



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



**“ESTUDIO PARA EL MEJORAMIENTO DE LA CALIDAD DE
SUMINISTRO DE ENERGIA ELECTRICA EN EL
ALIMENTADOR 5021 ELPU”**

TESIS

PRESENTADA POR:

Bach. JAIME EDUARDO TTIMPO TICONA

**PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE:
INGENIERO MECÁNICO ELECTRICISTA**

PUNO – PERÚ

2022



DEDICATORIA

- *A Dios siempre, por su bondad y su misericordia quien es la lumbrera de mi camino, por iluminar y guiar cada instante, dándome fuerza fortalezas para seguir adelante.*
- *Con cariño y agradecimiento por hacer de mi persona un gran profesional al servicio de la sociedad y por su emprendedor esfuerzo y sacrificio por encaminar mi educación, de todo corazón y eterna gratitud; a mis queridos padres Don Rufo y Doña Vicentina, a quienes tengo profunda admiración.*
- *A mi hermana por su apoyo, confianza y comprensión en cada momento de mi vida y en especial durante mi formación.*
- *A mi esposa Marisol por su aliento interminable y en especial, a mis pequeñas retoñas Camila, Abigail y Antonella, en quienes tengo, en cada despertar una inspiración infinita.*

JAIME EDUARDO



AGRADECIMIENTOS

- *A Dios, por llevarme a su lado a lo largo de esta vida siempre llenándome de gozo y alegría e iluminando mi camino.*
- *A la Universidad Nacional del Altiplano y a la escuela profesional de Ingeniería Mecánica Eléctrica, en cuyas aulas me formé profesional mente.*
- *Debo también agradecer a los docentes y administrativos de la escuela profesional de Ingeniería Mecánica eléctrica, que con sus valiosas enseñanzas, amistad y experiencia contribuyeron a mi desarrollo profesional.*
- *Me siento complacido de reconocer lo importante que son mis padres el Sr. Rufo Ttimp Mamani y la Sra. Vicentina Emilia Ticona vilca, la complacencia de mi hermana y a mis amigos más cercanos por su constante apoyo incondicional en la conclusión de esta meta tan importante; para mí, por todo ello mi agradecimiento.*

JAIME EDUARDO



ÍNDICE GENERAL

DEDICATORIA

AGRADECIMIENTOS

ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE DE FIGURAS

ÍNDICE DE TABLAS

ÍNDICE DE ACRONIMOS

RESUMEN 16

ABSTRACT..... 17

CAPÍTULO I

INTRODUCCIÓN

1.1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA 19

1.1.1. Problema general 21

1.1.2. Problema específicos 21

1.2. OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN 21

1.2.1. Objetivo general 21

1.2.2. Objetivos específicos 21

1.3. JUSTIFICACIÓN DE LA INVESTIGACIÓN 22

1.3.1. Justificación social..... 22

1.3.2. Justificación económica..... 23

1.4. LIMITACIONES DEL ESTUDIO 23

1.5. HIPOTESIS DE LA INVESTIGACIÓN 24

1.5.1. Hipótesis general 24

1.5.2. Hipótesis específicas..... 24

1.6. VARIABLES E INDICADORES..... 25

1.6.1. Variables independientes e indicadores..... 25

1.6.2. Variables dependientes e indicadores..... 25

CAPÍTULO II

REVISIÓN DE LITERATURA

2.1. ANTECEDENTES DE LA INVESTIGACIÓN 26

2.1.1. Antecedentes internacionales 26



2.1.2.	Antecedentes nacionales	28
2.1.3.	Antecedentes locales.....	30
2.2.	NORMA TÉCNICA DE CALIDAD DE SERVICIOS ELÉCTRICOS	
	RURALES.....	32
2.2.1.	Calidad de suministro	32
2.2.2.	Interrupciones	33
2.2.3.	Indicadores de la calidad de suministro.....	33
2.2.4.	Tolerancias en rurales según NTCSER.	34
2.2.5.	Compensaciones por mala calidad de suministro.....	35
2.3.	PROCEDIMIENTO PARA LA SUPERVISIÓN DE LA OPERACIÓN	
	SISTEMAS ELÉCTRICOS N° 074-2004-OS/CD.....	37
2.3.1.	Reporte de interrupciones de distribución MT.	37
2.3.2.	Indicadores de interrupciones	37
2.3.2.1.	Indicador SAIFI	37
2.3.2.2.	Indicador SAIDI.....	38
2.3.3.	Control de interrupciones según al procedimiento 074 – 2004.....	38
2.4.	CALIDAD DE TENSION.....	39
2.4.1.	Tolerancias de la variación de tension en el Perú.....	39
2.5.	PROBLEMAS EN SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN.....	40
2.5.1.	Sobrecargas.....	40
2.5.2.	Sobretensiones	41
2.5.3.	Cortocircuitos	42
2.5.3.1.	Cortocircuito permanente.....	42
2.5.3.2.	Cortocircuito temporal	42
2.5.4.	Descargas atmosféricas.....	43
2.6.	PROTECCIÓN DE REDES DE DISTRIBUCIÓN CONTRA	
	SOBRECORRIENTES.....	45
2.6.1.	Cortacircuitos fusible (CUT – OUT).....	45
2.6.2.	Fusible de expulsión tipo K.....	45
2.6.3.	Seccionalizadores.	45
2.6.4.	Seccionador fusible de repetición.....	46
2.6.5.	Interruptores automáticos RECLOSER.....	47
2.6.6.	Relé de sobrecorriente 50/51	48



2.6.7.	Seccionador bajo carga	50
2.7.	PROTECCIÓN DE REDES DE DISTRIBUCIÓN CONTRA SOBREVOLTAJES	51
2.7.1.	Coordinación de aislamiento	52
2.7.2.	Pararrayos.	52
2.7.2.1.	Pararrayos con soporte.	52
2.7.2.2.	Pararrayos Franklin	53
2.7.2.3.	Pararrayos de línea (SLT).	54
2.7.3.	Cable de guarda	55
2.7.4.	Puestas a tierra	56
CAPÍTULO III MATERIALES Y MÉTODOS		
3.1.	TIPO Y DISEÑO DE LA INVESTIGACION	57
3.1.1.	Tipo de investigación.....	57
3.1.2.	Diseño de la investigación	57
3.2.	POBLACIÓN Y MUESTRA DE LA INVESTIGACIÓN.....	57
3.2.1.	Población	57
3.2.2.	Muestra	58
3.3.	TÉCNICAS DE RECOLECCIÓN DE DATOS	58
3.3.1.	Procedimiento para la recolección datos	58
3.4.	SISTEMA ELECTRICO JULIACA RURAL SE0238.....	59
3.4.1.	Subestación eléctrica de transformación - Taparachi.	60
3.4.2.	Indicadores SAIFI y SAIFI en el sistema eléctrico SE0238	60
3.5.	DESCRIPCION DEL ALIMENTADOR 5021 DE ELPU.....	62
3.5.1.	Datos técnicos del alimentador 5021	64
3.6.	EVALUACION DE LA CALIDAD DE SUMINISTRO.....	65
3.6.1.	Registro de interrupciones del alimentador 5021.	65
3.6.2.	Naturaleza de las interrupciones	68
3.6.2.1.	Interrupción por corte programado	68
3.6.2.2.	Interrupción por no corte programado	69
3.6.3.	Calculo de indicadores SAIFIMT SAIDIMT.	70
3.6.3.1.	Calculo del indicador SAIDIMT en el alimentador 5021.....	73
3.6.3.2.	Calculo de indicador SAIFIMT en el alimentador 5021.	73



3.7. DIAGNOSTICO SITUACIONAL DEL ALIMENTADOR 5021.....	74
3.7.1. Inspección de las infraestructura eléctrica existente.....	75
3.7.1.1. Postes de MT.....	76
3.7.1.2. Crucetas de madera.	78
3.7.1.3. Líneas primarias.....	78
3.7.1.4. Pararrayos.	80
3.7.1.5. Seccionamientos	81
3.7.1.6. Puestas a tierra	82
3.7.1.7. Perdida de aislamiento.	82
3.7.2. Reporte de medición celda salida 22.9kV SS.EE. Taparachi.....	84
3.7.3. Reporte Medición en Reclosers del Alimentador 5021.....	86
3.7.3.1. Recloser Taparachi - R48.....	86
3.7.3.2. Recloser Martorel – R30.....	86
3.7.3.3. Recloser Santa Lucia – R50.....	87
3.7.3.4. Recloser Paratia – R46.....	87
3.8. MODELAMIENTO DEL ALIMENTADOR 5021	89
3.8.1. Datos del equivalente de red.....	91
3.8.2. Calculo eléctrico de líneas.....	91
3.8.2.1. Resistencia	92
3.8.2.2. Reactancia inductiva en serie.....	92
3.8.2.3. Capacitancia.....	93
3.8.2.4. Impedancias.....	93
3.8.3. Perdidas de potencia	94
3.8.4. Reguladores de tension en el alimentador 5021.....	94
3.8.4.1. Reguladores de tension Lampa	95
3.8.4.2. Reguladores de tension Santa Lucia	96
3.9. ANALISIS DEL PERFIL DE TENSION DEL ALIMENTADOR 5021.....	97
3.9.1. Escenario 01 situación actual de operación del sistema eléctrico	98
3.9.2. Escenario 02 sistema eléctrico con proyecto de inversión	100

CAPÍTULO IV

RESULTADOS Y DISCUSIÓN

4.1. RESULTADO DEL ANALISIS DE CALIDAD DE SUMINISTRO	104
4.1.1. Interrupciones de mayor incidencia.....	104



4.1.2.	Del calculo indicadores de confiabilidad SAIDI y SAIFI.....	105
4.1.2.1.	Indicador SAIDIMT - SAIFIMT del Año 2016	107
4.1.2.2.	Indicador SAIDIMT - SAIFIMT del Año 2017	109
4.1.2.3.	Indicador SAIDIMT - SAIFIMT del Año 2018	111
4.1.2.4.	Indicador SAIDIMT - SAIFIMT del Año 2019	113
4.2.	RESULTADO DEL DIAGNOSTICO DEL ALIMENTADOR.....	115
4.2.1.	Diagnóstico del alimentador 5021 referido a la problemática de interrupciones del servicio eléctrico.	115
4.2.1.1.	Observaciones al Tramo Juliaca hasta Lampa.	117
4.2.1.2.	Observaciones al Tramo Lampa hasta VilaVila.	118
4.2.1.3.	Observaciones al Tramo Lampa hasta Paratia.	118
4.2.1.4.	Observaciones al Tramo Juliaca hasta Huataquita.....	119
4.2.1.5.	Observaciones al Tramo Huataquita hasta Santa Lucia.....	119
4.2.1.6.	Observaciones al Tramo Santa Lucia hasta Lagunillas.	120
4.2.2.	Situación de los Equipos de Protección y Maniobra	121
4.2.3.	Mediciones de Demanda de Energía Eléctrica en el Alimentador.	121
4.3.	PROPUESTA PARA MEJORAR CALIDAD DE SUMINISTRO.	123
4.3.1.	Técnica para Reducir la Frecuencia de Interrupciones.....	123
4.3.2.	Técnica para Reducir la Duración de Interrupciones	124
4.3.3.	Aplicación Técnicas de Protección en Redes de Media Tension	126
4.3.3.1.	Conexión a Tierra	126
4.3.3.2.	Protección contra Sobrecorrientes	126
4.3.4.	Automatización en Distribución y Sistemas de Información	127
4.3.5.	Técnicas de Mantenimientos sin Interrupción de Energía.....	128
4.4.	RESULTADO DEL ANALISIS DEL PERFIL TENSIONES.	129
4.4.1.	Resultado del Perfil de Tension del Escenario 01	129
4.4.2.	Resultado del Perfil de Tension del Escenario 02.	129
4.5.	PROPUESTA PARA MEJORAR LA CALIDAD DE TENSION.....	130
4.5.1.	Escenario 03 Mejorar el Nivel de Tension del Sistema Eléctrico.	130
4.5.1.1.	Alternativa Solución para Mejor Voltaje AL- 5023 y 5024.	131
4.5.1.2.	Subir Taps de Posición +1 del Transformador T63-121.....	131
4.5.1.3.	Calculo del Regulador de Tension en el Alimentador 5023.....	132
4.5.1.4.	Cambio de sección de conductor AAAC en Alimentador 5023.	135



4.5.1.5.	Calculo de regulador de tensión en el alimentador 5024.	135
4.5.1.6.	Cambio de Sección de Conductor AAAC en Alimentador 5024.	138
4.5.2.	Resultado flujo de potencia y caída de tension Escenario N° 03.	139
4.6.	DISCUSION DE LOS RESULTADOS	142
V.	CONCLUSIONES.....	145
VI.	RECOMENDACIONES.....	147
VII.	REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	149
ANEXOS.....		153

Área : Electricidad.
Tema : Calidad de Energía.

FECHA DE SUSTENTACIÓN: 30 de mayo del 2022



ÍNDICE DE FIGURAS

Figura N° 1.1. Área de Concesión de Electro Puno.	20
Figura N° 2.1. Tolerancias de Calidad de Suministro en el Perú.	35
Figura N° 2.2. Tolerancias Admitidas de Tensión en BT y MT.....	40
Figura N° 2.3. Suiche 1Ø en un Circuito 3Ø.....	42
Figura N° 2.4. Flashover en el Aislador	43
Figura N° 2.5. Mapa de Niveles Isoceraúnicos del Perú	44
Figura N° 2.6. Seccionalizador.....	46
Figura N° 2.7. Seccionador de Repetición de tres etapas	47
Figura N° 2.8. Partes del Reconector Automático Trifásico	48
Figura N° 2.9. Características de los Relés de Sobrecorriente	50
Figura N° 2.10. Seccionador Bajo Carga Tripolar Aislado en SF6.....	51
Figura N° 2.11. Coordinación de Aislamiento.	52
Figura N° 2.12. Pararrayo de óxido de zinc - Polimérico.....	53
Figura N° 2.13. Pararrayo Tipo Franklin.....	54
Figura N° 2.14. Pararrayo de Línea para Sistemas de Distribución	55
Figura N° 2.15. Sistema de protección contra rayos de cable de guarda.....	56
Figura N° 3.1. DU del Transformador T63-121	60
Figura N° 3.2. Evolución SAIDI Juliaca Rural SE0238.....	61
Figura N° 3.3. Evolución SAIFI Juliaca Rural SE0238	62
Figura N° 3.4. Topología Georefenciado del Alimentador 5021.	63
Figura N° 3.5. Extracto Registro de Interrupciones año 2016.....	66
Figura N° 3.6. Extracto Registro de Interrupciones año 2017.....	66
Figura N° 3.7. Extracto de Registro de Interrupciones año 2018.....	66
Figura N° 3.8. Extracto Registro de Interrupciones año 2019.....	67
Figura N° 3.9. Número de Interrupciones por Año	67
Figura N° 3.10. Trabajos de Campo del Proyecto de Investigación.....	75
Figura N° 3.11. Poste de Madera con Deformación.....	76
Figura N° 3.12. Poste de Madera ubicado en vivienda.....	77
Figura N° 3.13. Poste de Madera ubicado la punta cerro.	77
Figura N° 3.14. Cruceta de Madera a Punto de Romperse.....	78



Figura N° 3.15. Línea Primaria con vanos muy largos.....	79
Figura N° 3.16. Línea Primaria con presencia de Nieves.....	79
Figura N° 3.17. Pararrayo Porcelana instalado en Línea Primaria.	80
Figura N° 3.18. Seccionador CUT OUT con Portafusible caído.....	81
Figura N° 3.19. Puesta a tierra deficiente	82
Figura N° 3.20. Aislador Porcelana expuesto a la Nieve.	83
Figura N° 3.21. Aislador Porcelana con Deficiencia.....	83
Figura N° 3.22. Celdas de Salidas en 22.9kV de la SS.EE. Taparachi.....	84
Figura N° 3.23. Centro Control Electro Puno.....	86
Figura N° 3.24. Medición Corriente y $\text{Cos}\phi$ con VARCORDER	88
Figura N° 3.25. Diagrama Unifilar Alimentador 5021 – Zona 1.....	90
Figura N° 3.26. Diagrama Unifilar Alimentador 5021 – Zona 2.....	90
Figura N° 3.27. Diagrama Unifilar Alimentador 5021 – Zona 3.....	91
Figura N° 3.28. Thévenin Equivalente del SEIN en Barra 138kV	91
Figura N° 3.29. Distribución de la línea trifásica	93
Figura N° 3.30. Regulador de Tension Lampa.	95
Figura N° 3.31. Parámetros del Regulador de Tension Lampa.	96
Figura N° 3.32. Regulador de Tension Santa Lucia.	96
Figura N° 3.33. Parámetros del Regulador de Tensión de Santa Lucia.	97
Figura N° 3.34. Diagrama Unifilar Alimentador 5021 actual	98
Figura N° 3.35. Modulo del Flujo de Potencia DIgSILENT del AL-5021	99
Figura N° 3.36. Calculo del Flujo de Potencia – AL 5021.....	100
Figura N° 3.37. Diagrama Unifilar Alimentador 5021-5023-5024	101
Figura N° 3.38. Ubicación de Reclosers NOJA los ALIM- 5023 y 5024	101
Figura N° 3.39. Reclosers Instalados para los Alimentadores 5023 y 5024.....	102
Figura N° 3.40. Flujo de Potencia de los Alimentadores 5021, 5023 y 5024	102
Figura N° 3.41. Calculo del Flujo de Potencia – AL 5021, 5023 y 5024.....	103
Figura N° 4.1. Incidencia de Interrupciones por su Naturaleza de Falla.....	104
Figura N° 4.2. Porcentaje de Interrupciones por su Naturaleza de Falla.....	105
Figura N° 4.3. Evolución del SAIDIMT y SAIFIMT.	106
Figura N° 4.4. Evolución Mensual del SAIDIMT del año 2016.....	108
Figura N° 4.5. Evolución Mensual del SAIFIMT del año 2016.....	108
Figura N° 4.6. Evolución Mensual del SAIDIMT del año 2017	110



Figura N° 4.7. Evolución Mensual del SAIFIMT del año 2017.....	110
Figura N° 4.8. Evolución Mensual del SAIDIMT del año 2018.....	112
Figura N° 4.9. Evolución Mensual del SAIFIMT del año 2018.....	112
Figura N° 4.10. Evolución Mensual del SAIDIMT del año 2019.....	114
Figura N° 4.11. Evolución Mensual del SAIFIMT del año 2019.....	114
Figura N° 4.12. Sectorización de la Red de Distribución.....	115
Figura N° 4.13. Muestreo de Diagnostico Actual del alimentador 5021.....	117
Figura N° 4.14. MD Registrado en los periodos 2016 al 2019 en lado 229kV	122
Figura N° 4.15. Evolución de consumo kW de Minas Paratia y Tacaza.....	122
Figura N° 4.16. Equipos de Protección y Maniobra.....	124
Figura N° 4.17. Esquema de Plan de Contingencias	125
Figura N° 4.18. Esquema Típico de Control Remoto del Sistema.	128
Figura N° 4.19. Transformador T63-121 con Taps Posición +1.	132
Figura N° 4.20. Regulador de Tension Monofásico 144kVA	132
Figura N° 4.21. Flujo de Potencia en Tercer Escenario	139
Figura N° 4.22. Load Cálculación DIgSILENT del 5021, 5023 y 5024.	140



ÍNDICE DE TABLAS

Tabla N° 2.1. Ponderación por Tipo de Interrupciones en SER Rurales.....	34
Tabla N° 2.2. Tolerancias de Calidad de Suministro para Clientes Rurales.....	34
Tabla N° 2.3. Desempeño Esperado (DE)	39
Tabla N° 2.4. Niveles Isoceraúnicos en el Perú.....	44
Tabla N° 3.1. Sistema Eléctrico de Electro Puno S.A.A.	59
Tabla N° 3.2. Indicador SAIDIMT 2016 al 2019	61
Tabla N° 3.3. Indicador SAIFIMT 2016 al 2019	62
Tabla N° 3.4. Subestaciones Instaladas en el Alimentador 5021	63
Tabla N° 3.5. Interrupciones Registradas en el Periodo 2016-2019.....	68
Tabla N° 3.6. Naturaleza de Interrupciones periodo 2016 al 2019.....	70
Tabla N° 3.7. Tipo de Instalación – Interrupción	70
Tabla N° 3.8. Tipo de Instalación Origen Falla.....	71
Tabla N° 3.9. Naturaleza de la Interrupción	71
Tabla N° 3.10. Causa de la Interrupción.....	71
Tabla N° 3.11. Indicador SAIDI años del 2016 al 2019.....	73
Tabla N° 3.12. Indicador SAIFI Años del 2016 al 2019	74
Tabla N° 3.13. Registro de Mediciones periodo 2016.....	84
Tabla N° 3.14. Registro de Mediciones periodo 2017.....	85
Tabla N° 3.15. Registro de Mediciones periodo 2018.....	85
Tabla N° 3.16. Registro de Mediciones periodo 2019.....	85
Tabla N° 3.17. Mediciones en el Recloser R48 - Taparachi.....	86
Tabla N° 3.18. Mediciones en el Recloser - Martorel	87
Tabla N° 3.19. Mediciones en el Recloser – Santa Lucia.....	87
Tabla N° 3.20. Mediciones en el Recloser – Paratia.....	88
Tabla N° 3.21. Parámetros eléctricos de las líneas aéreas	94
Tabla N° 3.22. Resultado de flujo de potencia en la barra 22.9kV.....	99
Tabla N° 3.23. Resultado del Flujo de Potencia 2do escenario.	103
Tabla N° 4.1. Resultado de los Indicadores	106
Tabla N° 4.2. Resultado de los Indicadores SAIDI y SAIFI del año 2016.....	107
Tabla N° 4.3. Resultado de los Indicadores SAIDI y SAIFI del año 2017.....	109



Tabla N° 4.4. Resultado de los Indicadores SAIDI y SAIFI del año 2018.....	111
Tabla N° 4.5. Resultado de los Indicadores SAIDI y SAIFI del año 2019.....	113
Tabla N° 4.6. Resumen de Deficiencias por Muestreo	116
Tabla N° 4.7. Equipos de Protección y Maniobra en el Alimentador 5021.....	121
Tabla N° 4.8. Perfil de Tensiones del flujo de potencia 1er escenario.	129
Tabla N° 4.9. Perfil de Tensiones del flujo de potencia 2er escenario.	130
Tabla N° 4.10. Características del RT- Esquen	134
Tabla N° 4.11. Cuadro de renovación de conductor AAAC en el ALIM - 5023	135
Tabla N° 4.12. Características del RT - Cabanillas	137
Tabla N° 4.13. Detalle de renovación de conductor desde N764 al N812	138
Tabla N° 4.14. Detalle de renovación de conductor desde N812 al N841.1	138
Tabla N° 4.15. Resultado de flujo de potencia en el Escenario – 3.....	140
Tabla N° 4.16. Perfil de Tensiones del flujo de potencia 3er escenario.	141



ÍNDICE DE ACRONIMOS

ACRONIMO	:	SIGNIFICADO
SAIDI	:	Indice de Duración de Interrupción Promedio del Sistema
SAIFI	:	Indice Frecuencia de Interrupciones Promedio del Sistema
NIC	:	Número de Interrupciones por Cliente.
DIC	:	Duración de Interrupción por Cliente.
OSINERGMIN	:	Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería
DIGSILENT	:	Programa para Análisis de Sistemas Eléctricos.
NTCSE	:	Norma Técnica de Calidad de Servicios Eléctricos
NTCSER	:	Norma Técnica de Calidad de Servicios Eléctricos Rurales
ENS	:	Energía No Suministrada.
ELPU	:	Electro Puno S.A.A.
MT	:	Media Tension.
BT	:	Baja Tension.
SED	:	Subestación Eléctrica de Distribución.
SS.EE.	:	Subestación Eléctrica de Transformación.
KV	:	Kilo Voltios
KW	:	Kilo Watts
SEP	:	Sistema Eléctrico de Potencia.
RECLOSER	:	Interruptor de Reconexión Automático.
SER	:	Sistema Eléctrico Rural.
SEIN	:	Sistema Eléctrico Interconectado Nacional,
MD	:	Máxima Demanda.
RT	:	Regulador de Tension.



RESUMEN

El alimentador 5021 es uno de los sistemas eléctricos de Electro Puno que presenta interrupciones prolongadas y reiterativas que ocasionan cortes de energía eléctrica afectando a los usuarios de los distritos de Cabana, Cabanillas, Lampa, Paratia, Palca, Vilavila y Santa lucia. El presente trabajo de investigación tiene como objetivo desarrollar un estudio para mejorar la calidad de suministro de energía eléctrica del alimentador 5021, mediante una investigación aplicada con un enfoque cuantitativo cuyo desarrollo se inicia con la determinación del SAIDI y SAIFI en base a los reportes de interrupciones de los años 2016 al 2019, seguidamente, se realizó un diagnóstico de la situación actual de alimentador 5021 y mediciones de potencia, corriente en los reclosers, con estas informaciones se hizo el modelamiento del alimentador 5021 en el DIgSILENT Power Factory con la finalidad de evaluar la caída de tensión en MT. Producto del trabajo realizado se determinó que las descargas atmosféricas son la principal causa de fallas en el alimentador 5021, esto acompañado de una deficiencia en la protección del sistema ante este tipo de fallas, lo que origina tener un SAIFI=34.78 y SAIDI=39.75 para el año 2018, valores que superan las tolerancias exigidas por Osinergmin y del flujo de potencia del DIgSILENT ha evidenciado que el alimentador 5021 presenta una caída de tensión 20.52% en MT. Frente a estos problemas se plantea alternativas de solución descritas en desarrollo del estudio de cual se puede precisar la independización del alimentador 5021, implementar banco de reguladores de tensión, cambiar calibres de conductor y mejorar las protecciones que tiene como resultado minimizar el número de interrupciones y reducir la caída de tensión a 6.99% en el sistema eléctrico.

Palabras clave: Alimentador 5021, caída de tensión, calidad suministro, flujo de potencia, interrupciones.



ABSTRACT

Feeder 5021 is one of Electro Puno's electrical systems that presents prolonged and repetitive interruptions that cause power outages affecting users in the districts of Cabana, Cabanillas, Lampa, Paratia, Palca, Vilavila and Santa Lucia. The present research work aims to develop a study to improve the quality of power supply of feeder 5021, through an applied research with a quantitative approach whose development begins with the determination of SAIDI and SAIFI based on the reports of interruptions of the years 2016 to 2019, Then, a diagnosis of the current situation of feeder 5021 and measurements of power, current in the reclosers were made, with this information, the modeling of feeder 5021 was made in DIgSILENT Power Factory in order to evaluate the voltage drop in MT. As a result of the work done, it was determined that atmospheric discharges are the main cause of failures in feeder 5021, together with a deficiency in the protection of the system against this type of failures, which originates a SAIFI=34.78 and SAIDI=39.75 for the year 2018, values that exceed the tolerances required by Osinergmin and the power flow of DIgSILENT has shown that feeder 5021 presents a voltage drop of 20.52% in MT. Faced with these problems, alternative solutions are proposed as described in the development of the study, which can be specified in the independence of feeder 5021, implementing voltage regulators bank, changing conductor calibers and improving the protections, which results in minimizing the number of interruptions and reducing the voltage drop to 6.99% in the electrical system.

Keywords: Supply quality, feeder 5021, interruptions, power flow, voltage drop.



CAPÍTULO I

INTRODUCCIÓN

En estos últimos años el Perú ha registrado un importante incremento en la demanda de la energía eléctrica, esto ha originado la expansión de la redes de distribución y con ello realizar un mayor control y monitoreo de la calidad de suministro de energía eléctrica, en tal razón las empresas distribuidoras, han tomado mayor énfasis en los estudios de calidad de suministro y confiabilidad de los sistemas eléctricos de distribución, pues permite analizar, evaluar y diagnosticar el comportamiento de los sistemas eléctricos ante interrupciones que en su gran mayoría no son programados. En el departamento de Puno la empresa distribuidora Electro Puno tiene sistemas eléctricos dentro de su concesión que presentan problemas en la calidad de suministro de energía eléctrica. Uno de estos sistemas eléctricos que presenta mayor numero interrupciones, es el sistema eléctrico Juliaca Rural SE0238, específicamente el alimentador 5021 del Servicio Eléctrico Juliaca, que tiene deficiencias en el suministro de energía eléctrica a causa de interrupciones en el sistema que generan cortes de energía eléctrica, originando reclamos y denuncias ante Osinergmin.

El presente proyecto de investigación desarrolla un estudio de la calidad de suministro de energía eléctrica en el alimentador 5021, con el objetivo de mejorar la calidad de suministro eléctrica a través de una evaluación del comportamiento del sistema eléctrico en función de las interrupciones registradas en el alimentador 5021, lo que conlleva a determinar los indicadores SAIDI y SAIFI, también se hizo un diagnóstico de la situación actual de alimentador 5021, cuya finalidad fue verificar en campo la infraestructura eléctrica y los equipos de protección, información fue necesaria para realizar el modelamiento del alimentador 5021 en el programa DIgSILENT Power



Factory, de manera se pueda proponer técnicas operativas para mejorar el desempeño del SAIDI, SAIFI y más aún el software como herramienta utilitaria permite analizar cómo se comporta el nivel de tensión en todo el sistema eléctrico ante la variación e incremento de la demanda. Para el caso en estudio el DIGSILENT a través del flujo de potencia se pudo determinar que el alimentador 5021 actualmente presenta caída de tensión considerable en MT que vulnera la tolerancia establecida en la NTCSE, entonces como parte de los objetivos de la investigación se propuso alternativas de solución para mejorar la calidad de tensión, mediante la independización del alimentador 5021 en tres nuevos alimentadores, adicionalmente a ello incorporar al sistema eléctrico 02 banco de reguladores de tensión.

1.1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

Dentro del área de concesión de Electro Puno, se encuentra el Sistema Eléctrico Juliaca Rural con código SE0238 que comprende al alimentador 5021. El cual abarca los distritos Cabana, Cabañilla, Lampa, Palca, Paratia y Santa Lucía. Este alimentador sufre una serie de interrupciones no programadas que afectan a los clientes por los constantes cortes de energía eléctrica. lo que ha conllevado a incumplir las tolerancias del **SAIFI** establecidas en la NTCSE y en consecuencia ELPU es impuesta por penalizaciones o compensaciones por ENS de acuerdo al Osinergmin.

Otro panorama preocupante en el alimentador 5021 es la caída de tensión en MT, lo que hace que ELPU no brinde energía de calidad, esto debido a que sus líneas primarias son muy extensas, recorren largas distancias desde la ciudad de Juliaca hasta las alturas del distrito de Paratia, Vilavila y Santa Lucía, por lo que están expuestas a las constantes descargas atmosféricas propias de la región de Puno.

El ámbito geográfico del sistema eléctrico rural en estudio comprende los distritos Juliaca, Cabana, Cabanilla, Lampa, Palca, Paratia, Vilavila y Santa Lucia pertenecientes a las provincias de San Román y Lampa del departamento de Puno, cuya altitud varía entre 3824msnm y 4390msnm.

REGION	PROVINCIA	DISTRITOS
PUNO	SAN ROMÁN	Juliaca
	LAMPA	Cabanilla
		Lampa
		Palca
		Paratia
		Vila Vila
		Santa Lucia

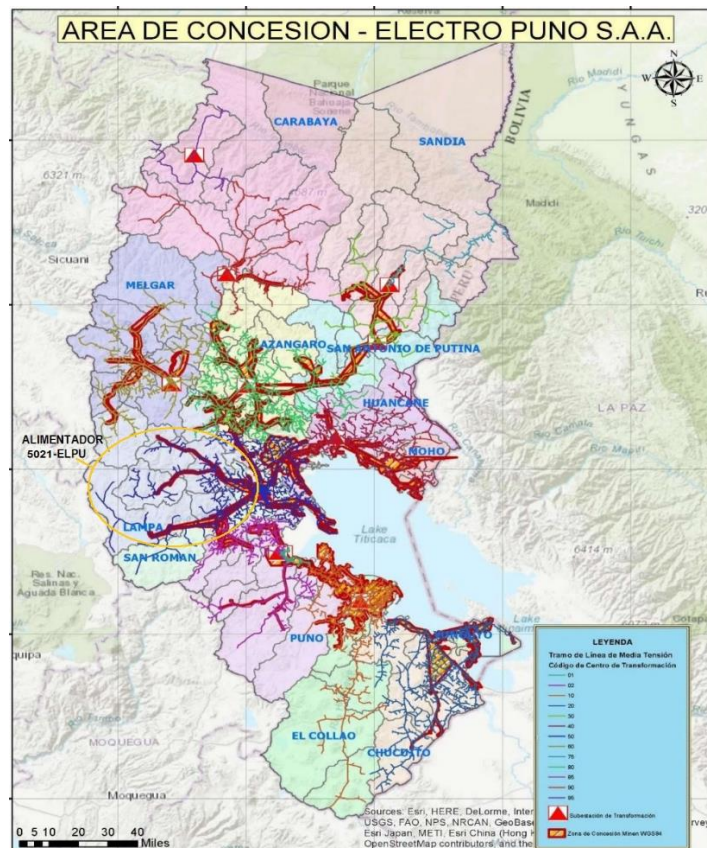


Figura N° 1.1: Área de Concesión de Electro Puno.

Fuente: (Electro Puno S.A.A., 2020)



1.1.1. Problema general

- ¿Es posible mejorar la calidad de suministro en el alimentador 5021 e identificar las interrupciones de mayor incidencia que provocan cortes de energía el sistema eléctrico?

1.1.2. Problema específicos

- ¿De qué manera se puede conocer los problemas y las deficiencias que presenta en la actualidad el alimentador 5021?
- ¿Es posible mejorar el desempeño de los indicadores SAIDI y SAIFI del alimentador 5021 si se optimiza los trabajos de operación y mantenimiento?
- ¿Se puede mejorar la calidad de tensión en el alimentador 5021 implementando reguladores de tensión en el sistema eléctrico?

1.2. OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN

1.2.1. Objetivo general

- Realizar una evaluación de la calidad de suministro de energía eléctrica en función a las interrupciones registradas en el Alimentador 5021 de ELPU.

1.2.2. Objetivos específicos

- Realizar un diagnóstico situacional del sistema eléctrico del alimentador 5021.
- Proponer técnicas operativas para mejorar el desempeño SAIDI y SAIFI del Alimentador 5021 de ELPU.
- Plantear una alternativa de solución para mejorar la calidad de Tensión del Alimentador 5021.



1.3. JUSTIFICACIÓN DE LA INVESTIGACIÓN

Una de las principales razones por la que se pretende llevar adelante la presente investigación es mejorar la calidad de suministro de energía eléctrica en el alimentador 5021, para lo cual se debe determinar el origen y la naturaleza de las interrupciones que afectan al alimentador de acuerdo al registro de interrupciones de la base de datos de ELP. De manera que se pueda minimizar y/o contrarlar estas interrupciones que afectan a la calidad de suministro del sistema.

Por lado, es de suma importancia realizar un diagnóstico situacional de alimentador 5021, pues producto de este trabajo en campo, nos permite identificar problemas que presenta la infraestructura existente, de manera que se pueda realizar los mantenimientos preventivos. Otro aspecto en consideración para la inspección del alimentador es ver el estado operativo de los equipos de protección, si funcionan en coordinación con centro de control o requieren implementar al sistema SCADA.

Toda la información tomada en campo nos permite realizar un modelamiento adecuado del sistema eléctrico en el DigSILENT Power Factory. Con el cual se pueda realizar simulaciones del comportamiento del sistema eléctrico actualmente a través del flujo de potencia. De manera que se pueda determinar si el sistema presenta caídas de tensión en sus líneas primarias.

1.3.1. Justificación social

La insatisfacción de los clientes del servicio público de electricidad en los distritos Cabañilla, Lampa, Palca, Paratia y Santa Lucia es debido a la pésima calidad de suministro de energía eléctrica que les brinda la empresa de distribución eléctrica Electro Puno S.A.A, ha originado tenga una mala imagen social como empresa. Por ello es suma



importancias realizar este estudio para mejorar la calidad de suministro de energía eléctrica, de tal forma que busque subsanar estos problemas que afectan a todos los usuarios de estas localidades.

1.3.2. Justificación económica

La consecuencia de tener una mala calidad de suministro de energía eléctrica, se genera compensaciones de energía no suministrada (ENS), lo que origina que Electro Puno pague multas por infringir la NTCSE y compensar económicamente a los usuarios afectados dentro del sistema eléctrico. Además, que, al padecer de la falta de energía eléctrica durante tiempos prolongados, origina pérdidas económicas en producción de bienes.

1.4. LIMITACIONES DEL ESTUDIO

- Una de las principales limitaciones para el desarrollo de la presente investigación es el acceso a la información de parte de ELP. Por lo que dichas informaciones son confidenciales.
- La limitación más importante podría ser la fidelidad y veracidad de los datos, por tratarse de un trabajo con un componente subjetivo muy importante
- Otro limitante es la zona de estudio este alimentador es muy extenso, por lo que realizar un diagnóstico detallado y puntualizado requiere de inversión económica y tiempo prolongados para recopilar la información en campo.
- Una limitante para tener una investigación más detallada en la calidad de tensión, son las mediciones realizadas en los reclosers y en la celda de salida 22.9kV, pues esta medición es en toda la barra mas no en cada salida como debería ser.



1.5. HIPOTESIS DE LA INVESTIGACIÓN

1.5.1. Hipótesis general

- Para mejorar la calidad de suministro de energía eléctrica del alimentador 5021, se debe reducir el número de interrupciones presentes en el sistema y para lograr esto se requiere realizar una evaluación integral de la calidad de suministro en el alimentador 5021, de modo que se pueda identificar qué tipo de interrupción provoca más fallas en el sistema eléctrico.

1.5.2. Hipótesis específicas

- Para poder identificar los diferentes problemas y deficiencias que pudieran presentar el sistema, que en muchos casos son la causa de interrupciones, es fundamental realizar un diagnóstico situacional del alimentador 5021. Además, con los resultados del diagnóstico podemos modelar adecuadamente el alimentador 521 en el DIgSILENT Power Factory.
- Para mejorar el desempeño de los indicadores SAIDI SAIFI, se debe optimizar los trabajos de operación y mantenimiento del sistema eléctrico para reducir la frecuencia y duración de las interrupciones presentes en el alimentador 5021.
- Para mejorar la calidad de tensión del alimentador 5021, primero se debe analizar el comportamiento del perfil de tensiones en el sistema eléctrico con ayuda del DIgSILENT Power Factory, segundo implementar protecciones contra sobretensiones y en el caso de Subtensiones implementar reguladores de tensión en las líneas primarias.



1.6. VARIABLES E INDICADORES

1.6.1. Variables independientes e indicadores

Interrupciones de energía eléctrica por.

- Fallas por descargas atmosféricas
- Fallas por propias del Sistema Eléctrico.

Fluctuaciones de voltajes por.

- Sobretensiones
- Subtensiones

1.6.2. Variables dependientes e indicadores

- **Calidad de Suministro.**
- **Calidad de Tensión.**



CAPÍTULO II

REVISIÓN DE LITERATURA

2.1. ANTECEDENTES DE LA INVESTIGACIÓN

Para la formulación de la presente tesis, se tuvo como referencia otros proyectos de investigación similares al tema de calidad de suministro eléctrico en distribución.

2.1.1. Antecedentes internacionales

Tesis grado para la obtención del título de Ingeniero Eléctrico desarrollado por (Mantilla Florez, 2017) con título denominado “ Evaluación de Confiabilidad de la Red de Subtransmision y Distribución Primaria del Atlántico”, de la Facultad de Ingeniería Eléctrica de la Universidad de la Costa de Barranquilla Colombia. Esta investigación presenta el análisis de confiabilidad mediante el software DIGSILENT Power Factory

15.1. Las redes eléctricas a menudo enfrentan interrupciones no programadas, generalmente ocasionadas por el agotamiento del sistema debido a su explotación, incurriendo en ocasiones en la violación de estándares de calidad del servicio establecidos en la regulación eléctrica colombiana. Con el desarrollo de esta investigación se logra realizar estudios eléctricos que incluyen, la ejecución de flujo de carga, análisis de efecto de fallas y análisis de confiabilidad, permitiendo determinar el comportamiento del sistema eléctrico ante diferentes escenarios.

Tesis de grado para obtener el título de Magister en Ingeniería Eléctrica en Distribución desarrollado por (Morales Pazmiño, 2018) con título denominado “Selección y Ubicación óptima de dispositivos de seccionamiento y protección en alimentadores primarios como una estrategia para el mejoramiento de la confiabilidad de los Sistemas Eléctricos de Distribución”. Este trabajo de investigación desarrolla una



metodología para la selección y ubicación óptima de dispositivos de seccionamiento y protección de alimentadores primarios de distribución. Como propuesta metodológica comprende determinar los aspectos relacionados con las características de la red, parámetros de falla, requerimientos operativos y reglamentación de la calidad de servicio, en su segunda etapa define el modelo de confiabilidad que comprende el método de evaluación, selección de índices, metas y estrategias para el mejoramiento a través del empleo de dispositivos de maniobras, como tercera etapa se estructuró la asignación de estos dispositivos en una lógica matemática del tipo combinatoria y el modelamiento del sistema en el programa computacional Python. Como resultado que la metodología propuesta ha impactado en los índices de confiabilidad de manera positiva el cual se obtiene con la asignación óptima de los dispositivos de protección.

