

UNIVERSIDAD NACIONAL DEL SANTA

FACULTAD DE INGENIERIA

**ESCUELA ACADEMICO PROFESIONAL DE INGENIERIA EN
ENERGIA**



**TÍTULO DE TESIS: PARAMETRIZACIÓN DE RELÉS
MULTIFUNCIÓN EN LA COORDINACIÓN DE
PROTECCIÓN DEL SISTEMA ELECTRICO SET SANTA.**

PRESENTADO POR:

**CHUQUICAJAS MORI, JOSE ALEJANDRO
DOMINGUEZ MORILLO, BENJAMIN ERICK**

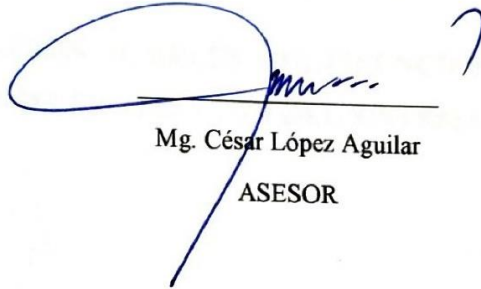
**TESIS PARA OBTENER EL TITULO PROFESIONAL DE
INGENIERO EN ENERGÍA**

NUEVO CHIMBOTE - PERÚ

OCTUBRE 2018

AVAL

El presente Proyecto de Investigación: "*parametrización de relés multifunción en la coordinación de protección del sistema eléctrico SET Santa*" elaborado por los Bachilleres *José Alejandro Chuquicajas Mori* y *Benjamín Erick Domínguez Morillo* para obtener el título de Ingeniero en Energía en la Escuela Académico Profesional de Ingeniería en Energía de la Universidad Nacional del Santa, el cual ha sido evaluado y considerado que está APTO para ser sustentado.



Mg. César López Aguilar
ASESOR



UNS
UNIVERSIDAD
NACIONAL DEL SANTA

**UNIVERSIDAD NACIONAL DEL SANTA
FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA ACADÉMICO PROFESIONAL DE
INGENIERÍA EN ENERGÍA**

HOJA DE CONFORMIDAD DE JURADO

El presente proyecto de investigación de Tesis titulado:

**“PARAMETRIZACION DE RELÉS MULTIFUNCION EN LA
COORDINACIÓN DE PROTECCIÓN DEL SISTEMA ELECTRICO SET
SANTA”**

Elaborado por los tesisistas:

Bach. CHUQUICAJAS MORI, José Alejandro

Bach. DOMINGUEZ MORILLO, Benjamín Erick

Revisado y Aprobado por el siguiente jurado evaluador

Mg. Gilmer J. Juján Guevara
PRESIDENTE

Mg. Robert F. Guevara-Chinchayán
SECRETARIO

M.Sc. César L. López Aguilar
INTEGRANTE



"Año del Diálogo y la Reconciliación Nacional"

ACTA DE SUSTENTACION DE TESIS

A los veintiséis días del mes de diciembre del año dos mil dieciocho, siendo las once horas de la mañana, se instaló en el Auditorio de la Escuela Académica Profesional de Ingeniería en Energía, el Jurado Evaluador designado mediante **Resolución N° 543-2018-UNS-CFI**, integrado por los siguientes docentes:

- **Mg. Gilmer Juan Luján Guevara** : PRESIDENTE
- **Mg. Robert Fabian Guevara Chinchayán** : INTEGRANTE
- **M.Sc. César Luis López Aguilar** : INTEGRANTE
- **M.Sc. Julio Hipólito Néstor Escate Ravello** : ACCESITARIO


Para dar inicio a la sustentación y evaluación de la Tesis titulada: "**PARAMETRIZACIÓN DE RELES MULTIFUNCIÓN EN LA COORDINACIÓN DE PROTECCIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO SET SANTA**", elaborada por el Bachiller de Ingeniería en Energía: **JOSÉ ALEJANDRO CHUQUICAJAS MORI**, teniendo como asesor al docente **M.Sc. CESAR LUIS LOPEZ AGUILAR**.

Terminada la sustentación el estudiante, respondió las preguntas formuladas por los miembros del jurado y el público presente.

El Jurado después de deliberar sobre aspectos relacionados con el trabajo, contenido y sustentación del mismo y con las sugerencias pertinentes, en concordancia con los artículos 39° y 40° del Reglamento General para Obtener el Grado Académico de Bachiller y Título Profesional de la Universidad Nacional del Santa, declara:

BACHILLER	PROMEDIO	PONDERACIÓN
JOSÉ ALEJANDRO CHUQUICAJAS MORI	Dieciocho (18)	Bueno

Siendo las doce horas del mismo día, se da por terminado el acto de sustentación, firmando los integrantes del jurado en señal de conformidad.


Mg. Gilmer J. Luján Guevara
PRESIDENTE


Mg. Robert F. Guevara Chinchayán
SECRETARIO


M.Sc. César L. López Aguilar
INTEGRANTE



"Año del Diálogo y la Reconciliación Nacional"

ACTA DE SUSTENTACION DE TESIS

A los veintiséis días del mes de diciembre del año dos mil dieciocho, siendo las once horas de la mañana, se instaló en el Auditorio de la Escuela Académica Profesional de Ingeniería en Energía, el Jurado Evaluador designado mediante **Resolución N° 543-2018-UNS-CFI**, integrado por los siguientes docentes:

- **Mg. Gilmer Juan Luján Guevara** : PRESIDENTE
- **Mg. Robert Fabian Guevara Chinchayán** : INTEGRANTE
- **M.Sc. César Luis López Aguilar** : INTEGRANTE
- **M.Sc. Julio Hipólito Néstor Escate Ravello** : ACCESITARIO

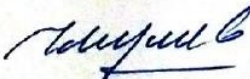
Para dar inicio a la sustentación y evaluación de la Tesis titulada: "**PARAMETRIZACIÓN DE RELÉS MULTIFUNCIÓN EN LA COORDINACIÓN DE PROTECCIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO SET SANTA**", elaborada por el Bachiller de Ingeniería en Energía: **BENJAMIN ERICK DOMINGUEZ MORILLO**, teniendo como asesor al docente **M.Sc. CESAR LUIS LOPEZ AGUILAR**.

Terminada la sustentación el estudiante, respondió las preguntas formuladas por los miembros del jurado y el público presente.

El Jurado después de deliberar sobre aspectos relacionados con el trabajo, contenido y sustentación del mismo y con las sugerencias pertinentes, en concordancia con los artículos 39° y 40° del Reglamento General para Obtener el Grado Académico de Bachiller y Título Profesional de la Universidad Nacional del Santa, declara:

BACHILLER	PROMEDIO	PONDERACIÓN
BENJAMIN ERICK DOMINGUEZ MORILLO	DIECIUNO (10)	BUENO

Siendo las doce horas del mismo día, se da por terminado el acto de sustentación, firmando los integrantes del jurado en señal de conformidad.


Mg. Gilmer J. Luján Guevara
PRESIDENTE


Mg. Robert F. Guevara Chinchayán
SECRETARIO


M.Sc. César L. López Aguilar
INTEGRANTE

INDICE

RESUMEN.....	9
ABSTRACT.....	10
1.1. ANTECEDENTES.....	12
1.2. FORMULACIÓN DEL PROBLEMA.....	21
1.3. OBJETIVOS.....	21
1.3.1. OBJETIVO GENERAL.....	21
1.3.2. OBJETIVOS ESPECIFICOS.....	21
1.4. FORMULACIÓN DE LA HIPOTESIS.....	21
1.5. JUSTIFICACIÓN Y LIMITACIONES DEL TRABAJO.....	21
2.1. DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN.....	24
2.1.1. FUSIBLES.....	24
2.1.2. RECONECTADORES.....	26
2.1.3. RELÉS DE SOBRECORRIENTE.....	30
2.1.3.1. CARACTERISTICAS DE OPERACIÓN.....	30
2.1.4. RELÉS DIFERENCIAL.....	32
2.2. TIPOS DE COORDINACIÓN.....	33
2.2.1. COORDINACIÓN DE SOBRECORRIENTE.....	33
2.2.1.1. COORDINACIÓN FUSIBLE – FUSIBLE.....	33
2.2.1.2. RECONECTADOR – FUSIBLE.....	33
2.2.1.2.1. FUSIBLE DEL LADO DE LA FUENTE.....	35
2.2.1.2.2. FUSIBLE DEL LADO DE LA CARGA.....	36
2.2.1.3. RELÉ – FUSIBLE.....	37
2.2.1.4. RELÉ - RECONECTADOR.....	38
2.2.1.5. RELÉ- RELÉ.....	39
2.3. COORDINACION DIFERENCIAL.....	40
2.4. SUBESTACIÓN CHIMBOTE 1.....	43
2.4.1. BAHIA DE SALIDA PARA LA LINEA CHIMBOTE 1 – SANTA 138 kV.....	43
2.5. SUBESTACIÓN SANTA.....	43
2.5.1. PROTECCION DE HABIA DE LLEGADA 138 Kv DEL TRANSFORMADOR DE POTENCIA.....	43
2.5.2. PROTECCION DE CELDA DEL TRANSFORMADOR DE POTENCIA.....	43
2.5.3. PROTECCION DE CELDA DE LLEGADA 13,8 kV DEL TRANSFORMADOR DE POTENCIA.....	43
2.5.4. PROTECCION DE CELDA DE SALIDA COISHCO-IND (STA 123) EN 13,8 kV.....	44

2.5.5.	PROTECCION DE CELDA DE SALIDA SANTA (STA 122) EN 13,8 kV	44
2.5.6.	PROTECCION DE CELDA DE SALIDA COISHCO (STA 121) EN 13,8 Kv	44
2.6.	PARAMETROS ELÉCTRICOS DE LA RED EN ESTUDIO	44
2.7.	CRITERIOS PARA LA DETERMINACION DE AJUSTES	45
2.7.1.	PROTECCION A DISTANCIA	45
2.7.2.	PROTECCION DE SOBRECORRIENTE	47
3.1.	FLUJO DE CARGA	50
3.1.1.	METODOLOGÍA TÉCNICA	50
3.1.2.	SOFTWARE UTILIZADO	50
3.1.3.	RESULTADOS DE LOS CASOS CONSIDERADOS	50
3.2.	CORTOCIRCUITO	50
3.2.1.	DATOS DEL SISTEMA ELECTRICO	50
3.2.2.	METODOLOGIA Y CRITERIOS	50
3.2.3.	ESCENARIO DE SIMULACION DE CORRIENTES DE CORTOCIRCUITO	51
3.2.4.	RESULTADOS DE LOS CASOS SIMULADOS	51
3.3.	PROTECCION DE DISTANCIA	52
3.3.1.	PARAMETROS GENERALES	52
3.3.2.	PROTECCION DE DISTANCIA SE CHIMBOTE 1	52
3.3.2.1.	LT CHIMBOTE 1 – SANTA 138 Kv (L-1116)	52
3.3.2.2.	MEMORIA DE CALCULO RELÉ 72A522	53
3.3.3.	CALCULO DE LOS AJUSTES PARA LA FUNCION DE SOBRECORRIENTE (50/51, 50N/51N, 67/67N)	55
3.3.3.1.	RELE DFP100 BAHIA DE SALIDA SE CHIMBOTE 1 – SANTA 138Kv	55
3.3.3.2.	RELE F60 LLEGADA GENERAL A SE SANTA 138 Kv	56
3.3.3.3.	RELÉ F60 LLEGADA GENERAL A SE SANTA 138 Kv	57
3.3.3.4.	RELÉ 650 SALIDAS EN 13,8 Kv SE SANTA	57
3.3.3.5.	RELE F650 SALIDAS EN 13,8 kV SE SANTA	58
3.3.4.	PROTECCION DIFERENCIAL DE BARRAS SE CHIMBOTE 1 EN 138 Kv	58
3.3.4.1.	TRANSFORMADORES DE MEDIDA	58
3.3.4.2.	PORCENTAJE DE FRENADO	59
3.3.4.3.	RESISTENCIA DE ESTABILIZACION (RE)	60
3.3.4.4.	UNIDAD DIFERENCIAL DE SUPERVISION	60
3.3.4.5.	OPERACIÓN PARA FALLA MINIMA	61

3.3.4.6.	AJUSTE PROPUESTO PARA RELÉ BUS2000	61
5.1.	CONCLUSIONES.....	63
5.1.1.	GENERAL	63
5.1.2.	ESPECÍFICOS	63
5.2.	RECOMENDACIONES.....	63

RESUMEN

Los estudios de coordinación de protecciones en las redes de media y alta tensión permiten poder obtener los parámetros adecuados para que los equipos de protección puedan despejar fallas de alta y baja impedancia de manera eficaz, permitiendo así poder identificar la zona donde ocurrió una falla en las líneas de transmisión o reducir la cantidad de afectados por el corte del suministro eléctrico en media tensión.

A lo largo de los años los relés para este propósito han ido evolucionando de ser electromecánicos a los relés multifunción digital de la actualidad, en ese marco se entiende que un relé multifunción debidamente parametrizado y recibiendo las señales de tensión y corriente puede realizar él solo la protección integral de las redes eléctricas en líneas de transmisión como en redes de distribución.

Con este fin se realiza el reemplazo de relés dedicados por relés multifunción para la protección diferencial, de distancia, sobrecorriente entre fases y sobrecorriente a tierra en líneas de transmisión y la protección de los alimentadores que nacen de la subestación de transformación Santa y con esto lograr mejorar la detección de fallas producidas en la línea de transmisión y en las redes de media tensión, obteniendo datos de sobrecorriente entre fases, sobrecorriente a tierra y guardando oscilografías que permiten analizar a profundidad la falla

ABSTRACT

The protection coordination studies in the medium and high voltage networks allow to obtain the appropriate parameters so that the protection equipment can clear high and low impedance faults effectively, thus allowing to identify the area where a fault occurred in the Transmission lines or reduce the amount affected by the cut of the medium voltage power supply.

Over the years, the relays for this purpose have evolved from being electromechanical to today's multifunction digital relays, in this context it is understood that a properly parameterized multifunction relay and receiving the voltage and current signals can only perform the integral protection of the electrical networks in transmission lines as in distribution networks.

For this purpose, the replacement of relays dedicated by multifunction relays for differential protection, distance, overcurrent between phases and overcurrent to ground in transmission lines and the protection of the feeders that are born from the Santa transformation substation is carried out and with this achieve improve the detection of faults produced in the transmission line and in medium voltage networks, obtaining data of overcurrent between phases, overcurrent to earth and saving oscilloscopes that allow to analyze in depth the fault

CAPITULO I

INTRODUCCION

CAPITULO I

INTRODUCCION

1.1. ANTECEDENTES

- Páez Rodríguez (2018) en su tesis de maestría titulada “Coordinación de Protecciones Eléctricas de Transformadores de una Planta Cementera”, realizada en la ciudad de Guatemala, Guatemala; es un tipo de investigación descriptiva; llega a las siguientes conclusiones: Los principales factores técnicos identificados para la modificación de parámetros de las protecciones eléctricas se encuentran los transformadores de medición de corriente y voltaje, valores máximos de corriente de operación de los transformadores de potencia, medida de monitoreo, tipo de curva y tiempo de respuesta; Comparando técnicamente los equipos de protección se emplean dos tipos, uno dedicado al monitoreo de alta y baja tensión del transformador, y otro, a la carga en baja tensión. Los transformadores de potencia tienen similares capacidades, por tanto se toma un valor promedio de corriente máxima operativa y de máxima momentánea. Las curvas de protección fueron graficadas, a través de software especializado demostrando deficiencias en sus configuraciones de medición y tiempos de respuesta, lo cual manifiesta los problemas existentes de desconexión de carga ante fallas de energía; Se modificaron los parámetros de los equipos, para establecer una curva de disparo extremadamente inversa con tiempos de retardo entre 1.5 y 3 segundos. Toma valores máximos de operación de los transformadores adicional a la corriente de arranque de motores, se estableció el punto máximo de monitoreo entre 0.2 a 1 de la relación de corriente de las protecciones eléctricas, para lograr una operación fiable. Se estableció una coordinación efectiva al graficar una nueva curva de disparo con los valores de medición y tiempos que satisfacen los límites de operación. Con esta nueva coordinación se logra un ahorro energético total de 20 000 kWh promedio, reduce la demanda de energía necesaria por tonelada de cemento elaborado. Se tiene una distribución uniforme de la energía que evita disturbios en la red eléctrica de la industria que puede provocar fallas de los demás equipos eléctricos.

- Doñez Gutiérrez (2015) en su tesis titulada “Selección y Análisis de Equipo de Protección en los Sistemas de Distribución (23Kv) para proporcionar la acción correcta a la naturaleza de las fallas”, realizada en la ciudad de México; es un tipo de investigación descriptiva; llega a las siguientes conclusiones: La energía eléctrica por

hoy es vital para las actividades básicas del ser humano, por lo que es importante el establecimiento de estrategias operativas para hacer uso eficiente de la energía y obtener ahorros económicos y generar más ventas, así como las condiciones requeridas necesarias bajo norma, estas condiciones son frecuencia y tensión al mismo tiempo que la energía se encuentre disponible en el instante que lo requiera nuestro cliente. La energía es vital para mantener el estado de bienestar que tenemos actualmente. Sin ella sería imposible el abastecimiento de los recursos esenciales, alimenticios y el transporte entre otros; Los sistemas de distribución han sido siempre parte esencial de un sistema eléctrico de potencia para la venta de la energía por lo que se tiene la convicción de que es necesario la aplicación de una correcta planeación y diseño para alguna perturbación creadas por los cambios aleatorios de cargas, fallas causadas por la naturaleza y algunas veces falla por el equipo o del personal se encuentra operando; Por lo tanto los dispositivos de protección juegan un papel muy importante para la parte de distribución, ya que estas deberán detectar condiciones anormales del sistema de potencia e iniciar su pronta respuesta para la acción correctiva y devolver al sistema en su estado casi estable. Los dispositivos deberán de ser capaces de dar una respuesta rápida y una perturbación mínima al sistema. Para ello se estudiaron los diferentes tipos de protección sus características, tiempo de respuestas, al mismo tiempo los criterios de coordinación para cada uno de los eventos y definir el equipo de protección que proporcionara tal respuesta; La buena aplicación de un sistema de protecciones divide al sistema eléctrico en varias zonas y a cada una de estas tendrá su particularidad para una buena respuesta, desde luego se deberá tener un criterio óptimo para el diseño y lograr un eficiente sistema de protección; Es importante saber que es impráctico el satisfacer completamente la totalidad de estos criterios de manera simultánea; dichos criterios serán la confiabilidad, la seguridad, el tiempo de respuesta, la economía, la simplicidad y la selectividad siendo necesario un compromiso el evaluar cada una de las características con base a una comparación de riesgos.

- Arce Lazo Edixon (2010) en su tesis titulada “Estudio de Coordinación de Protecciones en Alta y Media Tensión en la Subestación MACHALA propiedad de la Corporación Nacional de Electricidad S.A. – Regional El Oro”, realizada en la ciudad de Cuenca, España; es un tipo de investigación descriptiva; llega a las siguientes conclusiones: La eficiencia y el desarrollo, es uno de los factores fundamentales dentro de una empresa de servicios públicos, en la actualidad CNEL El Oro S.A. ha venido implementando nuevas tecnologías para la recopilación de información dentro de sus sistemas de

distribución y subtransmisión, una de las ecologías nuevas y muy aplicadas a nivel mundial es el GPS la misma que ha revolucionado los métodos, manejo y manipulación de la información; Este software es de mucha ayuda para el desarrollo de este estudios de tesis, el mismo que lleva un registro de la información gráfico computarizado de las líneas, estructuras, distancias en sistemas de subtransmisión y distribución, esta información es de mucha ayuda al momento de realizar los estudios eléctricos, cumpliendo de esta manera con el ente regulador CONELEC el mismo que exige a las empresas distribuidoras de energía tengan digitalizadas e integradas sus redes eléctricas de alta tensión, media tensión y baja tensión; Mediante una programación (interface) se logró trasladar la información del GIS al SynerGEE Electrical 3.8, el segundo utilizado para realizar análisis de distribución de la carga, flujos de potencia, cortocircuitos y chequeo de protecciones, con este software se logró manipular las curvas de los tira fusibles utilizados en este estudio de coordinación de protecciones de la subestación Machala; Un método que es de mucha importancia y para mi parecer el primordial es la distribución de la carga, en primera instancia se colocó medición de corriente y factor de potencia en las zonas sobrecargadas del alimentados 0411 (por 7 días), estos valores son colocados en formas de medidor en SynerGEE Electrical 3.8, en la misma dirección que fueron instalados. Una vez distribuida la carga podemos obtener resultados casi precisos en el análisis de flujos de potencia y ende obtener la corriente de carga en cada punto de protección; SynerGEE Electrical 3.8, presenta un módulo de chequeo de protecciones de sobrecorriente el mismo que es realizado gráficamente por curvas de tira fusibles de distintos valores de amperaje y de las distintas marcas existentes en el mercado, este modelo permite realizar la coordinación de protecciones de sobre corriente mediante criterios establecidos por la persona que se encontrara realizando el estudio; Cuando se realiza un estudio de coordinación de protecciones el objetivo final es dejar el menor número de abonados desconectados al momento de producirse alguna falla, ya que por el momento no existe alguna ley que aplica una sanción para la empresa distribuidora de energía, pero con la nueva propuesta de regulación de calidad de distribución preparada por el Consejo Nacional de Electrificación CONELEC por cada KWH de energía no suministrada la empresa distribuidora pagaría al abonado residencial un valor

de 1,50 centavos de dólar lo cual representaría pérdidas económicas muy elevadas para la empresa distribuidora. Es por este motivo que el estudio de coordinación de protecciones debería estar fundamentalmente presente dentro de una empresa distribuidora de energía; Como conclusión final del estudio realizado puedo decir que el levantamiento de la información en los alimentadores es de vital importancia al momento de realizar los estudios eléctricos de potencia anteriormente mencionados, este proyecto es una de las revoluciones tecnológicas dentro de un sistema de distribución, posteriormente y con la ayuda de estudios e implementación de equipos de protección electrónicos podemos llegar a obtener redes eléctricas inalámbricas (consideradas como redes eléctricas del futuro). Esta propuesta es debidamente justificada ante la CNEL Matriz para de esta forma obtener la ayuda económica necesaria y poder totalizar este estudio en todos los alimentados de las Subestaciones de CNEL El Oro S.A.

- Galván Hernández, Rosas Reyes & Santana García (2009) en su tesis titulada “Coordinación de Protecciones para un Sistema Eléctrico Industrial”, realizada en la ciudad de México DF, México; es un tipo de investigación descriptiva; llega a las siguientes conclusiones: Por medio de este proyecto de tesis se disminuyen las fallas por mala coordinación en el sistema industrial propuesto, el ajuste de las protecciones está determinado por la capacidad y el comportamiento de los equipos e instalaciones del sistema eléctrico; Para poder realizar la coordinación de protecciones se debe de realizar el cálculo de cortocircuito en cada una de las barras del sistema eléctrico para de esta forma seleccionar la protección adecuada; El ajuste de las protecciones está determinado por la capacidad y el comportamiento de los equipos e instalaciones del sistema eléctrico, por lo que se debe de considerar todas las condiciones de operación, temporales y permanentes; La protección de sobrecorriente mide permanentemente la corriente de cada fase con la finalidad de detectar las sobrecorrientes que se pueden producir en un cortocircuito. El tiempo de actuación de esta protección está en función del valor de la corriente; Para los ajustes y coordinación de protecciones se deben de tomar en cuenta la sensibilidad, velocidad, selectividad de la operación, fiabilidad y seguridad de la operación; Para el proceso de coordinación de protecciones se debe de

realizar desde la barra más alejada a la fuente de alimentación, ya que con ello se obtiene una secuencia de protecciones a diferentes márgenes de tiempo haciendo con ello que el sistema sea secuencial; El dispositivo que protege el circuito fallado deberá aislar la falla sin que las otras protecciones tengan que dispararse. Para con ello solo se interrumpa solo una porción del sistema eléctrico y no perjudique la producción.

- Esteva Ángel & Olguín Montiel (2009) en su tesis titulada “Selección de Protecciones del Sistema Eléctrico para una Banda Transportadora de una Central Carboeléctrica”, realizada en la ciudad de México DF, México; es un tipo de investigación descriptiva; llega a las siguientes conclusiones: Para tener una operación selectiva en los dispositivos de protección es necesario realizar los ajustes adecuados en corriente y tiempo para dichos dispositivos, de tal manera que para el primer caso opere el dispositivo más cercano a la falla y para el segundo caso sin que operen otros equipos que no hubiesen tenido fallas en su zona de operación. Tanto son importantes los ajustes en los dispositivos de protección como la correcta selección de las protecciones. Para el primer caso es necesario contar con la siguiente información: Documentación del sistema eléctrico, Límites de protección de los equipos, Características técnicas de los dispositivos de protección, Calculo de corto circuito, Diagrama unifilar del sistema; Para el segundo caso es necesario realizar un estudio Técnico Económico, en el cual se evaluarán las características técnicas de las diferentes opciones, así como los precios. De lo anterior dependerá la correcta operación, de las protecciones y por lo tanto la instalación eléctrica cumplirá con los requisitos de confiabilidad, seguridad y economía. Es necesario hacer notar que de acuerdo a la capacidad de los equipos a proteger es el tipo de protección que se va a instalar, es decir, un motor de gran capacidad llevará mayor protección que un motor de pequeña capacidad. Por lo tanto también las protecciones serán más complejas o más sencillas. Las nuevas protecciones tienen características flexibles que deben ser aprovechadas al máximo para una mejor operación de los equipos, ya que los nuevos avances en la tecnología contemplan algunos aspectos más parecidos en la operación de los equipos, por lo tanto las protecciones tienen mayor cobertura; Por lo tanto se concluye que para llevar a cabo el cálculo de ajuste y coordinación de protecciones es de suma

importancia conocer primeramente la corriente de cortocircuito debido a ello en el presente trabajo se calcularon las corrientes de cortocircuito en los diferentes buses del sistema tanto en el de 6.9 kV y en 0.48 kV, para poder hacer una adecuada selección de los dispositivos de protección y tener un buen desempeño de los mismos como se menciona en el trabajo que alcancen una vida útil de 30 años; Por lo anterior en el presente trabajo se llegaron a los resultados esperados en el estudio de la corriente de corto circuito siguiendo la metodología de reactancias cumpliendo con el alcance mencionando anteriormente; En la parte de selección y coordinación de protecciones se utilizó el revelador DIGITRIP que es multifunciones es decir que trae diferentes aplicaciones de otros reveladores para hacernos más fácil la coordinación de las protecciones del sistema y evitar que se traslapen las curvas e impidan que algún dispositivo deje de funcionar para evitar que el equipo se dañe y así garantizar el funcionamiento de 30 años que se indica en el presente trabajo.

- Sanmiguel Garza (2001) en su tesis de maestría titulada “Coordinación de Protecciones en Sistemas Eléctricos en Industria del Alkali S.A. de C.V.”, realizada en la ciudad de San Nicolás de los Garza, México; es un tipo de investigación descriptiva; llega a las siguientes conclusiones: Se ha mencionado antes que la función de los dispositivos de protección es la detección de las condiciones de falla y aislamiento del problema, tan rápido como sea posible. La aplicación correcta de estos dispositivos de protección depende de varios factores que involucran estudios y experiencia en la protección de sistemas; Un sistema eléctrico potencia industrial ideal, debe ser un sistema selectivo. Para cumplir con el requisito de ser selectivo los dispositivos de protección de ser dimensionados y coordinados con otros de tal manera que, opera primero solo el dispositivo de protección que se encuentre más cercano a la falla, si por alguna razón no funciona, entonces debe operar el siguiente, viendo el arreglo de la fuente hacia la falla y así sucesivamente; Para lograr una operación selectiva, se debe tener cuidado en seleccionar los dispositivos de protección con las características interruptivas apropiadas y el conocimiento de sus curvas tiempo – corriente; El proceso de coordinación de protecciones se inicia con la elaboración de un diagrama

unifilar del sistema por coordinar, en este se deben indicar los datos principales de los equipos, como son: niveles de voltaje en cada barra, potencia e impedancia de los transformadores de potencia longitud y calibre de los conductores, potencia y voltaje de motores, localización y potencia de centros de control de motores, datos generales de los transformadores de corriente y de potencial; El estudio de corto circuito representa un punto de partida para la coordinación de protecciones, y para este estudio se debe de disponer del diagrama unifilar para la elaboración de diagrama de impedancia. Se debe disponer de las curvas tiempo-corriente para cada uno de los dispositivos de protección; En los que intervienen (fusibles, relevadores, interruptores, etc) estos datos son los que directamente se ven en el estudio.; Algunas limitantes para el proceso de coordinación de protecciones son: las corrientes de arranque de los motores eléctricos, las corrientes de carga, los límites térmicos de los equipos, las curvas de daño de transformadores, grado de protección requerida en sistemas industriales. Para cada circuito se debe estudiar la protección requerida según la norma NOM-0001-SEMP y/o el NEC/ANSI, o las requeridas por las características de la carga alimentada, como son: la curva ANSI para transformadores, la corriente de magnetización de los transformadores, la curva de daño de los conductores de fuerza, la curva o perfil de la operación normal de casa motor.

