



UNIVERSIDAD DEL BÍO-BÍO

FACULTAD DE INGENIERÍA

DEPTO. INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA

**ESTUDIO PRELIMINAR DE PROYECTO ELÉCTRICO
DE CENTRAL GEOTÉRMICA**

PEDRO GALLEGOS RAMIREZ

JUAN IGNACIO MOLINA CARTES

SEMINARIO PARA OPTAR AL TÍTULO DE
INGENIERO DE EJECUCIÓN EN ELECTRICIDAD

CONCEPCIÓN – CHILE

2016



UNIVERSIDAD DEL BÍO-BÍO

FACULTAD DE INGENIERÍA

DEPTO. INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA

ESTUDIO PRELIMINAR DE PROYECTO ELÉCTRICO DE CENTRAL GEOTÉRMICA

Profesor Guía : Juan Carlos Delgado Navarro

Profesor adjunto : Luis Muñoz Sáez

Profesor adjunto : Fabricio Salgado Díaz

CONCEPCIÓN – CHILE

2016

ÍNDICE

INTRODUCCIÓN.....	1
CAPÍTULO I: LA GENERACIÓN GEOTÉRMICA.....	2
1.1 DEFINICIÓN.....	2
1.2 ORIGEN.....	2
1.3 MANIFESTACIONES GEOTÉRMICAS SUPERFICIALES.....	3
1.4 POTENCIAL.....	4
1.5 FUNCIONAMIENTO.....	5
1.5.1 TIPOS DE CENTRALES SEGÚN SISTEMA.....	5
1.5.2 COMPONENTES DE UNA CENTRAL GEOTÉRMICA.....	8
CAPÍTULO II: PLANTA GEOTÉRMICA CERRO PABELLÓN.....	10
2.1 DESCRIPCIÓN GENERAL.....	10
2.2 UBICACIÓN.....	10
2.3 DESCRIPCIÓN DEL PROCESO.....	11
2.3.1 MANEJO DEL RECURSO GEOTÉRMICO.....	12
2.3.2 FLUIDO DE TRABAJO – EL ISOPENTANO.....	13
2.3.3 TORRES DE ENFRIAMIENTO.....	14
2.3.4 GENERACIÓN ELÉCTRICA.....	15
2.3.5 SISTEMA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICO.....	15
CAPÍTULO III: DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO.....	16
3.1 ASPECTOS GENERALES.....	16
3.1.1 ESQUEMA UNILINEAL SIMPLIFICADO DEL PROYECTO.....	17
3.2 DESCRIPCIÓN DE LOS EQUIPOS ELÉCTRICOS.....	18
3.2.1 RED ELÉCTRICA DE 220 kV.....	18
3.2.2 RED ELÉCTRICA DE 9,5 kV.....	21
3.4 DIMENSIONAMIENTO DE LA RED ELÉCTRICA.....	25
3.4.1 ANÁLISIS DE CARGA EN BARRAS 1 y 2.....	25
3.4.2 ANÁLISIS DE CARGA EN BARRA 3.....	26
3.4.3 DIMENSIONAMIENTO DE LA LÍNEA L0.....	26
3.4.4 DIMENSIONAMIENTO DE LAS LÍNEAS 1 y 2.....	37
3.4.5 DIMENSIONAMIENTO DE LA LÍNEA 3.....	40
3.4.6 CÁLCULO DE TEMPERATURA MÁXIMA DE CONDUCTORES.....	42
3.5 TRANSFORMADORES.....	43
3.5.1 TRANSFORMADOR 1.....	43
3.5.2 TRANSFORMADOR 2.....	45
3.5.3 TRANSFORMADOR 3.....	45
3.6 GENERADORES.....	46
3.7 BARRA S/E EL ABRA.....	47
3.8 RESUMEN DE IMPEDANCIAS DEL SISTEMA.....	48
CAPÍTULO IV: FLUJO DE CARGAS Y REGULACIÓN DE TENSIÓN.....	49
4.1 ASPECTOS GENERALES.....	49
4.2 ESCENARIO 1: SIN EL APORTE DE LOS GENERADORES.....	49
4.2.1 S/E EL ABRA.....	49
4.2.2 TENSIÓN EN BARRA 0 (S/E Cerro Pabellón).....	49
4.2.3 TENSIÓN EN BARRAS 1 y 2.....	50
4.2.4 TENSIÓN EN BARRA 3.....	50
4.2.5 RESUMEN DE CÁLCULOS DE CAÍDA DE TENSIÓN.....	52

4.3 ESCENARIO 2: PRODUCCIÓN COMPLETA	52
CAPÍTULO V: CÁLCULO DE CORTOCIRCUITOS TRIFÁSICOS.....	53
5.1 BASES PARA CÁLCULOS	53
5.2 UBICACIÓN DE LAS FALLAS	53
5.3 CÁLCULO DE CORTOCIRCUITOS TRIFÁSICOS	54
5.3.1 CORTOCIRCUITO 3Ø EN S/E EL ABRA (FALLA 1).....	54
5.3.2 CORTOCIRCUITO 3Ø EN BARRA 0 (S/E CERRO PABELLON – FALLA 2)	56
5.3.3 CORTOCIRCUITO 3Ø EN SECUNDARIO DE T1 (FALLA 3 y FALLA 4).....	58
5.3.4 CORTOCIRCUITO 3Ø EN BARRA 1 (FALLA 5 y FALLA 7).....	60
5.3.5 CORTOCIRCUITO 3Ø EN BARRA 3 (FALLA 6)	62
5.3.6 RESUMEN DE LOS CÁLCULOS DE CORTOCIRCUITO.....	64
CAPÍTULO VI: ESTUDIO DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES.	66
6.1 FUNDAMENTOS	66
6.2 TABLAS DE RESUMEN DE AJUSTES DE RELÉS GE MULTILIN 750/760.....	66
6.3 ANÁLISIS DE FALLA TRIFÁSICA EN BARRAS.....	68
6.3.1 FALLA 1 EN LA LÍNEA 0 SECTOR EL ABRA.....	68
6.3.2 FALLA 2. FALLA EN LA BARRA 0.....	70
6.3.3 FALLA 3. FALLA EN EL SECUNDARIO DE T1.....	72
6.3.4 FALLA 4. FALLA EN LA BARRA 1.....	75
6.3.4 FALLA 5. FALLA EN LA BARRA 3.....	77
COMENTARIOS Y CONCLUSIONES	79
BIBLIOGRAFÍA.....	81
ANEXO 1. DIAGRAMA UNILINEAL SISTEMA ELÉCTRICO EN ESTUDIO.....	83
ANEXO 2. FICHAS TÉCNICAS DE COMPONENTES	84
ANEXO 2.1 INTERRUPTOR DE PODER SIEMENS 3API	84
ANEXO 2.2 INTERRUPTOR DE PODER SIEMENS 3API	85
ANEXO 2.3 ESPECIFICACIONES TÉCNICAS RELÉ SEL-751.....	86
ANEXO 2.4 CATÁLOGO DESCONECTADORES LAGO	87
ANEXO 2.5 ESPECIFICACIONES INTERRUPTOR SIEMENS 3AK763	88
ANEXO 2.6 TABLA NEXANS CONDUCTORES DE ALUMINIO	89
ANEXO 2.7 TABLA BAHRA CONDUCTORES AISLADOS.....	91
ANEXO 2.8 TABLA AISLADORES.....	92
ANEXO 3. DETALLE DE NORMAS TÉCNICAS USADAS EN ESTE SEMINARIO	93
ANEXO 3.1 NSEG 5 E.N.71 ART. 112.....	93
ANEXO 3.2 NSEG 5 E.N.71 ART. 113.....	93
ANEXO 3.3 NSEG 5 E.N.71 ART. 107.....	94
ANEXO 3.4 NSEG 5 E.N.71 ART. 105 Y 106.....	94
ANEXO 3.5 NSEG 5 E.N.71 ART. 9.....	95
ANEXO 3.6 NORMA NEMA CAP. 2 Y 3.2.....	96
ANEXO 4. TABLAS UTILIZADAS EN ESTE SEMINARIO	98
ANEXO 4.1 TABLA 7.....	98
ANEXO 4.2 TABLA 11-4, IEEE STANDARD 399-1997.....	98
ANEXO 4.3 CURVA ESTÁNDAR 141-1993	98
ANEXO 4.4 TABLA 11-6, IEEE STANDARD 399-1997.....	99
ANEXO 4.5 TABLA 4.....	100
ANEXO 4.6 TENSIONES Y LONGITUDES RELACIÓN FLECHA-VANO	101

INTRODUCCIÓN

Este Seminario explora las posibilidades del uso de la energía geotérmica en Chile y Latinoamérica. Se presentan antecedentes generales y tipos de extracción de la energía geotérmica y su potencial aporte a la energía del país. Además se proporciona estudios de las proyecciones de la energía, con la cual es beneficiario nuestro país aportando al SING. Esta energía renovable no convencional, genera en el medio ambiente consecuencias significativamente menores que las energías convencionales (hidráulica, petróleo, los que además, no son recursos renovables), aportando de esta manera a la sustentabilidad ambiental de las políticas energéticas.

En lo referente a nuestra carrera, profundizaremos el estudio preliminar de una planta geotérmica, usando como modelo la planta de Cerro Pabellón, que está siendo construida en la segunda región de Chile, enfocándonos en estudios de cálculos mecánicos, protecciones eléctricas y su coordinación, apoyándonos y realizando comparaciones con el software ETAP versión 6.0.

CAPÍTULO I: LA GENERACIÓN GEOTÉRMICA

1.1 DEFINICIÓN

Una central geotérmica es una instalación donde se obtiene energía eléctrica, a partir del calor interno de la Tierra.

Estas centrales son muy similares a las térmicas, pues funcionan enviando vapor a presión a un turbogenerador, con la diferencia que no es necesario quemar algún tipo de combustible para la producción de vapor.

La energía generada es limpia, amigable con el medio ambiente, no produce contaminación atmosférica y es renovable.

1.2 ORIGEN

La energía interna de la Tierra procede del calor acumulado en su núcleo durante el proceso de formación del planeta (hace aproximadamente 4.600 millones de años).

La temperatura del núcleo, ubicado a 6371 km de profundidad, es en promedio de unos 7000 °C, bajando su intensidad en las capas cercanas a la superficie terrestre.

En el planeta, a medida que se avanza en profundidad, la temperatura aumenta aproximadamente 3 °C cada 100 m.

Sin embargo, diversas características geológicas de formación de algunos sectores de la corteza terrestre, pueden facilitar la existencia de zonas de material a altas temperaturas, las que se denominan yacimientos geotérmicos.

1.3 MANIFESTACIONES GEOTÉRMICAS SUPERFICIALES

Parte del agua que fluye por la superficie de la tierra (producto de lluvia, de deshielo, de cursos de agua, etc.), se infiltra en el terreno y, a través de grietas y fracturas, puede alcanzar profundidades de varios cientos o hasta miles de metros.

El agua, al encontrar en profundidad lechos de rocas suficientemente porosas, circula a través de dichas rocas. Esos estratos por los cuales circula agua se conocen como acuíferos.

Si el acuífero se encuentra en una zona cercana a un yacimiento geotérmico, se producirá el aumento de temperatura, provocando una manifestación hidrotermal, que de acuerdo con las características que presente, se denomina fumarola, sulfatara o géiser, los que se pueden apreciar en las figuras 1.1 y 1.2.



Figura 1.1: Aguas termales



Figura 1.2: Géiser en Haukadalur, Islandia.

1.4 POTENCIAL

Muchas áreas del mundo disponen de recursos geotérmicos accesibles, especialmente regiones del denominado Anillo de Fuego, áreas que bordean el Océano Pacífico, zonas de la falla continental y otros puntos calientes.

Aunque este tipo de centrales se vienen explotando con éxito en el mundo, desde mediados del siglo pasado (principalmente en Italia, Islandia, Nueva Zelanda y Estados Unidos), el desarrollo en Latinoamérica ha sido prácticamente cero, por las dificultades geográficas que presentan estos proyectos.

En la figura 1.3 se observan las zonas de mayor potencial geotérmico en el mundo.

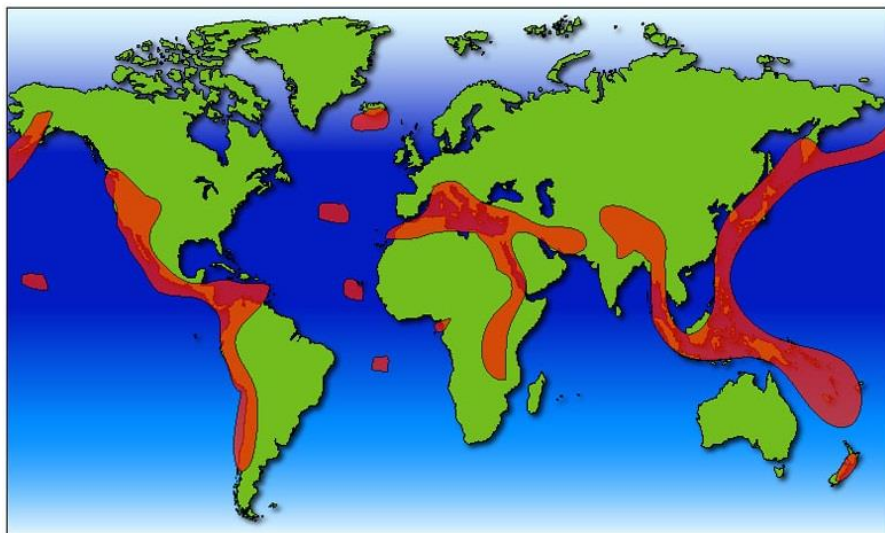


Figura 1.3: Zonas con mayor potencial geotérmico

Teniendo en cuenta cuestiones relacionadas con la presencia o no de agua, del estado de la misma (líquido, vapor), de las condiciones en que ésta se encuentre (alta o baja presión), y de la estructura geológica del yacimiento, éstos pueden clasificarse en hidrotérmicos, geopresurizados, y de roca caliente térmica.

Los sistemas hidrotérmicos disponen de agua en su interior, normalmente procedente de deshielos o de la lluvia, suelen encontrarse a profundidades de entre 1 km y 10 km, y son los únicos que han sido explotados comercialmente.

1.5 FUNCIONAMIENTO

A grandes rasgos, el fluido geotérmico que se extrae de la tierra a través de pozos instalados en zonas de actividad termal, se utiliza para mover un turbogenerador, y es devuelto a las napas con una temperatura y presión mucho menor, para ser reaprovechado.

1.5.1 TIPOS DE CENTRALES SEGÚN SISTEMA

Los tipos de sistemas para el aprovechamiento de fuentes geotérmicas más usados son:

- Sistemas de conversión directa
- Sistemas de expansión súbita
- Sistemas de ciclo binario

1.5.1.1 SISTEMAS DE CONVERSIÓN DIRECTA

Se utilizan en aquellos yacimientos hidrotérmicos, donde predomina el vapor seco.

En este caso, el vapor (a 180°C - 185°C y $0,8\text{MPa}$ - $0,9\text{MPa}$) sólo se filtra en un separador de partículas, para luego ser enviado directamente a la turbina de generación.

El vapor, una vez que pasa por la turbina de expansión, se dirige a un condensador donde se convierte en agua líquida saturada. Al agua obtenida en el condensador se la hace pasar por una torre de enfriamiento, luego se inyecta de nuevo en el acuífero, como se ve en la figura 1.4

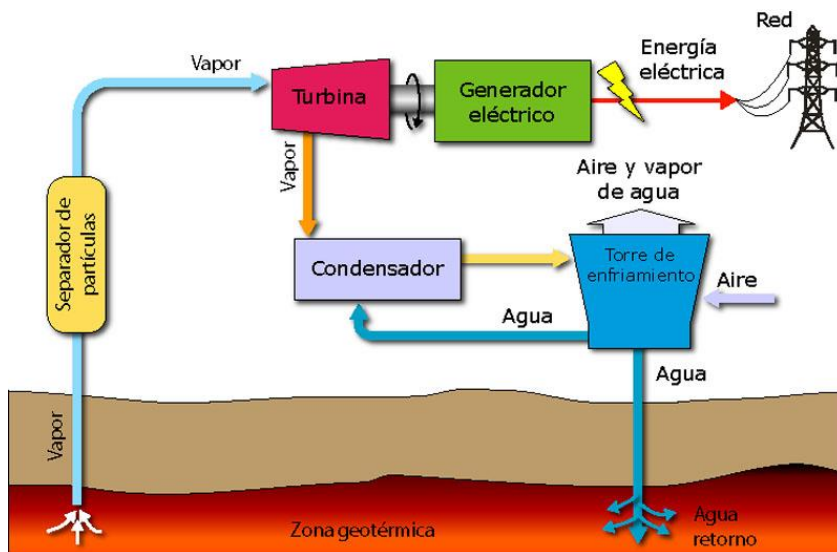


Figura 1.4: Sistema de conversión directa

1.5.1.2 SISTEMAS DE EXPANSIÓN SÚBITA

Los sistemas de expansión súbita de una etapa, se emplean en los yacimientos hidrotérmicos donde predomina el agua líquida.

En estos sistemas, el agua puede expandirse súbitamente durante el ascenso a la superficie o mediante el empleo de un recipiente de expansión, originando que parte del líquido se evapore instantáneamente.

El vapor obtenido se expande por una turbina acoplada mecánicamente a un generador eléctrico, produciendo energía eléctrica.

El vapor, una vez que pasa por la turbina de expansión, se dirige a un condensador donde se convierte en agua líquida saturada

Parte de esta agua, constituye a su vez el fluido de refrigeración, una vez que ha sido enfriada en una torre de refrigeración. El resto del agua condensada se inyecta de nuevo en el acuífero.

El proceso del sistema de expansión súbita, se puede observar en la figura 1.5

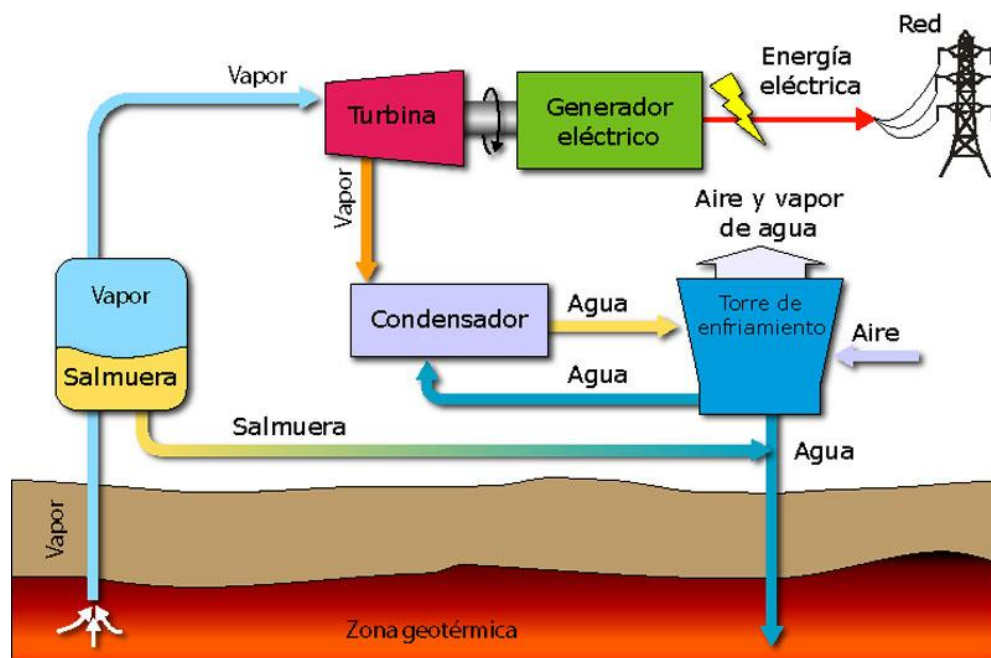


Figura 1.5: Sistema de expansión súbita

1.5.1.3 SISTEMAS DE CICLO BINARIO

Los sistemas de ciclo binario, pueden ser utilizados en los yacimientos hidrotérmicos de entalpía media (100°C - 200°C), donde predomina el agua líquida.

Este tipo de plantas emplean un segundo fluido de trabajo, con un punto de ebullición (a presión atmosférica) inferior al del agua, tales como isopentano, freón, isobutano, etc., los cuales se evaporizan y se usan para accionar la turbina.

El líquido extraído del acuífero, una vez que ha cedido su calor al fluido de trabajo en el intercambiador de calor, retorna de nuevo al yacimiento.

El fluido de trabajo, transformado en vapor recalentado a su paso por el evaporador, se dirige a la turbina con el objeto de accionarla.

La central que se analizará en detalle en este documento, es de tipo binaria y utiliza isopentano como fluido de trabajo.

En la figura 1.6 se observa una representación gráfica del proceso del sistema binario.

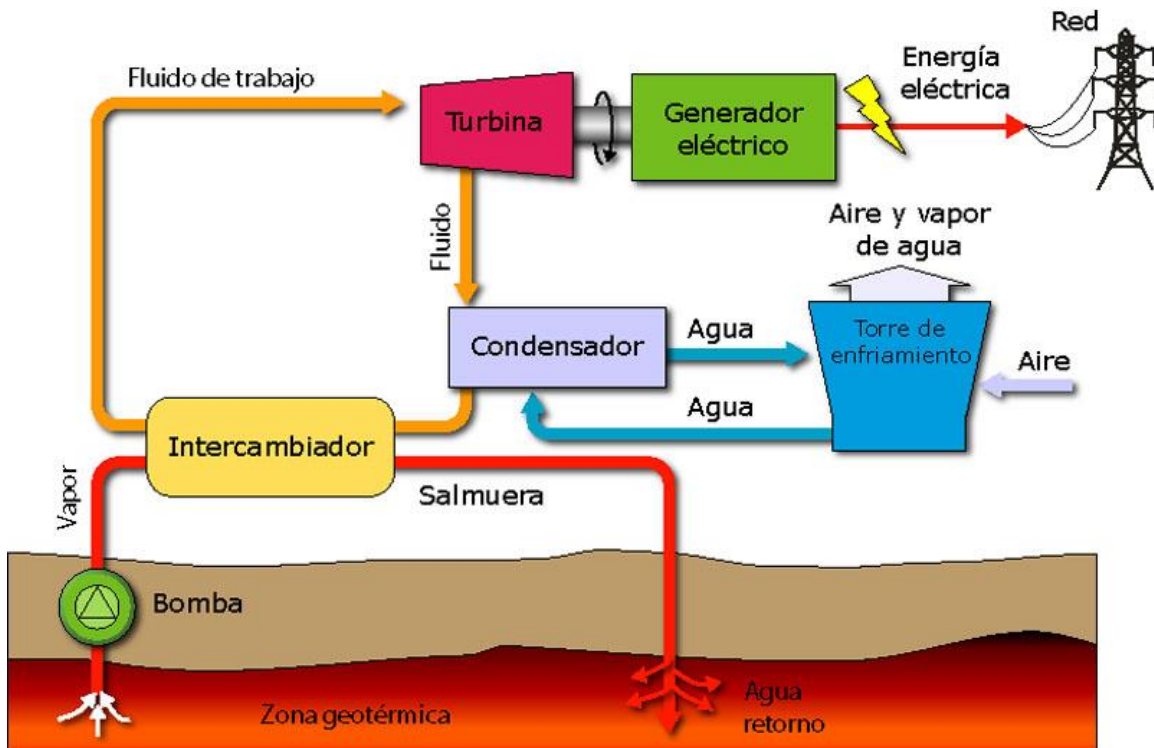


Figura 1.6: Sistema de ciclo binario

1.5.2 COMPONENTES DE UNA CENTRAL GEOTÉRMICA

Independiente del tipo de sistema utilizado en las centrales geotérmicas, los componentes fundamentales de todas ellas, son los siguientes:

- Pozos, tuberías y bombas.
- Evaporadores y condensadores.
- Turbinas y generadores.
- Torres de enfriamiento.

1.5.2.1 POZOS, TUBERÍAS y BOMBAS

Los pozos de extracción son tuberías que alcanzan hasta 2000 m de profundidad, desde donde se extrae el fluido geotérmico que luego es utilizado en el intercambio energético.

Las tuberías de acero inoxidable, permiten una menor corrosión, tanto interna como externa, además son capaces de soportar en los puntos de unión presiones de varias decenas de bar.

Se utilizan bombas para impulsar y mejorar la recirculación del fluido de trabajo y para la reinyección a las napas de la salmuera obtenida de la condensación del fluido geotérmico.

1.5.2.2 EVAPORADORES y CONDENSADORES

El proceso de vaporización del fluido de trabajo, se produce en un evaporador, para conseguir la temperatura y presión necesaria para que el fluido sea enviado a la turbina.

El vapor de baja presión que se extrae de la turbina, se ingresa a un condensador para poder ser reenviado a la tierra en forma de líquido.

Existen condensadores que usan grandes cantidades de agua fría para producir el cambio de estado o si el elemento agua es escaso, se usan condensadores de aire, que enfrían una red de tuberías de vapor con ventilación forzada.

1.5.2.3 TURBINAS y GENERADORES

Las turbinas son las máquinas encargadas de convertir la energía almacenada en el vapor en energía mecánica de rotación. Pueden emplearse turbinas simples de contrapresión, de coste relativamente bajos o turbinas de vapor de múltiples etapas, que poseen un mejor rendimiento, pero su costo es más elevado.

1.5.2.4 TORRES DE ENFRIAMIENTO

Cuando se usa agua para condensar el vapor a la salida de la turbina, ésta absorbe la energía calórica del vapor, por lo que es necesario bajarle la temperatura para poder recircularla hacia el condensador.

Mediante el empleo de torres de enfriamiento el calor procedente del proceso se desecha en la atmósfera en vez de hacerlo en el agua de un río, un lago o en el océano.

En la figura 1.7 se pueden ver dos torres de enfriamiento por aspersion y flujo de aire en corriente inversa.



Figura 1.7: Torres de enfriamiento

CAPÍTULO II: PLANTA GEOTÉRMICA CERRO PABELLÓN

2.1 DESCRIPCIÓN GENERAL

La central geotérmica Cerro Pabellón, se encuentra en construcción desde julio de 2015, siendo además de ser la primera en Sudamérica, tendrá un segundo record que es el ser la central geotérmica instalada a mayor altura en el mundo (4500 msnm).

La planta, propiedad de Geotérmica del Norte SA, sociedad controlada por Enel Green Power Chile con una participación del 51% al 49% restante pertenece a ENAP, comprende dos unidades de 25 MW para una capacidad total instalada de 50 MW. Una vez esté en funcionamiento, Cerro Pabellón será capaz de generar aproximadamente 340 GWh al año, equivalente a las necesidades de consumo de energía anual de casi 165.000 hogares chilenos, evitando la emisión de más de 166.000 toneladas de CO₂ a la atmósfera cada año.

Las instalaciones incluyen una subestación elevadora de 9,5/220kV. La energía generada se inyectará al Sistema Interconectado del Norte Grande (SING) a través de una línea de transmisión de 220kV de circuito simple que se extenderá por 73km desde la planta a la subestación El Abra.

La puesta en servicio está prevista para diciembre de 2016, la vida útil del yacimiento está estimada en 50 años, aunque la reinyección del recurso asegura muchos más años de servicio que lo previsto.

2.2 UBICACIÓN

La central se encuentra ubicada, como su nombre lo dice, a un costado del Cerro Pabellón, sector de Pampa Apacheta, en la comuna de Ollagüe, en la segunda región, a 100 km al noroeste de la ciudad de Calama, a 4500[m] sobre el nivel del mar.

2.3 DESCRIPCIÓN DEL PROCESO

La central de Cerro Pabellón es una planta geotérmica de tipo binario, lo que significa que utiliza un fluido distinto al extraído para mover la turbina. A pesar de que el costo asociado es mayor, la ventaja del sistema binario es que permite trabajar con entalpías más bajas, con lo que se logra la condensación de los fluidos, usando sólo enfriamiento por aire. Una imagen esquemática del proceso se puede ver en la figura 2.1

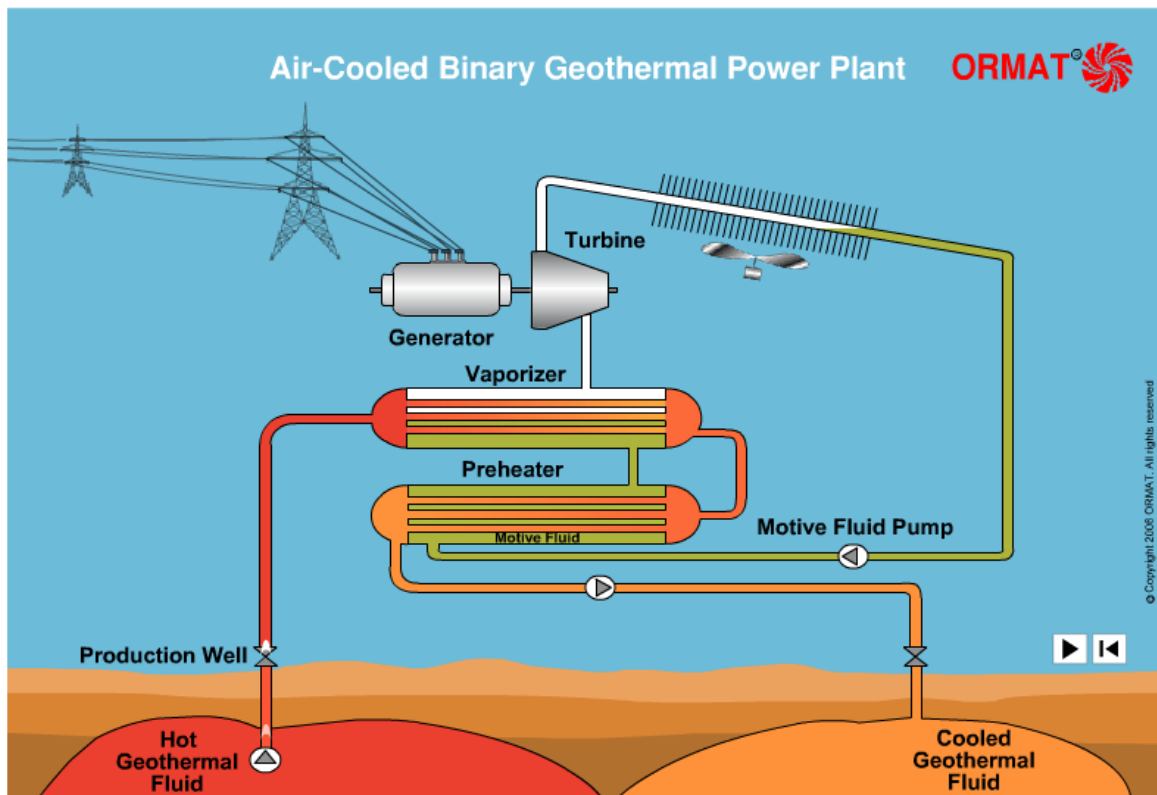


Figura 2.1: Esquema de la central geotérmica con enfriamiento por aire

Se pueden diferenciar las siguientes áreas de trabajo dentro de la central:

- Manejo del recurso geotérmico
- Manejo del fluido de trabajo, en este caso, el isopentano
- Sistema de enfriamiento
- Generación de energía eléctrica
- Transmisión de la energía eléctrica

2.3.1 MANEJO DEL RECURSO GEOTÉRMICO

El ciclo de manejo de fluido geotérmico, incluye la extracción, circulación y luego reinyección de los vapores saturados obtenidos de la tierra.

