



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



**INFLUENCIA DE LAS FALLAS DE DISTRIBUCIÓN SOBRE LA  
CALIDAD DE SUMINISTRO DEL ALIMENTADOR 8001 EN 22.9  
KV – SERVICIO ELÉCTRICO AZÁNGARO, ELPU.**

**TESIS**

**PRESENTADA POR:**

**Bach. RENSO ELMER CANAZA ORTIZ**

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

**PUNO – PERÚ**

**2020**



## DEDICATORIA

*Quiero dedicar este proyecto principalmente a mis padres Fernando y Amelia, que siempre estuvieron conmigo en las buenas y malas, quienes con su amor, dedicación y esfuerzo me han brindado el apoyo y la confianza necesaria para alcanzar mis metas y me han inculcado el don de la humildad y la generosidad.*

*Dedico también a mi hermano Miler, Hermanas Belinda y Evelyn y a mi Srta. Enamorada Marleni, quienes siempre estuvieron presentes, apoyándome en alguna forma, para el logro de este sueño.*

*Y por último quiero dedicar este proyecto a todas las personas que en su momento fueron las guías en mi enseñanza desde mi niñez hasta el logro de este proyecto, un logro muy importante en mi vida y no la última.*

**Renso Elmer Canaza Ortiz**



## AGRADECIMIENTO

A mi Señor Jesucristo sobre todas las cosas, con su cuidado y bendición supo guiarme para cumplir mis objetivos.

Mi agradecimiento a la Universidad Nacional Del Altiplano Puno, a la Escuela Profesional de Ingeniería Mecánica Eléctrica, por todos los conocimientos impartidos a lo largo de mi formación profesional en esta valiosa institución.

Mi agradecimiento a la Empresa Electro Puno S. A. A., por facilitarme la información requerida para el desarrollo de la presente tesis.

Mi agradecimiento a mis padres Fernando y Amelia, hermanos y hermanas, por brindarme su amor y apoyo incondicional, por su sacrificio constante en pro de mi bienestar.

Agradezco en forma especial a mis jurados y al Ingeniero Jhimmy Quisocala, H., que con su colaboración se hizo realidad la culminación de este proyecto y a cada uno de los docentes quienes se encargaron de brindarnos parte de conocimiento y nos supieron inculcar valores para ser personas de bien en nuestras vidas.

***Renso Elmer Canaza Ortiz***



## ÍNDICE GENERAL

DEDICATORIA

AGRADECIMIENTO

ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE DE FIGURAS

ÍNDICE DE TABLAS

ÍNDICE DE ACRÓNIMOS

RESUMEN ..... 16

ABSTRACT..... 17

### CAPÍTULO I

#### INTRODUCCIÓN

1.1. Descripción del problema ..... 19

1.2. Formulación del problema ..... 20

1.2.1. Problema general ..... 20

1.2.2. Problemas específicos ..... 20

1.3. Justificación del proyecto ..... 21

1.4. Objetivos de la investigación ..... 21

1.4.1. Objetivo general ..... 21

1.4.2. Objetivos específicos ..... 21

1.5. Variables ..... 22

1.5.1. Variables Independientes ..... 22

1.5.2. Variables Dependientes ..... 22

### CAPÍTULO II

#### REVISIÓN DE LITERATURA

2.1. Antecedentes de la Investigación ..... 23

2.2. Sistemas eléctricos de distribución ..... 25



2.3. Sistemas de Alimentación.....	25
2.3.1. Sistema de distribución radial.....	26
2.3.2. Sistema de distribución anillo.....	26
2.3.3. Sistemas de Distribución Eléctrica .....	27
2.3.3.1 Sistema de Distribución Primaria .....	28
2.3.3.2 Subestaciones de Distribución .....	30
2.3.3.3 Sistema de Distribución Secundaria .....	30
2.3.4. Aspectos Operativos y de Mantenimiento .....	31
2.3.4.1 Operación.....	31
2.3.4.2 Mantenimiento .....	32
2.3.4.3 Contingencias.....	33
2.4. Análisis de Confiabilidad.....	33
2.4.1. La confiabilidad en el sistema eléctrico.....	33
2.4.2. Costo social de la confiabilidad .....	34
2.4.3. Parámetros de confiabilidad.....	35
2.4.4. Índice de Confiabilidad del Sistema .....	36
2.5. Calidad de Suministro Conforme NTCSE.....	39
2.6. Normas Técnicas Existentes .....	40
2.6.1. Norma técnica de calidad de los servicios eléctricos (NTCSE, 2006 p. 28) .....	40
2.6.2. Tolerancias (NTCSE, 2006 p. 30) .....	41
2.6.3. Procedimiento para la supervisión de la operación de los sistemas eléctricos (OSINERGMIN, 2004 p. 01) .....	42
2.6.4. Tipificación y escala de multas y sanciones (OSINERGMIN, 2003) .....	42
2.7. Fallas en las Redes Eléctricas .....	45
2.7.1. Causas de las fallas en las redes eléctricas (Ramirez, 2003 p. 67) .....	45
2.7.2. Clases de fallas .....	46
2.7.2.1 Fallas temporales .....	46



2.7.2.2 Fallas permanentes.....	46
2.7.3. Tipos de fallas .....	47
2.7.3.1 Falla simple de línea a tierra o monofásica.....	47
2.7.3.2 Falla de línea a línea o bifásica.....	48
2.7.3.3 Falla doble línea a tierra o bifásica a tierra.....	49
2.7.3.4 Falla trifásica.....	49
2.7.4. Sobrecorriente .....	50
2.7.5. Origen de las sobretensiones.....	51
2.7.6. Clasificación de sobretensiones .....	52
2.7.7. Descargas atmosféricas.....	54
2.8. Sistema de protección .....	58
2.8.1. Objetivo del sistema de protección.....	59
2.8.2. Funciones del sistema de protección (Ramirez, 2003 p. 68) .....	59
2.8.3. Compromisos del sistema de protección .....	60
2.8.4. Criterios de diseño .....	60
2.9. Elementos de protección.....	63
2.9.1. Fusibles .....	63
2.9.2. Reconectores .....	65
2.9.2.1 Partes que componen un recloser.....	66
2.9.2.2 Funcionamiento de un Recloser (Ajquejay, 2007) .....	67
2.9.3. Seccionadores .....	69
2.9.3.1 Seccionadores tipo Cut-Out.....	69
2.9.3.2 Seccionadores de repetición.....	70

### **CAPÍTULO III**

#### **MATERIALES Y MÉTODOS**

3.1. Tipo y Diseño de Investigación .....	72
3.1.1. Tipo de investigación.....	72



3.1.1.1 Método cuantitativo .....	72
3.1.1.2 Método descriptivo .....	72
3.2. Diseño de la Investigación .....	72
3.2.1. Influencia de las fallas de distribución sobre la calidad de suministro.....	73
3.2.2. Caracterizar los indicadores de calidad .....	73
3.2.3. Estadística de las fallas de distribución .....	73
3.2.4. Estado situacional de las puestas a tierra del sistema de protección.....	73
3.3. Población y muestra de investigación.....	74
3.4. Técnicas e instrumentos para recolección de datos .....	74
3.5. Procedimiento de Recolección de Datos .....	74
3.6. Técnicas para el procesamiento y análisis de datos .....	74
3.7. Ámbito de estudio y aplicación .....	74
3.7.1. Descripción del sistema eléctrico en estudio .....	76
3.7.1.1 Subestación Eléctrica Azángaro .....	76
3.7.1.2 Alimentador Azángaro 8001 .....	77
3.7.2. Número de usuarios del alimentador 8001 .....	78
3.8. Pararrayos y Puestas y Tierra.....	78
3.8.1. Pararrayos de Línea .....	78
3.8.2. Sistema de Puesta a Tierra (SPAT).....	79
3.8.3. Mediciones de Resistencias de PATs .....	80

## **CAPÍTULO IV**

### **RESULTADOS Y DISCUSIÓN**

4.1. RESULTADOS .....	81
4.1.1. Procesamiento de la estadística de interrupciones registrados por el centro de control de Electro Puno en el periodo 2013 – 2018 .....	81
4.1.1.1 Interrupciones percibidas por el alimentador 8001 por causas internas y externas .....	81



4.1.2. Clasificación de la interrupción según la actividad donde pertenece la instalación causante .....	83
4.1.3. Comparación de interrupciones que sufrió el alimentador 8001 por causas externas e internas. ....	85
4.1.3.1 Interrupciones por expansión o reforzamiento .....	88
4.1.3.2 Interrupciones por mantenimiento .....	89
4.1.3.3 Interrupciones por acción de terceros .....	90
4.1.3.4 Interrupciones por falla .....	91
4.1.3.5 Interrupciones por fenómenos naturales .....	93
4.1.3.6 Interrupciones por operación .....	94
4.1.4. Interrupciones para el análisis de los indicadores de calidad del alimentador 8001 del periodo 2013 – 2018 .....	95
4.1.4.1 Cortes no programados por la concesionaria .....	95
4.1.4.2 Resumen de interrupciones para el análisis de los indicadores de calidad .....	97
4.1.5. Análisis de las interrupciones que afectaron al alimentador 8001, registradas por el centro de control ELPU en los años 2013 – 2018 .....	99
4.1.5.1 Cortes producidos por el servicio eléctrico – Programados .....	99
4.1.5.2 Cortes imprevistos ocurridos en el servicio eléctrico – No programadas .....	100
4.1.6. Interrupciones no programadas del sistema de distribución – alimentador 8001103	
4.1.6.1 Interrupciones por acción de terceros .....	107
4.1.6.2 Interrupciones por falla .....	109
4.1.6.3 Interrupciones por fenómenos naturales .....	110
4.1.6.3.1 Interrupción a causa de descargas atmosféricas .....	113
4.1.6.3.2 Interrupciones a causa de fuertes vientos. ....	115
4.1.6.3.3 Interrupción a causa de otros fenómenos naturales y ambientales. ....	117
4.1.6.4 Interrupciones por operación .....	119
4.1.7. Indicadores del alimentador 8001 del periodo 2013 - 2018 .....	120
4.1.7.1 Análisis del indicador de calidad SAIFI .....	120





4.1.7.2 Análisis del indicador de calidad SAIDI .....	121
4.1.7.3 Análisis del indicador de calidad CAIDI .....	122
4.1.8. Análisis de las puestas a Tierra y Pararrayos.....	123
4.1.9. Indicadores del alimentador 8001 sin las interrupciones por descargas atmosféricas del periodo 2013 – 2018.....	125
4.1.9.1 Análisis del indicador de calidad SAIFI .....	125
4.1.9.2 Análisis del indicador de calidad SAIDI .....	126
4.2. Discusión .....	127
V. CONCLUSIONES .....	129
VI. RECOMENDACIONES .....	131
VII. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....	132
ANEXOS .....	135

**ÁREA : Electricidad**

**TEMA : Sistemas de Potencia y Protección**

**Fecha de Sustentación 16 de enero de 2020**



## ÍNDICE DE FIGURAS

<b>Figura N° 2. 1:</b> Sistema de distribución Radial .....	26
<b>Figura N° 2. 2:</b> Sistema de distribución Anillo .....	27
<b>Figura N° 2. 3:</b> Sistema de Distribución.....	28
<b>Figura N° 2. 4:</b> Sistemas de Distribución Primaria .....	29
<b>Figura N° 2. 5:</b> Sistema de Distribución Secundaria.....	31
<b>Figura N° 2. 6:</b> Costo de la Confiabilidad .....	35
<b>Figura N° 2. 7:</b> Falla monofásica.....	48
<b>Figura N° 2. 8:</b> Falla bifásica.....	48
<b>Figura N° 2. 9:</b> Falla bifásica a tierra.....	49
<b>Figura N° 2. 10:</b> Falla Trifásica .....	50
<b>Figura N° 2. 11:</b> Amplitud y duración de los distintos tipos de sobretensiones.....	53
<b>Figura N° 2. 12:</b> Formas de onda de sobretensiones normalizadas según IEC-60071-1 .....	53
<b>Figura N° 2. 13:</b> Mapa de niveles isoceraunicos del Perú.....	54
<b>Figura N° 2. 14:</b> Procesos de formación de la descarga nube tierra.....	56
<b>Figura N° 2. 15:</b> Diferentes tipos de fusibles .....	65
<b>Figura N° 2. 16:</b> Recloser monofásico .....	66
<b>Figura N° 2. 17:</b> Seccionador tipo CUT-OUT.....	70
<b>Figura N° 2. 18:</b> Seccionadores de repetición de tres etapas.....	71
<b>Figura N° 3. 1:</b> Ubicación geográfica de la provincia de Azángaro.....	75
<b>Figura N° 3. 2:</b> Ubicación geográfica del distrito de Azángaro .....	75
<b>Figura N° 3. 3:</b> Sub estación eléctrica de Azángaro.....	76
<b>Figura N° 3. 4:</b> S.E. Azángaro. Transformador de potencia tres devanados YN0yn0d5 S.E. Azángaro .....	77
<b>Figura N° 3. 5:</b> Alimentador de Azángaro 8001.....	77
<b>Figura N° 4. 1:</b> Número total de interrupciones registradas durante el periodo 2013 – 2018 .....	82
<b>Figura N° 4. 2:</b> Interrupciones registradas por tipo de origen 2013 - 2018.....	83
<b>Figura N° 4. 3:</b> Total de interrupciones registrados por tipo de origen.....	83
<b>Figura N° 4. 4:</b> Porcentaje del total de interrupciones registrados por tipo de origen ..	84
<b>Figura N° 4. 5:</b> Total de interrupciones por tipo en el alimentador 8001.....	86



<b>Figura N° 4. 6:</b> Total de interrupciones que ocurrió en el alimentador 8001 por tipo y porcentaje. ....	86
<b>Figura N° 4. 7:</b> Total de interrupciones que sufrió el alimentador 8001 por tipo y porcentaje. ....	87
<b>Figura N° 4. 8:</b> Cantidad de interrupciones suscitadas por cada hora del día. ....	87
<b>Figura N° 4. 9:</b> Interrupciones programados por expansión o reforzamiento. ....	89
<b>Figura N° 4. 10:</b> Total de interrupciones programadas por mantenimiento. ....	90
<b>Figura N° 4. 11:</b> Total de interrupciones no programados causados por acción de terceros. ....	91
<b>Figura N° 4. 12:</b> Total de interrupciones no programadas por falla en el sistema. ....	92
<b>Figura N° 4. 13:</b> Total de interrupciones no programadas causadas por fenómenos naturales. ....	93
<b>Figura N° 4. 14:</b> Total de interrupciones no programadas causadas por operación. ....	94
<b>Figura N° 4. 15:</b> Total de cortes imprevistos que afectaron a los usuarios del alimentador 8001. ....	96
<b>Figura N° 4. 16:</b> Duración de cortes imprevistos que afectaron a los usuarios del alimentador 8001. ....	96
<b>Figura N° 4. 17:</b> Total de interrupciones no programadas por cada mes del año en el periodo 2013 - 2018. ....	98
<b>Figura N° 4. 18:</b> Total de interrupciones Programadas. ....	99
<b>Figura N° 4. 19:</b> Total de cortes imprevistos que afectaron a los usuarios del alimentador 8001. ....	101
<b>Figura N° 4. 20:</b> Total de interrupciones no programadas por causas externa e internas del sistema de distribución. ....	103
<b>Figura N° 4. 21:</b> Número total de interrupciones no programadas por semestre. ....	104
<b>Figura N° 4. 22:</b> Total de interrupciones consideradas para el análisis de indicadores de calidad. ....	105
<b>Figura N° 4. 23:</b> Total de interrupciones no programadas en porcentajes. ....	106
<b>Figura N° 4. 24:</b> Duración total de interrupciones consideradas para el análisis de los indicadores de calidad. ....	106
<b>Figura N° 4. 25:</b> Duración de interrupciones no programadas en porcentajes. ....	107
<b>Figura N° 4. 26:</b> Total de interrupciones no programadas causados por acción de terceros. ....	108



<b>Figura N° 4. 27:</b> Duración de Interrupciones no programados causados por la acción de terceros. ....	108
<b>Figura N° 4. 28:</b> Interrupciones no programadas causados por fallas en el alimentador. ....	109
<b>Figura N° 4. 29:</b> Duración de interrupciones no programados causados por falla.....	110
<b>Figura N° 4. 30:</b> Interrupciones no programadas causados por fenómenos naturales.	111
<b>Figura N° 4. 31:</b> Duración de interrupciones no programadas causados por fenómenos naturales.....	111
<b>Figura N° 4. 32:</b> Tipos de interrupciones de fenómeno natural por cada año .....	112
<b>Figura N° 4. 33:</b> Interrupciones no programadas causados por fenómenos naturales.	113
<b>Figura N° 4. 34:</b> Duración de interrupciones no programadas causados por descargas atmosféricas en cada mes del año.....	114
<b>Figura N° 4. 35:</b> Interrupciones no programadas causados por fuertes vientos en cada mes del año. ....	115
<b>Figura N° 4. 36.</b> Duración De interrupciones no programadas causadas por fuertes vientos en cada mes del año. ....	116
<b>Figura N° 4. 37:</b> Interrupciones no programadas causados por fuertes vientos en cada mes del año. ....	117
<b>Figura N° 4. 38:</b> Duración de interrupciones no programadas causados por fuertes vientos en cada mes del año. ....	118
<b>Figura N° 4. 39:</b> Interrupciones no programadas causados por operación en el sistema. ....	119
<b>Figura N° 4. 40:</b> Duración de interrupciones no programadas causados por operación del sistema del sistema. ....	120
<b>Figura N° 4. 41:</b> Resultados del indicador de calidad SAIFI por semestre.....	121
<b>Figura N° 4. 42:</b> Resultados del indicador de calidad SAIDI por semestre. ....	122
<b>Figura N° 4. 43:</b> Resultados del indicador de calidad CAIDI por semestre.....	123
<b>Figura N° 4. 44:</b> Medición de resistencia del PAT salida a Asillo.....	124
<b>Figura N° 4. 45:</b> Instalación de Pararrayos de línea. ....	125
<b>Figura N° 4. 46:</b> Resultados de indicador SAIFI por semestre .....	126
<b>Figura N° 4. 47:</b> Resultados del indicador de calidad SAIDI por semestre. ....	127



## ÍNDICE DE TABLAS

<b>Tabla N° 2. 1:</b> Escala de Multas y Sanciones De Electricidad .....	44
<b>Tabla N° 3. 1:</b> Número de usuarios del alimentador 8001 .....	78
<b>Tabla N° 3. 2:</b> Resumen de datos técnicos de los pararrayos de línea.....	78
<b>Tabla N° 3. 3:</b> Valores máximos de resistencia de puesta a tierra.....	79
<b>Tabla N° 3. 4:</b> Mediciones de puesta a tierra de los pararrayos de línea del alimentador 8001.....	80
<b>Tabla N° 4. 1:</b> Número total de interrupciones registrados durante el periodo 2013 – 2018.....	82
<b>Tabla N° 4. 2:</b> Interrupciones registrados por tipo de origen 2013-2018 .....	83
<b>Tabla N° 4. 3:</b> Cantidad de interrupciones y su duración .....	85
<b>Tabla N° 4. 4:</b> Total de interrupciones por expansión y reforzamiento.....	88
<b>Tabla N° 4. 5:</b> Total de cortes por mantenimiento.....	89
<b>Tabla N° 4. 6:</b> Total de interrupciones por acción de terceros. ....	90
<b>Tabla N° 4. 7:</b> Total de interrupciones por falla en el sistema .....	92
<b>Tabla N° 4. 8:</b> Total de fallas a causa de fenómenos naturales. ....	93
<b>Tabla N° 4. 9:</b> Total de fallas en la operación del sistema- .....	94
<b>Tabla N° 4. 10:</b> Total de fallas imprevistos registrados por la concesionaria en el alimentador 8001. ....	95
<b>Tabla N° 4. 11:</b> Total de interrupciones no programadas por cada mes del año en el periodo 2013 - 2018.....	97
<b>Tabla N° 4. 12:</b> Duración de interrupciones no programadas por cada mes del año en el periodo 2013 - 2018.....	98
<b>Tabla N° 4. 13:</b> Total de interrupciones programadas.....	99
<b>Tabla N° 4. 14:</b> Total de fallas imprevistos registrados por la concesionaria en el alimentador 8001. ....	100
<b>Tabla N° 4. 15:</b> Total de interrupciones no programadas por cada mes del año en el periodo 2013 – 2018.....	101
<b>Tabla N° 4. 16:</b> Total de interrupciones originadas en el sistema de distribución por cada mes del año en el periodo 2013 – 2018.....	102
<b>Tabla N° 4. 17:</b> Número de interrupciones no programadas, originadas en el sistema de distribución. ....	104
<b>Tabla N° 4. 18:</b> Número de interrupciones y el tiempo de duración. ....	105



<b>Tabla N° 4. 19:</b> Total de interrupciones por Acción de terceros. ....	107
<b>Tabla N° 4. 20:</b> Total de interrupciones por falla en el sistema. ....	109
<b>Tabla N° 4. 21:</b> Total de fallas a causa de fenómenos naturales. ....	110
<b>Tabla N° 4. 22:</b> Tipos de interrupciones de fenómenos naturales por cada año.....	112
<b>Tabla N° 4. 23:</b> Interrupciones no programados causados por descargas atmosféricas en cada mes del año.....	113
<b>Tabla N° 4. 24:</b> Duración de interrupciones no programadas causadas por fenómeno naturales en cada mes del año. ....	114
<b>Tabla N° 4. 25:</b> Interrupciones no programadas causados por fuertes vientos en cada mes del año. ....	115
<b>Tabla N° 4. 26:</b> Duración de interrupciones no programadas causados por fuertes vientos en cada mes del año. ....	116
<b>Tabla N° 4. 27:</b> Interrupciones no programadas causados por otro tipo de fenómenos naturales.....	117
<b>Tabla N° 4. 28:</b> Duración de interrupciones no programadas causados por fuertes vientos en cada mes del año. ....	118
<b>Tabla N° 4. 29:</b> Total de fallas en la operación del sistema. ....	119
<b>Tabla N° 4. 30:</b> Resultados del indicador SAIFI.....	120
<b>Tabla N° 4. 31:</b> Resultados del indicador SAIDI por semestre: .....	121
<b>Tabla N° 4. 32:</b> Resultados del indicador CAIDI por semestre: .....	122
<b>Tabla N° 4. 33:</b> Medición de las puestas a tierra mejoradas y la implementación de pararrayos. ....	124
<b>Tabla N° 4. 34:</b> Resultados del indicador SAIFI sin las interrupciones por descargas atmosféricas .....	125
<b>Tabla N° 4. 35:</b> Resultados del indicador SAIDI por semestre: .....	126



## ÍNDICE DE ACRÓNIMOS

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



## RESUMEN

La energía eléctrica que distribuye la empresa Electro Puno S.A.A. es un servicio básico e importante para la subsistencia de las personas, y el servicio debe ser de calidad. Siendo en la actualidad el alimentador 8001 del Servicio Eléctrico Azángaro, el alimentador con mayor cantidad de fallas en sus redes, a causa de las constantes interrupciones por las descargas atmosféricas, aves y los fuertes vientos, que vienen generando malestares en los usuarios. En este trabajo de investigación se realizó un estudio y evaluación de la influencia de las fallas en sistemas de distribución, para el mejoramiento de la calidad de suministro del alimentador 8001. Se usó una metodología cuantitativa y descriptiva, que consistió en realizar un estudio de los indicadores de calidad SAIFI, SAIDI, CAIDI, modelamiento y la simulación de los eventos de falla del alimentador en estudio, según los reportes brindados por la empresa Electro Puno S.A.A. Se determinó el estado de operación y el mantenimiento de los sistemas de protección a realizar en el alimentador 8001. En consecuencia se planteó indicadores para mejorar la calidad de SAIFI, SAIDI, CAIDI y reducir el número de interrupciones del alimentador 8001 perteneciente a la empresa de ELECTRO PUNO S.A.A. Servicio Eléctrico Azángaro.

### **Palabras claves:**

Alimentador, interrupción, sistema de protección, calidad de suministro, sistema de distribución.





## ABSTRACT

The electrical energy distributed by Electro Puno S.A.A. It is a basic and important service for people's subsistence, and the service must be of quality. Currently, the 8001 feeder of the Azángaro Electric Service is the feeder with the greatest number of failures in its networks, due to constant interruptions due to atmospheric discharges, birds and strong winds, which have been generating discomfort in users. In this research work, a study and evaluation of the influence of failures in distribution systems was carried out to improve the supply quality of the 8001 feeder. A quantitative and descriptive methodology was used, which consisted in conducting a study of the quality indicators SAIFI, SAIDI, CAIDI, modeling and simulation of the failure events of the feeder under study, according to the reports provided by the company Electro Puno SAA The state of operation and maintenance of the protection systems to be carried out on the 8001 feeder were determined. Consequently, indicators were proposed to improve the quality of SAIFI, SAIDI, CAIDI and reduce the number of interruptions of the 8001 feeder belonging to the company of ELECTRO PUNO SAA Azángaro Electric Service.

### **Keywords:**

Feeder, interruption, protection system, supply quality, distribution system.



# CAPÍTULO I

## INTRODUCCIÓN

Este trabajo de investigación tuvo como objetivo evaluar y efectuar una estadística de fallas, a las constantes interrupciones que se dan en el sistema de distribución en 22.9 KV del alimentador 8001, estas interrupciones fueron a causa de las descargas atmosféricas, fuertes vientos, contacto con los árboles y otros. La empresa ELECTRO PUNO S.A.A., es una empresa con carácter de servicio público o de libre contratación, dentro de su área de concesión, cuenta con trece servicios eléctricos en la región de Puno, y dentro de ello encontramos al Servicio Eléctrico de Azángaro, que se encuentra en la provincia de Azángaro y pertenece a la zona norte de toda la región de Puno.

El trabajo consistió en analizar las constantes interrupciones del alimentador 8001, que tienen como consecuencia una mala calidad de servicio, mala imagen para empresa con respeto al servicio que ofrece a sus usuarios y las multas impuestas por el organismo supervisor de la inversión en energía y minería OSINERGMIN, por lo que se buscó solución a estos problemas, para mejorar los índices de calidad SAIDI SAIFI CAIDI y otros.

Existe una deficiente coordinación en la reposición del servicio de energía eléctrica, falta de mantenimiento de las redes de MT y de los dispositivos de protección contra las descargas atmosféricas. Por ello, se planteó indicadores para mejorar la calidad del SAIFI, SAIDI CAIDI y reducir el número de interrupciones del alimentador en estudio de la empresa de ELECTRO PUNO S.A.A.

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



CAPITULO I: Planteamiento del problema, antecedentes y objetivos de la investigación del alimentador 8001, servicio eléctrico Azángaro. En la que especifica el porqué del origen del problema planteado.

CAPITULO II: Marco teórico, marco conceptual e hipótesis de la investigación, se conceptúan definiciones relacionadas al tema para formular las hipótesis respectivas.

CAPITULO III: Método de la investigación; muestra los métodos y técnicas utilizados que permiten lograr los objetivos.

CAPITULO IV: Exposición y análisis de los resultados; muestra los resultados mediante tablas y gráficos, los que fueron analizados y discutidos como resultado de aplicación de términos porcentuales y comparaciones para llegar a las conclusiones y recomendaciones.

### **1.1. Descripción del problema**

Ante las recurrentes interrupciones que ocurren en el alimentador 8001 del servicio eléctrico de Azángaro, en los años del 2013 al 2018, los cuales generan molestias en los usuarios y a la misma empresa de Electro Puno S.A.A. con las multas por parte de OSINERGMIN.

Las interrupciones en el subsistema de distribución primaria 8001 son debido a fenómenos naturales como: Fuertes vientos, descargas Atmosféricas, caída de árboles, tala de árboles por terceros, entre otros. Con consecuentes deficiencias en la continuidad del servicio de energía eléctrica, calidad y los índices de confiabilidad como son SAIFI, SAIDI y CAIDI; estos a su vez traen consecuencia de observaciones y penalizaciones en cada periodo de evaluación de la calidad de suministro, con multas, cuyos importes se establece en base a la escala de sanciones y multas, establecidas por OSINERGMIN, por lo que es importante proponer alternativas de solución para mejorar los índices de calidad



del servicio que ofrece la empresa Electro Puno S.A.A.. Por otro lado, la calidad de servicio que percibe la población no es la mejor, en vista que están inconformes con el servicio brindado, por baja continuidad, deterioro y disminución de la vida útil de sus equipos electrodomésticos.

La energía eléctrica que distribuye la empresa Electro Puno S.A.A. es un servicio básico e importante para la subsistencia y la calidad de vida de las personas, para poder brindar este servicio básico se requiere de instalaciones que están expuestas a la intemperie como el tendido de redes eléctricas en media tensión, estructuras de soporte y subestaciones de distribución. Estos equipos e instalaciones eléctricas están expuestos a fenómenos naturales como vientos de alta velocidad, descargas atmosféricas, sismos, deslizamientos y otros, estos a su vez generan sobretensiones y sobrecorrientes que pueden afectar el aislamiento y provocan fallas o averías.

## **1.2. Formulación del problema**

### **1.2.1. Problema general**

- ¿Cuál es la influencia de las fallas de distribución sobre la calidad de suministro del alimentador 8001 en 22.9 KV - SE Azángaro, de 2013 al 2018?

### **1.2.2. Problemas específicos**

- ¿Cuál es la caracterización de los indicadores de calidad de suministro del alimentador 8001 – SE Azángaro, de 2013 al 2018?
- ¿Cuál es el comportamiento de las fallas de distribución del alimentador 8001 – SE Azángaro, de 2013 al 2018?
- ¿Cuál es el estado situacional de la puesta a tierra de los sistema de protección del alimentador 8001 – SE Azángaro, de 2013 al 2018?



### **1.3. Justificación del proyecto**

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

Es de prioridad mejorar la continuidad del servicio de energía eléctrica, para lo cual es necesario hacer un estudio, análisis de los sistemas de protección actual, se requerirá tomar los datos técnicos de las puestas a tierra, fusibles, relés y valores indicativos en los que trabaja el recloser. Todo esto con el fin de reducir el número de interrupciones, su duración y así mejorar los indicadores de calidad de suministro en tiempo y frecuencia, mejorar la confiabilidad y controlar el subsistema.

### **1.4. Objetivos de la investigación**

#### **1.4.1. Objetivo general**

- Evaluar la influencia de las fallas de distribución sobre la calidad de suministro del alimentador 8001 en 22.9 KV - SE Azángaro, ELPD del 2013 al 2018.

#### **1.4.2. Objetivos específicos**

- Caracterizar los indicadores de calidad de suministro del alimentador 8001 en 22.9 KV – SE Azángaro, ELPD de 2013 al 2018



- Efectuar una estadística de las fallas de distribución del alimentador 8001 en 22.9 KV – SE Azángaro de 2013 al 2018
- Explicar el estado situacional de la puesta a tierra del sistema de protección del alimentador 8001 de 22.9 KV – SE Azángaro, de 2013 al 2018.

## **1.5. Variables**

### **1.5.1. Variables Independientes**

- Fallas de distribución eléctrica
- Descargas atmosféricas
- Efectos de la resistencia de la puesta a tierra contra descargas atmosféricas

### **1.5.2. Variables Dependientes**

- Indicadores de calidad de suministro



## CAPÍTULO II

### REVISIÓN DE LITERATURA

#### 2.1. Antecedentes de la Investigación

- Vargas Jiménez, D. (2015). Tesis “Estudio de indicadores de calidad del suministro de energía eléctrica de una red de distribución a 13.2 KV”. Concluye, que, la implementación de una red de distribución automatizada aumenta la confiabilidad del sistema, teniendo repercusiones positivas sobre los índices de calidad del servicio que entregan las empresas distribuidoras además de poder responder de una manera más rápida ante contingencias y fallas de la red.
- Machaca Cuba, D. (2017). Tesis “Evaluación de desempeño de la línea de transmisión 138 KV San Gabán – Mazuko ante descargas atmosféricas”. Concluye, que, La evaluación del desempeño de la línea de transmisión permitió conocer. Que, la implementación de 252 descargadores de sobretensión y el mejoramiento de sistema de puesta a tierra, mejora el performance, debido a las interrupciones por descargas atmosféricas. Donde, el desempeño mejora del 791% al 38% siendo lo ideal el 0% de salidas por descargas atmosféricas. Así también, la tasa de fallas de la línea de transmisión, logra disminuir un promedio 95%, de un valor promedio de 16.42 Salidas/Año-L1014 a un valor promedio de 0.79 Salidas/Año-L1014 y en relación al tiempo de indisponibilidad de la línea de transmisión, con el valor de 0.79 Salidas/Año-L1014, se tiene estadísticamente que, esta interrupción hará indisponible a la línea por un tiempo máximo de 0.54 horas. Con el cual, se cumple con lo especificado en el procedimiento 091 del OSINERGMIN, en donde la tolerancia máxima es; 4 fallas, y de 6 horas de indisponibilidad de la línea L-1014 en un año.



- Meche CColque, M. A. & Vargas Velasques, W. F. (2015), Tesis “Ampliación del sistema eléctrico y mejoramiento de la confiabilidad del alimentador SM-03, Vilcabamba, la convención – Cusco” concluye, Que, con las propuestas de mejoramiento de la coordinación de protección, un 1 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 un:a alternativa de alimentación, mediante el alimentador T A - 05 es posible reducir la duración de las !fallas y de esta forma mejorar la confiabilidad del alimentador SM - 03.
- Quispe Valdez, K. W. & Calle Villar, J. A. (2016). Tesis “Estudio de coordinación de aislamiento por sobretensiones de origen atmosférico en la línea primaria Mazuko-Choque-Unión progreso en 22.9 KV”. Concluyen, que, de la revisión del estado del arte sobre las fallas de aislamiento por impacto de rayos en las líneas aéreas, queda claro que las sobretensiones de origen atmosférico son una de las principales causas de fallas y averías. El cálculo en este tipo de sobretensiones se debe realizar con mucha incertidumbre, debido a la naturaleza aleatoria del rayo y el conocimiento poco preciso de sus principales parámetros; asimismo los procedimientos actuales de Coordinación de Aislamiento establecen el análisis y comportamiento de Línea frente al rayo, frente a métodos heurísticos y estadísticos que tiene como objetivo final determinar el índice de salidas no programadas por km y año.
- Quejia Chaiña, M. A. & Tinco Cutipa, B. (2014), Tesis “Estudio de la coordinación de aislamiento del sub sistema de distribución primaria de Huaró en 22.9 kV, (SSDP HU-04)”. Concluyen, que, Para la coordinación de aislamiento del SSDP HU-04, según los cálculos matemáticos desarrollados de las tres propuestas: cable de guarda,





pararrayos auto valvulares y cuernos de arqueo, y lo más adecuado técnicamente y simulado en ATP para un buen apantallamiento son: cable de guarda con sistema de pararrayos auto valvulares, para una corriente mínima de 10KA, se obtiene una sobretensión de 53KV que está por debajo de una sobretensión al impulso del rayo de 300KV.

## **2.2. Sistemas eléctricos de distribución**

Un Sistema Eléctrico de Potencia (SEP) tiene por finalidad garantizar el suministro de energía eléctrica dentro de su área de aplicación, para lo cual debe operar garantizando el abastecimiento al mínimo costo y con el mejor aprovechamiento de los recursos energéticos; pero, al mismo tiempo, debe cumplir con los niveles de calidad establecidos en la Norma Técnica correspondiente. (Esteba, 2018)

El SEP puede también ser sometido a solicitudes que no corresponden a la atención de la demanda, las cuales se presentan como eventos transitorios que ocasionan perturbaciones importantes ya sea sobretensiones y/o sobrecorrientes que pueden producir oscilaciones de las máquinas, las cuales deben amortiguarse; caso contrario, serán peligrosas para su funcionamiento, afectando su estabilidad y provocando la desconexión de las mismas con lo cual se deja de atender la demanda. (COES-SINAC, 2008)

## **2.3. Sistemas de Alimentación**

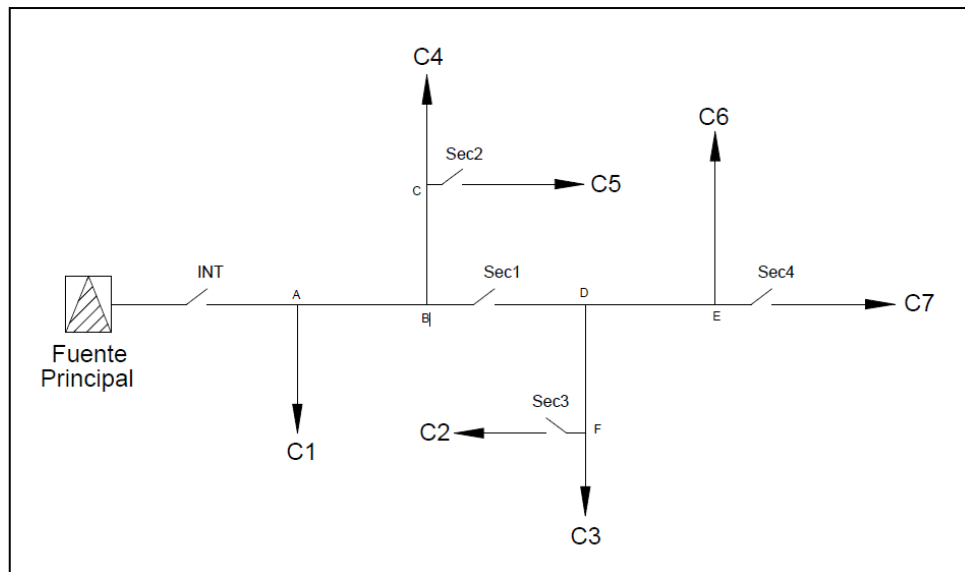
Hoy en día las empresas de distribución eléctrica tienden a suministrar energía eléctrica con un nivel de confiabilidad aceptable a un costo razonable.

A continuación mostraremos dos configuraciones de suministro de energía y que una de las configuraciones cuenta con una fuente alternativa de alimentación, mejorando de esta manera la confiabilidad del sistema eléctrico.

### 2.3.1. Sistema de distribución radial

Un sistema de distribución radial consiste de una sola entrada de alimentación y ésta es distribuida a todas las cargas que conforman la red de distribución. En la figura se aprecia tal configuración del sistema de distribución radial.

