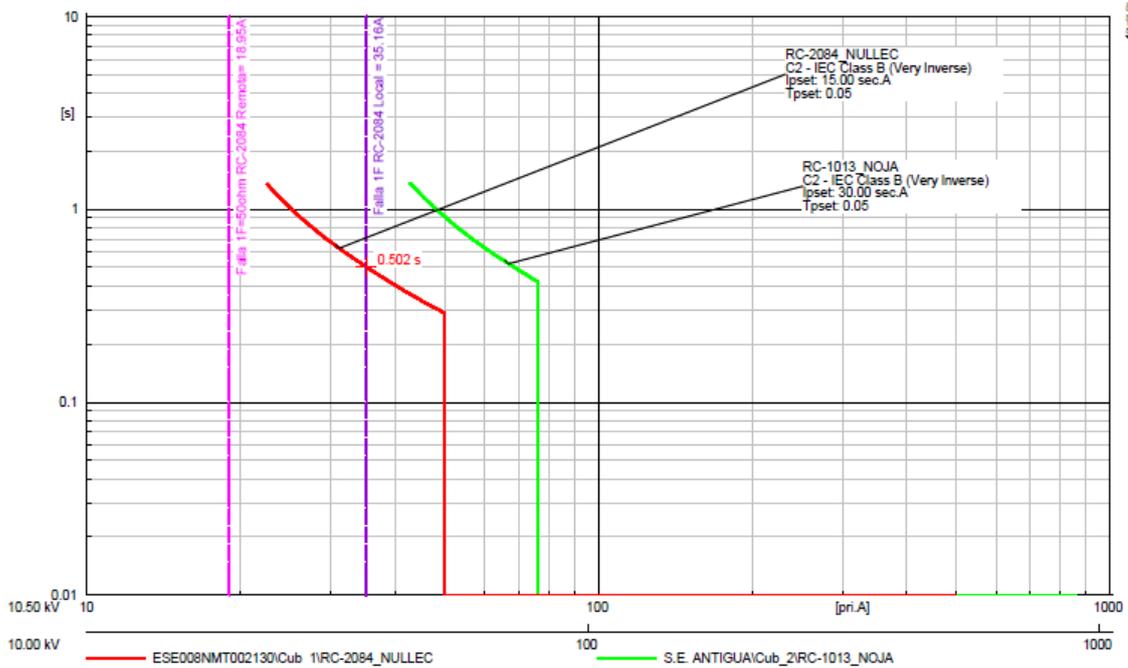


Elaboración: Propia

En la propuesta planteada para una falla trifásica, bifásica el Recloser RC-2084 actúa óptimamente en tiempo inverso con protección 51N con 109ms, 119ms respectivamente, en tanto para el Recloser RC-1013 la convergencia se dará con tiempo largos, de cierta forma ante la mejora asignada aun así no existe coordinación.

Protección de sobrecorriente de tierra 50/51N – Ajustes Actuales entre RC-1013 NOJA / RC-2084 NULLEC.

Figura N° 4. 24: Curvas de operación relé de recloser RC-1013 y recloser RC- 2084 protección 50/51N

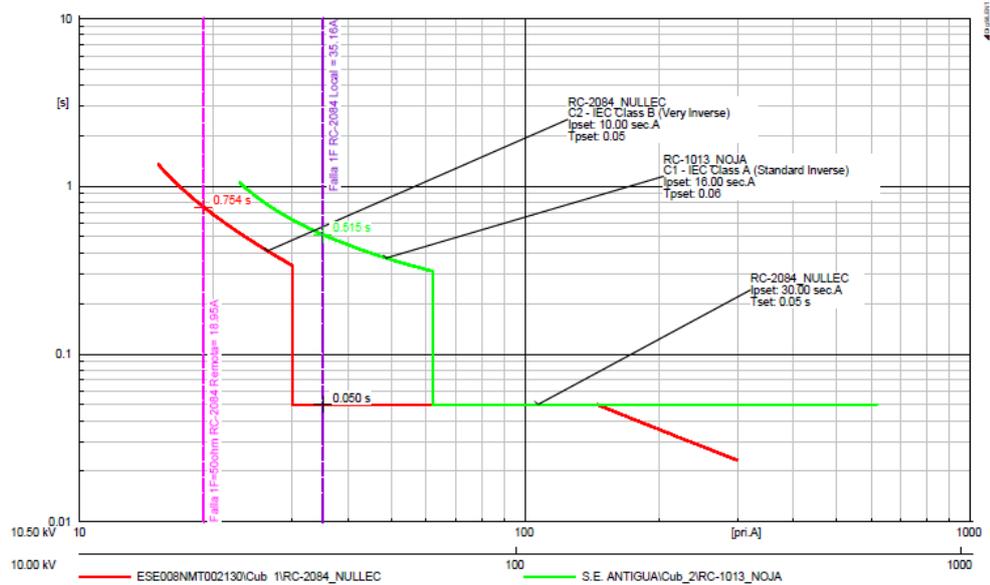


Elaboración: Propia

Ante una falla a tierra local la respuesta del Recloser RC-2084 es en 502ms, en cambio para el Recloser RC-1013 la convergencia con el punto de falla se eleva en tiempo por lo que se puede considerar que no coordinan ambos equipos

Protección de sobrecorriente de tierra 50/51N – Ajustes Propuestos entre RC-1013 NOJA / RC-2084 NULLEC.

Figura N° 4. 25: Curvas de operación relé de recloser RC-1013 y recloser RC- 2084 protección 50/51N

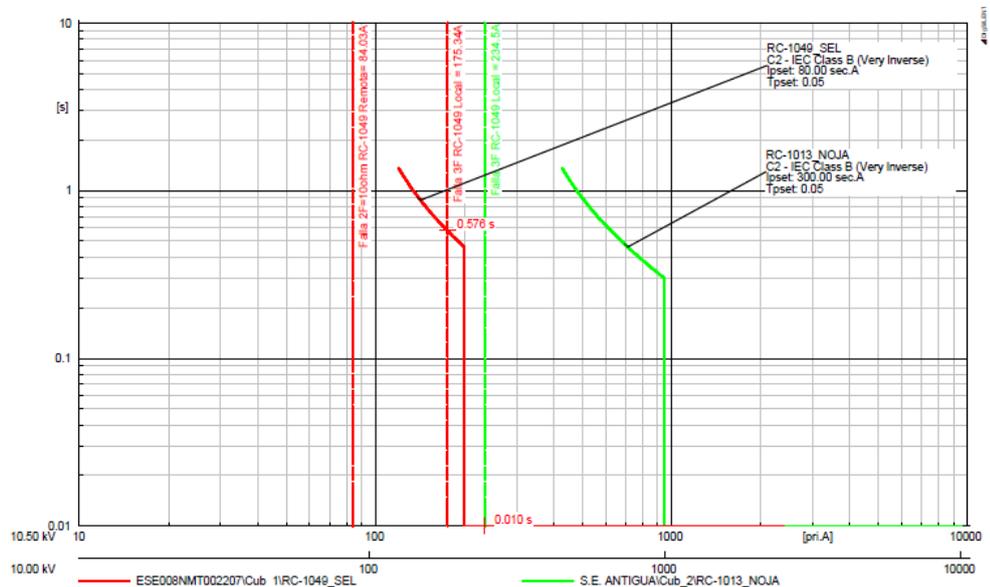


Elaboración: Propia

En los ajustes propuestos verificamos que ante una falla a tierra local el Recloser RC-2084 actúa en tiempo definido 50ms y el Recloser RC-1013 actúa en tiempo inverso de 515ms por lo que es aceptable la coordinación entre ambos equipos.

Protección de sobrecorriente de fases 50/51N – Ajustes actuales entre RC-1013 NOJA / RC-1049 SEL

Figura N° 4. 26: Curvas de operación relé de recloser RC-1013 y recloser RC- 1049 protección 50/51N

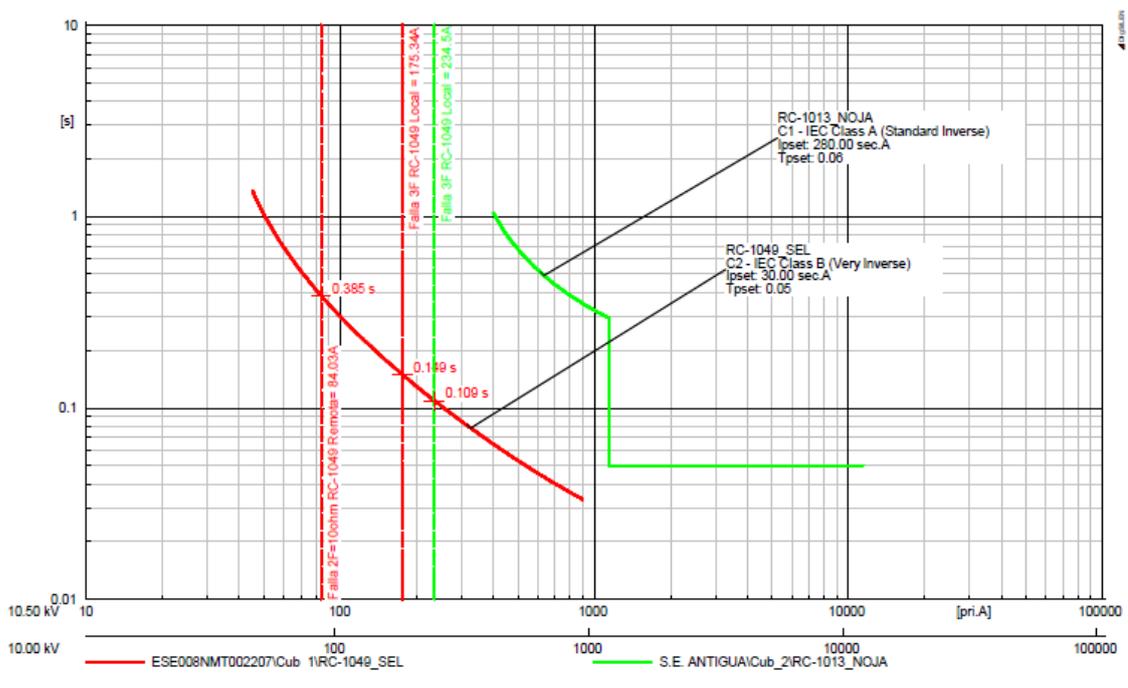


Elaboración: Propia

Se verifica que la operación del Recloser RC-1013 y Recloser RC- 1049 no coordinan claramente, solo el RC-1049 actúa con protección de sobrecorriente 51n en tiempo inverso a 576ms.

Protección de sobrecorriente de fases 50/51N – Ajustes Propuestos entre RC-1013 NOJA / RC-1049 SEL

Figura N° 4. 27: Curvas de operación relé de recloser RC-1013 y recloser RC- 1049 protección 50/51N

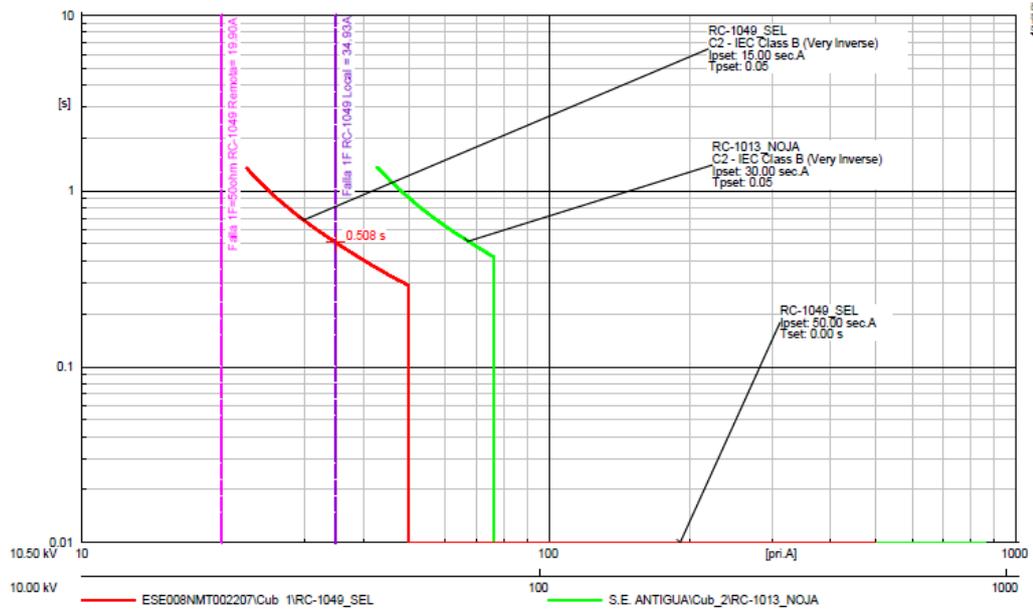


Elaboración: Propia

Se verifica que la operación relé de recloser RC-1013 y recloser RC- 1049 protección 51N ante una falla trifásica la coordinación se ve afecta a pesar de los ajustes propuestos.

Protección de sobrecorriente de tierra 50/51N – Ajustes Actuales entre RC-1013 NOJA / RC-1049 SEL

Figura N° 4. 28: Curvas de operación relé de recloser RC-1013 y recloser RC- 2084 protección 50/51N

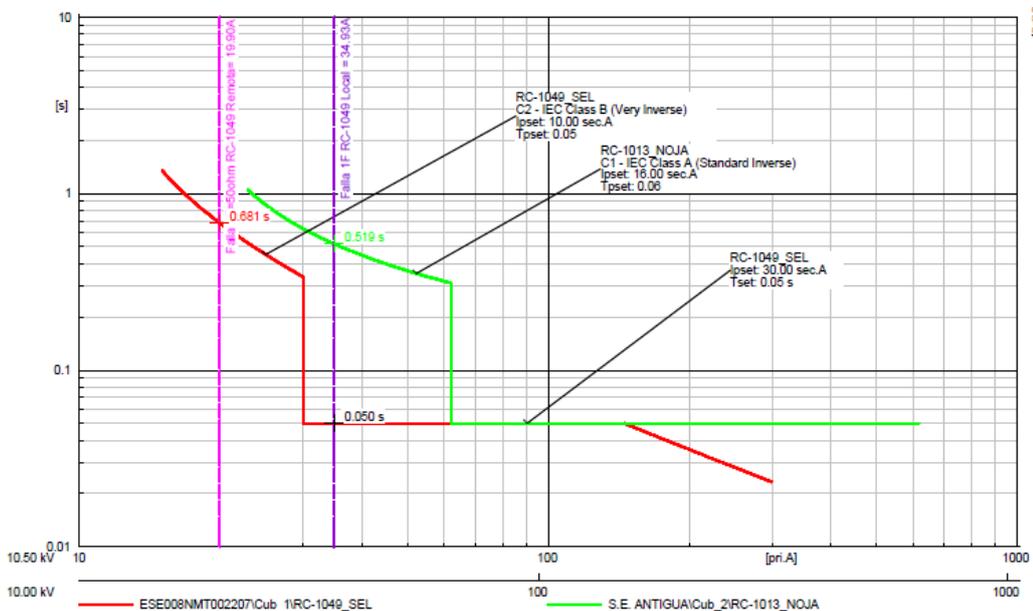


Elaboración: Propia

Se verifica que en una falla a tierra la operación del recloser RC-1013 y recloser RC- 2084 no coordinan ambos equipos de protección.