Los pozos de exploración de hasta 3000 m de profundidad, son la base fundamental para considerar esta energía factible de ser explotada comercialmente. No todas las perforaciones realizadas, consiguen que el fluido, tenga la entalpía suficiente para ser usado en una central de generación.

Se construyeron 10 pozos en la primera etapa de funcionamiento, de los cuales 3 consiguieron las características necesarias para una operación exitosa y 2 se usarán para el retorno del fluido.

La energía contenida en el fluido geotérmico, se traspa a través de dos intercambiadores de calor a un compuesto de tipo isopentano.

El intercambio de energía disminuye la temperatura y la presión del fluido geotérmico, por lo que es necesario usar una bomba para reinyectarlo a la tierra, cerrando el ciclo.

Se muestra en la figura 2.2 las instalaciones superficiales de un pozo geotérmico.



Figura 2.2: Instalación superficial de un pozo geotérmico.

2.3.2 FLUIDO DE TRABAJO – EL ISOPENTANO

Las características del fluido geotérmico encontrado en la zona (media entalpía), junto con la escasez de agua, imponen la necesidad de que la planta sea de tipo binario. Esto significa que se utiliza un fluido de trabajo distinto al extraído del yacimiento. En el caso de Cerro Pabellón, el fluido de trabajo es el isopentano.

El isopentano o metilbutano, C_5H_{12} , también llamado 2-metilbutano, es un alcano de cadena ramificada con cinco átomos de carbono. Es un líquido extremadamente volátil y extremadamente inflamable a temperatura y presión ambiental (20 °C, 1 atm).

El isopentano es inyectado inicialmente desde una fuente externa (la misma que se utiliza para almacenar el isopentano durante las mantenciones).

Se hace circular entre los intercambiadores de placas, similares a la mostrada en la figura 2.3, para precalentarlo y vaporizarlo y es enviado a las turbinas que utilizan esta energía para producir electricidad.

El paso por las turbinas produce expansión del isopentano y disminución de su temperatura, luego se condensa enfriando las tuberías con aire por contacto, quedando en condiciones de ser reutilizado.



Figura 2.3: Intercambiador de calor de tipo placas

2.3.3 TORRES DE ENFRIAMIENTO

A diferencia de las plantas tradicionales, la planta de Cerro Pabellón se encuentra en pleno desierto de Atacama, por lo que el recurso agua es muy escaso.

El agua se utiliza principalmente en el proceso de condensación y enfriamiento de vapores y aceites. Al carecer de ésta, la alternativa de enfriamiento es el aire, por lo que la central utiliza una red de tuberías, que están ubicadas bajo unos ventiladores de gran tamaño, con el propósito de generar el enfriamiento y condensación del fluido geotérmico y el isopentano, además de mantener dentro de rango, la temperatura del aceite de lubricación y control.

Las torres de enfriamiento de la figura 2.4, pertenecen a una central geotérmica binaria en Estados Unidos y son una réplica de lo que se está instalando en Chile.



Figura 2.4: Sistema de torres de enfriamiento por aire en Soda Lake, Nevada.

2.3.4 GENERACIÓN ELÉCTRICA

Un turbogenerador es un sistema de transformación de la energía cinética en energía eléctrica, obtiene el movimiento rotatorio de la inyección de vapor, el que se expande al interior de la turbina, traspasando la energía al eje.

La configuración que se consideró para esta planta incluye un sistema de generación donde dos turbinas están acopladas a un solo eje, así le proporcionan un mayor traspaso de energía con menos cantidad de fluido.

La planta tiene una capacidad nominal de 65 MVA (9,5 kV), repartida en dos unidades generadoras de 32,5 MVA cada una, que pueden funcionar de manera independiente.

La capacidad anual de generación está estimada en 340 GWh.

2.3.5 SISTEMA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICO

La energía eléctrica generada por la central, se entregará a una subestación elevadora de 9,5/220 kV, desde donde nace una línea de transmisión aérea de 220 kV que se conecta al SING (Sistema Interconectado del Norte Grande) en la subestación El Abra.

El largo total de la línea, actualmente en construcción, será de 73 km y ayudará a diversificar la matriz de generación del SING, actualmente integrada por un 90% de centrales a carbón, y el restante en centrales ERNC (Energías Renovables No Convencionales) solares y eólicas.

CAPÍTULO III: DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO

3.1 ASPECTOS GENERALES

La central geotérmica Cerro Pabellón considera la conexión al Sistema Interconectado del Norte Grande, a través de la subestación de 220 kV de Minera El Abra y su enlace con el nudo Crucero.

Con referencia al diagrama unilineal de la figura 3.1, el suministro de energía eléctrica comienza con una subestación elevadora y una línea de transmisión de 73 km que inyecta en S/E El Abra. Esta línea posee en el extremo de la barra de la S/E El Abra un interruptor de poder (52JL2) y sus correspondientes desconectores de línea (89JL2-1 y 89JL2-2) más una puesta a tierra con enclavamiento de apertura (89JL2-1T).

Aguas abajo se ubica el interruptor de poder (52JL1) que protege a la subestación ante falla de la línea y con ello desconecta la central completa. Este interruptor posee un desconector (89JL1-1) para asegurar la aislación del interruptor de poder.

A la barra de 220kV de la subestación se conectan tres líneas que provienen de los transformadores de elevación correspondientes a las dos unidades generadoras (32,5 MVA), con sus correspondientes interruptores de poder (52JT1 y 52JT2) más un tercer transformador que proviene del sistema unificado de balance eléctrico de la planta (BOP Gathering System; 5 MVA), que posee su propio interruptor (52JT3) para desconectar la barra desde donde se alimentan los servicios auxiliares y los consumos eléctricos necesarios para las puesta en servicio y detenciones de la central.

Por el lado de media tensión, las líneas de transmisión poseen interruptores (52DT1, 52DT2, 52DT3), desconectores y puestas a tierra.

Cada generador posee un interruptor sincronizable individual (52G1, 52G2) con su respectivo desconector (89G1-1, 89G2-1) y su puesta a tierra con enclavamiento de apertura (89G1-1T, 89G2-1T).

La denominación de interruptores y desconectores fueron asignados siguiendo la norma NEMA (ver anexo 3.6).

3.1.1 ESQUEMA UNILINEAL SIMPLIFICADO DEL PROYECTO

El siguiente esquema (figura 3.1) representa el unilineal de la central generadora, subestación de elevación y su línea de transmisión.

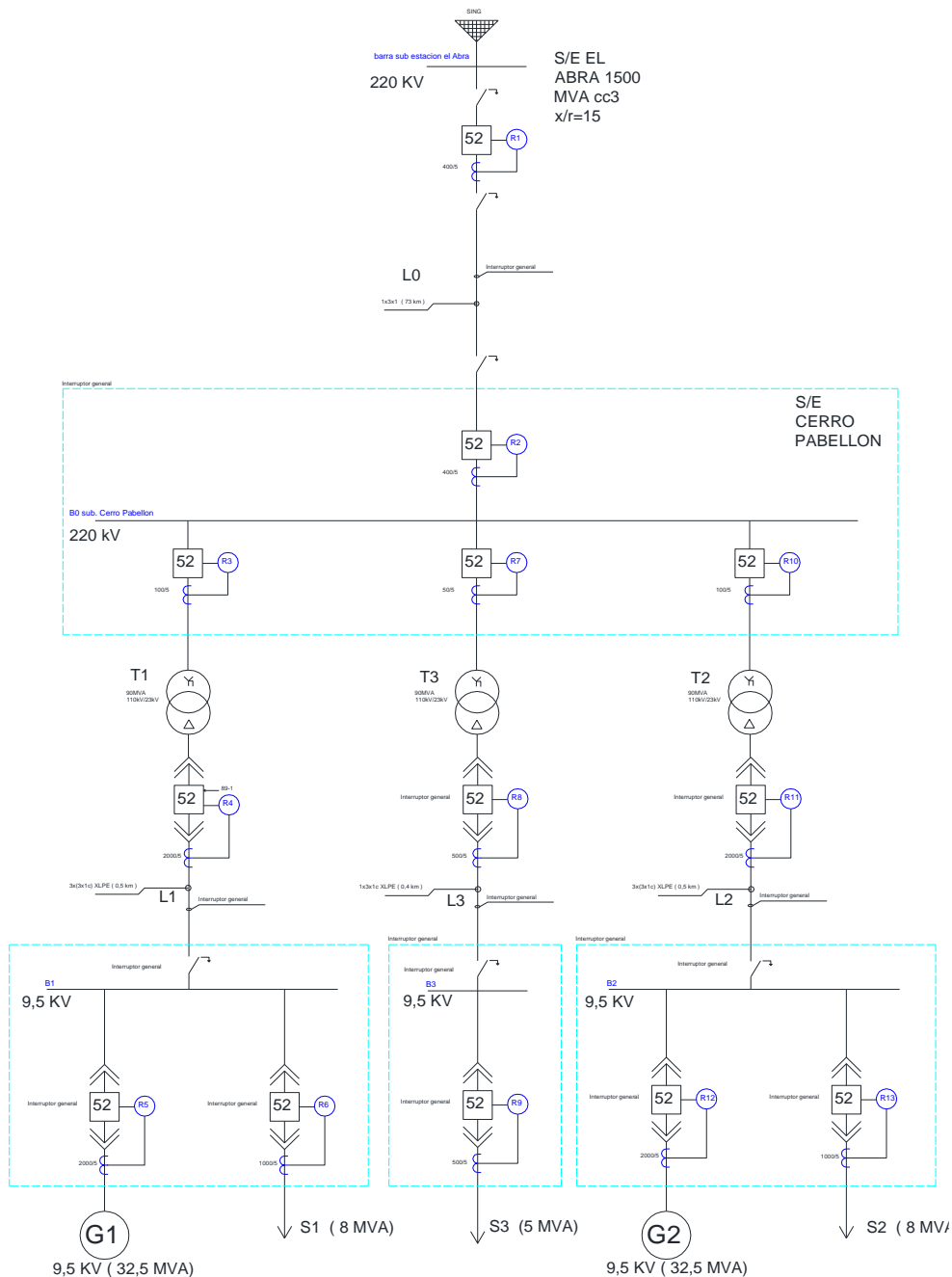


Figura 3.1: Unilineal red eléctrica central geotérmica.

3.2 DESCRIPCIÓN DE LOS EQUIPOS ELÉCTRICOS

3.2.1 RED ELÉCTRICA DE 220 kV

La subestación provista por Siemens será del tipo switchgear de barra simple, aislado por gas SF6 (GIS). Es de tipo modular para posibilitar ampliaciones futuras.

Contendrá 3 bahías de entrada, aisladas por SF6 para conexión con los transformadores de poder y una bahía de salida, también aislada en gas para conexión a la línea aérea. Incluye interruptores de poder, transformadores de corriente y potencial y desconectores con y sin puesta a tierra además de los ductos de interconexión y bushings SF6/aire, con capacidad de conexión modular de dos (2) futuros módulos similares de 220 kV.

La alimentación de servicios auxiliares se hará a través de un transformador de 9,5/0,4 kV y los servicios de corriente continua, a través de sistema de baterías de respaldo, cargadores e inversores.

También se considera el siguiente equipamiento [1]:

- Tres (3) pararrayos para sistema de 220 kV
- Tres (3) bushings para transición conductor aéreo/SF6
- Armario de telecomunicaciones
- Armarios de control y protecciones
- Cargadores de baterías
- Bancos de baterías del tipo sellado (libres de mantenimiento)
- Equipo de climatización
- Tableros de servicios auxiliares
- Dos (2) pilares de marco de línea
- Una (1) viga de marco de línea
- Estructuras bajas para las bushings y los pararrayos
- Construcción de recinto para albergar S/E GIS

Como la subestación se encuentra aún en etapa de implementación, algunos de los elementos aún no han sido licitados, por lo que se propondrán cuando sea el caso, basado en los requerimientos del proyecto.

3.2.1.1 INTERRUPTORES DE LÍNEA

Los requerimientos del proyecto hacen necesaria la instalación de dos interruptores en la línea principal de conexión de la central con la S/E EL Abra (52JL1 y 52JL2).

El interruptor 52JL1 forma parte de la subestación GIS de Cerro Pabellón.

Para el paño 52JL2 (S/E El Abra) se propone un interruptor aislado por gas SF₆ marca Siemens modelo 3AP1, 245 kV, de 3000 A de corriente nominal y 63 kA de capacidad de interrupción. (ver anexo 2.1).

La aislación por gas, mejora la capacidad de respuesta y disponibilidad del interruptor, permitiendo además su uso en lugares de climas extremos, funcionando sin problemas en temperaturas bajo cero.

Este equipo está diseñado para operar de forma trifásica, mediante operación directa de apertura y cierre, o monofásica ante una falla, y su tiempo de respuesta es de 2 a 3 ciclos (40 a 60 ms)

Además, es un equipo compacto que incluye transformadores de corriente y potencial, y puede ser operado de forma local o remota.

La periodicidad de mantenciones está considerada a 25 años. La figura 3.2 muestra una vista del equipo instalado en una subestación. (según catálogo)



Figura 3.2: Vista de interruptor Siemens 3AP1

3.2.1.2 PARARRAYOS

La entrada a la subestación, contará con tres pararrayos aéreos, del tipo Siemens 3EL2 de 420 kV con una tensión máxima de servicio continuo (MCOV) de 360 kV y una corriente de descarga nominal de 20 kA, su esquema interno se ve en la figura 3.3

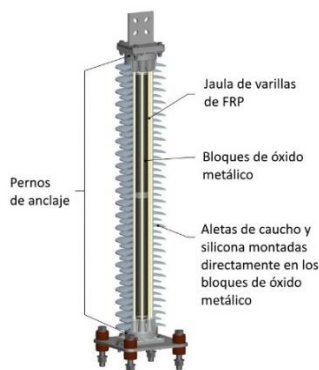


Figura 3.3: Esquema interno de un pararrayos Siemens 3EL

3.2.1.3 DESCONECTADORES DE LÍNEA

Los desconectadores de línea, propuestos son equipos marca Lago, que soportan hasta una tensión de 245 kV y una corriente de 3150 A. (Anexo 2.4)

Están diseñados para operar sin carga, por lo que poseen un enclavamiento de cierre con el interruptor al que están asociados y además con el desconectador de puesta a tierra.

El mecanismo de apertura y cierre se realiza desde una caja de comandos motorizada, desde donde se puede seleccionar el modo de operación local o remota. La figura 3.4 muestra sus características.



Figura 3.4: Seccionador 3 columnas modelo SLA-3C marca Lago

3.2.2 RED ELÉCTRICA DE 9,5 kV

Los generadores provistos por Ormat trabajan en un nivel de tensión de 9,5 kV, conectados a una barra independiente para cada generador, desde donde también están conectados los consumos propios de cada unidad (motores, ventiladores, control, etc). Esta barra se conecta a la barra principal a través de transformadores de poder de 220/9,5 kV.

Una tercera barra de 9,5 kV conecta los servicios auxiliares y de balance de planta, conectándose a la barra principal a través de un transformador de 220/9,5 kV.

Cada línea de poder, tendrá transformadores de corriente y potencial, interruptores de poder con relé de protección para el generador, desconectores de línea y puesta a tierra para mantención y equipos de medición de energía y potencia eléctrica.

La inyección de potencia de cada generador al transformador, se hará vía ducto subterráneo, el correspondiente estudio de conductores se encuentra en la sección 3.4 del presente documento.

Los transformadores de elevación que posee cada línea, se conectan a la subestación principal de forma aérea a través de un interruptor de poder y desconectores.

3.2.2.1 INTERRUPTORES DE LÍNEA

Los interruptores escogidos son equivalentes a los seleccionados para la línea principal de conexión, trifásicos aislados en gas SF₆, marca Siemens modelo 3AP1, 245kV y 3015 A .(según catálogo) (ver anexo 2.1)

Se privilegia este equipo por incluir transformadores de corriente y potencial de forma interna y por sus características constructivas para zonas de climas extremos.

3.2.2.2 TRANSFORMADORES DE ELEVACIÓN (STEP-UP)

Para esta primera fase serán necesarios 2 transformadores de 25 MVA, 220/9,5 kV con conexión tipo Ynd11, y 1 transformador de 7 MVA, 220/9,5 kV, también con conexión tipo Ynd11 para la línea de balance de planta.

3.2.2.3 EQUIPOS DE MEDICIÓN DE POTENCIA

Para la medición comercial de energía y potencia, se ha confirmado el uso de medidores marca Schneider Electric modelo PowerLogic ION 7650, certificado para facturación en territorio nacional, que tiene entre sus características el registro de mín/máx y de eventos, registro histórico (hasta 800 canales), medición de armónicos (como se aprecia en la figura 3.6), captura de formas de ondas a 256 muestras/ciclos, puntos de ajuste, E/S analógica y digital, y comunicación multipuerto habilitada para Internet, además incorpora la medición de componentes simétricos, detección rápida de oscilaciones, captura de formas de ondas a 1.024 muestras/ciclos y supervisión del cumplimiento de la calidad de alimentación.

Es capaz de medir tanto la energía inyectada como la recibida, almacenando la potencia de forma quinceminutal para su posterior análisis.

La medición se realiza en los 4 cuadrantes y 3 fases, la precisión del equipo según los estándares IEC 62053-22 Class 0.2S, y ANSI C12.20 0.2 Class 10 & 20. (menos del 0,2% de error, lo que le da calidad de facturación) (ver anexo 2.2).



Figura 3.6: Medidor Schneider ION 7650 mostrando curva de armónicos.

3.2.2.4 RELÉ DE PROTECCIÓN

Para la protección de las líneas de potencia, se ha seleccionado el relé marca Schweitzer, modelo SEL-751, de tipo digital.

El SEL-751 ofrece protección de la línea completa, con sobrecorriente, sobretensión, baja tensión, potencia direccional, delimitación de carga, y elementos de frecuencia, es de tipo pequeño por lo que se adapta a varios tipos de montaje. (ver anexo 2.3)

La figura 3.7 muestra el panel frontal del relé y la figura 3.8 el esquema de protecciones.



Figura 3.7: Panel frontal del relé de protección SEL-751

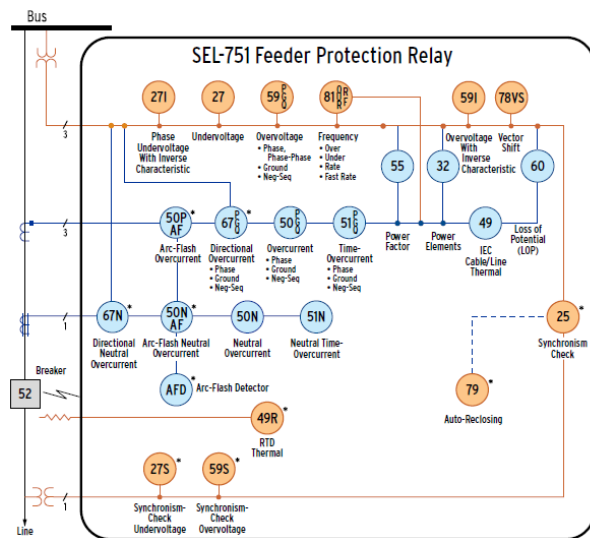


Figura 3.8: Esquema de protecciones y diagrama funcional del relé SEL-751

3.2.2.5 INTERRUPTORES DE GENERADOR

El interruptor escogido para la sincronización y protección de los generadores (52G1, 52G2) es un Siemens modelo 3AK763, con aislación por vacío, hasta 100 MVA con voltaje nominal de 17,5 kV y corriente nominal de 3150 (A), pudiendo llegar hasta los 4000 (A) con ventilación forzada. (anexo 2.5)

La corriente de ruptura es de 45 kA.

Los interruptores de potencia al vacío. se caracterizan por una energía de arco mínima, ya que sólo se dispone de material de contacto y no existe ningún medio ionizable. El arco ya se extingue con una distancia entre contactos mínima (2–3 mm). Cerca del paso por cero, la energía del arco ya no basta para mantener el plasma y la corriente se interrumpe.

Los interruptores de potencia al vacío son libres de mantenimiento hasta 10.000 ciclos de maniobra, y no se ven afectados por elementos medioambientales.

En la figura 3.9 se aprecia el interruptor Siemens modelo 3AK763

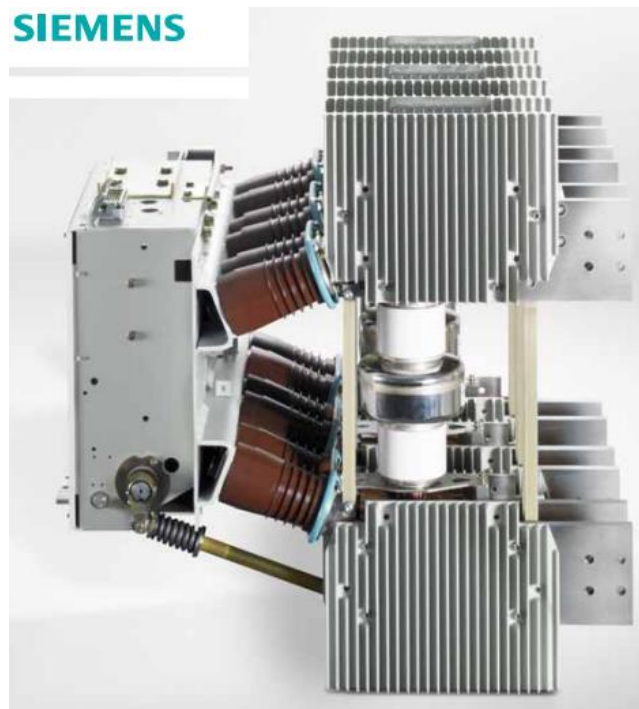


Figura 3.9: Interruptor al vacío Siemens 3AK763

3.4 DIMENSIONAMIENTO DE LA RED ELÉCTRICA

A continuación se realiza el dimensionamiento de los distintos componentes de la red eléctrica en estudio. En tal sentido se considera como referencia el diagrama unilineal de la figura 3.1.

3.4.1 ANÁLISIS DE CARGA EN BARRAS 1 y 2

La central Cerro Pabellón tiene dos unidades generadoras, que son similares en capacidad. Se utilizará la Planta 1 de generación para ejemplificar el dimensionamiento de ambos transformadores de poder.

La barra 1 alimenta a la carga S_1 , que es la carga necesaria para mantener funcionando la planta de generación 1.

El valor de la carga S_1 es de 8 MVA con un factor de potencia de 0,85:

$$S_1 = 8 \angle 31.79^\circ = 6,8 + j4,21 \text{ (MVA)}$$

El generador G_1 es de 32,5 MVA con un factor de potencia de 0,85:

$$S_{G1} = 32,5 \angle 31.79^\circ = 27,62 + j17,12 \text{ (MVA)}$$

Con esto se confirma el transformador de 25 MVA, para las líneas de producción.

La corriente nominal de las líneas 1 y 2 será:

$$I_{L1} = \frac{S_{L1}}{\sqrt{3} * V_{L1}} = \frac{25 * 10^3}{\sqrt{3} * 9,5} = 1519 \text{ (A)}$$

3.4.2 ANÁLISIS DE CARGA EN BARRA 3

La barra 1 alimenta a la carga S_3 , que es la carga del sistema de Balance Eléctrico de Planta, donde convergen los servicios auxiliares y las cargas esenciales de equipos imprescindibles, como el sistema de reinyección de fluido geotérmico.

El valor de la carga S_3 es de 5 MVA con un factor de potencia de 0,85:

$$S_3 = 5 \angle 31.79^\circ = 4,25 + j2,63 \text{ (MVA)}$$

Se ha considerado la instalación de un transformador de 7 MVA en la línea 3 para compensar la ampliación futura de la central, conocido como fase 2.

La corriente nominal de la línea 3 correspondería a:

$$I_{L3} = \frac{S_{L1}}{\sqrt{3} * V_{L1}} = \frac{7 * 10^3}{\sqrt{3} * 9,5} = 425,42 \text{ (A)}$$

3.4.3 DIMENSIONAMIENTO DE LA LÍNEA L0

La línea L0 es una instalación de alta tensión (220 kV) y conecta las subestaciones de Cerro Pabellón y El Abra con un recorrido de 73 km.

El flujo máximo de potencia que circulará por la línea corresponde a la energía neta total del sistema, a saber:

$$S_{L0} = S_{T1} + S_{T2} - S_{T3} = 2 * 24,5 \angle 31.79^\circ - 4 \angle 31.79^\circ$$

$$S_{L0} = 45 \angle 31.79^\circ = 38,25 + j23,7 \text{ (MVA)}$$

Por tanto, la corriente nominal de L0 sería:

$$I_{L0} = \frac{S_{L0}}{\sqrt{3} * V_{L0}} = \frac{45 * 10^3}{\sqrt{3} * 220} = 118 \text{ (A)}$$

Esta corriente considera el estado actual de la instalación, con sólo dos unidades generadoras, sin embargo, está planificado en el corto plazo aumentar la producción con la puesta en servicio de la Fase 2 de la central, que incluye 3 unidades más de generación, que harán un total de inyección de 100 MW (125 MVA) por lo que el cálculo mecánico de la línea L0 se hará para este nivel de potencia.

Por tanto, el valor de corriente nominal para la línea Lo considerando su ampliación cercana es de:

$$I_{L0} = \frac{S_{L0}}{\sqrt{3} * V_{L0}} = \frac{125 * 10^3}{\sqrt{3} * 220} = 328 (A)$$

Considerando la tabla descrita en el Anexo 2.6, se selecciona un conductor 3/0 AWG, de 7 hebras.

3.4.3.1 CÁLCULO MECÁNICO

Considerando el tipo de conductor, en la tabla 3.1 se resumen datos para el cálculo mecánico (extraídos de anexo 2.6, catálogo de cables de aluminio AAAC para líneas de alta tensión):

Tabla 3.1: Datos característicos de la instalación y del conductor AAAC 3/0 AWG, de 7 hebras.

Tipo	Aluminio	Coef. Dilatación	2,4 x 10 ⁻⁵ 1/°C [4]
Diámetro	14,6 mm	Resistencia (a 50 °C)	0,3157 (Ω/km)
Sección	126,7 mm ²	Tensión ruptura	3976 kgf
Peso propio	0,3475 kg/m	Módulo elasticidad	7452 kg/mm ² [5]
Largo	73 km	Vano	350 mts

La norma chilena NSEG 5 E.n.71 art. 112 (anexo 3.1) indica las zonas a las que corresponde una instalación y las características climáticas extremas aplicables a ello.

El proyecto se desarrolla en Zona 1 (al norte de Copiapó, sobre 2000 m.s.n.m.)