- Cervantes Vega (2000) en su tesis de maestría titulada “Protección de Sistemas Eléctricos.”, realizada en la ciudad de San Nicolás de los Garza, México; es un tipo de investigación descriptiva; llega a las siguientes conclusiones: Las protecciones eléctricas son cada vez más recorridas y ocupan un lugar importante dentro de los mecanismos en la industria. Sin una debida coordinación de estas protecciones se correrían un sin número de riesgos por lo que los ingenieros debemos estar capacitados sobre el tema; Aspectos de relevancia tales como relevadores, fallas, mecanismo contra fallas y sistemas eléctricos no pueden faltar en un investigación referente a la coordinación de protecciones eléctricas. De esta manera se intentó abarcar cada uno de las secciones referentes y realizar una digna presentación; Aunque los conocimientos que se tenían sobre la investigación eran casi nulas poco a poco se fue aprendiendo más de los temas hasta lograr un trabajo amplio y suficiente.

- Castañeda Pacheco (1989) en su tesis titulada “Aplicación de Fusibles Limitadores de Corriente y de Expulsión, en una Red de Distribución Primaria”, realizada en la ciudad de Lima, Perú; es un tipo de investigación descriptiva; llega a las siguientes conclusiones: En el análisis técnico – económico para definir la protección de alimentadores laterales, se demuestra que conviene proteger a dichos alimentadores con seccionador fusible de potencia tripolar equipado con fusibles limitadores de corriente por las razones siguientes: El elevado nivel de cortocircuito de la red de distribución de 10 KV obliga la utilización de fusibles limitadores de corriente por su efecto de limitación de corriente, El bajo costo comparado con el interruptor y relés HB; En el caso de la protección de subestaciones convencionales, para proteger transformadores de 50 y 100 KVA se ha utilizado seccionador de potencia tripolar equipado con fusibles NH y no interruptor termomagnético como para los transformadores de 260, 250, 400 y 630 KVA. El hecho de que en la presente tesis no se haya utilizado interruptor termomagnético en la protección de transformadores de 50 y 100 KVA, no implica que en cualquier otro caso no se utilice, el uso solamente de fusibles trae como consecuencia que el transformador no tenga protección contra sobrecargas y por consiguiente si no se tiene un buen chequeo de la carga el transformador se puede recalentar. La razón fundamental de utilizar fusibles para proteger transformadores de 50 y 100 KVA, en la presente tesis, obedece a aspectos económicos y lo que es importante, este tipo de protección se ha llevado a cabo durante años en la red de Electrolima sin problemas; Para proteger transformadores existe cierta flexibilidad, por ejemplo en subestaciones convencionales el transformador de 630 KVA, con un interruptor termomagnético marca ITE de 1800 A (sin regulación térmica), se le puede proteger con los siguientes fusibles GE de 10 KV: 50 E, 65 E, 80 E y 100 E, regulando el dispositivo magnético del interruptor de 220 V a los puntos L, 2, 4 y H respectivamente. En el caso de contar con un interruptor marca Square de 2000 A, se le puede proteger con fusibles de 65 E y 80 E, regulando el termomagnético en L, también se le puede proteger con un fusible 100 E regulando el dispositivo magnético en H. Lo indicado explica que para proteger transformadores existen varias alternativas, pero también existe una alternativa ideal con lo que se logra un mejor

aprovechamiento de las máximas capacidades de los equipos; Para los casos de subestaciones compactas y aéreas que no tienen interruptor termomagnético, en la protección solo se ha contemplado el rango de los cortocircuitos, más no en el rango de las sobrecargas. Por lo tanto es necesario tener un control adecuado de carga de estos transformadores, para que cuando se llegue a cubrir la carga instalada, se prevea la subestación con otro transformador de mayor potencia; Cabe resaltar que las experiencias anotadas en la presente tesis, referente a la protección de subestaciones son las obtenidas durante un considerable tiempo. Se han anotado los equipos utilizados con sus respectivas marcas de fabricación y cuyo empleo está normalizado en Electrolima. No obstante no se descarta la posibilidad de que hayan otros fabricantes que pueden proporcionar equipos similares y aún superiores; En la protección de alimentadores laterales debe utilizarse fusibles limitadores de corriente de 100 A para proteger cables NKY de 16 mm² y fusible de 125 A para proteger cable NKY de 35 mm² y el cable N2XSY de 25 mm². No debe utilizarse fusibles limitadores de corriente de 63 y 80 A porque resultan limitantes ya que ambos fusibles no coordinan con el fusible limitador clase C-ANSI 40 C, que protege a las subestaciones compactas de 400 y 630 KVA, lo cual implicaría prohibir el uso de este tipo de subestaciones en laterales de 16 mm²; Algunos fabricantes de fusibles limitadores de corriente que protegen alimentadores laterales, admiten que sus fusibles tiene una zona denominada “Negra” donde el fusible no actúa adecuadamente y puede explosionar, esta zona se presenta entre la corriente nominal y 3 veces ella. Lo indicado anteriormente resulta cierto ya que según las pruebas realizadas en Electrolima, la experiencia en la red de Electrolima y las pruebas realizadas en otros países, se deduce que los fusibles limitadores de corriente, explosionan, se fracturan o expulsan gases ionizados, cuando se producen sobrecargas o fallas con corrientes de baja magnitud, comprendidas entre I_n y $3 I_n$. Este problema es reconocido por la Comisión Electrotécnica Internacional CEI e indica que la norma CEI 282-1 está actualmente en revisión; Para proteger el rango de sobrecargas, comprendido entre I_n y $3 I_n$, es necesario equipar el seccionador de potencia con un sistema formado por 2 transformadores de 100/5A con aislamiento en 10 KV, 1 bobina de desconexión y un relé térmico secundario.

1.2. FORMULACIÓN DEL PROBLEMA

En qué medida se mejora la detección de fallas en el sistema eléctrico de la SET Santa, con la implementación del estudio de coordinación de protecciones mediante la instalación de relés multifunción.

1.3. OBJETIVOS

1.3.1. OBJETIVO GENERAL

Determinar la mejora de detección de fallas en el sistema eléctrico de la SET Santa, con la implementación del estudio de coordinación de protecciones mediante la instalación de relés multifunción.

1.3.2. OBJETIVOS ESPECIFICOS

- Analizar los tipos de fallas del sistema eléctrico de la SET Santa, para determinar las fallas más frecuentes.
- Analizar el sistema de protección existente del sistema eléctrico de la SET Santa, para determinar su mejora de detección de fallas.
- Analizar los sistemas de protección utilizados en los sistemas eléctricos de potencia, para seleccionar el sistema de protección más adecuado.
- Determinar de los parámetros eléctricos para el análisis técnico del sistema de protección.
- Determinar la mejora de detección de fallas en el sistema eléctrico de la SET Santa, con la implementación del estudio de coordinación de protecciones mediante la instalación de relés multifunción.

1.4. FORMULACIÓN DE LA HIPOTESIS

Si se implementa del estudio de coordinación de protecciones mediante la instalación de relés multifunción, se mejora la detección de fallas en el sistema eléctrico de la SET Santa.

1.5. JUSTIFICACIÓN Y LIMITACIONES DEL TRABAJO

Es importante por los siguientes motivos que se indica a continuación:

- Busca realizar las coordinaciones en alta y media para asegurar la confiabilidad del sistema.
- Así mismo esta coordinación permitirá actualizar las protecciones para la carga real de la subestación.

CAPITULO II

MARCO TEÓRICO

CAPITULO II

MARCO TEÓRICO

2.1. DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN

2.1.1. FUSIBLES

Se puede decir que es uno de los dispositivos de protección más utilizado y confiable dentro del sistema de protección. Realizan diferentes funciones como:

- Sentir cualquier subida de corriente en el sistema protegido.
- Interrumpir sobrecorrientes.
- Soportar voltajes transitorios de recuperación para no permitir reignición (extinción controlada del arco).

Cuando por el fusible circula una sobrecorriente, el intervalo de tiempo desde que se detecta, hasta que empieza a fundirse se denomina “Tiempo mínimo de fusión”, y el intervalo de tiempo que termina de fundirse se denomina “Tiempo máximo de despeje”. La principal limitación de un fusible es, siempre que es sometido a una corriente superior a su mínima corriente de fusión, se funde y queda sin servicio la parte del sistema más allá de este, esta interrupción se da hasta que un técnico llegue y analice el tipo de falla y reponga dicho fusible.



Figura 1.1. Porta fusible Tipo L (intercambiable) fuente (COOPER-KEARNEY).

Existen diferentes subdivisiones de los tipos de fusibles según la norma ANSI C37.42. Mencionaremos una descripción de cada uno de ellos.

- **Fusible tipo K:** Conducen hasta 150% de su I_n sin daños (relación de velocidad es 6 a 8).

- **Fusibles Tipo T:** Más lentos que los K (relación de velocidad 10 a 13).
- **Fusible tipo Std:** Intermedia entre los K y T; son permisivos a las fluctuaciones de corriente (relación de velocidad 7 a 11).
- **Fusible Tipo H:** Conducen hasta el 100% de su I_n sin daño; tienen característica de fusión muy rápida (relación de velocidad 7 a 11).
- **Fusible Tipo N:** Conducen hasta el 100% de su I_n sin daños. Son más rápidos aún que los H.
- **Fusible Tipo X:** Provistos de un elemento dual; son permisivos a las fluctuaciones de la corriente (relación de velocidad 32).
- **Fusible Tipo Sft:** Provisto de elemento dual; no actúan ante fallas temporarias en transformadores.
- **Fusibles Tipo MS o KS:** Respuesta ultra lenta y mayor permisividad de corriente que los T; bueno como protección de línea (relación de velocidad 20).

En siguiente grafico mostraremos diferentes tira fusibles los cuales conocemos comúnmente, existen tira fusibles de diferentes marcas entre las más comunes están Change, ABB, Cooper etc. A continuación se muestra la gráfica de algunos tira fusibles según el tipo de amperaje.



Figura 1.2. Tira fusibles utilizados en media tensión

Un fusible de Tipo K, se comporta de forma diferente de un fusible de tipo T o de cualquier tipo.

Dentro de un mismo tipo de fusibles existe una subdivisión que los diferencia en valores de amperios utilizados para una correcta coordinación de protecciones por lo cual se recomienda utilizar fusibles del mismo tipo y subdivisión.

De manera que el fabricante garantiza que un fusible de 10 A se fundirá antes que uno de 15 A, uno de 20 A se fundirá antes que uno de 25 A, así sucesivamente hasta llegar al fusible de mayor valor en amperios, si estos son del mismo tipo y subdivisión, lo que no garantiza el fabricante es que un fusible de 8 A no preferido se funda antes que uno de 10 A preferido, o que uno de 10 A preferido se funda antes que uno de 12 A no preferido. Cabe añadir que cada fusible tiene diferentes curvas según su valor de interrupción, la curva viene dada en amperios – segundos.

En la siguiente gráfica mostraremos curvas de tira fusibles de diferentes valores en amperios.

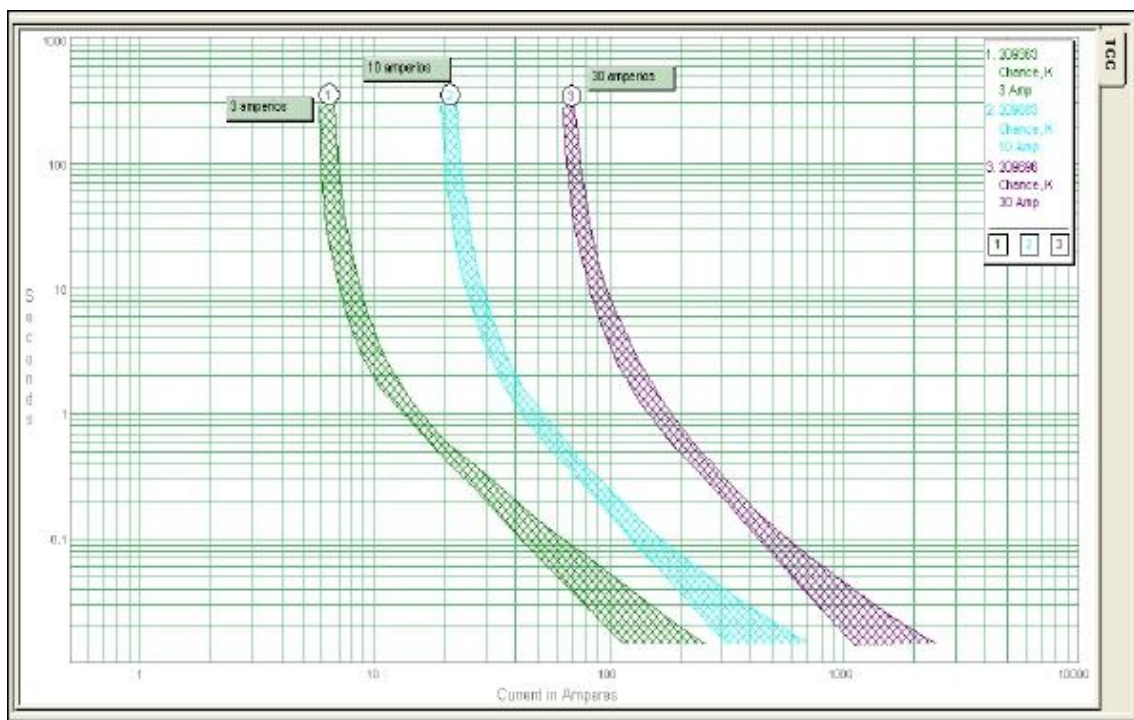


Figura 1.3. Curvas de fusibles de diferentes valores de corriente.

2.1.2. RECONECTADORES

Los reconectores son dispositivos automáticos de recierre de un circuito cuando se produce una falla temporal en el mismo. Son diseñados para soportar corrientes de cortocircuito, también poseen un sistema de control capaz de medir la corriente

de línea que están protegiendo; en caso que se produzca una falla abren o cierran el circuito en una secuencia determinada. Si la falla persiste después de ejecutada la secuencia de apertura y cierre, el reconectador se encarga de aislar el resto del sistema.

Los reconectores se clasifican de acuerdo a la técnica de extinción del arco utilizado, existen los de vacío y los de aceite mineral y al tipo de control que utilizan para ejecutar la secuencia de recierre, la inteligencia o control puede ser hidráulico o electrónico. Las características principales del reconectador son las siguientes:

- **Corriente de interrupción:** es la máxima corriente simétrica RMS que el reconectador puede interrumpir.
- **Ciclo de trabajo:** el ciclo de trabajo del reconectador es la secuencia de operación que el equipo utiliza para despejar una falla y sobre la cual se determina el tiempo de vida útil del equipo según la corriente de interrupción.
- **Corriente nominal:** es la corriente continua a 60 Hz que el equipo puede soportar por un tiempo indefinido. Los reconectores con control electrónico vienen provistos de bobinas de 560 A o 1120 A, según las cantidades de potencia manejadas por el sistema. Los reconectores con control hidráulico tienen bobinas en serie con el circuito de baja suspensión, las cuales están en un rango de 25 hasta 560 A.
- **Tensión de servicio:** es el voltaje nominal de operación del reconectador, generalmente, el reconectador está diseñado para soportar superiores a los voltajes de línea del sistema. Por ejemplo, para un sistema de distribución a 13,8 kV, la clase de voltaje de un reconectador es de 15,5 kV.

Los reconectores tienen diversas curvas de tiempo inverso, lo que permite escoger la adecuada para cualquier caso de coordinación, estas curvas se denominan “lentas”, mientras que la operación de apertura instantánea también poseen curvas, denominadas “rápidas”.

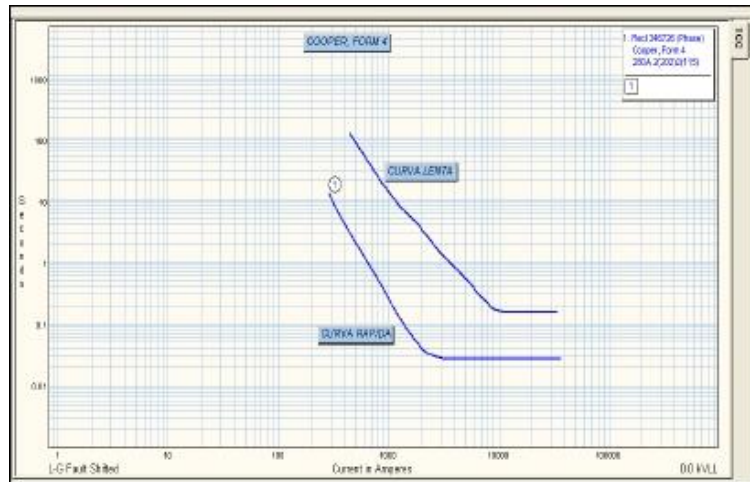


Figura 1.4. Curva de un reanectador Cooper Form 4. Fuente (SYNERGEE ELECTRICAL 3.8.)

La secuencia de operación es un parámetro que se puede manejar, generalmente la secuencia se compone de cuatro operaciones, entendiéndose cada operación como una apertura del circuito. La rapidez de cada operación (apertura) la podemos ajustar estableciendo en el reanectador que curva domina la primera apertura, la segunda, la tercera y la cuarta. La secuencia o ciclo estándar de trabajo para un reanectador se muestra en la figura 1.5, el recierre del circuito después de una apertura demora dos segundos en equipos con control hidráulico, y para equipos con control electrónico este tiempo es ajustable. La figura 1.6 se muestra la secuencia de operación del reanectador ante una falla en el circuito que supervisa.

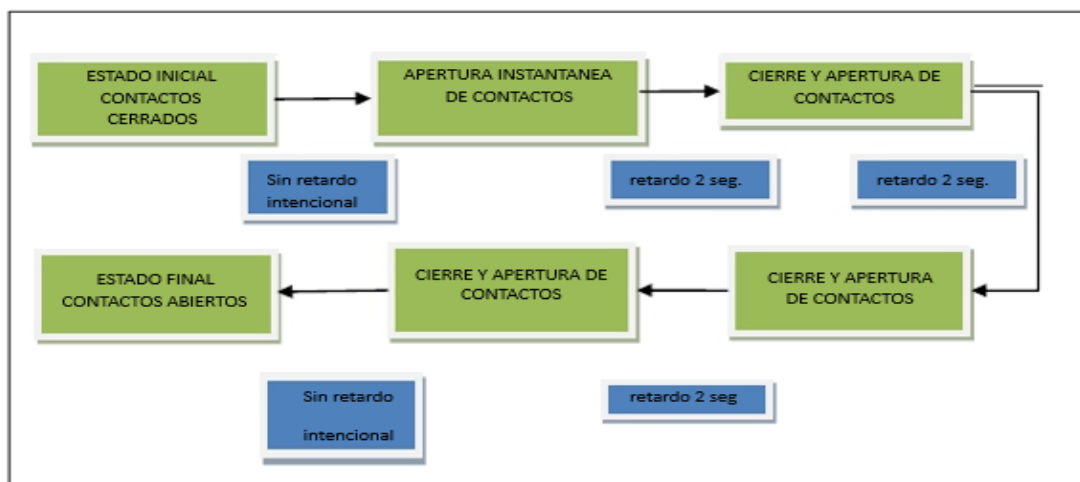


Figura 1.5. Ciclo de trabajo de un reanectador

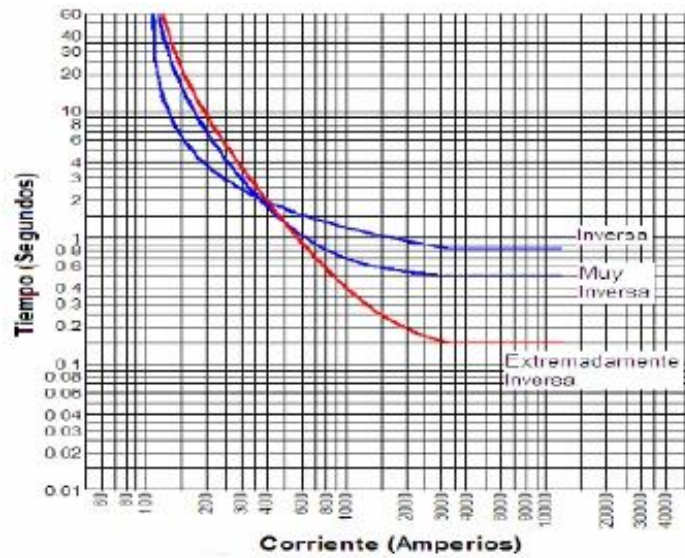


Figura 1.6. Secuencia completa de operación de un reconectador

Además los reconectores poseen curvas que pueden ser usadas para el caso de coordinaciones de un reconectador con cualquier otro equipo de protección, los reconectores pueden ser trifásicos o monofásicos dependiendo de las redes de distribución existentes en el sistema de distribución.

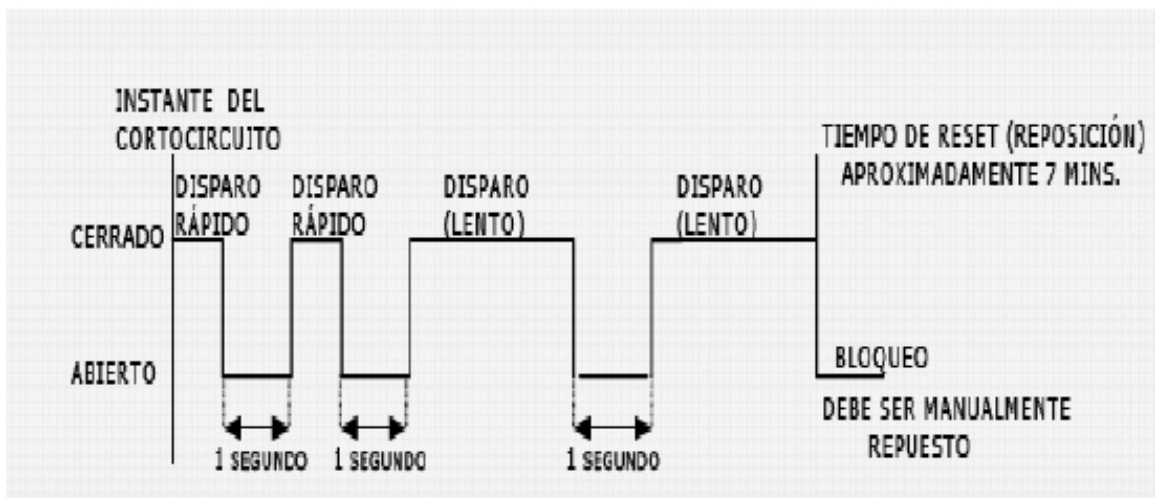


Figura 1.7. Curvas de un reconectador



Figura 1.8. Reconector Trifásico

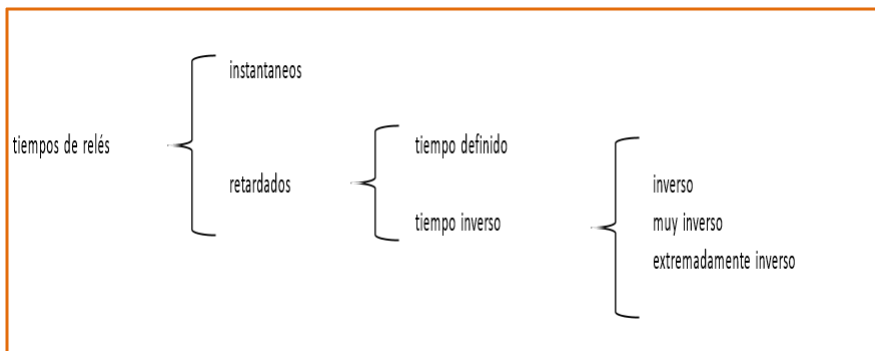
2.1.3. RELÉS DE SOBRECORRIENTE

Este dispositivo de protección es uno de los más simples y muy altamente utilizado, especialmente en alimentadores radiales de distribución (10 a 25 kV) y transformadores de poca potencia (hasta 4 MVA). Se usa como protección de respaldo e equipos más importantes dentro de un sistema eléctrico de potencia, como generadores, transformadores de gran potencia, líneas de media tensión, etc. El funcionamiento de un relé de sobrecorriente es simple ya que su operación depende de dos variables básicas las cuales describimos a continuación.

- El nivel de corriente mínima de operación (o corriente de pickup), que es aquel valor que produce el cambio de estado del relé.
- La característica de tiempo de operación.

2.1.3.1. CARACTERÍSTICAS DE OPERACIÓN.

De acuerdo a la característica de tiempo de operación, los relés pueden clasificarse en:



Cuadro 1.1. Tipos de relés según su característica de tiempo de operación

- **PROTECCIONES DE SOBRECORRIENTE INSTANTÁNEAS**

Los relés de unidades aisladas, son poco usados en los sistemas eléctricos de potencia, normalmente se utilizan con otras protecciones, con el propósito de combinar sus características. Se construye del tipo de armadura succionada, armadura atraída y copa de inducción. El torque de estos elementos responde a una expresión del tipo KI^2 , sus tiempos de operación son del orden de los 10 a 60 milisegundos.

- **PROTECCIONES DE SOBRECORRIENTE DE TIEMPO DEFINIDO**

Una protección simple de tiempo definido se puede obtener usando un relé instantáneo en conjunto con un elemento temporizador (T) que produzca un retardo necesario, en la práctica se utiliza muy poco una solución en base a elementos independientes, sino que se usa un relé del tipo disco de inducción cuya curva sea muy poco inversa, de modo que puede llamarse de tiempo definido, en este tipo de relé el tiempo se define para 10 veces la corriente de operación, en adelante. Esta característica de operación se consigue utilizando una unidad de medida cuyo núcleo se satura rápidamente. En los relés de estado sólido se utiliza un elemento comparador que actúa a través de un temporizador. El relé opera solo si la sobre corriente se mantiene durante un tiempo necesario. En caso contrario, el relé no entra en proceso de operación.

- **PROTECCIONES DE SOBRECORRIENTE DE TIEMPO INVERSO**

La principal característica de este tipo de relé es, que mientras mayor sea la corriente aplicada, menor es su tiempo de operación. En el caso del tipo electromecánico, el relé está basado en una unidad de medida de disco de inducción, ya sea del tipo de espira o en cortocircuito o wattimétrica. En la siguiente figura se muestra las curvas de los tres tipos de relés.

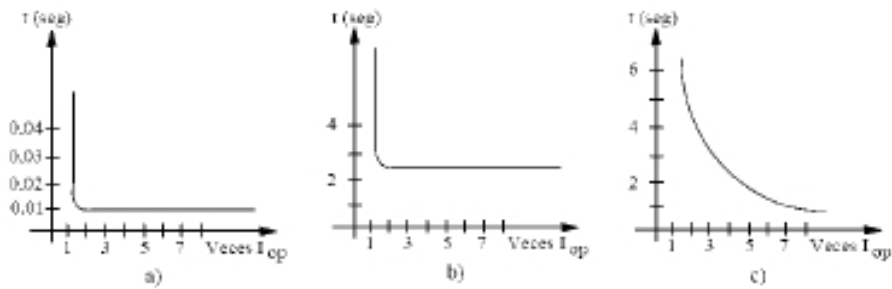


Figura 1.9. Curvas de tiempo corriente de relés: a) Instantáneo; b) Tiempo definido; c) Tiempo inverso

2.1.4. RELÉ DIFERENCIAL

Es el único dispositivo ideado para la protección de personas y protección contra indirectos, debe tener una correcta toma a tierra para garantizar su óptimo funcionamiento. Su misión es detectar de una intensidad de defectos (I_{def}), que es una intensidad que surge cuando ocurre un defecto en la instalación, ya que en ninguna circunstancia debe circular corriente por el conductor de tierra, este dispositivo es capaz de detectar la diferencia entre la intensidad de entrada y la de salida, abriendo sus contactos cuando los valores de estas intensidades no coincidan. Una de las características principales es la sensibilidad que tiene para detectar el mínimo valor de intensidad de defecto.

Por motivos prácticos y económicos, este relé es de mayor uso para la protección de máquinas síncronas y asíncronas, transformadores de potencia, barras de subestaciones y líneas cortas, de potencias importantes (de 5 a 8 MVA). Para el esquema podemos observar que la corriente que detecta el relé diferencial “R”, en las condiciones indicadas, es igual a cero. Cuando ocurre una falla, sea monofásica, bifásica o trifásica, en la zona protegida (entre los TT/CC), distancia de cero, por el relé “R”, de modo que éste da la orden de abrir el interruptor correspondiente.

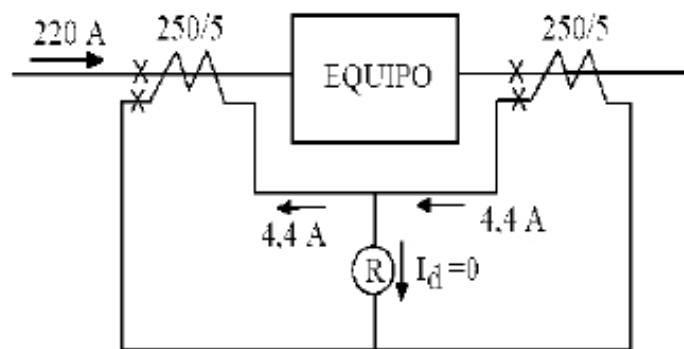


Figura 1.10. Diagrama esquemático de un relé diferencial.

