

**UNIVERSIDAD NACIONAL DE SAN ANTONIO ABAB DEL CUSCO
FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA,
INFORMÁTICA Y MECÁNICA.**

ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERÍA ELÉCTRICA



TESIS:

“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”

Presentado por:

Br. Alberto Huisa Caceres.

Br. Juan Carlos Uribe Arias.

**Para optar título profesional de
Ingeniero Electricista.**

Asesor: Ing. Mario Gonzales Vargas.

CUSCO – PERÚ

2021

PRESENTACIÓN.

Señor: Decano De La Facultad De Ingeniería Eléctrica, Electrónica,
Informática Y Mecánica.

Señores: Miembros del dictamen de tesis:

En cumplimiento con las disposiciones del reglamento de grados y títulos vigentes, y con el objeto de optar al título profesional de Ingeniero Electricista, presento a vuestra consideración la tesis intitulada:

“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”

El presente trabajo de tesis, tiene como objetivo analizar, diagnosticar y dar la propuesta de una alternativa más adecuada de solución para mejorar la confiabilidad del servicio eléctrico, debido a que actualmente la provincia de Chumbivilcas y los distritos de Santo Tomas y Velille en cuya área se encuentran los alimentadores LL-01 y LL-03, las fallas por interrupciones imprevistas (fenómenos naturales) en el suministro eléctrico son muy constantes y molestos para los usuarios.

En cuyo caso, se propone la interconexión de ambos alimentadores donde los puntos de interconexión se encuentran en las comunidades de Challa y Chilacancha, formando así una topología en anillo, para lo cual se dispone informaciones de primera mano por parte de la empresa Electro Sur Este S.A.A. y adicionales a través de encuestas y entrevistas planteados a los usuarios del sistema eléctrico, y así mismo, la observación directa, utilizando cámaras fotográficas, GPS, apuntes, y la recolección de datos de otras entidades; que dan como resultado detectar las fallas más frecuentes que se producen básicamente en estos y con el fin de mejorar los índices de confiabilidades SAIDI y SAIFI.

ATENTAMENTE.

Br. Alberto Huisa Caceres

Br. Juan Carlos Uribe Arias

INTRODUCCIÓN.

La confiabilidad en el servicio eléctrico ha adquirido una gran importancia por lo que los usuarios finales requieren de sistemas eléctricos confiables y disponibles durante todos los días del año, y que por normatividad también se garanticen los índices de continuidad en los servicios eléctricos de distribución hablando específicamente.

Alcanzar los niveles óptimos de confiabilidad de los sistemas eléctricos y sobre todo en los sectores alto andinos, no solo se traduce en eficiencia en los procesos básicos de una nación como la salud, la alimentación, la seguridad, el transporte y en todos los procesos productivos, industriales, comerciales, agrícolas, financieros y todos los que requieren de la electricidad, sino también se convierte en ahorros para las empresas de transporte de potencia ya que al tener índices de fallas con tendencia a cero se evita el pago de sanciones económicas por las multas que imponen las autoridades encargadas de velar por los estándares de calidad en el sector eléctrico.

Esa confiabilidad y disponibilidad necesaria para lograr la continuidad en los sistemas eléctricos de potencia se logra mediante diferentes formas, dependiendo si se trata de generación, transformación, transporte o distribución, la presente tesis tiene los siguientes capítulos:

- I. Aspectos generales.
- II. Marco normativo - teórico.
- III. Diagnóstico y evaluación actual de los alimentadores en MT - 22.9 kV LL-01 y LL-03.
- IV. Análisis de interconexión operativa en media tensión de los alimentadores LL-01 en el sector Challa y LL-03 en el sector Chilacancha- Chumbivilcas como propuesta en el análisis y evaluación de la confiabilidad.
- V. Evaluación de los indicadores de confiabilidad con la interconexión de los alimentadores LL-01 Y LL-03.

Conclusiones.

Comentarios.

Bibliografía.

Anexos.

Seguidamente:

Capítulo I, en este capítulo abarcan desde los antecedentes, el planteamiento del problema, formulación del problema, los objetivos, justificaciones, alcances, limitaciones, las hipótesis, variables y finalmente la metodología de investigación.

Asimismo, son parte de este capítulo el tratamiento de datos, las herramientas para el procesamiento de datos, análisis de datos y la matriz de consistencia.

Capítulo II, en este capítulo se describió todas las normativas existentes y relacionados con nuestro tema, así mismo se describió la parte teórica de los indicadores de confiabilidad existentes, sistemas de protección topología de la línea, interconexión y todo lo relacionado con nuestro tema de tesis.

Capítulo III, en este capítulo se diagnostica los alimentadores en estudio mediante cuadros esquemas la instalación actual existente, el historial de interrupciones, las características eléctricas de dichos alimentadores.

Capítulo IV, se ha realizado el estudio de interconexión operativa, flujo de potencia, transitorio, cortocircuito todos ellos comparándolos su comportamiento de dichos parámetros eléctricos con y sin interconexión.

Capítulo V, se ha desarrollado los resultados de los índices de confiabilidad como: DEC, FEC, SAIDI y SAIFI.

Y finalmente las conclusiones propias del proyecto de tesis conjuntamente con los comentarios y/o sugerencias, la bibliografía base utilizada y los anexos.

RESUMEN EJECUTIVO.

Diagnosticado los alimentadores en estudio, se obtuvo resultados que en el alimentador LL-01 se registró en el 2016, 59 interrupciones/año con una duración de 68.96 horas/año, en el 2017, 172 interrupciones/año con una duración de 234.82 horas/año, en el 2018, 225 interrupciones/año con una duración de 1433.23 horas/año, y en el 2019, 111 interrupciones/año con una duración de 2989.69 horas/año teniendo un total de 567 interrupciones al año con una duración de 4726.7 horas /año, mientras que en el alimentador LL-03, se registró en el 2016, 16 interrupciones/año con una duración de 75.35 horas/año, en el 2017, 14 interrupciones/año con una duración de 39.66 horas/año, en el 2018, 65 interrupciones/año con una duración de 407.54 horas/año, y en el 2019, 56 interrupciones/año con una duración de 1674.39 horas/año teniendo un total de 151 interrupciones al año con una duración de 2196.94 horas /año.

Posteriormente los índices DEC y FEC fueron:

Sin interconexión LL-01: DEC = 229.41 horas/año y FEC = 66 interrupciones/año

Sin interconexión LL-03: DEC = 37.83 horas/año y FEC = 11 interrupciones/año

Con interconexión LL-01: DEC = 11.01 horas/año y FEC = 9 interrupciones/año

Con interconexión LL-03: DEC = 3.77 horas/año y FEC = 5 interrupciones/año.

Por lo que se mejora para el alimentador LL- 01 en un 95.201% y 86.758% respecto al DEC y FEC, para el alimentador LL - 03, 90.029% y 56.857%.

Se simularon los eventos de la interconexión en el software Digsilent versión 15.1.7 en diferentes escenarios con y sin interconexión, como resultados obtenidos, estas tienden a mejorar la cargabilidad del sistema y en cuanto al flujo de potencia tiende a cambiar el sentido de dirección, se hizo estudios de cortocircuito trifásico, también se puede observar la disminución de pérdidas en las líneas y transformadores y aliviar su carga en algunos casos, por lo que fluye potencia hacia otras zonas que la demanden.

En dicha simulación también se observa la aportación de corriente de falla mínima y existen pequeños transitorios respecto a la inyección de la corriente, después de milisegundo estas vuelven a ser ondas sinusoidales sin perturbaciones ni armónicos.

CONTENIDO DE LA TESIS.**PRESENTACIÓN.****INTRODUCCIÓN.****RESUMEN EJECUTIVO.****GLOSARIO DE TÉRMINOS.****PRINCIPALES SIGLAS Y ABREVIATURAS.**

CAPÍTULO I	1
1. ASPECTOS GENERALES.....	1
1.1. Nombre del proyecto de tesis.	1
1.2. Responsable.	1
1.3. Ámbito geográfico	1
1.4. EL problema.	3
1.4.1. Planteamiento del problema.	3
1.4.2. Formulación del problema.	6
1.4.2.1. Problema general.	6
1.4.2.2. Problemas específicos.	6
1.4.3. Objetivos.	6
1.4.3.1. Objetivo general.	6
1.4.3.2. Objetivos específicos.....	6
1.5. Justificación.	7
1.5.1. Justificación técnica.	7
1.5.2. Justificación teórica.....	7
1.5.3. Justificación metodológica.....	8
1.5.4. Justificación práctica.	8
1.6. Alcances y limitaciones del proyecto de tesis.	8
1.6.1. Alcances	8
1.6.2. Limitaciones	9
1.7. Marco teórico.	9
1.7.1. Antecedentes.	9
1.7.2. Hipótesis.....	10
1.7.2.1. Hipótesis general.	10

1.7.2.2.	Hipótesis específica.....	10
1.7.3.	Variables.....	11
1.7.3.1.	Variable dependiente.....	11
1.7.3.2.	Variable independiente.....	11
1.7.3.3.	Variables intervinientes.....	11
1.7.4.	Indicadores.....	11
1.7.4.1.	Indicadores referidos a la variable dependiente.....	11
1.7.4.2.	Indicadores referidos a la variable independiente.....	11
1.7.5.	Operacionalización de variables.....	11
1.8.	Metodología.....	13
1.8.1.	Tipo de investigación.....	13
1.8.2.	Nivel de investigación.....	13
1.8.3.	Método de investigación.....	13
1.8.4.	Diseño de investigación.....	13
1.8.5.	Población y muestra.....	13
1.8.6.	Técnicas y recolección de datos.....	13
1.9.	Tratamiento de datos.....	14
1.10.	Herramientas para el procesamiento de datos.....	14
1.11.	Análisis de datos.....	15
1.12.	Matriz de consistencia.....	15
	CAPÍTULO II.....	17
2.	MARCO NORMATIVO - TEÓRICO.....	17
2.1.	Introducción.....	17
2.2.	Marco normativo.....	17
2.3.	Marco teórico.....	24
2.3.1.	Confiabilidad en los sistemas de distribución.....	24
2.3.2.	Estudio de confiabilidad en sistema de distribución.....	27
2.3.3.	Causas de salidas de líneas y redes eléctricas.....	28
2.3.3.1.	Por el estado del tiempo.....	28
2.3.3.2.	Misceláneos.....	28
2.3.3.3.	Por componentes del sistema.....	29
2.3.3.4.	Por condiciones del sistema.....	29
2.3.3.5.	Personal de la empresa de energía.....	29

2.3.4.	Teoría de fallas en sistemas de distribución.....	29
2.3.4.1.	Clasificación de las fallas.....	31
2.3.4.2.	Incidencias de las descargas atmosféricas en líneas aéreas de media tensión sobre los 3800 m.s.n.m.	35
2.3.5.	Tipos de estudio de confiabilidad.....	39
2.3.6.	Métodos para la evaluación de la confiabilidad.	40
2.3.6.1.	Método estocástico.....	40
2.3.6.2.	Método determinístico.....	40
2.3.7.	Selección del método a usar para la determinación de los índices de confiabilidad	45
2.3.7.1.	Modelamiento de la red de distribución mediante índices DEC y FEC.....	45
2.3.7.2.	Caracterización de los elementos.	46
2.3.8.	Sistemas de protección en sistemas de distribución.....	54
2.3.8.1.	Elementos de protección en líneas de distribución.	54
2.3.9.	Topología de un sistema de distribución.....	75
2.3.9.1.	Radial.....	75
2.3.9.2.	Anillo en lazo o malla.....	76
2.3.9.3.	Lazo-radial o mixto.....	77
2.3.10.	Reconfiguración de los sistemas de distribución.....	78
2.3.10.1.	Finalidad de la reconfiguración.	78
2.3.11.	Interrupciones.....	79
2.3.11.1.	Clasificación de las interrupciones.	79
2.3.11.2.	Tiempo de interrupciones.....	80
2.3.12.	Interconexión operativa.	81
	CAPÍTULO III.....	82
3.	DIAGNÓSTICO Y EVALUACIÓN ACTUAL DE LOS ALIMENTADORES EN MT. - 22.9 KV LL-01 Y LL-03.	82
3.1.	Introducción.....	82
3.2.	Selección del alimentador.	82
3.3.	Índices de confiabilidad.....	83
3.4.	Descripción del área del proyecto.	84
3.4.1.	Ubicación geográfica.....	84
3.4.2.	Ubicación eléctrica.....	87
3.4.2.1.	Alimentador LL-01.....	87

3.4.2.2.	Alimentador LL-03.....	91
3.4.3.	Datos técnicos del alimentador.....	94
3.4.3.1.	Datos técnicos del Alimentador LL-01.....	94
3.4.3.2.	Datos técnicos del alimentador LL-03.....	95
3.4.4.	Descripción del trazo de la línea actual.....	96
3.4.4.1.	Alimentador LL-01.....	96
3.4.4.2.	Alimentador LL-03.....	96
3.4.5.	Diagnostico físico de los alimentadores.....	97
3.4.5.1.	Diagnostico físico alimentador LL-01.....	97
3.4.5.1.1.	Postes.....	97
3.4.5.1.2.	Crucetas.....	98
3.4.5.1.3.	Aisladores.....	99
3.4.5.1.4.	Conductores.....	99
3.4.5.1.5.	Sistema de puesta a tierra.....	100
3.4.5.1.6.	Retenidas.....	100
3.4.5.1.7.	Sistema de protección.....	100
3.4.5.1.8.	Subestaciones de distribución.....	101
3.4.5.1.9.	Mantenimiento actual.....	101
3.4.5.2.	Diagnostico físico alimentador LL-03.....	102
3.4.5.2.1.	Postes.....	102
3.4.5.2.2.	Crucetas.....	103
3.4.5.2.3.	Aisladores.....	103
3.4.5.2.4.	Conductores.....	104
3.4.5.2.5.	Sistema de puesta a tierra.....	104
3.4.5.2.6.	Retenidas.....	104
3.4.5.2.7.	Sistema de protección.....	105
3.4.5.2.8.	Subestaciones de distribución.....	105
3.4.5.2.9.	Mantenimiento actual.....	106
3.4.6.	Características técnicas de la subestación Llusco.....	106
3.4.6.1.	Diagrama unifilar subestación Llusco.....	106
3.4.6.2.	Características Subestación.....	107
3.4.6.3.	Relés.....	110

3.5.	Registros históricos de datos de interrupciones y estadística de cortes de fallas de los alimentadores LL-01 Y LL-03.....	112
3.5.1.	Datos históricos de confiabilidad de los alimentadores.....	112
3.5.2.	Recolección de datos de interrupciones en la empresa Electro Sur Este.....	112
3.5.3.	Total de interrupciones registrados.....	113
3.5.4.	Cortes programados.	114
3.5.4.1.	Cortes por expansión o reforzamiento.	114
3.5.4.2.	Cortes por mantenimiento.	114
3.5.5.	Cortes no programados.	114
3.5.5.1.	Cortes por falla del sistema.	114
3.5.5.2.	Cortes por falla a causa de fenómenos naturales.	115
3.5.5.3.	Corte por acción de terceros.....	115
3.5.5.4.	Corte por falla en la operación del sistema.....	115
3.5.6.	Estudio de las fallas registradas por el centro de control de ELSE durante el año 2016 al año 2019.....	120
3.6.	Selección por tramos basadas en las zonas problemáticas para representación de la topología.....	142
3.6.1.	Características técnicas del alimentador LL-01 por tramos.	143
3.6.2.	Características técnicas del alimentador LL-03 por tramos.	145
3.7.	Determinación de los índices de confiabilidad DEC y FEC actuales.	147
3.7.1.	Determinación de los índices de confiabilidad DEC y FEC alimentador LL-01....	147
3.7.2.	Resultados de los índices de confiabilidad DEC Y FEC.	152
3.7.3.	Determinación de los índices de confiabilidad DEC y FEC alimentador LL-03....	153
3.7.4.	Resultados de los índices de confiabilidad DEC Y FEC.	157
3.7.5.	Resumen del capítulo III.....	159
	CAPÍTULO IV	162
4.	ANÁLISIS DE INTERCONEXIÓN OPERATIVA EN MEDIA TENSIÓN DE LOS ALIMENTADORES LL-01 Y LL-03 EN EL SECTOR CHALLA Y CHILACANCHA, CHUMBIVILCAS COMO PROPUESTA EN EL ANÁLISIS Y EVALUACIÓN DE LA CONFIABILIDAD.	162
4.1.	Introducción.	162
4.2.	Ampliación de la red eléctrica 22.9 kV.....	163

4.2.1.	Ampliación de la red eléctrica en trifásico 22.9 Kv entre las localidades de Soñaque y Challa perteneciente al alimentador LL-01.	163
4.2.1.1.	Descripción.	163
4.2.1.2.	Descripción técnica de la ampliación en 22.9 kV tramo perteneciente LL-01.....	164
4.2.2.	Ampliación de la red eléctrica en trifásico 22.9 kv entre las localidades de Tocuire y Chilacancha perteneciente al alimentador LL-03.	166
4.2.2.1.	Descripción.	166
4.2.2.2.	Descripción técnica de la ampliación en 22.9 KV tramo perteneciente LL-03.	166
4.2.3.	Ampliación de la red eléctrica en trifásico 22.9 kV entre las localidades de Challa y Chilacancha para red anillo.	168
4.2.3.1.	Descripción.	168
4.2.3.2.	Descripción técnica de la ampliación proyectada en 22.9 kV.	168
4.3.	Análisis de interconexión operativa en MT de los alimentadores LL-01 y LL-03 en el sector Challa Y Chilacancha.	170
4.3.1.	Introducción.	170
4.3.2.	Alcances del estudio.....	171
4.3.3.	Documentación referencial.	171
4.3.4.	Información base.	171
4.3.5.	Metodología utilizada.....	172
4.3.6.	Criterios utilizados.....	172
4.3.7.	Software Utilizado.	174
4.3.8.	Análisis del flujo de potencia.	174
4.3.8.1.	Análisis del flujo de potencia sin la interconexión operativa de los alimentadores LL-01 Y LL-03.....	174
4.3.8.2.	Análisis de corto circuito sin la interconexión operativa de los alimentadores.....	179
4.3.8.3.	Análisis del flujo de potencia con la interconexión operativa de los alimentadores LL-01 Y LL-03.....	181
4.3.8.4.	Análisis de corto circuito con la interconexión operativa de los alimentadores....	185
4.3.9.	Análisis gráfica con la conexión y desconexión de los alimentadores.....	186
4.3.10.	Análisis de la cargabilidad de los conductores con una interrupción en el punto más crítico de los alimentadores.	190
4.3.10.1.	Supuesta interrupción a la salida del alimentador LL-01.....	190
4.3.10.2.	Supuesta interrupción a la salida del alimentador LL-03.....	190

CAPÍTULO V	194
5. EVALUACIÓN DE LOS INDICADORES DE CONFIABILIDAD CON LA INTERCONEXIÓN DE LOS ALIMENTADORES LL-01 Y LL-03	194
5.1. Introducción.....	194
5.2. Algunas medidas para incrementar la confiabilidad en los alimentadores de distribución LL-01 y LL-03.....	194
5.2.1. Reduciendo las cantidades de falla.....	195
5.2.2. Reduciendo las cantidades de falla.....	195
5.2.3. Reduciendo los clientes afectados.....	195
5.2.4. Utilización de dispositivos de reconexión entre la interconexión del tramo Challa y Chilacancha.....	195
5.3. Análisis con los indicadores DEC Y FEC para el mejoramiento del sistema eléctrico con la interconexión de los alimentadores.....	196
5.3.1. Determinación de los índices de confiabilidad DEC y FEC alimentador ll-01 con la nueva propuesta.....	196
5.3.2. Resultados de los índices de confiabilidad DEC Y FEC.....	201
5.3.3. Determinación de los índices de confiabilidad DEC y FEC alimentador LL-03 con la nueva propuesta.....	203
5.3.4. Resultados de los índices de confiabilidad DEC Y FEC.....	208
5.4. Comparación de resultados obtenidos.....	209
5.5. Índices de confiabilidad SAIFI Y SAIDI con la interconexión operativa de los alimentadores LL-01 y LL-03.....	210
CONCLUSIONES.....	212
COMENTARIOS.....	213
SUGERENCIAS.....	214
BIBLIOGRAFÍA UTILIZADA.....	215
ANEXOS.....	219

ÍNDICE DE FIGURAS.

Figura N° 1.1 Ubicación geográfica del punto interconexión LL-01 y LL-03 en localidades Challa y Chilacancha.....	2
Figura N° 2.1 Función de confiabilidad causas.	25
Figura N° 2.2 Esquema eléctrico de un sistema de distribución.....	27
Figura N°2.3 Ilustración de una falla serie en sistemas de distribución	31
Figura N° 2.4 Corto circuito trifásico simétrico.....	32
Figura N° 2.5 Corto circuito bifásico sin contacto a tierra.	33
Figura N° 2.6 Corto circuito bifásico con contacto a tierra.	33
Figura N° 2.7 Corto circuito monofásico a tierra.....	34
Figura N° 2.8 Diagrama vectorial de la falla monofásica.....	35
Figura N° 2.9 Niveles isoceraunicos del Perú.....	37
Figura N° 2.14 Diagrama del espacio de estados de un sistema de dos elementos.	41
Figura N° 2.15 Diagrama de espacio de estados de un componente y representación del ciclo operación-falla-reparación-operación.	43
Figura N° 2.16 Esquema de una red de distribución.....	46
Figura N° 2.17 Modelo de esquema.....	46
Figura N° 2.18 Ciclo de interrupción del servicio eléctrico.....	48
Figura N° 2.19 Seccionadores fusibles aéreo tipo	55
Figura N° 2.20 Características de operación de fusibles.	56
Figura N° 2.21 Protección de un transformador de potencia con fusible en el lado de alta. ..	57
Figura N° 2.22 Protección de un transformador de potencia con fusible en el lado de alta. ..	59
Figura N° 2.23 Curvas de tiempo máximo de fusión para fusibles tipo K.	61
Figura N° 2.24 Curvas de tiempo mínimo de fusión para fusibles tipo T.	62
Figura N° 2.25 Curvas de tiempo mínimo de fusión para fusibles tipo K y T del mismo rango.....	62
Figura N° 2.26 Curvas típicas de corriente tiempo para un fusible 10K	63
Figura N° 2.27 Curvas de operación de un reconectador.....	65
Figura N° 2.28 Secuencia de operación de un reconectador.....	65
Figura N° 2.29 Reconectores monofásicos.	67
Figura N° 2.30 Reconectador trifásico.....	67
Figura N° 2.31 Diagrama de bloques de un reconectador con control electrónico.....	69
Figura N° 2.32 Curvas características de los relés en magnitud y tiempo.	72

Figura N° 2.33 Coordinación reconectado fusible.....	73
Figura N° 2.34 Coordinación fusible-reconectador.....	75
Figura N° 2.35 Esquema red radial.....	76
Figura N° 2.36 Esquema red anillo.....	77
Figura N° 2.37 Esquema red mixto.....	78
Figura N° 3.1 Localización del proyecto de tesis a nivel regional.....	84
Figura N° 3.2 Localización del proyecto de tesis a nivel distrital alimentador LL-01.....	85
Figura N° 3.3 Localización del proyecto de tesis a nivel distrital alimentador LL-03.....	85
Figura N° 3.4 Localización alimentador a nivel local, subestación N°0041287 LL-01.....	86
Figura N° 3.5 Localización alimentador a nivel local, subestación N°0042193 LL-03.....	86
Figura N° 3.6 Diagrama unifilar subestación Llusco.....	107
Figura N° 3.7 Representación de los alimentadores por tramos para su topológica.....	143
Figura N° 3.8 Esquema del alimentador LL-01.....	147
Figura N° 3.9 Modelo del alimentador LL-01.....	148
Figura N° 3.10 Esquema del alimentador LL-03.....	153
Figura N° 3.11 Modelo del alimentador LL-03.....	153
Figura N° 3.12 Propuesta de interconexión operativa alimentadores LL-01 y LL -03.....	161
Figura N° 4.1 Esquema unifilar en digisilent para el modelamiento de interconexión.....	170
Figura N° 4.2 Flujo de potencia del sistema sin la interconexión de los alimentadores.....	175
Figura N° 4.3 Flujo de potencia del sistema con la interconexión de los alimentadores.....	181
Figura N° 4.4 Interfaz digisilent para el resultado de la gráfica n° 4.6 con y sin interconexión operativa.....	188
Figura N° 5.1 Esquema del alimentador LL-01 con la nueva propuesta.....	197
Figura N° 5.2 Modelo del alimentador LL-01 con la nueva propuesta.....	197
Figura N° 5.3 Esquema del alimentador LL-03 con la nueva propuesta.....	203
Figura N° 5.4 Modelo del alimentador LL-03 con la nueva propuesta.....	204

ÍNDICE DE TABLAS.

Tabla N° 1.1 Índices SAIDI y SAIFI LL-01.....	4
Tabla N° 1.2 Índices SAIDI y SAIFI LL-03.....	5
Tabla N° 1.3 Índices SAIDI y SAIFI esperados por OSINERGMIN.....	5
Tabla N° 2.1 SAIFI y SAIDI según sus sectores típicos.....	24
Tabla N° 2.2 Corriente de cortocircuito y tiempo de fusión según NEMA.....	59
Tabla N° 2.3 Características nominales del hilo fusible.....	59
Tabla N° 3.1 Índices de confiabilidad de la empresa de distribución eléctrica Electro Sur Este S.A.A - año 2018.....	83
Tabla N° 3.2 Características eléctricas alimentador LL-01.....	94
Tabla N° 3.3 Características eléctricas alimentador LL-03.....	95
Tabla N° 3.4 Características de los conductores LL-01.....	99
Tabla N° 3.5 Características de los conductores LL-01.....	104
Tabla N° 3.6 Características subestación Llusco.....	108
Tabla N° 3.7 Características subestación Llusco.....	109
Tabla N° 3.8 Características relés subestación Llusco.....	110
Tabla N° 3.9 Características relés por alimentador Llusco.....	110
Tabla N° 3.10 Programación de relés de fases subestación Llusco.....	111
Tabla N° 3.11 Programación de relés de fases alimentador Llusco.....	111
Tabla N° 3.12 Programación de relés de tierra subestación Llusco.....	111
Tabla N° 3.13 Programación de relés de tierra alimentador Llusco.....	112
Tabla N° 3.14 Total de interrupciones registrados por año en el periodo de estudio.....	113
Tabla N° 3.15 Frecuencia de interrupciones 2016 y su duración LL-01.....	115
Tabla N° 3.16 Frecuencia de interrupciones 2017 y su duración LL-01.....	116
Tabla N° 3.17 Frecuencia de interrupciones 2018 y su duración LL-01.....	116
Tabla N° 3.18 Frecuencia de interrupciones 2019 y su duración LL-01.....	117
Tabla N° 3.19 Frecuencia de interrupciones 2016 y su duración LL-03.....	117
Tabla N° 3.20 Frecuencia de interrupciones 2017 y su duración LL-03.....	118
Tabla N° 3.21 Frecuencia de interrupciones 2018 y su duración LL-03.....	118
Tabla N° 3.22 Frecuencia de interrupciones 2019 y su duración LL-03.....	119
Tabla N° 3.23 Total de cortes realizados por la concesionaria LL-01.....	121
Tabla N° 3.24 Total de cortes realizados por la concesionaria LL-03.....	121
Tabla N° 3.25 Total de fallas realizados por la concesionaria LL-01.....	122

Tabla N°3.26 Total de fallas realizados por la concesionaria LL-03.....	122
Tabla N° 3.27 Frecuencia y duración de interrupciones de fallas LL-01.....	142
Tabla N° 3.28 Frecuencia y duración de interrupciones de fallas LL-03.....	142
Tabla N° 3.29 Tiempo de interrupción por tramos LL-01	148
Tabla N° 3.30 Matriz de estado del alimentador LL-01.....	149
Tabla N° 3.31 Matriz de estado del alimentador LL-01.....	149
Tabla N° 3.32 Tasa de fallas según cada elemento de la red LL-01.	149
Tabla N° 3.33 Tasa de falla en cada tramo de la red λE_i (fallas/año) LL-01.....	150
Tabla N° 3.34 Tiempos de interrupción por tramo (horas) LL-01.....	151
Tabla N° 3.35 Tiempo de indisponibilidad anual total del elemento TE _i (Horas/Año) LL-01.	151
Tabla N° 3.36 Tabla resumen de las tasas de fallas, tiempo de indisponibilidad y consumidores LL-01.	152
Tabla N° 3.37 Tiempo de interrupción por tramos LL-03.	154
Tabla N° 3.38 Matriz de estado del alimentador LL -03.....	154
Tabla N° 3.39 Matriz de estado del alimentador LL -03.....	155
Tabla N° 3.40 Tasa de fallas según cada elemento de la red LL-03.	155
Tabla N° 3.41 Tasa de falla en cada tramo de la red λE_i (fallas/año) LL-03.....	156
Tabla N° 3.42 Tiempos de interrupción por tramo (horas) LL-03.....	157
Tabla N° 3.43 Tiempo de indisponibilidad anual total del elemento TE _i (Horas/Año) LL-03.	157
Tabla N° 3.44 Tabla resumen de las tasas de fallas, tiempo de indisponibilidad y consumidores LL-03.	158
Tabla N° 3.45 Fallas más recurrentes LL-01.	159
Tabla N° 3.46 Fallas más recurrentes LL-03.	159
Tabla N° 4.1 Características técnicas eléctricas para la ampliación en 22.9 kv tramo Soñaque y Challa.....	165
Tabla N° 4.2 Características técnicas eléctricas para la ampliación en 22.9 kv tramo Tocuire y Chilacancha.	167
Tabla N° 4.3 Características técnicas eléctricas para la ampliación en 22.9 kv tramo Soñaque y Challa.....	169
Tabla N° 4.4 Programación de relés de fases subestación llusco.....	192
Tabla N° 4.5 Programación de relés de fases alimentador Llusco.....	192

Tabla N° 4.6 Programación de relés de tierra subestación Llusco.....	193
Tabla N° 4.7 Programación de relés de tierra alimentador Llusco.	193
Tabla N° 5.1 Tiempo de interrupción por tramos LL-01 propuesto.	198
Tabla N° 5.2 Matriz de estado del alimentador LL -01 propuesto.....	198
Tabla N° 5.3 Matriz de estado del alimentador LL-01 propuesto.....	199
Tabla N° 5.4 Tasa de fallas según cada elemento de la red LL -01 propuesto.	199
Tabla N°5.5 Tasa de falla en cada tramo de la red λ Ei (fallas/año) LL-01 propuesto.	200
Tabla N°5.6 Tiempos de interrupción por tramo (horas) LL -01 propuesto.	201
Tabla N° 5.7 Tiempo de indisponibilidad anual total del elemento TEi (horas/año) LL-01 propuesto.	201
Tabla N° 5.8 Resumen de las tasas de fallas, tiempo de indisponibilidad y consumidores LL - 01 propuesto.	202
Tabla N° 5.9 Tiempo de interrupción por tramos LL-03 propuesto.	204
Tabla N° 5.10 Matriz de estado del alimentador LL-03 propuesto.....	205
Tabla N° 5.11 Matriz de estado del alimentador LL-03 propuesto.....	205
Tabla N° 5.12 Tasa de fallas según cada elemento de la red LL-03 propuesto.	205
Tabla N° 5.13 Tasa de falla en cada tramo de la red λ Ei (fallas/año) LL-03 propuesto.	206
Tabla N° 5.14 Tiempos de interrupción por tramo (horas) LL-03 propuesto.	207
Tabla N° 5.15 Tiempo de indisponibilidad anual total del elemento TEi (Horas/Año) LL-03 propuesto.	207
Tabla N° 5.16 Resumen de las tasas de fallas, tiempo de indisponibilidad y consumidores LL- 03 propuesto.	208
Tabla N° 5.17 Resumen de resultados DEC Y FEC con y sin propuesta de interconexión.	209
Tabla N° 5.18 Resumen de resultados SAIFI y SAIDI con la propuesta de interconexión.	210

ÍNDICE DE CUADROS.

Cuadro N° 1.1 Indicadores SAIDI Y SAIFI segundo trimestre del 2017.....	3
Cuadro N° 1.2 Operacionalización de variables.	12
Cuadro N° 1.3 Matriz de consistencia.	16
Cuadro N° 2.1 Códigos - causas de interrupciones.	21
Cuadro N° 2.2 Componentes de un sistema de distribución eléctrica	28
Cuadro N° 2.3 Porcentaje de ocurrencia de fallas.	34
Cuadro N° 2.4 Niveles isoceraúnicos del Perú.	36
Cuadro N° 2.5 Tipo de estado del elemento o tramo del alimentador	51
Cuadro N° 2.6 Estado del elemento según el tiempo de interrupción.	53
Cuadro N° 3.1 Recorrido del alimentador LL-01 según SED.	87
Cuadro N° 3.2 Recorrido del alimentador LL- 01 según SED.	88
Cuadro N° 3.3 Recorrido del alimentador LL-01 según SED.	89
Cuadro N° 3.4 Recorrido del alimentador LL-01 según SED.	90
Cuadro N° 3.5 Recorrido del alimentador LL-03 según SED.	91
Cuadro N° 3.6 Recorrido del alimentador LL-03 según SED.	92
Cuadro N° 3.7 Recorrido del alimentador LL-03 según SED.	93
Cuadro N° 3.8 Cantidad total de fallas registradas por cada mes del año LL-01.	123
Cuadro N° 3.9 Cantidad total de fallas registradas por cada mes del año LL-03.	124
Cuadro N° 3.10 Frecuencia y duración de interrupciones durante el año 2016 LL-01.	126
Cuadro N° 3.11 Frecuencia y duración de interrupciones durante el año 2017 LL-01.	128
Cuadro N° 3.12 Frecuencia y duración de interrupciones durante el año 2018 LL-01.	130
Cuadro N° 3.13 Frecuencia y duración de interrupciones durante el año 2019 LL-01.	132
Cuadro N° 3.14 Frecuencia y duración de interrupciones durante el año 2016 LL-03.	134
Cuadro N° 3.15 Frecuencia y duración de interrupciones durante el año 2017 LL-03	136
Cuadro N° 3.16 Frecuencia y duración de interrupciones durante el año 2018 LL-03.	138
Cuadro N° 3.17 Frecuencia y duración de interrupciones durante el año 2019 LL-03.	140
Cuadro N° 3.18 Características técnicas tramo 1 LL-01.	143
Cuadro N° 3.19 Características técnicas tramo 2 LL-01.	144
Cuadro N° 3.20 Características técnicas tramo 3 LL-01.	144
Cuadro N° 3.21 Características técnicas tramo 4 LL-01.	144
Cuadro N° 3.22 Características técnicas tramo 5 LL-01.	145
Cuadro N° 3.23 Características técnicas tramo 6 LL-01.	145

Cuadro N° 3.24 Características técnicas tramo 1 LL-03.	145
Cuadro N° 3.25 Características técnicas tramo 2 LL-03.	146
Cuadro N° 3.26 Características técnicas tramo 3 LL-03.	146
Cuadro N° 3.27 Características técnicas tramo 4 LL-03.	146
Cuadro N° 3.28 Características técnicas tramo 5 LL-03.	147
Cuadro N° 4.1 Resultados niveles de tensión en barras y nodos LL-01 y LL-03.....	176
Cuadro N° 4.2 Resultados perfil de tensión, corrientes y cargabilidad	178
Cuadro N° 4.3 Resultados potencia y cargabilidad sin interconexión de las líneas LL-01..	178
Cuadro N° 4.4 Resultados potencia y cargabilidad sin la interconexión de las líneas LL-03.	179
Cuadro N° 4.5 Cortocircuito trifásico en barras y nodos MT del alimentador LL.....	180
Cuadro N° 4.6 Resultados niveles de tensión en barras y nodos LL-01 y LL-03.....	182
Cuadro N° 4.7 Resultados perfil de tensión, corrientes y cargabilidad.	183
Cuadro N° 4.8 Resultados potencia y cargabilidad con la interconexión de las líneas LL-01.	184
Cuadro N° 4.9 Resultados potencia y cargabilidad con la interconexión de las líneas LL-03.	184
Cuadro N° 4.10 Cortocircuito trifásico en barras y nodos MT con interconexión.	185

ÍNDICE DE GRÁFICOS.

Gráfico N° 3.1 Total de interrupciones registrados por año en el periodo de estudio.	114
Gráfico N°3.2 Cantidad de cortes ocurridos por cada hora del día LL-01.....	119
Gráfico N° 3.3 Cantidad de cortes ocurridos por cada hora del día LL-03.....	120
Gráfico N° 3.4 Cantidad de cortes programados y no programados ocurridos en los dos alimentadores.	123
Gráfico N° 3.5 Cantidad de fallas por meses durante el periodo de estudio LL-01 y LL-03	124
Gráfico N° 3.6 Frecuencia y duración de interrupciones durante el año 2016 LL-01.	127
Gráfico N° 3.7 Naturaleza de la falla 2016 LL-01.	127
Gráfico N° 3.8 Frecuencia y duración de interrupciones durante el año 2017 LL-01.	129
Gráfico N° 3.9 Naturaleza de la falla 2017 LL-01.	129
Gráfico N° 3.10 Frecuencia y duración de interrupciones durante el año 2018 LL-01.	131
Gráfico N° 3.11 Naturaleza de la falla 2018 LL-01.	131
Gráfico N° 3.12 Frecuencia y duración de interrupciones durante el año 2019 LL-01.	133
Gráfico N° 3.13 Naturaleza de la falla 2019 LL-01.	133
Gráfico N° 3.14 Frecuencia y duración de interrupciones durante el año 2016 LL-03.	135
Gráfico N° 3.15 Naturaleza de la falla 2016 LL-03.	135
Gráfico N° 3.16 Frecuencia y duración de interrupciones durante el año 2017 LL-03	137
Gráfico N° 3.17 Naturaleza de la falla 2017 LL-03.	137
Gráfico N° 3.18 Frecuencia y duración de interrupciones durante el año 2018 LL-03.	139
Gráfico N° 3.19 Naturaleza de la falla 2018 LL-03.	139
Gráfico N° 3.20 Frecuencia y duración de interrupciones durante el año 2019 LL-03.	141
Gráfico N° 3.21 Naturaleza de la falla 2019 LL-03.	141
Gráfico N° 3.22 Fallas más recurrentes LL-01.	159
Gráfico N° 3.23 Fallas más recurrentes LL-03.	160
Gráfico N° 4.1 Perfiles de tensión en barras y nodos de LL-01 y LL-03.	177
Gráfico N° 4.2 Niveles de corriente de cortocircuito trifásico.....	180
Gráfico N° 4.3 Perfiles de tensión en barras y nodos de LL-01 y LL-03.	182
Gráfico N° 4.4 Niveles de corriente de cortocircuito trifásico con interconexión.	186
Gráfico N° 4.5 Comportamiento de la ausencia de servicio en Chilacancha con interrupción en la misma.....	186
Gráfico N° 4.6 Comportamiento del transitorio en tensión y corriente con desconexión y conexión entre los alimentadores.	189

Gráfico N° 4.7 Comportamiento corriente de cortocircuito y tensión falla trifásica.	191
Gráfico N° 5.1 Resultados DEC Y FEC con y sin propuesta de interconexión.....	209
Gráfico N° 5.2 Comparación y mejoramiento índice SAIDI y SAIFI LL-01.....	210
Gráfico N° 5.3 Comparación y mejoramiento índice SAIDI y SAIFI LL-03.....	211

GLOSARIO DE TÉRMINOS.

A.

Alimentador: Son los circuitos que entregan energía a la carga de una zona geográfica bien definida, y es el encargado de suministrar toda la corriente que un grupo de cargas consume.

C.

Coordinación De Protecciones: Es el proceso de selección de ajustes o curvas características de dispositivos de protección, de tal manera que la operación de los mismos se efectúe organizada y selectivamente, en un orden específico y con el mínimo tiempo de operación, para minimizar la interrupción del servicio al cliente y para aislar adecuadamente la menor porción posible del sistema de distribución, como consecuencia de la falla.

Consumidor O Usuario Final: Persona individual o jurídica que recibe servicio eléctrico.

Confiabilidad: Capacidad del sistema para cumplir sin fallas su función dentro de un periodo especificado

Corte programado: Es un corte de electricidad debido a trabajos de expansión, reforzamiento o mantenimiento de redes programados con anticipación por las empresas, sustentadas ante las Autoridades.

Carga rotura: Característica fundamental de los materiales de construcción postes que expresa el esfuerzo que puede soportar por tracción o compresión una barra de sección conocida.

Cortocircuito trifásico: Sucede cuando se ponen en contacto las tres fases en un mismo punto del sistema. Es la falla más severa en la mayoría de los casos

D.

Diagrama Unifilar: Representación del resultado de conectar en forma simbólica y a través de un solo hilo todo el equipo mayor que forma parte de una instalación, considerando la secuencia de operación de cada uno de los circuitos.

DEC: Es la duración acumulada de cortes del cliente medio.

F.

Falla Eléctrica: Es un evento anormal que provoca el mal funcionamiento de un circuito eléctrico y algunas veces ocasiona el corte del suministro de energía

FEC: Es la frecuencia de cortes del cliente medio.

G.

Gráfica: Es un tipo de representación de datos, generalmente numéricos, mediante recursos visuales (líneas, vectores, superficies o símbolos), para que se manifieste visualmente la relación matemática o correlación estadística que guardan entre sí.

I.

Interconexión: Punto de conexión de alimentadores eléctricos.

Irrestablecible: Son tramos del alimentador que sufren la falla y todos los que no pueden ser transferidos de otra fuente de alimentación mediante maniobras.

L.

Línea eléctrica: Es el medio físico mediante el cual se realiza la distribución de la energía eléctrica, está constituida por: conductores, estructuras de soporte, aisladores, accesorios de ajustes entre aisladores y estructuras de soporte, y cables de guarda.

M.

Mejoramiento: Es incrementar la capacidad de la funcionalidad eléctrica para satisfacer al cliente y aumentar dicha satisfacción.

Metodología: Conjunto de pautas y acciones orientadas a describir un problema.

Matriz de estado: Es el conjunto de variables (llamadas variables de estado) en la que un tramo del alimentador eléctrico se encuentra, dichos estados son: normal, restablecible, transferible, irrestablecible e irrateblecible con espera

N.

Nivel De Tensión: Valor de voltaje utilizado en un sistema eléctrico.

Nivel Isoceraunico: Es el número promedio de días al cabo del año en los que hay tormenta.

P.

Protección Principal De Equipos: Es el sistema de protección que está diseñado, para operar antes que otros dispositivos, en respuesta a un evento en un elemento protegido. La protección principal de equipos tiene como objetivo aislar dicho equipo en caso de falla interna.

Protección De Respaldo: Tienen la misión de despejar fallas cuando la protección principal no actuó. Pueden ser respaldos locales, cuando están ubicados en la misma instalación, o respaldos remotos, cuando se trata de protecciones ubicadas en otras instalaciones.

Preoperatividad: El Estudio de Pre Operatividad debe mostrar que las instalaciones del proyecto han sido diseñadas para conectarse al SEIN sin entorpecer la expansión del sistema, preservando los criterios de una adecuada operación y seguridad, garantizando la continuidad y calidad del suministro eléctrico. Asimismo, forman parte del Estudio de Pre Operatividad, documentos, actas de reunión y similares que evidencien las coordinaciones realizadas con el Titular Propietario respecto a la viabilidad del Punto de Conexión y al desarrollo del estudio. (COES-SINAC, 2018)

R.

Red Eléctrica De Distribución: Conjunto de cables o conductores, sus elementos de instalación y sus accesorios, proyectado para operar a tensiones normalizadas de distribución primaria.

Red Radial: Es cuando el flujo de potencia nace en un solo punto y transmite la energía a los usuarios.

Red Anillo: Se caracteriza por tener dos de sus extremos alimentados, quedando estos puntos interconectados en el anillo.

Reconfiguración: Es una mejora de las características de la topología de una red, para modificarla, y así reducir el número de clientes afectados por una falla.

Relé: Son equipos que comparan permanentemente los valores de las magnitudes eléctricas de un circuito eléctrico (intensidad, tensión, frecuencia, etc.) con unos valores predeterminados (valores límite a partir de los cuáles se entiende que salen de los considerados como aceptables en nuestras instalaciones)

S.

Sección De Línea: Es un tramo de la red eléctrico perteneciente a un sistema eléctrico.

Subsistema Eléctrico En Media Tensión: Es parte de un sistema eléctrico que está destinado a transportar la energía eléctrica suministrada normalmente en media tensión.

Seguridad: La habilidad del sistema de potencia de soportar los disturbios repentinos como los cortocircuitos o anticipar las pérdidas de componentes de sistema

Simulación: Es una herramienta de software que consiste en aplicar un programa en los que podamos comprobar la funcionalidad de un determinado sistema eléctrico.

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

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

T.

Tensión: La diferencia de potencial eficaz entre dos conductores cualquiera o entre un conductor y la tierra.

Tramo: Parte comprendida entre dos puntos que forman parte de una línea eléctrica o de algo que se desarrolla linealmente.

PRINCIPALES SIGLAS Y ABREVIATURAS.

OSINERGMIN:	Organismo supervisor de la inversión en energía y minería.
DGER:	Dirección general de electrificación rural.
GART:	Gerencia adjunta de regulación tarifaria.
NTCSE:	Norma técnica de calidad de los servicios eléctricos.
IEEE:	Instituto de ingenieros eléctricos y electrónicos.
CNE-S	Comisión electrotécnica internacional
ELSE:	Electro Sur Este S.A.A.
D.L.	Decreto ley.
D.S.	Decreto supremo.
SAIDI:	Índice de duración de interrupciones promedio del sistema.
SAIFI:	Índice de frecuencia de interrupción promedio del sistema
FEC:	Frecuencia equivalente por consumidor.
DEC:	Duración equivalente por consumidor.
NEMA:	Asociación nacional de fabricantes eléctricos de los estados unidos
ARCGIS:	Software de sistema de información geográfico
SEIN:	Sistema eléctrico interconectado nacional.
MT:	Media tensión.
A:	Amperio.
PFD:	Formato extensión del software dgsilent.
Hz:	Hertz.
KA:	Kiloamperios.
Km.:	Kilómetro.
m:	Metros.
Kw:	Kilowatt.
KV:	Kilovoltio.
KVA:	Kilo volt-amperio.
SG:	Interruptor principal del alimentador.
m.s.n.m.:	Metros sobre el nivel del mar.
ONAN:	Circulación del aceite en forma natural y enfriamiento por aire en forma natural
AAAC:	Conductor de aleación de aluminio

NA2XS2Y	Cable unipolar media tensión, aluminio con aislamiento de polietileno reticulado (XLPE) y revestimiento exterior de polietileno (pe), resistencia al agua.
°C :	Grados centígrados.
C A C:	Concreto armado centrifugado.
SED:	Sub estación eléctrica de distribución.
FoGo:	Fierro galvanizado.
V:	Voltio.
LL-01:	Alimentador Llusco 01.
LL-03:	Alimentador Llusco 03.
UTM:	Sistema de coordenadas geográfico universal transversal de mercator.

1. CAPÍTULO I

ASPECTOS GENERALES.

1. ASPECTOS GENERALES.

1.1. Nombre del proyecto de tesis.

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.

1.2. Responsable.

Bachiller: Alberto Huisa Caceres.

Bachiller: Juan Carlos Uribe Arias.

1.3. Ámbito geográfico

El presente proyecto de tesis tiene como área geográfica de estudio la Provincia de Chumbivilcas en los distritos Santo Tomas y Velille del Departamento de Cusco, perteneciente al subsistema eléctrico de Provincias Altas en los alimentadores LL-01 y LL-03 de la Subestación Eléctrica de Llusco. Comunidades de involucradas: Challa (Velille) y Chilacancha (Santo Tomas).

Lugar	Distrito	Provincia	Departamento	Altitud
Chilacancha	Santo Tomas	Chumbivilcas	Cusco	4157 m.s.n.m
Challa	Velille	Chumbivilcas	Cusco	4004 m.s.n.m

COORDENADAS UTM.	
SANTO TOMAS - CHILACANCHA	
NORTE	8388259.587
ESTE	815763.3426
VELILLE – CHALLA	
NORTE	8385601.82
ESTE	819522.5052

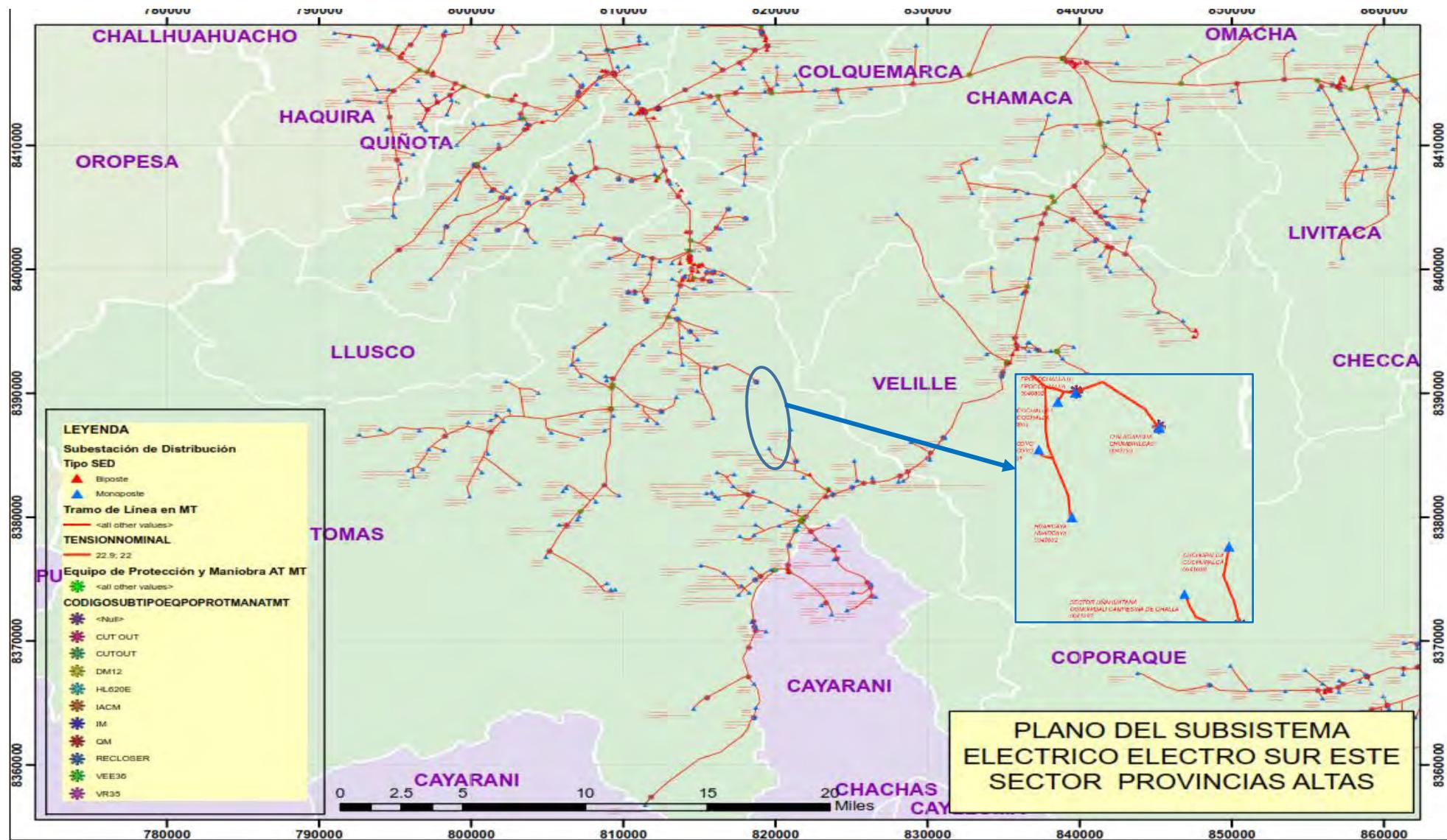


Figura N° 1.1 Ubicación geográfica del punto interconexión LL-01 y LL-03 en localidades Challa y Chilacancha.

Fuente: ARGIS – ELSE (Elaboración Propia).

1.4. EL problema.

1.4.1. Planteamiento del problema.

Según los reportes de OSINERGMIN sobre los indicadores SAIDI y SAIFI y que correspondientes al segundo trimestre 2017 del subsistema eléctrico en provincias altas tiene valores muy altos tal como lo indica el cuadro N° 1.1

Cuadro N° 1.1 Indicadores SAIDI Y SAIFI segundo trimestre del 2017.

SE	ST	SAIFI	SAIDI	Metas OSIRGMIN SAIFI	Metas OSIRGMIN SAIDI	
SE0032	Cusco	2	1.93	1.19	3.15	5.53
SE0033	Iberia	5	20.076	6.238	10.07	24.56
SE0034	Pto. Maldonado	2	1.81	0.78	3.15	5.53
SE0035	Abancay	2	1.85	1.08	3.15	5.53
SE0036	La Convención	2	1.46	1.16	3.15	5.53
SE0038	Yauri	4	8.699	6.759	7.55	14.74
SE0039	Iñapari	3	24.000	7.572	4.41	7.37
SE0040	Valle Sagrado 1	4	2.463	5.432	7.55	14.74
SE0041	Valle Sagrado 2	5	4.844	11.556	10.07	24.56
SE0042	Andahuaylas	4	2.862	3.535	7.55	14.74
SE0241	Abancay Rural	6	5.38	10.33	10.07	24.56
SE0243	La Convención Rural	5	5.786	8.167	10.07	24.56
SE0244	Sicuani	3	0.871	0.256	4.41	7.37
SE0245	Valle Sagrado 3	6	5.97	7.49	10.07	24.56
SE1034	Pto Maldonado Rural	4	8.524	17.709	7.55	14.74
SE1036	Machupichu	2	5.93	20.33	3.15	5.53
SE1042	Chacapunte	6	4.13	7.64	10.07	24.56
SE1242	Combapata	5	7.674	7.072	10.07	24.56
SE2034	Mazuko	3	5.216	21.811	4.41	7.37
SE2042	Chuquibambilla	6	5.35	4.21	10.07	24.56
SE3242	Chumbivilcas	5	12.776	21.383	10.07	24.56
SE4242	Sicuani Rural	6	8.42	13.30	10.07	24.56

Fuente: Archivo extraído de OSINERGMIN (Elaboración Propia).

Como se puede observar en el cuadro N° 1.1 a nivel de indicadores SAIFI Y SAIDI el sector eléctrico de Provincias Altas - Chumbivilcas se encuentra con valores muy altos en comparación con los demás sectores.

Las interrupciones por mantenimiento preventivo mediante corte programado también ocasionan malestares a los pobladores ya que se hace más frecuente dicha actividad por lo general queda afectado todo un alimentador; dichos malestares que ocasionan las constantes interrupciones, conllevan a generar conflictos con el personal que labora en la empresa ELSE S.A.A. en dicha Provincia.

El subsector eléctrico de Provincias Altas se encuentra en la zona con niveles de isoceraunico muy alto lo que ocasiona elevados niveles descargas eléctricas sacando constantemente fuera de servicio cada uno de los alimentadores.

Con todas estas interrupciones mostradas en cuanto a duración de interrupción, esta se traduce en grandiosas pérdidas económicas para la empresa Eléctrica por dejar de brindar el servicio y penalidades por el organismo supervisor OSINERGMIN.

Por otra parte, los índices SAIDI y SAIFI por alimentador, se muestran en las tablas N° 1.1, 1.2 y 1.3.

Tabla N° 1.1 Índices SAIDI y SAIFI LL-01.

TOTAL, CLIENTES LL-01		5905			
Descripción	2016	2017	2018	2019	2020
INTERRP.	59	172	225	111	-
TIEMPOS	68.96	234.82	1433.23	2989.69	-
USUR. AFEC.	253963	732794	520322	116469	-
INDISPONIBILIDAD	238970.85	891540.66	2361931.35	312386.48	-
SAIFI	43	124	88	20	-
SAIDI	40.4692379	150.98064	399.988374	52.9020288	-

Fuente: Reporte ELSE.

Tabla N° 1.2 Índices SAIDI y SAIFI LL-03.

TOTAL, CLIENTES LL-03	6407				
Descripción	2016	2017	2018	2019	2020
INTERRP.	16	14	65	56	-
TIEMPOS	75.35	39.66	407.54	1674.39	-
USUR. AFEC.	44410	80077	50773	29581	-
INDISPONIBILIDAD	177510.28	222221.59	286884.40	181976.65	-
SAIFI	7	12	8	5	-
SAIDI	27.7056782	34.684188	44.776713	28.402786	-

Fuente: Reporte ELSE.

Tabla N° 1.3 Índices SAIDI y SAIFI esperados por OSINERGMIN.

ÍNDICES SAIFI Y SAIDI ESPERADOS POR OSINERGMIN							
Descrip.	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
SAIFI	52	-	-	10.07	-	10	8
SAIDI	22	-	-	24.56	-	16	14

Fuente: Reporte Osinegmin.

Frente a esos indicadores muy altos en SAIDI Y SAIFI una posible solución para disminuir tales valores consistiría en interconectar los alimentadores LL-01 y LL-03 en el sector de Challa distrito de Velille y en el sector de Chilacancha del distrito de Chumbivilcas las cuales se encuentran distanciadas a unos 6.12 km. En vista que dichos ramales cuentan con conductores de 35 mm², la interconexión de los 5 km faltantes también se daría con conductor del mismo calibre que los ramales. Ante esta propuesta se requiere también hacer un estudio de la Cargabilidad de la Línea, es decir los alimentadores LL-01, LL-03 y el tramo de 5 km, al mismo tiempo otro sobre el comportamiento de la Línea en condición de falla y caída de tensión todo esto cuando los alimentadores LL-01 y LL-03 estén interconectados mediante transferencia de carga de uno u otro lado.

En la actualidad se tiene conocimiento que el tema de confiabilidad es un tema importante en las etapas de planeamiento y de operación en sistemas eléctricos de distribución, debido al acelerado desarrollo e incremento de la demanda energética, conectadas a la red, por lo que trae consigo varias repercusiones sociales y económicas a los usuarios, cuando existe una falla en el sistema.

En nuestro país la confiabilidad de servicio cada vez está tomando mayor importancia, debido a exigencias que presenta la entidad reguladora para brindar un mejor servicio al usuario.

El presente proyecto de tesis está enmarcada al problema de la continuidad de suministro, que forma parte del concepto más general denominado confiabilidad de servicio. Para esto se tratará de analizar la confiabilidad de una red de distribución en media tensión basada en el desempeño observado en el año 2016 y al 2019 según resultados de datos mostrado en el cuadro N° 1.1 y las tablas N° 1.1, 1.2 y 1.3.

1.4.2. Formulación del problema.

1.4.2.1. Problema general.

¿En qué medida mejora el nivel de 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?

1.4.2.2. Problemas específicos.

- a) ¿Cuál es el diagnóstico actual de confiabilidad de los alimentadores LL-01 y LL-03 del sub sistema eléctrico Provincias Altas?
- b) ¿Cuáles serán las variaciones en frecuencia y duración de interrupciones cuando los alimentadores LL-01 y LL-03 operen interconectados en el sector Challa y Chilacancha?
- c) ¿Cuál es el nivel de cargabilidad de los alimentadores LL-01, LL-03 y tramo de Línea (6.12 km de 35 mm²) mediante su interconexión por transferencia de carga en el sector Challa y Chilacancha?

1.4.3. Objetivos.

1.4.3.1. Objetivo general.

Determinar el nivel de confiabilidad del subsistema eléctrico - 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.

1.4.3.2. Objetivos específicos.

- a) Diagnosticar el nivel actual de confiabilidad de los alimentadores LL-01 y LL-03 del sub sistema eléctrico Provincias Altas

- b) Comparar las variaciones en frecuencia y duración de interrupciones de los alimentadores LL-01 y LL-03 cuando operen con y sin interconexión en el sector Challa y Chilacancha.
- c) Determinar el nivel de cargabilidad de los alimentadores LL-01, LL-03 y tramo de línea (6.12 km de 35 mm²) cuando operen con interconexión por transferencia de carga en el sector Challa y Chilacancha.

1.5. Justificación.

1.5.1. Justificación técnica.

En vista a que el número de interrupciones es muy alta en el subsector eléctrico de Provincias Altas es conveniente plantear una alternativa que permita disminuir dichas interrupciones, la cual consiste en interconectar los alimentadores LL-01 y LL-03 de la subestación eléctrica de Llusco mediante un tramo de línea de 6.12 km de 35 mm² de sección, esta propuesta permitirá que ante eventos de interrupción por falla o mantenimiento preventivo solo quede aislado el lugar en mención sin afectar la continuidad de servicio del resto del sistema.

Esta propuesta de interconexión permitirá además disminuir las penalidades efectuadas por OSINERGMIN y reducir las pérdidas económicas referentes a dicho sector de la empresa eléctrica de Distribución ELSE S.A.A

Otro aspecto importante de la presente investigación es su impacto social, ya que la población en general se beneficiará con la continuidad de servicio eléctrico y además prevenir los posibles conflictos con el personal técnico en dicha Jurisdicción de la empresa Electro Sur Este S.A.A.

1.5.2. Justificación teórica.

El concepto de confiabilidad es aplicado a nivel mundial. Se puede tener acceso a gran cantidad de documentos que muestran estudios similares en diferentes lugares, pero se debe tener en cuenta que los entornos tecnológico, político, socioeconómico y cultural son distintos; y que las condiciones medioambientales varían para cada sector geográfico.

Para la realización de este estudio se contará con el apoyo de la empresa Electro Sur (ELSE), mediante la facilitación de datos que requiere el estudio. Los resultados obtenidos del estudio servirán de sustento para el desarrollo de proyectos a mayor escala.

1.5.3. Justificación metodológica.

El punto de partida fue un análisis de la situación actual referida a la problemática que actualmente se viene suscitando junto a los factores del macro entorno que pueden influir en estos.

Seguidamente se hizo una investigación profunda referida al tema, estudio técnico de las características del lugar, cálculo de los sistemas nuevos de protección, dimensionamiento del sistema, determinación de los efectos que produce la conexión de ambos alimentadores que es el punto muy importante de este temario de tesis para luego poder hacer una propuesta de implementación de un sistema en anillo con todas las características técnico normativas que se requiere para su operación. La metodología seguida puede ser replicada en cualquier lugar.

1.5.4. Justificación práctica.

El presente trabajo de tesis puede ser replicado en los diferentes alimentadores de que tengan la misma problemática teniendo el concepto de confiabilidad y así promover el desarrollo sostenible y segura mediante redes en anillos en la zona urbana y rural de la ciudad.

1.6. Alcances y limitaciones del proyecto de tesis.

1.6.1. Alcances

A. Temática.

La presente investigación tiene como alcance presentar una alternativa de mejora de confiabilidad de los alimentadores LL-01 Y LL-03 mediante su interconexión eléctrica a la empresa concesionaria de Distribución Electro Sur Este S.A.A

B. Espacial.

La ubicación para la propuesta se encuentra dentro de las comunidades de Chilacancha y Challa pertenecientes a los distritos de Santo Tomas y Velille respectivamente y para simulaciones utilizando el software DIgSilent Power Factory.

C. Temporal.

El estudio abarco un periodo de tiempo de aproximadamente 1 año, en el cual se tendrá el conocimiento de factores que influyen en el macro entorno y todos los aspectos técnicos relacionados al uso de este tipo de tecnología.

1.6.2. Limitaciones

En lo que respecta a las limitaciones de la presente investigación solo abarcaremos la interconexión como componente para la mejora de la confiabilidad; sin duda existen varios factores que pueden influenciar en la mejora de confiabilidad de un sistema eléctrico, sin embargo, nuestro estudio solo se limitara a la interconexión de los alimentadores LL-01 y LL-03 y su influencia en la mejora de la confiabilidad eléctrica del sector de Provincias Altas.

1.7. Marco teórico.

1.7.1. Antecedentes.

Los antecedentes de investigación que guardan relación con nuestro tema de tesis son los siguientes:

“AMPLIACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO Y MEJORAMIENTO DE LA CONFIABILIDAD DEL ALIMENTADOR SM – 03, VILCABAMBA, LA CONVENCION - CUSCO”, tesis presentado por MARCO ANTONIO MECHE COLQUE Y WILLY VARGAS VELAZQUES, para optar al título de Ingeniero Electricista, en la universidad Nacional de San Antonio Abad del Cusco de la Escuela Profesional de Ingeniería Eléctrica, el año 2015 y cuyas conclusiones principales son las siguientes:

- Con las propuestas de mejoramiento de la coordinación de protección, un adecuado mantenimiento en la faja de servidumbre y protección contra descargas atmosféricas es posible reducir los indicadores SAIDI y SAIFI, para la propuesta 1, como se observó en la figura 67 y 68, así como con la propuesta 2, con una alternativa de alimentación, mediante el alimentador TA – 05 es posible reducir la duración de las fallas y de esta forma mejorar la confiabilidad del alimentador SM – 03.
- Las fallas que se presentaron con mayor frecuencia en la zona de estudio, son las fallas homopolares con un 68% del total de fallas registradas.

“ANÁLISIS DE LA CONFIABILIDAD Y SELECTIVIDAD EN LA PROTECCIÓN DEL SUBSISTEMA ELÉCTRICO QUIPICANCHIS”, tesis presentado por DANIEL ARTURO BRAVO SALAS Y ARQUIMEDES RODAS ESPINOZA, para optar al título de Ingeniero Electricista, en la universidad Nacional de San Antonio Abad del Cusco de la Escuela Profesional de Ingeniería Eléctrica, el año 2015 y cuyas conclusiones principales son las siguientes:

- El sistema de protección propuesto mejora la calidad de suministro, como lo muestra la selectividad, en consecuencia la implementación de equipos de protección de última tecnología es indispensable.
- Acerca del diagnóstico actual del sistema de protección se concluye que no existe una adecuada selectividad entre los diferentes dispositivos existentes específicamente reles y fusibles esto lo demuestran los coordinogramas de protección.

“CONFIABILIDAD DE REDES DE DISTRIBUCION PRIMARIA – APLICADO A LOS ALIMENTADORES PRIMARIOS DE LA RED DE DISTRIBUCION PRIMARIA DE LA CIUDAD DEL CUSO”, tesis presentado por GLORIA MERCEDES MONROY VILLA, para optar al título de Ingeniero Electricista, en la universidad Nacional de San Antonio Abad del Cusco de la Escuela Profesional de Ingeniería Eléctrica, el año 2009.

- Se realizó una comparación teórica entre los principales métodos de análisis de confiabilidad tanto analíticos como estocásticos, de los cual se concluye que el uso del método de simulación de Montecarlo es un método muy apropiado debido a su análisis netamente probabilista, permitiendo ajustar los datos a cualquier tipo de distribución de probabilidad.
- Se obtuvo los modelos probabilísticos de los alimentadores primarios de la red de distribución primaria del sub sistema de distribución primaria de la ciudad del Cusco, las funciones de probabilidad halladas para los tiempos de falla y reparación corresponden a funciones de probabilidad normal, weibull, gamma y uniforme; con esto se demuestra que no se puede considerar la distribución de probabilidad exponencial para modelar los tiempos de falla y reparación del sistema estudiado.

1.7.2. Hipótesis.

1.7.2.1. Hipótesis general.

Con la interconexión de los alimentadores LL-01 y LL-03 - 22.9 kV en el sector Challa y Chilacancha mejorara el nivel de confiabilidad del sub sistema eléctrico - Provincias Altas, Chumbivilcas- Cusco 2018.

1.7.2.2. Hipótesis específica.

- a) El diagnóstico actual de Los alimentadores LL-01 y LL-03 del sub sistema eléctrico Provincias altas permitirá una alternativa de interconexión para la mejora de la confiabilidad.

- b) Con la interconexión de los alimentadores LL-01 y LL-03 en el sector Challa y Chilacancha disminuye la duración y frecuencia de interrupciones en el sub sistema eléctrico de provincias altas.
- c) Mediante la interconexión de los alimentadores LL-01, LL-03 y tramo de línea (6.12 km de 35 mm²) la Cargabilidad estará dentro de los límites cuando operen interconectados por transferencia de carga en el sector Challa y Chilacancha.

1.7.3. Variables.

1.7.3.1. Variable dependiente

- Confiabilidad del subsistema eléctrico.

1.7.3.2. Variable independiente

- Interconexión de los alimentadores LL-01 y LL-03

1.7.3.3. Variables intervinientes

- Coordinación de protección.
- Coordinación de aislamiento.
- Sistema de puesta a tierra.
- Operación del sistema eléctrico.

1.7.4. Indicadores.

1.7.4.1. Indicadores referidos a la variable dependiente.

- Duración de interrupciones SAIDI
- Frecuencia de interrupciones SAIFI

1.7.4.2. Indicadores referidos a la variable independiente.

- Cargabilidad de la línea
- Eventos de falla (%)
- Flujo de potencia
- Caída de tensión
- Reajuste de relés

1.7.5. Operacionalización de variables.

Se resume en el cuadro N° 1.2:

Cuadro N° 1.2 Operacionalización de variables.

<i>Tabla de operacionalización de variables</i>						
Variable Fáctica (Problema)		Dimensiones		Indicadores		Instrumentos
1	Interrupciones eléctricas (Falta de confiabilidad)	1.1	Duración de interrupciones	1.1.1	SAIDI	• Historial - Modelamiento
		1.2	Frecuencia de interrupciones	1.2.1	SAIFI	• Historial - Modelamiento
Variable Temática (Teoría, Metodología - Soporte)		Ejes de Investigación		Sub ejes del Estudio		Instrumentos
2	Análisis de una nueva alternativa para su mejoramiento	2.1	Marco normativo	2.1.1	Comparación de normatividades en interconexión	• Norma técnica de calidad de los servicios eléctricos
		2.2	Cambio de topología en la red eléctrica	2.2.1	Modelamiento de una nueva alternativa de solución	• Simulación de interconexión operativa
Variable Propositiva (Aporte del investigador)		Ejes de Proposición		Sub ejes de la Proposición		Instrumentos
3	Interconexión Operativa	3.1	Parámetros eléctricos	3.1.1	Eventos de falla	• Simulaciones
				3.1.2	Flujo de potencia	• Simulaciones
				3.1.3	Cargabilidad	• Simulaciones
				3.1.4	Caída tensión	• Simulaciones
				3.1.5	Reajuste de relés	• Simulaciones

Fuente: Propia.

1.8. Metodología.

1.8.1. Tipo de investigación.

El presente trabajo de tesis es de **enfoque cuantitativo (aplicada)**, debido a que se requiere la recopilación de datos existentes sin necesidad de crearlas, y busca resolver el problema mediante una alternativa de solución a partir del historial de interrupciones.

1.8.2. Nivel de investigación.

El nivel de investigación es DESCRIPTIVO, EXPLICATIVO y PROPOSITIVO: Porque da a conocer la problemática que se encuentra en la zona de estudio, buscando el porqué de las causas que ocasionan y las consecuencias que se tiene.

También se da conocer el historial de interrupciones que ocasiona las salidas de los alimentadores o secciones de líneas de los alimentadores, por otro lado, es PROPOSITIVO porque se plantea una propuesta de solución.

1.8.3. Método de investigación.

De acuerdo a la bibliografía existente, el presente estudio combina métodos INDUCTIVO y DEDUCTIVO, es decir, emplea el método mixto por la relación entre dichos métodos, pues se parte de eventos particulares que caracterizan la realidad del sistema eléctrico en estudio, las cuales permiten establecer o inducir generalidades respecto a los efectos y consecuencias, y con esta base previa y con referencia a los conocimiento teóricos, en este caso, como las interrupciones que ocurren en los alimentadores LL-01 y LL-03, si no son despejadas adecuadamente pueden generar problemas en la calidad y continuidad del suministro, en este punto se deduce la correlación de causalidad.

1.8.4. Diseño de investigación

El diseño de investigación se utilizará la técnica NO EXPERIMENTAL ya que no se manipularán las variables de ningún equipo porque se realizará simulación.

1.8.5. Población y muestra.

La población la constituye todo el subsistema eléctrico de Provincias Altas. La muestra lo constituyen los alimentadores LL-01 y LL-03 de la Subestación Eléctrica de Llusco.

1.8.6. Técnicas y recolección de datos.

Las técnicas a utilizar para este caso serán:

a) **El análisis documental**, teniendo en cuenta los objetivos de la tesis, se realizó un análisis de las informaciones que conciernen al tema de confiabilidad. Los documentos como libros, textos, un artículo o una parte de ese artículo, la revisión de bibliografías, documentos de la especialidad, para sistematizar se usará las fichas técnicas.

- Reportes de datos de interrupción del centro de control de Electro Sur Este S.A.A del 2016 al 2019 (intervalo de 4 años).
- Indicadores SAIDI y SAIFI reportadas por Electro Sur Este S.A.A del 2016 al 2019.
- Datos obtenidos por sistema geográfico ARGIS ELSE.
- Datos de reporte de pérdidas económicas por interrupción dadas por el área de pérdidas Electro Sur Este S.A.A.

b) **La entrevista**, dirigida a las personas que tienen información valiosa respecto al tema; su instrumento es la guía de entrevista que se aplicó a personas entendidas en la materia (ELSE-Municipalidades, estaciones meteorológicas y Otras entidades).

c) **La observación de campo**, que es útil para las visitas de campo que son indispensables en este tipo de trabajos, su instrumento es la guía de observación. Visita de campo a las localidades de Challa y Chilacancha y vista en sitio de los conductores y estructuras.

d) **La simulación**, se realizará una simulación de interconexión operativa entre los dos alimentadores de MT en 22.9 kV y condiciones técnicas que se requiere analizar en otras palabras el impacto que se requiere para diferentes escenarios en cuanto al flujo de potencia tal como si ocurriesen en la realidad para lo que nos valdremos de lo conocido y de la lógica de la realidad a la que nos enfocamos.

1.9. Tratamiento de datos.

Para el tratamiento de datos, será preciso: ubicar los datos, ordenarlos, seleccionarlos, resumirlos, presentarlos en cuadros, gráficas, esquemas, etc.

1.10. Herramientas para el procesamiento de datos.

Para el análisis de datos se utilizó el software Power Factory digsilent 15.1.7, ya que en dicho programa se analizó el flujo de potencia y se simuló fallas a lo largo de los alimentadores y tramo de línea de 6.12 km de 35 mm² de sección.

Para el procesamiento de datos utilizaremos los programas office como el Excel, Word, AutoCAD, ArcMap. Estos programas nos ayudaran en la elaboración del documento.

1.11. Análisis de datos

- Revisión y análisis de la información recopilada.

1.12. Matriz de consistencia.

La matriz de consistencia es un cuadro resumen o estructura resumida del proyecto de doble entrada en la que se formulan en la lógica horizontal: el problema, los objetivos, las hipótesis, las variables de estudio, indicadores, la metodología y las conclusiones. A continuación, mostramos nuestro cuadro:

Cuadro N° 1.3 Matriz de consistencia.

MATRIZ DE CONSISTENCIA

"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"

PROBLEMA	OBJETIVOS	HIPOTESIS	VARIABLES E INDICADORES	METODOLOGÍA	CONCLUSIONES
PROBLEMA GENERAL	OBJETIVO GENERAL	HIPOTESIS GENERAL	VARIABLE DEPENDIENTE	TIPO DE INVESTIGACION	Referido al objetivo general.
¿En qué medida mejora el nivel de confiabilidad del subsistema eléctrico en media tensión - Provincias Altas mediante la interconexión de los alimentadores LL01 y LL03 - 22.9KV en el sector Challa y Chilacancha, Chumbivilcas- Cusco 2018?	Determinar el nivel de confiabilidad del subsistema eléctrico - Provincias Altas mediante la interconexión de los alimentadores LL01 y LL03 - 22.9KV en el sector Challa y Chilacancha, Chumbivilcas- Cusco 2018.	Con la interconexión de los alimentadores LL01 y LL03 - 22.9KV en el sector Challa y Chilacancha mejorara el nivel de confiabilidad del subsistema eléctrico - Provincias Altas, Chumbivilcas- Cusco 2018.	• Confiabilidad del subsistema eléctrico.	El presente trabajo de tesis es de enfoque cuantitativo (aplicada), debido a que se requiere la recopilación de datos existentes sin necesidad de crearlas, y busca resolver el problema mediante una alternativa de solución a partir del historial de interrupciones.	Se ha podido determinar los índices de confiabilidad mediante los indicadores SAIFI y SAIDI del subsistema eléctrico – provincias altas haciendo un comparativo con y sin la interconexión operativa de los alimentadores LL – 01 y LL - 03, permitiendo dar como resultado una solución positiva para mejorar la confiabilidad de dichos alimentadores.
PROBLEMAS ESPECIFICOS	OBJETIVOS ESPECIFICOS	HIPOTESIS ESPECIFICOS	VARIABLE INDEPENDIENTE	NIVEL DE INVESTIGACIÓN	Referido a los objetivos específicos.
a) ¿Cuál es el diagnostico actual de confiabilidad de los alimentadores LL01 y LL03 del Sub Sistema Eléctrico Provincias altas?	a) Diagnosticar el nivel actual de confiabilidad de los alimentadores LL01 y LL03 del Sub Sistema Eléctrico Provincias Altas	a) El diagnostico actual de Los alimentadores LL01 y LL03 del Sub Sistema Eléctrico Provincias altas permitirá una alternativa de interconexión para la mejora de la confiabilidad.	• Interconexión de los alimentadores LL01 y LL03	Tipo: Descriptivo, Explicativo y Propositivo,	Se ha demostrado el objetivo específico N° 1 en su totalidad, ya que se realizó el diagnostico actual de los alimentadores LL – 01 y LL – 03, en cuyo caso se demostró que en el alimentador LL – 01 existe del año 2016 al 2019 un total de 567 interrupciones al año con una duración de 4726.7horas al año mientras que en el alimentador LL – 03 se registró 151 interrupciones al año con una duración de 2196.94 horas al año, el cual demostró índices que exceden a los valores dados por norma.
b) ¿Cuáles serán las variaciones en frecuencia y duración de interrupciones cuando los alimentadores LL01 y LL03 operen interconectados en el sector Challa y Chilacancha?	b) Comparar las variaciones en frecuencia y duración de interrupciones de los alimentadores LL01 y LL03 cuando operen con y sin interconexión en el sector Challa y Chilacancha.	b) Con la interconexión de los alimentadores LL01 y LL03 en el sector Challa y Chilacancha disminuye la duración y frecuencia de interrupciones en el subsistema eléctrico de provincias altas	INDICADORES REFERIDO A LA VARIABLE DEPENDIENTE	El nivel de investigación es DESCRIPTIVO Y EXPLICATIVO: Porque da a conocer la problemática que se encuentra en la zona de estudio, buscando el porqué de las causas que ocasionan y las consecuencias que se tiene. PROPOSITIVO porque se plantea una propuesta de solución.	Se ha demostrado el objetivo específico N° 2 determinando las zonas de mayor problemática para posteriormente determinar los índices de confiabilidad con y sin interconexión, en cuyo resultado se tiene: Sin interconexión: para el alimentador LL – 01, experimenta o está sometido a interrupciones de energía de 229.41 horas/año, con una frecuencia de 66 interrupciones/año mientras que para el alimentador LL – 03, experimenta o está sometido a interrupciones de energía de 37.83 horas/año, con una frecuencia de 11 interrupciones al año Con interconexión: para el alimentador LL – 01, está sometido a interrupciones de energía de 11.01 horas/año, con una frecuencia de 9 interrupciones/año mientras que para el alimentador LL – 03, está sometido a interrupciones de energía de 3.77 horas/año, con una frecuencia de 5 interrupciones/año.
c) ¿Cuál es el nivel de cargabilidad de los alimentadores LL01, LL03 y tramo de Línea (6.12Km de 35mm2) mediante su interconexión por transferencia de carga en el sector Challa y Chilacancha?	c) Determinar el nivel de Cargabilidad de los alimentadores LL01, LL03 y tramo de línea (6.12Km de 35mm2) cuando operen con interconexión por transferencia de carga en el sector Challa y Chilacancha.	c) Mediante la interconexión de los alimentadores LL01, LL03 y tramo de línea (6.12Km de 35mm2) la Cargabilidad estará dentro de los límites cuando operen interconectados por transferencia de carga en el sector Challa y Chilacancha.	REFERIDO A LA VARIABLE INDEPENDIENTE	MÉTODO DE INVESTIGACIÓN INDUCTIVO Y DEDUCTIVO: Debido a que se deduce la correlación de causalidad	
			• Duración de interrupciones • Frecuencia de interrupciones SAIFI • Perdidas económicas	DISEÑO DE INVESTIGACIÓN NO EXPERIMENTAL: Por ser una simulación.	Finalmente, se ha demostrado el objetivo específico Nro. 3 en toda su afirmación, ya que se analizó la cargabilidad de los conductores existentes de ambos alimentadores mediante el capítulo IV con la corrida de flujo de potencia por lo que los conductores se someten a un aumento de corrientes que están debajo de la capacidad nominal del conductor eléctrico.
			• Cargabilidad de la línea • Eventos de falla (%) • Flujo de potencia • Caída de tensión • Reajuste de relés	POBLACION Y MUESTRA La población la constituye todo el subsistema eléctrico de Provincias Altas. La muestra lo constituyen los alimentadores LL01 y LL03 de la Subestación Eléctrica de Llusco.	

Fuente: Propia.

2. CAPÍTULO II

MARCO NORMATIVO – TEÓRICO.

2. MARCO NORMATIVO - TEÓRICO.

2.1. Introducción.

En los sistemas eléctricos, no disponer de electricidad en momentos inesperados, trae graves consecuencias productivas. Un minuto sin electricidad causará malestar en la población, pérdidas de datos almacenados en una computadora, en el sector industrial por ejemplo la detención de un motor y por tanto la paralización de una cadena productiva, en sectores sensibles puede traer que una operación médica se vea interrumpida o alterada; es decir, en sistemas eléctricos se debe tender a tener la máxima confiabilidad posible debido a que las consecuencias pueden ser muy graves.

Por otro lado, en esta era de competencia los servicios públicos están recurriendo a nuevas estrategias para mejorar la satisfacción del cliente, lo que ha dado lugar a la creciente importancia de la confiabilidad de los equipos que conforman el sistema de distribución eléctrica y la identificación de puntos críticos donde se tienen que proponer y ejecutar planes de mejora.

En ese entender, el presente capítulo se describirá todo lo referente a la confiabilidad eléctrica, para ello es necesario explicar brevemente el fundamento teórico, el sustento de la normatividad existente.

En tal sentido el presente capítulo pretende dar una sólida perspectiva teórica – normativa, que haga explícitos los conceptos y supuestos que dan origen a la propuesta que se plantea para la confiabilidad del sistema.

2.2. Marco normativo.

Así tenemos, cronológicamente, las siguientes normas que conforman el marco regulatorio en el Perú:

2.2.1. Distintas normas involucradas.

- a) Ley de concesiones eléctricas. Ley marco que norma las actividades relacionadas con la generación, transmisión, distribución y comercialización de la energía eléctrica, creada mediante Decreto Ley N° 25844.

- b) La norma técnica de calidad de servicios eléctricos (NTCSE).
- c) Reglamento de la ley de concesiones eléctricas. Decreto supremo N° 009-93-EM
- d) Ley de promoción del uso eficiente de la energía. Ley N° 27345, que declara de interés nacional la promoción del uso eficiente de la energía (UEE) para asegurar el suministro de energía, proteger al consumidor, fomentar la competitividad de la economía nacional y reducir el impacto ambiental negativo del uso y consumo de los energéticos.
- e) Decreto supremo N°053-2007 –EM. reglamento de la ley de promoción del uso eficiente de la energía.
- f) Procedimiento para la supervisión de la operación de sistemas eléctricos resolución de OSINERGMIN N° 074-2004- OS/CD
- g) Resolución de consejo directivo N° 177-2012- Os/Cd, especifica las causas de interrupciones en un cuadro.
- h) Código nacional de electricidad. El código nacional de electricidad suministro (CNE-S), da las pautas y exigencias que deben tomarse en cuenta durante el diseño, instalación, operación y mantenimiento de las instalaciones eléctricas, de telecomunicaciones y equipos asociados, salvaguardando los derechos y la seguridad de las personas y de la propiedad pública y privada.

2.2.2. Calidad de suministro conforme a la norma técnica de calidad de servicios eléctricos (NTCSE)

Mediante DS-020-97-EM y su modificatoria DS-040-2001.

La actual norma técnica de calidad de servicios eléctricos (NTCSE) publicada mediante DS-020-97-EM en octubre de 1997 y las últimas modificaciones contempladas, incluyendo el DS-040-2001-EM de julio del 2001, establece dos índices de interrupciones:

- Número ponderado de interrupciones por usuario por semestre (N)
- Duración ponderada de interrupciones por usuario por semestre (D)

La norma técnica de la calidad de los servicios eléctricos NTCSE (1997), no propició una mejora en los índices de interrupciones, esta situación generó reclamos de los usuarios además de existir dudas sobre la veracidad de lo reportado por las empresas concesionarias de distribución eléctrica.

Ante esta situación OSINERGMIN en el ejercicio de la función normativa, dentro del artículo 25° de su reglamento general, decreto supremo N° 054-2004 PCM, se aprobó el "procedimiento para la supervisión de la operación de los sistemas eléctricos" con la Resolución 074-2004-OS/CD el 13 de abril del 2004, para la entrega de información adicional a lo reportado por la aplicación de la norma técnica de calidad de los servicios eléctricos por parte de las empresas concesionarias de distribución.

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

Se considera como interrupción a toda falta de suministro eléctrico en un punto de entrega, y las interrupciones pueden ser causadas, entre otras razones, por salidas de equipos de las instalaciones del suministrados u otras instalaciones que lo alimentan y que se producen por mantenimiento, por maniobras, por ampliaciones, etc., o aleatoriamente por mal funcionamiento o fallas; lo que incluye, consecuentemente, aquellas que hayan sido programadas oportunamente.

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

2.2.3. Procedimiento para la supervisión de la operación de los sistemas eléctricos.

Aprobado con Resolución OSINERG N° 074- 2004-OS/CD del 13 de abril del 2004. Establece el procedimiento para la entrega de información adicional a lo reportado por aplicación de la norma técnica de calidad de los servicios eléctricos por parte de las empresas concesionarias de distribución, referidos a interrupciones por fallas, maniobras e indisponibilidades de las instalaciones eléctricas de Generación, Transmisión o Distribución, que afecten al suministro del servicio público de electricidad.

2.2.3.1. Comunicación de interrupciones importantes.

Se define como interrupciones importantes a aquellas interrupciones del suministro eléctrico del servicio público de electricidad que afecta a todo un Sistema Eléctrico o cuando el

número de usuarios afectados sean el 5% o más de los usuarios del Sistema Eléctrico; en este último caso, sólo se considerarán interrupciones importantes a aquellas que afecten más de 5000 usuarios.

Toda interrupción importante debe ser reportada a OSINERGMIN dentro de las siguientes 12 horas de ocurrido el hecho mediante los medios electrónicos de transferencia que la Gerencia de Fiscalización Eléctrica defina. Este reporte deberá contener como mínimo la siguiente información:

- Zona o área geográfica donde los usuarios del servicio público de electricidad han sido afectados.

- Sistema Eléctrico de acuerdo a la codificación GART (Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria).

- Fecha y hora de Inicio de la interrupción (el formato a usar será dd/mm/aaaa 00:00).
- Fecha y hora de término de la interrupción (el formato a usar será dd/mm/aaaa 00:00).
- Motivo de la interrupción (programado, rechazo de carga o falla).
- Señalar posible causa que ocasionó la interrupción (descarga atmosférica, hurto de instalación, etc.).
- Número de usuarios afectados (estimado).
- Demanda afectada (kW) (valor estimado de la demanda interrumpida al momento de ocurrido el hecho).
- Instalación causante de la interrupción (generación, transmisión o distribución).
- Código de la instalación causante de la interrupción.
- Pertenencia de las instalaciones causantes (propias o ajenas).

En el caso que el vencimiento del plazo mencionado coincida con días no laborables, el reporte deberá ser emitido dentro del día hábil siguiente al evento.

2.2.3.2. Causas de interrupciones.

El organismo supervisor de la inversión en energía y minería clasifica las causas de las interrupciones mediante el cuadro N° 2.1.

Cuadro N° 2.1 Códigos - causas de interrupciones.

Responsable Interrupción	Naturaleza Interrupción	Código OSINERGMIN	Descripción
P	PM	1	Por Mantenimiento
P	PE	2	Por Expansión o reforzamiento de redes
P	NF	3	Ajuste inadecuado de la protección
P	NF	4	Bajo nivel de aislamiento (Aislador roto/Tensión inadecuada)
P	NF	5	Falla equipo (Transformador, interruptor, seccionador de potencia, etc)
P	NF	6	Falla empalme de red
P	NF	7	Falla terminal cable
P	NF	8	Caída conductor de red
P	NF	9	Caída de estructura
P	NF	10	Contacto de red con árbol
P	NF	11	Contacto de red con edificación
P	NF	12	Contacto entre conductores
P	NO	13	Error de maniobra
P	NO	14	Corte de emergencia (No incluidos en PM y PE)
P	NF	15	Animales (felinos y roedores)
P	NF	16	Picado de cable por personal propio
P	NF	17	Otros, por falla en componente (s) del sistema de potencia
T	NT	18	Aves
T	NT	19	Cometas
T	NT	20	Impacto Vehicular
T	NT	21	Vandalismo
T	NT	22	Hurto de conductor o elemento eléctrico
T	NT	23	Caída de árbol
T	NT	24	Picado de cable
T	NT	25	Contacto accidental con línea
T	NO	26	Pedido de Autoridad
T	NT	27	Otros, causados por terceros
F	NC	28	Descarga atmosféricas
F	NC	29	Fuertes vientos
F	NC	30	Inundaciones
F	NC	31	Sismo
F	NC	32	Otros fenómenos naturales
O	PM	33	Por Mantenimiento
O	PE	34	Por Expansión o reforzamiento de redes
O	NT	35	Falla sistema interconectado
O	NR	36	Déficit degeneración
O	NT	37	Otros, causado por otra empresa externa
O	NT	38	Cuando la interrupción es provocada por otra empresa.
O	NF	39	Otros, falla humana

P = Propias

T = Terceros

F = Fenómenos Naturales

O = Otras Empresas

Fuente: Archivo extraído de OSINERGMIN (Elaboración propia).

A continuación, se dará a conocer los conceptos de las Naturalezas de las Interrupciones con mayor frecuencia en el alimentador en estudio:

- **PE - cortes por expansión o reforzamiento.**

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

- **PM - corte por mantenimiento.**

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

- **NF- corte por falla en el sistema**

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

- **NC - corte por falla a causa de fenómenos naturales**

Este tipo de interrupciones se deben a la presencia de fenómenos naturales como descargas atmosféricas, aumento en la velocidad de los vientos, descargas pluviales excesivas, deslizamientos de tierras y movimientos telúricos que pueden afectar las instalaciones del alimentador y sacando del servicio a este.

- **NT - corte por acción de terceros**

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

- **NO - corte por falla en la operación del sistema.**

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

2.2.4. Índices normados por el organismo supervisor de la inversión en energía y minería (OSINERGMIN).

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

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

2.2.4.1. Índice de frecuencia de interrupciones promedio del sistema (SAIFI) [Interrupciones/Año].

SAIFI: Índice de Frecuencia de Interrupciones Promedio del Sistema.

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

$$SAIFI = \frac{\text{Número de Interrupciones a los usuarios} \left[\frac{\text{Int.}}{\text{año}} \right]}{\text{Numero Total de usuarios}} \quad \text{ECU. N° 2.1}$$

$$SAIFI = \frac{\sum_{i=1}^n U_i}{N} \quad \text{ECU. N° 2.2}$$

Donde:

U_i = Número de usuarios afectados en cada interrupción "i".

N = Número Total de usuarios del sistema eléctrico

2.2.4.2. Índice de duración de interrupciones promedio del sistema (SAIDI) [Horas/Año]

SAIDI: Índice de Duración de Interrupciones Promedio del Sistema.

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

$$SAIDI = \frac{\text{Suma de la duracion de las interrupciones} \left[\frac{\text{Hrs.}}{\text{año}} \right]}{\text{Numero Total de usuarios}} \quad \text{ECU. N° 2.3}$$

$$SAIDI = \frac{\sum_{i=1}^n T_i x U_i}{N} \quad \text{ECU. N° 2.4}$$

Donde:

T_i = Duración de cada interrupción "i" (medido en horas).

n = Es el número de interrupciones en el período.

2.2.5. Desempeño esperado de SAIFI y SAIDI por sectores típicos según OSINERGMIN

Según el anexo 13, de la resolución de consejo directivo N° 590-2007-OS/CD- el desempeño esperado atribuible a instalaciones pertenecientes a la actividad de distribución en Media Tensión en términos de indicadores SAIDI y SAIFI anual, están definidos de acuerdo con el "procedimiento para la supervisión de la operación de los sistemas eléctricos", por sector típico.

Tabla N° 2.1 SAIFI y SAIDI según sus sectores típicos.

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: Archivo extraído de OSINERGMIN (Elaboración Propia).

2.3. Marco teórico.

2.3.1. Confiabilidad en los sistemas de distribución.

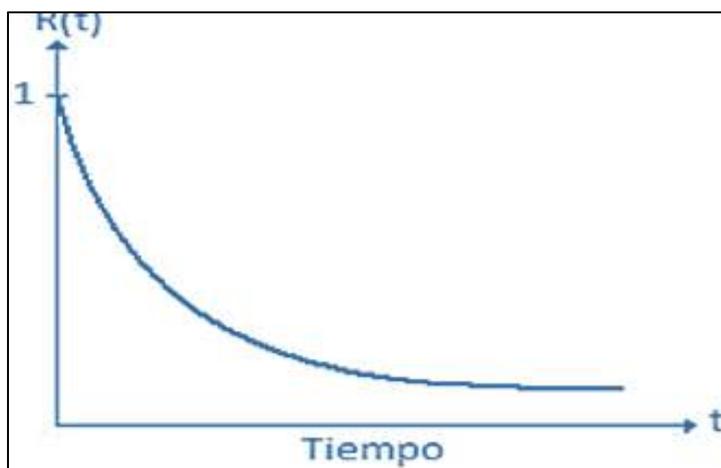
Dado las diversas incidencias en la cantidad de cortes de suministro en los sistemas eléctricos de distribución, se puede realizar un análisis respecto a las causas de interrupciones, que pueden ser: de operación, fenómenos naturales, acción de terceros, fallas, rechazo de cargas, mantenimiento y otros más, es por ello que se ha visto la necesidad de estudiar la confiabilidad en estos sistemas, y poder optimizar los mismos con el fin de tener una menor cantidad de cortes y que si se presenta alguno, este sea reparado en el menor tiempo posible.

