

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA

FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA



MEJORA DE LA CONFIABILIDAD DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA EN UNA PLANTA INDUSTRIAL

INFORME DE SUFICIENCIA

PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE:

INGENIERO ELECTRICISTA

PRESENTADO POR:

ERNESTO ANTONIO NOYA CARBAJAL

PROMOCIÓN

1989- II

LIMA – PERÚ

2014

**MEJORA DE LA CONFIABILIDAD DEL SISTEMA DE
DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA EN UNA PLANTA
INDUSTRIAL**

Dedico este trabajo a mi esposa Liliana quien constantemente me ha animado a mi desarrollo profesional y también lo dedico póstumamente a mis padres Elisa y Rafael por sus enseñanzas y sacrificios.

SUMARIO

El presente informe de suficiencia trata acerca de la Mejora de la Confiabilidad del Sistema de Distribución Eléctrico en una Planta Industrial, en el cual se toman en cuenta aspectos técnicos como capacidad y operatividad, así como los requerimientos de la empresa los cuales están alineados con los objetivos de la empresa.

Este trabajo fue realizado en una empresa industrial y se inició luego de los problemas reportados por el área de mantenimiento. La primera acción fue acopiar y actualizar la información acerca del sistema eléctrico, así como también determinar los objetivos de la empresa y luego iniciar la evaluación técnica económica para finalmente proponer las mejoras a realizar a través de un programa de proyectos a ejecutarse en varios años.

El principal inconveniente encontrado para la realización óptima del presente trabajo fue la falta de información técnica acerca de las instalaciones eléctricas, de modo que fue necesario realizar algunas asunciones; de otro lado el personal de mantenimiento eléctrico de la planta industrial no contaba con ingenieros electricistas, todos eran ingenieros electrónicos que tenían conocimientos limitados del sistema eléctrico y por tal motivo no se preocuparon de registrar data histórica del comportamiento del sistema eléctrico.

Al final se elaboró un programa de proyectos distribuido en el tiempo de acuerdo a la capacidad de inversión de la empresa, parte de los cuales fueron ejecutados y se espera que se ejecuten los proyectos restantes.

INDICE

INTRODUCCIÓN	1
Motivo de elección y desarrollo del tema	1
Métodos y/o sistemas empleados en la investigación del tema	2
Alcance técnico en sentido genérico del contenido del informe	3
CAPITULO I	
PLANTEAMIENTO DE INGENIERÍA DEL PROBLEMA EN LAS SUBESTACIONES ELECTRICAS	
1.1 Distribución física de las subestaciones eléctricas	4
1.2 Configuración del sistema eléctrico en media tensión	13
1.3 Responsabilidad de la gestión del sistema eléctrico	14
1.4 Identificación de Stakeholders (involucrados o interesados)	14
1.5 Descripción del problema del sistema eléctrico de la planta	15
1.6 Objetivos del proyecto eléctrico	16
1.7 Evaluación del proyecto eléctrico	16
1.8 Propuesta para la solución del problema	17
1.9 Limitaciones para el acopio de información técnica y desarrollo del proyecto	17
1.10 Levantamiento de información del sistema eléctrico	18
1.11 Análisis del sistema eléctrico mediante un flujo de potencia	35
1.11.1 Bases para realizar el estudio de flujo de potencia	35
1.11.2 Procedimiento para realizar el flujo de potencia	36
1.12 Análisis cortocircuito del sistema eléctrico	36
1.13 Evaluación de otros aspectos asociados a la confiabilidad del sistema eléctrico	36

CAPITULO II**MARCO TEORICO CONCEPTUAL**

2.1	Bases teóricas de un flujo de potencia	39
2.2	Planteamiento del problema básico para un flujo de potencia	39
2.3	Bases teóricas del análisis de cortocircuito	52
2.3.1	Premisas para el cálculo de cortocircuito en una red	58
2.3.2	Cálculo de la corriente de cortocircuito por el método de las impedancias	59

CAPITULO III**ANALISIS Y PRESENTACIÓN DE RESULTADOS**

3.1	Resultados del flujo de potencia	62
3.2	Resultados del cálculo de corto circuito	72

CONCLUSIONES	82
---------------------	----

RECOMENDACIONES	86
------------------------	----

ANEXOS	88
---------------	----

GLOSARIO DE TÉRMINOS	94
-----------------------------	----

BIBLIOGRAFIA	95
---------------------	----

LISTA DE FIGURAS

Fig.1.1 Acometida y SSEE A (SSEE Principal)

Fig.2.2 Acometida Concesionario

Fig.2.3 SSEE A

Fig.1.4 SSEE A (vista en elevación de frente)

Fig.1.5 SSEE A (vista en elevación de perfil)

Fig.1.6 SSEE F (Planta de Fuerza)

Fig.1.7 SSEE C (Sector de Envasado)

Fig.1.8 Transformador de la SSEE A (12/15 MVA)

Fig.1.9 Transformador de la SSEE A (12/15 MVA)

Fig.1.10 Interruptores primario y secundario de transformador de la SSEE A (12/15 MVA)

Fig.1.11 Celdas existentes en 10 KV

Fig.1.12 Transformadores FT1, FT2, FT5 y FT6 en la SSEE F

Fig.1.13 Tablero de arranque y bancos de compensación de los Compresores de NH3 en SSEE F

Fig.1.14 Cuadro de medición de los compresores de NH3

Fig.1.15 Acometida, Grupos y alimentadores a Subestaciones

Fig.1.16 Acometida

Fig.1.17 Interruptores y alimentadores de las Subestaciones Eléctricas

Fig.1.18 Cronograma de la evaluación del sistema eléctrico

Fig.1.19 Subestación eléctrica A (Subestación Principal): Acometida en 22.9KV y tablero de distribución en 10KV

Fig.1.20 Subestación Eléctrica C - Barra 1 (Sector Envasado 1A)

Fig.1.21 Subestación Eléctrica C - Barra 2 (Sector Envasado 1B)

Fig.1.22 Subestación Eléctrica D (Zona de Despacho)

Fig.1.23 Subestación Eléctrica E (Planta de Tratamiento de Aguas Residuales)

Fig.1.24 Subestación eléctrica F1 (Planta de Fuerza1)

Fig.1.25 Subestación eléctrica F2 (Planta de Fuerza2)

- Fig.1.26 Subestación eléctrica F2 (Planta de Fuerza2) – Tablero 1
- Fig.1.27 Subestación eléctrica F2 (Planta de Fuerza2) – Tablero 2
- Fig.1.28 Subestación eléctrica F2 (Planta de Fuerza2) – Tablero 3
- Fig.1.29 Subestación eléctrica G (Sector de Cocimiento)
- Fig.1.30 Subestación eléctrica H (Edificio Administrativo)
- Fig.1.31 Subestación eléctrica I (Sector de Envasado 2)
- Fig.1.32 Subestación eléctrica J (Grupos Electrógenos)
- Fig.1.33 Subestación eléctrica K (Inyección de Cajas Plásticas)
- Fig.1.34 Esquema unifilar de los Transformadores FT1 y FT2, en SSEE F.
- Fig.2.1 Sistema elemental de dos barras para plantear el problema básico
- Fig.2.2 Circuito equivalente por fase del sistema de la figura 2.1
- Fig.2.3 Circuito unifilar para el Cálculo del Flujo de Potencia (según software).
- Fig.2.4 Circuito unifilar para el Cálculo del Flujo de Potencia (en Excel).
- Fig.2.5 Circuito unifilar para el Cálculo del Flujo de Potencia (en Excel), (continuación).
- Fig.2.6 Circuito equivalente π de una línea para el cálculos de flujos de potencia.
- Fig.2.7 Modelación circuital en “por unidad” de un transformador con cambio de TAP.
- Fig.2.8 Modelación de una barra
- Fig.2.9 Una barra genérica k
- Fig.2.10 Esquema simplificado de una red
- Fig.2.11 Representación gráfica y descomposición de la corriente de un cortocircuito producido en un punto alejado del alternador, y corrientes de cortocircuito simétricas y asimétricas
- Fig.2.12 Variación del factor K en función de R/X o R/L (IEC 60909), y Contribución a la corriente total de cortocircuito $I_{cc}(e)$ de:
- Fig.2.13 Las corrientes de un cortocircuito cerca de un alternador (trazado esquemático).
- Fig.2.14 Las diferentes corrientes de cortocircuito.
- Fig.3.1 Acometida y barra principal de alimentación del sistema
- Fig.3.2 Barra de llegada, Transformador AT1 y barra N509
- Fig.3.3 Barra N509 y alimentador a barra de SSEE A
- Fig.3.4 Flujo desde la barra de la SSEE A hasta los compresores C1, C2 y C3
- Fig.3.5 Flujo desde la barra de la SSEE A hasta el compresor C4
- Fig.3.6 Flujo desde la barra de la SSEE A hasta la barra de la SSEE BD
- Fig.3.7 Flujo desde la barra de la SSEE A hasta la barra de la SSEE G

Fig.3.8 Flujo desde la barra de la SSEE A hasta las barras de la SSEE F

Fig.3.9 Flujo desde la barra de la SSEE A hasta las barras de la SSEE C

Fig.3.10 Cálculo de CC entre la acometida y la barra de llegada

Fig.3.11 Cálculo de CC entre la barra de llegada y la barra de la SSEE A

Fig.3.12 Cálculo de CC entre la barra SSEE A y los compresores C1, C2 y C3

Fig.3.13 Cálculo de CC entre la barra SSEE A y el compresor C4

Fig.3.14 Cálculo de CC entre la barra SSEE A y la barra de la SSEE BD

Fig.3.15 Cálculo de CC entre la barra SSEE A y la barra de la SSEE G

Fig.3.16 Cálculo de CC entre la barra SSEE A y las barras de la SSEE F

Fig.3.17 Cálculo de CC entre la barra SSEE A y la barra de la SSEE C

LISTA DE TABLAS

TABLA N° 1.1 Stakeholders

TABLA N° 1.2 Datos de placa de los transformadores de las subestaciones

TABLA N° 1.3 Datos de placa de los transformadores de las subestaciones (continuación)

TABLA N° 1.4 Datos de placa de los transformadores de las subestaciones (continuación)

TABLA N° 1.5 Datos de placa de los transformadores de las subestaciones (continuación)

TABLA N° 1.6 Datos de los alimentadores (Cables y/o Barras de cobre)

TABLA N° 1.7 Características de los interruptores

TABLA N° 1.8 Características de los interruptores (continuación)

TABLA N° 3.1 Carga de los cables alimentadores

TABLA N° 3.2 Carga de los Transformadores

TABLA N° 3.3 Variaciones de voltaje en cada barra

TABLA N° 3.4 Capacidad de ruptura de los interruptores

TABLA N° 3.5 Capacidad de ruptura de los interruptores (continuación)

TABLA N° A.1 Antigüedad de los transformadores (al año 2010)

TABLA N° B.1 Montos de inversión en los siguientes años

TABLA N° B.2 Montos de inversión en los siguientes años (continuación)

TABLA N° B.3 Montos de inversión totales en los siguientes años (continuación)

TABLA N° C.1 Características de cables NKY

TABLA N° C.2 Características de cables N2XSY 8/15KV

TABLA N° C.3 Características de cables N2XSY 18/30 KV

INTRODUCCIÓN

El estudio de este informe está centrado en un diagnóstico situacional de la instalación del sistema de distribución eléctrico de una planta industrial, el estudio ha permitido evaluar mediante un Cálculo de Flujo de Potencia y Cálculo de Cortocircuito, las capacidades de las subestaciones, los cables y los sistemas de protección que son interruptores en media y baja tensión; también se tuvo la oportunidad de acopiar información de dos fuentes: una la que ha sido transmitida por el área de Mantenimiento y otra que ha sido levantada por el presente trabajo, y en base a este diagnóstico y dicho conocimiento se ha realizado la evaluación del sistema.

El propósito de este informe es recomendar las mejoras a realizar en las subestaciones eléctricas de una planta industrial, con la finalidad de mejorar la confiabilidad del sistema eléctrico, el cual garantiza que los procesos productivos trabajen con una mejor eficiencia. Las debilidades del sistema eléctrico tienen varias causas y producen varios efectos. Las causas han sido identificadas con la realización del presente trabajo, y entre los efectos se tienen:

- Caídas de tensión
- Cortes momentáneos del servicio
- Bajo rendimiento energético del sistema eléctrico

Todo esto produce pérdidas económicas que no pueden ser recuperadas, ya que los efectos antes mencionados originan una disminución de la producción y la empresa industrial deja de vender una parte de sus productos, por lo tanto se busca reducir el número de interrupciones y su duración, adicionalmente hay otros efectos asociados a la gestión como por ejemplo una mala imagen del área de mantenimiento ante sus usuarios.

La mejora en los ratios de disponibilidad y eficiencia y la disminución de los costos de mantenimiento suponen el aumento de la rentabilidad de la empresa, la cual finalmente, como en cualquier empresa privada y moderna, requiere para su subsistencia.

- **Motivo de elección y desarrollo del tema**

El sistema eléctrico de la planta industrial venía presentando problemas relacionados con la falta de confiabilidad del sistema eléctrico a lo largo de varios años, frente a esta situación

a propuesta de la Gerencia de Mantenimiento Eléctrico se realizaban trabajos aislados para mitigar dichos problemas, sin embargo no se había hecho un análisis integral, de modo que las soluciones implementadas obedezcan a un plan estructurado.

Otro aspecto es que en la Gerencia de Mantenimiento no se contaban con ingenieros electricistas, sino que todos los supervisores eran de la especialidad de ingeniería electrónica y/o mecatronica, de modo que no contaban con los conocimientos para realizar un enfoque adecuado del problema.

Quien redacta el presente informe, pertenecía a la Gerencia de Proyectos, y vio la oportunidad de realizar una evaluación integral y estructurada de todo el sistema eléctrico de la planta industrial, sin que esta evaluación demande una gran inversión, y en el que se tomen en cuenta, las proyecciones de crecimiento y capacidad de financiación de la Empresa.

A través de 2 años se realizaron las recomendaciones para realizar dicha evaluación integral, sin embargo la Gerencia no consideró necesario invertir en dicha evaluación, hasta que ciertos problemas críticos se presentaron en una de las subestaciones eléctricas y la Gerencia accedió a realizar la evaluación.

El incremento de la producción y la implementación de nuevo equipamiento dio lugar que la Gerencia de Mantenimiento reporte sobrecalentamiento en los transformadores FT1 y FT2 de la subestación eléctrica F, este hecho ayudó a que la Gerencia tome la decisión de aprobar la propuesta del área de Proyectos para realizar una evaluación integral del sistema eléctrico.

- **Métodos y/o sistemas empleados en la investigación del tema**

La forma de abordar el problema del sistema eléctrico se basó en una Metodología de Gestión de Proyectos, de acuerdo a [1], en el que se definen los siguientes aspectos:

Involucrados

Requisitos y alcance

Limitaciones de presupuesto

Nivel de calidad

Comunicaciones requeridas

Gestión de las adquisiciones

Gestión de riesgos

De otro lado desde el punto de vista técnico se utilizaron las siguientes herramientas:

NEPLAN para el flujo de potencia del sistema eléctrico y cálculo de corto circuito.

- AutoCAD para la elaboración de los diagramas eléctricos.
- **Alcances en sentido genérico del contenido del informe**

La planta industrial cuenta con un suministro por parte del concesionario con una potencia contratada en el año 1 de 8MW.

El sistema eléctrico de la planta industrial estaba confirmado por una subestación principal y 4 subestaciones de transformación de 10/4.2KV y 10/0.23KV.

El alcance técnico del trabajo comprende los siguientes análisis:

Estudio y análisis de un flujo de potencia.

Estudio y análisis de corto circuito.

El alcance físico del trabajo comprende las siguientes instalaciones:

La subestación eléctrica principal.

Las líneas subterráneas de distribución desde la subestación principal hasta cada una de las subestaciones de distribución.

Cada una de las subestaciones de distribución.

Algunas cargas importantes.

Se excluye en el presente informe el estudio de las instalaciones eléctricas que están más allá de las subestaciones eléctricas, salvo algunas cargas importantes incluidas en el cálculo del flujo de potencia y de cortocircuito.

CAPITULO I

PLANTEAMIENTO DE INGENERÍA DEL PROBLEMA EN LAS SUBESTACIONES ELECTRICAS

1.1 Distribución física de las subestaciones eléctricas

La planta industrial objeto del estudio, cuenta con los siguientes recintos:

- Una caseta de propiedad del concesionario, para la acometida en el voltaje de 22.9 KV, y sobre la cual el Cliente no tiene jurisdicción.
- Una subestación principal (denominada SSEE “A”), que contiene 4 ambientes:

Ambiente 1: para la celda de llegada.

Ambiente 2: para el único transformador trifásico principal de 12/15 MVA (ventilación natural/ventilación forzada), 22.9/10 KV, que alimenta a toda la planta Industrial.

Ambiente 3: para un futuro transformador.

Ambiente 4: para los tableros de distribución en 10 KV, desde el cual salen los alimentadores a todas las subestaciones eléctricas de la planta industrial.

- 4 subestaciones eléctricas de distribución:

SSEE C

SSEE D

SSEE F

SSEE G

Cada subestación eléctrica de distribución, típicamente contiene celdas de llegada en 10KV, transformadores de distribución, tableros de distribución en 4.2KV y/o 0.4 KV, y bancos de compensación reactiva en 4.2KV y/o 0.4KV.

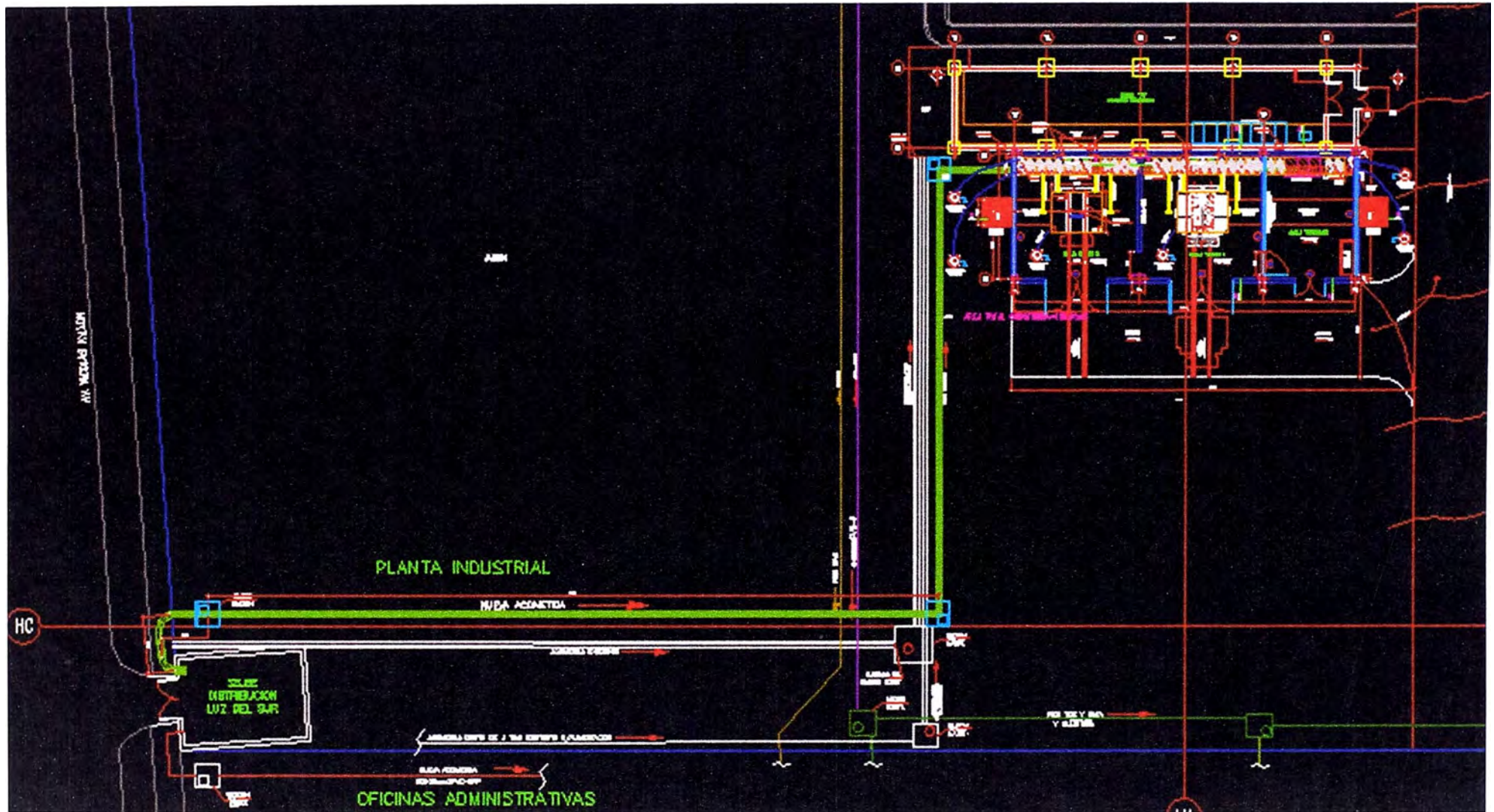


Fig.1.1 Acometida y SSEE A (SSEE Principal)

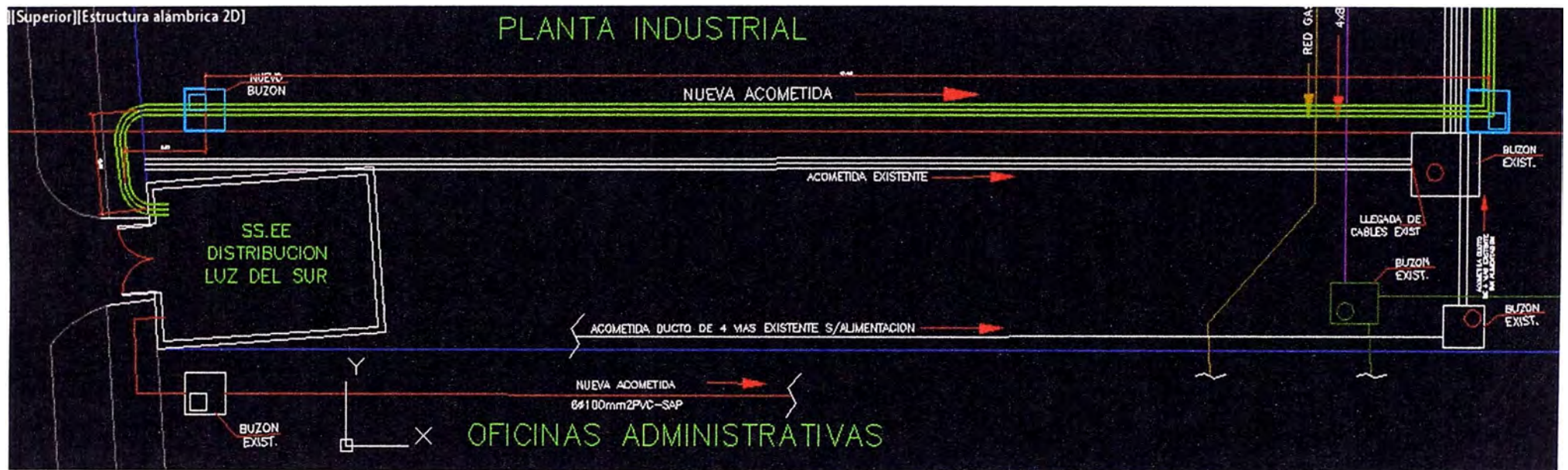
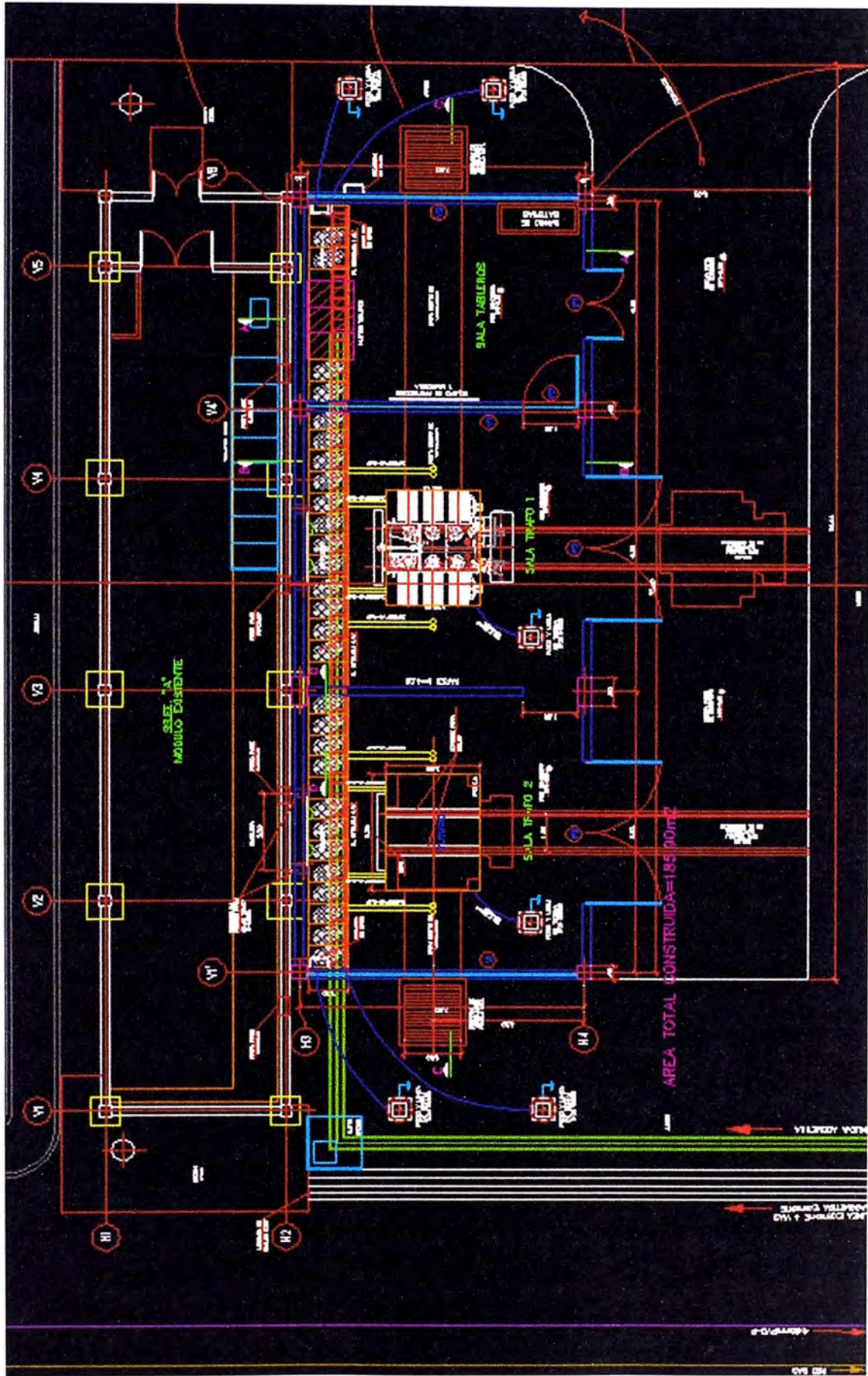


Fig.1.2 Acometida Concesionario



13 SSEE A

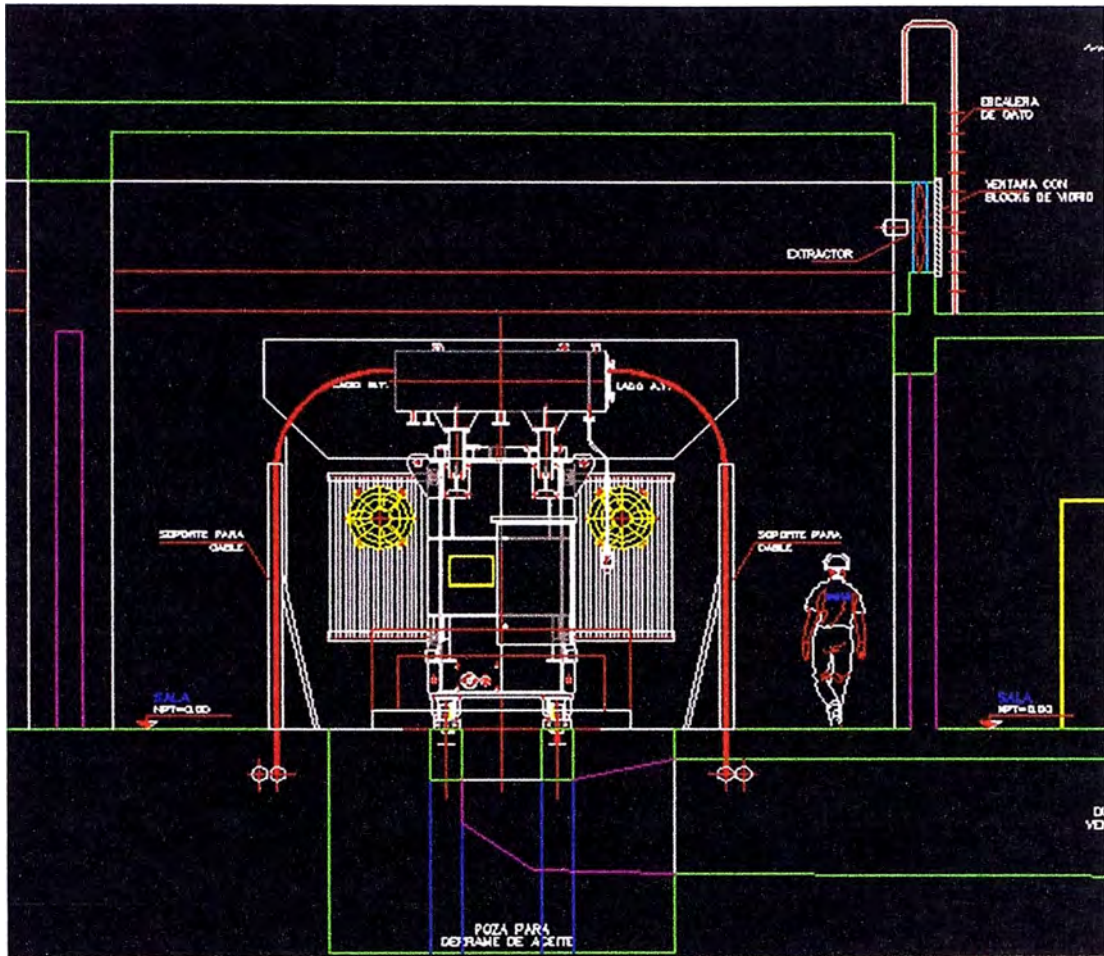


Fig. 1.4 SSEE A (vista en elevación de frente)

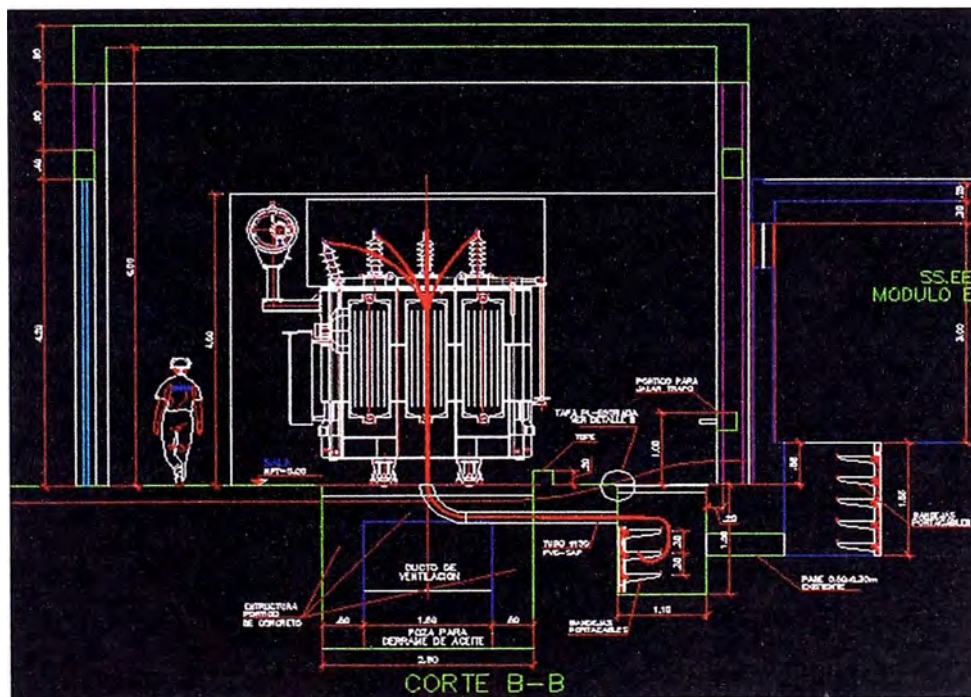


Fig. 1.5 SSEE A (vista en elevación de perfil)



Fig. 1.6 SSEE F (Planta de Fuerza)

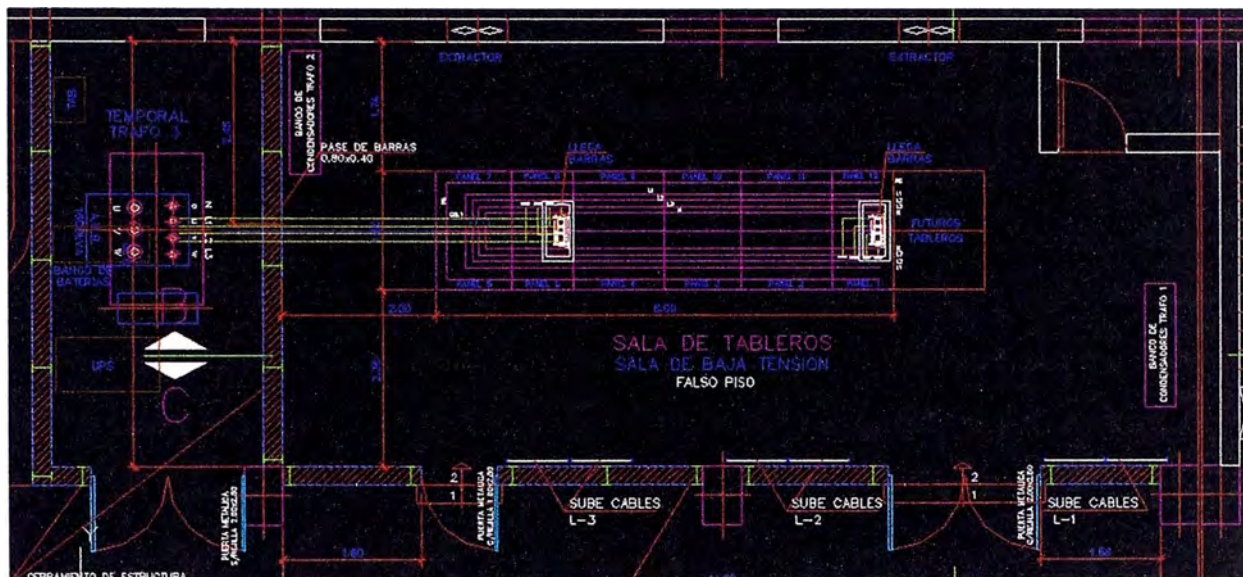


Fig. 1.7 SSEE C (Sector de Envasado)



Fig. 1.8 Transformador de la SSEE A (12/15 MVA)



Fig.1.9 Transformador de la SSEE A (12/15 MVA)



Fig.1.10 Interruptores primario y secundario del transformador de la SSEE A (12/15 MVA)



Fig.1.11 Celdas existentes en 10 KV



Fig.1.12 Transformadores FT1, FT2, FT5 y FT6 en la SSEE F



Fig.1.13 Tablero de arranque y bancos de compensación de los Compresores de NH3 en SSEE F



Fig.1.14 Cuadro de medición de los compresores de NH3

1.2 Configuración del sistema eléctrico en media tensión

La planta industrial cuenta con una acometida en 22,9KV, la cual es reducida a 10 KV en la propia subestación principal y desde ahí se distribuye por cables subterráneos a las subestaciones de distribución donde se reduce el voltaje de 10 KV a 4,2 KV y 0.38 KV, y con estos voltajes salen los cables alimentadores hacia las diferentes cargas de la planta industrial.