**Figura N° 2. 1:** Sistema de distribución Radial



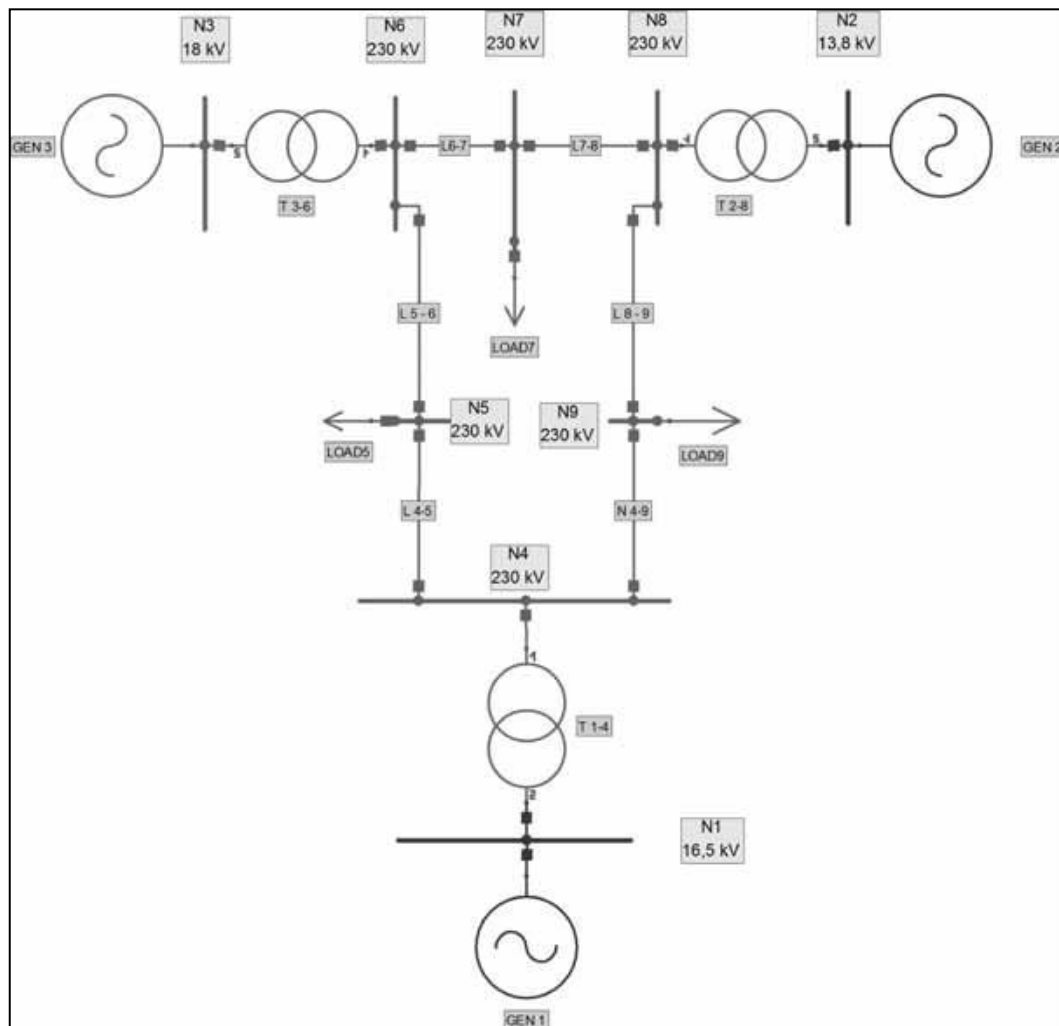
Fuente: (Ayre, 2005)

En la figura anterior, vemos si un equipo eléctrico (equipo de protección, línea de transmisión, etc.) falla, originará una interrupción de energía en todas las cargas aguas abajo del equipo fallado, y si este no tiene una protección adecuada puede que la interrupción afecte a todas las cargas de la red de distribución.

### 2.3.2. Sistema de distribución anillo

Los sistemas en anillos brindan mejor seguridad de suministro y pueden ser alimentados de varias fuentes al mismo tiempo. El número de anillos que se forman es reducido y puede tener ramificaciones. En caso falle una fuente de energía se puede mantener el suministro eléctrico con las fuentes restantes. (Maque, 2017)

**Figura N° 2. 2:** Sistema de distribución Anillo



Fuente: (Ayre, 2005)

### 2.3.3. Sistemas de Distribución Eléctrica

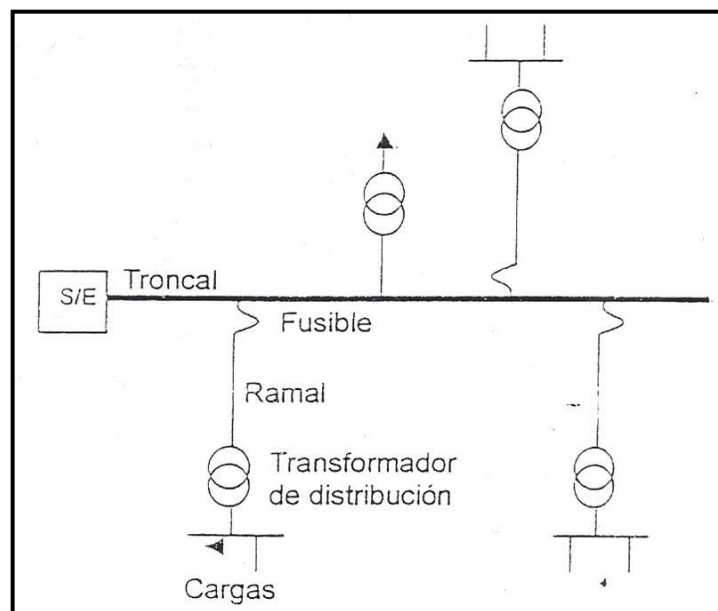
En un sistema eléctrico es importante contar con un equilibrio entre sus distintas partes (generación, transmisión y distribución), a efectos de lograr una relación adecuada entre costo y confiabilidad total. De otro modo, la parte menos confiable condicionaría la calidad de suministro, impidiendo el aprovechamiento óptimo de la confiabilidad del resto de las partes.

De acuerdo a estadísticas de operación, en los sistemas de distribución eléctrica se originan la mayor cantidad de interrupciones, lo cual se explica por su naturaleza

radial, su exposición al medio ambiente, la gran cantidad de sus componentes, así como su proximidad a los clientes.

En este contexto, es importante tener en cuenta los aspectos relevantes de dichos sistemas, tales como sus funciones, características, componentes, aspectos operativos y de mantenimiento, así como las características de los mercados eléctricos que sirven, a efectos de un mejor entendimiento de los aspectos vinculados con la confiabilidad de los mismos. (Véliz, 2010)

**Figura N° 2. 3: Sistema de Distribución**



Fuente: (Zamora, 2011)

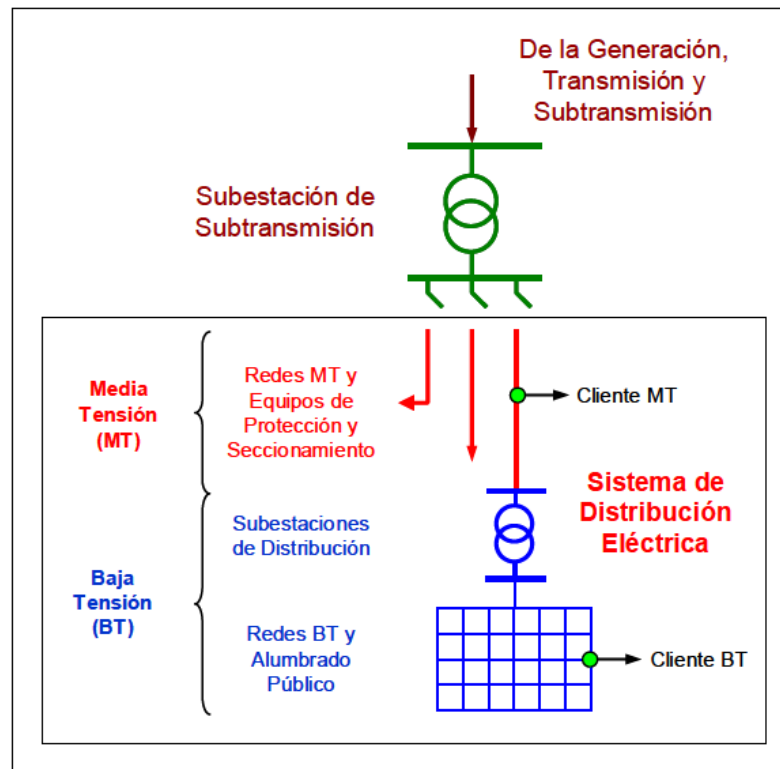
### 2.3.3.1 Sistema de Distribución Primaria

El sistema de distribución primaria está compuesto por alimentadores que distribuyen la energía eléctrica desde las salidas de las subestaciones de subtransmisión hasta las subestaciones de distribución.

Generalmente, la salida del alimentador es a través de una red subterránea, pasando a una red aérea, denominada troncal, que recorre el área de servicio del alimentador, pudiendo estar conectado a otro alimentador mediante puntos de conexión

normalmente abiertos. También es posible tener como troncal una red subterránea, común en zonas de alta densidad de carga o zonas con restricciones de instalación de redes aéreas. (Véliz, 2010)

**Figura N° 2. 4:** Sistemas de Distribución Primaria



Fuente: (Véliz, 2010)

La característica que diferencia los alimentadores o los tramos que los componen, es ser aéreos o subterráneos, sobre todo desde el punto de vista de la confiabilidad.

Los tramos aéreos son económicos en su instalación y mantenimiento pero están más expuestos al medio ambiente, resultando menos confiables. Sus principales componentes son: estructuras (formadas por postes, crucetas y aisladores), conductores o cables aéreos, seccionadores, seccionadores fusible, seccionalizadores, reconectores, capacitores, reguladores de voltaje y pararrayos

Los tramos subterráneos son más costosos pero más confiables por estar menos expuestos a factores externos. Sus principales componentes son: terminales, cables



subterráneos, empalmes, seccionadores bajo carga, seccionadores bajo carga fusible limitador e interruptores

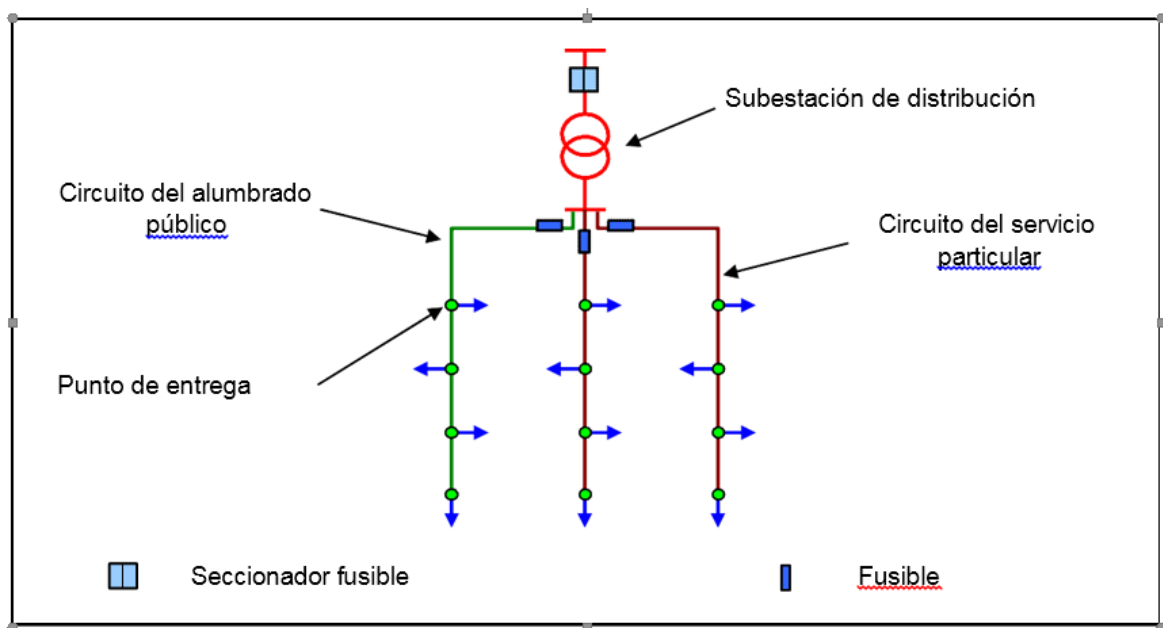
### **2.3.3.2 Subestaciones de Distribución**

Las subestaciones de distribución son componentes que transforman la tensión primaria a tensión secundaria. Se caracterizan por su relación de transformación y su capacidad (kVA). Están compuestas de transformadores, con sus respectivos equipos de protección como seccionadores fusible y pararrayos. Los transformadores pueden ser para tramos aéreos (subestaciones monoposte o biposte) o tramos subterráneos (subestaciones convencional, pedestal o bóveda). Pueden servir a clientes en media tensión, habiendo un cliente conectado por subestación, o servir a sistemas de distribución secundaria para la atención de clientes en baja tensión.

### **2.3.3.3 Sistema de Distribución Secundaria**

Los sistemas de distribución secundaria conectan las subestaciones de distribución con los puntos de entrega de los clientes. Se componen de circuitos radiales que pueden ser tramos aéreos o subterráneos, con componentes similares a los del sistema de distribución primaria pero de uso en baja tensión. En algunos casos, los clientes se conectan directamente a la subestación de distribución, no siendo necesario un sistema de distribución secundaria. En la mayoría de los casos, los clientes se conectan a redes en baja tensión que recorren el área de servicio de la subestación. También, se conectan las cargas del alumbrado público para la iluminación de vías, plazas, parques, etc. (Véliz, 2010)

**Figura N° 2. 5:** Sistema de Distribución Secundaria



Fuente: (Véliz, 2010)

#### 2.3.4. Aspectos Operativos y de Mantenimiento

Un sistema de distribución eléctrica debe ser continuamente controlado, operado, mantenido, reparado y expandido. Estas actividades, referidas como actividades de operación y mantenimiento, juegan un rol importante en la confiabilidad.

##### 2.3.4.1 Operación

La operación se realiza a través de operadores ubicados en los centros de control, normalmente ubicados en las subestaciones de subtransmisión, quienes monitorean la carga de los alimentadores y las alarmas de los equipos de protección y seccionamiento. También se encargan de atender las llamadas de emergencia de los clientes.

Después de una falla, los operadores se focalizan en reconfigurar el sistema con la finalidad de reponer el servicio a la mayor cantidad de clientes afectados. Esta tarea se realiza accionando los equipos de protección y seccionamiento, unos controlados remotamente y otros a través de las cuadrillas de emergencia, que son responsables de



localizar las fallas, realizar las maniobras necesarias, reparar las instalaciones dañadas y reponer el servicio. En general, estas acciones están orientadas a disminuir los tiempos de reposición del servicio y, por lo tanto, la duración de las interrupciones.

#### **2.3.4.2 Mantenimiento**

La mayoría de las instalaciones de los sistemas de distribución eléctrica requieren ser inspeccionados, probados y/o mantenidos para asegurar una apropiada operación y reducir la probabilidad de falla.

Las estrategias de mantenimiento pueden ser correctivas, preventivas, basadas en la condición de las instalaciones eléctricas o centradas en la confiabilidad.

Las correctivas se llevan a cabo cuando una falla ocurre en las instalaciones eléctricas y son efectivas cuando se trata de componentes no críticos con mínimo mantenimiento. Las preventivas se hacen en forma periódica de acuerdo a recomendaciones de fabricantes o la experiencia propia de la empresa distribuidora. Las basadas en la condición de las instalaciones eléctricas se ejecutan según la condición de las mismas, es decir, su grado de deterioro. Las centradas en la confiabilidad se basan en la condición y criticidad de las instalaciones eléctricas, así como en el costo. Esta estrategia maximiza la confiabilidad al orientarse al mantenimiento de instalaciones eléctricas con mayores probabilidades de fallar pero su implementación es difícil.

Otra de las actividades que se consideran como parte de las acciones de mantenimiento, es la limpieza de la franja de servidumbre, que incide en gran medida en la confiabilidad de las redes aéreas.

El mantenimiento adecuado de los diferentes componentes del sistema de distribución eléctrica permite mantener y mejorar sus tasas de falla y, en consecuencia, tener control sobre las frecuencias de falla.





### **2.3.4.3 Contingencias**

Las contingencias en los sistemas de distribución eléctrica son fallas que originan interrupciones del servicio a los clientes. Sistemas confiables permiten que las fallas se despejen automáticamente, minimizando el número de clientes afectados a través de la operación de los equipos de protección y seccionamiento y reconfiguración de los alimentadores. El entendimiento de este proceso es importante para entender la confiabilidad de los sistemas de distribución eléctrica.

## **2.4. Análisis de Confiabilidad**

### **2.4.1. La confiabilidad en el sistema eléctrico.**

En la actualidad la continuidad del suministro consiste en evaluar el comportamiento pasado del sistema de potencia, considerando los datos históricos existentes en las empresas, referentes a fallas ocurridas durante el período de un año y un enfoque futuro, el cual se basa en la predicción de los índices de falla de los clientes y del sistema a partir de parámetros de confiabilidad de componentes que pueden calcularse en base a datos estadísticos existentes, o bien tomarse de estándares apropiados. (Ayre, 2005)

Existen cuantificadores que determinan el comportamiento del suministro de la red y que se cuantifica en función de la frecuencia y duración.

La confiabilidad es una función que expresa una probabilidad que se relaciona a la posibilidad de disponer energía eléctrica a través del tiempo.

En ciertos tiempos los componentes del sistema eléctrico sufren desperfectos y presentan situaciones de fallas, entonces la confiabilidad intenta en describir en promedio tal comportamiento.



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

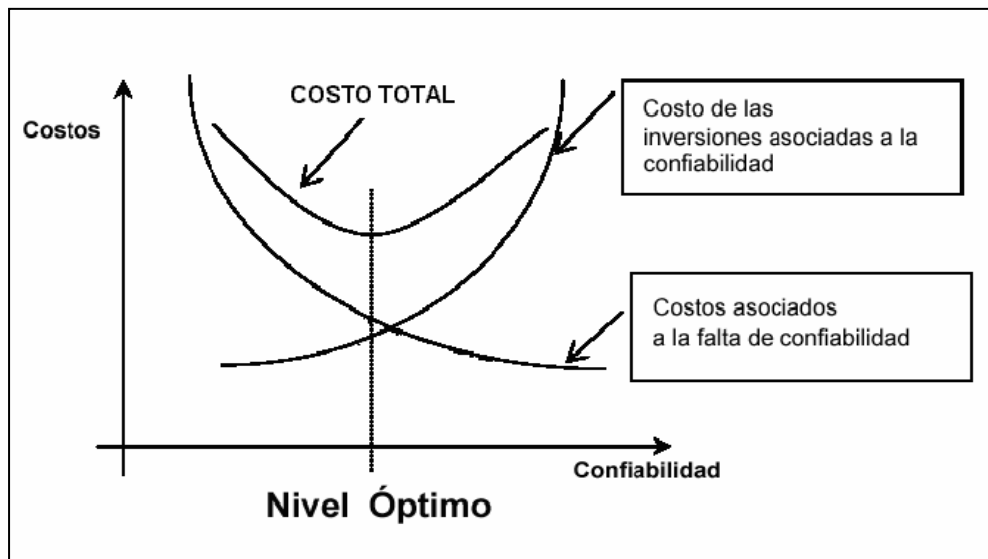
#### **2.4.2. Costo social de la confiabilidad**

Dado el nivel de inversiones y la búsqueda de un desarrollo económico y sustentable, se deben buscar las herramientas que permitan establecer parámetros de comparación entre los costos y beneficios que acarrea el establecer ciertos niveles de eficiencia.

Desde el punto de vista netamente teórico, el situarse en el óptimo de mercado involucraría el conocer tanto el costo que tiene para las empresas eléctricas el entregar el producto electricidad o suministro con un cierto grado de confiabilidad, como el costo que tiene para los clientes el ser suministrados con cierta falta de ésta, lo que en definitiva se traduce en conocer las funciones de utilidad para cada uno de los participantes.

Es decir el nivel apropiado de confiabilidad, desde la perspectiva del consumidor puede definirse como aquel nivel de confiabilidad en que la suma de los costos de suministro más el costo de las interrupciones que ocurren están en un mínimo.

**Figura N° 2. 6:** Costo de la Confiabilidad



Fuente: (Ayre, 2005)

En la figura se muestra el costo en una proporción directa en cuanto a las inversiones que la empresa eléctrica efectúa en la medida que crece el número de consumidores beneficiados, que reciben un suministro con mayor grado de confiabilidad. Por otra parte, el costo asociado en cuanto a la energía dejada de vender, penalidades y lo que los clientes dejen de hacer, tienen una relación inversa, que se incrementa a medida que se reduce el grado de confiabilidad de su energía suministrada.

Los costos asociados a la falta de confiabilidad incluyen el costo de compensación por interrupción, el costo de la energía no suministrada, y el costo de salida al cliente.

### 2.4.3. Parámetros de confiabilidad

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

- **Tasa de falla ( $\lambda$ ):** Cantidad de fallas de un elemento por unidad de tiempo. El inverso de la tasa de falla se conoce como tiempo promedio entre fallas.



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

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

#### 2.4.4. Índice de Confiabilidad del Sistema

Los índices de confiabilidad utilizados para redes eléctricas pretenden cuantificar la calidad del servicio que presenta la red en cualquier punto de consumo. En la figura se muestran los parámetros que se deben tener en cuenta para el cálculo de la confiabilidad y los resultados que se obtienen

- **SAIFI (índice de frecuencia de interrupciones promedio del sistema)**

El Índice de Frecuencia de Interrupción Promedio del Sistema (SAIFI) indica con qué frecuencia el cliente promedio experimenta una interrupción sostenida durante un periodo de tiempo predefinido. Matemáticamente, esto se da en la siguiente ecuación.(Ayre, 2005)

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

- **SAIDI (índice de duración de interrupciones promedio del sistema)**

El Índice de Duración de Interrupción Promedio del Sistema (SAIDI) indica la duración total de la interrupción para el cliente promedio durante un período de tiempo

predefinido. Se mide comúnmente en minutos u horas de interrupción. Matemáticamente, esto se da en la siguiente ecuación(Ayre, 2005)

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

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

El Índice de Duración de Interrupción Promedio del Cliente (CAIDI) representa el tiempo promedio requerido para restaurar el servicio. Matemáticamente, esto se da en la siguiente ecuación.(Ayre, 2005)

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

- **CAIFI (Índice de Frecuencia de Interrupción Promedio del Cliente)**

El Índice de Frecuencia de Interrupción Promedio del Cliente (CAIFI) proporciona la frecuencia promedio de interrupciones sostenidas para aquellos clientes que experimentan interrupciones sostenidas. El cliente se cuenta una vez, independientemente del número de veces interrumpido para este cálculo. Matemáticamente, esto se da en la siguiente ecuación.(Ayre, 2005)

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

- **ASAI (índice de disponibilidad promedio del servicio)**

El Índice de disponibilidad de servicio promedio (ASAI) representa la fracción de tiempo (a menudo en porcentaje) que un cliente ha recibido energía durante el período de informe definido. Matemáticamente, esto se da en la siguiente ecuación.(Ayre, 2005)

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

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

- **ASIFI (índice de frecuencia de interrupciones promedio del sistema por KVA conectado)**

El cálculo del Índice de Frecuencia de Interrupción Promedio del Sistema (ASIFI) se basa en la carga y no en los clientes afectados. ASIFI se usa a veces para medir el desempeño de la distribución en áreas que atienden a relativamente pocos clientes que tienen concentraciones relativamente altas de carga, predominantemente clientes industriales / comerciales. Teóricamente, en un sistema con distribución de carga homogénea, ASIFI sería lo mismo que SAIFI. Matemáticamente, esta ASIFI se da en la siguiente ecuación. (Ayre, 2005)

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

- **ASIDI (índice de duración de frecuencia de interrupciones promedio del sistema por KVA conectado)**

El cálculo del Índice de duración promedio de interrupción del sistema (ASIDI) se basa en la carga y no en los clientes afectados. ASIDI se usa a veces para medir el desempeño de la distribución en áreas que atienden a relativamente pocos clientes que tienen concentraciones relativamente altas de carga, predominantemente clientes industriales / comerciales. Matemáticamente, ASIDI se da en la siguiente ecuación. (Ayre, 2005)



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

## 2.5. Calidad de Suministro Conforme NTCSE

La actual Norma Técnica de Calidad de Servicios Eléctricos (NTCSE) publicada mediante DS-020-97-EM en octubre de 1997 y las últimas modificaciones contempladas, incluyendo el DS-040-2001-EM de julio del 2001, expresan que la calidad de suministro se expresa en función de la continuidad del servicio eléctrico a los clientes, es decir, de acuerdo a las interrupciones del servicio.(Ayre, 2005)

En ese sentido, para evaluar la calidad de suministro, se toman en cuenta indicadores que miden el número de interrupciones del servicio eléctrico, la duración de las mismas y la energía no suministrada a consecuencia de ellas, siendo su período de control de interrupciones de seis (6) meses calendario de duración.

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 suministrador 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.(Ayre, 2005)

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.

La calidad de suministro se evalúa utilizando los siguientes indicadores que se calculan para períodos de control de un semestre: es el número total de interrupciones en



el suministro de cada cliente durante un período de control de un semestre. la sumatoria de las duraciones individuales ponderadas de todas las interrupciones en el suministro eléctrico al cliente durante un período de control de un semestre.(Ayre, 2005)

Las tolerancias en los indicadores de calidad de suministro para clientes conectados en nivel de tensión primaria (media tensión de 1 KV a 30 KV), son las siguientes:(Ayre, 2005)

- **Número de Interrupciones por Cliente (N')**

Cientes en Media Tensión : 04 Interrupciones/semestre
---

- **Duración Total Ponderada de Interrupciones por Cliente (D')**

Cientes en Media Tensión : 07 horas/semestre
--

## 2.6. Normas Técnicas Existentes

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

La Calidad de Suministro se expresa en función de la continuidad del servicio eléctrico a los Clientes, es decir, de acuerdo a las interrupciones del servicio.

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

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





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

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

#### **2.6.2. Tolerancias (NTCSE, 2006 p. 30)**

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

##### **Número de Interrupciones por Cliente (N')**

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

##### **Duración Total Ponderada de Interrupciones por Cliente (D')**

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



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

Aprobada mediante Resolución N° 074-2004-OS/CD, el objetivo es establecer el procedimiento para la entrega de información adicional a lo reportado por aplicación de la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos por parte de las empresas concesionarias de distribución referidos a interrupciones por fallas maniobras e indisponibilidades de las instalaciones eléctricas de Generación, Transmisión o Distribución que afecten al suministro del servicio público de electricidad.

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

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

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

### **2.6.4. Tipificación y escala de multas y sanciones (OSINERGMIN, 2003)**

Aprobada mediante Resolución N° 028-2003-OS/CD, el objetivo es contar con un instrumento jurídico que ordene y sistematice el universo de hechos u omisiones bajo el



ámbito de supervisión y fiscalización institucional. Asimismo, contar con una escala de multas y sanciones en adelante la Escala acorde con la normatividad vigente, a fin de poder dar un mayor respaldo a la función fiscalizadora y sancionadora de la institución.

### **Tipo de empresa**

#### **Tipo 1:**

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

#### **Tipo 2:**

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

#### **Tipo 3:**

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

#### **Tipo 4:**

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

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

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

Fuente: (Anexo 1 de Tipificación y Escala De Multas y Sanciones)



## 2.7. Fallas en las Redes Eléctricas

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

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

Estas fallas pueden ser:

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



## **2.7.2. Clases de fallas**

### **2.7.2.1 Fallas temporales**

Esta clase de fallas pueden ser despejadas antes de que ocurran serios daños, o se autodespejan por la operación de dispositivos de despeje de falla que operan lo suficientemente rápido para prevenir los daños. Algunos ejemplos son: arqueos en la superficie de los aisladores iniciados por las descargas atmosféricas, balanceo de conductores y contactos momentáneos de ramas de árboles con los conductores. La mayoría de las fallas en líneas aéreas son de carácter temporal pero pueden convertirse en permanentes si no se despejan rápidamente con la actuación de las protecciones de sobrecorriente. (Ramirez, 2003 p. 67)

### **2.7.2.2 Fallas permanentes**

Son aquellas que persisten a pesar de la velocidad a la cual el circuito es desenergizado o el número de veces que el circuito es desenergizado. Algunos ejemplos: cuando dos o más conductores desnudos en un sistema aéreo entran en contacto debido a rotura de conductores, crucetas o postes; los arcos entre fases pueden originar fallas permanentes, ramas de árboles sobre la línea, etc. (Ramirez, 2003 p. 67)

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

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



### **2.7.3. Tipos de fallas**

Los Sistemas Eléctricos de distribución están sometidos a diversos fenómenos que producen distintos tipos de fallas eléctricas de forma imprevista y sorpresiva, entre los fenómenos causantes de una falla eléctrica, podemos mencionar: viento, incendios, la caída de una estructura, maniobras, descargas atmosféricas, etc. (Arce, 2010 p. 149)

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

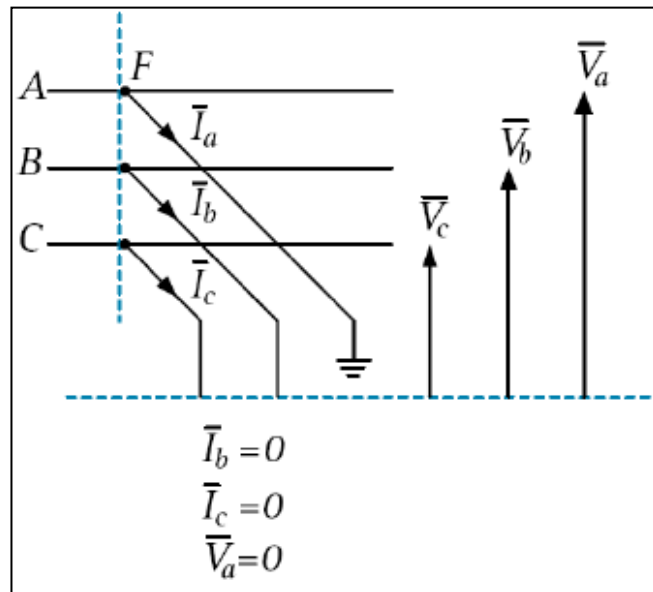
- Falla simple de línea a tierra o monofásica
- Falla de línea a línea o bifásica
- Falla doble línea a tierra o bifásica a tierra
- Falla trifásica

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

#### **2.7.3.1 Falla simple de línea a tierra o monofásica**

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

**Figura N° 2. 7:** Falla monofásica

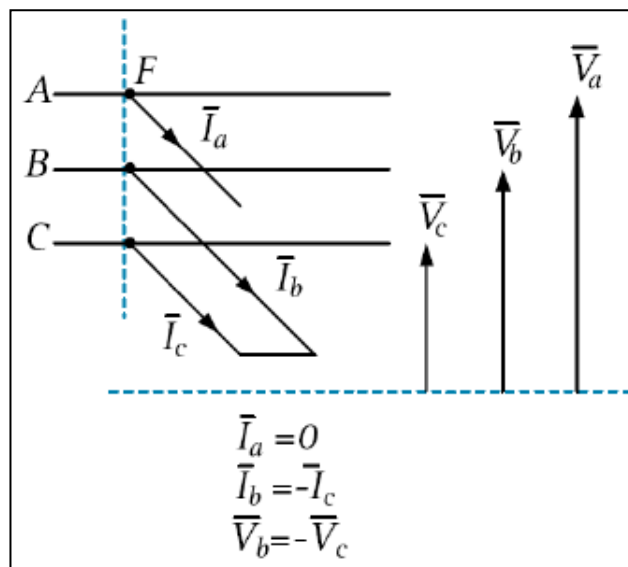


Fuente: Cálculo de Fallas (Chilet, 2009)

### 2.7.3.2 Falla de línea a línea o bifásica

La falla del aislamiento entre dos de las tres fases es conocida como falla de línea a línea y se produce cuando hacen contacto físico dos conductores energizados de las tres fases de un sistema trifásico sin tocar la tierra del sistema, provocando una caída de tensión y un aumento significativo de la corriente en las dos fases falladas.

**Figura N° 2. 8:** Falla bifásica



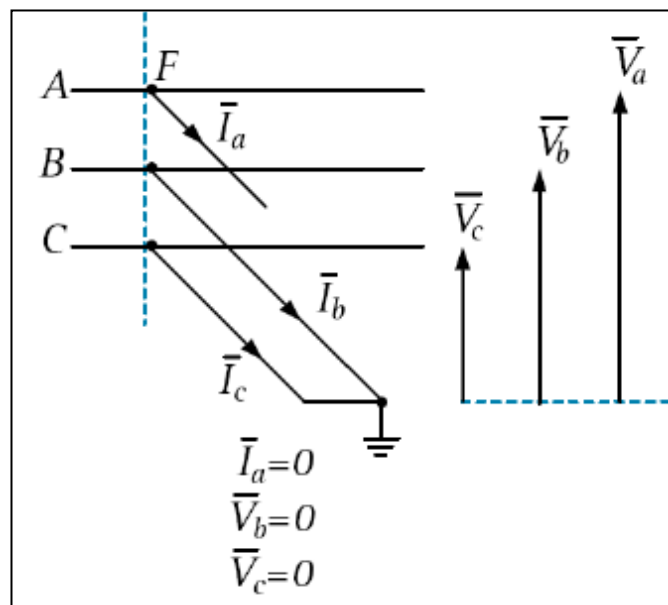
Fuente: Cálculo de Fallas (Chilet, 2009)



### 2.7.3.3 Falla doble línea a tierra o bifásica a tierra

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

**Figura N° 2. 9:** Falla bifásica a tierra



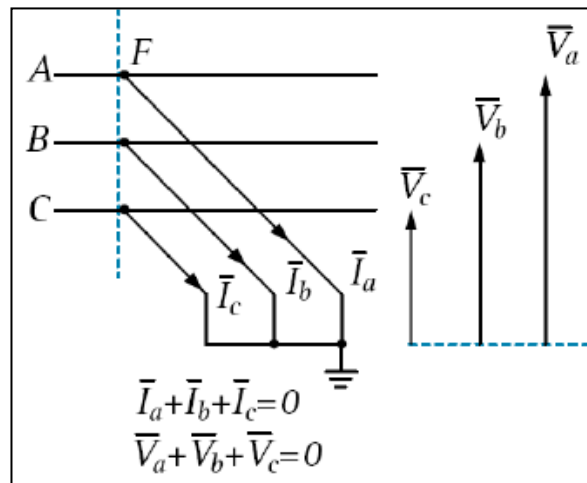
Fuente: Cálculo de Fallas (Chilet, 2009)

### 2.7.3.4 Falla trifásica

La falla del aislamiento entre las tres fases se la conoce como falla trifásica. Las fallas trifásicas simétricas tienen una probabilidad de ocurrencia muy baja, y cuando suceden generalmente es por descuido del personal de mantenimiento. Los conductores de las tres fases se cortocircuitan con un juego de conductores aislados que tienen contacto efectivo con la tierra del sistema para protección del liniero, contra la energización inadvertida de la línea mientras se trabaja en red teniendo contacto con los conductores de fase. Una vez terminados los trabajos, hay ocasiones en las que el liniero se olvida de quitar las puestas a tierra y cuando se conecta el interruptor, ocurre una falla

trifásica simétrica. Este tipo de falla es la que tiene menor probabilidad de ocurrencia de los tipos de fallas anteriormente descritas, la mayoría de las fallas que se consideran trifásicas, inician como fallas de simple línea a tierra o de línea a línea, instantes después se involucran las fases no falladas.

**Figura N° 2. 10:** Falla Trifásica



Fuente: Cálculo de Fallas (Chilet, 2009)

#### 2.7.4. Sobrecorriente

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

Un sobrecorriente se puede originar a partir de un cortocircuito con el contacto imprevisto de dos conductores o partes de un circuito eléctrico, con una diferencia de potencial o tensión entre sí sin ninguna impedancia eléctrica entre ellos. Este efecto, según la Ley de Ohm, al ser la impedancia cero hace que la intensidad tienda a infinito, con lo cual peligra la integridad de conductores y máquinas debido al calor generado por dicha intensidad, debido al efecto Joule. En la práctica, la intensidad producida por un



cortocircuito, siempre queda amortiguada por la resistencia de los propios conductores que, aunque muy pequeña, nunca es cero. (Cervantes & Villegas, 2009 p. 14)

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

### 2.7.5. Origen de las sobretensiones

Las sobretensiones pueden ser el resultado de problemas de larga duración que crean aumentos de tensión. Una sobretensión puede considerarse un aumento de tensión prolongado. Las sobretensiones también son comunes en áreas donde los valores de referencia de los Taps del transformador de suministro están mal configurados y se han reducido las cargas. Esto es común en regiones estacionales donde las comunidades reducen el uso de energía fuera de temporada y aún se está suministrando la capacidad de energía para la parte de la estación de alto uso, aun cuando la necesidad de suministro es mucho más pequeña. (Seymour & Horsley, n.d. p. 12)

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

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

- Establecer el origen y el tipo de sobretensiones que es necesario determinar para una selección adecuada de los aislamientos y de los medios de protección.



- Determinar la distribución estadística de aquellas sobretensiones que serán empleadas en la selección de los aislamientos.

### 2.7.6. Clasificación de sobretensiones

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

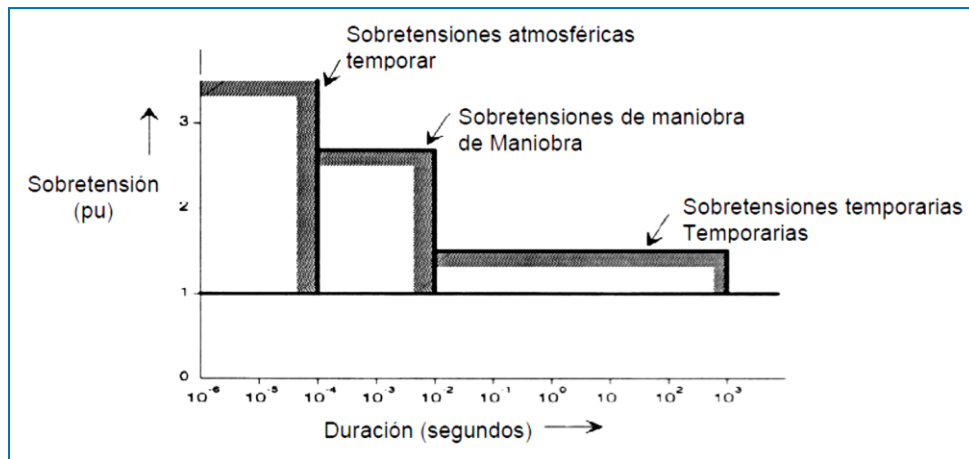
- a. Origen interno:** Estas sobretensiones son causadas por el propio sistema cuando los dispositivos de desconexión de la línea no brindan seguridad al sistema. Por ejemplo, en casos en los que hay rechazo de carga en el extremo más alejado de la red. Estos a su vez se dividen en sobretensiones de maniobra y temporales.
- b. Origen externo:** Son causadas por descargas atmosféricas, al impactar un rayo de manera directa o indirectamente sobre la red eléctrica.

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

- a) Sobretensiones temporales:** Son de larga duración (desde varios milisegundos a varios segundos), poco amortiguadas, amplitud superior a la máxima nominal del sistema y de frecuencia igual o próxima a la frecuencia de operación.
- b) Sobretensiones de frente lento:** Son de corta duración (pocos milisegundos), fuertemente amortiguadas y se presentan con una gama de frecuencias que varía entre 2 y 20 KHz.
- c) Sobretensiones de frente rápido:** Son generalmente unidireccionales, de duración muy corta y amplitud muy superior a la tensión de cresta nominal originadas por actividad atmosférica, debido al impacto de rayos en las líneas aéreas (Hurtado, 2016 p. 34), o cerca de ellas. Su rango de frecuencia varía de 10KHz - 3MHz.

d) **Sobretensiones de frente muy rápido:** Dependiendo del origen pueden ser oscilatorias o unidireccionales, generalmente se deben a la maniobra de seccionadores en las subestaciones blindadas en SF6 (Hurtado, 2016 p. 34), su duración es de pocos microsegundos, y su frecuencia es generalmente varia de 100KHz· 50 MHz”.