Protección de sobrecorriente de tierra 50/51N – Ajustes Propuestos entre RC-1013 NOJA / RC-1049 SEL

Figura N° 4. 29: curvas de operación relé de recloser RC-1013 y recloser RC- 1049 protección 50/51N



Elaboración: Propia

En la propuesta planteada ante una falla monofásica a tierra, se verifica que el Recloser RC- 2084 actúa en tiempo definido con protección de sobrecorriente 50N en 50ms y en tiempo inverso con protección de 51N del Recloser RC-1013 en 519 ms por lo ambos equipos coordinan ante este tipo de fallas.

4.1.3. Beneficios de la nueva propuesta de coordinación de protección

De acuerdo a la escala de multas y sanciones establecidas por el OSINERGMIN, la multa por exceder las tolerancias en calidad de suministro varía entre 1 – 600 UIT. El ente regulador no especifica un monto fijo en las multas a imponer.

Si bien los índices de calidad del alimentador UR02 en algunos de los semestres del periodo evaluado sobrepasan las tolerancias establecidas en la NTCSE, estos en algunos casos se reducen puesto que algunas interrupciones no programadas son justificadas por ELSE y aceptadas por OSINERGMIN, más específico, para los casos en que estas se dan por fuerza mayor, principalmente los ocasionados por acción de terceros, por ejemplo, cuando una persona realiza la tala de un árbol el cual se encuentra cerca de la línea de MT, al caer, esta la hace sobre los conductores que pueden llegar a romperse, con lo cual, se produce la falla y en consecuencia la interrupción del servicio. Otro caso es cuando se suscita el choque de un vehículo a una de las estructuras (poste) de la línea de MT y la derriba, ocasionando interrupciones que pueden durar entre 4 a 8 horas aproximadamente. Casos como estos, son ajenos a la responsabilidad de la concesionaria, es decir, este tipo de incidentes escapan del control de ESLE.

Tabla N° 4. 6: Mejoramiento del Indicador SAIFI

	2014		2015		2016		2017		PROMEDIO
	SEM. I	SEM. II							
SAIFI Alimentador UR02	12.821	18.514	4.336	2.565	12.433	8.085	4.465	13.269	9.561
Evitando Fenómenos Naturales en SD	9.860	12.964	3.577	2.204	4.702	3.215	4.416	7.327	6.033

Elaboración: Propia

Tabla N° 4. 7: Mejoramamiento del Indicador SAIDI

	2014		2015		2016		2017		PROMEDIO
	SEM. I	SEM. II							
SAIDI Alimentador UR02	7.043	10.880	10.399	6.739	9.210	4.367	4.470	31.465	10.572
Evitando Fenómenos Naturales en SD	6.299	8.430	10.045	5.896	6.394	3.099	4.353	23.529	8.506

Elaboración: Propia

Con la nueva propuesta de coordinación de protección se reducirán el número de interrupciones y con ello se tendrá una reducción en el valor del indicador de calidad SAIFI, así también, se tendrá una mejoría en el indicador SAIDI para el alimentador en estudio, ya que, al reducir el número de interrupciones se logra reducir también la duración promedio de estas. Con esto se reducen y hasta se puede evitar las multas por sobrepasar las tolerancias de los indicadores de confiabilidad.

Considerando que la carga en el alimentador al cierre del año 2017 fue de 3040 kW y el costo por kWh de entonces fue 0.7527 S/. /kW.h. Con estos datos se calcula el beneficio económico aplicando la siguiente fórmula.

$$Energía\ dejada\ de\ vender = kW * SAIDI * Costo \frac{S/}{kWH} \tag{4.1}$$

Tabla N° 4. 8: Pérdidas Económicas

	2014		2015		2016		2017		PROMEDIO POR SEMESTRE
	SEM. I	SEM. II							
SAIDI Alimentador UR02 (horas)	7.043	10.880	10.399	6.739	9.210	4.367	4.470	31.465	10.572
Evitando Fenómenos Naturales en SD (horas)	6.299	8.430	10.045	5.896	6.394	3.099	4.353	23.529	8.506
Pérdidas por energía dejada de vender (S/.)	16,116	24,895	23,796	15,421	21,075	9,992	10,227	72,000	24,190
Pérdidas por energía dejada de vender evitando Fenómenos Naturales (S/.)	14,413	19,290	22,985	13,492	14,630	7,092	9,960	53,839	19,463
Diferencia (S/.)	1,703	5,605	811	1,928	6,444	2,900	268	18,161	4,728

Elaboración: Propia

De la **Tabla N° 4. 8** se puede ver que implementando la nueva propuesta de coordinación de protección en el alimentador UR02, se reduce el valor promedio del índice de confiabilidad SAIDI y con ello también se reduce las pérdidas por energía dejada de vender a causa de interrupciones por fenómenos naturales, obteniendo un valor promedio por semestre de S/ 4 728.00. Asimismo se reduce también los gastos que se realizan en la reposición de servicio como: materiales, movilidad para traslado de personal, maquinaria para traslado de materiales (de ser necesario), gastos en logística y otros cada vez que se produce una interrupción permanente.

Si bien es importante el aspecto económico de la empresa concesionaria, no es la única que debe tenerse en cuenta. Al suscitarse una interrupción los más afectados son los usuarios, puesto que, se paralizan todas las actividades que dependen de la energía eléctrica que en la actualidad no son pocas. Esta afecta la atención y el buen servicio en los centros públicos y privados como municipio, centro de salud, mercados, hoteles, restaurantes, terminal terrestre, talleres, cabinas de internet y otros, de esta manera entorpece la continuidad de la actividad comercial y de servicio.

En resumen, la implementación de la propuesta de coordinación del sistema de protección del alimentador UR02, tiene beneficios económicos tanto para la empresa concesionaria como también para los usuarios conectados a esta.

4.2. Discusión

Del análisis de indicadores de calidad de suministro se obtuvo como resultado que en la mayoría de semestres evaluados, el alimentador no cumple con el indicador de calidad SAIFI en cuyos resultados promedio se obtuvo un valor máximo de hasta 18.514 interrupciones/semestre superando ampliamente la tolerancia establecida por la norma técnica de calidad de los servicios eléctricos. En cuanto al indicador SAIDI los resultados son muy cercanos al valor máximo establecido por la norma a excepción de

un semestre en el que se superó largamente la tolerancia obteniéndose como valor promedio 31.465 horas/semestre. Si bien es cierto que las perturbaciones en el sistema son impredecibles, si es posible en cambio, controlar la duración de las interrupciones realizando un plan de acción más óptima ante estas emergencias y mejorando la coordinación de las protecciones. Conforme a esto se realiza la comparación con la conclusión de Arriagada Mass, A. G. (1994), en el indica que, el problema de localización de recursos para obtener mejoras en los niveles de disponibilidad de servicio, se presenta como uno en el cual tienen incidencia tanto las tasas de falla como las duraciones de estas. Sin embargo, se debe convenir que es mucho más factible intervenir en los tiempos que en las tasas de fallas. Los tiempos de reparación de fallas, pueden disminuir de varias maneras: aumentando el personal de operación para atender averías, automatizando algunos elementos de maniobra, mejorando el sistema de información del estado de la red, o bien una combinación de todos estos elementos. Es así, que, se resume que es inevitable la ocurrencia de una interrupción temporal por fenómenos naturales, pero lo que sí se puede hacer es controlar y evitar que esta se convierta en una interrupción permanente y más aún de larga duración, que perjudica a la empresa y a los usuarios conectados a esta.

El desempeño del sistema de coordinación de protección existente se observa en las simulaciones presentadas, la coordinación de protección entre relés y recloser en su mayoría es deficiente. Por lo que en lo propuesto se ve una mejora importante en la mayoría de los escenarios propuestos respecto a la actuación en tiempo continuo 50N y tiempo inverso 51N tanto para corrientes de falla trifásica y monofásica a tierra logrando la coordinación entre los equipos de protección, cabe mencionar que en el escenario del RC1013 y RC1049, escenario RC 1013 y RC 2084 en fallas trifásicas, a pesar de los ajustes propuestos no coordinan ambos pero si actúa el más cercano, ya sea

porque el tramo entre ambos recloser supera 35 kilómetros, razón por la cual el recloser RC1013 no ve la falla ya que la corriente es menor a lo programado. Pero ante fallas monofásicas se ve superada en todos los escenarios por lo que coordina en todos los escenarios. Conforme a esto se realiza la comparación con la conclusión de Cuevas Camacho, A. & Hernández Quintero, J. E. (2013). En el que indican que, de lo que se trata un estudio de coordinación es de ajustar y seleccionar las protecciones de tal forma que el elemento protector despeje la falla antes que el elemento de respaldo, en otras palabras, el tiempo de operación del elemento protector debe ser menor que el tiempo de operación del elemento de respaldo. De esta manera se logra seccionar únicamente la parte fallada y el resto del sistema permanece estable, obteniéndose así la mejor ruta de coordinación. Esto se logra coordinando mediante las curvas características de cada protección y atendiendo a las recomendaciones para cada bloque de protecciones.

CONCLUSIONES

Del total de 260 interrupciones que sufrió el alimentador UR02 en el periodo 2014 – 2017 y que fueron registrados por el centro de control de ELSE, el 17% fue por causas del sistema de transmisión, el 2% es por el sistema de generación y el 81% de interrupciones que sufrió el alimentador se originó en el sistema de distribución, si bien las interrupciones de origen propio ocupa el mayor porcentaje como origen de los cortes, se puede decir que de las interrupciones que se producen en los sistemas de distribución, no siempre es este sistema el responsable de todas.

Del total de 150 interrupciones que sufrió y se originó en el alimentador UR02, las causadas por fenómenos naturales, estas representan el 29% del total, en cambio en cuanto a la duración son menos significativas con solo el 10% del total de horas interrumpidas de un total de 306.175 horas. Sin embargo las interrupciones ocasionadas por fallas, se tiene que ocupan el 31% de total, tanto en cantidad como en duración de interrupciones, siendo esta la principal causa de cortes en el servicio de energía eléctrica en el alimentador.

Del análisis de indicadores de calidad de suministro se obtuvo como resultado que en la mayoría de semestres evaluados el alimentador no cumple con el indicador de calidad SAIFI en cuyos resultados promedio se obtuvo un valor máximo de hasta 18.514 interrupciones/semestre superando ampliamente la tolerancia de 04 interrupciones/semestre establecida por la norma técnica de calidad de los servicios eléctricos.

En el indicador SAIDI los resultados son muy cercanos al valor máximo establecido por la norma a excepción de un semestre en el que se superó largamente la tolerancia de 07 horas/semestre, obteniéndose como valor promedio 31.465

horas/semestre. Si bien es cierto que las perturbaciones en el sistema son impredecibles, si es posible en cambio, controlar la duración de las interrupciones realizando un plan de acción más óptima ante estas emergencias y mejorando la coordinación de las protecciones.

Al Evaluar el desempeño del sistema de coordinación de protección existente para el alimentador UR02 del sistema eléctrico Urubamba, se verifica en los diferentes escenarios que la coordinación actual no presenta una óptima operación del sistema de coordinación y por tanto deficiente. Cabe mencionar que la ocurrencia de fallas en las derivaciones es aislado por seccionadores de repetición de tres etapas con fusibles de $5A^\circ$ a $8A^\circ$ ante una falla trifásica, franca o a tierra, los seccionadores de línea troncal aguas arriba es utilizado como maniobra y aguas debajo de acuerdo a la corriente fluyente.

Al Simular el desempeño de la nueva propuesta del sistema de coordinación de protección en el alimentador UR02 del sistema eléctrico Urubamba, se ve una mejora importante en la mayoría de los escenarios propuestos respecto a la actuación en tiempo continuo $50N$ y tiempo inverso $51N$ tanto para corrientes de falla trifásica y monofásica a tierra logrando la coordinación entre los equipos de protección, cabe mencionar en el escenario del RC1013 y RC1049, escenario RC 1013 y RC 2084 en fallas trifásicas a pesar de los ajustes propuestos no coordinan ambos pero si actúa el más cercano, ya sea porque el tramo entre ambos recloser supera 35 kilómetros, razón por la cual el recloser RC1013 no identifica como falla ya que la corriente de falla es menor a lo programado.

RECOMENDACIONES

Realizar un estudio para la instalación de un recloser entre el RC1013 y RC1049, RC 1013 y RC 2084 en este tramo de línea de MT, para una correcta coordinación y así poder reducir los tiempos de actuación e identificar el punto de falla.

Realizar un estudio de coordinación de reconectores de diferentes marcas lo cuales tienen diferentes ajustes esto para una óptima operatividad.

Realizar un estudio ante el problema de caída de tensión en MT Alimentador UR02 debido a la creciente demanda de energía.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- ABB-CELMEC. (n.d.). Ficha Técnica - Cortacircuitos intercambiable de distribución, (506).
- AES, E. S. (2006). Seccionadores Fusibles De Repetición. Retrieved from <https://www.aeselsalvador.com/portal/LinkClick.aspx?fileticket=A91EfsiNi6c%3D&tabid=481&mid=1219>
- Ajquejay, H. (2007). *Recloser*. Guatemala: Universidad de San Carlos - Laboratorio de Transmisión y Distribución.
- Arce, E. S. L. (2010). *Estudio de Coordinación de Protecciones en alta y Media Tensión en la Subestación "Machala" Propiedad de la Corporación Nacional de Electricidad S.A. - Regional El Oro*. Ecuador: Universidad Politécnica Salesiana - Sede Cuenca.
- Aro, J. V. (2016). Diseño De Un Transformador De Puesta A Tierra En ZigZag. Retrieved from <https://es.slideshare.net/poeta30/diseo-de-un-transformador-de-puesta-a-tierra-en-zigzag>
- Arriagada, A. G. M. (1994). Evaluación de Confiabilidad en Sistemas Eléctricos de Distribución. Pontificia Universidad Católica de Chile - Escuela de Ingeniería.
- Ayre, J. H. S. (2005). *Evaluación de la Confiabilidad Mediante el Método de Modo de Fallas y Ubicación Óptima de Seccionadores en una Red de Distribución Eléctrica*. Perú: Universidad Nacional de Ingeniería.
- Bernardo, P., Mariela, A., & Marina, M. (2007). Estudio De Caso Como Metodología De Investigación En Ingeniería Industrial. *Ingeniare. Revista Chilena de Ingeniería*, 1–9.
- Burgardt, M., Carballo, G., & Muinelo, G. (2005). *Optimización De La Red De Distribución En Baja Y Media Tensión*. Uruguay: Universidad De La República.
- Casasola, F. (2013). Avances Tecnológicos en los Sistemas Eléctricos de Electro Dunas (p. 24). ICA-PERÚ: ELECTRO DUNAS S.A.A.
- Cervantes, S. M., & Villegas, J. F. (2009). *Coordinación De Protecciones De La*

- Red Eléctrica De La Esime Zacatenco*. México: Instituto Politécnico Nacional - Escuela Superior De Ingeniería Mecánica Y Eléctrica.
- Chilet, C. (2009). Cálculo de Fallas - TECSUP (p. 42). Retrieved from <http://techenergy.pe/wp-content/uploads/2014/02/CALCULO-DE-FALLAS.pdf>
- Chudnovsky, B. H. (2013). *Electrical Power Transmission and Distribution - Aging and Life Extension Techniques*.
- CNE, S. 2011. (2011). Código Nacional De Electricidad (Suministro 2011).
- COES, S. (2014a). Criterios De Ajuste Y Coordinación De Los Sistemas De Protección Del SEIN.
- COES, S. (2014b). Requisitos Minimos Para Los Sistemas De Protección Del SEIN.
- Collantes, R. S. V. (2010). *Análisis De Mejora De La Confiabilidad De Los Sistemas De Distribución Eléctrica De Alta Densidad De Carga*. Perú: Universidad Nacional De Ingeniería. Retrieved from http://cybertesis.uni.edu.pe/bitstream/uni/152/1/collantes_vr.pdf
- Díaz, R. F. (2005). Selección y Localización Óptima de Dispositivos de Desconexión en la Planeación de Sistemas de Distribución Radiales.
- EPEC. (1994). Detector Localizador De Fallas Con Reposición Automática De 15 A Hasta 400 A, A Instalar Sobre Conductores Desnudos De Líneas De Media Tensión (13,2 Hasta 33 Kv). Argentina. Retrieved from <https://www.epec.com.ar/docs/educativo/normasT/ET80.PDF>
- FAMI. (n.d.). Seccionador De Tres Etapas. Retrieved from https://www.fami.com.ar/productos/Seccionador+XS/Reconectador+de+3+etapas_23
- Flores, L. R. C., & Martinez, A. Z. (2015). *Guía Para La Configuración Del Circuito De Media Tensión Batahola 3050*. Nicaragua: Universidad Nacional De Ingeniería.
- Gómez, A. E. (2002). *Análisis y operación de sistemas de energía eléctrica*. McGraw-Hill.

