

FACULTAD DE INGENIERÍA

Escuela Académico Profesional de Ingeniería Eléctrica

Trabajo de Suficiencia Profesional

**Instalación de señalizadores de fallas para mejorar los
indicadores de confiabilidad en el alimentador A4603 de
la red de distribución en media tensión en la Unidad de
Negocio Valle del Mantaro**

Antony Luis Flores Feliciano

Para optar el Título Profesional de
Ingeniero Electricista

Huancayo, 2022

Repositorio Institucional Continental
Tesis digital



Esta obra está bajo una Licencia "Creative Commons Atribución 4.0 Internacional" .

ASESOR
Ing. Víctor Segura Huanca

AGRADECIMIENTO

Por medio del presente informe de Trabajo de Suficiencia Profesional quiero agradecer:

A Dios por darme la oportunidad de seguir adelante y guiarme en mi camino pese a las adversidades de la vida.

A mis abuelitos que siempre fueron mi fortaleza para cumplir todas mis metas propuestas.

Asimismo, al Ing. Víctor Segura por confiar en mis conocimientos y darme fuerzas para lograr mis objetivos.

DEDICATORIA

Dedico el presente trabajo a mi madre Victoria Justina Feliciano Miguel por darme la vida, por ser una persona admirable, y por apoyarme incondicionalmente en todo el proceso de mi formación profesional.

ÍNDICE

CARÁTULA.....	I
ASESOR.....	II
AGRADECIMIENTO.....	III
DEDICATORIA.....	IV
ÍNDICE.....	V
RESUMEN.....	IX
INTRODUCCIÓN.....	X

CAPÍTULO I.....13

1. Aspectos generales de la empresa.....	13
1.1. Datos generales de la empresa.....	13
1.2. Actividades de la empresa.....	13
1.3. Reseña histórica de la empresa.....	17
1.4. Organigrama de la empresa EOS S.A.	23
1.5. Visión y misión de la empresa.....	23
1.6. Bases legales.....	26
1.7. Descripción del área donde realicé mis actividades pre-profesionales.....	26
1.8. Descripción del cargo y de las responsabilidades del bachiller en la empresa.....	26

CAPÍTULO II.....28

2. Aspectos generales de las actividades profesionales.....	28
2.1. Diagnóstico situacional.....	28
2.2. Identificación del área de influencia del estudio.....	29
2.3. Identificación de oportunidad o necesidad en el área de actividad profesional.....	29
2.4. Objetivo de la actividad profesional.....	30
2.5. Justificación de la actividad profesional.....	30
2.6. Resultados esperados.....	30

CAPÍTULO III	32
3. Marco teórico	32
3.1. Antecedentes del problema.....	32
3.1.1. Antecedentes internacionales	32
3.1.2. Antecedentes nacionales.....	34
3.2. Bases teóricas	37
3.2.1. Sistemas de distribución eléctrico.....	37
3.2.2. Confiabilidad.....	40
3.2.3. Índices globales de confiabilidad.....	42
3.2.4. Calidad de suministro	43
3.2.5. Señalizadores de falla.....	45
CAPÍTULO IV	48
4. Descripción del problema.....	48
4.1. Descripción de actividades profesionales.....	49
4.1.1 Enfoque de las actividades profesionales.....	49
4.1.2 Alcance de las actividades profesionales	50
4.1.3 Entregables de las actividades profesionales	53
4.2 Aspectos técnicos de la actividad profesional.....	53
4.2.1 Metodologías.....	53
4.2.2 Técnicas	54
4.2.3 Instrumentos.....	54
4.2.4 Equipos y materiales utilizados en el desarrollo de las actividades.....	55
4.3. Ejecución de las actividades profesionales	61
4.3.1 Cronograma de actividades realizadas.....	61
4.3.2 Plan de maniobras	62
4.3.3 Proceso y secuencia operativa de las actividades profesionales.	62

4.3.4 Sucesos en forma cronológica.....	66
CAPÍTULO V.....	72
5.1 Resultados finales de las actividades realizadas	72
5.2 Logros alcanzados	77
5.3 Dificultades encontradas	79
5.4 Planteamiento de mejoras.....	83
5.4.1 Metodologías propuestas.....	83
5.4.2 Descripción de la implementación.....	83
5.5 Análisis.....	84
5.6 Aporte del bachiller en la empresa y/o institución.....	92
CONCLUSIONES.....	93
RECOMENDACIONES.....	96
BIBLIOGRAFÍA.....	97
ANEXOS.....	99

ÍNDICE DE FIGURA

Figura 1 Servicio del área comercial.....	14
Figura 2 Servicio del área de distribución.....	15
Figura 3 Servicio del área de transmisión	16
Figura 4 Mapa de las unidades de negocios de Electrocentro S. A.	20
Figura 5 Mapa estratégico	22
Figura 6 Organigrama EOS S.A.....	23
Figura 7 Zona de sistema de integrado de gestión EOS S.A.....	24
Figura 8 Trabajos de campo, mantenimiento y operación.	27
Figura 9 Zona de concesión de Electrocentro S.A.	28
Figura 10 Plano unifilar del SEP-XAUXA - alimentador A4603.....	29
Figura 11 Topología de un sistema de distribución radial.	38
Figura 12 Topología de un sistema de distribución auxiliar.	39
Figura 13 Componentes de una red eléctrica de distribución.....	40
Figura 14 Informe de actividades ejecutadas	50
Figura 15 Orden de mantenimiento Pag.Nº1	51
Figura 16 Orden de mantenimiento Pag.Nº2.....	52
Figura 17 Señalizador de falla FCI-AR-02.	57
Figura 18 Señalizador de falla.....	58
Figura 19 Señalizador de falla.....	58
Figura 20 Concentrador (FTW200).....	60
Figura 21 Software de gestión SIGMA.....	61
figura 22 Cronogramas de las actividades.....	61
Figura 23 Instalación del sistema de gestión.....	64
Figura 24 Mapa del alimentador A4603- localidades.	65
Figura 25 Corto circuito en el tablero de distribución.....	67
Figura 26 : Refuerzo de poste MT en la localidad de Paccha.	68

Figura 27 Cambio de conductor convencional por autoportante.....	69
Figura 28 Contacto de la fibra óptica entre redes MT.....	70
Figura 29 Excavación de zanjas para pistas y veredas /colapso de SED.	71
Figura 30 Diagrama circular de las interrupciones del año 2019.	73
Figura 31 Reduciendo el impacto de interrupción.	83

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1	Política de calidad de Electrocentro	21
Tabla 2	Tabla de valores mínimos de los indicadores de confiabilidad	45
Tabla 3	Tabla de interrupciones del primer semestre - 2019.	73
Tabla 4	Tabla de interrupciones del primer semestre - 2019.	73
Tabla 5	Total de interrupciones del alimentador A4603 - 2019.....	74
Tabla 6	Tolerancia para índices de confiabilidad.....	74
Tabla 7	Índices de frecuencia de interrupción MT del alimentador A4603	76
Tabla 8	Índices de duración de interrupción MT del alimentador A4603.....	76
Tabla 9	Indicadores de confiabilidad por usuario afectado.....	77
Tabla 10	SAIDI y SAIFI para los periodos 2019-2020.....	77
Tabla 14	Valores para determinar costos de energía no suministrada.	80
Tabla 15	Indicadores de calidad durante el 2019.	81
Tabla 16	Energía teóricamente no suministrada durante el 2019.....	82
Tabla 17	Compensaciones por pérdidas durante el 2019.	82
Tabla 11	Total de interrupciones del alimentador A4603 / 2019 - 2020.....	84
Tabla 12	Cuadro comparativo del SAIFI Y SAIDI A4603.....	85
Tabla 13	Costos unitarios.	87
Tabla 18	Costo / beneficio de la instalación de señalizadores de fallas.....	90

RESUMEN

La instalación de señalizadores de fallas tuvo como consecuencia la disminución de los indicadores de confiabilidad en el alimentador A 4603 de la red de distribución en media tensión en la unidad de negocio Valle del Mantaro, en donde se instaló los señalizadores de falla; además, se realizó un análisis de los parámetros de calidad según Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE) y Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos Rurales (NTCSER), con el propósito de conocer los límites de tolerancia de los indicadores de confiabilidad. Gracias a la instalación de los indicadores de falla se diagnosticó los principales sucesos que afectan la calidad de suministro eléctrico que perjudican a los usuarios finales, para así establecer sus indicadores SAIFI (Índice de frecuencia de interrupción media del sistema) y SAIDI (Índice de duración de interrupción media del sistema).

Realizando el análisis en la red de distribución en media tensión del alimentador más crítico de las UU.NN Valle del Mantaro, en dos condiciones de funcionamiento distintos, iniciando con un diagnóstico del primer escenario para un sistema de distribución radial tradicional, y un segundo escenario donde se instala los equipos señalizadores de fallas en el sistema de distribución, que permite reducir los tiempos de respuesta ante una eventual interrupción del servicio eléctrico, en ambos escenarios se determinará los indicadores utilizando los criterios elementales de evaluación de confiabilidad.

Con los resultados se analizó las variaciones de los indicadores SAIFI Y SAIDI, se logró determinar técnica y económicamente el grado de incidencia que tendrá la instalación de señalizadores de falla en el sistema, teniendo en cuenta la configuración de la misma para lograr un equilibrio óptimo entre costos y confiabilidad.

El autor.

INTRODUCCIÓN

El presente informe detalla explícitamente el desempeño profesional que tuve en el área de distribución en la empresa Energía y Organización de Sistemas S.A. “EOS” en la unidad de negocio Valle del Mantaro, que cuenta con el contrato de tercerización N° GR-069-2018 realizado con la empresa ELECTROCENTRO S.A.; también se sustenta las funciones efectuadas como profesional de la carrera de Ingeniería Eléctrica.

Entre las funciones y actividades desarrolladas la más trascendental es: “La instalación de señalizadores de fallas para incrementar los indicadores de confiabilidad en el A4603 de la red de distribución en media tensión en la unidad de negocio Valle del Mantaro”. El contenido del presente trabajo se compone de cinco capítulos:

Capítulo I, se presenta los aspectos generales de la empresa EOS S.A., una empresa huancaína, líder en el sector de Ingeniería Eléctrica, teniendo como actividades principales el mantenimiento y operación de redes de media tensión.

Capítulo II, se presenta los aspectos generales, una breve descripción de la empresa Electrocentro S.A., ámbito geográfico (zona de concesión), estrategia empresarial, asimismo se describe las actividades profesionales.

Capítulo III, trata del marco teórico, donde abarca las bases teóricas del trabajo de suficiencia profesional.

Capítulo IV, se detalla la ejecución de las actividades profesionales en la instalación de los señalizadores de fallas con sus aspectos técnicos.

Capítulo V, se describen los resultados finales de las actividades realizadas, los logros, dificultades, mejoras y aportes. Al final del informe, se consolidan las conclusiones y recomendaciones; se describen los resultados, donde se manifiestan los logros alcanzados y aportes del bachiller.

CAPÍTULO I

ASPECTOS GENERALES DE LA EMPRESA

1.1. DATOS GENERALES DE LA EMPRESA

Nombre o razón social : ENERGÍA Y ORGANIZACIÓN DE SISTEMAS

Número de RUC : 20281244222

Tipo contribuyente : Sociedad Anónima

Nombre comercial : EOS S.A.

Fecha de inscripción : 16/04/1995

Estado del contribuyente : ACTIVO

Condición del contribuyente : HABIDO

Fecha de inicio de actividades : 01/05/1995

Dirección del domicilio fiscal: : Jr. Faustino Quispe N°351 - Huancayo - El Tambo

Sistema de emisión de comprobante : Manual

Sistema de contabilidad : Computarizado

1.2. ACTIVIDADES DE LA EMPRESA

La empresa Energía y Organización de Sistemas S.A. ofrece los siguientes servicios:

- Gestión técnica.
- Mantenimiento (generación, transmisión, distribución).
- Operación (generación, transmisión, distribución).
- Gestión comercial.
- Enfoque al cliente.
- Maximización de la rentabilidad.

- Incremento de la productividad.
- Inversión en nuevas instalaciones.
- Fiscalización, etc.

SERVICIO DEL ÁREA COMERCIAL Y CONTROL DE PÉRDIDAS

- Instalación de nuevas conexiones domiciliarias.
- Instalación de nuevas conexiones trifásicas industriales.
- Reapertura de servicios.
- Lectura de medidores mediante capturadores de datos.
- Reparto de recibos.
- Corte de servicio por deuda.
- Retiro de conexión por deuda morosa.
- Control de pérdidas comerciales.
- Atención de módulos, y fonoluz.
- Subsanación de deficiencias en acometidas domiciliarias.

Figura 1
Servicio del área comercial.



Descripción: Prueba para determinar funcionamiento del termomagnético.

Fuente: Elaboración propia.

OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

- Operación y atención de emergencias.
- Mantenimiento preventivo.
- Mantenimiento correctivo.
- Mantenimiento predictivo.
- Mediciones de calidad del servicio y alumbrado público.
- Limpieza de franja en redes BT y MT.

Figura 2
Servicio del área de distribución.



Descripción: El servicio es la inspección del tablero de distribución.
Fuente: Elaboración propia.

MONTAJE ELECTROMECAÁNICO Y CIVIL DE OBRAS DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN Y DISTRIBUCIÓN DE OBRAS DE FIBRA ÓPTICA

- Replanteo.
- Desmontaje, montaje.
- Ejecución de pequeñas ampliaciones y remodelaciones.
- Liquidación mediante los estándares exigidos por la norma técnica actual.
- Comprometidos con SGSYS en todas las actividades.
- Instalación de banda ancha para la conectividad integral y desarrollo social de Cajamarca – QUANTA.
- Ampliación de redes en BT y MT para la instalación de banda ancha con el fin de realizar la conectividad integral del desarrollo social de la región de Cajamarca.

Figura 3
Servicio del área de transmisión.



Descripción: Se visualiza el flechado del conductor.

1.3. RESEÑA HISTÓRICA DE LA EMPRESA

Un 16 de abril del año 1995, dos jóvenes egresados de la Facultad de Ingeniería Eléctrica formaron una empresa, a la que decidieron llamarla “ENERGÍA Y ORGANIZACIÓN DE SISTEMAS S.A.”, dedicada a brindar servicios de estudio y ejecución de proyectos eléctricos, electromecánicos, telefónicos y civiles; dirigido al público en general. Nombraron como gerente general de dicha empresa al Sr. Andrés Martin Ratto Rojas.

En los primeros años la empresa se especializó en el área comercial y control de pérdidas comerciales, en la concesión de su principal cliente ELECTROCENTRO S.A.; en vista de las experiencias ganadas, la empresa fue invitada para brindar servicios similares en ELECTROUCAYALI S.A., cuyo servicio se viene prestando a la fecha.

Del mismo modo desde el 2007 realizaron la operación y mantenimiento de los sistemas de distribución (MT, BT, SED y AP), en la concesión de ELECTROCENTRO S.A., llegando a especializarse en el rubro, diferenciando los procesos entre las labores en selva, sierra y sierra extrema. Durante este tiempo se logró satisfacer las necesidades de los clientes, quienes califican a los contratistas semestralmente, cuyo incentivo les compromete día a día con las actividades encomendadas. Es conveniente resaltar que están atendiendo a la concesionaria con la mayor extensión de líneas en MT / BT y también cuenta con la mayor cantidad de SEDs a nivel nacional.

Desde el 2009 la empresa viene realizando por tercerización la supervisión de obras por contratas y la elaboración de estudios para ELECTROCENTRO S.A., quien estos últimos años concretó la captación de clientes inmediatos, tanto en la zona rural como urbana con el principio de la ampliación de la frontera eléctrica y el interés del gobierno de invertir en electrificación.

Asimismo, desde el 2010 la empresa ha venido realizando el montaje de obras electromecánicas y civiles tanto en líneas de transmisión y distribución, en base a una alianza estratégica en la región con la empresa CAM PERU S.A., quien ha confiado a EOS S.A. obras de gran envergadura, logrando constituirse en una empresa homologada para el actual grupo CAM – GYM.

Actualmente EOS S. A. inició con los servicios comerciales en la concesión de Electro Oriente S.A., Electro Ucayali S.A y ELECTROCENTRO S.A. con contratos de más de 47 millones de soles, que afianza el cumplimiento de su visión empresarial.

Gracias a las políticas implantadas por la dirección de la empresa desde sus inicios, una continua reinversión, el aval financiero y la solvencia económica actual; permite que sus objetivos trazados de abarcar el mercado nacional a mediano plazo dentro de la visión como organización, serán cumplidas.

RESEÑA HISTÓRICA DE LA EMPRESA ELECTROCENTRO

A la empresa Electrocentro el 16 de enero de 1991, por Decreto Legislativo N° 649, se le otorgó de carácter nacional la promoción de la inversión privada en las empresas del estado, creándose la Comisión de Promoción de la Inversión Privada (COPRI), hoy PROINVERSIÓN para regular dicho proceso.

Las actividades de la compañía son reguladas por el Decreto Legislativo N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas del 6 de noviembre de 1992, el mismo que establece un régimen de libertad de precios para los servicios que puedan efectuarse en condiciones de competencia y un sistema de precios regulados en aquellos servicios que por su naturaleza lo requieran.

A efectos de llevar a cabo el proceso de privatización, en 1998 las acciones de capital social de la compañía fueron clasificadas en: acciones clase A1 por el 60% del capital, acciones clase A2 por 5.3% del capital, acciones clase B por el 34.69% y acciones clase C por el 0.01% del capital.

En concordancia con el acuerdo COPRI-207-98 del 24 de julio de 1998, la compañía a partir de la transferencia de las acciones mencionadas en el párrafo anterior, está sujeta al régimen de la actividad privada.

Con fecha 25 de noviembre de 1998, José Rodríguez Banda S.A. (JORSA) se adjudicó al Concurso Público Internacional para la privatización de la compañía, y con fecha 22 de diciembre de 1998 se suscribió el contrato de transferencia de acciones del 30% del capital, porcentaje que equivale al 50% de las acciones clase A1.

Con fecha 20 de diciembre del 2000, se suscribió el contrato de cesión de posición contractual en virtud del cual José Rodríguez S.A. transfiere las acciones clase A1 a JOBSA

Eléctricas S.A.C., con la intervención del Fondo Nacional de Financiamiento de la Actividad Empresarial del Estado - FONAFE.

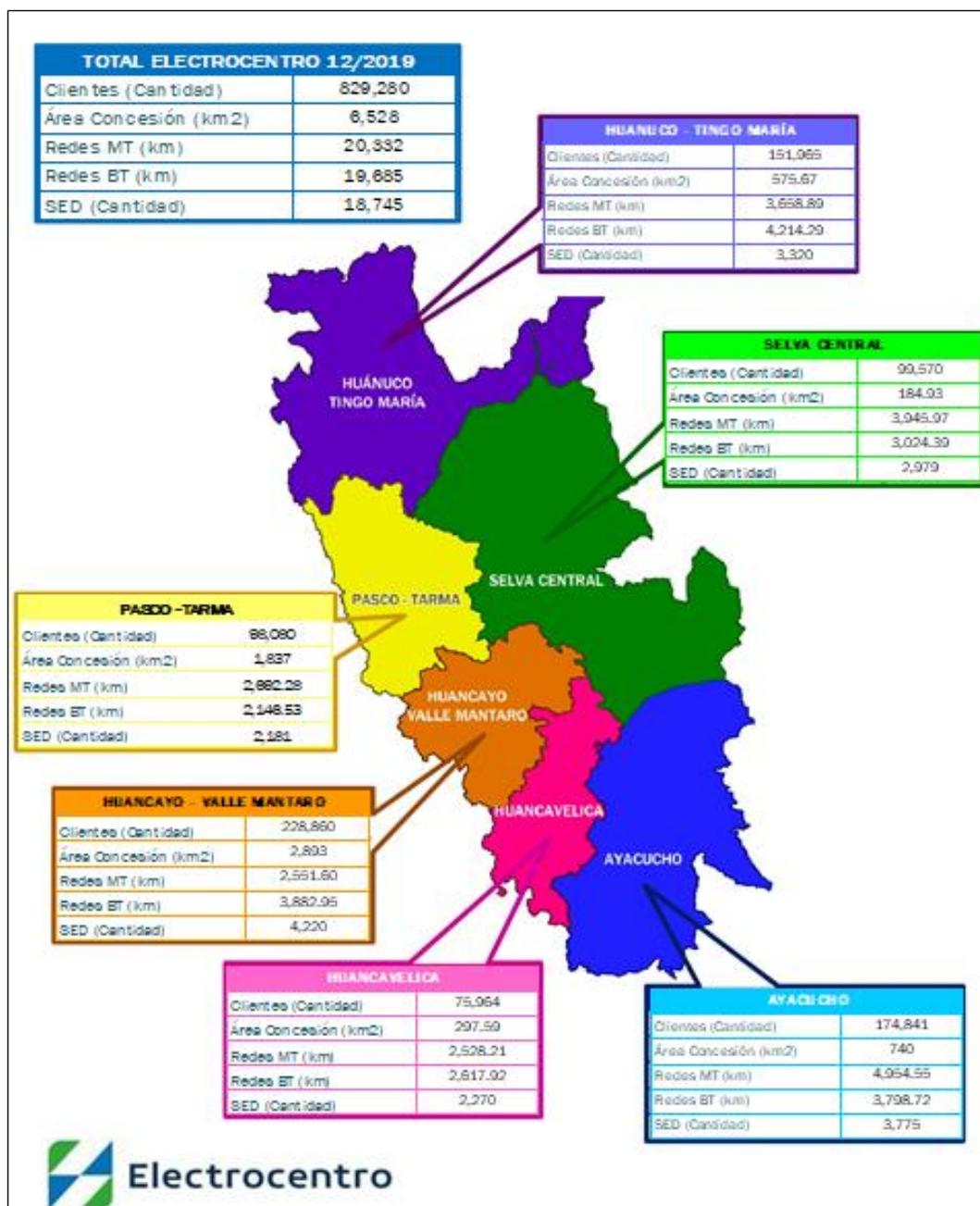
Con fecha 13 de diciembre del 2001, JOBSA Eléctricas S.A.C suscribe un contrato por el cual entrega al estado el 30% de las acciones adquiridas. Posteriormente por medio del FONAFE, el Estado recupera las acciones, convirtiéndose en el accionista mayoritario y por tanto toma la dirección y gestión de la empresa.

Asimismo, de acuerdo a la ratificación de la R. S. N° 355-92-PCM, la COPRI mediante acuerdo N° 363-01-2001 y Electrocentro S.A. continuarán sujetas al régimen de la actividad privada, sin más limitaciones que las que disponga FONAFE y siempre que no se oponga a lo dispuesto en el Decreto Legislativo N° 764, normas complementarias y reglamentarias.

A fines del año 2001 ante INDECOPI, se registra la marca comercial Electrocentro, posteriormente se constituye el grupo Distriluz conformado además por Enosa, Ensa e Hidrandina, con el objeto de realizar una gestión corporativa bajo un mismo directorio.

Actualmente la actividad principal de Electrocentro es la distribución y comercialización de energía eléctrica dentro del área de sus concesiones de 6.528km², comprendidas en seis regiones del país: Junín, Huánuco, Pasco, Huancavelica, Ayacucho, Lima (en parte de las provincias de Yauyos y Huarochirí); atendiendo a más de 800 mil clientes.

Figura 4
 Mapa de las unidades de negocios de Electrocentro S.A.



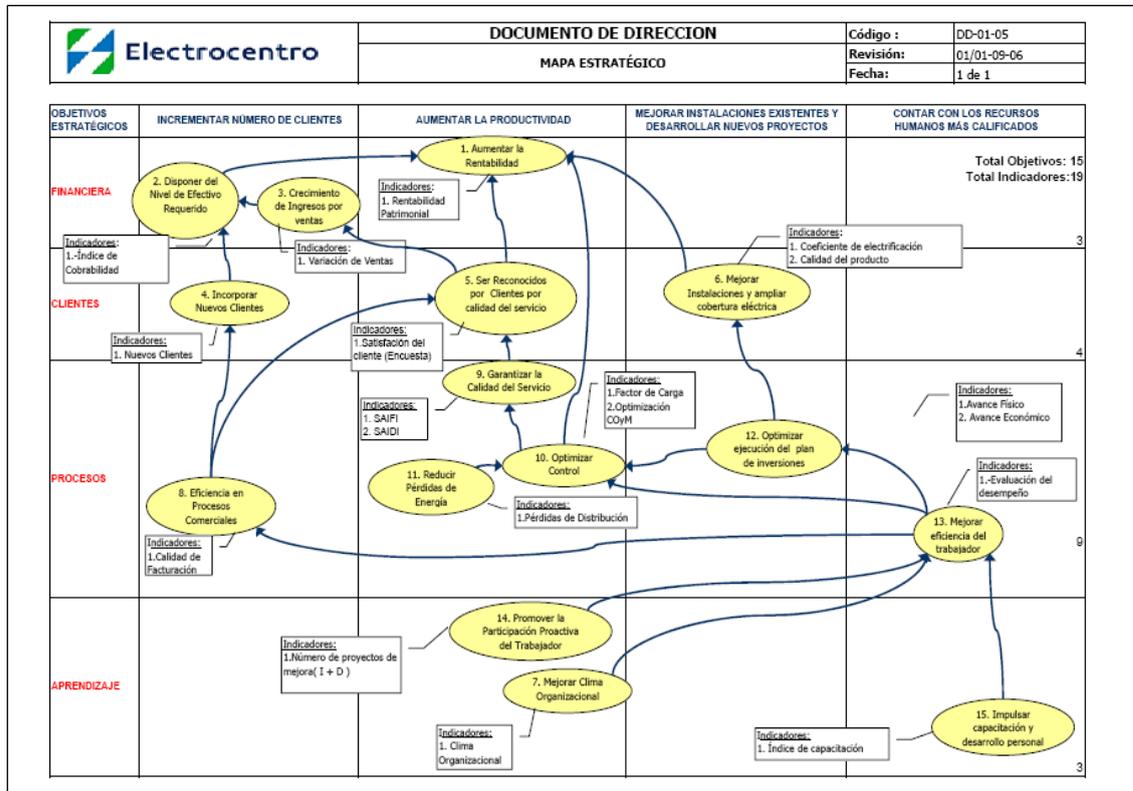
Fuente: Zona de concesión - Electrocentro año 2019.

Tabla 1
Política de calidad de Electrocentro.

Política de la calidad	Objetivos / estrategias	Objetivos específicos
Atender las necesidades de energía eléctrica de nuestros clientes.	Incrementar el número de clientes.	El disponer del nivel de efectivo requerido. Crecimiento de los ingresos por ventas. Incorporar nuevos clientes. Eficiencia en procesos comerciales.
Con los estándares de calidad establecidos en la normatividad vigente, a través de la mejora continua de los procesos...	Aumentar la productividad.	Aumentar la rentabilidad. Mejorar clima organizacional. Garantizar la calidad del servicio. Optimizar control de operaciones.
Garantizando la eficacia de nuestras operaciones...		Reducción de pérdidas de energía. Promover la participación proactiva del trabajador.
A través de la mejora continua de los procesos.	Mejorar instalaciones existentes y desarrollar nuevos proyectos.	Ser reconocidos por el cliente por la calidad del servicio. Mejorar instalaciones y ampliar cobertura eléctrica. Optimizar la ejecución del plan de inversiones.
Y la competencia de nuestros trabajadores.	Contar con los recursos humanos más calificados.	Mejorar eficiencia del trabajador. Desarrollo de competencias del trabajador.

Fuente: Electrocentro S.A.