**Figura N° 2. 11:** Amplitud y duración de los distintos tipos de sobretensiones



Fuente: (Hurtado, 2016)

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

**Figura N° 2. 12:** Formas de onda de sobretensiones normalizadas según IEC-60071-1

Class	Low frequency		Transient		
	Permanent	Temporary	Slow front	Fast front	Very fast front
Voltage shape					
Range of voltage shapes	$f = 50 \text{ Hz or } 60 \text{ Hz}$ $T_t \leq 3 \text{ 600 s}$	$10 \text{ Hz} < f < 500 \text{ Hz}$ $0,03 \text{ s} \leq T_t \leq 3 \text{ 600 s}$	$20 \mu\text{s} < T_p \leq 6 \text{ 000 } \mu\text{s}$ $T_2 \leq 20 \text{ ms}$	$0,1 \mu\text{s} < T_1 \leq 20 \mu\text{s}$ $T_2 \leq 300 \mu\text{s}$	$3 \text{ ns} < T_1 \leq 100 \text{ ns}$ $0,3 \text{ MHz} < f_1 < 100 \text{ MHz}$ $30 \text{ kHz} < f_2 < 30 \text{ MHz}$
Standard voltage shape	$f = 50 \text{ Hz or } 60 \text{ Hz}$ $T_t$ *)	$48 \text{ Hz} \leq f \leq 62 \text{ Hz}$ $T_t = 60 \text{ s}$	$T_p = 250 \mu\text{s}$ $T_2 = 2 \text{ 500 } \mu\text{s}$	$T_1 = 1,2 \mu\text{s}$ $T_2 = 50 \mu\text{s}$	*)
Standard withstand test	*)	Short-duration power frequency test	Switching impulse test	Lightning impulse test	*)

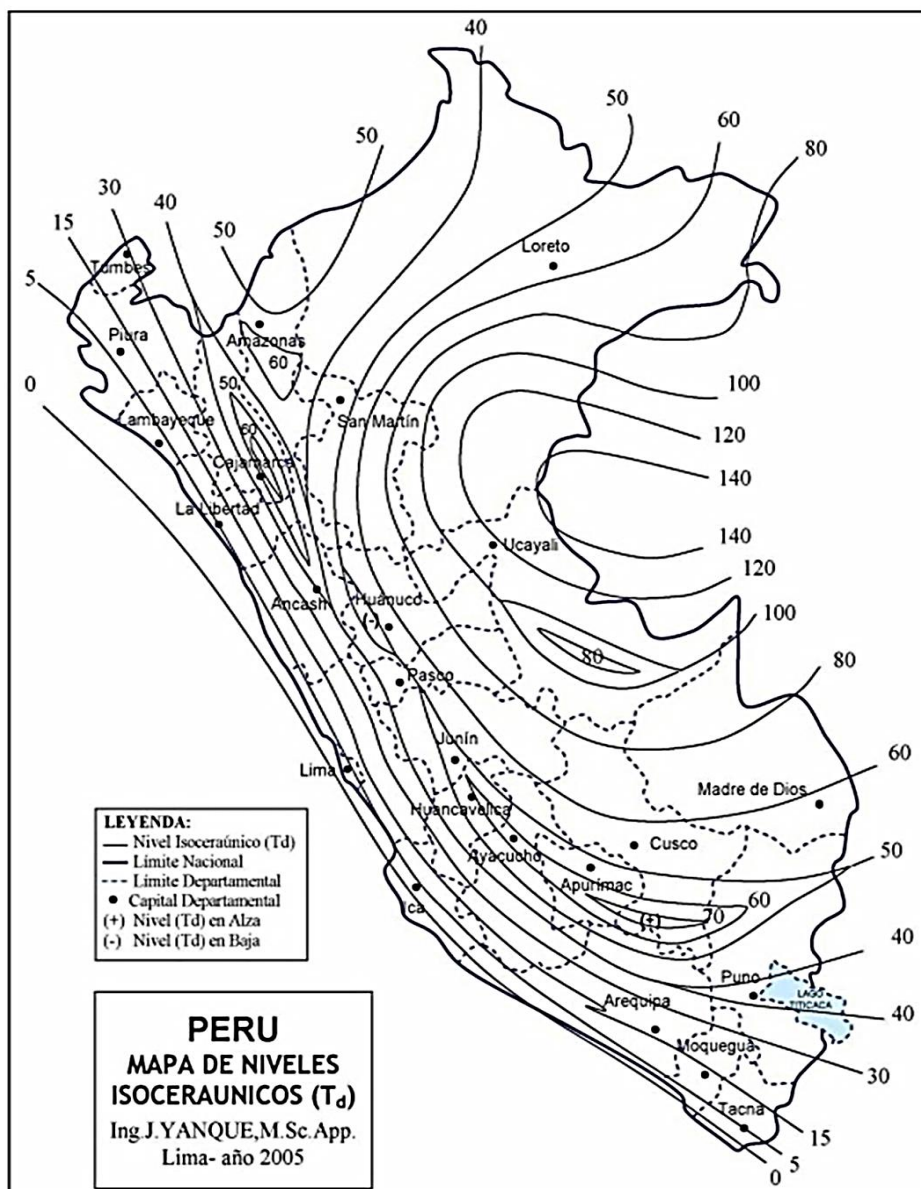
\*) to be specified by the relevant apparatus committees

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

### 2.7.7. Descargas atmosféricas

Las descargas atmosféricas producen sobretensiones en las líneas y a su vez en el equipo de la subestación, capaces de perforar el aislamiento y/o el deterioro del equipo de patio e inclusive el de control y protección. Son producidas por el medio ambiente. Existen zonas de alto nivel isoceraúnico donde se presentan con mayor frecuencia. El nivel isoceraúnico da el número de días al año en los que se presentan tormentas que involucran descargas eléctricas. (Ramirez, 2003 p. 293)

**Figura N° 2. 13:** Mapa de niveles isoceraunicos del Perú



Fuente: Cortesía del Ing. Justo Yanque



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

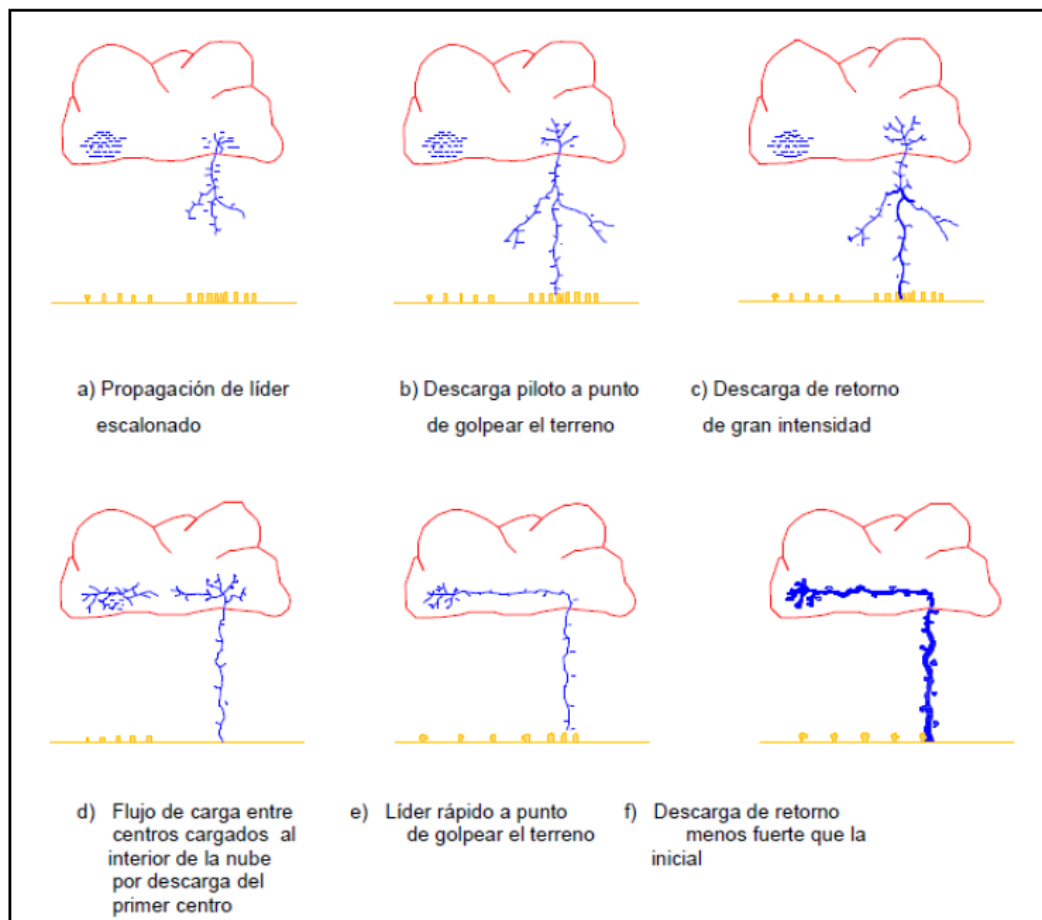
Antes de desarrollar un estudio sobre los efectos de las descargas en los sistemas de transmisión eléctrica aéreos, resulta conveniente conocer acerca de algunos de sus aspectos resaltantes, como lo son, su naturaleza y origen. Son muchas las teorías formuladas sobre la formación de una descarga atmosférica,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

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

#### **Teoría de schonland (Machaca, 2017 p. 35)**

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

**Figura N° 2. 14:** Procesos de formación de la descarga nube tierra



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

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





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

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



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

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

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

## **2.8. Sistema de protección**

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



### **2.8.1. Objetivo del sistema de protección**

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

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

### **2.8.2. Funciones del sistema de protección (Ramirez, 2003 p. 68)**

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

### 2.8.3. Compromisos del sistema de protección

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

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

### 2.8.4. Criterios de diseño

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

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

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

**Velocidad:** Tras haber sido detectada, una falla debe ser despejada lo más rápidamente posible. Cuando menos tiempo se tarde en aislar la falla, menos se extenderán sus efectos



y menores daños y alteraciones se producirán al reducirse el tiempo de permanencia bajo condiciones anómalas en los diferentes elementos. (Ramirez, 2005 p. 7)

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

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

### **Protecciones instantáneas**

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

### **Protecciones de tiempo diferido o con retraso en tiempo**

Son aquellas en las que de manera intencionada se introduce un tiempo de espera que retrasa su operación, es decir, que retrasa el inicio de la maniobra de apertura de interruptores una vez ha sido tomada la decisión de operar. Este retraso facilita, por ejemplo, la coordinación entre protecciones con el objetivo de que actúen solamente aquellos que permiten aislar la falla desconectando la mínima parte posible del SEP. (Zambrano, 2008 p. 24)



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

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

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

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

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



El sistema debe ser seguro contra operaciones falsas, de tal forma que reenergice el circuito cuando se tenga carga desbalanceada, corrientes de arranque de carga en frío, armónicos, y otros transitorios o condiciones de estado estable que no sean peligrosos para los componentes o causen daños mortales a personas. (Ramirez, 2003 p. 394)

## **2.9. Elementos de protección**

### **2.9.1. Fusibles**

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

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

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

Cuando por el fusible circula una corriente, el intervalo de tiempo desde que se detecta, hasta que empieza a fundirse se denomina “tiempo mínimo de fusión”; y el intervalo de tiempo que termina en fundirse todo el fusible se denomina “tiempo máximo de despeje”. La principal limitación de un fusible es, siempre que es sometido a una corriente superior a su mínima corriente de fusión, se funde y queda sin servicio la parte



del sistema más allá de este, esta interrupción se da hasta que un técnico llegue y analice el tipo de falla y reponga dicho fusible. (Arce, 2010 p. 12)

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

- **Fusible Tipo K:** Conducen hasta 150% de su  $I_n$  sin daños (relación de velocidades 6 a 8).
- **Fusible Tipo T:** Más lento que los K (relación de velocidad 10 a 13).
- **Fusible Tipo Std:** Intermedia entre los K y T; son permisivos a las fluctuaciones de corriente (relación de velocidad 7 a 11).
- **Fusible Tipo H:** Conducen hasta el 100% de su  $I_n$  sin daño; tienen características de fusión muy rápida (relación de velocidad 7 a 11).
- **Fusible Tipo N:** Conducen hasta el 100% de su  $I_n$  sin daños. Son más rápidos aún que los H.
- **Fusible Tipo X:** Provistos de un Elemento dual; son permisivos a las fluctuaciones de la corriente (relación de velocidad 32).
- **Fusible Tipo Sft:** Provisto de elemento dual; no actúan ante fallas temporarias en transformadores.
- **Fusible Tipo MS o KS:** Respuesta ultra lenta y mayor permisividad de corriente que los T; bueno como protección de línea (relación de velocidad 20).
- **Fusible Tipo MN241 AYEE:** Conducen hasta el 130% de su  $I_n$  sin daños; poseen un resorte extractor necesario en los seccionadores MN241 AYEE.



- **Fusible Tipo DUAL:** Son fusibles extra lentos, cuya relación de velocidad es de 13 y 20 (para 0.4 y 21 amperios, respectivamente).

**Figura N° 2. 15:** Diferentes tipos de fusibles



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

### 2.9.2. Reconectores

Dispositivo de apertura o cierre mecánico capaz de soportar tanto la corriente de operación normal como las altas corrientes durante un tiempo específico, debido a fallas en el sistema. Pueden cerrar o abrir en forma manual o automática por medio de relevadores. Deben tener alta capacidad de interrupción de corriente y soportar altas corrientes en forma continua. Su operación automática se hace por medio de relevadores que son los encargados de censar las condiciones de operación de la red; situaciones anormales tales como sobrecargas o corrientes de falla ejercen acciones de mando sobre el interruptor, ordenándole abrir. Las señales de mando del relevador hacia el interruptor pueden ser enviadas en forma eléctrica, mecánica, hidráulica o neumática. (Ramirez, 2003 p. 484)

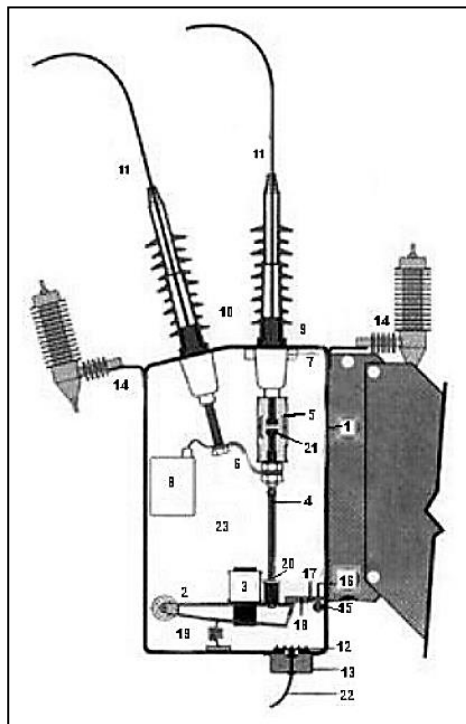
Los reclosers son utilizados en sistemas de distribución para detectar e interrumpir fallas momentáneas. Un reconector mejora la continuidad del servicio restaurando la

potencia de la línea automáticamente después de una falla momentánea. Los rangos de los reclosers funcionan desde 2.4kV hasta 38kV para corrientes de carga desde 10 hasta 1200A y corrientes de falla desde 1 hasta 16kA. (Ajquejay, 2007 p. 2)

### 2.9.2.1 Partes que componen un recloser

La composición de un recloser es la siguiente:

**Figura N° 2. 16:** Recloser monofásico



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

Fuente: (Ajquejay, 2007)



### 2.9.2.2 Funcionamiento de un Recloser (Ajquejay, 2007)

1. El Reconectador posee interruptores de vacío (5) contenidos en un tanque de acero inoxidable grado marino 316, totalmente soldado y sellado (1), especialmente diseñado para el montaje sobre poste. Dicho tanque está lleno de gas de hexafluoruro de azufre (SF<sub>6</sub>) (23), el cual tiene excelentes propiedades de aislación eléctrica, lo cual da por resultado un equipo compacto y con un mínimo de mantenimiento.
2. El gabinete de control, el cual se instala a poca altura para facilitar el acceso, es el que aloja al Panel de Control del operador y a la unidad de microelectrónica. Dicho gabinete cumple con las funciones de protección y controla y monitorea al reconectador. Se conecta al reconectador mediante un cable umbilical enchufable (22). El reconectador junto con el gabinete de control constituyen un equipo de monitoreo y control a distancia.
3. El reconectador se cierra mediante un impulso de corriente controlada que proviene de un capacitor que se encuentra en el gabinete de control y que se transmite a través del solenoide de cierre (3) éste atrae la placa (2), la cual, a su vez, cierra los contactos (21) en el interruptor de vacío (5) mediante las barras impulsoras (4).
4. Los contactos, a su vez, se mantienen en posición cerrada por medio de las lengüetas del enganche (18) que se apoyan en la barra de apertura (17). La apertura de los contactos se logra mediante la liberación de un impulso de corriente controlada desde un capacitor y a través de la bobina de apertura (15).



5. Dicho impulso atrae a la armadura de la barra de apertura (16) que hace girar a esta última (17) y libera el enganche (18). El resorte de apertura (19) y los resortes de contacto (20) aceleran esta apertura de los contactos (21).
6. La presencia de la conexión flexible (6) está destinada a permitir que ocurra el movimiento de dichos contactos. Asimismo, los bushings aislantes (9) sirven para aislar el tanque (1) de los conductores, y proporcionan un doble sello para el tanque.
7. Dichos bushings brindan la aislación necesaria, y sirven de soporte para los sensores de tensión, que están encapsulados, y para los transformadores de corriente (7). Estos bushings cumplen con la norma DIN 47 636-630 (opción roscada), lo cual permite otro tipo de conexión de cables si se lo deseara.
8. Los bushings de material polimérico (10) y los 3 metros de cable de aluminio de 185 mm<sup>2</sup> para 400 A con aislación al agua (11), se proveen en forma standard para realizar el montaje en sitio.
9. Esta disposición de los elementos permite tener un reconector de dimensiones compactas, pero que, al mismo tiempo, se puede conectar a un sistema conductor ya sea aislado o desnudo, según sean las necesidades. Este sistema de conexiones totalmente aisladas permite que el equipo esté a salvo de fallas provocadas por los pájaros y otras especies de vida silvestre.
10. El soporte para el montaje de los descargadores (14) brinda mayor comodidad y practicidad a la instalación, (también se puede proveer el reconector para montaje en subestación).
11. Se requiere una fuente de alimentación de tensión auxiliar de 110, 220, 240 ó 415 V para alimentar la unidad. Si ésta no fuera conveniente, existe la opción de



compra de un transformador interno de tensión (8). El gabinete de control se conecta mediante un cable umbilical (22) a la parte inferior del tanque del Reconectador a través de un dispositivo cubierto (12 y 13).

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

### **2.9.3. Seccionadores**

#### **2.9.3.1 Seccionadores tipo Cut-Out**

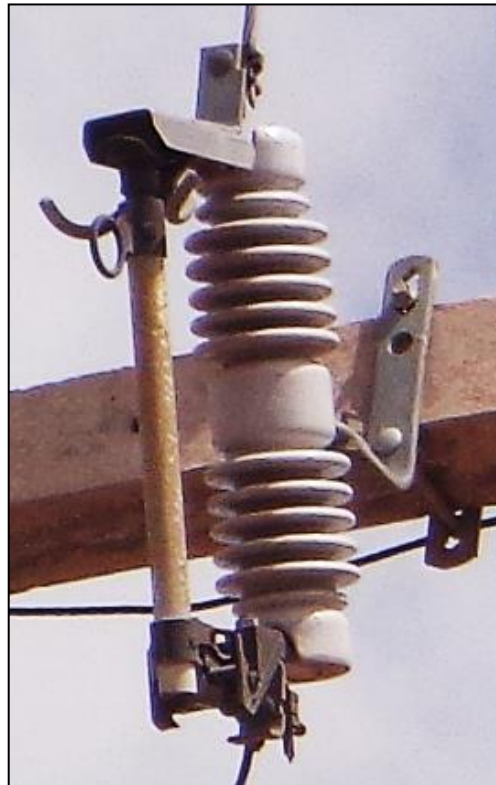
Los cortacircuitos de expulsión son aparatos especialmente diseñados para ser utilizados en exterior, cuyo propósito principal es proteger las líneas de un sistema de distribución aérea y los diferentes aparatos conectados a estas, tales como transformadores y bancos de capacitores, mediante el uso de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

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

Todos los CUT-OUT proporcionan un punto visible de seccionamiento abierto para el personal de mantenimiento y está equipado con ganchos para la apertura en carga mediante pértigas especiales (herramienta rompecarga portátil). Esto permite usarlo como

un seccionador rompecarga para abrir el circuito con la corriente de carga circulando. Asimismo, los aparatos tienen un ingenioso sistema constructivo que guía el portafusible, durante el cierre, de manera que éste se realiza con gran seguridad, sea cual sea la posición del operario. (ABB-CELMEC, n.d.; HUBBELL, 2015; INAEL, n.d.)

**Figura N° 2. 17:** Seccionador tipo CUT-OUT



Elaboración Propia

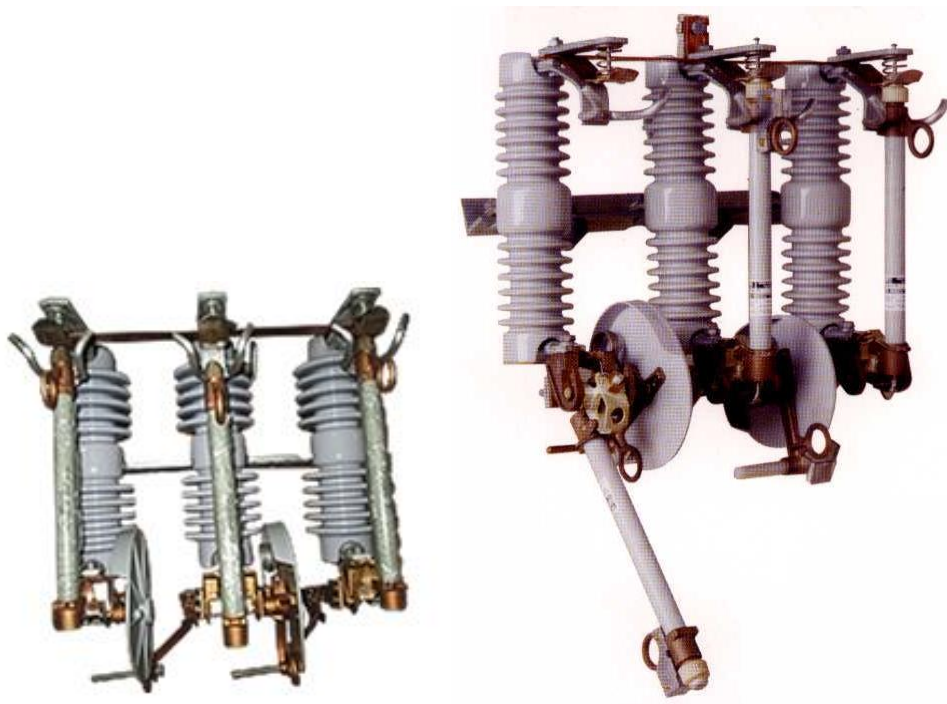
### **2.9.3.2 Seccionadores de repetición**

El seccionador fusible de repetición está compuesto por tres bases portafusibles equipados con cartuchos portafusibles. Las bases están instaladas lado a lado en una misma estructura o en un solo bloque e interconectadas mecánica y eléctricamente. La fuente se conecta en la parte superior del seccionador fusible por una barra de cobre electrolítico que interconecta las bases. La carga se conecta en la parte inferior e inicialmente estar sometida al primer seccionador fusible, quedando los demás cerrados como reserva del primero. En condiciones de defecto el circuito rompe el primer hilo

fusible (no suministrados con el equipo), en el final del recorrido de apertura el cartucho portafusible acciona el dispositivo de contacto móvil, que reconecta automáticamente el circuito para el segundo seccionador fusible. Persistiendo el defecto, el proceso se repite para el segundo seccionador fusible transfiriendo la carga para el tercero. La interrupción definitiva del circuito ocurre después que se quema el tercer hilo fusible. (AES, 2006 p. 03)

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

**Figura N° 2. 18:** Seccionadores de repetición de tres etapas



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



## CAPÍTULO III

### MATERIALES Y MÉTODOS

#### 3.1. Tipo y Diseño de Investigación

##### 3.1.1. Tipo de investigación

El método científico a utilizarse es Cuantitativo y descriptivo, porque se hará uso de la recolección de datos para poder probar las hipótesis, en base al análisis estadístico.

##### 3.1.1.1 Método cuantitativo

El método a utilizarse es cuantitativo, porque se hará uso de la recolección de datos para probar la hipótesis, con base en la medición numérica y el análisis estadístico, mediante este método se analizara los indicadores de calidad SAIFI, SAIDI y CAIDI de nuestro alimentador en estudio.

##### 3.1.1.2 Método descriptivo

Para las hipótesis específicas utilizaremos el método descriptivo, porque se realizara un diagnóstico del objeto de estudio, debido a que la investigación descriptiva ofrece la posibilidad de predicción y requiere considerable conocimiento del área que se investiga para formular las preguntas específicas que se busca responder. Este método va más allá de la descripción de conceptos o fallas, están dirigidos a responder las causas de las fallas, que para este trabajo haremos uso de diferentes fuentes de información que garantizara el punto de partida de la investigación, que ayudara la creación de diferentes respuestas a nuestra hipótesis.

#### 3.2. Diseño de la Investigación

Para un buen estudio de las fallas de distribución en el alimentador 8001 SED Azángaro. Se realizara los siguientes procedimientos:



### 3.2.1. Influencia de las fallas de distribución sobre la calidad de suministro

Una vez efectuado el cálculo de los indicadores de calidad SAIFI, SAIDI y CAIDI, antes y después de la implementación de sistemas de Protección, que reducirán el número de interrupciones por descargas atmosféricas, se determinó los nuevos indicadores de calidad de suministro comparándose con los inicialmente existentes, verificándose nuevamente el cumplimiento de las tolerancias establecidas por la NTCSE

### 3.2.2. Caracterizar los indicadores de calidad

Se realizara la recolección de información (estadística de interrupciones de los años en estudio, evaluación actual de la línea, características técnicas de los equipos, aislamiento). Se efectuó el cálculo de los indicadores de calidad según lo dispuesto en la NTCSE mostrada a continuación.

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

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

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

### 3.2.3. Estadística de las fallas de distribución

Se efectúa una estadística descriptiva a partir de los registros de interrupciones efectuadas por parte de la empresa concesionaria sobre el alimentador analizado.

### 3.2.4. Estado situacional de las puestas a tierra del sistema de protección

Se diagnosticara y evaluara el estado situacional de los sistemas de puesta a tierra del alimentador en estudio.



### **3.3. Población y muestra de investigación**

**Población:** Alimentadores en Media Tensión del S.E. Azángaro ELECTRO PUNO S.A.A.

**Muestra:** Alimentador en Media Tensión 8001 de ELECTRO PUNO S.A.A.

### **3.4. Técnicas e instrumentos para recolección de datos**

Para el desarrollo de esta investigación utilizaremos la estrategia de revisión de base de datos, que éstas se encuentran en la ficha de registros de eventos ocurridos, del alimentador en media tensión 8001 del sistema eléctrico de Azángaro

### **3.5. Procedimiento de Recolección de Datos**

El procedimiento de recolección de datos está basado en la selección de la información técnica, obtenidos de:

- Recopilación de información de Electro Puno S.A.A. referente al registro de interrupciones del alimentador 8001 – Azángaro.
- Consultas
- Búsqueda y revisión de información del tema de internet, libros y artículos.

### **3.6. Técnicas para el procesamiento y análisis de datos**

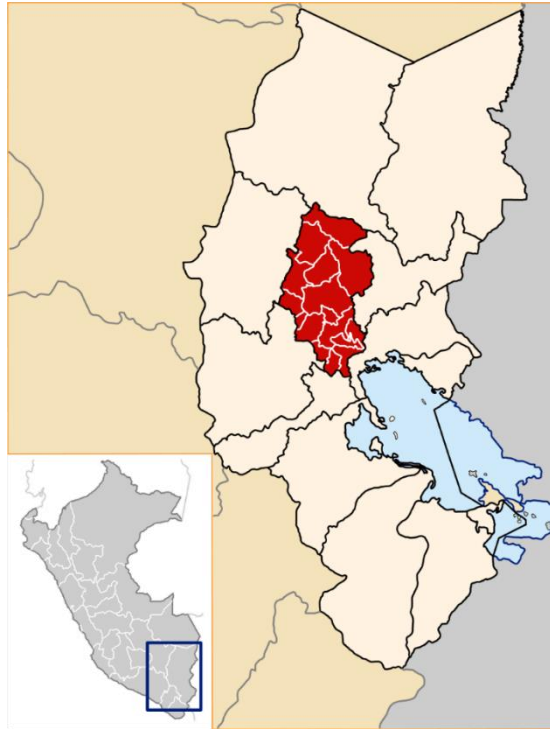
- Software DigSilent Power Factory
- Microsoft Office (Excel, Word) version 2013
- Otros según se requiera

### **3.7. Ámbito de estudio y aplicación**

El lugar donde se desarrollara el presente estudio, es en la provincia de Azángaro, departamento de Puno, cuyo centro de transformación se encuentra en el distrito de

Azángaro, con altitudes de 3859 m.s.n.m. Siendo este un área de concesión eléctrica de la Empresa Electro Puno S.A.A.

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



Fuente: Wikipedia

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



Fuente: Wikipedia

### 3.7.1. Descripción del sistema eléctrico en estudio

El sistema eléctrico en estudio comprende desde la S.E. de Azángaro y el alimentador 8001.

#### 3.7.1.1 Subestación Eléctrica Azángaro

Para fines del estudio se denomina Sistema Eléctrico de Azángaro a la subestación que suministra REP del Perú con un nivel de tensión de 138 KV y llega a un transformador de potencia de tres devanados YN0yn0d5 con salidas de 60.0 KV y 22.9 KV, un patio de llaves con sus respectivas barras, seguido de un relé de protección, reconectores, seccionador de línea y seccionadores de derivación.

**Figura N° 3. 3:** Sub estación eléctrica de Azángaro



Fuente: ELPU

El transformador de potencia de tres devanados con 138 KV en el lado de alta, presenta salidas en dos niveles de tensión en 60.0 KV y 22.9 KV, comprende dos alimentadores de MT (AMT) llamados 8001 y 8002.

**Figura N° 3. 4:** S.E. Azángaro. Transformador de potencia tres devanados YN0yn0d5  
S.E. Azángaro

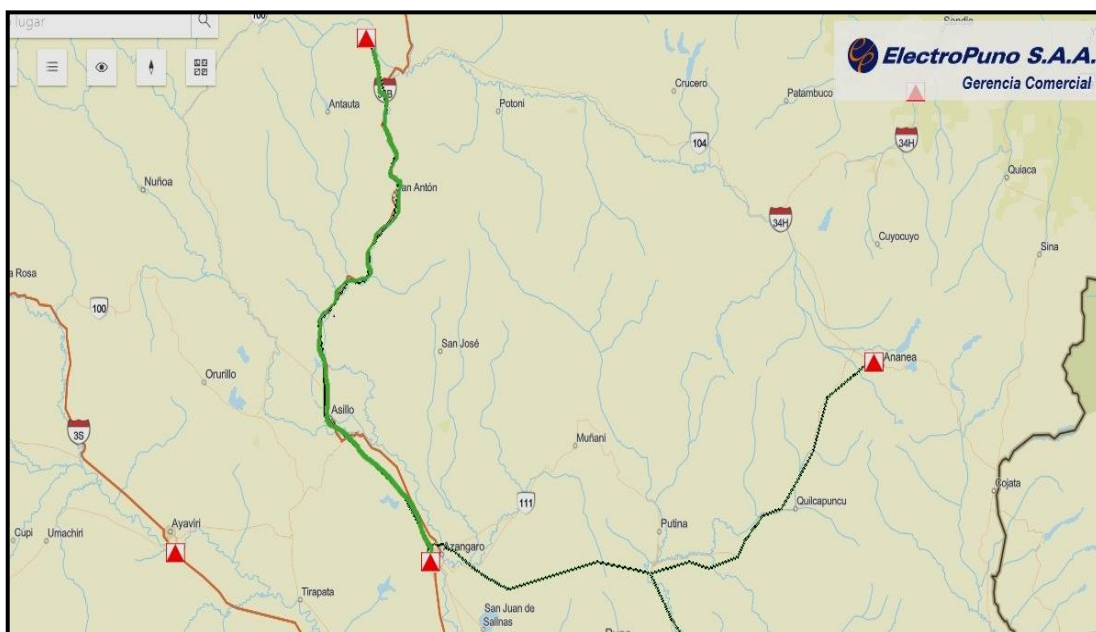


Fuente: ELPU

### 3.7.1.2 Alimentador Azángaro 8001

El alimentador 8001 parte desde la S.E. Azángaro y suministra energía al distrito de Azángaro, Asillo y San Anton.

**Figura N° 3. 5:** Alimentador de Azángaro 8001



Fuente: ELPU



### 3.7.2. Número de usuarios del alimentador 8001

En la mayoría de los casos, el número de usuarios de un sistema eléctrico va en aumento con el transcurrir del tiempo. A continuación se muestran usuarios en el alimentador 8001 correspondiente al periodo en estudio por año y semestre.

**Tabla N° 3. 1:** Número de usuarios del alimentador 8001

Año	N° de Usuarios	
	Semestre I	Semestre II
2013	9555	9615
2014	9735	9822
2015	9933	10036
2016	10182	10391
2017	10483	10572
2018	10668	10783

Fuente: ELPU

### 3.8. Pararrayos y Puestas y Tierra

#### 3.8.1. Pararrayos de Línea

Los pararrayos son de Óxido de Zinc, de conexión directa para la tensión de 21KV. Existen 12 pararrayos entre derivaciones de línea y en línea recta, estos están netamente destinados a la protección contra descargas atmosféricas. En el cuadro se detallan sus especificaciones técnicas más importantes.

**Tabla N° 3. 2:** Resumen de datos técnicos de los pararrayos de línea

PARARRAYOS DE LÍNEA	
MARCA	Diferentes
TIPO	Auto valvulares
TENSIÓN NOMINAL DE LA RED	22.9 KV
TENSIÓN NOMINAL DE PARARRAYO	21 KV
TENSIÓN DE OPERACIÓN CONTINUA	17 KV

(Continuación...)

CORRIENTE NOMINAL DE DESCARGA	10 KA
NIVEL DE AISLAMIENTO	125 KV
FRECUENCIA	50 HZ
LÍNEA DE FUGA	1030 mm
INSTALACIÓN	Exterior
NEUTRO DEL SISTEMA	Sistema Aislado
Nro. DE PARARRAYOS DE LINEA	12

Fuente: ELPU

### 3.8.2. Sistema de Puesta a Tierra (SPAT)

Es importante que las resistencias de sistema de puesta a tierra de los pararrayos de la línea HU-04 sean valores bajos ( $Re \leq 10$  ohm), segunda edición – Ing. Favio Casas Ospina, ya que ello permita liberar en forma rápida de las corrientes de las descargas atmosféricas.

**Tabla N° 3. 3:** Valores máximos de resistencia de puesta a tierra

PARA SER USADAS EN:	VALOR MAXIMO DE RESISTENCIA DE PUESTA ATIERRA (OHMS)
Estructuras de líneas de transmisión	10 – 25
Subestaciones de media tensión en poste	1
Subestaciones de media tensión tipo interior	10
Protección contra rayos	10
Neutro de acometida en baja tensión	25
Descargas atmosféricas	25
Equipos electrónicos sensibles	5
Telecomunicaciones	5

Fuente: Valores tomados del texto “Tierras – Soporte de la seguridad Eléctrica” – Segunda Edición – Ing. Favio Casas Ospina.

### 3.8.3. Mediciones de Resistencias de PATs

Para tener un conocimiento real del sistema de puesta a tierra y realizar la evaluación del estado situacional, se realizó mediciones en campo, de los cuatro lugares donde existen las puestas a tierra.

**Tabla N° 3. 4:** Mediciones de puesta a tierra de los pararrayos de línea del alimentador 8001.

<b>MEDICIONES DE RESISTENCIA DE PATs</b>				
<b>Medición</b>	<b>Derivación ó de línea</b>	<b>CODIGO</b>	<b>Resistencia (ohm)</b>	<b>Ubicación</b>
Medición 01	LÍNEA	SE AZA8001-35	35.4	Salida a Asillo (REP)
Medición 02	LÍNEA	SEAZA8001-21	127.33	Com. Vilque Pitiquita (Recloser Asillo)
Medición 03	LÍNEA	SEAZA8001-19	50.6	C.P, Progreso
Medición 04	LÍNEA	SEAZA8001-17	42.13	Com. Pacuhuta

Elaboración Propia; Según las mediciones hechas en campo con el teluro metro.

De las 04 mediciones de resistencia de puesta a tierra que se realizó en campo, se puede decir que las resistencias se encuentran desde 35.4 hasta 127.33 ohmios, en resumen todas las mediciones superan los límites de resistencia de puesta a tierra para pararrayos que es  $R_o \leq 10$  ohm, según el cuadro 3.15 (valores tomando del texto “tierras – soporte de la seguridad eléctrica – segunda edición – Ing. Favio Casas Ospina).





