



Universidad de San Carlos de Guatemala
Facultad de Ingeniería
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica

**MODIFICACIONES EN LA RED DE 69 KV, 13.8 KV Y 4.8 KV DEL
INGENIO LA UNIÓN, S.A.**

Edi Noé Florián Lemus

Asesorado por el Ing. Luis Enrique Lima Guzmán

Guatemala, agosto de 2008

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

**MODIFICACIONES EN LA RED DE 69 KV, 13.8 KV Y 4.8 KV DEL
INGENIO LA UNIÓN, S.A.**

TRABAJO DE GRADUACIÓN

PRESENTADO A LA JUNTA DIRECTIVA DE LA
FACULTAD DE INGENIERÍA

POR

EDI NOÉ FLORIÁN LEMUS

ASESORADO POR EL ING. LUIS ENRIQUE LIMA GUZMÁN

AL CONFERÍRSELE EL TÍTULO DE

INGENIERO ELECTRICISTA

GUATEMALA, AGOSTO DE 2008

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA
FACULTAD DE INGENIERÍA



NÓMINA DE JUNTA DIRECTIVA

DECANO	Ing. Murphy Olympo Paiz Recinos
VOCAL I	Inga. Glenda Patricia García Soria
VOCAL II	Inga. Alba Maritza Guerrero de López
VOCAL III	Ing. Miguel Ángel Dávila Calderón
VOCAL IV	Ing. Kenneth Issur Estrada Ruiz
VOCAL V	
SECRETARIA	Inga. Marcia Ivónne Véliz Vargas

TRIBUNAL QUE PRACTICÓ EL EXAMEN GENERAL PRIVADO

DECANO	Ing. Jorge Mario Morales González
EXAMINADOR	Ing. Edgar Florencio Montufar Urizar
EXAMINADOR	Ing. Miguel Ángel Sánchez Guerra
EXAMINADOR	Ing. Gustavo Benigno Orozco Godínez
SECRETARIO	Ing. Francisco Javier González López

HONORABLE TRIBUNAL EXAMINADOR

Cumpliendo con los preceptos que establece la ley de la Universidad de San Carlos de Guatemala, presento a su consideración mi trabajo de graduación titulado:

MODIFICACIONES EN LA RED DE 69 KV, 13.8 KV Y 4.8 KV DEL INGENIO LA UNIÓN, S.A.,

tema que me fuera asignado por la Dirección de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, el 10 de octubre 2006.



EDI NOÉ FLORIÁN LEMUS

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS
DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERIA

UNIDAD DE EPS

Guatemala, 8 de octubre de 2007
Ref. EPS. C. 631.10.07

Inga. Norma Ileana Sarmiento Zeceña
Directora Unidad de EPS
Facultad de Ingeniería
Presente

Estimada Ingeniera Sarmiento Zeceña.

Por este medio atentamente le informo que como Supervisor de la Práctica del Ejercicio Profesional Supervisado, (E.P.S) del estudiante universitario de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, **EDI NOE FLORIÁN LEMUS**, procedí a revisar el informe final de la práctica de EPS, titulado **"MODIFICACIONES EN LA RED DE 69 KV, 13.8 KV Y 4.8 KV DEL INGENIO LA UNIÓN S.A."**.

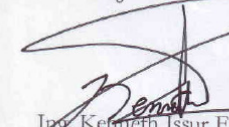
Cabe mencionar que las soluciones planteadas en este trabajo, constituyen un valioso aporte de nuestra Universidad.

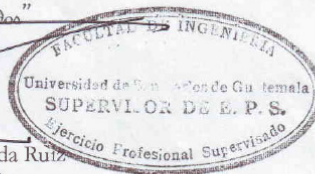
En tal virtud, **LO DOY POR APROBADO**, solicitándole darle el trámite respectivo.

Sin otro particular, me es grato suscribirme.