La confiabilidad de distribución es definida por IEEE (Institute of Electrical and Electronics Engineers) como la capacidad del sistema para cumplir sin fallas su función dentro de un periodo especificado.

Según CHODHURY A., KOVAL- 2019, citado por Zaruma Villamarín define la confiabilidad $R(t)$ como la probabilidad de que un equipo del sistema de distribución desempeñe satisfactoriamente las funciones para las que ha sido diseñado durante un periodo de tiempo especificado y bajo las condiciones de operación ambientales y de entorno adecuadas; en otras palabras, es la probabilidad de que un equipo o un sistema que se encuentre operando bajo ciertas condiciones, no falle en un determinado lapso de tiempo (Zaruma Villamarín, 2012).

Como concepto general, puede plantearse que la confiabilidad es una función que expresa una probabilidad de sobrevivencia a través del tiempo. En el caso de un equipo aislado, esta función corresponde a una exponencial decreciente, en donde la probabilidad de operar en óptimas condiciones se produce a inicios de su vida útil. A medida que transcurre el tiempo, la probabilidad de que opere correctamente se reduce debido a que el componente se encuentra expuesto a factores externos con lo que la vida útil y el correcto funcionamiento de éste disminuyen.

Figura N° 2.1 Función de confiabilidad causas.



Fuente: Extraído de (Zaruma Villamarín, 2012).

La Figura N° 2.1 muestra la función de confiabilidad según la probabilidad de que un equipo opere en óptimas condiciones en el tiempo $t = 0$ sea 1, que equivale al 100% (equipo confiable), mientras que la probabilidad de que funcione correctamente en el tiempo $t = \infty$ tiende a cero. Por lo tanto, mientras mayor sea el tiempo transcurrido, mayor será la probabilidad de que falle el equipo (Zaruma Villamarín, 2012).

Para el caso de un sistema eléctrico de distribución, la probabilidad de "sobrevivencia" se asocia con la posibilidad de disponer energía eléctrica en cualquier instante. Es obvio que el sistema eléctrico no se acaba, pero cada cierto tiempo experimentará situaciones que derivan en cortes de servicio, dado que los elementos que lo componen sufren desperfectos o fallas (condiciones de operación o accidentales tales como las descargas atmosféricas). Entonces, la confiabilidad para este tipo de sistemas se establece en base a una serie de cuantificadores, que intentan describir, en promedio, las veces en que se ve afectado el servicio eléctrico y sus probables duraciones (Gaver, 2012) citado por (Zambrano Zambrano)

La confiabilidad del servicio de energía eléctrica, medida a través de índices de desempeño tiene dos orientaciones diferentes: el registro de eventos pasados y la predicción de la confiabilidad. Las empresas de servicio eléctrico en este caso Electro Sur Este S.A. A empresa de distribución, normalmente llevan un registro estadístico de los eventos pasados, con los cuales pueden evaluar el desempeño de sus sistemas y algunos índices económicos, especialmente la energía no suministrada.

La predicción de índices de confiabilidad pretende determinar el comportamiento que tendrá la red, basado en el desempeño pasado y ayudar en la toma de decisiones sobre las diversas modificaciones de elementos que componen la red y/o topología.

Es difícil definir una función de confiabilidad única para un sistema como el de distribución, puesto que diferentes consumidores, conectados en distintos puntos de éste, verán comportamientos disímiles. Por tal razón, se definen índices globales, para el sistema e individuales, para un consumidor o grupo de consumidores conectados a un mismo nodo de la red.

Aunque no existe unanimidad en los criterios de evaluación, los índices más comunes utilizados en la cuantificación de confiabilidad son los relacionados con la frecuencia y duración de fallas o cortes de suministro de energía eléctrica, en algunas empresas donde se evalúan estos factores, sólo son considerados aquellos cortes de una duración mayor a tres minutos ó solamente los reportados por los clientes. En ciertos casos, la sensibilidad de las cargas a la disponibilidad de electricidad es tan crítica, que los micro - cortes son también materia de interés (Allan, 2010) citado por (Zambrano Zambrano)

La utilización de la información de índices de confiabilidad por parte de las empresas de distribución, ayuda a la toma de decisiones sobre propuestas de alternativas de topología de la red, elementos de protección, políticas de mantenimiento y operación, incorporación de elementos de maniobra automatizados, reforzamiento de la red, etc.

El problema de la confiabilidad y en particular la continuidad del servicio eléctrico, tiene también un trasfondo económico. Teóricamente, es posible lograr una confiabilidad de suministro perfecta, es decir, cero interrupciones, pero a costo infinito. Esta tesis describe una de las tantas alternativas existentes para mejorar la confiabilidad mediante una conexión

operativa en anillo de los alimentadores de Media Tensión LL-01 y LL-03 pertenecientes a la provincia de Chumbivilcas.

2.3.2. Estudio de confiabilidad en sistema de distribución.

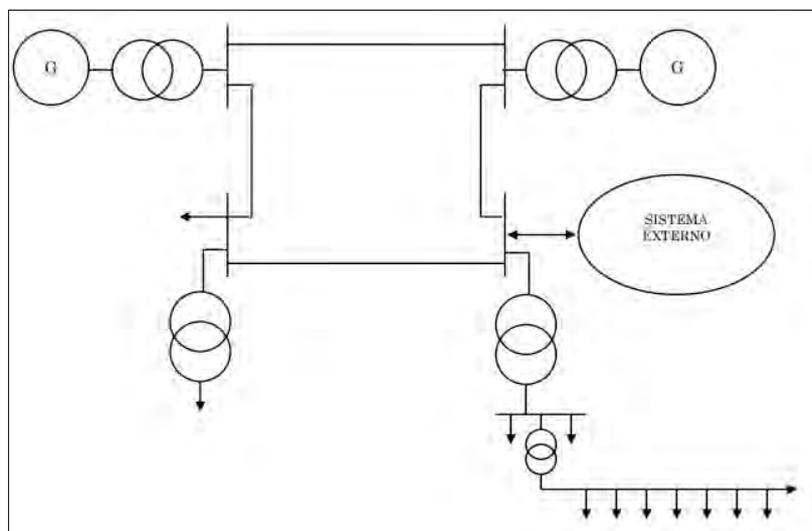
El sistema de distribución de energía eléctrica constituye el eslabón final en la cadena producción – transporte – consumo de electricidad. En esta zona funcional se atiende a la mayoría de los usuarios del sistema de potencia; sólo usuarios con cargas muy grandes están conectados directamente a los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

La confiabilidad de los sistemas de distribución de energía se valora mediante índices de confiabilidad de los puntos de carga de los usuarios en los circuitos primarios de distribución; estos puntos de carga generalmente corresponden a los secundarios de los transformadores de distribución. Quiere esto decir que por lo general no se incluye en esta valoración el efecto de la red secundaria de distribución ni de elementos de conexión de los usuarios como acometidas y contadores de energía (Zapata, 2011)

Al obtener los índices de confiabilidad de los puntos de carga de los usuarios, estos se pueden acumular para obtener los índices del circuito primario. Los índices de confiabilidad de los circuitos primarios se pueden acumular para obtener los índices de confiabilidad de la subestación y los de las subestaciones se pueden acumular para obtener los índices de confiabilidad del sistema. (Zapata, 2011)

Para fines de este estudio se acepta la definición generalizada de un sistema de distribución que parte de las subestaciones de distribución, los alimentadores primarios, los primarios laterales, los transformadores de distribución y las redes secundarias.

Figura N° 2.2 Esquema eléctrico de un sistema de distribución.



Fuente: Extraído de (Zapata, 2011)

Se considera tres grupos dentro del Sistema de Distribución, tal como se observa en el cuadro N° 2.2.

Cuadro N° 2.2 Componentes de un sistema de distribución eléctrica

COMPONENTES DE UN SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN		
GRUPO 1	GRUPO 2	GRUPO 3
Subestación de distribución	<ul style="list-style-type: none"> • Componentes de transformación • Cables de fuerza. • Componentes de protección y maniobra. • Otros 	<ul style="list-style-type: none"> • Transformadores, reguladores de tensión, etc. • Cable, estructura, equipo auxiliar, etc. • Disyuntor, seccionador, reconectador, relés, pararrayos, etc.
Alimentador de distribución	<ul style="list-style-type: none"> • Aérea • Subterránea 	<ul style="list-style-type: none"> • Postes, conductor, seccionador, pararrayo, etc. • Ductos, canaletas, pozo de inspección, etc.
Ramal primario	<ul style="list-style-type: none"> • Aérea • Subterránea 	<ul style="list-style-type: none"> • Transformador, poste, etc. • Transformador, cámara, ventilador, interruptor, etc.
Transformador de distribución	<ul style="list-style-type: none"> • Aérea y subterránea 	<ul style="list-style-type: none"> • Devanado primario y secundario, tierra.
Ramal secundario	<ul style="list-style-type: none"> • Aérea • Subterránea 	<ul style="list-style-type: none"> • Transformador, poste, pararrayos y fusibles. • Ducto, pozo a tierra, interruptor, etc.

Fuente: Adaptado del estudio del análisis de confiabilidad del sistema de distribución de la empresa Centrosur. (Elaboración Propia).

2.3.3. Causas de salidas de líneas y redes eléctricas.

2.3.3.1. Por el estado del tiempo

Ventisca, nieve, frío extremo, inundaciones, calor extremo, huracanes, tornados, hielo, descargas atmosféricas, lluvia, vientos fuertes, etc.

2.3.3.2. Misceláneos

Aeronaves, animales, vehículos, hundimientos, fuego, explosión, sabotaje, vandalismo, árboles, terremotos, etc.

2.3.3.3. Por componentes del sistema.

Suministro de combustible, fallas en generadores, transformadores, equipos de interrupción, conductores, accesorios de postes, torres, aislamientos de líneas, subestaciones, equipo de control de tensión, equipo de protección, medida y control.

2.3.3.4. Por condiciones del sistema.

Inestabilidad, voltajes altos y bajos, frecuencia alta o baja, sobrecargas, sistemas eléctricos vecinos, etc.

2.3.3.5. Personal de la empresa de energía.

Por errores de operación del sistema y errores de mantenimiento.

2.3.4. Teoría de fallas en sistemas de distribución.

El objetivo de un sistema eléctrico de distribución es asegurar un nivel satisfactorio de la prestación de los servicios eléctricos garantizando a los clientes un suministro eléctrico de las siguientes características:

- Continuo.
- Adecuado.
- Confiable.
- Oportuno y de calidad.

El mayor porcentaje de accidentes y fallas ocurren en los sistemas de distribución, porque son mucho mayores y está más cerca de la población que los sistemas de transporte o generación.

Los cortocircuitos no son frecuentes y, cuando se producen, apenas duran unas décimas de segundo, pero sus consecuencias son tan graves e imprevisibles que obligan a un constante estudio y mejora de los dispositivos de protección a ellos destinados (Mujal, 2014)

Las corrientes de cortocircuito presentan valores mayores a los nominales, provocando sobrecargas térmicas y electrodinámicas elevadas aparte, las corrientes de cortocircuito que circulan por tierra pueden ser causa de tensiones e interferencias inadmisibles. Pero no sólo son importantes las corrientes máximas de cortocircuito, sino también las corrientes mínimas de cortocircuito, ya que éstas, en definitiva, son las que permiten dimensionar los dispositivos de protección de las redes (Mujal, 2014).

Este comportamiento de los cortocircuitos se hace especialmente peligroso en contactos con las personas, pudiendo ocasionar lesiones de gravedad y causar daños en los instrumentos o máquinas de las instalaciones afectadas. Es por tanto de suma importancia conocer los valores que en un punto determinado del circuito puedan adoptar las corrientes máximas y mínimas de cortocircuito, ya que sólo de esta forma será posible proteger eficazmente a las instalaciones de tan graves consecuencias (Mujal, 2014).

Las consecuencias de las fallas en sistemas eléctricos de distribución, se generan por los cortocircuitos ya que son muy peligrosos, por la elevadísima corriente en el orden de los KA presentes en los elementos cercanos al cortocircuito, lo que produce diferentes efectos a ellos y siendo las principales causas las siguientes:

- Según el lugar de la falla, la presencia de un arco eléctrico puede degradar los aislamientos, fundir los conductores, provocar un incendio o representar un peligro para las personas.
- Sobrecalentamiento de los conductores, por efecto Joule que puede provocar deterioro del aislamiento de los equipos.
- Sobreesfuerzos electrodinámicos con deformación del juego de barras, Arrancado o desprendimiento de los cables en los equipos que pueden causar daño mecánico, como rotura y desplazamientos bruscos que pueden dar lugar a nuevas fallas.
- Bajada de tensión durante el tiempo de la eliminación del defecto, de algunos milisegundos a varias centenas de milisegundos.
- Desconexión de una parte más o menos importante de la instalación según el esquema y la selectividad de sus protecciones.
- Inestabilidad dinámica (transitoria) y/o pérdida de sincronismo de las máquinas.

Cuando se produce una falla por cortocircuito, la impedancia despreciable que se produce entre los puntos de la falla origina una corriente o intensidad de cortocircuito, I_{cc} muy elevada, limitada únicamente por la impedancia de cortocircuito, Z_{cc} .

La intensidad I_{cc} , se establece siguiendo un régimen transitorio, en función de las reactancias "X" y de las resistencias "R" que son las componentes de la impedancia Z_{cc} .

$$Z_{cc} = \sqrt{R^2 + x^2}$$

ECU. N° 2.5

Donde:

Z_{cc} = impedancia.

N = resistencia.

X = reactancia.

2.3.4.1. Clasificación de las fallas.

a) Por el tiempo de duración.

- Fallas transitoria

Aquella que se auto extingue o se extingue con la actuación de la protección sucedida de una reconexión con suceso, no habiendo así la necesidad de reparos inmediatos en el sistema, estas fallas son las más frecuentes.

- Fallas permanentes

Aquellas que provoca interrupciones prolongadas y exige reparos inmediatos para la normalización del servicio.

b) Por la forma.

- Fallas serie.

Es aquella ruptura física de uno o dos conductores de una línea de transmisión debido a un accidente o tormenta.

Aunque no producen corrientes elevadas, provocan la circulación de corrientes de secuencia en especial negativa que son peligrosas para los equipos por el fuerte calentamiento que pueden originar.

Figura N°2.3 Ilustración de una falla serie en sistemas de distribución



Fuente: www.nationalgeographic.com.es/ciencia/grandes-reportajes/a-la-caza-del-rayo-2_6275

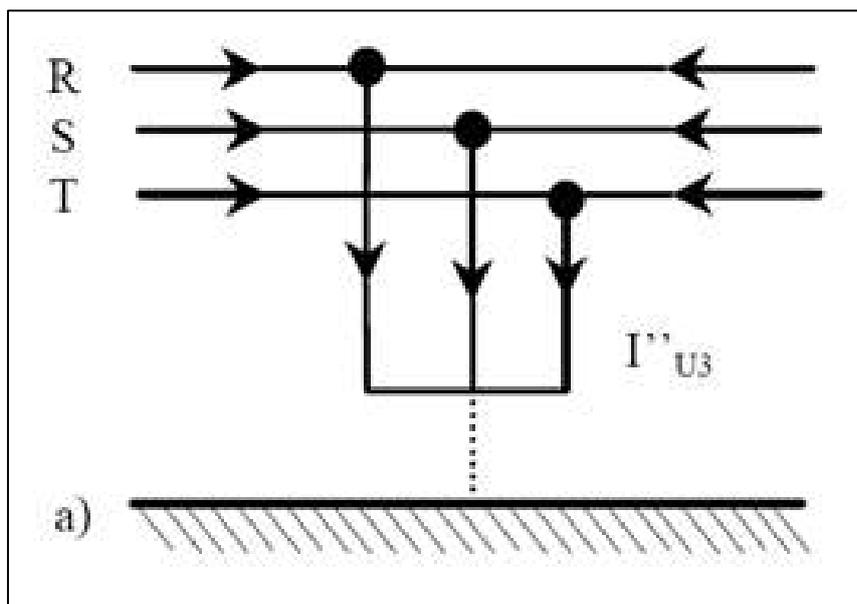
- Fallas shunt o paralelo

Tipos de Corto Circuitos:

a) Cortocircuito trifásico simétrico.

Los cortocircuitos trifásicos, son los únicos cortocircuitos que se comportan como sistemas equilibrados, ya que todas las fases están afectadas por igual. Las tensiones en el punto de cortocircuito, tanto si el cortocircuito se cierra a través de tierra como si está aislado de ella, son nulas, presentando las intensidades igual módulo, pero con argumentos desfasados 120° . Es uno de los cortocircuitos más violentos y de obligado cálculo. Al ser un sistema equilibrado, para su cálculo sólo será necesario utilizar la red de secuencia directa (Mujal, 2014)

Figura N° 2.4 Corto circuito trifásico simétrico.

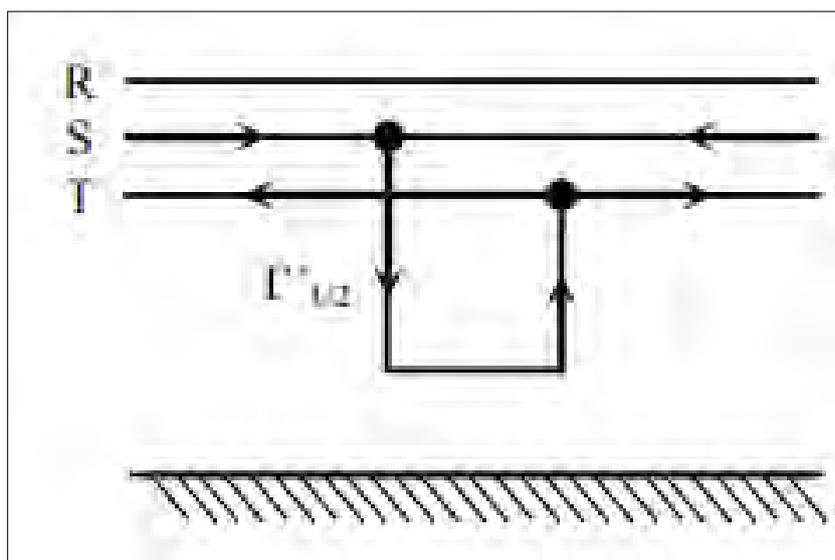


Fuente: Imagen extraída de (Mujal, 2014)

b) Cortocircuito bifásico sin contacto a tierra

Generalmente las corrientes iniciales simétricas de cortocircuito son menores que las del fallo trifásico, aunque si el cortocircuito se produce en las inmediaciones de máquinas síncronas o asíncronas de cierta potencia, las corrientes de esta falta pueden llegar a presentar valores incluso mayores que las del cortocircuito trifásico. Al presentarse en dos de las tres fases del sistema, este cortocircuito ya no es equilibrado, obligando su cálculo a la utilización tanto de la red de secuencia directa como a la red de secuencia inversa (Mujal, 2014).

Figura N° 2.5 Corto circuito bifásico sin contacto a tierra.

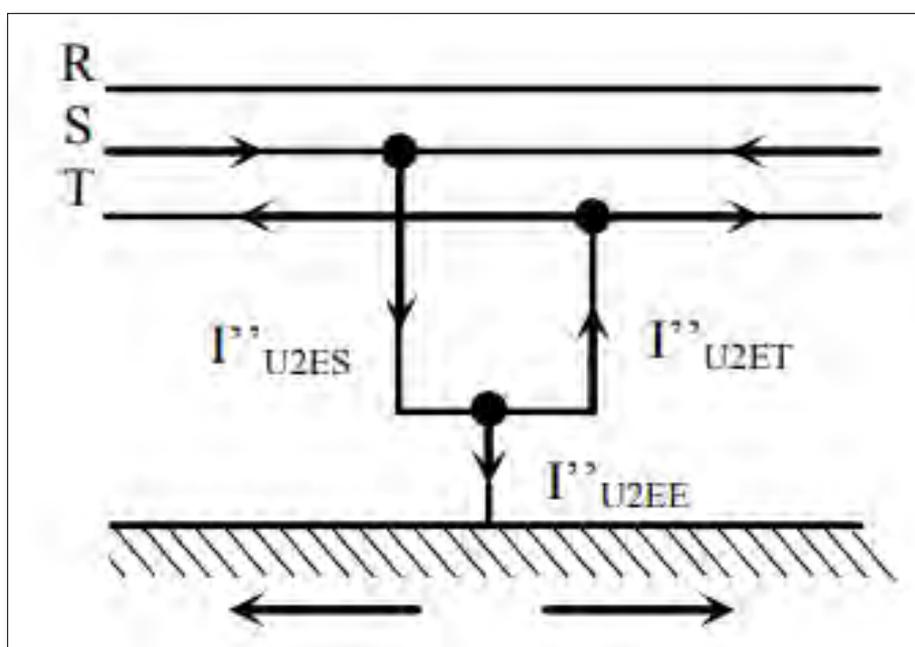


Fuente: Imagen extraída de (Mujal, 2014)

c) Cortocircuito bifásico con contacto a tierra.

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

Figura N° 2.6 Corto circuito bifásico con contacto a tierra.

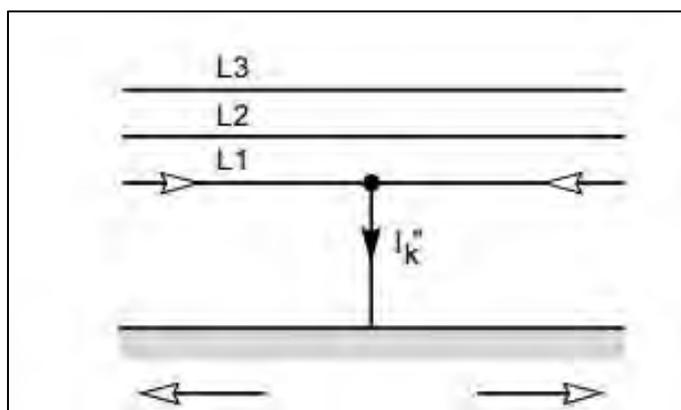


Fuente: Imagen extraída de (Mujal, 2014)

d) Cortocircuito monofásico a tierra.

Este es el cortocircuito más frecuente y violento, produciéndose con mayor frecuencia en redes rígidamente puestas a tierra, o mediante impedancias de bajo valor. Su cálculo es importante, tanto por lo elevado de sus corrientes como por su conexión a tierra, lo que permite calcular las fugas a tierra, las tensiones de contacto o de paso, o valorar las interferencias que estas corrientes puedan provocar (Mujal, 2014).

Figura N° 2.7 Corto circuito monofásico a tierra.



Fuente: Imagen extraída de (Mujal, 2014)

Del total de fallas a tierra que se presentan en un sistema de distribución podemos decir que el 60% son fallas transitorias y el 30% fallas permanentes (5% caída de línea).

Podemos decir que en un sistema de distribución las estadísticas de fallas shunt es la que se muestra a continuación:

Cuadro N° 2.3 Porcentaje de ocurrencia de fallas.

- Fallas monofásicas	70%
- Fallas bifásicas a tierra	20%
- Fallas bifásicas	7%
- Fallas Trifásicas	3%

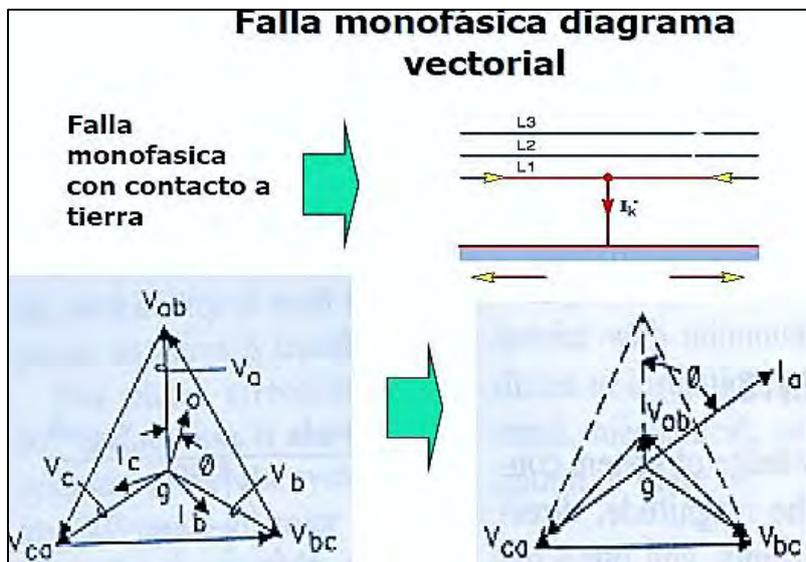
Fuente: ELSE (Elaboración Propia).

Las fallas más frecuentes que se presentan en un sistema de distribución son:

- Fallas monofásicas.

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

Figura N° 2.8 Diagrama vectorial de la falla monofásica



Fuente: editores-srl.com.ar/revistas/ie/318/revista_aea_lichtenstein_redes_electricas

2.3.4.2. Incidencias de las descargas atmosféricas en líneas aéreas de media tensión sobre los 3800 m.s.n.m.

Los voltajes inducidos por descargas atmosféricas pueden ser una de las principales causas de sobretensión y posterior salida de los sistemas eléctricos. Estos voltajes afectan los sistemas de transmisión y distribución incrementando los problemas de perturbaciones en los sistemas de potencia.

Los sistemas aéreos de transmisión y distribución se encuentran expuestos a diversos fenómenos naturales entre ellos por supuesto se encuentran las descargas atmosféricas. Este fenómeno es totalmente aleatorio, sin embargo, existen ciertos datos los cuales nos suministran información de que tan propensa a descargas atmosféricas es una zona determinada, dichos datos, vienen dados gracias al nivel ceraúnico que caracteriza a una zona específica. El nivel ceraúnico de una zona no es más que el promedio del número de días con descargas atmosféricas por año en una localidad determinada. La forma de representar estos niveles es, a través de líneas las cuales son indispensables de los llamados Mapas Isoceraúnicos, quienes nos

muestran de manera gráfica los distintos Niveles Ceraúnicos existentes, en una zona o país determinado.

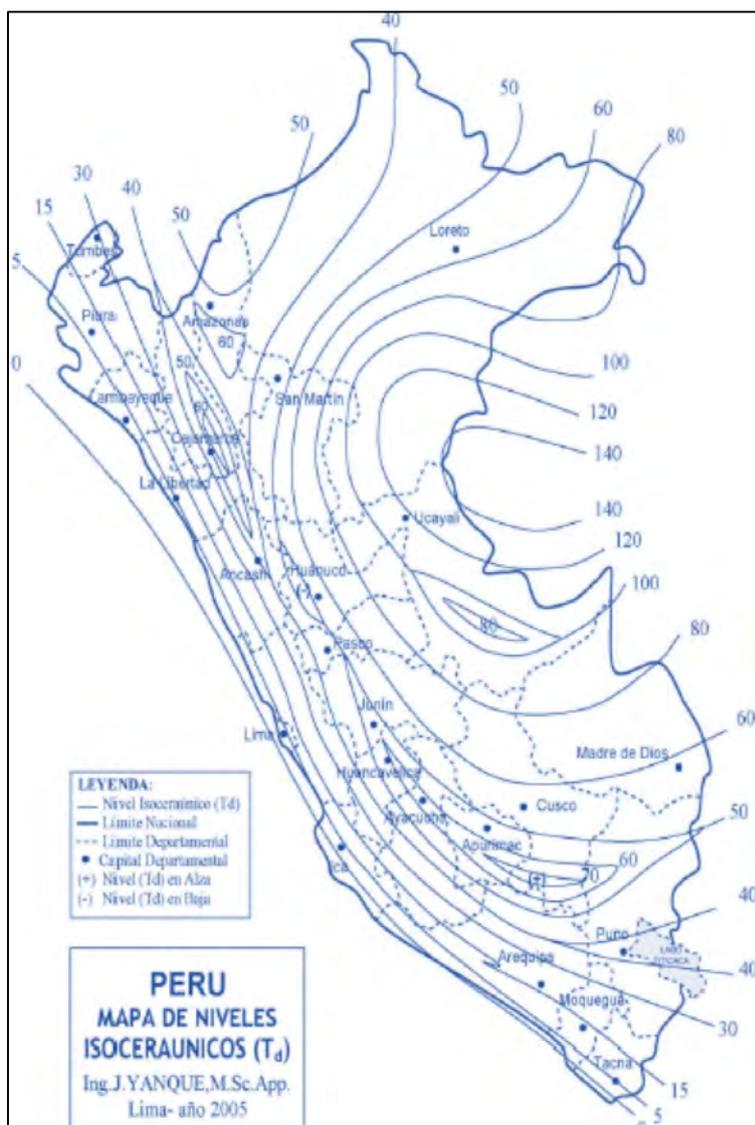
El mapa de Niveles Isoceraúnicos del Perú, incluye datos satélites, información continental, registros dispersos compatibilizados con la geografía y orografía territorial; destacan las siguientes zonas ecológicas de hábitad natural:

Cuadro N° 2.4 Niveles isoceraúnicos del Perú.

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 m - 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: ELSE (Elaboración Propia).

Figura N° 2.9 Niveles isoceraunicos del Perú.



Fuente: Mapa de Niveles Isoceraúnicos Td (Cortesía del Ing. Justo Yanque)

Los tipos de Impacto que pueden presentar una descarga atmosférica se clasifican según el sitio donde inciden:

- **Impacto a tierra.**

Las descargas que pudieran caer en las cercanías de las líneas sin que sean atraídos ni por el conductor de guarda ni por los conductores de fase, es decir, caer directamente en la tierra.

Aun cuando la descarga logre impactar en la tierra puede ocasionar sobretensión en la línea.

Figura N° 2.10 Descargas atmosféricas en cercanías de líneas eléctricas.



Fuente: www.ready.gov/es/tormentas-electricas-y-rayos

- **Impacto a conductor de guarda y/o estructuras (postes o torres)**

Cuando la descarga impacta al conductor de guarda o a las estructuras, se dice que los conductores de fase están perfectamente apantallados. Sin embargo, no es extraño que ocurran fallas debido a las descargas retroactivas que pudieran superar al CFO (Critical Flashover) de los aisladores y en algún momento ocasionar una falla de la línea a tierra y por consecuencia una interrupción del servicio eléctrico.

Figura N° 2.11 Descargas atmosféricas en el conductor de guarda

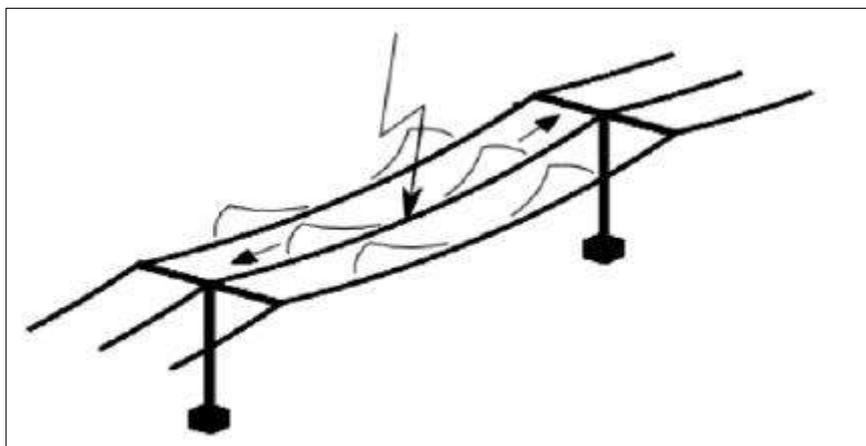


Fuente: www.ealuro.com/ealgx/tormentas.htm

- **Impacto a conductor de fase.**

Se da el caso en el que el conductor se encuentra desprotegido, es decir no se encuentra bajo el apantallamiento del conductor de guarda. En estos casos la descarga puede impactar directamente sobre el conductor y existe casi un 100% de probabilidad de que ocasione la salida de la línea en cuestión.

Figura N° 2.12 Descargas atmosféricas en el conductor de fase



Fuente: www.scielo.org.co/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S0121

2.3.5. Tipos de estudio de confiabilidad

Según Zapata los estudios de confiabilidad de sistemas de potencia se clasifican en:

Figura N° 2.13 Tipos de estudio de confiabilidad

ADECUACIÓN	SEGURIDAD
Se refiere a la existencia de suficientes equipos y facilidades para atender la demanda de los usuarios	Se refiere a la habilidad del sistema para responder a los disturbios que surgen internamente. Se refiere a seguridad operativa (security)
Está asociada a las condiciones estáticas de operación	Está asociada a las condiciones dinámicas de operación.
El desempeño eléctrico del sistema se valora mediante flujo de carga o balances de energía	El desempeño eléctrico del sistema se valora mediante el análisis de estabilidad electromecánica que puede ser estáticos y dinámicos.
Corresponde al análisis de largo plazo	Corresponde al análisis de corto plazo.

Fuente: (Zapata, 2011)

Y Zapata finaliza que la mayoría de los estudios de confiabilidad están enfocados a la adecuación.

2.3.6. Métodos para la evaluación de la confiabilidad.

Los métodos de confiabilidad definen cuantitativamente los niveles aceptables de fallas y dentro de los métodos de confiabilidad tenemos: el método estocástico o probabilístico y el método determinístico.

2.3.6.1. Método estocástico.

Este método consiste en simular en forma probabilísticamente diferentes casos de operación, partiendo de las distribuciones de probabilidad de cada una de los componentes del sistema, donde el más utilizado es el método de Monte Carlo (Cayo, 2014).

a) Simulación de Monte Carlo.

Consiste en la simulación de una gran cantidad de situaciones, generadas en forma aleatoria, donde los valores de los índices de confiabilidad corresponden a los momentos de las distribuciones de probabilidad. Sin embargo, hay preferencia por los métodos de análisis, dado que es mucho más fácil su manejo. (YARLAQUE, 2018)

Sin embargo, por ser un método estocástico hay preferencia por los métodos de análisis, dado que es mucho más fácil su manejo.

2.3.6.2. Método determinístico.

Es un modelo matemático donde los datos de entrada son conocidos y por lo tanto los datos de salida implícita también lo son, no contemplándose la existencia del azar ni el principio de incertidumbre. Este método está basado en la examinación de un número de situaciones restrictivas escogidas de acuerdo al planificador y a la experiencia del operador, tomando en consideración la incertidumbre de las cargas y a la disponibilidad de los componentes del sistema.

a) Método de Markov.

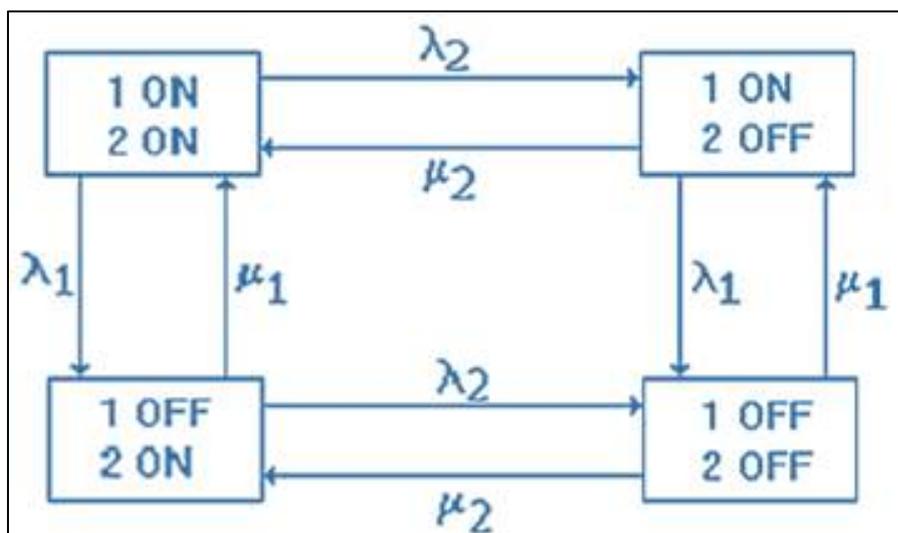
La mayoría de los métodos analíticos están basados en los procesos de Markov, por lo que citaremos a Arrigada Mass.

En una red eléctrica, ya sea de distribución o transmisión, cada uno de sus elementos es reemplazable o reparable al momento de fallar, dependiendo de la naturaleza del elemento. De esta manera se establece una condición de operación normal del sistema o parte de la red afectada.

Así entonces, el sistema es continuo en el tiempo, con estados discretos finitos, con lo que se ajusta muy bien a una representación mediante los procesos continuos de Markov

A manera de ejemplo, considérese un sistema compuesto por dos elementos (dos alimentadores o dos líneas de transmisión). Suponiendo que cada uno de los componentes puede estar operando o en falla (dos estados posibles), se presenta en la figura 2.14 el denominado "espacio de estados", donde las transiciones de un estado a otro se logran cambiando el estado de un elemento a la vez. El espacio de estados es general, independiente de la forma de conexión de los elementos que componen el sistema en estudio. (Mass)

Figura N° 2.10 Diagrama del espacio de estados de un sistema de dos elementos.



Fuente: Evaluación de la confiabilidad Arrigada (Mass)

Dónde:

λ_i = Tasa de falla del componente i [fallas/unidad de tiempo].

μ_i = Tasa de reparación [1/horas].

En los estudios de confiabilidad, resulta atractivo determinar los índices frecuencia y duración de interrupciones de servicio, en lugar de una probabilidad. Para ello, se desarrollaron los métodos de frecuencia - duración y los métodos de redes, con estudios de los tipos de fallas y análisis de sus efectos en el resto del sistema. Son métodos aproximados, ampliamente utilizados.

b) Método de cortes mínimos.

Cuando se evalúa la confiabilidad del sistema de distribución, es de gran importancia conocer los eventos de falla (cortes mínimos) que puedan desconectar los nodos de carga de los nodos de suministro.

El método de cortes mínimos es muy utilizado en procesos de evaluación de la confiabilidad de redes eléctricas y es la aplicación de los conjuntos de cortes para obtener índices de confiabilidad (frecuencia y duración de fallas).

El criterio de éxito de este método, será la continuidad del servicio para los puntos de interés. Se dice que un sistema está conectado si existe un camino entre la fuente y cada uno de los elementos que componen dicho sistema. La salida de los elementos que pertenecen al conjunto de corte mínimo produce la separación del sistema en dos subsistemas conectados, uno que contiene las entradas (fuentes) y otro que contiene el punto en estudio (normalmente este punto corresponde a un nodo de carga).

Este método hace una representación serie-paralelo de la red bajo estudio, que puede tener cualquier configuración. Un conjunto de corte es un grupo de elementos que al ser retirados del sistema (red eléctrica) produce su partición. Se dice que un corte es mínimo cuando no tiene un subconjunto que pueda producir el mismo efecto sobre el sistema.

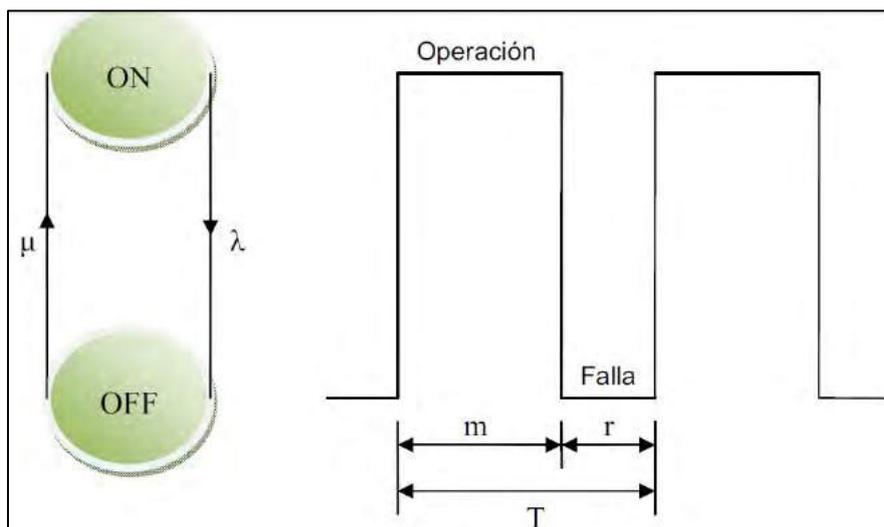
Al fallar todos los elementos de un grupo de corte, fallará el sistema, por lo tanto, en el grupo de corte los elementos deben conectarse en paralelo y los cortes deben conectarse en serie.

c) Técnica de frecuencia y duración.

Para un consumidor que se desee conectar a un nudo de la red de una empresa eléctrica, lo más probable, es que desee conocer la cantidad de veces que quedará sin suministro de energía eléctrica y cuánto pueden durar estas fallas de servicio. Esta técnica busca encontrar relaciones entre la cantidad de veces que puede quedar sin energía y cuánto tiempo pueden durar estas fallas. En la siguiente figura, se representa el proceso de operación-falla-reparación-operación de un elemento (Mass).

. En la figura N° 2.15 se representa el proceso de operación-falla-reparación-operación de un elemento, en donde μ es la tasa de reparación y λ es la tasa de fallas. Se puede observar que la frecuencia de este ciclo es $f = 1/T$.

Figura N° 2.11 Diagrama de espacio de estados de un componente y representación del ciclo operación-falla-reparación-operación.



Fuente: Imagen extraída de Arriagada (Mass)

La probabilidad de que un elemento esté en operación está dada por la relación:

$$P(op) = \frac{m}{m+r} \quad \text{ECU. N° 2.6}$$

Donde:

$$m = \frac{1}{\lambda} \quad \text{ECU. N° 2.7}$$

Es el tiempo promedio de operación.

$$r = \frac{1}{\mu} \quad \text{ECU. N° 2.8}$$

Es el tiempo promedio de reparación.

Como

$$T = m + r \quad \text{ECU. N° 2.9}$$

Se tiene:

$$P(oc) = \frac{m}{T} = \frac{1}{\lambda T} = \frac{f}{\lambda} \quad \text{ECU. N° 2.10}$$

De donde se deduce:

$$f = P(op) * \lambda \quad \text{ECU. N° 2.11}$$

Por lo tanto, la frecuencia de encuentro en un estado determinado está dada por la probabilidad de encontrarse en el estado, por la tasa de partida desde dicho estado. La técnica de frecuencia y duración puede resumirse en los siguientes pasos:

- Evaluar las probabilidades límites de estado.
- Evaluar la frecuencia de encuentro en un estado.
- Evaluar la duración media de cada estado.

Para saber la duración media en cada estado de los estados acumulados, se emplea la siguiente ecuación:

$$m_c = \frac{P_{\text{probabilidad acumulado por el estado } i}}{F_{\text{frecuencia de encuentro en el estado } i}} \quad \text{ECU. N° 2.12}$$

Es decir, evaluando las probabilidades límites de estado, la frecuencia de encuentro en un estado y la duración media de cada estado, se establece la duración media de residencia en cada estado de los estados acumulados.

d) Modo de fallas y análisis de efectos.

Una técnica también empleada consiste en la determinación de los modos comunes de falla y análisis de efectos, en donde se pretende reflejar con mayor realismo el comportamiento de un sistema eléctrico. Su implementación va acompañada de la determinación de conjunto de cortes mínimos. Esta técnica es particularmente adecuada para modelar fallas que involucran la acción de los dispositivos de protección. Como ya se ha establecido, el modelo del sistema para evaluación de confiabilidad considera los conjuntos de cortes mínimos conectados en cascada y solo se consideran contingencias simples y dobles, dado que es altamente improbable que ocurran en forma simultánea fallas en tres o más elementos a la vez (Mass).

No obstante, un determinado tipo de falla puede inducir a la desconexión de otros elementos, produciendo la caída de servicio de un punto de carga. Este es el tipo de situaciones que se pretende reflejar al estudiar los efectos de las distintas formas de falla de los componentes de una red eléctrica (Mass).

También es posible considerar sobrecargas y violación de límites de voltaje, al simular contingencias que no forman conjuntos de corte, es decir, la salida de una línea o alimentador parcialmente redundante, que no necesariamente produce la desconexión de alguna porción del sistema, pero que podría sobrecargar algún otro elemento. De esta manera, aparte de los estados determinados por los conjuntos de cortes, se agregan como falla aquellos que producen sobrecargas, si dicha condición permanece algún tiempo superior a los ajustes de los dispositivos de protección (Mass).

2.3.7. Selección del método a usar para la determinación de los índices de confiabilidad

El método más usado en el análisis de la confiabilidad de redes de distribución el que se aplicara para este sistema eléctrico es el de cortes mínimos; en este método se hace una representación esquemática del sistema de tal forma se puede simular su comportamiento, extraer datos en este caso frecuencia, duración, causa y otros factores de dichas interrupciones eléctricas.

Este método es muy utilizado en procesos de evaluación de la confiabilidad de redes eléctricas. Se dice que un corte es mínimo cuando la desconexión de un grupo de ramales eléctricos no puede producir un corte completo del sistema, de tal forma se emplea como criterio la continuidad de servicio (conexidad), este método es generalmente usado en sistemas de distribución del tipo radial por su fácil manejo

Esta técnica es empleada para realizar estudios a cualquier tipo de sistemas, desde sistemas electrónicos hasta sistemas mecánicos.

De acuerdo al método seleccionado se podrá calcular los índices globales DEC y FEC.

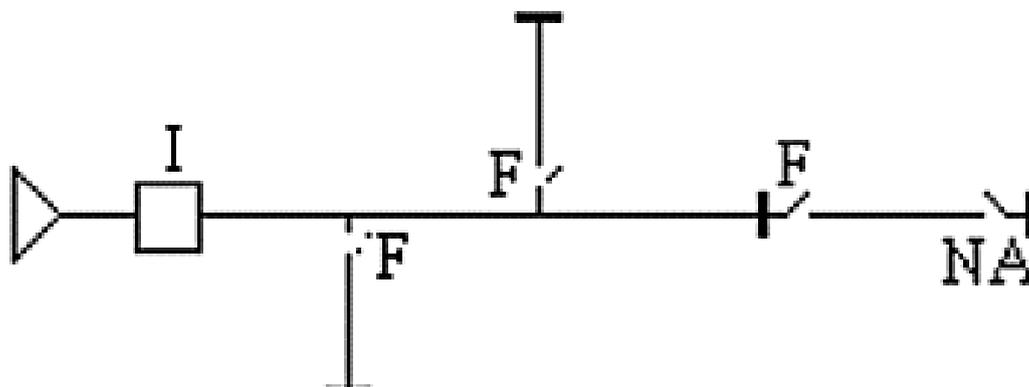
2.3.7.1. Modelamiento de la red de distribución mediante índices DEC y FEC

Para realizar la evaluación de los parámetros de confiabilidad para el sistema y usuarios, se modelará la red a través de una descripción topológica de tramos de alimentadores, separados por elementos de protección y/o maniobra como fusibles, interruptores y reconectores. Esto, dado que los usuarios conectados a un mismo tramo sufrirán las mismas consecuencias ante las diversas contingencias que tendrán lugar en la red. Esto significa que hay una correlación perfecta entre tramo de alimentador y usuarios.

Cada tramo presente en el modelo de red estará caracterizado mediante sus propios parámetros de tasa de falla y tiempo de reparación. En caso de suponer elementos perfectos. 100% confiables, bastará asignarle a dicho elemento una tasa de falla igual a cero.

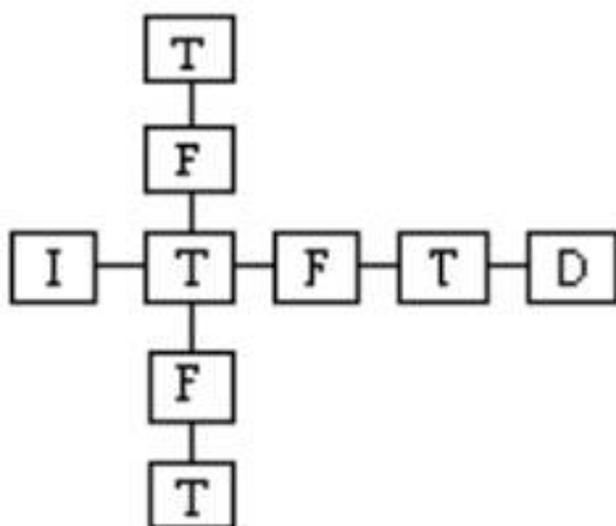
En la figura siguiente, se muestra el esquema de una red de distribución y su modelo correspondiente.

Figura N° 2.12 Esquema de una red de distribución.



Fuente: Extraído de Arriagada (Mass)

Figura N° 2.13 Modelo de esquema.



Fuente: Extraído de Arriagada (Mass)

Donde:

F: Fusible

I: Interruptor

T: Tramo del alimentador TI-01

NA: Normalmente Abierto

2.3.7.2. Caracterización de los elementos.

Los tramos de alimentadores y los elementos de protección considerados, se caracterizan por los siguientes índices:

1. Tasa de falla (A): Para un tramo o equipo de protección, la tasa de falla indica las veces que, en promedio, dicho elemento se ve sometido a alguna condición que implica la operación de algún dispositivo de protección. Incluye fallas por cortocircuitos, sobrecargas, descargas atmosféricas, falla de aislamiento, accidentes, etc. En ciertos casos, puede ser deseable considerar elementos de protección 100% confiables, entonces, basta asignar a tal elemento una tasa de falla igual a cero. (Mass)

Para tramos de alimentadores, la tasa de falla es un parámetro que puede determinarse de la siguiente forma:

- A través del historial de fallas, para el tramo individual.
- Mediante una estimación, considerando el sistema completo.

$$\lambda = b * l \left(\frac{\text{fallas}}{\text{año}} \right) \quad \text{ECU. N° 2.13}$$

$$b = \frac{m}{L * T} \left(\frac{\text{fallas}}{\text{km} - \text{año}} \right) \quad \text{ECU. N° 2.14}$$

Donde:

b: Número de fallas, por kilómetro por año.

l: Longitud de la línea de interés.

m: Cantidad de fallas totales observadas.

L: Longitud total de las líneas expuestas a falla, en km.

T: Periodo de estudio, años.

Para elementos individuales, tales como transformadores, reconectores, interruptores, etc., se plantea la siguiente expresión:

$$\lambda = \frac{m}{N * T} \left(\frac{\text{fallas}}{\text{año}} \right) \quad \text{ECU. N° 2.15}$$

Donde:

m: Cantidad de fallas observadas para cierto tipo de elemento.

N: Cantidad de elementos expuestos a falla.

T: Periodo de observación, años.

Normalmente las empresas de distribución de energía eléctrica llevan una estadística de fallas, e incluso individualizan las causas que las originan, de manera que la utilización de las expresiones (de tasas de falla) es una buena aproximación, en caso de ausencia de información específica para los tramos de alimentador o elementos de protección.

2. Tiempo de interrupción: el tiempo total de interrupción de un tramo depende de la clase de protección asociada y del tipo de trabajo que se debe realizar para restablecer el servicio eléctrico (maniobras de transferencia, reparaciones, recambios, limpieza, etc.). (Mass)

3. Tiempo total de interrupción del servicio eléctrico: es el periodo transcurrido desde la desconexión del circuito, hasta la re-energización del mismo. Gráficamente, este ciclo puede representarse como:

Figura N° 2.14 Ciclo de interrupción del servicio eléctrico.



Fuente: Arriagada (Mass).

El tiempo que tarda el restablecimiento del servicio eléctrico depende del tipo de falla y de los equipos presentes en el sistema. En general, según Arriagada Mass se tendrá, para una red de distribución cualquiera, la siguiente clasificación de tiempos:

- Tiempo para el conocimiento de la falla (T_c): es el intervalo entre el instante en que ocurre la falla y el momento en que los operadores del sistema eléctrico toman conocimiento de ella. La automatización juega aquí un importante papel, puesto que si existe señalización del estado de las protecciones (por ejemplo, en un panel), la magnitud de este tiempo es muy pequeña, de manera que teóricamente puede considerarse cero. (Mass)
- Tiempo de preparación (T_p): corresponde al tiempo requerido para la obtención de los recursos materiales necesarios para dar inicio a los trabajos de localización de la falla.

- Tiempo de localización (T_t): es el tiempo que se gasta en el traslado hasta las proximidades de la falla y la ejecución de pruebas con la finalidad de localizar en forma precisa el punto de falla.
- Tiempo de maniobra para la transferencia (T_t): es el tiempo que toma realizar las maniobras de transferencia para restablecer el servicio a los tramos en donde ello sea posible.
- Tiempo de reparación (T_r): es el intervalo que demora la ejecución de las labores de reparación y/o recambio de los equipos fallados.
- Tiempo de maniobra para restablecer la configuración normal de operación (T_v): es el intervalo que tarda en recuperar la configuración normal de operación, una vez ejecutadas las tareas de reparación.

Sobre la cuantificación de cada uno de los tiempos mencionados, existe mayor dominio por parte de las empresas de distribución, puesto que ello constituye una práctica normal.

En el mismo trabajo de investigación Arriagada Mass nos muestra la clasificación de los estados en función de la protección asociada, así como de sus alternativas de alimentación, cada tramo del sistema tendrá un comportamiento que puede definirse de la siguiente manera, ante la existencia de una falla en otro tramo de alimentador:

- Normal (N): el estado del tramo de alimentador i se define como normal, cuando su operación no se ve afectada por falla en el elemento j .
- Restablecible (R): el estado del tramo de alimentador i se define como restablecible, cuando su servicio puede volver a la normalidad, antes de reparar el elemento j fallado, aislando j mediante algún elemento de maniobra.
- Transferible (T): el tramo del alimentador i será transferible, cuando exista alguna maniobra para re-energizarlo, antes de reparar el bloque j en falla.
- Irrestablecible (I): son tramos irrestablecibles aquellos que sufren la falla y todos los que no pueden ser transferidos a otra fuente de alimentación mediante maniobras.
- Irrestablecible con espera (IE): el tramo j , en falla, se define como irrestablecible con espera, cuando previo a su reparación debe realizarse alguna maniobra.

Para determinar la frecuencia y duración de fallas en los distintos tramos, así como otros índices de confiabilidad, es necesario analizar el comportamiento de la red ante las diversas contingencias a que puede verse sometido cada uno de sus componentes.

El método de evaluación propuesto se basa en una combinación de metodologías, aprovechando la condición de radialidad de la red eléctrica. El objetivo final es determinar los estados de cada uno de los elementos que componen el modelo de red, cuando cada uno de ellos presenta una falla.

Para un mejor ordenamiento, Arriagada (Mass) nos propone construir una matriz, donde las columnas presentan la condición del elemento, ante falla del elemento indicado por la fila. El algoritmo puede sintetizarse de la siguiente manera:

- a) Describir la estructura topológica de la red, separando los diferentes tramos de alimentador mediante los dispositivos de protección y/o maniobra. Cada elemento presente en el modelo debe ser caracterizado por sus parámetros frecuencia y duración de fallas.
- b) Preparar una matriz de orden $n \times n$, donde n es el número de elementos del modelo.
- c) Tomando un elemento a la vez, simular una falla (elemento i).
- d) Para el resto de elementos (i), analizar los efectos de la protección asociada al elemento fallado (j).
 1. Si la actuación de la protección no afecta al elemento i , éste se define como normal.
 2. Si el elemento i se ve afectado por la operación de la protección y existe una vía alternativa de alimentación, cerrando un suiche normalmente abierto, entonces este elemento es transferible.
 3. El elemento que sufre la falla ($i=j$), se define inmediatamente como irrestablecible, o bien como irrestablecible con tiempo de espera, si previo a su reparación se debe realizar alguna maniobra de transferencia.
 4. El elemento i debe definirse como restablecible, si antes de iniciar la reparación del elemento fallado y posterior a su separación de la red, es posible reponer el suministro de electricidad al resto del sistema.
- e) Calcular los índices frecuencia y duración de fallas para cada uno de los elementos del sistema.
- f) Calcular los índices asociados a clientes, al sistema en general, etc.

En la evaluación de los estados para sistemas de topología radial, como los que se analizarán, se utiliza las siguientes expresiones anteriormente ya explicadas:

$$\lambda_T = \sum \lambda_i \quad \text{ECU. N° 2.16}$$

$$u_i = \lambda_i * r_i \quad \text{ECU. N° 2.17}$$

$$U_T = \sum_i u_i \quad \text{ECU. N° 2.18}$$

$$r_T = \frac{\sum_i \lambda_i * r_i}{\lambda_T} \quad \text{ECU. N° 2.19}$$

Donde:

λ_i : Tasa de falla del elemento i, [fallas/año].

r_i : Tiempo de reparación del elemento i, [horas].

u_i : Indisponibilidad anual del elemento i, [horas/año].

λ_T : Tasa de falla del sistema serie, [fallas/año].

r_T : Tiempo de reparación total, [horas].

u_T : Indisponibilidad anual total del sistema serie, [horas/año].

Como puede apreciarse de la metodología descrita, cada elemento genera independientemente una cierta cantidad de fallas, pero la cantidad de veces que se ve afectado por cortes de suministro de energía eléctrica es mayor, considerando los efectos de las fallas de otros elementos.

La cantidad de interrupciones que se debe contabilizar depende del estado definido para cada elemento, según se muestra en el siguiente cuadro:

Cuadro N° 2.5 Tipo de estado del elemento o tramo del alimentador

TIPO DEL ESTADO DEL ELEMENTO	INTERRUPCIÓN
Normal	0
Restablecible	λ
Transferible	2λ
Irratablecible	λ
Irrestablecible con espera	λ

Fuente: Arriagada (Mass)

Obsérvese que cuando un elemento es transferible, aparece una tasa de falla doble. Esto se debe a que luego de efectuadas las reparaciones del elemento afectado por una falla, se debe volver a la configuración original del sistema, por lo tanto, se interrumpe el servicio con una duración T_v .

Para el caso de elementos que representan tramos de alimentador, la tasa de falla debe calcularse como:

$$\lambda_T = \lambda_i * l_i \quad \text{ECU. N° 2.20}$$

Donde:

λ_i : Tasa de falla unitaria del tramo i , (fallas/año km)

l_i : Longitud del tramo alimentador i , (km)

λ_T : Tasa de falla del tramo, (fallas/año).

Entonces, la tasa de falla total para un elemento cualquiera, se obtiene sumando los aportes indicados de cada elemento del sistema, según el tipo indicado en la columna de la matriz de estados y del cuadro N°2.6, es decir:

$$\lambda_{Ei} = \sum_{j=1}^n \lambda_i^j \quad \text{ECU. N° 2.21}$$

Donde:

λ_{Ei} : Tasa de falla total del elemento i , (fallas/año).

λ_i^j : Cantidad de interrupciones en el elemento i , debido a falla en elemento j .

n : Cantidad de elementos considerados en el modelo de la red.

Por su parte, el tiempo total de interrupción también depende de la definición de tipo, como se indica en el cuadro N°2.6.

El tiempo total de interrupción de un elemento, corresponde a la indisponibilidad de él en el periodo considerado. Para obtener el tiempo total de indisponibilidad anual, se debe sumar las indisponibilidades producto de la cantidad de fallas aportada por cada elemento, según se indica en la columna de la matriz de estados y del cuadro N°2.6.

Cuadro N° 2.6 Estado del elemento según el tiempo de interrupción.

TIPO DEL ESTADO DEL ELEMENTO	TIEMPO DE INTERRUPCIÓN (r)
Normal	0
Restablecible	$Tc + Tp + Tl$
Transferible	$Tc + Tp + Tl + Tt + Tv$
Irratablecible	$Tc + Tp + Tl + Tr$
Irrestablecible con espera	$Tc + Tp + Tl + Tt + Tr$

Fuente: Arriagada (Mass)

$$T_i^j = \lambda_i^j * r_j \quad \text{ECU. N° 2.22}$$

$$T_{Ei} = \sum_{j=1}^n T_i^j \quad \text{ECU. N° 2.23}$$

Donde:

λ_{ji} : Cantidad de interrupciones del elemento i, debido a falla en el elemento j, (fallas/año).

r_j : Tiempo de interrupción o de reparación del elemento j, (horas).

T_{ji} : Indisponibilidad anual del elemento i, debido a falla en el elemento j, (horas/año).

T_{Ei} : Indisponibilidad anual total del elemento i, (horas/año).

n: Cantidad de elementos del modelo.

Adicionalmente, se determinan índices orientados a medir la calidad de servicio que reciben los consumidores. Para ello, debe considerarse que los consumidores están conectados a algún tramo, de manera que, en forma individual, la frecuencia de interrupciones, así como la indisponibilidad del servicio de electricidad, corresponde a la del tramo a la cual están conectados.

Como índices generales para los consumidores, se determina la frecuencia equivalente por consumidor (FEC) y la duración equivalente por consumidor (DEC):

$$DEC = \frac{\sum_{i=1}^n T_{Ei} * C_i}{\sum_{j=1}^{nt} C_j} \quad \text{ECU. N° 2.24}$$

$$FEC = \frac{\sum_{i=1}^n \lambda_{Ei} * C_i}{\sum_{j=1}^{nt} C_j} \quad \text{ECU. N° 2.25}$$

Donde:

C_j : Cantidad de consumidores conectados al tramo j .

nt : Cantidad de tramos de alimentador.

T_{Ei} : Indisponibilidad anual total del elemento i , (horas/año).

n : Cantidad de elementos del modelo.

2.3.8. Sistemas de protección en sistemas de distribución.

2.3.8.1. Elementos de protección en líneas de distribución.

1) Fusibles.

El fusible es el medio más sencillo de interrupción automática de corriente en caso de cortocircuitos o sobrecargas, y es el método más antiguo debido a su menor costo de instalación.

Un fusible seleccionado en forma adecuada debe abrir el circuito por destrucción del elemento fusible, eliminando el arco establecido durante la destrucción y luego mantener las condiciones del circuito abierto con tensión nominal aplicada en sus terminales, es decir que no haya arco a lo largo del elemento fusible. A pesar de que el fusible es simple en apariencia su función es compleja. Para que actúa en forma adecuada debe¹:

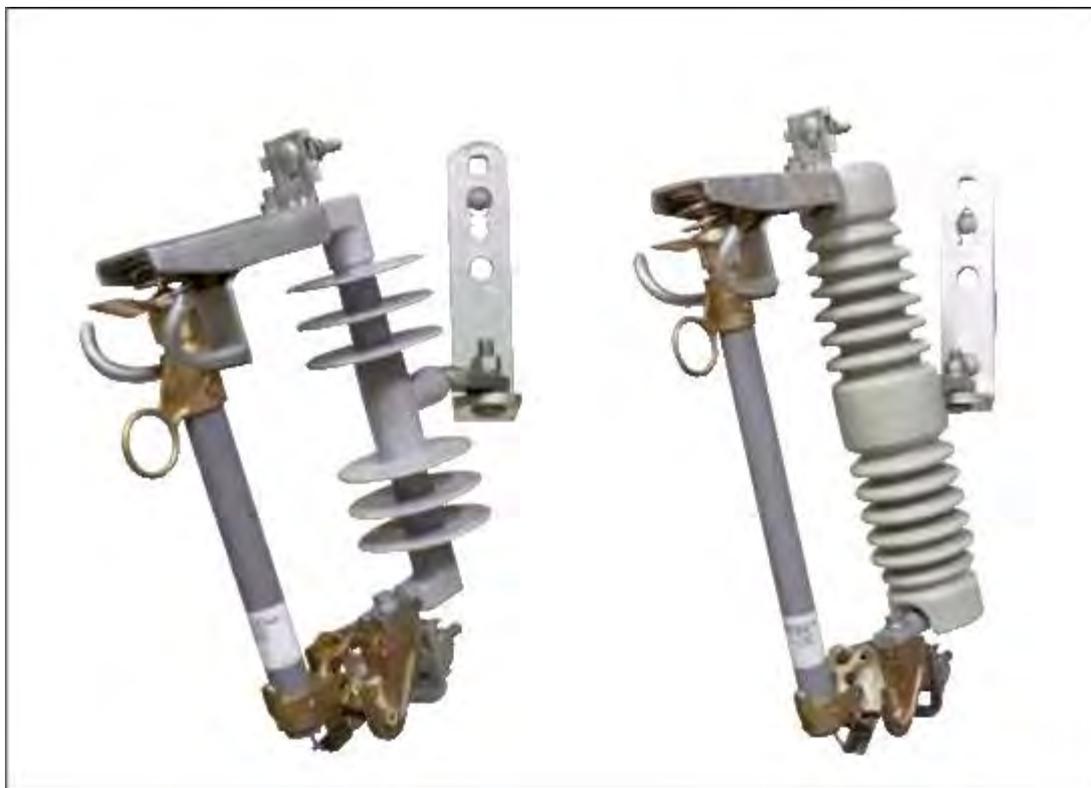
- Censar las condiciones tratando de proteger
- Interrumpir la corriente rápidamente
- Coordinar con otros dispositivos de protección

Un fusible de distribución está construido por tres partes básicas: botón, elemento fusible y conductor.

¹ Disponible en: https://www.ecured.cu/Fusible_de_alto_voltaje.

Estos fusibles garantizan efectiva protección contra sobrecargas a sistemas y equipos. Además de brindar protección a los equipos, pueden ser coordinados con otros dispositivos de protección para seccionamiento con el fin de aislar circuitos parciales de sus alimentadores, en la figura N° 2.19 podemos observar los seccionadores fusibles.

Figura N° 2.15 Seccionadores fusibles aéreo tipo

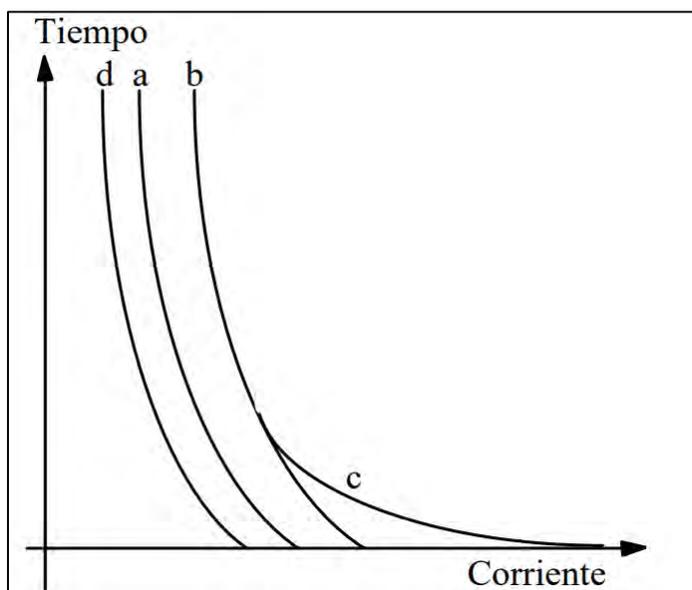


Fuente: [//hbse.cl/producto/cut-outdesconectores-fusibles/](http://hbse.cl/producto/cut-outdesconectores-fusibles/)

Las características de un fusible varían de acuerdo al material usado en el elemento fusible y a su disposición. El tiempo y la intensidad mínima de fusión del elemento dependen del ambiente en que se encuentre y de la intensidad de la corriente en el instante anterior a la sobrecarga. En todo caso las curvas características de tiempo-corriente se dan para temperaturas ambientes de 20 a 25° C y se indican para corrientes que producen fusión en 5 minutos o menos, partiendo de fusibles sin carga (Rosales, 2011)

La curva característica de un fusible se puede separar en las siguientes partes, tal como se muestra en la Figura 2.20.

Figura N° 2.16 Características de operación de fusibles.



Fuente: (Rosales, 2011) citando a L. Brand, J. Moncada, Protecciones de sistemas eléctricos.

a. Curva de tiempo mínimo de fusión: Relaciona la corriente con el tiempo mínimo al cual el fusible se funde.

b. Curva de tiempo máximo de fusión o de aclaramiento: Se obtiene adicionando un margen de tolerancia (en corriente) a la curva a.

c. Curva de tiempo total para la extinción del arco: Se obtiene adicionando a la curva b, el tiempo necesario para la completa extinción del arco.

d. Curva tiempo-corriente de corta duración: Relaciona la corriente y el tiempo máximo permisible para que el fusible no quede debilitado en caso de sobrecargas de corta duración. Se obtiene estableciendo un margen debajo de la curva a

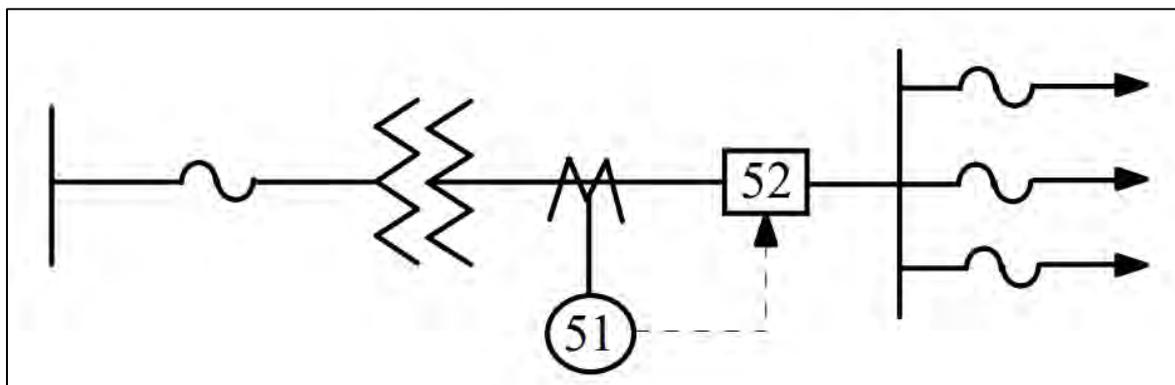
Se debe tener en cuenta que en condiciones transitorias (in-rush de transformadores, corriente de arranque de motores de inducción, etc.) y condiciones permanentes de carga de transformadores (con posibles variaciones de hasta 200% de capacidad en los bancos auto-enfriados), el transformador no sufre daño y por lo tanto, el fusible debe permitir fluctuación con un margen de seguridad. Adicionalmente, debe considerarse que el fusible tiene una franja de respuesta a las sobrecorrientes (tiempo fusión del elemento + tiempo del arco), pudiendo presentar problemas de selectividad cuando está en serie con un interruptor automático u otros fusibles.

Aplicación de fusibles a la protección de transformadores.

Las curvas “tiempo-corriente” muestran la relación entre la corriente y el tiempo que requiere el elemento fusible para fundirse y el tiempo que requiere el fusible para aclarar la falla

(en el último caso, se incluye el tiempo de duración del arco). En Perú, se protegen transformadores de hasta 66 kV y potencias de hasta 5 MVA, con fusibles ubicados en el lado de alta, evitándose el interruptor de poder (52) respectivo, empleándose protección de sobrecorriente en el lado de baja (51), la que actúa sobre un 52, tal como se muestra en la Figura 2.21.

Figura N° 2.17 Protección de un transformador de potencia con fusible en el lado de alta.



Fuente: xdoc.mx/documents/capitulo-6-protecciones-de-sistemas-de-5ca51348502b7.

En la protección de transformadores se debe tener presente lo siguiente:

– **Consideraciones para curvas de calentamiento de transformadores:** Se construyen curvas lo más reales posibles a las condiciones de operación. Se supone que el transformador alcanza hasta 50° C sobre la temperatura ambiente máxima de 45°C.

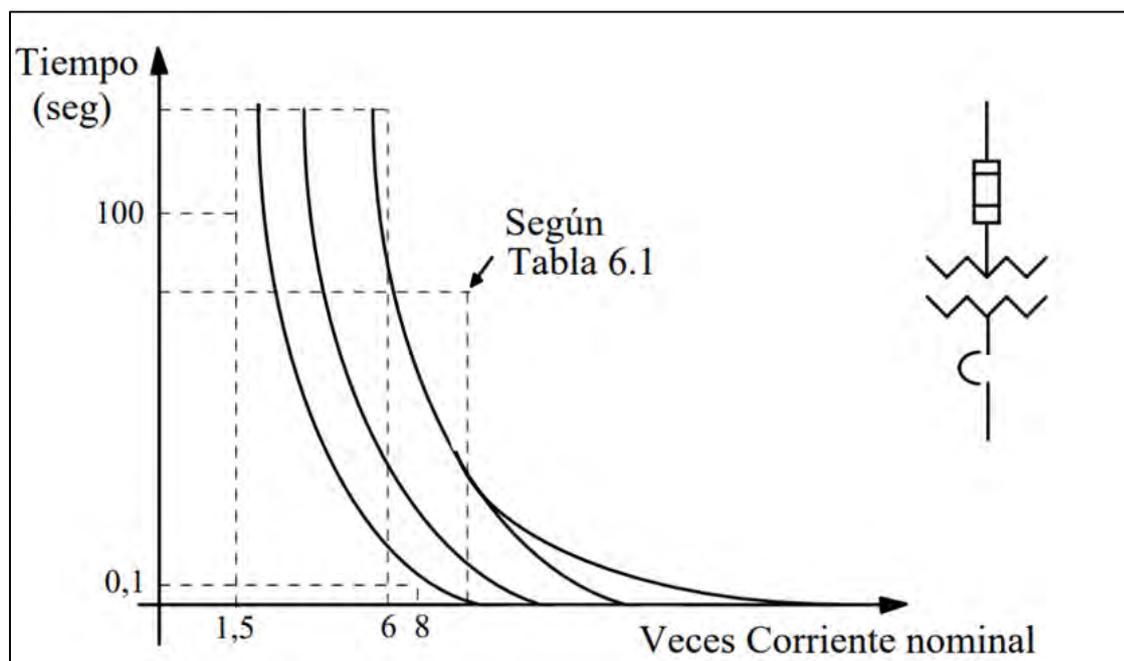
– **Consideraciones para curvas “tiempo-corriente” de fusibles:** Las curvas primitivas son bastantes irreales. Se supone que la temperatura ambiente es de 25°C (los ensayos se hacen entre 20 y 30° C) y que el fusible está sin carga (frío). Esto significa que, para estudios de coordinación, debe trabajarse con curvas “tiempo-corriente” corregidas a las condiciones reales de ambiente y carga.

Para seleccionar adecuadamente un fusible de protección a un transformador deben considerarse los siguientes puntos, que se muestran en la Figura N° 2.22:

- Deben ser capaces de soportar sin quemarse la corriente nominal incrementada en un margen de seguridad que permita sobrecargas controladas, o que asegure la posibilidad de aumentar la capacidad de transformación mediante ventilación adicional. Se puede decir, en general, que los fusibles deben ser capaces de soportar 1,5 veces la corriente nominal. Esto es, su curva característica debe quedar a la derecha de la recta vertical que tiene como abscisa ese valor corriente.

- Deben ser capaces de soportar, sin quemarse, la corriente de magnetización (in-rush) durante por lo menos 0,1 segundo. Esta corriente es del orden de 8 a 10 veces la corriente nominal del transformador. La curva característica de los fusibles debe quedar a la derecha de un punto que tenga como coordenada 0,1 segundo y como abscisa el valor de la corriente determinada.
- Los fusibles deben quemarse para una corriente igual o superior a 6 veces la corriente nominal del transformador, admitiéndose que la impedancia de este último sea inferior al 6% (que es el caso más común en las subestaciones de transformación o sistemas industriales). Esta condición exige que la curva característica de los fusibles quede a la izquierda de un punto que tenga como coordenada el tiempo máximo de operación del fusible y como abscisa 6 veces la corriente nominal del transformador. Si la impedancia está entre 6 y 10%, deberá considerarse 4 a 6 veces la corriente nominal.
- Los fusibles deben quemarse para los valores de corriente y dentro de los tiempos indicados en la Tabla 2.2. Considerando que fallas de una fase a tierra en el lado de baja originan corrientes equivalentes en el lado de alta de sólo un 58% respecto a las de baja, los valores de la tabla deben ser multiplicados por 0,58. Esta tabla corresponde a los valores establecidos por las normas ASA (NEMA) para las corrientes máximas de cortocircuito simétricas, que pueden soportar los transformadores durante tiempos determinados.

Figura N° 2.18 Protección de un transformador de potencia con fusible en el lado de alta.



Fuente: //xdoc.mx/documents/capitulo-6-protecciones-de-sistemas-de-5ca51348502b7.

Tabla N° 2.2 Corriente de cortocircuito y tiempo de fusión según NEMA.

% Impedancia	Corriente efectiva de cortocircuito simétrico	Tiempo (seg)
4% o menos	25,0 I nominal	2
5%	20,0 I nominal	3
6%	16,6 I nominal	4
7% o más	14,3 o menos veces la I nominal	5

Fuente: //xdoc.mx/documents/capitulo-6-protecciones-de-sistemas-de-5ca51348502b7.

Las características nominales de fusibles son:

Tabla N° 2.3 Características nominales del hilo fusible.

H Rating	Continuous Current (A)	N Rating	Continuos Current (A)	EEI-NEMA K or T Rating	Continuous Current (A)	EEI-NEMA K or T Rating	Continuos Current (A)
1H	1	25	25	6	9	40	60*
2H	2	30	30	8	12	50	75*
3H	3	40	40	10	15	65	95
5H	5	50	50	12	18	80	120+
8H	8	60	60	15	23	100	150+
		75	75	20	30	140	190
N Rating		85	85	25	38	200	200
5	5	100	100	30	45		
8	8	125	125				
10	10	150	150	* Only when used in a 100- or 200-ampere cutout.			
15	15	200	200	+ Only when used in a 200-ampere cutout.			
20	20			Limited by continuous current rating of cutout.			

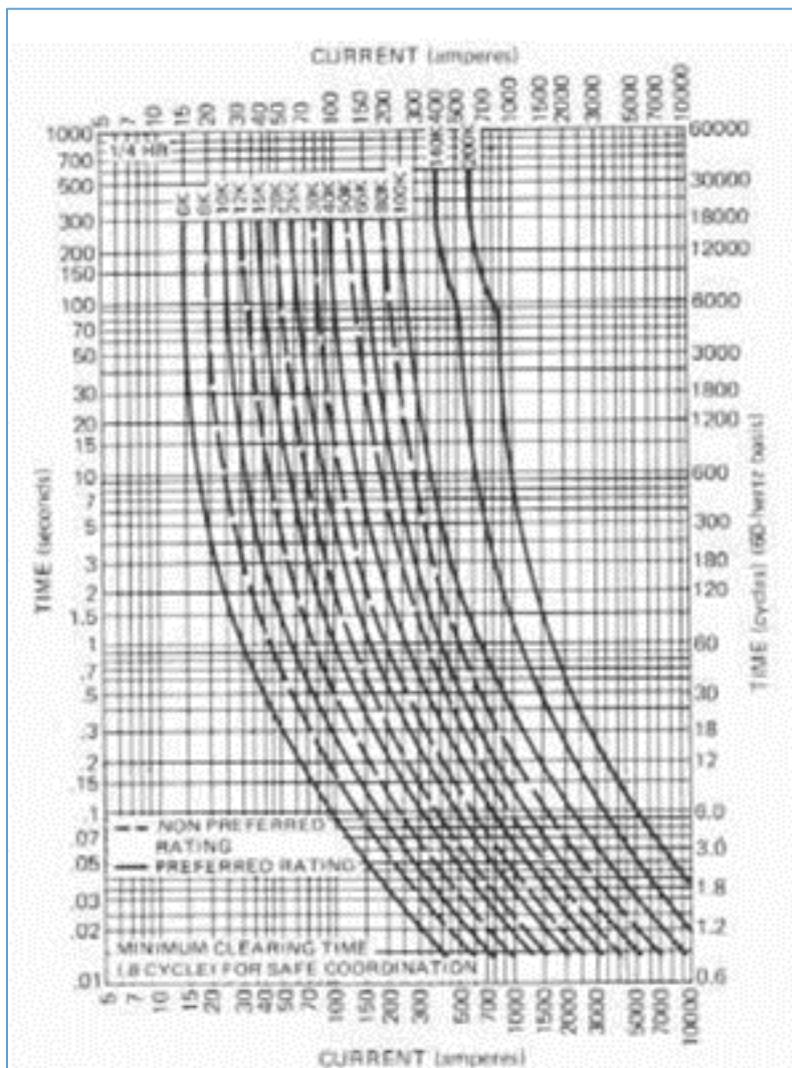
Fuente: //xdoc.mx/documents/capitulo-6-protecciones-de-sistemas-de-5ca51348502b7

Estandarización de curvas tiempo-corriente (EEI-NEMA)

Para conocer más sobre la estandarización de curvas tiempo corriente, (Rosales, 2011), citando a autores indica:

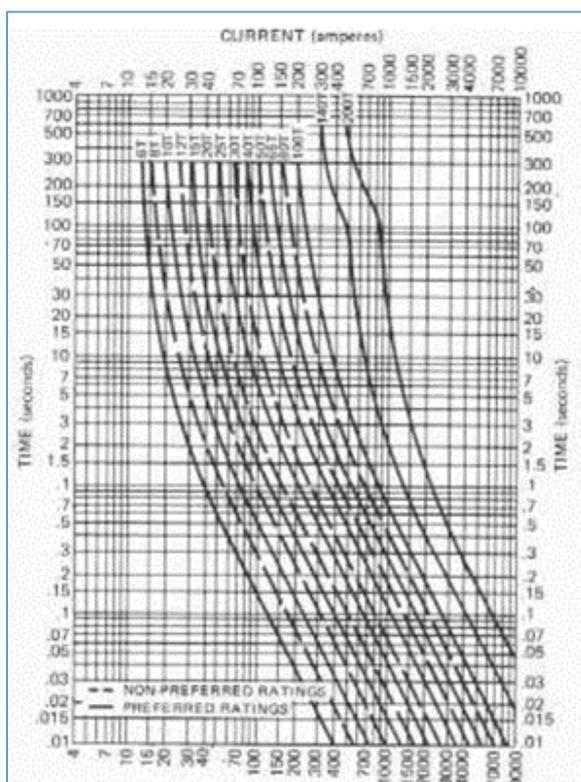
- Rangos standard o normalizados: Las características tiempo-corriente de los fusibles, según EEINEMA consideran tiempos desde 0,01 a 300 segundos para fusibles con corrientes nominales de 100 A o menos y de 0,01 a 600 segundos para fusibles con corrientes nominales por sobre 100 A. La Figura 2.23 muestra las curvas de tiempo máximo de aclaramiento (Maximum clearing time) para fusibles de tipo K y Figura 2.24 las de tiempo mínimo de fusión (minimum melting time) para fusibles de tipo T.
- Razón de velocidad de fusibles: Se define como el cociente entre la corriente mínima de fusión en 0,1 segundos y la corriente mínima de fusión en 300 segundos para capacidad nominal de 100 A o menos y 600 segundos para capacidades nominal sobre 100 A. De acuerdo con esto, un fusible rápido (por ejemplo, uno tipo K para distribución) es el que tiene una razón de velocidad de 6 a 8 y un fusible lento (tipo T, por ejemplo) es el que tiene una razón de velocidad de 10 a 13. Las curvas de los fusibles lentos se asemejan a las de calentamiento de los transformadores por lo que pueden usarse convenientemente en la protección de ellos. Las Figuras 2.25 y 2.26 comparan las curvas de tiempo mínimo de fusión de fusibles 15 K y 15 T y de tiempo mínimo de fusión y máximo de aclaramiento de un fusible tipo K, respectivamente.
- Construcción del elemento fusible: La seguridad de un fusible está dada por el elemento fusible. Por tal motivo, el control de la corriente por éste debe ser muy riguroso. Normalmente, el elemento fusible está constituido por un hilo de plata, una unión de estaño o más comúnmente por la combinación física plata-estaño (ejemplo: un tubo de plata rodeado de un alambre de estaño (“time lag”). De esta forma, los puntos de tiempo rápido (alta corriente) de las curvas “tiempo-corriente de fusión” están determinados por la acción de uno de los elementos y los puntos de tiempo lento (baja corriente) por la acción del otro elemento.

Figura N° 2.19 Curvas de tiempo máximo de fusión para fusibles tipo K.



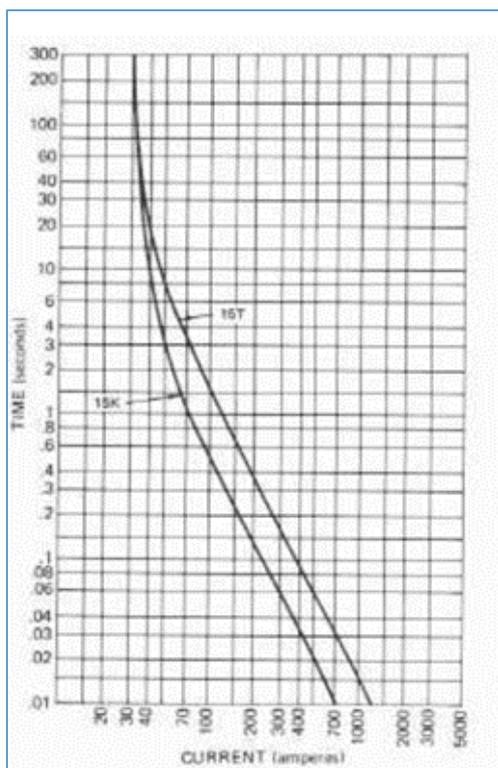
Fuente: (Rosales, 2011) citando a L. Brand, J. Moncada, Protecciones de sistemas eléctricos.

Figura N° 2.20 Curvas de tiempo mínimo de fusión para fusibles tipo T.



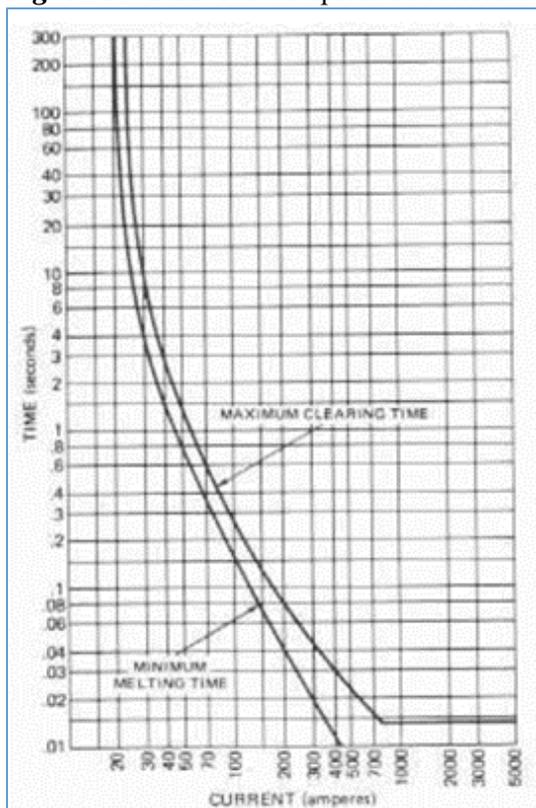
Fuente: (Rosales, 2011) citando a L. Brand, J. Moncada, Protecciones de sistemas eléctricos.

Figura N° 2.21 Curvas de tiempo mínimo de fusión para fusibles tipo K y T del mismo rango.



Fuente: (Rosales, 2011) citando a L. Brand, J. Moncada, Protecciones de sistemas eléctricos.

Figura N° 2.22 Curvas típicas de corriente tiempo para un fusible 10K



Fuente: (Rosales, 2011) citando a L. Brand, J. Moncada, Protecciones de sistemas eléctricos.

2) Reconector (Recloser).

En los sistemas de distribución aérea, entre el 80 y el 95 % de las fallas son de tipo temporal; es decir, duran desde unos pocos ciclos hasta a lo más algunos segundos.

Las causas más comunes de fallas temporales son: Contacto de líneas ocasionadas por el viento, ramas de árboles que chocan a las líneas, descargas de rayos, aves y en general pequeños animales que cortocircuitan una línea con una superficie conectada a tierra, etc. Aunque estas fallas son transitorias hacen operar fusibles e interruptores automáticos. Esto trae consigo demoras en la reposición del servicio, las que pueden ser bastante prolongadas, (especialmente en el caso de zonas rurales) ya que es necesario llegar al lugar donde se produjo el problema y reponer el fusible o accionar el interruptor. Todo lo anterior justifica disponer de un dispositivo de protección que desconecte rápidamente antes de que actúen los elementos mencionados y que, a su vez, en forma automática reconecte el sistema; este dispositivo es el reconector automático.

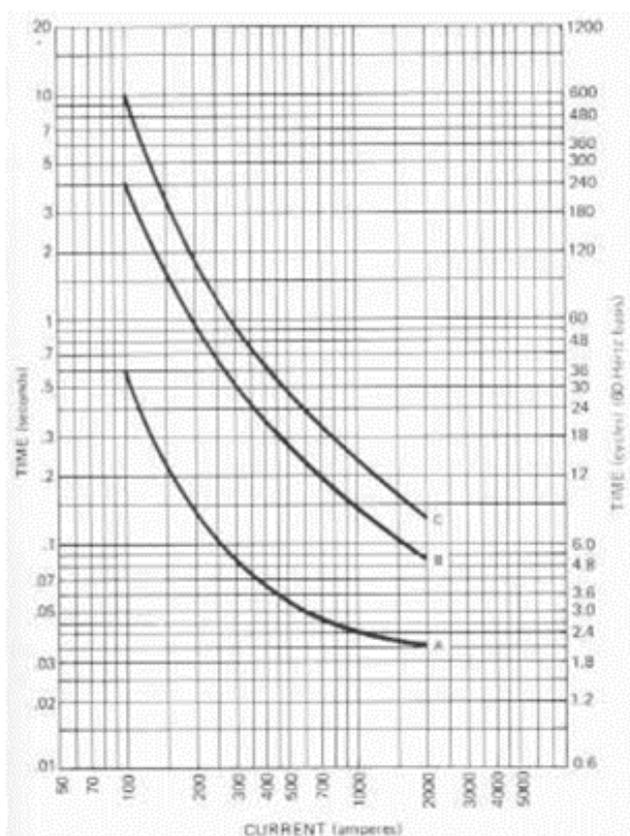
El reconector es un interruptor con reconexión automática, instalado preferentemente en líneas de distribución. Es un dispositivo de protección capaz de detectar una sobrecorriente, interrumpirla y reconectar automáticamente para reenergizar la línea. Está dotado de un control

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. La tarea principal de un reconectador entonces es discriminar entre una falla temporal y una de carácter permanente, dándole al primer tiempo para que se aclare sola a través de sucesivas reconexiones; o bien, sea despejada por el elemento de protección correspondiente instalado aguas abajo de la posición del reconectador, si esta falla es de carácter permanente. (SÁNCHEZ, 2014)

El funcionamiento de un reconectador o recloser tiene que considerar los siguientes aspectos según Sanchez, 2014 citando a Cooper Power Systems, 2005

- **Secuencia de Operación:** Los reconectadores pueden ser programados para un máximo de cuatro aperturas y tres reconexiones. Los tiempos de apertura pueden determinarse de curvas características tiempo-corriente, como las que se muestran en la Figura 2.27. Cada punto de la curva características representa el tiempo de aclaramiento del reconectador para un determinado valor de corriente de falla. Es importante destacar que este dispositivo consta de dos tipos de curvas, una de operación rápida y una segunda de operación retardada.
- **Número total de operaciones o aperturas:** Los reconectadores permiten programar desde una apertura hasta un máximo de cuatro, lo que depende del estudio de coordinación con otros elementos de protección y que resulte más favorable para cada caso en particular.
- **Tiempo de reconexión:** Son los intervalos de tiempo en que los contactos del reconectador permanecen abiertos entre una apertura y una orden de cierre o de reconexión.
- **Tiempo de reposición:** Es el tiempo después del cual el reconectador repone su programación, cuando su secuencia de operación se ha cumplido parcialmente, debido a que la falla era de carácter temporal o fue aclarada por otro elemento de protección.
- **Corriente mínima de operación:** Es el valor mínimo de corriente para el cual el reconectador comienza a ejecutar su secuencia de operación programada.

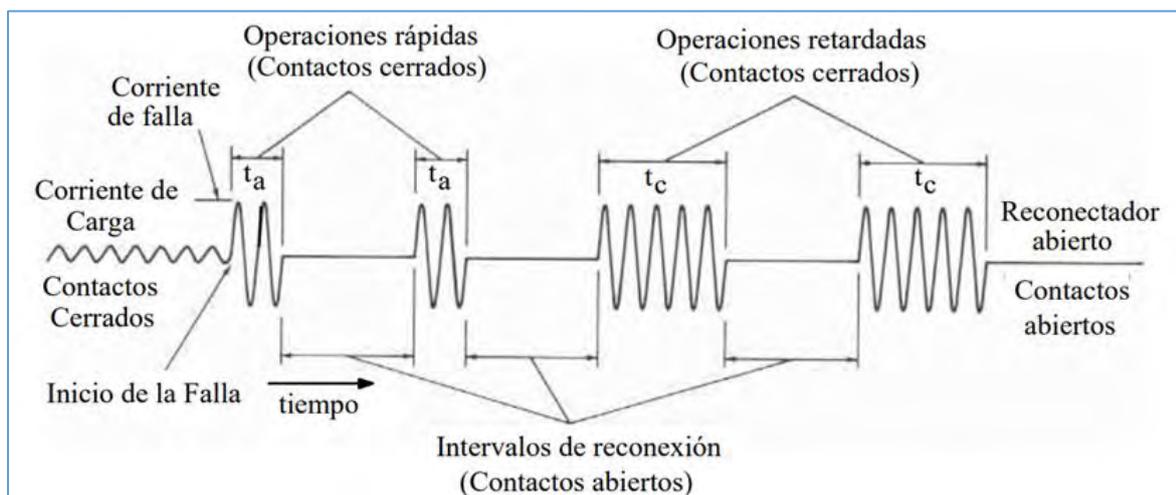
Figura N° 2.23 Curvas de operación de un reconectador.