- Gönen, T. (1986). *Electric Power Distribution System Engineering*. McGraw-Hill.
- Grupo-EPM. (2016). Especificación Técnica - Cortacircuito De Repetición Tres Etapas, 1–17. Retrieved from https://www.cens.com.co/Portals/2/Documentos/Norma_Actualizada/ET-TD-ME05-08-CORTACIRCUITO 3 ETAPAS GRUPO EPM.pdf
- HUBBELL. (2015). Cortacircuitos fusible de Porcelana tipo C (estándar, rompofusible, rompecarga), 1–20.
- Hurtado, C. A. V. (2016). *Mejoramiento De La Coordinación De Aislamiento De Las Líneas De Transmisión San Gabán - Mazuko - Puerto Maldonado*. Perú: Universidad Nacional de San Antonio Abad del Cusco.
- IEEE. (2012). IEEE Guide for Electric Power Distribution Reliability Indices - Standard 1366-2012(Revision of IEEE Std 1366-2003), 2012(May), 43.
- INAEL. (n.d.). Cortacircuitos de expulsión y seccionalizador automático, 1–20.
- Inga, C. O. C. (2010). *Uso De Software Computacional Para El Cálculo De La Coordinación De Las Protecciones*. Perú: Universidad Nacional de Ingeniería.
- Machaca, D. C. (2017). *Evaluación de Desempeño de la Línea de Transmisión 138 kV San Gabán - Mazuko ante Descargas Atmosféricas*. Perú: Universidad Nacional Del Altiplano - Puno. Retrieved from http://repositorio.unap.edu.pe/bitstream/handle/UNAP/2816/Luna_Mamani_Elizabeth.pdf?sequence=1
- Meche, M. A. C., & Vargas, W. F. V. (2015). *Ampliación Del Sistema Eléctrico Y Mejoramiento De La Confiabilidad Del Alimentador Sm- 03, Vilcabamba, La Convención-Cusco*. Perú: Universidad Nacional de San Antonio Abad del Cusco.
- Meier, A. Von. (2006). *Electric Power Systems - A Conceptual Introduction*. Wiley - Interscience.
- Modesto, F. H. M. (2010). *Estudio De La Coordinación De Protecciones De Un Alimentador En 10kv Para Una Subestación*. Perú: Universidad Nacional de Ingeniería.

- Mora, J. J., Bedoya, J. C., & Meléndez, J. (2006). Implementación de protecciones y simulación automática de eventos para localización de fallas en sistemas de distribución de energía. *Revista Ingeniería Y ...*, 5–14. Retrieved from <http://ingenieria.univalle.edu.co:8000/revistaingenieria/index.php/incompe/article/view/113>
- Morales, C. S. B. (2011). *Límites de Confiabilidad en Sistemas Eléctricos de Distribución: Un enfoque Técnico-Económico*. Chile: Universidad De Concepción.
- Morales, G. E., Mora, J. J. F., Vargas, H., ICE, GPE, & GISEL. (2007). Método De Localización De Fallas En Sistemas De Distribución Basado En Gráficas De Reactancia, 7. Retrieved from <http://www.redalyc.org/articulo.oa?id=84934009>
- NTCSE. (2006). Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos - Decreto Supremo N° 020-97-EM, 1–57.
- Ordoñez, S. J. P., & Nieto, A. L. G. (2010). *Mantenimiento De Sistemas Electricos De Distribucion*. Ecuador: Universidad Politécnica Salesiana- Sede Guayaquil.
- OSINERGMIN. (2003). Tipificación y Escala de Multas y Sanciones.
- OSINERGMIN. (2004). Procedimiento Para la Supervisión de la Operación de los Sistemas Eléctricos, Resolución N° 074-2004-OS/CD.
- PROMELSA. (n.d.). Seccionadores de Repetición. Retrieved from http://www.promelsa.com.pe/producto.asp?id_producto=31303035363730202020&comefrom=L&saldos=
- Quejía, M. A. C., & Tinco, B. C. (2014). *Estudio de Coordinación de Aislamiento del Sub Sistema de Distribución Primaria de Huaró en 22.9 kV, (SSDP HU-04)*. Perú: Universidad Nacional De San Antonio Abad Del Cusco.
- Ramírez, M. S. A. (2005). *Protección De Sistemas Eléctricos De Potencia*. México: Universidad Autónoma De Nuevo León.
- Ramírez, S. C. (2003). *Protección de Sistemas Eléctricos* (Primera Ed). Colombia: Universidad Nacional de Colombia.
- Saadat, H. (1999). *Power System Analysis*. McGraw-Hill.

- Sayas, P. L. (2013). CURSO : Protección de Sistemas Eléctricos de distribución. In U. N. del C. del P. Escuela de Posgrado (Ed.) (p. 59). Huancayo. Retrieved from <https://docplayer.es/42883719-Curso-proteccion-de-sistemas-electricos-de-distribucion.html>
- Seymour, J., & Horsley, T. (n.d.). Los Siete Tipos de Problemas en el Suministro Eléctrico - APC by Schneider Electric - Informe Interno 18 Revisión 1, 1–22. Retrieved from http://www.apc.com/salestools/VAVR-5WKLPK/VAVR-5WKLPK_R0_LS.pdf
- Short, T. A. (2004). *Electric Power Distribution Handbook*. CRC Press LLC.
- Tafolla, R. R. (2014). *Consideraciones Generales Para Optimizar El Diseño Electromecánico De Subestaciones De Transmisión*. México: Universidad Nacional Autónoma De México.
- Tumero, P. (n.d.). Coordinación De Protecciones En Redes De Distribución (p. 53). Retrieved from <https://www.monografias.com/trabajos106/coordinacion-protecciones-en-redes-distribucion/coordinacion-protecciones-en-redes-distribucion.shtml>
- Wildi, T. (2007). *Máquinas Eléctricas y Sistemas de Potencia*. (P. M. R. Guerrero, Ed.) (Sexta Edic). Pearson Prentice Hall.
- Zambrano, J. E. B. (2011). *Análisis De La Coordinación De Aislamiento De La Línea Quixal Tactic*. Guatemala: Universidad de San Carlos de Guatemala.
- Zambrano, R. H. Q. (2008). *Sistema De Protecciones Eléctricas A Nivel De 500 kV Aplicación Subestación De Pifo*. Ecuador: Escuela Politécnica Nacional. Retrieved from <http://bibdigital.epn.edu.ec/bitstream/15000/4204/1/CD-1796%282008-11-19-10-42-42%29.pdf>
- ZAPATA, C. J. (2011). *Confiabilidad De Sistemas Eléctricos De Potencia. Confiabilidad De Sistemas Eléctricos De Potencia*.
- Zapata, C. J., & Gómez, O. (2006). Valoración de confiabilidad de sistemas de distribución desbalanceados utilizando simulación de montecarlo, (30), 1–6.

ANEXOS

ANEXO N° 1: Paquete de simulación DigSilent Power Factory

a. Vista general del programa

DIgSilent Power Factory es un paquete de un solo programa. Esto significa que todo funcionalmente es usado para:

- Entrar un nuevo (o parte) de diseño de sistema de potencia, ya sea basado en texto o en forma gráfica.
- Usar e imprimir gráficos unifilares.
- Manejar base de datos.
- Seleccionar opciones de diseño.
- Efectuar cálculos.
- Reportar e imprimir resultados, algunas otras funciones relacionadas e esas tareas, están directamente disponibles desde la ventana principal del programa.

En relación con la ventana principal del programa, el DIgSilent Power Factory usa algunas otras ventanas. La más importante son algunas mostradas en la figura.

El DIgSILENT ofrece una interfaz que es completamente compatible con el sistema operativo Windows 95, y comparte muchas de su funcionalidad con Windows 95. Algunos ejemplos son funcionalidad del navegador del árbol de base de datos y el extensivo uso de del botón derecho del ratón.

1.1. Interfaz de usuario

Se puede comenzar el Tutorial por una pequeña descripción de la interfaz del usuario. La ventana principal de DIgSILENT posee las siguientes regiones:

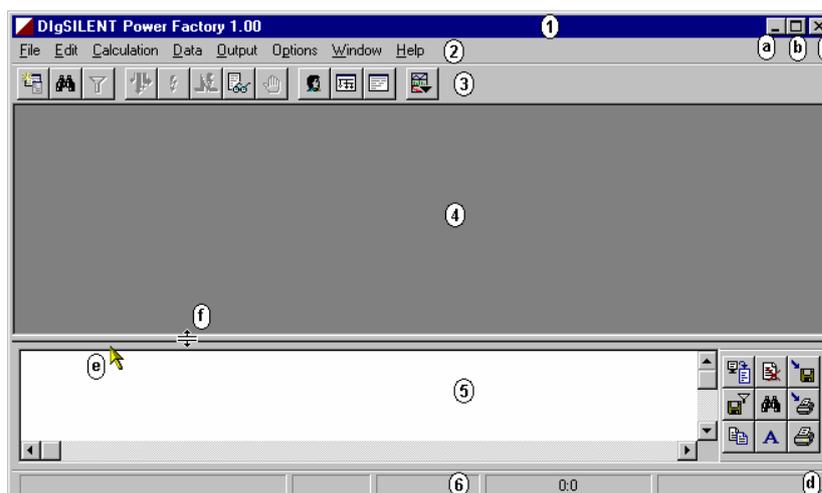


Gráfico N° 1: Características de la ventana principal

1. Barra de ventana principal.
2. Barra de Menú.
3. Barra de herramienta.
4. Espacio de trabajo (“workspace”).
5. Ventana de salida.
6. Barra de estado.

Si hay algunas ventanas abiertas en la ventana principal de DIGSILENT, ciérralas presionando su botón de cerrar ventana “close window” en la barra de herramienta (X). Sea cuidadoso para no cerrar la ventana principal en sí misma.

1.2. Creando el proyecto

La ubicación donde el tutorial almacena los proyectos tutoriales es llamada carpeta de usuario “User”. Para una versión “DEMO”, este será almacenado en la carpeta “Demo”. Para versiones con licencia, la carpeta de “User” será la carpeta creada para usted por el administrador. La carpeta de usuario “User” activa es marcada con un pequeño icono azul en la pantalla. Ver la figura para un ejemplo.



Gráfico N° 2: Ejemplo para una carpeta de usuarios activo “Your user folder”

Para crear un proyecto nuevo en su carpeta de usuario:

- Abrir el menú “File” en la barra de menú principal.
- Seleccione la opción “New”. El dialogo mostrado en la figura aparecerá. Este dialogo, como los otros en este tutorial, es mostrado como luce cuando está finalizado su edición.

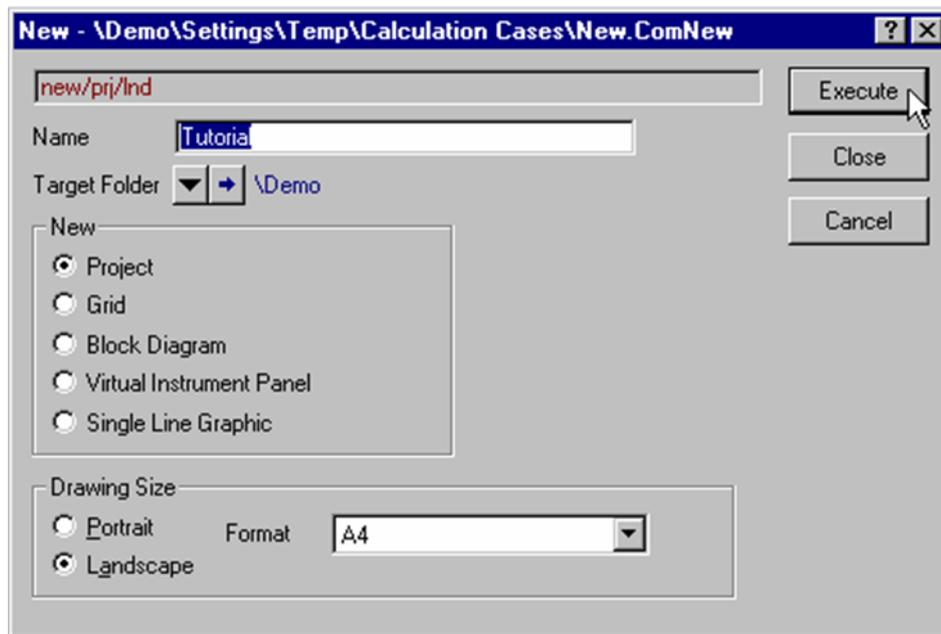


Gráfico N° 3: Dialogo de comando ComNew

- Seleccione la opción Project por un clic del botón derecho sobre este. La línea de comando roja debería mostrar new/prj....
- Introduzca el nombre del proyecto como “Tutorial”. Este seguro que introduce ese nombre correctamente. Todos los nombres para proyectos, casos de estudio u otros objetos han sido entrados exactamente como son dados, aunque el uso de mayúsculas o espacios no es importante.
- El campo, carpeta de destino “Target Folder” se debe leer \User. Si esto muestra otra cosa:
 - ❖ Presione el botón para seleccionar el destino correcto. Esto abrirá un manejador de base de datos el cual muestra, en su ventana de panel izquierdo, una representación de árbol de la base de datos completa de DIGSILENT. Un manejador de base de datos será explicado como mayor detalle en una etapa más tarde de este tutorial. Por ahora, se debe seleccionar, la carpeta DataBase\ Demo.

- ✚ Hacer clic izquierdo en cualquier parte del panel izquierdo para seleccionar el árbol de base de datos
 - ✚ Presione la tecla “Up”, hacia arriba, en el teclado hasta que la carpeta de base de datos, este remarcada. Esta es la carpeta raíz.
 - ✚ Cuando sea necesario, presione la tecla “+” para abrir la carpeta de base de datos.
 - ✚ Presione la tecla “Down”, hacia abajo, para desplazarse hacia abajo en el árbol del base de datos, hasta que la carpeta del usuario activo “User” este resaltada.
 - ✚ Haga clic en el botón “OK” para cerrar el manejador de base de datos. El dialogo ComNew debe aparecer nuevamente, con el campo de destino correcto.
- Hacer clic en el botón de **Excute**.

La ejecución del comando **ComNew** causa que el proyecto actualmente activo sea desactivado (si no estaba activo) y todas las ventanas graficas relacionadas serán cerradas.