Tesis grado para obtención del título de Magister en Ingeniería Eléctrica de Distribución desarrollado por (Albuja Jaramillo, 2019) con título denominado “Calculo de Índices de Confiabilidad utilizando simulación de Montecarlo y Ubicación de Equipos de Protección en Sistemas Eléctricos de Distribución mediante Algoritmos Genéticos”. Esta investigación desarrolla una metodología para la aplicación de la simulación de Montecarlo (SMC) para el cálculo de los índices de confiabilidad en sistemas eléctricos de distribución tipo radial, utilizando el enfoque de duración de estados y el método de la transformada inversa para encontrar los tiempos de operación y falla de los elementos, en esta metodología se han utilizado las técnicas de redes neuronales artificiales (ANN) y máquina de soporte vectorial (SVM) para reducir los tiempos computaciones, principal desventaja del método de SMC. La metodología de SMC para el cálculo de índices de confiabilidad es implementada como parte de la función de evaluación de un algoritmo genético, desarrollado para determinar la ubicación de equipos de protección (seccionadores barra, seccionadores fusible y reconectores automáticos), con el



objetivo de mejorar los índices de confiabilidad y optimizar las inversiones, en base a una función de beneficio económico. De este estudio se logra concluir que la Metodología SMC muestra gran potencialidad y utilidad para la Simulación de SEDs y determinar índices de confiabilidad, también histogramas de frecuencia que representan su función de distribución y probabilidad.

Tesis de grado para obtener el título Ingeniero Eléctrico desarrollado por (Sobalvarro Flores, 2019) con título denominado “Calculo, Selección y Ubicación Optima de Reguladores de Voltaje de Media Tensión”. De este documento se establece la metodología de cálculo y selección de reguladores de voltaje en base a un estudio técnico de los parámetros de una red de distribución en el programa DIgSILENT, de tal manera se pueda evaluar las ventajas técnicas a la calidad de suministro de la energía eléctrica y mantener valores de voltaje acorde a la normatividad vigente en Nicaragua. De este estudio se logra concluir que al instalar un banco de reguladores de tensión en la red eléctrica se mejora los perfiles de tensión a su vez esto conlleva a reducir las pérdidas de potencia activa en el sistema.

2.1.2. Antecedentes nacionales

Tesis de grado para obtener el grado académico de Maestro en Ciencias de la Ingeniería eléctrica, Mención Sistemas de Potencia, presentado por (Retamozo Guere, 2018) con el título denominado “Optimización de Estrategias de Operación de Sistemas Eléctricos para el Control del SAIDI y SAIFI en Empresas Distribuidoras de Electricidad - SEAL”, Esta investigación busca optimizar las estrategias de operación de los sistemas eléctricos de las empresas de distribución de energía eléctrica, tal como es el caso de SEAL, con el fin de controlar y disminuir los indicadores de desempeño SAIDI y SAIFI. Del cual ha concluido que, si es posible optimizar las estrategias de operación de sistemas



eléctricos para el control y la administración del SAIFI y SAIFI mediante planes estratégicos y planes operativos, de manera que se reduzca los costos de operación y operación, reduzca costos de compensaciones y se tenga mayores ventas de energía.

Tesis de grado para obtener el título Ingeniero en Energía desarrollado por (Corvera Rengifio & Vega Rengifio, 2018) con título denominado “Estudio del Flujo de Carga para Mejorar la Calidad de Tensión en el Alimentador BE-S04 (22.9kV) del Sistema Eléctrico Bellavista de Electro Oriente S.A.”. Este estudio tiene objetivo mejorar los niveles de tensión en el alimentador BE-S04, mediante las mediciones corriente y tensión en diferentes puntos de seccionamiento cuyos resultados se comparan con resultados obtenidos del flujo de potencia y adicionalmente instalar 01 un regulador de tensión para mejora la tensión. Entonces producto del trabajo realizado se ha concluido que el alimentador BE-S04 (Picota) tiene una demanda de 4.44MW para el año 2014 y un nivel de tensión de 20.8kV y con la instalación del regulador de tensión se mejora en promedio 13.07% de variación de la tensión.

Tesis de grado para obtener el título profesional de Ingeniero Mecánico Electricista elaborado por (Cervantes Flores, 2019) con el título denominado “Análisis de los Parámetros de Calidad en el Suministro de Energía 22.9kV para mejorar el servicio del alimentador PUC 201 en ELORSA” de la Universidad Cesar Vallejo, Este estudio tiene por objetivo realizar el análisis de flujos de potencia a fin de determinar las pérdidas de potencia activa, reactiva y aparente, así como también la caída de tensión en la línea de transmisión, de acuerdo a la máxima demanda; así mismo se hizo la evaluación con los indicadores SAIDI y SAIFI. Es este estudio se llegó a la conclusión, que entre los meses de enero a mayo del 2019 se ha incrementado el indicador SAIFI desde un valor de 1.85 a 2.34, lo que significa que hay mayores interrupciones. Por otro lado, recomienda



cambiar el diámetro del conductor de 70 a 120mm² en el alimentador para reducir las pérdidas de potencia activa en la red y las caídas de tensión en el alimentador.

Tesis de grado para obtener el título Ingeniero Eléctrico desarrollado por (Huisa Caceres & Uribe Arias, 2021) con título denominado “Mejoramiento de la Confiabilidad del Subsistema Eléctrico en Media Tensión, provincias altas mediante la interconexión de los alimentadores LL-01 y LL-03 - 22.9 kV en el sector Challa y Chilacancha Chumbivilcas - Cusco 2018”. Este trabajo de investigación tiene como objetivo analizar, diagnosticar y dar la propuesta de una alternativa más adecuada a la solución para mejorar la confiabilidad del servicio eléctrico de las provincias de Chumbivilcas y los distritos de Santo Tomas y Velille en cuya área se encuentran los alimentadores LL-01 y LL-03, donde se propone interconectar ambos alimentadores formando un anillo con el fin de mejorar los índices de confiabilidad SAIDI y SAIFI. Del estudio se puede concluir que mediante la interconexión de estos alimentadores se pueden mejorar los indicadores.

2.1.3. Antecedentes locales

Tesis grado para obtener el título profesional de Ingeniero Mecánico Electricista desarrollado por (Maque Tinta , 2017) con el título denominado “Análisis, Diagnóstico y Propuesta de mejora de calidad de servicio a causa de fallas imprevistas en el suministro eléctrico en el distrito de Macusani – Carabaya”, Este proyecto de investigación es del tipo no experimental de diseño transversal, pues analiza las fallas más frecuentes que se producen en la línea de transmisión LT-9002 Ajoyani – Macusani, a causa de la inclemencias del tiempo, fallas por mantenimiento y por fallas de la línea de interconexión de alta tensión en 60kV Azángaro – Antauta. Para poder solucionar estos problemas se propone la independización de la línea primaria 22.9kV de una terna, en los 10 años será reforzado a 2 ternas en línea de San Gabán – Macusani.



Tesis grado para obtener el título profesional de Ingeniero Mecánico Electricista desarrollado por (Escarcena Mendoza, 2017) con el título denominado “Estudio para Mejorar el Nivel de Tensión Aplicado Reguladores de Tensión Automático para Línea 10kV Alimentador 5006 del Sistema Eléctrico de la Ciudad de Juliaca 2016” de la Universidad Nacional del Altiplano Puno, Este proyecto tesis desarrolla un análisis del nivel de tensión en campo para plantear alternativas de solución para mejorar el nivel de tensión en la línea 10kV del alimentador 5006, del trabajo realizado ha determinado que el alimentador tiene una caída de tensión de 12.3% en las colas, esto utilizando el Programa REDCAD, por que amerita instalar regulador de tensión monofásico automático en la MT. Entonces se llega a la conclusión la mejor alternativa de solución para elevar la tensión es con el regulador de tensión.

Tesis grado para obtener el título profesional de Ingeniero Mecánico Electricista desarrollado por (Huallpa Pacompia & Apaza Saavedra, 2018) con el título denominado “Incidencia de las Interrupciones por Fenómenos Naturales sobre la Calidad de Suministro Eléctrico del Alimentador UR02 del Sistema Eléctrico Urubamba”. Este trabajo de investigación aborda principalmente temas entorno a la calidad de suministro como son las interrupciones por fenómenos naturales y ajustes de coordinación de protección que a la vez conllevan a evaluar los indicadores de calidad SAIDI, SAIFI y CAIDI. Esta investigación tiene como propósito dar alternativas de solución. De los resultados obtenidos ha concluido que del total de 260 interrupciones que sufrió el alimentador UR02 en el periodo 2014 – 2017 y que fueron registrados por centro control EL SE es el 17% por transmisión, el 2% por generación y el 81% de interrupciones por distribución. 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 NTCSE.

Tesis grado para obtener el título profesional de Ingeniero Mecánico Electricista desarrollado por (Molina Coaquira & Pilco Acho, 2021) con el título denominado “Evaluación y Mejoramiento de la Confiabilidad mediante la ubicación optima de Equipos de Protección y Seccionamiento en los Alimentadores de 10kV del Sistema Eléctrico Yarada, Tacna”. Esta investigación tiene como objetivo implementar una propuesta de optimización para mejorar los índices de confiabilidad en el sistema eléctrico Yarada. Para llevar a cabo el diagnóstico de la confiabilidad, se realizó el cálculo de los parámetros de confiabilidad en base al reporte de interrupciones de Electrosur S.A., por otro lado, mediante el Software DIGSILENT se realizó el modelamiento de la red con los equipos de protección existentes, dando como resultado el cálculo de índices de confiabilidad SAIFI 28.568 y SAIDI 62.558., valores actualmente superan las tolerancias exigidas por Osinergmin. Debido a ello se reubico los equipos de protección existentes mejorando así los índices de confiabilidad SAIFI 15.784 y SAIDI 36.816.

2.2. NORMA TÉCNICA DE CALIDAD DE SERVICIOS ELÉCTRICOS RURALES.

2.2.1. Calidad de suministro

La Calidad de Suministro en cada SER se expresa en función de la continuidad del servicio eléctrico a los Clientes, es decir, de acuerdo a las interrupciones del servicio por deficiencias originadas en el mismo SER. (NTCSER, 2008).

2.2.2. Interrupciones

Se considera como interrupción a toda falta de suministro eléctrico en el punto de entrega, lo que incluye aquellas que hayan sido programadas oportunamente. Para efectos de la norma no se consideran las interrupciones totales de suministro cuya duración es menor de tres (3) minutos ni las relacionadas con casos de fuerza mayor debidamente comprobados y calificados por **Osinergmin**. El periodo de control de las interrupciones es de (6) meses calendarios . (NTCSER, 2008)

2.2.3. Indicadores de la calidad de suministro

La Calidad de Suministro se evalúa considerando sólo las interrupciones que se originan en cada SER utilizando los siguientes dos (2) indicadores que se calculan para Períodos de Control de un semestre y para cada nivel de tensión (BT y MT).

a) Número de interrupciones por cliente (NIC).

Es el número de interrupciones promedio por Cliente, originadas en el SER durante un Período de Control de un **semestre (6 mese)**:

$$NIC = \frac{\sum C_i}{C_T} \quad \text{Ec 2.1}$$

(expresada en: Interrupciones/semestre)

Donde:

Ci: Cantidad de Clientes afectados por la interrupción.

Ct: Cantidad Total de Clientes en el SER.

b) Duración de interrupción por cliente (DIC).

Es la duración ponderada acumulada de interrupciones promedio por Cliente, originadas en el SER durante un Período de Control de un **semestre (6 meses)**:

$$DIC = \frac{\sum(C_i * d_i * K_i)}{C_T} \quad \text{Ec 2.2}$$

Donde:

di: Es la Duración Individual de la Interrupción

Ki: Son los Factores de Ponderación de la duración de las interrupciones tipo.

Tabla N° 2.1: Ponderación por Tipo de Interrupciones en SER Rurales

INTERRUPCIONES PROGRAMADAS - NTCSE	Ki
Por Expansion o Reforzamiento	0.25
Por Mantenimiento	0.5
Otros	1

Fuente: DS. N° 020-97-EM.

2.2.4. Tolerancias en rurales según NTCSER.

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

Tabla N° 2.2: Tolerancias de Calidad de Suministro para Clientes Rurales

Nivel de Tensión	Sistema Eléctrico Rural (SER)			
	Rural Concentrado		Rural Disperso	
	NIC	DIC	NIC	DIC
MT	7	17	7	28
BT	10	25	10	10

Fuente: (NTCSER, 2008)

NIC: Interrupciones/Semestre

DCI: Horas/Semestre

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

Figura N° 2.1: Tolerancias de Calidad de Suministro en el Perú.

Fuente: (Osinermin, 2013)

2.2.5. Compensaciones por mala calidad de suministro.

De superarse por causas originadas en el SER las tolerancias de los indicadores de calidad del suministro establecidas en la tabla N° 2.2 el suministrador deberá efectuar el pago de compensaciones conforme a lo establecido a la escala de multas y sanciones de Osinermin.

Las compensaciones se calculan semestralmente en función de la Energía teóricamente No Suministrada (ENS), el Número de interrupciones por semestre (NIC) y la duración total acumulada de interrupciones horas por semestre (DIC), de acuerdo a las siguientes fórmulas:

Compensaciones por interrupciones

$$\text{Compensacion por Interrupciones} = e * E * \text{ENS}$$



Donde:

e: Es la compensación unitaria por incumplimiento con la Calidad de Suministro, cuyos valores son:

Primera Etapa $e=0.00$

Segunda Etapa $e=0.35$ US\$/kWh

E: Es el factor que toma en consideración la magnitud de los indicadores de calidad de suministro y está definido de la siguiente manera:

$$E = \left[1 + \left(\frac{NIC - NIC'}{NIC'} \right) + \left(\frac{DIC - DIC'}{DIC'} \right) \right] \quad Ec 2.3$$

Las cantidades sin apóstrofe representan los indicadores de calidad; mientras que las que llevan apóstrofe representan los límites de tolerancia para los indicadores respectivos. El segundo y/o tercer término del miembro derecho de esta expresión serán considerados para evaluar las compensaciones, solamente si sus valores individuales son positivos. Si tanto **NIC** y **DIC** están dentro de las tolerancias, el factor **E** no se evalúa y asume el valor cero. (NTCSER, 2008)

ENS: Es la Energía teóricamente no Suministrada a los Clientes del suministrador en un SER determinado, y se calcula de la siguiente manera:

$$ENS = \frac{EHI * ERS}{(NHS - NHI)} \quad Ec 2.4$$

(expresada en kWh).

Donde:

NHI: Es el número de horas promedio sin. servicio eléctrico durante el semestre, por interrupciones originadas en el SER



ERS: Es la energía registrada durante el semestre en el SER.

NHS: Es el número de horas por semestre.

2.3. PROCEDIMIENTO PARA LA SUPERVISIÓN DE LA OPERACIÓN SISTEMAS ELÉCTRICOS N° 074-2004-OS/CD.

2.3.1. Reporte de interrupciones de distribución MT.

La concesionaria reportará a Osinergmin mensualmente por cada sistema eléctrico y por toda la concesionaria las interrupciones de generación, transmisión y distribución de media tensión que afecten la operación de los sistemas eléctricos. Dicha información es entregada en formato CSV en un plazo de 20 días calendario posterior a la finalización de cada mes. (Resolución N°-074-2004-OS/CD, 2004)

2.3.2. Indicadores de interrupciones

2.3.2.1. Indicador SAIFI

Mide la frecuencia de ocurrencia de las interrupciones en las instalaciones eléctricas de los sistemas eléctricos, ante las fallas en los componentes, maniobras e indisponibilidades que afectan a los sistemas eléctricos, estas pueden ser propias (sistemas de protección, diseño de redes, estado de las instalaciones) y externos (medio ambiente y terceros). (Electronorte, 2011, pág. 8)

SAIFI: Frecuencia Media de Interrupción por usuario en un periodo determinado

$$SAIFI = \frac{\sum_{i=1}^n u_i}{N} \quad Ec 2.5$$

Donde:

u_i : Número de usuarios afectados en cada interrupción



- n:** Número de interrupciones del periodo
- N:** Número de usuarios del sistema eléctrico o concesionaria al final del periodo, según corresponda

2.3.2.2. Indicador SAIDI

Mide el tiempo de la duración de la interrupción, está relacionado con la ubicación de falla, con la intensidad de la falla y los recursos disponibles para la reposición como: cuadrillas, vehículos, materiales, medios de comunicación, además las vías de acceso, la longitud de redes, etc. (Electronorte, 2011)

SAIFI: Tiempo Total Promedio de Interrupción por usuario en un periodo determinado

$$SAIDI = \frac{\sum_{i=1}^n t_i * u_i}{N} \quad Ec 2.6$$

Donde:

- t_i:** Duración de cada interrupción (hrs)
- u_i:** Número de usuarios afectados en cada interrupción
- n:** Número de interrupciones del periodo
- N:** Número de usuarios del sistema eléctrico o concesionaria al final del periodo, según corresponda

2.3.3. Control de interrupciones según al procedimiento 074 – 2004.

A partir del año 2008 hasta el 2011, Osinergmin fijó los desempeños esperados (tolerancias), de los referidos indicadores a nivel de Media Tensión, para cada sector típico y para cada año: Osinergmin. (Resolución 590-2007- OS/CD).

Tabla N° 2.3: Desempeño Esperado (DE)

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

Fuente: Osinergmin. (Resolución 590-2007- OS/CD).

2.4. CALIDAD DE TENSION

El presente informe resume los principales indicadores asociados a la evaluación de la calidad de tensión en las empresas distribuidoras, en base a lo establecido en la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos Rurales (NTCSER). La norma establece que las distribuidoras realicen campañas de medición, instalando equipos registradores de tensión en los suministros de media tensión y subestaciones de distribución (SED) MT/BT, elegidos aleatoriamente por un periodo mínimo de 2 días.

2.4.1. Tolerancias de la variación de tensión en el Perú

El indicador para evaluar la tensión, en un Intervalo de Medición (k) de quince (15) minutos de duración, es la diferencia (ΔV_K) entre la Media de los Valores Eficaces (RMS) Instantáneos medidos en el punto de entrega (V_K) y el Valor de la Tensión Nominal (V_N) del mismo punto:

$$\Delta V_K(\%) = \frac{V_K - V_N}{V_N} * 100\% \quad Ec 2.7$$

Las tolerancias admitidas son $\pm 6\%$ para Media Tensión (MT), y $\pm 7,5\%$ para Baja Tensión (BT).

	Sector Típico	Tolerancia	Valor Nominal	Valores limites
Baja Tensión	2 y 3 (Urbano)	+- 5% Vn	220 voltios	231 voltios
				209 voltios
	4, 5 y SER (Rural)	+- 7.5% Vn		236.5 voltios
				203.5 voltios

	Sector Típico	Tolerancia	Valor Nominal	Valores limites	
Media Tensión	2 y 3 (Urbano)	+- 5% Vn	10 000 voltios	10 500 voltios	
				9 500 voltios	
	4, 5 y SER (Rural)	+- 6.0% Vn		22 900 voltios	24 274 voltios
				21 526 voltios	

Figura N° 2.2: Tolerancias Admitidas de Tensión en BT y MT

Fuente: (Osinergmin, 2013).

2.5. PROBLEMAS EN SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN

Las perturbaciones en la calidad del suministro definidas por el estándar del IEEE e incluidas en este estudio han sido organizadas en seis categorías.

- Sobre Cargas
- Sobretensiones.
- Cortos Circuitos
- Descargas Atmosféricas
- Líneas desbalanceadas y muy largas
- Infraestructura deteriorada por el paso del tiempo

2.5.1. Sobrecargas

Una sobrecarga es cuando la suma total de las potencias de los equipos o cargas conectadas a una red o circuito, es mayor a la potencia para la cual está diseñada dicha red. Una sobre carga produce bajos voltajes en el circuito al cual está conectada dicha carga, y además pueden llevar a causar daños mayores cuando esta es prolongada. Son



provocados muchas veces, debido a las sobrecorrientes originadas por la desconexión de circuitos en paralelo, que pueden prolongar hasta la reposición del circuito desconectado (Corvera Rengifio & Vega Rengifio, 2018)

2.5.2. Sobretensiones

Las principales causas de existe sobre voltaje en líneas de distribución es son las siguientes:

- Descargas atmosféricas.
- Desplazamientos de neutro durante fallas línea-tierra
- Operación de fusibles limitadores de corriente.
- Ferrorresonancia (FR)
- Perdida de aislamiento, debido a que los aisladores se ven sometidos a altos voltajes que pueden deteriorarlos.
- Los sobrevoltajes transitorios pueden originarse por maniobras de conexión o desconexión, descargas atmosféricas y descargas electrostáticas. Los transitorios eléctricos más severos son los ocasionados por las descargas atmosféricas. (Corvera Rengifio & Vega Rengifio, 2018)

En circuitos trifásicos, el suicheo monofásico, la quema de un fusible, o la rotura de un conductor puede ocasionar sobrevoltaje cuando ocurre resonancia entre la impedancia de magnetización del transformador y la capacitancia del sistema de la fase o fases aisladas (ver figura 2.3).

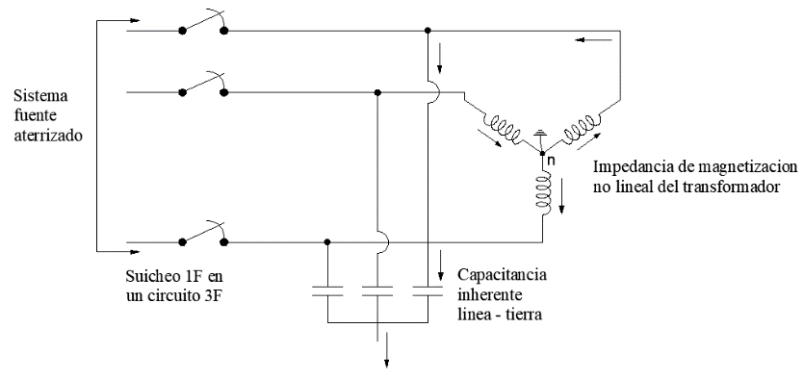


Figura N° 2.3: Suiche 1 \emptyset en un Circuito 3 \emptyset .

Fuente: (Ramirez Castaño, 2003)

2.5.3. Cortocircuitos

2.5.3.1. Cortocircuito permanente

Los cortocircuitos permanentes, como el propio nombre lo indica son del tipo irreversible espontáneamente, necesario se repare la red para restablecer el sistema. Después de la apertura del disyuntor, el equipo de mantenimiento deberá trasladarse hasta el punto de falla y solamente después de la reparación, el sistema será restablecido. (Kindermann, 2010)

2.5.3.2. Cortocircuito temporal

Los cortocircuitos temporales, son aquellos que ocurren sin ocasionar defecto en la red. Después de la actuación de la protección el sistema puede ser restablecido sin problemas. Siempre en el punto del defecto temporal tiene la presencia del arco eléctrico (flashover). (Kindermann, 2010). Los cortocircuitos temporales son originados por:

- Sobretensión en la red, con la consiguiente pérdida del aislamiento del aislador, propiciando el arco eléctrico (flashover).
- Contaminación del aislador por el polvo y polución.
- Humedad

- Lluvia
- Nieve
- Viento
- Ramas de arboles

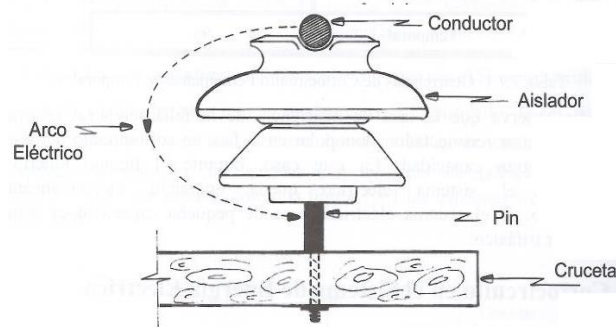


Figura N° 2.4: Flashover en el Aislador

Fuente: (Kindermann, 2010)

2.5.4. 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 isoceraúnicos donde se presentan con mayor frecuencia. El nivel isoceraúnicos da el número de días al año en los que se presentan tormentas que involucran descargas eléctricas

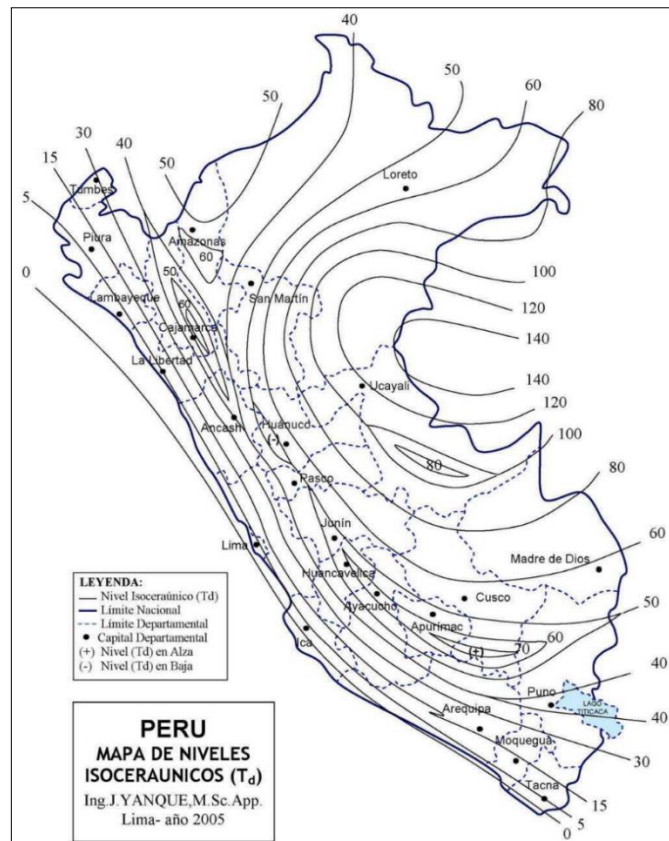


Figura N° 2.5: Mapa de Niveles Isoceraúnicos del Perú

Fuente: (TURCO ALIAGA, 2008)

El mapa de Niveles Isoceraúnicos del Perú, incluye datos satélites, con la geografía y orografía territorial; destacan las siguientes zonas ecológicas de habitad natural:

Tabla N° 2.4: Niveles Isoceraúnicos en el Perú.

ZONA	ALTITUD (msnm)	NIVEL
Sierra de Baja altitud hacia el litoral o pie de monte	hasta 2000 m,	-20
Sierra de Media altitud	2000 – 3500 m	-40
Sierra de Gran altitud	3500 m – más	-50
Microclimas de Alta Cota e Interandinos		(de 40 - 70)
Zona Yunga, Valles Altos	1000 – 2000 m	-60
Selva Baja o Plana	hasta 800 m	-120
Selva Alta o Accidentada	800 – 1500 m	-80
Costa Norte Ecuatorial	hasta 1000 m	-15
Costa Centro – Sur	hasta 1000 m	0

Fuente: (Turco Aliaga, 2008)

2.6. PROTECCIÓN DE REDES DE DISTRIBUCIÓN CONTRA SOBRECORRIENTES

Si un circuito de distribución fuera instalado sin el equipo de protección de sobrecorriente, las fallas podrían causar una falta de suministro de energía a todos los consumidores y consecuencia una reducción en los niveles de confiabilidad.

2.6.1. Cortacircuitos fusible (CUT – OUT)

También son conocidos como cuchillas fusibles o cajas primarias y son de uso común en sistemas de distribución. Están diseñados para la protección de transformadores y otros equipos (incluyendo el seccionamiento de derivaciones de red) en circuitos de hasta 34.5 kV y 200 A continuos, cumpliendo con las Normas ANSI C37.41 1981 (Incontec 2132), ANSI C37.42 – 1981 (Incontec 2133). (Ramirez Castaño, 2003)

2.6.2. Fusible de expulsión tipo K

Un fusible es un dispositivo de protección de sobrecorriente con una parte que se funde y abre el circuito cuando es calentada por el paso de la corriente (ANSI C37.40). Las láminas tipo K se fabrican cumpliendo con las normas internacionales ANSI, NEMA, IEEE e IEC, para los valores máximos y mínimos: 300, 10 y 0,1 segundos. Los fusibles tipo K son fusibles rápidos. Generalmente se usan para la protección en circuitos de distribución.

2.6.3. Seccionalizadores.

El seccionalizador es un dispositivo de protección que aísla automáticamente las fallas en las líneas de distribución. Se instala necesariamente aguas abajo de un equipo con reconexión automática (Recloser). Para fallas ocurridas dentro de su zona de protección, el seccionalizador cuenta las aperturas y cierres efectuadas por el recloser

instalado aguas arriba y de acuerdo a un ajuste previo, abre en el momento en que el reconector está abierto.

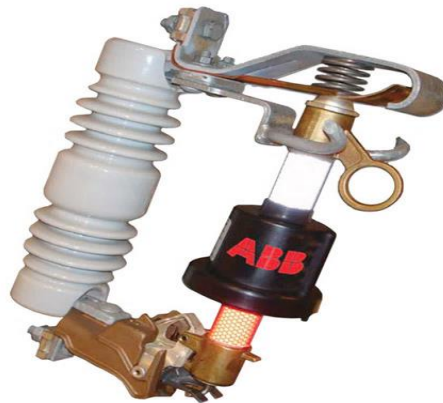


Figura N° 2.6: Seccionalizador

Fuente: ABB.

2.6.4. Seccionador fusible 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, Salvador, 2006).

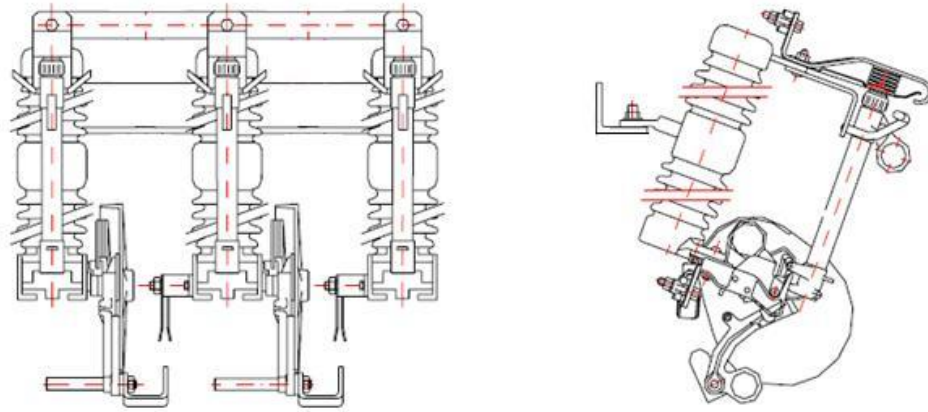


Figura N° 2.7: Seccionador de Repetición de tres etapas

Fuente: CELSA

2.6.5. Interruptores automáticos RECLOSER

El reconectador es un interruptor con reconexión automática, instalado preferentemente en líneas de distribución. Es un dispositivo de protección capaz de detectar una sobrecorriente, interrumpirla y reconectar automáticamente para re-energizar la línea. Está dotado de un control que le permite realizar varias reconexiones sucesivas, pudiendo, además, variar el intervalo y la secuencia de estas reconexiones. De esta manera, si la falla es de carácter permanente el reconectador abre en forma definitiva después de cierto número programado de operaciones (generalmente tres o cuatro), de modo que aísla la sección fallada de la parte principal del sistema. (Ramirez Castaño, 2003)

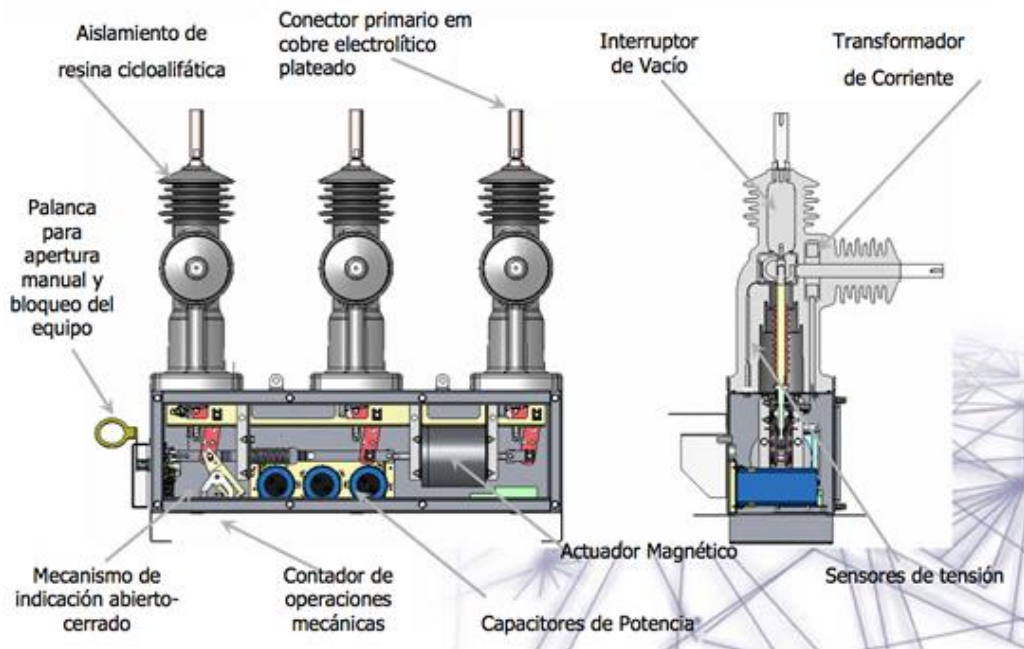


Figura N° 2.8: Partes del Reanclador Automático Trifásico

Fuente: (Magallan Soriano, 2019)

2.6.6. Relé de sobrecorriente 50/51

Los relés de sobrecorriente son el tipo de relé de protección más utilizado. Relés de sobrecorriente de tiempo Están disponibles con varias características de tiempo. Coordinar con otros dispositivos de protección y proteger equipos específicos. Los relés instantáneos de sobrecorriente no tienen un retardo de tiempo inherente y se utilizan para una rápida protección contra cortocircuitos.

Existen dos tipos básicos de relés de sobrecorriente: los relés Instantáneos y los relés Temporizados.

AJUSTES

Para aplicar los relés de sobrecorriente se deben definir tres ajustes:



- a) **La Corriente de Arranque (Ipu):** Define la corriente mínima a la cual el relé comienza a operar. En los relés digitales, se programa el valor de arranque (**Ipu**). Las características Tiempo–Corriente de los relés vienen definidas en función de la corriente de arranque. En los relés electromagnéticos el eje de corrientes está en función de Múltiplos del **Tap**. En los digitales viene en Múltiplos de **Ipu**. Las curvas, para ambos tipos de relés, vienen definidas a partir de 1.5 veces la corriente de arranque. Esto es debido a que, para valores de corriente menores, los tiempos de operación se vuelven asintóticos e indefinidos y los fabricantes no pueden garantizar un tiempo de operación definido. (Valderrama, 2015).
- b) **El Tiempo de Operación:** En los relés de inducción se ajusta mediante el dial de tiempo. El dial de tiempo es un engranaje, con marcas calibradas, que regula la distancia entre el contacto móvil y el contacto fijo, permitiendo ajustar el tiempo de operación a los valores indicados en las curvas características que 35 publican los fabricantes. En los relés digitales el dial de tiempo es un valor programable. (Valderrama, 2015)
- c) **La corriente de arranque de la Unidad Instantánea (Ipu-50):** Cuando los relés poseen unidad instantánea (50), es necesario definir su corriente de arranque. En los relés electromagnéticos se determina ajustando la posición del núcleo del solenoide, sobre marcas calibradas. En los relés digitales es un valor programable.

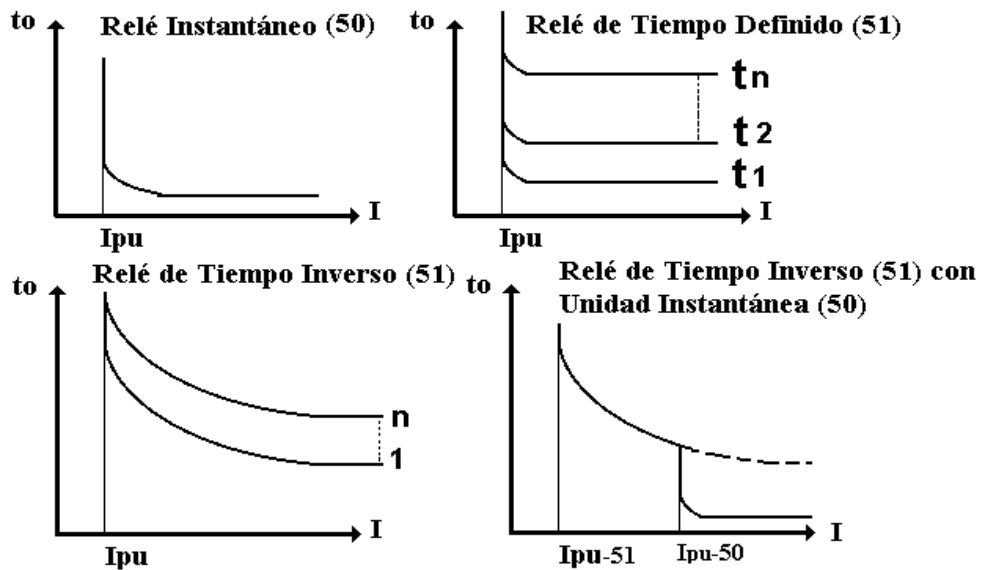


Figura N° 2.9: Características de los Relés de Sobrecorriente

Fuente: (Valderrama, 2015, pág. 36)

2.6.7. Seccionador bajo carga

El seccionador de operación bajo carga tripolar aislado en Gas SF₆, para montaje en poste, es la solución ideal para aperturas trifásica de líneas aéreas con carga. Utiliza el gas SF₆ como medio aislante y principio de extinción del arco eléctrico. Dependiendo de las condiciones existen 2 tipos se seccionadores Bajo carga.

- RP (Rotary Puffer), para sistemas de 27kV, 630A continuos y 20kA asimétrico de corto circuito.
- LP (Linear Puffer), para sistemas de 38kV, 630A continuos y 40kA asimétrico de corto circuito.

Ambos diseños se fabrican bajo los estándares de las normas ANSI e IEC; construcción totalmente sellada para obtener larga vida útil libre de mantenimiento.

- Los seccionadores tripolares están provistos para su montaje sobre postes, no requieren Fuente auxiliar externa, debiendo extraer la energía necesaria para su funcionamiento de la propia red de distribución a la que están conectados.
- Están diseñados para operar en condiciones atmosféricas agresivas hasta 4000 msnm.
- Poseen un medio de corte en SF6 o Vacío, con capacidad de operar en carga en forma frontal y capacidad de cierre en cortocircuito.
- Pueden ser operados manualmente, aun en caso de falla o pérdida de energía auxiliar.