Fuente: COOPER Power Systems, *Electrical Distribution System Protection*. United States, 2005

La secuencia de operación típica de un reconectador para abrir en caso de una falla permanente se muestra en la **figura N° 2.28**, donde se ha supuesto que la programación es C 22, es decir, dos aperturas rápidas y dos aperturas lentas, con tiempos obtenidos respectivamente, de la curva A y de la curva C de la **Figura N° 2.27**, para la magnitud de corriente de falla correspondiente.

Figura N° 2.24 Secuencia de operación de un reconectador.



Fuente: COOPER Power Systems, *Electrical Distribution System Protection*. United States, 2005

Según la Figura N° 2.28, en condiciones normales de servicio, por la línea protegida circula la corriente de carga normal. Si ocurre una falla aguas abajo de la instalación del reconectador y la corriente del cortocircuito es mayor a la corriente mínima de operación preestablecida, el reconectador opera por primera vez según la curva rápida A en un tiempo t_a . Permanece abierto durante un cierto tiempo, usualmente 1 segundo, al cabo del cual reconecta la línea fallada. Si la falla ha desaparecido el reconectador permanece cerrado y se restablece el servicio. Si, por el contrario, la falla permanece, el reconectador opera por segunda vez en curva rápida A y después de “ t_a ” segundos abre nuevamente sus contactos. Luego de cumplirse el segundo tiempo de reconexión el reconectador cierra sus contactos y si aún la falla persiste, abre por tercera vez, pero de acuerdo al tiempo de aclaramiento t_c correspondiente a la curva lenta tipo C. Una vez que se cumple el tiempo de la tercera y última reconexión, reconecta por última vez cerrando sus contactos. Si aún la falla está presente, el reconectador al cabo de “ t_c ” segundos abre definitivamente. (Systems, 2005)

Clasificación de los reconectadores:

a. Reconectadores monofásico y trifásicos:

Los reconectadores monofásicos se utilizan para la protección de líneas monofásicas, tales como ramales o arranques de un alimentador trifásico. Pueden ser usados en circuitos trifásicos cuando la carga es predominantemente monofásica. De esta forma, cuando ocurre una falla monofásica permanente, la fase fallada puede ser aislada y mantenida fuera de servicio mientras el sistema sigue funcionando con las otras dos fases. (SÁNCHEZ, 2014)

Los reconectadores trifásicos (Figura 2.30) son usados cuando se requiere aislar (bloquear) las tres fases para cualquier falla permanente, con el fin de evitar el funcionamiento monofásico de cargas trifásicas tales como grandes motores trifásicos. Tienen dos modos de operación (SÁNCHEZ, 2014):

- **Apertura monofásica-bloqueo trifásico:** Consta de tres reconectadores monofásicos montados en un solo tanque con mecanismo de acoplamiento para el bloqueo solamente. Cada fase opera independientemente para las aperturas por sobrecorriente y las reconexiones. Si cualquier fase opera hasta la condición de bloqueo (debido a una falla permanente), el mecanismo de acoplamiento de aperturas, abre las otras dos fases y las deja abiertas y bloqueadas. Se previene de esta forma la energización monofásica de cargas trifásicas.

- Apertura trifásica-bloqueo trifásico: Para cualquier tipo de falla (monofásica a tierra, bifásica o trifásica) todos los contactos abren simultáneamente para cada operación de apertura. Las tres fases, están mecánicamente acopladas para la apertura y la reconexión y son operadas por un mecanismo común. Los reconectores de mayor tamaño operan de este modo.

Figura N° 2.25 Reconectores monofásicos.



Fuente: es.cnrockwill.com/automatic-circuit-recloser/single-phase-recloser

Figura N° 2.26 Reconector trifásico.



Fuente: m.volcano-electric.com/vacuum-circuit-breaker/outdoor-vacuum-circuit-breaker/three-phase-recloser

b. Control de los reconectores

b.1. Control hidráulico.

El control hidráulico es usado en la mayoría de los reconectores monofásicos y en algunos reconectores trifásicos. Está construido como parte integral del reconector. Con este tipo de control, la sobrecorriente es sensada por una bobina (de trip) que se conecta en serie con la línea. Cuando la sobrecorriente fluye a través de la bobina, un émbolo es introducido en la bobina de apertura para abrir los contactos del reconector. La temporización y la secuencia son logradas por el bombeo de aceite a través de compartimientos o de conductos hidráulicos separados. En los reconectores pequeños, la energía necesaria para la reconexión se obtiene de resortes que son cargados por la bobina serie durante la operación de apertura. En los de tamaño mayor, el cierre se realiza mediante un solenoide distinto, que es energizado por voltaje del lado fuente del reconector. La corriente mínima de operación en estos reconectores es de un 200% la nominal de la bobina de disparo (SÁNCHEZ, 2014).

b.2. Control electrónico.

El método de control electrónico de los reconectores es más flexible, de más fácil calibración y programación que el control hidráulico. Se entrega en un gabinete separado y permite cambiar la característica tiempo-corriente, los niveles de corriente mínima de operación y la secuencia de operación, sin desenergizar o retirar el reconector del sistema. Dispone de un amplio rango de accesorios para modificar su operación básica y resolver muchos problemas de aplicación. La Figura 2.31 muestra un diagrama simplificado de la operación de un reconector con control electrónico. La corriente de línea es sensada por tres TT/CC tipo bushing. Las corrientes secundarias de estos transformadores son llevadas al control por un cable multiconductor que lleva también las señales de apertura y cierre de vuelta al reconector. Cuando la corriente secundaria que pasa a través de los circuitos sensores en el control, excede el nivel mínimo de la corriente de apertura programada, los circuitos detectores de nivel y de tiempo se activan. Después de un retardo de tiempo, determinado por la característica tiempo-corriente programada, el circuito de apertura es energizado y se envía una señal de apertura al reconector. Opera entonces un relé de secuencia que ordena la reconexión y reajusta los circuitos para comenzar a medir el tiempo y el programa de control avanza a su siguiente secuencia preestablecida.

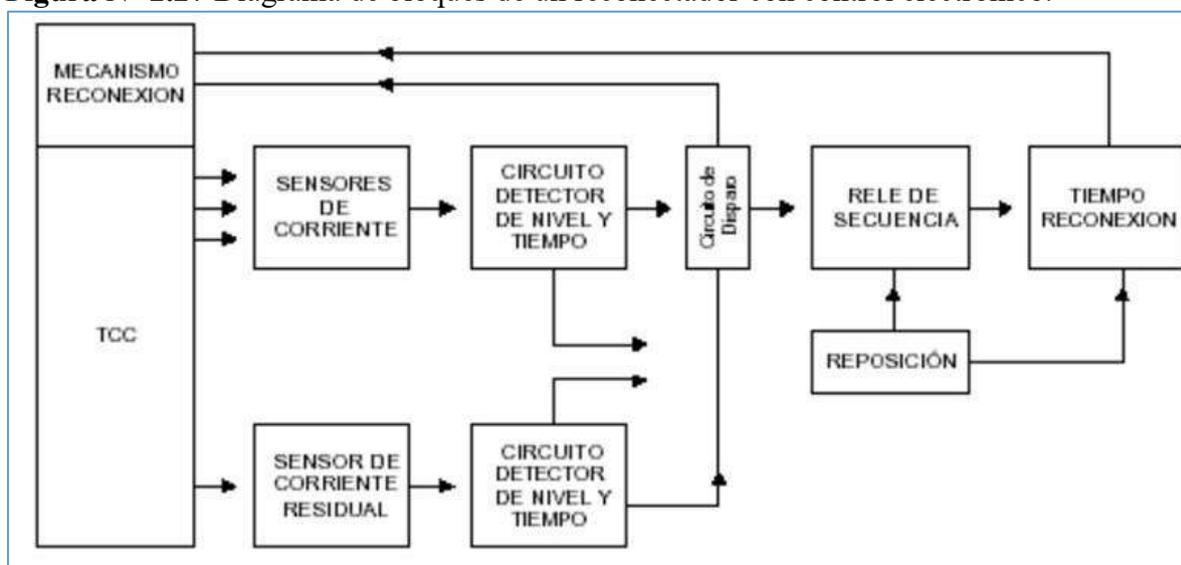
Después que el tiempo programado para la reconexión expira, una señal de cierre es enviada al reconector y la detección de corriente comienza otra vez. Cuando el tiempo de

ajuste expira, el relé de secuencia ajusta el programa de control a su posición de partida. El control se cerrará (inmediatamente después de una señal de apertura) si el número de operaciones de apertura programado ocurre antes que el tiempo de reajuste expire. Cuando está abierto-enclavado, el control no se reajusta ni envía una señal de cierre hasta que el reconector sea cerrado manualmente desde el panel de control.

Los re conectadores con control electrónico emplean un solenoide de cierre o un mecanismo motor para el cierre de potencia. La apertura de los contactos se consigue mediante los resortes de apertura, con el comando de apertura del control. Los resortes de apertura son cargados cuando se produce el cierre. En cuanto a la corriente mínima de operación, en estos re conectadores electrónicos es de un 100% de la corriente nominal de la bobina de disparo o ajuste. (SÁNCHEZ, 2014)

Los re conectadores más modernos utilizan control basado en microprocesadores. Tal es el caso, por ejemplo, de los re conectadores Kyle de Cooper Power Systems de la Forma 4C o 3A.

Figura N° 2.27 Diagrama de bloques de un re conectador con control electrónico.



Fuente: COOPER Power Systems, *Electrical Distribution System Protection*. United States, 2005

c. Medio de interrupción y aislamiento.

Los re conectadores utilizan aceite o el vacío como medio de interrupción. En el primer caso, el mismo aceite es usado tanto para la interrupción del arco como el aislamiento básico. Algunos re conectadores con control hidráulico también utilizan el mismo aceite para las funciones de temporización y conteo.

El vacío como medio de interrupción, proporciona las ventajas de reducir la mantención y minimizar la reacción externa durante el proceso de interrupción. Algunos tipos de

reconectores están disponibles ya sea con interruptor en aceite o vacío. Los reconectores de vacío pueden utilizar aceite o aire como medio básico de aislamiento. (Systems, 2005)

Criterios técnicos de aplicación:

Para la correcta aplicación de los reconectores, se deben considerar los siguientes factores:

- La tensión nominal del sistema debe ser igual o menor a la tensión de diseño del reconector.
- La corriente máxima permanente de carga en el punto del sistema donde se ubicará, debe ser menor o igual a la corriente nominal de reconector.
- Debe tener una capacidad de ruptura mayor o igual, a la corriente máxima de falla en el punto de aplicación.
- La corriente mínima de operación debe escogerse de modo que detecte todas las fallas que ocurran dentro de la zona que se ha encomendado proteger (sensibilidad)
- Las curvas tiempo-corriente y la secuencia de operación deben seleccionarse adecuadamente, de modo que sea posible coordinar su operación con otros elementos de protección instalados en el mismo sistema.

Ubicaciones del reconector en el sistema.

La selección y ubicación de un reconector es una decisión importante por el hecho de que representa un costo de inversión considerable y porque disminuye los tiempos de interrupciones cuando se ubica en un punto del tramo de un alimentador. Para su ubicación hay que tener en cuenta las siguientes consideraciones:

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

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

Relé de protección.

Los relés constituyen la parte principal de un sistema de protección. Estos contienen la lógica que deben seguir los interruptores. Se comunican con el sistema de potencia por medio de los elementos de medida y ordenan operar a dispositivos tales como interruptores, reconectadores u otros. (Torres)

Estos relés comparan permanentemente los valores de las magnitudes eléctricas como intensidad, tensión, frecuencia, etc. con unos valores predeterminados límites.

Tienen como objetivo primordial desempeñar la misión de cerebro del sistema de protección, ya que el relé procesa la información que recibe desde los transformadores de medida y, después de procesarla, trasmite el resultado, a través de sus contactos, a los circuitos de disparo (apertura o desenganche) de uno o varios interruptores.

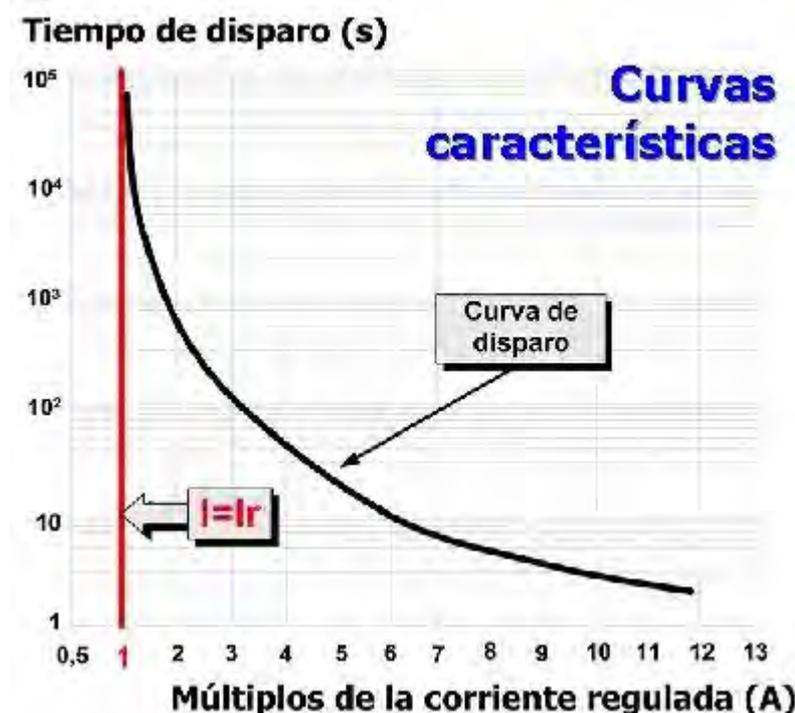
Funciones de los relés de protección.

La principal función de los relés de protección es provocar la desconexión automática del elemento del sistema o área asignada que ha experimentado un fallo, generalmente un cortocircuito, o régimen anormal de operación. Es decir reaccionar de forma adecuada con el objetivo de reducir los daños del elemento y del resto del sistema. Los relés son centinelas silenciosos. Son una forma de garantía activa dedicada a mantener un alto grado de continuidad de servicio y daños limitados a los equipos. Si algún componente del SEP falla y no es aislada rápidamente, puede llevar a una inestabilidad o separarse del sistema a través de la acción de otros dispositivos automáticos, por lo que debe mover al elemento fallado lo más rápido posible (Torres).

Curvas características de operación de los relés.

Cuando el tiempo de operación y la sobre corriente están relacionados, forma una curva característica, la actuación del relé es por una sola magnitud, su respuesta es puramente en función del tiempo, como se muestra en la siguiente figura:

Figura N° 2.282 Curvas características de los relés en magnitud y tiempo.



Fuente: slidetodoc.com/universidad-de-oviedo-tema-ix-aparamenta-de-proteccion-2/

a) Coordinación de protecciones en líneas de distribución eléctrica.

Coordinación entre reconectores y fusibles.

Se pueden distinguir dos casos, reconector-fusible y fusible-reconector. En ambos, se usa el método de trazado de curvas del reconector y del fusible, con el fin de obtener el rango de corrientes de cortocircuito en que existe coordinación. (Guaicha, 2008)

a. Coordinación de reconector con fusible en el lado carga (reconector-fusible).

En este caso el reconector deberá detectar las fallas ocurridas en su zona y también las de la zona del fusible. Por lo tanto, el fusible debe operar después de la característica rápida y antes de la lenta del reconector, como se muestra en la Figura 2.33. Para ello se debe cumplir lo siguiente:

1) Para todo el rango de corriente de falla de la zona protegida por el fusible, su tiempo mínimo de fusión debe ser mayor que el tiempo de operación del reconector en su característica rápida, multiplicada por el factor K_1 , dado por el fabricante, que se indica en la **Tabla 2.5** y su valor depende de la secuencia de operación y del tiempo de la primera reconexión. La intersección de esta curva con la de tiempo mínimo de fusión del fusible determina el punto de corriente máxima de coordinación. (Guaicha, 2008)

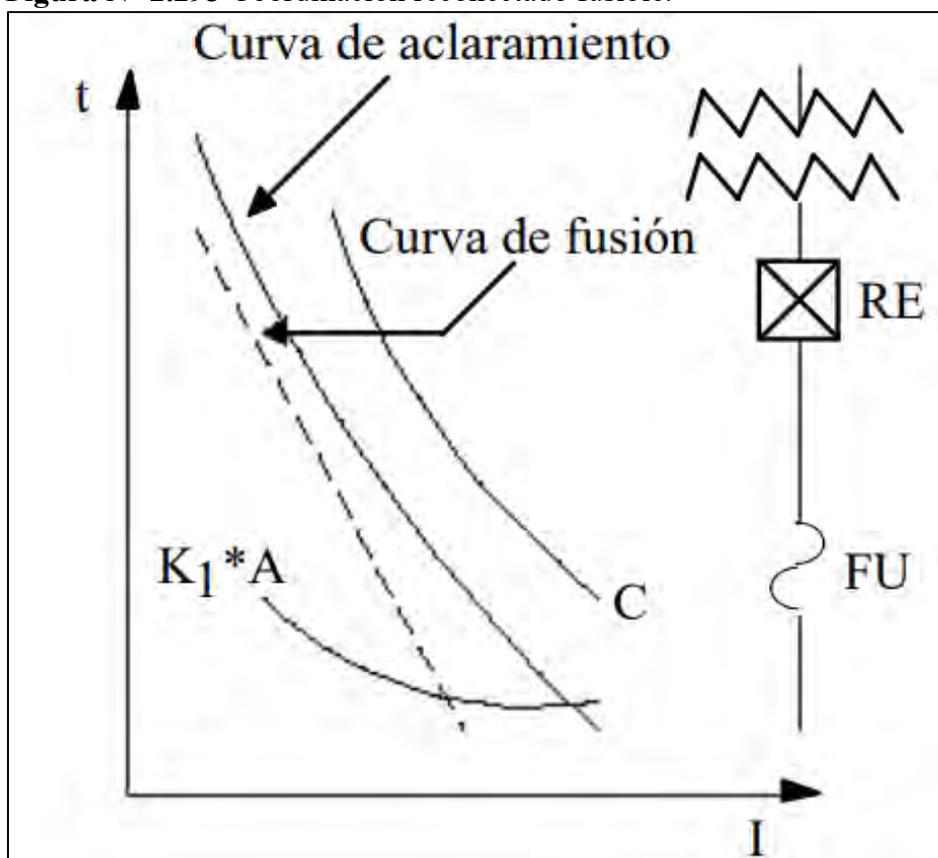
Tabla N° 2.5 Valores del factor de corrección K1.

Tiempo de Reconexión (ciclos)	Una operación rápida		Dos operaciones rápidas	
	Promedio	Máximo	Promedio	Máximo
25-30	1,3	1,2	2,0	1,80
60	1,3	1,2	1,5	1,35
90	1,3	1,2	1,5	1,35
120	1,3	1,2	1,5	1,35

Fuente: (Guaicha, 2008)

Los valores de la columna “promedio” se aplican cuando las curvas rápidas son dibujadas para valores promedio y la columna “máximo”, cuando la curva rápida se grafica para valores máximos.

Figura N° 2.293 Coordinación reconectado fusible.



Fuente: Cristián Guevara V., Cálculo y selección de protecciones, citado por (Rosales, 2011)

2) Para todo el rango de corriente de falla de la zona protegida por el fusible, su tiempo máximo de aclaramiento, debe ser menor que el tiempo de operación del reanclador en su característica lenta. Si estas curvas pasan muy cerca, el reanclador deberá dejarse con a lo menos 2 operaciones lentas, para que pueda operar simultáneamente con el fusible. De esta

forma, el reconectador podrá reponer el servicio al resto del sistema. Determina el punto de corriente mínima de coordinación (Rosales, 2011)

b. Coordinación de reconectador con fusible en el lado fuente (fusible-reconectador)

En la **Figura 2.34** se muestra un caso típico de coordinación entre fusible y reconectador. El fusible en este caso, protege el sistema de fallas internas en el transformador, o en la barra de la subestación, que no pueden ser detectadas por el reconectador. Para el estudio de coordinación en este caso, es necesario considerar las fallas en el lado carga del reconectador, para lo cual se deben referir las curvas de tiempo mínimo de fusión del fusible ubicado en el lado de alta del transformador, al voltaje del lado de baja tensión, donde está ubicado el reconectador. Para una adecuada coordinación se debe cumplir que:

La curva de tiempo mínimo de fusión del fusible debe estar por sobre la curva de operación lenta del reconectador en todo el rango de corriente de cortocircuito. Esta última debe ser modificada, por un factor de corrección K2, dada en la **Tabla 2.6**, antes de comparar ambas curvas ya referidas a una tensión base común.

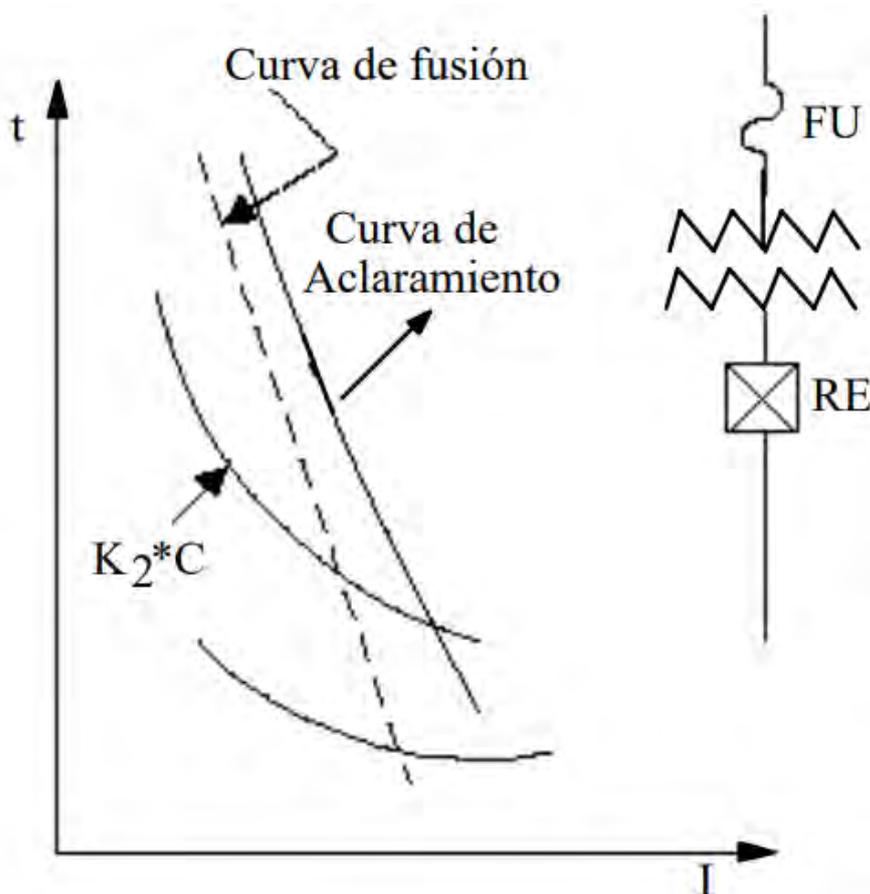
El factor K2 depende de la secuencia de operaciones elegidas en el reconectador y los tiempos de calentamiento y enfriamiento del fusible.

Tabla N°2.6 Valores del factor de corrección K1.

Tiempo de Reconexión (ciclos)	Secuencia de operación		
	22	13	04
20	2,70	3,20	3,70
25	2,60	3,10	3,50
50	2,10	2,50	2,70
75	1,85	2,10	2,20
100	1,70	1,80	1,90
200	1,40	1,40	1,45
500	1,35	1,35	1,35

Fuente: Cristián Guevara V., Cálculo y selección de protecciones, citado por (Rosales, 2011)

Figura N° 2.304 Coordinación fusible-reconectador.



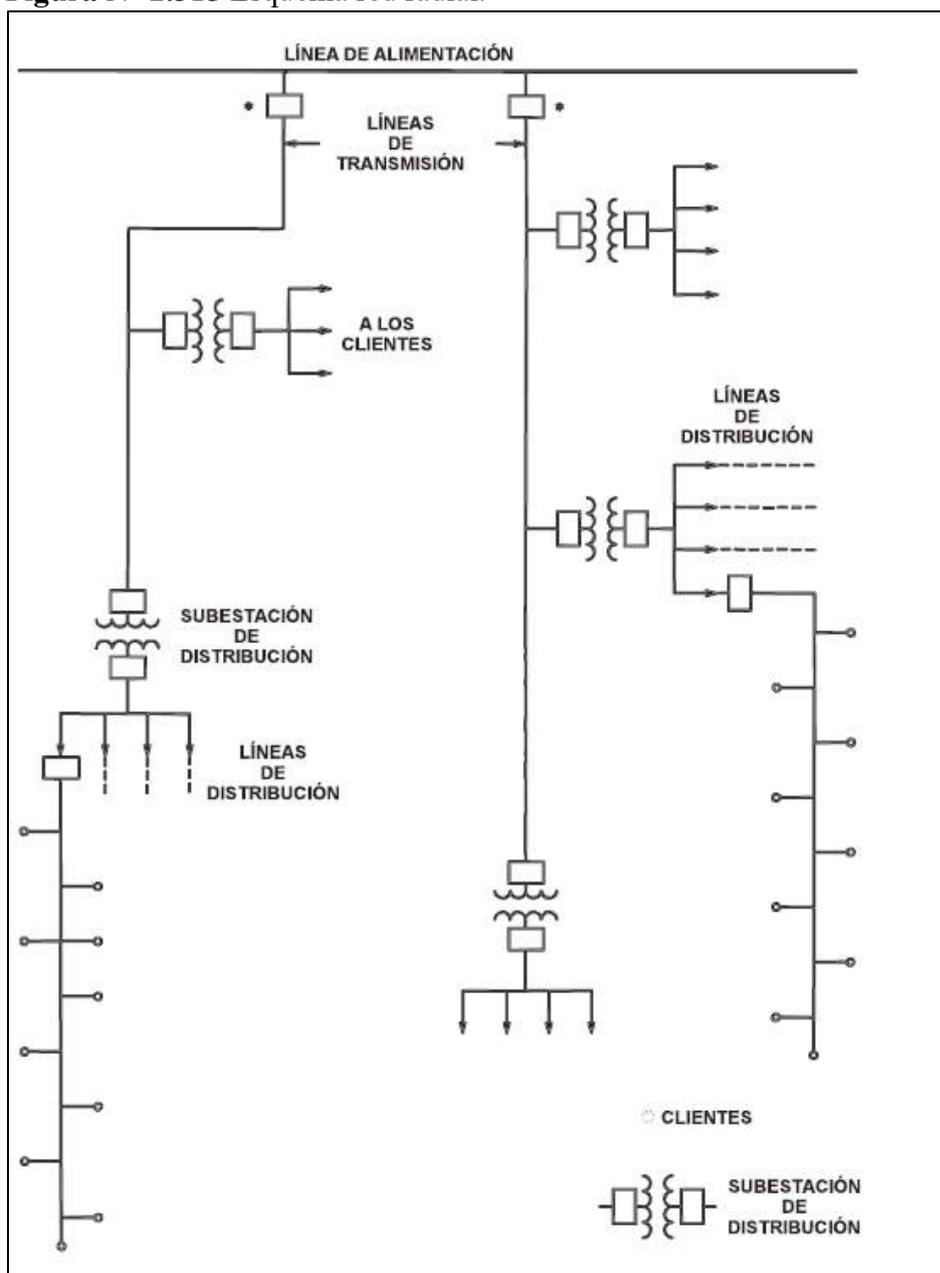
Fuente: Cristián Guevara V., Cálculo y selección de protecciones, citado por (Rosales, 2011)

2.3.9. Topología de un sistema de distribución.

2.3.9.1. Radial.

Se caracteriza por la alimentación por uno solo de sus extremos transmitiendo la energía informa radial a los receptores y el emisor. Además, presenta un cableado en las partes. Las líneas de distribución se extienden desde la subestación como rayos de una rueda de bicicleta, de donde viene su nombre. la principal ventaja de un arreglo radial es que son simples y económicos, y su principal desventaja es que cualquier problema generalmente deja a un número de usuarios fuera de servicio hasta que el problema se resuelva (Webnode, 2014)

Figura N° 2.315 Esquema red radial.

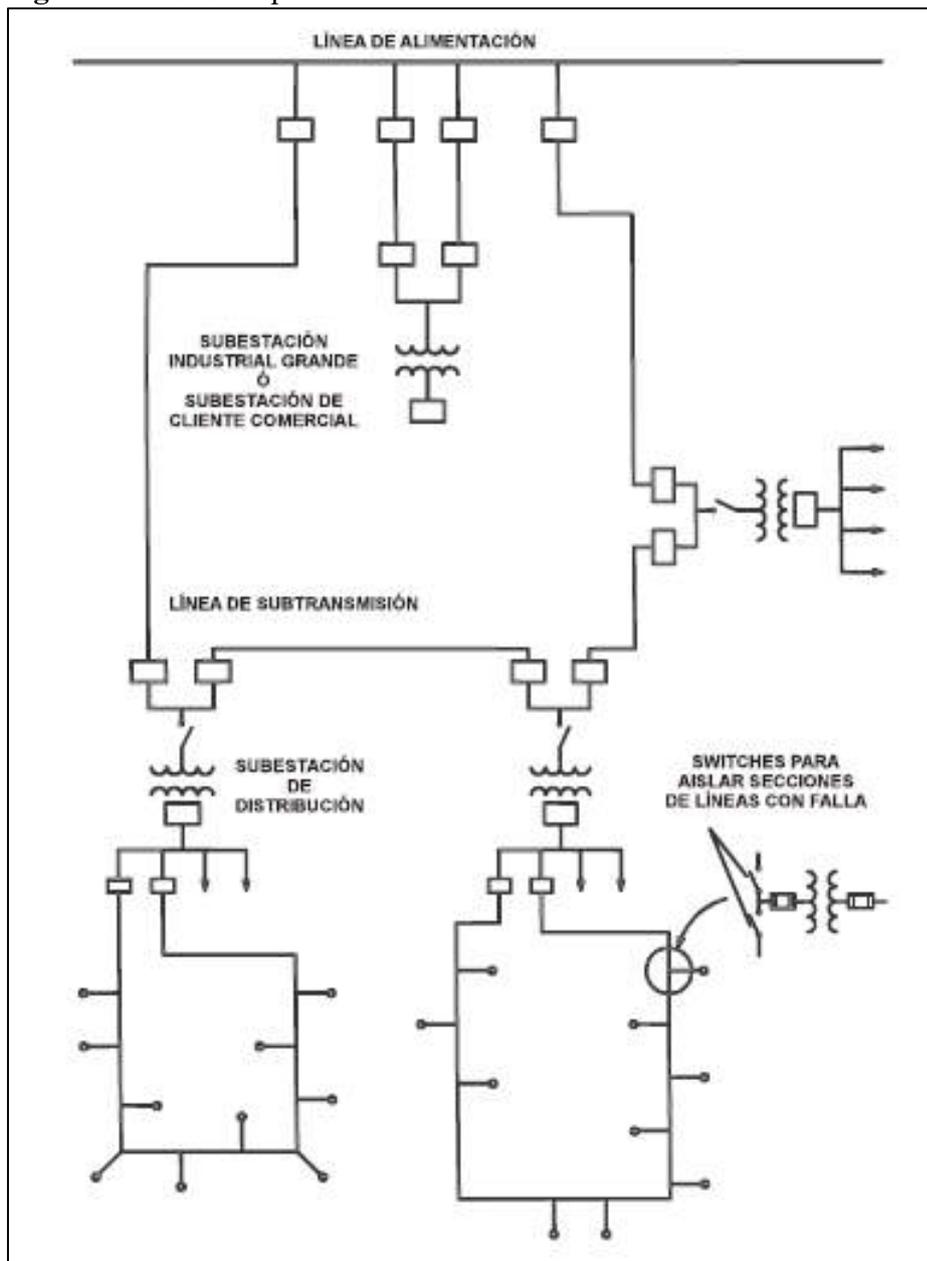


Fuente: distribucion.webnode.com.co/topologias-de-las-redes-de-distribucion/

2.3.9.2. Anillo en lazo o malla.

El arreglo en lazo o malla se muestra en la siguiente figura, esta conexión es más costosa que la de arreglo radial, debido a que requiere más equipo, pero cualquier punto sobre la línea tiene servicio desde dos direcciones (Webnode, 2014)

Figura N° 2.326 Esquema red anillo.

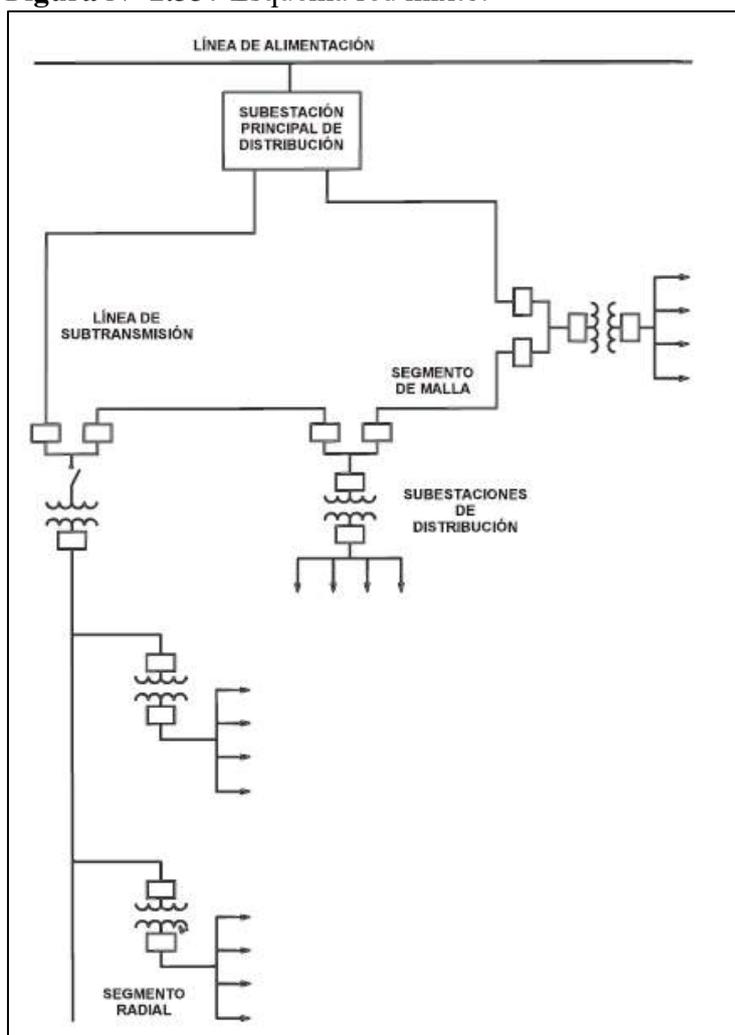


Fuente: distribucion.webnode.com.co/topologias-de-las-redes-de-distribucion/

2.3.9.3. Lazo-radial o mixto.

Para proporcionar el servicio a los llamados clientes críticos, se puede adoptar una combinación de los llamados sistemas en malla y radial. La parte radial del sistema alimenta a unos pocos clientes residenciales, que pueden quedar fuera de servicio para cualquier condición de falla. (Webnode, 2014)

Figura N° 2.337 Esquema red mixto.



Fuente: distribucion.webnode.com.co/topologias-de-las-redes-de-distribucion/

2.3.10. Reconfiguración de los sistemas de distribución.

La reconfiguración de un sistema de distribución consiste en encontrar nuevas topologías y adaptarlas al sistema para observar su comportamiento, para esto existen varias metodologías que van desde técnicas manuales hasta los más sofisticados algoritmos que utilizan métodos estocásticos y heurísticos. (Arias, 2007)

El objetivo principal al reconfigurar un sistema de distribución es encontrar una topología en la que se reflejen mejoras que permitan suministrar un excelente servicio desde el punto de vista de la seguridad, la confiabilidad y la rentabilidad tanto para la empresa distribuidora como para el consumidor final. (Arias, 2007)

2.3.10.1. Finalidad de la reconfiguración.

Desde el momento en que se planteó la reconfiguración de circuitos, fueron muchas las aplicaciones en las que se pudo observar su efectividad. Las primeras aplicaciones y las de más

uso, son aquellas que buscan reducir las pérdidas en el sistema de distribución y minimiza los costos operativos. Otros campos en los que se ha utilizado la reconfiguración, aunque en menor medida que los anteriores han sido para mejorar la cargabilidad de las líneas y mejorar la confiabilidad, como se mostrará en el siguiente numeral.

Los índices de confiabilidad se logran mejorar por medio de la reconfiguración del sistema de distribución, debido a que cuando se encuentra la red apropiada que cumpla con las condiciones propuestas, se reduce su probabilidad de fallar.

2.3.11. Interrupciones.

Una interrupción es el no abastecimiento de suministro eléctrico a uno o más usuarios o equipos; puede ser provocado por la salida de servicio de uno o más componentes, dependiendo de la configuración del sistema.

2.3.11.1. Clasificación de las interrupciones.

Las interrupciones se pueden agrupar como sigue:

a) Por su duración.

- Momentáneas, duración igual o menor a 3 minutos
- Larga, duración mayor a 3 minutos
- Temporal, restaurado manualmente de 30 minutos a 2 horas.
- Permanente, restaurado cuando un componente es reparado o reemplazado.

b) Por su origen.

Externas al sistema de distribución; causan salidas forzadas

- Otro Distribuidor.
- Transmisor.
- Generador.
- Restricción de carga.
- Baja Frecuencia.
- Otras.

Internas al sistema de distribución, provocados por componentes internos.

- Programadas.
- No Programadas.

c) Por su causa.

Programadas.

- Mantenimiento.
- Ampliaciones.
- Maniobras.
- Otras.

No programadas (intempestivas, aleatorias o forzadas).

- Climáticas.
- Ambientales.
- Terceros.
- Red de alto voltaje.
- Red de medio voltaje.
- Red de bajo voltaje.
- Otras.

d) Por el voltaje nominal.

- Bajo voltaje.
- Medio voltaje.
- Alto voltaje.

2.3.11.2. Tiempo de interrupciones.

El tiempo total de interrupción obedece a la clase de protección asociada y al tipo de trabajo que se debe realizar para restituir el servicio eléctrico (reparaciones, cambio, limpieza, maniobras de transferencia etc.) luego de ocurrir una falla. Así tenemos los siguientes tiempos, que anteriormente ya lo conceptuamos:

- Tiempo para el conocimiento de la falla (tc).
- Tiempo de preparación (tp).
- Tiempo de localización (tl).
- Tiempo de maniobra para transferencia (tt).
- Tiempo de reparación (tr).
- Tiempo de maniobra para restablecer la configuración normal de la red (tv)

2.3.12. Interconexión operativa.

La interconexión de sistemas eléctricos, se presenta como una alternativa o solución frente al problema de abastecimiento de energía producto del crecimiento de la demanda en forma más rápida que la oferta, así como también por la necesidad de asegurar el abastecimiento (confiabilidad), bajar los costos, mejorar el nivel de seguridad de los sistemas, ampliar la oferta, etc. Ante estas necesidades surge el estudio de nuevas alternativas de utilización de recursos energéticos y económicos que en forma óptima y preservando el medio ambiente presenten una solución a lo antes mencionado.

3. CAPÍTULO III

DIAGNÓSTICO Y EVALUACIÓN ACTUAL DE LOS ALIMENTADORES EN MT. - 22.9 KV LL-01 Y LL-03.

3. DIAGNÓSTICO Y EVALUACIÓN ACTUAL DE LOS ALIMENTADORES EN MT. - 22.9 KV LL-01 Y LL-03.

3.1. Introducción.

La realización del presente Estudio de tesis correspondiente al presente capítulo de tiene como principal propósito analizar la operación actual de los alimentadores LL-01 y LL-03 en estado estacionario para asegurar la confiabilidad del servicio en relación a los niveles de tensión en las principales barras del sistema y de los niveles de carga en las líneas de MT y transformadores.

Se realizó un diagnóstico del alimentador LL-01 y LL-03, que es una salida en 22.9 kV, de la subestación de transformación LLusco 60/22.9 kV ubicado en el sector del mismo nombre y dicho alimentador suministra a toda la cuenca de Velille y Santo Tomas hasta los sectores de Challa y Chilacancha hasta la fecha no ha existido intervenciones sustanciales en la topología ni en sus instalaciones, por lo que es necesario evaluar las condiciones del alimentador para una ampliación del sistema eléctrico con una interconexión operativa entre las subestaciones del nombre en mención.

A continuación, se describen los elementos que componen la subestación de transformación y el alimentador LL-01 y LL-03, en la subestación de transformación, como son los elementos de transformación, protección y distribución, así como la infraestructura eléctrica de los alimentadores (ver anexo N° 3.1), posteriormente se analizó los cortes registrados en el alimentador en estudio por el centro de control de ELSE y por último se evaluó la operación actual de éste.

3.2. Selección del alimentador.

Los Alimentadores en estudio corresponden a: LL-01 y LL-03.

3.3. Índices de confiabilidad.

Este es uno de los principales criterios de selección. De todos los índices, se analizarán el SAIDI y el SAIFI; se dará prioridad a los alimentadores que no cumplan con la regulación de OSINERGMIN, que establece el desempeño esperado para dichos índices de confiabilidad que deben de cumplir las empresas eléctricas. El desempeño esperado dado por OSINERGMIN se muestra en la tabla N° 3.1.

Tabla N° 3.1 Índices de confiabilidad de la empresa de distribución eléctrica Electro Sur Este S.A.A - año 2018.

SE	ST	SAIFI	SAIDI	Metas OSIRGMIN SAIFI	Metas OSIRGMIN SAIDI	
SE0032	Cusco	2	1.93	1.19	3.15	5.53
SE0033	Iberia	5	20.076	6.238	10.07	24.56
SE0034	Pto Maldonado	2	1.81	0.78	3.15	5.53
SE0035	Abancay	2	1.85	1.08	3.15	5.53
SE0036	La Convención	2	1.46	1.16	3.15	5.53
SE0038	Yauri	4	8.699	6.759	7.55	14.74
SE0039	Iñapari	3	24.000	7.572	4.41	7.37
SE0040	Valle Sagrado 1	4	2.463	5.432	7.55	14.74
SE0041	Valle Sagrado 2	5	4.844	11.556	10.07	24.56
SE0042	Andahuaylas	4	2.862	3.535	7.55	14.74
SE0241	Abancay Rural	6	5.38	10.33	10.07	24.56
SE0243	La Convención Rural	5	5.786	8.167	10.07	24.56
SE0244	Sicuani	3	0.871	0.256	4.41	7.37
SE0245	Valle Sagrado 3	6	5.97	7.49	10.07	24.56
SE1034	Pto Maldonado Rural	4	8.524	17.709	7.55	14.74
SE1036	Machupicchu	2	5.93	20.33	3.15	5.53
SE1042	Chacapunte	6	4.13	7.64	10.07	24.56
SE1242	Combapata	5	7.674	7.072	10.07	24.56
SE2034	Mazuko	3	5.216	21.811	4.41	7.37
SE2042	Chuquibambilla	6	5.35	4.21	10.07	24.56
SE3242	Chumbivilcas	5	12.776	21.383	10.07	24.56
SE4242	Sicuani Rural	6	8.42	13.30	10.07	24.56

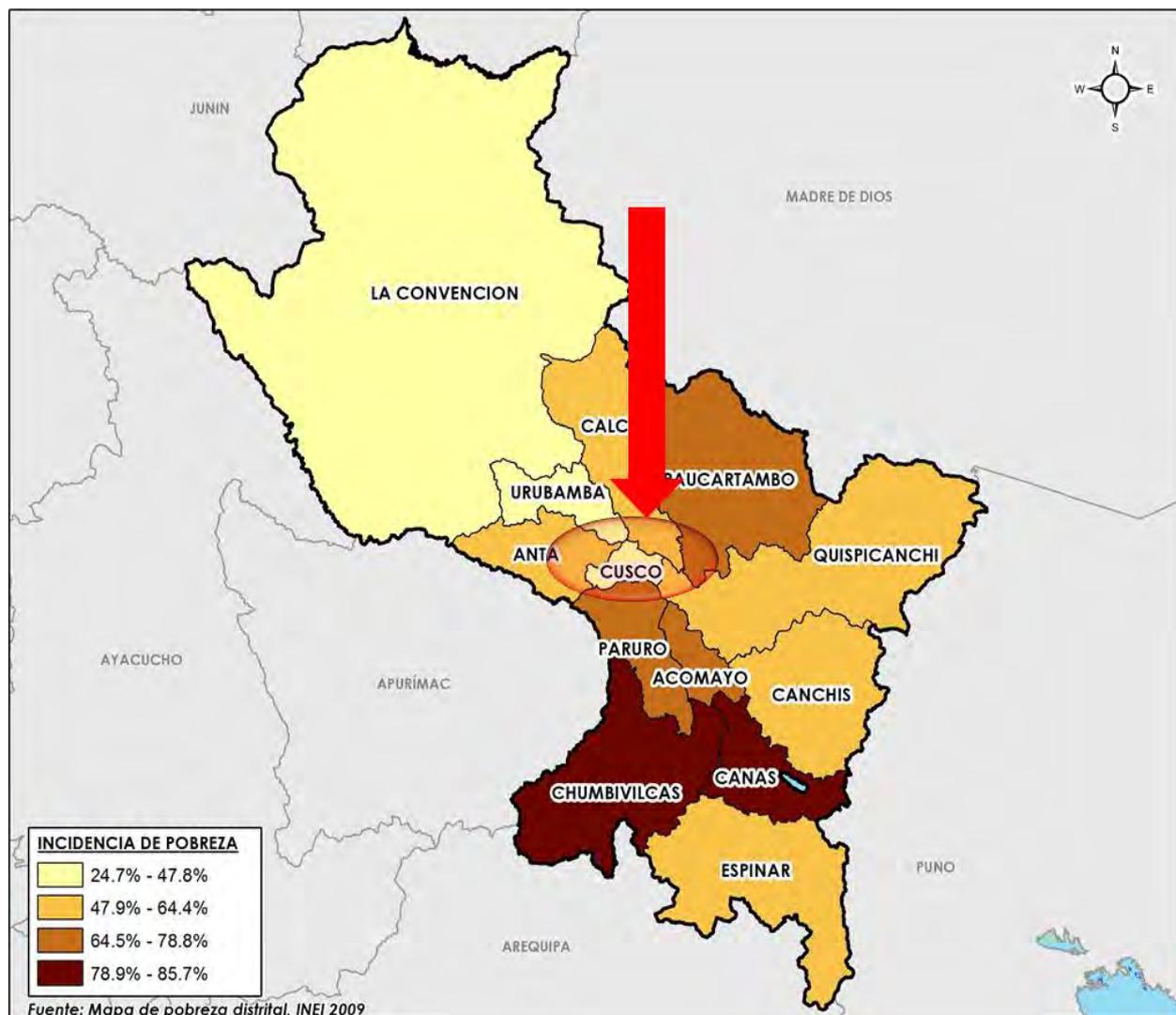
Fuente: Reporte Osinergmin-Else

3.4. Descripción del área del proyecto.

3.4.1. Ubicación geográfica.

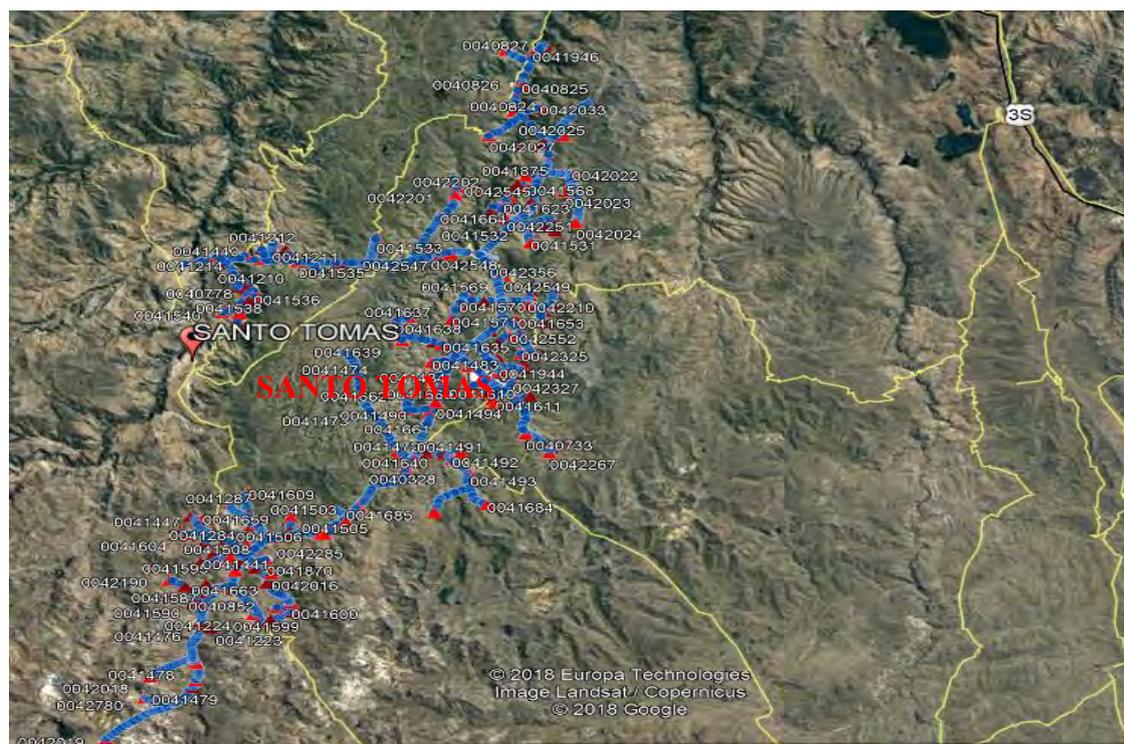
El área del proyecto se encuentra ubicado en:

Figura N° 3.1 Localización del proyecto de tesis a nivel regional.



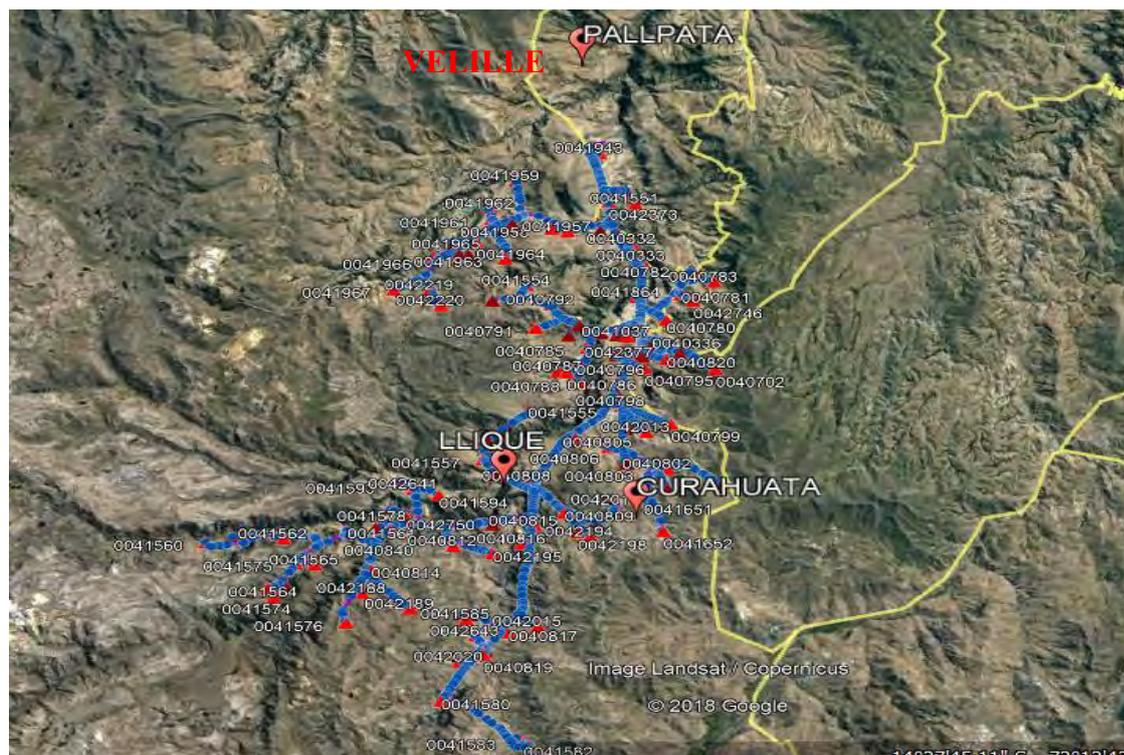
Fuente: Mapas del cusco –INEI 2009

Figura N° 3.2 Localización del proyecto de tesis a nivel distrital alimentador LL-01.



Fuente: Extraído mediante Google Earth Pro - Sun Earth Tools.com (2014)

Figura N° 3.3 Localización del proyecto de tesis a nivel distrital alimentador LL-03.



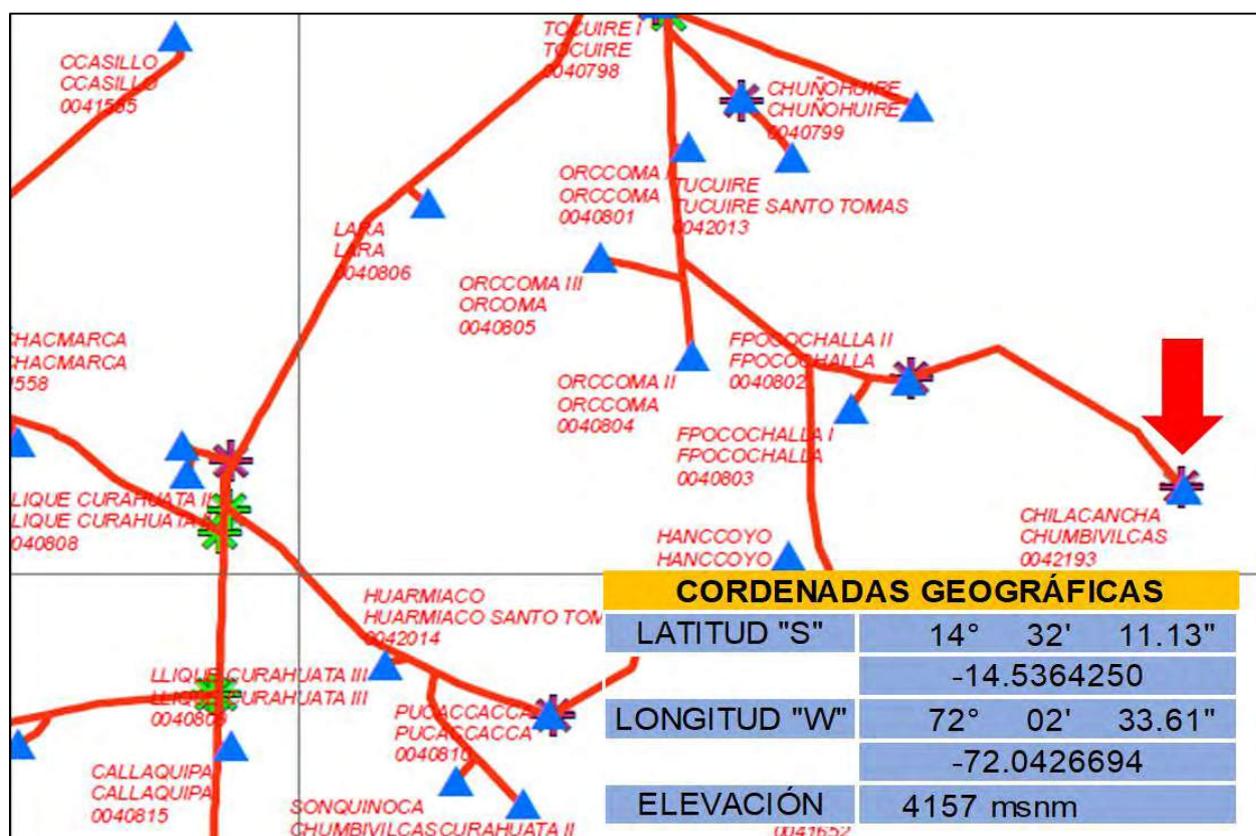
Fuente: Extraído mediante Google Earth Pro - Sun Earth Tools.com (2014)

Figura N° 3.4 Localización alimentador a nivel local, subestación N°0041287 LL-01



Fuente: Google Earth Pro - Sun Earth Tools.com (2014) (Elaboración Propia).

Figura N° 3.5 Localización alimentador a nivel local, subestación N°0042193 LL-03



Fuente: Google Earth Pro - Sun Earth Tools.com (2014) (Elaboración Propia).

3.4.2. Ubicación eléctrica.

3.4.2.1. Alimentador LL-01.

El alimentador en estudio inicia en la barra en 22.9 kV de la subestación de Llusco (60 kV) y suministra energía eléctrica una parte de la cuenca del distrito de Colquemarca, Chamaca, Velille, Cayarani y que a continuación detallamos el recorrido del alimentador por las diferentes localidades, por número de subestaciones y niveles de tensiones y cantidad de clientes por SED:

Cuadro N° 3.1 Recorrido del alimentador LL-01 según SED.

ITEMS	CODIGO SED	NOMBRE SED	ALIMENTADOR	CANTIDAD CLIENTES	POTENCIA TRAF0	NIVEL DE TENSION
1	40325	VELILLE I	LL -01	284	100 KVA	22.9/0.44kV
2	40326	VELILLE II	LL -01	290	100 KVA	22.9/0.44kV
3	40327	VELILLE III	LL -01	157	100 KVA	22.9/0.44kV
4	40328	VELILLE IV	LL -01	85	100 KVA	22.9/0.44kV
5	40616	AÑAHUICH	LL -01	46	25 KVA	22.9/0.22kV
6	40732	HACIENDA01	LL -01	-	15 KVA	22.9/0.22kV
7	40733	HACIENDA 02	LL -01	0	15 KVA	22.9/0.22kV
8	40734	HACIENDA 03	LL -01	0	15 KVA	22.9/0.22kV
9	40738	URB. EL PROVENIR	LL -01	47	250 KVA	22.9/0.44kV
10	40748	Pulpera I	LL -01	129	10 KVA	22.9/0.44kV
11	40749	Pulpera II	LL -01	116	50 KVA	22.9/0.22kV
12	40776	CCOYANI II	LL -01	30	15 KVA	22.9/0.44kV
13	40777	HUAYLLANI I	LL -01	22	25 KVA	22.9/0.22kV
14	40778	HUAYLLANI II	LL -01	34	10 KVA	22.9/0.44kV
15	40779	HUAYLLANI III	LL -01	7	10 KVA	22.9/0.44kV
16	40793	CCOYANI II	LL -01	47	25 KVA	22.9/0.44kV
17	40823	QUILLE	LL -01	37	10 KVA	22.9/0.44kV
18	40824	HACCA	LL -01	59	25 KVA	22.9/0.44kV
19	40825	HUILLCUYO	LL -01	43	15 KVA	22.9/0.44kV
20	40826	HUILLCUYOPATA	LL -01	4	15 KVA	22.9/0.44kV
21	40827	HUILLQUE	LL -01	94	25 KVA	22.9/0.44kV
22	40828	OSCCOLLOPATA	LL -01	9	25 KVA	22.9/0.44kV
23	40852	CAYARANI	LL -01	116	50 KVA	22.9/0.38kV
24	40907	P. ESQUINA	LL -01	94	50 KVA	22.9/0.22kV
25	41202	CAYALLARNI II	LL -01	76	1 KVA	22.9/0.22kV
26	41205	AHUICHANTA 02	LL -01	26	510 KVA	22.9/0.22kV
27	41206	AHUICHANTA 01	LL -01	29	10 KVA	22.9/0.22kV
28	41208	Huisuray 02	LL -01	15	5 KVA	22.9/0.22kV
29	41209	Huisuray 01	LL -01	23	5 KVA	22.9/0.22kV
30	41210	SACCANCA	LL -01	19	10 KVA	22.9/0.22kV
31	41211	AMPO I	LL -01	26	10 KVA	22.9/0.22kV
32	41212	Ampo II	LL -01	32	10 KVA	22.9/0.22kV
33	41213	chollcco	LL -01	21	15 KVA	22.9/0.22kV
34	41214	Hapuro 01	LL -01	20	10 KVA	22.9/0.22kV
35	41223	VISCA VISCA	LL -01	19	5 KVA	22.9/0.22kV
36	41224	CHAQUILLE	LL -01	0	5 KVA	22.9/0.22kV
37	41284	SECTOR MARKANI	LL -01	5	5 KVA	22.9/0.22kV
38	41285	SECTOR RANCHO	LL -01	17	15 KVA	22.9/0.22kV
39	41286	SECTOR CENTRAL	LL -01	11	10 KVA	22.9/0.22kV
40	41287	SECTOR UÑAHUATANA	LL -01	18	10 KVA	22.9/0.22kV
41	41440	Huascja	LL -01	46	15 KVA	22.9/0.22kV
42	41441	SECTOR RICRAYOC	LL -01	13	10 KVA	22.9/0.22kV
43	41442	SECTOR ANTAHUANCCO	LL -01	11	15 KVA	22.9/0.22kV
44	41443	ESCUSANA	LL -01	18	10 KVA	22.9/0.22kV
45	41444	COLLANA	LL -01	22	25 KVA	22.9/0.22kV
46	41445	PORCHON	LL -01	8	5 KVA	22.9/0.22kV
47	41446	CHULLUNQUIA	LL -01	10	5 KVA	22.9/0.22kV
48	41447	FAUCE	LL -01	10	5 KVA	22.9/0.22kV
49	41448	TUPE	LL -01	5	5 KVA	22.9/0.22kV

Fuente: Propia.

Cuadro N° 3.2 Recorrido del alimentador LL- 01 según SED.

ITEMS	CODIGO SED	NOMBRE SED	ALIMENTADOR	CANTIDAD CLIENTES	POTENCIA TRAF0	NIVEL DE TENSION
50	41472	CHUÑUHUIRE	LL -01	21	10 KVA	22.9/0.22kV
51	41473	TACLLAPAMPA	LL -01	17	15 KVA	22.9/0.22kV
52	41474	HUALLPAMAYO	LL -01	9	5 KVA	22.9/0.22kV
53	41475	PUNKO	LL -01	20	10 KVA	22.9/0.44kV
54	41476	VALLE SACCSAYHUAMAN	LL -01	32	5 KVA	22.9/0.22kV
55	41477	ANTORQUEÑA	LL -01	7	10 KVA	22.9/0.22kV
56	41478	MINEROS	LL -01	6	10 KVA	22.9/0.22kV
57	41479	POSTA	LL -01	7	5 KVA	22.9/0.44kV
58	41480	ALCCA VICTORIA	LL -01	29	5 KVA	22.9/0.22kV
59	41483	AYACCASI	LL -01	34	20 KVA	22.9/0.22kV
60	41484	HATUNCANCHA	LL -01	15	10 KVA	22.9/0.22kV
61	41485	PUCA PUCA I	LL -01	21	15 KVA	22.9/0.22kV
62	41486	KJARI KJARI	LL -01	16	15 KVA	22.9/0.22kV
63	41487	PUCA PUCA II	LL -01	7	10 KVA	22.9/0.22kV
64	41490	TAHUAYCOYO	LL -01	11	5 KVA	22.9/0.22kV
65	41491	FAUCE	LL -01	13	10 KVA	22.9/0.22kV
66	41492	PARACAYLLA I	LL -01	5	5 KVA	22.9/0.22kV
67	41493	PARACAYLLA II	LL -01	14	10 KVA	22.9/0.22kV
68	41494	MARIPAMPA	LL -01	0	5 KVA	22.9/0.22kV
69	41503	CHALHUANCA	LL -01	9	10 KVA	22.9/0.22kV
70	41504	ANCOCCALA	LL -01	19	10 KVA	22.9/0.22kV
71	41505	SONCCOPAMPA	LL -01	21	10 KVA	22.9/0.22kV
72	41506	QUESCAÑUMA	LL -01	20	10 KVA	22.9/0.22kV
73	41507	CULLAHUATA	LL -01	22	15 KVA	22.9/0.22kV
74	41508	MACHAYPAMPA	LL -01	17	15 KVA	22.9/0.22kV
75	41510	ANTENA CLARO	LL -01	1	15 KVA	22.9/0.22kV
76	41531	LIMAMAYO II	LL -01	27	10 KVA	22.9/0.44kV
77	41532	LIMAMAYO I	LL -01	26	38 KVA	22.9/0.44kV
78	41533	TIENDACHAYOC	LL -01	18	15 KVA	22.9/0.44kV
79	41534	SACCAPAÑE (TACUTACU)	LL -01	14	10 KVA	22.9/0.44kV
80	41535	HUISURAY CENTRO	LL -01	15	5 KVA	22.9/0.44kV
81	41536	VISCACHANI	LL -01	14	5 KVA	22.9/0.44kV
82	41537	HUANCANE	LL -01	1	15 KVA	22.9/0.44kV
83	41538	LLAULLINCO I	LL -01	29	15 KVA	22.9/0.44kV
84	41539	LACCANI	LL -01	29	25 KVA	22.9/0.44kV
85	41540	LLAULLINCO III	LL -01	14	10 KVA	22.9/0.44kV
86	41568	CCACHO	LL -01	47	15 KVA	22.9/0.44kV
87	41569	CONCHA COYO BAJO	LL -01	32	10 KVA	22.9/0.44kV
88	41570	CONCHA COYO CENTRO	LL -01	63	15 KVA	22.9/0.44kV
89	41571	CONCHA COYO ALTO	LL -01	52	38 KVA	22.9/0.22kV
90	41586	TA ALEGRE-SECTOR RINCONA	LL -01	37	10 KVA	22.9/0.22kV
91	41587	TA ALEGRE-SECTOR CORAZO	LL -01	28	15 KVA	22.9/0.22kV
92	41588	TA ALEGRE-SECTOR CORAZO	LL -01	30	10 KVA	22.9/0.22kV
93	41589	STA ALEGRE-SECTOR CENTRA	LL -01	37	10 KVA	22.9/0.22kV
94	41590	A ALEGRE-SECTOR RINCONA	LL -01	18	5 KVA	22.9/0.22kV
95	41591	ISTA ALEGRE-CRUCO CALVARI	LL -01	32	10 KVA	22.9/0.22kV
96	41592	STA ALEGRE-SECTOR CENTRA	LL -01	67	15 KVA	22.9/0.22kV
97	41595	PARCO VALLECITO 2	LL -01	20	5 KVA	22.9/0.22kV
98	41596	PARCO VALLECITO 1	LL -01	26	15 KVA	22.9/0.22kV

Fuente: Propia.

Cuadro N° 3.3 Recorrido del alimentador LL-01 según SED.

ITEMS	CODIGO SED	NOMBRE SED	ALIMENTADOR	CANTIDAD CLIENTES	POTENCIA TRAF0	NIVEL DE TENSION
99	41597	HUAYTACOCHA	LL -01	13	10 KVA	22.9/0.22kV
100	41598	ANTUYOCONDES	LL -01	20	10 KVA	22.9/0.22kV
101	41599	JYO CONDES-ANEXO MARJAY	LL -01	11	5 KVA	22.9/0.22kV
102	41600	JYO CONDES-ANEXO QUISAC	LL -01	8	5 KVA	22.9/0.22kV
103	41601	QUILCATA	LL -01	22	10 KVA	22.9/0.22kV
104	41604	ANCHAYAQUE-SECTOR LANG	LL -01	44	15 KVA	22.9/0.22kV
105	41606	ANCHAYAQUE-SECTOR CENTRO	LL -01	34	15 KVA	22.9/0.22kV
106	41607	ANCHAYAQUE-SECTOR SACSAYHU	LL -01	32	10 KVA	22.9/0.22kV
107	41608	ANCHAYAQUE-SECTOR CENTRO	LL -01	21	10 KVA	22.9/0.22kV
108	41609	CUCHUPALCA	LL -01	9	5 KVA	22.9/0.22kV
109	41610	URASANA 1	LL -01	10	5 KVA	22.9/0.22kV
110	41611	URASANA 2	LL -01	8	5 KVA	22.9/0.22kV
111	41612	TINTAYA	LL -01	34	10 KVA	22.9/0.22kV
112	41614	PATA PATA	LL -01	22	38 KVA	22.9/0.22kV
113	41622	LACCA LACCA	LL -01	27	10 KVA	22.9/0.22kV
114	41623	QUELLOMARCA	LL -01	23	10 KVA	22.9/0.22kV
115	41635	AYACCASI	LL -01	11	5 KVA	22.9/0.22kV
116	41636	AYACCASI	LL -01	16	15 KVA	22.9/0.22kV
117	41637	TINCURCA LACAYA 1	LL -01	7	10 KVA	22.9/0.22kV
118	41638	TINCURCA LACAYA 2	LL -01	15	10 KVA	22.9/0.22kV
119	41639	TINCURCA LACAYA 3	LL -01	11	5 KVA	22.9/0.22kV
120	41640	VILLATUNTUMA	LL -01	9	10 KVA	22.9/0.22kV
121	41653	HUINCHO 1	LL -01	18	5 KVA	22.9/0.22kV
122	41654	HUINCHO 2	LL -01	23	10 KVA	22.9/0.22kV
123	41655	HUINCHO 3	LL -01	21	5 KVA	22.9/0.22kV
124	41657	SAN ANTONIO	LL -01	21	5 KVA	22.9/0.22kV
125	41658	ANTIPERCCA	LL -01	15	10 KVA	22.9/0.22kV
126	41659	CHULLUPATA	LL -01	5	5 KVA	22.9/0.22kV
127	41660	KIMBALETE	LL -01	12	10 KVA	22.9/0.22kV
128	41661	CUCHUHUASI 1	LL -01	7	10 KVA	22.9/0.22kV
129	41662	CUCHUHUASI 2	LL -01	17	10 KVA	22.9/0.22kV
130	41663	OCCORURO	LL -01	27	10 KVA	22.9/0.22kV
131	41664	INGATA	LL -01	44	5 KVA	22.9/0.22kV
132	41684	COLLANA	LL -01	14	10 KVA	22.9/0.22kV
133	41685	HUMAMANTATA	LL -01	12	10 KVA	22.9/0.22kV
134	41870	AMERICA MOVIL PRU SAC	LL -01	1	5 KVA	22.9/0.22kV
135	41875	SAHUA SAHUA	LL -01	12	5 KVA	22.9/0.22kV
136	41944	UCHUCCARCO II	LL -01	143	50 KVA	22.9/0.38kV
137	41945	UCHUCCARCO I	LL -01	132	50 KVA	22.9/0.22kV
138	41946	JASQUILLAY(Antes SED NUEV	LL -01	100	25 KVA	22.9/0.44kV
139	41947	UCHUCCARCO III	LL -01	88	10 KVA	22.9/0.22kV
140	42016	TURURUMI I	LL -01	26	38 KVA	22.9/0.44kV
141	42017	TURURUMI II	LL -01	18	10 KVA	22.9/0.44kV
142	42018	HUAMANRIPA	LL -01	19	5 KVA	22.9/0.44kV
143	42019	IÑAPATA	LL -01	48	38 KVA	22.9/0.44kV
144	42022	QUILLE KURPA ALTO	LL -01	29	10 KVA	22.9/0.44kV
145	42023	QUILLE KURPA BAJO	LL -01	6	10 KVA	22.9/0.44kV
146	42024	HUANCARANI	LL -01	4	10 KVA	22.9/0.44kV
147	42025	OMALA	LL -01	9	38 KVA	22.9/0.44kV

Fuente: Propia.

Cuadro N° 3.4 Recorrido del alimentador LL-01 según SED.

ITEMS	CODIGO SED	NOMBRE SED	ALIMENTADOR	CANTIDAD CLIENTES	POTENCIA TRAFIO	NIVEL DE TENSION
148	42026	HUILLCUYO JOLOÑA	LL-01	10	5 KVA	22.9/0.44kV
149	42027	PACCLLA	LL-01	79	25 KVA	22.9/0.44kV
150	42031	AMACA SED N°01(REUBICAD	LL-01	154	75 KVA	22.9/0.44kV
151	42033	HACCA CHIUCA	LL-01	14	5 KVA	22.9/0.44kV
152	42178	SOL DE ORO	LL-01	22	25 KVA	22.9/0.22kV
153	42179	CHAYCHAPAMPA	LL-01	35	15 KVA	22.9/0.22kV
154	42190	SECTOR ALTO PEDREGAL	LL-01	12	5 KVA	22.9/0.22kV
155	42191	CAHUITONA SAYANCCACA I	LL-01	10	10 KVA	22.9/0.22kV
156	42192	CAHUITONA SAYANCCACA II	LL-01	0	5 KVA	22.9/0.22kV
157	42199	PUMAHUILLCA	LL-01	18	5 KVA	22.9/0.22kV
158	42200	CCOPORAY	LL-01	13	15 KVA	22.9/0.22kV
159	42201	URAY INGATA I	LL-01	7	10 KVA	22.9/0.22kV
160	42202	URAY INGATA II	LL-01	25	10 KVA	22.9/0.22kV
161	42203	URAY INGATA III	LL-01	16	38 KVA	22.9/0.22kV
162	42204	CAMPANANI I	LL-01	10	10 KVA	22.9/0.22kV
163	42205	CAMPANANI II	LL-01	9	10 KVA	22.9/0.22kV
164	42206	CAMPANANI III	LL-01	10	5 KVA	22.9/0.22kV
165	42207	CCACHO FILUYO	LL-01	25	15 KVA	22.9/0.22kV
166	42208	HAJCHALIA I	LL-01	22	5 KVA	22.9/0.22kV
167	42209	HAJCHALIA II	LL-01	20	5 KVA	22.9/0.22kV
168	42210	HAJCHALIA III	LL-01	24	10 KVA	22.9/0.22kV
169	42211	HAJCHALIA IV	LL-01	11	10 KVA	22.9/0.22kV
170	42212	MOLINO I	LL-01	19	5 KVA	22.9/0.22kV
171	42213	MOLINO I	LL-01	37	5 KVA	22.9/0.22kV
172	42251	CHAUPICANCHA	LL-01	0	10 KVA	22.9/0.22kV
173	42266	CHILLOROYA 1	LL-01	231	250 KVA	22.9/0.22kV
174	42267	CHILLOROYA 2	LL-01	44	160 KVA	22.9/0.22kV
175	42285	ANTA DE PRODUCTOS LACTE	LL-01	1	50 KVA	22.9/0.22kV
176	42325	CHUCARCO AMERICAN MOV	LL-01	1	15 KVA	22.9/0.22kV
177	42327	SED QERAQERA	LL-01	34	10 KVA	22.9/0.22kV
178	42328	SED Q'OLLOTAPAMPA	LL-01	27	10 KVA	22.9/0.22kV
179	42329	SS.EE. Q'ANAPAMPA	LL-01	13	15 KVA	22.9/0.22kV
180	42330	SED Q'OLLOTAPAMPA	LL-01	38	15 KVA	22.9/0.22kV
181	42356	CHAMACA SED N°02	LL-01	121	50 KVA	22.9/0.22kV
182	42357	CHAMACA SED N°03	LL-01	113	50 KVA	22.9/0.22kV
183	42358	CHAMACA SED N°04	LL-01	81	50 KVA	22.9/0.22kV
184	42372	ANTENA VIETEL VELILLE	LL-01	0	10 KVA	22.9/0.22kV
185	42545	PAMPAURAY	LL-01	0	5 KVA	22.9/0.22kV
186	42546	POCTA	LL-01	0	5 KVA	22.9/0.22kV
187	42547	ALCAYHUARME	LL-01	0	38 KVA	22.9/0.22kV
188	42548	HUISALLA	LL-01	0	5 KVA	22.9/0.22kV
189	42549	SIHUINCHA ALTO	LL-01	2	15 KVA	22.9/0.22kV
190	42550	HUAYLLATACOTA	LL-01	0	10 KVA	22.9/0.22kV
191	42551	POROTOYOC	LL-01	0	10 KVA	22.9/0.22kV
192	42552	ÑAÑERHUACA	LL-01	0	5 KVA	22.9/0.22kV
193	42553	KIVIOPAMPA	LL-01	0	5 KVA	22.9/0.22kV
194	42740	S.E. CHULLO II	LL-01	0	5 KVA	22.9/0.22kV
195	42741	S.E. TUMAPARADA	LL-01	0	5 KVA	22.9/0.22kV
196	42780	ANTAPUNKO	LL-01	0	10 KVA	22.9/0.22kV

Fuente: Propia.

3.4.2.2. Alimentador LL-03.

El alimentador en estudio inicia en la barra en 22.9 kV de la subestación de Llusco (60 kV) y suministra energía eléctrica a la cuenca del distrito de Llusco, Santo Tomas y parte de Quiñota y que a continuación detallamos el recorrido del alimentador por las diferentes localidades, por número de subestaciones y niveles de tensiones y cantidad de clientes por SED.:

Cuadro N° 3.5 Recorrido del alimentador LL-03 según SED.

ITEMS	CODIGO SED	NOMBRE SED	ALIMENTADOR	CANTIDAD CLIENTES	POTENCIA TRAF0	NIVEL DE TENSION
1	40332	KUTUTO	LL - 03	60	50 KVA	22.9/0.44kV
2	40329	LLUTTO_I	LL - 03	54	50 KVA	22.9/0.38kV
3	40810	PUCACCACCA	LL - 03	14	5 KVA	22.9/0.44kV
4	40811	CHILLIHUANI	LL - 03	28	5 KVA	22.9/0.44kV
5	40812	INCUTA	LL - 03	24	10 KVA	22.9/0.44kV
6	40814	PICUTANI	LL - 03	30	10 KVA	22.9/0.44kV
7	40815	CALLAQUIPA	LL - 03	11	5 KVA	22.9/0.22kV
8	40792	PFUISA	LL - 03	21	25 KVA	22.9/0.44kV
9	40794	SOA'AUQUE_CALSADA_I	LL - 03	17	5 KVA	22.9/0.44kV
10	40795	QUELLO_QUELLO	LL - 03	10	10 KVA	22.9/0.44kV
11	40796	SOA'AUQUE_CALSADA_II	LL - 03	3	5 KVA	22.9/0.44kV
12	40797	BUENA_VISTA_I	LL - 03	44	38 KVA	22.9/0.44kV
13	40798	BUENA_VISTA_II	LL - 03	17	15 KVA	22.9/0.44kV
14	40799	CHUA'OHUIRE	LL - 03	29	10 KVA	22.9/0.44kV
15	40331	CRUZ_PATA	LL - 03	40	50 KVA	22.9/0.44kV
16	40702	TENA_CLARO - SANTO_TON	LL - 03	1	25 KVA	22.9/0.44kV
17	40782	MELLOTOTORA_I	LL - 03	38	15 KVA	22.9/0.44kV
18	40783	MELLOTOTORA_II	LL - 03	34	10 KVA	22.9/0.44kV
19	40784	USCAMARCA	LL - 03	34	15 KVA	22.9/0.44kV
20	40785	MOLLE-HUACUYO_II	LL - 03	4	5 KVA	22.9/0.44kV
21	40786	CCOYO_CENTRO	LL - 03	22	25 KVA	22.9/0.44kV
22	40787	CCOYO	LL - 03	49	10 KVA	22.9/0.44kV
23	40788	PUENTE_CCOYO	LL - 03	21	10 KVA	22.9/0.44kV
24	40790	MOLLE-HUACUYO_III	LL - 03	9	10 KVA	22.9/0.22kV
25	40791	PATAPAMPA	LL - 03	19	10 KVA	22.9/0.44kV
26	40800	TOCUIRE_II	LL - 03	14	10 KVA	22.9/0.44kV
27	40801	ORCCOMA_I	LL - 03	15	15 KVA	22.9/0.44kV
28	40802	FPOCOCHALLA_II	LL - 03	6	10 KVA	22.9/0.44kV
29	40803	FPOCOCHALLA_I	LL - 03	27	10 KVA	22.9/0.44kV
30	40804	COA'EC_UNO - ORCCOMA	LL - 03	14	15 KVA	22.9/0.44kV
31	40805	ANEXO_JAI'A - ORCCOMA	LL - 03	5	10 KVA	22.9/0.44kV
32	40806	LARA	LL - 03	60	10 KVA	22.9/0.44kV
33	40807	PLAZA_DE_ARMAS - LLIQUE	LL - 03	62	10 KVA	22.9/0.44kV
34	40808	AV_PRINCIPAL - LLIQUE	LL - 03	67	25 KVA	22.9/0.44kV
35	40809	CURAHUATA	LL - 03	56	10 KVA	22.9/0.44kV
36	40816	VISTA_ALEGRE	LL - 03	48	15 KVA	22.9/0.44kV
37	40818	ALLHUACCUYO_I	LL - 03	84	10 KVA	22.9/0.44kV
38	40819	ALLHUACCUYO_II	LL - 03	63	10 KVA	22.9/0.44kV
39	40820	PFULLPURI_III	LL - 03	20	10 KVA	22.9/0.44kV
40	40822	PFULLPURI_II	LL - 03	82	25 KVA	22.9/0.44kV
41	40840	YAVINA_II	LL - 03	53	15 KVA	22.9/0.44kV
42	40905	C.P_PARARANI	LL - 03	34	5 KVA	22.9/0.44kV
43	40906	COLLPATOMAYCO	LL - 03	35	10 KVA	22.9/0.22kV
44	41551	SAYHUA	LL - 03	32	15 KVA	22.9/0.44kV
45	41552	QUENCO	LL - 03	23	15 KVA	22.9/0.44kV
46	41554	QAPALLANI	LL - 03	35	10 KVA	22.9/0.44kV
47	41553	PAMPALLACTA	LL - 03	17	15 KVA	22.9/0.44kV
48	41556	PALLCA	LL - 03	27	10 KVA	22.9/0.44kV
49	41557	SURAPI	LL - 03	16	5 KVA	22.9/0.44kV

Fuente: Propia.

Cuadro N° 3.6 Recorrido del alimentador LL-03 según SED.

ITEMS	CODIGO SED	NOMBRE SED	ALIMENTADOR	CANTIDAD CLIENTES	POTENCIA TRAF0	NIVEL DE TENSION
50	41558	MACHACMARCA	LL - 03	9	5 KVA	22.9/0.44kV
51	41559	ACCACO	LL - 03	52	15 KVA	22.9/0.44kV
52	41555	CCASILLO	LL - 03	46	25 KVA	22.9/0.44kV
53	41561	CHAJUARA	LL - 03	18	10 KVA	22.9/0.44kV
54	41562	ASHAJASI	LL - 03	18	5 KVA	22.9/0.44kV
55	41563	CACCHAHUE	LL - 03	6	5 KVA	22.9/0.44kV
56	41560	ANTANIA	LL - 03	21	5 KVA	22.9/0.44kV
57	41565	HUASHUA	LL - 03	6	10 KVA	22.9/0.44kV
58	41566	CALLANCA	LL - 03	2	5 KVA	22.9/0.44kV
59	41564	PFAUSI	LL - 03	9	5 KVA	22.9/0.44kV
60	41574	COLLPA-ANEXO_QUEHUAYLLO	LL - 03	11	5 KVA	22.9/0.22kV
61	41576	HUINTOCCOYO	LL - 03	32	10 KVA	22.9/0.22kV
62	41578	AVINA_BAJO_ANEXO_CHICUT	LL - 03	16	5 KVA	22.9/0.22kV
63	41579	JOIMA	LL - 03	18	5 KVA	22.9/0.22kV
64	41580	COTAJA	LL - 03	7	5 KVA	22.9/0.22kV
65	41581	HUARACCO_01	LL - 03	88	25 KVA	22.9/0.22kV
66	41582	HUARACCO_02	LL - 03	90	25 KVA	22.9/0.22kV
67	41583	HUARACCO_03	LL - 03	41	15 KVA	22.9/0.22kV
68	41584	PACHACA_01	LL - 03	25	10 KVA	22.9/0.22kV
69	41593	MOSCO	LL - 03	40	25 KVA	22.9/0.22kV
70	41594	COCHANE	LL - 03	23	10 KVA	22.9/0.22kV
71	41651	HANCCOYO	LL - 03	17	10 KVA	22.9/0.22kV
72	41652	HUARCAYA	LL - 03	17	10 KVA	22.9/0.22kV
73	41575	COLLPA	LL - 03	35	10 KVA	22.9/0.22kV
74	41864	COMUNIDAD_HUAYLLAPATA	LL - 03	36	25 KVA	22.9/0.38kV
75	41957	CHALLA_CHALLA_I	LL - 03	8	5 KVA	22.9/0.44kV
76	41958	CHALLA_CHALLA_II	LL - 03	24	38 KVA	22.9/0.44kV
77	41959	OCRA	LL - 03	20	10 KVA	22.9/0.44kV
78	41960	MARCJUI	LL - 03	48	25 KVA	22.9/0.44kV
79	41962	PAMPACOLCA	LL - 03	19	5 KVA	22.9/0.44kV
80	41964	LLACLLAPUNCO	LL - 03	9	5 KVA	22.9/0.44kV
81	41965	TOTORAPALCA	LL - 03	20	10 KVA	22.9/0.44kV
82	41966	CAPILLANIA	LL - 03	27	10 KVA	22.9/0.44kV
83	41967	ANTUYO	LL - 03	32	10 KVA	22.9/0.44kV
84	42013	TOCUIRE_I	LL - 03	16	5 KVA	22.9/0.44kV
85	42014	HUARMIACO	LL - 03	5	5 KVA	22.9/0.44kV
86	42015	POCROPAMPA	LL - 03	42	15 KVA	22.9/0.44kV
87	42020	CORMA_CALITA	LL - 03	13	5 KVA	22.9/0.44kV
88	41943	CHACARAYA(Sed_Nueva)	LL - 03	71	25 KVA	22.9/0.22kV
89	42188	CCAHUANTANIA_-_YAVINA	LL - 03	21	10 KVA	22.9/0.22kV
90	42189	SORAPATA	LL - 03	0	5 KVA	22.9/0.22kV
91	42193	CHILACANCHA	LL - 03	9	10 KVA	22.9/0.22kV
92	42194	PUMANOTA	LL - 03	9	10 KVA	22.9/0.22kV
93	42195	QUEQELLAY_-_YAVINA	LL - 03	2	10 KVA	22.9/0.22kV
94	42198	SUNQUIÁ'OTA	LL - 03	11	10 KVA	22.9/0.22kV
95	42219	LAULLIMARCA_PARTE_ALTA	LL - 03	12	10 KVA	22.9/0.22kV
96	42221	OMSHANI	LL - 03	6	10 KVA	22.9/0.22kV
97	42373	CP._CHIHUAYHUANI	LL - 03	50	10 KVA	22.9/0.22kV
98	40789	MOLLE-HUACUYO_I	LL - 03	6	10 KVA	22.9/0.44kV

Fuente: Propia.

Cuadro N° 3.7 Recorrido del alimentador LL-03 según SED.

ITEMS	CODIGO SED	NOMBRE SED	ALIMENTADOR	CANTIDAD CLIENTES	POTENCIA TRAFIO	NIVEL DE TENSION
99	40817	LAYO	LL - 03	39	10 KVA	22.9/0.22kV
100	41961	FUSILO	LL - 03	8	10 KVA	22.9/0.44kV
101	41963	ERHUAJA	LL - 03	31	15 KVA	22.9/0.44kV
102	40718	SOÑ'AUQUE	LL - 03	361	25 KVA	22.9/0.38kV
103	42370	BARRIO_TACRAPATA	LL - 03	44	50 KVA	22.9/0.22kV
104	40692	CERRO_COLORADO	LL - 03	109	50 KVA	22.9/0.38kV
105	41683	CALLE_BOLIVAR	LL - 03	377	50 KVA	22.9/0.44kV
106	42369	BARRIO_CALVARIO	LL - 03	45	50 KVA	22.9/0.22kV
107	40334	CALLE_AYACUCHO	LL - 03	688	100 KVA	22.9/0.44kV
108	40333	COLCA	LL - 03	79	50 KVA	22.9/0.44kV
109	40335	ARCADIO_HURTADO	LL - 03	497	50 KVA	22.9/0.38kV
110	40337	MERCADO_CENTRAL	LL - 03	422	160 KVA	22.9/0.38kV
111	42376	QORILAZO	LL - 03	1	100 KVA	22.9/0.22kV
112	41037	ACCOPAMPA	LL - 03	299	50 KVA	22.9/0.38kV
113	40336	.EMANCIPACION_AMERICA	LL - 03	448	100 KVA	22.9/0.38kV
114	40497	HOSPITAL_DE_APOYO_-_SANT	LL - 03	2	50 KVA	22.9/0.44kV
115	42187	UNSAAC_-_SANTO_TOMAS	LL - 03	3	25 KVA	22.9/0.22kV
116	42377	NUEVA_CHUMBIVILCAS	LL - 03	0	50 KVA	22.9/0.22kV
117	40821	PFULLPURI_I	LL - 03	74	15 KVA	22.9/0.44kV
118	40693	JOSE_CARLOS_MARIATEGUI	LL - 03	137	50 KVA	22.9/0.38kV
119	42641	EBC_SITE_REP_MOSCCO	LL - 03	1	15 KVA	22.9/0.22kV
120	42642	EBC_SITE_PFOCOCHALA	LL - 03	1	15 KVA	22.9/0.22kV
121	42643	EBC_SITE_SAN_JOSE	LL - 03	1	1 KVA	22.9/0.22kV
122	42836	MERCADO__SANTO_TOMAS	LL - 03	0	100 KVA	22.9/0.22kV
123	40781	MAUCOSA	LL - 03	16	10 KVA	22.9/0.44kV
124	42746	S.E._CHACARANI	LL - 03	0	5 KVA	22.9/0.22kV
125	42747	S.E._CHAJAPATA	LL - 03	0	5 KVA	22.9/0.22kV
126	42748	S.E._CRUZMATE	LL - 03	0	5 KVA	22.9/0.22kV
127	42749	S.E._LUNCUTA	LL - 03	0	5 KVA	22.9/0.22kV
128	42750	S.E._PURA_PURA	LL - 03	0	5 KVA	22.9/0.22kV
129	42743	S.E._YANACCACCA	LL - 03	0	5 KVA	22.9/0.22kV
130	40813	YAVINA_I	LL - 03	11	10 KVA	22.9/0.44kV
131	42742	S.E._ATOCHUASI	LL - 03	0	5 KVA	22.9/0.22kV
132	41585	PACHACA_02	LL - 03	10	5 KVA	22.9/0.22kV
133	40780	CHINCHA	LL - 03	11	5 KVA	22.9/0.22kV
134	42220	AULLIMARCA_PARTE_ALTA_	LL - 03	1	5 KVA	22.9/0.22kV

Fuente: Propia.

3.4.3. Datos técnicos del alimentador.

3.4.3.1. Datos técnicos del Alimentador LL-01.

Tabla N° 3.2 Características eléctricas alimentador LL-01.

Características del alimentador LL – 01.			
N°	CARACTERÍSTICAS	UNIDAD	VALOR ESPECIFICADO
Condiciones técnicas de funcionamiento.			
1	Tipo de línea	-	Radial aéreo.
2	Cantidad de fases	-	1 ϕ ,2 ϕ , 3 ϕ
3	Tensión Nominal	kV	22.9 fase – fase 13.2 fase - neutro
4	Tipo de conexionado	Y	Estrella tipo “y” multiterrado
5	Longitud	km	92.326
6	Frecuencia	Hz	60
7	N° de circuitos	Simple Terna	1
8	Altitud máxima	msnm	4420
9	Altitud mínima	msnm	4001
10	Soportes	-	Madera – concreto C.A.C. 12/200 – 12/300
11	Crucetas	-	Crucetas de FoGo y de madera tratada
12	Aislamiento	-	Aisladores Rpp 25 y de porcelana tipo PIN y suspensión
13	Sistemas de protección	-	Constan de relés de reconexión y fusibles con porta fusibles tipo Cut - Out
Características del conductor de MT.			
1	Tipo de conductor	-	AAAC - NA2XS2Y
2	Sección Nominal	mm ²	25 – 35 – 50 - 120
3	Diámetro exterior	mm ²	25.5 – 35.7 – 50.95
4	Carga de rotura	kN	52,27
5	Módulo de elasticidad	kg/mm ²	8200
6	Coefficiente de dilatación lineal	°C	17.8 10-6
7	Peso	kg/km	433
8	Resistencia eléctrica a 20 °C:	ohm/km	0,264
9	Densidad de corriente máxima permitida	A/mm ²	3.4579
10	Intensidad máxima admisible	A	401.96
Características del transformador.			
1	Código SED interconexión propuesta	N°	0041287
2	Nivel de tensión	KV	22.9 / 0.22-0.38-0.44KV 3 ϕ
3	Potencia SED	KVA	5-10-15-20-25-37.5-50- 100-250KVA
4	Tipo de conexionado	-	DyN5
5	Cantidad de subestaciones	N°	196
Características de la red de baja tensión.			
1	Tensión Nominal	kV	0.22-0.38-0.44 - 3 ϕ
2	N° de circuitos	Simple - doble Terna	2
3	Longitud	km	Aprox. 107.0744
4	Tipo de conductor	-	Auto portante - CPI
5	Sección Nominal	mm ²	16-25-35-50-70-120

Fuente: ELSE (Elaboración Propia).

3.4.3.2. Datos técnicos del alimentador LL-03.

Tabla N° 3.3 Características eléctricas alimentador LL-03.