2.2. TIPOS DE COORDINACIÓN

2.2.1. COORDINACIÓN DE SOBRECORRIENTE

2.2.1.1. COORDINACIÓN FUSIBLE – FUSIBLE

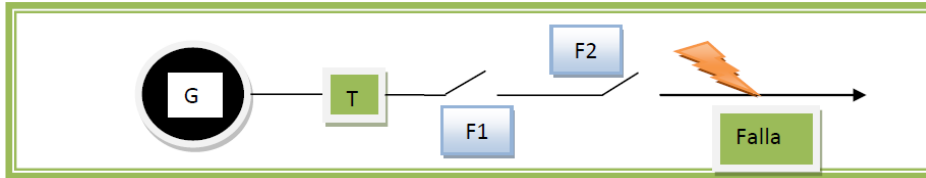


Figura 1.11. Coordinación fusible – fusible

En este tipo de coordinaciones el fusible 2 que se encuentra más cercano a la falla se denomina protección principal y debe terminar su proceso de fundición antes que la protección de respaldo fusible 1 inicie su proceso de fusión, con lo cual estamos cumpliendo uno de los criterios más importantes que es el de la selectividad. Para la coordinación fusible – fusible se logra mediante la selección adecuada del tipo de fusible y su capacidad de manera que el fusible más cercano a la falla se funda antes que el de respaldo, aislando el área con problemas. *En la práctica, la coordinación de fusibles dicta que el tiempo máximo de despeje de falla de un fusible no debe exceder el 75% del tiempo mínimo de fusión del fusible de respaldo, en el rango de posible corriente de cortocircuito. Además, se practica la coordinación de fusibles del mismo tipo (K, T, N, XS, etc.) para un alimentador o circuito.* Tómese en cuenta que cuando el fusible es de estaño se debe multiplicar por 1,5 la corriente nominal con sobrecarga que depende de los criterios del personal que va a realizar la coordinación.

2.2.1.2. RECONECTADOR – FUSIBLE

Para la coordinación del reconectador – fusible se pretende que una falla permanente en el ramal secundario sea liberada por el fusible que protege y una falla temporal sea liberada por el reconectador de cabecera. A continuación se explica dicha coordinación mediante un ejemplo. En la figura mostrada a continuación se presenta un diagrama unifilar muy sencillo para ejemplificar la correcta coordinación de protecciones que debe existir entre un fusible y el reconectador de cabecera, tomando en cuenta dos situaciones diferentes a las

cuales debe actuar o no un reconector, una falla temporal y una falla permanente que ocurre en el mismo lugar pero en diferentes ocasiones.

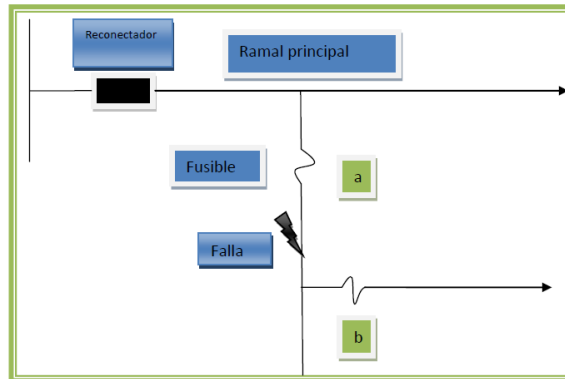


Figura 1.12. Coordinación reconector fusible

Para comprender el comportamiento de coordinación de protecciones es necesario explicar de una manera gráfica, donde se muestran las curvas del reconector y del fusible colocadas para la correcta coordinación.

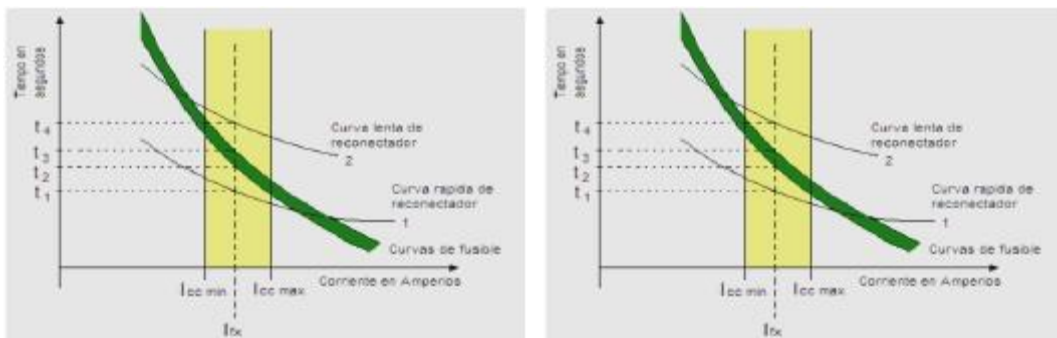


Figura 1.13. Gráfica de coordinación de protecciones Reconector - fusible

En primera instancia se analiza una falla temporal que ocurre en el punto X entre los puntos a y b que son protegidos por el fusible como se muestra en la figura 1.12. Al ocurrir una falla temporal en el punto X, la corriente aumenta instantáneamente de valor hasta alcanzar el valor I_{fx} censando primero este aumento de intensidad la curva 1 que es la curva rápida del reconector, esto sucede en un tiempo t_1 lo que provoca en este instante la primera apertura del interruptor, el fusible no detecta el cambio de corriente ya que el valor alcanzado por I_{fx} no llega a alcanzar la curva mínima de fusión, el reconector cierra automáticamente y como la falla es temporal esta fue liberada, de esta forma se asegura la continuidad del servicio.

En segunda instancia ocurre una falla permanente en el punto X, la corriente sufre un aumento significativo. La curva 1 detecta el aumento de corriente en el tiempo t_1 , opera por primera vez una curva rápida interrumpiendo el flujo de corriente, el reconectador cierra sus contactos nuevamente y como la falla es permanente la corriente aumenta de valor instantáneamente, el segundo aumento de corriente ya no lo detecta la curva 1, ahora lo detecta la curva mínima de fusión del fusible en el tiempo t_2 , comenzando a fundirse en este instante, en el tiempo t_3 el fusible se funde totalmente y la falla es liberada antes que el reconectador opere en la curva lenta 2, de esta forma se asegura la continuidad del servicio a los lugares donde no existe falla.

Cuando se tiene dos dispositivos diferentes, la coordinación depende de la ubicación relativa de ellos, es decir en el caso de que el fusible este ubicado del lado de la fuente, operaría como protección de respaldo del reconectador o viceversa.

2.2.1.2.1. FUSIBLE DEL LADO DE LA FUENTE

Como se mencionó anteriormente para este caso, la protección principal sería el reconectador, y el fusible desempeña la función de respaldo, todas las operaciones de reconectador deben actuar antes que el fusible, para lo cual el (mtf) del fusible debe ser mayor que el tiempo de despeje lento del reconectador afectado por el factor k , como se puede observar a continuación.

SECUENCIA DE APERTURA			
Tiempo de reconexión en segundos	2 lentas	2 rápidas - 2 lentas	1 rápida - 4 lentas
25	2.70	3.20	3.70
30	2.60	3.10	3.50
60	2.10	2.50	2.70
90	1.85	2.10	2.20
120	1.70	1.80	1.90
240	1.40	1.40	1.45
600	1.35	1.35	1.35

Figura 1.14. Coordinación fusible – reconectador

Según Cooper Power System, los factores k para esta coordinación depende del tiempo del recierre en ciclos y del número de intentos, en la tabla a continuación se presentan algunos valores de dicho factor.

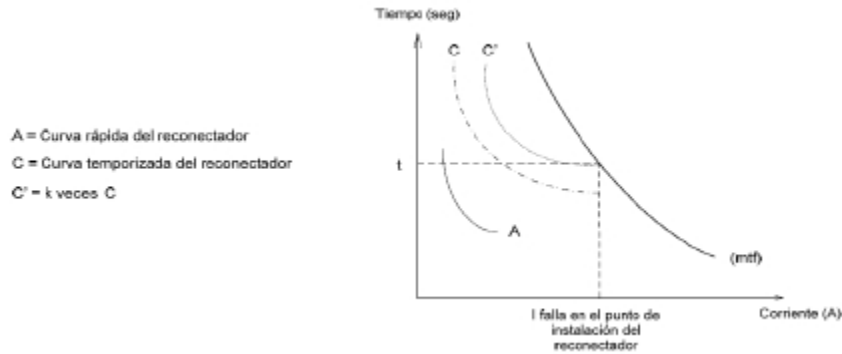


Tabla 1.1. Secuencia de apertura de los reconfiguradores

2.2.1.2.2. FUSIBLE DEL LADO DE LA CARGA

Es necesario que el (mtf) del fusible sea mayor que la curva rápida del reconfigurador multiplicada por el factor k , tabla mostrada a continuación, el punto máximo de coordinación (PMC) y además de esto (mtd) del fusible debe ser menor que la curva temporizada del reconfigurador sin la multiplicación por el factor, punto mínimo de coordinación (PMC)

Tiempo de reconexión en ciclos	Secuencia de apertura	
	2 rápidas, 2 lentas	1 rápida, 3 lentas
25-30	1,8	1,25
60	1,35	1,25
90	1,35	1,25

Tabla 1.2. Factor k lado de la carga (Fuente Cooper System)

El reconfigurador debe tener al menos dos o más operaciones temporizadas o retardadas para evitar la salida del circuito en caso de que el reconfigurador se dispare cuando el fusible opere. Podemos visualizar de

mejor manera en la gráfica de coordinación de curvas de fusible – reconectador mostrada a continuación. Se obtiene una mejor coordinación entre un reconectador y fusible ajustando al reconectador con dos operaciones instantáneas seguidas de dos temporizadas. Con la primera operación se logra despejar el 80% de las fallas temporales, la segunda despejará un 10% adicional, dejando claro que los fusibles son coordinados para operar antes del tercer disparo del reconectador, logrando así redimir fallas permanentes.

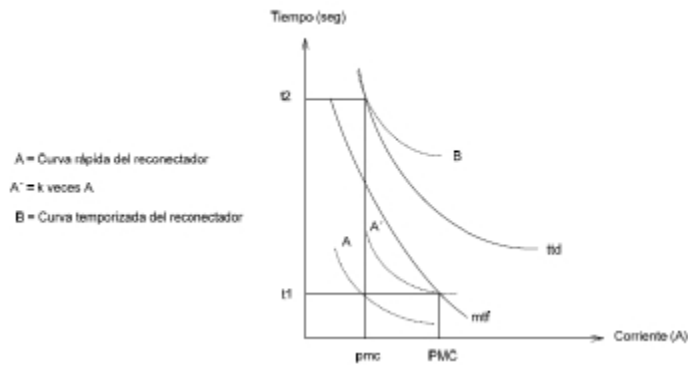


Figura 1.15. Coordinación fusible-reconectador

2.2.1.3. RELÉ – FUSIBLE

Para este tipo de coordinación entre un relé de una subestación y un fusible ubicado en un alimentador, se da cuando el fusible opera y despeja la falla antes que el relé, esto da un margen de tiempo de 0,2 a 0,3 segundos entre la curva máxima de despeje del fusible y la curva de tiempo inverso del relé, esto debe mantenerse con el fin de permitir sobre – viajes del relé, errores en la señal del transformador de corriente, etc.

De manera que aislamos el área afectada. Sin embargo, ciertos interruptores tienen relés de recierre, que ejecutan una secuencia de cierres en un intento de despejar fallas temporales. En este caso, la coordinación entre el relé de recierre y el fusible se logra cuando los recierres de despeje operan sin fundir el fusible; una vez dado estos recierres y la falla persiste, dicho fusible debe fundirse antes de que el relé abra permanentemente el circuito. Cuando un relé es protección de respaldo de u fusible, la curva tiempo – corriente temporizada del relé debe quedar por arriba de la curva de (mtd) del fusible o principal.

Cuando un fusible es respaldo de un relé, la curva de (mtf) del fusible debe quedar por arriba de la curva tiempo – corriente temporizada del relé de protección principal. Por último, cuando un relé está conectado entre dos fusibles, la curva tiempo – corriente temporizada del relé debe quedar por arriba de la curva de (mtd) de F1 y también debe estar por debajo de la curva de (mtf) F2, esta coordinación es indicada en el siguiente gráfico.

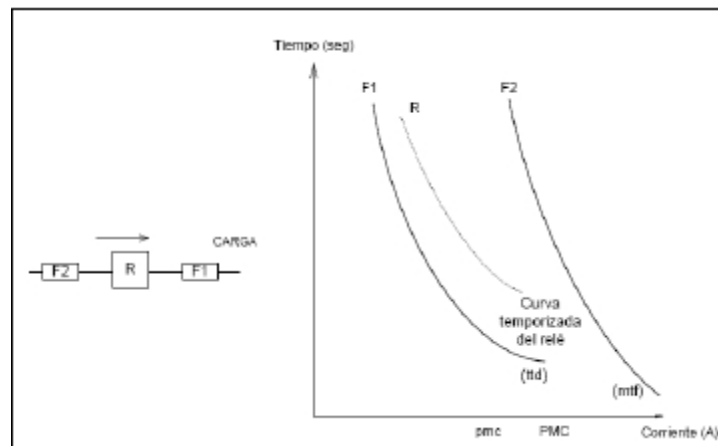


Figura 1.17. Coordinación Relé-Reconectador

2.2.1.4. RELÉ - RECONECTADOR

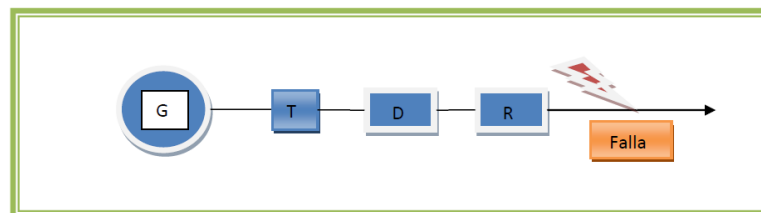


Figura 1.17. Coordinación Relé-Reconectador

Cuando en una subestación de distribución, las salidas se realizan con disyuntor comandado por relés, y se tiene un reconectador en el alimentador, la coordinación estará dada entre el relé que comanda al disyuntor y el reconectador. El reconectador debería actuar cuantas veces sean necesarias pero el relé no debe llegar a completar su ciclo de actuación. La secuencia acumulada de operaciones del reconectador debe ser menor que la curva característica de tiempo – corriente del relé. Este rango de coordinación está limitado por los relés con curvas de tiempo extremadamente inversa.

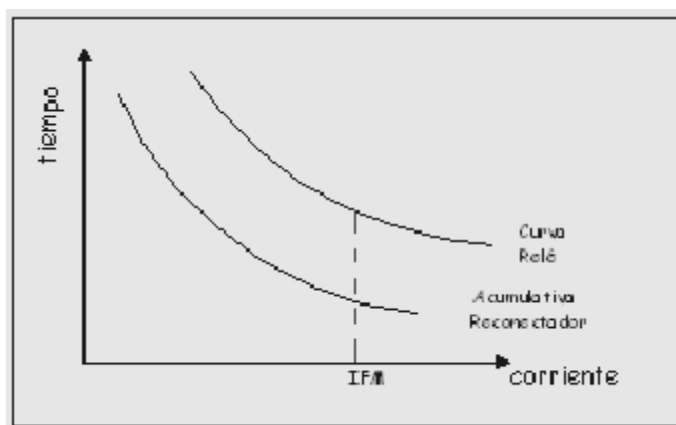


Figura 1.18. Coordinación Relé – Reconectador

2.2.1.5. RELÉ- RELÉ

En la coordinación de relés de sobrecorriente es obtenida a través del establecimiento de la corriente mínima de disparo y del retardo de tiempo, de manera que exista sensibilidad para poder detectar los diferentes tipos de fallas que se pueden presentar en líneas de distribución, selectividad para poder discriminar fallas en zonas de protección primarias y secundarias (de respaldo). Para que la operación de los relés en conjunto sea selectiva, es preferible utilizar curvas de tiempo inverso con el mismo grado de inversión (curvas inversas, muy inversas, extremadamente, etc.)

Para lograr una correcta coordinación de relés de sobrecorriente, primero debemos establecer límites en las zonas de protección que dichos equipos deberán actuar y todos los datos necesarios de los equipos de protección, como marca, modelo, número de partes del relé, transformadores de corriente, también debemos conocer las características del sistema eléctrico a proteger, parámetros de las líneas como tipo y distancias, transformadores de potencia y celdas de media tensión y características de los interruptores de potencia.

En este tipo de coordinación para determinar si los relés pueden tener unidad instantánea se debe verificar si la corriente en el punto hasta donde se quiere que “vea” el relé excedida en un 30% no sea mayor que la corriente de falla máxima en el punto donde se ubicara el mismo, $IFM2 > IFM$ (punto hasta donde se ve) $\times 1,3$. Para la unidad temporizada, el tps se calibrara con un valor adicional a la corriente de carga (varia del 10 al 50% dependiendo del caso), en el punto donde se instalará el relé.

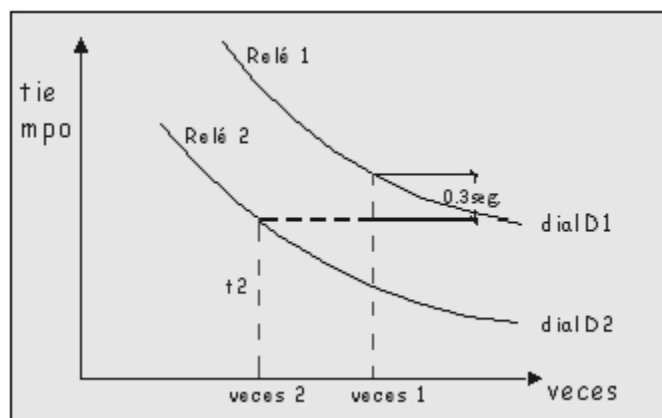


Figura 1.19. Coordinación relés – relés

El primer relé desde el lado de la carga toma el dial más bajo si no existen otros elementos de protección hacia el lado de carga. El cálculo del dial para los relés siguientes hacia el lado de alimentación se realiza tomando en cuenta un tiempo de 0,3 segundos, que corresponde a errores de tolerancia, sobrecarga, etc., que pudieran presentarse en estos.

2.3. COORDINACION DIFERENCIAL

La coordinación diferencial es una de las protecciones de mayor importancia en los sistemas eléctricos de potencia. La misma que consiste en proteger al transformador de potencia de las subestaciones, la protección diferencial se basa en una comparación de corrientes, hace uso del hecho que un objeto protegido siempre lleva la misma corriente (i) a sus dos lados cuando se encuentra en una operación normal, una diferencia en corriente es una clara indicación de una falla entre estas dos secciones. Si la relación del transformador de corriente actual, es la misma, el devanado secundario del transformador de corriente CT1 y CT2 a los lados del objeto protegido puede ser conectado formando un circuito eléctrico cerrado con una corriente secundaria I ; un elemento de medición M , que es conectado al punto de balance eléctrico, si la diferencia de corriente de secuencia es cero se establece una buena operación. Cuando ocurre una falla en el límite de la zona del transformador de corriente, una corriente $i_1 + i_2$, que es proporcional a la corriente de falla $I_1 + I_2$ fluye en ambos lados del elemento de medida. Como resultado, el circuito en la figura 20 asegura un confiable disparo de la protección, si la corriente de falla fluye dentro de la zona de protección, durante una gran falla para el elemento de medida M .

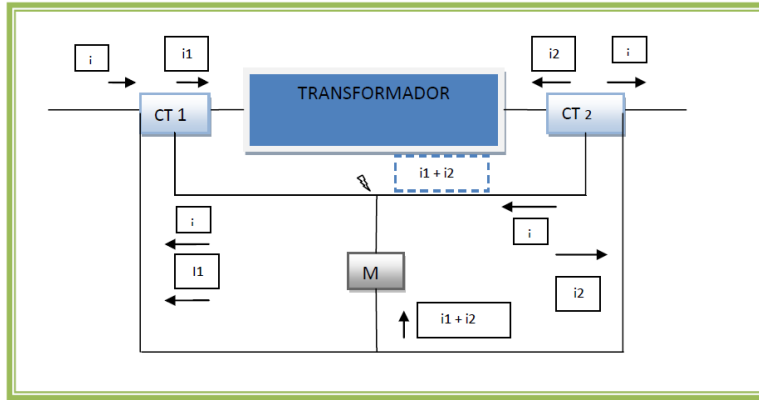


Figura 1.20. Protección diferencial

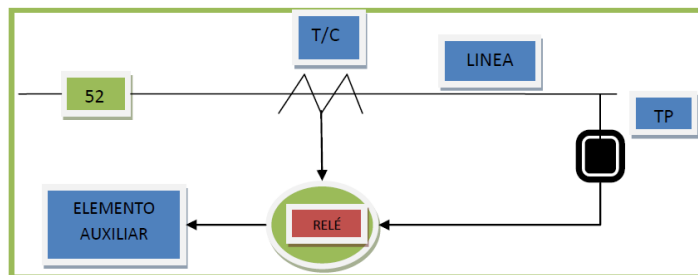


Figura 1.21. Componentes de un sistema de protección

CAPITULO III

MATERIALES Y

MÉTODOS

CAPITULO III

MATERIALES Y MÉTODOS

2.4. SUBESTACIÓN CHIMBOTE 1

2.4.1. BAHIA DE SALIDA PARA LA LINEA CHIMBOTE 1 – SANTA 138 kV

La bahía de salida de la línea de transmisión que enlaza la S.E. Chimbote 1 con la S.E. Santa (L-1116) cuenta para su protección eléctrica con los siguientes relés multifunción:

- Un (01) relé de sobrecorriente marca Siemens, modelo 7SA522 con las siguientes funciones:
 - Distancia para fases y tierra (21/21N)
 - Sobrecorriente de fases (50/51N)
 - Sobrecorriente de tierra (50N/51N)
- Un (01) relé de sobrecorriente de tierra adicional marca General Electric, modelo DFP100 con las siguientes funciones:
 - Sobrecorriente de tierra direccional (67N)

2.5. SUBESTACIÓN SANTA

La subestación Santa cuenta con el siguiente equipamiento de protección:

2.5.1. PROTECCION DE HABIA DE LLEGADA 138 Kv DEL TRANSFORMADOR DE POTENCIA

- Un (01) relé de sobrecorriente marca general electric, modelo F60 con las siguientes funciones:
 - Sobrecorriente de fases (50/51)
 - Sobrecorriente de tierra (50N/51N)

2.5.2. PROTECCION DE CELDA DEL TRANSFORMADOR DE POTENCIA

- Un (01) relé de sobrecorriente marca General Electric, modelo T60 con la siguiente función:
 - Diferencial de transformador (87T)

2.5.3. PROTECCION DE CELDA DE LLEGADA 13,8 kV DEL TRANSFORMADOR DE POTENCIA

- Un (01) relé de sobrecorriente marca General Electric, modelo F60 con las siguientes funciones:
 - Sobrecorriente de fases (50/51)
 - Sobrecorriente de tierra (50N/51N)

2.5.4. PROTECCION DE CELDA DE SALIDA COISHCO-IND (STA 123) EN 13,8 kV

- Un (01) relé de sobrecorriente marca General Electric, modelo F650 con las siguientes funciones:
 - Sobrecorriente de fases (50/51)
 - Sobrecorriente de tierra (50N/51N)

2.5.5. PROTECCION DE CELDA DE SALIDA SANTA (STA 122) EN 13,8 kV

- Un (01) relé de sobrecorriente marca General Electric, modelo F650 con las siguientes funciones:
 - Sobrecorriente de fases (50/51)
 - Sobrecorriente de tierra (50N/51N)

2.5.6. PROTECCION DE CELDA DE SALIDA COISHCO (STA 121) EN 13,8 Kv

- Un (01) relé de sobrecorriente marca General Electric, modelo F650 con las siguientes funciones:
 - Sobrecorriente de fases (50/51)
 - Sobrecorriente de tierra (50N/51N)

2.6. PARAMETROS ELÉCTRICOS DE LA RED EN ESTUDIO

Ubicación	Código	kV	Conductor				R(+)	X(+)	R(0)	X(0)
			Sección (mm ²)	Tipo	Amp	Km	Ohm/Km	Ohm/Km	Ohm/Km	Ohm/Km
L.T. Chimbote 1-Santa	L-1116	138	200	AAAC	600	8.4	0.183	0.477	0.033	2.038

Tabla 2.1 Parámetros eléctricos de líneas de Transmisión

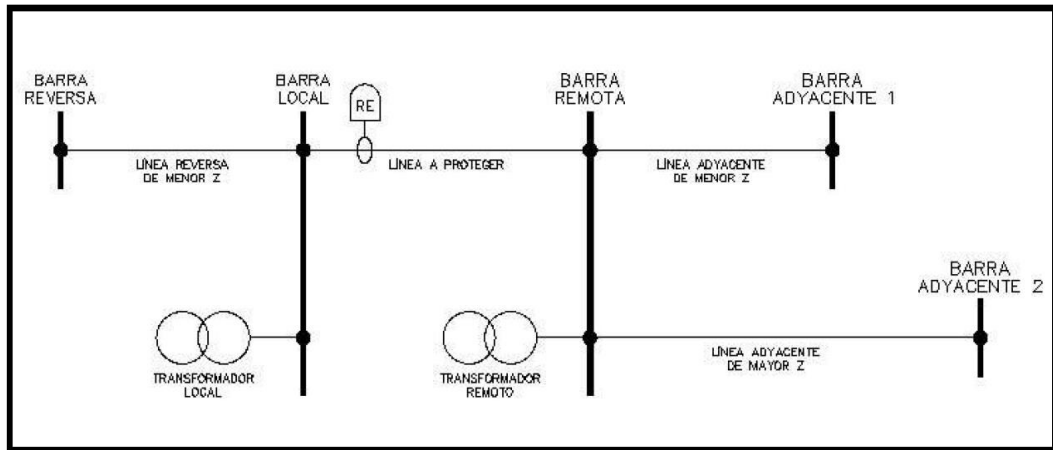
Ubicación	Potencia Nominal (MVA)			Tensión Nominal (kV)			Tensión de Corto Circuito (%)						Grupo de Conexión
	ONAN/ONAF			HV	MV	LV	HV-MV		MV-LV		LV-HV		
	HV	MV	LV				Vcc	Ref (MVA)	Vcc	Ref (MVA)	Vcc	Ref (MVA)	
S.E. Santa	25/33.3	25/33.3	8.75/11.65	132±15x1%	13.8	13.8	5.9	25	2.065	8.75	1.924	8.75	YNyn0d5

Tabla 2.2 Parámetros eléctricos de Transformadores de tres (03) Devanados

2.7. CRITERIOS PARA LA DETERMINACION DE AJUSTES

2.7.1. PROTECCION A DISTANCIA

Para la determinación de los ajustes de los relés de distancia se tendrá en cuenta los siguientes criterios.



- **Ajuste de la Zona 1**

El alcance de la zona 1 normalmente se ajusta entre un 80 o 90% de la impedancia de la línea, para evitar operaciones innecesarias cuando se presente una falla más allá de la barra remota.

La primera zona de la protección de distancia es normalmente de operación instantánea y tiene por finalidad proveer un despeje rápido de fallas que ocurran a lo largo de la línea.

$$Z1 = K \times \text{Línea}; \quad t_{z1} = 0,0 \text{ ms.}$$

Donde:

$$K = \text{Constante}$$

- **Ajuste de la Zona 2**

El objetivo de esta zona es proteger completamente la línea y actuar como zona de respaldo ante la no operación de la zona 1 de la línea ubicada en la subestación remota.

Como valor mínimo de ajuste se escoge el 120% de la impedancia de la línea a proteger.

$$Z_2 = 120\% Z_{\text{LINEA}}; \quad t_{z2} = [200 - 500] \text{ ms}$$

El ajuste de la zona 2, se puede seleccionar por encima del 120% de la impedancia de la línea cuando se justifique, cumpliendo los siguientes criterios:

- No debe sobre alcanzar la Zona 1 de la línea adyacente de menor impedancia, se puede asumir un valor máximo de 50% de la línea adyacente más corta.
 - Si la línea termina en un transformador de la Zona 2 puede cubrir hasta el 50% de la impedancia del transformador
- **Ajuste de la Zona 3 (adelante)**

La Zona 3 se aplica como un respaldo remoto no selectivo para subestaciones adyacentes del mismo nivel de tensión, pero no deberá detectar fallas a otros niveles de tensión.

El criterio recomendado para el ajuste de la Zona 3 es la impedancia de la línea a proteger más el valor de la impedancia de la línea adyacente con mayor impedancia, multiplicada con un factor de 120%

$$Z_3 = 120\%(Z_{\text{LINEA}} + Z_{\text{LINEA ADYACENTE}})$$

Pero se restringe hasta el 80% de la impedancia del transformador de potencia adyacente (o transformador si existen varios en paralelo)

Nunca se considera efecto INFEED para estas zonas ya que habría que extenderla hasta otros niveles de tensión, también se ignoran los traslapos por tratarse de un respaldo remoto

El temporizador de la Zona 3 se deberá ajustar en $t_{z3} = [500 - 750] \text{ ms}$ como respaldo remoto.

- **Ajuste de la Zona 4 (reserva)**

La Zona 4 (reserva) se emplea como un respaldo a la protección de barras y se ajusta a la menor impedancia de los siguientes valores:

- 20% de la impedancia de la línea reversa más corta.
- 20% del mayor transformador de la subestación local.

La temporización de la Zona 4 (reserva) se ajustara a 1500 ms con el fin de actuar como respaldo para fallas en barra.