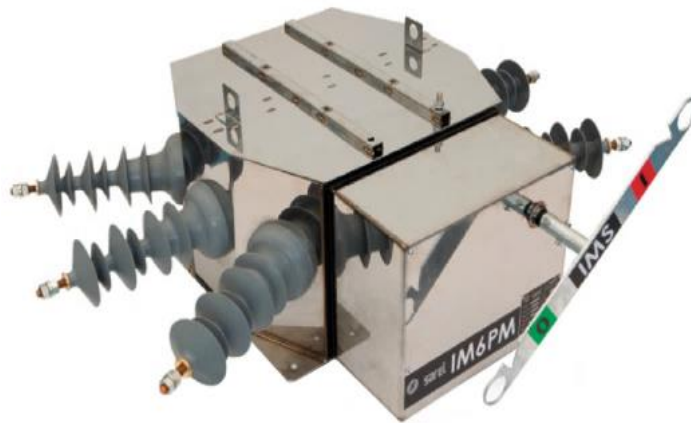


Figura N° 2.10: Seccionador Bajo Carga Tripolar Aislado en SF6

Fuente: SOCOL S.A. – Colombia

2.7. PROTECCIÓN DE REDES DE DISTRIBUCIÓN CONTRA SOBREVOLTAJES

En la actualidad, el método más práctico para evitar la ferorrresonancia es por medio de la instalación de transformadores conectados en Y-Y con los neutros primario y secundario del transformador aterrizados y conectados al neutro del sistema primario. El primario en Y con neutro aterrizado elimina por cortocircuito la conexión serie de la reactancia del transformador y la capacitancia del cable previniendo de ese modo el establecimiento del circuito resonante. (Ramirez Castaño, 2003)

2.7.1. Coordinación de aislamiento

La coordinación de aislamiento implica la selección de la rigidez dieléctrica del equipo, en relación con los sobrevoltajes que pueden aparecer en el sistema para el cual el equipo está destinado, teniendo en cuenta al mismo tiempo, el medio ambiente donde se encuentra el equipo y las características de protección contra voltajes (Ayora, 2002)

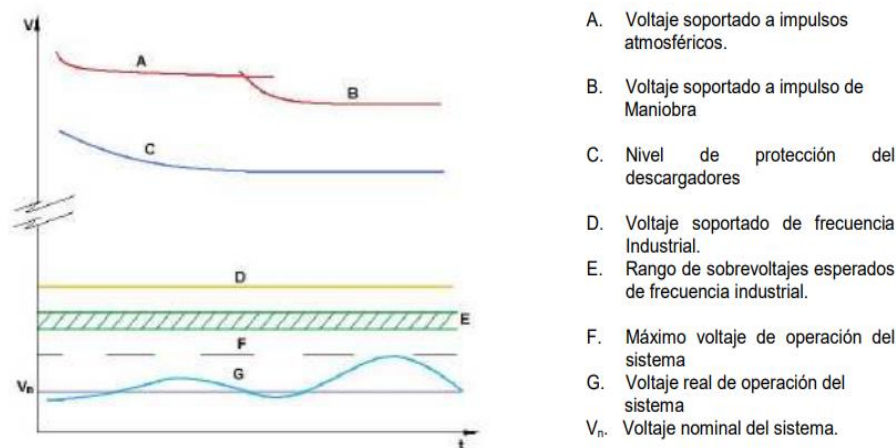


Figura N° 2.11: Coordinación de Aislamiento.

Fuente: (Ayora, 2002).

2.7.2. Pararrayos.

Los pararrayos se usan normalmente para proteger el equipo. Algunas utilidades los están utilizando para proteger las líneas contra fallas, interrupciones y caídas de voltaje. Para hacer esto, los pararrayos son montado en postes y unido a cada fase. Para protección contra ataques directos, los pararrayos deben estar espaciados en cada poste.

2.7.2.1. Pararrayos con soporte.

Los pararrayos son diseñados para evacuar energía que se filtra a la red de distribución proveniente de descargas atmosféricas directas o indirectas a tierra. Los pararrayos deben cumplir las siguientes funciones.

- Los pararrayos presentan alta impedancia con los voltajes normales de trabajo y bajas impedancias en condiciones de sobretensión en la red de distribución.
- Conducir la corriente de descarga o sobretensión, sin que se altere el funcionamiento de la red de distribución.

En la actualidad, para la construcción de pararrayos se está utilizando óxidos metálicos (óxido de zinc) ya sea de porcelana o poliméricos. (Lazo Cardenas & Velez Tenemaza, 2016)

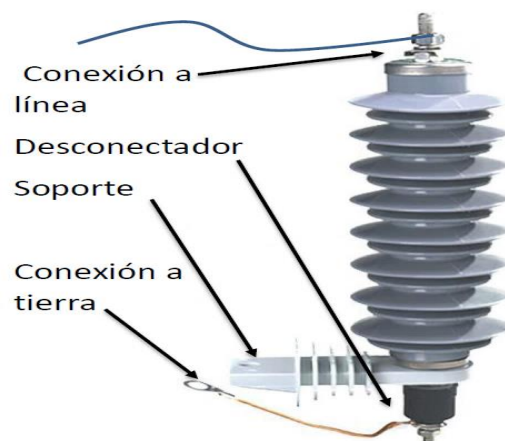


Figura N° 2.12: Pararrayo de óxido de zinc - Polimérico

Fuente: (Lazo Cardenas & Velez Tenemaza, 2016)

2.7.2.2. Pararrayos Franklin

Se basa en los efectos de puntas (alta concentración de cargas en éstas) y consiste en una barra metálica terminada en punta, colocada en el lugar más alto de la subestación y conectada a tierra mediante un conductor. (Orozco Miranda, 2005)

Como ya es conocido, en las puntas se produce una elevada densidad de cargas con lo que se formará el trazador que saldrá al encuentro del trazo piloto, y, por lo tanto, la descarga principal partirá de tierra a través del pararrayos dirigiéndose a la nube,

mientras que las descargas secundarias serán conducidas a tierra a través de la punta sin causar daño alguno a la subestación protegida. (Orozco Miranda, 2005)



*Figura N° 2.13: Pararrayo Tipo Franklin
Elaboración propia.*

2.7.2.3. Pararrayos de línea (SLT).

La definición del Supresor para Línea de Transmisión no aparece en ninguna norma IEEE o IEC estándar asociado con Supresores. El término aparece en el texto del protocolo IEEE C62.22-1997. Aunque no se encuentra en ninguna norma IEC existente. (WoodWorth, 2009, pág. 2) Cualquier supresor que se aplica en las líneas de un sistema de energía para reducir el riesgo de descarga disruptiva en un aislante durante los eventos de sobretensión. Un supresor para línea no se utiliza generalmente para proteger el equipo. (WoodWorth, 2009).

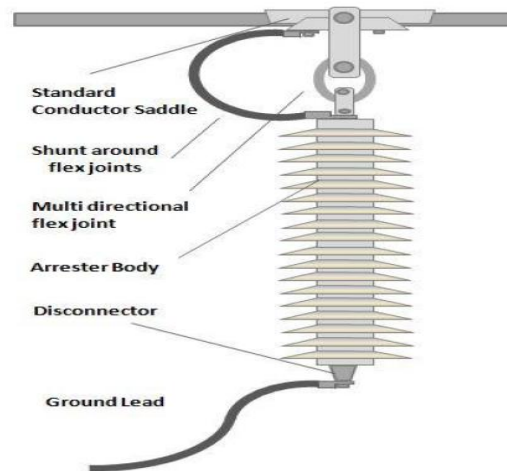


Figura N° 2.14: Pararrayo de Línea para Sistemas de Distribución

Fuente: (WoodWorth, 2009)

2.7.3. Cable de guarda

Los cables de guarda son efectivos para las líneas de transmisión, pero son difíciles de hacer funcionar líneas de distribución. Un sistema de cable blindado funciona interceptando todos los rayos y proporcionando un camino al suelo. Si el camino hacia el suelo no es lo suficientemente bueno, un voltaje se desarrolla en el suelo con respecto a las fases (llamado potencial de tierra subir). Si esto es lo suficientemente alto, la fase puede flashover. (SHORT, 2014).

La conexión a tierra y el aislamiento son importantes. Una buena conexión a tierra reduce el suelo. Como ejemplo, como se ven en la figura 2.15 donde un golpe de 22 kA (que es del tamaño pequeño para un rayo) es golpeando una línea de distribución. El potencial de tierra aumenta a 400 kV en relación con la fase. conductor, suficiente voltaje para flashear la mayoría de las líneas de distribución (SHORT, 2014).

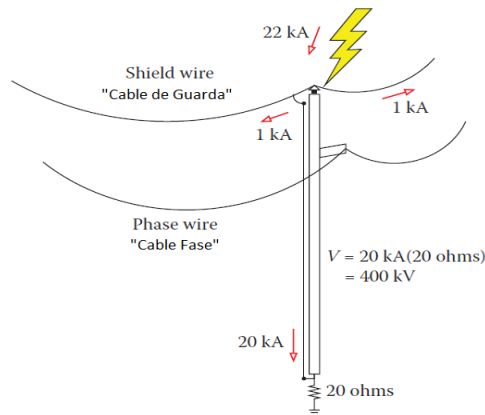


Figura N° 2.15: Sistema de protección contra rayos de cable de guarda

Fuente: (SHORT, 2014).

2.7.4. Puestas a tierra

Con una conexión a tierra deficiente, los rayos en las líneas de distribución someten más equipos a sobretensiones posiblemente dañinas debido al aumento del potencial de tierra. La corriente del rayo debe fluir al suelo en alguna parte. Si el poste de tierra cerca del punto de impacto tiene alta impedancia, Más de la sobretensión fluye en la línea, exponiendo más equipos a posibles sobretensiones. En el punto de un golpe directo a un conductor de distribución, los enormes voltajes se disparan el aislamiento, acortando la fase al neutro. A partir de ahí, el rayo viaja a El terreno más cercano. Si no hay un poste de tierra adecuado cerca, el siguiente camino más probable está abajo de un cable chico. Si el camino hacia el suelo es pobre, el conductor de fase y el neutro todos los cables se elevan en voltaje juntos. Este aumento (tanto en la fase como en el neutro) viaja por el circuito Cuando la marejada alcanza otro punto fundamental, la corriente se drena. (SHORT, 2014, pág. 711).



CAPÍTULO III

MATERIALES Y MÉTODOS

3.1. TIPO Y DISEÑO DE LA INVESTIGACION

3.1.1. Tipo de investigación

La investigación es de tipo **Aplicada** con un enfoque **Cuantitativo**, porque tiene como finalidad dar solución al problema de **las interrupciones eléctricas** presentes en el alimentador 5021, analizando todas las probables causas que origina fallas en el sistema eléctrico y así mismo con el problema de la **caída de tensión** plantear alternativas prácticas de solución para mejorar el nivel de tensión del alimentador 5021.

3.1.2. Diseño de la investigación

El proyecto de investigación es **No Experimental, Transversal y Exploratorio**. Porque se requiere analizar variables como las Interrupciones del periodo del 2016 al 2019 y la Caída de Tensión en MT del año 2020, pues son determinantes para evaluar la calidad de suministro de energía eléctrica en el alimentador 5021 y es exploratorio porque con la ayuda del software DIGSILENT se proponer alternativas de solución al problema de la caída de tensión en MT con diseños no experimentales.

3.2. POBLACIÓN Y MUESTRA DE LA INVESTIGACIÓN.

3.2.1. Población

La población objetivo están conformados por todos los clientes de Electro Puno que pertenecen al alimentador 5021, ubicados en los distritos de Cabañilla, Lampa, Palca, Paratia, Vilavila y Santa Lucia del departamento de Puno.



3.2.2. Muestra

La muestra es el alimentador 5021 del Servicio Eléctrico Juliaca, con mayores números de interrupciones según al SAIDI y SAIFI. Con respecto a otros alimentadores.

3.3. TÉCNICAS DE RECOLECCIÓN DE DATOS

Para recolectar los datos del alimentador 5021 se procedió a solicitar información a Electro Puno y a Osinergmin necesaria para el desarrollo del estudio y son las siguientes:

- Mediante documento dirigido a la Oficina Regional Puno Osinergmin, se solicitó información sobre el registro de interrupciones en sistema Juliaca Rural SE0238.
- Mediante documento dirigido a ELP. Se solicitó el reporte de interrupciones de energía eléctrica en el alimentador 5021 de los años 2016, 2017, 2018 y 2019.
- Centro de Control Electro Puno, brindo las mediciones de potencia y corriente en la salida en la barra 22.9kV de la SS.EE. Taparachi y los reclosers del año 2020.
- La oficina de ArcGIS de ELP. nos proporcionó la topología del alimentador 5021.

3.3.1. Procedimiento para la recolección datos

El diseño de la investigación, dado su naturaleza comprende el desarrollo de las siguientes actividades.

- Elaboración de la Base de Datos con los reportes de interrupciones de los años 2016, 2017, 2018 y 2019 proporcionados por ELP.
- Recopilación de la data de mediciones de potencia de la celda de Salida de 22.9kV de SS.EE. Taparachi del año 2020.
- Recopilación de las mediciones Potencia, corriente y $\cos\phi$ de los reclosers instalados en alimentador 5021 del año 2020.
- Información tomada en campo sobre el Alimentador 5021.

3.4. SISTEMA ELECTRICO JULIACA RURAL SE0238.

Electro Puno posee un área de concesión en toda la región de Puno, dividido en 16 Sistemas Eléctricos, del cual la ciudad de Juliaca tiene 03 Subsistemas eléctricos

- Sistema Eléctrico Juliaca SE0025 en un nivel de tensión de 10kV para la zona urbana de la Ciudad de Juliaca, que comprenden los alimentadores 5004, 5005, 5006, 5008 y 5009.
- Sistema Eléctrico SR0124 en un nivel de tensión de 22.9kV para la salida a Huancané esto en la misma ciudad de Juliaca, que comprenden los alimentadores 5007, 5010, 5011, 5025 y Huancané (4001, 4002 y 4003)
- Sistema Eléctrico Juliaca Rural SE0238 en nivel de tensión 22.9kV, comprenden los **alimentadores 5021, 5022, 5023 y 5024.**

Tabla N° 3.1: Sistema Eléctrico de Electro Puno S.A.A.

N°	Código	Sistema Eléctrico	Sector Típico	Área influencia	Barra de compra
1	SE0025	JULIACA	2	Juliaca (5004, 5005, 5006, 5008, 5009)	Juliaca 10 kV
2	SE0238	JULIACA RURAL	4	Juliaca (5007, 5010, 5011, 5021, 5022, 5023, 5024, 5025), Huancané (4001, 4002, 4003)	Juliaca 22.9 kV
3	SR0124	SER001 JULIACA	4		Puno 22.9 kV
4	SE0026	PUNO	2	Puno (0102, 0103, 0104)	Puno 22.9 kV
5	SE0239	PUNO BAJA DENSIDAD	4	Puno (0101, 0105, 0106), Totorani (0201, 0202)	Puno 60 kV
6	SR0125	SER002 PUNO	4		
7	SE0030	ILAVE-POMATA	4	Azángaro (8002), Ananea (3001, 3002, 3003, 3004, 3005, 3006, 3007), Chijisia (7501, 7502)	Azángaro 22.9 kV
8	SE0027	AZÁNGARO	4	Azángaro (8001)	
9	SE0237	AZÁNGARO RURAL	4	Antauta (9001, 9002)	Azángaro 60 kV
10	SR0122	SER003 AZÁNGARO	4		
11	SE0028	ANTAUTA	4	San Gabán (9501)	Ayaviri 10 kV
12	SR0135	SER006 ANTAUTA	4		Ayaviri 22.9 kV
13	SE0029	AYAVIRI	4	San Gabán (9501)	San Gabán 13.8 kV
14	SR0123	SER004 AYAVIRI	4		
15	SE0220	SAN GABAN	4		
16	SR0292	SER007 SAN GABAN	4		

Fuente: Memoria Anual (Electro Puno S.A.A., 2020)

3.4.1. Subestación eléctrica de transformación - Taparachi.

La SS.EE. está ubicada en la urbanización Taparachi en la ciudad de Juliaca, provincia de San Román, cuenta con 02 transformadores de potencia, uno (01) de ellos es el Transformador T63-161, 50/50/30MVA, 138/22.9/10kV, el lado secundario en 22.9kV atienden los sistemas eléctrico Juliaca Rural (SE0238) y Juliaca (SR0124).

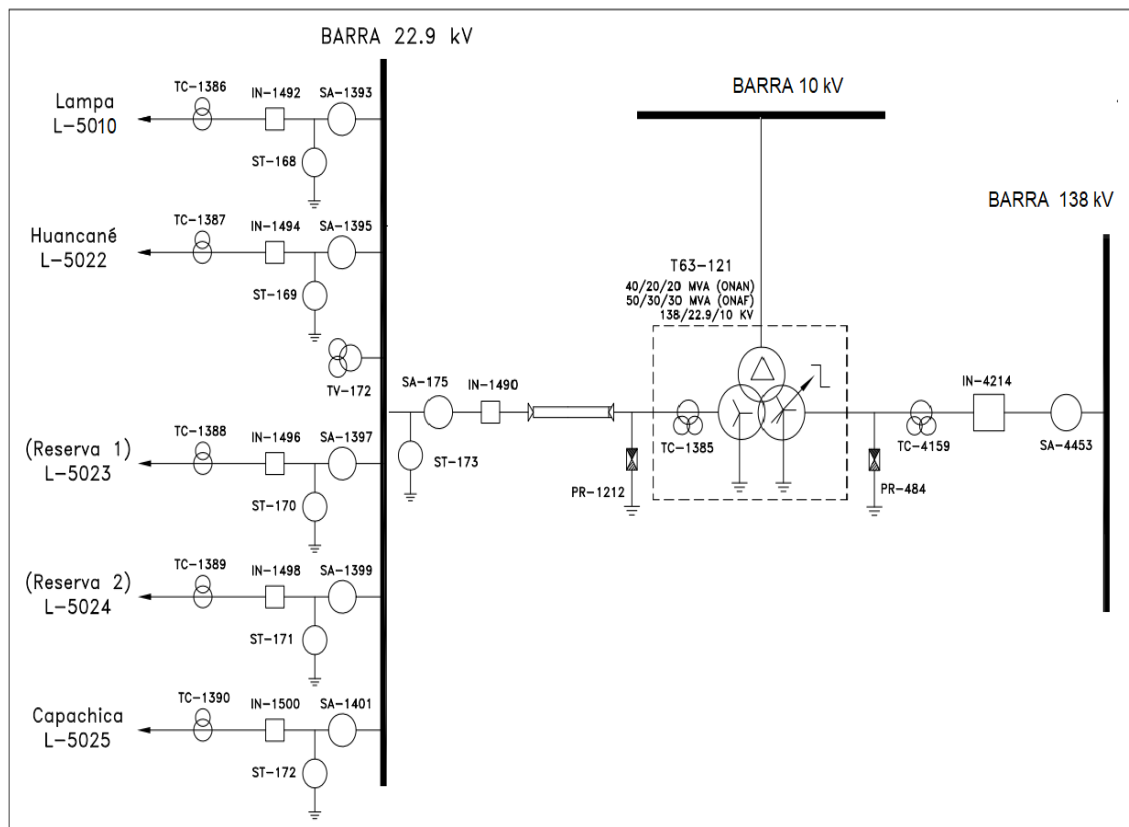


Figura N° 3.1: DU del Transformador T63-121

Fuente: ISA REP.

3.4.2. Indicadores SAIFI y SAIFI en el sistema eléctrico SE0238

Los indicadores $SAIDI_{MT}$ y $SAIFI_{MT}$ del sistema eléctrico Juliaca Rural SE0238 son determinados por el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería Osinergmin. Toda empresa concesionaria del sector electricidad, está obligada a reportar

mensualmente sus interrupciones cuya duración sea mayor a tres (3) minutos ya sea originadas por generación, transmisión o por distribución.

En el caso del presente estudio se ha establecido considerar solo las interrupciones originas en media tension, excluyendo las calificadas por fuerza mayor (generación y transmisión). A continuación, se muestra la tabla N° 3.2 del indicador SAIDIMT determinados en base al procedimiento 074-2004-OS/CD.

Tabla N° 3.2: Indicador SAIDI_{MT} 2016 al 2019

Sector Típico	Sistema Eléctrico	Código del Sistema Eléctrico	Indicador SAIDI _{MT}				Tolerancia Anual
			Año 2016	Año 2017	Año 2018	Año 2019	
STD6	Juliaca Rural	SE0238	19.50	19.68	42.35	34.95	40

Fuente: Osinerming.

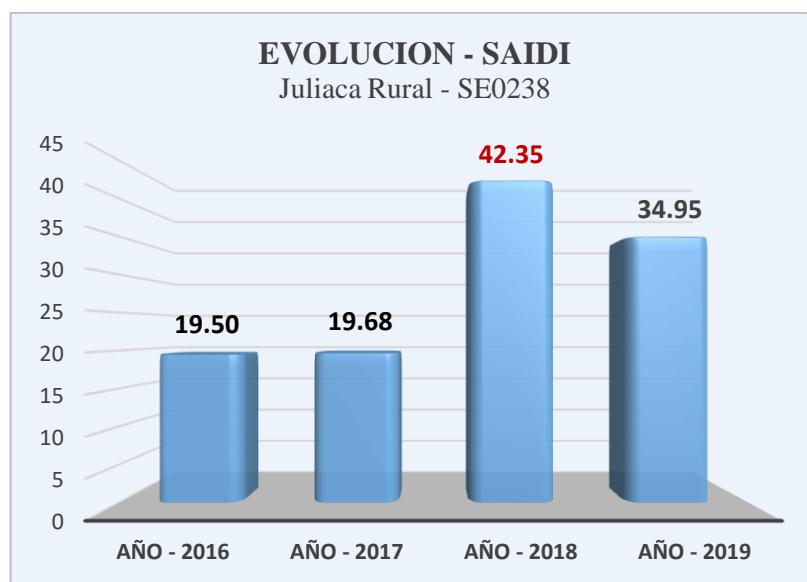


Figura N° 3.2: Evolución SAIDI Juliaca Rural SE0238

Fuente: Osinerming.

El problema de la calidad de suministro en el sistema eléctrico Juliaca rural SE0238, es que el SAIFIMT supera la tolerancia anual, como se aprecia en la tabla N° 3.3 el indicador SAIFIMT es creciente, en el año 2016 se obtuvo 16.83 y los subsiguientes años sigue creciendo es valor hasta llegar a 34.07 en el año 2018, lo que explica que hubo a medida que pasa los años hay un incremento en el numero interrupciones, entonces ese es la principal justificación para realizar el presente estudio de investigación.

Tabla N° 3.3: Indicado SAIFI_{MT} 2016 al 2019

Sector Típico	Sistema Eléctrico	Código del Sistema Eléctrico	Indicador SAIFI _{MT}				Tolerancia Anual
			Año 2016	Año 2017	Año 2018	Año 2019	
STD6	Juliaca Rural	SE0238	16.83	21.31	34.07	22.66	16

Fuente: Osinerming.

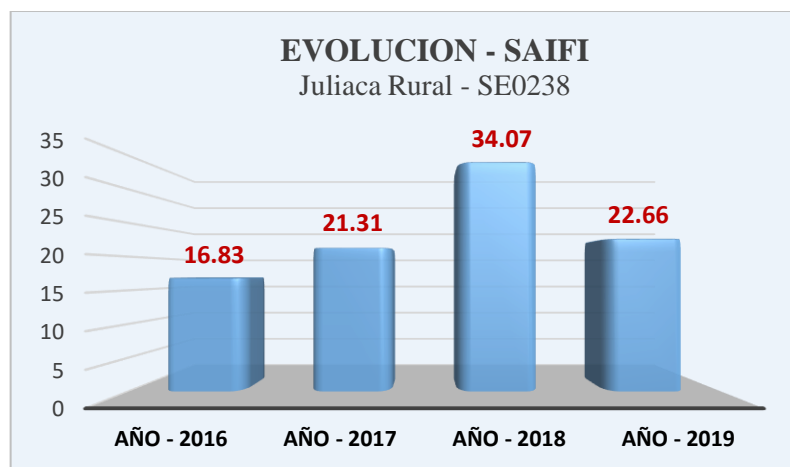


Figura N° 3.3: Evolución SAIFI Juliaca Rural SE0238

Fuente: Osinerming.

3.5. DESCRIPCION DEL ALIMENTADOR 5021 DE ELPU.

El Sistema Eléctrico del Alimentador 5021 en Media Tensión, se inicia desde la celda N° 02 en 22.9kV de la SS.EE. Taparachi y su recorrido abarca los distritos Cabana,

Cabañilla, Lampa, Palca, Vilavila, Paratia y Santa Lucia. Con 181.72km de línea trifásica, 83.74km de línea bifásica y 227.48 km de líneas monofásicas.

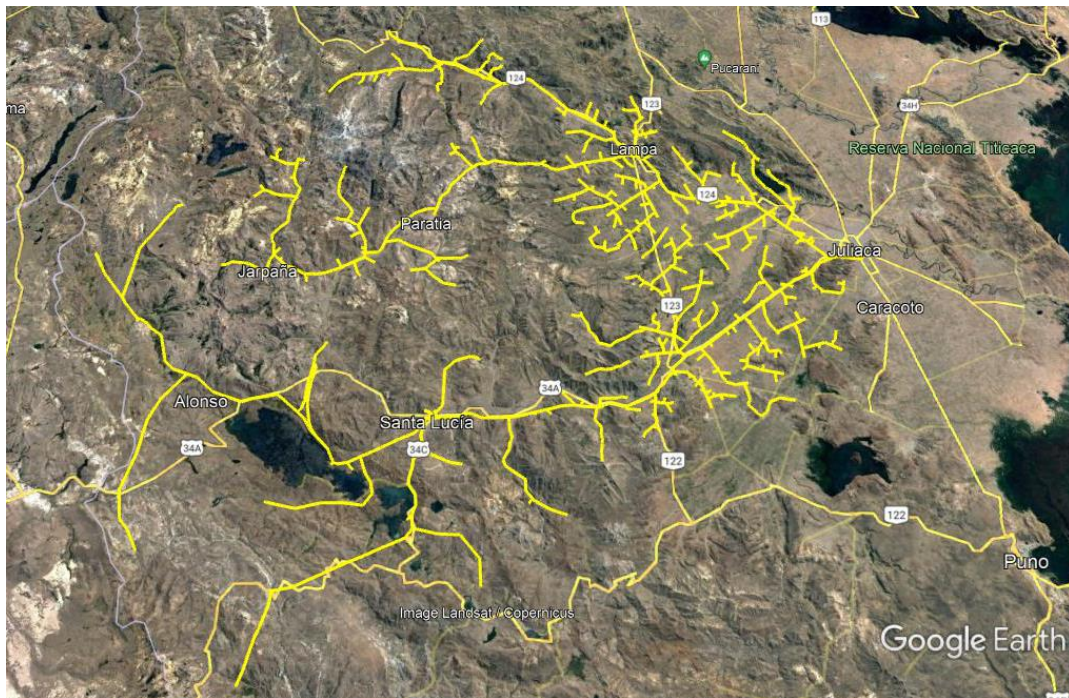


Figura N° 3.4: Topología Georeferenciado del Alimentador 5021.
Fuente: Google Earth.

Tabla N° 3.4: Subestaciones Instaladas en el Alimentador 5021

SUBESTACIONES INSTALADAS EN EL ALIMENTADOR 5021					
Potencia	Trifasicos (3Ø)	Potencia	Bifasicos (2Ø)	Potencia	Monofasicos (1Ø)
25 KVA	8	25 KVA	6	5KVA	229
37 KVA	4	37 KVA	2	10KVA	154
50 KVA	10	50 KVA	5	15KVA	50
75 KVA	6	75 KVA	3	20KVA	1
100 KVA	21	100 KVA	18	25KVA	48
125 KVA	1	125 KVA	1	37KVA	3
160 KVA	16	160 KVA	6	40KVA	3
200 KVA	2	250 KVA	2	50KVA	4
250 KVA	4			75KVA	1
315 KVA	1				
400 KVA	2				
800 KVA	1				
1700 KVA	1				
Potencia Instalada Total : 20.34 MVA					

Fuente: Electro Puno S.A.A.



3.5.1. Datos técnicos del alimentador 5021

Tipo de Línea	:	Radial con Tendido Aéreo
Tipo de Conexión	:	Estrella tipo “Y” – Multiaterrado
Nivel de Tension	:	Fase – Fase en 22.9kV Fase – Tierra en 13.2kV.
Potencia Instalada	:	20.34MVA (18.32kW con fdp 0.9)
Potencia Máxima D.	:	8.21MVA (7.39kW con fdp 0.9)
Longitud Total Línea	:	492.94 km - Lineales 181.72 km (Línea Trifásica) 83.74 km (Línea Bifásica) 227.48 km (Línea Monofásicas)
Subestaciones	:	77 Trifásicos, 43 Bifásicos y 493 Monofásicos
Tipo de Conductor	:	Aleación de Aluminio tipo AAAC
Sección de Conductores	:	Entre 120, 70, 50, 35 y 25mm ² .
Soportes	:	Postes de CAC de 12/200, 12/300, 13/300 y 13/400 Postes de Madera
Crucetas	:	Crucetas de Concreto y Madera de 2.40m
Aisladores	:	Aisladores RPP 25 y de Porcelana tipo PIN y Suspensión
Sistema Protección	:	Consta de 07 Recloser Modelos SEL-351R.
Elevadores de Tension	:	02 bancos de Reguladores de Tension 1Ø.



3.6. EVALUACION DE LA CALIDAD DE SUMINISTRO

La evaluación de la Calidad de Suministro eléctrico se realiza en base a los indicadores SAIDI y SAIFI **por instalación causante** (generación, transmisión y distribución) o **por naturaleza de interrupción** (programada, no programada).

Para la presente investigación se ha evaluado la calidad de suministro de alimentador 5021 en función a la **naturaleza de las interrupciones** ocurridas en distribución, excluyendo por fuerza mayor (generación y transmisión). Entonces se verifico el registro de interrupciones, de manera que se pueda identificar la falla de tiene mayor incidencia en el alimentador que refleja en el **SAIDIMT** y **SAIFIMT**.

A continuación, se detalla aspectos a considerar en el desarrollo de la evaluación de la calidad de suministro.

- a) Verificar e Identificar la interrupción según a su naturaleza genera más fallas en el alimentador 5021.
- b) Calcular los indicadores SAIDIMT y SAIFIMT del alimentador 5021.

3.6.1. Registro de interrupciones del alimentador 5021.

Los registros de interrupciones se realizan en base al procedimiento 074-2004-OS/CD. Este cálculo se realiza de manera global como concesión y/o por sistema eléctrico para un periodo anual. Para la presente investigación se solicitó a Osinergmin y ELPU el reporte de interrupciones del alimentador 5021 de los años 2016, 2017, 2018 al 2019.

REPORTE DE REGISTRO INTERRUPCIONES ELPU - AÑO - 2016 (Osinermig 074-2004-OS/CD)

CODIGO EMPRESA	CODIGO SISTEMA ELECTRICO	CODIGO OSINERGMIN	TIPO DE INSTALACION QUE SALIO	ALIMENTADOR QUE SALIO	TIPO DE INSTALACION DONDE OCURRIO LA FALLA	CODIGO DE INSTALACION DE FALLA	FECHA INICIO FALLA	FECHA FIN DE FALLA	NRO. USUARIOS AFECTADOS	DEMANDA AFECTADA EN [KW]	DURACION EN HORAS POR SUMINISTRO - FALLA
EPU	SE0238	Juliaca Rural	2	5021	4	5021	02/01/2016 15:12:00	02/01/2016 17:44:00	1790	71.6	4534.67
EPU	SE0238	Juliaca Rural	2	5021	4	5021	05/01/2016 03:24:00	05/01/2016 04:15:00	2100	84	1785.00
EPU	SE0238	Juliaca Rural	2	5021	4	5021	09/01/2016 15:57:00	09/01/2016 16:22:00	1600	64	666.67
EPU	SE0238	Juliaca Rural	2	5021	4	5021	10/01/2016 13:39:00	10/01/2016 13:50:00	1900	76	348.33
EPU	SE0238	Juliaca Rural	2	5021	4	5021	17/01/2016 13:59:00	17/01/2016 14:42:00	1600	64	1146.67
EPU	SE0238	Juliaca Rural	2	5021	4	5021	19/01/2016 08:05:00	19/01/2016 14:55:00	1100	44	7516.67
EPU	SE0238	Juliaca Rural	2	5021	4	5021	21/01/2016 08:00:00	21/01/2016 12:55:00	1400	56	6883.33
EPU	SE0238	Juliaca Rural	2	5021	4	5021	21/01/2016 13:20:00	21/01/2016 16:20:00	1500	60	4500.00
EPU	SE0238	Juliaca Rural	2	5021	4	5021	23/01/2016 13:40:00	23/01/2016 14:20:00	1600	64	1066.67
EPU	SE0238	Juliaca Rural	2	5021	4	5021	24/01/2016 13:35:00	24/01/2016 14:38:00	1600	64	1680.00

Figura N° 3.5: Extracto Registro de Interrupciones año 2016.

Fuente: Osinermig.

REPORTE DE REGISTRO INTERRUPCIONES ELPU - AÑO - 2017 (Osinermig 074-2004-OS/CD)

CODIGO EMPRESA	CODIGO SISTEMA ELECTRICO	CODIGO OSINERGMIN	TIPO DE INSTALACION QUE SALIO	ALIMENTADOR QUE SALIO	TIPO DE INSTALACION DONDE OCURRIO LA FALLA	CODIGO DE INSTALACION DE FALLA	FECHA INICIO FALLA	FECHA FIN DE FALLA	NRO. USUARIOS AFECTADOS	DEMANDA AFECTADA EN [KW]	DURACION EN HORAS POR SUMINISTRO - FALLA
EPU	SE0238	Juliaca Rural	3	5021	4	5021	01/01/2017 14:02:00	01/01/2017 14:42:00	30	1.2	20.00
EPU	SE0238	Juliaca Rural	3	5021	4	5021	01/01/2017 20:02:00	01/01/2017 20:35:00	200	8	110.00
EPU	SE0238	Juliaca Rural	3	5021	4	5021	05/01/2017 08:34:00	05/01/2017 09:40:00	200	8	220.00
EPU	SE0238	Juliaca Rural	3	5021	4	5021	06/01/2017 10:01:00	06/01/2017 11:08:00	20	0.8	22.33
EPU	SE0238	Juliaca Rural	3	5021	4	5021	06/01/2017 11:28:00	06/01/2017 12:05:00	30	1.2	18.50
EPU	SE0238	Juliaca Rural	3	5021	4	5021	07/01/2017 14:54:00	07/01/2017 15:50:00	500	20	466.67
EPU	SE0238	Juliaca Rural	3	5021	4	5021	09/01/2017 09:02:00	09/01/2017 11:38:00	13	0.52	33.80
EPU	SE0238	Juliaca Rural	3	5021	4	5021	09/01/2017 09:10:00	09/01/2017 10:10:00	800	32	800.00
EPU	SE0238	Juliaca Rural	3	5021	4	5021	09/01/2017 11:03:00	09/01/2017 12:00:00	400	16	380.00
EPU	SE0238	Juliaca Rural	3	5021	4	5021	09/01/2017 13:20:00	09/01/2017 13:50:00	100	4	50.00

Figura N° 3.6: Extracto Registro de Interrupciones año 2017.

Fuente: Osinermig.

REPORTE DE REGISTRO INTERRUPCIONES ELPU - AÑO - 2018 (Osinermig 074-2004-OS/CD)

CODIGO EMPRESA	CODIGO SISTEMA ELECTRICO	CODIGO OSINERGMIN	ALIMENTADOR QUE SALIO	TIPO DE INSTALACION DONDE OCURRIO LA FALLA	FECHA INICIO FALLA	FECHA FIN DE FALLA	NRO. USUARIOS AFECTADOS	DEMANDA AFECTADA EN [KW]	DURACION EN HORAS POR SUMINISTRO - FALLA
EPU	SE0238	Juliaca Rural	5021	4	02/01/2018 14:50:00	02/01/2018 16:13:00	96	3.84	132.80
EPU	SE0238	Juliaca Rural	5021	3	03/01/2018 11:15:00	03/01/2018 12:28:00	25	1	30.42
EPU	SE0238	Juliaca Rural	5021	4	03/01/2018 12:27:00	03/01/2018 12:32:00	1168	46.72	97.33
EPU	SE0238	Juliaca Rural	5021	4	03/01/2018 16:30:00	03/01/2018 17:56:00	256	10.24	366.93
EPU	SE0238	Juliaca Rural	5021	4	04/01/2018 15:00:00	04/01/2018 16:09:00	96	3.84	110.40
EPU	SE0238	Juliaca Rural	5021	4	04/01/2018 15:20:00	04/01/2018 16:35:00	17	0.68	21.25
EPU	SE0238	Juliaca Rural	5021	3	04/01/2018 15:45:00	04/01/2018 16:56:00	11	0.44	13.02
EPU	SE0238	Juliaca Rural	5021	4	04/01/2018 16:40:00	04/01/2018 16:48:00	4500	180	600.00
EPU	SE0238	Juliaca Rural	5021	4	04/01/2018 17:00:00	04/01/2018 19:00:00	9	0.36	18.00
EPU	SE0238	Juliaca Rural	5021	4	05/01/2018 10:40:00	05/01/2018 10:47:00	4500	180	525.00
EPU	SE0238	Juliaca Rural	5021	4	05/01/2018 14:45:00	05/01/2018 14:56:00	3728	149.12	683.47

Figura N° 3.7: Extracto de Registro de Interrupciones año 2018.

Fuente: Osinermig.

REPORTE DE REGISTRO INTERRUPCIONES ELPV - AÑO - 2019 (Osinermig 074-2004-OS/CD)

CODIGO EMPRESA	CODIGO SISTEMA ELECTRICO	CODIGO OSINERGMIN	TIPO DE INSTALACION QUE SALIO	ALIMENTADOR QUE SALIO	FECHA INICIO FALLA	FECHA FIN DE FALLA	NRO. USUARIOS AFECTADOS	DEMANDA AFECTADA EN [KW]	DURACION EN HORAS POR SUMINISTRO - FALLA
EPU	SE0238	Juliaca Rural	4	5021	01/01/2019 08:14:00	01/01/2019 09:35:00	5	0.2	6.75
EPU	SE0238	Juliaca Rural	3	5021	01/01/2019 12:35:00	01/01/2019 12:42:00	3728	149.12	434.93
EPU	SE0238	Juliaca Rural	4	5021	02/01/2019 12:07:00	02/01/2019 15:36:00	6	0.24	20.90
EPU	SE0238	Juliaca Rural	4	5021	02/01/2019 15:18:00	02/01/2019 17:19:00	8	0.32	16.13
EPU	SE0238	Juliaca Rural	3	5021	03/01/2019 09:46:00	03/01/2019 16:54:00	50	2	356.67
EPU	SE0238	Juliaca Rural	4	5021	03/01/2019 17:36:00	04/01/2019 11:47:00	10	0.4	181.83
EPU	SE0238	Juliaca Rural	4	5021	03/01/2019 17:40:00	04/01/2019 11:37:00	11	0.44	197.45
EPU	SE0238	Juliaca Rural	4	5021	02/01/2019 10:31:00	04/01/2019 16:04:00	35	1.4	1874.25
EPU	SE0238	Juliaca Rural	4	5021	01/01/2019 10:48:00	04/01/2019 16:04:00	6	0.24	463.60
EPU	SE0238	Juliaca Rural	4	5021	04/01/2019 15:48:00	04/01/2019 17:57:00	9	0.36	19.35

Figura N° 3.8: Extracto Registro de Interrupciones año 2019.

Fuente: Osinermig.

De la verificación de los reportes de interrupciones se ha determinado que el alimentador 5021 ha presentado 134 interrupciones en el año 2016, 480 interrupciones el año 2017, 715 interrupciones el año 2018 y 745 interrupciones el año 2019, como se aprecia en la figura N° 3.9, lo que evidencia un incremento de 611 interrupciones en estos 04 años de estudio.

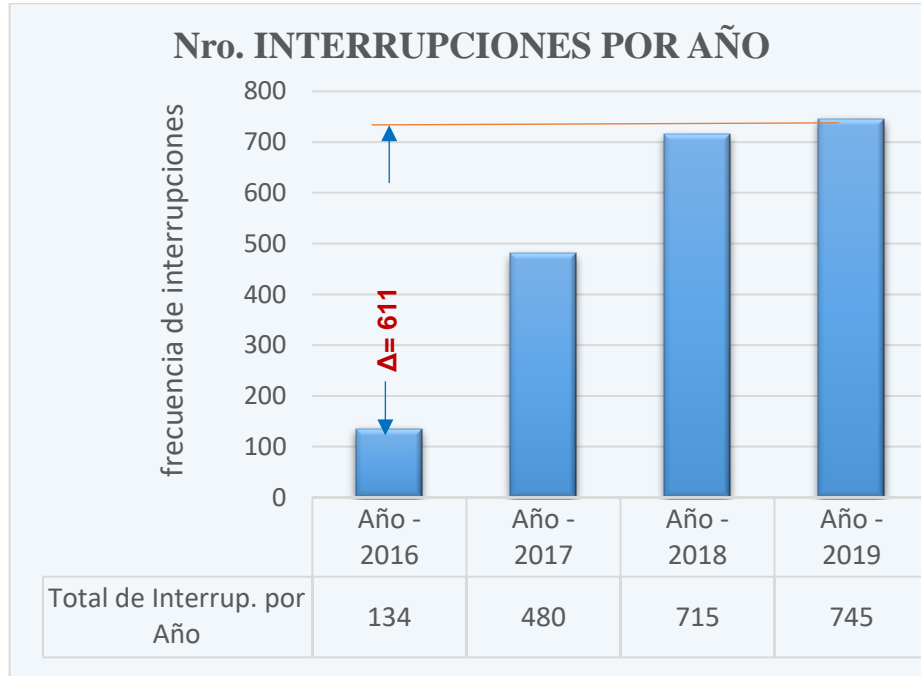


Figura N° 3.9: Número de Interrupciones por Año

Elaboración Propia.

3.6.2. Naturaleza de las interrupciones

En esta parte del estudio, se ha tomado en cuenta el Procedimiento 074-2004-OS/CD de Osinergmin del cual clasifica a las interrupciones en 06 tipos, (PM) por mantenimiento, (PE) por expansión, (NF) fallas propias del sistema, (NO) por operación, (NT) por terceros y (NC) por descargas atmosféricas. Entonces se determinó que entre los años 2016 al 2019 el mayor número de interrupciones que afectaron al alimentador 5021 han sido por descargas atmosféricas y por fallas del sistema. Como se aprecia en la tabla N° 3.5.

