



**UNIVERSIDAD CÉSAR VALLEJO**

**FACULTAD DE INGENIERÍA Y ARQUITECTURA**  
**ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERÍA MECÁNICA**  
**ELÉCTRICA**

Estudio de coordinación de protecciones para mejorar la calidad de servicio en el sistema eléctrico rural Chulucanas – Quiroz 22.9 kV

**TESIS PARA OBTENER EL TÍTULO PROFESIONAL DE:**

Ingeniero Mecánico Electricista

**AUTOR:**

Saavedra Ugaz, Roberto César (<https://orcid.org/0000-0003-4005-9800>)

**ASESOR:**

Ing Msc. James Skinner Celada Padilla (<https://orcid.org/0000-0002-8695-1071>)

**LINEA DE INVESTIGACION:**

Generación, transmisión y distribución

CHICLAYO – PERÚ

2021

### **Dedicatoria**

En primer lugar, a Dios, por cuidarme en todo momento y darme las fuerzas para alcanzar mis metas, también dedico este trabajo a mis padres por forjarme por el camino del bien, muchos de mis logros se los debo a ellos, incluyendo este que significa mucho para mí.

### **Agradecimiento**

A mi familia, por haberme apoyado a lo largo de mi carrera, por el ánimo constante, a mis padres por instruirme por el camino del bien.

A mis amigos y compañeros de trabajo por aportar y hacer que pueda concretar esta investigación.

A esta casa de estudios, por acogerme y brindarme calidad educativa, a mis profesores que me instruyeron a lo largo de mi formación y en especial a mi asesor por apoyarme en esta investigación.

## Índice de contenidos

Dedicatoria .....	ii
Agradecimiento .....	iii
Índice de contenidos .....	iv
Índice de tablas .....	vi
Índice de figuras .....	vii
Resumen .....	viii
Abstract .....	ix
I. INTRODUCCIÓN .....	10
II. MARCO TEORICO .....	13
III. METODOLOGÍA.....	19
3.1. Tipo y diseño de Investigación.....	19
3.2. Variables y operacionalización.....	19
3.3. Población, muestra y muestreo.....	19
3.4. Técnicas e instrumentos de recolección de datos.....	19
3.5. Procedimientos.....	22
3.6. Método de análisis de datos.....	23
3.7. Aspectos éticos .....	23
IV. RESULTADOS .....	24
4.1 Describir y analizar la situación actual del S.E.R Chulucanas – Quiroz 22.9 kV.....	24
4.2 Calcular el flujo de carga y cortocircuito del sistema eléctrico.....	28
4.2.1 Cálculo de flujo de carga.....	28
4.2.2 Cálculo de corrientes de cortocircuito .....	30
4.3 Analizar los criterios de ajustes de las protecciones del sistema eléctrico..	33

4.3.1 Relé de Sobrecorriente entre fases y tierra (50/51, 50N/51N) .....	33
4.3.2 Reconectores.....	33
4.3.3 Fusibles .....	35
4.4 Realizar la selectividad de los equipos de protección para el sistema eléctrico.....	36
4.1.1 Selección de fusibles .....	36
4.1.2 Protección de Sobrecorriente de fases – 50P/51P .....	37
4.1.3 Protección de Sobrecorriente de Tierra – 50N/51N .....	38
4.1.4 Protección de sobrecorriente de secuencia negativa.....	40
V. DISCUSIÓN.....	48
VI. CONCLUSIONES.....	58
VII. RECOMENDACIONES .....	59
REFERENCIAS.....	60
ANEXOS .....	63

## Índice de tablas

Tabla 1. Matriz de operacionalización de las variables. ....	63
Tabla 2. Técnicas e instrumentos de recolección de datos. ....	21
Tabla 3. Tabla equivalente Thevenin Chulucanas – Quiroz 69 kV. ....	25
Tabla 4. Demanda de energía barras 22.9 kV Chulucanas – Quiroz. ....	28
Tabla 5. Calculo de cortocircuito A1017. ....	30
Tabla 6. Resultado de cortocircuito A1016. ....	32
Tabla 7. Tiempo de desionalización para diferentes voltajes. ....	34
Tabla 8. Operaciones rápidas e intervalos de tiempo de recierre. ....	36
Tabla 9. Ajustes de corriente. ....	37
Tabla 10. Resumen de ajustes de fases en AMT A1017. ....	37
Tabla 11. Resumen de ajustes de fases en AMT A1016. ....	38
Tabla 12. Resumen ajustes de tierra en AMT A1017. ....	39
Tabla 13. Resumen ajustes de tierra en AMT A1016. ....	40

## Índice de figuras

Figura 1. Planta eléctrica solar Rubí, Moquegua.....	16
Figura 2. Distribución de energía eléctrica en media tensión.....	17
Figura 3. Proceso de ajuste y coordinación de la protección. ....	18
Figura 4. Componentes de un sistema de protecciones eléctricas. ....	<b>¡Error!</b>
<b>Marcador no definido.</b>	
Figura 5. Reconector de media tensión.....	21
Figura 6. Diseño de ejecución para desarrollo de la investigación.....	22
Figura 7. Diagrama unifilar, sistema eléctrico Chulucanas – Quiroz (ENOSA). ...	27
Figura 8. Perfil de tensión A1017, máxima demanda.....	29
Figura 9. Perfil de tensión de A1016, máxima demanda.....	30
Figura 10. Perfil de cortocircuito A1017. ....	31
Figura 11. Perfil de cortocircuito A1016. ....	32
Figura 12. Equipos de protección ubicados en ambos lados alta y baja de un transformador de dos y tres devanados.....	33
Figura 13. Límite de corriente para coordinar con fusibles 10, 13.2, 22.9, 33 kV..	35
Figura 14. Representación conductor roto y sin contacto a tierra. ....	40
Figura 15. <i>Simulación de conductor roto</i> .....	41
Figura 16. Recloser NOJA propuestos, sistema eléctrico Chulucanas – Quiroz. Fuente: ENOSA.....	46
Figura 17. Diagrama unifilar, sistema eléctrico Chulucanas – Quiroz. Fuente: ENOSA.....	47

## Resumen

La presente investigación estuvo enmarcada dentro de las mejoras del servicio del sistema eléctrico de la Empresa ENOSA, y se hizo un estudio de la coordinación de las protecciones para mejorar la calidad del servicio en la red Chulucanas Quiroz, con un nivel de Tensión de 22.9 KV. El estudio obtuvo información del Software Máximus, el cual proporcionó información real geográfica de cada uno de los alimentadores. Así mismo se desarrolló la simulación del funcionamiento de la red a diferentes condiciones de operación, para lo cual se utilizó el Software DlhgSilent 15.1.7

En principio se hizo una descripción de la situación actual de la operación del sistema eléctrico de la red de Chulucanas – Quiroz, constituido por los alimentadores A1016 y A 1017. Luego se hizo el análisis del cálculo del flujo de carga y de cortocircuito, utilizando las relaciones de los parámetros eléctricos, dados por las características resistivas, inductivas y capacitivas de la red; y con ello se logró realizar los ajustes de los sistemas de protección, es decir la utilización de los relés que controlan el nivel de sobre corrientes entre cada una de las fases y tierra (50/51, 50N/51N), además de los reconectores y los fusibles.

El análisis tuvo en cuenta las diferentes condiciones de operatividad del sistema y en el cual se evaluó su respuesta, haciendo el registro de las variables de funcionamiento, referidos al nivel de tensión y de corriente eléctrica. Finalmente, se hizo la selección de los diferentes equipos de protección eléctrica, en función a las variables de operación, se hizo la selección de los fusibles, la protección de sobrecorriente de fases 50P/51P, protección de sobrecorriente de tierra 50N/51Nm y la protección de sobrecorriente de secuencia negativa.

**Palabras claves:** Coordinación, selectividad, protección.



## Abstract

This research was framed within the improvements of the electrical system service of the ENOSA Company, and a study was made of the coordination of the protections to improve the quality of the service in the Chulucana Quiroz network, with a voltage level of 22.9 KV . The study obtained information from the Máximus Software, which provided real geographic information for each of the feeders. Likewise, the simulation of the operation of the network was developed at different operating conditions, for which the DihgSilent 15.1.7 Software was used

In principle, a description was made of the current situation of the operation of the electrical system of the Chulucanas - Quiroz network, consisting of feeders A1016 and A 1017, then the analysis of the calculation of the load flow and short-circuit was made, using the relationships of the electrical parameters, given by the resistive, inductive and capacitive characteristics of the network; and with this, it was possible to make the adjustments of the protection systems, that is, the use of the relays that control the level of overcurrent between each of the phases and ground (50/51, 50N / 51N), in addition to the reclosers and the fuses.

The analysis took into account the different operating conditions of the system and in which its response was evaluated, recording the operating variables, referring to the level of voltage and electric current. Finally, the selection of the different electrical protection equipment was made, depending on the operation variables, the selection of the fuses, the 50P / 51P phase overcurrent protection, 50N / 51Nm ground overcurrent protection and the negative sequence overcurrent protection

Keywords: coordination, selectivity, protection.

## I. INTRODUCCIÓN

La red de distribución eléctrica en el Perú, tiene varios miles de kilómetros de líneas, subestaciones, transformadores de potencia, y demás elementos; los cuales están ubicados estratégicamente de acuerdo a las cargas eléctricas, en una extensa área geográfica y todos ellos están interconectados, con la finalidad de suministrar energía eléctrica en cantidad y calidad de manera confiable. (ENOSA, 2019, p.12).

Para el cumplimiento del propósito de brindar de forma eficiente el servicio eléctrico, por parte de las empresas distribuidoras de energía hacia sus usuarios finales, el servicio debe contar con el nivel de tensión adecuada, tener vibraciones dentro del margen establecido en la norma técnica de las calidad de los servicios eléctricos, los niveles de armónicos, es decir tener una onda eléctrica muy cercana a la senoidal, todo ello debido a la diferencia de ubicación entre el punto de entrega y el punto de utilización por parte de los usuarios del servicio. (Rodriguez, 2017, p.34).

La calidad del producto y la calidad del servicio, debe estar relacionada a los parámetros eléctricos que están normados en cuanto a sus perturbaciones, como también a las interrupciones del servicio, por lo tanto el sistema debe estar implementado con equipos y dispositivos electromecánicos y electrónicos, con la finalidad que logren prevenir éstas deficiencias.

Dentro de las metas que se ha trazado la empresa de distribuidora ENOSA S.A, está en brindar el mejor servicio en la zona de Chulucanas – Quiroz, el cual tiene dos alimentadores A1016 y A1017 a un nivel de tensión de 22.9KV, ha establecido un plan de inversiones en los sistemas rurales, a fin de poder abastecer el crecimiento de la demanda eléctrica al incrementar el número de clientes en la zona para el año 2021. (ENOSA, 2020, p.12).

La obra está en plena operación, y en el cual se han recopilado registros de las interrupciones del servicio eléctrico de la zona de influencia del mismo, y en pudo apreciar que las quejas de los usuarios son mínimas, también se tiene q son muy pocas las interrupciones que se han presentado, solo se han

reportado las que son programadas a fin de realizar labores de mantenimiento preventivo. (ENOSA, 2020, p.12).

La empresa ENOSA, no solamente está empeñada en brindar el servicio de calidad, sino también el producto; todo ello enmarcado dentro de la normas técnica de los servicios eléctricos rurales, con sus siglas NTCSE, lo cual influirá en evitar el abono y las compensaciones por las interrupciones del servicio, además de no ser sancionado ante un reclamo de los usuarios, si se transgrede las tolerancias de los parámetros eléctricos con los cuales debe contar el usuario final.

Ante ésta problemática existente, se ha planteado el problema de la siguiente forma: ¿De qué manera influye el estudio de la coordinación de protecciones para el servicio eléctrico rural Chulucanas – Quiroz 22?9 kV?

La investigación que se realizó se justificó desde el punto de vista técnico, económico, social y ambiental, y en todas ellas se determinó la importancia de la realización del estudio, y los alcances que el proyecto tiene en el sector eléctrico rural.

Se justificó técnicamente el proyecto, debido a que estuvo direccionado al funcionamiento, operación y mantenimiento de la red eléctrica de Chulucanas – Quiroz, incluida la subestación, línea y equipos de protección eléctrica, a fin de verificar la influencia de las fallas en el registro de las mismas; es decir con el registro de datos, es posible la toma de decisiones. Es ahí donde resulta importante resaltar la respuesta de los equipos de protección con la finalidad de mejorar la calidad del servicio y del producto.

Económicamente el estudio se justificó, porque al disminuir a su mínima expresión el número de interrupciones del servicio eléctrico, la empresa tendrá menos sanciones o penalidades por parte del Organismo Supervisor de energía eléctrica. Además de no ser sancionada económicamente por no brindar un producto de calidad, con sus niveles de tensión, frecuencia y perturbaciones (armónicos). Al disminuir las penalidades económicas, se tendrá mayores utilidades por la empresa.

En el ámbito social, el estudio se justificó debido a que la instalación de los equipos de protección disminuye los peligros y la probabilidad de que se produzca un accidente por electrocución, es decir un corte efectivo de todas las fuentes de energía eléctrica, la activación de los equipos de corte de energía eléctrica, la comprobación ante la ausencia de nivel de tensión, los sistemas de puesta a tierra y las señalizaciones en el lugar de influencia del proyecto. Es significativo que el sistema tenga un nivel alto de coordinación de protección del sistema eléctrico, para que los fenómenos de perturbación eléctrica se reduzcan a su mínima expresión.

Además el estudio se justificó de manera ambiental, al tenerse en cuenta que debe haber un desarrollo sostenible en cuanto a la disminución de los niveles de contaminación, y el impacto que se tiene contra los recursos naturales. Los niveles permisibles que han sido normados y regulados, influyen directamente a la generación de energía eléctrica, los cuales en muchos casos son generación termo eléctrica, es decir generación de energía con niveles de emisión de gases de escape. Al tener regulado y controlado los parámetros de operación de la línea, se tiene monitoreado los niveles de generación termoeléctrica.

Se determinó el objetivo general de la investigación: Realizar el estudio de coordinación de protecciones para mejorar la calidad de servicio en el sistema eléctrico rural Chulucanas – Quiroz 22.9 kV.

A fin de cumplir con el objetivo general, se realizó el desarrollo de objetivos específicos, los cuales fueron: Se describió y analizó la S.E.R Chulucanas – Quiroz 22.9 kV, se calculó el flujo de carga y cortocircuito, se realizó la selección de las protecciones a implementar en sistema eléctrico, y se evaluó los indicadores SAIDI y SAIFI.

Se estableció la hipótesis para esta investigación: mediante el estudio de coordinación de protecciones, se determina la calidad de servicio en el sistema eléctrico rural Chulucanas – Quiroz 22.9 kV.

## II. MARCO TEÓRICO

Para el sustento de la presente investigación, existen varias investigaciones que argumentan el estudio de coordinación de protecciones para mejorar la calidad de servicio en el sistema eléctrico rural Chulucanas – Quiroz 22.9 kV.

Partiendo del análisis y los criterios, se describen las características del sistema subterráneo proyectado, equipos de protección a implementarse y las características de las fallas, para que finalmente tener un modelado de todo el sistema actual como el que se quiere proyectar. Para las coordinaciones de las protecciones, se ejecuta un plan secuencial de actividades para llegar a cumplir con el objetivo, estas actividades comprenden: análisis de la situación operacional del alimentador, modelar el sistema proyectado, analizar los índices de calidad de servicio técnico, determinar el tipo de las protecciones y aplicar los criterios de coordinación de las protecciones eléctricas. (Navas y Gonzales, 2016, p.14),

Estas fallas tienden a presentarse por diferentes causas, como, por ejemplo: el contacto de árboles con los conductores, arcos eléctricos por descargas atmosféricas, por vandalismo, arcos eléctricos por la contaminación en la superficie de los aisladores, estas fallas están catalogadas de fase a fase, fase tierra, trifásicas, entre otras. He aquí la importancia de la selección de los dispositivos de protección y hacer la respectiva coordinación, para que puedan operar de forma selectiva. (Hernández,2013, p.23),

El estudio contempló el levantamiento de la red eléctrica, identificando las principales características del sistema de protecciones, conformado por los dispositivos, conector y reconector; ubicados en diferentes locaciones a lo largo de la línea. (Castillo y Chavarría, 2015, p.17)

Es importante describir el alimentador de distribución con origen en la subestación, como también los diferentes elementos de operación, regulación y maniobra, que están instalando a lo largo del alimentador, con la intención de obtener el diagrama unifilar de sistema eléctrico en estudio. También es necesario, hacer un análisis de cada sub alimentador, considerando criterios, como el tipo de conductor y el cálculo de

impedancias, para que posteriormente se pueda evaluar y regular la tensión, todo este previo análisis, servirá como sustento para la instalación de nuevos reguladores distribuidos a lo largo de la línea.