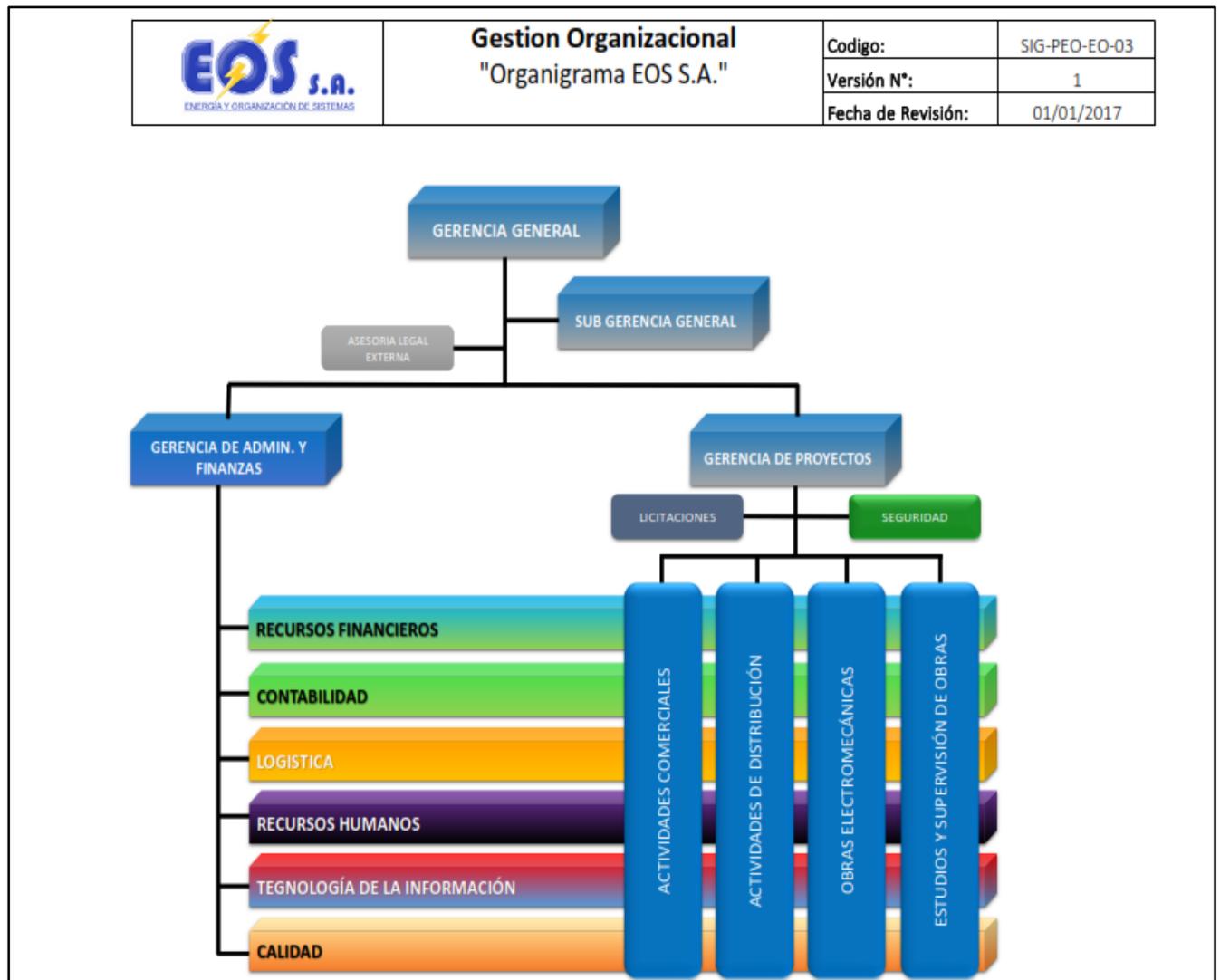
Figura 5
Mapa estratégico.



Fuente: Electrocentro S.A.

1.4. ORGANIGRAMA DE LA EMPRESA EOS. S.A

Figura 6
Organigrama EOS S.A.



Fuente: Organización empresarial EOS – 2017.

1.5. VISIÓN Y MISIÓN DE LA EMPRESA

1.5.1 VISIÓN EOS S.A.

Afianzar y mejorar nuestra ventaja competitiva regional para lograr estar dentro de las 6 empresas más importantes en el segmento de operación.

1.5.2 MISIÓN EOS S.A.

“Somos una empresa de servicios que brinda soluciones integrales de ingeniería en el sector eléctrico, telecomunicaciones; a nivel de diseño, consultoría, ejecución y mantenimiento con personal altamente competitivo.”

SISTEMA INTEGRADO DE GESTIÓN EOS S.A.

Enmarcado en la gestión de procesos bajo la teoría de las normas ISO, que en principio agrupa los siguientes sistemas de gestión:

- Sistema de gestión de calidad.
- Sistema de gestión de seguridad y salud en el trabajo.
- Sistema de gestión de medio ambiente.

Figura 7
Zona Sistema de integrado de gestión EOS S.A.



Fuente: Brochure – 2020.

PILARES DEL SISTEMA INTEGRADO DE GESTIÓN EOS S.A

Dentro de la estrategia global de la empresa se tiene definido pilares que rigen las operaciones, cuyo principio deviene de un análisis conjunto de la visión, misión, valores, factores internos y externos; que confluyen para el cumplimiento de objetivos estratégicos, practicados por la dirección de la empresa y el entorno operativo.

POLÍTICAS DE LA EMPRESA EOS S.A.

Se tiene definido las siguientes políticas:

- Brindar calidad de servicio.
- Compromiso de trabajo en equipo.
- Reflejar confianza e integridad a todo nivel.
- Apostar por la creatividad e innovación.
- Construir una rentabilidad sostenible.
- Impulsar la seguridad y compromiso con el medio ambiente.
- Motivar el desarrollo personal de los trabajadores.

1.6. BASES LEGALES

CONTRATO NRO. GR-069-2018/ELECTO ENTRE LAS EMPRESAS DE ELECTROCENTRO A ENERGÍA Y ORGANIZACIÓN DE SISTEMAS EOS S.A.

Con fecha 03 de octubre del 2018, el comité de selección adjudicó la buena pro del Concurso Público N° 01-2018-ELECTROCENTRO S.A. para la contratación de SERVICIO DE MANTENIMIENTO Y OPERACIÓN DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN, EN ELECTROCENTRO S.A. ZONAS URBANO Y URBANO-RURAL, UNIDADES DE NEGOCIO HUANCAYO Y VALLE MANTARO a la empresa ENERÍA Y ORGANIZACIÓN DE SISTEMAS S.A., cuyos detalles e importes constan en los documentos integrantes del contrato. (Ver anexo N° 1)

1.7. DESCRIPCIÓN DEL ÁREA DONDE REALICÉ MIS ACTIVIDADES PRE-PROFESIONALES

En la actualidad desempeño el cargo de asistente liquidador -supervisor, para la empresa Energía y Organización de Sistemas (EOS. S.A), que cuenta con el contrato N° GR-069-2018/ELECTO; en la cual desarrollo mis habilidades, aplicando los conocimientos adquiridos en la carrera de Ingeniería Eléctrica de la Universidad Continental.

1.8. DESCRIPCIÓN DEL CARGO Y DE LAS RESPONSABILIDADES DEL BACHILLER EN LA EMPRESA

Dentro de la Jefatura de Distribución de Electrocentro, las cuales permiten mejorar los niveles de calidad del suministro del servicio eléctrico y satisfacer las necesidades cada vez más exigentes de consumidores, se encuentra la gestión técnica en la que se halla el procedimiento de operación y mantenimiento del sistema eléctrico, en la unidad de negocio Valle del Mantaro.

Para ejecutar las actividades necesarias para la operación y mantenimiento, se cuenta con un programa anual en el área de distribución, desarrollado por el supervisor de mantenimiento y operación, con el cual me vi involucrado en las actividades de distribución de energía y la gestión técnica, las responsabilidades que asumo son:

- Asistente supervisor de mantenimiento de las instalaciones de distribución de redes en media tensión (MT), baja tensión (BT), sub estación de distribución (SED).

- Asistente supervisor en las operaciones de las instalaciones de distribución.
 - Restablecimiento del sistema eléctrico en fallas.
 - Instalación de equipos de protección.
 - Ajustes en los sistemas de protección (recloser, señalizadores de falla).

Figura 8
Trabajos de campo mantenimiento y operación.



Fuente: Elaboración propia.

CAPÍTULO II

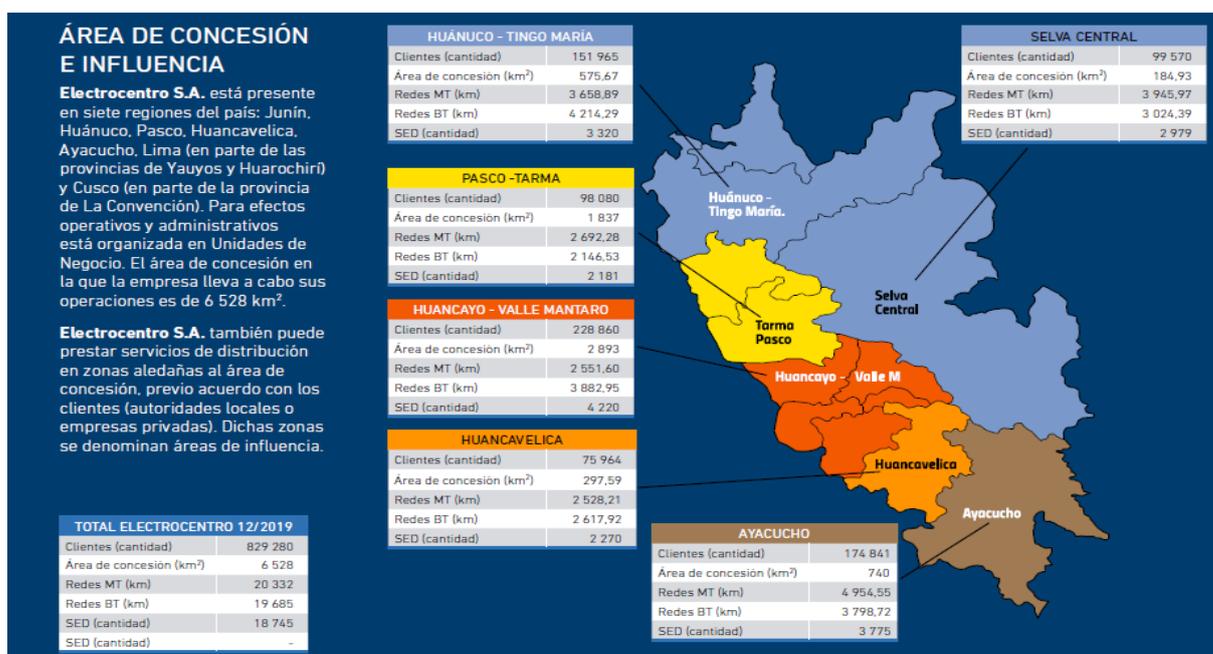
ASPECTOS GENERALES DE LAS ACTIVIDADES PROFESIONALES

2.1. DIAGNÓSTICO SITUACIONAL

La Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad del Centro S.A. (Electrocentro S.A.) fue autorizada a operar el 21 de diciembre de 1983, mediante Resolución Ministerial N° 319-83-EM/DGE del Ministerio de Energía y Minas (MEM); y su constitución como empresa pública de derecho privado, se formalizó mediante escritura pública del 6 de agosto de 1984, con domicilio legal en jirón Amazonas 641 - Huancayo.

Actualmente Electrocentro S.A. es una persona jurídica organizada como Sociedad Anónima, que realizan actividades relacionadas con la distribución y comercialización de energía eléctrica, dentro de nuestra zona de concesión, que son los departamentos de Huánuco, Pasco, Junín, Huancavelica y parte de Ayacucho. En adición, y en menor medida, desarrolla actividades de subtransmisión y generación, su ámbito de jurisdicción comprende los departamentos de Junín, Cerro de Pasco, Huancavelica, Huánuco, Ayacucho además parte del departamento de Lima.

Figura 9
Zona de Concesión de Electrocentro S.A.



Fuente: Memoria de Electrocentro año 2019.

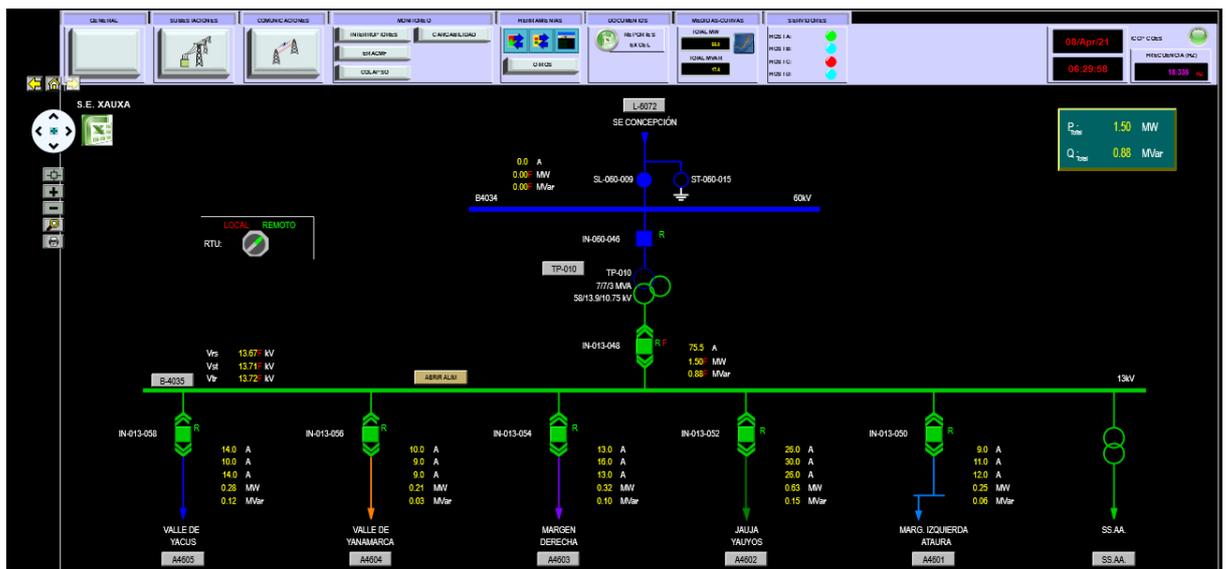
2.2. IDENTIFICACIÓN DEL ÁREA DE INFLUENCIA DEL ESTUDIO

Se determinó que el área de influencia del proyecto está dada en el sistema eléctrico del Valle del Mantaro, alimentador A4603.

Ubicación:

El sistema de potencia de Xauxa, se encuentra dentro del sistema eléctrico del Valle del Mantaro, el cual se alimenta con la línea de transmisión del parque Industrial – Concepción, la misma que llega en 60 kV; y tiene un transformador de potencia de 7.7 MVA, dentro del cual se encuentran el alimentador A4603 de media tensión. (ELECTROCENTRO S.A, 2015).

Figura 10
Plano unifilar del SEP-XAUXA - alimentador A4603.



Fuente: Electrocentro CCO.

2.3. IDENTIFICACIÓN DE OPORTUNIDAD O NECESIDAD EN EL ÁREA DE ACTIVIDAD PROFESIONAL

Formar parte del staff de profesionales de la empresa EOS S.A., con el cargo de ingeniero asistente para la ejecución de la “**INSTALACIÓN DE SEÑALIZADORES DE FALLAS PARA INCREMENTAR LOS INDICADORES DE CONFIABILIDAD EN EL ALIMENTADOR A4603 DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN EN MEDIA TENSIÓN EN LA UNIDAD DE NEGOCIO VALLE DEL MANTARO**”, me ayudará a crecer en el área laboral, personal e intelectual.

2.4. OBJETIVO DE LA ACTIVIDAD PROFESIONAL

Aplicar los conocimientos, habilidades y tener actitud profesional para solucionar problemas relacionados con la especialidad. Determinar las estrategias, procesos y tecnologías apropiadas, para desarrollar las mejoras en la **“INSTALACIÓN DE SEÑALIZADORES DE FALLAS PARA INCREMENTAR LOS INDICADORES DE CONFIABILIDAD EN EL ALIMENTADOR A4603 DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN EN MEDIA TENSIÓN EN LA UNIDAD DE NEGOCIO VALLE DEL MANTARO”**.

2.5. JUSTIFICACIÓN DE LA ACTIVIDAD PROFESIONAL

La actividad a desarrollarse tendrá justificación práctica, ya que se analizará la necesidad de evaluar la mejora de los índices de confiabilidad, y determinar los beneficios técnicos y económicos del servicio en la nueva configuración del sistema eléctrico; asimismo, tomar acciones y/o medidas que beneficien a nuevos alimentadores, también satisfacer la demanda de los consumidores y de la empresa concesionaria encargada de brindar el suministro eléctrico en el Valle del Mantaro.

En el presente informe, se determinará la mejora de los indicadores de confiabilidad de un sistema eléctrico al acoplar un señalizador de fallas, cuyas redes de distribución son afectadas por constantes perturbaciones producidas por las cargas u otras anomalías del sistema.

Por lo antes expuesto, evaluando técnicamente, se determinará el grado de repercusión de estos equipos en una red de distribución en media tensión, y así tomar alguna acción correspondiente para mejorar el servicio de distribución de la región; además se desarrollarán modelos de planificación que permitan optimizar la red eléctrica.

2.6. RESULTADOS ESPERADOS

Los resultados comprenden los indicadores por usuario afectado y por sistema de ambos periodos de evaluación, para el alimentador representativo en distintas condiciones de funcionamiento. También comprenden un análisis económico de la instalación de los equipos de señalizadores de falla.

- Confiabilidad del servicio eléctrico.

- Calidad de energía de acuerdo a la NTCSE.
- Disminución de pérdidas técnicas.
- Protocolo de pruebas.
- Atención al plan de mantenimiento.
- Aplicación de las normas de seguridad.

CAPÍTULO III

MARCO TEÓRICO

3.1. ANTECEDENTES DEL PROBLEMA

3.1.1. Antecedentes internacionales

En abril del 2002 María Álvarez, Alicia Wilson, Enzo Coppes; estudiantes de Ingeniería Eléctrica de la Universidad de la Republica Oriental de Uruguay realizaron la investigación: “ANÁLISIS DE HERRAMIENTAS PARA EL ESTUDIO DE LA CONFIABILIDAD DE UN SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA” (1). El presente trabajo se centra en el apoyo a la operación del sistema eléctrico uruguayo desde el punto de vista de la confiabilidad, clasificando al SEP en estados de operación, según el grado en que son satisfechas las restricciones de adecuación y seguridad: normal, alerta, emergencia y extrema emergencia. La naturaleza aleatoria de los fenómenos que afectan la evaluación cuantitativa de la confiabilidad en el SEP uruguayo, llevó a una propuesta de reemplazo del criterio determinístico N-1 aplicado por la gerencia de sector DNC de UTE, por un criterio probabilístico con la ventaja de darle al operador una herramienta para evaluar numéricamente la confiabilidad del mismo, dándole la seguridad personal suficiente de operar en la forma adecuada. El criterio probabilístico escogido es la “Simulación de Monte Carlo”, debido a que el sistema de transmisión uruguayo tiene un tamaño considerablemente grande, lo que implica un gran esfuerzo computacional como para aplicar el método de “Enumeración de estados”. Para nuestro objetivo no es necesario estudiar la evolución del sistema en el tiempo, lo que lleva a elegir Monte Carlo no secuencial. Se modeló el “Sistema interconectado nacional” (modelo eléctrico unifilar), se generó una base de datos del SEP y un archivo de entrada con estos datos para el programa Flucar (flujo de carga). En forma general, el proyecto describe dos algoritmos. El primero clasifica al sistema en estados de operación y calcula la probabilidad de permanencia en dichos estados, es una herramienta útil para operar siempre y cuando, el operador del sistema lo acompañe de los procedimientos a realizar en cada estado; también es de utilidad para la

planificación (mejor aprovechamiento de los recursos del sistema) y mantenimiento de la red eléctrica. El segundo algoritmo tiene por objetivo calcular los índices de confiabilidad propuestos en este proyecto.

Muñoz, en el año 2015 realizó la investigación titulada: “ANÁLISIS DE SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA”, presentada a la Universidad Miguel Hernández, en España (2). Tuvo como objetivo: proteger el trabajo efectivo en los sistemas energéticos, mediante la transparencia y objetividad de su ejecución, donde interviene la CNMC, organismo consultivo de los sectores autónomos, y la administración del Estado; a partir de ello se deduce el conocimiento claro de retribución de la capacidad instalada, mediante la inversión por contrata de la compañía eléctrica. Este sistema empleado por la CNMC, a largo plazo ocasionaría que las pequeñas compañías eléctricas que poseen constancias de inscripción en MINETUR fueran vendidas o pierdan su condición de empresa en marcha, especialmente por falta de capital, consecuencia de la baja obtención de ganancias por parte del sistema, el factor detonante no fue el precio porque se basaba de acorde al mercado, sino fue por no considerar las zonas A, B y C y las restricciones sujetas a una línea de alta tensión o costes sobredimensionados de las expropiaciones que se daban eventualmente.

Torres Torres, y Torres Prieto en el año 2016 elaboraron el artículo con nombre “ESTRATEGIAS EFECTIVAS PARA MEJORAR LA CALIDAD DEL SERVICIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE UN SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICO” para la revista científica “Yanacha” (3). El fin del documento fue destacar las estrategias utilizadas por una empresa distribuidora de energía eléctrica, para mejorar continuamente el nivel de calidad de energía entregada al usuario final. Cada estrategia depende de la realidad en la concesión de la distribuidora; por tal motivo se presentan las características del sistema, así como las diferentes problemáticas con sus respectivas soluciones; de ser el caso con su respectivo costo monetario, para finalmente mostrar los logros obtenidos en los indicadores de la calidad del servicio denominados: “Frecuencia media de interrupción y tiempo total de interrupción”. Los métodos y materiales utilizados siguieron una estrategia guiada en pasos, como elaborar un mantenimiento del sistema de distribución, planificar, invertir en personal calificado, ejecutar

limpieza de aparatos y dar el estudio de implementación. Los resultados mostraron que el número de interrupciones se redujo en 80%, y los indicadores de confiabilidad aumentaron de 25% a 39%; además, en general la frecuencia media de interrupciones se redujo en 25%, finalmente se concluyó que los indicadores se relacionan con la inversión y el gasto para obtener una mejora en la calidad de servicio.

3.1.2. Antecedentes nacionales

Collantes Véliz, Rubén; en el año 2010, en su tesis: “ANÁLISIS DE MEJORA DE LA CONFIABILIDAD DE LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA DE ALTA DENSIDAD DE CARGA” (4), presentada a la Universidad Nacional de Ingeniería, Lima-Perú, en la Facultad de Ingeniería Eléctrica y Electrónica para optar el grado de Maestro; de acuerdo a los resultados de su tesis, los indicadores SAIFI Y SAIDI que responden a un equilibrio óptimo entre costo y confiabilidad, además que permitirían incentivar la mejora de la confiabilidad de los sistemas de distribución eléctrica son 2.78 fallas/usuario-año y 8.60 horas/usuario año. La inversión económica para alcanzar dichos indicadores asciende a 12 688 miles US\$, considerando como opción de mejora de la confiabilidad de los sistemas de distribución eléctrica de alta densidad de carga, la colocación de equipos de protección y seccionamiento. Se tiene para alimentadores subterráneos que la opción óptima comprende el uso de seccionadores bajo carga en la troncal del alimentador, seccionadores bajo carga con fusible limitador en sus laterales y alimentaciones alternativas manuales. En el caso de alimentadores aéreos, la opción óptima comprende el uso de seccionadores en la troncal del alimentador, seccionadores fusibles en sus laterales y señalizadores de corto circuito sin alimentaciones alternativas. Cuando se trata de alimentadores mixtos (subterráneos-aéreos), la opción óptima comprende el uso de equipos que resultan de una combinación de opciones óptimas para alimentadores subterráneos y aéreos, señaladas sin alimentaciones alternativas. Los resultados obtenidos constituyen referencias para mejorar la confiabilidad de los sistemas de distribución eléctrica de alta densidad de carga. Desde el punto de vista de las empresas distribuidoras, se cuenta con opciones óptimas de colocación de equipos de protección y seccionamiento, diferenciadas por tipo de alimentador y nivel de densidad de carga, así como un indicador para la evaluación del nivel

de aprovechamiento de la inversión económica (costo anual por unidad de energía que se evita no suministrar). Desde el punto de vista del organismo supervisor, se cuenta con referencias de niveles de inversión económica para análisis tarifarios, así como con referencias de confiabilidad a efectos de fiscalizar el desempeño de los sistemas de distribución eléctrica.

Baca Cussi, Cecilia y Loyaga Valdeiglesias, Roy; en el año 2016, en su trabajo de investigación titulado “ESTUDIO DE MEJORAMIENTO DE LA CONFIABILIDAD DEL ALIMENTADOR EN MEDIA TENSIÓN TINTAYA 01, EN LA PROVINCIA DE ESPINAR” (5), presentada a la Facultad de Ingeniería Eléctrica en la Universidad Nacional de San Antonio Abad del Cusco; llegaron a las siguientes conclusiones: Se pudo demostrar el objetivo general, en el cual se estudió los índices de confiabilidad, permitiendo dar alternativas de solución; mejorando así la confiabilidad del alimentador en media tensión TI-01. Se ha demostrado el objetivo específico N°1, ya que se realizó el diagnóstico actual de uno de los alimentadores con mayor longitud (857.33 km) y con una gran cantidad de suministros (13688), el cual demostró índices que exceden a los valores dados por OSINERGMIN. La calidad del suministro eléctrico del alimentador analizado mejoraría notablemente cuando se automatiza la operación de los reconectores de la red de distribución; es decir, efectuar mandos a distancia que obedezcan a programas optimizando el tiempo por maniobras ante interrupciones.

Maque, en el año 2017; en su trabajo de investigación titulado “ANÁLISIS, DIAGNÓSTICO Y PROPUESTA DE MEJORA DE CALIDAD DE SERVICIO A CAUSA DE FALLAS IMPREVISTAS EN EL SUMINISTRO ELÉCTRICO EN EL DISTRITO DE MACUSANI-CARABAYA”, presentada a la Facultad de Ingeniería Mecánica y Eléctrica de la Universidad Nacional del Altiplano-Puno (6), tuvo como objetivo examinar, evaluar y plantear la alternativa de mejora de la calidad de servicio a causa de dificultades eventuales presentes durante la distribución de la energía eléctrica. Mediante los resultados obtenidos se vio por conveniente reconocer las imperfecciones con mayor incidencia, generadas principalmente en la línea de transmisión LT-9002 Ajoyani-Macusani, a pesar de los cambios climáticos, imperfectos de interconexión de alta tensión 60KV e imperfectos originados durante el mantenimiento. Concluyó con la

propuesta para realizar en el terna una labor independiente en la línea primaria 22,9 KV; siguiendo el proceso planteado de reforzar a dos ternas en línea de San Gabán-Macusani en el décimo año, con la inserción del nuevo transformador de potencia 5/3/2MVA, 138/22.9/13.8 KV-San Gabán II y sistemas fotovoltaicos para los lugares alejados; además de ello, un cambio absoluto de las redes primarias, secundarias, brindan poca confiabilidad en su protección siempre y cuando se hace uso de esquemas convencionales, por lo cual se recomendó priorizar la protección a estos equipos brindándoles mayor importancia y redundancia, a la vez que se implementan esquemas especiales para su protección.

