



UNIVERSIDAD NACIONAL DEL ALTIPLANO
ESCUELA DE POSGRADO
MAESTRÍA EN CIENCIAS DE LA INGENIERÍA MECÁNICA
ELÉCTRICA



TESIS

**USO DE TÉCNICAS DE MANTENIMIENTO EMPLEANDO TRABAJOS
CON TENSIÓN PARA LA MEJORA DE INDICADORES SAIDI Y SAIFI EN
LA EMPRESA DISTRIBUIDORA ELECTRO PUNO S.A.A.**

PRESENTADA POR:

ERICK HANS ARACA BERRIOS

PARA OPTAR EL GRADO ACADÉMICO DE:

**MAGISTER SCIENTIAE EN CIENCIAS DE LA INGENIERÍA MECÁNICA
ELÉCTRICA**

**MENCIÓN EN GESTIÓN DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO DE
SISTEMAS ELÉCTRICOS**

PUNO, PERÚ

2021



DEDICATORIA

A mi mamá Angélica.

A mi papá Hugo.

A mi hermano Milton.

A la memoria de mi abuela Herminia.

A la memoria de mi tío Luis.



AGRADECIMIENTOS

A la Universidad Nacional del Altiplano por la oportunidad de cursar estudios de posgrado en la Maestría de Ciencias de la Ingeniería Mecánica Eléctrica.

Al Jurado calificador integrado por: ing. Armando Tito Cruz Cabrera, ing. José Manuel Ramos Cutipa e ing. Walter Oswaldo Paredes Pareja por sus consejos y recomendaciones.

Al ing. Darwin Celin Padilla Gutiérrez por la motivación, enseñanza y asesoramiento para el desarrollo de este trabajo de investigación.

Al ing. Artemio Loayza Ortiz por su apoyo incondicional.



ÍNDICE GENERAL

	Pág.
DEDICATORIA	i
AGRADECIMIENTOS	ii
ÍNDICE GENERAL	iii
ÍNDICE DE TABLAS	vi
ÍNDICE DE FIGURAS	ix
ÍNDICE DE ANEXOS	xi
ABREVIATURAS	xii
RESUMEN	xiii
ABSTRACT	xiv
INTRODUCCIÓN	1

CAPÍTULO I

REVISIÓN DE LITERATURA

1.1. Marco teórico	3
1.1.1. Elementos de una red de distribución primaria	3
1.1.2. Interrupciones en el sistema de distribución	9
1.1.3. Calidad de suministro en el Perú	12
1.1.4. Mantenimiento de sistemas de distribución con tensión en línea viva	19
1.1.5. Análisis de Pareto	26
1.2. Antecedentes	27

CAPÍTULO II

PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

2.1. Identificación del problema	35
2.2. Enunciados del problema	37
2.2.1. Problema general	37
2.2.2. Problemas específicos	37



2.3. Justificación	37
2.3.1. Justificación y relevancia	37
2.3.2. Justificación técnica	37
2.3.3. Justificación económica	38
2.3.4. Justificación social	38
2.4. Objetivos	39
2.4.1. Objetivo general	39
2.4.2. Objetivos específicos	39
2.5. Hipótesis	39
2.5.1. Hipótesis general	39
2.5.2. Hipótesis específicas	39

CAPÍTULO III

MATERIALES Y MÉTODOS

3.1. Lugar de estudio	40
3.1.1. Características de la zona	40
3.1.2. Empresa distribuidora Electro Puno S.A.A.	41
3.1.3. Sistemas de generación	42
3.1.4. Sistemas de transmisión	42
3.1.5. Sistemas de distribución	43
3.1.6. Área de concesión	44
3.2. Población	46
3.3. Muestra	46
3.4. Método de investigación	46
3.4.1. Tipo de investigación	47
3.4.2. Nivel de investigación	47
3.4.3. Variables	47
3.5. Descripción detallada de métodos por objetivos específicos	48



3.5.1. Unidades de información	49
3.5.2. Historial de interrupciones del 2018 de la empresa Electro Puno S.A.A.	50
3.5.3. Indicadores de calidad de suministro SAIDI y SAIFI	62
3.5.4. SAIFI 2018 en Electro Puno S.A.A.	62
3.5.5. SAIDI 2018 en Electro Puno S.A.A.	64
3.5.6. Compensaciones por calidad de servicio eléctrico	66
3.5.7. Ejemplo de cálculo según NTCSE para el AMT 5004 de la SET Juliaca	68
3.5.8. Mantenimiento preventivo y correctivo	68
3.5.9. Análisis de Pareto por frecuencia de interrupciones	70
3.5.10. Análisis de Pareto por precio unitario de actividad	71
3.5.11. Evaluación económica (costo – beneficio)	73
CAPITULO IV	
RESULTADOS Y DISCUSIÓN	
4.1. Trabajos con tensión en la empresa Electro Puno S.A.A.	74
4.2. Plan de mantenimiento de los SE0025 Juliaca y SE0238 Juliaca rural	75
4.2.1. Programación de trabajos de mantenimiento con tensión	76
4.3. Variación de índices SAIDI, SAIFI, ENS y compensaciones con TcT	83
4.3.1. Cálculo de acuerdo a NTCSE para el AMT 5004 aplicando TcT	83
4.3.2. Indicadores SAIFI y SAIDI de SE0025 Juliaca y SE0238 Juliaca Rural	83
4.3.3. Indicadores SAIFI y SAIDI de Electro Puno S.A.A.	86
4.3.4. ENS de SE0025 Juliaca y SE0238 Juliaca Rural	88
4.3.5. Compensaciones en SE0025 Juliaca y SE0238 Juliaca Rural	89
4.4. Evaluación costo – beneficio de implementar cuadrilla TcT	89
4.4.1. Costo de formación de una cuadrilla para realizar trabajos con tensión	90
4.4.2. Evaluación económica	91
4.4.3. Evaluación de beneficios	92
CONCLUSIONES	94



RECOMENDACIONES	95
BIBLIOGRAFÍA	96
ANEXOS	102

Puno, 26 de marzo de 2021

ÁREA: Ciencias de la Ingeniería Mecánica Eléctrica.

TEMA: Uso de Técnicas de Mantenimiento Empleando Trabajos con Tensión para la Mejora de Indicadores SAIDI y SAIFI en la Empresa Distribuidora Electro Puno S.A.A.

LÍNEA: Mantenimiento Empleando Trabajos con Tensión



ÍNDICE DE TABLAS

	Pág.
1. Clasificación de los sistemas de distribución eléctrica, según sector típico	9
2. Naturaleza de la interrupción	11
3. Indicadores de calidad del servicio eléctrico	12
4. Factores de ponderación de la duración de interrupciones	14
5. Tolerancias de los indicadores N y D	15
6. Tolerancias de los indicadores SAIFI y SAIDI por sector típico de distribución	16
7. Lista no limitativa de actividades de mantenimiento predictivo	20
8. Lista no limitativa de actividades de mantenimiento preventivo	21
9. Distancias mínimas de acercamiento para trabajos con líneas energizadas con CA	22
10. Factor de corrección por altitud	22
11. Equipos de protección personal para trabajos con electricidad	23
12. Histórico de indicadores de calidad de suministro de Electro Puno S.A.A.	38
13. Límites de la Región Puno	41
14. Sistemas de transmisión de Electro Puno S.A.A.	42
15. Características del sistema de distribución de Electro Puno S.A.A.	43
16. Sistemas Eléctricos de Electro Puno S.A.A.	44
17. Operacionalización de variables	48
18. Técnicas e instrumentos de recolección de datos	49
19. Interrupciones de suministro eléctrico de Electro Puno S.A.A. 2018	51
20. Interrupciones de Electro Puno S.A.A. por causa de interrupción	53
21. Cantidad Total de Interrupciones por Meses en Electro Puno S.A.A.	54



22. Interrupciones por nivel de tensión	55
23. Interrupciones programadas y no programadas	57
24. Interrupciones programadas en sistemas de distribución	59
25. Interrupciones programadas en sistemas de distribución	60
26. Indicadores SAIFI por Sistema Eléctrico de Electro Puno S.A.A. 2018	63
27. Indicadores SAIDI por Sistema Eléctrico de Electro Puno S.A.A. 2018	65
28. Compensaciones por calidad de suministro del año 2018 de Electro Puno S.A.A.	67
29. Compensaciones por calidad de suministro de los AMT de la SET Juliaca	67
30. Código y tipo de actividades	69
31. Análisis de Pareto por frecuencia de interrupciones	70
32. Análisis de Pareto por precio unitario	72
33. Evaluación económica	73
34. Actividades a realizar de acuerdo a los análisis de Pareto	76
35. Programa de mantenimiento empleando trabajos con tensión	82
36. Comparativo SAIFI de los Sistemas Eléctricos Juliaca y Juliaca Rural	84
37. Comparativo SAIDI de los Sistemas Eléctricos Juliaca y Juliaca Rural	85
38. Comparativo SAIFI y SAIDI 2018 de Electro Puno S.A.A.	86
39. Comparativo ENS de los Sistemas Eléctricos Juliaca y Juliaca Rural	89
40. Comparativo de las compensaciones del SE Juliaca y SE Juliaca Rural	89
41. Costo necesario para realizar mantenimiento con cuadrilla por contrato	90
42. Costo necesario para realizar mantenimiento con cuadrilla propia	91
43. Evaluación económica en el escenario A	92
44. Evaluación económica en el escenario B	92



ÍNDICE DE FIGURAS

	Pág.
1. Sistema eléctrico de potencia tradicional	4
2. Subestación de distribución	5
3. Topología radial del sistema de distribución	5
4. Topología en anillo del sistema de distribución	6
5. Mantenimiento en red aérea con tensión	20
6. Trabajo a contacto	24
7. Trabajo a distancia	25
8. Trabajo a potencial	26
9. Diagrama de Pareto	27
10. Área de Concesión de Electro Puno S.A.A.	45
11. Representación del diseño de investigación	46
12. Interrupciones de Electro Puno S.A.A. en el 2018.	52
13. Interrupciones por mes 2018.	54
14. Interrupciones por nivel de tensión	56
15. Interrupciones por nivel de tensión por sistema eléctrico	56
16. Interrupciones programadas y no programadas en Electro Puno S.A.A. 2018	58
17. Interrupciones programadas y no programadas por sistema eléctrico	58
18. Interrupciones programadas en sistemas de distribución	59
19. Interrupciones de emergencia en sistemas de distribución	60
20. SAIFI total en distribución 2018	64
21. SAIDI total en distribución 2018	66
22. Actividades por cortes programados y de emergencias	69
23. Análisis de Pareto por frecuencia de interrupciones	71
24. Análisis de Pareto por costo de precio unitario	72



25. Zona de actividades con cortes – AMT 5004	77
26. Zona de actividades con cortes – AMT 5005	77
27. Zona de actividades con cortes – AMT 5006	78
28. Zona de actividades con cortes – AMT 5007	78
29. Zona de actividades con cortes – AMT 5008	79
30. Zona de actividades con cortes – AMT 5009	79
31. Zona de actividades con cortes – AMT 5010	80
32. Zona de actividades con cortes – AMT 5010A	80
33. Zona de actividades con cortes – AMT 5011	81
34. Comparativo SAIFI de los Sistemas Eléctricos Juliaca y Juliaca Rural	84
35. Comparativo SAIDI de los Sistemas Eléctricos Juliaca y Juliaca Rural	85
36. Comparativo SAIFI y SAIDI 2018 de Electro Puno S.A.A.	86
37. Comparativo SAIFI 2018: meta, declarados y con TcT	87
38. Comparativo SAIDI 2018: meta, declarados y con TcT	88



ÍNDICE DE ANEXOS

	Pág.
1. Costo de implementar de una cuadrilla para trabajos con tensión (escenario B)	102
2. Árbol Eléctrico de Electro Puno S.A.A.	103
3. Análisis de costos unitarios para mantenimiento con trabajos con tensión	105
4. Componentes de una red de distribución primaria	118
5. Mantenimiento empleando trabajos con tensión	119
6. Cálculo según NTCSE para el AMT 5004 de la SET Juliaca	120
7. Diagrama Unifilar del Sistema de Transmisión Electro Puno S.A.A.	122
8. Cálculo de acuerdo a NTCSE para el AMT 5004 con trabajos con tensión.	128
9. Diagrama Unifilar del Sistema de Transmisión Electro Puno S.A.A.	130

ABREVIATURAS

AMT	: Alimentador de Media Tensión
D	: Duración Total Ponderada de Interrupciones por Cliente
DGE	: Dirección General de Electricidad
ENS	: Energía Teórica no Suministrada
ERS	: Energía Registrada en el Semestre
FONAFE	: Fondo Nacional de Financiamiento de la Actividad Empresarial del Estado
IEEE	: Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos
kWh	: Kilo Watts Hora
MEM	: Ministerio de Energía y Minas
MVA	: Megavoltamperio
MWh	: Mega Watts Hora
N	: Número Total de Interrupciones por Cliente por Semestre
NHS	: Número de Horas Semestral
NTCSE	: La Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos
OSINERG	: Creación del Organismo Supervisor de la Inversión en Energía
OSINERGMIN	: Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería
SAIDI	: Duración Media de Interrupción del Sistema
SAIFI	: Frecuencia Media de Interrupción del Sistema
SDT	: Sectores Típicos de Distribución
SEP	: Sistema Eléctrico de Potencia
SER	: Sistemas Eléctricos Rurales
SET	: Subestación de Transmisión
TcT	: Trabajos con Tensión
VAD	: Valor Agregado de Distribución

RESUMEN

Las técnicas de mantenimiento empleando trabajos con tensión son aplicadas por las empresas líderes del sector eléctrico. Actualmente la empresa Electro Puno S.A.A. no tiene dentro de sus metodologías de trabajo el uso de dichas técnicas. Por lo que, el objetivo de la investigación fue analizar el uso de técnicas de mantenimiento empleando trabajos con tensión en las labores de mantenimiento tradicionales que se realizan en la empresa Electro Puno S.A.A., para la mejora de los indicadores SAIDI y SAIFI. Para ello, el enfoque de la investigación fue aplicada y pre experimental, pues se analizó el comportamiento de los AMT de la empresa Electro Puno S.A.A., antes y después de aplicar el mantenimiento empleando las técnicas de trabajos con tensión. La muestra fue las interrupciones en los AMT de la SET Juliaca, las cuales se disgregaron por interrupciones programadas para mantenimientos preventivos y por interrupciones por emergencia para mantenimientos correctivos, esto correspondiente al historial de interrupciones del año 2018. Los resultados demostraron que, con el uso de técnicas de mantenimiento empleando trabajos con tensión, los indicadores SAIDI y SAIFI se reducen en 12.21% y 4.36 % respectivamente. En conclusión, con el uso de técnicas de mantenimiento empleando trabajos con tensión, la empresa Electro Puno S.A.A mejoraría los indicadores SAIDI y SAIFI, además de alcanzar menores costos de operación y mantenimiento en el mediano y largo plazo; menores compensaciones, mayores ventas de energía y mayores utilidades en el corto plazo y la mejora de la imagen institucional de la empresa.

Palabras clave: Calidad de suministro eléctrico, compensaciones, confiabilidad, interrupciones, SAIDI, SAIFI, trabajos de mantenimiento con tensión.

ABSTRACT

Maintenance techniques using live line working maintenance are applied by the leading companies in the electrical sector. At present, Electro Puno S.A.A. does not use these techniques in its work methodologies. Therefore, the objective of the research was to analyze the use of maintenance techniques using live work in the traditional maintenance work performed at Electro Puno S.A.A., in order to improve the SAIDI and SAIFI indicators. For this purpose, the research approach was applied and pre-experimental, since the behavior of the AMT of Electro Puno S.A.A. was analyzed, before and after applying maintenance using live line working maintenance techniques. The sample was the interruptions in the AMTs of SET Juliaca, which were broken down by scheduled interruptions for preventive maintenance and by emergency interruptions for corrective maintenance, this corresponding to the history of interruptions in 2018. The results showed that, with the use of maintenance techniques employing live line working maintenance, the SAIDI and SAIFI indicators are reduced by 12.21% and 4.36% respectively. In conclusion, with the use of maintenance techniques employing live line working maintenance, Electro Puno S.A.A. would improve the SAIDI and SAIFI indicators, in addition to achieving lower operating and maintenance costs in the medium and long term; lower compensation, higher energy sales and higher profits in the short term and the improvement of the company's institutional image.

Keywords: Compensation, Interruptions, live line working maintenance, power supply quality, reliability, SAIDI, SAIFI.

INTRODUCCIÓN

Las actividades de mantenimiento en los sistemas eléctricos son esenciales para que estos tengan un óptimo y continuo funcionamiento, logrando así el objetivo que se espera obtener de cada uno de los elementos que conforman el sistema eléctrico.

Utilizar las técnicas de mantenimiento empleando trabajos con tensión (TcT) en los activos físicos, es una herramienta provechosa para la gestión de los activos de las redes de distribución de energía eléctrica. El objetivo principal de este trabajo es analizar la mejora de los indicadores de calidad de suministro SAIDI y SAIFI al utilizar las técnicas de mantenimiento empleando trabajos con tensión en las redes de distribución de energía eléctrica de la empresa Electro Puno S.A.A., esperando lograr una mejor gestión de los activos físicos de la empresa. Se quiere demostrar, a través de un análisis costo beneficio, lo favorable que sería para la empresa Electro Puno S.A.A. incluir dentro de su política de mantenimiento el uso de trabajos con tensión para la gestión de mantenimiento de sus activos y la mejora de su imagen empresarial.

El avance de las técnicas de mantenimiento ha sido siempre, en relación con la evolución tecnológica, lo que ha permitido incrementar significativamente la eficiencia de los activos tecnológicos de las empresas eléctricas. Para que la empresa Electro Puno S.A.A. este a la vanguardia de los avances en las técnicas de mantenimiento es necesario que se implemente las técnicas de mantenimiento empleando trabajos con tensión como parte de su mejora continua en busca de la excelencia empresarial.

La presente tesis tiene como objetivo principal la implementación de los trabajos con tensión en la empresa Electro Puno S.A.A. para la mejora de los indicadores de calidad de suministro SAIDI y SAIFI; siendo los objetivos específicos y pilares de la investigación el análisis costo beneficio de la implementación de los trabajos con tensión como mejora y búsqueda de la excelencia empresarial de Electro Puno S.A.A.

La investigación está compuesta por cuatro capítulos cuyos contenidos temáticos se estructura de la siguiente manera: Capítulo I: corresponde a la revisión de la literatura, la cual se desarrolla a través del marco teórico y los antecedentes de investigación; Capítulo II: referido al planteamiento del problema en el que se identifica la problemática y las interrogantes, justificación, objetivos e hipótesis de investigación; Capítulo III: contempla aspectos relacionados con los materiales y métodos empleados en la



investigación como el lugar de estudio, población, muestra, método de investigación, descripción detallada de métodos por objetivos y el análisis y prueba estadística según las hipótesis planeadas; Capítulo IV: corresponde a los resultados y la discusión de la investigación según los objetivos de investigación con énfasis en las variables, dimensiones e indicadores. Finalmente se presenta las conclusiones, recomendaciones, bibliografía y los anexos que evidencian la ejecución de la investigación.



CAPITULO I

REVISION DE LITERATURA

1.1. Marco teórico

En el presente capítulo se muestran los antecedentes del estudio de tesis, se analizan y definen los conceptos principales relacionados con la calidad de suministro eléctrico y sus indicadores individuales que se calculan para periodos de seis meses, estos indicadores son descritos en La Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE) y resumidos en el presente marco teórico. Adicional a lo estipulado en la NTCSE, el ente regulador OSINERMING estableció la Resolución de Consejo Directivo OSINERG N° 074-2004-OS/CD, que es el Procedimiento para la Supervisión de la Operación de los Sistemas Eléctricos a nivel nacional medidos a través de los indicadores globales SAIDI y SAIFI. Este procedimiento de supervisión permite a OSINERGMIN medir el desempeño de las empresas concesionarias en relación a la continuidad de su servicio en sus sistemas eléctricos.

1.1.1. Elementos de una red de distribución primaria

1.1.1.1. Ubicación del sistema de distribución primaria en el sistema eléctrico de potencia

Un sistema eléctrico de potencia (SEP) comprende las etapas de generación, transmisión, distribución, y utilización de la energía eléctrica, siendo su tarea principal el transporte de esta energía desde los centros de generación hasta los centros de dispendio y por último entregarla al beneficiario final de forma segura y con estándares de calidad exigidos (Ramírez, 2003).

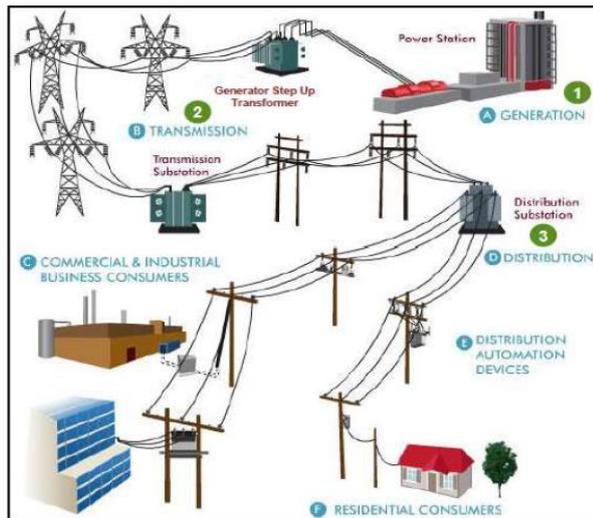


Figura 1. Sistema eléctrico de potencia tradicional
Fuente: (CEDIME-UNI, 2021)

En la figura 1 podemos distinguir y ubicar un sistema de distribución en el contexto de un sistema de potencia, donde podemos observar las etapas de generación, transmisión, distribución y consumo de la energía eléctrica, donde el objetivo es lograr la mayor calidad al menor costo. Los elementos que conforman la red o sistema de distribución son los siguientes: subestación de distribución, circuito primario y circuito secundario.

1.1.1.2. Configuración de un sistema de distribución primaria

La Red de Distribución de la Energía Eléctrica o Sistema de Distribución de Energía Eléctrica es la parte del sistema de suministro eléctrico cuya función es el suministro de energía desde la subestación de distribución hasta los usuarios finales (medidor o contador del cliente). Se lleva a cabo por los Operadores del Sistema de Distribución (Distribution System Operator o DSO en inglés), también denominados distribuidores de electricidad (Ramírez, 2004).

En la figura 2 se muestra un sistema de distribución, donde podemos apreciar una barra principal de 132 kV, transformadores de potencia, una barra de transferencia en 11 kV, circuitos primarios y derivaciones laterales que atenderán a complejos industriales, poblaciones mayores y zonas rurales.

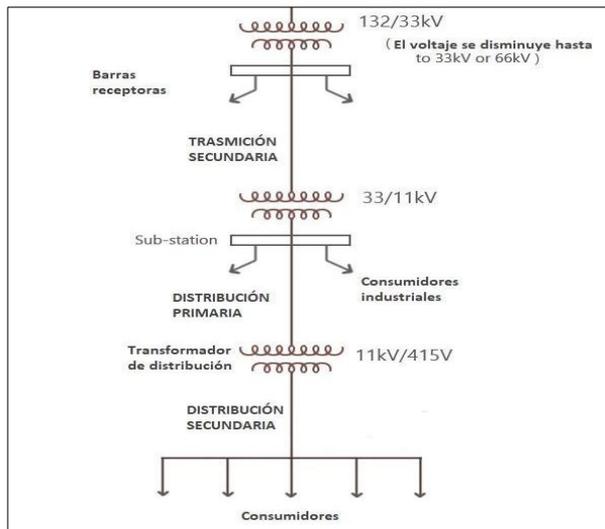


Figura 2. Sistema de distribución
Fuente: (Electricaplicada, s.f.)

a. Topología básica de un sistema de distribución

Sistema radial

Es el sistema menos complejo, de una configuración sencilla, además es de bajo costo y puede tener recorridos extensos. La confiabilidad del servicio es deficiente, ya que, de sobrevenir una falla en algún componente de la red, esta causa el corte del servicio en varios usuarios (Ramírez, 2004).

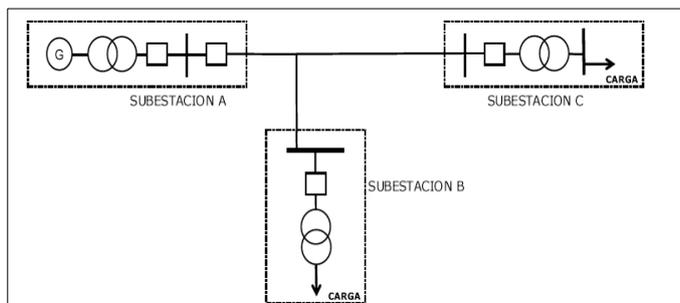


Figura 3. Topología radial del sistema de distribución
Fuente: (Electricaplicada, s.f.)

Sistema en anillo

Usualmente la sección del conductor es el mismo en toda la red y debe transportar la carga de las dos mitades del anillo. En esta configuración, algún tramo del alimentador puede aislarse sin restringir el servicio y las fallas son reducidas en su duración a solo el tiempo necesario para ubicar la falla y hacer las maniobras necesarias para reponer el suministro de energía eléctrica (Ramírez, 2004).

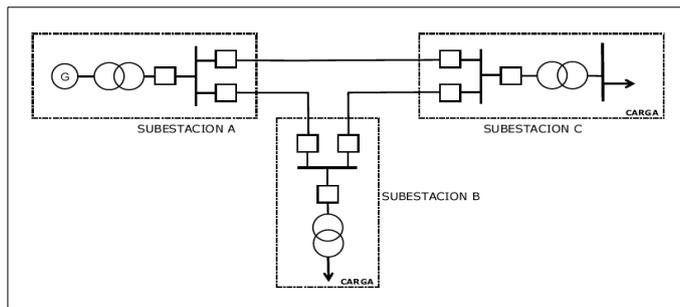


Figura 4. Topología en anillo del sistema de distribución
Fuente: (Electricaplicada, s.f.)

b. Componentes de un alimentador

Los alimentadores constan de muchos tipos de componentes, todos jugando un rol interconectado en la confiabilidad de la distribución de la energía eléctrica (Ver Anexo 4).

- **Transformador de distribución:** maquinas estáticas que tienen la misión de transferir, mediante un campo electromagnético alterno, la energía eléctrica de un sistema con determinada tensión, a otro sistema con tensión deseada para su utilización manteniendo la frecuencia constante (Ras, 1994).
- **Postes:** Admiten equipos de distribución aérea y son una parte importante de todos los sistemas aéreos. La mayoría de los concreto C.A.C., pero también se utilizan de madera tratada, acero, y otros materiales (Brown, 2009).
- **Conductores eléctricos:** Llevan corriente de carga en un sistema aéreo y se clasifican principalmente por aislamiento, tamaño, trenzado, material (cobre, aluminio o aleaciones), impedancia y ampacidad (Brown, 2009).
- **Aisladores:** Los aisladores son los elementos que cumplen la función de sujetar mecánicamente a los conductores que forman parte de la línea, manteniéndolos aislados de tierra y de otros conductores Los materiales de fabricación pueden ser de porcelana, vidrio templado y materiales compuestos (fibras de vidrio y resina, etc.) (Ran *et al.*, 2019).
- **Conectores:** Elementos de apriete que permite unir circuitos eléctricos. Los materiales de fabricación pueden ser de cobre-cobre, aluminio-aluminio, cobre-aluminio, según el conductor a empalmar.

- **Seccionador fusible (Cut Out):** Dispositivo de apertura y cierre sin carga, para reconfigurar un sistema de distribución primario. Están diseñados para la protección de transformadores y otros equipos en circuitos hasta 34.5 kV y 200 A continuo, cumpliendo con las normas ANSI C37.41-1987 y ANSI C37.42-1981 (Ramírez, 2004).

- **Reconector (automatic circuit recloser):** Dispositivo que al detectar una condición de sobre corriente interrumpe el flujo de energía y, transcurrido un tiempo determinado cierra sus contactos nuevamente, restableciendo el servicio en el circuito protegido. De persistir la condición de falla, el restaurador repite la secuencia de cierre-apertura un número de 4 veces como máximo, inmediatamente después de la cuarta operación de apertura, la unidad queda en posición lockout o abierto definitivamente (Ramírez, 2004).

c. Clasificación de los sistemas de distribución de acuerdo a su configuración

- **Redes de distribución primaria aéreas:** El conductor eléctrico que usualmente es desnudo, va soportado a través de aisladores instalados en crucetas, en postes de material concreto o de madera (Ramírez, 2004).

Las ventajas que tiene el sistema de redes aéreas son:

- Materiales fáciles de conseguir.
- Fácil localización de fallas.
- Costo inicial más bajo.
- Fácil mantenimiento.
- Tiempo y costos de construcción más bajos.

Y tiene las siguientes desventajas:

- Menor seguridad para los transeúntes.
- Menor confiabilidad.
- Mal aspecto estético.
- Son susceptibles de fallas y cortes de energía ya que están expuestas a: descargas atmosféricas, lluvia, granizo, polvo, temblores, brisa salina,

vientos, contactos con cuerpos extraños, choques de vehículos, vandalismo, etc.

- **Redes de distribución subterráneas:** Aplican en zonas donde por razones de estética, urbanismo, congestión o condiciones de seguridad no es aconsejable la implementación de un sistema aéreo (Ramírez, 2004).

Las ventajas que tiene el sistema de redes subterráneas son:

- No están expuestas a vandalismo
- Son estéticas, pues no están a la vista
- Alta confiabilidad de la instalación
- Son mucho más seguras.

Y tiene las siguientes desventajas:

- Están expuestas a la humedad.
- Se dificulta la localización de fallas.
- Alto costo de inversión inicial.
- El mantenimiento es más complicado y tiempos de reparación más prolongados.

d. Clasificación de los sistemas de distribución según sectores de distribución típicos

Los sectores típicos de distribución (SDT) son instalaciones de distribución eléctrica con características técnicas similares en la disposición geográfica de la carga, características técnicas, así como en los costos de inversión, operación y mantenimiento, esto de acuerdo a la Ley de Concesiones Eléctricas (1992).

La Resolución Directoral N° 154-2012-EM/DGE, en su Artículo N° 1, establece los siguientes sectores típicos de distribución.

Tabla 1

Clasificación de los sistemas de distribución eléctrica, según sector típico

Sectores de distribución típicos (SDT)	Descripción
1	Sector urbano de alta densidad
2	Sector urbano de media densidad
3	Sector urbano de baja densidad
4	Sector urbano rural
5	Sector rural de media densidad
6	Sector rural de baja densidad
Sistemas Eléctricos Rurales (SER)	Sector rural de baja densidad de carga a efectos de la Ley General de Electrificación Rural
Especial	Coelvisac (Villacurí)

Fuente: (Ministerio de Energía y Minas, 2012)

1.1.2. Interrupciones en el sistema de distribución

La interrupción del servicio de electricidad a un cliente implica una reducción en la magnitud del voltaje a cero en el punto de entrega del cliente (Roos, 2005).

1.1.2.1. Fallas en el sistema eléctrico de distribución

Falla es cualquier cambio no planeado en las variables de operación de un sistema de distribución, puede darse por un cortocircuito, una falla al sistema de protección, sobrecargas, fluctuaciones de carga, descargas atmosféricas, contaminación, sabotajes y vandalismo (Ramírez, 2003).

a. Consecuencias de las fallas

Al cambiar las condiciones de operación en un sistema eléctrico se presentan consecuencias no deseadas que alteran el equilibrio esperado, ellas son:

- Corrientes de cortocircuito.
- Fluctuaciones severas de voltaje.
- Desbalances que ocasionan operación indebida de equipos.
- Fluctuaciones de potencia.
- Inestabilidad del sistema de potencia.
- Prolongados cortes de energía que causan desde simples incomodidades, hasta grandes pérdidas económicas a los usuarios.

- Daños graves a equipos y personas.
- Aparición de tensiones peligrosas en diferentes puntos del sistema.

b. Causas de las fallas

- Sobrevoltajes debido a sobrecargas atmosféricas.
- Sobrevoltajes debido a suicheo y a la ferorresonancia.
- Rompimiento de conductores, aisladores y estructuras de soporte debido a vientos, sismos, hielo, arboles, automóviles, equipos de excavación, vandalismo, etc.
- Daño de aislamiento causado por roedores, aves, serpientes, etc.
- Incendio.
- Fallas de equipos y errores de cableado.

c. Clases de fallas

- Fallas temporales o transitorias: son las fallas que pueden ser despejadas o se auto despejen lo suficientemente rápido para prevenir daños (Ramírez, 2003).
- Fallas permanentes: Son aquellas cuya duración causa que los parámetros del sistema tengan interrupciones sostenidas (Brown, 2009).
- Fallas simétricas: Involucran las tres fases del sistema y las fallas trifásicas a tierra, con impedancias simétricas a la falla (Grainger & Stevenson, 1996).
- Fallas asimétricas: No involucran las tres fases del sistema, pueden ser falla línea a línea o falla línea a línea y tierra o doble línea a tierra (Grainger & Stevenson, 1996).

1.1.2.2. Interrupciones de energía eléctrica

Según la Norma Técnica de Calidad de Los Servicios Eléctricos (1997), 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; asimismo, establece el periodo de control de interrupciones en seis meses calendario de duración. Por tanto, para evaluar la calidad de suministro del servicio eléctrico, la duración de las mismas y la energía no suministrada a consecuencia de ellas. Para efectos de la norma, no se consideran las interrupciones totales de suministro cuya duración

es menor de tres minutos, ni las relacionadas con casos de fuerza mayor debidamente comprobada y calificada como tales por la autoridad.

1.1.2.3. Clasificación de las interrupciones

La Norma Técnica de la Calidad de los Servicios Eléctricos, establece los estándares de calidad del suministro (interrupciones) mediante indicadores individuales (N y D). Sin embargo, La Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos no propició una mejora en la calidad del suministro. Ante esta situación, en el 2004, OSINERGMIN establece el Anexo 03 de la Resolución de Consejo Directivo N° 177-2012-OS/CD “Procedimiento para la Supervisión de la Operación de los Sistemas Eléctricos”, que evalúa el estado de las redes de media tensión, por sistema eléctrico, mediante indicadores reconocidos internacionalmente, SAIDI y SAIFI. En el 2007 se establece tolerancias y sanciones por exceder estos indicadores. En la tabla 2 se muestra la clasificación de las interrupciones, tal como sigue.

Tabla 2

Naturaleza de la interrupción

Código	Descripción
PM	Programado, mantenimiento
PE	Programado, expansión o reforzamiento
NF	No programado, falla
NO	No programado, operación
NT	No programado, acción de terceros
NC	No programado, Fenómenos naturales

Fuente: (OSINERGMIN, 2012)

1.1.2.4. Causas de las interrupciones

Las interrupciones del cliente son causadas por una amplia gama de fenómenos que incluyen fallas en los equipos, animales, arboles, clima severo y error humano (Brown, 2009).

Estas causas se encuentran codificadas por el OSINERGMIN en el Anexo 02 de la modificatoria del “Procedimiento para la Supervisión de la Operación de los Sistemas Eléctricos”, aprobado por Resolución de Consejo Directivo

OSINERGMIN N° 074-2004-OS/CD, modificatoria aprobada por Resolución de Consejo Directivo OSINERGMIN N° 177-2012-OS/CD.

1.1.3. Calidad de suministro en el Perú

En el Perú, de conformidad con la evolución de la calidad del servicio eléctrico se dispone de normas y procedimientos, entre otros; donde figuran los indicadores de confiabilidad que son considerados en las empresas distribuidoras de electricidad del Perú que operan bajo el régimen de la Ley de Concesiones Eléctricas, aprobada mediante Decreto Ley N° 25844 (Retamozo, 2018).

Tabla 3

Indicadores de calidad del servicio eléctrico

Organismo de Regulación, Fiscalización	OSINERGMIN
Reglamento / Norma	La Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos
	a) Calidad de Producto:
	- Tensión
	- Perturbaciones
	- Frecuencia
	b) Calidad de Suministro:
Aspectos del Control de la Calidad	- Interrupciones
	c) Calidad de Servicio Comercial:
	- Trato al cliente
	- Medios de atención
	- Precisión de medida
	d) Calidad de alumbrado público:
	- Deficiencias del alumbrado
	- Indicadores de Calidad de Suministro:
Indicadores	- SAIDI (h/año)
	- SAIFI (h/año)

Fuente: (Ministerio de Energía y Minas, 1997)

1.1.3.1. Parámetros eléctricos

a. Energía activa

La energía activa es aquella que al ingresar a una instalación de suministro a través de los conductores eléctricos genera calor, luz y movimiento, es decir produce trabajo útil (Navarro *et al.*, 1998).

Componentes de la energía activa:

- Tiempo: el dispendio de energía es directamente proporcional al tiempo de uso de los equipos. Usualmente se denota con la letra h.
- Potencia activa: Potencia que efectivamente se aprovecha como trabajo útil en el receptor, su unidad de medida es el watt (W) y se denota comúnmente con la letra P. Se mide a través del medidor o contador de energía activa y su unidad de medida es el kWh.

$$E = P \times t \quad (1)$$

b. Energía no suministrada (ENS) por un alimentador de media tensión

Energía teórica que no fue suministrada a los abonados finales concernientes a un alimentador de media tensión en un periodo control de un semestre según la Norma Técnica de Calidad de Los Servicios Eléctricos (1997).

$$ENS = \frac{\text{Energía registrada en un año (kwh)}}{(8760 - SAIDI)} \times SAIDI \quad (2)$$

La ENS (durante un año) es directamente proporcional a la energía registrada durante el año y al SAIDI anual.

1.1.3.2. Indicadores de calidad de suministro

A nivel de distribución, la calidad de suministro se fiscaliza según sistema eléctrico y usuario final, respectivamente.

a. Indicadores individuales (usuario final) de calidad de suministro

La evaluación de la calidad de suministro a través de dos indicadores individuales, Número total de interrupciones por cliente por semestre (N) y Duración total ponderada de interrupciones por cliente (D), los cuales se calculan para periodos de control de un semestre según la Norma Técnica de Calidad de Los Servicios Eléctricos (1997).

