

UNIVERSIDAD CATÓLICA DE SANTA MARÍA

FACULTAD DE CIENCIAS E INGENIERÍAS FÍSICAS Y FORMALES

ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERÍA MECÁNICA, MECÁNICA-
ELÉCTRICA Y MECATRÓNICA



ANÁLISIS DE RIESGO ELÉCTRICO Y OPTIMIZACIÓN DE LOS
PROCEDIMIENTOS TÉCNICOS EN REDES DE DISTRIBUCIÓN PARA MEJORAR
LA SEGURIDAD PÚBLICA ANTE EL CRECIMIENTO DE LA DEMANDA
ELÉCTRICA CASO SEAL SECTOR TÍPICO 2 – SE: AREQUIPA

Tesis presentada por el Bachiller:

JAVIER SOLIS MANSILLA

Para optar el Título Profesional de:

INGENIERO MECÁNICO ELECTRICISTA

AREQUIPA – PERÚ
2015



Mi eterno agradecimiento a
mis seres más queridos.

Javier.

ÍNDICE

RESUMEN	VII
ABSTRACT	VIII
INTRODUCCIÓN	IX
 CAPITULO I: GENERALIDADES	 10
1.1. Justificación Y Relevancia Del Estudio.....	10
1.2. Descripción Del Problema.	11
1.3. Objetivo.....	12
1.3.1 Objetivo General	12
1.3.2 Objetivo Específico	12
1.4. Hipótesis.....	12
1.5. Variables.	13
1.5.1 Variables Independientes	13
1.5.2 Variables Dependientes.....	13
1.6. Delimitación De Las Fronteras Del Estudio.	13
1.7. Metodología.	13
 CAPÍTULO II: SECTOR ELECTRICO PERUANO Y PROCEDIMIENTOS DE SUPERVISIÓN EN ACTIVIDADES ENERGÉTICAS.....	 15
2.1. Introducción	15
2.2. Sector Eléctrico Peruano	16
2.2.1 Formación De La Industria Electrica	16
2.2.2 Generación De Energía Eléctrica	16
2.2.3 Transmisión De Energía Eléctrica.....	17
2.2.4 Distribución De Energía Eléctrica.....	17
2.2.5 Comercialización De Energía Eléctrica	22
2.2.6 Normas Y Contexto Regulatorio Del Sector Eléctrico Peruano	23

2.3. Reglamento De Supervisión De Actividades Energéticas En Empresas Del Sector Eléctrico	24
2.3.1. Procedimiento Para La Supervisión De Las Instalaciones De Distribución Eléctrica Por Seguridad Pública (Resolución Osinermin N° 228-2009-Os/Cd)	26
2.3.2. Proceso Y Cumplimiento De Supervisión	27
2.4. Definición De Análisis De Riesgo	28
2.4.1. Fundamentos Del Análisis Del Riesgo.....	28
2.5. Riesgo Eléctrico	30
2.5.1. Factores De Riesgo Eléctrico	30
2.5.2. Riesgo Eléctrico Por Distancias Mínimas De Seguridad En Edificaciones.	33
2.5.3. Causalidad De Accidentes Por Distancias Mínimas De Seguridad	35
2.6. Gestión De Riesgo En El Sector Eléctrico	36
 CAPÍTULO III: METODOLOGÍA Y ACTIVIDADES PARA ANÁLISIS DE RIESGO POR DISTANCIAS MÍNIMAS DE SEGURIDAD EN REDES DE DISTRIBUCIÓN.....	40
3.1. Estado Actual De La Concesionaria Sociedad Eléctrica Sur Oeste S.A	40
3.2. Demanda Y Crecimiento Energético	40
3.3. Muestra Subestaciones De Transmisión Y Redes De Media Tensión.....	42
3.3.1. Subestaciones De Transmisión.....	42
3.3.2. Redes De Media Tensión	43
3.4. Base De Datos Y Sistemas Informáticos	44
3.4.1. Sistema De Información Geográfica (Gis).....	44
3.4.2. Sistema De Información De Subestaciones Ekseal.....	47
3.4.3. Sistema De Información De Interrupciones	48
3.4.4. Sistema De Información De Las Deficiencias Procedimiento 228-2009-Os/Cd.....	49

CAPITULO IV: PROBLEMÁTICA Y RESULTADOS EN LA CONFIABILIDAD DE PROCEDIMIENTOS PARA LA SEGURIDAD PUBLICA POR EL CRECIMIENTO DE LA DEMANDA.....	50
4.1 Procedimiento N° 011-2004-Os/Cd	50
4.2 Procedimiento N° 377-2006-Os/Cd:	50
4.3 Procedimiento N° 228-2009-Os/Cd:	51
4.4 Resolución De Consejo Directivo Osinergmin N° 090-2010-Os/Cd, ...	51
4.5 Procedimiento N° 735-2007-Os/Cd Y Procedimiento N° 107-2010-Os/Cd:	52
4.6 Reglamento De Seguridad Y Salud En El Trabajo Con Electricidad - 2013.....	52
4.7 Sistema Nacional De Gestión Del Riesgo De Desastres, Ley N° 29664	53
4.7.1 Descripción De Deficiencias Según Procedimiento N° 228-2009 Os/C.....	54
4.7.2 Situación Actual En Distancias Mínimas De Seguridad	58
4.7.3 Deficiencias Identificadas Y Levantadas 2010 – 2014	60
4.7.4 Deficiencias Metas Identificadas Año 2014.....	61
4.7.5 Origen De Deficiencias	63
4.8 Causas De Interrupciones En Alimentadores.....	70
4.8.1 Interrupciones En Redes Mt Arequipa, Años 2013 – 2014.....	70
4.8.2 Interrupciones En Distribución Por Alimentadores Mt - 2013 Y 2014, Según Tipo De Falla.....	71
4.8.3 Origen De Interrupciones En Alimentadores	73
4.9 Identificación Ruta Crítica – Dms Y Interrupciones.....	79
4.10 Desarrollo De Actividades	80
4.10.1 Identificación De Deficiencias Por Riesgo Eléctrico Grave Generado.....	80
4.10.2 Inspecciones Rutinarias Por Condición Sub Estándar En Instalaciones Electricas De Seal.....	82
4.10.3 Notificación Para Prevenir Riesgo Electrico Grave Generado A Involucrados	83
4.11 Resultado De Analisis De Riesgo Por Dms	85

CAPITULO V: PROPUESTAS PARA EL CAMBIO DE CONFIABILIDAD EN EL DESARROLLO DE LA DEMANDA ELECTRICA (2015 - 2020)	89
5.1 Incorporación De Avisos Informativos Al Dorso De Recibo De Luz.	89
5.2 Desarrollo E Ingenieria En Redes De Distribucion	92
5.2.1 Topologia De Redes De Media Tensión	92
5.2.2 Disponibilidad De Recurso Humanos En Contratista	94
5.2.3 Indicadores Saidi Y Saifi.....	98
5.2.4 Costos Incurridos Por Seal	104
5.2.5 Errores Incurridos Al Levantar Deficiencias	106
5.3 Alternativas Y Estrategias De Solución.....	108
5.3.1 Aspectos Técnicos.....	108
5.3.2 Levantamiento De Nuevas Deficiencias Amparados En Directiva De Fuerza Mayor	108
5.3.3 Notificación De Riesgo Electrico Grave Generado	112
5.4 Implementación De Formato De Inspección Mt (Deficiencias-Confiabilidad)...112	
5.5 Consideraciones En Ampliaciones En Redes De Media Tensión.....113	
5.6 Levantamiento De Deficiencias Mediante Proyectos De Inversión	116
5.7 Recursos Requeridos.....	116
CONCLUSIONES	119
RECOMENDACIONES	121
BIBLIOGRAFÍA	124
ANEXOS	125

RESUMEN

La presente investigación por su enfoque, de tipo cualitativo-descriptivo, se lleva a cabo observaciones directas en los alrededores de Arequipa, se recolecta información y se realizan descripciones de la realidad encontrada. Para este trabajo de investigación se describen situaciones y eventos que ocurren dentro de la Distribución Eléctrica de la empresa concesionaria.

Los datos y la información recolectada provienen del programas que se mencionara en los siguientes Capítulos que permiten la organización, almacenamiento, manipulación, análisis y modelización de grandes cantidades de datos procedentes de inspecciones en campo, Procedimientos por medio de OSINERGMIN, tesis de universidades nacionales e internacionales y entidades involucradas, como la Dirección General de Electricidad del Ministerio de Energía y Minas (DGE-MINEM).

En referencia a lo indicado anteriormente, se infiere que no se ha identificado ni establecido la ruta crítica ni las restricciones principales en el levantamiento de las metas impuestas por el fiscalizador; es decir, no se han tomado en cuenta las tolerancias que establece la NTCSE ni mucho menos se ha considerado los costos en que se incurran e incurren en el levantamiento de deficiencias. Sin embargo, con el fin de cumplir las metas impuestas por el fiscalizador, en los trabajos programados no se han considerado su sostenibilidad a mediano o largo plazo.

En referencia a las deficiencias pendientes de subsanar correspondiente al sector típico 2, que en total representan 2693, y que en su mayor porcentaje se encuentran relacionados a estructuras de anclaje o fin de línea; con los indicadores establecidos y la disponibilidad de recurso económico aprobado, no será posible cumplir con las metas del 2015.

Actualmente, cada una de las deficiencias pendientes de subsanar, representan riesgo eléctrico grave y la ocurrencia de un accidente tiene una probabilidad alta; ello en razón de que en los tres accidentes fatales ocurridos a la fecha en el presente año, nuestras instalaciones cumplían la distancia de seguridad.

ABSTRACT

This research focus, qualitative-descriptive, is carried out direct observations around Arequipa, information is collected and found descriptions of reality are made. For this research situations and events that occur within the Electricity Distribution concessionaire are described.

The data and information collected come from programs that are mentioned in the following chapters that allow the organization, storage, manipulation, analysis and modeling of large amounts of data from field inspections, procedures through OSINERGMIN, universities and national thesis international and entities involved, such as the Directorate General of Electricity, Ministry of Energy and Mines (MEM-DGE).

In reference to the above, it follows that has not been identified or established the critical path and major restrictions on the lifting of the goals set by the auditor; that is, they have not taken into account the tolerances established by NTCSE far has considered the costs are incurred and incur lifting deficiencies. However, in order to meet the goals set by the auditor in the scheduled jobs they are not considered sustainable in the medium to long term.

Referring to the pending remedy deficiencies typical for the sector 2, which together account for 2693, and that for the most percentage structures are related to anchor or end of line; with established indicators and the availability of approved economic resources it will not be possible to meet the 2015 goals.

Currently, each of the outstanding remedy deficiencies represent serious electrical hazard and the occurrence of an accident has a high probability; this on the grounds that the three fatal accidents to date this year, our facilities meet the safety distance.

INTRODUCCIÓN

Hoy en día el argumento normativo de la privatización que señala la retirada del Estado en las actividades económicas de producción de bienes y servicios se presenta en el Sector Energético donde encontramos 22 empresas distribuidoras que prestan el servicio público de electricidad: 4 de capital privado y 18 estatales. Entre las primeras, las más importantes son Edelnor y Luz del Sur, que desarrollan actividades en Lima. Señalando que la privatización continua; tomando un financiamiento donde la actividad se vuelve privada, mientras que la gestión sigue siendo pública y es acá donde nace las dificultades para desarrollar una eficiente toma de decisiones.

La Sociedad Eléctrica del Sur Oeste S.A. es una empresa de Distribución Eléctrica perteneciente a Región de Arequipa, que por medio de la resolución del Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería, N° 205-2013-OS/CD tipifica a la provincia de Arequipa como Sector de Distribución Típico 2, lo significa que tiene una población urbana de media densidad, lo cual la energía eléctrica juega un papel importante en el desarrollo de la región.

Arequipa crece a un ritmo del 6% anual y con proyectos de desarrollo como la minería crece hasta un 8%, una región que tiene este ritmo por 7 años seguidos duplica su demanda de electricidad, teniendo problemas en sus instalaciones ya que va dejando atrás redes de distribución con una antigüedad de más de 20 años en ser instaladas, que también están sujetas a interrupciones, deficiencias y mantenimientos generando desconfianza en el servicio. Las inversiones en la mejora de calidad en la red de distribución están aumentando y debe hacerse con base en diferentes situaciones, procedimientos, demandas y necesidades, Es decir optimizar propuestas basadas en la necesidad real de mejorar la confiabilidad en las redes, tomando de soporte base de datos cronológicos en interrupciones, deficiencias, factibilidades, cortes, costos de mantenimiento e inversiones, a fin de mejorar la seguridad publica en instalaciones de redes de MT y BT, (Procedimiento 228-OS/CD -2009) obedeciendo lo establecido en la Normativa Eléctrica, tomando como eje la fiscalización que asume OSINERGMIN.

CAPITULO I:

GENERALIDADES

1.1. JUSTIFICACIÓN Y RELEVANCIA DEL ESTUDIO

El desarrollo de la presente tesis se justifica por las siguientes razones:

Porque este trabajo de investigación analiza el desarrollo y las actividades que tienen las empresas de distribución eléctrica públicas, desde una perspectiva de dar confiabilidad y seguridad a sus usuarios, tomando el caso de SEAL y el de muchas empresas estatales con respecto a la supervisión y fiscalización que realiza OSINERGMIN, tomando como guía de solución a sus problemas de demanda y riesgo con procedimientos ligados a marcos legales, donde brindaremos información del estado en que se encuentran las redes de la concesionaria, Siendo este dato muy importante para tomar decisiones y propuestas ante el crecimiento de la demanda eléctrica que estamos atravesando.

Porque con base a lo mencionado, esta investigación está limitada a formular propuestas y conocer el manejo de información confiable para establecer seguras nuestras redes, con base a datos que dio lugar desde el 2010 al 2014 mostrando las actividades que desempeña la concesionaria ante estos procedimientos de supervisión como el cumplimiento de Distancias Mínimas de Seguridad (DMS) resolviendo futuros proyectos de electrificación y así mejorar el deficiente desarrollo de las empresas distribuidoras del estado, de tal forma que se ha centrado en su análisis, tal como funcionan actualmente, y concluir en proponiendo propuestas desde la creación de nuevas tendencias que ya se manejan en países de Sudamérica, y con esto lograr voltear la página a un nueva visión en la moderna distribución eléctrica.

1.2. DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA.

La normativa que brinda el Código nacional de Electricidad 2011 en su sección 23, establece distancias mínimas de seguridad entre redes de distribución y subestaciones a viviendas. De tal forma que mediante la Resolución OSINERGMIN N° 228-2009-OS/CD se establece lineamientos para la supervisión y fiscalización a las concesionarias de distribución, para verificar el cumplimiento de las normas de seguridad en las instalaciones de distribución eléctrica.

Estableciendo la tipificación de deficiencias en las instalaciones de distribución y conexiones eléctricas; las concesionarias deben mantener actualizada una base de datos de deficiencias tipificadas en las instalaciones de media tensión para realizar trabajos de subsanación ya que el mismo procedimiento establece metas anuales para la su levantamiento de deficiencias.

En el transcurrir de los años se sigue registrando accidentes de electrocución asociados a estructuras, redes de distribución y en actividades realizadas por los ciudadanos desconociendo de ello, Estos accidentes son ocasionadas por lo general al no respetar y/o incumplimiento de las Distancias Mínimas de Seguridad, además de una falta de sensibilización por parte de los usuarios, quienes manipulan objetos conductores cerca de las redes energizadas o ante estas situaciones de riesgo eléctrico grave, que es lo más habitual hallar en una inspección reciente, encontrar construcciones nuevas o acercamientos de equipos usados por la obra, mediante el uso de poleas, andamios o el acercamiento muy crítico de una edificación construyendo aleros (voladizos) que no están autorizados, haciendo uso de los aires de la vereda (vía pública).

En ese sentido, La pregunta de investigación que se plantea en esta investigación es:

¿De qué manera podemos mejorar la seguridad pública dentro de las instalaciones en redes de distribución, minimizando riesgos y optimizando procedimientos de supervisión ante el aumento de la demanda eléctrica?

1.3. OBJETIVO.

1.3.1 Objetivo General

Establecer propuestas para mejorar la seguridad pública en las instalaciones de redes de distribución, que permita solucionar problemas de riesgo eléctrico optimizando procedimientos de supervisión y fiscalización ante el crecimiento de la demanda eléctrica.

1.3.2 Objetivo Específico

Los objetivos específicos de esta investigación son los siguientes:

- a) Desarrollar diferentes temas que permitan brindar un valor agregado a la confiabilidad en las redes de distribución.
- b) Abordar temas de la realidad en empresas de distribución eléctrica con la finalidad de ayudar a posteriores investigaciones en el desarrollo del manejo de ingeniería en nuestra ciudad.
- c) Evaluación de costos para la subsanación total de las deficiencias metas en Redes de MT situados en Arequipa.
- d) Sensibilizar a la población acerca del Riesgo Eléctrico en Redes de MT.

1.4. HIPÓTESIS.

Estará en lo posible mejorar la seguridad pública analizando los riesgos y optimizando procedimientos técnicos de supervisión, que lleven a nuestras redes de distribución a un mejor desarrollo con el crecimiento de la demanda eléctrica para futuros proyectos de electrificación.

1.5. VARIABLES.

1.5.1 Variables Independientes

Procedimiento N° 228-2009-OS/CD

1.5.2 VARIABLES DEPENDIENTES

Supervisión en instalaciones de distribución eléctrica por seguridad pública.

1.6. DELIMITACIÓN DE LAS FRONTERAS DEL ESTUDIO.

El alcance de la investigación a realizar en el trabajo de tesis, mostrara como resultado los siguientes estudios:

- a) **Estudio descriptivo:** se busca especificar las diferentes causas que afronta la concesionaria para establecer actividades de desarrollo frente a la regulación de Procedimientos de Supervisión que brinda OSINERGMIN, con la finalidad de crear confiabilidad en el sistema eléctrico con base a la recolección de datos reales.
- b) **Estudio explicativo:** El interés se centra en explicar por qué ocurre el riesgo eléctrico, multas, deficiencias, mala topología de redes, Perdidas técnicas, entre otros problemas con un estudio de mejora en la confiabilidad y seguridad, ya que el presente estudio se centrará en explicar, con propuestas para mejorar la seguridad pública ante el incremento de la demanda eléctrica.

1.7. METODOLOGÍA.

La presente investigación por su enfoque, de tipo cualitativo-descriptivo, se lleva a cabo observaciones directas en los alrededores de Arequipa, se recolecta información y se realizan descripciones de la realidad encontrada. Para este trabajo de investigación se describen situaciones y eventos que ocurren dentro de la Distribución Eléctrica de la empresa concesionaria.

Los datos y la información recolectada provienen del programas que se mencionara en los siguientes Capítulos que permiten la organización, almacenamiento, manipulación, análisis y modelización de grandes cantidades de datos procedentes de inspecciones en campo, Procedimientos por medio de OSINERGMIN, tesis de universidades nacionales e internacionales y entidades involucradas, como la Dirección General de Electricidad del Ministerio de Energía y Minas (DGE-MINEM).



CAPÍTULO II:

SECTOR ELÉCTRICO PERUANO Y PROCEDIMIENTOS DE SUPERVISIÓN EN ACTIVIDADES ENERGÉTICAS

2.1. INTRODUCCIÓN

En este capítulo se resume aspectos relevantes del conocimiento del Sector Eléctrico y sobre la metodología utilizada en las actividades que desempeña la concesionaria ante el riesgo eléctrico con referencia a los procedimientos de supervisión y fiscalización, para mejorar la dinámica de trabajo y la seguridad pública desde fuentes encontradas como revisión del Desarrollo del Sector Eléctrico Peruano y La gestión de riesgo, Procedimiento 228-2009 OS/CD por parte de OSINERGMIN, Propuestas en la Configuración de Redes Eléctricas y Demanda de la energía eléctrica en la Provincia de Arequipa, que sirvieron de base para el presente trabajo de investigación.

El proceso de Supervisión y fiscalización se realiza a nivel nacional y comprende a todas aquellas entidades que posean una concesión o autorización para desarrollar actividades de generación, transmisión o distribución eléctrica.

El empleo de estos procedimientos permite ejercer una acción supervisora predecible y objetiva para asegurar una cobertura representativa de las instalaciones y actividades supervisadas, teniendo como propósito primordial promover a las empresas concesionarias el desarrollo de programas de mejoramiento de la calidad y seguridad del servicio eléctrico para mejorar la satisfacción del usuario, el proceso de supervisión y fiscalización, el cumplimiento de la normatividad vigente, la implementación de tecnología e infraestructura adecuada y la promoción del desarrollo de un marco normativo que asegure el bienestar de la sociedad.

2.2. SECTOR ELÉCTRICO PERUANO

2.2.1 Formación de la industria eléctrica

La industria eléctrica en el Perú está conformada por las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica, donde existe un marco regulatorio de normas y concesiones para cada proceso, que involucra la utilización de diversas tecnologías, con estructuras específicas de inversión y costos, en función de una demanda y una calidad de servicio.

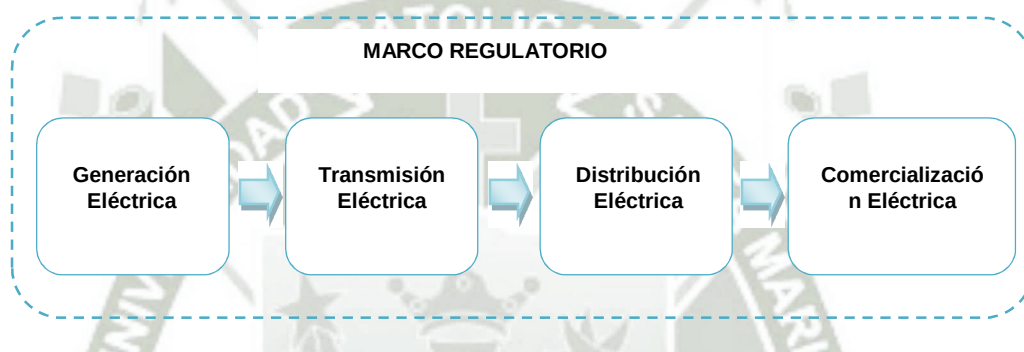


Figura 1: Etapas de la Industria Eléctrica

Fuente: Elaboración Propia

2.2.2 Generación de energía eléctrica

Primera actividad que se fundamenta la transformación de algún tipo de energía primaria (hidráulica, térmica, eólica, entre otras.) en energía eléctrica a través de la utilización de tecnologías que permitan satisfacer la volatilidad a corto plazo de la demanda. Las tecnologías son complementarias entre sí y son utilizadas en instalaciones llamadas centrales de generación eléctrica, que tienen una determinada capacidad de potencia que se mide en megavatios o *mega watts* (MW).

2.2.3 Transmisión de energía eléctrica

Comprende la segunda actividad o etapa de la industria eléctrica. Las centrales generadoras pueden estar ubicadas en zonas alejadas, lo que hace necesario inyectar esa energía a un sistema de transmisión que la lleve hacia el destino de consumo (ciudades). Las generadoras usualmente poseen una producción en media tensión. Para transportar mucha cantidad de electricidad a grandes distancias es necesario hacerlo en alta o muy alta tensión, y se utilizan transformadores que permitan elevar la tensión de la energía eléctrica.

Los niveles de tensión que transporta se clasifican en:



Figura 2: Niveles de Tensión en el Sector Eléctrico

Fuente: Elaboración Propia

2.2.4 Distribución de energía eléctrica

Esta actividad comprende el transporte de la energía eléctrica desde la barra equivalente en media tensión, hasta los lugares de consumo de media y baja tensión. SEAL se ubica en este sector, donde Reúne redes de media, baja tensión, y transformadores que permiten reducir los niveles de tensión a 380V y 220V, El consumo propio de un cliente se mide utilizando como referencia la unidad kilovatio/hora (KWh).

a) SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN PRIMARIA

La Distribución Primaria está compuesta por alimentadores que distribuyen la energía eléctrica desde las salidas de las subestaciones de Sub transmisión hasta las subestaciones de distribución.

Por lo general, la salida del alimentador es a través de una red subterránea, pasando a una red aérea, donde se le denominada troncal, que recorre el área de servicio del alimentador, pudiendo estar conectado a otro alimentador mediante puntos de conexión normalmente abiertos. También es posible tener como troncal una red subterránea, común en zonas de alta densidad de carga o zonas con restricciones de instalación de redes aéreas.

Sus derivaciones de la troncal son usadas para una mayor cobertura del área de servicio del alimentador. Pueden ser conectados directamente a la troncal pero, estos, son protegidos con seccionadores (Recloser)

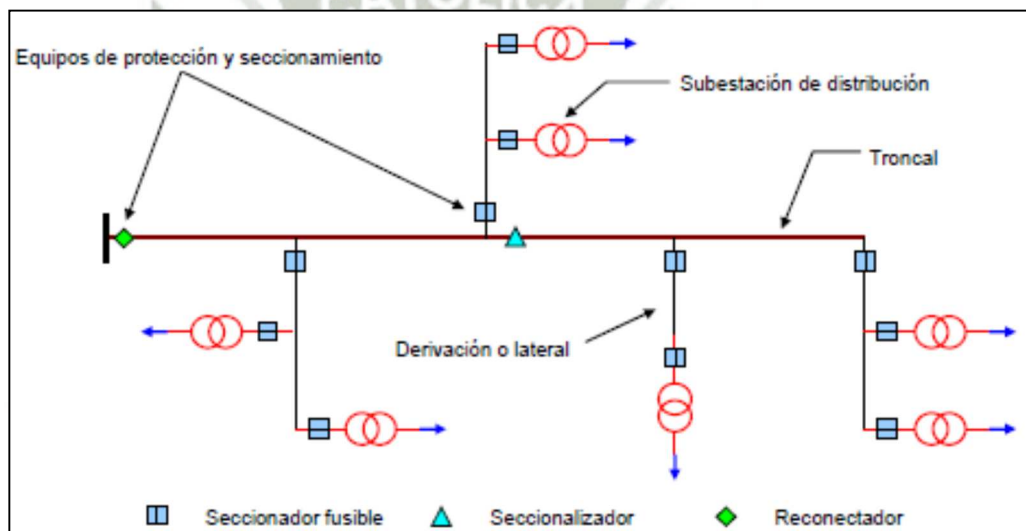


Figura 3: Configuración de un Alimentador o Circuito de MT

Fuente: “Medición de Sistemas de Potencia”, Rubén Segundo Collantes Véliz

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

Sabemos lo siguiente:

- En los alimentadores los tramos aéreos son económicos en su instalación y mantenimiento pero están más expuestos al medio ambiente, resultando menos confiables.
- Se encuentran conformados por: estructuras (formadas por postes, crucetas y aisladores), conductores o cables aéreos, seccionadores, seccionadores fusible, Recloser, capacitores, reguladores de voltaje y pararrayos.
- La instalación de redes subterráneas son más costosos pero más confiables por estar menos expuestos a factores externos. Sus principales componentes son: terminales, cables subterráneos, empalmes, seccionadores bajo carga, seccionadores bajo carga fusible limitador e interruptores.
- La topología o configuración de los alimentadores, es radial o por lo menos están operados de forma radial. La topología radial es una estructura en árbol, por lo tanto, habrá un único camino entre la fuente (inicio del alimentador) y cualquier carga.
- En el inicio de cada alimentador, casi siempre, existe una protección contra fallas que es capaz de despejar todas las fallas transitorias y detectar las permanentes. Esta protección es esencial y se considera que siempre existe. A pesar de la operación radial, los alimentadores pueden ser mallados, es decir, cuentan con puntos de conexión que durante la operación normal están abiertos.
- Las conexiones pueden ser a otros tramos del mismo alimentador, con otro alimentador de la misma subestación de subtransmisión o, en algunos casos, a otro alimentador de otra subestación de subtransmisión. La utilidad de estas conexiones es la posibilidad de reconfigurar el o los alimentadores y transferir cargas, reduciendo de esta forma los tiempos de reposición del servicio. Dependiendo de la zona que se sirva, se puede tener alimentadores mallados o totalmente radiales.

• Redes con Alta Densidad de Carga:

Normalmente, las redes son en forma de malla, es decir, con alimentaciones alternativas, compuestos de tramos subterráneos y subestaciones de distribución conectadas en serie (sin uso de derivaciones o laterales).

- **Redes con Baja Densidad de Carga:**

Estas redes son totalmente radiales sin alimentaciones alternativas, compuestos de tramos troncales aéreos, así como derivaciones o laterales aéreos desde donde se conectan las cargas. Además, tiene una gran longitud por Km de línea, lo cual son afectados con mayor frecuencia por el medio ambiente.

En zonas con altas, medias y bajas densidades de carga, los alimentadores pueden ser mallados y radiales, debido a que atienden al mismo tiempo zonas con densidades variables.

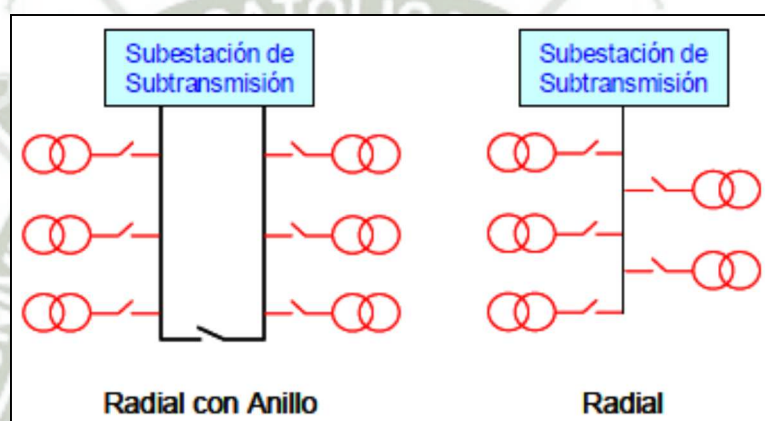


Figura 4: Partes de un Alimentador o Circuito de MT

Fuente: “Medición de Sistemas de Potencia”, Rubén Segundo Collantes Véliz

b) SUBESTACIONES DE DISTRIBUCIÓN

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

habiendo un cliente conectado por subestación, o servir a sistemas de distribución secundaria para la atención de clientes en baja tensión.

c) SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN SECUNDARIA

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

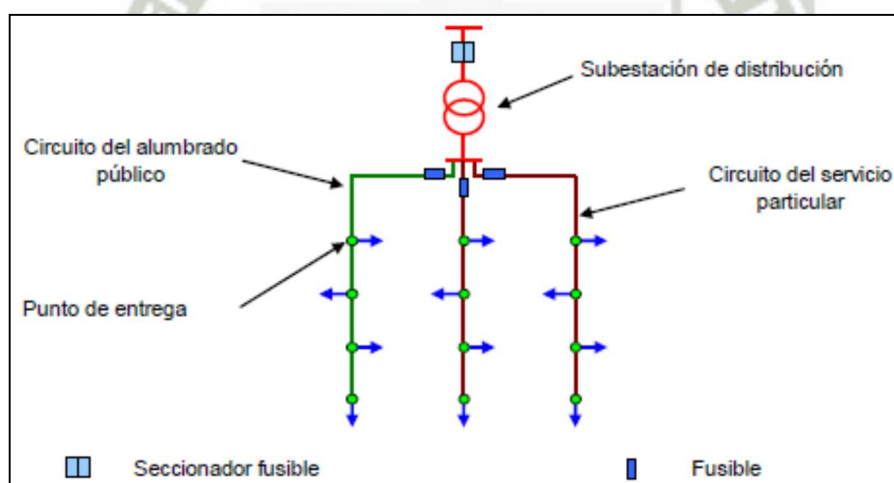


Figura 5: Red de Distribución Secundaria

d) INTERRUPCIONES

Una interrupción es un evento durante el cual el voltaje, en el punto de conexión del cliente, cae a cero y no retorna a sus valores normales automáticamente. De acuerdo con la IEC, el tiempo mínimo de una larga

interrupción es de 3 minutos. Si el tiempo es menor a 3 min. Se denomina corta interrupción.

Los estándares de la IEEE definen como interrupciones sostenidas a aquellas que duran más de 3 segundos o más de 2 min, de acuerdo a su origen, las interrupciones se pueden clasificar en dos grandes grupos:

- **Interrupciones Programadas:** Son aquellas que se avisan con la suficiente anticipación a los clientes. Están claramente definidas en los marcos regulatorios de la mayoría de los mercados abiertos
- **Interrupciones Imprevistas:** Son todas las que no se contemplan en la clasificación anterior

Algunas interrupciones mayores o importantes que afectan a un grupo de usuarios deben ser reportadas por las empresas concesionarias dentro de las siguientes 12 horas de ocurrida, según esta información brindada a OSINERGMIN maneja la rápida reposición del servicio.

2.2.5 Comercialización de energía eléctrica

La comercialización, donde el consumidor final es llamado cliente, el que puede ser regulado o no regulado, se clasifica dependiendo de un tope fijado por el sistema regulatorio. Un cliente no regulado posee un poder de negociación razonable con su proveedor. Para la determinación de los precios, en el mercado no regulado (clientes libres) en el que las distribuidoras compiten directamente con las generadoras. En los mercados eléctricos que atienden los sistemas de distribución eléctrica se pueden caracterizar por tipo de carga (residencial, comercial, industrial y alumbrado público), por cantidad de clientes (zona urbana, zona semiurbana y zona rural) o por densidad de carga (muy alta, alta, media y baja).

2.2.6 Normas y contexto regulatorio del sector eléctrico peruano

El Sector Eléctrico Peruano se encuentra sujeto a un marco regulatorio que también abarca las actividades y operaciones de la concesionaria. Así, como conocer las restricciones, obligaciones y alcances de cada una de las actividades que conforman la actividad eléctrica lo cual servirá como guía para delimitar la propuesta que será destinada a aumentar confiabilidad y dar un valor agregado a la Concesionaria.

El Ministerio de Energía y Minas (MÍNEM) que es el organismo rector del sector eléctrico en el Perú, cuya finalidad es formular y evaluar las políticas nacionales referentes al sector energía, y dentro de sus funciones desarrolla actividades normativas, fiscalizadoras y de supervisión. Dentro del MINEM está la Dirección General de Electricidad, órgano técnico normativo encargado de proponer y evaluar la política del subsector electricidad. Su Jerarquía es la siguiente:



Figura 6: Estructura Orgánica del MINEM para el sector eléctrico

Fuente: MINEM

Por su parte, la Dirección de Concesiones Eléctricas que es el órgano encargado de evaluar, informar, registrar y controlar el otorgamiento de derechos eléctricos, concesiones, autorizaciones y servidumbres, bajo el

marco regulatorio normado a través del Decreto Ley 25844, promulgado en 1992, que establece la Ley de Concesiones Eléctricas (LCE), y el Decreto Supremo 009-93-EM, que establece el Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas (RLCE), con la finalidad de que el mercado eléctrico sea atendido en forma eficiente y competitiva para contribuir al desarrollo socioeconómico y sostenible del país.

Desde su promulgación, la LCE ha sido complementada por una serie de decretos y modificatorias que contribuyen a asegurar una libre competencia, una oferta eléctrica confiable, así como el funcionamiento eficiente del sistema y la aplicación de una tarifa para los consumidores finales que considera el uso óptimo de los recursos energéticos disponibles.

También señala que los entes encargados de velar por su cumplimiento son el MÍNEM y OSINERGMÍN. Este último fue creado (con su anterior acrónimo: OSINERG) por la Ley 26734, de 31 de diciembre de 1996, con la misión de regular, supervisar y fiscalizar el cumplimiento de las disposiciones legales y técnicas de las actividades que desarrollan las empresas en los subsectores de electricidad e hidrocarburos, así como el cumplimiento de las normas legales y técnicas referidas a la conservación y protección del medio ambiente. El artículo 8 de la LCE establece un régimen de libertad de precios para los suministros que puedan efectuarse en condiciones de competencia, y un sistema de precios regulados en aquellos suministros que, por su naturaleza, lo requieran. Reconoce costos de eficiencia a partir de criterios establecidos en la misma ley.

2.3. REGLAMENTO DE SUPERVISIÓN DE ACTIVIDADES ENERGÉTICAS EN EMPRESAS DEL SECTOR ELÉCTRICO

OSINERGMIN ha aprobado en uso de su facultad normativa, diversos procedimientos destinados a mejorar la supervisión de las distintas actividades que realizan las empresas del subsector electricidad. Este esfuerzo, del cual ha sido parte la Gerencia de Fiscalización Eléctrica, permitirá que las empresas eléctricas

realicen un mejor desempeño de sus actividades, las mismas que repercutirá indudablemente en un mejor servicio para los usuarios del servicio eléctrico.



Figura 7: Cadena de valor en la GFE- Procedimientos

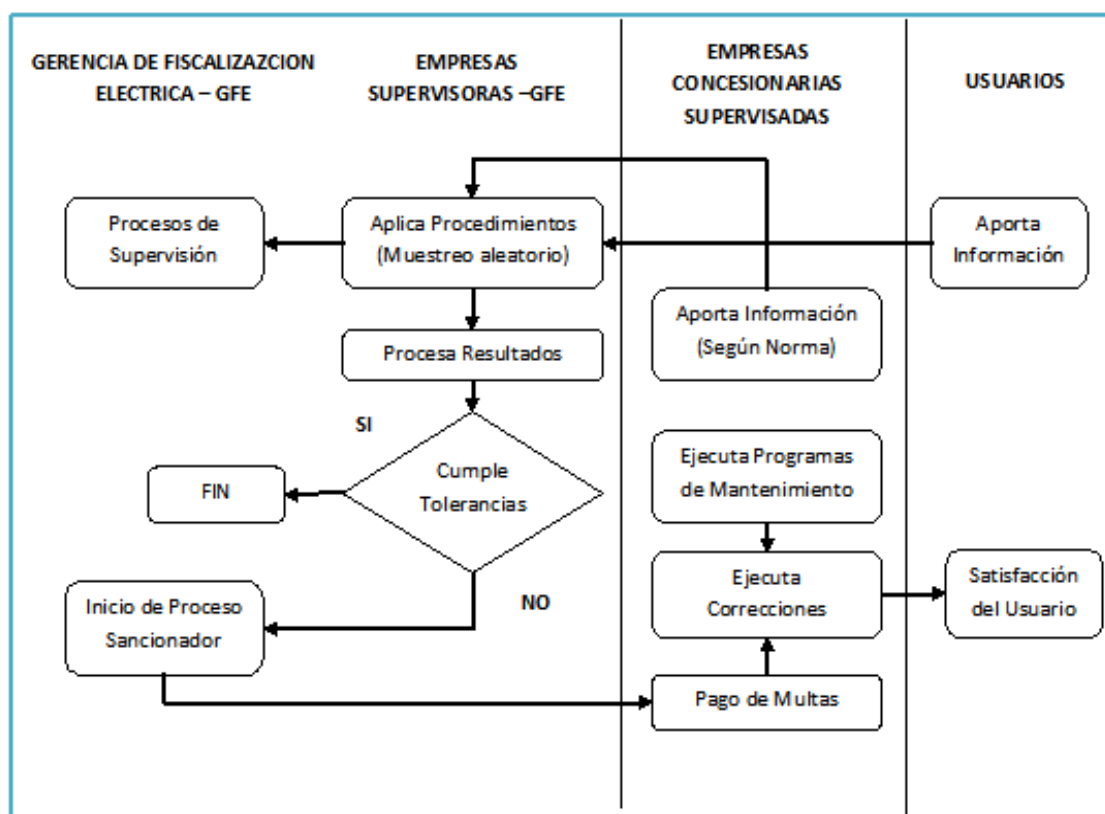


Figura 8: Esquema de Supervisión

Fuente: OSINERGMIN

La finalidad de estos Procedimientos es que el usuario final reciba un servicio eléctrico seguro, eficiente y confiable. Para ello aplica un proceso de supervisión

proactivo, donde la aplicación del “enfoque científico” y el uso de métodos estadísticos (muestreo), logrando la consistencia metodológica en el cálculo de multas administrativas emitidas a las Concesionarias a través de procesos Informáticos.

2.3.1. Procedimiento para la supervisión de las instalaciones de distribución eléctrica por seguridad pública (Resolución OSINERGMIN N° 228-2009-OS/CD)

El **Procedimiento N° 228-2009-OS/CD** es muy importante para tomar como base en el análisis de esta investigación y mostrar resultados en la mejora de nuevas propuestas y decisiones, ya que su objetivo es establecer los alineamientos para la supervisión de las instalaciones eléctricas de distribución del servicio público de electricidad, media y baja tensión, con la finalidad de preservar la seguridad pública, de conformidad a lo que se establecen el Código Nacional de Electricidad (CNE) u otra normativa aplicable vigente. El siguiente grafico muestra el proceso que realiza la concesionaria con la información recaudada, en la base de datos insertados en el sistema GIS.

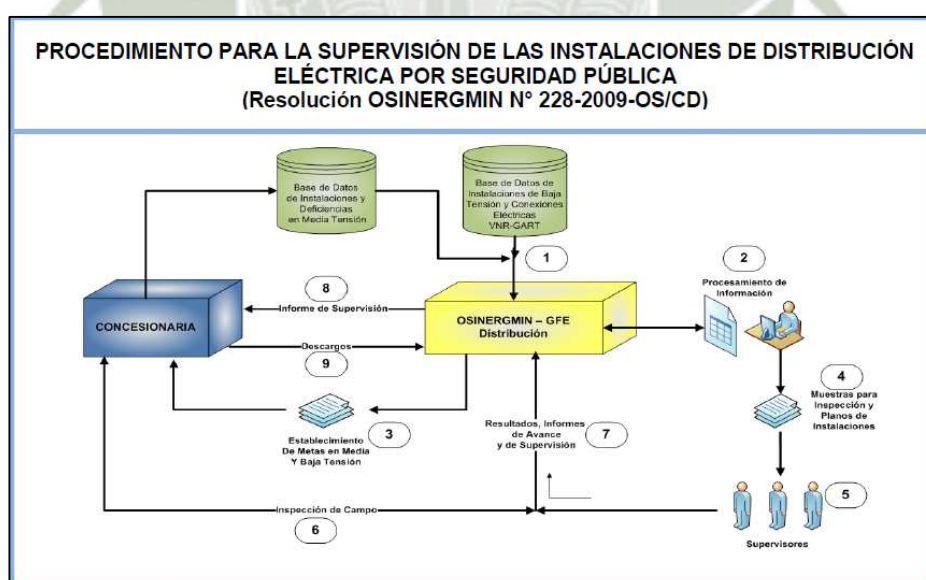


Figura 9: Proceso de información – Base de Datos

Las concesionarias de distribución identificarán las deficiencias en las instalaciones y conexiones eléctricas situadas en vías públicas, que transgredan las normas técnicas del sub sector electricidad u otras disposiciones legales que afectan la seguridad pública, de acuerdo a la tipificación del OSINERGMIN, subsanando prioritariamente las deficiencias previstas en las metas definidas.