Sotomayor, en el año 2017 desarrolló “ANÁLISIS DEL SISTEMA ELÉCTRICO, 380/220V, PARA MEJORAR LA CALIDAD Y EFICIENCIA EN EL LOCAL DEL SENATI-TRUJILLO”, presentado a la Universidad Cesar Vallejo, Facultad De Ingeniería, Escuela Académico Profesional De Mecánica Eléctrica (7)”. El fin del estudio fue realizar el análisis de calidad de energía, compensación de energía reactiva y la evaluación del plan tarifario de las instalaciones eléctricas de la Institución Educativa SENATI (Servicio Nacional de Adiestramiento en Trabajos Industrial), ubicado en la ciudad de Trujillo. La investigación fue cuasi experimental. El estudio se desarrolló básicamente con equipos de medición como: analizador de calidad de energía fluke 1743, osciloscopio tektronixs TDS1102B y cámara termográfica DT- 9875. La compensación se desarrolló mediante cálculos, utilizando la data de las mediciones; la evaluación de la facturación se desarrolló de acuerdo a la guía de orientación para la selección de la tarifa eléctrica para usuarios en media tensión regulada por Osinerming. Los resultados señalaron que la potencia contratada llega a un máximo de 30% utilizado. Los parámetros evaluados en carga media dieron como resultado desbalances de corriente, produciendo caídas de tensión y distorsiones en la salida del transformador. Los valores promedio de distorsión THDV superan el 8%, mientras que los THDI superan el 20%, lo cual es un indicador de mala calidad de suministro y cuando no hay consumo no debería haber distorsión, pero se observa valores de 3 a 6% de distorsión total. El nivel de tensión cumple con lo establecido en la norma, está por debajo de 5% alcanzando como máximo un 2%, la variación de frecuencia súbdita (VSF) no superan el 0.12%, lo cual indica que también cumple con la norma y los flicker no

sobrepasan, no superan el 0.25%, siendo como valor máximo a superar 1%. Se concluyó que el consumo equilibrado de corriente mejorará la calidad de energía, y la compensación implementada optimizada aumentará la eficiencia.

3.2. BASES TEÓRICAS

3.2.1. Sistemas de distribución eléctrico.

Un sistema de distribución de energía eléctrica es un conjunto de equipos que permiten energizar de forma segura y fiable a un número determinado de usuarios (cargas), en distintos niveles de tensión, ubicados generalmente en diferentes lugares.

Un sistema de distribución normal consta de alimentadores, los cuales alimentan un área bien definida, mediante redes de distribución y sub estaciones de distribución, montadas sobre postes, en casetas o cámaras subterráneas, cerca de los centros de consumo, que transforma la energía en una tensión adecuada para la distribución de los usuarios finales.

Luego se tiene las redes de distribución de baja tensión que transportan la energía a lo largo de las calles y por acometidas, que transportan la energía desde las redes de baja tensión hasta los empalmes de los usuarios (sub sistema de distribución secundaria).

Las redes de distribución presentan características muy particulares que las diferencian de las de transmisión. Entre las que se distinguen:

- Topologías radiales.
- Múltiples conexiones (monofásicas, bifásicas y trifásicas).
- Cargas de distinta naturaleza.
- Posibilidad de ampliación de cualquier parte del sistema.

3.2.1.1 Alimentación del sistema

Está compuesto básicamente por un alimentador eléctrico, es un conductor, que como su nombre lo indica es el encargado de suministrar toda la corriente que un grupo de carga consume a través de un conjunto de subestaciones.

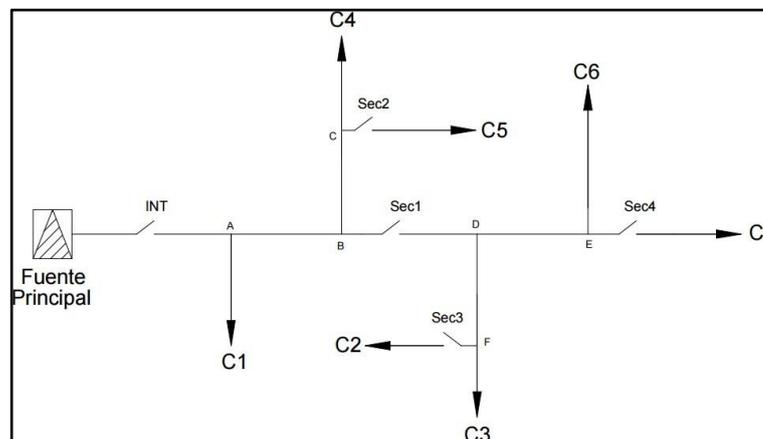
Cada subestación suministra en un sector determinado una porción de la energía total requerida por el sistema. Cada una de las subestaciones alimenta un sector de la línea de transmisión.

3.2.1.2 Topología de un sistema de distribución.

➤ Topología radial:

En la práctica, los sistemas de distribución son de forma radial, que consiste en una sola entrada de alimentación y está distribuida a todas las cargas que conforma la red de distribución.

Figura 11
Topología de un sistema de distribución radial.



Fuente: Allan, Reliability Evaluation of Power System.

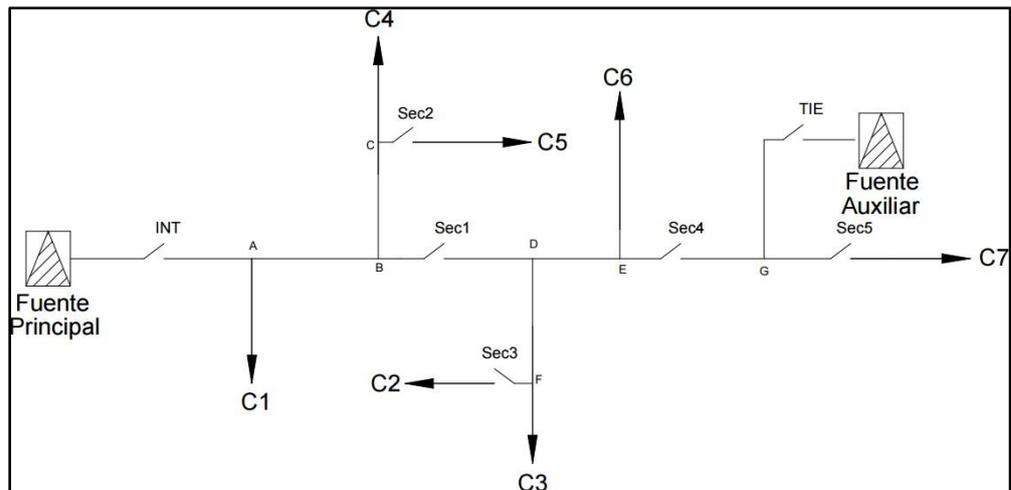
Debido a que obtiene mayor economía en las protecciones es más fácil el diseño, se reduce la dificultad de ubicar las fallas, se mejora el perfil de tensión del sistema, y en general se simplifica la operación de la red de distribución.

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

➤ Topología radial con alimentación auxiliar

Esta configuración permite alimentar a las cargas que fueron afectadas por una interrupción, gracias a una alimentación externa y de un seccionador de línea que ayuda a aislar la falla, como se ilustra en la siguiente figura:

Figura 12
Topología de un sistema de distribución auxiliar.



Fuente: Allan, Reliability Evaluation of Power System.

Del circuito vemos que la alimentación original es la fuente principal y la alimentación externa es la fuente auxiliar, además tiene un TIE (seccionador de enlace) que está normalmente abierto, si ocurre una falla en el tramo BC, la falla es aislada por medio del seccionador de línea Sec1 y el TIE es cerrado con el fin de satisfacer de energía a las cargas que serían afectadas debido a la falla, la configuración permanecerá hasta que el problema se corrija y vuelva a su situación normal.

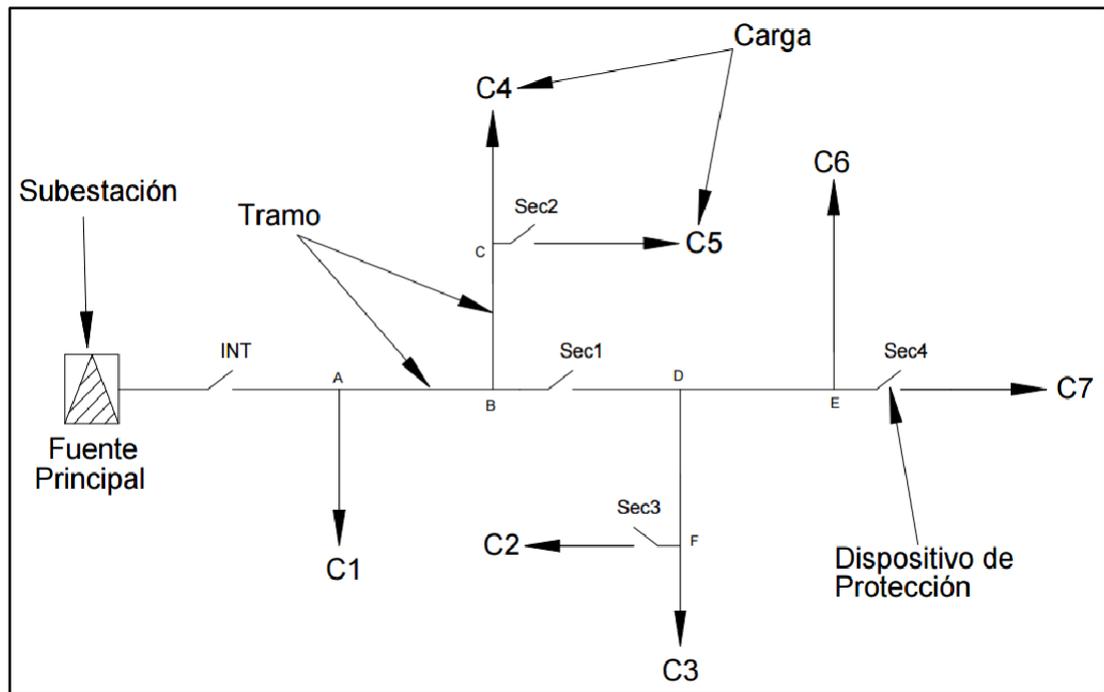
➤ Componentes de una red eléctrica

Para realizar el cálculo de los índices de confiabilidad se tienen que definir los componentes que conforman una red eléctrica, y que se señala a continuación:

- a) Carga: Es el punto de suministro de energía eléctrica.
- b) Tramo: Es la línea por donde se transmite la energía.
- c) Dispositivo de protección: Estos dispositivos eléctricos o electrónicos se encargan de discontinuar la energía en circunstancias anormales del funcionamiento de las instalaciones.

En la siguiente figura se ilustra los componentes de una red de distribución.

Figura 13
Componentes de una red eléctrica de distribución.



Fuente: Allan, Reliability Evaluation of Power System.

3.2.2. Confiabilidad

La confiabilidad se originó como técnica de comparación alternativa de opciones en combinación con aspectos económicos a partir de los criterios de la ingeniería, por lo que se ha convertido en un aspecto importante del diseño de un sistema. Su desarrollo ha permitido crear técnicas de evaluación, que permiten sustentar criterios de ingeniería, acerca de cuándo y cómo fallará un sistema, los orígenes y las consecuencias de la falla; permitiendo brindar información acerca de la calidad de un determinado equipo o sistema por medio de indicadores. Su evaluación a través de estos indicadores cuantitativos permite establecer políticas de adquisición de bienes, que a su vez contribuyen en realizar diseños y mantenimiento de los equipos de forma más óptima, también económica; basado en la comparación objetiva de equipos y sistemas a partir de su grado de desempeño operativo.

3.2.2.1 Confiabilidad de una red de distribución

Está representando por un índice o parámetro de confiabilidad, utilizados para redes eléctricas que pretenden cuantificar la calidad del servicio que presenta la red en cualquier punto de consumo.

Los índices de confiabilidad determinados en cada punto de la carga se pueden acumular para obtener los índices a nivel de alimentador primario, subestación

de distribución o sistema total; considerando los datos históricos existentes en las empresas, referentes a fallas ocurridas durante el periodo de un año y un enfoque futuro, el cual se basa en la producción de los índices de falla de los clientes y del sistema, a partir de parámetros de confiabilidad de componentes que puedan calcularse en base a datos estadísticos existentes o bien tomarse de estándares apropiados.

3.2.2.2 Parámetros de confiabilidad de una red de distribución

Existen cuantificadores que determinan el comportamiento de suministro de la red, que se cuantifica en función de la frecuencia y la duración, los más populares son:

➤ Tasa de falla (λ)

Representa la cantidad de veces que un consumidor se ve privado del suministro de electricidad, por unidad de tiempo. Generalmente se considera como unidad de tiempo el periodo de un año, ya que la disponibilidad de electricidad normalmente es alta. El inverso de la tasa de falla se conoce como tiempo promedio de fallas.

➤ Tiempo de reparación (R)

Representa la acción de cambio o reparación del elemento causante del problema. Es el tiempo promedio que dura una falla de suministro, expresado en horas. El inverso del tiempo de reparación se conoce como tasa de reparación.

➤ Energía no suministrada (ENS)

Representa la cantidad de energía que la empresa de distribución pierde de vender. Este índice tiene gran relevancia para estas empresas, dado que puede utilizarse como parámetro de decisión al evaluar alternativas de mejoramiento de calidad del servicio.

➤ Carga promedio desconectada

Es una cuantificación de la cantidad de consumidores afectados por los cortes de suministro.

➤ Tiempo anual de desconexión esperado (U)

Es la indisponibilidad total del servicio durante un año, medido en horas. Se obtiene de la multiplicación de la tasa de fallas por su duración promedio.

3.2.3. Índices globales de confiabilidad

Los índices de confiabilidad se pueden calcular para todos los sistemas, como también para puntos de carga más importantes (zona de prioridad), los principales índices usados para el sistema se dividen en tres grandes grupos.

Y se encuentran dentro de la siguiente clasificación:

- a) Índice de frecuencia.
- b) Índice por duración.
- c) Índice por interrupciones momentáneas.

De acuerdo a la norma IEEE Estándar 1366-1998 se especifica 12 índices de confiabilidad, las cuales se hallan agrupadas dentro de la clasificación, indicadas líneas arriba, destacándose las más importantes que se detallan a continuación:

3.2.3.1 Índices de frecuencia de interrupción media del sistema

El indicador SAIFI representa la cantidad promedio de interrupciones que experimenta un usuario (clientes), durante un periodo de tiempo. Para una cantidad fija de usuarios, la única manera de mejorar el indicador SAIFI es reducir la cantidad de interrupciones. Por ello, una mejora del indicador SAIFI implica una mejora de la confiabilidad del sistema eléctrico.

$$SAIFI = \frac{\text{Número de interrupciones a los usuarios}}{\text{Número total de usuarios atendidos}}$$

Donde:

λ_i : Es la tasa de fallas del punto i

N_i : Número de usuarios del punto de carga i

3.2.3.2 Índice de duración de interrupciones media del sistema

El indicador SAIDI representa la duración promedio de interrupciones que experimenta un usuario (cliente), durante un periodo de tiempo. Para una cantidad fija de usuarios, el indicador SAIDI puede ser mejorado, reduciendo la cantidad de interrupciones o la duración de las mismas. Debido a que estos dos parámetros reflejan la mejora de la confiabilidad, una reducción del indicador SAIDI indica una mejora de la confiabilidad del sistema eléctrico.

$$SAIDI = \frac{\text{Suma de las duraciones de las interrupciones}}{\text{Numero total de usuarios atendidos}}$$

Donde:

U_i : Es el tiempo de interrupciones anual del punto de carga i

N_i : Número de usuarios del punto de carga i

3.2.4. Calidad de suministro

La calidad de suministro se expresa en función de la continuidad del servicio eléctrico a los clientes, es decir, de acuerdo con las interrupciones del servicio.

Para evaluar la calidad de suministro, se toman en cuenta indicadores que miden el número de interrupciones del servicio eléctrico, la duración de las mismas y la energía no suministrada a consecuencia de ellas. El periodo de control de interrupciones es de seis meses calendario.

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

La actual Norma Técnica de Calidad de Servicios Eléctricos (NTCSE), publica: Mediante Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas y su Reglamento, aprobado por Decreto Supremo N° 009-93-EM, se dictaron normas para el desarrollo de las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de la energía eléctrica. Que para asegurar un nivel satisfactorio de la prestación de los servicios eléctricos a que se refieren dichas disposiciones legales, debe garantizarse a los usuarios un suministro eléctrico continuo, adecuado, confiable y oportuno, siendo por tanto necesario dictar disposiciones reglamentarias para fijar estándares mínimos de calidad; expresan que la calidad de suministro se da en función de la continuidad del servicio eléctrico a los clientes, es decir, de acuerdo a las interrupciones del servicio.

3.2.4.1 Indicadores de calidad de suministro

La calidad de suministro se evalúa utilizando los siguientes dos indicadores, que se calculan para periodos de control de un semestre.

a) Número total de interrupciones por cliente por periodo(N):

Es el número total de interrupciones en el suministro de cada cliente durante un período de control de un semestre:

N = Número de interrupciones (expresada en: interrupciones / semestre).

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

b) Duración total ponderada de interrupciones por cliente (D):

Es 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:

$$D = S(K_i \cdot d_i) \text{ (expresada en: horas).}$$

Donde:

di: Es la duración individual de la interrupción i .

Ki: Son factores de ponderación de la duración de las interrupciones por tipo:

- Interrupciones programadas por expansión o reforzamiento: $K_i = 0.25$
- Interrupciones programadas por mantenimiento: $K_i = 0.50$
- Otras: $K_i = 1.00$

El término “Interrupciones programadas” se refiere exclusivamente a actividades de expansión o reforzamiento de redes; o, mantenimiento de redes, ambas programadas oportunamente, sustentadas ante la autoridad y notificadas a los clientes, con una anticipación mínima de cuarenta y ocho horas, señalando horas exactas de inicio y culminación de trabajos.

Si existiese diferencia entre la duración real y la duración programada de la interrupción para el cálculo de la duración total ponderada de interrupciones por cliente (D), se considera para dicha diferencia de tiempo (D):

$K_i = 0$; si la duración real es menor a la programada.

$K_i = 1$; si la duración real es mayor a la programada.

3.2.4.2 Tolerancias

Las tolerancias en los indicadores de calidad de suministro conectados en distinto nivel de tensión son:

a) Número de interrupciones por cliente (N')

- Clientes en muy alta y alta tensión: 2 interrupciones/semestre.
- Clientes en media tensión: 4 interrupciones/semestre.
- Clientes en baja tensión: 6 interrupciones/semestre

b) Duración total ponderada de interrupciones por cliente (D')

- Clientes en muy alta y alta tensión: 4 horas/semestre
- Clientes en media tensión: 7 horas/semestre.
- Clientes en baja tensión: 10 horas/semestre.

Tratándose de clientes en baja tensión, en servicios calificados como urbano-rural y rural; incrementar para ambos la tolerancia del número de interrupciones por cliente (N') en 50%, y la tolerancia de la duración total ponderada de interrupciones por cliente (D') en 100% para el servicio urbano-rural, y 250% para el servicio rural.

*Tabla 2
Tabla de valores mínimos de los indicadores de confiabilidad.*

Sector típico	Valores Limites	Indicadores	Tolerancias
Dos	Por usuario afectado (NTCE)	N: Número de interrupciones por usuario y por semestre.	8/sem.
		D: Duración ponderada de las interrupciones por usuarios del sistema eléctrico.	13 horas/sem.
	Por sistema eléctrico	SAIFI: Frecuencia promedio de las interrupciones por usuarios del sistema eléctrico.	5/año
		SAIDI: Duración promedio de las interrupciones por usuarios del sistema eléctrico.	9 horas/año
Tres	Por usuario afectado (NTCE)	N: Número de interrupciones por usuario y por semestre.	8/sem.
		D: Duración ponderada de las interrupciones por usuarios del sistema eléctrico.	13 horas/sem.
	Por sistema eléctrico	SAIFI: Frecuencia promedio de las interrupciones por usuarios del sistema eléctrico.	7/año
		SAIDI: Duración promedio de las interrupciones por usuarios del sistema eléctrico.	12 horas/año
Cuatro, cinco y SER	Por usuario afectado (NTCE)	NIC: Número de interrupciones promedio por cliente y por semestre.	10/sem.
		DIC: Duración ponderada acumulada de interrupciones promedio por cliente por semestre.	25 y 40 horas/sem.
	Por sistema eléctrico	SAIFI: Frecuencia promedio de las interrupciones por usuarios del sistema eléctrico	12 y 24 /año
		SAIDI: Duración promedio de las interrupciones por usuarios del sistema eléctrico.	16 y 40 horas/año

Fuente: OSINERGMIN.

3.2.5. Señalizadores de falla

Los señalizadores de falla perciben el campo magnético producido por la corriente que fluye a través del conductor, si el flujo de corriente excede la

capacidad nominal de disparo del indicador, el indicador de falla se “dispara”, indicando una falla. Actúa acorde a la corriente de disparo, se restablece automáticamente después de cada falla ya sea por: tiempo, corriente, voltaje; es visible tanto de día y de noche por la luz led que posee. Estos señalizadores ayudan a mejorar la confiabilidad y a reducir costos usando el cable de fibra óptica para una indicación remota, no hay necesidad de abrir el gabinete para verificar el estado del indicador; cuando ocurre una falla el personal localiza la falla buscando entre el último indicador encendido y el siguiente apagado, una vez localizada la falla, el personal puede aislar el área fallada y restablecer el servicio a la mayoría de los usuarios antes de empezar las reparaciones.

3.2.6. La fórmula del VAN

La fórmula más utilizada para calcular el VAN es:

$$VAN = \text{Beneficio Neto Actualizado (BNA)} - \text{Inversión Inicial (I}_0\text{)}$$

Donde el BNA es el valor actualizado del flujo de caja que se obtiene al estipular el valor de venta a futuro y aplicarle una tasa de descuento para actualizar su valor al presente. Es decir, se calcula el valor en que podrías vender en el futuro y le aplicas una tasa de interés inversa para estimar ese valor al día de hoy.

“Esta operación nos arrojará 3 posibles resultados que nos servirán para determinar la viabilidad del proyecto en cuestión:

- $VAN = 0$. Sí el resultado es igual a cero (0), se determina que el proyecto no dará ganancias ni pérdidas, o sea, es indiferente.
- $VAN > 0$. Cuando el valor obtenido es mayor a cero (0) se asume que el proyecto será rentable.
- $VAN < 0$. Si el valor obtenido es menor a cero (0) se considera el proyecto no viable.”

3.2.7. Cálculo del TIR (tasa de interés de retorno)

Calcularla es un proceso un tanto laborioso aun cuando es el mismo del VAN, pero llevándolo a cero (0), recordemos que en principio la TIR viene a ser la tasa de descuento que hace que el valor del VAN sea igualado a cero (0), razón por la cual su resultado siempre será expresado de manera

porcentual. El objetivo de la TIR es mostrar el valor de rendimiento de la inversión realizada comparable a una tasa de interés expresado en porcentajes.

En donde:

$$TIR = \sum_{t=0}^n \frac{Fn}{(1+i)^n} = 0$$

Donde:

Fn : Es el flujo de caja en el periodo n .

i : Es el valor de la inversión inicial.

n : Es el número de periodos.

Y sus resultados se interpretan de la siguiente manera identificando “ r ” como el costo de oportunidad.

Si la TIR es $< r$ se determina que el proyecto debe ser rechazado.

Si la TIR es $> r$ entonces el proyecto será viable y puede ser aprobado.

En el caso de que la TIR = 0, el proyecto en principio debe ser rechazado. Es cierto, que desde el punto de vista estratégico puro, se podría decidir invertir, pero a nivel financiero no compensa asumir dicho riesgo.

CAPÍTULO IV

DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA

En un sistema eléctrico, la calidad del servicio está afectada por parámetros relacionados a causas que impiden la continuidad del servicio, como las fallas causadas por fluctuaciones de voltaje, bajos niveles de aislamientos, líneas abiertas o caídas, etc. Estos fenómenos han afectado de manera considerable al sistema de distribución del Valle del Mantaro, según los indicadores SAIDI y SAIFI, corresponde un valor de 135.16% sobre su meta en la UU. NN del Valle del Mantaro, comprendido en los 5 alimentadores más críticos, debido a redes de media tensión precarias de propiedad de ADINELSA y ELECTROCENTRO S.A.

Por lo cual la empresa responsable de la distribución de energía ha optado por invertir en implementar nueva tecnología para reducir las interrupciones de servicio y mejorar la calidad de servicio en los usuarios finales. Es por eso que la empresa distribuidora Distriluz a través de su representante en esta zona del país (Electrocentro S.A.) adquirieron e instalaron señalizadores de fallas en el sistema, la cual supone mejorar los sistemas influyendo directamente a la calidad de servicio, así disminuir pérdidas económicas por energía no vendida. Teniendo en cuenta que la interrupciones de servicio son no predecibles, no se conoce el índice/grado de mejora en los índices de confiabilidad, así como también el impacto económico que supone se tendrá al incrementar los índices de confiabilidad, además de la parte técnica en cuanto a la configuración del nuevo sistema, si este está sobredimensionado o carece de los detectores para lograr una homogeneidad en el servicio que se brinda; es por esto que se busca evaluar la instalación de señalizadores de fallas en el sistema, con el propósito de poder marcar un precedente en la región para mejorar la calidad de servicio, y determinar los beneficios que tiene al utilizar nuevas tecnologías para poder implementar a lo largo de todo el sistema del Valle del Mantaro.

Teniendo en cuenta lo mencionado, el presente tema está orientada a determinar los indicadores SAIFI y SAIDI aplicables a los sistemas que atiende al alimentador más crítico A4603 de la UU. NN Valle del Mantaro, que respondan a un equilibrio óptimo en la confiabilidad.

De esta forma, tomando como referencia dichos indicadores, las acciones en mejora de la confiabilidad de los sistemas, se orientarán adecuadamente.

4.1. DESCRIPCIÓN DE ACTIVIDADES PROFESIONALES

4.1.1 Enfoque de las actividades profesionales

El enfoque de las actividades profesionales realizadas, está orientado al servicio de mantenimiento, instalación y operación del sistema de distribución en Electrocentro S.A., zona urbano y urbano rural de la unidad de negocio Huancayo y Valle del Mantaro para poder brindar un trabajo de eficiencia calidad y seguridad.

Figura 14

Informe de actividades ejecutadas.