Un proyecto necesita al menos de una carpeta de proyecto en la cual un sistema de potencia (o un subsistema) es definido. De tal modo, una carpeta de red es creada automáticamente y una ventana de dialogo para edición, como la representada en la figura siguiente es replegada.

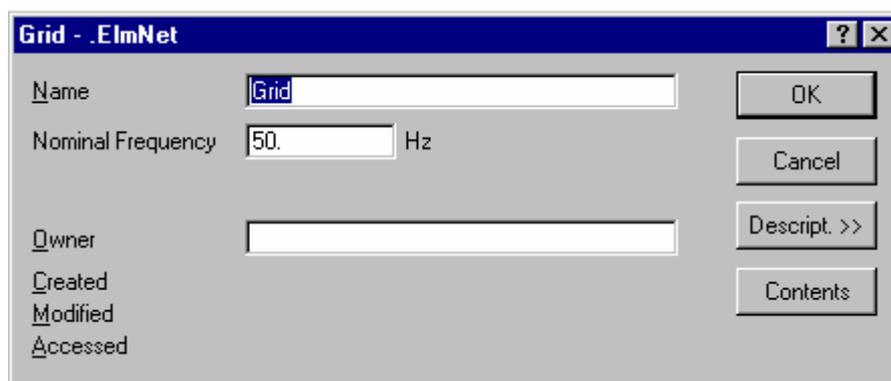


Gráfico N° 4: Ventana de diálogo de red

Ajuste el nombre de la red a “**Part 1**”. Otra vez este nombre es obligatorio, pero las letras mayúsculas y los espacios no.

- Ajustar la frecuencia a 50 Hz. El sistema de tutorial de DIgSILENT es diseñado para 50 Hz.

- Hacer clic derecho en el botón **OK**.

El campo de propietario es opcional y normalmente usado para introducir un proyecto, compañía o algún otro nombre apropiado. En este tutorial, el nombre del propietario “**Owner**” no es usado.

En el fondo, la nueva red “**Part 1**” es creada en el proyecto, junto con una carpeta de caso de estudio “**Study Case**” la cual es usada para activar la red y para efectuar cálculos para etc. Este caso de estudio es dado un nombre por omisión (el cual es, sorprendentemente, “**Study Case**”).

El recientemente creado proyecto y el caso de estudio son activados automáticamente, y el grafico unifilar vacío será mostrado. El espacio de trabajo de DIgSILENT debe ahora lucir como la figura.

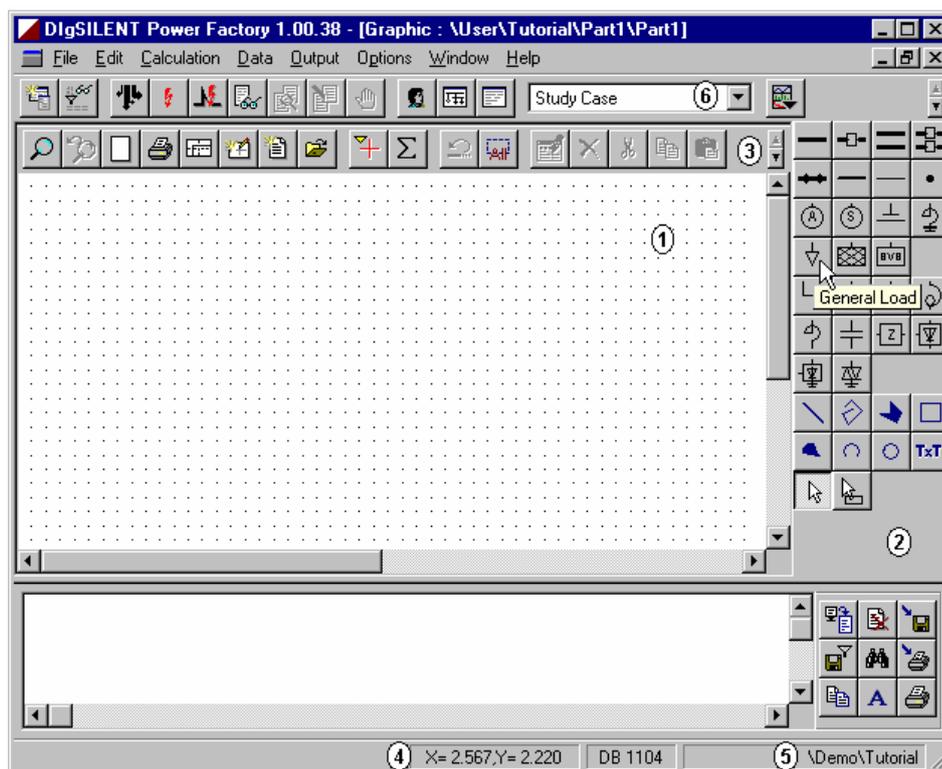


Gráfico N° 5: El espacio de trabajo luego de la creación de un nuevo proyecto

En esta figura, las siguientes partes del espacio de trabajo son visibles:

1. La ventana vacía de los gráficos unifilares con rejilla de dibujo.
2. La caja de herramientas graficas la cual es mostrará en su estado “**docked**”, fijo, en el lado derecho de la ventana gráfica.

3. La barra de herramientas y sus botones en la ventana de gráficos local, la cual es mostrada con sus botones de flechas “Up” y “Down” los cuales muestran más herramientas. Estas flechas solo son visibles si no hay suficiente espacio para mostrar todos los botones.
4. La posición del cursor en la ventana de gráficos es mostrada en la barra de mensaje.
5. El nombre del proyecto actualmente activo es mostrado en la barra de mensaje.

La lista de caso de estudio en la barra de herramientas principal, la cual muestra el nombre del caso de estudio actualmente activo y la cual puede ser usada para cambiarse a otro caso de estudio.

1.2.1. Creando elementos del sistema de potencia

- a. El programa DIgSILENT permite para la creación de un nuevo diseño de sistema de potencia (o parte de él) “by hand” a mano, esto es: creando todos los componentes en el ambiente textual de la base de datos y por la conexión manualmente de ellos, así definiendo la topología. El más conveniente método sin embargo, es el uso de gráficos unifilares interactivos.
- b. Los gráficos unifilares son usados para crear los componentes del nuevo sistema de potencia y para insertar en ellos la topología de la red. En esta forma, la base de datos del sistema y su grafico unifilar son construidos juntos en una acción.
- c. Editando los componentes del sistema de potencia, por ejemplo, para ajustar el nivel de voltaje u otro parámetro eléctrico, puede ser hecho desde el grafico unifilar, por un doble clic en el símbolo gráfico. Este abrirá el correspondiente dialogo de datos del componente del sistema de potencia.

1.2.2. Creando barras

- Hacer clic con el botón izquierdo del ratón en el botón de barra en la caja de herramientas gráficas. Use el balón de ayuda con texto para encontrar el botón correcto. El cursor mostrará un icono de barra sencilla luego que el botón ha sido presionado.

- Use el modelo de fondo para posicionar la primera barra por el clic izquierdo en la superficie de dibujo. Una barra será dibujada (en negro), y es dado un nombre por omisión como “B1”.
- Si algo diferente a una barra simple aparece, presione el botón de “Undo” (↶), para deshacer su última acción, e intente de nuevo

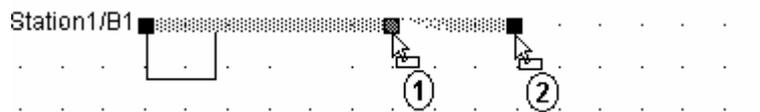


Gráfico N° 6: Creación de barras en DigSilent

Para editar la barra:

- Seleccione el cursor grafico (☞) o de datos (⌨) en la caja de herramientas.
- Haga doble clic en la barra de más arriba. La ventana de dialogo para edición de la barra, como el mostrada en la figura se despliega.

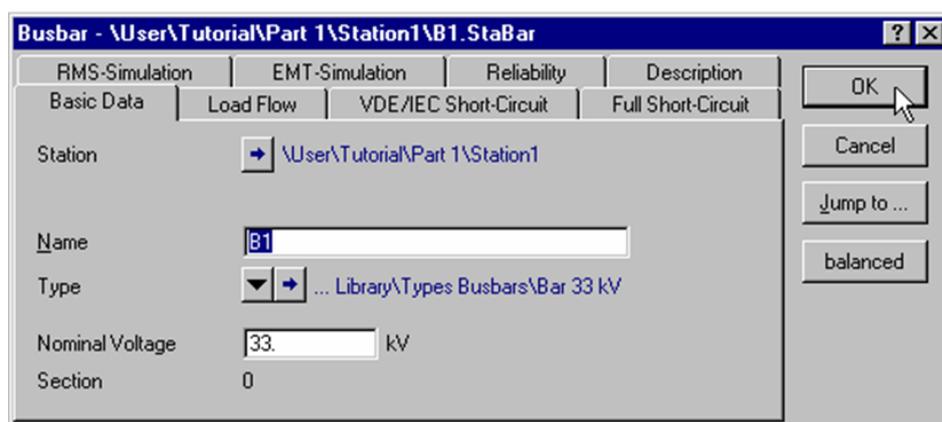


Gráfico N° 7: Dialogo de edición de barra

Este dialogo muestra:

- Etiquetas de páginas que son usadas para entrar parámetros de cálculos específicos (“Basic Data”, “Load Flor”, etc.).
- La estación (“station”) a la cual esta barra pertenece, con un botón el cual abre la ventana de dialogo para esa estación.
- El nombre de la barra.
- Su tipo, con un botón para seleccionar un tipo u uno para editar el tipo.
- Un voltaje nominal.
- Un número de secciones, el cual no puede ser editado.

1.2.3. Creando elementos de rama (*branch elements*)

Las barras son para ser conectadas con transformadores:

- Hacer clic izquierdo en el botón de transformadores de dos devanados en la caja de herramientas gráficas.
- Para dibujar el primer transformador, hacer clic en la barra de más arriba en la posición sugerida para el modelo de fondo. El transformador es ahora conectado en la barra en esa posición.
- Hacer clic izquierdo en la barra del medio para hacer la segunda conexión.
- Use el mismo método para conectar un segundo transformador entre la barra del medio y la de más abajo.

El diagrama unifilar, sin el fondo, debe ahora lucir como la siguiente figura.

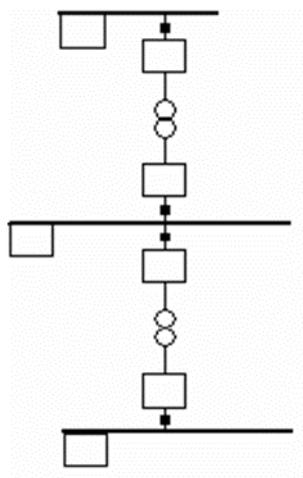


Gráfico N° 8: Tres barras y dos transformadores

Para editar el transformador de arriba:

- Hacer doble clic en el transformador y se abre dialogo de edición.
- Name = "T1_33/11a"
- El dialogo muestra las barras conectadas. Esos campos han sido ajustados cuando el transformador fue conectado en el diagrama unifilar. Los nombres de las barras son mostradas en rojo.
- type = project types: TR2 20;33/11;10%. Observe que la opción "Select Project Type" automáticamente abrirá la librería de tipos de transformadores "Types Transformer".
- Abrir la página de flujo de potencia "Load Flow", haciendo clic en la etiqueta de página.

- Verificar que el cambiador automático de tomas “the automatic tap changer” esta deshabilitado y que la posición de la toma esta ajustada a cero.
- Presione “OK”.

1.2.4. Creando elementos de un solo puerto

Los elementos de un solo puerto son elementos de sistema de potencia los cuales son conectados a una barra: generadores, motores, cargas, redes externas, etc.

La red de tutorial posee dos máquinas asincrónicas:

- Presione el botón de máquina asincrónica en la caja de herramientas.
- Conecte la primera máquina a la barra de más abajo haciendo clic izquierdo en esa posición, como se muestra por el modelo de fondo.
- Conecte la segunda máquina a la barra del medio haciendo clic izquierdo en la barra, coloca el símbolo de puerto simple con una conexión recta. Las conexión no rectas pueden ser hechas primero haciendo clic en el área de dibujo para colocar el símbolo, entonces dibuje una conexión no recta y finalmente haga clic izquierdo en la barra para hacer la conexión.

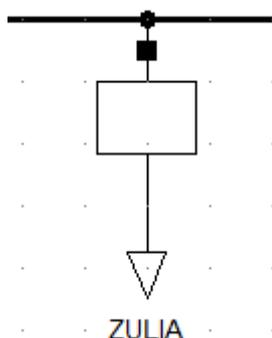


Gráfico N° 9: Elemento de un solo puerto

1.2.5. Efectuando el flujo de potencia

El flujo de potencia puede ser comenzado desde el menú principal (“Calculation – Load flow...”), o presionando el botón de flujo de potencia () en la barra de herramientas principal. Esto traerá el diálogo del comando de flujo de potencia al frente, como se muestra en la figura.

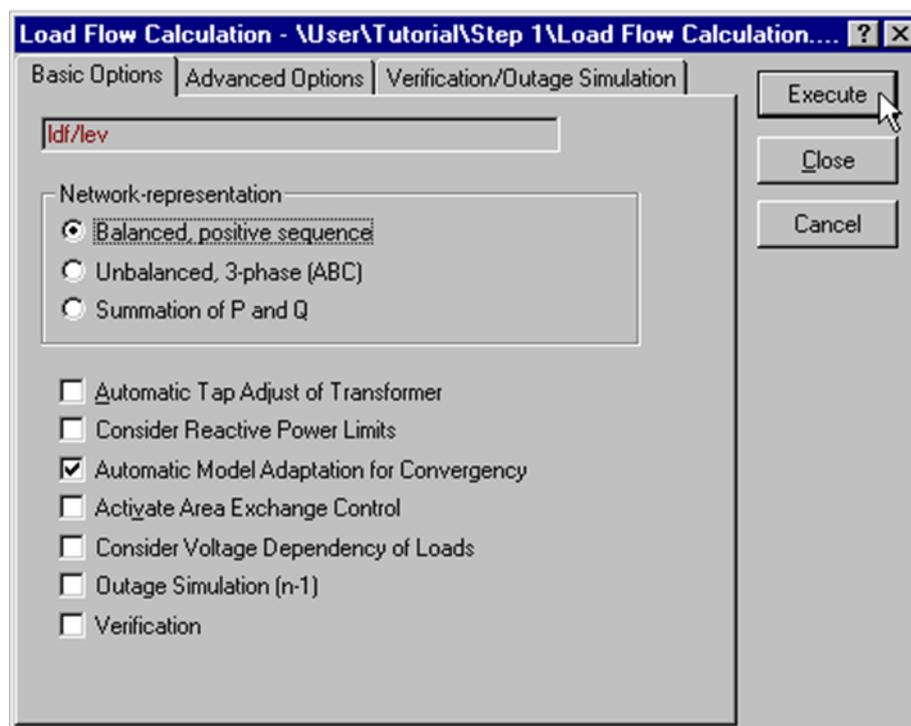


Gráfico N° 10: Ventana de dialogo de comando de flujo de potencia

Esta ventana de comando de dialogo ofrece algunas opciones para los cálculos de flujo de potencia.