- Número total de interrupciones por cliente por semestre (N)

Corresponde al número total de interrupciones en el suministro de cada usuario durante un periodo de control de un semestre según la Norma Técnica de Calidad de Los Servicios Eléctricos (1997).

$$N = \text{Número de interrupciones}; [\text{interrupciones/semestre}] \quad (3)$$

El número de interrupciones programadas por expansión o reforzamiento de redes que deben incluirse en el cálculo de este indicador, se deberá ponderar por un factor de cincuenta por ciento 50%.

- Duración total ponderada de interrupciones por cliente (D)

Corresponde a la sumatoria de las duraciones individuales ponderadas de todas las interrupciones en el suministro eléctrico al cliente durante un periodo de control de un semestre según la Norma Técnica de Calidad de Los Servicios Eléctricos (1997).

$$D = \sum (K_i \times d_i); [\text{expresada en horas}] \quad (4)$$

Donde:

d_i : Es la duración individual de la interrupción i .

K_i : Factores de ponderación de la duración de las interrupciones.

Tabla 4

Factores de ponderación de la duración de interrupciones

Interrupciones	K_i
Programadas por expansión o reforzamiento	0.5
Programadas por mantenimiento	0.5
Otras	1.0

Fuente: (Ministerio de Energía y Minas, 1997)

- Tolerancias

El Decreto Supremo N° 004-2006-EM, publicado el 01 de junio de 2006, dispone incrementar un factor de treinta por ciento (30%) las tolerancias de los indicadores Número de interrupciones por cliente (N) y Duración total ponderada de interrupciones por cliente (D) establecidos en La Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos para los sectores de distribución típicos 2 y 3.

La Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos Rurales (NTCSER) RD N° 016-2008-EM/DGE, dispone las tolerancias de los indicadores Número de

interrupciones por cliente (N) y Duración total ponderada de interrupciones por cliente (D) para los sectores típicos 4 y SER.

Tabla 5

Tolerancias de los indicadores N y D

Cliente por nivel de tensión	STD 1		STD 2 y STD 3		STD 4		STD 5, STD 6 y SER	
	N	D	N	D	N	D	N	D
Baja tensión	6	10	8	13	10	25	10	40
Media tensión	4	7	6	10	7	17	7	28
Alta y Muy Alta Tensión	2	14	3	6	-	-	-	-

Fuente: (Ministerio de Energía y Minas, 2006)

b. Indicadores de calidad de suministro por sistema eléctrico (IEEE)

Según el estándar IEEE 1366-2012: Guide for Power Distribution Reliability Indices, del Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE) se especifican 12 índices de confiabilidad, los cuales se dividen en tres grandes grupos y se encuentran dentro de la siguiente clasificación: índices por frecuencia, índices por duración e índices por interrupciones momentáneas. De estos 12 índices se pone atención a dos índices que a continuación se detallan (Strzelecki *et al.*, 2013).

- SAIDI (System Average Interruption Duration Index)

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

$$SAIDI = \frac{\sum_{i=1}^n (t_i \times u_i)}{N} \quad (5)$$

Donde:

t_i : Duración de cada interrupción.

u_i : Número de usuarios afectados en cada interrupción.

n : Número de interrupciones del periodo.

N: Número de usuarios del sistema eléctrico o concesionaria al final del periodo, según corresponda.

- SAIFI (System Average Interruption Frequency Index)

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

$$SAIFI = \frac{\sum_{i=1}^n u_i}{N} \quad (6)$$

Donde:

u_i : Número de usuarios afectados en cada interrupción.

n: Número de interrupciones del periodo.

N: Número de usuarios del sistema eléctrico o concesionaria al final del periodo, según corresponda.

OSINERGMIN estableció el Procedimiento para la Supervisión de la Operación de los Sistemas Eléctricos a nivel nacional a través de los indicadores globales SAIDI y SAIFI, por sector típico de distribución, según se detalla a continuación.

Tabla 6

Tolerancias de los indicadores SAIFI y SAIDI por sector típico de distribución

Sector Típico de Distribución	Tolerancia en Media Tensión	
	SAIFI	SAIDI
ST1	3	6.5
ST2	5	9
ST3	7	12
ST4	12	24
ST5	16	40
ST6	16	40
STE	12	27

Fuente: (OSINERG, 2004)

1.1.3.3. Compensación por mala calidad de suministro

Se define como compensación como el monto que el suministrador paga a su cliente como consecuencia de la transgresión de la calidad del producto y/o suministro de acuerdo con lo establecido en la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos y su base metodológica, aprobada por Resolución de Consejo Directivo OSINERGMIN N° 616-2008-OS/CD.

El Ministerio de Energía y Minas, a través de la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos, ha establecido que los suministradores deben compensar a sus clientes por aquellos suministros en los que se haya comprobado que la calidad del servicio no satisface los estándares fijados en la norma.

a. Cálculo de la compensación

Según la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos, las compensaciones se deducen semestralmente en base a la energía no suministrada (ENS), el Número de interrupciones por cliente por semestre (N) y la Duración total acumulada de interrupciones (D), tal como se indica en las siguientes ecuaciones:

$$\text{Compensaciones por interrupciones} = e \times E \times \text{ENS} \quad (7)$$

Donde:

e: Compensación unitaria por transgresión en la calidad de suministro, siendo sus valores según norma:

- Primera etapa: $e = 0.00 \text{ US\$/kWh}$
- Segunda etapa: $e = 0.05 \text{ US\$/kWh}$
- Tercera etapa: $e = 0.35 \text{ US\$/kWh}$

E: Factor que considera la magnitud de los índices de calidad de suministro, y se define como sigue:

$$E = 1 + \frac{N - N'}{N'} + \frac{D - D'}{D'} \quad (8)$$

“Los valores sin apóstrofe representan los indicadores de calidad, mientras que los que llevan apóstrofe simbolizan los límites de tolerancia para los indicadores

respectivos. El segundo y/o tercer término del miembro derecho de esta ecuación serán considerados para evaluar las compensaciones, únicamente si sus valores individuales son positivos” (Ministerio de Energía y Minas, 2006). Si tanto N y D se encuentran dentro de las tolerancias, el factor E no se evalúa y asume el valor cero.

ENS: Energía teóricamente no suministrada a un cliente no determinado.

$$ENS = \frac{ERS}{(NHS - \sum d_i)} \times D \text{ [kW. h]} \quad (9)$$

Donde:

ERS: Energía registrada durante el semestre.

NHS: Total de horas del semestre.

$\sum d_i$: Duración total real de las interrupciones acontecidas en el semestre.

Es de indicar que para el caso específico de un cliente final conectado al mismo nivel de tensión del respectivo punto de compra-venta de energía de su suministrador, si las tolerancias en los indicadores de calidad de suministro establecidos en la norma para estos clientes son superadas finalizado el semestre correspondiente, el suministrador que tiene vínculo contractual con este cliente final efectúa la compensación total conforme a lo establecido en el numeral 6.1.8 de la Norma Técnica de Calidad de Los Servicios Eléctricos (1997).

De la misma forma, cada suministrador responsable de interrupciones que tiene vínculo contractual en el punto de compra-venta correspondiente con el suministrador del cliente final o distribuidor, resarce a este suministrador o distribuidor por las compensaciones efectuadas a su cliente final y por aquellas, según sea el caso, que como distribuidor le corresponde recibir para ser transferidas a sus demás clientes finales conectados en niveles de tensión inferior al punto de compra-venta correspondiente, de manera proporcional al número de interrupciones y duración de las mismas, con la que ha contribuido a transgredir las tolerancias de los indicadores para el nivel de tensión de este punto de compra-venta, según la siguiente ecuación según el Ministerio de Energía y Minas (2006):

$$C_i = C \times \left(\frac{E_i}{E} \right) \quad (10)$$

Donde:

C: Compensación recibida por el cliente final o distribuidor, según sea el caso, conforme a la ecuación 7.

E_i : Factor que toma en consideración la magnitud con la que ha contribuido el suministrador “i” a transgredir las tolerancias de los indicadores establecidos para el nivel de tensión del punto de compra-venta en cuestión. Calculado por la siguiente expresión:

$$E_i = \frac{1}{2} \times \left(\frac{N_i}{N} + \frac{D_i}{D} \right) + \frac{N_i}{N} \times \frac{(N - N')}{N'} + \frac{D_i}{D} \times \frac{(D - D')}{D'} \quad (11)$$

Donde:

N_i : Número ponderado de interrupciones por las cuales es responsable el suministrador “i”, con un decimal de aproximación.

D_i : Duración total ponderada de interrupciones por las cuales es responsable el suministrador “i”, con dos decimales de aproximación.

N, D: Son los indicadores de calidad del suministro en el punto de compra-venta correspondiente, en el semestre de control.

N', D' : Son las tolerancias de los indicadores de calidad del suministro para el nivel de tensión en el punto de compra-venta correspondiente.

E: Es el factor definido mediante la ecuación 8.

1.1.4. Mantenimiento de sistemas de distribución con tensión en línea viva

En ingeniería eléctrica, el trabajo con línea viva, también conocido como mantenimiento en caliente, es el mantenimiento de equipos eléctricos, que operan a medio a alto voltaje, mientras el equipo está energizado. En la industria de distribución de energía eléctrica se utilizan técnicas de mantenimiento con tensión o línea viva para evitar la interrupción y los altos costos económicos de tener que cortar la energía a los clientes para realizar tareas de mantenimiento (Martini, 2017).



Figura 5. Mantenimiento de red aérea con tensión

Fuente: (Diario La República, 2021)

1.1.4.1. Tipos de mantenimiento con tensión en sistemas de distribución

a. Mantenimiento predictivo

Tiene como finalidad prever las potenciales fallas de un sistema de distribución, antes de que estas se manifiesten. Para tal efecto, se utilizan instrumentos/equipos de diagnóstico y ensayos no destructivos, tales como aislamiento de los activos, análisis de rigidez dieléctrica, medición de parámetros eléctricos y verificaciones de temperatura de los componentes eléctricos (Gocsei & Nemeth, 2016). A continuación, se define una lista no limitativa de actividades de mantenimiento predictivo.

Tabla 7

Lista no limitativa de actividades de mantenimiento predictivo

Ítem	Actividad
1	Mediciones de resistencia de pozos a tierra en distribución
2	Mediciones de rigidez dieléctrica
3	Inspección termográfica en instalaciones eléctricas
4	Inspección para detección de corona, descargas parciales y arcos eléctricos.
5	Mediciones de parámetros eléctricos de V y I
6	Inspección ligera en los alimentadores de media tensión

b. Mantenimiento Preventivo

Actividades que se ejecutan sobre la infraestructura eléctrica tales como limpieza, ajustes, reemplazos, reforzamientos, conexiones de partes con tensión,

reubicaciones, etc., bajo un programa de trabajo establecido, con la finalidad de garantizar la continuidad y calidad del servicio eléctrico (Vargas, 2018).

Tabla 8

Lista no limitativa de actividades de mantenimiento preventivo

Ítem	Actividad
1	Lavado en vivo (hidrolavado) de partes aislantes: redes y equipos de MT
2	Coberturado de línea de MT para izado de poste
3	Cambio de aislador tipo pin en MT
4	Conexión desconexión de derivaciones en línea aérea de MT
5	Mantenimiento/cambio de seccionador fusible
6	Cambio de aislador tipo suspensión y ferretería
7	Ajustes y/o cambio de conectores con punto caliente
8	Instalación/retiro de banco de condensadores y reconectador automático
9	Poda de árboles

c. Mantenimiento correctivo

Actividades destinadas a corregir toda falla del sistema eléctrico de manera inmediata, ya sea cuando estas se produzcan por efectos de deterioro propio del sistema, intervención de terceros y/o fenómenos naturales (Vargas, 2018).

1.1.4.2. Distancias de seguridad en trabajos con tensión en línea viva

En la tabla 9 se presentan las distancias mínimas de distanciamiento para trabajos con líneas energizadas con corriente alterna de acuerdo al Código Nacional de Electricidad Suministro (2011), las cuales deberán ser utilizadas a altitudes menores a 900 m, encima de esta altitud, la distancia mínima de distanciamiento deberá ser incrementada multiplicando esta medida por la aplicación de los factores de corrección por altitud de la tabla 10.

Tabla 9

Distancias mínimas de acercamiento para trabajos con líneas energizadas con CA

Tensión fase a fase ^{1,2}	Distancia al trabajador	
	Fase a tierra (m)	Fase a fase (m)
Hasta 50 V ¹	No especificada	No especificado
51 a 300 V ¹	Evadir contacto	Evadir contacto
301 a 750 V ¹	0.31	0.31
751 a 15 kV	0.65	0.67
15.1 a 36 kV	0.77	0.86
36.1 a 46 kV	0.84	0.96
46.1 a 72.5 kV	1.00 ³	1.20
72.6 a 121 kV	0.95 ³	1.29
138 a 145 kV	1.09	1.50
161 a 169 kV	1.22	1.71
230 a 242 kV	1.59	2.27
345 a 362 kV	2.59	3.80
500 a 550 kV	3.42	5.50

¹ para los sistemas monofásicos utilizar la máxima tensión disponible.

² para líneas monofásicas fuera de los sistemas trifásicos, utilizar la tensión de fase a fase del sistema.

³ para 46.1 kV a 72.5 kV fase tierra, la distancia de 1.00 m contiene 38.5 cm de la componente eléctrica y 61.5 cm de la componente por movimiento inadvertido; mientras que para 72.6 a 121 kV fase tierra, la distancia 0.95 m contiene 63.3 cm de la componente eléctrica y 29.2 cm de la componente por movimiento inadvertido.

Fuente: (Ministerio de Energía y Minas, 2011)

Tabla 10

Factor de corrección por altitud

Altitud (m)	Factor de corrección
900	1.00
1200	1.02
1500	1.05
1800	1.08
2100	1.11
2400	1.14
2700	1.17
3000	1.20
3600	1.25
4200	1.30
4800	1.35
5400	1.39
6000	1.44

Fuente: (Ministerio de Energía y Minas, 2011)

1.1.4.3. Equipos de protección personal para trabajos con línea viva

Son dispositivos, materiales e indumentaria, específicos, destinados a cada trabajador, de uso obligatorio para protegerlo de uno o varios riesgos presente en el trabajo que puedan amenazar su seguridad y salud, esto de acuerdo al Reglamento de Seguridad y Salud en el Trabajo con Electricidad (2013). En la tabla 11 se detallan los equipos de protección personal mínimos, los cuales son indispensables para la ejecución de trabajos con tensión (Antioquia, 2018).

Tabla 11

Equipos de protección personal para trabajos con electricidad

Protección	Peligros	EPP
Protección de ojos y cara	Proyección de partículas, arco eléctrico	Lentes de protección, careta de protección facial contra arco eléctrico
Protección de la cabeza	Materiales o equipos a alturas inadecuadas sobre la cabeza, cables eléctricos sobre la cabeza	Casco dieléctrico, capucha ignífuga
Protección auditiva	Ruidos mayores a 85 decibeles	Protector auditivo
Protección de los pies	Posibilidad de objetos que caiga, tensión de paso	Zapatos dieléctricos con punta reforzada con baquelita, botas dieléctricas
Protección de las manos	Contacto directo/indirecto con electricidad Materiales que pueden causar cortes o laceraciones	Guantes dieléctricos, sobreguantes de cuero, guantes de hilo
Protección respiratoria	Presencia de polvos, humos, vapores, nieblas gases	Respirador con filtros adecuados para el tipo de exposición (polvos, humos, nieblas gases, etc.)
Protección de las piernas/cuerpo	Elementos que puedan causar cortaduras o laceraciones, contacto directo/indirecto con electricidad	Ropa ignífuga, mangas dieléctricas

Fuente: (Antioquia, 2018)

1.1.4.4. Técnicas de trabajos con tensión

Se distinguen tres métodos o técnicas de trabajo, los cuales pueden ser empleados independientemente uno del otro o combinados entre sí, estas son:

a. Trabajo a contacto

Método en el cual el técnico liniero realiza contacto directo con los elementos bajo tensión, debiendo ser enlazado equipotencialmente a los dispositivos aéreos aislados, utilizando equipos (brazo hidráulico, plataformas, escaleras),

herramientas y elementos de protección personal y colectiva que garanticen la protección del trabajador frente al riesgo eléctrico según el Código Nacional de Electricidad Suministro (2011).

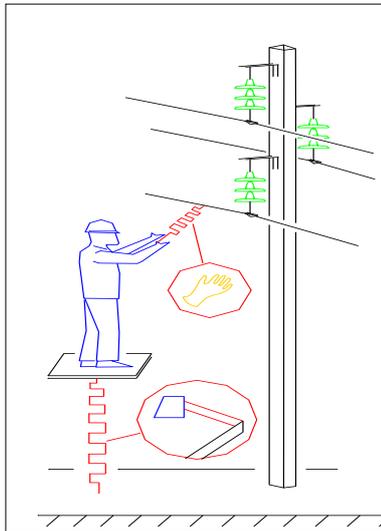


Figura 6. Trabajo a contacto
Fuente: (Electricaplicada, 2022)

- Ventajas de la técnica a contacto

Respecto a las ventajas de la técnica de trabajo a contacto con línea viva podemos mencionar las siguientes:

- El técnico liniero puede ejecutar todos los trabajos directamente con sus manos.
- No necesita del uso de pértigas para separar la línea viva de la estructura.
- Los trabajos se desarrollan cómodamente cuando el acceso a la zona de trabajo se da por medio de brazos hidráulicos, andamios, escaleras y plataformas aisladas, según el nivel de tensión a intervenir.

- Desventajas de la técnica a contacto

Las principales desventajas de este método se presentan durante su ejecución, según detalle:

- Desgaste físico por excesiva transpiración.

- Se necesita tener cubiertas todas las partes rígidas bajo tensión de manera secuencial con la ayuda de equipos de protección colectiva (mantas, cubiertas, etc.).

b. Trabajo a distancia

Utilizado principalmente en instalaciones de alta tensión. El trabajador permanece al potencial de tierra, bien sea en el suelo, en los apoyos de una línea aérea o en cualquier otra estructura o plataforma. El trabajo lo realiza mediante herramientas acopladas al extremo de pértigas aislantes el Reglamento para la ejecución de trabajos con tensión en instalaciones eléctricas mayores a un kilovolt (2004).

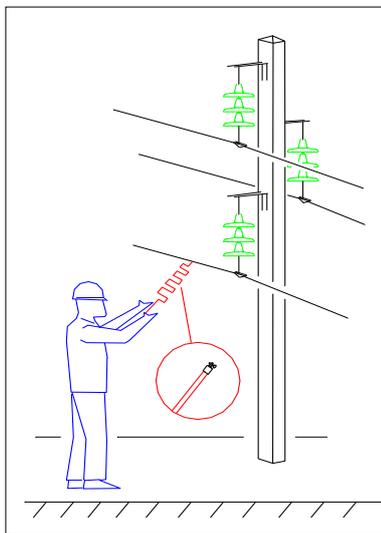


Figura 7. Trabajo a distancia
Fuente: (Electricaplicada, 2022)

c. Trabajo a potencial

Es empleado principalmente en instalaciones y líneas de transmisión. Este método requiere que el trabajador manipule directamente los conductores o elementos en tensión, para lo cual se pondrá al mismo potencial del elemento de la instalación donde trabaja y deberá estar asegurado su aislamiento respecto a tierra y a las otras fases de la instalación mediante elementos aislantes adecuados según el Reglamento para la Ejecución de Trabajos con Tensión en Instalaciones Eléctricas Mayores a un Kilovolt (2004).

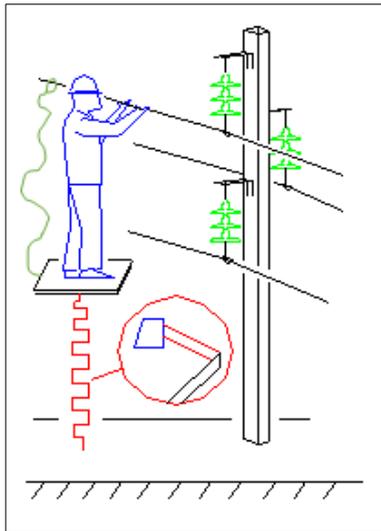


Figura 8. Trabajo a potencial
Fuente: (Electricaplicada, 2022)

1.1.5. Análisis de Pareto

Es una metodología que permite ver el grado de influencia de unos pocos elementos en el total de los resultados obtenidos. Permite descartar la influencia de muchos elementos triviales en la consecuencia de una actividad o falla. Esto permite definir prioridades para el curso de las acciones sea más efectivo. Se categorizan en 3 tipos o clases (Izar, 2004):

- **Clase A** usualmente contiene el 20% del factor (causa) que están causando el 75% al 80% de los problemas.
- **Clase B** contiene alrededor del 20% del factor que causa entre el 15% al 20% de los problemas.
- **Clase C** contiene el resto de los factores los cuales son muchos.

El análisis de Pareto puede ser usado en: factores que limitan la productividad, las fallas inducidas por los operadores, los repuestos que causan los mayores atrasos, repuestos más costosos, las fallas que causan las mayores paradas, etc.

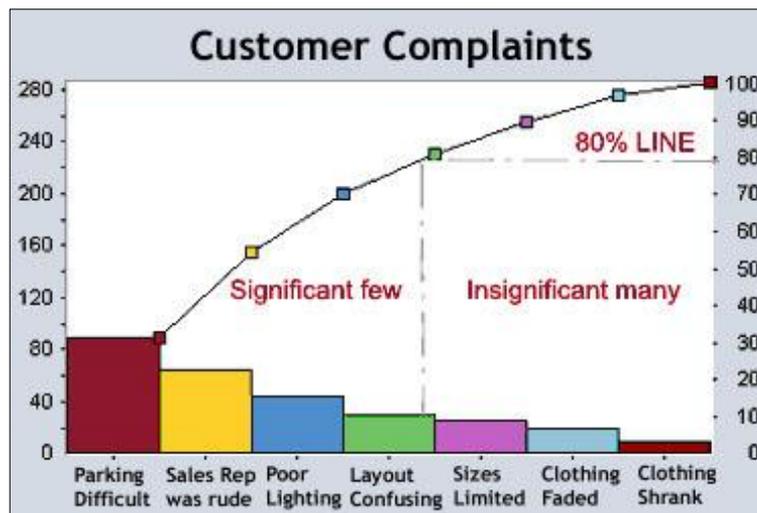


Figura 9. Diagrama de Pareto
Fuente: (González, 2012)

1.2. Antecedentes

En el artículo “Reliability Enhancement of Distribution Substation by Using Network Reconfiguration a Case Study at Debre Berhan Distribution Substation”, el autor plantea la mejora del sistema de distribución de la red de Debre Berhan (Etiopía). Se realizó una evaluación de la confiabilidad en cuatro alimentadores de 15 kV y 33 kV para evaluar el rendimiento del sistema existente y predecir el análisis de confiabilidad para el futuro. Los datos de interrupción de dos años 2017-2018, fueron utilizados como años base. Se evaluaron diferentes alternativas utilizando el método heurístico (prueba y error) y se prefirió la alternativa con un bajo SAIDI, SAIFI y ENS con un costo razonable. La confiabilidad del sistema de distribución de Debre Berhan mejoro significativamente mediante la aplicación de soluciones de mejora de la confiabilidad que se justifican económicamente. Se tuvo en cuenta la incertidumbre de los datos de entrada, el SAIFI se redujo en un 77,33% en comparación con los valores medios de los índices de confiabilidad del sistema en los años base. Del mismo modo, el SAIDI y la ENS disminuyeron un 80% y un 77,77% respectivamente (Anteneh, 2019).

En el artículo “Nueva metodología para el diagnóstico de la confiabilidad de un circuito individual de distribución en Colombia”, el autor buscó una solución para la mejorara de la confiabilidad del suministro eléctrico, por lo que la Comisión de Regulación de Energía y Gas ha contratado estudios técnicos a ser llevados a cabo a fin de evaluar la confiabilidad de las empresas del sector eléctrico colombiano. En este artículo se analizó una metodología que buscó mejorar la confiabilidad en los sistemas de distribución de

Colombia. La metodología propuesta incluyó el cálculo de índices de confiabilidad conocidos (SAIFI, SAIDI, CAIDI, etc.), todo esto para determinar el origen de la ocurrencia de las fallas. En este artículo se analizó los datos de fallas de los circuitos y en base a ello se elaboró dos aplicaciones. En la primera aplicación se comparó los resultados obtenidos a aplicar la metodología analizada y los resultados obtenidos utilizando el software ETAP. En la segunda aplicación, solo utilizó la metodología materia de análisis (Echeverry y Lozano, 2017).

En el artículo “Distribution of SAIDI and SAIFI indices and the saturation of the MV network with remotely controlled switches”, el autor realizó el análisis de la distribución de los valores de los indicadores SAIDI y SAIFI en diecinueve empresas polacas dedicadas a la distribución de electricidad. Los datos presentados se refirieron a la evaluación de la confiabilidad del suministro eléctrico a más de 10,5 millones de consumidores. En el artículo analizó la influencia del número de interruptores teledirigidos instalados en una red de media tensión sobre los valores de SAIDI y SAIFI. Los cálculos se realizaron en un lenguaje computacional estadístico, utilizando los métodos no paramétricos característicos para el análisis de datos (Kornatka, 2010).

En el artículo “Optimal reconfiguration of electrical distribution systems considering reliability indices improvement”, el autor presentó un modelo de programación cónica de segundo orden mixto, para resolver el problema de reconfiguración de sistemas de distribución eléctrica, considerando la minimización simultánea de las pérdidas totales de potencia activa y la mejora de los indicadores de confiabilidad orientados al cliente. Los indicadores de confiabilidad considerados en este trabajo fueron el SAIDI, el SAIFI y la ENS. Bajo radialidad, el modelo propuesto mejoro las restricciones operativas del problema de reconfiguración, es decir, no se quebrantaron los límites de magnitud de tensión de los nodos ni las capacidades de corriente de los conductores. El uso del modelo de programación cónica de segundo orden mixto, garantizó la convergencia a la optimalidad mediante herramientas de software de optimización convexa. Se utilizó un enfoque de optimización multiobjetivo para generar una superficie frontal de Pareto completa que mostro el conflicto entre la minimización de las pérdidas de potencia activa y la mejora de los índices de confiabilidad en el problema de reconfiguración (López *et al.*, 2016).

En el artículo “Ubicación óptima de reconectores y fusibles en sistemas de distribución”, los autores presentan una metodología para ubicar de la manera más idónea los fusibles y reconectores de un circuito de distribución primario, con esto se mejora la confiabilidad del sistema cuya deficiencia tuvo como origen las fallas transitorias y permanentes en el sistema eléctrico de distribución. A través de dos modelos matemáticos no lineales de tipo binario que consideran la ubicación de reconectores y fusibles bajo dos escenarios de coordinación, denominados fuse save scheme y fuse flow scheme, se buscó reducir los indicadores SAIFI y MAIFI. Para el indicador SAIFI se utilizó el optimizador comercial GAMS y para el indicador MAIFI se utilizó el algoritmo genético de Chu & Beasley. Con el fin de verificar la validez de ambas estrategias, estas se aplicaron a dos sistemas de prueba de la bibliografía especializada, cotejando los resultados obtenidos (Gallego *et al.*, 2016).

En el artículo “Asignación óptima de presupuesto para mejoramiento de la calidad del servicio en sistemas de distribución usando algoritmo genético no-dominado II (NSGA-II) y un algoritmo memético”, los autores realizan la presentación de un modelo de optimización del uso del presupuesto para la mejora de calidad de suministro eléctrico en los sistemas de distribución. El modelo consistió en minimizar el costo de mantenimiento y la frecuencia de fallas. Este último objetivo se valoró a través del índice SAIFI. Se realizaron pruebas con dos sistemas eléctricos reales del Departamento de Antioquia en Colombia de 100 y 200 nodos, mostrando la aplicabilidad del modelo propuesto. Los frentes de Pareto óptimos obtenidos en la solución del problema se tomaron como muestra un set de posibles soluciones que representan un compromiso entre ambos objetivos y le dan al operador de red un estimado de cuánto debe invertir en mantenimiento para lograr un valor deseado del índice SAIFI (Rojas *et al.*, 2016).

En el artículo “A new model for the regulation of distribution system operators with quality elements that includes the SAIDI/SAIFI/CRP/CPD indices”, los autores describen la normativa de calidad para Operadores de Sistemas de Distribución incluida en el nuevo modelo de normativa para 2016-2020 e informada por los índices SAIDI, SAIFI, CRP y CPD. Los cambios tienen un impacto en la cantidad de retorno de los ingresos regulados de las empresas que distribuyen energía eléctrica. En el nuevo sistema, el incumplimiento de las condiciones y los índices resulta en una disminución del rendimiento del capital para los DSO (Putynkowski *et al.*, 2016).

En el artículo “Evaluation and improvement of reliability indices of electrical power distribution system”, los autores calculan los índices de confiabilidad, que incluyen el índice de frecuencia de interrupción media del sistema (SAIFI), el índice de duración de interrupción media del sistema (SAIDI), el índice de frecuencia de interrupción media del cliente (CAIFI), el índice de duración de interrupción media del cliente (CAIDI), la energía no suministrada (ENS), la energía media no suministrada (AENS), a través la evaluación histórica y la evaluación predictiva. En el artículo se informa de que más del ochenta por ciento de todas las interrupciones de los clientes se producen debido a fallos en el sistema de distribución. El fortalecimiento del sistema de distribución y el sistema de automatización de la distribución, se están aplicando cada vez más en el marco del Programa Reestructurado de Desarrollo y Reformas Energéticas Aceleradas, Sistema Integrado de Desarrollo Energético, por parte de las empresas eléctricas para reducir los problemas operativos de las redes de distribución. (Sekhar *et al.*, 2016).

En el artículo “A novel method for evaluating future power distribution system reliability”, los autores describen un enfoque técnico para evaluar la confiabilidad de un sistema de distribución en red. Propone un algoritmo basado en la identificación de los conjuntos de vínculos mínimos del circuito utilizando el concepto de redes de Petri. Aplica la codificación de números primos y la factorización de primos únicos para clasificar las combinaciones restantes como conjuntos de enlace, conjuntos de corte o conjuntos de corte mínimos. Utiliza un modelo de Markov para calcular la disponibilidad y la frecuencia de fallas de la red. Utiliza un banco de pruebas muy conocido [el Roy Billinton Test System (RBTS)] para ilustrar el análisis y calcular diferentes índices de carga y de fiabilidad del sistema, incluidos el SAIFI y el SAIDI. El método mostrado en el artículo es algorítmico y parece adecuado para comparar fuera de línea diseños alternativos de sistemas de distribución secundaria en función de su confiabilidad (Al-Muhaini & Heydt, 2013).

En el artículo “Bulk water distribution power supply failures”, el autor analiza la probabilidad de que se produzcan fallos en el suministro eléctrico en las estaciones de bombeo de distribución de agua a granel. El suministro de energía eléctrica es importante en el entorno de la distribución de agua a granel, especialmente cuando se requiere el bombeo. La confiabilidad del suministro eléctrico se suele expresar mediante indicadores, como por ejemplo los indicadores SAIDI y SAIFI. Se obtuvieron datos de varias fuentes y se utilizaron para comparar la fiabilidad del suministro eléctrico sudafricano con la de

otros países. Se analiza la fiabilidad del suministro eléctrico de siete estaciones de bombeo de la South African Water Board (D T Nel, 2011).

En el artículo “Active distribution network integrated planning incorporating distributed generation and load response uncertainties”, los autores presentan un modelo de planificación de la expansión de los sistemas de distribución activa basado en algoritmos genéticos, en el que se considera la integración de la generación distribuida (GD) junto con las alternativas convencionales de expansión, como el recableado, la reconfiguración de la red, la instalación de nuevos dispositivos de protección, etc. El novedoso enfoque de planificar la integración de la GD junto con la expansión de la red es un requisito para la moderna red de distribución activa. Sin embargo, las incertidumbres relacionadas con la generación de energía de la GD y el crecimiento de la respuesta de la carga deben tenerse en cuenta para planificar un sistema seguro con un coste mínimo. Por ello, se proponen y comparan dos metodologías diferentes para la incorporación de incertidumbres mediante el uso de análisis de escenarios múltiples. El algoritmo de optimización de objetivos múltiples aplicado en el modelo tiene en cuenta los costes de fiabilidad, las pérdidas, la energía importada de la transmisión y las inversiones en la red (Martins & Borges, 2011).

En el artículo “Microgrids reliability evaluation with renewable distributed generation and storage systems”, los autores presentan un modelo para la evaluación de la confiabilidad de las microredes con generación distribuida (GD) basada en recursos energéticos renovables. En este enfoque, la GD participa en la coordinación de la operación de la red como un agente activo y no como una generación descentralizada bajo la cual la empresa de servicios públicos no tiene control. Se consideran modelos estocásticos para representar la disponibilidad de la generación relacionada con la energía eólica y la energía solar. Se explora el uso del almacenamiento como medio para reducir la intermitencia del suministro mediante un modelo específico para representar el estado de carga. La influencia de las microredes en la fiabilidad de la red de distribución se evaluó teniendo en cuenta también la probabilidad de éxito de la operación en isla y los impactos de los sistemas de almacenamiento en la disponibilidad de energía (Borges & Cantarino, 2011).

En el artículo “Distribution system reliability evaluation using enhanced samples in a Monte Carlo Approach”, los autores revisan el cálculo de los índices de confiabilidad del

sistema de distribución utilizando la simulación de Monte Carlo. Se introduce el concepto de muestras mejoradas para reducir el tiempo de cálculo. También se presenta un método de arranque y compensación, descubriendo que estos métodos mejoran la precisión y reducen la velocidad de cálculo para los cálculos de confiabilidad del sistema de distribución (Heydt & Graf, 2010).

En el artículo “Evaluasi Keandalan Sistem Distribusi Tenaga Listrik Berdasarkan Indeks Keandalan SAIDI dan SAIFI pada PT PLN (PERSERO) Rayon Kefamenanu”, los autores introducen un nuevo concepto de sistema de distribución de energía en función de las necesidades de los clientes. Con el análisis de confiabilidad del sistema de distribución, se puede ver cómo la calidad del sistema de distribución se ve desde varias fuentes de interferencia. El autor recopila la información en forma de datos de perturbaciones, datos de apagón y datos de clientes; luego realiza el procesamiento de datos basado en la base teórica para que los datos se puedan usar para calcular el índice de confiabilidad basado en los indicadores SAIDI y SAIFI. Con base en la causa de los apagones, el mayor índice de confiabilidad se presentó en el grupo SUTM, el cual tuvo un valor SAIFI de 5.063 interrupciones/usuario/año y un valor SAIDI de 3.604 horas/cliente/año. Mientras tanto, en términos de confiabilidad del alimentador, SLCU tiene un valor SAIFISLCU=1.6 interrupciones/usuario/año y un valor SAIDISLCU=1.849 horas/usuario/año. La interferencia en el sistema de distribución de la línea aérea de media tensión (SUTM) 61,36% fue causada por el funcionamiento del relé sin una causa clara para que el PMT pudiera volver a funcionar (Funan & Sutama, 2020).

En el artículo “Um modelo de análise envoltória de dados para o estabelecimento de metas de continuidade do fornecimento de energia elétrica”, los autores destacan la continuidad de suministro de los servicios eléctricos, evaluada a partir de los indicadores DEC y FEC que expresan, respectivamente, la duración y la frecuencia de las interrupciones de suministro. En su artículo propone una nueva aplicación de la regulación por comparación de resultados en la definición de los niveles DEC/FEC tolerables (objetivos de continuidad) para las empresas de distribución y sus conjuntos de unidades de consumo. En el enfoque propuesto se combinan dos modelos de Análisis Envoltorio de Datos (DEA) en un proceso de dos etapas: primero un modelo DEA clásico establece cuánto debe mejorar cada distribuidor sus indicadores de continuidad a nivel global, y luego, mediante un modelo basado en DEA para la asignación de recursos, se compara el rendimiento de los conjuntos dentro del mismo distribuidor y se definen los

objetivos de continuidad locales para cada conjunto. Los objetivos locales se presentan para los conjuntos de las dos principales empresas de servicios públicos que sirven al Estado de Río de Janeiro (Moreira Pessanha *et al.*, 2007).

En el artículo “Cost of power interruptions to electricity consumers in the United States (US)”, los autores realizan un análisis en función al apagón masivo de energía eléctrica en el noreste de Estados Unidos y Canadá del 14 al 15 de agosto de 2003, donde se catalizó las discusiones sobre la modernización de la red eléctrica de los Estados Unidos. En el artículo se menciona que los actores de la industria eléctrica sugirieron que se necesitarían inversiones de 50.000 a 100.000 millones de dólares. Este trabajo se enfocó en comprender mejor una pieza importante de información que ha faltado en estas discusiones: ¿cuánto cuestan las interrupciones y fluctuaciones en la calidad de la energía (eventos de calidad de la energía) a los consumidores de electricidad? Se desarrolló un enfoque de abajo hacia arriba para evaluar el costo para los consumidores de electricidad de los EE. UU. De las interrupciones de energía y los eventos de calidad de la energía (denominados colectivamente "eventos de confiabilidad"). El enfoque se puede utilizar para ayudar a evaluar los beneficios potenciales de las inversiones para mejorar la confiabilidad de la red. Desarrollamos una nueva estimación basada en información disponible públicamente y evaluamos cómo las incertidumbres en estos datos afectan esta estimación utilizando un análisis de sensibilidad (LaCommare & Eto, 2006).

En el artículo “Quantitative risk assessment; a key to cost-effective SAIFI and SAIDI reduction”, los autores describen los problemas que la empresa de servicios públicos holandesa "Eneco Utrecht" (parte del grupo ENECO) enfrenta en relación a los crecientes riesgos financieros debido al aumento de las fallas de su infraestructura eléctrica obsoleta. El desafío era mitigar estos riesgos de la manera más rentable. KEMA desarrolló una metodología práctica para identificar y clasificar estas medidas sobre la base de la mitigación de riesgo máximo por costos mínimos. La metodología se basó en una evaluación cuantitativa de riesgos (QRA) con aportes de análisis de datos y conocimiento del personal. Los resultados fueron muy alentadores, ya que la metodología estructurada no solo aseguró un uso óptimo de los conocimientos disponibles, sino que también inició una comunicación abierta entre los diferentes departamentos participantes. Además, los resultados cuantificados en algunos casos demostraron que los resultados anticipados eran incorrectos (Kruithof *et al.*, 2005).