La información obtenida en el análisis de coordinación de protecciones, agrupa datos de la descripción general de la línea, distribución, carga y fallas en cada alimentador, para luego realizar el cálculo de cortocircuito en cada alimentador; también se verifica la correcta coordinación de las protecciones ante una interrupción trifásica, considerando el respaldo y los tiempos de operación, por último, se verifica que las protecciones cumplan con el objetivo ante un cortocircuito.

En el Estudio de coordinación del sistema de protección de alimentadores de media tensión con generación distribuida en Cuzco y Apurímac, realizo su planteamiento del problema, por la siguiente razón: el diseño y proyecto de las subestaciones eléctricas de alta y media tensión, considerándose a las redes de media tensión radiales, con una sola fuente de alimentación, entonces el flujo de carga es en un solo sentido, de la misma manera, las corrientes de aporte a la falla en una sola dirección. (Paucar y Huarhua, 2021, p.9).

Hoy en día existen varias S.E de transformación de alta a media tensión, estas están conectadas a las mini centrales hidráulicas de generación GD, ocurriendo problemas de selectividad de protección, conllevando a las interrupciones de suministro de energía.

El Estudio de coordinación de protección en S.E Totorani, acorde a los cambios de la topología en A.T y M.T", donde para cumplir con el objetivo principal de este estudio, se diagnosticó la operatividad del sistema de potencia actual en la S.E, se evaluó y optimizó las funciones de ajustes de relés de sobrecorriente de fases y tierra en los transformadores de potencia de la S.E, se propuso demostrar un nuevo ajuste de protección acorde a la configuración de la barra 220 kV en la S.E (p.24). Uscamayta (2020),

En nuestro país, uno de los órganos encargados de realizar un estudio periódico nacional de coordinaciones de protecciones, es COES comité de operación económico del sistema, ya que este ente posee los datos en tiempo real sobre la topología del sistema eléctrico interconectado SEIN, siendo esta una variable importante en el ajuste de relés de que protegen a una línea de transmisión y una S.E, ya que estos guardan relación con la corriente de cortocircuito de todo el sistema. Se realizaron mediciones de los niveles de tensión y frecuencia, variables que consideradas en la norma técnica de la calidad de los servicios eléctricos NTCSE.

En merito a los antecedentes, como trabajos previos, se estableció conceptos que reforzaron la formulación, y que permitieron un mejor desarrollo y comprensión del presente trabajo de investigación.

Los sistemas de distribución eléctrica, forman parte de la etapa de adaptación y transporte de la energía, antes de llegar a los usuarios, o también llamados consumidores. Esta etapa está administrada, controlada y operada por diferentes empresas eléctricas que prestan sus servicios en el rubro eléctrico, en todo el Perú.

En todo este sistema eléctrico, sobresalen las siguientes partes como: subestaciones de distribución, alimentadores primarios, transformadores de distribución, red secundaria, acometidas, equipos de protección, elementos de medición, por mencionar los más importantes.

Al término del mes de diciembre del 2020, la producción total a nivel nacional de energía eléctrica, el SEIN y los sistemas aislados, fue de 4 899 GWh, cifra que bajo en 1,2 % comparado a Diciembre del año 2019. Del total, 4 702 GW.h (96%), fue generado para el mercado eléctrico, y 197 GWh (4%) fue para uso propio. Por otro lado el SEIN, en sus diferentes unidades de generación, tuvieron un registro para el mes de diciembre 4 706 GWh, lo cual representa en 0,4% menor en similar mes de 2019. La generación de energía eléctrica en las centrales hidroeléctricas tuvo un registro en el mes de diciembre de 2 845 GWh, valor que representa en 13% menor a la de diciembre del año 2019. (COES, 2020, p.18).

En la generación termoeléctrica, la cantidad de energía que generaron fue de 1 833 GWh, cifra que representa un incremento en 37% comparado a diciembre del año anterior. Y en lo que respecta a la generación no convencional, las cuales ahora empiezan a incrementar su participación en la matriz energética Nacional, las centrales que utilizan paneles solares, tuvieron una producción de 74 GWh, es decir 6% menos, y las centrales de generación de energía que utilizan la velocidad del viento, tuvieron un valor de generación eléctrica de 147 GWh, valor que representa el 12% de incremento. La significancia para la investigación, es que las redes eléctricas tendrán la capacidad de transportar la energía producida por sistemas de generación distribuida, (Ministerio de Energía y Minas, 2021, p.3).

Se denomina sistema eléctrico al conjunto de equipos y dispositivos electromecánicos, los cuales destacan los conductores e instalaciones primordiales para la generación, transporte y distribución de la energía eléctrica. Desde los siglos XIX, hasta la actualidad, vienen creciendo paulatinamente, gracias al avance tecnológico, el consumo de energía eléctrica se considera como un indicador que determina el desarrollo de la nación. (Mora, 2017, p.34)



*Figura 1.* Planta eléctrica solar Rubí, Moquegua

Fuente: Ministerio de Energía y Minas, Perú.



Las líneas de media tensión subterráneas, transportan la energía de media tensión por debajo de la tierra, estos conductores están formados por un aislamiento; las líneas de media tensión aéreas, están posicionadas a media altura, a unos 7 metros, sostenidas por apoyos, estos pueden ser torres metálicas o postes de concreto o madera, cuentan con un único conductor por fase y hasta 4 circuitos por cada apoyo. (Martínez, 2018, p.100).



*Figura 2.* Distribución de energía eléctrica en media tensión.

Fuente: ENOSA

Los transformadores de potencia están encargados de reducir el voltaje de las líneas de subestaciones de distribución, estas están ubicados en las estaciones de distribución. Las troncal primario o ramal principal, son líneas ubicadas por cada zona rural o urbana de la S.E, suministrando energía eléctrica a los puntos de carga que son los transformadores de distribución (Mantilla, 2019, p.26).

Un circuito primario está conformado por alimentadores principales y sus ramales laterales. El transformador de distribución, son los dispositivos destinados a la distribución de la energía eléctrica en una determinada localidad, reduciendo el voltaje a niveles regulados para las zonas de consumo. (Chanatasig, 2016, p.30).

Se considera que el estudio de coordinación de protección de un sistema eléctrico, debe definir el comportamiento y la tendencia de los elementos del sistema; y tiene como fin que el sistema tenga el menos número de

perturbaciones e interrupciones, al momento de presentar una falla ya sea por corto circuito, y con ello salvaguardar la integridad, primero de las personas y luego de los equipos. Se tiene como resultado final del estudio, una serie de acciones que conllevan a los ajustes de los parámetros de operación, (Pérez, 2018, p.22).

Según lo que el COES considera como Coordinación de protección, define los tiempos en el cual operan los sistemas de protección, con la finalidad de priorizar la activación de los relés de protección. El COES considera que se requiere graduar los tiempos de actuación de todos los elementos de protección eléctrica de un determinado sector del sistema eléctrico. (COES, 2014, p.23).

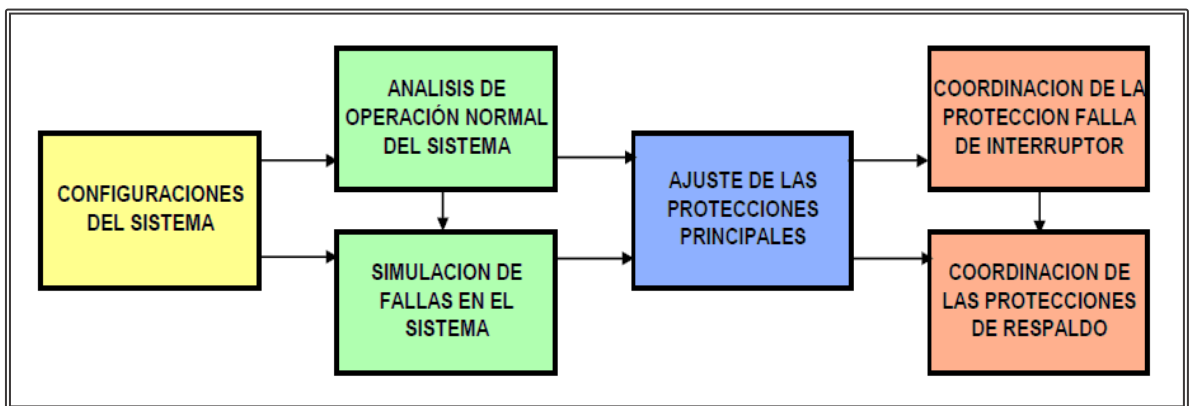


Figura 3. Proceso de ajuste y coordinación de la protección.

Fuente: COES, 2014

### **III. METODOLOGÍA**

#### **3.1. Tipo y diseño de Investigación.**

**Tipo de investigación:** Aplicativa.

**Diseño de la investigación:** No experimental descriptivo

#### **3.2. Variables y operacionalización.**

**Definición conceptual:**

**Variante independiente:** Coordinación de protecciones.

**Variable dependiente:** Calidad de servicio en el sistema eléctrico.

#### **3.3. Población , muestra y muestreo**

**Población:** Subestación Chulucanas – Quiroz 22.9 kV.

**Muestra:**

Los alimentadores eléctricos A1016 y A1017 de la SE CHULUCANAS – QUIROZ 22.9kV.

**Muestreo:** Se aplicó el estudio a toda la población.

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

##### **Técnica de recolección de datos**

Para la presente investigación se utilizó la siguiente técnica, realizadas en campo:

##### **Observación:**

- Esta técnica se empleó, con el propósito de recopilar información de la muestra elegida, corroborando el hecho y las causas de los eventos en los diferentes equipos del tramo.

##### **Análisis documental:**

- Esta técnica se empleó, para poder revisar información de acuerdo a la investigación realizada, como publicaciones, libros,

artículos, páginas web. Gracias a esta técnica se obtuvo registros sobre el mantenimiento de los alimentadores de la S.E.

### **Instrumentación de recolección de datos**

Se realizó la medición de la información, utilizando los registros SAIFI y SAIDI.

### **Guía de observación**

- Gracias a este instrumento empleado para esta investigación, se utilizaron herramientas para recopilar datos, para ello se elaboró guías de observación, donde se registraron valores y datos encontrados durante la investigación.

### **Ficha documentaria:**

- Gracias a este instrumento, permitió registrar la frecuencia de mantenimiento, las interrupciones del servicio, también registrar datos relevantes de las fichas técnicas de los equipos eléctricos.

### **Validez y confiabilidad:**

**a.) Validez:** La presente propuesta en esta investigación es revisada por especialistas, para lo que concierne a la interpretación correcta y cuidado exhaustivo del proceso metodológico de los resultados que se obtienen en el estudio.

**b.) Confiabilidad:** Los datos son confiables, debido a que se utilizó la totalidad de los datos registrados en la operación de la línea.

**Tabla 1.** *Técnicas e instrumentos de recolección de datos.*

<b>TÉCNICA</b>	<b>INSTRUMENTO</b>	<b>OBJETO</b>	<b>OBJETIVO</b>
Observación	Guía de observación	Alimentadores A1016 Y 1017	Se utilizó para verificar el estado, posición y cantidad de equipos eléctricos de los alimentadores.
Análisis documentario	Ficha de registro	Alimentadores A1016 Y 1017	Se utilizó para recopilar y registrar información de datos sobre históricos de fallas y mantenimiento de los alimentadores

Fuente: Elaboración propia.

### 3.5. Procedimientos.

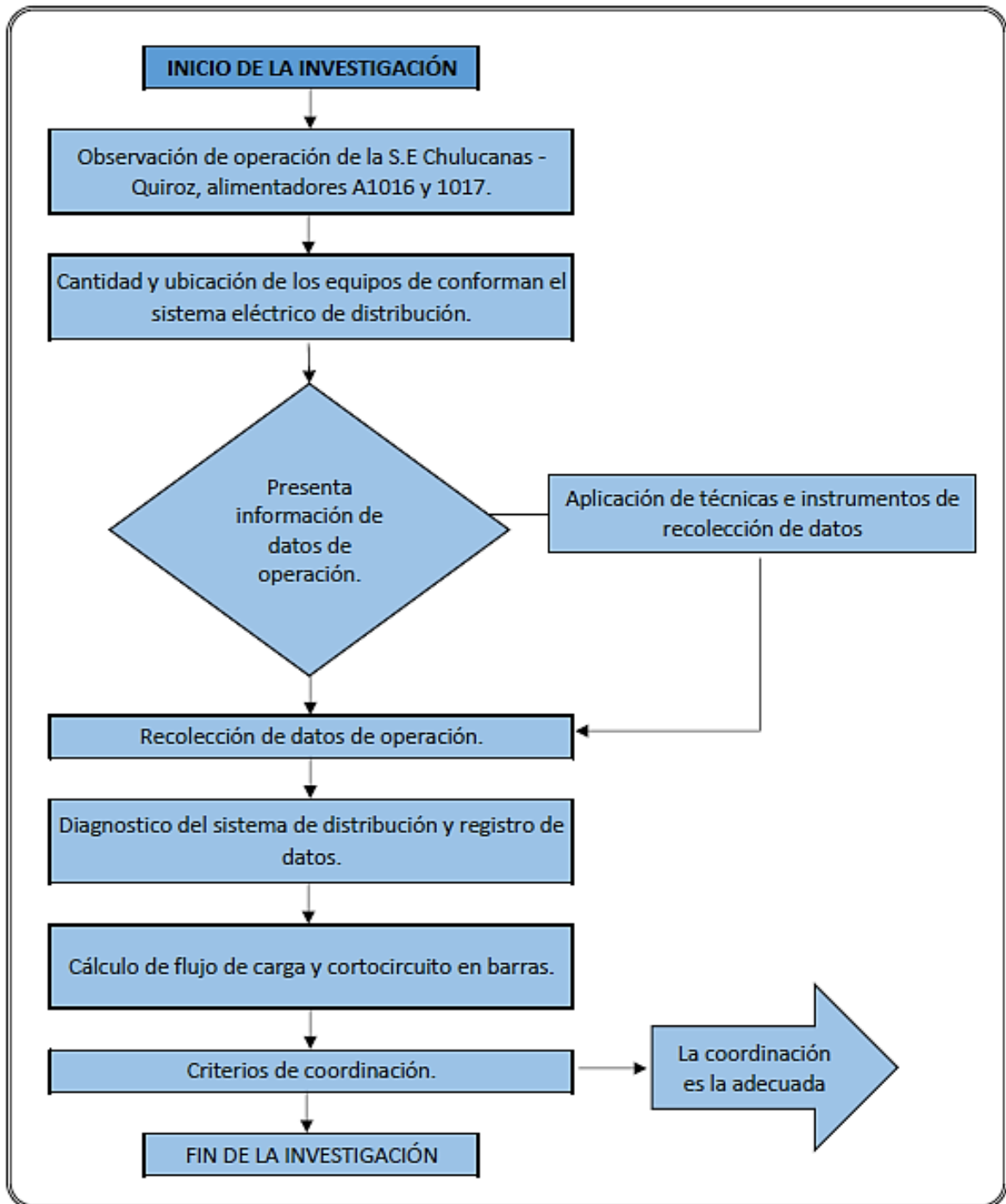


Figura 4. Diseño de ejecución para desarrollo de la investigación.

Fuente: Elaboración propia.

### **3.6. Método de análisis de datos.**

Para el desarrollo de la investigación, se utilizaron softwares Gis Maximus y DigSilent 15.1.7. para el análisis y proceso de datos.

El sistema GIS - Maximus, está orientado a permitir la gestión de las instalaciones eléctricas vinculadas a la generación, transmisión y distribución a través de la visualización de las mismas por medio de la interface GIS. MapInfo MapX: Permite visualizar y analizar los datos técnicos, crear o modificar las características del mapa, y mostrar la infraestructura geográficamente.