## CAPÍTULO IV

### RESULTADOS Y DISCUSIÓN

#### 4.1. RESULTADOS

##### 4.1.1. Procesamiento de la estadística de interrupciones registrados por el centro de control de Electro Puno en el periodo 2013 – 2018

##### 4.1.1.1 Interrupciones percibidas por el alimentador 8001 por causas internas y externas

El registro de interrupciones en estudio, corresponden al periodo 2013 al 2018, en donde se tiene registrado 600 interrupciones de suministro de energía eléctrica, del alimentador 8001 del sistema eléctrico de Azángaro,

##### Por el origen de la interrupción

- Generación
- Transmisión
- Distribución

##### Por la naturaleza de la interrupción

- Mantenimiento
- Expansión o Reforzamiento
- Falla
- Operación
- Acción de terceros
- Fenómenos naturales

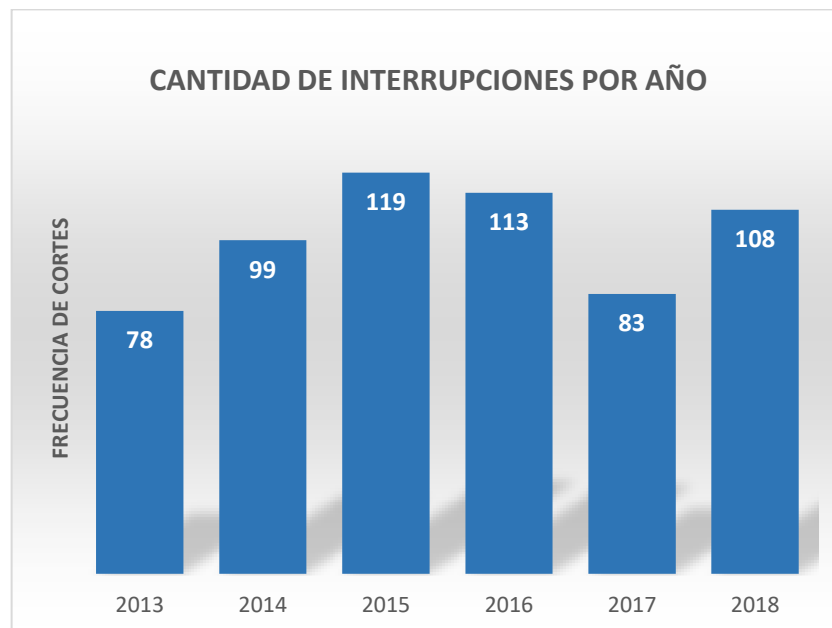
**Las estadísticas de las interrupciones registradas son las siguientes:**

**Tabla N° 4. 1:** Número total de interrupciones registrados durante el periodo 2013 – 2018.

TOTAL DE CORTES REGISTRADOS POR AÑO	
AÑO	TOTAL DE CORTES REGISTRADOS
2013	78
2014	99
2015	119
2016	113
2017	83
2018	108
<b>TOTAL</b>	<b>600</b>

Fuente: Centro de Control ELPU (ANEXO N° 2)

**Figura N° 4. 1:** Número total de interrupciones registradas durante el periodo 2013 - 2018



Elaboración Propia

De la **Tabla N° 4. 1** y **Figura N° 4. 1** se puede indicar que en el año 2015, se registró la mayor cantidad de cortes del servicio de energía eléctrica en el alimentador 8001, con un total de 119 interrupciones.

#### 4.1.2. Clasificación de la interrupción según la actividad donde pertenece la instalación causante

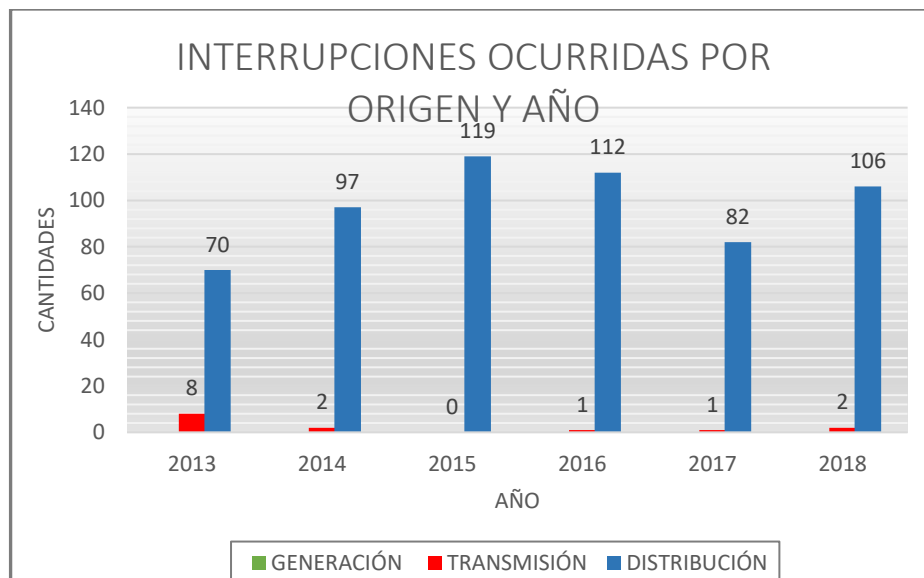
Según el registro por el centro de control de ELPU, las interrupciones se dieron por dos tipos de origen, que son transmisión y distribución. Esto se detalla en la tabla siguiente.

**Tabla N° 4. 2:** Interrupciones registrados por tipo de origen 2013-2018

AÑO	INTERRUPCIONES POR TIPO DE ORIGEN			TOTAL
	GENERACIÓN	TRANSMISIÓN	DISTRIBUCIÓN	
2013	0	8	70	78
2014	0	2	97	99
2015	0	0	119	119
2016	0	1	112	113
2017	0	1	82	83
2018	0	2	106	108
TOTAL	0	14	586	600

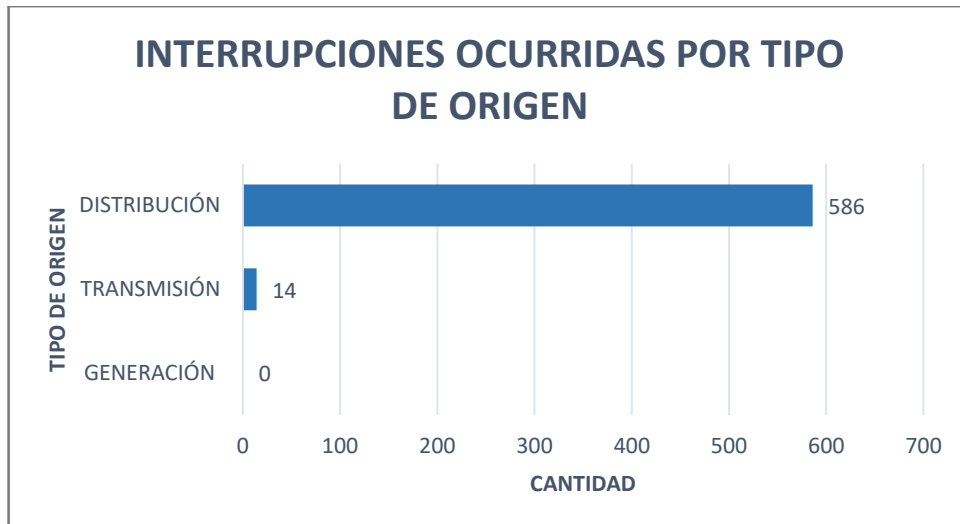
Fuente: Centro de control ELPU (ANEXO N° 2)

**Figura N° 4. 2:** Interrupciones registradas por tipo de origen 2013 - 2018.



Elaboración Propia

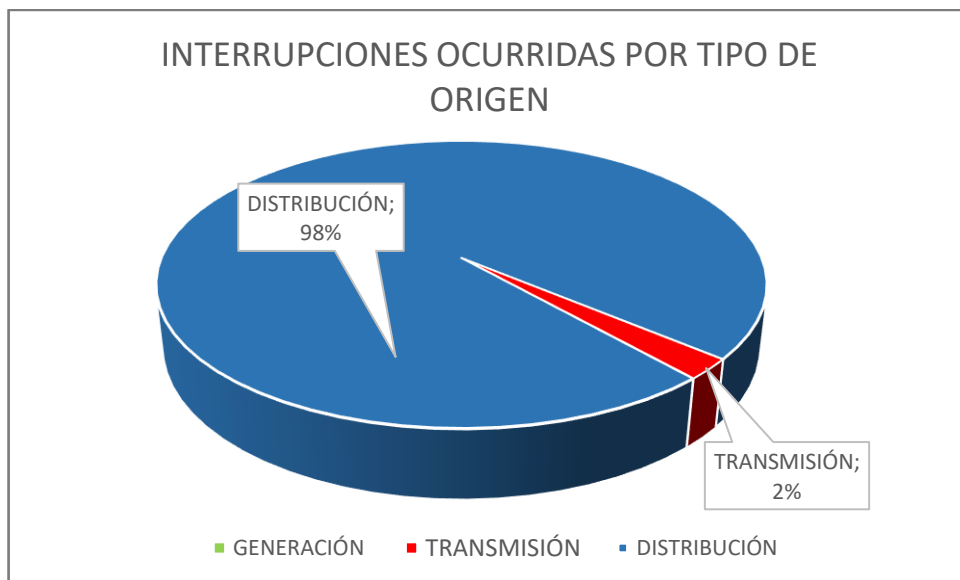
**Figura N° 4. 3:** Total de interrupciones registrados por tipo de origen.



Elaboración Propia

De la **Tabla N° 4. 2** y **Figura N° 4. 3**. Se puede observar que de un total de 600 interrupciones que se registraron en el alimentador 8001, 586 interrupciones pertenecen al sistema de distribución.

**Figura N° 4. 4:** Porcentaje del total de interrupciones registrados por tipo de origen



Elaboración Propia

En la **Figura N° 4. 4:** se observa que del total de interrupciones registradas en el alimentador 8001, el 98% son del sistema de distribución y el 2% son del sistema de transmisión.

#### 4.1.3. Comparación de interrupciones que sufrió el alimentador 8001 por causas externas e internas.

A continuación se realizara un análisis estadístico de los tipos de interrupciones que se tuvieron en el alimentador 8001, por causas externas e internas a la red en el periodo 2013 al 2018. Estos fueron registrados por el centro de control de ELPU.

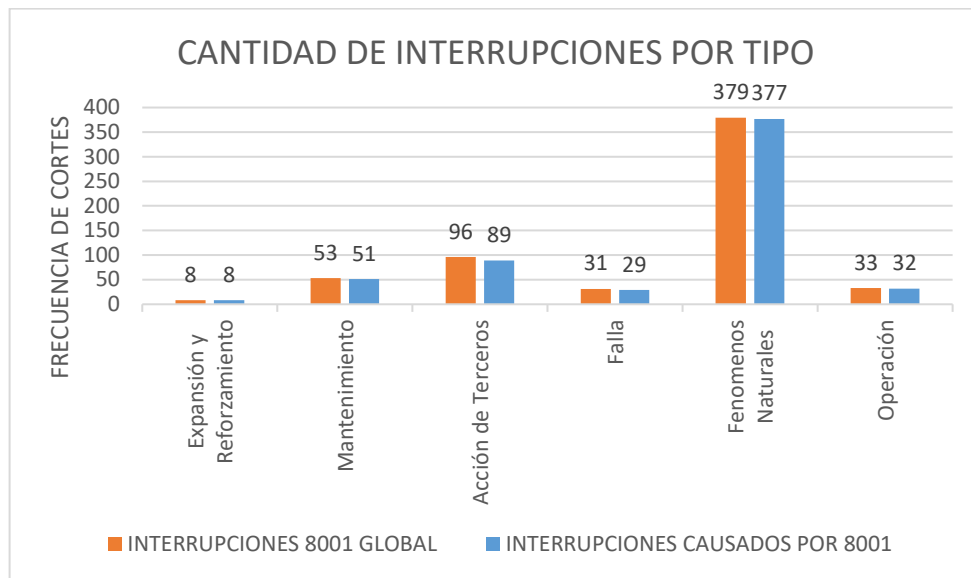
**Tabla N° 4. 3:** Cantidad de interrupciones y su duración

ÍTEM	TIPO DE CORTE	DESCRIPCIÓN	INTERRUPCIONES 8001 GLOBAL			INTERRUPCIONES CAUSADOS POR 8001		
			FRECUENCIA	HORAS	MINUTOS	FRECUENCIA	HORAS	MINUTOS
1	Programado	Expansión y Reforzamiento	8	30	8	8	30	8
2		Mantenimiento	53	314	42	51	294	29
3	No Programado	Acción de Terceros	96	113	59	89	107	23
4		Falla	31	51	56	29	50	22
5		Fenómenos Naturales	379	447	17	377	445	3
6		Operación	33	49	54	32	47	40
	<b>TOTALES</b>		<b>600</b>	<b>1007</b>	<b>47</b>	<b>586</b>	<b>975</b>	<b>5</b>

Fuente: Centro de control ELPU

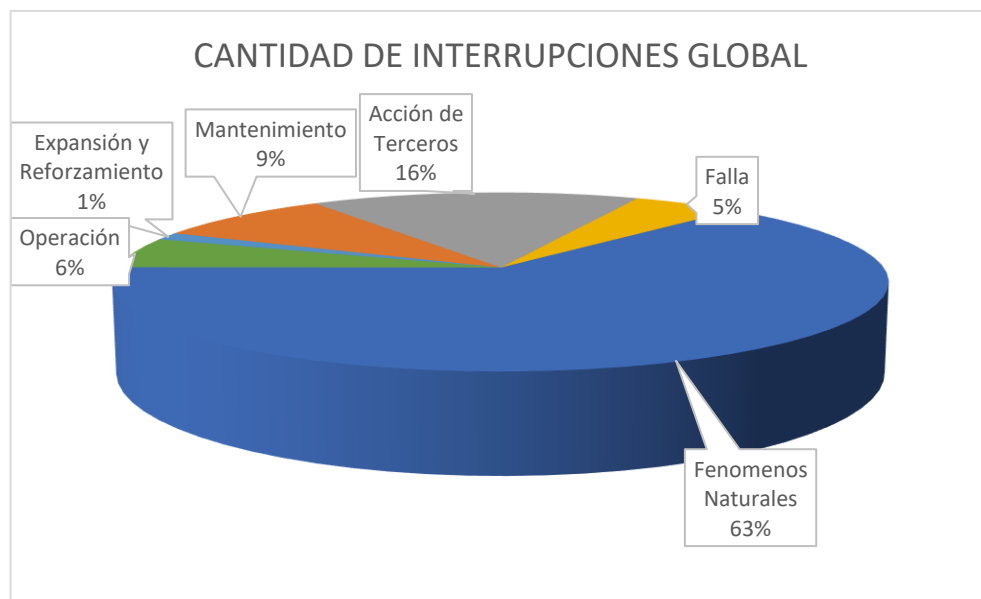
En la **Tabla N° 4. 3** se puede observar que un total de 1007 horas y 47 minutos de interrupción de energía eléctrica que sufrió el alimentador 8001 en el periodo 2013 al 2018, también se puede decir que 975 horas y 5 minutos son originados por el sistema de distribución.

**Figura N° 4. 5:** Total de interrupciones por tipo en el alimentador 8001.



Elaboración Propia

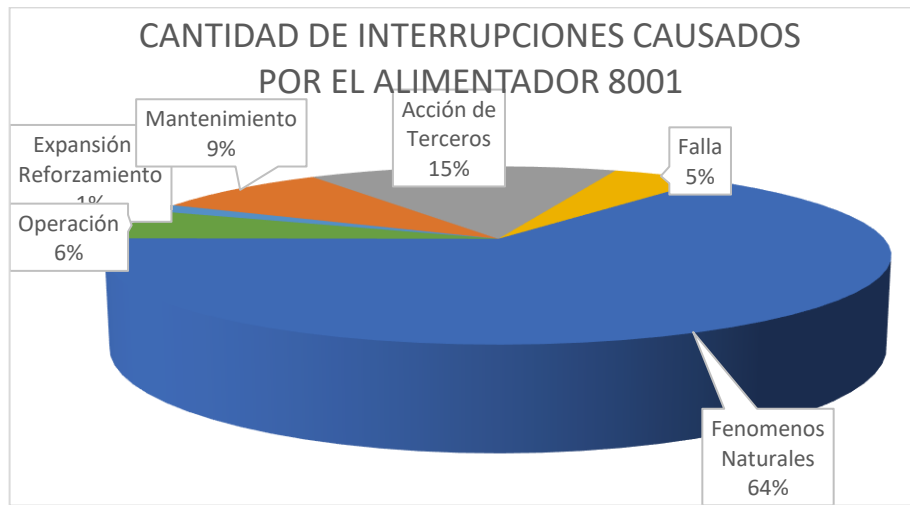
**Figura N° 4. 6:** Total de interrupciones que ocurrió en el alimentador 8001 por tipo y porcentaje.



Elaboración Propia

En la **Figura N° 4. 6**, se puede observar que del total de interrupciones que se tuvo en el alimentador 8001 por causas directas o ajenas, el 63% son a causa de los fenómenos naturales.

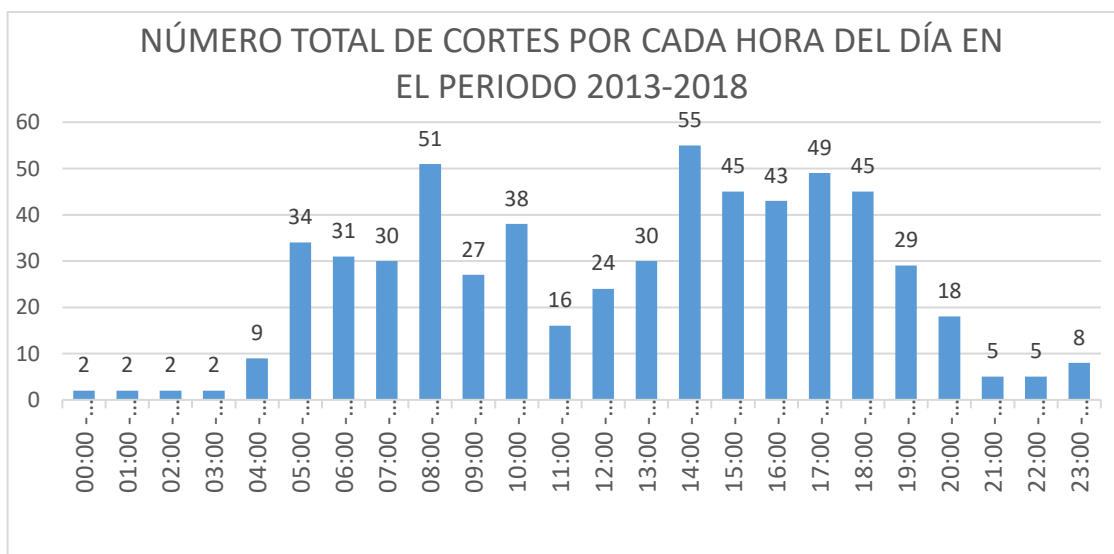
**Figura N° 4. 7:** Total de interrupciones que sufrió el alimentador 8001 por tipo y porcentaje.



Elaboración Propia

De la **Figura N° 4. 7**, se puede observar que del total de interrupciones que se tuvo en el alimentador 8001 por causas directas, el 64% son a causa de los fenómenos naturales. Para llevar un mejor análisis, podemos mostrar un diagrama de interrupciones suscitadas en cada hora del día, en el cual se indican la cantidad de cortes presentadas y la hora de mayor indisponibilidad de energía que afectaron a los usuarios del alimentador en estudio entre los años 2013 al 2018.

**Figura N° 4. 8:** Cantidad de interrupciones suscitadas por cada hora del día.



Elaboración Propia

De acuerdo al diagrama de barras de la **Figura N° 4. 8**, se puede deducir que la mayor cantidad de interrupciones se presentan en horas de la tarde a partir 13:00 horas hasta las 19:00 horas, se puede indicar también que el punto más alto de interrupción es a las 14:00 hasta 15:00 horas con un total de 55 interrupciones.

A continuación se procederá al análisis de los tipos de interrupción que afectaron el alimentador 8001 para el periodo en estudio.

#### 4.1.3.1 Interrupciones por expansión o reforzamiento

Son interrupciones programadas por la empresa concesionaria, con el propósito de realizar ampliaciones de redes nuevas o reforzar segmentos del alimentador, a continuación se detallan por año los cortes de suministro por expansión o reforzamiento.

**Tabla N° 4. 4:** Total de interrupciones por expansión y reforzamiento.

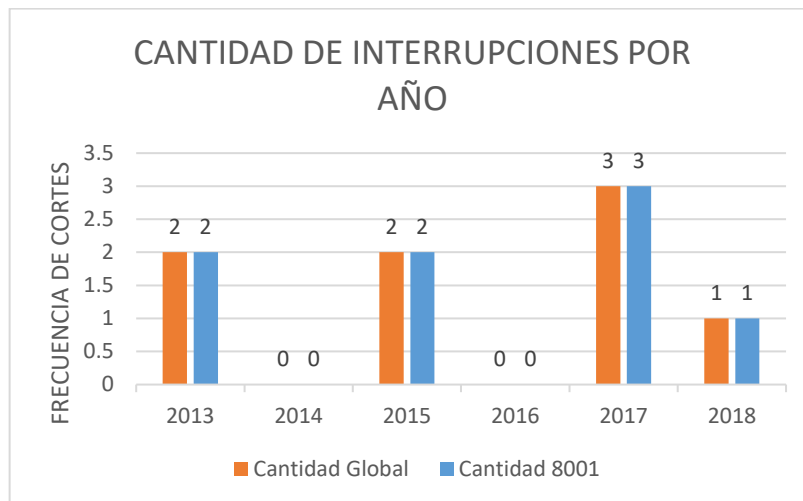
CORTE POR EXPANSIÓN O REFORZAMIENTO		
Año	Cantidad Global	Cantidad 8001
2013	2	2
2014	0	0
2015	2	2
2016	0	0
2017	3	3
2018	1	1
TOTAL	8	8

Fuente: Centro de control ELPU (Anexo N° 01)

En la **Tabla N° 4. 4**, Se puede observar que todas las interrupciones por expansión o reforzamiento que sufrió el alimentador, se originaron en el sistema de distribución.



**Figura N° 4. 9:** Interrupciones programados por expansión o reforzamiento.



Elaboración Propia

En la **Figura N° 4. 9**, se puede ver que la mayor cantidad de interrupciones por expansión o reforzamiento se registró en el alimentador 8001 se dieron en el 2017, también se puede indicar que todas las interrupciones se dieron origen en el sistema de distribución.

#### 4.1.3.2 Interrupciones por mantenimiento

Este tipo de interrupciones también so programados por la concesionaria con la finalidad de realizar el mantenimiento a los segmentos, estructuras, subestación o sistemas de protección del alimentador, a continuación se detalla por años de corte de suministro por mantenimiento.

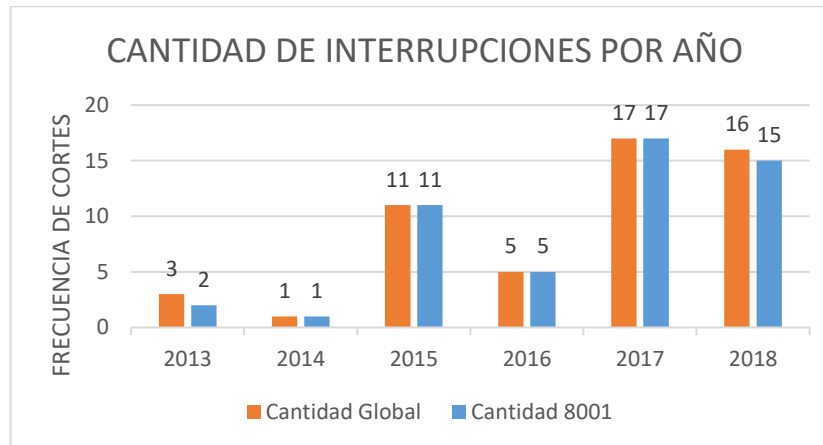
**Tabla N° 4. 5:** Total de cortes por mantenimiento.

MANTENIMIENTO		
Año	Cantidad Global	Cantidad 8001
2013	3	2
2014	1	1
2015	11	11
2016	5	5
2017	17	17
2018	16	15
<b>TOTAL</b>	<b>53</b>	<b>51</b>

Fuente: Centro de Control ELP (Anexo N° 1)

En la **Tabla N° 4. 5**, se puede ver que de las 53 interrupciones por mantenimiento que sufrió el alimentador 8001, 51 fueron de origen directa del sistema de distribución.

**Figura N° 4. 10:** Total de interrupciones programadas por mantenimiento.



Elaboración Propia

En la **Figura N° 4. 10**, se puede observar que la mayor cantidad de interrupciones por mantenimiento se dieron en el año 2017 y 2018, con una diferencia 01 interrupción.

#### 4.1.3.3 Interrupciones 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 servicio de energía eléctrica del alimentador. A continuación se detalla de este tipo de interrupción por año.

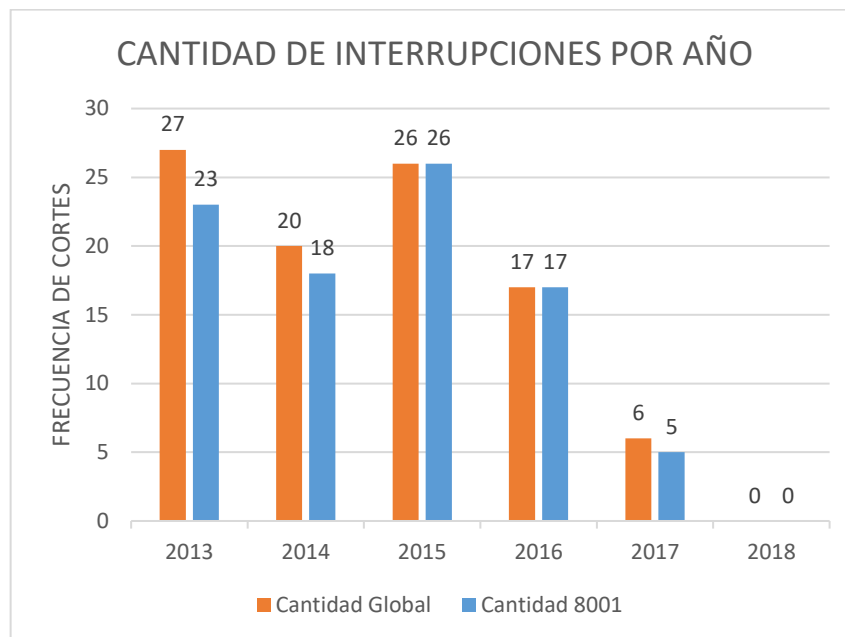
**Tabla N° 4. 6:** Total de interrupciones por acción de terceros.

CORTES POR ACCIÓN DE TERCEROS		
Año	Cantidad Global	Cantidad 8001
2013	27	23
2014	20	18
2015	26	26
2016	17	17
2017	6	5
2018	0	0
<b>TOTAL</b>	<b>96</b>	<b>89</b>

Fuente: Centro de control ELP (Anexo N° 2)

En la **Tabla N° 4. 6**. Se puede observar que de un total de 96 interrupciones por acción de terceros, que sufrió el alimentador 8001, 89 se originaron en el sistema de distribución.

**Figura N° 4. 11:** Total de interrupciones no programados causados por acción de terceros.



Elaboración Propia

En la **Figura N° 4. 11**, se puede observar que la mayor cantidad de interrupciones por acción de terceros que registro el alimentador 8001, se dieron en el año 2013 con un total de 28 interrupciones, después se tiene en el año 2015 con un total de 26 interrupciones.

#### 4.1.3.4 Interrupciones por falla

Este tipo de interrupciones se deben a fallas producidas en el alimentador causados 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 eléctrico, a continuación se detallan la cantidad de este de interrupciones por año.

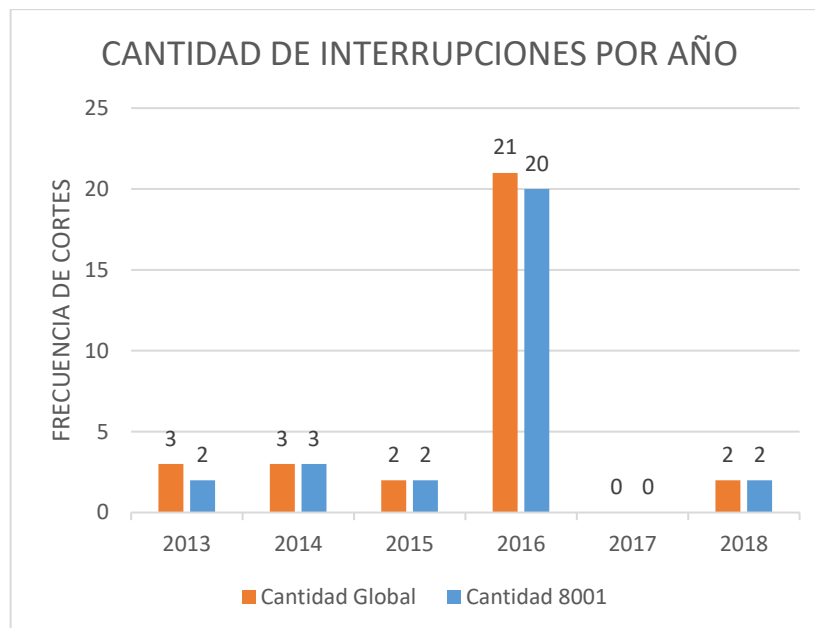
**Tabla N° 4. 7:** Total de interrupciones por falla en el sistema

CORTES POR FALLA		
Año	Cantidad Global	Cantidad 8001
2013	3	2
2014	3	3
2015	2	2
2016	21	20
2017	0	0
2018	2	2
TOTAL	31	29

Fuente: Centro de control ELPU (Anexo N° 2)

En la **Tabla N° 4. 7**, se puede ver que de las 31 interrupciones por falla en el sistema, 29 se originaron en el sistema de distribución.

**Figura N° 4. 12:** Total de interrupciones no programadas por falla en el sistema.



Elaboración Propia

En la **Figura N° 4. 12** se puede observar que la mayor cantidad de interrupciones por falla en el sistema, fueron en el año 2016 con un total de 23 cortes de los cuales 20 se originaron en el sistema de distribución.

#### 4.1.3.5 Interrupciones por fenómenos naturales

Este tipo de interrupciones se deben a la presencia de fenómenos naturales como descargas atmosféricas, fuertes vientos, inundaciones, etc. A continuación se detalla la presencia de estos por año.

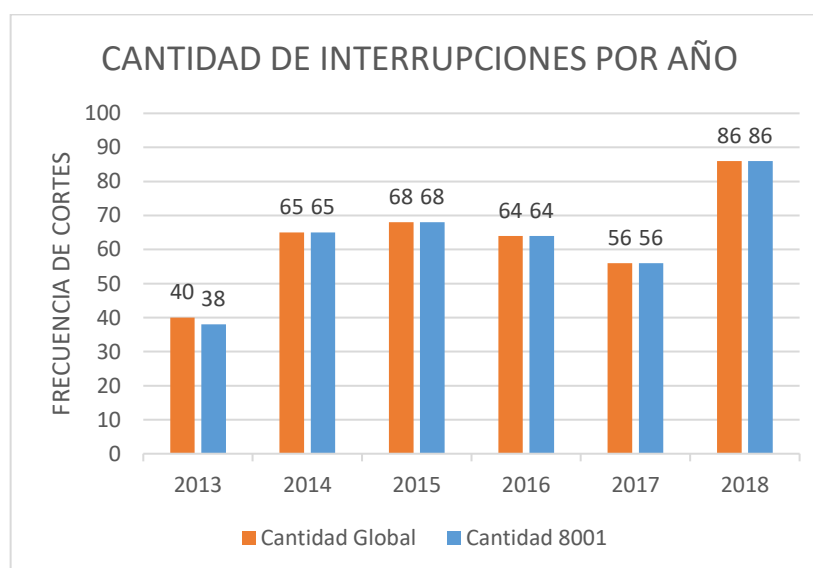
**Tabla N° 4. 8:** Total de fallas a causa de fenómenos naturales.

CORTES POR FENÓMENOS NATURALES		
Año	Cantidad Global	Cantidad 8001
2013	40	38
2014	65	65
2015	68	68
2016	64	64
2017	56	56
2018	86	86
TOTAL	379	377

**Fuente:** centro de control ELPU (Anexo N° 2)

En la **Tabla N° 4. 8**, se puede observar que del total de 379 interrupciones por fenómenos naturales que sufrió el alimentador, 377 se originaron en el sistema de distribución.

**Figura N° 4. 13:** Total de interrupciones no programadas causadas por fenómenos naturales.



Elaboración Propia

En la **Figura N° 4. 13**, se puede observar que la mayor cantidad de interrupciones por fenómenos naturales, se dieron en el año 2018 con un total de 86 interrupciones que se originaron en el sistema de distribución.

#### 4.1.3.6 Interrupciones por operación

Este tipo de interrupciones son causadas por la mala maniobra de los elementos del sistema, causando el corte en el suministro de energía eléctrica. A continuación se detallan la presencia de este tipo de fallas por año.

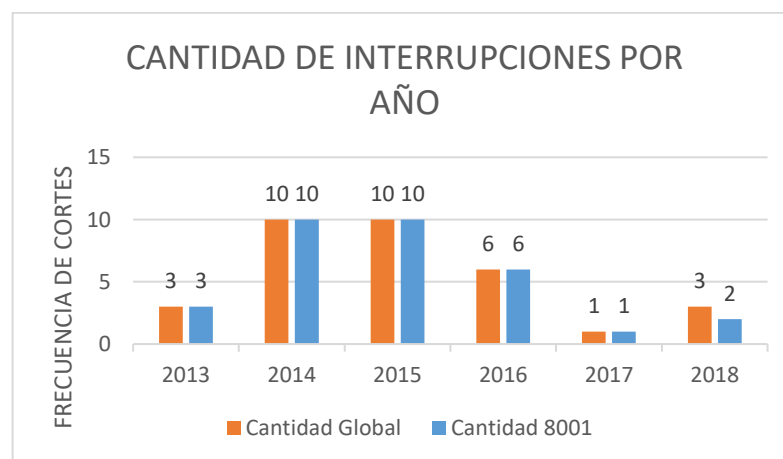
**Tabla N° 4. 9:** Total de fallas en la operación del sistema-

CORTES POR OPERACIÓN		
Año	Cantidad Global	Cantidad 8001
2013	3	3
2014	10	10
2015	10	10
2016	6	6
2017	1	1
2018	3	2
TOTAL	33	32

Fuente: centro de control ELP (Anexo N° 2)

En la **Tabla N° 4. 9** se puede ver que de las 33 interrupciones por operación en el sistema, 32 se dieron en el sistema de distribución.

**Figura N° 4. 14:** Total de interrupciones no programadas causadas por operación



Elaboración Propia



En la **Figura N° 4. 14**, se puede verificar que la mayor cantidad de interrupciones por operación se dieron en los años 2014 y 2015, con un total de 10 cortes por año que se originaron en el sistema de distribución.

#### **4.1.4. Interrupciones para el análisis de los indicadores de calidad del alimentador 8001 del periodo 2013 – 2018**

##### **4.1.4.1 Cortes no programados por la concesionaria**

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

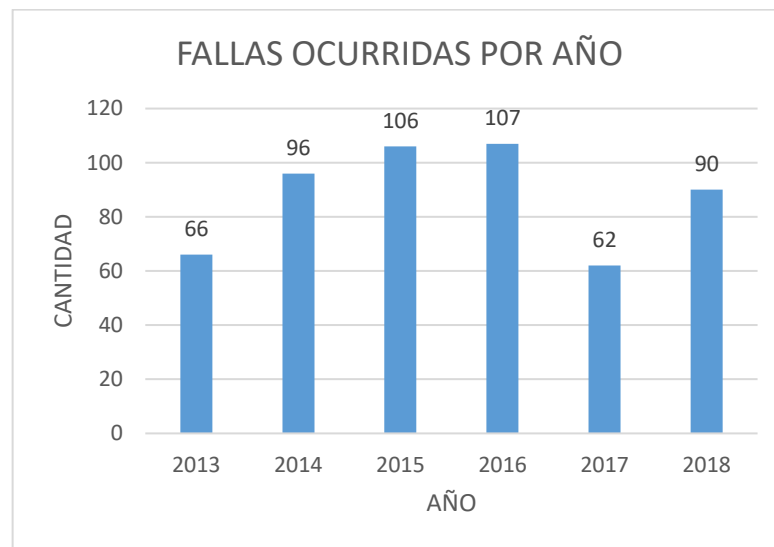
**Tabla N° 4. 10:** Total de fallas imprevistos registrados por la concesionaria en el alimentador 8001.

<b>CORTES IMPREVISTOS O FALLAS EN EL SISTEMA</b>		
<b>Año</b>	<b>Cantidad 8001</b>	<b>DURACIÓN Hr.</b>
2013	66	85.83
2014	96	151.21
2015	106	164.98
2016	107	105.75
2017	62	44.46
2018	90	96.53
<b>TOTAL</b>	<b>527</b>	<b>648.76</b>

Fuente: Centro de control ELPD

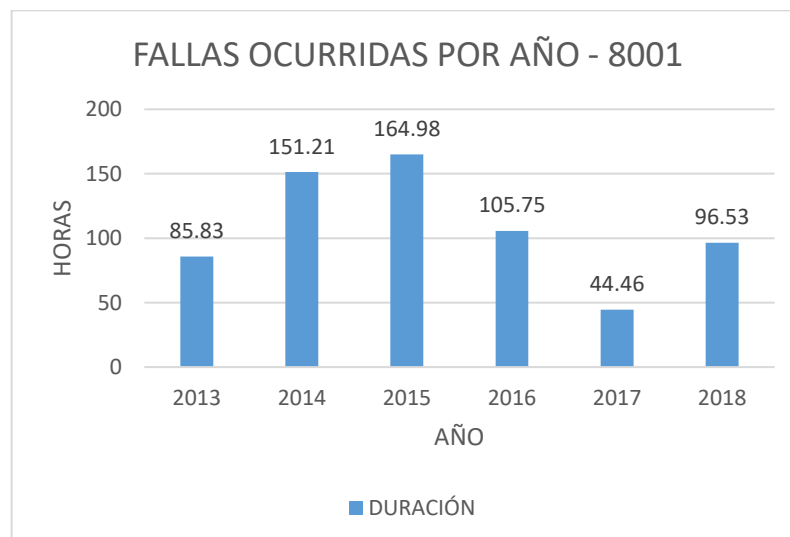
De la **Tabla N° 4. 10**, se puede decir que un total de 527 interrupciones no programadas y originadas en el alimentador en estudio fueron registrados por el centro de control ELPU, los cuales tienen una duración de 648.76 horas de interrupción.

**Figura N° 4. 15:** Total de cortes imprevistos que afectaron a los usuarios del alimentador 8001.



Elaboración: Propia

**Figura N° 4. 16:** Duración de cortes imprevistos que afectaron a los usuarios del alimentador 8001.



Elaboración Propia



De la **Figura N° 4. 15**, se observa que en el año 2016 se tuvo la mayor cantidad de interrupciones no programadas, con 107 interrupciones y en la **Figura N° 4. 16**, se observa que en el año 2015 se tuvo el mayor tiempo de interrupción.

#### 4.1.4.2 Resumen de interrupciones para el análisis de los indicadores de calidad

A continuación se presenta un resumen del número de interrupciones y duración las cuales serán utilizadas para el análisis de los indicadores de calidad del alimentador 8001 en el periodo 2013 – 2018.