Tabla N° 3.5: Interrupciones Registradas en el Periodo 2016-2019

INTERRUPCIONES REGISTRADAS ALIMENTADOR 5021 - ELPU							Total de
AÑO	Mantenimiento (PM)	Expansion (PE)	Falla del Sistema (NF)	Operación (NO)	Terceros (NT)	Descarga Atmosferica (NC)	Interrup. por Año
Año - 2016	3	4	15	8	15	89	134
Año - 2017	18	5	9	6	10	432	480
Año - 2018	10	6	20	9	1	669	715
Año - 2019	8	1	44	2	6	684	745
Total	39	16	88	25	32	1874	2074

Elaboración Propia.

A continuación, se hace una descripción de las interrupciones por porte programado y no programado.

3.6.2.1. Interrupción por corte programado

a) Interrupción por Mantenimiento (PM).

Estas interrupciones comúnmente son programadas por la concesionaria, cuya finalidad es realizar mantenimientos en sus redes. En este caso ELPU programa mayormente cortes menores e iguales a 4 horas los cuales no son considerados en el cálculo del SAIDI y SAIFI, pero para su validez se requiere



realizar el trámite de exoneración ante Osinergmin. Para las interrupciones mayores a 4 horas si se consideran en el cálculo de indicadores de calidad de suministro.

b) Interrupción por Expansión (PE).

Este tipo de interrupciones también se considera por reforzamiento de redes y que son programados por la concesionaria, cuyo propósito es efectuar ampliaciones y conexión de nuevas instalaciones. Para este tipo de interrupción al igual que las interrupciones por mantenimiento se toma en cuenta la programación de cortes menores a 4 horas de manera que no son considerados en el cálculo de SAIDI y SAIFI.

3.6.2.2. Interrupción por no corte programado

c) Interrupciones por Falla del Sistema (NF).

Este tipo de corte se deben a fallas producidas en el alimentador a causa de un mal funcionamiento de componentes del sistema eléctrico y no son programadas por la concesionaria.

d) Interrupciones por Operación (NO).

Este tipo de interrupciones se da por un error en maniobra, cortes por emergencia no incluidos al PM y PE. Estas interrupciones generalmente no son programadas.

e) Interrupciones por Terceros (NT).

Estos cortes son provocados por fuentes ajenos a la administración del alimentador, por ejemplo, podría darse el caso de mala maniobra por clientes mayores, choque de vehículos a los postes de concreto y fallas de uso doméstico que pudieran entrar al sistema eléctrico.

f) Interrupciones por Descarga Atmosférica (NC).

Este tipo de interrupción comprenden aproximadamente el 90% del total de interrupciones que afectan al alimentador 5021, esto se debe a que este alimentador posee una línea primaria extra larga que recorre desde los 3828msnm hasta los 4500msnm de altitud, lo que hace vulnerable ante este tipo de fallas.

Tabla N° 3.6: Naturaleza de Interrupciones periodo 2016 al 2019

NATURALEZA DE LAS INTERRUPCIONES			AÑO 2016	AÑO 2017	AÑO 2018	AÑO 2019
Item	Tipo de Corte	Interrupcion/Causa	Cant.	Cant.	Cant.	Cant.
1	Programado	PM: Mantenimiento	3	18	10	8
2		PE: Expansion o Reforzamiento	4	5	6	1
3	No Programado	NF: Falla del Sistema	15	9	20	44
4		NO: Operacion	8	6	9	2
5		NT: Terceros	15	10	1	6
6		NC: Descargas Atmosféricas	89	432	669	684
7		NR: Rechazo de Carga	0	0	0	0
TOTAL			134	480	715	745

Elaboración Propia.

3.6.3. Caculo de indicadores SAIFIMT SAIDIMT.

Para el cálculo del SAIFI y SAIDI asociado a la MT ($SAIFI_{MT}$ y $SAIDI_{MT}$), se considera los siguientes:

Campo E: Tipo de Instalación que salió, solo se considera los siguientes códigos

Tabla N° 3.7: Tipo de Instalación – Interrupción

Codigo	Descripcion
1	SET
2	Alimentador
3	Seccion Alimentador
5	Linea AT
6	Sistema Electrico

Fuente: Osinerming.

Campo G: Tipo de Instalación donde se originó la interrupción, solo se considera los siguientes códigos

Tabla N° 3.8: Tipo de Instalación Origen Falla

Codigo	Descripcion
3	Alimentador MT
4	Seccion Alimentador
5	SED MT/BT

Fuente: Osinerming.

Campo O: Naturaleza de la interrupción, considera los siguientes códigos.

Tabla N° 3.9: Naturaleza de la Interrupción

Codigo	Descripcion
PM	Programado, Mantenimiento
PE	Programado, Expansion o Reforzamiento
NF	No Programada, Falla
NO	No Programada, Operación
NT	No Programada, Accion por Terceros
NC	No Programada, Fenomenos Naturales

Fuente: Osinerming.

Campo P: Instalación causante que originó la interrupción, solo se considera el código D (Sistema de Distribución).

Campo T: Solicitud fuerza mayor o exoneración de compensaciones: Solo se considera los siguientes códigos.

Tabla N° 3.10: Causa de la Interrupción

Codigo	Descripcion
N	No solicitaron fuerza mayor y no solicito exoneracion de compensaciones
S	Cuando la Solicitud de Fuerza Mayor o exoneracion de compensaciones por expansion/reforzamiento en sistemas de transmision o por obras de gran envergadura se declare indudada o improcedente (en ultima instancia administrativa)

Fuente: Osinerming.



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: (Resolución N°-074-2004-OS/CD, 2004, pág. 11)

$$SAIFI_{MT} = \sum_{i=1}^{12} \frac{\sum N. usuarios. MT_i}{T. usuarios_i} \quad Ec 3.1$$

$$SAIDI_{MT} = \sum_{i=1}^{12} \frac{\sum D. usuarios. MT_i}{T. usuarios_i} \quad Ec 3.2$$

Donde:

$\sum N. usuarios. MT_i$: Suma de los registros del campo “**L**” del Anexo N° 1 correspondiente al sistema eléctrico y al mes i. Considerando los registros de interrupciones por distribución y excluyendo las de fuerza mayor.

$\sum D. usuarios. MT_i$: Suma de los registros del campo “**N**” del Anexo N° 1 correspondiente al sistema eléctrico y al mes i. Considerando los registros de interrupciones por distribución y excluyendo las de fuerza mayor.

T. usuarios_i : Valor que corresponde al campo “**C**” del Anexo N° 2 correspondiente al sistema eléctrico y al mes i.

Para el cálculo de los indicadores de calidad de suministro **SAIDI_{MT}** y **SAIFI_{MT}**, se ha tomado la base metodológica del procedimiento 074-2004-OS/CD.

3.6.3.1. Cálculo del indicador SAIDIMT en el alimentador 5021.

$$\text{SAIDI}_{\text{MT}} = \frac{\sum \text{Duracion de Cada Interrupcion} * \text{Numero Usuarios Afectados}}{\text{Numero Total Usuarios del Sistema Electrico}}$$

Como se puede apreciar en la Tabla N° 3.11, SAIDIMT máximo alcanzado fue de **SAIDI=39.75 hrs interrup/cliente** en el año 2018, lo que evidencia que está dentro de la tolerancia de **40 hrs interrup/ cliente**. Pero desde el año 2016 al 2019 se ve una tendencia de incremento del SAIDI, por lo que se debe tomar acciones correctivas para poder reducir las horas de interrupción en el alimentador 5021.

Tabla N° 3.11: Indicador SAIDI años del 2016 al 2019

PERIODO	INDICADOR SAIDI			
	Año - 2016	Año - 2017	Año - 2018	Año - 2019
Enero	2.95	0.21	3.41	1.62
Febrero	0.27	0.75	6.14	3.48
Marzo	2.33	0.74	5.14	4.45
Abril	2.78	0.14	5.73	1.34
Mayo	0.41	0.83	0.20	3.19
Junio	6.28	0.04	0.78	0.27
Julio	1.68	2.14	2.62	5.19
Agosto	2.64	1.13	0.62	0.30
Setiembre	1.62	2.43	0.30	2.33
Octubre	0.42	3.24	2.46	2.26
Noviembre	0.35	5.01	2.07	4.83
Diciembre	0.52	3.65	10.28	2.30
TOTAL	22.25	20.30	39.75	31.57
Tolerancia Anual	40	40	40	40
Condicion	Aceptable	Aceptable	Aceptable	Aceptable

Elaboración Propia.

3.6.3.2. Cálculo de indicador SAIFIMT en el alimentador 5021.

$$\text{SAIFI}_{\text{MT}} = \frac{\sum \text{Numero Total de Usuarios Afectados por Interrupcion}}{\text{Numero Total Usuarios del Sistema Electrico}}$$

De las interrupciones registradas desde el año 2016 al 2019 se han determinado los indicadores SAIFI en el alimentador 5021, anualmente. De la tabla N° 3.12, se muestra que el alimentador 5021 tiene un **SAIFI= 35 interrump/cliente**, valor máximo alcanzado en el año 2018, por tanto, ha superado largamente el valor permitido de **16 interrump/cliente**. Entonces esto demuestra que existe una problemática aún por resolver pues no se suministra energía eléctrica con calidad a los usuarios dentro del área de la fluencia del alimentador 5021.

Tabla N° 3.12: Indicador SAIFI Años del 2016 al 2019

PERIODO	INDICADOR SAIFI			
	Año - 2016	Año - 2017	Año - 2018	Año - 2019
Enero	1.68	0.19	5.58	3.02
Febrero	0.75	0.91	5.09	3.47
Marzo	1.04	1.58	6.42	5.64
Abril	3.57	0.21	3.01	2.07
Mayo	1.10	0.38	0.39	1.66
Junio	1.88	0.16	0.48	0.32
Julio	0.84	1.17	1.24	0.90
Agosto	1.22	1.44	0.68	0.28
Setiembre	1.42	3.85	0.73	0.99
Octubre	0.52	5.07	1.63	1.60
Noviembre	0.11	7.72	2.77	3.00
Diciembre	0.44	6.11	6.76	1.77
TOTAL	15	29	35	25
Tolerancia Anual	16	16	16	16
Condicion	Aceptable	No Aceptable	No Aceptable	No Aceptable

Elaboración Propia

3.7. DIAGNOSTICO SITUACIONAL DEL ALIMENTADOR 5021.

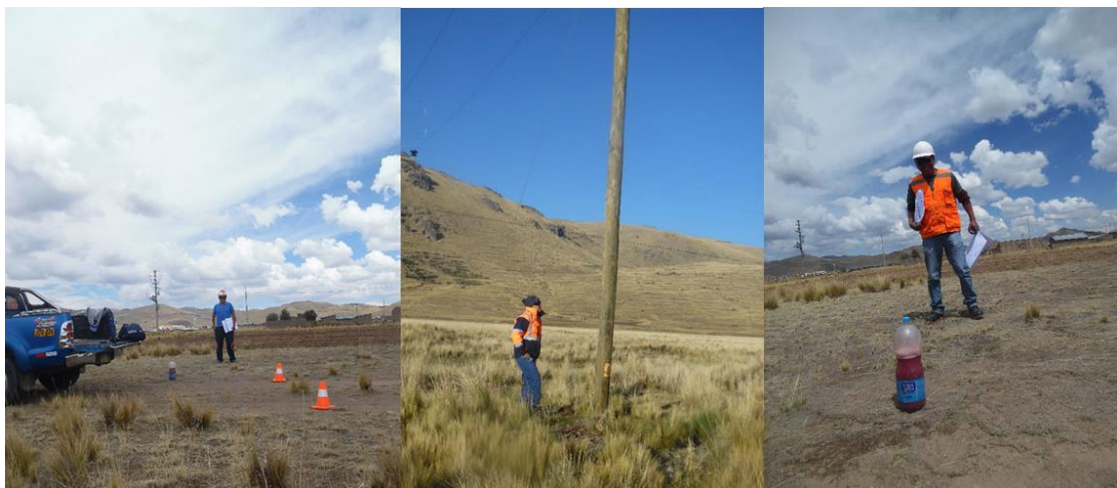
Para realizar el diagnostico situacional del alimentador se realizó 03 actividades relevantes de suma importancia y son las siguientes:

- Inspección de la infraestructura eléctrica existente.

- Registro dediciones de potencia (demanda) y corrientes de fases de la Celda de Salida 22.9kV de la SS.EE Taparachi del periodo del 2016 al 2020.
- Mediciones de corrientes de fases de los Reclosers existentes del año 2020.
- Adicionalmente se hizo una medición directa con el VARCORDER en el Recloser de Martorel y el Recloser de Kokan.

3.7.1. Inspección de la infraestructura eléctrica existente.

Para realizar el trabajo en campo primeramente se solicitó el unifilar del alimentador 5021 a la oficina de ArcGIS de Electro Puno, seguidamente se elaboró el plano topológico del alimentador 5021 en el AutoCAD y con esta información se fue a campo y se verifico los postes, crucetas, aisladores, los conductores sobre todo los 02 tramos principales, línea primaria que Juliaca hasta Lampa y Santa lucia, inspeccionar visualmente los equipos de protección, como los reclosers, los Cut Out y demás equipos como los pararrayos instalados a lo largo del alimentador.



*Figura N° 3.10: Trabajos de Campo del Proyecto de Investigación
Elaboración Propia.*

3.7.1.1. Postes de MT.

Se ha identificado en el tramo desde el distrito de lampa hasta el distrito vilavila, aún existen postes de madera de eucalipto que presentan deformación por el esfuerzo que realiza al soportar la tensión y el peso del conductor, por lo que es de suma importancia realizar el cambio de estas estructuras por poste de concreto.



*Figura N° 3.11: Poste de Madera con Deformación
Elaboración Propia.*

En el sector de la comunidad de campesina de Rivera Coylata, existen postes de MT que se encuentran instalados dentro de propiedades rurales, esto se debió que el proyecto de electrificación se ejecutó antes y posteriormente se hayan construido viviendas debajo de la línea primaria. Pero a pesar es esto, existe un riesgo eléctrico. Por lo que amerita reubicar los postes hacia la carretera.



*Figura N° 3.12: Poste de Madera ubicado en vivienda
Elaboración Propia.*

En el tramo entre el sector Choque Champine existe un poste instalado en la punta de un cerro, por lo que está expuesto a descargas atmosféricas, además por su ubicación realizar un mantenimiento es muy complicado y peligroso.



*Figura N° 3.13: Poste de Madera ubicado la punta cerro.
Elaboración Propia*

3.7.1.2. Crucetas de madera.

En el tramo desde Cabanillas hasta Santa Lucia, existen varios postes de madera de eucalipto que presentan deformaciones y las crucetas de madera que están a punto de romperse debido al esfuerzo que soportan. Además, que por el paso de los años ya han cumplido su vida útil. Por lo que se requiere cambiar estas crucetas por fierro galvanizado.



*Figura N° 3.14: Cruceta de Madera a Punto de Romperse
Elaboración Propia.*

3.7.1.3. Líneas primarias.

Una de los principales inconvenientes que presenta el alimentador 5021 es que sus líneas principales trifásicas son extremadamente largas, que en determinados tramos existen vanos muy largos ocasionando acercamiento de fases y esto origina que saque de servicio la línea y más aún se deteriore el conductor



Figura N° 3.15: Línea Primaria con vanos muy largos
Elaboración Propia.

Se ha identificado líneas primarias monofásicas muy largas que conectando a la troncal principal trifásica genera desbalances en el sistema, frente a esto se debe reforzar estas líneas y convertir en bifásicos. Además de implementar seccionadores en las troncales monofásicas de manera que pueda coordinar con los reclosers.



Figura N° 3.16: Línea Primaria con presencia de Nieves.
Elaboración Propia.

También se identificó que las líneas primarias instaladas a más de 4000msnm presentan constantes descargas atmosféricas con presencia de nieves en las épocas de avenidas, frente a esto se debe implementar pararrayos de línea y pararrayos tipo franklin en lugares de mayor incidencia de descarga atmosféricas.

3.7.1.4. Pararrayos

Existen pararrayos de porcelana que se encuentran instalados en línea trifásica principal, que necesariamente no son los adecuados. Esto debido para cuando ocurra una falla y se pierda el aislamiento del pararrayo, estos hacen contacto a tierra por medio de cobre conectado a tierra. Esta falla en ocasiones no es detectada por los equipos de protección, pues lo ve como carga. Lo que origina desbalances en el sistema trifásico y se pierde el nivel de aislamiento del sistema eléctrico.



Figura N° 3.17: Pararrayo Porcelana instalado en Línea Primaria.

Elaboración Propia.

3.7.1.5. Seccionamientos

En la mayoría de los seccionamientos de las derivaciones monofásicas se ha evidenciado que los porta fusibles Cut Out están caídas, lo que significa que han ocurrido fallas en estas líneas primarias. Cabe mencionar que los pobladores de estos sectores mencionan que Electro Puno demora en reponer en servicio, pues la única forma de saber que estos sectores no tienen energía eléctrica es que los mismos pobladores se aproximen a sus distritos más cercanos y comuniquen a sus autoridades de manera que estos comuniquen a la concesionaria. Por otro lado, se ha evidenciado que los tramos largos de líneas primarias monofásicas, la derivación principal se protege a través de seccionadores tipo Cut Out, pese a que este equipo de protección posee una sola protección, es recomendable instalar seccionalizadores o seccionadores de 3 tiempos.



Figura N° 3.18: Seccionador CUT OUT con Portafusible caído

Elaboración Propia.

3.7.1.6. Puestas a tierra

Las puestas a tierra como se aprecia en la imagen se evidencia que no se realizan mantenimientos a estos pues, las varillas y el conector Anderson producto de las descargas atmosféricas se encuentran sulfatadas. Para sistema eléctrico 22.9kV estrella donde el neutro es primordial para mantener en equilibrio el sistema.



Figura N° 3.19: Puesta a tierra deficiente

Elaboración Propia.

3.7.1.7. Perdida de aislamiento.

En el sector de Paratia la línea primaria recorre alturas a más de 4500msnm, a esta altitud se ve la presencia de nevadas en las épocas avenida, por lo que esta nieve se posa en los aisladores tipo PIN y los pararrayos. Esta situación hace que se pierda el nivel de aislamiento de aislamiento de la línea eléctrica



Figura N° 3.20: Aislador Porcelana expuesto a la Nieve.

Elaboración Propia.

Por otro lado, la rotura y/o fisura de un aislador tipo PIN de porcelana genera la pérdida del aislamiento de la línea. Esta es la causa principal de la corriente de fuga a tierra. La vibración del cable generalmente causa fatigas en el aislador por lo que lo más recomendable es instalar aisladores de suspensión tipo cadena.

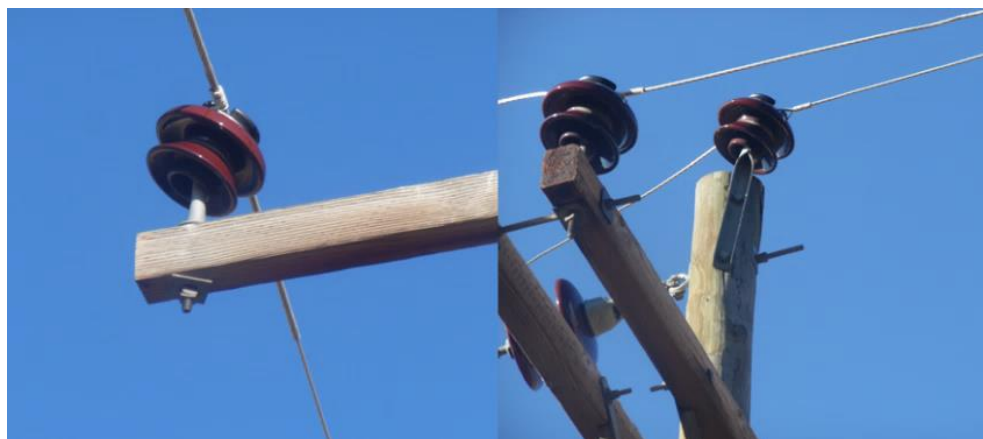


Figura N° 3.21: Aislador Porcelana con Deficiencia.

Elaboración Propia.

3.7.2. Reporte de medición celda salida 22.9kV SS.EE. Taparachi.

Electro Puno S.A.A. a través de su servicio eléctrico Juliaca posee 2 barras la primera en 10kV para la demanda de la zona urbana de la ciudad de Juliaca y 22.9kV para la zona rural. Para efectos del presente estudio de investigación, ELPUNO nos proporcionó las mediciones en la barra 22.9kV de los años 2016 al 2020.



Figura N° 3.22: Celdas de Salidas en 22.9kV de la SS.EE. Taparachi

Fuente: ISA REP SS.EE. Taparachi

Tabla N° 3.13: Registro de Mediciones periodo 2016

ALIMENTADORES		PERIODO - 2016	201601	201602	201603	201604	201605	201606	201607	201608	201609	201610	201611	201612
Punto de Medición	Nivel de Tensión	Descripción	Ene-16	Feb-16	Mar-16	Abr-16	May-16	Jun-16	Jul-16	Ago-16	Set-16	Oct-16	Nov-16	Dic-16
JU03	10 KV	Alimentador 5004	4.7	4.8	4.9	4.9	4.8	4.9	4.4	4.4	4.4	4.4	4.4	4.3
JU04	10 KV	Alimentador 5005	4.3	4.3	4.5	4.7	4.6	4.7	4.8	4.7	4.7	4.7	4.8	4.7
JU05	10 KV	Alimentador 5006	4.0	4.1	4.3	4.4	4.4	4.5	4.5	4.4	4.4	4.4	4.3	4.3
JU06	10 KV	Alimentador 5007	2.8	2.8	2.9	3.2	3.3	3.3	3.2	3.1	3.1	3.1	3.1	3.1
JU07	10 KV	Alimentador 5008	3.4	3.4	3.6	3.7	3.6	4.2	3.7	3.6	3.6	3.6	3.8	3.8
JU08	10 KV	Alimentador 5010	3.3	3.1	3.3	3.3	3.2	3.2	3.4	3.2	3.2	3.3	3.2	3.0
JU09	10 KV	Alimentador 5011	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
JU12	22.9 KV	Alimentador 5021	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
JU13	22.9 KV	Alimentador 2022	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
JU14	22.9 KV	Alimentador 2023	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
JU15	22.9 KV	Alimentador 2024	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
JU16	10 KV	Totalizador 10 KV	24.88	25.37	26.51	27.01	27.15	27.64	27.74	27.02	27.00	26.34	25.97	25.71
JU18	22.9 KV	Totalizador 22.9 KV	5.33	5.36	5.62	5.65	5.70	5.77	5.52	5.63	5.63	5.59	5.47	4.87

Fuente: Electro Puno S.A.A

Tabla N° 3.14: Registro de Mediciones periodo 2017

ALIMENTADORES			PERIODO - 2017											
Punto de Medición	Nivel de Tensión	Descripción	201701	201702	201703	201704	201705	201706	201707	201708	201709	201710	201711	201712
			Ene-17	Feb-17	Mar-17	Abr-17	May-17	Jun-17	Jul-17	Ago-17	Set-17	Oct-17	Nov-17	Dic-17
JU03	10 KV	Alimentador 5004	4.2	4.1	5.2	5.1	5.2	5.3	5.2	5.4	5.2	5.2	5.4	5.1
JU04	10 KV	Alimentador 5005	4.5	4.5	4.8	4.8	5.0	5.0	4.9	4.9	5.0	4.4	4.3	4.3
JU05	10 KV	Alimentador 5006	4.1	4.1	4.4	4.5	4.6	4.6	4.6	4.5	4.5	4.6	4.4	4.4
JU06	10 KV	Alimentador 5007	3.0	2.9	3.0	3.3	3.4	3.4	3.3	3.0	3.2	3.2	3.3	3.2
JU07	10 KV	Alimentador 5008	3.7	3.7	3.9	3.9	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	3.9	3.9	3.8
JU08	10 KV	Alimentador 5010	2.9	2.9	2.9	3.0	3.1	2.9	2.9	2.9	3.2	3.5	3.5	3.6
JU09	10 KV	Alimentador 5011	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
JU12	22.9 KV	Alimentador 5021	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
JU13	22.9 KV	Alimentador 2022	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
JU14	22.9 KV	Alimentador 2023	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
JU15	22.9 KV	Alimentador 2024	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
JU16	10 KV	Totalizador 10 KV	24.68	24.37	26.27	26.68	27.11	27.10	26.99	26.42	26.66	26.29	26.35	26.37
JU18	22.9 KV	Totalizador 22.9 KV	5.41	5.26	5.36	5.15	6.61	5.83	5.78	5.72	5.39	6.27	6.12	6.02

Fuente: Electro Puno S.A.A.

Tabla N° 3.15: Registro de Mediciones periodo 2018

ALIMENTADORES			PERIODO - 2018											
Punto de Medición	Nivel de Tensión	Descripción	201801	201802	201803	201804	201805	201806	201807	201808	201809	201810	201811	201812
			Ene-18	Feb-18	Mar-18	Abr-18	May-18	Jun-18	Jul-18	Ago-18	Set-18	Oct-18	Nov-18	Dic-18
JU03	10 KV	Alimentador 5004	5.0	5.1	5.2	5.4	5.4	5.4	5.3	5.4	5.2	5.3	5.3	5.1
JU04	10 KV	Alimentador 5005	4.1	4.2	4.3	4.5	4.4	4.6	4.5	4.4	4.5	4.5	4.5	4.5
JU05	10 KV	Alimentador 5006	4.2	4.2	4.4	4.5	4.5	4.7	4.5	4.4	4.4	4.4	4.4	4.3
JU06	10 KV	Alimentador 5007	3.0	3.0	3.2	3.3	2.9	2.8	2.7	2.6	2.7	2.7	2.9	2.7
JU07	10 KV	Alimentador 5008	3.7	3.7	3.9	3.9	3.9	4.1	0.0	4.0	4.0	3.9	3.9	3.8
JU08	10 KV	Alimentador 5010	3.4	3.3	3.4	3.3	3.4	3.4	0.0	3.4	3.3	3.3	3.3	3.4
JU09	10 KV	Alimentador 5011	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
JU12	22.9 KV	Alimentador 5021	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
JU13	22.9 KV	Alimentador 2022	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
JU14	22.9 KV	Alimentador 2023	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
JU15	22.9 KV	Alimentador 2024	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
JU16	10 KV	Totalizador 10 KV	25.51	25.48	26.68	28.17	26.25	27.17	26.68	26.55	26.40	26.00	26.49	25.85
JU18	22.9 KV	Totalizador 22.9 KV	6.09	5.83	5.24	7.39	6.73	6.91	6.54	6.65	6.34	6.23	6.15	5.99

Fuente: Electro Puno S.A.A.

Tabla N° 3.16: Registro de Mediciones periodo 2019

ALIMENTADORES			PERIODO - 2019											
Punto de Medición	Nivel de Tensión	Descripción	201901	201902	201903	201904	201905	201906	201907	201908	201909	201910	201911	201912
			Ene-19	Feb-19	Mar-19	Abr-19	May-19	Jun-19	Jul-19	Ago-19	Set-19	Oct-19	Nov-19	Dic-19
JU02	10 KV	Alimentador 5004	5.1	5.1	5.3	5.4	5.4	5.5	5.5	4.7	4.8	4.7	4.7	4.6
JU03	10 KV	Alimentador 5005	4.3	4.4	4.5	4.6	4.7	4.8	4.8	4.6	4.7	4.7	4.5	4.5
JU04	10 KV	Alimentador 5006	4.2	4.2	4.4	4.6	4.6	4.7	4.6	0.0	4.5	4.5	4.5	4.4
JU05	10 KV	Alimentador 5007	2.5	2.4	2.5	2.8	3.0	2.9	2.9	2.7	2.8	2.8	2.8	2.6
JU06	10 KV	Alimentador 5008	3.8	3.8	3.9	4.0	4.0	4.1	4.1	4.0	4.0	4.0	3.9	3.9
JU07	10 KV	Alimentador 5009	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
JU08	10 KV	Alimentador 5010	3.3	3.3	3.3	3.4	3.4	3.3	3.4	3.3	3.3	3.3	3.3	3.3
JU15	22.9 KV	Alimentador 5021	0.0	0.0	0.0	0.0	4.7	4.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
JU16	22.9 KV	Alimentador 5022	0.0	0.0	0.0	0.0	1.2	1.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
JU19	22.9 KV	Alimentador 5025	0.0	0.0	0.0	0.0	0.7	0.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
JU20	22.9 KV	Totalizador 10 KV	26.6	26.2	26.9	27.8	28.0	28.8	28.2	27.7	27.5	27.4	27.4	27.0
JU21	10 KV	Totalizador 10 KV	25.86	25.44	26.13	27.02	27.27	28.03	27.46	26.94	26.82	26.64	26.66	26.19
JU22	22.9 KV	Totalizador 22.9 KV	6.65	6.16	6.23	6.69	6.55	6.64	6.43	6.39	6.31	6.14	4.81	5.00

Fuente: Electro Puno S.A.A.

3.7.3. Reporte Medición en Reclosers del Alimentador 5021.

Para el presente estudio se obtuvo la data de mediciones de corrientes y potencias de los reclosers R48, R30, R50 y R46 instalados en el alimentador 5021 del año 2020.



Figura N° 3.23: Centro Control Electro Puno

Fuente: (Electro Puno S.A.A., 2020)

3.7.3.1. Recloser Taparachi - R48

Los datos del Recloser (R48), han sido proporcionados en formato “Vardex” del cual se extrajo las mediciones registradas por su respectivo relé “SEL-351R-2”

Tabla N° 3.17: Mediciones en el Recloser R48 - Taparachi

RECLOSER	TAPARACHI	Date:	11/03/2020	Time:	24:00.6	FID=SEL-351R-2-R305-V0-Z005005-D20070802						
SE	JULIACA	-	5021			CID=5588						
						BCBFID=R105						
DATE	TIME	IA	IB	IC	IG	VAB	VBC	VCA	FREQ	PF3	P(MW3)	Q(MVAR3)
11/03/2020	12:30:03	142.199	151.859	143.501	3.749	21.847	21.848	21.849	59.983	0.914	5.045	2.239
11/03/2020	12:45:01	142.641	152.539	145.203	3.867	21.922	21.923	21.924	59.97	0.914	5.095	2.261
11/03/2020	13:00:01	140.953	152.354	140.989	3.496	21.872	21.873	21.873	60.012	0.91	4.991	2.274
11/03/2020	13:15:01	142.613	154.521	147.399	2.672	21.825	21.826	21.827	59.972	0.909	5.092	2.335
11/03/2020	13:30:01	143.571	155.536	145.118	2.922	21.808	21.809	21.809	60.033	0.92	5.146	2.192
11/03/2020	13:45:01	141.930	154.166	142.893	5.010	21.713	21.714	21.715	59.972	0.918	5.052	2.183
11/03/2020	14:00:01	144.029	154.206	144.857	4.069	21.940	21.941	21.942	59.948	0.929	5.214	2.077
11/03/2020	14:15:02	143.486	155.553	143.250	4.427	21.935	21.936	21.937	60.009	0.928	5.198	2.087
11/03/2020	14:30:03	143.151	154.713	146.449	2.618	21.924	21.925	21.926	60.045	0.926	5.208	2.123
11/03/2020	14:45:02	146.442	158.688	147.121	3.338	21.855	21.856	21.856	59.954	0.929	5.301	2.112
11/03/2020	15:00:01	143.286	156.124	145.386	3.563	21.880	21.881	21.882	60.051	0.925	5.198	2.135
11/03/2020	15:15:01	144.779	154.784	143.844	4.674	21.970	21.971	21.972	60.06	0.926	5.208	2.123
11/03/2020	15:30:01	145.570	160.111	146.197	4.234	21.915	21.916	21.917	60.011	0.93	5.317	2.102
11/03/2020	15:45:02	141.633	156.756	143.491	4.205	21.912	21.913	21.914	59.99	0.928	5.188	2.083
11/03/2020	16:00:01	140.174	151.580	142.936	6.035	21.862	21.863	21.864	59.974	0.943	5.174	1.826

Fuente: Electro Puno S.A.A. (Ver Anexo N° 07)

3.7.3.2. Recloser Martorel – R30

Los datos del Recloser-R30, han sido proporcionados en formato “*Vardex*” del cual se extrajo las mediciones registradas por su respectivo relé “SEL-351R-2”.

Tabla N° 3.18: Mediciones en el Recloser - Martorel

RECLOSER	MARTOREL	Date:	11/08/2020	Time:	22:14.3	FID=SEL-351R-2-R303-V0-Z005005-D20061016						
SE	JULIACA	-	5021			CID=89C9						
						BCBFID=R107						
DATE	TIME	IA	IB	IC	IG	VAB	VBC	VCA	FREQ	PF3	P(MW3)	Q(MVAR3)
11/08/2020	13:30:01	68.831	71.587	68.816	2.206	22.199	22.2005	22.202	60.022	0.935	2.508	0.951
11/08/2020	13:45:01	64.478	67.105	65.134	1.959	22.231	22.2325	22.234	59.956	0.977	2.467	0.538
11/08/2020	14:00:02	66.653	68.617	66.86	2.293	22.259	22.2605	22.262	59.984	0.984	2.556	0.463
11/08/2020	14:15:03	63.991	66.475	64.251	2.333	22.281	22.283	22.285	60.025	0.992	2.485	0.316
11/08/2020	14:30:01	64.464	67.178	64.483	1.908	22.164	22.1655	22.167	59.96	0.993	2.492	0.296
11/08/2020	14:45:01	67.358	69.178	66.573	2.328	22.157	22.1585	22.16	60.025	0.935	2.430	0.922
11/08/2020	15:00:01	67.663	70.86	67.045	2.204	22.041	22.0425	22.044	59.952	0.936	2.449	0.921
11/08/2020	15:15:02	66.73	70.262	66.716	1.699	22.079	22.081	22.083	59.995	0.936	2.431	0.914
11/08/2020	15:30:01	65.631	67.809	65.054	3.102	22.059	22.0605	22.062	59.945	0.948	2.397	0.805
11/08/2020	15:45:02	69.947	72.033	69.139	2.566	22.047	22.048	22.049	59.951	0.93	2.499	0.988
11/08/2020	16:00:01	75.331	77.985	75.21	2.357	22.023	22.025	22.027	60.042	0.925	2.688	1.104
11/08/2020	16:15:01	77.229	79.551	77.016	2.798	21.976	21.9775	21.979	59.994	0.92	2.729	1.163
11/08/2020	16:30:02	77.131	79.379	75.786	3.247	21.949	21.951	21.953	59.965	0.915	2.694	1.188
11/08/2020	16:45:01	71.517	73.635	70.631	2.882	22.037	22.0385	22.04	60.021	0.928	2.548	1.023
11/08/2020	17:00:02	74.175	76.337	73.813	2.677	21.955	21.9565	21.958	59.983	0.932	2.650	1.031

Fuente: Electro Puno S.A.A. (Ver Anexo N° 08)

3.7.3.3. Recloser Santa Lucia – R50

Los datos del Recloser-R50, han sido proporcionados en formato “*Vardex*” del cual se extrajo las mediciones registradas por su respectivo relé “SEL-351R-2”.

Tabla N° 3.19: Mediciones en el Recloser – Santa Lucia

RECLOSER	SANTA	LUCIA	Date:	16/11/2020	Time:	44:54.6	FID=SEL-351R-2-R306-V0-Z005005-D20090316					
LINEA	SANTA	LUCIA	TACAZA				CID=B21E					
							BCBFID=R107					
DATE	TIME	IA	IB	IC	IG	VAB	VBC	VCA	FREQ	PF3	P(MW3)	Q(MVAR3)
15/11/2020	06:30:02	41.9013	42.8967	40.8037	1.2978	22.185	22.194	22.515	59.992	0.907	1.466	0.681
15/11/2020	06:45:02	42.9702	44.1357	41.8439	1.3629	22.195	22.195	22.514	60.063	0.91	1.511	0.688
15/11/2020	07:00:01	39.6235	40.8205	38.8808	1.3349	22.128	22.539	22.759	60.064	0.917	1.420	0.618
15/11/2020	07:15:01	42.6776	43.5043	41.5849	1.3517	22.191	22.273	22.597	59.988	0.91	1.500	0.684
15/11/2020	07:30:01	40.0582	41.5415	39.1643	1.3118	22.174	22.475	22.818	60.005	0.917	1.438	0.625
15/11/2020	07:45:01	42.0049	43.1564	41.1243	1.4105	21.979	22.281	22.423	59.987	0.914	1.481	0.657
15/11/2020	08:00:01	32.812	33.828	31.956	1.355	22.442	23.228	23.755	60.026	0.914	1.204	0.534
15/11/2020	18:15:01	37.203	37.491	35.658	1.614	22.155	22.766	22.942	59.979	0.978	1.409	0.301
15/11/2020	18:30:02	39.884	40.223	38.067	1.633	21.959	22.542	22.525	59.983	0.95	1.448	0.476
15/11/2020	18:45:02	42.567	42.988	40.412	1.518	21.973	22.21	22.273	60.011	0.94	1.514	0.550
15/11/2020	19:00:01	41.132	41.998	39.304	1.385	21.883	22.321	22.345	59.952	0.949	1.488	0.494
15/11/2020	19:15:02	41.150	41.906	39.752	1.443	21.935	22.367	22.377	60.003	0.95	1.497	0.492
15/11/2020	19:30:01	41.532	42.034	40.053	1.628	21.956	22.336	22.295	59.987	0.943	1.494	0.527
15/11/2020	19:45:01	40.903	41.185	39.193	1.553	22.043	22.401	22.425	60.005	0.937	1.462	0.545
15/11/2020	20:00:01	42.230	42.986	40.951	1.475	21.814	22.017	21.916	59.971	0.943	1.505	0.531

Fuente: Electro Puno S.A.A. (Ver Anexo N°-09)

3.7.3.4. Recloser Paratia – R46

Los datos del Recloser-R46, han sido proporcionados en formato “*Vardex*” del cual se extrajo las mediciones registradas por su respectivo relé “*SEL-351R-2*”.

Tabla N° 3.20: Mediciones en el Recloser – Paratia

RECLOSER	PARATIA	Date:	11/09/2020	Time:	44:53.5	FID=SEL-351R-2-R305-V0-Z005005-D20070802						
SE	JULIACA	-	5021			CID=5588						
						BCBFID=R105						
DATE	TIME	IA	IB	IC	IG	V _{AB}	V _{BC}	V _{CA}	FREQ	PF3	P(MW3)	Q(MVAR3)
11/04/2020	04:45:01	21.4128	22.3008	21.98016	0.7032	21.676	21.677	21.678	59.965	0.921	0.757	0.320
11/04/2020	05:00:02	20.2546	21.1541	20.7108	0.8382	21.752	21.7525	21.753	59.981	0.913	0.712	0.318
11/04/2020	05:15:02	19.8055	20.8560	20.26776	0.6201	21.664	21.665	21.666	59.988	0.914	0.697	0.309
11/04/2020	05:30:02	19.7030	20.5418	20.07	0.753	21.923	21.9235	21.924	59.956	0.921	0.703	0.297
11/04/2020	05:45:01	19.1892	20.1053	19.32936	0.5121	21.892	21.8925	21.893	59.937	0.922	0.683	0.287
11/04/2020	06:00:01	19.7762	20.6585	19.73904	0.7509	21.875	21.8755	21.876	59.921	0.927	0.705	0.285
11/04/2020	06:15:02	19.4482	20.4958	19.782	0.4395	21.845	21.8455	21.846	59.942	0.92	0.693	0.295
11/04/2020	06:30:02	19.5821	20.5058	19.81488	0.8544	21.935	21.9355	21.936	60.112	0.925	0.702	0.288
11/04/2020	06:45:01	20.6630	21.5390	21.03048	0.6327	21.823	21.824	21.825	59.985	0.93	0.741	0.293
11/04/2020	07:00:02	20.1468	20.8034	20.13984	1.5126	21.796	21.7965	21.797	59.974	0.939	0.722	0.264
11/04/2020	07:15:02	21.4836	22.3634	21.14232	1.2726	21.756	21.7565	21.757	59.979	0.94	0.767	0.279
11/04/2020	07:30:01	21.9650	23.2541	21.86568	0.9864	21.697	21.698	21.699	60.047	0.947	0.796	0.270
11/04/2020	07:45:01	20.7216	22.0440	21.18144	1.3368	21.918	21.919	21.92	59.961	0.95	0.769	0.253
11/04/2020	08:00:02	21.1817	22.0258	21.27744	1.5426	21.83	21.831	21.832	59.956	0.952	0.774	0.249
11/04/2020	08:15:01	21.0190	22.2499	21.53928	1.6263	21.827	21.828	21.829	60.028	0.946	0.773	0.265

Fuente: Electro Puno S.A.A. (Ver Anexo N°-10).

