

UNIVERSIDAD NACIONAL TECNOLÓGICA DE LIMA SUR
FACULTAD DE INGENIERÍA Y GESTIÓN
ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERÍA MECÁNICA Y ELÉCTRICA



**“ESTUDIO DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES CON EL
SOFTWARE ETAP VERSIÓN 12.6 DEL PROYECTO TÚNEL
LINEA AMARILLA UBICADO EN EL DISTRITO DEL RIMAC,
REGIÓN LIMA - PERÚ”**

TRABAJO DE SUFICIENCIA PROFESIONAL

Para optar el Título Profesional de

INGENIERO MECÁNICO ELECTRICISTA

PRESENTADO POR EL BACHILLER

CARRILLO SENMACHE, ROMULO DARIO

**Villa El Salvador
2018**

DEDICATORIA

Este trabajo está dedicado para mis padres Sonia y Gerardo quienes me apoyaron incondicionalmente, a mis hermanos quienes están conmigo en todo momento y a mi esposa por su compañía, ya que este estudio me dará la posibilidad de obtener una profesión.

AGRADECIMIENTO

El más sincero agradecimiento a la Universidad nacional Tecnológica de Lima Sur, es especial a la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, por brindarnos la oportunidad de obtener una profesión y ser personas útiles para la sociedad.

A mis queridos docentes quienes con sus clases nos inculcaron las ganas de investigar para obtener nuevos conocimientos

ÍNDICE

N°	DESCRIPCIÓN	PAG.
	INTRODUCCIÓN	x
	CAPITULO I: PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	12
1.1	Descripción de la Realidad Problemática	12
1.2	Justificación del problema	12
1.3	Delimitación del Estudio	13
1.4	Formulación del problema	14
1.4.1	Problema General	14
1.4.2	Problema Específico	14
1.5	Objetivos	14
1.5.1	Objetivos General	14
1.5.2	Objetivos Específicos	15
	CAPITULO II. MARCO TEÓRICO	16
2.1	Antecedentes de la investigación	16
2.2	Bases teóricas	19
2.3	Marco conceptual	26
	CAPITULO III: ESTUDIO DE COORDINACIÓN DE LA PROTECCIÓN	29
3.1	Esquema eléctrico en estudio	29
3.2	Parámetros Eléctricos	31
3.2.1	Parámetros Eléctricos de los transformadores de potencia	31
3.2.2	Parámetro Eléctricos de Cables de Media tensión	31
3.3	Cálculo de cortocircuito	31

3.4	Análisis de protecciones	35
3.5	Selección de ajustes de las protecciones	37
3.5.1	Protección de sobrecarga en transformador T1 lado de 0.46KV	37
3.5.2	Protección de sobrecarga en transformador T2 lado de 0.23KV	39
3.5.3	Ajuste de protección de Rele2 celda T1 – 1000KVA	40
3.5.4	Ajuste de protección de Rele3 celda T2 – 75KVA	43
3.5.5	Ajuste de protección de Rele1 celda de llegada	45
3.5.6	Protección en punto de entrega de Energía	48
3.6	Simulación de falla por cortocircuito	49
3.6.1	Simulación de falla en Barra 4 de 0.46KV	50
3.6.2	Simulación de falla en Barra 6 de 0.23KV	52
3.6.3	Simulación de falla en Barra 3	54
3.6.4	Simulación de falla en Barra 5	56
3.6.5	Simulación de falla en Barra 2	59
3.6.6	Coordinación para falla a tierra	61
3.7	Cuadro de costos de la Realización del Estudio	62
	CONCLUSIONES	63
	RECOMENDACIONES	64
	BIBLIOGRAFIA	65
	ANEXOS	
-	Anexo 1: Diagrama unifilar SED 01.	
-	Anexo 2: Normas empleadas.	
-	Anexo 3: Carta Edelnor.	

- **Anexo 4: Hojas de datos técnicos de T1 y T2**
- **Anexo 5: Hoja de datos técnicos del conductor.**
- **Anexo 6: Reporte de Software de cortocircuito**
- **Anexo 7: Hoja de datos “Celda de Llegada”**
- **Anexo 8: Hoja de datos “Celda de Salida 01”**
- **Anexo 9: Hoja de datos “Celda de Salida 02”**

ÍNDICE DE FIGURAS

- Figura 01: Ejemplo simple de coordinación
- Figura 02: Esquema eléctrico en estudio
- Figura 03: Corto circuito trifásico
- Figura 04: Cortocircuito bifásico
- Figura 05: Cortocircuito monofásico
- Figura 06: Curva de protección de Controlador MICROLOGIC 5.0 VS
Curva de inserción y daño de Transformador de 1000 KVA T1 - A 0.46 KV.
- Figura 07: Curva de protección de Controlador MICROLOGIC 5.0 VS
Curva de inserción y daño de Transformador de 75 KVA T2- A 0.23 KV.
- Figura 08: Curva de protección de Fase de Relé 2 – SPAM S42
- Figura 09: Curva de protección de NEUTRO del RELE 2- SEPAM S42
- Figura 10: Curva de protección de FASE del RELE 3- SEPAM S42
- Figura 11: Curva de protección de neutro del RELE 3- SEPAM S42
- Figura 12: Curva de protección de FASE del RELE 1- SEPAM S42
- Figura 13: Curva de protección de NEUTRO del RELE 1- SEPAM S42
- Figura 14: Curva de protección del fusible de expulsión de 100 A FUS 1
- Figura 15: Esquema Unifilar de la red en estudio
- Figura 16: Simulación de Falla en barra 4
- Figura 17: Secuencia de operación
- Figura 18: Coordinación de protección para una falla en BARRA 4
- Figura 19: Simulación de Falla en barra 6
- Figura 20: Secuencia de operación

Figura 21: Coordinación de protección para una falla en BARRA 6

Figura 22: Simulación de Falla en barra 3

Figura 23: Secuencia de operación

Figura 24: Coordinación de protección para una falla en BARRA 3

Figura 25: Simulación de Falla en barra 5

Figura 26: Secuencia de operación

Figura 27: Coordinación de protección para una falla en BARRA 5

Figura 28: Simulación de Falla en barra 2

Figura 29: Secuencia de operación

Figura 30: Coordinograma de protección para una falla en BARRA 2

Figura 31: Coordinograma de protección para Fallas a Tierra

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 01: Parámetros eléctricos de transformadores de potencia

Tabla 02: Parámetros eléctricos de cable de MT.

Tabla 03: resultado de corto circuito

Tabla 04: Ajuste de protecciones de Relé 2

Tabla 05: Ajustes de protección del Relé 3

Tabla 06: Ajuste de Protección Relé 1

Tabla 07: Cuadro de Costos del Estudio de Coordinación de Protecciones de la
SED_01.

INTRODUCCIÓN

El presente trabajo de investigación lleva por título “Estudio de Coordinación de protecciones con el Software ETAP versión 12.6 del Proyecto Túnel Línea Amarilla ubicado en el distrito del Rímac, Región lima - Perú. Este proyecto constituye una obra estratégica dentro de la infraestructura vial de la ciudad de Lima, el cual unirá los distritos del Callao con San Juan de Lurigancho respectivamente, beneficiando a cerca de 1´000,000 de personas.

El sistema de utilización en estudio ubicado en la subestación de distribución 01 (SED_01) debe de suministrar ininterrumpidamente energía eléctrica al usuario con la mayor eficiencia y cumpliendo con la normativa vigente de calidad y servicios eléctricos con el fin de dar seguridad a las personas que circulen por el túnel viario. Para cumplir con ello, juega un papel muy importante los Relés de Protección, los cuales deben de contar con un estudio base, siendo los relés los encargados de aislar la parte del sistema en falla en el menor tiempo posible.

El Estudio de Coordinación de Protecciones es elaborado para obtener sensibilidad, selectividad y rapidez en el sistema de protección de la SED_01 analizada; características claves para que un sistema eléctrico de distribución sea confiable. Con este estudio se brindará protección al sistema eléctrico, protección al personal operativo y se minimiza la interrupción de la energía por fallas. La empresa Línea Amarilla S.A.C realizará la instalación del sistema de utilización dentro del túnel viario.

La estructura seguida en el presente estudio se compone de 3 capítulos. El primero, comprende el planteamiento del problema, el segundo, el desarrollo del marco teórico, finalmente el tercero, corresponde al desarrollo del proyecto.

CAPÍTULO I

PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

1.1 DESCRIPCIÓN DE LA REALIDAD PROBLEMÁTICA

Debido a que el proyecto “Túnel Línea Amarilla” requiere un nivel de seguridad alto ya que por sus 2 kilómetros de longitud atravesarán miles de vehículos al día, se hace necesario que el sistema eléctrico sea muy preciso y eficaz en el caso de ocurrir fallas.

Por tal situación, se hace necesaria la realización del presente Estudio de Coordinación de Protecciones para determinar los ajustes correctos a los Relés de Protección, para que respondan aislando la falla y reponiendo la energía en el menor tiempo posible.

1.2 JUSTIFICACIÓN DEL PROBLEMA

Al realizar el Estudio de Coordinación de Protecciones a la SED_01 del Proyecto Viario Túnel Línea Amarilla, utilizando el software ETAP versión 12.6

aseguramos que las protecciones el sistema eléctrico respondan ante fallas asilando el problema rápidamente, así, prevenir accidentes automovilísticos en el túnel por cortes de energía, por otro lado, minimizar las pérdidas económicas para el cliente y empresa suministradora de energía eléctrica.

El Estudio de Coordinación de protecciones de la SED_01 del Túnel Viario, el cual comprende explotación bajo configuración radial y régimen de neutro aislado en 10 KV (Conexión en delta sin neutro a tierra), se basará en la Coordinación por Curva de Tiempo Definido, para darle un determinado intervalo de tiempo a cada uno de los relés que controla los Interruptores de Potencia del sistema, así asegurar la operación de los Relé más cercanos a la falla, logrando coordinación de protecciones eléctricas adecuadas.

1.3 DELIMITACIÓN DEL ESTUDIO

Teórica: El presente estudio tiene como base la potencia de cortocircuito trifásica considerada para los cálculos equivalente a 295MVA, así mismo el detalle de los equipos de protección y maniobra a partir del punto de entrega de energía de la sub estación eléctrica N°507.

Espacial: Se realizará en la Universidad Nacional Tecnológica de lima sur (UNTELS) y realizado exclusivamente para el sistema de utilización del Túnel Viario de Línea Amarilla S.A.C. comprendido desde el punto de medición a la intemperie (PMI).

Temporal: Comprende del periodo de: agosto 2017 a febrero 2018

1.4 FORMULACIÓN DEL PROBLEMA

1.4.1 Problema General

¿De qué manera se realizará el estudio de coordinación de la protección eléctrica de la SED_01 del Proyecto Túnel Línea Amarilla SAC utilizando el software ETAP-12.6?

1.4.2 Problemas Específicos

- ¿A qué estudio se recurrirá para determinar si los equipos se encuentran correctamente dimensionados?
- ¿Cómo se determinará la adecuada coordinación de falla a tierra del sistema?
- ¿De qué manera se demostrará la adecuada coordinación de protección entre los elementos de protección del Proyecto Túnel Línea Amarilla SAC y los de la Distribuidora EDELNOR?

1.5 OBJETIVOS

1.5.1 Objetivo General

Realizar el estudio de coordinación de protecciones de los diferentes elementos de protección de la SED_01 del cliente Línea Amarilla SAC, con el elemento principal de protección perteneciente a la empresa distribuidora de energía eléctrica EDELNOR, usando el software ETAP-12.6.

1.5.2 Objetivos Específicos

- Realizar el estudio de corriente de cortocircuito para saber si los equipos se encuentran dimensionados correctamente.
- Realizar los ajustes de protección de falla a tierra del sistema de utilización de la SED_01.
- Analizar la selectividad del sistema desde el elemento de protección principal hasta los Relés de Protección de las Celdas de Salida 01 y 02 de la SED_01.

CAPÍTULO II

MARCO TEÓRICO

2.1 ANTECEDENTES

Revisando información publicada a partir de otras investigaciones, citaremos algunos documentos.

Gonzales, G. (2011) en la investigación “Selección y coordinación de protecciones para baja tensión” en sus conclusiones manifiesta que para el cálculo de las corrientes de cortocircuito (I_{cc}) en BT hay numerosos programas o software conformes con las normas existentes, todos estos programas de cálculo de corrientes de cortocircuito sirven especialmente para determinar el poder de corte y de cierre de los mecanismos así como la resistencia electromecánica de los equipos, pero aunque los programas son perfeccionados, son solo una herramienta y es necesario de un profesional competente con los conocimientos, conceptos y la experiencia adecuada para interpretar los resultados obtenidos y poderlos hacer eficaces.[1]

Basándome en esta investigación de Gonzales, G. Realicé la búsqueda del software adecuado para nuestro estudio, de tal forma, que por todos los datos que me solicitada y las distintas maneras de entregar resultados me decidí por usar el software ETAP-12.6.

Chavesta, J. (2013) en la investigación “Metodología para elaborar la actualización de estudios de coordinación de protecciones de un sistema eléctrico interconectado” en sus conclusiones manifiesta que en los sistemas de protección, la revisión periódica de la coordinación o cada vez que se produzca una modificación de la configuración de la red de un sistema eléctrico, garantiza la selectividad de los mismos en salvaguarda de la calidad y seguridad del sistema.

También nos dice que cuando se realicen estudios de coordinación de protecciones para una nueva instalación, se debe verificar la influencia que tiene el nuevo proyecto sobre las instalaciones existentes y de ser necesario recomendar nuevos ajustes para los relés que se encuentran en servicio, todo ello con la finalidad de obtener una correcta selectividad entre las instalaciones nuevas y existentes. [2]

Para cumplir con lo establecido por Chavesta, J. Al diseñarse la SED_01 del proyecto Túnel Línea Amarilla SAC se necesitaba que se realice el estudio de coordinación de protecciones y además dejar un periodo establecido de prueba para que se puedan monitorear las protecciones.

Cuevas, A. y Hernández, J. (2013) en la investigación “Coordinación de protecciones en un sistema de distribución” en sus conclusiones manifiesta que

conocer las características de los elementos que forman parte de un sistema eléctrico de distribución es muy importante para hacer un estudio de coordinación de protecciones, es decir, tiene que conocerse lo que se va a proteger de otra forma se estaría trabajando empíricamente y en consecuencia el estudio de coordinación no sería confiable.

También nos dice que de lo que se trata un estudio de coordinación es de ajustar y seleccionar las protecciones de tal forma que el elemento protector despeje la falla antes que el elemento de respaldo, en otras palabras, el tiempo de operación del elemento protector debe ser menos que el tiempo de operación del elemento de respaldo. De esta manera se logra seleccionar únicamente la parte fallada y el resto del sistema permanece estable, obteniéndose así la mejor ruta de coordinación. Esto se logra coordinando mediante las curvas características de cada protección y atendiendo a las recomendaciones de cada bloque de protecciones. [3]

Analizando los circuitos aguas debajo de nuestra SED_01 se pudo observar que clase de cargas se tenían (Lámparas tipo LED, electrobombas, Equipos de ventilación, ETC) las cuales según Cuevas, A. y Hernández, J. es importante tenerlas en cuenta al momento de realizar nuestro estudio. Con esta información del circuito aguas abajo se realizará un estudio de coordinación exclusivo para la SED_01 y sus cargas.

2.2 BASES TEÓRICAS

2.2.1 Coordinación de protecciones:

La coordinación de sobre corriente es una aplicación sistemática de dispositivos de protección que actúan por corriente en el sistema eléctrico, que en respuesta a una falla o sobrecarga, sacará de servicio sólo una mínima cantidad de equipo. El objetivo principal será proteger al personal de los efectos de estas fallas, minimizar el daño al equipo eléctrico y reducir los costos por salidas de servicio de la carga asociada. El estudio de coordinación de protecciones de sobre corriente consiste en un estudio organizado tiempo – corriente de todos los dispositivos en serie desde la carga hasta la fuente.

Según Ramírez, S. (2003) sobre los principios de coordinación nos dice que: El requerimiento indispensable para una adecuada coordinación consiste en que el dispositivo protector debe operar y despejar la Sobrecorriente antes que el dispositivo de respaldo se funda (fusible) u opere al bloqueo (restaurador). Un ejemplo simple coordinación se muestra en la Figura 01.

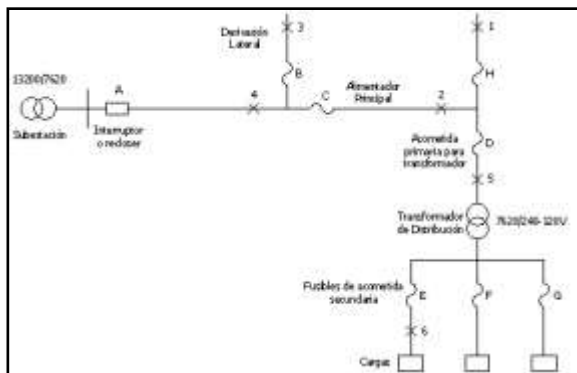


Figura 01: Ejemplo simple de coordinación

Cuando hay una falla en el punto 1, el fusible H es el dispositivo protector y el dispositivo C el de respaldo. Con respecto al dispositivo A, el dispositivo C es el dispositivo protector y debe interrumpir corrientes de falla permanente en el punto 2 antes que el dispositivo A opere a bloqueo. El dispositivo B es también un dispositivo protector para dispositivo A y opera en forma similar al dispositivo C para una falla en el punto 3. El dispositivo A opera a bloqueo solamente con fallas permanentes antes que los dispositivos B y C, como en el punto 4. Para una falla en el punto 6, el dispositivo E debe operar antes que el dispositivo D, previniendo con esto que el transformador salga de servicio, y con él el suministro de energía a las otras cargas en el secundario transformador; igualmente, para una falla en el punto 5 el fusible D es el protector.

Los cortes de energía causados por fallas permanentes se deben restringir a secciones pequeñas del sistema por tiempo más corto. >> (P. 514-515)

Según Blackburn, L y Domin, T. (2006) sobre los objetivos básicos de la protección del sistema nos dice que: El objetivo fundamental de la protección del sistema es proporcionar aislamiento de un área problemática en el sistema de energía rápidamente, de modo que la descarga al resto del sistema se minimiza y se deja intacto tanto como sea posible. Dentro de este contexto, hay cinco facetas básicas de la aplicación e relevo de protección.

Antes de discutir estos, debe tenerse en cuenta que el uso del término la protección no indica ni implica que el equipo de protección pueda evitar problemas, como fallas y fallas en los equipos, o descargas eléctricas debido a contactos humanos inadvertidos. No puede anticipar problemas. El protector los relés actúan solo después de que ha ocurrido una condición anormal o intolerable, con indicación suficiente para permitir su operación. Por lo tanto, la protección no significa prevención, sino más bien, minimizar la duración del problema y limitar los daños, tiempo de interrupción y problemas relacionados que pueden dar lugar a lo contrario.

Las cinco facetas básicas del sistema de protección son:

1. Fiabilidad: garantía de que la protección funcionará correctamente.
2. Selectividad: continuidad máxima de servicio con sistema mínimo desconexión.
3. Velocidad de operación: duración mínima de la falla y equipo consecuente daño e inestabilidad del sistema.
4. Simplicidad: equipo de protección mínimo y circuitos asociados a lograr los objetivos de protección
5. Economía: máxima protección a un costo total mínimo. >> (P. 47-48)

2.2.2 Análisis de cortocircuito

Es un análisis en el cual se consideran todas las causas ya sean esperadas o inesperadas por las cuales se puede alterar la naturaleza del circuito, ya sea en aspectos de continuidad balance o aislamiento. Según

Barrantes, J. (0214) sobre el estudio de cortocircuito nos dice que: Los estudios de cortocircuito se deben de realizar al momento de diseñar el sistema eléctrico, y luego actualizarse cuando se realicen modificaciones importantes o remodelaciones como seria el caso de:

- Cambios en la capacidad de cortocircuito de la compañía distribuidora debido a que, conforme nuevos generadores y líneas de transmisión se incorporan al sistema, la capacidad de cortocircuito tiende a crecer.
- Cambios en la configuración, del sistema primario o secundario de la instalación industrial.
- Cambio en los transformadores o en las impedancias de los mismos.
- Cambio en la longitud o dimensiones de los conductores.
- Aumento de los motores internos de la empresa.