2.3.2. Proceso y cumplimiento de supervisión

La GFE comunica anualmente a las concesionarias, al 30 de setiembre de cada año, la priorización de subsanación de deficiencias en función de las estadísticas en la accidentalidad de terceros, y a la cantidad de nivel de riesgo de las deficiencias pendientes por subsanar en las instalaciones de distribución eléctrica, OSINERGMIN a partir de una muestra aleatoria realiza la supervisión en el cumplimiento de las metas y confiabilidad de la base de datos de las deficiencias en media tensión, por medio de un programa informático que verifica:

- La confiabilidad de la base de datos en media tensión
- El cumplimiento de metas establecidas para instalaciones de media tensión y baja tensión esta última se comunica en condición subestandar.

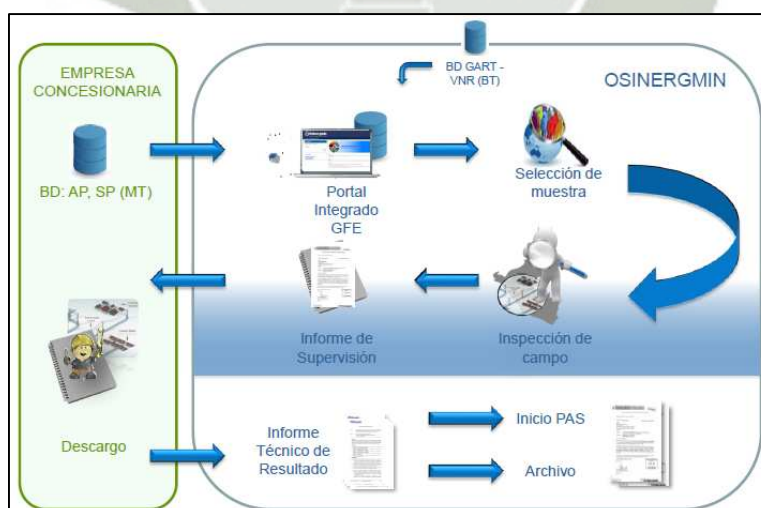


Figura 10: Transferencia de información OSINERGMIN

Fuente: Ing. Jorge Mañuico Mallma, 4to Congreso Internacional Supervisión del Servicio Eléctrico

Donde el resultado es subsanar las deficiencias en sus instalaciones de distribución y conexiones eléctricas, de acuerdo a lo tipificado para preservar la seguridad pública, en conformidad a la normativa vigente.

2.4. DEFINICIÓN DE ANÁLISIS DE RIESGO

Es el proceso mediante el cual se establece la probabilidad y gravedad de que los peligros identificados se manifiesten, obteniendo información necesaria para que la entidad esté en condiciones de tomar una decisión apropiada sobre la oportunidad y el tipo de acciones preventivas que se debe adoptar.

2.4.1. Fundamentos del análisis del riesgo

- a) Proporcionar un marco sistemático basado en principios científicos, es decir proporciona guías para la aplicación de recursos en la protección del trabajador, procesos y actividades relacionadas.
- b) La aplicación efectiva de las decisiones de la Administración de Riesgo debe incluir criterios de beneficios y costos, alternativas tecnológicas y valores sociales.
- c) Es importante revisar los fundamentos teóricos del riesgo y las razones por lo que es valioso realizar su gestión para las empresas. Se presentaran además algunas de las técnicas disponibles y utilizadas en la actualidad para cuantificar el riesgo. Además, se identifican los principales riesgos a los que se ve sometida una empresa eléctrica como agente de un mercado de electricidad y cómo se puede diversificar estos riesgos.

Una vez aceptada su existencia es importante hacerse las siguientes preguntas:

- ¿Cuál es el riesgo?
- ¿Cómo se clasifican los riesgos?
- ¿Cómo se mide el riesgo?
- ¿Cómo se gestiona al riesgo?

El término riesgo se asocia a la falta de certeza de una variable y su magnitud depende de lo sensible que sea el desempeño del Sujeto expuesto ante fluctuaciones o cambios de la variable. También se puede definir el riesgo de una actividad como una condición de pérdida medible o la probabilidad de ocurrencia de eventos futuros que puedan influenciar el comportamiento de una empresa. Es relevante diferenciar el término riesgo, de la incertidumbre, la cual representa una condición no determinable.

El término de riesgo abarca diferentes situaciones, y es muy dependiente del activo o mercado bajo análisis, por lo que es conveniente realizar una clasificación de las clases de riesgo a que se expone.

- **Riesgo de mercado:**

Está asociado al precio del mercado y a la volatilidad de dicho precio. Su análisis puede ser enfocado en los factores que afectan el precio de mercado y para la electricidad podrían tomarse factores como la demanda.

- **Riesgo operativo:**

Son los fallos en la cadena productiva, en los sistemas de información o en el desempeño de las actividades del negocio. Para la electricidad representa fallos en la generación, transporte (restricciones en las líneas), distribución, comunicaciones, fallos de los operadores del mercado y del sistema, Interrupciones del sistema eléctrico. Así mismo, las ofertas diarias pueden ser enviadas erróneamente al operador del Mercado y del sistema o disparos de las plantas pueden suceder.

- **Riesgo regulatorio:**

Se refiere al riesgo que nuevas legislaciones o modificaciones a las reglas en el futuro por parte del regulador, afecten el resultado o posición en el mercado. Especialmente sensible en los mercados eléctricos dado que el

desarrollo de estos mercados es reciente y existe cierto grado de incertidumbre sobre el futuro de las decisiones regulatorias.

- **Riesgo crediticio:**

Representa la incertidumbre en los flujos de caja futuros que hagan viable los negocios. De especial importancia en los mercados eléctricos liberalizados, debido a la falta de mercados futuros organizados ofreciendo productos estandarizados que entreguen liquidez y marquen los procedimientos del mercado.

- **Riesgo legal:**

Es el riesgo de pérdidas en el desarrollo de las transacciones por violaciones de la ley o por incumplimientos de las cláusulas contractuales.

2.5. RIESGO ELÉCTRICO

Es la posibilidad de pérdidas de vidas, de daños a los bienes materiales, a la propiedad y a la economía, para un período específico y un área conocida, debido a la circulación de una corriente eléctrica. Cabe precisar, que muchos de los accidentes de terceros presentaron quemaduras por inducción (fenómeno que origina la producción de una fuerza electromotriz en un medio o cuerpo expuesto a un campo magnético variable, o bien en un medio móvil respecto a un campo magnético estático. Es así que, cuando dicho cuerpo es un conductor, se produce una corriente inducida).

2.5.1. Factores de riesgo eléctrico

El tratamiento preventivo de la problemática del riesgo de origen eléctrico, obliga a saber identificar y valorar las situaciones irregulares, antes de que suceda algún accidente. Por ello, es necesario conocer claramente el concepto de riesgo; a partir de ese conocimiento, del análisis de los factores que intervienen y de las circunstancias particulares, se tendrán criterios objetivos que permitan detectar la situación de riesgo y valorar su grado de

peligrosidad. Identificado el riesgo, se han de seleccionar las medidas preventivas aplicables.

a) ARCOS ELÉCTRICOS.

POSIBLES CAUSAS: Malos contactos, cortocircuitos, aperturas de interruptores con carga, apertura o cierre de seccionadores con carga, apertura de transformadores de corriente, apertura de transformadores de potencia con carga sin utilizar equipo extintor de arco, apertura de transformadores de corriente en secundarios con carga, manipulación indebida de equipos de medida, materiales o herramientas olvidadas en gabinetes, acumulación de óxido o partículas conductoras, descuidos en los trabajos de mantenimiento.

MEDIDAS DE PROTECCIÓN: Utilizar materiales envolventes resistentes a los arcos, mantener una distancia de seguridad, usar prendas acordes con el riesgo y gafas de protección contra rayos ultravioleta.

b) AUSENCIA DE ELECTRICIDAD (EN DETERMINADOS CASOS)

POSIBLES CAUSAS: Apagón o corte del servicio, no disponer de un sistema ininterrumpido de potencia - UPS, no tener plantas de emergencia, no tener transferencia. Por ejemplo: Lugares donde se exijan plantas de emergencia como hospitales y aeropuertos.

MEDIDAS DE PROTECCIÓN: Disponer de sistemas ininterrumpidos de potencia y de plantas de emergencia con transferencia automática.

c) CONTACTO DIRECTO

POSIBLES CAUSAS: Negligencia de técnicos o impericia de no técnicos, violación de las distancias mínimas de seguridad.

MEDIDAS DE PROTECCIÓN: Establecer distancias de seguridad, interposición de obstáculos, aislamiento o recubrimiento de partes activas,

utilización de interruptores diferenciales, elementos de protección personal, puesta a tierra, probar ausencia de tensión, doble aislamiento.

d) CONTACTO INDIRECTO

POSIBLES CAUSAS: Fallas de aislamiento, mal mantenimiento, falta de conductor de puesta a tierra.

MEDIDAS DE PROTECCIÓN: Separación de circuitos, uso de muy baja tensión, distancias de seguridad, conexiones equipotenciales, sistemas de puesta a tierra, interruptores diferenciales, mantenimiento preventivo y correctivo.

e) CORTOCIRCUITO

POSIBLES CAUSAS: Fallas de aislamiento, impericia de los técnicos, accidentes externos, vientos fuertes, humedades, equipos defectuosos.

MEDIDAS DE PROTECCIÓN: Interruptores automáticos con dispositivos de disparo de máxima corriente o cortacircuitos fusibles

f) ELECTRICIDAD ESTÁTICA

POSIBLES CAUSAS: Unión y separación constante de materiales como aislantes, conductores, sólidos o gases con la presencia de un aislante.

MEDIDAS DE PROTECCIÓN: Sistemas de puesta a tierra, conexiones equipotenciales, aumento de la humedad relativa, ionización del ambiente, eliminadores eléctricos y radiactivos, pisos conductivos.

g) EQUIPO DEFECTUOSO

POSIBLES CAUSAS: Mal mantenimiento, mala instalación, mala utilización, tiempo de uso, transporte inadecuado.

MEDIDAS DE PROTECCIÓN: Mantenimiento predictivo y preventivo, construcción de instalaciones siguiendo las normas técnicas, caracterización del entorno electromagnético.

h) SOBRECARGA

POSIBLES CAUSAS: Superar los límites nominales de los equipos o de los conductores, instalaciones que no cumplen las normas técnicas, conexiones flojas, armónicos, no controlar el factor de potencia.

MEDIDAS DE PROTECCIÓN: Uso de Interruptores automáticos con relés de sobrecarga, interruptores automáticos asociados con cortacircuitos, cortacircuitos, fusibles bien dimensionados, dimensionamiento técnico de conductores y equipos, compensación de energía reactiva con banco de condensadores.

i) TENSIÓN DE CONTACTO

POSIBLES CAUSAS: Rayos, fallas a tierra, fallas de aislamiento, violación de distancias de seguridad.

MEDIDAS DE PROTECCIÓN: Puestas a tierra de baja resistencia, restricción de accesos, alta resistividad del piso, equipotencializar.

j) TENSIÓN DE PASO

POSIBLES CAUSAS: Rayos, fallas a tierra, fallas de aislamiento, violación de áreas restringidas, retardo en el despeje de la falla,

MEDIDAS DE PROTECCIÓN: Puestas a tierra de baja resistencia, restricción de accesos, alta resistividad del piso, equipotencializar.

2.5.2. Riesgo eléctrico por distancias mínimas de seguridad en edificaciones

El presente Código Nacional de Electricidad 2011 en la sección 23 muestra en gran magnitud las diversas distancias de seguridad que se deberán cumplir

para evitar el riesgo eléctrico o la interrupción del servicio referidas a las líneas aéreas de suministro y comunicación implicadas, la técnica más efectiva de prevención, siempre será guardar una distancia respecto a las partes energizadas, puesto que el aire es un excelente aislante, se fijan las distancias mínimas que deben guardarse entre líneas o redes eléctricas y elementos físicos existentes a lo largo de su trazado (carreteras, edificaciones, piso del terreno destinado a sembrados, pastos o bosques, etc.), con el objeto de evitar contactos accidentales.

Las distancias verticales y horizontales que se presentan en la siguiente figura:

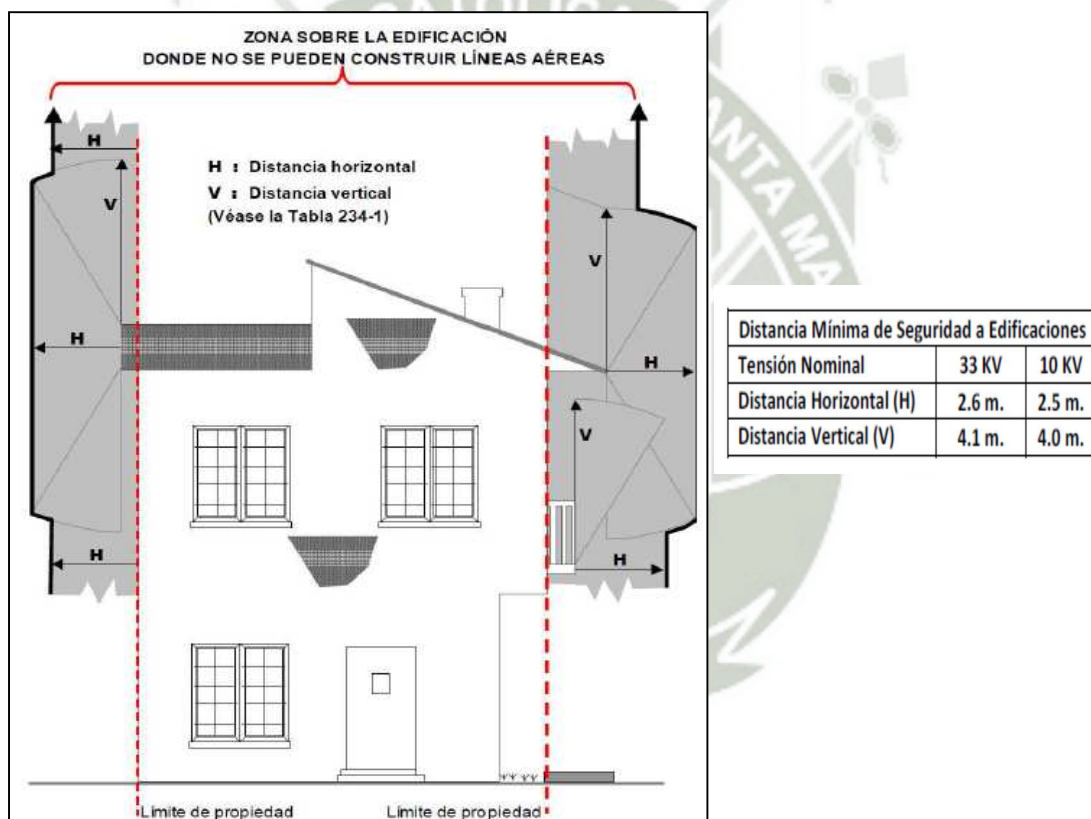


Figura 11: Distancias mínimas de seguridad en edificaciones.

Fuente: Código Nacional de Electricidad 2011 - Sección 23

2.5.3. Causalidad de accidentes por distancias mínimas de seguridad

Según estadísticas alcanzadas y verificadas por los informes realizados en cada evento se pueden separar las causas en:

- Manipulación de varillas de construcción, palos, alambres y tubos de metal cerca de las líneas de media tensión MT
- Construcción de edificaciones cerca de las líneas de media tensión, vulnerando las distancias mínimas de seguridad
- Invasión de las franjas de servidumbres de las líneas eléctricas
- Hurto de conductores
- Instalación de antenas de TV y astas
- Conexiones clandestinas
- Instalación de letreros, banderolas, carteles y avisos publicitarios
- Maniobras con equipo pesado
- Poda de árboles
- Pintado de fachadas con andamios
- Accidentes de tránsito

El incumplimiento de las distancias de seguridad que se describe en el punto anterior se puede verificar que las DMS juegan un papel crucial ante accidentes eléctricos. Pero, si revisamos algunos esquemas de edificaciones e instalaciones eléctricas podemos evidenciar que se está incumpliendo las DMS. Estas desgracias ocurren de una forma muy creciente en todo el Perú, en donde la Demanda Energética y la sensibilización de estos hechos no son controladas.

“El 11 de Julio del 2014 El Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (OSINERGMIN), ordenó la paralización de 72 obras de construcción en lo que va del año por tener riesgo eléctrico grave, al no respetar la distancia de seguridad entre la edificación y los cableados de energía de media tensión ubicados en las vías públicas.

El jefe regional de este organismo, Heraclio Prada Martínez, advirtió del peligro que corren los obreros de construcción al edificar las viviendas a menos de dos metros y medio de distancia de los postes de media tensión, como lo fijó el Ministerio de Energía y Minas a través del Código del Sistema Nacional de Electricidad.

El resultado de esta irresponsabilidad por parte de los maestros de obra han sido los cuatro accidentes por electrocución registrados en esta región. Dichos casos han comprendido quemaduras graves o incluso la muerte de obreros o cualquier ciudadano, por lo que el funcionario invocó a la población a respetar estos parámetros.

Prada recordó el caso del propietario de una casa de la avenida Pedro Ruiz de Chiclayo, quien en el 2012, al intentar subir unos tubos de aluminio por la ventana hasta el cuarto piso, falleció tras electrocutarse al chocar los fierros con los cables de media tensión.

OSINERGMIN, tras ordenar al propietario de la vivienda paralizar la construcción, notifica sobre el caso a la empresa que presta el servicio, en este caso ELECTRONORTE y a la comuna respectiva, para que se compruebe si la construcción cuenta con permiso.

Fuente: Nataly Manay Torres – La Republica, Chiclayo 2014

2.6. GESTIÓN DE RIESGO EN EL SECTOR ELÉCTRICO

El análisis de riesgo que muestra las redes de distribución en nuestro país están basadas en criterios y recomendaciones señalados en el documento sobre los Principios y Guía para la Gestión de Riesgos del estándar Australiano (AS/NZS ISO 31000:2009 “Risk Management – Principles and Guidelines”) que establece las pautas para la gestión de riesgos.

Las probabilidades de ocurrencias de los riesgos son tomadas de estadísticas nacionales en lo que es aplicable y/o estadísticas internacionales. En algunos casos, cuando no se tiene algún tipo de estadística sobre la probabilidad de ocurrencia, el tratamiento es subjetivo de acuerdo a las respuestas del grupo de expertos consultados o según criterios de un Consultor.

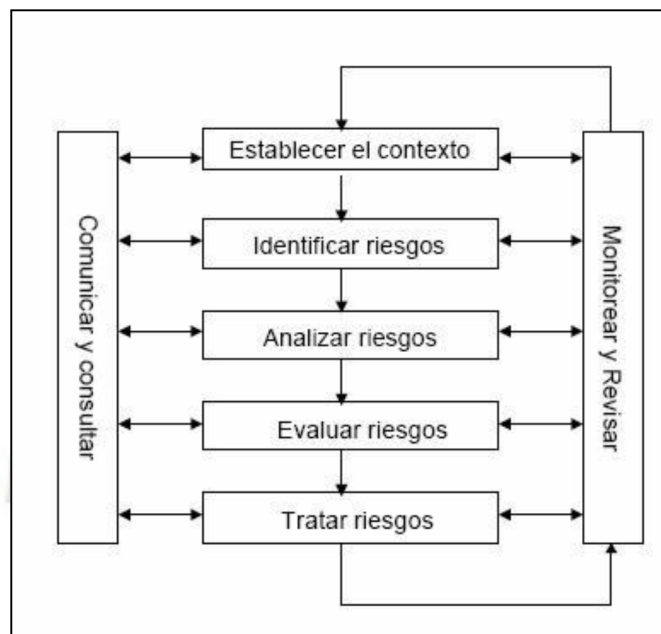


Figura 12: Gestión de Riesgo en el Sector Eléctrico.

Fuente: Principios y Guía para la Gestión de Riesgos del estándar Australiano (AS/NZS ISO 31000:2009 “Risk Management – Principles and Guidelines”)

La escala de valoración, sabiendo que el riesgo (R) es:

$$R = \text{Probabilidad de ocurrencia} * \text{Consecuencia}$$

$$R = \text{Amenaza} * \text{Vulnerabilidad}$$

Resulta necesario medir tanto la amenaza como la vulnerabilidad analizando:

- Instalaciones cuya indisponibilidad ocasione impactos de considerable magnitud en el abastecimiento de energía.
- Escenarios en que el balance Oferta/Demanda disminuyan notablemente la confiabilidad del sistema.
- Eventos ligados a peligros propios de la operación de las instalaciones más importantes.
- Mejora de la normativa.

- Evaluación de estudio de riesgos de las empresas.
- Estadísticas de disponibilidad.

Tabla N° 1: Factores de vulnerabilidad
a) Valoración Propuesta para la amenaza.

Valor	Nivel	Frecuencia
1	Improbable	Menos de 1 caso en 200 años
2	Remoto	1 caso entre 100 y 200 años
3	Esporádico	1 caso entre 50 y 100 años
4	Ocasional	1 caso entre 20 y 50 años
5	Moderado	1 caso entre 5 y 20 años
6	Frecuente	1 caso entre 1 y 5 años
7	Habitual	entre 1 a 12 casos al año
8	Constante	Más de 12 casos al año

b) Valoración Propuesta para la consecuencia.

Valor	Nivel
1	Insignificante
2	Marginal
5	Grave
10	Critico
20	Desastroso
50	Catastrófico

FRECUENCIA DE AMENAZA					MATRIZ DE RIESGO		
8	Constante	8	16	40	80	160	400
7	Habitual	7	14	35	70	140	350
6	Frecuente	6	12	30	60	120	300
5	Moderado	5	10	25	50	100	250
4	Ocasional	4	8	20	40	80	200
3	Esporádico	3	6	15	30	60	150
2	Remoto	2	4	10	20	40	100
1	Improbable	1	2	5	10	20	50
		Insignificante	Marginal	Grave	Critico	Desastroso	Catastrófico
		1	2	5	10	20	50
CONSECUENCIA/VULNERABILIDAD							

c) Matriz de Riesgo

$$R = \text{Amenaza} * \text{Vulnerabilidad}$$

Tabla N° 2: Matriz de riesgo

FRECUENCIA DE AMENAZA				MATRIZ DE RIESGO		
Constante	2.00%	4.00%	10.00%	20.00%	40.00%	100.00%
Habitual	1.75%	3.50%	8.75%	17.50%	35.00%	87.50%
Frecuente	1.50%	3.00%	7.50%	15.00%	30.00%	75.00%
Moderado	1.25%	2.50%	6.25%	12.50%	25.00%	62.50%
Ocasional	1.00%	2.00%	5.00%	10.00%	20.00%	50.00%
Esporádico	0.75%	1.50%	3.75%	7.50%	15.00%	37.50%
Remoto	0.50%	1.00%	2.50%	5.00%	10.00%	25.00%
Improbable	0.25%	0.50%	1.25%	2.50%	5.00%	12.50%
	Insignificante	Marginal	Grave	Critico	Desastroso	Catastrófico

Fuente: Gestión de Riesgo en el Sector Eléctrico.

La matriz muestra los diferentes estados según la incidencia de riesgos ya definidos con estadísticas anuales.

CAPITULO III:

METODOLOGÍA Y ACTIVIDADES PARA ANÁLISIS DE RIESGO POR DISTANCIAS MÍNIMAS DE SEGURIDAD EN REDES DE DISTRIBUCIÓN.

3.1. ESTADO ACTUAL DE LA CONCESIONARIA SOCIEDAD ELÉCTRICA SUR OESTE S.A

El presente capítulo presenta el análisis y estado actual de la empresa SEAL ante el Procedimiento 228-OS/CD – 2009 (Supervisión de instalaciones de distribución eléctrica por seguridad pública) durante el 2010 al 2014 tratando de mejorar la confiabilidad y la seguridad pública, partiendo esta resolución como inicio de análisis de propuestas y estadísticas realizadas a lo largo de esta investigación con información brindada de sus diferentes áreas.

Se consideró alimentadores representativos del sistema de distribución eléctrica pertenecientes a SEAL, para los cuales se establecieron opciones de reconfiguración, normalización, y análisis de costos para subsanación de deficiencias tipificadas por OSINERGMIN como metas, adquiriendo un presupuesto conforme a los costos unitarios pactados con la contratista, analizando estos balances conforme a multas incumplidas durante el proceso de supervisión y fiscalización por parte de OSINERGMIN, contemplado el manejo de la demanda y el riesgo que produce a SEAL. Actualmente en SEAL existen varios programas sin que estos se relacionen entre sí, lo que ocasiona que cada Área maneje sus propios programas unilateralmente sin que estos se integren para optimizar los recursos y el control de actividades y materiales en la Gerencia de Operaciones de SEAL.

3.2. DEMANDA Y CRECIMIENTO ENERGÉTICO

La demanda está constituida por:

USUARIOS LIBRES: Usuarios conectados al SEIN, no sujetos a regulación de precios por la energía o potencia que consumen.

USUARIOS REGULADOS: Usuarios cuya máxima demanda anual es igual o menor a 200 kW. Adicionalmente, se deben tener en cuenta:

- Los Usuarios cuya máxima demanda esté entre 200 kW y 2500 kW pueden elegir entre la condición de Usuario Regulado o Usuario Libre.
- Los Usuarios cuya máxima demanda sea mayor a 2500 kW, serán Usuarios Libres. No tienen la obligación de pertenecer al COES.
- Los Usuarios Libres cuya máxima demanda sea mayor a 10 MW, son Grandes Usuarios y tienen la obligación de pertenecer al COES.

En el Perú se ha adoptado como modelo actual la organización de una industria eléctrica con modelo de Competencia Mayorista donde su principal característica es aplicada en las actividades desintegradas, es decir, que para su correcta aplicación necesita que las actividades de generación, transmisión y distribución eléctrica sean segmentos independientes en su operación y desarrollo. La demanda máxima y potencia requerida que maneja SEAL va de un 7 a 8 % solo en Arequipa, incrementando nuevas Redes de MT e instalación de Transformadores.



Figura 13: Demanda Máxima Registrada – Tendencia de Crecimiento Energético

Fuente: Resumen Del 3er Trimestre 2014- SEAL

Las causas de riesgo en la demanda de energía son las pérdidas en las redes de baja tensión pertenecientes a SEAL lo cual son las siguientes:

- Excesiva longitud de las redes de baja tensión.
- Las corrientes superan la capacidad de los conductores.
- La caída de tensión excesiva sobre todo gran parte del sistema eléctrico de Arequipa.

El uso de la metodología usada por SEAL es la instalación de más sub estaciones y menos redes, debido a que resulta más conveniente de manera técnica y económicamente mejorar la calidad del servicio para atender el crecimiento de la demanda para un horizonte de 5 años y así lograr una reducción de pérdidas en la demanda, importante para nuevos usuarios

3.3. MUESTRA SUBESTACIONES DE TRANSMISIÓN Y REDES DE MEDIA TENSIÓN.

3.3.1. Subestaciones de transmisión

Los Sistemas Eléctricos de SEAL están conformados por 31 SET, los cuales 11 se encuentran en la Zona de Arequipa con una participación del 87.21% del volumen total de energía transportada en media tensión de los Sistemas de SEAL, tal como se muestra en la siguiente tabla.

Tabla N° 3: SETs de zona Arequipa

N°	Cod. SET	SET	Cant. Línea	Longitud línea total (km)	Long. línea troncal (km)	Energía Activa Total (MW)	% partici. Energía MT
1	17	Alto Cayma	3	23.29	12.85	1 972.57	2.78%
2	7	Challapampa	6	85.14	32.18	6 898.28	9.71%
3	3	Chilina	7	106.49	37.40	7 713.44	10.86%
4	8	Cono Norte	3	160.37	81.69	2 602.46	3.66%
5	5	Jesús	6	157.83	87.73	7 135.45	10.04%
6	18	Lambramani	7	9.81	3.95	2 142.56	3.02%
7	4	Parque Industrial	18	195.63	81.68	14 948.54	21.04%
8	14	Porongoche	11	20.40	9.88	3 105.01	4.37%
9	16	Real Plaza	5	9.44	3.91	2 373.48	3.34%
10	2	San Lázaro	7	37.92	15.71	6 289.37	8.85%
11	6	Socabaya	9	233.48	113.09	6 773.98	9.54%
Total			82	1 039.80	480.05	61 955.13	87.21%

Asimismo, se observa que la SET Parque Industrial tiene la mayor cantidad de alimentadores y la mayor participación en el volumen de energía transportada en el orden del 21.04%, seguido de la SET Chilina con el 10.86%.

3.3.2. Redes de media tensión

Para realizar el estudio y detectar las deficiencias de MT de 121 alimentadores con las que cuenta SEAL en la actualidad, en donde el sistema de media tensión de SEAL, se muestran en la Figura 3-2, en la que el sistema eléctrico de Arequipa concentra la mayor cantidad de alimentadores con el 68% del total.

Tabla N° 4: Sistemas Eléctricos - SEAL

N°	Zonal	Sistema Eléctrico	Cant. Alim.	Longitud línea total (km)	Longitud línea troncal (km)	Energía Activa total (MW.h)	% partici. Energía MT
1	Arequipa	Arequipa	82	1 039.80	480.05	61 955.13	87.21%
		Sub total	82	1 039.80	480.05	61 955.13	87.21%
2	Camaná	Atico	1	6.97	3.39	83.84	0.12%
		Bella Unión-Chala	3	232.47	154.20	743.20	1.05%
		Camaná	4	124.51	72.60	1 283.52	1.81%
		Caravelí	1	13.36	7.27	37.72	0.05%
		Ocoña	1	11.14	5.89	64.00	0.09%
		Sub total	10	388.45	243.34	2 212.27	3.11%
3	Corire	Chuquibamba	4	161.12	97.95	399.48	0.56%
		Cotahuasi	1	126.06	43.08	114.60	0.16%
		Majes-Sihuas	4	380.20	86.92	1 521.71	2.14%
		Orcopampa	1	67.86	31.94	80.30	0.11%
		Repartición-La Cano	2	306.33	61.27	897.53	1.26%
		Valle del Colca	2	434.06	145.21	211.80	0.30%
		Valle Majes	2	129.37	70.44	536.14	0.75%
		Sub total	16	1 605.00	536.81	3 761.56	5.30%
4	Mollendo	Islay	13	183.05	81.23	3 110.16	4.38%
		Sub total	13	183.05	81.23	3 110.16	4.38%
Total			121	3 216.30	1 341.43	71 039.12	100%

Fuente: Estudio de Pérdidas Técnicas y No Técnicas – GAPEL 2014

Asimismo, se observa que el 87,21% de la energía disponible en media tensión se distribuye en el sistema eléctrico de Arequipa.

Por longitudes de líneas se observa que las mayores se encuentran en la Zonal de Corire seguido de la Zonal de Arequipa con el 50% y 32% respectivamente.

Las 121 líneas en media tensión, tienen un tipo de configuración radial, donde predominan las líneas aéreas con conductores de aluminio, tal como muestran:

Tabla N° 5: Cuadros de Tipo y Material de Redes en MT - SEAL

N°	Mat. conduc.	Long. línea (Km)	Incidencia (%)	N°	Tipo línea MT	Longitud (Km)	Incidencia (%)
1	Al	3 040.5	94%	1	Aéreo	3 188.1	98%
2	Cu	210.4	6%	2	Subterráneo	62.8	2%
Total		3 250.9	100%	Total		3 250.9	100%

3.4. BASE DE DATOS Y SISTEMAS INFORMÁTICOS

3.4.1. Sistema de información geográfica (GIS)

Es un conjunto de herramientas que integra y relaciona diversos componentes (usuarios, hardware, software, procesos) que permiten la organización, almacenamiento, manipulación, análisis y modelización de grandes cantidades de datos procedentes del mundo real que están vinculados a una referencia espacial, facilitando la incorporación de aspectos sociales-culturales, económicos y ambientales que conducen a la toma de decisiones de una manera más eficaz.

El sistema de transmisión de Arequipa tiene como parte de su suministro eléctrico una red de sub transmisión en el nivel de 33 kV., la misma que tiene una conformación en anillo, a través de la cual se suministra energía a once (11) subestaciones de transformación 33/10 kV y tres (03) está de forma inactiva.



Figura 14: Sistema de Distribución 33/10 Kv – Arequipa

Fuente: GIS – Sociedad Eléctrica Sur Oeste S.A.

- El SIG funciona como una base de datos con información geográfica (datos alfanuméricos) que se encuentra asociada por un identificador común a los objetos gráficos de un mapa digital. De esta forma, señalando un objeto se conocen sus atributos e, inversamente, preguntando por un registro de la base de datos se puede saber su localización en la cartografía.
- La razón fundamental para utilizar un SIG es la gestión de información espacial. El sistema permite separar la información en diferentes capas temáticas y las almacena
- Independientemente, permitiendo trabajar con ellas de manera rápida y sencilla, facilitando al profesional la posibilidad de relacionar la información existente a través de la topología geoespacial de los objetos, con el fin de generar otra nueva que no podríamos obtener de otra forma.

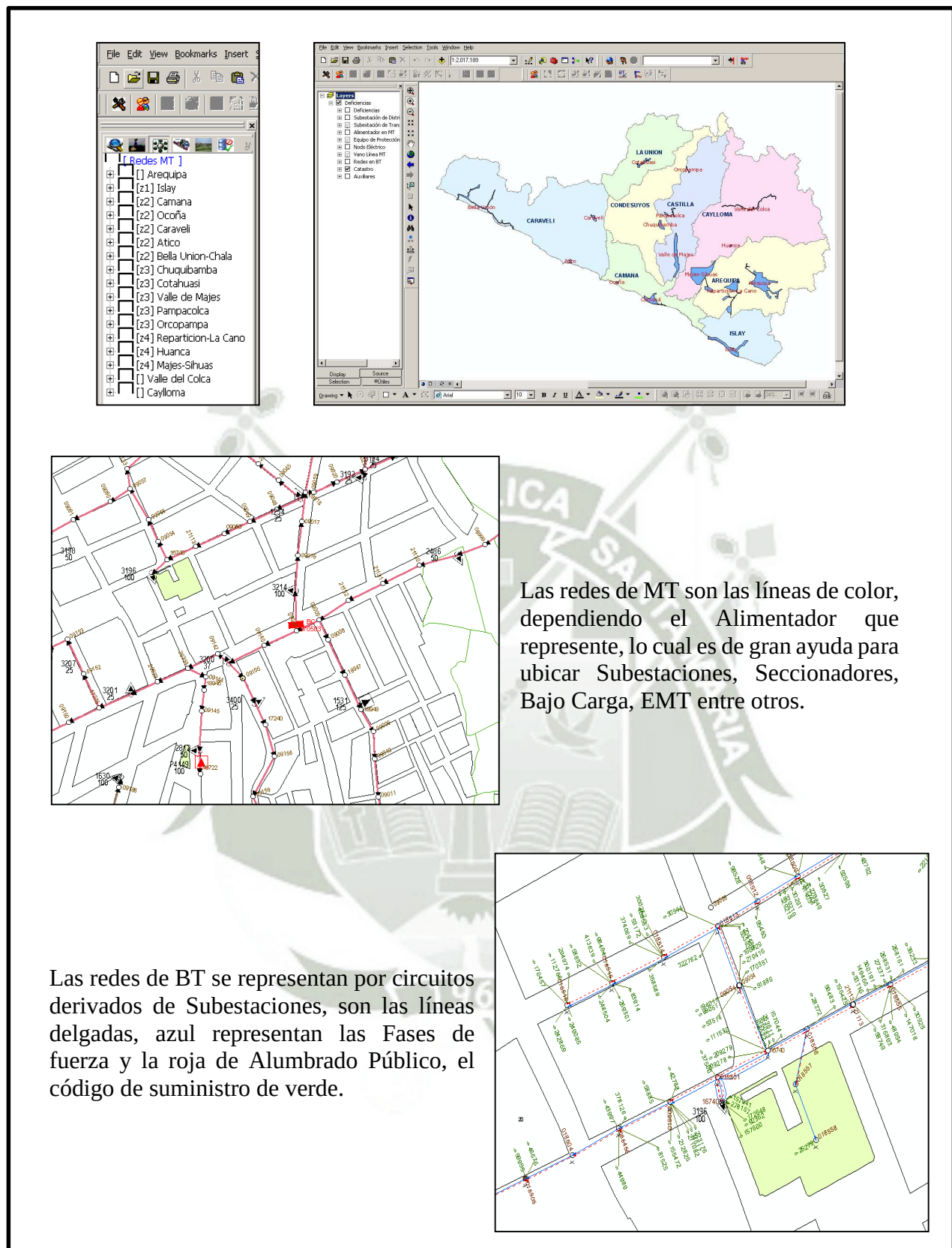


Figura 15: Redes en MT y BT Programa ArcGis - SEAL

Fuente: GIS – Sociedad Eléctrica Sur Oeste S.A.

3.4.2. Sistema de información de subestaciones ekseal

Este Programa es fundamental para la administración de información técnica de las subestaciones de distribución y los trabajos desarrollados. Sin embargo, no cuenta con autonomía por lo que la actualización no es permanente.

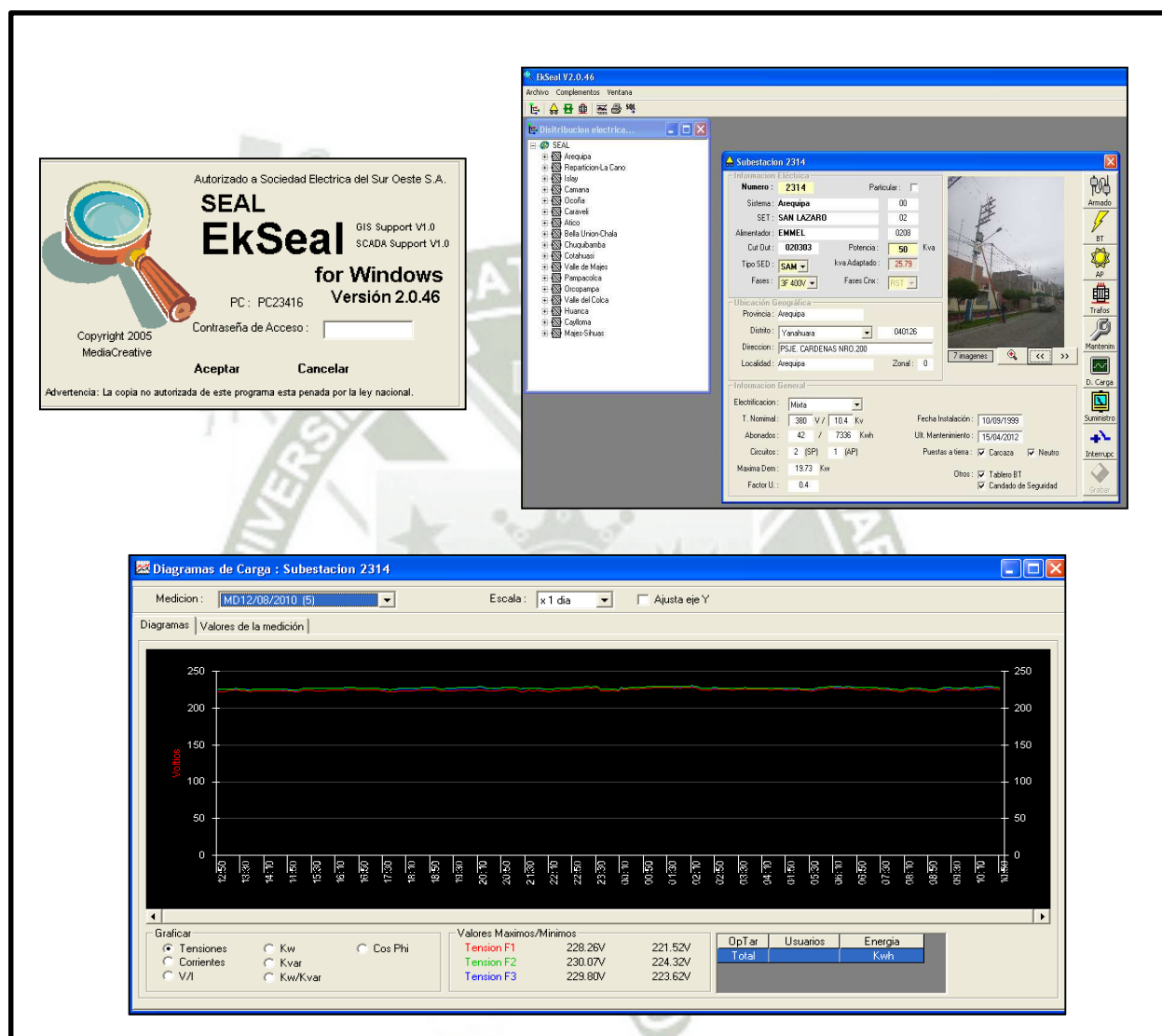


Figura 16: Funciones del Programa EkSeal

Fuente: Sociedad Eléctrica Sur Oeste. S.A.

Los diagramas de carga muestran el comportamiento de las tensiones y corrientes para determinar su balance de carga, y la evaluación de problemas como la sobretensión y subtensión de una SED.

3.4.3. Sistema de información de interrupciones

Información de interrupciones programadas y no programadas (Registro de elemento afectado, ya sea Equipo de protección, Alimentador, SED, Suministro).

El sistema informático de interrupciones actualmente no se enlaza ONLINE con el GIS, es decir la configuración topológica de las redes es modificada en el GIS esta modificación no se refleja automáticamente en el Sistema de Interrupciones, ocasionando que se pueda estar compensando inadecuadamente a los usuarios por concepto de calidad de suministro.

Asimismo el Sistema de Interrupciones no maneja códigos por evento, de tal forma que se discrimine la cantidad de usuarios afectados por cada reposición parcial, ejemplo, se programe un Corte de Energía de un alimentador de 07:00 a 13:00 horas, sin embargo actualmente se registra la última maniobra como un Corte Forzado, con Distintos tiempos de reposición pero dentro del periodo del Corte Programado, esto también ocasiona incremento de compensaciones.

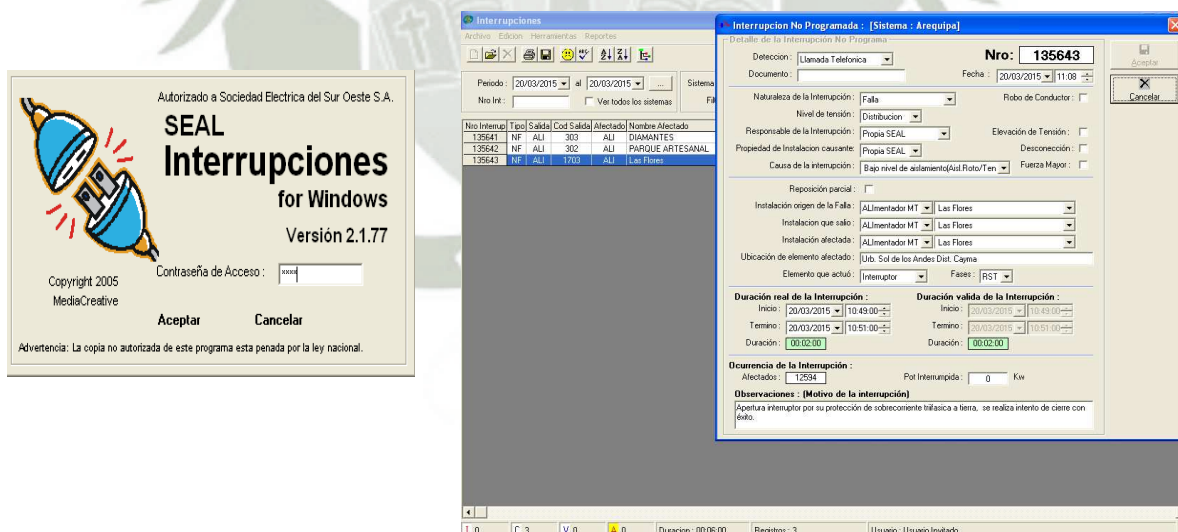


Figura 17: Registro de Información para Procedimiento en la supervisión de las instalaciones de Distribución Eléctrica por Seguridad Pública

Fuente: Sociedad Eléctrica Sur Oeste. S.A.