Otro ajuste de la zona 4 (reserva) puede ser requerido como entrada para algunas lógicas adicionales que traen los relés multifuncionales tales como: Lógica de terminal débil, ECO y bloqueo por inversión de corriente (solo valida en esquema POTT)

2.7.2. PROTECCION DE SOBRECORRIENTE

- **Sobrecorriente de fases (50/51 y 67)**

- El valor de arranque de los relés de sobrecorriente entre fases se calcula como:

- a) *Arranque ($I>$) = 120% I_n (I_n : Corriente Nominal)*

- b) *Arranque ($I>$) = 120% CT_p (CT_p : Relación primaria del CT)*

Se considera al menor.

- La curva característica de operación podrá definirse de acuerdo a las normas IEC, ANSI, IEEE u otras de acuerdo al fabricante del relé y se elegirá según la necesidad de coordinamiento con el resto de relés.

- La curva característica de operación seleccionada debe considerar lo siguiente:

- No operar cuando se conecte cargas (corrientes Inrush).
 - Deben proteger a los equipos (Transformadores y Líneas) de sus límites de sobrecarga térmica y dinámica.

- La curva de daño térmico y dinámico de cada transformador de potencia se determinan según norma ANSI / IEEE C57, 91 – 1981

- La corriente INRUSH de transformadores de potencia se determinara:

- Transformadores < 2MVA; Inrush = 8 x IN
 - Transformadores > 2MVA; Inrush = (10 – 12) x IN

Con un tiempo de duración menor a 100 mseg, según estándar IEE Std242 “*IEEE Recommended Practice for Protection and Coordination of Industrial and Comercial Power System*”

- El intervalo de tiempo de coordinamiento entre relés es aproximadamente entre 200 y 250 mseg como mínimo.

- La determinación del ajuste final dependerá de las corrientes de cortocircuito, la forma de la red y tipo de equipo a proteger (línea, transformador, motor, banco de capacitores, reactores, generadores)

- Para este sistema eléctrico no es necesario aplicar la direccionalidad a la función de protección de fallas entre fases
- **Sobrecorriente a tierra (50N/51N y 67N)**
 - El valor de los relés de sobrecorriente a tierra se calculara como:
 - a) Arranque ($I_{0>}$) = 10% I_N (I_N : Corriente nominal)
 - b) Arranque ($I_{0>}$) = 10% CT

Se elige el menor
 - La protección de sobrecorriente direccional a tierra (67N) es simular a la sobrecorriente no direccional; con la única diferencia que se debe especificar la dirección del flujo de corriente de secuencia cero ($3 \times I_0$) para la que se aplica la protección. Para su evaluación el relé requiere una referencia o polarización que puede ser la tensión homopolar ($3 \times V_0$). Con la finalidad de discriminar la correcta dirección se debe ajustar el ángulo de máxima sensibilidad según el sistema de puesta a tierra.

CAPITULO IV
RESULTADOS Y
DISCUSIONES

3.1. FLUJO DE CARGA

3.1.1. METODOLOGÍA TÉCNICA

Para evaluar los resultados de flujo de carga en régimen estacionario se consideran como criterios de calidad y confiabilidad que el sistema debe satisfacer las siguientes condiciones:

- **NIVELES DE TENSIÓN ADMISIBLE EN BARRA**
 - Operación Normal : $\pm 5\% V_N$
 - Operaciones en contingencia : $\pm 5\% V_N$ y $-10\% V_N$
(V_N : Tensión Nominal)
- **LÍNEAS Y TRANSFORMADORES SIN SOBRECARGA**
 - Operación Normal : $100\% S_N$
 - Operación en contingencia : $120\% S_N$
(S_N : Potencia nominal)

3.1.2. SOFTWARE UTILIZADO

El software utilizado para realizar el análisis de las simulaciones de flujo de carga es el DigSilent Power Factory 15.1

3.1.3. RESULTADOS DE LOS CASOS CONSIDERADOS

Los resultados se mostraran en el Anexo D

3.2. CORTOCIRCUITO

3.2.1. DATOS DEL SISTEMA ELECTRICO

Para el análisis de corto circuito se ha tomado en cuenta la base del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN), según COES, para las temporadas de Estiaje máxima y mínima demanda en base a esta configuración se han simulado las corrientes de cortocircuito

3.2.2. METODOLOGIA Y CRITERIOS

- El periodo de análisis se da para las temporadas de estiaje
- Las simulaciones de cortocircuito se han desarrollado con el software DigSilent – Power Factory 15.1.
- Las corrientes de corto circuito han sido simuladas según norma IEC 60909. Las fallas evaluadas son las siguientes:

- Falla trifásica con resistencia de falla 0Ω
- Falla bifásica con resistencia de falla 0Ω
- Falla monofásica con resistencia de falla de 0Ω , 50Ω y 100Ω
- Duración de apertura de interruptor 0,1 segundos.
- Duración de apertura de térmico 1,0 segundos

3.2.3. ESCENARIO DE SIMULACION DE CORRIENTES DE CORTOCIRCUITO

Los escenarios considerados para obtener las máximas y mínimas de corto circuito son las siguientes:

- Escenario de condición normal de operación.

3.2.4. RESULTADOS DE LOS CASOS SIMULADOS

Los resultados se muestran en el Anexo E, se resume:

- Las **Máximas corrientes de falla** se dan en la temporada de estiaje máxima.

Los resultados se resumen en el siguiente cuadro:

BARRA	kV	Estiaje Maxima Demanda		
		Trifásica	Bifásica	Monofásica
		$I_{k''A}$ (kA)	$I_{k''B}$ (kA)	$3 \cdot I_0$ (kA)
		$R = 0\Omega$	$R = 0\Omega$	$R = 0\Omega$
SANTA	138	4.81	4.13	5.13
	13,8	13.48	11.64	15.51
CHIMBOTE_B	138	6.26	5.35	7.79
CHIMBOTE_A	138	6.26	5.35	7.79

- Las **Mínimas corrientes de falla** se dan en la temporada de estiaje mínima.

Los resultados se resumen en el siguiente cuadro:

BARRA	kV	Estiaje Minima Demanda				
		Trifásica	Bifásica	Monofásica		
		$I_{k''A}$ (kA)	$I_{k''B}$ (kA)	$3 \cdot I_0$ (kA)		
		$R = 0\Omega$	$R = 0\Omega$	$R = 0\Omega$	$R = 50\Omega$	$R = 100\Omega$
SANTA	138	2.43	2.08	2.90	1.30	0.73
	13.8	9.88	8.51	11.85	0.16	0.08
CHIMBOTE_B	138	2.80	2.39	3.58	1.37	0.75
CHIMBOTE_A	138	2.80	2.39	3.58	1.37	0.75

3.3. PROTECCION DE DISTANCIA

3.3.1. PARAMETROS GENERALES

A continuación definimos las impedancias de líneas y transformadores de potencia a tener en cuenta en los cálculos de la protección de distancia.

- **Línea de Transmisión Chimbote 1 – Santa 138 kV (L-1116)**

<i>SECUENCIA POSITIVA</i>	
<i>Parámetros</i>	<i>Ω-prim</i>
<i>R(+)</i>	1,537
<i>X(+)</i>	4,007
<i>Z(+)</i>	1,537+4,007j
<i>Z(+)[MAG]</i>	4,292
<i>Z(+)[ANG]</i>	69,014

<i>SECUENCIA HOMOPOLAR</i>	
<i>Parámetros</i>	<i>Ω-prim</i>
<i>R(0)</i>	0,277
<i>X(0)</i>	17,119
<i>Z(0)</i>	0,277+17,119j
<i>Z(0)[MAG]</i>	17,121
<i>Z(0)[ANG]</i>	89,073

- **Transformador de Potencia SE Santa (25/25/8,75 MVA) visto de 138 kV**

La menor impedancia se da entre los niveles de 138 kV y 13,8 kV (lado terciario).

<i>Parámetros</i>	<i>Ω-prim</i>
<i>R(+)</i>	0
<i>X(+)</i>	38.329
<i>Z(+)</i>	0+38.329j
<i>Z(+)[MAG]</i>	38.329
<i>Z(+)[ANG]</i>	90

3.3.2. PROTECCION DE DISTANCIA SE CHIMBOTE 1

3.3.2.1. LT CHIMBOTE 1 – SANTA 138 Kv (L-1116)

- Esta línea cuenta con un (01) relé de protección de distancia con las siguientes características:

MARCA	SIEMENS	
MODELO	7SA522	
CT Prim	600	A
CT Sec	5	A
VT Prim	138	kV
VT Sec	0.11	kV
Ki=	120	p.u.
Kv=	1254.545	p.u.
Kz=	10.45	p.u.
1/Kz=	0.096	p.u.

- **Impedancia de carga:** Se considera la máxima carga que transporta la línea L-1116 por lo tanto la carga sería 33,3 MVA (potencia ONAF del Transformador de la SE Santa)

$$Z_{\text{CARGA}}: (0,85 \times U)^2/S$$

$$Z_{\text{CARGA}}: (0,85 \times 138)^2/33,3$$

$$Z_{\text{CARGA}}: 413,192 \Omega\text{-prim.}$$

Los valores máximos de alcance resistivo son calculados como el 50% de la impedancia de carga, por lo tanto:

$$\text{Alcance Resistivo Máximo} = 0,5 * Z_{\text{CARGA}} = 206,596 \Omega\text{-prim.}$$

- **Factor de Compensación Homopolar:** Con los parámetros de la línea se calculan los factores RE/RL y XE/XL de compensación homopolar.

$$RE/RL = -0,27$$

$$XE/XL = 1,09$$

3.3.2.2. MEMORIA DE CALCULO RELÉ 72A522

A continuación se detalla los cálculos justificativos para el ajuste del relé

- **Impedancia Zona 1**

Para detectar fallas de Alta impedancia en la LT Chimbote 1 – Santa se ajusta esta zona en sobre alcance.

El alcance reactivo propuesto para fases y tierra de esta zona cubre hasta el 100% de la reactancia de la línea L-1116 y el 50% de la impedancia del transformador de la SE Santa.

$$X(Z1) = 4,007 + 50\% (38,329) = 23,17 \Omega\text{-prim}$$

$$X(Z1) = 23,17 \Omega\text{-prim}$$

$$X(Z1) 2,22 \Omega\text{-sec}$$

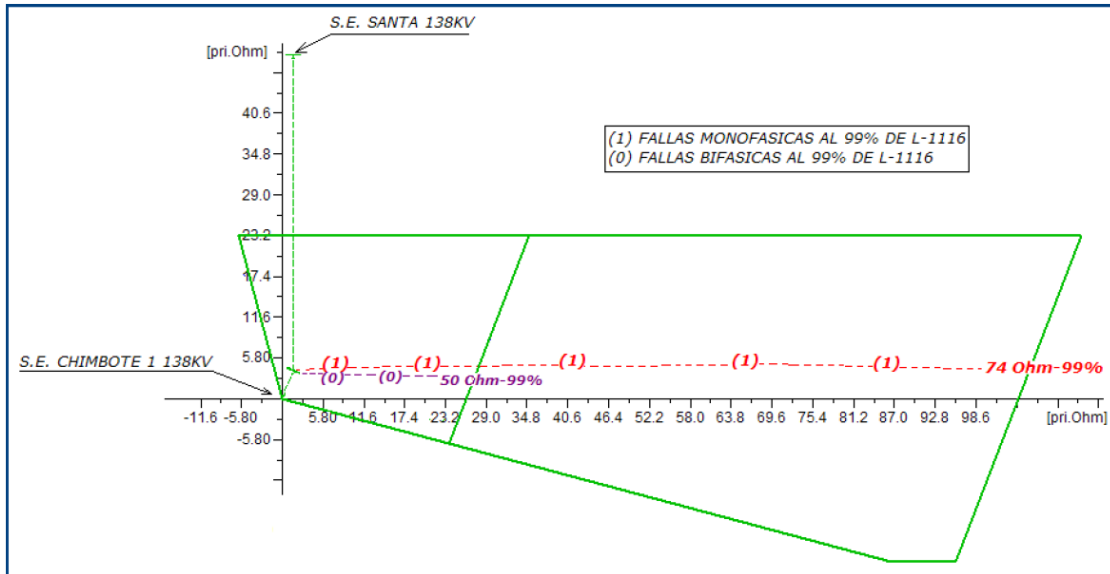
El alcance resistivo *fase-tierra* lo ajustamos con una relación $R/X \approx 4,5$; con el cual se detecta falla monofásica hasta de 74 ohm al 99% de la línea L-1116.

$$RE(Z1) = 26,14 \Omega\text{-prim}$$

$$RE(Z1) = 10 \Omega\text{-sec}$$

La temporización de esta zona debe ser instantánea

$$t1 = 0,0 \text{ seg}$$



○ **Impedancia Zona 2**

El alcance reactivo propuesto para fases y tierra de esta zona cubre hasta el 100% de la reactancia de la línea L-1116 y el 80% de la impedancia del transformador de la SE Santa.

$$X(Z2) = 4,007 + 80\% * (38,329) = 34,67 \Omega\text{-prim}$$

$$X(Z2) = 34,67 \Omega\text{-prim}$$

$$X(Z2) = 3,32 \Omega\text{-sec}$$

El alcance resistivo *fase-fase* lo ajustamos para detectar fallas bifásicas de 100 ohm al 99% de la L-1116

$$R(Z2) = 52,27 \Omega\text{-prim}$$

$$R(Z2) = 5,0 \Omega\text{-sec}$$

El alcance resistivo *fase-tierra* lo ajustamos con una relación $R/X \approx 4,5$; con el cual se detecta fallas monofásicas hasta de 110 ohm al 99% de la línea L-1116

$$R(Z2) = 156,82 \Omega\text{-prim}$$

$$R(Z2) = 15 \Omega\text{-sec}$$

La temporización de esta zona lo ajustamos en 250 ms

$$t2 = 0,25 \text{ seg}$$

A continuación se muestra el cuadro resumen de ajustar a implementar.

Ajuste	Zona 1	Zona 2
Dirección	Adelante	Adelante
X(Ohm-sec)	2.22	3.32
R(Ohm-sec)	2.5	5.0
RE(Ohm-sec)	10.0	15.0
t (s)	0.0	0.25

3.3.3. CALCULO DE LOS AJUSTES PARA LA FUNCION DE SOBRECORRIENTE (50/51, 50N/51N, 67/67N)

3.3.3.1. RELE DFP100 BAHIA DE SALIDA SE CHIMBOTE 1 – SANTA 138Kv

- **Sobrecorriente de fases**

La corriente nominal del transformador de potencia de Santa es 139,32 Amp (ONAF) el cual será transportada por la línea, por la cual ajustamos el arranque en 156 Amp, la característica de operación seleccionada es *Extremely Inverse P37.112*, con un dial de 7.6

Se ajustara una etapa de tiempo definido en 2280 Amp y 150 mseg

Con este ajuste se logra despejar fallas trifásicas máximas al 1% de la línea en 150 mseg y falla bifásica de 100 ohm al 99% de la línea 718 mseg.

Para fallas máximas en el lado secundario del transformador de potencia opera en 482 mseg dejando un margen para coordinar con los relés que protegen los alimentadores en 13,8 kV

- **Sobrecorriente de tierra**

El arranque lo ajustamos en 60 Amp, la característica de operación seleccionada es *Very Inverse P37.112*, con un dial de 5.2

Se ajustara una etapa de tiempo definido en 1020 Amp y 200 mseg.

Este ajuste de sobrecorriente de tierra será direccional hacia la línea para evitar su operación por fallas a tierra que ocurren en las otras bahías de la subestación Chimbote 1.

Con este ajuste se logra despejar fallas monofásicas máximas al 1% de la línea en 200 mseg y fallas monofásicas de 100 Ohm al 99% de la línea en 770 mseg.

Para fallas máximas en el lado del secundario del transformador de potencia opera en 718 mseg dejando un margen adecuado para coordinar con los relés que protegen los alimentadores en 13,8 kV.

3.3.3.2. RELE F60 LLEGADA GENERAL A SE SANTA 138 Kv

○ Sobrecorriente de fases

La corriente nominal del transformador de potencia de Santa es 139,32 Amp (ONAF), por lo cual ajustamos el arranque en 150 Amp, la característica de operación seleccionada es *IEC Curve B*, con un dial de 0.30

Se ajustara una etapa de Tiempo definido en 2000 Amp y 100 mseg.

Con este ajuste se logra despejar fallas trifásicas máximas en la llegada del transformador de 100 mseg.

Para fallas máximas en el lado secundario del transformador de potencia opera en 482 mseg dejando un margen adecuado para coordinar en los relés que protegen los alimentadores en 13,8 kV.

○ Sobrecorriente de Tierra

El arranque lo ajustamos en 50 Amp, la característica de operación seleccionada es *IAC Very Inverse*, con un dial de 3.06

Se ajustara una etapa instantánea en 800 Amp.

Este ajuste de sobrecorriente de tierra será direccional hacia el transformador de potencia de la SE Santa para evitar su operación por fallas a tierra que ocurran en las otras bahías de la subestación Chimbote 1.

Con este ajuste se logra despejar fallas monofásicas máximas en la llegada del transformador de manera instantánea.

Para fallas máximas en el lado secundario del transformador de potencia opera en 495 mseg dejando un margen adecuado para coordinar con los relés que protegen los alimentadores en 13,8 kV

3.3.3.3. RELÉ F60 LLEGADA GENERAL A SE SANTA 138 Kv

- **Sobrecorriente de fases**

La corriente nominal del transformador de potencia de Santa es 1393,17 Amp (ONAF) el cual será transportada por la línea, por lo cual ajustamos el arranque en 1400 Amp, la característica de operación seleccionada es *IEC Curve B*, con un dial de 0.18

Con este ajuste se logra despejar fallas trifásicas máximas en la llegada del transformador en 282 mseg con el cual se obtiene un margen superior a 250 mseg respecto a los ajustes actuales de los relés de protección de las salidas en 13,8 kV

- **Sobrecorriente de tierra**

El arranque lo ajustamos en 504 Amp, la característica de operación seleccionada es *IAC Very Inverse*, con un dial de 2.5

Con este ajuste se logra despejar fallas monofásicas máximas en la llegada del transformador en 287 mseg con el cual se obtiene un margen superior a 250 mseg respecto a los ajustes actuales de los relés de protección de las salidas en 13,8 kV.

3.3.3.4. RELÉ 650 SALIDAS EN 13,8 Kv SE SANTA

- **Sobrecorriente de fases**

La corriente nominal del transformador de potencia de Santa es 1393,17 Amp (ONAF) el cual será transportada por la línea, por lo cual ajustamos el arranque en 1400 Amp, la característica de operación seleccionada es *IEC Curve B*, con un dial de 0.18

Con este ajuste se logra despejar fallas trifásicas máximas en la llegada del transformador en 282 mseg con lo cual se obtiene un margen superior a 250 mseg respecto a los ajustes actuales de los relés de protección de las salidas en 13,8 kV

- **Sobrecorriente de tierra**

El arranque lo ajustamos en 504 Amp, la característica de operación seleccionada es *IAC Very Inverse*, con un dial de 2.5

Con este ajuste se logra despejar fallas monofásicas máximas en la llegada del transformador en 287 mseg, con lo cual se obtiene un margen superior a 250 mseg respecto a los ajustes actuales de los relés de protección de las salidas en 13,8 kV

3.3.3.5. RELE F650 SALIDAS EN 13,8 kV SE SANTA

- **Sobrecorriente de fases**

Los ajustes actuales de sobrecorriente de fases se mantienen por considerarse adecuados.

- **Sobrecorriente de tierra**

Se está reajustando el arranque de la etapa instantánea a 3000 Amp con la finalidad de obtener selectividad con las protecciones de sobrecorriente de fases

3.3.4. PROTECCION DIFERENCIAL DE BARRAS SE CHIMBOTE 1 EN 138 Kv

La protección diferencial de barras de la SE Chimbote 1 opera mediante dos relés marca General Electric Modelo BUS2000 tanto para la barra A y la barra B, los cálculos justificativos se muestran a continuación.

3.3.4.1. TRANSFORMADORES DE MEDIDA

A continuación se detalla los transformadores de corriente utilizados en los relés BUS2000

BARRA "A"	Línea	TC		TC auxiliar	
		Primario		Prim.	Sec.
		Prim.	Sec.		
Bahía 1	L-1110	600	5	5	1
Bahía 2	L-1103	600	5	5	1
Bahía 3	L-1104	600	5	5	1
Bahía 4	L-1105	600	5	5	1
Bahía 5	T-11	600	5	5	1
Bahía 6	T-30	600	5	5	1
Bahía 7	Reserva	-	-	-	-

BARRA "B"	Línea	TC		TC auxiliar	
		Primario		Prim.	Sec.
		Prim.	Sec.		
Bahía 1	L-1111	600	5	5	1
Bahía 2	L-1108	600	5	5	1
Bahía 3	L-1109	600	5	5	1
Bahía 4	L-1106	600	5	5	1
Bahía 5	L-1107	600	5	5	1
Bahía 6	L-1116	600	5	5	1
Bahía 7	Reserva	-	-	-	-

3.3.4.2. PORCENTAJE DE FRENADO

La característica de operación de la unidad diferencial de frenado porcentual del relé BUS2000 se determina de la siguiente manera:

$$ID > K I_f + 0,1$$

Donde:

ID : Diferencial de operación

I_f : Suma de valores absolutos de las corrientes de cada circuito de entrada

K : Porcentaje de frenado

La sensibilidad de esta unidad para falla interna (*I* diferencial igual a *I* de frenado) depende del ajuste "K" elegido según la siguiente tabla:

<i>K</i>	<i>Sensibilidad (A)</i>
0.5	0.2
0.6	0.25
0.7	0.33
0.8	0.5

El valor "K" está relacionada con el valor requerido "RE" para una completa estabilidad de la protección ante fallas externas que produzcan saturación en alguno de los transformadores de corriente.

Deberá seleccionarse el valor "K" para la operación de la unidad diferencial teniendo en cuenta la mínima corriente de falla.

Seleccionamos el valor $K=0.5$ y por ende la sensibilidad será de 0.2 Amp .

3.3.4.3. RESISTENCIA DE ESTABILIZACION (RE)

El valor de la resistencia de estabilización existente es de 250 Ohm . Para que la protección diferencial tenga una completa estabilidad debe cumplirse:

$$RE > R_{max} (1-K)/2K$$

Donde:

RE : Resistencia de estabilización

R_{max} : Resistencia vista desde el terminal de relé hacia el circuito diferencial

El R_{max} se calcula de la siguiente manera:

$$R_{max} : (R_{sTI} + R_p) (NTIX)^2 + R_s$$

Donde:

R_{sTI} : Resistencia secundaria del transformador principal

R_p : Resistencia total del circuito diferencial

$NTIX$: Relación de transformación del transformador auxiliar

R_s : Resistencia total entre el transformador auxiliar y relé

El valor de R_{max} debe ser medido en campo; para fines del presente estudio se ha calculado la R_{max} considerando valores típicos.

$$R_{sTI} = 2 \text{ Ohm}$$

$$NTIX = 5$$

R_p para el caso de extremo de una longitud 1 km y una sección de 4 mm^2 para el circuito diferencial.

$$R (4 \text{ mm}^2) * L = 4.51 \text{ Ohm/km} (1 \text{ km}) = 4.51 \text{ Ohm}$$

Por lo tanto $R_{max} = 177.75 \text{ Ohm}$ y se verifica que $R_{max} < RE$

Se concluye que el valor $RE = 250 \text{ Ohm}$ es adecuado.

3.3.4.4. UNIDAD DIFERENCIAL DE SUPERVISION

El propósito de esta unidad es proporcionar seguridad al relé evitando cualquier falso disparo.

Del flujo de carga tenemos que la corriente máxima 242 Amp-prim se da en el circuito del transformador de potencia T11 ($120/120/36 \text{ MVA}$).

Aplicaremos un 10% de margen de seguridad para no obtener falsos disparos en condiciones normales de operación

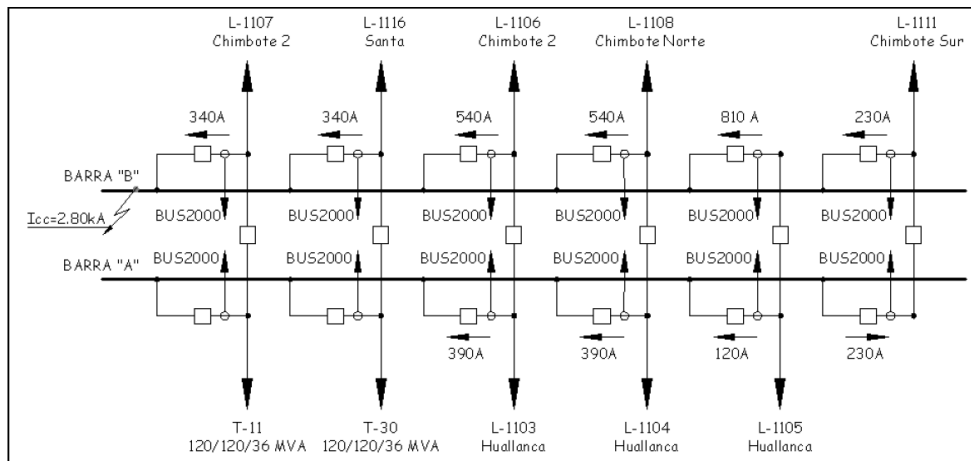
$$242 * 1.1 = 266.2 \text{ Amp}$$

En Amperios secundarios $266.2/600 = 0.443$

La unidad diferencial de supervisión la ajustamos en 0.5

3.3.4.5. OPERACIÓN PARA FALLA MINIMA

La mínima corriente de falla en barra es 2,8 kAmp, distribuida en la barra de la siguiente manera



La unidad de Operación Barra B:

$$ID = 2800 \text{ A-prim (4,67 A-sec)}$$

$$IF = 2800 \text{ A-prim (4,67 A-sec)}$$

Para asegurar la operación de la protección diferencial para la falla mínima debe cumplirse lo siguiente:

$$ID > K If + 0,1$$

$$4,67 > 0,5 (4,67) + 0,1$$

$$4,67 > 2,43; \text{ por lo tanto se cumple la condición de operación}$$

3.3.4.6. AJUSTE PROPUESTO PARA RELÉ BUS2000

Los ajustes propuestos para el relé BUS2000 de la barra A y B de la SE Chimbote 1 se detallan a continuación:

Parámetros	Ajustes Propuesto
K	0.5
Sensibilidad	0.2 A
Supervisión	0.5 A

CAPITULO V
CONCLUSIONES Y
RECOMENDACIONES

CAPITULO V

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1. CONCLUSIONES

5.1.1.GENERAL

Se mejora la detección de fallas con la implementación de relés multifunción y la actualización del estudio de coordinación de protecciones de la SET Santa

5.1.2.ESPECÍFICOS

- Del estado actual de la línea de media tensión de los alimentadores de la SET Santa se determina que las fallas frecuentes de los alimentadores que nacen en la SET Santa son fallas monofásicas por arboles cercanos a la línea, conductores rotos por antigüedad de materiales y los accidentes de tránsito que afectan las redes de media tensión.
- Las modificaciones en los equipos eléctricos instalados en la SET Santa se encuentran en el apartado de recomendaciones, esto con la finalidad de mejorar la detección de fallas.
- Tal y como se indica en las recomendaciones, se propone la habilitación de diversas funciones de protección para el mejoramiento en la detección de fallas y la confiabilidad del sistema eléctrico.

5.2. RECOMENDACIONES

- De la simulación de corrientes de cortocircuito, se obtiene que las corrientes de falla transitoria máxima obtenida en la SE Santa, son:
 - *En el nivel 138 kV : 4,81 kAmp*
 - *En el nivel 13,8 kV : 13,48 kAmp*
- De estas máximas corrientes de falla se tiene que los transformadores de corriente de las celdas de salida en 13,8 kV se saturan ante estas fallas; por lo cual se recomienda reemplazar estos transformadores por otros cuya relación y clase de protección no se logren saturar por fallas de 13,48 kAmp.
- En la protección de respaldo DFP100 de la línea L-1116 y F60 del transformador de Santa en 138 kV, se habilita la protección direccional de fallas a tierra con la finalidad de evitar falsos disparos por fallas a tierra en las otras líneas de 138 kV de la SE Chimbote 1.

- Se deben ajustar y/o reajustar los siguientes relés:
 - SE Chimbote 1:
 - Relé de distancia 7SA522 salida de la línea L-1116 a Santa
 - Relé de sobre corriente DFP100 salida de la línea L-1116 a Santa
 - SE Santa:
 - Relé de sobre corriente F60 llegada de la línea L-1116 de Chimbote 1
 - Relé de sobre corriente F60 llegada en 13,8kV del transformador de potencia
 - Relé de sobre corriente F650 de las salidas en 13,8 kV
 - Los ajustes propuestos se detallan en el Anexo F
- Se debe verificar que la relación de transformación de los transformadores de corriente de los relés 7SA522 y DFP100 estén ajustados en la relación de 600/5 Amp. Así mismo se debe verificar que esta relación se considere dentro de la protección diferencial de barra de la SE Chimbote 1.
- Se recomienda que una vez reajustados los relés de acuerdo al estudio, verificar su correcta operación con pruebas eléctricas utilizando un simulador de potencia trifásico.