Sin embargo la buena práctica aconseja, que dichos estudios deben de realizarse por lo menos cada cinco años en las instalaciones. Es a consecuencia de las ampliaciones y modificaciones del sistema, donde los ingenieros a cargo del mantenimiento adquieren responsabilidad, de hacer el reemplazo de interruptores o fusibles, o realizar la instalación de dispositivos limitadores de corriente, como los reactores. La elección de los dispositivos de protección, se hace en la mayoría de los casos únicamente desde el punto de vista de Ampacidad o sea, de la capacidad que tengan los mismos de manejar un cierto valor de corriente en condiciones normales de operación. Sin embargo, el cálculo y elección deben de hacerse considerando las corrientes de cortocircuito. >> (P.33)

También Gomes, D. (2012) sobre el análisis de cortocircuito nos dice que existen **diferentes tipos de solución para** el análisis de fallas (estudio de corto circuito), entre los cuales se destacan el método de las componentes simétricas que es un método exacto, pero que comúnmente se confunde con el método denominado por unidad. A continuación se describe una lista de los métodos más conocidos.

Método de las componentes simétricas (método exacto).

- Método porcentual (método por unidad).
- Método de MVA'S (método de las potencias).
- Método de la matriz Zbus (método exacto).
- Método por software.

(...)Método por software. Este método está restringido al software que se maneje, ya que cada fabricante ocupa distintos parámetros de diseño y configuraciones de su sistema. Cabe señalar que aun cuando se diseñe muy cuidadosamente un sistema eléctrico, este estará siempre expuesto al daño que puedan causar flujos de corriente en condiciones de cortocircuito tales como sobrecalentamientos y arcos eléctricos destructivos. Para asegurar que los equipos de protección puedan aislar fallas rápidamente y minimizar el daño de cada uno de los componentes del sistema de potencia y el riesgo del personal, el estudio de corrientes de corto circuito debe ser incluido en el diseño de los sistemas eléctricos de baja tensión y también cuando se hagan modificaciones a los sistemas existentes. << (P. 130 y 134)

2.2.3 Protección de sistemas eléctricos

Los **Sistemas de Protección** se utilizan en los sistemas eléctricos de potencia para evitar la destrucción de equipos o instalaciones por causa de una falla que podría iniciarse de manera simple y después extenderse sin control en forma encadenada. Los sistemas de protección deben aislar la parte donde se ha producido la falla buscando perturbar lo menos posible la red, limitar el daño al equipo fallado, minimizar la posibilidad de un incendio, minimizar el peligro para las personas, minimizar el riesgo de daños de equipos eléctricos adyacentes

Según Elmore, w. (2003) sobre la protección de circuitos y líneas nos dice que La mayoría de las fallas experimentadas en un sistema de energía ocurren en las líneas que conectan las fuentes de generación con el uso puntos. Así como estos circuitos varían ampliamente en sus características, configuraciones, longitud y relativa importancia, también lo hacen su protección y técnicas. Hay varias técnicas de protección comúnmente utilizado para la protección de línea:

1. Sobrecorriente instantánea.
2. Sobrecorriente de tiempo definido.
3. Sobrecorriente direccional instantánea y / o de tiempo definido.
4. Sobrecorriente de tiempo de paso.
5. Distancia de tiempo inverso.
6. Distancia de la zona.
7. Retransmisión del piloto. << (p. 229)

2.2.4 Software Etap 12.6

Es una plataforma para modelar, diseñar, analizar y operar sistemas eléctricos. Las herramientas inteligentes, ayudan a construir el diagrama unifilar de forma eficiente, analiza los resultados y evalúa la coordinación de protecciones.

Según la guía del usuario obtenemos los siguientes conceptos de protección y corto circuito.

Análisis de coordinación de protección “STAR”:

Es un módulo de coordinación para sistemas de dispositivo de protección totalmente integrado y selectividad. Star es la herramienta de estado de la técnica para la realización de coordinación de los dispositivos, la protección y pruebas. Esto se logra mediante la utilización de diagramas inteligentes de una sola línea, biblioteca de dispositivos integrales y una base de datos multidimensionales integrado.

Star Permite a los ingenieros de potencia llevar a cabo con facilidad y de manera eficiente los estudios de coordinación de dispositivos de protección. La función de características inteligentes proporciona recomendaciones informadas y confiables respecto a la viabilidad de los dispositivos en cuestión. << (P 2340)

Análisis de cortocircuito: Analiza los efectos de las fallas en los sistemas de distribución eléctrica trifásicos, línea-a-tierra, línea-a-línea y las línea-a-línea-a-tierra. El programa calcula las corrientes del cortocircuito totales así como las aportaciones individuales de motores,

generadores y lazos útiles en el sistema. Las fallas deben estar en conformidad a las últimas ediciones de las normas ANSI/IEEE (serie C37) y normas IEC (IEC 6090, 61363 y potros)>> (P 2239)

2.3 MARCO CONCEPTUAL

Coordinación de protecciones: Es un procedimiento que se da mediante el ajuste a los relés de protección de las instalaciones de: Línea, Transformador, alimentador, generador, etc. Para ello se siguen procedimientos y normas establecidas por instituciones de prestigio apoyados en la mayoría de casos por software computacionales. (Vilca y Quisiyupanqui, 2015:19)

Subestación: Es una instalación destinada a establecer los niveles de tensión adecuados para la transmisión y distribución de la energía eléctrica. Su equipo principal es el transformador.

Energía eléctrica: Se denomina así a la forma de energía que resulta de la existencia de una diferencia de potencial entre dos puntos, lo que permite establecer una corriente eléctrica entre ambos cuando se los pone en contacto por medio de un conductor eléctrico

Relés de protección: Es un dispositivo eléctrico capaz de detectar una determinada magnitud de entrada, a partir de la cual realiza cierta asignación en conjunto con otros equipos de control. Son aquellos elementos encargados de “Detectar” condiciones anómalas en los diferentes componentes del sistema eléctrico con el fin de realizar las acciones correctivas permanentes.

Curva de tiempo definido: Se le llama así a la curva de corriente VS tiempo que luego de mantenerse en una determinada magnitud envía señales que

pueden ser interpretadas por nuestros sistemas de protecciones abriendo o cerrando circuitos, es un método muy práctico para coordinación de relés o fusibles tipo H, N, T o K. (Ramírez, 2003:514)

Cortocircuito: Es un fenómeno eléctrico que ocurre cuando dos puntos entre los cuales existe una diferencia de potencial se ponen en contacto entre sí, caracterizándose por elevadas corrientes circulantes hasta el punto de falla (Barrantes, 2014:33)

Corriente de cortocircuito: Representan una alta cantidad de energía térmica y fuerzas electromagnéticas que causan que los conductores, interruptores termomagnéticos o de potencia, ducto de barras y tableros de distribución se puedan doblar, causar latigazos o explosiones conducentes de incendio que pueden quemar o matar a personas que se encuentren cerca de la falla. (Barrantes, 2014:34)

Dispositivos de protección son: son: interruptores, fusibles, etc. que aíslan definitivamente un defecto permanente, o cuando se produce la apertura, voluntaria o intempestiva de un aparato o mecanismo. (Gonzales, 2011:45)

Selectividad: En un sistema radial el objetivo de la selectividad es desconectar de la red la carga o la derivación de la salida defectuosa y solo esta, manteniendo en servicio la mayor parte posible de la instalación. (Barrantes, 2014:38)

Sobrecarga: Produce el aumento de la temperatura de varios de los componentes del transformador. Si la temperatura final está por encima de la temperatura límite de diseño, ocurre el deterioro del aislamiento del sistema y causa una reducción de la vida útil del transformador. (Díaz, 2012:41)

Aislamiento de protección: Consiste en el empleo de materiales que dispongan de aislamiento de protección y reforzado entre sus partes activas y sus masas accesibles. (Gonzales, 2011:24)

Esquema eléctrico: Es una representación gráfica de una instalación eléctrica o de parte de ella, en la que queda perfectamente definido cada uno de los componentes de la instalación y la interconexión entre ellos.

Configuración radial: En este tipo de configuración, el transformador es conectado por una sola línea, de tal manera que es alimentado por una sola fuente. (Díaz, 2012:36)

Neutro aislado: Es un tipo de conexión del neutro del transformador que nos brinda mayor seguridad, en caso de producirse un defecto de aislamiento en un conductor activo, la intensidad de defecto será muy débil y, por tanto, no resulta imprescindible su desconexión automática. (Gonzales, 2011:45)

PMI: Son los puntos de medición a la intemperie, se ubican en una estructura de concreto donde se instala el sistema de protección y edición de una determinada red eléctrica.

Ampacidad: Es la máxima intensidad de corriente que puede circular de manera continua por un conductor eléctrico sin que éste sufra daños.

CAPITULO III

ESTUDIO DE COORDINACIÓN DE LA PROTECCIÓN

3.1 ESQUEMA ELÉCTRICO EN ESTUDIO

El esquema eléctrico en estudio contiene todos los dispositivos del sistema incluyendo los conductores en donde realizaremos nuestro Estudio de Coordinación de Protecciones. Este esquema se obtuvo del diagrama unifilar SED_01 como vemos en el anexo 1. Así mismo empleamos normas para desarrollar el siguiente estudio enlistadas en el anexo 2. Como se puede ver en la Figura 02 el estudio se inicia desde el PMI propiedad de EDELNOR, desde la barra de 10KV del PMI tenemos una línea de 250 m. de cable tipo N2XSY, que llega a la “Celda de Llegada” de la SED_01 detallada en el Anexo 07, donde se conecta al Relé 01 Sepam S42, luego a través de la barra 2 de 10KV llegamos a la “Celdas de Salida 01” detallada en el Anexo 08, que contiene el Relé 02 Sepam S42 y a la “Celda de salida 02” detallada en el

Anexo 09, que contiene al Relé 02 Sepam S42. Los cuales protegerán todos los circuitos aguas abajo.

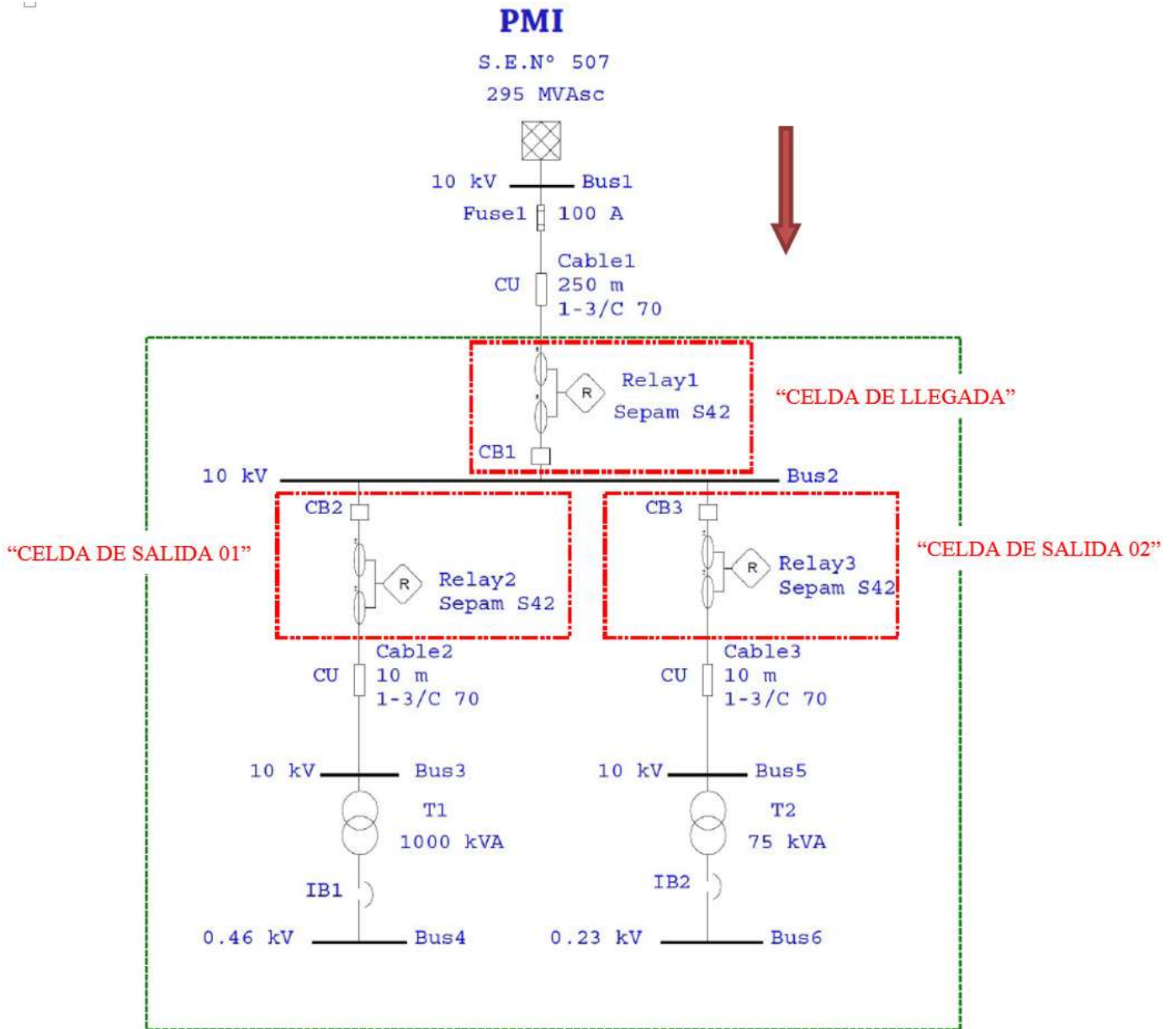


Figura 02: Esquema eléctrico en estudio

3.2 Parámetros eléctricos

La potencia de cortocircuito Trifásica considerada para los cálculos es de 295 MVA, información proporcionada por la empresa Edelnor en el documento GC/SGCI/ML/006638/2015 el cual nos muestra el Anexo 3.

3.2.1 Parámetros eléctricos de los transformadores de potencia

Los transformadores que usaremos son 02 según diseño como los mostrados en la tabla 01, el primer Transformador de 1000KVA y el segundo de 75 KVA, como se muestra en el Anexo 4.

Tabla 01: Parámetros eléctricos de transformadores de potencia.

	Unps	Uns	Sn	Reactancias		Inp	Ins	TIPO DE REFRIGERANTE	TAPS (AT)	GRUPO DE CONEXION	AISLAMIENTO
	U	U	S	Zcc	X/R	I	I				
	KV	KV	KVA	%		A	A				
transformador 1	10	0.46	1000	6	3.5	57.74	1255.00	AN	+/- 5%	Dyn5	Dry
transformador 2	10	0.23	75	6	3.5	4.33	188.30	AN	+/- 5%	Dyn5	Dry

Fuente: Propia

3.2.2 Parámetros eléctricos de cables de media tensión

El cable considerado es N2XSY de 70mm² como mostramos en el Anexo 05 y sus valores son mostrados en la Tabla 02.

Tabla 02: Parámetros eléctricos de cable de MT.

CODIGO	TIPO	SECC. mm ²	KV	LONG. m.	R (Ω/Km)	X (Ω/Km)	CAPACIDAD
Cable 1	N2XSY	70	18-30	250	0.342	0.153	280 A
Cable 2	N2XSY	70	18-30	10	0.342	0.153	280 A
Cable 3	N2XSY	70	18-30	10	0.342	0.153	280 A

Fuente: Propia

3.3 Cálculo de Cortocircuito

Los resultados de cortocircuito nos proporcionan los valores de las corrientes en módulo y ángulo, más los valores de secuencia positiva, negativa y cero que medirán los relés para las diferentes ubicaciones y tipos de fallas. Tomando

como referencia estos valores se determinan los ajustes de los equipos de protección que forman parte del presente estudio.

Adicionalmente, los valores de cortocircuito nos permitirá verificar el comportamiento térmico y la capacidad de corriente de cortocircuito que tienen los equipos como son: cables, interruptores, transformadores de corriente, etc.

Metodología: Para obtener las máximas y mínimas corrientes de falla en operación normal se han simulado fallas francas en las barras principales del sistema en estudio. Para el estudio de corto circuito se ha empleado el Software ETAP 12.6 bajo la norma IEC 60909. Los tipos de falla simuladas corresponden a: Falla trifásica; Falla Bifásica; Falla Monofásica

Resultados del estudio

En las imágenes siguientes se muestra gráficamente los valores de cortocircuito obtenidos con el Software ETAP 12.6. Los valores corresponden a las corrientes de falla trifásica, bifásica y monofásica se pueden apreciar en las Figuras 03, 04 y 05.

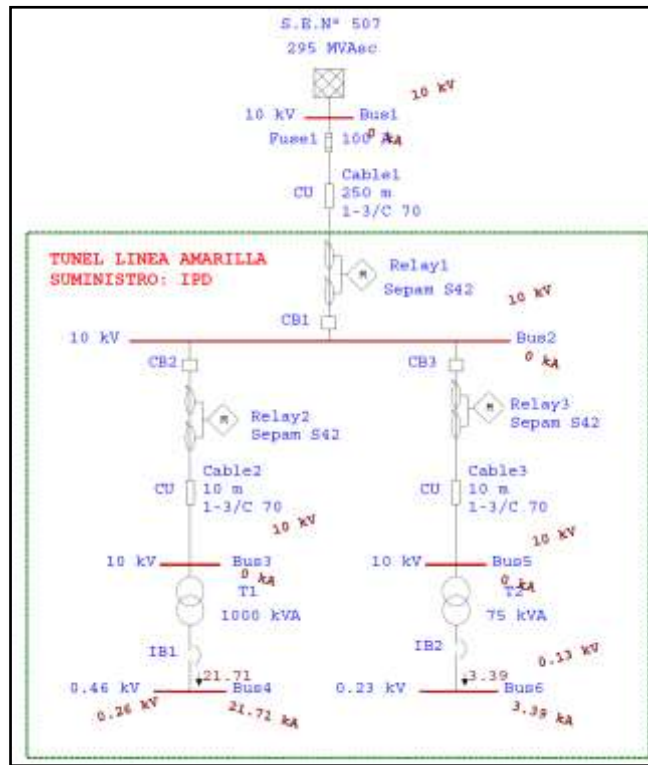


Figura 05: Cortocircuito monofásico

Tabla 03: resultado de corto circuito

BARRA		FALTA TRIFASICA			FALTA LINEA - TIERRA			FALTA LINEA - LINEA		
ID	KV	I ¹ K	ip	IK	I ¹ K	ip	Ib	IK	I ¹ K	ip
BUS 1	10	17.0318	42.055	17.0318	0	0	0	14.75	36.421	14.75
BUS 2	10	14.9035	30.154	14.9035	0	0	0	12.9068	26.114	12.9068
BUS 3	10	14.8205	29.811	14.8205	0	0	0	12.8349	25.817	12.8349
BUS 4	0.46	21.2105	43.043	21.2105	21.7096	44.0555	21.71	18.3689	37.276	18.3689
BUS 5	10	14.8205	29.811	14.8205	0	0	0	12.8349	25.817	12.8349
BUS 6	0.23	3.38397	5.5206	3.38397	3.38991	5.53025	3.3899	2.9306	4.7809	2.9306

Fuente: propia

Del análisis de los resultados de cortocircuito ordenados en la Tabla 03 podemos decir que: La capacidad térmica de los cables de media tensión no se encuentran dimensionados adecuadamente para soportar las corrientes de cortocircuito más desfavorables, sin embargo debido a que la protección principal de Edelnor es un fusible limitador de corriente cuyo tiempo de fusión es menor a

los 10 milisegundos para la corriente de falla calculada, el cable no sufrirá daño pues el fusible despejará la corriente en tiempos pequeños.