3.4.4. Sistema de información de las deficiencias procedimiento 228-2009-OS/CD

Información de las deficiencias de las instalaciones de Media Tensión,
Subestaciones MT/BT e instalaciones de Baja tensión

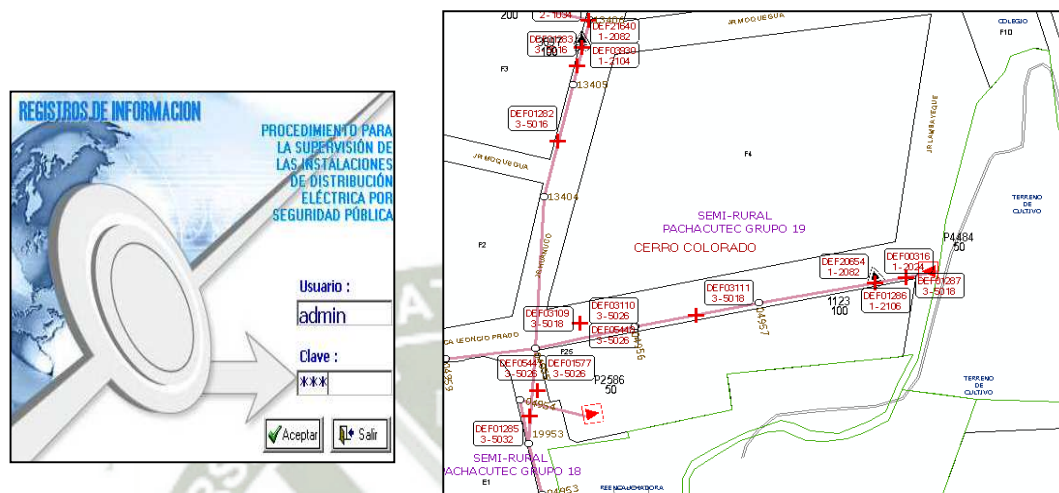
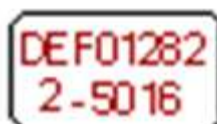


Figura 18: Registro de Información para Procedimiento en la supervisión de las instalaciones de Distribución Eléctrica por Seguridad Pública

Fuente: GIS- Sociedad Eléctrica Sur Oeste. S.A.

Al realizar las inspecciones en el campo correspondiente a deficiencias, lo encontrado es registrado en una base de datos creando una partida como se observa los recuadros en rojo indicando la codificación y el estado en el que se encuentra, según el procedimiento 228, esta función está reflejada en el GIS como muestra la figura 22, lo cual se puede realizar una exportación de todas estas deficiencias y sacar una programación de supervisión mensual según sea el interés.



DEF01282: Código del número de Deficiencia identificada
5026: Codificación de Deficiencia, Procedimiento 228
2: Estado de deficiencia - Subsanoado

Figura 19: Codificación de deficiencias

CAPITULO IV:

PROBLEMÁTICA Y RESULTADOS EN LA CONFIABILIDAD DE PROCEDIMIENTOS PARA LA SEGURIDAD PÚBLICA POR EL CRECIMIENTO DE LA DEMANDA.

4.1 PROCEDIMIENTO N° 011-2004-OS/CD

La Resolución de Consejo Directivo OSINERG N° 011-2004-OS/CD, OSINERGMIN aprueba el “Procedimiento de Fiscalización y Subsanación de Deficiencias en Instalaciones de Media Tensión y Subestaciones de Distribución Eléctrica por Seguridad Pública”, cuyo objetivo es el de establecer el procedimiento que deben seguir las concesionarias de distribución para identificar las deficiencias en las instalaciones de las redes de Media Tensión y Subestaciones de Distribución ubicadas dentro de su área de concesión y la subsanación de las mismas relacionadas con la seguridad pública. Asimismo, refiere, las principales obligaciones de las concesionarias que se mencionan a continuación:

- Elaboración de una base de datos de deficiencias de las redes de Media Tensión y Subestaciones de Distribución que comprometen la seguridad pública con ayuda de los programas mencionados en el Capítulo III.
- Ejecutar los trabajos para la subsanación de las deficiencias señaladas.
- Remisión de las bases de datos a OSINERG para la supervisión y fiscalización.

4.2 PROCEDIMIENTO N° 377-2006-OS/CD:

Asimismo, en fecha 08/08/2006, mediante Resolución de Consejo Directivo OSINERG N° 377-2006-OS/CD, OSINERGMIN aprueba el “Procedimiento para la Supervisión y Fiscalización de las Instalaciones de Baja Tensión y de Conexiones

Eléctricas por Seguridad Pública”, cuyo objetivo es el de establecer el procedimiento para la supervisión del mantenimiento y conservación de las instalaciones de baja tensión y de las conexiones eléctricas del servicio público de electricidad, con la finalidad de preservar la seguridad de la población.

4.3 PROCEDIMIENTO N° 228-2009-OS/CD:

En fecha 26/11/2009, OSINERGMIN considera conveniente unificar y modificar algunos criterios de supervisión, referidos a los procedimientos mencionados en los ítem precedentes, a fin de mejorar la labor de supervisión y fiscalización de la seguridad pública en las referidas instalaciones de distribución eléctrica; para lo cual mediante Resolución de Consejo Directivo OSINERG N° 228-2009-OS/CD, aprueba el “*Procedimiento para la Supervisión de las Instalaciones de Distribución Eléctrica por Seguridad Pública*”, con el fin de Establecer los lineamientos para la supervisión y fiscalización a las concesionarias de distribución para verificar el cumplimiento de las normas de seguridad en las instalaciones de distribución eléctrica.

4.4 RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO OSINERGMIN N° 090-2010-OS/CD,

En fecha Abril del 2010, la Resolución de Consejo Directivo OSINERGMIN N° 090-2010-OS/CD, adiciona a la Base Metodológica para la Aplicación de la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos, la Disposición Transitoria 8.7 en el siguiente término “Las interrupciones ocasionadas por el cumplimiento de las metas establecidas por la Resolución de Consejo Directivo N° 228-2009-OS/CD, referidas a la subsanación de deficiencias de media tensión, serán calificadas por la GFE de OSINERGMIN como reforzamiento de redes. Esta disposición estará vigente hasta el 31 de diciembre de 2013”; ello significa, que el factor de compensación es igual a 0.5. Sin embargo, tal disposición ha quedado sin efecto en diciembre de 2013 debido a término de su vigencia.

4.5 PROCEDIMIENTO N° 735-2007-OS/CD Y PROCEDIMIENTO N° 107-2010-OS/CD:

En relación a los ítems precedentes, en fecha 12/12/2007 mediante Resolución de Consejo Directivo OSINERG N° 735-2007-OS/CD, OSINERGMIN aprueba el *“Procedimiento para la Solicitud de Paralización de Actividades por Riesgo Eléctrico Grave”* con el fin de eliminar aquellas situaciones de riesgo eléctrico grave que pongan en peligro la seguridad pública. Asimismo, considerando el tiempo transcurrido desde la vigencia del Procedimiento mencionado, deviene en necesario actualizarlo teniendo en cuenta la experiencia adquirida en la atención de las solicitudes formuladas por las empresas concesionarias y otros, considerando las observaciones y propuestas derivadas de la labor de supervisión por parte de esta entidad; en fecha 13/05/2010 mediante Resolución de Consejo Directivo OSINERGMIN N° 107-2010-OS/CD, OSINERGMIN aprueba el *“Procedimiento para la Atención y Disposición de Medidas Ante Situaciones de Riesgo Eléctrico Grave”*, con el objetivo de atender las comunicaciones cursadas ante situaciones de riesgo eléctrico grave, y disponer las medidas para prevenir, reducir o eliminar el riesgo identificado por las concesionarias o personas naturales o jurídicas.

4.6 REGLAMENTO DE SEGURIDAD Y SALUD EN EL TRABAJO CON ELECTRICIDAD - 2013

Adicionalmente en fecha 21/03/2013 se aprueba el Reglamento de Seguridad y Salud en el Trabajo con Electricidad – 2013, que en relación a Riesgos Eléctricos Graves Generados hace precisiones en su **Artículo 29° Previsiones Contra Contactos con Partes con Tensión**, en la que la concesionaria adoptará algunas de las siguientes previsiones para la protección de las personas contra los contactos con partes normalmente con tensión:

- a) *Se alejarán de las partes activas de las instalaciones o equipos eléctricos a las distancias mínimas de seguridad indicadas en el Código Nacional de Electricidad del lugar donde las personas, vehículos motorizados, coches rodantes y otros que habitualmente se encuentran o transitan, para evitar un*

contacto fortuito o la manipulación de objetos conductores que puedan ser utilizados cerca de la instalación.

b) *Se recubrirá las partes activas con aislamiento apropiado, que conserve sus propiedades indefinidamente y que limite la corriente de contacto a un valor inocuo, siempre que existan recubrimientos aislantes para el nivel de tensión que se requiere.*

c) *Se colocarán, obstáculos que impidan todo contacto accidental con las partes vivas de la instalación. Los obstáculos de protección deben estar fijados en forma segura; y, deberán resistir los esfuerzos mecánicos usuales.*

4.7 SISTEMA NACIONAL DE GESTIÓN DEL RIESGO DE DESASTRES, LEY N° 29664

Sistema interinstitucional, sinérgico, descentralizado, transversal y participativo, con la finalidad de identificar y reducir los riesgos asociados a peligros o de tal forma minimizar sus efectos, así como evitar la generación de nuevos riesgos, en la preparación y la atención ante situaciones de desastre mediante el establecimiento de principios, lineamientos de política, componentes, procesos e instrumentos de la Gestión del Riesgo de Desastres.

La Ley es de aplicación y cumplimiento obligatorio para todas las entidades y empresas públicas de todos los niveles de gobierno, así como para el sector privado y la ciudadanía en general. En ese marco, toda referencia genérica a entidades públicas, en la presente Ley, su reglamento y las disposiciones que a su amparo se emitan, se entiende referida a las entidades públicas a que se refiere el artículo I del Título Preliminar de la Ley N° 27444, Ley del Procedimiento Administrativo General, y empresas públicas de todos los niveles de gobierno.

En Junio de 2013, SEAL recibe el encargo de realizar las gestiones relacionadas al incumplimiento de las deficiencias por Distancias Mínimas de Seguridad; es decir realizar una programación y generar propuestas de reconfiguración y mejora no solo

en Arequipa, sino también en zonas rurales. Poniendo en debate opciones de mejora y recurrir a una ingeniería para el manejo y solución de estos procedimientos.

4.7.1 Descripción de deficiencias según procedimiento N° 228-2009 OS/C

SEAL para coordinar los alineamientos en la supervisión y fiscalización las empresas de distribución deben verificar el cumplimiento de las normas de seguridad en las instalaciones de distribución eléctrica, donde se aplica a las instalaciones de media y baja tensión así como a las conexiones eléctricas en todos sus sectores típicos.

En el siguiente cuadro muestra las diferentes deficiencias para su identificación y levantamiento, SEAL en sus programaciones de cortes programados trata de atender casos críticos en el cumpliendo metas que fiscalizaran OSINERGMIN de manera parcial, para evitar posteriores multas.

Tabla N° 6: Cuadro de Deficiencias Establecida por Resolución OSINERGMIN N° 228-2009-OS/CD

DEFICIENCIAS ESTABLECIDAS POR RESOLUCIÓN OSIMERGMIN N° 228-2009-OS/CD			
Ítem	Componente	Código	Descripción de la Deficiencia
		Deficiencia	
DEFICIENCIAS EN ESTRUCTURAS DE MEDIA TENSIÓN			
1	POSTE	1002	Poste en Mal Estado de Conservación o Inapropiado Para la Función de Apoyo
2		1008	Poste Inclinado Mas de 5 grados
3		1012	Estructura Expuesta al Impacto Vehicular
4	EQUIPOS DE MANIOBRA, PROTECCIÓN, MEDICIÓN, REGULACIÓN O TERMINAL DE CABLE.	1034	Partes Rígidas Bajo Tensión No Protegidas, Incumplen Distancia de Seguridad Respecto a Edificación
5		1036	Partes Rígidas Bajo Tensión No Protegidas, Incumplen Distancia de Seguridad Respecto a Líneas de Comunicación
6		1042	Protección Mecánica de Cable MT Rota, Inexistente, Insuficiente o de Material Inadecuado
7	RETENIDA	1072	Retenida en Mal Estado
8		1074	Retenida Sin Conexión Efectiva de Puesta a Tierra o Sin Aislador de Retenida
9	SISTEMA DE	1082	Sistema de Puesta a Tierra Inexistente, Incompleto o en Mal Estado en Estructuras con terminal de Cable y/o Equipos de Maniobra, Regulación, Medición, Protección.
10	PUESTA A TIERRA	1086	Resistencia de Puesta a Tierra Mayor que la Máxima Normada.

DEFICIENCIAS EN SUBESTACIÓN DE DISTRIBUCIÓN (SAM o SAB)			
11	POSTE	2002	Poste en Mal Estado de Conservación o Inapropiado Para la Función de Apoyo
12		2004	Poste Inclinado Mas de 5 grados
13		2008	Estructura Expuesta al Impacto Vehicular
14	EQUIPOS DE MANIOBRA, PROTECCIÓN, MEDICIÓN, TRANSFORMADOR, CABLES Y TERMINACIONES.	2024	Partes Rígidas Bajo Tensión No Protegidas, Incumplen Distancia de Seguridad Respecto a Edificación.
15		2026	Partes Rígidas Bajo Tensión No Protegidas, Incumplen Distancia de Seguridad Respecto a Líneas de Comunicación
16		2034	Protección Mecánica de Cable MT Rota, Inexistente, Insuficiente o de Material Inadecuado
17		2132	Distancia de SED a Estación de Combustible Menor a lo Normado.
18	CRUCETA, SOPORTE DE TRANSFORMADOR	2040	Mal Estado de Conservación de Cruceta, Ménsula, Soporte de Transformador o de Otros Equipos.
	Y OTROS EQUIPOS		
19	RETENIDA	2072	Retenida en Mal Estado
20		2074	Retenida Sin Conexión a Puesta a Tierra o Sin Aislador de Retenida
21	SISTEMA DE	2082	Sistema de Puesta a Tierra Inexistente, Incompleto o en Mal Estado.
22	PUESTA A TIERRA	2086	Resistencia de Puesta a Tierra Mayor que la Máxima Normada.
23	TABLERO DE BT y/o CAJA	2106	Tablero y/o Caja Portamedidor Fácilmente Accesible, en Mal Estado.
24	PORTAMEDIDOR, A NIVEL DE SUPERFICIE	2104	Tablero y/o Caja Portamedidor Sin Conexión a Puesta a Tierra.

DEFICIENCIAS EN SUBESTACIÓN DE DISTRIBUCIÓN (CASETAS A NIVEL, SUBTERRÁNEAS y NO CONVENCIONALES)			
25	CASETA O BOVEDA	3052	Sin Rejilla o con Rejillas de Ventilación y de Ingreso Rotas, Hundidas o Sin Cierre Seguro
26		3054	Sin Puerta o con Puerta Rota, Arqueada o Sin Cierre Seguro.
27	GABINETE O CAJA	3074	Gabinete y/o Caja Portamedidor en Mal Estado.
	PORTAMEDIDOR A NIVEL DE SUPERFICIE		

DEFICIENCIAS EN SUBESTACIÓN DE DISTRIBUCIÓN COMPACTA (SUBTERRÁNEA O PEDESTAL)			
28	TABLERO DE BT, EQUIPO DE MEDICIÓN.	4028	Tablero y/o Caja Portamedidor en Mal Estado.
29		4026	Tablero y/o Caja Portamedidor Sin Conexión a Puesta a Tierra.
30	SISTEMA DE PUESTA A TIERRA	4042	Resistencia de Puesta a Tierra Máxima Permitida.
31		4049	Sistema de Puesta a Tierra Inexistente, Incompleto o en Mal Estado.
32	CARCASA	4072	Sin Puerta o Rejilla, o con Puerta o Rejilla Rota, Arqueada o Sin Cierre Seguro.
DEFICIENCIAS EN CONDUCTORES DE MEDIA TENSIÓN (CONDUCTOR EXPUESTO)			
33	TRAMO DE MEDIA TENSION	5010	Conductor Incumple Distancia de Seguridad Respecto al Nivel de Terreno.
34		5016	Conductor Incumple Distancia de Seguridad Respecto a Letrero, Cartel, Chimenea, Antena, Tanque y Otras Instalaciones Similares.
35		5018	Conductor Incumple Distancia de Seguridad Respecto a Estructura y/o Cable de Comunicación.
36		5026	Conductor Incumple Distancia de Seguridad Respecto a Edificación.
37		5030	Conductor Incumple Distancia de Seguridad Respecto a Estación de Combustible.
38		5032	Conductor Incumple Distancia de Seguridad Respecto a Instalación de Baja Tensión.
39		5038	Conductor Esta Sobre Edificación.

Fuente: OSINERGMIN - Resolución OSINERGMIN N° 228-2009 - OS/CD

En el ANEXO N°1 se puede observar en archivo fotográfico de algunas deficiencias de este cuadro.

Este procedimiento establece, las siguientes prioridades para su evaluación y levantamiento.

Tabla N° 7: Prioridades Establecidas por Procedimiento

PRIORIDAD	TEMAS	CÓDIGOS DE TIPIFICACIÓN
PRIMERA	Incumplimiento de distancias de seguridad a edificaciones y otras instalaciones.	1034, 2024, 5016, 5026.
SEGUNDA	Otros incumplimientos de distancias de seguridad.	1036, 2132, 5010, 5018, 5030, 5038.
TERCERA	Estructuras y/o accesorios en mal estado.	1002, 1008, 1012, 2002, 2004, 2008, 2040.
CUARTA	Retenidas y/o accesorios en mal estado.	1072, 1074, 2072, 2074.
QUINTA	Deficiencias en puestas a tierra.	1082, 1086, 2082, 2086, 4042, 4049.
SEXTA	Otras deficiencias tipificadas en media tensión.	Otros códigos de tipificación.

Para medir el cumplimiento de metas, OSINERGMIN clasifica a Arequipa por sectores típicos, en el siguiente Figura 25, se muestra el cambio de tipificación que tuvo desde el año 2009 debido al incremento de longitud en Km por redes de MT y la Energía Activa (MWh), su codificación es un tema de estudios en cuanto a la Demanda y Población.

Tabla N° 8: Sistemas Eléctricos Por Sectores Típicos

SISTEMA	SECTOR TÍPICO	
	Resolución OSINERGMIN N° 179-2009 OS/CD	Resolución OSINERGMIN N° 205-2013 OS/CD
	01/11/2009 -31/10/2013	01/11/2013 -31/10/2017
AREQUIPA	2	2
ATICO	3	3
CAMANA	3	3
ISLAY	3	3
ORCOPAMPA	4	3
BELLA UNION - CHALA	4	4
CARAVELI	4	4
MAJES - SIGUAS	4	4
OCOÑA	4	4
REPARTICION - LA CANO	4	4
VALLE DE MAJES	4	4
CHUQUIBAMBA	4	5
COTAHUASI	5	6
HUANCA	5	6
VALLE DEL COLCA	4	6
PAMPACOLCA	4	5

Asimismo, según al cuadro anterior OSINERGMIN establece la priorización y metas de subsanación de deficiencias en las instalaciones de MT, el cual se muestra a continuación:

Tabla N° 9: Priorización de Metas por Sectores Típicos

Sector Típico	Enero - Diciembre 2011	Enero - Diciembre 2012	Enero - Diciembre 2013	Enero - Diciembre 2014
	Media Tensión			
2	1034, 2024, 5016, 5026	1034, 2024, 5016, 5026	1034, 2024, 5016, 5026	1034, 2024, 5016, 5026
3		1034, 2024, 5016, 5026	1034, 2024, 5016, 5026	1034, 2024, 5016, 5026

Como observamos los Sectores Típicos 4, 5, 6 identificados en la Figura 26 no muestra una priorización de metas a cumplir debido a que no brinda los estándares establecidos por OSINERGMIN.

4.7.2 Situación actual en distancias mínimas de seguridad

Identificando las metas en la concesionaria SEAL y sabiendo la descripción de cada una de ellas, se puede apreciar en la Grafica 4-1 que siempre existió problemas con la deficiencia 5016, como prioridad y meta a cumplir de forma obligatoria, ya que presenta antecedentes con incidencia de muerte a causa de riesgo eléctrico. En la Figura 4-2 muestra un pequeño resumen de deficiencias en orden jerárquico según la base de datos desarrollada, en donde las letras rojas figuran algunas de metas ya establecidas por OSINERGMIN evaluadas por estado. Esta base se organizó en forma de investigación para brindar soluciones a problemas en las redes de distribución e interrupciones.

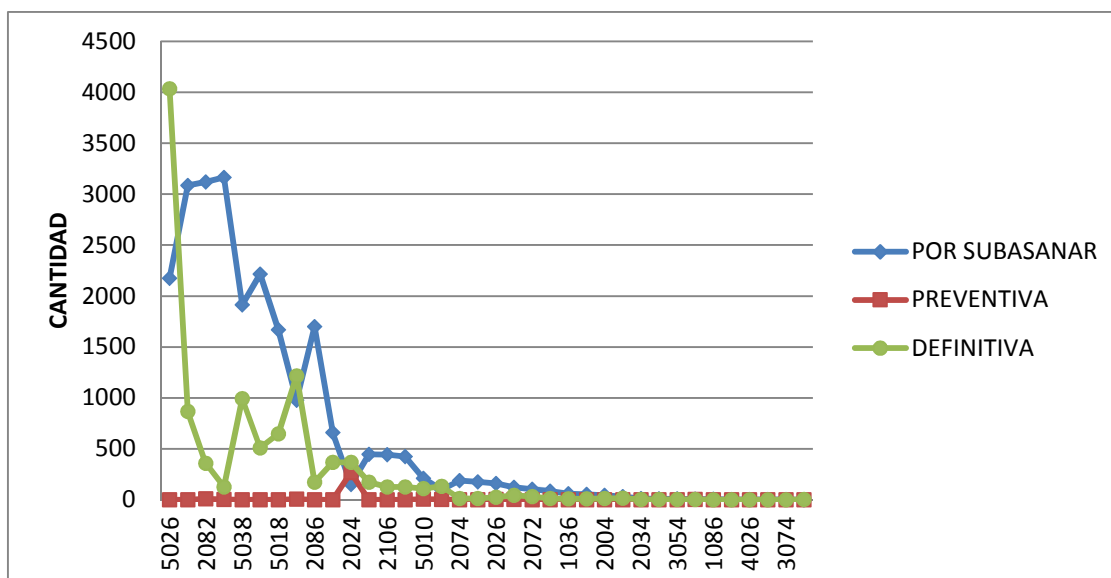


Figura 20: Deficiencias por Estado de Subsanación 2010 – 2014 en Concesión SEAL

En el ANEXO N° 2 se observara el total de las deficiencias de forma general y divididas por sectores Típicos.

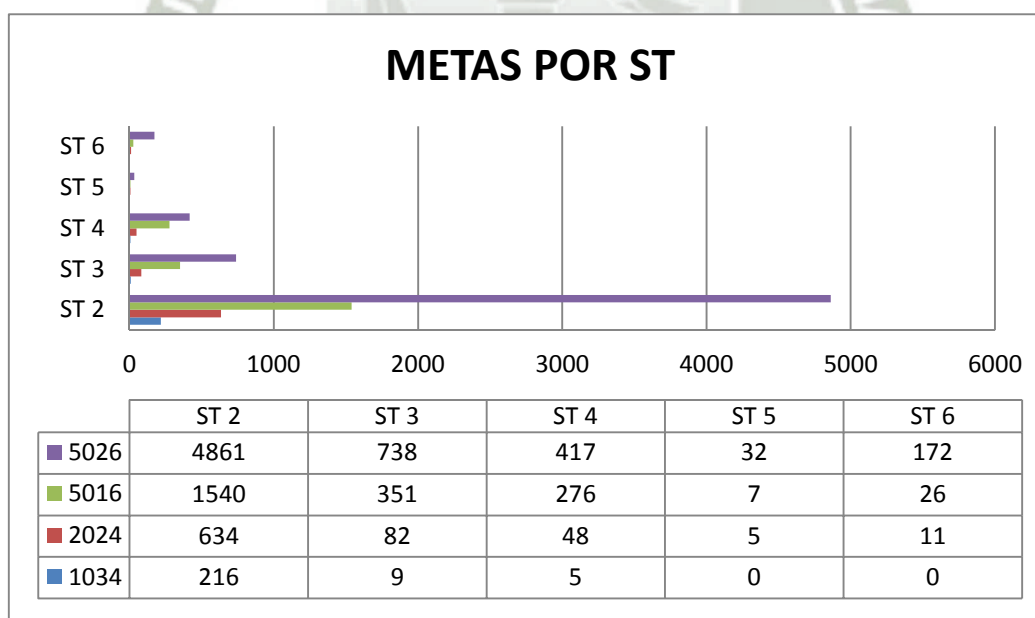


Figura 21: Grafico de Deficiencias Metas por Sectores Típicos

4.7.3 Deficiencias identificadas y levantadas 2010 – 2014

El siguiente Grafico 4-5 muestra el estado de deficiencias de forma general en comparación con la cantidad que se va subsanado y encontrando nuevas deficiencias, desde el 2013 solo detectaron deficiencias metas sin dejar de lado las demás ya que estas son reportados como CONSEIE (Condición Sub-estándar En Instalaciones Eléctricas).

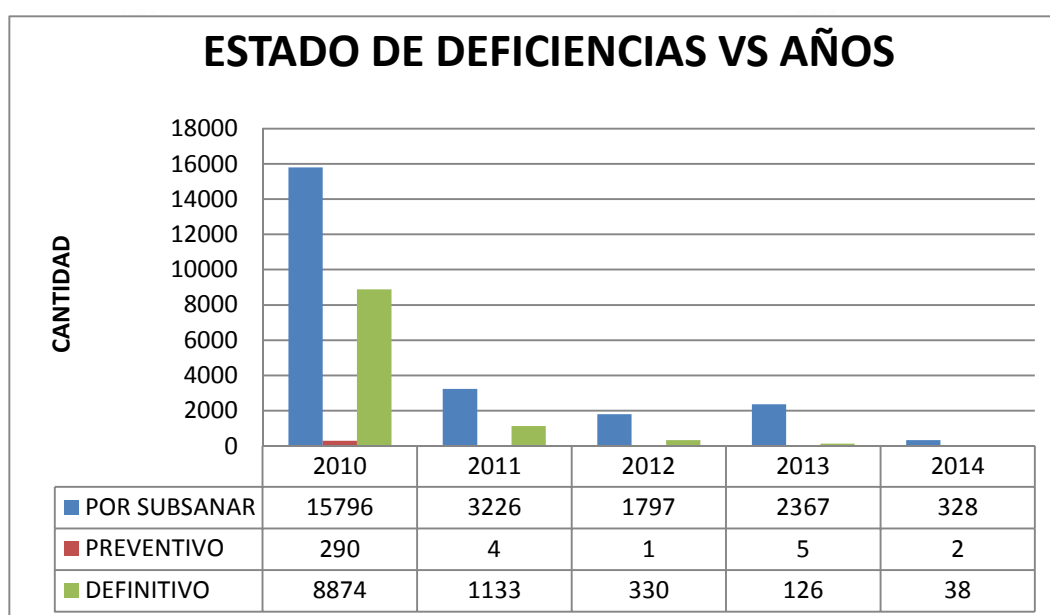
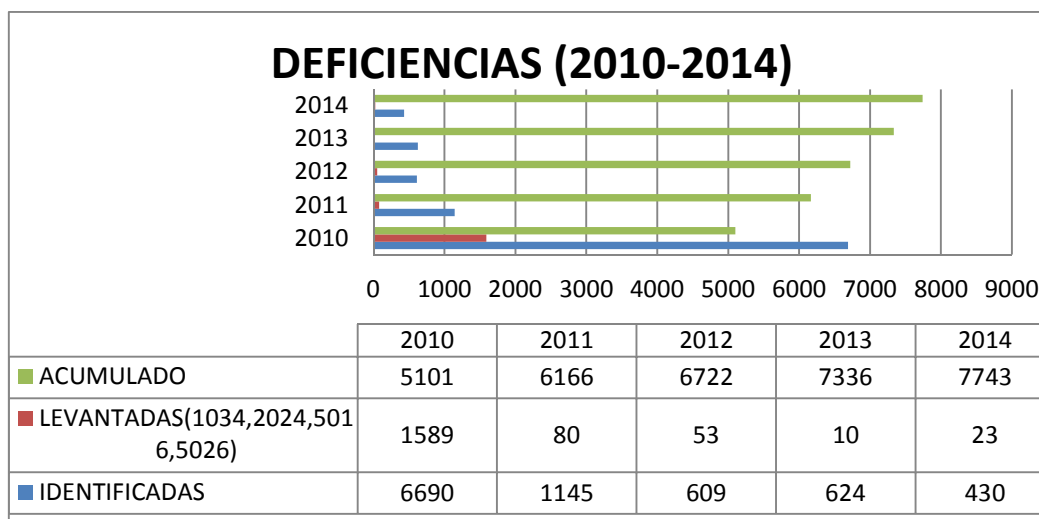


Figura 22: Deficiencias en General por Estados dentro de la Concesión SEAL (Periodo 2010-2014)

Con el avance de los años se fue acumulando las deficiencias metas las cuales se muestran en el grafico 4-6, siendo un trabajo constante para identificarlas y proceder a su levantamiento.



Acumulado + Identificado - Levantado = Acumulado (Año Siguiente)

Figura 23: Comportamiento de Deficiencias Metas por Años en Concesión SEAL (Identificadas-Levantadas-Acumulado)

4.7.4 Deficiencias metas identificadas año 2014

Las deficiencias metas identificadas y reportadas en el primer semestre del año 2014, en los que se ha tomado como prioridad las metas establecidas según procedimientos, en el Figura N°31, se muestra los niveles de cada deficiencia meta dividida por estados.

Sea definitiva, cuando se realizó trabajos de reubicación o cambio en su configuración, Preventiva, debido a que se instaló mangas dieléctricas en tramos donde se incumple la DMS y Por subsanar, que son estados donde se ha identificado la deficiencia esperando el trabajos a levantar desde su programación de cortes a nivel de Alimentadores.

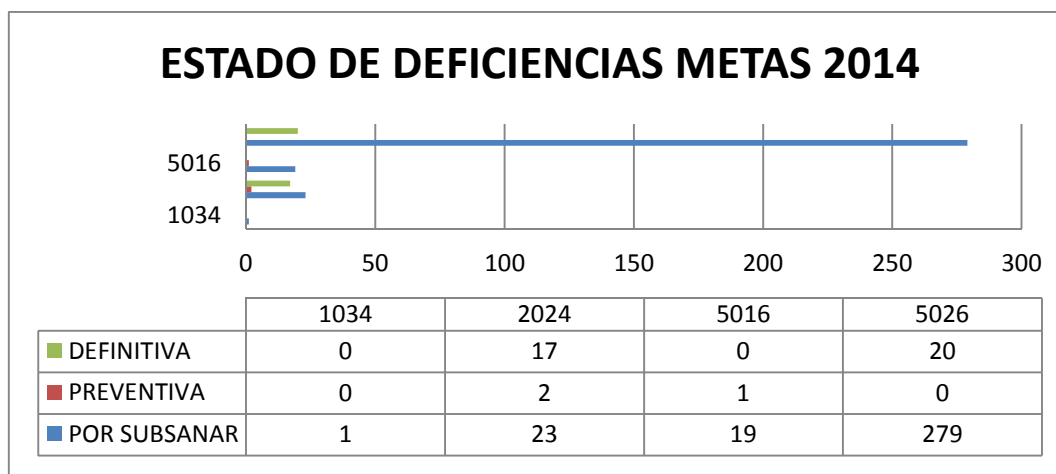


Figura 24: Resumen de Deficiencias Metas Identificadas y por Estado - Año 2014

Si observamos las deficiencias metas por alimentadores, el AMT Ciudad de Dios se encuentra liderando esta grafica lo cual se deberá brindar soluciones con respecto a DMS y formular propuestas de desarrollo ya sea por el incremento de su Demanda y edificaciones.

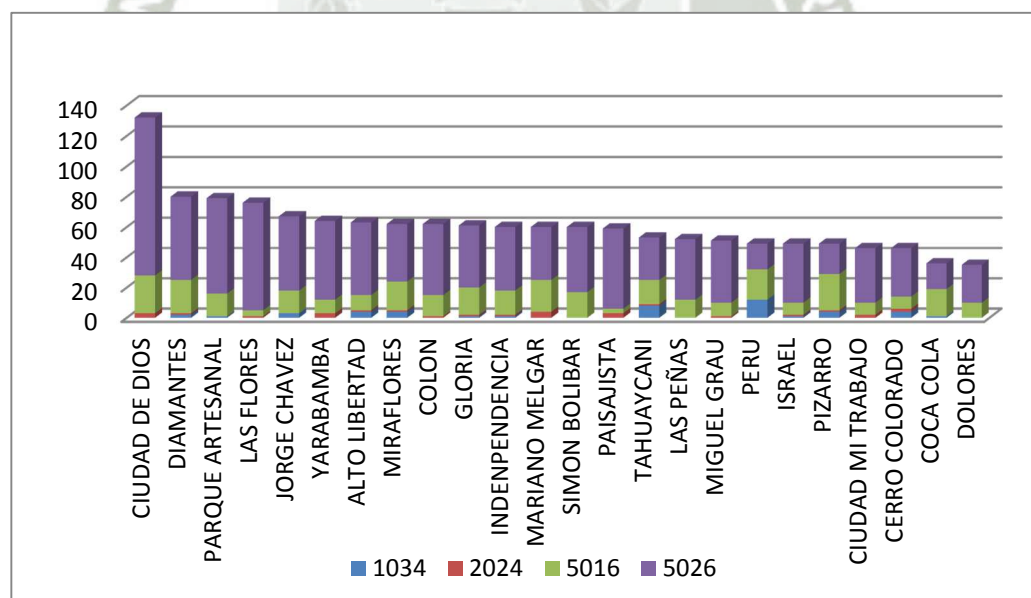


Figura 25: Deficiencias Metas por Subsanan Acumulado al Año 2014

En el ANEXO N° 02 se muestra de forma completa la cantidad de alimentadores según deficiencias metas.

A Nivel de Zonas como las que muestra la Figura 25, las metas identificadas según su estado ya antes tipificado muestra un avance progresivo en Camana e Islay.

Tabla N° 10: Deficiencias Metas Por Subsanan y Levantadas Por Zonales

ZONAL	SET	1034			2024			5016			5026			Total General
		0	1	2	0	1	2	0	1	2	0	1	2	
AREQUIPA		85	3	128	51	245	338	545	6	988	1277	11	3573	7250
ISLAY	MOLLEND	2	0	0	21	0	4	65	0	44	114	0	104	354
	MATARANI	0	0	0	1	0	0	10	0	15	18	0	15	59
	MEJIA	1	0	0	1	0	0	6	0	1	6	0	2	17
	LA CURVA	1	0	0	4	0	2	35	0	30	76	0	49	197
	CHUCARAPI	0	0	0	2	0	0	5	0	2	7	0	2	18
	COCACHACRA	0	0	0	2	0	1	14	0	10	30	0	25	82
CAMANA	LA PAMPA	5	0	0	6	20	5	70	0	37	217	0	53	413
ATICO	ATICO	0	0	0	0	0	6	2	0	2	0	0	9	19
ORCOPAMPA	ORCOPAMPA	0	0	0	7	0	0	2	0	1	2	0	9	21

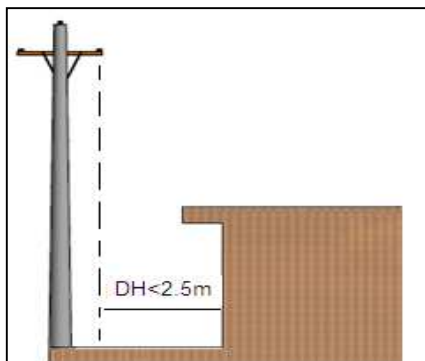
Donde:	
0	: Por Subsanan
1	: Preventivo
2	: Definitivo

4.7.5 Origen de deficiencias

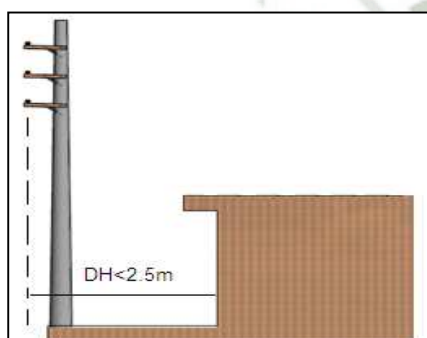
En el momento en que se genera una deficiencias, es necesario destacar que existen dos vistas importantes; un antes y un después. Por lo general, antes de iniciar la construcción de una edificación las instalaciones de SEAL por parte de Distribución, estas cumplen las distancias de seguridad por lo que no existe deficiencia; sin embargo, debido al proceso de edificación, las instalaciones llegan a incumplir y generan riesgo eléctrico grave que se tipifica como deficiencia. Ello, se debe a que las edificaciones en proceso de construcción o que estén recientemente construidas se van acercando a las líneas de media tensión.

a) Origen Externo (Originado por Terceros)

- Antes de la construcción se cumple distancias de seguridad



La EMT se encuentra en una configuración en cruz, conocida como armado trifásico de alineamiento de 0° - 5° Tipo: AT – 1, con respecto a la Línea de MT la distancia es mayor de 2.5 m a la red más próxima.



La EMT se encuentra en una configuración Asimétrica, conocida como armado trifásico de alineamiento de 0° - 5° Tipo: ATV – 5, con respecto a la Línea de MT la distancia es mayor de 2.5 m a la red más próxima.



Figura 26: Incumplimiento de las distancias mínimas de seguridad

- Edificaciones en proceso de construcción o recientemente construidas en límite de propiedad:

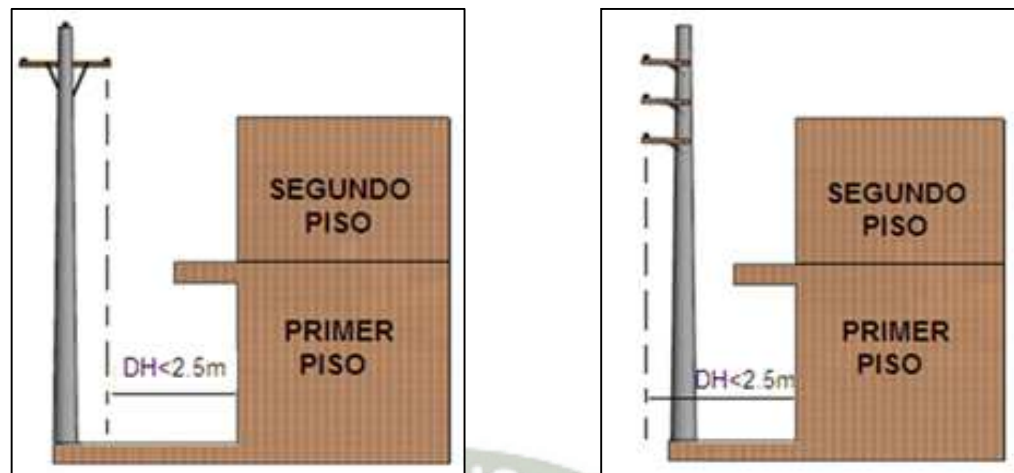


Figura 27: Deficiencia de Origen Externo, Cambio de Armado por DMS – AMT Ciudad de Dios



Figura 28: Deficiencia de Origen Externo, Edificación en proceso de construcción 2do piso – AMT HUNTER

El origen de esta deficiencia es la continuación al construir la segunda sobre el límite de propiedad, sabiendo que existen Redes de MT y no construyendo sobre el voladizo sino que este solo evite las lluvias que perjudiquen la fachada de la edificación, de lo contrario esto sería una Deficiencia 5016, y se le aplicara el proceso respectivo.

- Edificaciones en proceso de construcción o recientemente construidas que invaden vía pública:

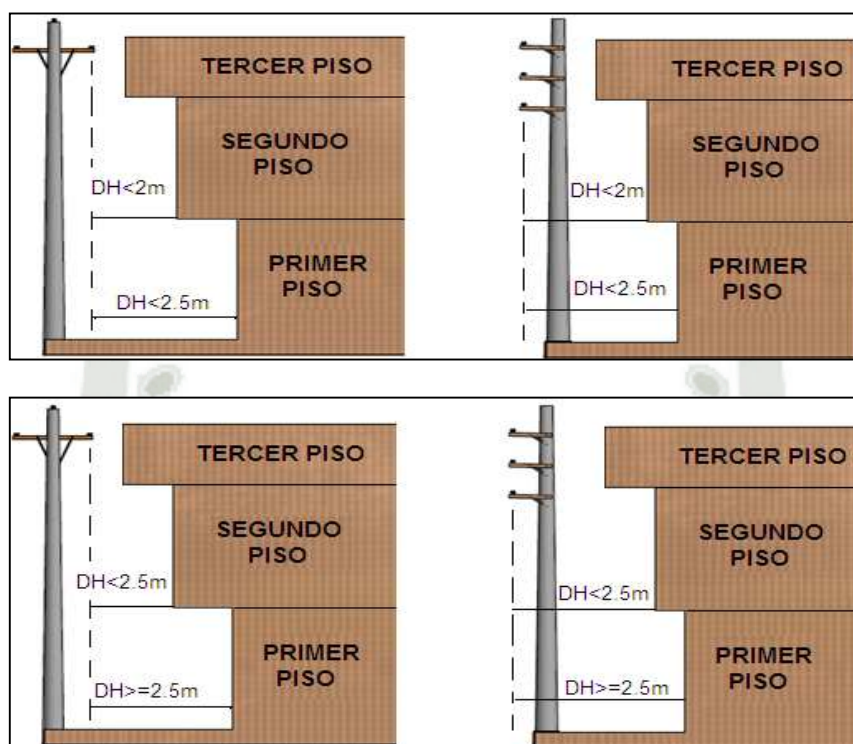


Figura 29: Factores de riesgo por incumplimiento DMS



Figura 30: Deficiencia de Origen Externo, Edificación recientemente construida invadiendo aires de vía pública – AMT JESÚS

La Figura N° 30 muestra la construcción de 4 pisos, lo cual se instaló mangas dieléctricas de manera preventiva, ya que su reubicación o el cambio de armado se programara.