CAPITULO VI

REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS Y VIRTUALES

- GRAINGER J. J., STEVENSON W. D., “*Análisis de Sistemas de Potencia*”, McGraw-Hill, México, 1996.
- EX INECEL (Instituto Ecuatoriano de Electrificación), “Normas para diseño de Líneas de distribución a 13, 8 KV.”, Quito, 1979.
- JACINTO VIQUEIRA LANDA “*Redes Eléctricas en régimen permanente desequilibrado en régimen transitorio*” Representaciones y servicios de ingeniería, México, 1973.
- Unidad de Protección de Transformadores ABB, “TPU 2000 R”, 1MRA588372–MIB, Diciembre 2001.
- Arce Lazo, E. (2010). Estudio de Coordinación de Protecciones en Alta y Media Tensión en la Subestación "Machala" propiedad de la Corporación Nacional de Electricidad S.A. - Regional el Oro. Cuenca, España: Universidad Politécnica Salesiana.
- Castañeda Pacheco , O. (1989). Aplicación de Fusibles Limitadores de Corriente y de Expulsión, en una Red de Distribución Primaria. Lima, Perú: Universidad Nacional de Ingeniería.
- Cervantes Vega, J. (2000). Protección en Sistemas Eléctricos. San Nicolás de los Garza, México: Universidad Autónoma de Nuevo León.
- Doñez Gutierrez, C. (2015). Selección y Análisis de Equipo de Protección en los Sistemas de Distribución (23kv) para proporcionar la acción correcta a la naturaleza de las fallas. México DF, México: Universidad Nacional Autónoma de México.
- Esteva Angel, J., & Olguin Montiel, J. (2009). Selección de Protecciones del Sistema Eléctrico para una Banda Transportadora de una Central Carboeléctrica. México DF, México: Instituto Politécnico Nacional.
- Galván Hernández, R., Rosas Reyes, F., & Santana García, J. (2009). Coordinación de Protecciones para un Sistema Eléctrico Industrial. México DF, México: Instituto Politécnico Nacional.

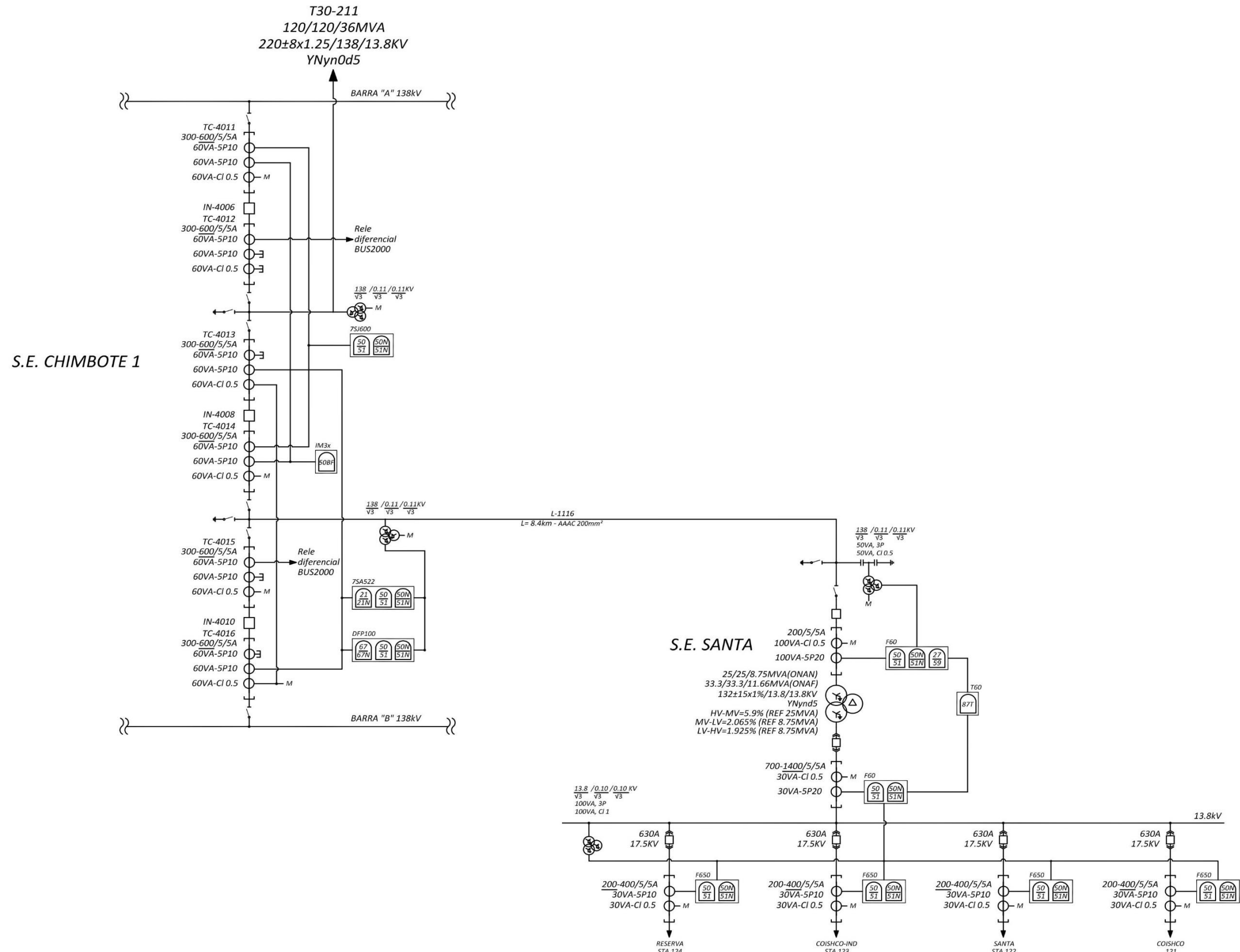
- Páez Rodríguez, O. (2018). Coordinación de Protecciones Eléctricas de Transformadores de una Planta Cementera. Guatemala: Universidad de San Carlos de Guatemala.
- Sanmiguel Garza, E. (2001). Coordinación de Protecciones en Sistemas Eléctricos en Industria del Alcalí S.A. de C.V. San Nicolás de los Garza, México: Universidad Autónoma de Nuevo León.

CAPITULO VII

ANEXOS

- *ANEXO A* : *Diagramas Unifilares*
- *ANEXO B* : *Curvas de Coordinación por Sobrecorriente*
- *ANEXO C* : *Característica de Impedancia*
- *ANEXO D* : *Resultados de Flujo de Carga*
- *ANEXO E* : *Resultados de Corrientes de Cortocircuito*
- *ANEXO F* : *Planillas de Ajustes de Relés.*

ANEXO A
DIAGRAMA UNIFILAR



0	EDICIÓN PRELIMINAR	H.M.S.	H.M.S.	C.C.C.	19/07/11
REV.	Descripción	DIS.	DIB.	APR.	Fecha

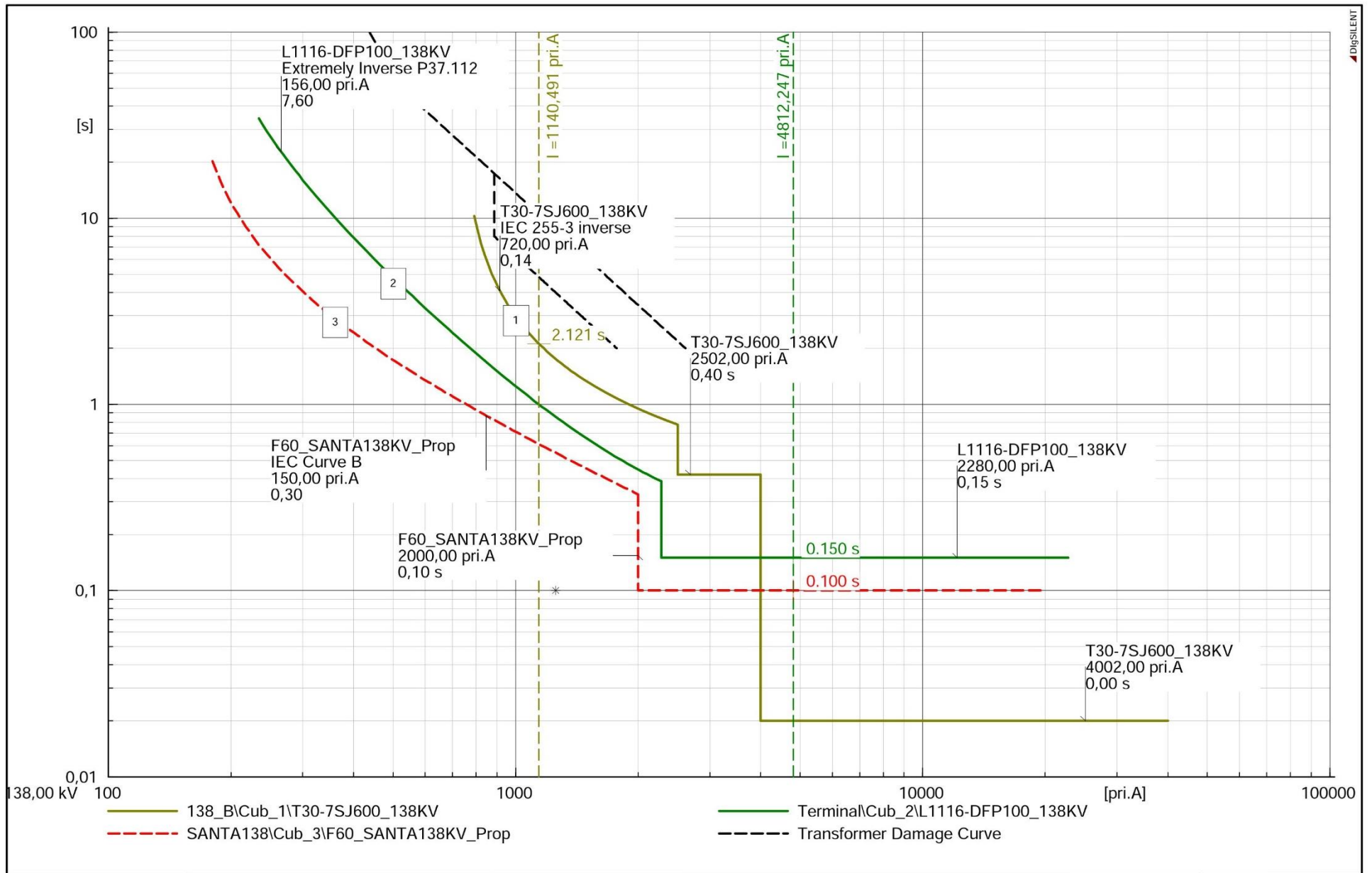
SISTEMA DE PROTECCIONES
LT CHIMBOTE 1 – SANTA 138KV

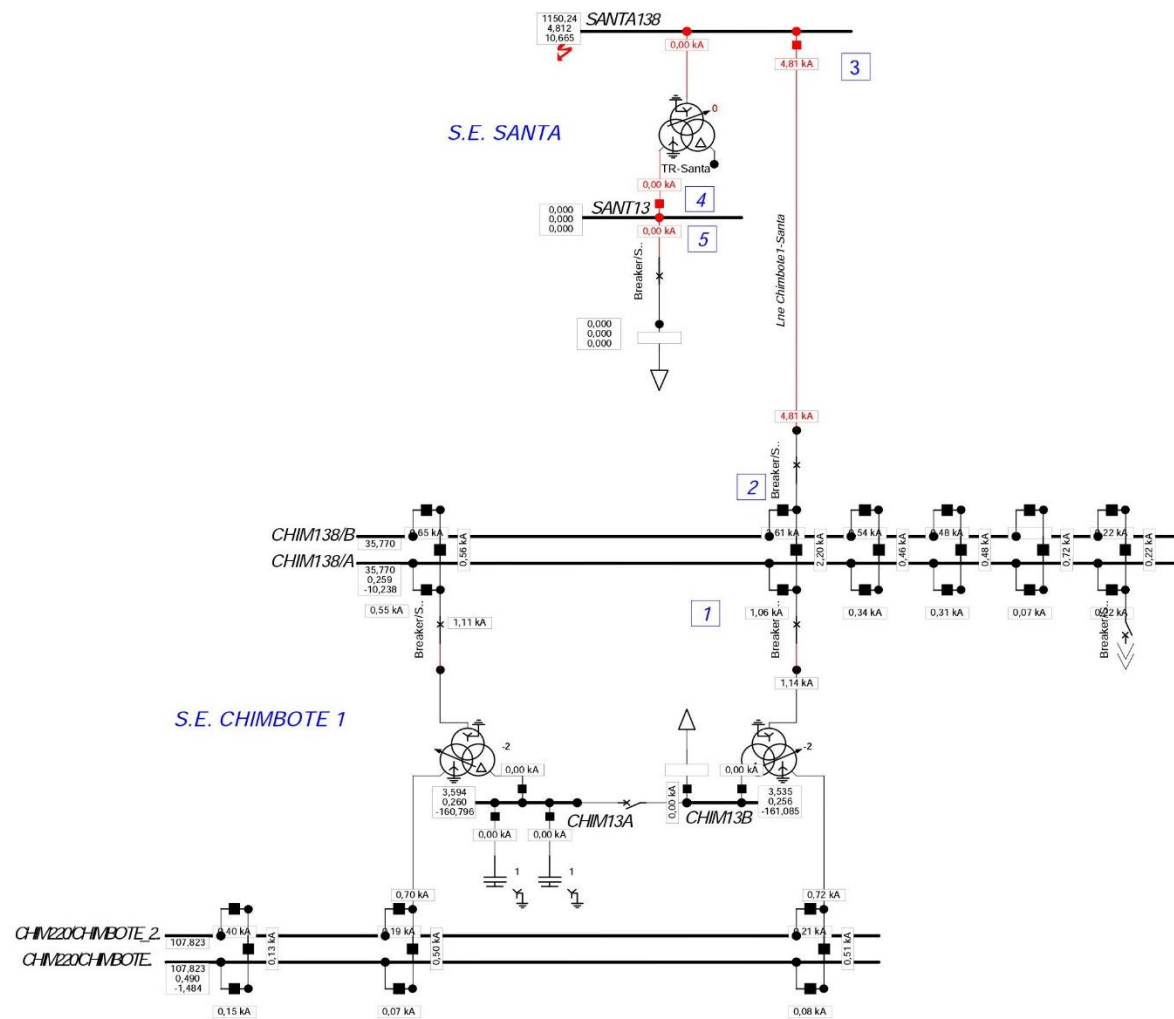
ESTUDIO DE COORDINACION DE PROTECCION

	=F		+K		Formato: A3
EC					Plano N° : 2490_S01
					Lamina : A01
					Escala: S/E
				Archivo: 2490_S01_A01.dwg	

ANEXO B
CURVAS DE
COORDINACION POR
SOBRECORRIENTE

FALLAS ENTRE FASES
138 kV



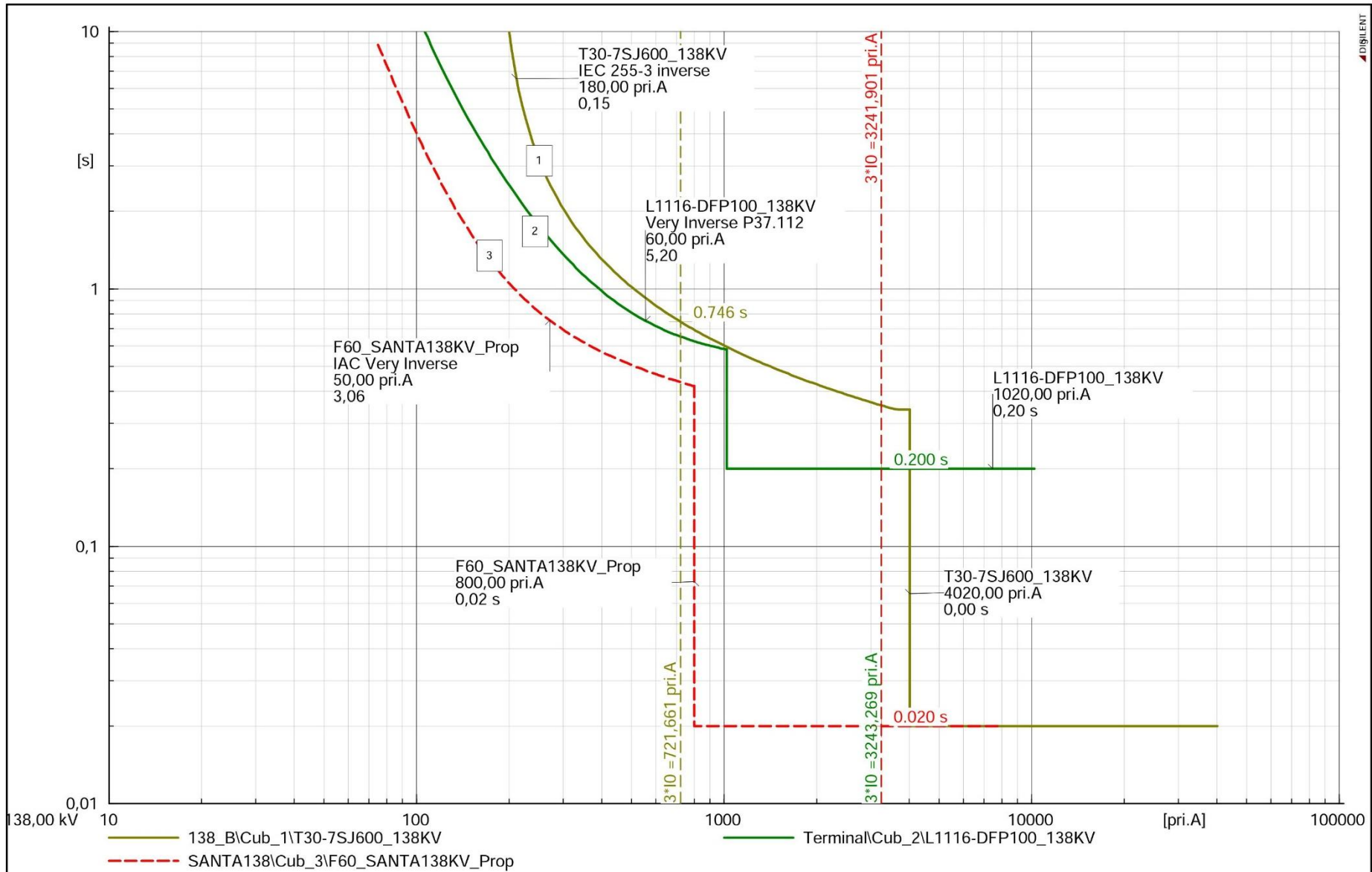


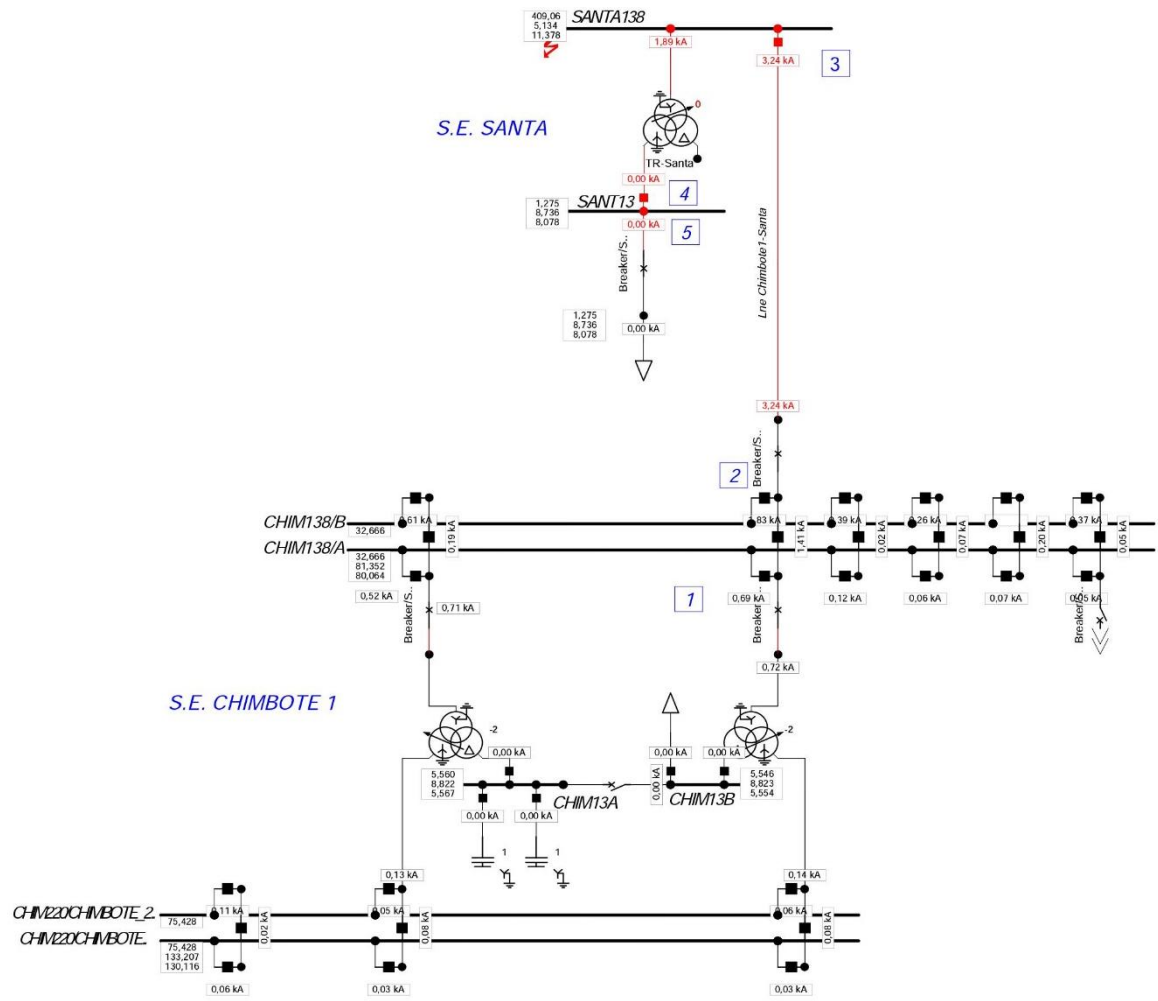
Max. 3-Phase Short-Circuit acc. to IEC60909

Short Circuit Nodes	Nodes	Branches
Skss [MVA]	U [kV]	[-]
Ikss [kA]	u [p.u.]	
ip [kA]	phiu [deg]	

HIDRANDINA INGELMEC PowerFactory 14.0.523	APORTES DE CORRIENTES	Project:
	FALLA MAXIMA	Graphic: Grafico
		Date: 7/25/2011
		Annex:

FALLAS A TIERRA 138 kV



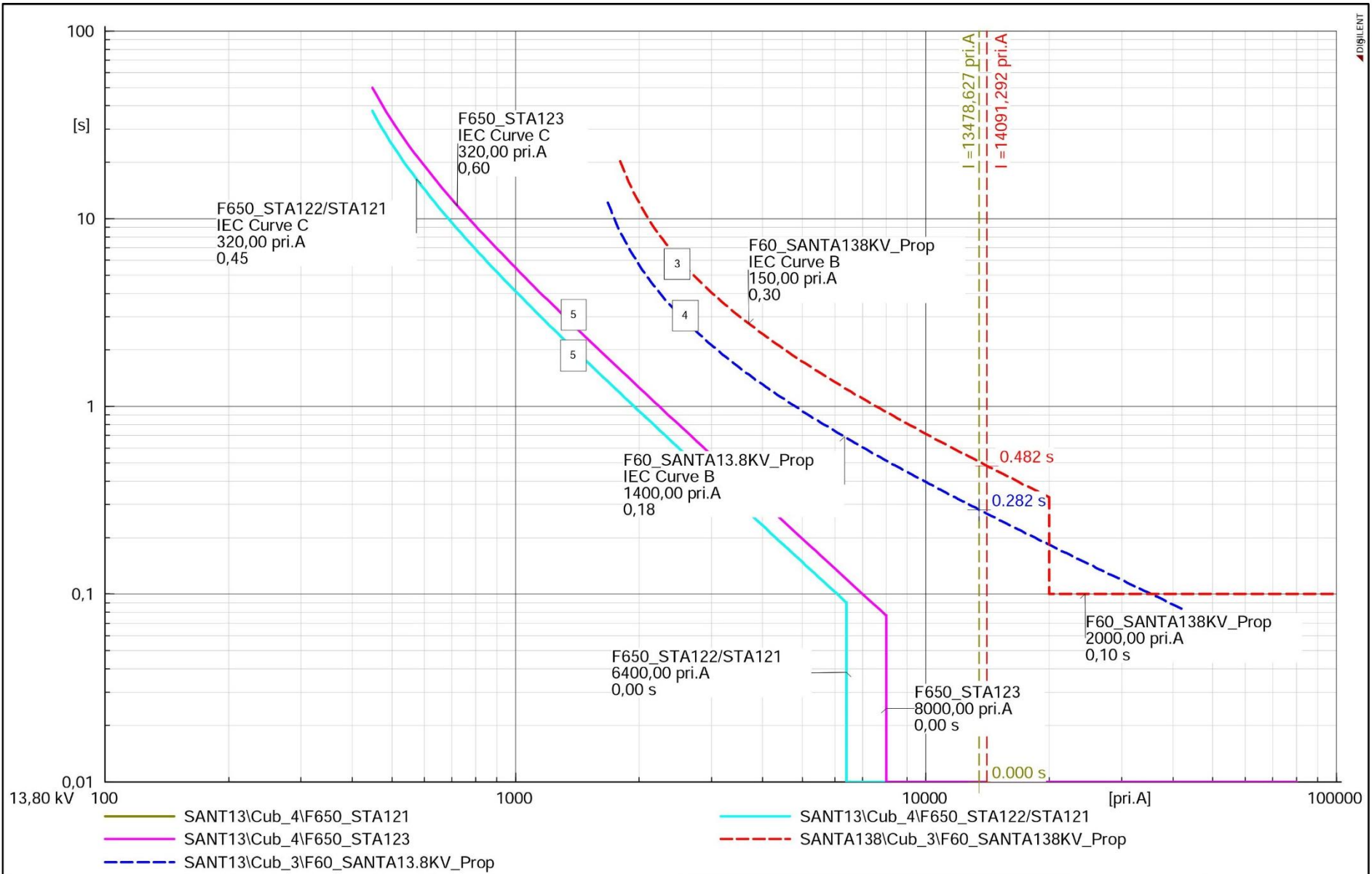


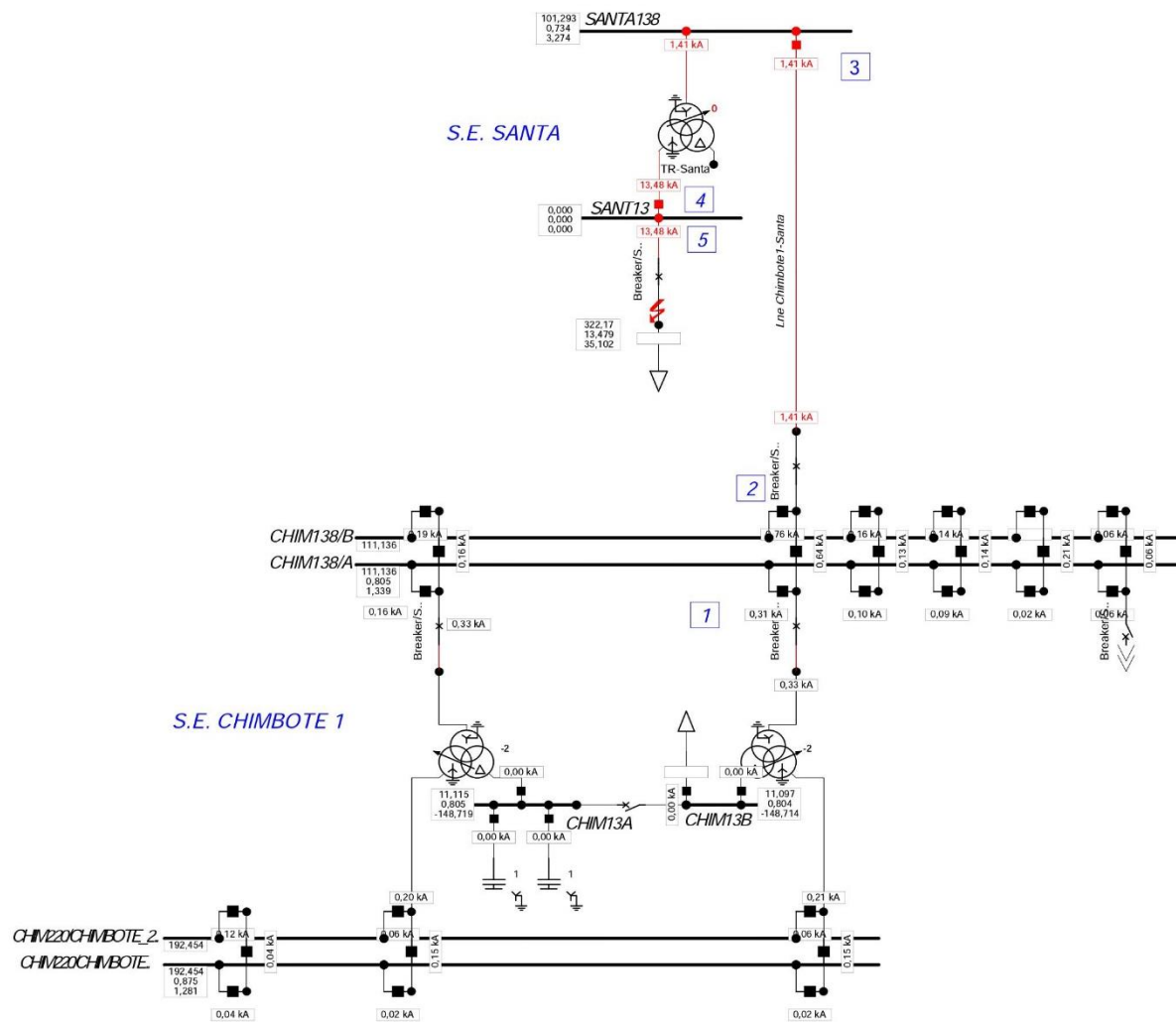
Max. Single Phase to Ground acc. to IEC60909