Atentamente,

"D y Enseñad a Todos"


Ing. Kenneth Issur Estrada Ruiz
Supervisor de EPS
Area de Ingeniería Mecánica – Eléctrica



KIER/jm

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS
DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERIA

UNIDAD DE EPS

Guatemala, 8 de octubre de 2007
Ref. EPS. C. 631.10.07

Ing. Renato Escobedo
Director Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica
Facultad de Ingeniería
Presente

Estimado Ingeniero Escobedo.

Por este medio atentamente le envío el informe final correspondiente a la práctica del Ejercicio Profesional Supervisado, (E.P.S) titulado **“MODIFICACIONES EN LA RED DE 69 KV, 13.8 KV Y 4.8 KV DEL INGENIO LA UNIÓN S.A.”**.

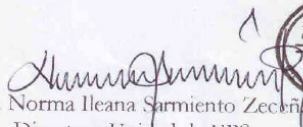
Este trabajo lo desarrolló el estudiante universitario, **EDI NOE FLORIÁN LEMUS**, quien fue asesorado por el Ing. Luis Enrique Lima Guzmán y supervisado por el Ing. Kenneth Issur Estrada Ruiz.

Por lo que habiendo cumplido con los objetivos y requisitos de ley del referido trabajo y existiendo la aprobación del mismo por parte del Asesor y Supervisor, en mi calidad de Directora apruebo su contenido; solicitándole darle el trámite respectivo.

Sin otro particular, me es grato suscribirme.

Atentamente,

“D y Enseñad a Todos”


Inga. Norma Ileana Sarmiento Zecón
Directora Unidad de EPS



NISZ/jm



Carretera al Cerro Colorado Km. 101 Santa Lucia Cotzumalguapa
Escuintla - Guatemala. Telefax: 78791648 - 78791647

**Santa Lucia Cotzumalguapa
15 de Enero de 2007.**

**Ing. Kenneth Estrada
Depto. EPS Facultad de Ingeniería**

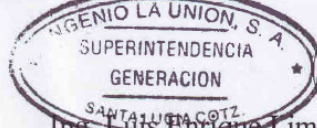
Su despacho:

Por medio de la presente hago constar que el Sr. EDI NOE FLORIAN LEMUS. Quien se identifica con cedula de vecindad A-1 Registro 773,461 realizo estudio de Ejercicio Profesional Supervisado en planta de generación de Ingenio La Union S.A. en el periodo comprendido entre 10/10/2006 al 10/01/2007.

El Sr. Florián desarrollo el tema **MODIFICACIONES EN LA RED DE 69 KV, 13.8 KV Y 4.8 KV DEL INGENIO LA UNION S.A.** Durante dicho periodo el señor Florián demuestra ser una persona trabajadora, conocedora de su profesión, respetuosa y con deseos de superación.

Por lo que doy fe de que el tema desarrollado ha sido de amplia utilidad en el mejoramiento del sistema de la planta.

Me es grato suscribirla en Ingenio La Union a los quince días del mes de Enero del dos mil siete.



Ing. Luis Enrique Lima Guzmán
Jefe de Mantenimiento Eléctrico
Generación de Energía,
Ingenio La Union, S.A.

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS
DE GUATEMALA



Guatemala, 31 de MARZO 2008.

FACULTAD DE INGENIERIA

Señor Director
Ing. Mario Renato Escobedo Martínez
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica
Facultad de Ingeniería, USAC.

Señor Director:

Me permito dar aprobación al trabajo de Graduación titulado:
**MODIFICACIONES EN LA RED DE 69 KV, 13.8 KV Y 4.8 KV DEL
INGENIO LA UNIÓN S.A.,** del estudiante: Edi Noé Florian Lemus,
por considerar que cumple con los requisitos establecidos para tal fin.

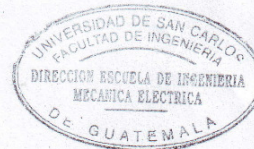
Sin otro particular, aprovecho la oportunidad para saludarle.