- Instalación de Letreros, Carteles, Chimenea, Antena, Tanques, e Instalaciones Similares Dentro del Límite de Propiedad.

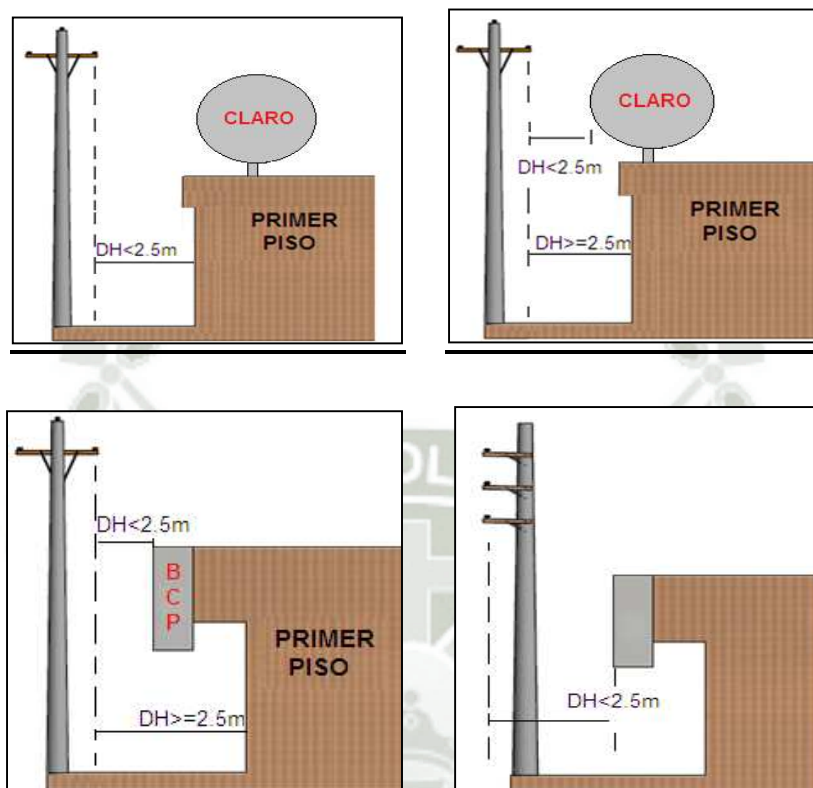


Figura 31: Factores externos de riesgo

Asimismo, se tiene la existencia de letreros, carteles, chimeneas, antenas, tanques, e instalaciones similares que han sido instalados en la vía pública o fuera del límite de propiedad, y, que se acercan a redes de media tensión.



Figura 32: Deficiencia de Origen Externo, Letrero de Publicidad incumple DMS

a) Origen Interno

- **Por ampliaciones de Unidad Distribución a Solicitud de Nuevos Suministros**

Se ha identificado ampliaciones realizadas y en las que no se han considerado que en un futuro las edificaciones llegarán a construir un segundo o tercer nivel. La normativa vigente indica, la necesidad de considerar implícitamente el cumplimiento de las distancias de seguridad horizontal y vertical en forma simultánea.

También es importante mencionar, que al momento de dar la factibilidad de nuevo suministro, los inspectores encargados, no consideran los siguientes aspectos relevantes respecto a la edificación que solicita nuevo suministro:

- Edificación vulnera las distancias de seguridad.
- Edificación invade la faja de servidumbre.
- Edificación con sección de vía no definida.

Las siguientes imágenes muestran este origen por parte de la Concesión.



Figura 33: Deficiencia de Origen Interno, Instalación de EBT en vía no definidas

- **Por Ampliaciones de Gerencia Técnica**

Del mismo modo, se ha identificado ampliaciones nuevas entregadas a la Gerencia de Operaciones, en las que no se han considerado que en un futuro las edificaciones llegarán a ser de segundo o tercer nivel y que ello generaría nuevas deficiencias; asimismo, se han realizado sin tener una sección de vía definida. La normativa vigente indica, la necesidad de considerar implícitamente el cumplimiento de DMS de manera simultánea.



Figura 34: Deficiencia de Origen Interno, Proyecto de ampliaciones en Red de MT – AMT Ciudad de Dios

- **Por Ampliaciones para Clientes de Gran Industria**

En conexiones para clientes libres, no se ha considerado el acercamiento de PMIs (Transformix, recloser, seccionador cut out, etc.) que incumplen la distancia de seguridad respecto a edificaciones u otras instalaciones. Asimismo se hace, extensivo a las instalaciones de media tensión en propiedad de terceros y que se encuentran ubicados en la vía pública; para que se verifique el cumplimiento de las distancias de seguridad horizontal y vertical, mencionando que los tramos en donde se tienen deficiencias, se encuentran ubicados hacia las viviendas; lo que significa que la probabilidad de ocurrencia de accidentes son altas.



Figura 35: Deficiencia de Origen Interno, Transformix instalado incumpliendo DMS – AMT HUNTER

4.8 CAUSAS DE INTERRUPCIONES EN ALIMENTADORES

Centro Control responde al **Procedimiento para la Supervisión de la Operación de los Sistemas Eléctricos N° 074-2004-OS/CD** dentro de la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos por parte de las empresas concesionarias de distribución, referidos a interrupciones por fallas, maniobras e indisponibilidades de las instalaciones eléctricas de Generación, Transmisión o Distribución, que afecten al suministro del servicio público de electricidad.

4.8.1 INTERRUPCIONES EN REDES MT AREQUIPA, AÑOS 2013 – 2014

El Centro Control de Operaciones en SEAL muestra una base de interrupciones de manera dividida en Generación, Transmisión, Distribución, Eventos Externos y Protecciones estas a su vez se subdividen lo cual son demasiadas, para esta investigación solo tomaremos el Área de Distribución sección redes de Media Tensión, Línea – Cable debido al estudio de las deficiencias para su inspección y levantamiento comparando esta estadística

de los 2 últimos años como muestra el siguiente cuadro lo cual tiene mayor incidencia en FD-15 es decir que los armados usualmente instalados son ineficientes y partiendo de esta información realizamos una ruta crítica para su evaluación en cada alimentador correspondiente a Arequipa.

Tabla N° 11: Interrupciones en Redes MT Arequipa Años 2013 – 2014

CÓDIGO	RESUMEN - LINEA/CABLE	2013	2014
FD-01	Falla de empalme de red aérea de Media Tensión	0.00%	0.48%
FD-02	Falla de empalme de red subterránea de Media Tensión	1.75%	0.00%
FD-03	Falla de cable subterráneo de Media Tensión	0.19%	0.00%
FD-04	Falla de terminación de cable subterráneo de Media Tensión	0.78%	1.43%
FD-05	Rotura de conductor aéreo de red de Media Tensión	3.51%	2.86%
FD-06	Contacto de red de Media Tensión con árbol	1.56%	0.48%
FD-07	Contacto de red de Media Tensión con edificación	0.00%	0.00%
FD-08	Contacto de red de Media Tensión con acometida	0.58%	0.00%
FD-09	Contacto de red de Media Tensión con cable de telecomunicaciones	0.00%	0.00%
FD-10	Contacto de red de Media Tensión con letrero o bandera	0.39%	0.00%
FD-11	Contacto de red de Media Tensión con pastoral o luminaria	6.63%	1.43%
FD-12	Contacto de red de Media Tensión con poste o estructura de Media Tensión	0.58%	0.48%
FD-13	Contacto de red de Media Tensión con poste de Baja Tensión	2.53%	0.00%
FD-14	Contacto de red de Media Tensión con cable de aterramiento o retenida	0.00%	0.00%
FD-15	Contacto entre conductores	32.94%	34.76%
FD-16	-	0.19%	0.00%
FD-17	-	0.00%	0.00%
TOTAL		51.66%	41.90%

4.8.2 Interrupciones en distribución por alimentadores MT - 2013 y 2014, según tipo de falla

Las interrupciones en el Periodo del 2013 se identificaron las Fallas de Distribución más representativas ocasionado la salida de servicio de todo el alimentador.

Tabla N° 12: Interrupciones en Distribución por Alimentador Año 2013

TIPO	DESCRIPCIÓN
FD-44	Cruceta de Media Tensión girada
FD-15	Contacto entre conductores
FD-13	Contacto de red de Media Tensión con poste de Baja Tensión
FD-35	Pérdida de aislamiento Transitoria
FD-11	Contacto de red de Media Tensión con pastoral o luminaria
FD-05	Rotura de conductor aéreo de red de Media Tensión

Fuente: SEAL

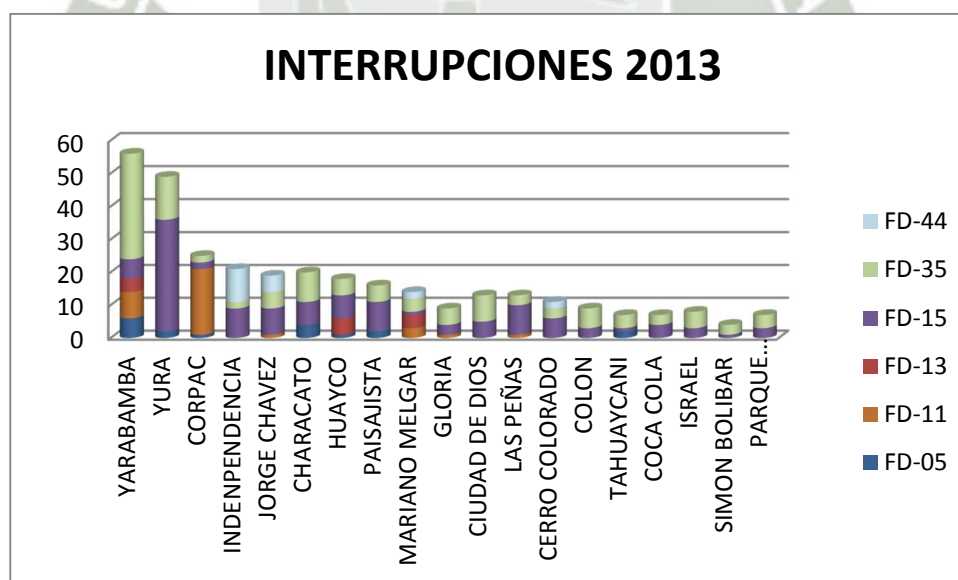
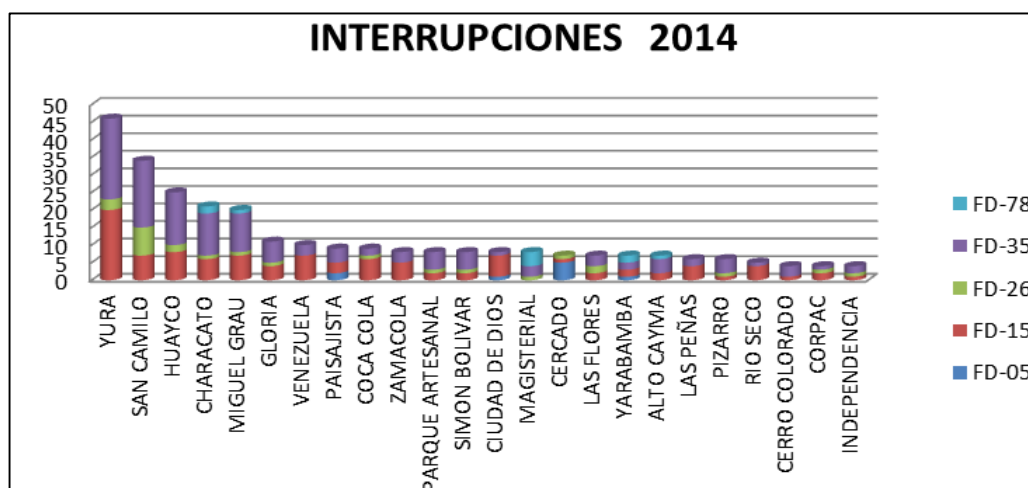

Figura 36: Interrupciones en Distribución por Alimentador Año 2013

Tabla N° 12: Interrupciones en Distribución por Alimentador Año 2013

TIPO	DESCRIPCIÓN
FD-05	Rotura de conductor aéreo de red de Media Tensión
FD-15	Contacto entre conductores
FD-26	Fusible tipo K fatigado, mal dimensionado
FD-35	Pérdida de aislamiento Transitoria
FD-78	Falla de transformador de distribución

Fuente: SEAL


Figura 37: Interrupciones en Distribución por Alimentador Año 2014

Las interrupciones en el Periodo del 2014 fueron diferentes a las del 2013, pero la FD-35 (Falla de distribución) Pérdida de aislamiento transitoria son sucesos que se identificaron por falta de mantenimiento en sus redes, y de igual manera la FD-15 sigue persistiendo identificado por diferentes causas.

ANEXO N° 02 Se encuentran todas las interrupciones correspondientes a Redes de MT en el periodo (2013 – 2014)

4.8.3 Origen de interrupciones en alimentadores

a) Origen Externo

• Pérdida de Aislamiento Transitoria

Según indicación de Centro de Control, esta interrupción se refiere a eventos en donde el relé indica falla a tierra y hace que el alimentador

salga fuera de servicio, entonces se revisa el alimentador y al no encontrarse falla alguna se procede a realizar intento de cierre el cual tiene éxito y se restablece la continuidad del suministro. Es necesario precisar que esta interrupción se debe varios factores, dentro de los cuales podemos mencionar los siguientes: Acercamiento de fases, contacto casual y temporal de una fase con objeto externo, vandalismo temporal, contacto con partes de redes BT y otros.

- **Otros - Por Fuerza Mayor**

Se refiere principalmente a los casos que se encuentran considerados en la Directiva para la Evaluación de las solicitudes de calificación de Fuerza Mayor.

b) Origen Interno

- **Acercamiento entre Fases.**



Figura 38: *Crucetas giradas acercamiento entre fases.*

Este origen son los causantes de la Falla en Distribución FD-15, que como ya lo hemos vistos, requiere una solución para mostrar una confiabilidad en sus redes, como el cambio de armados de madera a Acero Galvanizado y reduciendo estas fallas.

- **Acercamiento de Red MT a Estructura de Baja Tensión**



Figura 39: DMS a pastorales de iluminación con respecto a redes de MT

Este origen es ocasionado por redes de MT, sabemos que en algunos casos la disposición del Alumbrado Público puede ser: unilateral, bilateral o tresbolillo y biteral pareada, donde las EMT están expuestas al cambio de armados debido a deficiencias registradas como la 5026, lo que obligan a cambiar su configuración de AT1 a ATV5, esto obligara a ganar distancia horizontal respecto a la edificación, pero genera otra deficiencia que está registrada como 5032, en algunos casos llega ser tanto la distancia vertical que logra tener contacto con el pastoral o la Unidad de AP lo cual se tiene que girar todo el pastora o bajarlo, el Procedimiento de supervisión de la operatividad del servicio de alumbrado público N° 078-2007-os/cd tipifica a esta deficiencia como DT2 – Pastoral mal orientado generando inseguridad al producir una iluminación (densidad de flujo luminoso) deficiente.



Figura 40: Deficiente orientación de las luminarias

- **Armados Inadecuados Según la Función de Estructura.**



Figura 41: Armado AT1 no adecuada para topología de Red.

Sabemos que esta configuración es un Armado AT1 en EMT de madera lo cual es un riesgo en esta situación de acuerdo a su topología está mal orientada por ser solo de alineamiento en bermas centrales o avenidas donde no existen edificaciones cercas, lo cual existen casos que la como este que se cambiar de armado a una configuración ATV7 en EMT de concreto debido a que ya no es de alineamiento sino de derivación utilizando retenidas para no producir la inclinación del poste y este a su vez genere una deficiencia identificada como 1008 - inclinación más de 5 grados.



Figura 42: Retenida defectuosa

Para la revisión de los Armados según su topología y configuración se mostrara en el ANEXO N°3 los diferentes tipos utilizados por SEAL y otras concesionarias para resolver el problema de DMS

- **Vanos Básicos Mayores a 60 m.**



Figura 43: Vanos registrados en GIS más de 60 metros

Según Norma DGE – Bases para el diseño de líneas y redes primarias para electrificación rural la distancia vertical mínima entre conductores de un mismo circuito para vanos hasta 100 metros la distancia debe ser de 0.70 metros, lo cual esto se va perdiendo por temas de dilatación en el conductor de Aluminio y genera puntos calientes según inspección termografica en la grampas suspensión, el peso del conductor hace que se vire la cruceta generando un contacto entre conductores y sacando de servicio al Alimentador, El estudio de pérdidas Técnicas y No Técnicas evalúan estas causas debido a las ampliaciones que realizan para Asentamientos o Nuevos Proyectos de Electrificación

- **Tramos Extremos y en Angulo sin Retenida o Con la Función de Armado Inadecuado.**



Figura 44: EMT sin retenida y armados diferentes

A causa de falta de materiales, se realizan trabajos rápidos para salir de la emergencia sin conocer, que estos desperfectos serán reflejados como interrupciones alterando la programación de los cortes que realiza SEAL para sus ampliaciones y mantenimientos

- **Empalmes por Fase por Vano**

Utilización incorrecta de manguitos de reparación como manguitos de empalme en vanos normales, que hace que los tramos no tengan la flecha correspondiente y que ante un esfuerzo electrodinámico (por falla) lleguen a desprenderse.



Figura 45: Empalmes mal utilizados según su aplicación

Los mangos de empalme sirven para la unión a plena tracción de conductores con idéntica sección a diferencia de los Mangos de reparación que son utilizados para evitar los desprendimientos de hebra o hilos de conductor, no trabajan a tracción.

- **Restricción de Suministro de Materiales**

La restricción principal es el uso de crucetas de madera sin tratar y mojadas con diferentes longitudes.

4.9 IDENTIFICACIÓN RUTA CRÍTICA – DMS E INTERRUPCIONES

Para desarrollar una ruta crítica debe existir una plena comunicación entre las diversas áreas Subestaciones, MT y BT para que no exista trabajos incompletos y mal realizados creando nuevas deficiencias luego de levantar una, esto nos permitirá interpretar las causas para el levantamiento de deficiencias y el análisis de riesgo según la criticidad, que se evaluó como el caso de las EMT y EBT, ya siendo de madera, metálico o de concreto con indicios de mal estado en su estructura (Base Corroída y agrietamientos) donde se propone a los alimentadores que tengan mayor cantidad de deficiencias registradas en el ARCGIS, sin embargo también se está considerando las interrupciones en redes de MT ya antes mencionadas en el periodo 203 y 2014 evaluándolos por alimentador, con el fin de que los trabajos de levantamiento no solo estén limitados a las deficiencias sino, que en dichos trabajos también se consideren el mejoramiento en confiabilidad para la seguridad pública de este modo las multas realizadas por OSINERGMIN serán controladas en cuenta a su fiscalización.

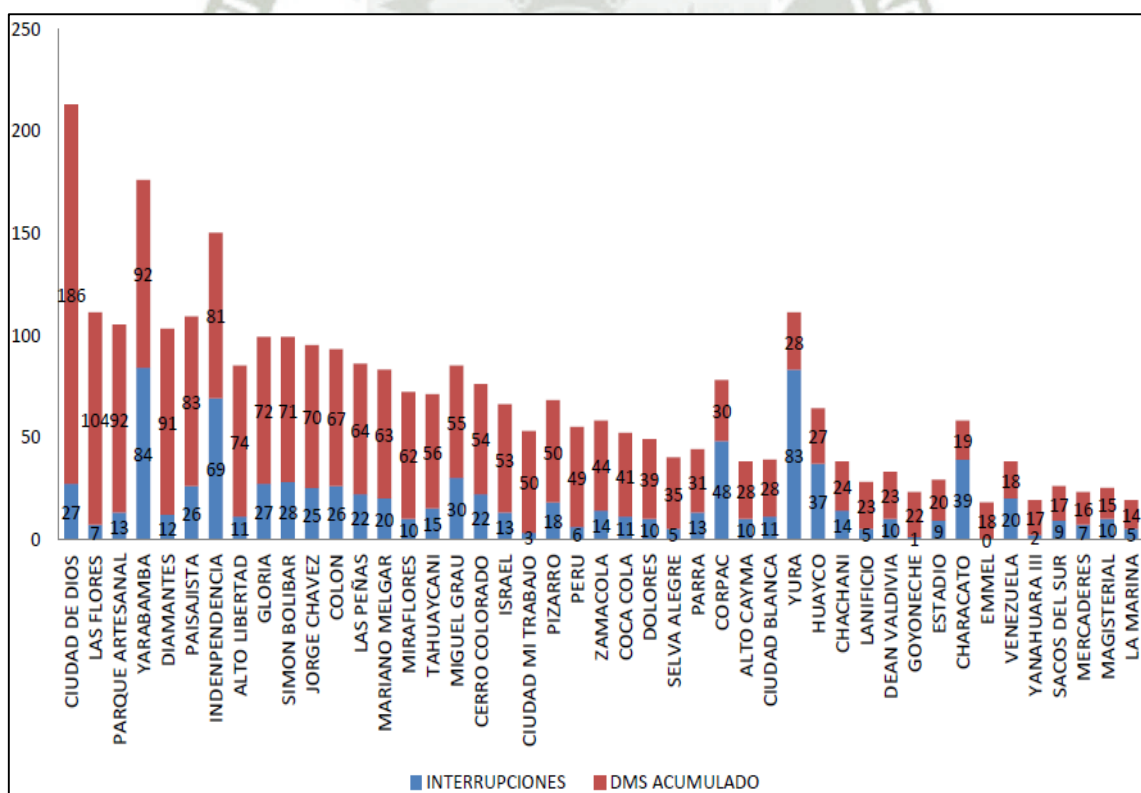


Figura 46: Balance de Alimentadores por Interrupciones y DMS

4.10 DESARROLLO DE ACTIVIDADES

4.10.1 Identificación de deficiencias por riesgo eléctrico grave generado

En cumplimiento al procedimiento para la atención y disposición de medidas ante situaciones de riesgo eléctrico grave, cursamos comunicaciones a OSINERGMIN de afectaciones a nuestras instalaciones con el fin de prevenir, reducir o eliminar el riesgo identificado.

a) **Inspecciones Rutinarias**

Actualmente se vienen desarrollando inspecciones rutinarias para identificar riesgo eléctrico grave generado, acercamiento a redes de media tensión, principalmente por edificaciones en proceso de construcción o recientemente construidas; el levantamiento en mención se realiza con el formato DISREGG, el cual se adjunta en ANEXO N°4

b) **Comunicación Sobre DISREGG a Fiscalizador y Áreas Operativas**

La comunicación sobre riesgo eléctrico grave generado se comunica vía email a fiscalizador con copia a los responsables de Área de Media Tensión, Subestaciones, Emergencias, Baja Tensión y Operaciones Comerciales. La copia a los responsables de Área, sirve para que programen trabajos y con ello realizar el levantamiento del riesgo eléctrico detectado; los mismos que por disposición de Jefatura de Unidad de Distribución los trabajos deberán ser ejecutados por el área correspondiente y en caso que el infractor no cancelen el presupuesto, deberá ser remitido el expediente a Asesoría Legal para las acciones correspondientes.

c) **Coordinación y Notificación a Infractor de REGG**

Una vez que fiscalizador determina la situación de riesgo eléctrico grave generado, notifica a infractor y pone de conocimiento a SEAL y a Municipalidad de la Jurisdicción ANEXO N°4 para que los involucrados realicen las coordinaciones con SEAL y se levante el riesgo. Asimismo,

siempre que infractor sea ubicado para las coordinaciones se le hace firmar notificación informativa sobre los riesgos al cual estarían expuestos. Se adjunta en ANEXO N° 4.

d) Situación de Disposición de Riesgo Eléctrico Grave Generado (DISREGG)

A continuación, se muestra el estado de Disposición de Riesgo Eléctrico Grave Generado:

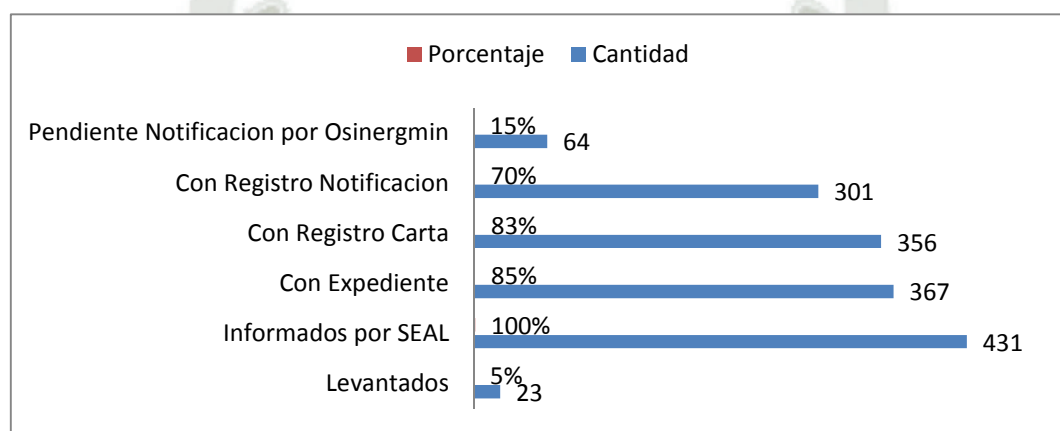


Figura 47: Estados de Disposición de Riesgo Eléctrico Grave Generado Informado

Tabla N° 13: Estados de Disposición de Riesgo Eléctrico Grave Generado Informado

Descripción	Cantidad	Porcentaje
Levantados	23	5%
Informados por SEAL	431	100%
Con Expediente	367	85%
Con Registro Carta	356	83%
Con Registro Notificación	301	70%
Pendiente Notificación por OSINERGMIN	64	15%

De la gráfica y tabla anterior, se puede observar que existe diferencias entre lo informado por SEAL, lo notificado por OSINERGMIN y lo levantado por SEAL. Respecto al retraso en el levantamiento, se ha indicado a los supervisores que indiquen las limitaciones o restricciones que tienen para el levantamiento del riesgo eléctrico generado.

e) Implementación en Optimización de Gestión de DISREGG

Tiene como objetivo mejorar el control de Riesgos Eléctricos Identificados e informados a OSINERGMIN mediante la implementación de una base de datos para su envío y control, que permita realizar el seguimiento por cada caso identificado y sus correspondientes estados en el tiempo. El aplicativo en una primera etapa estará a disposición de jefes de Áreas-Zonales así como de los Supervisores, de tal forma que cada usuario desde su terminal informe al fiscalizador de los riesgos identificados. Actualmente lo indicado se encuentra en proceso de implementación.

4.10.2 Inspecciones rutinarias por condición sub estándar en instalaciones eléctricas de SEAL

Para el cumplimiento a lo dispuesto por el numeral **420.C** del Código Nacional de Electricidad Suministro 2011, referente a que los trabajadores deberán informar de inmediato a su supervisor inmediato, cursamos comunicaciones a las Áreas correspondientes de situaciones de riesgo en nuestras propias instalaciones y que puedan afectar a nuestros trabajadores y a la seguridad pública; con el fin de prevenir, reducir o eliminar el riesgo identificado e informado.

a) Inspecciones Rutinarias

Durante las inspecciones se identifican situaciones de riesgo eléctrico ocasionado por deficiencias propias y/o de terceros; con lo cual se realiza el levantamiento en mediante el formato CONSEIE.

b) Comunicación Sobre Condiciones Sub Estándares en Instalaciones Eléctricas a Áreas Operativas

La comunicación sobre condición sub estándar (deficiencias) en instalaciones eléctricas propias y que representan riesgo eléctrico grave a personal propio y de terceros, y, a la seguridad pública; es comunicada vía email a las Áreas correspondientes para su levantamiento, es decir a responsables de Baja

Tensión, Subestaciones, Media Tensión, Operaciones Comerciales y Emergencias.

c) Situación de Condiciones Sub Estándares en Instalaciones Eléctricas (CONSEIE)

No se tiene el reporte de Supervisores de Baja Tensión, Media Tensión y Subestaciones; a continuación, se muestra los estados de Condición Sub Estándar en nuestras Instalaciones Eléctricas:

Tabla N° 14: Estados de condición

ESTADO	CANTIDAD	PORCENTAJE
IDENTIFICADOS/INFORMADOS	155	100%
LEVANTADOS	10	6.5%

Fuente: SEAL

4.10.3 Notificación para prevenir riesgo eléctrico grave generado a involucrados

a) Por Obras en Vía Pública.

• Dirigido a Gobiernos Locales y Otras Instituciones Públicas

Los Gobiernos Locales y otras instituciones realizan obras en la vía pública, sin embargo, ello es realizado afectando nuestras instalaciones principalmente debido al movimiento de tierras que ocasiona por ejemplo la pérdida de estabilidad de cimentaciones con la consecuente interrupción de la continuidad del suministro eléctrico. Las notificaciones cubren las siguientes necesidades que tiene carácter preventivo:

- Cumplir con la directiva de fuerza mayor referido a las medidas preventivas y solicitadas por el fiscalizador.
- Los costos de los trabajos en instalaciones de SEAL a consecuencia de Obras en vía pública, deben ser presupuestados dentro del expediente técnico.

Por ejemplo, se ha observado que en la modificación de sección de vía los postes quedan en la calzada expuestos a impacto vehicular. Queda pendiente su implementación.

b) Por Edificaciones en Proceso de Construcción o Recientemente Construidas

- **Dirigido a Municipalidades y Juntas Vecinales**

Se ha propuesto la notificación directa a los alcaldes distritales y provinciales respecto al cumplimiento de la normatividad vigente, relacionado a las normas técnicas referidas a los servicios y bienes públicos; con recuerdo de que las edificaciones que constituyan riesgo para la seguridad pública o infrinjan las normas reglamentarias de seguridad sean clausuradas o demolidas. Asimismo, dice también la normativa que las autoridades municipales otorgarán las licencias de construcción bajo responsabilidad, ajustándose estrictamente a las normas. El proyecto de carta no ha sido aprobado por Asesoría Legal.

Respecto a las coordinaciones con las juntas vecinales, se debe incidir en el tema de construcción de voladizos y acercamiento a redes de distribución; quedando pendiente su implementación.

- **Dirigidos a Colegios Profesionales**

Los Colegios departamentales de Ingenieros y Arquitectos principalmente, tienen activa participación en la elaboración de expedientes técnicos y su posterior proceso de construcción de obras y/o edificaciones; para lo cual es necesario informarles y notificarlos que en los expedientes técnicos y durante el proceso constructivo consideren los costos de reubicación, cambios o retiros a consecuencia de las obras; así como el cumplimiento de las distancias de seguridad indicadas en el Código Nacional de Electricidad Suministro 2011 y el Reglamento Nacional de Edificaciones

de tal forma se minimicen los riesgos que puedan generarse a la seguridad pública. Queda pendiente su implementación.

- **Dirigido a Institutos y Gremios de Construcción Civil**

Es importante notificar o implementar talleres de sensibilización referido al cumplimiento de las distancias mínimas de seguridad y se minimicen los riesgos al cual están expuestos durante el proceso constructivo. Pendiente su implementación.

c) **Por Instalación de Letreros, Carteles, Chimenea, Antena, Tanques, e Instalaciones Similares**

- **Dirigido a Municipalidades**

Está referido al cumplimiento de las distancias mínimas de seguridad en la autorización de instalación de letreros, carteles, chimeneas, tanques, cámaras de seguridad, semáforos y otros similares; para evitar acercamiento a redes de distribución. Pendiente su implementación.

- **Dirigido a Población en General**

Referido al cumplimiento de las distancias mínimas de seguridad en la instalación de letreros, antenas y carteles; para evitar acercamiento a redes de distribución. Pendiente su implementación en medios periodísticos, radiales televisivos etc.

4.11 RESULTADO DE ANALISIS DE RIESGO POR DMS

Según a Principios y Guía para la Gestión de Riesgos del estándar Australiano utilizado por OSINERGMIN para relacionar la amenaza con la consecuencia en una matriz de riesgo según las causas de accidentes fatales SEAL desde el periodo 2011 a 2014.

Tabla N° 15: Cuadro de Accidentes registrado en redes de MT por DMS periodo 2011 – 2014

FECHA	TIPO	LUGAR	DISTRITO	MULTA (UIT)	ESTADO
01/10/2011	FATAL	Anexo de Taurisma	Huaynacotas	34	Judicial
17/06/2012	INCAPACITARTE	Estancia soy Togo Tisco	Tisco	6	Judicial
16/07/2012	INCAPACITARTE	Urb.Vista Alegre	Orcopampa	6	Judicial
03/01/2013	FATAL	Calle Shutton	Majes	34	Judicial
31/10/2013	FATAL	Ciudad Blanca	Paucarpata	34	Administrativa
27/01/2014	FATAL	Calle Francisco Mostajo	Miraflores		Improcedente
04/05/2014	FATAL	ST3, Centro Poblado Pedregal	Majes		En Espera
05/07/2014	FATAL	Villa Industrial - Pedregal	Majes		En Espera
14/11/2014	FATAL	AA. HH. El Mirador de Jesús,	Paucarpata		En Espera
24/02/2015	FATAL	CA. Chavez de la Rosa con Av. Goyeneche	Cercado		Reciente

Análisis:

- Valoración Propuesta para la amenaza.

Valor	Nivel	Frecuencia
7	Habitual	entre 1 a 12 casos al año

- Valoración Propuesta para la consecuencia.

Valor	Nivel
50	Catastrófico

Si esto lo plasmamos en los problemas ya mencionado acerca de las distancias mínimas de seguridad y los orígenes de las Interrupciones con respecto a las Redes de MT, SEAL como concesión estaría aumentando su amenaza en un **87.50 %**

INDICE: 87.50 %

FRECUENCIA DE AMENAZA				MATRIZ DE RIESGO		
Constante	2.00%	4.00%	10.00%	20.00%	40.00%	100.00%
Habitual	1.75%	3.50%	8.75%	17.50%	35.00%	87.50%
Frecuente	1.50%	3.00%	7.50%	15.00%	30.00%	75.00%
Moderado	1.25%	2.50%	6.25%	12.50%	25.00%	62.50%
Ocasional	1.00%	2.00%	5.00%	10.00%	20.00%	50.00%
Esporádico	0.75%	1.50%	3.75%	7.50%	15.00%	37.50%
Remoto	0.50%	1.00%	2.50%	5.00%	10.00%	25.00%
Improbable	0.25%	0.50%	1.25%	2.50%	5.00%	12.50%
	Insignificante	Marginal	Grave	Critico	Desastroso	Catastrófico

CONSECUENCIA/VULNERABILIDAD

En cuanto al Riesgo Eléctrico Grave Generado por distancias mínimas de seguridad, encontrado en los alimentadores del Sector Típico 2 como muestra en la Figura N°54, los resultados de las notificaciones enviadas por OSINERGMIN a terceros en el periodo del año 2009 – 2014 son diferentes, en relación a otros años.

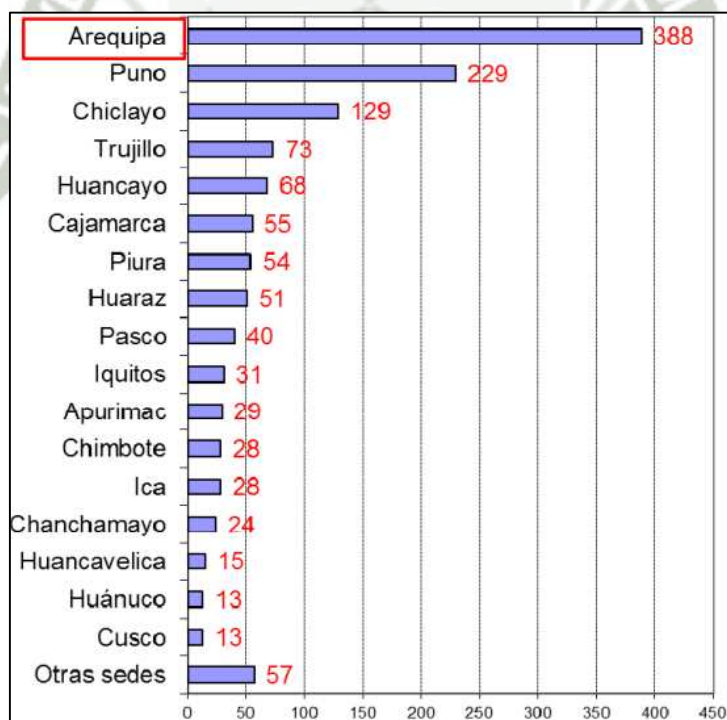
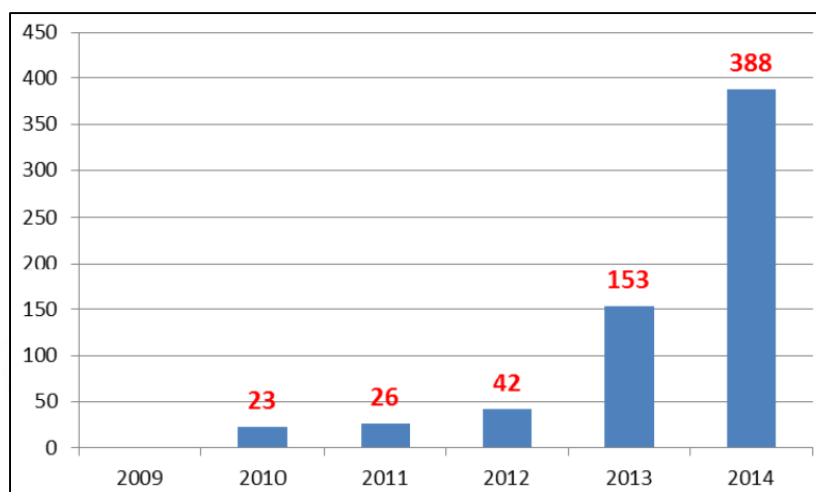


Figura 48: Resumen en Relación al Procedimiento N°107 – ST 2 Arequipa

Tabla N° 16: Resumen en Relación al Procedimiento N°107 – ST 2 Arequipa

Sede Regional	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Cantidad
Arequipa	18	9	10	12	25	56	193	26	13	0	0	26	388
Apurímac	10	5	9	1	1	1	1	0	0	0	0	1	29
Ayacucho	1	0	1										2
Cajamarca	3	3	2	2	0	3	3	8	5	13	8	5	55
Chiclayo	3	4	8	11	22	27	12	5	7	4	16	10	129
Cusco	3	2	3	2	1	1	0	0	1	0	0	0	13
Huancavelica	0	3	1	3	2	1	0	0	2	3	0	0	15
Huancayo	6	3	6	6	3	4	2	5	6	4	14	9	68
Huánuco	0	1	2	0	1	2	0	2	2	1	1	1	13
Huaraz	2	3	2	0	5	7	2	1	7	9	6	7	51
Ica	8	5	12	0	3								28
Iquitos	0	7	0	3	1	5	2	4	1	4	4	0	31
Pasco	8	1	1	3	4	0	0	0	0	11	2	10	40
Madre de Dios	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Moquegua									2	0	0	0	2
Piura	3	5	4	2	5	6	3	1	6	5	7	7	54
Ucayali	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2
Puno	3	18	31	27	25	0	49	55	5	0	14	2	229
San Martín	0	2	1		0	0	0	0	1	0	1	2	7
Tacna	0	0	1	0	0	1	1	0	0	0	0	0	3
Trujillo	1	8	13	17	0	0	0	0	3	17	8	6	73
Tumbes	0	0	0	0	0	0	0	0	0		0	0	0
Chanchamayo	2	0	1	0	2	2	5	2	5	3	1	1	24
Jaén	0	0	0	0	0	0	0	0	2	1	0	3	6
Quillabamba	1	0	0	1	0	0	1	0	1	1	0	0	5
Amazonas	1	0	0	0	0	1	3	0	2	1	0	0	8
Chota	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	3
Pichari	1	0	1	2	3	0	0	0	1	0	0	0	8
Mazamari	0	0	0	0	0	0	0	11	0	0	0	0	11
Chimbote	3	5	1	3	2	0	6	1	3	2	2		28
Total	79	85	111	95	105	117	283	121	75	79	84	91	1325

Fuente: OSINERGMIN

CAPITULO V:

PROPUESTAS PARA EL CAMBIO DE CONFIABILIDAD EN EL DESARROLLO DE LA DEMANDA ELÉCTRICA (2015 - 2020)

5.1 INCORPORACIÓN DE AVISOS INFORMATIVOS AL DORSO DE RECIBO DE LUZ.

Con el fin de implementar una política de prevención y sensibilización, y que además es parte de la política de responsabilidad social; se ha propuesto las siguientes alternativas:

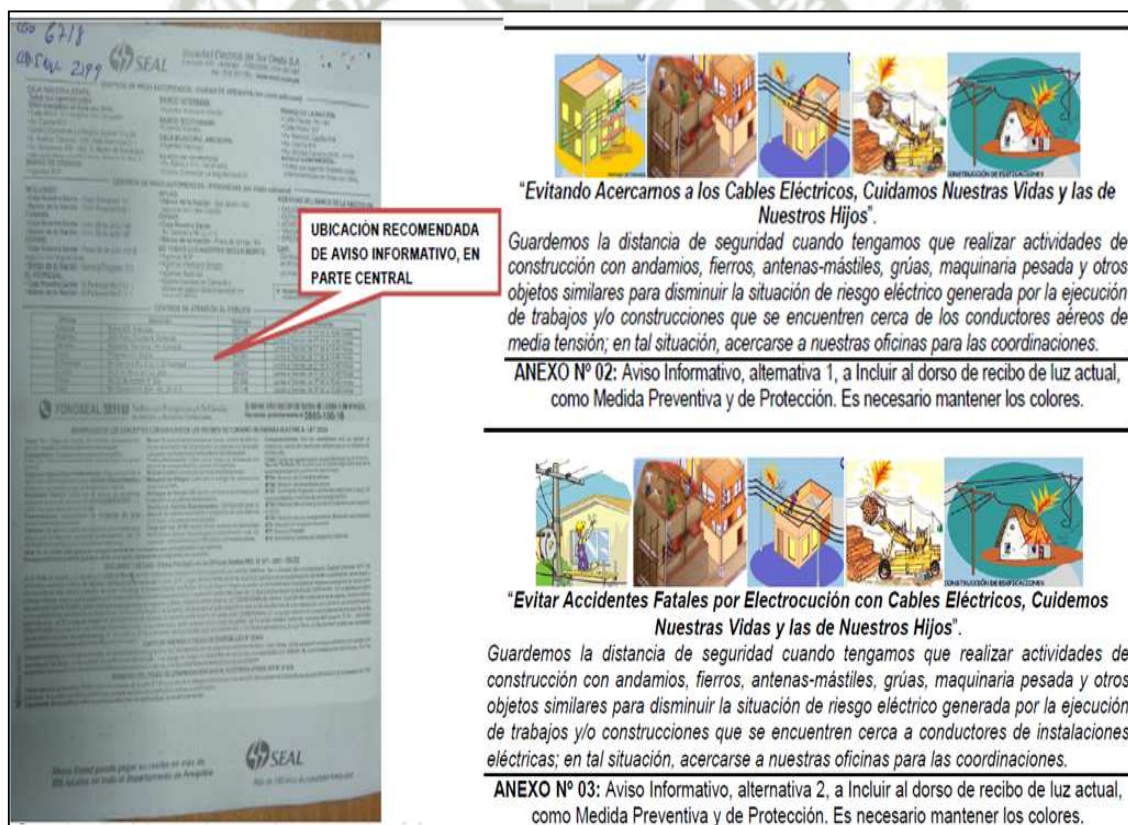


Figura 49: Publicación de políticas de prevención y sensibilización

a) PUBLICACIÓN DE AVISOS PERIODÍSTICOS –

PROHIBICIONES:

- Comunicado N° 01: Colocar Banderolas en Postes o Cercanos a Redes Eléctricas Constituye Peligro de Electrocción y Deterioro de la Infraestructura Eléctrica. Frecuencia quincenal.
- Comunicado N° 02: Colocar Letreros, Carteles, Chimeneas, Antenas, Tanques, Mástiles, Cámaras de Seguridad y Otras Instalaciones Similares; en Poste o Cercanos a Redes Eléctricas Constituye Peligro de Electrocción y Deterioro de la Infraestructura Eléctrica. Frecuencia quincenal.
- Comunicado N° 03: Realizar Construcciones Cerca a Redes Eléctricas Aéreas, Sin Tomar Medidas de Seguridad, Constituye Peligro de Electrocción y Deterioro de la Infraestructura Eléctrica. Frecuencia quincenal.

b) IMPLEMENTACIÓN DE AVISOS EN PUBLICACIONES COTIDIANAS.