Características del alimentador LL – 03.			
N°	CARACTERÍSTICAS	UNIDAD	VALOR ESPECIFICADO
Condiciones técnicas de funcionamiento.			
1	Tipo de línea	-	Radial aéreo.
2	Cantidad de fases	-	1 ϕ ,2 ϕ , 3 ϕ
3	Tensión Nominal	kV	22.9 fase – fase 13.2 fase – neutro
4	Tipo de conexionado	Y	Estrella tipo “y” multiaterrado
5	Longitud	km	78.373
6	Frecuencia	Hz	60
7	N° de circuitos	Simple Terna	1
8	Altitud máxima	msnm	4415
9	Altitud mínima	msnm	4104
10	Soportes	-	Madera – concreto C.A.C. 12/200 – 12/300
11	Crucetas	-	Crucetas de FoGo y de madera tratada
12	Aislamiento	-	Aisladores Rpp 25 y de porcelana tipo PIN y suspensión
13	Sistemas de protección	-	Constan de relés de reconexión y fusibles con porta fusibles tipo Cut – Out
Características del conductor de MT.			
1	Tipo de conductor	-	AAAC - NA2XS2Y
2	Sección Nominal	mm ²	25 – 35 – 50
3	Diámetro exterior	mm ²	25.5 – 35.7 – 50.95
4	Carga de rotura	kN	52,27
5	Módulo de elasticidad	kg/mm ²	8200
6	Coefficiente de dilatación lineal	°C	17.8 10-6
7	Peso	kg/km	433
8	Resistencia eléctrica a 20 °C:	ohm/km	0,264
9	Densidad de corriente máxima permitida	A/mm ²	3.4579
10	Intensidad máxima admisible	A	401.96
Características del transformador.			
1	Código SED interconexión propuesta	N°	0042193
2	Nivel de tensión	KV	22.9 / 0.22-0.38-0.44KV 3 ϕ
3	Potencia SED	KVA	5-10-15-20-25-37.5-50- 100-250KVA
4	Tipo de conexionado	-	DyN5
5	Cantidad de subestaciones	N°	134
Características de la red de baja tensión.			
1	Tensión Nominal	kV	0.22-0.38-0.44 - 3 ϕ
2	N° de circuitos	Simple - doble Terna	2
3	Longitud	km	Aprox. 77.8875
4	Tipo de conductor	-	Auto portante - CPI
5	Sección Nominal	mm ²	16-25-35-50-70-120

Fuente: ELSE (Elaboración Propia).

3.4.4. Descripción del trazo de la línea actual.

3.4.4.1. Alimentador LL-01.

El trazo de la línea está definido sobre la base de la ruta más corta y tomando en consideración que la; línea de media tensión ha sido construida en una zona de valle interandino con altitudes que varían entre los 4001 y 4420 m.s.n.m. con distribución de carga a lo largo de la mencionada línea, como se muestra en el plano del anexo N° 3.2.

Además de lo antes mencionado, el hecho de que la zona de trazo de línea se encuentra una parte de árboles y campos de cultivos que alcanzan fácilmente los 5 metros de altura como son cultivos de papa, olluco, pastizales, y todos los productos propios de cultivo de una zona andina de la Sierra del Perú.

La estructura del alimentador LL-01 son postes de concreto armado centrifugado de 12 metros con 200 y 300 kg de esfuerzo en los vértices de los postes y soportes como crucetas de fierro galvanizado y crucetas de madera tratada, así como aisladores de porcelana y poliméricos, y. el conductor es de aleación de aluminio tipo AAAC de distintos calibres, con un total de 196 subestaciones y un aproximado de 5905 suministros.

3.4.4.2. Alimentador LL-03.

Al igual que el alimentador LL- 01 también el trazo de la línea está definido sobre la base de la ruta más corta y tomando en consideración que la; línea de media tensión ha sido construida en una zona de valle interandino con altitudes que varían entre los 4004 y 4415 m.s.n.m. con distribución de carga a lo largo de la mencionada línea, como se muestra en el plano del anexo N° 3.3.

Además de lo antes mencionado, el hecho de que la zona de trazo de línea se encuentra también una parte de árboles y campos de cultivos que alcanzan fácilmente los 5 metros de altura como son cultivos de papa, olluco, pastizales, y todos los productos propios de cultivo de una zona andina de la Sierra del Perú.

La estructura del alimentador LL-03, son postes de pino tratado y concreto armado centrifugado de 12 metros con 200 y 300 Kg de esfuerzo en los vértices de los postes y soportes como crucetas de fierro galvanizado y crucetas de madera tratada, así como aisladores de porcelana y poliméricos, y. el conductor es de aleación de aluminio tipo AAAC de distintos calibres, con un total de 134 subestaciones y un aproximado de 6407 suministros.

3.4.5. Diagnostico físico de los alimentadores.

3.4.5.1. Diagnostico físico alimentador LL-01.

3.4.5.1.1. Postes.

Los postes son de madera y concreto armado centrifugado (CAC) de 12 metros de altura, de 200 y 300 Kg en la punta del poste, estos postes fueron instalados a lo largo de los 107.0744 km del alimentador y son apoyados a esfuerzos por retenidas; algunas estructuras están muy deterioradas debido a las condiciones medioambientales de la zona, ya que en algunos segmentos del alimentador, el terreno ha sufrido constantes deslizamientos de tierras a causa de torrenciales precipitaciones pluviales que han afectado sus cimientos y sus estructuras, como se puede apreciar en las fotografías N° 3.1 y 2.2:

Fotografía N° 3.1 Fotografía del poste de concreto C.A.C.



Fuente: Propia.

Fotografía N° 3.2 Fotografía del poste de madera.



Fuente: Propia.

3.4.5.1.2. Crucetas.

Las crucetas son de fierro galvanizado y de madera tratada, la mayoría de estas crucetas se encuentran en un estado físico regular, se observaron crucetas dobladas mínimamente por el excesivo peso del conductor y la distancia del vano, como se muestra en la fotografía número N° 3.3:

Fotografía N° 3.3 Fotografía de las crucetas.



Fuente: Propia.

3.4.5.1.3. Aisladores.

Los aisladores instalados son en algunos casos poliméricos y de tipo PIN como se observa en la fotografía N° 3.4, por el paso del tiempo y por las condiciones medioambientales varios de estos aisladores se encuentran en condiciones físicas regulares, como es el caso de los aisladores tipo PIN que son desgastados de su cubierta a causa de la acción medioambientales y en zonas de mayor altitud.

Fotografía N° 3.4 Aisladores tipo PIN.



Fuente: Propia.

3.4.5.1.4. Conductores.

El conductor es de aleación de aluminio tipo AAAC de 16, 25, 35, 50 y 120 mm² de sección en diferentes tramos del alimentador como se muestra en el cuadro 07, en ocasiones los conductores sufrieron varias averías entre rupturas por descargas atmosféricas y caídas de árboles para lo cual se observa la utilización de mangos de empalme para su puesta en servicio.

Tabla N° 3.4 Características de los conductores LL-01.

Características del conductor LL-01.			
N°	TRAMO DEL ALIMENTADOR	SECCIÓN mm ²	DISTANCIA en km
1	Ramales sectores	16	30.5200
2	Ramales sectores	25	25.0044
3	Velille – cayarani	35	17.0700
4	Chamaca – velille	50	19.0300
5	Subestación de LLusco – colquemarca, chamaca	120	15.4500

Fuente: ELSE (Elaboración Propia).

3.4.5.1.5. Sistema de puesta a tierra.

Los sistemas de puesta a tierra instalados en este alimentador son pozos de 2.50x0.80x0.80 metros rellenos de tierra mezclada con arcilla de la zona donde fueron instalados, enterrando una varilla de cobre de 2.50 metros y 3/4" de grosor, conectados a un alambre de 7 hilos de cobre de 16 mm² mediante un conector tipo Anderson de bronce o en algunos casos entorchado directamente a la varilla del cobre, el estado de los sistemas de puesta a tierra en el alimentador es regular, por falta de un adecuado mantenimiento, como se muestra en la fotografía número 04, donde se observa el mal estado del conexionado de la varilla con el cable de cobre desnudo, donde se puede observar un alto grado de oxidación del conector tipo Anderson:

3.4.5.1.6. Retenidas.

Las retenidas instaladas en el alimentador LL - 01 son del tipo oblicua con varilla de retención enterrado y conectado al poste mediante una abrazadera, templador de FoGo, aislador de tracción tipo nuez y cable de 7 hilos de acero galvanizado de 25 mm², el estado de muchas retenidas es regular, debido a los deslizamientos de tierras que sufre esta zona geográfica, a continuación, se presenta una fotografía de una estructura con dos retenidas destensadas:

Fotografía N° 3.5 Fotografía de las retenidas.



Fuente: Propia.

3.4.5.1.7. Sistema de protección.

Los sistemas de protección que cuenta el alimentador LL-01 son los siguientes:

- Fusibles de diferentes dimensiones en toda la longitud del alimentador y derivaciones.

- Porta fusibles tipo Cut-Out en línea y en derivaciones de redes primarias y fusibles tipo chicote tipo K.
- Pararrayos del tipo óxidos metálicos.

3.4.5.1.8. Subestaciones de distribución.

Las subestaciones de distribución instaladas en el alimentador LL - 01 son transformadores, trifásicos y monofásicos con relaciones de transformación de 380/220 los trifásicos y 440/220 los bifásicos y monofásicos todos con una fase de neutro para la distribución en baja tensión, muchas de estas subestaciones se encuentran en un estado regular y otras son nuevas debido a las ampliaciones de los sistemas de electrificación rural como se aprecia en la siguiente fotografía:

Fotografía N° 3.6 Fotografía de una de las subestaciones LL-01.



Fuente: Propia.

3.4.5.1.9. Mantenimiento actual.

El mantenimiento actual del alimentador LL-01 es realizado por la concesionaria de Electro Sur Este S.A.A. quien contrata a una empresa de servicio eléctrico y ésta se hace cargo del mantenimiento y puesta en servicio de cualquier anomalía que se presenta en este alimentador, para el presente estudio se observó que esta empresa designa a un solo operador para todo el alimentador por lo que al presentarse una falla en el sistema el operador demora mucho tiempo en encontrar la avería, por lo que las fallas ocurridas en el sistema durante el tiempo de estudio son prolongadas y esto afecta de una forma considerable la confiabilidad del alimentador en estudio.

3.4.5.2. Diagnostico físico alimentador LL-03.

3.4.5.2.1. Postes.

Los postes son también de madera y de concreto armado centrifugado (CAC) de 12 metros de altura, de 200 y 300 Kg en la punta del poste, estos postes fueron instalados a lo largo de los 77.8875 km del alimentador y son apoyados a esfuerzos propios del conductor, algunas estructuras están muy deterioradas debido a las condiciones medioambientales de la zona, ya que, en algunos segmentos del alimentador, como se puede apreciar en las fotografías N° 3.7 y 3.8:

Fotografía N° 3.7 Fotografía del poste de concreto C.A.C.



Fuente: Propia.

Fotografía N° 3.8 Fotografía del poste de madera.



Fuente: Propia.

3.4.5.2.2. Crucetas.

Las crucetas son también una combinación de fierro galvanizado y de madera tratada, la mayoría de estas crucetas se encuentran en un estado físico regular, se observaron crucetas dobladas mínimamente por el excesivo peso del conductor y la distancia del vano, como se muestra en la fotografía número N° 3.9:

Fotografía N° 3.9 Fotografía de las crucetas.



Fuente: Propia.

3.4.5.2.3. Aisladores.

Los aisladores instalados son de los tipos porcelana tipo PIN y polimérico al igual que el alimentador LL-01 en la figura N° 3.10 se observa los aisladores tipo PIN, por el paso del tiempo y por las condiciones medioambientales varios de estos aisladores se encuentran en condiciones físicas regulares.

Fotografía N° 3.10 Aisladores tipo PIN.



Fuente: Propio.

3.4.5.2.4. Conductores.

El conductor es de aleación de aluminio tipo AAAC de 16, 25, 35, 50 y 70 mm² de sección en diferentes tramos del alimentador como se muestra en la tabla N° 3.5, en ocasiones los conductores sufrieron varias averías entre rupturas por descargas atmosféricas y caídas de árboles para lo cual se observa la utilización de mangos de empalme para su puesta en servicio.

Tabla N° 3.5 Características de los conductores LL-01.

Características del conductor LL-01.			
N°	TRAMO DEL ALIMENTADOR	SECCIÓN mm ²	DISTANCIA en km
1	Ramales sectores	16	11.5200
2	Ramales sectores	25	28.6800
3	Huayllapata – Santotomas	35	12.5060
4	Sector Colca – comunidad Huayllapata	50	13.3815
5	Subestacion Llusco – sector Colca	70	11.8000

Fuente: ELSE (Elaboración propia).

3.4.5.2.5. Sistema de puesta a tierra.

Los sistemas de puesta a tierra instalados en este alimentador son también pozos de 2.50x0.80x0.80 metros rellenos de tierra mezclada con arcilla de la zona donde fueron instalados, enterrando una varilla de cobre de 2.50 metros y 3/4" de grosor, conectados a un alambre de 7 hilos de cobre de 16 mm² mediante un conector tipo Anderson de bronce o en algunos casos entorchado directamente a la varilla del cobre, el estado de los sistemas de puesta a tierra en el alimentador es regular, por falta de un adecuado mantenimiento, alguno de ellos están en mal estado del conexionado de la varilla con el cable de cobre desnudo, también se puede apreciar un alto grado de oxidación del conector tipo Anderson:

3.4.5.2.6. Retenidas.

Las retenidas instaladas en el alimentador LL-01 son del tipo oblicua con varilla de retención enterrado y conectado al poste mediante una abrazadera, templador de FoGo, aislador de tracción tipo nuez y cable de 7 hilos de acero galvanizado de 25 mm², el estado de muchas retenidas es regular, debido a los deslizamientos de tierras que sufre esta zona geográfica, a continuación, se presenta una fotografía de una estructura con dos retenidas destensadas:

Fotografía N° 3.11 Fotografía de las retenidas.



Fuente: Propio.

3.4.5.2.7. Sistema de protección.

Los sistemas de protección que cuenta el alimentador LL-03 son también igual que el alimentador LL-01 y los siguientes:

- Fusibles de diferentes dimensiones en toda la longitud del alimentador y derivaciones.
- Porta fusibles tipo Cut-Out en línea y en derivaciones de redes primarias y fusibles tipo chicote tipo K.
- Pararrayos del tipo óxidos metálicos.

3.4.5.2.8. Subestaciones de distribución.

Las subestaciones de distribución instaladas en el alimentador LL-03 son transformadores, trifásicos y monofásicos con relaciones de transformación de 380/220 los trifásicos y 440/220 los bifásicos y monofásicos todos con una fase de neutro para la distribución en baja tensión, muchas de estas subestaciones se encuentran en un estado regular y otras son nuevas debido a las ampliaciones de los sistemas de electrificación rural como se aprecia en la siguiente fotografía:

Fotografía N° 3.12 Fotografía de una de las subestaciones LL-03.



Fuente: Propio.

3.4.5.2.9. Mantenimiento actual.

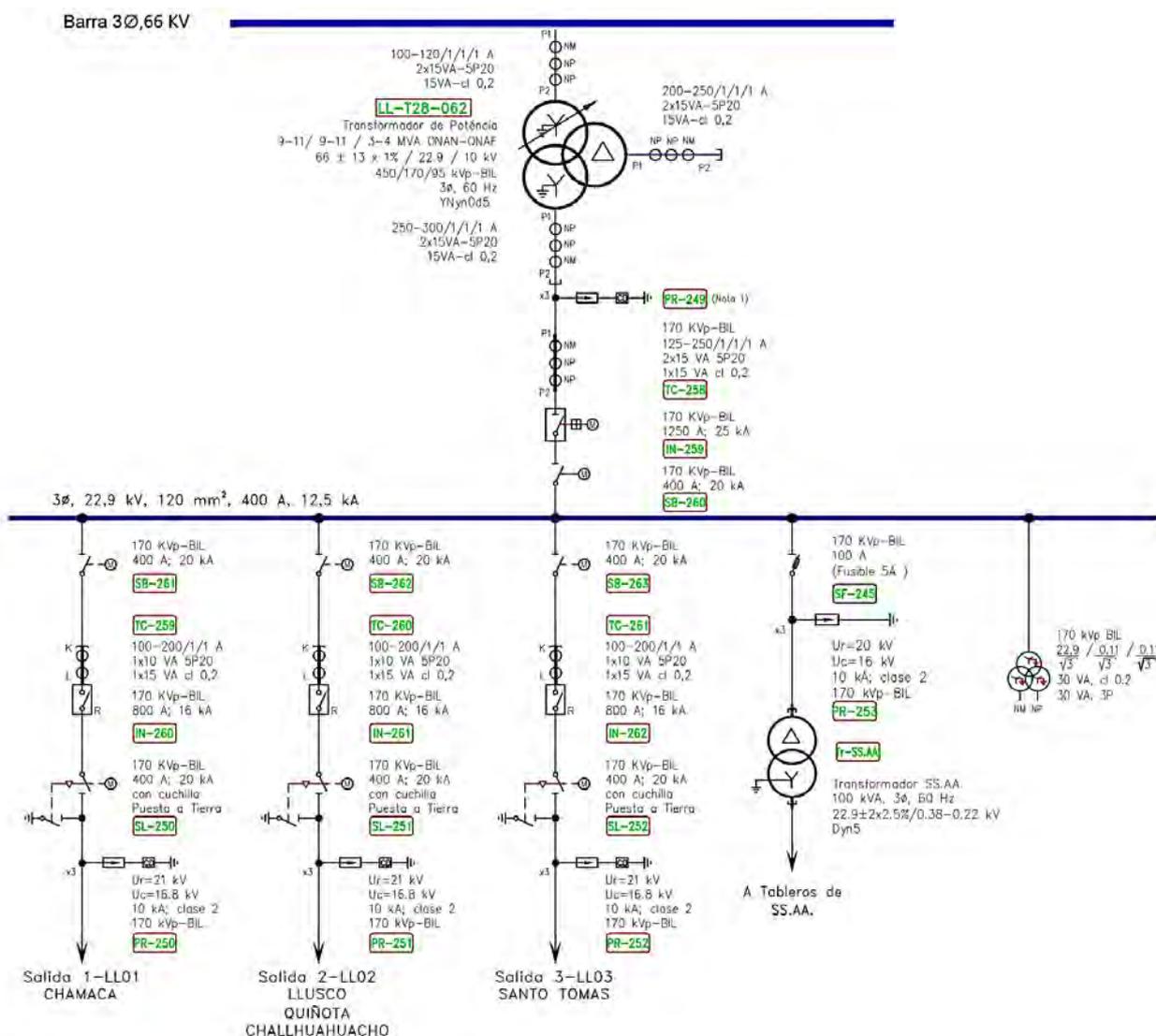
El mantenimiento actual del alimentador LL-03 es realizado por la concesionaria de Electro Sur Este S.A.A. por ser de su interés quien contrata a una empresa de servicio eléctrico y ésta se hace cargo del mantenimiento y puesta en servicio de cualquier anomalía que se presenta en este alimentador, para el presente estudio se observó que esta empresa designa a un solo operador para todo el alimentador por lo que al presentarse una falla en el sistema el operador demora mucho tiempo en encontrar la avería, por lo que las fallas ocurridas en el sistema durante el tiempo de estudio son prolongadas y esto afecta de una forma considerable la confiabilidad del alimentador en estudio.

3.4.6. Características técnicas de la subestación Llusco.

3.4.6.1. Diagrama unifilar subestación Llusco.

A continuación, detallamos las características del diagrama unifilar de la subestación Llusco.

Figura N° 3.6 Diagrama unifilar subestación Llusco.



Fuente: ELSE.

3.4.6.2. Características Subestación.

A continuación, detallamos las características de la subestación Llusco.

Tabla N° 3.6 Características subestación Llusco.

EMPRESA	CODEMP	COD_SU BEST_X_	COD_X_ EMP	COD_X_OSI	MARCA	NUM_SER IE	CLASE_INS TALACION	REL_TRANSF ORM	TEN_NO M_PRI	TEN_NO M_SEC	TEN_NOM_ TER	REGULA_TEN_ N_TAPS	REGULA_ TEN_TIPO
Empresa Regional de Distribución Eléctrica del Sur Este S.A.	ESE	TA	TA-T15-161	T01 ABANCAY	ABB	200918	Exterior	138/66/13.2kV	138	66	13.2	138(+/-10 x 1.25%)	A
Empresa Regional de Distribución Eléctrica del Sur Este S.A.	ESE	TA	TA-T34-161	TA-T34-161 ABANCAY	TRAFO	XA0570A001	Exterior	134/60/13.2kV	134	60	13.2	60(+/-8 x 1.25%)	A
Empresa Regional de Distribución Eléctrica del Sur Este S.A.	ESE	CH	CH-T20-062	T01 CHAHUARES	SIEMENS	173477	Exterior	60/22.9/10 Kv	60	22.9	10	60(+/-13x1%)	A
Empresa Regional de Distribución Eléctrica del Sur Este S.A.	ESE	AN	AN-T17-621	T01 ANDAHUAYLAS	ABB	30456	Exterior	62/22.9/13.2kV	62	22.9	13.2	62(+/-13x1.3%)	A
Empresa Regional de Distribución Eléctrica del Sur Este S.A.	ESE	CP	CP-T18-062	T01 CHALHUANCA	TRAFO	XA0752A001	Exterior	60/22.9/10 kV	60	22.9	10	60(+/-13x1.0%)	A
Empresa Regional de Distribución Eléctrica del Sur Este S.A.	ESE	CQ	CQ-T19-062	T01 CHUQUIBAMBILLA	TRAFO	XA0981A002	Exterior	60/22.9/10 Kv	60	22.9	10	60(+/-13x1.0%)	A
Empresa Regional de Distribución Eléctrica del Sur Este S.A.	ESE	LL	LL-T28-062	T28-062 LLUSCO	DELCROSA	147066	Exterior	66/22.9/10 Kv	66	22.9	10	66(+/-13x1.0%)	A
Empresa Regional de Distribución Eléctrica del Sur Este S.A.	ESE	MZ	IMZ-T22-120	T01-MAZUKO	ABB	770043-01	Exterior	145/22.9kV	145	22.9		145(+/-10x0.95%)	A
Empresa Regional de Distribución Eléctrica del Sur Este S.A.	ESE	PI	PI-T21-621	T01-PISAC	TRAFO	XA0981A002	Exterior	60/22.9/10 Kv	60	22.9	10	60(+/-13x1.0%)	A
Empresa Regional de Distribución Eléctrica del Sur Este S.A.	ESE	PM	PM-T23-121	T01 PUERTO MALDONAD	SANMEN	S140733301	Exterior	138/22.9/10 Kv	138	22.9	10	138(+/-10x1.25%)	A
Empresa Regional de Distribución Eléctrica del Sur Este S.A.	ESE	SI	SI-T12-062	T01 SICUANI	STROMBERG	5187834	Exterior	66/10.5kV	66	10.5		66(+/-3x2.5%)	M
Empresa Regional de Distribución Eléctrica del Sur Este S.A.	ESE	SM	SM-T13-062	T01 SANTA MARIA	STEM TRENTO	7484/1	Exterior	60/23kV	60	23		60(+/-5x2.5%)	A
Empresa Regional de Distribución Eléctrica del Sur Este S.A.	ESE	UP	UP-T32-621	T01 QUILLABAMBA	DELCROSA	147554	Exterior	60/23/10kV	60	23	10	60(+/-13x1.0%)	A
Empresa Regional de Distribución Eléctrica del Sur Este S.A.	ESE	UR	UR-T24-621	T01 URUBAMBA	DELCROSA	146459	Exterior	60/22.9/10kV	60	22.9	10	60(+/-10x1.25%)	A
Empresa Regional de Distribución Eléctrica del Sur Este S.A.	ESE	OR	OR-T10-031	T01 OROPESA	ABB	L-19638	Exterior	34.5/10.5kV	34.5	10.5		34.5(+/-2x2.5%)	M
Empresa Regional de Distribución Eléctrica del Sur Este S.A.	ESE	HU	HU-T11-321	T01 HUARO	DELCROSA	161350T	Exterior	33/24/10.5kV	33	24	10.5	33(+/-2x2.5%)	M
Empresa Regional de Distribución Eléctrica del Sur Este S.A.	ESE	HU	HU-T36-321	HU-T36-321	DELCROSA	148089	Exterior	33/23/10.5kV	33	23	10.5	33(+/-7x1.5%)	A
Empresa Regional de Distribución Eléctrica del Sur Este S.A.	ESE	AN	AN-T37-621	AN-T37-621	DELCROSA	148029	Exterior	60/23/13.2KV	60	23	13.2	60(+/-10x1%)	A

	TRANSFORMADORES RETIRADOS
	TRANSFORMADORES ACTUALES INSTALADOS
	CARACTERISTICAS TESIS ESTUDIO

Fuente: Reporte Else.

Tabla N° 3.7 Características subestación Llusco.

EMPRESA	REGULA MARCA	POT_ON AN_PRI	POT_ON AN_SEC	POT_ONAN_TER	POT_ONA F_PRI	POT_ONA F_SEC	POT_ONAF TER	TIPO_TRAFO	CONEXI ON	REFRIGE R	TIPO_ACEIT E	ANIOPTASERV	ANIOFAB RICA
Empresa Regional de Distribución Eléctrica del Sur Este S.A.	MR	40	30	12	50	35	15	NMERSO EN ACEITE	YN0yn0d11	ONAN/ONAF	NAS NITRO IZAR I		2011
Empresa Regional de Distribución Eléctrica del Sur Este S.A.	ABB	25	15	12	30	18	15	C 25-30M/145/72.5/1	YN0yn0d11	ONAN/ONAF	NAFTENICO	2018	1994
Empresa Regional de Distribución Eléctrica del Sur Este S.A.	REINHAUSEN	7	7	2	9	9	2.5	CKLM1228 S/69	YNyn0d5	ONAN/ONAF	SHEL DIALA A	1998	1997
Empresa Regional de Distribución Eléctrica del Sur Este S.A.	ABB	10	4	7	13	5	9	TD3LF	YNyn0YNd5	ONAN/ONAF	SHEL DIALA D	1995	1995
Empresa Regional de Distribución Eléctrica del Sur Este S.A.	MR	7	7	2				TUC 7000/72.5/24.2/1	YNyn0d5	ONAN	NAFTENICO	1996	1996
Empresa Regional de Distribución Eléctrica del Sur Este S.A.	MR	7	7	2	9	9	2.5	UC 7-(9)M/72.5/24/1	YNyn0d5	ONAN/ONAF	NAFTENICO		1997
Empresa Regional de Distribución Eléctrica del Sur Este S.A.	MR	9	9	3	11	11	4	TOCH	YNyn0d5	ONAN/ONAF	NY TRO LIBRA	2016	2015
Empresa Regional de Distribución Eléctrica del Sur Este S.A.	ABB	10	10		12	12		TD2LN	Dyn5	ONAN/ONAF	Nynas ORION I		2008
Empresa Regional de Distribución Eléctrica del Sur Este S.A.	MR	7	7	2	9	9	2.5	UC 7-(9)M/72.5/24/1	YNyn0d5	ONAN/ONAF	NAFTENICO		2000
Empresa Regional de Distribución Eléctrica del Sur Este S.A.	ABB	35	15	25				SFSZA-35000/138	YNyn0d5	ONAN/ONAF	NYNAS LIBRA X		2014
Empresa Regional de Distribución Eléctrica del Sur Este S.A.		7.00	7.00					KTRU 73 NC 7000	YNd5	ONAN		1989	1990
Empresa Regional de Distribución Eléctrica del Sur Este S.A.	SACEM	4.00						TO	Dyn5	ONAN	ITE MINERAL/TR	1992	1991
Empresa Regional de Distribución Eléctrica del Sur Este S.A.	MR	13.00	5.00	10.00	15	6	12	TOCH	YNyn0d5	ONAN/ONAF	RGON EYVOLT I		
Empresa Regional de Distribución Eléctrica del Sur Este S.A.	DELCROSA	15.00	15.00	7.00	19	19	7	TOCH	YNyn0d5	ONAN/ONAF	NY TRO LIBRA	2013	2013
Empresa Regional de Distribución Eléctrica del Sur Este S.A.		2.50						TOAKWB	Dyn5	ONAN	ELECTROLUBE		1993
Empresa Regional de Distribución Eléctrica del Sur Este S.A.		3.50	2.00	1.50	4	2	2	TO-C	Dyn5yn5	ONAN/ONAF			1996
Empresa Regional de Distribución Eléctrica del Sur Este S.A.		5	3.5	2.5	6	4	3	TOCH	Dyn5yn5	ONAN/ONAF	RGON-HYVOLT	2019	2019
Empresa Regional de Distribución Eléctrica del Sur Este S.A.	MR	15	8	13	20	10	15	TOCH	YNyn0d5	ONAN/ONAF	RGON-HYVOLT	2019	2019

TRANSFORMADORES RETIRADOS
 TRANSFORMADORES ACTUALES INSTALADOS
 CARACTERISTICAS TESIS ESTUDIO

Fuente: Reporte ELSE.

3.4.6.3. Relés.

A continuación, detallamos las tablas de las características de los relés por alimentador.

Tabla N° 3.8 Características relés subestación Llusco.

S.E. LLUSCO								
COD. RELE	EQUIPO PROTEGIDO	KV	MARCA	TIPO	FUNCIONES	CT	VT	OBSERVACIONES
RE1LLL6019	L-6019	66.0	ABB	RED670	87L, 21,21N, 50,51, 50N,51N	100A	66,0.11	OK
RE2LLL6019		66.0	ABB	REC670	50,51, 50N,51N	100A	66,0.11	OK
RE1LLUT28	LL-T28-062 (Con ventiladores) 9-11,9-11/3-4 MVA ONAN-ONAF 66±13x1%/22.9/10 YNyn0d5	66.0	ABB	RET670	87T	-	-	Ok
RE2LLUT28		22.9	ABB	REC670	50,51P, 50,51N	300A	-	Ok
RE1LLU01	Salida a Chamaca	22.9	NOJA POWER	RC-10	50,51, 50N,51N, 79	-	-	Ok
RE1LLU02	Salida a Sto Tomás	22.9	NOJA POWER	RC-10	50,51, 50N,51N, 79	-	-	Ok
RE1LLU03	Salida a Chalhuhhuacho	22.9	NOJA POWER	RC-10	50,51, 50N,51N, 79	-	-	Ok

Fuente: Reporte ELSE.

Tabla N° 3.9 Características relés por alimentador Llusco.

S.E. LLUSCO								
COD. RELE	ALIMENTADOR	KV	MARCA	TIPO	FUNCIONES	CT	VT	OBSERVACIONES
SBC2009	Salida LLU01	22.9	SEL	751	50,51P, 50,51N, 79	-	-	Chamaca - Llegada de LLU01
SBC2010		22.9	SEL	751	50,51P, 50,51N, 79	-	-	Chamaca - Llegada de CO04
RC2102		22.9	NOJA	RC-10	50,51P, 50,51N, 79	-	-	Chamaca - Salida Velille
RC2099		22.9	SEL	351R	50,51P, 50,51N, 79	-	-	
RC2023	Salida LLU02	22.9	SEL	351R	50,51P, 50,51N, 79	-	-	
RC2024		22.9	SEL	351R	50,51P, 50,51N, 79	-	-	
RC2028		22.9	SCHNEIDER	ADVC	50,51P, 50,51N, 79	-	-	
RCMINA1		22.9	-	-	50,51P, 50,51N, 79	-	-	
RCMINA2		22.9	-	-	50,51P, 50,51N, 79	-	-	
RC2045	Salida LLU03	22.9	SEL	351R	50,51P, 50,51N, 79	-	-	
RC2073		22.9	SEL	351R	50,51P, 50,51N, 79	-	-	

Fuente: Reporte ELSE.

Tabla N° 3.10 Programación de relés de fases subestación Llusco.

SOBRECORRIENTE DE FASES - ACTUALES												
COD. RELE	MARCA	TIPO	KV	TC	TIEMPO INVERSO				TIEMPO DEFINIDO			Ciclo de recierre
					Ajuste Temporizado				Ajuste Instantáneo			
					▷		TMS	Curva	▷▷		▷▷	
					Amp Sec	Amp Prim			Amp Sec	Amp Prim		
RE1LLL6019	ABB	RED670	66.0	100/1	1.248	124.80	0.07	IEC NI	4.2048	420.48	0.10	--
RE2LLL6019	ABB	REC670	66.0	100/1	1.248	124.80	0.07	IEC NI	4.2048	420.48	0.10	--
RE2LLUT28	ABB	REC670	22.9	300/1	1.108	332.40	0.05	IEC-NI	2.77	831.00	0.20	--
RE1LLU01	NOJA	RC-10	22.9	1/1	100.00	100.00	0.12	IEC-EI	--	--	--	--
RE1LLU02	NOJA	RC-10	22.9	1/1	100.00	100.00	0.12	IEC-EI	--	--	--	--
RE1LLU03	NOJA	RC-10	22.9	1/1	100.00	100.00	0.12	IEC-EI	--	--	--	--

Fuente: Reporte ELSE.

Tabla N° 3.11 Programación de relés de fases alimentador Llusco.

SOBRECORRIENTE DE FASES - ACTUALES												
COD. RELE	MARCA	TIPO	AL	TC	TIEMPO INVERSO				TIEMPO DEFINIDO			Ciclo de recierre
					Ajuste Temporizado				Ajuste Instantáneo			
					▷		TMS	Curva	▷▷		▷▷	
					Amp Sec	Amp Prim			Amp Sec	Amp Prim		
SBC2009	SEL	751	LLU01	1/1	250.00	250.00	0.05	IEC-VI	3000.00	3000.00	0.10	--
SBC2010	SEL	751		1/1	250.00	250.00	0.05	IEC-VI	3000.00	3000.00	0.10	--
RC2102	NOJA	RC-10		1/1	--	--	--	--	--	--	--	2R+Lock
RC2099	SEL	351R		1/1	--	--	--	--	--	--	--	2R+Lock
RC2023	SEL	351R	LLU02	1/1	--	--	--	--	--	--	--	2R+Lock
RC2024	SEL	351R		1/1	--	--	--	--	--	--	--	2R+Lock
RC2028	Schneider	ADVC		1/1	--	--	--	--	--	--	--	2R+Lock
RCMNA1	-	-		1/1	--	--	--	--	--	--	--	2R+Lock
RCMNA2	-	-	1/1	--	--	--	--	--	--	--	2R+Lock	
RC2045	SEL	351R	LLU03	1/1	--	--	--	--	--	--	--	2R+Lock
RC2073	SEL	351R		1/1	--	--	--	--	--	--	--	2R+Lock

Fuente: Reporte ELSE.

Tabla N° 3.12 Programación de relés de tierra subestación Llusco.

SOBRECORRIENTE DE TIERRA - ACTUALES												
COD. RELE	MARCA	TIPO	KV	TC	TIEMPO INVERSO				TIEMPO DEFINIDO			Ciclo de recierre
					Ajuste Temporizado				Ajuste Instantáneo			
					▷		TMS	Curva	▷▷		▷▷	
					Amp Sec	Amp Prim			Amp Sec	Amp Prim		
RE1LLL6019	ABB	RED670	66.0	100/1	0.2016	20.16	0.15	IEC NI	2.3040	230.4	0.10	--
RE2LLL6019	ABB	REC670	66.0	100/1	0.2016	20.16	0.15	IEC NI	2.3040	230.4	0.10	--
RE2LLUT28	ABB	REC670	22.9	300/1	0.1293	38.79	0.13	IEC-NI	2.6777	803.31	0.20	--
RE1LLU01	NOJA	RC-10	22.9	1/1	17.00	17.00	0.12	IEC-VI	--	--	--	--
RE1LLU02	NOJA	RC-10	22.9	1/1	17.00	17.00	0.12	IEC-VI	--	--	--	--
RE1LLU03	NOJA	RC-10	22.9	1/1	17.00	17.00	0.12	IEC-VI	--	--	--	--

Fuente: Reporte ELSE.

Tabla N° 3.13 Programación de relés de tierra alimentador Llusco.

SOBRECORRIENTE DE TIERRA - ACTUALES												
COD. RELE	MARCA	TIPO	AL	TC	TIEMPO INVERSO				TIEMPO DEFINIDO			Ciclo de recierre
					Ajuste Temporizado				Ajuste Instantáneo			
					▷		TMS	Curva	▷▷		(s)	
					Amp Sec	Amp Prim			Amp Sec	Amp Prim		
SBC2009	SEL	751	LLU01	1/A	100.00	100.00	0.05	IEC-VI	700.00	700.00	0.10	--
SBC2010	SEL	751		1/A	100.00	100.00	0.05	IEC-VI	700.00	700.00	0.10	--
RC2102	NOJA	RC-10		1/A	--	--	--	--	--	--	--	2R+Lock
RC2099	SEL	351R		1/A	--	--	--	--	--	--	--	2R+Lock
RC2023	SEL	351R	LLU02	1/A	--	--	--	--	--	--	--	2R+Lock
RC2024	SEL	351R		1/A	--	--	--	--	--	--	--	2R+Lock
RC2028	Schneider	ADVC		1/A	--	--	--	--	--	--	--	2R+Lock
RCMINA1	-	-		1/A	--	--	--	--	--	--	--	2R+Lock
RCMINA2	-	-		1/A	--	--	--	--	--	--	--	2R+Lock
RC2045	SEL	351R		1/A	--	--	--	--	--	--	--	2R+Lock
RC2073	SEL	351R	LLU03	1/A	--	--	--	--	--	--	--	2R+Lock

Fuente: Reporte ELSE.

3.5. Registros históricos de datos de interrupciones y estadística de cortes de fallas de los alimentadores LL-01 Y LL-03.

3.5.1. Datos históricos de confiabilidad de los alimentadores.

El estudio histórico de confiabilidad se centra en la determinación de los índices básicos de confiabilidad del sistema de distribución brindados por OSINERGMIN (SAIDI, SAIFI), así como los índices globales (DEC, FEC) en base a los registros de la empresa de distribución Electro Sur Este S.A.A. a lo largo de un intervalo de tiempo.

El estudio se centrará a los alimentadores LL-01 y LL-03 seleccionado para el estudio, comprendido entre los años 2016 y 2019, en el cual se verá las interrupciones durante las fechas indicadas.

La fuente de esta información es elaboración propia en base al registro del Centro de Control de Electro Sur Este S.A.A.

3.5.2. Recolección de datos de interrupciones en la empresa Electro Sur Este ELSE.

En general, cada empresa de distribución busca definir un conjunto de categorías que describan lo mejor posible las interrupciones dentro del sistema de distribución al momento de recolectar la información necesaria para los estudios de confiabilidad. Entre las empresas de distribución, los métodos de recolección de información pueden variar en términos de:

- Los sistemas de recolección de datos: que abarcan desde los sistemas de recolección manuales en los que se emplea formularios escritos que son llenados por el personal que realiza la reparación hasta los sistemas completamente automatizados basados en programas computacionales)

- La capacidad para recolectar datos de interrupción desde el sistema: desde el nivel de la subestación hasta el nivel de los suministros.
- El uso o no de mecanismos de restauración de servicio cuando se recolectan datos de interrupciones.
- La definición de la interrupción importante (mayor 3 minutos).
- La definición del suministro.
- Las características propias de las interrupciones, (interrupciones forzadas o de emergencia, interrupciones programadas, fenómenos naturales, etc.).

Adicionalmente, la clasificación de los sistemas de distribución por sus características de diseño tales como la topología del sistema (radial, mallado, con varias fuentes de alimentación, etc.) y el tipo de líneas (aéreas y subterráneas) tiene un impacto significativo en el funcionamiento confiable del sistema.

3.5.3. Total de interrupciones registrados.

El historial de interrupciones que se tiene desde el mes de enero del 2016 hasta el mes de noviembre del 2019, periodo en el cual se presentaron 437 interrupciones en el suministro de energía directamente del alimentador LL-01, 130 interrupciones registrados en las subestaciones y líneas de BT haciendo un total de 567 interrupciones pertenecientes a dicho alimentador, por otra parte 80 interrupciones directamente del alimentador LL-03, 71 interrupciones en las subestaciones y líneas de BT haciendo un total de 151 interrupciones pertenecientes a dicho alimentador, como se muestra la estadística en la siguiente tabla.

Tabla N °3.14 Total de interrupciones registrados por año en el periodo de estudio.

CUADRO CORTES							
TOTAL DE CORTES REGISTRADOS POR AÑO							
ALIMENTADOR LL - 01				ALIMENTADOR LL - 03			
AÑO	TOTAL DE CORTES REGISTRADOS AL LL-01	TOTAL DE CORTES REGISTRADOS SUB. L. BT. LL-01	TOTAL LL - 01	AÑO	TOTAL DE CORTES REGISTRADOS AL LL-03	TOTAL DE CORTES REGISTRADOS SUB. L. BT. LL-03	TOTAL LL - 03
2016	59	0	59	2016	14	2	16
2017	172	0	172	2017	13	1	14
2018	164	61	225	2018	35	30	65
2019	42	69	111	2019	18	38	56
TOTAL =	437	130	567		80	71	151

Fuente: Centro de Control ELSE (Elaboración Propia).

Gráfico N° 3.1 Total de interrupciones registrados por año en el periodo de estudio.

Fuente: Centro de Control ELSE (Elaboración Propia).

De la tabla N° 3.14 podemos analizar los distintos tipos de cortes, que fueron registrados por el centro de control de ELSE en el alimentador LL-01, LL-03 y realizar una estadística de estos.

3.5.4. Cortes programados.

3.5.4.1. Cortes por expansión o reforzamiento.

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

3.5.4.2. Cortes por mantenimiento.

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

3.5.5. Cortes no programados.

3.5.5.1. Cortes por falla del sistema.

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

3.5.5.2. Cortes por falla a causa de fenómenos naturales.

Este tipo de interrupciones se deben a la presencia de fenómenos naturales como descargas atmosféricas, aumento en la velocidad de los vientos, descargas pluviales excesivas, deslizamientos de tierras y movimientos telúricos que pueden afectar las instalaciones del alimentador y sacando del servicio a este.

3.5.5.3. Corte por acción de terceros

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

3.5.5.4. Corte por falla en la operación del sistema

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

A continuación, analizaremos los distintos tipos de cortes y la cantidad de veces que existieron en el alimentador en estudio:

Cabe mencionar que se indica la cantidad de interrupciones directamente en el alimentador como la cantidad de interrupciones indirectas a través de subestaciones, redes de BT, etc.

Tabla N° 3.15 Frecuencia de interrupciones 2016 y su duración LL-01.

ALIMENTADOR LL - 01						
2016						
ITEM	TIPO DE CORTE	DESCRIPCIÓN	FRECUENCIA (ALIMENTADOR)	FRECUENCIA (SUBESTACION, LINE. BT.)	TIEMPO DURACION	
					HORAS	MIN.
1	NO PROGRAMADO	Fenomenos naturales	42	0	27	26
2		Falla	7	0	11	32
3		Operación	3	0	1	36
SUB-TOTAL =			52	0	40 h	34 min
4	PROGRAMADO	Expansion y Reforzamiento	5	0	23	30
5		Mantenimiento	2	0	6	53
SUB-TOTAL =			7	0	30 h	23 min
TOTAL =			59	0	70 h	57 min

Fuente: Centro de Control ELSE (Elaboración Propia).

Tabla N° 3.16 Frecuencia de interrupciones 2017 y su duración LL-01.

ALIMENTADOR LL - 01						
2017						
ITEM	TIPO DE CORTE	DESCRIPCIÓN	FRECUENCIA (ALIMENTADOR)	FRECUENCIA (SUBESTACION, LINE. BT.)	TIEMPO DURACION	
					HORAS	MIN.
1	NO PROGRAMADO	Fenomenos naturales	128	0	89	12
2		Falla	20	0	89	43
3		Operación	13	0	19	0.4
SUB-TOTAL =			161	0	197 h	55 min
4	PROGRAMADO	Expansion y Reforzamiento	4	0	14	88
5		Mantenimiento	7	0	22	35
SUB-TOTAL =			11	0	38 h	3 min
TOTAL =			172	0	235 h	58 min

Fuente: Centro de Control ELSE (Elaboración Propia).

Tabla N° 3.17 Frecuencia de interrupciones 2018 y su duración LL-01.

ALIMENTADOR LL - 01						
2018						
ITEM	TIPO DE CORTE	DESCRIPCIÓN	FRECUENCIA (ALIMENTADOR)	FRECUENCIA (SUBESTACION, LINE. BT.)	TIEMPO DURACION	
					HORAS	MIN.
1	NO PROGRAMADO	Fenomenos naturales	57	34	696	52
2		Falla	25	25	195	49
3		Accion terceros	1	0	3	0.7
4		Operación	12	2	20	8
SUB-TOTAL =			95	61	915 h	50 min
4	PROGRAMADO	Expansion y Reforzamiento	47	0	384	1
5		Mantenimiento	22	0	133	25
SUB-TOTAL =			69	0	517 h	26 min
TOTAL =			164	61	1433 h	16 min

Fuente: Centro de Control ELSE (Elaboración Propia).

Tabla N° 3.18 Frecuencia de interrupciones 2019 y su duración LL-01.

ALIMENTADOR LL - 01						
2019						
ITEM	TIPO DE CORTE	DESCRIPCIÓN	FRECUENCIA (ALIMENTADOR)	FRECUENCIA (SUBESTACION, LINE. BT.)	TIEMPO DURACION	
					HORAS	MIN.
1	NO PROGRAMADO	Fenomenos naturales	26	42	2758	38
2		Falla	10	26	203	17
3		Operación	2	0	1	32
SUB-TOTAL =			38	68	2962 h	87 min
4	PROGRAMADO	Expansion y Reforzamiento	2	0	14	95
5		Accion de terceros	2	1	6	53
SUB-TOTAL =			4	1	22 h	28 min
TOTAL =			42	69	2985 h	55 min

Fuente: Centro de Control ELSE (Elaboración Propia).

Tabla N° 3.19 Frecuencia de interrupciones 2016 y su duración LL-03.

ALIMENTADOR LL - 03						
2016						
ITEM	TIPO DE CORTE	DESCRIPCIÓN	FRECUENCIA (ALIMENTADOR)	FRECUENCIA (SUBESTACION, LINE. BT.)	TIEMPO DURACION	
					HORAS	MIN.
1	NO PROGRAMADO	Fenomenos naturales	0	0	0	0
2		Falla	1	0	2	2
3		Operación	1	0	1	22
SUB-TOTAL =			2	0	3 h	24 min
4	PROGRAMADO	Expansion y Reforzamiento	6	0	28	5
5		Mantenimiento	6	2	44	1
SUB-TOTAL =			12	2	72 h	6 min
TOTAL =			14	2	75 h	30 min

Fuente: Centro de Control ELSE (Elaboración Propia).

Tabla N° 3.20 Frecuencia de interrupciones 2017 y su duración LL-03.

ALIMENTADOR LL - 03						
2017						
ITEM	TIPO DE CORTE	DESCRIPCIÓN	FRECUENCIA (ALIMENTADOR)	FRECUENCIA (SUBESTACION, LINE. BT.)	TIEMPO DURACION	
					HORAS	MIN.
1	NO PROGRAMADO	Fenomenos naturales	2	0	1	0
2		Accion terceros	2	0	4	52
3		Operación	4	0	1	12
SUB-TOTAL =			8	0	7 h	4 min
4	PROGRAMADO	Expansion y Reforzamiento	1	0	6	0
5		Mantenimiento	4	1	27	42
SUB-TOTAL =			5	1	33 h	42 min
TOTAL =			13	1	40 h	46 min

Fuente: Centro de Control ELSE (Elaboración Propia).

Tabla N° 3.21 Frecuencia de interrupciones 2018 y su duración LL-03.

ALIMENTADOR LL - 03						
2018						
ITEM	TIPO DE CORTE	DESCRIPCIÓN	FRECUENCIA (ALIMENTADOR)	FRECUENCIA (SUBESTACION, LINE. BT.)	TIEMPO DURACION	
					HORAS	MIN.
1	NO PROGRAMADO	Fenomenos naturales	22	15	247	46
2		Falla	2	14	109	0
		Accion terceros	1	1	18	19
3		Operación	1	0	0	28
SUB-TOTAL =			26	30	375 h	33 min
4	PROGRAMADO	Expansion y Reforzamiento	4	0	8	23
5		Mantenimiento	5	0	24	18
SUB-TOTAL =			9	0	32 h	41 min
TOTAL =			35	30	408 h	14 min

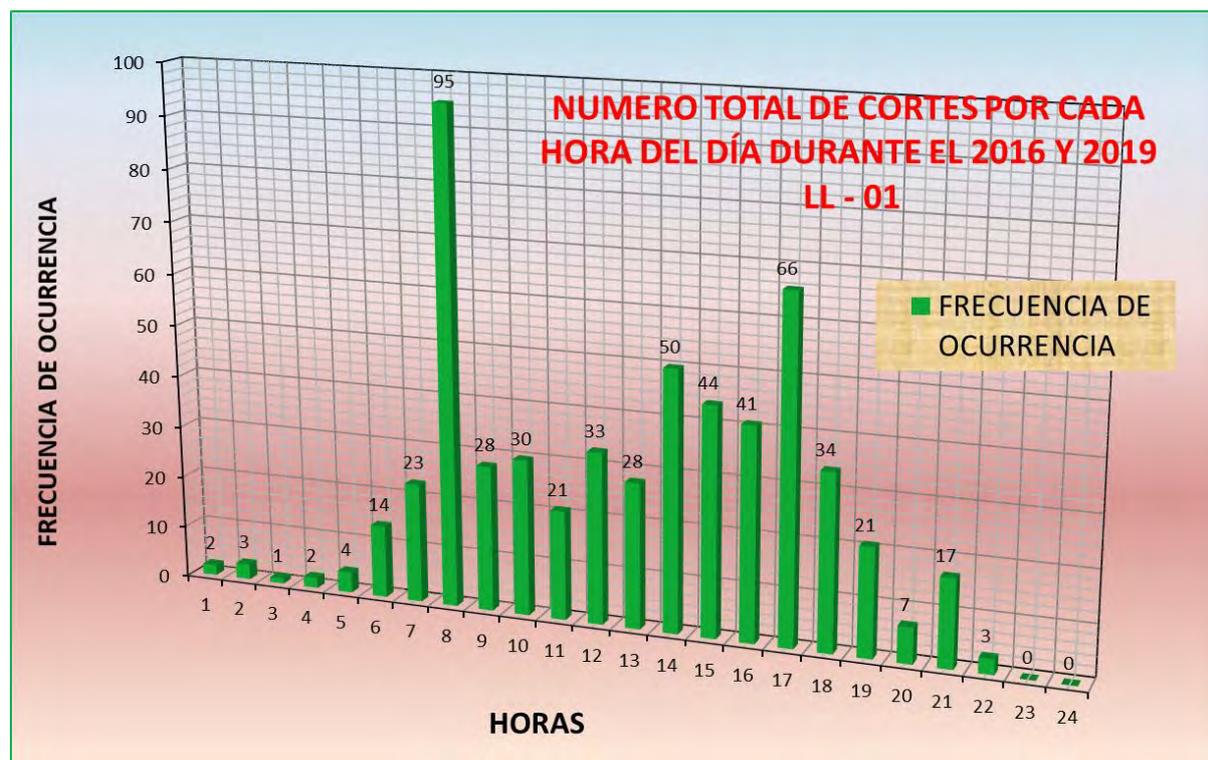
Fuente: Centro de Control ELSE (Elaboración Propia).

Tabla N° 3.22 Frecuencia de interrupciones 2019 y su duración LL-03.

ALIMENTADOR LL - 03						
2019						
ITEM	TIPO DE CORTE	DESCRIPCIÓN	FRECUENCIA (ALIMENTADOR)	FRECUENCIA (SUBESTACION, LINE. BT.)	TIEMPO DURACION	
					HORAS	MIN.
1	NO PROGRAMADO	Fenomenos naturales	11	25	1597	79
2		Falla	4	13	60	25
3		Accion terceros	2	0	6	35
SUB-TOTAL =			17	38	1663 h	139 min
4	PROGRAMADO	Expansion y Reforzamiento	0	0	0	0
5		Mantenimiento	1	0	10	0
SUB-TOTAL =			1	0	10 h	0 min
TOTAL =			18	38	1675 h	19 min

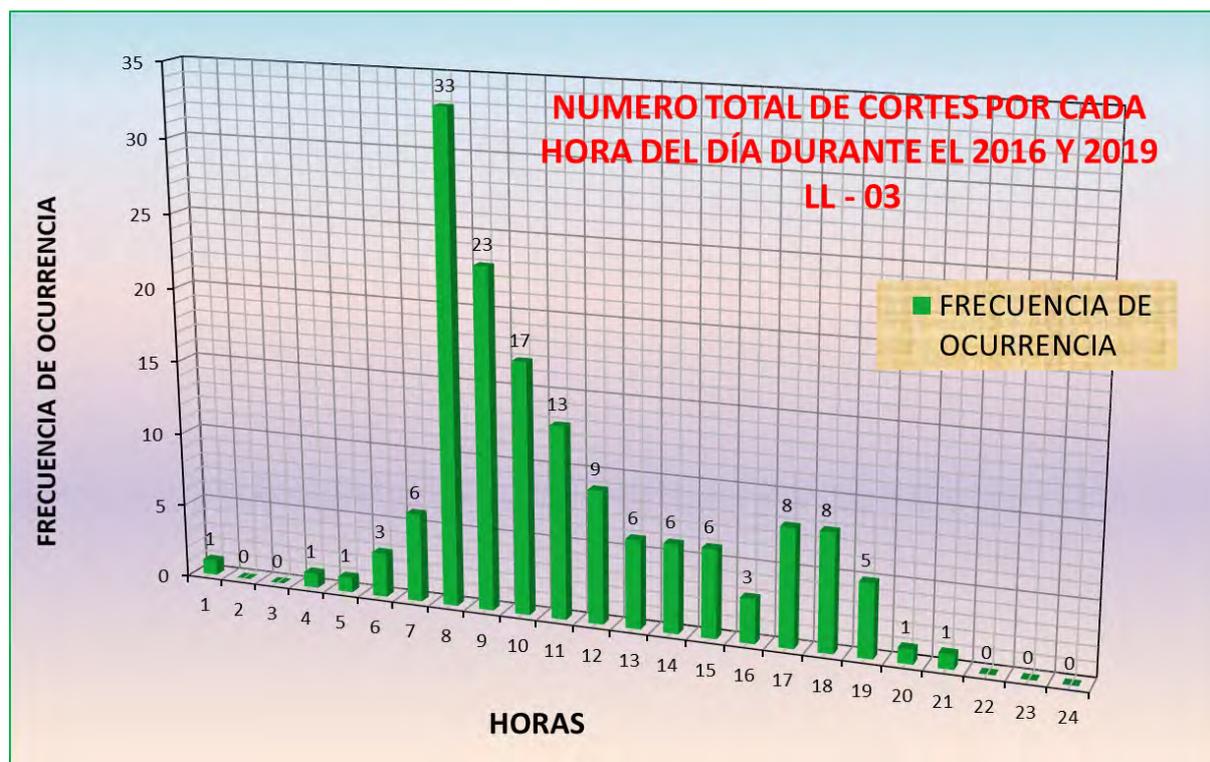
Fuente: Centro de Control ELSE (Elaboración Propia).

Por otra parte, podemos mostrar un índice del total de cortes producidos en el alimentador LL-01 y LL-03, donde se indican la cantidad de cortes en las horas del día, en las se produjeron, como se muestra en la siguiente gráfica:

Gráfico N°3.2 Cantidad de cortes ocurridos por cada hora del día LL-01.

Fuente: Centro de Control ELSE (Elaboración Propia).

Gráfico N° 3.3 Cantidad de cortes ocurridos por cada hora del día LL-03.



Fuente: Centro de Control ELSE (Elaboración Propia).

De los gráficos de barras mostrados podemos observar que la mayor cantidad de cortes que ocurrieron en el alimentador LL-01 fueron en las horas 08:00 AM y 17:00 PM, en el alimentador LL-03 entre las 08:00 y 09:00 de la mañana en pleno horario de oficina donde distintas entidades como las municipalidades distritales, entre otras desarrollan su jornal laboral y de esta forma estos cortes interrumpen dicha labor causando daños en la asistencia de estas entidades.

3.5.6. Estudio de las fallas registradas por el centro de control de ELSE durante el año 2016 al año 2019.

De los gráficos de barras mostrados podemos observar que la mayor cantidad de cortes que ocurrieron en el alimentador LL-01 fueron en las horas 08:00 AM y 17:00 PM, en el alimentador LL-03 entre las 08:00 y 09:00 de la mañana en pleno horario de oficina donde distintas entidades como las municipalidades distritales, entre otras desarrollan su jornal laboral y de esta forma estos cortes interrumpen dicha labor causando daños en la asistencia de estas entidades.

Del anexo N° 3.4 podemos observar la cantidad de cortes producidos en el alimentador LL-01 y LL-03, de los cuales se pueden resumir en dos clases de cortes:

A. Cortes producidos por la empresa concesionaria.

Estos cortes son efectuados por la misma concesionaria debido a mantenimiento o por las ampliaciones y reforzamientos que se realizan en el alimentador los cuales son:

Tabla N° 3.23 Total de cortes realizados por la concesionaria LL-01.

ALIMENTADOR LL - 01	
AÑO	PROGRAMADOS LL - 01 CANTIDAD
2016	7
2017	11
2018	69
2019	2

TOTAL =	89
----------------	-----------

Fuente: Centro de Control ELSE (Elaboración Propia).

Tabla N° 3.24 Total de cortes realizados por la concesionaria LL-03.

ALIMENTADOR LL - 03	
AÑO	PROGRAMADOS LL - 03 CANTIDAD
2016	14
2017	6
2018	9
2019	1

TOTAL =	30
----------------	-----------

Fuente: Centro de Control ELSE (Elaboración Propia).

B. Cortes imprevistos o fallas ocurridas en el sistema.

Las fallas producidas en el sistema, por fenómenos naturales, por acción de terceros o por la mala operación en el sistema, son eventos que la concesionaria no los espera por lo cual ésta necesita de personal y sistemas de monitoreo para que puedan ser resueltos en el menor tiempo posible, estas se pueden contabilizar de la siguiente manera:

Tabla N°3.25 Total de fallas realizados por la concesionaria LL-01.

ALIMENTADOR LL - 01	
AÑO	NO PROGRAMADOS LL - CANTIDAD
2016	52
2017	161
2018	156
2019	109

TOTAL =	478
----------------	------------

Fuente: Centro de Control ELSE (Elaboración Propia).

Tabla N°3.26 Total de fallas realizados por la concesionaria LL-03.

ALIMENTADOR LL - 03	
AÑO	NO PROGRAMADOS CANTIDAD
2016	2
2017	8
2018	56
2019	55

TOTAL =	121
----------------	------------

Fuente: Centro de Control ELSE (Elaboración Propia).

Gráfico N° 3.4 Cantidad de cortes programados y no programados ocurridos en los dos alimentadores.



Fuente: Centro de Control ELSE (Elaboración Propia).

En los cuadros N° 3.8, 3.9 y figura N° 3.5, se puede apreciar la cantidad de frecuencia de interrupciones y en qué meses del año durante el periodo de estudio.

Cuadro N° 3.8 Cantidad total de fallas registradas por cada mes del año LL-01.

ALIMENTADOR LL - 01					
MES	2016	2017	2018	2019	CANT. FALAS LL-01
ENERO	3	44	6	15	68
FEBRERO	0	47	17	7	71
MARZO	1	50	29	11	91
ABRIL	1	5	24	6	36
MAYO	2	3	27	10	42
JUNIO	1	0	32	4	37
JULIO	3	1	17	7	28
AGOSTO	3	1	20	15	39
SETIEMBRE	5	0	0	0	5
OCTUBRE	9	9	36	22	76
NOVIEMBRE	6	10	10	13	39
DICIEMBRE	25	2	7	1	35
TOTAL	59	172	225	111	567

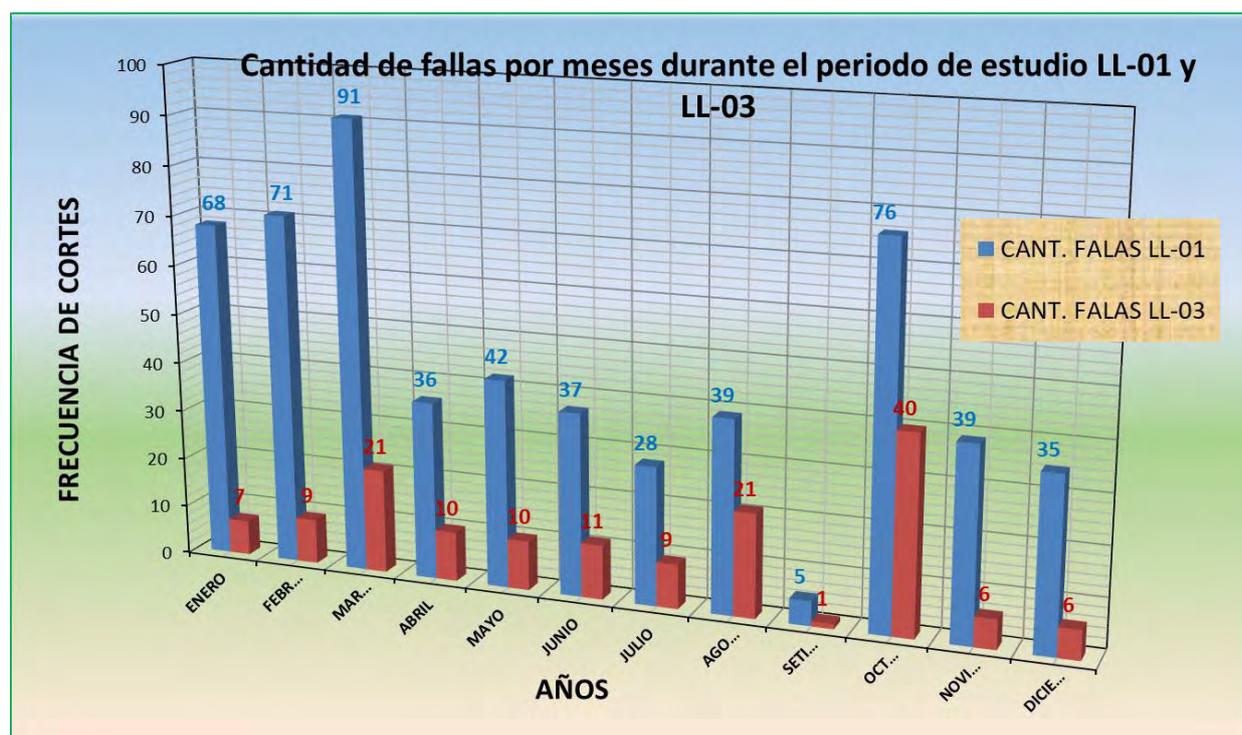
Fuente: Propia.

Cuadro N° 3.9 Cantidad total de fallas registradas por cada mes del año LL-03.

ALIMENTADOR LL - 03					
MES	2016	2017	2018	2019	CANT. FALAS LL-03
ENERO	0	2	0	5	7
FEBRERO	0	0	7	2	9
MARZO	2	1	14	4	21
ABRIL	0	2	5	3	10
MAYO	1	1	6	2	10
JUNIO	1	0	4	6	11
JULIO	0	0	2	7	9
AGOSTO	0	2	8	11	21
SETIEMBRE	1	0	0	0	1
OCTUBRE	8	2	16	14	40
NOVIEMBRE	1	2	2	1	6
DICIEMBRE	2	2	1	1	6
TOTAL	16	14	65	56	151

Fuente: Propia.

Gráfico N° 3.5 Cantidad de fallas por meses durante el periodo de estudio LL-01 y LL-03



Fuente: Centro de Control ELSE (Elaboración Propia).

C. Cantidad de interrupciones mensuales registradas por tipo de falla, frecuencia, duración alimentador LL-01.

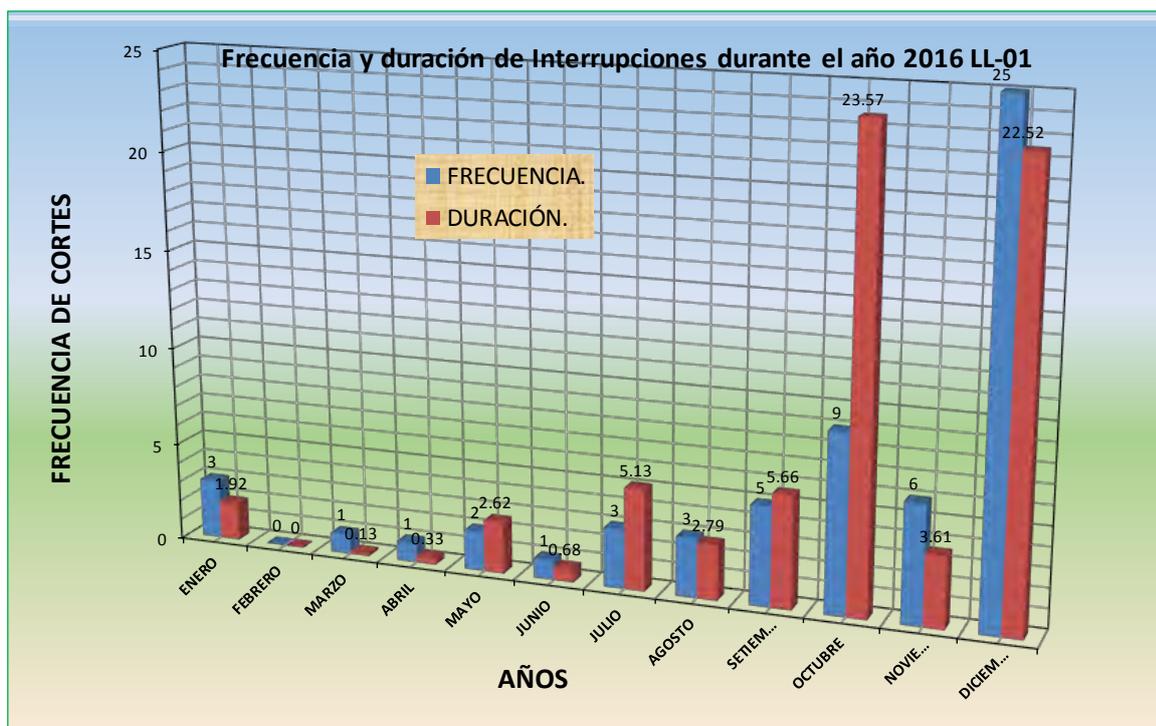
En este ítem visualizamos gráficamente los tipos de fallas ocurridas en el alimentador LL-01, detallando por cada mes, la frecuencia y la duración de estas.

Cuadro N° 3.10 Frecuencia y duración de interrupciones durante el año 2016 LL-01.

ALIMENTADOR LL - 01													
AÑO: 2016		FRECUENCIA Y DURACION DE INTERRUPCIONES											
PRIMER SEMESTRE													
NATURALEZA DE INTERRUPCIÓN -2016	DESCRIPCIÓN	ENERO		FEBRERO		MARZO		ABRIL		MAYO		JUNIO	
		FRECUENCIA	DURACIÓN (Hrs)	FRECUENCIA A	DURACIÓN (Hrs)	FRECUENCIA	DURACIÓN (Hrs)	FRECUENCIA A	DURACIÓN (Hrs)	FRECUENCIA A	DURACIÓN (Hrs)	FRECUENCIA A	DURACIÓN (Hrs)
PROGRAMADO	Expansion y Reforzamiento									1	0.87		
	Mantenimiento									1	1.75		
NO PROGRAMADO	Fenomenos naturales	3	1.92			1	0.13	1	0.33				
	Falla												
	Accion terceros												
	Operación											1	0.68
SUB TOTAL		3	1.92	0	0	1	0.13	1	0.33	2	2.62	1	0.68
SEGUNDO SEMESTRE													
NATURALEZA DE INTERRUPCIÓN	DESCRIPCIÓN	JULIO		AGOSTO		SETIEMBRE		OCTUBRE		NOVIEMBRE		DICIEMBRE	
		FRECUENCIA	DURACIÓN (Hrs)	FRECUENCIA A	DURACIÓN (Hrs)	FRECUENCIA	DURACIÓN (Hrs)	FRECUENCIA A	DURACIÓN (Hrs)	FRECUENCIA A	DURACIÓN (Hrs)	FRECUENCIA A	DURACIÓN (Hrs)
PROGRAMADO	Expansion y Reforzamiento							4	22.03				
	Mantenimiento					1	4.78						
NO PROGRAMADO	Fenomenos naturales			2	0.42	3	0.35	4	0.96	5	0.83	23	21.92
	Falla	2	4.98	1	2.37			1	0.58	1	2.78	2	0.6
	Accion terceros												
	Operación	1	0.15			1	0.53						
SUB TOTAL		3	5.13	3	2.79	5	5.66	9	23.57	6	3.61	25	22.52
TOTAL		59		TOTAL FRECUENCIA INTERRUPCIONES									
TOTAL		68.96		TOTAL DURACION INTERRUPCIONES									

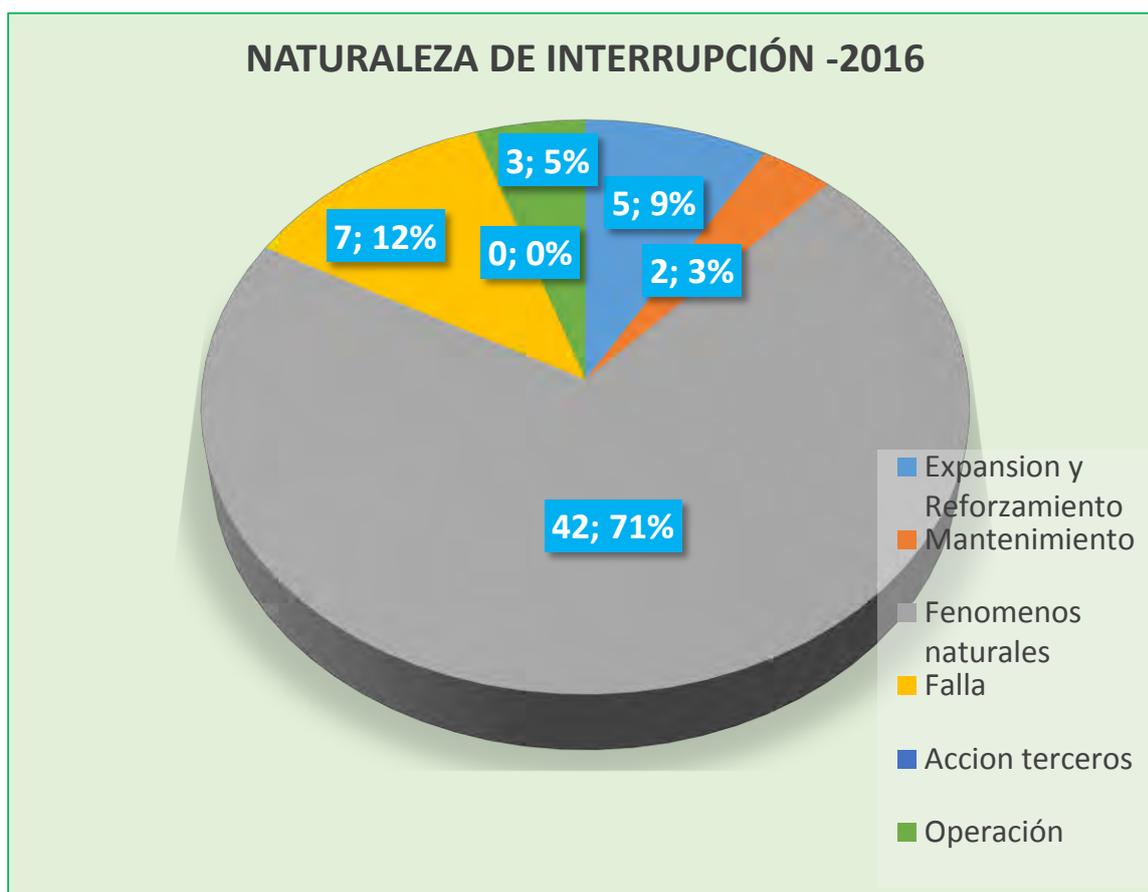
Fuente: Centro de Control ELSE (Elaboración Propia).

Gráfico N° 3.6 Frecuencia y duración de interrupciones durante el año 2016 LL-01.



Fuente: Centro de Control ELSE (Elaboración Propia).

Gráfico N° 3.7 Naturaleza de la falla 2016 LL-01.



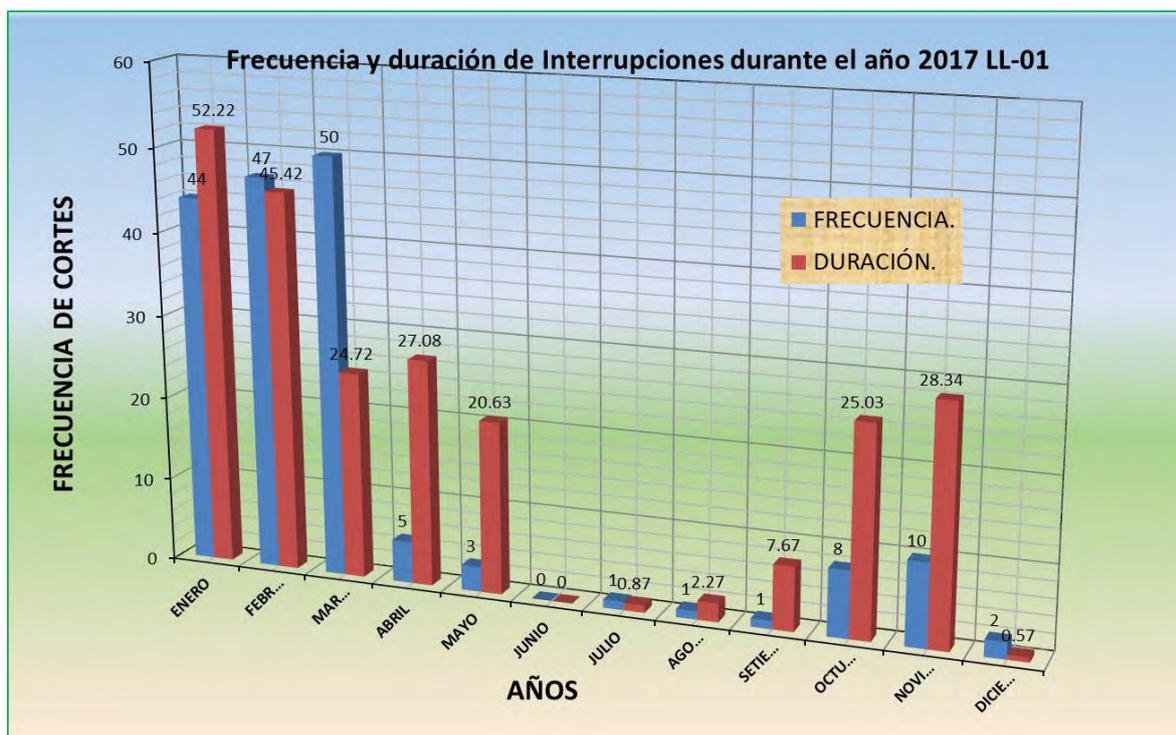
Fuente: Centro de Control ELSE (Elaboración Propia).

Cuadro N° 3.11 Frecuencia y duración de interrupciones durante el año 2017 LL-01.

ALIMENTADOR LL - 01														
AÑO: 2017		FRECUENCIA Y DURACION DE INTERRUPCIONES												
PRIMER SEMESTRE														
NATURALEZA DE INTERRUPCIÓN -2017	DESCRIPCIÓN	ENERO		FEBRERO		MARZO		ABRIL		MAYO		JUNIO		
		FRECUENCIA	DURACIÓN (Hrs)	FRECUENCIA A	DURACIÓN (Hrs)	FRECUENCIA	DURACIÓN (Hrs)	FRECUENCIA A	DURACIÓN (Hrs)	FRECUENCIA A	DURACIÓN (Hrs)	FRECUENCIA A	DURACIÓN (Hrs)	
PROGRAMADO	Expansión y Reforzamiento					1	8.48			2	5.53			
	Mantenimiento	2	9.1	3	13.05									
NO PROGRAMADO	Fenomenos naturales	39	9.05	30	11.44	45	11.02	1	3.05					
	Falla	1	33.97	11	19.68	1	0.23	2	15.21	1	15.1			
	Acción terceros													
	Operación	2	0.1	3	1.25	3	4.99	2	8.82					
SUB TOTAL		44	52.22	47	45.42	50	24.72	5	27.08	3	20.63	0	0	
SEGUNDO SEMESTRE														
NATURALEZA DE INTERRUPCIÓN	DESCRIPCIÓN	JULIO		AGOSTO		SETIEMBRE		OCTUBRE		NOVIEMBRE		DICIEMBRE		
		FRECUENCIA	DURACIÓN (Hrs)	FRECUENCIA A	DURACIÓN (Hrs)	FRECUENCIA	DURACIÓN (Hrs)	FRECUENCIA A	DURACIÓN (Hrs)	FRECUENCIA A	DURACIÓN (Hrs)	FRECUENCIA A	DURACIÓN (Hrs)	
PROGRAMADO	Expansión y Reforzamiento	1	0.87											
	Mantenimiento							2	0.2					
NO PROGRAMADO	Fenomenos naturales					1	7.67	4	21.76	7	24.96	1	0.17	
	Falla			1	2.27			1	2.57	1	0	1	0.4	
	Acción terceros													
	Operación							1	0.5	2	3.38			
SUB TOTAL		1	0.87	1	2.27	1	7.67	8	25.03	10	28.34	2	0.57	
TOTAL		172	TOTAL FRECUENCIA INTERRUPCIONES											
TOTAL		234.82	TOTAL DURACION INTERRUPCIONES											

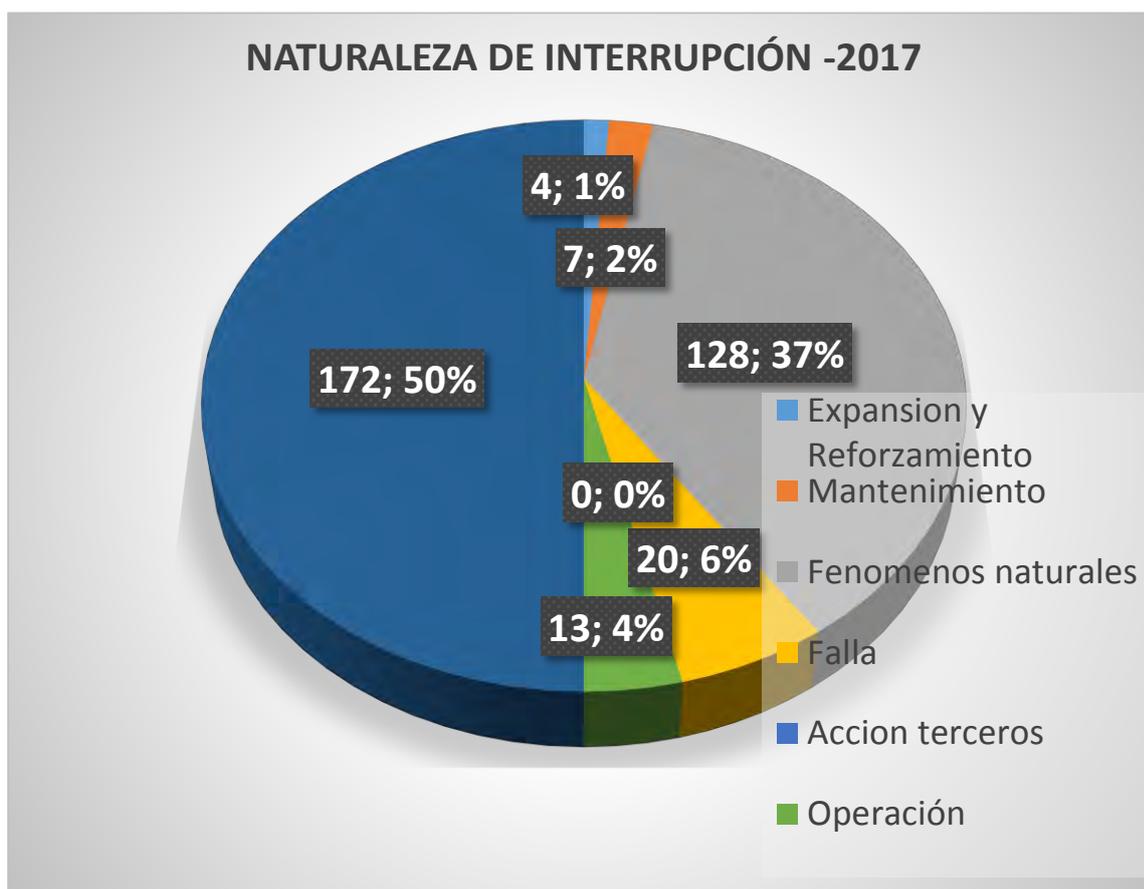
Fuente: Centro de Control ELSE (Elaboración Propia).

Gráfico N° 3.8 Frecuencia y duración de interrupciones durante el año 2017 LL-01.



Fuente: Centro de Control ELSE (Elaboración Propia).

Gráfico N° 3.9 Naturaleza de la falla 2017 LL-01.



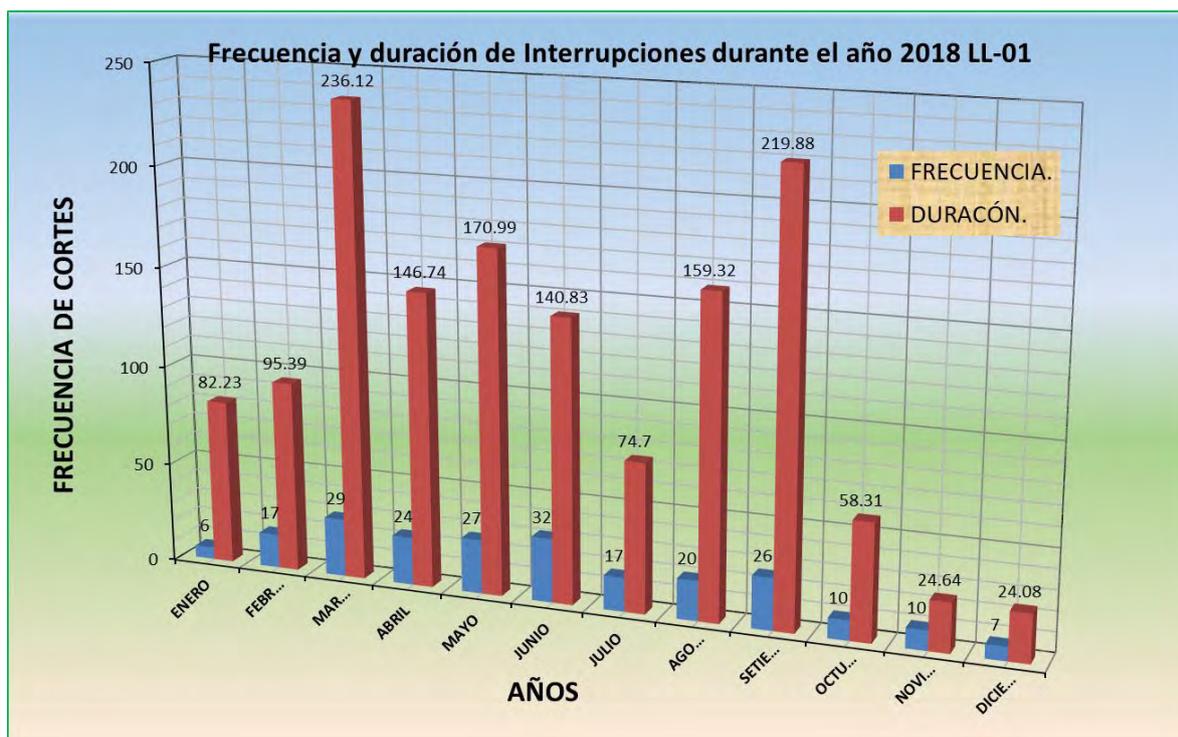
Fuente: Centro de control ELSE (Elaboración Propia).

Cuadro N° 3.12 Frecuencia y duración de interrupciones durante el año 2018 LL-01.

ALIMENTADOR LL - 01														
AÑO:		2018												
FRECUENCIA Y DURACION DE INTERRUPCIONES														
PRIMER SEMESTRE														
NATURALEZA DE INTERRUPCIÓN -2018	DESCRIPCIÓN	ENERO		FEBRERO		MARZO		ABRIL		MAYO		JUNIO		
		FRECUENCIA	DURACIÓN (Hrs)	FRECUENCIA A	DURACIÓN (Hrs)	FRECUENCIA	DURACIÓN (Hrs)	FRECUENCIA A	DURACIÓN (Hrs)	FRECUENCIA A	DURACIÓN (Hrs)	FRECUENCIA A	DURACIÓN (Hrs)	
PROGRAMADO	Expansión y Reforzamiento	1	0.2							5	42.95	5	44.09	
	Mantenimiento	1	8					2	3.35	4	26.65	9	60.42	
NO PROGRAMADO	Fenomenos naturales	2	72.51	10	84.66	23	203.32	14	101.85	10	80.81	10	8.28	
	Falla	1	0.32	6	10.43	5	32.62	7	41.26	7	16.13	6	22.19	
	Accion terceros													
	Operación	1	1.2	1	0.3	1	0.18	1	0.28	1	4.45	2	5.85	
SUB TOTAL		6	82.23	17	95.39	29	236.12	24	146.74	27	170.99	32	140.83	
SEGUNDO SEMESTRE														
NATURALEZA DE INTERRUPCIÓN	DESCRIPCIÓN	JULIO		AGOSTO		SETIEMBRE		OCTUBRE		NOVIEMBRE		DICIEMBRE		
		FRECUENCIA	DURACIÓN (Hrs)	FRECUENCIA A	DURACIÓN (Hrs)	FRECUENCIA	DURACIÓN (Hrs)	FRECUENCIA A	DURACIÓN (Hrs)	FRECUENCIA A	DURACIÓN (Hrs)	FRECUENCIA A	DURACIÓN (Hrs)	
PROGRAMADO	Expansión y Reforzamiento	7	62.81	10	89.05	12	94.23	5	32.77			2	18	
	Mantenimiento					2	18.03	2	12.85	2	3.95			
NO PROGRAMADO	Fenomenos naturales	4	3.21	5	57.45	6	77.01	1	3.02	3	3.17	3	1.23	
	Falla	4	6.13	4	11.65	4	27.46	2	9.67	3	15.43	1	2.2	
	Accion terceros					1	3.07							
	Operación	2	2.55	1	1.17	1	0.08			2	2.09	1	2.65	
SUB TOTAL		17	74.7	20	159.32	26	219.88	10	58.31	10	24.64	7	24.08	
TOTAL		225	TOTAL FRECUENCIA INTERRUPCIONES											
TOTAL		1433.23	TOTAL DURACION INTERRUPCIONES											

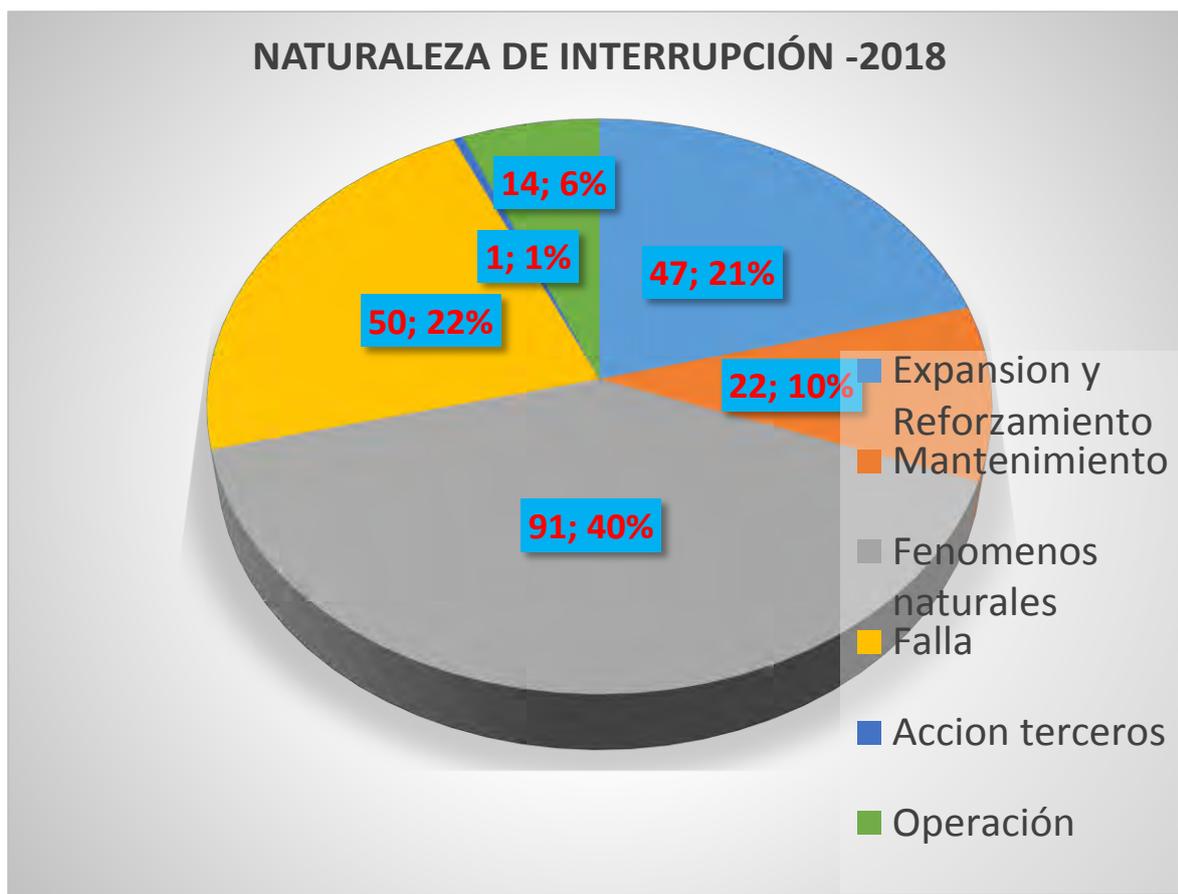
Fuente: Centro de Control ELSE (Elaboración Propia).

Gráfico N° 3.10 Frecuencia y duración de interrupciones durante el año 2018 LL-01.



Fuente: Centro de Control ELSE (Elaboración Propia).

Gráfico N° 3.11 Naturaleza de la falla 2018 LL-01.



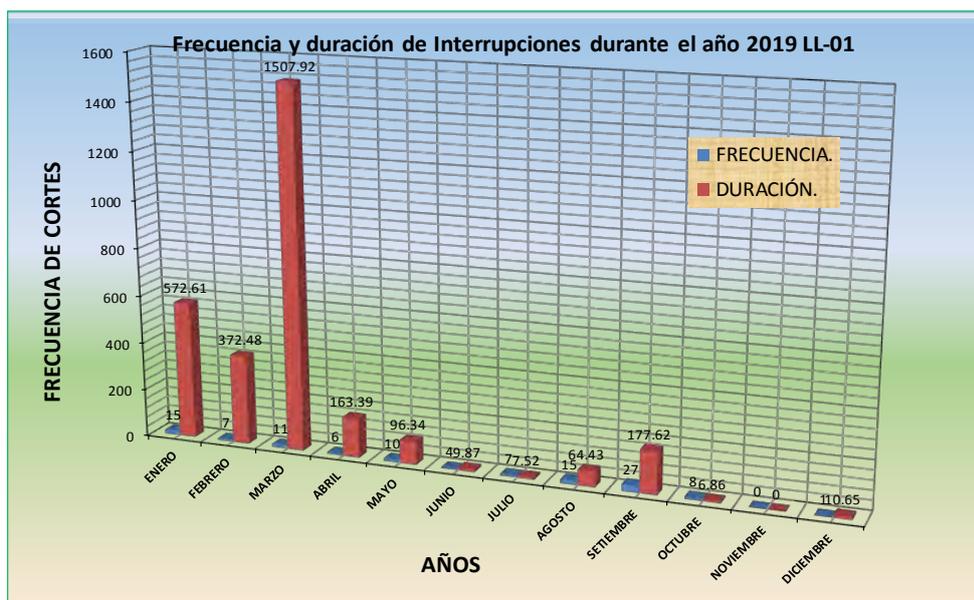
Fuente: Centro de Control ELSE (Elaboración Propia).

Cuadro N° 3.13 Frecuencia y duración de interrupciones durante el año 2019 LL-01.