Atentamente,

ID Y ENSEÑAD A TODOS

Ing. José Guillermo Zelaya Barrios
Coordinador Área de Potencia

JGBB/sro



UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS
DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERIA

El Director de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, después de conocer el dictamen del Asesor, con el Visto Bueno del Coordinador de Area, al trabajo de Graduación del estudiante, Edi Noè Fiorián Lemus titulado: MODIFICACIONES EN LA RED DE 69 KV. 13.8 KV Y 4.8 KV DEL INGENIO LA UNION S.A. procede a la autorización del mismo.


Ing. Mario Renato Escobedo Martínez
DIRECTOR



GUATEMALA, 01 DE ABRIL 2,008.

Universidad de San Carlos
de Guatemala



Facultad de Ingeniería
Decanato

Ref. DTG.256.08

El Decano de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de San Carlos de Guatemala, luego de conocer la aprobación por parte del Director de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, al trabajo de graduación titulado: **MODIFICACIONES EN LA RED DE 69 KV, 13.8 KV Y 4.8 KV DEL INGENIO LA UNION, S.A.**, presentado por el estudiante universitario **Edi Noé Florián Lemus**, autoriza la impresión del mismo.

IMPRÍMASE

Ing. Murphy Olimpo Paiz Recinos
DECANO

Guatemala, agosto de 2008

/cc

ACTO QUE DEDICO A:

Dios	Por darme la vida, la sabiduría y la fuerza para terminar estos estudios.
Mi abuela	Viviana Florián, por su amor y su enseñanza de mis primera letras.
Mis padres	Eleázar Florián y Betty Lemus de Florián, por su incondicional apoyo.
Mi esposa	Eugenia, por su ayuda en la realización de este trabajo.
Mis hijos	Edi Daniel, Joshua y José Pablo, por su amor y cariño.
Mi sobrino	Vinicio, por su incondicional apoyo.
Mi familia en general	Por su apoyo y comprensión.
Mi amigo y socio	Carlos Sánchez, por su motivación a realizar este trabajo.

Mis amigos y colaboradores

Orlando y Sergio De Paz, por su ayuda y aportes en la realización de este trabajo.

Mi asesor y amigo

Ing. Luis Lima, por su ayuda, colaboración y consejos en la realización de este trabajo.

Ingenio La Unión, S.A.

Por permitirme la realización de este trabajo.

Fyssa

Por brindarme los recursos necesarios para la realización de este trabajo.

**Universidad de San Carlos
de Guatemala**

Por darme la base científica para desarrollar mis conocimientos

ÍNDICE GENERAL

INDICE DE ILUSTRACIONES	III
LISTA DE SÍMBOLOS	V
RESUMEN	VII
OBJETIVOS	IX
INTRODUCCIÓN	XI

1. DESCRIPCIÓN DE LAS REDES ACTUALES

1.1. Equipos instalados en 69 KV.....	1
1.2. Equipos instalados en 13.8 KV.....	5
1.3. Equipos Instalados en 4.8 KV	12
1.4. Red de tierras.....	13
1.5. Cableado subterráneo.....	15
1.6. Subestación 69 KV tipo y configuración	16
1.7. Protecciones	17

2. DESCRIPCIÓN DE CARGA

2.1. Carga en 69 KV.....	21
2.2. Carga en 13.8 KV.....	21
2.3. Carga en 4.8 KV	21

3. REEMPLAZO DE EQUIPO

3.1. Red de 69 KV.....	23
3.2. Red de 13.8 KV	27
3.3. Red de 4.8 KV	27

4. MODIFICACIONES

4.1.	Red de 69 KV	29
4.2.	Red de 13.8 KV	29
4.3.	Red de 4.8 KV	34
4.4.	Red de tierra 69 KV, 13.8 KV y 4.8 KV	34
4.5.	Iluminación s/e 69 KV	34
4.6.	Circuitos de servicios en baja tensión	34
4.7.	Generador de emergencia para servicios s/e 69 KV	35
4.8.	Red de agua y aire comprimido para servicios s/e 69 KV	35