La capacidad de ruptura de los interruptores de potencia CB1, CB2 y CB3 (20KA) se encuentra por encima del valor de corriente máxima de cortocircuito. Los transformadores de corriente con clase de precisión para protección considerados en el sistema eléctrico del Túnel Línea Amarilla son sensores de corriente modelo LPT, los cuales carecen de núcleo de hierro por lo tanto no sufrirán problemas de saturación. Ver anexo 6 (Reporte de Software de cortocircuito).

3.4 Análisis de Protecciones

Criterios utilizados para la protección de Sobrecorriente

- A)** El ajuste de la protección de Sobrecorriente temporizada de fases debe de estar típicamente entre el 125-150% de la máxima capacidad en KVA según la placa característica del Transformador o Transformadores. (Artículo 6.3.1 de IEEE Std. C37-91-2000).
- B)** La característica de Sobrecorriente instantánea se ajustará en 120-200% la corriente máxima simétrica de cortocircuito trifásico secundario del transformador reflejado al lado primario, además este ajuste deberá permitir la corriente de magnetización del transformador, entre 8 y 12 veces la I_n , en 0.1 segundos. (Artículo 11.9.2.2.3.2 de IEEE Std. 242-2001).
- C)** El intervalo de tiempo de coordinación entre protecciones de interruptores consecutivos será como mínimo de 150 milisegundos, lo cual nos permitirá

tener una adecuada selectividad y confiabilidad en la operación. Estos tiempos se justifican en:

- Tiempo de excitación de los transformadores de corriente, 20 milisegundos.
- Tiempo de operación del relé, 20 milisegundos.
- Tiempo máximo de apertura de los interruptores, 50 milisegundos (tiempo considerado en el presente estudio).
- Tiempo máximo de extinción de arco eléctrico, 15 milisegundos.
- Margen de Seguridad: 45 milisegundos.

Criterios utilizados para la protección de Falla a Tierra (51N/50N)

En los sistemas de distribución con el neutro aislado, como el presente caso, las funciones de protección recomendadas son la función 67N (Sobre corriente de neutro direccional), sin embargo es posible la protección ante fallas a tierra con la función 51/50n, conociendo para ello el aporte capacitivo de los cables de media tensión del circuito a proteger. La corriente de ajuste entonces deberá ser mayor a la corriente de aporte para evitar disparos no deseados cuando la falla se encuentre en otro punto de la red eléctrica de Edelnor.

Para el presente caso se determinó que la corriente de aporte del cable N2XSY-20mt de 70 mm² es menor de 0.1 Amperios, por consiguiente, la corriente de arranque de la función 51n, se ajustará a un valor comprendido entre 2 y 10 Amperios.

Calculo de la corriente de aporte capacitivo del cable de aluminio NA2XSY:

Cable: N2XSY de 70 mm ²	
C (uf/km)	0.2363
Metrado (m)	20
Factor de Seguridad	2
Metrado* (m)	40

La corriente de aporte capacitivo se calcula de la siguiente manera:

$$A = C \cdot L \cdot \frac{60}{50} \cdot \pi \cdot \sqrt{3}$$

Reemplazando se tiene:

$$Km. 0,040 Km. \frac{60}{50} \cdot 3,1416 \cdot 1,732 = 0,0617 \text{ Amp}$$

3.5 Selección de Ajustes de protecciones

3.5.1 Protección de Sobrecarga en Transformador T1 lado 0.46 KV (IB1)

La protección principal contra sobrecarga en el Transformador T1 lado de 0.46 KV está dada por el controlador de protección MICROLOGIC 5.0 asociado al interruptor principal de Baja tensión IB1.

Los ajustes recomendados son:

- Marca SCHNEIDER:
 - Modelo Masterpac
 - Capacidad 1,600 Amperios
 - Controlador de Protección Micrologic 5.0
- MICROLOGIC 5.0:

IN = 1,600 Amperios

IN Transformador (1000 kVA) = 1,255 Amperios lado de 0.46 KV

20% de sobrecarga aceptable = 1.2 X 1255 = 1506 Amperios.

- LONG TIME (Ajuste de Sobrecarga):

Ir 0.95 X 1600 = 1,520 Amp. (Valor cercano)

LT = 3(Seg.)

- SHORT TIME (Ajuste de Cortocircuito temporizado)

ST = 4 X 1520 = 6,080 Amp. // Tsd 0.1,

I2T = OUT.

- INSTANTANEO:

I = 8 X 1600 = 12,800. 58

Se muestra gráficamente en la Figura 06 que la curva de protección del controlador Micrologic 5.0 asociado al transformador T1, se muestra además la curva de daño y punto de inserción del transformador de 1000 KVA

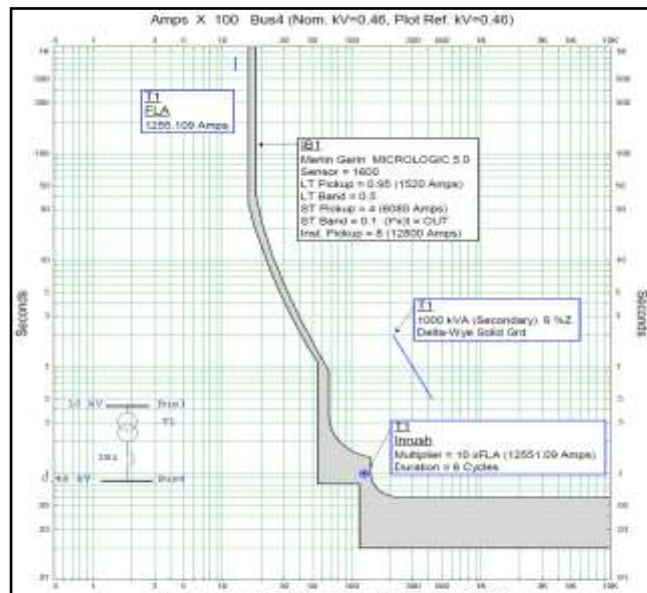


Figura 06: Curva de protección de Controlador MICROLOGIC 5.0 VS Curva de inserción y daño de Transformador de 1000 KVA T1 - Ploteado a 0.46 KV.

3.5.2 Protección de Sobrecarga en Transformador T2 lado 0.23 KV (IB2)

La protección principal contra sobrecarga en el Transformador T2 lado de 0.23 KV está dada por el controlador de protección MICROLOGIC 5.0 asociado al interruptor principal de Baja tensión IB2.

Los ajustes recomendados son:

- Marca SCHNEIDER
- Modelo Masterpac
- Capacidad 250 Amperios
- Controlador de Protección Micrologic 5.0.

- MICROLOGIC 5.0:

IN = 250 Amperios

IN Transformador (75 kVA) = 188.3 Amperios lado de 0.23 KV,
20% de sobrecarga aceptable = $1.2 \times 188.3 = 226$ Amperios.

- LONG TIME (Ajuste de Sobrecarga)

Ir = $0.9 \times 250 = 225$ A. (Valor cercano)

LT = 3 (S).

- SHORT TIME (Ajuste de Cortocircuito temporizado)

ST = $4 \times 225 = 900$ A. // Tsd 0.1

I2T = OUT.

- INSTANTANEO

I = $10 \times 250 = 2500$

En la siguiente Figura 07 se muestra gráficamente la curva de protección del controlador Micrologic 5.0 asociado al transformador T2,

se muestra además la curva de daño y punto de inserción del transformador de 75 KVA.

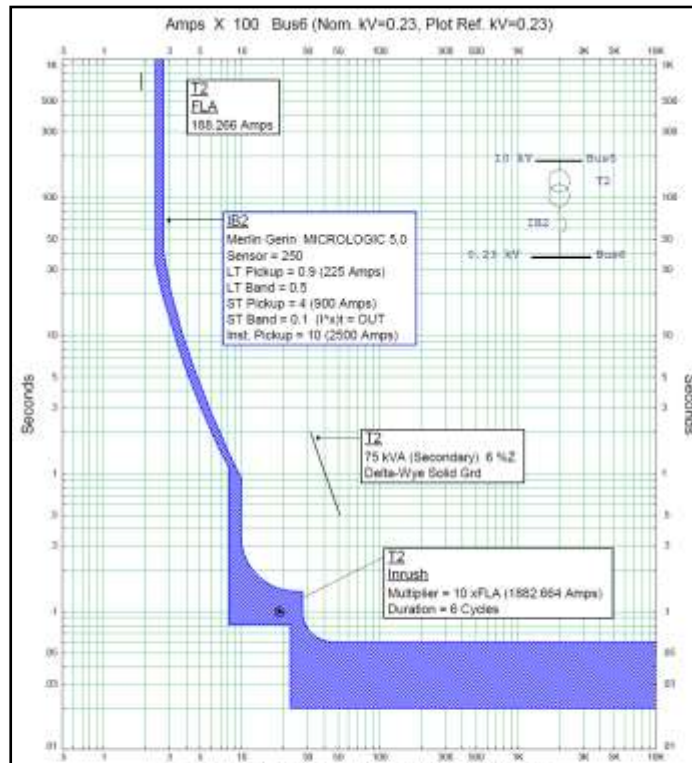


Figura 07: Curva de protección de Controlador MICROLOGIC 5.0 VS Curva de inserción y daño de Transformador de 75 KVA T2- Ploteado a 0.23 KV.

3.5.3 Ajustes de protección de Relé 2 Celda T1 – 1000KVA.

En la Sub estación principal, se cuenta con una celda de protección en media tensión, equipada con interruptor de potencia y relé de protección SEPAM S42, el cual protegerá al transformador de potencia de 1000 KVA T1 contra fallas entre fases, fallas a tierra y sobrecarga. Con los ajustes recomendados en el presente estudio se consigue una adecuada selectividad y coordinación con los equipos de protección instalados aguas abajo como podemos apreciar en las Figuras 08 y 09.

Las funciones de protección que se habilitaran en el relé son:

51P = Sobrecorriente de fases temporizado

50P= Sobrecorriente de fases instantáneo

51N= Sobrecorriente de neutro temporizado

50N= Sobrecorriente de neutro instantáneo

Se activa además la función “**H2 – Inhibición de la componente de segunda armónica**” tanto en las funciones de fase como de tierra, con la finalidad de evitar las aperturas de la protección por corriente de energización del transformador.

Los ajustes recomendados en el **RELÉ 2** son los que mostramos en la Tabla 04:

Tabla 04: Ajuste de protecciones de Relé 2

AJUSTE DE PROTECCION RELE 2 SEPAM S42		
Funciones de Protección	Código	Valores de Ajuste
Sobrecorriente de fases temporizado	51P >	I : 70 Amperios Curva : EI TD : 0.23
Sobrecorriente de fases instantánea	50P >>	I : 1080 Amperios Curva : TD TD : 0.05
H2	> >>	Activo
Sobrecorriente temporizado de neutro	51N	I : 2 Amperios Curva : T Definido TD : 0.6 Segundos
Sobrecorriente instantáneo de neutro	50N	I : 20 Amperios Curva : T Definido TD : 0.1 Segundos
H2	0> 0>>	Activo.

Fuente: propia

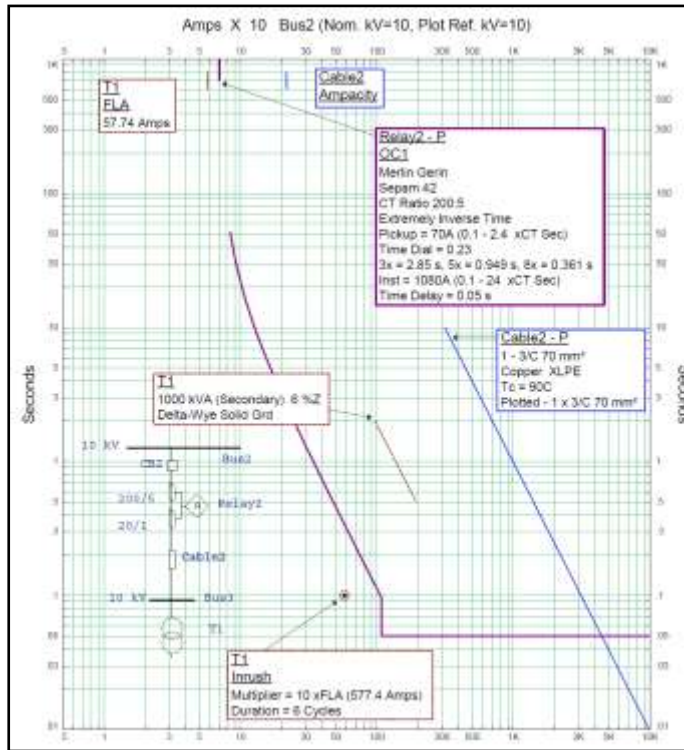


Figura 08: Curva de protección de Fase de Relé 2 – SPAM S42

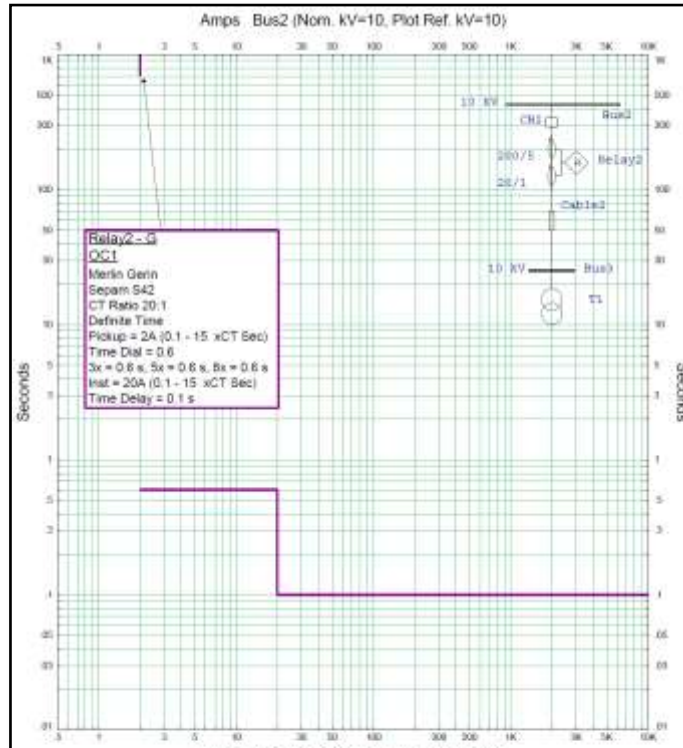


Figura 09: Curva de protección de NEUTRO del RELE 2- SEPAM S42

3.5.4 Ajustes de protección de Relé 3 Celda T2 – 75KVA.

En la Sub estación principal, se cuenta con una celda de protección en media tensión, equipada con interruptor de potencia y relé de protección SEPAM S42, el cual protegerá al transformador de potencia de 75 KVA T2 contra fallas entre fases, fallas a tierra y sobrecarga. Con los ajustes recomendados en el presente estudio se consigue una adecuada selectividad y coordinación con los equipos de protección instalados aguas abajo como se ve en las Figuras 10 y 11.

Las funciones de protección que se habilitaran en el relé son:

51P = Sobrecorriente de fases temporizado

50P= Sobrecorriente de fases instantáneo

51N= Sobrecorriente de neutro temporizado

50N= Sobrecorriente de neutro instantáneo

Se activa además la función “**H2 – Inhibición de la componente de segunda armónica**” tanto en las funciones de fase como de tierra, con la finalidad de evitar las aperturas de la protección por corriente de energización del transformador.

Los ajustes recomendados en el **RELÉ 2** son los que mostramos en la Tabla 05:

Tabla 05: Ajustes de protección del Relé 3

AJUSTE DE PROTECCION RELE 3 SEPAM S42		
Funciones de Protección	Código	Valores de Ajuste
Sobrecorriente de fases temporizado	51P >	I : 5.2 Amperios Curva : UIT TD : 0.3
Sobrecorriente de fases instantánea	50P >>	I : 85 Amperios Curva : Definido TD : 0.05
H2	> >>	Activo
Sobrecorriente temporizado de neutro	51N	I : 2 Amperios Curva : T Definido TD : 0.6 Segundos
Sobrecorriente instantáneo de neutro	50N	I : 20 Amperios Curva : T Definido TD : 0.1 Segundos
H2	lo> lo>>	Activo.

Fuente: propia

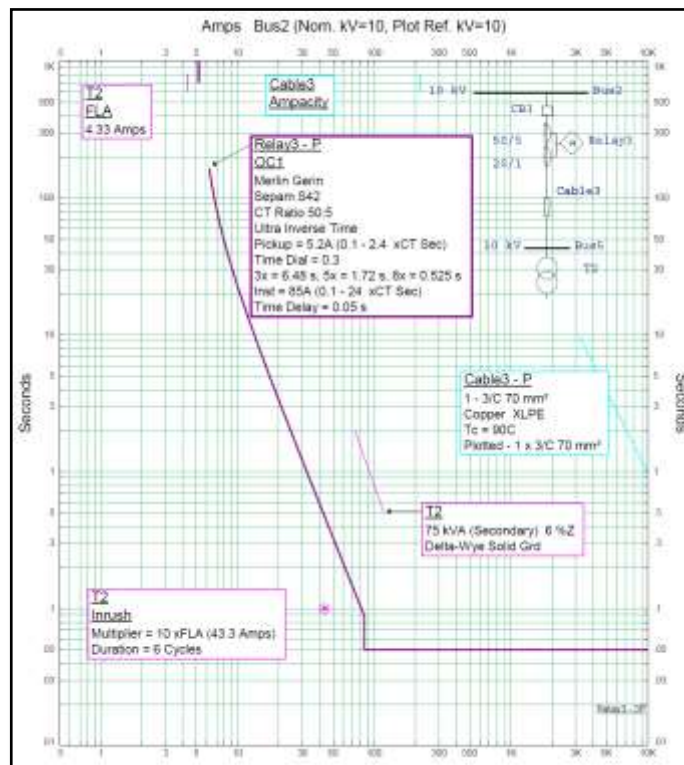


Figura 10: Curva de protección de FASE del RELE 3- SEPAM S42

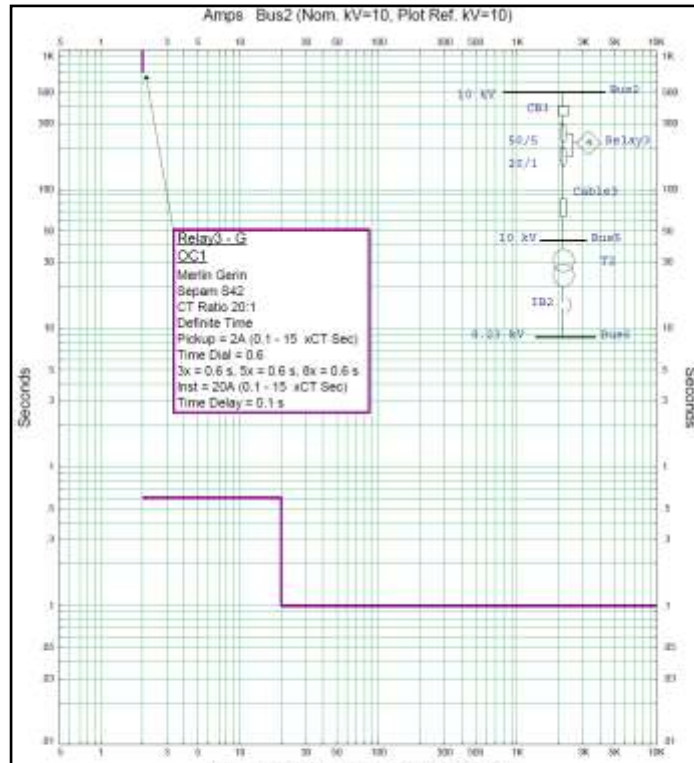


Figura 11: Curva de protección de neutro del RELE 3- SEPAM S42

3.5.5 Ajuste de protección de Relé 1 Celda de Llegada.

En la Sub estación principal, se cuenta con una celda de protección de llegada en media tensión, equipada con interruptor de potencia y relé de protección SEPAM S42, el cual servirá de respaldo a las protecciones de salida RELÉ 2 y RELÉ 3 como se muestra en las Figuras 12 y 13.