ALIMENTADOR LL - 01														
AÑO: 2019														
FRECUENCIA Y DURACION DE INTERRUPCIONES														
PRIMER SEMESTRE														
NATURAL	DESCRIPCIÓN	ENERO		FEBRERO		MARZO		ABRIL		MAYO		JUNIO		
		FRECUENCIA	DURACIÓN (Hrs)	FRECUENCIA	DURACIÓN (Hrs)	FRECUENCIA	DURACIÓN (Hrs)	FRECUENCIA	DURACIÓN (Hrs)	FRECUENCIA	DURACIÓN (Hrs)	FRECUENCIA	DURACIÓN (Hrs)	
PROGRAMADO	Expansion y Reforzamiento	2	14.95											
	Mantenimiento													
NO PROGRAMADO	Fenomenos naturales	11	548.24	5	366.78	10	1502.77	5	163.07	9	95.51			
	Falla	1	0.3	2	5.7	1	5.15			1	0.83	4	9.87	
	Accion terceros	1	9.12											
	Operación							1	0.32					
SUB TOTAL		15	572.61	7	372.48	11	1507.92	6	163.39	10	96.34	4	9.87	
SEGUNDO SEMESTRE														
NATURALEZA DE INTERRUPCIÓN	DESCRIPCIÓN	JULIO		AGOSTO		SETIEMBRE		OCTUBRE		NOVIEMBRE		DICIEMBRE		
		FRECUENCIA	DURACIÓN (Hrs)	FRECUENCIA	DURACIÓN (Hrs)	FRECUENCIA	DURACIÓN (Hrs)	FRECUENCIA	DURACIÓN (Hrs)	FRECUENCIA	DURACIÓN (Hrs)	FRECUENCIA	DURACIÓN (Hrs)	
PROGRAMADO	Expansion y Reforzamiento													
	Mantenimiento													
NO PROGRAMADO	Fenomenos naturales	3	0.85	9	31.27	13	38.51	2	0.73			1	10.65	
	Falla	4	6.67	5	30.63	12	137.89	6	6.13					
	Accion terceros			1	2.53	1	0.22							
	Operación					1	1							
SUB TOTAL		7	7.52	15	64.43	27	177.62	8	6.86	0	0	1	10.65	
TOTAL		111	TOTAL FRECUENCIA INTERRUPCIONES											
TOTAL		2989.69	TOTAL DURACION INTERRUPCIONES											

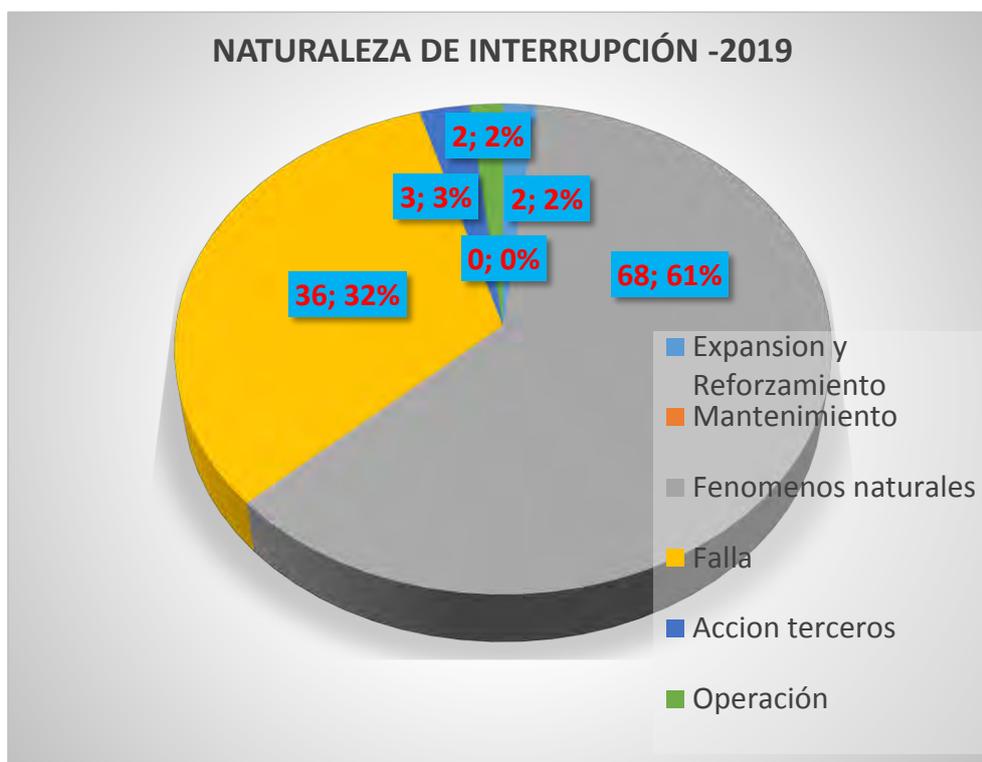
Fuente: Centro de Control ELSE (Elaboración Propia).

Gráfico N° 3.12 Frecuencia y duración de interrupciones durante el año 2019 LL-01.



Fuente: Centro de Control ELSE (Elaboración Propia).

Gráfico N° 3.13 Naturaleza de la falla 2019 LL-01.



Fuente: Centro de Control ELSE (Elaboración Propia).

D. Cantidad de interrupciones mensuales registradas por tipo de falla, frecuencia, duración alimentador LL-03.

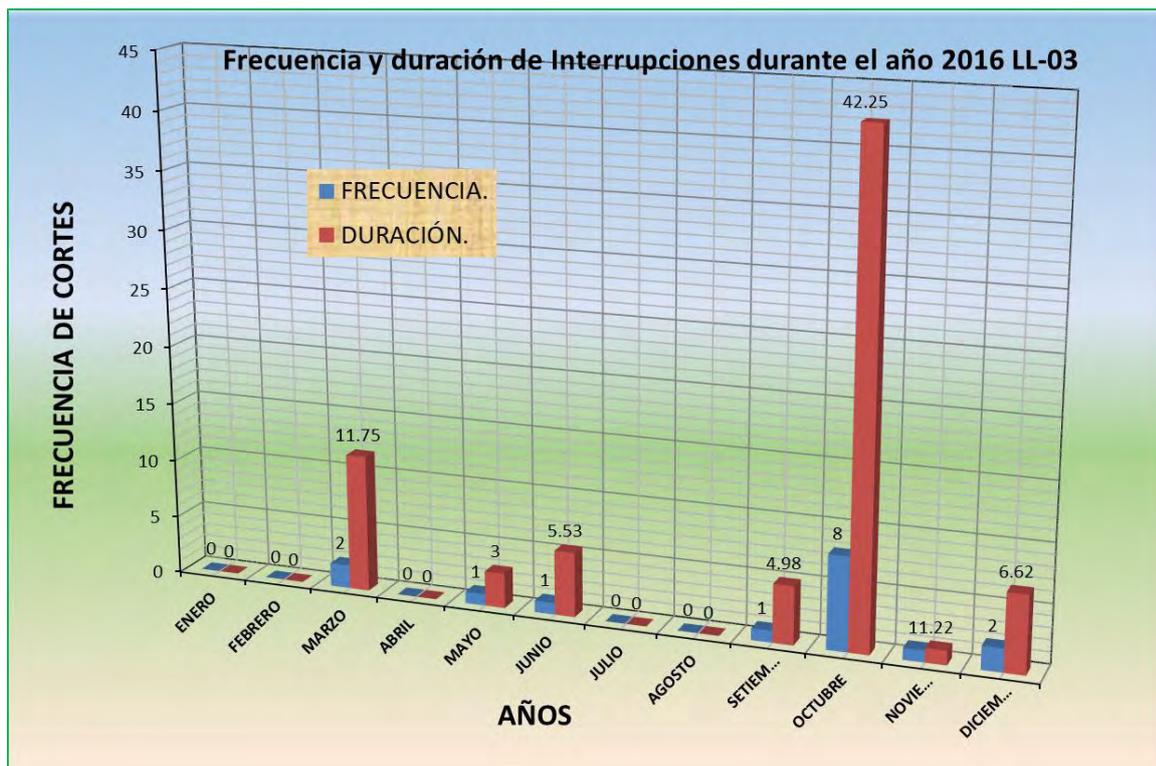
Al igual que el ítem anterior visualizamos los tipos de fallas ocurridas en el alimentador LL-03, detallando por cada mes, la frecuencia y la duración de estas.

Cuadro N° 3.14 Frecuencia y duración de interrupciones durante el año 2016 LL-03.

ALIMENTADOR LL - 03													
AÑO:		2016											
FRECUENCIA Y DURACION DE INTERRUPCIONES													
PRIMER SEMESTRE													
NATURALEZA DE INTERRUPCIÓN - 2016	DESCRIPCIÓN	ENERO		FEBRERO		MARZO		ABRIL		MAYO		JUNIO	
		FRECUENCI A	DURACIÓN (Hrs)	FRECUENCI A	DURACIÓN (Hrs)	FRECUENCI A	DURACIÓN (Hrs)	FRECUENCI A	DURACIÓN (Hrs)	FRECUENCI A	DURACIÓN (Hrs)	FRECUENCI A	DURACIÓN (Hrs)
PROGRAMADO	Expansion y Reforzamien Mantenimiento					2	11.75			1	3	1	5.53
NO PROGRAMADO	Fenomenos naturales												
	Falla												
	Accion terceros												
	Operación												
SUB TOTAL		0	0	0	0	2	11.75	0	0	1	3	1	5.53
SEGUNDO SEMESTRE													
NATURALEZA DE INTERRUPCIÓN	DESCRIPCIÓN	JULIO		AGOSTO		SETIEMBRE		OCTUBRE		NOVIEMBRE		DICIEMBRE	
		FRECUENCI A	DURACIÓN (Hrs)	FRECUENCI A	DURACIÓN (Hrs)	FRECUENCI A	DURACIÓN (Hrs)	FRECUENCI A	DURACIÓN (Hrs)	FRECUENCI A	DURACIÓN (Hrs)	FRECUENCI A	DURACIÓN (Hrs)
PROGRAMADO	Expansion y Reforzamien Mantenimiento					1	4.98	3	11.75	5	30.5		
NO PROGRAMADO	Fenomenos naturales												
	Falla											1	1.62
	Accion terceros												
	Operación									1	1.22		
SUB TOTAL		0	0	0	0	1	4.98	8	42.25	1	1.22	2	6.62
TOTAL		16		TOTAL FRECUENCIA INTERRUPCIONES									
TOTAL		75.35		TOTAL DURACION INTERRUPCIONES									

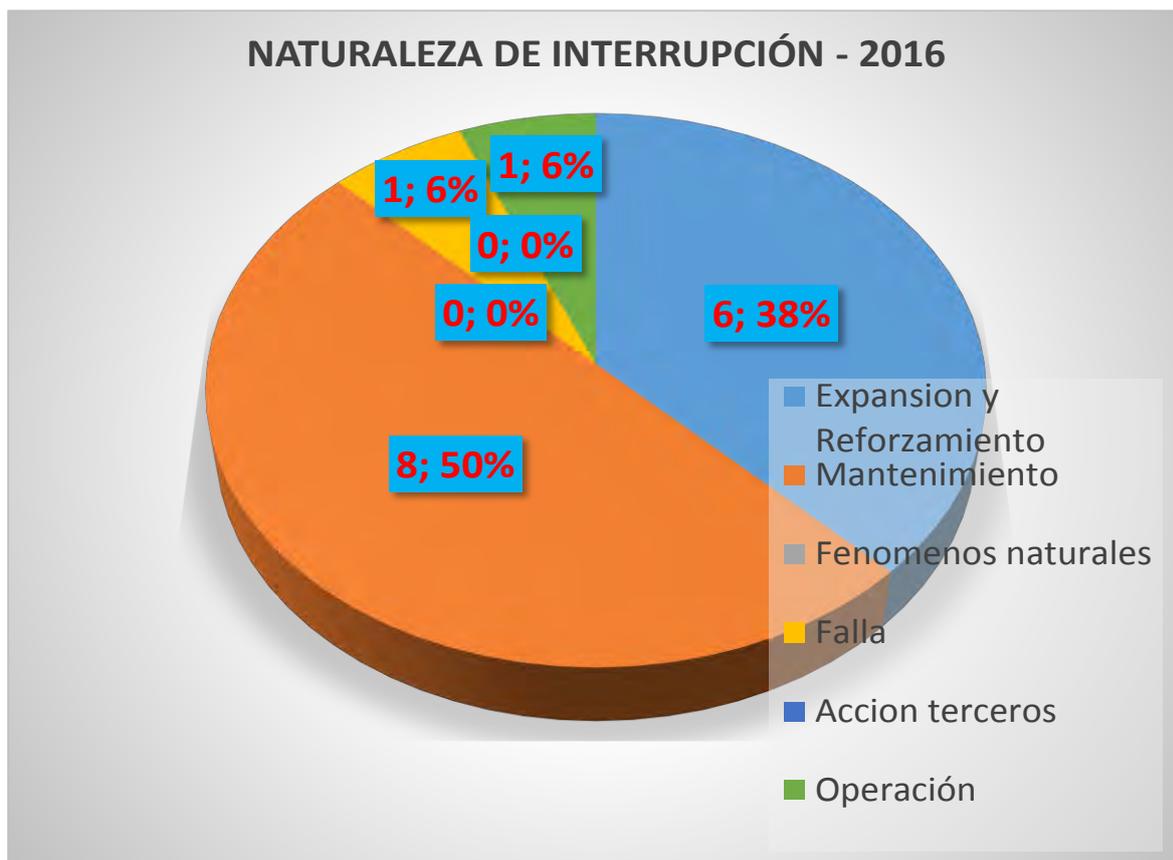
Fuente: Centro de Control ELSE (Elaboración Propia).

Gráfico N° 3.14 Frecuencia y duración de interrupciones durante el año 2016 LL-03.



Fuente: Centro de Control ELSE (Elaboración Propia).

Gráfico N° 3.15 Naturaleza de la falla 2016 LL-03.



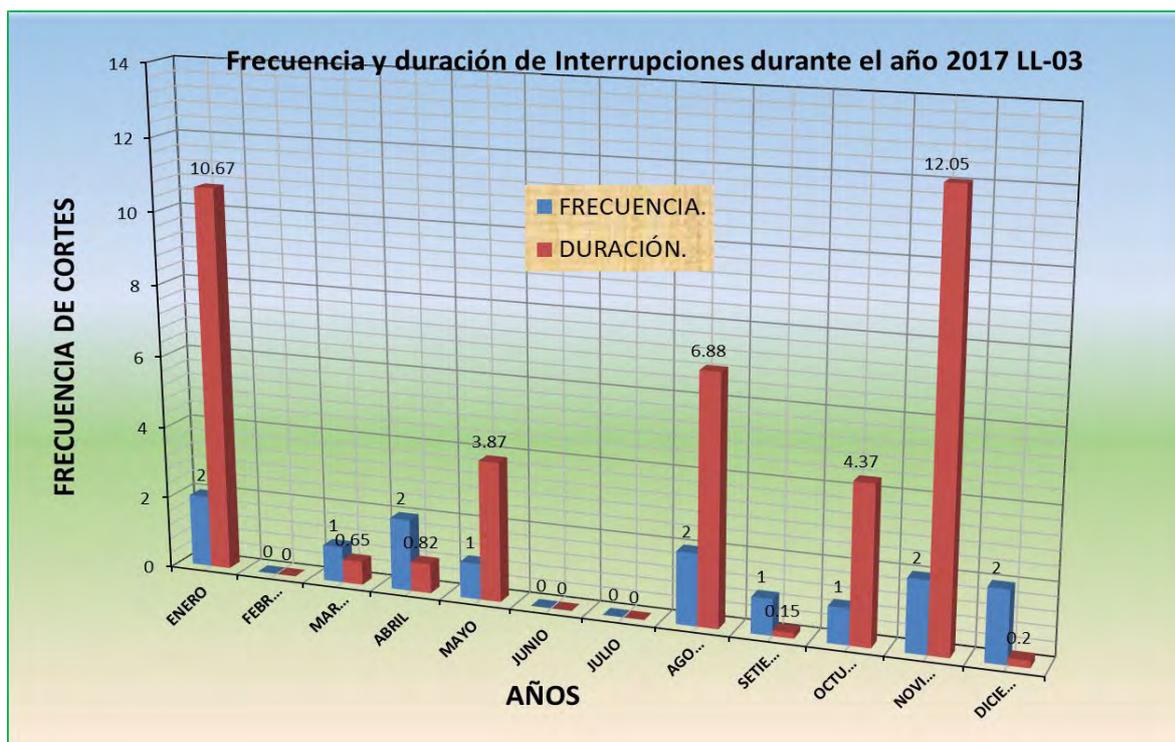
Fuente: Centro de control ELSE (Elaboración Propia).

Cuadro N° 3.15 Frecuencia y duración de interrupciones durante el año 2017 LL-03

ALIMENTADOR LL - 03													
AÑO:		2017											
FRECUENCIA Y DURACION DE INTERRUPCIONES													
PRIMER SEMESTRE													
NATURALEZA DE INTERRUPCIÓN - 2017	DESCRIPCIÓN	ENERO		FEBRERO		MARZO		ABRIL		MAYO		JUNIO	
		FRECUENCI A	DURACIÓN (Hrs)	FRECUENCI A	DURACIÓN (Hrs)	FRECUENCI A	DURACIÓN (Hrs)	FRECUENCI A	DURACIÓN (Hrs)	FRECUENCI A	DURACIÓN (Hrs)	FRECUENCI A	DURACIÓN (Hrs)
PROGRAMADO	Expansión y Reforzamiento												
	Mantenimiento	2	10.67							1	3.87		
NO PROGRAMADO	Fenomenos naturales					1	0.65	1	0.35				
	Falla												
	Acción terceros												
	Operación							1	0.47				
SUB TOTAL		2	10.67	0	0	1	0.65	2	0.82	1	3.87	0	0
SEGUNDO SEMESTRE													
NATURALEZA DE INTERRUPCIÓN	DESCRIPCIÓN	JULIO		AGOSTO		SEPTIEMBRE		OCTUBRE		NOVIEMBRE		DICIEMBRE	
		FRECUENCI A	DURACIÓN (Hrs)	FRECUENCI A	DURACIÓN (Hrs)	FRECUENCI A	DURACIÓN (Hrs)	FRECUENCI A	DURACIÓN (Hrs)	FRECUENCI A	DURACIÓN (Hrs)	FRECUENCI A	DURACIÓN (Hrs)
PROGRAMADO	Expansión y Reforzamiento									1	6		
	Mantenimiento			1	6.83					1	6.05		
NO PROGRAMADO	Fenomenos naturales												
	Falla												
	Acción terceros					1	0.15	1	4.37				
	Operación			1	0.05							2	0.2
SUB TOTAL		0	0	2	6.88	1	0.15	1	4.37	2	12.05	2	0.2
TOTAL		14		TOTAL FRECUENCIA INTERRUPCIONES									
TOTAL		39.66		TOTAL DURACION INTERRUPCIONES									

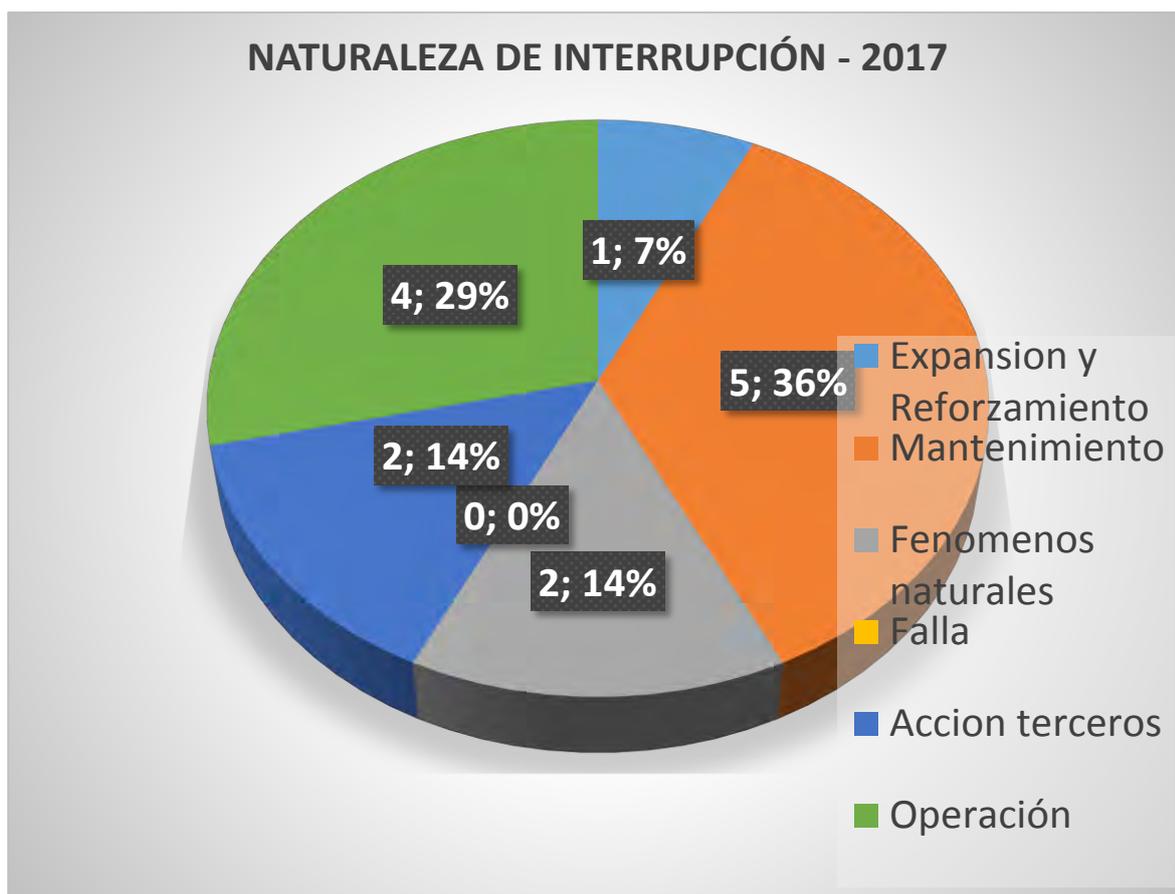
Fuente: Centro de control ELSE (Elaboración Propia).

Gráfico N° 3.16 Frecuencia y duración de interrupciones durante el año 2017 LL-03



Fuente: Centro de Control ELSE (Elaboración Propia).

Gráfico N° 3.17 Naturaleza de la falla 2017 LL-03.



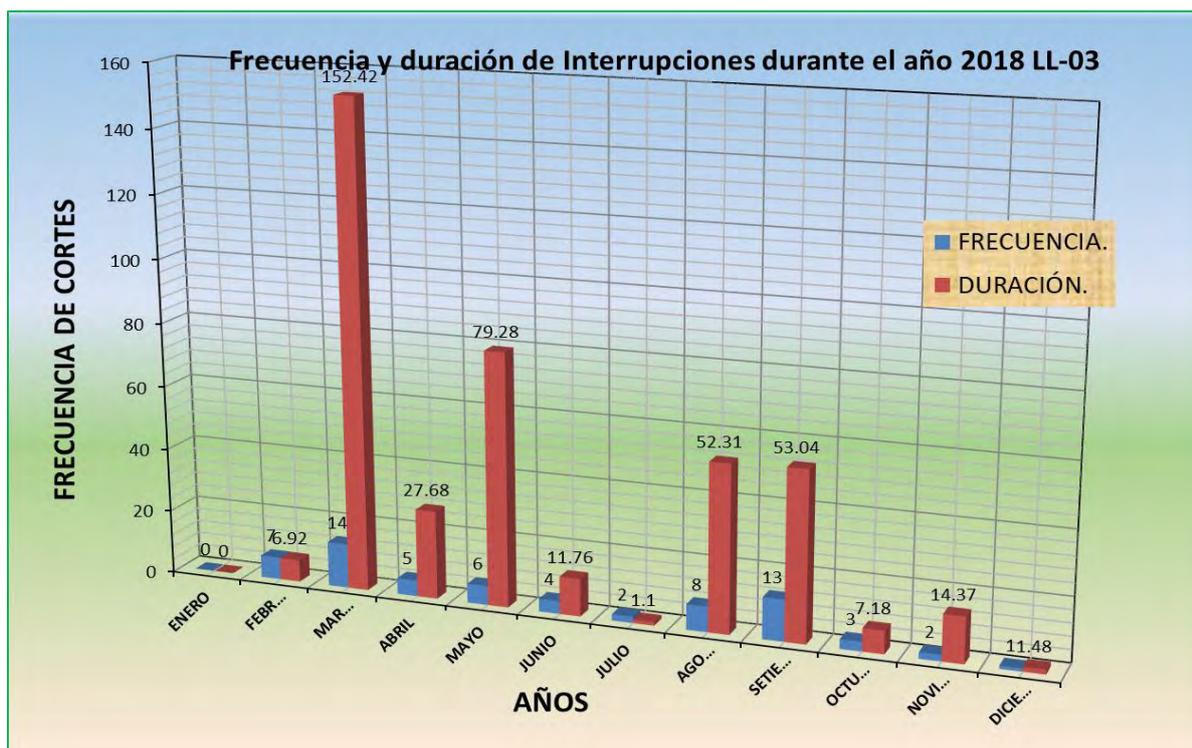
Fuente: Centro de Control ELSE (Elaboración Propia).

Cuadro N° 3.16 Frecuencia y duración de interrupciones durante el año 2018 LL-03.

ALIMENTADOR LL - 03													
AÑO:		2018											
FRECUENCIA Y DURACION DE INTERRUPCIONES													
PRIMER SEMESTRE													
NATURALEZA DE INTERRUPCIÓN - 2018	DESCRIPCIÓN	ENERO		FEBRERO		MARZO		ABRIL		MAYO		JUNIO	
		FRECUENCI A	DURACIÓN (Hrs)	FRECUENCI A	DURACIÓN (Hrs)	FRECUENCI A	DURACIÓN (Hrs)	FRECUENCI A	DURACIÓN (Hrs)	FRECUENCI A	DURACIÓN (Hrs)	FRECUENCI A	DURACIÓN (Hrs)
PROGRAMADO	Expansion y Reforzamien Mantenimiento									1	6.4		
NO PROGRAMADO	Fenomenos naturales			6	5.47	12	135.37	5	27.68	3	29.56	3	9.91
	Falla			1	1.45	2	17.05			2	43.32	1	1.85
	Accion terceros												
	Operación												
SUB TOTAL		0	0	7	6.92	14	152.42	5	27.68	6	79.28	4	11.76
SEGUNDO SEMESTRE													
NATURALEZA DE INTERRUPCIÓN	DESCRIPCIÓN	JULIO		AGOSTO		SETIEMBRE		OCTUBRE		NOVIEMBRE		DICIEMBRE	
		FRECUENCI A	DURACIÓN (Hrs)	FRECUENCI A	DURACIÓN (Hrs)	FRECUENCI A	DURACIÓN (Hrs)	FRECUENCI A	DURACIÓN (Hrs)	FRECUENCI A	DURACIÓN (Hrs)	FRECUENCI A	DURACIÓN (Hrs)
PROGRAMADO	Expansion y Reforzamien Mantenimiento					3	6.75					1	1.48
NO PROGRAMADO	Fenomenos naturales			1	11.3	2	6.62	3	7.18	2	14.37		
	Falla			5	28.63	5	16.7						
	Accion terceros	1	0.82			1	16.97						
	Operación	1	0.28										
SUB TOTAL		2	1.1	8	52.31	13	53.04	3	7.18	2	14.37	1	1.48
TOTAL		65		TOTAL FRECUENCIA INTERRUPCIONES									
TOTAL		407.54		TOTAL DURACION INTERRUPCIONES									

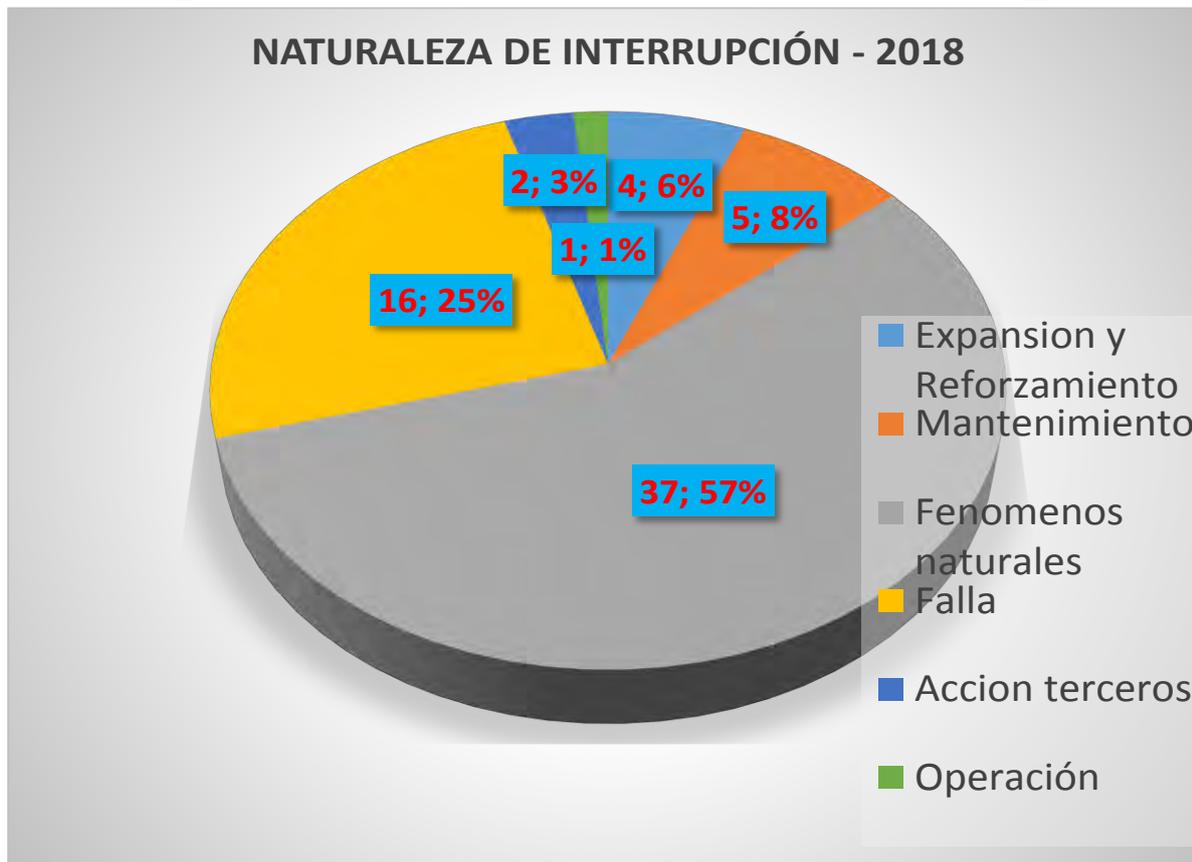
Fuente: Centro de Control ELSE (Elaboración Propia).

Gráfico N° 3.18 Frecuencia y duración de interrupciones durante el año 2018 LL-03.



Fuente: Centro de Control ELSE (Elaboración Propia).

Gráfico N° 3.19 Naturaleza de la falla 2018 LL-03.



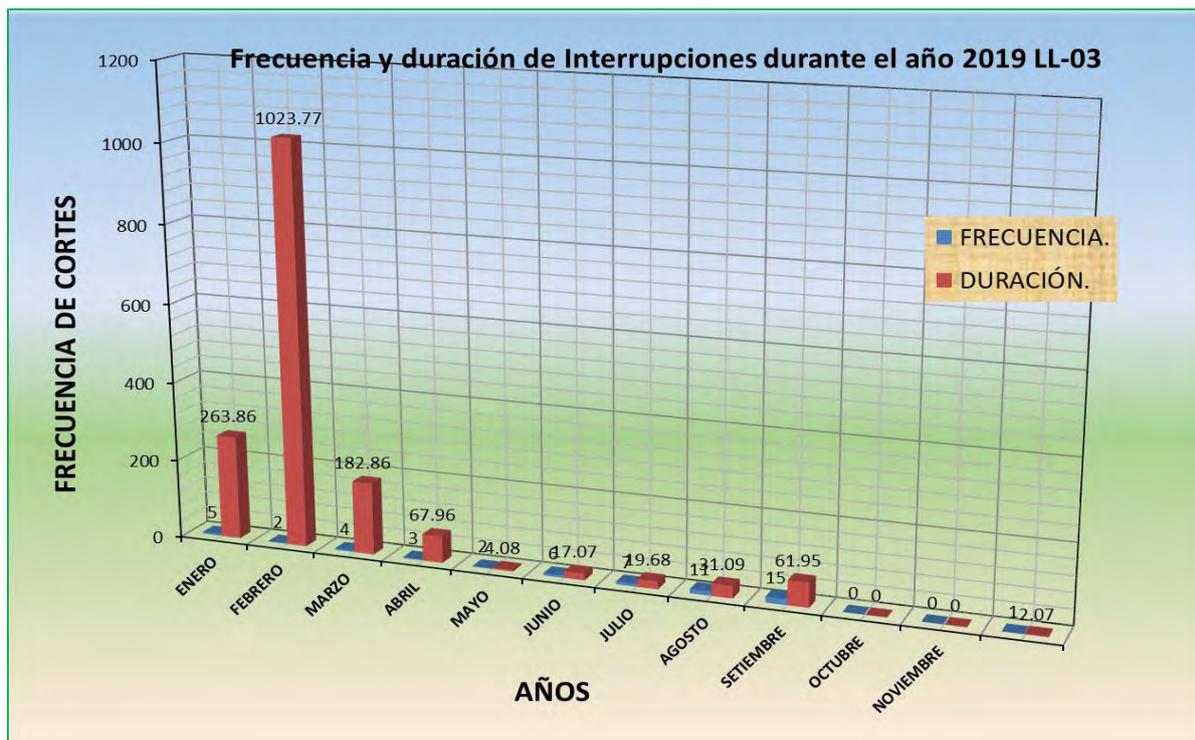
Fuente: Centro de Control ELSE (Elaboración Propia).

Cuadro N° 3.17 Frecuencia y duración de interrupciones durante el año 2019 LL-03.

ALIMENTADOR LL - 03														
AÑO:		2019												
FRECUENCIA Y DURACION DE INTERRUPCIONES														
PRIMER SEMESTRE														
NATURALEZ	DESCRIPCIÓN	ENERO		FEBRERO		MARZO		ABRIL		MAYO		JUNIO		
		FRECUENCI A	DURACIÓN (Hrs)	FRECUENCI A	DURACIÓN (Hrs)	FRECUENCI A	DURACIÓN (Hrs)	FRECUENCI A	DURACIÓN (Hrs)	FRECUENCI A	DURACIÓN (Hrs)	FRECUENCI A	DURACIÓN (Hrs)	
PROGRAMADO	Expansion y Reforzamien Mantenimiento											1	10	
NO PROGRAMADO	Fenomenos naturales	4	248.81	2	1023.77	3	168.81	3	67.96	1	2.43	2	4.49	
	Falla	1	15.05			1	14.05			1	1.65	3	2.58	
	Accion terceros													
	Operación													
SUB TOTAL		5	263.86	2	1023.77	4	182.86	3	67.96	2	4.08	6	17.07	
SEGUNDO SEMESTRE														
NATURALEZA DE INTERRUPCIÓN	DESCRIPCIÓN	JULIO		AGOSTO		SETIEMBRE		OCTUBRE		NOVIEMBRE		DICIEMBRE		
		FRECUENCI A	DURACIÓN (Hrs)	FRECUENCI A	DURACIÓN (Hrs)	FRECUENCI A	DURACIÓN (Hrs)	FRECUENCI A	DURACIÓN (Hrs)	FRECUENCI A	DURACIÓN (Hrs)	FRECUENCI A	DURACIÓN (Hrs)	
PROGRAMADO	Expansion y Reforzamien Mantenimiento													
NO PROGRAMADO	Fenomenos naturales	4	13.86	6	21.27	11	46.39							
	Falla	3	5.82	5	9.82	2	9.21					1	2.07	
	Accion terceros					2	6.35							
	Operación													
SUB TOTAL		7	19.68	11	31.09	15	61.95	0	0	0	0	1	2.07	
TOTAL		56	TOTAL FRECUENCIA INTERRUPCIONES											
TOTAL		1674.39	TOTAL DURACION INTERRUPCIONES											

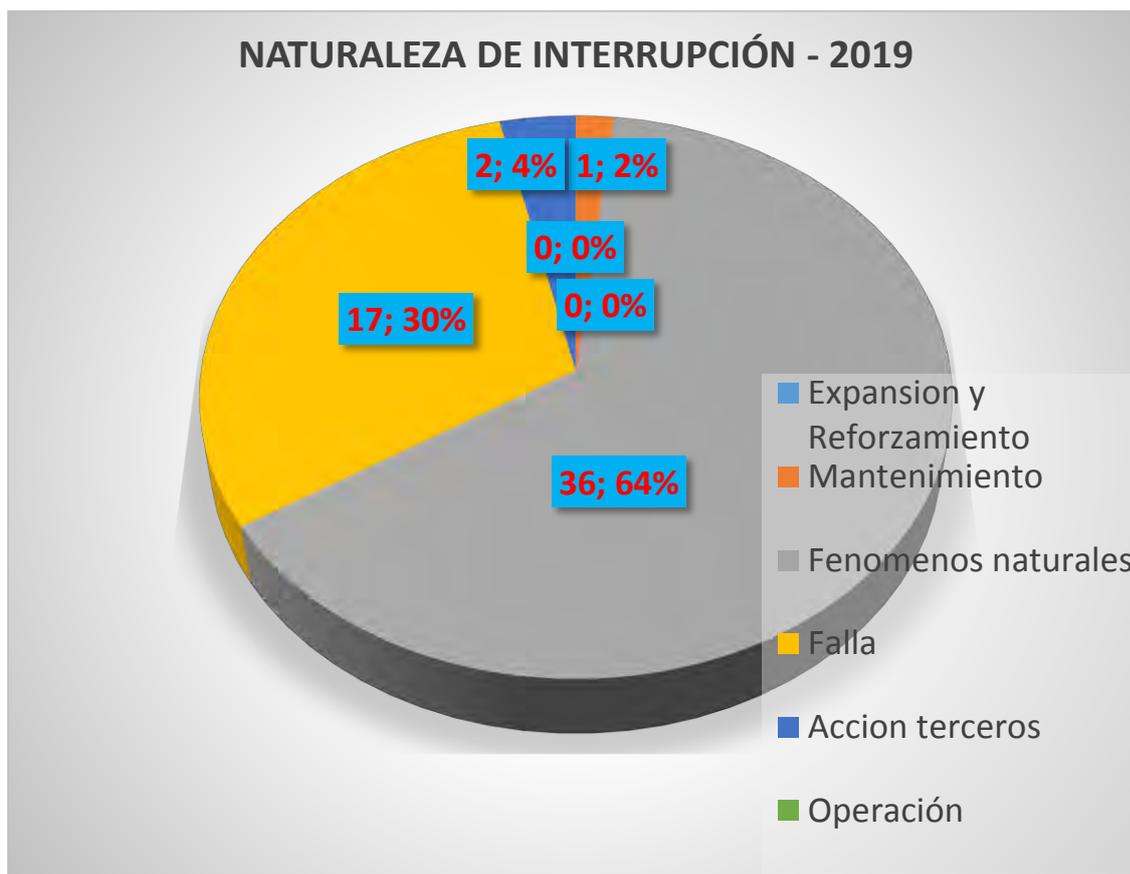
Fuente: Centro de Control ELSE (Elaboración Propia).

Gráfico N° 3.20 Frecuencia y duración de interrupciones durante el año 2019 LL-03.



Fuente: Centro de Control ELSE (Elaboración Propia).

Gráfico N° 3.21 Naturaleza de la falla 2019 LL-03.



Fuente: Centro de Control ELSE (Elaboración Propia).

E. Consolidado de interrupciones registradas tanto en frecuencia como duración perteneciente al alimentador LL-01 y LL-03.

Finalmente mostramos dos cuadros resumen del consolidado de la frecuencias y duraciones de interrupciones por mes y año y por alimentador.

Tabla N° 3.27 Frecuencia y duración de interrupciones de fallas LL-01.

ALIMENTADOR LL - 01										
MES	2016		2017		2018		2019		CANT. FALAS LL-01	
	FRECUENCIA	DURACION	FRECUENCIA	DURACION	FRECUENCIA	DURACION	FRECUENCIA	DURACION	FRECUENCIA	DURACION
ENERO	3	1.92	44	52.22	6	82.23	15	572.61	68	708.98
FEBRERO	0	0	47	45.42	17	95.39	7	372.48	71	513.29
MARZO	1	0.13	50	24.72	29	236.12	11	1507.92	91	1768.89
ABRIL	1	0.33	5	27.08	24	146.74	6	163.39	36	337.54
MAYO	2	2.62	3	20.63	27	170.99	10	96.34	42	290.58
JUNIO	1	0.68	0	0	32	140.83	4	9.87	37	151.38
JULIO	3	5.13	1	0.87	17	74.7	7	7.52	28	88.22
AGOSTO	3	2.79	1	2.27	20	159.32	15	64.43	39	228.81
SEPTIEMBRE	5	5.66	0	7.67	0	219.88	0	177.62	5	410.83
OCTUBRE	9	23.57	9	25.03	36	58.31	22	6.86	76	113.77
NOVIEMBRE	6	3.61	10	28.34	10	24.64	13	0	39	56.59
DICIEMBRE	25	22.52	2	0.57	7	24.08	1	10.65	35	57.82
TOTAL	59	68.96	172	234.82	225	1433.23	111	2989.69	567	4726.7

Fuente: Centro de Control ELSE (Elaboración Propia).

Tabla N° 3.28 Frecuencia y duración de interrupciones de fallas LL-03.

ALIMENTADOR LL - 03										
MES	2016		2017		2018		2019		CANT. FALAS LL-03	
	FRECUENCIA	DURACION	FRECUENCIA	DURACION	FRECUENCIA	DURACION	FRECUENCIA	DURACION	FRECUENCIA	DURACION
ENERO	0	0	2	10.67	0	0	5	263.86	7	274.53
FEBRERO	0	0	0	0	7	6.92	2	1023.77	9	1030.69
MARZO	2	11.75	1	0.65	14	152.42	4	182.86	21	347.68
ABRIL	0	0	2	0.82	5	27.68	3	67.96	10	96.46
MAYO	1	3	1	3.87	6	79.28	2	4.08	10	90.23
JUNIO	1	5.53	0	0	4	11.76	6	17.07	11	34.36
JULIO	0	0	0	0	2	1.1	7	19.68	9	20.78
AGOSTO	0	0	2	6.88	8	52.31	11	31.09	21	90.28
SEPTIEMBRE	1	4.98	0	0.15	0	53.04	0	61.95	1	120.12
OCTUBRE	8	42.25	2	4.37	16	7.18	14	0	40	53.8
NOVIEMBRE	1	1.22	2	12.05	2	14.37	1	0	6	27.64
DICIEMBRE	2	6.62	2	0.2	1	1.48	1	2.07	6	10.37
TOTAL	16	75.35	14	39.66	65	407.54	56	1674.39	151	2196.94

Fuente: Centro de Control ELSE (Elaboración Propia).

3.6. Selección por tramos basadas en las zonas problemáticas para representación de la topología.

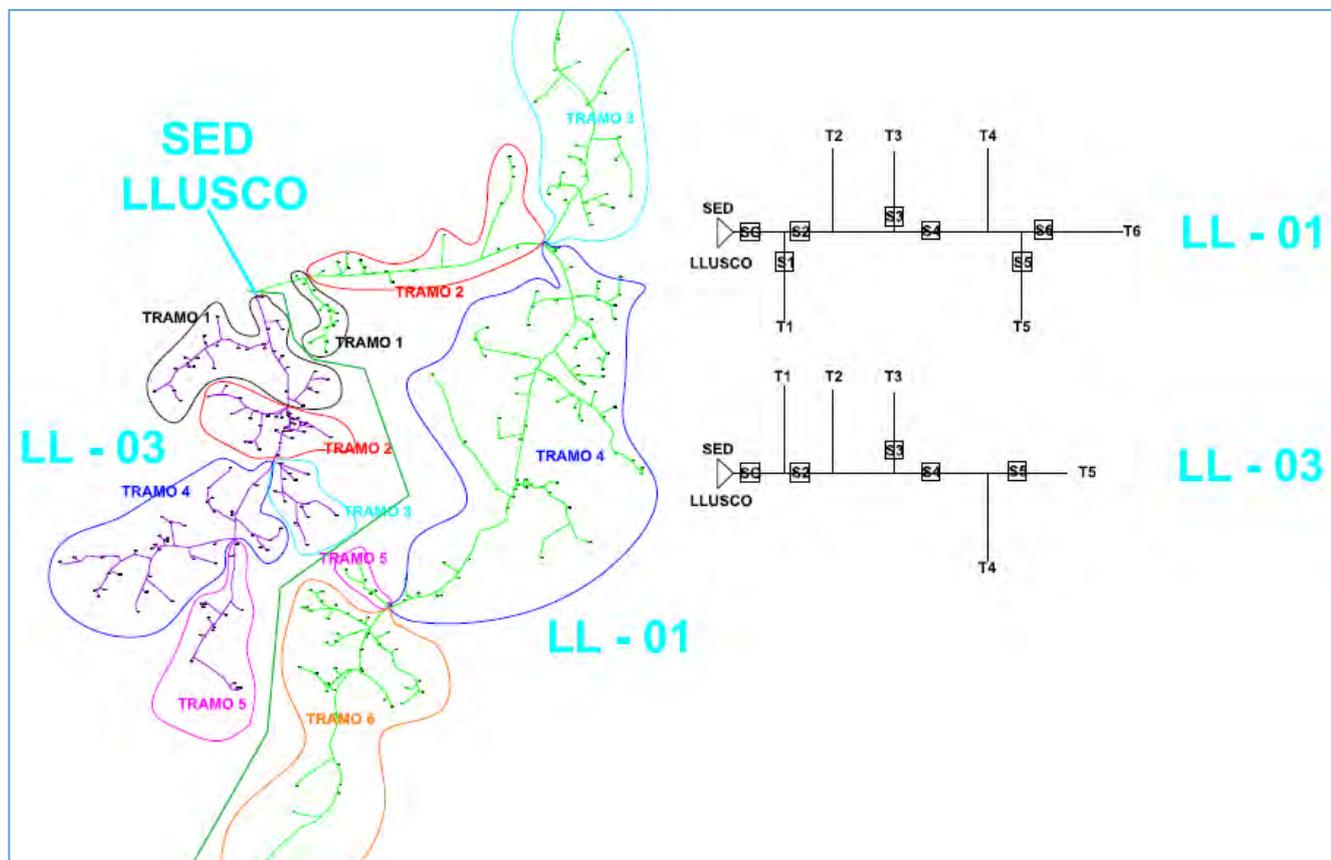
Definimos los sectores donde ocurren la mayor cantidad de fallas e interrupciones, para luego limitar el mejoramiento de la confiabilidad a estos sectores específicos.

Por lo tanto, las mejoras se llevarán a cabo casi en su totalidad en estos sectores con mayor número de fallas, en función de un análisis de causas. Este procedimiento busca reducir el modelo del sistema de distribución.

A continuación, se presentan los tramos del alimentador LL-01 y LL-03, los mismos que están separados por equipo de seccionamiento y/o maniobra, así mismo los que han sido

ubicados con datos históricos proporcionados por la Empresa de Distribución Electro Sur Este S.A.A. (Para su mayor claridad adjuntamos este mismo esquema en anexos N° 3.5).

Figura N° 3.7 Representación de los alimentadores por tramos para su topológica.



Fuente: ELSE (Elaboración Propia).

3.6.1. Características técnicas del alimentador LL-01 por tramos.

A. TRAMO 1.

Cuadro N° 3.18 Características técnicas tramo 1 LL-01.

ALIMENTADOR	LL - 01	
Tramo	N° 01	
Longitud Total	10.1185 Km	9.4% del total LL - 01
Número de SED	13	
Potencia Instalada	180.00 KVA	
Número de Suministros	273	
Distritos que abarca	-	

Fuente: ELSE (Elaboración Propia).

B. TRAMO 2.**Cuadro N° 3.19** Características técnicas tramo 2 LL-01.

ALIMENTADOR	LL - 01	
Tramo	N° 02	
Longitud Total	17.1319 Km	16.0% del total LL - 01
Número de SED	18	
Potencia Instalada	220.00 KVA	
Número de Suministros	350	
Distritos que abarca	-	

Fuente: ELSE (Elaboración Propia).

C. TRAMO 3.**Cuadro N° 3.20** Características técnicas tramo 3 LL-01.

ALIMENTADOR	LL - 01	
Tramo	N° 03	
Longitud Total	20.3441 Km	19.0% del total LL - 01
Número de SED	28	
Potencia Instalada	427.50 KVA	
Número de Suministros	735	
Distritos que abarca	-	

Fuente: ELSE (Elaboración Propia).

D. TRAMO 4.**Cuadro N° 3.21** Características técnicas tramo 4 LL-01.

ALIMENTADOR	LL - 01	
Tramo	N° 04	
Longitud Total	34.2638 Km	32.0% del total LL - 01
Número de SED	83	
Potencia Instalada	2182.50 KVA	
Número de Suministros	3078	
Distritos que abarca	-	

Fuente: ELSE (Elaboración Propia).

E. TRAMO 5.**Cuadro N° 3.22** Características técnicas tramo 5 LL-01.

ALIMENTADOR	LL - 01	
Tramo	N° 05	
Longitud Total	9.2405 Km	32.0% del total LL - 01
Número de SED	6	
Potencia Instalada	95.00 KVA	
Número de Suministros	154	
Distritos que abarca	-	

Fuente: ELSE (Elaboración Propia).

F. TRAMO 6.**Cuadro N° 3.23** Características técnicas tramo 6 LL-01.

ALIMENTADOR	LL - 01	
Tramo	N° 06	
Longitud Total	15.9756 Km	14.9% del total LL - 01
Número de SED	48	
Potencia Instalada	615.00 KVA	
Número de Suministros	1315	
Distritos que abarca	-	

Fuente: ELSE (Elaboración Propia).

3.6.2. Características técnicas del alimentador LL-03 por tramos.**A. TRAMO 1.****Cuadro N° 3.24** Características técnicas tramo 1 LL-03.

ALIMENTADOR	LL - 03	
Tramo	N° 01	
Longitud Total	18.6745 Km	24.0% del total LL - 03
Número de SED	31	
Potencia Instalada	512.50 KVA	
Número de Suministros	855	
Distritos que abarca	-	

Fuente: ELSE (Elaboración Propia).

B. TRAMO 2.**Cuadro N° 3.25** Características técnicas tramo 2 LL-03.

ALIMENTADOR	LL - 03	
Tramo	N° 02	
Longitud Total	13.5678 Km	17.4% del total LL - 03
Número de SED	36	
Potencia Instalada	1352.50 KVA	
Número de Suministros	3944	
Distritos que abarca	-	

Fuente: ELSE (Elaboración Propia).

C. TRAMO 3.**Cuadro N° 3.26** Características técnicas tramo 3 LL-03.

ALIMENTADOR	LL - 03	
Tramo	N° 03	
Longitud Total	10.2334 Km	13.1% del total LL - 03
Número de SED	13	
Potencia Instalada	145.00 KVA	
Número de Suministros	187	
Distritos que abarca	-	

Fuente: ELSE (Elaboración Propia).

D. TRAMO 4.**Cuadro N° 3.27** Características técnicas tramo 4 LL-03.

ALIMENTADOR	LL - 03	
Tramo	N° 04	
Longitud Total	22.5578 Km	13.1% del total LL - 03
Número de SED	39	
Potencia Instalada	365.00 KVA	
Número de Suministros	859	
Distritos que abarca	-	

Fuente: ELSE (Elaboración Propia).

E. TRAMO 5.

Cuadro N° 3.28 Características técnicas tramo 5 LL-03.

ALIMENTADOR	LL - 03	
Tramo	N° 05	
Longitud Total	12.8540 Km	16.5% del total LL - 03
Número de SED	15	
Potencia Instalada	161.00 KVA	
Número de Suministros	562	
Distritos que abarca	-	

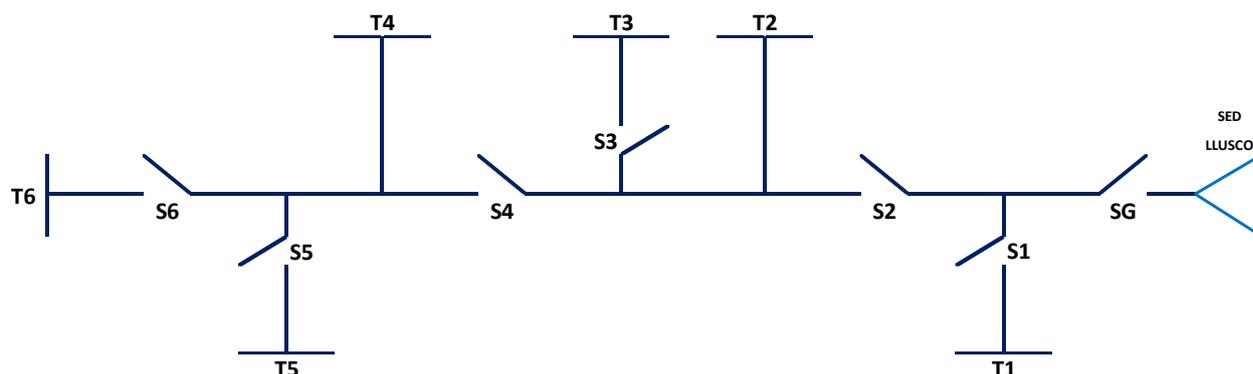
Fuente: ELSE (Elaboración Propia).

3.7. Determinación de los índices de confiabilidad DEC y FEC actuales.

3.7.1. Determinación de los índices de confiabilidad DEC y FEC alimentador LL-01.

Para el cálculo de los índices de confiabilidad DEC y FEC, se utiliza las interrupciones ocurridas en el alimentador LL-01 durante el periodo de años 2016-2019, el cual en total contabilizan 567 fallas para el sistema eléctrico. Para analizar los índices de confiabilidad es necesario modelar la topología e identificar cada uno de sus elementos (ver Figura N° 3.8).

Figura N° 3.8 Esquema del alimentador LL-01.



Fuente: ELSE (Elaboración Propia).

Donde:

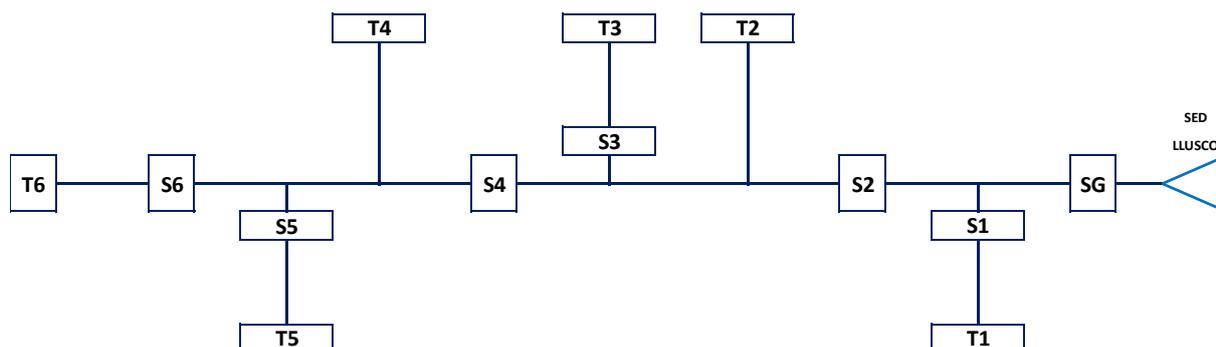
SED : Conexión a la Subestación

SG : Interruptor principal del Alimentador

Sn : Equipo seccionador, protección y/o maniobra

Tn : Tramos del alimentador.

Figura N° 3.9 Modelo del alimentador LL-01.



Fuente: ELSE (Elaboración Propia).

Para este sistema, suponiendo que los elementos de protección y maniobra son plenamente confiables, localizándose las fallas solamente en los diferentes tramos de alimentador.

Los siguientes valores fueron obtenidos de Eléctrica Electro Sur Este S.A.A.

Tabla N° 3.29 Tiempo de interrupción por tramos LL-01

TRAMO	Longitud (Km)	Tc (horas)	Tp (horas)	Tl (horas)	Tt (horas)	Tr (horas)	Tv (horas)	KVA inst.	No Clientes
T1	10.1185	0.16	0.25	1	0	2.5	0	180	273
T2	17.1319	0.16	0.25	0.33	0	2.5	0	220	350
T3	20.3441	0.16	0.25	0.25	0.25	2.5	0.25	427.5	735
T4	34.2638	0.16	0.25	0.5	0.25	2.5	0.25	2182.5	3078
T5	9.2405	0.16	0.25	2.5	0	2.5	0	95	154
T6	15.9756	0.16	0.25	2.5	0	2.5	0	615	1315

Fuente: ELSE (Elaboración Propia).

Donde:

Tc: Tiempo para el conocimiento de la falla

Tp: Tiempo de preparación

Tt: Tiempo de maniobra para la transferencia

Tl: Tiempo de localización

Tv: Tiempo de maniobra para restablecer la configuración normal

Tr: Tiempo de reparación

En la Matriz de Estado se considera 2 estados: Normal, Irrestablecible (por ser un sistema radial) y esto se ve expresado en la matriz de estado que se representa a continuación:

Tabla N° 3.30 Matriz de estado del alimentador LL-01.

	T1	T2	T3	T4	T5	T6
T1	I	N	N	N	N	N
T2	N	I	I	I	I	I
T3	N	N	I	N	N	N
T4	N	N	N	I	I	I
T5	N	N	N	N	I	N
T6	N	N	N	N	N	I

Fuente: Propia.

Se utilizará la siguiente tabla para reemplazar los tipos de estados por, como se muestra a continuación:

Tabla N° 3.31 Matriz de estado del alimentador LL-01.

Tipo Estado del Elemento	Interrupciones
Normal	0
Restablecible	Λ
Transferible	2λ
Irrestablecible	Λ

Fuente: Propia.

Tabla N° 3.32 Tasa de fallas según cada elemento de la red LL-01.

	T1	T2	T3	T4	T5	T6
T1	λ_1	0	0	0	0	0
T2	0	λ_2	λ_2	λ_2	λ_2	λ_2
T3	0	0	λ_3	0	0	0
T4	0	0	0	λ_4	λ_4	λ_4
T5	0	0	0	0	λ_5	0
T6	0	0	0	0	0	λ_6

Fuente: Propia.

Para el cálculo de la tasa de falla de hace operaciones mostradas a continuación y el cual se muestra el resumen de datos en la tabla N° 3.33.

Donde:

$b = \#$ de fallas (km*año)

λ = tasa de falla (fallas/año)

L= Longitud total de las líneas expuestas a fallas (km).

T= Período de Estudio (años)

m= cantidad de fallas totales observadas (fallas)

l= Longitud de las líneas de interés (km)

Calculando:

PARAMETROS DE CALCULO ALIMENTADOR LL - 01

L = 107.07 Km	$l_1 =$ 10.1185 Km	Donde:	$\lambda_1 = b * l_1 = 1.324 * 10.1185 = 13.395$
T = 4 Años	$l_2 =$ 17.1319 Km	$b = (m)/(L * T)$	$\lambda_2 = b * l_2 = 1.324 * 17.1319 = 22.680$
m = 567 Fallas	$l_3 =$ 20.3441 Km	$b = 1.324$	$\lambda_3 = b * l_3 = 1.324 * 20.3441 = 26.932$
	$l_4 =$ 34.2638 Km		$\lambda_4 = b * l_4 = 1.324 * 34.2638 = 45.360$
	$l_5 =$ 9.2405 Km	$\lambda = b * l_n$	$\lambda_5 = b * l_5 = 1.324 * 9.2405 = 12.233$
	$l_6 =$ 15.9756 Km		$\lambda_6 = b * l_6 = 1.324 * 15.9756 = 21.149$

Tabla N° 3.33 Tasa de falla en cada tramo de la red λ Ei (fallas/año) LL-01.

	T1	T2	T3	T4	T5	T6
T1	13.395	0	0	0	0	0
T2	0	22.680	22.680	22.680	22.680	22.680
T3	0	0	26.932	0	0	0
T4	0	0	0	45.360	45.360	45.360
T5	0	0	0	0	12.233	0
T6	0	0	0	0	0	21.149
TOTAL =	13.395	22.680	49.612	68.040	80.273	89.189

Fuente: Propia.

Seguidamente se elaborará la tabla N° 3.34 tiempos de interrupción, basándose en la tabla N° 3.29 (Tiempo de interrupción por tramos) y con la tabla N° 3.30 (Matriz de Estado del Alimentador), comprobando así los siguientes estados:

CALCULANDO PARA CADA TRAMO

$$\begin{aligned}
 N &= 0 & I1 &= Tc1+Tl1+Tp1+Tr1 &= 3.91 \\
 R &= Tc+Tl+Tp & I2 &= Tc2+Tl2+Tp2+Tr2 &= 3.24 \\
 T &= Tc+Tl+Tp+Tt+Tv & I3 &= Tc3+Tl3+Tp3+Tr3 &= 3.16 \\
 I &= Tc+Tl+Tp+Tr & I4 &= Tc4+Tl4+Tp4+Tr4 &= 3.41 \\
 TE &= Tc+Tl+Tp+Tt+Tr & I5 &= Tc5+Tl5+Tp5+Tr5 &= 5.41 \\
 & & I6 &= Tc6+Tl6+Tp6+Tr6 &= 5.41
 \end{aligned}$$

Tabla N° 3.34 Tiempos de interrupción por tramo (horas) LL-01.

	T1	T2	T3	T4	T5	T6
T1	I1= 3.910	0	0	0	0	0
T2	0	I2 = 3.240				
T3	0	0	I3 = 3.160	0	0	0
T4	0	0	0	I4 = 3.410	I4 = 3.410	I4 = 3.410
T5	0	0	0	0	I5 = 5.410	0
T6	0	0	0	0	0	I6 = 5.410

Fuente: Propia.

Para calcular los tiempos de indisponibilidad se multiplicará la tabla N° 3.33 y la tabla N° 3.34 para así obtener la tabla N° 3.35 Tiempo de indisponibilidad Anual Total del Elemento TEi (Horas/Año).

Tabla N° 3.35 Tiempo de indisponibilidad anual total del elemento TEi (Horas/Año) LL-01.

	T1	T2	T3	T4	T5	T6
T1	52.376	0	0	0	0	0
T2	0	73.483	73.483	73.483	73.483	73.483
T3	0	0	85.107	0	0	0
T4	0	0	0	154.678	154.678	154.678
T5	0	0	0	0	66.181	0
T6	0	0	0	0	0	114.417
TOTAL =	52.376	73.483	158.590	228.161	294.341	342.578

Fuente: Propia.

3.7.2. Resultados de los índices de confiabilidad DEC Y FEC.

A continuación, resumimos los índices de confiabilidad.

Tabla N° 3.36 Tabla resumen de las tasas de fallas, tiempo de indisponibilidad y consumidores LL-01.

TRAMOS	λ_{Ei}	TEi	Consumidores (Ci)
T1	13.395	52.376	273
T2	22.680	73.483	350
T3	49.612	158.590	735
T4	68.040	228.161	3078
T5	80.273	294.341	154
T6	89.189	342.578	1315
TOTAL, CONSUMIDORES (Cj)			5905

Fuente: Propia.

Los índices globales se presentan a continuación:

$$DEC = \frac{\sum_{i=1}^n T_{Ei} * C_i}{\sum_{j=1}^{nt} C_j} = 229.41 \text{ Horas /año}$$

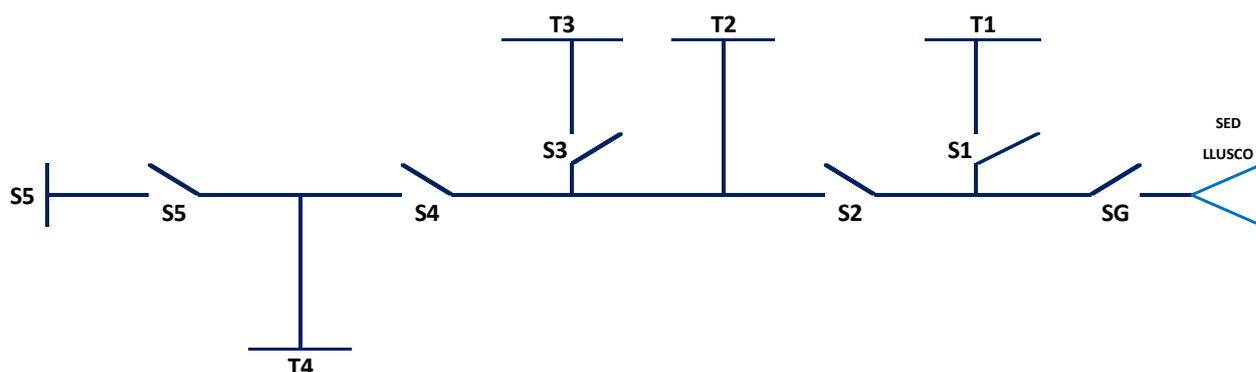
$$FEC = \frac{\sum_{i=1}^n \lambda_{Ei} * C_i}{\sum_{j=1}^{nt} C_j} = 66 \text{ Interrupciones /año}$$

Estos valores indican que, en promedio, cada consumidor del alimentador LL – 01, experimenta o está sometido a interrupciones de energía de 229.41 horas/año, con una frecuencia de 66 interrupciones al año.

3.7.3. Determinación de los índices de confiabilidad DEC y FEC alimentador LL-03.

Para el cálculo de los índices de confiabilidad DEC y FEC, se utiliza las interrupciones ocurridas en el alimentador LL-03 durante el periodo de años 2016-2019, el cual en total contabilizan 151 fallas para el sistema eléctrico. Para analizar los índices de confiabilidad es necesario modelar la topología e identificar cada uno de sus elementos (ver Figura N° 3.10).

Figura N° 3.10 Esquema del alimentador LL-03.



Fuente: ELSE (Elaboración Propia).

Donde:

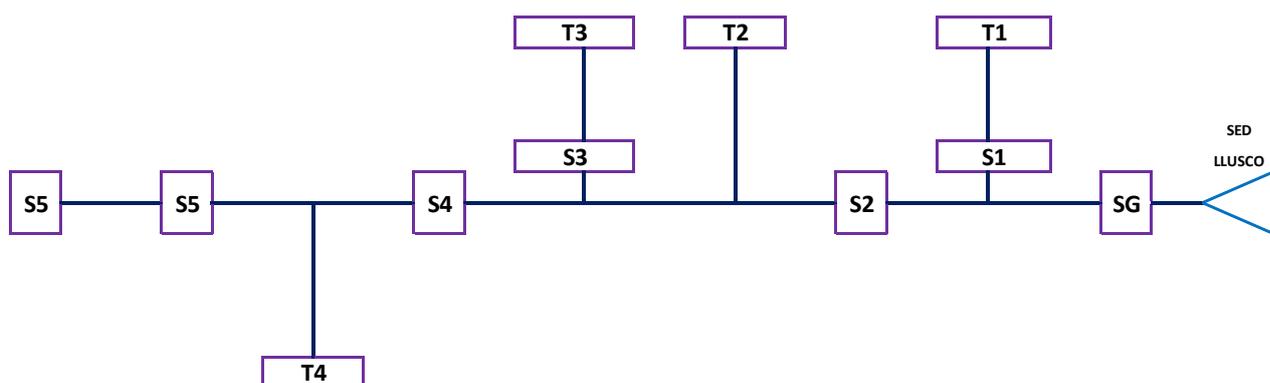
SED : Conexión a la Subestación

SG : Interruptor principal del Alimentador

S_n : Equipo seccionador, protección y/o maniobra

T_n : Tramos del alimentador.

Figura N° 3.11 Modelo del alimentador LL-03.



Fuente: ELSE (Elaboración Propia).

Para este sistema, también supondremos que los elementos de protección y maniobra son plenamente confiables, localizándose las fallas solamente en los diferentes tramos de alimentador.

Los siguientes valores fueron obtenidos de Eléctrica Electro Sur Este S.A.A.

Tabla N° 3.37 Tiempo de interrupción por tramos LL-03.

TRAMO	Longitud (Km)	Tc (horas)	Tp (horas)	Tl (horas)	Tt (horas)	Tr (horas)	Tv (horas)	KVA inst.	No Clientes
T1	18.6745	0.16	0.25	1	0	2.5	0	512.5	855
T2	13.5678	0.16	0.25	0.33	0	2.5	0	1352.5	3944
T3	10.2334	0.16	0.25	0.25	0.25	2.5	0.25	145	187
T4	22.5578	0.16	0.25	0.5	0.25	2.5	0.25	365	859
T5	12.8540	0.16	0.25	2.5	0	2.5	0	161	562

Fuente: ELSE (Elaboración Propia).

Donde:

Tc: Tiempo para el conocimiento de la falla

Tp: Tiempo de preparación

Tt: Tiempo de maniobra para la transferencia

Tl: Tiempo de localización

Tv: Tiempo de maniobra para restablecer la configuración normal

Tr: Tiempo de reparación

En la Matriz de Estado se considera también 2 estados: Normal, Irrestablecible (por ser un sistema radial) y esto se ve expresado en la matriz de estado que se representa a continuación:

Tabla N° 3.38 Matriz de estado del alimentador LL -03.

	T1	T2	T3	T4	T5
T1	I	N	N	N	N
T2	N	I	I	I	I
T3	N	N	I	N	N
T4	N	N	N	I	I
T5	N	N	N	N	I

Fuente: Propia.

Se utilizará la misma tabla para reemplazar los tipos de estados, como se muestra en la tabla N° 3.29.

Tabla N° 3.39 Matriz de estado del alimentador LL -03.

Tipo Estado del Elemento	Interrupciones
Normal	0
Restablecible	Λ
Transferible	2λ
Irrestablecible	Λ

Fuente: Propia.

Tabla N° 3.40 Tasa de fallas según cada elemento de la red LL-03.

	T1	T2	T3	T4	T5
T1	λ_1	0	0	0	0
T2	0	λ_2	λ_2	λ_2	λ_2
T3	0	0	λ_3	0	0
T4	0	0	0	λ_4	λ_4
T5	0	0	0	0	λ_5

Fuente: Propia.

Para el cálculo de la tasa de falla de hace operaciones mostradas a continuación y el cual se muestra el resumen de datos en la tabla N° 3.41.

Donde:

$b = \#$ de fallas (km*año)

$\lambda =$ tasa de falla (fallas/año)

$L =$ Longitud total de las líneas expuestas a fallas (km).

$T =$ Período de Estudio (años)

$m =$ cantidad de fallas totales observadas (fallas)

$l =$ Longitud de las líneas de interés (km)

Calculando:

PARAMETROS DE CALCULO ALIMENTADOR LL - 01

L = 77.888 Km	$l_1 = 18.6745$ Km	Donde:	Calculando λ para cada tramo $\lambda_1 = b * l_1 = 0.485 * 18.6745 = 9.051$
T = 4 Años	$l_2 = 13.5678$ Km	$b = (m)/(L * T)$	$\lambda_2 = b * l_2 = 0.485 * 13.5678 = 6.576$
m = 151 Fallas	$l_3 = 10.2334$ Km	b = 0.485	$\lambda_3 = b * l_3 = 0.485 * 10.2334 = 4.960$
	$l_4 = 22.5578$ Km		$\lambda_4 = b * l_4 = 0.485 * 22.5578 = 10.933$
	$l_5 = 12.854$ Km	$\lambda = b * l_n$	$\lambda_5 = b * l_5 = 0.485 * 12.8540 = 6.230$

Tabla N° 3.41 Tasa de falla en cada tramo de la red λ Ei (fallas/año) LL-03.

	T1	T2	T3	T4	T5	T6
T1	9.051	0	0	0	0	0
T2	0	6.576	6.576	6.576	6.576	6.576
T3	0	0	4.960	0	0	0
T4	0	0	0	10.933	10.933	10.933
T5	0	0	0	0	6.230	0
TOTAL =	9.051	6.576	11.536	17.509	23.739	17.509

Fuente: Propia.

Seguidamente se elaborará la tabla N° 3.42 tiempos de interrupción, basándose en la tabla N° 3.38 (Tiempo de interrupción por tramos) y con la tabla N° 3.39 (Matriz de Estado del Alimentador), comprobando así los siguientes estados:

CALCULANDO PARA CADA TRAMO

N = 0	$I1 = Tc1 + Tl1 + Tp1 + Tr1 = 3.91$
R = Tc + Tl + Tp	$I2 = Tc2 + Tl2 + Tp2 + Tr2 = 3.24$
T = Tc + Tl + Tp + Tt + Tv	$I3 = Tc3 + Tl3 + Tp3 + Tr3 = 3.16$
I = Tc + Tl + Tp + Tr	$I4 = Tc4 + Tl4 + Tp4 + Tr4 = 3.41$
TE = Tc + Tl + Tp + Tt + Tr	$I5 = Tc5 + Tl5 + Tp5 + Tr5 = 5.41$

Tabla N° 3.42 Tiempos de interrupción por tramo (horas) LL-03.

	T1	T2	T3	T4	T5
T1	I1 = 3.910	0	0	0	0
T2	0	I2 = 3.240	I2 = 3.240	I2 = 3.240	I2 = 3.240
T3	0	0	I3 = 3.160	0	0
T4	0	0	0	I4 = 3.410	I4 = 3.410
T5	0	0	0	0	I5 = 5.410

Fuente: Propia.

Para calcular los tiempos de indisponibilidad se multiplicará la tabla N° 3.41 y la tabla N° 3.42 para así obtener la tabla N° 3.43. Tiempo de indisponibilidad Anual Total del Elemento TEi (Horas/Año).

Tabla N° 3.43 Tiempo de indisponibilidad anual total del elemento TEi (Horas/Año) LL-03.

	T1	T2	T3	T4	T5
T1	35.390	0	0	0	0
T2	0	21.306	21.306	21.306	21.306
T3	0	0	15.673	0	0
T4	0	0	0	37.282	37.282
T5	0	0	0	0	33.704
TOTAL =	35.390	21.306	36.979	58.588	92.292

Fuente: Propia.

3.7.4. Resultados de los índices de confiabilidad DEC Y FEC.

A continuación, resumimos los índices de confiabilidad obtenidos.

Tabla N° 3.44 Tabla resumen de las tasas de fallas, tiempo de indisponibilidad y consumidores LL-03.

TRAMOS	λ_{Ei}	TEi	Consumidores (Ci)
T1	9.051	35.390	855
T2	6.576	21.306	3944
T3	11.536	36.979	187
T4	17.509	58.588	859
T5	23.739	92.292	562
TOTAL, CONSUMIDORES (Cj)			6407

Fuente: Propia.

Los índices globales se presentan a continuación:

$$DEC = \frac{\sum_{i=1}^n T_{Ei} * C_i}{\sum_{j=1}^{nt} C_j} = 37.83 \text{ Horas /año}$$

$$FEC = \frac{\sum_{i=1}^n \lambda_{Ei} * C_i}{\sum_{j=1}^{nt} C_j} = 11 \text{ Interrupciones /año}$$

Estos valores indican que, en promedio, cada consumidor del alimentador LL-03, experimenta o está sometido a interrupciones de energía de 37.83 horas/año, con una frecuencia de 11 interrupciones al año.

3.7.5. Resumen del capítulo III.

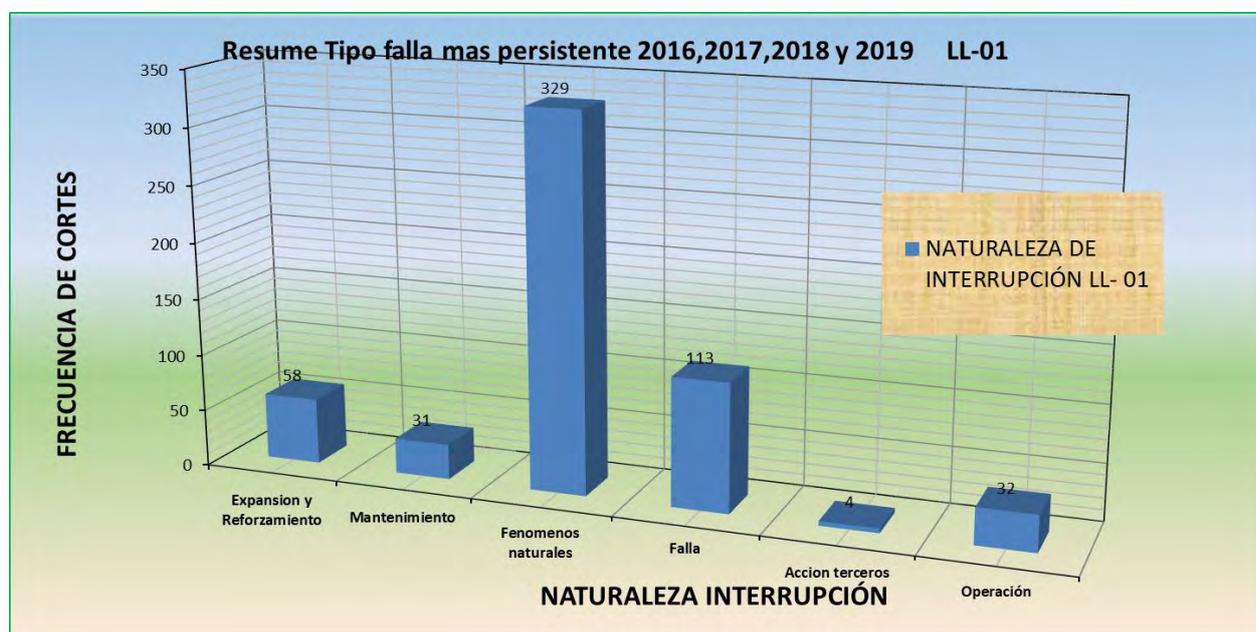
A. Como se ven en la tabla N° 3.27 y 3.38, y los gráficos N° 3.22 y 3.23 las fallas que se presentaron en un mayor índice de frecuencia son las fallas por fenómenos naturales en ambos alimentadores, seguida también en ambos alimentadores las fallas ya sea homopolares, bifásicas trifásicas.

Tabla N° 3.45 Fallas más recurrentes LL-01.

NATURALEZA DE INTERRUPCIÓN LL-01	DESCRIPCIÓN	AÑOS								TOTAL FRECUENCIA	TOTAL DURACION
		2016		2017		2018		2019			
		FRECUENCIA	DURACION	FRECUENCIA	DURACION	FRECUENCIA	DURACION	FRECUENCIA	DURACION		
PROGRAMADO	Expansión y Reforzamiento	5	22.9	4	14.88	47	384.1	2	14.95	58	436.83
	Mantenimiento	2	6.53	7	22.35	22	133.25	0	0	31	162.13
NO PROGRAMADO	Fenomenos naturales	42	26.86	128	89.12	91	696.52	68	2758.38	329	3570.88
	Falla	7	11.31	20	89.43	50	195.49	36	203.17	113	499.4
	Accion terceros	0	0	0	0	1	3.07	3	11.87	4	14.94
	Operación	3	1.36	13	19.04	14	20.8	2	1.32	32	42.52
	TOTAL	59	68.96	172	234.82	225	1433.23	111	2989.69	567	4726.7

Fuente: ELSE (Elaboración Propia).

Gráfico N° 3.22 Fallas más recurrentes LL-01.



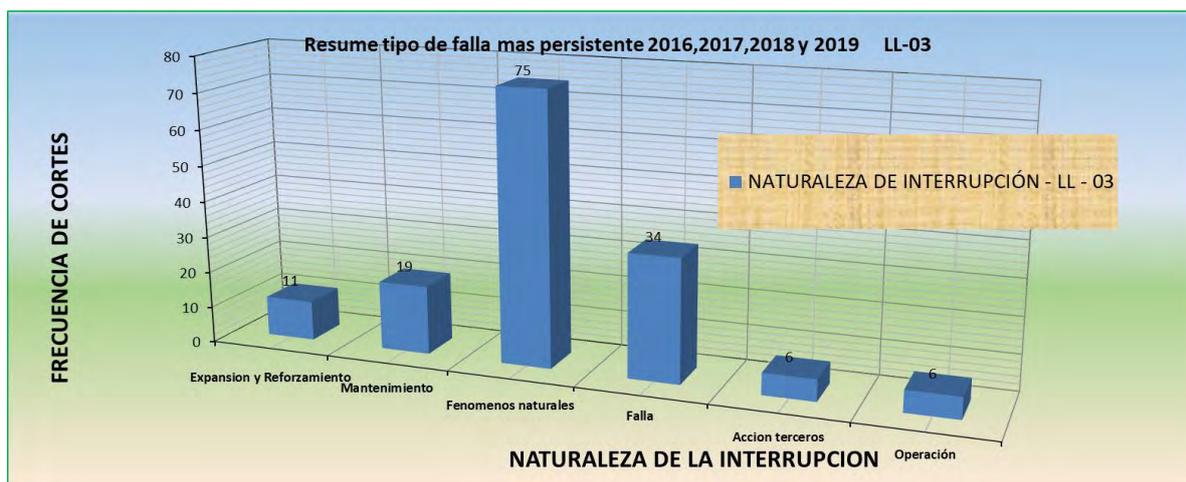
Fuente: ELSE (Elaboración Propia).

Tabla N° 3.46 Fallas más recurrentes LL-03.

NATURALEZA DE INTERRUPCIÓN - LL-03	DESCRIPCIÓN	AÑOS								TOTAL FRECUENCIA	TOTAL DURACION
		2016		2017		2018		2019			
		FRECUENCIA	DURACION	FRECUENCIA	DURACION	FRECUENCIA	DURACION	FRECUENCIA	DURACION		
PROGRAMADO	Expansión y Reforzamiento	6	28.5	1	6	4	8.23	0	0	11	42.73
	Mantenimiento	8	44.01	5	27.42	5	24.78	1	10	19	106.21
NO PROGRAMADO	Fenomenos naturales	0	0	2	1	37	247.46	36	1597.79	75	1846.25
	Falla	1	1.62	0	0	16	109	17	60.25	34	170.87
	Accion terceros	0	0	2	4.52	2	17.79	2	6.35	6	28.66
	Operación	1	1.22	4	0.72	1	0.28	0	0	6	2.22
	TOTAL	16	75.35	14	39.66	65	407.54	56	1674.39	151	2196.94

Fuente: Propia.

Gráfico N° 3.23 Fallas más recurrentes LL-03.



Fuente: ELSE (Elaboración Propia).

B. El mayor registro de las fallas en el alimentador LL-01 se presentó durante los meses de mayor incidencia de lluvias (meses de enero, febrero y marzo) y también en los meses donde aumenta la velocidad de los vientos (octubre como se muestra en la gráfica número N° 3.5).

C. La mayor cantidad de fallas ocurrieron entre las horas 08:00 y 08:45 horas por las mañanas y entre las 17:00 y 17:45 en el alimentador LL-01 y entre las horas 08:00 a 11.30 horas por la mañana y entre las 17.00 a 19.00 horas por la noche en el alimentador LL-03. Ver grafica N° 3.2. y 3.3, interrumpiendo las actividades laborales por ser horarios de trabajo, como se observa en las gráficas N° 3.2. y 3.3.

D. Los relés existentes según inspección visual, se encuentran en óptimas condiciones para operar a futuro de acuerdo a las contrastaciones realizadas.

E. Los relés existentes para protección son los siguiente:

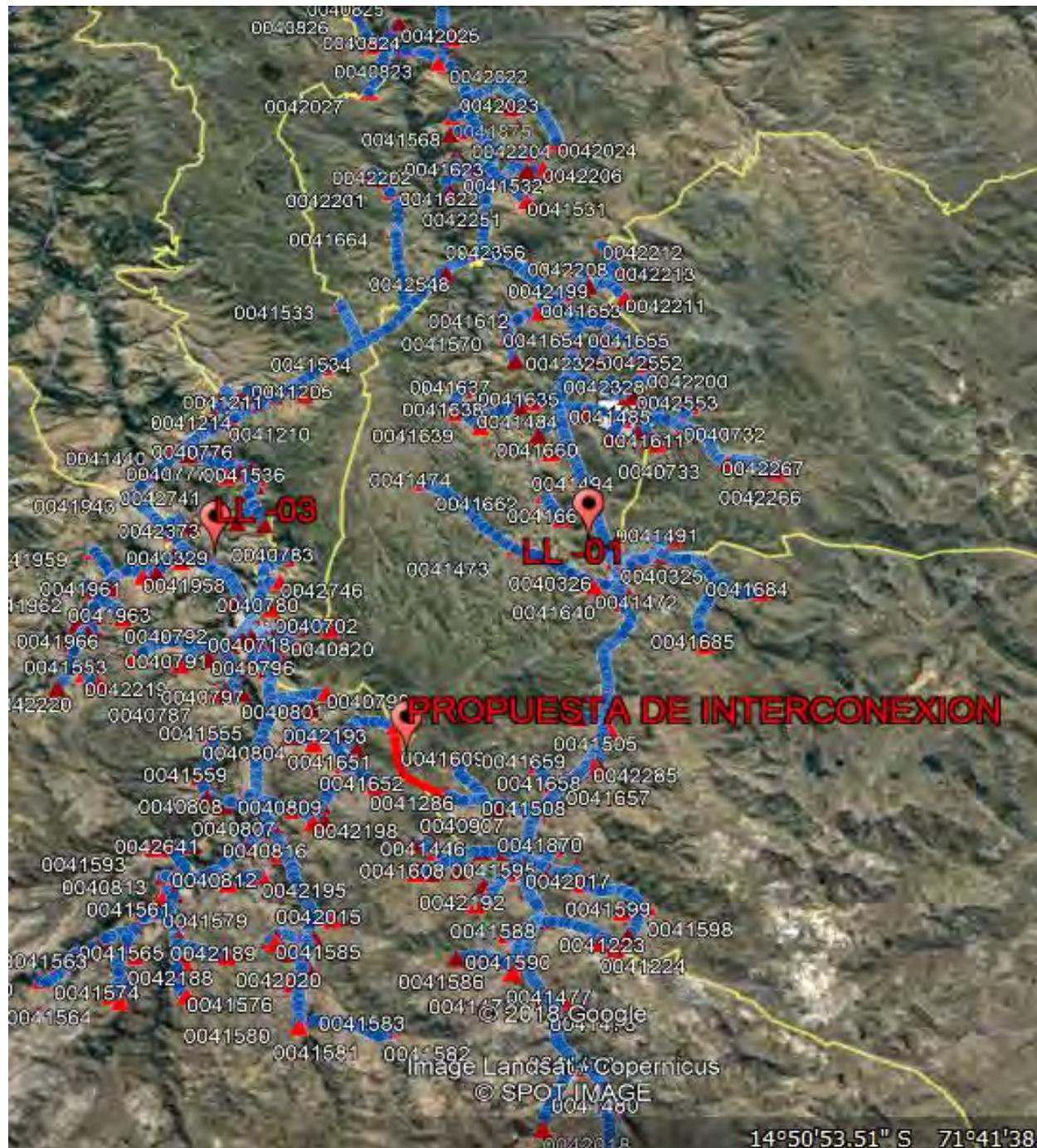
50/51, 50N/51N, 79, 50/51P,

F. Observando los indicadores de confiabilidad en el alimentador LL-01 se observó que el año más crítico de interrupciones fue el 2018 Con 225 perteneciente al alimentador LL-01 y también en el 2018 para el alimentador LL-03 con 65 interrupciones según cuadros N° 3.8. y 3.9.

G. Finalmente, los índices para el alimentador DEC Y FEC son 229.41 horas/año y 66 interrupciones/año respectivamente, y para el alimentador LL-03 son 37.83 horas/año y 11 interrupciones/año respectivamente.

Por ello nace la idea de proponer para mejorar estos índices una interconexión en las subestaciones N°0041287 en Challa y N°0042193 en Chilacancha (instalación de un recloser como actuador automático) dicha interconexión podrá convertir de una red radial a una red en anillo entre ambos alimentadores como se muestra en la figura N° 3.12.

Figura N° 3.12 Propuesta de interconexión operativa alimentadores LL-01 y LL -03.



Fuente: Google Earth (Elaboración Propia).

4. CAPÍTULO IV

ANÁLISIS DE INTERCONEXIÓN OPERATIVA EN MEDIA TENSIÓN DE LOS ALIMENTADORES LL-01 EN EL SECTOR CHALLA Y LL-03 EN EL SECTOR CHILACANCHA, CHUMBIVILCAS COMO PROPUESTA EN EL ANÁLISIS Y EVALUACIÓN DE LA CONFIABILIDAD.

4. ANÁLISIS DE INTERCONEXIÓN OPERATIVA EN MEDIA TENSIÓN DE LOS ALIMENTADORES LL-01 Y LL-03 EN EL SECTOR CHALLA Y CHILACANCHA, CHUMBIVILCAS COMO PROPUESTA EN EL ANÁLISIS Y EVALUACIÓN DE LA CONFIABILIDAD.

4.1. Introducción.

Para la simulación y/o modelamiento operacional de la interconexión operativa entre los alimentadores LL-01 y LL-03 y ver el comportamiento real de los diferentes parámetros eléctricos, así como su comportamiento en su interconexión operativa, se necesita la propuesta de una ampliación de la red en MT perteneciente a un ramal de ambos alimentadores en trifásico en vista que actualmente se encuentra como monofásico, entre las subestaciones N° 0040907 ubicado en el sector de Soñaque y N° 0041287 en el sector de Challa perteneciente al alimentador LL – 01 y las subestaciones N° 0040798 en el sector Tocuire y N° 0042193 en el sector Chilacancha, por lo que la interconexión se dará entre las subestaciones N° 0041287 y N° 0042193 formado una red de topología en anillo por lo que los existentes son netamente radiales.

La cantidad total de usuarios en los alimentadores LL-01 y LL-03 son de 5905 y 6407 respectivamente, por lo que es necesario modificar la red existente para mejorar las constantes

interrupciones que se vienen presentado a lo largo de los años y poder fomentar el desarrollo socio - económico y mejorar la calidad de vida de los pobladores de esta cuenca.

En primera instancia, se prevé una ampliación del sistema de distribución de energía eléctrica, utilizando la normativa del ministerio de energía y minas con su dirección general de electrificación rural (MEM - DGER), con un sistema del tipo radial, en las subestaciones ya mencionados que tan solo vasta el tendido del conductor aérea ya que las armados existentes entre eso tramos son trifásicos con tendido conductor actual en monofásico como se dijo anteriormente y de las subestaciones Challa y Chilacancha una ampliación nueva de aprox 6.12 km para así cerrar las colas y tener una red en anillo entre los alimentadores LL-01 y LL-03. El cableado aéreo soportado en postes de concreto armado según las normas de la DGER y elaborando un presupuesto referencial para este tipo de infraestructura.

En el presente capítulo se proponen y se describen 1 posible alternativa de solución para mejorar la confiabilidad de los alimentadores LL-01 y LL-03, previamente cumpliendo 3 ampliaciones tal cual sigue:

- Ampliación del alimentador en trifásico de 22.9 kV, entre las SED N° 0040907 y N° 0041287 pertenecientes al alimentador LL-01 (**actual monofásico**, solo tendido de conductor aéreo de 35 mm² una distancia de 6.24 km).

- Ampliación del alimentador en trifásico de 22.9 KV, entre las SED N° 0040798 y N° 0042193 pertenecientes al alimentador LL-03 (**actual monofásico**, solo tendido de conductor aéreo de 35 mm² a una distancia de 9.36 km).

- Ampliación del alimentador en trifásico de 22.9 KV, entre las SED N° 0041287.y N° 0042193 (**nuevo** tendido conductor aéreo 35 mm² a una distancia de 6.12 km).

El plano de ampliación propuesta se adjunta en el (anexo N° 4.1)

4.2. Ampliación de la red eléctrica 22.9 kV.

4.2.1. Ampliación de la red eléctrica en trifásico 22.9 Kv entre las localidades de Soñaque y Challa perteneciente al alimentador LL-01.

4.2.1.1. Descripción.

La línea en media tensión a ampliar será la red que va del sector Soñaque (derivación de la red troncal) a la comunidad campesina de Challa con un nivel de tensión de 22.9 kV trifásico, con la finalidad de suministrar energía eléctrica trifásica y en vista que actualmente dicho tramo se encuentra como monofásico, esta ampliación consistirá cambiar algunos armados y otros adecuarlos de acuerdo a la necesidad requerida para el nuevo tendido y flechado

de conductor de 35 mm² tipo AAAC a una distancia promedio de 6.24 km entre ambas localidades, en la comunidad Challa se pretende o propone instalar un armado trifásico PSEC-3 CUT- OUT.

4.2.1.2. Descripción técnica de la ampliación en 22.9 kV tramo perteneciente LL-01.

Actualmente dicho tramo se encuentra con una alimentación monofásica con calibre del conductor de 35 mm², el tramo consta de 47 postes de concreto armado centrifugado en muy buenas condiciones visual y técnicamente hablando, por lo que se propone desmontar la actual línea en mención y montar el conductor nuevo de 35 mm² propuesto que constara de un sistema trifásico, para poder alimentar la infraestructura eléctrica existente, éste será mediante una línea primaria y deberá tener las siguientes características técnicas:

Tabla N° 4.1 Características técnicas eléctricas para la ampliación en 22.9 kv tramo Soñaque y Challa.

Características técnicas de la ampliación Soñaque y Challa LL-01.			
N°	CARACTERÍSTICAS	UNIDAD	VALOR ESPECIFICADO
Condiciones técnicas de funcionamiento infraestructura eléctrica existente y propuesto.			
1	Tipo de línea	-	Radial aéreo.
2	Cantidad de fases	-	3 ϕ
3	Tensión Nominal	kV	22.9 fase – fase
4	Tipo de conexionado	Y	Multiaterrado en ambas subestaciones.
5	Longitud	Km	6.24
6	Frecuencia	Hz	60
7	N° de circuitos	Simple Terna	1
8	Altitud máxima	msnm	4005
9	Altitud mínima	msnm	3865
10	Soportes existentes cantidad (47 postes)	-	Concreto C.A.C. 12/200 – 12/300
11	Crucetas nuevo	-	De F0G0 de 3"x3"x1/4"x2.40m y 3"x3"x3/8"x4. 30m
12	Disposición	-	Horizontal Aisladores de porcelana tipo PIN clase
13	Aislamiento nuevo	-	ANSI 56-3 y aisladores de porcelana tipo 1 suspensión clase ANSI 52-3
14	Sistemas de protección nuevo	-	Tipo CUT-OUT, 27 KV, 100 A Óxido de Zinc, tipo PBZ, 27 KV, 1 O KA
15	Pararrayos nuevo	-	y BIL 125 KV
Características del conductor de MT AAAC 35 mm² Propuesto.			
1	Tipo de conductor	-	AAAC
2	Sección Nominal	mm ²	35
3	Diámetro exterior	mm ²	35.7
4	Carga de rotura	kN	52,27
5	Módulo de elasticidad	kg/ mm ²	8200
6	Coefficiente de dilatación lineal	°C	17.8 10-6
7	Peso	kg/km	95.8
8	Resistencia eléctrica a 20 °C:	ohm/km	0,9595
9	Densidad de corriente máxima permitida	A/ mm ²	3.4579
10	Intensidad máxima admisible	A	200

Fuente: Propia.

4.2.2. Ampliación de la red eléctrica en trifásico 22.9 kv entre las localidades de Tocuire y Chilacancha perteneciente al alimentador LL-03.