El software DigSilent 15.1.7, es una herramienta computarizada utilizada para el diseño de sistemas eléctricos, tanto de índole comercial e industrial a grandes escalas.

### **3.7. Aspectos éticos**

Honestidad y la protección de la identidad de aquellos que aportaron y participaron en esta investigación.

## IV. RESULTADOS

### 4.1 Describir y analizar la S.E.R Chulucanas – Quiroz 22.9 kV

Se hizo la evaluación de la situación en la que operó las redes del sistema eléctrico rural CHULUCANAS – QUIROZ 22.9kV de Enosa S.A. el cual comprende operación bajo configuración radial y régimen de neutro puesto a tierra. En cuanto a la configuración de la SE CHULUCANAS – QUIROZ, la barra de 22.9kV es la que alimenta al sistema eléctrico rural CHULUCANAS – QUIROZ conformado por los alimentadores A1016 A1017.

La barra de 22,9 kV de la SE Quiroz suministra de energía eléctrica al alimentador A1016, en cuanto al alimentador A1017 tiene un enlace con el alimentador A1402 proveniente de la SE Chulucanas.

A la salida del alimentador A1402 se ubica un recloser marca ENTEC con controlador EVRC2A el cual tiene funciones de sobrecorriente entre fases y a tierra, a la salida del alimentador A1017, tiene un relé General Electric F650 la cual tiene funciones de sobrecorriente entre fases y a tierra.

A la salida del alimentador A1016 se ubica un relé marca General Electric F650 el cual tiene funciones de sobrecorriente entre fases y a tierra, mientras que en su recorrido cuenta con un recloser marca ENTEC con controlador EVRC2A. Este alimentador de estar conectado con la CH Quiroz, también es alimentado por la CH Sicacate.

La CH Quiroz cuenta con dos grupos de generadores que en total entregan 1,6MW. Ésta SE cuenta con un transformador de potencia de 3 MVA de 2 devanados a 22.9/4.16 kV, con un grupo de conexión YNd5,  $V_{cc(+)} = 4,4\%$ ,  $V_{cc(0)} = 4,2\%$ . En cuanto a la CH Sicacate cuenta con dos grupos de generadores que en total entregan 0,4MW al alimentador A1016. Ésta CH cuenta con un transformador de potencia de 650KVA de 2 devanados a 22.9/4.16 kV, con un grupo de conexión YNd5,  $V_{cc(+)} = 4,8\%$ ,  $V_{cc(0)} = 4,4\%$ .



Las corrientes base para la referencia del Cortocircuito; se tomara en la barra de 23kV de la SE CHULUCANAS, que a continuación se muestra, correspondiendo a lo publicado por el COES para el escenario de Avenida Máxima Demanda; así mismos se tiene el registro de mediciones de nivel de tensión eléctrica, se tuvo acceso a las diferentes mediciones registradas, en la última carga de cada uno de los alimentadores, tal como se muestra.

**Tabla 2. Tabla equivalente Thevenin Chulucanas – Quiroz**

Nombre	Sk(MVA)	Ik(kA)	R/X	Z2/Z1	Xo/X1	Ro/Xo
CHUL23	85.769	2.162	0.4067	1	0.0958	0.1172

		Alimentador A1016 (KV)			Alimentador A1017 (KV)		
		Fase 1	Fase 2	Fase 3	Fase 1	Fase 2	Fase 3
2015	Enero	22.1	22.1	22.2	21.5	21.4	21.4
	Febrero	21.5	21.5	21.5	21.5	21.5	21.6
	Marzo	22.2	22.2	22.3	21.9	22	22
	Abril	21.6	21.6	21.7	22.3	22.2	22.2
	Mayo	22.2	22.2	22.3	21.6	21.5	21.5
	Junio	21.6	21.6	21.6	21.6	21.6	21.7
	Julio	22.3	22.3	22.4	22	22.1	22.1
	Agosto	21.7	21.7	21.8	22.4	22.3	22.3
	Setiembre	22.3	22.3	22.4	21.7	21.6	21.6
	Octubre	21.7	21.7	21.7	21.7	21.7	21.8
	Noviembre	22.1	22.3	22.3	22.1	22.2	22.2
	Diciembre	21.8	21.8	21.9	22.5	22.4	22.4
2016	Enero	21.8	21.8	21.9	21.2	21.1	21.1
	Febrero	21.2	21.2	21.2	21.2	21.2	21.3
	Marzo	21.9	21.9	22	21.6	21.7	21.7
	Abril	21.3	21.3	21.4	22	21.9	21.9
	Mayo	21.9	21.9	22	21.3	21.2	21.2
	Junio	21.3	21.3	21.3	21.3	21.3	21.4
	Julio	22	22	22.1	21.7	21.8	21.8
	Agosto	21.4	21.4	21.5	22.1	22	22
	Setiembre	22	22	22.1	21.4	21.3	21.3
	Octubre	21.4	21.4	21.4	21.4	21.4	21.5
	Noviembre	21.8	22	22	21.8	21.9	21.9
	Diciembre	21.4	21.4	21.4	22.2	22.1	22.1

		Alimentador A1016 (KV)			Alimentador A1017 (KV)		
		Fase 1	Fase 2	Fase 3	Fase 1	Fase 2	Fase 3
2017	Enero	22.2	22.2	22.3	21.6	21.5	21.5
	Febrero	21.5	21.5	21.5	21.5	21.5	21.6
	Marzo	22.2	22.2	22.3	21.9	22	22
	Abril	22	21.9	21.9	21.7	21.6	21.6
	Mayo	22.3	22.3	22.4	21.7	21.6	21.6
	Junio	21.6	21.6	21.6	21.6	21.6	21.7
	Julio	22.3	22.3	22.4	22	22.1	22.1
	Agosto	22.1	22	22	21.8	21.7	21.7
	Setiembre	22.4	22.4	22.5	21.8	21.7	21.7
	Octubre	21.7	21.7	21.7	21.7	21.7	21.8
	Noviembre	22.1	22.3	22.3	22.1	22.2	22.2
	Diciembre	22.2	22.1	22.1	21.9	21.8	21.8
2018	Enero	21.9	21.9	22	21.3	21.2	21.2
	Febrero	21.2	21.2	21.2	21.2	21.2	21.3
	Marzo	21.9	21.9	22	21.6	21.7	21.7
	Abril	21.7	21.6	21.6	21.4	21.3	21.3
	Mayo	22	22	22.1	21.4	21.3	21.3
	Junio	21.3	21.3	21.3	21.3	21.3	21.4
	Julio	22	22	22.1	21.7	21.8	21.8
	Agosto	21.8	21.7	21.7	21.5	21.4	21.4
	Setiembre	22.1	22.1	22.2	21.5	21.4	21.4
	Octubre	21.4	21.4	21.4	21.4	21.4	21.5
	Noviembre	21.8	22	22	21.8	21.9	21.9
	Diciembre	21.4	21.4	21.4	21.6	21.5	21.5

Fuente: ENOSA, 2019

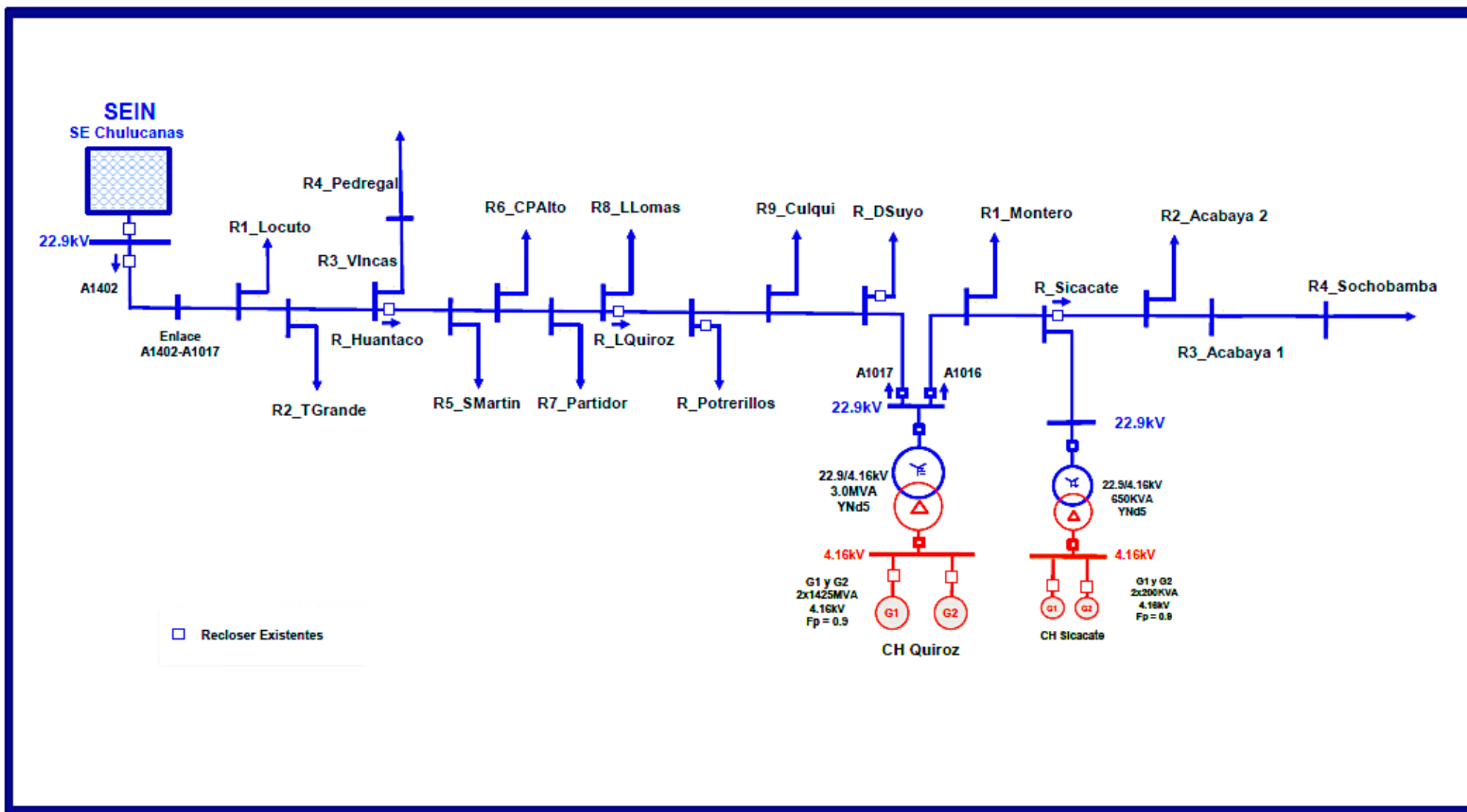


Figura 5. Diagrama unifilar, sistema eléctrico Chulucanas – Quiroz (ENOSA).

## 4.2 Calcular el flujo de carga y cortocircuito del sistema eléctrico.

### 4.2.1 Cálculo de flujo de carga.

El cálculo del flujo de carga de los alimentadores A1016 y A1017, se hizo con los datos de la ficha técnica de los conductores eléctricos, la configuración de los conductores, es decir la impedancia mutua entre ellos, la resistencia y el valor de la capacitancia eléctrica. La información se encontró en el archivo del software GIS Máximus, que ENOSA ha proporcionado

**Tabla 3.** *Demanda de energía barras 22.9 kV Chulucanas – Quiroz.*

SUBESTACION	ALIMENTADOR	kV	MINIMA MW	MAXIMA MW
S.E Chulucanas - Quiroz	A1016	22.9	0.009	0.852
	A1017	22.9	-0.075	5.581

Fuente: Elaboración propia.

### Identificación topológica

El Sistema Eléctrico CHULUCANAS – QUIROZ, presenta una topología radial.

Las trocales de las redes en MT son del tipo trifásico, pero se tiene presencia de ramales bifásicos, monofásicos (MRT).

### Criterios

- **Niveles de Tensión**
- **Carga de Líneas y Transformadores**
- **Líneas de transmisión:** 100% de su potencia nominal – MVA
- **Transformadores:** 100% de su potencia nominal – MVA

Análisis de la S.E Chulucanas – AMT1017. Este alimentador recorre cerca de 145,6 km. En este alimentador no se presentan sobrecargas en líneas ni transformadores, así mismo las caídas de tensión sobrepasan los límites establecidos en la NTCSER a pesar que cuenta con tres reguladores de tensión en las localidades de Ñomala, Culqui y Hualtaco.

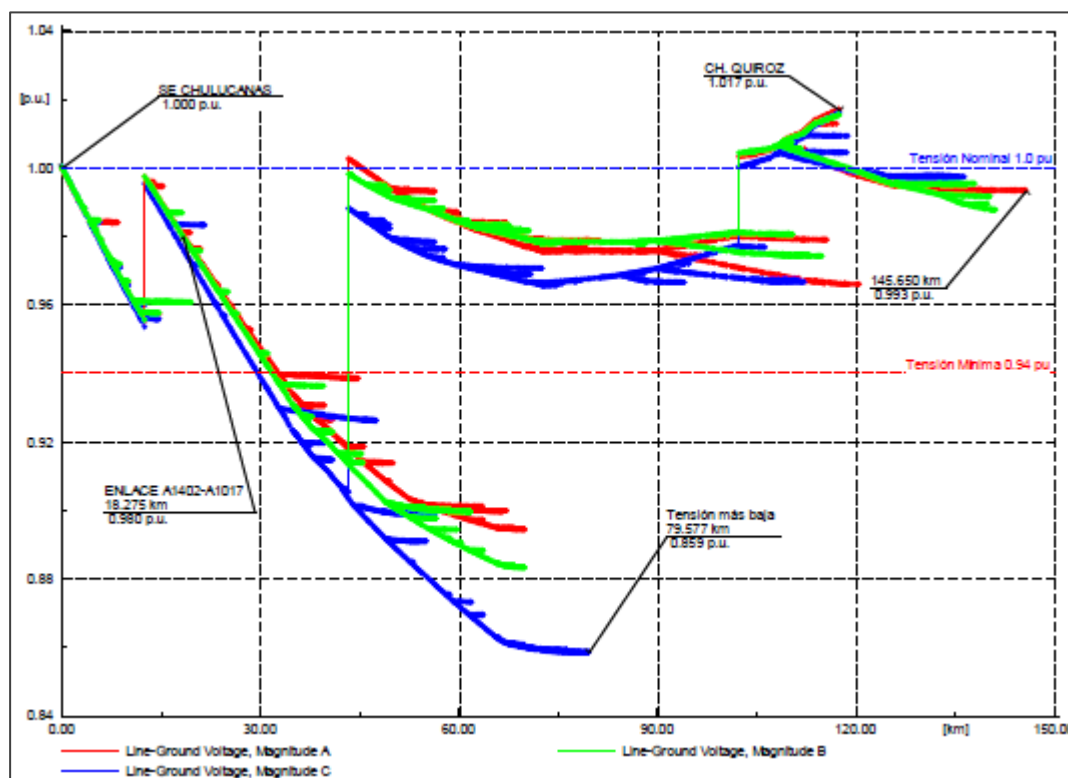


Figura 6. Perfil de tensión A1017, máxima demanda.

Fuente: ENOSA.

Como se puede apreciar en el perfil de tensión, la caída de tensión más baja es de 0.859 pu a pesar que la CH de Quiroz ayuda a levantar un poco el perfil con un 1.017 pu.

Análisis S.E Quiroz – AMT A1016. Este alimentador recorre cerca de 59,6 km. Este alimentador se conecta con la CH Sicacate, además no se presentan sobrecargas en líneas ni transformadores, así mismo las caídas de tensión no sobrepasan los límites establecidos en la NTCSER.