Short Circuit Nodes	Nodes	Branches
Skss:A [MVA]	U:A [kV]	I0x3 [kA]
Ikss:A [kA]	U:B [kV]	
ip:A [kA]	U:C [kV]	

HIDRANDINA INGELMEC PowerFactory 14.0.523	APORTES DE CORRIENTES	Project:
	FALLA MAXIMA	Graphic: Grafico
		Date: 7/25/2011
		Annex:

FALLAS ENTRE FASES
13,8 kV



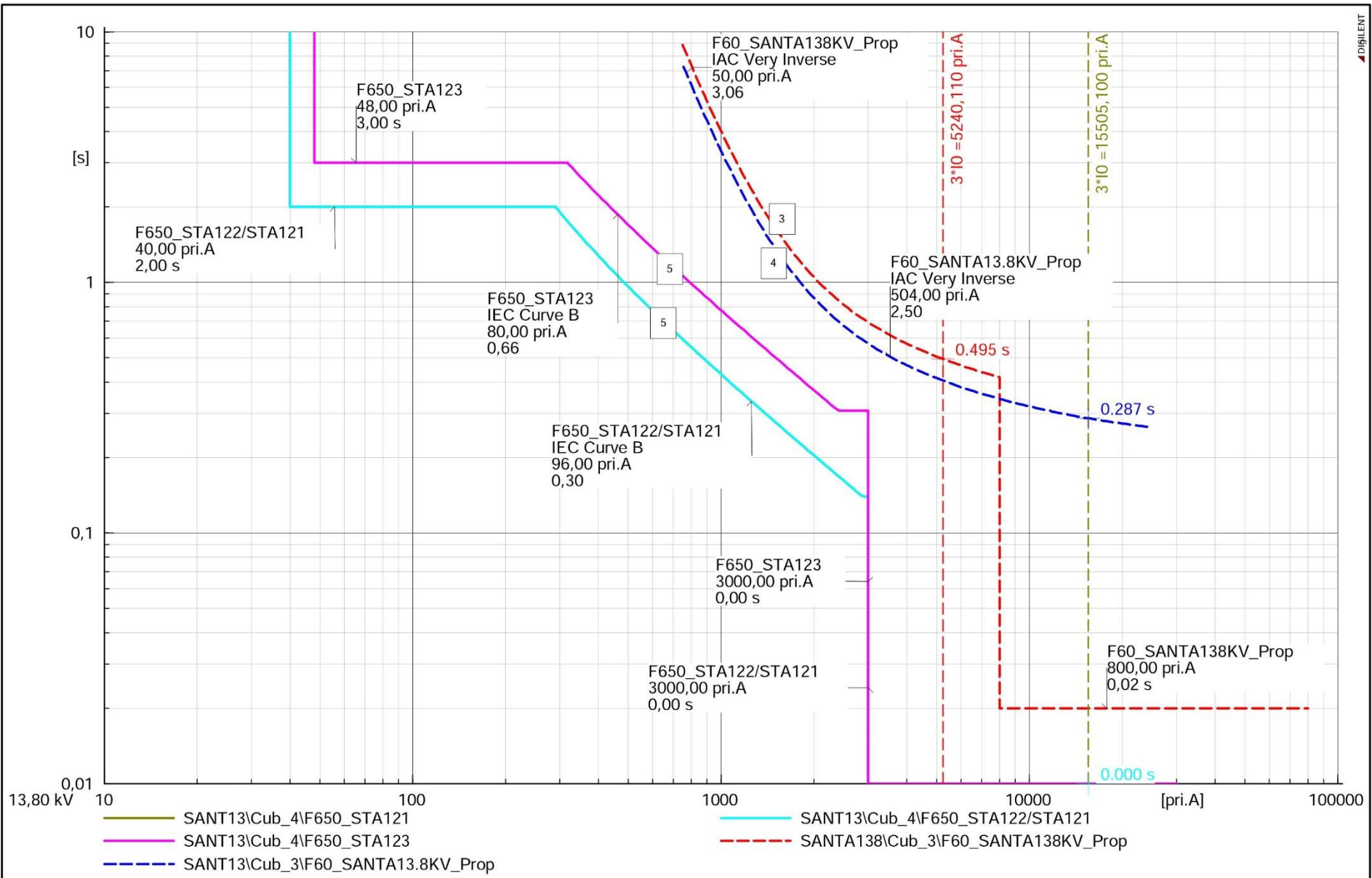


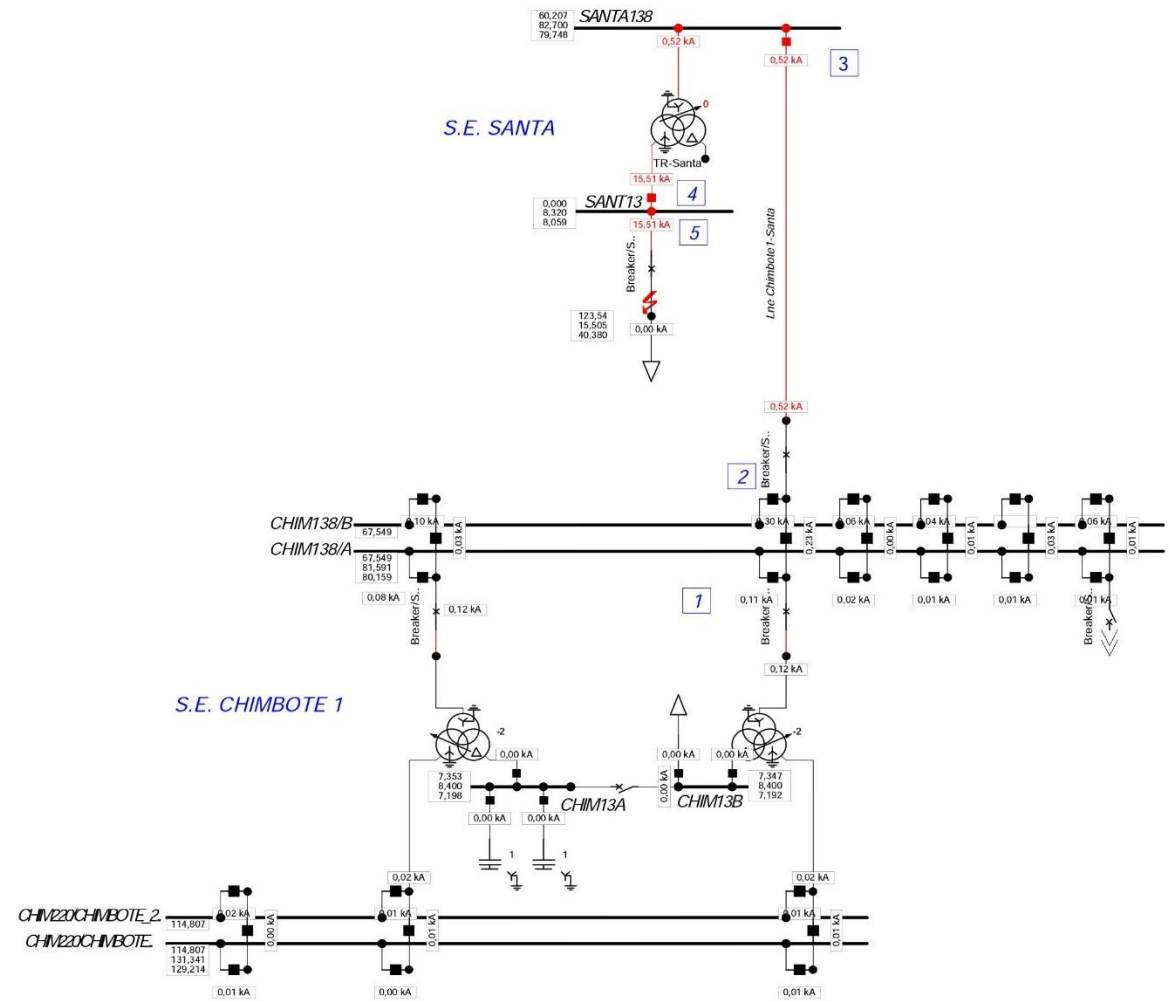
Max. 3-Phase Short-Circuit acc. to IEC60909

Short Circuit Nodes	Nodes	Branches
Skss [MVA]	U [kV]	[-]
Ikss [kA]	u [p.u.]	
ip [kA]	phiu [deg]	

HIDRANDINA INGELMEC PowerFactory 14.0.523	APORTES DE CORRIENTES	Project:
	FALLA MAXIMA	Graphic: Grafico
		Date: 7/25/2011
		Annex:

***FALLAS A TIERRA 13,8
kV***





Max. Single Phase to Ground acc. to IEC60909

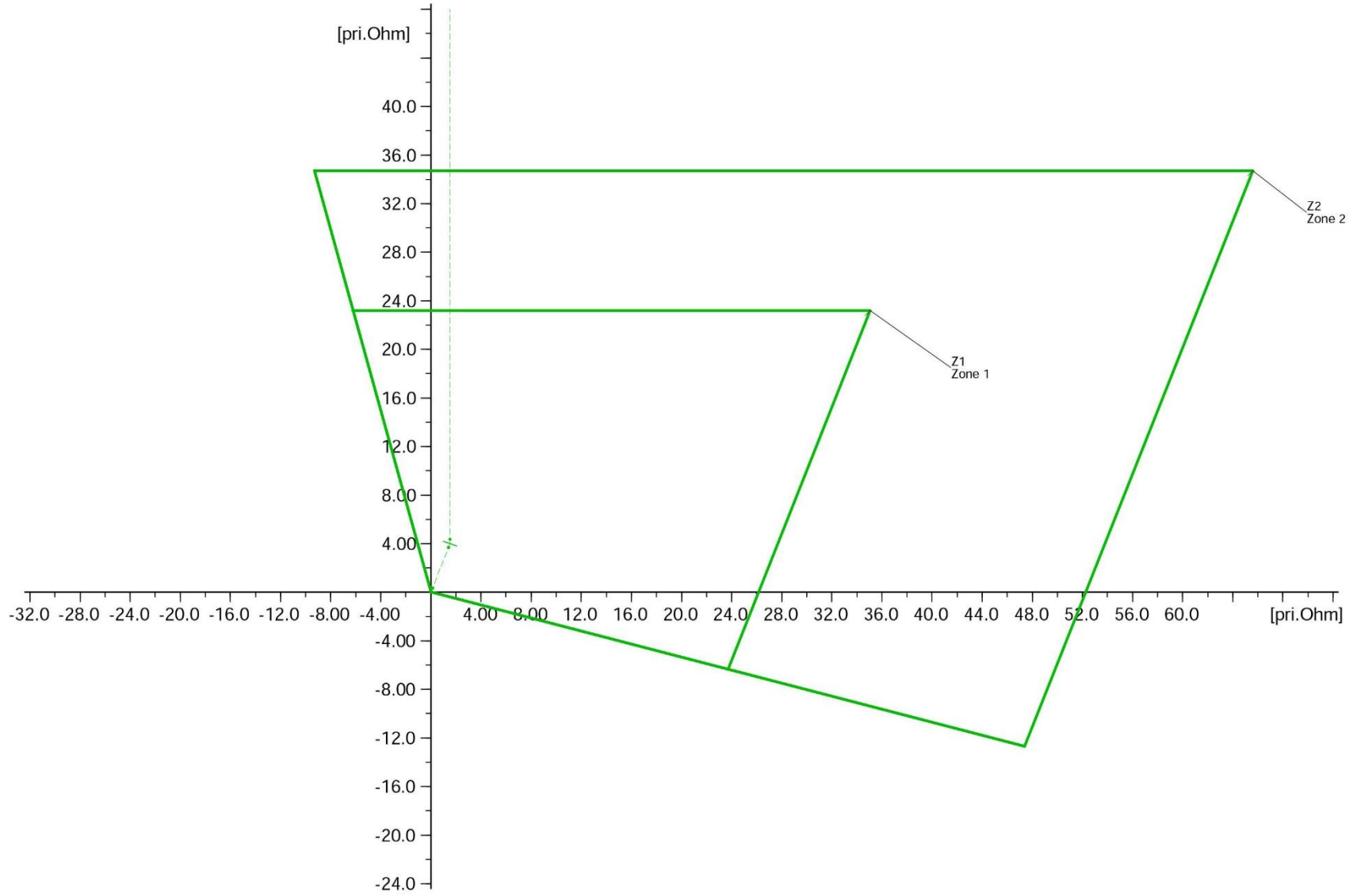
Short Circuit Nodes	Nodes	Branches
Skss:A [MVA]	U:A [kV]	I0x3 [kA]
Ikss:A [kA]	U:B [kV]	
jp:A [kA]	U:C [kV]	

HIDRANDINA
INGELMEC
PowerFactory 14.0.523

APORTES DE CORRIENTES
FALLA MAXIMA

Project:
Graphic: Grafico
Date: 7/25/2011
Annex:

ANEXO C
CARACTERISTICAS DE
IMPEDANCIA



INGELMEC

INGELMEC

FASES 138KV

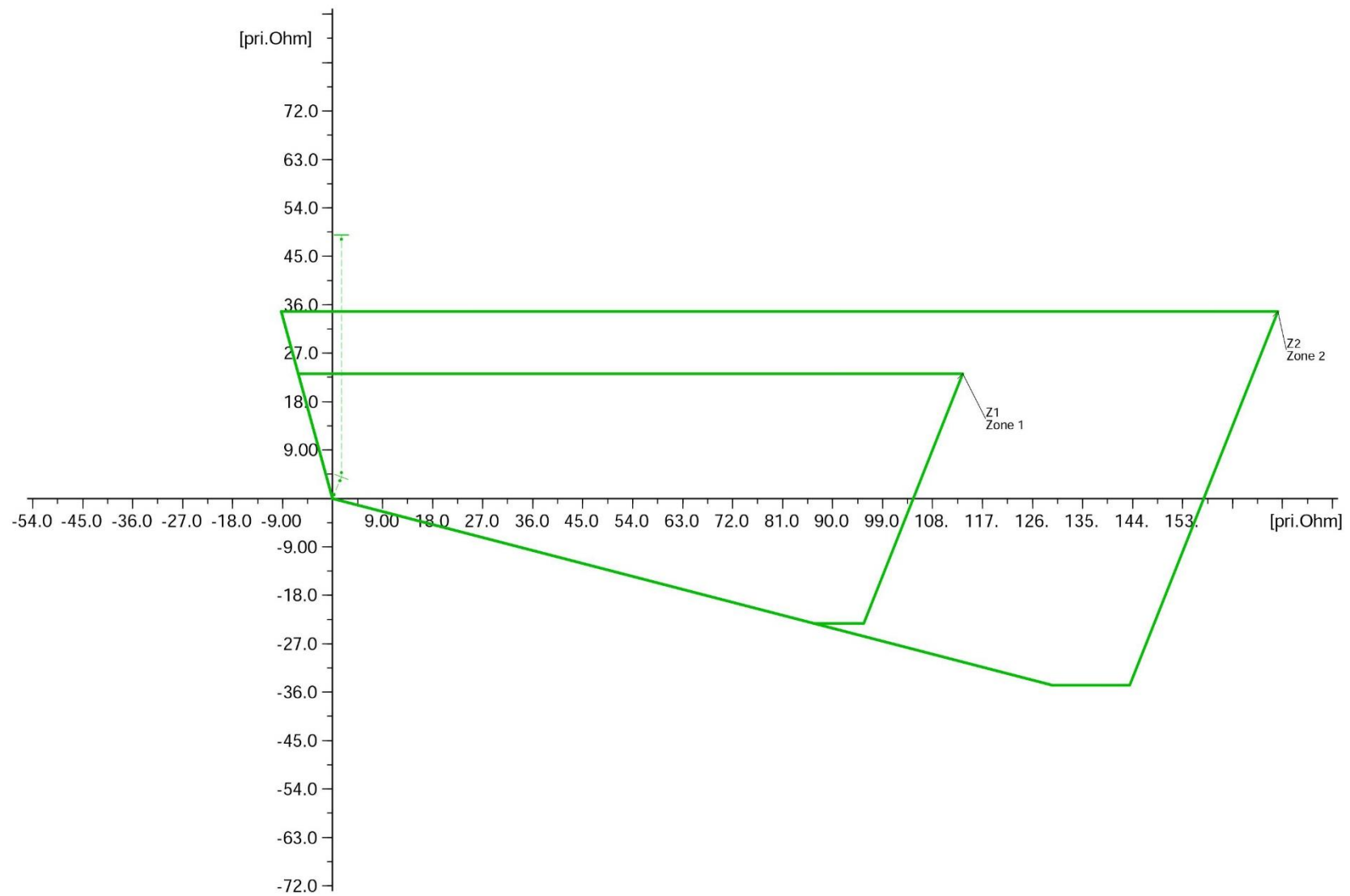
CARACTERISTICA DE IMPEDANCIA

S.E. CHIMBOTE 1 - 7SA522

7SA522_FASES

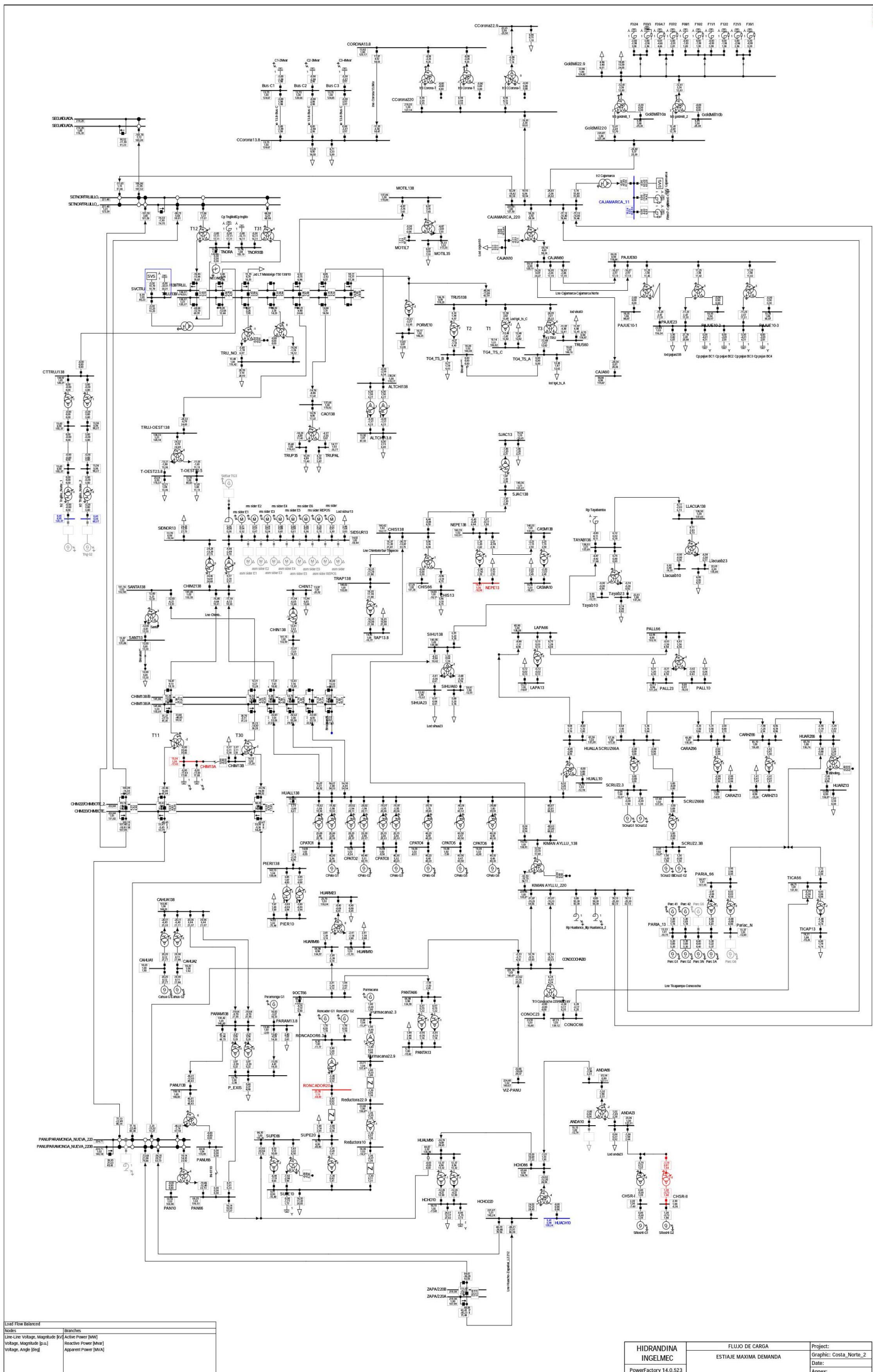
Date: 10/16/2011

Annex:

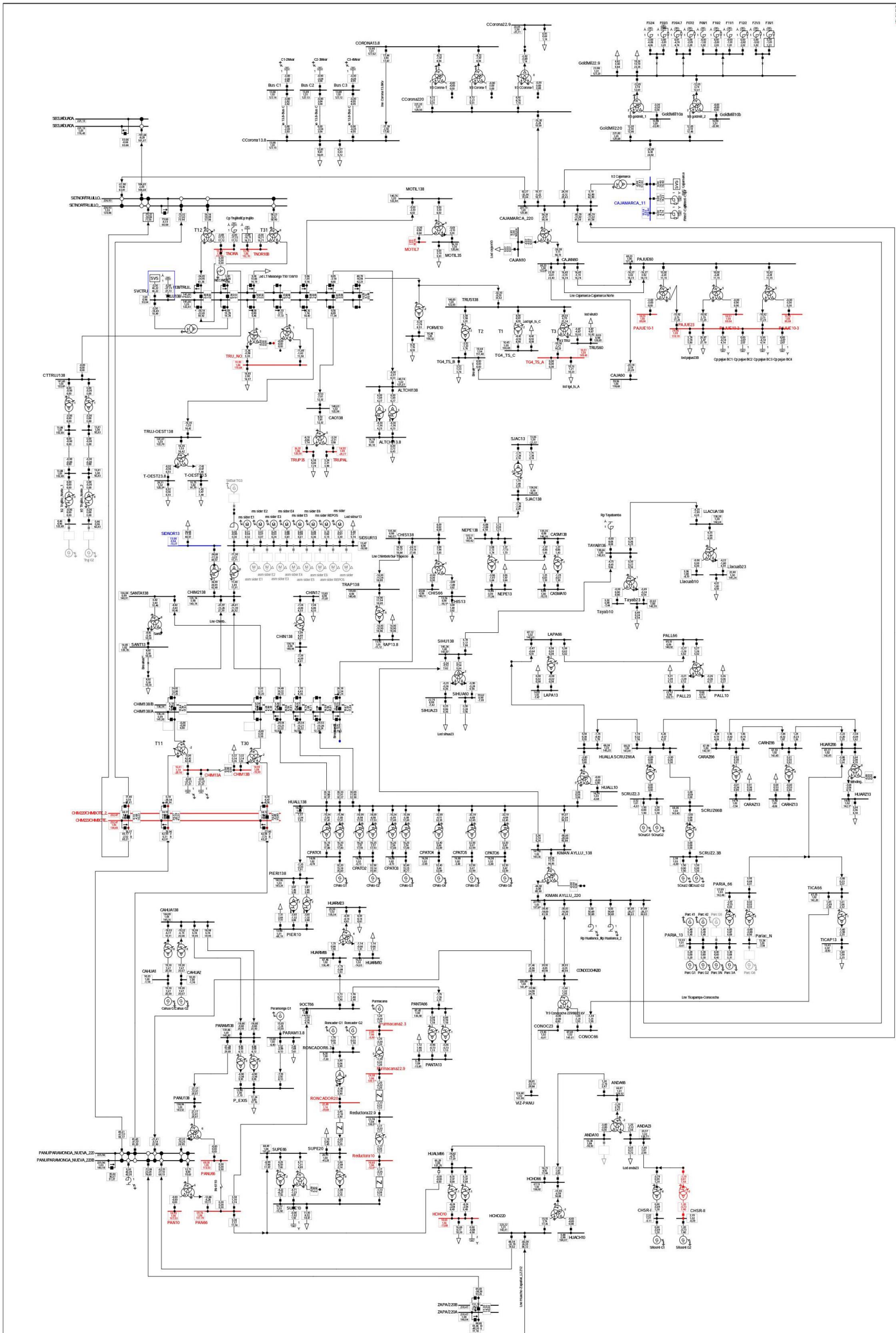


ANEXO D
RESULTADOS DE FLUJO
DE CARGA

ESTIAJE MAXIMA



ESTIAJE MEDIA

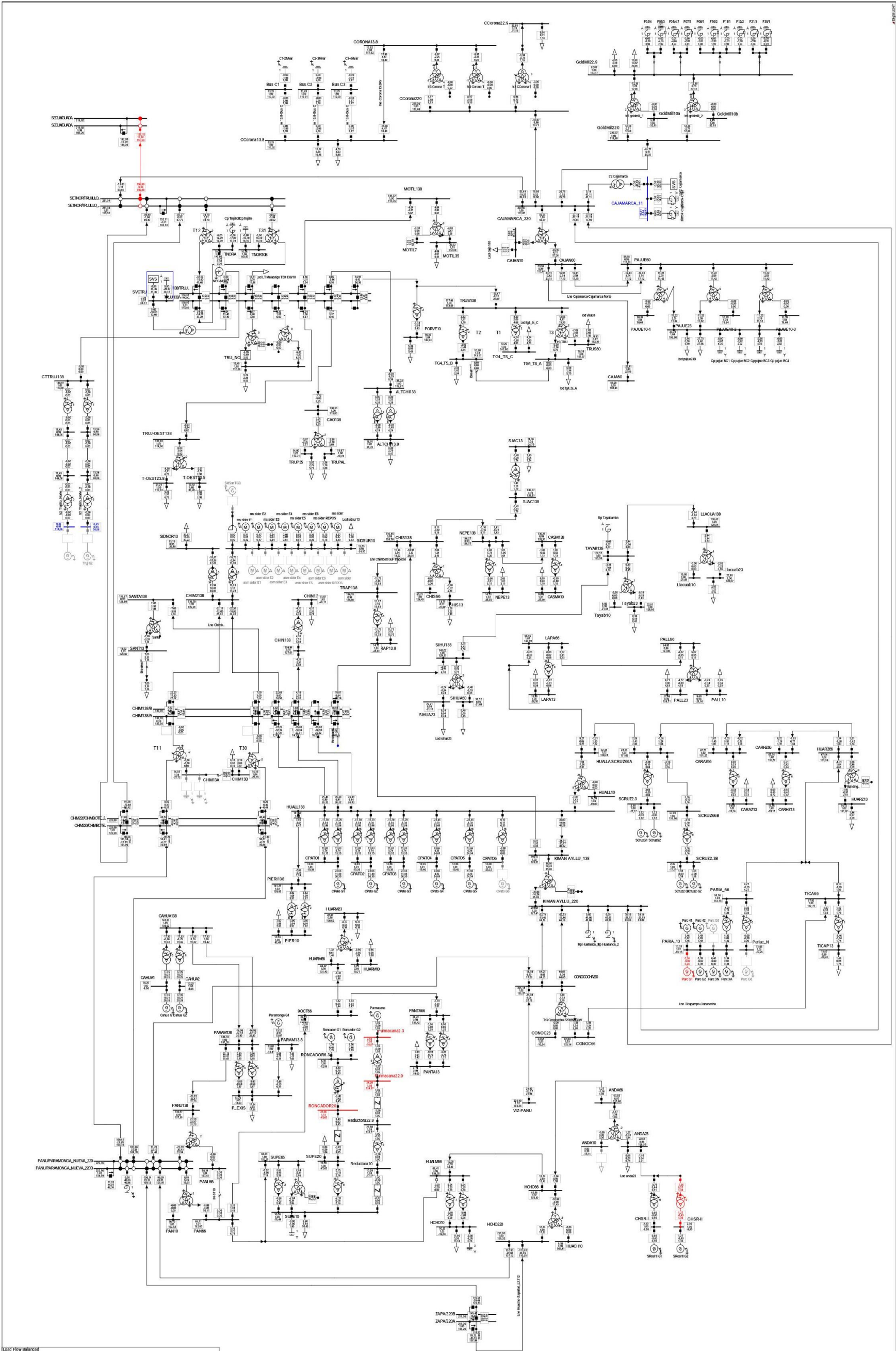


Load Flow Balanced

Nodes	Branches
Line-Line Voltage, Magnitude [kV]	Active Power [MW]
Voltage, Magnitude [p.u.]	Reactive Power [Mvar]
Voltage, Angle [deg]	Apparent Power [MVA]