4.2.2.1. Descripción.

La línea en media tensión a ampliar será la red que va del sector Tocuire (derivación de la red troncal) a la comunidad campesina de Chilacancha con un nivel de tensión de 22.9 kV trifásico, con la finalidad de suministrar energía eléctrica trifásica y en vista que actualmente dicho tramo se encuentra también como monofásico, esta ampliación consistirá cambiar al igual que el anterior tramo en algunos armados y otros adecuarlos de acuerdo a la necesidad requerida para el nuevo tendido y flechado de conductor de 35 mm² tipo AAAC a una distancia promedio de 9.36 km entre ambas localidades, en la comunidad Challa se pretende o propone instalar un armado trifásica y montaje de un armado PSEC- 3 CUT- OUT.

4.2.2.2. Descripción técnica de la ampliación en 22.9 KV tramo perteneciente LL-03.

Actualmente dicho tramo se encuentra con una alimentación monofásica con calibre del conductor de 35 mm², el tramo consta de 33 postes de concreto armado centrifugado y 16 poste de madera de pino tratada en muy buenas condiciones visual y técnicamente hablando, por lo que se propone desmontar la actual línea en mención y montar el conductor nuevo de 35 mm² propuesto que constara de un sistema trifásico, para poder alimentar la infraestructura eléctrica existente, éste será mediante una línea primaria y deberá tener las siguientes características técnicas:

Tabla N° 4.2 Características técnicas eléctricas para la ampliación en 22.9 kv tramo Tocuire y Chilacancha.

Características técnicas de la ampliación Soñaque y Challa LL-01.			
N°	CARACTERÍSTICAS	UNIDAD	VALOR ESPECIFICADO
Condiciones técnicas de funcionamiento infraestructura eléctrica existente y propuesto.			
1	Tipo de línea	-	Radial aéreo.
2	Cantidad de fases	-	3φ
3	Tensión Nominal	kV	22.9 fase – fase
4	Tipo de conexionado	Y	Multiaterrado en ambas subestaciones.
5	Longitud	Km	9.36
6	Frecuencia	Hz	60
7	N° de circuitos	Simple Terna	1
8	Altitud máxima	msnm	4164
9	Altitud mínima	msnm	3807
10	Soportes existentes cantidad (33 postes)	-	Concreto C.A.C. 12/200 – 12/300
11	Soportes existentes cantidad (16 postes)	-	Madera 12/5D De F0G0 de
11	Crucetas nuevo	-	3"x3"x1/4"x2.40m y 3"x3"x3/8"x4. 30m
12	Disposición	-	Horizontal Aisladores de porcelana tipo PIN clase
13	Aislamiento nuevo	-	ANSI 56-3 y aisladores de porcelana tipo 1 suspensión clase ANSI 52-3
14	Sistemas de protección nuevo	-	Tipo CUT-OUT, 27 KV, 100 A Óxido de Zinc, tipo PBZ, 27 KV, 1 O KA
15	Pararrayos nuevo	-	y BIL 125 KV
Características del conductor de MT AAAC 35 mm² Propuesto.			
1	Tipo de conductor	-	AAAC
2	Sección Nominal	mm ²	35
3	Diámetro exterior	mm ²	35.7
4	Carga de rotura	kN	52,27
5	Módulo de elasticidad	kg/ mm ²	8200
6	Coefficiente de dilatación lineal	°C	17.8 10-6
7	Peso	kg/km	95.8
8	Resistencia eléctrica a 20 °C:	ohm/km	0,9595
9	Densidad de corriente máxima permitida	A/ mm ²	3.4579
10	Intensidad máxima admisible	A	200

Fuente: Propia.

4.2.3. Ampliación de la red eléctrica en trifásico 22.9 kV entre las localidades de Challa y Chilacancha para red anillo.

4.2.3.1. Descripción.

La línea en media tensión a ampliar propuesta será la red que va del sector Challa a la comunidad campesina de Chilacancha con un nivel de tensión de 22.9 kV trifásico, con la finalidad de suministrar energía eléctrica trifásica y nos permita cerrar la red radial en anillo en vista que actualmente no existe infraestructura eléctrica en dicho tramo, esta ampliación consistirá en instalar la red eléctrica totalmente nuevo la cual proponemos de acuerdo a la necesidad requerida para el nuevo tendido y flechado de conductor de 35 mm² tipo AAAC a una distancia promedio de 6.12 km entre ambas localidades, se pretende instalar en el sector de Chilacancha un Recoser para cierre y apertura automática como medida de protección ante cualquier evento inesperado.

4.2.3.2. Descripción técnica de la ampliación proyectada en 22.9 kV.

Actualmente dicho tramo no existe como dijimos una infraestructura eléctrica por lo que proponemos una nueva red aérea trifásica también en 22.9 kV, el calibre del conductor que proponemos también sea de 35 mm², el tramo constará de 21 postes de concreto armado centrifugado de 12/300 al inicio, fin y ángulos del tramo, 12/200 para pasantes donde deberá tener las siguientes características técnicas:

Tabla N° 4.3 Características técnicas eléctricas para la ampliación en 22.9 kv tramo Soñaque y Challa.

Características técnicas de la ampliación Soñaque y Challa LL-01.			
N°	CARACTERÍSTICAS	UNIDAD	VALOR ESPECIFICADO
Condiciones técnicas de funcionamiento infraestructura eléctrica existente y propuesto.			
1	Tipo de línea	-	Radial aéreo.
2	Cantidad de fases	-	3 ϕ
3	Tensión Nominal	kV	22.9 fase – fase
4	Tipo de conexionado	Y	Multiterrado en ambas subestaciones.
5	Longitud	km	6.24
6	Frecuencia	Hz	60
7	N° de circuitos	Simple Terna	1
8	Altitud máxima	msnm	4164
9	Altitud mínima	msnm	4005
10	Soportes propuestos (21 postes)	-	Concreto C.A.C. 12/200 – 12/300
11	Crucetas nuevo	-	De F0G0 de 3"x3"x1/4"x2.40m y 3"x3"x3/8"x4. 30m
12	Disposición	-	Horizontal Aisladores de porcelana tipo PIN clase
13	Aislamiento nuevo	-	ANSI 56-3 y aisladores de porcelana tipo 1 suspensión clase ANSI 52-3
14	Sistemas de protección nuevo	-	Recloser Óxido de Zinc, tipo PBZ, 27 KV, 1 O KA y BIL 125 KV
15	Pararrayos nuevo	-	
Características del conductor de MT AAAC 35 mm² Propuesto.			
1	Tipo de conductor	-	AAAC
2	Sección Nominal	mm ²	35
3	Diámetro exterior	mm ²	35.7
4	Carga de rotura	kN	52,27
5	Módulo de elasticidad	kg/ mm ²	8200
6	Coefficiente de dilatación lineal	°C	17.8 10-6
7	Peso	kg/km	95.8
8	Resistencia eléctrica a 20 °C:	ohm/km	0,9595
9	Densidad de corriente máxima permitida	A/ mm ²	3.4579
10	Intensidad máxima admisible	A	200

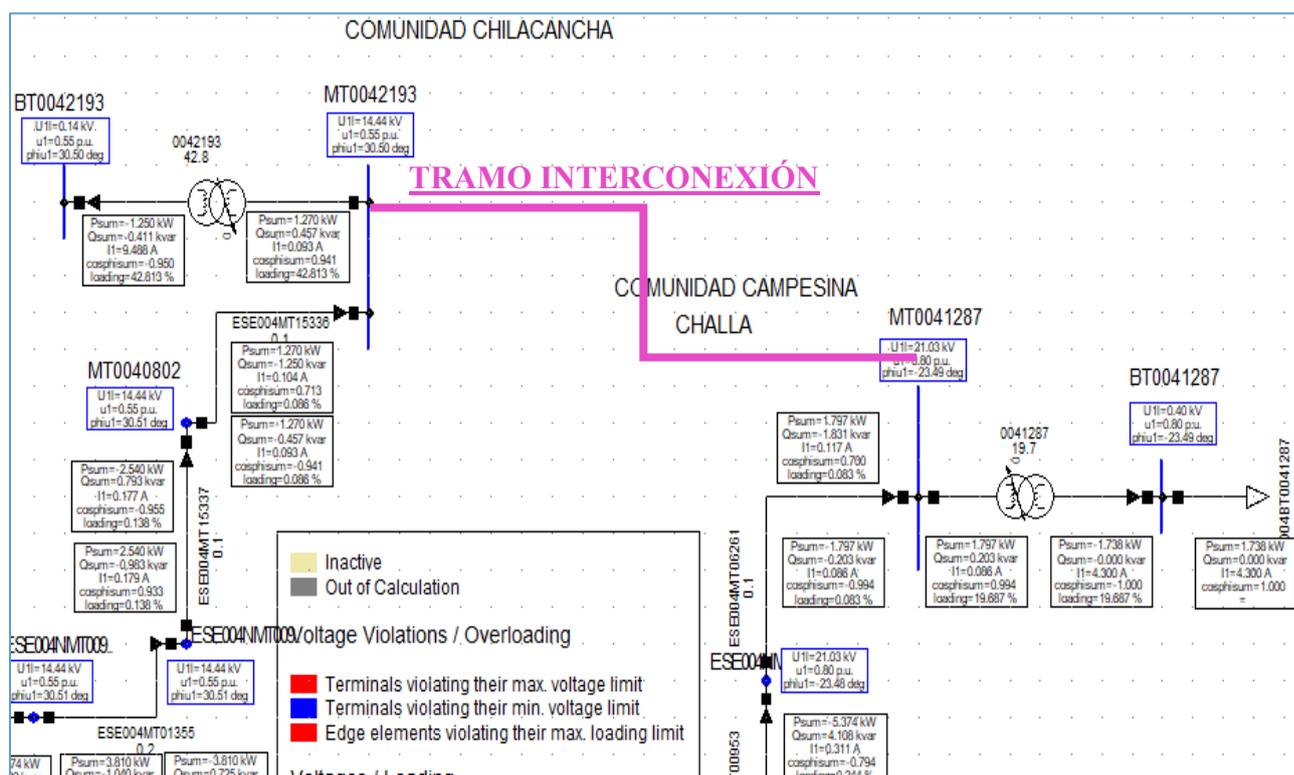
Fuente: Propia.

4.3. Análisis de interconexión operativa en MT de los alimentadores LL-01 y LL-03 en el sector Challa Y Chilacancha.

4.3.1. Introducción.

Los estudios que se van a realizar son: cálculo de flujos de potencia, corto circuito y transitorio. La red es simulada en el software Digsilent 15.1.7 Power Factory se observa en la figura N° 4.1.

Figura N° 4.1 Esquema unifilar en digsilent para el modelamiento de interconexión.



Fuente: ELSE (Elaboración Propia).

De la figura N° 4.1 se puede observar el tramo que se pretende interconectar ambos alimentadores para formar una red en anillo entre la barra MT0041287 perteneciente al alimentador LL-01 en la comunidad campesina de Challa y la barra MT0042193 perteneciente al alimentador LL-03 en la comunidad campesina de Chilacancha. A su vez, la demanda de potencia se modela con los datos obtenida de ELSE en formato PFD y redibujado una parte de ambos alimentadores tomando más énfasis en el tramo de interconexión y resaltando los posibles puntos críticos de interrupciones debido a su complejidad del diagrama completo unifilar de ambos alimentadores con nodos existentes importantes y más cercano a la red de interconexión ambos identificados eléctricamente.

4.3.2. Alcances del estudio.

Los análisis desarrollados en esta parte del Estudio de Pre Operatividad son los siguientes:

- Análisis de operación normal para el año 2019. La evaluación se realiza, mediante las simulaciones de flujo de potencia para condiciones de operación normal, y con las proyecciones de las demandas eléctricas máximas para los años en mención.
- Se evalúa el comportamiento en estado estacionario del sistema eléctrico, con la interconexión pre operativa en condiciones normales y de contingencia ante la desconexión de alguno de sus componentes eléctricos.
- La secuencia de actividades realizadas para el desarrollo de este análisis fue como sigue:
 - ✓ Definir los criterios de análisis.
 - ✓ Definir los casos de análisis.
 - ✓ Recopilar los parámetros de los equipos asociados al proyecto de tesis.
 - ✓ Establecer la demanda eléctrica global de cargas concentradas existentes a los alimentadores LL-01 y LL-03.
 - ✓ Efectuar simulaciones de flujo de carga.

4.3.3. Documentación referencial.

Para el desarrollo del Estudio de PreOperatividad se ha utilizado la siguiente información como referencia:

- A. Informe N° 0283-2012-GART, Estudio para la determinación del plan de inversiones periodo 2015-2017 Área de Demanda 10 OSINERGMIN.
- B. Reporte diario de eventos e interrupciones del mes de noviembre emitido por ELSE.

4.3.4. Información base.

A. Bases de datos de los alimentadores LL-01 y LL-03 en formato DIgSILENT (pfd), proporcionado por ELSE para el año 2019. En esta base de datos están incorporados los parámetros de líneas, transformadores, generadores, etc., de dichos alimentadores, así como las subestaciones existentes.

- B. Especificaciones y características técnicas de los equipos instalados.
- C. Demanda eléctrica máxima para ambos alimentadores al 2019.

4.3.5. Metodología utilizada.

A efectos de evaluar las tensiones en las barras y nodos, la distribución de los flujos de potencia activa y reactiva a través de la red, se simularon flujos de carga contemplando condiciones normales de operación para demanda existente al 2019. Con esta información se han verificado las posibles sobrecargas en los equipos de las instalaciones de dicho alimentador. Asimismo, se ha evaluado la presencia de tensiones fuera de los límites según lo establecido por la NTCSE en las subestaciones cercanas al proyecto. Para lograr este objetivo descrito, se simularon flujos de carga, corto circuito y transitorio de interconexión contemplando diferentes escenarios de operación. Los escenarios considerados son:

- 1) Alimentador LL-01 y LL-03 sin la interconexión operativa.
 - A. En el año 2019.
 - ✓ Demanda Máxima actual.

- 2) Alimentador LL-01 y LL-03 con la interconexión operativa.
 - B. En el año 2019.
 - ✓ Demanda Máxima actual.

4.3.6. Criterios utilizados.

Los criterios utilizados en el presente proyecto de tesis son los siguientes:

- A. Se ha previsto la interconexión operativa entre ambos alimentadores, para el año 2019.
- B. Para el estudio correspondiente al 2019, año de entrada en operación a consecuencia de la interconexión, el periodo de análisis incluye los escenarios de demandas eléctricas máximas de las cargas existentes.
- C. Posteriormente previamente estableciendo los casos bases se ha verificado, mediante simulaciones de flujo de carga, la operación normal del alimentador, considerando lo siguiente:
 - ✓ **Niveles de tensión:**
Los límites de tolerancia de variación de tensión se fijan como sigue:

- Operación normal: Para el análisis en condiciones de operación normal se considera las variaciones del nivel de tensión entre 0.95 a 1.05 p.u. Límites de tensión en barras con carga.
- Operación en emergencia: Para el análisis en condiciones de emergencia, los niveles de tensión varían entre 0.90 a 1.10 p.u.

- ✓ **Límites de tensión en barras sin carga.**
- Nivel de tensión barras alimentador: Las Subestación tiene como tensión nominal 22.9 kV, que es la que se está tomando en cuenta para el análisis del presente estudio.

- ✓ **La capacidad de las líneas de M.T. será considerada bajo los siguientes criterios de carga:**
- Capacidad en Condiciones de Operación Normal: La máxima carga permisible de diseño en régimen permanente.
- Capacidad en Condiciones de Operación en Emergencia: Sobrecarga del 20 % de la Capacidad en Condiciones de Operación Normal.

- ✓ **La capacidad de los transformadores será considerada bajo los siguientes criterios de carga:**
- Capacidad en Condiciones de Operación Normal: 110% de la Capacidad Nominal, siempre que el factor de carga sea menor del 90%, o 100% de la Capacidad Nominal con factores de carga mayores al 90%.
- Capacidad en Condiciones de Operación en Emergencia: 120% de la Capacidad Nominal. Las capacidades de sobrecarga de las líneas de transmisión, en contingencia, no serán mayores al 20% de su capacidad en condición de operación normal.

- ✓ **Para la interconexión de ambos alimentadores, se considera:**
- La operación en condiciones normales: considera el rango de variación del voltaje de trabajo en $\pm 5\%$ en la salida fija.
- La operación en condiciones de emergencia: Considera el rango de variación del voltaje de trabajo en $\pm 10\%$ del voltaje nominal.

4.3.7. Software Utilizado.

El análisis de Flujo de Potencia, se ha efectuado utilizando el programa computacional DIGSILENT Power Factory versión 15.1.7, para efectos de realizar las simulaciones de la interconexión operativa de ambos alimentadores.

4.3.8. Análisis del flujo de potencia.

El análisis de flujo de potencia se efectúa para el periodo 2019 con y sin la interconexión operativa de ambos alimentadores.

Los análisis de flujo de potencia realizados, tienen como objetivo evaluar y determinar la factibilidad de conectar ambos alimentadores con el fin de confiabilidad, sin causar inconvenientes tales como sobrecargas y voltajes fuera de límite, en el resto del sistema y muy en especial en el sistema cercano a esta.

En especial se determinó si bajo algún escenario analizado es posible operar el sistema sin sobrecargar las líneas de MT. existentes, o si el perfil de tensión en las subestaciones aledañas queda fuera de los límites permitidos de operación en régimen permanente (+/- 5 % en condiciones normales de operación).

Al simular cada contingencia en particular, los efectos adversos de estos inconvenientes se superaron recurriendo al control de los elementos disponibles en ambos alimentadores, variación de la posición del cambiador de tomas de los transformadores de potencia que permitan hacer el cambio bajo carga, controles que en la operación en tiempo real pueden ser operados.

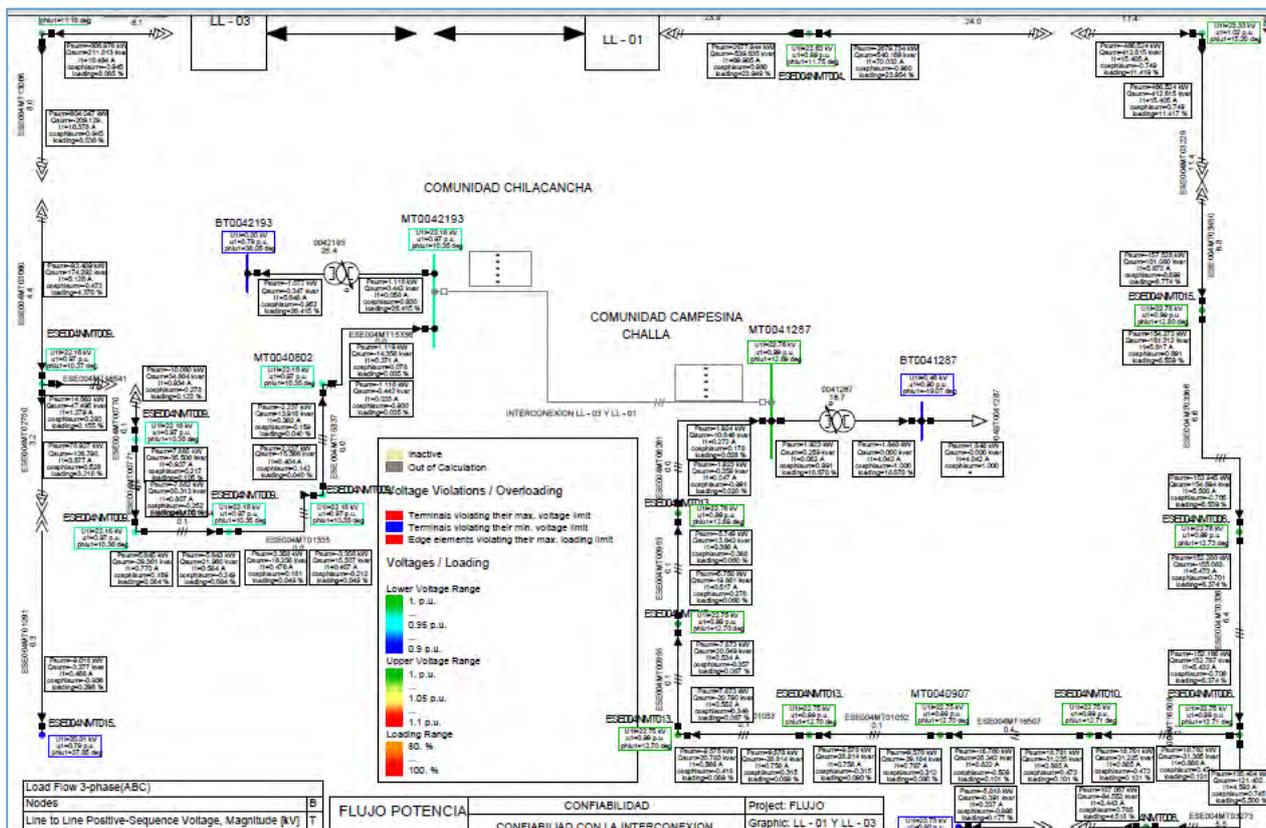
Tomando en cuenta que la operación en estado de contingencia es temporal, una vez realizadas las simulaciones no se ha encontrado situaciones críticas que afecten la continuidad del servicio del Sistema en ambos alimentadores, manteniéndose las tensiones y cargabilidades de las líneas dentro de los límites admisibles.

4.3.8.1. Análisis del flujo de potencia sin la interconexión operativa de los alimentadores LL-01 Y LL-03.

Se muestra la red con el estudio de flujos de potencia cuando no se tiene interconectado ver figura N° 4.2.

Se analiza las condiciones iniciales en barras y nodos próximas a la interconexión, en los Resultados se pueden apreciar los niveles de tensión en barras, nodos y los flujos de potencia en las líneas próximas al proyecto, estas se encuentran entre los límites permisibles por el sistema.

Figura N° 4.2 Flujo de potencia del sistema sin la interconexión de los alimentadores.



Fuente: ELSE (Elaboración Propia).

Analizando las condiciones iniciales en barras próximas a la interconexión, en los Resultados se pueden apreciar los niveles de tensión en barras y los flujos de potencia en las líneas próximas al proyecto, estas se encuentran entre los límites permisibles por el sistema, el flujo de potencia adjuntamos como dijimos en el anexo N° 4.2.

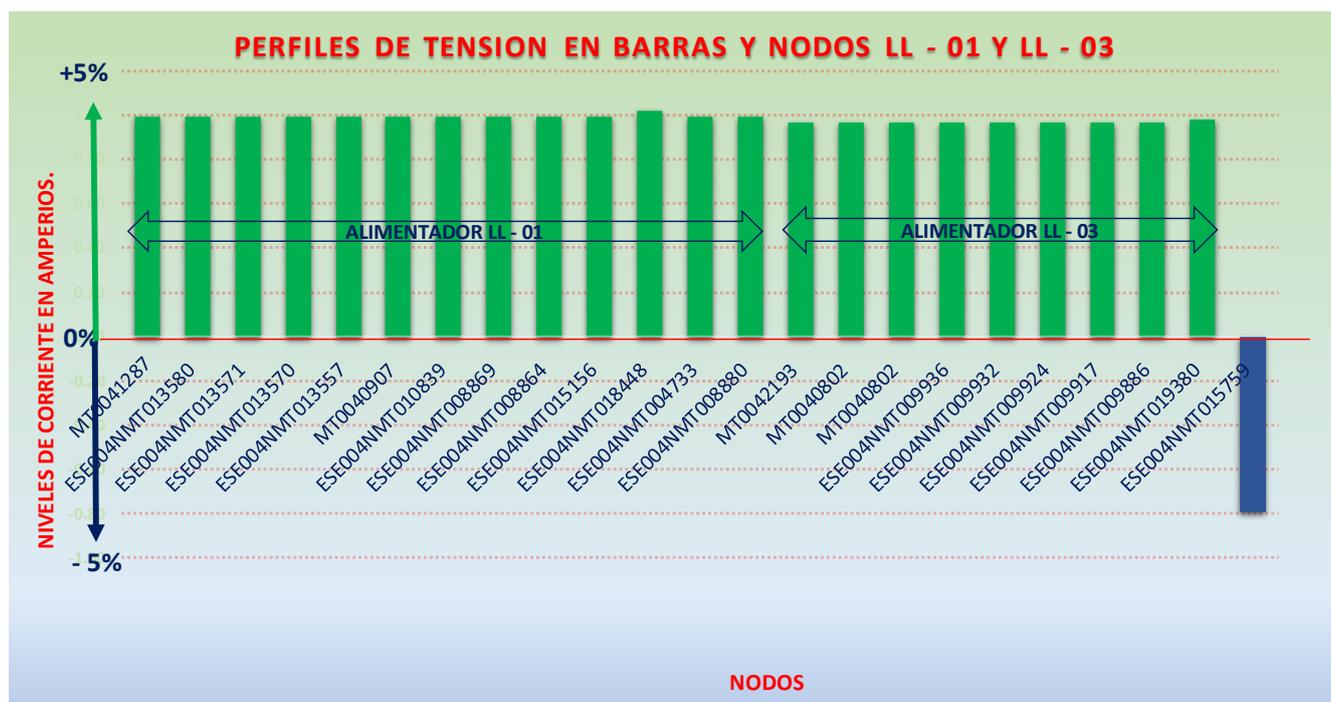
A continuación, se adjuntan los cuadros resumen donde se puede apreciar el nivel de carga de los componentes del sistema cercano al proyecto.

Barras/Nodos:**Cuadro N° 4.1** Resultados niveles de tensión en barras y nodos LL-01 y LL-03

ALIMENTADOR LL - 01			ALIMENTADOR LL - 03		
Observaciones	Unidad	RESULTADOS	Observaciones	Unidad	RESULTADOS
Barra SED CHALLA	KV	22.76	Barra SED CHILACANCHA	KV	22.16
MT0041287	p.u.	0.99	MT0042193	p.u.	0.97
NODO PROXIMO	KV	22.76	NODO PROXIMO	KV	22.16
ESE004NMT013580	p.u.	0.99	MT0040802	p.u.	0.97
NODO PROXIMO	KV	22.75	NODO PROXIMO	KV	22.16
ESE004NMT013571	p.u.	0.99	MT0040802	p.u.	0.97
NODO PROXIMO	KV	22.75	NODO PROXIMO	KV	22.16
ESE004NMT013570	p.u.	0.99	ESE004NMT009936	p.u.	0.97
NODO PROXIMO	KV	22.75	NODO PROXIMO	KV	22.16
ESE004NMT013557	p.u.	0.99	ESE004NMT009932	p.u.	0.97
NODO PROXIMO	KV	22.75	NODO PROXIMO	KV	22.16
MT0040907	p.u.	0.99	ESE004NMT009924	p.u.	0.97
NODO PROXIMO	KV	22.75	NODO PROXIMO	KV	22.16
ESE004NMT010839	p.u.	0.99	ESE004NMT009917	p.u.	0.97
NODO PROXIMO	KV	22.75	NODO PROXIMO	KV	22.16
ESE004NMT008869	p.u.	0.99	ESE004NMT009886	p.u.	0.97
NODO PROXIMO	KV	22.76	NODO PROXIMO	KV	22.52
ESE004NMT008864	p.u.	0.99	SALIDA LL -01		
NODO PROXIMO	KV	22.78	ESE004NMT019380	p.u.	0.98
ESE004NMT015156	p.u.	0.99	NODO PROXIMO	KV	20.81
NODO PROXIMO	KV	23.33	ESE004NMT015759	p.u.	0.79
ESE004NMT018448	p.u.	1.02			
NODO PROXIMO	KV	22.63			
ESE004NMT004733	p.u.	0.99			
NODO PROXIMO	KV	22.73			
ESE004NMT008880	p.u.	0.99			

Fuente: DIgSILENT (Elaboración Propia).

Gráfico N° 4.1 Perfiles de tensión en barras y nodos de LL-01 y LL-03.



Fuente: DIgSILENT (Elaboración Propia).

Se puede observar que las tensiones resultantes en las barras y Nodos, sin la interconexión operativa de ambos alimentadores en las comunidades campesinas de Chala y Chilacancha se encuentran dentro de los límites establecidos en los criterios y premisas del estudio a excepción del nodo N° ESE004NMT015759 perteneciente a la comunidad de Huaracco – Santo Tomas debido a que este se encuentra en el último tramo del alimentador con 0.97 pu. De los demás resultados se puede observar que se encuentran dentro de los valores permisibles que están en 0.99 pu. y 1.02 pu. perteneciente a la salida del alimentador nodo N° ESE004NMT018448.

Transformadores de dos devanados pertenecientes a Chala y Chilacancha.

En el cuadro N° 4.2, se pueden apreciar que el transformador de dos devanados pertenecientes a las comunidades de Challa y Chilacancha para este año 2019 no presentan sobrecarga, estas se encuentran entre 18.678% y 26.415% respectivamente.

Cuadro N° 4.2 Resultados perfil de tensión, corrientes y cargabilidad

CASO	TRANSFORMADORES DE DOS DEVANADOS	Escenarios 2019 – sin la interconexion operativa de los alimentadores						% Carga	
		Lado HV			Lado LV			Lado HV	Lado LV
		Kw	kVAR	kVA	Kw	kVAR	kVA		
CHALA	SED 0041287	1.923	0.259	2.364	1.848	0.001	2.271	18.678%	18.678%
		I = 0.082 A			I = 4.042 A				

CASO	TRANSFORMADORES DE DOS DEVANADOS	Escenarios 2019 – sin la interconexion operativa de los alimentadores						% Carga	
		Lado HV			Lado LV			Lado HV	Lado LV
		Kw	kVAR	kVA	Kw	kVAR	kVA		
CHILACNACHA	SED 0042193	1.118	0.442	1.374	1.077	0.347	1.324	26.415%	26.415%
		I = 0.058 A			I = 5.648 A				

Fuente: DIgSILENT (Elaboración Propia).

Líneas de media tensión.

Se puede observar en los cuadros N° 4.3 y N° 4.4 el resultado de las potencias activa reactiva y aparente de las líneas en MT de los alimentadores. De los resultados se puede observar que la cargabilidad de las líneas caso máximo es de 23.954% y un mínimo de 0.028% en los tramos del alimentador LL-01 mientras en el alimentador LL-03 tiene un máximo de cargabilidad de 8.085% y un mínimo de 0.035% tal cual se aprecia en los siguientes cuadros en mención:

Cuadro N° 4.3 Resultados potencia y cargabilidad sin interconexión de las líneas LL-01.

CASO	LINEAS EN M.T. DEL AREA DE ESTUDIO		Escenarios 2019 – sin la interconexion operativa de los alimentadores					% CARGA
	ALIMENTADOR LL - 01		POTENCIA					
	Nombre	Tipo de Conductor	Observ.	kW	kVAR	kVA	Amp	
Max. Dem	ESE004MT06261	AAAC 2X35mm ²	Linea ex.	1.933	28.474	28.540	0.719	0.09%
Max. Dem	ESE004MT00953	AAAC 2X35mm ²	Linea ex.	5.783	42.44	42.832	1.232	0.12%
Max. Dem	ESE004MT00955	AAAC 2X35mm ²	Linea ex.	7.714	-49.617	50.213	1.259	0.13%
Max. Dem	ESE004MT01053	AAAC 2X35mm ²	Linea ex.	9.633	-57.674	58.473	1.446	0.15%
Max. Dem	ESE004MT01052	AAAC 2X35mm ²	Linea ex.	9.633	58.046	58.840	1.475	0.15%
Max. Dem	ESE004MT16507	AAAC 3X25mm ²	Linea ex.	16.842	57.198	59.626	1.494	0.16%
Max. Dem	ESE004MT16508	AAAC 3X25mm ²	Linea ex.	16.846	-60.236	62.547	1.568	0.16%
Max. Dem	ESE004MT03367	AAAC 3X35mm ²	Linea ex.	152.28	-155.08	217.347	5.473	6.37%
Max. Dem	ESE004MT03366	AAAC 3X70mm ²	Linea ex.	154.938	-190.75	245.745	6.168	7.08%
Max. Dem	ESE004MT03450	AAAC 3X35mm ²	Linea ex.	-158.205	190.514	247.638	6.218	7.22%
Max. Dem	ESE004MT03229	AAAC 3X35mm ²	Linea ex.	470.083	-442.33	645.474	15.94	11.76%
Max. Dem	ESE004MT03683	AAAC 3X35mm ²	Linea ex.	-470.083	442.333	645.474	15.94	11.77%
Max. Dem	ESE004MT03271	AAAC 120mm ²	Linea ex.	-2685.58	541.996	2739.721	70.09	23.97%
Max. Dem	ESE004MT03680	AAAC 3X120mm ²	Linea ex.	2683.78	-541.66	2737.895	70.05	23.97%
Max. Dem	ESE004MT03273	AAAC 3X35mm ²	Linea ex.	135.892	-121.95	182.586	4.6	5.51%
Max. Dem	ESE004MT03681	AAAC 3X35mm ²	Linea ex.	135.532	111.185	175.303	4.424	5.51%
Max. Dem	ESE004MT02059-1	AAAC 2X35mm ²	Linea ex.	-5.618	-0.391	5.632	0.237	0.18%

Fuente: DIgSILENT (Elaboración Propia).

Cuadro N° 4.4 Resultados potencia y cargabilidad sin la interconexión de las líneas LL-03.

CASO	LINEAS EN M.T. DEL AREA DE ESTUDIO		Escenarios 2019 – sin la interconexión operativa de los alimentadores					
	ALIMENTADOR LL - 03		POTENCIA				% carga	
	Nombre	Tipo de Conductor	Observ.	kW	kVAR	kVA		Amp
Max. Dem	ESE004MT15336	AAAC 2X35mm ²	Linea ex.	1.121	-14.398	14.442	0.372	0.04%
Max. Dem	ESE004MT15337	AAAC 2X35mm ²	Linea ex.	2.242	13.954	14.133	0.362	0.04%
Max. Dem	ESE004MT01355	AAAC 2X35mm ²	Linea ex.	3.363	-18.289	18.596	0.476	0.05%
Max. Dem	ESE004MT01354	AAAC 2X35mm ²	Linea ex.	5.657	-29.443	29.982	0.772	0.08%
Max. Dem	ESE004MT00771	AAAC 2X35mm ²	Linea ex.	7.901	-35.605	36.471	0.938	0.11%
Max. Dem	ESE004MT00770	AAAC 2X35mm ²	Linea ex.	10.101	-34.961	36.391	0.935	0.12%
Max. Dem	ESE004MT16541	AAAC 2X35mm ²	Linea ex.	14.593	-47.627	49.813	1.281	0.16%
Max. Dem	ESE004MT03060	AAAC 2X35mm ²	Linea ex.	93.69	174.78	198.307	5.132	4.38%
Max. Dem	ESE004MT13066	AAAC 2X35mm ²	Linea ex.	605.37	-209.76	640.678	16.393	8.05%
Max. Dem	ESE004MT16532	AAAC 2X35mm ²	Linea ex.	608.3	211.648	644.071	16.479	8.09%
Max. Dem	ESE004MT01291	AAAC 2X35mm ²	Linea ex.	9.037	-3.385	9.650	0.466	0.30%

Fuente: DIGSILENT (Elaboración Propia).

No está de más mencionar que dichos resultados son tan solamente representación de algunas líneas cercanas a la zona del proyecto y otras cercanas a la salida de los alimentadores con el fin de ver a grandes rasgos el comportamiento de las líneas debido a su complejidad en la infraestructura eléctrica.

4.3.8.2. Análisis de corto circuito sin la interconexión operativa de los alimentadores.

Se realiza un estudio de corto circuito con el fin de verificar posteriormente las posibles variaciones de corrientes de falla en las barras y nodos cercanos al punto de interconexión. En el anexo N° 4.3, se observa el estudio de corto circuito en la red implementada perteneciente al alimentador LL-01 y LL-03.

Se observa en la tabla N° 4.5 que la corriente resultante de corto circuito trifásico viene a ser constante en todas la barras y nodos del sistema.

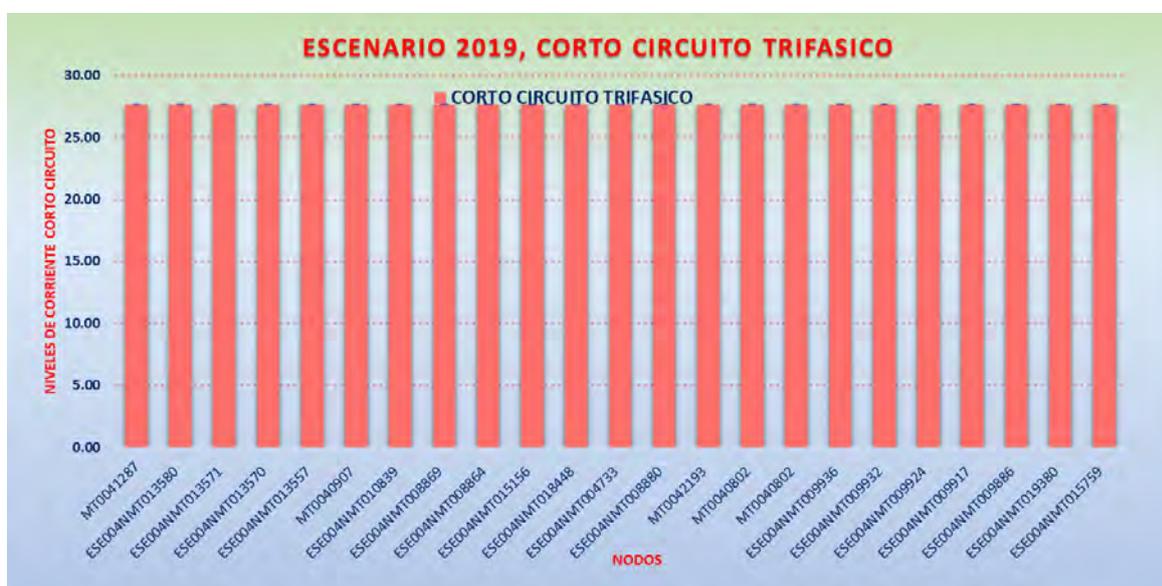
Mostramos también el grafico de corto circuito trifásico.

Cuadro N° 4.5 Cortocircuito trifásico en barras y nodos MT del alimentador LL.

Escenarios 2019 – sin la interconexión operativa de los alimentadores			CORTO CIRCUITO TRIFÁSICO EN BARRAS Y NODOS DE LOS ALIMENTADORES		
ALIMENTADOR LL - 01			ALIMENTADOR LL - 03		
Observaciones	Unidad	RESULTADOS	Observaciones	Unidad	RESULTADOS
Barra SED CHALLA	l _{kks} = kA	1.337	Barra SED CHILACANCHA	l _{kks} = kA	4.024
MT0041287			MT0042193		
NODO PROXIMO	l _{kks} = kA	1.337	NODO PROXIMO	l _{kks} = kA	4.024
ESE004NMT013580			MT0040802		
NODO PROXIMO	l _{kks} = kA	1.337	NODO PROXIMO	l _{kks} = kA	4.024
ESE004NMT013571			MT0040802		
NODO PROXIMO	l _{kks} = kA	1.337	NODO PROXIMO	l _{kks} = kA	4.024
ESE004NMT013570			ESE004NMT009936		
NODO PROXIMO	l _{kks} = kA	1.337	NODO PROXIMO	l _{kks} = kA	4.024
ESE004NMT013557			ESE004NMT009932		
NODO PROXIMO	l _{kks} = kA	1.337	NODO PROXIMO	l _{kks} = kA	4.024
MT0040907			ESE004NMT009924		
NODO PROXIMO	l _{kks} = kA	1.337	NODO PROXIMO	l _{kks} = kA	4.024
ESE004NMT010839			ESE004NMT009917		
NODO PROXIMO	l _{kks} = kA	1.337	NODO PROXIMO	l _{kks} = kA	4.024
ESE004NMT008869			ESE004NMT009886		
NODO PROXIMO	l _{kks} = kA	1.337	NODO PROXIMO SALIDA	l _{kks} = kA	4.024
ESE004NMT008864			ESE004NMT019380		
NODO PROXIMO	l _{kks} = kA	1.337	NODO PROXIMO	l _{kks} = kA	4.024
ESE004NMT015156			ESE004NMT015759		
NODO PROXIMO	l _{kks} = kA	1.337			
ESE004NMT018448					
NODO PROXIMO SALIDA LL					
-1	l _{kks} = kA	1.337			
ESE004NMT004733					
NODO PROXIMO	l _{kks} = kA	1.337			
ESE004NMT008880					

Fuente: DIgSILENT (Elaboración Propia).

Gráfico N° 4.2 Niveles de corriente de cortocircuito trifásico.



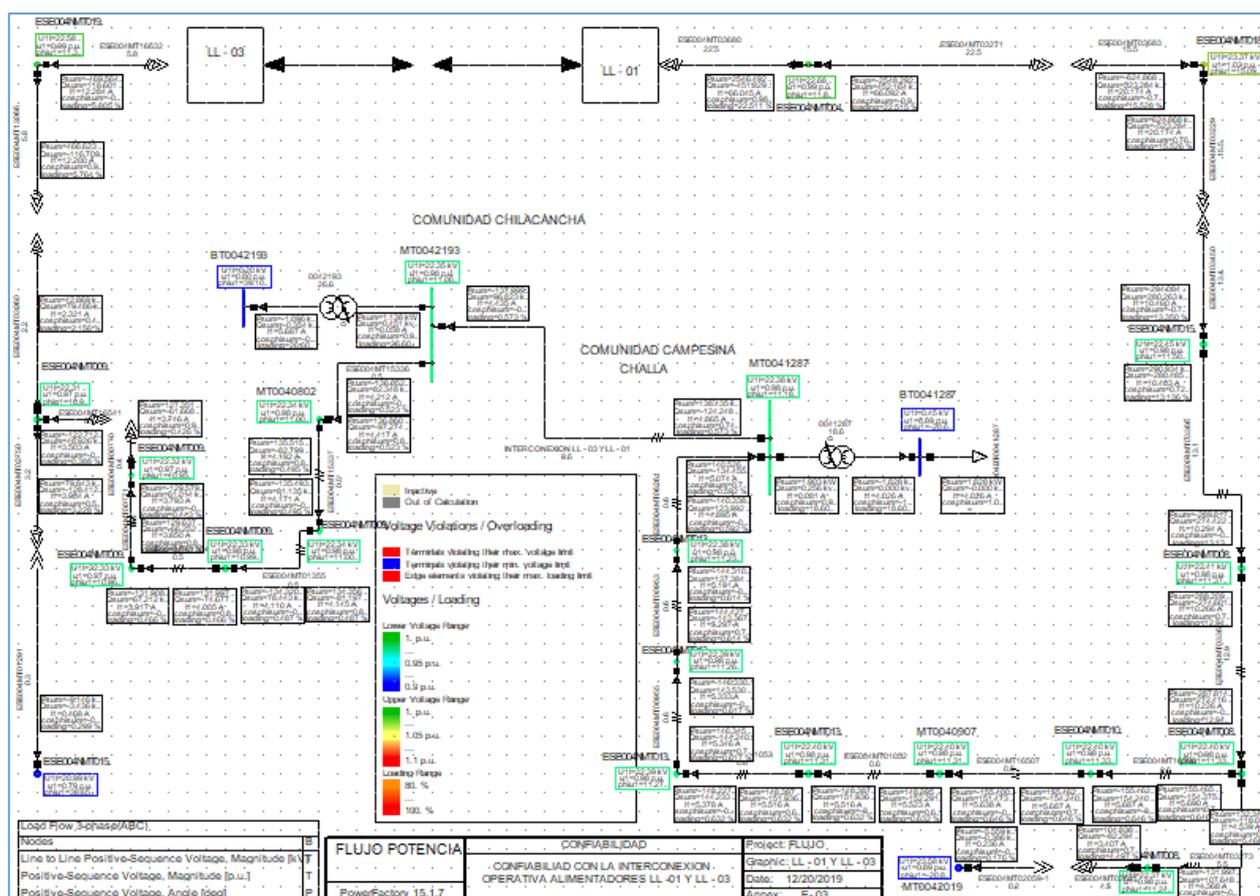
Fuente: DIgSILENT (Elaboración Propia).

4.3.8.3. Análisis del flujo de potencia con la interconexión operativa de los alimentadores LL-01 Y LL-03.

Nuevamente al igual que el ítem anterior se muestra la red con el estudio de flujos de potencia cuando se tiene interconectado.

Se analiza nuevamente las condiciones iniciales en barras y nodos próximas a la interconexión, en los Resultados se pueden apreciar los niveles de tensión en barras, nodos y los flujos de potencia en las líneas próximas al proyecto, estas se encuentran entre los límites permisibles por el sistema.

Figura N° 4.3 Flujo de potencia del sistema con la interconexión de los alimentadores.



Fuente: DiGSILENT (Elaboración Propia).

Analizando nuevamente las condiciones iniciales en barras próximas a la interconexión, en los Resultados se pueden apreciar los niveles de tensión en barras y los flujos de potencia en las líneas próximas al proyecto, estas se encuentran entre los límites permisibles por el sistema, el flujo de potencia adjuntamos en el anexo N° 4.4

A continuación, se adjuntan los cuadros resumen donde se puede apreciar el nivel de carga de los componentes del sistema cercano al proyecto.

Barras/Nodos:

Cuadro N° 4.6 Resultados niveles de tensión en barras y nodos LL-01 y LL-03.

Escenarios 2019 – con la interconexion operativa de los alimentadores					
ALIMENTADOR LL - 01			ALIMENTADOR LL - 03		
Observaciones	Unidad	RESULTADOS	Observaciones	Unidad	RESULTADOS
Barra SED CHALLA	KV	22.38	Barra SED CHILACANCHA	KV	22.35
MT0041287	p.u.	0.98	MT0042193	p.u.	0.98
NODO PROXIMO	KV	22.38	NODO PROXIMO	KV	22.34
ESE004NMT013580	p.u.	0.98	MT0040802	p.u.	0.98
NODO PROXIMO	KV	22.39	NODO PROXIMO	KV	22.34
ESE004NMT013571	p.u.	0.98	ESE004NMT009936	p.u.	0.98
NODO PROXIMO	KV	22.39	NODO PROXIMO	KV	22.33
ESE004NMT013570	p.u.	0.98	ESE004NMT009932	p.u.	0.98
NODO PROXIMO	KV	22.40	NODO PROXIMO	KV	22.33
ESE004NMT013557	p.u.	0.98	ESE004NMT009924	p.u.	0.97
NODO PROXIMO	KV	22.40	NODO PROXIMO	KV	22.32
MT0040907	p.u.	0.98	ESE004NMT009917	p.u.	0.97
NODO PROXIMO	KV	22.40	NODO PROXIMO	KV	22.31
ESE004NMT010839	p.u.	0.98	ESE004NMT009886	p.u.	0.97
NODO PROXIMO	KV	22.40	NODO PROXIMO SALIDA LL -01	KV	22.58
ESE004NMT008869	p.u.	0.98	ESE004NMT019380	p.u.	0.99
NODO PROXIMO	KV	22.41	NODO PROXIMO	KV	20.99
ESE004NMT008864	p.u.	0.98	ESE004NMT015759	p.u.	0.79
NODO PROXIMO	KV	22.45			
ESE004NMT015156	p.u.	0.98			
NODO PROXIMO	KV	23.37			
ESE004NMT018448	p.u.	1.02			
NODO PROXIMO SALIDA LL -01	KV	22.68			
ESE004NMT004733	p.u.	0.99			
NODO PROXIMO	KV	22.37			
ESE004NMT008880	p.u.	0.98			

Fuente: DIgSILENT (Elaboración Propia).

Gráfico N° 4.3 Perfiles de tensión en barras y nodos de LL-01 y LL-03.



Fuente: DIgSILENT (Elaboración Propia).

Se puede observar también que las tensiones resultantes en las barras y Nodos, sin la interconexión operativa de ambos alimentadores en las comunidades campesinas de Chala y Chilacancha se encuentran dentro de los límites establecidos en los criterios y premisas del estudio a excepción nuevamente del nodo N° ESE004NMT015759 perteneciente a la comunidad de Huaracco – Santo Tomas debido a que este se encuentra en el último tramo del alimentador con 0.97 pu. De los demás resultados se puede observar que se encuentran dentro de los valores permisibles que están en 0.98 pu y 1.02 pu. perteneciente a la salida del alimentador nodo N° ESE004NMT018448.

Transformadores de dos devanados pertenecientes a Chala y Chilacancha.

En el cuadro N° 4.7, se pueden apreciar que el transformador de dos devanados pertenecientes a las comunidades de Challa y Chilacancha para este año 2019 no presentan sobrecarga, estas se encuentran entre 18.601% y 26.603% respectivamente la cargabilidad respecto al anterior baja en Challa, pero Sube ligeramente en Chilacancha esto debido de que por la interconexión de laguna manera trata de compensar la cargabilidad uno del otro por el propio sentido de flujo.

Cuadro N° 4.7 Resultados perfil de tensión, corrientes y cargabilidad.

CASO	TRANSFORMADORES DE DOS DEVANADOS	Escenarios 2019 – con la interconexión operativa de los alimentadores						% Carga	
		Lado HV			Lado LV			Lado HV	Lado LV
		Kw	kVAR	kVA	Kw	kVAR	kVA		
CHALA	SED 0041287	1.923	0.256	1.942	1.828	0.001	1.846	18.601%	18.601%
		I = 0.081 A			I = 4.026 A				
CASO	TRANSFORMADORES DE DOS DEVANADOS	Escenarios 2019 – con la interconexión operativa de los alimentadores						% Carga	
		Lado HV			Lado LV			Lado HV	Lado LV
		Kw	kVAR	kVA	Kw	kVAR	kVA		
CHILACNACHA	SED 0042193	1.138	0.451	1.149	1.096	-0.354	1.107	26.603%	26.603%
		I = 0.058 A			I = 5.687 A				

Fuente: DIgSILENT (Elaboración Propia).

Líneas de media tensión.

Se puede observar en los cuadros N° 4.8 y N° 4.9 el resultado de las potencias activa reactiva y aparente de las líneas en MT de los alimentadores. De los resultados se puede observar que la cargabilidad de las líneas caso máximo es de 22.515% y un mínimo de 0.176% en los tramos del alimentador LL-01 mientras en el alimentador LL-03 tiene un máximo de cargabilidad de 5.805% y un mínimo de 0.299%, por lo que la interconexión con funcionamiento normal no produce sobrecarga en conductores existentes ni propuestos y están por muy debajo de su operación máxima, se aprecia en los siguientes cuadros en mención:

Cuadro N° 4.8 Resultados potencia y cargabilidad con la interconexión de las líneas LL-01.

CASO	LINEAS EN M.T. DEL AREA DE ESTUDIO		Escenarios 2019 – con la interconexión operativa de los alimentadores					
	ALIMENTADOR LL - 01		POTENCIA					% carga
	Nombre	Tipo de Conductor	Observ.	kW	kVAR	kVA	Amp	
Max. Dem	ESE004MT06261	AAAC 2X35mm ²	Linea ex.	140.338	123.992	187.267	4.895	0.59%
Max. Dem	ESE004MT00953	AAAC 2X35mm ²	Linea ex.	144.427	-143.367	203.502	5.297	0.61%
Max. Dem	ESE004MT00955	AAAC 2X35mm ²	Linea ex.	146.33	-143.53	204.972	5.333	0.62%
Max. Dem	ESE004MT01053	AAAC 2X35mm ²	Linea ex.	146.345	-144.24	205.480	5.346	0.62%
Max. Dem	ESE004MT01052	AAAC 2X35mm ²	Linea ex.	148.395	-152.291	212.635	5.523	0.63%
Max. Dem	ESE004MT16507	AAAC 3X25mm ²	Linea ex.	155.462	-154.24	218.994	5.687	0.65%
Max. Dem	ESE004MT16508	AAAC 3X25mm ²	Linea ex.	155.465	-154.375	219.091	5.69	0.65%
Max. Dem	ESE004MT03367	AAAC 3X35mm ²	Linea ex.	-287.814	272.416	396.292	10.226	12.95%
Max. Dem	ESE004MT03366	AAAC 3X70mm ²	Linea ex.	-289.817	274.422	399.126	10.294	13.14%
Max. Dem	ESE004MT03450	AAAC 3X35mm ²	Linea ex.	-294.084	280.263	406.242	10.46	13.35%
Max. Dem	ESE004MT03229	AAAC 3X35mm ²	Linea ex.	624.868	523.284	815.038	20.174	15.53%
Max. Dem	ESE004MT03683	AAAC 3X35mm ²	Linea ex.	624.868	523.284	815.038	20.174	15.53%
Max. Dem	ESE004MT03271	AAAC 120mm ²	Linea ex.	-2548.29	452.164	2588.097	66.092	22.52%
Max. Dem	ESE004MT03680	AAAC 3X120mm ²	Linea ex.	2546.492	-451.829	2586.266	66.045	22.51%
Max. Dem	ESE004MT03273	AAAC 3X35mm ²	Linea ex.	132.349	-118.041	177.341	4.539	5.46%
Max. Dem	ESE004MT03681	AAAC 3X35mm ²	Linea ex.	104.838	-82.294	133.279	3.407	4.50%
Max. Dem	ESE004MT02059	AAAC 2X35mm ²	Linea ex.	-5.559	-0.386	5.572	0.236	0.18%

Fuente: DIgSILENT (Elaboración Propia).

Cuadro N° 4.9 Resultados potencia y cargabilidad con la interconexión de las líneas LL-03.

CASO	LINEAS EN M.T. DEL AREA DE ESTUDIO		Escenarios 2019 – con la interconexión operativa de los alimentadores					
	ALIMENTADOR LL - 03		POTENCIA					% carga
	Nombre	Tipo de Conductor	Observ.	kW	kVAR	kVA	Amp	
Max. Dem	ESE004MT15336	AAAC 2X35mm ²	Linea ex.	136.86	-97.274	167.907	4.417	0.52%
Max. Dem	ESE004MT15337	AAAC 2X35mm ²	Linea ex.	135.515	-82.799	158.808	4.192	0.50%
Max. Dem	ESE004MT01355	AAAC 2X35mm ²	Linea ex.	134.356	-81.197	156.986	4.145	0.49%
Max. Dem	ESE004MT01354	AAAC 2X35mm ²	Linea ex.	131.997	-74.677	151.657	4.005	0.47%
Max. Dem	ESE004MT00771	AAAC 2X35mm ²	Linea ex.	129.637	-66.252	145.585	3.85	0.44%
Max. Dem	ESE004MT00770	AAAC 2X35mm ²	Linea ex.	127.351	-61.668	141.496	3.746	0.43%
Max. Dem	ESE004MT16541	AAAC 2X35mm ²	Linea ex.	122.712	48.926	132.106	3.503	0.39%
Max. Dem	ESE004MT03060	AAAC 2X35mm ²	Linea ex.	42.869	79.486	90.309	2.321	2.16%
Max. Dem	ESE004MT13066	AAAC 2X35mm ²	Linea ex.	466.623	-116.71	480.997	12.2	5.76%
Max. Dem	ESE004MT16532	AAAC 2X35mm ²	Linea ex.	-469.56	118.601	484.310	12.284	5.08%
Max. Dem	ESE004MT01291	AAAC 2X35mm ²	Linea ex.	9.018	-3.377	9.630	0.446	0.29%

Fuente: DIgSILENT (Elaboración Propia).

También mencionar nuevamente que dichos resultados son tan solamente representación de algunas líneas cercanas a la zona del proyecto y otras cercanas a la salida de

los alimentadores con el fin de ver a grandes rasgos el comportamiento de las líneas debido a su complejidad en la infraestructura eléctrica.

4.3.8.4. Análisis de corto circuito con la interconexión operativa de los alimentadores.

Se realiza un estudio de corto circuito con el fin de verificar posteriormente las posibles variaciones de corrientes de falla en las barras y nodos cercanos al punto de interconexión. En el anexo N° 4.5, se observa el estudio de corto circuito en la red implementada perteneciente al alimentador LL-01 y LL-03

Se observa en la tabla N° 4.10 que la corriente resultante de corto circuito trifásico viene a ser constante en todas la barras y nodos del sistema y los valores permanecen iguales con la simulación de la no interconexión operativa.

Mostramos también el grafico N° 4.4 de corto circuito trifásico con interconexión operativa.

Cuadro N° 4.10 Cortocircuito trifásico en barras y nodos MT con interconexión.

Escenarios 2019 – con la interconexión operativa de los alimentadores					
CORTO CIRCUITO TRIFÁSICO EN BARRAS Y NODOS DE LOS ALIMENTADORES					
ALIMENTADOR LL - 01			ALIMENTADOR LL - 03		
Observaciones	Unidad	RESULTADOS	Observaciones	Unidad	RESULTADOS
Barra SED CHALLA	l _{kks} = kA	1.337	Barra SED CHILACANCHA	l _{kks} = kA	4.024
MT0041287			MT0042193		
NODO PROXIMO	l _{kks} = kA	1.337	NODO PROXIMO	l _{kks} = kA	4.024
ESE004NMT013580			MT0040802		
NODO PROXIMO	l _{kks} = kA	1.337	NODO PROXIMO	l _{kks} = kA	4.024
ESE004NMT013571			MT0040802		
NODO PROXIMO	l _{kks} = kA	1.337	NODO PROXIMO	l _{kks} = kA	4.024
ESE004NMT013570			ESE004NMT009936		
NODO PROXIMO	l _{kks} = kA	1.337	NODO PROXIMO	l _{kks} = kA	4.024
ESE004NMT013557			ESE004NMT009932		
NODO PROXIMO	l _{kks} = kA	1.337	NODO PROXIMO	l _{kks} = kA	4.024
MT0040907			ESE004NMT009924		
NODO PROXIMO	l _{kks} = kA	1.337	NODO PROXIMO	l _{kks} = kA	4.024
ESE004NMT010839			ESE004NMT009917		
NODO PROXIMO	l _{kks} = kA	1.337	NODO PROXIMO	l _{kks} = kA	4.024
ESE004NMT008869			ESE004NMT009886		
NODO PROXIMO	l _{kks} = kA	1.337	NODO PROXIMO SALIDA	l _{kks} = kA	4.024
ESE004NMT008864			ESE004NMT019380		
NODO PROXIMO	l _{kks} = kA	1.337	NODO PROXIMO	l _{kks} = kA	4.024
ESE004NMT015156			ESE004NMT015759		
NODO PROXIMO	l _{kks} = kA	1.337			
ESE004NMT018448					
NODO PROXIMO SALIDA LL	l _{kks} = kA	1.337			
-1					
ESE004NMT004733					
NODO PROXIMO	l _{kks} = kA	1.337			
ESE004NMT008880					

Fuente: Propia.

Gráfico N° 4.4 Niveles de corriente de cortocircuito trifásico con interconexión.



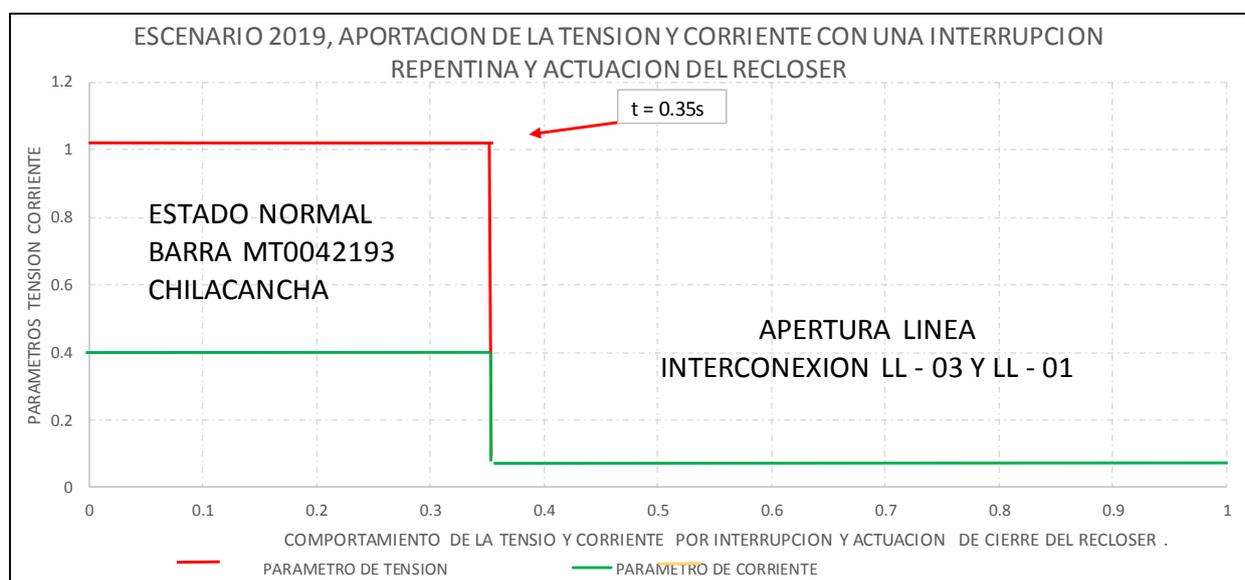
Fuente: DIGSILENT (Elaboración Propia).

4.3.9. Análisis gráfica con la conexión y desconexión de los alimentadores.

Mediante el estudio de la conexión y desconexión de ambos alimentadores en mención se presenta el comportamiento de las variables eléctricas.

A primera instancia, se simula la desconexión del alimentador en Chilacancha representando el momento en que se presenta ausencia de servicio por alguna falla repentina instantánea, por ejemplo, la actuación del mismo recloser por un evento o interrupción no deseado. Las gráficas de los parámetros de la red se observan en la Grafica N° 4.5.

Gráfico N° 4.5 Comportamiento de la ausencia de servicio en Chilacancha con interrupción en la misma.



Fuente: DIGSILENT (Elaboración Propia).

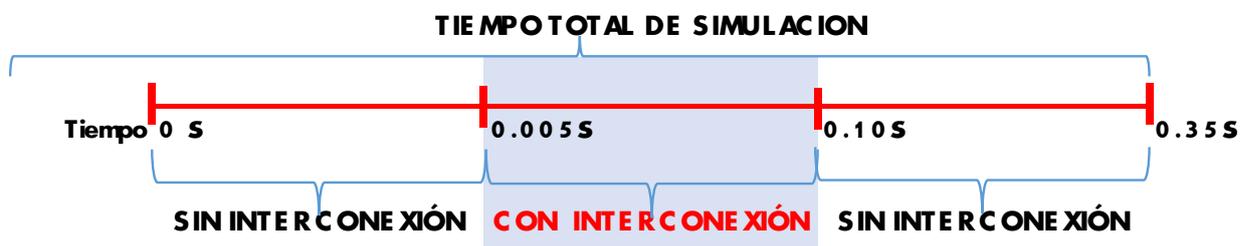
En la figura N° 4.5 se observa que con un tiempo $t = 0.35$ s, la corriente que se otorgaba de la barra de Challa, no existe interconexión entre ambos alimentadores por lo que según flujo de potencia cae a cero en la línea nueva de interconexión propuesta por la actuación del recloser se comporta como un circuito abierto por lo que no existe el parámetro de tensión, es decir decae por lo que dejó de aportar corriente a la carga conectada en ese punto y ahora la red o el transformador más cercano deberá proporcionar toda la potencia demandada por la carga en este caso la corriente que viene del alimentador LL-03.

En la figura N° 4.6 se observa un pequeño transitorio de tensión que se presenta en la barra de Chilacancha ante la desconexión y conexión de los alimentadores actuado por el recloser, la magnitud del transitorio de la tensión es prácticamente es mínima, por lo tanto, la desconexión no causa una fluctuación mayor al $\pm 5\%$, determinado por la norma eléctrica de calidad de los servicios eléctricos.

Cabe mencionar que la gráfica toma referencia a la barra de Chilacancha N° MT0042193 y los parámetros de corrientes en la línea ESE004MT15336. Que sucede entre ellos luego de la apertura y cierre del recloser.

Criterios de la Gráfica N° 4.6:

A. Los tiempos a tomar en cuenta para la conexión y desconexión por efectos de simulación son:



B. Se designa en el software DIGsilent los tiempos de eventos del switch (representación del recloser) en la barra en este caso MT0042193 Chilacancha, icono (A).

Switch 1 (tiempo de cierre 0.005 s).

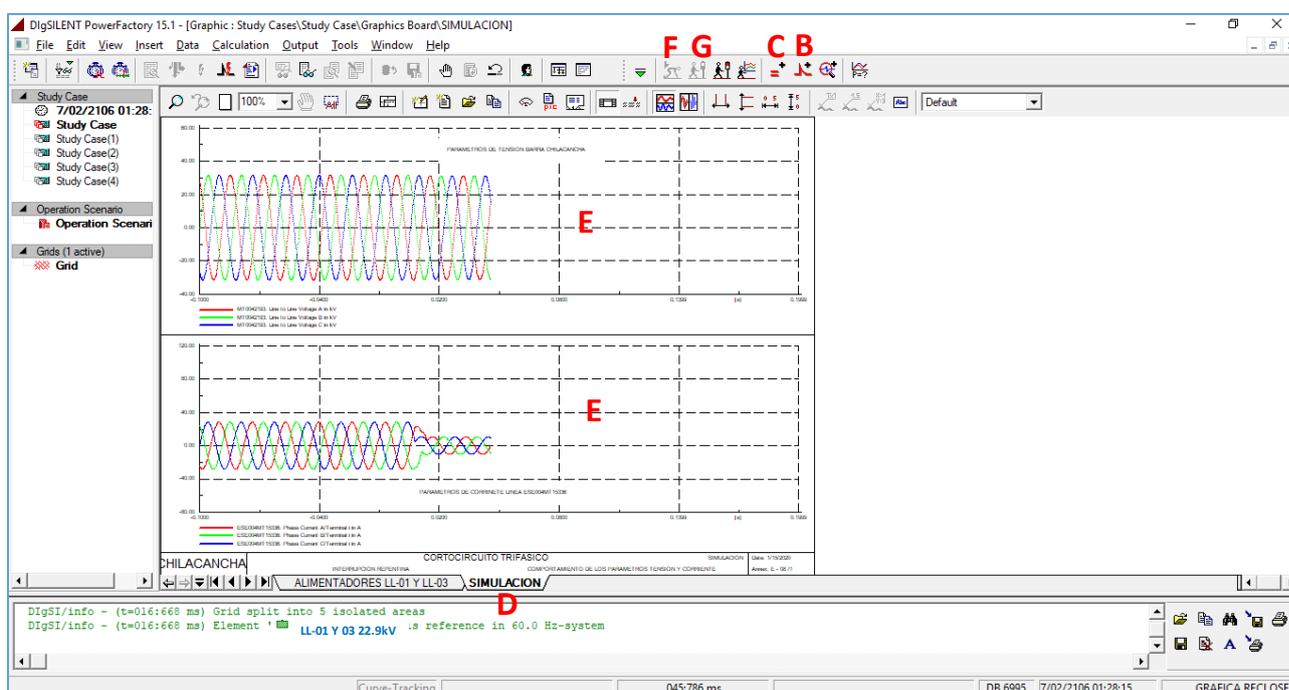
Switch 2 (tiempo de Apertura 0.10 s).

Tiempo total de simulación (0.35 s).

- C.** Definir los resultados de simulación de los parámetros eléctricos, en este caso el comportamiento de la tensión y corriente en la barra mencionada.
- D.** Abrir nueva ventana para la gráfica.
- E.** Designar en cada ventana el resultado de tensión y otra de corriente respectivamente.
- F.** Calcular las condiciones iniciales.
- G.** Finalmente, clic para iniciar la simulación.

A continuación, mostramos la interfaz del DIGsient conjuntamente con los pasos a seguir:

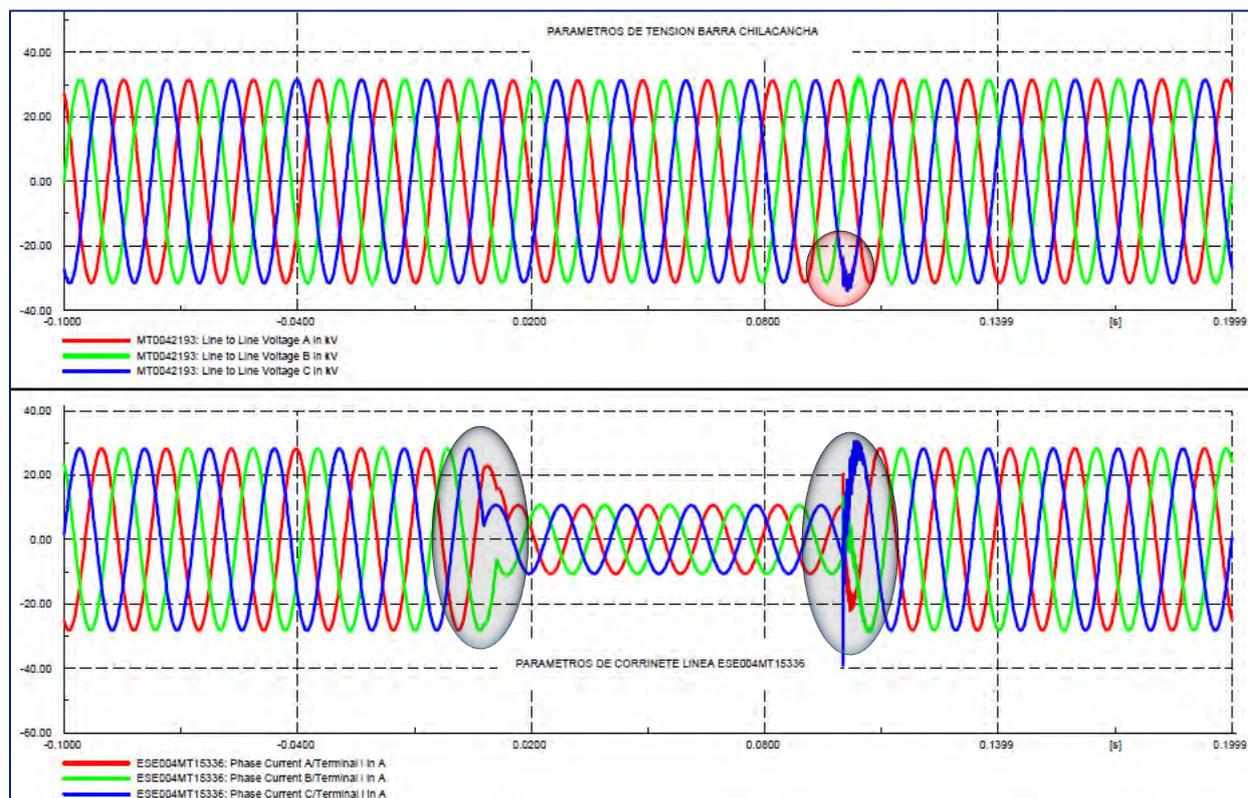
Figura N° 4.4 Interfaz digsilent para el resultado de la gráfica n° 4.6 con y sin interconexión operativa.



Fuente: DIGSILENT (Elaboración Propia).

Mostramos en la gráfica N° 4.6 el comportamiento de estos dos parámetros una vez corrida el evento de simulación con el último paso:

Gráfico N° 4.6 Comportamiento del transitorio en tensión y corriente con desconexión y conexión entre los alimentadores.



Fuente: DIGSILENT (Elaboración Propia).

Como es de esperar con la repentina apertura por alguna interrupción en dicha barra, el parámetro de tensión es la misma con y sin la desconexión debido a que la alimentación proviene del alimentador LL-03 por otra parte cuando se interconecta nuevamente los parámetros de corrientes son: de menor magnitud por la misma magnitud de la carga y con la interconexión sube debido a que compensa las cargas del alimentador LL-03 ya que el sentido del flujo proviene del alimentador LL-01 al LL-03 y el pequeño transitorio (se extingue en el tiempo, en contraposición al régimen permanente, que es la respuesta que permanece constante hasta que se establezca el circuito eléctrico ya sea conectada o desconectada ambos alimentadores) durante el fenómeno eléctrico. El mismo gráfico N° 4.6 se observa más claramente en el anexo N° 4.6.

4.3.10. Análisis de la cargabilidad de los conductores con una interrupción en el punto más crítico de los alimentadores.

Mediante la corrida de flujo de potencia simularemos esta vez como es la cargabilidad de los conductores, si estas podrán soportar la capacidad de amperios con una salida repentina en dos puntos más críticos de ambos alimentadores:

4.3.10.1. Supuesta interrupción a la salida del alimentador LL-01.

Este viene a ser en el nodo ESE004NMT018448 como prueba en simulación, claramente se tiene que, si en este punto ocurre la falla, aguas abajo no habrá suministro eléctrico, caso contrario con la interconexión entre Chala y Chilacancha, y por la propia topología del sistema eléctrico tendrá el respaldo del suministro eléctrico y según la simulación detallada en el **anexo N° 4.7, RESPECTO A LA CARGABILIDAD DE LOS CONDUCTORES**, estas pueden soportar la corriente que circulara por estas y están aún debajo de su capacidad nominal.

4.3.10.2. Supuesta interrupción a la salida del alimentador LL-03.

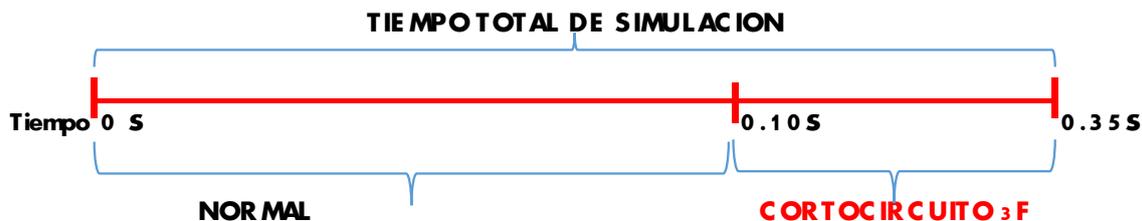
Este viene a ser en el nodo ESE004NMT009886 como prueba en simulación nuevamente, también se tiene que, si en este punto ocurre la falla, aguas abajo no habrá suministro eléctrico, caso contrario con la interconexión entre Chala y Chilacancha, y por la propia topología del sistema eléctrico tendrá el respaldo del suministro eléctrico y según la simulación detallada en el **anexo N° 4.8**, respecto a la cargabilidad de los conductores, estas también pueden soportar la corriente que circulara por estas y están aún debajo de su capacidad nominal a consecuencia de las posibles interrupciones causadas en los alimentadores..

4.3.11. Análisis gráfica de los parámetros tensión corriente en corto circuito trifásico.

A continuación, mostraremos el comportamiento cuando ocurre un evento de corto circuito trifásico en el nodo de Chilacancha N° MT0042193 mencionar nuevamente que dichas graficas se verán más clara en formato A4 anexo N° 4.9 de la presente tesis.

Criterios de la Gráfica N° 4.7:

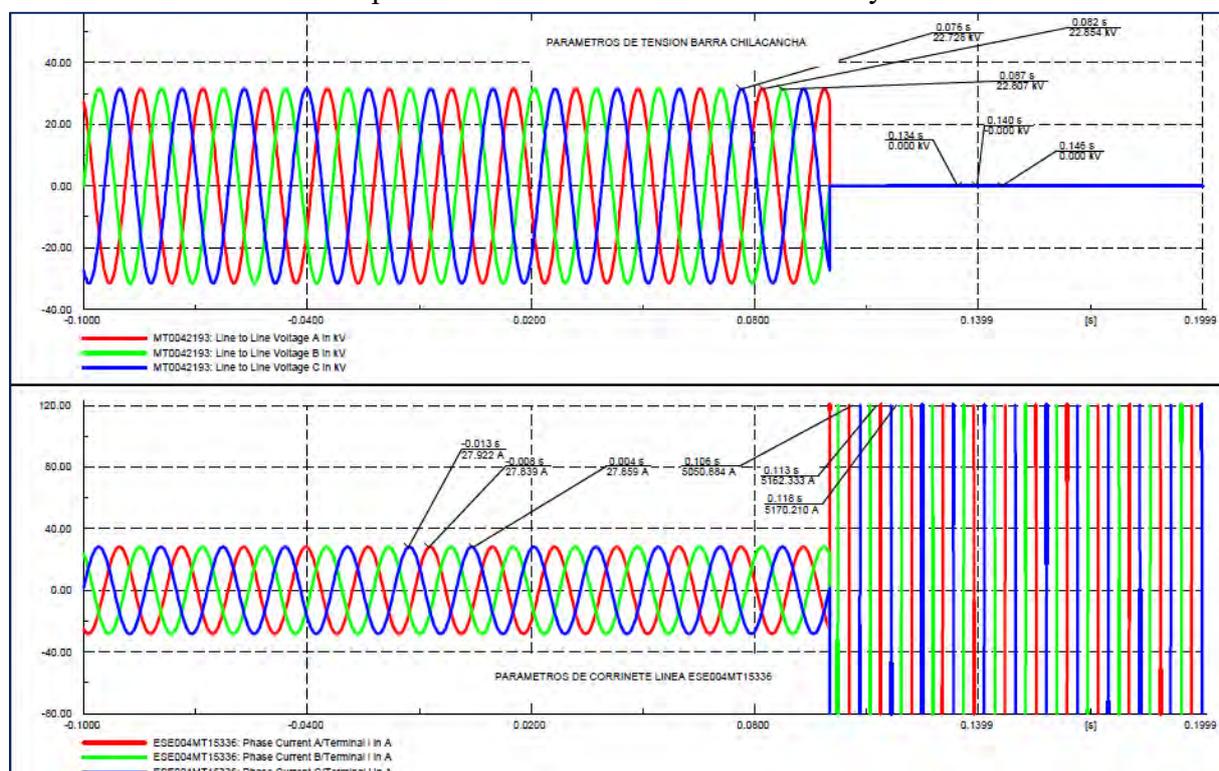
A. Los tiempos a tomar en cuenta para la simulación del cortocircuito trifásico tomaremos los mismos que la anterior gráfica:



B. Se designa en el software DIGsilent el tipo de falla que se quiere correr en este caso la falla trifásica (incluir dentro de la ventana del icono A)

Los pasos de la “C” a la “G” de la simulación anterior, son los mismos a seguir A continuación, mostramos la gráfica resultante:

Gráfico N° 4.7 Comportamiento corriente de cortocircuito y tensión falla trifásica.



Fuente: DIGSILENT (Elaboración Propia).

Los resultados son los siguientes: con la interconexión de los alimentadores y sin falla son: $I_A = 27.922$ A, $I_B = 27.839$ A, $I_C = 27.859$ A, simulando una falla trifásica justo en el tiempo 0.1s, se tiene una corriente de corto circuito al momento de la falla de $I_{ccA} = 5050.884$ A, de $I_{ccB} = 5162.333$ A, de $I_{ccC} = 5170.210$ A. incrementándose en un 181% del valor promedio anterior.

La simulación de la falla trifásica franca en los tiempos establecidos respecto a la corriente se eleva a nivel promedio en 181.302 veces la corriente nominal y respecto a la tensión en el mismo tiempo decae a 0 V.

4.3.12. Ajuste propuesto para relés de los alimentadores LL-01 y LL-03.

A continuación, detallamos las tablas de las características de los relés por alimentador.

Tabla N° 4.4 Programación de relés de fases subestación llusco.

SOBRECORRIENTE DE FASES - PROPUESTO												
COD. RELE	MARCA	TIPO	KV	TC	TIEMPO INVERSO				TIEMPO DEFINIDO			Ciclo de recierre
					Ajuste Temporizado				Ajuste Instantáneo			
					▷		TMS	Curva	▷▷		▷▷ (s)	
					Amp Sec	Amp Prim			Amp Sec	Amp Prim		
RE1LL6019	ABB	RED670	66.0	100/1	1.152	115.20	0.15	IEC-NI	--	--	--	--
RE2LL6019	ABB	REC670	66.0	100/1	1.152	115.20	0.15	IEC-NI	--	--	--	--
RE2LLUT28	ABB	REC670	22.9	300/1	1.108	332.40	0.10	IEC-NI	--	--	--	--
RE1LLU01	NOJA	RC-10	22.9	1/1	100.00	100.00	0.15	IEC-NI	800.00	800	0.05	--
RE1LLU02	NOJA	RC-10	22.9	1/1	150.00	150.00	0.10	IEC-NI	--	--	--	--
RE1LLU03	NOJA	RC-10	22.9	1/1	100.00	100.00	0.12	IEC-NI	--	--	--	--

Fuente: DIgSILENT (Elaboración Propia).

Tabla N° 4.5 Programación de relés de fases alimentador Llusco.

SOBRECORRIENTE DE FASES - PROPUESTO												
COD. RELE	MARCA	TIPO	AL	TC	TIEMPO INVERSO				TIEMPO DEFINIDO			Ciclo de recierre
					Ajuste Temporizado				Ajuste Instantáneo			
					▷		TMS	Curva	▷▷		▷▷ (s)	
					Amp Sec	Amp Prim			Amp Sec	Amp Prim		
SBC2009	SEL	751	LLU01	1/1	60.00	60.00	0.12	IEC-NI	--	--	--	--
SBC2010	SEL	751		1/1	60.00	60.00	0.12	IEC-NI	--	--	--	--
RC2102	NOJA	RC-10		1/1	50.00	50.00	0.07	IEC-NI	500.00	500	0.05	2R+Lock
RC2099	SEL	351R		1/1	40.00	40.00	0.05	IEC-VI	--	--	--	2R+Lock
RC2023	SEL	351R	LLU02	1/1	50.00	50.00	0.05	IEC-VI	--	--	--	2R+Lock
RC2024	SEL	351R		1/1	50.00	50.00	0.05	IEC-VI	--	--	--	2R+Lock
RC2028	Schneider	ADVC		1/1	50.00	50.00	0.05	IEC-VI	--	--	--	2R+Lock
RCMNA1	-	-		1/1	50.00	50.00	0.08	IEC-NI	--	--	--	2R+Lock
RCMNA2	-	-		1/1	40.00	40.00	0.05	IEC-VI	--	--	--	2R+Lock
RC2045	SEL	351R	LLU03	1/1	50.00	50.00	0.07	IEC-NI	--	--	--	2R+Lock
RC2073	SEL	351R		1/1	40.00	40.00	0.05	IEC-VI	--	--	--	2R+Lock

Fuente: DIgSILENT (Elaboración Propia).

Tabla N° 4.6 Programación de relés de tierra subestación Llusco.

SOBRECORRIENTE DE TIERRA - PROPUESTO												
COD. RELE	MARCA	TIPO	KV	TC	TIEMPO INVERSO				TIEMPO DEFINIDO			Ciclo de recierre
					Ajuste Temporizado				Ajuste Instantáneo			
					▷		TMS	Curva	▷▷		▷▷ (s)	
					Amp Sec	Amp Prim			Amp Sec	Amp Prim		
RE1LL6019	ABB	RED670	66.0	100/1	0.2016	20.16	0.15	IEC-NI	2.3040	230.4	0.20	--
RE2LL6019	ABB	REC670	66.0	100/1	0.2016	20.16	0.15	IEC-NI	2.3040	230.4	0.20	--
RE2LLUT28	ABB	REC670	22.9	300/1	0.30	90.00	0.22	IEC-NI	--	--	--	--
RE1LLU01	NOJA	RC-10	22.9	1/1	45.00	45.00	0.20	IEC-NI	800.00	800	0.05	--
RE1LLU02	NOJA	RC-10	22.9	1/1	45.00	45.00	0.15	IEC-NI	--	--	--	--
RE1LLU03	NOJA	RC-10	22.9	1/1	45.00	45.00	0.15	IEC-NI	--	--	--	--

Fuente: DIgSILENT (Elaboración Propia).

Tabla N° 4.7 Programación de relés de tierra alimentador Llusco.

SOBRECORRIENTE DE TIERRA - PROPUESTO												
COD. RELE	MARCA	TIPO	AL	TC	TIEMPO INVERSO				TIEMPO DEFINIDO			Ciclo de recierre
					Ajuste Temporizado				Ajuste Instantáneo			
					▷		TMS	Curva	▷▷		▷▷ (s)	
					Amp Sec	Amp Prim			Amp Sec	Amp Prim		
SBC2009	SEL	751	LLU01	1/1	30.00	30.00	0.15	IEC-NI	--	--	--	--
SBC2010	SEL	751		1/1	30.00	30.00	0.15	IEC-NI	--	--	--	--
RC2102	NOJA	RC-10		1/1	30.00	30.00	0.07	IEC-NI	--	--	--	2R+Lock
RC2099	SEL	351R	LLU02	1/1	20.00	20.00	0.05	IEC-VI	--	--	--	2R+Lock
RC2023	SEL	351R		1/1	30.00	30.00	0.05	IEC-VI	--	--	--	2R+Lock
RC2024	SEL	351R		1/1	30.00	30.00	0.05	IEC-VI	--	--	--	2R+Lock
RC2028	Schneider	ADVC		1/1	30.00	30.00	0.05	IEC-VI	--	--	--	2R+Lock
RCMNA1	-	-		1/1	30.00	30.00	0.08	IEC-NI	--	--	--	2R+Lock
RCMNA2	-	-		1/1	20.00	20.00	0.05	IEC-VI	--	--	--	2R+Lock
RC2045	SEL	351R		1/1	30.00	30.00	0.08	IEC-NI	--	--	--	2R+Lock
RC2073	SEL	351R	LLU03	1/1	20.00	20.00	0.05	IEC-VI	--	--	--	2R+Lock

Fuente: DIgSILENT (Elaboración Propia).

5. CAPÍTULO V

EVALUACIÓN DE LOS INDICADORES DE CONFIABILIDAD CON LA INTERCONEXIÓN DE LOS ALIMENTADORES LL-01 Y LL-03.

5. EVALUACIÓN DE LOS INDICADORES DE CONFIABILIDAD CON LA INTERCONEXIÓN DE LOS ALIMENTADORES LL-01 Y LL-03

5.1. Introducción.

El presente capítulo presentamos el análisis de mejora de la confiabilidad basado en la colocación de un equipo reconexión como se propuso en capítulos anteriores en la comunidad campesina de Chilacancha, como medio automático de la interconexión operativa entre ambos alimentadores, por ser la estrategia más utilizada por las empresas distribuidoras, ya que sus resultados son inmediatos y su costo se asocia directamente con la mejora de la confiabilidad.

Se consideró unos de los alimentadores representativos de los sistemas de distribución eléctrica de alta densidad de carga de la provincia del Chumbivilcas, alta tasa de fallas como es el caso de los alimentadores LL-01 y LL-03, para los cuales se establecieron opciones de colocación de equipos de protección y seccionamiento, definidas de acuerdo al diseño estándar de los sistemas de distribución y la práctica usual de las empresas distribuidoras. Para cada opción se determinó los indicadores DEC y FEC, tomando en cuenta la metodología descrita en la parte teórica de la presente tesis, aplicable a sistemas de distribución eléctrica y sensible a las acciones de mejora de la confiabilidad más importantes como la colocación de equipos de protección y seccionamiento y alimentaciones alternativas. La metodología toma en cuenta las técnicas básicas de evaluación de la confiabilidad con una extensión que divide el tiempo de reparación de una falla en función de las distintas operaciones que se llevan a cabo para reparar la misma y reponer el servicio eléctrico.

5.2. Algunas medidas para incrementar la confiabilidad en los alimentadores de distribución LL-01 y LL-03.

5.2.1. Reduciendo las cantidades de falla.

- Constante monitoreo del alimentador y su mantenimiento preventivo para prevenir cualquier tipo de eventos indeseados.
- Reemplazando los equipos eléctricos según su tiempo de vida útil.
- La poda de árboles cercanos a la línea (DMS).
- Protegiendo y señalando las partes vulnerables de la línea que se pueden dar por acontecimiento directo de animales.

5.2.2. Reduciendo las cantidades de falla.

El tiempo de reparación (t_r) que es el tiempo necesario para restablecer el suministro de energía en la zona afectada por eventos indeseados como es el caso de las interrupciones por fallas eléctricas, electromecánicas, humanas, etc. Y esta influencia mucho según la topología y configuración de la red eléctrica, una de las maneras de reducir este impacto de la interrupción es de incrementar los dispositivos de protección y de mejorar la selectividad en el sistema de protección. Es importante realizar el procedimiento adecuado de maniobra que permita aislar la mínima sección afectada posible para reducir principalmente los índices que dependen del tiempo de interrupción.

- Reconfiguración inmediata ante una interrupción.
- Con la automatización de los equipos de protección.
- Localizadores automáticos de fallas.
- Finalmente reduciendo el tiempo de respuesta positiva ante una interrupción.

5.2.3. Reduciendo los clientes afectados.

Estos implican la disminución de todo tipo de índices de interrupción.

- Topología de la red.
- Tener una buena coordinación y protección.
- Sistemas de puesta a tierra directamente aterrado y con medidas acordes a la normativa.

5.2.4. Utilización de dispositivos de reconexión entre la interconexión del tramo Challa y Chilacancha.

Los dispositivos de reconexión permiten que las fallas momentáneas en los alimentadores aéreos desaparezcan por sí solas. Se sabe que según nuestro diagnóstico técnico,

alrededor del 70 a 80 % de las fallas aéreas son de naturaleza transitoria por fenómenos naturales.

La ubicación del recloser en el alimentador mejorará la confiabilidad de todos los tramos aguas arriba protegiéndolos de fallas que ocurren aguas abajo. Como alternativa de seguridad y mejorar la confiabilidad para un consumidor específico se colocó un reconectador o recloser entre los tramos antes en mención.

A sabiendas que los recloser se utilizan en dos esquemas: conservación del fusible (fuse saving) y despeje del fusible (fuse clearing). En los esquemas de conservación de fusibles, gran número de consumidores presenta interrupciones momentáneas (menores a 3 min), por lo que algunas empresas de distribución optan por cambiar al esquema de despeje de fusible cuando los consumidores comienzan a sentirse inconformes con las interrupciones de poca duración. Con esto, se disminuye el número de interrupciones momentáneas, pero por otro lado se incrementa el número de interrupciones sostenidas (mayores a 3 min), sobre todo en los ramales con fusibles del alimentador. Otro motivo para cambiar el esquema de conservación de fusible a despeje de fusible es que en áreas en las que se produzca una alta corriente de falla, tanto el reconectador como el fusible actuarán de todos modos.

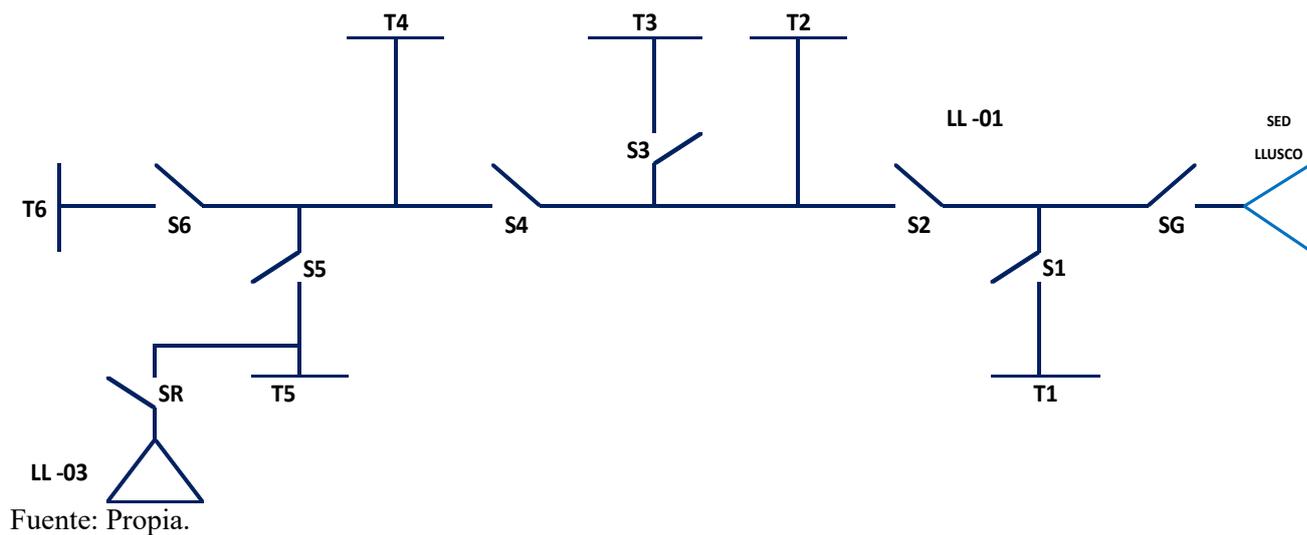
5.3. Análisis con los indicadores DEC Y FEC para el mejoramiento del sistema eléctrico con la interconexión de los alimentadores.

Procederemos a analizar los índices de confiabilidad DEC y FEC a partir del concepto de un sistema radial, es necesario modelar la topología del alimentador LL-01 y LL-02 por tramos con la nueva propuesta de la interconexión operativa.

5.3.1. Determinación de los índices de confiabilidad DEC y FEC alimentador ll-01 con la nueva propuesta.

Para el cálculo de los índices de confiabilidad DEC y FEC como ya dijimos, se utiliza las interrupciones ocurridas en el alimentador LL-01 durante el periodo de años 2016-2019, el cual en total contabilizan 567 fallas para el sistema eléctrico. Para analizar los índices de confiabilidad es necesario modelar nuevamente la topología previamente con la propuesta de interconexión e identificar cada uno de sus elementos (ver Figura N° 5.1).

Figura N° 5.1 Esquema del alimentador LL-01 con la nueva propuesta.



Donde:

SED : Conexión a la Subestación

SG : Interruptor principal del Alimentador.