- Para este primer tutorial de flujo de potencia, verificar que las siguientes opciones están ajustadas:
 - “Network representation”, representación de red: “Balanced, positive sequence”, balanceado de secuencia positiva.
 - Habilitar la adaptación automática del modelo de convergencia “Automatic Adptation for Convergency”. Si todos los elementos fueron entrados correctamente, esta opción no será necesaria. En caso de un error, sin embargo, asegura la convergencia en el flujo de potencia, haciendo más fácil localizar el error. La adaptación del modelo hace los modelos matemáticos más y más lineales mientras una solución es encontrada.
 - Deshabilite todas las otras opciones. La línea de comando roja se debe leer “ldf/lev”.
 - Presione el botón “Excute”.

Un cálculo de flujo de potencia es ahora comenzado. Si el sistema de potencia del tutorial es entrado correctamente el siguiente mensaje debe aparecer en la ventana de salida:

```

DIgSI/info - Element 'Transmission Grid.ElmXnet' is local reference in separated
area 'Station1\D1_Swab.StaBar'
DIgSI/info - Calculating loadflow
DIgSI/info - load flow iteration: 1
DIgSI/info - load flow iteration: 2
DIgSI/info -----
DIgSI/info - Loadflow converged with 2 iterations
    
```

Si un error fue encontrado, un mensaje de error como el siguiente debe aparecer:

```

DIgSI/err - \User\Tutorial\Part 1\T1_11\3.3a.ElmTr2':
DIgSI/err - missing type !
    
```

El grafico unifilar muestra los resultados del flujo de potencia en las cajas de resultado, como es representado en la figura.

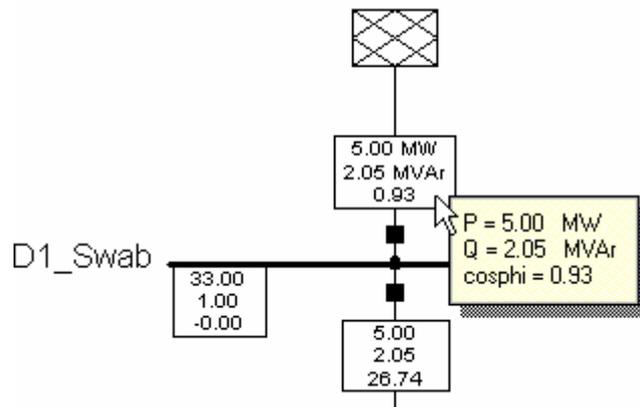


Gráfico N° 11: Resultados de los cálculos de flujo de potencia

En esta figura, el balón de ayuda con texto el cual aparece si el cursor es mantenido sobre la caja de resultados es mostrado también. Especialmente cuando una parte de un sistema de potencia es vista, las cajas de resultados pueden ser duras de leer. El balón de ayuda puede ser usada para ver los resultados.

1.3. Editar las cajas de resultados

Las cajas de resultado no son fijadas a los parámetros de resultado actualmente visibles, pero libremente pueden ser corregidas. DIgSILENT ofrece herramientas altamente flexibles para las cajas de resultados con el cual sobre cualquier formato de caja de resultado posible puede ser definido.

Para entender la forma en que las cajas de resultados son administradas y editado, es importante entender la naturaleza de las cajas de resultados de DIGSILENT.

ANEXO N° 2: Base de datos de interrupciones en el alimentador UR02 registrados por el centro de control de ELSE

Interrupciones suscitadas en el año 2014

ÍTEM	TIPO	TIPO ORIGEN	MES	DURACIÓN REAL	DURACIÓN PROGRAMADA
1	No Programada - Falla	Sistema de Transmisión	ENERO	1:59:00	1:59:00
2	No Programada - Falla	Sistema de Transmisión	ENERO	1:59:00	1:59:00
3	No Programada - Fenómenos naturales	Sistema de Distribución	ENERO	0:27:00	1:26:01
4	No Programada - Falla	Sistema de Transmisión	ENERO	1:23:00	1:23:00
5	No Programada - Acción de terceros	Sistema de Transmisión	FEBRERO	7:40:00	7:40:00
6	No Programada - Fenómenos naturales	Sistema de Transmisión	FEBRERO	0:25:00	0:25:00
7	No Programada - Falla	Sistema de Distribución	MARZO	2:02:00	0:22:00
8	No Programada - Operación	Sistema de Distribución	MARZO	2:25:00	0:00:00
9	No Programada - Acción de terceros	Sistema de Distribución	MARZO	0:27:00	0:27:00
10	No Programada - Falla	Sistema de Distribución	MARZO	0:06:00	0:06:00
11	No Programada - Falla	Sistema de Distribución	MARZO	0:18:00	0:18:00
12	No Programada - Operación	Sistema de Distribución	MARZO	8:35:00	8:35:00
13	No Programada - Operación	Sistema de Distribución	ABRIL	0:30:00	0:30:00
14	No Programada - Fenómenos naturales	Sistema de Distribución	ABRIL	0:08:00	0:08:00
15	No Programada - Falla	Sistema de Distribución	ABRIL	0:13:00	0:13:00
16	No Programada - Falla	Sistema de Distribución	ABRIL	0:10:00	0:10:00
17	No Programada - Falla	Sistema de Distribución	ABRIL	0:08:00	0:08:00
18	No Programada - Falla	Sistema de Distribución	ABRIL	0:02:45	0:02:45
19	No Programada - Fenómenos naturales	Sistema de Distribución	ABRIL	0:10:00	0:10:00
20	No Programada - Operación	Sistema de Distribución	ABRIL	1:10:00	1:10:00
21	No Programada - Operación	Sistema de Distribución	ABRIL	0:50:00	0:50:00
22	No Programada - Operación	Sistema de Distribución	ABRIL	1:15:00	1:15:00
23	Expansión y Reforzamiento (programada)	Sistema de Distribución	MAYO	1:20:00	3:00:00
24	Expansión y Reforzamiento (programada)	Sistema de Distribución	MAYO	0:30:00	1:30:00
25	Mantenimiento (programada)	Sistema de Distribución	MAYO	4:00:00	4:00:00
26	Mantenimiento (programada)	Sistema de Distribución	MAYO	1:58:00	2:00:00
27	No Programada - Operación	Sistema de Distribución	JUNIO	3:05:00	3:05:00
28	Expansión y Reforzamiento (programada)	Sistema de Distribución	JUNIO	1:07:00	0:30:00
29	Expansión y Reforzamiento (programada)	Sistema de Distribución	JUNIO	2:54:00	4:30:00
30	No Programada - Acción de terceros	Sistema de Distribución	JULIO	0:07:00	0:07:00
31	No Programada - Fenómenos naturales	Sistema de Distribución	AGOSTO	1:33:00	1:33:00
32	No Programada - Fenómenos naturales	Sistema de Distribución	SEPTIEMBRE	0:26:00	0:26:00
33	No Programada - Falla	Sistema de Distribución	SEPTIEMBRE	1:06:00	1:06:00
34	No Programada - Fenómenos naturales	Sistema de Distribución	SEPTIEMBRE	0:13:00	0:13:00
35	No Programada - Operación	Sistema de Distribución	SEPTIEMBRE	0:45:00	0:45:00
36	No Programada - Falla	Sistema de Distribución	OCTUBRE	1:15:00	1:15:00
37	Expansión y Reforzamiento (programada)	Sistema de Distribución	OCTUBRE	2:00:00	2:00:00
38	No Programada - Fenómenos naturales	Sistema de Transmisión	OCTUBRE	0:14:00	0:25:00
39	No Programada - Falla	Sistema de Distribución	OCTUBRE	0:17:00	0:17:00
40	No Programada - Falla	Sistema de Distribución	OCTUBRE	0:10:00	0:10:00
41	Mantenimiento (programada)	Sistema de Generación	OCTUBRE	8:02:00	8:00:00
42	No Programada - Operación	Sistema de Distribución	OCTUBRE	4:00:00	4:00:00
43	No Programada - Fenómenos naturales	Sistema de Distribución	OCTUBRE	0:13:00	0:13:00
44	No Programada - Falla	Sistema de Transmisión	NOVIEMBRE	0:14:00	0:18:00
45	No Programada - Falla	Sistema de Distribución	NOVIEMBRE	0:10:00	0:10:00
46	No Programada - Fenómenos naturales	Sistema de Transmisión	NOVIEMBRE	1:53:00	2:00:00
47	No Programada - Fenómenos naturales	Sistema de Transmisión	NOVIEMBRE	0:03:01	0:03:00

ÍTEM	TIPO	TIPO ORIGEN	MES	DURACIÓN REAL	DURACIÓN PROGRAMADA
48	No Programada - Fenómenos naturales	Sistema de Transmisión	NOVIEMBRE	0:16:00	0:16:00
49	No Programada - Fenómenos naturales	Sistema de Transmisión	NOVIEMBRE	0:03:30	0:03:30
50	No Programada - Operación	Sistema de Distribución	NOVIEMBRE	0:05:00	0:05:00
51	No Programada - Operación	Sistema de Distribución	NOVIEMBRE	0:08:00	0:08:00
52	No Programada - Falla	Sistema de Distribución	NOVIEMBRE	1:39:00	1:39:00
53	No Programada - Falla	Sistema de Distribución	NOVIEMBRE	0:22:00	0:22:00
54	No Programada - Falla	Sistema de Distribución	NOVIEMBRE	0:36:00	0:36:00
55	No Programada - Falla	Sistema de Distribución	NOVIEMBRE	1:04:00	1:04:00
56	No Programada - Fenómenos naturales	Sistema de Distribución	NOVIEMBRE	0:17:00	0:17:00
57	Mantenimiento (programada)	Sistema de Distribución	NOVIEMBRE	3:00:00	3:00:00
58	No Programada - Fenómenos naturales	Sistema de Distribución	NOVIEMBRE	0:23:00	0:23:00
59	No Programada - Operación	Sistema de Distribución	NOVIEMBRE	1:01:00	1:01:00
60	No Programada - Operación	Sistema de Distribución	DICIEMBRE	2:32:00	2:32:00
61	No Programada - Fenómenos naturales	Sistema de Transmisión	DICIEMBRE	0:14:00	0:14:00
62	No Programada - Fenómenos naturales	Sistema de Transmisión	DICIEMBRE	0:06:00	0:06:00
63	No Programada - Falla	Sistema de Distribución	DICIEMBRE	0:47:00	0:47:00
64	No Programada - Falla	Sistema de Distribución	DICIEMBRE	0:10:37	0:10:37
65	No Programada - Fenómenos naturales	Sistema de Distribución	DICIEMBRE	0:40:00	0:40:00
66	No Programada - Operación	Sistema de Distribución	DICIEMBRE	2:45:00	0:00:00

Interrupciones suscitadas en el año 2015

ÍTEM	TIPO	TIPO ORIGEN	MES	DURACIÓN REAL	DURACIÓN PROGRAMADA
1	No Programada - Falla	Sistema de Distribución	ENERO	0:20:00	0:00:00
2	Mantenimiento (programada)	Sistema de Distribución	ENERO	3:15:00	4:00:00
3	No Programada - Falla	Sistema de Distribución	ENERO	0:21:00	0:21:00
4	No Programada - Falla	Sistema de Distribución	ENERO	11:57:00	0:00:00
5	Expansión y Reforzamiento (programada)	Sistema de Distribución	ENERO	4:30:00	5:00:00
6	Mantenimiento (programada)	Sistema de Distribución	ENERO	2:28:00	4:00:00
7	No Programada - Fenómenos naturales	Sistema de Transmisión	ENERO	0:19:00	0:19:00
8	No Programada - Fenómenos naturales	Sistema de Distribución	FEBRERO	0:03:01	0:03:00
9	Expansión y Reforzamiento (programada)	Sistema de Generación	FEBRERO	3:12:00	4:30:00
10	No Programada - Acción de terceros	Sistema de Generación	FEBRERO	11:26:00	11:26:00
11	Mantenimiento (programada)	Sistema de Transmisión	FEBRERO	4:30:00	4:00:00
12	Expansión y Reforzamiento (programada)	Sistema de Distribución	FEBRERO	3:53:00	4:00:00
13	No Programada - Acción de terceros	Sistema de Transmisión	FEBRERO	4:05:00	4:05:00
14	No Programada - Fenómenos naturales	Sistema de Transmisión	MARZO	0:08:00	0:08:00
15	No Programada - Fenómenos naturales	Sistema de Transmisión	MARZO	0:10:00	0:10:00
16	Expansión y Reforzamiento (programada)	Sistema de Distribución	MARZO	9:29:00	9:00:00
17	Expansión y Reforzamiento (programada)	Sistema de Distribución	MARZO	2:30:00	3:00:00
18	Mantenimiento (programada)	Sistema de Transmisión	ABRIL	2:57:00	3:00:00
19	No Programada - Operación	Sistema de Distribución	ABRIL	1:59:00	1:44:01
20	No Programada - Fenómenos naturales	Sistema de Distribución	MAYO	0:46:00	0:46:00
21	Mantenimiento (programada)	Sistema de Distribución	JUNIO	4:00:00	4:00:00
22	No Programada - Operación	Sistema de Distribución	JUNIO	3:15:00	3:15:00
23	Mantenimiento (programada)	Sistema de Distribución	JUNIO	3:30:00	4:00:00
24	No Programada - Fenómenos naturales	Sistema de Distribución	JUNIO	0:21:00	0:21:00
25	No Programada - Falla	Sistema de Distribución	JUNIO	0:20:00	0:00:00
26	No Programada - Fenómenos naturales	Sistema de Distribución	JULIO	1:26:00	1:26:00
27	No Programada - Fenómenos naturales	Sistema de Distribución	JULIO	0:34:00	0:34:00
28	Mantenimiento (programada)	Sistema de Transmisión	JULIO	4:00:00	4:00:00
29	No Programada - Acción de terceros	Sistema de Distribución	JULIO	3:37:00	3:37:00
30	Expansión y Reforzamiento (programada)	Sistema de Distribución	JULIO	5:46:00	6:00:00
31	Mantenimiento (programada)	Sistema de Distribución	JULIO	2:00:00	2:00:00

ÍTEM	TIPO	TIPO ORIGEN	MES	DURACIÓN REAL	DURACIÓN PROGRAMADA
32	No Programada - Fenómenos naturales	Sistema de Distribución	JULIO	0:22:00	0:22:00
33	Mantenimiento (programada)	Sistema de Distribución	JULIO	3:17:00	5:00:00
34	No Programada - Operación	Sistema de Distribución	JULIO	0:01:00	0:01:00
35	No Programada - Falla	Sistema de Distribución	SEPTIEMBRE	2:16:00	2:16:00
36	No Programada - Falla	Sistema de Distribución	OCTUBRE	6:00:00	0:00:00
37	No Programada - Operación	Sistema de Distribución	OCTUBRE	0:50:00	0:50:00
38	No Programada - Falla	Sistema de Distribución	OCTUBRE	0:15:00	0:15:00
39	No Programada - Operación	Sistema de Distribución	OCTUBRE	3:22:00	0:00:00
40	No Programada - Fenómenos naturales	Sistema de Distribución	NOVIEMBRE	0:06:00	0:06:00
41	Mantenimiento (programada)	Sistema de Distribución	NOVIEMBRE	5:26:00	6:00:00
42	No Programada - Falla	Sistema de Distribución	NOVIEMBRE	0:52:00	0:52:00
43	No Programada - Falla	Sistema de Distribución	NOVIEMBRE	25:34:00	844:13:00
44	No Programada - Falla	Sistema de Distribución	NOVIEMBRE	0:09:00	0:09:00
45	No Programada - Acción de terceros	Sistema de Distribución	NOVIEMBRE	0:14:00	0:14:00
46	No Programada - Falla	Sistema de Distribución	NOVIEMBRE	4:10:00	4:10:00
47	No Programada - Falla	Sistema de Distribución	NOVIEMBRE	2:20:00	0:00:00
48	Mantenimiento (programada)	Sistema de Distribución	DICIEMBRE	5:46:00	6:00:00
49	Mantenimiento (programada)	Sistema de Distribución	DICIEMBRE	8:20:00	9:00:00
50	Expansión y Reforzamiento (programada)	Sistema de Transmisión	DICIEMBRE	7:16:00	8:00:00
51	No Programada - Acción de terceros	Sistema de Transmisión	DICIEMBRE	2:18:00	2:18:00