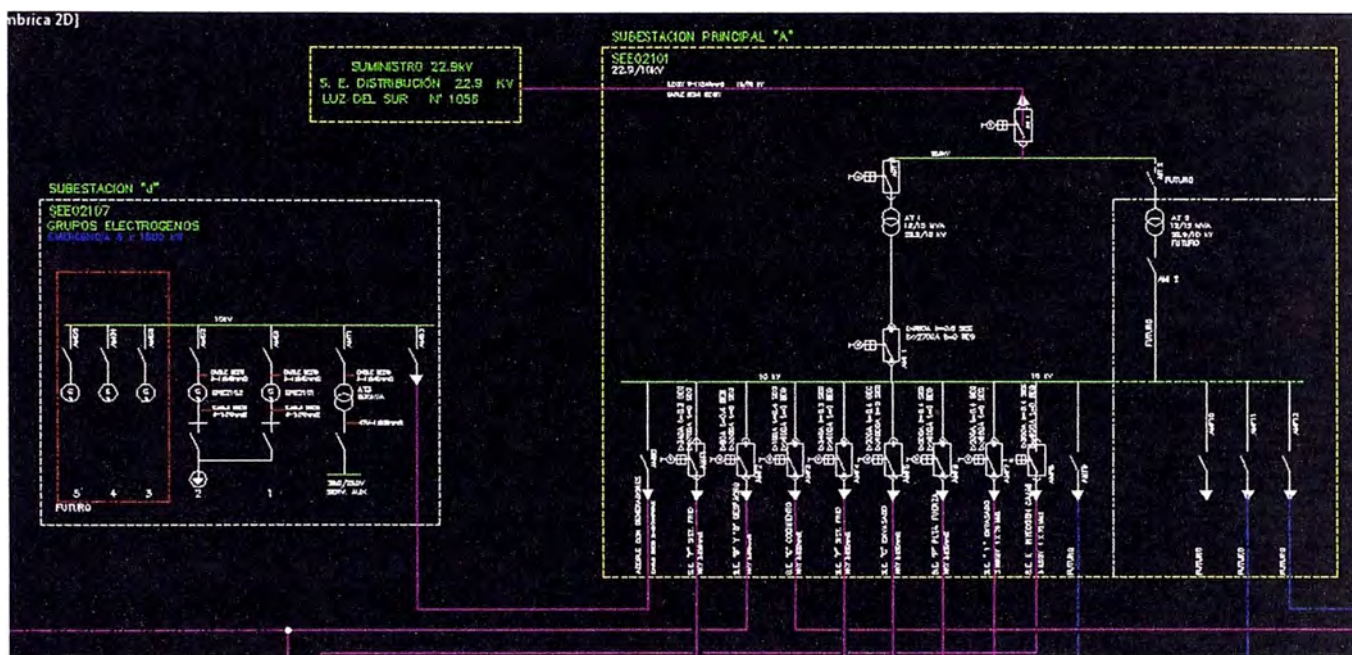


Fig.1.15 Acometida, Grupos y alimentadores a Subestaciones

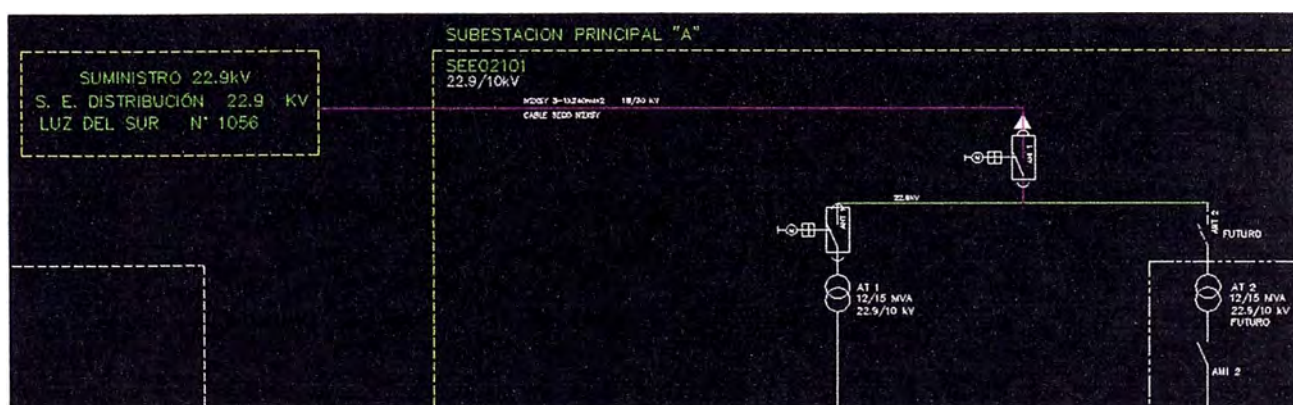


Fig.1.16 Acometida

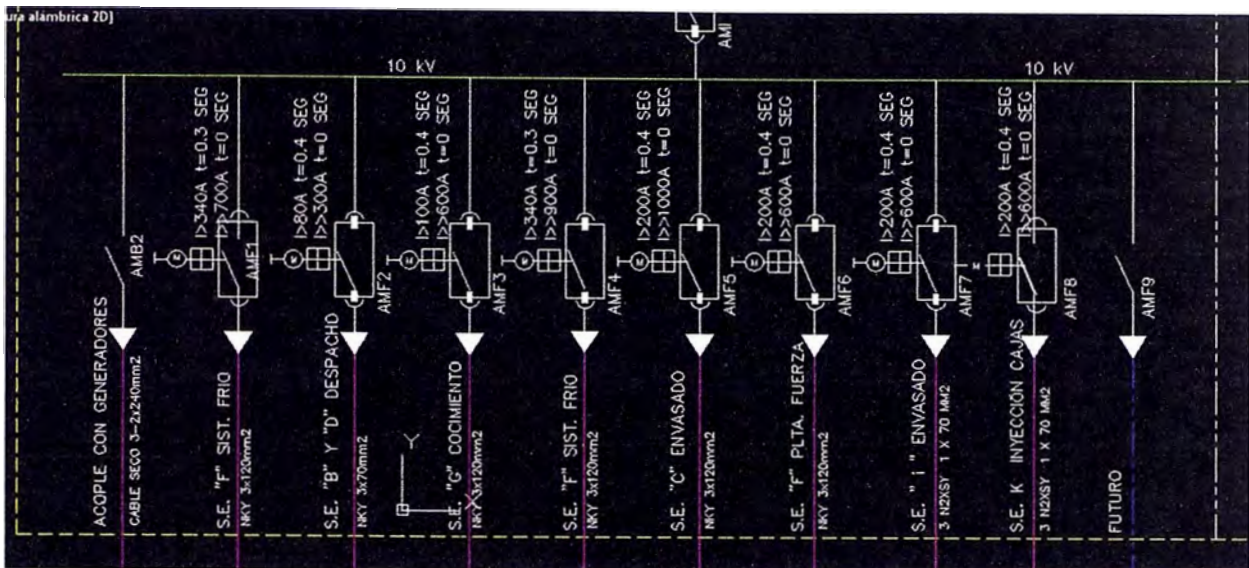


Fig.1.17 Interruptores y alimentadores de las Subestaciones Eléctricas

1.3 Responsabilidad de la gestión del sistema eléctrico

El sistema eléctrico opera bajo la responsabilidad de la Gerencia de Mantenimiento, específicamente a cargo de la Sección electricidad.

Dicha gerencia ha estado reportando una serie de problemas, perturbaciones y fallas ocurridos en el sistema eléctrico y para los cuales ha solicitado la aprobación de ciertos trabajos propuestos por ellos.

A solicitud de la Gerencia de Mantenimiento se han venido realizando trabajos puntuales, es decir algunos proyectos a cargo de la Gerencia de Proyectos para paliar estos problemas, sin embargo las propuestas de solución carecían de un análisis integral y cada vez que la Gerencia de Proyectos recomendaba invertir dinero para realizar un estudio integral de todo el sistema eléctrico, se argumentaba que no había presupuesto para tales estudios, y se procedía a aprobar los presupuestos para las propuestas aisladas de la Gerencia de Mantenimiento.

Sin embargo a lo largo de los unos pocos años la situación se hizo más crítica, debido al aumento de la carga debido a las ampliaciones de los procesos productivos, y se hizo necesario realizar un análisis integral del sistema eléctrico.

1.4 Identificación de Stakeholders (involucrados o interesados)

Se identificaron a todos aquellos que como resultado de los proyectos pueden verse afectados positiva o negativamente, ya sea por el trabajo realizado durante los proyectos o por los productos de estos, es decir por las nuevas instalaciones y/o equipos eléctricos.

Aquí mencionamos a los involucrados que se relacionan con la cadena de servicio, es decir de los bienes producidos.

Estos involucrados son los siguientes:

TABLA N° 1.1 Stakeholders

Nro	Stakeholder	Interés
1	Vice Presidencia de Manufactura	Presupuesto de inversión. Costos operativos. Cumplimiento de las políticas y normas.
2	Gerencia de Mantenimiento	Confiabilidad del sistema eléctrico. Costos operativos.
3	Gerente de Proyectos	Proyectos asociados dentro del alcance, cronograma y presupuesto. Mínimos reclamos de los clientes y/o usuarios.
4	Gerente de Aseguramiento y Control de la Calidad	Cumplimiento de las normas asociadas a todos los procesos de la cadena productiva y al producto final, así como de las normas asociadas a la gestión.
5	Gerente de Seguridad Industrial	Cumplimiento de las normas de seguridad. Cero accidentes y siniestros.
6	Proveedores Externos	Información de las solicitudes de cotización bien definidas, estructuradas y completas. No realizar cambios arbitrarios, como causar atrasos sin modificar el plazo, o cambios de alcance inesperados y exigir el mismo costo o cronograma. Cumplir las fechas de pago.
7	Gerentes de Elaboración y de Envasado	Continuidad de los servicios para atender los procesos productivos. Entre ellos el servicio de suministro eléctrico.

1.5 Descripción del problema del sistema eléctrico de la planta

A continuación se describen los diferentes problemas, perturbaciones y fallas presentados en el sistema eléctrico, los cuales tienen en algunos casos cierta interdependencia, y que además tienen diferentes causas y efectos:

- a) Alarmas en los relés de tensión y frecuencia en barras de 10KV.
- b) Apertura de los seccionadores de llegada en algunas subestaciones debido a fallas en el sistema de control.
- c) Apertura de interruptores en BT (380VAC), debido a sobrecargas de los circuitos derivados.
- d) Caídas de tensión excesivas durante el arranque de algunas cargas importantes.
- e) Sobre carga de transformadores en algunas subestaciones.

- f) Sobrecalentamiento de los transformadores de distribución.
- g) Sobrecalentamiento del ambiente interno en algunas subestaciones, por inadecuada ventilación de la subestación.
- h) Sobre calentamiento en los cables de distribución.
- i) Falla de los bancos de compensación reactiva.
- j) Mayores costos de energía reactiva por falta de capacidad de los bancos de compensación de energía reactiva.

Las consecuencias de estos problemas en el sistema eléctrico, aparte de los altos costos operativos, originaban cortes temporales de suministro eléctrico a algunos procesos productivos, deterioro del equipamiento y de los componentes del sistema eléctrico y de control, deterioro de equipos electrónicos de control de los procesos productivos, entre otros.

1.6 Objetivos del trabajo

El trabajo de analizar y evaluar el sistema eléctrico de la planta industrial tiene los siguientes objetivos:

- a. Garantizar la capacidad del sistema eléctrico para un horizonte de tiempo adecuado.
- b. Mejorar la confiabilidad del sistema eléctrico.
- c. Disminuir los costos de operación y mantenimiento del sistema eléctrico.

1.7 Evaluación del problema

Para una adecuada y objetiva evaluación del problema se planteó un plan que consideró las siguientes actividades:

- 1) Inspección visual de las S.E.
- 2) Inspección visual de la red de ductos y buzones eléctricos.
- 3) Revisión de la información existente de las instalaciones eléctricas.
- 4) Actualización de los diagramas eléctricos de distribución en MT y BT.
- 5) Correr un flujo de carga y análisis de corto circuito.
- 6) Evaluar los resultados.
- 7) Proponer las soluciones.
- 8) Evaluar la inversión económica de cada una de las soluciones planteadas.
- 9) Elaborar un programa de inversiones.

El alcance del problema como puede leerse en los ítems de la evaluación consideraba, levantar información, analizar el problema y proponer soluciones técnico-económicas.

1.8 Propuesta para la solución del problema

Con la finalidad de solucionar los problemas detectados en el acápite 1.7 se realizó un concurso para elegir al mejor proveedor que debía realizar dicha evaluación, entre los requisitos se solicitó que el proveedor cuente con el software NEPLAN para realizar el análisis de flujo de carga y de cortocircuito.

El estudio debía realizarse en un plazo máximo de 2.5 meses, a un costo no mayor de US\$ 10,000, y el cronograma propuesto fue el siguiente:

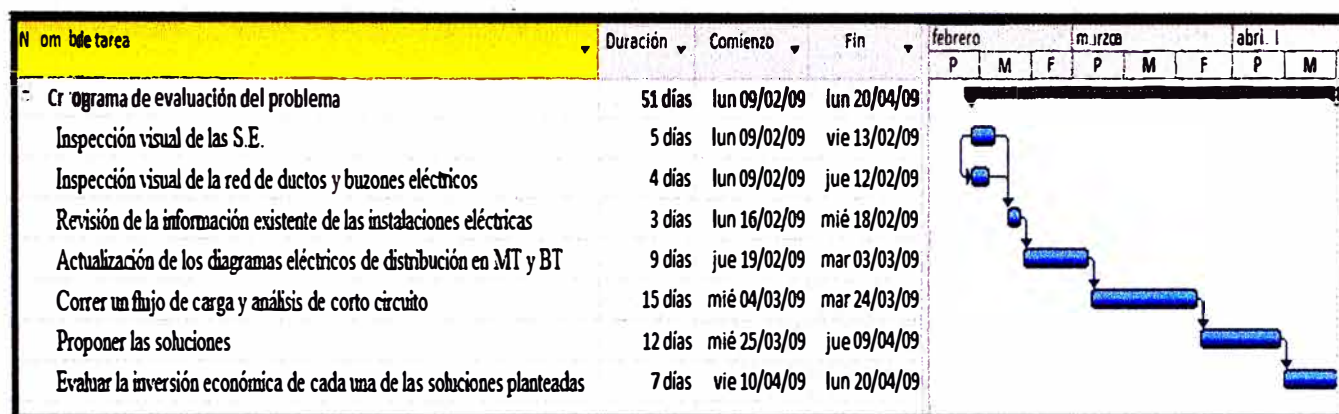


Fig. 1.18 Cronograma de la evaluación del sistema eléctrico

Luego de la evaluación económica de las soluciones planteadas, fue necesario realizar propuestas de inversión a lo largo de 4 años y presentarlos a la gerencia para someterlos a su consideración y luego lograr las aprobaciones respectivas.

1.9 Limitaciones para el acopio de información técnica y desarrollo del proyecto

Para el desarrollo del trabajo se identificaron las siguientes limitaciones:

- 1) Prioridades en el portafolio de proyectos de los siguientes 5 años; básicamente la priorización contemplaba realizar en primer término los proyectos asociados a crecimiento de la capacidad de los procesos de elaboración y envasado y luego los proyectos asociados a los servicios, como son: sistemas de agua (pozos, agua dura, agua blanda, agua desmineralizada, etc.), sistema de generación de vapor, sistema de recuperación de condensado, sistema de recuperación de CO₂, sistema de aire comprimido y sistema eléctrico.
- 2) Opiniones y recomendaciones por parte de la Gerencia de Mantenimiento, normalmente los proyectos recomendados por esta gerencia no estaban sustentados por un estudio, solo estaban orientados a aumentar la capacidad de los transformadores de distribución y bancos de compensación reactiva, pero dejaban de lado los cables eléctricos, el sistema de ventilación de las subestaciones, los interruptores y seccionadores de MT; de otro lado no

determinaban las causas raíces de los problemas, o los análisis que realizaban eran superficiales y carecían de sustento técnico.

- 3) Falta de tiempo por parte de los supervisores de mantenimiento y de las áreas de operaciones para el levantamiento de la información del sistema eléctrico, e información relacionada a la identificación de los equipos críticos, y formas de operación, en muchos casos era necesaria su participación para realizar entrevistas y ellos no contaban con el tiempo suficiente para atender nuestros requerimientos.
- 4) Falta de contratistas con la suficiente experiencia en el análisis de sistemas eléctricos, normalmente la empresa ya contaba con un catálogo de proveedores, en el cual no se encontraron proveedores calificados para el trabajo requerido, y fue necesario buscar proveedores en el mercado y así identificar nuevas alternativas.

1.10 Levantamiento de información del sistema eléctrico

Se tuvo la oportunidad de acopiar información de dos fuentes; la primera fue transmitida en forma verbal y escrita por los supervisores del área de mantenimiento, la segunda fueron los planos de distribución de la planta y diagramas eléctricos en AutoCad existentes que estaban en el repositorio del área de proyectos, y que se encontraban desactualizados, de modo que fue necesario realizar la actualización de aquella parte de la información que correspondía al presente tema por ser el tema de interés

El primer paso fue actualizar el diagrama unifilar del sistema eléctrico.

A continuación se muestra dicho diagrama actualizado.

La configuración del diagrama unifilar desde la acometida hasta las cargas en baja tensión, se muestra mediante varios bloques:

SEE02101
27/9/10kV

ANEXO 3-1210101-2 18/02/10
CABLE SECO 3x120mm²

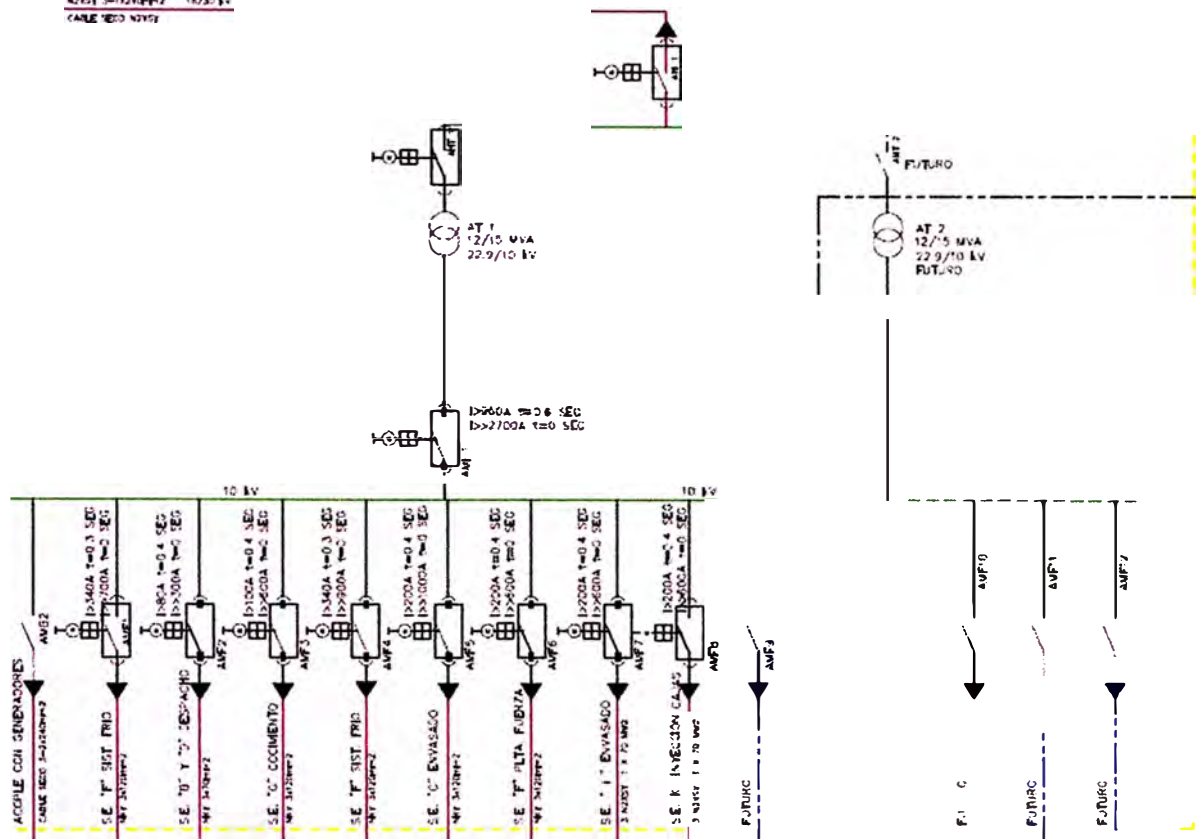


Fig.1.19 Subestación eléctrica A (Subestación Principal): Acometida en 22.9KV y tablero de distribución en 10KV

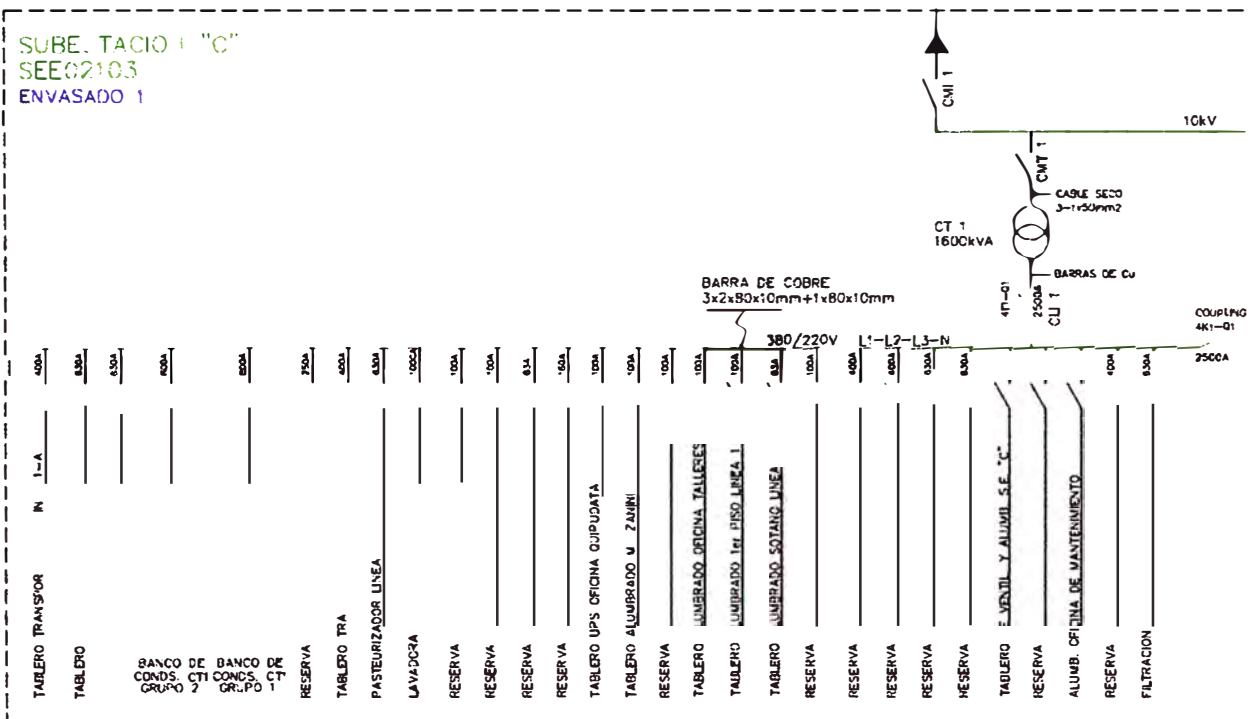


Fig.1.20 Subestación Eléctrica C - Barra 1 (Sector Envasado 1A)

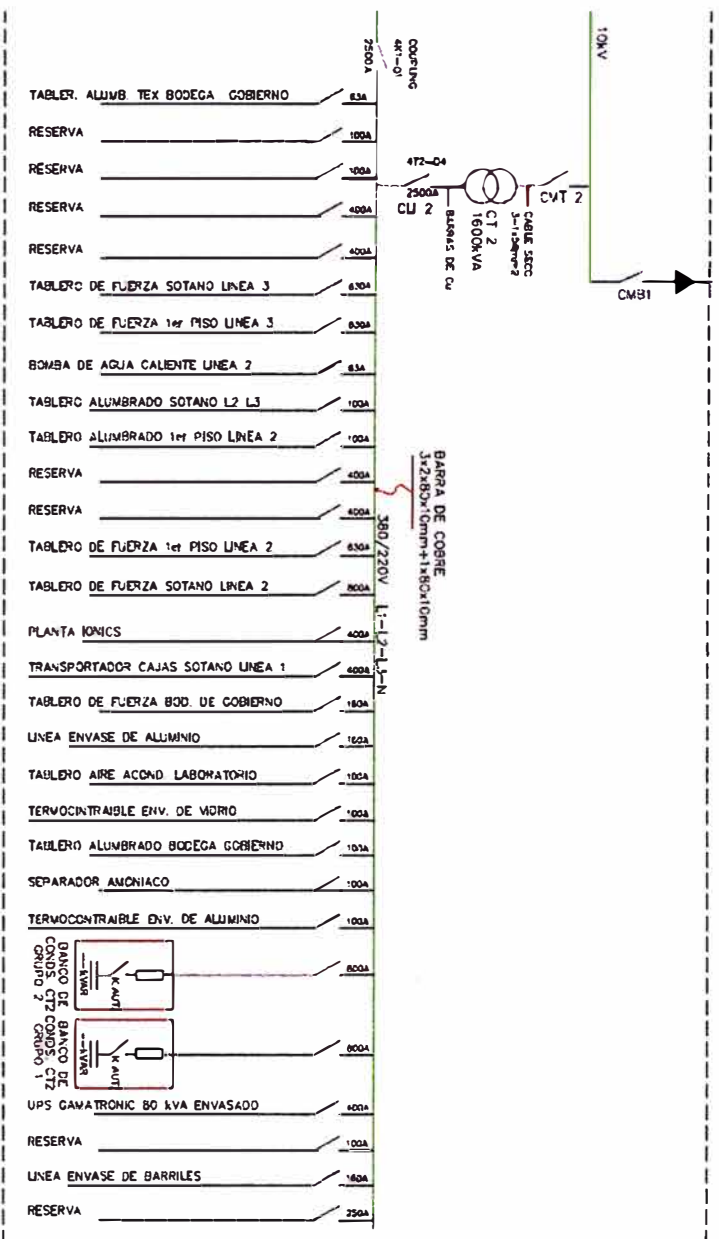


Fig. 1.21 Subestación Eléctrica C - Barra 2 (Sector Envasado 1B)

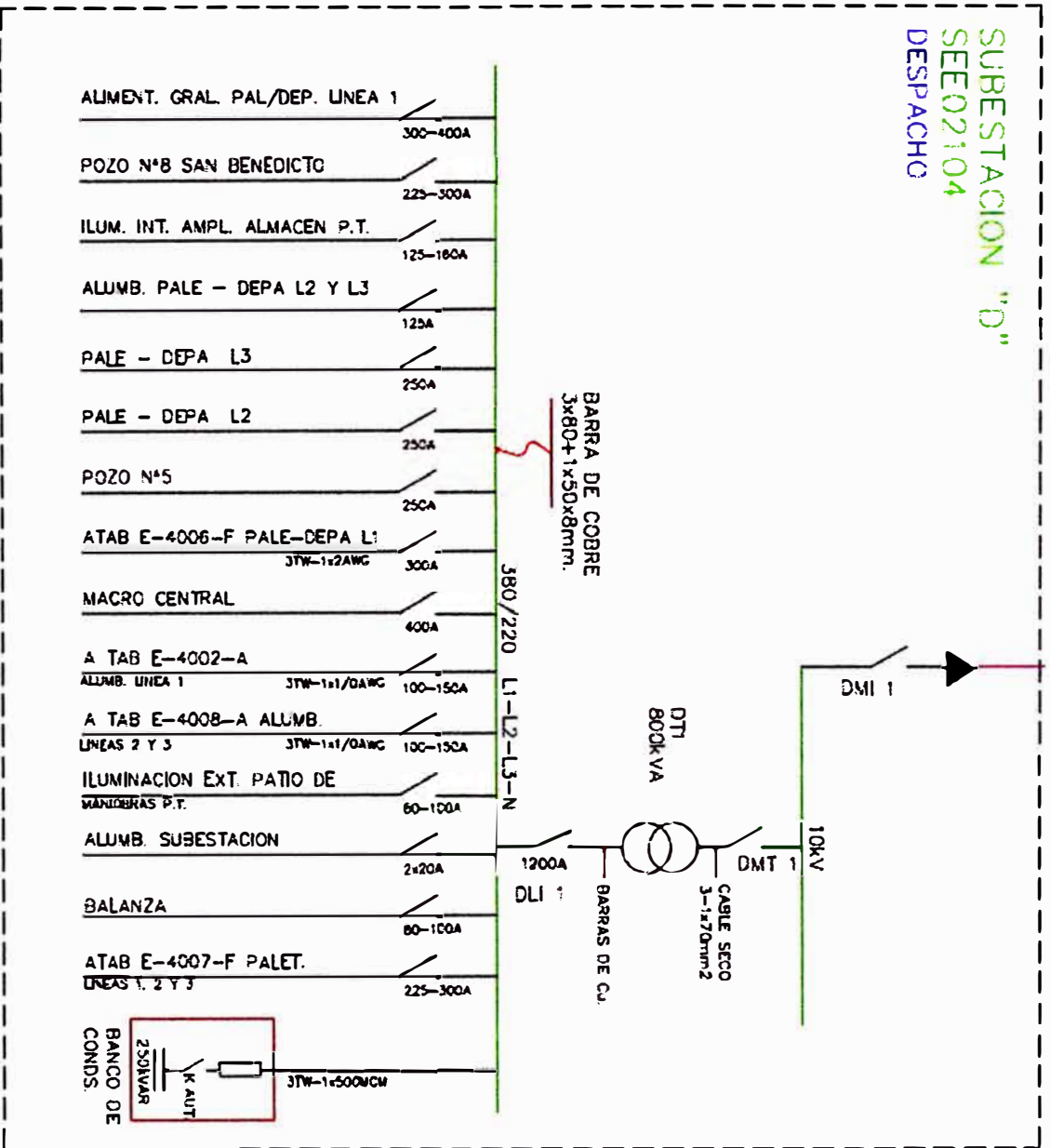


Fig. 1.22 Subestación Eléctrica D (Zona de Despacho)