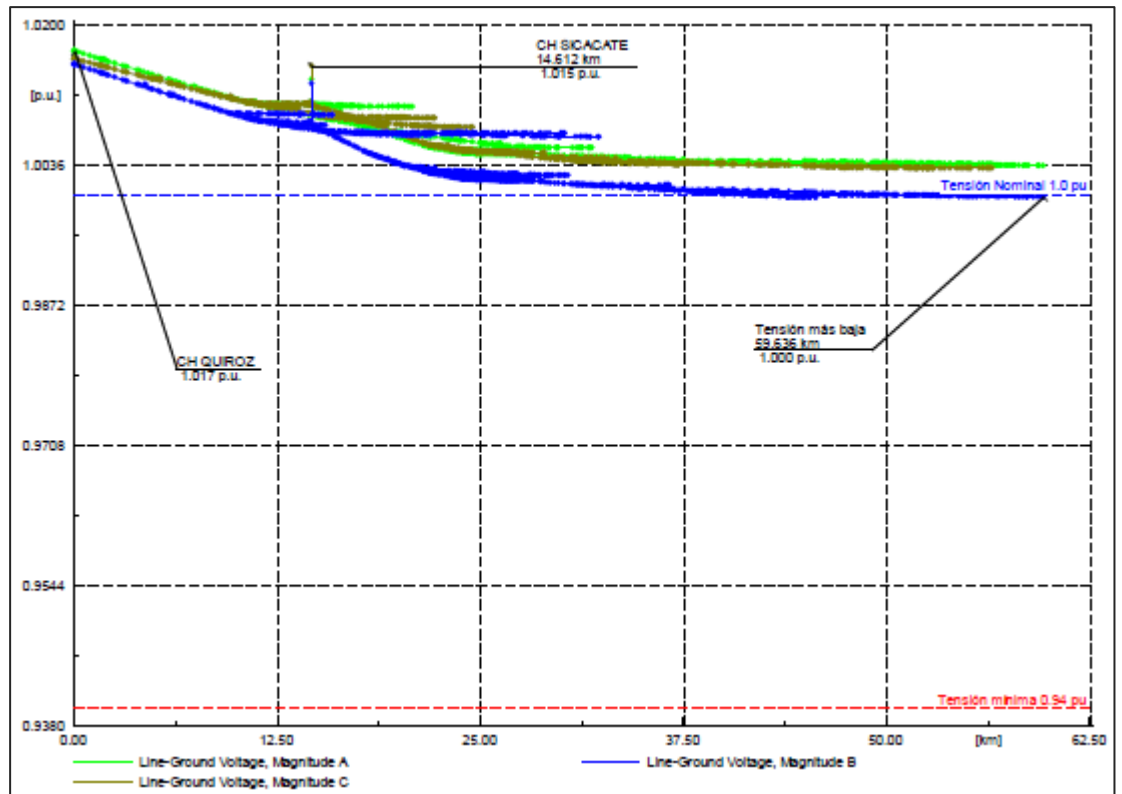


Figura 7. Perfil de tensión de A1016, máxima demanda.

Fuente: ENOSA.

#### 4.2.2 Cálculo de corrientes de cortocircuito

A continuación, se presenta los valores calculados de cortocircuito trifásico y monofásico de la red en estudio, donde se modelo con los parámetros eléctricos de la red.

#### S.E Chulucanas – AMT1017

Los resultados de cortocircuito en el alimentador son:

Tabla 4. Cálculo de cortocircuito A1017.

Subestación/Barra	kA_3ph	MVA_3ph	kA_1ph	MVA_1ph
SE CHULUCANAS Barra 22.9kV	2.303	91.33	3.299	43.61
SE QUIROZ Barra 22.9kV	0.743	29.45	0.936	12.37

Fuente: Elaboración propia.

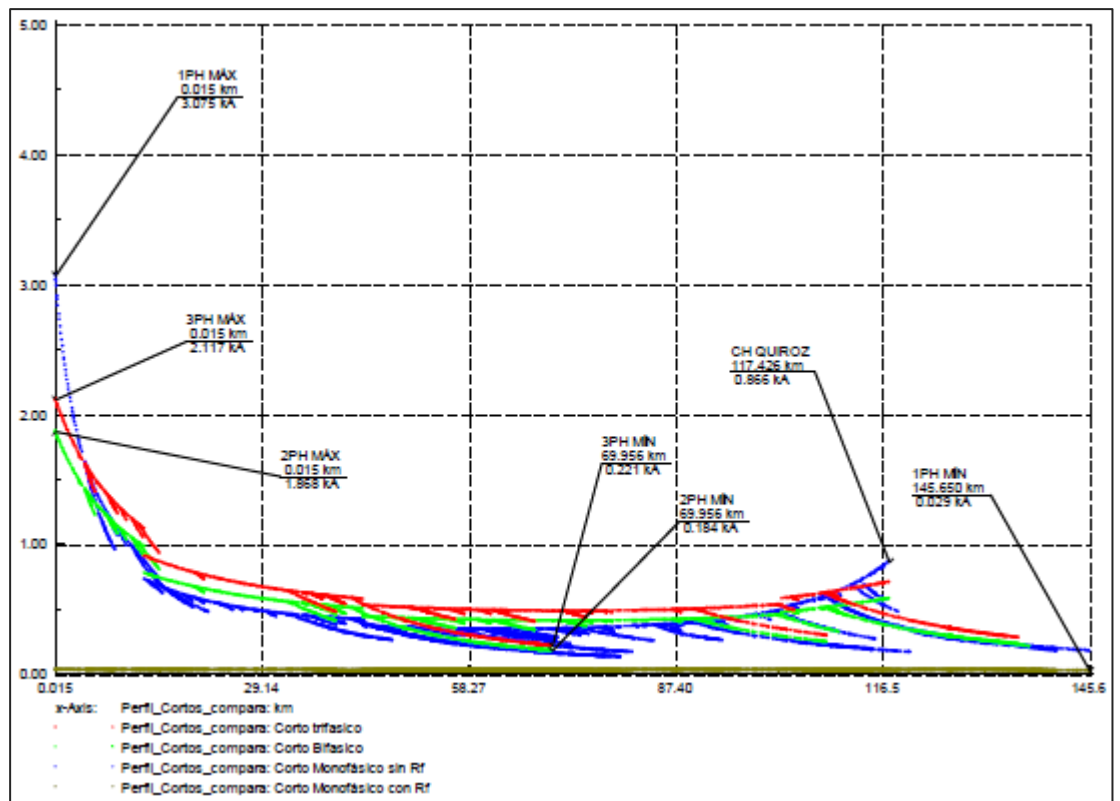


Figura 8. Perfil de cortocircuito A1017.

Fuente: ENOSA

De la gráfica se observa que el corto monofásico presenta una magnitud máxima de 3,075kA y va decreciendo a lo largo del alimentador hasta un valor de 0,029kA; el corto trifásico presenta un valor máximo de 2.117kA y decrece hasta un valor de 0,221kA.

En el análisis de flujo de carga se determinó mediante el software que la impedancia de contacto es de 400 Ohmios y su valor tiene una variación de corriente de 0.033 y 0.029 Kilo amperios.

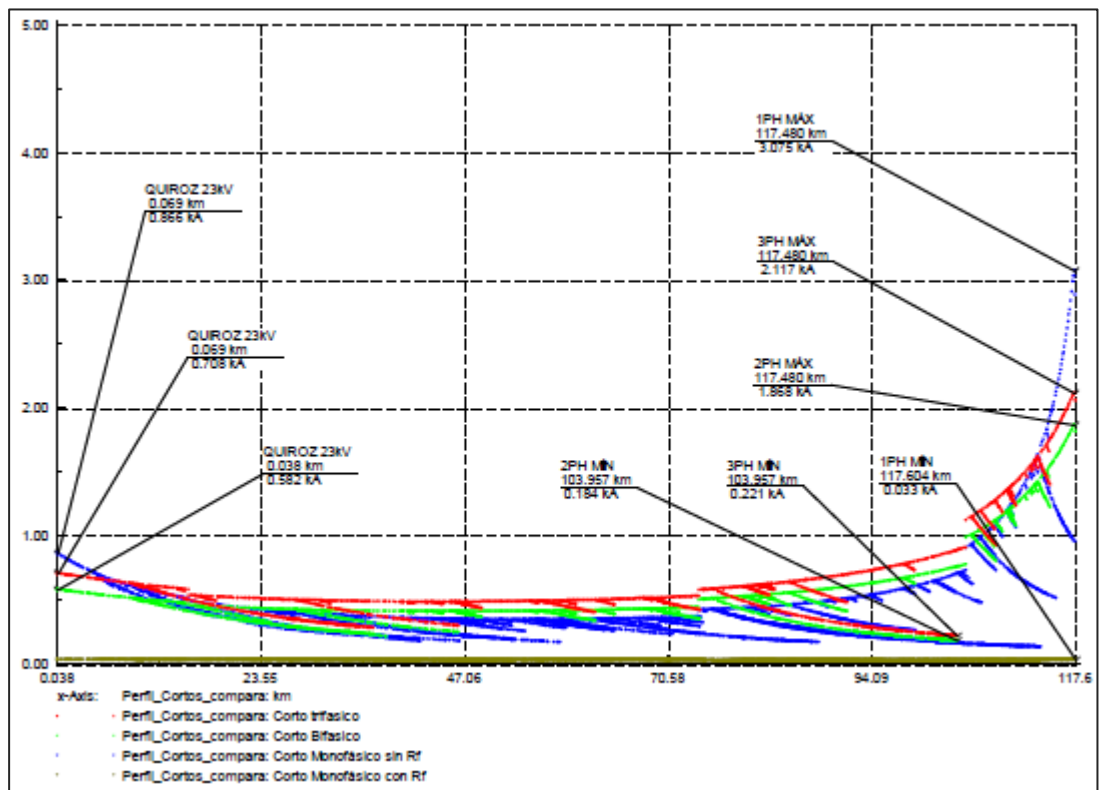
## S.E Quiroz – AMT1016

Los resultados de cortocircuito en el alimentador son:

**Tabla 5.** Resultado de cortocircuito A1016.

Subestación/Barra	kA_3ph	MVA_3ph	kA_1ph	MVA_1ph
SE QUIROZ 22.9kV	0.036	1.425	0.036	0.476
Extremo Remoto SED 590-16 (3Ph)	0.032	1.287	0.032	0.425

Fuente: Elaboración propia.



*Figura 9.* Perfil de cortocircuito A1016.

Fuente: ENOSA

De la gráfica se observa que el corto monofásico presenta una magnitud máxima de 3,075kA y va decreciendo a lo largo del alimentador hasta un valor de 0,184kA; el corto trifásico presenta un



valor máximo de 2,117kA y decrece hasta un valor de 0,221kA.

Los cortos monofásicos con una impedancia de contacto de 400 Ohm tienen una tendencia sostenida a lo largo del alimentador y su valor varía entre 0.035 y 0.033kA.

### 4.3 Analizar los criterios de ajustes de las protecciones del sistema eléctrico.

#### 4.3.1 Relé de Sobrecorriente entre fases y tierra (50/51, 50N/51N)

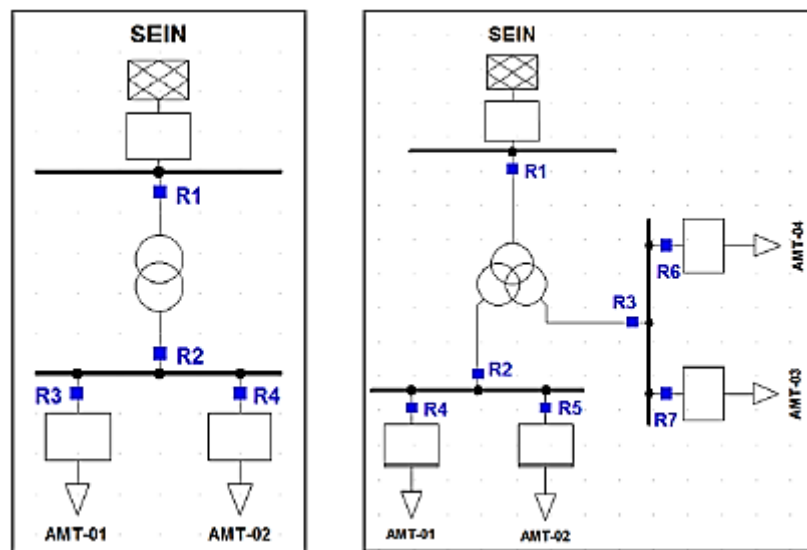


Figura 10. Equipos de protección ubicados en ambos lados alta y baja de un transformador de dos y tres devanados.

#### 4.3.2 Reconectores

**Fuse Saving:** Este principio permite salvar fusibles ubicados debajo del recloser; el recloser debe contar con dos curvas de operación, una rápida que actúa de forma instantánea para fallas transitorias. Este esquema es muy útil para evitar la quema de fusibles ante fallas transitorias, en contrapartida requiere administración exigente de la selección de fusibles.

**Fuse Clearing:** Esta función se utiliza dependiendo de los márgenes de coordinación que se puedan presentar en el sistema. En este tipo de coordinación se utilizará el criterio quemar fusible debido a que:

- Facilita al técnico mantener actualizado su esquema de protección mediante fusibles, es decir se reduce la posibilidad que el técnico use un fusible equivocado que podría descoordinar al sistema.
- Se reduce la posibilidad de que el fusible opere inadecuadamente por la variación de su característica térmica.

La selección del tiempo muerto depende mucho de la red. Los factores principales que influyen en la selección del tiempo muerto son los siguientes:

- Comodidad de funcionamiento: Debe ser lo suficientemente largo para permitir que decaiga cualquier transitorio resultante de la falta y del disparo, pero no demasiado largo para incomodar a los clientes afectados por la pérdida del alimentador.
- Tipo de interruptor: depende del tiempo mínimo de operación del interruptor durante sus fases de apertura y cierre.
- Duración de desionización de la falla: no puede predecirse con precisión.

$$Tiempo\ desionización = \left( \frac{10.5 + (kV)}{34.5} \right) / frecuencia$$

**Tabla 6.** *Tiempo de desionización para diferentes voltajes.*

POTENCIA	TIEMPO
10.0 kV	0.179 s
13.2 kV	0.181 s
22.9 kV	0.186 s
33.0 kV	0.190 s

Fuente: Elaboración propia.

- Tiempo de reinicialización: El tiempo muerto debe ajustarse por encima del tiempo de reinicialización más lento, ya sea del relé local o de cualquier protección aguas abajo.

### 4.3.3 Fusibles

**Fusibles en los troncales:** En las troncales de las redes MT no se instalarán fusibles para coordinación, en todos los casos solo serán de maniobra. Realizar maniobras de apertura y cierre de seccionador fusible con corrientes de carga mayores a 15A provoca un arco eléctrico, y seguidamente el disparo innecesario del relé aguas arriba, por lo que muchas veces para la reposición de estos seccionadores fusibles, provoca interrupciones momentáneas en la red.

Para corrientes mayores a 3kA de falla se reduce la posibilidad de hacer coordinación Relé Fusible ya que los tiempos de disparo de los fusibles se reducen, a fin de evitar este tipo de defectos, la red no debe permitir la instalación de seccionadores tipo cut out en zonas con mayor a 3kA de  $I_{cc}$ , en su lugar se debe instar SBC o cuchillas netamente para maniobras.

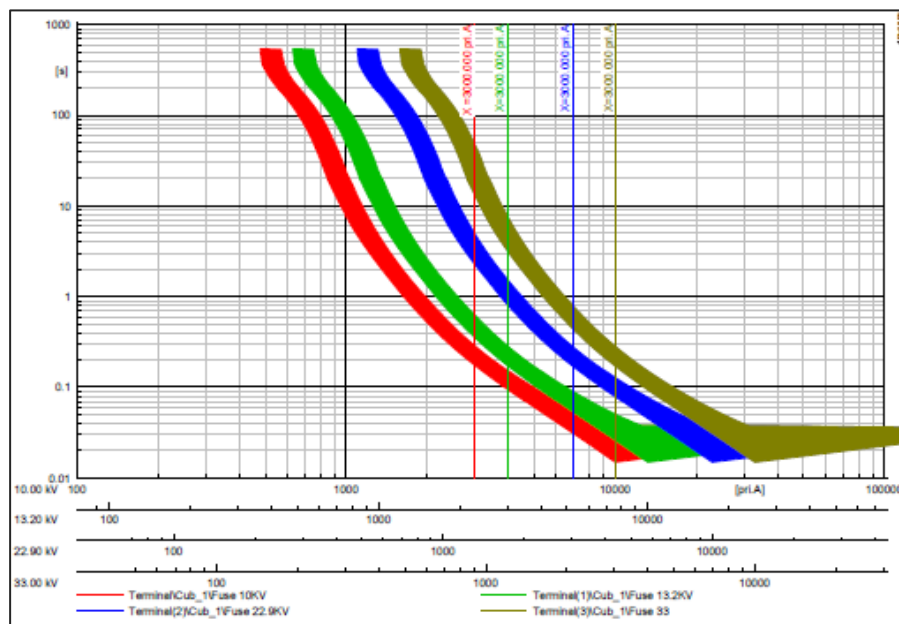


Figura 11. Límite de corriente para coordinar con fusibles 10, 13.2, 22.9, 33 kV.