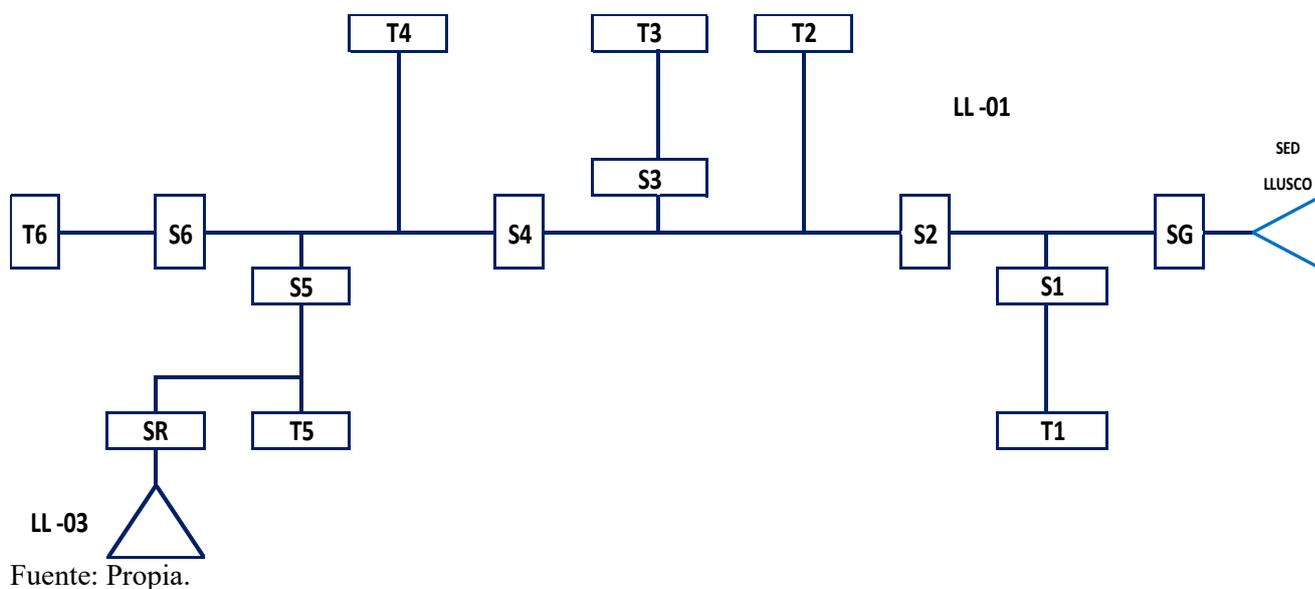
SR : Reconectador automático.

Sn : Equipo seccionador, protección y/o maniobra

Tn : Tramos del alimentador.

LL-03: Interconexión del alimentador LL-03

Figura N° 5.2 Modelo del alimentador LL-01 con la nueva propuesta.



Se analizó el tiempo de interrupción según el tipo de elemento, corresponde a la indisponibilidad de él en el periodo considerado. Para obtener el tiempo total de

indisponibilidad anual, se debe sumar las indisponibilidades producto de la cantidad de fallas aportadas por cada elemento, según se indica en la columna de la matriz de estados.

Tabla N° 5.1 Tiempo de interrupción por tramos LL-01 propuesto.

TRAMO	Longitud (Km)	Tc (horas)	Tp(horas)	Tl (horas)	Tt (horas)	Tr (horas)	Tv(horas)	KVA inst.	No Clientes
T1	10.1185	0.16	0.080	0.25	0	0.1	0.08	180	273
T2	17.1319	0.16	0.080	0.3	0	0.1	0.08	220	350
T3	20.3441	0.16	0.080	0.25	0.080	0.1	0.08	427.5	735
T4	34.2638	0.16	0.080	0.35	0.080	0.1	0.08	2182.5	3078
T5	9.2405	0.16	0.080	1.5	0	0.1	0.08	95	154
T6	15.9756	0.16	0.080	1.5	0	0.1	0.08	615	1315

Fuente: Propia.

Donde:

Tc: Tiempo para el conocimiento de la falla

Tp: Tiempo de preparación

Tt: Tiempo de maniobra para la transferencia

Tl: Tiempo de localización

Tv: Tiempo de maniobra para restablecer la configuración normal

Tr: Tiempo de reparación

En la Matriz de Estado se considera 3 estados: Normal, Irrestablecible (por ser un sistema radial) y transferible (el tramo 5 LL-01, se interconecta con el tramo 3 del alimentador LL-03 mediante un reconectador) y esto se ve expresado en la matriz de estado que se representa a continuación:

Tabla N° 5.2 Matriz de estado del alimentador LL -01 propuesto.

	T1	T2	T3	T4	T5	T6
T1	I	N	N	N	N	N
T2	N	N	N	N	N	N
T3	N	N	I	N	N	N
T4	N	N	N	N	N	N
T5	N	N	N	N	N	N
T6	N	N	N	N	N	I

Fuente: Propia.

Se utilizará nuevamente la siguiente tabla para reemplazar los tipos de estados por, como se muestra a continuación:

Tabla N° 5.3 Matriz de estado del alimentador LL-01 propuesto.

Tipo Estado del Elemento	Interrupciones
Normal	0
Restablecible	Λ
Transferible	2λ
Irrestablecible	Λ

Fuente: Propia.

Tabla N° 5.4 Tasa de fallas según cada elemento de la red LL -01 propuesto.

	T1	T2	T3	T4	T5	T6
T1	λ_1	0	0	0	0	0
T2	0	0	0	0	0	0
T3	0	0	λ_3	0	0	0
T4	0	0	0	0	0	0
T5	0	0	0	0	0	0
T6	0	0	0	0	0	λ_6

Fuente: Propia.

Para el cálculo de la tasa de falla de hace operaciones mostradas a continuación y el cual se muestra el resumen de datos en la tabla N° 5.5.

Donde:

b = # de fallas (km*año).

λ = tasa de falla (fallas/año).

L = Longitud total de las líneas expuestas a fallas (km).

T = Período de Estudio (años).

m = cantidad de fallas totales observadas (fallas).

l = Longitud de las líneas de interés (km).

Calculando:

PARAMETROS DE CALCULO ALIMENTADOR LL - 01 PROPUESTO

L = 107.07 Km	$l_1 =$	10.1185 Km	Donde:	$\lambda_1 = b * l_1 = 1.324 * 10.1185 = 13.395$
T = 4 Años	$l_2 =$	17.1319 Km	$b = (m)/(L * T)$	$\lambda_2 = b * l_2 = 1.324 * 17.1319 = 22.680$
m = 567 Fallas	$l_3 =$	20.3441 Km	b = 1.324	$\lambda_3 = b * l_3 = 1.324 * 20.3441 = 26.932$
HISTORIAL	$l_4 =$	34.2638 Km		$\lambda_4 = b * l_4 = 1.324 * 34.2638 = 45.360$
	$l_5 =$	9.2405 Km	$\lambda = b * l_n$	$\lambda_5 = b * l_5 = 1.324 * 9.2405 = 12.233$
	$l_6 =$	15.9756 Km		$\lambda_6 = b * l_6 = 1.324 * 15.9756 = 21.149$

Calculando λ para cada tramo

Tabla N°5.5 Tasa de falla en cada tramo de la red λ Ei (fallas/año) LL-01 propuesto.

	T1	T2	T3	T4	T5	T6
T1	13.395	0	0	0	0	0
T2	0	0	0	0	0	0
T3	0	0	26.932	0	0	0
T4	0	0	0	0	0	0
T5	0	0	0	0	0	0
T6	0	0	0	0	0	21.149
TOTAL =	13.395	0.000	26.932	0.000	0.000	21.149

Fuente: Propia.

Seguidamente se elaborará la tabla N° 5.6 tiempos de interrupción, basándose en la tabla N° 5.1 (Tiempo de interrupción por tramos) y con la tabla N° 5.2 (Matriz de Estado del Alimentador), comprobando así los siguientes estados:

CALCULANDO PARA CADA TRAMO

N = 0	$I1 = Tc1 + Tl1 + Tp1 + Tr1 = 0.59$
R = Tc + Th + Tp	$I2 = Tc2 + Tl2 + Tp2 + Tr2 = 0.64$
T = Tc + Th + Tp + Tt + Tv	$I3 = Tc3 + Tl3 + Tp3 + Tr3 = 0.59$
I = Tc + Th + Tp + Tr	$I4 = Tc4 + Tl4 + Tp4 + Tr4 = 0.69$
TE = Tc + Th + Tp + Tt + Tr	$I5 = Tc5 + Tl5 + Tp5 + Tr5 = 1.84$
	$I6 = Tc6 + Tl6 + Tp6 + Tr6 = 1.84$

Tabla N°5.6 Tiempos de interrupción por tramo (horas) LL -01 propuesto.

	T1	T2	T3	T4	T5	T6
T1	I1= 0.590	0	0	0	0	0
T2	0	0	0	0	0	0
T3	0	0	I3 = 0.590	0	0	0
T4	0	0	0	0	0	0
T5	0	0	0	0	0	0
T6	0	0	0	0	0	I6 = 1.840

Fuente: DIgSILENT (Elaboración Propia).

Para calcular los tiempos de indisponibilidad se multiplicará la tabla 5.5 y la tabla 5.6 para así obtener la tabla 5.7 Tiempo de indisponibilidad Anual Total del Elemento TEi (Horas/Año).

Tabla N° 5.7 Tiempo de indisponibilidad anual total del elemento TEi (horas/año) LL-01 propuesto.

	T1	T2	T3	T4	T5	T6
T1	7.903	0	0	0	0	0
T2	0	0	0	0	0	0
T3	0	0	15.890	0	0	0
T4	0	0	0	0	0	0
T5	0	0	0	0	0	0
T6	0	0	0	0	0	38.915
TOTAL =	7.903	0.000	15.890	0.000	0.000	38.915

Fuente: Propia.

5.3.2. Resultados de los índices de confiabilidad DEC Y FEC.

A continuación, resumimos los índices de confiabilidad.

Tabla N° 5.8 Resumen de las tasas de fallas, tiempo de indisponibilidad y consumidores LL - 01 propuesto.

TRAMOS	λ_{Ei}	TEi	Consumidores (Ci)
T1	13.395	7.903	273
T2	0.000	0.000	350
T3	26.932	15.890	735
T4	0.000	0.000	3078
T5	0.000	0.000	154
T6	21.149	38.915	1315
TOTAL, CONSUMIDORES (Cj)			5905

Fuente: Propia.

Los índices globales se presentan a continuación:

$$DEC = \frac{\sum_{i=1}^n T_{Ei} * C_i}{\sum_{j=1}^{nt} C_j} = 11.01 \text{ Horas /año}$$

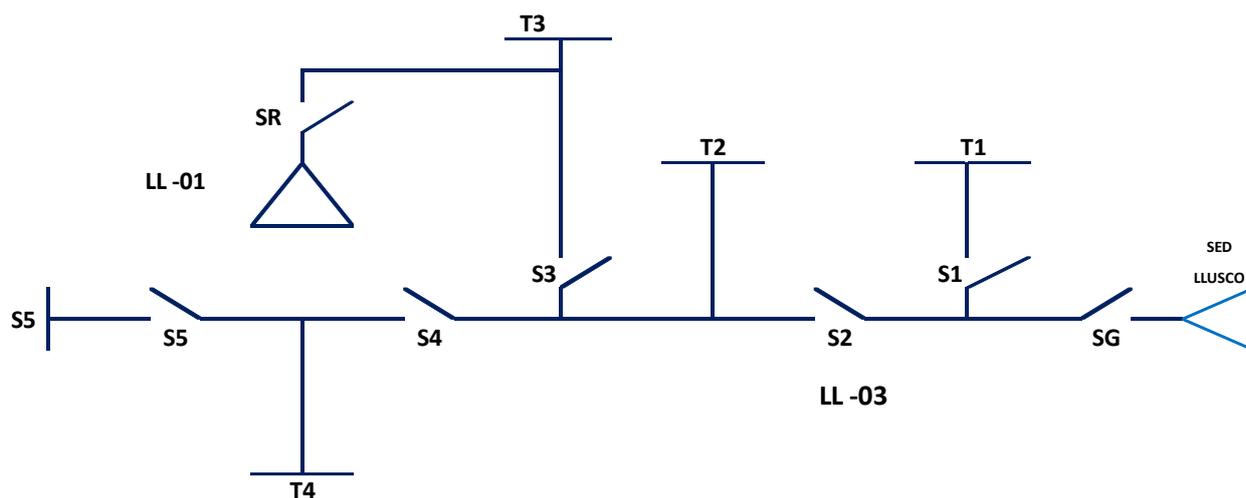
$$FEC = \frac{\sum_{i=1}^n \lambda_{Ei} * C_i}{\sum_{j=1}^{nt} C_j} = 9 \text{ Interrupciones /año}$$

Estos nuevos valores indican que, en promedio, cada consumidor del alimentador LL – 01 con la propuesta, experimenta o está sometido a interrupciones de energía de 11.01 horas/año, con una frecuencia de 9 interrupciones al año.

5.3.3. Determinación de los índices de confiabilidad DEC y FEC alimentador LL-03 con la nueva propuesta.

Para el cálculo de los índices de confiabilidad DEC y FEC como ya dijimos, se utiliza las interrupciones ocurridas en el alimentador LL-03 durante el periodo de años 2016-2019, el cual en total contabilizan 151 fallas para el sistema eléctrico. Para analizar los índices de confiabilidad es necesario modelar nuevamente la topología previamente con la propuesta de interconexión e identificar cada uno de sus elementos (ver Figura N° 5.3).

Figura N° 5.3 Esquema del alimentador LL-03 con la nueva propuesta.



Fuente: Propia.

Donde:

SED : Conexión a la Subestación

SG : Interruptor principal del Alimentador.

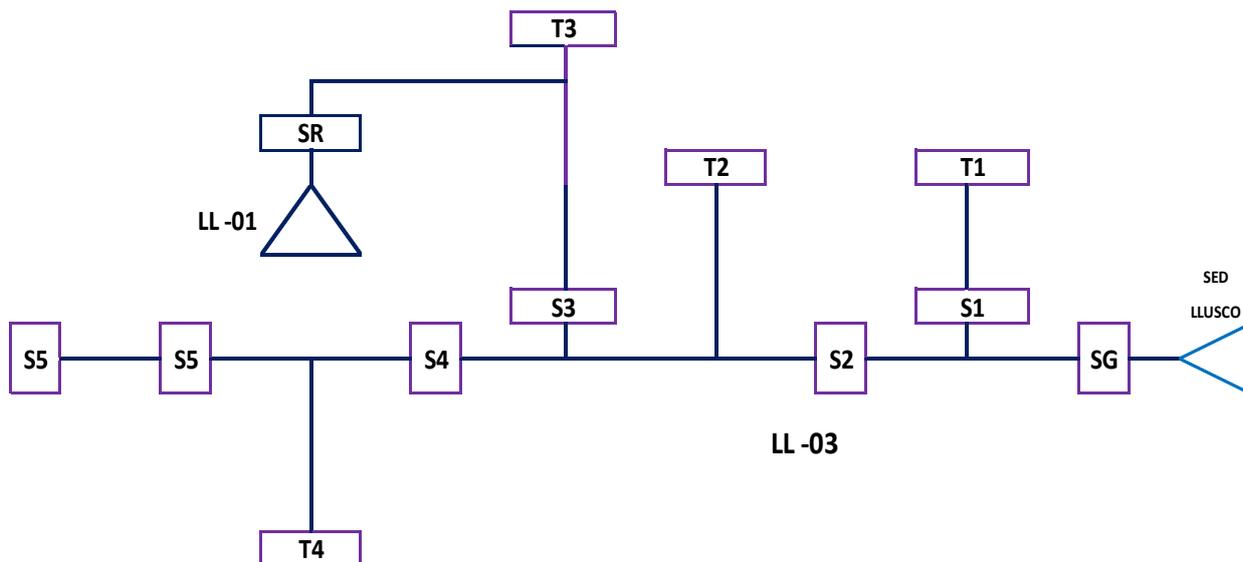
SR : Reanclador automático.

Sn : Equipo seccionador, protección y/o maniobra

Tn : Tramos del alimentador.

LL-01: Interconexión del alimentador LL-01

Figura N° 5.4 Modelo del alimentador LL-03 con la nueva propuesta.



Fuente: Propia.

Se analizó el tiempo de interrupción según el tipo de elemento, corresponde a la indisponibilidad de él en el periodo considerado. Para obtener el tiempo total de indisponibilidad anual, se debe sumar las indisponibilidades producto de la cantidad de fallas aportadas por cada elemento, según se indica en la columna de la matriz de estados.

Tabla N° 5.9 Tiempo de interrupción por tramos LL-03 propuesto.

TRAMO	Longitud (Km)	Tc (horas)	Tp (horas)	Tl (horas)	Tt (horas)	Tr (horas)	Tv (horas)	KVA inst.	No Clientes
T1	18.6745	0.16	0.080	0.25	0	0.1	0.08	512.5	855
T2	13.5678	0.16	0.080	0.3	0	0.1	0.08	1352.5	3944
T3	10.2334	0.16	0.080	0.25	0.080	0.1	0.08	145	187
T4	22.5578	0.16	0.080	0.35	0.080	0.1	0.08	365	859
T5	12.8540	0.16	0.080	1.5	0	0.1	0.08	161	562

Fuente: Propia.

Donde:

Tc: Tiempo para el conocimiento de la falla

Tp: Tiempo de preparación

Tt: Tiempo de maniobra para la transferencia

Tl: Tiempo de localización

Tv: Tiempo de maniobra para restablecer la configuración normal

Tr: Tiempo de reparación

En la Matriz de Estado se considera 3 estados: Normal, Irrestablecible (por ser un sistema radial) y transferible (el tramo 3 LL-03, se interconecta con el tramo 5 del alimentador LL-01 mediante un reconectador) y esto se ve expresado en la matriz de estado que se representa a continuación:

Tabla N° 5.10 Matriz de estado del alimentador LL-03 propuesto.

	T1	T2	T3	T4	T5
T1	I	N	N	N	N
T2	N	N	N	N	N
T3	N	N	I	N	N
T4	N	N	N	I	I
T5	N	N	N	N	I

Fuente: Propia.

Se utilizará nuevamente la siguiente tabla para reemplazar los tipos de estados por, como se muestra a continuación:

Tabla N° 5.11 Matriz de estado del alimentador LL-03 propuesto.

Tipo Estado del Elemento	Interrupciones
Normal	0
Restablecible	Λ
Transferible	2λ
Irrestablecible	Λ

Fuente: Propia.

Tabla N° 5.12 Tasa de fallas según cada elemento de la red LL-03 propuesto.

	T1	T2	T3	T4	T5
T1	λ_1	0	0	0	0
T2	0	0	0	0	0
T3	0	0	λ_3	0	0
T4	0	0	0	λ_4	λ_4
T5	0	0	0	0	λ_5

Fuente: Propia.

Para el cálculo de la tasa de falla de hace operaciones mostradas a continuación y el cual se muestra el resumen de datos en la tabla N° 5.13.

Donde:

$b = \#$ de fallas (km*año)

λ = tasa de falla (fallas/año)

L = Longitud total de las líneas expuestas a fallas (km).

T = Período de Estudio (años)

m = cantidad de fallas totales observadas (fallas)

l = Longitud de las líneas de interés (km)

Calculando:

PARAMETROS DE CALCULO ALIMENTADOR LL - 01 PROPUESTO

				Calculando λ para cada tramo	
$L =$	77.888 Km	$l_1 =$	18.6745 Km	Donde:	$\lambda_1 = b * l_1 = 0.485 * 18.6745 = 9.051$
$T =$	4 Años	$l_2 =$	13.5678 Km	$b = (m)/(L * T)$	$\lambda_2 = b * l_2 = 0.485 * 13.5678 = 6.576$
$m =$	151 Fallas	$l_3 =$	10.2334 Km	$b = 0.485$	$\lambda_3 = b * l_3 = 0.485 * 10.2334 = 4.960$
	HISTORIAL	$l_4 =$	22.5578 Km		$\lambda_4 = b * l_4 = 0.485 * 22.5578 = 10.933$
		$l_5 =$	12.854 Km	$\lambda = b * l_n$	$\lambda_5 = b * l_5 = 0.485 * 12.8540 = 6.230$

Tabla N° 5.13 Tasa de falla en cada tramo de la red λ Ei (fallas/año) LL-03 propuesto.

	T1	T2	T3	T4	T5
T1	9.051	0	0	0	0
T2	0	0	0	0	0
T3	0	0	4.960	0	0
T4	0	0	0	10.933	10.933
T5	0	0	0	0	6.230
TOTAL =	9.051	0.000	4.960	10.933	17.163

Fuente: Propia.

Seguidamente se elaborará la tabla N° 5.14 tiempos de interrupción, basándose en la tabla N° 5.10 (Tiempo de interrupción por tramos) y con la tabla N° 5.11 (Matriz de Estado del Alimentador), comprobando así los siguientes estados:

LL -03	CALCULANDO PARA CADA TRAMO
$N = 0$	$I1 = Tc1+Tl1+Tp1+Tr1 = 0.59$
$R= Tc+Tl+Tp$	$I2 = Tc2+Tl2+Tp2+Tr2 = 0.64$
$T= Tc+Tl+Tp+Tt+Tv$	$I3 = Tc3+Tl3+Tp3+Tr3 = 0.59$
$I = Tc+Tl+Tp+Tr$	$I4 = Tc4+Tl4+Tp4+Tr4 = 0.69$
$TE = Tc+Tl+Tp+Tt+Tr$	$I5 = Tc5+Tl5+Tp5+Tr5 = 1.84$

Tabla N° 5.14 Tiempos de interrupción por tramo (horas) LL-03 propuesto.

	T1	T2	T3	T4	T5
T1	I1= 0.590	0	0	0	0
T2	0	0	0	0	0
T3	0	0	I3 = 0.590	0	0
T4	0	0	0	I4 = 0.690	I4 = 0.690
T5	0	0	0	0	I5 = 1.840

Fuente: Propia.

Para calcular los tiempos de indisponibilidad se multiplicará la tabla 5.13 y la tabla 5.14 para así obtener la tabla 5.15 Tiempo de indisponibilidad Anual Total del Elemento TEi (Horas/Año).

Tabla N° 5.15 Tiempo de indisponibilidad anual total del elemento TEi (Horas/Año) LL-03 propuesto.

	T1	T2	T3	T4	T5
T1	5.340	0	0	0	0
T2	0	0.000	0.000	0.000	0.000
T3	0	0	2.926	0	0
T4	0	0	0	7.544	7.544
T5	0	0	0	0	11.463
TOTAL =	5.340	0.000	2.926	7.544	19.007

Fuente: Propia.

5.3.4. Resultados de los índices de confiabilidad DEC Y FEC.

A continuación, resumimos los índices de confiabilidad.

Tabla N° 5.16 Resumen de las tasas de fallas, tiempo de indisponibilidad y consumidores LL-03 propuesto.

TRAMOS	λ_{Ei}	TEi	Consumidores (Ci)
T1	9.051	5.340	855
T2	0.000	0.000	3944
T3	4.960	2.926	187
T4	10.933	7.544	859
T5	17.163	19.007	562
TOTAL, CONSUMIDORES (Cj)			6407

Fuente: Propia.

Los índices globales se presentan a continuación:

$$DEC = \frac{\sum_{i=1}^n T_{Ei} * C_i}{\sum_{j=1}^{nt} C_j} = 3.77 \text{ Horas /año}$$

$$FEC = \frac{\sum_{i=1}^n \lambda_{Ei} * C_i}{\sum_{j=1}^{nt} C_j} = 5 \text{ Interrupciones /año}$$

Estos nuevos valores indican que, en promedio, cada consumidor del alimentador LL-03 con la propuesta, experimenta o está sometido a interrupciones de energía de 3.77 horas/año, con una frecuencia de 5 interrupciones al año.

5.4. Comparación de resultados obtenidos.

Con la propuesta para mejoramiento de los indicadores de confiabilidad, mediante la interconexión operativa de los alimentadores LL-01 y LL-03, previamente teniendo en cuenta la prevención contra las descargas atmosféricas con la instalación de pararrayos en tramos de los alimentadores, se reducirían las incidencias de las fallas presentadas en todo el alimentador de media tensión y de esta manera los índices globales del DEC y FEC se reducen en un 95.201% y 86.758% para LL-01 y 90.029% y 56.857% para LL-03 respectivamente como se muestra en la siguiente tabla:

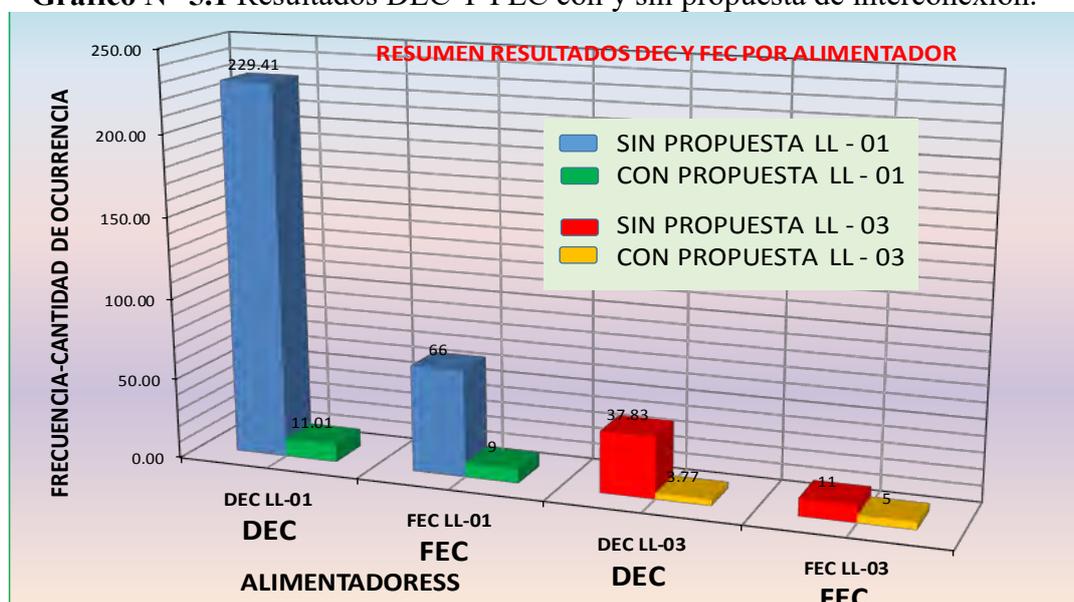
Tabla N° 5.17 Resumen de resultados DEC Y FEC con y sin propuesta de interconexión.

ALIMENTADOR	INDICADOR	SIN PROPUESTA	CON PROPUESTA	% VARIACIÓN
LL - 01	DEC	229.41	11.01	95.201%
	FEC	66	9	86.758%
LL - 03	DEC	37.83	3.77	90.029%
	FEC	11	5	56.857%

Fuente: Propia.

De la Tabla 5.17 podemos graficar el mejoramiento de los indicadores DEC y FEC según alimentador, comparándolos con los anteriores indicadores antes de su mejoramiento, teniendo los siguientes gráficos:

Gráfico N° 5.1 Resultados DEC Y FEC con y sin propuesta de interconexión.



Fuente: Propia.

5.5. Índices de confiabilidad SAIFI Y SAIDI con la interconexión operativa de los alimentadores LL-01 y LL-03.

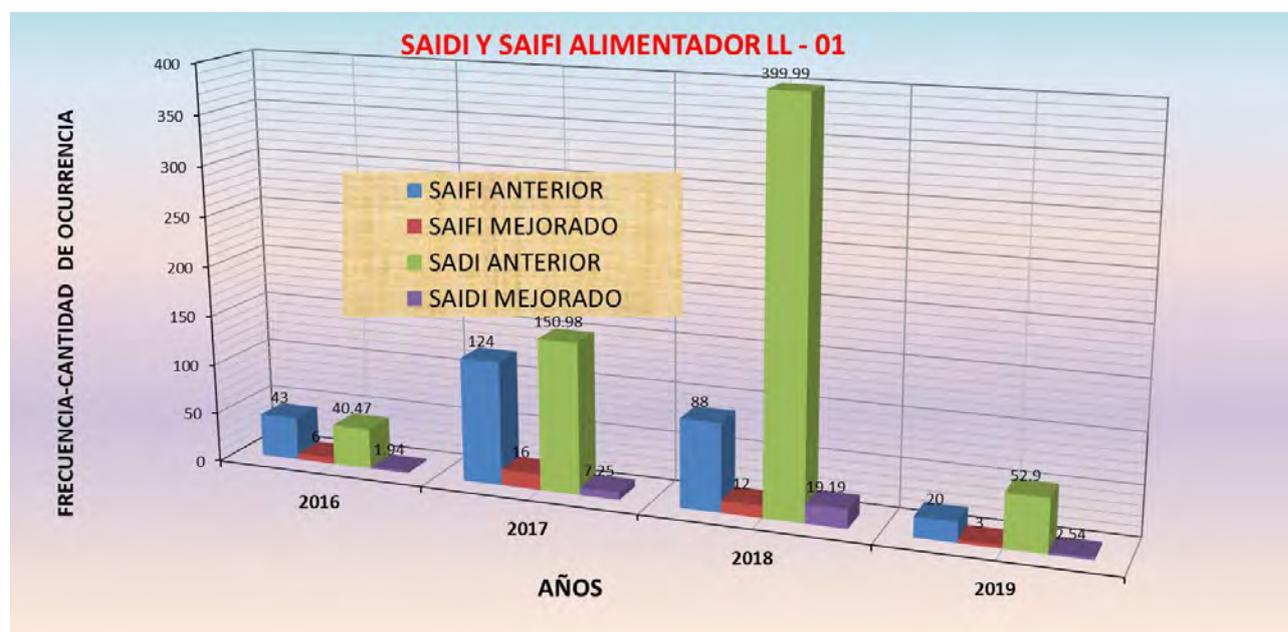
Con la propuesta de la interconexión operativa de ambos alimentadores en los sectores de Challa y Chilacancha, se reducirían las incidencias de las fallas presentadas en todo el alimentador de media tensión y de esta manera se obtienen nuevos indicadores SAIDI y SAIFI, como se muestra en el siguiente cuadro siguiente:

Tabla N° 5.18 Resumen de resultados SAIFI y SAIDI con la propuesta de interconexión.

ALIMENTADOR	AÑO 2016		AÑO 2017		AÑO 2018		AÑO 2019	
	SAIFI	SAIDI	SAIFI	SAIDI	SAIFI	SAIDI	SAIFI	SAIDI
LL - 01 ANTERIOR	43	4.47	124	150.98	88	399.99	20	52.90
LL - 01 MEJORADO	6	1.94	16	7.25	12	19.19	3	2.54
LL - 03 ANTERIOR	7	27.71	12	34.68	8	44.78	5	28.40
LL - 03 MEJORADO	3	2.76	5	3.46	3	4.46	2	2.83

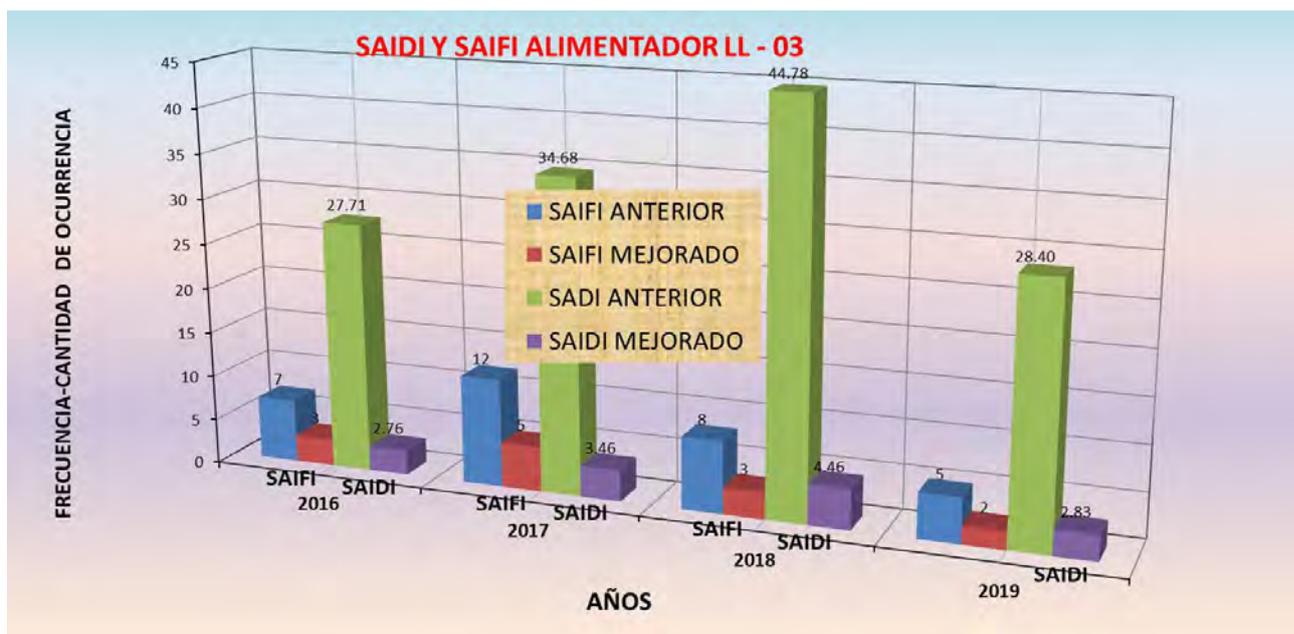
Fuente: Propia.

Gráfico N° 5.2 Comparación y mejoramiento índice SAIDI y SAIFI LL-01.



Fuente: Propia.

Gráfico N° 5.3 Comparación y mejoramiento índice SAIDI y SAIFI LL-03.



Fuente: Propia.

CONCLUSIONES.

1) Se ha podido determinar los índices de confiabilidad mediante los indicadores SAIFI y SAIDI del subsistema eléctrico – provincias altas haciendo un comparativo con y sin la interconexión operativa de los alimentadores LL-01 y LL-03, permitiendo dar como resultado una solución positiva para mejorar la confiabilidad de dichos alimentadores.

2) Se ha demostrado el objetivo específico 1 en su totalidad, ya que se realizó el diagnóstico actual de los alimentadores LL-01 y LL-03, en cuyo caso se demostró que en el alimentador LL-01 existe del año 2016 al 2019 un total de 567 interrupciones al año con una duración de 4726.7 horas al año mientras que en el alimentador LL-03 se registró 151 interrupciones al año con una duración de 2196.94 horas al año, el cual demostró índices que exceden a los valores dados por norma.

3) Se ha demostrado el objetivo específico 2 determinando las zonas de mayor problemática para posteriormente determinar los índices de confiabilidad con y sin interconexión, en cuyo resultado se tiene:

Sin interconexión: para el alimentador LL-01, experimenta o está sometido a interrupciones de energía de 229.41 horas/año, con una frecuencia de 66 interrupciones/año mientras que para el alimentador LL-03, experimenta o está sometido a interrupciones de energía de 37.83 horas/año, con una frecuencia de 11 interrupciones al año

Con interconexión: para el alimentador LL-01, está sometido a interrupciones de energía de 11.01 horas/año, con una frecuencia de 9 interrupciones/año mientras que para el alimentador LL-03, está sometido a interrupciones de energía de 3.77 horas/año, con una frecuencia de 5 interrupciones/año.

4) Finalmente, se ha demostrado el objetivo específico 3 en toda su afirmación, ya que se analizó la cargabilidad de los conductores existentes de ambos alimentadores mediante el capítulo IV con la corrida de flujo de potencia por lo que los conductores se someten a un aumento de corrientes que están debajo de la capacidad nominal del conductor eléctrico.

COMENTARIOS.

1. Este método es muy recomendable utilizarlo para el modelamiento de una red eléctrica para que de forma óptima disminuya la indisponibilidad de energía a los usuarios o en el sistema global.

2. La Confiabilidad del Suministro Eléctrico de los alimentadores analizados en la presente tesis, mejoraría notablemente automatizando la operación de los dispositivos de protección en la red de distribución, efectuar mandos a distancia que obedezcan a programas optimizando el tiempo por maniobras ante interrupciones.

3. Es muy útil los datos históricos registrados por las diferentes interrupciones y más aún estos datos o registros sirven de base para obtener los índices de confiabilidad.

SUGERENCIAS.

1. Se sugiere que se realice un rediseño de las troncales principales de los alimentadores LL-01 y LL-03, con concentraciones de carga equilibradas, para de esta manera mejorar la confiabilidad por posibles sobrecargas a futuro y pérdidas técnicas de las redes, facilitando el restablecimiento de potencia proveniente de alguna alternativa de alimentación a los tramos que no fallaron.

2. Por el momento, por limitaciones técnico – económicas no se sugiere el uso de la generación distribuida como opción de confiabilidad y alternativa de alimentación frente a fallas en los alimentadores del presente estudio, quizás con el tiempo los avances tecnológicos y los costos los permitan.

3. Se sugiere continuar con la línea de investigación referente al mantenimiento de las redes de transmisión de energía eléctrica como por ejemplo en la evaluación de los costos que implica implementar la gestión de mantenimiento.

BIBLIOGRAFÍA UTILIZADA.

TESIS:

Aldo Gary Arriagada (1994) Evaluación de confiabilidad en los sistemas eléctricos de distribución Colombia.

A. Chowdhury, D. Koval, (2009) "Power Distribution System Reliability, Practical Methods and Applications", IEEE Press Series on Power Engineering, IEEE Press, published by John Wiley & Sons.

Arias, A. G. (2007). Mejoramiento de la confiabilidad en sistemas de distribución mediante reconfiguración de circuitos primarios. Universidad tecnológica de Pereira, Pereira

Cesar Augusto Fernández (2014) Metodología de evaluación de confiabilidad para estudios de planeamiento del sistema de transmisión colombiano.

DIgSILENT, DIgSILENT Power Factory User's Manual, v1, v2 ed. Gömaringen, Germany, 2011.

G. R. Baeza; (2001) Automatización remota de un sistema de distribución mediante parámetros de confiabilidad y enlaces de microondas", UTFSM, Valparaíso, Chile.

GRAINGER, John J. y STEVENSON Jr., William D. (1996) ANÁLISIS DE SISTEMAS DE POTENCIA, Editorial' Me Graw Hill - México, primera edición.

Jorge Luis Balarezo Y Giovanni Rolando (2014) Diseño De Esquemas De Auto-Reconexión Para La Restauración Del Sistema De Distribución De La Empresa Electrica Regional Centro Sur C.A.

Ley De Concesiones Eléctricas Y Reglamento (2006), Decreto Ley No 25844 Y Decreto Supremo No 009-93-Em, Ministerio De Energía Y Minas- Dirección General De Electricidad.

Marco Antonio Meche y Willy Ferrer Vargas (2015). Ampliación Del Sistema Eléctrico Y Mejoramiento De La Confiabilidad Del Alimentador SM- 03, Vilcabamba, La Convención-Cusco"

Méndez Gamboa Marcos Alonso (2003), Análisis de Confiabilidad Utilizando Modelos de Componentes Genéricos y Matrices de Propagación de Fallas.

Ministerio de Energía y Minas, (Marzo 2009) “Criterios y Metodología para la Elaboración del Plan de Transmisión”, Resolución Ministerial N° 129-2009-MEM/DM,

OSINERGMIN, (abril 2004) “Procedimiento para la Supervisión de la Operación de los Sistemas Eléctricos”, Resolución OSINERG N° 074-2004-OS/CD.

Revista Facultad De Ingeniería, U.T.A. (Chile), Evaluación De Confiabilidad De Sistemas De Distribución Eléctrica En Desregulación, Vol. 11 N°1, 2003, Pp. 33-39.

Rubén Segundo Collantes. (2010) Análisis De Mejora De La Confiabilidad De Los Sistemas De Distribución Eléctrica De Alta Densidad De Carga Lima – Perú.

Salazar G. *, Chusin L. *, Escobar B. * (2015) Análisis de Confiabilidad de Sistemas de Distribución Eléctrica con Penetración de Generación Distribuida.

Cayo, L. A. (2014). Analisis de confiabilidad de sistemas de distribucion electrica con penetracion de generacion distribuida. <https://bibdigital.epn.edu.ec/bitstream/15000/10825/1/CD-6328.pdf>. Escuela Politecnica Nacional, Quito, Ecuador .

CELSA. (2019). CELSA. Retrieved from CELSA: <https://www.celsa.com.co/es/proteccion-y-maniobra/78-cortacircuitoseccionador-3-etapas.html#product-information>

COES-SINAC. (2018). PROCEDIMIENTO DE INGRESO, MODIFICACIÓN Y RETIRO DE LAS INSTALACIONES EN EL SEIN. Lima.

Guaicha, G. F. (2008). Selección y Coordinación de las Protecciones Eléctricas de los alimentadores primarios Norte, Sur y Juan de Salinas de la subestación San Cayetano. <https://dspace.unl.edu.ec/jspui/bitstream/123456789/16756/1/Lude%C3%B1a%20Guaicha%20C%20Gorky%20Fabian%20Tinoco%20Torres%20Luis%20Fabian.pdf>. UNIVERSIDAD NACIONAL DE LOJA, Loja, Ecuador.

Mass, A. G. (n.d.). Evaluacion de confiabilidad en sistemas electricos de distribucion. <https://hrudnick.sitios.ing.uc.cl/paperspdf/aarriagada.pdf>. Pontificia Universidad Catolica de chile, Santiago, Chile.

Mujal, R. M. (2014). Protección de sistemas eléctricos de potencia. Barcelona: Edifici Torre Girona.

Rosales, S. G. (2011). Protecciones Aplicables a Proyectos de generación Distribuible Renovable. http://biblioteca.usac.edu.gt/tesis/08/08_0771_EA.pdf. Universidad de San Carlos de Guatemala, Guatemala.

SÁNCHEZ, J. A. (2014). Diseño e implementación de una hoja de cálculo para efectuar la coordinación de protección eléctrica. Tesis. Universidad de las Fuerzas Armadas, Latacunga, Ecuador.

Systems, C. P. (2005). Electrical Distribution- Systems Protection. USA.

Torres, A. M. (n.d.). Recomendaciones para el ajuste del relevador SI 102 de la Subestación Santa Clara Industrial. Universidad Central "Martha Abreu" de las Villas [TESIS], Santa Clara, Cuba.

Vidaurre, G. A. (2005). PRUEBAS PREDICTIVAS A PARARRAYOS DE ÓXIDO METÁLICO PARA ALTA TENSIÓN TIPO SUBESTACIÓN. http://biblioteca.usac.edu.gt/tesis/08/08_0563_EA.pdf. Universidad de San Carlos de Guatemala, Guatemala.

Webnode. (2014). REDES DE DISTRIBUCION -WEBNODE. Retrieved from REDES DE DISTRIBUCION -WEBNODE: <https://distribucion.webnode.com.co/topologias-de-las-redes-de-distribucion/>

YARLAQUE, J. A. (2018). Estudio de confiabilidad de alimentadores de la subestación de Chiclayo oeste utilizando el método probabilístico de simulación Monte Carlo. https://tesis.usat.edu.pe/bitstream/20.500.12423/1830/1/TL_TrigosoYarlaqueJhair.pdf. UNIVERSIDAD CATÓLICA SANTO TORIBIO DE MOGROVEJO, Chiclayo, Peru.

Zambrano Zambrano, J. A. (n.d.). Análisis de las instalaciones eléctricas [Tesis-Universidad de Loja "Eloy Alfaro"]. Universidad de Loja Eloy Alfaro, Loja, Ecuador.

Zapata, C. J. (2011). CONFIABILIDAD DE SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA. Pereira, Colombia.

Zaruma Villamarín, J. L. (2012). Análisis de confiabilidad del sistema de distribución de la empresa regional centrosur c.a [TESIS, UNIVERSIDAD DE CUENCA]. semanticscholar-UNIVERSIDAD DE CUENCA, FACUTAD DE INGENIERIA ELECTRICA, Cuenca, Ecuador.

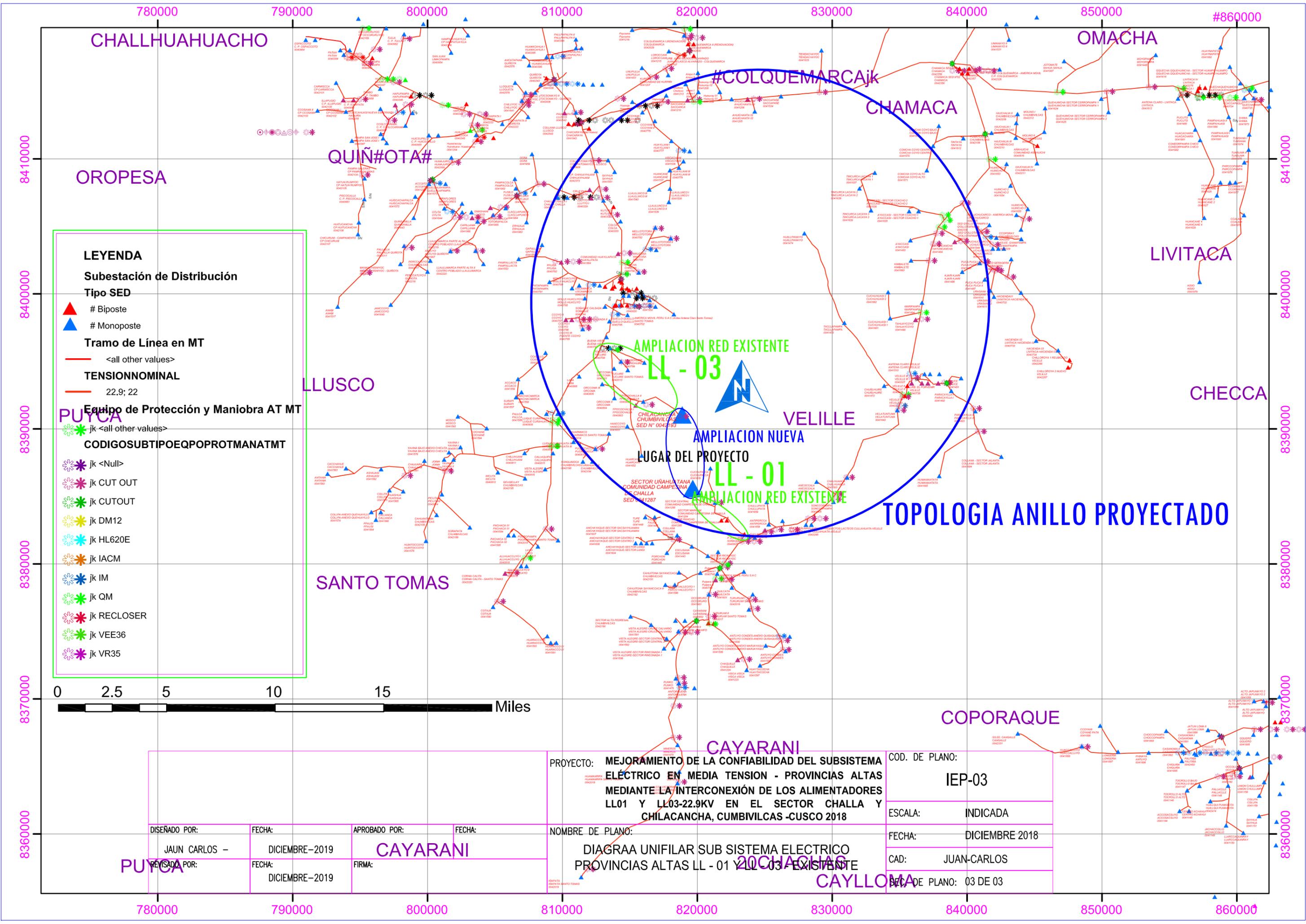
ANEXOS.**Capítulo III**

- ✓ **Anexo N° 3.1** Diagrama unifilar provincias altas alimentadores LL – 01 y LL - 03.
- ✓ **Anexo N° 3.2** Plano alimentador LL – 01 existente.
- ✓ **Anexo N° 3.3** Plano alimentador LL – 03 existente.
- ✓ **Anexo N° 3.4** Historial de interrupciones registrados desde el 2016 al 2019.
- ✓ **Anexo N° 3.5** Plano de la selección de tramos basadas en las zonas problemáticas para representación de la topología LL – 01 y LL -03.

Capítulo IV

- ✓ **Anexo N° 4.1** Diagrama unifilar de la ampliación de la red existente y propuesta alimentadores LL – 01 y LL - 03.
- ✓ **Anexo N° 4.2** Flujo de potencia sin la interconexión operativa de los alimentadores LL – 01 y LL – 03.
- ✓ **Anexo N° 4.3** Corto circuito trifásico alimentador LL – 01
- ✓ **Anexo N° 4.4** Flujo de potencia con la interconexión operativa de los alimentadores LL – 01 y LL – 03.
- ✓ **Anexo N° 4.5** Corto circuito trifásico alimentador LL – 01
- ✓ **Anexo N° 4.6** Comportamiento de los parámetros eléctricos y transitorio con la desconexión y conexión de los alimentadores LL – 01 y LL – 03
- ✓ **Anexo N° 4.7** Comportamiento del flujo eléctrico ante una Falla en el nodo ESE004NMT018448 – LL – 01.
- ✓ **Anexo N° 4.8** Comportamiento del flujo eléctrico ante una Falla en el nodo ESE004NMT009886 - LL – 03.
- ✓ **Anexo N° 4.9** Grafica del comportamiento de tensión y corrientes ante una falla trifásica.

- ✓ **Anexo N° 3.1** Diagrama unifilar provincias altas alimentadores
LL – 01 y LL - 03.



LEYENDA

Subestación de Distribución

Tipo SED

- # Biposte
- # Monoposte

Tramo de Línea en MT

- <all other values>

TENSIONNOMINAL

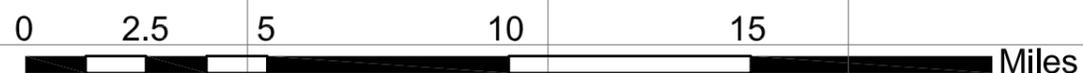
- 22.9; 22

Equipo de Protección y Maniobra AT MT

- jk <all other values>

CODIGOSUBTIPOEQPOPOPOTMANATMT

- jk <Null>
- jk CUT OUT
- jk CUTOUT
- jk DM12
- jk HL620E
- jk IACM
- jk IM
- jk QM
- jk RECLOSER
- jk VEE36
- jk VR35



PROYECTO: MEJORAMIENTO DE LA CONFIABILIDAD DEL SUBSISTEMA ELÉCTRICO EN MEDIA TENSION - PROVINCIAS ALTAS MEDIANTE LA INTERCONEXIÓN DE LOS ALIMENTADORES LL01 Y LL03-22.9KV EN EL SECTOR CHALLA Y CHILACANCHA, CUMBIVILCAS -CUSCO 2018

NOMBRE DE PLANO: DIAGRAA UNIFILAR SUB SISTEMA ELECTRICO PROVINCIAS ALTAS LL - 01 Y LL - 03 - EXISTENTE

COD. DE PLANO: IEP-03

ESCALA: INDICADA

FECHA: DICIEMBRE 2018

CAD: JUAN-CARLOS

SEC. DE PLANO: 03 DE 03

DISEÑADO POR: JAUN CARLOS -

FECHA: DICIEMBRE-2019

APROBADO POR: CAYARANI

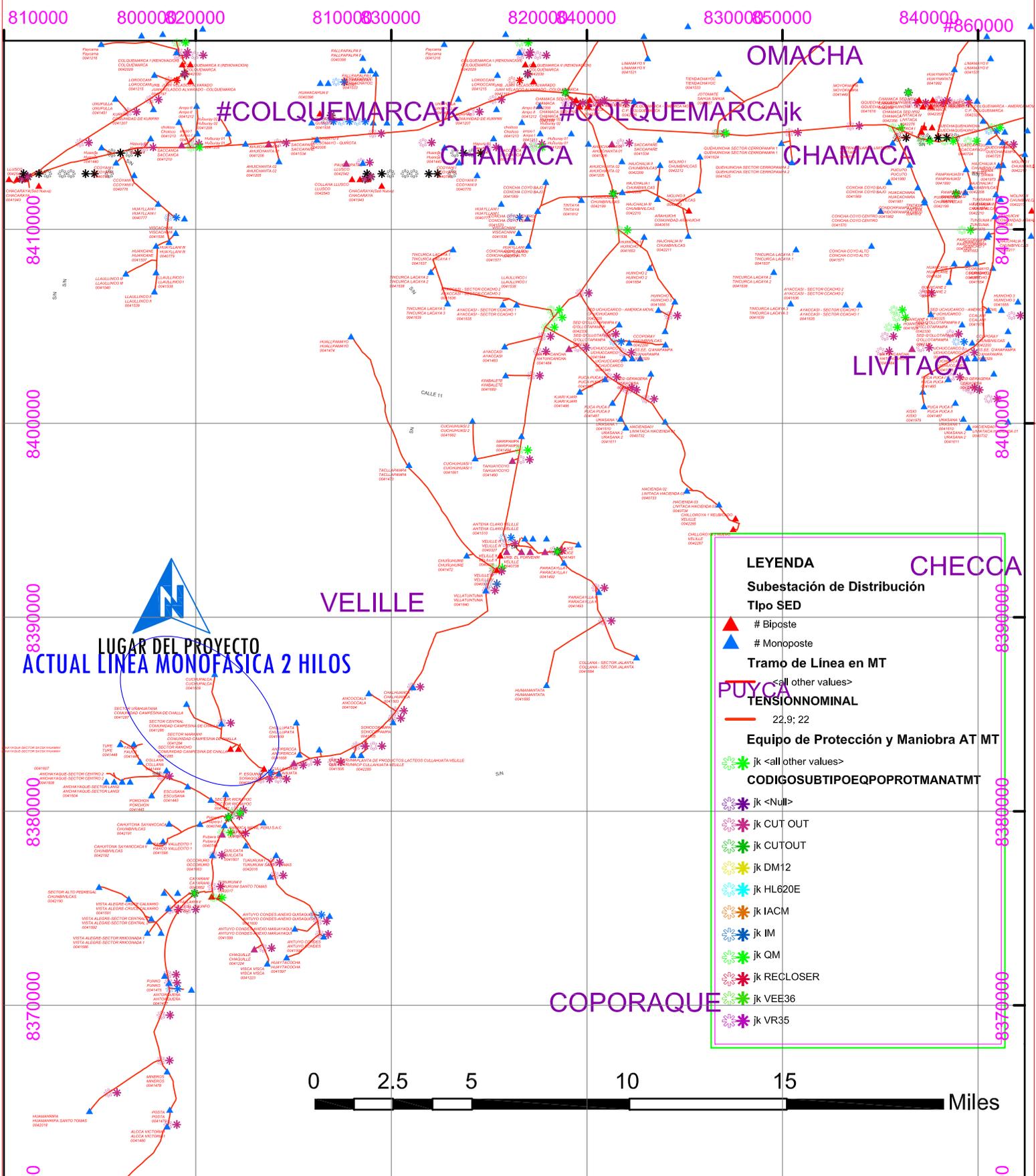
FECHA: DICIEMBRE-2019

REVISADO POR:

FECHA:

FIRMA:

✓ **Anexo N° 3.2** Plano alimentador LL – 01 existente.



LUGAR DEL PROYECTO
ACTUAL LÍNEA MONOFÁSICA 2 HILOS

LEYENDA

Subestación de Distribución

Tipo SED

- ▲ # Biposte
- ▲ # Monoposte

Tramo de Línea en MT

<all other values>

TENSIÓN NOMINAL

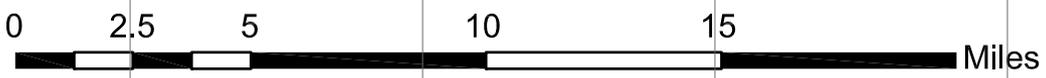
— 22,9; 22

Equipo de Protección y Maniobra AT MT

<all other values>

CODIGOSUBTIPOEQPOPOTMANATMT

- jk <Null>
- jk CUT OUT
- jk CUTOUT
- jk DM12
- jk HL620E
- jk IACM
- jk IM
- jk QM
- jk RECLOSER
- jk VEE36
- jk VR35

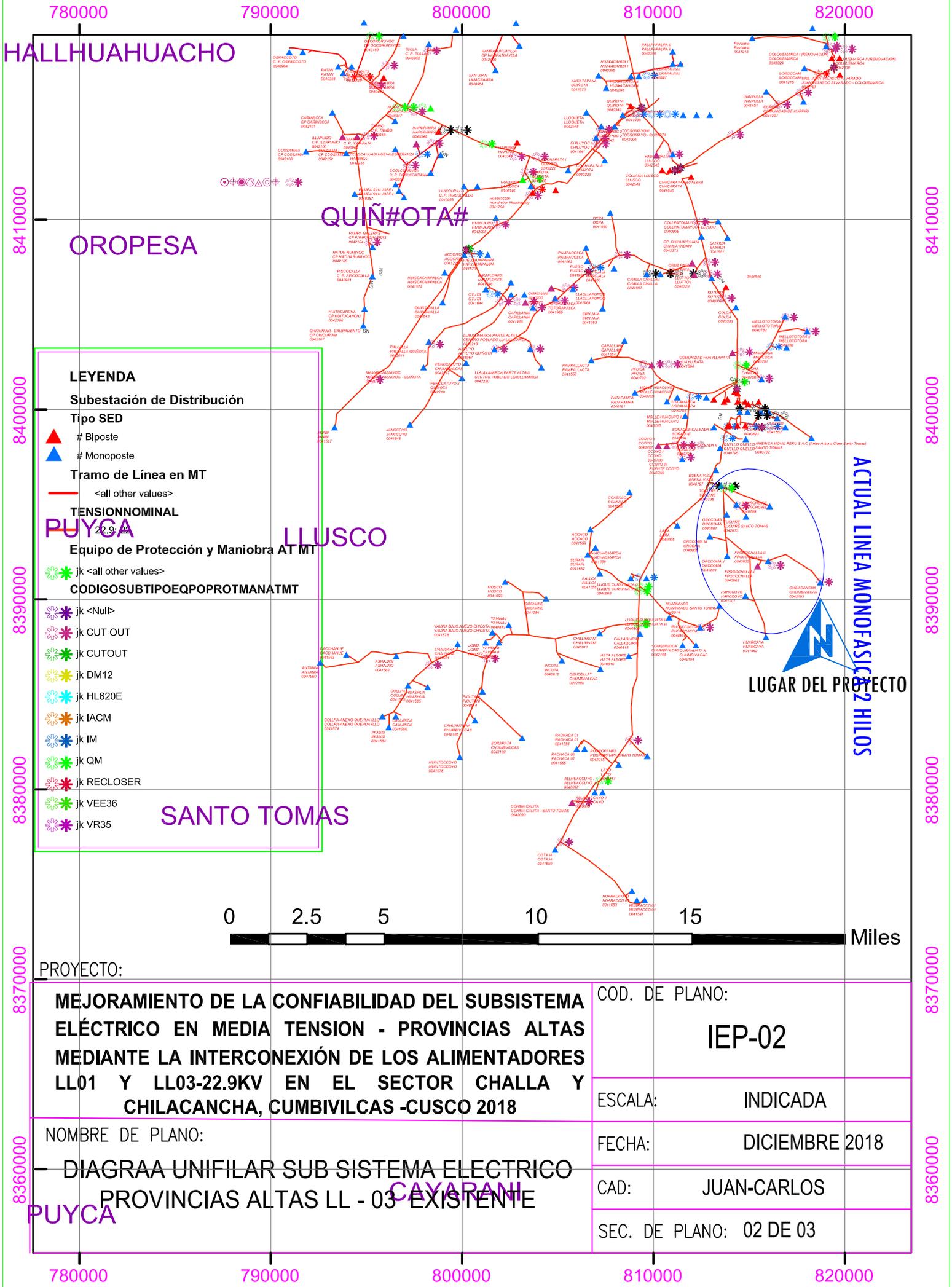


PROYECTO: **MEJORAMIENTO DE LA CONFIABILIDAD DEL SUBSISTEMA ELÉCTRICO EN MEDIA TENSION - PROVINCIAS ALTAS MEDIANTE LA INTERCONEXIÓN DE LOS ALIMENTADORES LL01 Y LL03-22.9KV EN EL SECTOR CHALLA Y CHILACANCHA, CUMBIVILCAS -CUSCO 2018**

NOMBRE DE PLANO:
DIAGRAMA UNIFILAR SUB SISTEMA ELECTRICO PROVINCIAS ALTAS LL - 01 EXISTENTE

COD. DE PLANO:	IEP-01
ESCALA:	INDICADA
FECHA:	DICIEMBRE 2018
CAD:	JUAN-CARLOS
SEC. DE PLANO:	01 DE 03

✓ **Anexo N° 3.3** Plano alimentador LL – 03 existente.



LEYENDA

Subestación de Distribución

Tipo SED

- ▲ # Biposte
- ▲ # Monoposte

Tramo de Línea en MT

- <all other values>

TENSIONNOMINAL

22.9 kV

Equipo de Protección y Maniobra AT MT

CODIGOSUBTIPOEQPOPOTMANATMT

- jk <Null>
- jk CUT OUT
- jk CUTOUT
- jk DM12
- jk HL620E
- jk IACM
- jk IM
- jk QM
- jk RECLOSER
- jk VEE36
- jk VR35

PROYECTO:

MEJORAMIENTO DE LA CONFIABILIDAD DEL SUBSISTEMA ELÉCTRICO EN MEDIA TENSION - PROVINCIAS ALTAS MEDIANTE LA INTERCONEXIÓN DE LOS ALIMENTADORES LL01 Y LL03-22.9KV EN EL SECTOR CHALLA Y CHILACANCHA, CUMBIVILCAS -CUSCO 2018

NOMBRE DE PLANO:

DIAGRAMA UNIFILAR SUB SISTEMA ELECTRICO PROVINCIAS ALTAS LL - 03 EXISTENTE

COD. DE PLANO:	IEP-02
ESCALA:	INDICADA
FECHA:	DICIEMBRE 2018
CAD:	JUAN-CARLOS
SEC. DE PLANO:	02 DE 03

- ✓ **Anexo N° 3.4** Historial de interrupciones registrados desde el 2016 al 2019.

INTERENCIONES REGISTRADAS ALIMENTADOR L1 - 01 PERIODO A 2019

CODIGO	CODIGO NTCSSUCURSAL	TIPO	ESTADO	TIPO ORIGEN FALLA	ALIMENTADOR TIPO U MAS ALTO	F.H. INICIO	F.H. FIN	ICIO PROGRAMIN	PROGRAM	DURACION REAL	#ACTUOS URBAN	AFECTADOS SER. OS	NO ESTAN EN OTAL DE AFECTADO		
1	2.016E+18	41600794	Sicuaní	No Programada - Fenomenos naturales	CERRADA	Seccion de linea de MT	27/12/2016	27/12/2016	27/12/2016	27/12/2016	0.08	1738	1659	1179	4576
2	2.016E+18	41600792	Sicuaní	No Programada - Fenomenos naturales	CERRADA	Seccion de linea de MT	26/12/2016	26/12/2016	26/12/2016	26/12/2016	0.95	1738	1659	1175	4572
3	2.016E+18	41600790	Sicuaní	No Programada - Fenomenos naturales	REGISTRADA	Seccion de linea de MT	25/12/2016	25/12/2016	25/12/2016	25/12/2016	0.05	1738	1659	1175	4572
4	2.016E+18	41600785	Sicuaní	No Programada - Fenomenos naturales	CERRADA	Seccion de linea de MT	23/12/2016	23/12/2016	23/12/2016	23/12/2016	0.42	1736	1659	1067	4462
5	2.016E+18	41600784	Sicuaní	No Programada - Fenomenos naturales	REGISTRADA	Seccion de linea de MT	23/12/2016	23/12/2016	23/12/2016	23/12/2016	0.05	1736	1659	1067	4462
6	2.016E+18	41600783	Sicuaní	No Programada - Fenomenos naturales	REGISTRADA	Seccion de linea de MT	23/12/2016	23/12/2016	23/12/2016	23/12/2016	0.05	1736	1659	1067	4462
7	2.016E+18	41600781	Sicuaní	No Programada - Fenomenos naturales	CERRADA	Seccion de linea de MT	22/12/2016	22/12/2016	22/12/2016	22/12/2016	0.3	1736	1659	1067	4462
8	2.016E+18	41600777	Sicuaní	No Programada - Falla	CERRADA	Seccion de linea de MT	21/12/2016	21/12/2016	21/12/2016	21/12/2016	0.48	2330	1884	1279	5493
9	2.016E+18	41600776	Sicuaní	No Programada - Falla	CERRADA	Seccion de linea de MT	21/12/2016	21/12/2016	21/12/2016	21/12/2016	0.12	2062	1884	1113	5059
10	2.016E+18	41600775	Sicuaní	No Programada - Fenomenos naturales	REGISTRADA	Seccion de linea de MT	20/12/2016	20/12/2016	20/12/2016	20/12/2016	0.05	1736	1659	1067	4462
11	2.016E+18	41600774	Sicuaní	No Programada - Fenomenos naturales	REGISTRADA	Seccion de linea de MT	20/12/2016	20/12/2016	20/12/2016	20/12/2016	0.05	1736	1659	1067	4462
12	2.016E+18	41600772	Sicuaní	No Programada - Fenomenos naturales	REGISTRADA	Seccion de linea de MT	20/12/2016	20/12/2016	20/12/2016	20/12/2016	0.05	1736	1659	1067	4462
13	2.016E+18	41600770	Sicuaní	No Programada - Fenomenos naturales	CERRADA	Seccion de linea de MT	19/12/2016	19/12/2016	19/12/2016	19/12/2016	0.75	1735	1659	1075	4469
14	2.016E+18	41600769	Sicuaní	No Programada - Fenomenos naturales	CERRADA	Seccion de linea de MT	19/12/2016	19/12/2016	19/12/2016	19/12/2016	0.5	1736	1659	1067	4462
15	2.016E+18	41600768	Sicuaní	No Programada - Fenomenos naturales	REGISTRADA	Seccion de linea de MT	19/12/2016	19/12/2016	19/12/2016	19/12/2016	0.03	1738	1659	1174	4571
16	2.016E+18	41600764	Sicuaní	No Programada - Fenomenos naturales	REGISTRADA	Seccion de linea de MT	18/12/2016	18/12/2016	18/12/2016	18/12/2016	0.05	1736	1659	1067	4462
17	2.016E+18	41600761	Sicuaní	No Programada - Fenomenos naturales	CERRADA	Seccion de linea de MT	17/12/2016	17/12/2016	17/12/2016	17/12/2016	0.67	1736	1659	1067	4462
18	2.016E+18	41600760	Sicuaní	No Programada - Fenomenos naturales	REGISTRADA	Seccion de linea de MT	16/12/2016	16/12/2016	16/12/2016	16/12/2016	0.05	1736	1659	1067	4462
19	2.016E+18	41600758	Sicuaní	No Programada - Fenomenos naturales	CERRADA	Seccion de linea de MT	16/12/2016	16/12/2016	16/12/2016	16/12/2016	0.3	1736	1659	1067	4462
20	2.016E+18	41600757	Sicuaní	No Programada - Fenomenos naturales	CERRADA	Seccion de linea de MT	16/12/2016	16/12/2016	16/12/2016	16/12/2016	0.17	1736	1659	1067	4462
21	2.016E+18	41600741	Sicuaní	No Programada - Fenomenos naturales	CERRADA	Seccion de linea de MT	6/12/2016	7/12/2016	6/12/2016	7/12/2016	16.55	1736	1659	1067	4462
22	2.016E+18	41600740	Sicuaní	No Programada - Fenomenos naturales	REGISTRADA	Seccion de linea de MT	6/12/2016	6/12/2016	6/12/2016	6/12/2016	0.03	1736	1659	1067	4462
23	2.016E+18	41600739	Sicuaní	No Programada - Fenomenos naturales	ANULADA	Seccion de linea de MT	6/12/2016	6/12/2016	6/12/2016	6/12/2016	0.05	1736	1659	1067	4462
24	2.016E+18	41600733	Sicuaní	No Programada - Fenomenos naturales	CERRADA	Seccion de linea de MT	5/12/2016	5/12/2016	5/12/2016	5/12/2016	0.67	1735	1659	1067	4462
25	2.016E+18	41600727	Sicuaní	No Programada - Fenomenos naturales	REGISTRADA	Seccion de linea de MT	5/12/2016	5/12/2016	5/12/2016	5/12/2016	0.05	1736	1659	1067	4462
26	2.016E+18	41600699	Sicuaní	No Programada - Fenomenos naturales	CERRADA	Seccion de linea de MT	17/11/2016	17/11/2016	17/11/2016	17/11/2016	0.27	1738	1658	1167	4563
27	2.016E+18	41600691	Sicuaní	No Programada - Fenomenos naturales	CERRADA	Seccion de linea de MT	8/11/2016	8/11/2016	8/11/2016	8/11/2016	0.25	1738	1660	1117	4515
28	2.016E+18	41600688	Sicuaní	No Programada - Falla	CERRADA	Seccion de linea de MT	8/11/2016	8/11/2016	8/11/2016	8/11/2016	2.78	1737	1658	1065	4460
29	2.016E+18	41600686	Sicuaní	No Programada - Fenomenos naturales	REGISTRADA	Seccion de linea de MT	7/11/2016	7/11/2016	7/11/2016	7/11/2016	0.04	1738	1661	1117	4516
30	2.016E+18	41600685	Sicuaní	No Programada - Fenomenos naturales	REGISTRADA	Seccion de linea de MT	7/11/2016	7/11/2016	7/11/2016	7/11/2016	0.04	1738	1661	1117	4516
31	2.016E+18	41600683	Sicuaní	No Programada - Fenomenos naturales	CERRADA	Seccion de linea de MT	5/11/2016	5/11/2016	5/11/2016	5/11/2016	0.23	1736	1661	1016	4413
32	2.016E+18	41600672	Sicuaní	Expansion y Reforzamiento (programada)	CERRADA	Seccion de linea de MT	29/10/2016	29/10/2016	29/10/2016	29/10/2016	1.75	326	181	44	551
33	2.016E+18	41600671	Sicuaní	Expansion y Reforzamiento (programada)	CERRADA	Seccion de linea de MT	29/10/2016	29/10/2016	29/10/2016	29/10/2016	7.78	1738	1664	1116	4518
34	2.016E+18	41600669	Sicuaní	No Programada - Fenomenos naturales	CERRADA	Seccion de linea de MT	24/10/2016	24/10/2016	24/10/2016	24/10/2016	0.65	1738	1664	1113	4515
35	2.016E+18	41600642	Sicuaní	No Programada - Fenomenos naturales	CERRADA	Seccion de linea de MT	16/10/2016	16/10/2016	16/10/2016	16/10/2016	0.58	1738	1664	1112	4514
36	2.016E+18	41600641	Sicuaní	Expansion y Reforzamiento (programada)	CERRADA	Seccion de linea de MT	10/10/2016	10/10/2016	10/10/2016	10/10/2016	7.58	421	754	425	1600
37	2.016E+18	41600615	Sicuaní	Expansion y Reforzamiento (programada)	CERRADA	Seccion de linea de MT	10/10/2016	10/10/2016	10/10/2016	10/10/2016	0.92	0	580	90	670
38	2.016E+18	41600605	Sicuaní	No Programada - Fenomenos naturales	REGISTRADA	Seccion de linea de MT	4/10/2016	4/10/2016	4/10/2016	4/10/2016	0.05	1736	1664	750	4150
39	2.016E+18	41600604	Sicuaní	No Programada - Fenomenos naturales	CERRADA	Seccion de linea de MT	4/10/2016	4/10/2016	4/10/2016	4/10/2016	0.13	1736	1664	750	4150
40	2.016E+18	41600603	Sicuaní	No Programada - Fenomenos naturales	CERRADA	Seccion de linea de MT	4/10/2016	4/10/2016	4/10/2016	4/10/2016	0.13	1736	1664	750	4150
41	2.016E+18	41600586	Sicuaní	No Programada - Fenomenos naturales	REGISTRADA	Seccion de linea de MT	29/09/2016	29/09/2016	29/09/2016	29/09/2016	0.05	1736	1664	741	4141
42	2.016E+18	41600569	Sicuaní	No Programada - Fenomenos naturales	CERRADA	Seccion de linea de MT	21/09/2016	21/09/2016	21/09/2016	21/09/2016	0.13	1736	1664	741	4141
43	2.016E+18	41600561	Sicuaní	No Programada - Fenomenos naturales	CERRADA	Seccion de linea de MT	16/09/2016	16/09/2016	16/09/2016	16/09/2016	0.17	1738	1664	741	4143
44	2.016E+18	41600545	Sicuaní	Mantenimiento (programada)	CERRADA	Alimentador de MT	10/09/2016	10/09/2016	10/09/2016	10/09/2016	4.78	326	225	38	589
45	2.016E+18	41600543	Sicuaní	No Programada - Operacion	CERRADA	Seccion de linea de MT	6/09/2016	6/09/2016	6/09/2016	6/09/2016	0.53	1738	1664	741	4143
46	2.016E+18	41600528	Sicuaní	No Programada - Fenomenos naturales	REGISTRADA	Seccion de linea de MT	25/08/2016	25/08/2016	25/08/2016	25/08/2016	0.05	1736	1664	736	4136
47	2.016E+18	41600524	Sicuaní	No Programada - Fenomenos naturales	CERRADA	Seccion de linea de MT	24/08/2016	24/08/2016	24/08/2016	24/08/2016	0.37	1736	1664	736	4136
48	2.016E+18	41600479	Sicuaní	No Programada - Falla	CERRADA	Alimentador de MT	6/08/2016	6/08/2016	6/08/2016	6/08/2016	2.29	2069	1673	769	4732
49	2.016E+18	41600461	Sicuaní	No Programada - Falla	REGISTRADA	Seccion de linea de MT	28/07/2016	28/07/2016	28/07/2016	28/07/2016	0.05	1739	1680	749	4168
50	2.016E+18	41600453	Sicuaní	No Programada - Operacion	CERRADA	Alimentador de MT	26/07/2016	26/07/2016	26/07/2016	26/07/2016	0.15	2332	1918	789	5039
51	2.016E+18	41600450	Sicuaní	No Programada - Falla	CERRADA	Seccion de linea de MT	26/07/2016	26/07/2016	26/07/2016	26/07/2016	4.93	1737	1680	749	4166
52	2.016E+18	41600429	Sicuaní	No Programada - Operacion	CERRADA	Seccion de linea de MT	29/06/2016	29/06/2016	29/06/2016	29/06/2016	0.68	0	0	0	10711
53	2.016E+18	41600382	Sicuaní	Mantenimiento (programada)	CERRADA	Seccion de linea de MT	27/05/2016	27/05/2016	27/05/2016	27/05/2016	1.75	0	0	0	2035
54	2.016E+18	41600362	Sicuaní	Expansion y Reforzamiento (programada)	CERRADA	Seccion de linea de MT	2/05/2016	2/05/2016	2/05/2016	2/05/2016	0.87	0	0	0	676
55	2.016E+18	41600323	Sicuaní	No Programada - Fenomenos naturales	CERRADA	Seccion de linea de MT	1/04/2016	1/04/2016	1/04/2016	1/04/2016	0.33	0	0	0	4013
56	2.016E+18	41600252	Sicuaní	No Programada - Fenomenos naturales	CERRADA	Seccion de linea de MT	10/03/2016	10/03/2016	10/03/2016	10/03/2016	0.13	0	0	0	10577
57	2.016E+18	41600023	Sicuaní	No Programada - Fenomenos naturales	CERRADA	Seccion de linea de MT	7/01/2016	7/01/2016	7/01/2016	7/01/2016	0.87	0	0	0	4294
58	2.016E+18	41600021	Sicuaní	No Programada - Fenomenos naturales	CERRADA	Seccion de linea de MT	7/01/2016	7/01/2016	7/01/2016	7/01/2016	0.92	0	0	0	4294
59	2.016E+18	41600019	Sicuaní	No Programada - Fenomenos naturales	CERRADA	Seccion de linea de MT	7/01/2016	7/01/2016	7/01/2016	7/01/2016	0.13	0	0	0	4294
60	2.017E+18	41700768	Sicuaní	No Programada - Falla	CERRADA	Seccion de linea de MT	23/12/2017	23/12/2017	23/12/2017	23/12/2017	0.4	2475	1428	196	4059
61	2.017E+18	41700767	Sicuaní	No Programada - Fenomenos naturales	CERRADA	Seccion de linea de MT	9/12/2017	9/12/2017	9/12/2017	9/12/2017	0.17	2475	1428	196	3957
62	2.017E+18	41700703	Sicuaní	No Programada - Fenomenos naturales	CERRADA	Seccion de linea de MT	30/11/2017	30/11/2017	30/11/2017	30/11/2017	0.08	2477	1428	196	4101
63	2.017E+18	41700700	Sicuaní	No Programada - Operacion	CERRADA	Seccion de linea de MT	28/11/2017	28/11/2017	28/11/2017	28/11/2017	0.2	1755	499	167	2421
64	2.017E+18	41700696	Sicuaní	No Programada - Falla	REGISTRADA	Seccion de linea de MT	25/11/2017	25/11/2017	25/11/2017	25/11/2017	0	644	929	27	1600
65	2.017E+18	41700695	Sicuaní	No Programada - Fenomenos naturales	REGISTRADA	Seccion de linea de MT	25/11/2017	25/11/2017	25/11/2017	25/11/2017	0.03	2468	1428	195	4091
66	2.017E+18	41700689	Sicuaní	No Programada - Fenomenos naturales	CERRADA	Seccion de linea de MT	22/11/2017	22/11/2017	22/11/2017	22/11/2017	2.47	644	929	27	1600
67	2.017E+18	41700688	Sicuaní	No Programada - Fenomenos naturales	REGISTRADA	Seccion de linea de MT	22/11/2017	22/11/2017	22/11/2017	22/11/2017	0.03	2477	1428	194	4099
68	2.017E+18	41700687	Sicuaní	No Programada - Fenomenos naturales	REGISTRADA	Seccion de linea de MT	22/11/2017	22/11/2017	22/11/2017	22/11/2017	0.04	2378			

INTERENCIONES REGISTRADAS ALIMENTADOR LL - 01 PERIODO A 2019															
CODIGO	CODIGO NTCSSUCURSAL	TIPO	ESTADO	TIPO ORIGEN FALLA	ALIMENTADO TIPO U MAS ALTO	F.H. INICIO	F.H. FIN	ICIO PROGRAMIN	PROGRAM	DURACION REAL	AFECTADOS URBAN	AFECTADOS SER. OS	NO ESTAN EN OTAL DE AFECTADO		
140	2.017E+18	41700207	Sicuaní	No Programada - Fenomenos naturales	REGISTRADA	Seccion de linea de MT	1/03/2017	1/03/2017	1/03/2017	1/03/2017	0.05	2220	1425	298	3943
141	2.017E+18	41700197	Sicuaní	No Programada - Fenomenos naturales	CERRADA	Seccion de linea de MT	28/02/2017	28/02/2017	28/02/2017	28/02/2017	2.22	2178	2065	348	4591
142	2.017E+18	41700196	Sicuaní	No Programada - Fenomenos naturales	CERRADA	Seccion de linea de MT	27/02/2017	27/02/2017	27/02/2017	27/02/2017	2.78	2178	2065	347	4590
143	2.017E+18	41700191	Sicuaní	No Programada - Fenomenos naturales	CERRADA	Seccion de linea de MT	25/02/2017	25/02/2017	25/02/2017	25/02/2017	0.08	2095	2065	321	4481
144	2.017E+18	41700186	Sicuaní	No Programada - Fenomenos naturales	REGISTRADA	Seccion de linea de MT	21/02/2017	21/02/2017	21/02/2017	21/02/2017	0.05	2220	1425	295	3940
145	2.017E+18	41700185	Sicuaní	No Programada - Fenomenos naturales	CERRADA	Seccion de linea de MT	21/02/2017	21/02/2017	21/02/2017	21/02/2017	0.07	2178	2065	345	4588
146	2.017E+18	41700184	Sicuaní	No Programada - Fenomenos naturales	REGISTRADA	Seccion de linea de MT	20/02/2017	20/02/2017	20/02/2017	20/02/2017	0.05	2178	2065	345	4588
147	2.017E+18	41700179	Sicuaní	No Programada - Fenomenos naturales	REGISTRADA	Seccion de linea de MT	19/02/2017	19/02/2017	19/02/2017	19/02/2017	0.05	2095	2065	319	4479
148	2.017E+18	41700177	Sicuaní	No Programada - Fenomenos naturales	REGISTRADA	Seccion de linea de MT	18/02/2017	18/02/2017	18/02/2017	18/02/2017	0.05	2095	2065	319	4479
149	2.017E+18	41700176	Sicuaní	No Programada - Fenomenos naturales	REGISTRADA	Seccion de linea de MT	18/02/2017	18/02/2017	18/02/2017	18/02/2017	0.05	2095	2065	319	4479
150	2.017E+18	41700175	Sicuaní	No Programada - Fenomenos naturales	REGISTRADA	Seccion de linea de MT	18/02/2017	18/02/2017	18/02/2017	18/02/2017	0.05	2095	2065	319	4479
151	2.017E+18	41700174	Sicuaní	No Programada - Fenomenos naturales	REGISTRADA	Seccion de linea de MT	18/02/2017	18/02/2017	18/02/2017	18/02/2017	0.05	2095	2065	319	4479
152	2.017E+18	41700172	Sicuaní	No Programada - Operacion	CERRADA	Seccion de linea de MT	18/02/2017	11/02/2017	11/02/2017	11/02/2017	0.05	2178	2065	341	4584
153	2.017E+18	41700168	Sicuaní	No Programada - Fenomenos naturales	CERRADA	Seccion de linea de MT	16/02/2017	16/02/2017	16/02/2017	16/02/2017	0.95	2220	1425	293	3938
154	2.017E+18	41700165	Sicuaní	No Programada - Operacion	CERRADA	Seccion de linea de MT	16/02/2017	16/02/2017	16/02/2017	16/02/2017	1.1	2220	1425	293	3938
155	2.017E+18	41700164	Sicuaní	No Programada - Fenomenos naturales	CERRADA	Seccion de linea de MT	15/02/2017	15/02/2017	15/02/2017	15/02/2017	0.7	2453	2065	464	4982
156	2.017E+18	41700163	Sicuaní	No Programada - Fenomenos naturales	CERRADA	Seccion de linea de MT	15/02/2017	15/02/2017	15/02/2017	15/02/2017	0.08	2453	2065	464	4982
157	2.017E+18	41700162	Sicuaní	No Programada - Fenomenos naturales	CERRADA	Seccion de linea de MT	15/02/2017	15/02/2017	15/02/2017	15/02/2017	0.17	2453	2065	464	4982
158	2.017E+18	41700161	Sicuaní	No Programada - Fenomenos naturales	REGISTRADA	Seccion de linea de MT	15/02/2017	15/02/2017	15/02/2017	15/02/2017	0.03	2453	2065	464	4982
159	2.017E+18	41700159	Sicuaní	No Programada - Fenomenos naturales	REGISTRADA	Seccion de linea de MT	14/02/2017	14/02/2017	14/02/2017	14/02/2017	0.03	2453	2065	463	4981
160	2.017E+18	41700157	Sicuaní	No Programada - Fenomenos naturales	CERRADA	Seccion de linea de MT	13/02/2017	13/02/2017	13/02/2017	13/02/2017	1.08	2220	1425	291	3936
161	2.017E+18	41700156	Sicuaní	No Programada - Fenomenos naturales	REGISTRADA	Seccion de linea de MT	13/02/2017	13/02/2017	13/02/2017	13/02/2017	0.05	2220	1425	291	3936
162	2.017E+18	41700154	Sicuaní	No Programada - Fenomenos naturales	REGISTRADA	Seccion de linea de MT	12/02/2017	12/02/2017	12/02/2017	12/02/2017	0.05	2178	2065	341	4584
163	2.017E+18	41700153	Sicuaní	No Programada - Fenomenos naturales	CERRADA	Seccion de linea de MT	12/02/2017	12/02/2017	12/02/2017	12/02/2017	0.1	2095	2065	315	4475
164	2.017E+18	41700152	Sicuaní	No Programada - Fenomenos naturales	REGISTRADA	Seccion de linea de MT	11/02/2017	11/02/2017	11/02/2017	11/02/2017	0.05	2178	2065	341	4584
165	2.017E+18	41700149	Sicuaní	No Programada - Fenomenos naturales	CERRADA	Seccion de linea de MT	11/02/2017	11/02/2017	11/02/2017	11/02/2017	0.35	2178	2065	341	4584
166	2.017E+18	41700144	Sicuaní	Mantenimiento (programada)	CERRADA	Seccion de linea de MT	18/02/2017	18/02/2017	18/02/2017	18/02/2017	4.05	2155	1425	289	3869
167	2.017E+18	41700143	Sicuaní	Mantenimiento (programada)	ANULADA	Seccion de linea de MT	18/02/2016	18/02/2016	18/02/2016	18/02/2016	4.5	1225	919	1725	3869
168	2.017E+18	41700142	Sicuaní	Mantenimiento (programada)	ANULADA	Seccion de linea de MT	18/02/2016	18/02/2016	18/02/2016	18/02/2016	4.5	1225	919	1725	3869
169	2.017E+18	41700141	Sicuaní	No Programada - Fenomenos naturales	CERRADA	Seccion de linea de MT	8/02/2017	8/02/2017	8/02/2017	8/02/2017	0.37	2095	2065	315	4475
170	2.017E+18	41700139	Sicuaní	No Programada - Fenomenos naturales	REGISTRADA	Seccion de linea de MT	8/02/2017	8/02/2017	8/02/2017	8/02/2017	0.05	2095	2065	315	4475
171	2.017E+18	41700138	Sicuaní	No Programada - Fenomenos naturales	CERRADA	Seccion de linea de MT	7/02/2017	7/02/2017	7/02/2017	7/02/2017	0.85	2095	2065	315	4475
172	2.017E+18	41700137	Sicuaní	No Programada - Operacion	REGISTRADA	Seccion de linea de MT	8/02/2017	8/02/2017	8/02/2017	8/02/2017	0.05	2095	2065	315	4475
173	2.017E+18	41700136	Sicuaní	No Programada - Fenomenos naturales	CERRADA	Seccion de linea de MT	7/02/2017	7/02/2017	7/02/2017	7/02/2017	0.18	2095	2065	315	4475
174	2.017E+18	41700135	Sicuaní	No Programada - Fenomenos naturales	REGISTRADA	Seccion de linea de MT	7/02/2017	7/02/2017	7/02/2017	7/02/2017	0.05	2095	2065	315	4475
175	2.017E+18	41700134	Sicuaní	No Programada - Fenomenos naturales	CERRADA	Seccion de linea de MT	7/02/2017	7/02/2017	7/02/2017	7/02/2017	0.1	2220	1425	291	3936
176	2.017E+18	41700133	Sicuaní	No Programada - Fenomenos naturales	REGISTRADA	Seccion de linea de MT	7/02/2017	7/02/2017	7/02/2017	7/02/2017	0.05	2220	1425	291	3936
177	2.017E+18	41700132	Sicuaní	No Programada - Fenomenos naturales	CERRADA	Seccion de linea de MT	6/02/2017	6/02/2017	6/02/2017	6/02/2017	0.08	1987	1856	149	2992
178	2.017E+18	41700131	Sicuaní	No Programada - Fenomenos naturales	REGISTRADA	Seccion de linea de MT	6/02/2017	6/02/2017	6/02/2017	6/02/2017	0.05	2178	2065	341	4584
179	2.017E+18	41700130	Sicuaní	No Programada - Fenomenos naturales	CERRADA	Seccion de linea de MT	5/02/2017	5/02/2017	5/02/2017	5/02/2017	1.92	2220	1425	291	3936
180	2.017E+18	41700129	Sicuaní	No Programada - Fenomenos naturales	CERRADA	Seccion de linea de MT	4/02/2017	4/02/2017	4/02/2017	4/02/2017	1.53	2178	2065	341	4584
181	2.017E+18	41700127	Sicuaní	No Programada - Fenomenos naturales	CERRADA	Seccion de linea de MT	3/02/2017	3/02/2017	3/02/2017	3/02/2017	15.33	2178	2065	341	4584
182	2.017E+18	41700125	Sicuaní	No Programada - Fenomenos naturales	REGISTRADA	Seccion de linea de MT	2/02/2017	2/02/2017	2/02/2017	2/02/2017	0.05	2095	2065	315	4475
183	2.017E+18	41700124	Sicuaní	No Programada - Fenomenos naturales	REGISTRADA	Seccion de linea de MT	2/02/2017	2/02/2017	2/02/2017	2/02/2017	0.05	2095	2065	315	4475
184	2.017E+18	41700123	Sicuaní	No Programada - Fenomenos naturales	REGISTRADA	Seccion de linea de MT	2/02/2017	2/02/2017	2/02/2017	2/02/2017	0.05	2095	2065	315	4475
185	2.017E+18	41700122	Sicuaní	No Programada - Fenomenos naturales	CERRADA	Seccion de linea de MT	1/02/2017	1/02/2017	1/02/2017	1/02/2017	0.3	2095	2065	315	4475
186	2.017E+18	41700121	Sicuaní	No Programada - Fenomenos naturales	REGISTRADA	Seccion de linea de MT	1/02/2017	1/02/2017	1/02/2017	1/02/2017	0.02	2095	2065	315	4475
187	2.017E+18	41700120	Sicuaní	No Programada - Fenomenos naturales	REGISTRADA	Seccion de linea de MT	1/02/2017	1/02/2017	1/02/2017	1/02/2017	0.05	2095	2065	315	4475
188	2.017E+18	41700115	Sicuaní	No Programada - Fenomenos naturales	CERRADA	Seccion de linea de MT	31/01/2017	31/01/2017	31/01/2017	31/01/2017	1.43	2453	2065	464	4978
189	2.017E+18	41700111	Sicuaní	No Programada - Fenomenos naturales	CERRADA	Seccion de linea de MT	30/01/2017	30/01/2017	30/01/2017	30/01/2017	0.07	2095	2065	315	4475
190	2.017E+18	41700110	Sicuaní	No Programada - Fenomenos naturales	REGISTRADA	Seccion de linea de MT	30/01/2017	30/01/2017	30/01/2017	30/01/2017	0.05	2095	2065	315	4475
191	2.017E+18	41700109	Sicuaní	No Programada - Fenomenos naturales	REGISTRADA	Seccion de linea de MT	30/01/2017	30/01/2017	30/01/2017	30/01/2017	0.05	2095	2065	315	4475
192	2.017E+18	41700104	Sicuaní	No Programada - Fenomenos naturales	REGISTRADA	Seccion de linea de MT	28/01/2017	28/01/2017	28/01/2017	28/01/2017	0.03	2220	1425	291	3936
193	2.017E+18	41700103	Sicuaní	No Programada - Fenomenos naturales	REGISTRADA	Seccion de linea de MT	28/01/2017	28/01/2017	28/01/2017	28/01/2017	0.05	342	0	10	352
194	2.017E+18	41700102	Sicuaní	No Programada - Fenomenos naturales	REGISTRADA	Seccion de linea de MT	28/01/2017	28/01/2017	28/01/2017	28/01/2017	0.05	2220	1425	291	3936
195	2.017E+18	41700100	Sicuaní	No Programada - Fenomenos naturales	CERRADA	Seccion de linea de MT	27/01/2017	27/01/2017	27/01/2017	27/01/2017	0.37	2178	2065	341	4584
196	2.017E+18	41700099	Sicuaní	No Programada - Fenomenos naturales	REGISTRADA	Seccion de linea de MT	27/01/2017	27/01/2017	27/01/2017	27/01/2017	0.05	2178	2065	341	4584
197	2.017E+18	41700098	Sicuaní	No Programada - Fenomenos naturales	REGISTRADA	Seccion de linea de MT	23/01/2017	23/01/2017	23/01/2017	23/01/2017	0.05	2095	2065	310	4470
198	2.017E+18	41700088	Sicuaní	No Programada - Fenomenos naturales	CERRADA	Seccion de linea de MT	21/01/2017	21/01/2017	21/01/2017	21/01/2017	0.85	2095	2065	310	4470
199	2.017E+18	41700080	Sicuaní	No Programada - Fenomenos naturales	CERRADA	Seccion de linea de MT	19/01/2017	19/01/2017	19/01/2017	19/01/2017	0.13	2178	2065	335	4578
200	2.017E+18	41700078	Sicuaní	No Programada - Operacion	REGISTRADA	Seccion de linea de MT	19/01/2017	19/01/2017	19/01/2017	19/01/2017	0.05	2095	2065	309	4469
201	2.017E+18	41700078	Sicuaní	No Programada - Operacion	REGISTRADA	Seccion de linea de MT	19/01/2017	19/01/2017	19/01/2017	19/01/2017	0.05	2095	2065	309	4469
202	2.017E+18	41700077	Sicuaní	No Programada - Fenomenos naturales	REGISTRADA	Seccion de linea de MT	18/01/2017	18/01/2017	18/01/2017	18/01/2017	0.05	2178	2065	335	4578
203	2.017E+18	41700072	Sicuaní	No Programada - Fenomenos naturales	REGISTRADA	Seccion de linea de MT	17/01/2017	17/01/2017	17/01/2017	17/01/2017	0.05	2095	2065	309	4469
204	2.017E+18	41700070	Sicuaní	No Programada - Fenomenos naturales	CERRADA	Seccion de linea de MT	17/01/2017	17/01/2017	17/01/2017	17/01/2017	0.13	2095	2065	309	4469
205	2.017E+18	41700069	Sicuaní	No Programada - Fenomenos naturales	REGISTRADA	Seccion de linea de MT	17/01/2017	17/01/2017	17/01/2017	17/01/2017	0.05	2178	2065	335	4578
206	2.017E+18	41700068	Sicuaní	Mantenimiento (programada)	CERRADA	Seccion de linea de MT	20/01/2017	20/01/2017	20/01/2017	20/01/2017	4.83	1509	973	159	2641
207	2.017E+18														