En el artículo “Predicting distribution system performance against regulatory reliability standards”, los autores emplean una simulación de Monte Carlo basada en la duración para explorar el impacto previsto de varias normas de confiabilidad de suministro eléctrico en un gran sistema de distribución práctico. También exploran la sensibilidad de las distintas normas a las diferencias en el tamaño del sistema y la tasa de fallos de los componentes (Balijepalli *et al.*, 2004).

En el artículo “Avaliação da confiabilidade em sistemas de distribuição considerando falhas de geração e transmissão”, los autores presentan una nueva metodología para el análisis de la confiabilidad de los sistemas de distribución, en la que se consideran los impactos de los fallos de los sistemas de generación y transmisión. El sistema G&T está representado por una red equivalente ficticia, cuyos parámetros se obtienen mediante una simulación Monte Carlo no secuencial. Esta red equivalente de G&T se conecta al sistema de distribución, que se analiza a continuación mediante la teoría de los conjuntos mínimos de interrupción. Los índices de distribución tradicionales, así como el LOLC (Coste de Pérdida de Carga), se desglosan para cuantificar la contribución de los sistemas de G&T y de distribución en relación con el sistema total. El método propuesto se prueba en un sistema formado por el sistema de generación y transmisión IEEE-RTS, conectado al sistema de distribución IEEE-RBTS. Se discuten los resultados y sus posibles aplicaciones para el nuevo escenario competitivo de los sistemas de energía (Cassula *et al.*, 2003).

En el artículo “Distributed generation impact on reliability and power quality indices”, los autores analizan el impacto de la generación distribuida (GD) en los indicadores de confiabilidad de los sistemas eléctricos de distribución. La GD puede tener un impacto positivo en la fiabilidad a través de un restablecimiento más rápido del sistema tras una falla. La GD también puede mejorar la confiabilidad para el propietario y puede reducir la gravedad de las caídas de tensión cerca de la GD. La GD suele tener un impacto negativo en los índices de confiabilidad debido a los disparos por simpatía, a los cambios necesarios en los ajustes de los dispositivos de sobrecorriente de la compañía eléctrica y al aumento de la quema de fusibles. La empresa de servicios públicos no puede asumir que la GD mejora automáticamente la confiabilidad del sistema, y puede ser necesario tomar medidas para garantizar que la confiabilidad no se degrade realmente para otros clientes (McDermott & Dugan, 2002).

CAPITULO II

PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

2.1. Identificación del problema

En el sector eléctrico los precios de la energía y la potencia son controlados mediante tarifas y las empresas concesionarias de distribución de energía eléctrica sean estatales o privadas buscan obtener el máximo beneficio posible, garantizando para tal efecto, la calidad de los servicios eléctricos bajo la consideración de cuatro aspectos elementales según la Norma Técnica de Calidad de Los Servicios Eléctricos (1997):

- Calidad de producto: tensión, frecuencia y perturbaciones.
- Calidad de suministro: interrupciones.
- Calidad de servicio comercial: trato al cliente, medios de atención.
- Calidad de alumbrado público: deficiencias de alumbrado público.

Queda claro que el negocio eléctrico no es el mantenimiento sino la operación eficiente, el mantenimiento es uno de los pilares en los cuales se debe identificar oportunidades de mejora, siendo la calidad de suministro lo más evidente e inmediato, lo cual es un tema importante para las distribuidoras de energía eléctrica, sino también para la actividad económica nacional, regional, la industria local y la comunidad, siendo estas muy sensibles a la pérdida de continuidad del servicio dada la alta dependencia de energía eléctrica que se tiene en todas las actividades de la vida diaria (Mahdavi *et al.*, 2017).

En el Perú el, el Ministerio de Energía y Minas, a través de la Dirección General de Electricidad (DGE) dictó medidas reglamentarias para fijar estándares mínimos de calidad, aprobando la NTCSE mediante Decreto Supremo N° 020-97-EM y designando al Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (OSINERGMIN), como

autoridad competente para fiscalizar su fiel cumplimiento. Bajo este contexto, el ente regulador evalúa el desempeño de las empresas concesionarias de distribución, utilizando indicadores individuales que se calculan para periodos de control de un semestre, estos indicadores miden el número total de interrupciones por cliente por semestre (N), la duración ponderada de interrupciones por cliente (D) y la energía teórica no suministrada (ENS) a consecuencia de ellas.

Adicionalmente a lo dispuesto por La Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos, el OSINERGMIN como parte de sus funciones de fiscalización del sector eléctrico, estableció el “Procedimiento para la Supervisión de la Operación de los Sistemas Eléctricos” a nivel nacional a través de los indicadores globales SAIDI y SAIFI, aprobado por Resolución de Consejo Directivo OSINERG N° 074-2004-OS/CD. Este procedimiento de supervisión permite que el ente fiscalizador evalúe el desempeño de las empresas concesionarias en relación a la operación de sus instalaciones de suministro, así como disponer la implementación de acciones de mejora continua para cumplir los estándares de calidad de suministro.

Existen diversas maneras para reducir las interrupciones y por ende mejorar la calidad de suministro, una de ellas, y al mismo tiempo la más difundida en el mundo, es el uso de técnicas de mantenimiento empleando trabajos con tensión en redes primarias, el cual se aplica sin la necesidad de restringir la continuidad del suministro de energía eléctrica.

El presente estudio se realizará en los 9 alimentadores radiales de media tensión de la subestación de transmisión Juliaca que corresponden a los Sistemas Eléctricos SE0025 Juliaca y SE0238 Juliaca Rural. La empresa Electro Puno S.A.A. registró compensaciones económicas de S/ 1 238 072.57 por mala calidad de suministro durante el año 2018, de lo cual el 28.97% que es S/ 358 730.22 corresponde a los Sistemas Eléctricos Juliaca y Juliaca Rural, como consecuencia de un desempeño deficiente respecto a la calidad de suministro al transgredir las tolerancias establecidas por La Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos.

Durante el 2018 la empresa Electro Puno S.A.A. presentó valores de SAIFI igual a 13.30 fallas/usuario-año y SAIDI igual a 15.64 horas /usuario-año, excediendo las tolerancias SAIFI EN 3.10% y SAIDI en 0.26%.

2.2. Enunciados del problema

2.2.1. Problema general

¿El uso de técnicas de mantenimiento empleando trabajos con tensión tendrá un impacto positivo en la mejora de los indicadores SAIDI y SAIFI en la empresa distribuidora Electro Puno S.A.A.?

2.2.2. Problemas específicos

- ¿Cuánto es el costo del uso de técnicas de mantenimiento empleando trabajos con tensión para la mejora de los indicadores SAIDI y SAIFI en la empresa distribuidora Electro Puno S.A.A.?
- ¿Cuáles son los beneficios del uso de técnicas de mantenimiento empleando trabajos con tensión para la mejora de los indicadores SAIDI y SAIFI en la empresa distribuidora Electro Puno S.A.A.?

2.3. Justificación

2.3.1. Justificación y relevancia

La calidad del servicio suministrada a los clientes se representa en los indicadores SAIDI y SAIFI, los cuales comprenden la duración y frecuencia media de las interrupciones por usuario del servicio eléctrico dentro del área de concesión. Estas cifras son calculadas utilizando la información de las operaciones que fueron declaradas al OSINERGMIN, como parte del proceso de fiscalización, mediante una muestra representativa en un periodo determinado, excluyendo las interrupciones producidas por fuerza mayor y por responsabilidad de terceros (Lovrencic *et al.*, 2019).

2.3.2. Justificación técnica

La investigación se fundamenta en la utilización de procedimientos y técnicas de recolección de datos entre ellas el histórico de operaciones de mantenimiento y reparaciones, el cual permitirá obtener información documental y empírica sobre las variables de investigación.

Tabla 12

Histórico de indicadores de calidad de suministro de Electro Puno S.A.A.

Indicadores de calidad	2013	2014	2015	2016	2017	2018
SAIDI	14.10	16.10	22.30	16.60	13.49	15.64
SAIFI	8.70	11.10	13.60	11.50	9.33	13.30

Fuente: (Electro Puno S.A.A., 2018)

En el año 2018 el indicador SAIDI ha aumentado en 13.75% con respecto al SAIDI del año 2017, mientras que el indicador SAIFI ha aumentado en 29.85% con respecto SAIFI del año 2017.

2.3.3. Justificación económica

Con el uso de técnicas de mantenimiento empleando trabajos con tensión se tendrá:

- Menores costos de operación y mantenimiento.
- Menores compensaciones.
- Mayores ventas de energía.
- Mayores utilidades.

2.3.4. Justificación social

Con el uso de técnicas de mantenimiento empleando trabajos con tensión aumenta la venta de energía reduciendo los tiempos de corte por mantenimientos o por emergencias en la red de media tensión. La empresa concesionaria busca que la energía que recibe del sistema de transmisión principal y secundaria sea vendida al usuario final (en baja tensión o media tensión) y como consecuencia recibir el precio regulado de la energía. Sin embargo se puede afirmar que la energía no siempre se entrega al usuario final debido a muchas posibles causas como son un corte no programado o un corte por emergencia y esto no es sino una pérdida de productividad, también al hacer el mantenimiento en línea o en el circuito se producen cortes en el suministro de energía, ahora bien si se puede realizar actividades de mantenimiento con trabajos con tensión se evita el corte y se mantiene los indicadores SAIDI y SAIFI invariables y es posible reducir los cortes no programados (Padilla, 2012).

2.4. Objetivos

2.4.1. Objetivo general

Evaluar el uso de técnicas de mantenimiento empleando trabajos con tensión para la mejora de los indicadores SAIDI y SAIFI en la empresa distribuidora Electro Puno S.A.A.

2.4.2. Objetivos específicos

- Determinar los costos del uso de técnicas de mantenimiento empleando trabajos con tensión para la mejora de los indicadores SAIDI y SAIFI en la empresa distribuidora Electro Puno S.A.A.
- Identificar los beneficios del uso de técnicas de mantenimiento empleando trabajos con tensión para la mejora de los indicadores SAIDI y SAIFI en la empresa distribuidora Electro Puno S.A.A.

2.5. Hipótesis

2.5.1. Hipótesis general

El uso de técnicas de mantenimiento empleando trabajos con tensión permitirá la mejora de los indicadores SAIDI y SAIFI en la empresa distribuidora Electro Puno S.A.A.

2.5.2. Hipótesis específicas

- Al determinar los costos del uso de técnicas de mantenimiento empleando trabajos con tensión se establecerá su factibilidad para la mejora de los indicadores SAIDI y SAIFI en la empresa Electro Puno S.A.A.
- Con el uso de técnicas de mantenimiento empleando trabajos con tensión y la mejora de los indicadores SAIDI y SAIFI se tendrá beneficios en la empresa Electro Puno S.A.A.

CAPITULO III

MATERIALES Y MÉTODOS

3.1. Lugar de estudio

El lugar objeto de estudio de la presente investigación será el área de concesión de la Empresa Electro Puno S.A.A, ubicada en la región Puno, creada por escisión del bloque patrimonial de la Gerencia Sub Regional de Electro Sur Este S.A.A.

3.1.1. Características de la zona

3.1.1.1. Ámbito de estudio

El presente trabajo de investigación se realizó en la región Puno, el año de estudio fue el 2018; los datos analizados provienen de OSINERGMIN y Electro Puno S.A.A., que son los organismos involucrados en la prestación del servicio eléctrico en la región Puno.

3.1.1.2. Ubicación geográfica

La región Puno está ubicada en la sierra sudoeste del Perú, en la meseta del Collao. Se ubica en las siguientes coordenadas geográficas:

Latitud Sur	: 13°00'66"00" y 17°17'30"
Latitud Oeste	: 71°06'57" y 68°48'46"
Altitud media	: 3800 msnm

3.1.1.3. Ubicación política y límites

La región de Puno limita por el sur con la región Tacna y la Región Moquegua, por el norte con la región Madre de Dios, por el oeste con la República de Bolivia y por el este con las regiones de Cusco y Arequipa.

Tabla 13

Límites de la Región Puno

Oeste: República de Bolivia	Norte: Región Madre de Dios	Este: Región Arequipa y Región Cusco
	Sur: Región Tacna y Región Moquegua.	

Fuente: (INEI, 2018)

3.1.2. Empresa distribuidora Electro Puno S.A.A.

Electro Puno S.A.A. es una empresa concesionaria de distribución de energía eléctrica, inscrita en la Oficina Registral Regional José Carlos Mariátegui – Oficina Puno, el 28 de octubre de 1999 en el tomo N° 74, asiento N° 21742 y ficha N° 1467 y con partida electrónica de continuación N° 11001306, iniciando sus operaciones el día 01 de noviembre de 1999 según la memoria anual de Electro Puno S.A.A. (2018).

Electro Puno S.A.A. tiene el rol de proveer el servicio de energía eléctrica a los consumidores actuales y potenciales en su área de concesión dentro de la región de Puno, garantizando la efectividad de su distribución y comercialización, bajo criterios de eficiencia económica, viabilidad financiera, calidad y confiabilidad de servicio, en atención a las necesidades actuales y futuras de los clientes, así como una política de precios competitivos.

Electro Puno S.A.A. tiene por visión ser reconocido como la empresa más eficiente y responsable de la región, brindando un servicio de calidad en el suministro de energía eléctrica.

Electro Puno S.A.A. tiene por misión satisfacer las necesidades de energía eléctrica de sus clientes, con innovación tecnológica, mejora continua y compromiso, aprovechando las sinergias corporativas; promoviendo la superación de sus colaboradores, generando valor y contribuyendo al desarrollo sostenible del país y la región Puno.

Electro Puno S.A.A. realiza la compra de energía eléctrica en barra de las diferentes generadoras que pertenecen al Sistema Interconectado Nacional (SEIN) a través de las Sub Estaciones Eléctricas de transmisión ubicadas en las ciudades de Azángaro, Ayaviri, Juliaca y Puno según la memoria anual de Electro Puno S.A.A. (2018).

También tiene sistemas de generación, transmisión y sistemas de distribución. Para el caso del presente proyecto de investigación solo las redes primarias de los sistemas de distribución serán materia de estudio.

3.1.3. Sistemas de generación

Electro Puno S.A.A. opera con 2 grupos hidráulicos (dos de 1.20 MW), instalados en la Central Hidroeléctrica de Chijisia, provincia de Sandia.

3.1.4. Sistemas de transmisión

Electro Puno S.A.A. cuenta con líneas de subtransmisión de 60 kV, en una extensión de 350.72 km ubicados en los tramos de Juliaca - Puno y Puno – Ilave – Pomata (Anexo 6).

Tabla 14

Sistemas de transmisión de Electro Puno S.A.A.

Item	Código	Barra inicio	Barra fin	Tensión (KV)	Longitud (Km)
1	L-0639	Puno	Bellavista	60	2.95
2	L-0638	Puno	Pomata	60	103.50
3	L-6002	Juliaca	Bellavista	60	37.50
4	L-6021	Azángaro	Antauta	60	83.80
5	L-6024	Azángaro	Putina	60	39.85
6	L-6025	Putina	Ananea	60	49.38
7	L-6026	Putina	Huancané	60	33.74
Longitud total de las líneas de transmisión (km)					350.72

Fuente: (Electro Puno S.A.A., 2018)

3.1.5. Sistemas de distribución

Electro Puno S.A.A. cuenta con cuatro centros de transformación de potencia: uno de 60/10 kV; tres de 60/22.9 kV. Estos centros de transformación se encuentran ubicados en Puno, Ilave, Pomata y Antauta respectivamente.

Además, Electro Puno S.A.A. cuenta con 9 039 transformadores de distribución, 12 460 km de redes primarias y 20 141 km en redes secundarias, calificadas en los sectores típicos II, III, IV, V, VI y SER (Juliaca, Azángaro, Ayaviri, Antauta, Puno e Ilave). La evolución en los últimos años se detalla en la tabla 14.

Tabla 15

Características del sistema de distribución de Electro Puno S.A.A.

Redes y subestaciones	2014	2015	2016	2017	2018
Redes de media tensión (km)	7886	10412	10800	12002	12460
Red aérea (km)	7874	10397	10785	11986	12443
Red subterránea (km)	12	15	15	16	17
Equipos de protección (und)	2401	3403	3541	4405	4712
Redes de baja tensión (km)	12314	12985	13443	15280	20141
Red aérea (km)	12308	12979	13437	15271	20130
Servicio particular (km)	9413	10084	10542	12880	16042
Alumbrado público (km)	2895	2895	2895	4167	4088
Red subterránea (km)	6	6	6	9	11
Servicio particular (km)	3	3	3	4	5
Alumbrado público (km)	3	3	3	5	6
Luminarias (und)	59654	62016	63341	85723	88138
Subestaciones de distribución (und)	6437	7255	7628	8588	9039
Monoposte (und)	4425	5135	5488	6822	7224
Biposte (und)	1886	1895	1906	1499	1528
Convencional (und)	114	213	222	255	275
Elevador 10/22.9 kV (und)	12	12	12	12	12

Fuente: (Electro Puno S.A.A., 2018)

El presente trabajo de investigación se centra en el sistema eléctrico de media tensión porque es la parte medular de la distribución de energía y porque a través de ella se

atiende demandas mayores a las que se puede atender en baja tensión, además de que transporta la energía eléctrica a medias distancias, debiendo mantener la calidad de producto y calidad de suministro para los usuarios finales de acuerdo a la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos aprobada por el Decreto Supremo N° 007-2017-EM.

3.1.6. Área de concesión

De acuerdo a la ley de Concesiones Eléctricas y su Reglamento, la Concesión otorgada a Electro Puno S.A.A. se efectuó mediante Resolución Suprema N° 106-2000-EM de fecha 07 de diciembre del 2000, la misma que ha sido actualizada mediante Resolución Suprema N° 051-2006-EM y que está distribuida en diez sistemas eléctricos (urbano – rural), además se cuenta también con seis sistemas eléctricos rurales (SER) (Anexo 2).

Tabla 16

Sistemas Eléctricos de Electro Puno S.A.A.

N°	Código	Sistema Eléctrico	Sector Típico	Área de influencia (AMT)	Barra de Compra
1	SE0025	Juliaca	2	Juliaca (5004, 5005, 5006, 5008, 5010A)	Juliaca 10 kV
2	SE0238	Juliaca Rural	6	Juliaca (5007, 5009, 5010, 5011)	Juliaca 22.9 kV
3	SR0124	SER001 Juliaca	R	-	
4	SE0239	Puno Baja Densidad	5	Puno (0105, 0106)	Puno 22.9 kV
5	SE0026	Puno	2	Puno (0102, 0103, 0104, 0201, 0202)	
6	SR0125	SER002 Puno	R	-	Puno 60 kV
7	SE0030	Ilave-Pomata	6	Ilave (1001, 1002, 1003) Pomata (2001, 2002, 2003, 2004)	
8	SE0027	Azángaro	3	Azángaro (3001, 3003, 3004, 3005, 3006, 3007, 7501, 7502)	Azángaro 22.9 kV
9	SE0237	Azángaro Rural	5	Huancané (8001, 8002)	
10	SR0122	SER003 Azángaro	R	-	
11	SE0028	Antauta	4	Antauta (9001, 9002)	Azángaro 60 kV
12	SR0135	SER006 Antauta	R	-	
13	SE0029	Ayaviri	4	Ayaviri (6001, 6002, 6003, 6004)	Ayaviri 10 kV
14	SR0123	SER004 Ayaviri	R	-	Ayaviri 22.9 kV
15	SE0220	San Gabán	5	San Gabán (9501)	
16	SR0292	SER007 San Gabán	R	-	San Gabán 22.9 kV

Fuente: (Electro Puno S.A.A., 2018)

El crecimiento en la longitud de redes de distribución, la cantidad de sub estaciones de distribución en redes de media, baja tensión y alumbrado público con luminarias, reflejan el incremento de la demanda y de los clientes de Electro Puno. S.A.A. Al cierre del ejercicio 2018 se han incrementado, teniendo como resultado en redes de media tensión un incremento del 3.82% y en redes de baja tensión un incremento del 31.81%, así mismo la cantidad de sub estaciones de distribución se han incrementado en un 5.25% con respecto al ejercicio del año 2017 según la memoria anual de Electro Puno S.A.A. (2018).

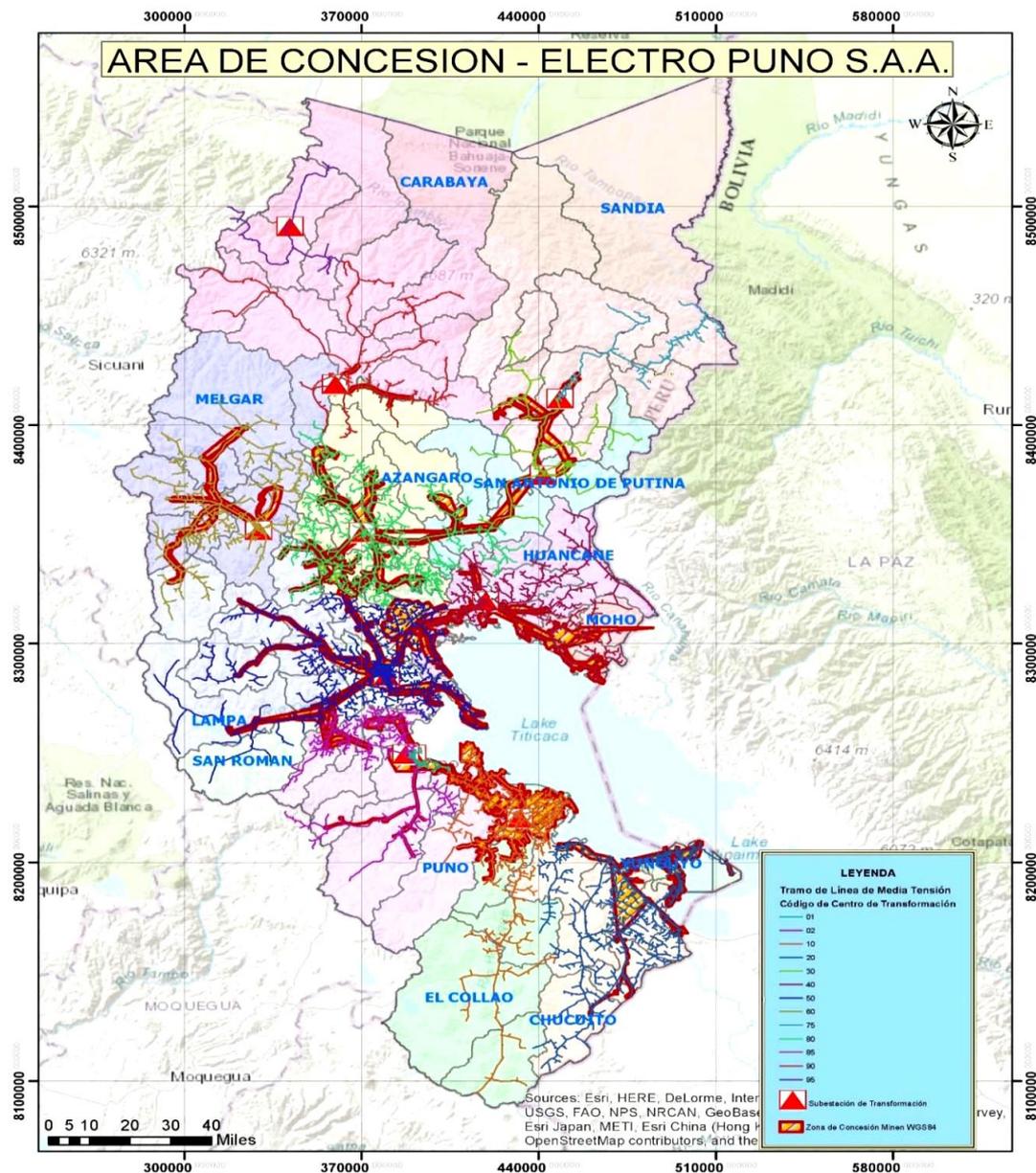


Figura 10. Área de Concesión de Electro Puno S.A.A.
Fuente: (Electro Puno S.A.A., 2018)

3.2. Población

La población es la base de datos de las interrupciones de los sistemas eléctricos de distribución en media tensión de la empresa Electro Puno S.A.A.

3.3. Muestra

Es una toma muestral de la estadística de las interrupciones de los alimentadores en media tensión de la subestación de transmisión Juliaca correspondientes a los Sistemas Eléctricos SE0025 Juliaca y SE0238 Juliaca Rural.

3.4. Método de investigación

La presente investigación es aplicada, pre experimental, pues analiza el comportamiento de los alimentadores en media tensión de la empresa Electro Puno S.A.A., antes y después de aplicar el mantenimiento en la red de distribución primaria con técnicas de trabajos con tensión.

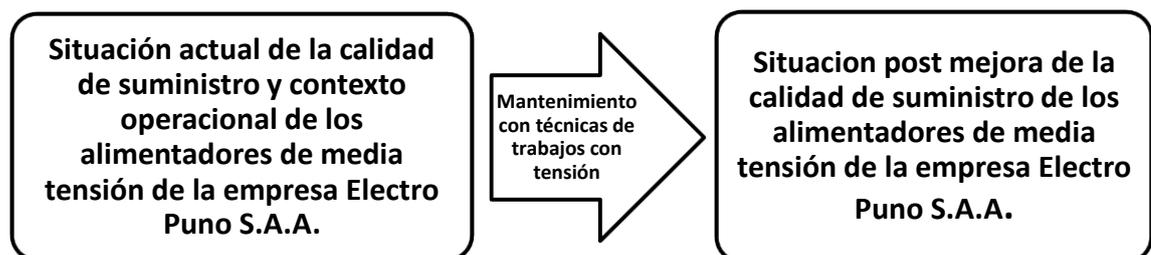


Figura 11. Representación del diseño de investigación

En consecuencia, para el desarrollo de la investigación se plantean las siguientes etapas:

- Recopilación de datos de los registros de interrupciones de todos los alimentadores en media tensión del área de Operaciones y Mantenimiento de la empresa Electro Puno S.A.A.
- Evaluación y selección de los alimentadores en media tensión de mayor criticidad para el mejoramiento de la calidad de suministro en la empresa Electro Puno S.A.A.
- Cuantificación de los trabajos de mantenimiento correctivo y mantenimiento preventivo.
- Elaboración del programa de mantenimiento de líneas energizadas teniendo como entrada los alimentadores en media tensión críticos.

- Reevaluación del alimentador en media tensión.
- Análisis de costos.

3.4.1. Tipo de investigación

El tipo de la investigación es investigación aplicada, a través de la investigación exploratoria, mediante la cual se recopiló información y datos sobre los trabajos realizados en línea viva o con tensión que permitió documentar los factores de riesgo, condiciones de trabajo y tipos de mantenimiento. También se empleó la investigación descriptiva para describir las condiciones de control que se realizan durante las actividades de mantenimiento en línea con tensión.

Usando estas técnicas de trabajo y aplicándolas en el sistema de distribución peruano, específicamente a la realidad de la empresa Electro Puno S.A.A. y sus sistemas en media tensión, se pretende encontrar solución al problema planteado en la presente tesis.

3.4.2. Nivel de investigación

La investigación es de nivel descriptivo y explicativo con un profundo análisis, en la cual se examinó la actual política de mantenimiento que tiene la empresa Electro Puno S.A.A. a nivel de los sistemas de media tensión a fin de demostrar la necesidad de una mejora en los indicadores de SAIDI y SAIFI aplicando técnicas de mantenimiento de trabajos con tensión.

3.4.3. Variables

3.4.3.1. Variable independiente

Técnicas de mantenimiento con trabajos con tensión.

3.4.3.2. Variable dependiente

Calidad de suministro eléctrico

3.4.3.3. Operacionalización de las variables

En la tabla 17 se muestra la conformación de las variables que forman el problema de investigación. Estas variables se dividen en dependiente e independiente, cada

una tiene una definición conceptual y operacional, indicadores y unidades de medida.

Tabla 17

Operacionalización de variables

Tipo de variable	variables	Definición conceptual	Definición operacional	indicadores	Unidad de medida
Independiente	Técnicas de mantenimiento con trabajos con tensión	Comprende los trabajos realizados sobre circuitos o aparatos con tensión de funcionamiento en sistemas de media tensión	Mantenimiento correctivo Mantenimiento preventivo Mantenimiento predictivo	Planes de acción	- Cero accidentes - Norma técnica de calidad de servicio eléctrico - Costos óptimos
Dependiente	Calidad de suministro eléctrico	La calidad del suministro se expresa en función de la continuidad del servicio eléctrico a los clientes, es decir, de acuerdo a las interrupciones del servicio.	Energía dejada de vender a consecuencia de las interrupciones en los alimentadores de media tensión; por lo tanto, surge las compensaciones económicas al usuario final por mala calidad de suministro.	SAIDI Duración Media de Interrupción por Usuario SAIFI Frecuencia Media de Interrupciones por Usuario	t: Duración de cada interrupción u: Número de usuarios afectados en cada interrupción n: Número de interrupciones del periodo N: Número de usuarios del sistema eléctrico o concesionaria al final del periodo, según corresponda

3.5. Descripción detallada de métodos por objetivos específicos

La aplicación de los métodos por objetivos específicos se realizó de la siguiente manera:

Se recolectó información histórica de las interrupciones ocurridas en el sistema eléctrico de distribución de media tensión durante el primer y segundo semestre del 2018, los cuales fueron registrados por el Centro de Operaciones y Mantenimiento en el reporte de interrupciones mensual de los sistemas eléctricos de la empresa Electro Puno S.A.A.

En la tabla 18 se resume los métodos aplicados por objetivos específicos, así como la fuente de información y las herramientas utilizadas para el desarrollo de los métodos que fueron necesarios para el desarrollo de la presente investigación.

Tabla 18

Técnicas e instrumentos de recolección de datos

Objetivo específico	Fuente	Método	Herramienta
Determinar los costos del uso de técnicas de mantenimiento con trabajos con tensión para la mejora de los indicadores SAIDI y SAIFI.	Registro histórico de interrupciones de los alimentadores de la SET Juliaca.	-Análisis de costos unitarios de las actividades de mantenimiento -Costos de herramientas y de equipos.	-Hoja de cálculo Excel -Google Earth y ArcMap 10.5
Cuantificar los beneficios del uso de técnicas de mantenimiento con trabajos con tensión para la mejora de los indicadores SAIDI y SAIFI.	Registro histórico de interrupciones de los alimentadores de la SET Juliaca.	-Análisis comparativo de los costos y beneficios del antes y después de la aplicación de técnicas de mantenimiento empleando trabajos con tensión	-Hoja de cálculo Excel

3.5.1. Unidades de información

Como data y para el análisis estadístico se empleó la información del historial de interrupciones de todos los sistemas eléctricos del año 2018 de la empresa Electro Puno S.A.A., también la información de los trabajos realizados en las interrupciones de las redes de media tensión de Electro Puno S.A.A. En la tabla 19 se muestra el total de interrupciones del año en mención.

Los trabajos realizados se clasificaron en dos categorías: mantenimientos preventivos y mantenimientos correctivos. Dentro de cada uno de las categorías existen una variedad de trabajos hechos los cuales van desde el cambio de un seccionamiento en tensión hasta el retiro de una estructura completa en tensión.

Cada actividad tiene un costo cuando se realiza con corte y sin corte del suministro eléctrico. A estas actividades se les asigno un precio y un código asociado que va desde EA01 a EA13.

También se consideró el costo que es tener una cuadrilla especializada para realizar trabajos con tensión o trabajos en caliente. El costo de contar con una cuadrilla para mantenimiento especializado en tensión se analizó en dos escenarios: A) el formar una cuadrilla propia cuyos costos de planilla y equipamiento sea asumida por la empresa concesionaria y B) el licitar el servicio de un tercero para que realice las actividades de mantenimiento con trabajos con tensión bajo contrato (Padilla, 2019).

La mala calidad de suministro eléctrico en los alimentadores MT trae como consecuencia compensaciones que son asignadas por el ente regulador y que son asumidas por la empresa concesionaria. Se tiene como data los montos de las compensaciones pagadas por Electro Puno S.A.A. Las compensaciones por calidad de suministro se tomarán como data de referencia para la validación de los dos objetivos planteados en la investigación, como son el costo y el beneficio del uso técnicas de mantenimiento empleando trabajos con tensión en la empresa Electro Puno S.A.A.

3.5.2. Historial de interrupciones del 2018 de la empresa Electro Puno S.A.A.

En la tabla 19 se muestra el resumen del registro histórico de interrupciones acontecidas dentro de la concesión de la empresa Electro Puno S.A.A. durante el año 2018. En el cuadro se clasifica las interrupciones por sistema eléctrico, dividido a su vez por la causa de la interrupción que está clasificado por fenómenos naturales, otras empresas, propias e interrupciones por terceros. La cantidad total de interrupciones en el área de concesión de Electro Puno S.A.A. es 4436 interrupciones en el 2018.

Tabla 19

Interrupciones de suministro eléctrico de Electro Puno S.A.A. 2018

Sistema Eléctrico	Causa de la Interrupción	Cantidad de Interrupciones	Cantidad de Interrupción por Sistema Eléctrico	Porcentaje por Sistema Eléctrico (%)	Porcentaje por Causa de Interrupción (%)
SE - Juliaca	Fen. Naturales	235	447	10.08	5.30
	Otras Emp.	3			0.07
	Propias	169			3.81
	Terceros	40			0.90
SE - Puno	Fen. Naturales	0	17	0.36	0.00
	Otras Emp.	2			0.05
	Propias	14			0.32
	Terceros	0			0.00
SE - Azángaro	Fen. Naturales	385	507	11.43	8.68
	Otras Emp.	11			0.25
	Propias	102			2.30
	Terceros	9			0.20
SE - Antauta	Fen. Naturales	92	121	2.73	2.07
	Otras Emp.	5			0.11
	Propias	22			0.50
	Terceros	2			0.05
SE - Ayaviri	Fen. Naturales	84	129	2.91	1.89
	Otras Emp.	11			0.25
	Propias	32			0.72
	Terceros	2			0.05
SE - Ilave-Pomata	Fen. Naturales	585	676	15.24	13.19
	Otras Emp.	5			0.11
	Propias	82			1.85
	Terceros	4			0.09
SE - San Gabán	Fen. Naturales	68	94	2.12	1.53
	Otras Emp.	4			0.09
	Propias	17			0.38
	Terceros	5			0.11
SE - Azángaro Rural	Fen. Naturales	250	290	6.54	5.64
	Otras Emp.	6			0.14
	Propias	34			0.77
	Terceros	0			0.00
SE - Juliaca Rural	Fen. Naturales	1524	1876	42.29	34.36
	Otras Emp.	7			0.16
	Propias	309			6.97
	Terceros	36			0.81
SE - Puno Baja Densidad	Fen. Naturales	226	280	6.31	5.09
	Otras Emp.	0			0.00
	Propias	53			1.19
	Terceros	1			0.02
TOTAL		4436	4436	100	100

Fuente: Electro Puno S.A.A. (2018)

Tabla 20

Interrupciones de Electro Puno S.A.A. por causa de interrupción

Año	Causa de Interrupción	Cantidad de Interrupción por Causa	Porcentaje (%)
2018	Fenómenos naturales	3449	77.75
	Otras empresas eléctricas	54	1.22
	Propias	843	18.80
	Terceros	99	2.23
	Total	4436	100

Fuente: (Electro Puno S.A.A., 2018)

De la tabla 19 se infiere que el 34.4% del total de interrupciones del año 2018 sucedieron en el sistema eléctrico Juliaca Rural debido a fenómenos naturales con un total de 1524 interrupciones, siendo Juliaca Rural el sistema eléctrico con mayor incidencia de interrupciones por fenómenos naturales, seguido del sistema eléctrico Ilave-Pomata con 13.2% que son 585 interrupciones.

De la tabla 19 se infiere que los sistemas eléctricos con mayores porcentajes de interrupciones por causas propias son los sistemas de Juliaca Rural con 7.0% que son 309 interrupciones y Juliaca con 3.8% que son 169 interrupciones.

De la tabla 20 se observa que las interrupciones ocasionadas por otras empresas eléctricas es apenas el 1.2% y las interrupciones ocasionadas por terceros es el 2.2% que son 54 y 99 fallas respectivamente. Las interrupciones por fenómenos naturales representan el 77.7% del total de las interrupciones de Electro Puno S.A.A. del año 2018 con un total de 3449 interrupciones. Las interrupciones propias de Electro Puno S.A.A. son el 18.8% con un total de 843 interrupciones durante todo el 2018.

3.5.2.1. Cantidad de interrupciones por mes

Para comprender la tendencia de las interrupciones ocurridas durante el 2018 se discriminó la cantidad de interrupciones ocurridas por mes, de enero a diciembre.

Tabla 21

Cantidad Total de Interrupciones por Meses en Electro Puno S.A.A.

Interrupciones por Mes en el 2018 – Electro Puno S.A.A.			
Año	Mes	Cantidad de Interrupciones	Porcentaje (%)
2018	Enero	384	8.66
	Febrero	345	7.78
	Marzo	476	10.73
	Abril	304	6.85
	Mayo	251	5.66
	Junio	286	6.45
	Julio	249	5.61
	Agosto	206	4.64
	Setiembre	263	5.93
	Octubre	542	12.22
	Noviembre	480	10.82
	Diciembre	650	14.65
TOTAL		4436	100.00

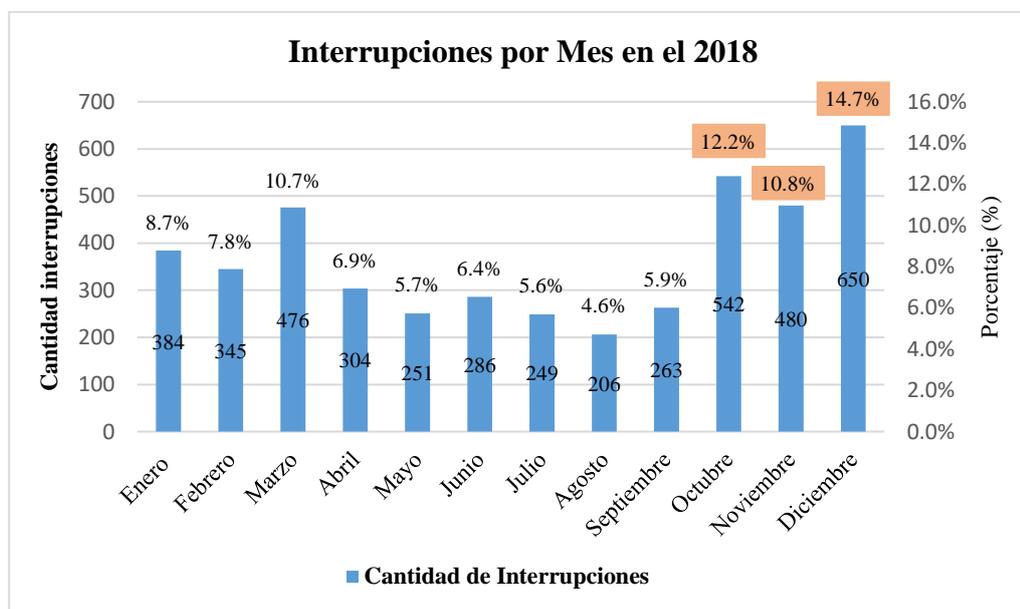


Figura 13. Interrupciones por mes 2018

En la tabla 21 se aprecia que los meses con mayor cantidad de interrupciones fueron los últimos tres meses del año de estudio, siendo diciembre el mes con más interrupciones con un total de 650 interrupciones que es el 14.7% del total de interrupciones del año 2018.