Primera condición de instalación (ver anexo 3.2 - NSEG 5-71 art. 113):

- Presión del viento = 2 gr/cm²
- Temperatura ambiente = -10 °C
- Espesor capa hielo = 10 mm

Para el cálculo atmosférico se considera una tensión máxima del 50 % de la tensión de ruptura en las peores condiciones a las cuales puede ser sometido el conductor.

$$F_a = 0,5 * 3976 = 1988 \text{ kg}$$

Se debe obtener factor de carga $y = \frac{F_a}{g}$, para lo cual se debe calcular primero g que es la fuerza resultante aplicada sobre el conductor considerando el peso, cargas del viento y hielo.

$$\text{Efecto del hielo: } V_h = 0,000717\{(D + 2 * r)^2 - D^2\}$$

$$V_h = 0,000717\{(14,6 + 2 * 10)^2 - 14,6^2\} = 0,705528 \text{ kg/m}$$

$$\text{Efecto del aire: } h = 0,01 * p * D = 0,01 * 2 * 14,6 = 0,2356 \text{ kg/m}$$

$$g = \sqrt{h^2 + (V_c + V_h)^2} = \sqrt{0,292^2 + (0,3475 + 0,705528)^2} = 1,092763 \text{ kg/m}$$

Por lo tanto:

$$Y = \frac{F_a}{g x s} = \frac{1988}{1,092763 x 350} = 5,19785 = Y/s$$

Interpolando desde tabla de anexo 4.6 para obtener f/s y l/s, se obtienen los resultados descritos en la tabla 3.2

Tabla 3.2: interpolación a partir de Tabla Anexo 4.6

y/s	f/s	l/s
5,2869	0,02377	1,001503
5,1978	0,02419	1,001559
5,0250	0,02502	1,001668

Luego, $l_1 / s = 1,001559$ (pu)

Segunda condición:

- Presión del viento = 0 gr/cm²
- Temperatura ambiente = 30 °C
- Espesor capa hielo = 0 mm

Corrección por fuerza:

$$\frac{l_0}{s} = \frac{l_1/s}{1 + \frac{F}{a * M}} = \frac{1,001559}{1 + \frac{1988}{126,7 * 7452}} = 0,999454 \text{ (pu)}$$

Incorporando la corrección por temperatura ($\Delta t = 40$ °C), se tiene:

$$\frac{l_0}{s} = \frac{l_1}{s} * (1 + \alpha * \Delta t)$$

Dónde:

- l_0/s = Largo del conductor sin carga (tendido en el suelo)
- α = coeficiente de dilatación
- Δt = Diferencia entre temperaturas condición inicial – condición actual

Luego:

$$\frac{l_1}{s} = 0,999454 * (1 + 2,4 * 10^{-5} * (40)) = 1,000414 \text{ (pu)}$$

Así, se obtiene el punto 1 con coordenadas (1,000414 ; 0)

Para el segundo punto se tiene:

$$\frac{l_3}{s} = l_2/s \times \left(1 + \frac{Fa}{a \times M}\right) =$$

Dónde:

- L_2/s = Dato de largo de línea obtenido de la corrección anterior
- Fa = Fuerza en los apoyos
- a = Sección del conductor
- M = Módulo de elasticidad del conductor

Luego:

Corrección por viento = 0, hielo = 0.

$$h = 0,01 \times p \times D = 0,01 \times 0 \times 14,6 = 0 \left(\frac{kg}{m}\right)$$

Por otro lado: $V = V_c + V_h$

Donde: $V_c = 0,3475 \left(\frac{kg}{m}\right)$

$$V_h = 0 \left(\frac{kg}{m}\right)$$

Luego: $V = (0,3475 + 0) = 0,3475 \left(\frac{kg}{m}\right)$

Por tanto: $g = \sqrt{v^2 + h^2} = \sqrt{0,3475^2 + 0^2} = 0,3475 \left(\frac{kg}{m}\right)$

Puesto que es necesario determinar la nueva fuerza, se asigna de forma arbitraria:

$$\frac{Fa}{Sg} = 4 \rightarrow F = 4 * 350 * 0,3475 = 486,5 \text{ kgf}$$

$$\frac{l_3}{s} = 1,000414 * \left(1 + \frac{486,5}{126,7 * 7452}\right) = 1,000929 \text{ (pu)}$$

En consecuencia, el nuevo punto es (1,000929; 4)

Al emplear la figura 3.10, se obtiene el valor de la flecha para las condiciones de instalación.

$$\frac{f}{S} = 0,0205 \quad \rightarrow \quad f = 0,02055 * 350 = 7,19(m)$$

$$\frac{l}{S} = 1,00115 \quad \rightarrow \quad f = 1,00115 * 350 = 350,4025 (m)$$

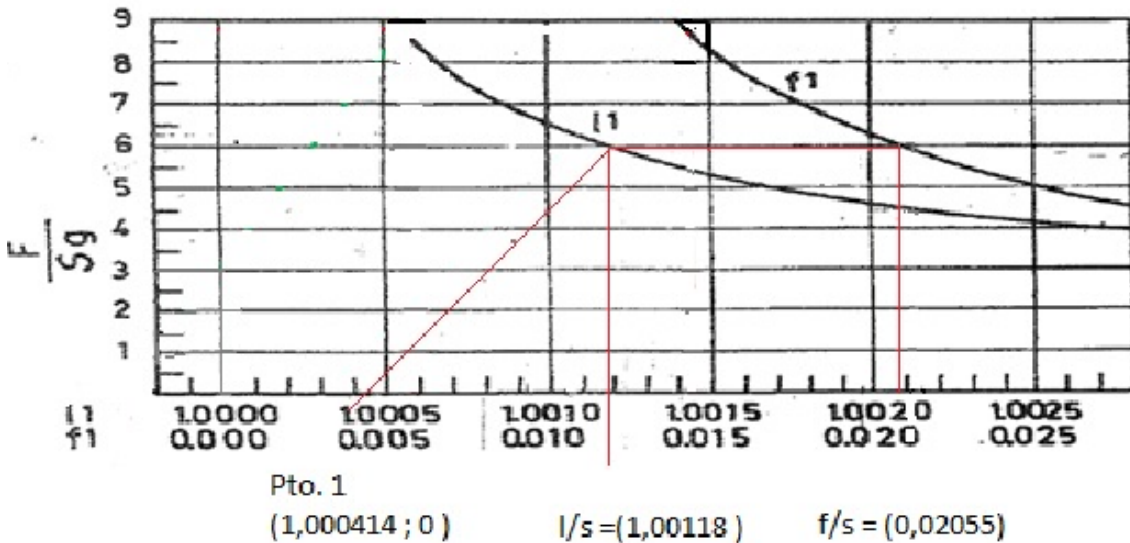


Figura 3.10: Aplicación de la curva F/Sg para obtención de flecha y largo.

3.4.3.2 CÁLCULO ALTURA MÍNIMA SUELO - FLECHA

Por otra parte, la altura mínima desde el suelo hasta la parte mas baja del conductor, se encuentra normado en NSEG 5-71 art. 105 (ver anexo 3.3) desde donde se extrae la Tabla 3.3

Tabla 3.3: Extracto NSEG 5-71 art. 105

LUGAR	Distancia medida verticalmente en metros.				
	Categoría A		Categoría B		Categoría C
	fases	neutro	fases	neutro	
Regiones poco transitables (montañas, praderas, cursos de agua no navegables)	5	4.60	5.50	4.60	5+0.006 por kv
Regiones transitables (localidades, caminos principales, calles y plazas públicas)	5	5	6	5.50	6.50+0.006 por kv
En cruces de caminos y calles	5.50	5.50	6	5.50	6.50+0.006 por kv.

Dado al nivel de tensión de esta línea, se debe categorizar como clase C, la cual contempla líneas aéreas sobre los 25 KV, por lo tanto la mínima distancia al suelo será de:

$$\text{Altura } (h) = 5 + 0,006 * 220 = 6,32 \text{ m}$$

Se concluye que la altura mínima de la estructura (H), vista en la figura 3.11, debe ser superior a:

$$H_{min} = f_{Máx} + h$$

Dónde:

H_{min} = Mínima altura de la estructura soportante del conductor más bajo (m)

f_{max} = Flecha máxima del conductor sometido a condición extrema del viento (m)

h = Mínima distancia al suelo desde punto máximo de la flecha (m)

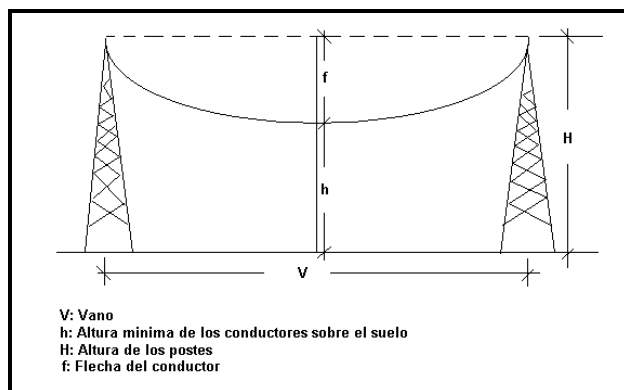


Figura 3.11: Relación de estructura, altura de cables y vano.

Aplicando el cálculo previo de flecha en la fórmula anterior, se tiene:

$$H_{min} = 7,19 + 6,32 = 13,5 \text{ m}$$

Esto significa que la distancia entre el punto de soporte del conductor más bajo y el suelo debe ser mayor a 13,5 m.

3.4.3.3 DISTANCIA DE SEPARACIÓN ENTRE FASES

La distancia mínima de separación que se admitirá entre dos fases, según lo establecido en Artículo 106 de NSEG 5 E.n.7.1, (anexo 3.4) será la calculada según la expresión siguiente:

$$\text{Separación} = 0,36 * \sqrt{F} + \frac{kV}{130} + 0,5 * C \text{ (m)}$$

Dónde:

F = Flecha aparente (m), a 30 °C y sin sobrecarga, a lo menos igual a 1 m

kV = Voltaje Nominal en kV

C = Longitud (m) de la cadena de aisladores en suspensión.

3.4.3.4 LARGO CADENA DE AISLADORES

Se estima a partir de la cantidad de aisladores (N) en este caso se escogen los elementos aisladores tipo caperuza, fabricados por VICASA (ver anexo 2.8), el cálculo es el siguiente:

$$N = KV'' \frac{GA^{(cm/kV)}}{LF(cm)}$$

Dónde:

KV'' = Tensión nominal afectada por la máxima sobretensión según norma (7,5%)

GA = Grado de aislación según zona 1,6 (cm/kV). Ver anexo 3.

LF = Longitud de fuga del aislador 30 cm. Ver anexo 2,8.

$$N = 220 * 1,075 * \frac{1,6}{30} = 12,61 \approx 13 \text{ Unidades}$$

$$C = N * 0,146 = 13 * 0,146 = 1,9 \text{ m}$$

$$\text{Separación} = 0,36 * \sqrt{2,13} + \frac{220}{130} + 0,5 * 1,9 = 3,2 \text{ m}$$

Con esto, **se cumple** con lo establecido en artículo 105.1 de la NSEG 5 E.n.7.1 (anexo 3.4), lo que para el caso debe ser superior

$$a: \text{Separación mínima} = 8 + 0,6 * 220(cm) = 140 \text{ cm} = 1,4 \text{ m}$$

3.4.3.5 CÁLCULO DE LA ESTRUCTURA

La estructura de soporte para la línea de distribución de alta tensión es posible aproximarla considerando las dimensiones de la figura 3.12 [3]:

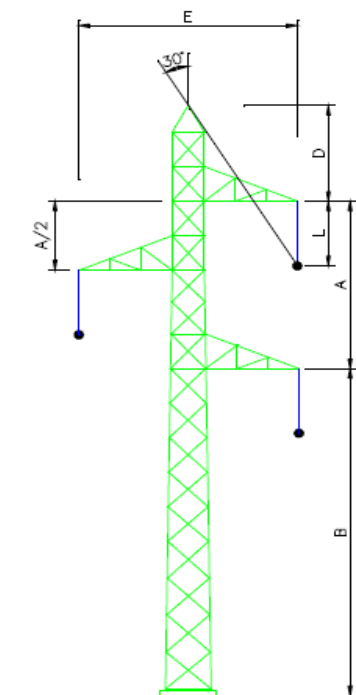


Figura 3.12: Esquema general de una torre de alta tensión para 220 kV.

Donde:

- A: es la distancia vertical entre conductores (calculado en 3.4.3.3)
- B: es la altura entre el suelo y el conductor más bajo (calculado en 3.4.3.2)
- L: es el largo de la cadena de aisladores (calculado en 3.4.3.4)
- D: es la altura del cable de guardia o tierra
- E: es el ancho de la torre

El ancho de la torre (E) depende de la dimensión del cuerpo de la torre a la altura de las crucetas, la que tiene un promedio aceptable de 1,5 m.

Las crucetas (G) se calculan en base al largo de cadenas de aisladores (L) más el espaciamiento de sobrevoltaje de maniobra, usualmente 1 m mínimo para 220 kV.

$$E = 2G + 1,5 = 2 * (1,9 + 1) + 1,5 = 7,3 \text{ m}$$

Para calcular la altura del cable de guardia se utiliza la expresión geométrica:

$$\tan(30^\circ) = \frac{0,5 * E}{D + L} \Rightarrow D = 0,866 * E - L$$

$$D = 0,866 * E - L = 0,866 * 9,04 - 2,77$$

$$D = 5,06 \text{ m}$$

Esto significa que la altura total mínima de la estructura debería ser:

$$H = B + A + D = 13,5 + 7,77 + 5,06 = \mathbf{26,33 \text{ m}}$$

3.4.3.6 CÁLCULO DE IMPEDANCIA DE LÍNEA L0

Para definir la impedancia de la línea se aplicarán las siguientes expresiones:

$$Z_L = R + jX$$

Dónde:

R = Resistencia de la línea a 50 °C según tabla de cables Nexan (anexo 1)

X = Reactancia inductiva de la línea, a calcular según DMG y RMG.

De tabla de cables Nexan (ver anexo 2.6) se extraen los valores L para:

$$R = 0,3157 \ \Omega/\text{km}$$

$$RMG = 0,00552 \text{ m}$$

Para la distancia entre fases se utiliza la configuración de triángulo equilátero (figura 3.13), que considera como base de cálculo el ancho de la torre establecido en 3.4.3.5:

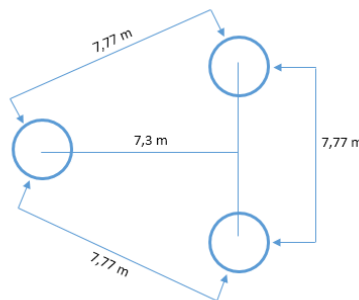


Figura 3.13: Disposición de las líneas de transmisión

Así, la distancia media geométrica para esta configuración viene dada por:

$$DMG = \sqrt[3]{D_{12} * D_{23} * D_{13}} = \sqrt[3]{7,77 * 7,77 * 7,77} = 7,77 \text{ m}$$

Para el valor de la reactancia inductiva se tiene:

$$X = 2 * \pi * 50 * 4,605 * 10^{-4} * \log\left(\frac{DMG}{RMG}\right)$$

Dónde:

DMG = Distancia media geométrica calculada en base a la disposición de los conductores

RMG = Radio medio geométrico, obtenido desde tabla de conductores

Por tanto, el cálculo de la reactancia del conductor es:

$$X = 2 * \pi * 50 * 4,605 * 10^{-4} * \log\left(\frac{7,77}{0,00552}\right) = 0,4555 \text{ } \Omega/\text{km}$$

Así, determinando el valor de Z_L para el largo total de la línea:

$$Z_{L0} = 0,3157 + j0,4555 \text{ } \Omega/\text{km} * 73 \text{ km} = 23,05 + j33,25 \text{ } \Omega$$

Para convertir la expresión de (Ω) a (pu) al emplear una potencia base de 100 MVA y con un voltaje de 220 KV la impedancia base resulta ser:

$$Z_{BASE} = \frac{V_{BASE}^2}{S_{BASE}} = \frac{220^2}{100} = 484 \text{ } \Omega$$

Así, la impedancia final en por unidad de la línea resulta ser:

$$Z_{L0(pu)} = \frac{(23,05 + j33,25) \Omega}{484 \text{ } \Omega} = 0,0476 + j0,0687 \text{ (pu)}$$

3.4.4 DIMENSIONAMIENTO DE LAS LÍNEAS 1 y 2

Las líneas 1 y 2 son iguales, por lo que se estudiará el dimensionamiento de la línea 1 para hacer la equivalencia.

Considerando el cálculo de demanda realizado en el punto 3.4.1, la corriente nominal para la línea L1 resultó ser de 1519 (A).

Dado que los requisitos del proyecto solicitan línea subterránea, se propone una línea de 3 conductores por fase, donde cada conductor tendrá una capacidad nominal de 506 (A).

Seleccionando un monoconductor Bahra XLPE 12/20 (24) kV, figura 3.14, 400 mm², que soporta hasta 595 (A) en instalación de ducto (ver anexo 2.7).



Figura 3.14: Esquema interno de cable XLPE 12/20 aislado en PVC

La instalación se realizará en agrupamiento tipo trébol, ordenando las fases según la siguiente disposición [6] [7]; descrita en la figura 3.15.

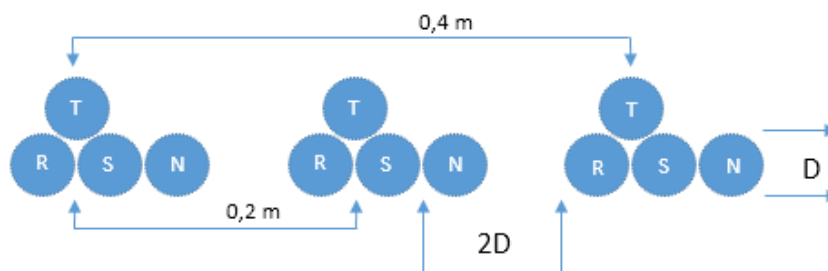


Figura 3.15: Disposición de las líneas de transmisión

La distancia de separación considera 2 veces el diámetro total de un conductor.

3.4.4.1 CÁLCULO DE IMPEDANCIA DE LÍNEA 1

El conductor seleccionado tiene sus parámetros de resistencia y reactancia en la tabla de características eléctricas (ver anexo 2):

$$R = 0,0647 \text{ } \Omega/\text{km}$$

$$X_{60 \text{ Hz}} = 0,13 \text{ } \Omega/\text{km} \rightarrow X_{50 \text{ Hz}} = \frac{0,13}{1,2} = 0,11 \text{ } \Omega/\text{km}$$

$$RMGp = 1,005 \text{ cm (interpolado a } 400 \text{ mm}^2 \text{ desde tabla "7". Ver anexo 4.1)}$$

$$DIAM_{ext} = 45 \text{ mm}$$

Así, el radio medio geométrico equivalente, se calcula en base a la disposición de trébol, usando el diámetro externo como la distancia entre cables, como se ve en la figura 3.16.

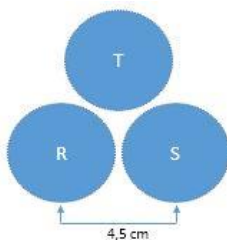


Figura 3.16: Disposición de las líneas de transmisión

$$RMGeq = \sqrt[3]{1,005 * 4,5 * 4,5} = 2,73 \text{ (cm)}$$

La distancia media geométrica sería:

$$DMG = \sqrt[3]{D_1 * D_2 * D_3} = \sqrt[3]{20 * 20 * 40} = 25,2 \text{ cm}$$

Así, la constante para el conductor en estudio resulta ser:

$$X = 2 * \pi * 50 * K * \log\left(\frac{D_{ext}}{RMGp}\right)$$

$$0,11 = 2 * \pi * 50 * K * \log\left(\frac{4,5}{1,005}\right)$$

$$K = 5,378 * 10^{-4}$$

Luego, la reactancia del conductor viene dada por:

$$X = 2 * \pi * 50 * 5,378 * 10^{-4} * \log\left(\frac{DMG}{RMGeq}\right)$$

$$X = 2 * \pi * 50 * 5,378 * 10^{-4} * \log\left(\frac{25,2}{2,73}\right) = 0,163 \text{ } \Omega/\text{Km}$$

Como existen 3 conductores por fase, la resistencia del cable será 1/3 de la resistencia de tabla:

$$R = \frac{0,0647}{3} = 0,0216 \text{ } \Omega/\text{km}$$

Por lo tanto, la impedancia equivalente de la línea resulta ser:

$$Z_{EQ} = 0,0216 + 0,163 \text{ } \Omega/\text{km}$$

Considerando el largo de la línea de 500 m, se tiene:

$$Z_{L1} = 0,0216 + j0,163 \text{ } \Omega/\text{km} * 0,5 \text{ km} = 0,011 + j0,0815 \text{ } \Omega$$

Finalmente, la impedancia de cada línea en pu resulta ser:

$$Z_{(pu)} = \frac{0,011 + j0,0815}{\frac{9,5^2}{100}} = 0,0122 + j0,0903(pu)$$

3.4.5 DIMENSIONAMIENTO DE LA LÍNEA 3

La línea 3 trabaja al mismo nivel de tensión y ubicación que las líneas 1 y 2, con una corriente menor.

Considerando el cálculo de demanda realizado en el punto 3.4.2, la corriente nominal para la línea L3 resultó ser de 425 (A).

Así, para esta línea se utiliza el mismo cable instalado en líneas 1 y 2, sólo que con 1 conductor por fase.

Seleccionando un monoconductor Bahra XLPE 12/20 (24) kV 400 mm², mostrado en la figura 3.14, que soporta hasta 595 (A) en instalación (ver anexo 2.7).

3.4.5.1 CÁLCULO DE IMPEDANCIA DE LÍNEA

Para definir la impedancia de la línea se aplicarán las siguientes expresiones:

$$Z_L = R + jX$$

Dónde:

R = Resistencia de la línea a 50 °C según tabla de cables Nexan (anexo 2.7)

X = Reactancia inductiva de la línea, a calcular según DMG y RMG.

El conductor seleccionado tiene sus parámetros de resistencia y reactancia en la tabla de características eléctricas (ver anexo 2.7):

$$R = 0,0647 \Omega/\text{km}$$

$$RMGp = 1,005 \text{ cm (interpolado a } 400 \text{ mm}^2 \text{ desde tabla 7. Ver anexo 4.1)}$$

$$DIAMext = 45 \text{ mm}$$

Para la distancia entre fases se utiliza la configuración descrita en la figura 3.17.

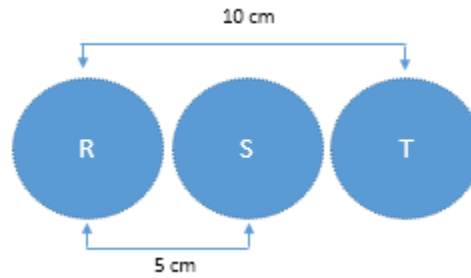


Figura 3.17: Disposición de las líneas para cálculo de DMG

La distancia media geométrica sería:

$$DMG = \sqrt[3]{D_1 * D_2 * D_3} = \sqrt[3]{5 * 5 * 10} = 6,3 \text{ cm}$$

Como el cable es equivalente al de las líneas 1 y 2 se utiliza la K particular del conductor para el cálculo de impedancia equivalente; esto es:

$$X = 2 * \pi * 50 * 5,378 * 10^{-4} * \log\left(\frac{DMG}{RMGeq}\right)$$

$$X = 2 * \pi * 50 * 5,378 * 10^{-4} * \log\left(\frac{6,3}{1,005}\right) = 0,1347 \text{ } \Omega/\text{Km}$$

Por lo que la impedancia de la línea queda como:

$$Z_{L3} = 0,0647 + j0,1347 \text{ } \Omega/\text{km}$$

El largo de la línea es de 400 m:

$$Z_{L1} = 0,0647 + j0,1347 \text{ } \Omega/\text{km} * 0,4 \text{ km} = 0,0259 + j0,0539 \text{ } \Omega$$

Por lo tanto, la impedancia en pu resulta ser:

$$Z_{L3(pu)} = \frac{0,0259 + j0,0539}{\frac{9,5^2}{100}} = 0,0287 + j0,0597 \text{ (pu)}$$

3.4.6 CÁLCULO DE TEMPERATURA MÁXIMA DE CONDUCTORES

Para el cálculo de la temperatura máxima en la que se ven sometidos los conductores, se utiliza la siguiente expresión:

$$\left(\frac{I}{S}\right)^2 \times t = 0,0297 \times \log\left(\frac{t_2 + 234}{t_1 + 234}\right)$$

Dónde:

I: corriente de falla (A)

S: sección del conductor en (CM)

t: tiempo que dura la falla (s)

t2: temperatura final °C

t1: temperatura inicial °C (temperatura ambiente máxima 30 °C)

Para la línea 0 la máxima corriente resulta ser falla 1 donde:

$$\left(\frac{4366}{250000}\right)^2 \times 0,03 = 0,0297 \times \log\left(\frac{t_2 + 234}{30 + 234}\right)$$

t2 = 30,18 °C

Para la línea 1 y línea 3 la máxima corriente resulta ser falla 5 donde:

$$\left(\frac{22822}{800000}\right)^2 \times 0,03 = 0,0297 \times \log\left(\frac{t_2 + 234}{30 + 234}\right)$$

t2 = 30,5 °C

Para la línea 2 la máxima corriente resulta ser falla 6 donde:

$$\left(\frac{3200}{800000}\right)^2 \times 0,03 = 0,0297 \times \log\left(\frac{t_2 + 234}{30 + 234}\right)$$

t2 = 30,009 °C

Con esto se concluye que las líneas no se ven afectadas por las fallas máximas.

3.5 TRANSFORMADORES

3.5.1 TRANSFORMADOR 1

La potencia del transformador T1 es de 25 MVA, con una relación de transformación es de 220 a 9,5 kV.

Dada la potencia del transformador se puede determinar la impedancia en tanto por unidad utilizando la tabla 11-4 del estándar 399-1997 de la IEEE (ver anexo 4.2), según se presenta en la tabla 3.4

Tabla 3.4: Extracto de estándar 399-1997 del estándar IEEE

Valores normalizados de reactancia para transformadores estándar de dos devanados autoenfriados 25-60 Ciclos/s					
Voltaje nominal en alto voltaje	Voltaje nominal en bajo voltaje	Reactancia en porcentaje			
		Completamente aislados		Con aislamiento reducido al neutro	
		Mínimo	Máximo	Mínimo	Máximo
138001-161000 161001-196000	440-46000	9	14	8,5	13
	46001-92000	10,5	16	9,5	15
	92001-161000	11,5	18	10,5	17
161001-196000 196001-230000	440-46000	10	15	9	14
	46001-92000	11,5	17	10,5	16
	92001-161000	12,5	19	11,5	18
196001-230000	440-46000	11	16	10	15
	46001-92000	12,5	18	11,5	17
	42001-161000	14	20	12,5	19

Considerando que la reactancia se encuentra en el rango de 11.0% a 16%, interpolando se puede obtener el valor de la reactancia en %, según se presenta en la tabla 3.5:

Tabla 3.5: Interpolación de datos de voltaje vs reactancia.

<i>Low Voltage (kV)</i>	<i>Reactance (%)</i>
400	11
9500	12
46000	16

Así, se tiene:

$$X = \frac{12}{100} = 0,12 (pu)$$

Además del estándar 141-1993 se obtiene la relación X/R (anexo 4.3), así considerando la figura 3.17, se obtiene una relación X/R de 23



Figura 3.17: relación X/R en transformador

Reemplazando el valor de la reactancia, se tiene:

$$R = \frac{0,12}{23} = 0,0052 \text{ (pu)}$$

Por lo tanto:

$$Z_{T1} = 0,0052 + j0,12 \text{ (pu)}$$

Realizando el cambio de base a 100 MVA, se tiene:

$$Z_{T1} = (0,0052 + j0,12) * \frac{100}{25} = 0,0226 + j0,48 \text{ (pu)}$$

3.5.2 TRANSFORMADOR 2

La potencia del transformador T2 es de 25 MVA, con una relación de transformación es de 220 a 9,5 kV.

Como los transformadores T1 y T2 son exactamente iguales, en tamaño y características, de puede utilizar el cálculo realizado en 3.5.1 para la impedancia de éste, de modo que:

$$Z_{T2} = 0,0052 + j0,12 \text{ (pu)}$$

Realizando un cambio de base a 100 MVA, se tiene:

$$Z_{T2} = (0,0052 + j0,12) * \frac{100}{25} = 0,0226 + j0,48 \text{ (pu)}$$

3.5.3 TRANSFORMADOR 3

La potencia del transformador T3 es de 7 MVA.

La relación de transformación es de 220 a 9,5 kV, por lo que se usará el cálculo de reactancia de 3.5.1, basado en la tabla 11-4 del IEEE 399-1997 (anexo 4.2)

$$X = \frac{12}{100} = 0,12 \text{ (pu)}$$

Y del estándar 141-1993 se obtiene la relación X/R (anexo 4.3), así considerando la figura 3.18, se obtiene una relación X/R de 15



Figura 3.18: relación X/R en transformador

Reemplazando el valor de la reactancia, se tiene:

$$R = \frac{0,12}{15} = 0,008 \text{ (pu)}$$

Por lo tanto:

$$Z_{T3} = 0,008 + j0,12 \text{ (pu)}$$

Realizamos cambio de base a 100 MVA

$$Z_{T3} = (0,008 + j0,12) * \frac{100}{7}$$

$$Z_{T3} = 0,114 + j1,714 \text{ (pu)}$$

3.6 GENERADORES

Considerando la potencia del generador se puede determinar la reactancia en tanto por uno utilizando la tabla 11-6 del estándar 399-1997 de la IEEE (ver anexo 4.4), así, empleando los valores promedio se tiene:

$$X_d'' = 0,14$$

$$X_d' = 0,23$$

$$X_d = 1,15$$

Según tabla 4 (ver anexo 4.5), un generador conectado directamente a una barra tiene una razón X/R típica que varía entre 40 y 120. Así, para el cálculo de resistencia en la impedancia de secuencia positiva, se asume X/R = 100.

Entonces, para el cálculo de cortocircuito trifásico (falla máxima), se utiliza la reactancia subtransiente X_d'' .

$$\frac{X}{R} = 100 \rightarrow R = \frac{0,14}{100} \rightarrow R = 0,0014 \text{ (pu)}$$

$$Z_G = 0,0014 + j0,14 \text{ (pu)}$$

Realizando el cambio de base a 100 MVA, se tiene:

$$Z_G = (0,0014 + j0,14) * \frac{100}{32,5} = 0,0043 + j0,4308 \text{ (pu)}$$

3.7 BARRA S/E EL ABRA

De la información técnica de estudios de nivel de potencia de cortocircuito publicada por el CDEC-SING, el dato aproximado para la S/E El Abra resulta ser [8]:

$$S_{CC3\phi} = 1500 \text{ MVA}$$

Por lo tanto, el cálculo de la impedancia de secuencia positiva para la S/E El Abra quedaría:

$$Z_{S/E \text{ EL ABRA}} = \frac{\text{MVA}_{\text{Base}}}{\text{MVA}_{\text{Coci}3\phi}} = \frac{100}{1500} = 0,067 \text{ (pu)}$$

Considerando una razón X/R de 15 (ver anexo 4.6), la resistencia equivalente viene dada por:

$$R = \frac{Z}{\sqrt{1 + (X/R)^2}} = 0,00446 \approx 0,0045 \text{ (pu)}$$

El valor de la reactancia se obtiene de la fórmula:

$$X = R * \left(\frac{X}{R}\right) = 0,00446 * 15 = 0,0669 \approx 0,067 \text{ (pu)}$$

Por lo tanto, la impedancia de secuencia positiva del sistema interconectado para cálculos de falla viene dado por:

$$Z_{\text{EL ABRA sec} +} = 0,0045 + j0,067 \text{ (pu)}$$

3.8 RESUMEN DE IMPEDANCIAS DEL SISTEMA

Como resultado del cálculo de parámetros de los componentes de la red eléctrica en estudio, en la tabla 3.6 se resume la información de impedancias en por unidad.