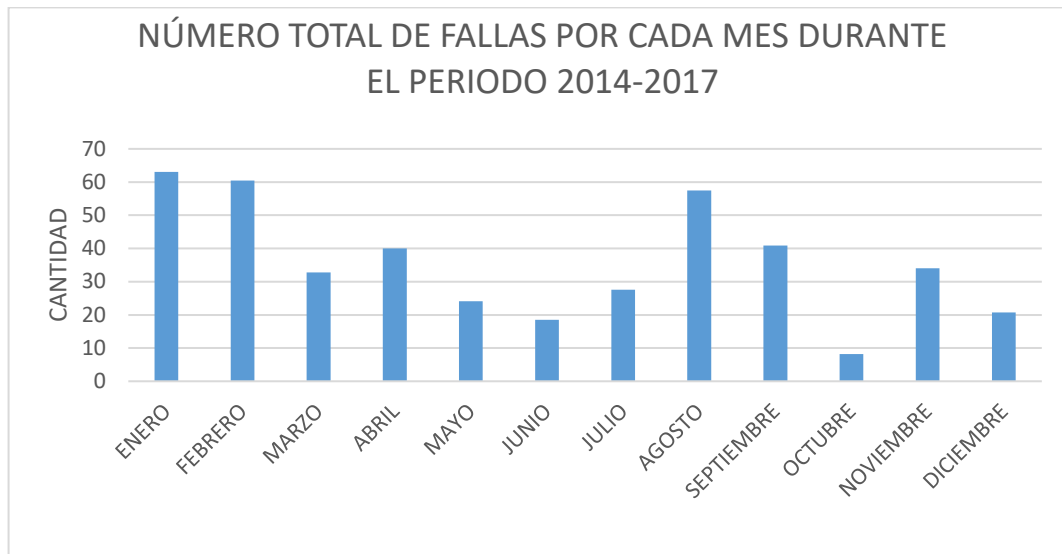
**Tabla N° 4. 11:** Total de interrupciones no programadas por cada mes del año en el periodo 2013 - 2018

INTERRUPCIONES POR CADA MES DEL AÑO							
MES	2013	2014	2015	2016	2017	2018	TOTAL 8001
ENERO	4	14	12	7	9	11	57
FEBRERO	3	11	5	22	8	14	63
MARZO	4	6	8	5	7	14	44
ABRIL	5	2	14	6	6	3	36
MAYO	3	6	9	6	3	11	38
JUNIO	3	2	2	10	5	11	33
JULIO	2	4	14	5	2	1	28
AGOSTO	4	4	6	8	2	8	32
SEPTIEMBRE	7	9	8	13	6	1	44
OCTUBRE	11	15	5	9	3	5	48
NOVIEMBRE	9	10	11	12	8	5	55
DICIEMBRE	11	13	12	4	3	6	49
<b>TOTAL</b>	<b>66</b>	<b>96</b>	<b>106</b>	<b>107</b>	<b>62</b>	<b>90</b>	<b>527</b>

Fuente: Centro de control ELP (Anexo N° 2)

En la, **Tabla N° 4. 11**, se puede ver que para el estudio de los indicadores de calidad se tiene un total de 527 interrupciones, también se puede ver que en el año 2016 se tiene la mayor cantidad de interrupciones, con 107 interrupciones.

**Figura N° 4. 17:** Total de interrupciones no programadas por cada mes del año en el periodo 2013 - 2018



Elaboración: Propia

**Tabla N° 4. 12:** Duración de interrupciones no programadas por cada mes del año en el periodo 2013 - 2018

DURACIÓN DE INTERRUPCIÓN POR CADA MES DEL AÑO							
MES	2013	2014	2015	2016	2017	2018	TOTAL 8001
ENERO	2.91	17.56	41.66	5.93	3.61	11.91	63.11
FEBRERO	1.76	14.81	11.55	15.23	5.83	11.25	60.43
MARZO	1.55	5.80	8.65	5.41	4.53	14.18	32.77
ABRIL	5.25	2.98	16.85	7.63	4.10	11.48	40.06
MAYO	1.20	16.10	14.55	1.83	0.96	6.78	24.12
JUNIO	20.55	7.60	1.91	6.68	2.65	7.25	18.49
JULIO	2.61	7.75	21.51	4.56	1.35	0.15	27.57
AGOSTO	4.60	6.28	6.43	21.83	13.70	15.53	57.49
SEPTIEMBRE	2.75	23.41	9.93	22.25	1.36	7.31	40.85
OCTUBRE	19.10	17.45	2.85	3.18	0.65	1.56	8.24
NOVIEMBRE	12.70	12.00	19.10	7.58	6.28	1.10	34.06
DICIEMBRE	10.83	19.51	10.50	3.60	1.68	4.91	20.69
<b>TOTAL</b>	<b>85.81</b>	<b>151.25</b>	<b>165.49</b>	<b>105.71</b>	<b>46.7</b>	<b>93.41</b>	<b>427.88</b>

Fuente: Centro de control ELP (Anexo N° 2)

En la **Tabla N° 4. 12**, se puede ver que en el año 2015 se tiene la mayor duración de interrupción, con un total de 165.49 horas y el mes de enero es el mes con mayor duración de interrupciones.

#### 4.1.5. Análisis de las interrupciones que afectaron al alimentador 8001, registradas por el centro de control ELPU en los años 2013 – 2018

##### 4.1.5.1 Cortes producidos por el servicio eléctrico – Programados

Estos cortes son efectuados con la finalidad de realizar un mantenimiento o por las ampliaciones de redes y reforzamientos que realizan en el alimentador.

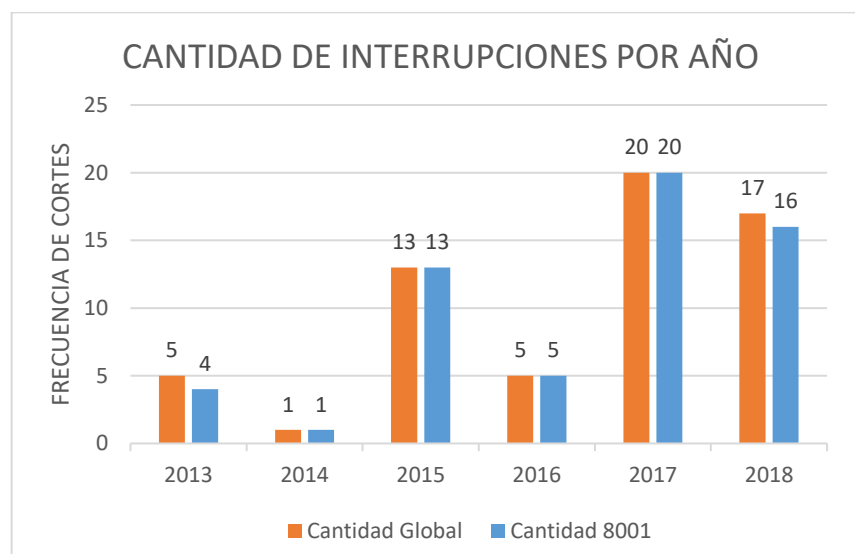
**Tabla N° 4. 13:** Total de interrupciones programadas.

CORTES PROGRAMADOS		
Año	Cantidad Global	Cantidad 8001
2013	5	4
2014	1	1
2015	13	13
2016	5	5
2017	20	20
2018	17	16
<b>TOTAL</b>	<b>61</b>	<b>59</b>

Fuente: centro de control ELPU (Anexo N° 2)

En la **Tabla N° 4. 13**, se puede observar que de un total de 61 interrupciones que fueron programadas entre los años 2013 al 2018, 59 fueron originados por la concesionaria que administra el sistema de distribución.

**Figura N° 4. 18:** Total de interrupciones Programadas.



Elaboración: Propia

En la **Figura N° 4. 18**, se puede verificar que en el año 2017 se tuvo la mayor cantidad de interrupciones programas con un total de 49 cortes, esto con el fin de realizar un mantenimiento o expansión de redes.

#### **4.1.5.2 Cortes imprevistos ocurridos en el servicio eléctrico – No programadas.**

Son 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 esta necesita de personal y sistemas de monitoreo para que se puedan ser resueltos en el menor tiempo posible, estas se pueden contabilizar de la siguiente manera.

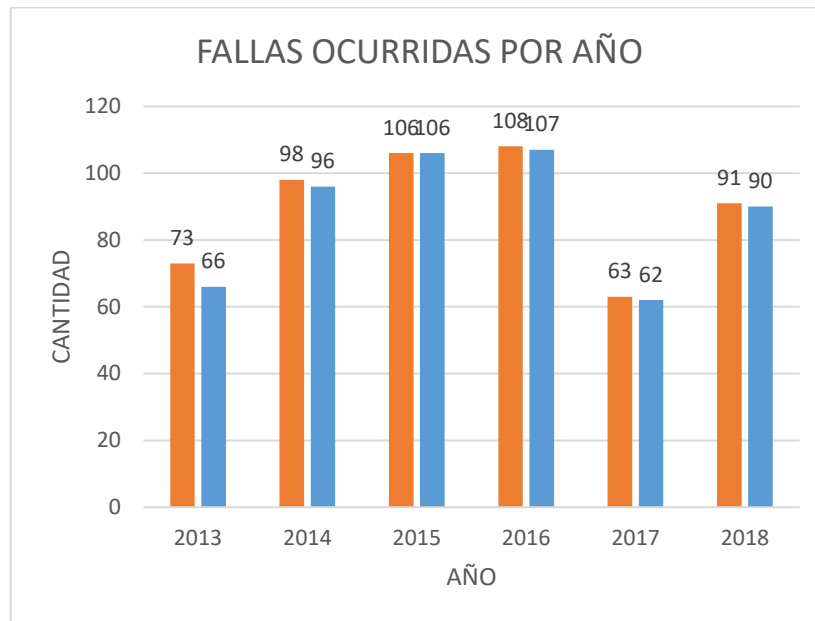
**Tabla N° 4. 14:** Total de fallas imprevistos registrados por la concesionaria en el alimentador 8001.

<b>CORTES IMPREVISTOS O FALLAS EN EL SISTEMA</b>		
<b>Año</b>	<b>Cantidad Global</b>	<b>Cantidad 8001</b>
2013	73	66
2014	98	96
2015	106	106
2016	108	107
2017	63	62
2018	91	90
<b>TOTAL</b>	<b>539</b>	<b>527</b>

Fuente: Centro de Control ELPU (Anexo N° 2)

En la **Tabla N° 4. 14**, se puede ver que del total de 539 interrupciones imprevistos que afecto la continuidad del servicio en el alimentador 8001, 527 se originaron en el sistema de distribución que administra ELPU.

**Figura N° 4. 19:** Total de cortes imprevistos que afectaron a los usuarios del alimentador 8001.



Elaboración Propia

En la **Figura N° 4. 19**, se puede verificar que en los años 2015 y 2016, se tuvieron la mayor cantidad de interrupciones no programados que afecto la continuidad del servicio en el alimentador 8001, con un total de 106 y 108 interrupciones respectivamente.

**Tabla N° 4. 15:** Total de interrupciones no programadas por cada mes del año en el periodo 2013 – 2018

FALLAS EN EL ALIMENTADOR POR CADA MES DEL AÑO							
MES	2013	2014	2015	2016	2017	2018	TOTAL 8001
ENERO	4	14	12	7	9	11	57
FEBRERO	3	11	5	22	8	14	63
MARZO	4	6	8	5	7	14	44
ABRIL	5	2	14	6	6	3	36
MAYO	3	6	9	6	3	11	38
JUNIO	3	2	2	10	5	11	33
JULIO	2	4	14	5	2	1	28
AGOSTO	4	4	6	8	2	8	32
SEPTIEMBRE	7	9	8	13	6	1	44
OCTUBRE	11	15	5	9	3	5	48
NOVIEMBRE	9	10	11	12	8	5	55
DICIEMBRE	11	13	12	4	3	6	49
<b>TOTAL</b>	<b>66</b>	<b>96</b>	<b>106</b>	<b>107</b>	<b>62</b>	<b>90</b>	<b>527</b>

Fuente: Centro de control ELP (Anexo N° 2)



En la **Tabla N° 4. 15**, se puede ver que el año con más interrupciones no programadas por causas externas e internas fue el 2015 con un total de 106 cortes, también se puede deducir que el mes de febrero tiene un total de 67 cortes cada uno, es el mes con mayor interrupción.

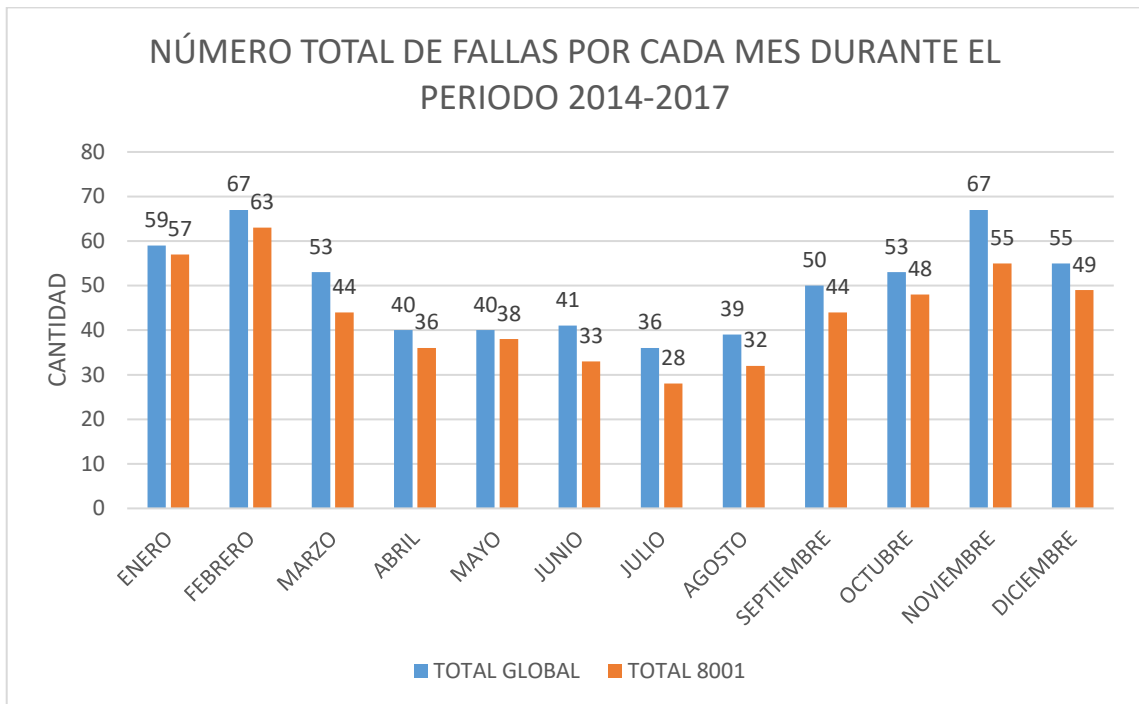
**Tabla N° 4. 16:** Total de interrupciones originadas en el sistema de distribución por cada mes del año en el periodo 2013 – 2018.

<b>FALLAS EN EL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN POR CADA MES DEL AÑO</b>							
<b>MES</b>	<b>2013</b>	<b>2014</b>	<b>2015</b>	<b>2016</b>	<b>2017</b>	<b>2018</b>	<b>TOTAL 8001</b>
ENERO	5	14	12	7	9	12	59
FEBRERO	4	12	6	22	8	15	67
MARZO	4	7	9	8	7	18	53
ABRIL	6	2	15	7	6	4	40
MAYO	3	6	9	7	3	12	40
JUNIO	4	2	5	11	6	13	41
JULIO	4	5	14	5	3	5	36
AGOSTO	7	4	6	8	6	8	39
SEPTIEMBRE	8	9	8	13	9	3	50
OCTUBRE	11	15	7	9	5	6	53
NOVIEMBRE	9	10	12	12	18	6	67
DICIEMBRE	13	13	16	4	3	6	55
<b>TOTAL</b>	<b>78</b>	<b>99</b>	<b>119</b>	<b>113</b>	<b>83</b>	<b>108</b>	<b>600</b>

Fuente: Centro de control ELPU (Anexo N° 2)

En la **Tabla N° 4. 16**, se puede ver que el año con más interrupciones no programadas por causas internas, fue el año 2016 con un total de 113 cortes, también se puede deducir que el mes de febrero y noviembre con un total de 67 cortes es el mes con mayor interrupciones.

**Figura N° 4. 20:** Total de interrupciones no programadas por causas externa e internas del sistema de distribución



Fuente: Centro de control ELPU (Anexo N° 2)

De la **Figura N° 4. 20**, se puede deducir que los meses con mayores interrupciones no programadas por causa externa son los meses de febrero y noviembre con un total de 67 cortes.

#### **4.1.6. Interrupciones no programadas del sistema de distribución – alimentador 8001**

En esta parte, con fines del estudio de los indicadores, se va a tomar en cuenta solo las interrupciones por tipo y origen del sistema de distribución, causados por cortes no programados, que afectaron a los usuarios del alimentador 8001. Estos corresponden al periodo comprendido entre el mes de enero de 2014 a diciembre de 2019, en el que tenemos registrados 530 interrupciones originados en el alimentador 8001 del sistema eléctrico Azángaro. Incluye los tipos de acción por terceros, falla, fenómenos naturales y operación.

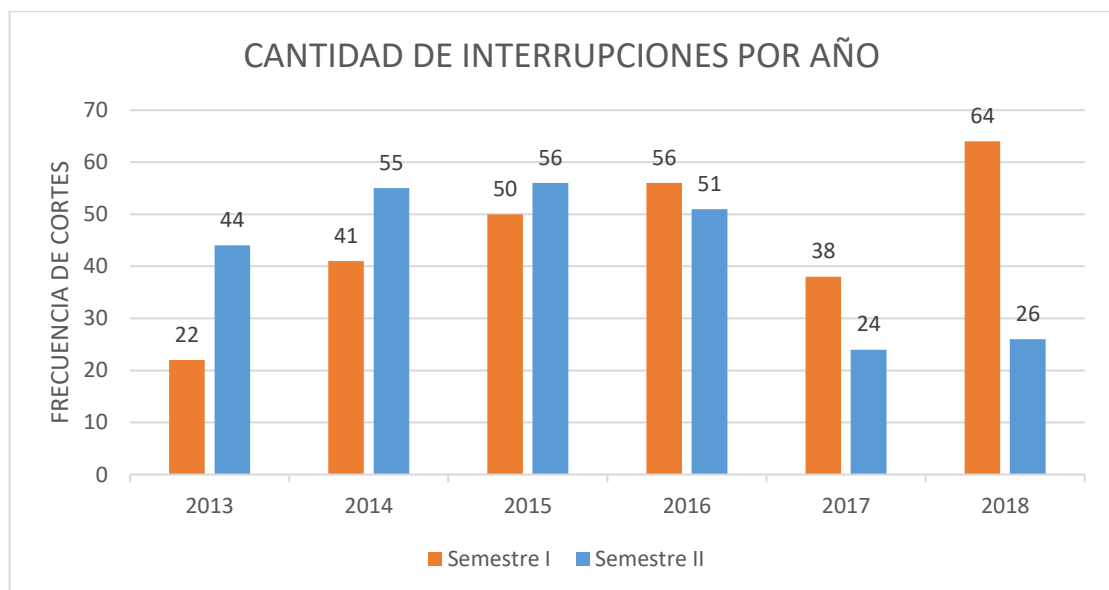
**Tabla N° 4. 17:** Número de interrupciones no programadas, originadas en el sistema de distribución.

AÑO	SEMESTRE	INTERRUPCIONES POR SEMESTRE	TOTAL DE CORTES REGISTRADOS
2013	Sem. I	22	66
	Sem. II	44	
2014	Sem. I	41	96
	Sem. II	55	
2015	Sem. I	50	106
	Sem. II	56	
2016	Sem. I	56	107
	Sem. II	51	
2017	Sem. I	38	62
	Sem. II	24	
2018	Sem. I	64	90
	Sem. II	26	
		<b>TOTAL</b>	<b>527</b>

Fuente: Centro de control ELPU (Anexo N° 2)

En la **Tabla N° 4. 17**, se muestra el total de interrupciones por cada semestre del año. Estos van a considerarse para el análisis de los indicadores de calidad del alimentador 8001 para los años 2013, 2014, 2015, 2016, 2017 y 2018.

**Figura N° 4. 21:** Número total de interrupciones no programadas por semestre.



Elaboración Propia.



En la **Figura N° 4. 21**, se puede ver que en el semestre II del año 2018 con un total de 73 interrupciones, es el semestre de mayor número de interrupciones no programadas en el alimentador 8001.

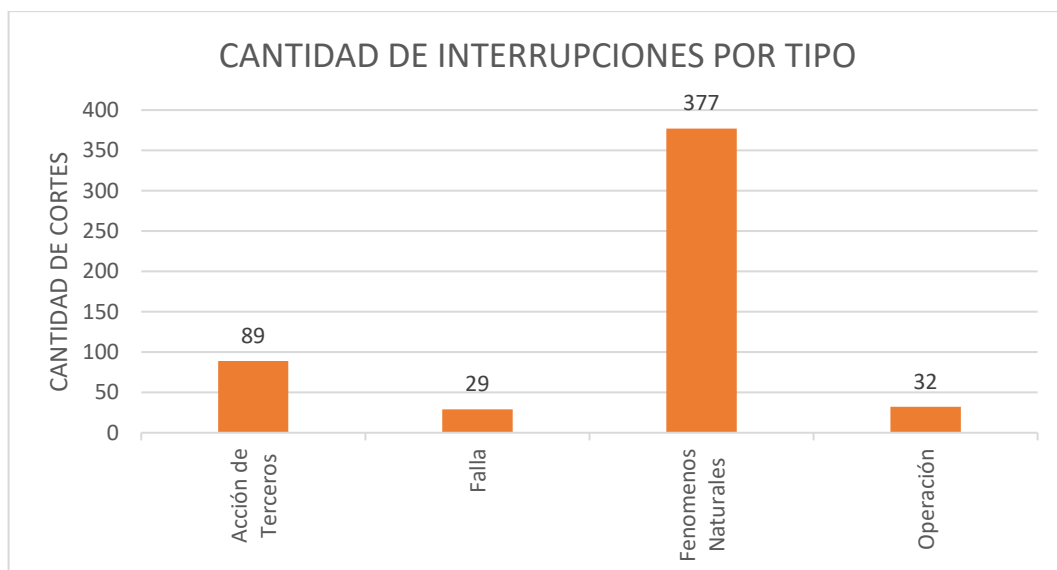
**Tabla N° 4. 18:** Número de interrupciones y el tiempo de duración.

ÍTEM	TIPO DE CORTE	DESCRIPCIÓN	CANTIDAD	HORAS
1	No Programado	Acción de Terceros	89	107.38
2		Falla	29	50.36
3		Fenómenos Naturales	377	445.5
4		Operación	32	47.66
TOTALES			527	650.9

Fuente: Centro de Control ELPU

De la **Tabla N° 4. 18**, se puede indicar que las 527 interrupciones consideradas para el análisis de indicadores de calidad, mantuvieron el alimentador fuera de servicio por 649 horas.

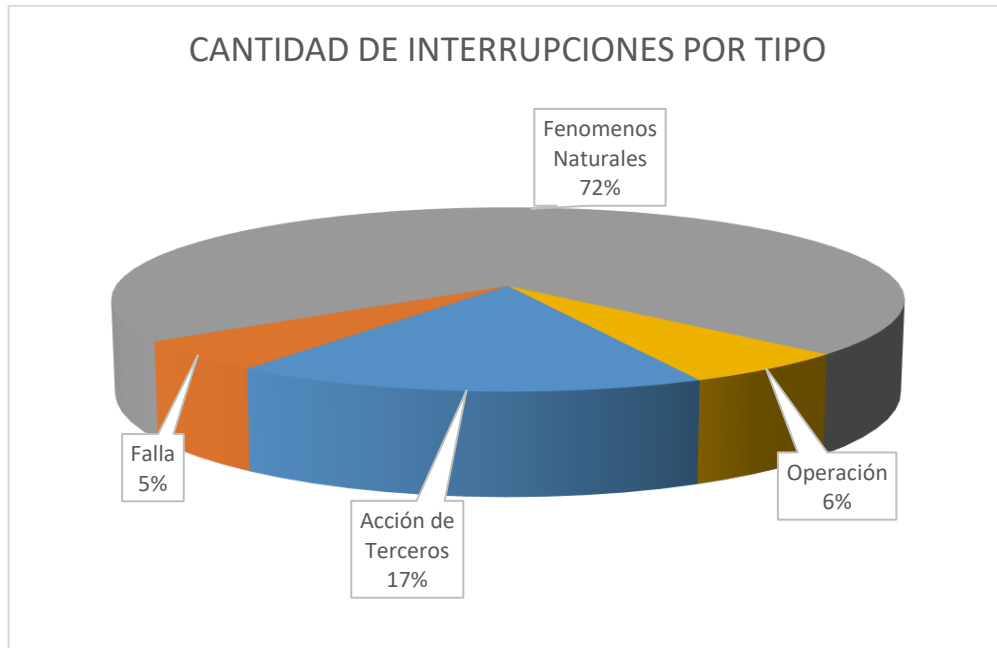
**Figura N° 4. 22:** Total de interrupciones consideradas para el análisis de indicadores de calidad.



Elaboración Propia.

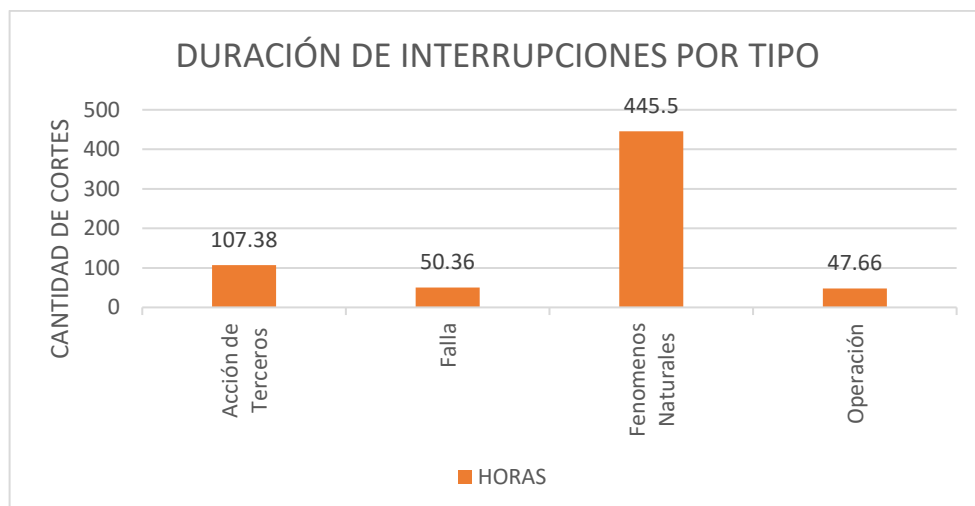
De la **Figura N° 4. 22**. Se puede ver claramente que la mayor cantidad de interrupciones registradas por el centro de control ELPU, en el alimentador 8001 son a causa de los fenómenos naturales con un total de 377 interrupciones.

**Figura N° 4. 23:** Total de interrupciones no programadas en porcentajes.



Elaboración Propia

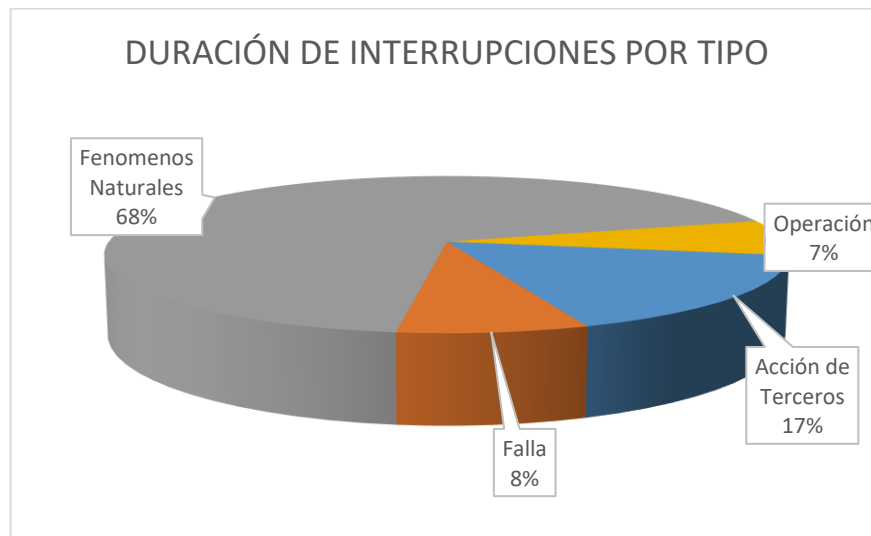
**Figura N° 4. 24:** Duración total de interrupciones consideradas para el análisis de los indicadores de calidad.



Elaboración: Propia.

De la **Figura N° 4. 24**, se puede presumir que la interrupción a causa de fenómenos naturales, mantuvo fuera de servicio al alimentador 8001, con un tiempo de 443.22 horas.

**Figura N° 4. 25:** Duración de interrupciones no programadas en porcentajes.



Elaboración Propia.

A continuación se procederá al análisis de los tipos de interrupción no programadas ocurridos en el alimentador 8001. Los que se utilizarán para el análisis de los indicadores de la calidad.

#### 4.1.6.1 Interrupciones por acción de terceros

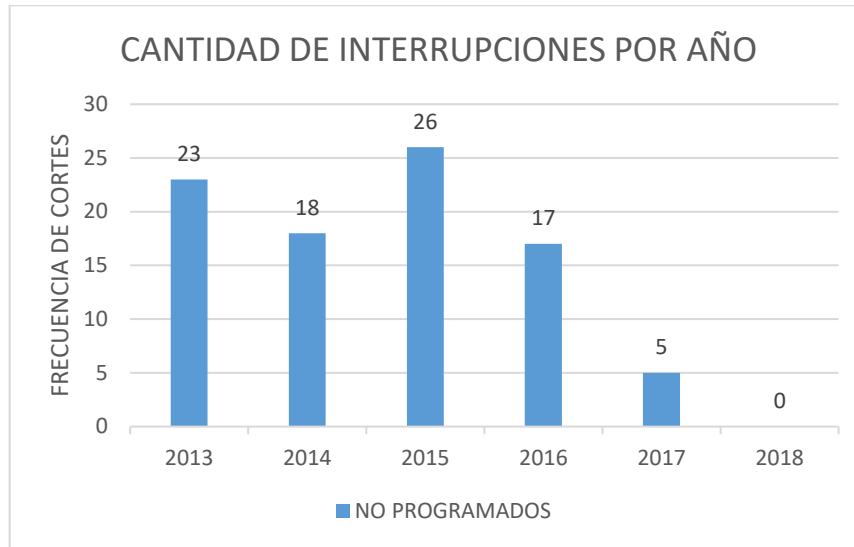
Este tipo de interrupciones son causados por la intervención de una persona ajena a la administración del alimentador 8001 que por cualquier motivo afecta el normal suministro de energía eléctrica de este alimentador. Como por ejemplo la tala de un árbol que cae en los conductores del alimentador causando la falla en el suministro.

**Tabla N° 4. 19:** Total de interrupciones por Acción de terceros.

ACCIÓN DE TERCEROS		
Año	Cantidad 8001	DURACIÓN Hrs.
2013	23	38.48
2014	18	28.20
2015	26	28.21
2016	17	9.71
2017	5	2.78
2018	0	0.00
<b>TOTAL</b>	<b>89</b>	<b>107.380</b>

Fuente: Centro de control ELPD

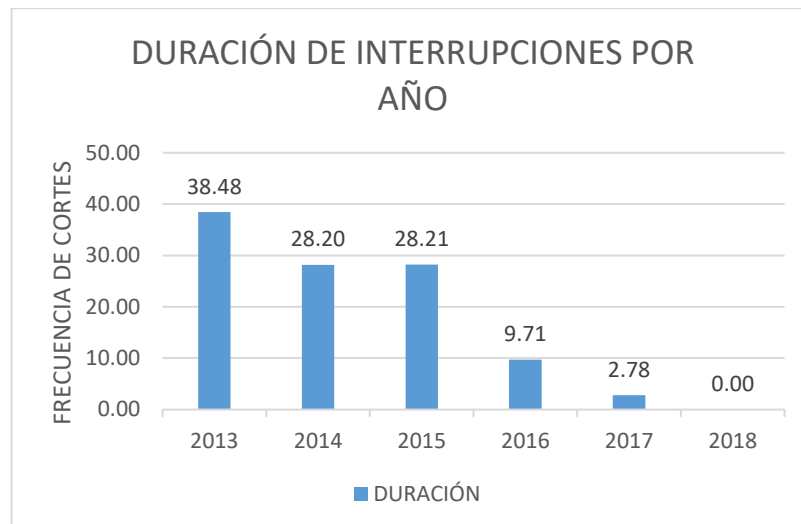
**Figura N° 4. 26:** Total de interrupciones no programadas causados por acción de terceros.



Elaboración Propia

De la **Tabla N° 4. 19** y la **Figura N° 4. 26**, se puede indicar que del total de 89 cortes no programadas por acción de terceros, 26 se dieron en el año 2016.

**Figura N° 4. 27:** Duración de Interrupciones no programados causados por la acción de terceros.



Elaboración Propia

De la **Figura N° 4. 27**, se puede indicar que el año 2013 tuvo la mayor duración de interrupciones por acción de terceros, con un total de 38.48 horas de interrupción.

#### 4.1.6.2 Interrupciones por falla

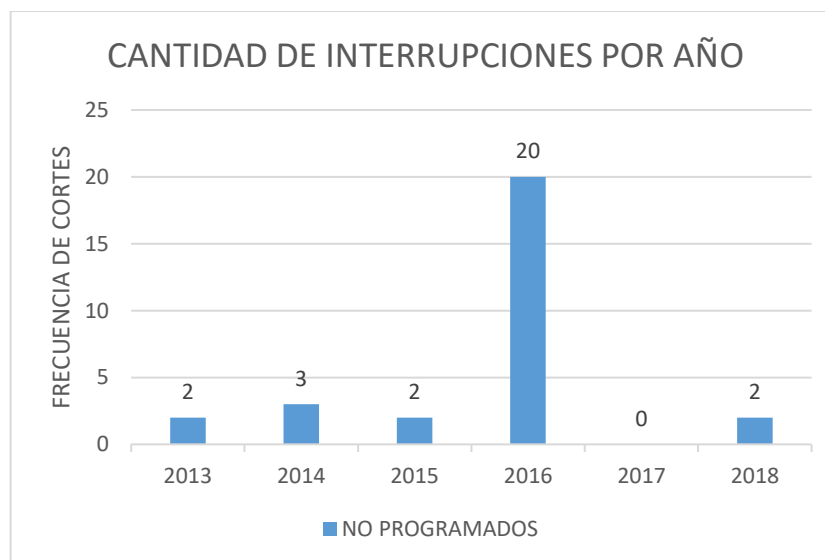
Este tipo de interrupciones son causados por la mala maniobra de los elementos del sistema causando el corte en el suministro de energía eléctrica, a continuación se detallan la presencia de este tipo de fallas.

**Tabla N° 4. 20:** Total de interrupciones por falla en el sistema.

CORTE POR FALLA		
Año	Cantidad	DURACIÓN
2013	2	4.530
2014	3	3.520
2015	2	2.510
2016	20	32.800
2017	0	0.000
2018	2	6.910
<b>TOTAL</b>	<b>29</b>	<b>50.270</b>

Fuente: Centro de control ELPU

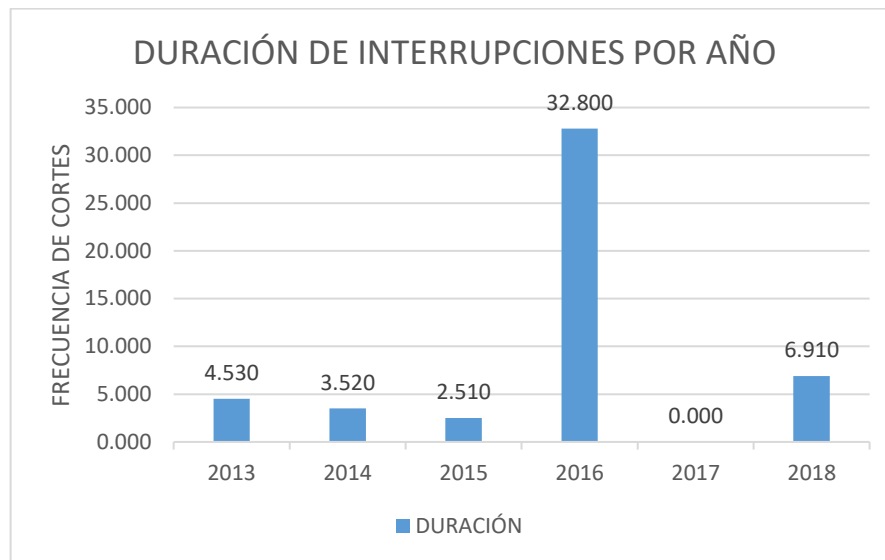
**Figura N° 4. 28:** Interrupciones no programadas causados por fallas en el alimentador.



Elaboración Propia

De la **Tabla N° 4. 20** y la **Figura N° 4. 28**, se puede indicar que del total de 29 interrupciones por falla, el año 2016 con un total de 20 interrupciones, es el año con mayores interrupciones.

**Figura N° 4. 29:** Duración de interrupciones no programados causados por falla.



Elaboración Propia

De la **Figura N° 4. 29**, se puede indicar que el año 2016 se tuvo la mayor duración de interrupciones por falla, con un total de 32.8 horas.

#### 4.1.6.3 Interrupciones por fenómenos naturales

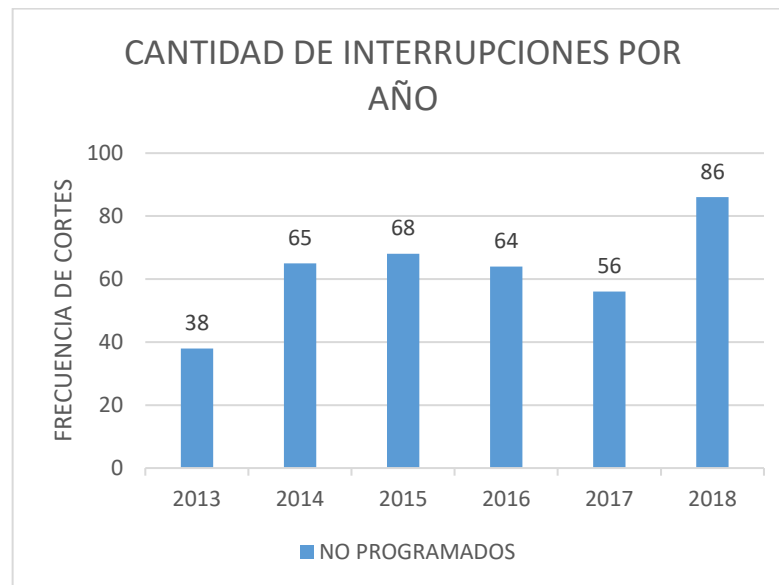
Este tipo de interrupciones se deben a la presencia de fenómenos naturales como descargas atmosféricas, aumento en la velocidad de los vientos, descargas pluviales excesivas, deslizamiento de tierras que pueden afectar las instalaciones del alimentador y sacando al servicio a este, a continuación se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

**Tabla N° 4. 21:** Total de fallas a causa de fenómenos naturales.

FENÓMENOS NATURALES		
Año	Cantidad	DURACIÓN
2013	38	39.610
2014	65	102.650
2015	68	120.200
2016	64	51.850
2017	56	40.910
2018	86	88.100
<b>TOTAL</b>	<b>377</b>	<b>443.320</b>

Fuente: Centro de control ELP (Anexo N° 1)

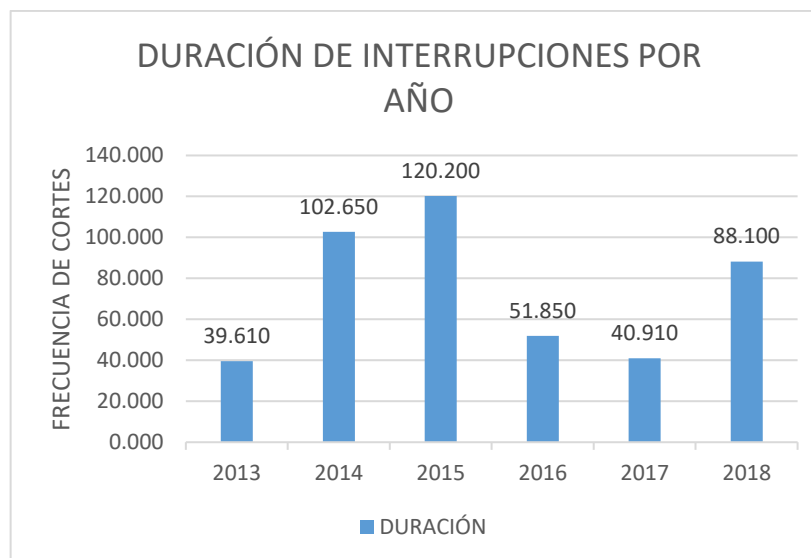
**Figura N° 4. 30:** Interrupciones no programadas causados por fenómenos naturales.