Fuente: ENOSA

### Coordinación con fusibles ubicados en el lado carga:

Se determinó que la apertura del primer recierre permite despejar aproximadamente un valor del 70% de las fallas temporales, y en una segunda apertura, fue de un 10% más.

**Tabla 7.** Operaciones rápidas e intervalos de tiempo de recierre.

TIEMPO DE RECONEXIÓN CICLOS	FACTOR DE MULTIPLICACIÓN	
	UNA OPERACIÓN RÁPIDA	DOS OPERACIONES RÁPIDAS
25 -30	1.25	1.8
60	1.25	1.35
90	1.25	1.35
120	1.25	1.35

Fuente. Elaboración propia.

## 4.4 Realizar la selectividad de los equipos de protección para el sistema eléctrico

### 4.4.1. Selección de fusibles.

**Línea Troncal:** Se ha verificado durante la operación del sistema de distribución, que la pérdida de una fase en una red cargada (troncal con más de 15 Amperios).

Los fusibles ubicados entre dos recloser van a ser usados solo como de maniobra con un valor igual a 100K.

**Ramales:** Los fusibles se adecuan a la protección de ramales radiales y se debe tener en cuenta la corriente de carga en el fusible también las corrientes de cortocircuito y las curvas de las funciones del recloser más próximo.

Bajo el contexto anterior, se determina que el fusible para coordinación seade valor menor o igual a 15k.

#### 4.4.2 Protección de Sobrecorriente de fases – 50P/51P

Tabla 8. Ajustes de corriente.

AJUSTES DE CORRIENTE	
Sobrecargas temporales en el alimentador	15%
Error de los transformadores de corriente	7%
Error del relé	4%
Conexiones	7%
Tolerancia de cálculo	8%
Total	41% => 50%

Fuente: Elaboración propia.

Tabla 9. Resumen de ajustes de fases en AMT A1017.

AJUSTES DE FASES AMT A1017								
Relé Modelo	Ubicación Código	kV	TC	I>	Curva	t>	I>>	t>>
Rec. EVRC2A A1402	Alim. A1402	22.9	400/1	240	IEC VI	0.06	1000	0.05
Rec. NOJA LOCUTO	Alim. A1017	22.9	2500/1	40	IEC VI	0.08	-	-
Rec. NOJA TGRANDE	Alim. A1017	22.9	2500/1	40	IEC VI	0.07	-	-
Rec. NOJA PEDREGAL	Alim. A1017	22.9	2500/1	30	IEC VI	0.08	-	-
Rec. NOJA VINCAS	Alim. A1017	22.9	2500/1	50	IEC VI	0.13	-	-
Rec. NULEC HUALTACO	Alim. A1017	22.9	2000/1	140	IEC VI	0.05	-	-
Rec. NOJA SMARTIN	Alim. A1017	22.9	2500/1	40	IEC VI	0.08	-	-
Rec. NULEC HUALTACO	Alim. A1017	22.9	2000/1	140	IEC VI	0.05	-	-
Rec. NOJA CPALTO	Alim. A1017	22.9	2500/1	40	IEC VI	0.06	-	-
Rec. NULEC HUALTACO	Alim. A1017	22.9	2000/1	140	IEC VI	0.05	-	-
Rec. NOJA PARTIDOR	Alim. A1017	22.9	2500/1	40	IEC VI	0.08	-	-
Rec. NULEC HUALTACO	Alim. A1017	22.9	2000/1	140	IEC VI	0.05	-	-
Rec. NOJA LLOMAS	Alim. A1017	22.9	2500/1	40	IEC VI	0.06	-	-
Rec. NULEC HUALTACO	Alim. A1017	22.9	2000/1	140	IEC VI	0.05	-	-

Rec. EVRC2A LOMAS QUIROZ	Alim. A1017	22.9	400/1	72	IEC EI	0.05	-	-
Rec. EVRC2A LOMAS QUIROZ	Alim. A1017	22.9	400/1	72	IEC EI	0.05	-	-
Rec. NULEC HUALTACO	Alim. A1017	22.9	2000/1	140	IEC VI	0.05	-	-
Relé F650 A1017 EE	Alim. A1017	22.9	100/5	50	IEC Curva B	0.1	-	-
Relé F650 A1017 PP	Alim. A1017	22.9	100/5	70	IEC Curva B	0.1	-	-
Rec. EVRC2A POTRERILLO	Alim. A1017	22.9	400/1	36	IEC EI	0.05	-	-
Rec. NOJA CULQUI	Alim. A1017	22.9	2500/1	40	IEC EI	0.06	-	-
Rec. EVRC2A SUYO	Alim. A1017	22.9	400/1	32	IEC EI	0.05	-	-

Fuente: ENOSA

**Tabla 10.** Resumen de ajustes de fases en AMT A1016.

AJUSTES DE FASES AMT A1016								
Relé Modelo	Ubicación Código	kV	TC	I>	Curva	t>	I>>	t>>
Rel. GE F650 A1016 EE	Alim. A1016	22.9	100/5	25	IEC Curva B	0.1	-	-
Rel. GE F650 A1016 PP	Alim. A1016	22.9	100/5	40	IEC Curva B	0.23	520	0.05
Rec. NOJA MONTERO	Alim. A1016	22.9	2500/1	20	IEC VI Curva B	0.05	-	-
EVRC2A SICACATE EE	Alim. A1016	22.9	400/1	28	IEC-VI	0.24	-	-
Rec. NOJA AYABACA 2	Alim. A1016	22.9	2500/1	20	IEC EI	0.1	-	-
Rec. NOJA AYABACA 1	Alim. A1016	22.9	2500/1	20	IEC EI	0.05	-	-
Rec. NOJA SOCHOBAMBA	Alim. A1016	22.9	2500/1	20	IEC EI	0.05	-	-

Fuente: ENOSA

#### 4.4.3 Protección de Sobrecorriente de Tierra – 50N/51N

A continuación, se muestra la selectividad con los ajustes propuestos de protección de sobrecorriente de tierra de los dispositivos de

protección de 22.9kV asociados al alimentador A1402-1017, indicando la corriente de carga para la máxima demanda del alimentador, corriente de carga frente al recloser EVRC2A, las máximas corrientes de cortocircuito monofásico y la mínima corriente de cortocircuito monofásico con resistencia de contacto de 400 Ohm.

**Tabla 11. Resumen ajustes de tierra en AMT A1017.**

AJUSTES DE TIERRA AMT A1017								
Relé Modelo	Ubic. Código	kV	TC	I>	Curva	t0>	I0>>	t0>>
Rec. EVRC2A A1402	Alim. A1402	22.9	400/1	40	IEC SI	0.14	600	0
Rec. NOJA LOCUTO	Alim. A1017	22.9	2500/1	20	IEC VI	0.05	200	0
Rec. NOJA TGRANDE	Alim. A1017	22.9	2500/1	20	IEC VI	0.05	200	0
Rec. NOJA PEDREGAL	Alim. A1017	22.9	2500/1	20	IEC VI	0.05	120	0
Rec. NOJA VINCAS	Alim. A1017	22.9	2500/1	25	IEC SI	0.08	375	0.01
Rec. NULEC HUALTACO	Alim. A1017	22.9	2000/1	25	IEC SI	0.08	250	0.01
Rec. NOJA SMARTIN	Alim. A1017	22.9	2500/1	20	IEC VI	0.05	160	0
Rec. NULEC HUALTACO	Alim. A1017	22.9	2000/1	25	IEC VI	0.08	250	0.01
Rec. NOJA CPALTO	Alim. A1017	22.9	2500/1	20	IEC VI	0.05	200	0
Rec. NULEC HUALTACO	Alim. A1017	22.9	2000/1	25	IEC VI	0.08	250	0.01
Rec. NOJA PARTIDOR	Alim. A1017	22.9	2500/1	20	IEC VI	0.05	200	0
Rec. NOJA LLOMAS	Alim. A1017	22.9	2500/1	20	IEC VI	0.05	200	0
Rec. EVRC2A LOMAS QUIROZ	Alim. A1017	22.9	400/1	20	IEC VI	0.05	152	0
F650 A1017	Alim. A1017	22.9	100/5	20	IEC Curva A	0.05	-	-
Rec. EVRC2A POTRERILLO	Alim. A1017	22.9	400/1	8	IEC EI	0.05	40	0
Rec. NOJA CULQUI	Alim. A1017	22.9	2500/1	18	IEC EI	0.05	180	0
Rec. EVRC2A SUYO	Alim. A1017	22.9	400/1	8	IEC SI	0.05	40	0

Fuente: ENOSA

**Tabla 12. Resumen ajustes de tierra en AMT A1016.**

AJUSTES DE TIERRA AMT A1017								
Relé Modelo	Ubic. Código	kV	TC	I>	Curva	t0>	I0>>	t0>>
Rel. GE F650 PP	Alim. A1016	22.9	100/5	18	IEC Curva A	0.13	-	-
Rel. GE F650 EE	Alim. A1016	22.9	100/5	20	IEC Curva A	0.05	-	-
Rec. NOJA MONTERO	Alim. A1016	22.9	2500/1	12	IEC VI	0.05	96	0
Recl. SICACATE EE	Alim. A1016	22.9	400/1	16	IEC SI	0.08	112	0.15
Rec. NOJA AYABACA 2	Alim. A1016	22.9	2500/1	12	IEC VI	0.05	96	0
Recl. SICACATE EE	Alim. A1016	22.9	400/1	16	IEC SI	0.08	112	0.15
Rec. NOJA AYABACA 1	Alim. A1016	22.9	2500/1	10	IEC VI	0.05	70	0
Recl. SOCHOBAMBA	Alim. A1016	22.9	2500/1	10	IEC VI	0.05	70	0

Fuente: ENOSA

#### 4.1.4 Protección de sobrecorriente de secuencia negativa.

En la red de media tensión, se realizó la siguiente representación, en el cual una línea, se desconecta de la red

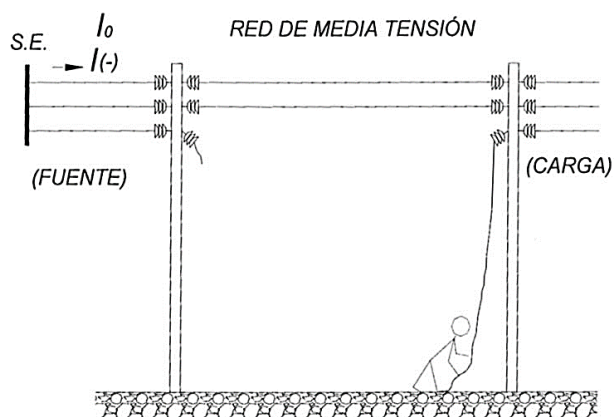


Figura 12. Representación conductor roto y sin contacto a tierra.

Fuente: ENOSA



Se instalará aguas abajo del alimentador después del enlace con el alimentador A1017, 9 reclosers marca NOJA con controlador RC10 a los que denominaremos por la localidad en donde se instalará, hasta llegar a la barra de Quiroz 22.9kV.

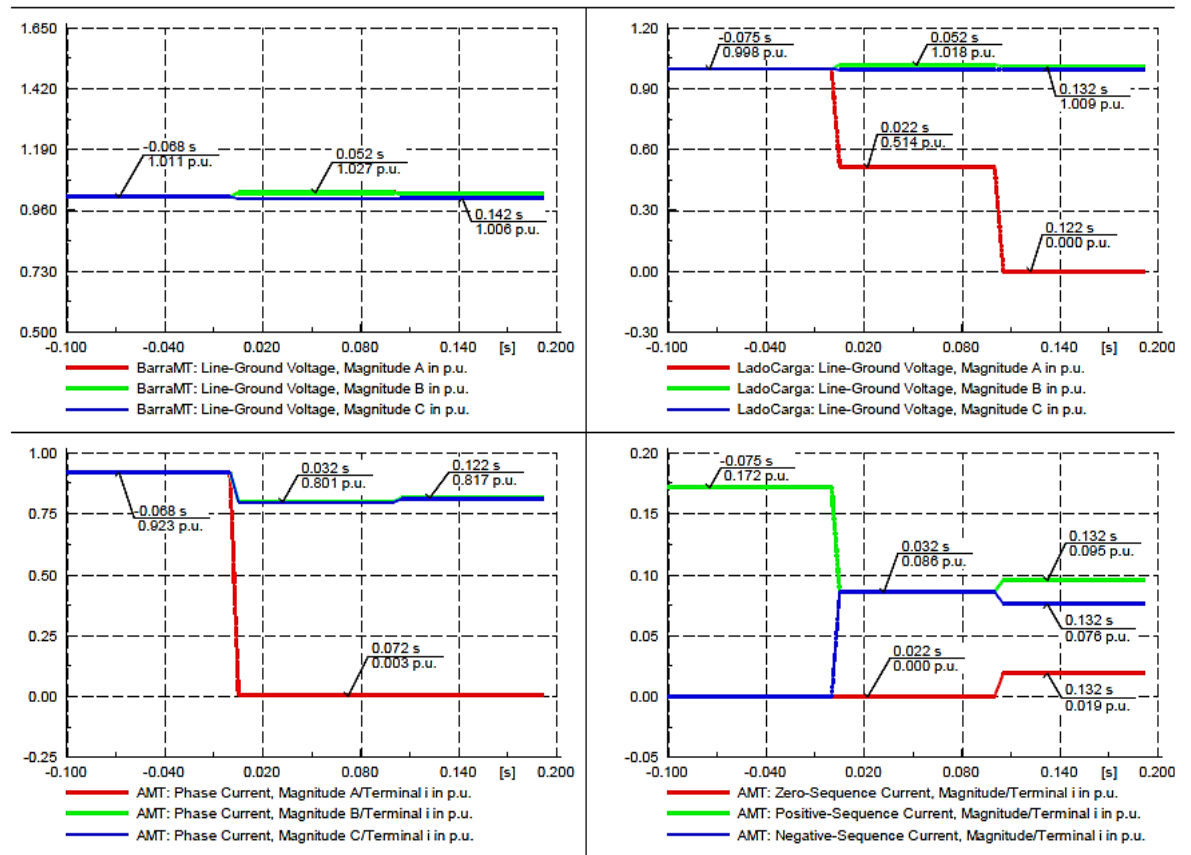


Figura 13. Simulación de conductor roto.

Fuente: ENOSA

#### 4.5 Mejoras para incrementar el nivel de confiabilidad y calidad de servicio.

Se evaluó el funcionamiento de los relés existentes, tanto como para el alimentador ATM A1016 y ATM A1017.

**Tabla 13.** Evaluación de relés antes de la mejora ATM A1016.

RELÉS AMT A1016						
Relé Modelo	Tiempo de Evaluación	Tiempo de Parada	Fallas	MTBF	Tasa de Falla	Confiabilidad
Rec. EVRC2A A1402	8760	5.12	13	673	0.0015	87.80%
Rec. NOJA LOCUTO	8760	5.12	13	673	0.0015	87.80%
Rec. NOJA TGRANDE	8760	29.58	25	349	0.0029	77.80%
Rec. NOJA PEDREGAL	8760	1.62	12	730	0.0014	88.70%
Rec. NOJA VINCAS	8760	29.58	25	349	0.0029	77.80%
Rec. NULEC HUALTACO	8760	29.58	25	349	0.0029	77.80%
Rec. NOJA SMARTIN	8760	1.62	12	730	0.0014	88.70%
Rec. NULEC HUALTACO	8760	1.62	12	730	0.0014	88.70%
Rec. NOJA CPALTO	8760	1.62	12	730	0.0014	88.70%
Rec. NULEC HUALTACO	8760	3.21	14	625	0.0016	86.90%
Rec. NOJA PARTIDOR	8760	3.21	14	625	0.0016	86.90%
Rec. NOJA LLOMAS	8760	3.21	14	625	0.0016	86.90%
Rec. EVRC2A LOMAS QUIROZ	8760	18.11	15	583	0.0017	86.00%
F650 A1017	8760	18.11	15	583	0.0017	86.00%
Rec. EVRC2A POTRERILLO	8760	5.12	13	673	0.0015	87.80%
Rec. NOJA CULQUI	8760	5.12	13	673	0.0015	87.80%
Rec. EVRC2A SUYO	8760	3.21	14	625	0.0016	86.90%

Fuente: Elaboración propia.