HIDRANDINA	FLUJO DE CARGA	Project:
INGELMEC	ESTIAJE MEDIA DEMANDA	Graphic: Costa_Norte_2
PowerFactory 14.0.523		Date:
		Arret:

ESTIAJE MINIMA

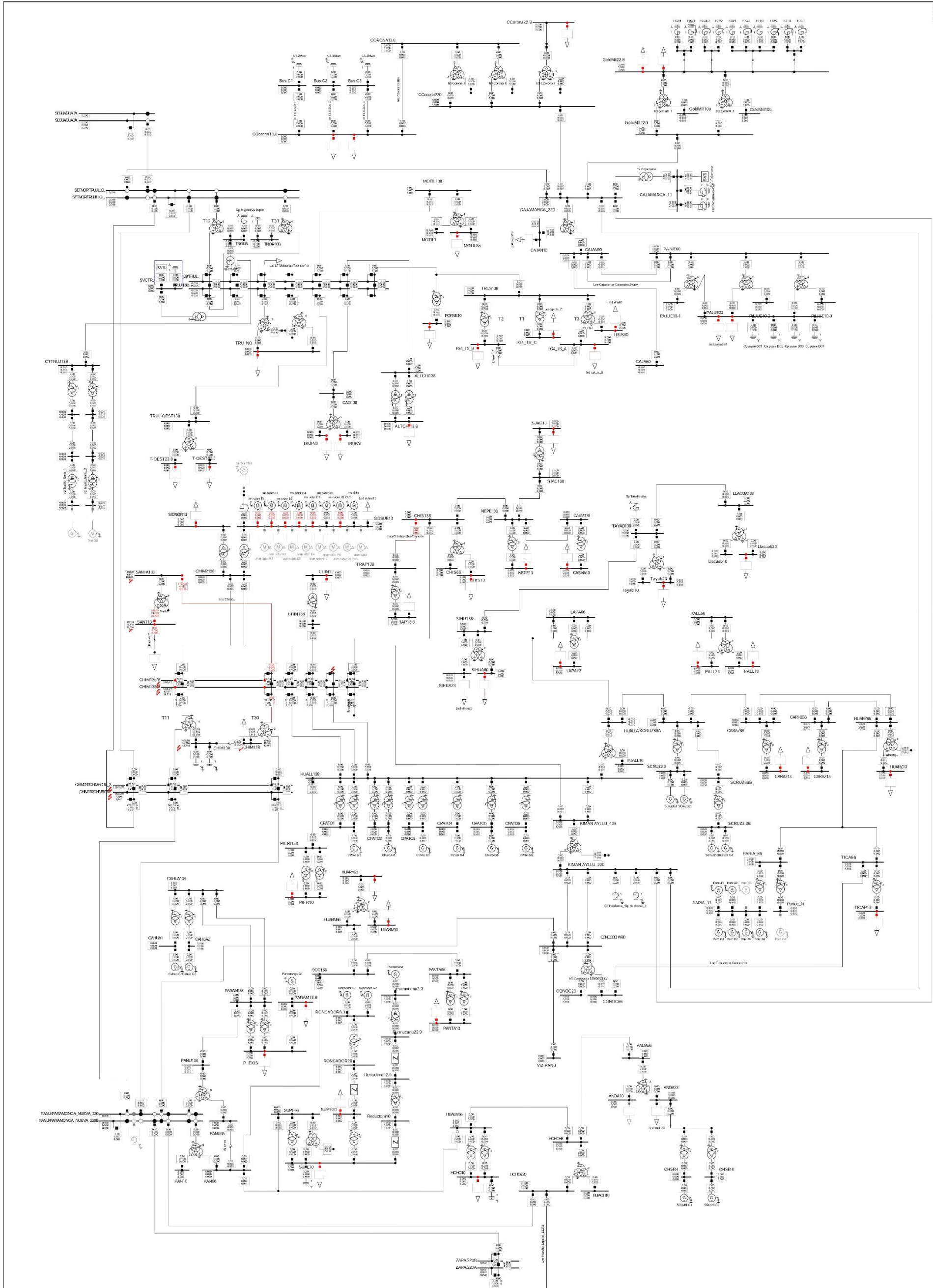


Load Flow Balance	
Nodes	Branches
Line Voltage Magnitude [kV]	Active Power [MW]
Voltage Magnitude [p.u.]	Reactive Power [MVar]
Voltage Angle [deg]	Apparent Power [MVA]

HIDRANDINA INGELMEC PowerFactory 14.0.523	FLUJO DE CARGA ESTIAJE MINIMA DEMANDA	Project: Graph: Costa_Norte_2 Date: Annex:
---	--	---

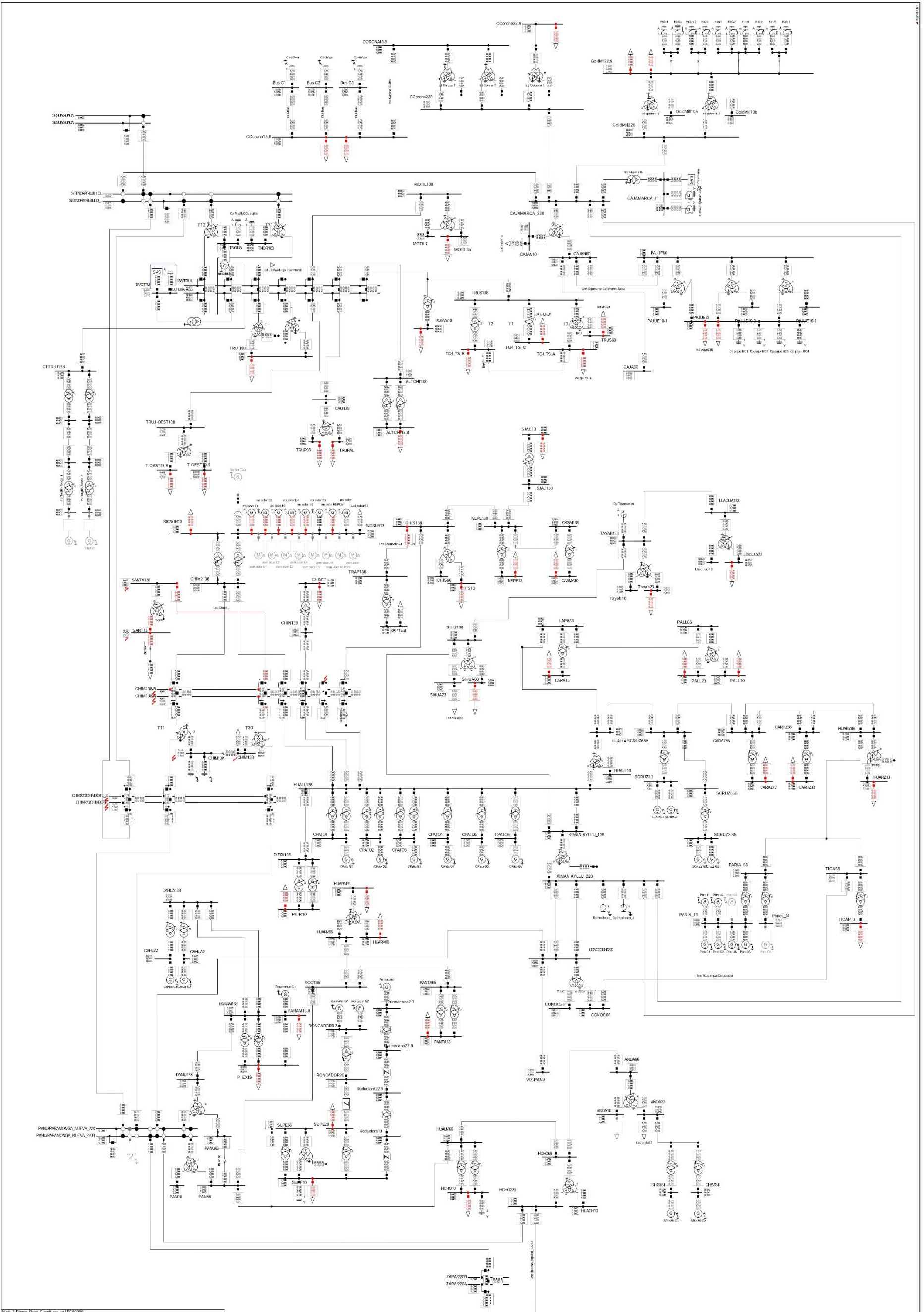
ANEXO E
RESULTADOS DE
CORRIENTES DE
CORTOCIRCUITO

ESTIAJE MAXIMA



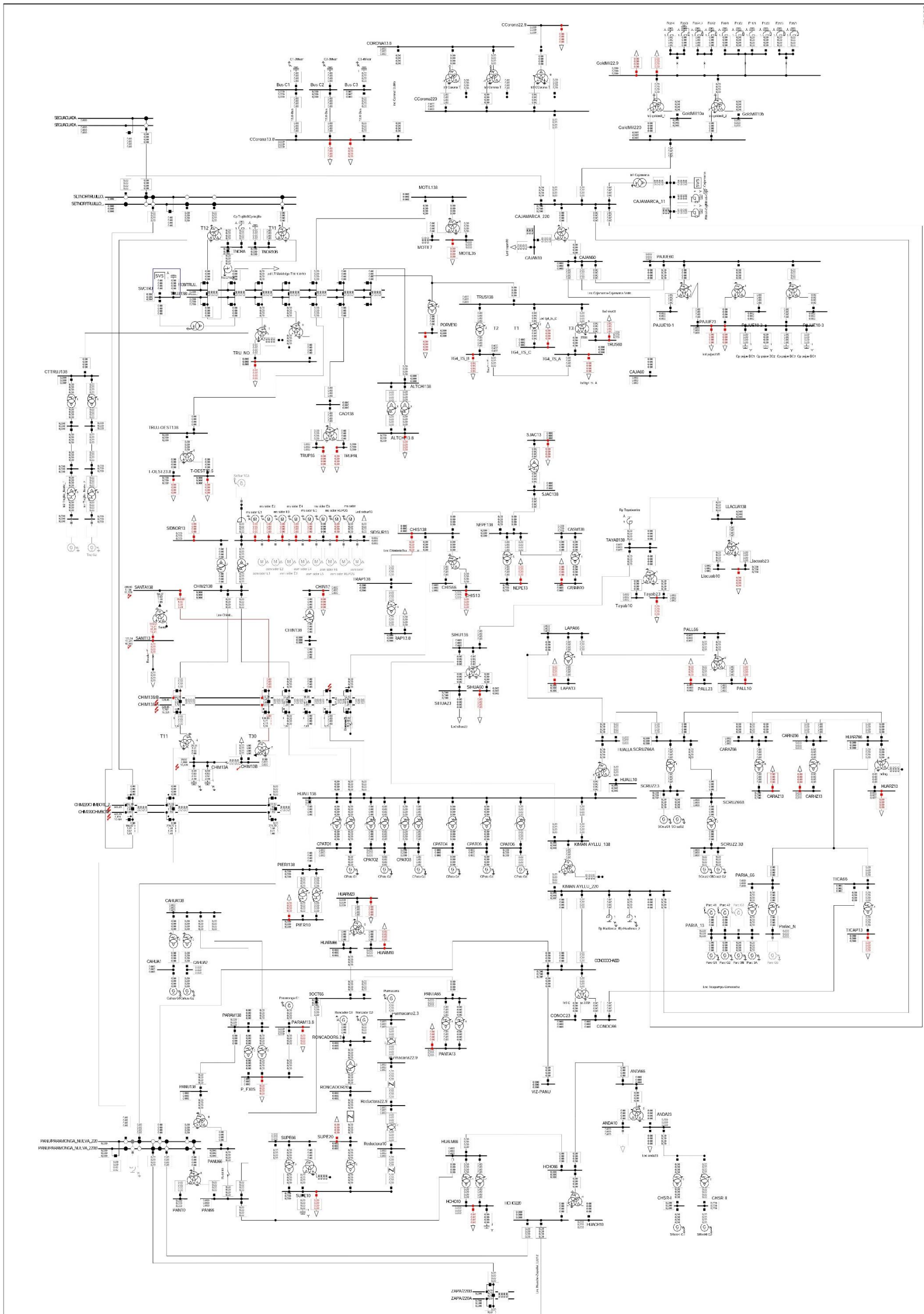
Max. 3-Phase Short-Circuit acc. to IEC60909	Branches
Short-Circuit Nodes	Nodes
Initial Short-Circuit Power [MVA]	Initial Short-Circuit Power [MVA]
Initial Short-Circuit Current [kA]	Initial Short-Circuit Current [kA]
Peak Short-Circuit Current [kA]	Peak Short-Circuit Current [kA]
Line-Line Voltage Magnitude [kV]	Line-Line Voltage Magnitude [kV]
Voltage Magnitude [p.u.]	Voltage Magnitude [p.u.]
Voltage Angle [deg]	Voltage Angle [deg]

Powerfactory 14.0.520	CORRIENTES DE CORTOCIRCUITO	Project: ESTIAJE MAXIMA DEMANDA FALLA TRIFASICA (R=0 ohm)
		Graphic: Costa_Norte_2
		Date: 7/25/2011
		Annex:



Max. 7 Phase Short-Circuit acc. to IFC60809			
Short-Circuit Node	Node	Branches	
Initial Short-Circuit Power A [MVA]	Line Ground Voltage Magnitude A [kV]	Initial Short-Circuit Power A [MVA]	
Initial Short-Circuit Current A [kA]	Line Ground Voltage Magnitude B [kV]	Initial Short-Circuit Current A [kA]	
Peak Short-Circuit Current A [kA]	Line Ground Voltage Magnitude C [kV]	Peak Short-Circuit Current A [kA]	
		1/10 [kA]	

PowerFactory 14.0.520	CORRIENTES DE CORTOCIRCUITO	Project: Costa_Norte_2
	ESTIAJE MAXIMA DEMANDA FALLA BIFASICA (R=0 ohm)	Date: 7/25/2011
		Arrox:

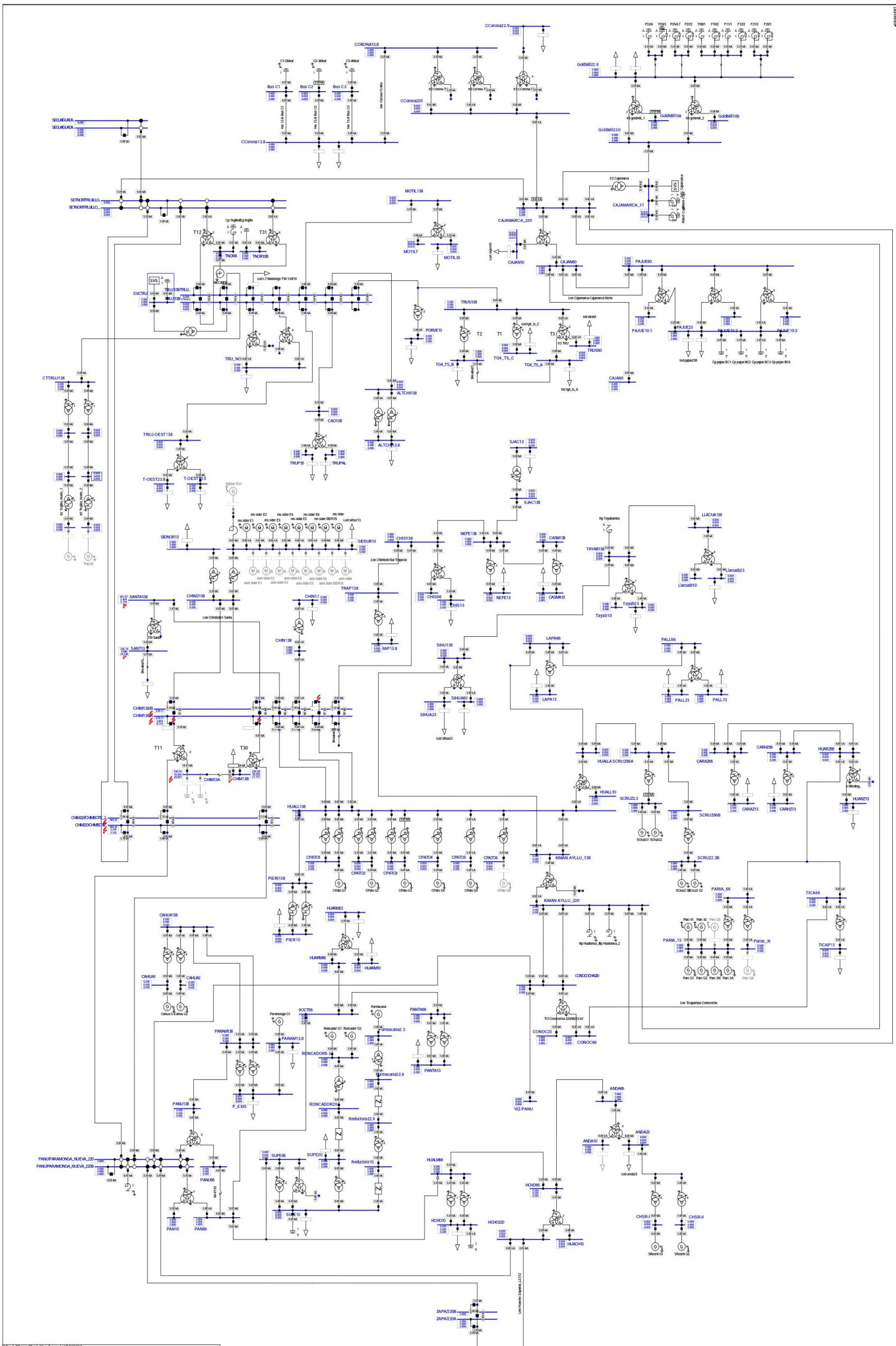


Misc: Single Phase to Ground acc. to IEC 60909

Short Circuit Nodes	Nodes	Branches
Initial Short Circuit Power A [MVA]	Line Ground Voltage, Magnitude A [kV]	Initial Short Circuit Power A [MVA]
Initial Short Circuit Current A [kA]	Line Ground Voltage, Magnitude B [kV]	Initial Short Circuit Current A [kA]
Peak Short Circuit Current A [kA]	Line Ground Voltage, Magnitude C [kV]	Peak Short Circuit Current A [kA]
		S'10 [kA]

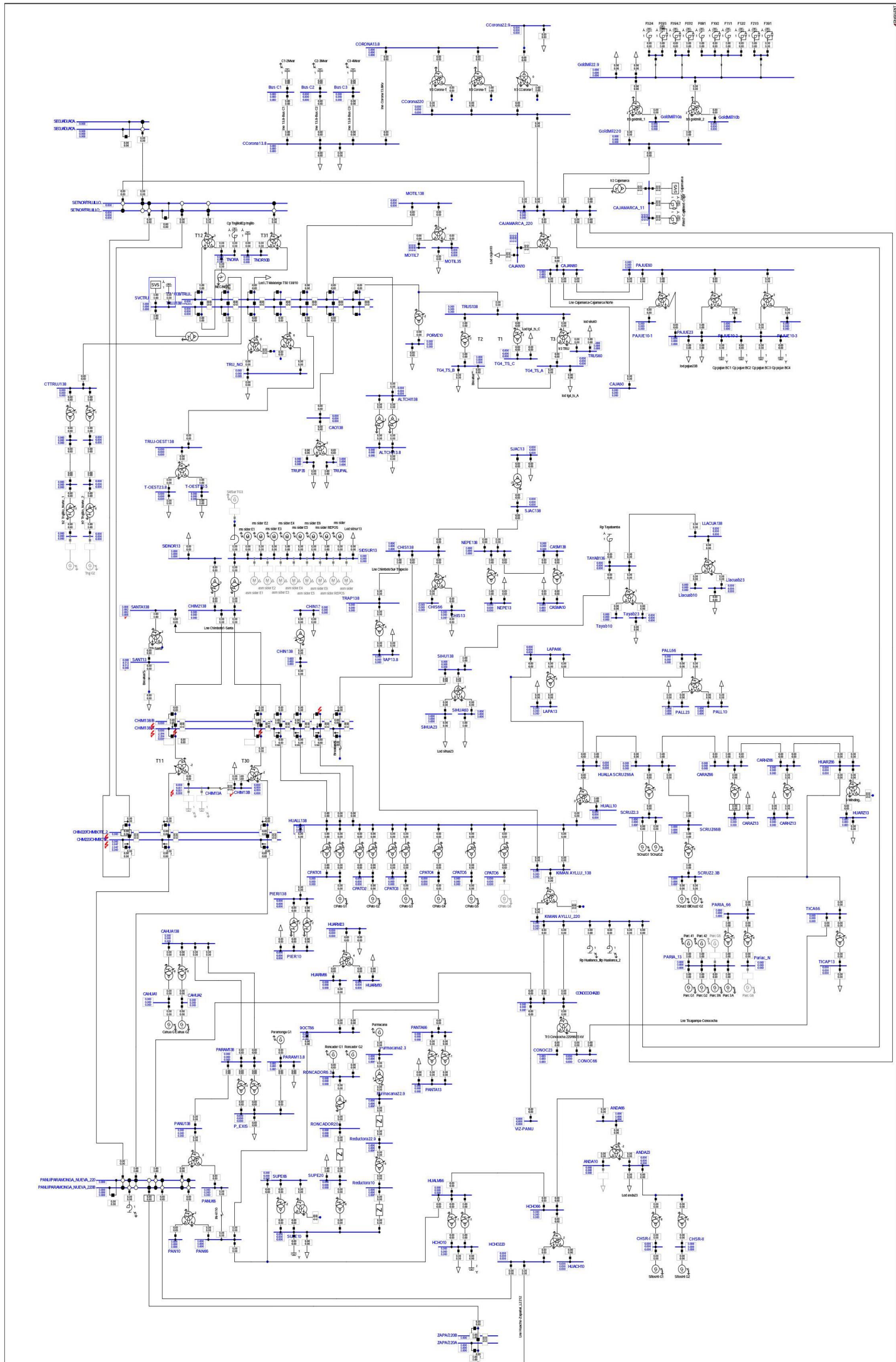
PowerFactory 14.0.520	CORRIENTES DE CORTOCIRCUITO	Project:
	ESTIAJE MAXIMA DEMANDA	Graphic: Costa_Norte_2
	FALLA MONOFASICA (R=0 ohm)	Date: 7/25/2011
		Annex:

ESTIAJE MINIMA



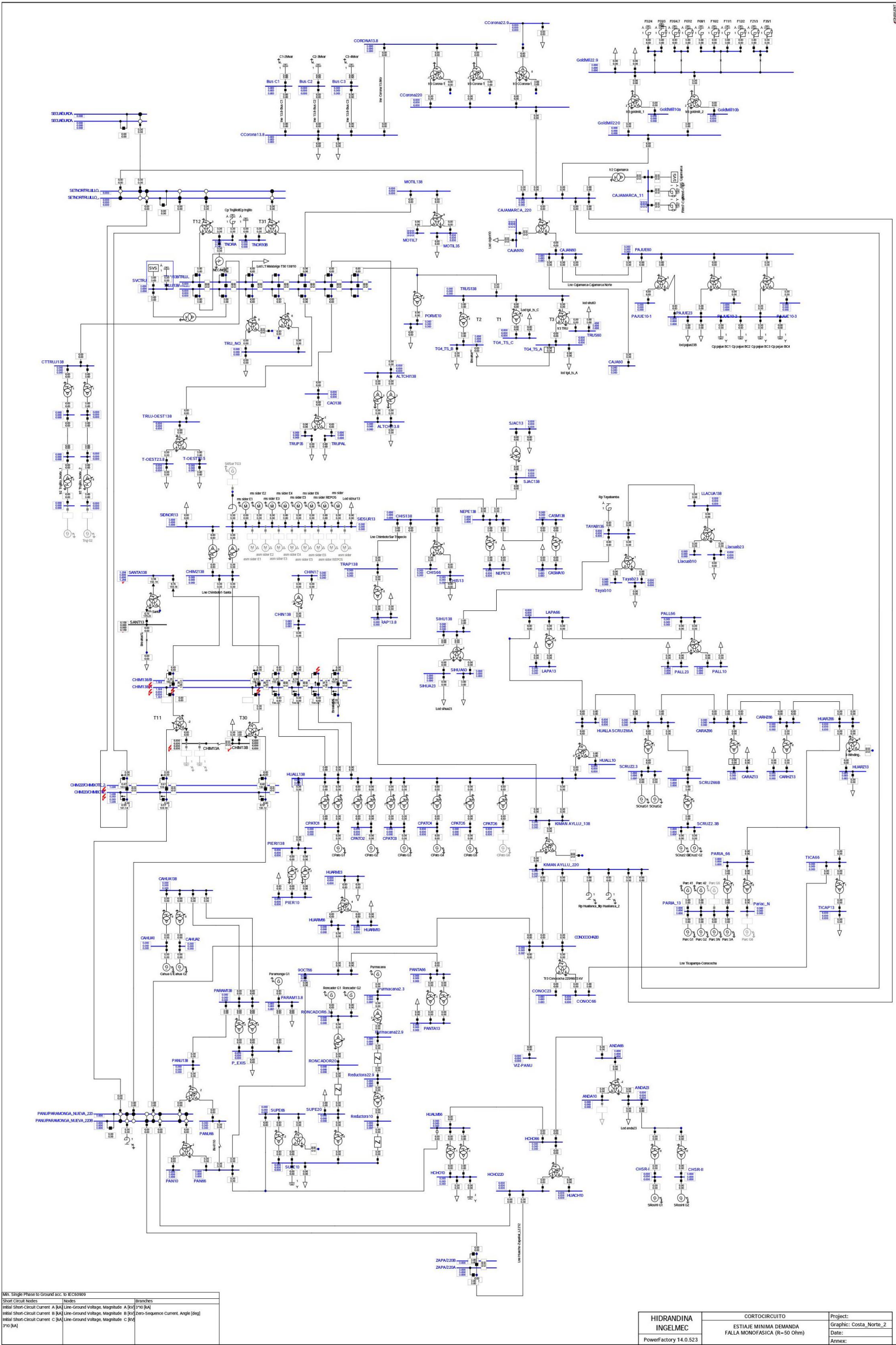
Mn. 3-Phase Short-Circuit acc. to IEC60909	
Short Circuit Nodes	Branches
Initial Short-Circuit Power [MVA]	Line Voltage, Magnitude [kV] Initial Short-Circuit Current [kA]
Initial Short-Circuit Current [kA]	Line Voltage, Magnitude [kV]
Peak Short-Circuit Current [kA]	Line Voltage, Angle [deg]

HIDRANDINA INGELMEC PowerFactory 14.0.523	CORTOCIRCUITO ESTIAJE MINIMA DEMANDA FALLA TRIFASICA (R=0 Ohm)	Project: Graphic: Costa_Norte_2 Date: Annex:
--	---	---



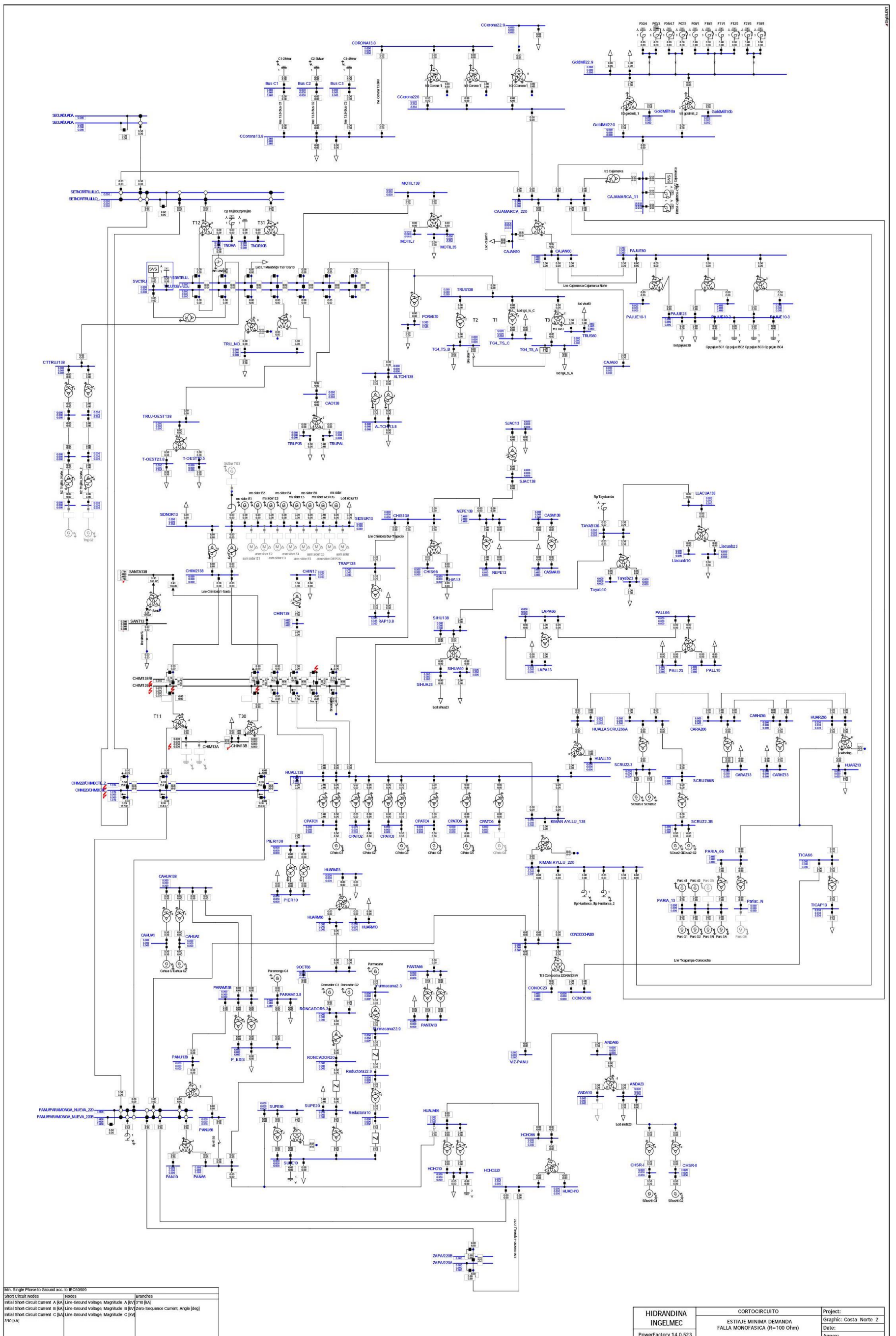
Min. 2-Phase Short-Circuit. IEC 10 REC0909			
Short-Circuit Nodes	Nodes	Branches	
Initial Short-Circuit Current. A [kA]	Line-Ground Voltage. Magnitude. A [kV]	770 [kV]	
Initial Short-Circuit Current. B [kA]	Line-Ground Voltage. Magnitude. B [kV]	Zero-Sequence Current. Angle [deg]	
Initial Short-Circuit Current. C [kA]	Line-Ground Voltage. Magnitude. C [kV]	770 [kV]	