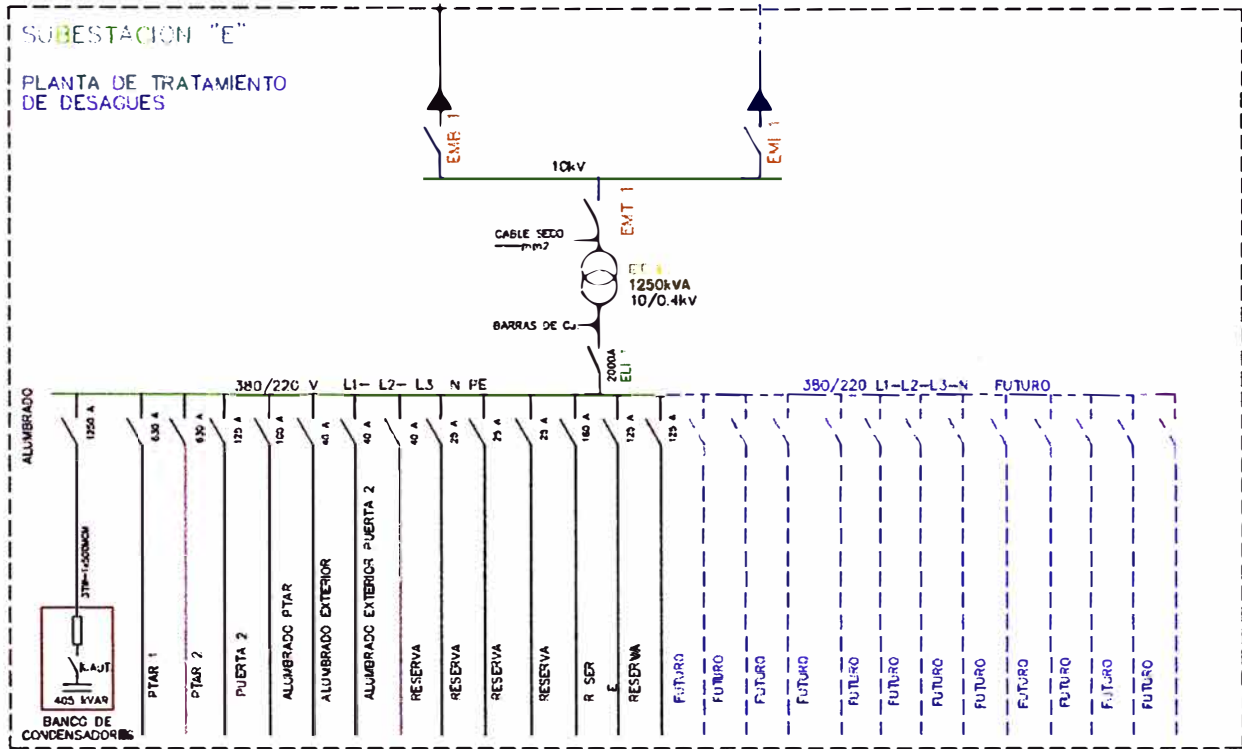


Fig.1.23 Subestación Eléctrica E (Planta de Tratamiento de Aguas Residuales)

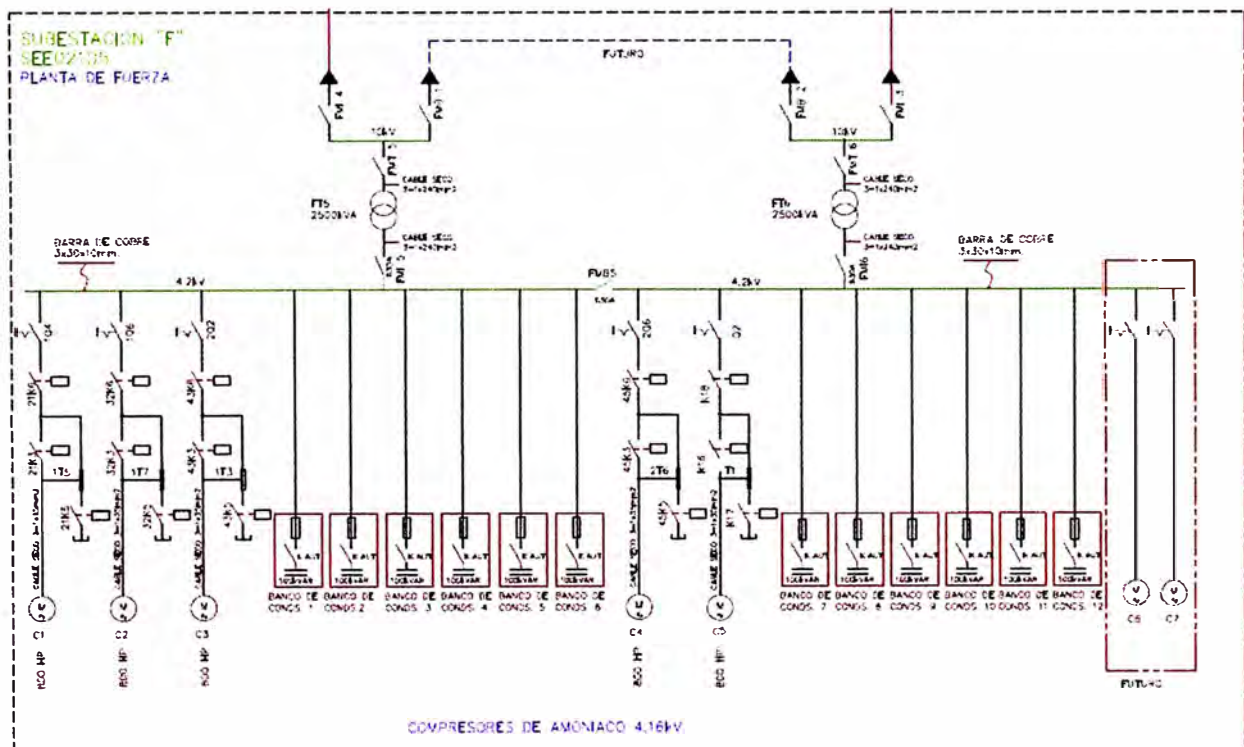


Fig.1.24 Subestación eléctrica F1 (Planta de Fuerza)

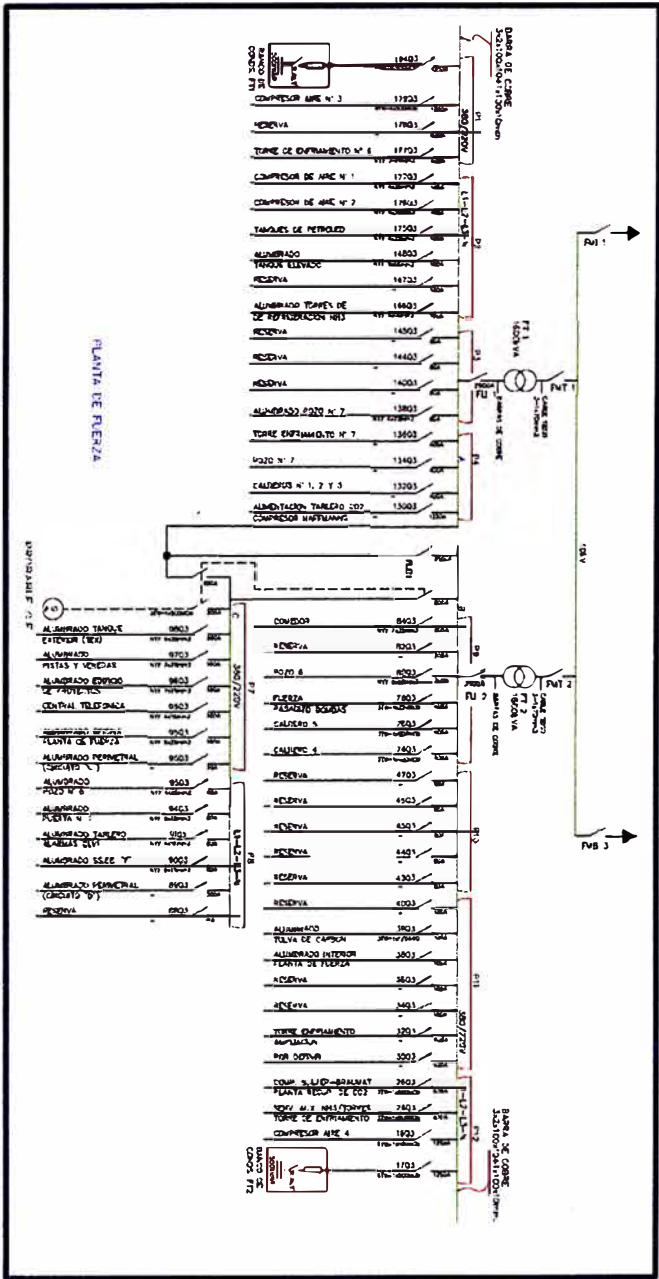


Fig. 1.25 Subestación eléctrica F2 (Planta de Fuerza2)

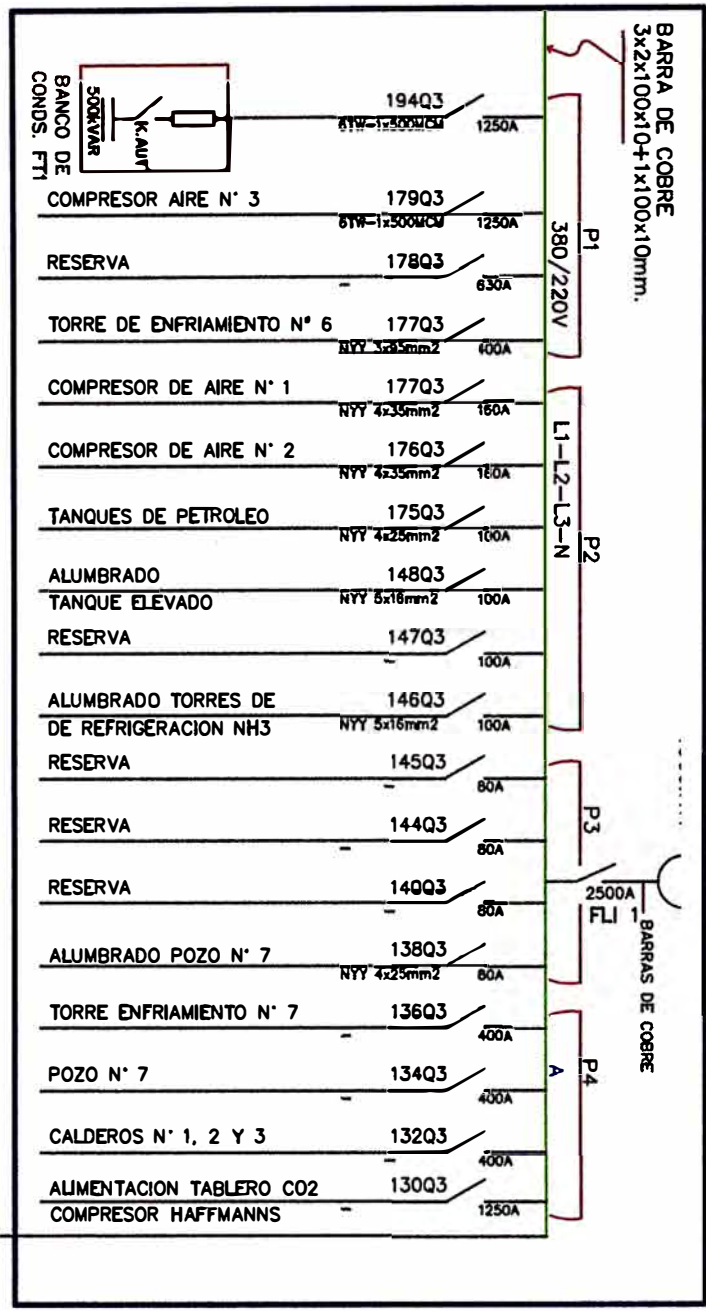


Fig. 1.26 Subestación eléctrica F2 (Planta de Fuerza2) – Tablero 1

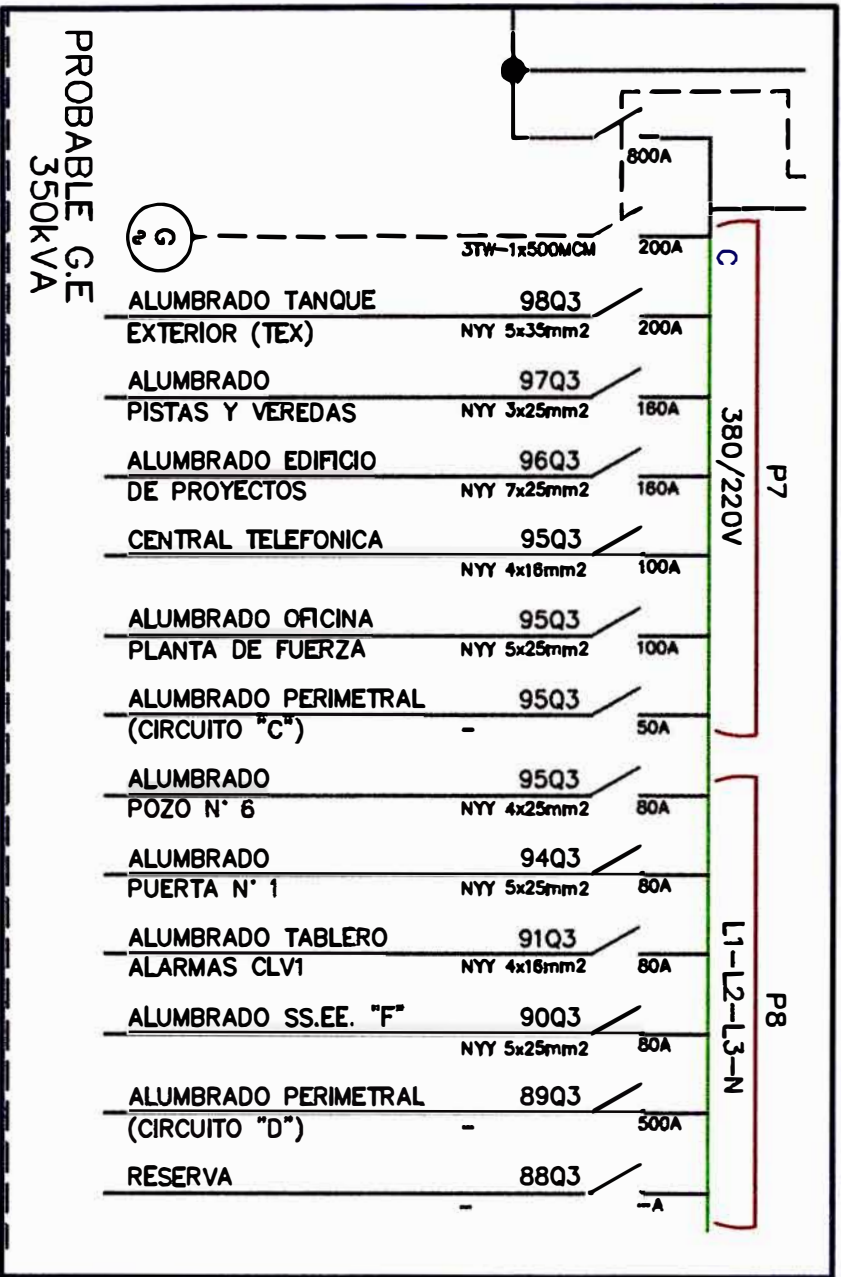


Fig. 1.28 Subestación eléctrica F2 (Planta de Fuerza2) – Tablero 3

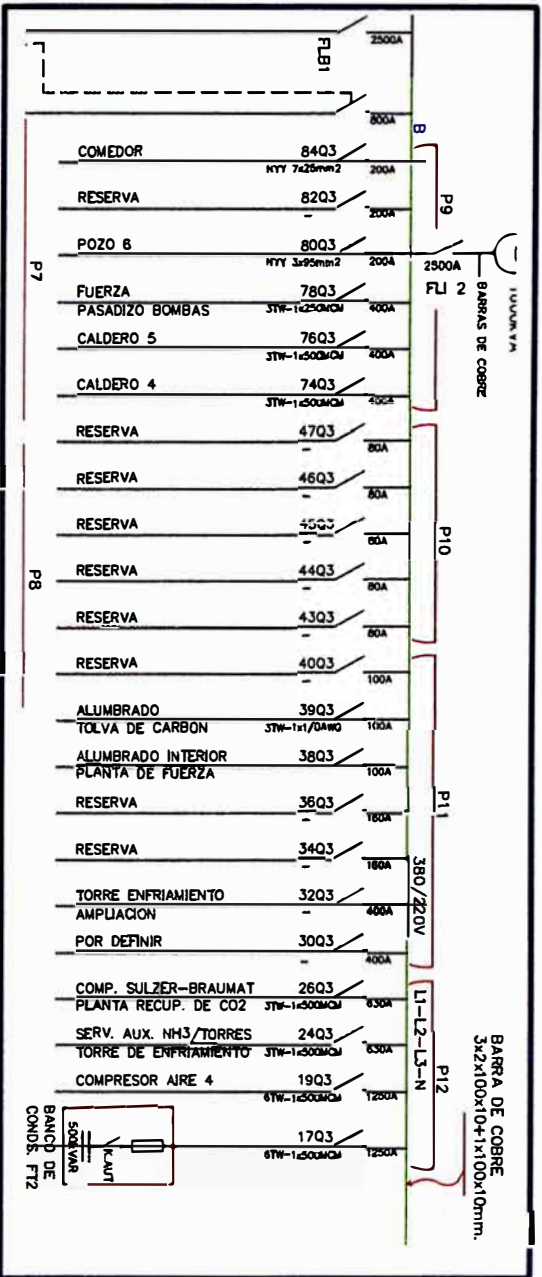


Fig. 1.27 Subestación eléctrica F2 (Planta de Fuerza2) – Tablero 2

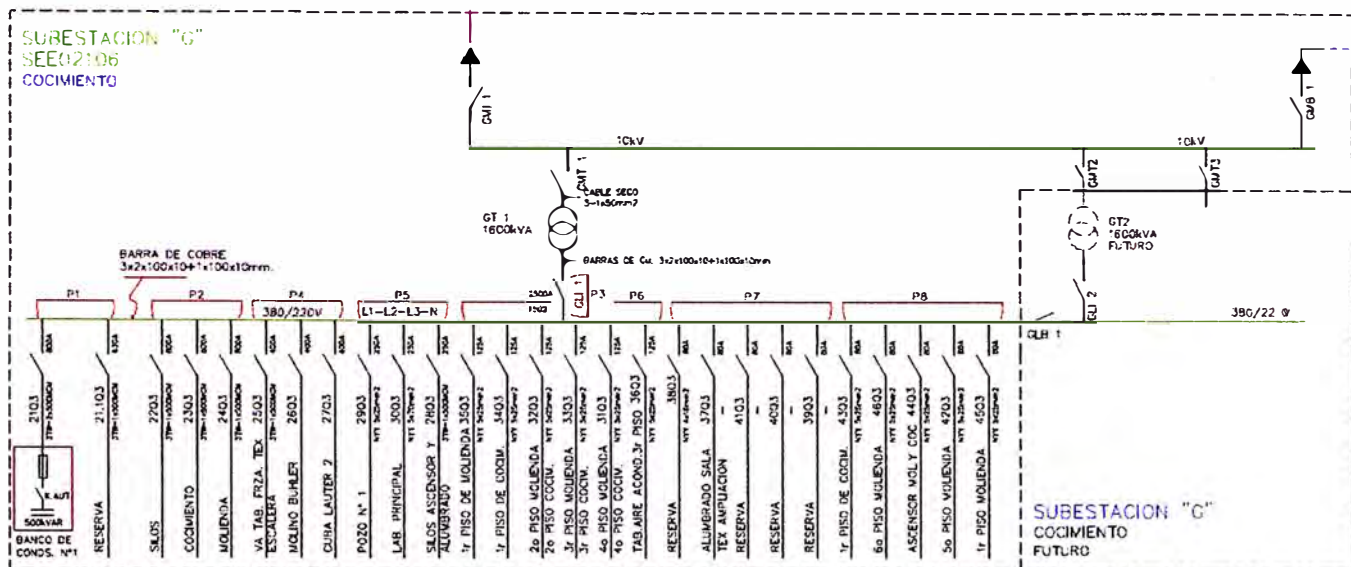


Fig.1.29 Subestación eléctrica G (Sector de Cocimiento)

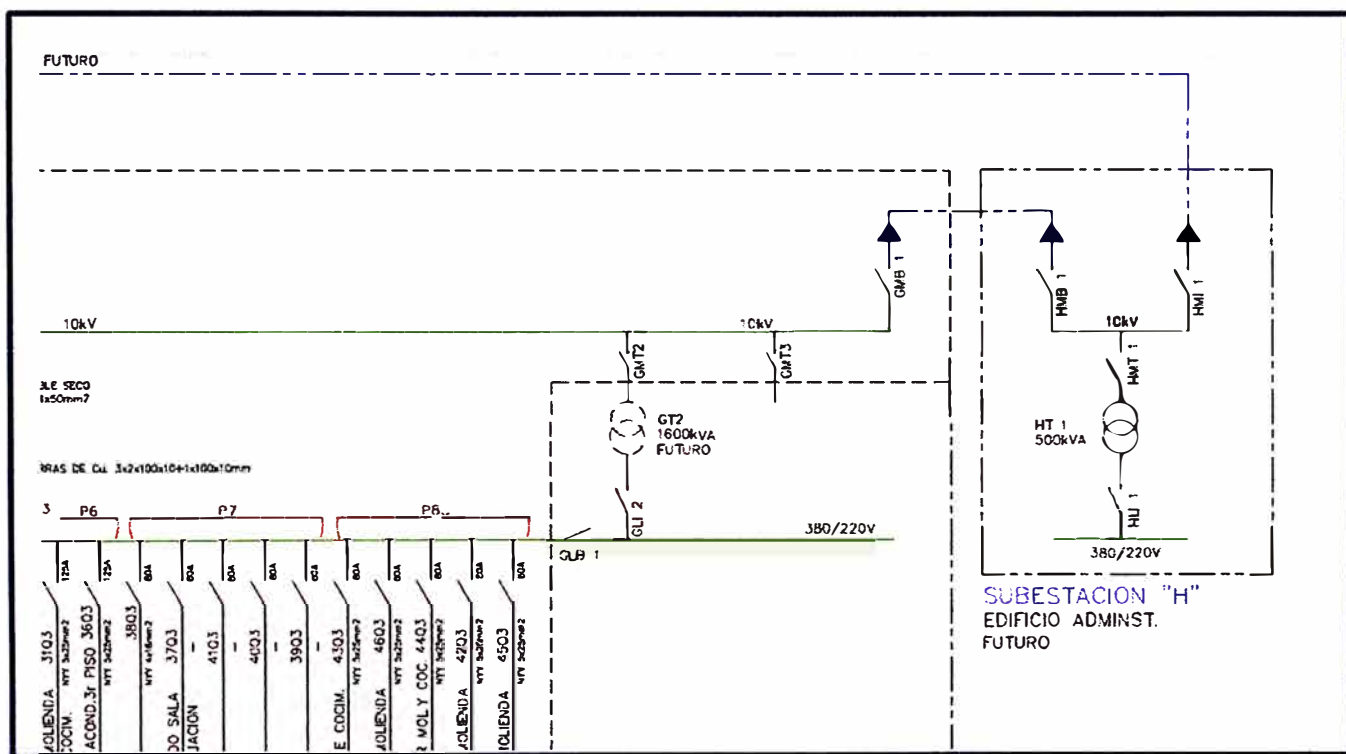


Fig.1.30 Subestación eléctrica H (Edificio Administrativo)

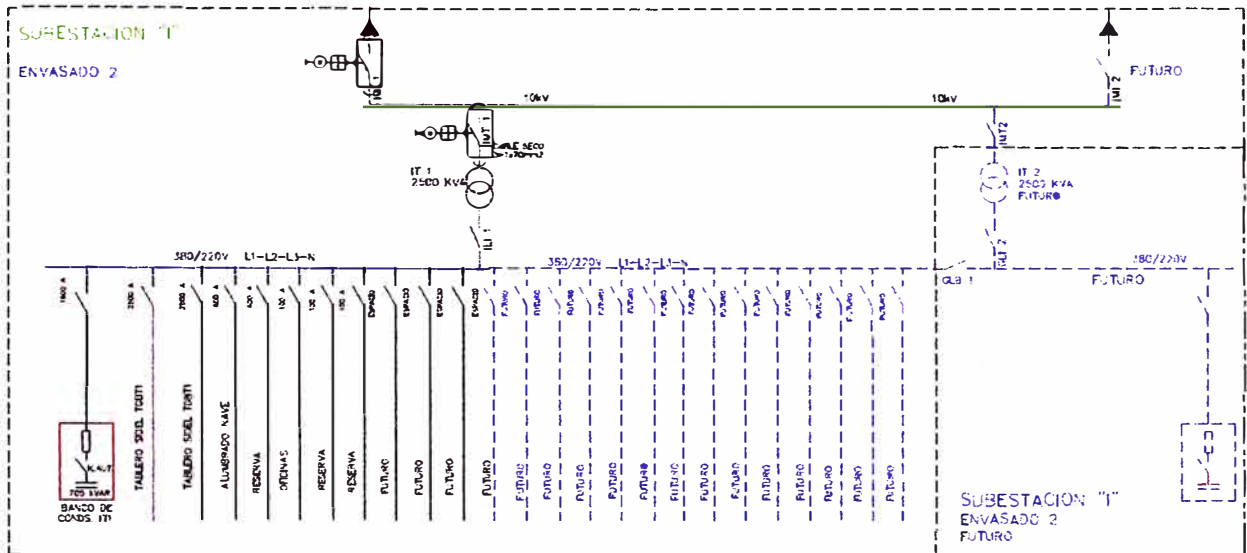


Fig.1.31 Substación eléctrica I (Sector de Envasado 2)

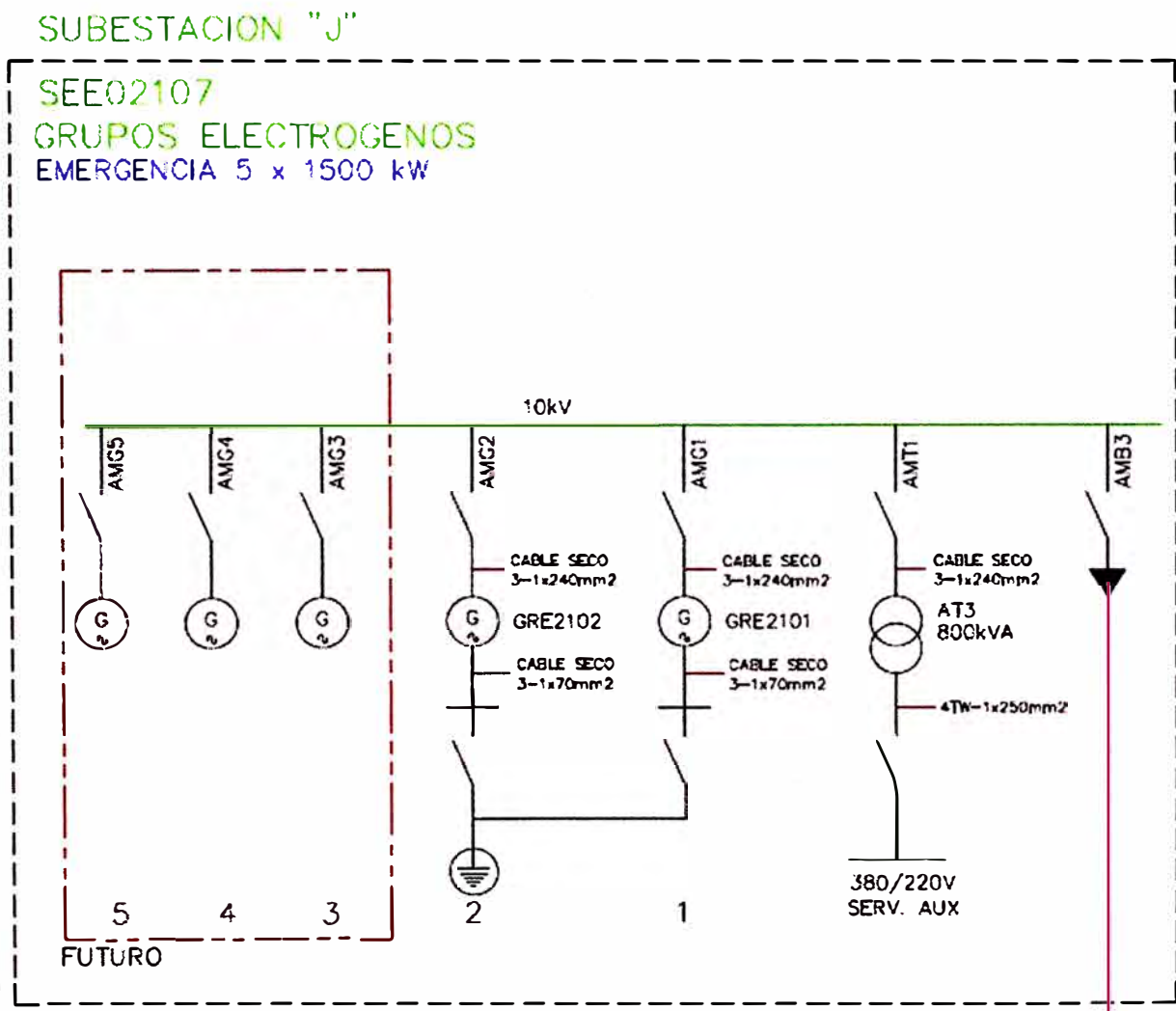


Fig.1.32 Substación eléctrica J (Grupos Electrógenos)

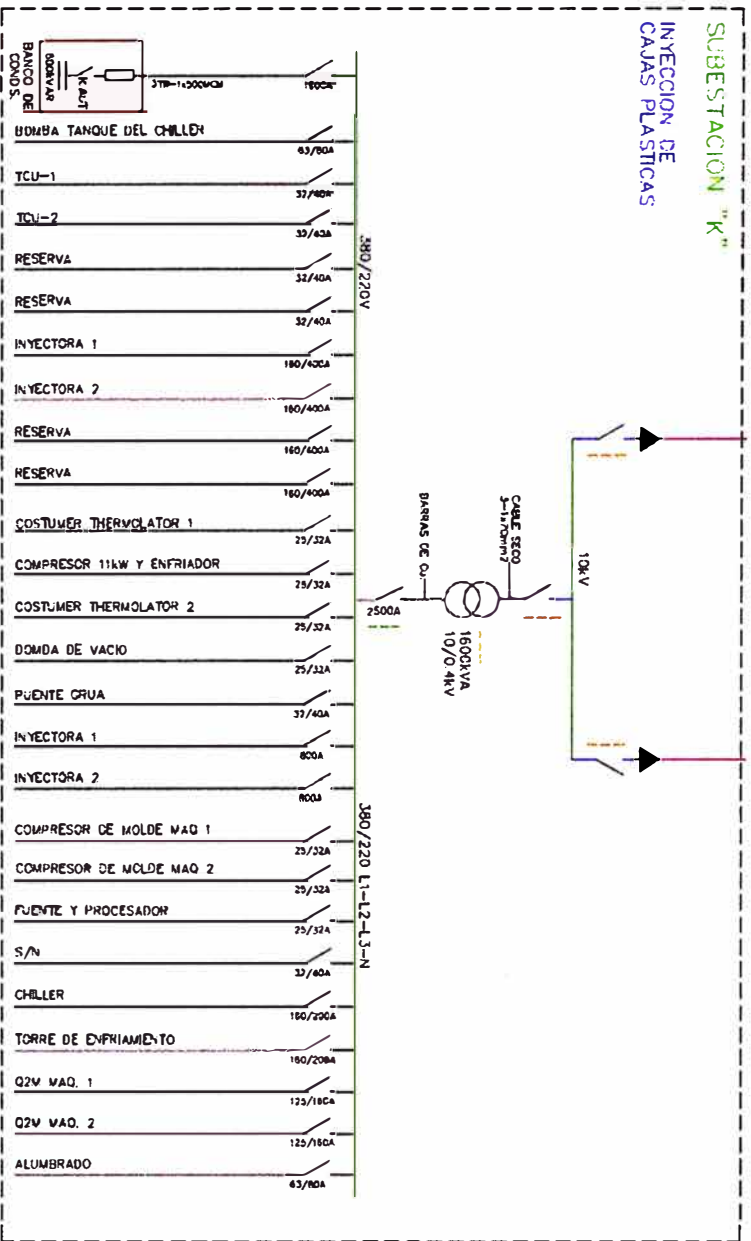


Fig. 1.33 Subestación eléctrica K (Inyección de Cajas Plásticas)