Interrupciones suscitadas en el año 2016

ÍTEM	TIPO	TIPO ORIGEN	MES	DURACIÓN REAL	DURACIÓN PROGRAMADA
1	No Programada - Fenómenos naturales	Sistema de Distribución	ENERO	0:02:50	0:02:50
2	No Programada - Falla	Sistema de Distribución	ENERO	1:45:00	0:44:00
3	Expansión y Reforzamiento (programada)	Sistema de Distribución	ENERO	6:31:00	7:00:00
4	No Programada - Operación	Sistema de Distribución	ENERO	1:14:00	0:00:00
5	No Programada - Falla	Sistema de Distribución	FEBRERO	0:09:00	0:09:00
6	No Programada - Fenómenos naturales	Sistema de Distribución	FEBRERO	2:30:00	2:30:00
7	No Programada - Falla	Sistema de Distribución	FEBRERO	1:06:00	0:00:00
8	No Programada - Fenómenos naturales	Sistema de Transmisión	FEBRERO	0:08:00	0:08:00
9	No Programada - Fenómenos naturales	Sistema de Distribución	MARZO	0:09:00	0:09:00
10	No Programada - Fenómenos naturales	Sistema de Distribución	MARZO	0:14:00	0:14:00
11	No Programada - Falla	Sistema de Distribución	MARZO	3:00:00	3:12:00
12	No Programada - Fenómenos naturales	Sistema de Distribución	MARZO	0:30:00	0:30:00
13	No Programada - Fenómenos naturales	Sistema de Distribución	MARZO	0:02:35	0:02:35
14	Mantenimiento (programada)	Sistema de Distribución	ABRIL	1:50:00	2:00:00
15	No Programada - Acción de terceros	Sistema de Distribución	ABRIL	2:26:00	0:00:00
16	Expansión y Reforzamiento (programada)	Sistema de Distribución	ABRIL	4:20:00	7:00:00
17	Expansión y Reforzamiento (programada)	Sistema de Transmisión	ABRIL	10:30:00	10:00:00
18	No Programada - Fenómenos naturales	Sistema de Distribución	MAYO	0:09:00	0:09:00
19	No Programada - Acción de terceros	Sistema de Distribución	MAYO	20:11:00	20:11:00
20	Mantenimiento (programada)	Sistema de Distribución	MAYO	6:47:00	7:00:00
21	No Programada - Fenómenos naturales	Sistema de Distribución	MAYO	0:02:45	0:02:45
22	Expansión y Reforzamiento (programada)	Sistema de Transmisión	MAYO	4:44:00	4:00:00
23	No Programada - Falla	Sistema de Distribución	MAYO	0:02:55	0:02:55
24	Expansión y Reforzamiento (programada)	Sistema de Distribución	MAYO	5:00:00	8:00:00
25	No Programada - Fenómenos naturales	Sistema de Distribución	MAYO	0:17:00	0:17:00
26	No Programada - Fenómenos naturales	Sistema de Distribución	JUNIO	0:11:00	0:11:00
27	No Programada - Falla	Sistema de Distribución	JUNIO	1:05:00	0:00:00
28	No Programada - Fenómenos naturales	Sistema de Distribución	JULIO	0:03:00	0:02:34
29	Mantenimiento (programada)	Sistema de Transmisión	JULIO	1:32:00	3:00:00
30	No Programada - Falla	Sistema de Distribución	JULIO	3:53:00	0:00:00

ÍTEM	TIPO	TIPO ORIGEN	MES	DURACIÓN REAL	DURACIÓN PROGRAMADA
31	No Programada - Fenómenos naturales	Sistema de Distribución	JULIO	0:28:00	0:28:00
32	No Programada - Fenómenos naturales	Sistema de Distribución	JULIO	0:02:45	0:02:45
33	No Programada - Operación	Sistema de Distribución	JULIO	0:35:00	0:00:00
34	No Programada - Fenómenos naturales	Sistema de Distribución	AGOSTO	0:06:00	0:06:00
35	No Programada - Fenómenos naturales	Sistema de Distribución	AGOSTO	2:38:00	0:00:00
36	No Programada - Falla	Sistema de Distribución	AGOSTO	0:53:00	0:53:00
37	No Programada - Fenómenos naturales	Sistema de Distribución	AGOSTO	0:49:00	0:49:00
38	No Programada - Acción de terceros	Sistema de Transmisión	SEPTIEMBRE	3:51:00	3:51:00
39	Mantenimiento (programada)	Sistema de Distribución	SEPTIEMBRE	1:30:00	3:00:00
40	No Programada - Operación	Sistema de Distribución	OCTUBRE	2:30:00	0:00:00
41	No Programada - Operación	Sistema de Distribución	OCTUBRE	0:36:00	0:36:00
42	No Programada - Operación	Sistema de Distribución	OCTUBRE	0:35:00	0:35:00
43	Expansión y Reforzamiento (programada)	Sistema de Distribución	OCTUBRE	2:25:00	2:30:00
44	No Programada - Fenómenos naturales	Sistema de Distribución	NOVIEMBRE	0:02:39	0:02:39
45	No Programada - Falla	Sistema de Distribución	NOVIEMBRE	0:47:00	0:47:00
46	No Programada - Fenómenos naturales	Sistema de Transmisión	NOVIEMBRE	0:16:00	0:16:00
47	No Programada - Fenómenos naturales	Sistema de Transmisión	DICIEMBRE	0:03:21	0:03:21
48	Mantenimiento (programada)	Sistema de Transmisión	DICIEMBRE	5:12:00	5:00:00
49	Expansión y Reforzamiento (programada)	Sistema de Distribución	DICIEMBRE	1:00:00	4:00:00
50	Mantenimiento (programada)	Sistema de Distribución	DICIEMBRE	5:00:00	5:00:00
51	No Programada - Fenómenos naturales	Sistema de Transmisión	DICIEMBRE	0:05:00	0:05:00

Interrupciones suscitadas en el año 2017

ÍTEM	TIPO	TIPO ORIGEN	MES	DURACIÓN REAL	DURACIÓN PROGRAMADA
1	Mantenimiento (programada)	Sistema de Distribución	ENERO	6:00:00	6:00:00
2	Mantenimiento (programada)	Sistema de Transmisión	ENERO	3:24:00	1:00:00
3	No Programada - Fenómenos naturales	Sistema de Transmisión	ENERO	0:06:00	0:06:00
4	Expansión y Reforzamiento (programada)	Sistema de Transmisión	ENERO	7:33:00	8:30:00
5	Expansión y Reforzamiento (programada)	Sistema de Transmisión	ENERO	1:30:00	1:30:00
6	No Programada - Operación	Sistema de Distribución	FEBRERO	0:02:59	0:02:59
7	No Programada - Fenómenos naturales	Sistema de Transmisión	FEBRERO	0:03:01	0:03:01
8	Expansión y Reforzamiento (programada)	Sistema de Distribución	FEBRERO	12:05:00	11:00:00
9	Expansión y Reforzamiento (programada)	Sistema de Distribución	FEBRERO	10:05:00	10:00:00
10	Expansión y Reforzamiento (programada)	Sistema de Distribución	FEBRERO	10:24:00	10:00:00
11	Mantenimiento (programada)	Sistema de Distribución	FEBRERO	3:38:00	3:00:00
12	Mantenimiento (programada)	Sistema de Distribución	FEBRERO	8:00:00	8:00:00
13	Expansión y Reforzamiento (programada)	Sistema de Distribución	FEBRERO	2:29:00	2:30:00
14	Mantenimiento (programada)	Sistema de Distribución	FEBRERO	0:17:30	10:30:00
15	Expansión y Reforzamiento (programada)	Sistema de Distribución	MARZO	10:42:00	11:00:00
16	Expansión y Reforzamiento (programada)	Sistema de Distribución	MARZO	7:52:00	9:00:00
17	No Programada - Operación	Sistema de Distribución	MARZO	0:35:00	0:35:00
18	Expansión y Reforzamiento (programada)	Sistema de Distribución	MARZO	5:16:00	6:00:00
19	Expansión y Reforzamiento (programada)	Sistema de Distribución	MARZO	1:30:00	4:00:00
20	No Programada - Falla	Sistema de Distribución	MARZO	0:15:00	0:15:00
21	Expansión y Reforzamiento (programada)	Sistema de Distribución	MARZO	10:30:00	10:30:00
22	Expansión y Reforzamiento (programada)	Sistema de Distribución	MARZO	0:30:00	0:30:00
23	Mantenimiento (programada)	Sistema de Distribución	MARZO	4:50:00	5:00:00
24	No Programada - Fenómenos naturales	Sistema de Transmisión	ABRIL	0:02:00	0:02:00
25	No Programada - Fenómenos naturales	Sistema de Distribución	ABRIL	1:12:00	0:00:00
26	Mantenimiento (programada)	Sistema de Distribución	ABRIL	9:52:00	10:30:00
27	Expansión y Reforzamiento (programada)	Sistema de Distribución	ABRIL	10:26:00	11:00:00
28	Mantenimiento (programada)	Sistema de Distribución	ABRIL	10:40:00	11:00:00
29	No Programada - Fenómenos naturales	Sistema de Distribución	ABRIL	0:02:00	0:02:00

ÍTEM	TIPO	TIPO ORIGEN	MES	DURACIÓN REAL	DURACIÓN PROGRAMADA
30	Mantenimiento (programada)	Sistema de Distribución	ABRIL	2:30:00	2:30:00
31	Expansión y Reforzamiento (programada)	Sistema de Distribución	ABRIL	8:43:00	11:00:00
32	Mantenimiento (programada)	Sistema de Distribución	ABRIL	2:30:00	3:30:00
33	Expansión y Reforzamiento (programada)	Sistema de Distribución	MAYO	3:06:00	3:00:00
34	Mantenimiento (programada)	Sistema de Distribución	MAYO	3:06:00	9:00:00
35	Expansión y Reforzamiento (programada)	Sistema de Distribución	MAYO	2:51:00	5:00:00
36	Mantenimiento (programada)	Sistema de Distribución	MAYO	2:09:00	2:30:00
37	Expansión y Reforzamiento (programada)	Sistema de Distribución	MAYO	1:41:00	2:00:00
38	No Programada - Fenómenos naturales	Sistema de Transmisión	MAYO	0:11:00	0:11:00
39	No Programada - Acción de terceros	Sistema de Distribución	MAYO	0:02:55	0:02:55
40	No Programada - Operación	Sistema de Distribución	MAYO	0:02:00	0:02:00
41	Expansión y Reforzamiento (programada)	Sistema de Distribución	MAYO	8:17:00	10:00:00
42	No Programada - Operación	Sistema de Distribución	MAYO	0:45:00	0:00:00
43	No Programada - Falla	Sistema de Distribución	JUNIO	3:48:00	3:48:00
44	Expansión y Reforzamiento (programada)	Sistema de Distribución	JUNIO	10:43:00	11:00:00
45	Mantenimiento (programada)	Sistema de Distribución	JUNIO	0:41:00	1:00:00
46	Expansión y Reforzamiento (programada)	Sistema de Distribución	JULIO	8:35:00	6:00:00
47	No Programada - Acción de terceros	Sistema de Distribución	JULIO	2:03:00	2:03:00
48	No Programada - Falla	Sistema de Distribución	JULIO	0:02:50	0:02:50
49	No Programada - Falla	Sistema de Distribución	JULIO	0:02:00	0:02:00
50	No Programada - Fenómenos naturales	Sistema de Distribución	JULIO	1:58:00	1:58:00
51	No Programada - Fenómenos naturales	Sistema de Distribución	JULIO	7:42:00	7:42:00
52	Expansión y Reforzamiento (programada)	Sistema de Distribución	JULIO	4:42:00	5:00:00
53	Mantenimiento (programada)	Sistema de Distribución	JULIO	3:41:00	3:00:00
54	No Programada - Operación	Sistema de Distribución	AGOSTO	0:05:00	0:07:00
55	No Programada - Falla	Sistema de Distribución	AGOSTO	2:00:00	2:00:00
56	No Programada - Fenómenos naturales	Sistema de Transmisión	AGOSTO	0:09:00	0:09:00
57	Expansión y Reforzamiento (programada)	Sistema de Distribución	AGOSTO	14:17:00	10:00:00
58	No Programada - Acción de terceros	Sistema de Distribución	AGOSTO	2:41:00	2:41:00
59	Mantenimiento (programada)	Sistema de Generación	AGOSTO	2:06:00	2:00:00
60	No Programada - Operación	Sistema de Distribución	AGOSTO	0:13:00	0:00:00
61	No Programada - Acción de terceros	Sistema de Distribución	AGOSTO	0:16:00	0:16:00
62	Mantenimiento (programada)	Sistema de Generación	AGOSTO	1:46:00	3:00:00
63	No Programada - Fenómenos naturales	Sistema de Distribución	AGOSTO	0:03:00	0:01:00
64	No Programada - Falla	Sistema de Transmisión	SEPTIEMBRE	0:07:00	0:07:00
65	No Programada - Falla	Sistema de Transmisión	SEPTIEMBRE	0:05:00	0:05:00
66	No Programada - Falla	Sistema de Distribución	SEPTIEMBRE	10:24:00	0:00:00
67	No Programada - Operación	Sistema de Distribución	SEPTIEMBRE	0:08:00	0:08:00
68	Expansión y Reforzamiento (programada)	Sistema de Distribución	SEPTIEMBRE	8:34:00	10:00:00
69	No Programada - Fenómenos naturales	Sistema de Distribución	SEPTIEMBRE	0:07:00	0:07:00
70	No Programada - Falla	Sistema de Distribución	SEPTIEMBRE	0:02:38	0:02:38
71	Expansión y Reforzamiento (programada)	Sistema de Distribución	SEPTIEMBRE	11:03:00	10:00:00
72	No Programada - Fenómenos naturales	Sistema de Distribución	OCTUBRE	0:08:00	0:08:00
73	No Programada - Fenómenos naturales	Sistema de Distribución	OCTUBRE	0:02:46	0:02:46
74	No Programada - Operación	Sistema de Distribución	OCTUBRE	1:09:00	1:09:00
75	No Programada - Falla	Sistema de Distribución	OCTUBRE	0:33:00	0:00:00
76	No Programada - Operación	Sistema de Distribución	OCTUBRE	0:59:00	0:59:00
77	No Programada - Operación	Sistema de Distribución	OCTUBRE	1:18:00	0:00:00
78	Expansión y Reforzamiento (programada)	Sistema de Transmisión	OCTUBRE	4:40:00	2:00:00
79	No Programada - Acción de terceros	Sistema de Distribución	NOVIEMBRE	9:54:00	9:54:00
80	No Programada - Fenómenos naturales	Sistema de Distribución	NOVIEMBRE	0:02:00	0:02:00
81	No Programada - Operación	Sistema de Distribución	NOVIEMBRE	2:23:00	0:00:00
82	No Programada - Fenómenos naturales	Sistema de Distribución	NOVIEMBRE	1:31:00	1:31:00
83	Expansión y Reforzamiento (programada)	Sistema de Distribución	NOVIEMBRE	2:47:00	3:00:00
84	Mantenimiento (programada)	Sistema de Distribución	NOVIEMBRE	0:51:00	3:00:00
85	Mantenimiento (programada)	Sistema de Distribución	NOVIEMBRE	2:48:00	3:00:00
86	Mantenimiento (programada)	Sistema de Distribución	DICIEMBRE	0:44:00	1:00:00