3.5.2.2. Interrupciones por nivel de tensión por sistema eléctrico

En la evaluación de las interrupciones, para un correcto análisis es necesario saber el origen de las interrupciones por nivel de tensión, para lo cual en la tabla 22 se clasifica las interrupciones por su origen en distribución, transmisión y generación por sistemas eléctricos.

Tabla 22

Interrupciones por nivel de tensión

Interrupciones por Nivel de Tensión por Sistema Eléctrico – Electro Puno S.A.A.				
Año	Sistema Eléctrico	Nivel de Interrupción	Cantidad de Interrupciones	Porcentaje (%)
2018	SE0025 – Juliaca	Distribución	445	10.03
		Transmisión	2	0.05
	SE0026 – Puno	Distribución	11	0.25
		Transmisión	5	0.11
	SE0027 – Azángaro	Distribución	418	9.42
		Transmisión	89	2.01
	SE0028 – Antauta	Distribución	90	2.03
		Transmisión	31	0.70
	SE0029 – Ayaviri	Distribución	118	2.66
		Transmisión	11	0.25
	SE0030 – Ilave-Pomata	Distribución	656	14.79
		Generación	4	0.09
		Transmisión	16	0.36
	SE0220 – San Gaban	Distribución	91	2.05
		Generación	2	0.05
		Transmisión	1	0.02
	SE0237 – Azángaro Rural	Distribución	288	6.49
		Transmisión	2	0.05
	SE0238 – Juliaca Rural	Distribución	1786	40.26
		Transmisión	90	2.03
SE0239 – Puno BD	Distribución	280	6.31	
	Transmisión	0	0.00	
TOTAL			4436	100

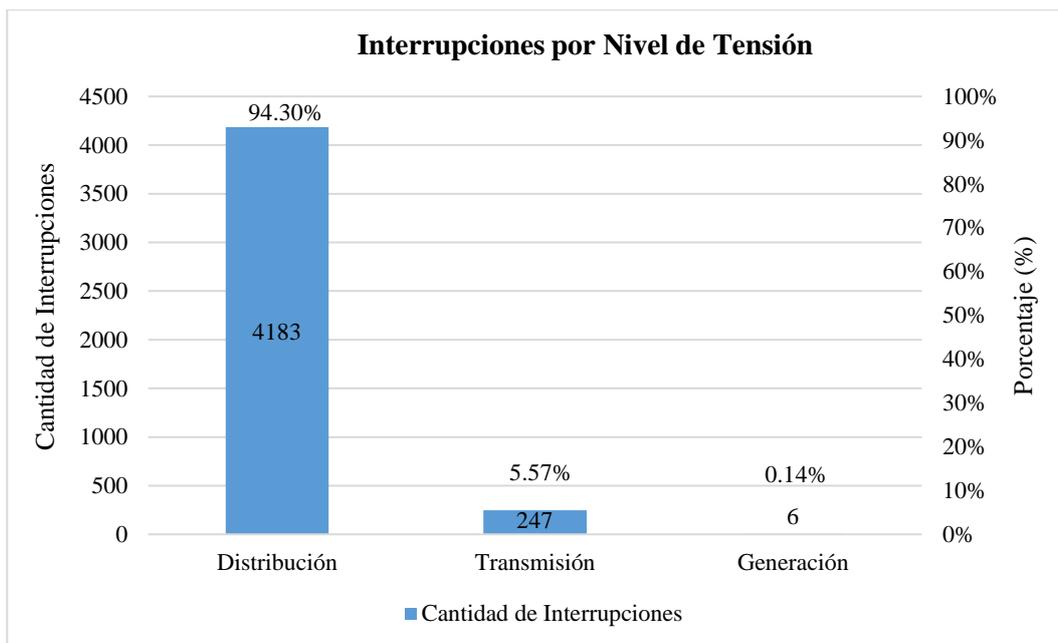


Figura 14. Interrupciones por nivel de tensión

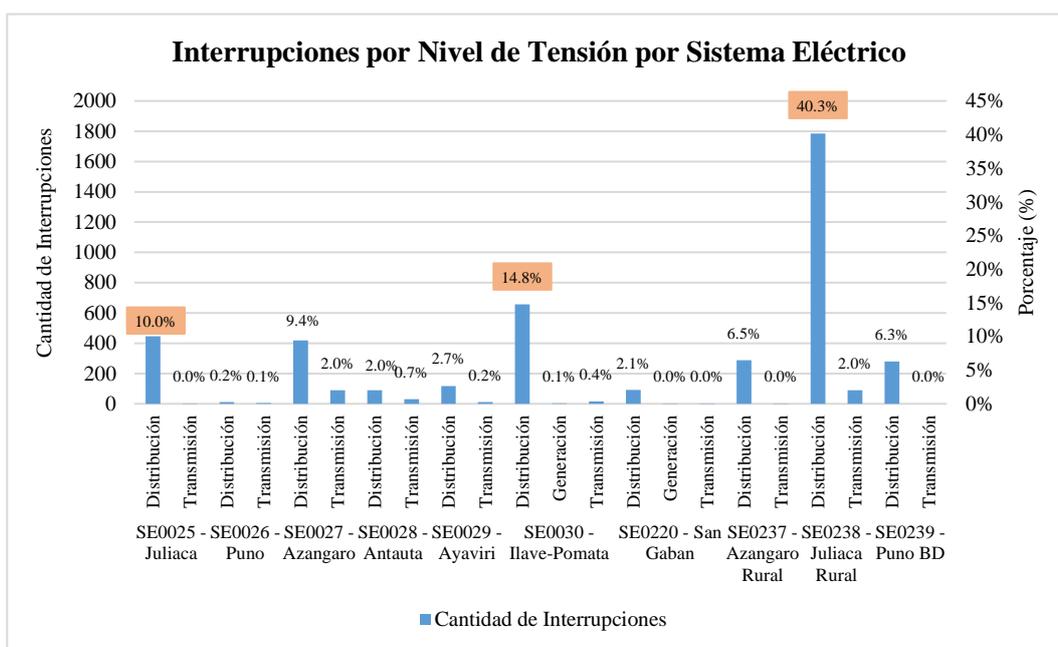


Figura 15. Interrupciones por nivel de tensión por sistema eléctrico

La clasificación de las interrupciones visto en la tabla 22 da un claro panorama del origen de las interrupciones por nivel de tensión tanto en distribución, transmisión y generación.

En la figura 14 se observa que las interrupciones con un origen en los sistemas de distribución son el 94.30% con 4183 interrupciones, las interrupciones con un origen en transmisión representan el 5.57% con 247 interrupciones y las

interrupciones con un origen en generación representan el 0.14% con 6 interrupciones.

En la tabla 22 se aprecia que la mayor cantidad de interrupciones originadas en distribución están en el sistema eléctrico Juliaca Rural con 40.3% del total de interrupciones seguido del sistema eléctrico Ilave-Pomata con 14.8% y Juliaca con el 10.0% del total de interrupciones.

3.5.2.3. Interrupciones programadas y no programadas por sistema eléctrico

Del total de interrupciones registradas en Electro Puno S.A.A. durante el año 2018, para tener una mejor apreciación de la naturaleza de estas, se las clasifico en dos en dos grupos importantes que son programadas y no programadas.

Tabla 23

Interrupciones programadas y no programadas

Interrupciones Programas y no Programadas por Sistema Eléctrico				
Año	Sistema Eléctrico	Tipo Interrupción	Cantidad de Interrupciones	Porcentaje (%)
2018	SE0025 - Juliaca	No programada	409	9.22
		Programada	31	0.70
	SE0026 - Puno	No programada	5	0.11
		Programada	11	0.25
	SE0027 - Azángaro	No programada	446	10.05
		Programada	61	1.38
	SE0028 - Antauta	No programada	99	2.23
		Programada	22	0.50
	SE0029 - Ayaviri	No programada	106	2.39
		Programada	23	0.52
	SE0030 - Ilave-Pomata	No programada	607	13.68
		Programada	69	1.56
	SE0220 - San Gaban	No programada	82	1.85
		Programada	12	0.27
	SE0237 - Azángaro Rural	No programada	259	5.84
		Programada	31	0.70
	SE0238 - Juliaca Rural	No programada	1781	40.15
		Programada	102	2.30
	SE0239 - Puno BD	No programada	249	5.61
		Programada	31	0.70
TOTAL			4436	100

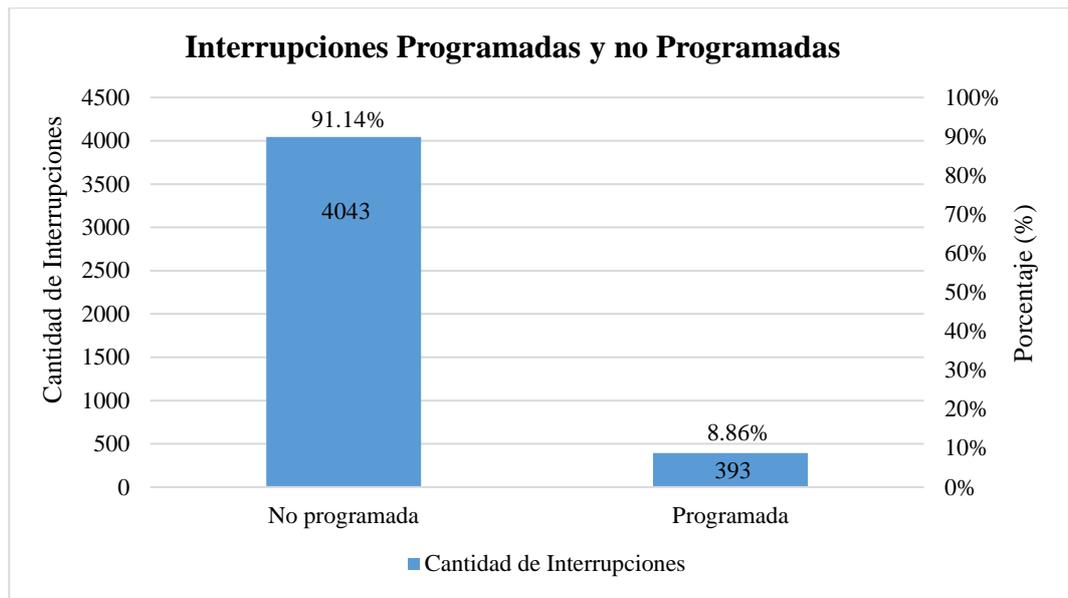


Figura 16. Interrupciones programadas y no programadas en Electro Puno

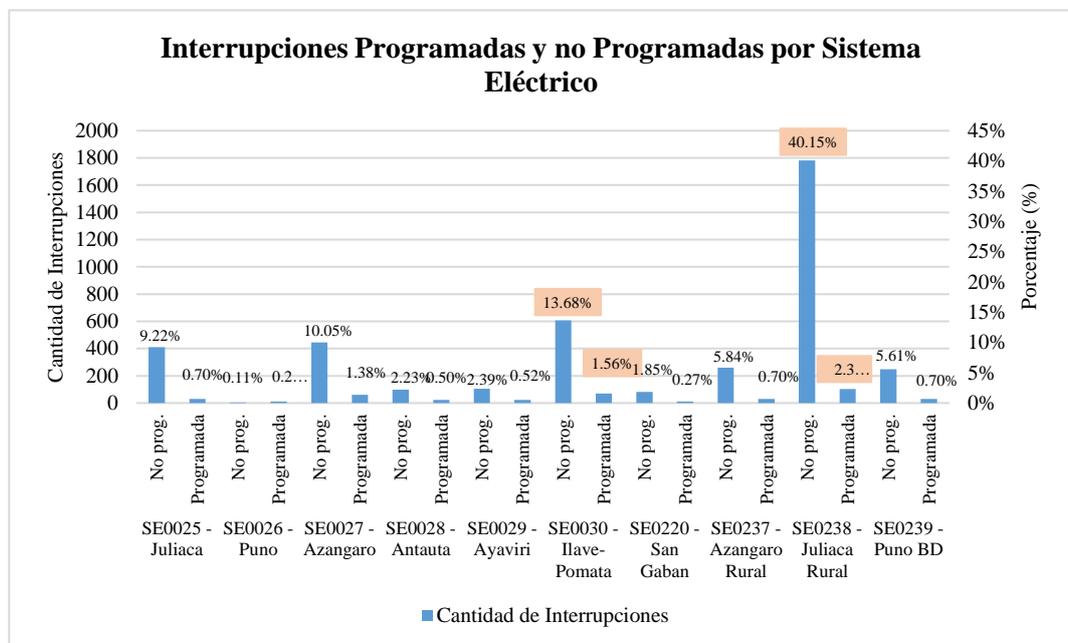


Figura 17. Interrupciones programadas y no programadas por sistema eléctrico

De la tabla 23 se infiere que Juliaca Rural es el sistema eléctrico con el mayor porcentaje de interrupciones programadas y no programadas del total de interrupciones de Electro Puno S.A.A. del 2018, con un 40.15% y 2.30% respectivamente, seguido del sistema eléctrico Ilave-Pomata con 13.68% de interrupciones no programadas y 1.56% de interrupciones programadas.

En la figura 16 se observa que las interrupciones no programadas son el 91.14% y las programadas es el 8.86% del total de las interrupciones de Electro Puno S.A.A. del 2018.

3.5.2.4. Interrupciones programadas en sistemas de distribución

De las interrupciones con origen en los sistemas de distribución, se discriminó las interrupciones programadas (por mantenimiento y por expansión o reforzamiento de redes) de cada sistema eléctrico, las cuales han sido objeto de estudio en la presente investigación.

Tabla 24

Interrupciones programadas en sistemas de distribución

Interrupciones programadas en sistemas de distribución			
Año	Sistema Eléctrico	Cantidad de Interrupciones	Porcentaje (%)
2018	SE0025 - Juliaca	25	7.02
	SE0026 - Puno	10	2.81
	SE0027 - Azángaro	54	15.17
	SE0028 - Antauta	19	5.34
	SE0029 - Ayaviri	17	4.78
	SE0030 - Ilave-Pomata	68	19.10
	SE0220 - San Gaban	10	2.81
	SE0237 - Azángaro Rural	29	8.15
	SE0238 - Juliaca Rural	93	26.12
	SE0239 - Puno Baja Densidad	31	8.71
	TOTAL	356	100.00

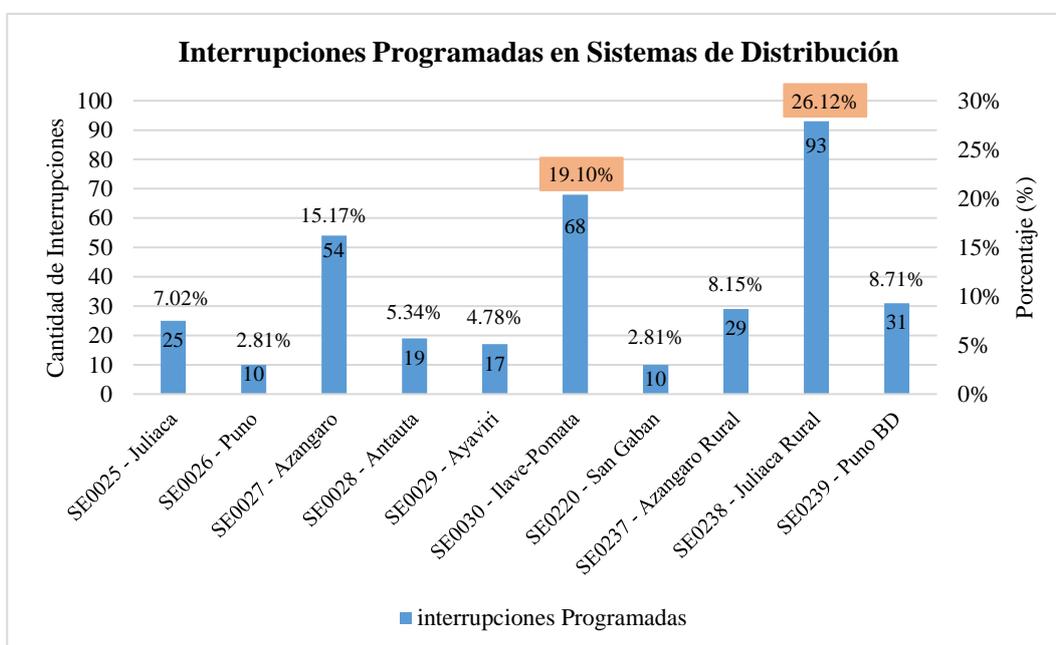


Figura 18. Interrupciones programadas en sistemas de distribución

De la tabla 24 se aprecia que los sistemas eléctricos con mayor cantidad de interrupciones programadas en distribución son Ilave-Pomata con 68

interrupciones que es el 19.10% y Juliaca Rural con 93 interrupciones que es el 26.12% de las interrupciones programadas en los sistemas de distribución.

3.5.2.5. Interrupciones de emergencia en sistemas de distribución

De las interrupciones con origen en los sistemas de distribución, se discriminó las interrupciones de emergencia y las interrupciones por fuerza mayor (no incluidos en mantenimiento y en expansión o reforzamiento de redes), las cuales han sido objeto de estudio en la presente investigación.

Tabla 25

Interrupciones programadas en sistemas de distribución

Interrupciones de emergencia en sistemas de distribución			
Año	Sistema Eléctrico	N° de Interrupciones	Porcentaje (%)
2018	SE0025 - Juliaca	18	12.41
	SE0026 - Puno	1	0.69
	SE0027 - Azángaro	40	27.59
	SE0028 - Antauta	1	0.69
	SE0029 - Ayaviri	17	11.72
	SE0030 - Ilave-Pomata	19	13.10
	SE0220 - San Gaban	4	2.76
	SE0237 - Azángaro Rural	6	4.14
	SE0238 - Juliaca Rural	16	11.03
	SE0239 - Puno Baja Densidad	23	15.86
TOTAL			100.00

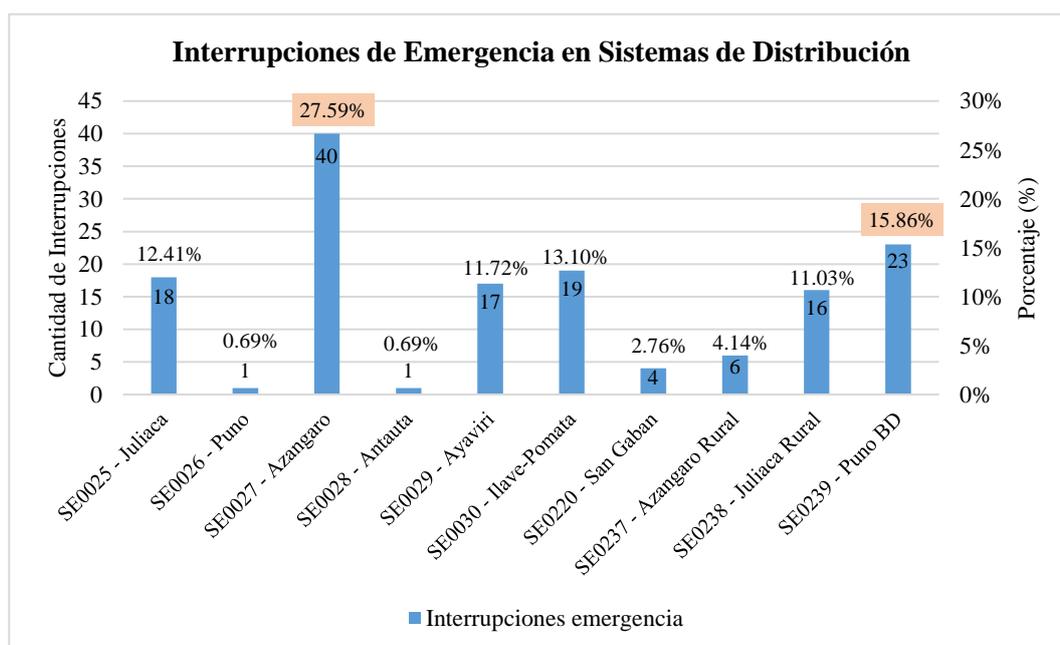


Figura 19. Interrupciones de emergencia en sistemas de distribución

De la tabla 25 se aprecia que los sistemas eléctricos con mayor cantidad de interrupciones de emergencia en distribución son Azángaro con 40 interrupciones que es el 27.59% y Puno Baja Densidad con 23 interrupciones que es el 15.86% de las interrupciones de emergencia en los sistemas de distribución.

Los sistemas eléctricos Juliaca y Juliaca Rural, en conjunto, acumulan la mayor cantidad de interrupciones programadas siendo 118 en total y de 34 interrupciones por emergencia en los sistemas de distribución, y conglomeran la mayor concentración de carga en el área de concesión de Electro Puno S.A.A. con 132 053 usuarios al segundo semestre del 2018 que es el 44.62% del total de usuarios de la empresa Electro Puno S.A.A., además de que ambos sistemas eléctricos tienen como origen la Subestación de Transmisión Juliaca de donde salen 9 alimentadores en media tensión que son 5004, 5005, 5006, 5007, 5008, 5009, 5010, 5010A y 5011 y el sistema eléctrico Juliaca Rural también está conformado por los alimentadores en media tensión que tienen como origen la Subestación de Transmisión Huancané de donde salen 3 alimentadores en media tensión que son 4001, 4002 y 4003. Los sistemas eléctricos Juliaca y Juliaca Rural tienen el área de influencia a las provincias de San Román, Lampa, Huancané y algunos distritos de las provincias de Puno y Azángaro, con una influencia sobre 432 852 habitantes según el censo INEI del 2017, siendo tal población el 36.91% de la población total de la región Puno según el INEI (2018).

En la presente investigación se consideró como muestra de estudio las interrupciones programadas y de emergencia de los Sistemas Eléctricos Juliaca y Juliaca Rural, exceptuando las interrupciones de los alimentadores de media tensión de la Subestación de Transmisión Huancané que integran el Sistema Eléctrico Juliaca Rural. Se exceptuó las interrupciones programadas y de emergencia de los alimentadores de media tensión de la Subestación de Transmisión Huancané por tratarse de poco rentables y por tener poca incidencia en los indicadores de calidad de suministro, tratándose solo de 22 interrupciones (entre programadas y de emergencia) cuyos orígenes tienen distancias muy alejadas (distritos de la provincia de Huancané) y de difícil acceso para la cuadrilla de mantenimiento especializado en caliente o con tensión cuya base se plantea se situó en la ciudad de Juliaca.

3.5.3. Indicadores de calidad de suministro SAIDI y SAIFI

Los valores de los indicadores de calidad de suministro eléctrico SAIDI y SAIFI se obtuvieron de acuerdo al cálculo establecido en el Procedimiento para la Supervisión de la Operación de los Sistemas Eléctricos en el Anexo 2, Procedimiento N° 074-2004-OS/CD.

En la tabla 26 y 27 se muestra los indicadores SAIFI y SAIDI de distribución, disgregados por meses y por sistemas eléctricos.

La disgregación nos permite ver qué sistemas eléctricos están en estado crítico y por lo tanto precisan de la aplicación del método de los trabajos con tensión para la reducción de los indicadores SAIFI y SAIDI.

3.5.4. SAIFI 2018 en Electro Puno S.A.A.

Para el cálculo del indicador de calidad de suministro SAIFI, se utilizó la base de datos de interrupciones con la que cuenta la empresa Electro Puno S.A.A., gestionada a través de su Gerencia de Operaciones. En la tabla 26 se presenta el indicador SAIFI correspondiente al periodo 2018, disgregado por meses y por sistemas eléctricos, con lo que se puede conocer la influencia de cada sistema eléctrico en el indicador SAIFI. Este ejercicio permitió comprobar que el sistema eléctrico San Gabán obtuvo valor SAIFI igual a 31.89 fallas/usuario-año y el sistema eléctrico Juliaca Rural 28.74 fallas/usuario-año, superando las tolerancias establecidas por el OSINERGMIN en un 49.83% y 44.33% respectivamente. En la figura 20 se aprecia la tendencia de los valores SAIFI a través del año 2018. La meta fijada por Electro Puno S.A.A. para el término del 2018 fue de 12.90 fallas/usuario-año, sin embargo, el indicador SAIFI tuvo un valor de 13.30 fallas/usuario-año lo que indica que no se logró cumplir con la meta establecida.

Tabla 26

Indicadores SAIFI por Sistema Eléctrico de Electro Puno S.A.A. 2018

Sistema Eléctrico	ST	En	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ag	Set	Oct	Nov	Dic	Total ELPU	Toler.
SE0025 Juliaca	2	0.81	0.63	0.67	0.86	0.18	0.73	1.96	0.87	0.50	0.50	0.73	1.53	9.99	5.0
SE0026 Puno	2	0.00	0.00	0.00	0.53	0.03	0.04	0.36	0.10	0.00	0.00	0.02	0.00	1.09	5.0
SE0027 Azángaro	3	2.58	2.13	2.67	1.31	1.23	1.54	1.48	1.22	2.90	0.94	2.02	0.55	20.55	7.0
SE0028 Antauta	4	1.69	0.28	3.73	2.00	0.44	0.51	1.05	1.08	0.36	2.20	1.25	0.09	14.68	12.0
SE0029 Ayaviri	4	0.82	2.49	0.00	0.04	0.19	0.55	0.79	0.57	1.02	0.86	0.53	0.87	8.75	12.0
SE0030 Ilave- Pomata	6	1.26	0.79	1.83	0.60	0.31	0.24	0.83	0.56	0.80	2.00	1.22	1.48	11.92	16.0
SE0220 San Gaban	5	7.66	3.26	4.14	3.41	1.31	4.38	1.87	0.18	0.28	2.19	1.44	1.75	31.89	16.0
SE0237 Azángaro Rural	5	0.35	0.72	0.43	0.26	0.32	0.23	0.48	0.35	0.68	0.37	0.23	0.76	5.16	16.0
SE0238 Juliaca Rural	6	4.27	3.49	3.80	2.38	0.69	1.31	1.07	1.23	0.72	1.63	3.40	4.74	28.74	16.0
SE0239 Puno Baja Densidad	5	1.17	0.81	0.63	0.67	0.43	0.31	0.56	0.19	0.30	0.40	0.71	0.86	7.04	16.0
TOTAL		1.60	1.34	1.53	1.00	0.39	0.66	1.12	0.74	0.75	0.99	1.35	1.82	13.30	12.90

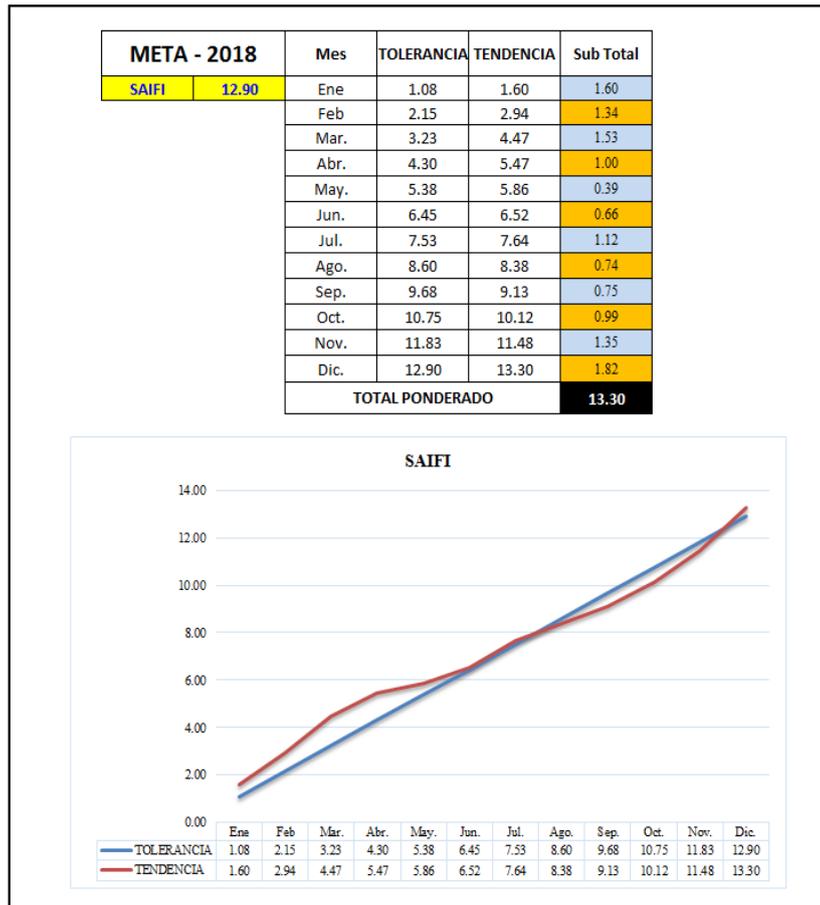


Figura 20. SAIFI total en distribución 2018

3.5.5. SAIDI 2018 en Electro Puno S.A.A.

Para el cálculo del indicador de calidad de suministro SAIDI, se utilizó la base de datos de interrupciones con la que cuenta la empresa concesionaria Electro Puno S.A.A., gestionada a través de su gerencia de operaciones. En la tabla 27 se presenta el indicador SAIDI correspondiente al periodo 2018, desglosado por meses y por sistemas eléctricos para conocer la influencia de cada sistema eléctrico en el indicador de la calidad de suministro. Este ejercicio permitió comprobar que el sistema eléctrico San Gabán obtuvo valor SAIDI igual a 84.74 horas/usuario-año y el sistema eléctrico Azángaro 26.55 fallas/usuario-año durante el periodo 2018, superando las tolerancias establecidas por el OSINERGMIN en un 52.80% y 54.80% respectivamente. En la figura 21 se aprecia la tendencia de los valores SAIDI a través de los meses del año 2018. La meta fijada por Electro Puno S.A.A. para el término del 2018 fue de 15.60 horas/usuario-año, sin embargo, el indicador SAIDI tuvo un valor de 15.64 fallas/usuario-año lo que indica que no se logró cumplir con la meta establecida.

Tabla 27

Indicadores SAIDI por Sistema Eléctrico de Electro Puno S.A.A. 2018

Sistema Eléctrico	ST	En	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ag	Set	Oct	Nov	Dic	Total ELP	Tolerancia
SE0025 Juliaca	2	0.17	0.41	0.85	1.24	0.15	0.10	1.6	0.18	0.5	0.65	0.66	1.14	7.62	9.00
SE0026 Puno	2	0.00	0.00	0.00	2.75	0.22	0.04	1.0	0.34	0.0	0.00	0.11	0.00	4.46	9.00
SE0027 Azángaro	3	3.69	7.00	2.62	1.33	0.80	1.37	1.7	0.97	2.7	0.85	2.69	0.82	26.55	12.00
SE0028 Antauta	4	1.06	0.32	2.53	0.59	3.07	2.95	5.3	4.41	0.2	8.07	2.33	0.04	30.90	24.00
SE0029 Ayaviri	4	0.77	1.23	0.00	0.04	0.51	0.26	1.9	1.29	1.0	1.87	0.64	1.42	10.91	24.00
SE0030 Ilave- Pomata	6	0.58	0.22	1.23	1.79	0.53	0.32	2.1	0.27	0.9	1.70	0.76	1.46	11.89	40.00
SE0220 San Gaban	5	13.84	37.1	11.6	8.51	0.80	3.46	3.3	0.22	0.7	1.34	2.23	1.55	84.74	40.00
SE0237 Azángaro Rural	5	0.27	2.09	1.04	1.08	0.40	0.42	0.9	0.61	3.2	0.72	0.15	1.03	11.89	40.00
SE0238 Juliaca Rural	6	2.93	4.72	4.47	3.95	1.03	1.97	2.2	0.86	0.7	2.58	2.86	6.84	35.18	40.00
SE0239 Puno Baja Densidad	5	0.33	0.45	0.28	1.80	0.89	0.51	1.0	0.18	0.3	0.16	0.81	1.47	8.12	40.00
TOTAL		1.05	1.78	1.58	1.90	0.59	0.68	1.7	0.56	1.0	1.31	1.25	2.29	15.64	15.60

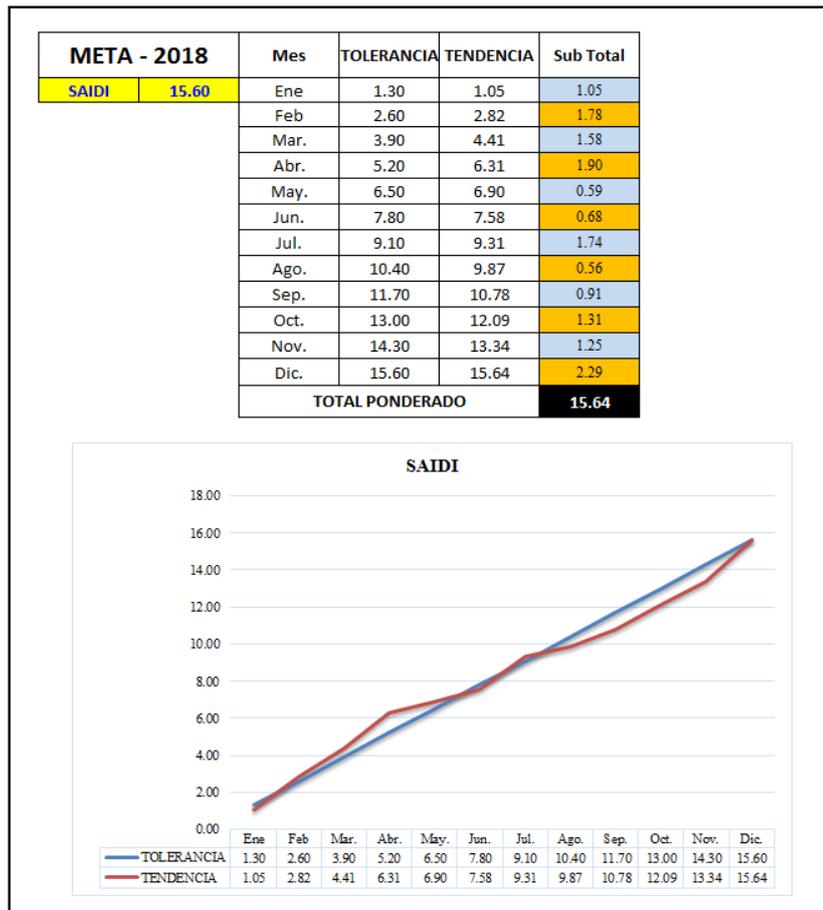


Figura 21. SAIDI total en distribución 2018

3.5.6. Compensaciones por calidad de servicio eléctrico

La Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos establece los aspectos, parámetros e indicadores sobre los que se evalúa la calidad del servicio de electricidad, fija las tolerancias y las respectivas compensaciones por su incumplimiento de la Norma técnica de calidad de los servicios eléctricos (1997).

En la tabla 28 se presente las compensaciones por mala calidad de suministro fijadas por la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos de la empresa Electro Puno S.A.A. disgregada por semestres y por meses. En la tabla 28 se presenta las compensaciones por mala calidad de suministro fijadas por La Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos de los alimentadores en media tensión de la Subestación de Transmisión Juliaca y Subestación de Transmisión Huancané, que conforman los sistemas eléctricos Juliaca y Juliaca Rural. Estas compensaciones, tal como lo establece la norma, se deducen semestralmente en función de la ENS, el número de interrupciones por cliente por semestre (N) y la duración total acumulada

de interrupciones (D). En el título 3.10.1 se muestra el ejemplo de cálculo típico para un alimentador en media tensión del sistema eléctrico Juliaca.

Tabla 28

Compensaciones por calidad de suministro del año 2018 de Electro Puno S.A.A.

AÑO – SEM.	MES	Calidad de suministro NTCSE Compensación (S/)
2018 – I	Enero	337 869.93
	Febrero	263 756.47
	Marzo	39 465.82
	Abril	7 099.11
	Mayo	3 500.83
	Junio	1 695.57
	Total 2018 - I	653 387.73
2018 – II	Julio	220 975.50
	Agosto	272 458.55
	Septiembre	43 031.54
	Octubre	22 466.05
	Noviembre	9 639.54
	Diciembre	16 113.66
	Total 2018 - II	584 684.84
	TOTAL 2018	1 238 072.57

Fuente: (OSINERGMIN, 2018)

Tabla 29

Compensaciones por calidad de suministro de los AMT de la SET Juliaca

Sistema Eléctrico	Código AMT	Calidad de suministro NTCSE/NTCSER 2018 - I Compensación (S/)	Calidad de suministro NTCSE/NTCSER 2018 - II Compensación (S/)
Juliaca	5004	3 709.55	8 315.95
	5005	944.27	3 653.70
	5006	324.14	122.40
	5008	271.21	330.92
	5009	0.00	55 902.00
	5010A	378.31	0.00
Total Sistema Eléctrico Juliaca		5 627.48	68 324.97
Juliaca Rural	5007	22 047.47	39 849.52
	5009	4 566.64	35.05
	5010	129 024.07	40 795.50
	5011	13 836.11	34 623.41
Total Sistema Eléctrico Juliaca Rural		169 474.29	115 303.48
Total Semestral		175 101.77	S/ 183 628.45
Total 2018			S/ 358 730.22

Las compensaciones por mala calidad de suministro de Electro Puno S.A.A. del 2018 fue de S/ 1 238 072.57. Las compensaciones por mala calidad de suministro en distribución de los alimentadores en media tensión de la Subestación de Transmisión Juliaca durante el 2018 fue de S/ 358 730.22 lo que representa el 28.97% del total de las compensaciones de Electro Puno S.A.A.