Elaboración Propia.

De la **Tabla N° 4. 21** y **Figura N° 4. 30**, se puede indicar que del total de 377 interrupciones por fenómenos naturales, un total de 86 interrupciones programadas se dieron en el año 2018.

**Figura N° 4. 31:** Duración de interrupciones no programadas causados por fenómenos naturales.



Elaboración Propia

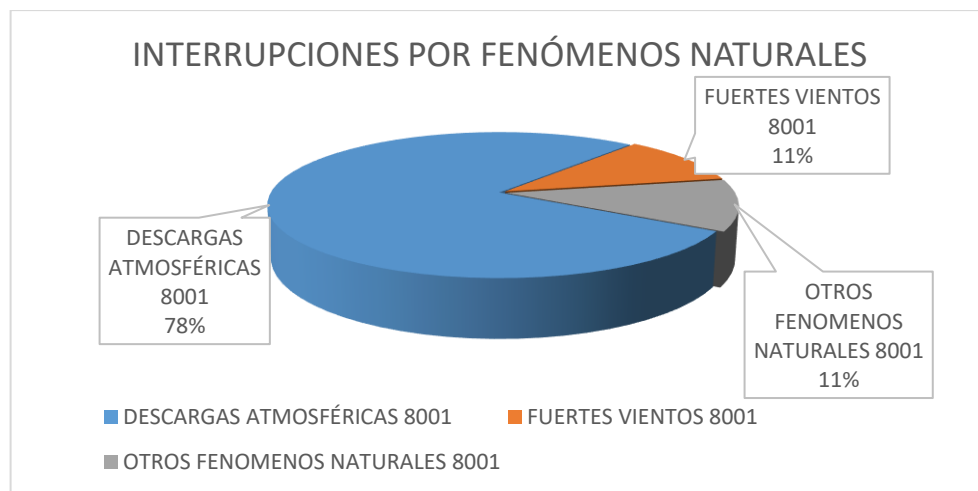
De la **Figura N° 4. 31**, se puede indicar que la duración total de interrupciones por fenómenos naturales, un total de 120.20 horas de interrupción fue en el año 2015 de un total de 443.20 horas.

**Tabla N° 4. 22:** Tipos de interrupciones de fenómenos naturales por cada año

	FENÓMENOS NATURALES TOTAL		
	DESCARGAS ATMOSFÉRICAS 8001	FUERTES VIENTOS 8001	OTROS FENOMENOS NATURALES 8001
2013	23	7	7
2014	48	16	18
2015	46	15	15
2016	48	3	3
2017	53	0	0
2018	77	0	0
<b>TOTAL</b>	<b>295</b>	<b>41</b>	<b>43</b>

Elaboración Propia

**Figura N° 4. 32:** Tipos de interrupciones de fenómeno natural por cada año



Elaboración Propia

De la **Figura N° 4. 32** y **Tabla N° 4. 22**, se puede indicar que las interrupciones a causa de descargas atmosféricas, es el 78% de todas las interrupciones por fenómenos naturales y también se puede ver la diferencia por cada año.

A continuación se realiza un análisis de los tipos de interrupciones de fenómenos naturales:



#### 4.1.6.3.1 Interrupción a causa de descargas atmosféricas

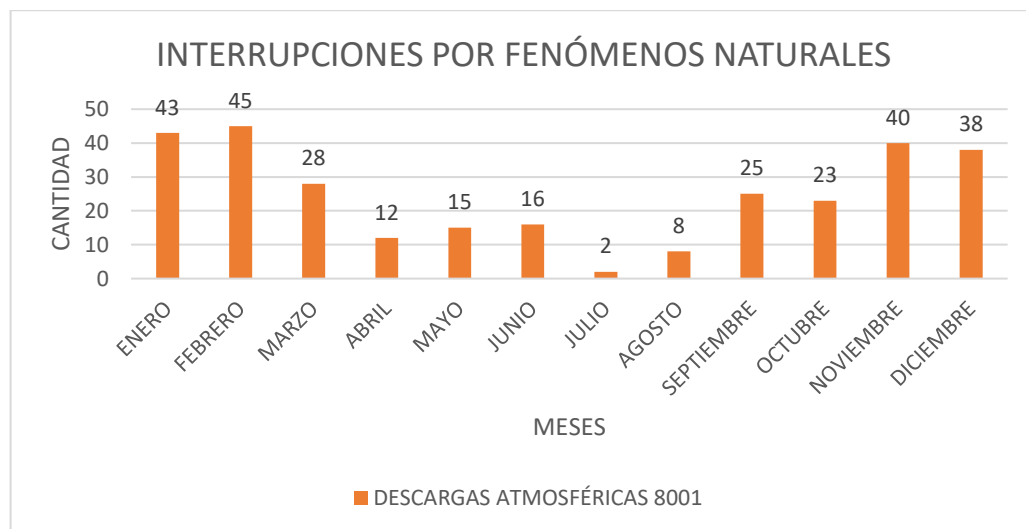
Los rayos y relámpagos son descargas eléctricas que ocurren con bastante frecuencia en la provincia de Azángaro, a consecuencia de su estado geográfico. Este tipo de fenómenos son las causas más comunes que dejan sin servicio el alimentador 8001.

**Tabla N° 4. 23:** Interrupciones no programados causados por descargas atmosféricas en cada mes del año.

DESCARGAS ATMOSFÉRICAS 8001							
MES	2013	2014	2015	2016	2017	2018	TOTAL 8001
ENERO	2	10	12	2	6	11	43
FEBRERO	2	8	3	10	8	14	45
MARZO	0	3	2	3	7	13	28
ABRIL	1	2	3	0	5	1	12
MAYO	1	2	0	2	1	9	15
JUNIO	0	0	1	0	5	10	16
JULIO	0	0	1	0	1	0	2
AGOSTO	0	0	0	4	1	3	8
SEPTIEMBRE	0	8	3	7	6	1	25
OCTUBRE	3	3	3	6	3	5	23
NOVIEMBRE	6	3	8	10	8	5	40
DICIEMBRE	8	9	10	4	2	5	38
TOTAL	23	48	46	48	53	77	295

Fuente: Centro de control ELPU

**Figura N° 4. 33:** Interrupciones no programadas causados por fenómenos naturales.



Elaboración Propia

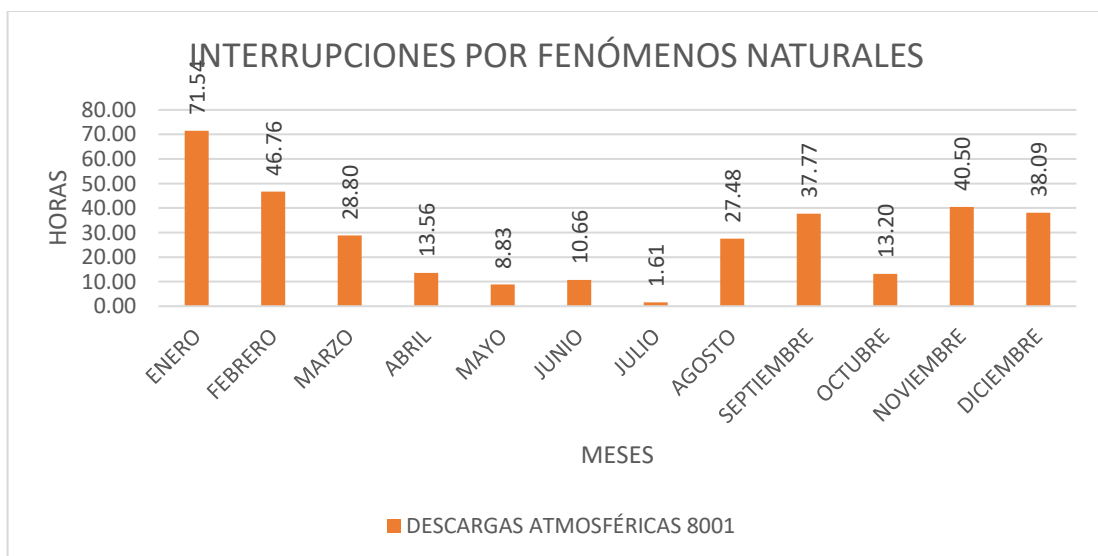
De la **Figura N° 4. 33**, se puede decir que en el mes de febrero se tuvo la mayor cantidad de interrupciones, con un total de 45 interrupciones-

**Tabla N° 4. 24:** Duración de interrupciones no programadas causadas por fenómeno naturales en cada mes del año.

DESCARGAS ATMOSFÉRICAS 8001							
MES	2013	2014	2015	2016	2017	2018	TOTAL 8001
ENERO	1.00	12.78	41.67	2.77	1.40	11.92	71.54
FEBRERO	1.50	12.88	9.67	5.63	5.83	11.25	46.76
MARZO	0.00	3.50	5.50	2.00	4.30	13.50	28.80
ABRIL	0.77	2.58	4.63	0.00	2.16	3.42	13.56
MAYO	0.80	1.40	0.00	0.60	0.25	5.78	8.83
JUNIO	0.00	0.00	0.83	0.00	2.65	7.18	10.66
JULIO	0.00	0.00	0.51	0.00	1.10	0.00	1.61
AGOSTO	0.00	0.00	0.00	2.55	12.35	12.58	27.48
SEPTIEMBRE	0.00	22.20	3.60	3.58	1.17	7.22	37.77
OCTUBRE	3.37	3.88	2.10	1.63	0.65	1.57	13.20
NOVIEMBRE	10.73	4.58	14.16	3.65	6.28	1.10	40.50
DICIEMBRE	8.90	12.38	8.38	3.60	0.00	4.83	38.09
<b>TOTAL</b>	<b>27.07</b>	<b>76.18</b>	<b>91.05</b>	<b>26.01</b>	<b>38.14</b>	<b>80.35</b>	<b>338.80</b>

Fuente: Centro de control ELPU

**Figura N° 4. 34:** Duración de interrupciones no programadas causados por descargas atmosféricas en cada mes del año.



Elaboración Propia

De la **Figura N° 4. 34**, se puede decir que en el mes de enero se tuvo mayor tiempo de interrupciones, con 71.54 horas de interrupción.

#### 4.1.6.3.2 Interrupciones a causa de fuertes vientos.

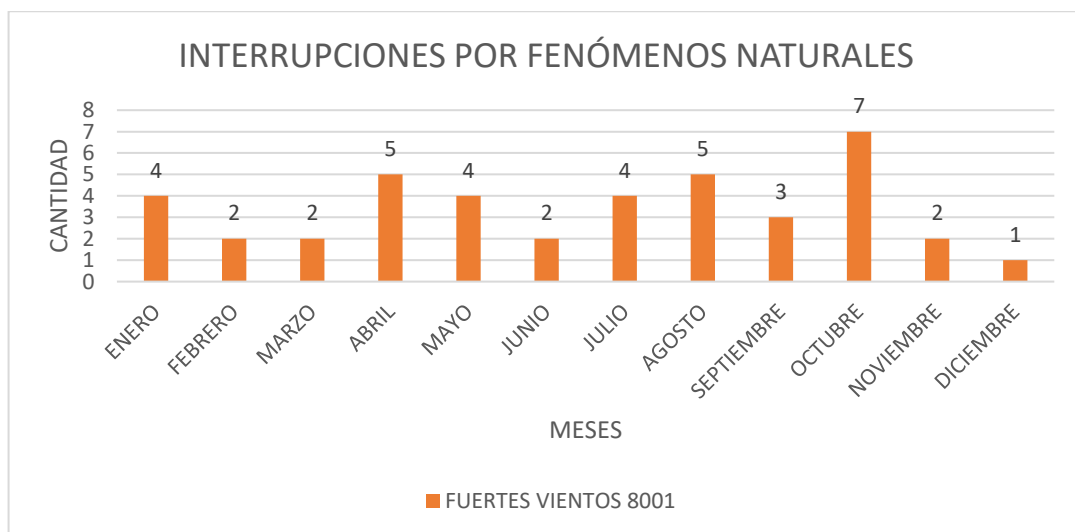
Los fuertes vientos también son fenómenos naturales que se suscita con bastante frecuencia en la zona de Azángaro, sobre todo en el mes de agosto.

**Tabla N° 4. 25:** Interrupciones no programadas causados por fuertes vientos en cada mes del año.

FUERTES VIENTOS 8001							
MES	2013	2014	2015	2016	2017	2018	TOTAL 8001
ENERO	0	2	0	2	0	0	4
FEBRERO	1	1	0	0	0	0	2
MARZO	2	0	0	0	0	0	2
ABRIL	1	0	4	0	0	0	5
MAYO	0	1	3	0	0	0	4
JUNIO	0	2	0	0	0	0	2
JULIO	0	0	4	0	0	0	4
AGOSTO	2	2	1	0	0	0	5
SEPTIEMBRE	1	1	1	0	0	0	3
OCTUBRE	0	5	1	1	0	0	7
NOVIEMBRE	0	2	0	0	0	0	2
DICIEMBRE	0	0	1	0	0	0	1
<b>TOTAL</b>	<b>7</b>	<b>16</b>	<b>15</b>	<b>3</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>41</b>

Fuente: Centro de control ELPU

**Figura N° 4. 35:** Interrupciones no programadas causados por fuertes vientos en cada mes del año.



Elaboración Propia.

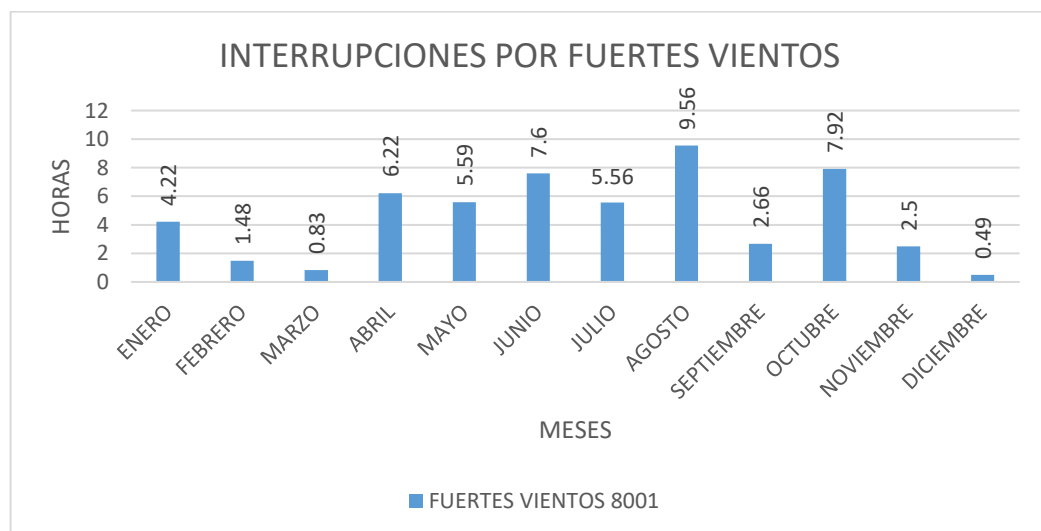
De la **Figura N° 4. 35**, se puede decir que en el mes de octubre se tuvo la mayor cantidad de interrupciones, con un total de 07 interrupciones-

**Tabla N° 4. 26:** Duración de interrupciones no programadas causados por fuertes vientos en cada mes del año.

FUERTES VIENTOS 8001							
MES	2013	2014	2015	2016	2017	2018	TOTAL 8001
ENERO	0.00	2.82	0.00	1.40	0.00	0.00	4.22
FEBRERO	0.68	0.80	0.00	0.00	0.00	0.00	1.48
MARZO	0.83	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.83
ABRIL	2.42	0.00	3.80	0.00	0.00	0.00	6.22
MAYO	0.00	0.60	4.99	0.00	0.00	0.00	5.59
JUNIO	0.00	7.60	0.00	0.00	0.00	0.00	7.6
JULIO	0.00	0.00	5.56	0.00	0.00	0.00	5.56
AGOSTO	3.58	3.00	2.98	0.00	0.00	0.00	9.56
SEPTIEMBRE	0.41	1.37	0.88	0.00	0.00	0.00	2.66
OCTUBRE	0.00	6.88	0.49	0.55	0.00	0.00	7.92
NOVIEMBRE	0.00	2.50	0.00	0.00	0.00	0.00	2.5
DICIEMBRE	0.00	0.00	0.49	0.00	0.00	0.00	0.49
<b>TOTAL</b>	<b>7.92</b>	<b>25.57</b>	<b>19.19</b>	<b>1.95</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>54.63</b>

Fuente: Centro de control ELPU

**Figura N° 4. 36.** Duración De interrupciones no programadas causadas por fuertes vientos en cada mes del año.



Elaboración Propia

De la **Figura N° 4. 36**, se puede decir que en el mes de agosto se tuvo mayor tiempo de interrupciones, con 9.56 horas de interrupción.

#### 4.1.6.3.3 Interrupción a causa de otros fenómenos naturales y ambientales.

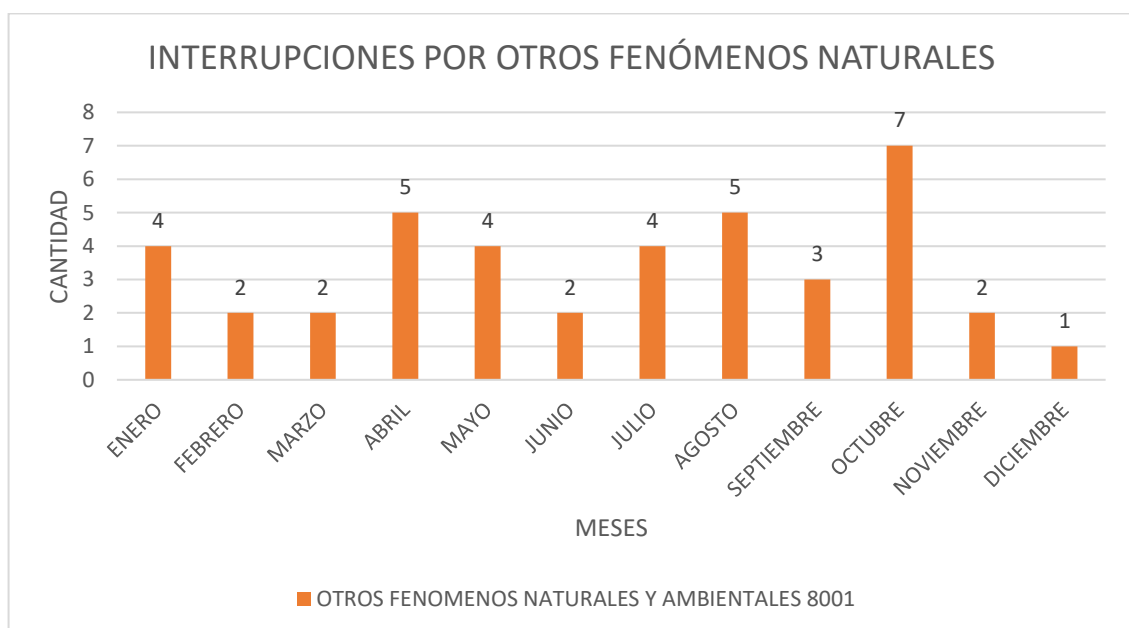
Como otros fenómenos naturales y ambientales que dejan sin servicio al alimentador 8001, tenemos las fuertes lluvias, nevadas y deslizamiento de tierras que también se suscitan con bastante frecuencia en la zona a consecuencia de su estado geográfico.

**Tabla N° 4. 27:** Interrupciones no programadas causados por otro tipo de fenómenos naturales.

OTROS FENOMENOS NATURALES Y AMBIENTALES 8001							
MES	2013	2014	2015	2016	2017	2018	TOTAL 8001
ENERO	0	2	0	2	0	0	4
FEBRERO	1	1	0	0	0	0	2
MARZO	2	0	0	0	0	0	2
ABRIL	1	0	4	0	0	0	5
MAYO	0	1	3	0	0	0	4
JUNIO	0	2	0	0	0	0	2
JULIO	0	0	4	0	0	0	4
AGOSTO	2	2	1	0	0	0	5
SEPTIEMBRE	1	1	1	0	0	0	3
OCTUBRE	0	5	1	1	0	0	7
NOVIEMBRE	0	2	0	0	0	0	2
DICIEMBRE	0	0	1	0	0	0	1
<b>TOTAL</b>	<b>7</b>	<b>16</b>	<b>15</b>	<b>3</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>41</b>

Fuente: Centro de control ELPU

**Figura N° 4. 37:** Interrupciones no programadas causados por fuertes vientos en cada mes del año.



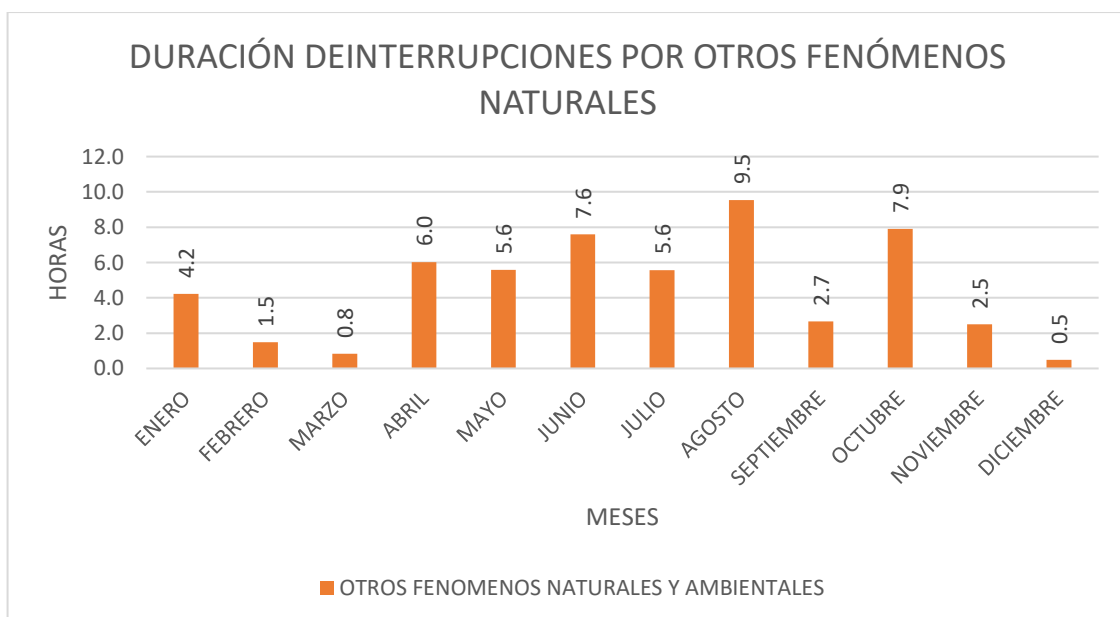
Elaboración Propia

**Tabla N° 4. 28:** Duración de interrupciones no programadas causados por fuertes vientos en cada mes del año.

OTROS FENÓMENOS NATURALES							
MES	2013	2014	2015	2016	2017	2018	TOTAL 8001
ENERO	0.0	2.8	0.0	1.4	0.0	0.0	4.2
FEBRERO	0.7	0.8	0.0	0.0	0.0	0.0	1.5
MARZO	0.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.8
ABRIL	2.4	0.0	3.6	0.0	0.0	0.0	6.0
MAYO	0.0	0.6	5.0	0.0	0.0	0.0	5.6
JUNIO	0.0	7.6	0.0	0.0	0.0	0.0	7.6
JULIO	0.0	0.0	5.6	0.0	0.0	0.0	5.6
AGOSTO	3.6	3.0	3.0	0.0	0.0	0.0	9.5
SEPTIEMBRE	0.4	1.4	0.9	0.0	0.0	0.0	2.7
OCTUBRE	0.0	6.9	0.5	0.6	0.0	0.0	7.9
NOVIEMBRE	0.0	2.5	0.0	0.0	0.0	0.0	2.5
DICIEMBRE	0.0	0.0	0.5	0.0	0.0	0.0	0.5
<b>TOTAL</b>	<b>7.9</b>	<b>25.6</b>	<b>19.0</b>	<b>2.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>54.4</b>

Fuente: Centro de control ELPU

**Figura N° 4. 38:** Duración de interrupciones no programadas causados por fuertes vientos en cada mes del año.



Elaboración Propia

De la **Figura N° 4. 38**, se puede decir que en el mes de agosto se tuvo mayor tiempo de interrupciones, con 9.5 horas de interrupción.

#### 4.1.6.4 Interrupciones por operación

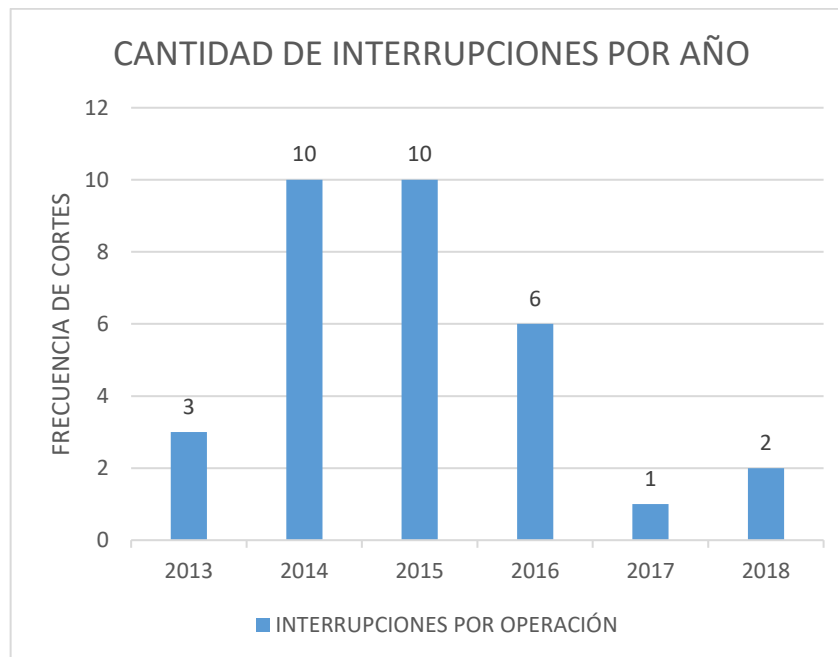
Este tipo de interrupciones son causados por la mala maniobra de los elementos del sistema causando el corte en el suministro de energía eléctrica, a continuación se detallan la presencia de este tipo de fallas en el periodo de estudio.

**Tabla N° 4. 29:** Total de fallas en la operación del sistema.

INTERRUPCIÓN POR OPERACIÓN		
Año	Cantidad	DURACIÓN
2013	3	3.210
2014	10	16.830
2015	10	14.500
2016	6	11.230
2017	1	0.760
2018	2	1.520
<b>TOTAL</b>	<b>32</b>	<b>48.050</b>

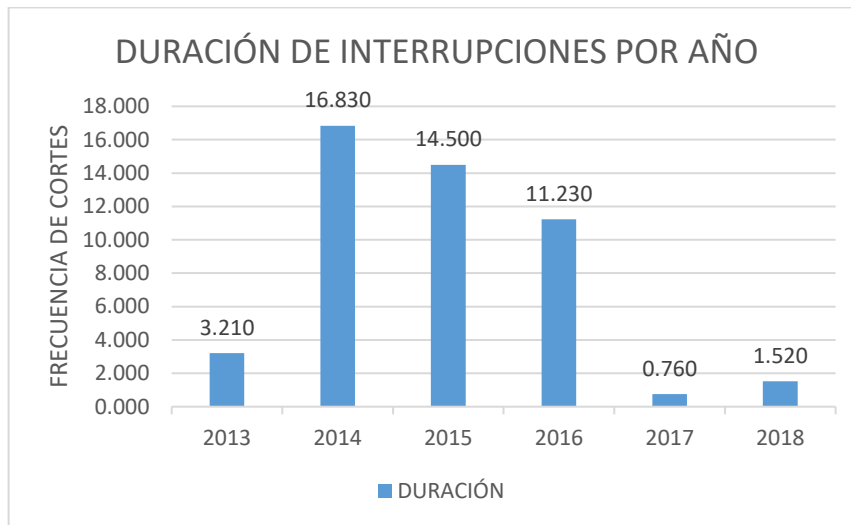
Fuente: Centro de control ELPU

**Figura N° 4. 39:** Interrupciones no programadas causados por operación en el sistema.



Elaboración Propia

**Figura N° 4. 40:** Duración de interrupciones no programadas causados por operación del sistema del sistema.



Elaboración Propia.

En la **Figura N° 4. 39**, se puede decir que en los años 2014 y 2015 se tuvo 10 interrupciones a causa de operación y en la **Figura N° 4. 40**, en el año 2014 se tuvo el mayor tiempo de interrupción con 16.830 horas de interrupción.

#### 4.1.7. Indicadores del alimentador 8001 del periodo 2013 - 2018

##### 4.1.7.1 Análisis del indicador de calidad SAIFI

Los resultados del indicador SAIFI, según el cálculo del Anexo 2. Se muestran a continuación.

**Tabla N° 4. 30:** Resultados del indicador SAIFI

AÑO	2013		2014		2015		2016		2017		2018	
SEMESTRE	SEM. I	SEM. II	SEM. I	SEM. II	SEM. I	SEM. II	SEM. I	SEM. II	SEM. I	SEM. II	SEM. I	SEM. II
SAIFI	5.412	4.009	10.562	13.407	7.238	10.283	21.740	9.438	1.491	0.896	2.504	1.573

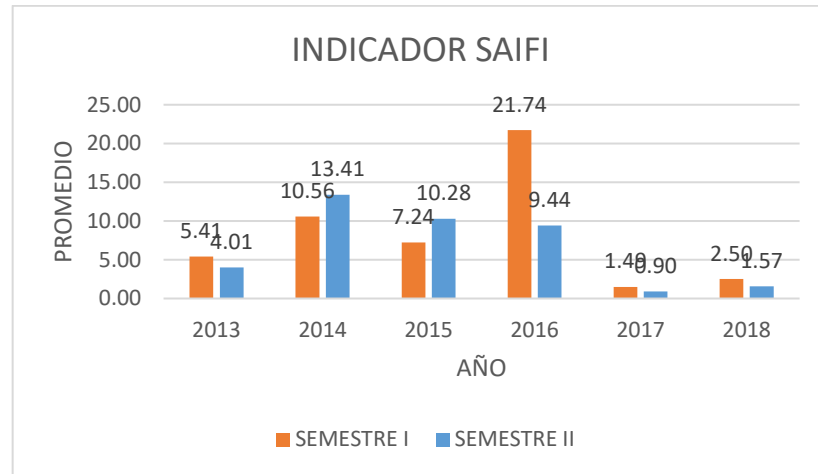
Elaboración Propia

Teniendo en cuenta que la tolerancia en cantidad de interrupciones que puede sufrir como máximo un usuario cualquiera, es de 04 interrupciones por semestre, en la



**Tabla N° 4. 30**, se puede decir que solamente en el año 2017 y 2018, cumplen con esta condición, tienen menos de 04 interrupciones, en el año 2016 semestre I, es el semestre con mayor cantidad de interrupciones con un total de 21.740 interrupciones por usuario.

**Figura N° 4. 41:** Resultados del indicador de calidad SAIFI por semestre



Elaboración Propia

En la **Figura N° 4. 41**, se puede ver claramente lo indicado en el párrafo anterior que el semestre más crítico es el 2016-I, con un total de 21.74 interrupciones y los años 2017 y 2018 son los únicos que cumplen con la norma establecida.

#### 4.1.7.2 Análisis del indicador de calidad SAIDI

Los resultados del indicador de calidad SAIDI, según el cálculo del Anexo 2. Son los siguientes:

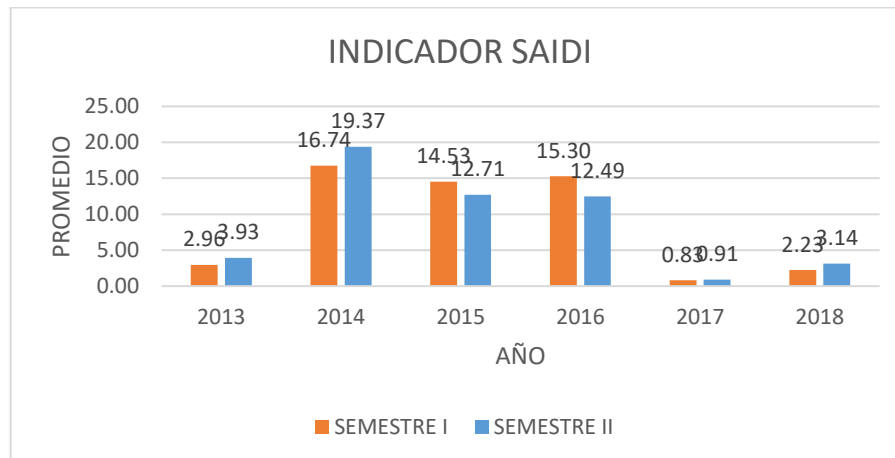
**Tabla N° 4. 31:** Resultados del indicador SAIDI por semestre:

AÑO	2013		2014		2015		2016		2017		2018	
	SEM. I	SEM. II	SEM. I	SEM. II	SEM. I	SEM. II	SEM. I	SEM. II	SEM. I	SEM. II	SEM. I	SEM. II
SAIDI	2.955	3.934	16.740	19.373	14.526	12.708	15.300	12.486	0.834	0.908	2.230	3.142

Elaboración Propia

Teniendo en cuenta que la tolerancia de horas que puede sufrir un usuario como máximo, es de 07 horas por semestre, en la **Tabla N° 4. 31**, se puede ver que en los años 2014, 2015 y 2016 no cumplen con los valores establecidos por la norma. El periodo con más horas de interrupción es el 2014-II, con 19.37 horas de interrupción por semestre.

**Figura N° 4. 42:** Resultados del indicador de calidad SAIDI por semestre.



Elaboración Propia

En la **Figura N° 4. 42**, se puede ver claramente lo indicado en el párrafo anterior, en donde se precisa que los años 2014, 2015 y 2016 son los años que no cumplen con la norma de 7 horas de interrupción por semestre. También se puede ver que el periodo 2014-II es el semestre con mayor horas de interrupción, con un total de 19.37 horas.

#### 4.1.7.3 Análisis del indicador de calidad CAIDI

Los resultados del indicador de calidad CAIDI, según el cálculo en el Anexo 2.

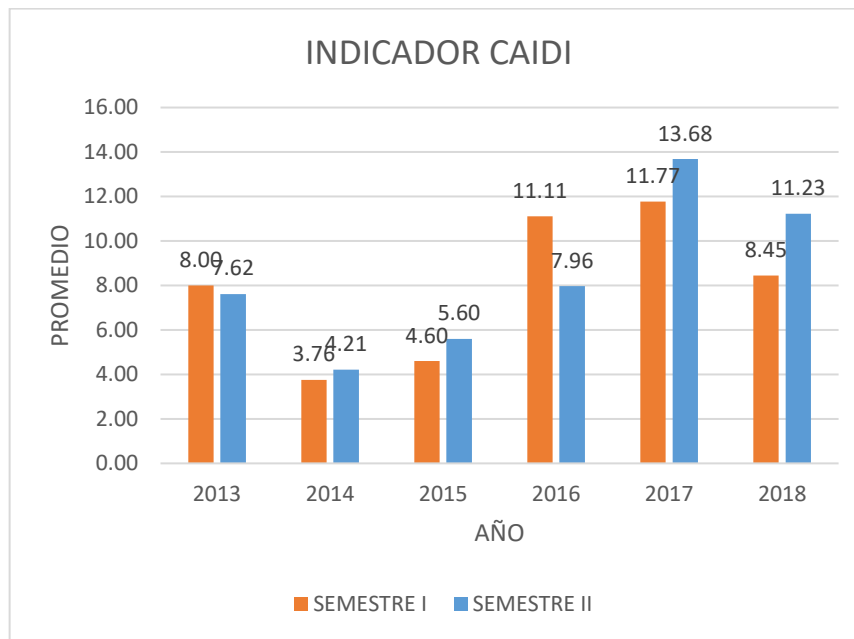
Son los siguientes:

**Tabla N° 4. 32:** Resultados del indicador CAIDI por semestre:

AÑO	2013		2014		2015		2016		2017		2018	
SEMESTRE	SEM. I	SEM. II	SEM. I	SEM. II	SEM. I	SEM. II	SEM. I	SEM. II	SEM. I	SEM. II	SEM. I	SEM. II
CAIDI	8.004	7.618	3.757	4.207	4.603	5.597	11.113	7.964	11.770	13.682	8.448	11.231

Elaboración Propia

**Figura N° 4. 43:** Resultados del indicador de calidad CAIDI por semestre.



Elaboración Propia

En la **Figura N° 4. 43**, se puede ver que los periodos más críticos en cuanto a la duración promedio de interrupción que sufrieron los usuarios son del 2017-II, con 13.68 horas de interrupción. Los años con menos horas de interrupción y que cumplen con la norma son los años 2014 y 2015.

#### **4.1.8. Análisis de las puestas a Tierra y Pararrayos**

Según la evaluación de las fallas realizadas anteriormente, donde se sabe que la mayor cantidad de interrupciones son a causa de las descargas atmosféricas, en las redes de distribución. Se realizó la verificación de las puestas a tierra y los descargadores atmosféricas, llegando a la conclusión de realizar el mejoramiento de las puestas a tierra y la implementación de más pararrayos.

A continuación se presentan las medidas de las puestas a tierra mejoradas y la implementación de nuevos pararrayos de 27KV.