**Tabla 14.** Evaluación de relés antes de la mejora ATM A1017.

RELÉS AMT A1017						
Relé Modelo	Tiempo de Evaluación	Tiempo de Parada	Fallas	MTBF	Tasa de Falla	Confiabilidad
Rel. GE F650 PP	8760	18.11	15	583	0.0017	86.00%
Rel. GE F650 EE	8760	18.11	15	583	0.0017	86.00%
Rec. NOJA MONTERO	8760	5.12	13	673	0.0015	87.80%
Recl. SICACATE EE	8760	3.21	14	625	0.0016	86.90%
Rec. NOJA AYABACA 2	8760	3.21	14	625	0.0016	86.90%
Recl. SICACATE EE	8760	5.12	13	673	0.0015	87.80%
Rec. NOJA AYABACA 1	8760	1.62	12	730	0.0014	88.70%
Recl. SOCHOBAMBA	8760	1.62	12	730	0.0014	88.70%

Fuente: Elaboración propia.

Se analizaron los motivos de las fallas. Las fallas según lo requerido por la concesionaria son.

**Tabla 15.** Causas que pueden aperturar el sistema.

ITÉM	MOTIVO	DESCRIPCIÓN
1	Fallas en el servicio	Cuando las interrupciones son de carácter imprevisto.
2	Mantenimiento	Interrupción programada en donde se realizan trabajos de incremento de capacidad instalada
3	Mantenimiento Preventivo	Interrupción de carácter de mantenimiento preventivo.
4	Por maniobra sin aviso, corta	Interrupciones que son necesarias para realizar by pass, transferencia de carga, sin ser imprevistas, interrupción programada.
5	Por obras de remodelaciones	Interrupciones relacionadas a obras específicas de remodelación, en líneas de transmisión.
6	Otros y / o Terceros	Interrupciones de carácter imprevisto p previsto, entidades gubernamentales obligan a cortar el servicio.

Fuente: Elaboración propia.

Las interrupciones ocurridas por mala selección del seccionador están consideradas como transitorias, ubicadas en la clasificación de Falla y Otros. A continuación, se presenta la tabla de los relés, después del estudio de coordinación, donde evidentemente mejoró la confiabilidad, y por ende la calidad de servicio a los usuarios.

**Tabla 16.** *Aumento de confiabilidad después del estudio de coordinación en alimentadores ATM A1016.*

RELÉS AMT A1016						
Relé Modelo	Tiempo de Evaluación	Tiempo de Parada	Fallas	MTBF	Tasa de Falla	Confiabilidad
Rec. EVRC2A A1402	8760	3.91	4	2189	0.0005	96.10%
Rec. NOJA LOCUTO	8760	3.91	4	2189	0.0005	96.10%
Rec. NOJA TGRANDE	8760	28.25	15	582	0.0017	86.00%
Rec. NOJA PEDREGAL	8760	1.62	12	730	0.0014	88.70%
Rec. NOJA VINCAS	8760	28.25	15	582	0.0017	86.00%
Rec. NULEC HUALTACO	8760	28.25	15	582	0.0017	86.00%
Rec. NOJA SMARTIN	8760	0.41	3	2920	0.003	97.00%
Rec. NULEC HUALTACO	8760	0.41	3	2920	0.003	97.00%
Rec. NOJA CPALTO	8760	0.41	3	2920	0.003	97.00%
Rec. NULEC HUALTACO	8760	1.58	4	2190	0.0005	96.10%
Rec. NOJA PARTIDOR	8760	1.58	4	2190	0.0005	96.10%
Rec. NOJA LLOMAS	8760	1.58	4	2190	0.0005	96.10%
Rec. EVRC2A LOMAS QUIROZ	8760	1.58	15	583	0.0017	86.00%
F650 A1017	8760	1.58	15	583	0.0017	86.00%
Rec. EVRC2A POTRERILLO	8760	3.91	4	2189	0.0005	96.10%
Rec. NOJA CULQUI	8760	3.91	4	2189	0.0005	96.10%
Rec. EVRC2A SUYO	8760	1.58	4	2190	0.0005	96.10%

Fuente: Elaboración propia.

**Tabla 17.** Aumento de confiabilidad después del estudio de coordinación en alimentador ATM A1017.

<b>RELÉS AMT A1017</b>						
<b>Relé Modelo</b>	<b>Tiempo de Evaluación</b>	<b>Tiempo de Parada</b>	<b>Fallas</b>	<b>MTBF</b>	<b>Tasa de Falla</b>	<b>Confiabilidad</b>
Rel. GE F650 PP	8760	1.58	4	2190	0.0005	96.10%
Rel. GE F650 EE	8760	1.58	4	2190	0.0005	96.10%
Rec. NOJA MONTERO	8760	3.91	4	2189	0.0005	96.10%
Recl. SICACATE EE	8760	158	14	625	0.0016	86.90%
Rec. NOJA AYABACA 2	8760	1.58	4	2190	0.0005	96.10%
Recl. SICACATE EE	8760	1.58	4	2190	0.0005	96.10%
Rec. NOJA AYABACA 1	8760	0.41	3	2920	0.0003	97.00%
Recl. SOCHOBAMBA	8760	0.41	3	2920	0.0003	97.00%

Fuente: Elaboración propia.

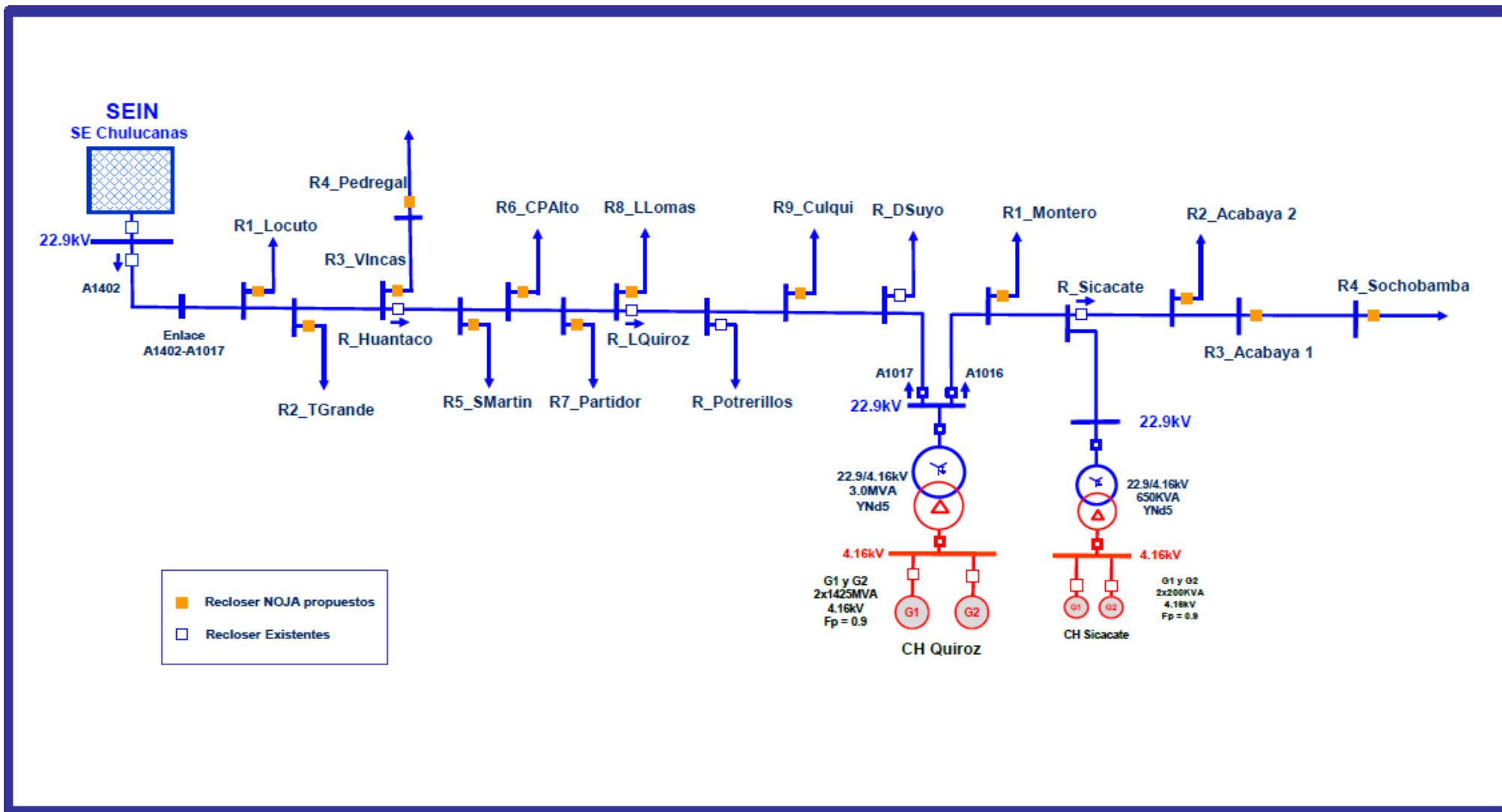


Figura 14. Recloser NOJA propuestos, sistema eléctrico Chulucanas – Quiroz. Fuente: ENOSA

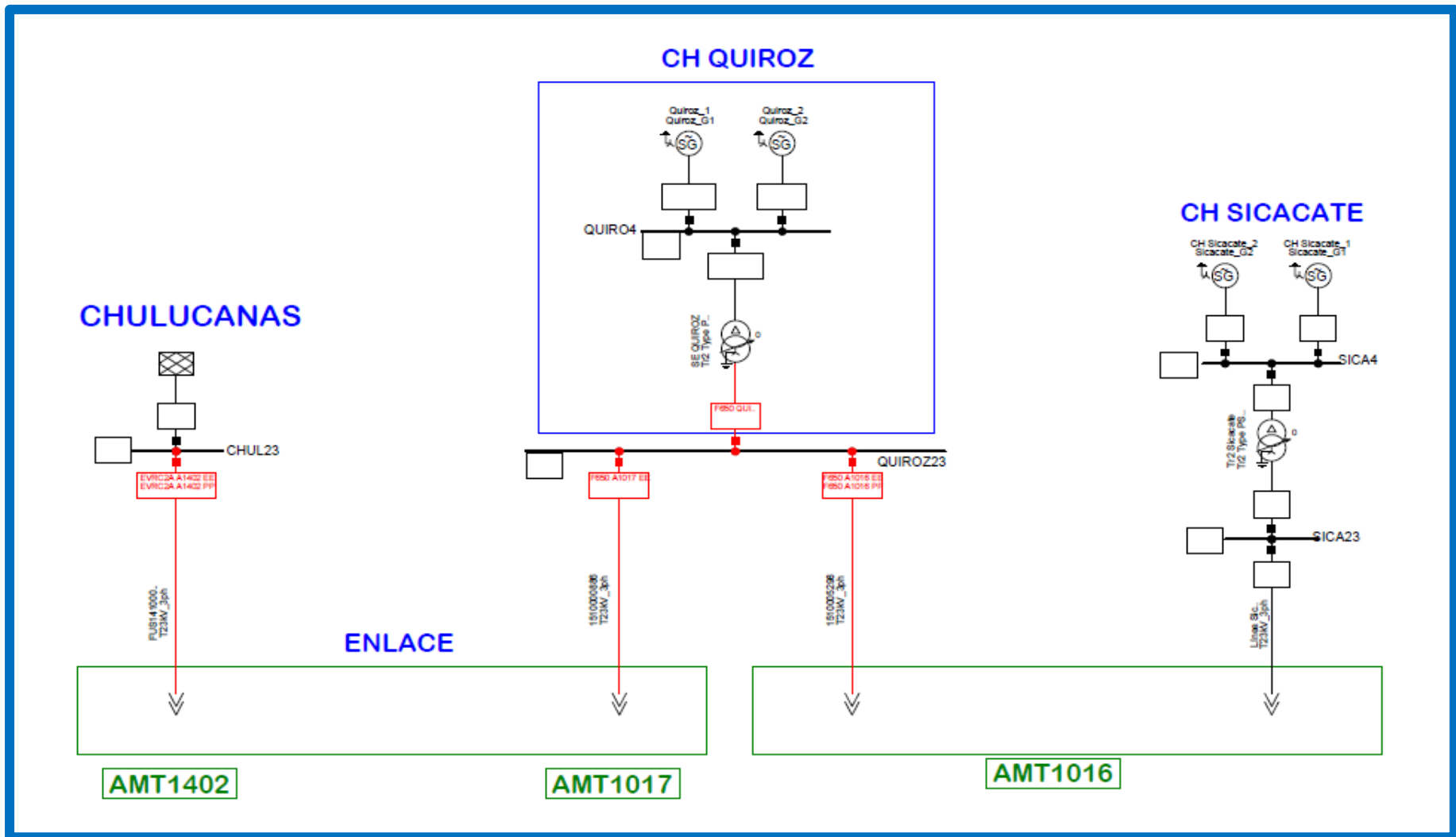


Figura 15. Diagrama unifilar, sistema eléctrico Chulucanas – Quiroz. Fuente: ENOSA.

#### 4.5 Determinación de la mejora de la calidad del Servicio Eléctrico.

Se determinó la mejora de la calidad del servicio eléctrico, para lo cual se hizo el análisis del registro de las Interrupciones, de los dos alimentadores, tal como se detalla.

**Tabla 18.** Alimentadores del Sistema Eléctrico.

SUBESTACION	ALIMENTADOR	kV	MINIMA MW	MAXIMA MW
S.E Chulucanas - Quiroz	A1016	22.9	0.009	0.852
	A1017	22.9	-0.075	5.581

Fuente: ENOSA



**Tabla 20.**

	Nro	FECHA	Evento	Detalle del Evento	Interrupción
Alimentador 1016	1	23/05/2018	Falla Imprevista	Bajo nivel de aislamiento	Perm.
	2	26/06/2018	Falla Imprevista	Tiempo adicional mto. programado.	Perm.
	3	19/07/2018	Falla Imprevista	Rechazo de carga por Frecuencia Mínima	Temp.
	4	12/08/2018	Mantenimiento. Preventivo	Mantenimiento de Equipos	Perm.
	5	22/08/2018	Falla Imprevista	Transitorio	Trans.
	6	27/09/2018	Interrupción por Expansión y Reforzamiento	Instalación de equipos de protección y maniobra	Perm.
Alimentador 1017	1	21/03/2018	Falla Imprevista	Bajo nivel de aislamiento	Perm.
	2	22/07/2018	Falla Imprevista	Tiempo adicional mto. programado.	Perm.
	3	9/08/2018	Falla Imprevista	Rechazo de carga por Frecuencia	Temp.
	4	22/09/2018	Mantenimiento. Preventivo	Mantenimiento de Equipos de Maniobra y Protección	Perm.
	5	12/09/2018	Falla	Transitorio	Trans.
	6	27/11/2018	Interrupción por Expansión y Reforzamiento	Instalación de equipos de protección y maniobra	Perm.

## Causas de las Interrupciones.

La identificación de las causas que originan las interrupciones, que también forman parte del reporte de las interrupciones efectuadas por las concesionarias de distribución, permite a las empresas orientar sus acciones para mejorar la calidad del suministro eléctrico en cada sector típico.