Tabla 3.6: Resumen de impedancias del sistema en por unidad.

Elemento	Impedancia (en pu)
S/E EL ABRA	$0,0045 + j0,067$
Línea 0	$0,0476 + j0,0687$
Línea 1	$0,0122 + j0,0903$
Línea 2	$0,0122 + j0,0903$
Línea 3	$0,0287 + j0,0597$
Transformador T1	$0,0226 + j0,48$
Transformador T2	$0,0226 + j0,48$
Transformador T3	$0,114 + j1,714$
Generador 1	$0,0043 + j0,4308$
Generador 2	$0,0043 + j0,4308$

Así, con referencia al diagrama unilineal de la figura 3.1, en la figura 3.19 se presenta el diagrama de impedancias de secuencia positiva en por unidad con base de 100 MVA.

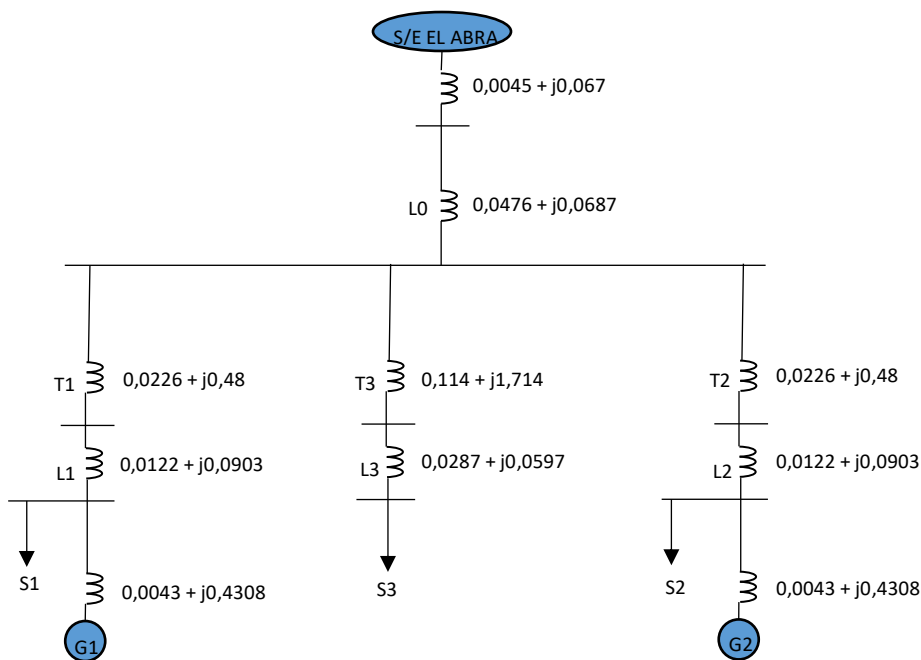


Figura 3.19: Diagrama de impedancias de secuencia positiva en por unidad.

CAPÍTULO IV: FLUJO DE CARGAS Y REGULACIÓN DE TENSIÓN

4.1 ASPECTOS GENERALES

En este capítulo se analiza los flujos de carga y tensiones de las barras del proyecto, con la intención de comprobar el cumplimiento de la norma técnica en el supuesto de que los generadores estén fuera de servicio.

También se analiza el comportamiento del sistema eléctrico en el escenario de producción completa, a través del software ETAP.

La norma chilena NSEG 5EN71 capítulo 9 (anexo 3.5) para instalaciones de corrientes fuertes define el estándar de voltajes máximos y mínimos para las instalaciones como el nominal +/- 7,5%.

4.2 ESCENARIO 1: SIN EL APOORTE DE LOS GENERADORES

4.2.1 S/E EL ABRA

Asumiendo la S/E El Abra como barra infinita, conectada al SING directamente y por tanto con tensión regulada de forma intrínseca, se le asigna un voltaje de 220 kV nominales.

4.2.2 TENSIÓN EN BARRA 0 (S/E Cerro Pabellón)

Corresponde a la tensión de la S/E El Abra menos la caída de tensión en la línea L0, la que tiene los siguientes parámetros calculados en el capítulo 3.4.3:

$$Z_{L0} = 17,33 + j50,65 \Omega$$

$$S_{L0(\sin\ generador)} = S_1 + S_2 + S_3 = 17,85 + j11,05(MVA)$$

$$(V_{S/E\ EL\ ABRA} - V_{B0}) = \frac{R * P + X * Q}{V_{B0}}$$

$$(220 - V_{B0}) * V_{B0} = 17,33 * 17,85 + 50,65 * 11,05 \rightarrow V_{B0} = 215,98 \text{ kV}$$

La caída de tensión sería de 1,8 %, valor que cumple la norma.

4.2.3 TENSIÓN EN BARRAS 1 y 2

Para obtener la tensión en barra 1 (ídem barra 2) se debe calcular la caída de tensión del transformador T1 y de la línea L1, así, el voltaje máximo y mínimo nominal según norma se tiene:

$$9,5 \text{ kV} \pm 7,5 \% = \begin{cases} 10,21 \text{ kV} \\ 8,79 \text{ kV} \end{cases}$$

Incluimos el transformador T1 sin considerar el cambiador de tap, para obtener la peor condición de tensión, a partir de la tensión de barra 0:

$$V_{T1} = 215,98 * \frac{9,5}{220} = 9,32 \text{ kV}$$

La caída de tensión la determinaremos a partir de los parámetros de impedancia y carga para T1 y L1 calculados en los capítulos 3.4.1, 3.4.4 y 3.5.1:

$$Z_{T1+L1} = 0,0348 + j0,5703 \ \Omega$$

$$S_{L1(\text{sin generador})} = S_1 = 6,8 + j4,21 \text{ (MVA)}$$

$$(V_{T1} - V_{B1}) = \frac{R * P + X * Q}{V_{B1}}$$

$$(9,32 - V_{B1}) * V_{B1} = 0,0348 * 6,8 + 0,5703 * 4,21$$

$$V_{B1} = 9,03 \text{ kV}$$

Así, la tensión de barra 1 estaría 4,9 % bajo la nominal, valor que cumple la norma.

4.2.4 TENSIÓN EN BARRA 3

Para obtener la tensión en barra 3 (ídem barra 2) se debe calcular la caída de tensión del transformador T3 y de la línea L3.

. Así, al considerar el transformador T3 sin cambiador de tap; se tiene:

$$V_{T1} = 215,98 * \frac{9,5}{220} = 9,32 \text{ kV}$$

La caída de tensión la determinaremos a partir de los parámetros de impedancia y carga para T3 y L3 calculados en los capítulos 3.4.2, 3.4.5 y 3.5.2:

$$Z_{T3+L3} = 0,1427 + j1,7737 \Omega$$

$$S_{L3} = S_3 = 4,25 + j2,63 \text{ (MVA)}$$

$$(9,32 - V_{B3}) * V_{B3} = 0,1427 * 4,25 + 1,7737 * 2,63$$

$$V_{B3} = 8,85 \text{ kV}$$

Así, la tensión de barra 1 estaría 6,8 % bajo la nominal, valor que cumple la norma, sin embargo, al ser un valor evidentemente alto, se recomienda la instalación de un banco de condensadores de 3 MVAR en barra 3 (equivalente a la potencia reactiva de la carga S3) para mejorar la tensión en las partidas, pues tendríamos solo consumo.

Por otro lado, al realizar un estudio de flujo de cargas según se presenta en la figura 4.1, es posible verificar el comportamiento de las caídas de tensión en barras.

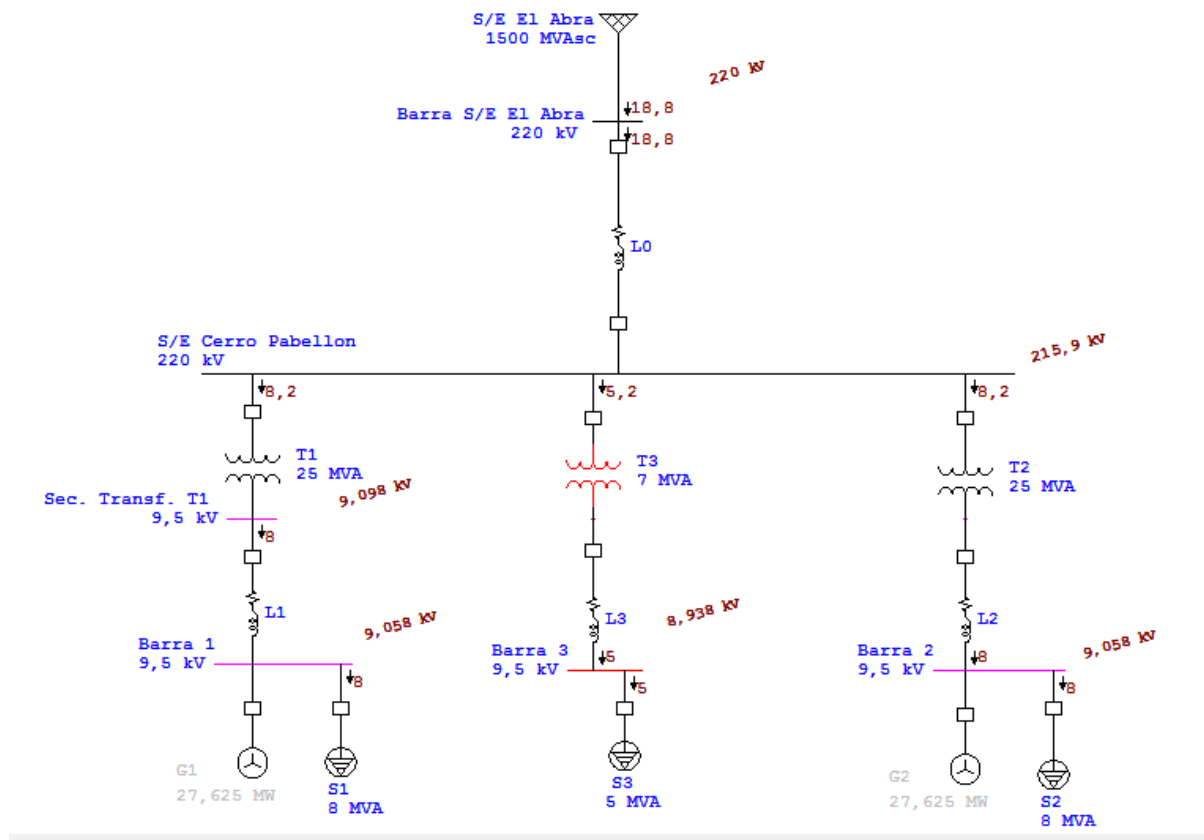


Figura 4.1: Análisis de flujo de carga y caídas de tensión sin generadores vía ETAP

4.2.5 RESUMEN DE CÁLCULOS DE CAÍDA DE TENSION

La tabla 4.1 verifica que los cálculos manuales realizados coinciden con lo entregado por el software ETAP.

Tabla 4.1 Tabla comparativa cálculo manual de caída de tensión v/s ETAP

Barras	Tensión (kV)			Caída de tensión (%)	
	Nominal	Manual	ETAP	Manual	ETAP
S/E El Abra	220	220	-	-	-
Barra0	220	215,98	215,9	1,8	1,9
Barra 1	9,5	9,03	9,06	4,9	4,6
Barra 2	9,5	9,03	9,06	4,9	4,6
Barra 3	9,5	8,85	8,94	6,8	5,9

4.3 ESCENARIO 2: PRODUCCIÓN COMPLETA

Al evaluar la operación en régimen normal de la red eléctrica con los dos generadores en servicio (figura 4.2), se presentan los flujos de potencia y tensión esperados en barras. En tal sentido es posible verificar que los valores de voltaje en barras satisfacen los requerimientos definidos por la norma.

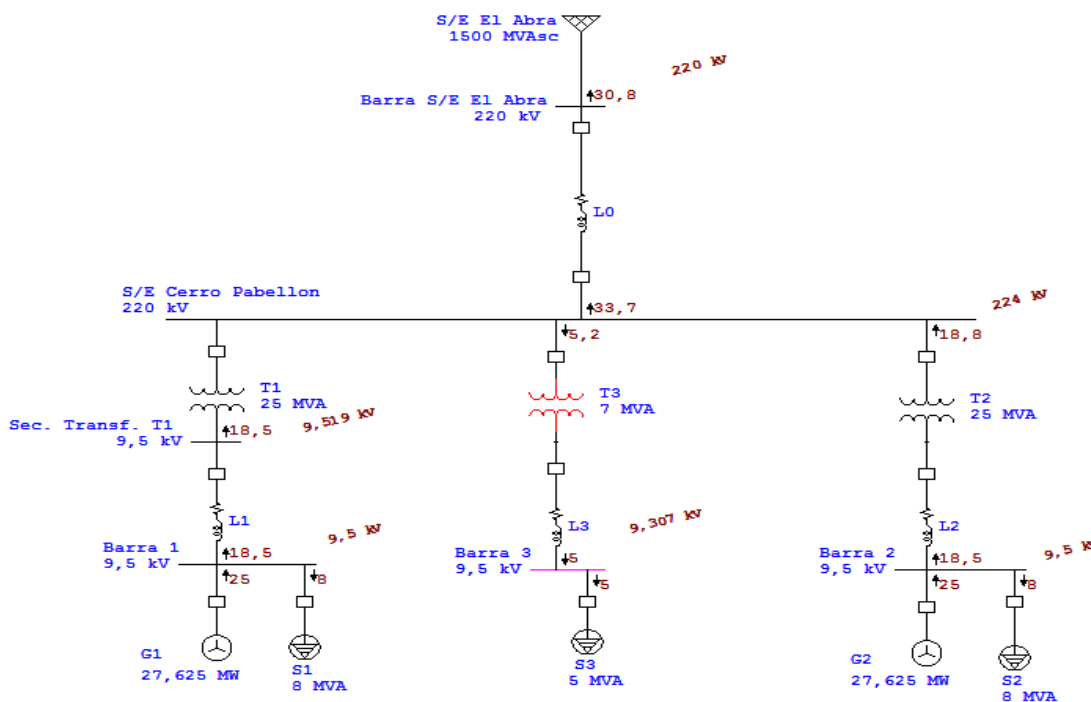


Figura 4.2: Flujos de carga y tensiones en barras con central a producción completa en ETAP

CAPÍTULO V: CÁLCULO DE CORTOCIRCUITOS TRIFÁSICOS

5.1 BASES PARA CÁLCULOS

Empleando una potencia aparente base de 100 MVA, las magnitudes base de corriente con respecto a la tensión se resumen en la tabla 5.1.

Tabla 5.1: Magnitudes base de corriente por zona de tensión

Voltaje base (kV)	220	9,5
Corriente Base (A)	262,43	6077,37

5.2 UBICACIÓN DE LAS FALLAS

Para el cálculo de cortocircuito trifásico, se consideran como posibles puntos de falla todas las barras y además los secundarios de los transformadores, según se describen en el diagrama unilineal de la figura 5.1.

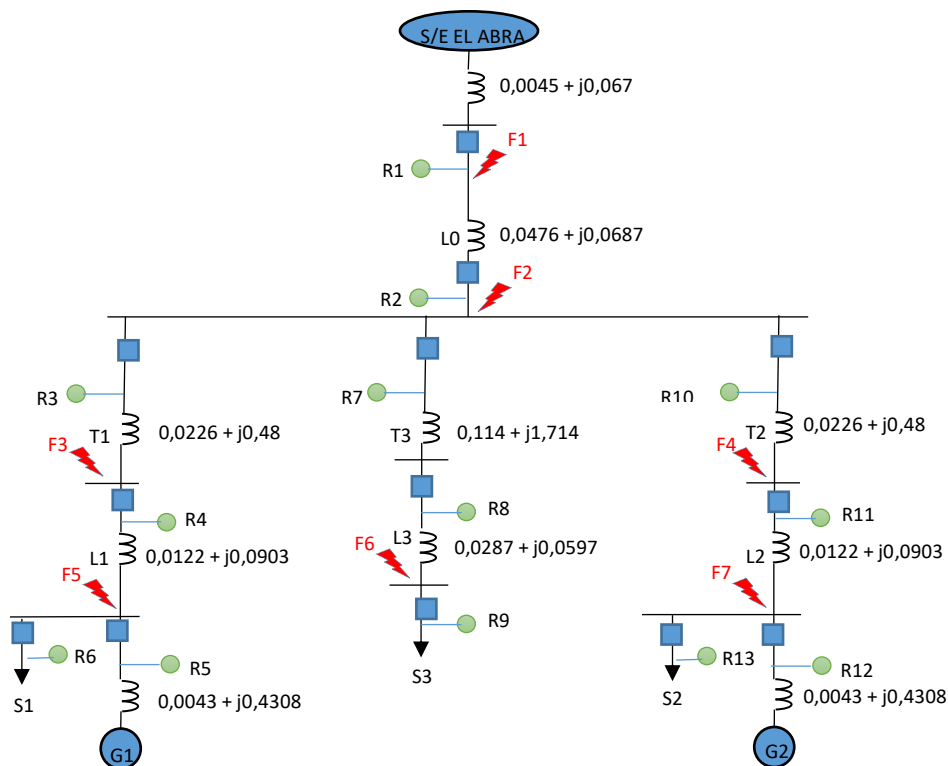


Figura 5.1: Red de secuencia positiva. Ubicación de las fallas a calcular, relés e interruptores.

5.3 CÁLCULO DE CORTOCIRCUITOS TRIFÁSICOS

El cálculo de la corriente de cortocircuito en un punto específico viene dado por el cociente entre la tensión en por unidad y la impedancia equivalente de Thevenin vista desde el punto de falla, esto es:

$$I_{FALLA} = \frac{1}{Z_{TH}} (pu)$$

Se han definido como puntos de falla para el análisis de cortocircuito trifásico todas las barras del sistema, además del nodo de conexión del secundario de los transformadores.

El cálculo contempla que los dos generadores se encuentran en servicio, para simular la condición de trabajo normal de la central.

Por otro lado, se calculan los aportes de corriente a cada lado de la falla, para ser utilizado luego en el estudio de coordinación de protecciones, puesto que estos valores serán las corrientes reales de falla que observarán los relés del sistema de protecciones.

Para cada caso se presenta un diagrama simplificado de las impedancias equivalentes de las líneas que aportan a la falla, y se acompaña con un unilineal representativo de la falla con sus cálculos en ETAP.

5.3.1 CORTOCIRCUITO 3Ø EN S/E EL ABRA (FALLA 1)

Para facilitar el desarrollo del cálculo de falla en la S/E El Abra, y con referencia al diagrama simplificado de la figura 5.2 definiremos:

$$Z_{UN1} = (Z_{T1} + Z_{L1} + Z_{G1}) \text{ impedancia equivalente para la unidad 1 de producción}$$

$$Z_{UN2} = (Z_{T2} + Z_{L2} + Z_{G2}) \text{ impedancia equivalente para la unidad 2 de producción}$$

$$Z_{UN3} = (Z_{T3} + Z_{L3}) \text{ impedancia equivalente para la unidad 3 (sólo consumo)}$$

La impedancia equivalente calculada para el punto de falla se define entonces como:

$$Z_{EQ(F1)} = Z_{S/E EL ABRA} \parallel (Z_{L0} + (Z_{UN1} \parallel Z_{UN2}))$$

$$Z_{EQ(F1)} = (0,0045 + j0,067) \parallel (0,0672 + j0,5687)$$

$$Z_{EQ(F1)} = 0,00432 + j0,05995 (pu)$$

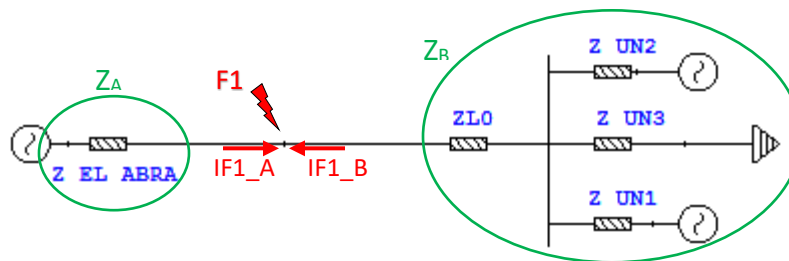


Figura 5.2: Modelo de falla F1 simplificado

Luego, la corriente de falla total en por unidad para la barra de conexión en S/E El Abra resulta ser:

$$I_F = \frac{1 \angle 0^\circ}{Z_{EQ}} = \frac{1 \angle 0^\circ}{0,00432 + j0,05995} = 16,6365 \angle -86,23^\circ$$

Calculando los aportes a la falla, como se indica en la figura 5.2, se tiene:

$$I_{F1_A} = \frac{1 \angle 0^\circ}{Z_A} = \frac{1 \angle 0^\circ}{0,0045 + j0,067} = 14,8923 \angle -86,16^\circ$$

$$I_{F1_B} = \frac{1 \angle 0^\circ}{Z_B} = \frac{1 \angle 0^\circ}{0,0672 + j0,5687} = 1,7462 \angle -83,26^\circ$$

Como la S/E El Abra se encuentra en el nivel de 220 (kV), la corriente es 262,43 (A), por lo que las corrientes de falla en Amperes resultan ser:

$$I_{F1} = 16,6365 \times 262,43 \text{ (A)} = 4,37 \text{ (kA)}$$

$$I_{F1_A} = 14,8923 \times 262,43 \text{ (A)} = 3,91 \text{ (kA)}$$

$$I_{F1_B} = 1,7462 \times 262,43 \text{ (A)} = 0,46 \text{ (kA)}$$

Con referencia a la falla F1, en la figura 5.3 se presenta el diagrama de la red eléctrica, analizada mediante el software ETAP, en donde se identifica la corriente en el punto de falla y los aportes a la falla.

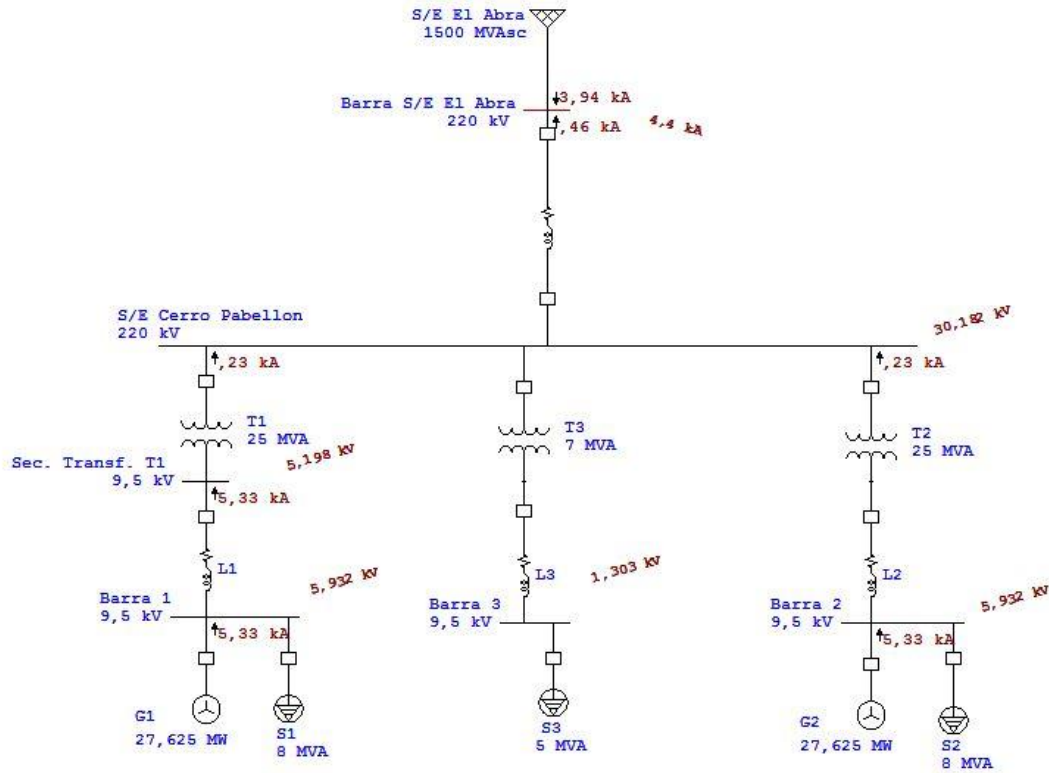


Figura 5.3: Análisis de falla F1 mediante ETAP.

Al comparar resultados, se verifica la similitud entre los valores obtenidos tanto de la corriente de falla como de los aportes.

5.3.2 CORTOCIRCUITO 3Ø EN BARRA 0 (S/E CERRO PABELLON – FALLA 2)

Para facilitar el desarrollo del cálculo de falla en la S/E Cerro Pabellón, usaremos las impedancias equivalentes previamente definidas como Z_{UN1} y Z_{UN2} .

La impedancia equivalente calculada para el punto de falla 2 (barra B0), y con referencia al diagrama simplificado de la figura 5.4, se define entonces como:

$$Z_{EQ(F2)} = (Z_{S/E EL ABRA} + Z_{L0}) \parallel (Z_{UN1} \parallel Z_{UN2})$$

$$Z_{EQ(F2)} = (0,05207 + j0,1357) \parallel (0,01955 + j0,5)$$

$$Z_{EQ(F2)} = 0,0329 + j0,1088 \text{ (pu)}$$

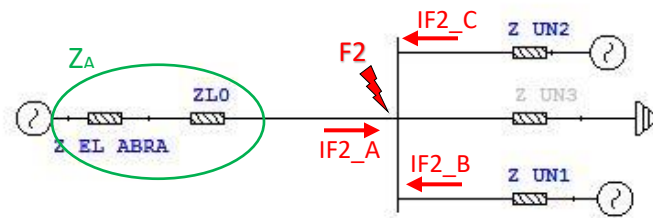


Figura 5.4: Modelo de falla F2 simplificado

Luego, la corriente de falla total en por unidad para la barra de conexión en S/E El Abra resulta ser:

$$I_{F2} = \frac{1 \angle 0^\circ}{Z_{EQ}} = \frac{1 \angle 0^\circ}{0,0329 + j0,1088} = 8,88 \angle -73,19^\circ$$

Calculando los aportes a la falla, como se indica en la figura 5.4, se tiene:

$$I_{F2_A} = \frac{1 \angle 0^\circ}{Z_A} = \frac{1 \angle 0^\circ}{0,05207 + j0,1357} = 6,88 \angle -69^\circ$$

$$I_{F2_B} = \frac{1 \angle 0^\circ}{Z_{UN1}} = \frac{1 \angle 0^\circ}{0,0391 + j1} = 1 \angle -87,76^\circ$$

$$I_{F2_C} = \frac{1 \angle 0^\circ}{Z_{UN2}} = \frac{1 \angle 0^\circ}{0,0391 + j1} = 1 \angle -87,76^\circ$$

Como la S/E Cerro Pabellón se encuentra en el nivel de 220 (kV), la corriente es 262,43 (A), por lo que las corrientes de falla en Amperes resultan ser:

$$I_{F1} = 8,88 \times 262,43 \text{ (A)} = 2,33 \text{ (kA)}$$

$$I_{F2_A} = 6,88 \times 262,43 \text{ (A)} = 1,81 \text{ (kA)}$$

$$I_{F2_B} = I_{F2_C} = 1 \times 262,43 \text{ (A)} = 0,26 \text{ (kA)}$$

Con referencia a la falla F2, en la figura 5.5 se presenta el diagrama de la red eléctrica, analizada mediante el software ETAP, en donde se identifica la corriente en el punto de falla y los aportes a la falla.

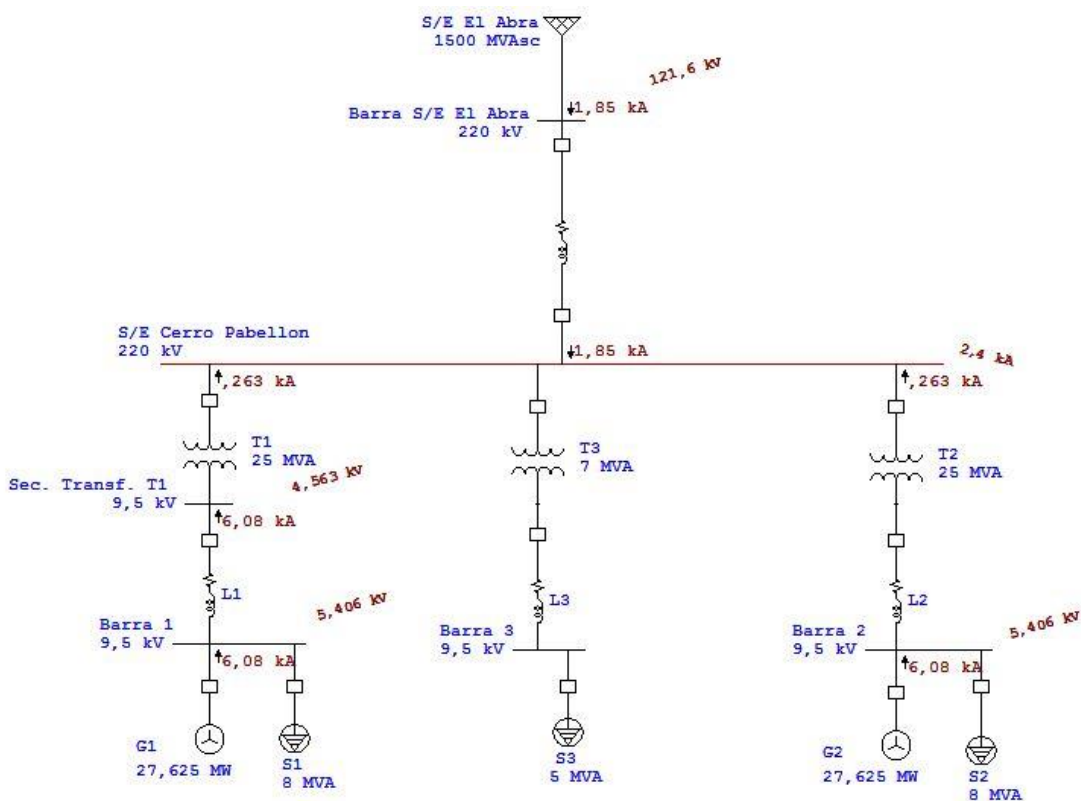


Figura 5.5: Análisis de falla F2 mediante ETAP.