**Tabla N° 4. 33:** Medición de las puestas a tierra mejoradas y la implementación de pararrayos.

DATOS				MEDICIÓN ANTIGUO		MEDICIÓN ACTUAL			
ITEM	UBICACIÓN	COORDENADAS UTM		TIPO DE DESCARGADOR	MEDICIÓN DE RESISTENCIA ( $\Omega$ )	TIPO DESCARGADOS		MEDICION RESISTENCIA ( $\Omega$ )	
		X	Y	21KV	21KV	27 KV	21KV	27 KV	21 KV
1	PACUTA	355081	8383802	3	35.40	3		7.29	
	PACUTA	355081	8383802				3		18.5
2	PROGRESO	352874	8377237	3	127.33	3		12.37	
	PROGRESO	352918	8377132				3		15.5
3	VILQUE PITIQUITA	357874	8366198	3	50.60	3		2.41	
	VILQUE PITIQUITA	357716	8366176				3		7.81
4	SALIDA ASILLO	370193	8351749	3	42.13	3		2.37	
	SALIDA ASILLO	370216	8351532				3		1.94

Elaboración Propia

Se puede observar en la **Tabla N° 4. 33**, las nuevas medidas de las puestas a tierra, y la implementación de los pararrayos en los puntos más críticos. También se puede ver la diferencia de las medidas de resistencia de los antiguos PATs con los mejorados.

**Figura N° 4. 44:** Medición de resistencia del PAT salida a Asillo



Fuente: Datos tomados en campo

En la siguiente foto se observa la implementación de los pararrayos de línea de 27 KV.

**Figura N° 4. 45:** Instalación de Pararrayos de línea.



Fuente: Foto tomada en campo

#### 4.1.9. Indicadores del alimentador 8001 sin las interrupciones por descargas atmosféricas del periodo 2013 – 2018

##### 4.1.9.1 Análisis del indicador de calidad SAIFI

Los resultados del indicador SAIFI sin las interrupciones por descargas atmosféricas. Se muestran a continuación.

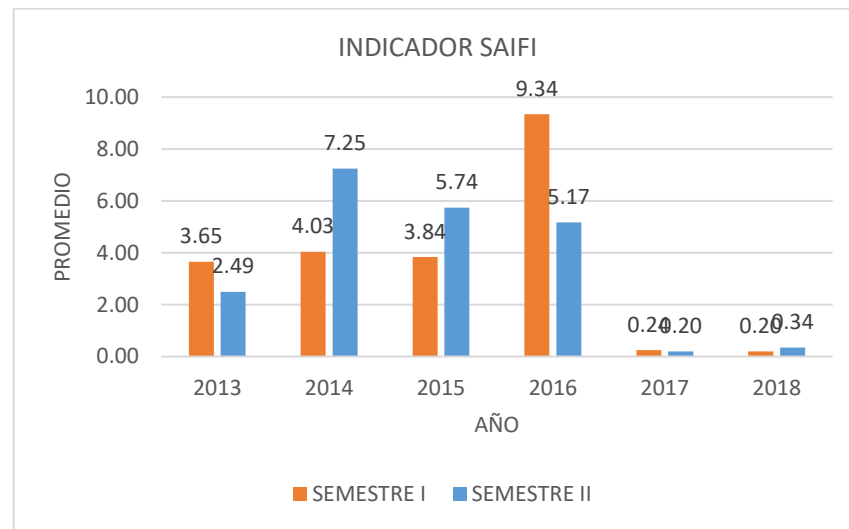
**Tabla N° 4. 34:** Resultados del indicador SAIFI sin las interrupciones por descargas atmosféricas

AÑO	2013		2014		2015		2016		2017		2018	
SEMESTRE	SEM. I	SEM. II	SEM. I	SEM. II	SEM. I	SEM. II	SEM. I	SEM. II	SEM. I	SEM. II	SEM. I	SEM. II
SAIFI	3.649	2.491	4.032	7.247	3.836	5.739	9.339	5.173	0.243	0.203	0.204	0.343

Elaboración Propia

Se puede observar que el indicador de calidad SAIFI sin las interrupciones por descargas atmosféricas, cumple en la mayoría de los años, a excepción del año 2016.

**Figura N° 4. 46:** Resultados de indicador SAIFI por semestre



Elaboración Propia

En la **Figura N° 4. 46**, se puede ver claramente que aun el indicador SAIFI del año 2016 está lejos de cumplir con lo que indica la NTCSE sobre los indicadores de calidad.

#### 4.1.9.2 Análisis del indicador de calidad SAIDI

Los resultados del indicador de calidad SAIDI, según el cálculo del Anexo 2. Son los siguientes:

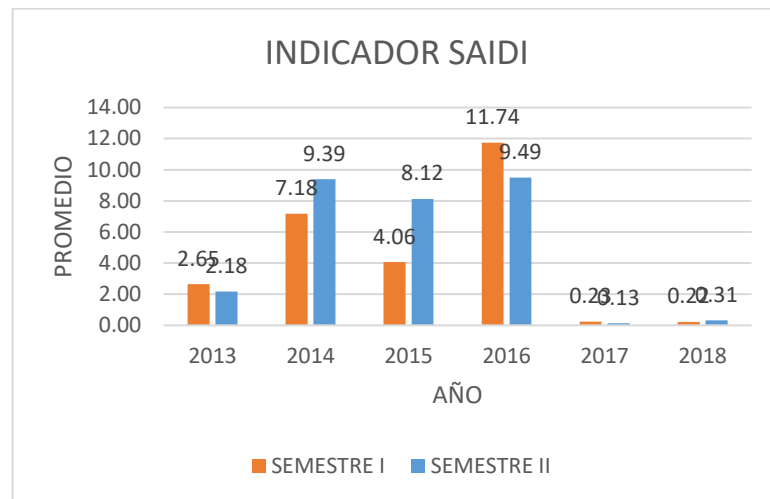
**Tabla N° 4. 35:** Resultados del indicador SAIDI por semestre:

AÑO	2013		2014		2015		2016		2017		2018	
SEMESTRE	SEM. I	SEM. II	SEM. I	SEM. II	SEM. I	SEM. II	SEM. I	SEM. II	SEM. I	SEM. II	SEM. I	SEM. II
SAIDI	2.647	2.181	7.178	09.390	4.056	8.123	11.740	09.494	0.228	0.129	0.221	0.312

Elaboración Propia

Teniendo en cuenta que la tolerancia de horas que puede sufrir un usuario como máximo, es de 07 horas por semestre, se puede ver que los indicadores de calidad sin las interrupciones por descargas atmosféricas, cumplen en la mayoría de los años en excepción del año 2016.

**Figura N° 4. 47:** Resultados del indicador de calidad SAIDI por semestre.



Elaboración Propia

En la **Figura N° 4. 47**, se puede ver claramente lo indicado en el párrafo anterior, en donde se precisa que el año 2016 a un no cumple con la norma NTCSE.

## 4.2. Discusión

Del análisis de las estadísticas de interrupciones en el alimentador 8001, se llega a la conclusión de que la mayoría de las interrupciones son a causa de descargas atmosféricas, por la falta de implementación de sistemas de protección como las puestas a tierra, la instalación de pararrayos de 27 KV y realizar la programación correcta del recloser de acuerdo a la zona, teniendo estos equipos de protección instalados se puede mejorar los indicadores de calidad. Esto en comparación con lo que indica (Véliz, 2010), indica que como opción de mejora de la confiabilidad de los sistemas de distribución eléctrica de alta densidad de carga, la colocación de equipos de protección y seccionamiento, se tiene para alimentadores que la opción óptima comprende el uso de seccionadores bajo carga en la troncal del alimentador, seccionadores bajo carga con fusible limitador en sus laterales y alimentaciones alternativas manuales.

De los indicadores de calidad de suministro se obtuvo como resultado que en la mayoría de los semestres evaluados, no cumplen el indicador de calidad SAIFI, teniendo como resultado promedio 7.38 interrupciones por semestre, superando la tolerancia que



indica la norma técnica de calidad de servicio. En cuanto al indicador SAIDI se tiene como valor máximo en el periodo 2014-II, con 19.37 horas de interrupción, lo cual también no cumple con la norma técnica de calidad de servicio. Llegando a la conclusión que en la mayoría de los casos las interrupciones son impredecibles, pero con la realización de un plan de acción se puede mejorar con las horas de interrupción. Esto en comparación con lo que también indica (Huallpa & Apaza, 2016) y Arriagada Mass, A. G. (1994), indica que, el problema de localización de recursos para obtener mejoras en los niveles de disponibilidad de servicio, se presenta como uno en el cual tienen incidencia tanto las tasas de falla como las duraciones de estas. Pero lo que también se puede hacer es evitar que estas fallas sean permanentes.





## V. CONCLUSIONES

### CONCLUSIÓN GENERAL

Al Evaluar la influencia de las fallas de distribución del alimentador 8001 del Servicio Eléctrico Azángaro del 2013 al 2018, se verifica que los indicadores de calidad, SAIFI y SAIDI, no cumplen con las normas establecidos. Se menciona que los sistemas de protección como los pararrayos y las puestas a tierra no se encuentran en buen estado y no cumplen las medidas establecidas por la NTCSE, por tal motivo es el origen de las constantes interrupciones.

Considerando como opción de mejora de la confiabilidad de los sistemas de distribución eléctrica de alta densidad de carga, la colocación de equipos de protección como la instalación de pararrayos de línea de 27KV, previo mejoramiento e implementación de puestas a tierra, realizar una buena configuración del recloser de acuerdo a la carga y la colocación de fusibles tipo chicote de acuerdo a la carga.

### CONCLUSIÓN I

Del análisis de indicadores de calidad de suministro se obtuvo como resultado que en los años 2013, 2014, 2015 y 2016 no cumple con el indicador de calidad SAIFI en cuyos resultados se tiene valores mayor a 4 interrupciones que establece la norma técnica de calidad de los servicios eléctricos.

En el indicador SAIDI se obtuvo como resultado que en los años 2014, 2015 y 2016 no cumplen con lo que establece la norma, como horas de interrupción 07 horas/semestre.



## **CONCLUSIÓN II**

Del total de 600 interrupciones que sufrió y se originó en el alimentador 8001, 377 interrupciones que hacen el 64% son por fenómenos naturales, con un total de 445 horas con 03 minutos de interrupción, de un total de 975 horas con 05 minutos. También se puede deducir que se tuvo 89 interrupciones por acción de terceros con 107 horas con 23 minutos que hacen el 15% del total.

Del total de 377 interrupciones por fenómenos naturales, que se originó en el alimentador 8001, se puede indicar que 295 interrupciones son a causa de descargas atmosféricas, con una duración de 338.80 horas.

## **CONCLUSIÓN III**

En la evaluación de las puestas a tierra y los pararrayos, se puede decir que ninguno de las mediciones de puesta tierra se encuentra en buen estado o cumple con la medidas establecidas por la NTCSE y se puede decir también que los pararrayos de 21KV no son los indicados para la línea de 22.9 KV.



## VI. RECOMENDACIONES

Dada las limitaciones y alcances de la presente tesis, se recomienda complementar el análisis de mejora de la confiabilidad con otras opciones de mejora como la renovación de las redes de instalación eléctrica y el perfeccionamiento de las actividades de operación y mantenimiento.

Realizar un estudio de las redes del alimentador 8001 del servicio eléctrico de Azángaro, mejorar las medidas de las puestas a tierra e implementar nuevos PATS en los lugares críticos donde se origina las fallas.

Realizar un estudio de los sistemas de protección de las redes del alimentador 8001, como los pararrayos que son de 21KV, las medidas de los Cut Out, medida de los fusibles y el recloser.

Realizar el ajuste de la coordinación del recloser de acuerdo al circuito y las zonas donde se desea instalar y así poder reducir los tiempos de actuación e identificar el punto de falla.



## VII. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- ABB-CELMEC. (n.d.). Ficha Técnica - Cortacircuitos intercambiable de distribución. (506).
- AES, E. S. (2006). Seccionadores Fusibles De Repetición (p. 15). p. 15.
- Ajquejay, H. (2007). Recloser. Guatemala: Universidad de San Carlos - Laboratorio de Transmisión y Distribución.
- Arce, E. S. L. (2010). Estudio de Coordinación de Protecciones en alta y Media Tensión en la Subestación “Machala” Propiedad de la Corporación Nacional de Electricidad S.A. - Regional El Oro. Ecuador: Universidad Politécnica Salesiana - Sede Cuenca.
- Ayre, J. H. S. (2005). Evaluación de la confiabilidad mediante el método de modo de fallas y ubicación óptima de seccionadores en una red de distribución eléctrica.
- Cervantes, S. M., & Villegas, J. F. (2009). Coordinación De Protecciones De La Red Eléctrica De La Esime Zacatenco. México: Instituto Politécnico Nacional - Escuela Superior De Ingeniería Mecánica Y Eléctrica.
- Chilet, C. (2009). Cálculo de Fallas - TECSUP. 42.
- CNE, S. 2011. (2011). Código Nacional De Electricidad (Suministro 2011).
- COES, S. (2014). Requisitos Mínimos Para Los Sistemas De Protección Del SEIN (p. 132). p. 132.
- Collantes, R. S. V. (2010). *Análisis De Mejora De La Confiabilidad De Los Sistemas De Distribución Eléctrica De Alta Densidad De Carga*. Perú: Universidad Nacional De Ingeniería. Retrieved from [http://cybertesis.uni.edu.pe/bitstream/uni/152/1/collantes\\_vr.pdf](http://cybertesis.uni.edu.pe/bitstream/uni/152/1/collantes_vr.pdf)
- Esteba, J. (2018). Análisis, optimización y evaluación de la coordinación de protección contra descargas de origen atmosférico y fallas a tierra en el alimentador 3003 del servicio eléctrico ananea.
- FAMI. (n.d.). Seccionador De Tres Etapas. Retrieved from [https://www.fami.com.ar/productos/Seccionador+XS/Reconectador+de+3+etapas\\_23](https://www.fami.com.ar/productos/Seccionador+XS/Reconectador+de+3+etapas_23)



- Gómez, A. E. (2002). Análisis y operación de sistemas de energía eléctrica. McGraw-Hill.
- Grupo-EPM. (2016). Especificación Técnica - Cortacircuito De Repetición Tres Etapas. 1–17.
- Huallpa, F., & Apaza, L. (2016). Incidencia de las interrupciones por fenómenos naturales sobre la calidad de suministro eléctrico del alimentador ur02 del sistema eléctrico Urubamba.
- HUBBELL. (2015). Cortacircuitos fusible de Porcelana tipo C (estándar, rompecarga, rompecarga). 1–20.
- Hurtado, C. A. V. (2016). Mejoramiento De La Coordinación De Aislamiento De Las Líneas De Transmisión San Gabán - Mazuko - Puerto Maldonado. Perú: Universidad Nacional de San Antonio Abad del Cusco.
- IEEE. (2012). IEEE Guide for Electric Power Distribution Reliability Indices - Standard 1366-2012(Revision of IEEE Std 1366-2003), 2012(May), 43.
- INAEL. (n.d.). Cortacircuitos de expulsión y seccionalizador automático. 1–20.
- Machaca, D. (2017). “Evaluación de desempeño de la línea de transmisión 138 kv san gabán - mazuko ante descargas atmosféricas.”
- Maque, S. (2017). “Análisis, diagnóstico y propuesta de mejora de calidad de servicio a causa de fallas imprevistas en el suministro eléctrico en el distrito de macusani-carabaya”
- Morales, C. S. B. (2011). Límites de Confiabilidad en Sistemas Eléctricos de Distribución : Un enfoque Técnico-Económico. Chile: Universidad De Concepción.
- Meche, M. A. C., & Vargas, W. F. V. (2015). *Ampliación Del Sistema Eléctrico Y Mejoramiento De La Confiabilidad Del Alimentador Sm- 03, Vilcabamba, La Convención-Cusco*. Perú: Universidad Nacional de San Antonio Abad del Cusco.
- NTCSE. (2006). Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos - Decreto Supremo N° 020-97-EM. 1–57.
- OSINERGMIN. (2003). Tipificación y Escala de Multas y Sanciones.
- OSINERGMIN. (2004). Procedimiento Para la Supervisión de la Operación de los



- Sistemas Eléctricos, Resolución N° 074-2004-OS/CD.
- PROMELSA. (n.d.). Seccionadores de Repetición.
- Quejía, M. A. C., & Tinco, B. C. (2014). Estudio de Coordinación de Aislamiento del Sub Sistema de Distribución Primaria de Huaró en 22.9 kV, (SSDP HU-04). Perú: Universidad Nacional De San Antonio Abad Del Cusco.
- Ramirez, M. S. A. (2005). Protección De Sistemas Eléctricos De Potencia. México: Universidad Autónoma De Nuevo León.
- Ramirez, S. C. (2003). Protección de Sistemas Eléctricos (Primera Ed). Colombia: Universidad Nacional de Colombia.
- Sayas, P. L. (2013). CURSO : Protección de Sistemas Eléctricos de distribución. In U. N. del C. del P. Escuela de Posgrado (Ed.) (p. 59). Huancayo. Retrieved from <https://docplayer.es/42883719-Curso-proteccion-de-sistemas-electricos-de-distribucion.html>
- Seymour, J., & Horsley, T. (n.d.). Los Siete Tipos de Problemas en el Suministro Eléctrico - APC by Schneider Electric - Informe Interno 18 Revisión 1. 1–22.
- Tumero, P. (n.d.). Coordinación De Protecciones En Redes De Distribución. 53.
- Véliz, R. (2010). Análisis de mejora de la confiabilidad de los sistemas de distribución eléctrica de alta densidad de carga. tesis para optar el grado de maestro en ciencias.
- Zambrano, J. E. B. (2011). Análisis De La Coordinación De Aislamiento De La Línea Quixal Tactic. Guatemala: Universidad de San Carlos de Guatemala.
- Zambrano, R. H. Q. (2008). Sistema De Protecciones Eléctricas A Nivel De 500 kV Aplicación Subestación De Pifo. Ecuador: Escuela Politécnica Nacional.
- Zamora, A. (2011, June 3). Redes Electricas: Aspectos Generales de un sistema de distribucion. Retrieved December 13, 2021, from <http://albazamora.blogspot.com/2011/06/unidad-ii-aspectos-generales-de-un.html>

## ANEXOS

### ANEXO N° 1: procedimiento de cálculo de los indicadores de calidad

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

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

*Tabla N° 5. 1: Calculo del indicador de calidad SAIFI*

<b>2013</b>	<b>Semestre I</b>	$SAIFI = \frac{51709}{9555}$	$\Rightarrow$	$SAIFI = 5.412$
	<b>Semestre II</b>	$SAIFI = \frac{38545}{9615}$	$\Rightarrow$	$SAIFI = 4.008$
<b>2014</b>	<b>Semestre I</b>	$SAIFI = \frac{102825}{9735}$	$\Rightarrow$	$SAIFI = 10.562$
	<b>Semestre II</b>	$SAIFI = \frac{131680}{9822}$	$\Rightarrow$	$SAIFI = 13.406$
<b>2015</b>	<b>Semestre I</b>	$SAIFI = \frac{71900}{9933}$	$\Rightarrow$	$SAIFI = 7.238$
	<b>Semestre II</b>	$SAIFI = \frac{103200}{10036}$	$\Rightarrow$	$SAIFI = 10.283$
<b>2016</b>	<b>Semestre I</b>	$SAIFI = \frac{221358}{10182}$	$\Rightarrow$	$SAIFI = 21.740$
	<b>Semestre II</b>	$SAIFI = \frac{98070}{10391}$	$\Rightarrow$	$SAIFI = 9.437$
<b>2017</b>	<b>Semestre I</b>	$SAIFI = \frac{15630}{10483}$	$\Rightarrow$	$SAIFI = 1.491$
	<b>Semestre II</b>	$SAIFI = \frac{9470}{10572}$	$\Rightarrow$	$SAIFI = 0.896$
<b>2018</b>	<b>Semestre I</b>	$SAIFI = \frac{26710}{10668}$	$\Rightarrow$	$SAIFI = 2.504$

<b>Semestre II</b>	$SAIFI = \frac{16967}{10783}$	$\Rightarrow$	$SAIFI = 1.573$
--------------------	-------------------------------	---------------	-----------------

Elaboración: Propia

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

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

*Tabla N° 5. 2: Calculo del indicador de calidad SAIDI*

<b>2013</b>	<b>Semestre I</b>	$SAIDI = \frac{28235.03}{9555}$	$\Rightarrow$	$SAIDI = 2.955$
	<b>Semestre II</b>	$SAIDI = \frac{37825.41}{9615}$	$\Rightarrow$	$SAIDI = 3.934$
<b>2014</b>	<b>Semestre I</b>	$SAIDI = \frac{162963.9}{9735}$	$\Rightarrow$	$SAIDI = 16.740$
	<b>Semestre II</b>	$SAIDI = \frac{190281.61}{9822}$	$\Rightarrow$	$SAIDI = 19.373$
<b>2015</b>	<b>Semestre I</b>	$SAIDI = \frac{144286.76}{9933}$	$\Rightarrow$	$SAIDI = 14.526$
	<b>Semestre II</b>	$SAIDI = \frac{127537.49}{10036}$	$\Rightarrow$	$SAIDI = 12.708$
<b>2016</b>	<b>Semestre I</b>	$SAIDI = \frac{155784.6}{10182}$	$\Rightarrow$	$SAIDI = 15.300$
	<b>Semestre II</b>	$SAIDI = \frac{129742.03}{10391}$	$\Rightarrow$	$SAIDI = 12.486$
<b>2017</b>	<b>Semestre I</b>	$SAIDI = \frac{8742.82}{10483}$	$\Rightarrow$	$SAIDI = 0.834$
	<b>Semestre II</b>	$SAIDI = \frac{9599.38}{10572}$	$\Rightarrow$	$SAIDI = 0.908$





<b>2018</b>	Semestre II	$SAIDI = \frac{23789.64}{10668}$	$\Rightarrow$	SAIDI = 2.230
	Semestre II	$SAIDI = \frac{33880.19}{10783}$	$\Rightarrow$	SAIDI = 3.142

Elaboración: Propia

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

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

Tabla N° 5. 3: Calculo del indicador de calidad CAIDI

MES	2013			2014			2015		
	$N_i$	$r_i * N_i$	CAIDI	$N_i$	$r_i * N_i$	CAIDI	$N_i$	$r_i * N_i$	CAIDI
ENERO	2,372.00	2,409.83	1.02	38,775.00	46,609.58	1.20	26,300.00	86,365.00	3.28
FEBRERO	1,608.00	1,010.40	0.63	33,000.00	53,158.33	1.61	6,300.00	12,475.00	1.98
MARZO	840.00	323.17	0.38	8,550.00	8,730.83	1.02	7,700.00	8,010.00	1.04
ABRIL	17,867.00	16,587.38	0.93	4,000.00	6,225.00	1.56	15,700.00	13,538.33	0.86
MAYO	28,100.00	3,363.33	0.12	15,400.00	36,170.00	2.35	13,700.00	21,795.00	1.59
JUNIO	922.00	4,542.40	4.93	3,100.00	12,066.67	3.89	2,200.00	2,108.33	0.96
SEMESTRE I	51,709.00	28,236.52	8.00	102,825.00	162,960.42	11.63	71,900.00	144,291.67	9.72
JULIO	2,550.00	3,300.00	0.77	18,000.00	25,006.67	0.72	25,700.00	42,063.33	0.61
AGOSTO	1,500.00	1,057.50	1.42	8,500.00	13,916.67	0.61	16,500.00	19,858.33	0.83
SEPTIEMBRE	8,200.00	3,218.33	2.55	29,400.00	45,770.00	0.64	16,600.00	19,818.33	0.84
OCTUBRE	6,060.00	11,750.17	0.52	29,880.00	33,590.00	0.89	8,500.00	5,508.33	1.54
NOVIEMBRE	16,500.00	15,643.33	1.05	21,100.00	26,325.00	0.80	12,200.00	19,886.67	0.61



<b>DICIEMBRE</b>	<b>3,735.00</b>	<b>2,854.67</b>	<b>1.31</b>	<b>24,800.00</b>	<b>45,673.33</b>	<b>0.54</b>	<b>23,700.00</b>	<b>20,406.67</b>	<b>1.16</b>
<b>SEMESTRE II</b>	<b>38,545.00</b>	<b>37,824.00</b>	<b>7.62</b>	<b>131,680.00</b>	<b>190,281.67</b>	<b>4.21</b>	<b>103,200.00</b>	<b>127,541.67</b>	<b>5.60</b>

MES	2016			2017			2018		
	$N_i$	$r_i * N_i$	CAIDI	$N_i$	$r_i * N_i$	CAIDI	$N_i$	$r_i * N_i$	CAIDI
<b>ENERO</b>	7,550.00	5,831.67	0.77	4,280.00	1,867.17	0.44	5,240.00	4,550.17	0.87
<b>FEBRERO</b>	49,200.00	47,266.67	0.96	3,400.00	2,068.33	0.61	8,520.00	6,946.83	0.82
<b>MARZO</b>	7,800.00	9,230.00	1.18	2,500.00	1,704.17	0.68	7,550.00	7,755.83	1.03
<b>ABRIL</b>	6,200.00	7,836.67	1.26	2,800.00	1,910.00	0.68	741.00	2,483.62	3.35
<b>MAYO</b>	30,608.00	5,422.47	0.18	1,050.00	349.17	0.33	3,000.00	1,439.42	0.48
<b>JUNIO</b>	120,000.00	80,200.00	0.67	1,600.00	845.00	0.53	1,659.00	611.23	0.37
<b>SEMESTRE I</b>	<b>221,358.00</b>	<b>155,787.47</b>	<b>5.03</b>	<b>15,630.00</b>	<b>8,743.83</b>	<b>3.27</b>	<b>26,710.00</b>	<b>23,787.10</b>	<b>6.91</b>
<b>JULIO</b>	15,700.00	15,458.33	1.02	850.00	522.50	1.63	550.00	1,943.33	0.28
<b>AGOSTO</b>	15,400.00	46,456.67	0.33	1,650.00	5,319.17	0.31	3,300.00	6,457.50	0.51
<b>SEPTIEMBRE</b>	22,650.00	14,325.83	1.58	2,300.00	525.83	4.37	3,000.00	21,950.00	0.14
<b>OCTUBRE</b>	12,200.00	4,093.33	2.98	1,220.00	264.33	4.62	2,750.00	861.67	3.19
<b>NOVIEMBRE</b>	29,000.00	47,246.67	0.61	2,200.00	2,272.50	0.97	2,750.00	559.17	4.92
<b>DICIEMBRE</b>	3,120.00	2,165.00	1.44	1,250.00	699.17	1.79	4,617.00	2,107.37	2.19
<b>SEMESTRE II</b>	<b>98,070.00</b>	<b>129,745.83</b>	<b>7.96</b>	<b>9,470.00</b>	<b>9,603.50</b>	<b>13.68</b>	<b>16,967.00</b>	<b>33,879.03</b>	<b>11.23</b>

Elaboración: Propia



**ANEXO N° 2: Base de datos de interrupciones en el alimentador 8001 registrados  
por el centro de control de ELPU**

**2013**

ÍTEM	CÓDIGO DE INTERRUPCIÓN	TIPO DE ORIGEN	TIPO	MES	DURACIÓN REAL	USUARIOS AFECTADOS
1	EPU1201203	Transmisión	Otras empresas Eléctricas	ENERO	1:03:00	7793
2	EPU1201205	Distribución	Terceros	ENERO	0:20:00	210
3	EPU1201206	Distribución	Fenómenos Naturales	ENERO	0:20:00	500
4	EPU1201207	Distribución	Propias	ENERO	1:35:00	1162
5	EPU1201216	Distribución	Fenómenos Naturales	FEBRERO	0:40:00	500
6	EPU1201335	Distribución	Fenómenos Naturales	FEBRERO	0:20:00	312
7	EPU1201337	Transmisión	Otras empresas Eléctricas	MARZO	2:09:00	7793
8	EPU1201341	Distribución	Fenómenos Naturales	MARZO	0:45:00	312
9	EPU1201342	Distribución	Fenomenos Naturales	MARZO	0:41:00	984
10	EPU1201450	Distribución	Terceros	MARZO	0:23:00	230
11	EPU1201452	Distribución	Terceros	MARZO	0:20:00	230
12	EPU1201454	Distribución	Fenomenos Naturales	MARZO	0:20:00	190
13	EPU1201458	Distribución	Fenomenos Naturales	ABRIL	0:30:00	190
14	EPU1201560	Distribución	Propias	ABRIL	3:12:00	312
15	EPU1201562	Distribución	Terceros	ABRIL	0:30:00	7793
16	EPU1201564	Distribución	Fenomenos Naturales	ABRIL	0:46:00	1223
17	EPU1201571	Distribución	Terceros	ABRIL	0:29:00	2950
18	EPU1201572	Distribución	Propias	ABRIL	1:05:00	2950
19	EPU1201573	Distribución	Fenomenos Naturales	ABRIL	2:25:00	2951
20	EPU1201633	Distribución	Fenomenos Naturales	ABRIL	0:09:00	14000
21	EPU1201634	Distribución	Fenomenos Naturales	ABRIL	0:05:00	14000
22	EPU1201638	Distribución	Terceros	ABRIL	0:58:00	100
23	EPU1201710	Distribución	Terceros	MAYO	0:42:00	412
24	EPU1201711	Distribución	Terceros	MAYO	18:54:00	210
25	EPU1201713	Distribución	Propias	MAYO	3:45:00	1162
26	EPU1201715	Distribución	Terceros	MAYO	0:57:00	300
27	EPU1201791	Transmisión	Otras empresas Electricas	JUNIO	0:24:00	3464
28	EPU1201792	Distribución	Terceros	JUNIO	1:17:00	2000
29	EPU1201794	Transmisión	Otras empresas Electricas	JUNIO	0:46:00	3464
30	EPU1201795	Distribución	Terceros	JULIO	1:20:00	550
31	EPU1201928	Transmisión	Fenomenos Naturales	AGOSTO	1:08:00	7900
32	EPU1201927	Distribución	Propias	SEPTIEMBRE	9:47:00	359
33	EPU1201929	Transmisión	Propias	SEPTIEMBRE	0:21:00	7900
34	EPU1201933	Distribución	Terceros	SEPTIEMBRE	0:41:00	200
35	EPU1201934	Distribución	Terceros	SEPTIEMBRE	0:20:00	800
36	EPU1201935	Distribución	Fenomenos Naturales	OCTUBRE	3:00:00	150
37	EPU1201936	Distribución	Fenomenos Naturales	OCTUBRE	0:35:00	350
38	EPU1201999	Distribución	Terceros	OCTUBRE	0:19:00	1500



39	EPU1202002	Distribución	Terceros	OCTUBRE	0:13:00	600
40	EPU1202003	Distribución	Fenomenos Naturales	OCTUBRE	0:25:00	1600
41	EPU1202004	Transmisión	Otras empresas Electricas	OCTUBRE	8:28:00	14000
42	EPU1202006	Distribución	Terceros	OCTUBRE	0:27:00	1200
43	EPU1202007	Distribución	Fenomenos Naturales	OCTUBRE	0:20:00	1500
44	EPU1202009	Distribución	Fenomenos Naturales	NOVIEMBRE	0:28:00	1000
45	EPU1202010	Distribución	Fenomenos Naturales	NOVIEMBRE	0:33:00	800
46	EPU1201927	Distribución	Terceros	NOVIEMBRE	0:23:00	650
47	EPU1201931	Distribución	Terceros	NOVIEMBRE	6:00:00	650
48	EPU1201930	Distribución	Terceros	NOVIEMBRE	0:32:00	650
49	EPU1201932	Distribución	Fenomenos Naturales	NOVIEMBRE	1:30:00	350
50	EPU1201936	Distribución	Fenomenos Naturales	NOVIEMBRE	1:39:00	650
51	EPU1201938	Distribución	Fenomenos Naturales	NOVIEMBRE	2:05:00	750
52	EPU1201940	Distribución	Terceros	NOVIEMBRE	1:25:00	350
53	EPU1201944	Distribución	Fenomenos Naturales	NOVIEMBRE	0:28:00	750
54	EPU1201945	Distribución	Propias	NOVIEMBRE	3:21:00	860
55	EPU1201946	Distribución	Fenomenos Naturales	NOVIEMBRE	0:37:00	150
56	EPU1201947	Distribución	Fenomenos Naturales	NOVIEMBRE	1:06:00	250
57	EPU1202154	Distribución	Fenomenos Naturales	NOVIEMBRE	3:55:00	700
58	EPU1202156	Distribución	Fenomenos Naturales	NOVIEMBRE	1:07:00	4500
59	EPU1202158	Distribución	Fenomenos Naturales	NOVIEMBRE	0:52:00	700
60	EPU1202161	Distribución	Propias	DICIEMBRE	1:11:00	800
61	EPU1202162	Distribución	Fenomenos Naturales	DICIEMBRE	0:12:00	3500
62	EPU1202166	Distribución	Fenomenos Naturales	DICIEMBRE	3:10:00	700
63	EPU1202168	Distribución	Fenomenos Naturales	DICIEMBRE	0:23:00	3500
64	EPU1202170	Distribución	Fenomenos Naturales	DICIEMBRE	1:17:00	1200
65	EPU1202173	Distribución	Terceros	DICIEMBRE	0:35:00	900
66	EPU1201044	Distribución	Fenomenos Naturales	DICIEMBRE	0:56:00	550
67	EPU1201047	Transmisión	Fenomenos Naturales	NOVIEMBRE	1:06:00	7793
68	EPU1201049	Distribución	Fenomenos Naturales	NOVIEMBRE	0:55:00	280
69	EPU1201051	Distribución	Fenomenos Naturales	NOVIEMBRE	1:05:00	350
70	EPU1201056	Distribución	Propias	NOVIEMBRE	0:33:00	940
71	EPU1201058	Distribución	Fenomenos Naturales	NOVIEMBRE	0:16:00	670
72	EPU1201059	Distribución	Terceros	NOVIEMBRE	0:35:00	200
73	EPU1201061	Distribución	Fenomenos Naturales	NOVIEMBRE	1:17:00	80
74	EPU1201062	Distribución	Propias	NOVIEMBRE	8:35:00	81
75	EPU1201065	Distribución	Fenomenos Naturales	NOVIEMBRE	1:02:00	15
76	EPU1201064	Distribución	Terceros	NOVIEMBRE	0:48:00	350
77	EPU1201066	Distribución	Fenomenos Naturales	NOVIEMBRE	1:49:00	100
78	EPU1201068	Distribución	Fenomenos Naturales	DICIEMBRE	1:34:00	200

## 2014

ÍTEM	CÓDIGO DE INTERRUPTIÓN	TIPO DE ORIGEN	TIPO	MES	DURACIÓN REAL	USUARIOS AFECTADOS
1	EPU1202746	Distribución	Fenomenos Naturales	Enero	0:35:00	1200



2	EPU1202751	Distribución	Fenomenos Naturales	Enero	1:21:00	750
3	EPU1202753	Distribución	Fenomenos Naturales	Enero	0:31:00	1125
4	EPU1202754	Distribución	Fenomenos Naturales	Enero	1:15:00	1500
5	EPU1202755	Distribución	Propias	Enero	1:03:00	1500
6	EPU1202756	Distribución	Fenomenos Naturales	Enero	5:16:00	3200
7	EPU1202758	Distribución	Terceros	Enero	1:08:00	13000
8	EPU1202759	Distribución	Fenomenos Naturales	Enero	0:26:00	1200
9	EPU1202761	Distribución	Fenomenos Naturales	Enero	1:28:00	750
10	EPU1202765	Distribución	Fenomenos Naturales	Enero	1:01:00	850
11	EPU1202766	Distribución	Fenomenos Naturales	Enero	0:16:00	10000
12	EPU1202770	Distribución	Fenomenos Naturales	Enero	1:01:00	1200
13	EPU1202769	Distribución	Terceros	Enero	0:50:00	1000
14	EPU1202773	Distribución	Fenomenos Naturales	Enero	1:23:00	1500
15	EPU1203029	Distribución	Fenomenos Naturales	Febrero	0:48:00	1500
16	EPU1203031	Distribución	Fenomenos Naturales	Febrero	0:48:00	1500
17	EPU1203033	Distribución	Fenomenos Naturales	Febrero	2:08:00	15000
18	EPU1203038	Distribución	Terceros	Febrero	0:31:00	1500
19	EPU1203039	Distribución	Fenomenos Naturales	Febrero	1:55:00	2000
20	EPU1203044	Distribución	Fenomenos Naturales	Febrero	1:25:00	2000
21	EPU1203045	Distribución	Fenomenos Naturales	Febrero	1:10:00	2000
22	EPU1203046	Distribución	Propias	Febrero	0:31:00	3500
23	EPU1203047	Distribución	Fenomenos Naturales	Febrero	1:10:00	1500
24	EPU1203050	Distribución	Fenomenos Naturales	Febrero	2:05:00	1500
25	EPU1203053	Transmisión	Otras empresas Electricas	Febrero	1:07:00	15000
26	EPU1203054	Distribución	Fenomenos Naturales	Febrero	2:18:00	1000
27	EPU1203279	Distribución	Terceros	Marzo	1:03:00	1500
28	EPU1203288	Distribución	Fenomenos Naturales	Marzo	1:07:00	1500
29	EPU1203294	Distribución	Terceros	Marzo	0:37:00	850
30	EPU1203297	Distribución	Fenomenos Naturales	Marzo	1:26:00	2000
31	EPU1203298	Distribución	Propias	Marzo	0:57:00	1200
32	EPU1203303	Distribución	Fenomenos Naturales	Marzo	0:38:00	1500
33	EPU1203304	Transmisión	Otras empresas Electricas	Marzo	0:26:00	15650
34	EPU1203525	Distribución	Fenomenos Naturales	Abril	1:14:00	1500
35	EPU1203535	Distribución	Fenomenos Naturales	Abril	1:45:00	2500
36	2051400211	Distribución	Fenomenos Naturales	Mayo	0:57:00	1800
37	2051400212	Distribución	Terceros	Mayo	1:50:00	4500
38	2051400213	Distribución	Terceros	Mayo	8:26:00	1500
39	2051400214	Distribución	Terceros	Mayo	3:45:00	3000
40	2051400223	Distribución	Fenomenos Naturales	Mayo	0:27:00	3000
41	2051400230	Distribución	Fenomenos Naturales	Mayo	0:36:00	1600
42	2051400221	Distribución	Fenomenos Naturales	Junio	0:56:00	1500
43	2051400224	Distribución	Fenomenos Naturales	Junio	6:40:00	1600
44	2051400213	Distribución	Propias	Julio	2:02:51	8000
45	2051400222	Distribución	Propias	Julio	0:25:00	8000
46	2051400226	Distribución	Propias	Julio	2:55:00	1200