**Tabla 21.** Causa de Fallas

CAUSAS	Alimentador 1016	Alimentador 1017
FENOMENOS NATURALES	2%	2%
PROGRMADAS	18%	19%
NO PROGRAMADAS	68%	61%
TRANSMISION O GENERACION	12%	18%

Fuente: ENOSA

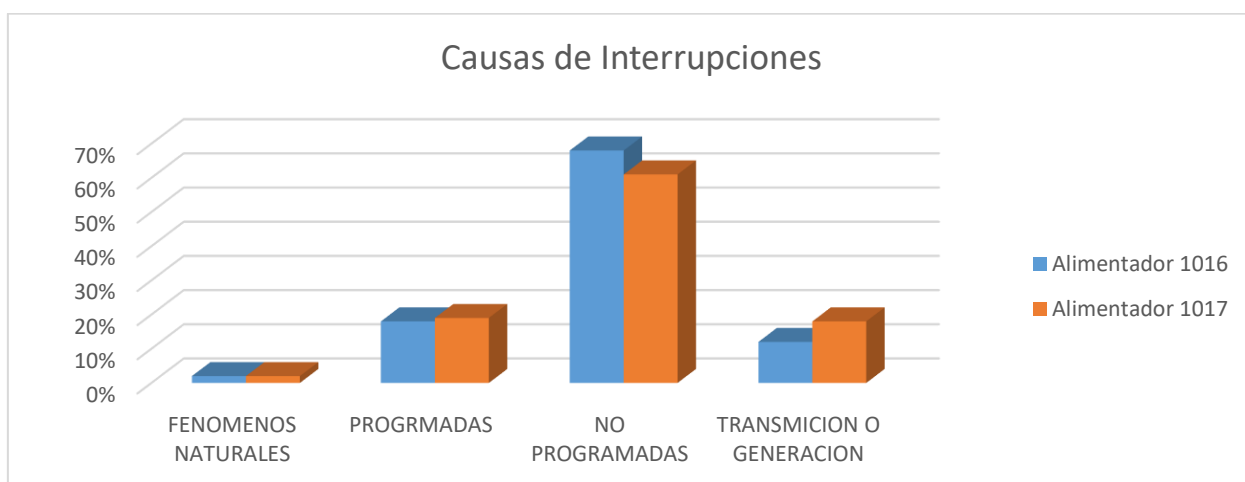


Figura 16. Causa de Interrupciones. Fuente: ENOSA.

Así mismo, se tuvo la información de los indicadores:

- SAIFI: System Average Interruption Frequency Index,
- SAIDI: System Average Interruption Duration Index,

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

Donde:

- $t_i$  : Duración de cada interrupción
- $u_i$  : Número de usuarios afectados en cada interrupción
- $n$  : Número de interrupciones del periodo.
- $N$  : Número de usuarios del sistema eléctrico o concesionaria al final del periodo, según corresponda.

**Tabla 22.** Indicadores SAIFI SAIDI

Alimentador	Año							
	2015		2016		2017		2018	
	SAIFI	SAIDI	SAIFI	SAIDI	SAIFI	SAIDI	SAIFI	SAIDI
Alimentador 1016	12	8.6	10	9.2	11	7.8	11	6.9
Alimentador 1017	8	7.6	7	7.1	10	6.8	10	8.1

Fuente: ENOSA

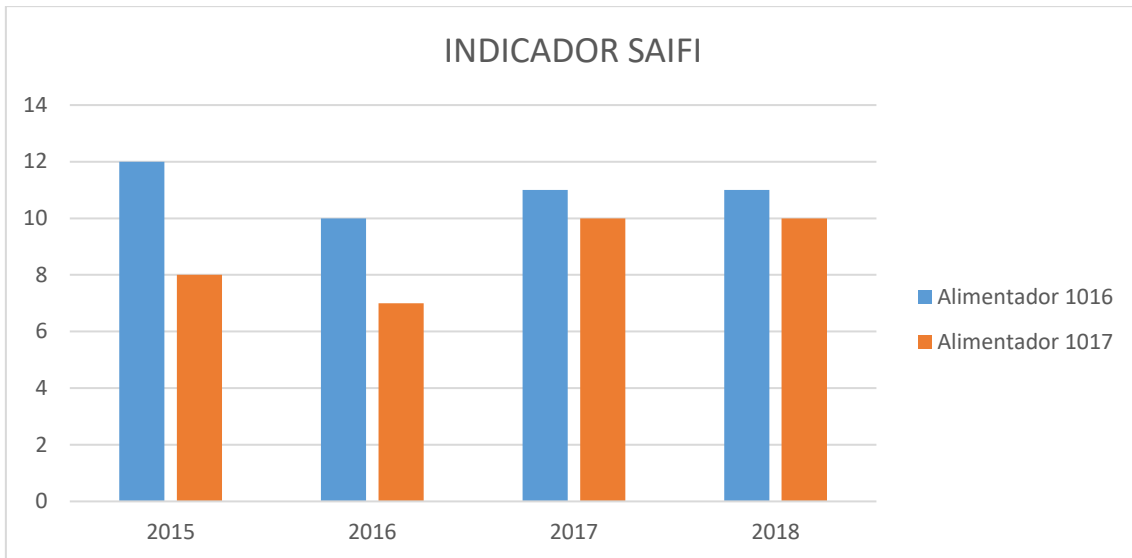


Figura 17. Evolución SAIFI. Fuente: ENOSA.

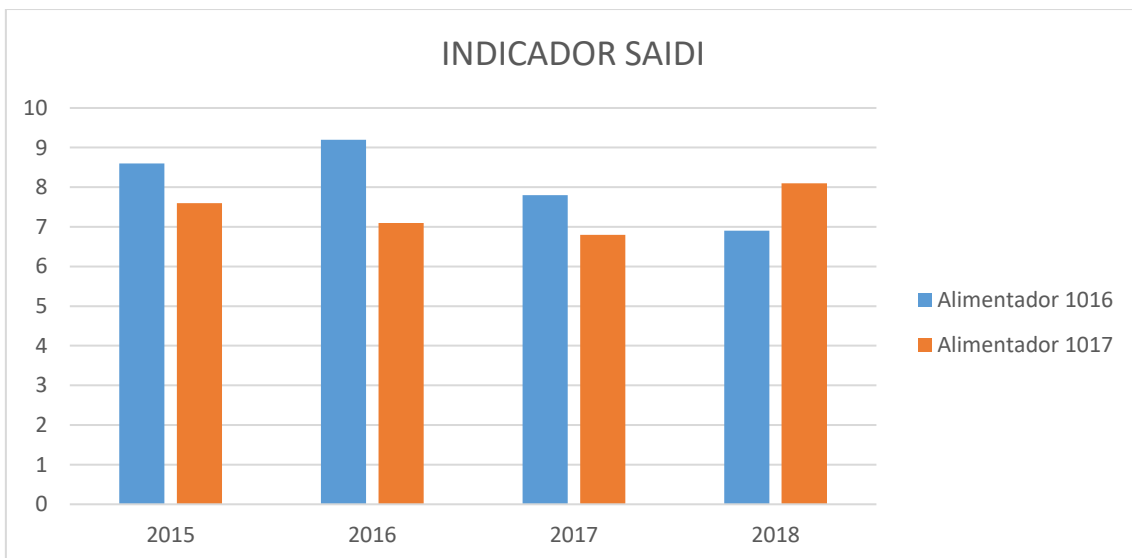


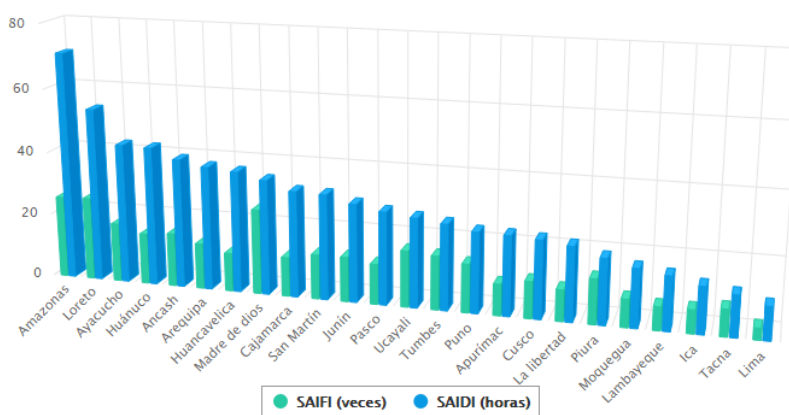
Figura 20. Evolución SAIDI. Fuente: ENOSA.

Los indicadores SAIDI y SAIFI de los alimentadores, tiene valores muy por debajo a los indicadores de performance establecidos.

## SAIDI y SAIFI por departamentos – 2020



Fuente: DSR–Osinergmin. Nota: Considera el total de Interrupciones (Generación, Transmisión y Distribución). Información 2020 preliminar debido a que aún está en proceso de supervisión los Decretos de Urgencia emitidos por la emergencia sanitaria COVID19



Con los sistemas de protecciones que se plantearon en el presente proyecto, se busca mejorar los indicadores del servicio eléctrico, a valores para el caso del SAIDI en 5%, y en el caso del SAIFI en 6%.

En el caso del SAIDI el promedio de los 4 años de evaluación es del 11 y 8.75% para los alimentadores 1016 y 1017, por lo tanto, este indicador mejora en 6 y 3.75% en cada alimentador.

En el caso del SAIFI, el promedio de los 4 años de evaluación es de 8.1 y 7.4% para los alimentadores 1016 y 1017, por lo tanto, este indicador mejora en 2.1 y 1.4% para los alimentadores.

## V. DISCUSIÓN

Se realizó el estudio de coordinación para las protecciones basándose en las redes existentes, encontrándose en funcionamiento del sistema eléctrico rural Chulucanas – Quiroz 22.9 kV. Este sistema opera bajo configuración radial y régimen neutro puesto a tierra, conformado por dos alimentadores A1016 y A1017.

En la figura 7, se describe el diagrama unifilar de la S.E Chulucanas – Quiroz. El alimentador A1016, está conectado a la barra de 22.9 kV de la subestación Quiroz, mientras que el alimentador A1017 tiene un enlace con el A1402, que proviene de la subestación Chulucanas. A la salida de AMT A1017, cuenta con un relé de marca General Electric F650, tiene funciones de sobrecorriente entre fases y a tierra. A la salida de AMT A1016, está ubicado un relé de marca General Electric F650, también tiene funciones de sobrecorriente entre fases y tierra, en la línea de este alimentador está posicionado un recloser marca ENTEC con controlador EVRC24.

La CH Quiroz cuenta con dos grupos de generadores que en total entregan 1,6MW. Ésta SE cuenta con un transformador de potencia de 3 MVA de 2 devanados a 22.9/4.16 kV, con un grupo de conexión YNd5,  $V_{cc(+)} = 4,4\%$ ,  $V_{cc(0)} = 4,2\%$ . En cuanto a la CH Sicacate cuenta con dos grupos de generadores que en total entregan 0,4MW al alimentador A1016. Ésta CH cuenta con un transformador de potencia de 650KVA de 2 devanados a 22.9/4.16 kV, con un grupo de conexión YNd5,  $V_{cc(+)} = 4,8\%$ ,  $V_{cc(0)} = 4,4\%$ .

Para el levantamiento de información del modelado de las redes de media tensión, la empresa ENOSA, proporciono información asistida por el software GIS Máximus, indicando la disposición geográfica de los alimentadores de media tensión A1016 y A1017.

En la tabla 4, se describe el análisis de flujo de potencia, donde se consideraron los despachos y la distribución de demanda, registrándose las demandas en las barras de 22.9 kV de la subestación Chulucanas –

Quiroz. En el alimentador A1016, se registró una demanda mínima de 0.009 MW y una máxima demanda de 0852 MW. Por otro lado, el alimentador A1017, registró una demanda mínima de  $-0.075$  MW y una demanda máxima de 5.581 MW.

Se realizó el análisis de cada alimentador, gracias al software DigSilent 15.1.7. En la figura 8, se muestra el perfil de tensión del AMT A1017, no presentó sobrecarga en la toda la línea ni en los transformadores, la caída de tensión mas baja fue de 0.859 pu. El perfil de tensión del AMT A1016, se puede apreciar en la figura 9, donde no presentó sobrecargas en toda la línea.

Se realizó el cálculo de corrientes de cortocircuito de la S.E Chulucanas AMT A1017, los resultados se describen en la tabla 5, en la figura 10 se observa la gráfica, donde el corto trifásico presentó un valor máximo de 2.117 kA y desciende hasta alcanzar un valor de 0.221 kA, los cortos monofásicos registraron una impedancia de contacto de 400 Ohm, teniendo una tendencia sostenida a lo largo de toda la línea, su valor oscila entre 0.03 kA y 0.029 kA.

En cuanto a la S.E Quiroz AMT A1016, en la gráfica 11, se observa el análisis del alimentador, donde el corto monofásico presenta una magnitud máxima de 3.075 kA y desciende a lo largo de la línea hasta 0.184 kA, los cortos monofásicos con una impedancia de contacto de 400 Ohm, sostenida al largo del alimentador con un valor de 0.035 kA y 0.033 kA.

Se analizaron los criterios para los ajustes de las protecciones, la tabla 10, muestra la selectividad con los ajustes propuestos de protección de sobrecorriente de fases 50P/51P de los dispositivos del alimentador ATM A1017.

AMT A1017, Recloser Locuto: se propone la implementación de un recloser marca NOJA, con controlador RC10, este fusible de protección actúa en 10ms ante una falla franca trifásica y el recoser actúa en 76 ms.  
AMT A1017, Recloser Tambo Grande: el nuevo equipo a instalar tiene

fusible de protección que actúa en 10ms ante una falla franca trifásica y dicho recloser actúa en 71ms. AMT A1017, Recloser Pedregal – Valle de los Incas: el recloser Noja Pedregal y Noja Vincas, tienen un margen de coordinación de 216ms, lo cual es aceptable. AMT A1017, Recloser San Martin: el nuevo equipo a instalar tiene fusible de protección que actúa en 10ms ante una falla franca trifásica y el equipo actúa en 44ms. AMT A1017, Recloser CP Alto: tiene fusible de protección que actúa en 10ms ante una falla franca trifásica y actúa en 45ms. AMT A1017, Recloser Partidor: tiene fusible de protección que actúa en 10ms ante una falla franca trifásica y actúa en 45ms. AMT A1017, Recloser Las Lomas: tiene fusible de protección que actúa en 10ms ante una falla franca trifásica y actúa en 54ms.

La tabla 11, describe la selectividad con los ajustes propuestos de protección de sobrecorriente de fase de los dispositivos en el alimentador A1016.

AMT A1016, Recloser Montero: tiene fusible de protección que actúa en 10ms ante una falla franca trifásica. AMT A1016, Recloser Ayabaca 1: tiene fusible de protección que actúa en 10ms ante una falla franca trifásica.

La tabla 12, muestra la selectividad con los ajustes propuestos de protección de sobrecorriente de tierra 50N/51N de los dispositivos del alimentador A1017.

AMT A1017, Recloser Locuto y Tambo Grande: las corrientes máximas monofásicas y mínimas con resistencia de 400 en el extremo más remoto de dicho ramal. AMT A1017, Recloser Pedregal – Valle de los Incas: el recloser Noja Pedregal y Noja Vincas, tienen un margen de coordinación de 219ms, lo cual es aceptable.

La tabla 13, describe la selectividad con los ajustes propuestos de protección de sobrecorriente de tierra 50N/51N de los dispositivos en el alimentador A1016.



AMT A1016, Recloser Ayabaca 1: el nuevo equipo a instalar tiene fusible de protección que actúa en 10ms ante una falla franca monofásica.

En la figura 15, muestra que la variable que mejor describe la simulación de conductor roto, es la secuencia negativa. Por otro lado, cabe resaltar que al existir equipos de maniobra asimétricas o llamados Cut outs, se podría producir operación indebida por la secuencia negativa, así mismo, al encontrarse cargas monofásicas y bifásicas en el sistema eléctrico en estudio, cabe la posibilidad de que exista riesgo de actuación indebida.

## **VI. CONCLUSIONES**

- Se hizo la descripción de los alimentadores, en cuanto a los niveles de operación. Se tuvo el registro de datos, y con ello se determinó el estado actual de los dos alimentadores de la red Chulucanas Quiroz 22.9 KV.
- Se hizo el análisis de los flujos de carga eléctrica, a fin de determinar los valores de tensión y de la pérdida de potencia en la red, para lo cual se utilizó el software que realizó el análisis del flujo de carga en función a las diferentes condiciones de operación de la red.
- Se realizó la selección de los diferentes elementos de los sistemas de protección eléctrica, a fin de minimizar las perturbaciones de la red eléctrica.
- En el caso del SAIDI el promedio de los 4 años de evaluación es del 11 y 8.75% para los alimentadores 1016 y 1017, por lo tanto, este indicador mejora en 6 y 3.75% en cada alimentador. En el caso del SAIFI, el promedio de los 4 años de evaluación es de 8.1 y 7.4% para los alimentadores 1016 y 1017, por lo tanto, este indicador mejora en 2.1 y 1.4% para los alimentadores.