Las funciones de protección que se habilitaran en el relé son:

51P = Sobrecorriente de fases temporizado

51N= Sobrecorriente de neutro temporizado

50N= Sobrecorriente de neutro instantáneo

59 = Sobre tensión de Fase

27 = Sub tensión de Fase

Se activa además la función “**H2 – Inhibición de la componente de segunda armónica**” tanto en las funciones de fase como de tierra, con la finalidad de evitar las aperturas de la protección por corriente de energización de los transformadores de potencia.

Los ajustes recomendados en el **RELÉ 1** son los que mostramos en la Tabla 06:

Tabla 06: Ajuste de Protección Relé 1

AJUSTE DE PROTECCION RELE 1 SEPAM S42		
Funciones de Protección	Código	Valores de Ajuste
Sobrecorriente de fases temporizado	51P b>	I : 160 Amperios Curva : TD TD : 0.2
H2	b>	Activo
Sobrecorriente temporizado de neutro	51N	I : 5 Amperios Curva : T Definido TD : 0.8
Sobrecorriente instantáneo de neutro	50N	I : 20 Amperios Curva : T Definido TD : 0.3 Segundos
H2	lo>	Activo.
Sobre tension	59	U : >11 KV T : >10 Seg.
Subtension	27	U : >9 KV T : >10 Seg.

Fuente: propia

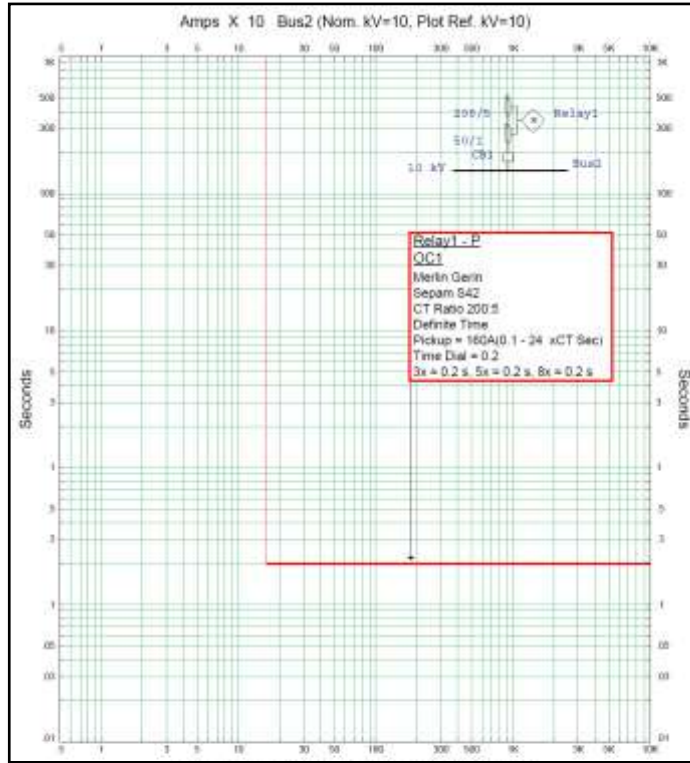


Figura 12: Curva de protección de FASE del RELE 1- SEPAM S42

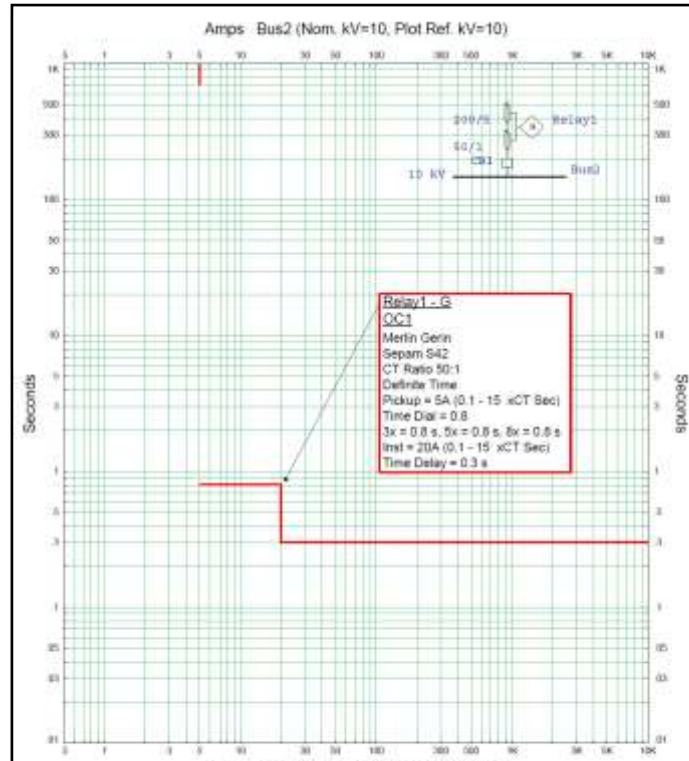


Figura 13: Curva de protección de NEUTRO del RELE 1- SEPAM S42

3.5.6 Protección en punto de entrega de energía.

En la información consignada en el documento GC/SGCI/ML/006638/2015, no se indica la capacidad del fusible de protección a instalar en la Celda de protección de sus instalaciones, sin embargo, se ha asumido una capacidad de 100 Amperios para el fusible limitador de corriente modelo SIBA normalmente utilizado por la empresa Edelnor para las conexiones con seccionador de potencia como el presente caso.

En la siguiente Figura 14 se muestra gráficamente la curva de protección del fusible de expulsión de 100 Amperios de capacidad.

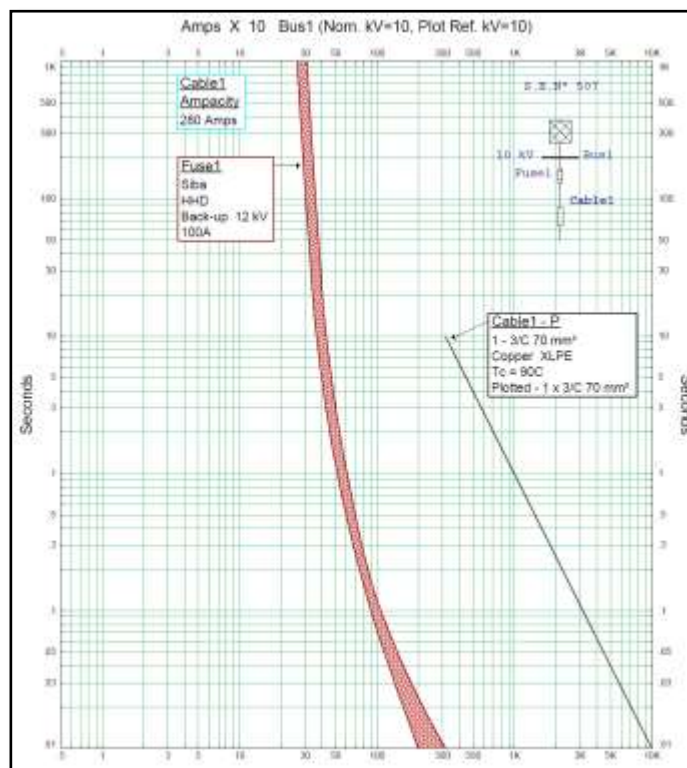


Figura 14: Curva de protección del fusible de expulsión de 100 A FUS 1

3.6 Simulación de falla por Cortocircuito

A continuación se mostrará el comportamiento de los equipos de protección para fallas por cortocircuito en diferentes puntos del sistema eléctrico analizado. El gráfico de la Figura 15 se muestra la disposición de los diferentes elementos de protección.

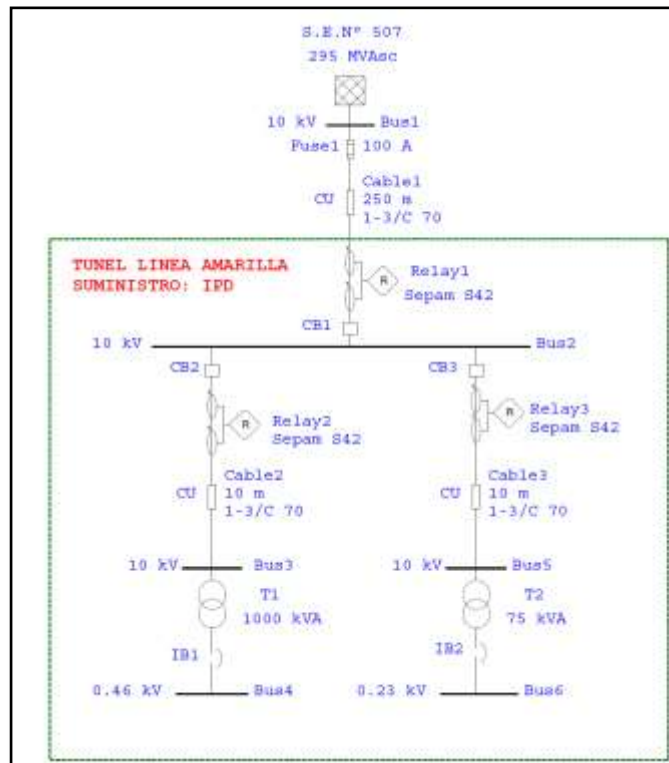


Figura 15: Esquema Unifilar de la red en estudio

3.6.1 Simulación de falla en Barra 4 de 0.46KV

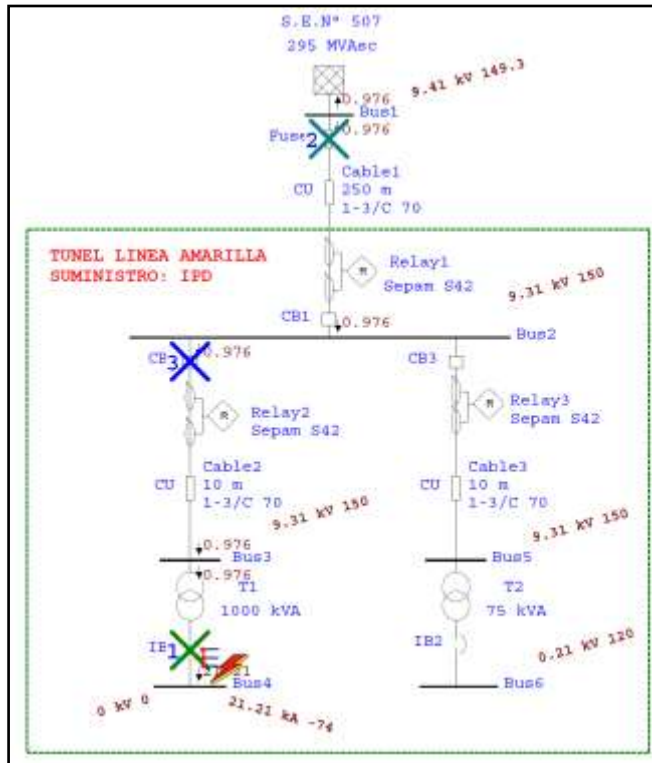


Figura 16: Simulación de Falla en barra 4

De ocurrir una falla de cortocircuito trifásica en la barra 4 como se muestra en la Figura 16 el valor de la corriente de falla sería de 21,211 Amperios, la cual produciría la apertura del interruptor de B.T. principal IB1 por orden del controlador MICROLOGIC 5.0 en un tiempo comprendido entre 20 y 60.6 milisegundos, evitando de esta manera la actuación de los dispositivos de protección instalados aguas arriba. La corriente reflejada en media tensión (10KV) es de 976 Amperios como se muestra en la Figura 18.

Definimos que, la apertura el interruptor principal de Baja Tensión IB1 asociado al controlador MICROLOGIC 5.0. En un tiempo entre 20 y 60.6 milisegundos como podemos ver en la Figura 17.

Sequence-of-Operation Events - Output Report: Untitled

3-Phase (Symmetrical) fault on bus: Bus4

Data Rev.: Base Config: Normal Date: 03-10-2016

Time (ms)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
60.6	IB1	21.211	20.0	60.6	Phase
118	Relay2	0.976	118		Phase - OC1 - 51
129	Fuse1	0.976	77.5	129	
168	CB2		50.0		Tripped by Relay2 Phase - OC1 - 51
200	Relay1	0.976	200		Phase - OC1 - 51
250	CB1		50.0		Tripped by Relay1 Phase - OC1 - 51

Figura 17: Secuencia de operación

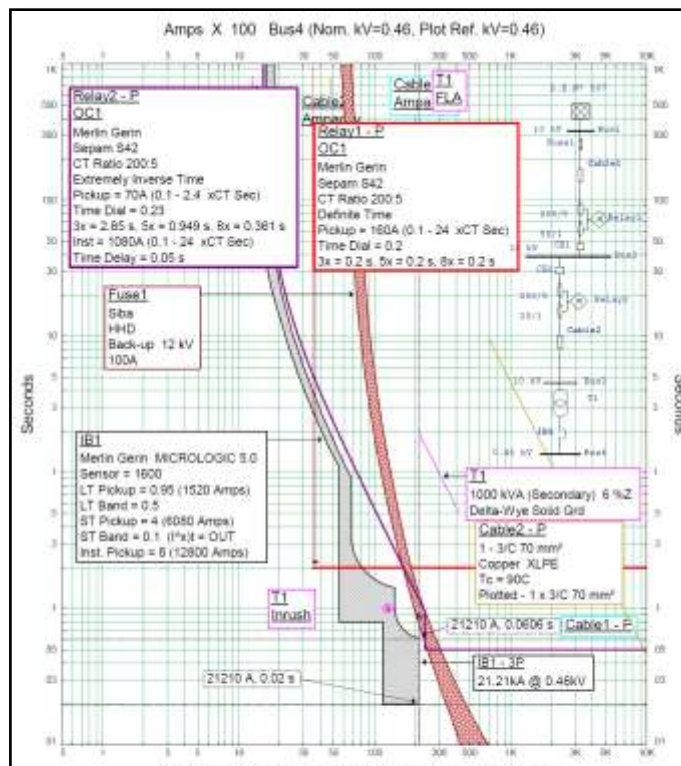


Figura 18: Coordinación de protección para una falla en BARRA 4.

3.6.2 Simulación de falla en barra 6 de 0.23 KV

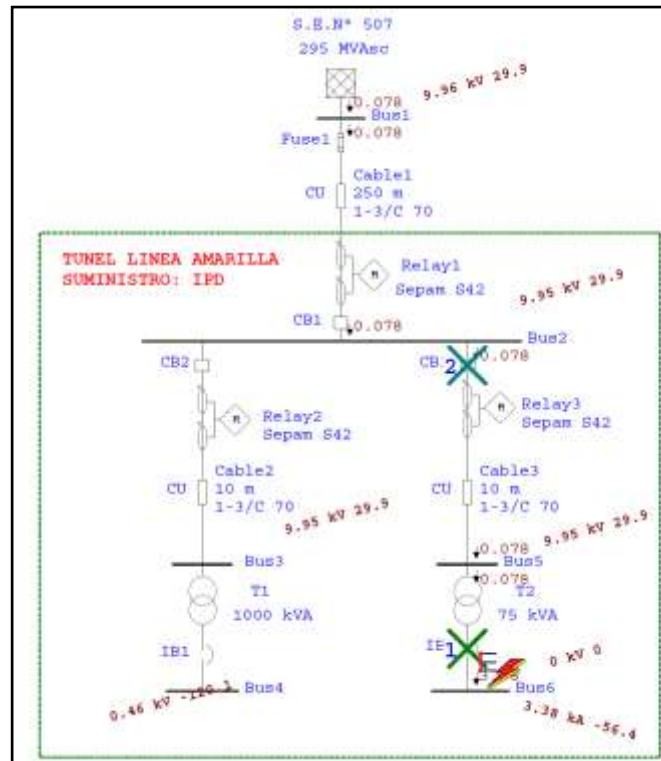


Figura 19: Simulación de Falla en barra 6

De ocurrir una falla de cortocircuito trifásica en la barra 6 como se muestra en la Figura 19, el valor de la corriente de falla sería de 3,384 Amperios, la cual produciría la apertura del interruptor de B.T. principal IB2 por orden del controlador MICROLOGIC 5.0 en un tiempo comprendido entre 20 y 66.4 milisegundos, evitando de esta manera la actuación de los dispositivos de protección instalados aguas arriba. La corriente reflejada en media tensión (10KV) es de 78 Amperios según se muestra en la Figura 21.

Se define que, la apertura el interruptor principal de Baja Tensión IB1 asociado al controlador MICROLOGIC 5.0. Esta limitado a un tiempo entre 20 y 66.4 milisegundos como se puede ver en la Figura 20.

Sequence-of-Operation Events - Output Report: Untitled

3-Phase (Symmetrical) fault on bus: Bus6

Data Rev.: Base Config: Normal Date: 03-10-2016

Time (ms)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
66.4	IB2	3.384	20.0	66.4	Phase
109	Relay3	0.078	109		Phase - OC1 - 51
159	CB3		50.0		Tripped by Relay3 Phase - OC1 - 51

Figura 20: Secuencia de operación

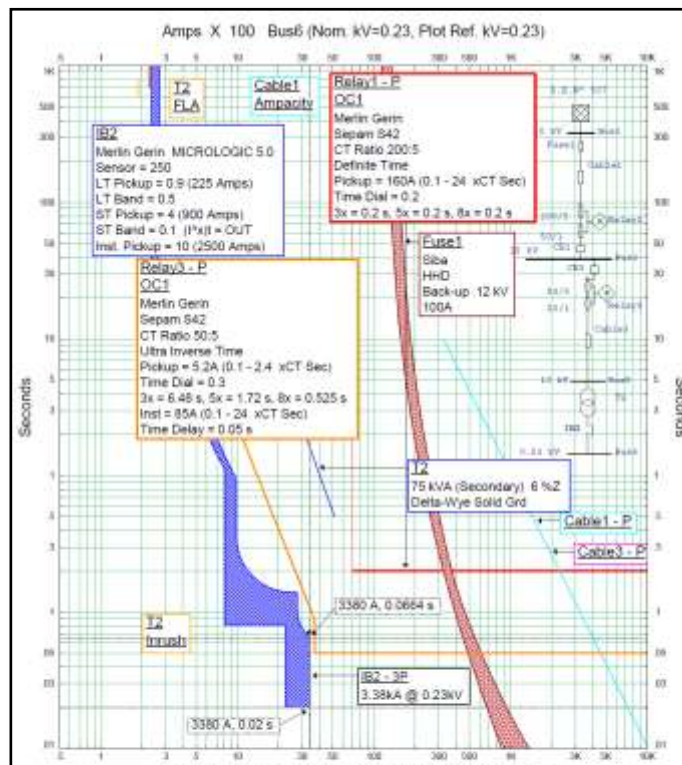


Figura 21: Coordinación de protección para una falla en BARRA 6

3.6.3 Simulación de falla en barra 3

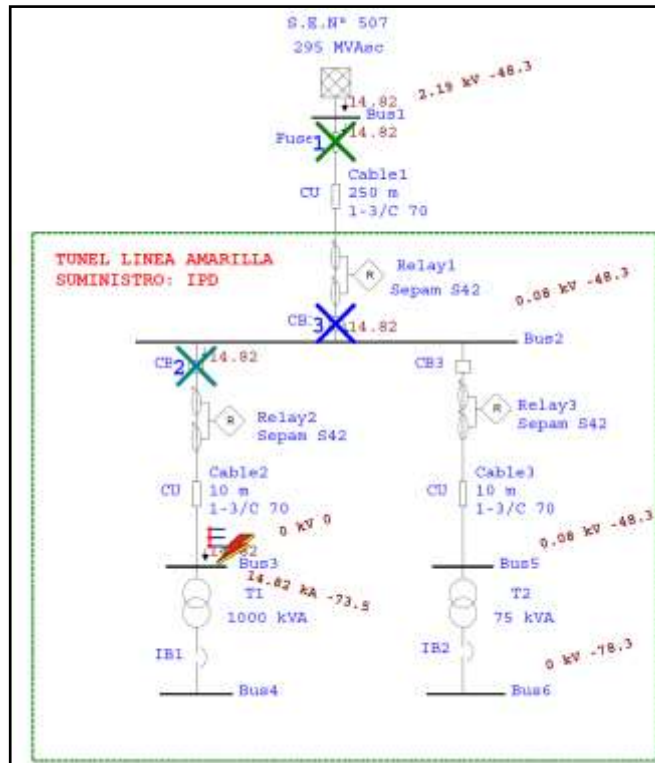


Figura 22: Simulación de Falla en barra 3

De ocurrir una falla de cortocircuito trifásica en la barra 3 como se muestra en la Figura 23, el valor de la corriente de falla sería de 14,820 Amperios, la cual sería despejada en primera instancia por el fusible de protección FUS1 de 100 Amperios de capacidad en un tiempo menor a los 4 milisegundos.