ÍTEM	TIPO	TIPO ORIGEN	MES	DURACIÓN REAL	DURACIÓN PROGRAMADA
87	Mantenimiento (programada)	Sistema de Distribución	DICIEMBRE	2:37:00	3:00:00
88	Mantenimiento (programada)	Sistema de Transmisión	DICIEMBRE	7:13:00	6:00:00
89	No Programada - Operación	Sistema de Distribución	DICIEMBRE	0:10:00	0:10:00
90	Mantenimiento (programada)	Sistema de Distribución	DICIEMBRE	4:31:00	5:00:00
91	Expansión y Reforzamiento (programada)	Sistema de Distribución	DICIEMBRE	1:59:00	2:00:00
92	No Programada - Operación	Sistema de Distribución	DICIEMBRE	0:19:00	0:00:00

ANEXO N° 3 Resumen de Flujo de potencia del alimentador UR02 obtenido en DigSilent

	DigSILENT PowerFactory 15.1.7	Project:
		Date: 12/12/2018

Load Flow Calculation		Grid Summary	
AC Load Flow, unbalanced, 3-phase (ABC)	Yes	Automatic Model Adaptation for Convergence	No
Automatic Tap Adjust of Transformers	No	Max. Acceptable Load Flow Error for Nodes	1.00 kVA
Consider Reactive Power Limits	No	Model Equations	0.10 %

Grid: S.E. URUBAMBA	System Stage: S.E. URUBAMBA	Study Case: AVENIDA 2018 - MinimaDeman	Annex: / 1
Grid: S.E. URUBAMBA Summary			
No. of Substations	0	No. of Busbars	507
No. of 2-w Trfs.	159	No. of 3-w Trfs.	1
No. of Loads	162	No. of Shunts	0
No. of Terminals	0	No. of syn. Machines	0
No. of asyn.Machines	0	No. of SVS	0
Generation	= 0.00 kW	0.00 kvar	0.00 kVA
External Infeed	= 5948.09 kW	1493.37 kvar	6132.69 kVA
Inter Grid Flow	= 3575.01 kW	639.80 kvar	
Load P(U)	= 2358.63 kW	413.63 kvar	2394.63 kVA
Load P(Un)	= 2358.63 kW	413.63 kvar	2394.63 kVA
Load P(Un-U)	= -0.00 kW	0.00 kvar	
Motor Load	= 0.00 kW	0.00 kvar	0.00 kVA
Grid Losses	= 14.45 kW	439.94 kvar	
Line Charging	= 0.07 kW	0.07 kvar	
Compensation ind.	= 0.00 kW	0.00 kvar	
Compensation cap.	= 0.00 kW	0.00 kvar	
Installed Capacity	= 0.00 kW		
Spinning Reserve	= 0.00 kW		
Total Power Factor:			
Generation	= 0.00 [-]		
Load/Motor	= 0.98 / 0.00 [-]		
Inter Grid Flow to UR02	= 3575.01 kW	639.80 kvar	
Total	= 3575.01 kW	639.80 kvar	

	DigSILENT PowerFactory 15.1.7	Project:
		Date: 12/12/2018

Load Flow Calculation		Grid Summary	
AC Load Flow, unbalanced, 3-phase (ABC)	Yes	Automatic Model Adaptation for Convergence	No
Automatic Tap Adjust of Transformers	No	Max. Acceptable Load Flow Error for Nodes	1.00 kVA
Consider Reactive Power Limits	No	Model Equations	0.10 %

Grid: UR02	System Stage: UR02	Study Case: AVENIDA 2018 - MinimaDeman	Annex: / 2
Grid: UR02 Summary			
No. of Substations	0	No. of Busbars	504
No. of 2-w Trfs.	159	No. of 3-w Trfs.	0
No. of Loads	159	No. of Shunts	0
No. of Terminals	0	No. of syn. Machines	0
No. of asyn.Machines	0	No. of SVS	0
Generation	= 0.00 kW	0.00 kvar	0.00 kVA
External Infeed	= 0.00 kW	0.00 kvar	0.00 kVA
Inter Grid Flow	= -3575.01 kW	-639.80 kvar	
Load P(U)	= 2743.33 kW	166.37 kvar	2748.37 kVA
Load P(Un)	= 2744.08 kW	166.73 kvar	2749.14 kVA
Load P(Un-U)	= 0.75 kW	0.36 kvar	
Motor Load	= 0.00 kW	0.00 kvar	0.00 kVA
Grid Losses	= 831.87 kW	473.61 kvar	
Line Charging	= 45.66 kW	45.66 kvar	
Compensation ind.	= 0.00 kW	0.00 kvar	
Compensation cap.	= 0.00 kW	0.00 kvar	
Installed Capacity	= 0.00 kW		
Spinning Reserve	= 0.00 kW		
Total Power Factor:			
Generation	= 0.00 [-]		
Load/Motor	= 1.00 / 0.00 [-]		
Inter Grid Flow to S.E. URUBAMBA	= -3575.01 kW	-639.80 kvar	
Total	= -3575.01 kW	-639.80 kvar	

Grid: S.E. URUBAMBA		System Stage: S.E. URUBAMBA		Study Case: AVENIDA 2018 - MinimaDeman					Annex:		/ 1	
rated Voltage [kV]	Bus-voltage [p.u.]	Bus-voltage [kV]	deg	Active Power [kW]	Reactive Power [kvar]	Power Factor [-]	Current [A]	Loading [%]	Additional Data			
URUBAMBA 10kV												
10.00	1.02	5.86	-154.24									
	1.01	5.86	86.19									
	1.01	5.86	-34.03									
Cub_2	/Nec	ZigZag	Uru	A 0.24	0.38	0.55	0.08	0.23				
				B 0.21	-0.40	0.46	0.08	0.23				
				C -0.45	0.02	-1.00	0.08	0.23				
Cub_6	/Lod	AMT	UR05	A 174.48	62.77	0.94	31.62		P10: 0.00 MW	Q10: 0.00 Mvar		
				B 173.75	64.00	0.94	31.62		P10: 0.00 MW	Q10: 0.00 Mvar		
				C 174.04	63.34	0.94	31.62		P10: 0.00 MW	Q10: 0.00 Mvar		
Cub_8	/Lod	AMT	UR01	A 151.69	20.03	0.99	26.09		P10: 0.00 MW	Q10: 0.00 Mvar		
				B 151.31	21.14	0.99	26.09		P10: 0.00 MW	Q10: 0.00 Mvar		
				C 151.43	20.56	0.99	26.09		P10: 0.00 MW	Q10: 0.00 Mvar		
Cub_7	/Tr3	UR-T24-621		A -1551.03	-298.59	-0.98	269.34	51.83	Tap: 0.00	Min: 0	Max: 0	
				B -1493.60	-326.45	-0.98	261.08	51.83				
				C -1507.09	-266.61	-0.98	261.29	51.83				
CONEXIO/Lne		UR02		A 1224.61	215.41	0.98	212.03	124.72	Pv: 1.24 kW	cLod: 0.00 kvar	L: 0.03 km	
				B 1168.33	241.71	0.98	203.74	124.72	Pv: 1.14 kW	cLod: 0.00 kvar		
				C 1182.06	182.69	0.99	204.20	124.72	Pv: 1.15 kW	cLod: 0.00 kvar		
		Total		-----	-----							
		Load:			976.71	251.84						

ANEXO N° 4 Cálculo de cortocircuito del alimentador UR02 obtenido en DigSilent

	DIGSILENT PowerFactory 15.1.7	Project: Date: 12/13/2018
RC-1013 NOJA Location : Cubicle Busbar	Relay Type : SEL 351R-1A : Cub_2 : S.E. ANTIGUA	Connected BranchT17967 /
TC_RC-1013_NOJA Connection : Y		Ratio : 1A/1A
TC_RC-1013_NOJA Connection : Y		Ratio : 1A/1A
MeasU-I Nominal Current (1.0 A) : Nominal Voltage (150.0 V) :		1.00 A 150.00 V
Meas Delta Nominal Current (1.0 A) : Nominal Voltage (150.0 V) :		1.00 A 150.00 V
Meas Neutral I Nominal Current (0.05 A) : Nominal Voltage (150.0 V) :		0.05 A 150.00 V
Measurement Seq Nominal Current (1.0 A) : Nominal Voltage (150.0 V) :		1.00 A 150.00 V
Meas Freq Nominal Voltage (100.0 V) : Frequency Measuring Time (s) :		100.00 V 0.06 s
51P1 (IEC: I>t ANSI: 51) Tripping Direction : External Current Setting (0.01 - 500.0 sec.A) : Time Dial (0.05 - 1.0) : Characteristic : C2 - IEC Class B (Very Inverse)		Out of Service : No 300.000 sec.A 0.050
51P2 (IEC: I>t ANSI: 51) Tripping Direction : External Current Setting (0.1 - 3.2 sec.A) : Time Dial (0.05 - 1.0) : Characteristic : C1 - IEC Class A (Standard Inv)		Out of Service : Yes 0.490 sec.A 0.050
50/67P1 (IEC: I>> ANSI: 50) Tripping Direction : External Pickup Current (0.05 - 2000.0 sec.A) :		Out of Service : Yes 0.490 sec.A
50/67P2 (IEC: I>> ANSI: 50) Tripping Direction : External Pickup Current (0.05 - 20.0 sec.A) :		Out of Service : Yes 0.520 sec.A
50/67P3 (IEC: I>> ANSI: 50) Tripping Direction : External Pickup Current (0.05 - 20.0 sec.A) :		Out of Service : Yes 1.170 sec.A
50/67P4 (IEC: I>> ANSI: 50) Tripping Direction : External Pickup Current (0.05 - 20.0 sec.A) :		Out of Service : Yes 1.500 sec.A
50P5 (IEC: I>> ANSI: 50) Tripping Direction : None Pickup Current (0.05 - 1500.0 sec.A) : Time Setting (0.01 - 0.1 s) :		Out of Service : No 1000.000 sec.A 0.000 s
50P6 (IEC: I>> ANSI: 50) Tripping Direction : None Pickup Current (0.05 - 20.0 sec.A) :		Out of Service : Yes 1.480 sec.A
50PP1 (IEC: I>> ANSI: 50) Tripping Direction : External Pickup Current (0.05 - 34.0 sec.A) :		Out of Service : Yes 0.390 sec.A
50PP2 (IEC: I>> ANSI: 50) Tripping Direction : External Pickup Current (0.05 - 34.0 sec.A) :		Out of Service : Yes 0.630 sec.A

```

50PP3      ( IEC: I>>  ANSI: 50  )      Out of Service : Yes
Tripping Direction      : External
Pickup Current ( 0.05 - 34.0  sec.A ) : 0.330 sec.A

50PP4      ( IEC: I>>  ANSI: 50  )      Out of Service : Yes
Tripping Direction      : External
Pickup Current ( 0.05 - 34.0  sec.A ) : 1.950 sec.A

51Q        ( IEC: I>t  ANSI: 51  )      Out of Service : Yes
Tripping Direction      : External
Current Setting ( 0.1 - 3.2    sec.A ) : 0.220 sec.A
Time Dial      ( 0.05 - 1.0    )      : 0.070
Characteristic          : C1 - IEC Class A (Standard Inv)

50/67Q1    ( IEC: I2>> ANSI: 50  )      Out of Service : Yes
Tripping Direction      : External
Pickup Current ( 0.05 - 20.0  sec.A ) : 0.770 sec.A

50/67Q2    ( IEC: I2>> ANSI: 50  )      Out of Service : Yes
Tripping Direction      : External
Pickup Current ( 0.05 - 20.0  sec.A ) : 0.340 sec.A

50/67Q3    ( IEC: I2>> ANSI: 50  )      Out of Service : Yes
Tripping Direction      : External
Pickup Current ( 0.05 - 20.0  sec.A ) : 0.550 sec.A

50/67Q4    ( IEC: I2>> ANSI: 50  )      Out of Service : Yes
Tripping Direction      : External
Pickup Current ( 0.05 - 20.0  sec.A ) : 0.250 sec.A

50Q5       ( IEC: I2>> ANSI: 50  )      Out of Service : Yes
Tripping Direction      : None
Pickup Current ( 0.05 - 20.0  sec.A ) : 0.250 sec.A

50Q6       ( IEC: I2>> ANSI: 50  )      Out of Service : Yes
Tripping Direction      : None
Pickup Current ( 0.05 - 20.0  sec.A ) : 0.250 sec.A

51N1       ( IEC: I>t  ANSI: 51  )      Out of Service : No
Tripping Direction      : External
Current Setting ( 0.005 - 100.0 sec.A ) : 30.000 sec.A
Time Dial      ( 0.05 - 1.0    )      : 0.050
Characteristic          : C2 - IEC Class B (Very Inverse)

51N2       ( IEC: I>t  ANSI: 51  )      Out of Service : Yes
Tripping Direction      : External
Current Setting ( 0.005 - 0.16  sec.A ) : 0.160 sec.A
Time Dial      ( 0.05 - 1.0    )      : 0.050
Characteristic          : C1 - IEC Class A (Standard Inv)

50/67N1    ( IEC: IE>> ANSI: 50N )      Out of Service : Yes
Tripping Direction      : External
Pickup Current ( 0.005 - 1500.0sec.A ) : 0.725 sec.A

50/67N2    ( IEC: IE>> ANSI: 50N )      Out of Service : Yes
Tripping Direction      : External
Pickup Current ( 0.005 - 1.5    sec.A ) : 0.580 sec.A

50/67N3    ( IEC: IE>> ANSI: 50N )      Out of Service : Yes
Tripping Direction      : External
Pickup Current ( 0.005 - 1.5    sec.A ) : 0.446 sec.A

50/67N4    ( IEC: IE>> ANSI: 50N )      Out of Service : Yes
Tripping Direction      : External
Pickup Current ( 0.005 - 1.5    sec.A ) : 0.332 sec.A

50N5       ( IEC: IE>> ANSI: 50N )      Out of Service : No
Tripping Direction      : None
Pickup Current ( 0.005 - 80.0  sec.A ) : 80.000 sec.A
Time Setting   ( 0.001 - 0.1    s    ) : 0.000 s

50N6       ( IEC: IE>> ANSI: 50N )      Out of Service : Yes
Tripping Direction      : None
Pickup Current ( 0.005 - 1.5    sec.A ) : 0.380 sec.A
    
```

```

51G1      ( IEC: I>t  ANSI: 51  )      Out of Service : Yes
Tripping Direction      : External
Current Setting ( 0.1 - 50.0  sec.A ) : 0.100 sec.A
Time Dial ( 0.05 - 1.0      ) : 0.050
Characteristic          : C1 - IEC Class A (Standard Inv)

51G2      ( IEC: I>t  ANSI: 51  )      Out of Service : Yes
Tripping Direction      : External
Current Setting ( 0.1 - 3.2  sec.A ) : 0.500 sec.A
Time Dial ( 0.05 - 1.0      ) : 0.050
Characteristic          : C1 - IEC Class A (Standard Inv)

50/67G1   ( IEC: IE>> ANSI: 50N )      Out of Service : Yes
Tripping Direction      : External
Pickup Current ( 0.05 - 20.0 sec.A ) : 3.200 sec.A

50/67G2   ( IEC: IE>> ANSI: 50N )      Out of Service : Yes
Tripping Direction      : External
Pickup Current ( 0.05 - 20.0 sec.A ) : 0.820 sec.A

50/67G3   ( IEC: IE>> ANSI: 50N )      Out of Service : Yes
Tripping Direction      : External
Pickup Current ( 0.05 - 20.0 sec.A ) : 0.510 sec.A

50/67G4   ( IEC: IE>> ANSI: 50N )      Out of Service : Yes
Tripping Direction      : External
Pickup Current ( 0.05 - 20.0 sec.A ) : 0.670 sec.A

50G5      ( IEC: IE>> ANSI: 50N )      Out of Service : Yes
Tripping Direction      : None
Pickup Current ( 0.05 - 20.0 sec.A ) : 0.250 sec.A

50G6      ( IEC: IE>> ANSI: 50N )      Out of Service : Yes
Tripping Direction      : None
Pickup Current ( 0.05 - 20.0 sec.A ) : 0.250 sec.A

27P1      ( IEC: U<   ANSI: 27  )      Out of Service : Yes
Pickup Voltage ( 0.0 - 300.0 sec.V ) : 140.000 sec.V

27P2      ( IEC: U<<  ANSI: 27  )      Out of Service : Yes
Pickup Voltage ( 0.0 - 300.0 sec.V ) : 140.000 sec.V

59P1      ( IEC: U>   ANSI: 59  )      Out of Service : Yes
Pickup Voltage ( 0.0 - 300.0 sec.V ) : 170.000 sec.V

59P2      ( IEC: U>>  ANSI: 59  )      Out of Service : Yes
Pickup Voltage ( 0.0 - 300.0 sec.V ) : 170.000 sec.V

59N1      ( IEC: U>   ANSI: 59  )      Out of Service : Yes
Pickup Voltage ( 0.0 - 300.0 sec.V ) : 170.000 sec.V

59N2      ( IEC: U>>  ANSI: 59  )      Out of Service : Yes
Pickup Voltage ( 0.0 - 300.0 sec.V ) : 170.000 sec.V

59Q       ( IEC: U>   ANSI: 59  )      Out of Service : Yes
Pickup Voltage ( 0.0 - 200.0 sec.V ) : 30.000 sec.V

59V1      ( IEC: U>   ANSI: 59  )      Out of Service : Yes
Pickup Voltage ( 0.0 - 300.0 sec.V ) : 170.000 sec.V

27P       ( IEC: U<   ANSI: 27  )      Out of Service : Yes
Pickup Voltage ( 0.0 - 520.0 sec.V ) : 140.000 sec.V

59P       ( IEC: U>   ANSI: 59  )      Out of Service : Yes
Pickup Voltage ( 0.0 - 520.0 sec.V ) : 170.000 sec.V

81D1      ( 40.1 - 65.0 Hz ) : 40.10 Hz
Frequency      (
                ) :

81D2      ( 40.1 - 65.0 Hz ) : 40.10 Hz
Frequency      (
                ) :

81D3      ( 40.1 - 65.0 Hz ) : 40.10 Hz
Frequency      (
                ) :
    
```