Al comparar resultados, se verifica la similitud entre los valores obtenidos tanto de la corriente de falla como de los aportes.

5.3.3 CORTOCIRCUITO 3Ø EN SECUNDARIO DE T1 (FALLA 3 y FALLA 4)

Para facilitar el desarrollo del cálculo de falla en el secundario del transformador T1, y en relación al diagrama simplificado de la figura 5.6, se define:

$$Z_A = Z_{T1} + ((Z_{S/E EL ABRA} + Z_{L0}) \parallel Z_{UN2})$$

$$Z_A = (0,0226 + j0,48) + (0,0521 + j0,1357) \parallel (0,0391 + j1)$$

$$Z_A = 0,0634 + j0,601 \text{ (pu)}$$

$$Z_B = Z_{L1} + Z_{G1} = 0,0122 + j0,0903 + 0,0043 + j0,4308 = 0,0165 + j0,5211$$

La impedancia equivalente calculada para el punto de falla 3 se define entonces como:

$$Z_{EQ(F3)} = Z_A \parallel Z_B = 0,0184 + j0,2795$$

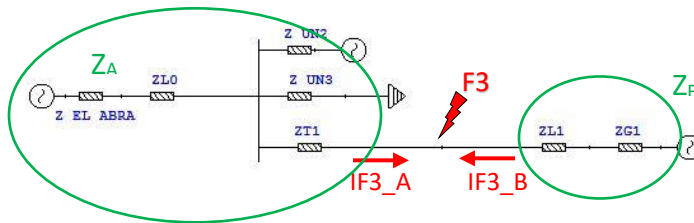


Figura 5.6: Modelo de falla F3 simplificado

Luego, la corriente de falla total en por unidad para el secundario de T1 resulta ser:

$$I_{F3} = \frac{1 \angle 0^\circ}{Z_{EQ}} = \frac{1 \angle 0^\circ}{0,0184 + j0,2795} = 3,57 \angle -86,23^\circ$$

Calculando los aportes a la falla, como se indica en la figura 5.6, se tiene:

$$I_{F3_A} = \frac{1 \angle 0^\circ}{Z_A} = \frac{1 \angle 0^\circ}{0,0634 + j0,601} = 1,65 \angle -83,98^\circ$$

$$I_{F3_B} = \frac{1 \angle 0^\circ}{Z_B} = \frac{1 \angle 0^\circ}{0,0165 + j0,5211} = 1,92 \angle -88,19^\circ$$

Como el secundario de T1 está en la zona de 9,5 kV la corriente base es 6077,37 (A), por lo que las corrientes de falla en Amperes resultan ser:

$$I_{F3} = 3,57 \times 6077,37 \text{ (A)} = 21696 \text{ (A)} = 21,7 \text{ (kA)}$$

$$I_{F3_A} = 1,65 \times 6077,37 \text{ (A)} = 10027 \text{ (A)} = 10 \text{ (kA)}$$

$$I_{F3_B} = 1,92 \times 6077,37 \text{ (A)} = 11668 \text{ (A)} = 11,7 \text{ (kA)}$$

Con referencia a la falla F3, en la figura 5.7 se presenta el diagrama de la red eléctrica, analizada mediante el software ETAP, en donde se identifica la corriente en el punto de falla y los aportes a la falla.

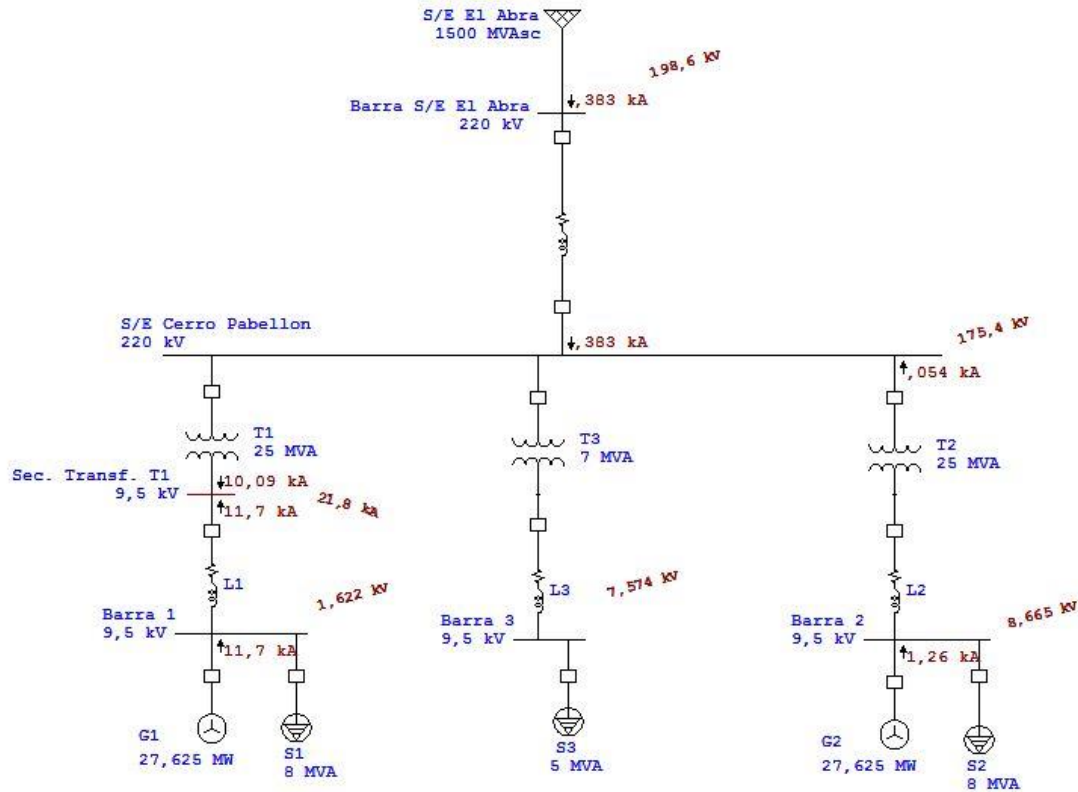


Figura 5.7: Análisis de falla F3 mediante ETAP.

Al comparar resultados, se verifica la similitud entre los valores obtenidos tanto de la corriente de falla como de los aportes.

Como las líneas de producción son exactamente iguales, el cálculo de cortocircuito trifásico para la falla 4 es equivalente al de la falla 3.

5.3.4 CORTOCIRCUITO 3Ø EN BARRA 1 (FALLA 5 y FALLA 7)

Para facilitar el desarrollo del cálculo de falla en la barra 1, y con referencia al diagrama unilineal simplificado de la figura 5.8, se define:

$$Z_A = (Z_{T1} + Z_{L1}) + ((Z_{S/E EL ABRA} + Z_{L0}) \parallel Z_{UN2})$$

$$Z_A = (0,0226 + j0,48) + (0,01219 + j0,02382) + (0,04027 + j0,17165) \parallel (0,03941 + j0,96582)$$

$$Z_A = 0,0756 + j0,6913 \text{ (pu)}$$

La impedancia equivalente calculada para el punto de falla 5 se define entonces como:

$$Z_{EQ(F5)} = Z_A \parallel Z_{G1} = 0,0127 + j0,266$$

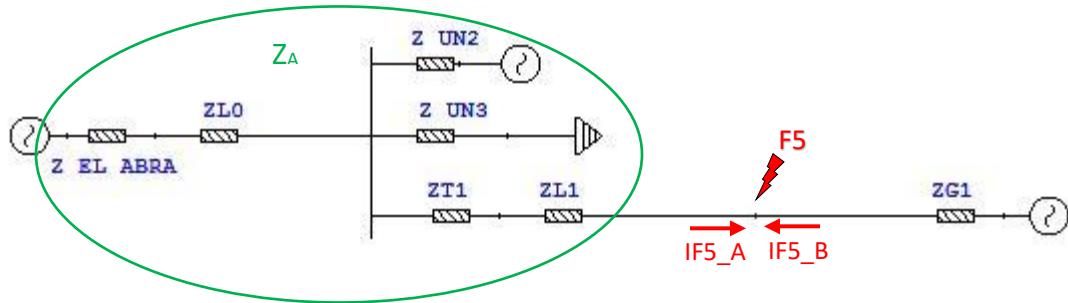


Figura 5.8: Modelo de falla F5 simplificado

Luego, la corriente de falla total en por unidad para la barra 1 resulta ser:

$$I_{F5} = \frac{1 \angle 0^\circ}{Z_{EQ}} = \frac{1 \angle 0^\circ}{0,0127 + j0,266} = 3,755 \angle -87,27^\circ$$

Calculando los aportes a la falla, como se indica en la figura 5.8, se tiene:

$$I_{F5_A} = \frac{1 \angle 0^\circ}{Z_A} = \frac{1 \angle 0^\circ}{0,0756 + j0,6913} = 1,438 \angle -83,76^\circ$$

$$I_{F5_B} = \frac{1 \angle 0^\circ}{Z_{G1}} = \frac{1 \angle 0^\circ}{0,0043 + j0,4308} = 2,321 \angle -89,43^\circ$$

Como la barra 1 está en el nivel de tensión de 9,5 kV la corriente base es 6077,37 (A), por lo que las corrientes de falla en Amperes resultan ser:

$$I_{F5} = 3,755 \times 6077,37 \text{ (A)} = 22820 \text{ (A)} = 22,82 \text{ (kA)}$$

$$I_{F5_A} = 1,438 \times 6077,37 \text{ (A)} = 8739 \text{ (A)} = 8,74 \text{ (kA)}$$

$$I_{F5_B} = 2,321 \times 6077,37 \text{ (A)} = 14106 \text{ (A)} = 14,11 \text{ (kA)}$$

Con referencia a la falla F3, en la figura 5.9 se presenta el diagrama de la red eléctrica, analizada mediante el software ETAP, en donde se identifica la corriente en el punto de falla y los aportes a la falla.

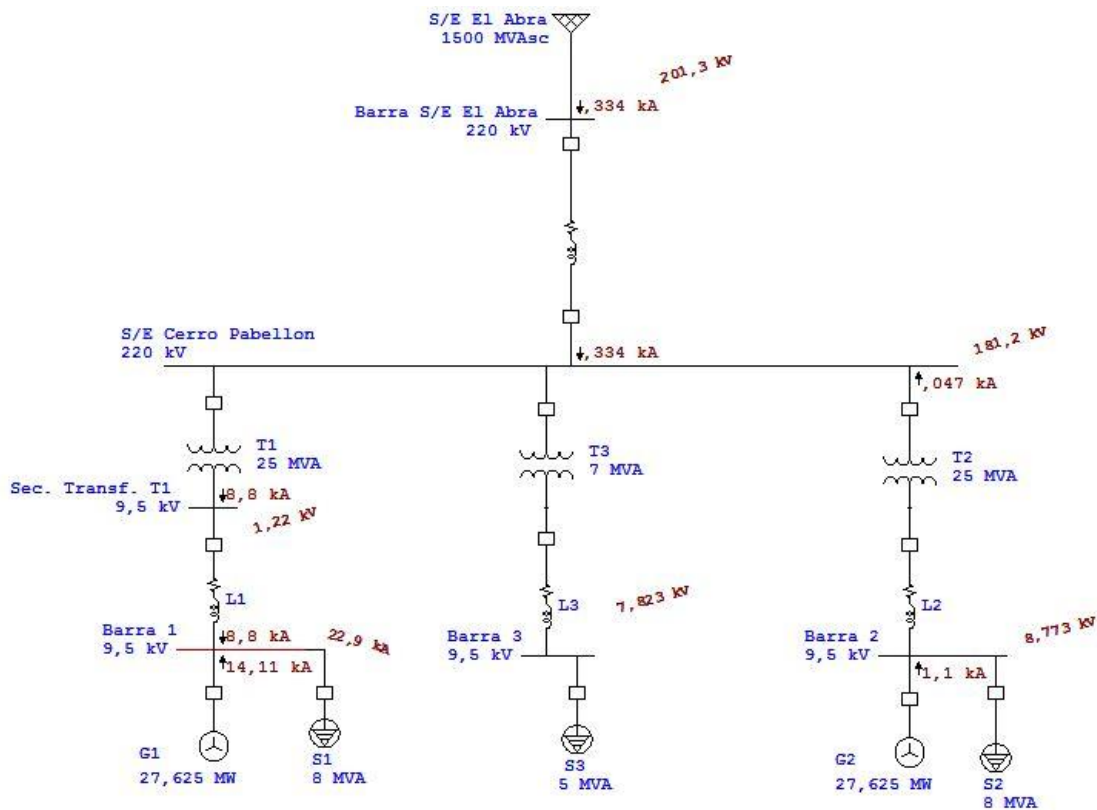


Figura 5.9: Análisis de falla F5 mediante ETAP.

Al comparar resultados, se verifica la similitud entre los valores obtenidos tanto de la corriente de falla como de los aportes.

Como las líneas de producción son exactamente iguales, el cálculo de cortocircuito trifásico para la barra 2 (falla 7) es equivalente al de la barra 1 (falla 5).

5.3.5 CORTOCIRCUITO 3Ø EN BARRA 3 (FALLA 6)

Para facilitar el desarrollo del cálculo de falla en la barra 3, y con referencia al diagrama unilineal simplificado de la figura 5.10, se define:

$$Z_A = Z_{S/E EL ABRA} + Z_{L0}$$

$$Z_A = (0,00447 + j0,067) + (0,0476 + j0,0687) = 0,0521 + j0,1357 \text{ (pu)}$$

$$Z_{UN3} = Z_{T3} + Z_{L3} = (0,114 + j1,714) + (0,0287 + j0,0597) = 0,1427 + j1,774$$

La impedancia equivalente calculada para el punto de falla 6 se define entonces como:

$$Z_{EQ(F6)} = Z_{UN3} + Z_{UN1} \parallel Z_A \parallel Z_{UN2}$$

$$Z_{EQ(F6)} = (0,1427 + j1,774) + (0,0391 + j1) \parallel (0,0521 + j0,1357) \parallel (0,0391 + j1)$$

$$Z_{EQ(F6)} = 0,1756 + j1,8828$$

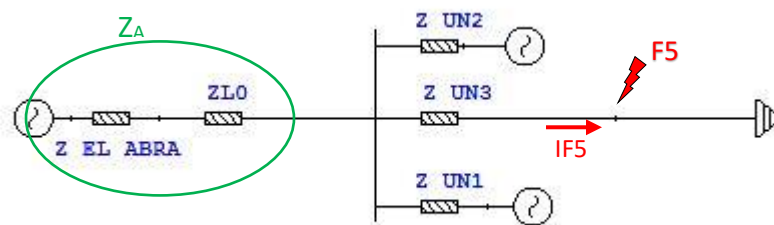


Figura 5.10: Modelo de falla F6 simplificado

Luego, la corriente de falla total en por unidad para la barra 3 resulta ser:

$$I_{F6} = \frac{1 \angle 0^\circ}{Z_{EQ}} = \frac{1 \angle 0^\circ}{0,1756 + j1,8828} = 0,529 \angle -84,67^\circ$$

Como la barra 3 está en el nivel de tensión de 9,5 kV la corriente base es 6077,37 (A), por lo que la corriente de falla en Amperes resulta ser:

$$I_{F6} = 0,529 * 6077,37 (A) = 3215 (A) = 3,2 (kA)$$

Con referencia a la falla F6, en la figura 5.11 se presenta el diagrama de la red eléctrica, analizada mediante el software ETAP, en donde se identifica la corriente en el punto de falla y los aportes a la falla.

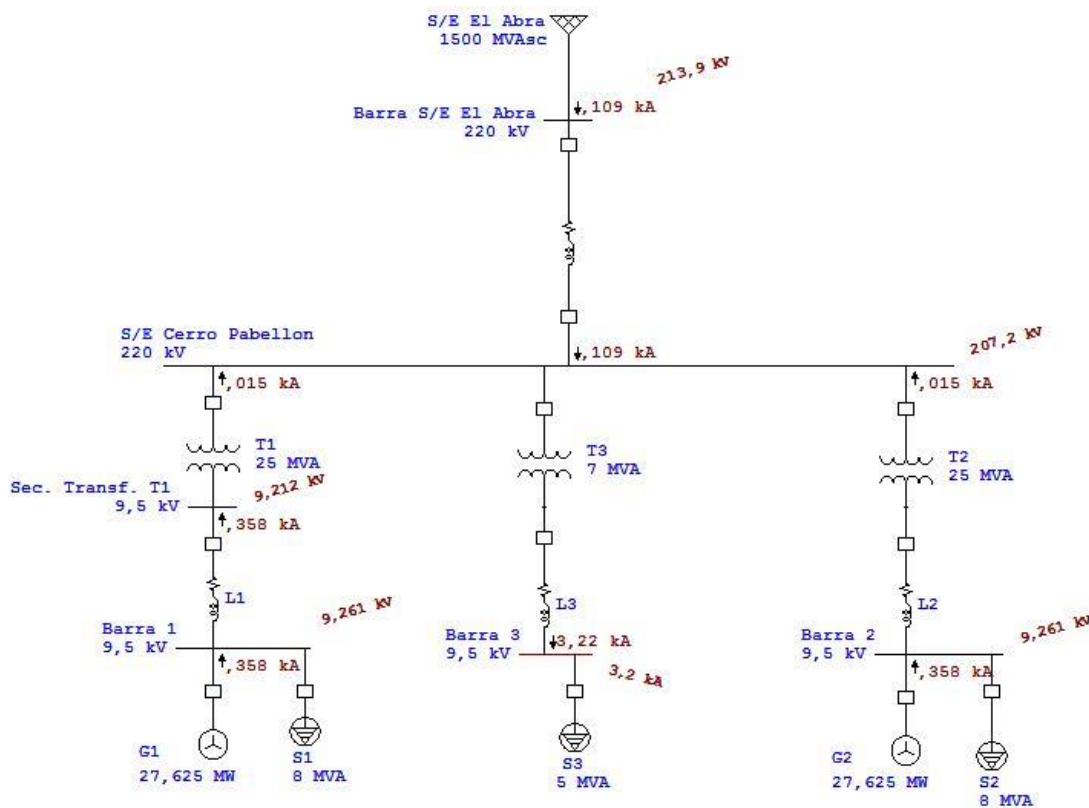


Figura 5.11: Análisis de falla F6 mediante ETAP.

Al comparar resultados, se verifica la similitud entre los valores obtenidos tanto de la corriente de falla como de los aportes.

5.3.6 RESUMEN DE LOS CÁLCULOS DE CORTOCIRCUITO

Realizado el cálculo de las corrientes de cortocircuito y sus aportes a la falla, los valores se resumen en la tabla 5.2.

Tabla 5.2 Resumen de cálculos de cortocircuito y aportes a la falla

Barras	Tensión (kV)	Aportes (kA)		I _{cc} 3Ø (kA) Total
		Lado SEP	Lado Cargas	
S/E El Abra	220	3,91	0,46	4,37
Barra0	220	1,81	0,26*2	2,33
Secund. T1	9,5	10	11,7	21,7
Secund. T2	9,5	10	11,7	21,7
Barra 1	9,5	8,74	14,11	22,82
Barra 2	9,5	8,74	14,11	22,82
Barra 3	9,5	3,22	-	3,22

Por otro lado, al emplear el software ETAP, se procede a realizar la comparación de valores de cortocircuito de la red eléctrica en estudio, la cual se presenta en la tabla 5.3.

Tabla 5.3 Tabla comparativa cortocircuito trifásico calculado en detalle v/s ETAP

Barras	Tensión (kV)	½ ciclo		30 ciclos
		I _{cc} 3Ø (kA) ETAP	I _{cc} 3Ø (kA) Calculado	I _{cc} 3Ø (kA) ETAP
S/E El Abra	220	4,4	4,37	4,31
Barra0	220	2,36	2,33	2,25
Secund. T1	9,5	21,78	21,7	17,66
Secund. T2	9,5	21,78	21,7	17,66
Barra 1	9,5	22,89	22,82	17,33
Barra 2	9,5	22,89	22,82	17,33
Barra 3	9,5	3,22	3,22	3,22

Con respecto a la Tabla 5.3 se verifica que los resultados mediante cálculo en detalle coinciden con los entregados por el software ETAP.

Igualmente a modo de comparación, se ha incluido el cálculo de la corriente de cortocircuito para la falla trifásica luego de 30 ciclos. Como es de esperar, los valores de corriente de cortocircuito tienden a disminuir en el tiempo en las barras donde hay aporte directo del generador, pues la reactancia interna de régimen permanente es mayor a la subtransitoria.

CAPÍTULO VI: ESTUDIO DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES.

6.1 FUNDAMENTOS

A continuación se realiza el análisis de la coordinación de las protecciones para falla trifásica, empleando como herramienta de apoyo el software ETAP. Para cada caso se presenta el diagrama unilineal con la falla considerada, la secuencia y tiempo de operación y la carta de coordinación asociada.

Cabe destacar que los ajustes considerados en las protecciones corresponden a los propuestos por un estudio de protecciones preliminar de una empresa de ingeniería del norte del país.

Al no contar ETAP 6.0 con el relé SEL-751 en su librería, se ha utilizado el relé GE Multilin 750/760 como base para el estudio de coordinación de protecciones.

Los ajustes de los relés de línea 2 de producción (10, 11, 12 y 13) son equivalentes a los de la línea 1 (3, 4, 5 y 6), pues son iguales en forma y equipamiento.

6.2 TABLAS DE RESUMEN DE AJUSTES DE RELÉS GE MULTILIN 750/760.

La tabla 6.1 resume los ajustes de los relés 1 y 2, correspondientes a la línea 0.

Tabla 6.1 Ajustes de relés 750/760 de línea 0.

Descripción / Función	Relé 1	Relé 2
<i>Funciones</i>	<i>Protección de L0 Respaldo a R2</i>	<i>Protección de barra 0 Respaldo a R3, R7, R10</i>
<i>Tensión (kV)</i>	<i>220 kV</i>	<i>220 kV</i>
<i>PT de Fase</i>	<i>220 kV / 120 V</i>	<i>220 kV / 120 V</i>
<i>CT de Fase</i>	<i>400/5</i>	<i>400/5</i>
Fase Overcurrent		
<i>Curve Type</i>	<i>ANSI - Very Inverse</i>	<i>ANSI - Very Inverse</i>
<i>Pickup</i>	<i>0,825 xCT</i>	<i>0,825 xCT</i>
<i>Time Dial</i>	<i>2,5</i>	<i>2</i>
Fase Instantaneous		
<i>Pickup</i>	<i>2,5 xCT</i>	<i>3 xCT</i>
<i>Delay (sec)</i>	<i>0,2</i>	<i>0,2</i>

La tabla 6.2 muestra los ajustes de los relés 3, 4, 5 y 6 correspondientes a la línea 1.

Tabla 6.2 Ajustes de relés 750/760 de línea 1.

<i>Descrip / Función</i>	<i>Relé 3</i>	<i>Relé 4</i>	<i>Relé 5</i>	<i>Relé 6</i>
<i>Funciones</i>	<i>Protección de T1 Respaldo a R4</i>	<i>Protección de L1 Respaldo a R5, R6</i>	<i>Protección a Generador 1</i>	<i>Protección de producción</i>
<i>Tensión (kV)</i>	220 kV	9,5 kV	9,5 kV	9,5 kV
<i>PT de Fase</i>	220 kV / 120 V	9,5 kV / 120 V	9,5 kV / 120 V	9,5 kV / 120 V
<i>CT de Fase</i>	100/5	2000/5	2000/5	1000/5
Fase Overcurrent				
<i>Curve Type</i>	<i>ANSI - Very Inverse</i>	<i>ANSI - Very Inverse</i>	<i>ANSI - Very Inverse</i>	<i>ANSI - Very Inverse</i>
<i>Pickup</i>	0,65 xCT	0,75 xCT	0,99 xCT	0,49 xCT
<i>Time Dial</i>	1	2	2	2
Fase Instantaneous				
<i>Pickup</i>	N.H.	10 xCT	2 xCT	2 xCT
<i>Delay (sec)</i>	N.H.	0,2	0,2	0,2

La tabla 6.3 muestra los ajustes de los relés 7, 8 y 9 correspondientes a la línea 3.

Tabla 6.3 Ajustes de relés 750/760 de línea 3.

<i>Descripción / Función</i>	<i>Relé 7</i>	<i>Relé 8</i>	<i>Relé 9</i>
<i>Funciones</i>	<i>Protección de T3 Respaldo a R8</i>	<i>Protección de L3 Respaldo a R9</i>	<i>Protección de producción</i>
<i>Tensión (kV)</i>	220 kV	9,5 kV	9,5 kV
<i>PT de Fase</i>	220 kV / 120 V	9,5 kV / 120 V	9,5 kV / 120 V
<i>CT de Fase</i>	50/5	500/5	500/5
Fase Overcurrent			
<i>Curve Type</i>	<i>ANSI - Very Inverse</i>	<i>ANSI - Very Inverse</i>	<i>ANSI - Very Inverse</i>
<i>Pickup</i>	0,4 xCT	0,86 xCT	0,6 xCT
<i>Time Dial</i>	1,6	3	3,6
Fase Instantaneous			
<i>Pickup</i>	N.H.	5 xCT	N.H.
<i>Delay (sec)</i>	N.H.	0,2	N.H.

6.3 ANÁLISIS DE FALLA TRIFÁSICA EN BARRAS

6.3.1 FALLA 1 EN LA LÍNEA 0 SECTOR EL ABRA

Referente al diagrama unilineal de la figura 6.1 se establece que durante una falla ocurrida en la línea 0, actúa el interruptor 52JL2 (R1) protegiendo la línea L0, y los interruptores 52G1 (R5) y 52G2 (R12) eliminando el aporte de los generadores.

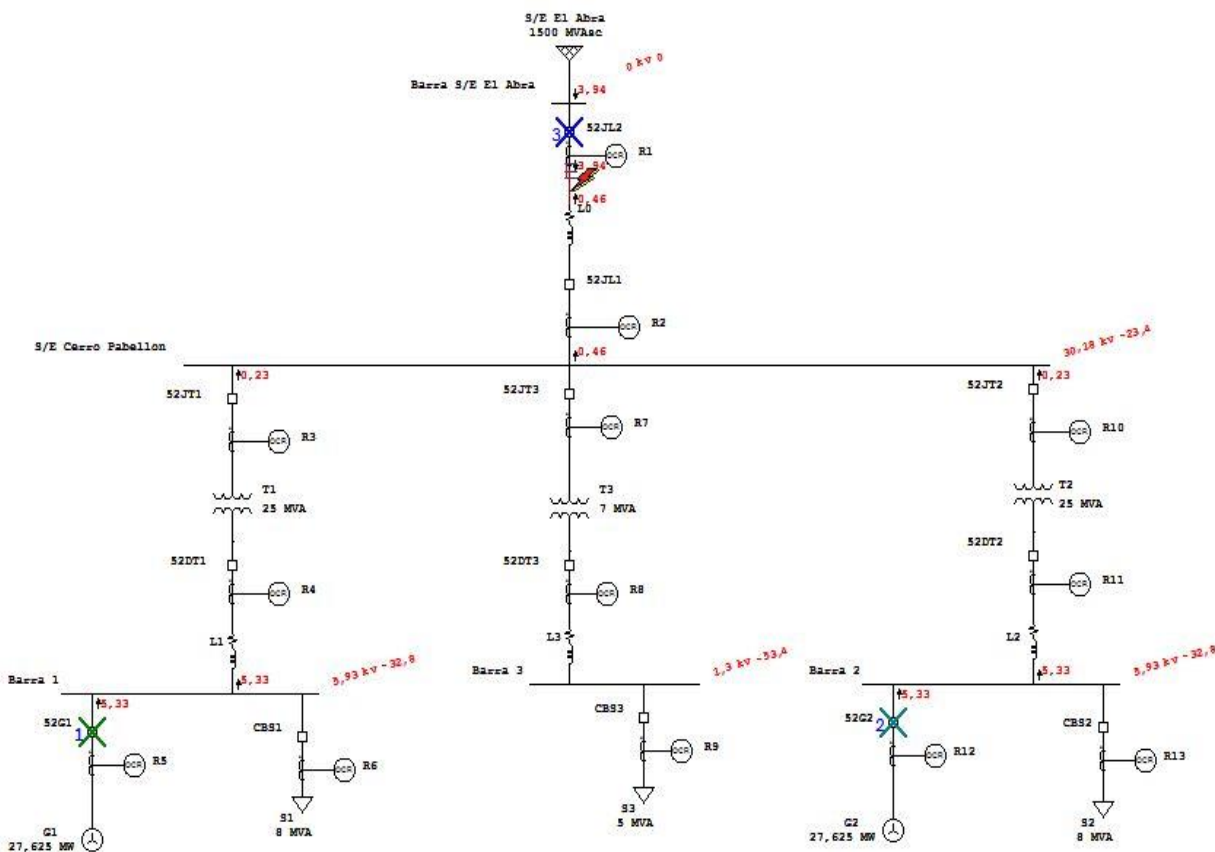


Figura 6.1: Falla trifásica en línea 0 S/E El Abra.

El relé R1 actúa abriendo el interruptor 52JL2 y despejando la falla.

Al mismo tiempo, los relés R5 y R12 actúan sobre 52G1 y 52G2 respectivamente, provocando el desenganche de los generadores, los que están diseñados para funcionar en modo isla, por lo que la coordinación para este caso debiera privilegiar mantener los generadores en servicio.

La secuencia de eventos se observa en la tabla 6.4

Tabla 6.4 Secuencia de eventos de operación durante la falla

Sequence-of-Operation Events - Output Report: falla1					
3-Phase (Symmetrical) fault on connector between L0 & CT2. Adjacent bus: Barra S/E El Abra					
Data Rev.: Base		Config: Normal		Date: 25-09-2016	
Time (ms)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
200	R1	3,936	200		Phase - OC1 - 50
200	R5	5,326	200		Phase - OC1 - 50
200	R12	5,326	200		Phase - OC1 - 50
210	52G1		10,0		Tripped by R5 Phase - OC1 - 50
210	52G2		10,0		Tripped by R12 Phase - OC1 - 50
300	52JL2		100		Tripped by R1 Phase - OC1 - 50

Por otro lado, en la figura 6.2 se presenta la carta de coordinación, estableciendo la correcta operación de las protecciones para esta condición de falla.