El relé de protección RELE 2 ordenaría la apertura del interruptor CB2 en un tiempo de 50 milisegundos. Para fallas por cortocircuito en el nivel de tensión de 10KV no es posible la coordinación entre el fusible

de expulsión y los relés de protección debido a los altos valores de corriente de falla y a los tiempos muy cortos de fusión total del Fusible 1. Una falla en la Barra 3 desconectará al cliente siendo necesaria la coordinación con Edelnor para la reposición del servicio.

Se define que se funde el FUSIBLE 1 de 100 Amperios ubicado en la celda de media tensión de la S.E. 507 en un tiempo menor a los 4 milisegundos como vemos en la Figura 24.

El cliente deberá coordinar con Edelnor la reposición del servicio eléctrico una vez que el cliente haya superado el defecto según los parámetros en la Figura 23.

Time (ms)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
4.0	Fuse1	14.82	< 3.9	< 4.0	
50.0	Relay2	14.82	50.0		Phase - OC1 - 50
100	CB2		50.0		Tripped by Relay2 Phase - OC1 - 50
200	Relay1	14.82	200		Phase - OC1 - 51
250	CB1		50.0		Tripped by Relay1 Phase - OC1 - 51

Figura 23: secuencia de operación

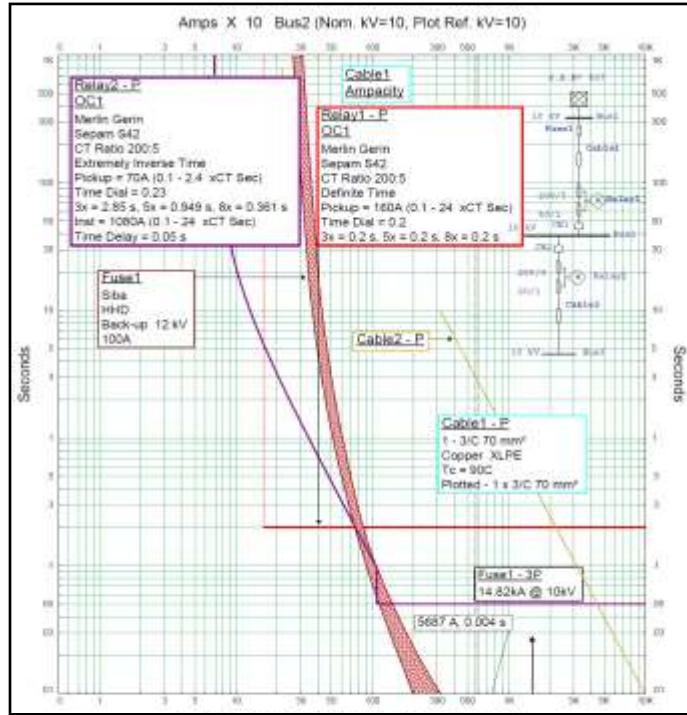


Figura 24: Coordinación de protección para una falla en BARRA 3

3.6.4 Simulación de falla en barra 5

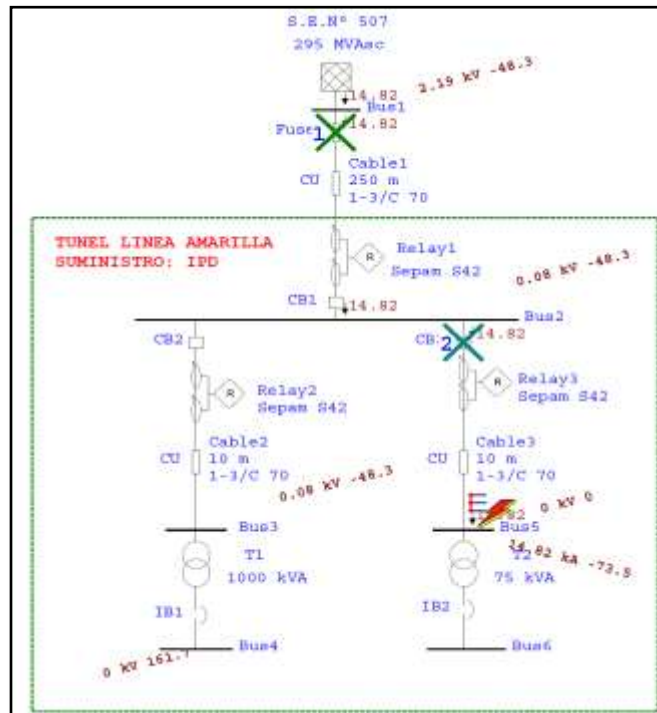


Figura 25: Simulación de Falla en barra 5

De ocurrir una falla de cortocircuito trifásica en la barra 5 como se muestra en la Figura 25, el valor de la corriente de falla sería de 14,820 Amperios, la cual sería despejada en primera instancia por el fusible de protección FUS1 de 100 Amperios de capacidad en un tiempo menor a los 4 milisegundos.

El relé de protección RELE 3 ordenaría la apertura del interruptor CB2 en un tiempo de 50 milisegundos. Para fallas por cortocircuito en el nivel de tensión de 10KV no es posible la coordinación entre el fusible de expulsión y los relés de protección debido a los altos valores de corriente de falla y a los tiempos muy cortos de fusión total del Fusible 1. Una falla en la Barra 3 desconectará al cliente siendo necesaria la coordinación con Edelnor para la reposición del servicio como se muestra en la Figura 27.

Se define que se funde el FUSIBLE 1 de 100 Amperios ubicado en la celda de media tensión de la S.E. 507 en un tiempo menor a los 4 milisegundos. El cliente deberá coordinar con Edelnor la reposición del servicio eléctrico una vez que el cliente hay superado el defecto según los valores de la Figura 26.

Sequence-of-Operation Events - Output Report: Untitled

3-Phase (Symmetrical) fault on bus: Bus5

Data Rev.: Base Config: Normal Date: 03-10-2016

Time (ms)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
4.0	Fuse1	14.82	< 3.9	< 4.0	
50.0	Relay3	14.82	50.0		Phase - OC1 - 50
100	CB3		50.0		Tripped by Relay3 Phase - OC1 - 50
200	Relay1	14.82	200		Phase - OC1 - 51
250	CB1		50.0		Tripped by Relay1 Phase - OC1 - 51

Figura 26: Secuencia de operación

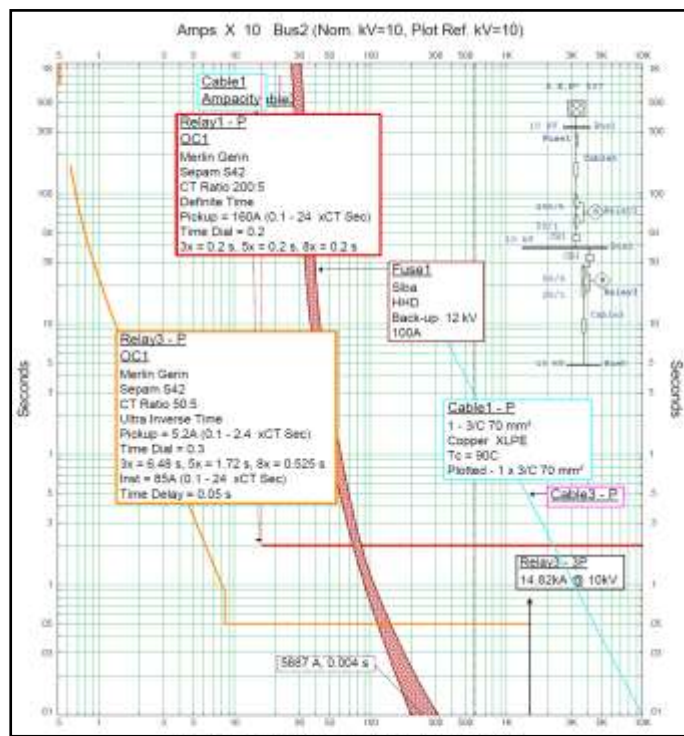


Figura 27: Coordinación de protección para una falla en BARRA 5

3.6.5 Simulación de falla en barra 2

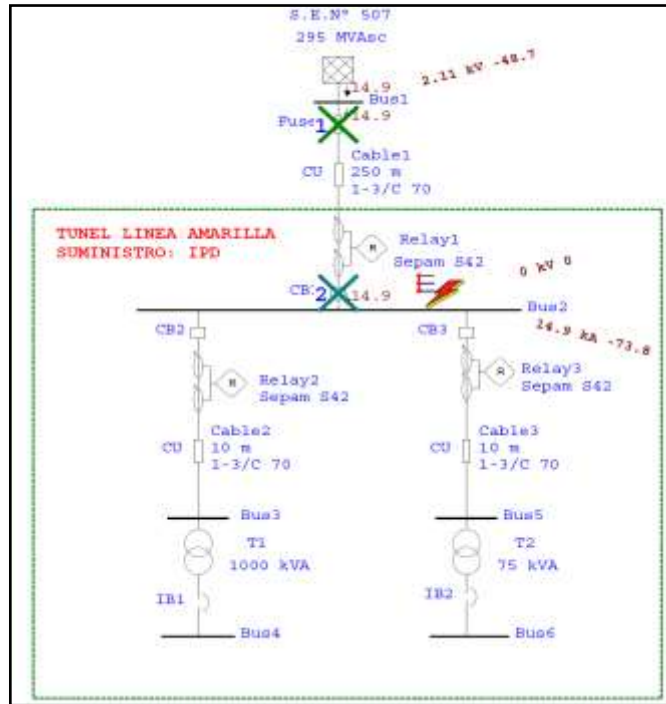


Figura 28: Simulación de Falla en barra 2

De ocurrir una falla de cortocircuito trifásica en la barra 2 como se muestra en la Figura 28, el valor de la corriente de falla sería de 14,903 Amperios, la cual será despejada en primera instancia por el fusible de protección FUS1 en un tiempo menor a los 4 milisegundos.

Para fallas por cortocircuito en el nivel de tensión de 10KV no es posible la coordinación entre el fusible de expulsión y los relés de protección debido a los altos valores de corriente de falla.

Una falla en la Barra 2 desconectará al cliente, siendo necesaria la coordinación con Edelnor para la reposición del servicio.

Se define que se funde el FUSIBLE 1 de 100 Amperios ubicado en la S.E. N° 507 de Edelnor, en un tiempo menor a los 4 milisegundos como se muestra en la Figura 30.

El cliente deberá coordinar con Edelnor la reposición del servicio eléctrico una vez que el cliente haya superado el defecto o la causa que originó la falla según los valores de la Figura 29.

Sequence-of-Operation Events - Output Report: Untitled

3-Phase (Symmetrical) fault on bus: Bus2

Data Rev.: Base Config: Normal Date: 03-10-2016

Time (ms)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
4.0	Fuse1	14.903	< 3.9	< 4.0	
200	Relay1	14.903	200		Phase - OC1 - 51
250	CB1		50.0		Tripped by Relay1 Phase - OC1 - 51

Figura 29: Secuencia de operación

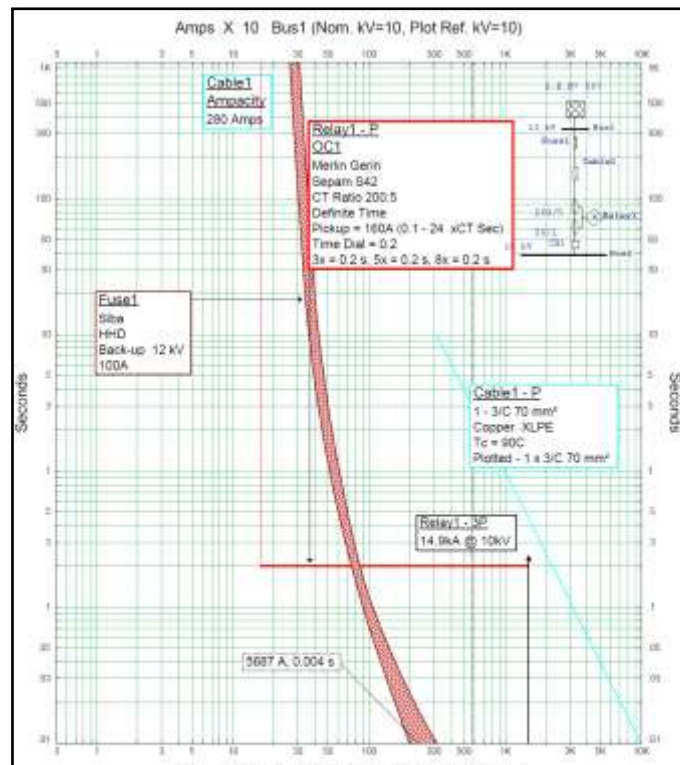


Figura 30: Coordinograma de protección para una falla en BARRA 2.

3.6.6 Coordinación para falla a tierra

En la siguiente Figura 31 se muestra el gráfico de coordinación para fallas a tierra entre los relés de protección RELE1, RELE2 Y RELE3.

Se deberá solicitar a Edelnor los ajustes de falla a tierra de su protección más cercana al punto de medición con la finalidad de verificar la coordinación y selectividad con los ajustes de protección recomendados en los relés de protección del cliente RELE 1, RELE 2 Y RELE 3.

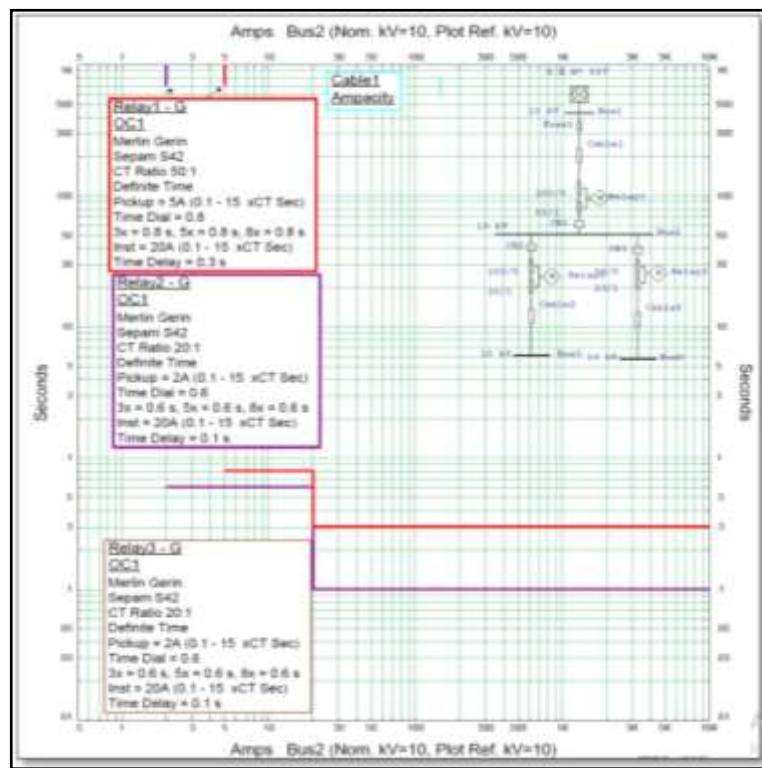


Figura 31: Coordinograma de protección para Fallas a Tierra.

3.7 Cuadro de Costos de la Realización del Estudio.

Este estudio lo realice en el proceso de construcción del proyecto Túnel Línea Amarilla SAC, para esto se muestran en el siguiente cuadro los costos en Dólares de los gastos relevantes presente Estudio.

Tabla 07: Cuadro de Costos del Estudio de Coordinación de Protecciones de la SED_01.

CUADRO DE COSTOS DEL ESTUDIO DE COORDINACION DE PROTECCIONES PARA LA SED_01 DEL PROYECTO TÚNEL LÍNEA AMARILLA SAC			
DESCRIPCION	PRECIO UNITARIO (\$)	MESES (UND.)	TOTAL (\$)
Costo de la Licencia del Software ETAP12.6	\$1,453.36	4	\$5,813.44
Costo a cobrar por realizar el estudio de Coordinación de protecciones, incluye: -Tiempo de realización del estudio. -Desgaste de equipos usados en el proceso.	\$931.16	4	\$3,724.64
Obtención de normas originales a usar.	\$93.12	1	\$93.12
TOTAL \$			\$9,631.20

Fuente: Propia.

Estos costos no incluyen las modificaciones que se puedan hacer al estudio al variar los dispositivos que comprende el sistema actual. Se debe adicionar el costo del Ingeniero colegiado que revisara y firmara el estudio presentado.

CONCLUSIONES

- a) A partir de los resultados del estudio de cortocircuito realizado, se concluye que los equipos instalados en el sistema eléctrico del Túnel Línea Amarilla, se encuentran adecuadamente dimensionados para soportar las corrientes de falla más desfavorables.
- b) Por el estudio realizado concluimos que se deberá solicitar a la empresa Edelnor los valores de sus ajustes de protección contra fallas a tierra, de sus Relés más cercanos al punto de entrega de energía, con la finalidad de verificar la selectividad con los ajustes de falla a tierra recomendadas en el presente estudio en los Relés de Protección del cliente.
- c) Según el estudio, se concluye que no es posible obtener selectividad entre el elemento de protección principal de la empresa Edelnor ubicado en la Celda de Protección en la Subestación Eléctrica (S.E. 507) correspondiente a un fusible limitador de corriente de 100 Amperios y los Relés de Protección del cliente Línea Amarilla SAC, debido a los altos valores de falla esperados y al comportamiento propio de los fusibles limitadores de corriente. Se concluye que el cliente deberá evaluar el presente estudio para poder solicitar a EDELNOR el posible reemplazo del seccionador de potencia y fusible de protección, por un interruptor con relé de protección, esto para el punto de alimentación (S.E. 507). De esta manera habrá una selectividad total.