CODIGO	PDD07-RIA
REVISION	05
FECHA	07/07/2010

INFORME DE ACTIVIDADES EJECUTADAS

OM N°: **500379552** PLAN DE TRABAJO N°: **C.EECOL N° 003**

1.- Descripción Actividad: **Instalación de Reconector trifásico-Sectionalizador monopolar-Sectionador 3 etapas-Pararrayos-Indicador de falla con/sin comunicación**

2.- Dirección: **Districto de Cincos, Aramachay, Vista Alegre, Casa blanca, Pancha y Paccha miraflores** SED: **----**

3.- Tipo de mantenimiento: Programado No Programado Alimentador: **A4603**

4.- Recurso Materiales:

Nota de Salida de Materiales	N°	4901147151/4901147151/4901147236/4901147238/4901147229/4901147231
Nota de Ingreso de materiales	N°	-----

5.- Descripción de Actividades Ejecutadas:

DIA: 25/02/2020 HORA: (8-16) horas

ACTIVIDADES REALIZADAS:

- Instalación de Reconector Monofásico 0 Unidades
- Instalación de Reconector Trifásico 5 Unidades
- Instalación de Reconector Trifásico con Disparo monopolar 1 Unidades
- Instalación de Sectionalizador Monopolar 34 Unidades
- Instalación de Sectionalizador Tripolar 0 Unidades
- Instalación de Indicador de Falla sin Sistema de Comunicación 28 Unidades
- Instalación de Indicador de Falla con Sistema de Comunicación 22 Unidades
- Instalación de Pararrayos 127 Unidades
- Instalación de Sectionador Cut Out 18 Unidades
- Instalación de Sectionador 3 etapas 14 Unidades
- Instalación de Puestas a Tierra 90 Unidades
- codificación de estructuras 56 Unidades

6.- Datos del Instrumento de Medición:

Características del Instrumento

Instrumento Utilizado: _____
 Marca: _____
 Serie: _____

7.- Tiempo empleado en la Actividad: **8.00 horas** INICIO: 25-2-20 8:00 FINAL: 25-2-20 16:00

8.- Vehículo Utilizado: Camioneta 4x4 Camión Grúa

9.- Valorización de Actividades:

VAL	SAP	ACTIVIDADES EJECUTADAS	UNID.	CANT.	P.U.	P. TOTAL	OBSERVACIONES
301395	301395	M.P.P.S. de Reconectores Monofásicos	UNID.	0.0	S/4,069.18		
301395	301395	M.P.P.S. de Reconectores Trifásicos	UNID.	5.0	S/4,769.43	S/ 23,847.15	
301395	301395	M.P.P.S. de Reconectores Trifásicos con Disparo Monopolar	UNID.	1.0	S/4,769.43	S/ 4,769.43	
301395	301395	M.P.P.S. de Modem GPRS, con accesorios de fijación y cable de co	UNID.	6.0	S/ 61.35	S/ 368.10	
301395	301395	M.P.P.S. de Sectionalizador monopolar programable	UNID.	34.0	S/ 319.71	S/ 10,870.14	
301395	301395	M.P.P.S. de Concentrador de Datos para Sectionalizador Monopola	UNID.	0.0	S/ 77.47		
301395	301395	M.P.P.S. de Sectionalizador tripolar	UNID.	0.0	S/4,769.43		
301395	301395	M.P.P.S. de Indicador de Falla aéreo con sistema de comunicación	UNID.	22.0	S/ 29.30	S/ 644.60	
301395	301395	M.P.P.S. de Indicador de Falla aéreo (no incluye sistema de comun	UNID.	28.0	S/ 21.97	S/ 615.16	
301395	301395	M.P.P.S. de Pararrayos tipo distribución	UNID.	127.0	S/ 85.27	S/ 10,829.29	
301395	301395	M.P.P.S. de Contador de Descargas Atmosfericas (no incluye syster	UNID.	0.0	S/ 27.49		
301395	301395	M.P.P.S. de Contador de Descargas Atmosfericas con sistema de C	UNID.	0.0	S/ 29.64		
301395	301395	Montaje de soporte y accesorios de fijación para montaje de param	UNID.	27.0	S/ 18.06	S/ 487.62	
301395	301395	M.P.P.S. de Sectionadores tipo CUT-OUT	UNID.	18.0	S/ 204.60	S/ 3,682.80	
301395	301395	Cambio de fusible tipo expulsión	UNID.	0.0	S/ 11.39		
301395	301395	M.P.P.S. de Sectionador tipo CUT-OUT de tres etapas	UNID.	14.0	S/ 204.60	S/ 2,864.40	
301395	301395	M.P.P.S. de soporte y accesorios de fijación para secc CUT-OUT de	UNID.	9.0	S/ 18.06	S/ 162.54	
301395	301395	Instalación de sistema de puesta a tierra con cemento conductivo	UNID.	90.0	S/1,044.73	S/ 94,025.70	
MATERIALES							
301395	301395	Conector de AL/AL tipo grapa doble vía para conductor AAAC	UNID.	372.0	S/ 6.05	S/ 2,250.60	
301395	301395	Conductor de CU, desnudo, 7 hilos, temple duro cableado de 35mm	m.	1043.8	S/ 11.47	S/ 11,972.90	
301395	301395	Conector (SPLIT BOLT) tipo perno partido para conductor de 35 mm	UNID.	70.0	S/ 6.93	S/ 485.10	
301395	301395	Grapa en U de acero recubierto de cobre, 44.5x9.5mm,3,7	UNID.	0.0	S/ 0.21		
301395	301395	Fleje de acero inoxidable (Band It) de 19 mm de ancho, espesor 0.8	m.	292.0	S/ 4.66	S/ 1,360.72	
301395	301395	Hebillas de acero inoxidable para fleje de 19 mm	UNID.	292.0	S/ 2.21	S/ 645.32	
301395	301395	Grapa de aluminio doble vía para conductor de 25-120 mm2	UNID.	0.0	S/ 5.99		
301395	301395	Terminal de compresión bimetálico con oreja de 9.5 mm	UNID.	253.0	S/ 7.81	S/ 1,975.99	
301395	301395	Platina de F°G° preformada, 3x40x300 mm long	UNID.	0.0	S/ 15.50		
301395	301395	Correa plastica de amarre de 363 mm long. y 54.4 kg. resistente a	UNID.	373.0	S/ 0.33	S/ 123.09	
301395	301395	Soporte de seccionamiento de F°G°	UNID.	0.0	S/ 66.15		
301395	301395	Conductor Autoportante trifásico de 70mm de AL para MT 22.9kV	m.	0.0	S/ 13.84		
TOTAL S/:						171,980.65	



Firmado digitalmente por CAMPOS ESPIRITU Jhony Luis FAU 20129646099 soft Fecha: 2021.04.15 13:37:58 -05'00'

Electrocentro S.A.
Nombre:
Cargo:



Ing. Juan Aguilar Molinos
Máster en Ingeniería de Construcción del ELECTROCENTRO S.A.



Contratista: CONSORCIO EECOL
Nombre: Jhony Saul Ordoñez Sanches
Cargo: Coordinador de Servicio

Fuente: Propia.

4.1.2 Alcance de las actividades profesionales

Está de acuerdo a la orden de servicio que se adjunta, además puedo mencionar que se realizó las actividades: montaje, pruebas y puesta en servicio de reconectores, seccionadores, indicadores de falla, reguladores de tensión, pararrayos, seccionadores cut out y sistemas de puestas a tierra, en 11 sistemas eléctricos, en las instalaciones de ELECTROCENTRO S.A.

Figura 15

Orden de mantenimiento pág.Nº1

		Fecha de Creación : 16.03.2020
N° Impresión: 1		Fecha de Inicio : 21.04.2020
		Fecha de Fin : 21.04.2020
		STATUS : CERR DMNV EDET MOVN NLIQ PREC
		Clave de Actividad PM : 600 - Ampliación de instalaciones
		Clase de Orden : OM05 - Orden Mantenimiento Proyectos

Orden de Mantenimiento N°500379552

Descripción:
GTC: INST. EQUI. PROT. A4603 V1

Sociedad: 0400	ELECTROCENTRO S.A.	Area de Empresa: DIS D ValleMantaro
Ubic.Téc: 4E-D-83006-CSA4603-MT000	MEDIA TENSION	Centro de Emplaz.: Centro Valle Mantaro
Equipo:		Indicador ABC: 1

Responsable OM: BASTIDAS ROMÁN, FRANCISCO SUPERVISOR DE MANTENIMIENTO **N° de Aviso:**

Estado de la Instalación: **Costo Plan:** 316,779.56 PEN

Costo Real: 701,203.37 PEN

Operaciones/suboperaciones

Ope	Cód SubOpe	Descripción	Clave
0010		GTC: INST. EQUI. PROT. A4603 V1	PM03

Materiales y Servicios Catalogados

Pos	Cód.Mat	Descripción Material	Almacén	Unidad	Ope	Cant.Plan	Res / SoIP	Cant.Real
0010	140671	RECONNECT.15KV,125KVp,C/TRAFO 13.2/0.22KV		UND	0010	5.000	0001031221	5
0020	201132	MODEM GRPS, C/ACCES. FIJACION		UND	0010	5.000	0001031221	5
0030	140671	RECONNECT.15KV,125KVp,C/TRAFO 13.2/0.22KV		UND	0010	1.000	0001031221	1
0040	201132	MODEM GRPS, C/ACCES. FIJACION		UND	0010	1.000	0001031221	1
0050	140235	SECCIONALIZA.MONOPOLAR PROGRAMABLE 15KV		UND	0010	34.000	0001031221	34
0060	201462	INDICADOR DE FALLA AEREO		UND	0010	22.000	0001031221	22
0070	201462	INDICADOR DE FALLA AEREO		UND	0010	28.000	0001031221	28
0080	140229	PAR.POL.OX.METAL T/DIST.12kV,125KVp,CI 2		UND	0010	127.000	0001031221	127
0090	140137	SECCIONADOR CUT OUT,27KV,150KV BIL, 100A		UND	0010	18.000	0001031221	18
0100	190120	FUSIBLE TIPO K, 27 KV, 10 KA, DE 140A"		UND	0010	18.000	0001031221	18
0110	140225	SECCIONADOR 3 ETAPAS 15KV,125KVp,200A		UND	0010	14.000	0001031221	14
0120	150167	CONECTOR BR/VAR 16mm Ø(5/8"Ø)-CAB(25mm2		UND	0010	90.000	0001031221	90

Pagina: 1/ 2

Figura 16

Orden de mantenimiento pág.Nº2

		Fecha de Creación : 16.03.2020
Nº Impresión: 1		Fecha de Inicio : 21.04.2020
		Fecha de Fin : 21.04.2020
		STATUS : CERR DMNV EDET MOVN NLIQ PREC
		Clave de Actividad PM : 600 - Ampliación de instalaciones
		Clase de Orden : OM05 - Orden Mantenimiento Proyectos

Orden de Mantenimiento N°500379552

0130	240004	CAJA CONCRETO ARM P.T., 396 MM Ø EXT"	UND	0010	54.000	0001031221	54
0140	250112	CEMENTO CONDUCTIVO (X25 KG)	BOL	0010	360.000	0001031221	360
0150	151278	ELECTROD#ACERO#RECUB#CU#16#MM#Ø#X#2,40#M	UND	0010	90.000	0001031221	90
0160	150173	PLANCHA DOBLADA DE COBRE TIPO "J"	UND	0010	52.000	0001031221	52
0170	170174	TUBO PVC SAP DE 0.50 M x 13MM DIAM.	UND	0010	90.000	0001031221	90
0180	151279	GRAP U#ACER#RECUB#C/COBR#BAJAD#CABL#PAT	UND	0010	1,806.000	0001031221	1,806
0190	230476	LISTON DE MADERA DE 50MM X 19MM X 2.7M	UND	0010	31.000	0001031221	31
0200	60021	COND ALEAC AL,6201-T81,70MM2,19H,S/GRASA	M	0010	480.600	0001031221	481
0210	120402	CUBIERTA AIS PROT COND DES 70MM2 25KV	M	0010	40.000	0001031221	40

Materiales y Servicios No Catalogados (Clave PM02)

Ope	Descripción	Almacén	Unidad	Cant.Plan	SoIpe	Cant.Real
0010	GTC: INST. EQUI. PROT. A4603 V1	0413	UND	1.000	9100670011	0.000

Actividades/Medidas:

Orden a partir de plan
 N° de Toma: 0 Código Plan: Descripción:

Fecha programada de la siguiente orden:
 Valor alcanzado por el punto de medida:

Pagina: 2/ 2

4.1.3 Entregables de las actividades profesionales

Lo entregable está relacionado con el acta de conformidad (ver anexo8), en el que detalla los servicios prestados, emitida por ELECTROCENTRO de acuerdo a la orden de servicio O.M. N° 500379552. Del proyecto: **“MONTAJE, PRUEBAS Y PUESTA EN SERVICIO DE RECONECTADORES, SECCIONALIZADORES, INDICADORES DE FALLA, REGULADORES DE TENSION, PARARRAYOS, SECCIONADORES CUT OUT Y SISTEMAS DE PUESTAS A TIERRA EN 11 SISTEMAS ELÉCTRICOS – ELECTROCENTRO S.A.” 1 ETAPA**

Además, puedo mencionar como parte de mi experiencia profesional, en el proyecto me encargué de entregar los documentos e información de campo a oficina Electrocentro S.A., los siguientes documentos:

- Permiso de trabajo en el alimentador A-4603 (ver anexo 03).
- Entrega de protocolos de pruebas eléctricas de campo como: pruebas de resistencia de aislamiento, pruebas de resistencia de contacto en los equipos.
- Entrega de evidencias fotográficas de la instalación.
- Entrega de los planos después de la instalación de equipos en el alimentador.
- Realizar el informe de actividades realizadas.
- Análisis e impacto de los equipos instalados como son los indicadores de falla instalados.

4.2 ASPECTOS TÉCNICOS DE LA ACTIVIDAD PROFESIONAL

4.2.1 Metodologías

El método científico:

Es un modo de formular cuestiones y resolver problemas sobre la realidad del mundo y la realidad humana, basándose en la observación y en teorías ya existentes, anticipando soluciones a esos problemas y contrastándolos

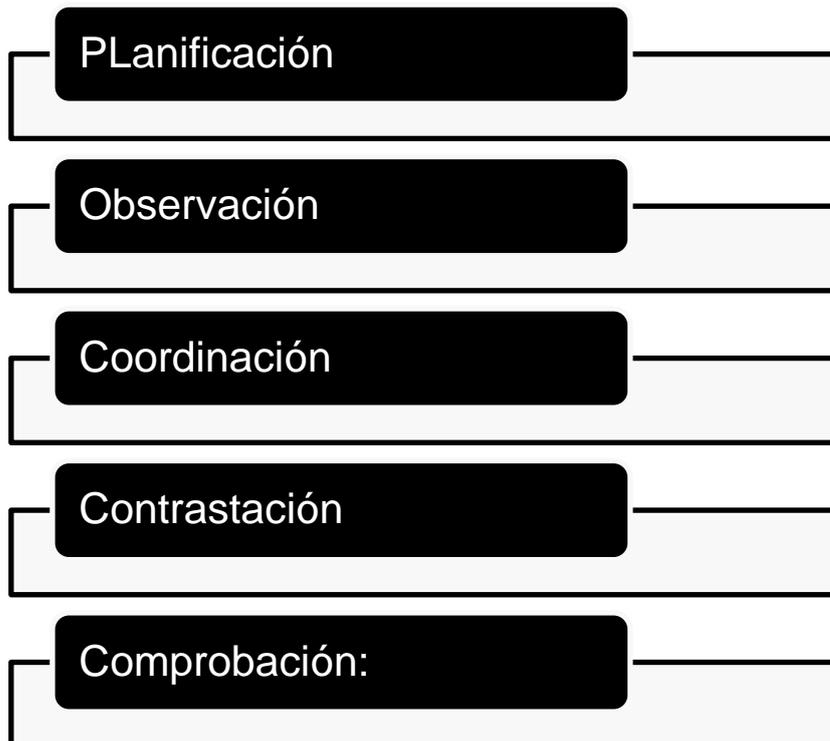
con la misma realidad mediante la observación de los hechos, las clasificaciones y su análisis.

Este método se aplicó para el proyecto: “MONTAJE, PRUEBAS Y PUESTA EN SERVICIO DE RECONECTADORES, SECCIONALIZADORES, INDICADORES DE FALLA, REGULADORES DE TENSIÓN, PARARRAYOS, SECCIONADORES CUT OUT Y SISTEMAS DE PUESTAS A TIERRA EN 11 SISTEMAS ELÉCTRICOS – ELECTROCENTRO S.A.”

ya que a través de la implementación se verá un impacto en la confiabilidad del sistema.

4.2.2 Técnicas

Se utilizó lo siguiente:



4.2.3 Instrumentos

Se utilizaron los siguientes instrumentos:

- **Instrumentos administrativos:** Programación del trabajo, tareas del personal, papeletas de control de almacén.
- **Instrumentos tecnológicos:** Se utilizó el sistema de gestión de redes (SGR) como comunicación bidireccional entre el software de

gestión, y los elementos instalados para los señalizadores eléctricos.

- **Instrumentos de seguridad y legales:** Charlas de 5 minutos programadas durante la semana, lista de asistencia a la charla y capacitaciones de seguridad, ATS análisis de trabajo seguro, estándares de seguridad.
- **Instrumentos de trabajos de montaje de equipos:** Procedimientos de trabajo realizado del IPERC, normas.

4.2.4 Equipos y materiales utilizados en el desarrollo de las actividades

Entre los equipos y materiales tenemos:

SISTEMAS DE GESTIÓN DE REDES (SGR):

Posee un diseño modular con posibilidades de crecimiento y comunicación bidireccional entre el software de gestión y los elementos instalados, según la marca del proveedor son:

- a) Los indicadores de falla (FCI-AR-02) instalados en las líneas de distribución.
- b) El concentrador (FWT200) instalado normalmente en el poste para recolectar la información general por los indicadores de falla.
- c) El software de gestión (WinSGR) para facilitar el almacenamiento de información, la administración o configuración de los equipos instalados y la visualización del estado de la red de distribución.

Indicador de falla FCI-AR-02

El sistema de indicadores de falla que tenga un sistema de gestión con una solución integral, permitirá a los operadores en redes de distribución de energía mejorar sus tiempos de respuesta y sus indicadores de gestión; cumplir con regulaciones y aumentar la confiabilidad de su sistema.

Especificaciones:

- Construcción en ABS y policarbonato.

- Tipo LED.
- Sensores de corriente (campo magnético) y tensión (campo eléctrico)
- Detecta fallas transitorias y permanentes en la línea.
- Registra eventos de ausencia y presencia de tensión.
- Batería libre de mantenimiento y larga vida útil.

Características:

- Para la detención de fallas, permite configurar su modo de operación (disparo) hasta en cuatro distintas opciones: Fijo, escalón, proporcional y auto-ajustables. Estas facilidades son flexibles y sea adjuntan a las diferentes condiciones y tipos de circuito que puede tener en el operador.
- Para la visualización de las fallas se permite la configuración del tiempo total de la visualización del patrón lumínico para fallas transitorias y permanentes de manera independiente. Además, facilita definir en el tiempo de la duración de encendido de los leds y el tiempo de apagado.
- Para la reposición de las fallas es posible definir alguna o todas las opciones disponibles: Reposición por tensión, corriente por tiempo, manual (a través de un imán) y de forma remota desde el centro de control.
- El periodo de reporte de los indicadores de falla hacia su respectivo concentrador es igualmente configurable en unidades de minutos. Bajo condiciones normales de operación, este parámetro funcional permite definir cada cuanto tiempo se actualiza la información de la línea. Bajo condiciones de falla, el reporte es inmediato.
- Las características anteriores y otras son configurables, desde el sistema de gestión, las cuales tienen las ventajas de evitar el envío de personal de mantenimiento a campo, que logra por otro lado, agilidad y simplicidad desde un punto centralizado de gestión y control. En su totalidad, la configuración de los indicadores de falla

se puede realizar desde el sistema de gestión, sin requerir alguna intervención en campo, en los indicadores ya instalados en la línea.

Figura 17
Señalizador de falla FCI-AR-02.



Fuente: Propia.

Figura 18

Señalizador de falla.



Fuente: Propia.

Figura 19

Señalizador de falla.



Fuente: Propia.

El concentrador (FWT200)

Reciben asimismo almacenan la información enviada por los FCI-AR-02, y la envían al SCADA por medio de la red GPRS (o radio).

Características:

- Para instalación en postes de concreto o de madera.
- Concentra la información de hasta 9 FCI-AR-02.
- Comunicación con los FCI-AR-02 a través del radio de frecuencia.
- Comunicación con el sistema de gestión a través de la red celular usando el servicio GPRS.
- Fuentes de potencia: Panel solar AC (110V o 220V), adaptador de 18Vdc/2^a.
- Cuenta con batería de plomo ácido de 12 V/ 7Ah., 3 días de autonomía.
- Actualización remota de parámetros y de firmware (del FWT200).

Ventajas:

- Reporte de estado general del concentrador a través de la siguiente información: Voltaje batería, voltaje panel, temperatura interna, IMEI (del módulo celular), nivel de señal y versión del programa (firmware).
- Gestión de alarmas propias del FWT200: Batería baja, batería mala/ausente, ausencia del cargador/panel, FCI-AR-02 si/no reportado y actualización del firmware finalizada.
- Garantiza mayor tiempo de autonomía en funcionamiento, lo que hace menos vulnerable a pérdida de potencia AC para su funcionamiento y, por lo tanto, realiza cualquier envío de eventos de manera oportuna.
- Configuración y actualización remota de los parámetros relacionados con la conectividad hacia el sistema de gestión (GPRS) como: APN, usuario, password, dirección IP de gestión puerto TCP, banda, etc.
- Configuración y actualización remota de los parámetros, relacionados con la funcionalidad de la telegestión: Periodo reporte, intentos conexión, tiempo antes de reconexión, canal RF (con los FCI-AR-02), cantidad de FCI-AR-02 a controlar.

Figura 20
Concentrador (FTW200).



Fuente: Propia.

El software de gestión (WinSGR)

Posee una interfaz que permite tener acceso a las funciones avanzadas del equipo, tales como modificación de los parámetros funcionales y consulta de las estadísticas almacenadas, entre otras. Dichas funcionalidades pueden efectuarse mediante el uso de un PC convencional, con la Respectiva interfaz y software (SIGMA).

Características:

- Ejecución sobre plataforma Windows.
- Interfaz de usuario en el ambiente.
- Módulo de software de comunicación independiente.
- Información almacenada en la base de datos SQL.
- Acceso de usuario por autenticación, funciones de autorización y funciones de autorización según perfil.
- Administración de equipos FCI y FWT.
- Reportes de visualización inmediatas de fallas en circuitos eléctricos.

Figura 21
Software de gestión SIGMA.



Fuente: Propia.

Por medio de un software adicional se logra la conexión a un sistema SCADA corporativo por medio del protocolo IEC60870.5-104. El sistema de gestión cumple el rol de esclavo frente a dicho sistema SCADA.

4.3. EJECUCIÓN DE LAS ACTIVIDADES PROFESIONALES

4.3.1 Cronograma de actividades realizadas.

Figura 22

Cronograma de las actividades.

ÍTEM	ACTIVIDADES	Mayo-2020		
		06	10	11
1	Inspección, evaluación de riesgos, acoplo de materiales.	x		
2	Actividades preliminares: <ul style="list-style-type: none"> Colocar las señalizaciones en el área de trabajo. Realizar la charla de 5 minutos. Acoplo y adecuación de materiales. Excavación de hoyos. Limpieza de áreas de trabajo. 	x		
3	Ejecución del plan de trabajo: <ul style="list-style-type: none"> Colocar las señalizaciones en el área de trabajo. Realizar la charla de 5 minutos. Montaje, pruebas y puestas en servicio de reconectores, seccionadores, indicadores de falla, regulación de tensión, pararrayos, seccionadores cut cut y sistemas de puesta a tierra en los sistemas eléctricos. Limpieza de área de trabajo. 		x	
4	Liquidación de OM.			x

Fuente: Propia.

4.3.2 Plan de maniobras

Basados en los procedimientos de trabajo, son los siguientes:

1. ATS 001 – Transporte de materiales, herramientas y equipos a obra.
2. ATS 002 - Instalación de aisladores tipo pin - suspensión.
3. ATS 003 - Instalación de seccionadores y pararrayos en MT.
4. ATS 004 - Maniobra para instalación de puesta a tierra temporaria.
5. ATS 005 – Carga y descargas materiales, herramientas y equipos a obra.
6. ATS 013 – Instalación de cruceta y accesorios.
7. ATS 021 – Instalación de reconectores.

Los responsables de cada grupo antes de iniciar sus actividades deben efectuar la charla general de seguridad e higiene ocupacional:

1. Verificación de herramientas e implementos de seguridad.
2. Identificación de la zona de trabajo y evaluación de puntos de riesgo.
3. Verificar estado de la estructura, redes y accesorios en trabajos de altura, antes de subir al poste.
4. Evaluación, identificación y señalización de la zona de trabajo para prever conos de seguridad, cintas de seguridad y tranqueras.
5. Se tendrá presente las 5 reglas de oro:
 - VERIFICAR** el corte efectivo.
 - BLOQUEAR** todos los dispositivos de maniobra.
 - REVELAR** si existe tensión.
 - COLOCAR TIERRAS** temporarias (si correspondiera).
 - SEÑALIZAR** la zona de trabajo.

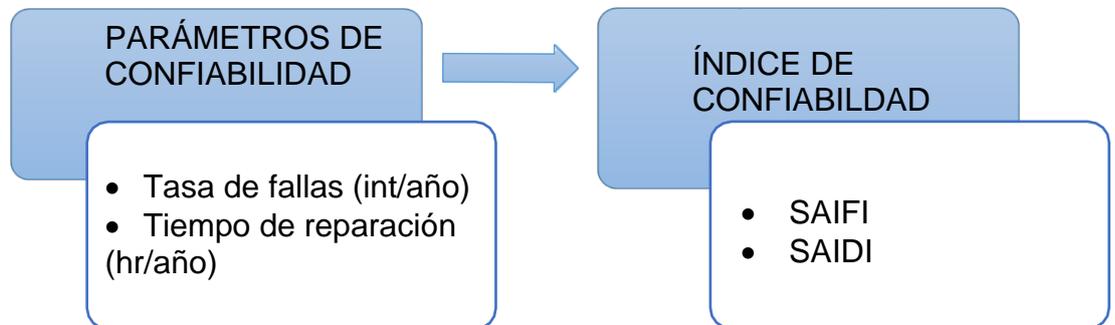
4.3.3 Proceso y secuencia operativa de las actividades profesionales

Como primer proceso se realizó el:

Desarrollo de ingeniería.

Diseño de solución.

El presente trabajo se respaldará en los parámetros de confiabilidad que determinan los índices de la confiabilidad, siguiendo las normas técnicas correspondientes ya mencionadas.



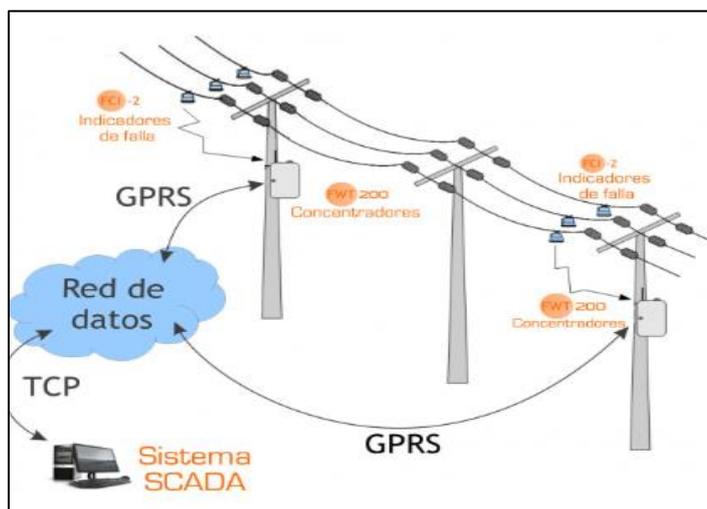
Justificación del acoplamiento del señalizador al sistema

A consecuencia del alto índice de interrupciones en servicio eléctrico, y la dificultad por parte de la empresa para ubicar el lugar de la falla, lo que genera un periodo de tiempo muy extenso en brindar solución a las interrupciones, causando malestar en los usuarios, así como también pérdidas considerables de dinero para la empresa que deja de vender energía eléctrica durante los periodos de corrección; a finales del 2019 se implementó un programa piloto que consiste en identificar con mayor exactitud el lugar y las causas de las interrupciones de un sistema, mediante un Sistema de Gestión de Redes, del cual su éxito depende principalmente de la correcta ubicación de los equipos señalizadores de falla en el sistema de distribución. Posteriormente iniciando el año 2020, se implementó: 24 señalizadores, 8 concentradores de datos y el software de gestión, los que fueron acoplados a lo largo de la red; permitiendo una respuesta inmediata ante cualquier interrupción que ocurra en el sistema, ubicando con mayor exactitud, en un menor tiempo el lugar y la causa de la interrupción del servicio. Para el sistema de distribución del alimentador A4603 de la sub estación de potencia XAUXA, se ha acoplado los señalizadores de falla, que junto al concentrador y el software de gestión conforma el Sistema de Gestión de Redes (SGR).

INSTALACIÓN DE SISTEMA DE GESTIÓN DE REDES (SGR) EN UNA RED MT

En un SGR los señalizadores de falla esta instalados en puntos estratégicos, en cada punto se coloca un señalizador por fase, los cuales se comunican mediante radio de frecuencia con concentrador de datos, ubicados en el poste más cercano, estos están conectados a un ordenador para ser monitoreados.

Figura 23 Instalación del sistema de gestión.



Fuente: CELSA S.A.

Ventajas:

- Comunicaciones más seguras y estables sobre la red GPRS.
- Confiabilidad en el medio de transmisión y garantía de entrega oportuna de las alarmas al ser enviadas en protocolo propietario, utilizando la arquitectura TCP/IP sobre GPRS.
- Opción modular para notificar alarmas y medidas de corriente en un sistema SCADA corporativo a través del protocolo estándar IEC-60870.5-104.
- Transmisión de información de parametrización desde el sistema de gestión hacia los equipos de manera remota, lo cual es más seguro, rápido y eficiente para el operador del sistema.