Las tres unidades instantáneas actúan simultáneamente, mientras que la unidad 51 de R1 actúa antes que las de los generadores.

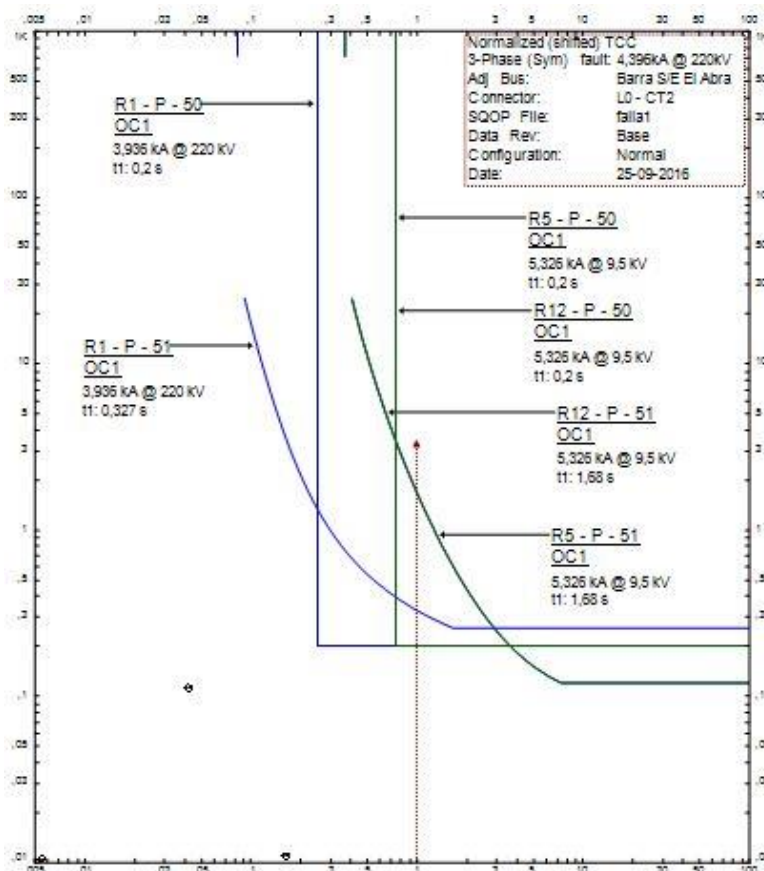


Figura 6.2: Carta de coordinación para falla F1

6.3.2 FALLA 2. FALLA EN LA BARRA 0.

Referente al diagrama unilineal de la figura 6.3 se puede visualizar la operación de las protecciones 52JL1 y su respaldo correspondiente en 52JL2, además de las aperturas de los interruptores 52G1 y 52G2 por protección de los generadores.

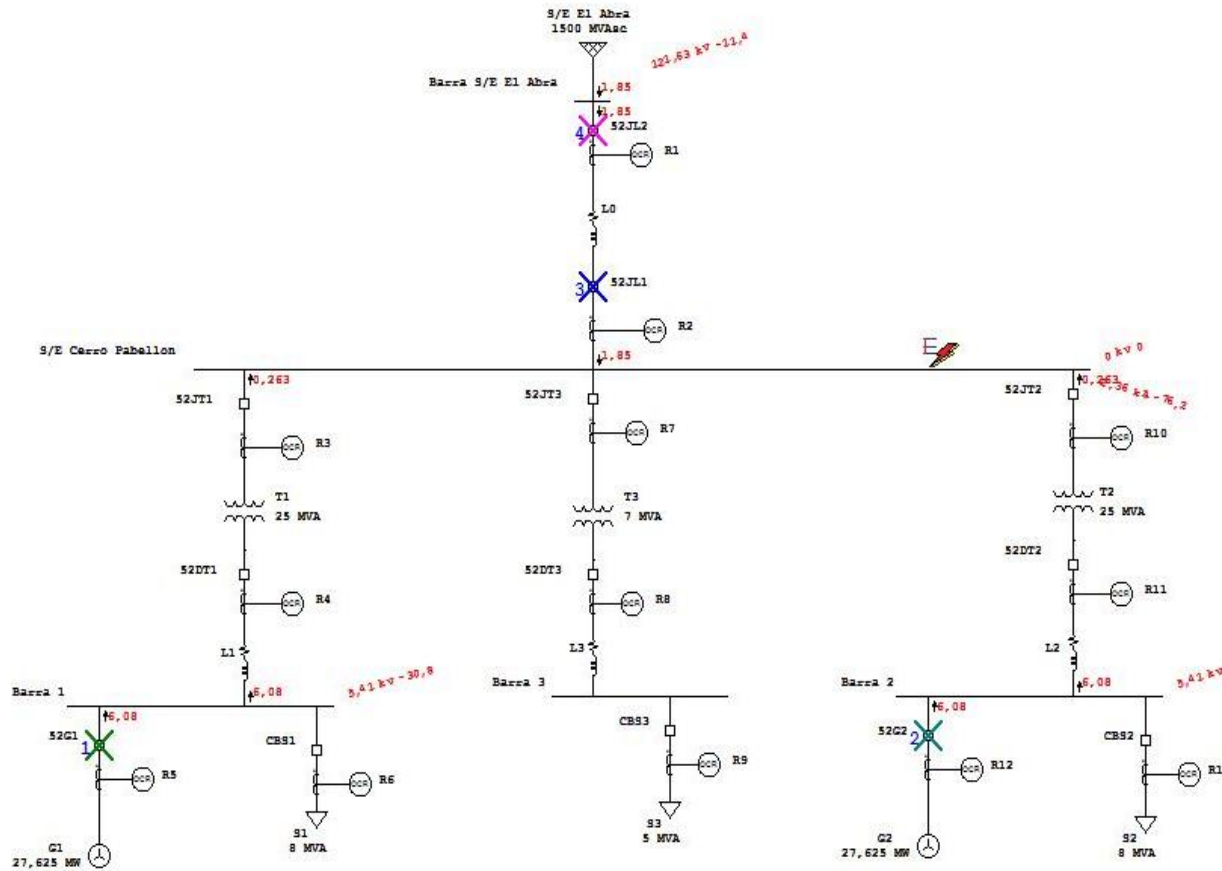


Figura 6.3: Falla trifásica en S/E Cerro Pabellón

En relación a la información de la Tabla 6.5, para la falla trifásica en la barra 0, el relé R2 detecta la falla con su unidad instantánea, y se respalda con R1, además los relés R5 y R12 detectan la falla y eliminan el aporte de los generadores.

Sin embargo, no existe paso de coordinación entre R1 y R2, pues la apertura del interruptor 52JL2 por la unidad instantánea se produce sólo 90 ms después del 52JL1, cuando por norma debiera ser como mínimo 300 ms.

Tabla 6.5 Secuencia de operación

Sequence-of-Operation Events - Output Report: falla1					
3-Phase (Symmetrical) fault on bus: S/E Cerro Pabellon					
Data Rev.: Base		Config: Normal		Date: 25-09-2016	
Time (ms)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
200	R1	1,854	200		Phase - OC1 - 50
200	R2	1,854	200		Phase - OC1 - 50
200	R5	6,081	200		Phase - OC1 - 50
200	R12	6,081	200		Phase - OC1 - 50
210	52G1		10,0		Tripped by R5 Phase - OC1 - 50
210	52G2		10,0		Tripped by R12 Phase - OC1 - 50
210	52JL1		10,0		Tripped by R2 Phase - OC1 - 50
300	52JL2		100		Tripped by R1 Phase - OC1 - 50

Por otro lado, en la figura 6.4 se presenta la carta de coordinación, estableciendo la operación de las protecciones para esta condición de falla.

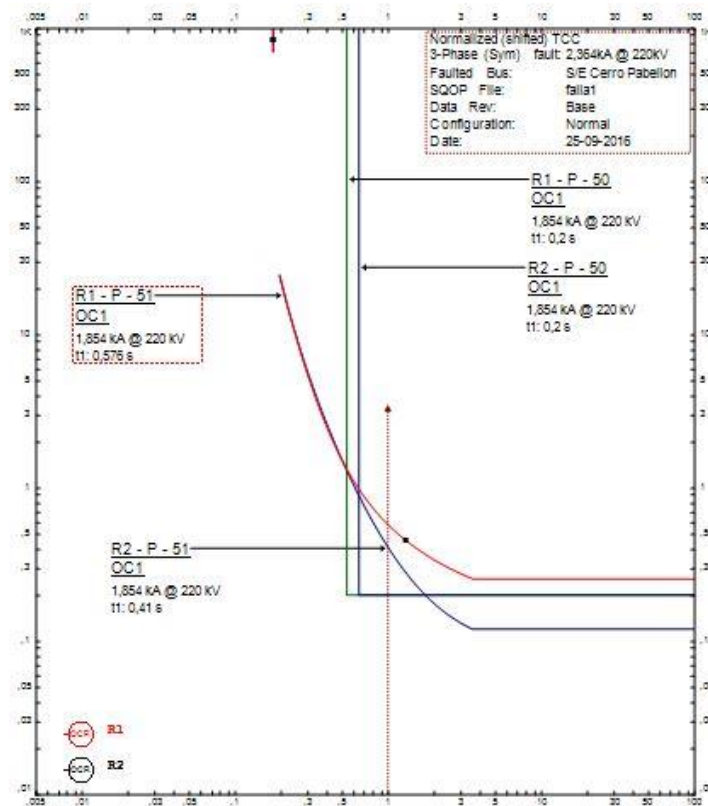


Figura 6.4: Carta de coordinación.

6.3.3 FALLA 3. FALLA EN EL SECUNDARIO DE T1

Referente al diagrama unilineal de la figura 6.3 se puede visualizar la operación de las protecciones 52JT1 y su respaldo correspondiente en 52JL1, además de las aperturas del interruptor 52G1 por protección del generador.

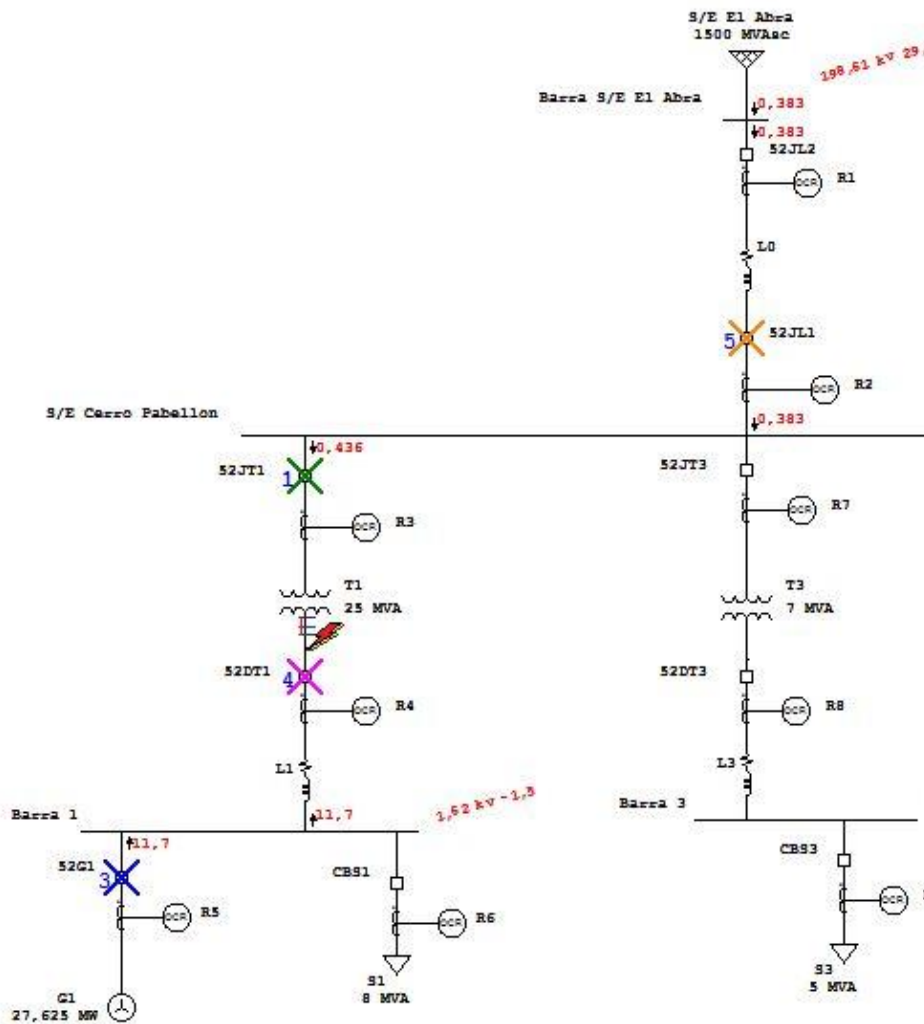


Figura 6.5: Detalle falla trifásica en terminales de secundario T2

En relación a la información de la Tabla 6.6, para la falla trifásica en el secundario de T1, el relé R3 no tiene unidad instantánea, por lo que la falla es detectada por la unidad 51, que provoca la apertura del interruptor 52JT1 a los 205 ms, su respaldo R2 ve la falla correctamente con la unidad 51, pero actúa recién a los 20 s.

El relé R5 detecta la falla y elimina el aporte del generador. También opera la unidad 51 de R4, lo que no debiera estar incluido en la coordinación.

Tabla 6.6 Secuencia de operación

Sequence-of-Operation Events - Output Report: falla1					
3-Phase (Symmetrical) fault on bus: Sect1					
Data Rev.: Base		Config: Normal		Date: 25-09-2016	
Time (ms)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
196	R3	0,436	196		Phase - OC1 - 51
200	R5	11,699	200		Phase - OC1 - 50
206	52JT1		10,0		Tripped by R3 Phase - OC1 - 51
210	52G1		10,0		Tripped by R5 Phase - OC1 - 50
347	R4	11,699	347		Phase - OC1 - 51
380	R5	11,699	380		Phase - OC1 - 51
390	52G1		10,0		Tripped by R5 Phase - OC1 - 51
447	52DT1		100		Tripped by R4 Phase - OC1 - 51
19507	R2	0,383	19507		Phase - OC1 - 51
19517	52JL1		10,0		Tripped by R2 Phase - OC1 - 51
19787	R1	0,383	19787		Phase - OC1 - 51
19887	52JL2		100		Tripped by R1 Phase - OC1 - 51

Por otro lado, en la figura 6.7 se presenta la carta de coordinación, estableciendo la operación de las protecciones para esta condición de falla.

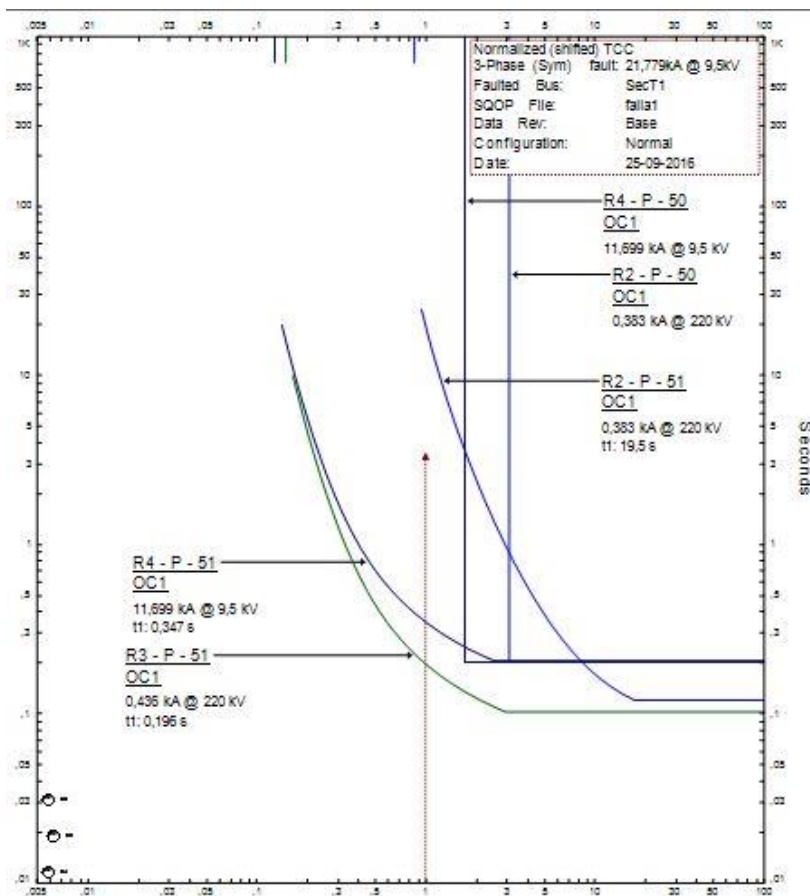


Figura 6.7: Carta de coordinación.

En la figura 6.8 se observa la curva de daño de T1, con su correspondiente curva de corriente de magnetización, en comparación con las curvas de las unidades 50 y 51 de los relés R3 y R4, que se encuentran a cada lado del transformador T1, y tienen como objetivo la protección de éste en cualquiera de los escenarios de generación o consumo de la planta.

Se aprecia que las unidades 51 se encuentran bajo la curva de daño, sin embargo, se cruzan con la curva de corriente de magnetización, por lo que es muy posible que durante una partida después de una desenergización total actúe el relé de sobrecorriente temporizada, desconectando el transformador.

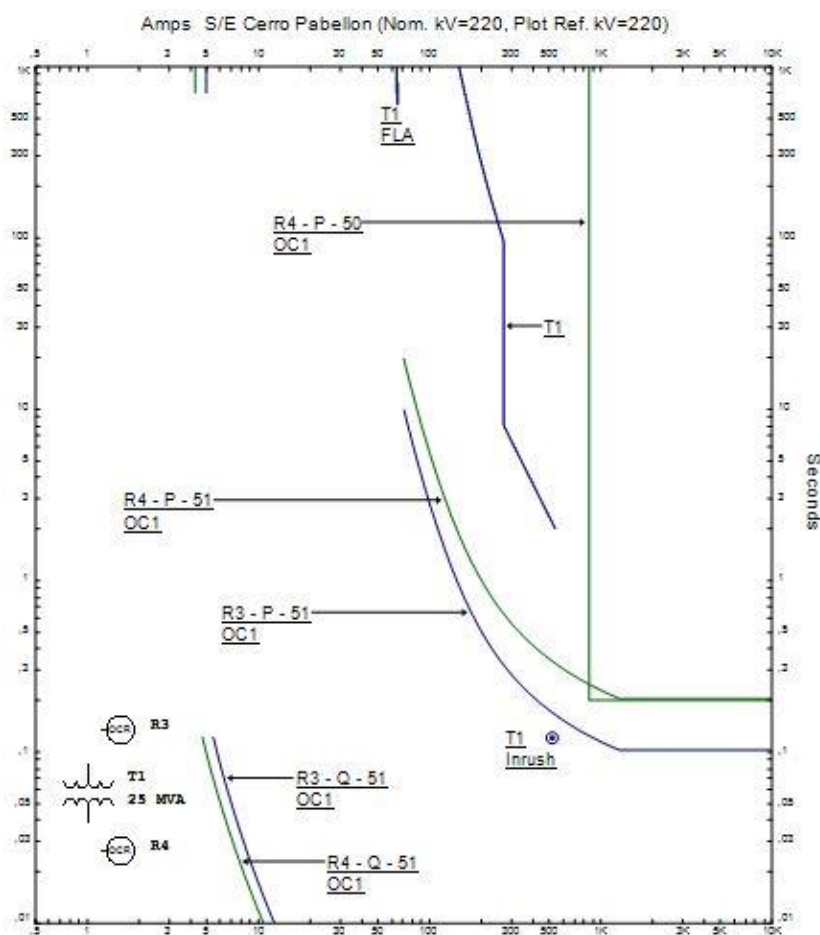


Figura 6.8: Curvas de relés R3 y R4 y curva de daño de T1

6.3.4 FALLA 4. FALLA EN LA BARRA 1

Referente al diagrama unilineal de la figura 6.9 se puede visualizar la operación de las protecciones en 52DT1, 52JT1 y 52JL1, además de las aperturas del interruptor 52G1 por protección del generador.

Como corresponde, si los interruptores 52DT1 y 52G1 actúan cuando deben, la continuidad del proceso debiera mantenerse, no afectando la línea 2 de producción.

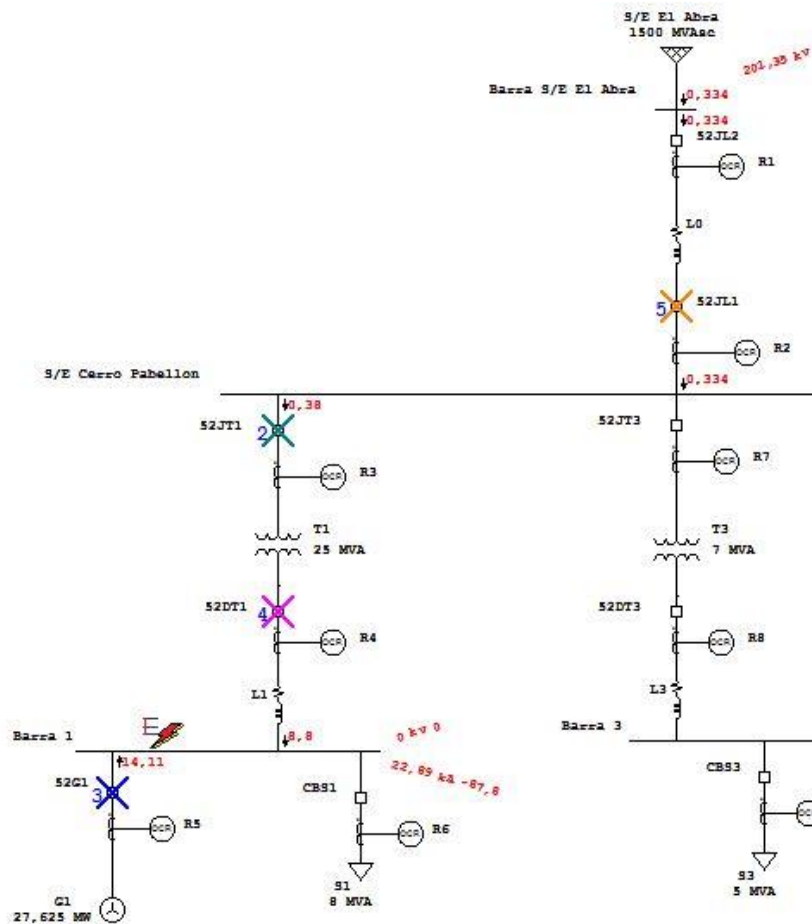


Figura 6.9: Detalle falla trifásica en barra 1

En relación a la información de la Tabla 6.7, para la falla trifásica en barra 1, R5 es el primero en detectar la falla, provocando la correcta apertura del interruptor 52G1, sin embargo con respecto al respaldo de R4, éste se produce a los 200 ms, por lo que queda fuera del paso de coordinación. También opera la unidad 51 en R3 antes que R4, lo que implica que no existe coordinación entre R3 y R4.

Tabla 6.7 Secuencia de operación

Sequence-of-Operation Events - Output Report: falla1					
3-Phase (Symmetrical) fault on bus: Barra 1					
Data Rev.: Base		Config: Normal		Date: 25-09-2016	
Time (ms)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
200	R5	14,107	200		Phase - OC1 - 50
210	52G1		10,0		Tripped by R5 Phase - OC1 - 50
222	R3	0,38	222		Phase - OC1 - 51
232	52JT1		10,0		Tripped by R3 Phase - OC1 - 51
291	R5	14,107	291		Phase - OC1 - 51
301	52G1		10,0		Tripped by R5 Phase - OC1 - 51
442	R4	8,799	442		Phase - OC1 - 51
542	52DT1		100		Tripped by R4 Phase - OC1 - 51
24250	R2	0,334	> 24250		Phase - OC1 - 51
24260	52JL1		10,0		Tripped by R2 Phase - OC1 - 51
24620	R1	0,334	> 24620		Phase - OC1 - 51
24720	52JL2		100		Tripped by R1 Phase - OC1 - 51

Por otro lado, en la figura 6.10 se presenta la carta de coordinación, estableciendo la operación de las protecciones para esta condición de falla.

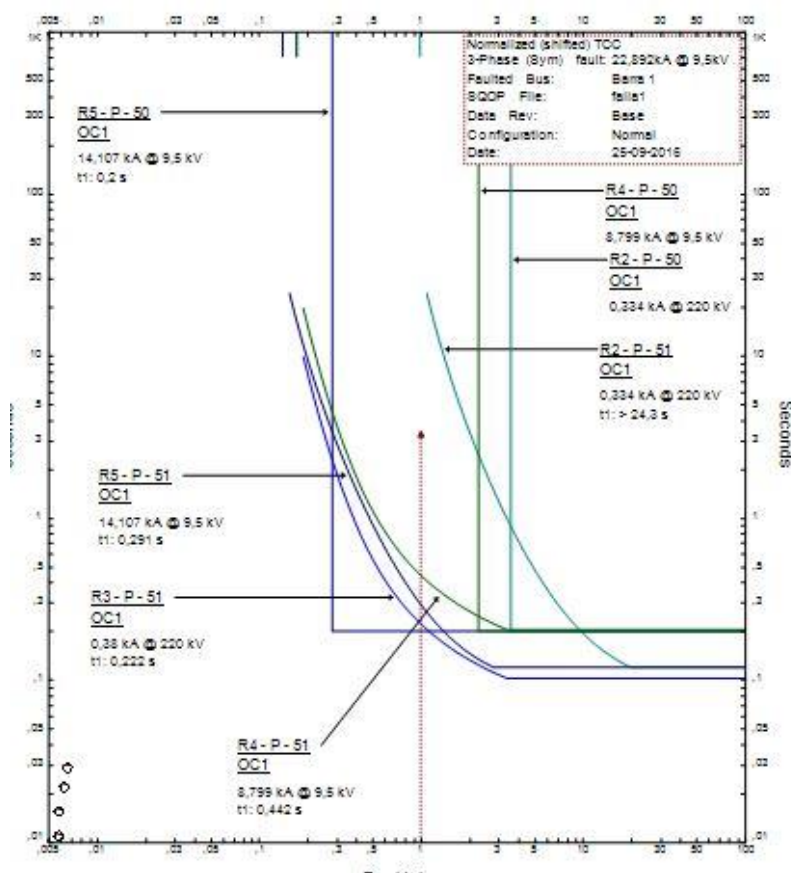


Figura 6.10: Carta de coordinación.

6.3.4 FALLA 5. FALLA EN LA BARRA 3

Referente al diagrama unilíneal de la figura 6.11 se puede visualizar la operación de las protecciones 52JT3 y 52DT3, sin respaldo de R2.

Como corresponde, si los interruptores 52JT3 y 52DT3 actúan cuando deben, la continuidad del proceso debiera mantenerse.

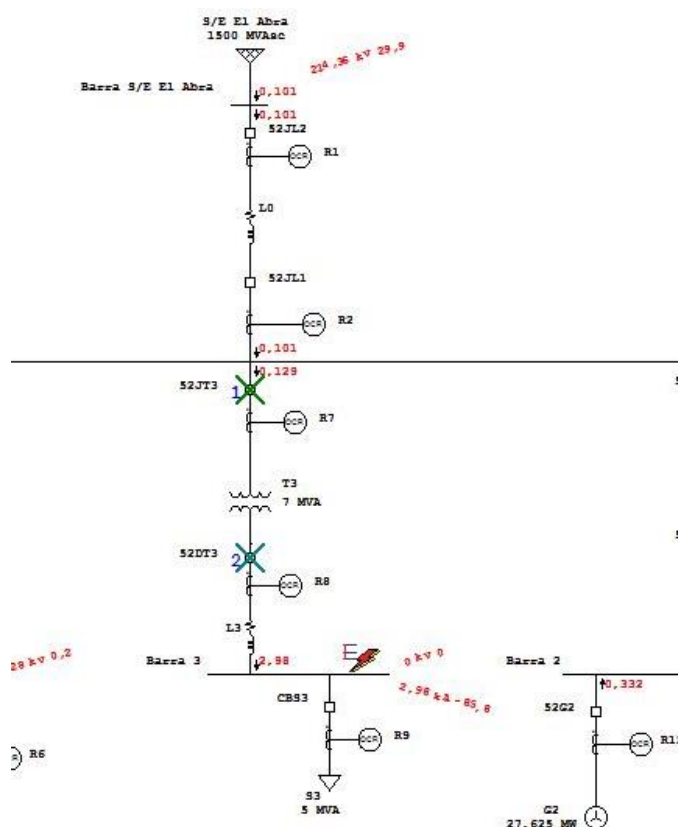


Figura 6.11: Detalle falla trifásica en barra 3

En relación a la información de la Tabla 6.8, para la falla trifásica en barra 3, el relé R8 detecta la falla antes que R7, sin embargo la unidad 51 de R7 opera a los 10 ms, no así la unidad 50 de R8, que termina operando a los 100 ms, provocando la apertura de 52DT3 después de la del interruptor 52JT3, con lo que se demuestra que no existe coordinación entre R8 y R7.

Tabla 6.8 Secuencia de operación

Sequence-of-Operation Events - Output Report: falla1					
3-Phase (Symmetrical) fault on bus: Barra 3					
Data Rev.: Base		Config: Normal		Date: 25-09-2016	
Time (ms)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
200	R8	2,984	200		Phase - OC1 - 50
267	R7	0,129	267		Phase - OC1 - 51
277	52JT3		10,0		Tripped by R7 Phase - OC1 - 51
300	52DT3		100		Tripped by R8 Phase - OC1 - 50
452	R8	2,984	452		Phase - OC1 - 51
552	52DT3		100		Tripped by R8 Phase - OC1 - 51

Por otro lado, en la figura 6.12 se presenta la carta de coordinación, estableciendo la operación de las protecciones para esta condición de falla. Se aprecia que R2 queda fuera de la coordinación, por lo que no da respaldo a R7.