TABLA N° 1.2 Datos de placa de los transformadores de las subestaciones

Ubicación	SSEE A	SSEE J (GE)	SSEE C	SSEE C
Transformador	AT1	AT3	CT1	CT2
Fabricante	DELCROSA	ABB CT	ABB CT	ABB CT
Potencia (KVA)	12/15	800	1600	1600
Tipo	TOC	TOAKWB	TOAKWB	TOAKWB
Número	162242	L 14709	L 14706	L 17195
Frecuencia	67 Hz Trifásico	60 Hz Trifásico	60 Hz Trifásico	60 Hz Trifásico
Relación de Transformación	22.9 / 10 KV	10 / 0.4 KV	10 / 0.4 KV	10 / 0.4 KV
Corriente (A)	302.5 / 692.8	46.2 / 1154.7	92.4 / 2309.4	92.4 / 2309.4
Nivel de Aislamiento (KV)	50/28	28/2.5	28/2.5	28/2.5
Tensión c.c.	7.27	5.50%	5.30%	5.00%
Enfriamiento	ONAN/ONAF	ONAN	ONAN	ONAN
Calentamiento	60 / 65 °C	-	-	-
Aceite	NYNAS	ELECTROLUBE	SHELL DIALA D	SHELL DIALA D
Peso del Aceite (Kg.)	5100	883	1362	1410
Peso Total (Kg.)	27500	2958	4712	4770
Norma	IEC 60076	ITINTEC 370.002	ITINTEC 370.002	ITINTEC 370.002
Altitud	1,000 m.s.n.m.	1,000 m.s.n.m.	1,000 m.s.n.m.	1,000 m.s.n.m.
Año de Fabricación	2007	1980	1980	1985
Grupo de Conexión	Ynd5	Dyn5	Dyn5	Dyn5

TABLA N° 1.3 Datos de placa de los transformadores de las subestaciones (continuación)

Ubicación	SSEE D	SSEE E	SSEE F	SSEE F
Transformador	DT1	ET1	FT1	FT2
Fabricante	ABB CT	DELCROSA	ABB CT	ABB CT
Potencia (KVA)	800	1250	1600	1600
Tipo	TOAKWB	TC3318	TOAKWB	TOAKWB
Número	L 14708	144029	L 14705	L 19491
Frecuencia	61 Hz Trifásico	67 Hz Trifásico	62 Hz Trifásico	63 Hz Trifásico
Relación de Transformación	10 / 0.4 KV	10 / 0.4 KV	10 / 0.4 KV	10 / 0.4 KV
Corriente (A)	46.2 / 1154.7	72.2 / 1804.2	92.4 / 2309.4	92.4 / 2309.4
Nivel de Aislamiento (KV)	28/2.5	28/3.0	28/2.5	28/2.5
Tensión c.c.	5.40%	5.51	5.20%	5.30%
Enfriamiento	ONAN	ONAN	ONAN	ONAN
Calentamiento	-	60 / 65 °C	-	60 / 65 °C
Aceite	ELECTROLUBE	NYNAS ORION	ELECTROLUBE	ELECTROLUBE
Peso del Aceite (Kg.)	883	720	1362	1410
Peso Total (Kg.)	2958	3500	4712	4770
Norma	ITINTEC 370.002	IEC 60076	ITINTEC 370.002	ITINTEC 370.002
Altitud	1,000 m.s.n.m.	1,000 m.s.n.m.	1,000 m.s.n.m.	1,000 m.s.n.m.
Año de Fabricación	1980	2008	1980	1992
Grupo de Conexión	Dyn5	Dyn5	Dyn5	Dyn5

TABLA N° 1.4 Datos de placa de los transformadores de las subestaciones (continuación)

Ubicación	SSEE F	SSEE F	SSEE F	SSEE G
Transformador	FT3	FT5	FT6	GT3
Fabricante	DELCROSA	ABB CT	ABB CT	ABB CT
Potencia (KVA)	1600	2500	2500	1600
Tipo	---			TOAKWC
Número	---	L 19491	L 22239	L 19289
Frecuencia	63 Hz Trifásico	65 Hz Trifásico	66 Hz Trifásico	67 Hz Trifásico
Relación de Transformación	10 / 0.4 KV	10 / 4.2 KV	10 / 4.2 KV	10 / 0.4 KV
Corriente (A)	92.4 / 2309.4	144.4 / 343.7 KV	144.4 / 343.7 KV	92.4 / 2309.4
Nivel de Aislamiento (KV)	28/2.5	AT:28/75, BT:22/60	AT:28/75, BT:22/60	28/3.0
Tensión c.c.	5.30%	6.00%	6.30%	5.4
Enfriamiento	ONAN	ONAN	ONAN	ONAN
Calentamiento	60 / 65 °C	60 / 65 °C	60 / 65 °C	60 / 65 °C
Aceite	---	ELECTROLUBE	SHELL DIALA D	ELECTROLUBE
Peso del Aceite (Kg.)	---	1215	1215	1410
Peso Total (Kg.)	---	5000	5000	4770
Norma	ITINTEC 370.002	ITINTEC 370.002	ITINTEC 370.002	ITINTEC 370.002
Altitud	1,000 m.s.n.m.	1,000 m.s.n.m.	1,000 m.s.n.m.	1,000 m.s.n.m.
Año de Fabricación	---	1988	1995	1992
Grupo de Conexión	Dyn5	Dyn5	Dyn5	Dyn5

TABLA N° 1.5 Datos de placa de los transformadores de las subestaciones (continuación)

Ubicación	SSEE H	SSEE I	SSEE K
Transformador	HT1	IT1	KT1
Fabricante		DELCROSA	ABB CT
Potencia (KVA)	500	2500	1600
Tipo		TC 3483	TOAKWC
Número		143 970 T1	L 230480-1
Frecuencia		67 Hz Trifásico	67 Hz Trifásico
Relación de Transformación	10 / 0.4 KV	10 / 0.4 KV	10 / 0.4 KV
Corriente (A)	28.9 / 721.7	144.3 / 3608.4	92.4 / 2309.4
Nivel de Aislamiento (KV)		28/3.0	28/3.0
Tensión c.c.		6.02	5.1
Enfriamiento	ONAN	ONAN	ONAN
Calentamiento		60 / 65 °C	60 / 65 °C
Aceite		NYNAS ORION	NYNAS
Peso del Aceite (Kg.)		1810	735
Peso Total (Kg.)		6600	3400
Norma		CEI 60076	CEI 60073
Altitud		1,000 m.s.n.m.	1,000 m.s.n.m.
Año de Fabricación		2008	2004
Grupo de Conexión		Dyn5	Dyn5

TABLA N° 1.6 Datos de los alimentadores (Cables y/o Barras de cobre)

Origen	Llegada	Voltaje (KV)	Especif.Cable/Barras.Alim.
Barra LDS	Barra Llegada 22.9KV	22.9	Cable Seco N2XSY 3-1x240mm ² 18/30 KV
Llegada 22.9KV	Trafo AT1	22.9	Cable Seco N2XSY 3-1x240mm ² 18/30 KV
Trafo AT1	Barra N509	10	Barras Cu.
Barra N509	SSEE A	10	Barras Cu.
SSEE A	SEF2	10	NKY 3x120mm ²
SEF2	FT5	10	Cable Seco 3-1x240mm ²
FT5	SEF20	4.2	Cable Seco 3-1x240mm ²
SEF20	C1	4.2	Cable Seco 3-1x35mm ²
SEF20	C2	4.2	Cable Seco 3-1x35mm ²
SEF20	C3	4.2	Cable Seco 3-1x35mm ²
SSEE A	SEF1	10	NKY 3x120mm ²
SEF1	FT6	10	Cable Seco 3-1x240mm ²
FT6	SEF10	4.2	Cable Seco 3-1x240mm ²
SEF10	C4	4.2	Cable Seco 3-1x35mm ²
SSEE A	SEBD	4.2	NKY 3x70mm ²
SEBD	DT1	4.2	Cable Seco 3-1x70mm ²
DT1	SEBDO	0.4	Barras Cu. 3x1x100x10+1x80x10
SSEE A	SEG	10	NKY 3x120mm ²
SEG	GT1	10	Cable Seco 3-1x50mm ²
GT1	SEG1	0.4	Barras Cu. 3x2x100x10+1x100x10
SSEE A	SEF3	10	NKY 3x120mm ²
SEF3	FT1	10	Cable Seco 3-1x70mm ²
FT1	SEF30	0.4	Barras Cu. 3x2x100x10+1x100x10
SEF3	FT2	10	Cable Seco 3-1x70mm ²
FT2	SEF00	0.4	Barras Cu. 3x2x100x10+1x100x10
SEF3	FT3	10	Cable Seco 3-1x70mm ²
FT3	AMPLIAC.	0.4	Barras Cu. 3x2x100x10+1x100x10
SSEE A	SEC	10	NKY 3x120mm ²
SEC	CT1	10	Cable Seco 3-1x50mm ²
CT1	SEC0	0.4	Barras Cu. 3x2x100x10+1x100x10
SEC	CT2	10	Cable Seco 3-1x50mm ²
CT2	SEC00	0.4	Barras Cu. 3x2x100x10+1x100x10

Para los efectos de realizar el flujo de potencia se han despreciado las resistencias y reactancias de las barras de cobre ya que el error cometido es mínimo, y las conclusiones no se ven afectadas.

TABLA N° 1.7 Características de los interruptores

Interruptor	Alimentación	Alimentación (V)	I _n (A)	I _{max} (A)	I _{max} (KA)
AHI1	Barra	Llegada 22.9			
AHT1	Transformador	AT1	960.		
AMI1	Barra	N509	960	0.6	2.7
AMI2	Cable/Interruptor	AMI3	960.		
AMI3	Barra	SSEE A	960.		
AMF1	Cable/Interruptor	FMI3	340	0.3	0.7
FMI3	Barra	SEF1	340.		
FMT6	Transformador	FT6	340.		
FMI6	Barra	SEF10	630		
2Q6	Cable/Interruptor	IC4	125.		
IC4	Barra	C4	125.		
AMF2	Cable/Interruptor	DMI1	80	0.4	0.3
DMI1	Barra	SEFBD	80.		
DMT1	Transformador	DT1	80.		
DLI1	Barra	SEFBD0	1200		
AMF3	Cable/Interruptor	GMI1	100	0.4	0.6
GMI1	Barra	SEG	100.		
GMT1	Transformador	GT1	100.		
GLI1	Barra	SEG1	2500		
AMF4	Cable/Interruptor	FMI4	340	0.3	0.9
FMI4	Barra	SEF2	340.		
FMT5	Transformador	FT5	340.		
FMI5	Barra	SEF20	630		
1Q4	Cable/Interruptor	IC1	125.		
IC1	Barra	C1	125.		
1Q6	Cable/Interruptor	IC2	125.		
IC2	Barra	C2	125.		
2Q2	Cable/Interruptor	IC3	125.		
IC3	Barra	C3	125.		

TABLA N° 1.8 Características de los interruptores (continuación)

Interruptor	Alimentación		I_{max} (A)	t(seg) para I_{max}	$I_{cc}(t=0)$ (KA)
AMF5	Cable/Interruptor	CMI1	200	0.4	1
CMI1	Barra	SEC	200.		
CMT1	Transformador	CT1	200		
CLI1	Barra	SEC0	2500		
CMT2	Transformador	CT2	200.		
CLI2	Barra	SEC00	2500		
AMF6	Cable/Interruptor	FMI1	200	0.4	0.6
FMI1	Barra	SEF3	200.		
FMT1	Transformador	FT1	200.		
FLI1	Barra	SEF30	2500		
FMT2	Transformador	FT2	200.		
FLI2	Barra	SEF00	2500		
FMT3	Transformador	FT3	200.		
FLI3	Barra	Ampliac.	2500		

1.11 Análisis del sistema eléctrico mediante un flujo de potencia

Debido a que el detonante fue el sobrecalentamiento de los transformadores FT1 y FT2 de la subestación F, reportado por la Gerencia de Mantenimiento, se procedió a registrar las variables eléctricas a la salida de cada uno de estos transformadores, realizar cálculos de flujo de potencia y así poder determinar si las actuales instalaciones están preparadas para absorber la demanda de potencia requerida en planta fuerza. La subestación eléctrica F cuenta con cuatro transformadores:

dos transformadores de 1600 KVA 10/0.4 KV

dos transformadores de 2500 KVA 10/4.2 KV

La Gerencia de Mantenimiento reportó sobrecalentamiento en los dos transformadores de 1600 KVA que operan en paralelo.

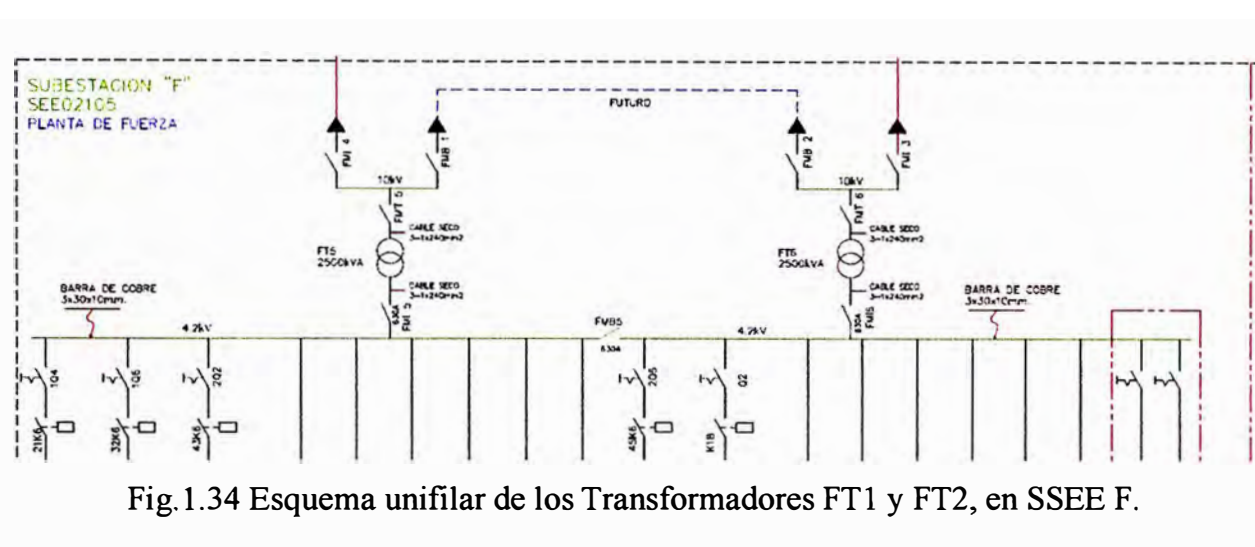


Fig.1.34 Esquema unifilar de los Transformadores FT1 y FT2, en SSEE F.

1.11.1 Bases para realizar el estudio de flujo de potencia

A continuación se listan las actividades previas, hallazgos y premisas que sientan las bases o consideraciones para desarrollar el flujo de potencia:

1. Actividad previa: Recopilación de información de la demanda de la planta industrial.
2. Actividad previa: Se ha efectuado la recopilación de los parámetros de ductos eléctricos y transformadores de la planta.
3. Hallazgo: El cable de acometida en 10 KV a la planta de fuerza de la Subestación F es NKY 3x120 mm² 10 KV. Este cable tiene 30 años de instalado.
4. Hallazgo: Los transformadores de distribución de la subestación F, se encuentran instalados en áreas donde no se cuenta con ventilación adecuada para el funcionamiento de estos equipos; las celdas de los transformadores no cuentan con ductos de ventilación subterráneos ni ventanas de salida de aire caliente.

5. Premisa: El factor de potencia considerado para las cargas es de 0.8 en atraso en las subestaciones salvo en las cargas de la planta de fuerza de la subestación F, donde se ha considerado las cargas registradas.

1.11.2 Procedimiento para realizar el flujo de potencia y análisis de cortocircuito

1. Se ha elaborado el diagrama unifilar de la planta a fin de efectuar los cálculos necesarios en este estudio.
2. Se definieron los parámetros de entrada para el cálculo, tales como: resistencias y reactancias de cables y transformadores, potencias activa y reactiva de las cargas. Debido a la falta de información se obtuvieron los valores de resistencia y reactancia de los cables haciendo primero una inspección visual de los mismos e identificando lo mejor posible el tipo de cable y luego se acudió a las tablas para obtener sus parámetros, dichas tablas se encuentran en el anexo C.
3. A partir de los datos recopilados, se procedió a efectuar cálculos de flujo de potencia del sistema, considerando las cargas de las diferentes subestaciones del sistema eléctrico de la planta industrial.
4. Con los resultados de los flujos de potencia, se evalúa si los cables del sistema eléctrico de la planta industrial, son de sección adecuada, también si los voltajes en las barras se encuentran dentro de los límites de tolerancia según la norma ($\pm 5\%$).

1.12 Análisis corto circuito del sistema eléctrico

1. Los mismos datos parametrizados del CFP, fueron tomados en cuenta para realizar el cálculo de cortocircuito.
2. Básicamente se busca verificar la capacidad de ruptura de los interruptores en todo el sistema.
3. Se procedió a efectuar los cálculos de cortocircuito en todas las barras del sistema.
4. Se tabularon los valores de cortocircuito calculado y actual de cada barra para poder compararlos y decidir las mejoras a realizar.

1.13 Evaluación de otros aspectos asociados a la confiabilidad del sistema eléctrico

Antigüedad de los equipos

De acuerdo a los datos de placa de los transformadores mostrados en las tablas 1.2 a 1.5, se observa que algunos transformadores tienen una antigüedad de 30 años.

De acuerdo a las entrevistas realizadas al personal de mantenimiento y la revisión de algunos documentos técnicos históricos, se conoce que la mayoría de los cables de media tensión fueron instalados cuando se construyó la planta industrial en los años 1980 a 1985,

y que hasta la fecha no han sido cambiados. Estos cables son del tipo NKY y tienen una antigüedad aproximada de 30 años.

Ventilación de las subestaciones

Se midieron las temperaturas ambientales máximas de las subestaciones, también se registraron los valores de temperatura máxima indicada por los termómetros de cada uno de los transformadores, obteniéndose los siguientes datos:

SSEE	Tamb.(°C)	Transformador	Tmax.(°C)
A	24	AT1	71
C	23	CT1	60
C	23	CT2	61
D	22	DT1	55
F	28	FT5	68
F	28	FT6	67
F	28	FT1	80
F	28	FT2	79
F	28	FT3	77
G	21	GT1	46

Las subestaciones eléctricas no contaban con ductos subterráneos de ventilación debajo de los transformadores, sólo había fosas debajo de cada transformador, para albergar cualquier posible derrame del aceite.

Algunas subestaciones como C, D y G, contaban con extractores de aire en las ventanas de la subestación, por lo que la temperatura ambiental dentro de la subestación, aún en verano fue baja.

Se procedió a colocar ventiladores a los transformadores FT1, FT2 y FT3, como se muestra en le foto de la figura 1.12. De otro lado también se cambió el extractor de aire de la subestación por otro más potente.

Instalación de transformadores en paralelo

En el caso de los transformadores FT1 y FT2 cuyas características son las mismas y que operan en paralelo, se esperaba que el reparto de carga sea por igual en ambos transformadores, , sin embargo se observó en cada transformador que en las longitudes de las barras que van desde el secundario hasta el interruptor, son muy diferentes entre uno y

otro transformador, lo que provoca que las impedancias equivalentes de ambos transformadores no sea igual, y esto origina que el reparto de carga tampoco sea igual.

Otros aspectos de las instalaciones en general

Se observó que los interruptores principales de cada subestación estaban conformados por sólo seccionadores fusible, sin embargo estos no ofrecen el nivel de protección adecuado.

CAPITULO II

MARCO TEORICO CONCEPTUAL

2.1 Bases teóricas de un flujo de potencia

La siguiente explicación teórica se basa en los conceptos de [4]:

El cálculo y análisis del flujo de potencia en la red de un Sistema Eléctrico de Potencia (SEP), es uno de los aspectos más importantes del comportamiento en régimen permanente. Consiste en determinar los flujos de potencia activa (MW), y reactiva (MVA_r), en cada línea del sistema y también determinar las tensiones (KV), en cada una de las barras para ciertas condiciones de operación.

Hasta el año 1950, el cálculo de flujo de potencias se realizaba utilizando principalmente los analizadores de redes de corriente alterna, y en algunos casos, los analizadores de redes de corriente continua, que corresponden a una simulación a escala del sistema real. Hoy en día el cálculo de flujo de potencia se realiza fundamentalmente computadores digitales por las grandes ventajas que estos representan.

El análisis de flujo de potencia del presente trabajo permite: Planificar las ampliaciones del SEP, y determinar el mejor modo de operación, tomando en cuenta cargas actuales y futuras.

2.2 Planteamiento del problema básico para un flujo de potencia

La siguiente explicación teórica se ha tomado también de [4]:

Considérese el SEP elemental de dos barras de la Figura 2.1:

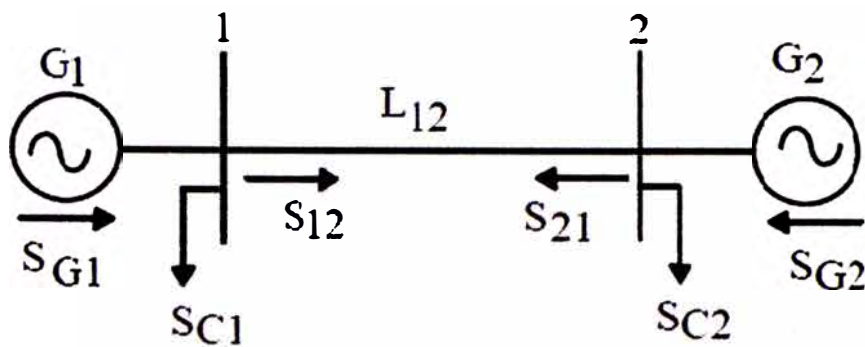


Fig.2.1 Sistema elemental de dos barras para plantear el problema básico

Donde:

G1 y G2: son los generadores conectados a cada una de las barras 1 y 2 respectivamente.

L12: línea entre las barras 1 y 2.

S12 y S21: Flujos de potencia compleja que van desde la barra 1 a la barra 2 y viceversa.

SG1 y SG2: potencias aparentes generadas por los generadores G1 y G2.

SC1 y SC2: potencias consumidas en las barras 1 y 2.

En la figura 2.2 se muestra el circuito equivalente por fase, y la línea L12 se ha representado por su circuito π nominal.

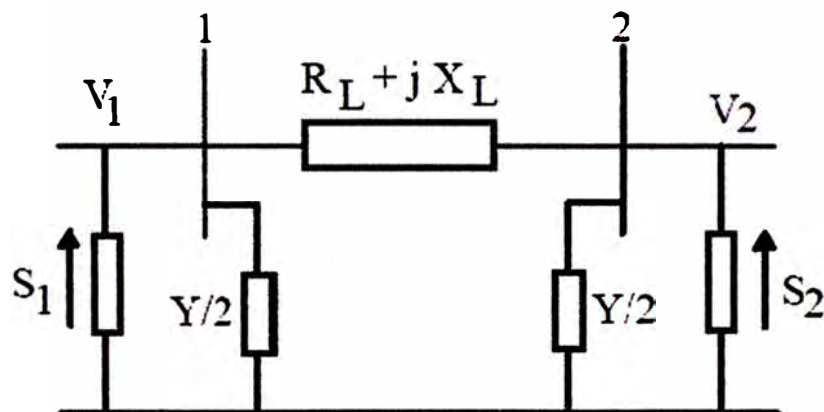


Fig.2.2 Circuito equivalente por fase del sistema de la figura 2.1

Donde:

S1 y S2: Potencias complejas netas de las barra 1 y 2 respectivamente, representadas como fuentes de potencia activa y reactiva, que corresponden a la Potencia Generada menos la Potencia Consumida.

RL: resistencia serie de la línea.

XL: reactancia inductiva serie de la línea.

Y: admitancia shunt de la línea.

V1: voltaje de la barra 1.

V2: voltaje de la barra 2.

En la Figura 2.1, las potencias complejas netas de las barras 1 y 2 son:

$$\begin{aligned}\dot{S}_1 &= \dot{S}_{G1} - \dot{S}_{C1} = (P_{G1} - P_{C1}) + j(Q_{G1} - Q_{C1}) = P_1 + jQ_1 \\ \dot{S}_2 &= \dot{S}_{G2} - \dot{S}_{C2} = (P_{G2} - P_{C2}) + j(Q_{G2} - Q_{C2}) = P_2 + jQ_2\end{aligned}\quad (2,1)$$

En el circuito de la figura 2.2 se puede escribir:

$$\begin{aligned}\frac{S_1^*}{V_1^*} &= \frac{P_1 - jQ_1}{V_1^*} = \dot{V}_1 \frac{Y}{2} + \frac{\dot{V}_1 - \dot{V}_2}{R_L + jX_L} \\ \frac{S_2^*}{V_2^*} &= \frac{P_2 - jQ_2}{V_2^*} = \dot{V}_2 \frac{Y}{2} + \frac{\dot{V}_2 - \dot{V}_1}{R_L + jX_L}\end{aligned}\quad (2,2)$$

Estas ecuaciones, que relacionan las tensiones con las potencias activas y reactivas, presentan las siguientes características:

- Son algebraicas y no lineales.
- La frecuencia no aparece en forma explícita porque se la supone constante.
- El sistema de cuatro ecuaciones (2,1) y (2,2), tiene 12 variables en total: PG1, PG2, QG1, QG2, PC1, PC2, QC1, QC2, V1, θ_1 , V2, θ_2 , por lo que no es posible obtener una solución para ninguna de ellas a menos que se reduzca el número de incógnitas, fijando de antemano algunas variables.

En relación a esto último, una forma posible de resolver el problema es la siguiente:

- A partir de los datos del consumo suponer conocidas e independientes del voltaje, las potencias de las cargas PCi, QCi, con $i = 1,2$.
- Fijar a priori dos variables de generación PG2 y QG2 por ejemplo. No se pueden fijar las cuatro variables de generación debido a que las pérdidas en el sistema no son conocidas inicialmente.
- Fijar el módulo y ángulo de la tensión en barra 1; es decir; suponer conocidos V1, θ_1 . En particular, puede tomarse esta tensión como referencia, o sea, $\theta_1=0$

En estas condiciones, el sistema de 4 ecuaciones (2,2) queda con sólo 4 variables: PG1, QG1, V2, θ_2 .

Modelo de representación del SEP

Teniendo presente el análisis del problema básico y con el objeto de establecer un procedimiento general para el Cálculo del Flujo de Potencia (CFP), es necesario considerar lo siguiente:

Tipos de Barras

Asociados a cada barra p de un sistema eléctrico de potencia (SEP), existen cuatro variables o parámetros eléctricos que son: P_p ; Q_p ; V_p ; θ_p . Según las variables conocidas y desconocidas, las barras se clasifican en los siguientes grupos:

– Barras de Carga (Barras P-Q):

Los parámetros eléctricos P_p y Q_p están especificadas es decir son valores conocidos que se toman como entrada; V_p y θ_p son las incógnitas constituyen las incógnitas a ser calculadas.

– Barras de tensión controlada (Barra P-V):

Los parámetros eléctricos P_p y V_p están especificadas es decir son valores conocidos que se toman como entrada; Q_p y θ_p son las incógnitas a ser calculadas.

En este tipo de barra debe existir alguna fuente controlable de potencia reactiva.

– Barra flotante (Barra V):

Los parámetros eléctricos V_p y θ_p están especificados; es decir son valores conocidos que se toman como entrada, de otro lado los parámetros eléctricos P_p y Q_p constituyen las incógnitas a ser calculadas.

En esta barra debe existir por lo menos un generador. La necesidad de definir esta barra nace del hecho que no es posible especificar a priori, la potencia total que es necesario generar en el sistema debido a que inicialmente no se conocen las pérdidas en el mismo.

La barra flotante debe suministrar la diferencia entre la potencia compleja inyectada al sistema en el resto de las barras y la carga total más las pérdidas.

Esta barra se conoce también con otros nombres tales como: de referencia, oscilante, de relajación (slack).

Circuito unifilar del presente trabajo para el CFP:

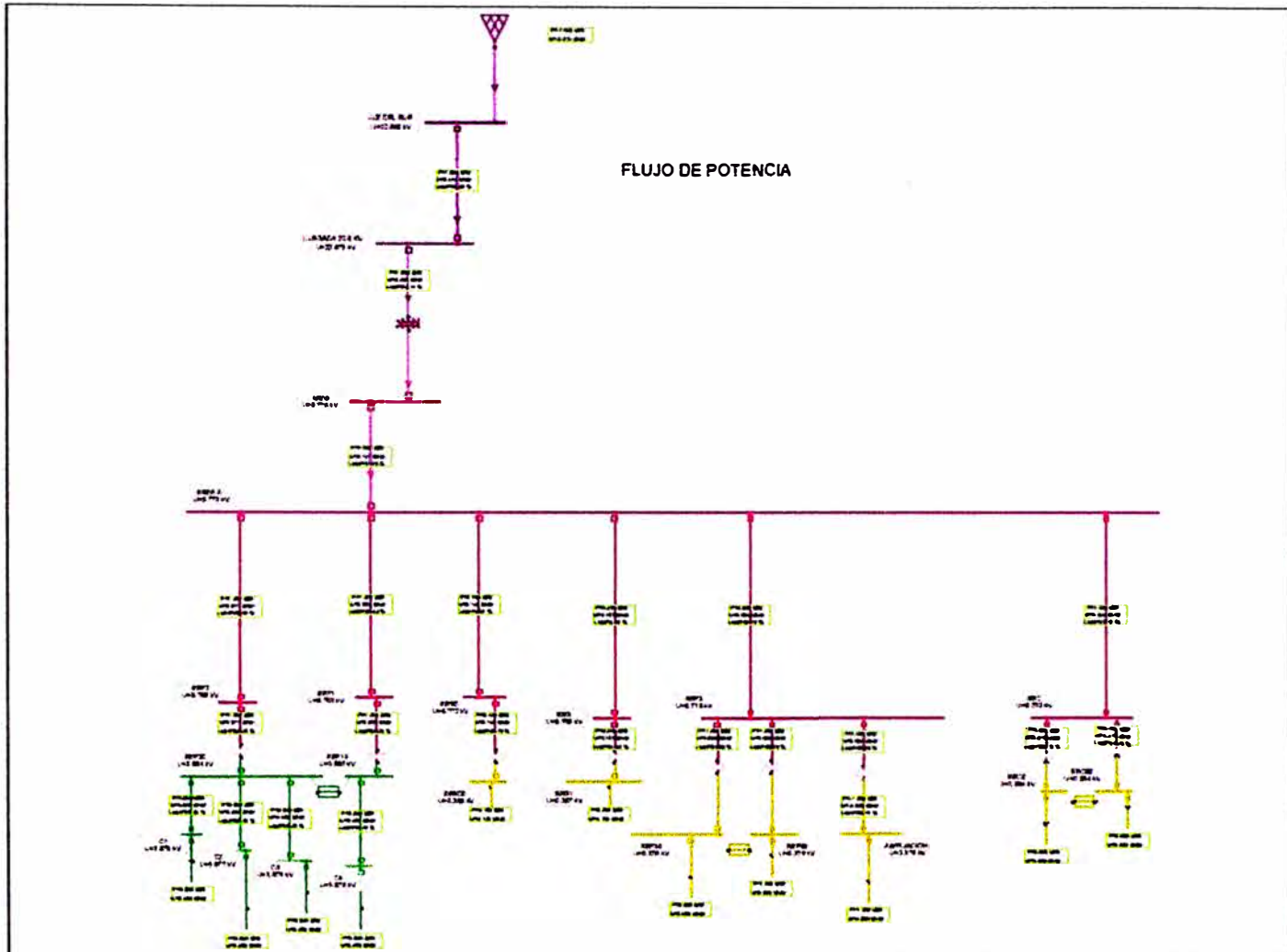


Fig.2.3 Circuito unifilar para el Cálculo del Flujo de Potencia (copia del grafico que sale como resultado de aplicar el software NPLAN para el cálculo del FP, en las siguientes páginas, este grafico ha sido redibujado en una hoja Excel para que sea legible).