47	2051400234	Distribución	Propias	Julio	10:23:00	2500
48	2051400228	Distribución	Terceros	Julio	2:23:00	800
49	2051400213	Distribución	Fenomenos Naturales	Agosto	0:56:00	1500
50	2051400222	Distribución	Propias	Agosto	2:25:00	3000
51	2051400225	Distribución	Fenomenos Naturales	Agosto	0:52:00	2500
52	2051400227	Distribución	Fenomenos Naturales	Agosto	2:04:00	1500
53	2051400276	Distribución	Fenomenos Naturales	Septiembre	0:27:31	6500
54	2051400277	Distribución	Fenomenos Naturales	Septiembre	0:32:16	8000
55	2051400279	Distribución	Fenomenos Naturales	Septiembre	1:05:00	2200
56	2051400280	Distribución	Fenomenos Naturales	Septiembre	14:06:00	1500
57	2051400284	Distribución	Fenomenos Naturales	Septiembre	2:20:00	1000
58	2051400290	Distribución	Fenomenos Naturales	Septiembre	0:37:00	2500
59	2051400292	Distribución	Fenomenos Naturales	Septiembre	1:18:00	3500
60	2051400293	Distribución	Fenomenos Naturales	Septiembre	1:22:00	1400
61	2051400293	Distribución	Fenomenos Naturales	Septiembre	1:38:00	2800
62	2051400302	Distribución	Fenomenos Naturales	Octubre	3:15:00	580
63	2051400305	Distribución	Fenomenos Naturales	Octubre	1:10:00	2500
64	2051400294	Distribución	Fenomenos Naturales	Octubre	2:07:00	2500
65	2051400309	Distribución	Propias	Octubre	1:15:00	1200
66	2051400311	Distribución	Fenomenos Naturales	Octubre	0:33:00	1000
67	2051400312	Distribución	Terceros	Octubre	0:40:00	800
68	2051400313	Distribución	Propias	Octubre	1:04:00	9000
69	2051400319	Distribución	Terceros	Octubre	1:15:00	1500
70	2051400320	Distribución	Fenomenos Naturales	Octubre	1:11:00	1000
71	2051400322	Distribución	Fenomenos Naturales	Octubre	1:09:00	1000
72	2051400322	Distribución	Terceros	Octubre	0:21:00	800
73	2051400322	Distribución	Fenomenos Naturales	Octubre	0:36:00	2500
74	2051400322	Distribución	Terceros	Octubre	1:45:00	2000
75	2051400322	Distribución	Fenomenos Naturales	Octubre	0:45:00	1500
76	2051400322	Distribución	Terceros	Octubre	0:21:00	2000
77	2051400373	Distribución	Terceros	Noviembre	0:40:00	600
78	2051400374	Distribución	Fenomenos Naturales	Noviembre	1:31:00	2500
79	2051400375	Distribución	Terceros	Noviembre	0:35:00	800
80	2051400377	Distribución	Fenomenos Naturales	Noviembre	1:10:00	2500
81	2051400383	Distribución	Terceros	Noviembre	1:05:00	800
82	2051400382	Distribución	Fenomenos Naturales	Noviembre	1:54:00	2000
83	2051400387	Distribución	Fenomenos Naturales	Noviembre	1:24:00	1300
84	2051400388	Distribución	Propias	Noviembre	0:55:00	1800
85	2051400390	Distribución	Propias	Noviembre	1:41:00	1800
86	2051400389	Distribución	Fenomenos Naturales	Noviembre	1:05:00	7000
87	2051400373	Distribución	Fenomenos Naturales	Diciembre	2:07:00	1300
88	2051400371	Distribución	Terceros	Diciembre	0:57:00	1500
89	2051400385	Distribución	Fenomenos Naturales	Diciembre	2:54:00	2400
90	2051400390	Distribución	Propias	Diciembre	0:20:00	1000
91	2051400390	Distribución	Propias	Diciembre	0:16:00	800



92	2051400390	Distribución	Fenomenos Naturales	Diciembre	0:49:00	2500
93	2051400390	Distribución	Fenomenos Naturales	Diciembre	1:00:00	2500
94	2051400390	Distribución	Fenomenos Naturales	Diciembre	1:28:00	1500
95	2051400390	Distribución	Fenomenos Naturales	Diciembre	1:45:00	1500
96	2051400390	Distribución	Fenomenos Naturales	Diciembre	0:23:00	1300
97	2051400390	Distribución	Propias	Diciembre	5:35:00	3500
98	2051400390	Distribución	Fenomenos Naturales	Diciembre	0:41:00	3000
99	2051400390	Distribución	Fenomenos Naturales	Diciembre	1:16:00	2000

## 2015

ÍTEM	CÓDIGO DE INTERRUPCIÓN	TIPO DE ORIGEN	TIPO	MES	DURACIÓN REAL	USUARIOS AFECTADOS
1	2051500002	Distribución	Fenomenos Naturales	Enero	5:00:00	2000
2	2051500006	Distribución	Fenomenos Naturales	Enero	1:04:00	2500
3	2051500008	Distribución	Fenomenos Naturales	Enero	1:14:00	2500
4	2051500011	Distribución	Fenomenos Naturales	Enero	2:03:00	3000
5	2051500022	Distribución	Fenomenos Naturales	Enero	3:34:00	2000
6	2051500023	Distribución	Fenomenos Naturales	Enero	24:01:00	2000
7	2051500030	Distribución	Fenomenos Naturales	Enero	1:12:00	1500
8	2051500030	Distribución	Fenomenos Naturales	Enero	0:38:00	2000
9	2051500030	Distribución	Fenomenos Naturales	Enero	1:09:00	2000
10	2051500030	Distribución	Fenomenos Naturales	Enero	0:27:00	2500
11	2051500030	Distribución	Fenomenos Naturales	Enero	0:40:00	2500
12	2051500030	Distribución	Fenomenos Naturales	Enero	0:38:00	1800
13	2051500070	Distribución	Propias	Febrero	1:07:00	10000
14	2051500077	Distribución	Propias	Febrero	1:13:00	2500
15	2051500083	Distribución	Fenomenos Naturales	Febrero	1:08:00	900
16	2051500082	Distribución	Terceros	Febrero	0:40:00	1100
17	2051500085	Distribución	Fenomenos Naturales	Febrero	1:05:00	900
18	2051500068	Distribución	Fenomenos Naturales	Febrero	7:27:00	900
19	2051500137	Distribución	Fenomenos Naturales	Marzo	3:14:00	850
20	2051500104	Distribución	Terceros	Marzo	0:47:00	1000
21	2051500107	Distribución	Terceros	Marzo	0:25:00	1200
22	2051500110	Distribución	Fenomenos Naturales	Marzo	1:50:00	850
23	2051500112	Distribución	Terceros	Marzo	0:32:00	1000
24	2051500116	Distribución	Propias	Marzo	0:19:00	600
25	2051500118	Distribución	Terceros	Marzo	0:43:00	1000
26	2051500125	Distribución	Terceros	Marzo	0:49:00	1200
27	2051500130	Distribución	Propias	Marzo	3:15:00	2000
28	2051500146	Distribución	Fenomenos Naturales	Abril	1:09:00	400
29	2051500148	Distribución	Terceros	Abril	1:22:00	400
30	2051500152	Distribución	Terceros	Abril	2:12:00	400
31	2051500153	Distribución	Fenomenos Naturales	Abril	2:20:00	1200
32	2051500156	Distribución	Terceros	Abril	0:23:00	500
33	2051500159	Distribución	Fenomenos Naturales	Abril	0:35:00	400



34	2051500161	Distribución	Fenomenos Naturales	Abril	1:18:00	400
35	2051500164	Distribución	Terceros	Abril	1:28:00	400
36	2051500140	Distribución	Propias	Abril	4:00:00	1200
37	2051500173	Distribución	Propias	Abril	1:25:00	1200
38	2051500174	Distribución	Terceros	Abril	0:22:00	8000
39	2051500177	Distribución	Fenomenos Naturales	Abril	1:33:00	400
40	2051500179	Distribución	Terceros	Abril	1:13:00	1200
41	2051500182	Distribución	Fenomenos Naturales	Abril	0:45:00	400
42	2051500184	Distribución	Fenomenos Naturales	Abril	0:46:00	400
43	2051500193	Distribución	Terceros	Mayo	0:35:00	1800
44	2051500196	Distribución	Terceros	Mayo	1:43:00	1800
45	2051500219	Distribución	Terceros	Mayo	1:29:00	1000
46	2051500204	Distribución	Fenomenos Naturales	Mayo	0:42:00	1800
47	2051500207	Distribución	Fenomenos Naturales	Mayo	0:52:00	1000
48	2051500214	Distribución	Terceros	Mayo	2:20:00	1500
49	2051500215	Distribución	Fenomenos Naturales	Mayo	3:25:00	1500
50	2051500216	Distribución	Terceros	Mayo	0:49:00	1800
51	2051500218	Distribución	Terceros	Mayo	2:38:00	1500
52	2051500224	Distribución	Fenomenos Naturales	Junio	0:50:00	1100
53	2051500225	Distribución	Propias	Junio	2:21:00	10000
54	2051500231	Distribución	Terceros	Junio	1:05:00	1100
55	2051500233	Distribución	Propias	Junio	3:21:00	3000
56	2051500234	Distribución	Propias	Junio	8:24:00	2500
57	2051500250	Distribución	Fenomenos Naturales	Julio	0:59:00	1800
58	2051500251	Distribución	Fenomenos Naturales	Julio	2:03:00	1900
59	2051500253	Distribución	Propias	Julio	1:16:00	2000
60	2051500254	Distribución	Propias	Julio	3:21:00	2500
61	2051500255	Distribución	Fenomenos Naturales	Julio	0:32:00	1900
62	2051500256	Distribución	Propias	Julio	2:25:00	2500
63	2051500262	Distribución	Terceros	Julio	1:47:00	1500
64	2051500259	Distribución	Fenomenos Naturales	Julio	1:17:00	2500
65	2051500260	Distribución	Fenomenos Naturales	Julio	1:59:00	1500
66	2051500264	Distribución	Fenomenos Naturales	Julio	1:10:00	1500
67	2051500265	Distribución	Fenomenos Naturales	Julio	1:08:00	1500
68	2051500266	Distribución	Terceros	Julio	1:39:00	1500
69	2051500267	Distribución	Terceros	Julio	0:36:00	600
70	2051500269	Distribución	Fenomenos Naturales	Julio	1:19:00	2500
71	2051500277	Distribución	Propias	Agosto	1:15:00	10000
72	2051500278	Distribución	Propias	Agosto	0:33:00	1000
73	2051500279	Distribución	Fenomenos Naturales	Agosto	2:58:00	1500
74	2051500280	Distribución	Propias	Agosto	0:17:00	1000
75	2051500287	Distribución	Fenomenos Naturales	Agosto	0:51:00	1500
76	2051500289	Distribución	Fenomenos Naturales	Agosto	0:32:00	1500
77	2051500300	Distribución	Fenomenos Naturales	Septiembre	0:53:00	1000
78	2051500301	Distribución	Fenomenos Naturales	Septiembre	1:21:00	1000





79	2051500313	Distribución	Fenomenos Naturales	Septiembre	1:17:00	4000
80	2051500315	Distribución	Fenomenos Naturales	Septiembre	3:53:00	1800
81	2051500319	Distribución	Fenomenos Naturales	Septiembre	0:49:00	2500
82	2051500322	Distribución	Terceros	Septiembre	0:22:00	1500
83	2051500327	Distribución	Fenomenos Naturales	Septiembre	0:59:00	1800
84	2051500333	Distribución	Propias	Septiembre	0:22:00	3000
85	2051500341	Distribución	Fenomenos Naturales	Octubre	0:26:00	1500
86	2051500348	Distribución	Fenomenos Naturales	Octubre	0:50:00	2500
87	2051500353	Distribución	Fenomenos Naturales	Octubre	0:29:00	1500
88	2051500355	Distribución	Terceros	Octubre	0:21:00	500
89	2051500336	Distribución	Propias	Octubre	8:48:00	1600
90	2051500337	Distribución	Propias	Octubre	7:40:00	2500
91	2051500363	Distribución	Fenomenos Naturales	Octubre	0:45:00	2500
92	2051500378	Distribución	Terceros	Noviembre	0:41:00	1100
93	2051500369	Distribución	Fenomenos Naturales	Noviembre	5:43:00	800
94	2051500382	Distribución	Terceros	Noviembre	1:12:00	1200
95	2051500383	Distribución	Propias	Noviembre	2:58:00	1200
96	2051500386	Distribución	Fenomenos Naturales	Noviembre	1:27:00	800
97	2051500388	Distribución	Fenomenos Naturales	Noviembre	1:21:00	1000
98	2051500390	Distribución	Fenomenos Naturales	Noviembre	0:52:00	800
99	2051500394	Distribución	Fenomenos Naturales	Noviembre	1:15:00	2500
100	2051500399	Distribución	Fenomenos Naturales	Noviembre	1:20:00	800
101	2051500400	Distribución	Fenomenos Naturales	Noviembre	1:11:00	800
102	2051500408	Distribución	Fenomenos Naturales	Noviembre	1:01:00	1200
103	2051500366	Distribución	Propias	Noviembre	8:15:00	2500
104	2051500367	Distribución	Propias	Diciembre	8:24:00	3500
105	2051600002	Distribución	Propias	Diciembre	1:05:00	3500
106	2051500368	Distribución	Propias	Diciembre	7:23:00	2000
107	2051600003	Distribución	Propias	Diciembre	0:43:00	2000
108	2051600004	Distribución	Fenomenos Naturales	Diciembre	0:36:00	1100
109	2051600007	Distribución	Fenomenos Naturales	Diciembre	1:43:00	1500
110	2051600008	Distribución	Fenomenos Naturales	Diciembre	0:17:00	1500
111	2051600013	Distribución	Fenomenos Naturales	Diciembre	0:29:00	1500
112	2051600019	Distribución	Fenomenos Naturales	Diciembre	1:17:00	3500
113	2051600032	Distribución	Fenomenos Naturales	Diciembre	0:38:00	3500
114	2051600036	Distribución	Fenomenos Naturales	Diciembre	0:52:00	1500
115	2051600046	Distribución	Fenomenos Naturales	Diciembre	0:31:00	1800
116	2051600048	Distribución	Fenomenos Naturales	Diciembre	1:05:00	1800
117	2051600050	Distribución	Fenomenos Naturales	Diciembre	0:40:00	2500
118	2051600053	Distribución	Propias	Diciembre	1:11:00	2000
119	2051600055	Distribución	Fenomenos Naturales	Diciembre	0:44:00	1500

## 2016

ÍTEM	CÓDIGO DE INTERRUPTIÓN	TIPO DE ORIGEN	TIPO	MES	DURACIÓN REAL	USUARIOS AFECTADOS
------	------------------------	----------------	------	-----	---------------	--------------------



1	2051600063	Distribución	Fenomenos Naturales	Enero	0:45:00	1500
2	2051600071	Distribución	Fenomenos Naturales	Enero	1:02:00	950
3	2051600074	Distribución	Fenomenos Naturales	Enero	0:39:00	900
4	2051600075	Distribución	Terceros	Enero	0:35:00	900
5	2051600076	Distribución	Terceros	Enero	0:40:00	1200
6	2051600083	Distribución	Terceros	Enero	0:31:00	1500
7	2051600089	Distribución	Fenomenos Naturales	Enero	1:44:00	600
8	2051600100	Distribución	Fenomenos Naturales	Febrero	0:15:00	1500
9	2051600100	Distribución	Fenomenos Naturales	Febrero	0:15:00	1500
10	2051600105	Distribución	Propias	Febrero	1:31:00	9000
11	2051600105	Distribución	Propias	Febrero	1:31:00	9000
12	2051600108	Distribución	Fenomenos Naturales	Febrero	0:25:00	1800
13	2051600108	Distribución	Fenomenos Naturales	Febrero	0:25:00	1800
14	2051600112	Distribución	Fenomenos Naturales	Febrero	0:24:00	2500
15	2051600112	Distribución	Fenomenos Naturales	Febrero	0:24:00	2500
16	2051600113	Distribución	Propias	Febrero	1:16:00	1900
17	2051600113	Distribución	Propias	Febrero	1:16:00	1900
18	2051600114	Distribución	Terceros	Febrero	0:20:00	1200
19	2051600114	Distribución	Terceros	Febrero	0:20:00	1200
20	2051600118	Distribución	Terceros	Febrero	0:27:00	1500
21	2051600118	Distribución	Terceros	Febrero	0:27:00	1500
22	2051600125	Distribución	Terceros	Febrero	0:33:00	1200
23	2051600125	Distribución	Terceros	Febrero	0:33:00	1200
24	2051600126	Distribución	Propias	Febrero	0:32:00	1500
25	2051600126	Distribución	Propias	Febrero	0:32:00	1500
26	2051600129	Distribución	Fenomenos Naturales	Febrero	0:32:00	600
27	2051600129	Distribución	Fenomenos Naturales	Febrero	0:32:00	600
28	2051600131	Distribución	Fenomenos Naturales	Febrero	1:22:00	1900
29	2051600131	Distribución	Fenomenos Naturales	Febrero	1:22:00	1900
30	2051600149	Distribución	Propias	Marzo	3:01:00	1800
31	2051600144	Distribución	Propias	Marzo	5:30:00	1800
32	2051600150	Distribución	Terceros	Marzo	0:23:00	1000
33	2051600153	Distribución	Fenomenos Naturales	Marzo	0:39:00	1500
34	2051600161	Distribución	Fenomenos Naturales	Marzo	0:47:00	2000
35	2051600139	Distribución	Propias	Marzo	7:52:00	800
36	2051600140	Distribución	Propias	Marzo	4:19:00	800
37	2051600174	Distribución	Fenomenos Naturales	Marzo	0:35:00	1500
38	2051600182	Distribución	Terceros	Abril	1:17:00	600
39	2051600142	Distribución	Propias	Abril	8:37:00	144
40	2051600190	Distribución	Terceros	Abril	0:37:00	1000
41	2051600194	Distribución	Propias	Abril	3:15:00	1000
42	2051600201	Distribución	Fenomenos Naturales	Abril	0:39:00	500
43	2051600202	Distribución	Terceros	Abril	0:35:00	1500
44	2051600205	Distribución	Terceros	Abril	1:15:00	1600
45	2051600207	Distribución	Propias	Mayo	0:23:00	1500



46	2051600212	Distribución	Fenomenos Naturales	Mayo	0:14:00	800
47	2051600215	Distribución	Fenomenos Naturales	Mayo	0:22:00	500
48	2051600216	Distribución	Fenomenos Naturales	Mayo	0:13:00	4900
49	2051600217	Distribución	Fenomenos Naturales	Mayo	0:30:00	1500
50	2051600219	Distribución	Fenomenos Naturales	Mayo	0:06:00	19908
51	2051600218	Distribución	Terceros	Mayo	0:25:00	3000
52	2051600224	Distribución	Propias	Junio	0:05:00	12000
53	2051600225	Distribución	Propias	Junio	0:37:00	12000
54	2051600226	Distribución	Propias	Junio	0:19:00	12000
55	2051600227	Distribución	Propias	Junio	0:06:00	12000
56	2051600228	Distribución	Propias	Junio	0:20:00	12000
57	2051600229	Distribución	Propias	Junio	2:21:00	12000
58	2051600231	Distribución	Propias	Junio	1:26:00	12000
59	2051600232	Distribución	Propias	Junio	0:21:00	12000
60	2051600233	Distribución	Propias	Junio	0:19:00	12000
61	2051600234	Transmisión	Otras empresas Electricas	Junio	1:13:00	12000
62	2051600235	Distribución	Propias	Junio	0:47:00	12000
63	2051600242	Distribución	Propias	Julio	0:07:00	4000
64	2051600243	Distribución	Terceros	Julio	0:25:00	700
65	2051600245	Distribución	Propias	Julio	1:30:00	3000
66	2051600247	Distribución	Propias	Julio	2:14:51	4000
67	2051600249	Distribución	Propias	Julio	0:18:02	4000
68	2051600259	Distribución	Fenomenos Naturales	Agosto	0:50:00	2000
69	2051600262	Distribución	Fenomenos Naturales	Agosto	0:51:00	2500
70	2051600263	Distribución	Fenomenos Naturales	Agosto	0:59:00	2000
71	2051600266	Distribución	Fenomenos Naturales	Agosto	0:38:00	1200
72	2051600267	Distribución	Fenomenos Naturales	Agosto	0:22:00	2500
73	2051600265	Distribución	Fenomenos Naturales	Agosto	16:49:00	2200
74	2051600269	Distribución	Fenomenos Naturales	Agosto	0:43:00	1500
75	2051600270	Distribución	Fenomenos Naturales	Agosto	0:38:00	1500
76	2051600279	Distribución	Fenomenos Naturales	Septiembre	0:20:00	700
77	2051600281	Distribución	Propias	Septiembre	0:05:00	2500
78	2051600282	Distribución	Fenomenos Naturales	Septiembre	0:19:00	2800
79	2051600275	Distribución	Propias	Septiembre	16:23:00	250
80	2051600286	Distribución	Fenomenos Naturales	Septiembre	0:39:00	2100
81	2051600285	Distribución	Fenomenos Naturales	Septiembre	0:25:00	4000
82	2051600287	Distribución	Fenomenos Naturales	Septiembre	0:32:00	300
83	2051600289	Distribución	Fenomenos Naturales	Septiembre	0:20:00	1800
84	2051600291	Distribución	Fenomenos Naturales	Septiembre	0:38:00	1000
85	2051600292	Distribución	Fenomenos Naturales	Septiembre	0:38:00	1200
86	2051600293	Distribución	Fenomenos Naturales	Septiembre	0:47:00	2000
87	2051600295	Distribución	Propias	Septiembre	0:30:00	3000
88	2051600296	Distribución	Fenomenos Naturales	Septiembre	0:39:00	1000
89	2051600299	Distribución	Fenomenos Naturales	Octubre	0:20:00	300
90	2051600302	Distribución	Fenomenos Naturales	Octubre	0:17:00	3000



91	2051600303	Distribución	Fenomenos Naturales	Octubre	0:40:00	1800
92	2051600304	Distribución	Fenomenos Naturales	Octubre	0:13:00	3000
93	2051600306	Distribución	Fenomenos Naturales	Octubre	0:18:00	1000
94	2051600307	Distribución	Fenomenos Naturales	Octubre	0:16:00	1500
95	2051600308	Distribución	Fenomenos Naturales	Octubre	0:33:00	600
96	2051600309	Distribución	Fenomenos Naturales	Octubre	0:19:00	200
97	2051600310	Distribución	Fenomenos Naturales	Octubre	0:15:00	800
98	2051600315	Distribución	Fenomenos Naturales	Noviembre	0:18:00	1500
99	2051600317	Distribución	Fenomenos Naturales	Noviembre	0:20:00	1500
100	2051600318	Distribución	Fenomenos Naturales	Noviembre	0:23:00	1500
101	2051600319	Distribución	Fenomenos Naturales	Noviembre	0:28:00	1200
102	2051600321	Distribución	Propias	Noviembre	3:24:00	12000
103	2051600324	Distribución	Fenomenos Naturales	Noviembre	0:15:00	800
104	2051600328	Distribución	Fenomenos Naturales	Noviembre	0:21:00	1500
105	2051600326	Distribución	Fenomenos Naturales	Noviembre	0:21:00	700
106	2051600329	Distribución	Fenomenos Naturales	Noviembre	0:22:00	800
107	2051600330	Distribución	Fenomenos Naturales	Noviembre	0:45:00	1500
108	2051600332	Distribución	Terceros	Noviembre	0:20:00	5200
109	2051600334	Distribución	Fenomenos Naturales	Noviembre	0:18:00	800
110	2051700005	Distribución	Fenomenos Naturales	Diciembre	1:14:00	500
111	2051700010	Distribución	Fenomenos Naturales	Diciembre	0:50:00	520
112	2051700016	Distribución	Fenomenos Naturales	Diciembre	1:19:00	600
113	2051700018	Distribución	Fenomenos Naturales	Diciembre	0:13:00	1500

## 2017

ÍTEM	CÓDIGO DE INTERRUPCIÓN	TIPO DE ORIGEN	TIPO	MES	DURACIÓN REAL	USUARIOS AFECTADOS
1	2051700035	Distribución	Terceros	Enero	0:10:00	450
2	2051700036	Distribución	Fenomenos Naturales	Enero	0:14:00	400
3	2051700039	Distribución	Fenomenos Naturales	Enero	0:11:00	500
4	2051700040	Distribución	Fenomenos Naturales	Enero	0:23:00	600
5	2051700042	Distribución	Fenomenos Naturales	Enero	0:11:00	480
6	2051700043	Distribución	Fenomenos Naturales	Enero	0:10:00	400
7	2051700045	Distribución	Terceros	Enero	0:06:00	500
8	2051700046	Distribución	Propias	Enero	1:57:00	550
9	2051700048	Distribución	Fenomenos Naturales	Enero	0:15:00	400
10	2051700056	Distribución	Fenomenos Naturales	Febrero	0:38:00	500
11	2051700057	Distribución	Fenomenos Naturales	Febrero	2:10:00	200
12	2051700060	Distribución	Fenomenos Naturales	Febrero	0:21:00	700
13	2051700061	Distribución	Fenomenos Naturales	Febrero	0:13:00	400
14	2051700062	Distribución	Fenomenos Naturales	Febrero	0:22:00	400
15	2051700065	Distribución	Fenomenos Naturales	Febrero	0:20:00	400
16	2051700066	Distribución	Fenomenos Naturales	Febrero	1:22:00	400
17	2051700067	Distribución	Fenomenos Naturales	Febrero	0:24:00	400
18	-	Distribución	Fenomenos Naturales	Marzo	1:36:00	450



19	_	Distribución	Fenomenos Naturales	Marzo	0:30:00	450
20	_	Distribución	Fenomenos Naturales	Marzo	0:42:00	150
21	_	Distribución	Fenomenos Naturales	Marzo	0:14:00	300
22	_	Distribución	Fenomenos Naturales	Marzo	0:16:00	400
23	_	Distribución	Fenomenos Naturales	Marzo	0:55:00	400
24	_	Distribución	Fenomenos Naturales	Marzo	0:19:00	350
25	_	Distribución	Fenomenos Naturales	Abril	0:21:00	500
26	_	Distribución	Fenomenos Naturales	Abril	0:28:00	500
27	_	Distribución	Fenomenos Naturales	Abril	0:15:00	500
28	_	Distribución	Terceros	Abril	1:56:00	500
29	_	Distribución	Fenomenos Naturales	Abril	0:42:00	300
30	_	Distribución	Fenomenos Naturales	Abril	0:24:00	500
31	_	Distribución	Terceros	Mayo	0:15:00	150
32	_	Distribución	Fenomenos Naturales	Mayo	0:15:00	500
33	_	Distribución	Fenomenos Naturales	Mayo	0:28:00	400
34	_	Distribución	Fenomenos Naturales	Junio	0:13:00	300
35	_	Distribución	Fenomenos Naturales	Junio	0:30:00	400
36	_	Distribución	Fenomenos Naturales	Junio	0:46:00	300
37	_	Distribución	Fenomenos Naturales	Junio	0:45:00	300
38	_	Distribución	Propias	Junio	3:05:00	300
39	_	Distribución	Fenomenos Naturales	Junio	0:25:00	300
40	_	Transmisión	Otras empresas Electricas	Julio	0:32:00	15000
41	_	Distribución	Terceros	Julio	0:20:00	500
42	_	Distribución	Fenomenos Naturales	Julio	1:01:00	350
43	_	Distribución	Propias	Agosto	0:30:00	200
44	_	Distribución	Otras empresas Electricas	Agosto	1:55:00	50
45	_	Distribución	Fenomenos Naturales	Agosto	12:21:00	350
46	_	Distribución	Propias	Agosto	8:30:00	550
47	_	Distribución	Propias	Agosto	0:46:00	1300
48	_	Distribución	Otras empresas Electricas	Agosto	3:00:00	2
49	_	Distribución	Propias	Septiembre	1:40:00	51
50	_	Distribución	Fenomenos Naturales	Septiembre	0:10:00	150
51	_	Distribución	Fenomenos Naturales	Septiembre	0:17:00	150
52	_	Distribución	Fenomenos Naturales	Septiembre	0:06:00	500
53	_	Distribución	Propias	Septiembre	8:30:00	503
54	_	Distribución	Fenomenos Naturales	Septiembre	0:05:00	500
55	_	Distribución	Fenomenos Naturales	Septiembre	0:35:00	500
56	_	Distribución	Propias	Septiembre	1:50:00	120
57	_	Distribución	Fenomenos Naturales	Septiembre	0:09:00	500
58	_	Distribución	Fenomenos Naturales	Octubre	0:09:00	500
59	_	Distribución	Fenomenos Naturales	Octubre	0:17:00	500
60	_	Distribución	Fenomenos Naturales	Octubre	0:13:00	220
61	_	Distribución	Propias	Octubre	3:43:00	200
62	_	Distribución	Propias	Octubre	3:35:00	200
63	_	Distribución	Propias	Noviembre	0:45:00	8



64	_	Distribución	Propias	Noviembre	1:35:00	157
65	_	Distribución	Propias	Noviembre	6:15:00	164
66	_	Distribución	Propias	Noviembre	6:25:00	712
67	_	Distribución	Propias	Noviembre	6:15:00	82
68	_	Distribución	Propias	Noviembre	1:45:00	65
69	_	Distribución	Propias	Noviembre	1:40:00	48
70	_	Distribución	Propias	Noviembre	0:58:00	63
71	_	Distribución	Fenomenos Naturales	Noviembre	0:24:00	150
72	_	Distribución	Fenomenos Naturales	Noviembre	0:31:00	200
73	_	Distribución	Propias	Noviembre	6:45:00	166
74	_	Distribución	Propias	Noviembre	6:45:00	712
75	_	Distribución	Fenomenos Naturales	Noviembre	0:59:00	150
76	_	Distribución	Fenomenos Naturales	Noviembre	0:24:00	300
77	_	Distribución	Fenomenos Naturales	Noviembre	3:14:00	500
78	_	Distribución	Fenomenos Naturales	Noviembre	0:11:00	300
79	_	Distribución	Fenomenos Naturales	Noviembre	0:06:00	300
80	_	Distribución	Fenomenos Naturales	Noviembre	0:28:00	300
81	_	Distribución	Fenomenos Naturales	Diciembre	0 :34	350
82	_	Distribución	Fenomenos Naturales	Diciembre	0 :34	350
83	_	Distribución	Fenomenos Naturales	Diciembre	0 :33	550

## 2018

ÍTEM	CÓDIGO DE INTERRUPCIÓN	TIPO DE ORIGEN	TIPO	MES	DURACIÓN REAL	USUARIOS AFECTADOS
1	_	Distribución	Fenomenos Naturales	ENERO	0:12:00	550
2	_	Distribución	Fenomenos Naturales	ENERO	4:41:00	220
3	_	Distribución	Fenomenos Naturales	ENERO	0:06:00	550
4	_	Distribución	Fenomenos Naturales	ENERO	1:12:00	220
5	_	Distribución	Fenomenos Naturales	ENERO	0:25:00	500
6	_	Distribución	Fenomenos Naturales	ENERO	0:25:00	500
7	_	Distribución	Fenomenos Naturales	ENERO	0:25:00	500
8	_	Distribución	Fenomenos Naturales	ENERO	0:06:00	550
9	_	Distribución	Fenomenos Naturales	ENERO	3:40:00	550
10	_	Distribución	Fenomenos Naturales	ENERO	0:12:00	550
11	_	Distribución	Fenomenos Naturales	ENERO	0:31:00	550
12	_	Transmisión	Por Mantenimiento	ENERO	11:45:00	20456
13	_	Distribución	Fenomenos Naturales	FEBRERO	0:05:00	550
14	_	Distribución	Fenomenos Naturales	FEBRERO	1:40:00	550
15	_	Distribución	Fenomenos Naturales	FEBRERO	1:20:00	550
16	_	Distribución	Fenomenos Naturales	FEBRERO	0:21:00	550
17	_	Distribución	Fenomenos Naturales	FEBRERO	0:05:00	550
18	_	Distribución	Fenomenos Naturales	FEBRERO	0:30:00	550
19	_	Distribución	Fenomenos Naturales	FEBRERO	0:31:00	550
20	_	Distribución	Fenomenos Naturales	FEBRERO	2:05:00	550
21	_	Distribución	Fenomenos Naturales	FEBRERO	0:54:00	550



22	_	Distribución	Fenomenos Naturales	FEBRERO	0:40:00	550
23	_	Distribución	Fenomenos Naturales	FEBRERO	0:54:00	550
24	_	Distribución	Por Mantenimiento	FEBRERO	11:00:00	500
25	_	Distribución	Fenomenos Naturales	FEBRERO	0:09:00	550
26	_	Distribución	Fenomenos Naturales	FEBRERO	0:58:00	1770
27	_	Distribución	Fenomenos Naturales	FEBRERO	1:03:00	150
28	_	Distribución	Fenomenos Naturales	MARZO	0:04:00	550
29	_	Distribución	Fenomenos Naturales	MARZO	2:40:00	550
30	_	Distribución	Fenomenos Naturales	MARZO	9:12:00	550
31	_	Distribución	Fenomenos Naturales	MARZO	0:06:00	550
32	_	Distribución	Fenomenos Naturales	MARZO	0:12:00	550
33	_	Distribución	Fenomenos Naturales	MARZO	0:04:00	550
34	_	Distribución	Fenomenos Naturales	MARZO	0:11:00	550
35	_	Distribución	Fenomenos Naturales	MARZO	0:04:00	550
36	_	Distribución	Fenomenos Naturales	MARZO	1:01:00	550
37	_	Distribución	Fenomenos Naturales	MARZO	0:03:00	550
38	_	Distribución	Fenomenos Naturales	MARZO	0:04:00	550
39	_	Distribución	Fenomenos Naturales	MARZO	0:03:00	550
40	_	Distribución	Por Mantenimiento	MARZO	10:00:00	400
41	_	Distribución	Fenomenos Naturales	MARZO	0:09:00	550
42	_	Distribución	Por Mantenimiento	MARZO	10:00:00	400
43	_	Distribución	Operación	MARZO	0:18:00	400
44	_	Distribución	Por Mantenimiento	MARZO	10:00:00	400
45	_	Distribución	Por Mantenimiento	MARZO	10:00:00	400
46	_	Distribución	Falla	ABRIL	6:49:00	228
47	_	Distribución	Fenomenos Naturales	ABRIL	3:25:00	133
48	_	Distribución	Por Mantenimiento	ABRIL	11:58:00	420
49	_	Distribución	Operación	ABRIL	1:15:00	380
50	_	Distribución	Fenomenos Naturales	MAYO	0:18:00	550
51	_	Distribución	Fenomenos Naturales	MAYO	0:13:00	550
52	_	Distribución	Fenomenos Naturales	MAYO	0:30:00	380
53	_	Distribución	Fenomenos Naturales	MAYO	0:18:00	380
54	_	Distribución	Fenomenos Naturales	MAYO	0:53:00	115
55	_	Distribución	Fenomenos Naturales	MAYO	0:47:00	70
56	_	Distribución	Fenomenos Naturales	MAYO	1:07:00	420
57	_	Distribución	Por Mantenimiento	MAYO	10:05:00	360
58	_	Distribución	Fenomenos Naturales	MAYO	0:55:00	60
59	_	Distribución	Fenomenos Naturales	MAYO	0:42:00	65
60	_	Distribución	Fenomenos Naturales	MAYO	0:48:00	30
61	_	Distribución	Fenomenos Naturales	MAYO	0:16:00	380
62	_	Distribución	Fenomenos Naturales	JUNIO	0:15:00	550
63	_	Distribución	Fenomenos Naturales	JUNIO	0:04:00	550
64	_	Distribución	Fenomenos Naturales	JUNIO	1:08:00	58
65	_	Distribución	Fenomenos Naturales	JUNIO	0:35:00	70
66	_	Distribución	Fenomenos Naturales	JUNIO	0:15:00	58



67	_	Distribución	Fenomenos Naturales	JUNIO	0:35:00	65
68	_	Distribución	Fenomenos Naturales	JUNIO	0:55:00	58
69	_	Distribución	Fenomenos Naturales	JUNIO	0:54:00	70
70	_	Distribución	Fenomenos Naturales	JUNIO	0:48:00	65
71	_	Distribución	Fenomenos Naturales	JUNIO	1:13:00	70
72	_	Distribución	Fenomenos Naturales	JUNIO	0:33:00	45
73	_	Distribución	Por Mantenimiento	JUNIO	9:45:00	420
74	_	Distribución	Por Mantenimiento	JUNIO	9:50:00	360
75	_	Distribución	Por Mantenimiento	JULIO	1:11:00	550
76	_	Distribución	Por Mantenimiento	JULIO	6:00:00	420
77	_	Transmisión	operación	JULIO	2:14:00	2500
78	_	Distribución	Fenomenos Naturales	JULIO	3:32:00	550
79	_	Distribución	Por expansion o Reforzamiento de Redes	JULIO	0:39:00	550
80	_	Distribución	Fenomenos Naturales	AGOSTO	0:09:00	550
81	_	Distribución	Falla	AGOSTO	0:06:00	550
82	_	Distribución	Fenomenos Naturales	AGOSTO	1:30:00	100
83	_	Distribución	Fenomenos Naturales	AGOSTO	1:32:00	100
84	_	Distribución	Fenomenos Naturales	AGOSTO	9:33:00	500
85	_	Distribución	Fenomenos Naturales	AGOSTO	0:36:00	500
86	_	Distribución	Fenomenos Naturales	AGOSTO	1:11:00	500
87	_	Distribución	Fenomenos Naturales	AGOSTO	0:42:00	500
88	_	Distribución	Por Mantenimiento	SEPTIEMBRE	8:01:00	4500
89	_	Distribución	Por Mantenimiento	SEPTIEMBRE	0:58:00	3000
90	_	Distribución	Fenomenos Naturales	SEPTIEMBRE	7:19:00	3000
91	_	Distribución	Fenomenos Naturales	OCTUBRE	0:04:00	550
92	_	Distribución	Fenomenos Naturales	OCTUBRE	0:22:00	550
93	_	Distribución	Fenomenos Naturales	OCTUBRE	0:33:00	550
94	_	Distribución	Fenomenos Naturales	OCTUBRE	0:31:00	550
95	_	Distribución	Fenomenos Naturales	OCTUBRE	0:04:00	550
96	_	Distribución	Por Mantenimiento	OCTUBRE	9:40:00	1000
97	_	Distribución	Fenomenos Naturales	NOVIEMBRE	0:06:00	550
98	_	Distribución	Fenomenos Naturales	NOVIEMBRE	0:10:00	550
99	_	Distribución	Fenomenos Naturales	NOVIEMBRE	0:08:00	550
100	_	Distribución	Fenomenos Naturales	NOVIEMBRE	0:33:00	550
101	_	Distribución	Fenomenos Naturales	NOVIEMBRE	0:04:00	550
102	_	Distribución	Por Mantenimiento	NOVIEMBRE	2:55:00	438
103	_	Distribución	Fenomenos Naturales	DICIEMBRE	0:05:00	550
104	_	Distribución	Fenomenos Naturales	DICIEMBRE	0:04:00	550
105	_	Distribución	Fenomenos Naturales	DICIEMBRE	0:05:00	550
106	_	Distribución	Fenomenos Naturales	DICIEMBRE	0:12:00	2500
107	_	Distribución	Fenomenos Naturales	DICIEMBRE	0:46:00	87
108	_	Distribución	Fenomenos Naturales	DICIEMBRE	3:43:00	380



**ANEXO N° 3 fotografías tomadas de las mediciones de puesta a tierra y los pararrayos.**

**Cod. SEAZA8001-36**  
**SALIDA TRONCAL ASILLO PARARRAYOS DE DISTRIBUCION**



**Cod. SEAZA8001-21**  
**TRONCAL SAN ANTON PARARRAYOS DE LINEA**



**Cod. SEAZA8001-31**  
**DERIVACION PUCAMAYO PARARRAYOS DE LINEA.**



**Cod. SEAZA8001-35**  
**SALIDA TRONCAL ASILLO PARARRAYOS DE LINEA**