Adicionalmente se hizo la medición directa con el **VARCORDER** en 2 puntos para poder contrastar el reporte de medición de los Recloser. Esta medición se realizó en proximidades del Recloser Martorel (R30) y Recloser Kokan (R94), como se aprecia en la siguiente figura.



Figura N° 3.24: Medición Corriente y CosØ con VARCORDER



Elaboración Propia.

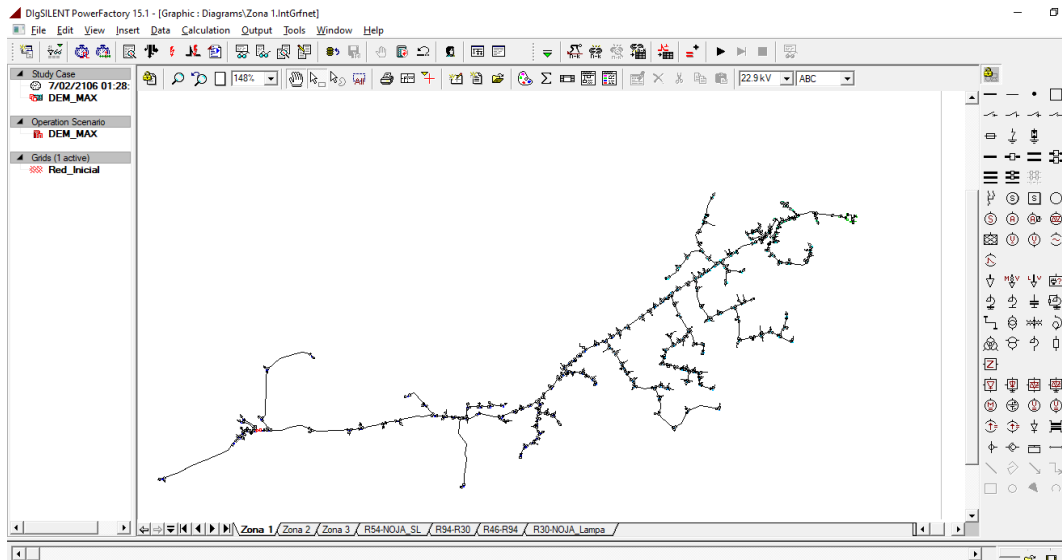
3.8. MODELAMIENTO DEL ALIMENTADOR 5021

En esta parte del estudio, se diseña el unifilar del alimentador 5021 en el programa DIgSILENT Power Factory V15.1.7 de acuerdo al plano topológico verificado en campo anteriormente. Para evaluar el comportamiento del sistema eléctrico en su estado actual se requiere de las siguientes informaciones.

- Mediciones de potencia, corriente y $\text{Cos}\phi$ de los reclosers ubicados dentro del alimentador 5021.
- Diagrama Unifilar del Alimentador 5021
- Ubicación de Reclosers, Reguladores de Tensión.
- Unifilar del SEIN 2018.

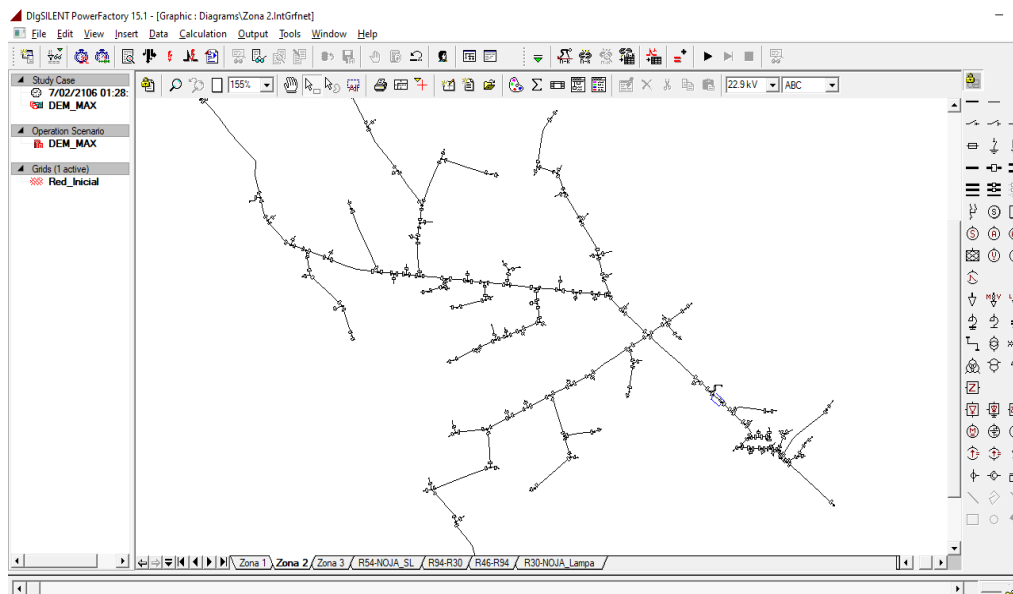
Como se aprecia en las figuras 3.25, 3.26 y 3.27 se ha diseñado el alimentador 5021 en el DIgSILENT en la misma forma topológica del ArcGIS definido en 3 zonas de trabajo:

Zona 1 : comprende desde la SS.EE. Taparachi pasando por yocara, cabanillas, huataquita, taya taya hasta Santa lucia y la Mina Tacasa de Ciemsa.



*Figura N° 3.25: Diagrama Unifilar Alimentador 5021 – Zona 1.
Elaboración Propia.*

Zona 2: comprende desde el Nodo 6 ubicado en sector de Kokan hasta el Nodo 225 donde está ubicado el regulador de tensión de lampa.



*Figura N° 3.26: Diagrama Unifilar Alimentador 5021 – Zona 2.
Elaboración Propia.*

Zona 3: comprenden desde el Nodo 225 pasando por la ciudad de lampa, hasta Paratia, Palca, Vilavila y sus comunidades.

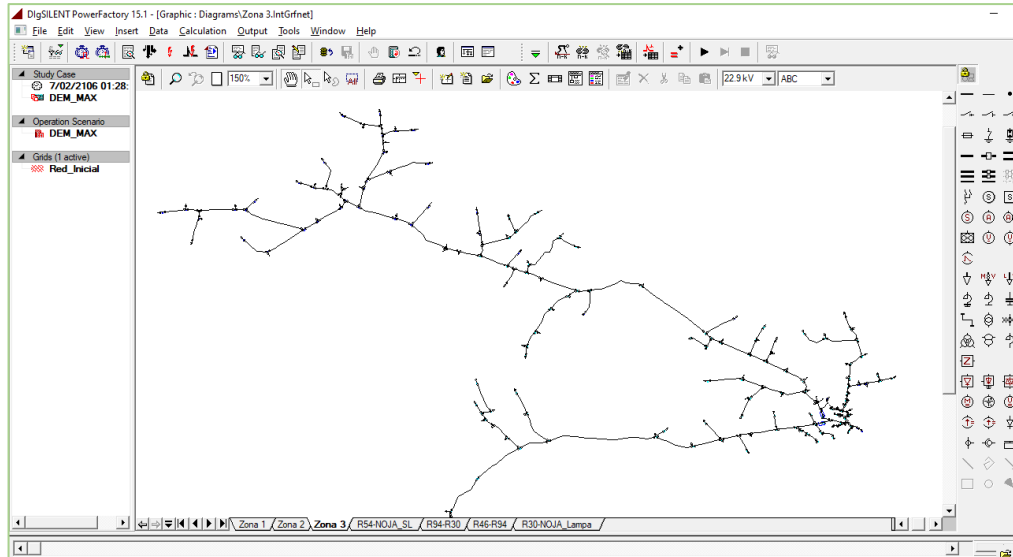


Figura N° 3.27: Diagrama Unifilar Alimentador 5021 – Zona 3.
Elaboración Propia.

3.8.1. Datos del equivalente de red

Los datos de las impedancias de secuencias y potencia de cortocircuito se han calculado del SEIN 2018 en la barra de 138kV, esta barra se ha tomado como infinita, cuyos datos ya ingresados al DIGSILENT se muestra en la siguiente figura.

Max. Values		Min. Values	
Short-Circuit Power S_{k^*max}	585.235 MVA	Short-Circuit Power S_{k^*min}	585.235 MVA
Short-Circuit Current I_{k^*max}	2.448446 kA	Short-Circuit Current I_{k^*min}	2.448446 kA
R/X Ratio (max.)	0.2803662	R/X Ratio (min.)	0.2803662
Impedance Ratio		Impedance Ratio	
Z2/Z1 max.	1.005197	Z2/Z1 min.	1.005197
X0/X1 max.	0.455767	X0/X1 min.	0.455767
R0/X0 max.	0.06247906	R0/X0 min.	0.06247906

Figura N° 3.28: Thévenin Equivalente del SEIN en Barra 138kV
Elaboración Propia.

3.8.2. Calculo eléctrico de líneas.



Básicamente en las líneas aéreas de media tensión, su sección del conductor elegido debe cumplir con siguientes criterios.

- La corriente máxima admisible del conductor debe ser mayor a la corriente que transporta en régimen permanente.
- La caída de tensión, en régimen permanente, de estar dentro de las tolerancias admisibles.
- Las pérdidas de potencia (perdidas por efecto Joule y Corona) debe estar dentro de unas tolerancias admisibles.

3.8.2.1. Resistencia

La resistencia eléctrica está definida por:

$$R = \rho \cdot \frac{L}{A}$$

Donde:

R: resistencia del conductor (Ω)

ρ : resistividad del material ($\Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$)

A: sección transversal del conductor (mm^2)

3.8.2.2. Reactancia inductiva en serie

La inductancia de una línea eléctrica trifásica se calcula con la siguiente ecuación (Balbás García, 2017):

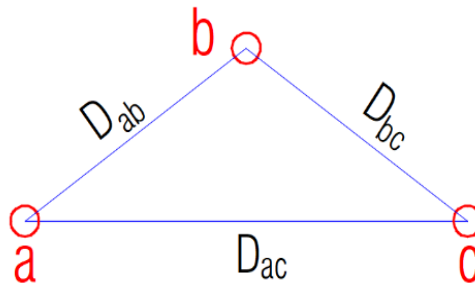


Figura N° 3.29: Distribución de la línea trifásica
Elaboración Propia.

$$L_a = 2 \cdot 10^{-4} \cdot \ln\left(\frac{DMG}{RMG}\right) = 2 \cdot 10^{-4} \cdot \ln\left(\frac{\sqrt[3]{D_{ab} \cdot D_{bc} \cdot D_{ca}}}{r'}\right) \left(\frac{H}{Km}\right)$$

Donde:

DMG: Distancia Media Geométrica.

RMG: Radio Medio Geométrico.

3.8.2.3. Capacitancia

Esta dada por:

$$C = \frac{2 \cdot \pi \cdot k}{\ln\left(\frac{DMG}{D_{sc}}\right)}$$

Dónde:

K Para el espacio libre es $8,85 \cdot 10^{-12}$ F/m

DMG Diámetro medio Geométrico

Dsc Radio exterior del conductor

La admitancia paralela de una línea se compone de conductancia y reactancia capacitiva. Por lo común la conductancia se asume cero o despreciable debido a que su contribución a la admitancia paralelo es muy pequeña.

3.8.2.4. Impedancias.

Para los cálculos del flujo de potencia se han considerado los parámetros eléctricos de la tabla N° 3.21, estos valores han sido calculados según al tipo de armado de las estructuras lo que predomina son el tipo triangulo y postes de 12m.

Tabla N° 3.21: Parámetros eléctricos de las líneas aéreas

CONDUCTOR	R1 (Ohm/km)	X1 (Ohm/km)	R0 (Ohm/km)	X0 (Ohm/km)
AAAC_25mm2	1.37009	0.46947	1.54308	1.94799
AAAC_35mm2	0.97912	0.45643	1.15211	1.93495
AAAC_50mm2	0.68118	0.44294	0.85416	1.92146
AAAC_70mm2	0.48824	0.43059	0.66123	1.90911
AAAC_120mm2	0.28442	0.40929	0.4574	1.88782
Cu_16mm2	1.1301	0.48637	1.30309	1.96489
Cu_25mm2	0.71017	0.46947	0.88316	1.94799
Cu_50mm2	0.38031	0.44444	0.5533	1.92296

Elaboración Propia.

3.8.3. Perdidas de potencia

La pérdida de potencia se debe calcular con la siguiente relación (Galeas Arana, 2010):

$$\%P_P = \frac{100(P_S - P_R)}{P_S}$$

Donde:

%P_P: Porcentaje de perdida de potencia en toda la línea, este valor no está normado, pero se recomienda que sea menor a 3%.

PS: Potencia en el extremo transmisor (kW)

PR: Potencia en el extremo receptor (kW)

3.8.4. Reguladores de tension en el alimentador 5021.

La calidad de producto exige hoy en día un mayor cuidado en los niveles de tensión en los sistemas eléctricos de distribución, por eso ELPU ha instalado 02 banco de reguladores de tensión monofásicos. El primero ubicado en la línea primaria antes de ingresar a la ciudad de Lampa y el segundo en el tramo de línea primaria antes ingresar a la ciudad de Santa Lucia.

Los reguladores de tensión instalados en Lampa y Santa Lucia son de 144KVA, 100A, 150kV BILL, con un TAPs de 32 posiciones de regulación tensión de $\pm 10\%$ 32-5/8% STEPS.

3.8.4.1. Reguladores de tension Lampa

El primer grupo de 3 reguladores de tensión monofásicos tensión de 144kVA están ubicado a la entrada de la ciudad lampa según coordenadas (X=353765, Y=8299817).



Figura N° 3.30: Regulador de Tension Lampa.

Elaboración Propia.

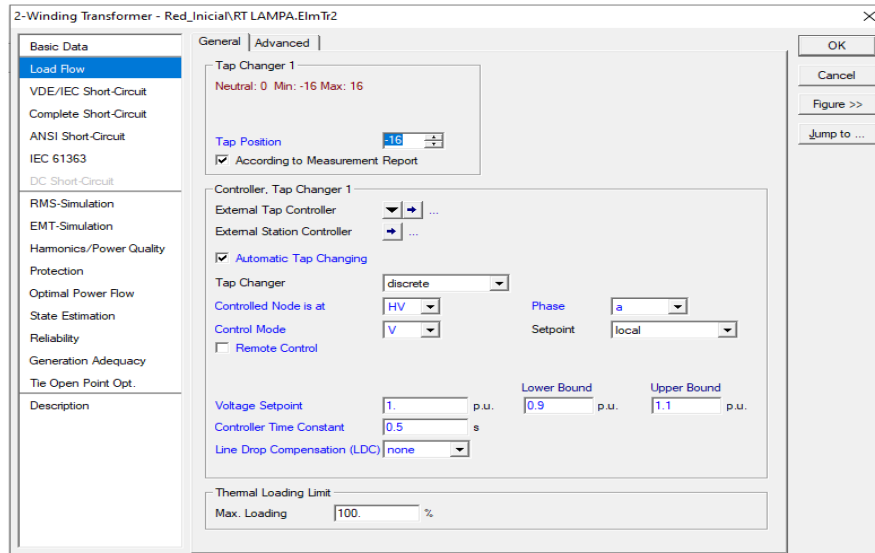


Figura N° 3.31: *Parámetros del Regulador de Tension Lampa.*
Elaboración Propia.

3.8.4.2. Reguladores de Tension Santa Lucia

El segundo grupo de 3 reguladores de tensión monofásicos tensión de 144kVA están ubicado a la entrada de la ciudad de santa Lucia según las coordenadas (X=328810, Y=8264585).



Figura N° 3.32: *Regulador de Tension Santa Lucia.*
Elaboración Propia.

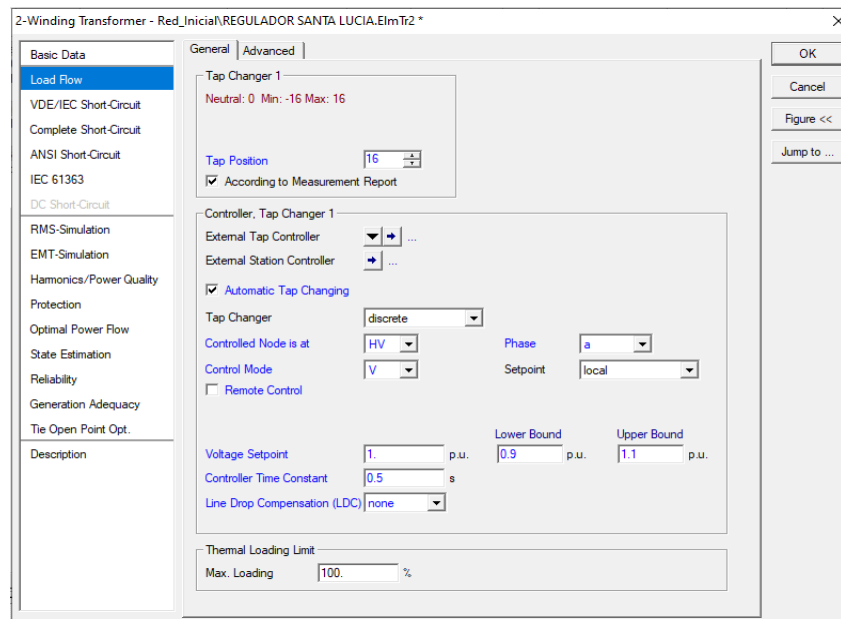


Figura N° 3.33: Parámetros del Regulador de Tensión de Santa Lucia.

Elaboración Propia.

3.9. ANALISIS DEL PERFIL DE TENSION DEL ALIMENTADOR 5021.

Si bien es cierto que el DIGSILENT Power Factory nos brinda una amplia variedad de resultados como:

- Potencia Activa y Reactiva.
- Corrientes en nodos y barras.
- Cargabilidad de la línea.
- Caídas de tensión y las pérdidas de potencia activa de la Red.

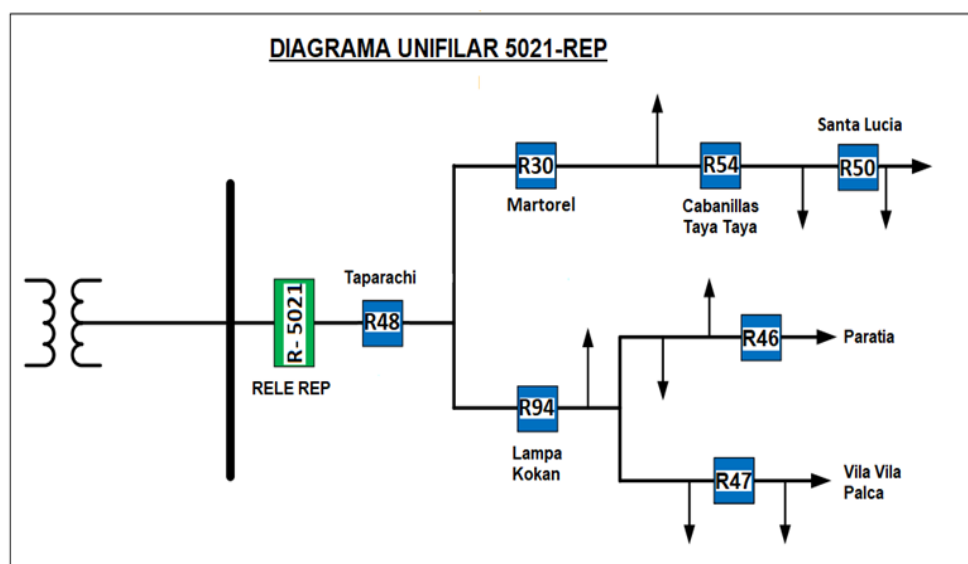
En esta parte del proyecto, realizar un analizar el comportamiento del perfil de tensiones sería imposible concretarlo, debido a que ninguno de los equipos de recierre (Recloser) cuenta con un sistema de medición de voltaje en MT. En ese sentido la única herramienta accesible para llevar a cabo el análisis del comportamiento del perfil de tension con el DIGSILENT Power Factory.

Entonces se ha planteado realizar 03 simulaciones en el DIGSILENT. Los escenarios 01 y 02 son parte de análisis actual de cómo se encuentra el sistema eléctrico referido a calidad de tensión. En cuanto al escenario 03 es el aporte del investigador como propuesta para mejorar la calidad de tensión en el alimentador 5021.

- Escenario 01. “Situación Actual de Operación del Sistema Eléctrico”.
- Escenario 02. “Sistema Eléctrico con Proyecto de Inversión”.
- Escenario 03. “Mejorar el Nivel de Tension del Sistema Eléctrico”.

3.9.1. Escenario 01 Situación Actual de Operación del Sistema Eléctrico

Este escenario comprende realizar en flujo de potencia del alimentador 5021 en el DIGSILENT, de acuerdo a la **situación actual y las condiciones de operación**, para lo cual se está utilizando las mediciones de los reclosers instalados en el alimentador, de manera que los parámetros obtenidos producto de la simulación se asemejen a las mediciones de los reclosers. Esta técnica ayuda en la precisión de los resultados.



*Figura N° 3.34: Diagrama Unifilar Alimentador 5021 actual
Elaboración Propia.*

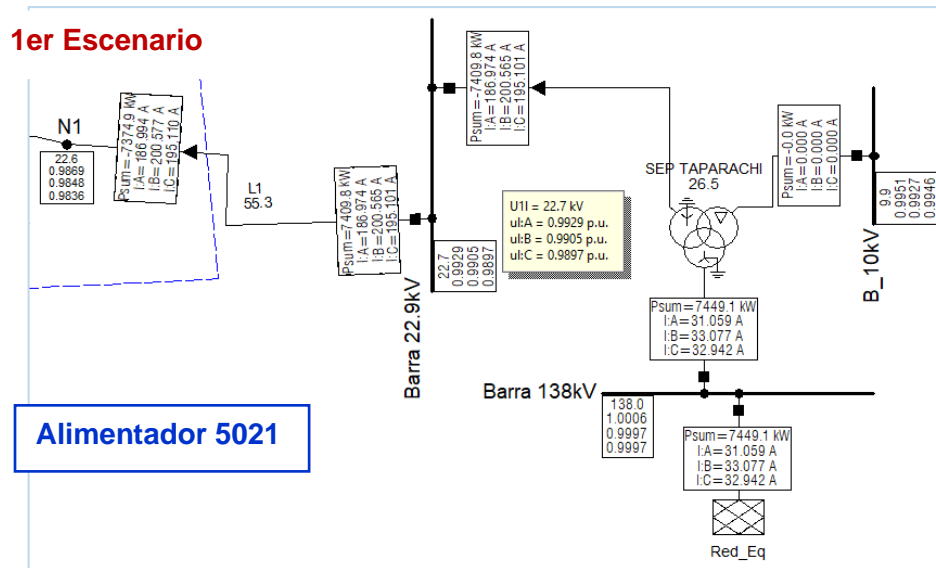


Figura N° 3.35: Modulo del Flujo de Potencia DIgSILENT del AL-5021

Elaboración Propia.

Del flujo de potencia se determina que la máxima demanda del alimentador 5021 en este primer escenario es de 7.63MVA, esto significa que el alimentador 5021 consume el 38.17% de la potencia instalada del transformador de potencia T63-121 de la SS.EE. Taparachi.

Tabla N° 3.22: Resultado de flujo de potencia en la barra 22.9kV

ALIMENTADOR 5021 "Salida JU15-22.9kV"									
UBICACIÓN	POTENCIAS (MD)			TENSION (Kv)			CORRIENTE (A)		
	MVA	MW	MVAR	RS	ST	RT	R	S	T
BARRA 22.9kV	7.63	7.41	1.82	22.70	22.73	22.65	186.97	200.56	195.10

Elaboración Propia.

De acuerdo a la Tabla N° 3.22, podemos ver que la corriente de máxima demanda es $I_{max}=200.56A$, para el tema protección de la línea la I_{max} está dentro del rango de operación y protección del Relé MICOM P139 de la celda de salida del alimentador 5021, pues su transformación de corriente del relé de protección es de $TC=250/1$.

Load Flow Calculation		System Stage: Red_Inicial		Study Case: DEM_MAX	
Grid: Red_Inicial		Summary			
No. of Substations	0	No. of Busbars	3	No. of Terminals	451
No. of 2-w Trfs.	2	No. of 3-w Trfs.	1	No. of syn. Machines	0
No. of Loads	381	No. of Shunts	0	No. of SVS	0
Generation	=	0.00 kW	0.00 kvar	0.00 kVA	
External Infeed	=	7449.13 kW	2069.17 kvar	7731.18 kVA	
Inter Grid Flow	=	0.00 kW	0.00 kvar		
Load P(U)	=	6521.33 kW	1380.26 kvar	6665.80 kVA	
Load P(Un)	=	6521.33 kW	1380.26 kvar	6665.80 kVA	
Load P(Un-U)	=	0.00 kW	0.00 kvar		
Motor Load	=	0.00 kW	0.00 kvar	0.00 kVA	
Grid Losses	=	927.80 kW	688.91 kvar		
Line Charging	=		-441.51 kvar		
Compensation ind.	=		0.00 kvar		
Compensation cap.	=		0.00 kvar		
Installed Capacity	=	0.00 kW			
Spinning Reserve	=	0.00 kW			

Figura N° 3.36: *Calculo del Flujo de Potencia – AL 5021.*

Elaboración Propia.

De acuerdo al flujo de potencia del alimentador 5021 de ha determinado que el total de cargas consumen 6.52MW de potencia activa y las pérdidas de potencia del sistema es 927kW, por otro lado, la línea primaria consume 441.51kVAR de potencia reactiva. (Figura N° 3.36).

3.9.2. Escenario 02 sistema eléctrico con proyecto de inversión

En este segundo escenario Electro Puno, a través de la gerencia técnica y a solicitud del jefe de servicio eléctrico Juliaca, han independizado el alimentador 5021 en 03 nuevos alimentadores, a través de un proyecto de inversión ejecutada por ELP. Con el fin de evitar que una interrupción afecte a la totalidad de clientes del alimentador 5021.

- Alimentador 5021; Desde la SS.EE. Taparachi hasta sector Yocara
- Alimentador 5023; Desde la SS.EE. Taparachi hasta de Lampa, Palca, Vilavila, Paratia y la comunidad de Chilahuito.
- Alimentador 5024; Desde la SS.EE. Taparachi hasta Santa Lucia.

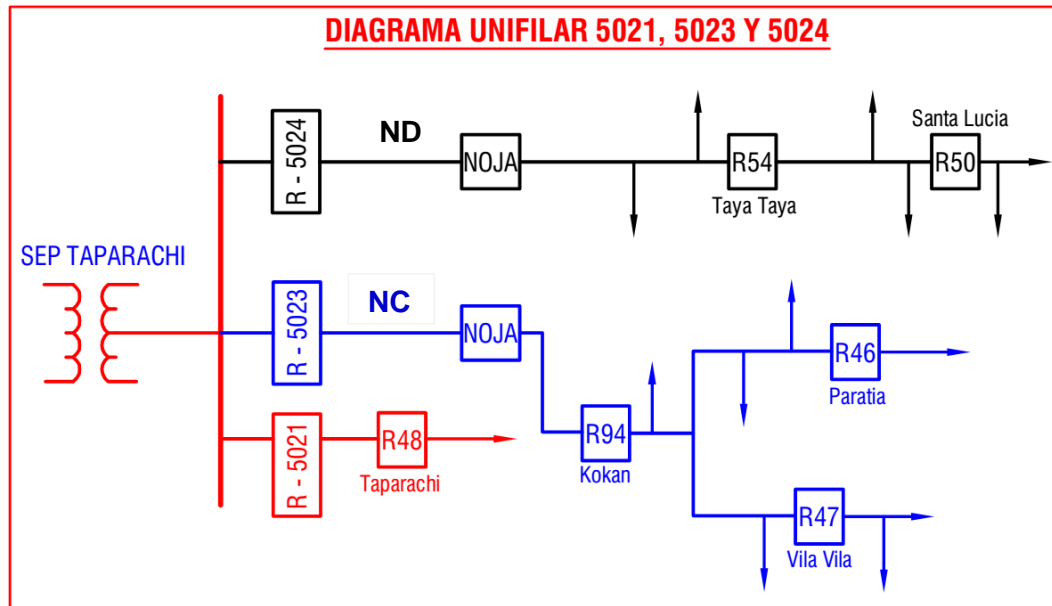


Figura N° 3.37: Diagrama Unifilar Alimentador 5021-5023-5024

Elaboración Propia.

Como parte de la independización del alimentador 5021, se ha implementado 18.632km de línea primaria doble terma desde la SS.EE. Taparachi hasta el sector de Yocara con conductor de 120mm² AAAC y se ha adicionado 02 recloser NOJA en los nodos NC y ND para cada nuevo alimentador 5023 y 5024.

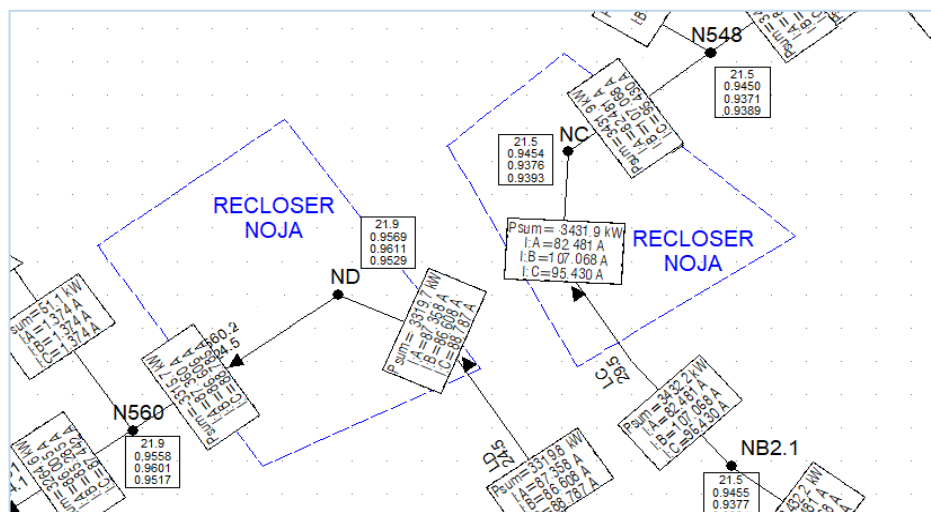


Figura N° 3.38: Ubicación de Reclosers NOJA los ALIM- 5023 y 5024

Elaboración Propia.

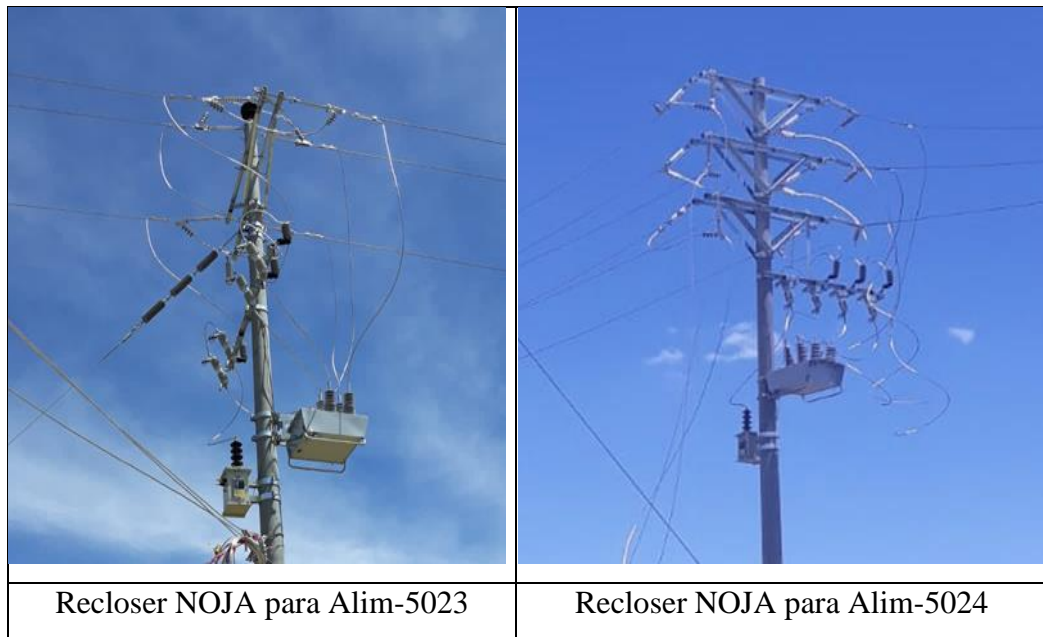


Figura N° 3.39: Reclosers Instalados para los Alimentadores 5023 y 5024
Elaboración Propia.

Con esta nueva configuración del sistema eléctrico en estudio, se realiza la simulación del flujo de potencia en el programa DigSILENT, con el fin de analizar el comportamiento del perfil de tensiones de los nuevos alimentadores 5021, 5023 y 5024.

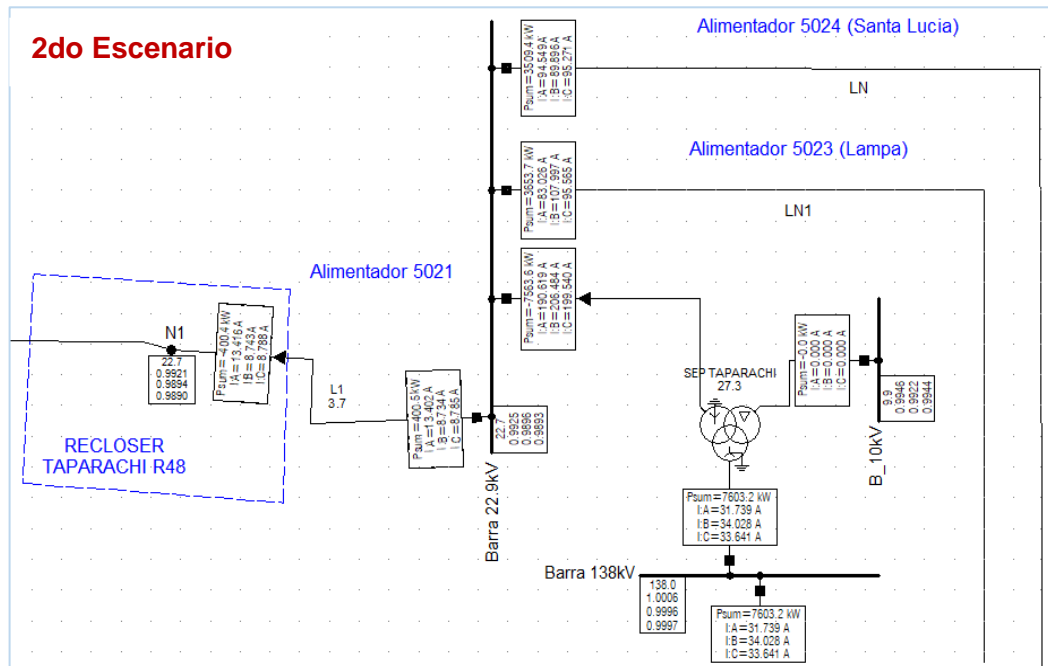


Figura N° 3.40: Flujo de Potencia de los Alimentadores 5021, 5023 y 5024
Elaboración Propia.

De acuerdo al flujo de potencia obtenido del DIGSILENT en este segundo escenario, la máxima demanda en la barra de 22.9kV es de 7.56MW, lo que representa la suma de las máximas demandas de los 03 alimentadores nuevos. La potencia aparente en la barra 22.9kV es 7.82MVA lo que representa un consumo del 39.10% de la potencia instalada del transformador de potencia T63-121 de la SS.EE. Taparachi.

Tabla N° 3.23. Resultado del Flujo de Potencia 2do escenario.

ALIMENTADOR 5021-5023-5024, "Salida JU15-22.9kV"									
UBICACIÓN	POTENCIAS (MD)			TENSION (kV)			CORRIENTE (A)		
	MVA	MW	MVAR	RS	ST	RT	R	S	T
BARRA 22.9kV	7.82	7.56	1.99	22.70	22.71	22.64	190.98	206.63	199.62
ALIM-5021	0.40	0.40	0.06	22.69	22.71	22.63	13.40	8.73	8.78
ALIM-5023	3.75	3.65	0.84	22.66	22.66	22.59	83.03	108.00	95.57
ALIM-5024	3.66	3.50	1.04	22.65	22.67	22.59	94.55	89.90	95.27

Elaboración Propia.

De la tabla N° 3.23, se muestra que los nuevos alimentadores 5023 y 5024 tienen una máxima demanda de 3.65MW y 3.50MW respectivamente. Con respecto a las máximas corrientes determinadas para cada alimentador se requiere configurar las protecciones de celdas de estos nuevos alimentadores.

Load Flow Calculation	System Stage: Red_Inicial			Study Case: DEM_MAX		
Grid: Red_Inicial	Summary					
No. of Substations	0	No. of Busbars	3	No. of Terminals	457	
No. of 2-w Trfs.	2	No. of 3-w Trfs.	1	No. of syn. Machines	0	
No. of Loads	381	No. of Shunts	0	No. of SVS	0	
Generation	=	0.00 kW	0.00 kvar	0.00 kVA		
External Infeed	=	7603.21 kW	2205.76 kvar	7916.70 kVA		
Inter Grid Flow	=	0.00 kW	0.00 kvar	0.00 kVA		
Load P(U)	=	6521.33 kW	1380.26 kvar	6665.80 kVA		
Load P(Un)	=	6521.33 kW	1380.26 kvar	6665.80 kVA		
Load P(Un-U)	=	0.00 kW	0.00 kvar	0.00 kVA		
Motor Load	=	0.00 kW	0.00 kvar	0.00 kVA		
Grid Losses	=	1081.87 kW	825.50 kvar			
Line Charging	=		-512.96 kvar			
Compensation ind.	=		0.00 kvar			
Compensation cap.	=		0.00 kvar			
Installed Capacity	=	0.00 kW				
Spinning Reserve	=	0.00 kW				

Figura N° 3.41: Calculo del Flujo de Potencia – AL 5021, 5023 y 5024.

Elaboración Propia.

CAPÍTULO IV

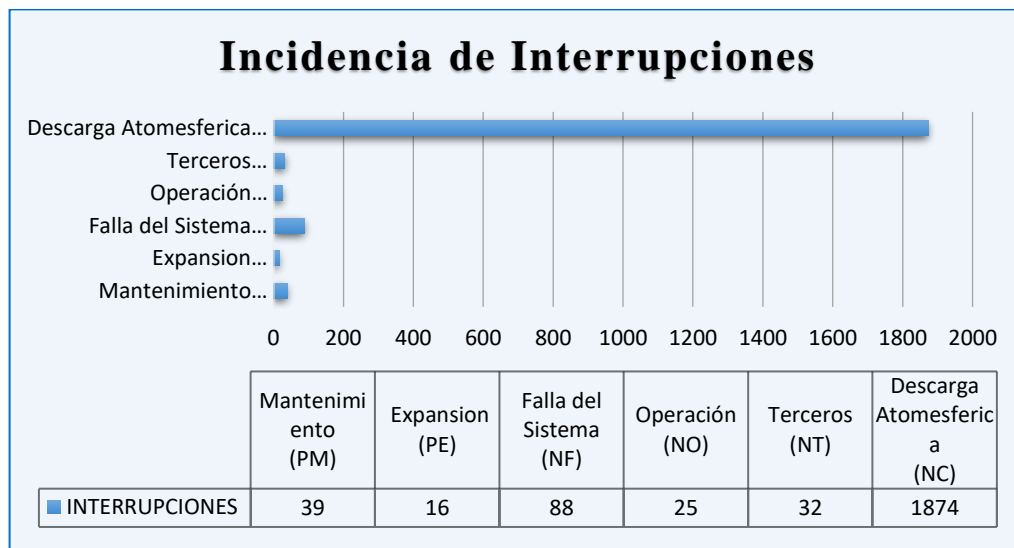
RESULTADOS Y DISCUSIÓN

4.1. RESULTADO DEL ANALISIS DE CALIDAD DE SUMINISTRO

Para analizar la calidad de suministro en el alimentador 5021, primeramente, se ha revisado toda la data de interrupciones registradas en el alimentador desde el año 2016 al 2019, en esta parte se ha seleccionado interrupciones provenientes por distribución y las interrupciones por generación y transmisión se consideran como fuerza mayor, excluyendo estas para los cálculos de indicadores de calidad de suministro.

4.1.1. Interrupciones de mayor incidencia

En estos 4 años 2016, 2017, 2018 y 2019 se ha identificado que por su naturaleza **las interrupciones por descargas atmosféricas** son las que generan mayor falla en alimentador 5021, siendo un total de **1874 interrupciones**.



*Figura N° 4.1: Incidencia de Interrupciones por su Naturaleza de Falla.
Elaboración Propia.*

Cabe precisar también que otro tipo de interrupción que origina falla son las interrupciones por fallas en el sistema, las demás no influyen mucho en análisis, pero para cuantificar las compensaciones ENS son consideradas en sumatorio total.