81D4	Frequency	(40.1 - 65.0 Hz)	:	40.10 Hz	Out of Service	: Yes
		()	:			
81D5	Frequency	(40.1 - 65.0 Hz)	:	40.10 Hz	Out of Service	: Yes
		()	:			
81D6	Frequency	(40.1 - 65.0 Hz)	:	40.10 Hz	Out of Service	: Yes
		()	:			
Logic					Out of Service	: No
Breaker				Cubicle	Branch	
S.E. ANTIGUA	\			Cub_2	008MT17967	
Closing logic					Out of Service	: No
Breaker				Cubicle	Branch	
S.E. ANTIGUA	\			Cub_2	008MT17967	
RC-2084_NULLEC		Relay Type :		SEL 351R-1A		
Location	: Cubicle	:	Cub 1	Connected	BranchT02660	
	Busbar	:	ESE008NMT002130	/		
TC_RC-2084_NULLEC	Connection	: Y		Ratio	: 1A/1A	
TC_RC-2084_NULLEC	Connection	: Y		Ratio	: 1A/1A	
MeasU-I	Nominal Current	(1.0 A)	:	1.00 A		
	Nominal Voltage	(150.0 V)	:	150.00 V		
Meas Delta	Nominal Current	(1.0 A)	:	1.00 A		
	Nominal Voltage	(150.0 V)	:	150.00 V		
Meas Neutral I	Nominal Current	(0.05 A)	:	0.05 A		
	Nominal Voltage	(150.0 V)	:	150.00 V		
Measurement Seq	Nominal Current	(1.0 A)	:	1.00 A		
	Nominal Voltage	(150.0 V)	:	150.00 V		
Meas Freq	Nominal Voltage	(100.0 V)	:	100.00 V		
	Frequency Measuring Time	(s)	:	0.06 s		
51P1	(IEC: I>t ANSI: 51)			Out of Service	: No	
	Tripping Direction			: External		
	Current Setting	(0.01 - 500.0 sec.A)	:	80.000 sec.A		
	Time Dial	(0.05 - 1.0)	:	0.050		
	Characteristic		:	C2 - IEC Class B (Very Inverse		
51P2	(IEC: I>t ANSI: 51)			Out of Service	: No	
	Tripping Direction			: External		
	Current Setting	(0.1 - 3.2 sec.A)	:	0.100 sec.A		
	Characteristic		:	C1 - IEC Class A (Standard Inv		
50/67P1	(IEC: I>> ANSI: 50)			Out of Service	: No	
	Tripping Direction			: External		
	Pickup Current	(0.05 - 2000.0 sec.A)	:	1.000 sec.A		
50/67P2	(IEC: I>> ANSI: 50)			Out of Service	: No	
	Tripping Direction			: External		
	Pickup Current	(0.05 - 20.0 sec.A)	:	1.000 sec.A		
50/67P3	(IEC: I>> ANSI: 50)			Out of Service	: No	
	Tripping Direction			: External		
	Pickup Current	(0.05 - 20.0 sec.A)	:	1.000 sec.A		
50/67P4	(IEC: I>> ANSI: 50)			Out of Service	: No	
	Tripping Direction			: External		
	Pickup Current	(0.05 - 20.0 sec.A)	:	1.000 sec.A		

```

50P5      ( IEC: I>>  ANSI: 50 )      Out of Service : No
Tripping Direction      : None
Pickup Current ( 0.05 - 1500.0 sec.A ) : 200.000 sec.A
Time Setting   ( 0.01 - 0.1 s )      : 0.010 s

50P6      ( IEC: I>>  ANSI: 50 )      Out of Service : No
Tripping Direction      : None
Pickup Current ( 0.05 - 20.0 sec.A )  : 1.000 sec.A

50PP1     ( IEC: I>>  ANSI: 50 )      Out of Service : Yes
Tripping Direction      : External
Pickup Current ( 0.05 - 34.0 sec.A )  : 0.390 sec.A

50PP2     ( IEC: I>>  ANSI: 50 )      Out of Service : Yes
Tripping Direction      : External
Pickup Current ( 0.05 - 34.0 sec.A )  : 0.630 sec.A

50PP3     ( IEC: I>>  ANSI: 50 )      Out of Service : Yes
Tripping Direction      : External
Pickup Current ( 0.05 - 34.0 sec.A )  : 0.330 sec.A

50PP4     ( IEC: I>>  ANSI: 50 )      Out of Service : Yes
Tripping Direction      : External
Pickup Current ( 0.05 - 34.0 sec.A )  : 1.950 sec.A

51Q       ( IEC: I>t  ANSI: 51 )      Out of Service : No
Tripping Direction      : External
Current Setting ( 0.1 - 3.2 sec.A )   : 0.100 sec.A
Characteristic          : C1 - IEC Class A (Standard Inv

50/67Q1   ( IEC: I2>> ANSI: 50 )      Out of Service : Yes
Tripping Direction      : External
Pickup Current ( 0.05 - 20.0 sec.A )  : 0.770 sec.A

50/67Q2   ( IEC: I2>> ANSI: 50 )      Out of Service : Yes
Tripping Direction      : External
Pickup Current ( 0.05 - 20.0 sec.A )  : 0.340 sec.A

50/67Q3   ( IEC: I2>> ANSI: 50 )      Out of Service : Yes
Tripping Direction      : External
Pickup Current ( 0.05 - 20.0 sec.A )  : 0.550 sec.A

50/67Q4   ( IEC: I2>> ANSI: 50 )      Out of Service : Yes
Tripping Direction      : External
Pickup Current ( 0.05 - 20.0 sec.A )  : 0.250 sec.A

50Q5      ( IEC: I2>> ANSI: 50 )      Out of Service : Yes
Tripping Direction      : None
Pickup Current ( 0.05 - 20.0 sec.A )  : 0.250 sec.A

50Q6      ( IEC: I2>> ANSI: 50 )      Out of Service : Yes
Tripping Direction      : None
Pickup Current ( 0.05 - 20.0 sec.A )  : 0.250 sec.A

51N1      ( IEC: I>t  ANSI: 51 )      Out of Service : No
Tripping Direction      : External
Current Setting ( 0.005 - 100.0 sec.A ) : 15.000 sec.A
Time Dial     ( 0.05 - 1.0 )         : 0.050
Characteristic          : C2 - IEC Class B (Very Inverse

51N2      ( IEC: I>t  ANSI: 51 )      Out of Service : No
Tripping Direction      : External
Current Setting ( 0.005 - 0.16 sec.A ) : 0.100 sec.A
Characteristic          : C1 - IEC Class A (Standard Inv

50/67N1   ( IEC: IE>> ANSI: 50N )      Out of Service : Yes
Tripping Direction      : External
Pickup Current ( 0.005 - 1500.0sec.A ) : 0.725 sec.A

50/67N2   ( IEC: IE>> ANSI: 50N )      Out of Service : Yes
Tripping Direction      : External
Pickup Current ( 0.005 - 1.5 sec.A )   : 0.580 sec.A

50/67N3   ( IEC: IE>> ANSI: 50N )      Out of Service : Yes
Tripping Direction      : External
Pickup Current ( 0.005 - 1.5 sec.A )   : 0.446 sec.A
    
```

```

50/67N4      ( IEC: IE>> ANSI: 50N )      Out of Service : Yes
Tripping Direction      : External
Pickup Current ( 0.005 - 1.5 sec.A ) : 0.332 sec.A

50N5        ( IEC: IE>> ANSI: 50N )      Out of Service : No
Tripping Direction      : None
Pickup Current ( 0.005 - 80.0 sec.A ) : 50.000 sec.A
Time Setting ( 0.001 - 0.1 s ) : 0.000 s

50N6        ( IEC: IE>> ANSI: 50N )      Out of Service : Yes
Tripping Direction      : None
Pickup Current ( 0.005 - 1.5 sec.A ) : 0.380 sec.A

51G1        ( IEC: I>t ANSI: 51 )      Out of Service : No
Tripping Direction      : External
Current Setting ( 0.1 - 50.0 sec.A ) : 0.100 sec.A
Characteristic          : C1 - IEC Class A (Standard Inv

51G2        ( IEC: I>t ANSI: 51 )      Out of Service : Yes
Tripping Direction      : External
Current Setting ( 0.1 - 3.2 sec.A ) : 0.500 sec.A
Time Dial ( 0.05 - 1.0 ) : 0.050
Characteristic          : C1 - IEC Class A (Standard Inv

50/67G1     ( IEC: IE>> ANSI: 50N )      Out of Service : Yes
Tripping Direction      : External
Pickup Current ( 0.05 - 20.0 sec.A ) : 3.200 sec.A

50/67G2     ( IEC: IE>> ANSI: 50N )      Out of Service : Yes
Tripping Direction      : External
Pickup Current ( 0.05 - 20.0 sec.A ) : 0.820 sec.A

50/67G3     ( IEC: IE>> ANSI: 50N )      Out of Service : Yes
Tripping Direction      : External
Pickup Current ( 0.05 - 20.0 sec.A ) : 0.510 sec.A

50/67G4     ( IEC: IE>> ANSI: 50N )      Out of Service : Yes
Tripping Direction      : External
Pickup Current ( 0.05 - 20.0 sec.A ) : 0.670 sec.A

50G5        ( IEC: IE>> ANSI: 50N )      Out of Service : Yes
Tripping Direction      : None
Pickup Current ( 0.05 - 20.0 sec.A ) : 0.250 sec.A

50G6        ( IEC: IE>> ANSI: 50N )      Out of Service : Yes
Tripping Direction      : None
Pickup Current ( 0.05 - 20.0 sec.A ) : 0.250 sec.A

27P1        ( IEC: U< ANSI: 27 )      Out of Service : Yes
Pickup Voltage ( 0.0 - 300.0 sec.V ) : 140.000 sec.V

27P2        ( IEC: U<< ANSI: 27 )      Out of Service : Yes
Pickup Voltage ( 0.0 - 300.0 sec.V ) : 140.000 sec.V

59P1        ( IEC: U> ANSI: 59 )      Out of Service : Yes
Pickup Voltage ( 0.0 - 300.0 sec.V ) : 170.000 sec.V

59P2        ( IEC: U>> ANSI: 59 )      Out of Service : Yes
Pickup Voltage ( 0.0 - 300.0 sec.V ) : 170.000 sec.V

59N1        ( IEC: U> ANSI: 59 )      Out of Service : Yes
Pickup Voltage ( 0.0 - 300.0 sec.V ) : 170.000 sec.V

59N2        ( IEC: U>> ANSI: 59 )      Out of Service : Yes
Pickup Voltage ( 0.0 - 300.0 sec.V ) : 170.000 sec.V

59Q         ( IEC: U> ANSI: 59 )      Out of Service : Yes
Pickup Voltage ( 0.0 - 200.0 sec.V ) : 30.000 sec.V

59V1        ( IEC: U> ANSI: 59 )      Out of Service : Yes
Pickup Voltage ( 0.0 - 300.0 sec.V ) : 170.000 sec.V

27P         ( IEC: U< ANSI: 27 )      Out of Service : Yes
Pickup Voltage ( 0.0 - 520.0 sec.V ) : 140.000 sec.V

59P         ( IEC: U> ANSI: 59 )      Out of Service : Yes
Pickup Voltage ( 0.0 - 520.0 sec.V ) : 170.000 sec.V
    
```

81D1				Out of Service	: Yes
Frequency	(40.1 - 65.0 Hz)	:	40.10 Hz		
	()	:			
81D2				Out of Service	: Yes
Frequency	(40.1 - 65.0 Hz)	:	40.10 Hz		
	()	:			
81D3				Out of Service	: Yes
Frequency	(40.1 - 65.0 Hz)	:	40.10 Hz		
	()	:			
81D4				Out of Service	: Yes
Frequency	(40.1 - 65.0 Hz)	:	40.10 Hz		
	()	:			
81D5				Out of Service	: Yes
Frequency	(40.1 - 65.0 Hz)	:	40.10 Hz		
	()	:			
81D6				Out of Service	: Yes
Frequency	(40.1 - 65.0 Hz)	:	40.10 Hz		
	()	:			
Logic				Out of Service	: No
Breaker			Cubicle	Branch	
ESE008NMT002130	\		Cub 1	008MT02660	
Closing logic				Out of Service	: No
Breaker			Cubicle	Branch	
ESE008NMT002130	\		Cub 1	008MT02660	