IDENTIFICACIÓN DE LOS PUNTOS DE UBICACIÓN DEL SEÑALIZADOR DE FALLA

Estos equipos están distribuidos en toda red de MT del alimentador A4603, cuenta con 24 indicadores de falla, ubicados en 8 puntos distintos, 3 indicadores por punto (1 en cada fase de línea), un concentrador por punto. Los lugares de ubicación de cada punto son:

registrar datos técnicos y así realizar un diagnóstico de confiabilidad del sistema, previo al acoplamiento de señalizadores de fallas, este se realizará diariamente durante el periodo que se desarrolle el proyecto. La fecha fue elegida viendo la disponibilidad de información presente en la empresa, desde esta fecha se observará el comportamiento del sistema y se realizará de forma cronológica la descripción de los sucesos presentados en el sistema.

4.3.4 Sucesos en forma cronológica

INFORMACIÓN HISTÓRICA UTILIZADA

Se realizó una revisión exhaustiva de todas las salidas de servicio, presentadas en el sistema del alimentador A4603, tomando como referencia para la recolección de la información. Se tomará un año para realizar un diagnóstico de confiabilidad del sistema previo al acoplamiento de señalizadores de fallas, este se realizará diariamente durante el periodo que se desarrolle el proyecto. La fecha fue elegida viendo la disponibilidad de información presente en la empresa, desde esta fecha se observará el comportamiento del sistema y se realizará de forma cronológica la descripción de los sucesos presentados en el sistema.

SELECCIÓN DE EVENTOS DE INTERESES

Los eventos que interesan son aquellos que atentan a la disponibilidad del sistema, es decir, eventos en el cual el sistema presenta inhabilidad para suministrar la electricidad requerida para uno o más consumidores.

Para el alimentador A4603, se ha monitoreado 5 eventos que causan la interrupción de energía para los usuarios, estos eventos se han detectado en un periodo de 1 año, durante el tiempo que se desarrolló este proyecto.

Falla al sistema eléctrico

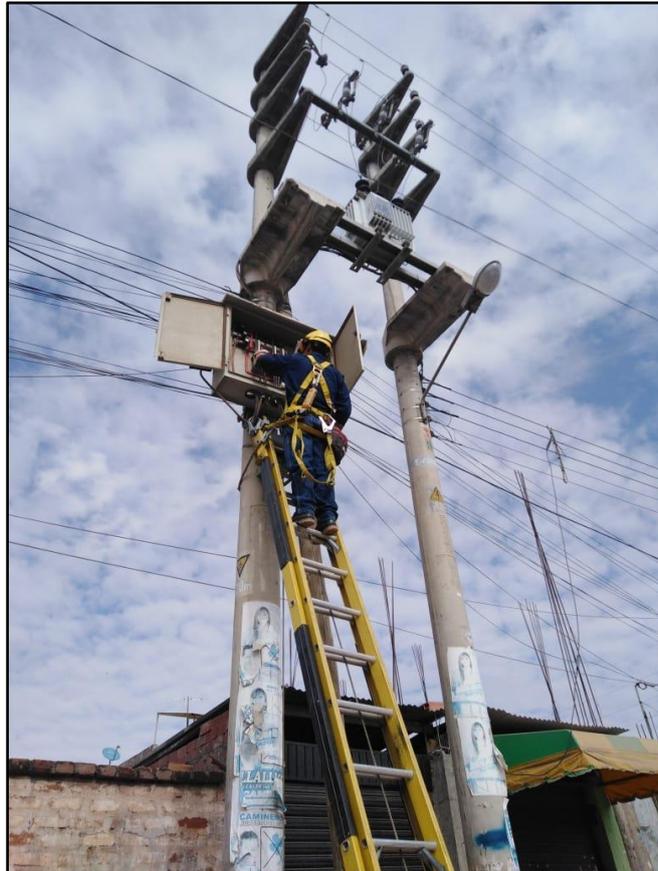
Anormalidad que causa la interrupción del flujo eléctrico debido a los cambios en las magnitudes de voltaje, corriente y frecuencia respecto a los valores permisibles en un sistema eléctrico, los cuales son originados por los siguientes motivos:

- Bajo nivel de aislamiento.
- Cortocircuito.

- Línea abierta o caída.
- Sobrecarga.
- Avería en equipo de protección y/o maniobra.
- De generadora / transmisora.

Figura 25

Corto circuito en el tablero de distribución.



Fuente: Propia.

Interrupción por ampliación y reforzamiento

Los trabajos de ampliación en una línea o sistema eléctrico se realizan con el fin de llegar a usuarios más alejados, y esto causa interrupciones en el servicio por suspensión del fluido eléctrico; además de reforzar dicho sistema ya se cambia conductores o estructuras (poste, crucetas, aisladores, etc.) para mejorar las condiciones de funcionamiento del sistema, estas interrupciones son causadas principalmente por:

- Refuerzo de fusibles en lo seccionamientos.

- Refuerzo de estructuras-postes.

*Figura 26 :
Refuerzo de poste MT en la localidad de Paccha.*



Fuente: Propia.

Mantenimiento preventivo

Mantenimiento programado que se efectúa en un bien, servicio o instalación, con el propósito de reducir las probabilidades de fallo, mantener condiciones seguras y preestablecidas de operación, prolongar la vida útil y evitar accidentes.

El mantenimiento preventivo tiene como finalidad, evitar que el equipo falle durante el periodo de su vida útil; y la técnica de su aplicación se apoya en experiencias de operación que determinan que el equipo después de pasar el periodo de puesta en servicio reduzca sus posibilidades de falla, y los principales motivos para realizar un mantenimiento preventivo en el sistema de distribución son:

- Limpieza de partes aislantes.

- Cambio de conductor.

Figura 27

Cambio de conductor convencional por autoportante.



Fuente: Propia.

Por maniobra sin aviso

Trabajos que realizan en una red de distribución sin previo aviso a la empresa que tiene a cargo la concesión del servicio en dicho sector, estos trabajos producen interrupciones de servicio que son ocasionadas principalmente por los siguientes motivos:

- Seguridad.
- Cambio de estructuras y accesorios.

Figura 28
Contacto de la fibra óptica entre redes MT.



Fuente: Propia.

Daños por terceros

Causadas por acciones que muchas veces son ocasionadas por el mal comportamiento del hombre, así como también acciones fortuitas que no están previstas y estas se originan principalmente por los siguientes motivos:

- Trabajos cerca de las instalaciones eléctricas.
- Colisión de vehículos contra instalaciones.
- Aves en instalaciones.
- Hurto de conductor.

Figura 29
Excavación de zanjas para pistas y veredas /colapso de SED.



Fuente: Propia.

CAPÍTULO V

RESULTADOS

5.1 RESULTADOS FINALES DE LAS ACTIVIDADES REALIZADAS

Los resultados comprenden los indicadores por usuario afectado y por sistema de ambos periodos de evaluación para el alimentador representativo a distintas condiciones de funcionamiento. También comprenden un análisis económico de la instalación de los equipos señalizadores de falla.

Se realizó en primer lugar, **la evaluación del sistema durante el periodo de interés que se detalla a continuación:**

Para determinar el impacto técnico y económico se ha determinado que el periodo de interés del presente proyecto está dividido en dos etapas:

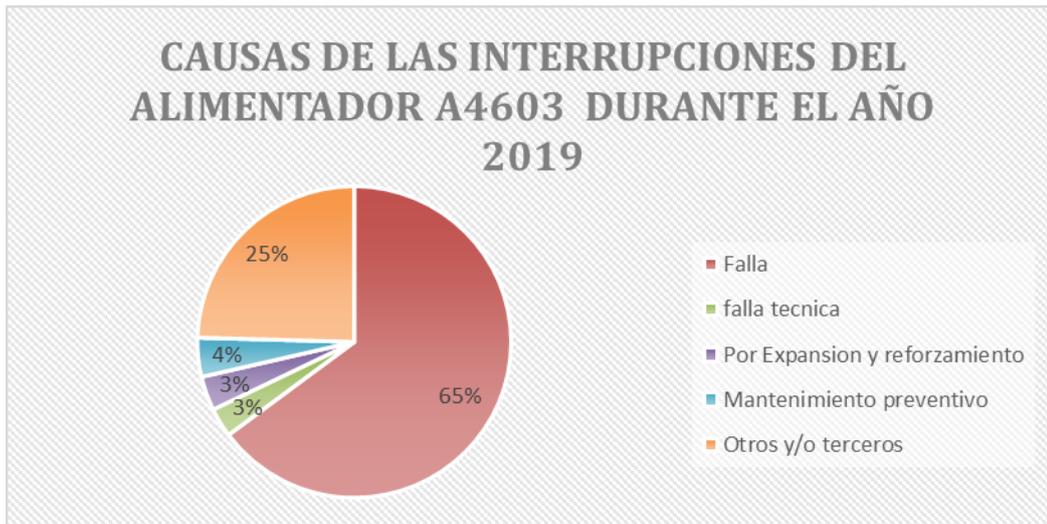
- ✚ Un primer periodo de dos semestres que comprende todo el 2019, en el cual se analizará el comportamiento del sistema previo al acoplamiento del señalizador de fallas en el sistema de distribución del alimentador A4603.
- ✚ Un segundo periodo que comprende los dos semestres del 2020, periodo en el cual se analizará un sistema que tiene acoplado el señalizador de fallas en el sistema de distribución del alimentador A4603.

Primer periodo

Representación de los eventos de interés en el sistema

Se ha monitoreado un total de 559 interrupciones durante el año 2019, durante el primer semestre ocurrieron 332 interrupciones, y 267 durante el segundo semestre del año, cada motivo o causa de interrupción representa un impacto negativo en la calidad del servicio en el sistema de distribución, y está representado de la siguiente manera:

Figura 30
Diagrama circular de las interrupciones del año 2019.



Fuente: Propia.

Indicadores de confiabilidad de acuerdo con la NTCSE, durante el primer y segundo periodo.

De acuerdo con los indicadores de frecuencia equivalente de las interrupciones del servicio (FES) en el alimentador A4603, nos indica la sumatoria del número de veces que el servicio es interrumpido en el sistema de distribución durante 2019, por distintos motivos o causas que se muestra en la siguiente tabla:

Tabla 3
Tabla de interrupciones del primer semestre - 2019.

Interrupción del primer semestre 2019, alimentador A4603	
Causas	1º Semestre
Falla	163
Falla técnica	9
Por expansión y reforzamiento	2
Mantenimiento preventivo	9
Otros y/o terceros	55
Total de interrupciones	238

Fuente: Propia.

Tabla 4
Tabla de interrupciones del segundo semestre - 2019.

Interrupción del segundo semestre 2019, alimentador A4603	
Causas	2º Semestre
Falla	93
Falla técnica	3

Por Expansión y reforzamiento	12
Mantenimiento preventivo	7
Otros y/o terceros	42
Total de interrupciones	157

Fuente: Propia.

Tabla 5
Total de interrupciones del alimentador A4603 - 2019.

Interrupción del servicio eléctrico 2019			
Causas	Semestre		TOTAL
	1°	2°	
Falla	163	93	256
Falla técnica	9	3	12
Por expansión y reforzamiento	2	12	14
Mantenimiento preventivo	9	7	16
Otros y/o terceros	55	42	97
Total de interrupciones por semestre	238	157	395

Fuente: Propia.

Los índices de confiabilidad son resultados promedios de un sistema, el cual refleja el comportamiento de suministro eléctrico a los usuarios finales, en lo que se refiere a la Norma Técnica de Calidad de Servicio Eléctrico establece una tolerancia de interrupciones en la red de media tensión de acuerdo al sector típico del estudio.

Tabla 6
Tolerancia para índices de confiabilidad.

Cliente	Sector típico	Número de interrupciones	Duración de interrupciones
Media tensión	4	8/semestre	13horas/semestre

Fuente: OSINERGMIN.

Índices de confiabilidad por sistema eléctrico durante el primer periodo

De acuerdo con el monitoreo de eventos causantes de la suspensión de servicio eléctrico durante enero – diciembre del 2019, y aplicando los parámetros de falla, se ha determinado los índices de confiabilidad que se menciona a continuación:

➤ **Índice de frecuencia de interrupción media del sistema (System Average Interruption Frequency Index)**

El valor del SAIFI , que representa frecuencia promedio de las interrupciones por usuarios del sistema eléctrico, monitoreado en el año 2019 para el sistema de distribución eléctrica en media tensión del alimentador A4603, no se encuentra dentro de los límites que establece Osinergmin para sistemas de distribución; sin embargo, en comparación con los valores de SAIFI de los demás alimentadores pertenecientes a la subestación de potencia de Concepción está elevada por encima de un 100%, como se muestra en la siguiente tabla comparativa entre los cuatro alimentadores que componen la subestación.

➤ **Índice de duración de interrupción media del sistema (System Average Interruption Duration Index)**

El indicador SAIDI que representa la duración promedio de las interrupciones por usuarios del sistema eléctrico, cuyos valores en comparación con la de los demás alimentadores está muy por encima, como se muestra en la siguiente tabla:

Tabla 7
Índices de frecuencia de interrupción MT del alimentador A4603 de la SEP 04, durante el 2019.

ATM	SAIFI ALIMENTADOR A4603												INDICADOR R (2019)
	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SET	OCT	NOV	DIC.	
SEP-04	0.130	0.084	0.168	0.027	0.165	0.259	0.088	0.077	0.013	0.069	0.149	0.012	1.245
XAUXA	7	1	3	3	2	9	2	7	0	3	9	3	9

Fuente: Electrocentro S.A.

➤ **Índice de duración de interrupción media del sistema (System Average Interruption Duration Index)**

El indicador SAIDI que representa la duración promedio de las interrupciones por usuarios del sistema eléctrico, cuyos valores en comparación con la de los demás alimentadores, está muy por encima como se muestra en la siguiente tabla.

Tabla 8
Índices de duración de interrupción MT del alimentador A4603 de la SEP 04, durante el 2019.

ATM	SAIDI ALIMENTADOR A4603												INDICADOR (2019)
	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SET	OCT	NOV	DIC	
SEP-04	0.3374	0.2707	0.7819	0.0009	0.5329	0.3030	0.1811	0.2627	0.0331	0.2189	0.5055	0.0463	3.4743
XAUXA													

Fuente: Electrocentro S.A.

5.2 LOGROS ALCANZADOS

Logros alcanzados por los indicadores, por usuario:

Se logró disminuir la interrupción por fallas, según se muestra en la siguiente tabla:

Tabla 9
Indicadores de confiabilidad por usuario afectado.

Interrupción del servicio eléctrico en el alimentador A4603 - años 2019 – 2020		
Causas	2019	2020
Falla	256	25
Falla técnica	12	3
Por expansión y reforzamiento	14	21
Mantenimiento preventivo	16	47
Otros y/o terceros	97	19
Total interrupciones	395	115

Se puede determinar que posterior al acoplamiento de los señalizadores de fallas, se ha disminuido de un 65% a 22%, respectivamente de las interrupciones del servicio.

$$\text{Caso 2019} = \frac{256}{395} \times 100\% \approx 65\%$$

$$\text{Caso 2022} = \frac{25}{115} \times 100\% \approx 22\%$$

Logros alcanzados por los índices de confiabilidad por sistema:

Se logró para el 2020 no pagar a los usuarios, según se muestra en la tabla N°10

Tabla 10
SAIDI y SAIFI para los periodos 2019-2020.

	SS.EE. Valle del Mantaro A4603				Tolerancia ponderada		Compensación	
	Total	Total	Dist.	Dist.	Res.590-2007-OS/CD		Tolerancia ponderada	
AÑO (*)	SAIFI	SAIDI	SAIFI	SAIDI	SAIFI	SAIDI	SAIFI	SAIDI
2019	17.8	29.6	5.8	5.6	12.0	24.0	SÍ	SÍ
2020	10.80	22.10	-1.2	-1.9	12.00	24.00	NO	NO

La mejora de los índices se debe principalmente a la correcta ubicación de fallas, que permite tomar las acciones necesarias en un tiempo corto, y evitar largas interrupciones del servicio, para lograr una mejor calidad a los usuarios finales, disminuyendo las pérdidas económicas.

Tabla 11
SAIDI y SAIFI periodo 2019-2020 para el alimentador A4603.

AÑO (*)	SAIFI	SAIDI
2019	17.8	29.6
2020	10.80	22.10

Fuente: Propia.

Se logró disminuir el SAIFI de 17.8 a 10.8.

Se logró disminuir el SAIDI de 29.6 a 22.10.

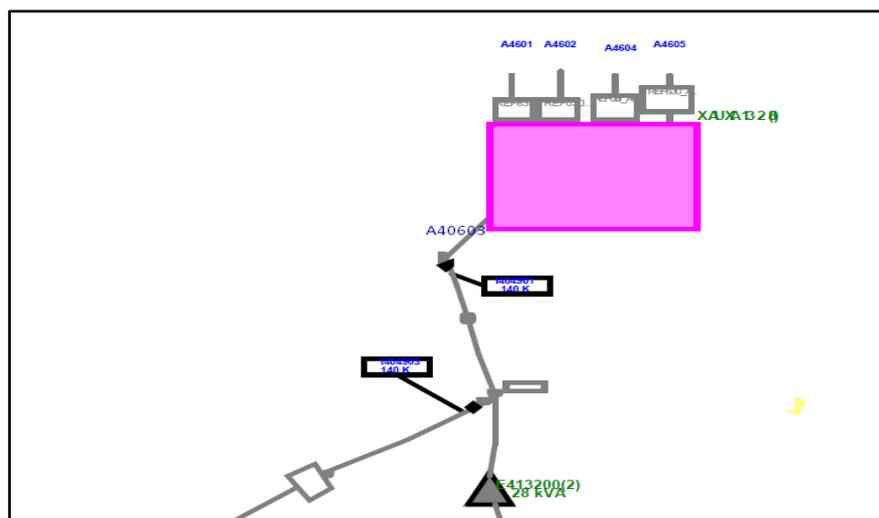
Cabe mencionar que el SAIDI Y SAIFI de los demás alimentadores son:

Tabla 12
SAIDI y SAIFI periodo 2019-2020 para el alimentador A4601 a A4605.

Alimentador	SAIDI-2019	SAIFI-2019
A4601	13.2	20.3
A4602	15.1	21.8
A4603	17.8	29.6
A4604	12.5	22.4
A4605	13.6	24.2

Fuente: Propia.

Figura 31 Distribución de los alimentadores.



Fuente: Propia.

5.3 DIFICULTADES ENCONTRADAS

La dificultad encontrada está relacionada al tema económico y al análisis de la energía no suministrada a un cliente determinado, por ello se presentará el siguiente análisis:

5.3.1 Pérdidas mensuales durante el periodo de estudio

Las pérdidas por parte de la empresa son las compensaciones, o la energía no vendida 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 de calidad del producto dado por Osinergmin según corresponda.

Las pérdidas se determinarán en función de la energía teóricamente no suministrada (**ENS**), la cual se determinará por mes.

ENS: Energía no suministrada.

N: Es el número de interrupciones por cliente, por mes.

D: La duración total acumulada de interrupciones.

De acuerdo a las siguientes fórmulas:

$$\textit{Compensación por interrupciones} = e \cdot E \cdot \textit{ENS}$$

La compensación por interrupciones es igual a la compensación unitaria por incumplimiento con la calidad de suministro por un factor (E) y por la energía no suministrada, seguidamente se definirá que significa cada sigla.

Donde:

e: Es la compensación unitaria por incumplimiento con la calidad de suministro, cuyos valores son:

- Primera etapa: $e=0.00$
- Segunda etapa: $e=0.05$ US\$/kWh
- Tercera etapa: $e=0.95$ US\$/kWh (*)

E: Es el factor que toma en consideración la magnitud de los indicadores de calidad de suministro.

Tabla 13

Valores para determinar costos de energía no suministrada.

Periodo de control	Semestral
Indicadores de calidad	<ul style="list-style-type: none"> Número de interrupciones por cliente(N). Duración total ponderada de interrupciones por cliente(D). Además, se evalúan de manera independiente las interrupciones por rechazo de carga.
Control	Por suministro
Tolerancias	Límites N y D según nivel de tensión del suministro: $\frac{MAT}{AT}$: N = 2, D = 4 hs. MT: N = 4; D = 7hs. BT: N = 6; D = 10hs. Sector de distribución típico 2 y 3:30% adicional para el caso de rechazo de carga no existe tolerancia.
Compensación	$= e * E * ENS$ Donde: $e: 0.35 \frac{us\$}{kWh}$ en III etapa. E: Factor según rango de transgresión de N y D. ENS: Energía teórica no suministrada al cliente
Exoneraciones	Se excluye: Interrupciones menores de 3 min., las calificadas como de fuerza mayor, las asociadas a obra de gran envergadura de interés público de otros sectores, por reforzamiento de instalaciones de transmisión, por congestión en transmisión o por falta de abastecimiento en el ducto de gas natural.

Fuente: OSINERGMIN.

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

$$E = 1 + \frac{N - N'}{N'} + \frac{D - D'}{D'}$$

N = Número de interrupciones (expresada en: interrupciones / semestre).

N' = Número de interrupciones por cliente.

Clientes en MT: 4 interrupciones/semestre (0.66 interrupciones/mes).

D': Duración total ponderada de interrupciones por cliente.

Clientes en media tensión: 7 horas/semestre. (1.16 horas/semestre).

D = S (Ki. di), (expresada en horas)

Donde:

di: Es la duración individual de la interrupción i.

Ki: Son factores de ponderación de la duración de las interrupciones (se toma Ki = 1.00 por ser interrupciones no programadas).

Tabla 14
Indicadores de calidad durante el 2019.

E : Factor de magnitud de los indicadores de calidad durante 2019							
Mes	N	N"	N"	D	D"	D"	E
Enero	14	0.66	0. 66	1	1. 66	1. 66	23.845
Febrero	14	0.66	0. 66	1	1. 66	1. 66	20.815
Marzo	30	0.66	0. 66	1	1. 66	1. 66	45.057
Abril	3	0.66	0. 66	1	1. 66	1. 66	4.148
Mayo	36	0.66	0. 66	1	1. 66	1. 66	54.148
Junio	84	0.66	0. 66	1	1. 66	1. 66	126.87 5
Julio	25	0.66	0. 66	1	1. 66	1. 66	37.481
Agosto	22	0.66	0. 66	1	1. 66	1. 66	32.936
Setiembre	6	0.66	0. 66	1	1. 66	1. 66	8.693
Octubre	16	0.66	0. 66	1	1. 66	1. 66	23.845
Noviembre	60	0.66	0. 66	1	1. 66	1. 66	90.512
Diciembre	7	0.66	0. 66	1	1. 66	1. 66	10.208

Fuente: Electrocentro S.A.

Energía teóricamente no suministrada a un cliente determinado

$$ENS = \frac{ERS}{(NHS - \sum d_i)} \cdot D ; \text{(expresada en: kW.h)}$$

Donde:

ERS: Es la energía registrada en el semestre.

NHS: Es el número de horas del semestre (por mes se tomará 720 horas).

$\sum d_i$: Es la duración total real de las interrupciones ocurridas en el semestre.

Tabla 15
Energía teóricamente no suministrada durante el 2019.

ENS: Energía teóricamente no suministrada a un cliente en el 2019						
Mes	ERS	NHS	Di	D	ENS (MW.h)	ENS (KW.h)
Enero	4540.27	720	80.80	1	7.10304521	7103.04521
Febrero	4159.01	720	62.72	1	6.32757067	6327.57067
Marzo	4391.03	720	223.18	1	8.83833473	8838.33473
Abril	4484.35	720	3.93	1	6.26248045	6262.48045
Mayo	4497.59	720	256.68	1	9.7073842	9707.3842
Junio	3811.19	720	399.92	1	11.9068959	11906.8959
Julio	7810.26	720	100.20	1	12.6012535	12601.2535
Agosto	4019.76	720	139.70	1	6.92704608	6927.04608
Setiembre	4344.54	720	54.15	1	6.5248008	6524.8008
Octubre	4597.48	720	80.13	1	7.18505249	7185.05249
Noviembre	4359.65	720	369.75	1	12.4472471	12447.2471
Diciembre	4694.20	720	45.52	1	6.95970056	6959.70056

FUENTE: Electrocentro S.A.

Compensaciones/pérdidas por interrupciones

Tabla 16
Compensaciones por pérdidas durante el 2019.

Compensación 2019						
Mes	e	E	ENS		Total (\$)	Total(S/.)
Enero	0.35	23.845	7103	\$	59,279.83	S/ 201,551.41
Febrero	0.35	20.815	6327.6	\$	46,096.90	S/ 156,729.44
Marzo	0.35	45.057	8838.3	\$	139,379.96	S/ 473,891.86
Abril	0.35	4.148	6262.5	\$	9,091.57	S/ 30,911.34
Mayo	0.35	54.148	9707.4	\$	183,971.94	S/ 625,504.60
Junio	0.35	126.875	11907	\$	528,741.16	S/ 1,797,719.96
Julio	0.35	37.481	12601	\$	165,308.52	S/ 562,048.98
Agosto	0.35	32.936	6927	\$	79,851.59	S/ 271,495.42
Setiembre	0.35	8.693	6524.8	\$	19,852.76	S/ 67,499.39
Octubre	0.35	23.845	7185.1	\$	59,964.23	S/ 203,878.40
Noviembre	0.35	90.512	12447	\$	394,316.66	S/ 1,340,676.63
Diciembre	0.35	10.208	6959.7	\$	24,866.76	S/ 84,547.00
compensación por año				\$	1,710,721.89	S/ 5,816,454.42

FUENTE: Electrocentro S.A

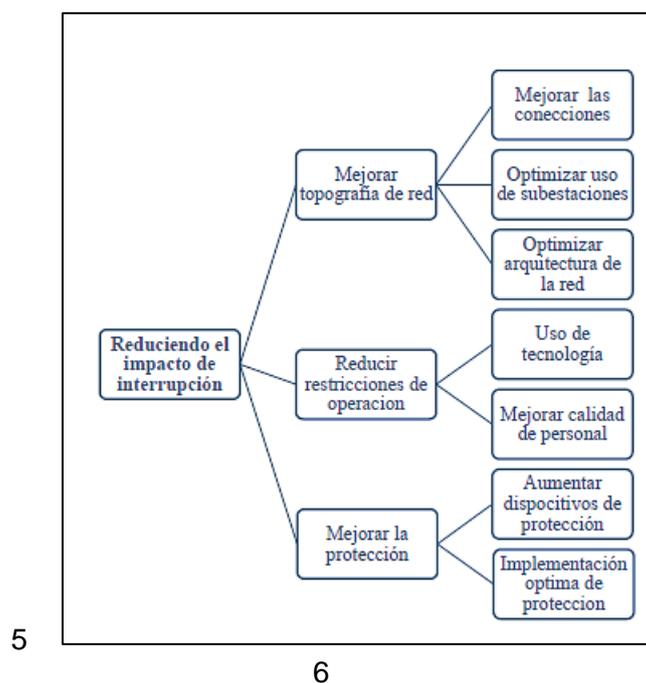
5.4 PLANTEAMIENTO DE MEJORAS

5.4.1 Metodologías propuestas

Reducción por el impacto de las interrupciones

“Cuando se presenta una falla en la red y esta no puede ser aislada, puede afectar a los usuarios que estén distantes de la falla; una de las maneras de reducir este impacto de la interrupción es de incrementar los dispositivos de protección y de mejorar la selectividad en el sistema de protección, esta opción se muestra en el siguiente esquema.” (SÍNCHEZ, 2011)

Figura 32 Reduciendo el impacto de interrupción.



En nuestro caso se plantea el uso de tecnología para reducir el impacto de interrupciones.

5.4.2 Descripción de la implementación

La empresa responsable de la distribución de energía ha optado por invertir en implementar nueva tecnología para reducir las interrupciones de servicio y mejorar la calidad de servicio en los usuarios finales.

A consecuencia del alto índice de interrupciones en servicio eléctrico y la dificultad por parte de la empresa para ubicar el lugar de la falla, lo que genera un periodo de tiempo muy extenso en brindar solución a las interrupciones, causando malestar en los usuarios, así como también pérdidas considerables de dinero para la empresa que deja de vender energía

eléctrica durante los periodos de corrección; a finales se implementó un programa piloto que consiste en identificar con mayor exactitud el lugar y las causas de las interrupciones de un sistema, mediante un sistema de gestión de redes, del cual su éxito depende principalmente de la correcta ubicación de los equipos señalizadores de falla en el sistema de distribución.