3.5.7. Ejemplo de cálculo según NTCSE para el AMT 5004 de la SET Juliaca

En el Anexo 07 se muestra el cálculo específico de la compensación por mala calidad de suministro al alimentador en media tensión 5004, que pertenece al sistema Eléctrico Juliaca y al sector típico de distribución 2, tomando como base para el cálculo los datos correspondientes al segundo semestre del año 2018.

En el Anexo 08 se muestra las interrupciones ocurridas en el segundo semestre del 2018 en el alimentador en media tensión 5004 de la SET Juliaca, cuya área de influencia principal es el margen derecho de la Av. Circunvalación, Terminal Terrestre y el hospital Carlos Monge Medrano.

3.5.8. Mantenimiento preventivo y correctivo

Las actividades que fueron realizables con trabajos con tensión en los alimentadores de media tensión de la subestación de transmisión Juliaca se clasificaron en 13 actividades, que van desde el cambio de un seccionamiento en tensión hasta el retiro de una estructura completa en tensión. Cada actividad tiene un costo el cual se define desde el inicio de las labores en un contrato, estos precios se describen dentro de los detalles de las partidas presupuestarias y tienen un código asociado y un numeral que los identifica (Anexo 3) (Padilla, 2019).

Para la realización de las actividades de trabajos con tensión en los alimentadores de media tensión de la subestación de transmisión Juliaca desde enero hasta diciembre del 2018 se requiriere de una cuadrilla integrada por un supervisor, tres técnicos calificados, dos conductores con licencia de conducir A-IIIb, una unidad de transporte de materiales y personal y un brazo aislado de doble canastilla montado en un vehículo especial para trabajos en redes con tensión (Padilla, 2019). Entre las actividades realizadas en los alimentadores en media tensión de la Subestación de Transmisión Juliaca tenemos:

Tabla 30

Código y tipo de actividades

Item	Código	Actividades	Cantidad de Interrupciones	Cantidad de trabajos
1	EA01	Revisión y reajuste de conexiones	10	26
2	EA02	Conexión o desconexión de nodo con retiro y reubicación de línea	2	2
3	EA03	Apoyo para cambio de transformador	16	16
4	EA04	Apoyo en la instalación de un poste de paso en red	32	58
5	EA05	Cambio y/o Instalación y/o retiro de seccionadores	4	9
6	EA06	Instalación o cambio de aisladores PIN	7	24
7	EA07	Cambio y/o Instalación y/o retiro de pararrayos	14	16
8	EA08	Retemplado de línea	7	8
9	EA09	Poda de árboles	7	31
10	EA10	Conexión de nuevas redes aéreas	19	24
11	EA11	Instalación de equipos de protección con estructura adaptada	1	1
12	EA12	Instalación de crucetas o ménsulas en estructura de paso	3	7
13	EA13	Cambio de fusibles	9	18

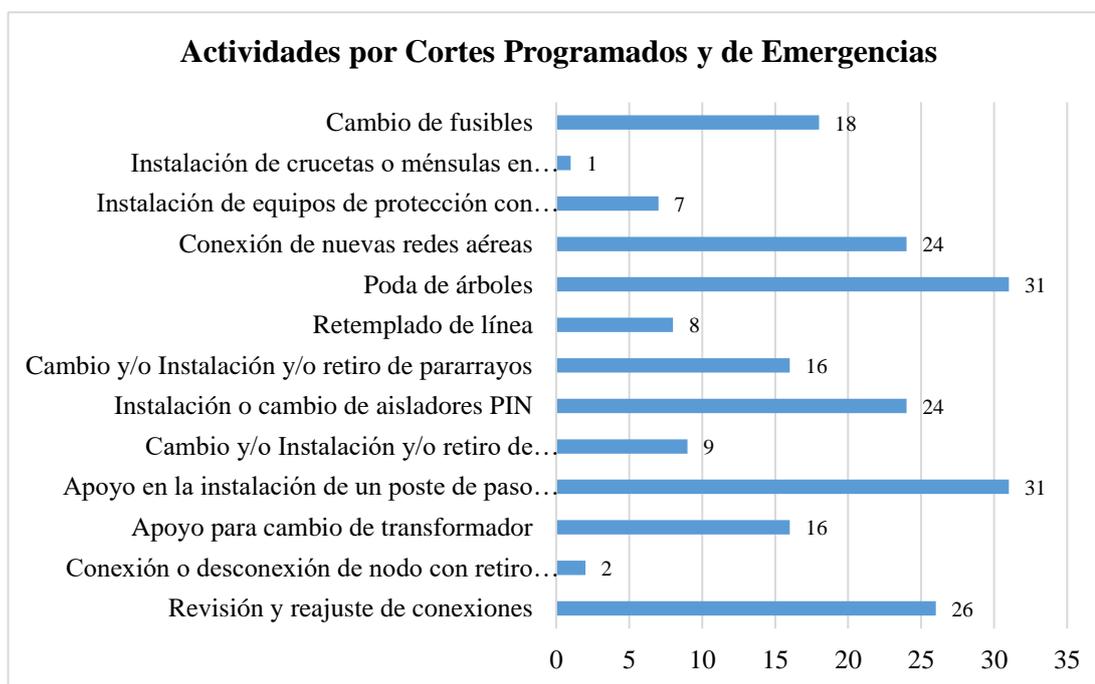


Figura 22. Actividades por cortes programados y de emergencias

Los cortes necesarios para realizar los trabajos de mantenimiento o emergencias causan una gran afectación a los circuitos de media tensión, además de que se requiere una gran cantidad de operarios y supervisores para que los trabajos sean realizados de

manera efectiva en el tiempo programado. Las actividades con trabajos con tensión no se ven condicionadas por los tiempos ya que se mantiene a los circuitos de media tensión con el suministro eléctrico y no se afecta así a los usuarios, manteniendo invariables los indicadores de calidad de suministro (Padilla, 2019).

3.5.9. Análisis de Pareto por frecuencia de interrupciones

En la figura 23 se observa el análisis de la regla 80/20 o Pareto para la frecuencia de interrupciones por actividad, donde 7 actividades representan el 81.68% de las interrupciones programadas y/o emergencias. En la tabla 31 se observa que las actividades que originan el 81.68% de interrupciones son, por código, EA4 EA10, EA03, EA07, EA01, EA13 y EA06.

Tabla 31

Análisis de Pareto por frecuencia de interrupciones

Código	Actividades	Frec. Interp.	% Acum.
EA04	Apoyo en la instalación de un poste de paso en red	32	24.43
EA10	Conexión de nuevas redes aéreas	19	38.93
EA03	Apoyo para cambio de transformador	16	51.15
EA07	Cambio y/o Instalación y/o retiro de pararrayos	14	61.83
EA01	Revisión y reajuste de conexiones	10	69.47
EA13	Cambio de fusibles	9	76.34
EA06	Instalación o cambio de aisladores PIN	7	81.68
EA08	Retemplado de línea	7	87.02
EA09	Poda de árboles	7	92.37
EA05	Cambio y/o Instalación y/o retiro de seccionadores	4	95.42
EA12	Instalación de crucetas o ménsulas en estructura de paso	3	97.71
EA02	Conexión o desconexión de nodo con retiro y reubicación de línea	2	99.24%
EA11	Instalación de equipos de protección con estructura adaptada	1	100.00%

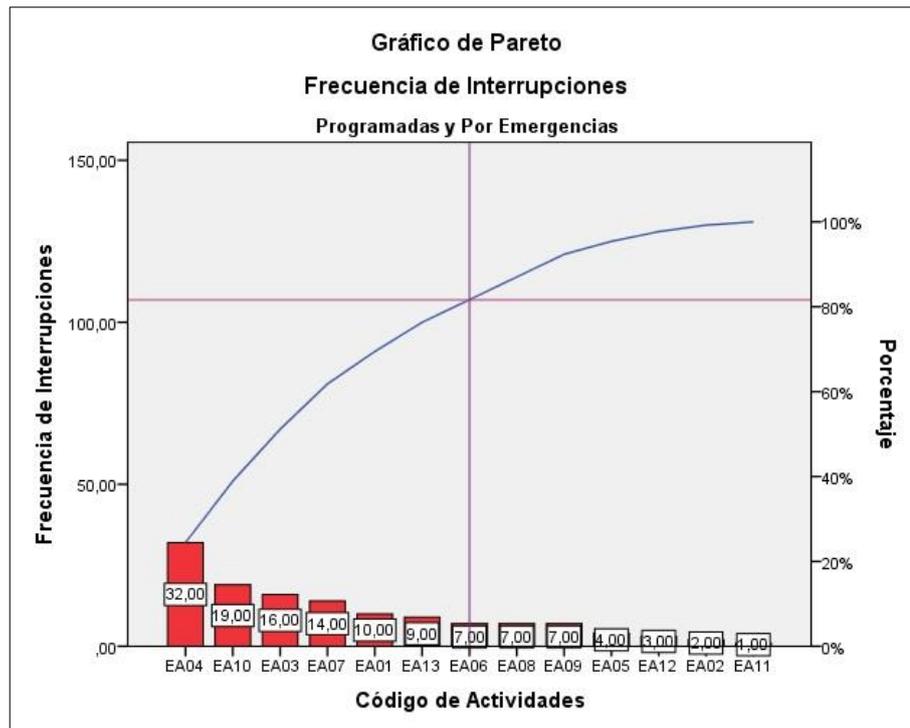


Figura 23. Análisis de Pareto por frecuencia de interrupciones

3.5.10. Análisis de Pareto por precio unitario de actividad

En la figura 24 se observa el análisis de la regla 80/20 o Pareto para los precios unitarios, donde 9 actividades representan el 81.3% de las actividades más costosas de mantenimiento empleando trabajos con tensión. En la tabla 32 se observa que el 81.3% de las actividades más costosas son, por código, EA11, EA07, EA12, EA10, EA04, EA02, EA08, EA05 y EA01.

Tabla 32

Análisis de Pareto por precio unitario

Código	Actividades	P.U. por actividad (S/)	% Acum.
EA11	Instalación de equipos de protección con estructura adaptada	1977.44	16.4%
EA07	Cambio y/o Instalación y/o retiro de pararrayos	1481.10	28.8%
EA12	Instalación de crucetas o ménsulas en estructura de paso	1404.14	40.4%
EA10	Conexión de nuevas redes aéreas	970.45	48.5%
EA04	Apoyo en la instalación de un poste de paso en red	890.23	55.9%
EA02	Conexión o desconexión de nodo con retiro y reubicación de línea	873.41	63.2%
EA08	Retemplado de línea	763.42	69.5%
EA05	Cambio y/o Instalación y/o retiro de seccionadores	710.61	75.4%
EA01	Revisión y reajuste de conexiones	709.35	81.3%
EA06	Instalación o cambio de aisladores PIN	593.49	86.3%
EA13	Cambio de fusibles	593.49	91.2%
EA09	Poda de árboles	533.62	95.6%
EA03	Apoyo para cambio de transformador	523.52	100.0%

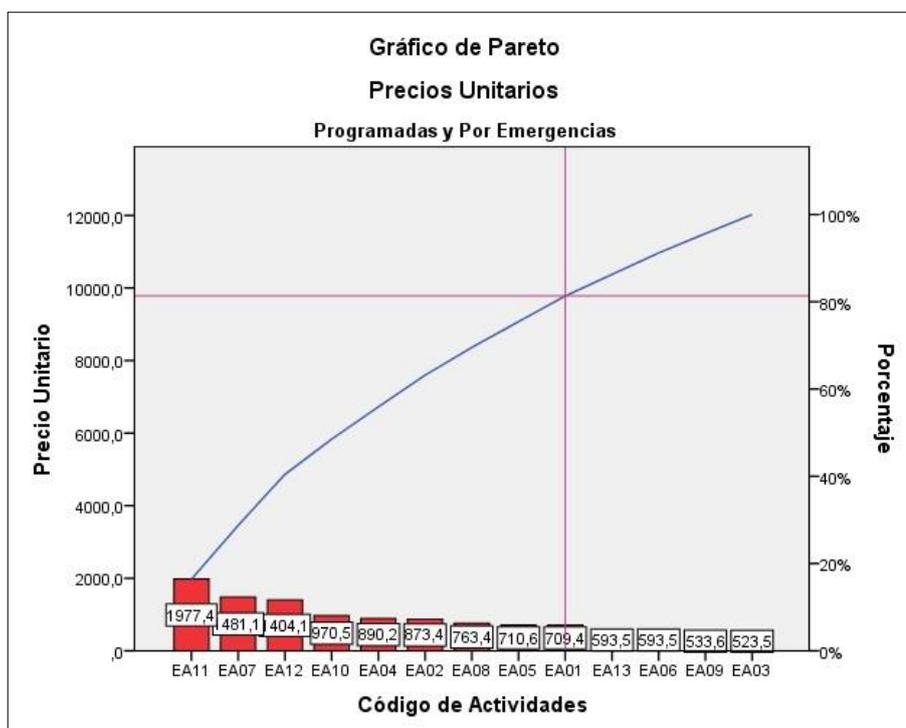


Figura 24. Análisis de Pareto por costo de precio unitario

3.5.11. Evaluación económica (costo – beneficio)

En la presente investigación se evaluó el costo de implementación de una cuadrilla en dos escenarios: 1) costo propio y 2) costo por licitación de un tercero. Los valores de los costos de los mantenimientos especializados en la red energizada que se indican en la presente tesis son aproximados, pues se basan en la experiencia de otras empresas distribuidoras que ya aplican las técnicas de trabajo en caliente con mucho éxito durante los últimos años.

La evaluación económica consiste en la comparación de los costos asociados al mantenimiento preventivo y correctivo, penalidades y compensaciones por calidad de suministro asumidos por la empresa Electro Puno S.A.A. durante el año 2018 versus; los costos asociados que involucra la implementación de una cuadrilla especializada en técnicas de trabajos con tensión o en caliente, si hubiera realizado el mantenimiento preventivo y correctivo de Electro Puno S.A.A. del año 2018, todo en los alimentadores en media tensión de la subestación de transmisión Juliaca.

Los beneficios que se obtendrían al aplicar dichas técnicas en Electro Puno S.A.A. serían el mantener los indicadores de horas interrupción y frecuencias de interrupción invariables, mayor confiabilidad del sistema eléctrico, evitar penalidades del organismo regulador, prolongar la vida útil de los equipos de desconexión, mejorar la imagen y las utilidades de la empresa.

Tabla 33

Evaluación económica

Evaluación Económica de los Costos Reales Versus los Costos Asociados al Aplicar técnicas de mantenimiento empleando trabajos con tensión	
Mantenimiento convencional realizado por Electro Puno S.A.A. 2018	Mantenimiento aplicando técnicas de trabajos en caliente o con tensión
Costo total de mantenimiento	Costo total de mantenimiento con cuadrilla propia (escenario A o B)
Compensaciones por mala calidad de suministro	Compensaciones por mala calidad de suministro
Energía no vendida durante cortes programados o de emergencia.	Energía vendida durante cortes programados o de emergencia.
Total de costos asumidos por Electro Puno S.A.A. en el año 2018	Total de nuevos costos aplicando trabajos con tensión en Electro Puno S.A.A. en el año 2018

CAPITULO IV

RESULTADOS Y DISCUSIONES

Con la metodología descrita en el capítulo III se determinó el costo y beneficio del uso de técnicas de mantenimiento empleando trabajos con tensión para la mejora de los indicadores SAIDI y SAIFI en la empresa Electro Puno S.A.A. Los resultados obtenidos se muestran en el presente capítulo. En la presente investigación se ha tomado como período de estudio el año 2018.

4.1. Trabajos con tensión en la empresa Electro Puno S.A.A.

Para la implementación del uso de técnicas de mantenimiento empleando trabajos con tensión en la empresa Electro Puno S.A.A. se debe tener atención en los aspectos técnicos propios de la ingeniería tomando en consideración la realidad de las redes en media tensión con las que cuenta la empresa distribuidora.

Es necesario conocer las actividades de mantenimiento más trascendentales en las redes de la distribuidora, como es el caso de las actividades que provocan la mayor cantidad de interrupciones y las actividades que tienen un mayor costo, ya que se dará mayor énfasis en las actividades considerando esos dos aspectos.

Por experiencia, para las redes de media tensión, el método por excelencia a aplicar es el método a contacto, ya que la investigación se centra solo en los alimentadores de media tensión de la Subestación de Transmisión Juliaca, cuyas tensiones nominales son 10 kV, 13.2 kV y 22.9 kV. Las particularidades estructurales de los alimentadores en media tensión de la Subestación de Transmisión Juliaca tienen las siguientes características y parámetros eléctricos:

- Tensión nominal del sistema : 10 kV, 13.2 kV, 22.9 kV
- Sistema : Monofásico, bifásico y trifásico
- Frecuencia : 60 Hz
- Factor de potencia : 0.9 en atraso
- Potencia de corto circuito : 218 MVA trifásico y 200 MVA monofásico
- Disposición : Vertical urbano, triangular rural
- Estructuras de soporte : CAC 11, 12 y 13 m y madera 11 y 12 m
- Crucetas : Concreto armado, madera y acero galvanizado
- Aisladores : Tipo PIN y cadena de aisladores de porcelana

4.2. Plan de mantenimiento de los SE0025 Juliaca y SE0238 Juliaca rural

En el presente capítulo se diseñó un plan de mantenimiento a aplicar en los alimentadores en media tensión de los sistemas eléctricos Juliaca y Juliaca Rural, que pertenecen a la Subestación de Transmisión Juliaca. El plan de mantenimiento está en función de los mantenimientos preventivos, correctivos y las conexiones de nuevas redes de media tensión realizados en la empresa Electro Puno S.A.A. durante el año 2018, así también, se tomaron en cuenta los tiempos de desplazamiento de la cuadrilla y los tiempos de ejecución de los trabajos aplicando técnicas de mantenimiento con tensión (Li et al., 2020).

Durante el año 2018, la empresa Electro Puno S.A.A. requirió para sus mantenimientos preventivos y las conexiones para las ampliaciones de nuevas redes de media tensión la programación de cortes; para los mantenimientos correctivos requirió se realicen cortes no programados o cortes de emergencia, lo que en ambos casos se tuvo una incidencia negativa en los indicadores de calidad de suministro SAIDI y SAIFI en la empresa Electro Puno S.A.A. durante el año 2018.

Las actividades que se consideraron para la programación de los trabajos aplicando técnicas de mantenimiento con tensión están en función de los análisis de Pareto o regla 80-20 de las actividades de acuerdo a la frecuencia de interrupciones y al costo por precios unitarios. Se determinó aplicar las técnicas de mantenimiento para trabajos con tensión a 12 de 13 actividades, excluyendo a la actividad con código EA09, esto debido al poco impacto que tienen en los indicadores de calidad de suministro y por lo poco rentable de

realizar para la cuadrilla de mantenimiento especializada, esto de acuerdo a los análisis de Pareto realizados en el capítulo 3. En la tabla 34 se muestra las actividades que se consideraron para la programación de los mantenimientos empleando trabajos con tensión.

Tabla 34

Actividades a realizar de acuerdo a los análisis de Pareto

Código	Actividades por mantenimientos y emergencias	Pareto por frecuencia de actividades	Pareto por costos unitarios
EA01	Revisión y reajuste de conexiones	SI	SI
EA02	Conexión o desconexión de nodo con retiro y reubicación de línea	-	SI
EA03	Apoyo para cambio de transformador	SI	-
EA04	Apoyo en la instalación de un poste de paso de red	SI	SI
EA05	Cambio y/o Instalación y/o retiro de seccionadores	-	SI
EA06	Instalación o cambio de aisladores tipo PIN	SI	-
EA07	Cambio y/o instalación y/o retiro de pararrayos	SI	SI
EA08	Retemplado de línea	-	SI
EA09	<i>Poda de árboles</i>	-	-
EA10	Conexión de nuevas redes aéreas	SI	SI
EA11	Instalación de equipos de protección con estructura adaptada	-	SI
EA12	Instalación de crucetas o ménsulas en estructura de paso	-	SI
EA13	Cambio de fusibles	SI	-

4.2.1. Programación de trabajos de mantenimiento con tensión

4.2.1.1. Registro de interrupciones del SE0025 Juliaca y 0238 Juliaca Rural

Se toma como base el historial de interrupciones de los sistemas eléctricos declarados por Electro Puno S.A.A. en el año 2018 y supervisados por OSINERGMIN en cumplimiento de la resolución de consejo directivo del organismo supervisor de la inversión en energía OSINERG ° 074-2004-OS-CD.

4.2.1.2. Ubicación de interrupciones en SE0025 Juliaca y 0238 Juliaca Rural

En las figuras 25, 26, 27, 28, 29, 30, 31, 32 y 33 se muestran, a través de coordenadas geográficas y con los códigos de las actividades a realizar con técnicas especializadas en caliente o con tensión, los lugares donde se ejecutaron los mantenimientos preventivos, correctivos y las conexiones de las nuevas redes

aéreas. De acuerdo a lo consignado en el capítulo III, los cortes programados en los Sistemas Eléctricos Juliaca y Juliaca Rural son el 33.15% del total de cortes programados en todos los sistemas de distribución de Electro Puno S.A.A., y los cortes de emergencia en los Sistemas Eléctricos Juliaca y Juliaca Rural son el 23.45% del total de cortes de emergencia en todos los sistemas de distribución de Electro Puno S.A.A.

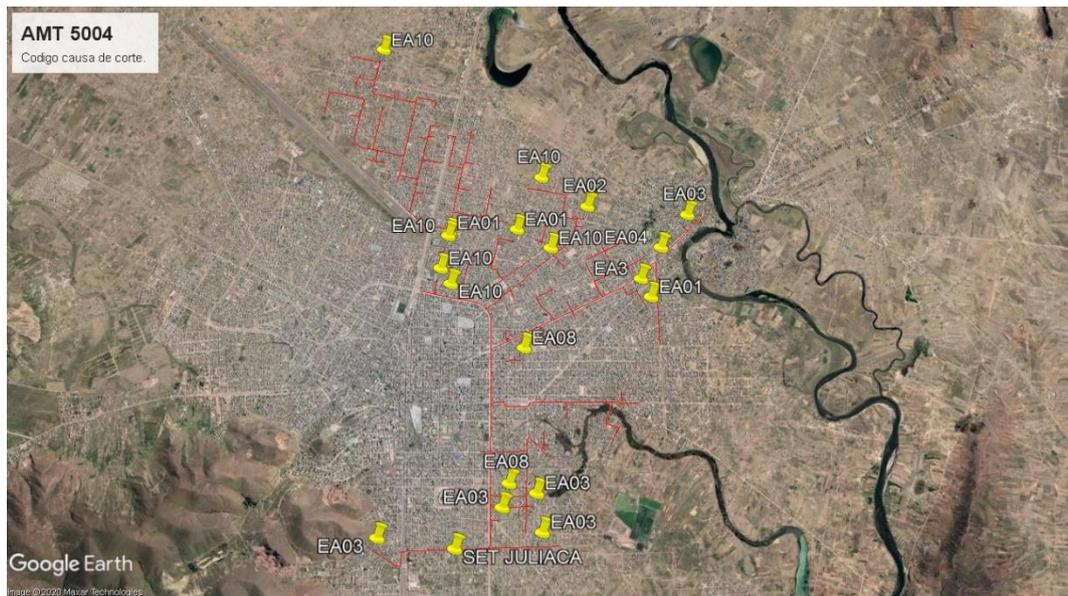


Figura 25. Zona de actividades con cortes - AMT 5004



Figura 26. Zona de actividades con cortes – AMT 5005



Figura 27. Zona de actividades con cortes – AMT 5006

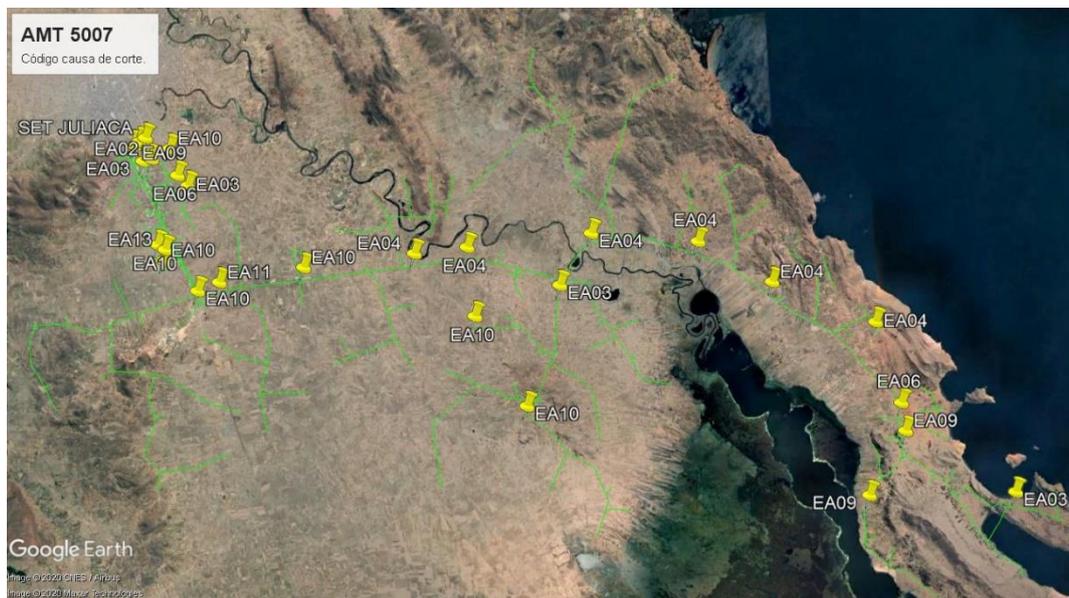


Figura 28. Zona de actividades con cortes – AMT 5007

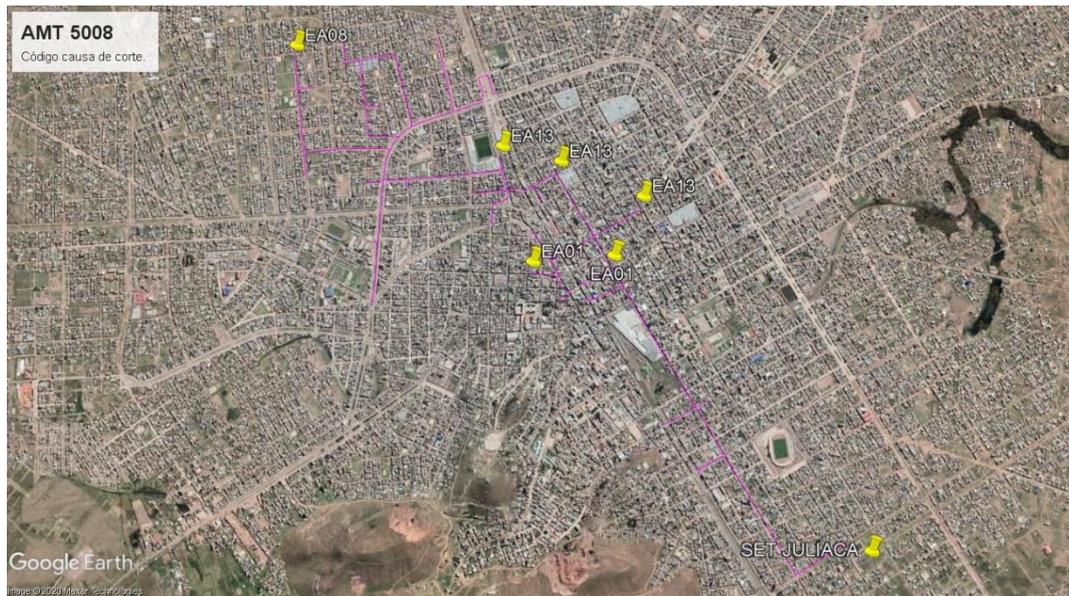


Figura 29. Zona de actividades con cortes – AMT 5008

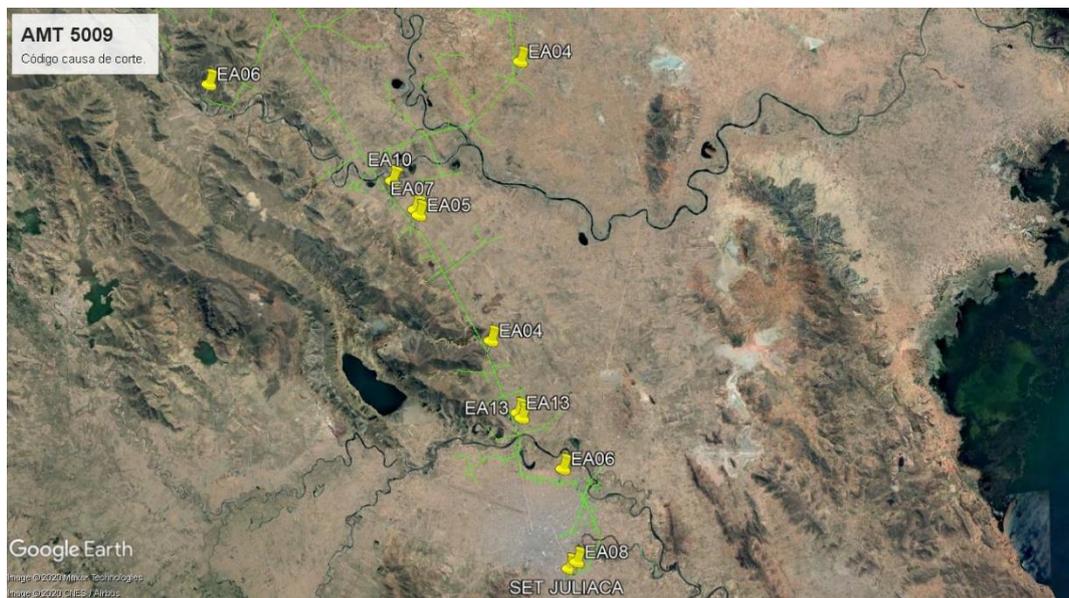


Figura 30. Zona de actividades con cortes – AMT 5009

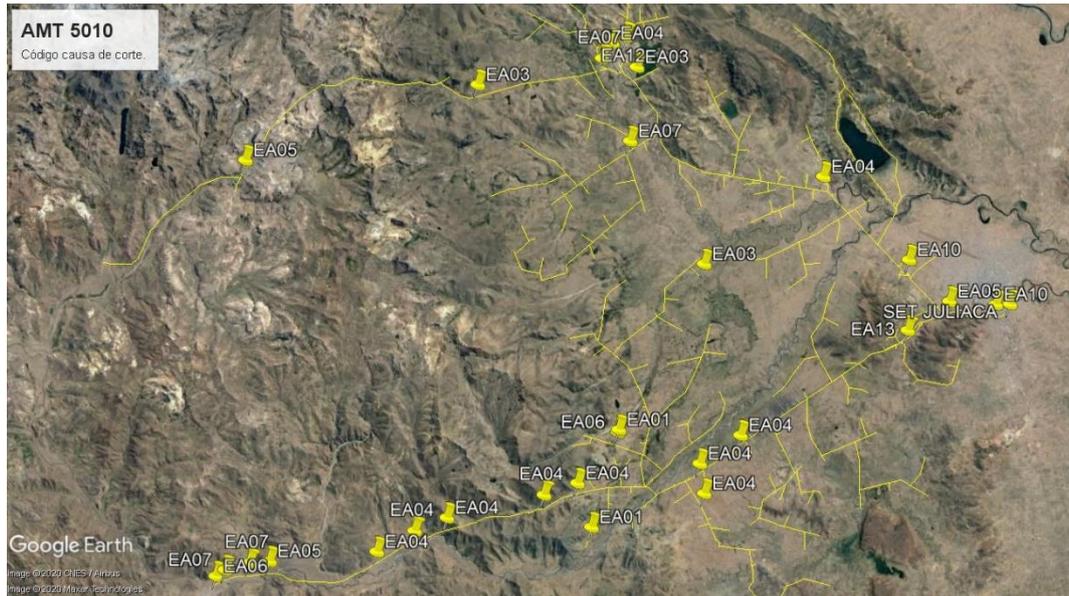


Figura 31. Zona de actividades con cortes – AMT 5010



Figura 32. Zona de actividades con cortes – AMT 5010A

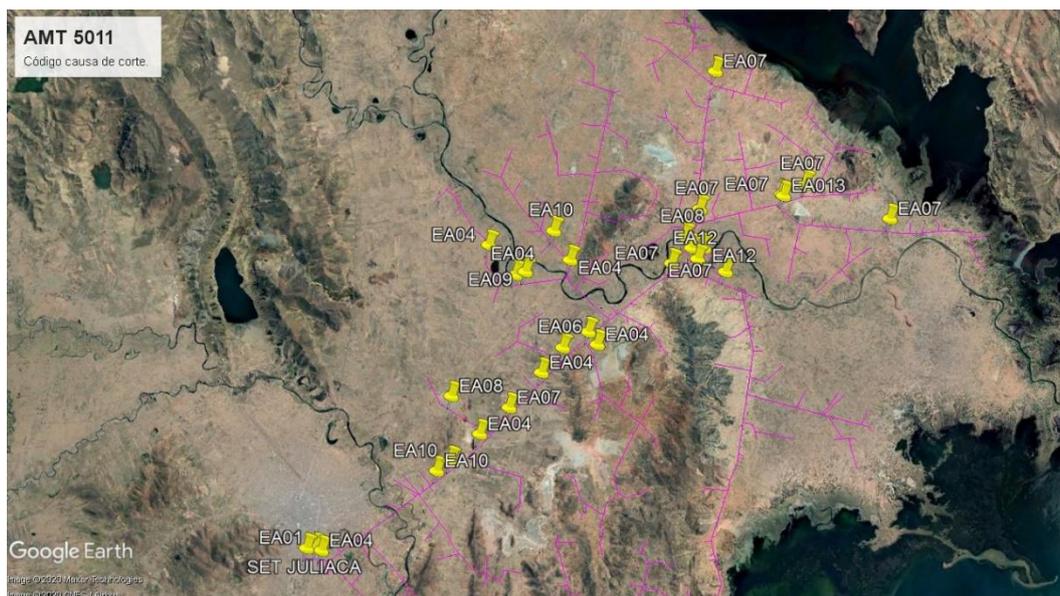


Figura 33. Zona de actividades con cortes – AMT 5011

4.2.1.3. Plan de mantenimiento

El plan de mantenimiento utilizando técnicas de trabajos con tensión se elaboró de acuerdo al tiempo y distancia de desplazamientos que tendría que realizar la cuadrilla para que realice los trabajos de mantenimiento con tensión cuyo recorrido sería desde la base de operaciones a los puntos donde se realizaran los trabajos; también, de acuerdo al tiempo que demanda la realización de cada trabajo al emplear las técnicas de mantenimiento con tensión (Wang & Wang, 2018). En la tabla 35 se muestra el plan de mantenimiento que tiene un alcance anual para el periodo 2018, donde se hace la diferenciación con verde y rojo los mantenimientos programados (preventivos) y los mantenimientos no programados (correctivos) respectivamente.

4.3. Variación de índices SAIDI, SAIFI, ENS y compensaciones con TcT

Al aplicar las técnicas de mantenimiento empleando trabajos con tensión por la cuadrilla en los alimentadores de media tensión del Sistema Eléctrico Juliaca y Juliaca Rural pertenecientes a la Subestación de Transmisión Juliaca, y considerando solo la información obtenida del 01 de enero de 2018 al 31 de diciembre de 2018, se recalculó las compensaciones e indicadores de calidad para el año 2018, a fin de hacer la comparativa del antes y después de los indicadores SAIDI y SAIFI, ENS y compensaciones por mala calidad de suministro. La incidencia de la aplicación de las técnicas de mantenimiento empleando trabajos con tensión en los indicadores será visto, primero, en el panorama de los Sistemas Eléctricos Juliaca y Juliaca Rural y, luego, como demanda los objetivos e hipótesis de la presente investigación, visto en el panorama global de la Empresa Electro Puno S.A.A.

4.3.1. Cálculo de acuerdo a NTCSE para el AMT 5004 aplicando trabajos con tensión

En el Anexo 09 se muestra el cálculo específico de la compensación por mala calidad de suministro en el alimentador de media tensión 5004 que pertenece al SE Juliaca y al STD 2, tomando como base para el cálculo los datos correspondientes al segundo semestre del año 2018 y considerando que se utilizó las técnicas de mantenimiento con tensión.

4.3.2. Indicadores SAIFI y SAIDI de SE0025 Juliaca y SE0238 Juliaca Rural

En la tabla 36 y en la figura 34 se puede evidenciar que durante el año 2018 los Sistemas Eléctricos Juliaca y Juliaca Rural obtuvieron valores SAIFI de 9.38 fallas/usuario-año y 28.74 fallas/usuario-año respectivamente, equivalente a una reducción del orden de 6.11% para el Sistema Eléctrico Juliaca y 7.90% para el Sistema Eléctrico Juliaca Rural en relación a los valores declarados por la Empresa Electro Puno S.A.A. en el año 2018.