RECOMENDACIONES

- a) Se recomienda efectuar prueba de disparo de las protecciones en una frecuencia de una vez cada 2 años, por inyección de corrientes primarias y/o secundarias. Esto con el fin de verificar que el margen de error con respecto a los ajustes teóricos no deberá superar el 5% según la norma IEEE 242-2001 para así asegurarnos que los relés tienen el ajuste necesario para responder adecuadamente en caso de falla.
- b) Ante la eventualidad de ocurrir incidencias, se recomienda llevar un registro de las magnitudes de corrientes de falla, causa y localización de las mismas a fin de adaptar los ajustes a la red. De esta manera tenemos valores empíricos que se programaran al Relé que corresponda. Se recomienda elaborar un plan de mantenimiento para los Interruptores así como calibrar y verificar el buen funcionamiento de sus relés.
- c) Se recomienda colocar protecciones y pensar en las normas de seguridad estrictas, con el fin de tener una instalación segura y funcional demuestra que el profesional encargado del proyecto presta una asesoría de calidad a su cliente final, y esto beneficia a ambas partes. Se recomienda que los ingenieros encargados del proyecto tendrán que demostrar a los usuarios finales que el uso de las protecciones trae un beneficio a corto, largo o mediano plazo, sin la necesidad de gastar cantidades de dinero elevadas, solo acoplándose a las necesidades requeridas, para lograr proteger los equipos eléctricos y proteger las inversiones hechas al adquirirlos.

BIBLIOGRAFIA

- 1) Gonzales, G. (2011). ***Selección y coordinación de protecciones para baja tensión.*** (Trabajo de graduación). Universidad de San Carlos de Guatemala. Guatemala.[1]
- 2) Chavesta, J. (2013). ***Metodología para elaborar la actualización de estudios de coordinación de protecciones de un sistema eléctrico interconectado.*** (Tesis). Universidad Nacional del Callao. Perú.[2]
- 3) Cuevas, A. y Hernández, J. (2013). ***Coordinación de protecciones en un sistema de distribución.*** (Tesis). Instituto Politécnico Nacional. México. [3]
- 4) Ramírez, S. (2003). ***Protección de Sistemas Eléctricos*** (pp. 514-515). Colombia: Universidad Nacional de Colombia Manizales.
- 5) Blackburn, J. y Domin, J. (2006). ***Protective Relaying Principles and Applications*** (pp. 47-48). EE.UU: Taylor and Francis Group, LLC.
- 6) Barrantes, J. (2014). ***Estudio de cortocircuito y coordinación de protecciones en CVG ALUNASA*** (pp. 33). (Tesis). Ciudad Universitaria "Rodrigo Facio". Costa Rica.
- 7) Gómez, D. (2010). ***Análisis de contingencias eléctricas en centros comerciales*** (pp130-134). (Tesis). Universidad Nacional Autónoma de México. México.
- 8) Elmor, W. (2003). ***Protective Relaying Theory and Applications*** (pp. 229). EE.UU: Marcel Dekker, Inc.

- 9) Operation, T. (2014). **Etap 12.6 Guía de Usuario** (pp. 2340 y pp. 2339). EE.UU: Operation Technology, Inc.
- 10) Vilca, 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). Universidad Nacional de San Antonio Abad del Cusco. Perú.
- 11) Díaz, A. (2012). **Coordinación de los sistemas de protección asociados a la subestación eléctrica 115KV de CVG ALCASA**. (Informe de pasantía). Universidad Simón Bolívar. Venezuela.

ANEXOS

Anexo 1: Diagrama unifilar SED 01.

Ur=24kV Us=10-20KV Ir=630A Ith=20KA 1s f=60Hz

SUBESTACIÓN N° 01 - IPD / 10-20kV

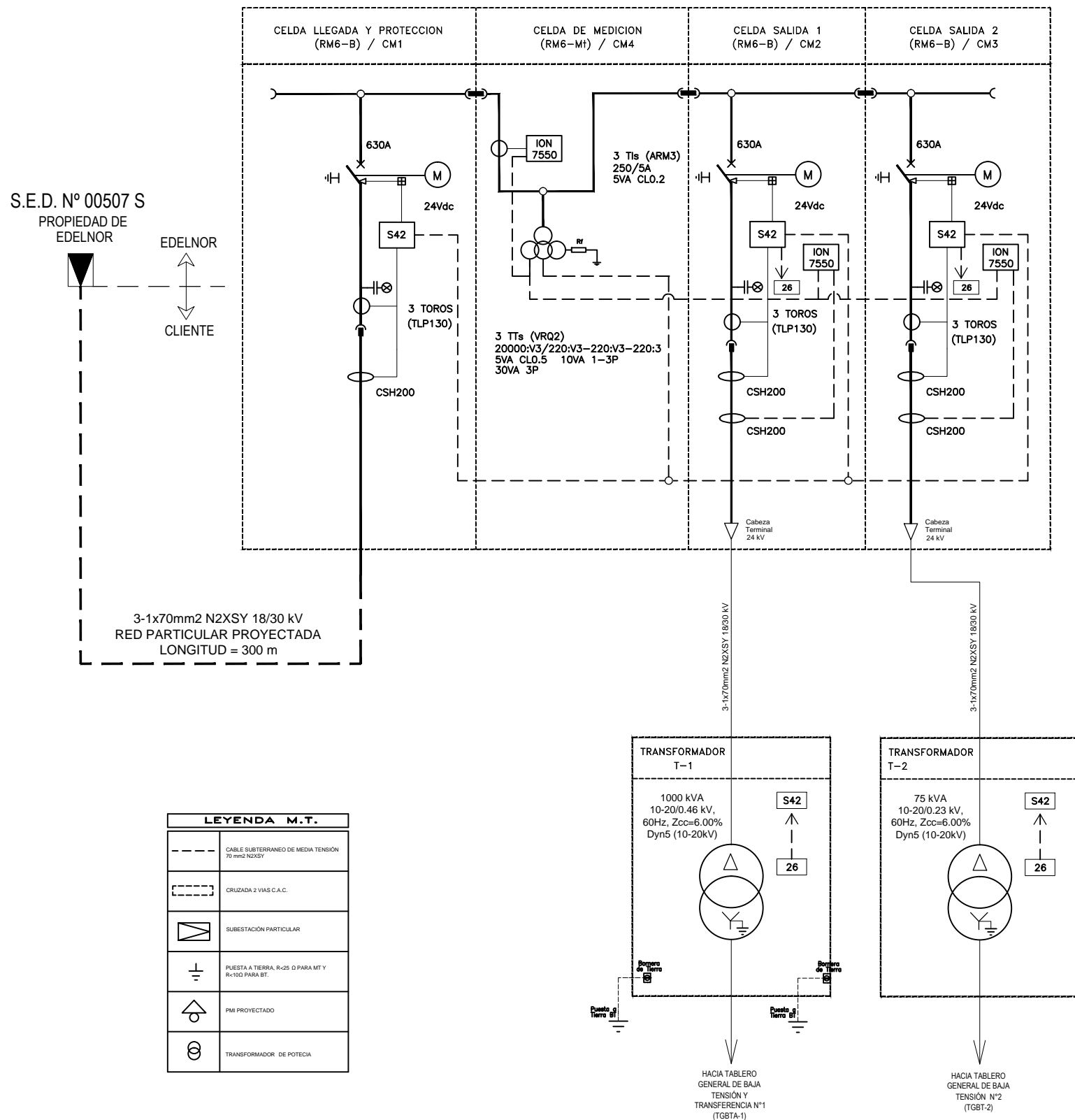


DIAGRAMA UNIFILAR

LEYENDA

MEDICION Y PROTECCION:

- S42** SEPAM S42, INCLUYE LOS SIGUIENTES RELES: 50/51, 50N/51N, 67N, 86, 27, 47, 59
- ION** MEDIDOR MULTIFUNCION ION 7550
- 26** RELE TERMICO DE PROTECCION DEL TRANSFORMADOR

- 50/51: RELE DE SOBRECORRIENTE DE FASE INSTANTANEO Y TEMPORIZADO
- 50/51N: RELE DE SOBRECORRIENTE DE NEUTRO INSTANTANEO Y TEMPORIZADO
- 67N: RELE DE MAXIMA CORRIENTE DE TIERRA DIRECCIONAL
- 86: RELE DE SOBRE BLOQUEO
- 27: RELE DE SUBTENSION Y FALTA DE FASE
- 47: RELE DE SECUENCIA DE FASE DE TENSION
- 59: RELE DE SOBRETENSION

DOCUMENTOS DE REFERENCIA

- EEP-OAS2015LAC0106-MD (MEMORIA DESCRIPTIVA)
- EEP-OAS2015LAC0106-ET (ESPECIFICACIONES TECNICAS)
- EEP-OAS2015LAC0106-ETM (ESPECIFICACIONES TECNICAS DE MONTAJE)
- EEP-OAS2015LAC0106-MC (MEMORIA DE CALCULO)
- EEP-OAS2015LAC0106-CO (CRONOGRAMA DE AVANCE DE OBRAS)
- EEP-OAS2015LAC0106-MO (METRADO DE OBRA)
- EEP-OAS2015LAC0106-HDT1 (HOJA TECNICA CELDA CM1)
- EEP-OAS2015LAC0106-HDT2 (HOJA TECNICA CELDA CM2)
- EEP-OAS2015LAC0106-HDT3 (HOJA TECNICA CELDA CM3)
- EEP-OAS2015LAC0106-HDT4 (HOJA TECNICA CELDA CM4)
- EEP-OAS2015LAC0106-HDT5 (HOJA TECNICA CELDA DE TRANSFORMACION 75KVA)
- EEP-OAS2015LAC0106-HDT6 (HOJA TECNICA CELDA DE TRANSFORMACION 1000KVA)
- EEP-OAS2015LAC0106-HDT7 (HOJA TECNICA CABLE N2XSY)
- EEP-OAS2015LAC0106-CMD (CUADRO DE MAXIMA DEMANDA ELÉCTRICA)
- EEP-OAS2015LAC0106-PATN (CALCULO PAT MT NEUTRO DEL TRANSFORMADOR)
- EEP-OAS2015LAC0106-PAT (CALCULO PAT MEDIA TENSION)

NOTAS

- EL USO DEL TRANSFORMADOR SECO CUMPLE EL ARTICULO 117-C DEL CÓDIGO NACIONAL DE ELECTRICIDAD-SUMINISTRO.
- EL SUMINISTRO FIJADO PARA LA SUBESTACION PARTICULAR SED01 - IPD, ESTA EN UNA CELDA PROYECTADA DE LA SED 00507 S (PROPIEDAD DE EDELNOR), UBICADA EN EL PASAJE 100 - URB. PERRICHOLI - RIMAC.
- LA MÁXIMA DEMANDA CALCULADA PARA EL PROYECTO ES DE 560KW, EL MISMO QUE ESTA RESPALDADO CON UN 30% DE RESERVA; GARANTIZANDO NO SUPERAR LOS 600KW EN EL CASO MAS CRITICO CON LOS TRANSFORMADORES DE 1000KVA Y 75KVA.

0	28/04/2016	APROBADO SEGUN CARTA LAMISAC-OAS N°167-2016	WGLR	LRMO	WPB	CBP	
1C	20/02/2016	INCLUSION DE INFORMACION COMPLEMENTARIO	WGLR	LRMO	WPB	CBP	
1B	25/01/2016	INCLUSION DE INFORMACION COMPLEMENTARIO	WGLR	LRMO	WPB	CBP	
1A	19/01/2016	EMISION INICIAL	WGLR	LRMO	WPB	CBP	
REVISION	FECHA	NATURALEZA DE LA REVISION	DIS.	VERIF.	VISTO	APROB.	
PROVEEDOR:	NOMBRE DEL PROVEEDOR:		ECOL ELECTRIC PERU SAC				
	N° DEL PROVEEDOR:		OAS-2015-LA-C0106				
PROPIETARIO:	CONTRATISTA:						
PROYECTO:	TÚNEL LINEA AMARILLA						
AREA:	INSTALACIONES ELECTRICAS						
CONTENIDO:	SISTEMA DE MEDIA TENSION SED 01 TUNEL LINEA AMARILLA DIAGRAMA UNIFILAR GENERAL MEDIA TENSION						
DISEÑADOR:	WGLR	VERIFICADOR:	LRMO	VISTO:	WPB	APROBADO:	CBP
RESPONSABLE TÉCNICO:	WGLR	NUMERO CIP:	168828	FECHA:	28/04/2016	ESCALA:	S/E
NUMERO PLANO PROVEEDOR:	EEP-D1-OAS-04		NUMERO PLANO LINEA AMARILLA:	LAM-EEC-SES-SEM-IFC-DWG-0400		REVISION:	0

Anexo 2: Normas empleadas.

NORMAS EMPLEADAS

El estudio presentado ha sido desarrollado en base a las siguientes normas

- *IEEE Std C37.91-2000 Guide for protective relay applications to power transformer.*
- *IEEE C37.112 Standard Inverse-Time Characteristic Equations for overcurrent Relays.*
- *IEC 255-3 Electrical Relays – Part 3: Single Input Energizing Quantity Measuring Relays with Dependent or Independent Time*
- *IEEE Std C37.108-2002 Guide for the protection of network transformer.*
- *IEEE 242-2001 Recommended Practice for Protection and Coordination of Industrial and Commercial Power Systems.*
- *ANSI/IEEE Standard C37.110-1996 “IEEE Guide for Application of Current Transformers Used for Protective Relaying Purposes”.*

Anexo 3: Carta Edelnor.



GC/SGCI/ML/006638/2015

San Miguel, 27 de Abril del 2,015

Señor
Geraldo Affonso
Apoderado
LINEA AMARILLA S.A.C.
Av. Jorge Basadre 592, Torre Azul, Piso 7
San Isidro.-

Referencia: Nueva Conexión de 1000 kW en 10KV – Cliente Libre
Suministro: 2722354

De nuestra mayor consideración:

Mediante la presente lo saludamos cordialmente y aprovechamos la ocasión para emitir respuesta a su requerimiento, mediante el cual nos solicitan el presupuesto por una nueva conexión de Media Tensión hasta 1000 kW - 10KV como Cliente Libre, para el predio ubicado a la Alt. Puente Santa Rosa (frente a la Vía Evitamiento) S/N – Lima Cercado, a favor de **LINEA AMARILLA S.A.C.**

Para el desarrollo del Proyecto de Sistema de Utilización en 20kV (Operación Inicial 10kV), el cliente deberá considerar los siguientes datos:

Potencia de cortocircuito	295 MVA / 10kV	512 MVA / 20kV
Tiempo de apertura de la protección	0.02 Seg.	
Punto de entrega	SED 00507 S	

El Presupuesto N° 2443422 valoriza las obras de conexión del suministro fijado en la Celda Proyectada de la SED 00507 S ubicada en el Pasaje 100 - Urb. Perricholi – Rimac, a partir de este punto el cliente deberá realizar el tendido de sus cables y montaje de Subestación Particular, obras que deberán ser ejecutadas conforme al Proyecto de Sistema de Utilización en 20kV con operación inicial 10KV, aprobado por EDELNOR S.A.A.

Concepto	S/.	Importe
Presupuesto de Nuevo Punto de Entrega de 1000 kW (Celda)–Cliente Libre	S/.	39,985.00
IGV (18 %)	S/.	7,197.30
Total Presupuesto	S/.	47,182.30

De acuerdo a lo dispuesto en la Resolución de Superintendencia N° 183-2004/SUNAT, modificada por la Resolución de Superintendencia N° 293-2010/SUNAT, el servicio prestado por nuestra empresa por concepto de CONEXIÓN, se encuentra sujeto a la DETRACCIÓN con la tasa del 4%, sólo para facturas cuyo importe sea mayor a S/. 700.00. Asimismo, sólo están sujetas al pago de detracción las PERSONAS JURÍDICAS y PERSONA NATURALES con RUC.

Por lo expuesto, le agradeceremos procedan a cancelar la detracción del presente presupuesto en la Cuenta Corriente en Soles del Banco de la Nación N° 00-000-313017, en lo concerniente al rubro: **"01 VENTA DE BIENES O PRESTACIÓN DE SERVICIO Y 030 CONTRATO DE CONSTRUCCIÓN"**, mientras que, la diferencia del presupuesto deberá ser cancelada en efectivo o con cheque de gerencia girado a nombre de EDELNOR S.A.A., en el Centro de Servicios Maranga, ubicado en Jr. Cesar López 155 Urb. Maranga - San Miguel, según el siguiente detalle:

Concepto	Total S
Abono del 4% por concepto de Detracción en la Cta. Cte. Soles Banco de la Nación	1,887.00
Abono del Saldo del Presupuesto a ser cancelado en las oficinas de EDELNOR	45,295.30
TOTAL PRESUPUESTO	47,182.30

Asimismo, al momento de cancelar el presupuesto deberá presentar el **CONTRATO DE SUMINISTRO** debidamente firmado, la **CONSTANCIA DE DEPÓSITO DE LA DETRACCIÓN** y el **SALDO DEL PRESUPUESTO**, que podrá ser cancelado en efectivo o con cheque de gerencia girado a nombre de EDELNOR S.A.A., en nuestro Centro de Servicio Maranga, ubicado en Jr. Cesar López N° 155 Primer Piso, Urb. Maranga - San Miguel.





Adicionalmente, le precisamos que es necesario realizar la prueba de Cable Particular, previa a la puesta en servicio. El costo de esta prueba a realizar por EDELNOR es según el siguiente detalle:

Prueba de cable particular	590.00
IGV	106.20
Total Prueba de cable particular	696.20

Importe no está sujeto a detracción

Finalmente, el total que deberá cancelar **EL CLIENTE** en nuestras oficinas comerciales por el presupuesto de **Dotación de Nuevo Suministro en Media Tensión** hasta 1000kW-10KV, Tarifa **Cliente Libre**, descontando el 4% de la detracción y considerando la Prueba de Cable, asciende a la cantidad de:

TOTAL PRESUPUESTO S/. 45,991.50

Principales Consideraciones que EL CLIENTE deberá tener en cuenta:

1. Los precios valorizados se encuentran regulados según Resolución OSINERGMIN N° 142-2003-OS/CD, sujetos a variación, los mismos que corresponden a la conexión del suministro, y **NO** es de carácter reembolsable. Asimismo el costo de conexión básica en media tensión comprende la caja de medición, medidor electrónico y transformadores de medida.
2. Forma de Pago: **EL CLIENTE** deberá cancelar el saldo del presupuesto al contado (en efectivo o con cheque de gerencia girado a nombre de **EDELNOR S.A.A.**), estando supeditado el mismo a:
 - a. La presentación de la **Constancia de Depósito de Detracción** realizada en el Banco de la Nación, y;
 - b. Expediente de Inicio de Obra contemplando los documentos detallados en el punto 04 del presente presupuesto.
3. Previo al pago del presupuesto deberán cumplir con enviar lo siguiente:
 - ✓ Presentar el **Contrato de Suministro como Cliente Libre N° 2722354** debidamente firmado por el representante legal de **CONSORCIO TUNEL CALLAO**.
4. **EL CLIENTE** deberá presentar la Carta de inicio de Obra, al área de Obras de Distribución de **EDELNOR**, a fin de que se le asigne el Ingeniero Supervisor correspondiente, adjuntando los siguientes documentos:
 - ✎ *Copia de Proyecto aprobado por el Concesionario;*
 - ✎ *Copia de la Carta de Aprobación del Proyecto emitido por el concesionario;*
 - ✎ *Certificado vigente de habilitación profesional del Ingeniero Residente emitido por el Colegio de Ingenieros del Perú;*
 - ✎ *Cuaderno de Obra foliado;*
 - ✎ *Cronograma actualizado de ejecución de obra;*
 - ✎ *Metrado total de la Obra;*
 - ✎ *Copia de la póliza de Seguros contra Accidente y por Trabajo Bajo riesgo; y,*
 - ✎ *Copia de la factura del pago correspondiente al derecho de conexión.*
5. En el caso que el cliente ejecute por su cuenta el Sistema de Utilización Particular en 20kV con operación inicial 10KV, para la puesta en servicio de la conexión, EDELNOR S.A.A. procederá a la inspección de las obras ejecutadas y a la realización de la Prueba de Cable.
6. **La presente solicitud es con modificación de redes (Media Tensión). La Norma Técnica de Calidad de Suministro Eléctrico, establece para este tipo de trabajo, un plazo máximo de hasta 56 días.**

Cabe indicar que la puesta en servicio del suministro eléctrico requiere la ejecución de obras en la vía pública correspondiente a refuerzos en la red en Media Tensión e instalación de una Subestación, para ello, será necesario la autorización de la Municipalidad Metropolitana de Lima y de la Municipalidad Distrital, sin embargo, **EDELNOR** procurará ejecutar las obras en un tiempo menor a lo indicado.