En la siguiente figura, se muestran que las interrupciones por **descargas atmosféricas** representan el **90% del total de interrupciones** registradas desde el año 2016 al 2019 en el alimentador 5021.

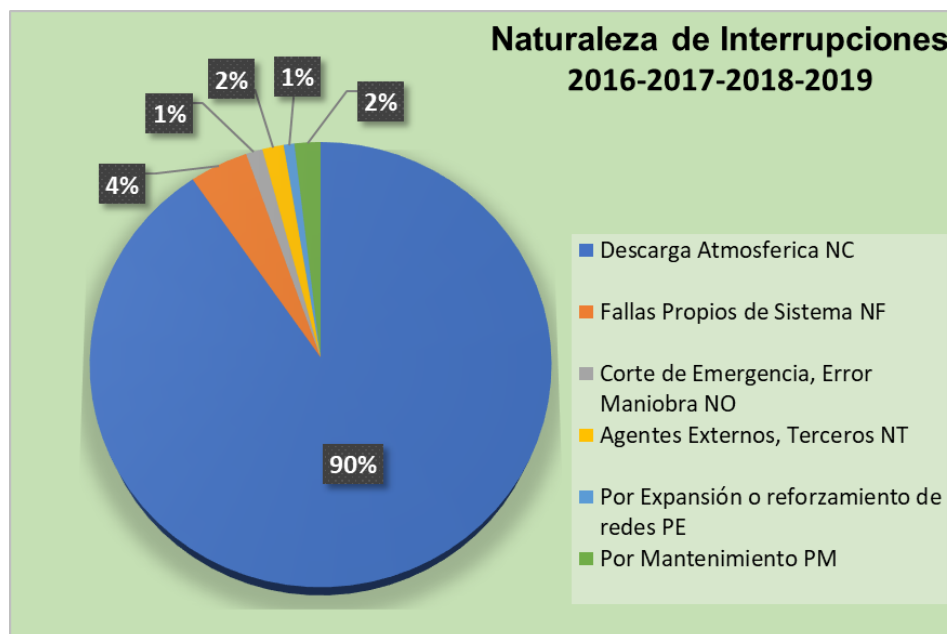


Figura N° 4.2: Porcentaje de Interrupciones por su Naturaleza de Falla.

Elaboración Propia.

4.1.2. Del cálculo indicadores de confiabilidad SAIDI y SAIFI.

En la figura N° 4.3, podemos apreciar que los índices de confiabilidad del alimentador 5021 en los años 2017, 2018 y 2019 se encuentran fuera de la zona objetiva, el cual es considerado como sistema eléctrico crítico por Osinergmin. Esto a consecuencia de las interrupciones que padece el alimentador 5021 cuya naturaleza de falla son en su gran mayoría por **descargas atmosféricas**.

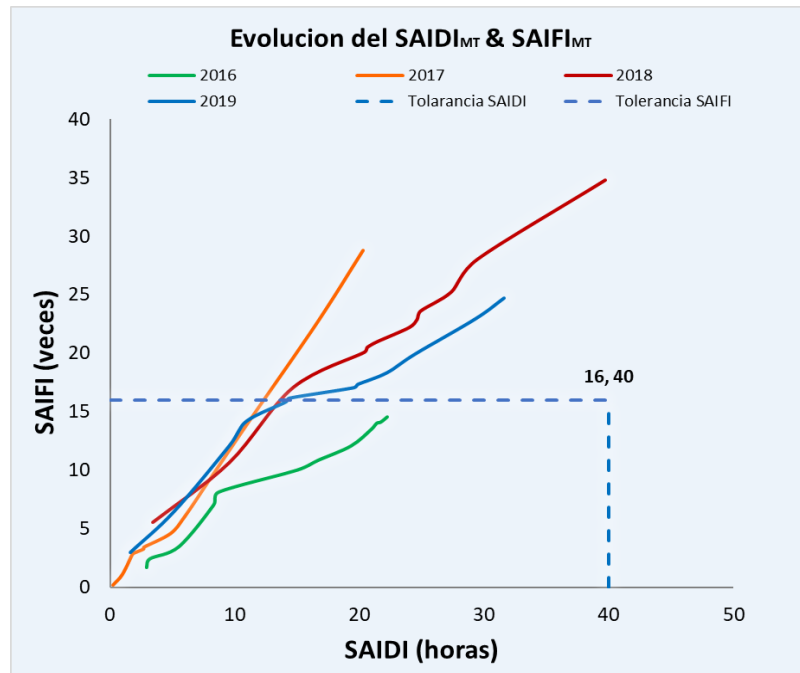


Figura N° 4.3: Evolución del SAIDIMT y SAIFIMT.

Elaboración Propia.

En la Tabla N° 4.1, se muestra los resultados de los indicadores SAIDI y SAIFI de los años 2016 al 2019. Entonces podemos precisar que el alimentador 5021 ha tenido el valor máximo del **SAIFI=34.78 interrup/ cliente** en el año 2018 superando la tolerancia de 16 interrup/cliente al año. Con respecto al SAIDI el máximo valor alcanzado fue justamente en el año 2018 con un **SAIDI=39.75 hrs interrup/ cliente por año**.

Tabla N° 4.1: Resultado de los Indicadores

PERIODO	N° INTERRUP.	SAIFI	SAIDI
Año - 2016	134	14.57	22.25
Año - 2017	480	28.80	20.30
Año - 2018	715	34.78	39.75
Año - 2019	745	24.71	31.57
Tolerancia		16	40

Elaboración Propia.

4.1.2.1. Indicador SAIDIMT - SAIFIMT del Año 2016

De acuerdo al reporte de interrupciones del año 2016 en el alimentador 5021, se ha podido determinar que en este año 2016 se han presentado 134 interrupciones, afectando a **153354 clientes**, cabe precisar que el mes de diciembre experimenta la mayor cantidad de fallas siendo 32 interrupciones. En tanto al cálculo de los indicadores de calidad de obtuvo un **SAIDIMT de 22.25 hrs de interrup/usuario** y un **SAIFIMT de 14.57 Int/usuario**, ambos valores se encuentran dentro de la tolerancia establecida por Osinergmin.

Tabla N° 4.2: Resultado de los Indicadores SAIDI y SAIFI del año 2016

INDICADORES	Unid	Ene-16	Feb-16	Mar-16	Abr-16	May-16	Jun-16	Jul-16	Ago-16	Set-16	Oct-16	Nov-16	Dic-16	Total Anual
Origen de Falla	D,T,G	D	D	D	D	D	D	D	D	D	D	D	D	
Afectados	N° usur/ mes	17690	7900	10930	37594	11589	19769	8816	12880	14956	5430	1200	4600	153354
Demanda Afectada	kW/ mes	707.60	316.00	437.20	1503.76	463.56	790.76	352.64	515.20	598.24	217.20	48.00	184.00	6134.16
Duracion Fallas	Horas/ mes	31053	2852	24519	29271	4311	66104	17679	27753	17092	4457	3640	5431	234163
Solicito Exoneracion	Si/No	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	
Nro Interrupciones	und	11	4	8	13	6	16	7	8	14	10	5	32	134
Tiemp. Minin Interrupcion (1)	minutos	11.00	11.00	7.00	12.00	12.00	35.00	5.00	6.00	8.00	11.00	89.00	20.00	
Tiemp. Prom. Interrupcion (1)	hrs	1.980	0.354	2.560	0.822	1.192	3.406	2.688	1.183	1.988	1.122	5.013	1.206	
Tiempo Max. Interrupcion(1)	hrs	6.83	0.53	8.42	2.52	4.82	24.82	8.63	3.97	11.17	2.17	13.58	13.33	
Tiempo medio Entre Fallas	MTBF (hrs)	67.48	167.91	92.72	55.32	123.94	44.79	106.00	92.73	51.35	74.32	143.39	23.21	
Tasa de Fallas	λ (fall/hrs)	0.015	0.006	0.011	0.018	0.008	0.022	0.009	0.011	0.019	0.013	0.007	0.043	0.183
SAIDI	Horas	2.95	0.27	2.33	2.78	0.41	6.28	1.68	2.64	1.62	0.42	0.35	0.52	22.25
SAIFI	veces	1.68	0.75	1.04	3.57	1.10	1.88	0.84	1.22	1.42	0.52	0.11	0.44	14.57

Elaboración Propia.

De la figura N° 4.4 se muestra la evolución mensual del **SAIDIMT** del año 2016 que es reflejo de los resultados obtenidos de la Tabla N° 4.2.

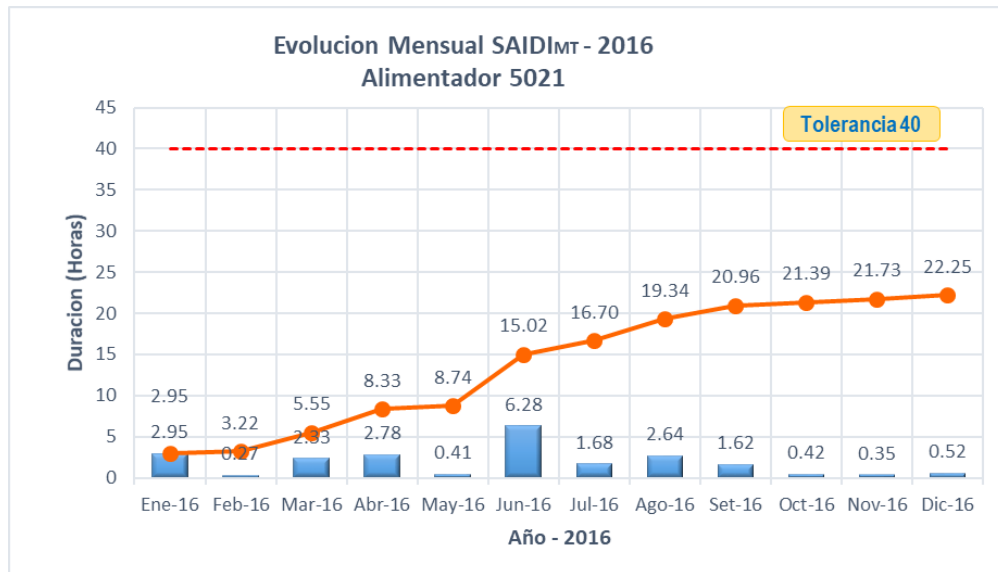


Figura N° 4.4: Evolución Mensual del SAIDI_{MT} del año 2016

Elaboración Propia.

De la figura N° 4.5., se muestra la evolución mensual del SAIFI_{MT} del año 2016, es reflejo de los resultados obtenidos de la Tabla N° 4.2. Por otro lado, estas 02 figuras de evolución SAIDI y SAIFI son de gran utilidad al operador de sistema eléctrico, pues permite controlar cómo evoluciona sus indicadores en periodo anual.

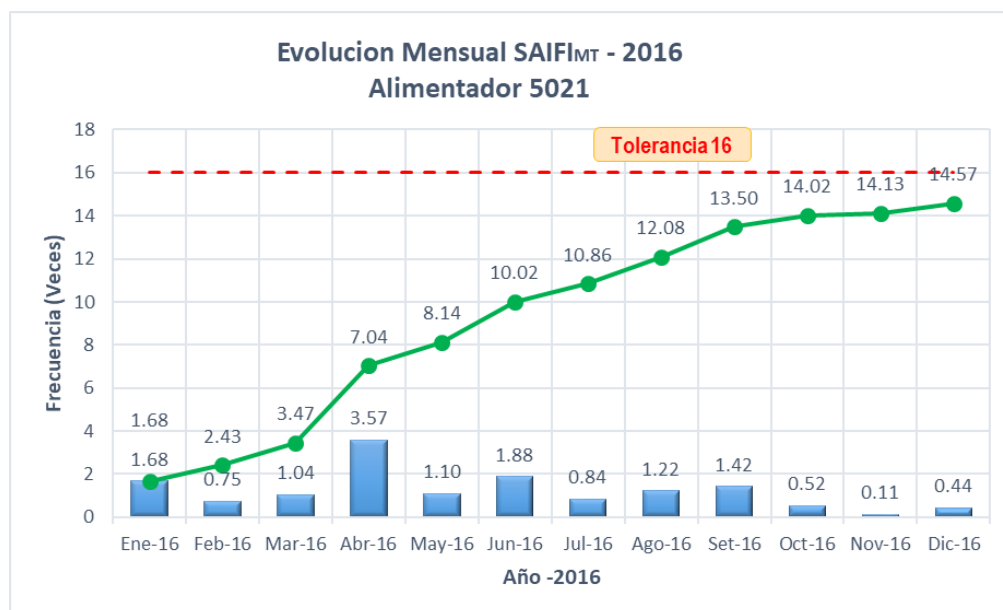


Figura N° 4.5: Evolución Mensual del SAIFI_{MT} del año 2016

Elaboración Propia.

4.1.2.2. Indicador SAIDIMT - SAIFIMT del Año 2017

En el año 2017 el alimentador 5021, ha presentado 480 interrupciones de los cuales se puede precisar que desde el mes de diciembre hasta el mes marzo se intensifican las interrupciones, esto hace deducir que en la temporada de lluvia el alimentador sufre mayor número de interrupciones. En tanto al cálculo de los indicadores de calidad de obtuvo un **SAIDIMT de 20.30 hrs de interrup/usuario**, valor que está dentro de la tolerancia de 40 y un **SAIFIMT de 28.80 Interrup/usuario**, este último valor está infringiendo la norma superando a 16 int/usuario.

Tabla N° 4.3: Resultado de los Indicadores SAIDI y SAIFI del año 2017

INDICADORES	Unid	Ene-17	Feb-17	Mar-17	Abr-17	May-17	Jun-17	Jul-17	Ago-17	Set-17	Oct-17	Nov-17	Dic-17	Total Anual
Origen de Falla	D,T,G	D	D	D	D	D	D	D	D	D	D	D	D	
Afectados	N° usur/ mes	3682	17290	30162	4095	7256	3119	22268	27450	73279	96694	147036	116505	548836
Demanda Afectada	kW/ mes	147.28	691.60	1206.48	163.80	290.24	124.76	890.72	1098.00	2931.16	3867.76	5881.44	4660.20	21953.44
Duracion Fallas	Horas/ mes	3911	14296	14084	2711	15782	681	40763	21488	46377	61785	95439	69628	386945
Solicitud Exoneracion	Si/No	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	
Nro Interrupciones	und	22	27	26	22	7	7	25	23	60	50	103	108	480
Tiemp. Minin Interrupcion (1)	minutos	22.00	17.00	15.00	8.00	9.00	8.00	9.00	4.00	4.00	4.00	4.00	4.00	
Tiemp. Prom. Interrupcion (1)	hrs	1.014	1.116	0.556	0.675	1.255	0.586	1.262	1.614	1.066	1.167	0.933	1.025	
Tiempo Max. Interrupcion(1)	hrs	2.75	7.83	1.28	1.08	3.75	0.83	6.08	12.92	6.00	15.02	4.25	7.02	
Tiempo medio Entre Fallas	MTBF (hrs)	33.77	24.86	28.60	32.70	105.97	102.83	29.69	32.31	11.99	14.87	6.98	6.88	
Tasa de Fallas	λ (fall/hrs)	0.030	0.040	0.035	0.031	0.009	0.010	0.034	0.031	0.083	0.067	0.143	0.145	0.658
SAIDI	Horas	0.21	0.75	0.74	0.14	0.83	0.04	2.14	1.13	2.43	3.24	5.01	3.65	20.30
SAIFI	veces	0.19	0.91	1.58	0.21	0.38	0.16	1.17	1.44	3.85	5.07	7.72	6.11	28.80

Elaboración Propia.

De la figura N° 4.6., se muestra la evolución mensual del **SAIDIMT** del año 2017, es reflejo de los resultados obtenidos de la Tabla N° 4.3.

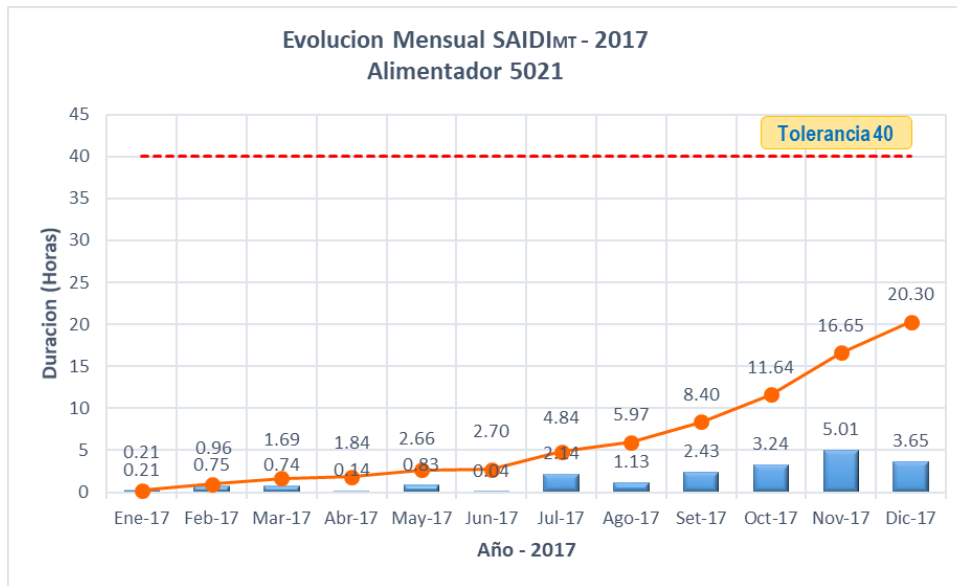


Figura N° 4.6: Evolución Mensual del SAIDIMT del año 2017
Elaboración Propia.

De la figura N° 4.7., se muestra la evolución mensual del SAIFIMT del año 2017, en el cual se puede apreciar que desde el mes enero hasta el mes de octubre el SAIFI permaneció dentro la tolerancia y desde noviembre en adelante el SAIFI supero la tolerancia de 16 interrup/cliente en el año 2017.

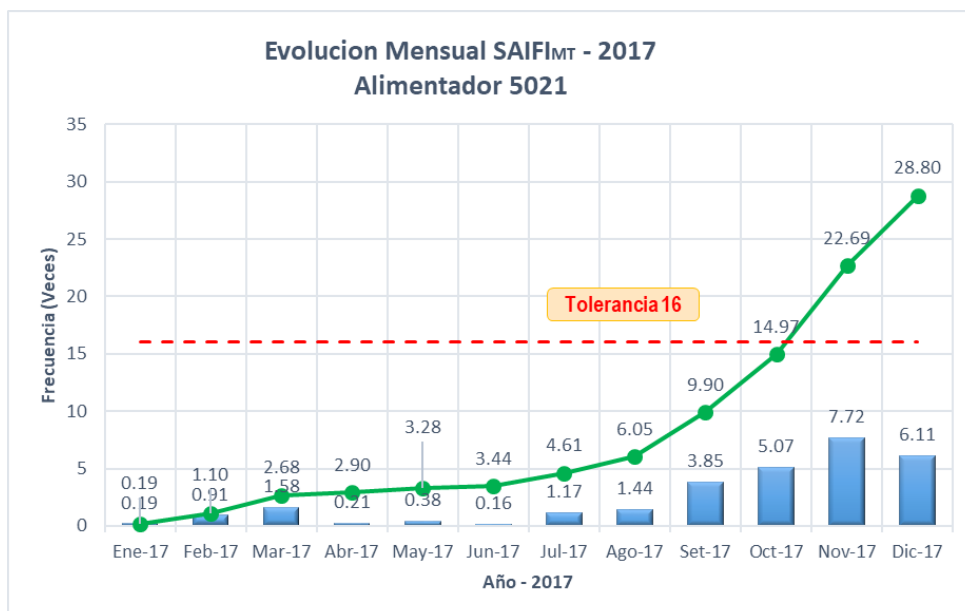


Figura N° 4.7: Evolución Mensual del SAIFIMT del año 2017
Elaboración Propia.

4.1.2.3. Indicador SAIDIMT - SAIFIMT del año 2018

En el año 2018 el alimentador 5021, ha presentado 715 interrupciones, en la tabla N° 4.4., muestra que los meses de diciembre hasta marzo el alimentador sufre la mayor cantidad de interrupciones al igual que año 2017. Por lo tanto, lo que demuestra en épocas de lluvia las protecciones del alimentador (reclosers, cut out) no están trabajando como debe ser, reflejados en el **SAIDIMT de 39.75 hrs de interrup/usuario**, valor que está dentro de la tolerancia de 40 y un **SAIFIMT de 34.78 Interrup/usuario**, este último valor está infringiendo la norma superando a 16.

Tabla N° 4.4: Resultado de los Indicadores SAIDI y SAIFI del año 2018

INDICADORES	Unid	Ene-18	Feb-18	Mar-18	Abr-18	May-18	Jun-18	Jul-18	Ago-18	Set-18	Oct-18	Nov-18	Dic-18	Total Anual
Origen de Falla	D,T,G	D	D	D	D	D	D	D	D	D	D	D	D	
Afectados	N° usur/ mes	122059	111438	140344	65896	8539	10543	27078	14840	15995	35564	60585	147886	760767
Demanda Afectada	kW/ mes	4882.36	4457.52	5613.76	2635.84	341.56	421.72	1083.12	593.60	639.80	1422.56	2423.40	5915.44	30430.68
Duracion Fallas	Horas/ mes	74590	134230	112417	125258	4421	17127	57267	13562	6592	53825	45360	224853	869502
Solicito Exoneracion	Si/No	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	
Nro Interrupciones	und	117	93	155	60	20	32	16	19	11	52	62	78	715
Tiemp. Minin Interrupcion (1)	minutos	4.00	3.00	3.00	3.00	4.00	3.00	7.00	6.00	6.00	4.00	3.00	3.00	
Tiemp. Prom. Interrupcion (1)	hrs	2.465	2.906	1.553	2.430	0.921	2.068	1.980	1.332	1.374	2.099	2.084	1.920	
Tiempo Max. Interrupcion(1)	hrs	52.17	54.88	17.17	16.03	1.93	8.42	12.50	4.10	7.08	17.70	8.27	24.35	
Tiempo medio Entre Fallas	MTBF (hrs)	6.35	7.21	4.79	11.97	37.17	22.45	46.37	39.11	65.42	14.28	11.60	9.52	
Tasa de Fallas	λ (fall/hrs)	0.157	0.139	0.209	0.084	0.027	0.045	0.022	0.026	0.015	0.070	0.086	0.105	0.983
SAIDI	Horas	3.41	6.14	5.14	5.73	0.20	0.78	2.62	0.62	0.30	2.46	2.07	10.28	39.75
SAIFI	veces	5.58	5.09	6.42	3.01	0.39	0.48	1.24	0.68	0.73	1.63	2.77	6.76	34.78

Elaboración Propia.

De la figura N° 4.8., se muestra la evolución mensual del **SAIDIMT** del año 2018, durante año el alimentador no ha superado la tolerancia de 40 hrs interrup/usuario.

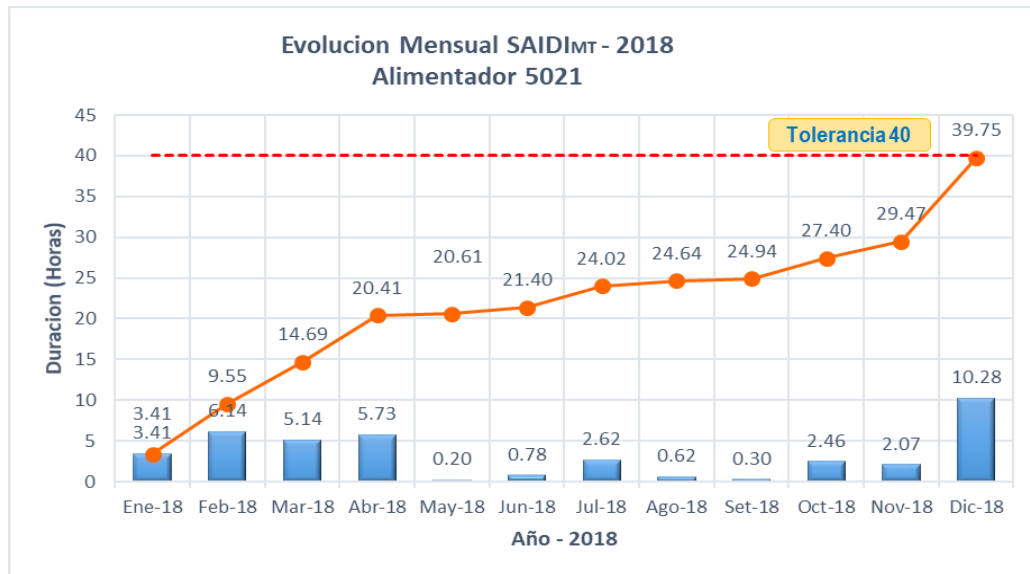


Figura N° 4.8: Evolución Mensual del SAIDIMT del año 2018

Elaboración Propia.

De la figura N° 4.9., muestra la evolución mensual del SAIFIMT del año 2018, durante año solo hasta el mes de febrero se pudo mantener el SAIFI permitido a partir del mes de marzo hasta el mes de diciembre se infringió la tolerancia de 16 interrup/usuario.

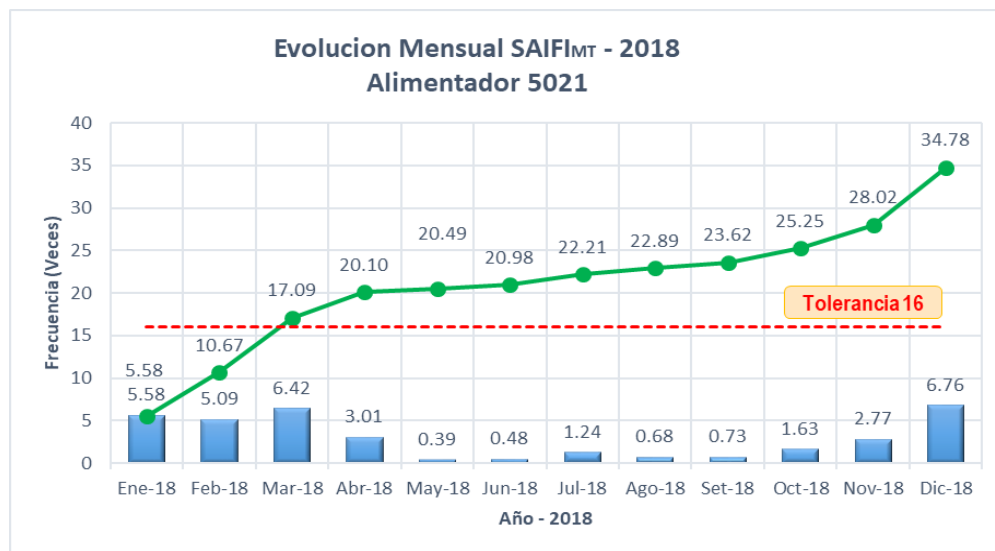


Figura N° 4.9: Evolución Mensual del SAIFIMT del año 2018

Elaboración Propia.

4.1.2.4. Indicador SAIDIMT - SAIFIMT del Año 2019

En el año 2019 el alimentador 5021, ha presentado 745 interrupciones, este último año de evaluación de la confiabilidad del alimentador 5021, ha demostrado que, desde el primer año de análisis hasta este año, cada vez se incrementan más el número de interrupciones y que justamente se intensifican en los meses de diciembre, enero, febrero y marzo épocas de lluvia. lo que amerita dar una solución. En tanto al cálculo de los indicadores de calidad de obtuvo un **SAIDIMT de 31.57 hrs de interrup/usuario**, valor que está dentro de la tolerancia de 40 y un **SAIFIMT de 27.71 Interrup/usuario**, este último valor está infringiendo la norma superando a 16.

Tabla N° 4.5: Resultado de los Indicadores SAIDI y SAIFI del año 2019

INDICADORES	Unid	Ene-19	Feb-19	Mar-19	Abr-19	May-19	Jun-19	Jul-19	Ago-19	Set-19	Oct-19	Nov-19	Dic-19	Total Anual
Origen de Falla	D,T,G	D	D	D	D	D	D	D	D	D	D	D	D	
Afectados	N° usur/ mes	73031	83966	136359	50016	40269	7694	21674	6727	23859	38692	72524	42908	597719
Demanda Afectada	kW/ mes	2921.24	3358.64	5454.36	2000.64	1610.76	307.76	866.96	269.08	954.36	1547.68	2900.96	1716.32	23908.76
Duracion Fallas	Horas/ mes	39129	84309	107762	32529	77108	6591	125501	7175	56261	54755	116946	55684	763750
Solicito Exoneracion	Si/No	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	
Nro Interrupciones	und	95	95	102	50	40	18	26	15	38	63	86	117	745
Tiemp. Minin Interrupcion (1)	minutos	3.00	3.00	4.00	4.00	5.00	4.00	4.00	3.00	41.00	4.00	4.00	4.00	
Tiemp. Prom. Interrupcion (1)	hrs	5.246	2.569	1.857	2.514	2.603	3.039	4.779	3.597	3.724	1.620	1.660	1.862	
Tiempo Max. Interrupcion(1)	hrs	77.27	43.88	11.62	8.40	14.23	7.75	35.67	11.25	25.78	4.05	5.83	3.78	
Tiempo medio Entre Fallas	MTBF (hrs)	7.83	7.06	7.29	14.39	18.55	39.95	28.39	49.53	18.89	11.79	8.35	6.35	
Tasa de Fallas	λ (fall/hrs)	0.128	0.142	0.137	0.070	0.054	0.025	0.035	0.020	0.053	0.085	0.120	0.158	1.025
SAIDI	Horas	1.62	3.48	4.45	1.34	3.19	0.27	5.19	0.30	2.33	2.26	4.83	2.30	31.57
SAIFI	veces	3.02	3.47	5.64	2.07	1.66	0.32	0.90	0.28	0.99	1.60	3.00	1.77	24.71

Elaboración Propia.

De la figura N° 4.10., se muestra la evolución mensual del SAIDIMT del año 2017, es reflejo de los resultados obtenidos de la Tabla N° 4.5.

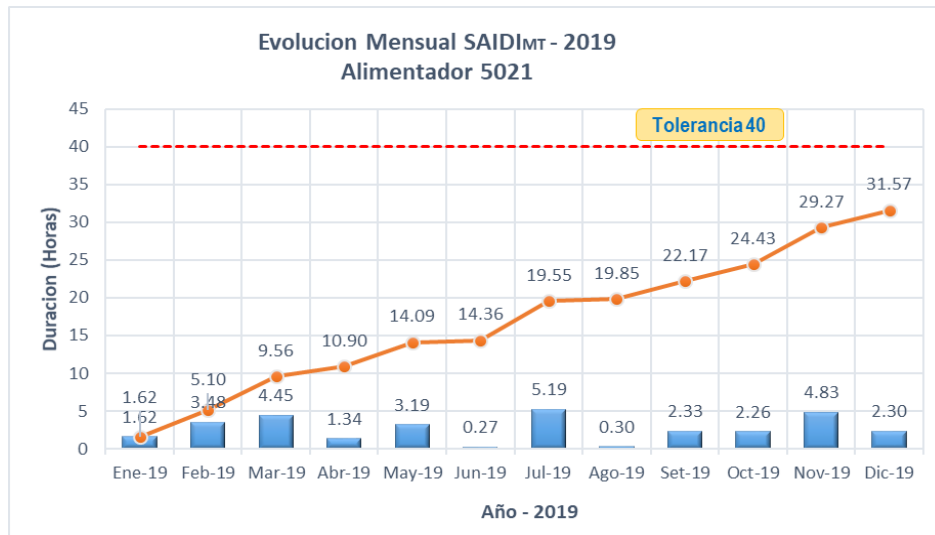


Figura N° 4.10: Evolución Mensual del SAIDIMT del año 2019
Elaboración Propia.

De la figura N° 4.11., muestra la evolución mensual del SAIFIMT del año 2019, durante año desde el mes mayo hasta el mes diciembre se superó la tolerancia de 16 interrup/usuario. Llegando a un SAIFIMT = 24.71 interrup/usuario.

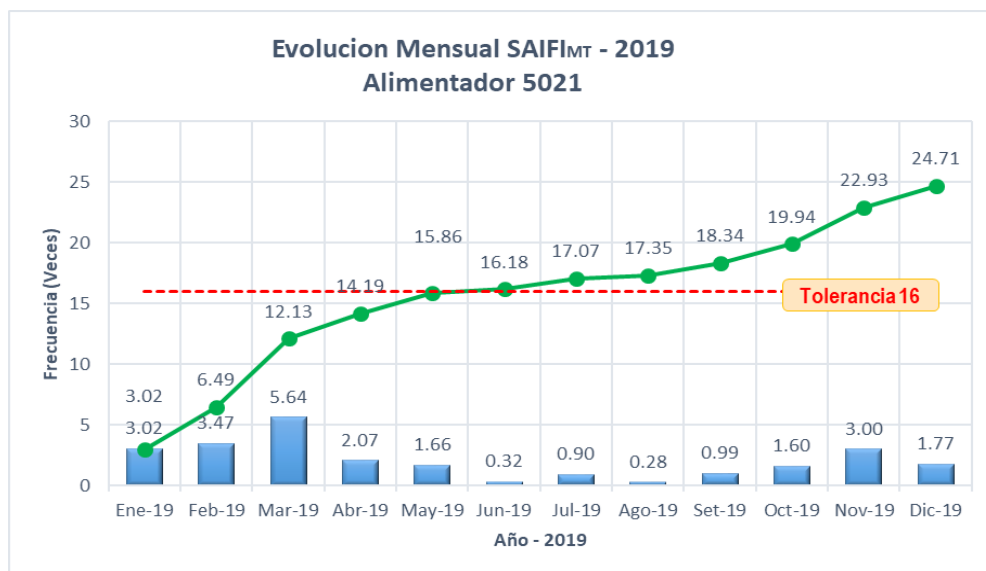


Figura N° 4.11: Evolución Mensual del SAIFIMT del año 2019
Elaboración Propia.

En estos 04 años de análisis de la calidad de suministro, se resuelve que el problema a solucionar es el indicador SAIFI llegando a un valor máximo de 34.78 interrup/cliente.

4.2. RESULTADO DEL DIAGNOSTICO DEL ALIMENTADOR.

Los resultados obtenidos fueron producto del trabajo en campo, sectorizando en tramos de verificación del cual se tomó los aspectos más relevantes de importancia para la inspección. A continuación, se muestra el detalle grafico de la zonificación de los grupos de trabajo.

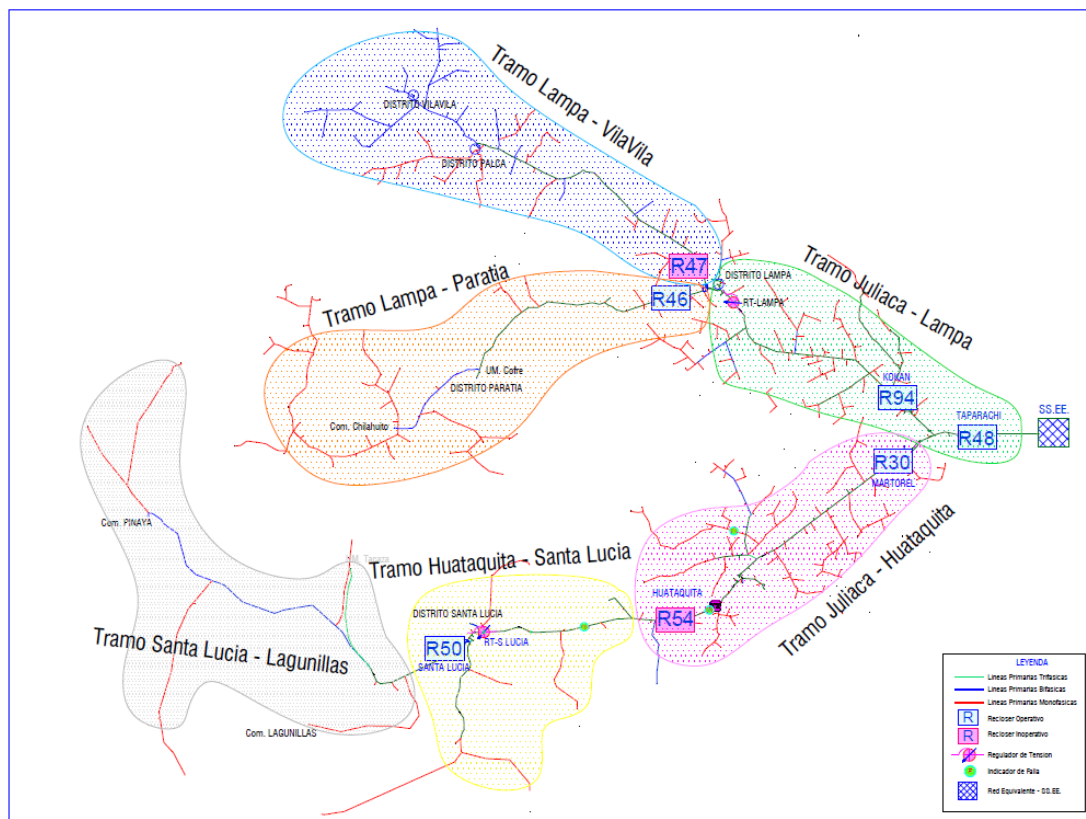


Figura N° 4.12: Sectorización de la Red de Distribución

Elaboración Propia.

4.2.1. Diagnóstico del alimentador 5021 referido a la problemática de interrupciones del servicio eléctrico.

Se tomaron 86 muestras de puntos que presentan deficiencia, 46 puntos en el tramo de Juliaca hacia Lampa y 41 puntos evaluados en el tramo de Juliaca hacia Santa Lucia y resulta el siguiente Tabla N° 4.6 y el Anexo N° 12 “Diagnostico Situación Actual del Alimentador 5021”.

Tabla N° 4.6: Resumen de Deficiencias por Muestreo

DESCRIPCION DE DEFICIENCIA	TRAMO - 1:	TRAMO - 2:	TOTAL
	Juliaca-Lampa	Juliaca-Santa Lucia	
	Muestra 46 Estruct.	Muestra 41 Estruct.	
Estructura con evidencia de Descargas Atmosfericas	26.00	25.00	51.00
Falta Pararrayos de linea	13.00	11.00	24.00
Postes con sobre esfuerzo inclinadas mas de 5°	3.00	20.00	23.00
Seccionamientos inoperativos y/o porfasusible caido	13.00	6.00	19.00
Sistema de puesta a tierra existente, incompleto o mal estado	9.00	7.00	16.00
Acercamiento de fases de Conductor por flameo y vanos muy lagos	7.00	8.00	15.00
Falta Parrayos tipo Franklin	5.00	10.00	15.00
Estructura de Madera con riesgo de colapso	5.00	7.00	12.00
Retenida en mal estado	1.00	6.00	7.00
Condcutor deshebrado falta hilos	3.00	3.00	6.00
Cruceta o Mensula de Madera deterioradas	2.00	2.00	4.00
Conductor esta sobre edificacion o viviendas	4.00	-	4.00
Pararrayos inoperativos	3.00	1.00	4.00
Interruptores de Recierre Automatico sin Operación	2.00	1.00	3.00
Contacto de Red con Arboles	-	3.00	3.00
Cruceta o Mensula de Concreto deterioradas	-	1.00	1.00
DMS con letrero, cartel, chimenes, antena, tanque y similares (DH:2.5 m, DV:4.0m. accesible), (DV:3.5 m. no accesible)	-	1.00	1.00
Aisladores en mal estado o rotos	1.00	-	1.00
Perdia del nivel de aislamiento en aisladores, pararrayos y Cut Out.	1.00	-	1.00
No tiene Contrapeso o deficiencia en el Aterramiento	1.00	-	1.00
DEL MANTENIMIENTO	-	-	-
Accesibles para Mantenimiento	40.00	25.00	65.00
No Accesibles para Mantenimiento	6.00	16.00	22.00
DEL UNIFILAR	-	-	-
Falta Actualizar el GISS de acuero a lo Instalado (Exitente)	SI	SI	-

Elaboración Propia.

De la Tabla N° 4.6., se muestra la relación de las principales deficiencias encontradas, del cual el más relevantes es la falta de pararrayos de línea, postes de madera inclinados, seccionamientos inoperativos, falta de mantenimiento de puestas a tierra, recloser con operación deficiente, en este caso se encontraron 03 equipos (Recloser de Kokan, Recloser de Palca y el Recloser de Huataquita). Por otro al verificar las 87 estructuras que presentan deficiencia 65 de ellas tienen acceso al mantenimiento y 22 no tienen acceso al mantenimiento.