Tabla 36

Comparativo SAIFI de los Sistemas Eléctricos Juliaca y Juliaca Rural

Meses 2018	SE0025 Juliaca declarado	SE0025 Juliaca con TcT	Comparativo SE0025 Juliaca	SE0238 Juliaca Rural declarado	SE0238 Juliaca Rural con TcT	Comparativo SE0238 Juliaca Rural
Enero	0.81	0.81	0.00%	4.27	4.16	-2.58%
Febrero	0.63	0.63	0.00%	3.49	2.90	-16.91%
Marzo	0.67	0.50	-25.37%	3.80	3.67	-3.42%
Abril	0.86	0.58	-32.56%	2.38	2.04	-14.29%
Mayo	0.18	0.14	-22.22%	0.69	0.65	-5.80%
Junio	0.73	0.73	0.00%	1.31	1.30	-0.76%
Julio	1.96	1.96	0.00%	1.07	0.78	-27.10%
Agosto	0.87	0.86	-1.15%	1.23	0.99	-19.51%
Setiembre	0.50	0.46	-8.00%	0.72	0.62	-13.89%
Octubre	0.50	0.49	-2.00%	1.63	1.55	-4.91%
Noviembre	0.73	0.70	-4.11%	3.40	3.14	-7.65%
Diciembre	1.53	1.52	-0.65%	4.74	4.68	-1.27%
TOTAL	9.99	9.38	-6.11%	28.74	26.47	-7.90%

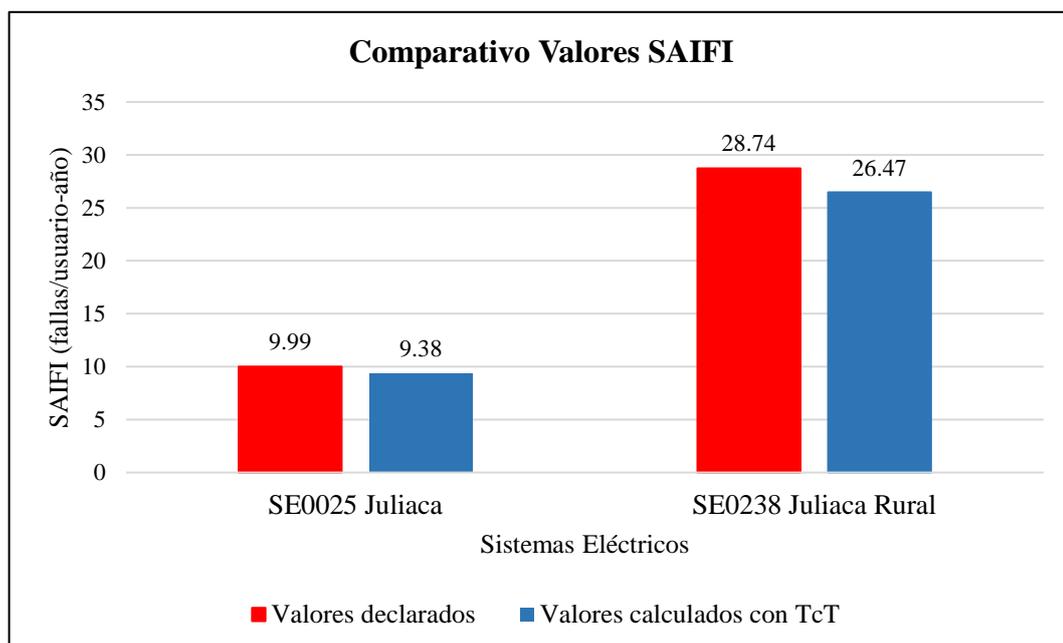


Figura 34. Comparativo SAIFI de los Sistemas Eléctricos Juliaca y Juliaca Rural

De otra parte, en la tabla 37 y en la figura 35 se puede evidenciar que durante el año 2018 los Sistemas Eléctricos Juliaca y Juliaca Rural obtuvieron valores SAIDI de 6.38 horas/usuario-año y 26.47 horas/usuario-año respectivamente, equivalente a una reducción del orden de 16.27% para el Sistema Eléctrico Juliaca y 24.76% para el

Sistema Eléctrico Juliaca Rural en relación a los valores declarados por la Empresa Electro Puno S.A.A. en el año 2018.

Tabla 37

Comparativo SAIDI de los Sistemas Eléctricos Juliaca y Juliaca Rural

Meses 2018	SE0025 Juliaca declarado	SE0025 Juliaca con TcT	Comparativo SE0025 Juliaca	SE0238 Juliaca Rural declarado	SE0238 Juliaca Rural con TcT	Comparativo SE0238 Juliaca Rural
Enero	0.17	0.17	0.00%	2.93	2.81	-4.10%
Febrero	0.41	0.41	0.00%	4.72	2.68	-43.22%
Marzo	0.85	0.41	-51.76%	4.47	3.22	-27.96%
Abril	1.24	0.64	-48.39%	3.95	1.51	-61.77%
Mayo	0.15	0.06	-60.00%	1.03	0.84	-18.45%
Junio	0.10	0.10	0.00%	1.97	1.96	-0.51%
Julio	1.59	1.59	0.00%	2.24	0.63	-71.88%
Agosto	0.18	0.16	-11.11%	0.86	0.74	-13.95%
Setiembre	0.46	0.42	-8.70%	0.72	0.64	-11.11%
Octubre	0.65	0.63	-3.08%	2.58	2.29	-11.24%
Noviembre	0.66	0.65	-1.52%	2.86	2.46	-13.99%
Diciembre	1.14	1.13	-0.88%	6.84	6.68	-2.34%
TOTAL	7.62	6.38	-16.27%	35.18	26.47	-24.76%

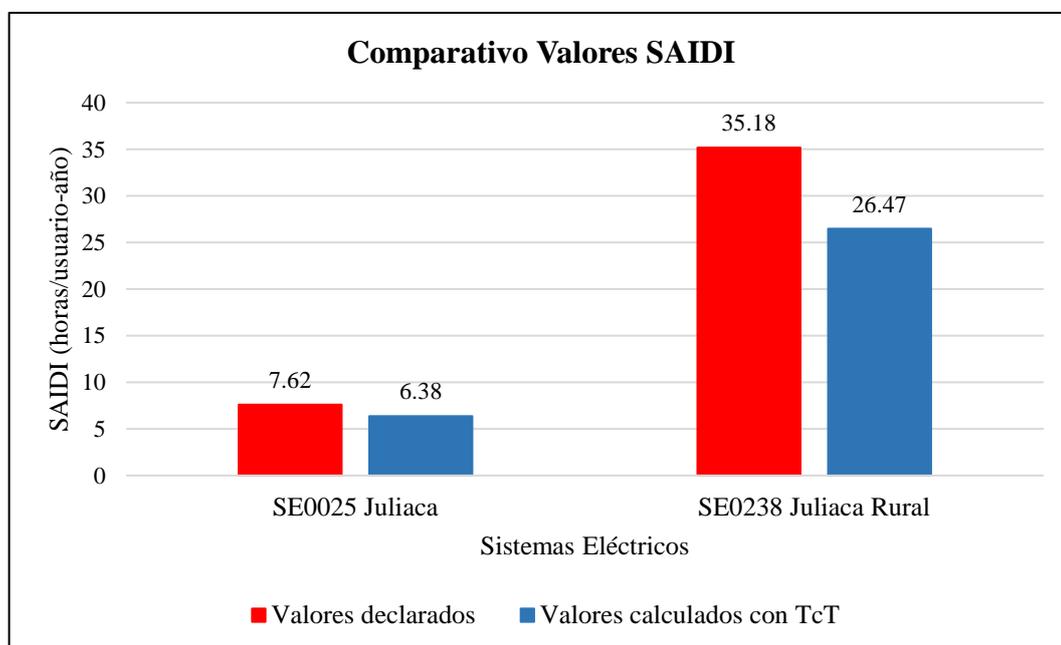


Figura 35. Comparativo SAIDI de los Sistemas Eléctricos Juliaca y Juliaca Rural

4.3.3. Indicadores SAIFI y SAIDI de Electro Puno S.A.A.

En la tabla 38 y en la figura 36 se muestra la incidencia en los indicadores SAIFI y SAIDI de la empresa Electro Puno S.A.A. al aplicar técnicas de mantenimiento con tensión solo en los alimentadores en media tensión de la Subestación de Transmisión Juliaca (Sistemas Eléctricos Juliaca y Juliaca Rural). Se registró valores SAIFI igual a 12.72 fallas/usuario-año y SAIDI igual a 13.73 horas/usuario-año, resultando una disminución del 4.36% y 12.21%, respectivamente, en relación a los valores declarados por la empresa Electro Puno S.A.A. en el año 2018.

Tabla 38

Comparativo SAIFI y SAIDI 2018 de Electro Puno S.A.A.

Empresa Distribuidora	SAIFI 2018 declarado	SAIFI 2018 con TcT	Comparativo SAIFI	SAIDI 2018 declarado	SAIDI 2018 con TcT	Comparativo SAIDI
Electro Puno S.A.A.	13.30	12.72	-4.36%	15.64	13.73	-12.21%

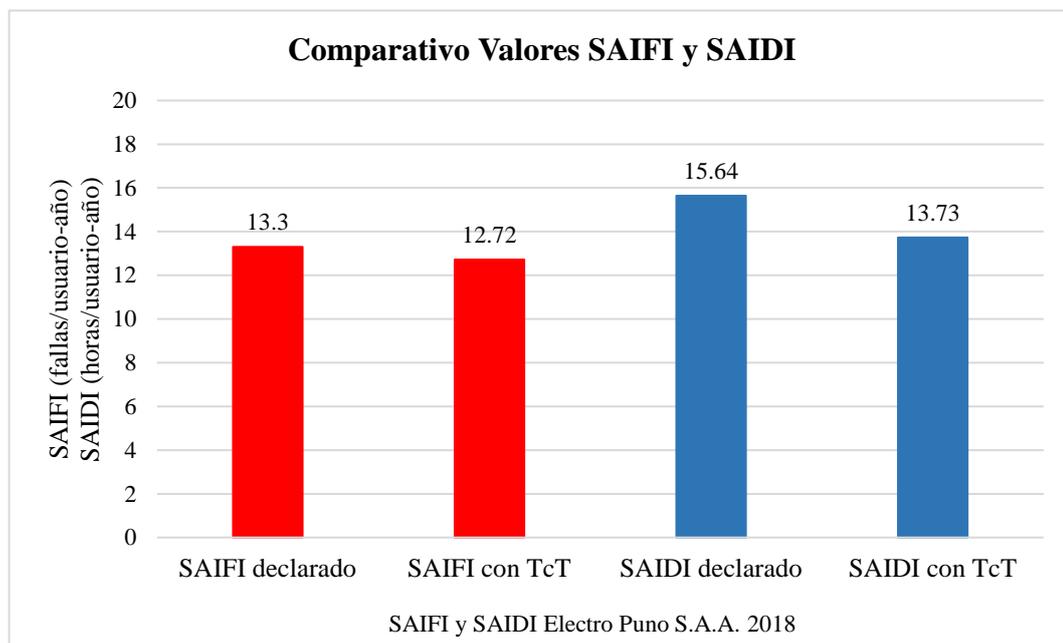


Figura 36. Comparativo SAIFI y SAIDI 2018 de Electro Puno S.A.A.

En la figura 37 se aprecia la tendencia del indicador SAIFI de la empresa Electro Puno S.A.A. en el año 2018. La meta empresarial para el indicador SAIFI fue de 12.90 fallas/usuario-año, sin embargo, al término del año 2018, se obtuvo un valor SAIFI de 13.30 fallas/usuario-año, lo que significa que no se cumplió la meta con un excedente de 3.10%. Con la aplicación de técnicas de mantenimiento empleando trabajos con

tensión en los alimentadores de media tensión de la Subestación de Transmisión Juliaca se obtuvo un valor del indicador SAIFI, para toda la empresa Electro Puno S.A.A., de 12.72 fallas/usuario-año que está por debajo de la meta empresarial en 1.40%.

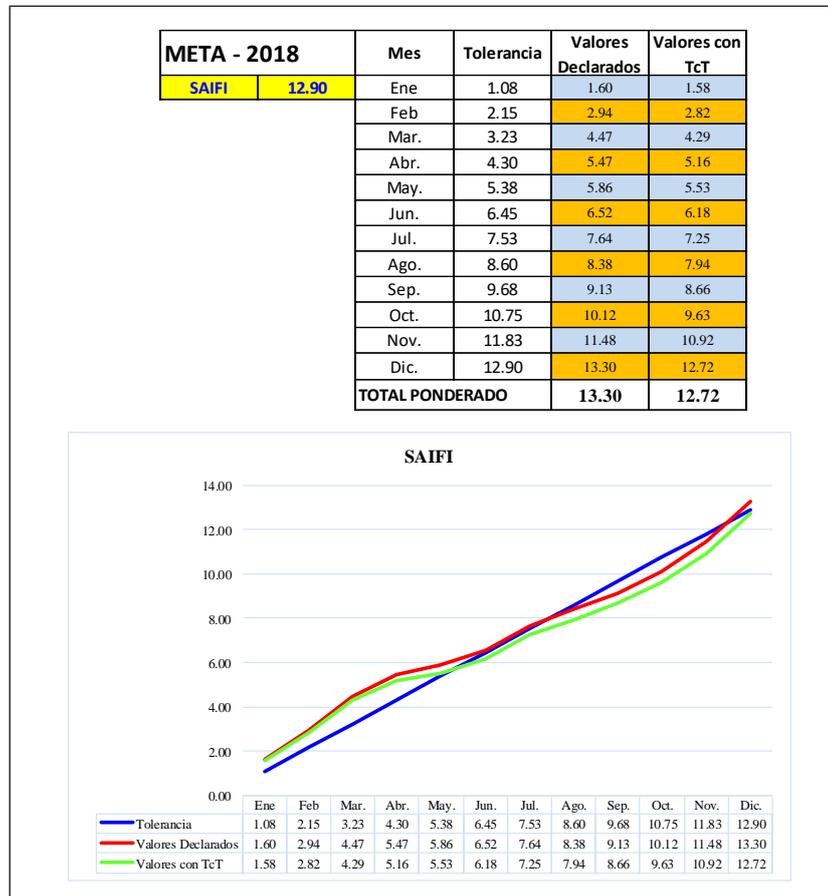


Figura 37. Comparativo SAIFI 2018: meta, declarados y con TcT

En la figura 38 se aprecia la tendencia del indicador SAIDI de la empresa Electro Puno S.A.A. en el año 2018. La meta empresarial para el indicador SAIDI fue de 15.60 horas/usuario-año, sin embargo, al término del año 2018, se obtuvo un valor SAIDI de 15.64 fallas/usuario-año, lo que significa que no se cumplió la meta con un excedente de 0.26%. Con la aplicación de técnicas de mantenimiento empleando trabajos con tensión en los alimentadores de media tensión de la Subestación de Transmisión Juliaca se obtuvo un valor del indicador SAIDI, para toda la empresa Electro Puno S.A.A., de 13.73 horas/usuario-año que está por debajo de la meta en 11.99%.

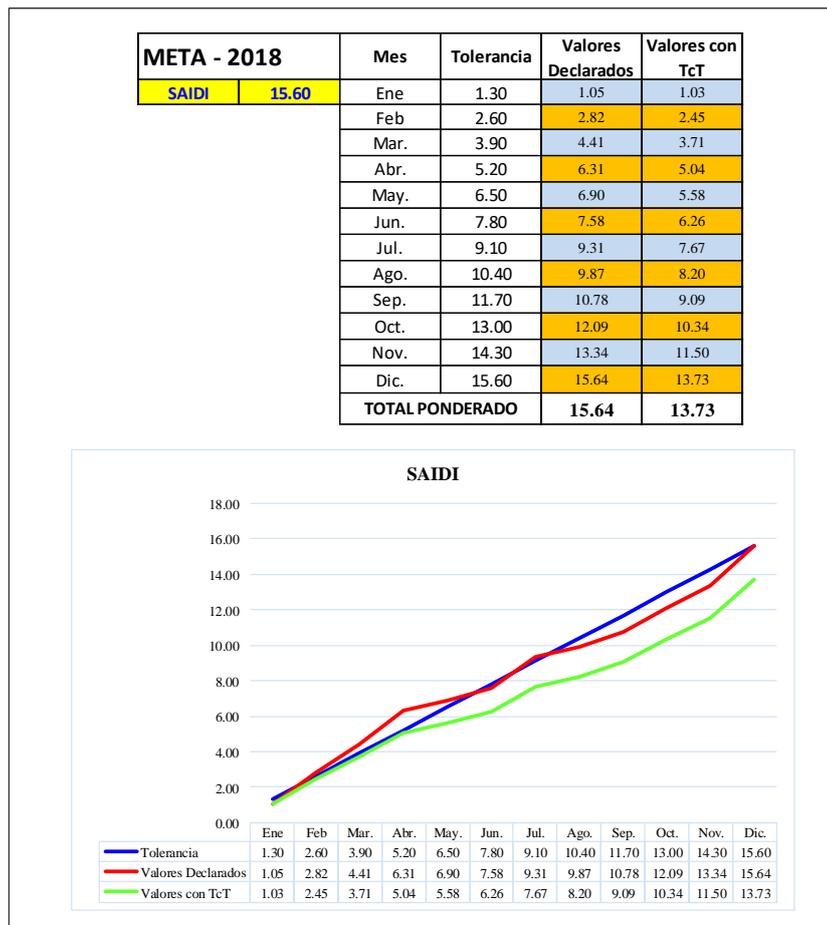


Figura 38. Comparativo SAIDI 2018: meta, declarados y con TcT

4.3.4. Energía teórica no suministrada de SE0025 Juliaca y SE0238 Juliaca Rural

La energía teórica no suministrada (ENS) es consecuencia de las horas de interrupciones registradas en los dos semestres del año 2018. La ENS es energía estimada que no se vendió al usuario final durante la duración de las interrupciones, lo que da como resultado una pérdida económica a la empresa distribuidora, en este caso, Electro Puno S.A.A. Con la aplicación de técnicas de mantenimiento empleando trabajos con tensión se evitan las interrupciones programadas o de emergencia, lo que da como resultado una ininterrumpida venta de energía eléctrica, captando así más ingresos para la empresa distribuidora. En la tabla 39 se muestra una reducción del 6.30% de la ENS en el Sistema Eléctrico Juliaca que es 126.34 kWh. Para el Sistema Eléctrico Juliaca Rural se tiene una reducción del 5.85% de la ENS que es 233.10 kWh. Con la aplicación de técnicas de mantenimiento empleando trabajos con tensión la empresa Electro Puno S.A.A. hubiera vendido más energía obteniendo así más ingresos.

Tabla 39

Comparativo ENS de los Sistemas Eléctricos Juliaca y Juliaca Rural

Sistemas Eléctricos	Energía Teórica no Suministrada (ENS)				Comparación de ENS		
	2018-I declarado (kWh)	2018-I con TcT (kWh)	2018-II declarado (kWh)	2018-II con TcT (kWh)	Total declarado (kWh)	Total con TcT (kWh)	Comparativo TOTAL
SE0025 Juliaca	461.83	395.72	1542.48	1482.25	2004.31	1877.97	-6.30%
SE0238 Juliaca Rural	2195.33	2058.98	1786.43	1689.68	3981.76	3748.66	-5.85%

4.3.5. Compensaciones en SE0025 Juliaca y SE0238 Juliaca Rural

En la tabla 40 se muestra una disminución del 7.02% y 9.07% en las compensaciones por mala calidad de suministro durante el año 2018 en los SEs Juliaca y Juliaca Rural respectivamente. Con la aplicación de técnicas de mantenimiento empleando trabajos con tensión en el SE Juliaca se hubiera tenido un ahorro de S/ 5 191.80 y en el SE Juliaca Rural se hubiera tenido un ahorro de S/ 25 827.70 que en conjunto suman S/ 31 019.50.

Tabla 40

Comparativo de las compensaciones de los Sistemas Eléctricos Juliaca y Juliaca Rural

Sistemas Eléctricos	Compensaciones NTCSE por Semestre				Comparación de Compensaciones		
	2018-I declarado (S/)	2018-I con TcT (S/)	2018-II declarado (S/)	2018-II con TcT (S/)	Total declarado (S/)	Total con TcT (S/)	Comparativo TOTAL
SE0025 Juliaca	5 627.48	4 308.49	68 324.97	64 452.16	73 952.45	68 760.65	-7.02%
SE0238 Juliaca Rural	169 474.29	155 940.65	115 303.48	103 009.4	284 777.77	258 950.1	-9.07%

4.4. Evaluación costo – beneficio de implementar cuadrilla TcT

Para la implementación de una cuadrilla para que realice los mantenimientos empleando trabajos con tensión, es necesario que la empresa distribuidora invierta dinero, considerando dos escenarios posibles, el primero es licitar el servicio de un tercero para contratar los servicios de una cuadrilla; el segundo es que la empresa distribuidora implemente su propia cuadrilla y los costos que ello demanda: pago de planillas, adquisición de equipos de protección personal, herramientas para trabajos con tensión y vehículos motorizados.

4.4.1. Costo de formación de una cuadrilla para realizar trabajos con tensión

4.4.1.1. Escenario A

Para realizar los mantenimientos aplicando técnicas de trabajos con tensión se evaluó, primero, el escenario A, que es la licitación de un tercero para que realice los trabajos de mantenimiento. Se hizo el cálculo del costo de contratación para que la empresa contratista realice los trabajos de mantenimiento del año 2018, que es el año de estudio, lo que significa que la empresa contratista solo firmaría contrato anual, siendo este un escenario de corto plazo. En la tabla 41 se muestra el costo necesario para la contratación de un tercero para que realice los trabajos de mantenimiento en caliente.

Tabla 41

Costo necesario para realizar mantenimiento con cuadrilla por contrato

Resumen General – Valor Referencial del Servicio		
Servicio: Mantenimiento en los AMT de la SET Juliaca con trabajos con tensión		
Item	Descripción	Valor Referencial (S/)
A	Suministro de Materiales para Mantenimiento	209 470.00
B	Trabajos de Mantenimiento	106 423.83
C	Transporte de Materiales (8% de A)	16 757.60
D	Costo Directo (C.D.)	332 651.43
E	Gastos Generales (10% de D)	32 265.14
F	Utilidades (8% de D)	26 612.14
	Sub-Total Sin I.G.V. (S/)	392 528.68
	Impuesto General a las Ventas IGV (18%)	70 655.16
	Costo Total s/. (Incluye I.G.V.)	463 183.85

4.4.1.2. Escenario B

En este escenario la empresa Electro Puno S.A.A. forma su propia cuadrilla para que realice los mantenimientos aplicando técnicas de trabajos con tensión, lo que demanda una mayor inversión, ya que se tiene que adquirir las herramientas y equipos de protección, una unidad de transporte de materiales y personal y una unidad brazo aislado de doble canastilla montado en un vehículo especial para trabajos en redes con tensión, el pago de planillas del personal y demás gastos de oficina y almacén. Los costos de mantenimiento y combustible de los vehículos se estimaron en función de la distancia de desplazamiento necesaria (tabla 35)

para realizar los trabajos de mantenimiento durante el año 2018. La formación de una cuadrilla, para la realización trabajos de mantenimiento empleando con tensión, propia de Electro Puno S.A.A. aplica para un escenario a largo plazo, ya que los beneficios no se verían de inmediato. En la tabla 42 se muestra el costo necesario para que una cuadrilla propia de Electro Puno S.A.A. realice los trabajos de mantenimiento del año 2018. En el Anexo 1 se observa el análisis de costos para la implementación de una cuadrilla para trabajos con tensión en Electro Puno S.A.A.

Tabla 42

Costo necesario para realizar mantenimiento con cuadrilla propia

Resumen General – Valor Referencial del Servicio		
Servicio: Mantenimiento en los AMT de la Subestación de Transmisión Juliaca aplicando trabajos con tensión		
Lugar: Provincia de San Román, región Puno		
Item	Descripción	Valor Referencial de Ejecución del Servicio (S/)
1.1	Personal Profesional	96 000.00
1.2	Personal Técnico	156 000.00
1.3	Locales para Oficina y Almacén	36 000.00
1.4	Mobiliario, Vehículos, Material de Oficina y Otros	238 282.46
1.5	Costos de mantenimiento de trabajos con tensión	385 983.83
2.1	Gasto Total de Mantenimiento con Personal Propio	912 176.29

Nota: Todos los costos incluyen I.G.V y los pagos al personal incluyen los beneficios de ley

4.4.2. Evaluación económica

La tabla 43 presenta la evaluación económica, con el Escenario A, de los costos a asumir en el año 2018 por Electro Puno S.A.A. Para los mantenimientos programados y de emergencia el costo asumido por la distribuidora fue de S/ 904 182.27, mientras que el costo de aplicar el mantenimiento empleando trabajos con tensión que es de S/ 790 894.52, obteniendo un ahorro considerable de S/. 113 287.71.

Tabla 43

Evaluación económica en el escenario A

Evaluación Económica de los Costos Reales Versus los Costos Asociados al Aplicar TcT			
Escenario A			
Mantenimiento tradicional	Costo (S/)	Mantenimiento con TcT	Costo (S/)
Costo total de mantenimiento	519 691.12	Costo total de mantenimiento con cuadrilla por terceros	463 183.85
Compensaciones por mala calidad de suministro	358 730.22	Compensaciones por mala calidad de suministro	327 710.67
Energía no vendida durante cortes programados o de emergencia.	25 760.93	Energía no vendida durante cortes programados o de emergencia.	0.00
Costo Total	904 182.27	Costo Total	790 894. 52

La tabla 44 presenta la evaluación económica, con el Escenario B, de los costos a asumir en el año 2018 por Electro Puno S.A.A. Para los mantenimientos programados y de emergencia el costo asumido por la distribuidora fue de S/ 904 182.27, mientras que el costo de aplicar el mantenimiento empleando trabajos con tensión que es de S/ 1 239 886.96. El costo de aplicar trabajos con tensión en el 2018 con una cuadrilla propia excede en S/ 335 704.69 al monto realizado con el mantenimiento tradicional que es con corte de suministro eléctrico.

Tabla 44

Evaluación económica en el escenario B

Evaluación Económica de los Costos Reales Versus los Costos Asociados al Aplicar TcT			
Escenario B			
Mantenimiento tradicional	Costo (S/)	Mantenimiento con TcT	Costo (S/)
Costo total de mantenimiento	519 691.12	Costo total de mantenimiento con cuadrilla propia	912 176.29
Compensaciones por mala calidad de suministro	358 730.22	Compensaciones por mala calidad de suministro	327 710.67
Energía no vendida durante cortes programados o de emergencia.	25 760.93	Energía no vendida durante cortes programados o de emergencia.	0.00
Costo Total	904 182.27	Costo Total	1 239 886.96

4.4.3. Evaluación de beneficios

La aplicación de las técnicas de mantenimiento empleando trabajos con tensión en la empresa Electro Puno S.A.A. trae consigo varios beneficios, entre los más destacables son: Menores costos de operación y mantenimiento, menores compensaciones, mayores ventas de energía, mayores utilidades y la mejora de la imagen institucional de la empresa.



El escenario A, que es el licitar el servicio de un tercero para que realice los trabajos de mantenimiento con tensión, es un escenario rentable en el corto plazo porque en el primer año se obtiene un ahorro de S/. 106 743.71. El escenario B, que es el de formar una cuadrilla propia para los trabajos de mantenimiento con tensión, es un escenario de mediano y largo plazo, ya que en el primer año no se obtiene ahorros y, por el contrario, se tiene que invertir un monto superior a lo que se gastó en el mantenimiento tradicional el año 2018.

CONCLUSIONES

- El análisis económico en el escenario A da un costo para el uso de técnicas de trabajos con tensión de S/ 790 984.52 (tabla 43) dando una reducción en costos de S/. 113 287.75 frente a los S/ 904 182.27 que gasto la empresa Electro Puno en realizar los mantenimientos con corte de suministro eléctrico. Se concluye que el escenario A es un escenario económicamente rentable en el corto plazo.
- El análisis económico en el escenario B da un costo para el uso de técnicas nuevas de trabajos en tensión de S/ 1 239 886.96 (tabla 44) dando un aumento en costos de S/. 335 704.69 frente a los S/ 904 182.27 que gasto la empresa Electro Puno S.A.A. en realizar los mantenimientos con corte de suministro eléctrico. Se concluye que el escenario B es un escenario económicamente no rentable en el corto plazo, sin embargo, resulta económicamente rentable para el mediano y largo plazo, ya que a partir del segundo año se tendría un costo aproximado de S/ 637 893.83 al no asumir los costos del primer año como son mobiliario, vehículos, material de oficina, las herramientas y equipos de protección personal (Anexo 1), haciéndose autosostenida y rentable para el mediano y largo plazo.
- El beneficio del uso de técnicas de mantenimiento empleando trabajos con tensión en la empresa Electro Puno S.A.A. son los menores costos de operación y mantenimiento, menores compensaciones, mayores ventas de energía, mayores utilidades y la mejora de la imagen institucional de la empresa.



RECOMENDACIONES

- Continuar con la línea de investigación referente al mantenimiento de trabajos con tensión, integrando el mantenimiento predictivo al desarrollo de la investigación; esto es, utilizando herramientas como el análisis del flujo de potencia, el estudio de coordinación de protección, mediciones de resistencias de puestas a tierra, mediciones de rigidez dieléctrica e inspecciones visuales y termográficas. La investigación centrada en el mantenimiento predictivo debe ser focalizada en alimentadores de media tensión críticos y no en sistemas eléctricos completos, dada la gran extensión geográfica y el volumen de información que estos tienen.
- Investigar la aplicación del uso de técnicas de mantenimiento empleando trabajos con tensión para actividades ajenas al mantenimiento como son los reforzamientos de redes, tales como son: cambio de sistema monofásico o bifásico a trifásico y cambio de nivel de tensión de redes de distribución en media tensión.

BIBLIOGRAFÍA

- Al-Muhaini, M., & Heydt, G. T. (2013). A Novel Method for Evaluating Future Power Distribution System Reliability. *IEEE Transactions on Power Systems*, 28(3), 3018–3027. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2012.2230195>
- Andrés. (2022, January 17). *Elementos básicos de un sistema de transmisión eléctrica*. Artículos, Cálculos y Diseño Eléctrico, Transmisión y Distribución. <https://www.electricaplicada.com/>
- Anteneh, D. (2019). Reliability Enhancement of Distribution Substation by Using Network Reconfiguration a Case Study at Debre Berhan Distribution Substation. *International Journal of Economy, Energy and Environment*, 4(2), 33. <https://doi.org/10.11648/j.ijeee.20190402.12>
- Antioquia, S. (2018). Elementos de protección personal (EPP). *Epp*, 25. <https://www.arlsura.com/index.php/component/content/article/75-centro-de-documentacion-anterior/equipos-de-proteccion-individual/1194--sp-3393>
- Reglamento para la ejecución de trabajos con tensión en instalaciones eléctricas mayores a un kilovolt (1 kV), 28 (2004). <https://image.slidesharecdn.com/trabajoscontensionaea-140424120144-phpapp01/95/trabajos-con-tension-aea-1-638.jpg?cb=1398340961>
- Balijepalli, N., Venkata, S. S., & Christie, R. D. (2004). Predicting distribution system performance against regulatory reliability standards. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 19(1), 350–356. <https://doi.org/10.1109/TPWRD.2003.820192>
- Borges, C. L. T., & Cantarino, E. (2011). Microgrids Reliability Evaluation with Renewable Distributed Generation and Storage Systems. *IFAC Proceedings Volumes*, 44(1), 11695–11700. <https://doi.org/https://doi.org/10.3182/20110828-6-IT-1002.01090>
- Brown, R. E. (2009). *Electric Power Distribution Reliability* (I. Marcel Dekker, Ed.; Primera). <http://www.dekker.com>
- Cassula, A. M., Leite Da Silva, A. M., Manso, L. A. F., & Billinton, R. (2003). Avaliação da confiabilidade em sistemas de distribuição considerando falhas de geração e transmissão. *Controle & Automação Sociedade Brasileira de Automatica [Online]*, 14, 262–271. <https://www.scielo.br/j/ca/a/vt3QZ9QRPgqvzRMCBJDwDnk/?format=pdf&lang=pt>
- D T Nel, J. H. (2011). Bulk water distribution power supply failures. *South African Institution of Civil Engineering*, 53, 55–60. http://www.scielo.org.za/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S1021-20192011000100007

- Diario La República. (2021, December 13). *Mantenimiento Eléctrico en Caliente*. Diario La República. <https://larepublica.pe/sociedad/2021/12/13/anuncian-corte-de-luz-en-trujillo-y-districtos-y-todo-viru-lrnd/>
- Echeverry, J., & Lozano, C. (2017). Nueva metodología para el diagnóstico de la confiabilidad de un circuito individual de distribución en Colombia. *DYNA (Colombia)*, 84(201), 74–81. <https://doi.org/10.15446/dyna.v84n201.54330>
- Electro Puno S.A.A. (2018, March). *Memoria Anual 2018*. 115. <https://doi.org/10.1017/CBO9781107415324.004>
- Funan, F., & Sutama, W. (2020). *Evaluasi Keandalan Sistem Distribusi Tenaga Listrik Berdasarkan Indeks Keandalan SAIDI dan SAIFI pada PT PLN (PERSERO) Rayon Kefamenanu* (Vol. 3, Issue 1). <https://journal.undiknas.ac.id/index.php/teknik/article/view/2888/878>
- Gallego, J., Danilo Montoya, O., Hincapié, R., & Echeverri, M. (2016). Optimal location of reclosers and fuses in distribution systems. *UTP Colombia*. <http://www.scielo.org.co/pdf/itec/v13n2/v13n2a02.pdf>
- Gocsei, G., & Nemeth, B. (2016). Shielding of magnetic fields during high voltage live-line maintenance. *Proceedings of the IEEE International Conference on Transmission and Distribution Construction and Live Line Maintenance, ESMO, 0*. <https://doi.org/10.1109/TDCLLM.2016.8013218>
- González, R. (2012). *Diagrama de Pareto Curva 80-20*. APDC Home. <https://www.pdcahome.com/diagrama-de-pareto/>
- Grainger, J. J., & Stevenson, W. Jr. (1996). Análisis de Sistemas de Potencia. In McGRAW-HILL (Ed.), *Cenace, Uanl* (Primera). <https://manautomata.files.wordpress.com/2012/10/stivenson3.pdf>
- Heydt, G. T., & Graf, T. J. (2010). Distribution System Reliability Evaluation Using Enhanced Samples in a Monte Carlo Approach. *IEEE Transactions on Power Systems*, 25(4), 2006–2008. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2010.2045929>
- INEI, I. N. de E. e I. (2018). Resultados Definitivos. *Censos Económicos*, 1–41. https://www.inei.gob.pe/media/MenuRecursivo/publicaciones_digitaless/Est/Lib1563/
- Izar, J. M. (2004). *Diagrama de Pareto Statistics View project Project Management View project*. <https://www.researchgate.net/publication/303876853>
- Kornatka, M. (2010). Some methods of improving reliability medium voltage overhead lines. *Rynek Energii*, 50–56. https://www.researchgate.net/publication/295695030_some_methods_of_improving_reliability_medium_voltage_overhead_lines

- Kruithof, M., Hodemaekers, J., & Dijk, R. van. (2005). Quantitative risk assessment; A key to cost-effective SAIFI and SAIDI reduction. *CIREN 2005 - 18th International Conference and Exhibition on Electricity Distribution*, 1–5. <https://doi.org/10.1049/cp:20051296>
- LaCommare, K. H., & Eto, J. H. (2006). *Cost of Power Interruptions to Electricity Consumers in the United States (U.S.)*. 33. <https://emp.lbl.gov/publications/cost-power-interruptions-electricity>
- Li, X., Sun, D., Wang, Z., Xu, H., & Wang, M. (2020). Transmission network planning considering line maintenance plan with new energy resources integration. *IOP Conference Series: Materials Science and Engineering*, 768(6). <https://doi.org/10.1088/1757-899X/768/6/062015>
- López, J., Lavorato, M., & Rider, M. J. (2016). Optimal reconfiguration of electrical distribution systems considering reliability indices improvement. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 78, 837–845. <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2015.12.023>
- Lovrencic, A., Racz, L., Gocsei, G., & Nemeth, B. (2019). Improving the Reliability of the Transmission and Distribution Network. *7th International Youth Conference on Energy, IYCE 2019*, 2–7. <https://doi.org/10.1109/IYCE45807.2019.8991565>
- Mahdavi, M., Monsef, H., & Romero, R. (2017). Reliability Effects of Maintenance on TNEP Considering Preventive and Corrective Repairs. *IEEE Transactions on Power Systems*, 32(5), 3768–3781. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2016.2640178>
- Martini, P. (2017). *Live-Line Working and Evaluation of Risk on 400kV Transmission Line*. https://www.research.manchester.ac.uk/portal/files/60830632/FULL_TEXT.PDF
- Martins, V. F., & Borges, C. L. T. (2011). Active Distribution Network Integrated Planning Incorporating Distributed Generation and Load Response Uncertainties. *IEEE Transactions on Power Systems*, 26(4), 2164–2172. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2011.2122347>
- McDermott, T. E., & Dugan, R. C. (2002). Distributed generation impact on reliability and power quality indices. *2002 Rural Electric Power Conference. Papers Presented at the 46th Annual Conference (Cat. No. 02CH37360)*, D3-1. <https://doi.org/10.1109/REPCON.2002.1002301>
- Código Nacional de Electricidad (Suministro 2011), 326 (2011). <http://spij.minjus.gob.pe/Graficos/Peru/2011/Mayo/05/RM-214-2011-MEM-DM.pdf>
- Resolución Directoral N° 154-2012-EM-DGE, Diario Oficial El Peruano 1 (2012). <http://gart.osinergmin.gob.pe/ProcReg/VAD/VAD2013/Recursos/2->