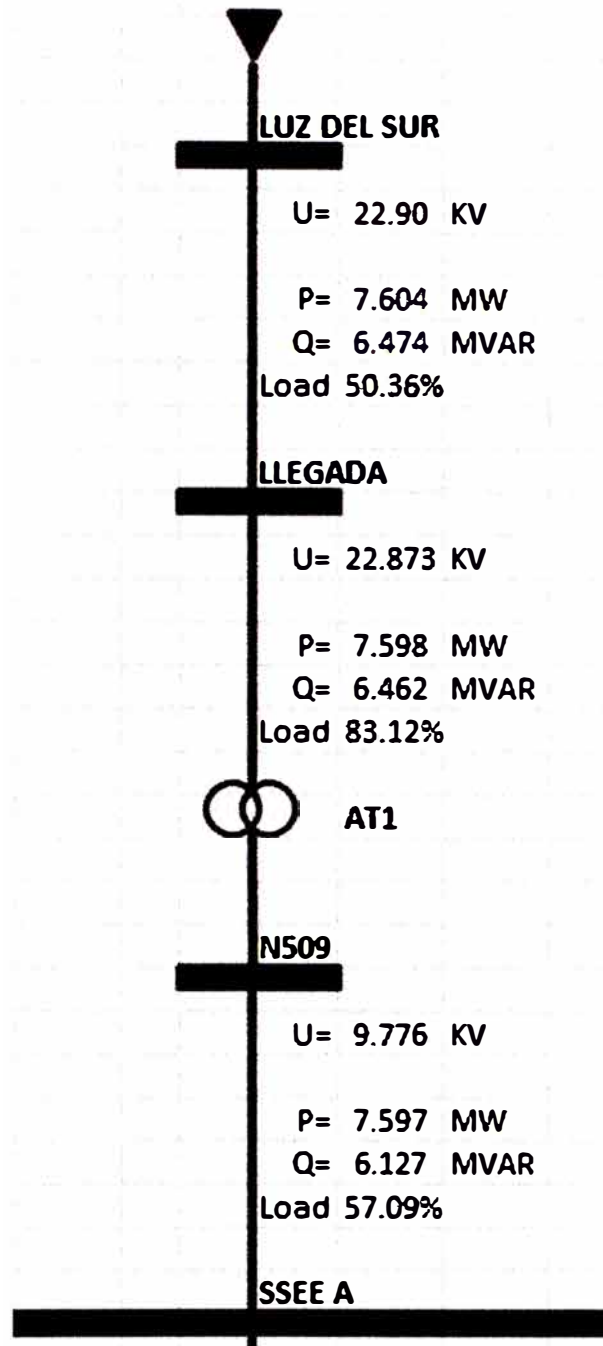


Fig.2.4 Circuito unifilar para el Cálculo del Flujo de Potencia (en Excel).

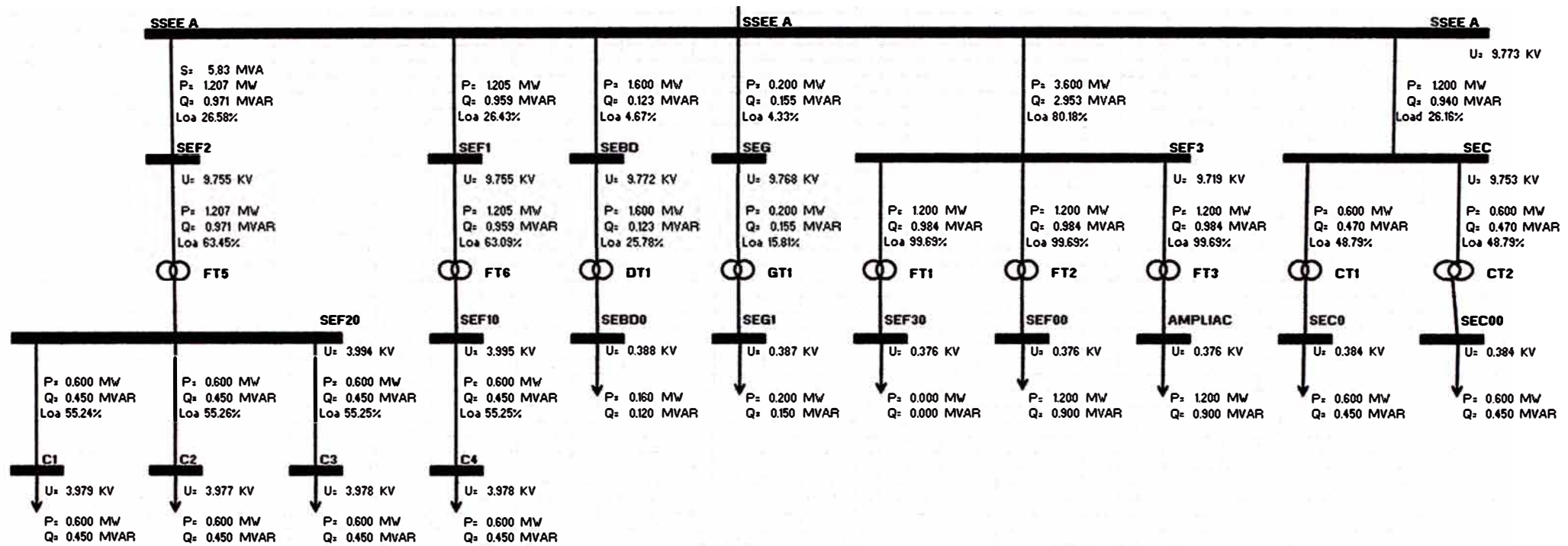


Fig.2.5 Circuito unifilar para el Cálculo del Flujo de Potencia (en Excel), (continuación).

Representación de los elementos del SEP

– **Líneas:** Se representan usualmente por su circuito π nominal. Para una línea conectada entre las barras p y q de un SEP, el circuito equivalente corresponde al mostrado en la Figura 2.3 En algunos casos, basta representar la línea por su impedancia serie, como se ha hecho en el presente trabajo.

– **Transformadores:** Cuando funcionan en su razón nominal, se representan por su impedancia de cortocircuito. Cuando operan con cambio de TAP y razón no nominal, se pueden representar por su circuito equivalente π que se muestra en la Figura 2.4, cuyos parámetros se indican en la ecuación (3).

En el presente trabajo sólo se han tomado en cuenta las impedancias de cada transformador.

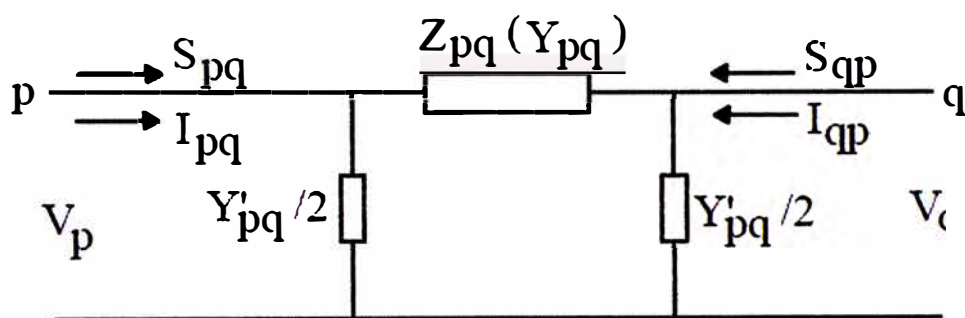


Fig.2.6 Circuito equivalente π de una línea para el cálculos de flujos de potencia.

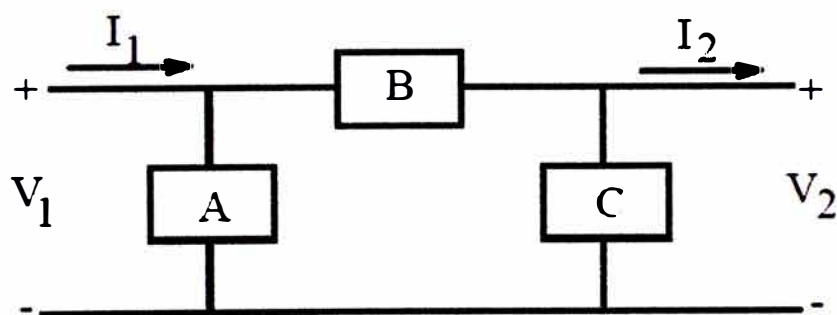


Fig.2.7 Modelación circuital en "por unidad" de un transformador con cambio de TAP.

Donde:

$$A = \frac{Y}{\alpha} \left(\frac{1}{\alpha} - \frac{1}{\beta} \right) \quad B = \frac{Y}{\alpha\beta} \quad C = \frac{Y}{\beta} \left(\frac{1}{\beta} - \frac{1}{\alpha} \right) \quad (2,3)$$

Con $\alpha=1+t_1$ y $\beta=1+t_2$; y donde t_1 y t_2 , representan el cambio del Tap, en el lado respectivo.

– **Generadores:** Se consideran normalmente como fuentes de potencia activa y reactiva.

En el presente trabajo no hay generadores a tomar en cuenta, ya que la fuente de alimentación es la suministrada por el concesionario.

Modelamiento del sistema a través de la matriz de admitancias (Ybus)

La siguiente explicación teórica se ha tomado de [5]:

El análisis de barra consiste en establecer las ecuaciones de corriente de cada barra, considerando positiva las corrientes que llegan a la barra y negativa las que salen. Suponga un sistema que tiene n barras conectadas entre sí. Elijase dos barras adyacentes entre sí denotadas por los números i y j , entre las cuales se encuentra conectada una impedancia \hat{y}_{ij} y por ende fluye una corriente I_{ij} , de la barra i a la barra j .

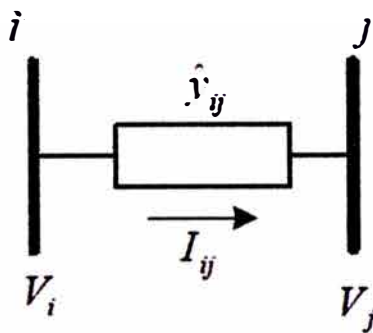


Fig.2.8 Modelación de una barra

Entonces la ecuación de corriente entre dichas barras es:

$$I_{ij} = \frac{V_i - V_j}{\hat{z}_{ij}} = \hat{y}_{ij} (V_i - V_j) \quad (2,4)$$

Supóngase una barra genérica k -ésima, entonces:

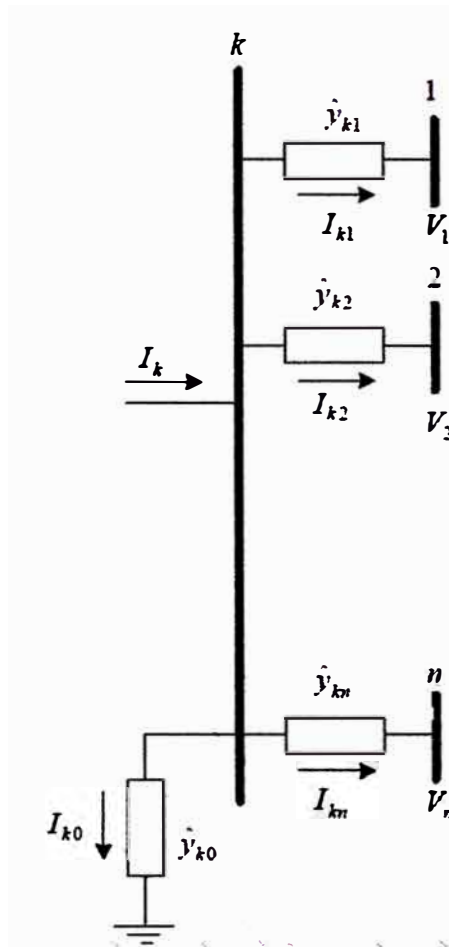


Fig.2.9 Una barra genérica k

Donde las diferentes corrientes que salen de la barra k son:

$$I_{k0} = \hat{y}_{k0} V_k$$

$$I_{k1} = \hat{y}_{k1} (V_k - V_1)$$

$$I_{k2} = \hat{y}_{k2} (V_k - V_2)$$

$$I_{kn} = \hat{y}_{kn} (V_k - V_n) \quad (2,5)$$

En este conjunto de ecuaciones (5), las I_{km} son las corrientes que salen de la barra k y llegan hacia cierta barra m.

Supóngase que la corriente que entra a la barra k es I_k , entonces se puede plantear la ecuación de corriente en la barra k como sigue:

La corriente que entra a la barra k es:

$$I_k = I_{k0} + I_{k1} + I_{k2} + \dots + I_{kn} \quad (2,6)$$

Sustituyendo la definición de cada corriente de las ecuaciones (5) en la ecuación (6) resulta:

$$I_k = \hat{y}_{k0} V_k + \hat{y}_{k1} (V_k - V_1) + \hat{y}_{k2} (V_k - V_2) \dots + \hat{y}_{kn} (V_k - V_n) \quad (2,7)$$

Finalmente esta ecuación puede ser reescrita de manera más compacta de la forma:

$$I_k = V_k \sum_{j=0}^n \hat{y}_{kj} - \sum_{j=1}^n \hat{y}_{kj} V_j \quad (2,8)$$

Nótese que el término $\sum_{j=0}^n \hat{y}_{kj} = Y_{kk}$ representa la sumatoria de todas las admitancias conectadas al nodo k incluyendo cualquier admitancia shunt.

Y el término $-\hat{y}_{kj} = Y_{kj}$ representa la admitancia mutua entre las barras k y j .

Se procede a escribir la ecuación de la corriente en el nodo k :

$$I_k = V_k Y_{kk} + \sum_{\substack{j=0 \\ j \neq k}}^n Y_{kj} V_j \quad (2,9)$$

Esta ecuación también puede ser escrita con una sola sumatoria sin hacer que j sea diferente de k , o sea eliminando la condición $j \neq k$, y la ecuación queda así:

$$I_k = \sum_{j=1}^n Y_{kj} V_j \quad (2,10)$$

Ahora para un sistema de n barras:

$$\begin{bmatrix} Y_{11} & Y_{12} & Y_{13} & \dots & Y_{1N} \\ Y_{21} & Y_{22} & Y_{23} & & Y_{2N} \\ \vdots & & \ddots & & \vdots \\ & & & \ddots & \\ Y_{N1} & Y_{N2} & Y_{N3} & \dots & Y_{NN} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_1 \\ V_2 \\ \vdots \\ V_N \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} I_1 \\ I_2 \\ \vdots \\ I_N \end{bmatrix} \quad (2,11)$$

Es decir: $\mathbf{I} = \mathbf{Y} \mathbf{V}$, siendo \mathbf{Y} la Matriz Admitancia de Barra.

Característica de la Matriz Admitancia de Barra

La Matriz Admitancia de Barra es una matriz muy peculiar producto de curiosidades matemáticas originada por la naturaleza física de los elementos que constituyen el sistema, entre dichas características cabe destacar:

La matriz admitancia de barra es una matriz cuadrada de orden n si el sistema posee n barras.

La matriz es simétrica respecto a su diagonal principal, es decir $Y_{ij} = Y_{ji}$

Los elementos de la diagonal principal de la matriz admitancia de barra son negativos mientras que los elementos fuera de la diagonal son positivos.

Si en el sistema no se desprecia la resistencia, la matriz admitancia de barra es una matriz compleja.

La matriz puede tener muchos elementos nulos ($Y_{ij} = 0$)

Es una matriz singular con determinante nulo y que no tiene inversa.

Se tiene que las corrientes de un sistema quedan expresadas por medio de su matriz de admitancia y vector de tensiones de barra:

$$I = Y V \quad (2,12)$$

En el caso que la matriz de admitancia Y no es singular se puede proceder por medio de:

$$V = [Y]^{-1} I \quad (2,13)$$

Si la matriz de admitancia es singular (no posee inversa), se tiene que algunos métodos de estudio de flujo de carga requieren la inversa de la matriz de admitancia, y lo cuál no es realizable.

El problema de la matriz de admitancia que no es invertible es resuelto recordando que en los sistemas de m ecuaciones linealmente dependientes pueden resolverse haciendo la matriz de los coeficientes $r < m$. Habiendo en las m ecuaciones r ecuaciones linealmente independientes. En el caso de la la matriz de admitancia de barra hay n ecuaciones por lo que la dimensión es de $n \times n$ y el orden de la matriz de coeficientes es de $n-1$ o sea $n-1$ ecuaciones linealmente independientes. En principio cualquier ecuación puede ser eliminada, pero una elección conveniente permitirá una convergencia más rápida.

El procedimiento para eliminar la ecuación correspondiente a I_1 es:

$$I_1 = I_{11}V_1 + I_{12}V_2 + \dots + I_{1n}V_n \quad (2,14)$$

Y considerando las corrientes de todas las barras, éstas se pueden escribir en forma matricial de la siguiente manera:

$$\begin{bmatrix} I_1 \\ I' \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_{11} & Y_{1j} \\ Y_{j1} & Y' \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_1 \\ V' \end{bmatrix} \quad (2,15)$$

Donde los términos I' , V' , Y_{1j} , Y_{j1} , son las submatrices:

$$I' = \begin{bmatrix} I_2 \\ I_3 \\ \vdots \\ I_n \end{bmatrix} \quad V' = \begin{bmatrix} V_2 \\ V_3 \\ \vdots \\ V_n \end{bmatrix} \quad Y_{1j} = \begin{bmatrix} Y_{12} \\ Y_{13} \\ \vdots \\ Y_{1n} \end{bmatrix} \quad Y_{j1} = \begin{bmatrix} Y_{21} \\ Y_{23} \\ \vdots \\ Y_{n1} \end{bmatrix} \quad (2,16)$$

Y de la ecuación (15), se deduce que:

$$I' = Y_{j1} V_1 + Y' V' \quad (2,17)$$

La ecuación (17), representa un sistema de $n-1$ ecuaciones con $n-1$ incógnitas.

Se puede asignar un valor a una de las variables de manera que las demás queden expresadas en función de éste. Por ejemplo: asumir que se conoce un valor de tensión en barra V_1 (módulo y ángulo). El hecho de asumir el valor de una de las incógnitas es una solución que linealiza el sistema al mismo tiempo, y por lo general se puede asumir la tensión de una barra conocida, caso que surge especialmente de suponer que dicha barra es una barra de oscilación o compensación (slack bus).

A partir de la ecuación (17), se puede escribir:

$$I' - Y_{j1} V_1 = Y' V' \quad (2,18)$$

$$I'' = I' - Y_{j1} V_1 \quad (2,19)$$

$$I'' = Y'' V' \quad (2,20)$$

Donde finalmente:

$$V' = [Y'']^{-1} I'' \quad (2,21)$$

Las ecuaciones de potencia:

Suponga un nodo k que posee n barras conectadas y donde cada una de ellas posee una corriente orientada saliendo de la barra k , y una corriente única entrando a la barra k que puede ser escrita según la ecuación (9) por:

$$I_k = V_k Y_{kk} + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq k}}^n Y_{kj} V_j \quad (2,22)$$

La potencia que es inyectada a la barra k viene dada por:

$$S_k = V_k I_k^* \quad (2,23)$$

Tomando la conjugada:

$$S_k^* = V_k^* I_k \quad (2,24)$$

Reemplazando la ecuación (22), en la ecuación (24), se tiene:

$$S_k^* = V_k^* \left[V_k Y_{kk} + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq k}}^n Y_{kj} V_j \right] = P_k - jQ_k \quad (2,25)$$

Donde:

$$P_k = Re \left\{ V_k^* \left[V_k Y_{kk} + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq k}}^n Y_{kj} V_j \right] \right\} \quad (2,26)$$

Y:

$$P_k = -Im \left\{ V_k^* \left[V_k Y_{kk} + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq k}}^n Y_{kj} V_j \right] \right\} \quad (2,27)$$

Se puede ver fácilmente que el voltaje de la barra k , puede ser escrito como:

$$V_k = \frac{1}{Y_{kk}} \left[\frac{P_k - jQ_k}{V_k^*} + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq k}}^n Y_{kj} V_j \right] \quad (2,28)$$

2.3 Bases teóricas del análisis de cortocircuito

La siguiente explicación teórica se ha tomado de [6], paginas 9, :

Una red simplificada se reduce a una fuente de tensión alterna constante, un interruptor, una impedancia Z_{cc} , que representa todas las impedancias situadas aguas arriba del interruptor, y una impedancia Z_s de la carga (figura 2.7). En realidad, la impedancia del generador está compuesta de todo lo que hay aguas arriba del cortocircuito, incluidas las redes de las diversas tensiones (AT, BT) y el conjunto de conductores serie, con sus diferentes secciones y longitudes. En el esquema de la figura 2.7, con el interruptor cerrado, circula por la red la intensidad de servicio I_s .

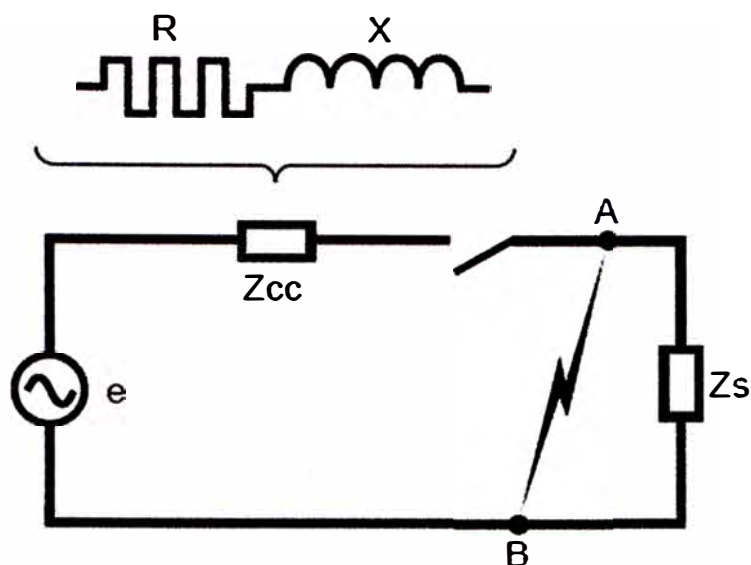


Fig.2.10 Esquema simplificado de una red

Resumen de los parámetros de la figura 2.7:

e : fuente de tensión alterna constante

Z_{cc} : representa todas las impedancias situadas aguas arriba del interruptor

Z_s : es la impedancia de carga

Cuando se produce un defecto de impedancia despreciable entre los puntos A y B, aparece una intensidad de cortocircuito, I_{cc} , muy elevada, limitada únicamente por la impedancia Z_{cc} . La intensidad I_{cc} se establece siguiendo un régimen transitorio en función de las reactancias X y de las resistencias R que son las componentes de la impedancia Z_{cc} :

$$Z_{cc} = \sqrt{R^2 + X^2}$$

En una distribución de potencia, la reactancia $X = L\omega$ es generalmente mucho mayor que la resistencia R , y la razón R/X está entre 0,10 y 0,3. Este valor sigue siendo prácticamente igual para valores bajos del $\text{Cos}\Phi_{cc}$ (factor de potencia durante el cortocircuito), o sea $\text{Cos}\Phi_{cc}$ es:

$$\text{Cos}\Phi_{cc} = R/\sqrt{R^2 + X^2}$$

Sin embargo, el régimen transitorio de establecimiento de una corriente de cortocircuito depende normalmente de la distancia del punto de defecto a los alternadores. Esta distancia no implica necesariamente una distancia geográfica, sino que se sobreentiende que las

impedancias de los alternadores son inferiores a las de las conexiones entre ellos y el punto de defecto.

Defecto alejado de los alternadores

Es el caso más frecuente. Entonces, el régimen transitorio es el resultante de la aplicación a un circuito autoinductivo de una tensión: $e = E \cdot \text{sen}(w \cdot t + \alpha)$. Así, la intensidad i es la suma de dos componentes: $i = i_a + i_c$.

Una (i_a) es alterna y senoidal: $i_a = I \cdot \text{sen}(w \cdot t + \alpha)$, en donde:

$I = \text{Intensidad máxima} = E / Z_{cc}$

$\alpha = \text{ángulo eléctrico que caracteriza el desfase en el tiempo entre el instante inicial del defecto y el origen de la onda de tensión.}$

La otra (i_c) es una componente unidireccional: $i_c = -I \cdot \text{sen} \alpha \cdot e^{-Rt/L}$

Su valor inicial depende de α , y su amortiguamiento es tanto más rápido cuanto mayor es la relación R/L . En el instante inicial del cortocircuito, i es nula por definición (puesto que el valor de la intensidad de servicio I_s es despreciable), por lo que: $i = i_a + i_c = 0$

La figura 2.8 nos muestra la representación gráfica de i mediante la suma algebraica de los valores de sus 2 componentes, i_a e i_c .

La figura 2.8 presenta los dos casos extremos posibles de establecimiento de una corriente de cortocircuito I_{cc} , que, para facilitar la comprensión, se representan con una tensión alterna monofásica. El factor $e^{-Rt/L}$ es tanto mayor cuanto menor es el amortiguamiento de la componente unidireccional, es decir, la razón R/L o R/X . Es pues necesario calcular i_p para determinar el poder de cierre de los interruptores automáticos a instalar y también para definir los esfuerzos electrodinámicos que deberá soportar el conjunto de la instalación. Su valor se deduce del valor eficaz de la corriente de cortocircuito simétrica I_a mediante la relación: $i_p = K\sqrt{2} I_a$, en la que el coeficiente K viene dado por la curva de la figura 2.9 en función de la razón R/X o R/L .

Defecto en la proximidad de los alternadores

Cuando el defecto se produce muy cerca del alternador que alimenta el circuito afectado, la variación de la impedancia del alternador, que ahora pasará a ser preponderante, provoca la amortiguación de la corriente de cortocircuito. En efecto, en este caso, el régimen transitorio de establecimiento de la corriente se complica por la variación de la f.e.m. (fuerza electromotriz) resultante del cortocircuito. Como simplificación, consideramos el

valor de la f.e.m. constante, pero la reactancia interna de la máquina como variable; esta reactancia evoluciona en tres etapas o estados:

- el subtransitorio: corresponde a los 10 ó 20 primeros milisegundos del defecto
- el transitorio: a continuación del anterior y que se prolonga hasta 500 milisegundos
- y después, el permanente o reactancia síncrona.

Nótese que esta reactancia, a cada período, va tomando un valor cada vez mayor, según el orden indicado: la reactancia subtransitoria es inferior a la transitoria y ésta inferior a la permanente. Esta intervención sucesiva de las tres reactancias provoca una disminución progresiva de la intensidad de cortocircuito, intensidad que es, por tanto, la suma de cuatro componentes (figura 2.9), o sea:

- las tres componentes alternas (subtransitoria, transitoria y permanente),
- y, cuarta, la componente unidireccional que resulta del establecimiento de la corriente en el circuito (inductivo) conocida también como componente de corriente continua.

En la práctica, el conocimiento de la evolución de la corriente de cortocircuito en función del tiempo no es siempre indispensable:

- en BT, como consecuencia de la velocidad de actuación de los aparatos de corte, el conocimiento de la corriente de cortocircuito subtransitoria, denominada I_k'' , y de la amplitud máxima de cresta asimétrica, i_p , es suficiente para la determinación del poder de corte (PdC) de los aparatos de protección y de los esfuerzos electrodinámicos que soportará el circuito,

por el contrario, en distribución BT de potencia y en MT, es frecuente utilizar la corriente de cortocircuito transitoria si la ruptura o interrupción se produce antes de que llegue a aparecer la corriente de cortocircuito permanente. En este caso, es interesante introducir la corriente de cortocircuito cortada o interrumpida por el dispositivo de protección, denominada I_b , que es la que determina el PdC de los interruptores automáticos temporizados o retardados. I_b es el valor de la corriente de cortocircuito en el instante del corte efectivo, y, por tanto, después de un tiempo t desde el establecimiento del cortocircuito, siendo $t = t_{\text{mín}}$. El tiempo $t_{\text{mín}}$ [tiempo muerto mínimo] es la suma del retardo (temporización) mínimo de funcionamiento del relé de protección y del tiempo de apertura más corto del interruptor automático al que está asociado. Se trata del menor tiempo transcurrido entre la aparición de la corriente de cortocircuito y la primera separación de los contactos de uno de los polos del aparato de maniobra.

La figura 2.10 representa las diferentes corrientes de cortocircuito así definidas.

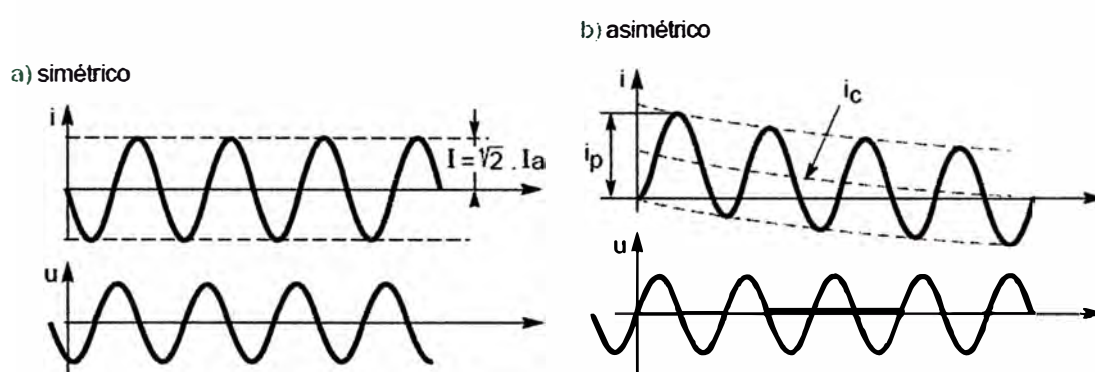
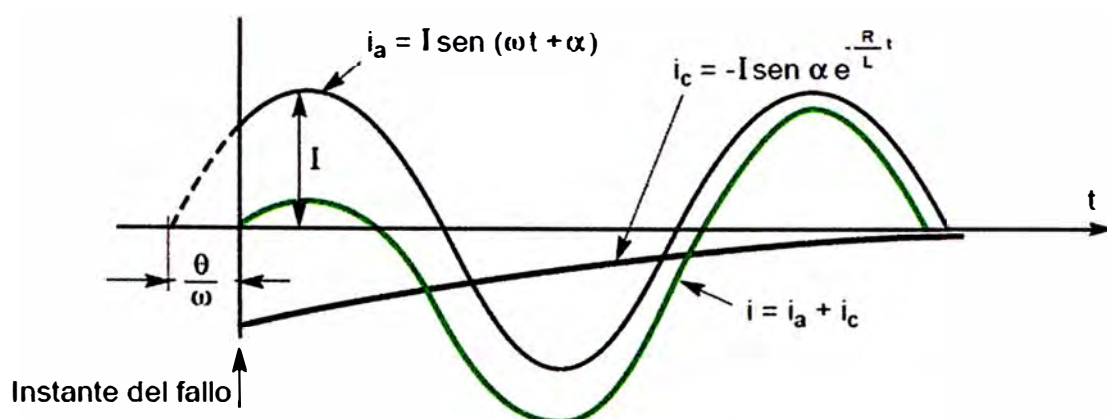
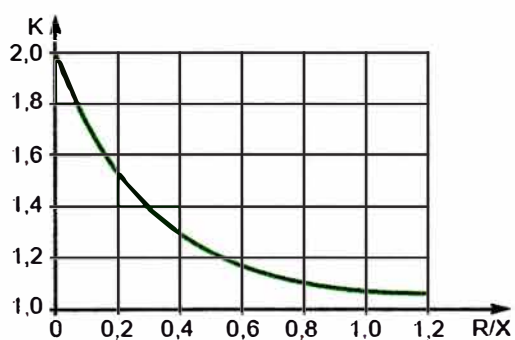


Fig.2.11 Representación gráfica y descomposición de la corriente de un cortocircuito producido en un punto alejado del alternador, y corrientes de cortocircuito simétricas y asimétricas



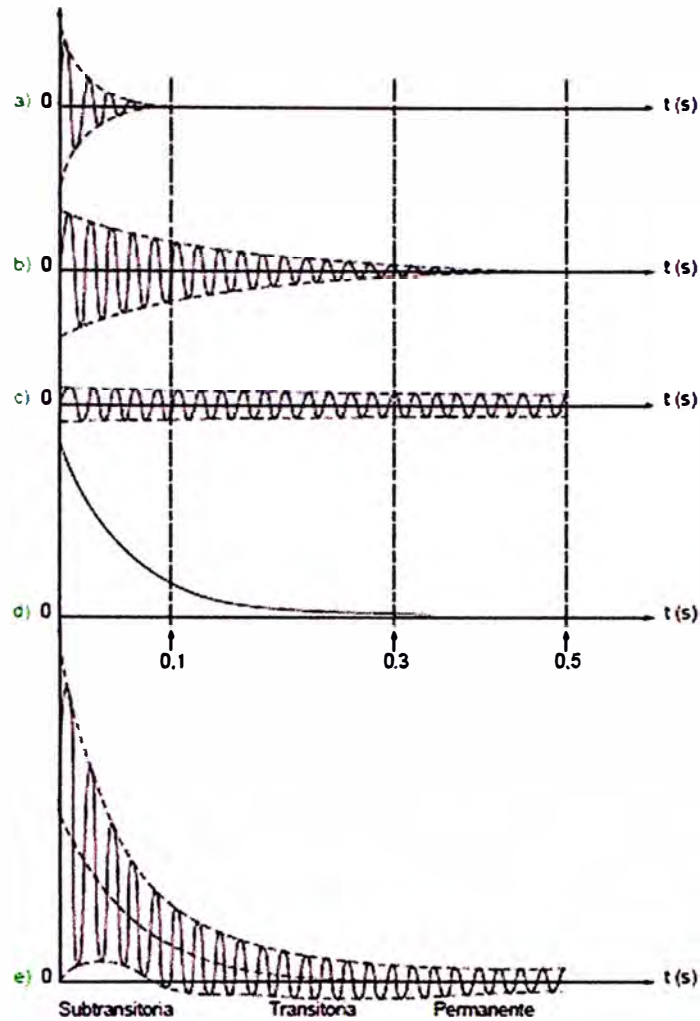


Fig.2.12 Variación del factor K en función de R/X o R/L (IEC 60909), y

Contribución a la corriente total de cortocircuito $I_{cc}(e)$ de:

- a) la reactancia subtransitoria
- b) la reactancia transitoria
- c) la reactancia permanente
- d) la componente unidireccional o de corriente continua

Nótese que la reactancia del alternador disminuye más deprisa que la componente unidireccional. Este fenómeno, poco frecuente, puede representar serios problemas de corte y, además, provocar la saturación de los circuitos magnéticos ya que la corriente no pasa por cero sino después de varios periodos.