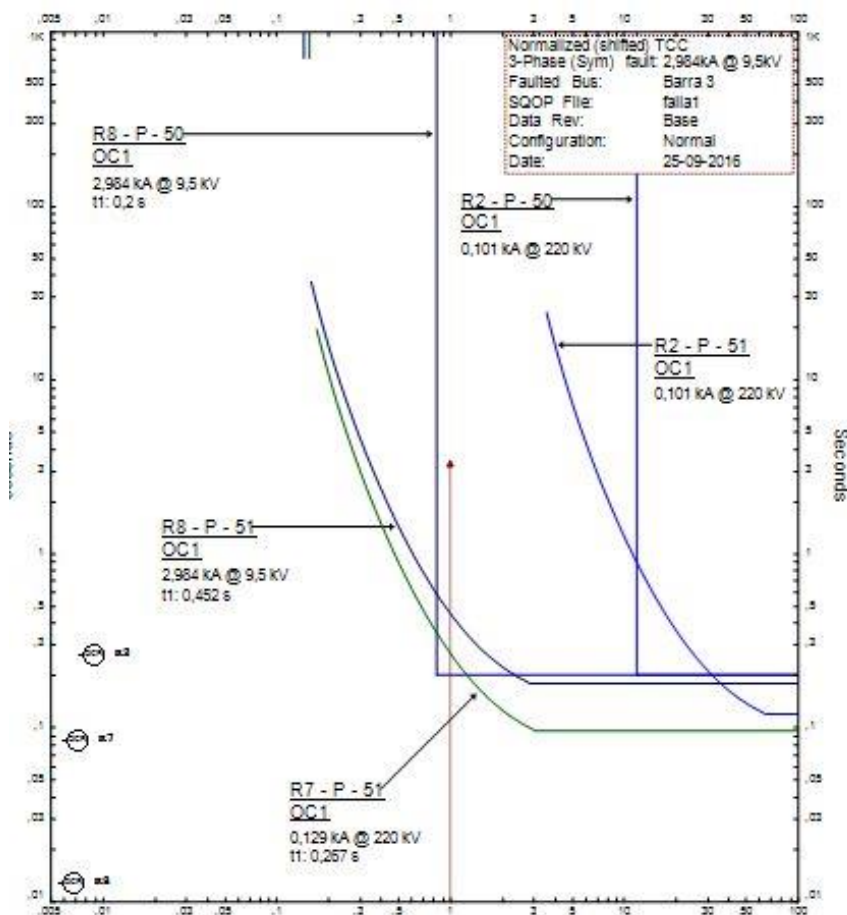


Figura 6.12: Carta de coordinación.

COMENTARIOS Y CONCLUSIONES

En el presente seminario se ha realizado una descripción de la energía geotérmica, sus orígenes y aplicaciones, así como los distintos sistemas de utilización para la generación de energía eléctrica.

Para ejemplificar la tecnología, se ha utilizado como referencia la instalación de la primera planta geotérmica en Chile, Cerro Pabellón, perteneciente a Enel Green Power SpA y que se encuentra actualmente en construcción. Se ha descrito los componentes eléctricos de generación y transmisión, usando propuestas de equipos cuando no ha sido posible investigar el componente exacto seleccionado por la empresa constructora.

Se ha realizado el dimensionamiento de las líneas de transmisión, poniendo énfasis en el cálculo mecánico de la línea principal, por su extensión y condiciones climáticas a las que se encuentra expuesta.

Para el desarrollo de la coordinación de protecciones eléctricas se ha utilizado como referencia una coordinación preliminar de protecciones, encargada en la etapa de diseño de la red eléctrica, la que al ser analizada con el apoyo del software ETAP, se descubrieron problemas en los tiempos de paso de coordinación y en el respaldo que se esperaba que existiera entre relés.

Se recomienda realizar un nuevo ajuste de protecciones de cortocircuito trifásico que considere el paso de coordinación entre los relés R1 y R2, y adecuar el tiempo de respuesta de las unidades 50 y 51 de R5 y R12 para permitir que los generadores permanezcan funcionando en modo control de frecuencia ante una falla en la línea de transmisión L0. Para ello, se recomienda la instalación de relés de generador específicos, como el SEL-700G, que incluyen las protecciones de falla a tierra del estator, 59G (sobrevoltaje) y 27G (bajo voltaje) y que obtienen su lectura de tensión de la impedancia de puesta a tierra del generador.

Para mejorar la flexibilidad de los tiempos de coordinación de los relés, se podrá apoyar la protección parcial de los transformadores en la unidad 87T, protección diferencial del transformador.

Además se debe incluir la curva de daño de los transformadores en la coordinación, considerando que no deben operar los relés R3 y R4 durante la energización, manteniéndose sobre la curva de corriente de magnetización o inrush. La curva del relé de protección deberá también ubicarse completamente bajo la curva ANSI, la cual indica el valor máximo de cortocircuito que soporta el transformador sin que se produzcan daños por esfuerzos mecánicos y térmicos.

También se propone la instalación de un banco de condensadores de 3 MVAR en la barra 3, para mejorar el nivel de tensión de la barra en condiciones de planta sin generación, pues se calculó una diferencia de tensión con respecto a la nominal que estaría al borde de la norma.

Los planos descritos, componentes eléctricos y mecánicos, y coordinación de protecciones han sido utilizados de forma referencial para la ejemplificación de una instalación de generación geotérmica, y no deben ser considerados como documentación oficial de la Central Geotérmica Cerro Pabellón.

BIBLIOGRAFÍA

[1] Geotérmica del Norte S.A. (2009). Estudio de impacto ambiental Central Cerro Pabellón [en línea] <<http://seia.sea.gob.cl/documentos/documento.php?idDocumento=5569787>> [consulta: 4 de noviembre de 2016]

[2] Geotérmica del Norte S.A. (2009). Estudio de impacto ambiental línea de transmisión eléctrica Central Geotérmica Cerro Pabellón. [en línea] <<http://seia.sea.gob.cl/documentos/documento.php?idDocumento=7189197>> [consulta: 4 de noviembre de 2016]

[3] Romero Herrera, J. (2010). Guía Práctica para el Diseño y Proyecto de Líneas de Transmisión de Alta Tensión en Chile. Disponible en <<http://www.repositorio.uchile.cl/handle/2250/103832>> [consulta: 4 de noviembre de 2016]

[4] Luis Alfonso Domínguez Carballo. (2011) Coeficientes de dilatación para materiales comunes. [en línea] <<http://www.tochtli.fisica.uson.mx/fluidos%20y%20calor/tablas/Coeficientes%20de%20dilatacion.htm>> [consulta: 4 de noviembre de 2016]

[5] Fullmecánica S.A. (2014). Módulos de elasticidad de los materiales [en línea] <<http://www.fullmecanica.com/definiciones/m/919-modulo-de-elasticidad>> [consulta: 4 de noviembre de 2016]

[6] Nexans Madeco. (2014). Instalación de cables en paralelo [en línea] <<http://cableselectricos.cl/articulos/instalacion-de-cables-monoconductores-en-paralelo/>> [consulta: 4 de noviembre de 2016]

[7] RF Torrent S.A. (2012) Diseño de líneas subterráneas [en línea] <http://www.rftorrent.com/diseño_de_lineas_subterranas_en_mt.pdf> [consulta: 4 de noviembre de 2016]

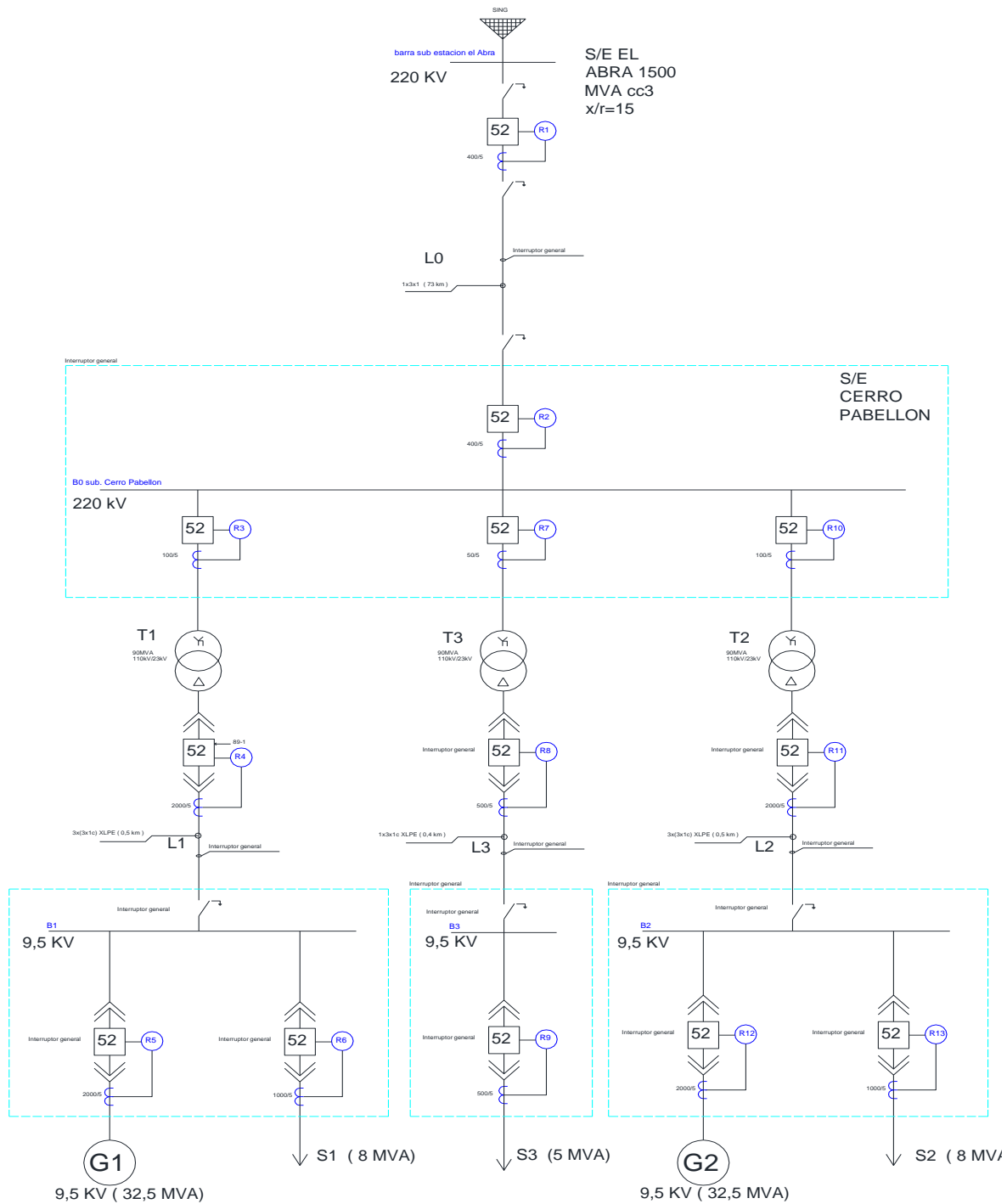
[8] CDEC-SING. (2015). Estudio de integridad del sistema de transmisión [en línea] <http://cdec2.cdec-sing.cl/pls/portal/cdec.pck_pag_web_public.dsp lnk_pag?p_id_pagina=681&p_de_donde=web_cdec_public> [consulta: 4 de noviembre de 2016]

Pamela Barría, Iván Cabezas. (2015) “Estudio de coordinación de protecciones en planta de oxígeno de fundición minera”. Seminario de titulación.

Juan Carlos Salgado Mora. (2013) “Estudio de protecciones eléctricas alternador principal y red de alta tensión, nueva central térmica Bocamina II, ENDESA”. Seminario de titulación.

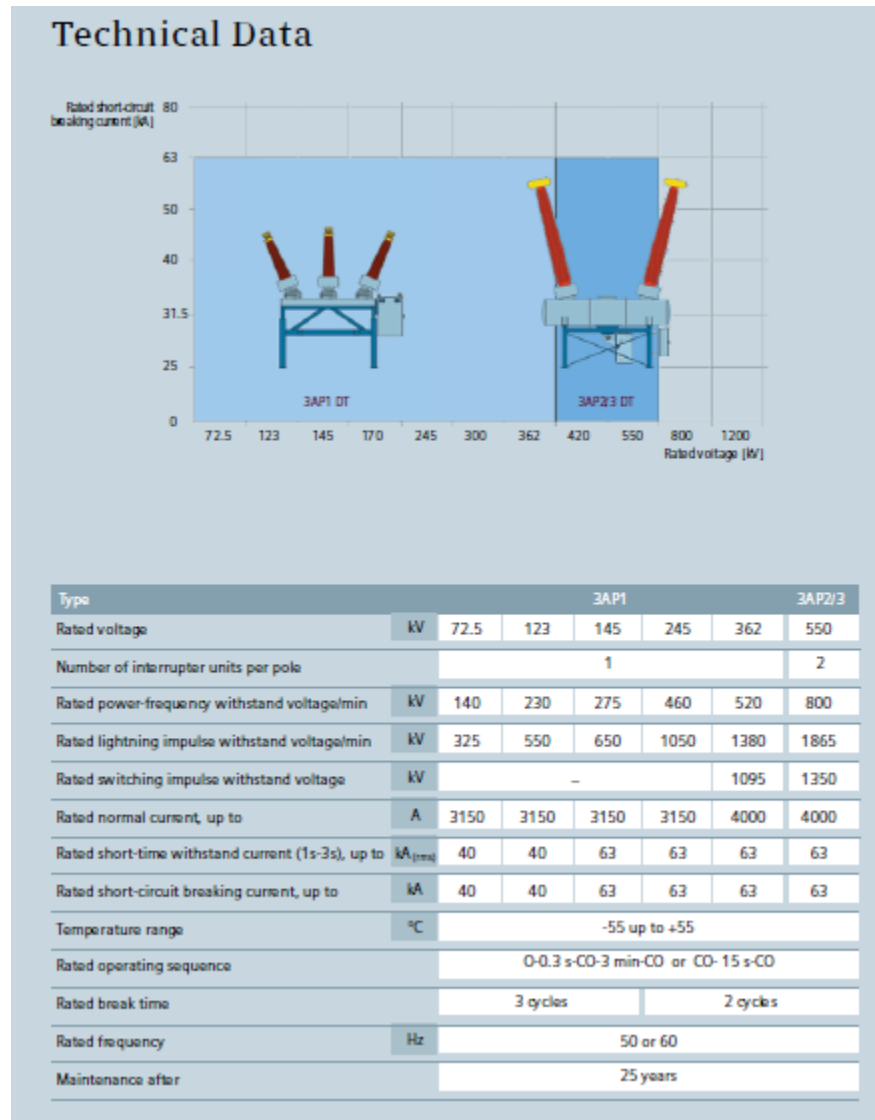
ANEXOS

ANEXO 1. DIAGRAMA UNILINEAL SISTEMA ELÉCTRICO EN ESTUDIO



ANEXO 2. FICHAS TÉCNICAS DE COMPONENTES

ANEXO 2.1 INTERRUPTOR DE PODER SIEMENS 3AP1



ANEXO 2.2 INTERRUPTOR DE PODER SIEMENS 3AP1

Información técnica

Power Logic analizador de red avanzado serie ION7550 / ION7650



"El premio de 2007 reconoció a Schneider Electric por sus avances tecnológicos y por su amplia gama de productos en el campo de las soluciones para la calidad de la energía (PQ) y la gestión y administración de la energía. En total, éste es el cuarto premio que Schneider Electric y [la recientemente adquirida] Power Measurement han recibido de Frost & Sullivan en reconocimiento a sus éxitos en este campo." Prithvi Raj, analista investigador de Frost & Sullivan



Certificado N002138



Características	ION7550	ION7650
Medición		
Potencia, energía y demanda	■	■
Calidad de la energía		
Monitoreo de huecos de tensión/sobretensiones temporales (sags/swells), armónicas	■	■
Armónicas: individuales, pares, impares, hasta la	63*	63*
Armónicas: magnitud, fase e Interarmónicas		50*
Componentes simétricos: cero, positivo, negativo	■	■
Registro del cumplimiento con la norma IEC 61000-4-30 Clase A		■
IEC61000-4-15 flicker		■
Comprobación del cumplimiento con la norma EN50160		■
Detección de transitorios, microsegundos (20 µs para 60 Hz, 17 µs para 60 Hz)		20/17
Tasa de muestreo, número máximo de muestras por ciclo	256	1024
Detección de la dirección de la perturbación	■	■
Registro		
Memoria estándar/opcional	5 MB/10 MB	5 MB/10 MB
Registro min./máx., histórico de formas de ondas	■	■
Resolución de estampa de fecha y hora en segundos	0,001	0,001
Información de tendencias históricas a través de la pantalla del panel frontal	■	■
Sincronización horaria por GPS	■	■
Comunicaciones y E/S		
RS-232/485; RS-485; Ethernet; óptica	■	■
Módem Interno	1	1
3 puertos DNP 3.0 por puerto serie, módem, Ethernet, puertos I/R	■	■
Modbus RTU esclavo/maestro, Modbus TCP	■	■
EtherGate, ModemGate, MeterM@II y WebMeter	■	■
Entradas/salidas analógicas (opcionales)	4/4	4/4
Entradas/salidas de estado digital	16/4	16/4
Salidas de relé (estándar)	3	3
Setpoints, alarmas y control		
Setpoints, número / tiempo de respuesta mínimo	65/* ciclo	65/* ciclo
Fórmulas matemáticas, lógicas, trigonométricas, logarítmicas y de linealización	■	■
Aviso en alarmas de una o varias condiciones	■	■

ANEXO 2.3 ESPECIFICACIONES TÉCNICAS RELÉ SEL-751

Specifications

Compliance

Designed and manufactured under an ISO 9001 certified quality management system

47 CFR 15B, Class A

Note: This equipment has been tested and found to comply with the limits for a Class A digital device, pursuant to part 15 of the FCC Rules. These limits are designed to provide reasonable protection against harmful interference when the equipment is operated in a commercial environment. This equipment generates, uses, and can radiate radio frequency energy and, if not installed and used in accordance with the instruction manual, may cause harmful interference to radio communications. Operation of this equipment in a residential area is likely to cause harmful interference in which case the user will be required to correct the interference at his own expense.

UL Listed to U.S. and Canadian safety standards (File E212775; NRGU; NRGU7)

CSA certified for Hazardous Locations to Canadian and US standards (File 1875030; 225802, 225882)

CE Mark

General

AC Current Input

Phase and Neutral Currents

$I_{NOM} = 200 \text{ mA}$, 1 A, or 5 A secondary, depending on model.

$I_{NOM} = 5 \text{ A}$

Continuous Rating: 3 • I_{NOM} @ 85°C, linear to 100 A symmetrical
4 • I_{NOM} @ 55°C, linear to 100 A symmetrical

1-Second Thermal: 500 A

Burden (per phase): < 0.1 VA @ 5 A

$I_{NOM} = 1 \text{ A}$

Continuous Rating: 3 • I_{NOM} @ 85°C, linear to 20 A symmetrical
4 • I_{NOM} @ 55°C, linear to 20 A symmetrical

1-Second Thermal: 100 A

Burden (per phase): < 0.01 VA @ 1 A

$I_{NOM} = 200 \text{ mA}$

Continuous Rating: 4 A, linear to 4 A symmetrical

1-Second Thermal: 20 A

Burden (per phase): < 0.01 VA @ 0.2 A

Measurement Category: II

AC Voltage Input

V_{NOM} (L-L) Setting Range: 20–250 V (if DELTA_Y = DELTA)
20–440 V (if DELTA_Y = WYE)

300 Vac Voltage Inputs

Rated Continuous Voltage: 300 Vac

10-Second Thermal: 600 Vac

Burden: < 0.1 VA

Input Impedance: 4 M Ω differential (phase-to-phase)

Low-Energy Analog (LEA) Voltage Inputs

Rated Continuous Voltage: 8 Vac (phase-to-neutral)

Nominal LEA Voltage: 0.5–6.8 Vrms (phase-to-neutral)

Input Range: $\pm 12 V_{peak}$

10-second Thermal: 300 Vac (phase-to-neutral)

Burden: < 0.1 VA

Input Impedance: 2 M Ω single-ended (phase-to-neutral)

4 M Ω differential (phase-to-phase)

Power Supply

125/250 Vdc or 120/240 Vac

Rated Supply Voltage: 110–240 Vac, 50/60 Hz
110–250 Vdc

Input Voltage Range: 85–264 Vac
85–300 Vdc

Power Consumption: < 40 VA (ac)
< 20 W (dc)

Interruptions: 50 ms @ 125 Vac/Vdc
100 ms @ 250 Vac/Vdc

24/48 Vdc

Rated Supply Voltage: 24–48 Vdc

Input Voltage Range: 19.2–60.0 Vdc

Power Consumption: < 20 W (dc)

Interruptions: 10 ms @ 24 Vdc
50 ms @ 48 Vdc

Output Contacts

General

OUT103 is Form C Trip output, all other outputs are Form A, except for the SELECT 4 DI/3 DO card, which supports one Form B and two Form C outputs and the SELECT 8 DO card, which supports Form A and Form B outputs.

Mechanical Durability: 100,000 no-load operations

Pickup/Dropout Time: ≤ 8 ms (coil energization to contact closure)

DC Output Ratings

Rated Operational Voltage: 250 Vdc

Rated Voltage Range: 19.2–275 Vdc

Rated Insulation Voltage: 300 Vdc

Make: 30 A @ 250 Vdc per IEEE C37.90

Continuous Carry: 6 A @ 70°C
4 A @ 85°C

Thermal: 50 A for 1 s

Contact Protection: 360 Vdc, 40 J MOV protection across open contacts

Breaking Capacity (10,000 operations) per IEC 60255-0-20:1974:

24 Vdc 0.75 A L/R = 40 ms
48 Vdc 0.50 A L/R = 40 ms
125 Vdc 0.30 A L/R = 40 ms
250 Vdc 0.20 A L/R = 40 ms

Cyclic (2.5 cycles/second) per IEC 60255-0-20:1974:

24 Vdc 0.75 A L/R = 40 ms
48 Vdc 0.50 A L/R = 40 ms
125 Vdc 0.30 A L/R = 40 ms
250 Vdc 0.20 A L/R = 40 ms

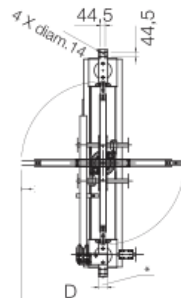
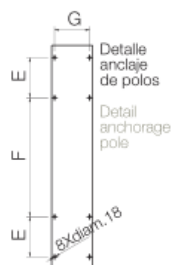
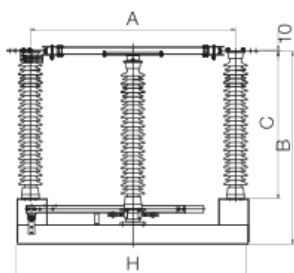
ANEXO 2.4 CATÁLOGO DESCONECTADORES LAGO



www.lagoelectromecanica.com

DATOS TÉCNICOS / TECHNICAL DATA

REFERENCIA REFERENCE		SLA-3C 17,5	SLA-3C 24	SLA-3C 36	SLA-3C 52	SLA-3C 72,5	SLA-3C 145	SLA-3C 170	SLA-3C 245	
Tensión nominal Rated voltage	kV	17,5	24	36	52	72,5	145	170	245	
Corriente nominal Rated normal current (r.m.s.)	A	800	800	800	800	800	800	800	800	
		1250	1250	1250	1250	1250	1250	1250	1250	
		1600	1600	1600	1600	1600	1600	1600	1600	
		2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000	
		3150	3150	3150	3150	3150	3150	3150	3150	
Tensión de ensayo Withstand voltage A tierras y entre polos To earth and between poles • A frecuencia industrial bajo lluvia • Wet power frequency • A impulso • Impulse Sobre la distancia de secc. Across the insulating distance • A frecuencia industrial bajo lluvia • Wet power frequency • A impulso • Impulse	kV	40	55	75	95	140	275	325	460	
		95	125	170	250	325	650	750	1050	
	kV	60	75	100	110	160	315	375	530	
		110	145	195	290	375	750	860	1200	
	Intensidad admisible de breve duración Rated short time withstand current (r.m.s.)	kA	20	20	20	20	20	20	20	20
			31,5	31,5	31,5	31,5	31,5	31,5	31,5	31,5
40			40	40	40	40	40	40	40	



* Dimensión variable de acuerdo a la corriente nominal. / Variable dimension according to the rated normal current.

DIMENSIONES / DIMENSIONS (mm)

kV	A	BIL+kV	B	C	D	E	F	G	H
17,5	700	95	374	254	575	100	500	160	820
36	700	170	577	447	575	100	500	160	820
52 / 72,5	1100	325	820 / 1030	560 / 770	890	170	760	180	1280
145	1700	550 650	1595 1875	1220 1500	1500	375	950	300	1917
170	2000	750	2030	1700	1800	342	1316	300	2280
245	2800	950 1050	2475 2755	2100 2300	2600	342	2116	300	3080

ANEXO 2.5 ESPECIFICACIONES INTERRUPTOR SIEMENS 3AK763

3AK763

El interruptor de potencia al vacío compacto para aplicaciones de maniobra de generadores



El 3AK se emplea, por ejemplo, en las celdas NXAirP de Siemens para la maniobra de generadores.

Diseño compacto – alta potencia

Gracias a sus carcasas de polos, con una distancia entre centros de polos de tan sólo 210 mm, el 3AK7 presenta, al igual que una gran resistencia mecánica, un diseño muy compacto, y por ello es especialmente adecuado para su instalación en celdas compactas.

Por su construcción casi idéntica al 3AK7 IEC 50 kA, los constructores de celdas disponen de una posibilidad muy lucrativa para abarcar, aparte del mercado de alta corriente IEC, también aplicaciones de maniobra de generadores con exigencias reducidas. El 3AK763 está diseñado para 10.000 ciclos de maniobra mecánicos y ha sido sometido a ensayos de tipo según IEEE C37.013.