- Sectores/Resolución Directoral N° 20154-2012-EM-DGE.pdf
- Ley de Concesiones Eléctricas, 1 (1992).
<http://www2.osinerg.gob.pe/MarcoLegal/pdf/LEYCE-DL25844.pdf>
- Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos, 64 (1997).
http://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/PlantillaMarcoLegalBusqueda/NTCSE.pdf
- Decreto Supremo N° 004-2006-EM, Dirección General de Electricidad 5 (2006).
file:///C:/Users/Erick_AB/Downloads/1609-1930.pdf
- Reglamento de seguridad y salud en el trabajo con electricidad, Pub. L. No. Decreto Supremo N° 005-2012-TR, 58 (2013).
<http://spij.minjus.gob.pe/Graficos/Peru/2013/Marzo/27/RM-111-2013-MEM-DM.pdf>
- Moreira Pessanha, J. F., Castro Souza, R., & Costa Laurencel, L. da. (2007). Um modelo de análise envoltória de dados para o estabelecimento de metas de continuidade do fornecimento de energia elétrica. *Pesquisa Operacional*, 27(1), 51–83.
<https://doi.org/10.1590/s0101-74382007000100004>
- Navarro, J., Montañés, A., & Santillán, Á. (1998). *Instalaciones eléctricas de Alta Tensión. Sistemas de maniobra, medida y protección* (Editorial Paraninfo, Ed.; Primera). ITP An International Thomson.
- Resolución de Consejo Directivo OSINERG N° 074-2004-OS/CD, Pub. L. No. 074-2004-OS/CD, OSINERG 1 (2004).
<https://www.osinergmin.gob.pe/newweb/uploads/Publico/OSINERG-074-2004-OS-CD.pdf>
- Resolución de Consejo Directivo de OSINERGMIN N° 177-2012-OS/CD, Pub. L. No. 177–2012, Diario Oficial El Peruano 1 (2012).
<https://busquedas.elperuano.pe/normaslegales/modifican-procedimiento-para-la-supervision-de-la-operacion-resolucion-n-177-2012-oscd-833436-3/>
- Padilla, D. (2019). *Los trabajos con tensión en el Perú* (IIISE, Ed.; Primera Ed). YoPublico. <https://es.scribd.com/book/428097283/Los-trabajos-con-tension-en-el-Peru>
- Padilla, D. (2012). Pérdidas no Técnicas, Relación Costo-Beneficio de los Mantenimientos con Tensión. In *Red de Energía del Perú (Ed.), II Congreso Latinoamericano de Distribución Eléctrica* (p. 6).
- Putynkowski, G., Woźny, K., Balawender, P., Kozyra, J., Kuśmińska-Fijałkowska, A., Ciesielka, E., & Łukasik, Z. (2016). A New Model for the Regulation of Distribution System Operators with Quality Elements that Includes the SAIDI/SAIFI/CRP/CPD

- Indices. *Electrical Power Quality and Utilisation, Journal*, XIX. https://www.researchgate.net/publication/309490870_A_New_Model_for_the_Regulation_of_Distribution_System_Operators_with_Quality_Elements_that_Include_s_the_SAIDISAIFICRPCPD_Indices
- Ramírez, S. (2003). *Protección de Sistemas Eléctricos* (U. de C. Centro de publicaciones, Ed.; Primera). <https://doi.org/DOI 10.1002/masy.201000052>
- Ramírez, S. (2004). *Redes de Distribución de Energía* (U. de C. Centro de publicaciones, Ed.; Tercera). <http://blog.espol.edu.ec/econde/files/2012/08/libro-redes-de-distribucion.pdf>
- Ran, C., Lingle, Z., Dong, Y., Li, Z., & Yang, Z. Z. (2019). Research on Calculation of Live Line Insulator Replacement Based on Life Cycle Cost. *ISPEC 2019 - 2019 IEEE Sustainable Power and Energy Conference: Grid Modernization for Energy Revolution, Proceedings*, 2, 866–870. <https://doi.org/10.1109/iSPEC48194.2019.8974932>
- Ras, E. (1994). *Transformadores de potencia, medida y de proteccion* (Marcombo Boixare, Ed.; Septima). <https://dotorresg.files.wordpress.com/2011/12/transformadores-de-potencia-de-medida-y-de-proteccion.pdf>
- Retamozo, J. (2018). *Optimización de estrategias de operación de sistemas eléctricos para el control del SAIDI-SAIFI en empresas distribuidoras de electricidad - SEAL*. <http://repositorio.unsa.edu.pe/bitstream/handle/UNSA/7094/ELMreguj.pdf?sequence=1&isAllowed=y>
- Rojas, L., López, J., & Muñoz, N. (2016). Asignación Óptima de Presupuesto para Mejoramiento de la Calidad del Servicio en Sistemas de Distribución usando Algoritmo Genético No-Dominado II (NSGA-II) y un Algoritmo Memético. *Información Tecnológica*, 27(1), 115–126. <https://doi.org/10.4067/S0718-07642016000100013>
- Roos, F. (2005). *Electricity Supply Reliability* (L. U. Media-Tryck, Ed.; Primera). <https://www.iea.lth.se/publications/Theses/LTH-IEA-1049.pdf>
- Sekhar, P. C., Deshpande, R. A., & Sankar, V. (2016). Evaluation and improvement of reliability indices of electrical power distribution system. *2016 National Power Systems Conference (NPSC)*, 1–6. <https://doi.org/10.1109/NPSC.2016.7858838>
- Strzelecki, Denysiuk, & Derevianko. (2013). Main Features of the Stability and Reliability Enhancement of Electricity Grid with DG in Ukraine Based on IEEE Standars. *Academician of NAS of Ukraine*. <http://dspace.nbuv.gov.ua/bitstream/handle/123456789/100756/10-Kyrylenko.pdf?sequence=1>



- Torres, E. (2021, June 7). *Protección en sistemas de potencia*. CEDIME - UNI. <http://www.cedime.uni.edu.pe/entradas/proteccion-en-sistemas-de-potencia-por-el-ing-eduardo-espinosa-rodriguez-resena-cedime/>
- Vargas, C. (2018). *Optimización de los indicadores calidad de suministro con mantenimiento de red de distribución primaria mediante técnica TcT en el alimentador de media tensión CAO003 Cartavio, Ascope, La Libertad*. http://repositorio.ucv.edu.pe/bitstream/handle/UCV/26881/vargas_gc.pdf?sequence=1&isAllowed=y
- Wang, C., & Wang, Z. (2018). Short-term transmission line maintenance scheduling with wind energy integration. *IEEE Power and Energy Society General Meeting, 2018-Janua*, 1–5. <https://doi.org/10.1109/PESGM.2017.8274097>

ANEXOS

Anexo 1. Costo de implementar de una cuadrilla para trabajos con tensión (escenario B)

Análisis de Costos para la Implementación de Una Cuadrilla Propia para Trabajos con TcT						
MANTENIMIENTO DE LAS REDES DE MEDIA TENSIÓN DE LA SET JULIACA APLICANDO TRABAJOS CON TENSIÓN						
Lugar: Provincia de San Román, Región Puno						
Duración del Servicio : 12 meses Del 01/01/2018 al 31/12/2018						
1.0	VALOR DEL SERVICIO DE LOS TRABAJOS DE MANTENIMIENTO DEL AÑO 2018					
	Descripción	Unidad	Cant.	Tiempo (meses)	Sueldo (S/.)	Parcial (S/.)
1.1	Personal Profesional					96,000.00
	Ingeniero Supervisor	Und.	1	12.00	5 000.00	60,000.00
	Ingeniero Asistente	Und.	1	12.00	3 000.00	36,000.00
1.2	Personal Técnico					156,000.00
	Técnico Calificado para TcT	Und.	3	12.00	3 000.00	108,000.00
	Conductor Vehículo	Und.	2	12.00	2 000.00	48,000.00
Nota: El sueldo considerado por trabajador incluye impuestos y beneficios sociales						
1.3	Locales para Oficina y Almacén					36,000.00
	Alquiler de Oficina y Almacen	Glb/mes	1	12.00	3 000.00	36,000.00
	Descripción	Und.	Cant.	Tiempo (año)	Costo (S/.)	Parcial (S/.)
1.4	Mobiliario, vehículos, material de oficina y otros					238,282.46
	Mobiliario de oficina	Glb	2	1.00	300.00	600.00
	Computadora	Und	2	1.00	2 500.00	5,000.00
	Impresora	Glb	1	1.00	1 000.00	1,000.00
	Útiles de Oficina	Glb	2	1.00	250.00	500.00
	Vehículo montado con brazo aislado de doble canastilla	Glb	1	1.00	150 000.00	150,000.00
	Camioneta Toyota Hilux	Glb	1	1.00	75 000.00	75,000.00
	Mantenimiento de vehiculos	Glb	2	1.00	1 500.00	3,000.00
	Combustible brazo aislado de doble canastilla	gal/diesel	137	1.00	12.00	1,646.10
	Combustible Toyota Hilux	gal/gas90	110	1.00	14.00	1,536.36
Nota: El equipamiento de la oficina y almacen asi como los vehículos tienen que ser adquiridos en calidad de nuevos y con los seguros correspondientes						
	Descripción	Und.	Cant.	Tiempo (año)	Costo (S/.)	Parcial (S/.)
1.5	Costos de mantenimiento de trabajos con tensión					385,893.83
	Herramientas y equipos de protección personal	Glb	1	1.00	50 000.00	50,000.00
	Suministro de materiales para mantenimiento	Glb	1	1.00	209,470.00	209,470.00
	Costos de los trabajos de mantenimiento con tensión	Glb	1	1.00	176,423.83	176,423.83
2.0	RESUMEN					S/.
2.1	Total Gastos de Mantenimiento con Personal Propio					912,176.29
Nota: Todos los costos incluyen I.G.V y los pagos al personal incluyen los beneficios de ley						

Anexo 2. Árbol Eléctrico de Electro Puno S.A.A.

ÁRBOL ELECTRICO POR SISTEMAS ELECTRICOS DE ELÉCTRO PUNO S.A.A.										
Item	Área de Influencia	Nivel de Tensión	Código Alimentador		SET		Sistema Eléctrico		Localidades	SECTOR TÍPICO
			Código ELP	Código REP	Nombre	Código	Nombre	Código		
1	Ciudad Juliaca, Circunvalacion lado derecho, Huayrona-Periferie	10 kV	5004	L-152	JULIACA (50)	50	JULIACA	0025	JULIACA	2
2	Ciudad Juliaca, Circunvalacion lado izquierdo, Areopuerto- cercado	10 kV	5005	L-153	JULIACA (50)	50	JULIACA	0025	JULIACA	2
3	Ciudad Juliaca, Salida AQP, Tahuantinsuyo y Rinconada- Cercado	10 kV	5006	L-154	JULIACA (50)	50	JULIACA	0025	JULIACA	2
4	Ciudad Juliaca, centro de la ciudad- Cuartel	10 kV	5008	L-156	JULIACA (50)	50	JULIACA	0025	JULIACA	2
5	Real Plaza, Cine Planet, Home Center, Plaza vea, Mercado Tupac Amaru	10 kV	5010A	L-158	JULIACA (50)	50	JULIACA	0025	JULIACA	2
6	Ciudad Juliaca, Salida Puno lado izquierdo, zona industrial, Caracoto y Cohata	10 kV	5007	L-155	JULIACA (50)	50	JULIACA RURAL	0238	JULIACA RURAL	6
7	Ciudad de Juliaca salida a Cuzco, Nicasio, calapuja, Achaya	10 kV	5009	-	JULIACA (50)	50	JULIACA RURAL	0238	JULIACA RURAL	6
8	Lampa, Cabana, Cabanillas	22,9 kV	5010	-	JULIACA (50)	50	JULIACA RURAL	0238	JULIACA RURAL	6
9	Taraco, Saman, Chilla	22,9 kV	5011	-	JULIACA (50)	50	JULIACA RURAL	0238	JULIACA RURAL	6
10	Taraco ,Huatasani,Chacacampa,Japis.	22,9 kV	4001	-	HUANCANE(40)	40	JULIACA RURAL	0238	HUANCANE	5
11	Huancane	22,9 kV	4002	-	HUANCANE(40)	40	JULIACA RURAL	0238	HUANCANE	5
12	Vilquechico, Vilcacollo, Cojata, Rosaspata, Huayrapata, Moho, Patillipata, Saihuacal	22,9 kV	4003	-	HUANCANE(40)	40	JULIACA RURAL	0238	HUANCANE, MOHO	5
13	Ananea,Quilcapunco	22,9 kV	3001	-	ANANEA(30)	30	AZANGARO	0027	ANANEA	3
14	TRAF01 (Sandia /Oriental) - TRAF02 (Ingreso de Chijisia) Interconectado con la CH Chijisia, Patambuco, Cuyo Cuyo, Quiaca.	22,9 kV	3003	-	ANANEA(30)	30	AZANGARO	0027	ANANEA	3
15	Lunar de Oro unicamente	22,9 kV	3004	-	ANANEA(30)	30	AZANGARO	0027	LUNAR DE ORO	3
16	Rinconada Minas	22,9 kV	3005	-	ANANEA(30)	30	AZANGARO	0027	RINCONADA	3
17	Reserva destinada para el proyecto minero Untuca	22,9 kV	3006	-	ANANEA(30)	30	AZANGARO	0027	ANANEA	3
18	Empresa Minera Cori Puno	22,9 kV	3007	-	ANANEA(30)	30	AZANGARO	0027	ANANEA	3
19	Azangaro, Arapa, Chupa, Tirapata, Asilo, Santiago de Pupuja, José Domingo Choquehuanca.	22,9 kV	8001	-	AZANGARO (80)	80	AZANGARO RURA	0327	AZANGARO	3
20	Azangaro, Pedro Vilca, Muñani, Inchupalla, Loalidad Putina, Quilcapunco	22,9 kV	8002	-	AZANGARO (80)	80	AZANGARO RURA	0327	AZANGARO RURAL	5
21	Ciudad Sandia, Tambopata, Alto Urubamba, Huaypacanchi, Belem, Huancaluque	22,9 kV	7501	-	SANDIA (75)	75	AZANGARO RURA	0327	SANDIA	3
22	Interconectado con la nueva SET Ananea	22,9 kV	7502	-	SANDIA (75)	75	AZANGARO RURA	0327	SANDIA	3

Anexo 2. Árbol Eléctrico de Electro Puno S.A.A.

ÁRBOL ELECTRICO POR SISTEMAS ELECTRICOS DE ELÉCTRO PUNO S.A.A.										
Item	Área de Influencia	Nivel de Tensión	Código Alimentador		SET		Sistema Eléctrico		Localidades	SECTOR TÍPICO
			Código ELP	Código REP	Nombre	Código	Nombre	Código		
23	Ajoyani, Usicayos, Ituata, Macusani	22,9 kV	9001	-	ANTAUTA (90)	80	ANTAUTA	0028	ANTAUTA	4
24	Puerto Arturo, Carmen, Potoni, Crucero	22,9 kV	9002	-	ANTAUTA (90)	80	ANTAUTA	0028	CRUCERO	4
25	Ciudad Ayaviri	10 kV	6001	L-165	AYAVIRI (60)	60	AYAVIRI	0029	AYAVIRI	4
26	Ciudad Ayaviri	10 kV	6002	L-166	AYAVIRI (60)	60	AYAVIRI	0029	AYAVIRI	4
27	Santa Rosa, Nuñoa, Macari, Cupi, Llalli, CP de Huamanruro, San Antonio, Humachiri, Macari	22,9 kV	6003	L-240	AYAVIRI (60)	60	AYAVIRI	0029	AYAVIRI RURAL	6
28	Orurillo	22,9kV	6004	L-241	AYAVIRI (60)	60	AYAVIRI	0029	AYAVIRI RURAL	6
29	Ollachea, Ayapata, Casahuiri, Urohuasi, Ollachea	22,9 kV	9501	-	SAN GABÁN	-	SAN GABAN	0220	SAN GABÁN	5
30	Ciudad Puno Cercado (centro)	10 kV	0102	-	BELLAVISTA(01)	1	PUNO	0026	PUNO URBANO	2
31	Ciudad de Puno, Av. El Sol Laykakota, Chanuchanu	10 kV	0103	-	BELLAVISTA(01)	1	PUNO	0026	PUNO URBANO	2
32	Ciudad de Puno, Huascar, Alto Puno, Totorani	10 kV	0104	-	BELLAVISTA(01)	1	PUNO	0026	PUNO URBANO	2
33	Chucuito, Mañazo, Caracollo, Antajave, Pichacani, Villuyo, Cabala, Vilque, Tiquillaca	22,9 kV	0201	L-250	PUNO(01), TOTORANI	2	PUNO	0026	PUNO RURAL	5
34	Paucarcolla, Chingarane, Atuncalla, Buena Vista.	22,9 kV	0202	L-251	PUNO(01), TOTORANI	2	PUNO	0026	PUNO RURAL	5
35	Ciudad de Puno, Av. Simon Bolivar, Lallihuaya, Ojerani, Barco	10 kV	0105	-	BELLAVISTA(01)	1	PUNO BAJA DENSIDAD	0239	PUNO URBANO	5
36	Ciudad de Puno, Av. Circunvalacion	10 kV	0101	-	BELLAVISTA(01)	1	PUNO BAJA DENSIDAD	0239	PUNO URBANO	5
37	Ciudad de Puno, Av. Floral, Sesquicentenario, Isla Esteves	10 kV	0106	-	BELLAVISTA(01)	1	PUNO BAJA DENSIDAD	0239	PUNO URBANO	5
38	Huaycho, Plicuyo, Chipana	22,9 kV	1001	-	ILAVE (10)	10	ILAVE POMATA	0030	ILAVE	6
39	Ilave 2, Plateria, Chucuito, Acora.	22,9 kV	1002	-	ILAVE (10)	10	ILAVE POMATA	0030	CHUCUITO	6
40	Mazocruz, Santa rosa, Illapua, Orcoyo., Conduriri (Checa 3 - Totorani)	22,9 kV	1003	-	ILAVE (10)	10	ILAVE POMATA	0030	ILAVE	6
41	Juli	22,9 kV	2001	-	POMATA (20)	20	ILAVE POMATA	0030	JULI	6
42	Ciudad Pomata	22,9 kV	2004	-	POMATA (20)	20	ILAVE POMATA	0030	POMATA	6
43	Kelluyo, Pisacoma, Capazo (Desaguadero)	22,9 kV	2003	-	POMATA (20)	20	ILAVE POMATA	0030	DESAGUADERO	6
44	(Anapia, Tinicachi) Yunguyo	22,9 kV	2002	-	POMATA (20)	20	ILAVE POMATA	0030	YUNGUYO	6

Anexo 3. Análisis de costos unitarios para mantenimiento con trabajos con tensión

ANALISIS DE COSTO UNITARIO							
Partida	: EA01						
Descripción	: Revisión y reajuste de conexiones						
Especificación	: 01.-señalizar en zona de trabajo. 02.-realizar charla de seguridad de cinco minutos. 03.-coordinar con centro de operaciones la intervencion al circuito y solicitar clave de trabajo. 04.-cuadrar la unidad móvil de brazo hidraulico en zona de trabajo. 05.-en poste realizar la toma de puntos calientes con la ayuda de un termovisor a distancia y se determinara por comparacion de temperatura de las fases. Proceder la instalacion de equipos protectores aislados despues realizar la instalacion de un jumper en cada fase a trabajar . 06.-realizar el cambio/reparacion del conector de la conexion por fase y quedara conforme el servicio. 07.- una vez culminado los trabajos , retirar los equipos instalados (las protecciones provisionales aisladas, jumper, señalizacion en zona de trabajo). 08.-informar a centro de operaciones el termino del trabajo y el retiro zona.						
Unidad	: Conjunto						
Rendimiento	: 6 HH/Conjunto						
Avance diario	: 4						
Hrs./ Día	: 8						
Fecha	: 16/03/2009						
MANO DE OBRA							
Código	Descripción	Hombres	Unidad	Cantidad	Precio Unitario	Parcial	
RH01	Liniero TET	2	0	4.00	18.98	75.92	
RH02	Supervisor TET	1	0	2.00	17.48	34.96	
Sub-Total					S/.	110.88	
MATERIALES							
Código	Descripción	Unidad	Cantidad	Precio Unitario	Parcial		
		0		0	0		
Sub-Total					S/.	0	
EQUIPOS/MAQUINARIA/HERRAMIENTAS							
Código	Descripción	Equipos/Herram	Unidad	Cantidad	Precio Unitario	Parcial	
MA01	Camión con Brazo Hidráulico aislado	1	HM	2.00	155.00	310.00	
HE193	Juego de Herramientas TET	1	HM	2.00	10.42	20.84	
HE194	Señalización cuadrilla trabajos TET	1	HM	2.00	3.03	6.06	
EQ54	Cámara infraroja portátil (termovisor)	1	HM	2	16.03	32.06	
Sub-Total					S/.	368.96	
TRANSPORTE							
Código	Descripción	Unidad	Cantidad	Precio Unitario	Parcial		
MA10A	CAMIONETA 4X4 C/D + Furgón	1.00	HM	2	28.77	57.54	
Sub-Total					S/.	57.54	
COSTOS DIRECTOS					Total	S/.	537.38
GASTOS GENERALES + DIRECCIÓN TÉCNICA					20.00%	107.48	
UTILIDAD					10.00%	64.49	
COSTO TOTAL					Total	S/.	709.35

Anexo 3. Análisis de costos unitarios para mantenimiento con trabajos con tensión

ANALISIS DE COSTO UNITARIO							
Partida	: EA02						
Descripción	: Conexión o desconexión de nodo con retiro y reubicación de línea						
Especificación	: 01.-señalar en zona de trabajo. 02.-realizar charla de seguridad de cinco minutos. 03.-coordinar con centro de operaciones la intervención al circuito y solicitar clave de trabajo. 04.-cuadrar la unidad móvil de brazo hidráulico en zona de trabajo. 05.-instalar en poste material adicional y reemplazar la línea nueva. 06.-realizar conexión y cierre de cuello de las tres fases 07.-una vez culminado los trabajos, retirar los equipos instalados (las protecciones provisionales aisladas, señalización en zona de trabajo). 08.-informar a centro de operaciones el término del trabajo y el retiro zona.						
Unidad	: Conjunto						
Rendimiento	: 8.727 HH/Conjunto						
Avance diario	: 2.75						
Hrs./ Día	: 8						
Fecha	: 16/03/2009						
MANO DE OBRA							
Código	Descripción	Hombres	Unidad	Cantidad	Precio Unitario	Parcial	
RH01	Liniero TET	2	0	5.82	18.98	110.43	
RH02	Supervisor TET	1	0	2.91	17.48	50.85	
Sub-Total					S/.	161.28	
MATERIALES							
Código	Descripción	Unidad	Cantidad	Precio Unitario	Parcial		
		0		0	0		
Sub-Total					S/.	0	
EQUIPOS/MAQUINARIA/HERRAMIENTAS							
Código	Descripción	Equipos/Herram	Unidad	Cantidad	Precio Unitario	Parcial	
MA01	Camión con Brazo Hidráulico aislado	1	HM	2.91	155.00	451.05	
HE193	Juego de Herramientas TET	1	HM	2.91	10.42	30.32	
HE194	Señalización cuadrilla trabajos TET	1	HM	2.91	3.03	8.82	
Sub-Total					S/.	490.19	
TRANSPORTE							
Código	Descripción	Unidad	Cantidad	Precio Unitario	Parcial		
MA10A	CAMIONETA 4X4 C/D + Furgón	1.00	HM	2.91	28.77	83.72	
Sub-Total					S/.	83.72	
COSTOS DIRECTOS					Total	S/.	735.19
GASTOS GENERALES + DIRECCIÓN TÉCNICA					8.00%		58.82
UTILIDAD					10.00%		79.40
COSTO TOTAL					Total	S/.	873.41

Anexo 3. Análisis de costos unitarios para mantenimiento con trabajos con tensión

ANALISIS DE COSTO UNITARIO						
Partida	: EA03					
Descripción	: Apoyo para cambio de transformador					
Especificación	: 01.-señalizar en zona de trabajo. 02.-realizar charla de seguridad de cinco minutos. 03.-coordinar con centro de operaciones la intervencion al circuito y solicitar clave de trabajo. 04.-cuadrar la unidad móvil de brazo hidraulico en zona de trabajo. 05.-no se realizara el cambio de transformador si la estructura tiene instalado cables NKY y N2XSY (a.-de subida o bajada.b.-terminales MT.) 06.-en estructura SAB y SAM se realizara la proteccion provisional aislada y una vez abierto el seccionador primario (cut-out) se desconectara el cable de comunicacion de bornes de cut-out y se aislara en forma provisional. 07.-instalar un cartel de seguridad de tension de retorno . 08.-una vez realizado el cambio de transformador se procede a la reinstalacion de cable al borme de cut-out. 09.-una vez culminado los trabajos , retirar los equipos instalados (las protecciones provisionales aisladas, cartel de tension de retorno, señalizacion en zona de trabajo). 10.-informar a centro de operaciones el termino del trabajo y el retiro zona.					
Unidad	: Unid					
Rendimiento	: 4.706 HH/Unid					
Avance diario	: 5.1					
Hrs./ Día	: 8					
Fecha	: 16/03/2009					
MANO DE OBRA						
Código	Descripción	Hombres	Unidad	Cantidad	Precio Unitario	Parcial
RH01	Liniero TET	2	0	3.14	18.98	59.54
RH02	Supervisor TET	1	0	1.57	17.48	27.43
Sub-Total					S/.	86.97
MATERIALES						
Código	Descripción	Unidad	Cantidad	Precio Unitario	Parcial	
		0		0	0	
Sub-Total					S/.	0
EQUIPOS/MAQUINARIA/HERRAMIENTAS						
Código	Descripción	Equipos/Herram	Unidad	Cantidad	Precio Unitario	Parcial
MA01	Camión con Brazo Hidráulico aislado	1	HM	1.57	155.00	243.35
HE193	Juego de Herramientas TET	1	HM	1.57	10.42	16.36
HE194	Señalización cuadrilla trabajos TET	1	HM	1.57	3.03	4.76
Sub-Total					S/.	264.47
TRANSPORTE						
Código	Descripción	Unidad	Cantidad	Precio Unitario	Parcial	
MA10A	CAMIONETA 4X4 C/D + Furgón	1.00	HM	1.57	28.77	45.17
Sub-Total					S/.	45.17
COSTOS DIRECTOS		Total		S/.	396.61	
GASTOS GENERALES + DIRECCIÓN TÉCNICA		20.00%			79.32	
UTILIDAD		10.00%			47.59	
COSTO TOTAL		Total		S/.	523.52	

Anexo 3. Análisis de costos unitarios para mantenimiento con trabajos con tensión

ANALISIS DE COSTO UNITARIO							
Partida	: EA04						
Descripción	: Apoyo en la instalación de un poste de paso en red						
Especificación	: 01.-señalizar en zona de trabajo. 02.-realizar charla de seguridad de cinco minutos. 03.-coordinar con centro de operaciones la intervencion al circuito y solicitar clave de trabajo. 04.-cuadrar la unidad movil de brazo hidraulico en zona de trabajo. 05.-instalar en linea cubiertas rigidas(camisas,mangueras aisladas) . 06.-instalar al poste nuevo las cubiertas rigidas y proceder a izar con ayuda de una grua de potencia adecuada, proceder en trasladar la linea a los aisladores del poste nuevo y asegurar . 07.-una vez culminado los trabajos , retirar los equipos instalados (las protecciones provisionales aisladas , señalizacion en zona de trabajo). 08.-informar a centro de operaciones el termino del trabajo y el retiro zona.						
Unidad	: Unid						
Rendimiento	: 8 HH/Unid						
Avance diario	: 3						
Hrs./ Día	: 8						
Fecha	: 16/03/2009						
MANO DE OBRA							
Código	Descripción	Hombres	Unidad	Cantidad	Precio Unitario	Parcial	
RH01	Liniero TET	2	0	5.33	18.98	101.22	
RH02	Supervisor TET	1	0	2.67	17.48	46.62	
Sub-Total					S/.	147.84	
MATERIALES							
Código	Descripción	Unidad	Cantidad	Precio Unitario	Parcial		
		0		0	0		
Sub-Total					S/.	0	
EQUIPOS/MAQUINARIA/HERRAMIENTAS							
Código	Descripción	Equipos/Herram	Unidad	Cantidad	Precio Unitario	Parcial	
MA01	Camión con Brazo Hidráulico aislado	1	HM	2.67	155.00	413.85	
HE193	Juego de Herramientas TET	1	HM	2.67	10.42	27.82	
HE194	Señalización cuadrilla trabajos TET	1	HM	2.67	3.03	8.09	
Sub-Total					S/.	449.76	
TRANSPORTE							
Código	Descripción	Unidad	Cantidad	Precio Unitario	Parcial		
MA10A	CAMIONETA 4X4 C/D + Furgón	1.00	HM	2.67	28.77	76.82	
Sub-Total					S/.	76.82	
COSTOS DIRECTOS					Total	S/.	674.42
GASTOS GENERALES + DIRECCIÓN TÉCNICA					20.00%	134.88	
UTILIDAD					10.00%	80.93	
COSTO TOTAL					Total	S/.	890.23

Anexo 3. Análisis de costos unitarios para mantenimiento con trabajos con tensión

ANALISIS DE COSTO UNITARIO							
Partida	: EA05						
Descripción	: Cambio y/o Instalación y/o retiro de seccionadores (de 1 a 3 secc.)						
Especificación	: 01.-señalizar en zona de trabajo. 02.-realizar charla de seguridad de cinco minutos. 03.-coordinar con centro de operaciones la intervencion al circuito y solicitar clave de trabajo. 04.-cuadrar la unidad móvil de brazo hidraulico en zona de trabajo. 05.-en poste realizar la instalacion de un jumper en cada fase,proceder al cambio/instalacion de seccionadores . 06.-una vez culminado los trabajos , retirar los equipos instalados (las protecciones provisionales aisladas, ,jumper, señalizacion en zona de trabajo). 07.-informar a centro de operaciones el termino del trabajo y el retiro zona.						
Unidad	: Conjunto						
Rendimiento	: 6.4 HH/Conjunto						
Avance diario	: 3.75						
Hrs./ Día	: 8						
Fecha	: 16/03/2009						
MANO DE OBRA							
Código	Descripción	Hombres	Unidad	Cantidad	Precio Unitario	Parcial	
RH01	Liniero TET	2	0	4.27	18.98	80.99	
RH02	Supervisor TET	1	0	2.13	17.48	37.28	
Sub-Total					S/.	118.27	
MATERIALES							
Código	Descripción	Unidad	Cantidad	Precio Unitario	Parcial		
		0		0	0		
Sub-Total					S/.	0	
EQUIPOS/MAQUINARIA/HERRAMIENTAS							
Código	Descripción	Equipos/Herram	Unidad	Cantidad	Precio Unitario	Parcial	
MA01	Camión con Brazo Hidráulico aislado	1	HM	2.13	155.00	330.15	
HE193	Juego de Herramientas TET	1	HM	2.13	10.42	22.19	
HE194	Señalización cuadrilla trabajos TET	1	HM	2.13	3.03	6.45	
Sub-Total					S/.	358.79	
TRANSPORTE							
Código	Descripción	Unidad	Cantidad	Precio Unitario	Parcial		
MA10A	CAMIONETA 4X4 C/D + Furgón	1.00	HM	2.13	28.77	61.28	
Sub-Total					S/.	61.28	
COSTOS DIRECTOS					Total	S/.	538.34
GASTOS GENERALES + DIRECCIÓN TÉCNICA					20.00%		107.67
UTILIDAD					10.00%		64.60
COSTO TOTAL					Total	S/.	710.61

Anexo 3. Análisis de costos unitarios para mantenimiento con trabajos con tensión

ANALISIS DE COSTO UNITARIO							
Partida	: EA06						
Descripción	: INSTALACION O CAMBIO DE AISLADORES PIN						
Especificación	: 01.-señalizar en zona de trabajo. 02.-realizar charla de seguridad de cinco minutos. 03.-coordinar con centro de operaciones la intervencion al circuito y solicitar clave de trabajo. 04.-cuadrar la unidad móvil de brazo hidraulico en zona de trabajo. 05.-en poste realizar la instalacion de equipos protectores y de una manta partida aislada a la linea de cada fase . 06.-realizar la instalacion /cambio de los aisladores pin . 07.-una vez culminado los trabajos , retirar los equipos instalados (las protecciones provisionales aisladas , señalizacion en zona de trabajo). 08.-informar a centro de operaciones el termino del trabajo y el retiro zona.						
Unidad	: Conjunto						
Rendimiento	: 5.334 HH/Conjunto						
Avance diario	: 4.5						
Hrs./ Día	: 8						
Fecha	: 16/03/2009						
MANO DE OBRA							
Código	Descripción	Hombres	Unidad	Cantidad	Precio Unitario	Parcial	
RH01	Liniero TET	2	0	3.56	18.98	67.49	
RH02	Supervisor TET	1	0	1.78	17.48	31.08	
Sub-Total					S/.	98.57	
MATERIALES							
Código	Descripción	Unidad	Cantidad	Precio Unitario	Parcial		
		0	0	0	0		
Sub-Total					S/.	0	
EQUIPOS/MAQUINARIA/HERRAMIENTAS							
Código	Descripción	Equipos/Herram	Unidad	Cantidad	Precio Unitario	Parcial	
MA01	Camión con Brazo Hidráulico aislado	1	HM	1.78	155.00	275.90	
HE193	Juego de Herramientas TET	1	HM	1.78	10.42	18.55	
HE194	Señalización cuadrilla trabajos TET	1	HM	1.78	3.03	5.39	
Sub-Total					S/.	299.84	
TRANSPORTE							
Código	Descripción	Unidad	Cantidad	Precio Unitario	Parcial		
MA10A	CAMIONETA 4X4 C/D + Furgón	1.00	HM	1.78	28.77	51.21	
Sub-Total					S/.	51.21	
COSTOS DIRECTOS					Total	S/.	449.62
GASTOS GENERALES + DIRECCIÓN TÉCNICA					20.00%	89.92	
UTILIDAD					10.00%	53.95	
COSTO TOTAL					Total	S/.	593.49

Anexo 3. Análisis de costos unitarios para mantenimiento con trabajos con tensión

ANALISIS DE COSTO UNITARIO							
Partida	: EA07						
Descripción	: Cambio y/o instalación y/o retiro de pararrayos						
Especificación	: 01.-señalizar en zona de trabajo. 02.-realizar charla de seguridad de cinco minutos. 03.-coordinar con centro de operaciones la intervencion al circuito y solicitar clave de trabajo. 04.-cuadrar la unidad móvil de brazo hidraulico en zona de trabajo. 05.-instalar en poste equipos de proteccion aislados provisional.despues realizar la instalacion de un jumper en cada fase .se manipulara el tablero de control del equipo bloqueando el recierre, y realizar la desconexion y retiro de equipo y despues cerrar cuello normalizando el circuito. 06.-una vez culminado los trabajos , retirar los equipos instalados (las protecciones provisionales aisladas , señalizacion en zona de trabajo). 07.-informar a centro de operaciones el termino del trabajo y el retiro zona.						
Unidad	: Unidad						
Rendimiento	: 13.333 HH/Unidad						
Avance diario	: 1.8						
Hrs./ Día	: 8						
Fecha	: 16/03/2009						
MANO DE OBRA							
Código	Descripción	Hombres	Unidad	Cantidad	Precio Unitario	Parcial	
RH01	Liniero TET	2	0	8.89	18.98	168.71	
RH02	Supervisor TET	1	0	4.44	17.48	77.68	
Sub-Total					S/.	246.39	
MATERIALES							
Código	Descripción	Unidad	Cantidad	Precio Unitario	Parcial		
		0		0	0		
Sub-Total					S/.	0	
EQUIPOS/MAQUINARIA/HERRAMIENTAS							
Código	Descripción	Equipos/Herram	Unidad	Cantidad	Precio Unitario	Parcial	
MA01	Camión con Brazo Hidráulico aislado	1	HM	4.44	155.00	688.20	
HE193	Juego de Herramientas TET	1	HM	4.44	10.42	46.26	
HE194	Señalización cuadrilla trabajos TET	1	HM	4.44	3.03	13.45	
Sub-Total					S/.	747.91	
TRANSPORTE							
Código	Descripción	Unidad	Cantidad	Precio Unitario	Parcial		
MA10A	CAMIONETA 4X4 C/D + Furgón	1.00	HM	4.44	28.77	127.74	
Sub-Total					S/.	127.74	
COSTOS DIRECTOS					Total	S/.	1,122.04
GASTOS GENERALES + DIRECCIÓN TÉCNICA					20.00%	224.41	
UTILIDAD					10.00%	134.65	
COSTO TOTAL					Total	S/.	1,481.10

Anexo 3. Análisis de costos unitarios para mantenimiento con trabajos con tensión

ANALISIS DE COSTO UNITARIO							
Partida	: EA08						
Descripción	: Retemplado de línea						
Especificación	: 01.-señalizar en zona de trabajo. 02.-realizar charla de seguridad de cinco minutos. 03.-coordinar con centro de operaciones la intervencion al circuito y solicitar clave de trabajo. 04.-cuadrar la unidad móvil de brazo hidraulico en zona de trabajo. 05.-instalar en poste los equipos de proteccion aislados provisional por fase .despues realizar el retemplado de linea suelta por fase (utilizando teclé de cinta ,estrobo de nylon y un comelon) y proceder a cerrar cuello . 06.-una vez culminado los trabajos , retirar los equipos instalados (las protecciones provisionales aisladas , señalizacion en zona de trabajo). 07.-informar a centro de operaciones el termino del trabajo y el retiro zona						
Unidad	: Conjunto						
Rendimiento	: 6.857 HH/Conjunto						
Avance diario	: 3.5						
Hrs./ Día	: 8						
Fecha	: 16/03/2009						
MANO DE OBRA							
Código	Descripción	Hombres	Unidad	Cantidad	Precio Unitario	Parcial	
RH01	Liniero TET	2	0	4.57	18.98	86.76	
RH02	Supervisor TET	1	0	2.29	17.48	39.96	
Sub-Total					S/.	126.72	
MATERIALES							
Código	Descripción	Unidad	Cantidad	Precio Unitario	Parcial		
		0	0	0	0		
Sub-Total					S/.	0	
EQUIPOS/MAQUINARIA/HERRAMIENTAS							
Código	Descripción	Equipos/ Herram	Unidad	Cantidad	Precio Unitario	Parcial	
MA01	Camión con Brazo Hidráulico aislado	1	HM	2.29	155.00	354.95	
HE193	Juego de Herramientas TET	1	HM	2.29	10.42	23.86	
HE194	Señalización cuadrilla trabajos TET	1	HM	2.29	3.03	6.94	
Sub-Total					S/.	385.75	
TRANSPORTE							
Código	Descripción	Unidad	Cantidad	Precio Unitario	Parcial		
MA10A	CAMIONETA 4X4 C/D + Furgón	1.00	HM	2.29	28.77	65.88	
Sub-Total					S/.	65.88	
COSTOS DIRECTOS					Total	S/.	578.35
GASTOS GENERALES + DIRECCIÓN TÉCNICA					20.00%	115.67	
UTILIDAD					10.00%	69.40	
COSTO TOTAL					Total	S/.	763.42

Anexo 3. Análisis de costos unitarios para mantenimiento con trabajos con tensión