## **VII. RECOMENDACIONES**

- Realizar el análisis del flujo de carga en las subestaciones aledañas a la subestación, a fin de tener a gran parte del sistema con un nivel aceptable de protección eléctrica.
- Una ubicación estratégica de los alimentadores, es decir su traslado a lugares mas cercanos a las cargas de mayor potencia instalada.
- Utilizar dispositivos con control electrónico, a fin de poder monitorizar su funcionamiento y la detección en posibles no activaciones.
- Evaluar no solamente económicamente la mejora del sistema, sino el impacto que tiene en la sociedad en cuanto a niveles de seguridad eléctrica.

## REFERENCIAS

- Díaz, S. y Ludizaca, G. (2010). *Coordinación del sistema de protecciones del alimentador 124 de la empresa eléctrica Azogues C.A, considerando la incorporación de la red subterránea en el centro histórico de la ciudad.* (Tesis de grado). Universidad, Politécnica Salesiana, Cuenca.
- Cuevas, A. y Hernández, J. (2013). *Coordinación de protecciones en u sistema de distribución.* (Tesis de grado). Instituto Politécnico Nacional, México, D.F.
- Castillo, L. y Chavarría, P. (2015). *Estudio de protecciones del alimentador Cabrero – Bulnes, perteneciente a subestación Cabrero.* (Tesis de grado). Universidad del Bío Bío, Concepción, Chile.
- Paucar, J. y Huarhua, W. (2018). *Estudio de coordinación del sistema de protección de alimentadores de media tensión con generación distribuida ante fallas en redes adyacentes en Cusco y Apurímac.* (Tesis de grado). Universidad Nacional San Antonio Abad, Cuzco.
- Uscamayta Gutierrez, R. (2020). *Estudio de protección en la subestación de Totorani acorde a los nuevos cambios de la topología en alta y media tensión para el año 2021.* (Tesis de grado). Universidad del Altiplano de Puno.
- COES (2014). *Criterios de ajuste y coordinación de los sistemas de protección del SEIN.* Comité de operación económica del sistema interconectado nacional.

Yebra M., J. (2010). *Sistemas Eléctricos de Distribución*. España: Editorial REVERTE.

Stevenson, W., D. (1985). *Análisis de sistemas eléctricos de potencia*. (2.<sup>a</sup> ed.). México: Fuentes Impresores S.A.

Barrero, F. (2004). *Sistemas de energía Eléctrica*. Madrid: Thompson Editores Spain Paraninfo S.A.

Procedimiento “Supervisión de la Operación de los Sistemas Eléctricos”, aprobado con Resolución OSINERG N° 074-2004OS/CD.

Ramírez, S (2009). *Redes de Distribución de Energía*. Manizales: Universidad Nacional de Colombia.

Roque, Iván. (2018). *Protección y coordinación del sistema eléctrico rural de media tensión en 22,9kV, para mejorar la calidad del servicio de energía eléctrica del distrito de Ichuña – Provincia General Sánchez Cerro – Región Moquegua, Año 2016*. (Tesis de grado). Universidad José Carlos Mariátegui.

Vica, M. y Quisiyupanqui, J. (2015). *Estudio de coordinación de protecciones en la subestación de Dolorespata acorde a la nueva topología en alta y media tensión para el año 2018*. (Tesis de grado). Universidad Nacional San Antonio Abad del Cusco.

Damert, A., García, R. y Molinelly, F. (2010). *Regulación y supervisión del sector eléctrico*. Lima: Fondo Editorial-Pontificia Universidad Católica del Perú.

Jara, J. (2015). *Optimización de la protección eléctrica de la subestación Tierra Colorada*. Piura. (Tesis de grado). Universidad de Piura.

Meche, M. y Vargas, W. (2015). *Ampliación del sistema eléctrico y mejoramiento de la confiabilidad del alimentador sm- 03, Vilcabamba, la convención- Cusco*. (Tesis de grado). Universidad Nacional de San Antonio, Cuzco.

Cruz, C. (2015). *Diseño de la coordinación del sistema de protecciones eléctricas en los alimentadores interconectados urbanos de la EERSA*. (Tesis de grado). Escuela Politécnica Nacional, Ecuador.

OSINERGMIN. (2016). *La industria de la electricidad en el Perú: 25 años de aporte al crecimiento económico del país*. Magdalena del Mar, Lima.

Gonen, T. (2014). *Electric power distribution system engineering*. New York: CRC Press,

## ANEXOS

### Definición operacional:

**Tabla 19.** *Matriz de operacionalización de las variables.*

VARIABLES DE ESTUDIO	DEFINICIÓN CONCEPTUAL	DEFINICIÓN OPERACIONAL	DIMENSIONES	INDICADORES	ESCALA DE MEDICIÓN
<p><b>Variante independiente:</b></p> <p>Coordinación de protecciones.</p>	<p>Son los tiempos de operación de las protecciones permitiéndole actuar debidamente priorizada de los relés de protección, con la intención de minimizar los tiempos de actuación y garantizando una correcta graduación en los tiempos de todas las protecciones (COES, 2004).</p>	<p>La coordinación de protección, consiste en seleccionar y ajustar los dispositivos de protección, con la intención de lograr una adecuada selectividad para distintas condiciones de falla, asociando un dispositivo de protección contra los cortocircuitos, con el fin del interrumpir corrientes por sobrecarga.</p>	<p>Graduación de tiempos.</p> <p>Selección y ajuste de los equipos de protección.</p> <p>Selectividad.</p> <p>Medición de las interrupciones.</p>	<p>Nivel de protección.</p> <p>Selectividad del equipo.</p> <p>Tiempo de actuación del dispositivo.</p> <p>Graduación de tiempos.</p>	<p>Razón.</p> <p>De intervalo.</p>

<p><b>Variable dependiente:</b></p> <p>calidad de servicio eléctrico</p>	<p>Es el conjunto de parámetros físicos y técnicos que debe cumplir el producto de electricidad. Dichos parámetros son, entre otros, tensión, frecuencia y disponibilidad.</p>	<p>Se define como la calidad de la energía es la alimentación y puesta de tierra de equipos electrónicos sensibles en una manera que sea adecuado para su operación.</p>	<p>Parámetros físicos y técnicos.</p> <p>Calidad de suministro.</p> <p>Duración de las interrupciones.</p> <p>Estabilidad y variación de frecuencia.</p>	<p>Tiempo promedio de las fallas.</p> <p>Nivel de seguridad.</p> <p>Continuidad del suministro.</p> <p>Duración de fallas.</p> <p>Frecuencia de las interrupciones.</p>	<p>Razón.</p> <p>De intervalo.</p>
--	--	--	--	---	------------------------------------

Fuente: Elaboración propia.



**ANEXO.****Ficha Técnica Fusibles para transformadores**

<b>CALIBRE DEL FUSIBLE CUT - OUT EN FUNCIÓN DE TENSIÓN, POTENCIA Y TIPO DE ALIMENTACIÓN DE LOS TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN</b>				
<b>Trafo_kVA</b>	<b>Tipo</b>	<b>Tensión kV</b>	<b>Corriente</b>	<b>Fusible</b>
10	1ph (MRT)	13.2	0.76	1k
15	1ph (MRT)	13.2	1.14	1k
25	1ph (MRT)	13.2	1.89	2k
37.5	1ph (MRT)	13.2	2.84	3k
50	1ph (MRT)	13.2	3.79	3k
75	1ph (MRT)	13.2	5.68	6k
100	1ph (MRT)	13.2	7.58	10k
10	2ph	22.9	0.44	1k
15	2ph	22.9	0.66	1k
25	2ph	22.9	1.09	1k
37.5	2ph	22.9	1.64	2k
50	2ph	22.9	2.18	3k
75	2ph	22.9	3.28	3k
100	2ph	22.9	4.37	6k
25	3ph	22.9	0.63	1k
37.5	3ph	22.9	0.95	1k
50	3ph	22.9	1.26	1k
75	3ph	22.9	1.89	2k
100	3ph	22.9	2.52	2k
125	3ph	22.9	3.15	3k
150	3ph	22.9	3.78	3k
200	3ph	22.9	5.04	6k
250	3ph	22.9	6.3	6k
300	3ph	22.9	7.56	10k
350	3ph	22.9	8.82	10k
375	3ph	22.9	9.45	10k
400	3ph	22.9	10.08	10k
630	3ph	22.9	15.88	12k

700	3ph	22.9	17.65	15k
800	3ph	22.9	20.17	15k

## Anexo

### Guía de Observación

**Tesis:** “Estudio de coordinación de protecciones para mejorar la calidad de servicio en el sistema eléctrico rural Chulucanas – Quiroz 22.9 kV”

**Tesista:** Saavedra Ugaz, Roberto César

**Objetivo:** Registrar Información referente a tensión de menor valor en el punto de alimentación mas alejada del alimentador; en cada una de las fases y en cada uno de los meses de operación entre los años 2015 y 2018, utilizando data de la medición realizada por ENOSA.

		Alimentador A1016 (KV)			Alimentador A1017 (KV)		
		Fase 1	Fase 2	Fase 3	Fase 1	Fase 2	Fase 3
2015	Enero	22.1	22.1	22.2	21.5	21.4	21.4
	Febrero	21.5	21.5	21.5	21.5	21.5	21.6
	Marzo	22.2	22.2	22.3	21.9	22	22
	Abril	21.6	21.6	21.7	22.3	22.2	22.2
	Mayo	22.2	22.2	22.3	21.6	21.5	21.5
	Junio	21.6	21.6	21.6	21.6	21.6	21.7
	Julio	22.3	22.3	22.4	22	22.1	22.1
	Agosto	21.7	21.7	21.8	22.4	22.3	22.3
	Setiembre	22.3	22.3	22.4	21.7	21.6	21.6
	Octubre	21.7	21.7	21.7	21.7	21.7	21.8
	Noviembre	22.1	22.3	22.3	22.1	22.2	22.2
	Diciembre	21.8	21.8	21.9	22.5	22.4	22.4
2016	Enero	21.8	21.8	21.9	21.2	21.1	21.1
	Febrero	21.2	21.2	21.2	21.2	21.2	21.3
	Marzo	21.9	21.9	22	21.6	21.7	21.7
	Abril	21.3	21.3	21.4	22	21.9	21.9
	Mayo	21.9	21.9	22	21.3	21.2	21.2
	Junio	21.3	21.3	21.3	21.3	21.3	21.4
	Julio	22	22	22.1	21.7	21.8	21.8
	Agosto	21.4	21.4	21.5	22.1	22	22
	Setiembre	22	22	22.1	21.4	21.3	21.3
	Octubre	21.4	21.4	21.4	21.4	21.4	21.5
	Noviembre	21.8	22	22	21.8	21.9	21.9
	Diciembre	21.4	21.4	21.4	22.2	22.1	22.1

		Alimentador A1016 (KV)			Alimentador A1017 (KV)		
		Fase 1	Fase 2	Fase 3	Fase 1	Fase 2	Fase 3
2017	Enero	22.2	22.2	22.3	21.6	21.5	21.5
	Febrero	21.5	21.5	21.5	21.5	21.5	21.6
	Marzo	22.2	22.2	22.3	21.9	22	22
	Abril	22	21.9	21.9	21.7	21.6	21.6
	Mayo	22.3	22.3	22.4	21.7	21.6	21.6
	Junio	21.6	21.6	21.6	21.6	21.6	21.7
	Julio	22.3	22.3	22.4	22	22.1	22.1
	Agosto	22.1	22	22	21.8	21.7	21.7
	Setiembre	22.4	22.4	22.5	21.8	21.7	21.7
	Octubre	21.7	21.7	21.7	21.7	21.7	21.8
	Noviembre	22.1	22.3	22.3	22.1	22.2	22.2
	Diciembre	22.2	22.1	22.1	21.9	21.8	21.8
2018	Enero	21.9	21.9	22	21.3	21.2	21.2
	Febrero	21.2	21.2	21.2	21.2	21.2	21.3
	Marzo	21.9	21.9	22	21.6	21.7	21.7
	Abril	21.7	21.6	21.6	21.4	21.3	21.3
	Mayo	22	22	22.1	21.4	21.3	21.3
	Junio	21.3	21.3	21.3	21.3	21.3	21.4
	Julio	22	22	22.1	21.7	21.8	21.8
	Agosto	21.8	21.7	21.7	21.5	21.4	21.4
	Setiembre	22.1	22.1	22.2	21.5	21.4	21.4
	Octubre	21.4	21.4	21.4	21.4	21.4	21.5
	Noviembre	21.8	22	22	21.8	21.9	21.9
	Diciembre	21.4	21.4	21.4	21.6	21.5	21.5

## FICHA DE VALIDACIÓN DE INSTRUMENTO DE RECOLECCIÓN DE DATOS

### DATOS GENERALES DEL EXPERTO.

- Apellidos y Nombres:

Marrufo Delgado Arebalo

---

- Profesión:

Ingeniero Electricista y mecánico

---

- Grado académico:

Superior

---

- Actividad laboral actual:

Supervisor de proyecto – EMPRESA CAM SERVICIOS DEL PERÚ

---

## INDICACIONES AL EXPERTO.

En la tabla siguiente, se propone una escala del 1 al 5, que va en orden ascendente del desconocimiento al conocimiento profundo. Marque con una "X" conforme considere su conocimiento sobre el tema de la tesis evaluada.

1 Ninguno	2 Poco	3 Regular	4 Alto	5 Muy alto
--------------	-----------	--------------	-----------	---------------

1. Sírvase marcar con una "X" las fuentes que considere han influenciado en su conocimiento sobre el tema, en un grado alto, medio o bajo.

FUENTES DE ARGUMENTACIÓN	GRADO DE INFLUENCIA DE CADA UNA DE LAS FUENTES EN SUS CRITERIOS		
	A (ALTO)	M (MEDIO)	B (BAJO)
a) Análisis teóricos realizados. (AT)			
b) Experiencia como profesional. (EP)			
c) Trabajos estudiados de autores nacionales. (AN)			
d) Trabajos estudiados de autores extranjeros. (AE)			
e) Conocimientos personales sobre el estado del problema de investigación. (CP)			



AREBALO MARRUFO DELGADO  
INGENIERO MECÁNICO ELECTRICISTA  
REG. CIP 225367

*Firma*

**Estimado(a) experto(a):**

El instrumento de recolección de datos a validar datos registrados de mediciones, cuyo objetivo es recoger las validaciones, sugerencias y observaciones para el proyecto denominado Estudio de coordinación de protecciones para mejorar la calidad de servicio en el sistema eléctrico rural Chulucanas – Quiroz 22.9 kV

Con el objetivo de corroborar la validación del instrumento de recolección de datos, por favor le pedimos responda a las siguientes interrogantes:

1. ¿Considera pertinente la aplicación de esta entrevista para los fines establecidos en la investigación?

Es pertinente: \_\_\_ Poco pertinente: \_\_\_ No es pertinente: \_\_\_

Por favor, indique las razones:

Para saber el grado de conocimiento del tema

Es un tema en el cual se ve día a día en el centro de labor

---

2. ¿Considera que la entrevista formula las preguntas suficientes para los fines establecidos en la investigación?

Son suficientes: \_\_\_ Insuficientes: \_\_\_

Por favor, indique las razones:

Se pudo comprobar la calidad del servicio los usuarios con sus mejoras

---

3. ¿Considera que las preguntas están adecuadamente formuladas de manera tal que el entrevistado no tenga dudas en la elección y/o redacción de sus respuestas?

Son adecuadas: \_\_\_ Poco adecuadas: \_\_\_ Inadecuadas: \_\_\_

Por favor, indique las razones:

Razón de las molestias de os usuarios a la caída de tención la cual fue

Subsanada con dicho proyecto

4. Califique los ítems según un criterio de precisión y relevancia para el objetivo del instrumento de recolección de datos.

Ítem	Precisión			Relevancia		
	Muy precisa	Poco precisa	No es precisa	Muy relevante	Poco Relevante	Irrelevante
1er hoja (inspección visual)	X					
2da hoja (observación del ensayo)	X					

5. ¿Qué sugerencias haría Ud. para mejorar el instrumento de recolección de datos?

Tener como información de años

Le agradecemos por su colaboración.



AREBALO MARRUFO DELGADO  
INGENIERO MECÁNICO ELECTRICISTA  
REG. CIP 225367

Firma del experto