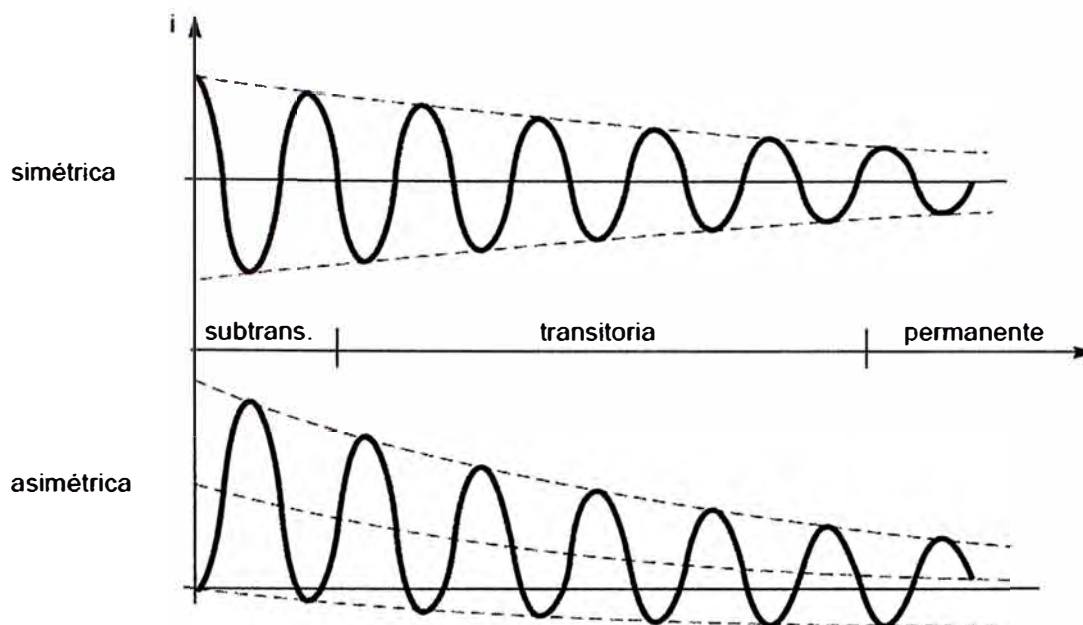


Fig.2.13 Las corrientes de un cortocircuito cerca de un alternador (trazado esquemático).

2.3.1 Premisas para el cálculo de cortocircuito en una red

La siguiente explicación teórica se ha tomado de [6], páginas 15 a 17:

Para estos cálculos de corrientes de cortocircuito se necesitan hipótesis que justifiquen la validez de las expresiones empleadas. Normalmente, estas hipótesis, simplificadoras y que introducen aproximaciones justificadas, hacen más comprensibles los fenómenos físicos y, por tanto, el cálculo de las corrientes de cortocircuito, manteniendo una precisión aceptable y por exceso. Las hipótesis empleadas en este trabajo son:

- La red considerada es radial y su tensión nominal está comprendida entre la BT y la AT (sin rebasar los 230 kV, límite impuesto por la norma IEC 60909),
- La corriente de cortocircuito, al producirse un cortocircuito trifásico, se supone establecida simultáneamente en las tres fases,
- Durante el cortocircuito, el número de fases afectadas no se modifica: un defecto trifásico sigue siendo trifásico y un defecto fase-tierra sigue siendo fase-tierra,
- Durante todo el tiempo del cortocircuito, tanto las tensiones que han provocado la circulación de corriente como la impedancia de cortocircuito no varían de forma significativa,

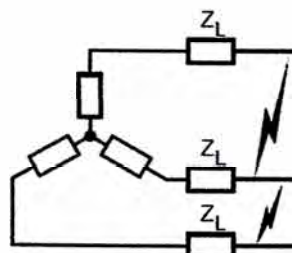
- Los reguladores o conmutadores de tomas de los transformadores se suponen situados en posición intermedia (en el caso de un cortocircuito alejado de los alternadores, podemos ignorar las posiciones reales de los conmutadores de tomas de los transformadores),
- No se tienen en cuenta las resistencias del arco,
- Se desprecian todas las capacidades de las líneas,
- Se desprecian las corrientes de carga,
- Se tienen en cuenta todas las impedancias homopolares.

2.3.2 Cálculo de la corriente de cortocircuito por el método de las impedancias

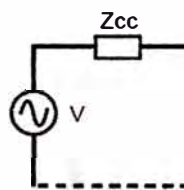
Cortocircuito trifásico

Es el defecto que corresponde a la unión de las tres fases. La intensidad de cortocircuito I_{cc3} es: $I_{cc3} = U/\sqrt{3}/Z_{cc}$, siendo: U (tensión compuesta entre fases) la que corresponde a la tensión de vacío del transformador, cuyo valor es superior entre un 3% y 5% a la tensión en bornes de la carga. Por ejemplo, en las redes a 390 V, la tensión compuesta que se considera es $U = 410$ V, y como tensión simple, $U/3 = 237$ V. El cálculo de la intensidad de cortocircuito se reduce entonces al cálculo de la impedancia Z_{cc} , impedancia equivalente a todas las impedancias (de la fuente y las líneas) recorridas por I_{cc} desde el generador hasta el punto de defecto (figura 2.11). Es, de hecho, la impedancia «directa» por fase:

Defecto trifásico

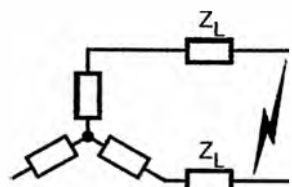


≡

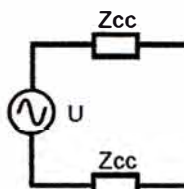


$$I_{cc_3} = \frac{U / \sqrt{3}}{Z_{cc}}$$

Defecto bifásico

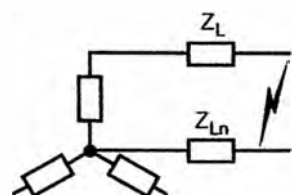


≡

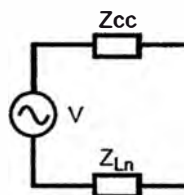


$$I_{cc_2} = \frac{U}{2 \cdot Z_{cc}}$$

Defecto monofásico

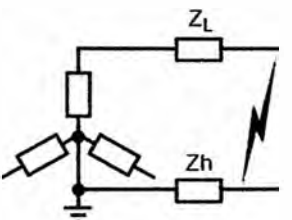


≡

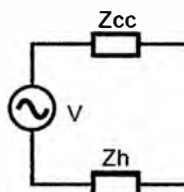


$$I_{cc_1} = \frac{U / \sqrt{3}}{Z_{cc} + Z_{Ln}}$$

Defecto a tierra



≡



$$I_{cc_n} = \frac{U / \sqrt{3}}{Z_{cc} + Z_h}$$

Fig.2.14 Las diferentes corrientes de cortocircuito.

$$Z_{cc} = \sqrt{(\sum R)^2 + (\sum X)^2}$$

siendo:

 $\sum R$ = suma de todas las resistencias en serie,

 $\sum X$ = suma de todas las reactancias en serie.

Se considera normalmente que el defecto trifásico es el que provoca las corrientes más elevadas. En efecto, la corriente de defecto, en el esquema equivalente a un sistema polifásico, sólo está limitada por la impedancia de una fase bajo la tensión simple o de fa

se de la red. El cálculo de I_{cc3} es pues indispensable para elegir los materiales (intensidades y esfuerzos electrodinámicos máximos a soportar).

Cortocircuito bifásico aislado

Corresponde a un defecto entre dos fases, alimentando por una tensión compuesta U .

La intensidad I_{cc2} que circulará es inferior a la provocada por un defecto trifásico:

$$I_{cc2} = U / (2Z_{cc}) = \sqrt{3} / 2 \cdot I_{cc3} \approx 0,86 I_{cc3}$$

Cortocircuito monofásico aislado

Corresponde a un defecto entre una fase y el neutro, alimentado por una tensión simple $V = U/3$. La intensidad I_{cc1} , que circulará en este caso será:

$$I_{cc1} = U / 3 / (Z_{cc} + Z_{LN})$$

En algunos casos concretos de defecto monofásico, la impedancia homopolar del generador es menor que Z_{cc} (por ejemplo, en los bornes de un transformador en conexión estrella-zig zag o de un alternador en régimen subtransitorio). En este caso, la intensidad monofásica puede llegar ser mayor que la de un defecto trifásico.

Cortocircuito a tierra (monofásico o bifásico)

Este tipo de defecto provoca la intervención de la impedancia homopolar Z_0 . Salvo en presencia de máquinas rotativas, en las que la impedancia homopolar se encuentra reducida, la intensidad I_{cch} que circulará es siempre inferior a la del defecto trifásico. El cálculo de esta intensidad puede ser necesario según el régimen de neutro (esquema de conexión a tierra) para la elección de los niveles de regulación de los dispositivos de protección homopolar (AT) o diferencial (BT).

CAPITULO III

ANALISIS Y PRESENTACIÓN DE RESULTADOS

3.1 Resultados del flujo de potencia

A continuación se muestran a través de varios gráficos los resultados obtenidos en cada una de las barras y alimentadores, del flujo de potencia:

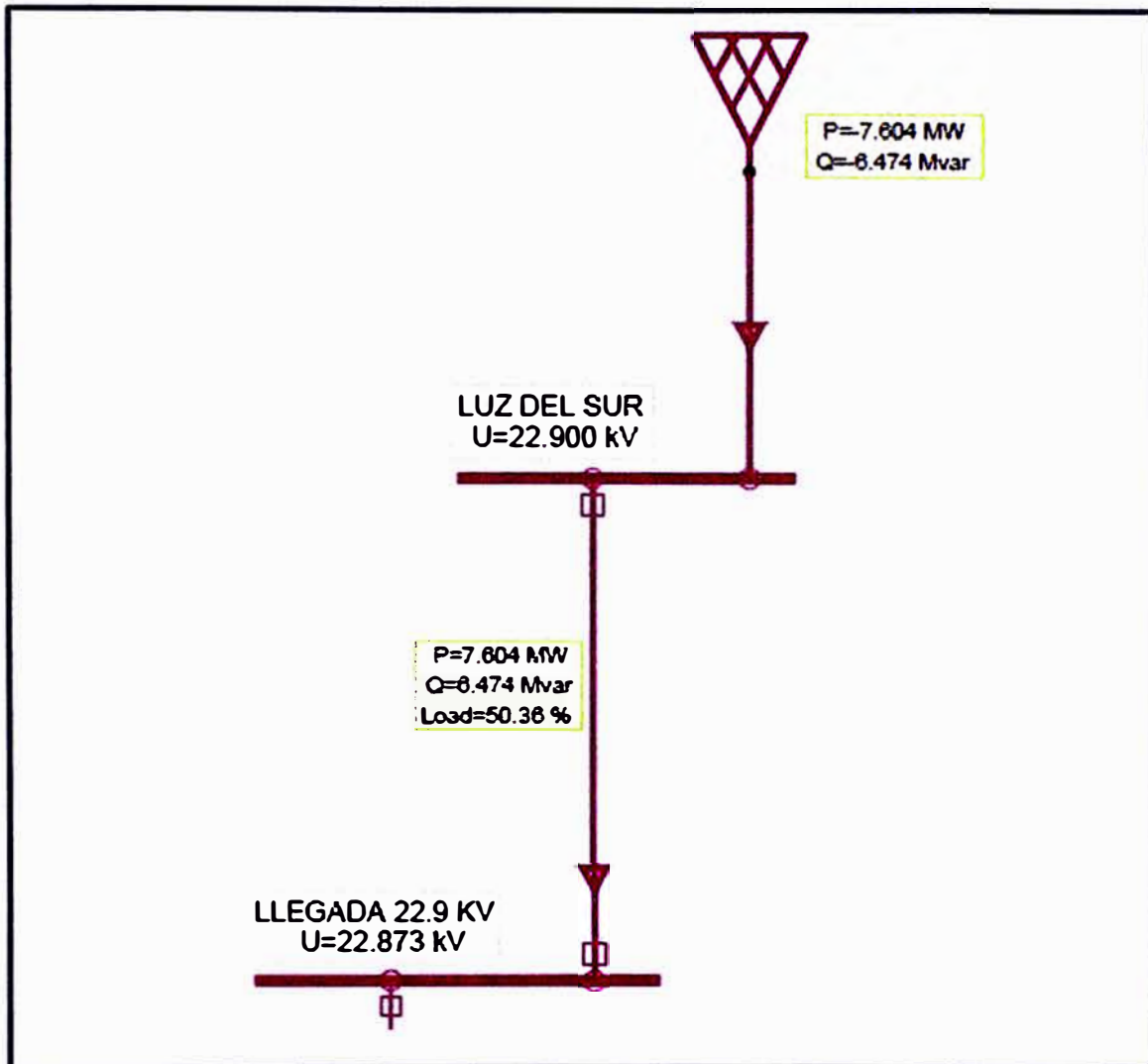


Fig.3.1 Acometida y barra principal de alimentación del sistema

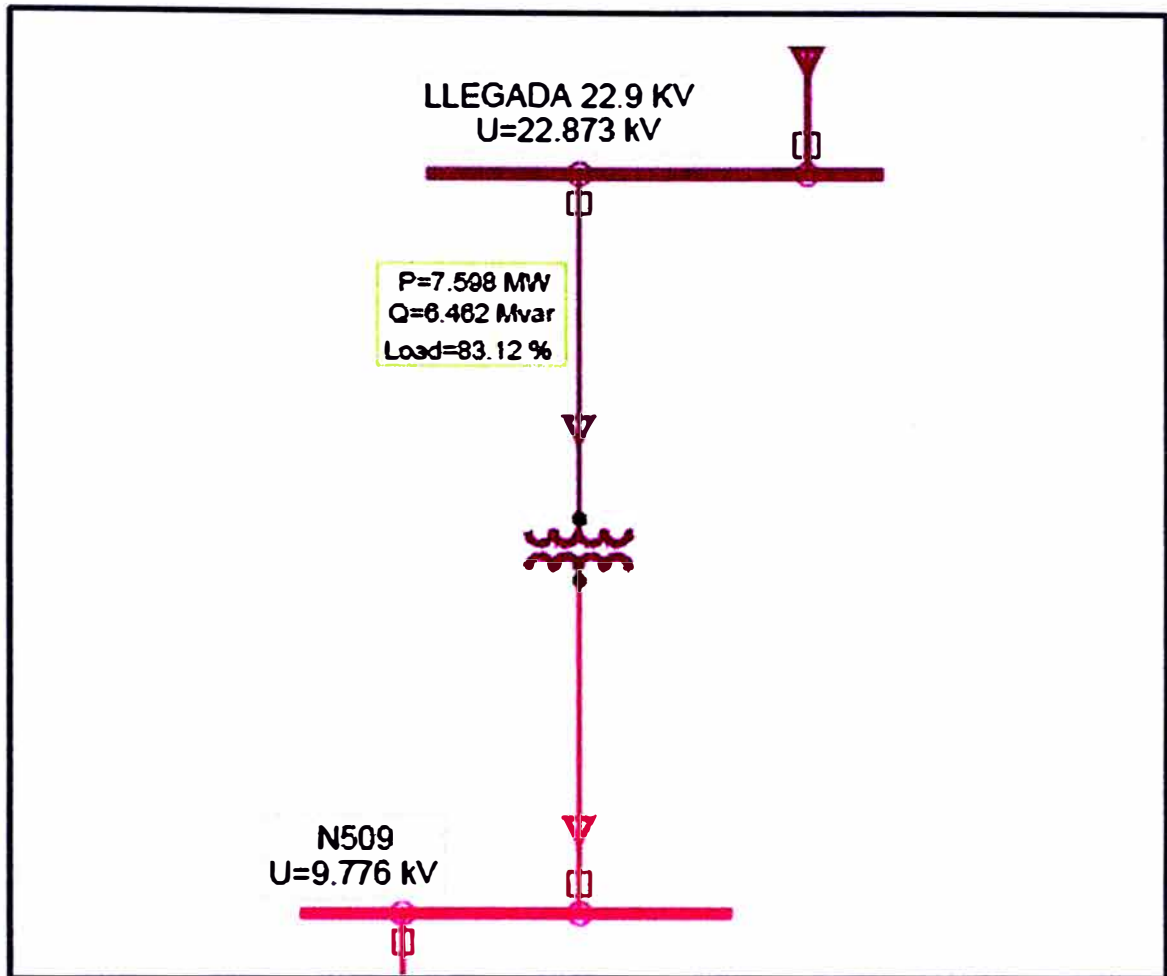


Fig.3.2 Barra de llegada, Transformador AT1 y barra N509

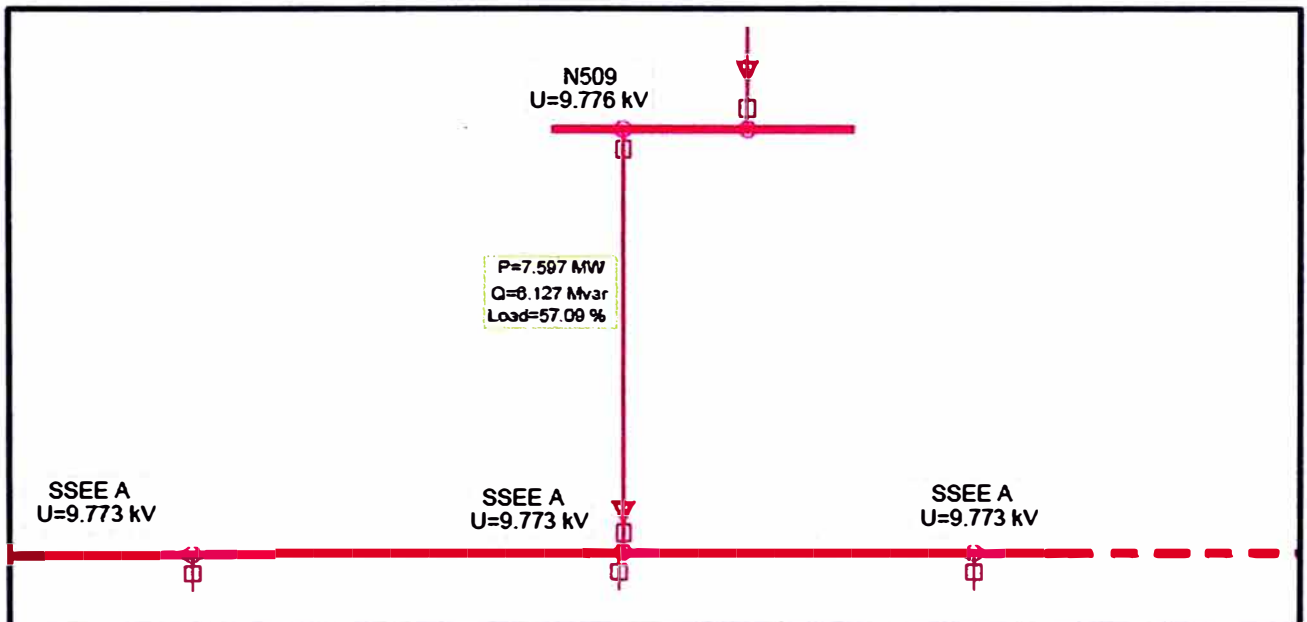


Fig.3.3 Barra N509 y alimentador a barra de SSEE A

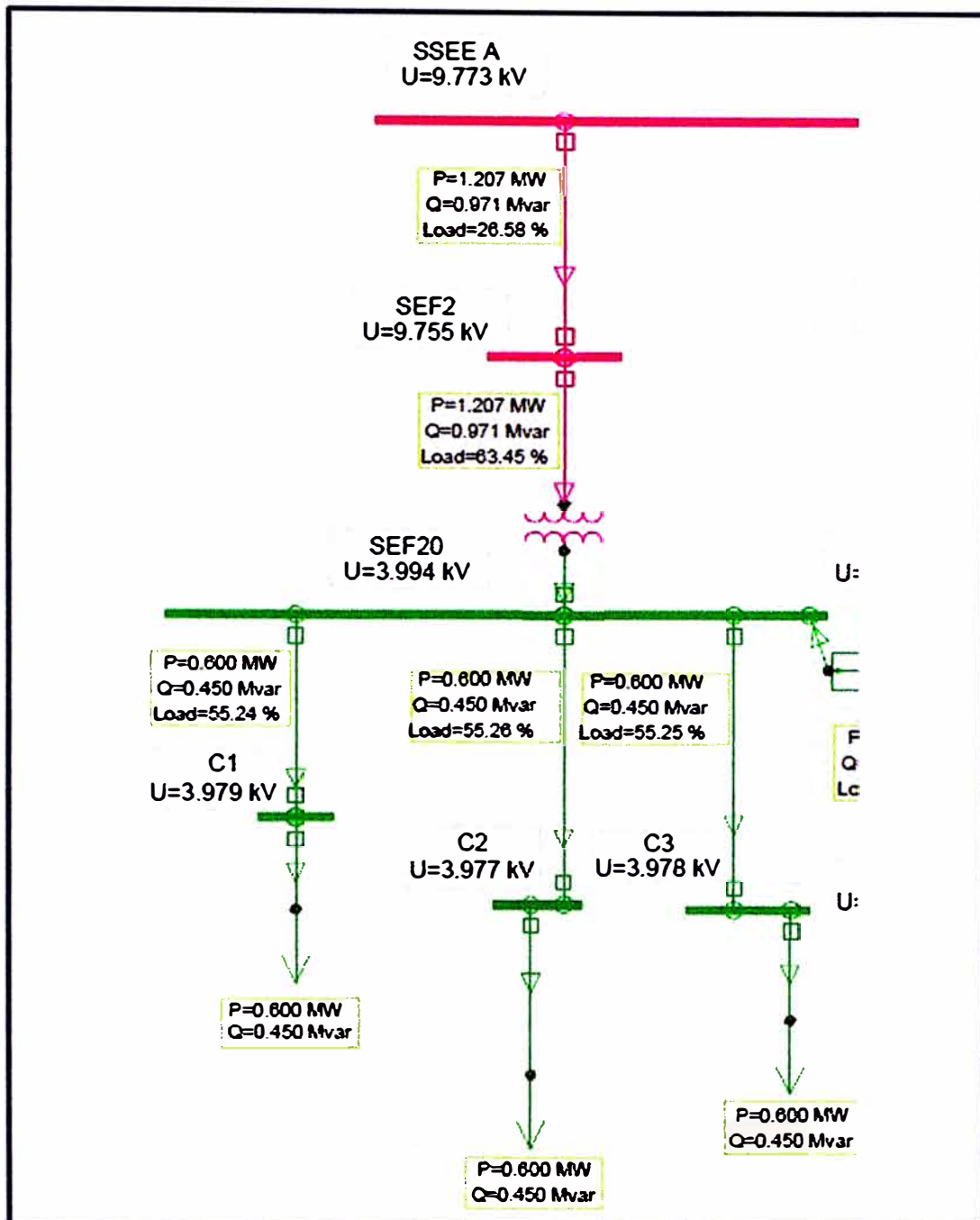


Fig.3.4 Flujo desde la barra de la SSEE A hasta los compresores C1, C2 y C3

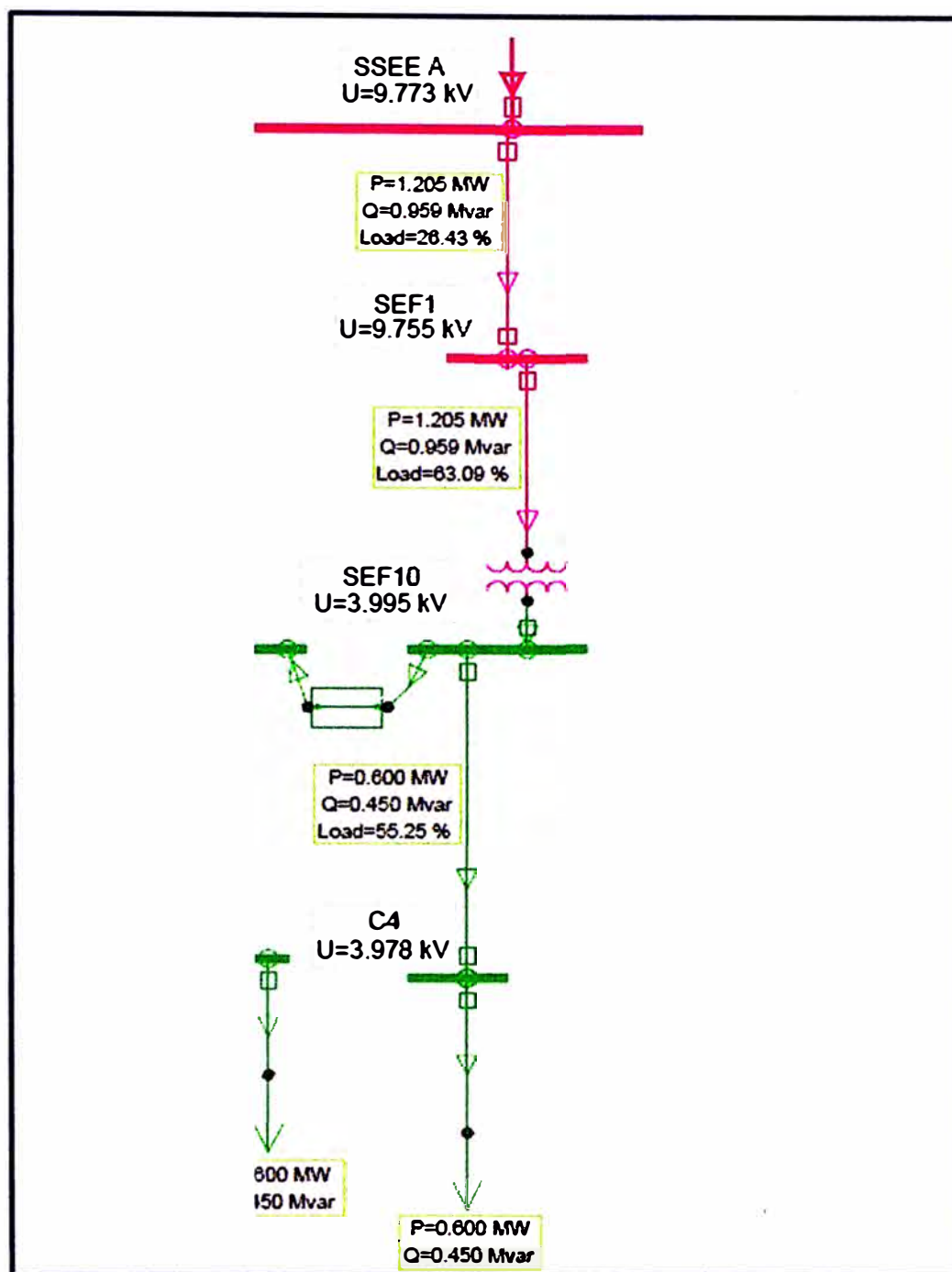


Fig.3.5 Flujo desde la barra de la SSEE A hasta el compresor C4

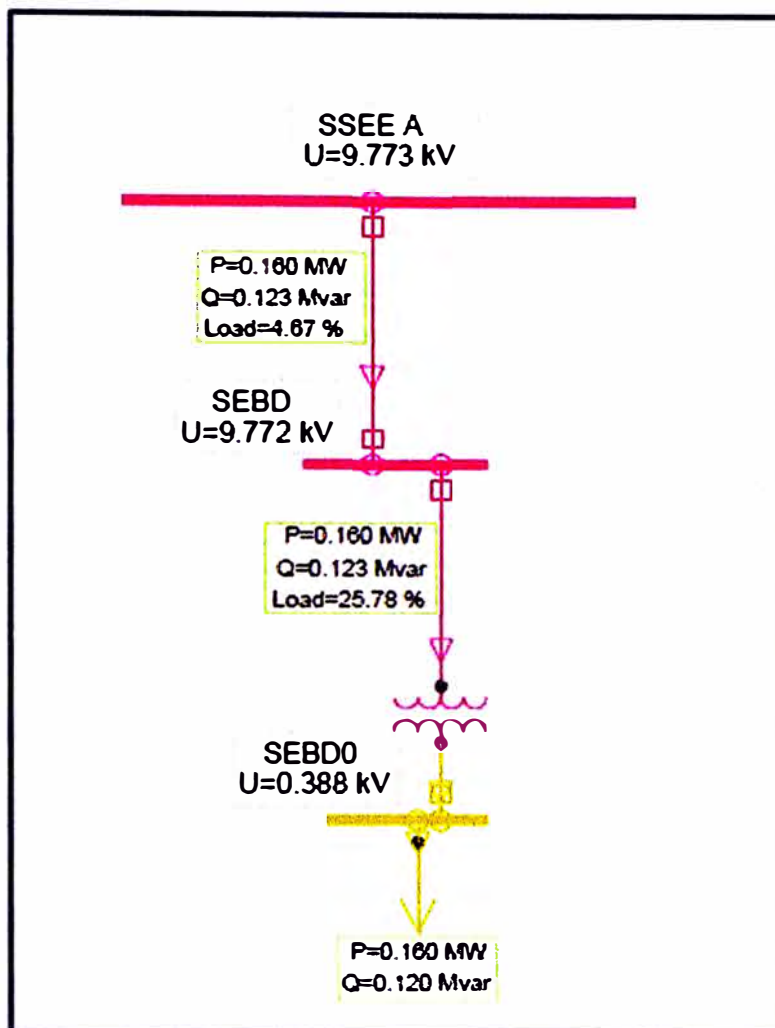


Fig.3.6 Flujo desde la barra de la SSEE A hasta la barra de la SSEE BD

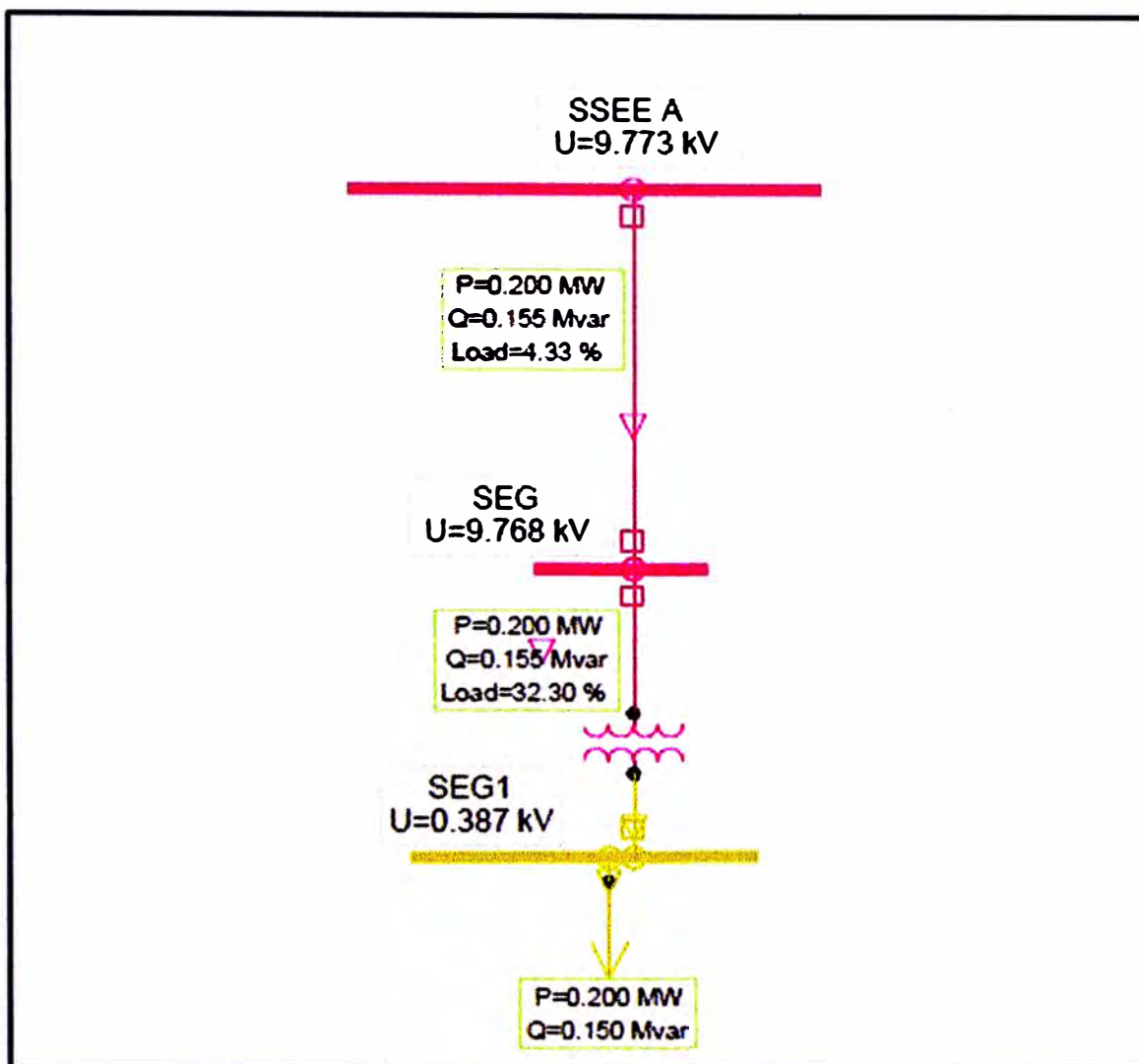


Fig.3.7 Flujo desde la barra de la SSEE A hasta la barra de la SSEE G

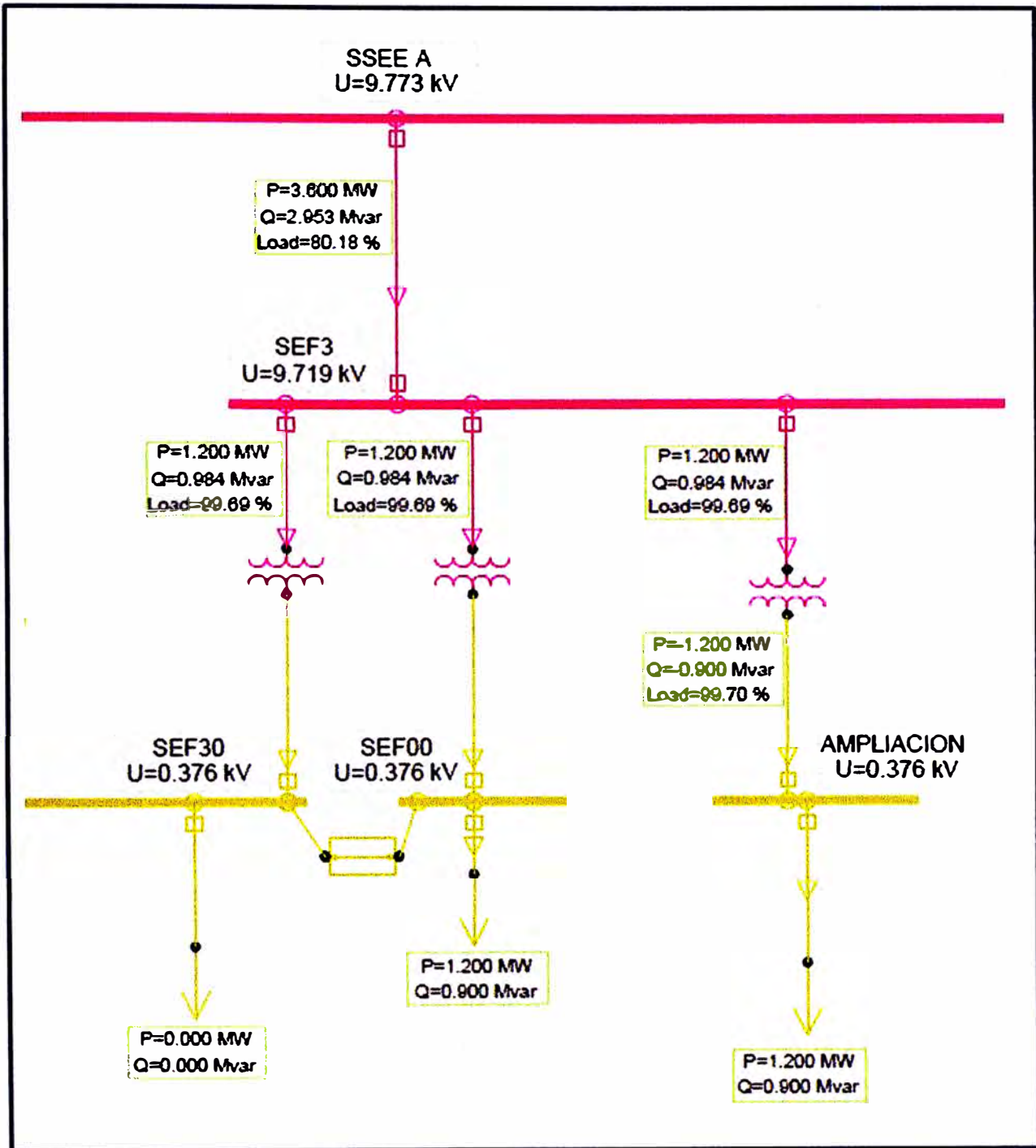


Fig.3.8 Flujo desde la barra de la SSEE A hasta las barras de la SSEE F

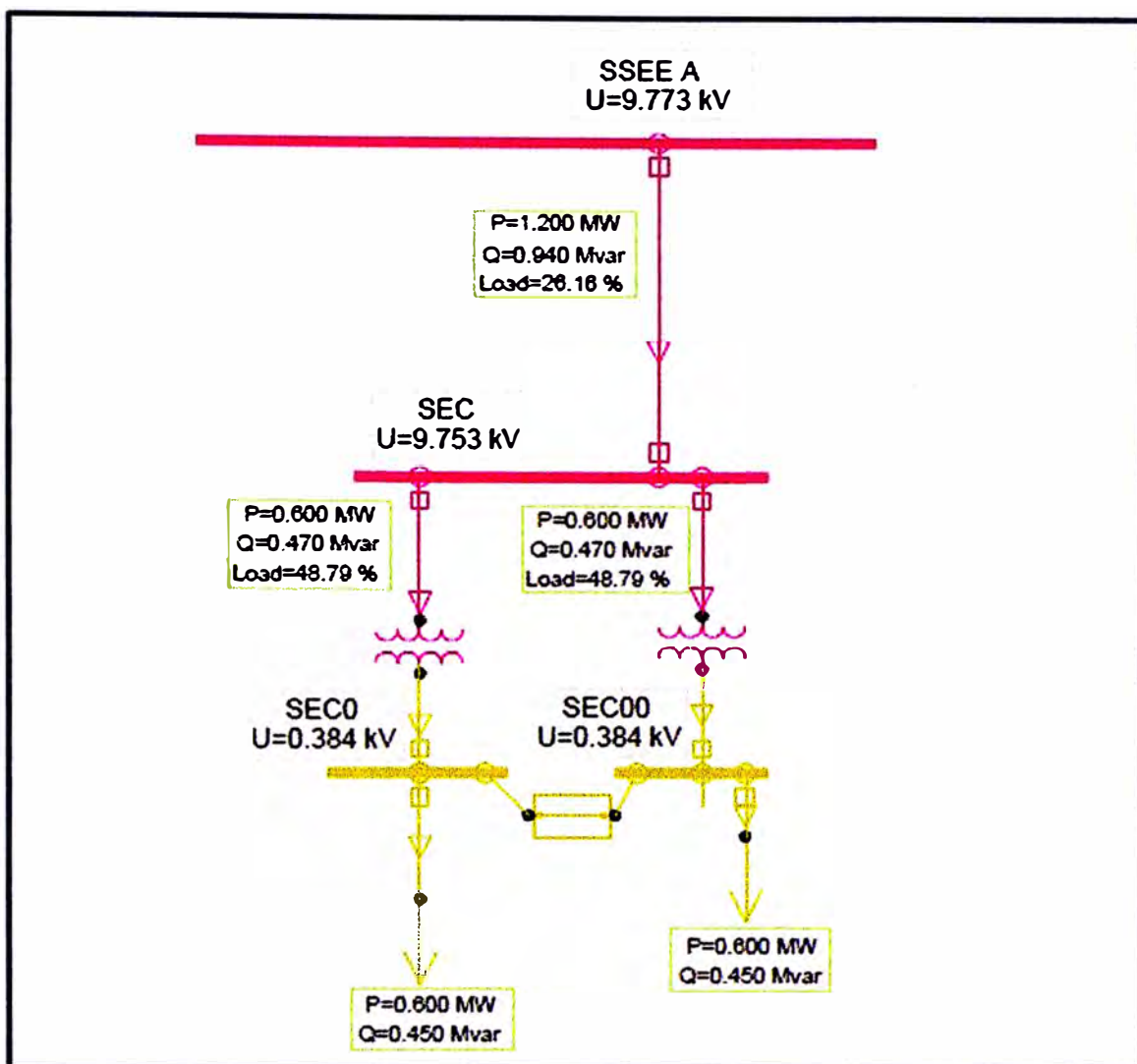


Fig.3.9 Flujo desde la barra de la SSEE A hasta las barras de la SSEE C

TABLA N° 3.1 Carga de los cables alimentadores

De	A	P (KV)	Q (KV)	Carga (%)	Observación
ALIMENTADORES PRINCIPALES					
Luz del Sur	Llegada	7.604	6.474	50.36%	
Llegada	Trafo AT1	7.598	6.462	83.12%	Prever cambio
Barra N509	Barra SSEE A	7.597	6.127	57.09%	
ALIMENTADORES A SUBESTACIONES					
Barra SSEE A	Barra SEF2	1.207	0.971	26.58%	
Barra SSEE A	Barra SEF1	1.205	0.959	26.43%	
Barra SSEE A	Barra SEBD	1.600	0.123	4.67%	
Barra SSEE A	Barra SEG	0.200	0.155	4.33%	
Barra SSEE A	Barra SEF3	3.600	2.953	80.18%	Prever cambio
Barra SSEE A	Barra SEC	1.200	0.940	26.16%	
ALIMENTADORES A TRANSFORMADORES					
Barra SEF2	Transformador FT5	1.207	0.971	63.45%	
Barra SEF1	Transformador FT6	1.205	0.959	63.09%	
Barra SEBD	Transformador DT1	1.600	0.123	25.78%	
Barra SEG	Transformador GT1	0.200	0.155	15.81%	
Barra SEF3	Transformador FT1	1.200	0.984	99.69%	Cambiar Urgente
Barra SEF3	Transformador FT2	1.200	0.984	99.69%	Cambiar Urgente
Barra SEF3	Transformador FT3	1.200	0.984	99.69%	Cambiar Urgente
Barra SEC	Transformador CT1	0.600	0.470	48.79%	
Barra SEC	Transformador CT2	0.600	0.470	48.79%	
ALIMENTADORES A BARRAS DE TABLEROS					
Barra SEF20	Barra C1	0.600	0.450	55.24%	
Barra SEF20	Barra C2	0.600	0.450	55.26%	
Barra SEF20	Barra C3	0.600	0.450	55.25%	
Barra SEF10	Barra C4	0.600	0.450	55.25%	

TABLA N° 3.2 Carga de los Transformadores

Tr	MA/L	MA/AD	MA/A	MA/A	MA/MA	Observación
AT1	7.598	6.462	9.974	12.000	83.12%	Prever ampliación
FT5	1.207	0.971	1.549	2.500	63.45%	
FT6	1.205	0.959	1.540	2.500	63.09%	
DT1	0.160	0.123	0.202	0.800	25.78%	
GT1	0.200	0.155	0.253	1.600	15.81%	
FT1	1.200	0.984	1.552	1.600	99.69%	Ampliar Urgente
FT2	1.200	0.984	1.552	1.600	99.69%	Ampliar Urgente
FT3	1.200	0.984	1.552	1.600	99.69%	Ampliar Urgente
CT1	0.600	0.470	0.762	1.600	48.79%	
CT2	0.600	0.470	0.762	1.600	48.79%	

Subíndices: L: Load, N: Nominal

TABLA N° 3.3 Variaciones de voltaje en cada barra

Barra	V _{NOMINAL} (KV)	U _{CALC.} (KV)	VARIACIÓN (%)	Observación
Llegada	22.900	22.873	-0.1%	
N509	10.000	9.776	-2.2%	
SSEE A	10.000	9.773	-2.3%	
SEF2	10.000	9.755	-2.5%	
SEF1	10.000	9.755	-2.5%	
SEBD	10.000	9.772	-2.3%	
SEG	10.000	9.768	-2.3%	
SEF3	10.000	9.719	-2.8%	
SEC	10.000	9.753	-2.5%	
SEF20	4.200	3.994	-4.9%	Evaluar
C1	4.200	3.979	-5.3%	Evaluar
C2	4.200	3.977	-5.3%	Evaluar
C3	4.200	3.978	-5.3%	Evaluar
C4	4.200	3.978	-5.3%	Evaluar
SEF10	4.200	3.995	-4.9%	Evaluar
SEBD0	0.380	0.388	2.1%	
SEG1	0.380	0.387	1.8%	
SEF30	0.380	0.376	-1.1%	
SEF00	0.380	0.376	-1.1%	
AMPLIACIÓN	0.380	0.376	-1.1%	
SECO	0.380	0.384	1.1%	
SECO0	0.380	0.384	1.1%	

3.2 Resultados del cálculo de corto circuito

A continuación se muestran a través de varios gráficos los resultados obtenidos del cálculo de corto circuito en cada una de las barras y alimentadores:

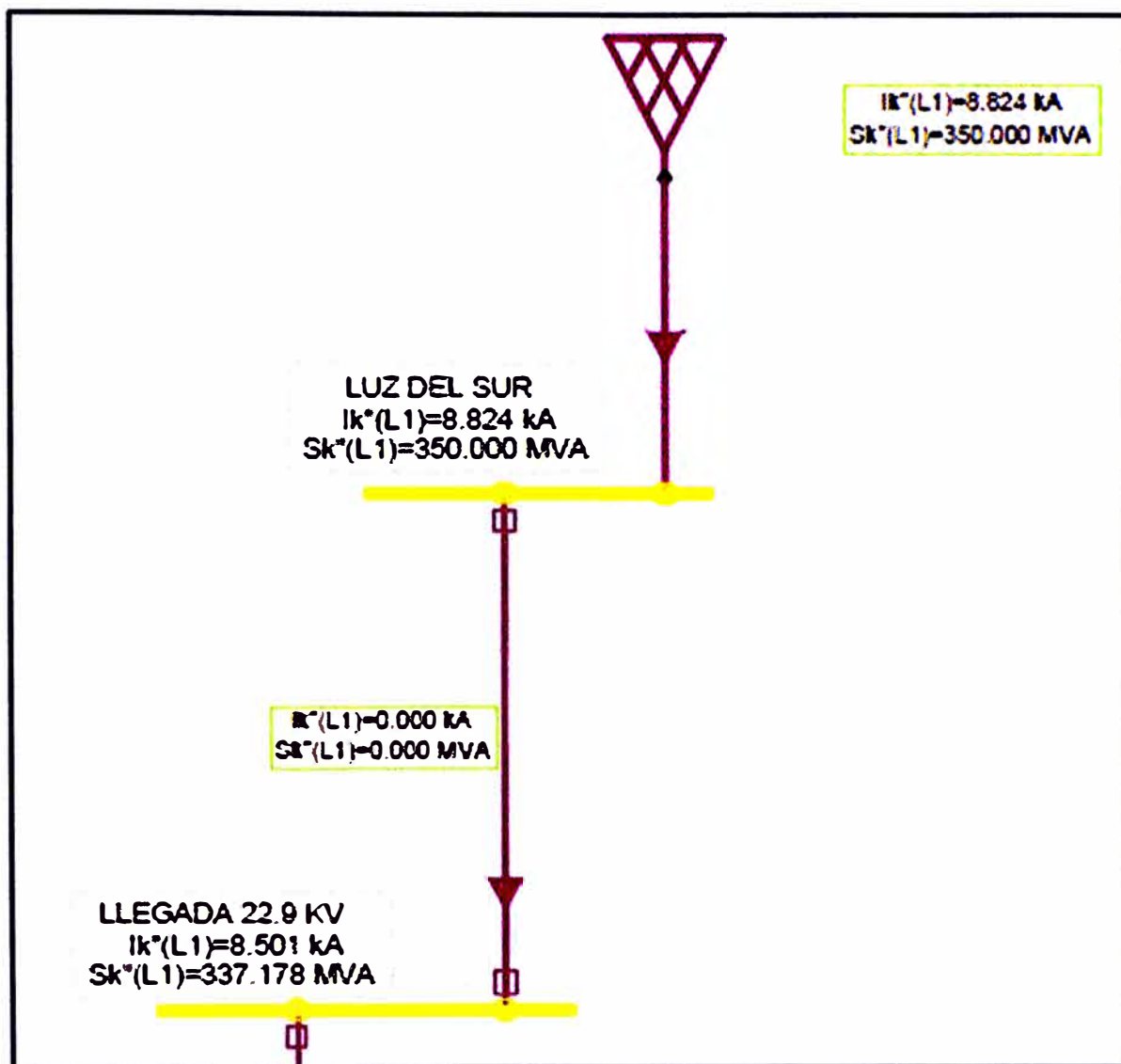


Fig.3.10 Cálculo de CC entre la acometida y la barra de llegada

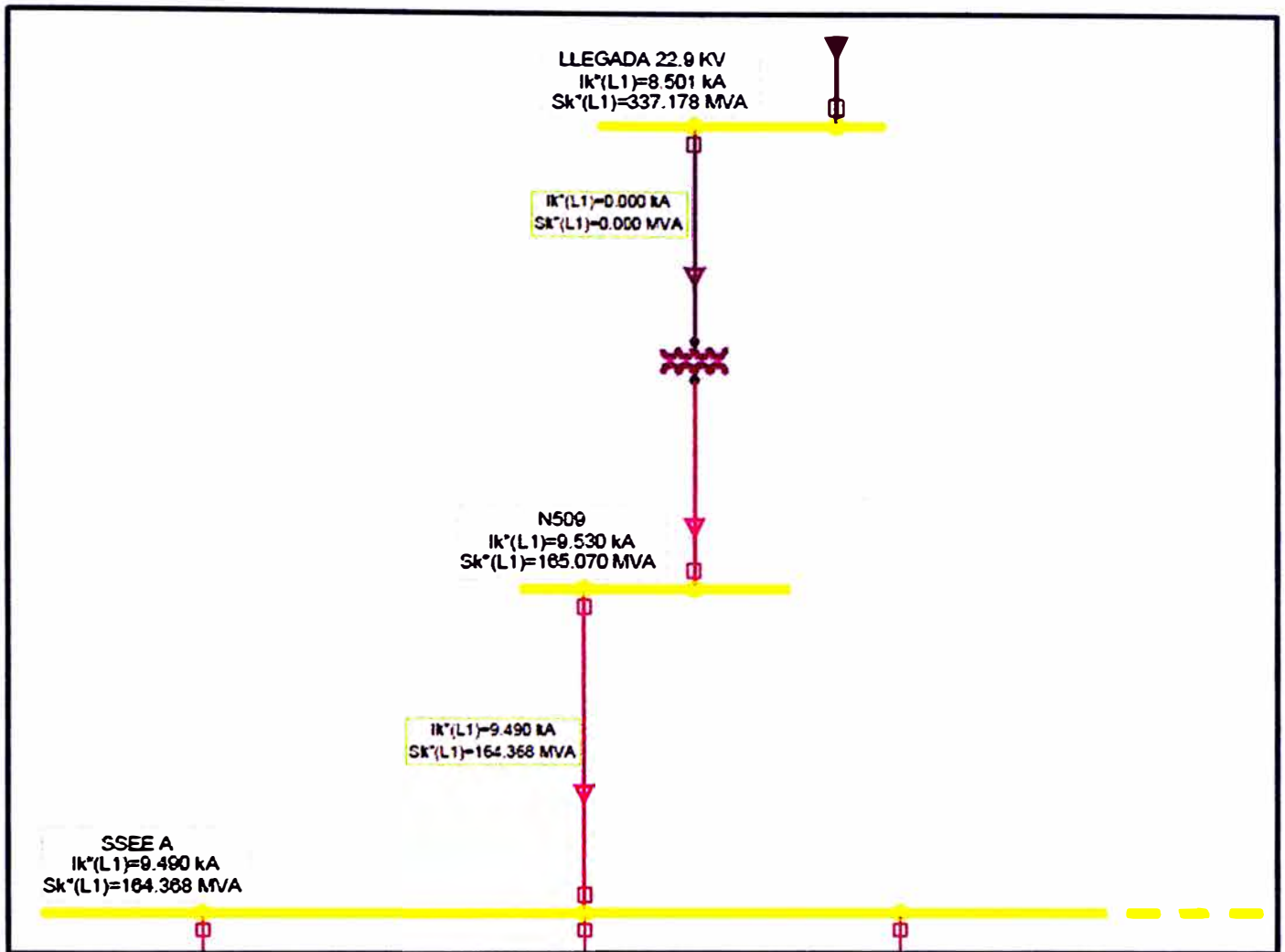


Fig.3.11 Cálculo de CC entre la barra de llegada y la barra de la SSEE A

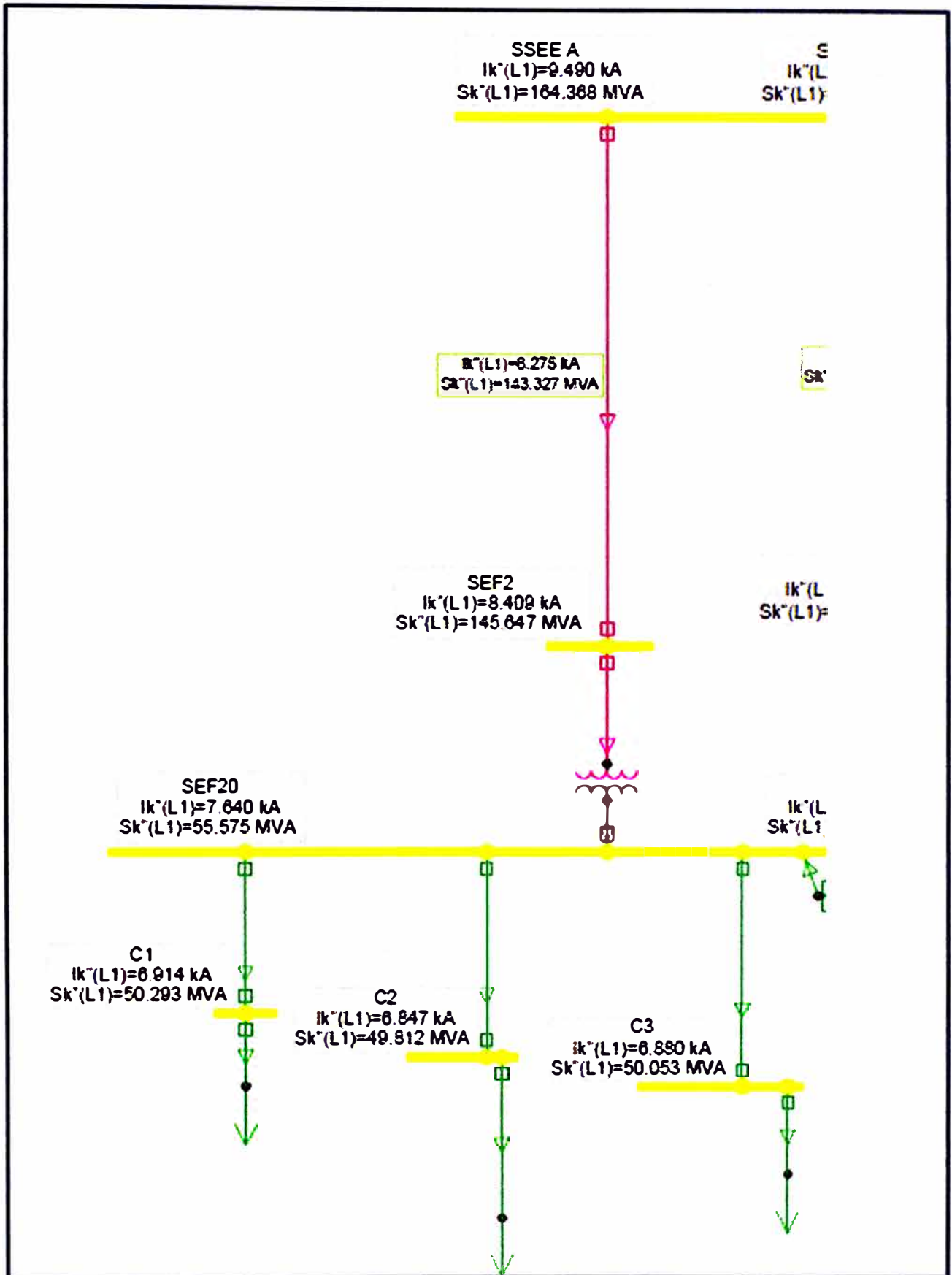


Fig.3.12 Cálculo de CC entre la barra SSEE A y los compresores C1, C2 y C3

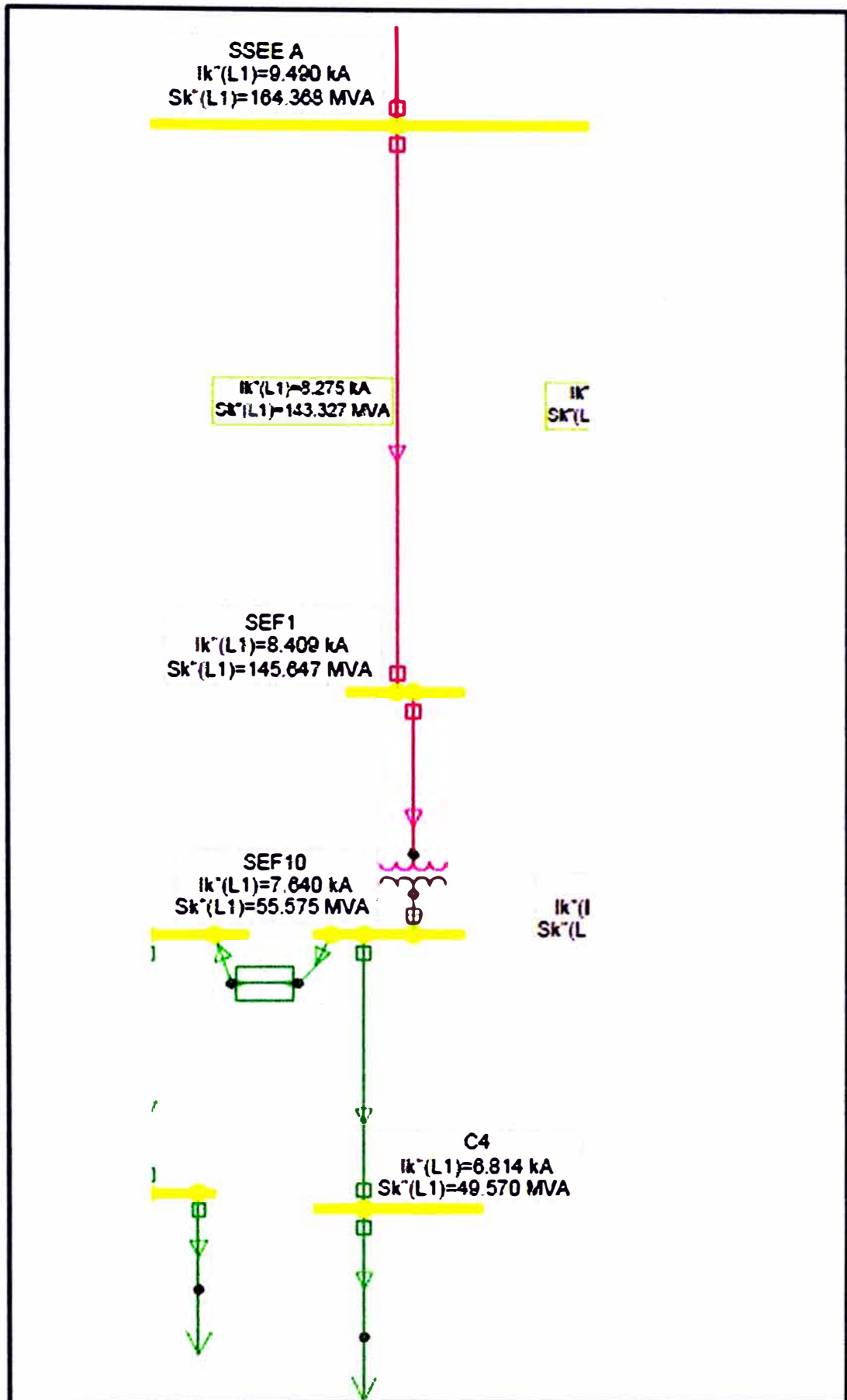


Fig.3.13 Cálculo de CC entre la barra SSEE A y el compresor C4

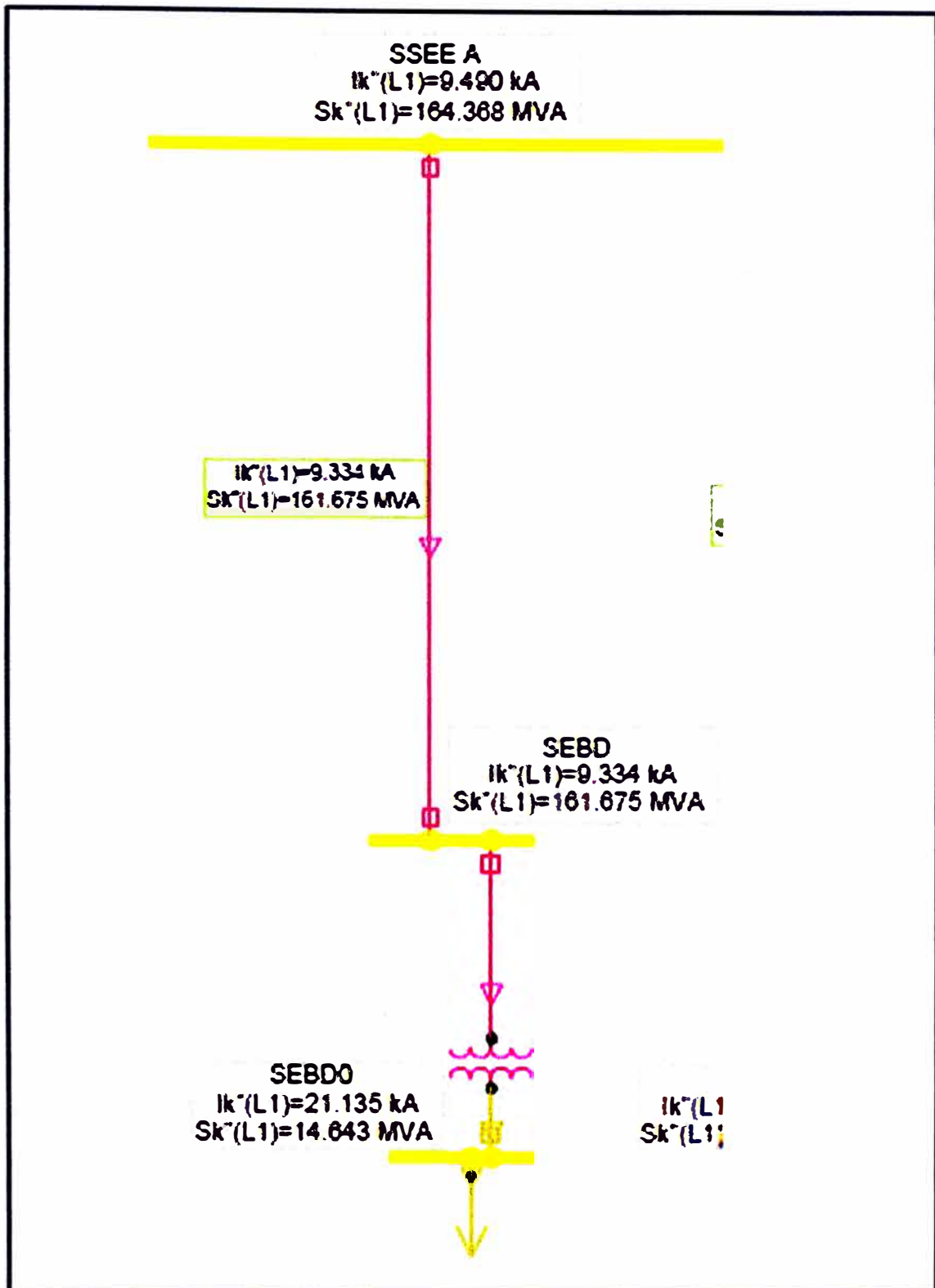


Fig.3.14 Cálculo de CC entre la barra SSEE A y la barra de la SSEE BD

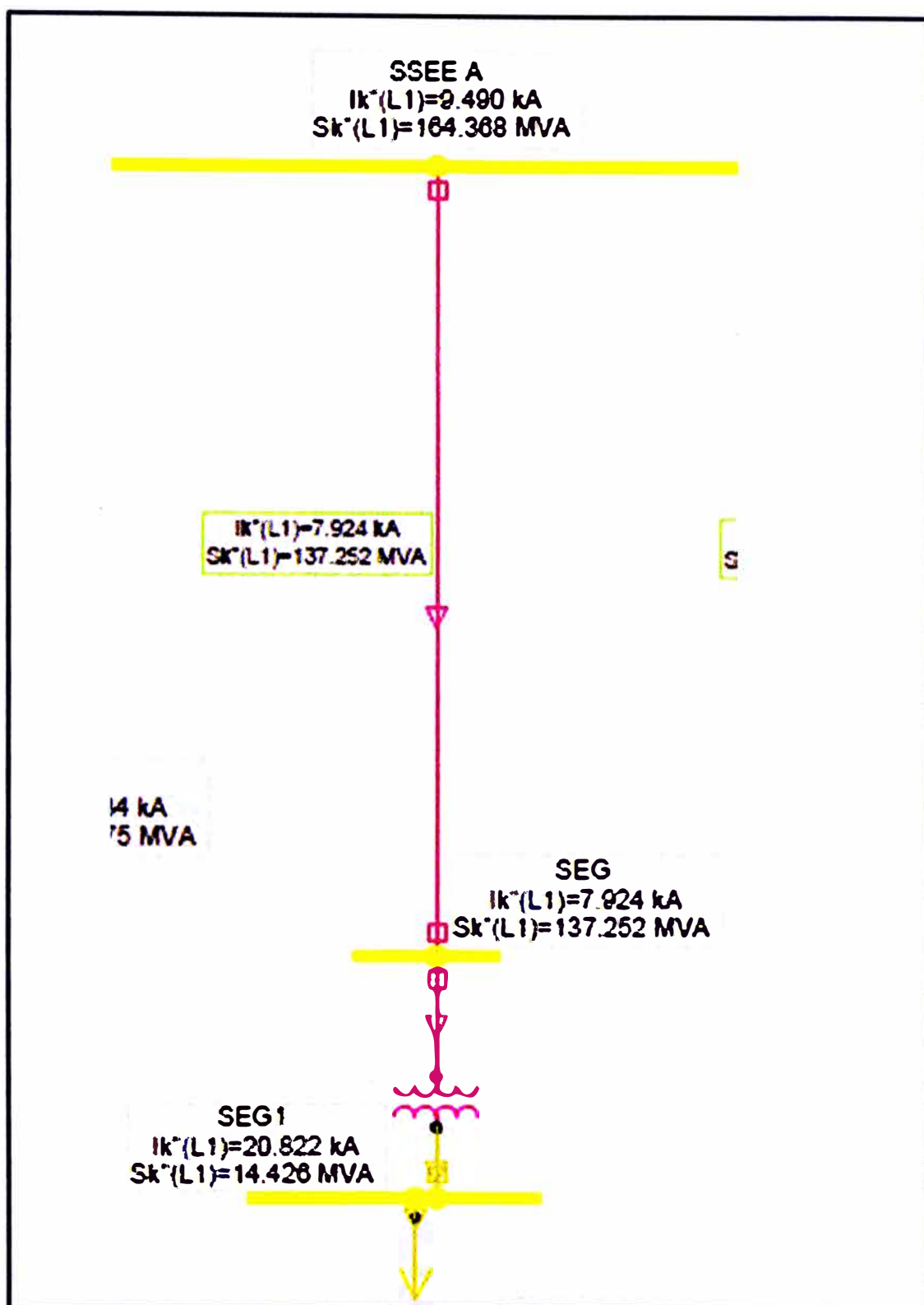


Fig.3.15 Cálculo de CC entre la barra SSEE A y la barra de la SSEE G

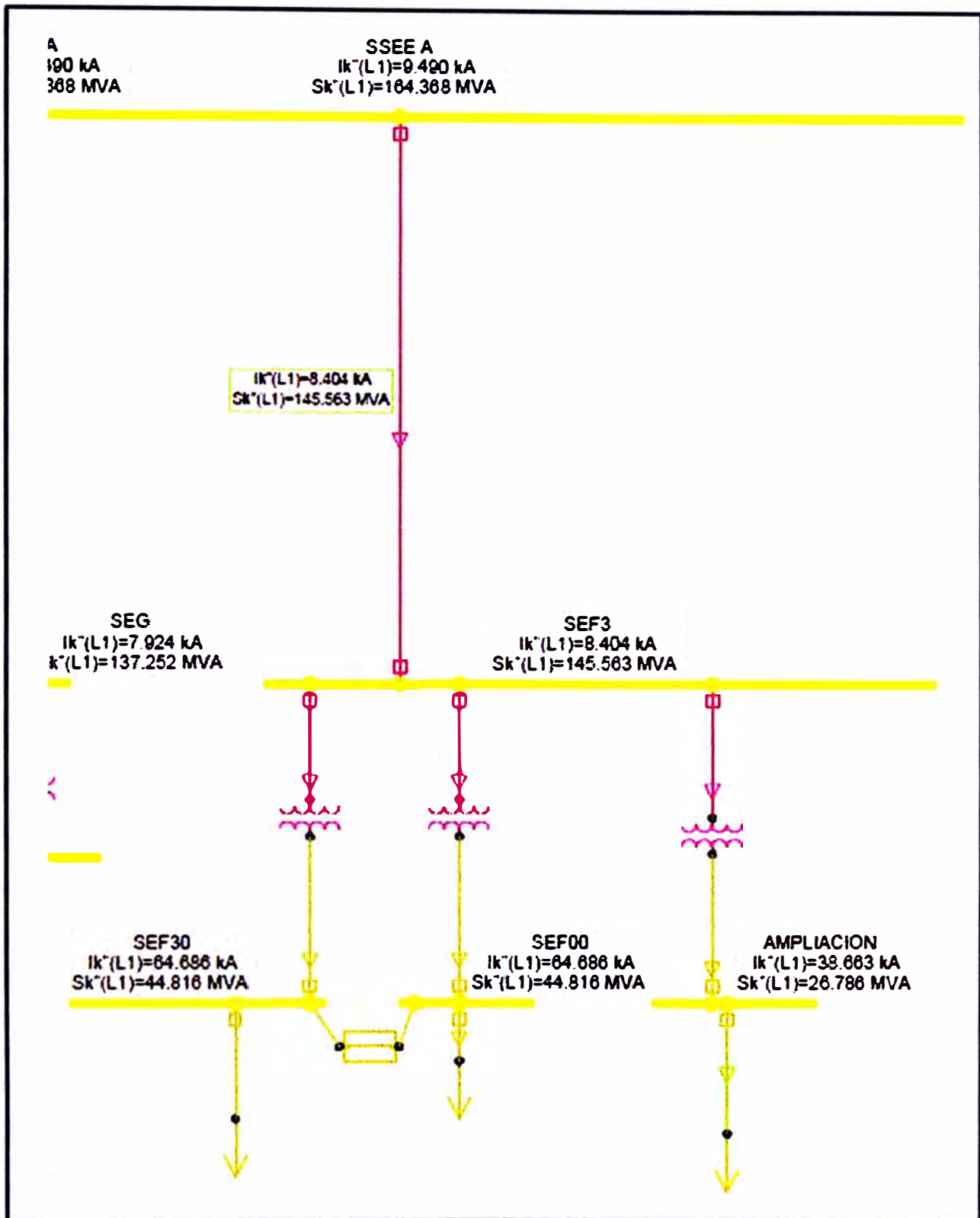


Fig.3.16 Cálculo de CC entre la barra SSEE A y las barras de la SSEE F

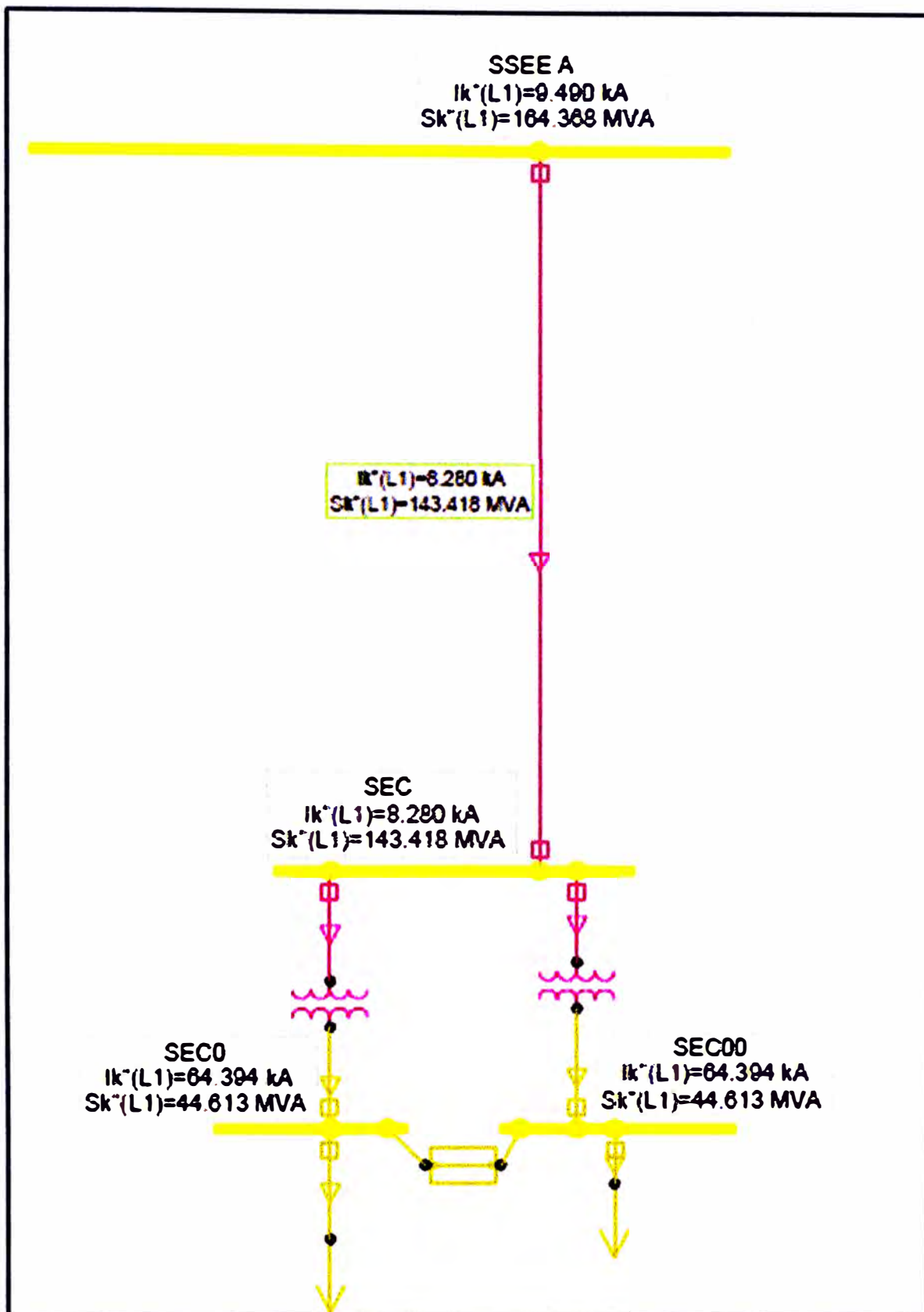


Fig.3.17 Cálculo de CC entre la barra SSEE A y la barra de la SSEE C

TABLA N° 3.4 Capacidad de ruptura de los interruptores

Interruptor	Valores calculados		Valores mínimos recomendados	
	I" (KA)	S" (MVA)	Declarados	Recomendados
AHT1	8.501	337.178	10	10
AMI1	9.530	165.070	15	15
AMI2	9.530	165.070	15	15
AMI3	9.490	164.368	10	12.5
AMF1	9.490	164.368	10	12.5
FMI3	8.409	145.647	10	10
FMT6	8.409	145.647	10	10
FMI6	7.640	55.575	10	10
2Q6	7.640	55.575	7.5	10
IC4	6.814	49.570	10	10
AMF2	9.490	164.368	10	12.5
DMI1	9.334	161.675	10	12.5
DMT1	9.334	161.675	10	12.5
DLI1	21.135	14.643	16	25.0
AMF3	9.490	164.368	10	12.5
GMI1	7.924	137.252	10	10
GMT1	7.924	137.252	10	10
GLI1	20.822	14.426	10	25
AMF4	9.490	164.368	10	12.5
FMI4	8.409	145.647	10	10
FMT5	8.409	145.647	10	10
FMI5	7.640	55.575	10	10
1Q4	7.640	55.575	10	10
IC1	6.914	50.293	10	10
1Q6	7.640	55.575	10	10
IC2	6.847	49.812	10	10
2Q2	7.640	55.575	10	10
IC3	6.880	50.053	10	10

Leyenda:

I" (KA) : Corriente de cortocircuito en kiloamperios

S" (MVA) : Potencia de cortocircuito en mega volt-ampere

TABLA N° 3.5 Capacidad de ruptura de los interruptores (continuación)

Interruptor	Valores Calculados		Valor Nominal (I" en KA)	
	I" (KA)	S" (MVA)	de placa	recomendado
AMF5	9.490	164.368	10	12.5
CMI1	8.280	143.418	10	10
CMT1	8.280	143.418	10	10
CLI1	64.394	44.613	25	72
CMT2	8.280	143.418	10	10
CLI2	64.394	44.613	25	72
AMF6	9.490	164.368	10	12.5
FMI1	8.404	145.563	10	10
FMT1	8.404	145.563	10	10
FLI1	64.686	44.816	25	72
FMT2	8.404	145.563	10	10
FLI2	64.686	44.816	25	72
FMT3	8.404	145.563	10	10
FLI3	38.663	26.786	25	40

CONCLUSIONES

Como resultado del Cálculo del Flujo de Potencia:

1. Según la tabla 3.2, los porcentajes de carga de los transformadores, en orden decreciente son:

TABLA N° CON.1 Resumen de la carga de los transformadores

Transformador	Load (%)
FT1	99.69%
FT2	99.69%
FT3	99.69%
AT1	83.12%
FT5	63.45%
FT6	63.09%
CT1	48.79%
CT2	48.79%
DT1	25.78%
GT1	15.81%

Se puede observar que los transformadores que se encuentran con una carga alta son: FT1, FT2 y FT3.

En el caso del transformador AT1 podemos decir que está con un nivel de carga importante.

2. Ver en la tabla 3.3, las variaciones de voltaje respecto a la tensión nominal en cada una de las barras. A continuación se muestran las caídas de tensión porcentuales en orden decreciente:

TABLA N° CON.2 Resumen de la variación de tensión en las barras

BARRA	VARIACIÓN
SEBDO	2.1%
SEG1	1.8%
SECO	1.1%
SEC00	1.1%
Llegada	-0.1%
SEF30	-1.1%
SEF00	-1.1%
AMPLIACIÓN	-1.1%
N509	-2.2%
SSEE A	-2.3%
SEBD	-2.3%
SEG	-2.3%
SEC	-2.5%
SEF2	-2.5%
SEF1	-2.5%
SEF3	-2.8%
SEF20	-4.9%
SEF10	-4.9%
C1	-5.3%
C2	-5.3%
C3	-5.3%
C4	-5.3%

Las tolerancias sobre las tensiones nominales según la NTCSE debe ser $\pm 5\%$, por lo que se puede observar que las barras C1, C2, C3, C4, presentan caídas de voltaje no recomendado, y en el caso de las barras SEF10 y SEF20 también se deben considerar por estar muy cerca al límite recomendado.

Todas estas barras son candidatas para realizar una evaluación de las opciones de compensación reactiva, que permitan mejorar el perfil de las tensiones en las mismas.

Como resultado del Cálculo de Cortocircuito:

- De acuerdo a los resultados mostrados en las tablas 3.4 y 3.5, se puede ver que algunos interruptores tienen una capacidad de ruptura (dato de placa), menor a la calculada, y hay otros interruptores cuya capacidad de ruptura está muy cercana al valor calculado, aquí se muestran dichos resultados en forma resumida:

TABLA N° CON.3 Resumen de las capacidades de ruptura de los interruptores

Interruptor	Icc calculado (KA)	Icc de placa (KA)
FLI1	64.686	25
FLI2	64.686	25
CLI1	64.394	25
CLI2	64.394	25
FLI3	38.663	25
GLI1	20.822	10
DLI1	21.135	16
2Q6	7.64	7.5
Capacidades al límite		
Interruptor	Icc calculado (KA)	Icc de placa (KA)
AMI3	9.49	10
AMF1	9.49	10
AMF2	9.49	10
AMF3	9.49	10
AMF4	9.49	10
AMF5	9.49	10
AMF6	9.49	10
DMI1	9.334	10
DMT1	9.334	10

Como resultado de inspecciones visuales y mediciones puntuales:

4. Los transformadores tienen una antigüedad (en años), como se indica en la tabla A.1 del anexo A; aquí los datos de antigüedad se muestran en forma resumida:

TABLA N° CON.4 Resumen de la antigüedad de los transformadores

Transformador	Antigüedad (años)
CT1	30
DT1	30
FT1	30
CT2	25
FT5	22
FT2	18
GT3	18
FT6	15
AT1	3
FT3	1

Se puede observar que los transformadores con una antigüedad muy alta son CT1, DT1, FT1 y CT2.

5. Tomando en cuenta las temperaturas ambientales máximas de las subestaciones, las temperaturas máximas alcanzadas por los transformadores y la carga de los mismos, se puede tabular el siguiente resumen:

TABLA N° CON.5 Resumen de las condiciones de operación de los transformadores

SSEE	Tamb. (°C)	Transformador	Tmax. (°C)	Load (%)
F	28	FT1	80	99.69%
F	28	FT2	79	99.69%
F	28	FT3	77	99.69%
A	24	AT1	71	83.12%
F	28	FT5	68	63.45%
F	28	FT6	67	63.09%
C	23	CT2	61	48.79%
C	23	CT1	60	48.79%
D	22	DT1	55	25.78%
G	21	GT1	46	15.81%

Como se puede ver, la tabla se ha ordenado en orden decreciente tomando en cuenta los 3 valores. Observando los resultados se puede concluir que los transformadores que requieren mejorar sus condiciones de ventilación de manra urgente son FT1, FT2, FT3 y AT1.

Se observó que en estos transformadores no se tiene una ventilación adecuada. No se tiene una corriente de aire fresco que permita enfriar a los transformadores. Esto trae como consecuencia que el transformador no pueda entregar su potencia nominal.

6. Los cables de alimentación a las subestaciones de la planta industrial, son en 10 KV y son del tipo NKY. Estos cables no se fabrican desde hace aproximadamente 30 años.

RECOMENDACIONES

1. **Carga de transformadores:** En el caso de los transformadores FT1, FT2 FT3 y AT1 se recomienda realizar la ampliación de la capacidad instalada agregando más transformadores, para lo cual se debe revisar las proyecciones de crecimiento de la producción. Se debe tener cuidado de revisar si los nuevos transformadores pueden colocarse en paralelo ya que esto disminuye la impedancia equivalente combinada del conjunto de transformadores en paralelo y por lo tanto se incrementa la corriente de cortocircuito, lo que obligaría a la incrementar la capacidad de ruptura de las barras e interruptores.
Una de las formas de disminuir la carga de los transformadores, es mejorar la eficiencia de los motores alimentados a partir de estos transformadores. Primero se debe identificar los motores que no son eficientes para luego proceder a su reemplazo. Esta mejora obligaría al cambio de motores y teniendo en cuenta que los motores de mayor eficiencia tienen dimensiones mayores, implica que se debe modificar la instalación y montaje de estas máquinas. Esta situación obligaría a la paralización de las maquinas a cambiarse
2. **Caídas de tensión y compensación reactiva:** Para mejorar el perfil de tensiones y que cumplan con no exceder el 5% sobre la tensión nominal, se debe hacer un estudio para realizar la compensación reactiva. Se debe efectuar estudios que permitan conocer la compensación reactiva concentrada necesaria en especial en la subestación F y la compensación reactiva local que debe ser instalado en algunas de las máquinas de la planta de manera que permitan mantener los niveles de tensión en las barras de utilización.
3. **Capacidad de ruptura de los interruptores:** Dado que luego del Cálculo de Cortocircuito, sólo sea revisado la capacidad de ruptura de los interruptores secundarios de los transformadores, también se debe revisar la capacidad de ruptura de todos los interruptores instalados en los tableros de distribución en baja tensión, de forma de verificar si estos son capaces de operar correctamente ante la presencia de una falla por cortocircuito.
4. **Transformadores en paralelo:** De los cálculos de cortocircuito podemos observar que las corrientes de falla en las barra de baja tensión en 380 voltios en las subestaciones C y F son

aproximadamente 64 KA. De incrementarse una unidad de transformación de una de estas subestaciones, esta debe ser instalada en forma radial y no se debe instalar en paralelo con las unidades de transformación existentes, ya que la capacidad de ruptura de los interruptores estarían por debajo del nuevo valor de la corriente de cortocircuito.

5. Vida de los transformadores: Proceder a realizar a la brevedad un overhaul o cambio de los transformadores CT1, DT1, FT1 y CT2. Proceder a ampliar la capacidad de transformación de la SSEE A.
6. Vida de los cables: Para todos los cables del tipo NKY cuyo tiempo de vida supere los 25 años se debe elaborar un programa de cambio, y para el resto de los cables se deben hacer mediciones para determinar el estado de su aislamiento y determinar si requieren cambio.
7. Ventilación de subestaciones y transformadores: Instalar extractores de aire en todas las subestaciones, de modo que el arranque de dichos extractores esté comandado por un termostato que sense a temperatura ambiental de la subestación, la temperatura ambiental no debe superar los 25°C.
8. Se realizó la evaluación económica de varias mejoras que se recomiendan realizar. La estimación de la inversión para los siguientes 4 años, se muestra en las tablas B.1, B.2 y B.3 del anexo B.

ANEXO A

TABLA N° A.1 Antigüedad de los transformadores (al año 2010)

SSEE		Trafo	Fabricante	KVA	Relac. Transf.	Amperios	Año Fabric.	Antigüedad (años)
Principal	A	AT1	DELCROSA	12/15	22.9 / 10 KV	302.5 / 692.8	2007	3
Envasado	C	CT1	ABB CT	1600	10 / 0.4 KV	92.4 / 2309.4	1980	30
Envasado	C	CT2	ABB CT	1600	10 / 0.4 KV	92.4 / 2309.4	1985	25
Envasado	D	DT1	ABB CT	800	10 / 0.4 KV	46.2 / 1154.7	1980	30
Pta. Fza.	F	FT1	ABB CT	1600	10 / 0.4 KV	92.4 / 2309.4	1980	30
Pta. Fza.	F	FT2	ABB CT	1600	10 / 0.4 KV	92.4 / 2309.4	1992	18
Pta. Fza.	F	FT3	DELCROSA	1600	10 / 0.4 KV	92.4 / 2309.4	2009	1
Comp. NH3	F	FT5	ABB CT	2500	10 / 4.2 KV	144.4 / 343.7	1988	22
Comp. NH3	F	FT6	ABB CT	2500	10 / 4.2 KV	144.4 / 343.7	1995	15
Cocimiento	G	GT3	ABB CT	1600	10 / 0.4 KV	92.4 / 2309.4	1992	18

ANEXO B

TABLA N° B.1 Montos de inversión en los siguientes años

Nro.	DESCRIPCIÓN DE LA MEJORA	SSEE	MOTIVO	2011	2012	2013	2014
				AÑO 1	AÑO 2	AÑO 3	AÑO 4
1	ADQUISICIÓN TRANSFORMADOR 12/15 MVA	A	CONFIAB.		\$388,702		
2	ADQUISICIÓN CELDAS 24 KV ABB UNIGEAR	A	CONFIAB.		\$67,430		
3	ADQUISICIÓN CELDAS 10 KV SCHENIDER		CONFIAB.		\$61,270		
4	REEMPLAZO RELÉS SECUNDARIOS	A	OBSOL.	\$20,020			
5	ESTUDIO COORDINACIÓN PROTECCIÓN	Todas	CONFIAB.	\$10,000			
6	MEJORA SISTEMA DE VENTILACIÓN SUBESTACIONES	Todas	CONFIAB.	\$29,800			
7	REEMPLAZO CELDAS CON FUSIBLES POR INTERRUPTOR	Todas	OBSOL.		\$350,460		
8	REEMPLAZO CABLES NKY POR N2XSY	C,B,D,F,G	OBSOL.			\$130,105	
9	TERNA DE CABLES ADICIONAL ENTRE SSEE A Y SSEE F	A a F	CONFIAB.			\$46,904	
10	AMPLIAR SISTEMA DE DUCTOS EN MV	Planta	CONFIAB.			\$113,020	
	SUBTOTAL 1			\$59,820	\$867,862	\$177,009	\$0

TABLA Nº B.2 Montos de inversión en los siguientes años (continuación)

Nro.	DESCRIPCIÓN DE LA MEJORA	SSEE	MOTIVO	2011	2012	2013	2014
				AÑO 1	AÑO 2	AÑO 3	AÑO 4
11	CELDAS MV SCHENIDER FT3 Y FT4	F	CONFIAB.			\$55,770	
12	CAMBIO INTERRUPTOR 400V SCHENIDER		OBSOL.	\$10,000			
13	REEMPLAZO TABLERO DISTRIBUCIÓN 400V SSEE D	D	OBSOL.				\$49,000
14	REEMPLAZO BANCOS COMPENSACIÓN REACTIVA 400V SSEE D	D	OBSOL.				\$20,000
15	NUEVO TABLERO DISTRIBUCIÓN 400 V SSEE's G,F	F,G	AMPLIAC.	\$49,000	\$49,000		
16	REEMPLAZO BANCOS COMPENSACIÓN REACTIVA 4.2 KV	F	OBSOL.			\$80,000	\$80,000
17	REEMPLAZO TABLERO ARRANCADORES 4.2 KV SSEE F	F	OBSOL.			\$45,000	\$45,000
18	TABLERO BANCO COMPENSACIÓN REACTIVA 400 V		CONFIAB.	\$20,000			
19	REVISIÓN BANCOS COMPENSACIÓN REACTIVA 400V	Todas	OBSOL.	\$7,000			
20	REEMPLAZO INTERRUPTOR CALOR EMAG		OBSOL.	\$20,000			
21	ADQUISICIÓN 4TO GRUPO ELECTROGENO 10 KV	Grupo	CONFIAB.				\$250,000
22	REEMPLAZO TRANSFORMADORES DE POTENCIA	Todas	OBSOL.	\$52,136	\$52,136	\$104,272	\$89,972
23	ESTUDIO DE SISTEMA DE TIERRA TODAS LAS SSEE	Todas	CONFIAB.		\$9,500		
	SUBTOTAL 2			\$158,136	\$110,636	\$285,042	\$533,972

TABLA N° B.3 Montos de inversión total en los siguientes años (continuación)

		2011	2012	2013	2014
Nro.	DESCRIPCIÓN DE LA MEJORA	AÑO 1	AÑO 2	AÑO 3	AÑO 4
24	TOTALES	\$217,956	\$978,498	\$462,051	\$533,972
25	TOTAL	\$1,087,786			

ANEXO C

TABLA N° C.1 Características de cables NKY

CARACTERISTICAS ELÉCTRICAS : CABLE TRIPLE NKY 10 KV (3 x)							
Constante para convertir ohm./km a ohm./1000 pies				0.3048			
Sección Nominal (mm 2)	Resistencia (Ohm/km)	Reactancia Ohm/km	Resistencia (Ohm/1000pies)	Reactancia Ohm/1000 pies	Capac. de corriente Amperios		
	CAa 20° C	a 60 Hz	CAa 20° C	a 60 Hz	Aire	Ducto	Enterr.
16	1.3258	0.1440	0.4041	0.0439	72	65	69
25	0.9836	0.1312	0.2998	0.0400	99	90	95
35	0.6033	0.1170	0.1839	0.0357	120	105	112
50	0.4785	0.1136	0.1459	0.0346	144	125	132
70	0.3122	0.1090	0.0952	0.0332	180	155	165
95	0.2148	0.1040	0.0655	0.0317	220	185	195
120	0.1758	0.1020	0.0536	0.0311	255	210	220
150	0.1533	0.1005	0.0467	0.0306	290	240	250
185	0.1269	0.0988	0.0387	0.0301	335	270	285
240	0.0856	0.0960	0.0261	0.0293	400	300	330

TABLA N° C.2 Características de cables N2XSY 8/15KV

CARACTERISTICAS ELÉCTRICAS : CABLE VOLTENAX N2XSY 8/15 KV (3 x 1 x)							
Constante para convertir ohm./km a ohm./1000 pies				0.3048			
Sección Nominal (mm 2)	Resistencia (Ohm/km)	Reactancia Ohm/km	Resistencia (Ohm/1000pies)	Reactancia Ohm/1000 pies	Capac de corriente Amperios		
	CAa 20° C	a 60 Hz	CAa 20° C	a 60 Hz	Aire	Ducto	Enterr.
25	0.9280	0.2390	0.2829	0.0728	188	143	184
35	0.6700	0.2310	0.2042	0.0704	229	176	219
50	0.4950	0.2240	0.1509	0.0683	274	217	258
70	0.3430	0.2150	0.1045	0.0655	342	255	314
95	0.2480	0.2080	0.0756	0.0634	417	305	374
120	0.1970	0.2040	0.0600	0.0622	478	345	417
150	0.1610	0.1990	0.0491	0.0607	543	395	465
185	0.1300	0.1950	0.0396	0.0594	620	440	519
240	0.1030	0.1890	0.0314	0.0576	734	505	595
300	0.0819	0.1860	0.0250	0.0567	827	575	639
400	0.0662	0.1830	0.0202	0.0558	944	665	708
500	0.0542	0.1790	0.0165	0.0546	1079	750	785

GLOSARIO DE TÉRMINOS

CC	Corto Circuito
CFP	Cálculo de Flujo de Potencias
FP	Flujo de Potencia
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers
KA	Kilo Ampere
KV	Kilo Voltios
KVA	Kilo Volt Ampere
MVA	Mega Volt Ampere
MVA _r	Mega Volt Ampere reactivos
MW	Mega Watts
NKY	Cable de Cobre, cubierta de plomo y cubierta termoplástica
SSEE	Subestación Eléctrica
Stakeholder	Involucrado o interesado

BIBLIOGRAFIA

[1] Project Management Institute (PMI), Guía de los Fundamentos para la Dirección de Proyectos (PMBOK), PMI, 5ta Edición en español, EEUU, 2013

[2] MEM, Código Nacional de Electricidad - Utilización, Perú, 2009

[4] Profesor Manuel Villarroel Moreno, Análisis Moderno de Sistemas de Potencia – Capitulo 3: Cálculos de Flujo de Potencia, Universidad de la Frontera, Dpto. de Ingeniería Eléctrica, Temuco Chile, 2008

[5] Artículo de Internet, Profesor Francisco M. Gonzales-Longatt, Capitulo 3 Flujo de Potencia, 2006

[6] Schneider Electric, Cuaderno Técnico 158 - Cálculo de Corrientes de Cortocircuito, Biblioteca Técnica, España, Septiembre.2000