ANALISIS DE COSTO UNITARIO							
Partida	: EA09						
Descripción	: Poda de árboles						
Especificación	: 01.-señalizar en zona de trabajo. 02.-realizar charla de seguridad de cinco minutos. 03.-coordinar con centro de operaciones la intervencion al circuito y solicitar clave de trabajo. 04.-cuadrar la unidad móvil de brazo hidraulico en zona de trabajo. 05.-instalar en linea aerea los equipos de proteccion aislados provisional,a.-proceder en la poda de arboles cercanas a la red . 07.-una vez culminado los trabajos , retirar los equipos instalados (las protecciones provisionales aisladas , señalizacion en zona de trabajo). 08.-informar a centro de operaciones el termino del trabajo y el retiro zona.						
Unidad	: Unid						
Rendimiento	: 4.8 HH/Unid						
Avance diario	: 5						
Hrs./ Día	: 8						
Fecha	: 16/03/2009						
MANO DE OBRA							
Código	Descripción	Hombres	Unidad	Cantidad	Precio Unitario	Parcial	
RH01	Liniero TET	2	0	3.20	18.98	60.74	
RH02	Supervisor TET	1	0	1.60	17.48	27.97	
Sub-Total					S/.	88.71	
MATERIALES							
Código	Descripción	Unidad	Cantidad	Precio Unitario	Parcial		
		0		0	0		
Sub-Total					S/.	0	
EQUIPOS/MAQUINARIA/HERRAMIENTAS							
Código	Descripción	Equipos/Herram	Unidad	Cantidad	Precio Unitario	Parcial	
MA01	Camión con Brazo Hidráulico aislado	1	HM	1.60	155.00	248.00	
HE193	Juego de Herramientas TET	1	HM	1.60	10.42	16.67	
HE194	Señalización cuadrilla trabajos TET	1	HM	1.60	3.03	4.85	
Sub-Total					S/.	269.52	
TRANSPORTE							
Código	Descripción	Unidad	Cantidad	Precio Unitario	Parcial		
MA10A	CAMIONETA 4X4 C/D + Furgón	1.00	HM	1.6	28.77	46.03	
Sub-Total					S/.	46.03	
COSTOS DIRECTOS					Total	S/.	404.26
GASTOS GENERALES + DIRECCIÓN TÉCNICA					20.00%	80.85	
UTILIDAD					10.00%	48.51	
COSTO TOTAL					Total	S/.	533.62

Anexo 3. Análisis de costos unitarios para mantenimiento con trabajos con tensión

ANALISIS DE COSTO UNITARIO						
Partida	: EA10					
Descripción	: Conexión de nuevas redes aéreas					
Especificación	: 01.-señalizar en zona de trabajo. 02.-realizar charla de seguridad de cinco minutos. 03.-coordinar con centro de operaciones la intervencion al circuito y solicitar clave de trabajo. 04.-cuadrar la unidad móvil de brazo hidraulico en zona de trabajo. 05.-solicitar el formato de conformidad de prueba de continuidad y aislamiento de la linea. 06.-en poste realizar la instalacion de equipos protectores aislados(mantas,libros,camisas) . 07.-realizar la conexion de la derivacion a la linea por fase . 08.-una vez culminado los trabajos , retirar los equipos instalados (las protecciones provisionales aisladas , señalizacion en zona de trabajo). 09.-informar a centro de operaciones el termino del trabajo y el retiro zona.					
Unidad	: Conjunto					
Rendimiento	: 8.727 HH/Conjunto					
Avance diario	: 2.75					
Hrs./ Día	: 8					
Fecha	: 16/03/2009					
MANO DE OBRA						
Código	Descripción	Hombres	Unidad	Cantidad	Precio Unitario	Parcial
RH01	Liniero TET	2	0	5.82	18.98	110.43
RH02	Supervisor TET	1	0	2.91	17.48	50.85
Sub-Total					S/.	161.28
MATERIALES						
Código	Descripción	Unidad	Cantidad	Precio Unitario	Parcial	
		0		0	0	
Sub-Total					S/.	0
EQUIPOS/MAQUINARIA/HERRAMIENTAS						
Código	Descripción	Equipos/Herram	Unidad	Cantidad	Precio Unitario	Parcial
MA01	Camión con Brazo Hidráulico aislado	1	HM	2.91	155.00	451.05
HE193	Juego de Herramientas TET	1	HM	2.91	10.42	30.32
HE194	Señalización cuadrilla trabajos TET	1	HM	2.91	3.03	8.82
Sub-Total					S/.	490.19
TRANSPORTE						
Código	Descripción	Unidad	Cantidad	Precio Unitario	Parcial	
MA10A	CAMIONETA 4X4 C/D + Furgón	1.00	HM	2.91	28.77	83.72
Sub-Total					S/.	83.72
COSTOS DIRECTOS				Total	S/.	735.19
GASTOS GENERALES + DIRECCIÓN TÉCNICA				20.00%		147.04
UTILIDAD				10.00%		88.22
COSTO TOTAL				Total	S/.	970.45

Anexo 3. Análisis de costos unitarios para mantenimiento con trabajos con tensión

ANALISIS DE COSTO UNITARIO							
Partida	: EA11						
Descripción	: Instalacion de equipos de protección con estructura adaptada						
Especificación	: 01.-señalizar en zona de trabajo. 02.-realizar charla de seguridad de cinco minutos. 03.-coordinar con centro de operaciones la intervencion al circuito y solicitar clave de trabajo. 04.-cuadrar la unidad móvil de brazo hidraulico en zona de trabajo. 05.-instalar en poste equipos de proteccion aislados provisional.despues realizar la instalacion de un jumper en cada fase .se manipulara el tablero de control del equipo bloqueando el recierre, y realizar el izado de recloser procediendo a las conexiones 06.-una vez culminado los trabajos , retirar los equipos instalados (las protecciones provisionales aisladas , señalizacion en zona de trabajo).y desbloquear el recierre del tablero de control. 07.-informar a centro de operaciones el termino del trabajo y el retiro zona.						
Unidad	: Unidad						
Rendimiento	: 17.778 HH/Unidad						
Avance diario	: 1.35						
Hrs./ Día	: 8						
Fecha	: 16/03/2009						
MANO DE OBRA							
Código	Descripción	Hombres	Unidad	Cantidad	Precio Unitario	Parcial	
RH01	Liniero TET	2	0	11.85	18.98	224.95	
RH02	Supervisor TET	1	0	5.93	17.48	103.59	
Sub-Total					S/.	328.54	
MATERIALES							
Código	Descripción	Unidad	Cantidad	Precio Unitario	Parcial		
		0			0	0	
Sub-Total					S/.	0	
EQUIPOS/MAQUINARIA/HERRAMIENTAS							
Código	Descripción	Equipos/Herram	Unidad	Cantidad	Precio Unitario	Parcial	
MA01	Camión con Brazo Hidráulico aislado	1	HM	5.93	155.00	919.15	
HE193	Juego de Herramientas TET	1	HM	5.93	10.42	61.79	
HE194	Señalización cuadrilla trabajos TET	1	HM	5.93	3.03	17.97	
Sub-Total					S/.	998.91	
TRANSPORTE							
Código	Descripción	Unidad	Cantidad	Precio Unitario	Parcial		
MA10A	CAMIONETA 4X4 C/D + Furgón	1.00	HM	5.93	28.77	170.61	
Sub-Total					S/.	170.61	
COSTOS DIRECTOS					Total	S/.	1,498.06
GASTOS GENERALES + DIRECCIÓN TÉCNICA					20.00%	299.61	
UTILIDAD					10.00%	179.77	
COSTO TOTAL					Total	S/.	1,977.44

Anexo 3. Análisis de costos unitarios para mantenimiento con trabajos con tensión

ANALISIS DE COSTO UNITARIO							
Partida	: EA12						
Descripción	: Instalación de crucetas o ménsulas en estructura de paso						
Especificación	: 01.-señalizar en zona de trabajo. 02.-realizar charla de seguridad de cinco minutos. 03.-coordinar con centro de operaciones la intervencion al circuito y solicitar clave de trabajo. 04.-cuadrar la unidad móvil de brazo hidraulico en zona de trabajo. 05.-instalar en poste equipos de proteccion aislados provisional.despues realizar la instalacion de crucetas aisladas provisionales por fase y trasladar la linea en forma provisional .se realizara el retiro/instalacion de crucetas y mensulas en mal estado , y despues se trasladara la linea a la nueva cruceta/menzula,quedando normalizado la estructura . 06.-una vez culminado los trabajos , retirar los equipos instalados (las protecciones provisionales aisladas , señalizacion en zona de trabajo). 07.-informar a centro de operaciones el termino del trabajo y el retiro zona.						
Unidad	: Conjunto						
Rendimiento	: 12.632 HH/Conjunto						
Avance diario	: 1.9						
Hrs./ Día	: 8						
Fecha	: 16/03/2009						
MANO DE OBRA							
Código	Descripción	Hombres	Unidad	Cantidad	Precio Unitario	Parcial	
RH01	Liniero TET	2	0	8.42	18.98	159.83	
RH02	Supervisor TET	1	0	4.21	17.48	73.61	
Sub-Total					S/.	233.44	
MATERIALES							
Código	Descripción	Unidad	Cantidad	Precio Unitario	Parcial		
		0		0	0		
Sub-Total					S/.	0	
EQUIPOS/MAQUINARIA/HERRAMIENTAS							
Código	Descripción	Equipos/Herram	Unidad	Cantidad	Precio Unitario	Parcial	
MA01	Camión con Brazo Hidráulico aislado	1	HM	4.21	155.00	652.55	
HE193	Juego de Herramientas TET	1	HM	4.21	10.42	43.87	
HE194	Señalización cuadrilla trabajos TET	1	HM	4.21	3.03	12.76	
Sub-Total					S/.	709.18	
TRANSPORTE							
Código	Descripción	Unidad	Cantidad	Precio Unitario	Parcial		
MA10A	CAMIONETA 4X4 C/D + Furgón	1.00	HM	4.21	28.77	121.12	
Sub-Total					S/.	121.12	
COSTOS DIRECTOS					Total	S/.	1,063.74
GASTOS GENERALES + DIRECCIÓN TÉCNICA					20.00%	212.75	
UTILIDAD					10.00%	127.65	
COSTO TOTAL					Total	S/.	1,404.14

Anexo 3. Análisis de costos unitarios para mantenimiento con trabajos con tensión

ANALISIS DE COSTO UNITARIO							
Partida	: EA13						
Descripción	: Cambio de fusibles						
Especificación	: 01.-señalizar en zona de trabajo. 02.-realizar charla de seguridad de cinco minutos. 03.-coordinar con centro de operaciones la intervencion al circuito y solicitar clave de trabajo. 04.-cuadrar la unidad móvil de brazo hidraulico en zona de trabajo. 05.-en estructura SAB , SAM ,A-24 ,se realizara el cambio de fusible en los seccionadores (cut-out) 06.-instalar en poste equipos de proteccion aislados provisional.a.-realizar la instalacion de jumper por fase ,b.-realizar el retiro del portafusible y cambiar los fusibles intemos,c.-una vez cambiado los fusibles instalar en el cut-out y cerrar ,d.-normalizar las conecciones y retirar el jumper. . 07.-una vez culminado los trabajos , retirar los equipos instalados (las protecciones provisionales aisladas , señalizacion en zona de trabajo). 08.-informar a centro de operaciones el termino del trabajo y el retiro zona.						
Unidad	: Conjunto						
Rendimiento	: 5.334 HH/Conjunto						
Avance diario	: 4.5						
Hrs./ Día	: 8						
Fecha	: 16/03/2009						
MANO DE OBRA							
Código	Descripción	Hombres	Unidad	Cantidad	Precio Unitario	Parcial	
RH01	Liniero TET	2	0	3.56	18.98	67.49	
RH02	Supervisor TET	1	0	1.78	17.48	31.08	
Sub-Total					S/.	98.57	
MATERIALES							
Código	Descripción	Unidad	Cantidad	Precio Unitario	Parcial		
		0		0	0		
Sub-Total					S/.	0	
EQUIPOS/MAQUINARIA/HERRAMIENTAS							
Código	Descripción	Equipos/Herram	Unidad	Cantidad	Precio Unitario	Parcial	
MA01	Camión con Brazo Hidráulico aislado	1	HM	1.78	155.00	275.90	
HE193	Juego de Herramientas TET	1	HM	1.78	10.42	18.55	
HE194	Señalización cuadrilla trabajos TET	1	HM	1.78	3.03	5.39	
Sub-Total					S/.	299.84	
TRANSPORTE							
Código	Descripción	Unidad	Cantidad	Precio Unitario	Parcial		
MA10A	CAMIONETA 4X4 C/D + Furgón	1.00	HM	1.78	28.77	51.21	
Sub-Total					S/.	51.21	
COSTOS DIRECTOS					Total	S/.	449.62
GASTOS GENERALES + DIRECCIÓN TÉCNICA					20.00%	89.92	
UTILIDAD					10.00%	53.95	
COSTO TOTAL					Total	S/.	593.49

Anexo 4. Componentes de una red de distribución primaria



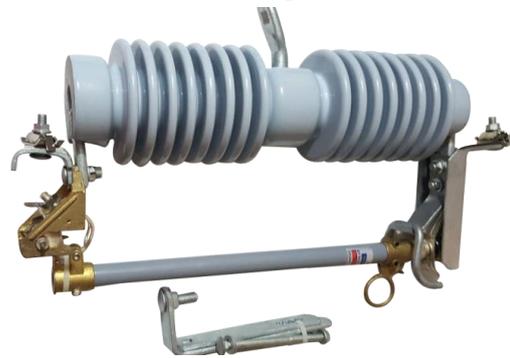
Conductor de aleación de aluminio



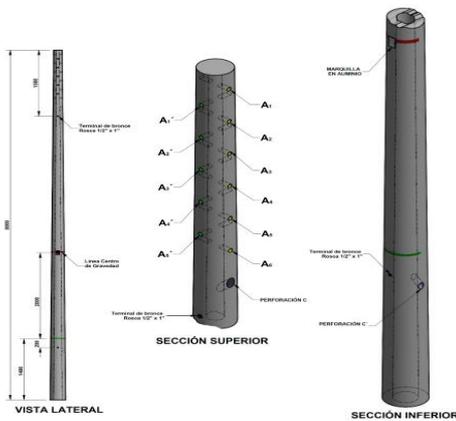
Aisladores tipo PIN



Conectores eléctricos



Seccionador fusible tipo Cut Out



Postes CAC para redes primarias



Subestación de distribución



Reconector automático - Recloser



Crucetas y Pararrayos

Anexo 5. Mantenimiento empleando trabajos con tensión



Cambio de aislador de retención



Cambio de cruceta



Retemplado de conductor



Retemplado de seccionador



Cambio y/o instalación de poste



Cambio de transformador



Cambio y/o instalación de pararrayos



Cambio y/o limpieza de aislador tipo PIN

Anexo 6. Cálculo según NTCSE para el AMT 5004 de la SET Juliaca

Datos:

$$\text{ERS} = 9\,917.10 \text{ kWh}$$

$$\text{NHS} = (31 + 31 + 30 + 31 + 30 + 31) \times 24 = 4\,416 \text{ hr}$$

$$N' = 6 \text{ intrp/sem}$$

$$N = 69.00 \text{ intrp/sem}$$

$$D' = 10 \text{ hr/sem}$$

$$D = 129.97 \text{ hr/sem (duración ponderada i)}$$

$$\sum d_i = 132.02 \text{ hr/sem (duración real)}$$

$$e = 0.35 \text{ US\$/kW.h}$$

$$\text{Tipo de cambio}_{2018-II} = S/ 3.361$$

Cálculo del factor E magnitud de los indicadores de calidad de suministro de acuerdo a la ecuación 8.

$$E = 1 + \frac{N - N'}{N'} + \frac{D - D'}{D'}$$
$$E = 1 + \frac{69 - 6}{6} + \frac{129.97 - 10}{10}$$
$$E = 23.497$$

Cálculo de ENS energía no suministrada de acuerdo a la ecuación 9.

$$\text{ENS} = \frac{\text{ERS}}{(\text{NHS} - \sum d_i)} \times D$$
$$\text{ENS} = \frac{9\,917.10}{(4\,416 - 132.02)} \times 129.97$$
$$\text{ENS} = 300.871 \text{ kWh}$$

Compensación por mala calidad de suministro 2018-II de acuerdo a la ecuación (7).

$$C_{\text{AMT5004-II}} = e \times E \times \text{ENS}$$
$$C_{\text{AMT5004-II}} = 0.35 \times 23.497 \times 300.871$$
$$C_{\text{AMT5004-II}} = \text{US\$ } 2\,474.25$$
$$C_{\text{AMT5004-II}} = S/ 8\,315.95$$

La compensación por mala calidad de suministro para el alimentador en media tensión 5004 correspondiente al segundo semestre del año 2018 es de US\$ 2 474.25 dólares americanos o S/ 8 315.95 soles.

El cálculo para hallar el valor de los indicadores de calidad de suministro eléctrico SAIFI y SAIDI del alimentador en media tensión 5004 fueron calculados de acuerdo a lo indicado en la resolución de consejo directivo OSINERG N° 074-2004-OS/CD que es el Procedimiento para la Supervisión de la Operación de los Sistemas Eléctricos. Los cálculos fueron de acuerdo a las ecuaciones 5 y 6 descritas en el capítulo II.

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

$$SAIFI = \frac{169 + 65 + 156 + 187 + 187 + \dots + 194 + 196 + 196 + 33\,340 + 196}{72\,482}$$

$$SAIFI = \frac{220\,032}{72\,482}$$

$$SAIFI_{AMT5004-II} = 3.04 \text{ (fallas/usuario - semestre)}$$

$$SAIDI = \frac{\sum_{i=1}^n (t_i \times u_i)}{N}$$

$$SAIDI = \frac{169 \times 0.983 + 65 \times 0.167 + \dots + 33\,340 \times 0.150 + 196 \times 1.167}{72\,482}$$

$$SAIDI = \frac{132\,883.58}{72\,482}$$

$$SAIDI_{AMT5004-II} = 1.83 \text{ (horas/usuario - semestre)}$$

Se puede apreciar la diferencia entre los indicadores individuales N y D y los indicadores de sistema SAIDI y SAIFI, lo cual indica que para el siguiente caso se tiene un 2170% por encima del promedio con respecto al N y 7002% por encima del promedio con respecto al D. esto muestra que los indicadores SAIDI y SAIFI esconden resultados que se alejan de la media.

En el Anexo 8 se muestra las interrupciones ocurridas en el segundo semestre del 2018 del alimentador en media tensión 5004 de la Subestación de Transmisión Juliaca, cuya área de influencia principal es el margen derecho de la Av. Circunvalación, Terminal Terrestre interprovincial y el hospital Carlos Monge Medrano, en la ciudad de Juliaca, Provincia de San Román.

Anexo 7. Diagrama Unifilar del Sistema de Transmisión Electro Puno S.A.A.
Cálculo de los indicadores de calidad de suministro del AMT 5004 de la SET Juliaca

Alimentador en Media Tensión	Factor de Ponderación N		Factor de ponderación D		Tolerancias NTCSE	
	Interrupciones	Tipo de Interrupción	Interrupciones	Tipo de Interrupción	NT	N D
Energía registrada en el semestre (ERS)	9 917.10 kWh					
Cantidad de horas del semestre 2018 - II (NHS)	4 416 horas	ER	0.5	ER	AT	3 6
Número total de interrupciones por cliente por semestre (N)	69 veces	M	1	M	MT	6 10
Duración total de interrupciones por cliente por semestre (D)	129.97 Horas	F	1	F	BT	8 13
Compensación unitaria (e)	0.35 dólar/kWh	EX	0	EX		
		FM	0	FM		

Item	Motivo	Fecha y Hora de Inicio de Interrupción	Fecha y Hora Final de Interrupción	Ciudad Afectados	Total de Clientes	$\sum d_i$	Factor N	Factor D	N	D	SAIFI	SAIDI
1	Falla terminal cable (F)	03/07/2018 09:58:00	03/07/2018 10:57:00	169	72 482	166.1	1.00	1.00	1.00	0.98	0.00233	0.00229
2	Falla terminal cable (F)	03/07/2018 15:21:00	03/07/2018 15:31:00	65	72 482	10.83	1.00	1.00	1.00	0.17	0.00090	0.00015
3	Descargas Atmosféricas (F)	03/07/2018 18:59:00	03/07/2018 20:49:00	156	72 482	286.0	1.00	1.00	1.00	1.83	0.00215	0.00395
4	Descargas Atmosféricas (F)	10/07/2018 15:25:00	10/07/2018 16:42:00	187	72 482	239.9	1.00	1.00	1.00	1.28	0.00258	0.00331

Item	Motivo	Fecha y Hora de Inicio de Interrupción	Fecha y Hora Final de Interrupción	Ciudad Afectadas	Total de Clientes	$\sum d_i$	Factor N	Factor D	N	D	SAIFI	SAIDI
5	Falla terminal cable (F)	12/07/2018 07:28:00	12/07/2018 10:34:00	187	72 482	579.7	1.00	1.00	1.00	3.10	0.00258	0.00800
6	Por falla en componentes del sistema de potencia (F)	12/07/2018 15:33:00	12/07/2018 15:41:00	33 340	72 482	4445.3	1.00	1.00	1.00	0.13	0.45998	0.06133
7	Ajuste inadecuado de la protección (F)	12/07/2018 17:49:00	12/07/2018 19:07:00	354	72 482	460.2	1.00	1.00	1.00	1.30	0.00488	0.00635
8	Descargas Atmosféricas (F)	14/07/2018 16:54:00	14/07/2018 17:38:00	186	72 482	136.4	1.00	1.00	1.00	0.73	0.00257	0.00188
9	Descargas Atmosféricas (F)	14/07/2018 16:28:00	14/07/2018 17:49:00	268	72 482	361.8	1.00	1.00	1.00	1.35	0.00370	0.00499
10	Por Mantenimiento (M)	17/07/2018 09:15:00	17/07/2018 11:29:00	195	72 482	435.5	1.00	0.50	1.00	2.23	0.00269	0.00601
11	Descargas Atmosféricas (F)	18/07/2018 18:36:00	18/07/2018 20:07:00	415	72 482	629.4	1.00	1.00	1.00	1.52	0.00573	0.00868
12	Descargas Atmosféricas (F)	19/07/2018 17:16:00	19/07/2018 18:07:00	215	72 482	182.7	1.00	1.00	1.00	0.85	0.00297	0.00252
13	Descargas Atmosféricas (F)	19/07/2018 15:25:00	19/07/2018 17:15:00	33 340	72 482	61123.3	1.00	1.00	1.00	1.83	0.45998	0.84329
14	Descargas Atmosféricas (F)	19/07/2018 20:53:00	19/07/2018 21:56:00	258	72 482	270.9	1.00	1.00	1.00	1.05	0.00356	0.00374
15	Descargas Atmosféricas (F)	19/07/2018 16:21:00	19/07/2018 17:49:00	258	72 482	378.4	1.00	1.00	1.00	1.47	0.00356	0.00522
16	Descargas Atmosféricas (F)	23/07/2018 08:21:00	23/07/2018 09:24:00	415	72 482	435.7	1.00	1.00	1.00	1.05	0.00573	0.00601
17	Caída de conductor de red (F)	23/07/2018 10:13:00	23/07/2018 10:47:00	215	72 482	121.8	1.00	1.00	1.00	0.57	0.00297	0.00168
18	Descargas Atmosféricas (F)	24/07/2018 09:59:00	24/07/2018 11:52:00	186	72 482	350.3	1.00	1.00	1.00	1.88	0.00257	0.00483
19	Descargas Atmosféricas (F)	24/07/2018 16:08:00	24/07/2018 16:12:00	33 340	72 482	2222.6	1.00	1.00	1.00	0.07	0.45998	0.03067
20	Descargas Atmosféricas (F)	24/07/2018 17:31:00	24/07/2018 20:27:00	183	72 482	536.8	1.00	1.00	1.00	2.93	0.00252	0.00741

Item	Motivo	Fecha y Hora de Inicio de Interrupción	Fecha y Hora Final de Interrupción	Ciudad Afectadas	Total de Clientes	$\sum d_i$	Factor N	Factor D	N	D	SAIFI	SAIDI
21	Descargas Atmosféricas (F)	27/07/2018 11:19:00	27/07/2018 14:30:00	415	72 482	1321.1	1.00	1.00	1.00	3.18	0.00573	0.01823
22	Descargas Atmosféricas (F)	28/07/2018 13:03:00	28/07/2018 19:34:00	165	72 482	1075.3	1.00	1.00	1.00	6.52	0.00228	0.01483
23	Caída de conductor de red (F)	30/07/2018 12:30:00	30/07/2018 13:37:00	194	72 482	216.6	1.00	1.00	1.00	1.12	0.00268	0.00299
24	Caída de conductor de red (F)	30/07/2018 14:59:00	30/07/2018 16:45:00	183	72 482	323.3	1.00	1.00	1.00	1.77	0.00252	0.00446
25	Descargas Atmosféricas (F)	02/08/2018 09:21:00	02/08/2018 10:26:00	150	72 482	162.5	1.00	1.00	1.00	1.08	0.00207	0.00224
26	Descargas Atmosféricas (F)	05/08/2018 08:01:00	05/08/2018 12:55:00	150	72 482	735.0	1.00	1.00	1.00	4.90	0.00207	0.01014
27	Descargas Atmosféricas (F)	08/08/2018 13:59:00	08/08/2018 14:05:00	150	72 482	15.0	1.00	1.00	1.00	0.10	0.00207	0.00021
28	Corte de emergencia (F)	08/08/2018 15:03:00	08/08/2018 15:36:00	150	72 482	82.5	1.00	1.00	1.00	0.55	0.00207	0.00114
29	Caída de conductor de red (F)	11/08/2018 13:00:00	11/08/2018 14:27:00	150	72 482	217.5	1.00	1.00	1.00	1.45	0.00207	0.00300
30	Falla empalme de red (F)	16/08/2018 18:12:00	16/08/2018 18:41:00	150	72 482	72.5	1.00	1.00	1.00	0.48	0.00207	0.00100
31	Descargas Atmosféricas (F)	21/08/2018 19:27:00	21/08/2018 19:43:00	160	72 482	42.7	1.00	1.00	1.00	0.27	0.00221	0.00059
32	Corte de emergencia (F)	23/08/2018 09:21:00	23/08/2018 10:13:00	140	72 482	121.3	1.00	1.00	1.00	0.87	0.00193	0.00167
33	Corte de emergencia (F)	23/08/2018 09:27:00	23/08/2018 10:40:00	150	72 482	182.5	1.00	1.00	1.00	1.22	0.00207	0.00252
34	Causados por terceros (F)	23/08/2018 12:59:00	23/08/2018 13:05:00	33 340	72 482	3334.0	1.00	1.00	1.00	0.10	0.45998	0.04600
35	Corte de emergencia (F)	29/08/2018 15:24:00	29/08/2018 16:50:00	150	72 482	215.0	1.00	1.00	1.00	1.43	0.00207	0.00297
36	Causados por terceros (F)	31/08/2018 13:38:00	31/08/2018 16:45:00	450	72 482	1402.5	1.00	1.00	1.00	3.12	0.00621	0.01935

Item	Motivo	Fecha y Hora de Inicio de Interrupción	Fecha y Hora Final de Interrupción	Ciudad Afectadas	Total de Clientes	$\sum d_i$	Factor N	Factor D	N	D	SAIFI	SAIDI
37	Causados por terceros (F)	03/09/2018 13:49:00	03/09/2018 16:30:00	2 300	72 482	6171.7	1.00	1.00	1.00	2.68	0.03173	0.08515
38	Descargas Atmosféricas (F)	03/09/2018 17:11:00	03/09/2018 19:35:00	120	72 482	288.0	1.00	1.00	1.00	2.40	0.00166	0.00397
39	Descargas Atmosféricas (F)	04/09/2018 09:16:00	04/09/2018 10:36:00	950	72 482	1266.7	1.00	1.00	1.00	1.33	0.01311	0.01748
40	Caída de conductor de red (F)	04/09/2018 12:21:00	04/09/2018 14:38:00	165	72 482	376.8	1.00	1.00	1.00	2.28	0.00228	0.00520
41	Descargas Atmosféricas (F)	05/09/2018 08:47:00	05/09/2018 09:10:00	950	72 482	364.2	1.00	1.00	1.00	0.38	0.01311	0.00502
42	Caída de conductor de red	10/09/2018 12:00:00	10/09/2018 18:22:00	196	72 482	1247.9	1.00	1.00	1.00	6.37	0.00270	0.01722
43	Por Mantenimiento (M)	11/09/2018 12:16:00	11/09/2018 13:19:00	196	72 482	205.8	1.00	0.50	1.00	1.05	0.00270	0.00284
44	Descargas Atmosféricas (F)	11/09/2018 16:59:00	11/09/2018 18:32:00	203	72 482	314.7	1.00	1.00	1.00	1.55	0.00280	0.00434
45	Por Mantenimiento (M)	12/09/2018 10:24:00	12/09/2018 11:13:00	2 100	72 482	1715.0	1.00	0.50	1.00	0.82	0.02897	0.02366
46	Descargas Atmosféricas (F)	18/09/2018 14:53:00	18/09/2018 16:42:00	203	72 482	368.8	1.00	1.00	1.00	1.82	0.00280	0.00509
47	Falla terminal cable (F)	24/09/2018 12:24:00	24/09/2018 15:18:00	202	72 482	585.8	1.00	1.00	1.00	2.90	0.00279	0.00808
48	Falla terminal cable (F)	24/09/2018 13:00:00	24/09/2018 17:25:00	193	72 482	852.4	1.00	1.00	1.00	4.42	0.00266	0.01176
49	Descargas Atmosféricas (F)	30/09/2018 07:05:00	30/09/2018 09:02:00	165	72 482	321.8	1.00	1.00	1.00	1.95	0.00228	0.00444
50	Corte de emergencia (F)	01/10/2018 11:15:00	01/10/2018 12:23:00	196	72 482	222.1	1.00	1.00	1.00	1.13	0.00270	0.00306
51	Caída de conductor de red (F)	11/10/2018 13:18:00	11/10/2018 15:32:00	196	72 482	437.7	1.00	1.00	1.00	2.23	0.00270	0.00604
52	Caída de conductor de red (F)	11/10/2018 14:20:00	11/10/2018 17:17:00	210	72 482	619.5	1.00	1.00	1.00	2.95	0.00290	0.00855

Item	Motivo	Fecha y Hora de Inicio de Interrupción	Fecha y Hora Final de Interrupción	Ciudad Afectadas	Total de Clientes	$\sum d_i$	Factor N	Factor D	N	D	SAIFI	SAIDI
53	Descargas Atmosféricas (F)	19/10/2018 08:42:00	19/10/2018 10:23:00	810	72 482	1363.5	1.00	1.00	1.00	1.68	0.01118	0.01881
54	Descargas Atmosféricas (F)	12/11/2018 19:07:00	12/11/2018 19:59:00	204	72 482	176.8	1.00	1.00	1.00	0.87	0.00281	0.00281
55	Descargas Atmosféricas (F)	16/11/2018 17:38:00	16/11/2018 18:31:00	210	72 482	185.5	1.00	1.00	1.00	0.88	0.00290	0.00290
56	Descargas Atmosféricas (F)	03/12/2018 07:51:00	03/12/2018 11:42:00	168	72 482	646.8	1.00	1.00	1.00	3.85	0.00232	0.00892
57	Descargas Atmosféricas (F)	03/12/2018 16:10:00	03/12/2018 16:59:00	184	72 482	150.3	1.00	1.00	1.00	0.82	0.00254	0.00207
58	Descargas Atmosféricas (F)	05/12/2018 09:16:00	05/12/2018 10:04:00	196	72 482	156.8	1.00	1.00	1.00	0.80	0.00270	0.00216
59	Descargas Atmosféricas (F)	07/12/2018 14:36:00	07/12/2018 16:34:00	215	72 482	422.8	1.00	1.00	1.00	1.97	0.00297	0.00583
60	Causados por terceros (F)	09/12/2018 21:32:00	09/12/2018 21:37:00	33 340	72 482	2778.3	1.00	1.00	1.00	0.08	0.45998	0.03833
61	Caída de estructura (F)	09/12/2018 21:21:00	10/12/2018 14:02:00	1 265	72 482	21104.4	1.00	1.00	1.00	16.68	0.01745	0.29117
62	Caída de conductor de red (F)	12/12/2018 08:45:00	12/12/2018 10:32:00	214	72 482	381.6	1.00	1.00	1.00	1.78	0.00295	0.00527
63	Descargas Atmosféricas (F)	13/12/2018 18:21:00	13/12/2018 20:34:00	184	72 482	407.9	1.00	1.00	1.00	2.22	0.00254	0.00563
64	Falla terminal cable (F)	14/12/2018 08:12:00	14/12/2018 10:52:00	196	72 482	522.7	1.00	1.00	1.00	2.67	0.00270	0.00721
65	Descargas Atmosféricas (F)	14/12/2018 18:41:00	14/12/2018 20:09:00	194	72 482	284.5	1.00	1.00	1.00	1.47	0.00268	0.00393
66	Caída de conductor de red (F)	18/12/2018 10:06:00	18/12/2018 13:09:00	196	72 482	597.8	1.00	1.00	1.00	3.05	0.00270	0.00825
67	Descargas Atmosféricas (F)	21/12/2018 17:06:00	21/12/2018 18:14:00	196	72 482	222.1	1.00	1.00	1.00	1.13	0.00270	0.00306
68	Causados por terceros (F)	29/12/2018 13:43:00	29/12/2018 13:52:00	33 340	72 482	5001.0	1.00	1.00	1.00	0.15	0.45998	0.06900

Item	Motivo	Fecha y Hora de Inicio de Interrupción	Fecha y Hora Final de Interrupción	Cientes Afectados	Total de Clientes	$\sum d_i$	Factor N	Factor D	N	D	SAIFI	SAIDI
69	Descargas Atmosféricas (F)	30/12/2018 09:12:00	30/12/2018 10:22:00	196	72 482	228.7	1.00	1.00	1.00	1.17	0.00270	0.00315
				Σ	132 883.6	132 883.6	69.0	132.02	3.0357	1.8341		

Fuente: Electro Puno S.A.A. (Motivo, fecha y hora de inicio y fin de interrupciones, clientes afectados, total de clientes), elaboración propia (Σd_i , Factor N, Factor D, N, D, SAIFI, SAIDI) y NTCSE Decreto Supremo N° 020-97-EM (Factor de Ponderación N, Factor de ponderación D, Tolerancias NTCSE)

Anexo 8. Cálculo de acuerdo a NTCSE para el AMT 5004 con trabajos con tensión.

$$\text{ERS} = 9\,917.10 \text{ kWh}$$

$$\text{NHS} = (31 + 31 + 30 + 31 + 30 + 31) \times 24 = 4\,416 \text{ hr}$$

$$N' = 6 \text{ intrp/sem}$$

$$N = 61.00 \text{ intrp/sem}$$

$$D' = 10 \text{ hr/sem}$$

$$D = 122.72 \text{ hr/sem (duración ponderada i)}$$

$$\sum d_i = 122.72 \text{ hr/sem (duración real)}$$

$$e = 0.35 \text{ US\$/kW.h}$$

$$\text{Tipo de cambio}_{2018-II} = S/ 3.361$$

Cálculo del factor E o magnitud de los indicadores de calidad de suministro de acuerdo a la ecuación 8.

$$E = 1 + \frac{N - N'}{N'} + \frac{D - D'}{D'}$$
$$E = 1 + \frac{61 - 6}{6} + \frac{122.72 - 10}{10}$$
$$E = 21.438$$

Cálculo de ENS o energía no suministrada de acuerdo a la ecuación 9.

$$\text{ENS} = \frac{\text{ERS}}{(\text{NHS} - \sum d_i)} \times D$$
$$\text{ENS} = \frac{9\,917.10}{(4\,416 - 122.72)} \times 122.72$$
$$\text{ENS} = 283.472 \text{ kWh}$$

Compensación por mala calidad de suministro 2018-II de acuerdo a la ecuación 7.

$$C_{\text{AMT5004-II}} = e \times E \times \text{ENS}$$
$$C_{\text{AMT5004-II}} = 0.35 \times 21.438 \times 283.472$$
$$C_{\text{AMT5004-II}} = \text{US\$ } 2\,126.95$$
$$C_{\text{AMT5004-II}} = S/ 7\,148.69$$

Si se hubiera utilizado técnicas de mantenimiento empleando trabajos con tensión en el alimentador de media tensión 5004 en el segundo semestre del año 2018 se hubiera tenido una compensación por mala calidad de suministro de USD 2 126.95 dólares americanos o S/ 7 148.69 soles, correspondiente al segundo semestre del año 2018. La reducción en la compensación hubiera sido de USD 1167.26 o S/ 3923.16 teniendo una reducción del 14.04% de la compensación que se le impuso a la empresa Electro Puno S.A.A. en el alimentador de media tensión 5004.

Para hallar los valores de los indicadores de calidad de suministro eléctrico SAIFI y SAIDI del alimentador de media tensión 5004 en el segundo semestre del 2018 se recalculo, de acuerdo a las ecuaciones 5 y 6, considerando la utilización de las técnicas de mantenimiento empleando trabajos con tensión.

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

$$SAIFI = \frac{169 + 65 + 156 + 187 + 187 + \dots + 194 + 196 + 196 + 33\,340 + 196}{72\,482}$$

$$SAIFI = \frac{216\,755}{72\,482}$$

$$SAIFI_{AMT5004-II} = 2.99 \text{ (fallas/usuario - semestre)}$$

$$SAIDI = \frac{\sum_{i=1}^n (t_i \times u_i)}{N}$$

$$SAIDI = \frac{169 \times 0.983 + 65 \times 0.167 + \dots + 33\,340 \times 0.150 + 196 \times 1.167}{72\,482}$$

$$SAIDI = \frac{129\,703.82}{72\,482}$$

$$SAIDI_{AMT5004-II} = 1.79 \text{ (horas/usuario - semestre)}$$

El valor de SAIFI obtenido aplicando las técnicas de mantenimiento empleando trabajos con tensión en el alimentador 5004 es de 2.99 fallas-usuario y el valor SAIDI es 1.79 horas-usuario. El indicador SAIFI tiene una reducción de 1.7% y el indicador SAIDI tiene una reducción de 2.2% para el segundo semestre del año 2018.