5.5 ANÁLISIS

5.5.1 ANÁLISIS DE LOS INDICADORES DE CONFIABILIDAD POR USUARIO AFECTADO

De acuerdo con los indicadores del SAIFI Y SAIDI de las interrupciones del servicio en el alimentador A4603, que nos indica la sumatoria del número de veces que el servicio es interrumpido en el sistema de distribución, refleja una mejora en el comportamiento de suministro eléctrico a los usuarios finales pertenecientes al alimentador A4603, en lo que se refiere a la Norma Técnica de Calidad de Servicio Eléctrico, no cumple con lo establecido que es una tolerancia de 8 interrupciones, y una duración no mayor a las 13 semestralmente en redes de media tensión, sin embargo, las mejoras de acuerdo al sector típico del estudio son considerables.

Tabla 17
Total de interrupciones del alimentador A4603 / 2019 - 2020.

Interrupción del servicio eléctrico en el alimentador A4603 - años 2019 – 2020						
Causas	Semestres - 2019			Semestres – 2020		
	1°	2°	TOTAL	1°	2°	TOTAL
Falla	163	93	256	19	6	25
Falla técnica	9	3	12	2	1	3
Por expansión y reforzamiento	2	12	14	17	4	21
Mantenimiento preventivo	9	7	16	26	21	47
Otros y/o terceros	55	42	97	10	9	19
Total de interrupciones por semestre	238	157	395	74	41	115

Fuente: Propia.

En relación a los semestres pasados se puede determinar que posterior al acoplamiento de los señalizadores de fallas, se ha disminuido en un 65% y 22% respectivamente el índice de interrupciones del servicio.

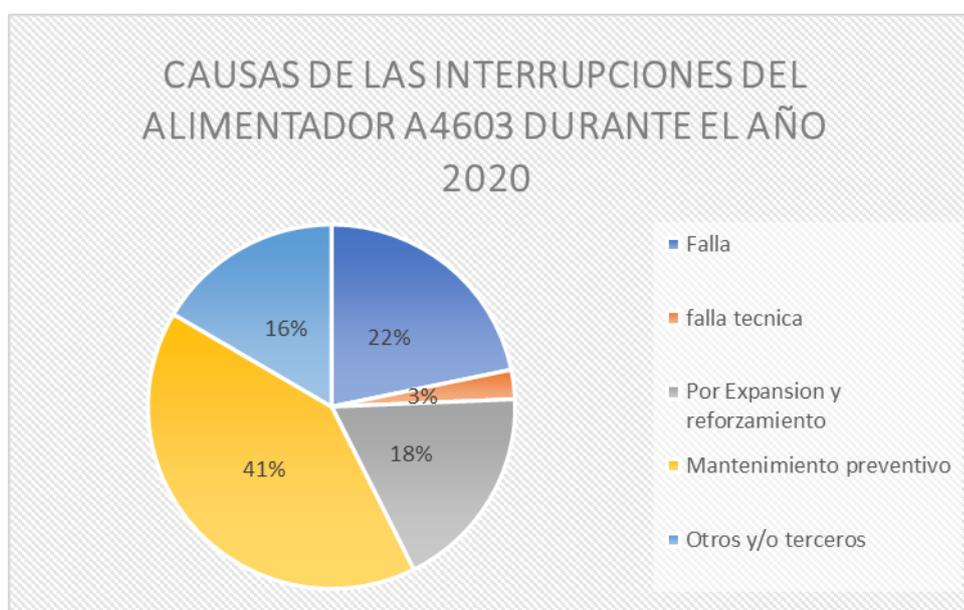


Figura 28: Diagrama circular de las interrupciones del año 2020
Fuente: Propia.

ANÁLISIS DE LOS ÍNDICES DE CONFIABILIDAD POR SISTEMA

Los valores del SAIFI y SAIDI, que representa frecuencia promedio de las interrupciones por usuarios del sistema eléctrico, y duración promedio de las interrupciones por usuarios del sistema eléctrico respectivamente para el sistema de distribución eléctrica en media tensión del alimentador A4603, han disminuido de manera considerable, lo cual se muestra en las siguientes tablas comparativas durante dos periodos que se ha desarrollado el presente proyecto.

La mejora de los índices se debe principalmente a la correcta ubicación de fallas, que permite tomar las acciones necesarias en un tiempo corto y evitar largas interrupciones del servicio, para lograr una mejor calidad de servicio a los usuarios finales y disminuir las pérdidas económicas.

Tabla 18
Cuadro comparativo del SAIFI Y SAIDI A4603.

AÑO (*)	SS.EE. Valle del Mantaro A4603				Tolerancia ponderada Res.590-2007-OS/CD		Compensación	
	Total		Dist.		SAIFI	SAIDI	Tolerancia ponderada	
	SAIFI	SAIDI	SAIFI	SAIDI			SAIFI	SAIDI
2016	15.9	27.6	3.9	3.6	12.0	24.0	SI	SI
2017	16.4	27.1	4.4	3.1	12.0	24.0	SI	SI
2018	17.2	28.9	5.2	4.9	12.0	24.0	SI	SI
2019	17.8	29.6	5.8	5.6	12.0	24.0	SI	SI
2020	10.80	22.10	-1.2	-1.9	12.00	24.00	NO	NO

Fuente: Electrocentro CCO.

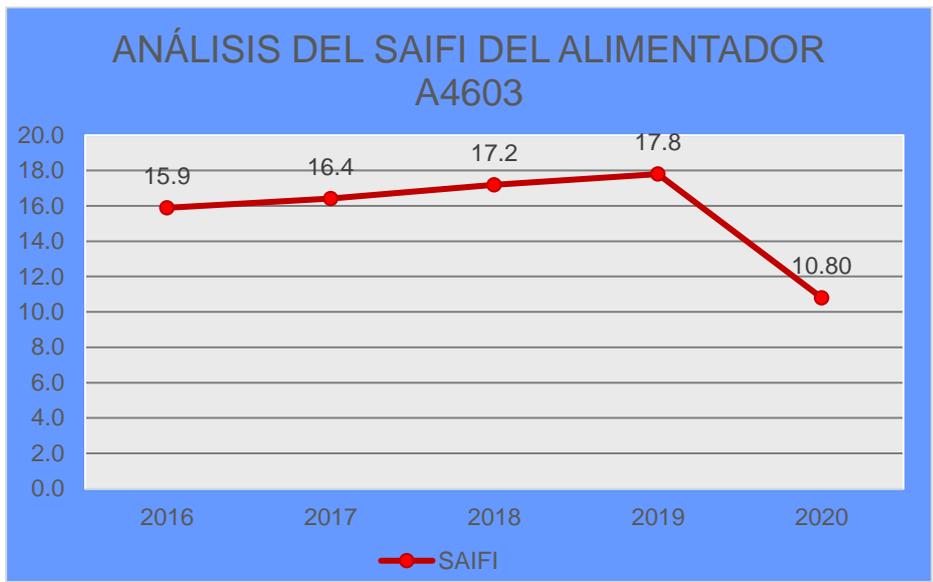


Figura 29: Diagrama de línea respecto al análisis del SAIFI
Fuente: Electrocentro CCO.



Figura 30: Diagrama de línea respecto al análisis del SAIDI
Fuente: Electrocentro CCO.

Costo total de montaje

INSTALACIÓN DE SEÑALIZADORES DE FALLAS PARA INCREMENTAR LOS INDICADORES DE CONFIABILIDAD EN EL ALIMENTADOR A4603 DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN EN MEDIA TENSIÓN EN LA UNIDAD DE NEGOCIO VALLE DEL MANTARO

ÍTEM	DESCRIPCIÓN	\$/ (dólar)	S/. (soles)
A	SUMINISTRO DE MATERIALES Y EQUIPOS	125,491.76	426,672.00
B	TRANSPORTE DE MATERIALES Y EQUIPOS (% de A)	3,764.75	13,176.64
C	MONTAJE ELECTROMECAÁNICO	37,647.53	131,766.35
D	COSTOS DIRECTO (C.D.)	166,904.05	584,164.16
E	SUPERVISIÓN	5,007.12	17,524.92
H	GASTOS GENERALES	25,035.61	87,624.62
I	UTILIDADES	13,352.32	46,733.13
J	SUB TOTAL SIN IGV (S/.)	210,299.10	715,016.94
K	IMPUESTO GENERAL A LAS VENTAS (18%)	37,853.84	128,703.05
	COSTO TOTAL (incluye IGV) S/.	248,652.94	843,719.99

TIPO DE CAMBIO (3.40)

Fuente: Electrocentro S.A.

IMPACTO ECONÓMICO DE LA INSTALACIÓN DE SEÑALIZADORES DE FALLAS EN EL ALIMENTADOR A4603.

Para determinar el impacto económico de la instalación de los señalizadores, se toma como egresos los gastos originados por suministro, montaje de la instalación de señalizadores también gastos por mantenimiento; y como beneficio la diferencia que existe mes a mes de las pérdidas por energía no vendida, compensaciones a los clientes por interrupción, penalidades durante los periodos de estudio del presente proyecto.

Durante los dos periodos de los años 2019 y 2020, cuentan con valores por cada mes de las pérdidas por energía no suministrada y las compensaciones que se pagaron en el presente año. En el año 2020 se instalaron los señalizadores de fallas en el alimentador

A4603, los cuales se visualizan en la figura 25, que las pérdidas han disminuido comparando con el periodo 2019, obteniendo un saldo a favor de la empresa en S/. 3, 234,503.50

Contando con una utilidad o beneficio hasta la actualidad de S/. 2, 384,783.52 de acuerdo a la inversión realizada en los señalizadores de falla, como se detalla en el siguiente cuadro:

Tabla 20

Costo / beneficio de la instalación de señalizadores de fallas.

ANÁLISIS COSTO/BENEFICIO DE LA INSTALACIÓN DE SEÑALIZADORES DE FALLA EN EL ALIMENTADOR A4603									
DESCRIPCIÓN	May-20	Jun-20	Jul-20	Ago-20	Set-20	Oct-20	Nov-20	Dic-20	TOTAL
EGRESOS	873,719.99	0	0	3,000.00	0	0	3,000.00	17,500.00	897,219.99
INSTALACIÓN DE SEÑALIZADORES	843,719.99								843,720
MANTENIMIENTO				3,000.00			3,000.00		6,000
DIF. COMPENSACIONES	30,000							17,500	47,500
INGRESOS	720,000	724,800	729,632	734,496	739,393	744,322	749,284	754,280	5,896,207
VENTAS	720,000	724,800	729,632	734,496	739,393	744,322	749,284	754,280	5,896,207
BENEFICIOS NETOS	-153,720	724,800	729,632	731,496	739,393	744,322	746,284	736,780	4,998,987
BENEFICIO/COSTO	0.82			245			25	43	

FUENTE: Electrocentro S.A.

El beneficio/costo de la empresa es rentable al tener un resultado de 43, el cual nos indica que el proyecto es rentable. Para este caso hemos considerado los periodos entre mayo 2020 a diciembre 2020, cuyos factores importantes para nuestro negocio son: el incremento de ventas es

constante a 8% anual y tomando en cuenta que mantiene un total de 2,500 mensuales por diferencia de compensaciones, el cual se espera disminuir en los próximos meses.

INDICADORES FINANCIEROS

Los indicadores financieros para evaluar el proyecto están estimados de la siguiente manera:

VALOR ACTUAL NETO (VAN):

Mide la ganancia que tendrá un proyecto al descontar el monto de inversión al valor actual del total del flujo de caja del proyecto (Sandra, 2012).

VAR: Se trabaja con una tasa de 12% VAN= S/. 902,128.00

La formulación del VAN se encuentra en el marco teórico sección 3.26

TASA INTERNA DE RETORNO:

Tasa de rendimiento utilizado en presupuestos de capital para medir y comparar la rentabilidad de las inversiones (Sandra, 2012).

TIR= 29%

La formulación del TIR se encuentra en el marco teórico sección 3.27.

5.6 APORTE DEL BACHILLER EN LA EMPRESA Y/O INSTITUCIÓN

Las labores como profesional electricista en la instalación de señalizadores de fallas para incrementar los indicadores de confiabilidad, fueron las siguientes:

- a) La parte de estudio de ingeniería, aportando los conocimientos de confiabilidad para poder mejorar los indicadores SAIDI y SAIFI.
- b) El control de los trabajos, llevando las programaciones diarias, semanales y trisemanales, controlando los equipos por instalar, poniendo un orden y respetando las programaciones; de la misma manera teniendo el control del personal, realizando formatos internos para sus trabajos dentro de los equipos a instalar, de tal forma se tornaba dinámico cada trabajo.
- c) Encargado del montaje de los equipos en las redes de media tensión.
- d) Se respetó los procedimientos durante la instalación de equipos, comenzando desde la seguridad y coordinación de la desenergización de las redes.

CONCLUSIONES

- a. Basándose en los indicadores SAIDI de las UU.NN. Valle del Mantaro, se identificó al alimentador A4603 como el más crítico de todos, con un índice SAIDI de 29.6 y SAIFI de 17.8, que en comparación con otros alimentadores (ver tabla N°12) se comprueba la criticidad del alimentador, determinando así la instalación de señalizadores de fallas en su sistema de distribución, en el cual de acuerdo al presupuesto destinado como programa piloto, se realizó la instalación de 24 dispositivos señalizadores de falla, en 8 puntos o lugares distintos a lo largo de la red de MT del alimentador. Estos puntos de ubicación se determinaron tomando como referencia la troncal de la red de 35 mm² y basándose en los lugares de incidencia de las interrupciones, se destinó cada dispositivo a monitorear en una zona específica que comprende las ramificaciones o derivaciones de la red; además, se tomó en cuenta la geografía de la zona que facilitó el acceso para la instalación y mantenimiento de los equipos, justificando su instalación en la mejora del tiempo de respuesta para solucionar las interrupciones del servicio y lograr la disminución de las pérdidas económicas por la energía no vendida.
- b. Con el diagnóstico realizado al sistema del alimentador A4603 en condiciones iniciales, durante el primer periodo de estudio se comprobó la criticidad del alimentador, validando sus altos índices SAIFI Y SAIDI como se muestra en la tabla N°6, mediante una evaluación de frecuencia y tiempo de las interrupciones, identificando 5 principales causas de la interrupción del servicio; siendo las fallas en la red la causa con mayor incidencia con un promedio de un 65% durante el 2019, evaluando todas las interrupciones mediante los indicadores de calidad, según la NTCSE se determinó que están fuera de la tolerancia establecida por Osinergmin.
- c. Durante el segundo periodo de estudio, posterior al acoplamiento de los señalizadores de falla en el sistema, se identificaron las mismas causas que originan las interrupciones, donde predominan las causadas por falla, pero en menor frecuencia y tiempo; evaluando todos los eventos causantes de interrupciones en la red se determinó el porcentaje de los índices SAIFI y SAIDI, según detalla la tabla N°17.

- d. Por lo tanto con la metodología usada se determina que los indicadores de calidad por usuarios afectados, según indica NTCSE de frecuencia y tiempo han disminuido, posterior al acoplamiento de los señalizadores de falla a la red, al disminuir la frecuencia de las interrupciones el índice SAIFI mejora, gracias a las acciones correctivas y de mantenimiento realizados en la red a partir de la instalación de los equipos señalizadores de falla, del mismo modo disminuyendo el tiempo de la interrupciones, los índices SAIDI se han reducido en un 70%, ya que los señalizadores de fallas han permitido identificar con mayor exactitud la zona donde se originó la causa de la interrupción del servicio, permitiendo que las acciones correctivas y la normalización del servicio se realicen en el menor tiempo posible y de esta manera se sustenta que técnicamente un sistema óptimo, a partir de la instalación de los equipos señalizadores de falla, mejora sus índices de confiabilidad permitiendo garantizar un mejor servicio para los clientes.
- e. Desde un punto de vista económico, posterior al acoplamiento del señalizador de falla, el incremento de ventas es constante a 8% anual y tomando en cuenta que mantiene un total de S/ 2,500 mensuales por diferencia de compensaciones, el cual se espera disminuir en los próximos meses. Ver tabla N°20 donde se detalla.
- f. La adopción de un sistema de gestión de calidad debería ser una decisión estratégica de toda organización. El diseño y la implementación del sistema de gestión de la calidad de una organización están influenciados por diferentes necesidades y objetivos particulares.
- g. La Norma ISO 9001, además del aseguramiento de la calidad del producto pretende también aumentar la satisfacción del cliente; implementa y mejora la eficacia de un sistema de gestión de la calidad, para aumentar la satisfacción del cliente mediante el cumplimiento de sus requisitos.
- h. Lograr que se brinden servicios de calidad a los clientes, en el ámbito de responsabilidad de la empresa, mediante planeamiento, programación, ejecución y control de los procedimientos de comercialización, dentro del marco legal vigente enmarcado en las normas técnicas de calidad de los servicios eléctricos.
- i. Los pilares del sistema de gestión de la calidad: círculos de calidad, cinco (5-S) y la gestión a través de procesos (ISO 9001:2000); son herramientas básicas para lograr un trabajo con calidad. Estos pilares se pueden aplicar a la vida cotidiana.

- j. La experiencia de trabajar por procesos frente al tradicional por funciones, tiene la ventaja de trabajar en equipo e interactuar con las diferentes áreas de la empresa.

RECOMENDACIONES

1. Tomando en cuenta el éxito del programa piloto con los señalizadores de falla, se recomienda aumentar el número de equipos en la red, ya que como se muestra en los mapas y planos, las zonas del Valle del Mantaro cuentan con una red de distribución muy extensa y el número de equipos es muy limitado, además es recomendable aumentar los equipos de protección y seccionamiento para disminuir el número de clientes afectados ante cualquier eventualidad.
2. Se recomienda intensificar los trabajos de mantenimiento para reducir las interrupciones causadas por fallas que representa un alto porcentaje de las interrupciones, como se muestra en los gráficos 1, 2 y 3; además de llevar un control permanente del programa de mantenimiento preventivo y correctivo implementados, capacitando con frecuencia al personal técnico, brindándoles las herramientas y equipos adecuados, para que estas labores se realicen con mayor eficacia.
3. También se recomienda el cambio de redes ya que en su mayoría son muy antiguas y precarias, lo que origina el alto índice de interrupciones por fallas.
4. De manera general se recomienda utilizar este tipo de tecnología en otros sistemas de distribución, de preferencia en redes en buen estado y así mejorar la calidad del servicio para un número mayor de usuarios en toda la región, para esto se toma como un precedente positivo lo que se ha logrado en el sistema de distribución del Valle del Mantaro.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] IEEE Standards Board, IEEE Industry Applications Society, “IEEE Recommended Practice for the Design of Reliable Industrial and Commercial Power Systems”, Plenum Publishing Corporation, Estados Unidos, 2007.
- [2] R. Billinton and R. Allan, “Reliability Evaluation of Power Systems”. A thesis Submitted to the College of Graduate Studies and Research in Partial Fulfillment of the Requirements for the Degree of Doctor of Philosophy in the Department of Electrical Engineering University of Saskatchewan Saskatoon.
- [3] OSINERGMIN, “Procedimiento para la Supervisión de la Operación de los Sistemas Eléctricos”, Resolución OSINERGMIN N° 074-2004-OS/CD, abril 2004.
- [4] J. DIAZ, “Evaluación de la Confiabilidad en el Marco de los Sistemas Eléctricos Competitivos”, Pontificia Universidad Católica de Chile, Santiago de Chile, 2000. Memoria para optar al grado de Ingeniero Civil de Industrias. Escuela reingeniería. Departamento.
- [5] A. ARRIAGADA, “Evaluación de Confiabilidad en Sistemas Eléctricos de Distribución”, Pontificia Universidad Católica de Chile, Santiago de Chile, 1994. Tesis para optar al grado de Magíster en Ciencias de la Ingeniería.
- [6] J. García y G. Layerenza “Metodología para el pronóstico de la Calidad de Servicio en Redes de Distribución”, Seminario Internacional sobre Planificación y Calidad en Sistemas de Distribución”, Argentina, 2001.
- [7] J. AYRE. “Evaluación De La Confiabilidad Mediante El método de Modo de fallas Y ubicación óptima de seccionadores en una red de distribución eléctrica”.
- [8] S. Ramírez, “Redes de Distribución de Energía”, artículo de libro. En Ingeniería Eléctrica con énfasis en Sistemas de Distribución, Universidad Nacional de Colombia Sede Manizales, enero del 2004.

[9]COES, Reporte de información del procedimiento Pr-03, pronóstico de la demanda de corto plazo, Resolución del consejo directivo de OSINERGMIN N° 005-2011-OS-CD, Chiclayo 2015-2016.

[10]S. Siguas, Inversión para servicios, Facultad de Ciencias Económicas Universidad Nacional Mayor de San Marcos Lima 2012.

ANEXOS

ANEXO 01

CONTRATO DE SERVICIO

CONTRATO NRO. GR- 069 – 2018/ELCTO

Conste por el presente documento, la contratación del procedimiento de selección de LICITACIÓN PÚBLICA NRO. 001-2018-ELCTO, denominado "SERVICIO DE MANTENIMIENTO Y OPERACIÓN DEL SISTEMA DE DISTRIBUCION EN ELECTROCENTRO S.A. ZONAS URBANO Y URBANO-RURAL", que celebra de una parte ELECTROCENTRO S.A., en adelante LA ENTIDAD, con RUC N° 20129646099, con domicilio legal en Jr. Amazonas N° 641 distrito y provincia de Huancayo, representado por su Gerente Regional Ing. Romeo Graciano Rojas Bravo, identificado con DNI. Nro. 19926965 y su Gerente de Administración y Finanzas, Lic. Humberto Antonio Vélez Raczy, identificado con DNI N° 10798047 y según poderes inscritos en la partida electrónica Nro. 11000672 del Registro de Personas Jurídicas de la Oficina Registral de Huancayo de la Zona Registral Nro. VIII, sede Huancayo, y de otra parte la empresa ENERGÍA Y ORGANIZACIÓN DE SISTEMAS S.A. con RUC N° 20281244222, con domicilio legal en el Jr. Faustino Quispe Nro. 351 – Urb. Miraflores - El Tambo - Huancayo, inscrita en partida electrónica N° 02029907, del Registro de Personas Jurídicas de la ciudad de Huancayo, debidamente representado por su Representante Legal, señor ANDRES MARTIN RATTO ROJAS, identificado con DNI. Nro. 19896021, a quien en adelante se le denominará EL CONTRATISTA en los términos y condiciones siguientes:

CLÁUSULA PRIMERA: ANTECEDENTES

Con fecha 03 de octubre del 2018, el comité de selección adjudicó la buena pro del CONCURSO PÚBLICO N° 01-2018-ELECTROCENTRO S.A. para la contratación de SERVICIO DE MANTENIMIENTO Y OPERACIÓN DEL SISTEMA DE DISTRIBUCION EN ELECTROCENTRO S.A. ZONAS URBANO Y URBANO-RURAL, ITEM 1 – UNIDADES DE NEGOCIO HUANCAYO Y VALLE MANTARO a la empresa ENERGÍA Y ORGANIZACIÓN DE SISTEMAS S.A., cuyos detalles e importe constan en los documentos integrantes del presente contrato.

CLÁUSULA SEGUNDA: OBJETO

El presente contrato tiene por objeto contratar a una empresa especializada en la prestación del servicio de mantenimiento y operación del sistema eléctrico de distribución en: Baja Tensión, Media Tensión, Subestaciones de Distribución y Alumbrado Público, de las zonas urbanas y urbano-rural de las Unidades de Negocio y los Servicios Eléctricos Mayores en el ámbito de Electrocentro S.A.

CLÁUSULA TERCERA: MONTO CONTRACTUAL

El monto total del presente contrato asciende a Ocho millones quinientos dieciocho mil noventa y siete con 87/100 soles (S/. 8, 518,097.86), que incluye todos los impuestos de Ley.

Este monto comprende el costo del servicio, todos los tributos, seguros, transporte, inspecciones, pruebas y, de ser el caso, los costos laborales conforme la legislación vigente, así como cualquier otro concepto que pueda tener incidencia sobre la ejecución del servicio materia del presente contrato.

CLÁUSULA CUARTA: DEL PAGO¹

LA ENTIDAD se obliga a pagar la contraprestación a EL CONTRATISTA en Soles, en pagos periódicos, luego de la recepción formal y completa de la documentación correspondiente, según lo establecido en el artículo 149 del Reglamento de la Ley de Contrataciones del Estado.

Para tal efecto, el responsable de otorgar la conformidad de la prestación deberá hacerlo en un plazo que no excederá de los diez (10) días de producida la recepción.

¹ En cada caso concreto, dependiendo de la naturaleza del contrato, podrá adicionarse la información que resulte pertinente a efectos de generar el pago.



LA ENTIDAD debe efectuar el pago dentro de los quince (15) días calendario siguiente a la conformidad de los servicios, siempre que se verifiquen las condiciones establecidas en el contrato para ello.

En caso de retraso en el pago por parte de LA ENTIDAD, salvo que se deba a caso fortuito o fuerza mayor, EL CONTRATISTA tendrá derecho al pago de intereses legales conforme a lo establecido en el artículo 39 de la Ley de Contrataciones del Estado y en el artículo 149 de su Reglamento, los que se computan desde la oportunidad en que el pago debió efectuarse.

CLÁUSULA QUINTA: DEL PLAZO DE LA EJECUCIÓN DE LA PRESTACIÓN

El plazo de ejecución del presente contrato es de setecientos treinta (730) días calendario, el mismo que se computa desde el día siguiente del perfeccionamiento.

CLÁUSULA SEXTA: PARTES INTEGRANTES DEL CONTRATO

El presente contrato está conformado por las bases integradas, la oferta ganadora, así como los documentos derivados del procedimiento de selección que establezcan obligaciones para las partes.

CLÁUSULA SÉTIMA: GARANTÍAS

EL CONTRATISTA entregó al perfeccionamiento del contrato la respectiva garantía incondicional, solidaria, irrevocable, y de realización automática en el país al solo requerimiento, a favor de LA ENTIDAD, por los conceptos, montos y vigencias siguientes:

- De fiel cumplimiento del contrato²: Ochocientos cincuenta y un mil ochocientos veinte y 00/100 soles, a través de la carta fianza N° 010596355000 emitida por la Entidad Financiera y/o Bancaria SCOTIABANK. Monto que es equivalente al diez por ciento (10%) del monto del contrato original, la misma que debe mantenerse vigente hasta la conformidad de la recepción de la prestación.

CLÁUSULA OCTAVA: EJECUCIÓN DE GARANTÍAS POR FALTA DE RENOVACIÓN

LA ENTIDAD puede solicitar la ejecución de las garantías cuando EL CONTRATISTA no las hubiere renovado antes de la fecha de su vencimiento, conforme a lo dispuesto por el artículo 131 del Reglamento de la Ley de Contrataciones del Estado.

CLÁUSULA NOVENA: CONFORMIDAD DE LA PRESTACIÓN DEL SERVICIO

La conformidad de la prestación del servicio se regula por lo dispuesto en el artículo 143 del Reglamento de la Ley de Contrataciones del Estado. La conformidad será otorgada por el Área Técnica de cada Unidad de Negocio y/o Servicio Eléctrico Mayor.

De existir observaciones, LA ENTIDAD debe comunicar las mismas a EL CONTRATISTA, indicando claramente el sentido de estas, otorgándole un plazo para subsanar no menor de dos (2) ni mayor de diez (10) días, dependiendo de la complejidad. Si pese al plazo otorgado, EL CONTRATISTA no cumpliera a cabalidad con la subsanación, LA ENTIDAD puede resolver el contrato, sin perjuicio de aplicar las penalidades que correspondan, desde el vencimiento del plazo para subsanar.