Permanentemente se realizan publicaciones de suspensión temporal de suministro eléctrico e interrupción eléctrica por causa de fuerza mayor; por lo que en ambos casos se sugirió al Área de Relaciones Públicas incluir en su parte inferior de dichas publicaciones los siguientes avisos de prevención y sensibilización:

SOCIEDAD ELECTRICA DEL SUR OESTE S.A.

SUSPENSIÓN TEMPORAL DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO



SOCIEDAD ELECTRICA DEL SUR OESTE S. A., comunica a sus usuarios y público en general que se verá obligada a efectuar la suspensión temporal del suministro eléctrico, para el día viernes 27 de Septiembre 2013, según se indica:

REFORZAMIENTO DE REDES.
VIERNES 27 SEPTIEMBRE, 2013:

Circuito : Huayco desde SF6 - 040703.
Hora : 08:00 a 13:00 Hrs.
Motivo : SUBSANACION DE DEFICIENCIAS DE ACUERDO A RESOLUCIÓN OSINERGMIN 228-2009-OS/CD.
Zonas : 8 De Diciembre, Alto San Jose, El Cural Lateral 1, El Huayco, Estacion De Uchumayo, Irrigacion El Cural Lateral 6, 7, 8, Juan Pablo II, Los Tunales, Micaela Bastidas, Nueva Leticia, Pampas Nuevas, Patasagua, Patasagua (Alto y Bajo), Pueblo Libre, San Jose De Tiabaya, San Pedro, Santa Rita, Santa Teresa, Santa Teresa Zona A, Tiabaya, Tio Grande, Uchumayo y Villa El Triunfo Zona A y B.

Subestaciones de Distribución S.E. Involucradas según zonas afectadas líneas arriba: 1091, 1133, 1134, 1135, 1187, 1215, 1249, 1389, 1402, 1408, 1416, 1427, 1441, 1449, 1451, 1458, 1505, 1520, 1528, 1581, 1608, 1632, 1636, 1688, 1743, 1749, 1822, 1827, 1882, 1898, 1906, 1908, 1909, 1910, 1911, 1924, 1925, 2054, 2055, 2056, 2057, 2058, 2059, 2060, 2061, 2062, 2063, 2064, 2065, 2070, 2076, 2077, 2133, 2176, 2177, 2267, 2277, 2295, 2296, 2305, 2431, 2455, 2499, 2545, 2546, 2548, 2551, 2552, 2553, 2554, 2597, 2658, 2896, 2965, 2993, 2994, 3075, 3076, 3153, 3168, 3169, 3237, 3275, 3434, 3461, 3468, 3513, 3514, 3515, 3540, 3549, 3589, 3596, 3646, 3691, 3706, 3711, 3734, 3791, 3804, 3816, 3817, 3827, 3833, 3837, 3864, 3865, 3867, 3874, 3875, 3877, 3881, 3892, 3923, 3925, 3926, 3929, 3982, 3983, 4002, 4005, 4028, 4052, 4077, 4166, 4231, 4281, 4282, 4283, 4284, 4285, 4286, 4288, 4294, 4314, 4315, 4338, 4449, 4542, 4593, 4625, 4678.

Estimados clientes, Sírvanse verificar en su recibo de luz la Subestación de Distribución S.E. a la que pertenece su suministro eléctrico. Para mayor información visítenos en nuestra página web: <http://www.seal.com.pe>

Ejemplo: “Evitar acercarse a cables eléctricos de media y alta tensión varillas de construcción, regletas, mástiles, antenas, andamios, fierros, grúas, maquinaria pesada, ramas de árboles y otros objetos similares que constituyen peligro de electrocución; ante tal situación acercarse a nuestras oficinas para las coordinaciones. Cuidemos Nuestras Vidas”.

Figura 50: Publicación de prevención

Los avisos mencionados pueden ser reducidos en su texto sin que pierdan su mensaje u objetivo de prevención o sensibilización.

5.2 DESARROLLO E INGENIERÍA EN REDES DE DISTRIBUCIÓN

Del análisis de riesgo eléctrico y el crecimiento de la demanda en Arequipa conllevara a desarrollar planes de mejoramiento en sus redes de distribución, en acorde con los procedimientos vistos con anterioridad, lo cual esta investigación da los inicios a realizar una ingeniería Eficiente y competitiva las Empresas Privadas.

5.2.1 TOPOLOGÍA DE REDES DE MEDIA TENSIÓN

a) DISPOSICIÓN Y DISEÑO PARA NUEVOS ARMADOS

La gran mayoría de los sistemas estudiados en el campo de la ingeniería son de tipo no lineal y para desarrollar nuevos armados requiere de pruebas y un análisis estructural según la longitud del vano que a su vez acompaña el peso del conductor, de acuerdo a las características y condiciones que presente cierto sistemas de simulación como Autodesk Inventor o Solid Works acompañado de cálculos en resistencia de materiales, de tal forma esto conllevara a solucionar problemas de DMS.



Figura 51: Armados especiales para DMS

FUENTE: Electro Sur Este (ELSE)

b) ESTANDARIZACIÓN Y CONFIGURACIÓN ACTUAL DE REDES

- El Trazo de tramos son ubicados en secciones de vías cortas y hacia el límite de propiedad o edificaciones de tal forma no existe una normalización y control en lo armados al trazar las redes de MT para su mantenimiento o reconfiguración.



Figura 52: Estandarización de Armados

- Normalización de transformadores de distribución de potencias nominales menores a las que actualmente están normadas, como son de 3KVA, 5 KVA, 7,5 KVA, etc, a fin de que en los proyectos nuevos no se utilicen transformadores de mayor potencia de la que se requiere.

Asimismo, SEAL deberá solicitar al Ministerio de Energía y Minas que para los diseños de los proyectos de electrificación sean con una

proyección de 10 años, mas no de 20 años, lo que está llevando a sobredimensionar innecesariamente las potencias de los transformadores, y que las empresas de distribución están asumiendo las pérdidas que se producen por el dicho sobredimensionamiento. Se recomienda que SEAL en sus proyectos futuros evalúe trabajar con transformadores de nueva tecnología, tales como los transformadores con núcleo amorfo.

En la distribución de SEAL se deberá actuar a futuro bajo el principio de Pareto para determinar los nuevos alimentadores críticos y plantear soluciones como el incremento de la tensión nominal de 10 kV a 22.9 kV, la remodelación de conductores, división de troncales y compensación reactiva de líneas en MT.

5.2.2 Disponibilidad de recursos humanos en contratistas

Para las actividades de mantenimiento, SEAL se encuentra ligada a contratos establecidos para realizar órdenes de servicio con la finalidad de levantar las deficiencias por distancias mínimas de seguridad en cada corte programado. Sin embargo, el año 2013 estos trabajos no fueron realizados como se esperaba, Al no contar con la disponibilidad de personal para su levantamiento.

Es importante indicar, que en enero del 2014, el Área de Riesgo Eléctricos solo tiene la disponibilidad de una sola cuadrilla efectiva, el cual realiza trabajos de inspección e identificación de DMS, en los todos los alimentadores del Sector típico 2, para luego realizar trabajos posteriores en coordinación con mantenimientos programados de otras áreas, La gran importancia es tener especialistas en cambiar armados dependiendo la situación en que se encuentre, de tal forma se tomara un tiempo determinado, para optimizar los indicadores SAIDI y SAIFI que indica la norma, concluyendo que estas metas establecidas serán levantadas cada vez más en comparación de años anteriores.

Se evalúo de la siguiente forma:

METAS	CUADRILLAS	SUBSANACIÓN DEFICIENCIAS	TIPO DE ARMADO	DURACIÓN	PORCENTAJES
5016 - 5026	3	6	ALINEAMIENTO	1.60	30%
1034-2024		3	ANCLAJE	2.67	70%
BASE DE CALCULO PARA SAIFI			BASE DE CALCULO PARA SAIDI		

- Cambio de Armado AT3 por ATV7, ATV8, ATV9 (Retención)

PARTIDA:	DESCRIPCIÓN:		UNIDAD	RENDIMIENTO		COSTO DIRECTO	
	Cambio de Armado AT3 por ATV7, ATV8, ATV9 (RETENCIÓN)		Jgo	3.00	Jgo/Día	(S/.):	235.00
DETALLE PARTIDA							
ITEM	RECURSO		UND.	CANTIDAD	P.UNIT.	SUBTOTAL	TOTAL
1.00	CAMIONETA 4x4 (130 HP)	0.50	HM	1.3333	80.00	106.67	
				SUBTOTAL			106.67
1.00	OPERARIO	1.00	HH	2.6667	10.63	28.35	
2.00	OFICIAL	2.00	HH	5.3333	9.60	51.20	
3.00	PEON	2.00	HH	5.3333	8.00	42.67	
				SUBTOTAL			122.22
1.00	EQUIPO DE SEGURIDAD (2% MANO DE OBRA)		%	0.0200	122.22	2.44	
2.00	HERRAMIENTAS (3% MANO DE OBRA)		%	0.0300	122.22	3.67	
				SUBTOTAL			6.11
				COSTO DIRECTO:			235.00

$$Cantidad = Rendimiento * Unidad / \# \text{ de Horas de trabajo}$$

Descripción	Tiempo (mìn)
Revelado e Instalación de PAT temporal	15
Anclado Temporal para evitar desequilibrio	45
Retiro de cruceta (incluye aisladores y ferretería)	15
Instalación de crucetas (06 Jgos)	45
Reflechado de línea (360 m.)	30
Retiro de PAT temporal	10

Tiempo Total Empleado (mìn)	160
Tiempo Total Empleado (hr)	2.67

- Cambio de Armado AT1 por ATV5 (ALINEAMIENTO)

PARTIDA:	DESCRIPCIÓN:		UNIDAD	RENDIMIENTO		COSTO DIRECTO	
	Cambio de Armado AT1 por ATV5 (ALINEAMIENTOS)		Jgo	5.00	Jgo/Día	(S/.):	141.00
DETALLE PARTIDA							
ITEM	RECURSO		UND.	CANTIDAD	P.UNIT.	SUBTOTAL	TOTAL
1.00	CAMIONETA 4x4 (130 HP)	0.50	HM	0.8000	80.00	64.00	
				SUBTOTAL			64.00
1.00	OPERARIO	1.00	HH	1.6000	10.63	17.01	
2.00	OFICIAL	2.00	HH	3.2000	9.60	30.72	
3.00	PEON	2.00	HH	3.2000	8.00	25.60	
				SUBTOTAL			73.33
1.00	EQUIPO DE SEGURIDAD (2% MANO DE OBRA)		%	0.0200	73.33	1.47	
2.00	HERRAMIENTAS (3% MANO DE OBRA)		%	0.0300	73.33	2.20	
				SUBTOTAL			3.67
				<u>COSTO DIRECTO:</u>			141.00

Descripción	Tiempo (min)
Revelado e Instalación de PAT temporal	15
Desamarre y fijación en punto de apoyo de conductor	15
Retiro de cruceta (incluye aisladores y ferretería)	11
Instalación de crucetas (03 Jgos)	30
Templado de línea (360 m.)	15
Retiro de PAT temporal	10

Tiempo Total Empleado (min)	96
Tiempo Total Empleado (hr)	1.60

a) TRABAJOS EN CALIENTE

Otras empresas entre privadas y públicas realizan trabajos en Caliente es decir con conductor energizado, realizando actividades como retiro de cometas y

Mantenimiento en redes MT, con el fin de disminuir sus efectos negativos en la calidad de servicio e interrupciones.



Figura 53: Mantenimiento en Caliente - ENOSA, Tumbes.

Una de las ventajas de realizar estos trabajos, es evitar restringir el suministro por varias horas a los usuarios, ya que este tipo de labor es especializada y de alto riesgo, estas cometas enredadas al mojarse con agua de las lluvias originan cortocircuitos y descargas a tierra, produciendo la activación de los

sistemas de protección con la consiguiente interrupción del servicio ya sea de una zona o sectores, dependiendo del alimentador. En el caso de SEAL, en Alimentadores como Yura, Ciudad de Dios, Cono Norte, Las Flores, presentan estos problemas según reporte de interrupciones.

Con respecto al cambio de Armado por DMS, son trabajos que requieren de mayor práctica y experiencia lo cual la contratista no está en capacitada para estos trabajos, los costos de estos trabajos son muy elevados.

5.2.3 Indicadores SAIDI Y SAIFI

Para los Sistemas Eléctricos, la Resolución OSINERGMIN N° 178-2012-OS/CD establece las siguientes tolerancias:

3. DISPOSICIONES TRANSITORIAS

Primera: En aplicación del artículo N° 4 de la Resolución Ministerial N°163-2011-MEM/DM, se gradúan las tolerancias de los indicadores establecidos en la Tabla N°5, que son presentados en las siguientes tablas:

Desempeño Esperado (DE)
Sistemas Interconectados al SEIN

Sectores	año 2012		año 2013		año 2014 en Adelante	
Típicos	SAIFI	SAIDI	SAIFI	SAIDI	SAIFI	SAIDI
1	3	7.5	3	7	3	6.5
2	9	16	7	13	5	9
3	11	20	9	16	7	12

Figura 54: Indicadores SAIDI y SAIFI

Es importante considerar que cuando OSINERGMIN estableció las metas a cumplir en el año 2011, según lo informado por SEAL en julio del 2010, SEAL contaba con una cantidad determinada de deficiencias; que por la cantidad considerable no era razonable levantarlos con las tolerancias establecidas por OSINERGMIN, lo cual ha traído como consecuencia, que para cada meta posterior se ha ido acumulando con las nuevas deficiencias originadas por terceros; y, por ejemplo para levantar las metas establecidas para el año 2015 también se puede observar que no se va a cumplir con la meta impuesta observado más adelante.

Para estimar los cálculos de los cuadros, se ha considerado que para el levantamiento de deficiencias se realiza corte de energía en alimentador con una duración de 5 horas por cada corte y la intervención de tres cuadrillas óptimas en cada corte; asimismo, se tiene las consideraciones siguientes:

- **Rendimiento Por Cuadrilla:**

- Tres Cambios de Armados de Alineamiento (ATV5), que equivalen a levantar dos deficiencias del tipo 5016 y 5026.
- Un cambio de Armado de Fin de Línea (AT3 o AT5), que equivalen a levantar una deficiencia del tipo 1034 y 2024.

- **Para el cálculo de duración de tiempos, se ha considerado un rendimiento de cuatro horas por cuadrilla para levantar deficiencias 1034 y 2024.**

- **Cuadrillas Óptimas:**

- Un Operario, dos oficiales y dos Ayudantes para un armado de alineamiento (ATV5). Lo que ocurre, actualmente es que una cuadrilla lo componía un operario, un oficial y tres ayudantes.
- Asimismo, la cuadrilla óptima depende también de la remuneración de los componentes de cuadrillas, el mismo que debe ser competitivo en el mercado local.

- **Exclusividad de Trabajos:** En la presente evaluación el escenario considerado, que las tres cuadrillas realicen trabajos sólo relacionados al levantamiento de deficiencias y no se ha considerado trabajos de mantenimiento y ampliaciones; cuando lo realmente sucedido es que las tres cuadrillas también realizaban trabajos de mantenimiento y ampliaciones de redes; por lo que la cantidad de deficiencias que se levantaban eran menos.

Según los indicadores SAIFI y SAIDI en función a metas 2011 establecidas para el sector típico 2

Según La Figura N°59 se puede establecer lo siguiente:

- a) El 30 de setiembre del 2010, según procedimiento N° 228-2009 OS/CD, OSINERGMIN impone a SEAL como Meta 2011, levantar 5128 deficiencias para su levantamiento en 15 meses.
- b) Considerando los indicadores SAIFI y SAIDI para el sector típico 2, y aplicando el indicador de frecuencia y duración de cortes aplicados al sistema eléctrico Arequipa correspondiente al año 2011, se puede determinar que era imposible levantar las metas impuestas cumpliendo el indicador establecido por la NTCSE.
- c) Asimismo, se desconoce lo actuado en cuanto a comunicaciones y coordinaciones con OSINERGMIN, en fecha anterior a enero de 2012; puesto que si no hubo ninguna reconsideración en la fecha señalada hemos consentido tal imposición.

Tabla N° 17: Indicadores SAIFI y SAIDI Sector Típico 2, Metas 2011 (Inicio Proc. 228)

(2010 INICIO) ALIMENTADOR	RUTA CRITICA DMS				Total Deficiencias Por Alimentador (Ruta Crítica)	SAIFI (CORTE)			SAIDI (HORAS)						TOLERANCIA	EXCESO
	1034	2024	5016	5026		TOLERANCIA	NUMERO DE CORTE	EXCESO	1034	2024	5016	5026	Total	Total Con 3 Cuadrillas		
MERCADERES	9		6	15	30	9	5	0	24	0	14	35	73	24	16	8
ESTADIO	6	9	2	18	35	9	5	0	16	24	5	42	87	29	16	13
SUCRE	5	4	1	8	18	9	2	0	13	11	2	19	45	15	16	0
MIRAFLORES	5	15	18	78	116	9	24	15	13	40	42	183	279	93	16	77
LA MARINA	3	4	5	16	28	9	5	0	8	11	12	38	68	23	16	7
PERU	20	2	11	58	91	9	17	8	53	5	26	136	221	74	16	58
SAGA	1	2	14	11	28	9	6	0	3	5	33	26	67	22	16	6
EMMEL		6	13	24	43	9	9	0	0	16	31	56	103	34	16	18
YANAHUARA III	4	7	19	38	68	9	14	5	11	19	45	89	163	54	16	38
PARQUE ARTESANAL	2	18	16	135	171	9	38	29	5	48	38	317	408	136	16	120
DIAMANTES	7	15	17	241	280	9	65	56	19	40	40	566	664	221	16	205
INDENPENDENCIA	2	4	10	54	70	9	16	7	5	11	23	127	166	55	16	39
SELVA ALEGRE	1	15	14	63	93	9	19	10	3	40	33	148	223	74	16	58
FRANCISCO BOLOGNESI		6	7	33	46	9	10	1	0	16	16	77	110	37	16	21
ALTO CAYMA	2	11	11	42	66	9	13	4	5	29	26	99	159	53	16	37
VENEZUELA	1	4	21	31	57	9	13	4	3	11	49	73	135	45	16	29
INCA TOPS			2		2	9	1	0	0	0	0	5	5	2	16	0
HUNTER	2	2	3	4	11	9	2	0	5	5	7	9	27	9	16	0
LANIFICIO		15	8	38	61	9	12	3	0	40	19	89	148	49	16	33
NICOLINI	1	4	16	13	34	9	7	0	3	11	38	31	81	27	16	11
HUAYCO	2	10	20	114	146	9	34	25	5	27	47	268	346	115	16	99
GLORIA	16	21	27	158	222	9	46	37	43	56	63	371	533	178	16	162
MAGISTERIAL	3	6	1	12	22	9	3	0	8	16	2	28	55	18	16	2
LARA		1		11	12	9	1	0	0	3	0	26	28	9	16	0
TAHUAYCANI	9	8	21	62	100	9	21	12	24	21	49	145	240	80	16	64
MANUFACTURAS			1	3	4	9	2	0	0	0	2	7	9	3	16	0
PARRA	5	13	13	38	69	9	13	4	13	35	31	89	168	56	16	40
SACOS DEL SUR			9	10	19	9	2	0	0	0	21	23	45	15	16	0
COCA COLA	1	9	27	35	72	9	16	7	3	24	63	82	172	57	16	41
ISRAEL	5	7	21	93	126	9	29	20	13	19	49	218	300	100	16	84
JORGE CHAVEZ	9	18	38	176	241	9	54	45	24	48	89	413	574	191	16	175
MIGUEL GRAU	1	16	26	114	157	9	35	26	3	43	61	268	374	125	16	109
CIUDAD BLANCA	2	7	23	58	90	9	20	11	5	19	54	136	214	71	16	55
PORONGOCHÉ	1	9	14	44	68	9	15	6	3	24	33	103	163	54	16	38
MARIANO MELGAR	1	18	16	85	120	9	25	16	3	48	38	199	288	96	16	80
CAYRO			3	45	48	9	4	0	0	0	7	106	113	38	16	22
CHARACATO	3	5	12	61	81	9	18	9	8	13	28	143	193	64	16	48
YARABAMBA	1	3	14	36	54	9	13	4	3	8	33	84	128	43	16	27
SIMON BOLIBAR		14	18	104	136	9	31	22	0	37	42	244	324	108	16	92
CIUDAD MI TRABAJO		18	47	134	199	9	45	36	0	48	110	314	473	158	16	142
PAISAJISTA	3	18	9	98	128	9	27	18	8	48	21	230	307	102	16	86
COLON	1	9	15	70	95	9	21	12	3	24	35	164	226	75	16	59
DOLORES	2	9	24	69	104	9	23	14	5	24	56	162	248	83	16	67
LAS PEÑAS	1	8	7	46	62	9	13	4	3	21	16	108	148	49	16	33
PORTALES	5	13	11	86	115	9	24	15	13	35	26	202	276	92	16	76
CERRO COLORADO	4	18	20	87	129	9	27	18	11	48	47	204	310	103	16	87
ZAMACOLA	1	7	17	63	88	9	20	11	3	19	40	148	209	70	16	54
CORPAC	2	7	10	64	83	9	19	10	5	19	23	150	198	66	16	50
ALTO LIBERTAD	6	11	12	113	142	9	31	22	16	29	28	265	339	113	16	97
INCA BOR	1			3	4	9	2	0	3	0	0	7	10	3	16	0
CIUDAD DE DIOS	5	23	18	150	196	9	42	33	13	61	42	352	469	156	16	140
YURA				21	21	9	2	0	0	0	0	49	49	16	16	0
RIO SECO	8	1	1	10	20	9	3	0	21	3	2	23	50	17	16	1
LA ISLA		5	8	45	58	9	13	4	0	13	19	106	138	46	16	30
PIZARRO	6	17	20	93	136	9	28	19	16	45	47	218	327	109	16	93
LAMBRAMANI		1	1	2	4	9	2	0	0	3	2	5	10	3	16	0
LEON XIII	1	8	10	33	52	9	11	2	3	21	23	77	125	42	16	26
EJERCITO				3	3	9	2	0	0	0	0	7	7	2	16	0
CHACHANI	2	13	9	83	107	9	23	14	5	35	21	195	256	85	16	69
DEAN VALDIVIA		6		57	63	9	14	5	0	16	0	134	150	50	16	34
LAS FLORES		12	11	88	111	9	25	16	0	32	26	207	264	88	16	72
GOYENECHÉ		8	17	48	73	9	16	7	0	21	40	113	174	58	16	42
TOTAL	178	520	783	3647	5128		1096.25	644	474.7	1386.7	1837.4	8558.3	12257.1	4085.7		3175.8

Al momento del presente informe, según procedimiento N° 228-2009 OS/CD, OSINERGMIN no ha comunicado a SEAL las Metas 2015, pero tal como lo han establecido en los periodos anteriores, inferimos que serán las deficiencias nuevas más las pendientes de subsanar es decir el acumulado. En tal sentido, según resultados indicados en Cuadro N° 12 adjunto, se puede establecer lo siguiente:

- a) La Meta levantar 2015, consistiría en levantar un total de 2693 deficiencias correspondiente al sector típico 2 (Sistema Eléctrico Arequipa).
- b) Considerando los indicadores SAIFI y SAIDI para el sector típico 2, y aplicando el indicador de frecuencia y duración de cortes aplicados al sistema eléctrico Arequipa correspondiente al presente 2011, se puede determinar que también será imposible levantar las metas impuestas cumpliendo el indicador establecido por la NTCSE. Ello en razón, de que los indicadores establecidos por la NTCSE desde al año 2014, son dos veces más exigentes respecto al periodo 2010 – 2011.

Tabla N° 18: Indicadores SAIFI y SAIDI Sector Típico 2, Metas Acumuladas 2015

(2014-2015) ALIMENTADOR	RUTA CRITICA DMS				Total Deficiencias Por Alimentador (Ruta Crítica)	SAIFI (CORTE)			SAIDI (HORAS)						TOLERANCIA	EXCESO
	1034	2024	5016	5026		TOLERANCIA	NÚMERO DE CORTES	EXCESO	1034	2024	5016	5026	Total	Total Con 3 Cuadrillas		
MERCADERES	6	0	4	12	22	5	4	0	16	0	9	28	54	18	9	9
ESTADIO	6	8	7	11	32	5	5	0	16	21	16	26	80	27	9	18
SUCRE	0	1	0	2	3	5	2	0	0	3	0	5	7	2	9	0
MIRAFLORES	4	8	29	52	93	5	20	15	11	21	68	122	222	74	9	65
LA MARINA	0	3	8	7	18	5	4	0	0	8	19	16	43	14	9	5
PERU	13	2	24	17	56	5	10	5	35	5	56	40	136	45	9	36
SAGA	0	2	9	6	17	5	2	0	0	5	21	14	41	14	9	5
EMMEL	1	4	9	11	25	5	5	0	3	11	21	26	60	20	9	11
YANAHUARA III	0	4	15	8	27	5	6	1	0	11	35	19	65	22	9	13
PARQUE ARTESANAL	1	11	20	81	113	5	25	20	3	29	47	190	269	90	9	81
DIAMANTES	3	15	32	68	118	5	25	20	8	40	75	160	283	94	9	85
INDENPENDENCIA	2	5	24	59	90	5	21	16	5	13	56	138	213	71	9	62
SELVA ALEGRE	2	9	6	23	40	5	7	2	5	24	14	54	97	32	9	23
FRANCISCO BOLOGNESI	0	2	2	4	8	5	4	0	0	5	5	9	19	6	9	0
ALTO CAYMA	0	8	12	9	29	5	5	0	0	21	28	21	71	24	9	15
VENEZUELA	1	2	13	2	18	5	4	0	3	5	31	5	43	14	9	5
INCA TOPS	0	0	0	2	2	5	1	0	0	0	0	5	5	2	9	0
HUNTER	3	1	2	5	11	5	2	0	8	3	5	12	27	9	9	0
LANIFICIO	0	10	9	11	30	5	5	0	0	27	21	26	74	25	9	16
NICOLINI	3	4	7	1	15	5	2	0	8	11	16	2	37	12	9	3
HUAYCO	3	9	19	13	44	5	8	3	8	24	45	31	107	36	9	27
GLORIA	1	9	22	52	84	5	19	14	3	24	52	122	200	67	9	58
MAGISTERIAL	2	4	10	3	19	5	3	0	5	11	23	7	47	16	9	7
LARA	0	1	1	1	3	5	2	0	0	3	2	2	7	2	9	0
TAHUAYCANI	11	6	23	35	75	5	15	10	29	16	54	82	181	60	9	51
MANUFACTURAS	0	0	0	0	0	5	-	0	0	0	0	0	0	0	9	0
PARRA	5	6	13	15	39	5	7	2	13	16	31	35	95	32	9	23
SACOS DEL SUR	0	0	10	8	18	5	2	0	0	0	23	19	42	14	9	5
COCA COLA	2	5	25	26	58	5	13	8	5	13	59	61	138	46	9	37
ISRAEL	1	5	9	42	57	5	13	8	3	13	21	99	136	45	9	36
JORGE CHAVEZ	3	5	20	55	83	5	19	14	8	13	47	129	197	66	9	57
MIGUEL GRAU	0	7	10	42	59	5	13	8	0	19	23	99	141	47	9	38
CIUDAD BLANCA	0	7	9	14	30	5	6	1	0	19	21	33	73	24	9	15
PORONGOCHE	0	10	8	3	21	5	3	0	0	27	19	7	52	17	9	8
MARIANO MELGAR	0	19	25	49	93	5	19	14	0	51	59	115	224	75	9	66
CAYRO	0	0	0	0	0	5	-	0	0	0	0	0	0	0	9	0
CHARACATO	1	2	7	8	18	5	4	0	3	5	16	19	43	14	9	5
YARABAMBA	0	5	12	55	72	5	17	12	0	13	28	129	171	57	9	48
SIMON BOLIBAR	0	4	22	48	74	5	18	13	0	11	52	113	175	58	9	49
CIUDAD MI TRABAJO	0	10	9	38	57	5	12	7	0	27	21	89	137	46	9	37
PAISAJISTA	0	13	4	57	74	5	15	10	0	35	9	134	178	59	9	50
COLON	0	6	19	49	74	5	17	12	0	16	45	115	176	59	9	50
DOLORES	0	3	10	25	38	5	9	4	0	8	23	59	90	30	9	21
LAS PEÑAS	0	8	16	47	71	5	16	11	0	21	38	110	169	56	9	47
PORTALES	3	6	0	5	14	5	3	0	8	16	0	12	36	12	9	3
CERRO COLORADO	5	17	10	36	68	5	12	7	13	45	23	84	167	56	9	47
ZAMACOLA	1	1	21	17	40	5	4	0	3	3	49	40	95	32	9	23
CORPAC	1	4	25	15	45	5	10	5	3	11	59	35	107	36	9	27
ALTO LIBERTAD	5	9	17	59	90	5	19	14	13	24	40	138	216	72	9	63
INCA BOR	0	2	3	1	6	5	3	0	0	5	7	2	15	5	9	0
CIUDAD DE DIOS	0	9	42	127	178	5	42	37	0	24	99	298	421	140	9	131
YURA	0	7	2	19	28	5	5	0	0	19	5	45	68	23	9	14
RIO SECO	15	0	0	10	25	5	3	0	40	0	0	23	63	21	9	12
LA ISLA	0	2	5	4	11	5	2	0	0	5	12	9	26	9	9	0
PIZARRO	4	12	35	25	76	5	15	10	11	32	82	59	183	61	9	52
LAMBRAMANI	0	0	0	0	0	5	-	0	0	0	0	0	0	0	9	0
LEON XIII	0	2	4	2	8	5	4	0	0	5	9	5	19	6	9	0
EJERCITO	0	0	0	0	0	5	-	0	0	0	0	0	0	0	9	0
CHACHANI	0	5	13	12	30	5	6	1	0	13	31	28	72	24	9	15
DEAN VALDIVIA	0	7	1	12	20	5	3	0	0	19	2	28	49	16	9	7
LAS FLORES	0	5	4	90	99	5	24	19	0	13	9	211	234	78	9	69
GOYENECHÉ	0	3	9	15	27	5	6	1	0	8	21	35	64	21	9	12
TOTAL	108	334	726	1525	2693		564	321	288	890.7	1704	3579	6461	2154		1662

5.2.4 Costos incurridos por SEAL

Para estimar los costos a incurrir en el levantamiento de las deficiencias metas, se ha considerado lo siguiente:

- Costos de Mano de Obra de Contrato, generalmente son inferiores a costos de mercado (no son competitivos).
- Costos de Materiales de Sistema Almacén, generalmente son costos promedios y menores al del mercado.
- No se consideran costos relacionados a redes de baja tensión.
- Se considera el levantamiento específico de cada deficiencia, es decir no implica modificación de redes.

Asimismo, la tarifa solo reconoce por ejemplo armado de alineamiento con una cruceta (tipo AT1), sin embargo, en el levantamiento de deficiencias para el mismo armado de alineamiento se utiliza tres crucetas (tipo ATV5); es decir dos crucetas adicionales que la tarifa no nos reconoce y que incrementan costos en materiales y mano de obra.

Tabla N° 19: Valorizado Sector Típico 2, Metas 2011 (Inicio Proc. 228)

SECTOR TÍPICO	SET	ALIMENTADOR	CODIGO DE ALIMENTADO RES	RUTA CRITICA DMS OSINERGMIN				TOTAL (\$/-)	
				1034	2024	5016	5026		
AREQUIPA	SAN LAZARO	MERCADERES	201	6	0	4	12	S/.	110,223.90
		ESTADIO	202	6	8	7	11	S/.	155,339.95
		SUCRE	203	0	1	0	2	S/.	13,420.42
		MIRAFLORES	204	4	8	29	52	S/.	424,371.31
		LA MARINA	205	0	3	8	7	S/.	80,786.28
		PERU	206	13	2	24	17	S/.	276,845.37
		SAGA	207	0	2	9	6	S/.	76,331.56
		EMMEL	208	1	4	9	11	S/.	114,080.18
	CHILINA	YANAHUARA III	301	0	3	15	7	S/.	112,345.60
		PARQUE ARTESANAL	302	1	11	20	79	S/.	498,306.25
		DIAMANTES	303	3	14	32	68	S/.	529,797.58
		INDENPENDENCIA	304	2	3	24	58	S/.	393,141.23
		SELVA ALEGRE	305	2	9	6	23	S/.	183,021.86
		FRANCISCO BOLOGNESI	306	0	2	2	4	S/.	35,857.79
		ALTO CAYMA	307	0	8	12	9	S/.	130,264.53
	PARQUE INDUSTRIAL	VENEZUELA	401	1	2	13	2	S/.	82,987.13
		INCA TOPS	402	0	0	0	2	S/.	8,914.44
		HUNTER	403	3	1	2	5	S/.	55,160.71
		LANIFICIO	404	0	10	9	11	S/.	134,665.51
		NICOLINI	405	3	4	7	0	S/.	68,934.92
		HUAYCO	407	3	9	19	13	S/.	203,510.39
		GLORIA	408	1	8	22	50	S/.	364,545.87
		MAGISTERIAL	409	2	4	10	3	S/.	89,381.45
		LARA	410	0	1	1	1	S/.	13,471.68
		TAHUAYCANI	411	11	6	23	35	S/.	357,689.67
		MANUFACTURAS	412	0	0	0	0	S/.	-
		PARRA	413	5	6	13	14	S/.	180,299.94
		SACOS DELSUR	414	0	0	10	8	S/.	80,742.51
		COCA COLA	415	2	5	25	26	S/.	264,030.62
		PROPER	416	1	5	9	42	S/.	256,759.99
	JESUS	ISRAEL	501	3	4	20	55	S/.	372,692.21
		JORGE CHAVEZ	502	0	7	10	42	S/.	263,829.87
		MIGUEL GRAU	503	0	6	9	14	S/.	130,013.24
		CIUDAD BLANCA	504	0	8	8	2	S/.	81,030.09
		PORONGOCHÉ	505	0	18	25	47	S/.	403,308.88
		MARIANO MELGAR	506	0	0	0	0	S/.	-
	SOCABAYA	CHARACATO	601	1	1	7	7	S/.	73,716.40
		YARABAMBA	602	0	5	12	55	S/.	321,778.72
		SIMON BOLIBAR	603	0	4	22	47	S/.	326,699.72
		CIUDAD MI TRABAJO	604	0	9	9	38	S/.	250,504.47
		PAISAJISTA	605	0	11	4	57	S/.	321,661.25
		COLON	607	0	6	19	49	S/.	331,100.70
		DOLORES	608	0	3	10	25	S/.	170,033.20
		LAS PEÑAS	609	0	8	16	47	S/.	317,672.80
	CONO NORTE	PORTALES	701	3	6	0	5	S/.	68,673.67
		CERRO COLORADO	702	5	17	10	36	S/.	314,399.15
		ZAMACOLA	703	1	1	21	17	S/.	181,407.25
		CORPAC	704	1	4	24	15	S/.	199,536.18
		ALTO LIBERTAD	705	5	9	17	56	S/.	399,055.03
		INCA BOR	801	0	2	3	1	S/.	26,994.61
		CIUDAD DE DIOS	802	0	8	42	126	S/.	787,013.54
		YURA	803	0	6	2	19	S/.	120,740.02
	RIO SECO	804	15	0	0	10	S/.	141,330.60	
	PAUCARPATA	ALTO DE LA LUNA	1204	0	1	5	4	S/.	44,877.24
	PORONGOCHÉ	LA ISLA	1409	4	12	35	25	S/.	349,101.13
		PIZARRO	1410	0	0	0	0	S/.	-
	REAL PLAZA	LEON XIII	1605	0	2	4	2	S/.	35,960.30
		EJERCITO	1607	0	0	0	0	S/.	-
	ALTO CAYMA	CHACHANI	1701	0	5	13	12	S/.	134,626.72
		DEAN VALDIVIA	1702	0	7	1	12	S/.	89,536.99
		LAS FLORES	1703	0	5	4	87	S/.	428,341.97
	LAMBRAMANI	GOYENECHÉ	1807	0	3	9	15	S/.	120,952.52
TOTAL				108	317	725	1505	S/.	12.101.817.09

5.2.5 Errores incurridos al levantar deficiencias

a) En Parte Operativa

- Se tienen tramos con armados tipo AT1 (Cruz), y cuando es necesario levantar una deficiencia sólo se interviene cambiando de armado a tipo ATV5 (Asimétrico).
- En EMT cuya longitud es de 12 m. cuando se cambia a armado tipo ATV5, no se considera la pérdida de altura del conductor inferior, generándose incumplimiento en la distancia de seguridad respecto a estructura de baja tensión o a UAP; lo cual además de generar riesgo eléctrico ocasiona pérdida de confiabilidad por las interrupciones que va a ocasionar. El presente caso, ocasiona el incremento de la deficiencia con código de tipificación 5032 para lo cual se requiere de una nueva inspección detallada para la confiabilidad de base de datos.
- Ha existido casos, que para el levantamiento de deficiencias sólo se considera la distancia vertical cuando la edificación solo es de primer nivel y no se considera la distancia horizontal proyectada; sin embargo, transcurrido el tiempo la edificación consta de tres o más pisos y se genera riesgo eléctrico grave.
- En el levantamiento de deficiencias no se realiza una evaluación integral por parte de los responsables, debido a que en el corte programado solo se aleja y no se llega a cumplir con las distancias mínimas de seguridad. Distancias iniciales $DH=0$ m, $DV=2.0$ m; Distancias Finales $DH=1.70$ m, $DV=2.0$ m.



Figura 55: Incumplimiento en el levantamiento de deficiencias

b) En Gestión Administrativa

- En el levantamiento de información para el reporte de confiabilidad de base de datos al fiscalizador, en estos últimos periodos se ha estado actualizando e informando sólo las deficiencias consideradas como metas.
- El caso más relevante, es que en el reporte de deficiencias consideradas metas, según la tabla de deficiencias en campo *Responsable del Incumplimiento*, se le asignaba a la concesionaria como el responsable de la deficiencia; cuando los nuevos incumplimientos son provocados por terceros debido a que sus edificaciones y/o construcciones se acercan a nuestras redes de media tensión.

c) Por Cumplimiento de Metas Impuestas por OSINERGMIN

Sólo con fines estratégicos y consolidar sustento el técnico económico ante OSINERGMIN y evitar las multas impuestas por el supuesto incumplimiento en el levantamiento de deficiencias, se plantea también lo siguiente:

- Plantear que OSINERGMIN nos ha inducido a cometer errores técnicos en nuestras instalaciones, por tratar de cumplir con las metas impuestas; por ejemplo, se han cambiado armado de alineamiento con una cruceta (AT1) por armado de alineamiento con tres crucetas (ATV5), ello ha originado crear nuevas deficiencias como es el caso de deficiencia 5032 (tramo de media

tensión próximo a red de baja tensión) así como exceder en carga de trabajo a poste de alineamiento con la consecuente flexión del mismo.

5.3 ALTERNATIVAS Y ESTRATEGIAS DE SOLUCIÓN

Se debe adoptar políticas administrativas y técnicas, para el sostenimiento de alternativas y estrategias propuestas los mismos que deben estar enmarcados dentro del plan estratégico institucional y de la gestión correctiva y prospectiva en la gestión de riesgos de desastres; los mismos que deben tener los siguientes alcances:

- Evitar la generación de nuevos riesgos, así también lo establece la Ley N° 29664 Sistema Nacional de Gestión del Riesgo de Desastres.
- Reducir la probabilidad de ocurrencia de accidentes propios y de terceros.
- Reducir la probabilidad de afectación a nuestras instalaciones eléctricas.
- Evitar sanciones impuestas por el fiscalizador.
- Cumplir con la normatividad vigente.
- Mejorar la confiabilidad y continuidad del suministro eléctrico.
- Mejorar la imagen institucional de la empresa.
- Contribuir a la responsabilidad social que le corresponde a nuestra Empresa enmarcada a la seguridad pública.
- Establecer pautas que conduzcan a la realización de una reingeniería en Nuestro sistema de distribución.

5.3.1 Aspectos técnicos

a) RECONFIGURACIÓN DE TOPOLOGÍA DE REDES MT

- Determinar ubicación y Radio de cobertura por SED.
- Disminuir tramos cortos entre subestaciones monofásicas.
- Cambiar subestaciones monofásicas por trifásicas.