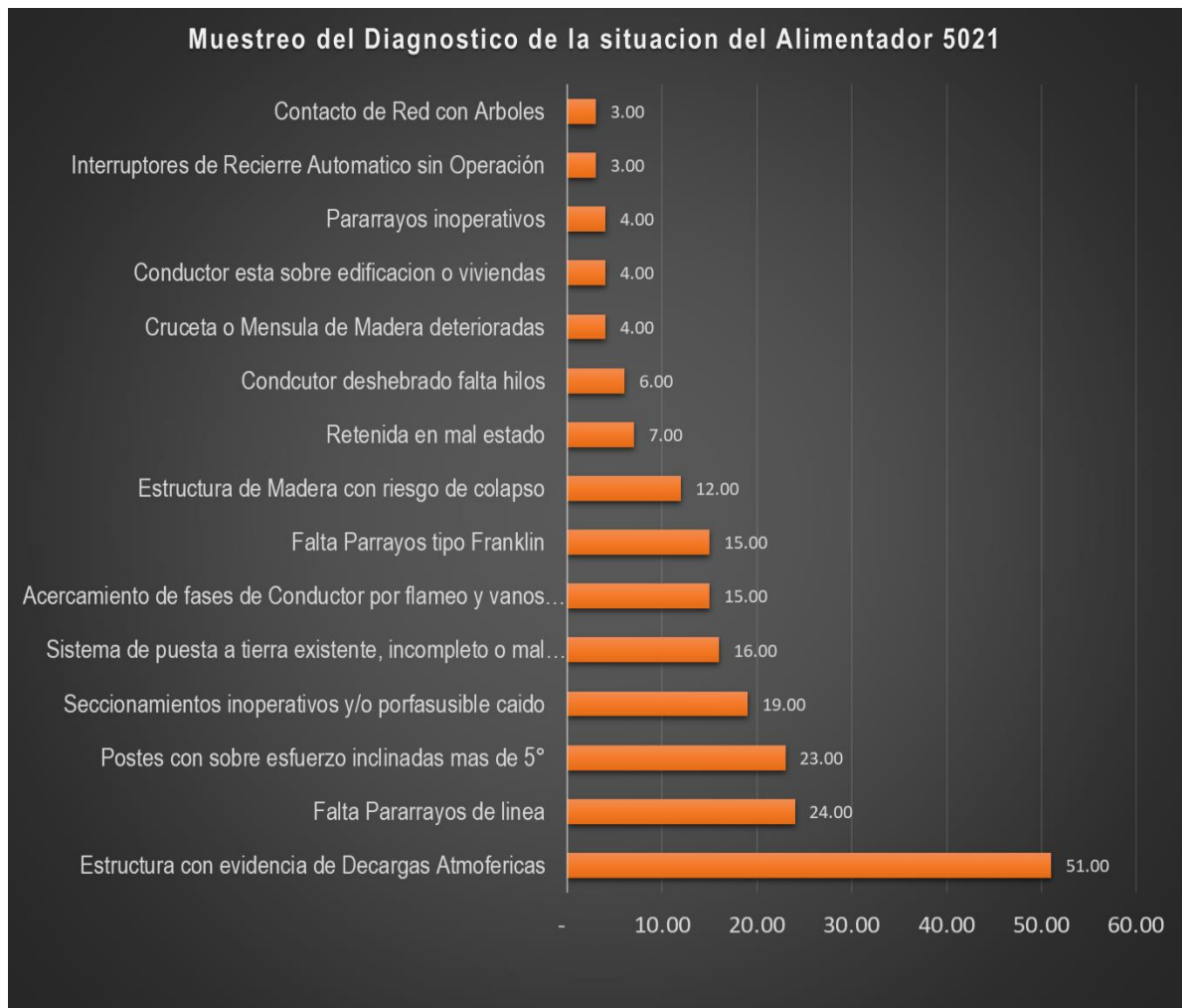


Figura N° 4.13: Muestreo de Diagnostico Actual del alimentador 5021.

Fuente: Elaboración Propia.

De la figura 4.13., muestra del diagnóstico realizado en campo se puede resumir los principales problemas encontrados en el alimentador 5021. A continuación, se detalla algunas observaciones encontradas en cada tramo según el plano de zonificación.

4.2.1.1. Observaciones al Tramo Juliaca hasta Lampa.

- En línea primaria trifásica desde sector Kokan hasta lampa se encontró estructuras que tiene vanos largos que provocan flameos entre conductores.
- Se ha encontrado puesta a tierra que en algunos casos se observa hurto del conductor coperweld y otros no están conectados.



- En tramo desde Kokan hasta lampa, se identificó estructuras que tienen pararrayos tipo Franklin, esto evidencia que es una zona con altas descargas atmosféricas.

4.2.1.2. Observaciones al Tramo Lampa hasta VilaVila.

- Se ha evidenciado la comunidad de Marno hay postes de madera de eucalipto con deformaciones e inclinada más de 5°.
- En las derivaciones 1Ø Uchocollo, Antalla, Palca, Pomasi y Payuyo Quilca, el seccionamiento esta con el portafusible caído.
- En la derivación 2Ø Colpany el seccionamiento esta con el portafusible caído.
- Los pobladores del distrito de VilaVila comentan cuando hay una descarga atmosférica se pierde el suministro de energía eléctrica y hay demora en reponer servicio de parte de ELPU.
- En el Sector de Sorani, Cotosi y Yanamayo, no tienen energía eléctrica en algunos casos el CUT OUT esta retirada.
- Las líneas primarias 2Ø que atraviesan alturas demás 4000msnm son muy largas.

4.2.1.3. Observaciones al Tramo Lampa hasta Paratia.

- En la línea primaria trifásica que va desde lampa hacia paratia, se evidencio pararrayos instalados de porcelana en la línea primaria 3Ø.
- En las derivaciones 1Ø Churajani, Coarita y Pomasi, el seccionamiento esta con el portafusible caído.
- La línea primaria 3Ø que pasa por las comunidades de Coarita hasta Pomasi, esta parte de la línea primaria sufre de constantes descargas atmosféricas y nevadas en época de avenida.



- En el final de la troncal 3Ø que llega a paratia, se encuentra instalado un regulador de tension de propiedad de la Mina de Paratia de Ciemsa, lo que, evidencia la caída de tension en esta línea primaria.
- En LP 1Ø hacia las comunidades de Saloyo, Pacobamba presentan constantes nevadas en época de avenida por estar a mas 4300msnm.
- En el sector comunidad de Chilahuito, se evidencia pararrayos de seccionamiento con sus explosores caídos.
- En el Sector Cucho Caqueri la línea primaria Monofásica esta desconectada sin servicio en las subestaciones 5010733.
- La línea primaria 1Ø que va desde Chilahuito hasta Quillasani es muy larga.

4.2.1.4. Observaciones al Tramo Juliaca hasta Huataquita.

- En el tramo de Yocara hasta Cabanilla se ha evidenciado estructuras de madera de eucalipto deteriorados con vanos de 156.7m, lo que originan acercamiento de fases ante vientos fuertes.
- En este sector de Huataquita la línea primaria 3Ø que va desde Juliaca hasta Santa Lucia, hay estructuras de madera que requieren ser cambiadas.

4.2.1.5. Observaciones al Tramo Huataquita hasta Santa Lucia.

- En este tramo se ha evidenciado que la línea primaria 3Ø principal está por los cerros, lo que dificulta al mantenimiento ante ocurrencia de una falla y están propensos a subir descargas atmosféricas por su ubicación.
- En este tramo se evidencia que hay estructuras de madera eucalipto que requieren ser cambiadas por concreto.



- También se ha apreciado estructuras con crucetas de concreto esta fisuradas por el esfuerzo de torsión que hace la cruceta al poste de concreto, esto debido a la dilación del conductor.
- Esta zona requiere pararrayos tipo Franklin, porque la línea primaria 3Ø principal que está pasando por las cumbres de los cerros.

4.2.1.6. Observaciones al Tramo Santa Lucia hasta Lagunillas.

- En el tramo 3Ø que va desde Santa Lucia hasta Comunidad Quinsachata, hay estructuras de madera que requieren cambiar, además este tramo requiere instalar Pararrayos Franklin en los postes que se encuentran en la cumbre por estar propenso a sufrir descargas atmosféricas.
- En el tramo de línea primaria 3Ø que va desde Santa Lucia hasta la Presa Lagunillas, la mayoría de estas estructuras son de madera que requiere ser renovadas. Por otro lado, se evidencia que los vanos son muy largos.
- En el tramo de línea primaria 2Ø que va desde Presa Lagunillas hasta Pinaya esta desprotegido ante descargas atmosféricas, no hay pararrayos.
- El seccionamiento de la Línea Primaria 1Ø que va hacia la comunidad Orduña esta caída, por inmediaciones del lugar un poblador pone en manifiesto que ante la presencia lluvias y tormentas eléctricas se pierde servicio eléctrico.
- En el punto final de la Línea Primaria que va desde Derv. 3Ø Presa Lagunillas hasta Mina Tacaza de CIEMSA hay un regulador de tensión de propiedad de la mina, lo que se deduce que existe caída de tensión en MT.
- La línea primaria 2Ø desde presa lagunillas hasta comunidad Pinaya es muy y la línea primaria 1Ø que va a la comunidad de Orduña son muy largas.

4.2.2. Situación de los Equipos de Protección y Maniobra

De los 07 reclosers instalados en el alimentador 5021, se verifico 04 de ellos no tiene operación remota desde centro de control de EPU, por lo tanto, ante una falla franca estos equipos van a abrir, pero el operador del sistema no puede detectar esta apertura del equipo. Este hecho dificulta tanto al operador como al personal de mantenimiento en reponer en servicio por el tiempo transcurrido.

Tabla N° 4.7: Equipos de Protección y Maniobra en el Alimentador 5021

N°	Código	Equipo	Descripción ubicación	Punto	Estructura	Medicion	Observaciones
1	R48	Recloser	Almacen Taparachi	Salida Principal	No actualizado GIS	Si registra	Con operación remota
2	R30	Recloser	Martorel	Derivacion a Santa Lucia	050NMT003697	Si registra	Con operación remota
3	BC-20	Bajo Carga	Huataquita	Huataquita	050NMT003631	No registra	Sin antena, no conectado
4	R54	Recloser	Huataquita	Huataquita a Santa Lucia	No actualizado GIS	No registra	Sin antena, no conectado, Falla en TC
5	R50	Recloser	Santa Lucia	santa Lucia a Mina Tacaza	No actualizado GIS	Si registra	No esta configurado, Sin Antena
6	R94	Recloser	Kokan	Kokan hacia Lampa	050NMT004228	No registra	Sin antena, no conectado
7	R46	Recloser	Paratia	Lampa - Paratía	050NMT003562	Si registra	Con operación remota
8	R47	Recloser	Palca	Lampa - Palca	050NMT003339	No registra	Con operación remota, falla en TC

Elaboración Propia.

4.2.3. Mediciones de Demanda de Energía Eléctrica en el Alimentador.

Del registro de mediciones comprendidos desde el año 2016 al 2019 en la celda de salida en 22.9kV de la SS.EE. Taparachi, se determinó que la máxima potencia de consumo registrada fue de **7.39MW** en el mes de abril del 2018.

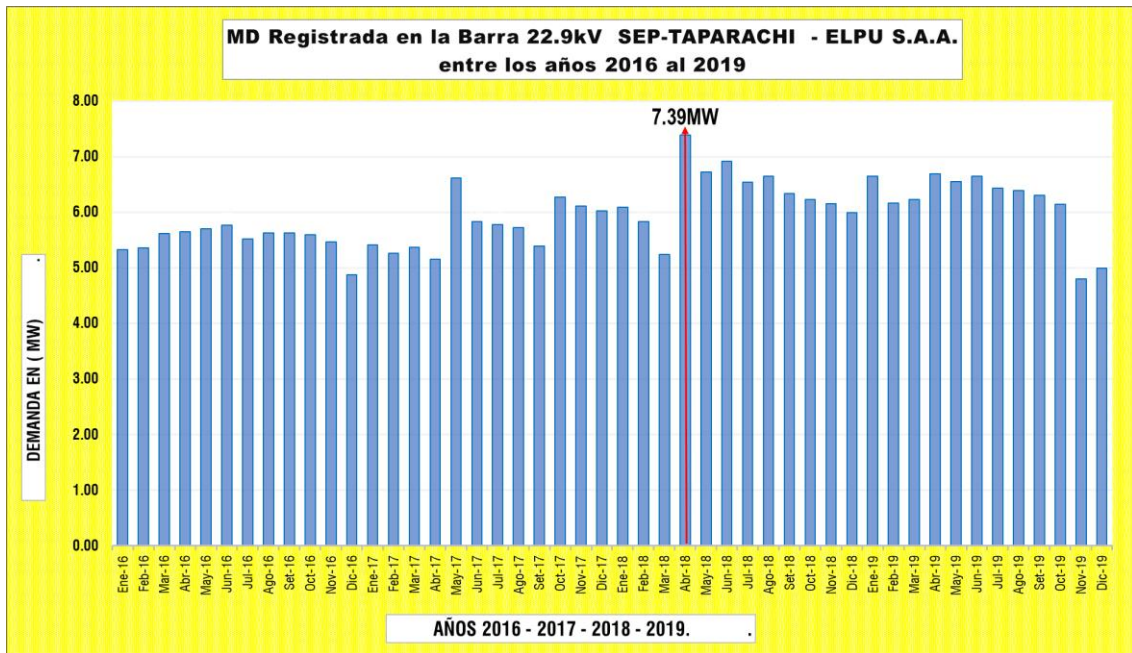


Figura N° 4.14: MD Registrado en los periodos 2016 al 2019 en lado 229kV
Elaboración Propia.

Para el año 2019, se obtuvo el registro el consumo en kW de estas 02 minas y se ha comparado con la demanda del alimentador 5021. La muestra tomada evidencia que cuando el alimentador 5021 consume 6.69MW estas 02 mineras sumadas consumen 2.51MW esto presenta el 37.52% del consumo total.

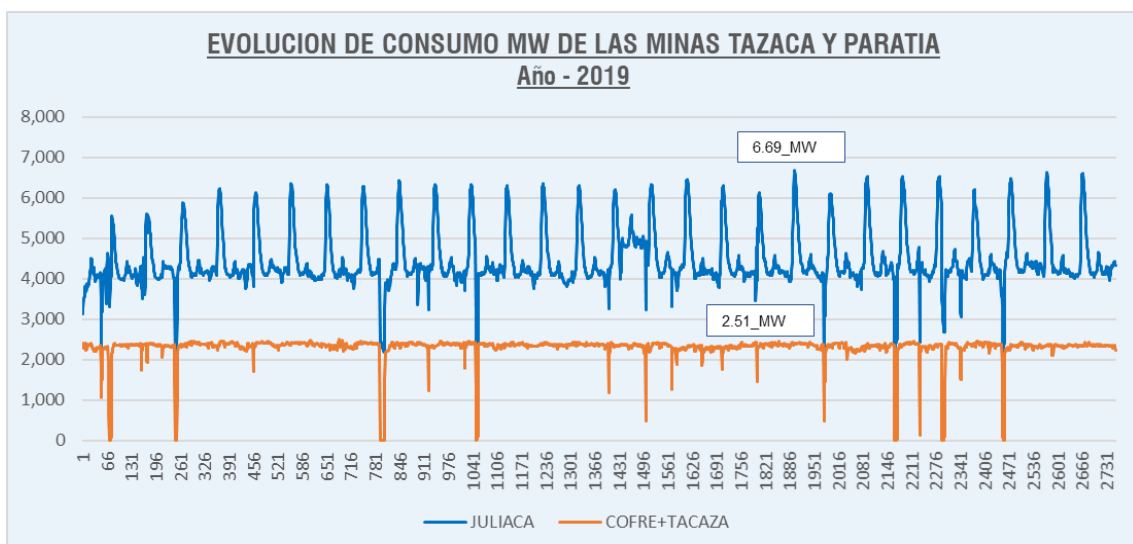


Figura N° 4.15: Evolución de consumo kW de Minas Paratia y Tacaza.
Elaboración Propia.



4.3. PROPUESTA PARA MEJORAR CALIDAD DE SUMINISTRO.

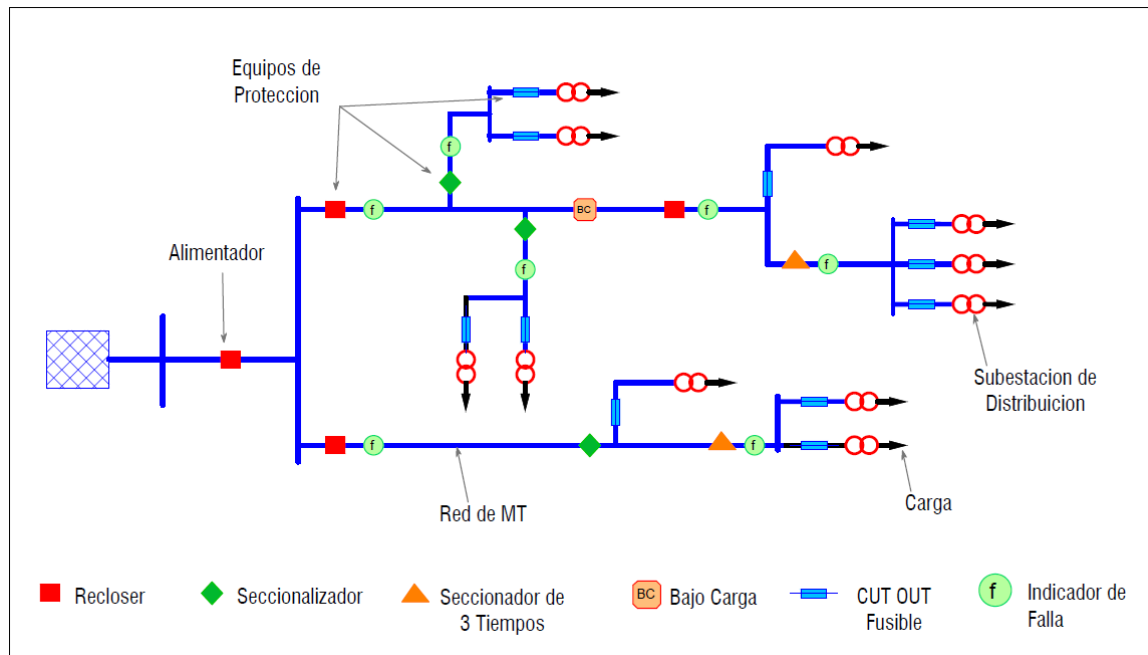
Acontinuacion de plantea propuestas para mejorar la calidad de suministro a través de la información recabada de las experiencias en otras empresas en el desarrollo de serie de recomendaciones para mejorar la calidad de suministro (Osinergmin, 2018).

4.3.1. Técnica para Reducir la Frecuencia de Interrupciones

En esta sección, se trata de factores principales que inciden en la frecuencia de interrupción y los criterios que lo permiten. Para nuestro caso se requiere reducir el **SAIFI=34.78** a 16 interrupciones/ cliente como máximo para cada año. Entonces Acontinuacion se plantea propuestas para atenuar y controlar las fallas en el sistema eléctrico:

- Ubicar adecuadamente los equipos de protección y maniobra, delimitando zonas de protección, de manera que discrimine y despeje falla en el sistema.
- Implementar Pararrayos tipo Franklin en las estructuras ubicadas en cerros y lugares de mayores incidencias de descargas atmosféricas de acuerdo al reporte de interrupciones del servicio eléctrico.
- Implementar Pararrayos de Línea en estructuras con acceso a carretera, esto con el objetivo que el operador del sistema pueda visualizar el equipo ante una falla, de manera que pueda realizar el mantenimiento correctivo.
- Se debe realizar anualmente mantenimientos a las puestas a tierra más que todos para los equipos de protección y pararrayos instalados en el sistema.
- Para todo proyecto que va ingresar al sistema eléctrico se debe cumplir con coordinación y nivel de aislamiento.

- Implementar seccionadores en ramales principales 1Ø y 2Ø, de manera que estos coordinen directamente con los recloser ubicados en el alimentador. De manera que se evita la apertura de circuitos ante fallas temporales.
- Instalar indicadores de falla en Línea primaria 3Ø principal y en las derivaciones 1Ø y 2Ø más largas.



*Figura N° 4.16: Equipos de Protección y Maniobra
Elaboración Propia.*

4.3.2. Técnica para Reducir la Duración de Interrupciones

El problema más común en sistemas eléctricos rurales es la perduración de la falla, en el caso del alimentador 5021 el SAIDI=39.75 máximo fue alcanzado en el año 2018, a pesar de estar dentro de la tolerancia de 40 hrs de interrupción/cliente en un año, se plantea las siguientes técnicas para reducir la duración de las interrupciones.

- Tener una gestión de mantenimiento óptimo para detectar e minimizar los tiempos de duración de interrupciones.

- Tener un monitoreo completo del sistema eléctrico desde el **centro de control** las 24 horas y 365 días del año, de manera se pueda tener una rápida detección de fallas temporales, francas y en consecuencia el inmediato despacho de las cuadrillas de mantenimiento.
- Todos los equipos de protección deben tener comunicación y mando remota desde el centro de control e integrados en el sistema SCADA para los monitoreo de estados y alarmas en la red de media tensión.
- En casos de los equipos de protección sin acceso al mando remoto y sin comunicación por falta de internet, se debe coordinar con las autoridades locales de los principales distritos, de manera que al detectar la apertura de un circuito estas puedan comunicar a la concesionaria y esta pueda coadyuvar en la reposición del servicio ante falla por causas temporales. En el caso de fallas francas comunicar inmediatamente al centro de control y/o al personal de mantenimiento de ELPU.

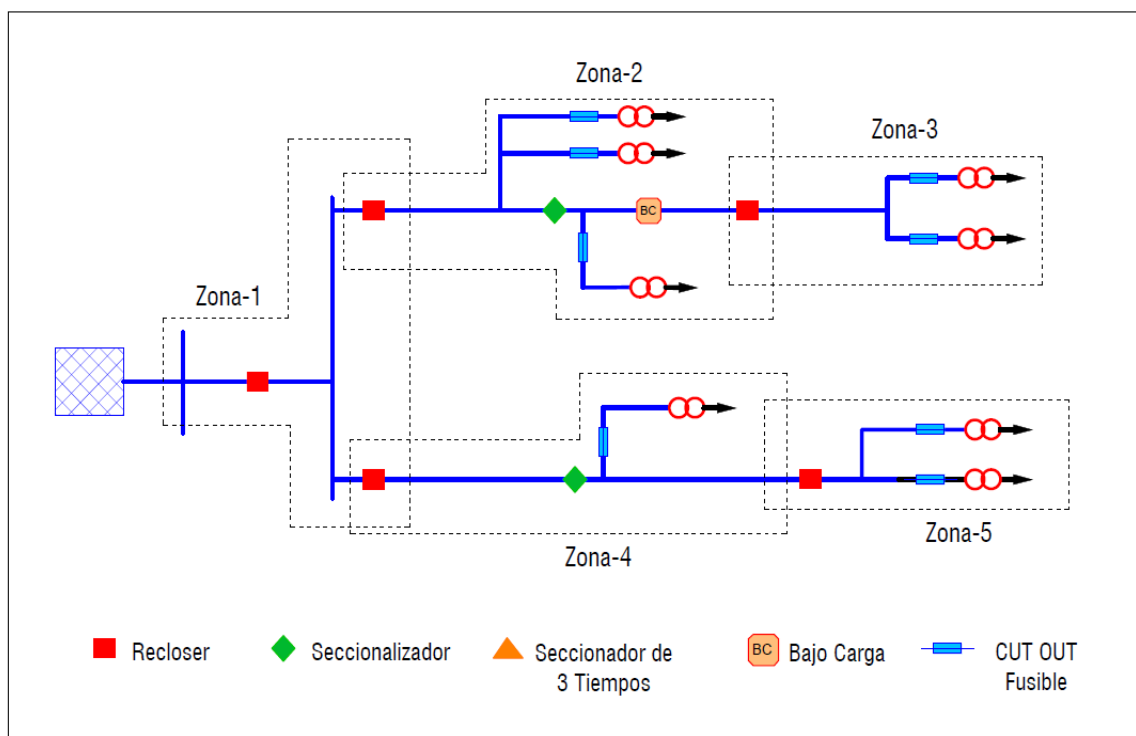


Figura N° 4.17: Esquema de Plan de Contingencias

Elaboración Propia.



4.3.3. Aplicación Técnicas de Protección en Redes de Media Tension

En esta parte se efectúa el análisis relacionado con la evaluación de las protecciones de sobrecorriente y sobretensión en media tension. A continuación, se presenta los criterios recomendados para las protecciones.

- Conexión del neutro a tierra
- Protección contra sobrecorrientes

4.3.3.1. Conexión a Tierra

El Alimentador tiene un nivel de tension en 22.9kV, es una estrella en MT aterrado o Multiaterrado a tierra, por lo que es suma importancia tener valores resistivos menores a 5 ohm de acuerdo al CNE, esto ayuda a disipar la fallas a tierra por sobrecorrientes o sobretensiones.

- En el tema de protecciones ante fallas a tierra, es recomendable que se implemente las protecciones **50/51N (función de protección a tierra)** en los 07 reclosers y en el Relé “SEL-351R-2” de la celda de salida en 22.9kV del alimentador 5021.
- Para los ajustes a criterios de ajustes a tierra para redes eléctricas rurales donde presentan recorridos largos, es recomendable consideran las impedancias de falla de **400 a 600 ohm** dependiendo de la zona de protección. Esto para los estudios de coordinación de protección.

4.3.3.2. Protección contra Sobrecorrientes

Se considera conveniente el uso de recierre, coordinado con el uso de seccionadores automáticos y fusibles de acuerdo con los siguientes lineamientos

- Aplicación de recierres en los circuitos urbano rurales 22.9kV y 13.2kV.



- Utilización de seccionalizadores automáticos en las derivaciones $1\emptyset$ y $2\emptyset$, estos coordinados con los reclosers existentes instalados en el alimentador.
- Los tiempos de coordinación de protecciones desde la cabecera con todos los reclosers, se recomienda **200ms** relé - recloser, **150ms** recloser – recloser.
- **Selectividad**, es la aplicación de un adecuado despeje de falla con recierre automático en una determinada zona, entonces se reduce la cantidad de número de clientes afectados por interrupción.
- Sensibilidad, los equipos de protección con recierre deben detectar fallas en funcionamiento anormal del sistema en condiciones por muy insipientes que sea la falla.
- Se debe realizar en mantenimiento periódico de los transformadores de corriente TC y las baterías de los tableros RC de los reclosers.
- En cuanto a los criterios de ajuste en los estudios de coordinación de protección, es recomendable realizarlos en el lado primario, esto porque al fallar un TC de recloser en ocasiones las concesionarias no tienen otro TC de las mismas características.
- Desarrollar anualmente el estudio de coordinación de protección del sistema, esto debido a la variación de las cargas y ampliación de proyectos de electrificación que modifican la configuración del sistema eléctrico.

4.3.4. Automatización en Distribución y Sistemas de Información

La automatización del sistema eléctrico de distribución brindar la información necesaria para desarrollar una gestión de operación y mantenimiento. A continuación, se detalla las actividades a desarrollar.

- Ubicación adecuada de equipos de protección, de manera que todos tengan acceso al internet y estén integrados al SCADA.

- Definir los niveles y las zonas de protección, iniciando con el interruptor en la cabecera del alimentador, seguidamente recloser, seccionalizadores, seccionadores de 3 tiempos y finalmente Cut Out.
- También se debe instalar indicadores de falla en la línea primaria 3Ø principal y en las derivaciones 1Ø y 2Ø más largas.
- Actualizar constantemente el diagrama unifilar del alimentador en el GISS de ELP, pues esta se suma importancia para la planificación de trabajos de mantenimientos y estudios de flujos de carga y potencia.

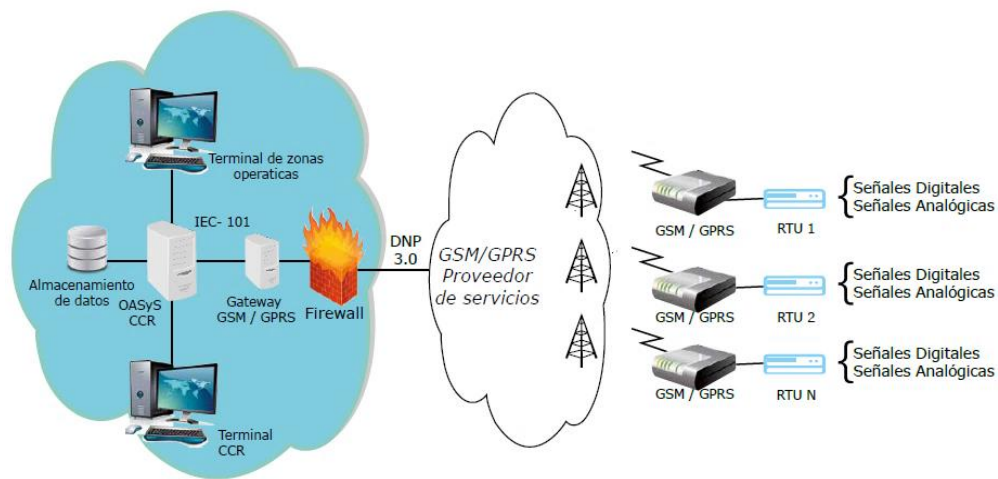


Figura N° 4.18: Esquema Típico de Control Remoto del Sistema.

Fuente : (Osinermin, 2018)

4.3.5. Técnicas de Mantenimientos sin Interrupción de Energía

Con el fin de minimizar el tiempo de interrupción para efectuar trabajos programados vinculados con la expansión de la red o el mantenimiento preventivo, se debe recurrir al empleo de técnicas de trabajo con tensión en redes aéreas de MT.

- Utilizar pértigas aislantes de maniobra para conexión y desconexión de MT.
- Utilizar mantas aislantes de MT, para trabajos montaje electromecánicos.
- Implementar en empleo de guantes de maniobra para MT, mediante el empleo de plataformas aislantes y equipamientos de protección y aislamiento de personal.

4.4. RESULTADO DEL ANALISIS DEL PERFIL TENSIONES.

4.4.1. Resultado del Perfil de Tension del Escenario 01

El alimentador 5021, presenta una caída de tensión ΔV de **13.54% (19.8kV)** en el nodo N225.1 en el tramo de la línea primaria que va hacia Lampa y una ΔV de **20.52%** (18.2kV) en el nodo N841.1 en el lado tramo hacia Santa Lucia, valores que infringen la NTCSE (tolerancia ΔV menor a 6% de la tensión nominal).

Tabla N° 4.8: Perfil de Tensiones del flujo de potencia 1er escenario.

TERMINAL	NODO	FASES	TENSION DE LINEA (Kv)	ΔV -LINEA
RECLOSER TAPARACHI_R48	N1	RST	22.60	1.31%
RECLOSER_KOKAN_94	N31	RST	21.50	6.11%
NODO 3Ø_ANTES_RT_LAMPA	N225.1	RST	19.80	13.54%
REGULADOR TENSION_RT_LAMPA	N227	RST	21.80	4.80%
RECLOSER_PALCA_R47	N268	RST	21.70	5.24%
RECLOSER_PARATIA_R46	N397	RST	21.70	5.24%
NODO_3Ø_DERV_1Ø_COMUN_COARITA	N421	RST	21.20	7.42%
MINA COFRE_3Ø_PARATIA_5010704	N431	RST	21.00	8.30%
RECLOSER_MARTOREL_R30	N537	RST	21.80	4.80%
NODO_3Ø_DERV_CONSTRUCTORA_SURUPANA	N630	RST	21.10	7.86%
NODO_3Ø_DERV_CABANILLAS	N664	RST	20.70	9.61%
BAJO_CARGA_HUATAQUITA_BC20	BC-1	RST	20.00	12.66%
RECLOSER_TAYA-TAYA_R54	N812	RST	19.70	13.97%
REGULADOR TENSION_RT_SANTA LUCIA	N841.1	RST	18.20	20.52%
RECLOSER_SANTA_LUCIA_R50	N873	RST	19.90	13.10%

Elaboración Propia.

4.4.2. Resultado del Perfil de Tension del Escenario 02.

En Escenario 02, presenta la independización del alimentador en tres (03) nuevos alimentadores del cual se puede precisar que hubo una variación de la caída de tensión en el sistema eléctrico. Como se aprecia en la tabla N° 4.9, en el tramo de Lampa hubo una ligera disminución de la caída de tensión ΔV de **18.78% (18.60kV)** en el nodo N225.1, respecto al tramo de Santa Lucia se mantiene la caída de tensión ΔV de **20.52% (18.2kV)** en el nodo N841.1.

Tabla N° 4.9: Perfil de Tensiones del flujo de potencia 2er escenario.

TERMINAL	NODO	FASES	ALIMENTADOR	ESCENARIO N°- 01		ESCENARIO N°- 02	
				Tension de Linea(kV)	ΔV -LINEA	Tension de Linea(kV)	ΔV -LINEA
RECLOSER TAPARACHI_R48	N1	RST	Alimentador 5021	22.6	1.31%	22.70	0.87%
RECLOSER_KOKAN_94	N31	RST	Alimentador 5023	21.5	6.11%	20.40	10.92%
NODO 3Ø_ANTES_RT_LAMPA	N225.1	RST	Alimentador 5023	19.8	13.54%	18.60	18.78%
REGULADOR TENSION_RT_LAMPA	N227	RST	Alimentador 5023	21.8	4.80%	20.40	10.92%
RECLOSER_PALCA_R47	N268	RST	Alimentador 5023	21.7	5.24%	20.40	10.92%
RECLOSER_PARATIA_R46	N397	RST	Alimentador 5023	21.7	5.24%	20.30	11.35%
NODO_3Ø_DERV_1Ø_COMUN_COARITA	N421	RST	Alimentador 5023	21.2	7.42%	19.80	13.54%
MINA COFRE_3Ø_PARATIA_5010704	N431	RST	Alimentador 5023	21	8.30%	19.60	14.41%
RECLOSER_MARTOREL_R30	N537	RST	Alimentador 5023	21.8	4.80%	21.20	7.42%
NODO_3Ø_DERV_CONSTRUCTORA_SURUPAI	N630	RST	Alimentador 5024	21.1	7.86%	21.10	7.86%
NODO_3Ø_DERV_CABANILLAS	N664	RST	Alimentador 5024	20.7	9.61%	20.70	9.61%
BAJO_CARGA_HUATAQUITA_BC20	BC-1	RST	Alimentador 5024	20	12.66%	20.00	12.66%
RECLOSER_TAYA-TAYA_R54	N812	RST	Alimentador 5024	19.7	13.97%	19.70	13.97%
REGULADOR TENSION_RT_SANTA LUCIA	N841.1	RST	Alimentador 5024	18.2	20.52%	18.20	20.52%
RECLOSER_SANTA_LUCIA_R50	N873	RST	Alimentador 5024	19.9	13.10%	19.90	13.10%

Elaboración Propia.

Entonces en este segundo escenario, se concluye que la independización del alimentador 5021 no ha resuelto el problema de la caída de tensión, por lo tanto, requiere plantear una propuesta de solución para mejorar la calidad de tensión en el sistema eléctrico en estudio.

4.5. PROPUESTA PARA MEJORAR LA CALIDAD DE TENSION

4.5.1. Escenario 03 Mejorar el Nivel de Tension del Sistema Eléctrico.

De acuerdo a los resultados obtenidos en el 2do escenario del cual se evidencia que la caída de tensión es un problema aún por resolver. En el presente escenario 03 se ha planteado alternativas de solución para poder mejorar los perfiles de tensión y reducir las pérdidas de potencia



4.5.1.1. Alternativa Solución para Mejor Voltaje AL- 5023 y 5024.

A continuación, se detalla las acciones tomadas para solucionar las caídas de tensión del sistema eléctrico descritos en la tabla N° 4.9.

- Subir el TAPs **posición +1** del Transformador de Potencia T63-121 en el lado de 22.9kV de la SET Taparachi.
- Calcular e Implementar 01 banco reguladores de tensión monofásicos de 144kVA entre los Nodo N8 y N11, para el alimentador 5023.
- Cambio de conductor existente AAAC 3x50mm² desde el Nodo N4.1 hasta el Nodo N88, por el conductor AAAC 3x120mm².
- Calcular e Implementar 01 banco reguladores de tensión monofásicos de 144kVA entre los nodos N636 y N637, para el alimentador 5024.
- Cambio de conductor existente AAAC 3x50mm² desde el Nodo N764 hasta el Nodo N812, por el conductor AAAC 3x120mm².

4.5.1.2. Subir Taps de Posición +1 del Transformador T63-121.

Los transformadores de potencia permiten regular los voltajes de salida en un SEP cuando estos sufren caídas de tensión sostenidas en el tiempo, en nuestro caso existe razones técnicas, pues los alimentadores 5023 y 5024 transportan energía eléctrica a grandes distancias con caídas de tensión no permisibles. Entonces se ha visto por conveniente subir el TAPs a la posición +1 del transformador T63-121 de manera que se eleve el voltaje en la Barra de 22.9kV.

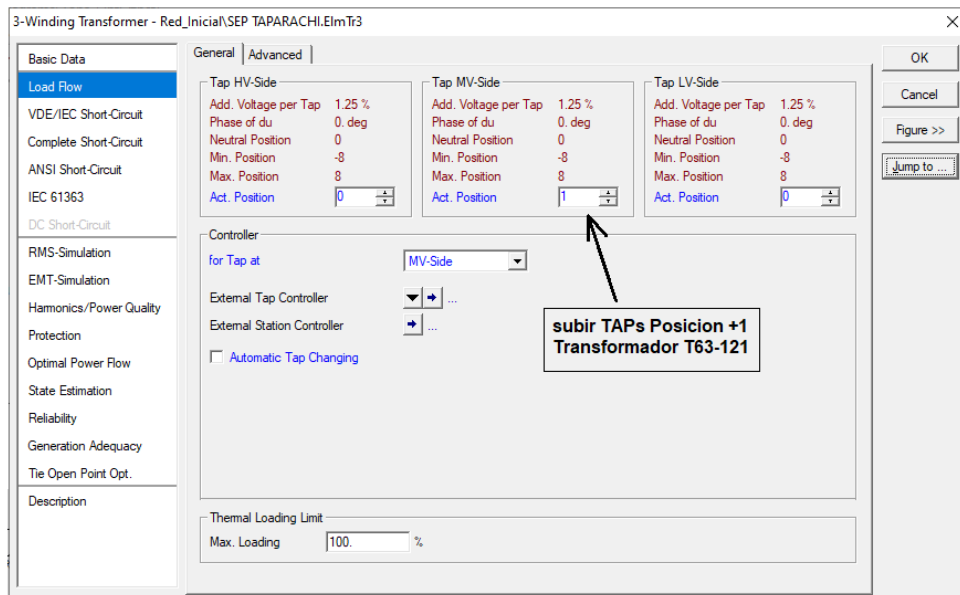


Figura N° 4.19: Transformador T63-121 con Taps Posición +1.

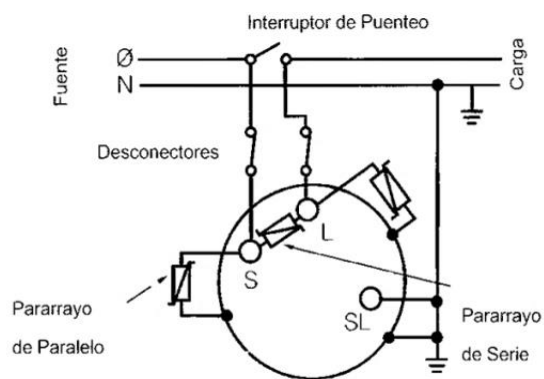
Elaboración propia.

4.5.1.3. Cálculo del Regulador de Tensión en el Alimentador 5023.

De acuerdo al flujo de potencia en el segundo escenario la caída de tensión más crítica fue del **18.78% (18.6kV)** en el Nodo 225.1 en la LP hacia Lampa (ver tabla N° 4.9). Por lo tanto, en este tercer escenario se va dimensionar y ubicar un nuevo banco reguladores de tensión en el **Sector Esquen** entre el nodo N8 a N11 del alimentador 5023.



Regulador de Voltaje



Esquema de Terminales del Regulador

Figura N° 4.20: Regulador de Tensión Monofásico 144kVA

Fuente: Catalogo de Regulador de Tension ITB



Para poder calcular KVA del regulador de tension, debemos tener en cuenta que la potencia del regulador, está en función de su porcentaje de regulación. Entonces la corriente de la carga circula por el devanado serie limita la magnitud de la demanda.

Para que el regulador de voltaje “RT - Esquen” trabaje al máximo se utiliza el porcentaje de regulación máximo (10%). Por consiguiente, se tiene las expresiones para el cálculo la capacidad del regulador de tension para el alimentador 5023.