Este procedimiento no resulta aplicable cuando los servicios manifiestamente no cumplan con

² En aplicación de lo dispuesto en el artículo 126 del Reglamento de la Ley de Contrataciones del Estado, la garantía de fiel cumplimiento debe ser emitida por una suma equivalente al diez por ciento (10%) del monto del contrato original y mantenerse vigente hasta la conformidad de la recepción de la prestación a cargo del contratista.



las características y condiciones ofrecidas, en cuyo caso LA ENTIDAD no otorga la conformidad, según corresponda, debiendo considerarse como no ejecutada la prestación, aplicándose las penalidades respectivas.

CLÁUSULA DÉCIMA: DECLARACIÓN JURADA DEL CONTRATISTA

EL CONTRATISTA declara bajo juramento que se compromete a cumplir las obligaciones derivadas del presente contrato, bajo sanción de quedar inhabilitado para contratar con el Estado en caso de incumplimiento.

CLÁUSULA UNDÉCIMA: RESPONSABILIDAD POR VICIOS OCULTOS

La conformidad del servicio por parte de LA ENTIDAD no enerva su derecho a reclamar posteriormente por defectos o vicios ocultos, conforme a lo dispuesto por los artículos 40 de la Ley de Contrataciones del Estado y 146 de su Reglamento.

El plazo máximo de responsabilidad del contratista es de dos (02) años contado a partir de la conformidad otorgada por LA ENTIDAD.

CLÁUSULA DUODÉCIMO: PENALIDADES

Si EL CONTRATISTA incurre en retraso injustificado en la ejecución de las prestaciones objeto del contrato, LA ENTIDAD le aplica automáticamente una penalidad por mora por cada día de atraso, de acuerdo a la siguiente fórmula:

$$\text{Penalidad Diaria} = \frac{0.10 \times \text{Monto}}{F \times \text{Plazo en días}}$$

Donde:

- F = 0.25 para plazos mayores a sesenta (60) días o;
- F = 0.40 para plazos menores o iguales a sesenta (60) días.

Tanto el monto como el plazo se refieren, según corresponda, al contrato vigente o ítem que debió ejecutarse o en caso que estos involucraran obligaciones de ejecución periódica, a la prestación parcial que fuera materia de retraso.

Se considera justificado el retraso, cuando EL CONTRATISTA acredite, de modo objetivamente sustentado, que el mayor tiempo transcurrido no le resulta imputable. Esta calificación del retraso como justificado no da lugar al pago de gastos generales de ningún tipo, conforme el artículo 133 del Reglamento de la Ley de Contrataciones del Estado.

Otras Penalidades

Item	Descripción	Unidad de Medida	Penalidad	Otras obligaciones adicionales (a costo de la contratista)
a	SEGURIDAD			
a.1	No dar cuenta a LA EMPRESA de los accidentes de trabajo ocurridos y las enfermedades ocupacionales declaradas	Por cada caso	50%UIT	Multa impuesta por la autoridad



a.2	Realizar acciones temerarias que atenten contra la seguridad del propio trabajador, la de sus compañeros, público en general y/o del proceso.	Por cada caso	10%UIT	Multa impuesta por la autoridad
a.3	Quitar señales de peligro o tarjetas de no energizar, durante trabajos de mantenimiento.	Por cada caso	10%UIT	Multa impuesta por la autoridad
a.4	No hacer uso de los Implementos de protección personal (IPP) adecuados, para los trabajos que se están realizando (casco, guantes, calzado, etc.)	Por cada caso	10%UIT	Multa impuesta por la autoridad
a.5	Trabajar o permitir que se labore bajo el efecto de alcohol o drogas.	Por cada caso	10%UIT	Suspensión del personal.
a.6	Conducir un vehículo, sin contar con la Licencia respectiva y correspondiente a la categoría adecuada, o permitir que los trabajadores conduzcan un vehículo en estas condiciones.	Por cada caso	30%.UIT	Multa impuesta por la autoridad
a.7	No usar señalización en trabajos en la vía pública ni delimitar la zona de trabajo.	Por cada caso	10%UIT	Multa impuesta por la autoridad
a.8	Ingresar o permitir el ingreso a áreas energizadas, sin implementos y/o equipos de protección personal y sin autorización,	Por cada caso	30%.UIT	Multa impuesta por la autoridad
a.9	Fumar o hacer fuego en lugares donde exista material inflamable con peligros de explosión y/o donde exista prohibición de hacerlo.	Por cada caso	10%UIT	Multa impuesta por la autoridad
a.10	Realizar maniobras u operación de los equipos y/o en el sistema, sin permiso o autorización..	Por cada caso	20%UIT	Multa impuesta por la autoridad
a.11	Obviar o no hacer uso de los elementos y/o dispositivos de protección para trabajos en el sistema eléctrico (uso de equipos de tierras franca y temporarias, uso de las boletas de Seguridad, uso de los permisos de trabajo, etc.)	Por cada caso	30%.UIT	Multa impuesta por la autoridad
a.12	Permitir que los trabajadores realicen sus tareas con implementos de protección en mal estado (IPP Y EPP), bajo condiciones inseguras, y aquellos factores que pongan en riesgo la integridad de las personas en general, los equipos y la continuidad de las operaciones	Por cada caso	10%UIT	Multa impuesta por la autoridad
a.13	Permitir que los trabajadores desarrollen sus actividades, sin contar con el seguro Complementario de Riesgos y demás requisitos indispensables.	Por cada caso	10%UIT	Multa impuesta por la autoridad
a.14	Sub Contratación de actividades	Por cada caso	1 UIT	
a.15	Uso de herramientas y equipos manuales y/o eléctricas en mal estado.	Por cada caso	10%UIT	El reemplazo de las herramientas, equipo, elementos de



				trabajo y/o uniformes.
a.16	No utilizar las señales de peligro al transportar materiales y/o equipos en las unidades móviles, además de no utilizar las misMÁS cuando se realice trabajos en campo.	Por cada caso	10%UIT	
a.17	Otros actos, que pueden tener consecuencias consideradas como muy graves (depende de la magnitud de los hechos o las probables situaciones que se pueden originar a raíz de estos actos).	Por cada caso	30%.UIT	Multa impuesta por la autoridad
a.18	No cumplir con la entrega del plan o programa de seguridad y salud.	Por cada caso	30%UIT	
a.19	A requerimiento de LA EMPRESA, No paralizar ni suspender en forma inmediata aquel que implique un riesgo grave e inminente,	Por cada caso	30%.UIT	Multa impuesta por la autoridad
a.20	Incumplimiento del Reglamento de Seguridad y Salud en el Trabajo con Electricidad 2013 - (R.M. 111-2013- MEM/DM) en la parte pertinente; el DS N°009-2005-TR, o Normas, Procedimientos y Directivas de LA EMPRESA.	Por cada caso	30%UIT	Multa impuesta por la autoridad
a.21	Permitir o autorizar la dotación de herramientas, equipos, materiales e implementos que no cuenten con especificaciones técnicas o certificaciones vigentes.	Por cada caso	10%UIT	
a.22	No dar cuenta a LA EMPRESA de los incidentes de trabajo ocurridos.	Por cada caso	10%UIT	Multa impuesta por la autoridad
a.23	Contestar la radio, atender llamada por celular cuando se encuentre manejando alguna unidad Móvil.	Por cada caso	5%UIT	
a.24	Manejar vehículos a velocidades superiores a las indicadas en el reglamento de tránsito o permitir que se conduzca un vehículo en estas condiciones.	Por cada caso	5%UIT	
a.25	No brindar una explicación previas en materia técnica y de seguridad a cerca de la realización de los trabajos (Charla de los cinco minutos)	Por cada caso	5%UIT	
a.26	Otros actos, que pueden tener consecuencias consideradas como graves (depende de la magnitud de las mismas o de las implicancias que pueda ocasionar la materialización de estos eventos).	Por cada caso	10%UIT	
a.27	Incumplir los procedimientos escritos de trabajo seguro (PETS) en las labores realizadas.	Por cada caso	10%UIT	Multa impuesta por la autoridad
a.28	No hacer uso del cinturón de Seguridad al conducir un vehículo.	Por cada caso	5%UIT	
a.29	Utilizar vehículos en mal estado y/o no reportar las fallas que éstos presenten.	Por cada caso	10%UIT	Suspensión de la Unidad Operativa.
a.30	Operar o utilizar equipos de LA EMPRESA sin autorización.	Por cada caso	30%.UIT	



a.31	No mantener el orden y limpieza del lugar de trabajo.	Por cada caso	10%UIT	
a.32	Utilizar los equipos de comunicación para otros fines que no sean laborales (bromas, insultos, etc.)	Por cada caso	10%UIT	
a.33	Hacer bromas y/o provocar distracción durante la realización de los trabajos.	Por cada caso	10%UIT	
a.34	No participar mayoritariamente en las Charlas de Seguridad, Salud en el trabajo y Medio Ambiente, habiendo sido convocado por LA EMPRESA	Por cada caso	10%UIT	
a.35	Uso de vehículos con antigüedad mayor a seis (06) años	Por cada caso	10%UIT	
a.36	Incurrir en negligencia durante el desarrollo de los trabajos por parte de los trabajadores y/o supervisores ocasionando accidentes	Por cada caso	30%UIT	
a.37	No implementar las mejoras y/o correcciones de los PST observados, ello en los plazos otorgados por LA EMPRESA	Por cada caso	10%UIT	
b	MEDIO AMBIENTE			
b.1	Por infracción a la conservación del medio ambiente y al patrimonio cultural de la nación	Por cada caso	60%UIT	Multa impuesta por la autoridad
b.2	Ejecutar trabajos sin seguir las recomendaciones del Estudio de Impacto Ambiental.	Por cada caso	30%UIT	
b.3	Afectar a bienes patrimoniales y culturales de las comunidades nativas y campesinas.	Por cada caso	60%UIT	Multa impuesta por la autoridad
b.4	Construir y operar generando ruido por encima de las tolerancias establecidas afectando áreas sensitivas (Hospitales, Centros educacionales y otros) en horas no apropiadas.	Por cada caso	20%UIT	
b.5	En caso de manejo de materiales peligrosos. No disponer de un plan de manejo de los materiales peligrosos, como protección de la salud de los trabajadores y la prevención de los impactos adversos al ambiente	Por cada caso	30%UIT	
b.6	En caso de utilizar combustibles, materiales tóxicos y otros materiales peligrosos. No desarrollar planes de contingencia para el depósito y limpieza de derrames .	Por cada caso	30%UIT	
b.7	Dejar tirado los residuos de los trabajos realizados	Por cada caso	10%UIT	
b.8	Por incumplir normas vigentes, Directivas o disposición directa de LA EMPRESA referida al Medio Ambiente.	Por cada caso	30%UIT	
c	ASPECTO LEGALES			
c.1	Incumplimiento a Normatividad eléctrica vigente (CNEs, CNE utilización, NTCSE, LCE, etc)	Por cada caso	20%UIT	Multa impuesta por la autoridad
d	ASPECTO LABORAL Y SEGURIDAD SOCIAL			



d.1	No acreditación de pago de obligaciones laborales, tributarias, previsionales, etc., Incumplimiento de presentación de pólizas de seguros, dentro de los plazos señalados, No presentación de contratos de trabajo de su personal dentro de los plazos señalados	Por cada caso	20%UIT	Multa impuesta por la autoridad
d.2	Ocultar vínculo laboral con el trabajador, no colocándolo en planilla de acuerdo a estructura de costos con el que se adjudico el servicio contratado	Por trabajador	20%UIT	Multa impuesta por la autoridad
d.3	No cumplimiento de obligaciones que estén destinadas a cubrir accidentes de trabajo y/o enfermedad del personal.	Por trabajador	20%UIT	Multa impuesta por la autoridad
d.4	Incumplimiento de las obligaciones laborales, tributarias, legales, etc. Falta de pago puntual de remuneraciones a sus trabajadores	Por trabajador	20%UIT	Multa impuesta por la autoridad
e	PUNTUALIDAD			
e.1	Incumplimiento del cronograma de trabajo fijado por la EMPRESA o no concurrir a un trabajo previamente coordinado	Por cada caso	20%UIT	
e.2	No comunicación oportuna de retiros y reemplazos de personal	Por persona	10%UIT	
e.3	Atraso en los cortes de energía programados. Cuando el Contratista llega con demora en el inicio o sobrepase la hora de maniobra programada de trabajo. Tiempos adicionales en los cortes de suministro de energía eléctrica programados acorde al plan de trabajo propuesto por la contratista.	Por cada caso	20%UIT	Costo de compensación de energía a los clientes afectados según Ley y Norma Técnica de Calidad de Servicios Eléctricos
e.4	Impuntualidad en entregar información de los trabajos ejecutados y los no ejecutados según términos de referencias, asimismo impuntualidad en recepcionar la información de LA EMPRESA para el inicio de los trabajos. Referido al inicio previo a los trabajos, por no recabar la información u orden de trabajo que se le asigne	Por cada orden de trabajo.	5%UIT	
e.5	No reemplazo inmediato del personal observado por LA EMPRESA	por persona	10%UIT	
e.6	Impuntualidad en entregar información de los trabajos ejecutados y los no ejecutados.	Por cada orden de trabajo.	5%UIT	
f	EFFECTIVIDAD			
f.2	No subsanación de los trabajos observados por la supervisión de LA EMPRESA	Por cada caso	10%UIT	
f.3	Actividades de Mto. en Distribución no ejecutados o ejecutados fuera de plazo.	Por cada caso	10%UIT	



f.4	Daños a terceros derivado de actividades mal ejecutados,	Por cada caso	20%UIT	Independiente del daño causado, la contratista asumirá el costo de reparación
f.5	No reportar, ni responder a un llamado del personal de la EMPRESA, en los plazos establecidos.	Por cada caso	10%UIT	
f.6	Uso de material inadecuado, cambio de material o uso de material reciclado sin autorización de la EMPRESA	Por cada caso	40%UIT	Pago de los materiales, rehacer el trabajo a costo de la contratista
f.9	Ejecución parcial de actividades programadas	Por cada actividad	15%UIT	
f.10	Ejecución de Actividades sin aprobación previa de LA EMPRESA	por cada caso	35%UIT	
g	SERIEDAD Y PRESENTACION			
g.1	No utilización del fotocheck por parte del personal	Por persona	2%UIT	Más suspensión del trabajador.
g.2	Uso del fotocheck alterado, deteriorado o indebido.	Por persona	2%UIT	Más suspensión del trabajador.
g.3	Labores de supervisión a cargo de personal no acreditado y sin formación profesional o técnica	Por cada caso	5%UIT	
g.4	Falta de impresión del nombre de la CONTRATISTA en las puertas delanteras de los vehículos.	Por cada caso	2%UIT	
g.6	Falta de probidad u honestidad, agresión, maltrato físico o moral del personal contratista a LA EMPRESA o a sus clientes.	Por cada caso	50% UIT	Además de la expulsión del trabajador
g.8	Personal técnico sin uniforme y Uso de uniformes por parte del personal técnico sin el nombre y logo de la empresa contratista	por persona	10%UIT	
g.11	No cumplimiento del equipamiento ofertado en su propuesta técnica.	por cada caso	10% UIT	
g.12	Mala presentación, falta de aseo personal o en la vestimenta, en horario de trabajo.	por persona	2%UIT	
h	ASPECTOS TÉCNICOS			
h.1	Dotación de uniformes, equipos y herramientas de trabajo al personal técnico en mal estado y/o inadecuados para la prestación del servicio.	Por cada caso	10%UIT	El reemplazo de las herramientas, equipo, elementos de



				trabajo y/o uniformes.
h.2	Inadecuado transporte, almacenamiento de materiales, equipos, herramientas o instrumentos.	Por cada caso	10%UIT	Pago de los materiales.
h.3	Equipos e instrumentos con fecha de certificación vencida o sin certificación.	Por cada caso	10%UIT	
h.4	Uso indebido de la infraestructura, equipos y herramientas, de LA EMPRESA, para beneficio propio o de terceros durante ejecución del Servicio o contrato	Por cada caso	20%UIT	Además de la expulsión del trabajador.
h.5	Suministro de materiales menores que no cumplan las especificaciones técnicas.	por cada caso	5%UIT	
i	IMAGEN INSTITUCIONAL			
i.1	Reclamo de cualquier institución o usuario ante la EMPRESA por cualquier causa, ocasionado por parte del personal de la contratista	Por cada caso	15%UIT	Además de el reemplazo del trabajador.
i.2	Falta de orden o limpieza de la zona de trabajo antes, durante o después de la actividad.	Por actividad	10%UIT	
i.3	Pedir y/o recibir dinero u otro análogo por parte del personal de la contratista a cualquier usuario en beneficio propio y/o en perjuicio de LA EMPRESA.	Por cada caso	15%UIT	Además de la expulsión del trabajador.
j	INFORMACION			
j.1	Suministro de información errónea o no acorde con la realidad de los hechos. Diferencias en inventario.	Por cada caso	15%UIT	
j.2	Uso indebido de la información antes, durante y/o después de la ejecución de las actividades, de la orden del servicio o contrato	Por cada caso	20%UIT	
j.3	Pérdida de información o documentos entregados por la EMPRESA	Por cada caso	10%UIT	
j.4	Incumplimiento en la entrega de la liquidación final de la actividad en el plazo previsto en el contrato	Por cada caso	5%UIT	

NOTA:

1.- En todos los casos, su abono no libera al contratista de su responsabilidad frente a terceros o frente a LA ENTIDAD, por las consecuencias de un eventual incumplimiento de sus obligaciones, así como por los daños y perjuicios que pudiera ocasionar a terceros y/o a LA ENTIDAD.

Estas penalidades se deducen de los pagos a cuenta o del pago final, según corresponda; o si fuera necesario, se cobra del monto resultante de la ejecución de la garantía de fiel cumplimiento.

Estos dos tipos de penalidades pueden alcanzar cada una un monto máximo equivalente al diez por ciento (10%) del monto del contrato vigente, o de ser el caso, del ítem que debió ejecutarse.

Cuando se llegue a cubrir el monto máximo de la penalidad por mora o el monto máximo para otras penalidades, de ser el caso, LA ENTIDAD puede resolver el contrato por incumplimiento.



CLÁUSULA DÉCIMO TERCERA: RESOLUCIÓN DEL CONTRATO

Cualquiera de las partes puede resolver el contrato, de conformidad con el literal d) del inciso 32.3 del artículo 32 y artículo 36 de la Ley de Contrataciones del Estado, y el artículo 135 de su Reglamento. De darse el caso, LA ENTIDAD procederá de acuerdo a lo establecido en el artículo 136 del Reglamento de la Ley de Contrataciones del Estado.

CLÁUSULA DÉCIMO CUARTA: RESPONSABILIDAD DE LAS PARTES

Cuando se resuelva el contrato por causas imputables a algunas de las partes, se debe resarcir los daños y perjuicios ocasionados, a través de la indemnización correspondiente. Ello no obsta la aplicación de las sanciones administrativas, penales y pecuniarias a que dicho incumplimiento diere lugar, en el caso que éstas correspondan.

Lo señalado precedentemente no exime a ninguna de las partes del cumplimiento de las demás obligaciones previstas en el presente contrato.

CLÁUSULA DÉCIMO QUINTA: ANTICORRUPCIÓN

EL CONTRATISTA declara y garantiza no haber, directa o indirectamente, o tratándose de una persona jurídica a través de sus socios, integrantes de los órganos de administración, apoderados, representantes legales, funcionarios, asesores o personas vinculadas a las que se refiere el artículo 248-A, ofrecido, negociado o efectuado, cualquier pago o, en general, cualquier beneficio o incentivo ilegal en relación al contrato.

Asimismo, el CONTRATISTA se obliga a conducirse en todo momento, durante la ejecución del contrato, con honestidad, probidad, veracidad e integridad y de no cometer actos ilegales o de corrupción, directa o indirectamente o a través de sus socios, accionistas, participacionistas, integrantes de los órganos de administración, apoderados, representantes legales, funcionarios, asesores y personas vinculadas a las que se refiere el artículo 248-A.

Además, EL CONTRATISTA se compromete a comunicar a las autoridades competentes, de manera directa y oportuna, cualquier acto o conducta ilícita o corrupta de la que tuviera conocimiento; y adoptar medidas técnicas, organizativas y/o de personal apropiadas para evitar los referidos actos o prácticas.

CLÁUSULA DÉCIMO SEXTA: MARCO LEGAL DEL CONTRATO

Sólo en lo no previsto en este contrato, en la Ley de Contrataciones del Estado y su Reglamento, en las directivas que emita el OSCE y demás normativa especial que resulte aplicable, serán de aplicación supletoria las disposiciones pertinentes del Código Civil vigente, cuando corresponda, y demás normas de derecho privado.

CLÁUSULA DÉCIMO SETIMA: SOLUCIÓN DE CONTROVERSIAS

Las controversias que surjan entre las partes durante la ejecución del contrato se resuelven mediante conciliación o arbitraje, según el acuerdo de las partes.

Cualquiera de las partes tiene derecho a iniciar el arbitraje a fin de resolver dichas controversias dentro del plazo de caducidad previsto en los artículos 122, 137, 140, 143, 146, 147 y 149 del Reglamento de la Ley de Contrataciones del Estado o, en su defecto, en el inciso 45.2 del artículo 45 de la Ley de Contrataciones del Estado.

El arbitraje será institucional y resuelto por árbitro único. LA ENTIDAD propone las siguientes instituciones arbitrales: Cámara de Comercio de Huancayo.



Facultativamente, cualquiera de las partes tiene el derecho a solicitar una conciliación dentro del plazo de caducidad correspondiente, según lo señalado en el artículo 183 del Reglamento de la Ley de Contrataciones del Estado, sin perjuicio de recurrir al arbitraje, en caso no se llegue a un acuerdo entre ambas partes o se llegue a un acuerdo parcial. Las controversias sobre nulidad del contrato solo pueden ser sometidas a arbitraje.

El Laudo arbitral emitido es inapelable, definitivo y obligatorio para las partes desde el momento de su notificación, según lo previsto en el inciso 45.8 del artículo 45 de la Ley de Contrataciones del Estado.

CLÁUSULA DÉCIMO OCTAVA: FACULTAD DE ELEVAR A ESCRITURA PÚBLICA

Cualquiera de las partes puede elevar el presente contrato a Escritura Pública corriendo con todos los gastos que demande esta formalidad.

CLÁUSULA DÉCIMO NOVENA: DOMICILIO PARA EFECTOS DE LA EJECUCIÓN CONTRACTUAL

Las partes declaran el siguiente domicilio para efecto de las notificaciones que se realicen durante la ejecución del presente contrato:

DOMICILIO DE LA ENTIDAD: Jr. Amazonas N° 641, Huancayo.

DOMICILIO DEL CONTRATISTA: Jr. Faustino Quispe Nro. 351 – Urb. Miraflores - El Tambo-Huancayo

La variación del domicilio aquí declarado de alguna de las partes debe ser comunicada a la otra parte, formalmente y por escrito, con una anticipación no menor de quince (15) días calendario.

De acuerdo con las bases integradas, la oferta y las disposiciones del presente contrato, las partes lo firman por duplicado en señal de conformidad en la ciudad de Lima a los 23 días del mes de octubre del 2018.




Ing. ROMEO ROJAS BRAVO
Gerente Regional
LA EMPRESA


LIC. HUMBERTO ANTONIO VÉLEZ RACZY
Gerente de Administración y Finanzas
LA EMPRESA


ANDRÉS MARTÍN RATTO ROJAS
Representante Legal
ENERGÍA Y ORGANIZACIÓN DE SISTEMAS S.A.

ANEXO 02

ACTA DE INICIO DE SERVICIO EOS S.A.



"AÑO DEL DIÁLOGO Y LA RECONCILIACIÓN NACIONAL"

ACTA DE INICIO DE SERVICIO DE CONTRATO GR-069-2018/ELCTO

Siendo las 15:00 horas del día 22 de noviembre del 2018, se reunieron en la Oficina de la Gerencia Técnica de Electrocentro S.A., en la ciudad de Huancayo, el Ing. Andrés Ratto Rojas, Gerente General de la empresa EOS S.A., y el Ing. Luís Bravo De La Cruz, Gerente Técnico de Electrocentro S.A., a fin de acordar la fecha de inicio del contrato GR-069-2018/ELCTO – **"Servicio de mantenimiento y operación del sistema de distribución en Electrocentro S.A. - Zonas Urbano y Urbano Rural, Item 1: Unidades de Negocio Huancayo y Valle Mantaro"**; la misma que será el día **23 de noviembre de 2018**; para lo cual, se presentará en las Unidades de Negocio mencionadas, con los requisitos señalados en el contrato para el inicio del servicio.

En señal de conformidad firman el presente documento en duplicado.

POR EOS S.A.

POR ELECTROCENTRO S.A.:

ING. ANDRÉS RATTO ROJAS
Gerente General

ING. LUÍS BRAVO DE LA CRUZ
Gerente Técnico

ANEXO 03

PERMISO DE TRABAJO



CODIGO	PDD02-R06
REVISION	01
FECHA	28/08/2015

PERMISO DE TRABAJO

Fecha: 10/05/2020

Contratista: EOS S.A.	
<u>ACTIVIDADES A EJECUTAR:</u>	3.-
1.- INSTALACION DE EQUIPOS DE PROTECCION: SEÑALIZADORES DE FALLAS, CUT OUT DIGITALES, RECLOSER, SECC INTELIGENTES 03 ETAPAS EN EL ALIMENTADOR A4603_SERV. ELECT. JAUJA	4.-
2.-	5.-
Plan de Trabajo: N° EOS-VMJ/MT-0121-05-2020	Nombre de Solicitante: BACH/ING. FLORES FELICIANO ANTONY
Dirección de la actividad: JAUJA	Cargo de Solicitante: ASISTENTE LI. - SE JAUJA EOS SA - VALLE MANTARO
CLASE DE MANTENIMIENTO : PREDICTIVO () PREVENTIVO () CORRECTIVO (X) EMERGENCIA (X) OTROS ()	
 Firma Representante Contratista (Solicitante)	 Firma Supervisor/Analista Electrocentro
 Firma Jefe UMUJER tecnico, Electrocentro	
REPORTE DE EJECUCION DE ACTIVIDADES	
Fecha de finalización del permiso: 10/05/2020	
<u>ACTIVIDADES DESARROLLADAS (resumen).</u> ATENCION DE EMERGENCIAS MT-SED _____ APERTURA Y CIERRE DE SECCIONAMIENTOS _____ INSTALACION DE EQUIPOS DE PROTECCION _____	Cancelación permiso de trabajo _____ Firma Supervisor Electrocentro Hora 16:30

ANEXO 04

PLAN DE TRABAJO N° EOS-VMJ/MT-0121-05-2020



PLAN DE TRABAJO N° EOS-VMJ/MT-0121-05-2020

INSTALACION DE EQUIPOS DE PROTECCION: SEÑALIZADORES DE FALLAS, CUT OUT DIGITALES, RECLOSER, SECC INTELIGENTES 03 ETAPAS EN EL ALIMENTADOR A4603_SERV. ELECT. JAUJA

CON RESTRICCIÓN DE SERVICIO 10/05/2020

1. ANTECEDENTES

REFERENCIA: PLAN ANUAL DE MANTENIMIENTO VALLE MANTARO SS.EE. JAUJA

El presente plan de trabajo programado corresponde a la ejecución del Contrato N° GR-100-2019/ELCTO, GR a cargo del CONSORCIO EECOL Y EOS SA. Dentro de los programas de Mantenimiento que viene desarrollando ELECTROCENTRO S.A. para el montaje y puesta en servicio de los equipos de protección.

2. OBJETIVOS

El objetivo de Proyecto es:

- Mejorar el nivel de selectividad y confiabilidad de los sistemas de protección de los Alimentadores en Media Tensión mediante la implementación de Recloser, seccionadores, Reguladores de tensión, contadores de descargas y señalizadores de fallas.
- Evitar el envejecimiento de la Infraestructura Eléctrica y reducir el cambio de fusibles fusionados por fallas transitorias.
- Reducir la cantidad y duración de interrupciones mejorando la confiabilidad y continuidad del suministro eléctrico, reduciendo las compensaciones.
- Reducción de Costos Operativos (reducción de fusión de fusibles, reclamos, atención de emergencias, operación de seccionamiento, etc.), mejorar de la imagen empresarial.