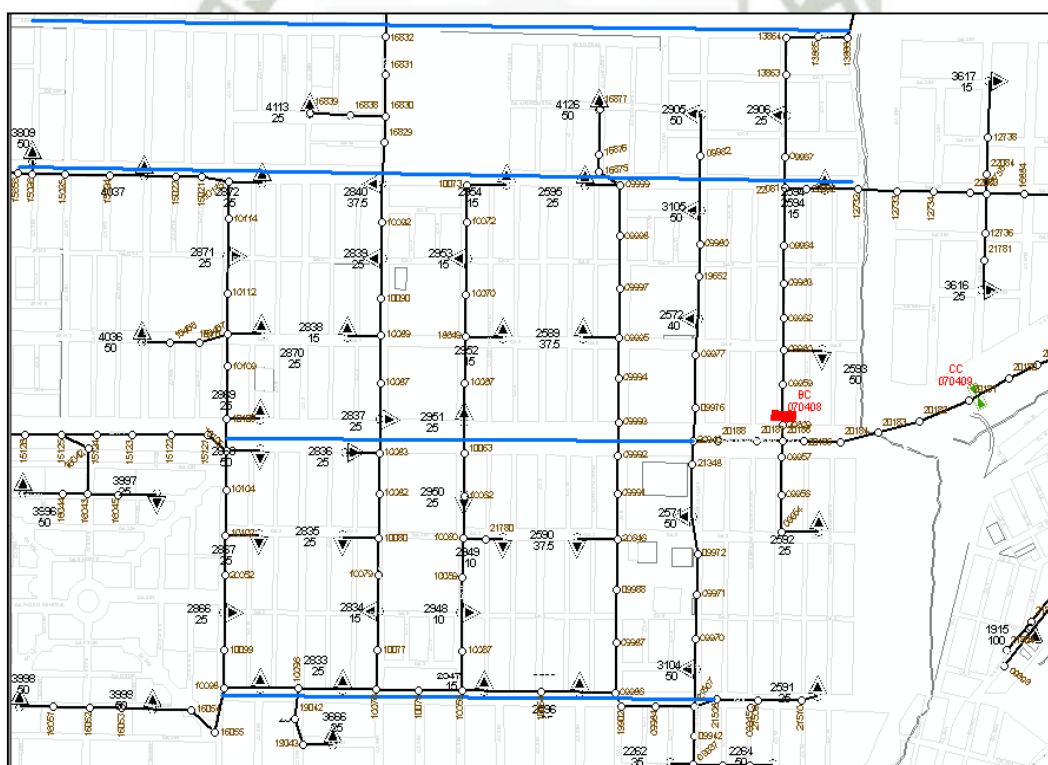
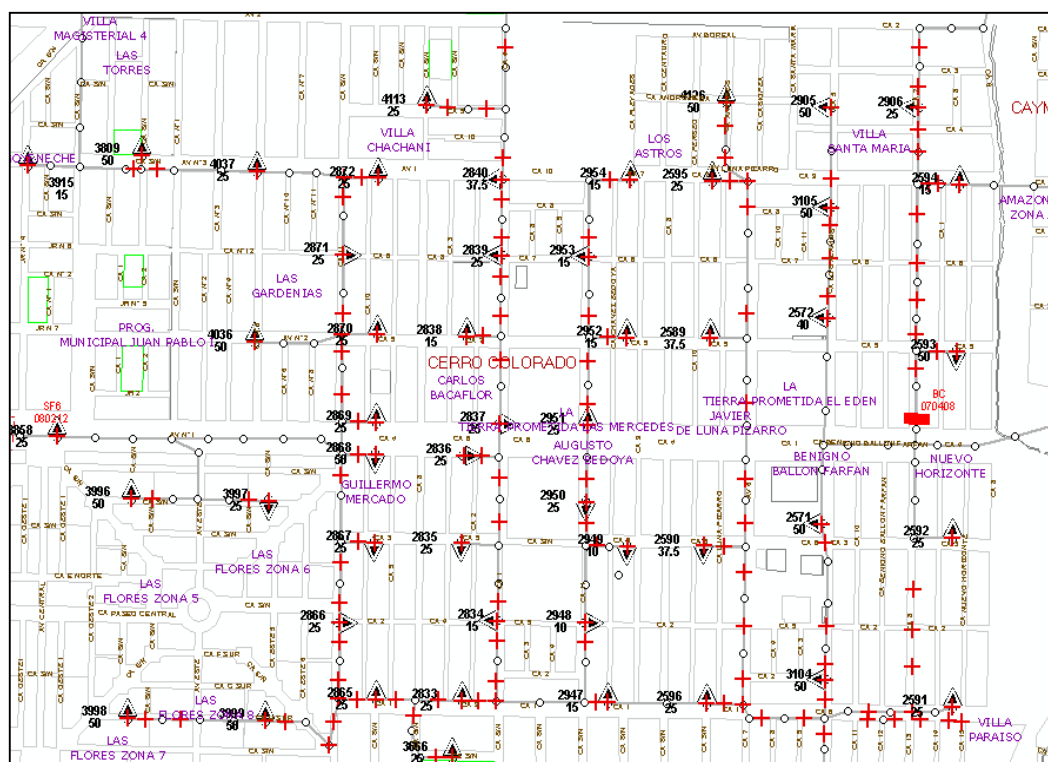


Figura 56: Reconfiguración de la topología de las redes

b) REUBICACIÓN DE TRAMOS DE RED MT A VÍAS DEFINIDAS

Por ejemplo a vías con berma central, el cual permitirá utilizar sólo una cruceta en vez de tres para el caso de un armado de alineamiento; ello permitiría reducir costos en mano de obra y materiales además de las ventajas que se menciona a continuación:

- Reducir la probabilidad de accidentes de personal propio o de terceros, así como la probabilidad del impacto vehicular.
- Reducir la probabilidad de que se generen nuevas deficiencias.
- Permitir insertar un nuevo alimentador en las mismas estructuras para atender demandas futuras.
- Evitar instalación de postes MT- BT muy próximos



Figura 57: Reubicación de Redes MT en bermas centrales.

c) **IMPLEMENTACIÓN DE NUEVOS ARMADOS PARA DMS Y CONFIABILIDAD**

- Para el sistema eléctrico Arequipa, se propone migrar el cambio de material en armados de madera a metálicos por su flexibilidad en casos críticos.
- Implementar Normalización de armados y su nomenclatura en GIS.

En ANEXO N°4 muestra los armados propuestos para distancias mínimas de seguridad.

5.3.2 **Levantamiento de nuevas deficiencias amparadas en directiva de fuerza mayor**

En los trabajos de levantamiento de deficiencias recientes, existe la posibilidad de acogerse a la directiva de evaluación de solicitudes de calificación de fuerza mayor, *Afectación de Instalaciones de Redes de Energía Eléctrica Debido a la Ejecución de Obras de Construcción por Terceros o Trabajos Programados por Entidades o Empresas Distintas a la Concesionaria*; exige lo siguiente:

- a) La concesionaria deberá demostrar que las instalaciones involucradas cumplan con las distancias de seguridad establecidas en la respectiva normatividad.
- b) La ejecución de medidas de prevención destinadas a reducir la incidencia de hechos de estas características en sus instalaciones, tales como:
 - Avisos Informativos en los medios de comunicación.
 - Comunicación cursada a los responsables de entidades o empresas que desarrollan obras en la vía pública, o
 - Con los propietarios de inmuebles ubicados cerca de las instalaciones de la red.

Notificándoles acerca de la situación de riesgo generada por la ejecución de trabajos y/o construcciones cerca de los conductores de la red aérea e instándoles a efectuar las respectivas labores de coordinaciones con la concesionaria.

5.3.3 Notificación de riesgo eléctrico grave generado

La notificación para los usuarios o infractores del riesgo eléctrico grave generado, con la obligación de cumplir con la normatividad vigente; el mismo que tiene alcance de información y sensibilización; para la coordinación con las aéreas involucradas se debe poner énfasis en el sostenimiento y continuidad de políticas de sensibilización sobre riesgos eléctricos graves generados; que al margen de dar cumplimiento con la normatividad vigente, el objetivo es reducir las probabilidades de ocurrencia de accidente fatales.

5.4 IMPLEMENTACIÓN DE FORMATO DE INSPECCIÓN MT (DEFICIENCIAS-CONFIABILIDAD).

Con el fin de dar inicio a implementación de una base de datos, en la que contenga principalmente deficiencias vinculadas a la confiabilidad de nuestras instalaciones (estado según nivel de criticidad y por su vida útil); se ha elaborado formato de inspección para redes de media tensión, el cual nos permitirá saber el estado situacional de sus componentes para incluirlos dentro de mantenimientos correctivos, preventivos y predictivos. Asimismo, lo más relevante del formato propuesto, es que nos permitirá cuantificar el requerimiento de materiales el mismo que nos servirá como insumo principal para la priorización en el Plan Anual de Adquisiciones por cada año. Los formatos propuestos se adjunta en ANEXO N° 4.

Cabe mencionar, que la implementación de los formatos propuestos nos permitirá cumplir con las acciones correctivas y prospectivas de la Ley N° 29664 – Sistema Nacional de Gestión del Riesgo de Desastres (SINAGERD).

En tal sentido, debe ser prioridad desarrollar actividades de inspecciones los mismos que deberían estar a cargo por nuestro personal técnico propio (caso ideal) y por personal contratista.

5.5 CONSIDERACIONES EN AMPLIACIONES EN REDES DE MEDIA TENSIÓN

Como consideración previa, se debe tener en cuenta que de acuerdo a la normatividad vigente, toda instalación provisional o temporal debe cumplir con todos los requisitos como si se tratara de una instalación definitiva; así mismo, en las presentes consideraciones, solo se debe utilizar armados con crucetas de longitud igual a 2.40 m. como mínimo.

a) Por Unidad de Distribución

- En ampliaciones o intervenciones, no se deben generar nuevos incumplimientos de distancias de seguridad (distancias vertical y horizontal proyectadas) y no deberían existir deficiencias que afecten su confiabilidad; ello en estricto cumplimiento a la normatividad vigente.
- En zonas urbanas, el vano máximo permitido no debe exceder los 60 m. con el fin de no generar nuevas deficiencias con instalaciones de baja tensión o instalaciones similares.
- Asimismo, en zonas urbanas donde el tramo de red de media tensión coincida con el de baja tensión, las estructuras de media y baja tensión deben intercalarse de manera obligatoria; ello permitirá incrementar el margen de seguridad, confiabilidad así como mantener una uniformidad en la iluminación.
- Evitar la duplicidad de estructuras, es decir no deben existir estructuras de baja tensión muy próximos al de media tensión; ello contraviene al sistema económicamente adaptado y el cual no está reconocido por la tarifa.

b) Por Proyectos de Gerencia Técnica

- Las ampliaciones nuevas, deben cumplir en forma simultánea con las distancias de seguridad horizontal y vertical, para lo cual deben utilizarse armados con longitud no menor a 2.40 m.; el cual permitirá cumplir permanentemente con la distancia horizontal.
- Asimismo, no deberían existir defectos de diseño que afecten su confiabilidad; ello en estricto cumplimiento a la normatividad vigente y el mejor performance de confiabilidad del sistema eléctrico.
- En zonas urbanas, el vano máximo permitido no debe exceder los 60 m. con el fin de no generar nuevas deficiencias con instalaciones de baja tensión o instalaciones similares, que el generar deficiencia también aumenta la probabilidad de falla en los alimentadores.
- En obras nuevas entregadas a la gerencia de operaciones, se ha identificado que los tramos de media tensión incumplen la distancia de seguridad respecto a instalaciones de baja tensión (poste o pastoral), por lo que, para evitar incurrir en costos operativos, es necesario la utilización de estructuras de 14 m. o 15 m. de longitud.
- En zonas urbanas, en donde según el expediente de replanteo, el tramo de red de media tensión coincida con el de baja tensión existente, las estructuras de media y baja tensión deben intercalarse de manera obligatoria; ello permitirá incrementar el margen de seguridad, confiabilidad así como mantener una uniformidad en la iluminación. Asimismo, los costos que representen retirar o reubicar las estructuras existentes, reubicar la red BT a la nueva estructura de media tensión, la adecuación de armados par su conexión y, otros que se requieran; deben estar considerados dentro del expediente técnico con lo que se evitaría el gasto contable.
- Lo anterior evitará la duplicidad de estructuras, es decir no deberían existir estructuras de baja tensión muy próximos a los de media tensión.



Figura 58: Ampliaciones y disponibilidad en las Redes

c) Por Ampliaciones de Gran Industria.

- En ampliaciones nuevas, no se deben generar nuevos incumplimientos de distancias de seguridad (distancias vertical y horizontal proyectadas) y, no deberían existir defectos de diseño que afecten su confiabilidad; ello en estricto cumplimiento a la normatividad vigente y en el mejor performance de nuestra confiabilidad.
- En zonas urbanas, el vano máximo permitido no debe exceder los 60 m. con el fin de no generar nuevas deficiencias con instalaciones de baja tensión o instalaciones similares.

- Evitar la duplicidad de estructuras, es decir no deben de existir estructuras de baja tensión muy próximos al de media tensión.

5.6 LEVANTAMIENTO DE DEFICIENCIAS MEDIANTE PROYECTOS DE INVERSIÓN

Otra alternativa para el levantamiento de deficiencias, es la implementación de proyectos de inversión con la figura de renovación, remodelación o reforzamiento de redes; ello nos permitirá reducir la probabilidad de que aparezcan nuevas deficiencias, mejorar la confiabilidad y obtener beneficios contables.

Los gobiernos locales deben implementar mecanismos de coordinación , con el fin de viabilizar proyectos de inversión que contemplen el cambio de redes aéreas a redes subterráneos, los cuales se encuentran ubicados en el centro histórico así como en lugares de alta afluencia de público.

Exhortar a gobiernos locales, que en los proyectos de inversión pública que realizan y que a consecuencia de ello se debe de realizar el retiro, reubicación o remodelación de nuestra infraestructura, los cuales representan costos en mano de obra y materiales; ello deben estar incluidos en el expediente técnico de proyecto de inversión pública.

5.7 RECURSOS REQUERIDOS

a) CAPACITACIÓN

Para un mejor desenvolvimiento frente a la problemática existente y que tiene relación directa con la seguridad pública y debido a que las acciones desarrolladas no sólo se circunscribe al aspecto técnico, sino también al aspecto legal; es que solicita se implemente cursos de capacitación en aspectos legales vinculados a la normatividad del sector en el que nos desenvolvemos; así como, cursos de manejo de software @RISK (estudio de riesgos) y SOLVER para simulación de escenarios probabilísticos.

b) RECURSO HUMANO

Para el cumplimiento de las alternativas y estrategias de solución, el cual nos permitirá ir reduciendo la cantidad de deficiencias en una primera etapa, es indispensable contar de manera permanente con el apoyo de practicantes de las carreras de Ingeniería Eléctrica, Ingeniería Electro Mecánico o Ramas afines; quienes deberán tener asignados un equipo de cómputo para el desarrollo de sus actividades.

c) RECURSO MATERIAL

Respecto a los materiales se deben de considerar stock mínimos en almacén de los siguientes materiales:

- Armados Metálicas con Crucetas de Longitud Igual a 2.40 m. como Mínimo.
- Ferretería, el diámetro de las abrazaderas deben tener una cobertura que tenga alcance hasta dos posiciones en la que irán instalados en su parte troncocónico de poste, para ello es necesario que los pernos sean galvanizados y con hilo al fondo.

- Accesorios de Retenidas

- Cable de Acero Galvanizado.
- Bloque de Anclaje.
- Grampa Doble Vía de Tres Pernos.
- Varilla de Anclaje Para Retenida.
- Abrazadera para Retenida.
- Templador.

- Postes de Concreto Armado Centrifugado:

Para incrementar el margen de seguridad y confiabilidad se recomienda adquirir postes de 14 y 15 metros de longitud; ello nos permitirá no generar acercamientos

con instalaciones de baja tensión (poste, pastoral o acometida) con cables de media tensión cuando se instalen armados del tipo ATV5 (asimétricos); así como, en los tramos que se encuentren ubicados en la berma central se podrá implementar en un futuro un nueva terna.

- Poste CAC 14/300
- Poste CAC 14/400
- Poste CAC 15/200
- Poste CAC 15/300
- Poste CAC 15/400
- Poste CAC 15/400
- Poste CAC 15/500
- Poste CAC 15/600

- Equipos y Herramientas

Para el cumplimiento de las labores propias, se requiere contar con los siguientes equipos:

- 01 Tablet para informar en tiempo real los riesgos eléctricos graves generados además que serviría para generar órdenes de servicio desde lugar inspeccionado; para lo cual deben contener los aplicativos respectivos.
- 01 Juego de Pértiga para mediciones directas.
- 02 Visor o Medidor Laser para mediciones indirectas.
- 02 Cámara Fotográfica

CONCLUSIONES

- De acuerdo a la investigación realizada las metas sancionables de acuerdo a la normatividad vigente, corresponden al sector típico 2 y 3; se ha determinado que del total de metas pendientes por subsanar, el 96% de deficiencias corresponden a Arequipa (sector típico 2), y, el 4% restantes corresponde a zonales (sector típico 3); siendo la ruta crítica el sector típico 2. El 71% del total de deficiencias pendientes de subsanar del sector típico 2, corresponde a la deficiencia con código de tipificación 5026, 20% a deficiencias con código 5016, 7% a deficiencias con código 2024 y 3% a deficiencias con código 1034.
- En el sector típico 2, existen 595 deficiencias con código 5038 “Conductor sobre edificación” y 203 deficiencias corresponden al sector típico 3. La deficiencia mencionada tiene una probabilidad alta de convertirse en deficiencia del tipo 5026 y generar riesgo eléctrico grave; por lo que debe ser considerado en la programación de los trabajos como prioridad.
- Al margen del cumplimiento de la distancia de seguridad horizontal respecto al límite de propiedad de nuestras instalaciones, las deficiencias de origen externo, son debido al acercamiento de edificaciones a redes de media tensión, ello se debe evidenciar al momento de remitir la información de acuerdo al procedimiento 228.
- Asimismo, respecto al origen interno de deficiencias, además de originarse en trabajos de mantenimiento por atención de nuevos suministros; también han sido generados por obras nuevas de ampliaciones realizadas por gerencia técnica (Ciudad de Dios/Cono Norte) y gerencia comercial (gran industria).

- Según las cantidades de deficiencias reportadas e impuestas como metas el año 2010, era imposible cumplir con las 5128 deficiencias; ello por la disponibilidad limitada en recurso humano como en recursos económicos. Sin embargo, desde el inicio del procedimiento 228, se ha estado subsanando las deficiencias que no representaban mayores costos ni mayores tiempos, es decir los trabajos que se realizaban eran en estructuras de alineamiento; sin embargo, las deficiencias que se dejaban pendientes de subsanar son las que requieren mayores costos y tiempo para su levantamiento, las mismas que se encuentran relacionadas a estructuras de anclaje o fin de línea.



RECOMENDACIONES

- Las siguientes recomendaciones se basan en la evaluación del estado situacional actual de nuestras instalaciones así como en el cumplimiento de la Ley de Concesiones Eléctricas y su reglamento, Ley del Sistema Nacional de Gestión del Riesgo y de Desastres, Código Nacional de Electricidad S-2011, Procedimiento Osinergmin N° 228-OS/CD-2009 y Procedimiento Osinergmin N° 107-OS/CD-2010.
- La Gerencia Técnica y de Proyectos respecto a Ampliación de la Frontera Eléctrica:

Exigir a los usuarios o beneficiarios, que en su plano de lotización consideren secciones de vías con berma central y de ser necesario establezcan el mismo con plantaciones menores o cercos; para que en la etapa de ejecución el trazo de red de media tensión se ubique en la berma; de ser el caso, ello debe ser una condición previa para que sean beneficiados en proyectos de electrificación. Asimismo, deberán adjuntar declaración jurada en la que consignen que solo edificarán dentro de su límite de propiedad y no invadirán los aires de la vía pública con construcciones sobre volados.
- En expedientes técnicos, deberán considerar el cumplimiento de las distancias mínimas de seguridad respecto a límite de propiedad de edificación (horizontal y vertical) para que en un futuro se evite incurrir en costos; para ello solo debe considerar cruceta de 2.40 m. de longitud como mínimo. Asimismo, la ubicación del trazo de la red de media tensión deberá ser por la berma central.

- En zona urbana, en donde de acuerdo a diseño corresponde la utilización de armado tipo ATV5 (Asimétrico) se debe verificar el cumplimiento de las distancias de seguridad respecto a instalaciones de baja tensión o pastoral (DH=1.50 m, DV=1.20m) y el vano básico no debe ser mayor a 60 metros; en caso contrario, se deberá optar por una estructura de mayor longitud, por ejemplo postes de 14 o 15 metros de longitud.
- El expediente técnico, deberá considerar los costos de conexión, adecuación de redes y armados, retiro o reubicación de postes BT y MT, que se requieran para que el nuevo sistema de distribución se integre a la operación y mantenimiento.
- La Gerencia Comercial - Gran Industria – Nuevos Suministros

El cumplimiento de las distancias mínimas de seguridad en ampliaciones de redes, así como en la instalación de equipos de medición (trafomix) o PMI. Las distancias de seguridad son de 2.50 m. horizontal y 4.0 m. vertical.

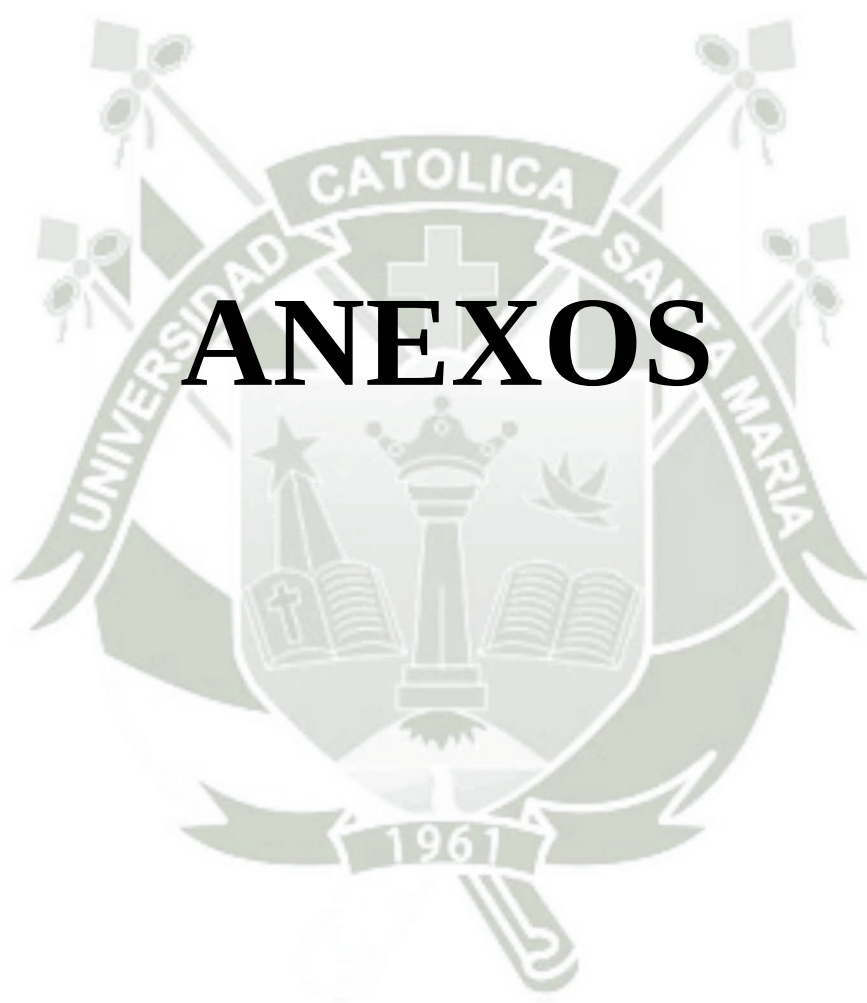
- Durante la inspección en campo para la factibilidad de nuevo suministro, los inspectores deberán verificar si la edificación está afectando nuestras instalaciones con el incumplimiento de las distancias mínimas de seguridad o invasión a la faja de servidumbre; en caso exista incumplimiento, no se debe de otorgar la factibilidad. En tal sentido, dentro del formato de factibilidad se deberá incluir campo en la que se consigne si existe o no afectación a instalaciones eléctricas.
- La Gerencia de Operaciones

De acuerdo al resultado de las evaluaciones indicadas en el presente, es necesario que se solicite al organismo fiscalizador dejar sin efecto las multas impuestas, que como se ha demostrado no son razonables, así como, se solicite un plazo razonable para el levantamiento exento de penalidades y la exoneración de las compensaciones.

- Durante las actividades por ampliaciones deberá también considerar el cumplimiento de las distancias mínimas de seguridad establecidas en la normatividad vigente.
- Los trabajos de levantamiento de DMS deberán ser evaluados en forma integral con el fin de evitar que se generen deficiencias probables; así como, deberán desarrollarse sin afectar en lo futuro su confiabilidad durante su operación.
- No se debe de recibir, recepcionar o dar conformidad a obras nuevas que tengan incumplimientos a las distancias mínimas de seguridad; lo contrario significaría ir en contra de las disposiciones normativas y afectar el presupuesto asignado a las actividades de mantenimiento.
- Los trabajos para el levantamiento de deficiencias requiere de una evaluación integral, en razón que no solo debe circunscribirse al cumplimiento de la distancia de seguridad como se venía planteando; sino también se debe considerar el mejor performance, incrementar su confiabilidad y por ende cumplir con los estándares que exige la normatividad vigente en cuanto a la calidad de producto y la calidad del suministro eléctrico. En tal sentido, para su cumplimiento se requiere de una atención exclusiva que considere los mecanismos de la Ley de contrataciones y el recurso humano con las herramientas dotadas para tal fin.
- Gestionar el reconocimiento de los costos de armados metálicos normalizados para DMS, en la tarifa 2017-2021.

BIBLIOGRAFÍA

- “Estrategia de generación de valor en una empresa de Distribución Eléctrica”, Alfredo Mendiola, Jesús Chara, Nancy Jara, Mayra Pérez, Jenny Suazo, Hernán Valenzuela, Carlos Aguirre, Universidad ESAN, Lima – Perú 2011.
- “Información y acceso a Programas en la Concesionaria SEAL con el fin de tomar datos respecto a DMS para esta investigación”, Pasantía 2014 Prácticas Profesionales.
- 4to Congreso Internacional Supervisión del Servicio Eléctrico, “10 años aplicando Procedimientos de Supervisión de la Calidad del Servicio Eléctrico en Perú”, OSINERGMIN, Arequipa – Perú 2014.
- Estudio de Pérdidas Técnicas y No Técnicas, “Oportunidad de reducción de pérdidas en líneas de media tensión – Rentables SEAL 2014 – 2018”, Consorcio GAPEL SAC, TyT Ingenieros SRL, HEXA International SAC
- Foro Regional de Riesgos Eléctricos y Seguridad Pública, OSINERGMIN, Piura 2011.
- Los Riesgos eléctricos y su ingeniería de seguridad, Escuela Técnica Superior de Ingenieros Industriales, Universidad Politécnica de Madrid.
- Maestría en Ingeniería Mecánica Eléctrica, “Análisis de estructura con MEF para la distancia mínima de Seguridad en Redes de Media Tensión”, Henry Plasencia – Saavedra, Universidad de Piura, Piura-Perú 2009.
- Maestría en Regulación de Servicios Públicos, “¿Cómo mejorar la gestión de las empresas públicas eléctricas? El caso de las Empresas Estatales Peruanas de Distribución Eléctrica”, Carlos Eduardo Parra Sanchez, Pontificia Universidad Católica del Perú, Lima – Perú 2012.
- Principios y Guía para la Gestión de Riesgos del estándar Australiano (AS/NZS ISO 31000:2009 “Risk Management – Principles and Guidelines”).



ANEXOS

ANEXO N° 01:

**REGISTRO FOTOGRAFICO DE
DEFICIENCIAS IDENTIFICADAS
PROCEDIMIENTO N° 228 – 2009 OS/CD -
AREQUIPA**



Foto N°01: Deficiencia 1002. Poste en Mal Estado de Conservación o Inapropiado Para la Función de Apoyo.



Foto N°02: Deficiencia 1008. Poste Inclinado Más de 5 grados.



Foto N°03: Deficiencia 1012. Expuesta al Impacto Vehicular.

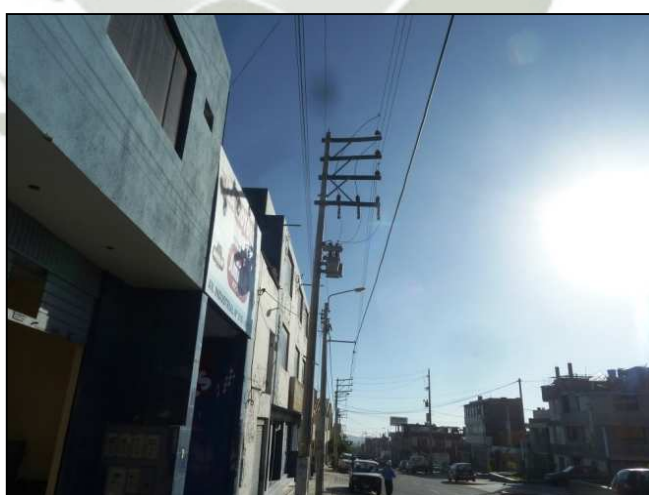
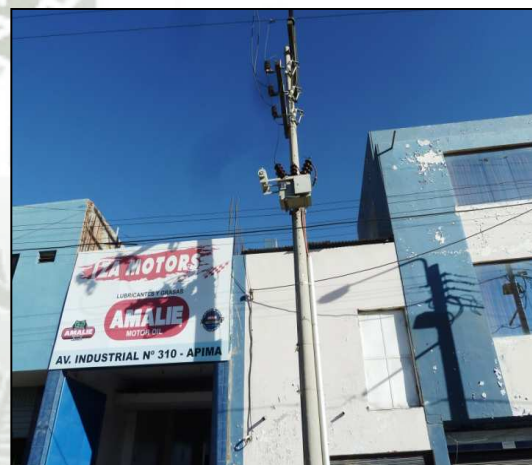


Foto N°04: Deficiencia 1034. Partes Rígidas Bajo Tensión No Protegidas, Incumplen Distancia de Seguridad Respecto a Edificación.



Foto N°05: Deficiencia 1036. Partes Rígidas Bajo Tensión No Protegidas, Incumplen Distancia de Seguridad Respecto a Líneas de Comunicación.



Foto N°06: Deficiencia 1042. Protección Mecánica de Cable MT Rota, Inexistente, Insuficiente o de Material Inadecuado.



Foto N°07: Deficiencia 1072. Retenida en Mal Estado.



Foto N°08: Deficiencia 2002. Poste en Mal Estado de Conservación o Inapropiado Para la Función de Apoyo.



Foto N°09: Deficiencia 2004. Poste Inclinado Más de 5 grados.

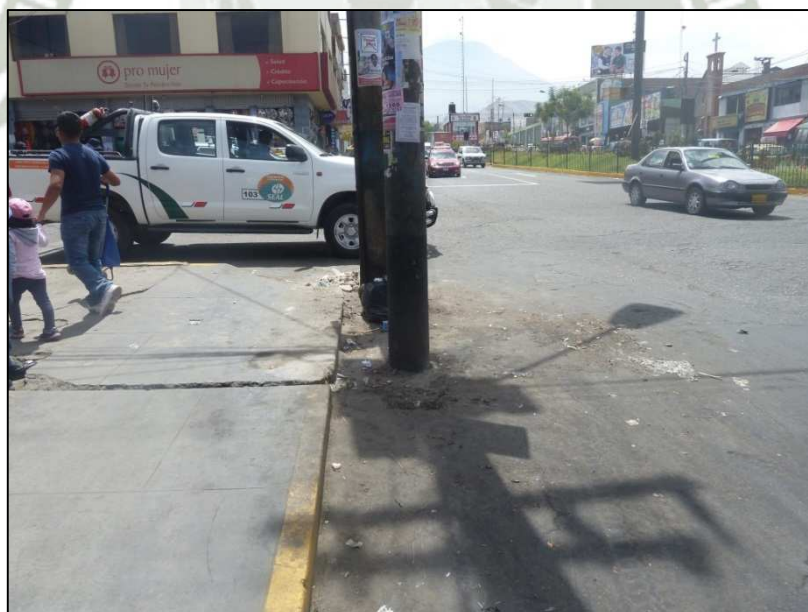


Foto N°10: Deficiencia 2008. Estructura Expuesta al Impacto Vehicular.



Foto N°11: Deficiencia 2024. Partes Rígidas Bajo Tensión No Protegidas, Incumplen Distancia de Seguridad Respecto a Edificación.



Foto N°12: Deficiencia 2026. Partes Rígidas Bajo Tensión No Protegidas, Incumplen Distancia de Seguridad Respecto a Líneas de Comunicación.



Foto N°13: Deficiencia 2034. Protección Mecánica de Cable MT Rota, Inexistente, Insuficiente o de Material Inadecuado.

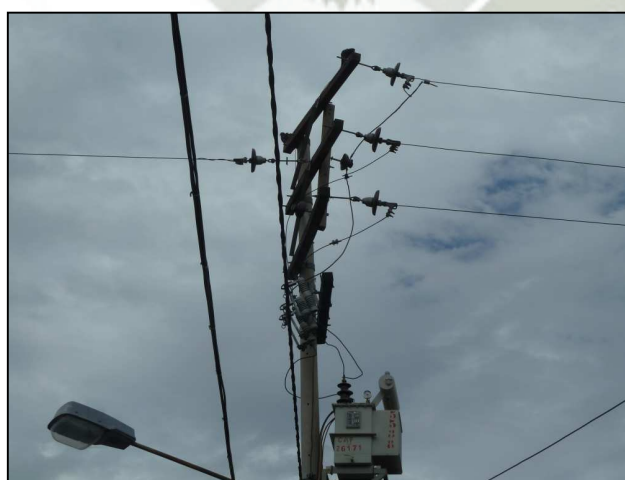
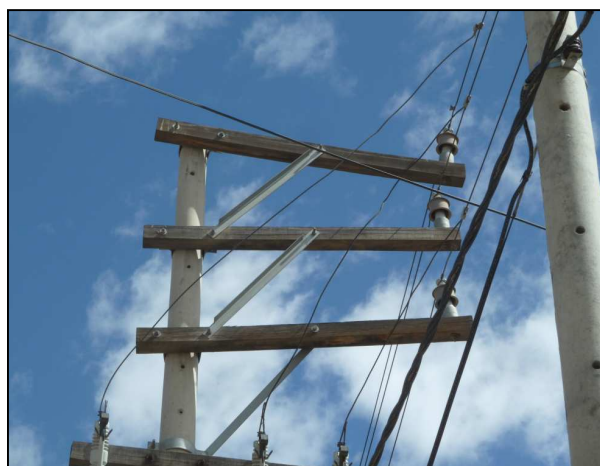


Foto N°14: Deficiencia 2040. Mal Estado de Conservación de Cruceta, Ménsula, Soporte de Transformador o de Otros Equipos.



Foto N°15: Deficiencia 2072. Retenida en Mal Estado.



Foto N°16: Deficiencia 2106. Tablero y/o Caja Portamedidor Fácilmente Accesible, en Mal Estado.



Foto N°17: Deficiencia 3052. Sin Rejilla o con Rejillas de Ventilación y de Ingreso Rotas, Hundidas o Sin Cierre Seguro.



Foto N°18: Deficiencia 5016. Conductor Incumple Distancia de Seguridad Respecto a Letrero, Cartel, Chimenea, Antena, Tanque y Otras Instalaciones Similares.



Foto N°19: Deficiencia 5018. Conductor Incumple Distancia de Seguridad Respecto a Estructura y/o Cable de Comunicación.



Foto N°20: Deficiencia 5026. Conductor Incumple Distancia de Seguridad Respecto a Edificación.

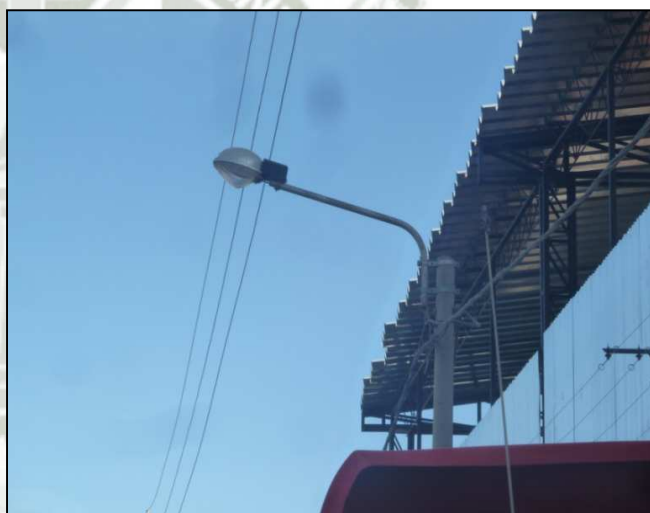


Foto N°21: Deficiencia 5032. Conductor Incumple Distancia de Seguridad Respecto a Instalación de Baja Tensión.



Foto N°22: Deficiencia 5038. Conductor Esta Sobre Edificación.

ANEXO N° 02:

**CUADROS DE DEFICIENCIAS E
INTERRUPCIONES REGISTRADO EN
AREQUIPA**

DEFICIENCIAS	POR SUBASANAR	PREVENTIVA	DEFINITIVA	TOTAL
5026	2174	0	4035	6209
5032	3085	0	868	3953
2082	3120	7	356	3483
2104	3165	1	125	3291
5038	1915	0	992	2907
1074	2214	0	508	2722
5018	1668	0	647	2315
5016	976	4	1217	2197
2086	1700	0	173	1873
1002	660	0	366	1026
2024	149	265	366	780
1072	444	0	172	616
2106	443	0	125	568
1008	425	0	125	550
5010	211	6	108	325
1034	97	3	130	230
2074	189	0	13	202
1082	175	0	11	186
2026	160	1	23	184
2002	123	1	44	168
2072	103	0	29	132
1012	85	0	13	98
1036	58	0	9	67
2040	53	0	10	63
2004	43	0	12	55
1042	32	0	14	46
2034	11	0	3	14
2008	10	0	2	12
3054	9	0	2	11
5030	5	3	2	10
1086	5	0	0	5
3052	2	0	0	2
4026	2	0	0	2
4028	2	0	0	2
3074	1	0	0	1
4072	0	0	1	1
			TOTAL	34306

POR SUBSANAR ACUMULADO (2010 -2014)					
DEFICIENCIAS/ST	ST2	ST3	ST4	ST5	ST6
1034	85	9	3	0	
2024	51	44	35	5	10
5016	545	209	134	7	22
5026	1277	470	237	32	114

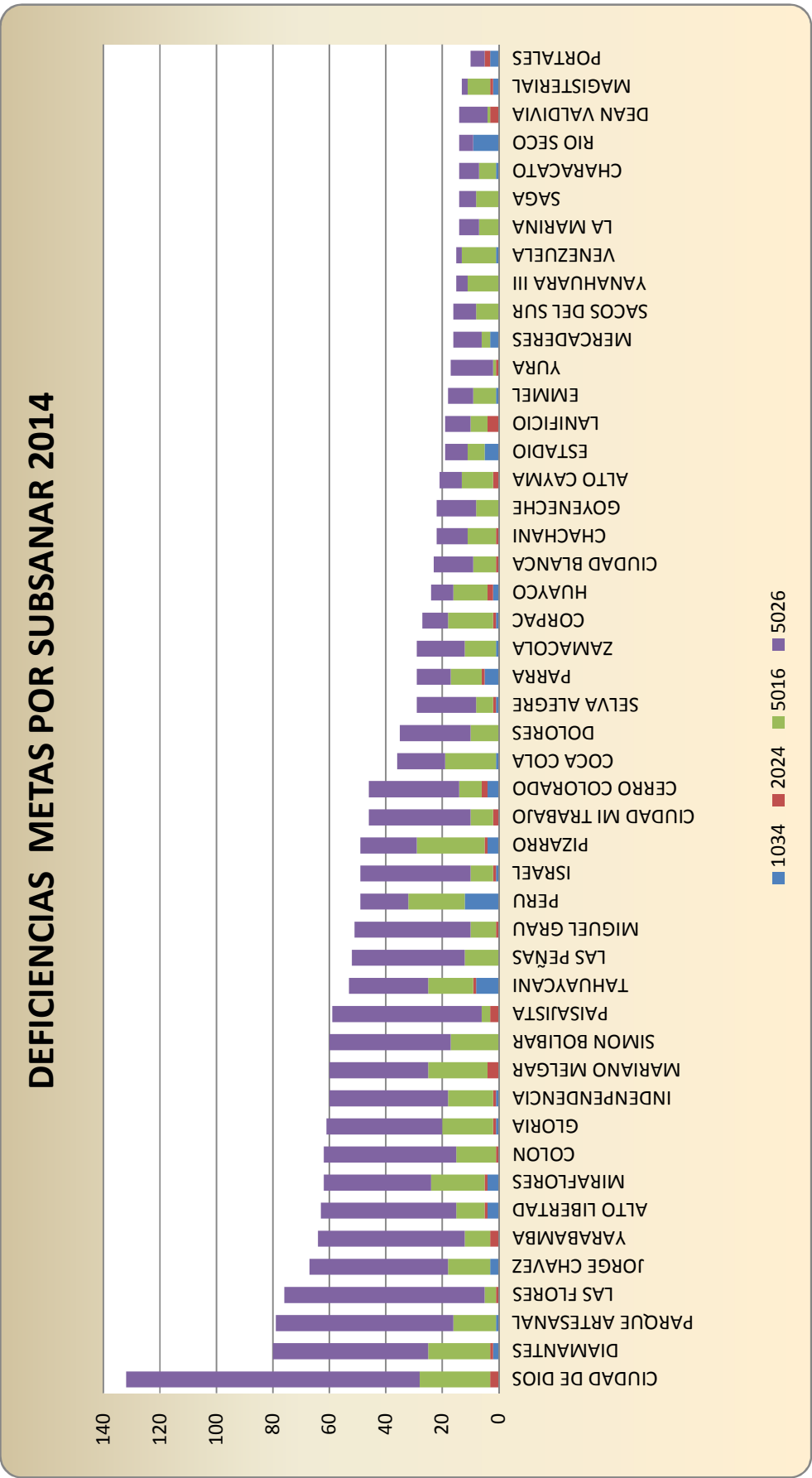
PREVENTIVA ACUMULADO (2010 -2014)					
DEFICIENCIAS/ST	ST2	ST3	ST4	ST5	ST6
1034	0	0	1	0	0
2024	245	20	5	0	0
5016	6	0	98	0	0
5026	11	0	85	0	0

DEFINITIVA ACUMULADO (2010 -2014)					
DEFICIENCIAS/ST	ST2	ST3	ST4	ST5	ST6
1034	131	0	1	0	0
2024	338	18	8	0	1
5016	989	142	44	0	4
5026	3573	268	95	0	58

SECTOR TIPICO	1034	2024	5016	5026
ST 2	216	634	1540	4861
ST 3	9	82	351	738
ST 4	5	48	276	417
ST 5	0	5	7	32
ST 6	0	11	26	172
TOTAL	230	780	2200	6220

ALIMENTADOR	CODIGO	RUTA CRITICA DMS OSINERGMIN			
		1034	2024	5016	5026
MERCADERES	201	3		3	10
ESTADIO	202	5		6	8
SUCRE	203				1
MIRAFLORES	204	4	1	19	38
LA MARINA	205			7	7
PERU	206	12		20	17
SAGA	207			8	6
EMMEL	208	1		8	9
YANAHUARA III	301			11	4
PARQUE ARTESANAL	302	1		15	63
DIAMANTES	303	2	1	22	55
INDENPENDENCIA	304	1	1	16	42
SELVA ALEGRE	305	1	1	6	21
FRANCISCO BOLOGNESI	306			1	4
ALTO CAYMA	307		2	11	8
VENEZUELA	401	1		12	2
INCA TOPS	402				2
HUNTER	403	2		2	4
LANIFICIO	404		4	6	9
NICOLINI	405	2	2	5	
HUAYCO	407	2	2	12	8
GLORIA	408	1	1	18	41
MAGISTERIAL	409	2	1	8	2
LARA	410			1	1
TAHUAYCANI	411	8	1	16	28
PARRA	413	5	1	11	12
SACOS DEL SUR	414			8	8
COCA COLA	415	1		18	17
ISRAEL	501	1	1	8	39
JORGE CHAVEZ	502	3		15	49
MIGUEL GRAU	503		1	9	41
CIUDAD BLANCA	504		1	8	14
PORONGOCHÉ	505			6	2