7. Durante la revisión del proyecto, en el predio podría encontrarse afectaciones de redes las que serán informadas y deberán ser cancelados antes del inicio de obras.

Para cualquier información adicional sobre la presente, le agradeceremos comunicarse con el Ingeniero Juan Carlos Ureta Breña, quién tendrá el mayor agrado de atenderle en el teléfono 517-3160, asimismo pueden escribirnos a: jureta@edelnor.com.pe o bien personalmente en nuestra oficina de la Subgerencia de Grandes Clientes e Institucionales, ubicada en Calle César López 155 - Piso 2, Urb. Maranga - San Miguel.

Sin otro particular, nos despedimos de usted.

Atentamente

Pilar Matto Calderon
Grandes Clientes

..//JCUB



Anexo 4: Hojas de datos técnicos de T1 y T2

HOJA DE DATOS TECNICOS		
TRANSFORMADOR - SED01		
CAPACIDAD 75 KVA		
Información		
Marca		SCHNEIDER ELECTRIC
Procedencia		FRANCIA
Modelo		BCV Technologies
Protección		IP 31
Características Técnicas		
Potencia Nominal	kVA	75
Tipo de instalación		I
Frecuencia Nominal	Hz	60
Voltaje Primario	kV	10-20
Nivel de aislamiento	kV	24
Tensión secundaria en vacío	V	231
Regulación	%	+/-5
Tipo de conexión		Dyn5
Perdida de Potencia	W	700
Perdida de Potencia a 120°C	W	2500
Tensión de impedancia	%	6
Altitud máxima	m	1000
Temperatura de ambiente máxima	°C	40
Naturaleza de HV / LV bobinados		Al/Al
Dimensiones y peso aproximados		
Con envoltente		
Potencia Nominal	kVA	75
IP31 Largo a1 (*)	mm	1350
Ancho b1 (*)	mm	750
Altura h1 (*)	mm	1720
Peso Total (*)	Kg	1450
Temperatura		° K
Tecnología	LV	Ban
	HV	Fil
Nivel de Ruido		
Potencia Acústica	dB(A)	68
Presión Acústica a 1 m	dB(A)	54

HOJA DE DATOS TECNICOS		
TRANSFORMADOR - SED01		
CAPACIDAD 1000 KVA		
Información		
Marca		SCHNEIDER ELECTRIC
Procedencia		FRANCIA
Modelo		Trihal
Protección		IP 31
Características Técnicas		
Potencia Nominal	kVA	1000
Tipo de instalación		I
Frecuencia Nominal	Hz	60
Voltaje Primario	kV	10-20
Nivel de aislamiento	kV	24
Tensión secundaria en vacío	V	460
Regulación	%	+/-5
Tipo de conexión		Dyn5
Perdida de Potencia	W	2300
Perdida de Potencia a 120°C	W	11000
Tensión de impedancia	%	6
Altitud máxima	m	1000
Temperatura de ambiente máxima	°C	40
Naturaleza de HV / LV bobinados		Al/Al
Dimensiones y peso aproximados		
Con envoltente		
Potencia Nominal	kVA	1000
IP31 Largo a1 (*)	mm	1900
Ancho b1 (*)	mm	1100
Altura h1 (*)	mm	2300
Peso Total (*)	Kg	2640
Peso del envoltente IP31 (*)	Kg	245
Temperatura		° K
Tecnología	LV	Ban
	HV	Fil
Nivel de Ruido		
Potencia Acústica	dB(A)	73
Presión Acústica a 1 m	dB(A)	64

Anexo 5: Hoja de datos técnicos del conductor.

HOJA DE DATOS TECNICOS		
N2XSY 18/30 kV		
INDECO		
Características Técnicas		
Sección Nominal	mm ²	70
Material del conductor		Cobre
Material del semi-conductor interno		Compuesto extruido
Material de aislamiento		XLPE
Pantalla		Cinta de Cobre
Cubierta exterior		PVC
Libre de plomo		Si
Color de cubierta		Rojo
Características eléctricas		
Tensión nominal de servicio U ₀ /U	kV	18/30
Características de uso		
No propagación de la llama		IEC 60502-2
Resistencia a aceites		Buena
Temperatura máxima operativa		90 °C
Datos Dimensionales		
Sección Nominal	mm ²	70
Nº total de alambres		19
Diámetro conductor	mm	9.78
Esp. Nom. Aislación	mm	8.0
Esp. Nom. Cubierta	mm	2,1
Diam. Exterior	mm	35.3
Peso aprox.	Kg/Km	1636
Datos Eléctricos (formación plana)		
Max. DC Resist. Cond 20 °C	Ohm/Km	0,268
Resist. Del Conductor en CA a 90 °C	Ohm/Km	0,342
React. Induct. 60 Hz	Ohm/Km	0,1622
Ampac. Enter. 20°C	A	280

Usos

Distribución y subtransmisión subterránea de energía. Como alimentadores de transformadores en sub-estaciones. En centrales eléctricas, instalaciones industriales y de maniobra, en urbanizaciones e instalaciones mineras, en lugares secos o húmedos.

Descripción

Conductor de cobre electrolítico recocido, cableado compactado. Compuesto semiconductor extruido sobre el conductor. Aislamiento de Polietileno Reticulado (XLPE), compuesto semiconductor extruido y cinta o alambres de cobre electrolítico sobre el conductor aislado. Cubierta externa de PVC.

Características

Temperatura del conductor de 90°C para operación normal, 130°C para sobrecarga de emergencia y 250°C para condiciones de corto circuito. Excelentes propiedades contra el envejecimiento por calor. Resistencia al impacto y a la abrasión. Resistente a la luz solar, intemperie, humedad, ozono, ácidos, álcalis y otras sustancias químicas a temperaturas normales. Retardante a la llama.

Marca

INDECO S.A. N2XSY <Voltaje> <Sección> <Año> <Metrado Secuencial>

Calibres

10 mm² - 500 mm²

Embalaje

En carretes de madera; en longitudes requeridas.

Colores

Aislamiento: Natural.
Cubierta¹: Rojo.



Norma(s) de Fabricación
NTP-IEC 60502-2
Tensión de servicio
3.6/6kV, 6/10kV, 8.7/15kV,
12/20kV, 18/30 kV
Temperatura de operación
90°C

TABLA DE DATOS TECNICOS N2XSy 18/30 kV

PARAMETROS FISICOS

SECCION NOMINAL	NUMERO HILOS	DIAMET CONDUCT	ESPESOR		DIAMETRO EXTERIOR	PESO
			AISLAM.	CUBIERTA		
mm ²		mm	mm	mm	mm	Kg/Km
50	19	8.15	8.0	2	33.5	1367
70	19	9.78	8.0	2.1	35.3	1636
95	19	11.55	8.0	2.1	37.1	1940
120	37	13	8.0	2.2	38.8	2235
240	37	18.51	8.0	2.4	44.7	3676
300	37	20.73	8.0	2.5	47.1	4350
500	61	26.57	8.0	2.9	59.1	7206

PARAMETROS ELECTRICOS

SECCION NOMINAL	RESISTENCIA DC a 20°C	RESISTENCIA AC		REACTANCIA INDUCTIVA		AMPACIDAD ENTERRADO (20°C)		AMPACIDAD AIRE (30°C)	
		(A)	(B)	(A)	(B)	(A)	(B)	(A)	(B)
		Ohm/Km	Ohm/Km	Ohm/Km	Ohm/Km	Ohm/Km	(A)	(B)	(A)
50	0.387	0.494	0.494	0.2761	0.1711	250	230	280	245
70	0.268	0.342	0.342	0.2638	0.1622	305	280	350	300
95	0.193	0.247	0.247	0.2528	0.1539	365	330	425	365
120	0.153	0.196	0.196	0.2439	0.1471	410	375	485	420
240	0.0754	0.098	0.098	0.2211	0.1317	580	545	720	630
300	0.0601	0.078	0.08	0.2143	0.1278	645	610	815	720
500	0.0366	0.05	0.052	0.2004	0.1194	770	765	1015	930

(A)= 3 cables unipolares en formación tripolar, tendidos paralelos con una separación de 7 cm.

(B)= 3 cables unipolares en formación tripolar, tendidos, agrupados en triángulo, en contacto.

BAJO LAS SIGUIENTES CONDICIONES:

- TEMPERATURA DEL SUELO = 20°C
- TEMPERATURA DEL AIRE = 30°C
- RESISTIVIDAD DEL SUELO = 1k.m/W
- PROFUNDIDAD DE INSTALAC. = 700 mm.

Anexo 6: Reporte de Software de cortocircuito

ANEXO 04: REPORTE DE SOFTWARE (CORTOCIRCUITO)

Proyecto:	Tuul Lazo Anasillo	ETAP	Página:	1
Ubicación:	Canta Gallo	12.6.001	Fecha:	10-11-2014
Contrato:			SC:	
Ingeniero:	OPTIMIZACION ENERGETICA S.A.C.	Caso de Estudio: SC	Revisión:	Bus
Nombre de Archivo:	TuulLazoAnasillo_CantaGallo		Config:	Normal

Informe Resumen de Características

Componente de Falta Trifásica, LG, LL, LLL

Barra	Falta Trifásica				Falta Línea a Tierra				Falta Línea a Línea				*Línea a Línea a Tierra			
	ID	V _F	I _F	S _F	V _F	S _F	I _F	S _F	V _F	S _F	I _F	S _F	V _F	S _F	I _F	S _F
Bus1		10.000	4.099	10.122	4.099	0.000	0.000	0.000	3.120	8.706	3.120	3.120	3.120	8.706	3.120	3.120
Bus2		10.000	3.878	8.471	3.878	0.000	0.000	0.000	3.104	7.919	3.104	3.104	3.104	7.919	3.104	3.104
Bus3		10.000	3.872	8.459	3.872	0.000	0.000	0.000	3.103	7.908	3.103	3.103	3.103	7.908	3.103	3.103
Bus4		0.440	17.729	39.296	17.754	16.100	39.304	16.100	11.877	11.401	11.877	11.877	10.401	10.440	10.401	10.401
Bus5		10.000	3.871	8.458	3.871	0.000	0.000	0.000	3.103	7.908	3.103	3.103	3.103	7.908	3.103	3.103
Bus6		0.220	3.538	3.439	3.538	3.538	3.491	3.538	3.538	3.589	4.724	3.589	3.589	3.489	3.531	3.531

Todos los valores de falla en MVA. Ceroes y calculado usando Doble C.

* Ceroes de falla LLL en la suma de los valores de los dos tipos de fallas.

Activar Windows

© y Configuración de PC para activar

Proyecto:	Tuul Lazo Anasillo	ETAP	Página:	1
Ubicación:	Canta Gallo	12.6.001	Fecha:	10-11-2014
Contrato:			SC:	
Ingeniero:	OPTIMIZACION ENERGETICA S.A.C.	Caso de Estudio: SC	Revisión:	Bus
Nombre de Archivo:	TuulLazoAnasillo_CantaGallo		Config:	Normal

Informe Resumen de la Inyección de Secuencia

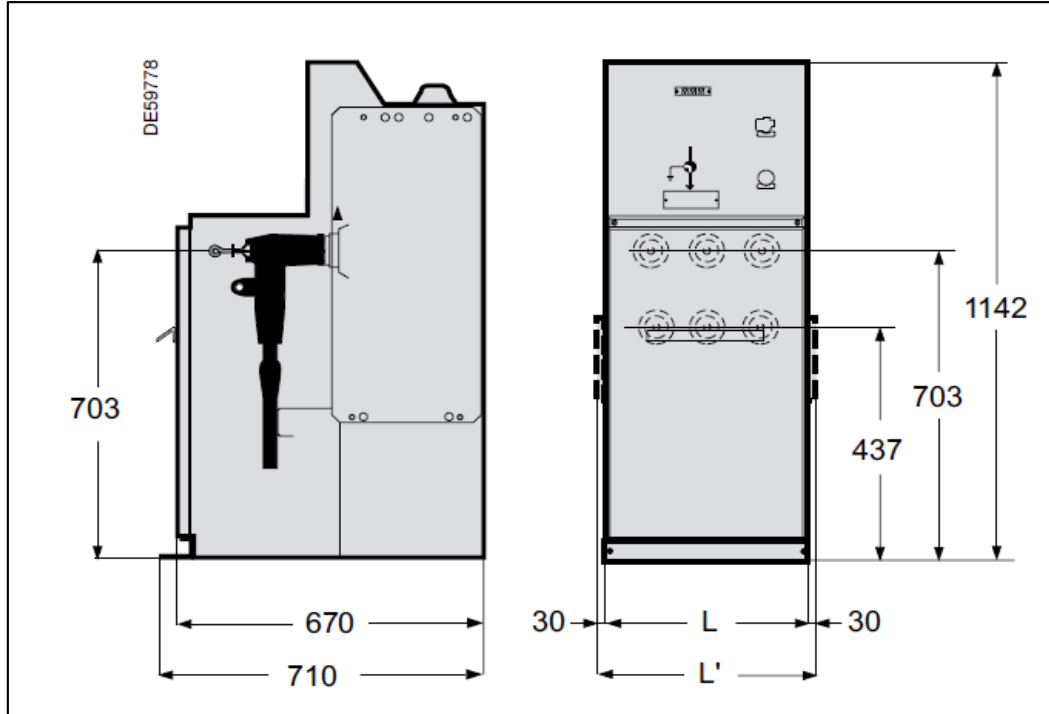
Barra	LV	Imp. Sec. Positiva (ohm)			Imp. Sec. Negativa (ohm)			Imp. Sec. Cero (ohm)			ZI de Falta (ohm)		
		Resistencia	Reactiva	Inductiva	Resistencia	Reactiva	Inductiva	Resistencia	Reactiva	Inductiva	Resistencia	Reactiva	Inductiva
Bus1	10.000	0.15406	1.54161	1.54000	0.15404	1.54051	1.54000				0.00000	0.00000	0.00000
Bus2	10.000	0.15520	1.60311	1.61700	0.15523	1.60311	1.61700				0.00000	0.00000	0.00000
Bus3	10.000	0.15791	1.60518	1.64076	0.15791	1.60518	1.64076				0.00000	0.00000	0.00000
Bus4	0.440	0.00400	0.02317	0.01170	0.00400	0.02317	0.02376	0.00536	0.01177	0.01224	0.00000	0.00000	0.00000
Bus5	10.000	0.15791	1.60518	1.64076	0.15791	1.60518	1.64076				0.00000	0.00000	0.00000
Bus6	0.220	0.02291	0.03491	0.04179	0.02291	0.03491	0.04179	0.02274	0.03410	0.04099	0.00000	0.00000	0.00000

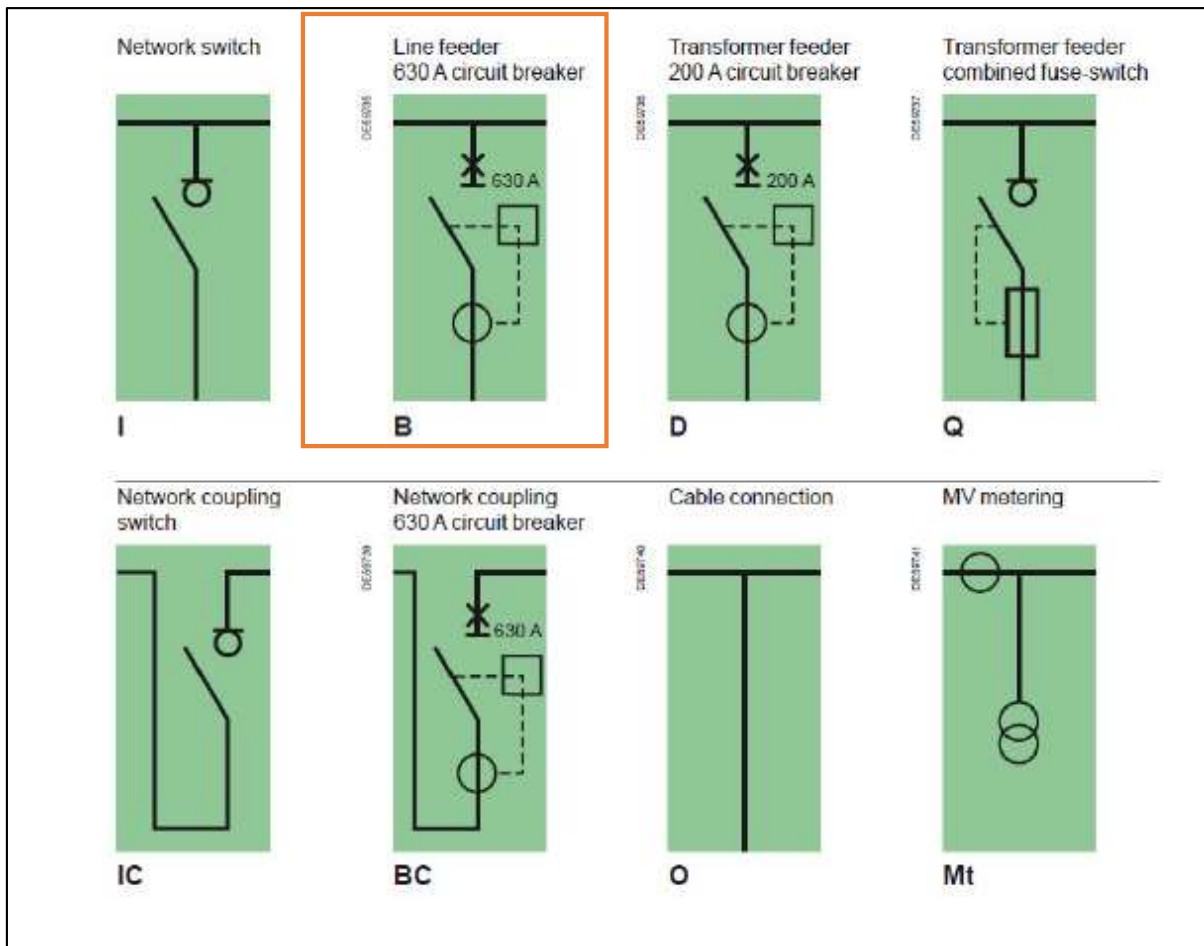
Anexo 7: Hoja de datos “Celda de Llegada”

HOJA DE DATOS TÉCNICOS	
CELDA DE LLEGADA – SED_01	
SCHNEIDER ELECTRIC - MODELO RM6 - B	
Características Técnicas	
Tensión Nominal	24 kV
Tensión de Servicio	10-20 kV
Corriente Nominal	630 A
Capacidad de corte	20 kA
Altitud	≤ 1000 msnm
Frecuencia	50 o 60 Hz
Acometida	Por la parte inferior
Acceso	Frontal
Montaje	Contra pared (separada 10 cm de la misma)
Contenido	
Juego de barras de CU para 630 A.	
Esquema sinóptico, con indicación de la posición del interruptor – seccionador.	
Interruptor seccionador 630 A	
3 posiciones	
Extinción con autosoplado de SF6.	
Motorización para mando del interruptor. Bobina de apertura.	
Bloqueo por candado	
Relé de protección: Sepam 42	
Divisores capacitivos con indicación óptica de presencia de tensión.	
Contactos auxiliares.	