HIDRANDINA INGELMEC PowerFactory 14.0.523	CORTOCIRCUITO ESTIAJE MINIMA DEMANDA FALLA BIFASICA (R=0 Ohm)	Project: Graphic: Costa_Norte_2 Date: Annex:
---	---	---



Min. Single Phase to Ground acc. to IEC60909	
Short Circuit Nodes:	Nodes Branches
Initial Short-Circuit Current A [kA]	Line-Ground Voltage Magnitude A [kV] [710 [kA]
Initial Short-Circuit Current B [kA]	Line-Ground Voltage Magnitude B [kV] [Zero-Sequence Current, Angle [deg]
Initial Short-Circuit Current C [kA]	Line-Ground Voltage Magnitude C [kV] [710 [kA]

HIDRANDINA INGELMEC PowerFactory 14.0.523	CORTOCIRCUITO ESTIAJE MINIMA DEMANDA FALLA MONOFASICA (R=50 Ohm)	Project: Graphic: Costa_Norte_2 Date: Annex:
---	--	---



Nota: Single Phase to Ground acc. to IEC60909
 Short Circuit Notes: [] Branches
 Initial Short-Circuit Current A [kA] Line-Ground Voltage, Magnitude A [kV] 970 [kV]
 Initial Short-Circuit Current B [kA] Line-Ground Voltage, Magnitude B [kV] Zero-Sequence Current, Angle [deg]
 Initial Short-Circuit Current C [kA] Line-Ground Voltage, Magnitude C [kV] 970 [kV]

HIDRANDINA INGELMEC PowerFactory 14.0.523	CORTOCIRCUITO ESTIAJE MINIMA DEMANDA FALLA MONOFASICA (R=100 Ohm)	Project: Graphic: Costa_Norte_2 Date: Annex:
---	---	---

ANEXO F
PLANTILLA DE AJUSTES

S.E. CHIMBOTE 1

***BAHÍA DE SALIDA A
SANTA 138 kV
(L-1116)***

Subestación : Chimbote 1
 Ubicación : Celda de salida a S.E. Santa (L-1116)
 Nivel de tensión : 138 kV
 Marca del Relé : SIEMENS
 Modelo del Relé : 7SA522

Set #	Settings	Value
Device Configuration		
0103	Setting Group Change Option	Disabled
0110	Trip mode	1-/3pole
0112	Phase Distance	Quadrilateral
0113	Earth Distance	Quadrilateral
0120	Power Swing detection	Enabled
0121	Teleprotection for Distance prot.	Disabled
0122	DTT Direct Transfer Trip	Disabled
0124	Instantaneous HighSpeed SOTF Overcurrent	Enabled
0125	Weak Infeed (Trip and/or Echo)	Disabled
0126	Backup overcurrent	Time Overcurrent Curve IEC
0131	Earth fault overcurrent	Time Overcurrent Curve IEC
0132	Teleprotection for Earth fault overcurr.	Disabled
0133	Auto-Reclose Function	Disabled
0134	Auto-Reclose control mode	with Trip and Action time
0135	Synchronism and Voltage Check	Disabled
0136	Over / Underfrequency Protection	Disabled
0137	Under / Overvoltage Protection	Disabled
0138	Fault Locator	Enabled
0139	Breaker Failure Protection	Disabled
0140	Trip Circuit Supervision	1 trip circuit
Power System Data 1		
<i>Transformers</i>		
0201	CT Start Point	Towards Line
0203	Rated Primary Voltage	138,0kV
0204	Rated Primary Voltage (Ph-Ph)	110 V
0205	CT Rated Primary Current	600 A
0206	CT Rated Secondary Current	5A
0210	U4 voltage transformer is	not connected
0211	Matching ratio Phase-VT To Open-Delta-VT	1,73
0215	Matching ratio Usy1/Usy2	1,00
0220	I4 current transformer is	Neutral current
0221	Matching ratio I4/Iph for CT` s	1,00
<i>Power System</i>		
0207	System Starpoint is	Solid Earthed
0230	Rated frequency	60 Hz
0235	Phase Sequence	L1 L2 L3
0236	Distance Measurement Unit	Km
0237	Setting format for zero seq.comp.format	Zero seq.comp.factors RE/RL and XE/XL
0238A	Earth fault O/C: setting for 1 pole AR	all stages together
<i>Breaker</i>		
0301	Minimun Trip Command Duration	0,02 sec
0302	Maximun Close Command Duration	0,20 sec
0303	Dead Time for CB test-autoreclosure	0,50 sec

Subestación : Chimbote 1
 Ubicación : Celda de salida a S.E. Santa (L-1116)
 Nivel de tensión : 138 kV
 Marca del Relé : SIEMENS
 Modelo del Relé : 7SA522

Setting Group A		
0011	<i>Power System Data 2</i>	
	<i>Power System</i>	
1103	Measurement: Full Scale Voltage (100%)	138,0 kV
1104	Measurement: Full Scale Current (100%)	600 A
1105	Line Angle	69°
1211	Angle of inclination, distance charact.	69°
1107	P,Q operational measured values sign	not reversed
1110	x' - Line Reactance per length unit	0,5110 Ohm / km
1111	Line Length	8,4km
1116	Zero seq. comp. factor RE/RL for Z1	-0,27
1117	Zero seq. comp. factor XE/XL for Z1	1,09
1118	Zero seq. comp.factor RE/RL for Z1B...Z5	-0,27
1119	Zero seq. comp.factor XE/XL for Z1B...Z5	1,09
	<i>Line Status</i>	
1130A	Pole Open Current Threshold	0,50 A
1131A	Pole Open Voltage Threshold	35 V
1132A	Seal-in Time after ALL closures	0,05 sec
1133A	minimal time for line open before SOTF	0,25 sec
1134	Recognition of Line Closures with	Current OR Voltage or Manual close BI
1135	RESET of Trip Command	with Pole Open Current Threshold only
1136	open pole detector	with measurement (U/I,trip,pickup,CBaux)
1140A	CT Saturation Threshold	75,0 A
1150A	Seal-in Time after MANUAL closures	0,30 sec
1151	Manual CLOSE COMMAND generation	NO
1152	MANUAL Closure Impulse after CONTROL	<none>
	<i>Trip 1-3/-pole</i>	
1155	3 pole coupling	with Trip
1156A	Trip type with 2phase faults	3pole
0012	<i>Distance proteccion, general settings</i>	
	<i>General</i>	
1201	Distance proteccion	ON
1202	Phase Current threshold for dist.meas	0,50A
1211	Angle of inclination, distanc. Charact.	69°
1208	Series compensated line	NO
1232	Instantaneous tripafter Switch On to Fault	with Pickup (non directional)
1241	R load minimum Load Impedance (ph-e)	19,770 Ohm
1242	PHI load, maximum load Angle (ph-e)	37°
1243	R load minimum Load Impedance (ph-ph)	19,770 Ohm
1244	PHI load, maximum load Angle (ph-ph)	37°
1317A	Single pole trip for faults in 72	NO
1357	Z1B enabled before 1st AR (int.or.exd)	NO
	<i>Earths Faults</i>	
1203	3I0 threshold for neutral current pickup	0,50A
1204	3U0 threshold zero seq. voltage pickup	6V
1207A	3I0 >pickup-stabilisation (3I0> /Iphmax)	0,1
1209A	criterion of earth fault recognition	3I0>OR 3U0>
1221A	Loop selection with 2Ph-E faults	all loops

Subestación : Chimbote 1
 Ubicación : Celda de salida a S.E. Santa (L-1116)
 Nivel de tensión : 138 kV
 Marca del Relé : SIEMENS
 Modelo del Relé : 7SA522

Time Delays		
1210	Condition for zone time start	with distance pickup
1305	T1-1phase, delay for single phase faults	0,00 sec
1306	T1multi-ph, delay for multi phase faults	0,00 sec
1315	T2-1phase, delay for single phase faults	0,25 sec
1316	T2multi-ph, delay for multi phase faults	0,25 sec
1325	T3 delay	oo sec
1335	T4 delay	oo sec
1345	T5 delay	oo sec
1355	T1B-1phase, delay for single phase faults	0,00 sec
1356	T1Bmulti-ph, delay for multi phase faults	0,00 sec
Distance zones (cuadrilátera)		
Zone Z1		
1301	Operating mode Z1	Forward
1302	R(Z1), Resistance for ph-ph faults	2,500 Ohm
1303	X(Z1), Reactance	2,220 Ohm
1304	RE(Z1), Resistance for ph-e faults	10,000 Ohm
1305	T1-1phase, delay for single phase faults	0,00 sec
1306	T1multi-ph, delay for multi phase faults	0,00 sec
1307	Zone Reduction angle (load compensation)	0°
Zone Z1B-exten.		
1351	Operating mode Z1B (overreach zone)	Inactive
Zone Z2		
1311	Operating mode Z2	Forward
1312	R(Z2), Resistance for ph-ph faults	5,000 Ohm
1313	X(Z2), Reactance	3,320 Ohm
1314	RE(Z2), Resistance for ph-e faults	15,000 Ohm
1315	T2-1phase, delay for single phase faults	0,25 sec
1316	T2multi-ph, delay for multi phase faults	0,25 sec
1317A	Single polo trip for faults in Z2	NO
Zone Z3		
1321	Operating mode Z3	Inactive
Zone Z4		
1331	Operating mode Z4	Inactive
Zone Z5		
1341	Operating mode Z5	Inactive
Power Swing		
2002	Power Swing Operating mode	all zones blocked
2006	Power swing trip	NO
2007	Trip delay after Power Swing Blocking	0,08 sec
Teleprotection for Distance prot.		
2101	Teleprotection for Distance protection	ON
2102	Type of Line	Two Terminals
2103A	Time for send signal prolongation	0,05 sec
2112A	DIS transient block by EF	YES
Instantaneous HighSpeed SOTF Overcurrent		
2401	Inst. High Speed SOTF-O/C is	ON
2404	I>>> Pickup	12,50 A

Subestación : Chimbote 1
 Ubicación : Celda de salida a S.E. Santa (L-1116)
 Nivel de tensión : 138 kV
 Marca del Relé : SIEMENS
 Modelo del Relé : 7SA522

0026		Backup overcurrent
General		
2601	Operating mode	ON:only active with Loss of VT sec. cir.
2680	Trip time delay after SOTF	0,00 sec
I>>		
2610	I _{ph} >> Pickup	oo A
2611	T I _{ph} >> Time delay	oo sec
2612	3I0>> Pickup	oo A
2613	T 3I0>> Time delay	oo sec
2614	Instantaneous trip via Teleprot./BI	NO
2615	Instantaneous trip after SwitchOnToFault	NO
I>		
2620	I _{ph} > Pickup	19,00 A
2621	T I _{ph} > Time delay	0,15 sec
2622	3I0> Pickup	oo A
2623	T 3I0> Time delay	0,10 sec
2624	Instantaneous trip via Teleprot./BI	NO
2625	Instantaneous trip after SwitchOnToFault	YES
Inverse		
2640	I _p > Pickup	1,30 A
2642	T I _p Time Dial	7,00 A
2646	T I _p Additional Time Delay	0,00 sec
2650	3I0 _p Pickup	oo A
2652	T 3I0 _p Time Dial	5,00
2656	T 3I0 _p Additional Time Delay	0,00 sec
2660	IEC Curve	Extremely Inverse
2670	Instantaneous trip via Teleprot./BI	NO
2671	Instantaneous trip after SwitchOnToFault	YES

Subestación : Chimbote 1
 Ubicación : Celda de salida a S.E. Santa (L-1116)
 Nivel de tensión : 138 kV
 Marca del Relé : General Electric
 Modelo del Relé : DFP100

GENERAL { SET G }	
NAME	SETTING
Disabled Relay	0
Line Frequency	60 Hz
Phase CT Ratio	120
Ground CT Ratio	120
VT Ratio	1255
Breaker Number	2
Default Settings Group	1
Phase Rotation	ABC
Cold Load Pickup Start Time	0
Cold Load Dropout Time	0
52b Wired	-
Open Delta	0 (NO)
TIME OVERCURRENT {SET}	
NAME	SETTING
Disable Phase TOC	0 (NO)
Curve Phase TOC	1 (Extr. Inverse)
(*) Pickup Phase TOC	1.3 A-sec
Time Dial Phase TOC	7,6
Disable Ground TOC	0 (NO)
Curve Ground TOC	2 (Very Inverse)
(*) Pickup Ground TOC	0.5 A-sec
Time Dial Ground TOC	5,2
DEFINITE TIME {SET}	
NAME	SETTING
Disable Phase DT High	0 (NO)
(*) Pickup Phase DT High	19 A-sec
Delay Phase DT High	0.15 seconds
Disable Phase DT Low	1 (YES)
(*) Pickup Phase DT Low	-
Delay Phase DT Low	-
Disable Ground DT High	0 (NO)
(*) Pickup Ground DT High	8,5 A-sec
Delay Ground DT High	0.20 seconds
Disable Ground DT Low	1 (YES)
(*) Pickup Ground DT Low	-
Delay Ground DT Low	-
INSTANTANEOUS {SET}	
NAME	SETTING
Disable Phase INST. High	1 (YES)
(*) Pickup Phase INST. High	-
Delay Phase INST. High	-
Disable Phase INST. Low	1 (YES)
(*) Pickup Phase INST. Low	-
Delay Phase INST. Low	-
Disable Ground INST. High	1 (YES)
(*) Pickup Ground INST. High	-
Delay Ground INST. High	-
Disable Ground INST. Low	1 (YES)
(*) Pickup Ground INST. Low	-
Delay Ground INST. Low	-

Subestación : Chimbote 1
 Ubicación : Celda de salida a S.E. Santa (L-1116)
 Nivel de tensión : 138 kV
 Marca del Relé : General Electric
 Modelo del Relé : DFP100

NEGATIVE SEQUENCE {SET}	
NAME	SETTING
Disable Neg. Seq. DT	1 (YES)
(*) Pickup Neg. Seq. DT	-
Delay Neg. Seq. DT	-
Disable Neg. Seq. TOC	1 (YES)
Curve Neg. Seq. TOC	-
(*) Pickup Neg. Seq. TOC	-
Neg. Seq. TOC Time Dial	-

FREQUENCY {SET}	
NAME	SETTING
Disable Under-Freq. UNIT 1	1 (YES)
Disable Over-Freq. UNIT 1	1 (YES)
Disable Under-Freq. UNIT 2	1 (YES)
Disable Over-Freq. UNIT 2	1 (YES)
Pickup Under-Freq. UNIT 1	-
Pickup Over-Freq. UNIT 1	-
Delay Freq. UNIT 1	-
Pickup Under-Freq. UNIT 2	-
Pickup Over-Freq. UNIT 2	-
Delay Freq. UNIT 2	-
Voltage Supv. Threshold	-

TORQUE CONTROL { SET }	
NAME	SETTING
Ground Torque Control Signal	(2) 67N
(*) Negative Sequence Level	0,25 A-sec
Phase Torque Control Signal	(0) Disabled
21PT Signal	-
(**)21PT Reach	-
21PT Angle	-
59 OV Pickup	-
27 UV Pickup	-
59 Time Delay	-
27 Time Delay	-

Subestación : Chimbote 1
 Ubicación : Celda de salida a S.E. Santa (L-1116)
 Nivel de tensión : 138 kV
 Marca del Relé : General Electric
 Modelo del Relé : DFP100

RECLOSER { SET }	
NAME	SETTING
Disable Recloser	(1) YES
52/b Reclose Initiate	(1) YES
Number of reclosures	-
Number of Repetitive Trips	-
Reset Time	-
Disable Hold	-
Hold Time	-
Reclose 1 Delay	-
Reclose 2 Delay	-
Reclose 3 Delay	-
Reclose 4 Delay	-
Trip Mask After Reclose 1	-
Trip Mask After Reclose 2	-
Trip Mask After Reclose 3	-
Trip Mask After Reclose 4	-
Reclose 1 Initiate Mask	-
Reclose 2 Initiate Mask	-
Reclose 3 Initiate Mask	-
Reclose 4 Initiate Mask	-

FAULT LOCATION {SET}	
NAME	SETTING
(**) Positive Sequence Magnitude	0,38 Ohms
Positive Sequence Impedance Angle	69 °
K0 Ratio (Z0 / Zp)	4
Zero Sequence Impedance Angle	89 °
Line Lenght Units	1 (km)
Line Lenght	8,7

S.E. SANTA

LLEGADA A SANTA 138
KV L-1116

Subestación : Santa
 Ubicación : Celda de llegada al Transformador de Potencia
 Nivel de tensión : 138 kV
 Marca del Relé : General Electric
 Modelo del Relé : F60

SYSTEM SETUP		
AC INPUTS		
CURRENT	ACTUAL	PROPUESTO
CT M5: Phase CT Primary	200A	Se Mantienen los Ajustes
CT M5: Phase CT Secondary	5A	
CT M5: Ground CT Primary	200A	
CT M5: Ground CT Secondary	5A	
VOLTAGE	ACTUAL	PROPUESTO
VT U5: Phase VT Connection	Wye	Se Mantienen los Ajustes
VT U5: Phase VT Secondary	63,5 V	
VT U5: Phase VT Ratio	1254.50 :1	
VT U5: Auxiliary VT Connection	-	
VT U5: Auxiliary VT Secondary	-	
VT U5: Auxiliary VT Ratio	-	

GROUPED ELEMENTS		
PHASE CURRENT [GROUP 1]		
PHASE TOC 1	ACTUAL	PROPUESTO
PHASE TOC1: Function	Enabled	Enabled
PHASE TOC1: Pickup	1 p.u.	0,75 p.u.
PHASE TOC1: Curve	IEC Curve B	IEC Curve B
PHASE TOC1: TD Multiplier	0,08	0,3
PHASE IOC 1	ACTUAL	PROPUESTO
PHASE IOC1: Function	Enabled	Enabled
PHASE IOC1: Pickup	12,5 p.u.	10 p.u.
PHASE IOC1: Delay	0,1s	0,1s
NEUTRAL CURRENT [GROUP 1]		
NEUTRAL TOC 1	ACTUAL	PROPUESTO
NEUTRAL TOC1: Function	Enabled	Enabled
NEUTRAL TOC1: Pickup	0,25 p.u.	0,25 p.u.
NEUTRAL TOC1: Curve	IEC Curve A	IAC Very Inverse
NEUTRAL TOC1: TD Multiplier	0,12	3,06
NEUTRAL IOC 1	ACTUAL	PROPUESTO
NEUTRAL IOC1: Function	Enabled	Enabled
NEUTRAL IOC1: Pickup	10 p.u.	4 p.u.
NEUTRAL IOC1: Delay	0,1s	0,0s
NEUTRAL DIRECTIONAL OC [GROUP 1]		
NEUTRAL DIR OC 1	ACTUAL	PROPUESTO
NEUTRAL: Function	DISABLED	ENABLED
NEUTRAL: Polarizing	-	Voltage
NEUTRAL: Polarizing Volt	-	Calculated V0
NEUTRAL: Op Current	-	Calculated 3I0
NEUTRAL: POS SEQ Restraint	-	0,063
NEUTRAL: Offset	-	0.00 ohms
NEUTRAL: Forward ECA	-	-75 ° Lag
NEUTRAL: Forward Limit Angle	-	85 deg
NEUTRAL: Forward Pickup	-	0,1 p.u.
NEUTRAL: Reverse Limit Angle	-	85 deg
NEUTRAL: Reverse Pickup	-	0,1 p.u.

Subestación : Santa
 Ubicación : Celda de llegada al Transformador de Potencia
 Nivel de tensión : 138 kV
 Marca del Relé : General Electric
 Modelo del Relé : F60

VOLTAGE ELEMENTS		
PHASE UV [GROUP 1]	ACTUAL	PROPUESTO
PHASE UV1: Function	DISABLED	ENABLED
PHASE UV1: Signal Source	-	SRC 1
PHASE UV1: Mode	-	Phase to Phase
PHASE UV1: Pickup	-	0,8
PHASE UV1: Curve	-	Definite Time
PHASE UV1: Delay	-	2
PHASE UV1: Minimum voltage	-	0,0
PHASE UV1: Block	-	Nota (1)
PHASE OV [GROUP 1]	ACTUAL	PROPUESTO
PHASE OV1: Function	DISABLED	ENABLED
PHASE OV1: Signal Source	-	SRC 1
PHASE OV1: Pickup	-	1,15
PHASE OV1: Delay	-	2

NOTA (1).- Se debe habilitar la posición 52B (Interruptor abierto), cuya activación deberá bloquear la función mínima tensión (27P).

LLEGADA A GENERAL
13,8 kV
(TRANSFORMADOR DE
POTENCIA)

Subestación : Santa
 Ubicación : Celda de llegada al Transformador de Potencia
 Nivel de tensión : 138 kV
 Marca del Relé : General Electric
 Modelo del Relé : F60

SYSTEM SETUP

AC INPUTS		
CURRENT	ACTUAL	PROPUESTO
CT M5: Phase CT Primary	1400A	Se Mantienen los Ajustes
CT M5: Phase CT Secondary	5A	
CT M5: Ground CT Primary	1400A	
CT M5: Ground CT Secondary	5A	
VOLTAGE	ACTUAL	PROPUESTO
VT U5: Phase VT Connection	Wye	Se Mantienen los Ajustes
VT U5: Phase VT Secondary	63,5 V	
VT U5: Phase VT Ratio	125.45 :1	
VT U5: Auxiliary VT Connection	-	
VT U5: Auxiliary VT Secondary	-	
VT U5: Auxiliary VT Ratio	-	

GROUPED ELEMENTS

PHASE CURRENT [GROUP 1]		
PHASE TOC 1	ACTUAL	PROPUESTO
PHASE TOC1: Function	Enablea	Enablea
PHASE TOC1: Pickup	1 p.u.	1 p.u.
PHASE TOC1: Curve	IEC Curve B	IEC Curve B
PHASE TOC1: TD Multiplier	0,09	0,18
PHASE IOC 1	ACTUAL	PROPUESTO
PHASE IOC1: Function	Disablea	Disablea
PHASE IOC1: Pickup	-	-
PHASE IOC1: Delay	-	-

NEUTRAL CURRENT [GROUP 1]		
NEUTRAL TOC 1	ACTUAL	PROPUESTO
NEUTRAL TOC1: Function	Enablea	Enablea
NEUTRAL TOC1: Pickup	0,3 p.u.	0,36 p.u.
NEUTRAL TOC1: Curve	IEC Curve A	IAC Very Inverse
NEUTRAL TOC1: TD Multiplier	0,15	2,5
NEUTRAL IOC 1	ACTUAL	PROPUESTO
NEUTRAL IOC1: Function	Disablea	Disablea
NEUTRAL IOC1: Pickup	-	-
NEUTRAL IOC1: Delay	-	-

***ALIMENTADORES EN
13,8 kV***

Subestación : Santa
 Ubicación : Celda de Salida a STA 121 (Coishco)
 Nivel de tensión : 13,8 kV
 Marca del Relé : General Electric
 Modelo del Relé : F650

DESCRIPCION	ACTUAL	PROPUESTO
SYSTEM SETUP		
GENERAL SETTING		
Phase CT Ratio	80	Se Mantienen los Ajustes
Ground CT Ratio	80	
Stv Ground CT Ratio	80	
Phase VT Ratio	125,5	
Phase VT Connection	WYE	
Nominal Voltage	63,5 V	
PROTECTION ELEMENTS		
PHASE CURRENT		-> Phase TOC High 1
Function	ENABLED	Se Mantienen los Ajustes
Pickup Level	4 A-Sec	
Curve	IEC Curve C	
TD Multiplier	0,45	
PHASE CURRENT		-> Phase IOC High 1
Function	ENABLED	Se Mantienen los Ajustes
Pickup Level	80 A-Sec	
Trip Delay	0,0 Seg	
NEUTRAL CURRENT		-> Neutral TOC High 1
Function	ENABLED	Se Mantienen los Ajustes
Pickup Level	1,2 A-Sec	
Curve	IEC Curve B	
TD Multiplier	0,30	
NEUTRAL CURRENT		-> Neutral IOC High 1
Function	ENABLED	ENABLED
Pickup Level	80 A-Sec	37,5 A-Sec
Trip Delay	0,0 Seg	0,0 Seg
GROUND CURRENT		-> Ground TOC High 1
Function	ENABLED	Se Mantienen los Ajustes
Pickup Level	0,5 A-Sec	
Curve	Definite Time	
TD Multiplier	2,00 Seg	

Subestación : Santa
 Ubicación : Celda de Salida a STA 122 (Santa)
 Nivel de tensión : 13,8 kV
 Marca del Relé : General Electric
 Modelo del Relé : F650

DESCRIPCION	ACTUAL	PROPUESTO
SYSTEM SETUP		
GENERAL SETTING		
Phase CT Ratio	40	Se Mantienen los Ajustes
Ground CT Ratio	40	
Stv Ground CT Ratio	40	
Phase VT Ratio	125,5	
Phase VT Connection	WYE	
Nominal Voltage	63,5 V	
PROTECTION ELEMENTS		
PHASE CURRENT		-> Phase TOC High 1
Function	ENABLED	Se Mantienen los Ajustes
Pickup Level	8 A-Sec	
Curve	IEC Curve C	
TD Multiplier	0,45	
PHASE CURRENT		-> Phase IOC High 1
Function	ENABLED	Se Mantienen los Ajustes
Pickup Level	160 A-Sec	
Trip Delay	0,0 Seg	
NEUTRAL CURRENT		-> Neutral TOC High 1
Function	ENABLED	Se Mantienen los Ajustes
Pickup Level	2,4 A-Sec	
Curve	IEC Curve B	
TD Multiplier	0,30	
NEUTRAL CURRENT		-> Neutral IOC High 1
Function	ENABLED	ENABLED
Pickup Level	160 A-Sec	75 A-Sec
Trip Delay	0,0 Seg	0,0 Seg
GROUND CURRENT		-> Ground TOC High 1
Function	ENABLED	Se Mantienen los Ajustes
Pickup Level	1 A-Sec	
Curve	Definite Time	
TD Multiplier	2,00 Seg	

Subestación : Santa
 Ubicación : Celda de Salida a STA 123 (Coishco – Industrial)
 Nivel de tensión : 13,8 kV
 Marca del Relé : General Electric
 Modelo del Relé : F650

DESCRIPCION	ACTUAL	PROPUESTO
SYSTEM SETUP		
GENERAL SETTING		
Phase CT Ratio	80	Se Mantienen los Ajustes
Ground CT Ratio	80	
Stv Ground CT Ratio	40	
Phase VT Ratio	125,5	
Phase VT Connection	WYE	
Nominal Voltage	63,5 V	
PROTECTION ELEMENTS		
PHASE CURRENT		-> Phase TOC High 1
Function	ENABLED	Se Mantienen los Ajustes
Pickup Level	4 A-Sec	
Curve	IEC Curve C	
TD Multiplier	0,60	
PHASE CURRENT		-> Phase IOC High 1
Function	ENABLED	Se Mantienen los Ajustes
Pickup Level	100 A-Sec	
Trip Delay	0,0 Seg	
NEUTRAL CURRENT		-> Neutral TOC High 1
Function	ENABLED	Se Mantienen los Ajustes
Pickup Level	1 A-Sec	
Curve	IEC Curve B	
TD Multiplier	0,66	
NEUTRAL CURRENT		-> Neutral IOC High 1
Function	ENABLED	ENABLED
Pickup Level	80 A-Sec	37,5 A-Sec
Trip Delay	0,0 Seg	0,0 Seg
GROUND CURRENT		-> Ground TOC High 1
Function	ENABLED	Se Mantienen los Ajustes
Pickup Level	0,6 A-Sec	
Curve	Definite Time	
TD Multiplier	3,00 Seg	