ALIMENTADOR	CODIGO	RUTA CRITICA DMS OSINERGMIN			
		1034	2024	5016	5026
CHARACATO	601	1		6	7
YARABAMBA	602		3	9	52
SIMON BOLIBAR	603			17	43
CIUDAD MI TRABAJO	604		2	8	36
PAISAJISTA	605		3	3	53
COLON	607		1	14	47
DOLORES	608			10	25
LAS PEÑAS	609			12	40
PORTALES	701	3	2		5
CERRO COLORADO	702	4	2	8	32
ZAMACOLA	703	1		11	17
CORPAC	704	1	1	16	9
ALTO LIBERTAD	705	4	1	10	48
INCA BOR	801		1	3	1
CIUDAD DE DIOS	802		3	25	104
YURA	803		1	1	15
RIO SECO	804	9			5
LA ISLA	1409			4	3
PIZARRO	1410	4	1	24	20
LEON XIII	1605			4	2
CHACHANI	1701		1	10	11
DEAN VALDIVIA	1702		3	1	10
LAS FLORES	1703		1	4	71
GOYENECHÉ	1807			8	14
TOTAL		85	51	545	1277



CATEGORIA GENERAL	CODIGO INTERRUPCION	DESCRIPCION
Alimentador de Media Tensión	FD-01	Falla de empalme de red aérea de Media Tensión
	FD-02	Falla de empalme de red subterránea de Media Tensión
	FD-03	Falla de cable subterráneo de Media Tensión
	FD-04	Falla de terminación de cable subterráneo de Media Tensión
	FD-05	Rotura de conductor aéreo de red de Media Tensión
	FD-06	Contacto de red de Media Tensión con árbol
	FD-07	Contacto de red de Media Tensión con edificación
	FD-08	Contacto de red de Media Tensión con acometida
	FD-09	Contacto de red de Media Tensión con cable de telecomunicaciones
	FD-10	Contacto de red de Media Tensión con letrero o bandera
	FD-11	Contacto de red de Media Tensión con pastoral o luminaria
	FD-12	Contacto de red de Media Tensión con poste o estructura de Media Tensión
	FD-13	Contacto de red de Media Tensión con poste de Baja Tensión
	FD-14	Contacto de red de Media Tensión con cable de aterramiento o retenida
	FD-15	Contacto entre conductores
	FD-16	
	FD-17	
	FD-18	Falla en seccionador en aceite de Media Tensión
	FD-19	Falla en seccionador en gas de Media Tensión
	FD-20	Falla en seccionador en vacío de Media Tensión
	FD-21	Falla en aleta extintora de seccionador tipo cut out bajo carga de Media Tensión
	FD-22	Falla del aislador del equipo cut out de Media Tensión
	FD-23	Falso contacto móvil del tubo portafusible de seccionador de Media Tensión
	FD-24	Seccionador de Media Tensión con tubo portafusible calcinado o quebrado
	FD-25	Seccionador de Media Tensión tipo cut out calcinado
	FD-26	Fusible tipo K fatigado, mal dimensionado
	FD-27	
	FD-28	
	FD-29	
	FD-30	Aisladores de Media Tensión flameados o fogoneados
	FD-31	Aislador de Media Tensión sucio
	FD-32	Aislador de Media Tensión quebrado
	FD-33	Aislador de Media Tensión Inadecuado
	FD-34	Falla o deprendimiento de Espiga de aislador
	FD-35	Perdida de aislamiento Transitoria
	FD-36	Falla en ferretería de armado de Media Tensión
	FD-37	Rotura de cuello muerto

CATEGORIA GENERAL	CODIGO INTERRUPCION	DESCRIPCION
	FD-38	Contacto de cuello muerto con poste o estructura de Media Tensión
	FD-39	Contacto de cuello muerto con ferretería de armado de Media Tensión
	FD-40	Falla conector
	FD-41	Falla en Retenida
	FD-42	Falla en pararrayos de Media Tensión
	FD-43	
	FD-44	Cruceta de Media Tensión girada
	FD-45	Cruceta de Media Tensión rajada
	FD-46	Cruceta de Media Tensión quebrada o partida
	FD-47	Cruceta de Media Tensión doblada
	FD-48	Cruceta de Media Tensión calcinada
	FD-49	Cruceta de Media Tensión inclinada
	FD-50	
	FD-51	
	FD-52	Caida de poste o estructura de Media Tensión
	FD-53	Poste de Media Tensión quebrado
	FD-54	Poste o estructura de Media Tensión inclinada
	FD-55	Poste o estructura de Media Tensión doblada
	FD-56	Poste de madera de Media Tensión calcinado
	FD-57	Poste de Media Tensión rajado
	FD-58	
	FD-59	
Subestación de Distribución	FD-60	Falla en seccionador de protección de transformador en Media Tensión
	FD-61	Falla del aislador de cut out de protección del transformador de Media Tensión
	FD-62	Seccionador de transformador de Media Tensión con tubo portafusible calcinado o quebrado
	FD-63	Seccionador de transformador de Media Tensión calcinado o quebrado
	FD-64	Fusible tipo K mal dimensionado en transformador de Media Tensión
	FD-65	Falso contacto móvil de seccionador de transformador de Media Tensión
	FD-71	Falla del interruptor de Media Tensión
	FD-72	Explosion de celda de Media Tensión
	FD-73	Falla de aislador portabarra de Media Tensión
	FD-74	Falla del seccionador de tierra de Media Tensión
	FD-75	Fusible tipo CEF mal dimensionado en Media Tensión
	FD-76	Caseta Inundada
	FD-78	Falla de transformador de distribución
	FD-79	Falla de terminal de compresión en Media Tensión
	FD-80	Falla de aislador pasatapas en Media Tensión
	FD-81	Falla de Trafomix
	FD-82	Falla de regulador de Media Tensión

INTERRUPCIONES 2013	
FD-15	169
FD-35	160
FD-11	34
FD-44	22
FD-05	18
FD-40	17
FD-13	13
FD-37	11
FD-02	9
FD-06	8
FD-22	8
FD-78	6
FD-34	5
FD-04	4
FD-23	4
FD-08	3
FD-12	3
FD-25	3
FD-63	3
FD-10	2
FD-30	2
FD-62	2
FD-03	1
FD-16	1
FD-36	1
FD-38	1
FD-49	1
FD-65	1
FD-76	1
FD-01	0
FD-09	0
FD-14	0
FD-21	0
FD-24	0
FD-26	0

INTERRUPCIONES 2014	
FD-35	93
FD-15	73
FD-40	8
FD-78	8
FD-05	6
FD-22	5
FD-04	3
FD-11	3
FD-23	2
FD-44	2
FD-01	1
FD-06	1
FD-12	1
FD-24	1
FD-25	1
FD-60	1
FD-62	1
FD-02	0
FD-13	0
FD-26	0
FD-30	0
FD-31	0
FD-32	0
FD-34	0
FD-36	0
FD-37	0
FD-38	0
FD-42	0
FD-47	0
FD-48	0
FD-52	0
FD-56	0
FD-57	0
FD-61	0
FD-63	0

INTERRUPCIONES 2013	513
INTERRUPCIONES 2014 (OCTUBRE)	210

COMPARATIVO DE DEFICIENCIAS VERSUS INTERRUPTIONES AÑOS 2013 Y 2014

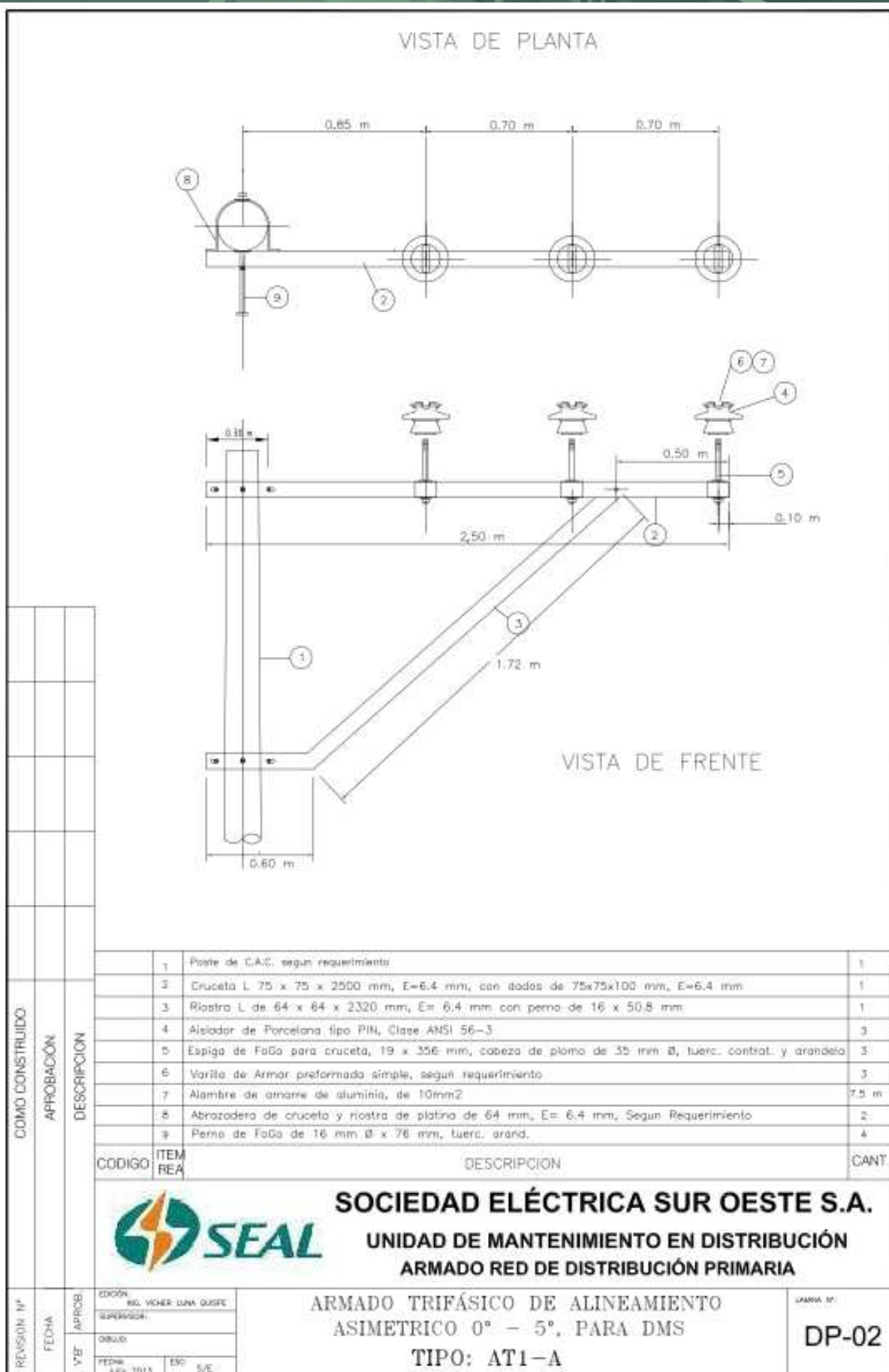
ALIMENTADORES	COD_A LIM	N Cantidad de Interrupciones 2013	Cantidad de Interrupciones 2014 (OCTUBRE)	TOTAL INTERRUPTI ONES	DEFICIENCIAS METAS (2014-2015)										DMS 2014	DMS 2015	DMS ACUMULADO
					1034		2024		5016		5026						
					2014	2015	2014	2015	2014	2015	2014	2015					
CIUDAD DE DIOS	802	20	7	27			3	3	25	1	104	50	132	54	186		
LAS FLORES	1703	0	7	7			1	1	4		71	27	76	28	104		
PARQUE ARTESANAL	302	8	5	13	1				15		63	13	79	13	92		
YARABAMBA	602	81	3	84			3	2	9		52	26	64	28	92		
DIAMANTES	303	8	4	12	2	1	1	3	22		55	7	80	11	91		
PAISAJISTA	605	18	8	26			3	5	3		53	19	59	24	83		
INDENPENDENCIA	304	66	3	69	1		1	3	16		42	18	60	21	81		
ALTO LIBERTAD	705	8	3	11	4		1		10		48	11	63	11	74		
GLORIA	408	19	8	27	1		1	1	18		41	10	61	11	72		
SIMON BOLIBAR	603	22	6	28					17		43	11	60	11	71		
JORGE CHAVEZ	502	24	1	25	3			1	15		49	2	67	3	70		
COLON	607	22	4	26			1	1	14		47	4	62	5	67		
LAS PEÑAS	609	15	7	22				1	12	1	40	10	52	12	64		
MARIANO MELGAR	506	18	2	20			4	1	21		35	2	60	3	63		
MIRAFLORES	204	8	2	10	4		1		19		38		62	0	62		
TAHUAYCANI	411	13	2	15	8		1	1	16		28	2	53	3	56		
MIGUEL GRAU	503	27	3	30			1		9	1	41	3	51	4	55		
CERRO COLORADO	702	18	4	22	4		2	2	8	2	32	4	46	8	54		

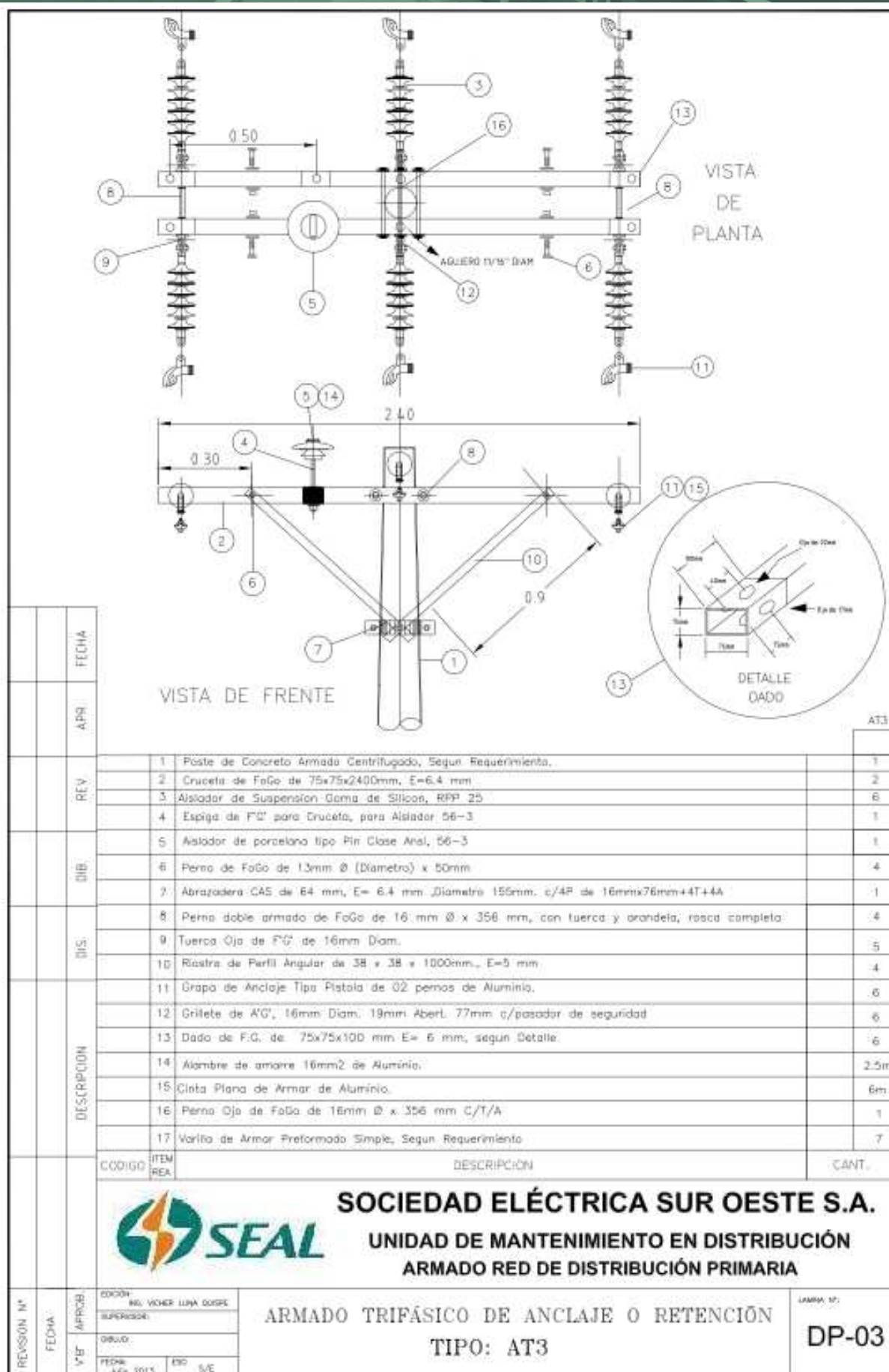
ISRAEL	501	13		0	13	1		1		8		39	4	49	4	53
CIUDAD MI TRABAJO	604	3		0	3			2	1	8		36	3	46	4	50
PIZARRO	1410	14		4	18	4		1		24		20	1	49	1	50
PERU	206	6		0	6	12				20		17		49	0	49
ZAMACOLA	703	6		8	14	1				11		17	15	29	15	44
COCA COLA	415	11		0	11	1				18		17	5	36	5	41
DOLORES	608	8		2	10					10		25	4	35	4	39
SELVA ALEGRE	305	4		1	5	1		1	1	6	1	21	4	29	6	35
PARRA	413	9		4	13	5		1		11	1	12	1	29	2	31
CORPAC	704	46		2	48	1		1		16	3	9	0	27	3	30
ALTO CAYMA	307	5		5	10			2	2	11	2	8	3	21	7	28
CIUDAD BLANCA	504	5		6	11			1	1	8		14	4	23	5	28
YURA	803	58		25	83			1	1	1		15	10	17	11	28
HUAYCO	407	20		17	37	2		2		12		8	3	24	3	27
CHACHANI	1701	12		2	14			1		10	1	11	1	22	2	24
LANIFICIO	404	4		1	5			4	1	6		9	3	19	4	23
DEAN VALDIVIA	1702	6		4	10			3	2	1		10	7	14	9	23
GOYONECHE	1807	0		1	1					8		14		22	0	22
ESTADIO	202	7		2	9	5				6		8	1	19	1	20
CHARACATO	601	30		9	39	1			1	6		7	4	14	5	19
EMMEL	208	0		0	0	1				8		9		18	0	18
VENEZUELA	401	9		11	20	1				12	2	2	1	15	3	18
YANAHUARA III	301	2		0	2				1	11		4	1	15	2	17
SACOS DEL SUR	414	7		2	9					8	1	8		16	1	17
MERCADERES	201	6		1	7	3				3		10		16	0	16
MAGISTERIAL	409	6		4	10	2		1	1	8		2	1	13	2	15
LA MARINA	205	5		0	5					7		7		14	0	14

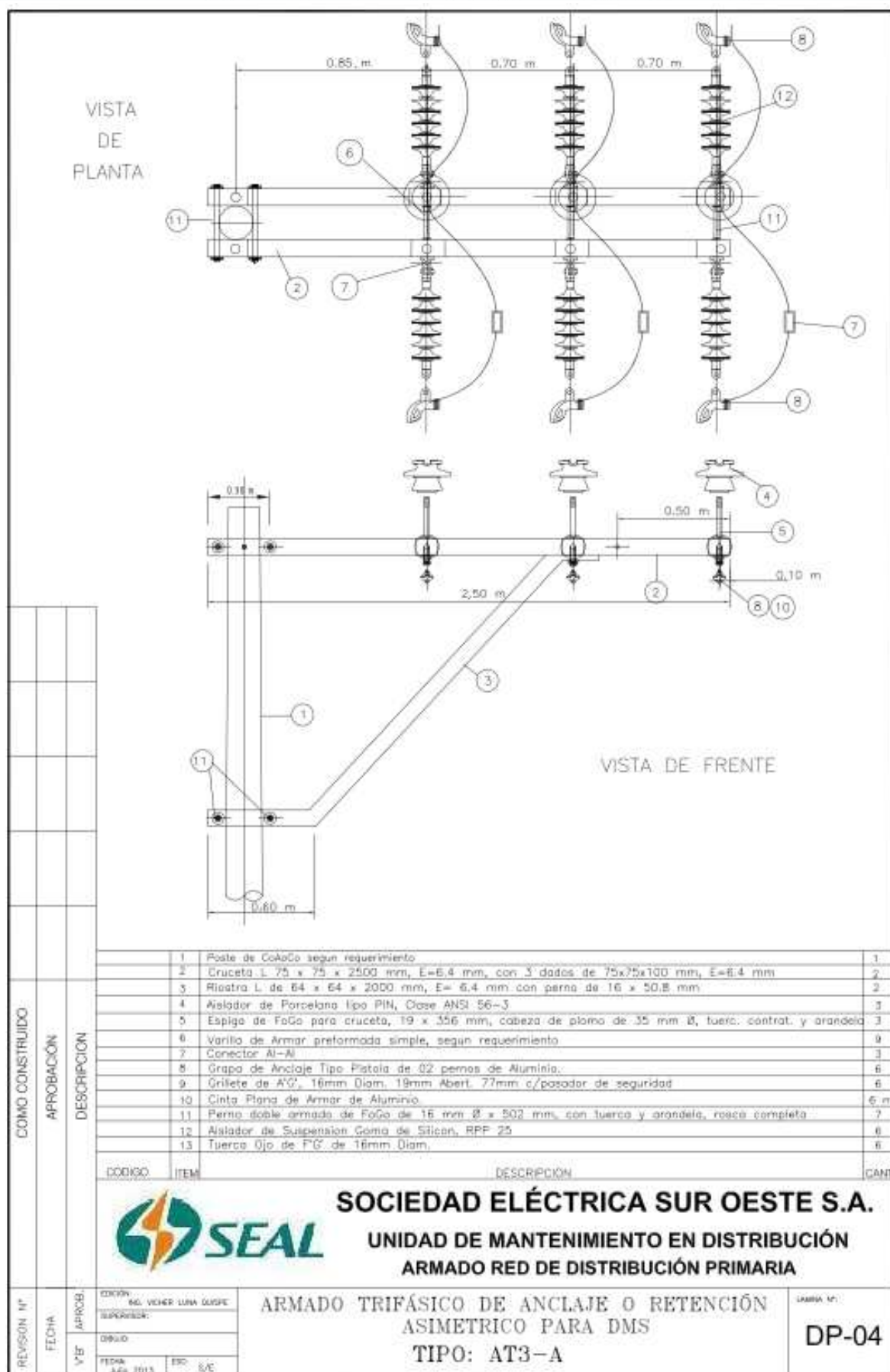
[illegible]

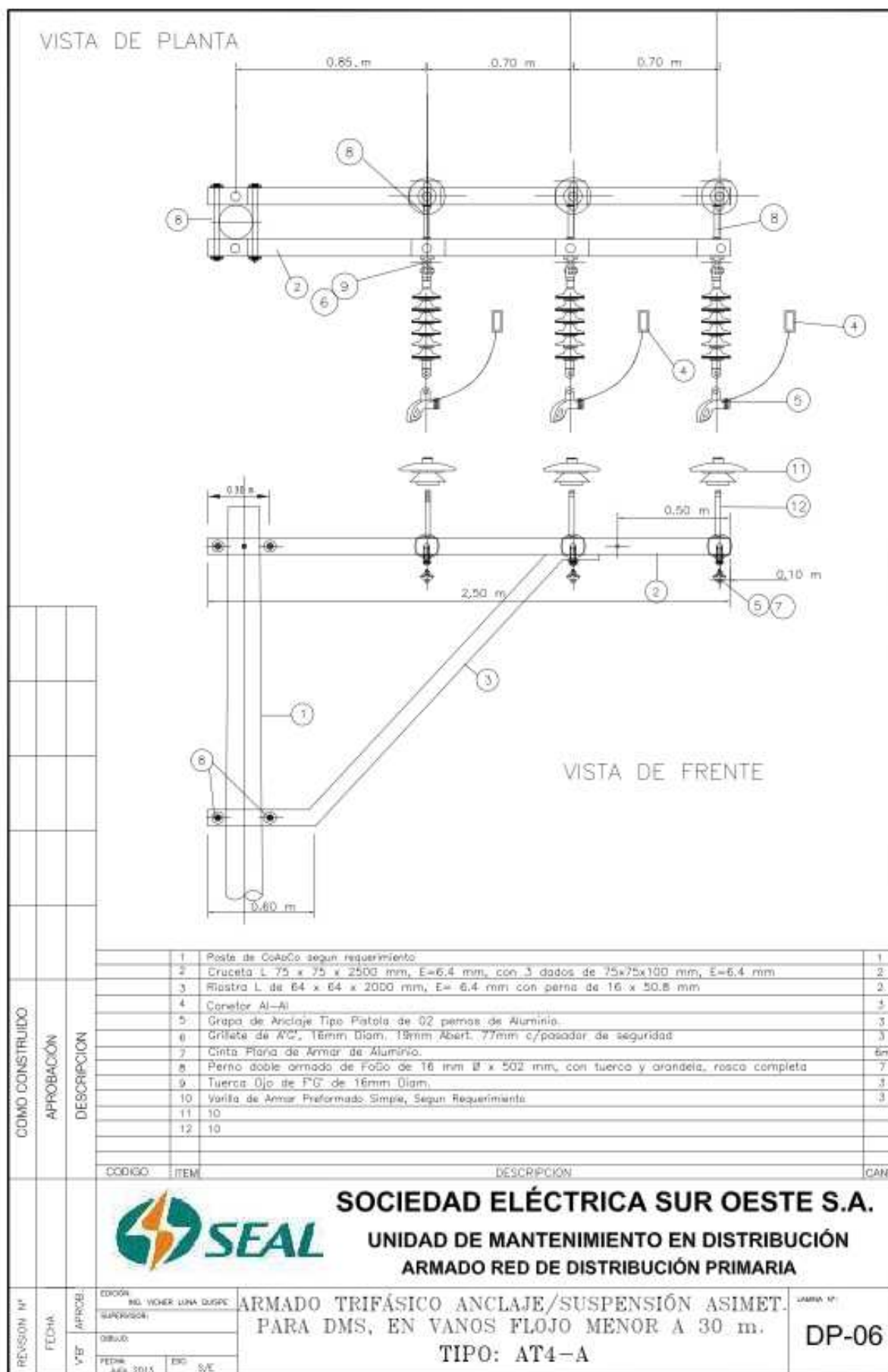
ANEXO N° 03:

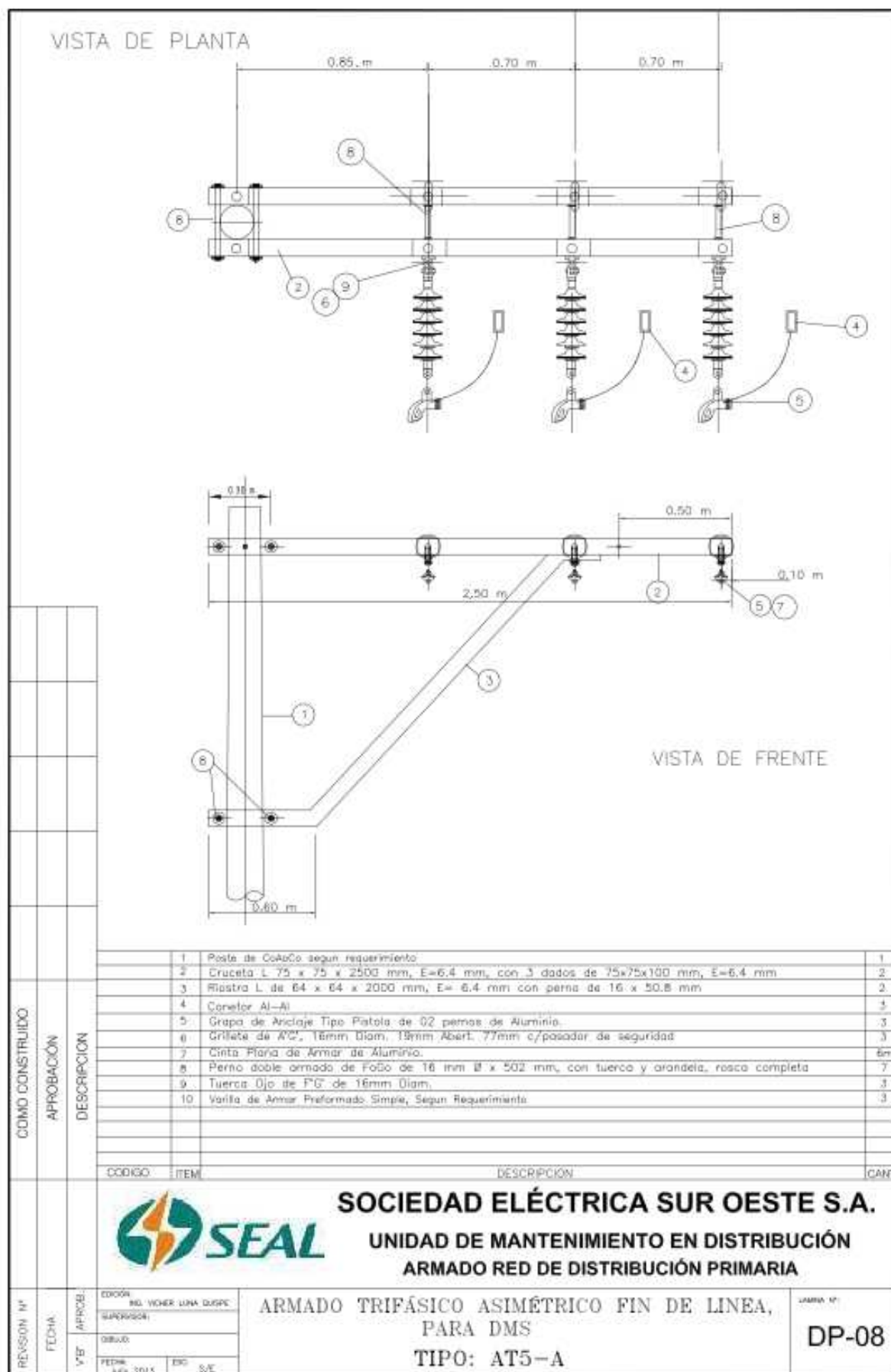
**TIPOS DE ARMADOS DE MEDIA
TENSION USADOS EN EL SISTEMA
ELECTRICO AREQUIPA**

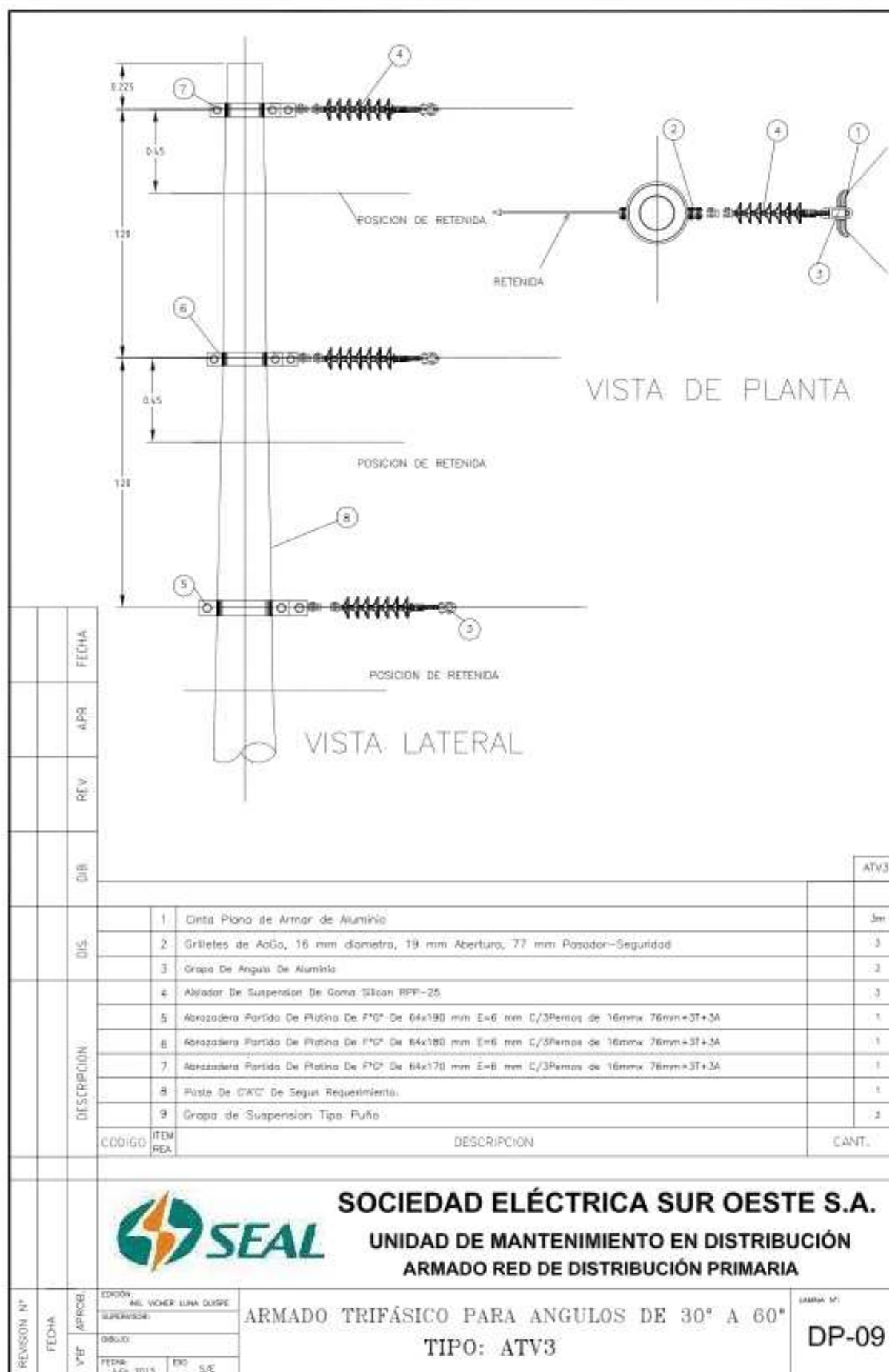


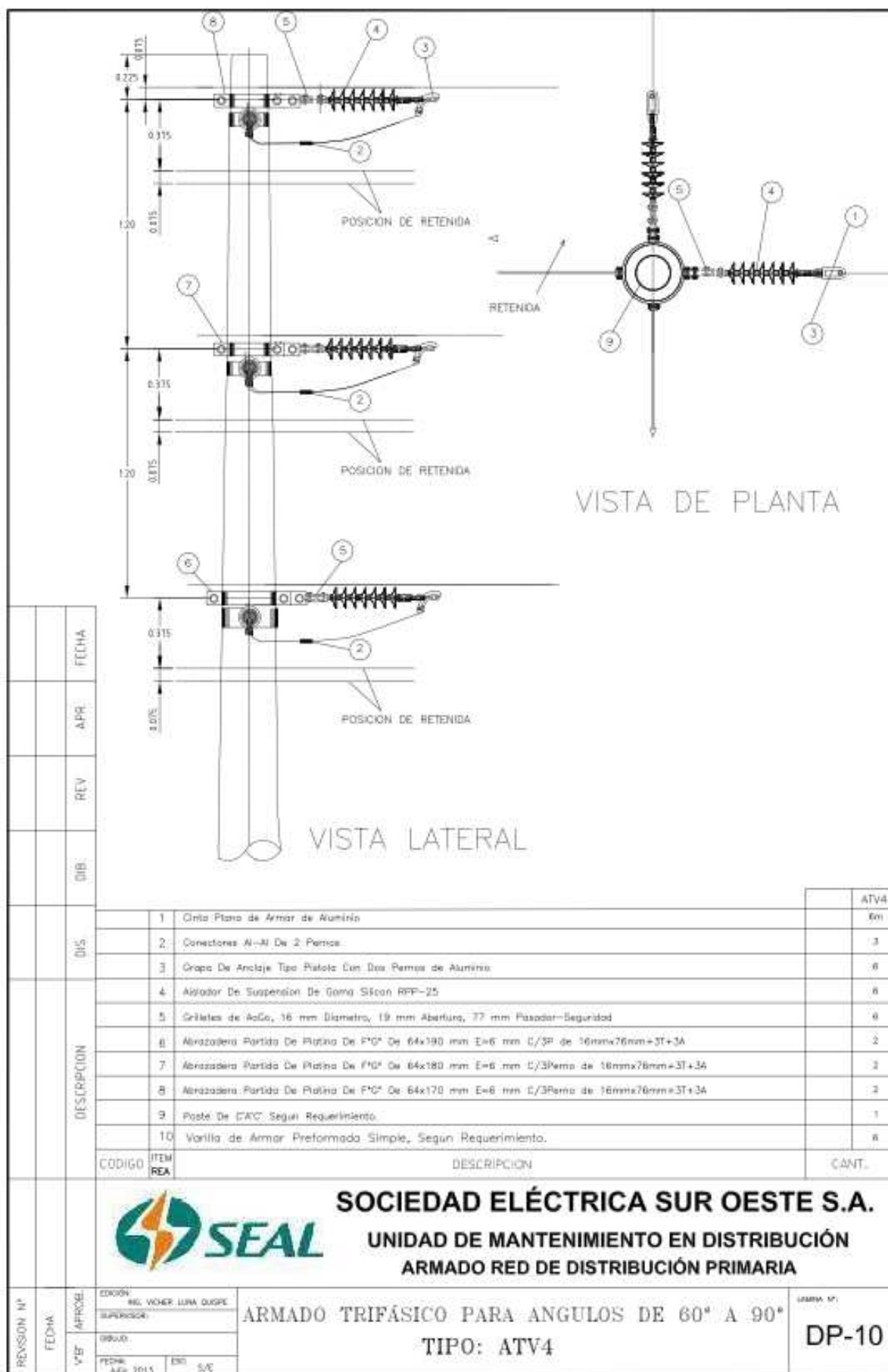


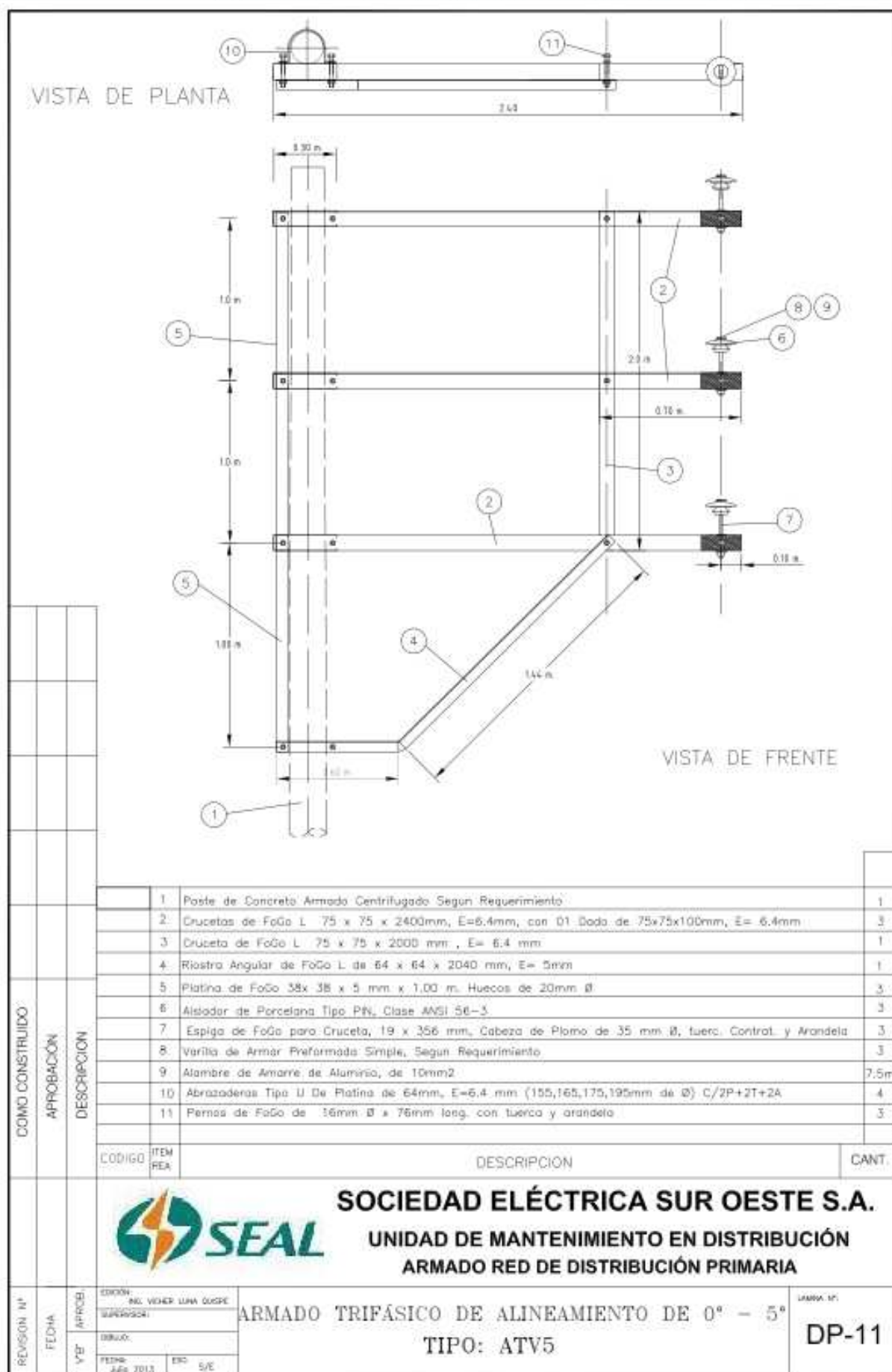


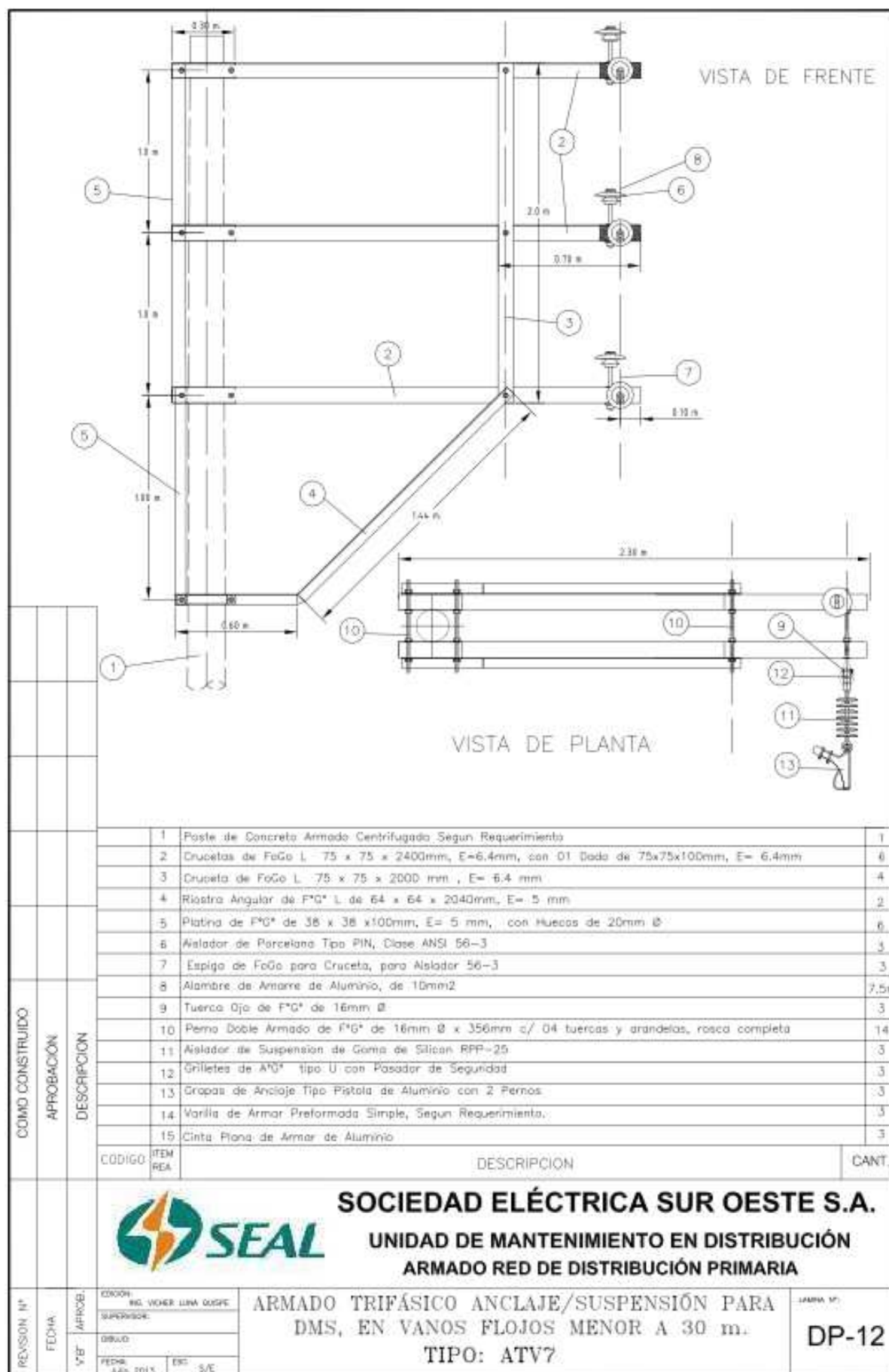


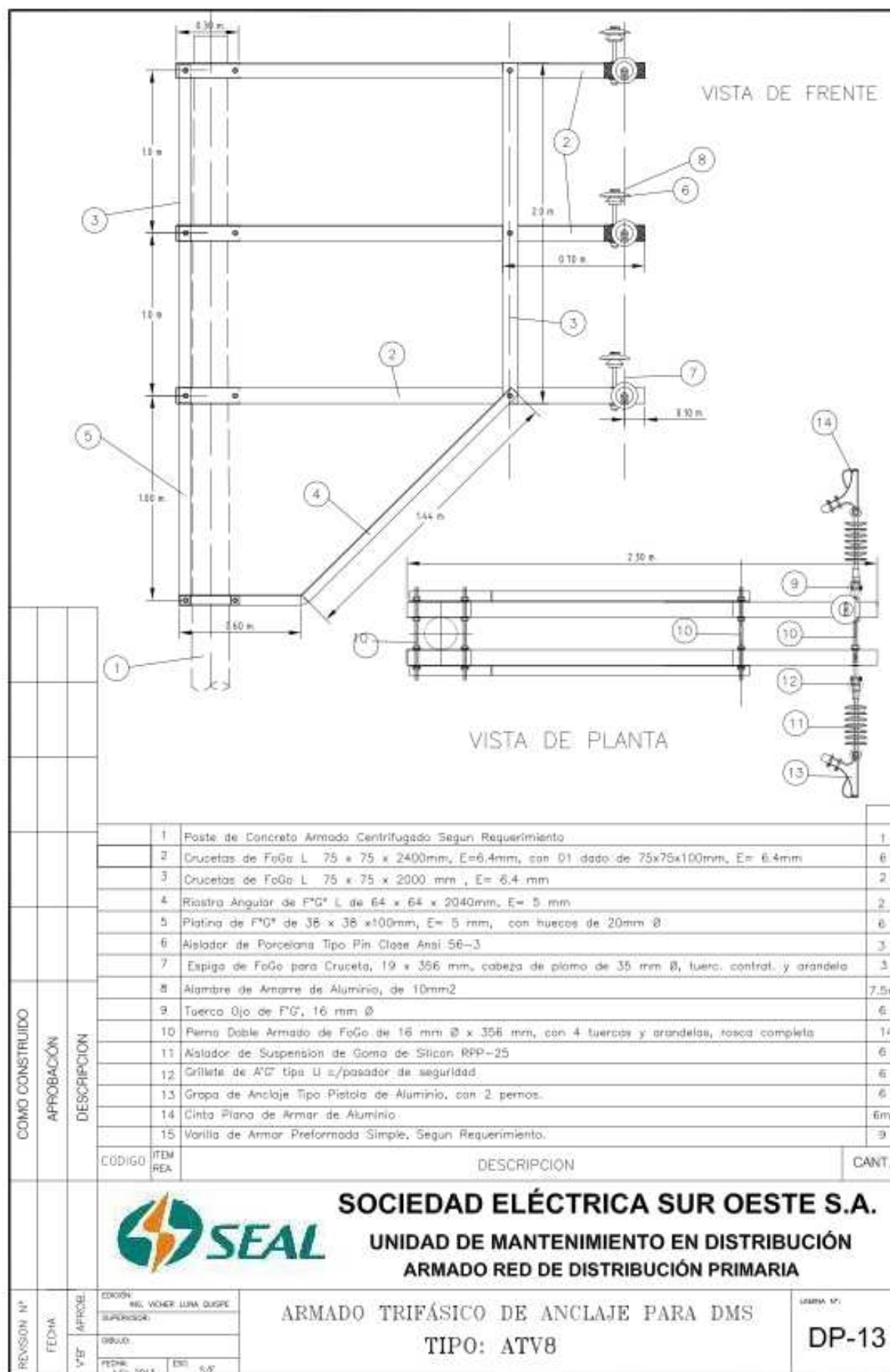


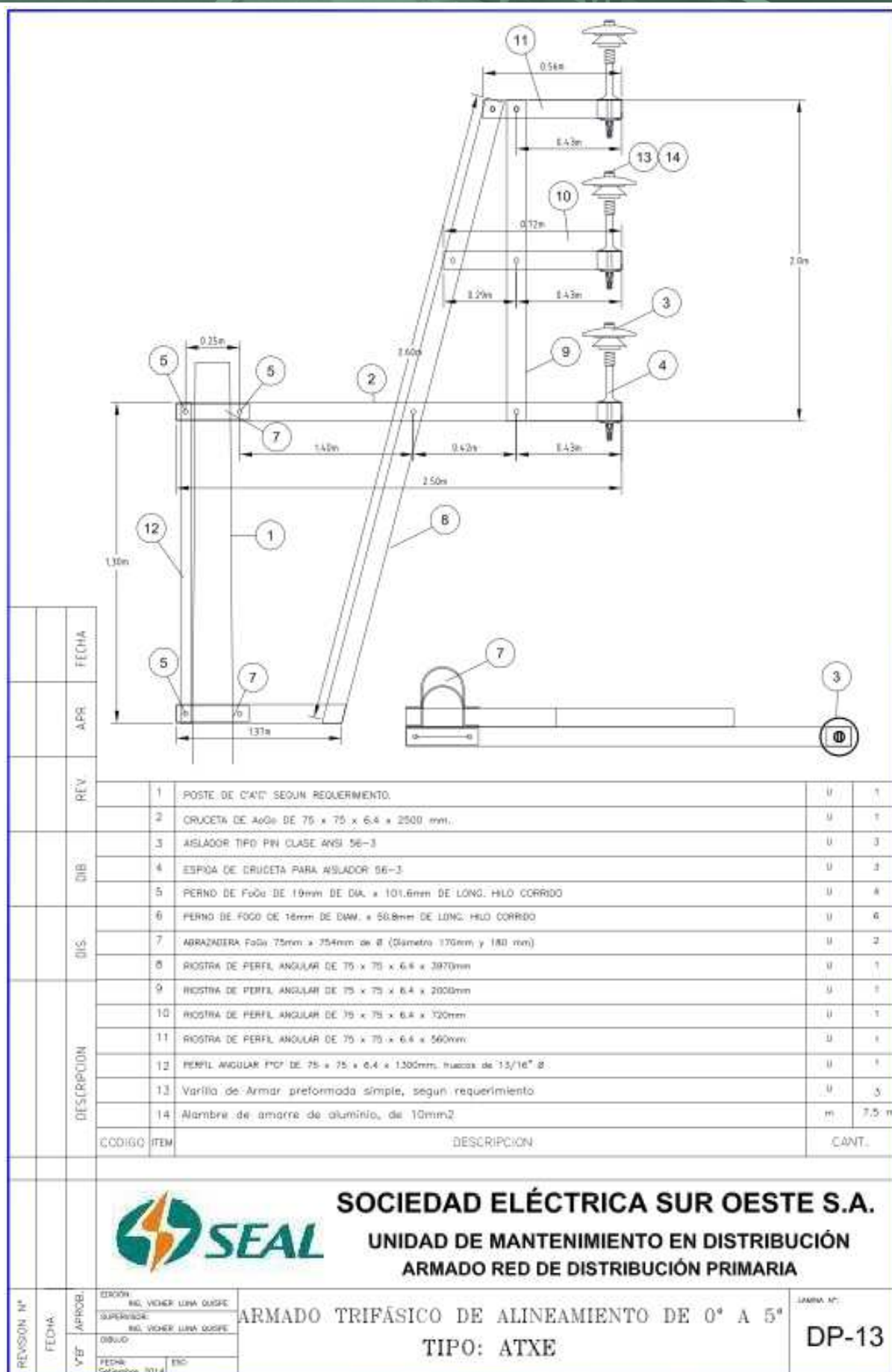


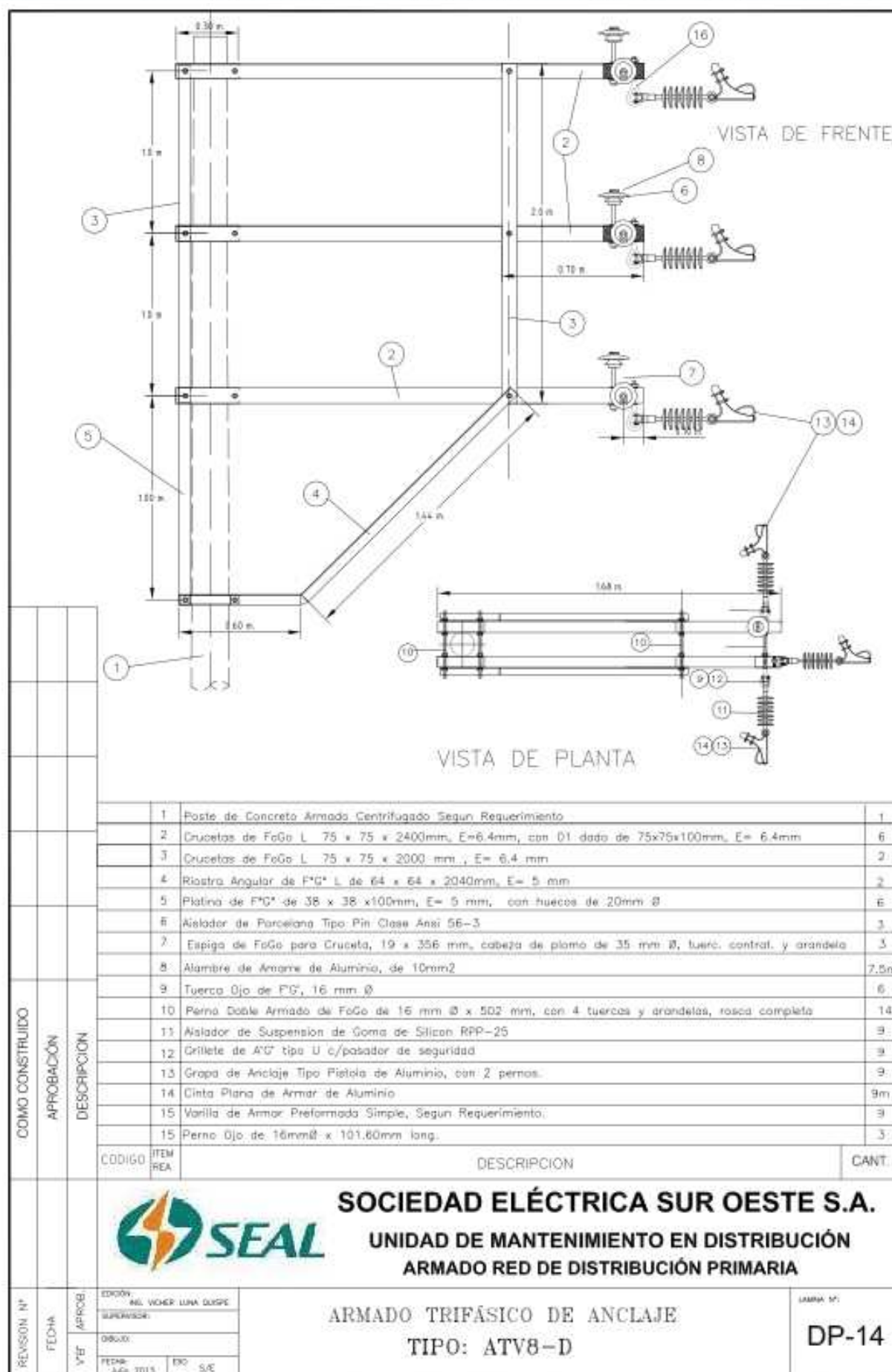








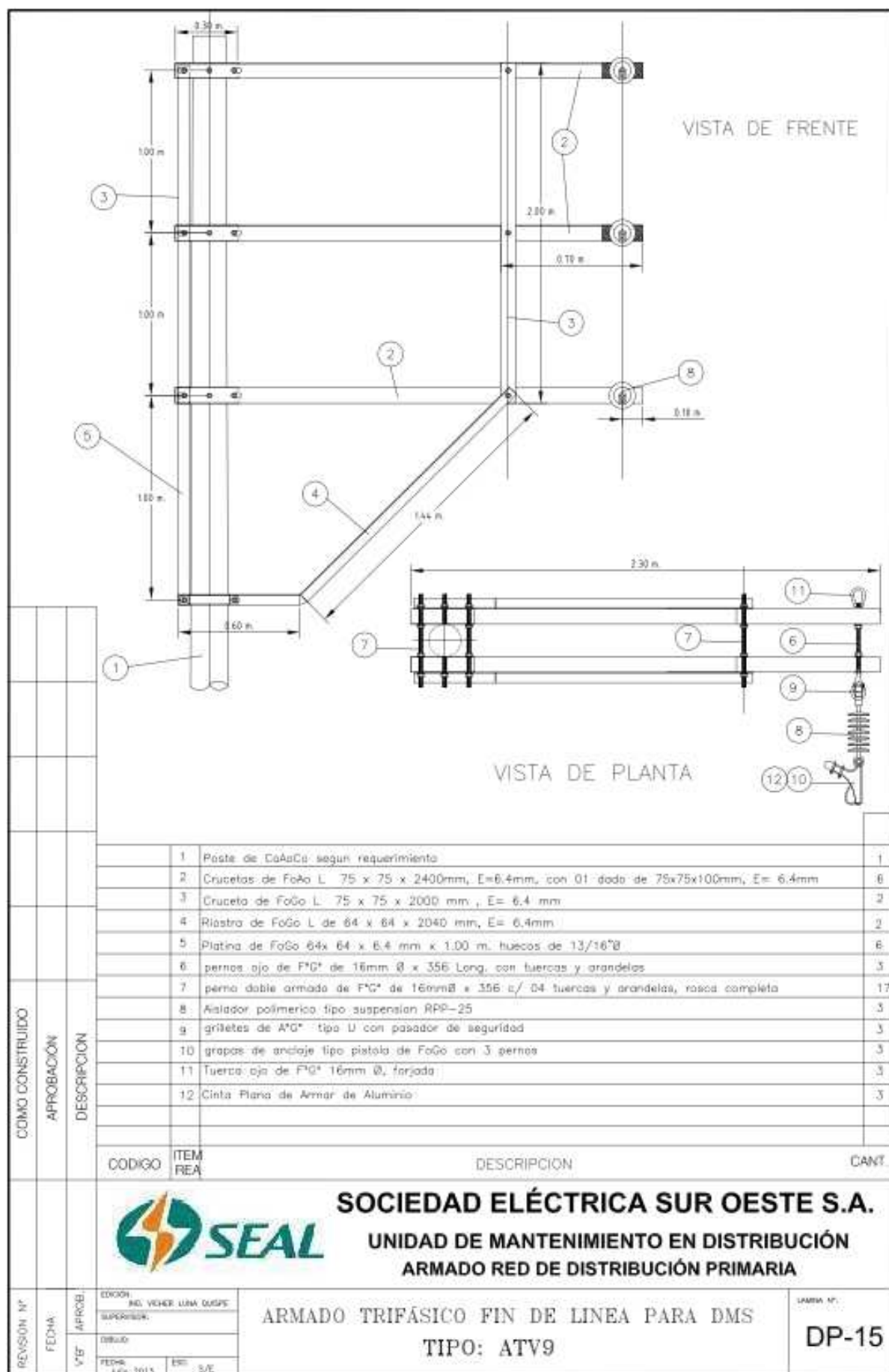




INSPECCIONES PLANEADAS		FORMATO ESTRUCTURAS Y TRAMOS	
ALIMENTADOR : _____		PLANO N : _____	
SOMBREADO: PROCEDIMIENTO 228		NOMBRE RSP: _____	
001b.06	Nro. de NODO		
	POSTE MT		
	Material : Aluminio		
0002	Poste de CAC deteriorado con fierro visible y corroído		
	Poste de madera apilado o podrido		
	Poste de fierro con agujeros por corrosión		
0006	Poste inclinado más de 5°		
	Poste doblado / Resaca más de 5°		
0012	Estructura con riesgo de choque vehicular		
	Poste mal ubicado, terreno inestable		
	Bases remoladas, poca profundidad		
	DMS de cables empalmados a poste MT o ferrete o		
	EQUIPOS DE MANIOBRA, PROTECCIÓN Y MEDIDA		
0014	Incumple DMS respecto a edificios		
0016	Incumple DMS respecto a líneas de comunicación		
	Pararrayas sin conexión a tierra		
	Banco de condensadores sin conexión a tierra		
0042	Protección a nivel de cable rota o inexistente		
	Selador de Protección Mecánica (para evitar ingreso de agua)		
	Seccionador CUIT / OUT		
	Posteado Deteriorado		
	Soporte de seccionador roto o deteriorado		
	ARMADO - CRUCETAS		
	Armadura/ Material		
	Long. Armas (m)		
	Mal estado de su estructura		
	Cruceta inclinada o suelta		
	Cruceta Vibrada		
0052	Ferrete a Deteriorado		
	Ferrete a Inapropiado		
	ASILLADORES		
	Tipo/ Material		
0056	Asillador roto		
0062	Empuje del asillador inclinado		
	RETENIDA		
	Tipo (R: Incluido, HV: Vertical, RA: Armas, RR: Riel, RGST: Poste MT)		
	Fijación Deteriorada		
0072	Cable Deteriorado		
	Tubo de soporte punta de ado		
0074	Falta asillador de tracción a sin conexión a SPAT		
	Remota inapropiada (Alambres)		
	Remota suelta		
	Falta tornillo		
	Mal ubicado		
	Falta Grapa Pasera		
	PUESTA A TIERRA		
0082	Sistema de puesta a tierra inexistente		
0086	Resistencia de puesta a tierra MT > M > permitida		
0088	Cable de puesta a tierra deteriorado o seccionado		
	Sin Terminales de conexión		
	Cable sin protección a nivel de cable		
	Cable trasegado		
	Mal conexión a varilla		
	Verificación cable visible		
	CONDUCTOR		
	Material - Sección		
	Nodo Avance		
	Conductor Deteriorado (filos rotos)		
0094	Numero de empalmes a corto (contable)		
0096	DMS a menos de 20cm 2.5m		
0098	DMS suelta - (DH=0 a 7m)		
0099	DMS cable publicado - (DH=2.5 m, DV=4.0m)		
0099	DMS a estructura o cable de comunicación - (DH=1.5 m, DV=1.0m)		
0099	DMS con una línea Media Tensión - (DH=1.5 m, DV=1.0m)		
0099	DMS con líneas Alta Tensión 2 m		
0099	DMS viviente - (DH=2.5 m, DV=4.0m)		
0099	DMS con Grillo - 7.5 m		
0099	DMS Encasillado de Grillo - 25 m		
0099	DMS a Riel de Poste MT (Postes de Manobra, Acomodación, etc) - (DH=1.5 m, DV=1.0m)		
0099	Quemado o puntas de cable debajo de línea		
0099	DMS entre conductores de fase - (10kV=0.4m, 22.8kV=0.8m, 33kV=1.7m)		
0099	Dañado sobre la conexión en cable		
0099	Conductor sobre el Pórtico - (Si es > 4 a 8m SI no 3525)		

NOMBRE HP:

169



ANEXO N° 04:

**FORMATOS PARA PARA LA GESTION
DE DMS POR RIESGO ELECTRICO**

FORMATO DISREGG

DISREGG N° 10					
En cumplimiento para la Atención y Disposición de Medidas Ante Situación de Riesgo Eléctrico Grave Resolución N° 107-2010-OS/CD, solicito se tramite Paralización de Obra por Construcción debido a Riesgo Eléctrico Grave Generado.					
a) Ubicación:					
Dirección :	ASOC. VILLA EL PARAISO MZ A8 LT 2				
Distrito:	CERRO COLORADO	Provincia:	AREQUIPA	Departamento:	AREQUIPA
b) Descripción de Situación De Riesgo Eléctrico Grave Generado Por Acercamiento a Red MT de:					
Letrero/Carrel	-	Mástil	-	Camara/Seguridad	-
Chimenea	-	Andamios	-	Reflectores	-
Tanque	-	Winche	-	Piletas/Estatuas	-
Semáforos	-	Antena	-	Otros	-
Edificación en Proceso de Construcción o Recientemente Construida					X
Afectación a Instalaciones Eléctricas Por Obras en Vía Pública					-
Invasión de Faja de Servidumbre por Edificación					-
Precisar:					
EDIFICACIÓN SE ENCUENTRA EN PROCESO DE CONSTRUCCIÓN, CON VOLADOS NO PERMITIDOS; y NO TOMAN LAS MEDIDAS DE SEGURIDAD RESPECTO A TRAMO M.T. DISTANCIA HORIZONTAL: 0.50 m.; DISTANCIA VERTICAL: 1.5 m.					
c) Referencia Eléctrica:					
ALimentador	CORPAC	Estructura Media Tensión	-		
Tramo MT	EMT 09947-EMT 09948	Estructura Baja Tensión	-		
Tramo BT	-	Otros	-		
Precisar:					
d) Titular de Predio o Titular de Suministro:					
Nombre :	GEORGINA AMPA CALLANTE				
DNI :	24803914	Teléfono :	NO CONSIGNA		
Suministro N°:	330360				
e) Responsable de Obra o de Instalación Externa:					
Nombre :	-				
DNI :	-				
Precisar:					
e) Informado Por:					
Nombre :	ING. VICHER LUNA QUISPE				
Teléfono :	958032744	Email :	vluna@seal.com.pe		
Fecha Notific.:	27/01/2014				
f) Trabajos a Ejecutar Para Levantar el Riesgo Eléctrico Grave Generado:					
CAMBIO DE ARMADOS					

g) Archivo Fotográfico:

#:VALOR!





FORMATO DE NOTIFICACIÓN DE RIESGO ELÉCTRICO GRAVE

NOTIFICACIÓN DE SITUACIÓN DE RIESGO ELÉCTRICO GRAVE GENERADO

Queda expresamente señalado que Sociedad Eléctrica del Sur Oeste S.A. en cumplimiento con la normatividad vigente que regula las actividades del sub sector electricidad como son la Ley de Concesiones Eléctricas D.L. 25844 y su Reglamento Aprobado por D.S. N° 009-93-EM y modificado por D.S. N° 022-97-EM y el Código Nacional de Electricidad Suministro 2011 y sus precedentes:

1. Lugar en el que se ha detectado el riesgo:
AV. PARRA N° 402
 distrito de AREQUIPA Provincia de AREQUIPA

2. Descripción del Riesgo Eléctrico Grave Generado, que se ha detectado por acercamiento a Línea de BT (), MT (), SED (), AT (); Nivel de Tensión..... KV, Por Instalación de:

• Letrero o Cartel ()	• Mástil ()	• Cámara Seguridad ()
• Chimenea ()	• Andamios ()	• Reflectores ()
• Tanque ()	• Winche ()	• Piletas/Estatuas ()
• Semáforos ()	• Antena ()	DH= <u>2.0m</u> , DV= <u>0m</u>
• Ejecución de Obras de Construcción en Vivienda ☒		
• Precisar:.....		

3. Daños Humanos que considera, pueda provocar, el riesgo eléctrico detectado:

• Muerte ☒	• Electrocutión ☒	• Quemaduras ()
• Invalidez ()	• Fracturas ()	• Amputación ()
Otros:.....		

4. Medidas Que se Propone Para Evitar o Controlar, el Riesgo Eléctrico Generado y Detectado:

☒ INSTRUIR a los constructores de la edificación, propietarios, familiares y/o visitas sobre los riesgos con las líneas eléctricas que pasan frente a su predio.

☒ Prohibir que cualquier persona, desde su vivienda o fuera de ella se acerque a las proximidades de las líneas eléctricas.

☒ Evitar la manipulación de cualquier objeto como varillas de construcción, mástiles, antenas, chimeneas, andamios, winche, cámaras de seguridad, reflectores u otros objetos similares que pueden ACERCARSE o hacer CONTACTO sobre las líneas eléctricas.

☒ Suspender la actividad que origina el riesgo identificado.

() Retiro de instalaciones u objetos que se acerquen a partes vivas de líneas eléctricas.

☒ Señalización de áreas de acceso donde se encuentren con partes vivas de instalación.

☒ Instalación de obstáculos que impidan todo contacto accidental con partes vivas de instalación.

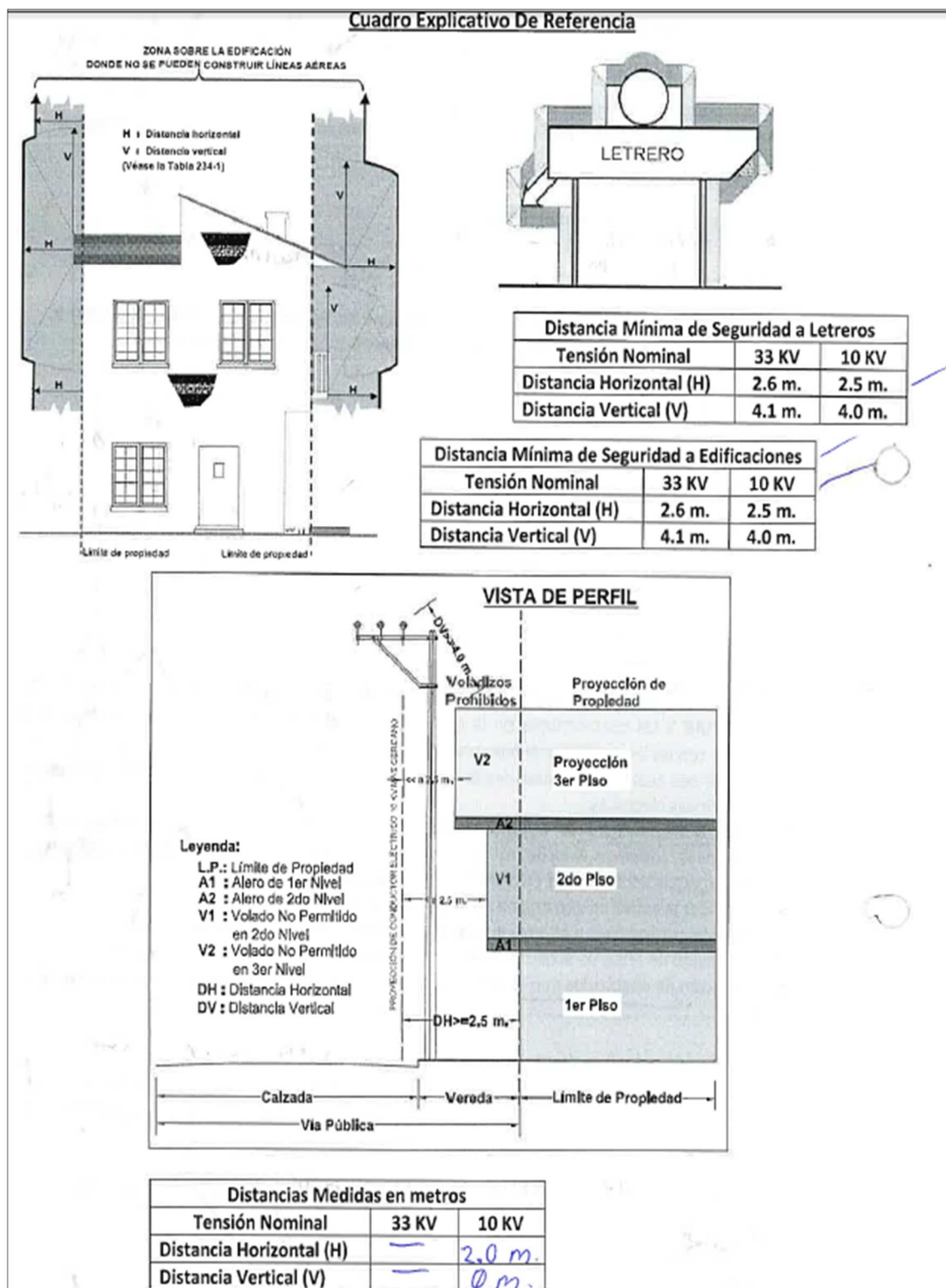
Otros:.....

Por el presente documento se da por notificado (a) al Sr(a). JUAN YUCRA RAMOS de la situación de riesgo, así mismo, a fin de hacer constar la entrega del presente, se le ha comunicado y explicado verbalmente de las consecuencias del incumplimiento de las medidas propuestas, que pueden llegar a ser mortales.

Emitido y entregado el 04 de JULIO de 2014 a las 08:00 horas, en la dirección señalada.


 Firma Notificador (SEAL)
 Sr. Vicente Quispe
 DNI: 25000914
 Número de contacto: 98022344


 Firma Notificado (a)
 Sr (a). Juan Yucra Ramos
 DNI: 29422137
 Número de contacto: 95862034



FORMATO DE NOTIFICACIÓN DE CONDICIÓN SUB ESTANDAR

CONSEIE N° 10 -2014					
En cumplimiento a Regla 420.C, Sección 42 Reglas Generales Para Los Trabajadores; del Código Nacional de Electricidad Suministro - 2011; se informa de condición sub estandar por defectos en instalaciones eléctricas que afectarían la seguridad de personal técnico, propio o tercero y la continuidad del suministro eléctrico.					
a) Ubicación:	Distrito/Provincia/Departamento : PAUCARPATA AREQUIPA AREQUIPA				
Dirección :	AV. ARGENTINA N° 404, APIMA				
b) Indicar Componente con Defecto y Describir Condición Sub Estandar:					
Medidor Expuesto	-	Luminaria Colgada	-	Poste Base Critico	-
Acometida Expuesta	-	Lámpara Apagada	-	Vanos Flojos	X
Acometida Baja	-	Poste Rajado	-	Vano Bajo	X
Pastoral Roto	-	Poste Inclinado	X	Cruceta Virada	-
Cable con Aislamiento Deteriorado y Expuesto a Contacto	-		-	Cruceta Rota	-
Caja Derivación Sin Tapa/Quemada/Exceso de Acometida	-		-	Aislador Inclinado	-
Tablero Distribución Sin Puerta-Rota-Candado/Quemada	-		-	Aislador Roto	-
Transformador Resume Aceite/Sobre Cargado/Ruido	-		-	Otros	-
Descripción: VANOS ADYACENTES A EMT 00518 SE ENCUENTRAN FLOJOS y CERCA A SUELO, DEBIDO A INCLINACIÓN DE POSTE.					
c) Referencia Eléctrica:			Subestación (SED)		
ALimentador	JORGE CHAVEZ		Estructura Media Tensión (EMT)		518
Tramo MT			Estructura Baja Tensión (EBT)		
Tramo BT			Suministro/Contrato		
Precisar:					
d) Trabajos a Desarrollar Para Eliminar Condición Sub Estándar:					
VERTICALIZAR EMT 00518 y REFLECHADO DE VANO ADYACENTES					
e) Archivo Fotográfico: SI					
					
f) Informado Por:					



Enero 24, 2014

COMUNICACIÓN A GOBIERNOS LOCALES POR OBRAS EN VIA PUBLICA

Sociedad Eléctrica del Sur Oeste S.A.
Correvelo 210 - Arequipa - Tel.: (54) 381377 - Fax: (54) 381379
seal@seal.com.pe

CARTA SEAL GG/OP-0206-2014

Arequipa, 16 de Mayo de 2014.

Arquitecto
NELSON DELFORD SARMIENTO PINTO
Gerente Regional de Infraestructura
Gobierno Regional de Arequipa
Av Kennedy S/N – Paucarpata.
Presente.-

Asunto : **Medidas de Seguridad en la Construcción de Obras Públicas y/o privadas.**

De nuestra consideración:

Tengo el agrado de dirigirme a usted a fin de saludarlo cordialmente, y aprovechar la oportunidad, para reiterar nuestro compromiso de brindar servicio eléctrico con calidad en nuestra concesión, lo cual será posible con vuestro valioso apoyo efectivo con las siguientes acciones :

1. Tomar todas las medidas de seguridad en obras públicas que su representada realice y/o esté ejecutando y que involucre áreas en donde se encuentran nuestras redes eléctricas de baja, media y alta tensión, subestaciones de distribución y/o, centros de transformación; que por la envergadura de trabajos están expuestas a sufrir afectaciones y daños que constituyen peligro a la persona, a la seguridad pública y podrían causar interrupción del suministro eléctrico.
2. Las afectaciones que se podrían producir debido a las obras públicas son las siguientes:
 - i. Caída de postes y redes eléctricas por apertura de zanjas y movimiento de tierras.
 - ii. Riesgo por impacto en postes debido al desplazamiento de vehículos y/o maquinaria pesada.
 - iii. Rotura de cables aéreos y subterráneos por apertura de zanjas, movimiento de tierras, desplazamiento de vehículos y/o maquinaria pesada y otros.
 - iv. Inundaciones de subestaciones de distribución y centros de transformación en caseta por rotura de tuberías de agua, rotura de canalizaciones de acequia y desvíos de fuentes y cauce natural de agua.
 - v. Pérdida de suministro eléctrico por acercamiento o contacto accidental de fierros de construcción, estructuras metálicas de letreros, varillas y/o regletas metálicas o de madera, estatuas, monumentos u objetos similares.
 - vi. Otras actividades propias del desarrollo y ejecución de obras.
3. Las afectaciones y daños a nuestras instalaciones, representan una situación de riesgo eléctrico grave generada por la ejecución de los trabajos y/o construcciones que involucra las obras; por lo que, agradeceremos que su representada en coordinación con SEAL adopte las previsiones del caso, tales como señalización de las áreas de acceso donde se encuentren instalaciones eléctricas con tensión, recubrimiento de las partes activas con aislamiento apropiado, colocación de obstáculos que impidan todo contacto accidental con las partes vivas de la instalación, colocación de vientos o retenidas en estructuras y otras medidas preventivas que coadyuven a mantener la seguridad pública y las instalaciones eléctricas.
4. Recomendar a vuestros contratistas, supervisores e inspectores de obra el cumplimiento de los criterios técnicos de seguridad eléctrica y mecánica, y de servidumbres o distancias mínimas de seguridad según corresponda; en la etapa de proyecto, antes y durante su



GOBIERNO REGIONAL DE AREQUIPA
SEDE DE LA PRESIDENCIA
TRAMITE DOCUMENTARIO
28 MAY 2014
Reg: _____ Folio: _____
Firma: _____




Órgano de
Ejecución de
Servicios de
Distribución en
Medio y Bajo
Tensión y
Comercialización




Sociedad Eléctrica del Sur Oeste S.A.

Coronado 310 - Arequipa - Tel: (54) 381377 - Fax: (54) 381379
seal@seal.com.pe



ejecución: a efecto de evitar una paralización en caso de incumplimiento al constituir peligro y/o riesgo para la seguridad de las personas, a la propiedad privada y seguridad pública que podrían generar o, retraso en ejecución de obra, cualquier tipo de demanda y proceso judicial en vía sumarísima.

6. El incumplimiento de las Distancias Mínimas de Seguridad (DMS) establecidas en Código Nacional de Electricidad, constituyen situaciones de riesgo eléctrico grave, las cuales son sancionadas con multas por el Organismo Regulador OSINERGMIN, dado que atenta contra la seguridad pública y afecta el interés público.

Por lo que, solicitamos a su representada tomar las respectivas acciones preventivas para evitar situaciones de riesgo que se podrían generar durante la ejecución de obras y, evitar sanciones emitidas por el Órgano Regulador correspondiente, que en su momento serían derivadas y/o asumidas por su representada.

Agradeciendo la atención que brinde a la presente, le hacemos llegar nuestro cordial saludo.

Atentamente,

SOCIEDAD ELÉCTRICA DEL SUR OESTE S.A.


MIGUEL ÁNGEL ZELADA DÍAZ
Gerente de Operaciones

MZD/FVL
cc: OSINERGMIN



Control y
Diseño de
Extracción de
Distribución en
Medio y Baja
Tensión y
Comercialización





ANEXO N° 05: TÉRMINOS Y ABREVIATURAS

TÉRMINOS Y ABREVIATURAS

Análisis del riesgo: Proceso sistemático para entender la naturaleza del riesgo y deducir el nivel del riesgo.

Alimentador de Media Tensión (AMT): Circuito Eléctrico conformado por redes de Media Tensión (1Kv a 30 Kv) identificados por distritos según su recorrido.

Caja de Toma: Caja o gabinete metálico que contiene equipos de maniobra y/o protección para una conexión en derivación.

Concesionaria: Persona natural o jurídica que cuenta con contrato de concesión de distribución eléctrica suscrito con el Ministerio de Energía y Minas, para brindar el servicio público de electricidad dentro de un área determinada.

Conductor Aéreo: Material en forma de alambre o cable, con o sin cubierta aislante, capaz de conducir energía eléctrica e instalado sobre el nivel del piso en estructuras de soporte.

Conexión Eléctrica (CE): Conjunto de componentes requeridos para el suministro de electricidad a los usuarios del servicio público de electricidad desde las instalaciones de la concesionaria. Comprende la acometida, caja de medición, protección eléctrica y equipo de medición.

DMS: Distancia Mínima de Seguridad que comprende a conductores, cables y partes rígidas bajo tensión a edificaciones, letreros, chimeneas, antenas de radio y televisión, tanques puentes peatonales y otras instalaciones a excepción de puentes (vehiculares), (CNE Suministro 2011)

Deficiencia: Estado de un componente del punto de inspección que incumple con las especificaciones de las normas y reglamentos vigentes.

Deficiencia Tipificada: Deficiencia codificada por el OSINERGMIN que incumple con las especificaciones de las normas y reglamentos vigentes que afecta la seguridad pública.

Instalación de Media Tensión (Subsistema de Distribución Primaria): Comprende la línea de media tensión (mayor a 1,0 kV y menor de 30 kV), equipos y subestación(es) de distribución.

Instalación de Baja Tensión: Comprende la línea y equipos de baja tensión (igual ó inferior a 1 kV); está incluido el subsistema de distribución secundaria y las instalaciones de alumbrado público.

Línea Aérea de Media Tensión (Baja Tensión): Conductores aéreos, estructuras de soporte y accesorios, utilizados para transmitir energía eléctrica en media tensión (baja tensión).

Nodo de Enlace: Punto de vinculación o conexión entre un tramo de media tensión y la subestación de distribución. Se utiliza para determinar la topología y conectividad de las instalaciones de distribución eléctrica (Para mayores detalles consultar la “Guía de Elaboración del Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) de las Instalaciones de Distribución Eléctrica” Resolución OSINERG N° 329-2004-OS/CD).

Punto de Inspección: Parte de la instalación que se inspecciona en relación con la seguridad pública. Tipos de puntos de inspección:

- Estructura de Media Tensión (EMT)
- Subestación de Distribución (SED)
- Tramo de Media Tensión (TMT)
- Estructura de Baja Tensión (EBT).
- Conexión Eléctrica (CE).

Riesgo: Combinación de la posibilidad de ocurrencia de un evento peligroso o exposición y la severidad de lesión o enfermedad que pueden ser causados por el evento o la exposición. (OHSAS 18001:2007).

Riesgo Eléctrico: Posibilidad de ocurrencia de accidente por contacto con partes energizadas expuestas, arco eléctrico o incendio en una instalación eléctrica.

Seguridad Pública: Condiciones que deben cumplir las instalaciones eléctricas para no afectar la integridad de las personas y de la propiedad, de conformidad con las normas de seguridad.

Subestación de Distribución (SED): Conjunto de instalaciones para la transformación de tensión que recibe de una red de distribución primaria y la entrega a una red de distribución secundaria, instalaciones de alumbrado público o a usuarios. Comprende el transformador y los equipos de maniobra, protección, medición y control, tanto en el lado primario como en el secundario, y eventualmente edificaciones para albergarlos.

Subestación de Transmisión (SET): Conjunto de instalaciones para la transformación de tensión que recibe 33Kv y transforma a 10Kv, para luego distribuirlos en alimentadores.

Subsanación: Reparación o eliminación de la deficiencia.

Tramo de Media Tensión: Parte de la red de media tensión con igual tipo de material, sección y fase, limitado por una derivación hacia otro tramo de la red, utilizado para transferir electricidad entre dos puntos de la misma.

Tercero: Persona natural o jurídica de derecho público o privado diferente a la concesionaria y/o contratista.

Abreviaturas:

CNE-S: Código Nacional de Electricidad Suministro

CONELEC: Consejo Nacional De Electricidad

GART: Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria del OSINERGMIN

GIS: Sistema de Información Geográfica

GFE: Gerencia de Fiscalización Eléctrica del OSINERGMIN

OSINERGMIN: Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería

UDAP: Unidad de Distribución y Alumbrado Público de la GFE de OSINERGMIN

VNR: Valor Nuevo de Reemplazo

SEAL: Sociedad Eléctrica Sur Oeste S.A. – Arequipa

NTCSE: Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos

MINEM: Ministerio de Energía y Minas

PAS: Procedimiento Administrativo Sancionador