Corriente asignada de corte en cortocircuito $I_{sc}(3s)$	[kA]	40
Componente c. c. de la corriente asignada de corte en cortocircuito	[%]	75
Corriente de corte asimétrica	[kA]	58
Corriente asignada de cierre en cortocircuito	[kA]	110
Corriente asignada de corte en cortocircuito del generador $I_{sc,gen}$	[kA]	20
Componente c. c. de la corriente de corte en cortocircuito	[%]	117
Corriente de corte asimétrica	[kA]	39
Corrientes asignadas	[A]	1.250; 2.000; 2.500; 3.150; 4.000 (con refrigeración forzada)
Tensión asignada 17,5 kV (IEC 62271); 15 kV (IEEE C37.013a)		3AK763
50/60 Hz; $U_p = 95$ kV; $U_d = 38$ kV		
Secuencia de maniobras asignada		
– con corriente de corte en cortocircuito	CO – 30 min – CO, hasta 30 operaciones de corte en cortocircuito Otras secuencias de maniobras posibles: O – 3 min – CO – 3 min – CO, ...	
– con corriente en servicio continuo	O – 3 min – CO – 3 min – CO, hasta 10.000 ciclos de maniobra	

U_p = Tensión soportada asignada de impulso tipo rayo U_d = Tensión soportada asignada de corta duración a frecuencia industrial

ANEXO 2.6 TABLA NEXANS CONDUCTORES DE ALUMINIO



Distribución y Poder
Conductores de Aluminio

AAAC

CABLES DE ALUMINIO ALEACIÓN 6201

Diseño



Características Técnicas

Nombre	Calibre [kcmil]	Sección del cond. [mm ²]	Tipo de cable	Número de alambres de aleación AL 6201	Diámetro del alambre [mm]	Diámetro conductor [mm]	Peso nominal [kg/km]	Radio medio geométrico (M)
Akron	30,6	15,5	Akron	7	1,679	5	42,5	0,00183
Alton	48,7	24,7	Alton	7	2,118	6,4	67,6	0,0023
63,36 MCM	63,4	33,6	63,36 MCM	7	2,474	7,4	92,3	0,00269
Ames	77,5	39,3	Ames	7	2,672	8	107,7	0,00291
105,6 MCM	105,6	53,5	105,6 MCM	7	3,119	9,4	146,8	0,00339
Azusa	123,3	62,5	Azusa	7	3,371	10,1	171,4	0,00367
133,1 MCM	133,1	67,5	133,1 MCM	7	3,503	10,5	185,1	0,00381
Anaheim	155,4	78,6	Anaheim	7	3,782	11,4	215,8	0,00412
167,8 MCM	167,8	85	167,8 MCM	7	3,932	11,8	233,2	0,00428
Amherst	195,7	99,2	Amherst	7	4,247	12,7	272,1	0,00462
211,6 MCM	211,6	107,3	211,6 MCM	7	4,417	13,3	294,3	0,00481
Alliance	246,9	125,1	Alliance	7	4,77	14,3	343,2	0,00519
250,0 MCM	250	126,7	250,0 MCM	19	2,913	14,6	347,5	0,00552
300,0 MCM	300	152,1	300,0 MCM	19	3,193	16	417,4	0,00605
Butte	312,8	158,5	Butte	19	3,259	13,3	434,8	0,00618
350,0 MCM	350	177,3	350,0 MCM	19	3,447	17,2	486,4	0,00653
Canton	394,5	199,9	Canton	19	3,66	18,3	548,5	0,00693
400,0 MCM	400	202,7	400,0 MCM	19	3,686	18,4	556,2	0,00698
450,0 MCM	450	228	450,0 MCM	19	3,909	19,6	625,7	0,0074
Cairo	465,4	235,8	Cairo	19	3,975	19,9	646,9	0,00753
500,0 MCM	500	253,3	500,0 MCM	19	4,12	20,6	695	0,0078
550,0 MCM	550	278,6	550,0 MCM	37	3,096	21,7	764,4	0,00832
Darien	559,5	283,5	Darien	19	4,359	21,8	777,9	0,00826
600,0 MCM	600	303,8	600,0 MCM	37	3,233	22,6	833,6	0,00869
650,0 MCM	650	329,1	650,0 MCM	37	3,366	23,6	903,1	0,00904

Nombre	Carga de rotura (kgf)	Resistencia eléctrica máxima (Ohm/km)		Radio medio geométrico (m)	Reactancia inductiva (Ohm/km)	Reactancia capacitiva (MOhm.km)	Ampacidad [A]
		CC 20°C	AC - 60 Hz 75° C				
Akron	502	2,1614	2,5725	0,00183	0,4754	0,2856	105
Alton	799	1,3582	1,6156	0,0023	0,458	0,2746	145
63,36 MCM	1090	0,9955	1,1869	0,00269	0,4462	0,2672	90
Ames	1272	0,8534	1,0191	0,00367	0,4404	0,2635	190
105,6 MCM	1733	0,6263	0,7457	0,00339	0,4288	0,2561	215
Azusa	1939	0,5362	0,6388	0,00417	0,4229	0,2524	255
133,1 MCM	2093	0,4966	0,5916	0,00381	0,42	0,2506	275
Anaheim	2440	0,4259	0,5071	0,00462	0,4142	0,2469	295
167,8 MCM	2638	0,3941	0,4698	0,00428	0,4113	0,245	320
Amherst	3077	0,3378	0,4027	0,00519	0,4055	0,2414	340
211,6 MCM	3329	0,3123	0,3722	0,00481	0,4025	0,2395	365
Alliance	3882	0,2678	0,3194	0,00519	0,3967	0,2358	395
250,0 MCM	3976	0,2645	0,3157	0,00552	0,3921	0,235	400
300,0 MCM	4775	0,2202	0,2628	0,00605	0,3852	0,2306	440
Butte	4765	0,2113	0,2523	0,00618	0,3835	0,2296	460
350,0 MCM	5330	0,1889	0,2256	0,00653	0,3794	0,2269	515
Canton	6009	0,1676	0,2001	0,00693	0,3749	0,2241	530
400,0 MCM	6094	0,1653	0,1976	0,00698	0,3744	0,2237	535
450,0 MCM	6855	0,1469	0,1759	0,0074	0,37	0,2209	670
Cairo	7088	0,1421	0,1696	0,00753	0,3687	0,2201	590
500,0 MCM	7614	0,1323	0,1585	0,0078	0,366	0,2184	635
550,0 MCM	8557	0,1202	0,1442	0,00832	0,3612	0,216	655
Darien	8524	0,1181	0,1417	0,00826	0,3617	0,2157	665
600,0 MCM	9332	0,1103	0,1324	0,00869	0,3579	0,2139	710
650,0 MCM	9682	0,1018	0,1224	0,00904	0,3549	0,212	725

ANEXO 2.7 TABLA BAHRA CONDUCTORES AISLADOS

SINGLE CORE | COPPER WIRE SCREENED

Cable Code	Conductor		Insulation	Screening	Outer Sheath		Packaging	
	Cross Sectional Area Nominal mm ²	Diameter Nominal mm	Thickness Nominal mm	Nominal sectional area of Screening mm ²	Thickness Nominal mm	Overall Diameter Approx. mm	Net Weight Approx. Kg/Km	Standard Drum m +/-5%
24010001	35	7.2	5.5	16	1.8	27	1070	1000
24010002	50	8.3	5.5	16	1.8	28	1150	1000
24010003	70	10	5.5	16	1.9	30	1400	1000
24010004	95	11.8	5.5	16	1.9	32	1700	1000
24010005	120	13.1	5.5	16	2.0	34	1950	1000
24010006	150	14.7	5.5	25	2.0	35	2340	1000
24010007	185	16.1	5.5	25	2.1	37	2780	1000
24010008	240	18.7	5.5	25	2.2	39	3350	1000
24010009	300	20.8	5.5	25	2.2	42	4000	500
24010010	400	24	5.5	35	2.3	45	5000	500
24010011	500	27	5.5	35	2.4	48	6050	500
24010012	630	30.8	5.5	35	2.5	53	7520	500

Size	mm ²	35	50	70	95	120	150	185	240	300	400	500	630
Maximum DC resistance of Conductor @ 20°C	Ω / km	0.524	0.387	0.268	0.193	0.153	0.124	0.0991	0.0754	0.0601	0.0470	0.0366	0.0283
Approximate AC resistance of Conductor @ 90°C	Ω / km	0.668	0.494	0.342	0.247	0.196	0.160	0.129	0.099	0.0804	0.0647	0.0527	0.0434
Inductance at 60 Hz	mH/ Km	0.468	0.449	0.425	0.414	0.400	0.388	0.375	0.361	0.350	0.335	0.327	0.315
Reactance at 60 Hz	Ω / km	0.18	0.17	0.16	0.16	0.15	0.15	0.14	0.14	0.13	0.13	0.12	0.12
Capacitance	μF/Km	0.15	0.17	0.20	0.22	0.24	0.26	0.27	0.30	0.33	0.37	0.41	0.46
Short Circuit Current For 1 second													
1- Conductor	KA	5.01	7.15	10.01	13.59	17.16	21.45	26.46	34.32	42.90	57.20	71.50	90.09
2- Copper Wire Screen	KA	2.39	2.39	2.39	2.39	2.39	3.7	3.7	3.7	3.7	5.18	5.18	5.18
3- Copper Tape Screen	KA	0.50	0.53	0.57	0.61	0.64	0.68	0.72	0.77	0.82	0.88	0.97	1.08
Current Rating Capacity													
1- Laid direct in ground													
Trefoil Formation (Approx.)	A	175	211	250	274	315	370	415	470	530	595	680	740
Flat Formation(Approx.)	A	181	218	258	282	323	378	420	473	525	550	640	685

ANEXO 2.8 TABLA AISLADORES

TABLA I

AISLADORES NORMALES						
Designaciones	Carga de rotura electromecánica o mecánica (kN)	Diámetro máximo nominal de la parte aislante D (mm)	Paso nominal P (mm)	Línea de fuga mínima nominal (mm)	Norma de acoplamiento según UNE 21009 d ₁	Conductor LA ó LARL utilizado, atendiendo a su Tensión máxima de Tendido
U 40 BS	40	175	100	185	11	56, 78
U 70 BS	70	255	127	280	16	110, 145, 180
U 100 BS	100	255	127	280	16	280 (HAWK)
U 120 BS	120	255	146	280	16	455 (CONDOR)
U 160 BS	160	280	146	300	20	545 (CARDINAL)
(*) U 160 BL	160	300	170	330	20	
AISLADORES ANTINEBLA						
U 100P BS	100	255	127	390	16	280 (HAWK)
U 120P BS	120	255	146	390	16	455 (CONDOR)
(*) U 160P BL	160	300	170	540	20	545 (CARDINAL)

(*) Uso exclusivo en líneas de 220 y 380 kV.

ANEXO 3. DETALLE DE NORMAS TÉCNICAS USADAS EN ESTE SEMINARIO

ANEXO 3.1 NSEG 5 E.n.71 art. 112

ARTICULO 112°.-

112.1 Para los efectos de la verificación de las solicitudes mecánicas de los conductores y soportes de las líneas aéreas, se considerará la región en que estas están ubicadas, de acuerdo a la siguiente división del país:

ZONA I.- Cordillera.

Comprenderá en general las regiones ubicadas a una altura en metros superior a la dada por la siguiente tabla.

Entre los paralelos de:	ALTITUD
Puerto Montt y Los Angeles	600
Los Angeles y San Felipe	1.000
San Felipe y Copiapó	1.500
Al Norte de Copiapó	2.000

ZONA II.-

Comprenderá en general una faja costera de 20 Km., de ancho entre los paralelos de Tongoy y Puerto Montt.

ZONA III.-

El resto del país al norte del paralelo de Puerto Montt.

ZONA IV.-

El resto del país al sur del paralelo de Puerto Montt.

ANEXO 3.2 NSEG 5 E.n.71 art. 113

ARTICULO 113°.-

113.1 En las hipótesis de sobrecarga y temperatura que se especifican en el inciso siguiente, la tensión mecánica máxima que se admitirá en los conductores de una línea aérea será en general el 50 por ciento de la tensión de ruptura del conductor. En casos especiales la Superintendencia podrá exigir tensiones menores.

113.2 Las hipótesis desfavorables de sobrecargas y temperaturas simultaneas que se considerará en cada zona, para la verificación del cumplimiento de la disposición del inciso anterior, son las siguientes:

	Presión del Viento Kg./m ²	Espesor radial de la capa de hielo mm.	Temperatura °C
Zona I	20	10	-10
Zona II	50	-	0
Zona III	40	-	-5
Zona IV	-	No se especifica	-

ANEXO 3.3 NSEG 5 E.n.71 art. 107

ARTICULO 107°.-

107.1 Como regla general la altura mínima de los conductores sobre el suelo, a la temperatura del 30°C, y con el conductor sin sobrecarga, será la indicada en la tabla que sigue:

TABLA N°5.- ALTURAS DE LOS CONDUCTORES SOBRE EL SUELO.

LUGAR	Distancia medida verticalmente en metros.				
	Categoría A		Categoría B		Categoría C
	fases	neutro	fases	neutro	Fases
Regiones poco transitables (montañas, praderas, cursos de agua no navegables)	5	4.60	5.50	4.60	5+0.006 por kv
Regiones transitables (localidades, caminos principales, calles y plazas públicas)	5	5	6	5.50	6.50+0.006 por kv
En cruces de caminos y calles	5.50	5.50	6	5.50	6.50+0.006 por kv.

107.2 A título excepcional, con la aprobación de la Superintendencia, se podrán reducir esas alturas cuando por características locales o por medidas especiales es imposible entrar en contacto con la línea.

107.3 Cuando se trata de cursos de agua navegable, la altura de los conductores deberá ser tal que permita el libre paso de los barcos.

107.4 En los puntos de cruces de líneas eléctricas con otras líneas o con vías férreas se entenderán presente las disposiciones de la Norma NSEG 6 E.n.71.

ANEXO 3.4 NSEG 5 E.n.71 art. 105 y 106

ARTICULO 105°.-

105.1 Las distancias mínimas entre un conductor y la estructura serán las siguientes:

Tensión de la línea	Distancia en cm
Hasta 250 volts entre conductor y tierra	3
Más de 250 volts entre conductor, y hasta 1.000 volts entre 2 conductores	5
Más de 1.000 volts, hasta 10.000 volts, entre conductores	8
Para tensiones más elevadas	8+ 0.6 por cada 1.000 v, sobre 10.000 v.

ARTICULO 106°.-

- 106.1 En las líneas aéreas la separación mínima que se admitirá entre dos conductores desnudos, medida en el centro del tramo, será la indicada por las expresiones siguientes, excepto en los casos contemplados en 106.2.

TABLA N°4.- SEPARACIÓN MÍNIMA ENTRE DOS CONDUCTORES DESNUDOS.

- ❖ Separación en metros = $0.36 \sqrt{F} + KV./130 + 0.5 C$,
Para conductores de sección igual o superior a 33 mm²
- ❖ Separación en metros = $0.60 \sqrt{F - 0.60} + KV./130 + 0.5C$,
Para conductores de sección inferior a 33 mm².

En las expresiones anteriores significa:

- ❖ F= Flecha aparente en metros, del conductor a 30°C, de temperatura y sin sobrecarga. Se tomará a lo menos igual a un metro. Por flecha aparente se entiende conductor la distancia entre la línea de los apoyos y la tangente al conductor paralela a ella.
- ❖ KV. Tensión nominal entre los conductores considerados, en kilovoltios.
- ❖ C= Longitud en metros de la cadena de aisladores de suspensión. En el caso de usar aisladores rígidos o cuando se trata de cadenas de anclaje, se tomará C=0.

- 106.2 En las zonas en donde no exista sobrecarga de hielo, se podrán adoptar separaciones entre conductores inferiores a las indicadas en el párrafo anterior, siempre que en proyección vertical dicha separación sea a lo menos de:

- ❖ $0.20 \sqrt{F} + kv./130$, para conductores de sección igual o superior a 33 mm².
- ❖ $0.36 \sqrt{F - 0.60} + kv./130$, para conductores de sección inferior a 33 mm².

Los significados de F y kv. son los dados anteriormente. Por lo menos se adoptará para F el valor de 1 metro.

ANEXO 3.5 NSEG 5 E.n.71 art. 9

ARTICULO 9°.-

- 9.1 Las variaciones del voltaje en la red de distribución no deberán ser superiores a 7.5% de la tensión nominal.
- 9.2 La disposición anterior regirá dentro de las zonas obligatorias de servicio,. Fuera de ellas, la Superintendencia fijará en cada caso los límites de variación de voltaje admisible.

ANEXO 3.6 NORMA NEMA cap. 2 y 3.2

Detalle capítulo 2 números y definiciones.

- | | |
|-----|---|
| 51. | Relé de sobrecorriente de C.A.: Opera cuando la corriente de un circuito de C.A. excede de un valor dado. |
| 52. | Interruptor o contactor de C.A.: Es aquel cuya función principal es usualmente interrumpir corrientes de cortocircuito o de falla. |
| 53. | Relé generador o excitador: Es aquel que fuerza la autoexcitación del campo de una máquina de C.C durante la partida y/u opera cuando el voltaje de la máquina ha alcanzado un valor dado. |

Capítulo 3.2

3.2 – LETRAS Y ABREVIATURAS PARA DESIGNACIÓN DE INTERRUPTORES Y DESCONECTADORES:

Para la designación de interruptores y desconectadores se emplea, a continuación del número N.E.M.A. correspondiente (52 u 89 respectivamente), una o varias letras que definen las condiciones de trabajo del equipo de acuerdo a la siguiente pauta:

1ra letra o grupo de letras:

Define el nivel de voltaje de trabajo del interruptor o del desconectador, asignando las siguientes letras:

A	:	para	154 kV
B	:	para	66 kV.
C	:	para	11 kV. a 15 kV.
D	:	para	1 kV. a 10 kV.
E	:	para	23 kV.
F	:	para	44 kV.
H	:	para	110 kV.
J	:	para	220 kV.
K	:	para	380 kV.
SA	:	para	380/220 Volts

Ejemplos: 52 A interruptor de 154 kV.
89 K desconectador de 380 kV.

En general, todos los interruptores de líneas de entrada o salida de barras tienen la designación indicada en los ejemplos, o sea que se indique solo la 1ra letra.

2da letra o grupo de letras:

Define funciones específicas de algunos interruptores o desconectores agregando, a la 1ra letra o grupo de letras alguna de las siguientes designaciones:

T	:	Interruptor o desconector	de un transformador o autotransformador.
RV	:	Interruptor o desconector	de un regulador de voltaje.
R	:	Interruptor o desconector	de repuesto o acoplador de barras.
S	:	Interruptor o desconector	seccionador de barras.
G	:	Interruptor o desconector	de un generador.
CS	:	Interruptor o desconector	de un condensador sincrónico.
TP	:	Desconector	de un transformador de potencial.

Se exceptúan los interruptores o desconectores de generadores (G) y condensadores sincrónicos (CS) que no llevan indicación del voltaje de servicio.

Ejemplos:

52	BT	Interruptor por el lado de 66 kV de un transformador
89	JS	Desconector de 220 kV, seccionador de barras.
52	G	Interruptor de un generador (de cualquier voltaje).
89	CS	Desconector de un condensador sincrónico (de cualquier voltaje).

NOTA:

Los interruptores, además de las letras y abreviaturas indicadas anteriormente, llevan números de orden que dependen de su ubicación topográfica dentro de un mismo patio.

En general los desconectores llevan la misma designación del interruptor respectivo (excepto el número N.E.M.A.), siguiendo a continuación un guión y un número de orden que individualiza los desconectores dentro del mismo paño.

Los desconectores de puesta a tierra tienen la misma designación del desconector de línea al cual se encuentran incorporados, con el agregado de una T.

ANEXO 4. TABLAS UTILIZADAS EN ESTE SEMINARIO

ANEXO 4.1 TABLA 7

TABLA 7. Características de cables de cobre duro de 97,3 % de conductibilidad

Dimensiones del conductor				Diámetro exterior		Radio geométrico medio (G. M. R.)		Intensidad máxima aproximada a 60 Hz, ampere (1)	Resistencia en ohm por kilómetro de conductor a 50° C			Reactancia a 60 Hz en ohm por kilómetro de conductor			
Sección en circular, mils	Sección en mm²	N.º de la gaja A. W. G. o B. & S.	Núm. de hilos	mm	Pulg.	cm	Pies		con c. c.	a 25 Hz	a 50 Hz	a 60 Hz	X _s serie (inductiva) a 1 pie	X _s shunt (capacitiva) a 1 pie	X interna (inductiva)
1.000.000	508.07	61	29.28	1.152	1.127	0.0370	1.300	0.0397	0.0403	0.0417	0.0425	0.2486	144.976	0.01945
	900.000	61	37.76	1.093	1.073	0.0352	1.220	0.0442	0.0448	0.0459	0.0467	0.2523	147.488	0.01945
	800.000	61	26.19	1.031	1.012	0.0332	1.130	0.0497	0.0501	0.0513	0.0520	0.2566	150.372	0.01945
750.000	380.02	61	25.35	0.998	0.976	0.0321	1.090	0.0530	0.0534	0.0546	0.0552	0.2591	151.831	0.01945
	700.000	61	24.48	0.964	0.948	0.0311	1.040	0.0568	0.0572	0.0582	0.0588	0.2616	153.477	0.01945
	600.000	37	23.63	0.891	0.869	0.0293	945	0.0665	0.0665	0.0677	0.0677	0.2684	157.285	0.02000
500.000	253.35	37	20.67	0.814	0.792	0.0260	842	0.0793	0.0795	0.0808	0.0808	0.2753	161.532	0.02000
	400.000	19	18.41	0.725	0.698	0.0229	730	0.0994	0.0994	0.1000	0.1007	0.2840	167.082	0.02000
	300.000	19	15.95	0.625	0.603	0.0198	607	0.1323	0.1330	0.1330	0.1336	0.2958	173.935	0.02000
250.000	126.67	19	14.58	0.574	0.552	0.0181	540	0.1591	0.1591	0.1597	0.1597	0.3026	178.228	0.02000
	211.600	0000	19	13.42	0.525	0.509	0.0167	435	0.1877	0.1883	0.1883	0.1883	0.3058	182.255	0.02000
	211.600	0000	7	13.26	0.522	0.481	0.0158	484	0.1877	0.1883	0.1883	0.1883	0.3132	181.768	0.02000
167.806	85.03	000	7	11.78	0.464	0.427	0.0140	410	0.2367	0.2367	0.2374	0.2374	0.3219	188.460	0.02000
	133.077	00	7	10.51	0.414	0.378	0.0124	350	0.2989	0.2989	0.2989	0.2989	0.3306	193.838	0.02000
	105.535	0	7	9.35	0.368	0.338	0.0111	309	0.3766	0.3772	0.3772	0.3772	0.3393	199.470	0.02000
83.693	42.48	1	7	8.33	0.328	0.302	0.0099	266	0.4754	0.4754	0.4754	0.4754	0.3480	204.941	0.02000
	66.371	2	7	7.42	0.292	0.268	0.0088	230	0.5990	0.5990	0.5990	0.5990	0.3567	210.490	0.02000
	52.635	3	7	6.60	0.260	0.241	0.0079	195	0.7581	0.7581	0.7581	0.7581	0.3654	216.658	0.02000
41.741	21.15	4	7	5.89	0.232	0.213	0.0070	171	0.9507	0.9507	0.9507	0.9507	0.3741	221.469	0.02000
	33.102	5	7	5.23	0.206	0.189	0.0062	147	1.1903	1.1903	1.1903	1.1903	0.3828	227.179	0.02000
	26.251	6	7	4.67	0.184	0.171	0.0056	127	1.5102	1.5102	1.5262	1.5262	0.3915	232.532	0.02000

ANEXO 4.2 TABLA 11-4, IEEE standard 399-1997

Valores normalizados de reactancia para transformadores normales de dos devanados autoenfriados 25-60 Ciclos/Seg"					
Voltaje nominal en alto voltaje	Voltaje nominal en bajo voltaje	Reactancia en porcentaje			
		Completamente aislados		Con aislamiento reducido al neutro	
		Mínimo	Máximo	Mínimo	Máximo
2400-15000 92001-115000	440-15000	4,5	7		
	940-34500	8	12	7,5	10,5
92001-115000 115001-138000	34500-69000	9	14	8,5	12,5
	69001-92000	10	15,5	9,5	14
115001-138000 138001-161000	440-34500	8,5	13	8	12
	34501-69000	9,5	15	9	14
	69001-11500	10,5	17	10	16
138001-161000 161001-196000	440-46000	9	14	8,5	13
	46001-92000	10,5	16	9,5	15
	92001-161000	11,5	18	10,5	17
161001-196000 196001-230000	440-46000	10	15	9	14
	46001-92000	11,5	17	10,5	16
	92001-161000	12,5	19	11,5	18
196001-230000	440-46000	11	16	10	15
	46001-92000	12,5	18	11,5	17
	42001-161000	14	20	12,5	19

ANEXO 4.3 CURVA ESTÁNDAR 141-1993



ANEXO 4.4 TABLA 11-6, IEEE standard 399-1997

		approximate reactance in percentage of machine KVA rating						open circuit time constant
		Xd	X'd	X''d	X2	X0	Xeq	Tpo (s)
Turbine generator, two-pole	average	115	15	9	11	3	75	4
	range	95 - 145	12-21	7-14	9-16	1-8	60-100	3-7
turbine generator, four-pole	average	115	23	14	16	5	75	6
	range	95-145	20-28	12-17	14-19	1,5-14	60-100	4-9
waterwheel generator, without amortisseur windings	average	100	35	30	50	7	65	5
	range	60-145	20-45	17-40	30-65	4-25	40-100	2-10
waterwheel generator, with amortisseur windings	average	100	35	22	22	7	65	5
	range	60-145	20-45	13-35	13-35	4-25	40-100	2-10
Synchronous condensers	average	180	40	25	25	8	70	8
	range	150-220	30-60	20-35	20-35	2-15	60-90	5-12
salient-pole motors, high-speed	average	80	25	18	19	5	50	2,5
	range	65-90	15-35	10-25	10-25	2-15	40-60	1-4
salient-pole motors, low-speed	average	110	50	35	35	7	70	2,5
	range	80-150	40-70	25-45	25-45	4-27	50-100	1-4

ANEXO 4.5 TABLA 4

Table 4: Equivalent System X/R Ratio at Typical Location (For Quick Approximations)

Equivalent System X/R Ratio at Typical Location (For Quick Approximations)	
Type of Circuit	X/R
(1) Synchronous machines connected directly to the bus or through reactors	40-100
(2) Synchronous machines connected through transformers rated 100 MVA and larger	40-60
(3) Synchronous machines connected through transformers rated 25 to 100 MVA for each three-phase bank	30-50
(4) remote synchronous machines connected through transformers rated 100 MVA or larger for each three-phase bank, where the transformers provide 90 percent or more of the total equivalent impedance to the fault point	30-50
(5) remote synchronous machines connected through transformers rated 10 MVA to 100 MVA for each three-phase bank, where the transformers provide 90 percent or more of the total equivalent impedance to the fault point	15-40
(5) remote synchronous machines connected through through other types of circuits, such as: transformers rated 10 MVA or smaller for each three-phase bank, transmission lines, distribution feeders, etc.	15 or less

ANEXO 4.6 TENSIONES Y LONGITUDES RELACIÓN FLECHA-VANO

V/S	Y/S	f/S	L/S	V/S	Y/S	f/S	L/S
factor de tensión horizontal	factor de tensión	flecha unitaria	longitud unitaria	factor de tensión horizontal	factor de tensión	flecha unitaria	longitud unitaria
100	100,0013	0,00125	1,0000042	6,25	6,27	0,02001	1,001066
90,9091	90,9105	0,001375	1,0000051	5,8824	5,9036	0,02126	1,001205
83,3333	83,3348	0,0015	1,0000061	5,5555	5,5781	0,02252	1,001351
76,9231	76,9247	0,001625	1,0000071	5,2632	5,2869	0,02377	1,001503
71,4286	71,4303	0,00175	1,0000082	5	5,025	0,02502	1,001668
66,6667	66,6685	0,001875	1,0000094	4,7619	4,7882	0,02627	1,001839
62,5	62,502	0,002	1,0000107	4,5455	4,573	0,02753	1,002017
58,8235	58,8257	0,002125	1,000012	4,3478	4,3766	0,02878	1,002205
55,5555	55,5578	0,00225	1,0000135	4,1667	4,1967	0,03004	1,002402
52,6316	52,6339	0,002375	1,000015	4	4,0313	0,03129	1,002606
50	50,0025	0,0025	1,000017	3,8462	3,8787	0,03255	1,002819
45,4545	45,4573	0,00275	1,00002	3,7037	3,7342	0,0338	1,00304
41,6667	41,6697	0,003	1,000025	3,5714	3,6065	0,03506	1,00327
40	40,0031	0,00313	1,000026	3,4483	3,4846	0,03631	1,003508
38,4615	38,4648	0,00325	1,000028	3,3333	3,3709	0,03757	1,003754
35,7143	35,7178	0,0025	1,000033	2,9412	2,9838	0,0426	1,004825
33,3333	33,3371	0,00275	1,000037	2,5	2,5502	0,05017	1,00668
31,25	31,254	0,004	1,000043	2,2727	2,328	0,05522	1,008086
29,4118	29,416	0,00425	1,000048	2	2,0628	0,06283	1,010444
28,5714	28,5758	0,00438	1,000051	1,8519	1,9198	0,06791	1,012194
27,7777	27,7823	0,0045	1,000054	1,6667	1,7422	0,07556	1,015068
26,3158	26,3205	0,00475	1,00006	1,5625	1,6432	0,08068	1,017154
25	25,005	0,005	1,000067	1,4286	1,517	0,0884	1,020542
22,7273	22,7328	0,0055	1,000081	1,3514	1,4449	0,09356	1,022973
20,8333	20,8393	0,006	1,000096	1,25	1,3513	0,10134	1,026881
20	20,0063	0,00625	1,000104	1,1905	1,207	0,10655	1,02966
19,2308	19,2373	0,0065	1,000113	1,1111	1,2255	0,11441	1,034093
17,8571	17,8641	0,007	1,000131	1,0638	1,1835	0,11968	1,037224
16,6667	16,6742	0,0075	1,00015	1	1,1276	0,12763	1,04219
15,625	15,633	0,008	1,000171	0,9091	1,0501	0,1411	1,05119
14,7059	14,7144	0,0085	1,000193	0,8333	0,9879	0,15455	1,06109
13,8889	13,8079	0,009	1,000216	0,7143	0,8965	0,18226	1,08369
13,1579	13,1674	0,0095	1,000241	0,625	0,8358	0,21083	1,11013
12,5	12,51	0,01	1,000267	0,5555	0,7962	0,24061	1,14057
11,6279	11,6387	0,01075	1,000308	0,5	0,77154	0,27154	1,1752
10,6383	10,6501	0,01175	1,000368	0,4545	0,75842	0,30387	1,21423
10	10,0125	0,0125	1,000417	0,4167	0,75444	0,33777	1,25788
9,0909	9,1047	0,01375	1,000504	0,3846	0,75804	0,37343	1,29645
8,3333	8,3483	0,015	1,0006	0,3571	0,76818	0,41104	1,36021
7,6923	7,7084	0,01626	1,000704	0,3333	0,78414	0,4508	1,41952
7,1428	7,1604	0,01751	1,000817	0,3125	0,80546	0,49296	1,48473
6,6667	6,6854	0,01876	1,000938				

ANEXO 4.7 TABLA CURTHAMMER

Tabla 1.3-1. Reactance X

System Component	Reactance Xused for		Typical Values and Range on Component Base	
	Short- Circuit Duty	Close and Latch (Momentary)	% Reactance	X/R Ratio
Two - pole turbo generator	X	X	9 (7-14)	80 (40-120)
Four - pole turbo generator	X	X	15 (12-17)	80 (40-120)
Hydro generator with damper wedges and synchronous condensers	X	X	20 (13-32)	30 (10-50)
Hydro generator without damper windings	0,75 X	0,75 X	16 (16-50)	30 (10-50)
All synchronous motors	1,5 X	1,0 X	20 (13-35)	30 (10-50)
Induction motors above 1000 hp, 1800 rpm and above 250 hp 3600 rpm	1,5 X	1,0 X	17 (15-25)	30 (15-40)
All other induction motors 50 hp and above	3,0 X	1,2 X	17 (15-25)	15 (2-40)
Induction motors below 50 hp and single-phase motors	Neglect	Neglect	-	-
Distribution system from remote transformers	X	X	As specified or calculated	15 (5-15)
Current limiting reactors	X	X	As specified or calculated	80 (40-120)
Transformers				
OA to 10 MVA, 69 KV	X	X	8.0	18 (7-24)
oa to 10 MVA,above 69 KV	X	X	8.0 to 10.5	18 (7-24)
FOA 12-30 MVA	X	X	Depends on	20 (7-30)
FOA 40-100 MVA	X	X	primary windings BIL rating	38 (32-44)

Table 1.3-2 Typical System X/R Ratio Range (for Estimating Purposes)

Type of Circuit	X/R Range
Remote generation through other types of circuit such as transformers rated 10 MVA or smaller for each three-phase bank, transmission lines, distribution feeders etc	15 or less
Remote generation connected through transformer rated 10 MVA to 100 MVA for each three-phase bank where the transformers provide 90% or more of the total equivalent impedance to the fault point	15-40
Remote generation connected through transformer rated 100 MVA or larger for each three-phase bank where the transformers provide 90% or more of the total equivalent impedance to the fault point	30-50
Synchronous machines connected through transformers rated 25-100 MVA for each three-phase bank	30-50
synchronous machines connected through transformers rated 100 MVA and larger	40-60
synchronous machines connected directly to the bus or through reactors	40-120