DIMENSIONES

	Function	Weight (kg)	Length (mm)
Regular RM6			
NE	I	135	L = 572
	D		L = 572
	B		L = 572
DE	I	135	L' = 472 + 30 + 30 = 532
	D		L' = 572 + 30 + 30 = 632
	B		L' = 572 + 30 + 30 = 632
	Q	185	L' = 472 + 30 + 30 = 532
RE	O	135	L' = 472 + 30 = 502
LE			L' = 472 + 30 = 502
DE			L' = 472 + 30 + 30 = 532
DE	Ic	145	L' = 572 + 30 + 30 = 632
	Bc		L' = 572 + 30 + 30 = 632





Electrical characteristics

Rated voltage	Ur	(kV)	12	17.5	24
Frequency	f	(Hz)	50 or 60		
Insulation level					
Industrial frequency 50 Hz 1 min.	Insulation (1) Ud	(kV rms)	28	38	50
	Isolation (2) Ud	(kV rms)	32	45	60
Impulse 1.2/50 μ s	Insulation (1) Up	(kV peak)	75	95	125
	Isolation (2) Up	(kV peak)	85	110	145
Tank internal arc withstand			20 kA 1 s		

(1) Phase-to-phase, phase-to-earth
 (2) Across the isolating distance.

Climatic conditions

		(°C)	40	45	50	55	60
Busbars 630 A	Ir	(A)	630	575	515	460	425
Busbars 400 A	Ir	(A)	400	400	400	355	
Functions: I, O, B (with bushing type C)	(A)		630	575	515	460	425
Function D (with bushing type B or C)	(A)		200	200	200	200	200
Function Q	(A)		(3)	(4)	(4)	(4)	

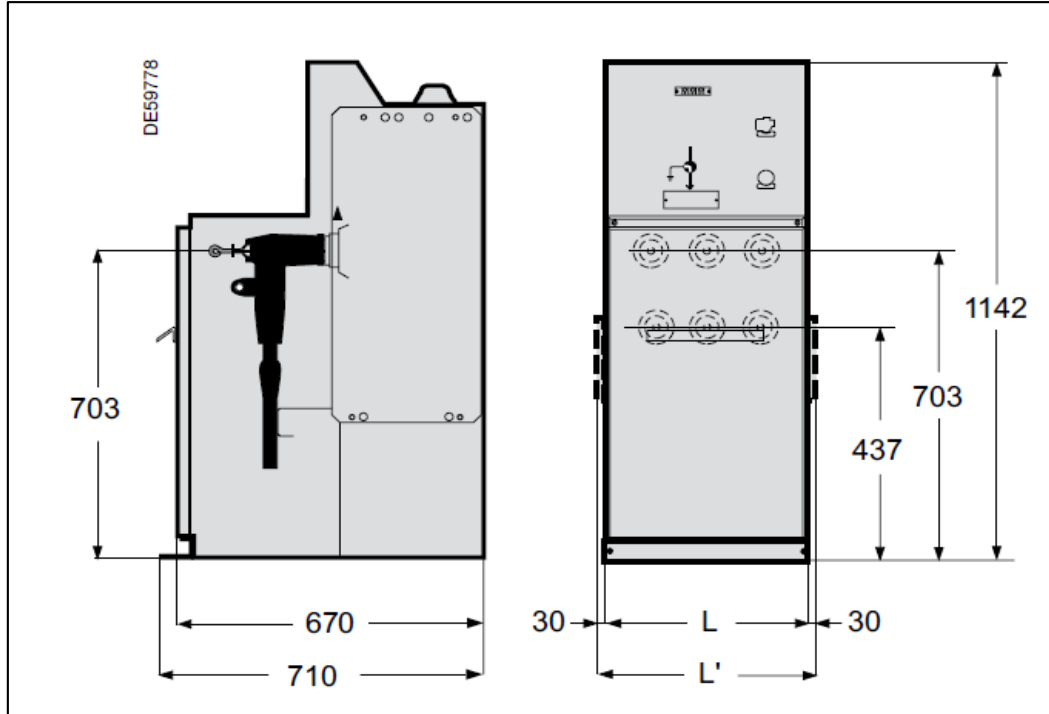
(3) Depends on fuse selection
 (4) Please consult us.

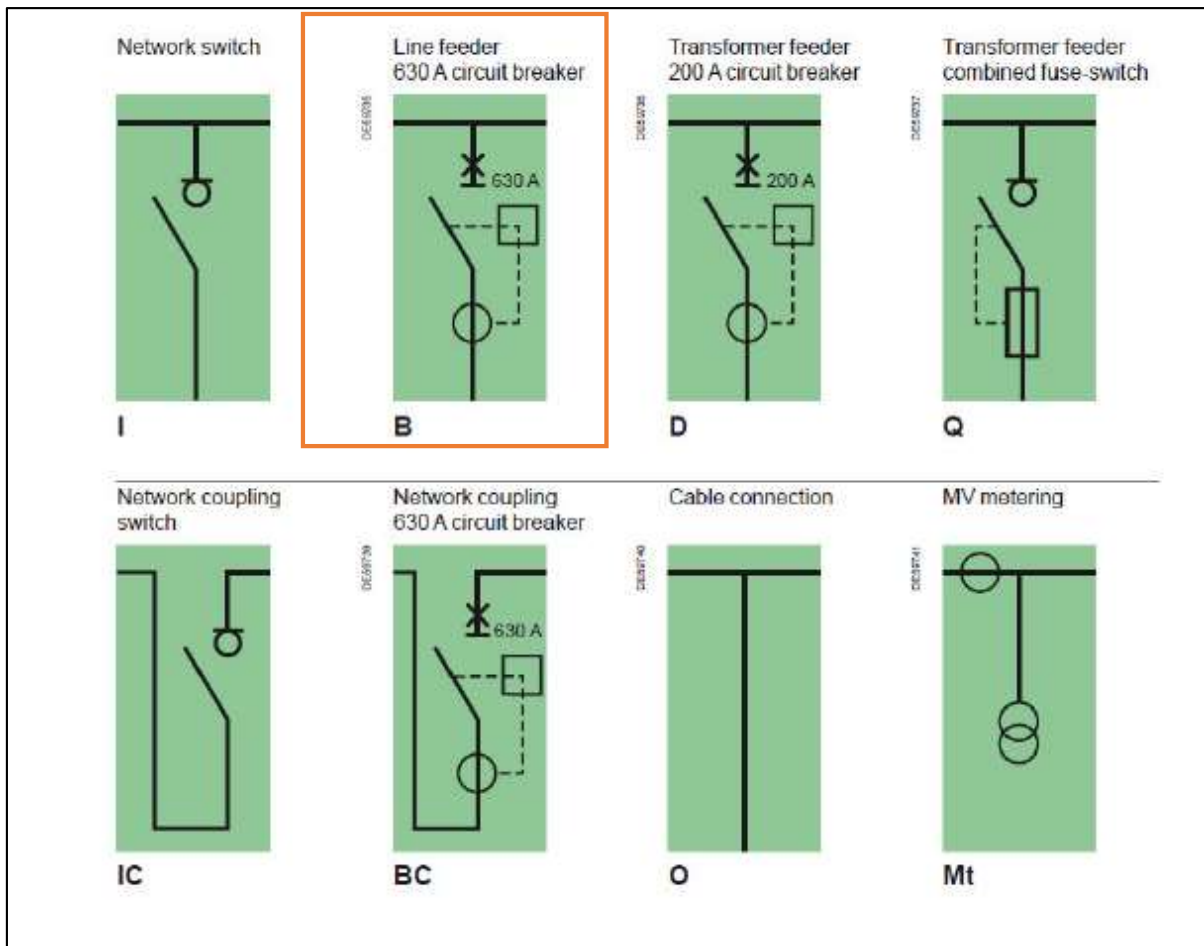
Anexo 8: Hoja de datos “Celda de Salida 01”

HOJA DE DATOS TÉCNICOS	
CELDA DE SALIDA 01 - SED01	
SCHNEIDER ELECTRIC - MODELO RM6 - B	
Características Técnicas	
Tensión Nominal	24 kV
Tensión de Servicio	10-20 kV
Corriente Nominal	630 A
Capacidad de corte	20 kA
Altitud	≤ 1000 msnm
Frecuencia	50 o 60 Hz
Acometida	Por la parte inferior
Acceso	Frontal
Montaje	Contra pared (separada 10 cm de la misma)
Contenido	
Juego de barras de CU para 630 A.	
Esquema sinóptico, con indicación de la posición del interruptor – seccionador.	
Interruptor seccionador 630 A	
3 posiciones	
Extinción con autosoplado de SF6.	
Motorización para mando del interruptor. Bobina de apertura.	
Bloqueo por candado	
Relé de protección: Sepam 42	
Divisores capacitivos con indicación óptica de presencia de tensión.	
Contactos auxiliares.	

DIMENSIONES

	Function	Weight (kg)	Length (mm)
Regular RM6			
NE	I	135	$L = 572$
	D		$L = 572$
	B		$L = 572$
DE	I	135	$L' = 472 + 30 + 30 = 532$
	D		$L' = 572 + 30 + 30 = 632$
	B		$L' = 572 + 30 + 30 = 632$
	Q	185	$L' = 472 + 30 + 30 = 532$
RE	O	135	$L' = 472 + 30 = 502$
LE			$L' = 472 + 30 = 502$
DE			$L' = 472 + 30 + 30 = 532$
DE	Ic	145	$L' = 572 + 30 + 30 = 632$
	Bc		$L' = 572 + 30 + 30 = 632$





Electrical characteristics

Rated voltage	Ur	(kV)	12	17.5	24
Frequency	f	(Hz)	50 or 60		
Insulation level					
Industrial frequency 50 Hz 1 min.	Insulation (1) Ud	(kV rms)	28	38	50
	Isolation (2) Ud	(kV rms)	32	45	60
Impulse 1.2/50 μ s	Insulation (1) Up	(kV peak)	75	95	125
	Isolation (2) Up	(kV peak)	85	110	145
Tank internal arc withstand			20 kA 1 s		

(1) Phase-to-phase, phase-to-earth
 (2) Across the isolating distance.

Climatic conditions

		(°C)	40	45	50	55	60
Busbars 630 A	Ir	(A)	630	575	515	460	425
Busbars 400 A	Ir	(A)	400	400	400	355	
Functions: I, O, B (with bushing type C)	(A)		630	575	515	460	425
Function D (with bushing type B or C)	(A)		200	200	200	200	200
Function Q	(A)		(3)	(4)	(4)	(4)	

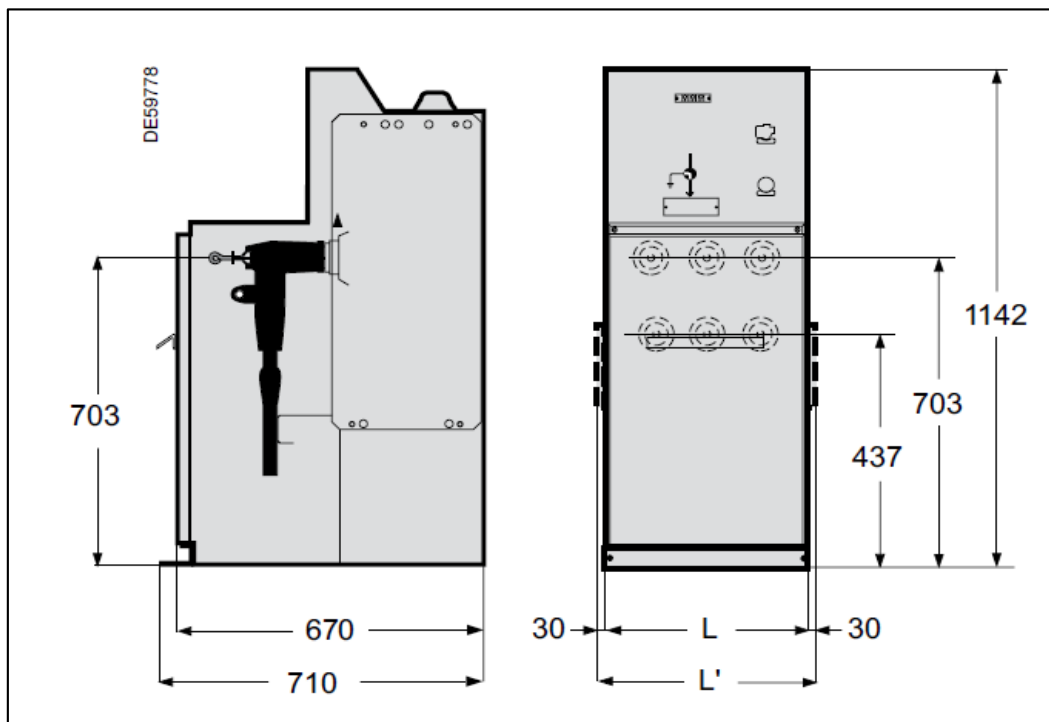
(3) Depends on fuse selection
 (4) Please consult us.

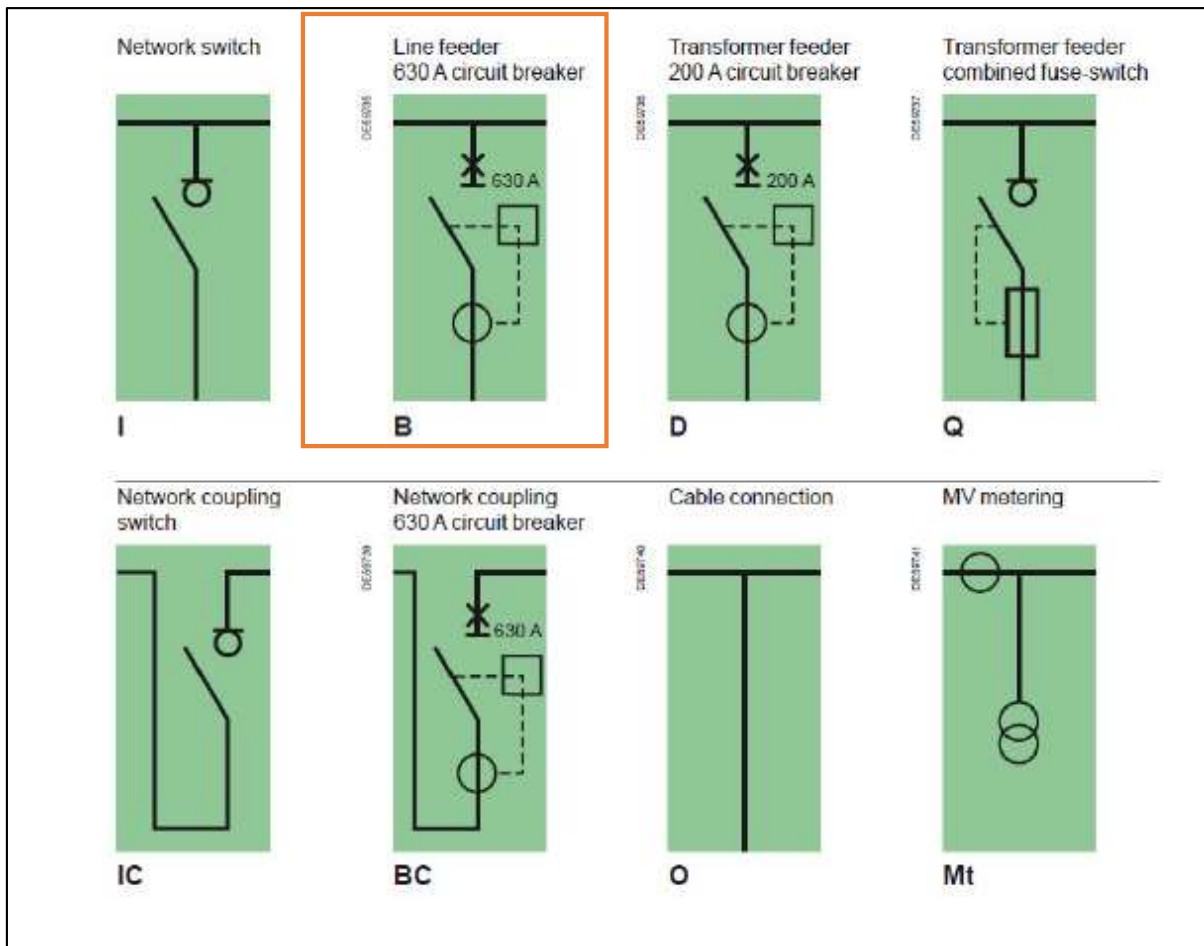
Anexo 9: Hoja de datos “Celda de Salida 02”

HOJA DE DATOS TÉCNICOS	
CELDA DE SALIDA 02 - SED01	
SCHNEIDER ELECTRIC - MODELO RM6 - B	
Características Técnicas	
Tensión Nominal	24 kV
Tensión de Servicio	10-20 kV
Corriente Nominal	630 A
Capacidad de corte	20 kA
Altitud	≤ 1000 msnm
Frecuencia	50 o 60 Hz
Acometida	Por la parte inferior
Acceso	Frontal
Montaje	Contra pared (separada 10 cm de la misma)
Contenido	
Juego de barras de CU para 630 A.	
Esquema sinóptico, con indicación de la posición del interruptor – seccionador.	
Interruptor seccionador 630 A	
3 posiciones	
Extinción con autosoplado de SF6.	
Motorización para mando del interruptor. Bobina de apertura.	
Bloqueo por candado	
Relé de protección: Sepam 42	
Divisores capacitivos con indicación óptica de presencia de tensión.	
Contactos auxiliares.	

DIMENSIONES

	Function	Weight (kg)	Length (mm)
Regular RM6			
NE	I	135	$L = 572$
	D		$L = 572$
	B		$L = 572$
DE	I	135	$L' = 472 + 30 + 30 = 532$
	D		$L' = 572 + 30 + 30 = 632$
	B		$L' = 572 + 30 + 30 = 632$
	Q		185
RE	O	135	$L' = 472 + 30 = 502$
LE			$L' = 472 + 30 = 502$
DE			$L' = 472 + 30 + 30 = 532$
DE	Ic	145	$L' = 572 + 30 + 30 = 632$
	Bc		$L' = 572 + 30 + 30 = 632$





Electrical characteristics

Rated voltage	Ur	(kV)	12	17.5	24
Frequency	f	(Hz)	50 or 60		
Insulation level					
Industrial frequency 50 Hz 1 min.	Insulation (1) Ud	(kV rms)	28	38	50
	Isolation (2) Ud	(kV rms)	32	45	60
Impulse 1.2/50 μ s	Insulation (1) Up	(kV peak)	75	95	125
	Isolation (2) Up	(kV peak)	85	110	145
Tank internal arc withstand			20 kA 1 s		

(1) Phase-to-phase, phase-to-earth
 (2) Across the isolating distance.

Climatic conditions

		(°C)	40	45	50	55	60
Busbars 630 A	Ir	(A)	630	575	515	460	425
Busbars 400 A	Ir	(A)	400	400	400	355	
Functions: I, O, B (with bushing type C)	(A)		630	575	515	460	425
Function D (with bushing type B or C)	(A)		200	200	200	200	200
Function Q	(A)		(3)	(4)	(4)	(4)	

(3) Depends on fuse selection
 (4) Please consult us.