INTERENCIONES REGISTRADAS ALIMENTADOR L1 - 01 PERIODO 2016 A 2019																		
CODIGO	CODIGO NTCSSUCURSAL	TIPO	ESTADO	TIPO ORIGEN FALLA	ALIMENTADOR TIPO U MAS ALTO	F.H. INICIO	F.H. FIN	ICIO PROGRAMIN	PROGRAM	DURACION REAL	AFECTADOS URBAN	AFECTADOS SER. OS	NO ESTAN EN OTAL DE AFECTADO					
279	2.018E+18	41801301	Sicuaní	Expansion y Reforzamiento (programada)	CERRADA	Seccion de linea de MT	LLO1	Seccion de linea de MT	11/02/2018	sep/2018	17.06ep/2018	08.06ep/2018	17.70	8.92	2613	1455	105	4173
280	2.018E+18	41801300	Sicuaní	Expansion y Reforzamiento (programada)	CERRADA	Seccion de linea de MT	LLO1	Seccion de linea de MT	29/08/2018	29/08/2018	29/08/2018	29/08/2018	8.9	2613	1455	105	4173	
281	2.018E+18	41801298	Sicuaní	Expansion y Reforzamiento (programada)	CERRADA	Seccion de linea de MT	LLO1	Seccion de linea de MT	28/08/2018	28/08/2018	28/08/2018	28/08/2018	9	2755	2033	117	4905	
282	2.018E+18	41801282	Sicuaní	No Programada - Falla	CERRADA	Seccion de linea de MT	LLO1	Seccion de linea de MT	21/08/2018	21/08/2018	21/08/2018	21/08/2018	0.08	2973	1700	147	4820	
283	2.018E+18	41801272	Sicuaní	Expansion y Reforzamiento (programada)	CERRADA	Seccion de linea de MT	LLO1	Seccion de linea de MT	25/08/2018	25/08/2018	25/08/2018	25/08/2018	8.92	2613	1455	105	4173	
284	2.018E+18	41801270	Sicuaní	Expansion y Reforzamiento (programada)	CERRADA	Seccion de linea de MT	LLO1	Seccion de linea de MT	23/08/2018	23/08/2018	23/08/2018	23/08/2018	8.98	2613	1455	105	4173	
285	2.018E+18	41801264	Sicuaní	No Programada - Fenomenos naturales	CERRADA	Seccion de linea de MT	LLO1	Seccion de linea de MT	18/08/2018	18/08/2018	18/08/2018	18/08/2018	0.12	3077	1700	173	4950	
286	2.018E+18	41801263	Sicuaní	No Programada - Fenomenos naturales	REGISTRADA	Seccion de linea de MT	LLO1	Seccion de linea de MT	17/08/2018	17/08/2018	17/08/2018	17/08/2018	0.05	2755	2033	117	4905	
287	2.018E+18	41801237	Sicuaní	Expansion y Reforzamiento (programada)	CERRADA	Seccion de linea de MT	LLO1	Seccion de linea de MT	16/08/2018	16/08/2018	16/08/2018	16/08/2018	9	2613	1455	104	4172	
288	2.018E+18	41801236	Sicuaní	Expansion y Reforzamiento (programada)	CERRADA	Seccion de linea de MT	LLO1	Seccion de linea de MT	14/08/2018	14/08/2018	14/08/2018	14/08/2018	8.55	2755	2033	116	4904	
289	2.018E+18	41801235	Sicuaní	Expansion y Reforzamiento (programada)	CERRADA	Seccion de linea de MT	LLO1	Seccion de linea de MT	18/08/2018	18/08/2018	18/08/2018	18/08/2018	8.7	2613	1455	104	4172	
290	2.018E+18	4180205	Sicuaní	No Programada - Fenomenos naturales	REGISTRADA	Seccion de linea de MT	LLO1	Seccion de linea de MT	7/08/2018	7/08/2018	7/08/2018	7/08/2018	0.05	378	251	5	634	
291	2.018E+18	41801203	Sicuaní	No Programada - Fenomenos naturales	CERRADA	Seccion de linea de MT	LLO1	Seccion de linea de MT	7/08/2018	9/08/2018	7/08/2018	9/08/2018	57.08	2755	2033	111	4899	
292	2.018E+18	41801195	Sicuaní	No Programada - Falla	CERRADA	Seccion de linea de MT	LLO1	Seccion de linea de MT	4/08/2018	4/08/2018	4/08/2018	4/08/2018	2.42	3041	1736	173	4950	
293	2.018E+18	41801194	Sicuaní	Expansion y Reforzamiento (programada)	CERRADA	Seccion de linea de MT	LLO1	Seccion de linea de MT	11/08/2018	11/08/2018	11/08/2018	11/08/2018	9	2613	1455	104	4172	
294	2.018E+18	41801191	Sicuaní	Expansion y Reforzamiento (programada)	CERRADA	Seccion de linea de MT	LLO1	Seccion de linea de MT	9/08/2018	9/08/2018	9/08/2018	9/08/2018	9	2755	2033	111	4899	
295	2.018E+18	41801185	Sicuaní	No Programada - Operacion	CERRADA	Seccion de linea de MT	LLO1	Seccion de linea de MT	1/08/2018	1/08/2018	1/08/2018	1/08/2018	1.17	884	705	38	1627	
296	2.018E+18	41801178	Sicuaní	Expansion y Reforzamiento (programada)	CERRADA	Seccion de linea de MT	LLO1	Seccion de linea de MT	2/08/2018	2/08/2018	2/08/2018	2/08/2018	9	2613	1455	98	4166	
297	2.018E+18	41801174	Sicuaní	Expansion y Reforzamiento (programada)	CERRADA	Seccion de linea de MT	LLO1	Seccion de linea de MT	31/07/2018	31/07/2018	31/07/2018	31/07/2018	9	2755	2033	105	4893	
298	2.018E+18	41801159	Sicuaní	No Programada - Fenomenos naturales	CERRADA	Seccion de linea de MT	LLO1	Seccion de linea de MT	25/07/2018	25/07/2018	25/07/2018	25/07/2018	0.08	2755	2033	105	4893	
299	2.018E+18	41801149	Sicuaní	No Programada - Operacion	CERRADA	Seccion de linea de MT	LLO1	Seccion de linea de MT	24/07/2018	24/07/2018	24/07/2018	24/07/2018	0.57	255	465	13	733	
300	2.018E+18	41801148	Sicuaní	No Programada - Falla	CERRADA	Seccion de linea de MT	LLO1	Seccion de linea de MT	23/07/2018	23/07/2018	23/07/2018	23/07/2018	3.87	2755	2033	105	4893	
301	2.018E+18	41801146	Sicuaní	No Programada - Fenomenos naturales	REGISTRADA	Seccion de linea de MT	LLO1	Seccion de linea de MT	23/07/2018	23/07/2018	23/07/2018	23/07/2018	0.05	2755	2033	105	4893	
302	2.018E+18	41801144	Sicuaní	Expansion y Reforzamiento (programada)	CERRADA	Seccion de linea de MT	LLO1	Seccion de linea de MT	26/07/2018	26/07/2018	26/07/2018	26/07/2018	9.83	2613	1455	98	4166	
303	2.018E+18	41801137	Sicuaní	Expansion y Reforzamiento (programada)	CERRADA	Seccion de linea de MT	LLO1	Seccion de linea de MT	24/07/2018	24/07/2018	24/07/2018	24/07/2018	8.62	2613	1455	98	4166	
304	2.018E+18	41801134	Sicuaní	No Programada - Falla	CERRADA	Seccion de linea de MT	LLO1	Seccion de linea de MT	20/07/2018	20/07/2018	20/07/2018	20/07/2018	0.17	3323	1544	202	5069	
305	2.018E+18	41801132	Sicuaní	No Programada - Fenomenos naturales	CERRADA	Seccion de linea de MT	LLO1	Seccion de linea de MT	19/07/2018	19/07/2018	19/07/2018	19/07/2018	0.33	3001	1405	157	4563	
306	2.018E+18	41801116	Sicuaní	Expansion y Reforzamiento (programada)	CERRADA	Seccion de linea de MT	LLO1	Seccion de linea de MT	21/07/2018	21/07/2018	21/07/2018	21/07/2018	8.63	2613	1455	98	4166	
307	2.018E+18	41801115	Sicuaní	Expansion y Reforzamiento (programada)	CERRADA	Seccion de linea de MT	LLO1	Seccion de linea de MT	19/07/2018	19/07/2018	19/07/2018	19/07/2018	8.83	98	275	7	380	
308	2.018E+18	41801114	Sicuaní	Expansion y Reforzamiento (programada)	CERRADA	Seccion de linea de MT	LLO1	Seccion de linea de MT	18/07/2018	18/07/2018	18/07/2018	18/07/2018	8.98	98	275	7	380	
309	2.018E+18	41801113	Sicuaní	Expansion y Reforzamiento (programada)	CERRADA	Seccion de linea de MT	LLO1	Seccion de linea de MT	17/07/2018	17/07/2018	17/07/2018	17/07/2018	8.92	98	275	7	380	
310	2.018E+18	41801096	Sicuaní	No Programada - Falla	ANULADA	Seccion de linea de MT	LLO1	Seccion de linea de MT	8/06/2018	8/06/2018	8/06/2018	8/06/2018	8.78	98	269	12	379	
311	2.018E+18	41801058	Sicuaní	Expansion y Reforzamiento (programada)	CERRADA	Seccion de linea de MT	LLO1	Seccion de linea de MT	30/06/2018	30/06/2018	30/06/2018	30/06/2018	9	2537	1441	184	4162	
312	2.018E+18	41801055	Sicuaní	Expansion y Reforzamiento (programada)	CERRADA	Seccion de linea de MT	LLO1	Seccion de linea de MT	28/06/2018	28/06/2018	28/06/2018	28/06/2018	9	98	269	12	379	
313	2.018E+18	41801054	Sicuaní	Expansion y Reforzamiento (programada)	CERRADA	Seccion de linea de MT	LLO1	Seccion de linea de MT	27/06/2018	27/06/2018	27/06/2018	27/06/2018	9	98	269	12	379	
314	2.018E+18	41801044	Sicuaní	Expansion y Reforzamiento (programada)	CERRADA	Seccion de linea de MT	LLO1	Seccion de linea de MT	27/06/2018	27/06/2018	27/06/2018	27/06/2018	7.1	924	1025	118	208	
315	2.018E+18	41801047	Sicuaní	Expansion y Reforzamiento (programada)	CERRADA	Seccion de linea de MT	LLO1	Seccion de linea de MT	23/06/2018	23/06/2018	23/06/2018	23/06/2018	8.42	2537	1441	184	4162	
316	2.018E+18	41801033	Sicuaní	No Programada - Fenomenos naturales	ANULADA	Seccion de linea de MT	LLO1	Seccion de linea de MT	10/06/2018	10/06/2018	10/06/2018	10/06/2018	2.72	140	0	54	194	
317	2.018E+18	41801026	Sicuaní	No Programada - Operacion	ANULADA	Seccion de linea de MT	LLO1	Seccion de linea de MT	2/06/2018	2/06/2018	2/06/2018	2/06/2018	0.52	480	795	24	1299	
318	2.018E+18	41801023	Sicuaní	No Programada - Falla	CERRADA	Seccion de linea de MT	LLO1	Seccion de linea de MT	11/06/2018	11/06/2018	11/06/2018	11/06/2018	0.98	2679	2018	187	4884	
319	2.018E+18	41801018	Sicuaní	No Programada - Fenomenos naturales	CERRADA	Seccion de linea de MT	LLO1	Seccion de linea de MT	10/06/2018	10/06/2018	10/06/2018	10/06/2018	0.23	2679	2018	187	4884	
320	2.018E+18	41801017	Sicuaní	Mantenimiento (programada)	CERRADA	Seccion de linea de MT	LLO1	Seccion de linea de MT	16/06/2018	16/06/2018	16/06/2018	16/06/2018	3.5	2537	1441	180	4158	
321	2.018E+18	41801016	Sicuaní	Mantenimiento (programada)	CERRADA	Seccion de linea de MT	LLO1	Seccion de linea de MT	16/06/2018	16/06/2018	16/06/2018	16/06/2018	4.97	2537	1441	184	4162	
322	2.018E+18	41801015	Sicuaní	Mantenimiento (programada)	CERRADA	Seccion de linea de MT	LLO1	Seccion de linea de MT	14/06/2018	14/06/2018	14/06/2018	14/06/2018	4.45	2537	1441	184	4162	
323	2.018E+18	41801014	Sicuaní	Mantenimiento (programada)	CERRADA	Seccion de linea de MT	LLO1	Seccion de linea de MT	14/06/2018	14/06/2018	14/06/2018	14/06/2018	3.75	2537	1441	184	4162	
324	2.018E+18	41801012	Sicuaní	Mantenimiento (programada)	CERRADA	Seccion de linea de MT	LLO1	Seccion de linea de MT	13/06/2018	13/06/2018	13/06/2018	13/06/2018	8.98	98	269	12	379	
325	2.018E+18	41801009	Sicuaní	Mantenimiento (programada)	CERRADA	Seccion de linea de MT	LLO1	Seccion de linea de MT	12/06/2018	12/06/2018	12/06/2018	12/06/2018	8.55	98	269	12	379	
326	2.018E+18	4180027	Sicuaní	No Programada - Fenomenos naturales	CERRADA	Seccion de linea de MT	LLO1	Seccion de linea de MT	8/06/2018	8/06/2018	8/06/2018	8/06/2018	0.42	2631	2018	187	4836	
327	2.018E+18	41801006	Sicuaní	No Programada - Fenomenos naturales	CERRADA	Seccion de linea de MT	LLO1	Seccion de linea de MT	8/06/2018	8/06/2018	8/06/2018	8/06/2018	0.18	2631	2018	187	4836	
328	2.018E+18	41801005	Sicuaní	No Programada - Fenomenos naturales	CERRADA	Seccion de linea de MT	LLO1	Seccion de linea de MT	8/06/2018	8/06/2018	8/06/2018	8/06/2018	0.1	2631	2018	187	4836	
329	2.018E+18	41801004	Sicuaní	No Programada - Fenomenos naturales	CERRADA	Seccion de linea de MT	LLO1	Seccion de linea de MT	8/06/2018	8/06/2018	8/06/2018	8/06/2018	0.08	2679	2018	187	4884	
330	2.018E+18	41801001	Sicuaní	No Programada - Fenomenos naturales	CERRADA	Seccion de linea de MT	LLO1	Seccion de linea de MT	7/06/2018	7/06/2018	7/06/2018	7/06/2018	3.52	2299	1749	169	4217	
331	2.018E+18	41801000	Sicuaní	No Programada - Fenomenos naturales	CERRADA	Seccion de linea de MT	LLO1	Seccion de linea de MT	7/06/2018	7/06/2018	7/06/2018	7/06/2018	0.87	2581	1749	175	4505	
332	2.018E+18	41800999	Sicuaní	No Programada - Fenomenos naturales	CERRADA	Seccion de linea de MT	LLO1	Seccion de linea de MT	7/06/2018	7/06/2018	7/06/2018	7/06/2018	0.08	2581	1749	175	4505	
333	2.018E+18	41800998	Sicuaní	No Programada - Operacion	CERRADA	Seccion de linea de MT	LLO1	Seccion de linea de MT	6/06/2018	6/06/2018	6/06/2018	6/06/2018	5.33	98	269	11	378	
334	2.018E+18	41800996	Sicuaní	No Programada - Fenomenos naturales	CERRADA	Seccion de linea de MT	LLO1	Seccion de linea de MT	6/06/2018	6/06/2018	6/06/2018	6/06/2018	0.08	3008	2018	236	5262	
335	2.018E+18	41800994	Sicuaní	No Programada - Fenomenos naturales	CERRADA	Seccion de linea de MT	LLO1	Seccion de linea de MT	28/05/2018	28/05/2018	28/05/2018	28/05/2018	3.48	39	0	39		
336	2.018E+18	41800983	Sicuaní	No Programada - Falla	CERRADA	Seccion de linea de MT	LLO1	Seccion de linea de MT	4/06/2018	4/06/2018	4/06/2018	4/06/2018	1.08	2577	2018	169	4764	
337	2.018E+18	41800976	Sicuaní	Mantenimiento (programada)	CERRADA	Seccion de linea de MT	LLO1	Seccion de linea de MT	9/06/2018	9/06/2018	9/06/2018	9/06/2018	8.75	2537	1441	180	4158	
338	2.018E+18	41800975	Sicuaní	Mantenimiento (programada)	CERRADA	Seccion de linea de MT	LLO1	Seccion de linea de MT	7/06/2018	7/06/2018	7/06/2018	7/06/2018	9	98	269	11	378	
339	2.018E+18	41800974	Sicuaní	Mantenimiento (programada)	CERRADA	Seccion de linea de MT	LLO1	Seccion de linea de MT	5/06/2018	5/0								

INTERENCIONES REGISTRADAS ALIMENTADOR L1 - 01 PERIODO 2016 A 2019

CODIGO	CODIGO NTC/SUCURSAL	TIPO	ESTADO	TIPO ORIGEN FALLA	ALIMENTADOR TIPO U MAS ALLO	F.H. INICIO	F.H. FIN	ICIO PROGRAMIN	PROGRAM	DURACION REAL	#ACTUOS URBAN	AFECTADOS SER. DS	NO ESTAN EN OTAL DE AFECTADO				
418	2.018E+18	41800824	Sicuaní	No Programada - Falla	CERRADA	SubEstación de Distribución	LL011570	SubEstación de Distribución	6/04/2018	6/04/2018	6/04/2018	6/04/2018	7.45	0	63	0	63
419	2.018E+18	41800801	Sicuaní	No Programada - Fenomenos naturales	CERRADA	SubEstación de Distribución	LL012190	SubEstación de Distribución	16/04/2018	16/04/2018	16/04/2018	16/04/2018	1.95	12	0	0	12
420	2.018E+18	41800783	Sicuaní	No Programada - Falla	CERRADA	Alimentador de BT	LL01226602		11/04/2018	11/04/2018	11/04/2018	11/04/2018	0.57	0	96	3	99
421	2.018E+18	41800782	Sicuaní	No Programada - Falla	CERRADA	Alimentador de BT	LL01160101		11/04/2018	11/04/2018	11/04/2018	11/04/2018	2.22	0	21	1	22
422	2.018E+18	41800778	Sicuaní	No Programada - Fenomenos naturales	CERRADA	SubEstación de Distribución	LL011685	SubEstación de Distribución	10/04/2018	11/04/2018	10/04/2018	11/04/2018	25.05	12	0	0	12
423	2.018E+18	41800774	Sicuaní	No Programada - Falla	CERRADA	Alimentador de BT	LL01148401		9/04/2018	10/04/2018	9/04/2018	10/04/2018	26.05	9	0	0	9
424	2.018E+18	41800763	Sicuaní	No Programada - Fenomenos naturales	CERRADA	SubEstación de Distribución	LL011685	SubEstación de Distribución	5/04/2018	5/04/2018	5/04/2018	5/04/2018	1.78	12	0	0	12
425	2.018E+18	41800753	Sicuaní	No Programada - Falla	CERRADA	Alimentador de BT	LL01226602		2/04/2018	2/04/2018	2/04/2018	2/04/2018	1.38	0	96	3	99
426	2.018E+18	41800742	Sicuaní	No Programada - Falla	CERRADA	SubEstación de Distribución	LL012019		21/03/2018	21/03/2018	21/03/2018	21/03/2018	3.38	48	0	0	48
427	2.018E+18	41800740	Sicuaní	No Programada - Fenomenos naturales	CERRADA	SubEstación de Distribución	LL011571		24/03/2018	25/03/2018	24/03/2018	25/03/2018	23.78	0	51	1	52
428	2.018E+18	41800721	Sicuaní	No Programada - Falla	CERRADA	Alimentador de BT	LL01226602		28/03/2018	28/03/2018	28/03/2018	28/03/2018	1.18	0	96	3	99
429	2.018E+18	41800699	Sicuaní	No Programada - Fenomenos naturales	CERRADA	SubEstación de Distribución	LL011653		25/03/2018	25/03/2018	25/03/2018	25/03/2018	1.1	1	14	0	14
430	2.018E+18	41800681	Sicuaní	No Programada - Falla	CERRADA	Alimentador de BT	LL01079302		28/03/2018	28/03/2018	28/03/2018	28/03/2018	1.08	13	0	0	13
431	2.018E+18	41800662	Sicuaní	No Programada - Fenomenos naturales	CERRADA	SubEstación de Distribución	LL011571		21/03/2018	21/03/2018	21/03/2018	21/03/2018	0.42	0	51	1	52
432	2.018E+18	41800655	Sicuaní	No Programada - Fenomenos naturales	CERRADA	Alimentador de BT	LL01121303		19/03/2018	19/03/2018	19/03/2018	19/03/2018	3.08	6	0	0	6
433	2.018E+18	41800643	Sicuaní	No Programada - Fenomenos naturales	ANULADA	SubEstación de Distribución	LL011483		15/03/2018	15/03/2018	15/03/2018	15/03/2018	1.32	32	0	1	33
434	2.018E+18	41800624	Sicuaní	No Programada - Fenomenos naturales	CERRADA	SubEstación de Distribución	LL011484		20/03/2018	21/03/2018	20/03/2018	21/03/2018	26.25	15	0	0	15
435	2.018E+18	41800620	Sicuaní	No Programada - Fenomenos naturales	CERRADA	Alimentador de BT	LL01159501		19/03/2018	19/03/2018	19/03/2018	19/03/2018	1.78	0	17	0	17
436	2.018E+18	41800598	Sicuaní	No Programada - Fenomenos naturales	CERRADA	SubEstación de Distribución	LL011483		15/03/2018	15/03/2018	15/03/2018	15/03/2018	6.77	32	0	1	33
437	2.018E+18	41800582	Sicuaní	No Programada - Fenomenos naturales	ANULADA	SubEstación de Distribución	LL0110825		9/03/2018	11/03/2018	9/03/2018	11/03/2018	51.32	0	43	0	43
438	2.018E+18	41800548	Sicuaní	No Programada - Fenomenos naturales	CERRADA	SubEstación de Distribución	LL011491	SubEstación de Distribución	9/04/2018	9/04/2018	9/04/2018	9/04/2018	24.27	13	0	0	13
439	2.018E+18	41800544	Sicuaní	No Programada - Falla	CERRADA	Alimentador de BT	LL01147301		9/04/2018	9/04/2018	9/04/2018	9/04/2018	3.07	17	0	0	17
440	2.018E+18	41800533	Sicuaní	No Programada - Falla	CERRADA	SubEstación de Distribución	LL0112566	SubEstación de Distribución	8/04/2018	8/04/2018	8/04/2018	8/04/2018	1.52	0	219	8	227
441	2.018E+18	41800514	Sicuaní	No Programada - Fenomenos naturales	CERRADA	SubEstación de Distribución	LL0110825		9/03/2018	10/03/2018	9/03/2018	11/03/2018	17.65	0	43	0	43
442	2.018E+18	41800500	Sicuaní	No Programada - Falla	CERRADA	Alimentador de BT	LL01149101		23/02/2018	26/02/2018	26/02/2018	26/02/2018	1.32	9	0	0	9
443	2.018E+18	41800483	Sicuaní	No Programada - Falla	CERRADA	Alimentador de BT	LL01160101		9/03/2018	10/03/2018	23/03/2018	24/03/2018	23.53	0	21	1	22
444	2.018E+18	41800475	Sicuaní	No Programada - Falla	CERRADA	Alimentador de BT	LL01150502		21/02/2018	21/02/2018	21/02/2018	21/02/2018	1.32	13	0	0	13
445	2.018E+18	41800459	Sicuaní	No Programada - Fenomenos naturales	CERRADA	SubEstación de Distribución	LL011538		20/02/2018	20/02/2018	20/02/2018	20/02/2018	7.23	0	28	0	28
446	2.018E+18	41800458	Sicuaní	No Programada - Fenomenos naturales	CERRADA	SubEstación de Distribución	LL011540		20/02/2018	20/02/2018	20/02/2018	20/02/2018	6.57	0	14	0	14
447	2.018E+18	41800455	Sicuaní	No Programada - Fenomenos naturales	CERRADA	SubEstación de Distribución	LL012018		20/02/2018	20/02/2018	20/02/2018	20/02/2018	5.75	19	0	0	19
448	2.018E+18	41800440	Sicuaní	No Programada - Falla	CERRADA	SubEstación de Distribución	LL011638		18/02/2018	18/02/2018	18/02/2018	18/02/2018	7.08	0	15	0	15
449	2.018E+18	41800427	Sicuaní	No Programada - Fenomenos naturales	CERRADA	SubEstación de Distribución	LL011491		16/02/2018	16/02/2018	16/02/2018	16/02/2018	0.22	13	0	0	13
450	2.018E+18	41800411	Sicuaní	No Programada - Fenomenos naturales	CERRADA	SubEstación de Distribución	LL011623		13/02/2018	14/02/2018	13/02/2018	14/02/2018	23.25	23	0	0	23
451	2.018E+18	41800409	Sicuaní	No Programada - Fenomenos naturales	CERRADA	SubEstación de Distribución	LL011210		13/02/2018	13/02/2018	13/02/2018	13/02/2018	7.2	18	0	0	18
452	2.018E+18	41800396	Sicuaní	No Programada - Fenomenos naturales	CERRADA	SubEstación de Distribución	LL011473		13/02/2018	13/02/2018	13/02/2018	13/02/2018	5.17	17	0	0	17
453	2.018E+18	41800374	Sicuaní	No Programada - Fenomenos naturales	CERRADA	SubEstación de Distribución	LL011540		11/02/2018	11/02/2018	11/02/2018	11/02/2018	8.35	46	0	0	46
454	2.018E+18	41800350	Sicuaní	No Programada - Fenomenos naturales	CERRADA	SubEstación de Distribución	LL011510		10/02/2018	11/02/2018	10/02/2018	11/02/2018	13.4	1	0	3	4
455	2.018E+18	41800367	Sicuaní	No Programada - Fenomenos naturales	CERRADA	SubEstación de Distribución	LL011597		6/03/2018	6/03/2018	6/03/2018	6/03/2018	1.62	13	0	0	13
456	2.018E+18	41800218	Sicuaní	No Programada - Fenomenos naturales	CERRADA	SubEstación de Distribución	LL010823		5/01/2018	8/01/2018	5/01/2018	8/01/2018	72.48	0	35	1	36
457	2.019E+18	41911134	Sicuaní	No Programada - Fenomenos naturales	REGISTRADA	Seccion de linea de MT	LL01	Seccion de linea de MT	29/10/2019	29/10/2019	29/10/2019	29/10/2019	0.05	2215	2628	152	4995
458	2.019E+18	41911126	Sicuaní	No Programada - Fenomenos naturales	REGISTRADA	Seccion de linea de MT	LL01	Seccion de linea de MT	26/10/2019	26/10/2019	26/10/2019	26/10/2019	0.68	3477	1707	159	5343
459	2.019E+18	41911113	Sicuaní	No Programada - Falla	REGISTRADA	Seccion de linea de MT	LL01	Seccion de linea de MT	19/10/2019	19/10/2019	19/10/2019	19/10/2019	5.2	3141	1710	154	5005
460	2.019E+18	41911110	Sicuaní	No Programada - Fenomenos naturales	REGISTRADA	Seccion de linea de MT	LL01	Seccion de linea de MT	9/10/2019	10/10/2019	9/10/2019	10/10/2019	0.32	9	144	3	156
461	2.019E+18	41911109	Sicuaní	No Programada - Falla	REGISTRADA	Seccion de linea de MT	LL01	Seccion de linea de MT	17/10/2019	17/10/2019	17/10/2019	17/10/2019	0.33	3141	1710	154	5005
462	2.019E+18	41911108	Sicuaní	No Programada - Falla	REGISTRADA	Seccion de linea de MT	LL01	Seccion de linea de MT	17/10/2019	17/10/2019	17/10/2019	17/10/2019	0.05	3141	1710	154	5005
463	2.019E+18	41911084	Sicuaní	No Programada - Falla	REGISTRADA	Seccion de linea de MT	LL01	Seccion de linea de MT	13/10/2019	13/10/2019	13/10/2019	13/10/2019	0.45	3141	1710	154	5005
464	2.019E+18	41911075	Sicuaní	No Programada - Falla	REGISTRADA	Seccion de linea de MT	LL01	Seccion de linea de MT	7/10/2019	7/10/2019	7/10/2019	7/10/2019	0.05	3141	1710	151	5002
465	2.019E+18	4191074	Sicuaní	No Programada - Falla	REGISTRADA	Seccion de linea de MT	LL01	Seccion de linea de MT	7/10/2019	7/10/2019	7/10/2019	7/10/2019	0.05	3141	1710	151	5002
466	2.019E+18	41910650	Sicuaní	No Programada - Fenomenos naturales	CERRADA	Seccion de linea de MT	LL01	Seccion de linea de MT	23/10/2019	10/11/2019	20/08/2019	17/5/2019	17.5	2.28	9	144	3
467	2.019E+18	4191025	Sicuaní	No Programada - Fenomenos naturales	CERRADA	Seccion de linea de MT	LL01	Seccion de linea de MT	23/10/2019	10/11/2019	18/3/2019	16/4/2019	16.4	1.73	903	707	50
468	2.019E+18	41910104	Sicuaní	No Programada - Fenomenos naturales	CERRADA	Seccion de linea de MT	LL01	Seccion de linea de MT	21/10/2019	10/11/2019	17/5/2019	17/1/2019	17.1	0.6	9	144	3
469	2.019E+18	41910106	Sicuaní	No Programada - Fenomenos naturales	CERRADA	Seccion de linea de MT	LL01	Seccion de linea de MT	19/10/2019	10/11/2019	22/1/2019	21/0/2019	21.0	1.13	9	144	3
470	2.019E+18	41910104	Sicuaní	No Programada - Accion de terceros	CERRADA	Seccion de linea de MT	LL01	Seccion de linea de MT	18/10/2019	10/11/2019	08/5/2019	08/3/2019	08.3	0.22	48	44	3
471	2.019E+18	41910103	Sicuaní	No Programada - Fenomenos naturales	CERRADA	Seccion de linea de MT	LL01	Seccion de linea de MT	17/10/2019	10/11/2019	20/3/2019	19/2/2019	20.3	1.15	9	144	3
472	2.019E+18	41909977	Sicuaní	No Programada - Fenomenos naturales	CERRADA	Seccion de linea de MT	LL01	Seccion de linea de MT	6/10/2019	10/11/2019	08/06/2019	16/1/2019	16.1	1.82	96	0	3
473	2.019E+18	41909962	Sicuaní	No Programada - Fenomenos naturales	CERRADA	Seccion de linea de MT	LL01	Seccion de linea de MT	30/10/2019	10/11/2019	22/3/2019	21/1/2019	22.3	1.32	3038	1710	134
474	2.019E+18	41909946	Sicuaní	No Programada - Operacion	CERRADA	Seccion de linea de MT	LL01	Seccion de linea de MT	26/10/2019	10/11/2019	10/4/2019	09/4/2019	09.4	1	387	277	23
475	2.019E+18	41908850	Sicuaní	No Programada - Falla	CERRADA	Seccion de linea de MT	LL01	Seccion de linea de MT	23/08/2019	23/08/2019	23/08/2019	23/08/2019	6.68	23	0	1	24
476	2.019E+18	41908841	Sicuaní	No Programada - Fenomenos naturales	CERRADA	Seccion de linea de MT	LL01	Seccion de linea de MT	23/08/2019	23/08/2019	23/08/2019	23/08/2019	2.12	110	132	7	249
477	2.019E+18	41908838	Sicuaní	No Programada - Fenomenos naturales	CERRADA	Seccion de linea de MT	LL01	Seccion de linea de MT	23/08/2019	23/08/2019	23/08/2019	23/08/2019	3.87	350	385	4	739
478	2.019E+18	41908837	Sicuaní	No Programada - Fenomenos naturales	REGISTRADA	Seccion de linea de MT	LL01	Seccion de linea de MT	23/08/2019	23/08/2019	23/08/2019	23/08/2019	15.3	0.03	498	125	603
479	2.019E+18	41907749	Sicuaní	No Programada - Fenomenos naturales	CERRADA	Seccion de linea de MT	LL01	Seccion de linea de MT	11/07/2019	11/07/2019	11/07/2019	11/07/2019	0.47	0	19	0	19
480	2.019E+18	41907705	Sicuaní	No Programada - Falla	CERRADA	Seccion de linea de MT	LL01	Seccion de linea de MT	7/08/2019	7/08/2019	7/08/2019	7/08/2019	1.75	3172	1694	125	4991
481	2.019E+18	41900481	Sicuaní	No Programada - Fenomenos naturales													

INTERRUPCIONES REGISTRADOS ALIMENTADOR LL - 01 PERIODO 2016 A 2019															
CODIGO	CODIGO NTCSSUCURSAL	TIPO	ESTADO	TIPO ORIGEN FALLA	ALIMENTADO TIPO UE MAS ALTO	F.H. INICIO	F.H. FIN	ICIO PROGRAFIN	PROGRAM	DURACION REAL	#SECTADOS URBANI	AFECTADOS SER. OS - NO ESTAN EN OTAL DE AFECTADO			
557	2.019E+18	41900464 Sicuani	No Programada - Falla	CERRADA	Alimentador de BT	LL01032701	21/06/2019	21/06/2019	21/06/2019	21/06/2019	0.77	150	0	8	158
558	2.019E+18	41900415 Sicuani	No Programada - Falla	CERRADA	Alimentador de BT	LL01032701	21/05/2019	21/05/2019	21/05/2019	21/05/2019	0.83	150	0	8	158
559	2.019E+18	41900407 Sicuani	No Programada - Fenomenos naturales	CERRADA	SubEstacion de Distribucion	LL010776	20/05/2019	20/05/2019	20/05/2019	20/05/2019	2.03	29	0	1	30
560	2.019E+18	41900405 Sicuani	No Programada - Fenomenos naturales	CERRADA	SubEstacion de Distribucion	LL011483	20/05/2019	20/05/2019	20/05/2019	20/05/2019	1.32	33	0	1	34
561	2.019E+18	41900399 Sicuani	No Programada - Fenomenos naturales	CERRADA	SubEstacion de Distribucion	LL010616	17/05/2019	17/05/2019	17/05/2019	17/05/2019	1.7	45	0	1	46
562	2.019E+18	41900397 Sicuani	No Programada - Fenomenos naturales	CERRADA	SubEstacion de Distribucion	LL012033	16/05/2019	18/05/2019	16/05/2019	18/05/2019	42.9	0	14	0	14
563	2.019E+18	41900396 Sicuani	No Programada - Fenomenos naturales	CERRADA	SubEstacion de Distribucion	LL010826	7/05/2019	8/05/2019	7/05/2019	8/05/2019	26.9	4	0	0	4
564	2.019E+18	41900394 Sicuani	No Programada - Fenomenos naturales	CERRADA	SubEstacion de Distribucion	LL011568	3/05/2019	3/05/2019	3/05/2019	3/05/2019	0.18	0	47	0	47
565	2.019E+18	41900127 Sicuani	No Programada - Falla	CERRADA	Alimentador de BT	LL01147301	17/02/2019	17/02/2019	17/02/2019	17/02/2019	2.75	17	0	0	17
566	2.019E+18	41900108 Sicuani	No Programada - Fenomenos naturales	CERRADA	SubEstacion de Distribucion	LL011487	17/01/2019	18/01/2019	17/01/2019	18/01/2019	20.05	7	0	0	7
567	2.019E+18	41900081 Sicuani	No Programada - Falla	CERRADA	Alimentador de BT	LL01032604	1/01/2019	1/01/2019	1/01/2019	1/01/2019	0.3	54	0	1	55

INTERURBIONES REGISTRADOS ALIMENTADOR LL - 03 PERIODO 2016 A 2019																
CODIGO	CODIGO NTC/SUCURSAL	TIPO	ESTADO	TIPO ORIGEN FALLA	ALIMENTADOR TIPO U MAS ALTO	F.H. INICIO	F.H. FIN	ICIO PROGRAMIN	PROGRAM	DURACION REAL	AFECTADOS URBAN	AFECTADOS SER. OS	NO ESTAN EN OTAL DE AFECTADO			
1	2.016E+18	41600745 Suciari	Expansion y Reforzamiento (programada)	CERRADA	Alimentador de MT	LL03	17/12/2016	17/12/2016	17/12/2016	17/12/2016	5	4093	1019	826	5938	
2	2.016E+18	41600725 Suciari	No Programada - Falla	CERRADA	Alimentador de MT	LL03	2/12/2016	2/12/2016	2/12/2016	2/12/2016	1.62	4098	1020	820	5938	
3	2.016E+18	41600692 Suciari	No Programada - Operacion	CERRADA	Alimentador de MT	LL03	10/11/2016	10/11/2016	10/11/2016	10/11/2016	1.22	1175	1022	636	2833	
4	2.016E+18	41600667 Suciari	Expansion y Reforzamiento (programada)	CERRADA	Alimentador de MT	LL03	29/10/2016	29/10/2016	29/10/2016	29/10/2016	3.92	4097	1019	770	5886	
5	2.016E+18	41600639 Suciari	Mantenimiento (programada)	CERRADA	Seccion de linea de MT	LL03	21/10/2016	21/10/2016	21/10/2016	21/10/2016	7	365	0	25	390	
6	2.016E+18	41600638 Suciari	Mantenimiento (programada)	CERRADA	Seccion de linea de MT	LL03	20/10/2016	20/10/2016	20/10/2016	20/10/2016	6.75	278	0	6	284	
7	2.016E+18	41600630 Suciari	Mantenimiento (programada)	CERRADA	Alimentador de MT	LL03	15/10/2016	15/10/2016	15/10/2016	15/10/2016	4.25	4097	1019	747	5863	
8	2.016E+18	41600629 Suciari	Mantenimiento (programada)	CERRADA	Seccion de linea de MT	LL03	13/10/2016	13/10/2016	13/10/2016	13/10/2016	8	365	0	25	390	
9	2.016E+18	41600619 Suciari	Expansion y Reforzamiento (programada)	CERRADA	Seccion de linea de MT	LL03	11/10/2016	11/10/2016	11/10/2016	11/10/2016	7	430	669	499	1598	
10	2.016E+18	41600618 Suciari	Expansion y Reforzamiento (programada)	CERRADA	Seccion de linea de MT	LL03	11/10/2016	11/10/2016	11/10/2016	11/10/2016	0.83	1504	708	589	2801	
11	2.016E+18	41600575 Suciari	Mantenimiento (programada)	CERRADA	Alimentador de MT	LL03	1/10/2016	1/10/2016	1/10/2016	1/10/2016	4.5	4098	1019	476	5593	
12	2.016E+18	41600574 Suciari	Mantenimiento (programada)	CERRADA	Seccion de linea de MT	LL03	29/09/2016	29/09/2016	29/09/2016	29/09/2016	6	0	0	0	1	
13	2.016E+18	41600193 Suciari	Expansion y Reforzamiento (programada)	CERRADA	Seccion de linea de MT	LL03	3/03/2016	3/03/2016	3/03/2016	3/03/2016	4.98	1	0	0	2636	
14	2.016E+18	41600192 Suciari	Expansion y Reforzamiento (programada)	CERRADA	Seccion de linea de MT	LL03	2/03/2016	2/03/2016	2/03/2016	2/03/2016	5.75	0	0	0	4257	
15	2.016E+18	41600391 Suciari	Mantenimiento (programada)	CERRADA	SubEstacion de Distribucion	LL030497	3/06/2016	3/06/2016	3/06/2016	3/06/2016	5.53	0	0	0	1	
16	2.016E+18	41600383 Suciari	Mantenimiento (programada)	CERRADA	SubEstacion de Distribucion	LL030497	28/05/2016	28/05/2016	28/05/2016	28/05/2016	3	0	0	0	1	
17	2.017E+18	41700764 Suciari	No Programada - Operacion	CERRADA	Alimentador de MT	LL03	21/12/2017	21/12/2017	21/12/2017	21/12/2017	0.1	4532	1361	300	6193	
18	2.017E+18	41700763 Suciari	No Programada - Operacion	CERRADA	Alimentador de MT	LL03	21/12/2017	21/12/2017	21/12/2017	21/12/2017	0.1	4532	1361	300	6193	
19	2.017E+18	41700667 Suciari	Mantenimiento (programada)	CERRADA	Alimentador de MT	LL03	18/11/2017	18/11/2017	18/11/2017	18/11/2017	6.05	4536	1362	277	6175	
20	2.017E+18	41700657 Suciari	Expansion y Reforzamiento (programada)	ANULADA	Alimentador de MT	LL03	11/11/2017	11/11/2017	11/11/2017	11/11/2017	6	4536	1362	323	6221	
21	2.017E+18	41700635 Suciari	No Programada - Accion de terceros	CERRADA	Alimentador de MT	LL03	28/10/2017	28/10/2017	28/10/2017	28/10/2017	4.37	4539	1362	317	6218	
22	2.017E+18	41700552 Suciari	No Programada - Accion de terceros	CERRADA	Alimentador de MT	LL03	15/10/2017	15/10/2017	14/26ep/2017	14/15ep/2017	11.42	0.15	4545	1362	275	6182
23	2.017E+18	41700502 Suciari	No Programada - Operacion	REGISTRADA	Alimentador de MT	LL03	4/08/2017	4/08/2017	4/08/2017	4/08/2017	0.05	4558	1390	239	6187	
24	2.017E+18	41700496 Suciari	Mantenimiento (programada)	CERRADA	Alimentador de MT	LL03	5/08/2017	5/08/2017	5/08/2017	5/08/2017	6.83	455	1386	239	6180	
25	2.017E+18	41700418 Suciari	Mantenimiento (programada)	CERRADA	Alimentador de MT	LL03	27/05/2017	27/05/2017	27/05/2017	27/05/2017	3.87	455	1386	392	6052	
26	2.017E+18	41700362 Suciari	No Programada - Operacion	CERRADA	Alimentador de MT	LL03	6/04/2017	6/04/2017	6/04/2017	6/04/2017	0.47	4436	1229	362	6027	
27	2.017E+18	41700355 Suciari	No Programada - Fenomenos naturales	CERRADA	Alimentador de MT	LL03	4/04/2017	4/04/2017	4/04/2017	4/04/2017	0.35	4436	1229	361	6026	
28	2.017E+18	41700262 Suciari	No Programada - Fenomenos naturales	CERRADA	Alimentador de MT	LL03	15/03/2017	15/03/2017	15/03/2017	15/03/2017	0.65	4549	1118	335	6002	
29	2.017E+18	41700010 Suciari	Mantenimiento (programada)	CERRADA	Alimentador de MT	LL03	15/01/2017	15/01/2017	15/01/2017	15/01/2017	7	0	0	5961	5961	
30	2.017E+18	41700006 Suciari	Mantenimiento (programada)	CERRADA	SubEstacion de Distribucion	LL030335	10/01/2017	10/01/2017	10/01/2017	10/01/2017	3.67	0	0	460	460	
31	2.018E+18	41801746 Suciari	Expansion y Reforzamiento (programada)	CERRADA	Seccion de linea de MT	LL03	17/12/2018	17/12/2018	17/12/2018	17/12/2018	1.48	3902	828	206	4936	
32	2.018E+18	41801654 Suciari	No Programada - Fenomenos naturales	CERRADA	Seccion de linea de MT	LL03	4/11/2018	4/11/2018	4/11/2018	4/11/2018	6.77	0	148	1	149	
33	2.018E+18	41801653 Suciari	No Programada - Fenomenos naturales	CERRADA	Seccion de linea de MT	LL03	4/11/2018	4/11/2018	4/11/2018	4/11/2018	7.6	0	234	3	237	
34	2.018E+18	41801607 Suciari	No Programada - Fenomenos naturales	CERRADA	Seccion de linea de MT	LL03	21/10/2018	21/10/2018	21/10/2018	21/10/2018	2.1	184	220	13	417	
35	2.018E+18	41801562 Suciari	No Programada - Fenomenos naturales	CERRADA	Seccion de linea de MT	LL03	18/10/2018	18/10/2018	18/10/2018	18/10/2018	0.75	135	47	2	184	
36	2.018E+18	41801561 Suciari	No Programada - Fenomenos naturales	CERRADA	Seccion de linea de MT	LL03	15/10/2018	15/10/2018	15/10/2018	15/10/2018	4.33	266	139	12	417	
37	2.018E+18	41801474 Suciari	No Programada - Fenomenos naturales	CERRADA	Seccion de linea de MT	LL03	16/10/2018	16/10/2018	11/3ep/2018	08/13ep/2018	11.3	27	266	139	12	417
38	2.018E+18	41801472 Suciari	No Programada - Fenomenos naturales	CERRADA	Seccion de linea de MT	LL03	16/10/2018	16/10/2018	12/0ep/2018	08/4ep/2018	12.0	3.35	0	148	149	
39	2.018E+18	41801442 Suciari	Mantenimiento (programada)	CERRADA	Seccion de linea de MT	LL03	26/10/2018	14/0ep/2018	08/0ep/2018	14/10	5.33	854	788	22	1664	
40	2.018E+18	41801420 Suciari	No Programada - Accion de terceros	CERRADA	Seccion de linea de MT	LL03	7/10/2018	10/4ep/2018	17/4ep/2018	10/4	16.97	27	0	0	27	
41	2.018E+18	41801351 Suciari	Expansion y Reforzamiento (programada)	CERRADA	Seccion de linea de MT	LL03	8/10/2018	18/4ep/2018	08/0ep/2018	11/10	0.75	27	72	1	100	
42	2.018E+18	41801342 Suciari	Mantenimiento (programada)	CERRADA	Seccion de linea de MT	LL03	6/10/2018	18/4ep/2018	08/0ep/2018	11/10	0.67	266	139	5	410	
43	2.018E+18	41801336 Suciari	Expansion y Reforzamiento (programada)	CERRADA	Seccion de linea de MT	LL03	5/10/2018	11/0ep/2018	08/0ep/2018	11/10	3	35	0	0	35	
44	2.018E+18	41801324 Suciari	Expansion y Reforzamiento (programada)	CERRADA	Seccion de linea de MT	LL03	4/10/2018	18/10ep/2018	08/0ep/2018	11/10	3	20	241	3	264	
45	2.018E+18	41801295 Suciari	Mantenimiento (programada)	CERRADA	Seccion de linea de MT	LL03	25/08/2018	25/08/2018	25/08/2018	25/08/2018	10.55	3912	829	141	4882	
46	2.018E+18	41801267 Suciari	Mantenimiento (programada)	CERRADA	Alimentador de MT	LL03	22/08/2018	22/08/2018	22/08/2018	22/08/2018	1.83	4729	1371	161	6261	
47	2.018E+18	41801204 Suciari	No Programada - Fenomenos naturales	CERRADA	Seccion de linea de MT	LL03	7/08/2018	7/08/2018	7/08/2018	7/08/2018	11.3	4679	1371	157	6187	
48	2.018E+18	41801188 Suciari	No Programada - Falla	CERRADA	Alimentador de MT	LL03	1/08/2018	1/08/2018	1/08/2018	1/08/2018	0.52	4729	1371	141	6241	
49	2.018E+18	41801071 Suciari	No Programada - Operacion	CERRADA	Alimentador de MT	LL03	4/07/2018	4/07/2018	4/07/2018	4/07/2018	0.28	4732	1373	107	6212	
50	2.018E+18	41801061 Suciari	No Programada - Fenomenos naturales	CERRADA	Seccion de linea de MT	LL03	1/06/2018	1/06/2018	1/06/2018	1/06/2018	5.82	59	16	0	75	
51	2.018E+18	41800917 Suciari	Mantenimiento (programada)	CERRADA	Seccion de linea de MT	LL03	15/05/2018	15/05/2018	15/05/2018	15/05/2018	6.4	851	780	23	1654	
52	2.018E+18	41800914 Suciari	No Programada - Falla	CERRADA	Alimentador de MT	LL03	11/05/2018	12/05/2018	11/05/2018	12/05/2018	15.92	4659	1357	222	6238	
53	2.018E+18	41800886 Suciari	No Programada - Fenomenos naturales	CERRADA	Seccion de linea de MT	LL03	2/05/2018	3/05/2018	2/05/2018	3/05/2018	13.82	0	125	2	127	
54	2.018E+18	41800722 Suciari	No Programada - Fenomenos naturales	CERRADA	Seccion de linea de MT	LL03	21/03/2018	21/03/2018	21/03/2018	21/03/2018	5	0	27	0	27	
55	2.018E+18	41800669 Suciari	No Programada - Fenomenos naturales	CERRADA	Seccion de linea de MT	LL03	25/03/2018	25/03/2018	25/03/2018	25/03/2018	7.43	34	0	0	34	
56	2.018E+18	41800653 Suciari	No Programada - Fenomenos naturales	ANULADA	Seccion de linea de MT	LL03	18/03/2018	18/03/2018	18/03/2018	18/03/2018	4.37	0	27	0	27	
57	2.018E+18	41800617 Suciari	No Programada - Fenomenos naturales	CERRADA	Seccion de linea de MT	LL03	18/03/2018	18/03/2018	18/03/2018	18/03/2018	4.17	56	237	11	304	
58	2.018E+18	41800572 Suciari	No Programada - Fenomenos naturales	CERRADA	Seccion de linea de MT	LL03	7/03/2018	8/03/2018	7/03/2018	8/03/2018	19.28	0	27	0	27	
59	2.018E+18	41800552 Suciari	No Programada - Fenomenos naturales	CERRADA	Seccion de linea de MT	LL03	1/03/2018	1/03/2018	1/03/2018	1/03/2018	3.43	40	57	1	148	
60	2.018E+18	41800518 Suciari	No Programada - Fenomenos naturales	CERRADA	Seccion de linea de MT	LL03	1/03/2018	1/03/2018	1/03/2018	1/03/2018	0.92	0	147	0	148	
61	2.018E+18	41800488 Suciari	No Programada - Fenomenos naturales	CERRADA	Seccion de linea de MT	LL03	1/03/2018	1/03/2018	1/03/2018	1/03/2018	2.37	267	138	0	317	
62	2.018E+18	41800482 Suciari	No Programada - Fenomenos naturales	CERRADA	Seccion de linea de MT	LL03	23/02/2018	23/02/2018	23/02/2018	23/02/2018	0.83	0	147	1	148	
63	2.018E+18	41800469 Suciari	No Programada - Fenomenos naturales	CERRADA	Seccion de linea de MT	LL03	21/02/2018	21/02/2018	21/02/2018	21/02/2018	1.05	149	89	1	239	
64	2.018E+18	41800466 Suciari	No Programada - Fenomenos naturales	CERRADA	Seccion de linea de MT	LL03	21/02/2018	21/02/2018	21/02/2018	21/02/2018	1.05	267	138	3	408	
65	2.018E+18	41800447 Suciari	No Programada - Fenomenos naturales	CERRADA	Seccion de linea de MT	LL03	19/02/2018	19/02/2018	19/02/2018	19/02/2018	1.27	59	16	0	75	
66	2.018E+18	41801501 Suciari	No Programada - Falla	CERRADA	Alimentador de BT	LL03079901	28/10/2018	18/12ep/2018	09/3ep/2018	11/12	1.73	13	0	0	13	
67	2.018E+18	41801464 Suciari	No Programada - Falla	CERRADA	Alimentador de BT	LL03168302	12/10/2018	18/13ep/2018	08/4ep/2018	13/11	4.53	85	0	4	89	
68	2.018E+18	41801462 Suciari	No Programada - Falla	CERRADA	Alimentador de BT	LL03033503	11/10/2018	18/19ep/2018	17/3ep/2018	19/10	1.4	106	0	3	109	
69	2.018E+18	41801418 Suciari	No Programada - Falla	CERRADA	Alimentador de BT	LL03155301	9/10/2018	18/19ep/2018								

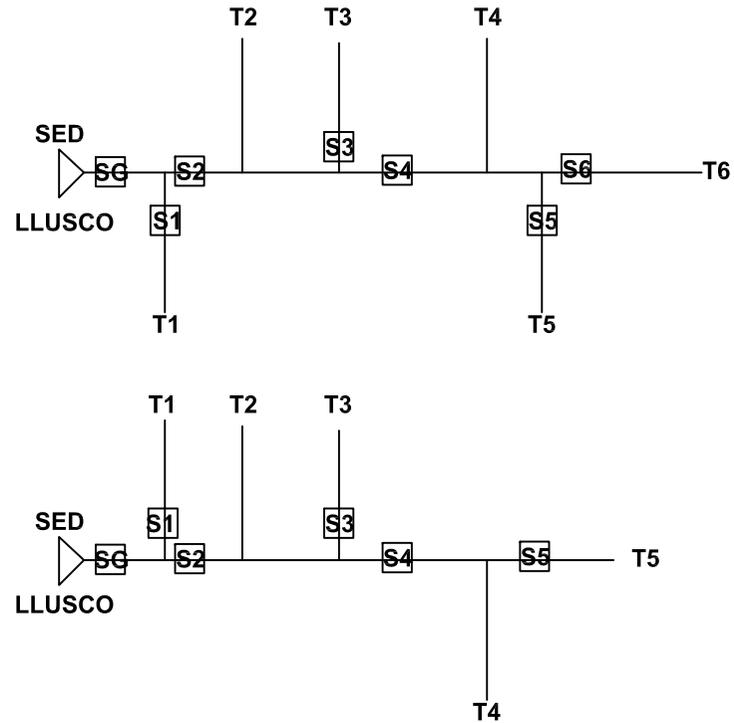
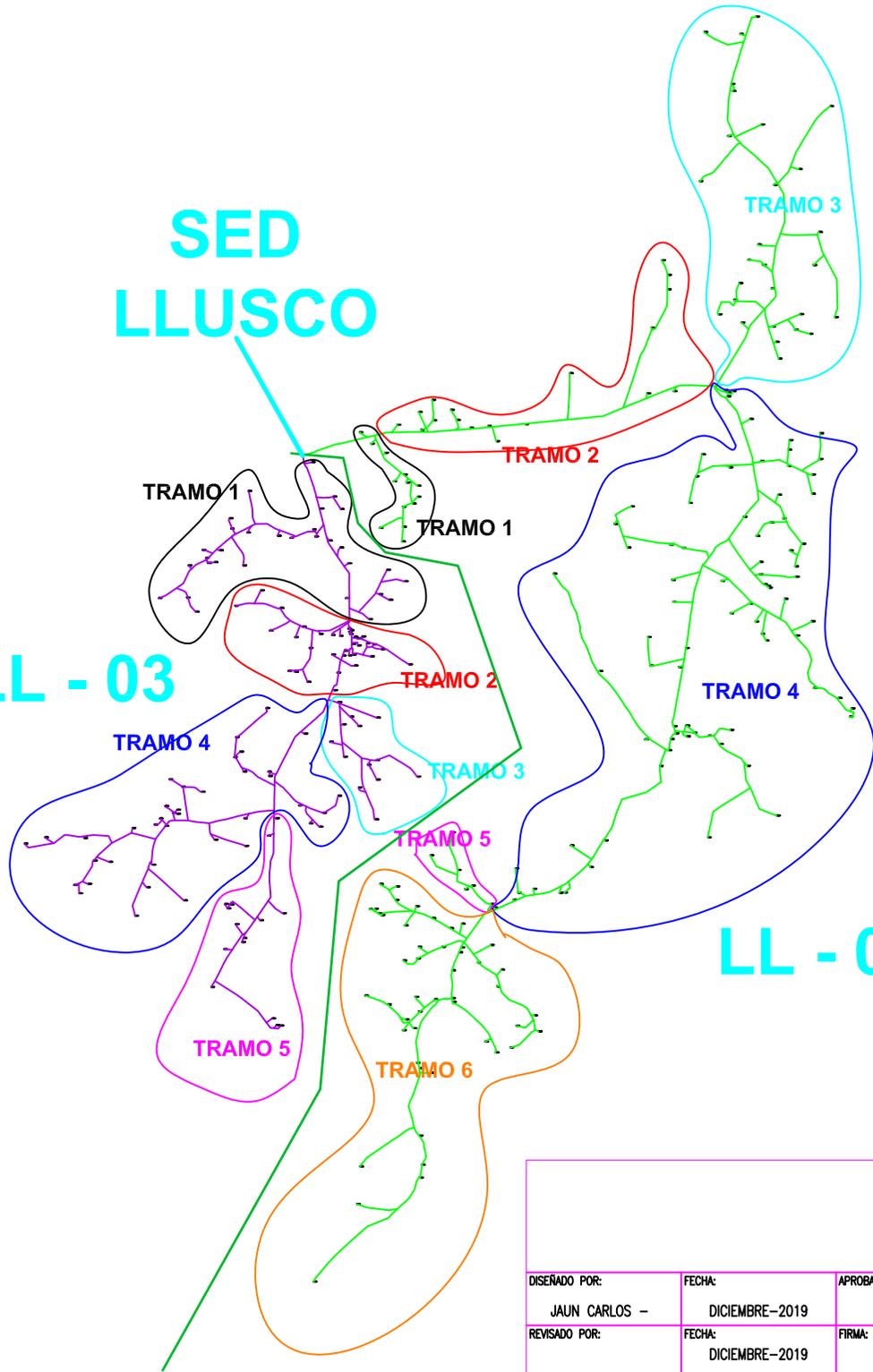
INTERRUPCIONES REGISTRADOS ALIMENTADOR LL - 03 PERIODO 2016 A 2019																
CODIGO	CODIGO NTCSSUCURSAL	TIPO	ESTADO	TIPO ORIGEN FALLA	ALIMENTADOR	TIPO UE MAS ALTO	F.H. INICIO	F.H. FIN	ICIO PROGRAFIN PROGRAM	DURACION REAL	#ECTADOS URBANI	AFECTADOS SER. DS - NO ESTAN EN OTAL DE AFECTADO				
140	2.019E+18	41900621	Sicuani	No Programada - Fenomenos naturales	CERRADA	SubEstacion de Distribucion LL030788	SubEstacion de Distribucion	14/01/2019	16/01/2019	14/01/2019	16/01/2019	50.67	0	21	0	21
141	2.019E+18	41900620	Sicuani	No Programada - Fenomenos naturales	CERRADA	SubEstacion de Distribucion LL031553	SubEstacion de Distribucion	14/01/2019	16/01/2019	14/01/2019	16/01/2019	55.93	0	17	0	17
142	2.019E+18	41900613	Sicuani	No Programada - Fenomenos naturales	CERRADA	SubEstacion de Distribucion LL031651	SubEstacion de Distribucion	7/01/2019	12/01/2019	7/01/2019	12/01/2019	124.63	17	0	0	17
143	2.019E+18	41900456	Sicuani	No Programada - Falla	CERRADA	Alimentador de BT LL03168303		11/06/2019	11/06/2019	11/06/2019	11/06/2019	1.1	194	0	18	212
144	2.019E+18	41900455	Sicuani	No Programada - Falla	CERRADA	Alimentador de BT LL03033504		10/06/2019	10/06/2019	10/06/2019	10/06/2019	0.58	192	0	14	206
145	2.019E+18	41900452	Sicuani	No Programada - Falla	CERRADA	Alimentador de BT LL03168303		4/06/2019	4/06/2019	4/06/2019	4/06/2019	0.9	194	0	18	212
146	2.019E+18	41900449	Sicuani	No Programada - Fenomenos naturales	CERRADA	SubEstacion de Distribucion LL032370	SubEstacion de Distribucion	3/06/2019	3/06/2019	3/06/2019	3/06/2019	2.47	39	0	7	46
147	2.019E+18	41900423	Sicuani	No Programada - Falla	CERRADA	Alimentador de BT LL03033501		26/05/2019	26/05/2019	26/05/2019	26/05/2019	1.65	126	0	3	129
148	2.019E+18	41900400	Sicuani	No Programada - Fenomenos naturales	CERRADA	SubEstacion de Distribucion LL032188	SubEstacion de Distribucion	18/05/2019	18/05/2019	18/05/2019	18/05/2019	2.43	15	0	6	21
149	2.019E+18	41900197	Sicuani	No Programada - Fenomenos naturales	CERRADA	SubEstacion de Distribucion LL030789	SubEstacion de Distribucion	6/02/2019	28/02/2019	6/02/2019	28/02/2019	518.95	0	6	0	6
150	2.019E+18	41900105	Sicuani	No Programada - Falla	CERRADA	Alimentador de BT LL03082102		5/01/2019	6/01/2019	5/01/2019	6/01/2019	15.05	46	0	0	46
151	2.019E+18	41900008	Sicuani	No Programada - Falla	CERRADA	Alimentador de BT LL03082102		19/12/2018	19/12/2018	19/12/2018	19/12/2018	2.07	44	0	2	46

- ✓ **Anexo N° 3.5** Plano de la selección de tramos basadas en las zonas problemáticas para representación de la topología LL – 01 y LL -03.

**SED
LLUSCO**

LL - 03

LL - 01



LL - 01

LL - 03

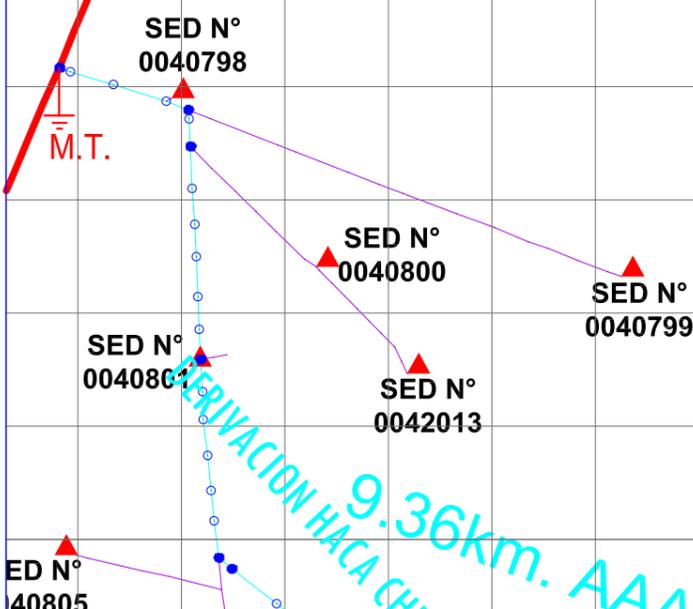
DISEÑADO POR: JAUN CARLOS - REVISADO POR:				FECHA: DICIEMBRE-2019 DICIEMBRE-2019		APROBADO POR: FECHA: FIRMA:		PROYECTO: MEJORAMIENTO DE LA CONFIABILIDAD DEL SUBSISTEMA ELÉCTRICO EN MEDIA TENSION - PROVINCIAS ALTAS MEDIANTE LA INTERCONEXIÓN DE LOS ALIMENTADORES LL01 Y LL03-22.9KV EN EL SECTOR CHALLA Y CHILACANCHA, CUMBIVILCAS -CUSCO 2018		COD. DE PLANO: IEP-01	
								NOMBRE DE PLANO: TOPOLOGÍA SUB SISTEMA ELECTRICO PROVINCIAS ALTAS LL - 01 Y LL - 03 - CON AMPLIACION - NUEVA PROYECTADA		ESCALA: INDICADA	
								FECHA: DICIEMBRE 2019			
								CAD: JUAN-CARLOS			
								SEC. DE PLANO: 01 DE 05			

- ✓ **Anexo N° 4.1** Diagrama unifilar de la ampliación de la red existente y propuesta alimentadores LL – 01 y LL - 03.

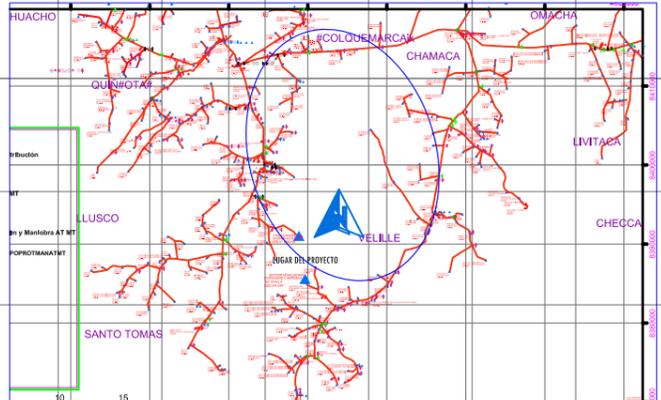
TRONCAL LL - 03



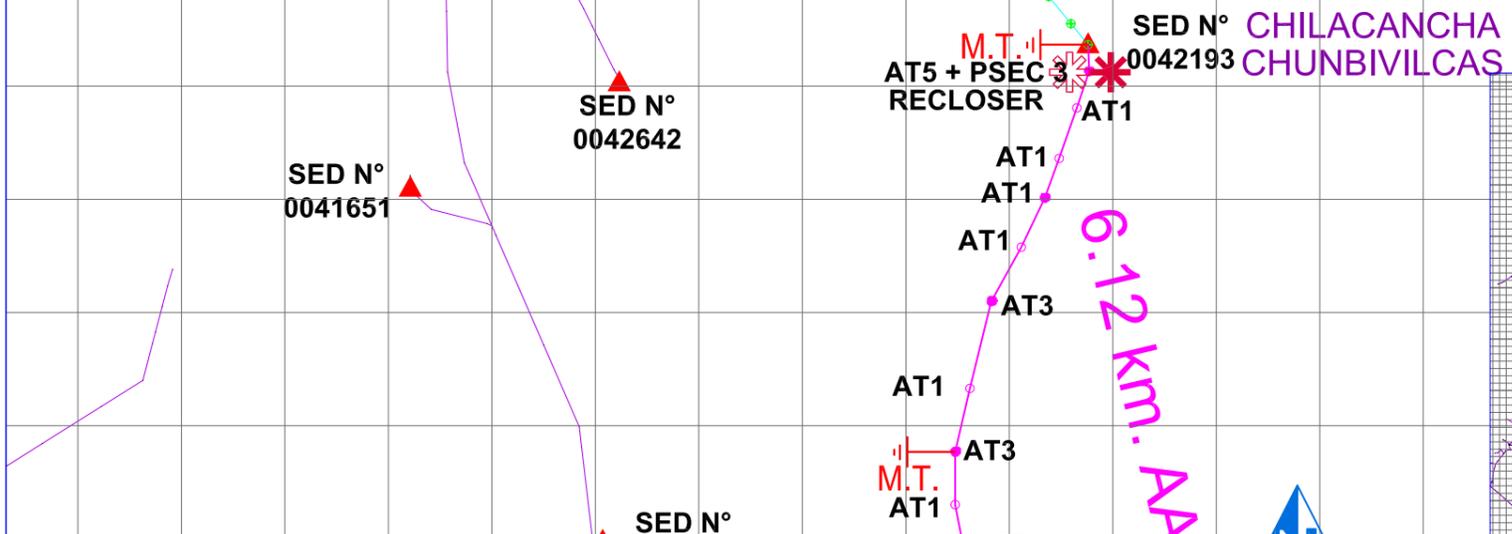
LINEA MT PROYECTADO



9.36km. AAAC 3X35mm²
 DERIVACION HACIA CHILACANCHA

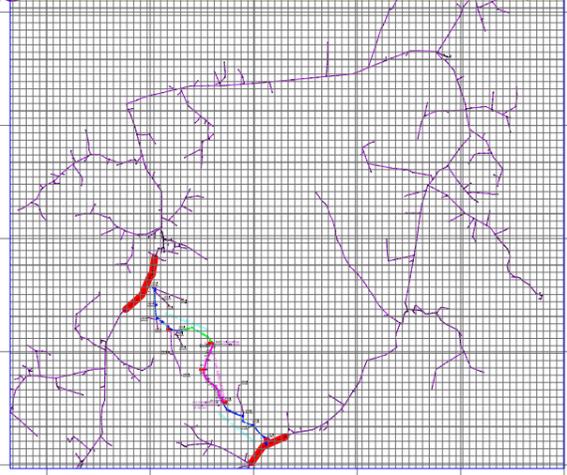


AMPLIACION



CHILACANCHA
 CHUNBIVILCAS

6.12 km. AAAC 3X35mm²



LEYENDA

Subestación de Distribución

Tipo SED

- # Biposte
- # Monoposte

Tramo de Línea en MT

- TRONCAL TRIFASICO EXISTENTE 22.9KV
- LINEA EXISTENTE 22.9KV
- LINEA PROPUESTA TRIFASICO 22.9KV
- LINEA AMPLIACION-NUEVA TRIFASICA 22.9KV

Equipo de Protección y Maniobra AT MT

- POSTE CONCRETO 12/300. EXISTENTE
- POSTE CONCRETO 12/200. EXISTENTE
- POSTE CONCRETO 12/5D. EXISTENTE
- POSTE CONCRETO 12/300. NUEVO
- POSTE CONCRETO 12/300. NUEVO
- PUESTA TIERRA PROYECTADO.
- RECLOSER PROYECTADO

CODIGOSUBTIPOEQPOPOTMANATMT

- jk QM
- jk RECLOSER
- jk VEE36
- jk VR35

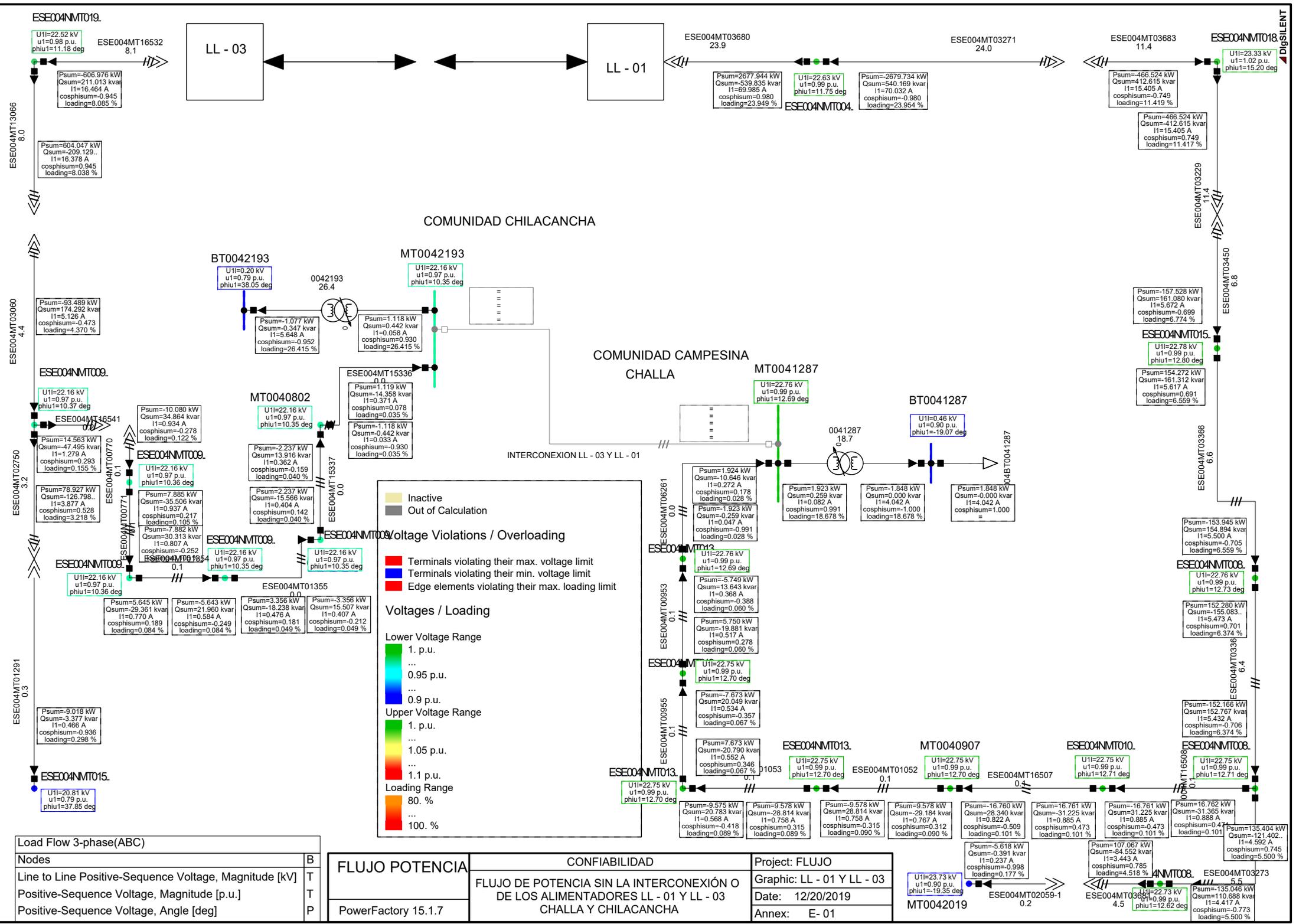
SECTOR UÑAHUATANA
 COMUNIDAD CAMPESINA
 DE CHALLA

6.24km. AAAC 3X35mm²
 DERIVACION HACIA CHALLA

DISEÑADO POR: JAUN CARLOS -		FECHA: DICIEMBRE-2019		APROBADO POR:		FECHA:		PROYECTO: MEJORAMIENTO DE LA CONFIABILIDAD DEL SUBSISTEMA ELÉCTRICO EN MEDIA TENSION/ - PROVINCIAS ALTAS MEDIANTE LA INTERCONEXIÓN DE LOS ALIMENTADORES LL01 Y LL03-22.9KV EN EL SECTOR CHALLA Y CHILACANCHA, CUMBIVILCAS -CUSCO 2018		COD. DE PLANO: IEP-03	
REVISADO POR:		FECHA: DICIEMBRE-2019		FIRMA:		NOMBRE DE PLANO: DIAGRAMA UNIFILAR SUB SISTEMA ELECTRICO PROVINCIAS ALTAS LL - 01 Y LL - 03 - CON AMPLIACION - NUEVA PROYECTADA		ESCALA: INDICADA		FECHA: DICIEMBRE 2018	
								CAD: JUAN-CARLOS		SEC. DE PLANO: 03 DE 03	

TRONCAL LL - 01

- ✓ **Anexo N° 4.2** Flujo de potencia sin la interconexión operativa de los alimentadores LL – 01 y LL – 03.



Load Flow 3-phase(ABC)	
Nodes	B
Line to Line Positive-Sequence Voltage, Magnitude [kV]	T
Positive-Sequence Voltage, Magnitude [p.u.]	T
Positive-Sequence Voltage, Angle [deg]	P

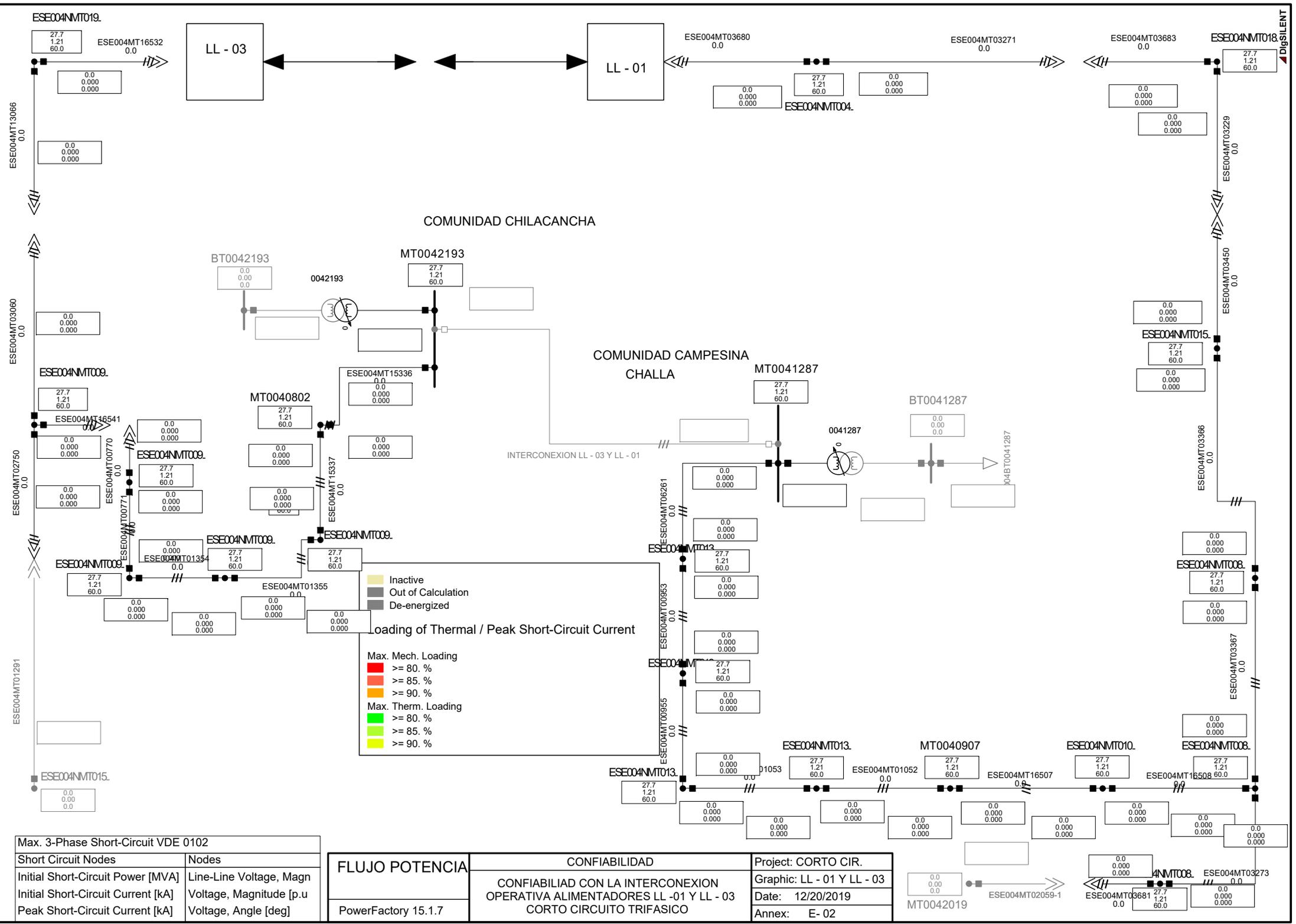
FLUJO POTENCIA
PowerFactory 15.1.7

CONFIABILIDAD
FLUJO DE POTENCIA SIN LA INTERCONEXIÓN O DE LOS ALIMENTADORES LL - 01 Y LL - 03 CHALLA Y CHILACANCHA

Project: FLUJO
Graphic: LL - 01 Y LL - 03
Date: 12/20/2019
Annex: E - 01

U1=23.73 kV u1=0.90 p.u. phi1=19.35 deg	ESE004MT02059-1 0.2	ESE004MT03060 4.5	U1=22.73 kV u1=0.99 p.u. phi1=12.62 deg	ESE004MT03273 5.5	Psum=-135.046 kW Qsum=-110.688 kvar I1=4.417 A cosphisum=-0.773 loading=5.500 %
---	------------------------	----------------------	---	----------------------	---

✓ **Anexo N° 4.3** Corto circuito trifásico alimentador LL – 01

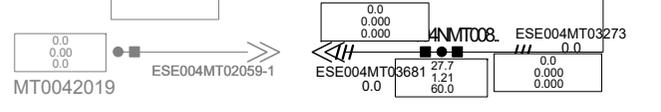


Max. 3-Phase Short-Circuit VDE 0102	
Short Circuit Nodes	Nodes
Initial Short-Circuit Power [MVA]	Line-Line Voltage, Magn
Initial Short-Circuit Current [kA]	Voltage, Magnitude [p.u
Peak Short-Circuit Current [kA]	Voltage, Angle [deg]

FLUJO POTENCIA
PowerFactory 15.1.7

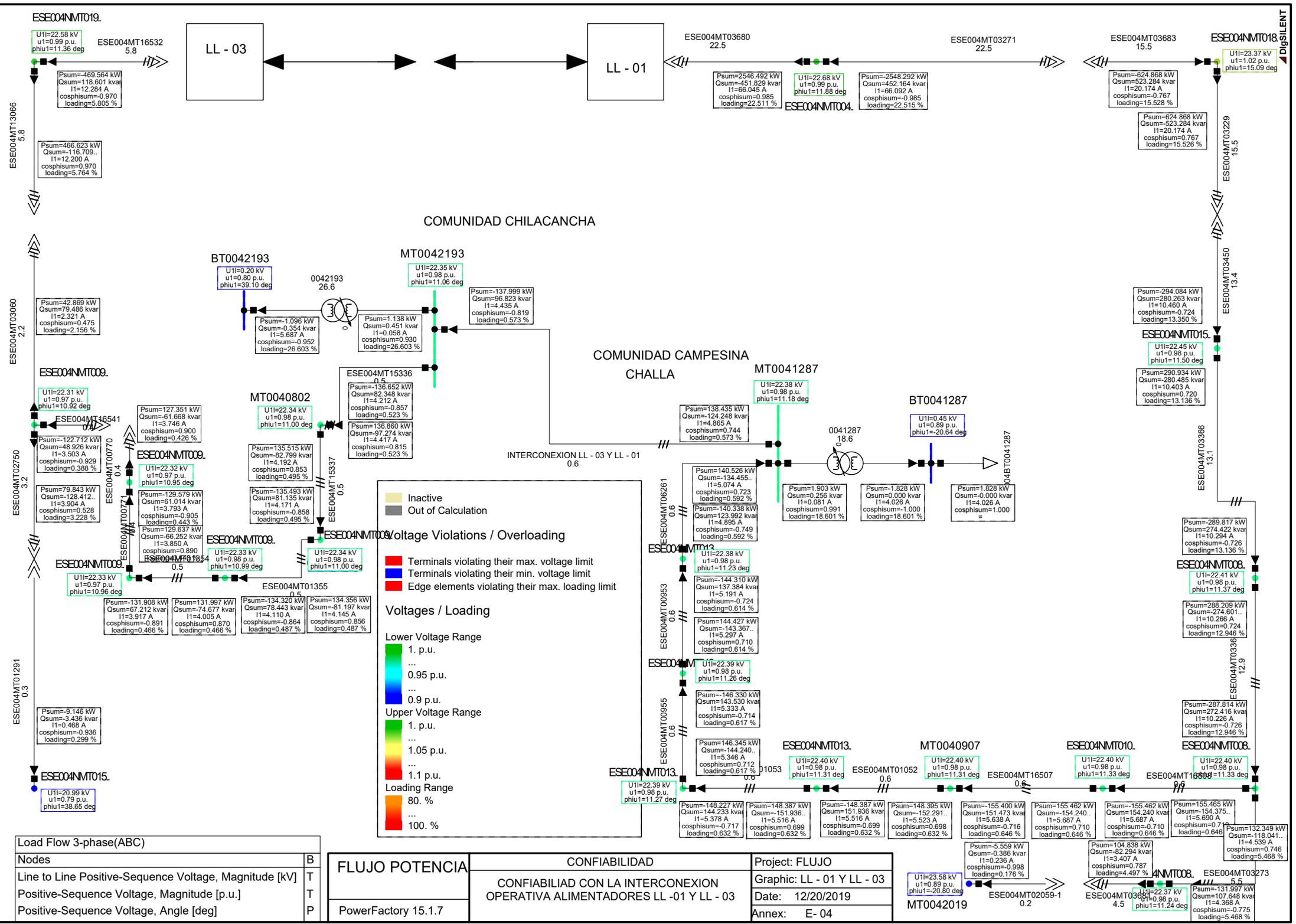
CONFIABILIDAD
CONFIABILIDAD CON LA INTERCONEXION OPERATIVA ALIMENTADORES LL -01 Y LL -03 CORTO CIRCUITO TRIFASICO

Project: CORTO CIR.
Graphic: LL - 01 Y LL - 03
Date: 12/20/2019
Annex: E- 02



◀ Dig SILENT

- ✓ **Anexo N° 4.4** Flujo de potencia con la interconexión operativa de los alimentadores LL – 01 y LL – 03.



Load Flow 3-phase(ABC)	
Nodes	B
Line to Line Positive-Sequence Voltage, Magnitude [kV]	T
Positive-Sequence Voltage, Magnitude [p.u.]	T
Positive-Sequence Voltage, Angle [deg]	P

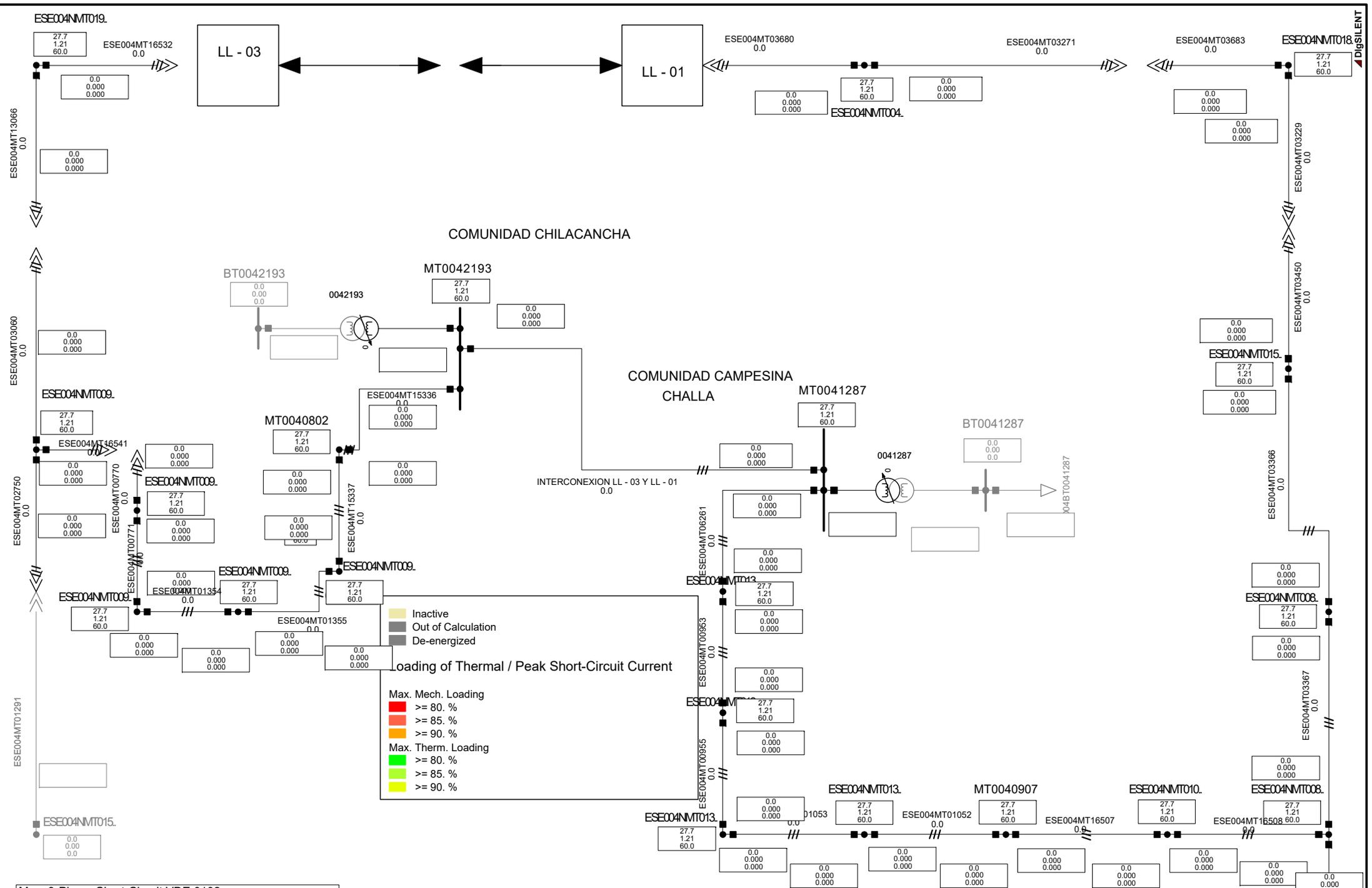
FLUJO POTENCIA
PowerFactory 15.1.7

CONFIABILIDAD	
CONFIABILIDAD CON LA INTERCONEXION OPERATIVA ALIMENTADORES LL -01 Y LL - 03	

Project: FLUJO
Graphic: LL - 01 Y LL - 03
Date: 12/20/2019
Annex: E- 04

U1=23.58 kV u1=0.89 p.u. phi1=1.89 deg	U1=22.37 kV u1=0.98 p.u. phi1=11.24 deg	U1=23.37 kV u1=1.02 p.u. phi1=15.09 deg
--	---	---

✓ **Anexo N° 4.5** Corto circuito trifásico alimentador LL – 01



loading of Thermal / Peak Short-Circuit Current

Inactive
 Out of Calculation
 De-energized

Max. Mech. Loading
 >= 80. %
 >= 85. %
 >= 90. %

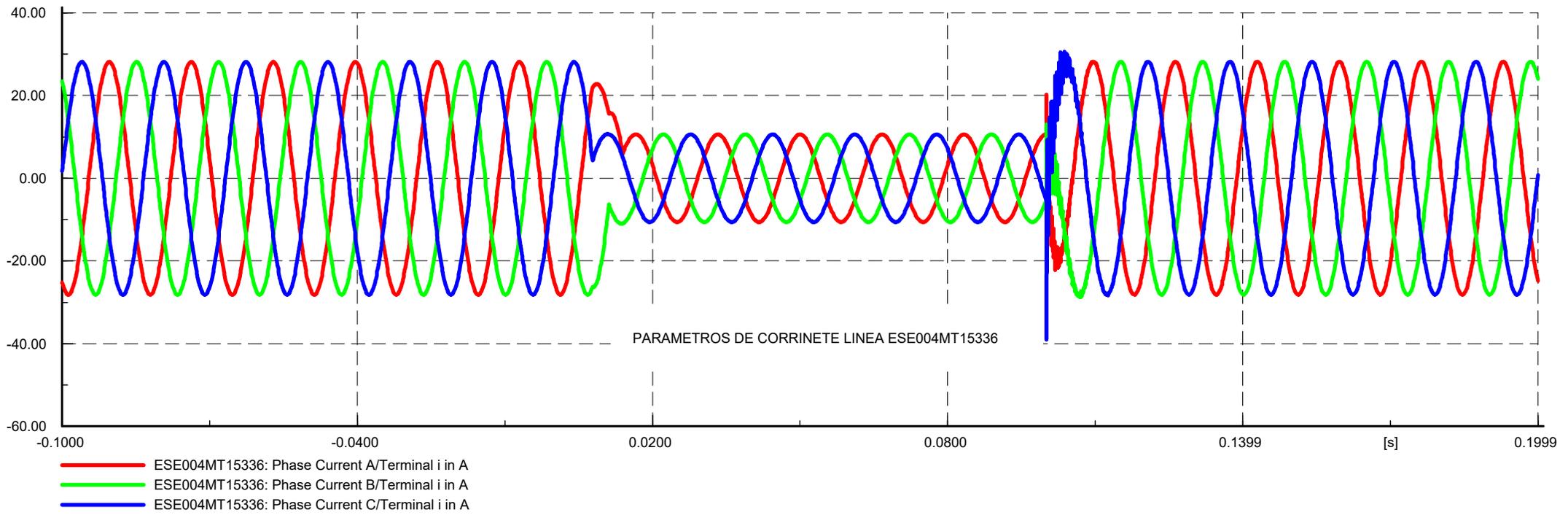
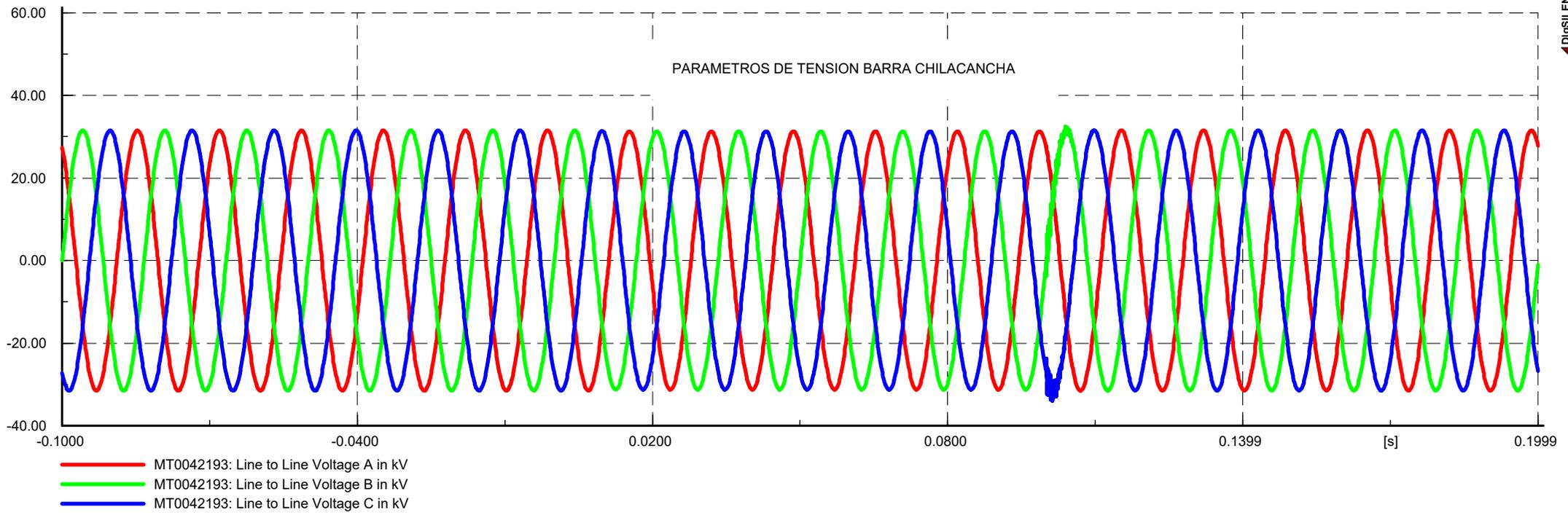
Max. Therm. Loading
 >= 80. %
 >= 85. %
 >= 90. %

Max. 3-Phase Short-Circuit VDE 0102	
Short Circuit Nodes	Nodes
Initial Short-Circuit Power [MVA]	Line-Line Voltage, Magn
Initial Short-Circuit Current [kA]	Voltage, Magnitude [p.u
Peak Short-Circuit Current [kA]	Voltage, Angle [deg]

FLUJO POTENCIA	CONFIABILIDAD	Project: CORTO TRI.
PowerFactory 15.1.7	CONFIABILIDAD CON LA INTERCONEXION OPERATIVA ALIMENTADORES LL - 01 Y LL - 03 CORTO CIRCUITO TRIFASICO	Graphic: LL - 01 Y LL - 03
		Date: 12/20/2019
		Annex: E- 03



- ✓ **Anexo N° 4.6** Comportamiento de los parámetros eléctricos y transitorio con la desconexión y conexión de los alimentadores
LL – 01 y LL – 03



- ✓ **Anexo N° 4.7** Comportamiento del flujo eléctrico ante una
Falla en el nodo ESE004NMT018448 – LL – 01.

- ✓ **Anexo N° 4.8** Comportamiento del flujo eléctrico ante una
Falla en el nodo ESE004NMT009886 - LL – 03.

- ✓ **Anexo N° 4.9** Grafica del comportamiento de tensión y corrientes ante una falla trifásica.