- Determinamos el nivel de voltaje de línea al cual se conectará el regulador de tension es de 22.9kV y el voltaje de fase es 13.2kV. entonces su relación es (13.2/22.9kV).
- Se establece el porcentaje de regulación máximo (10%) y se calcula el margen de regulación. (R.Castaño, 2004)
- Determinamos del flujo de potencia en el DIGSILENT del segundo escenario del alimentador 5023, esto es 3.75MVA según la Tabla N° 3.24.
- Determinaremos del Factor de Demanda con el cual se realizó el flujo de potencia en el segundo escenario.

kVA del Regulador por Fase = Corriente de Carga por Fase x Margen de Regulacion en kV

Margen de Regulacion = % Regulacion x kV_{fase}

De la figura N° 3.41., la carga neta conectada al sistema (load_P_U) es 6665.80kVA y de la Tabla N° 3.24 la máxima demanda es 7.82MVA(7820kVA), de ahí determinamos el factor de demanda del sistema.

$$FDM = \frac{6665.80 \text{ kVA}}{7820 \text{ kVA}} = 0.852$$

Potencia aparente Instalada de las Cargas. $S_C = S(\text{Maxima demanda})/FDM$

Máxima demanda del alimentador 5023 según tabla N° 28: $S_{5023} = 3.75 \text{ MVA}$

$$S_C = \frac{3.75\text{MVA}}{0.853} = 4.34\text{MVA}$$

Margen de Regulacion = 10% * 13.2kV

Margen de Regulacion = 1.32kV

Corriente de la Carga por Fase:

$$I_{C-f} = \frac{S_C}{\sqrt{3} * V_L} = \frac{4.34\text{MVA}}{\sqrt{3} * 22.9\text{kV}} = 110.9\text{A}$$

kVA del Regulador por Fase = $I_{C-f} * (\text{Margen Regulacion})$

kVA del Regulador por Fase = 110.9A * 1.32kV

kVA del Regulador por Fase = 146.41Kva

En base a la potencia calcula para el RT – Cabanillas de 146.41kV y la corriente de fase de 110.9A, se selecciona el regulador monofásico cuyas características se describen en la tabla N° 4.10.

Tabla N° 4.10: Características del RT- Esquen

RT- ESQUEN - LAMPA	CARACTERISTICA
Frecuencia	60 Hz
BILL	150
Corriente Nominal	100A
Temperatura de Operación 45°C	45°C
Sistema	Monofasico
Potencia	144KVA
Tension	22.9 kV
Rated Voltaje	14400/24940
Conexión Banco de Reguladores	Estrella
Regulacion	5/8% Steps
Rango de Regulacion	"-10% a +10%"
TAPs de Regulacion	32 Posiciones
Refrigeracion	ONAN

Elaboración Propia.

Los 03 regulador de tension monofásicos (RT-Esquen) implementado en el Nodo N8 al N11 mediante el programa DIgSILENT, es de 144KVA de potencia con una corriente máxima permisible de 100A

4.5.1.4. Cambio de sección de conductor AAAC en Alimentador 5023.

Para que los 02 bancos de reguladores de tension RT-Lampa y RT-Esquen en el alimentador 5023 puedan elevar el nivel de voltaje de acuerdo a las normas establecidas según NTCSEER. Es necesario cambiar el conductor existente de AAAC de 3x50mm² desde el nodo N4.1 hasta el nodo N88, por el conductor AAAC 3x120mm². Esto significa renovar 11.04km lineales de conductor de 50mm² por 120mm². Con lo que se va mejorar el nivel de tension en los tramos de líneas aguas abajo.

Tabla N° 4.11: Cuadro de renovación de conductor AAAC en el ALIM - 5023

Linea	Conductor Existente	Conductor Nuevo	Nodo (i)	Nodo (j)	km
L5	P13_Bandera_AAAC_3x50mm ²	P13_Bandera_AAAC_3x120mm ²	N4.1	N5	0.075
L6	P13_Bandera_AAAC_3x50mm ²	P13_Bandera_AAAC_3x120mm ²	N5	N6	0.125
L8	P12_Delta_AAAC_3x50mm ²	P13_Bandera_AAAC_3x120mm ²	N6	N8	2.134
L13	P12_Delta_AAAC_3x50mm ²	P13_Bandera_AAAC_3x120mm ²	N11	N13	0.217
L17	P12_Delta_AAAC_3x70mm ²	P12_Delta_AAAC_3x120mm ²	N13	N16	0.0903
L18	P12_Delta_AAAC_3x70mm ²	P12_Delta_AAAC_3x120mm ²	N16	N19	0.113
L20	P12_Delta_AAAC_3x70mm ²	P12_Delta_AAAC_3x120mm ²	N19	N20	0.425
L22	P12_Delta_AAAC_3x70mm ²	P12_Delta_AAAC_3x120mm ²	N20	N22	0.14
L23	P12_Delta_AAAC_3x70mm ²	P12_Delta_AAAC_3x120mm ²	N22	N23	0.185
L25	P12_Delta_AAAC_3x70mm ²	P12_Delta_AAAC_3x120mm ²	N24	N25	0.185
L27	P12_Delta_AAAC_3x70mm ²	P12_Delta_AAAC_3x120mm ²	N23	N27	0.574
L29	P12_Delta_AAAC_3x50mm ²	P12_Delta_AAAC_3x120mm ²	N27	N29	0.804
L31	P12_Delta_AAAC_3x50mm ²	P12_Delta_AAAC_3x120mm ²	N29	N31	0.965
L32	P12_Delta_AAAC_3x50mm ²	P12_Delta_AAAC_3x120mm ²	N31	N32	0.151
L62	P12_Delta_AAAC_3x50mm ²	P12_Delta_AAAC_3x120mm ²	N32	N62	0.157
L63	P12_Delta_AAAC_3x50mm ²	P12_Delta_AAAC_3x120mm ²	N62	N63	2.7
L87	P12_Delta_AAAC_3x50mm ²	P12_Delta_AAAC_3x120mm ²	N63	N87	1.599
L88	P12_Delta_AAAC_3x50mm ²	P12_Delta_AAAC_3x120mm ²	N87	N88	0.402
			TOTAL (Km)		11.0413

Elaboración Propia.

4.5.1.5. Calculo de regulador de tensión en el alimentador 5024.

El alimentador 5024, en el segundo escenario experimenta una caída de tension máxima de **20.52% de 18.2kV** en el Nodo 841.1 (Ver tabla 4.9). Entonces es necesario



implementar un nuevo banco de reguladores de tension que ayude a solucionar este problema de caída de tension en el alimentador 5024.

Para que el regulador de voltaje “RT - Cabanillas” trabaje al máximo, se utiliza el porcentaje de regulación máximo de (10%), dado esto se tiene las siguientes expresiones para calcular la capacidad del regulador de tension para el alimentador 5024.

- Determinamos el nivel de voltaje de línea al cual se conectará el regulador de tension es de 22.9kV y el voltaje de fase es 13.2kV. entonces su relación es (13.2/22.9kV).
- Se establece el porcentaje de regulación máximo (10%) y se calcula el margen de regulación.
- Determinamos del flujo de potencia del DIGSILENT del segundo escenario del alimentador 5024 es de 3.66MVA según la Tabla N° 3.24.
- Determinaremos del Factor de Demanda con el cual se realizó el flujo de potencia.

kVA del Regulador por Fase = Corriente de Carga por Fase x Margen de Regulacion en kV

Margen de Regulacion = % Regulacion x kV_{fase}

De la figura N° 3.41., la carga neta conectada al sistema (load_P_U) es 6665.80kVA y de la Tabla N° 3.24 la máxima demanda del alimentador 5024 es 7.82MVA (7820kVA), de ahí el factor de demanda del SEP en estudio.

$$FDM = \frac{6665.8 \text{ kVA}}{7820 \text{ kVA}} = 0.852$$

Potencia aparente Instalada de las Cargas. $S_C = S(\text{Maxima demanda})/FDM$

Máxima demanda del alimentador 5024 según tabla N° 3.24: $S_{5024} = 3.66MVA$

$$S_C = \frac{3.66MVA}{0.896} = 4.29MVA$$

Margen de Regulacion = 10% * 13.2kV

Margen de Regulacion = 1.32kV

Corriente de la Carga por Fase:

$$I_{C-f} = \frac{S_C}{\sqrt{3} * V_L} = \frac{4.29MVA}{\sqrt{3} * 22.9kV} = 108.25A$$

kVA del Regulador por Fase = $I_{C-f} * (\text{Margen Regulacion})$

kVA del Regulador por Fase = $108.25A * 1.32kV$

kVA del Regulador por Fase = 142.89kVA

En base a la potencia calcula para el RT – Cabanillas de 142.89kV y la corriente de fase de 108.25, se selecciona el regulador monofásico cuyas características se describen en la tabla N° 4.12.

Tabla N° 4.12: Características del RT - Cabanillas

RT- CABANILLAS	CARACTERISTICA
Frecuencia	60 Hz
BILL	150
Corriente Nominal	100A
Temperatura de Operación 45°C	45°C
Sistema	Monofasico
Potencia	144KVA
Tension	22.9 kV
Rated Voltaje	14400/24940
Conexión Banco de Reguladores	Estrella
Regulacion	5/8% Steps
Rango de Regulacion	"-10% a +10%"
TAPs de Regulacion	32 Posiciones
Refrigeracion	ONAN

Elaboración Propia.

Los 03 regulador de tension monofásicos (RT-Cabanillas) implementado en el Nodo N636 al N11 mediante el programa DIGSILENT, es de 144KVA de potencia con una corriente máxima permisible de 100A.

4.5.1.6. Cambio de Sección de Conductor AAAC en Alimentador 5024.

Para que los 02 bancos de reguladores de tensión RT-Santa Lucia y RT-Cabanillas del alimentador 5024 puedan elevar el nivel de voltaje es necesario:

- Cambiar 9.57km de conductor AAAC de 50mm² por 120mm² desde el N764 hasta el N812.
- Cambiar 19km de conductor AAAC de 50mm² por 70mm² desde el N812 hasta el N841.1

En las siguientes tablas se muestra la renovación de los conductores:

Tabla N° 4.13: Detalle de renovación de conductor desde N764 al N812

Línea	Conductor Existente	Conductor Nuevo	Nodo (i)	Nodo (j)	km
L768	P12_Delta_AAAC_3x50mm ²	P12_Delta_AAAC_3x120mm ²	N764	N768	0.465
L780	P12_Delta_AAAC_3x50mm ²	P12_Delta_AAAC_3x120mm ²	N768	N780	0.578
L782	P12_Delta_AAAC_3x50mm ²	P12_Delta_AAAC_3x120mm ²	N780	N782	1.594
L785	P12_Delta_AAAC_3x50mm ²	P12_Delta_AAAC_3x120mm ²	N782	N785	1.32
L786	P12_Delta_AAAC_3x50mm ²	P12_Delta_AAAC_3x120mm ²	N785	N786	1.353
L787	P12_Delta_AAAC_3x50mm ²	P12_Delta_AAAC_3x120mm ²	N786	N787	0.401
L-BC1	P12_Delta_AAAC_3x50mm ²	P12_Delta_AAAC_3x120mm ²	N787	BC-1	0.867
L807	P12_Delta_AAAC_3x50mm ²	P12_Delta_AAAC_3x120mm ²	BC-1	N807	0.742
L808	P12_Delta_AAAC_3x50mm ²	P12_Delta_AAAC_3x120mm ²	N807	N808	0.396
L809	P12_Delta_AAAC_3x50mm ²	P12_Delta_AAAC_3x120mm ²	N808	N809	1.515
L812	P12_Delta_AAAC_3x50mm ²	P12_Delta_AAAC_3x120mm ²	N809	N812	0.336
			TOTAL (Km)		9.57

Elaboración Propia.

Tabla N° 4.14: Detalle de renovación de conductor desde N812 al N841.1

Línea	Conductor Existente	Conductor Nuevo	Nodo (i)	Nodo (j)	km
L813	P12_Delta_AAAC_3x50mm ²	P12_Delta_AAAC_3x70mm ²	N812	N813	0.336
L818	P12_Delta_AAAC_3x50mm ²	P12_Delta_AAAC_3x70mm ²	N813	N818	0.279
L820	P12_Delta_AAAC_3x50mm ²	P12_Delta_AAAC_3x70mm ²	N818	N820	0.403
L821	P12_Delta_AAAC_3x50mm ²	P12_Delta_AAAC_3x70mm ²	N820	N821	1.194
L823	P12_Delta_AAAC_3x50mm ²	P12_Delta_AAAC_3x70mm ²	N821	N823	0.847
L826	P12_Delta_AAAC_3x50mm ²	P12_Delta_AAAC_3x70mm ²	N823	N826	3.272
L828	P12_Delta_AAAC_3x50mm ²	P12_Delta_AAAC_3x70mm ²	N826	N828	1.23
L830	P12_Delta_AAAC_3x50mm ²	P12_Delta_AAAC_3x70mm ²	N828	N830	2.729
L831	P12_Delta_AAAC_3x50mm ²	P12_Delta_AAAC_3x70mm ²	N830	N831	0.304
L840	P12_Delta_AAAC_3x50mm ²	P12_Delta_AAAC_3x70mm ²	N831	N840	3.367
L841	P12_Delta_AAAC_3x50mm ²	P12_Delta_AAAC_3x70mm ²	N840	N841	4.679
L846	P12_Delta_AAAC_3x50mm ²	P12_Delta_AAAC_3x70mm ²	N841	N841.1	0.362
			TOTAL (Km)		19.00

Elaboración Propia.

4.5.2. Resultado flujo de potencia y caída de tensión Escenario N° 03.

Del flujo de potencia realizado en este tercer escenario, se ha determinado que la potencia activa de máxima demanda en la Barra 22.9kV de la SS.EE. Taparachi es de **7.42MW**, lo que se demuestra que hubo una pequeña reducción de potencia aparente con respecto al flujo de potencia realizado en el segundo escenario. Es importante también recalcar que producto de las mejoras en el calibre de los conductores AAAC en las líneas primarias intervenidas, la implementación de 02 banco de reguladores de tensión tanto para el alimentador 5023 y 5024 y subir el TAPs en la posición +1 del transformador de potencia T63-121 de la SS.EE. Taparachi, se ha logrado mejorar los niveles de tensión y reducir las pérdidas de potencia del SEP en estudio.

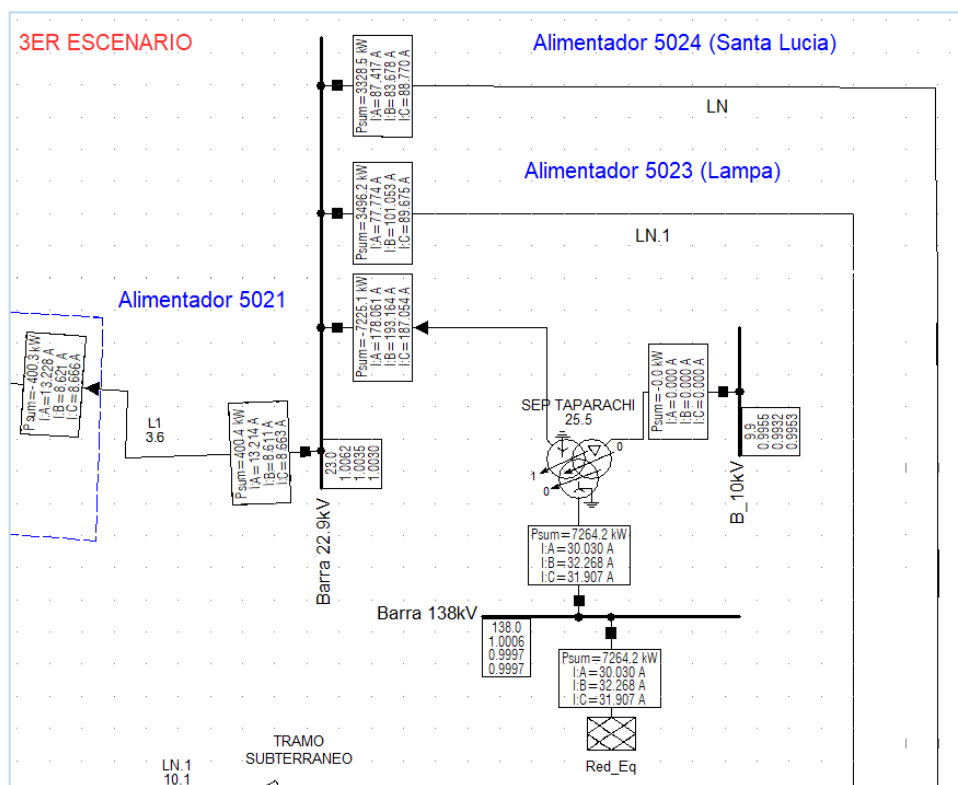


Figura N° 4.21: Flujo de Potencia en Tercer Escenario

Elaboración Propia.

Tabla N° 4.15: Resultado de flujo de potencia en el Escenario – 3.

ALIMENTADOR 5021-5023-5024, “Escenario - 3”									
UBICACIÓN	POTENCIAS (MD)			TENSION (Kv)			CORRIENTE (A)		
	MVA	MW	MVAR	RS	ST	RT	R	S	T
BARRA 22.9KV	7.42	7.23	1.69	23.01	23.03	22.95	178.40	193.34	187.11
ALIM-5021	0.40	0.40	0.06	23.00	23.03	22.95	13.21	8.61	8.66
ALIM-5023	3.56	3.49	0.67	22.98	22.98	22.91	77.77	101.05	89.67
ALIM-5024	3.44	3.32	0.90	22.97	22.99	22.91	87.42	83.68	88.77

Elaboración Propia.

De la tabla 4.15., se muestra que los alimentadores 5021, 5023 y 5024 tienen una máxima demanda de 0.40MVA, 3.56MVA y 3.44MVA respectivamente haciendo un total de 7.42MVA lo que representa que el sistema eléctrico demanda el 37.10% de la potencia instalada del transformador de la SS.EE. Taparachi.

Load Flow Calculation	System Stage: Red_Inicial		Study Case: DEM_MAX		
Grid: Red_Inicial		Summary			
No. of Substations	0	No. of Busbars	3	No. of Terminals	457
No. of 2-w Trfs.	4	No. of 3-w Trfs.	1	No. of syn. Machines	0
No. of Loads	381	No. of Shunts	0	No. of SVS	0
Generation	=	0.00 kW	0.00 kvar	0.00 kVA	
External Infeed	=	7264.17 kW	1874.37 kvar	7502.10 kVA	
Inter Grid Flow	=	0.00 kW	0.00 kvar		
Load P (U)	=	6521.30 kW	1380.25 kvar	6665.77 kVA	
Load P (Un)	=	6521.33 kW	1380.26 kvar	6665.80 kVA	
Load P (Un-U)	=	0.03 kW	0.01 kvar		
Motor Load	=	0.00 kW	0.00 kvar	0.00 kVA	
Grid Losses	=	742.92 kW	494.24 kvar		
Line Charging	=		-612.71 kvar		
Compensation ind.	=		0.00 kvar		
Compensation cap.	=		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 [-]			

Figura N° 4.22: Load Cálculación DIGSILENT del 5021, 5023 y 5024.

Elaboración Propia.

Finalmente, con las acciones correctivas realizadas en este acápite, se ha logrado mejorar los niveles de tensión en los alimentadores 5023 y 5024, como se aprecia en la Tabla N° 4.16. obteniendo una máxima caída de tensión ΔV de 6.99% en el tramo de Santa Lucia.



Tabla N° 4.16: Perfil de Tensiones del flujo de potencia 3er escenario.

TERMINAL	NODO	FASES	ESCENARIO N°- 01		ESCENARIO N°- 02		ESCENARIO N°- 03	
			Tension de Linea(kV)	ΔV	Tension de Linea(kV)	ΔV	Tension de Linea(kV)	ΔV
RECLOSER TAPARACHI_R48	N1	RST	22.6	1.31%	22.70	0.87%	23.00	0.44%
RECLOSER_KOKAN_94	N31	RST	21.5	6.11%	20.4	10.92%	22.80	0.44%
NODO 3Ø_ANTES_RT_LAMPA	N225.1	RST	19.8	13.54%	18.6	18.78%	21.50	6.11%
REGULADOR TENSION_RT_LAMPA	N227	RST	21.8	4.80%	20.4	10.92%	23.00	0.44%
RECLOSER_PALCA_R47	N268	RST	21.7	5.24%	20.4	10.92%	22.90	0.00%
RECLOSER_PARATIA_R46	N397	RST	21.7	5.24%	20.3	11.35%	22.90	0.00%
NODO_3Ø_DERV_1Ø_COMUN_COARITA	N421	RST	21.2	7.42%	19.8	13.54%	22.40	2.18%
MINA COFRE_3Ø_PARATIA_5010704	N431	RST	21	8.30%	19.6	14.41%	22.20	3.06%
RECLOSER_MARTOREL_R30	N537	RST	21.8	4.80%	21.2	7.42%	21.70	5.24%
NODO_3Ø_DERV_CONSTRUCTORA_SURUPANA	N630	RST	21.1	7.86%	21.1	7.86%	21.60	5.68%
NODO_3Ø_DERV_CABANILLAS	N664	RST	20.7	9.61%	20.7	9.61%	22.70	0.87%
BAJO_CARGA_HUATAQUITA_BC20	BC-1	RST	20	12.66%	20	12.66%	22.40	2.18%
RECLOSER_TAYA-TAYA_R54	N812	RST	19.7	13.97%	19.7	13.97%	22.30	2.62%
REGULADOR TENSION_RT_SANTA LUCIA	N841.1	RST	18.2	20.52%	18.2	20.52%	21.30	6.99%
RECLOSER_SANTA_LUCIA_R50	N873	RST	19.9	13.10%	19.9	13.10%	22.80	0.44%

Elaboración Propia.

4.6. DISCUSION DE LOS RESULTADOS

La presente tesis de investigación tuvo como objetivo general desarrollar una evaluación de calidad de suministro del alimentador 5021, del cual, se pudo identificar que las interrupciones por descargas atmosféricas provocan la mayor cantidad de cortes no programados en el alimentador 5021, esto implica también que la línea primaria carece de un adecuado sistema protección contra fallas temporales, lo que ha dado como resultado superar las tolerancias de SAIFI, como se describen en las **tablas N° 4.1, 4.2, 4.3 y 4.4**. A partir de resultados obtenidos, aceptamos la hipótesis alternativa general, que para mejorar la calidad de suministro de energía eléctrica se debe reducir la cantidad y la duración de las interrupciones que afectan al alimentador 5021. Estos resultados guardan relación con los que sostiene (Mantilla Florez, 2017), (Huallpa Pacompia & Apaza Saavedra, 2018), (Maque Tinta , 2017), que las principales causas de mala calidad de suministro eléctrico se deben a interrupciones no programadas (fallas imprevistas), de las cuales la interrupción por fenómenos naturales son las mayores causantes de falla. Adicionalmente (Huallpa Pacompia & Apaza Saavedra, 2018), (Maque Tinta , 2017) estos autores describen que otra causante de interrupciones y el incremento del SAIDI SAIFI se debe que el sistema eléctrico no posee una adecuada protección.

A partir de los resultados obtenidos, aceptamos la hipótesis alternativa específica 01, que para poder identificar problemas y deficiencias que pudieran presentar el sistema eléctrico es fundamental realizar un diagnóstico situacional del alimentador 5021. De estos resultados obtenidos en esta parte, se identificó que las líneas primarias 1Ø y 2 Ø son muy largas con caídas de tensión que inestabilidad el sistema, además de estar ubicadas a alturas mayores de los 4300msnm lo que les hace vulnerables contra las descargas atmosféricas, otra deficiencia más común que se encontró, es que la gran mayoría de los tramos no son de fácil acceso al mantenimiento por estar lejos de las



carreteras, lo que incrementa el SAIDI, también falta implementar más pararrayos de línea y franklin. Por otro lado, se encontró postes de eucalipto que requieren ser cambiadas, puestas a tierra que requieren mantenimiento, de 07 reclosers instalados en el alimentador solo 04 de están con operación remota, 01 no está configurado, 02 no están inoperativos por tener el TC malogrado y finalmente se encontró seccionadores Cut Out con el portafusible caído y/o retirados en este ultimo las líneas primarias 1Ø están sin servicio. De los resultados obtenidos producto de la realización del diagnóstico situacional del alimentador 5021, se no es posible comparar o discutir con resultados de otros estudios, porque cada alimentador tiene una realidad distinta, por el hecho mismo de su configuración y su nivel de tension.

En el ítem 4.3 de los resultados se propone mejoras prácticas para mejorar la confiabilidad del sistema eléctrico, a través técnicas para reducir la frecuencia y duración de interrupciones, técnicas para protección de las redes de Media Tension y técnicas para los trabajos de mantenimiento. Estas propuestas operativas con consecuencia de la evaluación de calidad suministro realizada y diagnóstico del alimentador 5021. De los resultados obtenidos, aceptamos la hipótesis alternativa específica 02, para mejorar el desempeño de los indicadores SAIDI y SAIFI, se debe optimizar las estrategias de operación del sistema eléctrico para reducir la frecuencia y duración de las interrupciones presentes en el alimentador 5021. Estos resultados guardan relación con lo que sostiene (Retamozo Guere, 2018), el cual , ha concluido que si es posible optimizar las estrategias de operación de sistemas eléctricos para el control del y la administración del SAIDI y SAIFI. Por otro lado, con respecto a lo descrito por (Cervantes Flores, 2019), del análisis de flujo de potencia el autor recomienda cambiar conductor de 70 a 120mm² en el alimentador con fin de reducir perdidas de potencia, evitar las caídas de tension todos estos para mejorar la calidad de suministro eléctrico, viendo desde el punto de vista



operativo este auto hace justamente eso proponer una estrategia técnica solución a los problemas que presente el alimentador.

Es esta tesis de investigación como tercer objetivo alternativo se plantea una alternativa de solución para mejorar la calidad de tension en el alimentador 5021, debido a que se ha evidenciado en los resultados de flujo de carga en el DIgSILENT, que el alimentador 5021 tiene caídas de tension considerables en su MT. Por lo que en su tercer escenario se planteó implementar 02 banco de reguladores de tension $1\emptyset$ y cambio de conductor de 50mm² a 120mm² en los nodos N4.1 al N88, N764 al N812 y N812 al N841.1 (ver planos), con lo que efectivamente se ha subsanado esta deficiencia de la caída de tension como se aprecia en la tabla N° 44, donde se compara los perfiles de tension en el alimentador producto de los eventos de simulación de los 03 escenarios desarrollados en la presente tesis de investigación. De los resultados obtenidos, aceptamos parcialmente la hipótesis de alternativa 3, que para mejorar la calidad de tension del alimentador 5021 se deben analizar el comportamiento del perfil de tension con DIgSILENT e implementar protecciones para sobre tension y adicionar reguladores de tension para Subtensiones. Y ¿Por qué?, parcialmente porque producto del resultado obtenido el regulador implementado el sector ESQUEN en está opera al 87.6% lo que no garantiza una proyección a un horizonte 10 años. Estos resultados guardan relación con los que sostiene (Sobalvarro Flores, 2019), este autor concluye que instalar un banco de reguladores de tension en la red mejora los perfiles de tension y corvella a reducir las pérdidas de potencia en la red. Con respecto a (Cervantes Flores, 2019) este autor en su tesis plantea cambiar conductor de mayor calibre para reducir perdidas en la red y las caídas de tension.



V. CONCLUSIONES

Al realizar el diagnóstico de la situación actual del alimentador 5021, se determinó que las interrupciones por descargas atmosféricas son la principal causa de fallas en el sistema y por ende se tiene un **SAIFIMT** que supera la tolerancia establecida por Osinergmin, también se identificó una serie de deficiencias entre las cuales la más resaltantes son; el alimentador 5021 no posee un adecuado sistema de protección, los TC de los recloreses presentan averías, existen estructuras de madera que requieren ser renovadas, las líneas primarias monofásicas son muy extensas que provocan desbalances a la línea primaria trifásica, no se tiene actualizado la topología del alimentador en el **ArcGIS de ELP**U y por ultimo falta mantenimiento a las puestas a tierra.

De acuerdo a los problemas identificados de la evaluación de Calidad de Suministro y el diagnóstico situacional del alimentador. Se hizo una propuesta para mejorar la calidad de suministro del alimentador 5021. Entonces para reducir **SAIFIMT** se requiere detectar y controlar las fallas temporales y estas no se conviertan fallas permanentes, para ello se debe ubicar adecuadamente los equipos de protección y maniobra, adicionar pararrayos de línea y Franklin, implementar seccionalizadores en las derivaciones 1Ø y 2Ø y estos coordinen con los recloreses, instalar indicadores de falla. En el caso para reducir **SAIDIMT** se debe tener un óptima gestión de mantenimiento, el equipo de protección de recierre deben estar integrado al **SCADA** y monitoreado en todo momento por el centro de control, para **fallas temporales fuera de la concesión de ELP**U se debe coordinar con las autoridades locales y municipales distritales más próximas al lugar de falla, para coadyuvar en reponer el servicio eléctrico. Todas estas acciones con el propósito de evitar los tiempos prolongados de las interrupciones de energía eléctrica.



Del análisis de calidad de tensión realizado en el alimentador 5021, se determinó que el alimentador tiene una máxima caída de tensión ΔV del **20.52%** (**18.2kV**), este valor supera la tolerancia establecida de **6%** en sistemas eléctricos rurales según a la **NTCSER**. En el presente estudio se planteó un segundo escenario con la independización del alimentador 5021, de cual no ha logrado reducir esta caída de tensión presente en el sistema eléctrico. Por lo tanto, se planteó un tercer escenario en el cual se logró mejorar el nivel de tensión en el sistema eléctrico, obteniendo una máxima caída de tensión ΔV del **6.99%**.



VI. RECOMENDACIONES

- Se recomienda a las empresas concesionarias de distribución de energía eléctrica, tener un adecuado sistema de protección desde el interruptor de la Celda a la cabecera del alimentador, seguido por los reclosers, los seccionadores y los indicadores de falla, de tal manera tengan monitoreado y zonificado todo el alimentador 5021 por centro de control. Pero, para funcione correctamente todo este sistema de protección se debe cumplir con 02 requisitos, primero realizar anualmente realizar estudios de coordinación de protección y segundo tener actualizado GISS de alimentador.
- Con respecto al diagnóstico realizado en el alimentador 5021, lo más importante es que se debe realizar los mantenimientos preventivos anualmente considerando las deficiencias encontradas en la presente investigación y con respecto a las nuevas ampliaciones ejecutadas por la Dirección General de Electrificación Rural del Ministerio de energía y Minas (DGE/MEM) no más redes 1Ø que desbalancean al sistema eléctrico, generando inestabilidad en la línea primaria del alimentador 5021.
- Para mejorar el desempeño de los indicadores SAIDI y SAIFI se recomienda para reducir los tiempos de falla y como se hace esto, optimizando los trabajos de operación y mantenimiento, tener cuadrillas disponibles ante contingencias para reponer servicio. Para reducir el número de interrupciones es implementar un sistema de protección que pueda despejar fallas temporales y evitar que estas mismas fallas se conviertan en fallas franjas producto de quema del fusible y/o una mala coordinación de protección. Y para que funcione estas 2 ideas, en todo momento el centro de control de EPLU debe monitorear al alimentador.



- Para mejorar la caída de tensión en el alimentador 5021, no solo se puede elevar con reguladores de tensión, sino que adicionalmente se debe implementar compensadores dinámicos de potencia reactiva instalados en postes de MT y para esto se debe realizar un estudio de análisis de estabilidad transitoria para el alimentador 5021.



VII. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- AES, Salvador. (2006).** *Seccionadores Fusibles de Repeticion.* El Salvador.
- Albuja Jaramillo, G. R. (2019).** *Calculo de Indices de Confiabilidad utilizando Simulacion Montecarlo y Ubicacion de Equipos de Proteccion en Sistemas Electricos de Distribucion mediante Algoritmos Geneticos, [Tesis de Posgrado, Escuela Politecnica Nacional de Quito, Ecuador].* Repositorio Digital Institucional, Quito, Ecuador.
- Cervantes Flores, L. (2019).** *Analisis de los Parametros de Calidad en el Suministro de Energia Electrica 22.9kV para mejorar el servicio del alimentador PUC 201 en ELORSA [Tesis de Grado, Univerdiad Cesar Vallejo].* Repositorio Digital Institucional, Chiclayo, Peru. Obtenido de <https://hdl.handle.net/20.500.12692/43825>
- Corvera Rengifio, M. H., & Vega Rengifio, C. H. (2018).** *Estudio en el Alimentador BE-S04 (22.9kV) del Sistema Electrico Bellavista de Electro Oriente S.A. [Tesis de Grado, Universidad Nacional del Santa].* Nuevo Chimbote. Obtenido de <http://repositorio.uns.edu.pe/handle/UNS/3323>
- Electro Puno S.A.A. (2020).** MEMORIA ANUAL 2020. 106.
- Escarcena Mendoza, I. M. (2017).** *Estudio para Mejorar el Nivel de Tension Aplicado Reguladores de Tension Monofasico Automatico para la Linea 10kV Alimentador 5006 del Sistema Electrico de la Ciudad de Juliaca 2016 [Tesis de Grado, Universidad Nacional de Altiplano Puno].* Repositorio Digital Institucional, Puno. Obtenido de <http://repositorio.unap.edu.pe/handle/UNAP/4729>
- Huallpa Pacompia, F. R., & Apaza Saavedra, L. (2018).** *Incidencia de las Interrupciones por Fenomenos Naturales sobre la Calidad de Suministro*



Electrico del Alimentador UR02 del Sistema Electrico Urubamba [Tesis de Grado, Universidad Nacional del Altiplano Puno]. Repositorio Digital Institucional, Puno. Obtenido de <http://repositorio.unap.edu.pe/handle/UNAP/9863>

Huisa Caceres, A., & Uribe Arias, J. C. (2021). *Mejoramiento de la Confiabilidad del Subsistema Electrico en Media Tension, Provincias Altas Mediante la Interconexion de los Alimentadores LL-01 y LL-03 - 22.9kV en cusco [Tesis de Grado, Universidad San Antonio Abad del Cusco]. Repositorio Digital Institucional, CUSCO.*

Lazo Cardenas, J. F., & Velez Tenemaza, N. A. (2016). *Estudio para la Implementacion de Pararrayos en Sistemas de Distribucion de Media Tension [Tesis de Grado, Univerdiad Politecnica Salesiana Sede Cuenca]. Repositorio Digital Institucional, Cuenca, Ecuador. Obtenido de <https://dspace.ups.edu.ec/bitstream/123456789/12782/1/UPS-CT006635.pdf>*

Magallan Soriano, C. L. (2019). *Análisis para el control y monitoreo SCADA de las variables eléctricas en os reconectadores automáticos de la alimentadora Libertad 13.8 KV de la subestación la Libertad 69/13.8 KV en redes de distribución [Tesis Grado, Universidad Catolica de Santiago]. Guayaquil, Ecuador. Obtenido de <http://repositorio.ucsg.edu.ec/bitstream/3317/12707/1/T-UCSG-PRE-TEC-IEM-203.pdf>*

Mantilla Florez, B. H. (2017). *Evaluacion de Confiabilidad de la Red de Subtransmision y Distribucion Primaria del Atlantico [Tesis de Grado, Universidad de la costa]. Repositorio Digital Institucional, Barranquilla. Obtenido de <https://repositorio.cuc.edu.co/bitstream/handle/11323/254/1127385351.pdf?sequence=1>*



- Maque Tinta , R. S. (2017).** *Analisis, Diagnostico y Propuesta de Mejora de Calidad de Servicio a causa de fallas imprevistas en el suministro electrico en el distrito de Macusani - Carabaya [Tesis de Grado, Universidad Nacional del Altiplano Puno].* Repositorio Digital Institucional, Puno.
- Molina Coaquira, N., & Pilco Acho, G. (2021).** *Evaluacion y Mejoramiento de la Confiabilidad mediante la Ubicacion Optima de Equipos de Proteccion y Seccionamiento en los Alimentadores de 10kV del Sistema Electrico Yarada, Tacna[Tesis de Grado, Universidad Nacional de Altiplano Puno].* Repositorio Digital Institucional, Puno, Peru.
- Morales Pazmiño, M. I. (2018).** *Seleccion y Ubicacion Optima de Dispositivos de Seccionamiento y Proteccion en Alimentadores Primarias como una Estrategia para el Mejoramiento de la Confiabilidad de los Sistemas electricos de Distribucion [Tesis de Grado, Escuela Politecnica Nacional].* Repositorio Digital Institucional, Quio, Ecuador.
- NTCSER. (2008).** Norma Tecnica de la Calidad de Servicios Electricos Rurales (NTCSER), RD N° 016-2008-EM/DGE. *DIARIO OFICIAL EL PERUANO*, 17.
- Orozco Miranda, R. E. (2005).** *Analisis de la Proteccion contra Impactos Directos de Rayos y la Coordinacion de Aislamiento en Subestaciones Modulares de Distritbucion [Tesis de Grado, Universidad de San Carlos de Guatemala].* Repositorio Digital Institucional, Guatemala. Obtenido de http://biblioteca.usac.edu.gt/tesis/08/08_0537_EA.pdf
- Osinergmin. (2013).** *Calidad de Tension y Calidad de Suministro Region Tumbes [OSINERGMIN].* TUMBES. Obtenido de <https://www.osinergmin.gob.pe/newweb/uploads/Publico/OficinaComunicacion>



es/EventosRealizados/ForoTumbes/3/6.-

%20Calidad%20de%20tension%20y%20Calidad%20de%20Suministro.pdf

Osinergmin. (2018). *Mejoras Practicas para el Analisis y Supervision de Interrupciones en redes de distribucion Primaria.* 284.

Portillo Loayza, J. C. (2015). *Estudio para el Mejoramiento de la Operacion en Estado Estacionario del Sistema Electrico Rural Chumbivilcas [Tesis de Grado, Universidad Nacional de San Antonio Abad del Cusco J.* Repositorio Insitucional, Cusco. Obtenido de <http://repositorio.unsaac.edu.pe/handle/UNSAAC/171>

Resolucion N°-074-2004-OS/CD. (2004). *Procedimiento para la Supervision de la Operacion de los Sistemas Electricos.* OSINERMIG. Obtenido de https://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/PlantillaMarcoLegal_Busqueda/Osinergmin-074-2004-OS-CD.pdf

Retamozo Guere, J. (2018). *Optimizacion de Estrategias de Operacion de Sistemas Electricos para el control del SAIDI y SAIFI en Empresas Distribuidoras de Electricidad - SEAL [Tesis de PostGrado, Universidad Nacional de San Agustin Arequipa J.* Repositorio Digital Institucional, Arequipa, Peru. Obtenido de <http://repositorio.unsa.edu.pe/bitstream/handle/UNSA/7094/ELMreguj.pdf?sequence=1&isAllowed=y>

Sobalvarro Flores, J. A. (2019). *Calculo, Seleccion y Ubicacion Optima de Reguladores de Voltaje de Media Tension [Tesis de Grado, Universidad Nacional de Ingenieria, Recinto Universitario Simon Bolivar].* Repositorio Digital Insitucional, Managua, Nicaragua. Obtenido de <http://ribuni.uni.edu.ni/id/eprint/2728>



ANEXOS

- ANEXO N°. 01.** Reporte de Registro de Interrupciones OSINERGMIN
- ANEXO N°. 02.** Tabla de Código de Causas de Interrupción OSINERGMIN
- ANEXO N°. 03.** Registro de Interrupciones 2016.
- ANEXO N°. 04.** Registro de Interrupciones 2017.
- ANEXO N°. 05.** Registro de Interrupciones 2018.
- ANEXO N°. 06.** Registro de Interrupciones 2019.
- ANEXO N°. 07.** Perfil de Carga Recloser Taparachi – R48.
- ANEXO N°. 08.** Perfil de Carga Recloser Martorel – R30.
- ANEXO N°. 09.** Perfil de Carga Recloser Santa Lucia – R50.
- ANEXO N°. 10.** Perfil de Carga Recloser Paratia – R46.
- ANEXO N°. 11.** Registro de Consumo de Potencia de ELPUs años 2016 al 2019.
- ANEXO N°. 12.** Diagnóstico de la Situación Actual del Alimentador 5021.
- ANEXO N°. 13.** Diagrama Unifilar SET Taparachi 138/60/22.9/10kV.
- ANEXO N°. 14.** Flujo de Potencia Escenario N° 01, Situación Actual
- ANEXO N°. 15.** Perfil de Tension Escenario N° 01, Situación Actual
- ANEXO N°. 16.** Flujo de Potencia Escenario N° 02, Situación con Proyecto.
- ANEXO N°. 17.** Perfil de Tension Escenario N° 02, Situación con Proyecto.
- ANEXO N°. 18.** Flujo de Potencia Escenario N° 03, Final.
- ANEXO N°. 19.** Perfil de Tension Escenario N° 03, Final.
- ANEXO N°. 20.** Plano de Flujo de Potencia de Máxima demanda – Escenario N° 01.
- ANEXO N°. 21.** Plano de Flujo de Potencia de Máxima demanda – Escenario N° 02.
- ANEXO N°. 22.** Plano de Flujo de Potencia de Máxima demanda – Escenario N° 03.