Así mismo el presente plan de trabajo es brindar información sobre las actividades a realizar, en la interrupción de servicio eléctrico, personal a intervenir, procedimientos, equipos y herramientas.

Las actividades con Interrupción de Servicio Eléctrico, forma parte del Servicio "Montaje, pruebas y puesta en Servicio de Reconectores, Seccionadores, Indicadores de falla, Reguladores de tensión, Pararrayos, Seccionadores cut out y Sistemas de puestas a tierra en 24 sistemas eléctricos – Electrocentro s.a." – 1era Etapa".

Estas actividades de montaje electromecánico se realizarán durante el Mantenimiento programado con corte de energía del 10.05.2020 en la en el alimentador A4603, programado por la empresa Electrocentro S.A

3. FECHA Y HORA

Día de corte 10/05/2020 desde 06:00 a 16:30 Horas con corte al servicio.

LAS INSTALACIONES BT QUE SE INTERVENDRAN PERTENECEN AL ALIMENTADOR A4603 DEL SS.EE-JAUJA, VER PLANO DE UBICACION N° 01 QUE SE ANEXA

4. RESPONSABLES Y GRUPOS DE TRABAJO

Ingeniero de campo : Ing. Saúl Iván Gamarra Moreno : 999929206.
Asistente de Mantenimiento : Bach/Ing. Flores Feliciano Antony : 996658480.

5. GRUPOS DE TRABAJO

Página 1 de 6

Grupo N° 1

PERSONAL	APELLIDOS Y NOMBRES	DNI	CARGO	EMPRESA
1	Yupanqui Cuadrado, José Alberto	45513304	Téc. Electricista	EOS S.A.
2	Yupanqui Gave, José Dado	20668285	Téc. Electricista	EOS S.A.
3	Ingaroca Cristóbal, Pepe Luisyrño	47625251	Técnico Ayudante	EOS S.A.

Camioneta : Toyota Hilux 4x4
Placa : W51-822

Grupo N° 2

PERSONAL	APELLIDOS Y NOMBRES	DNI	CARGO	EMPRESA
1	Salazar Soto, Héctor	20719461	Téc. Electricista	EOS S.A.
2	Cuadrado Pelayo, Julio	20723848	Téc. Electricista	EOS S.A.
3	Caso Egoavil, Kilsman Jhonny	75018043	Técnico Ayudante	EOS S.A.

Camioneta : FORD RANGER
Placa : BEH-918

Operador de Grúa

PERSONAL	APELLIDOS Y NOMBRES	DNI	CARGO	EMPRESA
1	Mantari Córdoba Geremias.	20059117	Operador	EOS S.A.

Camión Grúa : MERCEDES BENZ
Placa : BAQ-851

6. CRONOGRAMA DE DESARROLLO DE ACTIVIDADES

ITEM	ACTIVIDADES	Mayo - 2020		
		05	10	11
1	Inspección, evaluación de riesgo, Acopio de materiales.	X		
2	Actividades preliminares: <ul style="list-style-type: none"> Colocar las señalizaciones en el área de trabajo. Realizar la charla de 5 minutos. Acopio y adecuación de materiales. Excavación de Hoyos. Limpieza de área de trabajo. 	X		
3	Ejecución del plan de trabajo <ul style="list-style-type: none"> Colocar las señalizaciones en el área de trabajo. Realizar la charla de 5 minutos. Montaje, pruebas y puesta en Servicio de Reconnectores, Seccionadores, Indicadores de falla, Reguladores de tensión, Paramrayos, Seccionadores cut out y Sistemas de puestas a tierra en 24 sistemas eléctricos Limpieza de área de trabajo. 		X	
4	Liquidación de OM			X

7. ANALISIS DE SEGURIDAD EN EL TRABAJO

Para ejecución del Plan de Trabajo, el personal cumplirá estrictamente con los procedimientos detallados en los instructivos referidos al mantenimiento de redes BT.

- EOS-PETS-D-MT-001 - Inspección Ligera de redes MT
- EOS-PETS-D-MT-061 - Cambiar instalar Paramrayos
- EOS-PETS-D-MT-062 - Cambiar-instalar Seccionador Tipo Cut Out

- EOS-PETS-D-MT-063 - Limpieza y ajuste en Sistema de Protección y-o Maniobra (Recloser, Seccionado bajo carga, condensadores)
- EOS-PETS-D-MT-064 - Mantenimiento de equipo de protección y-o maniobra
- EOS-PETS-D-SED-014 - Instalación-cambio de tableros de distribución
- EOS-PETS-D-SED-021 - Cambio-instalación de terminales

Los responsables de cada grupo antes de iniciar sus actividades deben efectuar La Charla de 5 minutos y relleno correcto de las Herramientas de Gestión de seguridad, salud ocupacional y medio ambiente:

- Verificación de herramientas e implementos de seguridad.
- Identificación de peligros, evaluación de riesgos y medidas de control.

Los supervisores deberán de velar por el correcto cumplimiento de los procedimientos y Reglamento de Seguridad y Salud en el Trabajo de las Actividades Eléctricas, R.M. 111-2013-MEM/DM¹, teniendo la facultad de suspender las actividades, si las considera inseguras; del mismo modo guiará la correcta señalización para los trabajos en la vía pública y se asegurará del buen estado de conservación de las herramientas e implementos de seguridad del personal técnico.

Cada personal deberá contar obligatoriamente con:

PERSONAL TÉCNICO

Actividad de trabajo: Labores de montaje electromecánico.

- ✓ Ropa de trabajo (Camisa y Pantalón).
- ✓ Casco o protector dieléctrico con barbiqueo.
- ✓ Lentes de protección.
- ✓ Zapatos dieléctricos.
- ✓ Guantes de cuero badana.
- ✓ Guantes dieléctricos.
- ✓ Mascarilla biomédica.
- ✓ Arnés tipo liniero de cuerpo completo, faja de anclaje y línea de Vida, línea de posicionamiento, pasos.

PERSONAL AYUDANTE

Actividad de trabajo: Transporte y manipuleo de material varios.

- ✓ Ropa de trabajo (pelo y Pantalón).
- ✓ Casco dieléctrico con barbiqueo.
- ✓ Lentes de protección.
- ✓ Zapatos Dieléctricos.
- ✓ Guantes de cuero.
- ✓ Mascarilla biomédica.

B. ACTIVIDADES PROGRAMADAS

Actividades Preliminares

- Inspección minuciosa de redes BT.
- Preparación de herramientas y Materiales requeridos.

Actividades programadas:

- Inspección Ligera de redes MT
- Colocar las señalizaciones en el área de trabajo.
- Realizar la charla de 5 minutos.
- Instalación de poste BT.
- Cambio de postes de madera por CAC 9/300 BT.
- Reubicación de redes BT.
- Retiro de postes de madera.
- Limpieza de área de trabajo.

➤ Firma de boletas de Atención.

9. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- La responsabilidad de supervisión y el control de esta actividad, estará a cargo del personal del supervisor de la contratista.
- El personal técnico y supervisor a cargo están obligados a portar los implementos biomédicos. Por el caso COVID 19.
- Las actividades deberán efectuarse obligatoriamente dentro del período definido en el cronograma, incluyendo la liquidación respectiva de orden de mantenimiento ejecutada.
- Personal debe respetar los reglamentos de la empresa y cumplir correctamente los PETS.

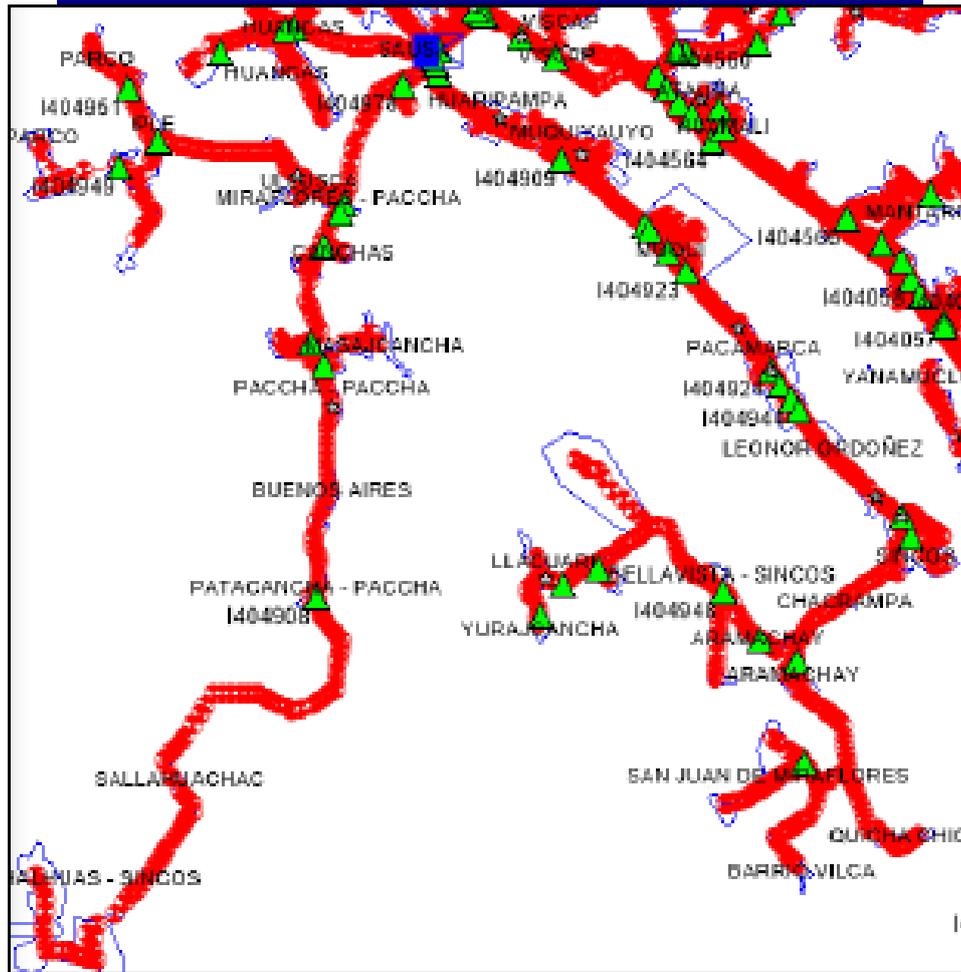
Jauja, 05 de Mayo del 2020

PLAN DE TRABAJO N° EOS-VMJ/MT-0121-05-2020

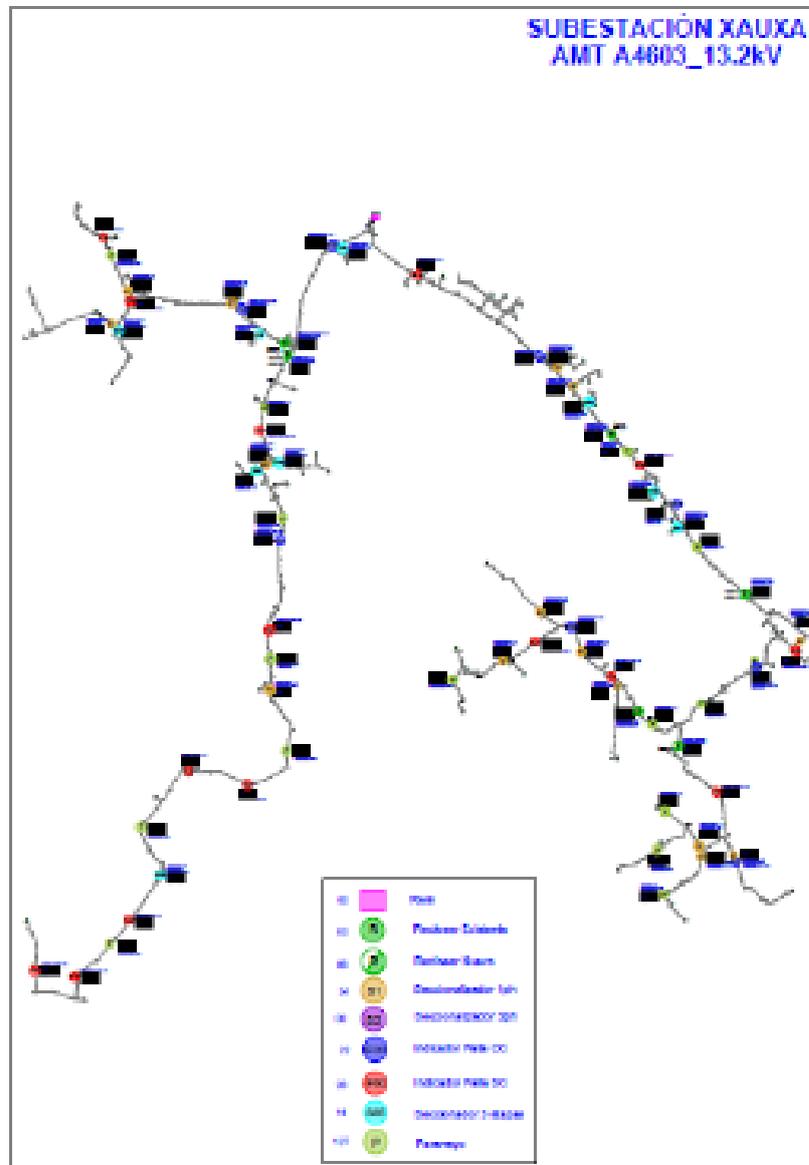
INSTALACION DE EQUIPOS DE PROTECCION: SEÑALIZADORES DE FALLAS, CUT OUT DIGITALES, RECLOSER, SECC INTELIGENTES 03 ETAPAS EN EL ALIMENTADOR A4603_SERV. FLECT. JAUIA

CON RESTRICCIÓN DE SERVICIO 10/05/2020

PLANO DE UBICACIÓN N°1 – ALIMENTADOR A4603



PLANO DE ESTUDIO - ALIMENTADOR A4603



ANEXO 05

BOLETA DE LIBERACIÓN



CODIGO	PDC15-R03
REVISION	03
FECHA	17/03/2010

BOLETA DE LIBERACIÓN N° <u>0025</u>			
ZONA DE TRABAJO:	JAUJA - MARGEN DERECHA Y QUEBRADA MANT.	FECHA:	10.05.2020
SEP:	SEP XAUXA P404	SECC:	Nivel de
ALIMENTADOR:	A4803	SED:	Tensión (kV) 13.2
SE DEJA CONSTANCIA QUE LA ZONA DE TRABAJO SE ENCUENTRA AISLADA SIN TENSIÓN Y CON LÍNEA A TIERRA EN: <u>AGUAS ABAJO DEL SECCIONAMIENTO I404901</u>			
TIPO DE MANIOBRA			
BARRA	<input checked="" type="checkbox"/>	MOTIVO:	INSTALACION DE EQUIPOS DE PROTECCION: SEÑALIZADORES DE FALLAS, CUT OUT DIGITALES, RECLOSER, SECC INTELIGENTES 03 ETAPAS EN EL ALIMENTADOR A4803_SERV. ELECT. JAUJA
SECC.	<input type="checkbox"/>		
SED	<input type="checkbox"/>		
ROMPE TRAMO	<input type="checkbox"/>		
HORA PERMISO	08:00		
RESPONSABLE DE MANIOBRAS:	ING. JHONNY CAMPOS E		
RESPONSABLE DE TRABAJOS:	BACH/ING. FLORES FELICIANO ANTONY		
HORA FINALIZACION	16:30		
RESPONSABLE DE MANIOBRAS:	ING. JHONNY CAMPOS E		
RESPONSABLE DE TRABAJOS:	BACH/ING. FLORES FELICIANO ANTONY		

ANEXO 06

CERTIFICADO DE TRABAJO



ESTUDIO Y EJECUCIÓN DE PROYECTOS ELÉCTRICOS,
TELÉFONICOS Y CIVILES, MENSAJERÍA
MANTENIMIENTO DE REDES E INSTALACIONES ELÉCTRICAS
Y SERVICIOS GENERALES



CERTIFICADO DE TRABAJO

Mediante el presente se deja constancia que el Sr. FLORES FELICIANOANTONY LUIS, identificado con DNI. N° 76600756; viene laborando en la empresa "Energía y Organización de Sistemas S.A." desde el 02 de Enero del 2020 al 18 de febrero del 2021 con el cargo de "Asistente Liquidador - Supervisor", del S.S.E.E JAUJA en el área de distribución, como personal eventual con recibo de Honorarios, habiéndose desempeñado a satisfacción de nuestra organización.

Se expide el presente, a solicitud del interesado para los fines que el caso amerite.

Huancayo, 18 de Febrero del 2021

J. Faustro N° 345 - 331 - (064)248888 - Cel. (954)630144 - El Tambo - Hys.
E_mail: eos.hyo@eospsa.com

DP. SUCLIMALES: QUITOS Av. Havelro Caser N° 730 Mauros - PUNAHANA Cel. 98638726 - RPA# 8961201
PUCALLPA, Jr. Miguel Grau Max. El Loro 8 - Urubí Corner Puntillo - Tarma Cel. 87197179 - RPA# 85201818
AYACUCHO Jr. Gervasio N° 372 Cel. 98320577 - RPA# 8527358
HUANCAYO Jr. Tarma N° 125 - Cel. 95430594 - RPA# 85940094

ANEXO 07

FOTOS:









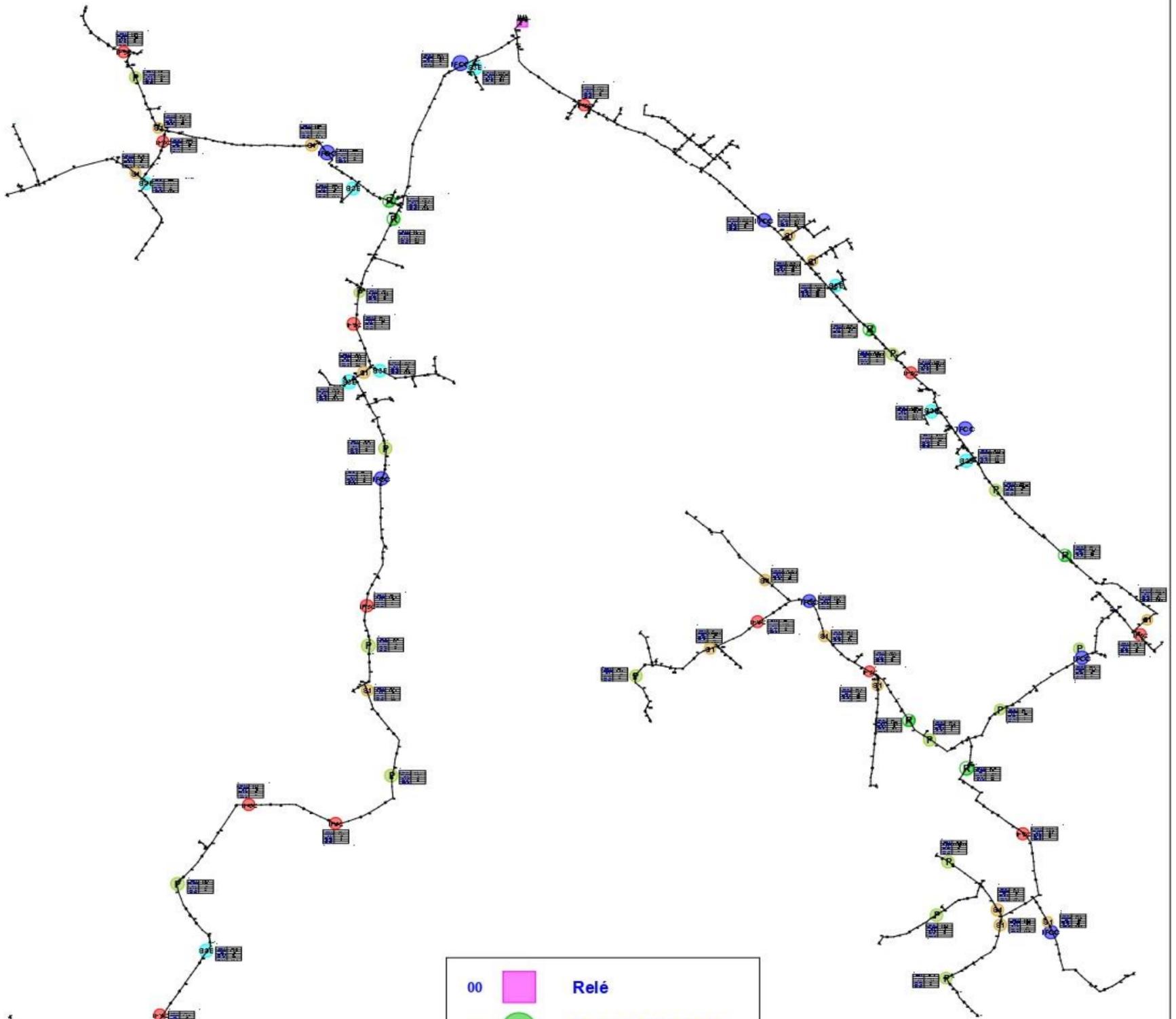




ANEXO 8

PLANO DEL SISTEMA ELÉCTRICO ANTES DE LA INSTALACIÓN DE EQUIPOS.

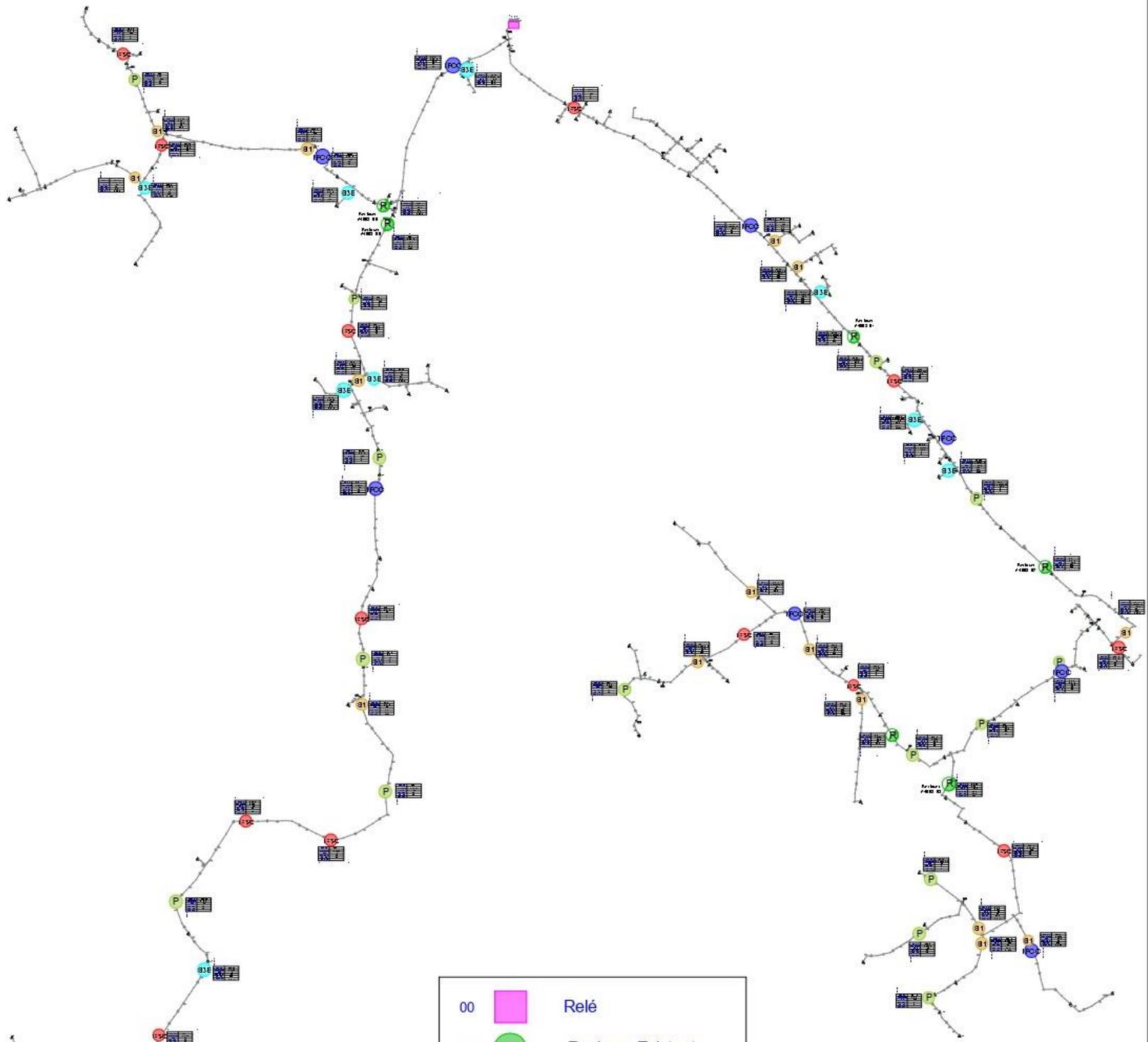
SUBESTACIÓN XAUXA AMT A4603_13.2kV



00		Relé
00		Recloser Existente
06		Recloser Nuevo
34		Seccionalizador 1ph
00		Seccionalizador 3ph
22		Indicador Falla CC
28		Indicador Falla SC
14		Seccionador 3 etapas
127		Pararrayo

ESTUDIO DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES	Proyecto
Sistema Eléctrico 13.2kV AMT A4603	Subestación Xauxa
13.2kV - 13.2kV	Fecha: 11/2021
PowerPoint 13.17	Elaborado:

SUBESTACIÓN XAUXA AMT A4603_13.2kV



00	■	Relé
00	● R	Recloser Existente
06	○ R	Recloser Nuevo
34	○ S1	Seccionalizador 1ph
00	○ S3	Seccionalizador 3ph
22	○ IFCC	Indicador Falla CC
28	○ IFSC	Indicador Falla SC
14	○ S3E	Seccionador 3 etapas
127	○ P	Pararrayo



CONFORMIDAD N° 010-2020

O.M. N° 500391083.

DESCRIPCION: "MONTAJE, PRUEBAS Y PUESTA EN SERVICIO DE RECONECTADORES, SECCIONALIZADORES, INDICADORES DE FALLA, REGULADORES DE TENSION, PARARRAYOS, SECCIONADORES CUT OUT Y SISTEMAS DE PUESTAS A TIERRA EN 11 SISTEMAS ELECTRICOS – ELECTROCENTRO S.A." 1 ETAPA

El Gerente Técnico y el Jefe Unidad de Mantenimiento Distribución luego de haber revisado el expediente preliminar de liquidación de la OM No.500391083 e inspeccionado in situ los materiales utilizados y las actividades realizadas (JULIO 2020 - C. EECOL).

OTORGA:

CONFORMIDAD, a la ejecución de la OM N° 500391083 denominado "MONTAJE, PRUEBAS Y PUESTA EN SERVICIO DE RECONECTADORES, SECCIONALIZADORES, INDICADORES DE FALLA, REGULADORES DE TENSION, PARARRAYOS, SECCIONADORES CUT OUT Y SISTEMAS DE PUESTAS A TIERRA EN 11 SISTEMAS ELECTRICOS – ELECTROCENTRO S.A." 1 ETAPA"



Firmado digitalmente
por CAMPOS ESPIRITU
Jhonny Luis FAU
20129646099 soft
Fecha: 2021.04.15
13:38:34 -05'00'

Gerente de Distribución/
Jefe Unidad de Negocios/
Jefe SEM



Ing. Juan Aguilar Molina
Jefe Unidad Control de Operaciones (U)
ELECTROCENTRO S.A.

Jefe Unidad de Mantenimiento
Distribución / Jefe Técnico /
Supervisor Mantenimiento SED de SEM

Huancayo, 06 de agosto de 2020.

CODIGO : PDD07-R2
REVISION : 03
FECHA : 15/06/2010

Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad del Centro S.A.
Una empresa del Grupo DistriLuz

Jr. Amazonas 641 – Huancayo, PERU

T (064) 481300
F (064) 481300
Anx. 84 122