5. DESCRIPCIÓN FINAL DE REDES MODIFICADAS

5.1.	Diagrama unifilar	37
5.2.	Red de tierras	38
5.3.	Conductos de potencia	39
5.4.	Ductos subterráneos	41
5.5.	Protecciones	43

6. EVALUACIONES ECONOMICAS DE LAS MODIFICACIONES

6.1.	Modificaciones	45
6.2.	Valor modificación Red 69 KV	45
6.3.	Valor modificación Red en 13.8 KV	46
6.4.	Valor modificación Red en 4.8 KV	47

7. EFECTOS DE LAS MODIFICACIONES EN EL MANTENIMIENTO

7.1.	Preventivo	49
7.2.	Correctivo	50

CONCLUSIONES	53
RECOMENDACIONES	55
BIBLIOGRAFÍA	57
ANEXOS	59
APÉNDICE	165

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

FIGURAS

1. Seccionador de línea	61
2. Interruptor principal	63
3. Interruptor transformador de servicios	65
4. Interruptor transformador 32 MVA	67
5. Transformador de 32 MVA	69
6. Transformador de servicios	71
7. Barras de salida transformador de servicios	73
8. Barras de salida transformador de 30 MVA	75
9. Descripción de red de tierras subestación 69 KV	77
10. Descripción de tierras subestación 69 KV	79
11. Ductos subterráneos	85
12. Canaletas en ductos subterráneos	87
13. Cable de potencia	99
14. Túnel principal	113
15. Diagramas	167

TABLAS

I	Ventajas y desventajas de interruptores en aceite	25
II	Ventajas y desventajas de interruptores SF6	26
III	Comparación cable XLPE vs. Cable EPR	31
IV	Protección por años según espesor de zinc y tipo de atmosfera	42

LISTA DE SÍMBOLOS

E	Tensión eficaz de la fuente.
ZG	Impedancia interna de la fuente.
ZC	Impedancia del cable.
ZI	Impedancia de la carga.
IS	Corriente de cresta máxima.
L	Longitud entre apoyos del conductor.
D	Distancia entre conductores.
IN	Corriente nominal.
VN	Tensión nominal Fase-Neutro.
Z	Valor absoluto de la impedancia.
S	Potencia aparente VA.
K	Constante.
R	Resistencia eléctrica
AV	Caída de tensión expresada en volts.
X	Reactancia eléctrica.
ICC	Valor de corriente de corto circuito

RESUMEN

La industria azucarera del país ha ido en incremento, tanto en su producto principal, el azúcar, como en la generación de energía eléctrica, el Ingenio La Unión, S.A., donde se realiza el presente trabajo, desarrolla proyectos de ampliación en su capacidad de producción principal, por lo que se hace necesario estudios de cortocircuito y de capacidad de conductores para sus redes principales.

Considerando que la configuración actual de la subestación de 69 KV, carece de seccionadores de by-pass para los interruptores de los distintos circuitos, se propone la instalación de los mismos para aumentar el grado de confiabilidad en el suministro de la energía ante una falla en el interruptor como por seguridad personal en el desarrollo de trabajos de mantenimiento.

En la red de 69 KV, se realiza un estudio de cortocircuito para verificar los límites de la capacidad interruptiva en los OCB, obteniéndose como resultado que los interruptores actuales están por debajo del nivel máximo de la corriente de cortocircuito, por lo que se propone la sustitución de los mismos.

Considerando que la red de 13.8 KV, tiene el mayor flujo de energía tanto de carga como generación, se tomó la decisión de realizar el análisis de cortocircuito utilizando la teoría y los datos de campo respectivos, obteniéndose niveles de corriente de cortocircuito superiores a los que tienen los interruptores

actuales, por lo tanto, es necesario sustituir los interruptores mencionados para asegurar la continuidad y la mejor respuesta al equipo ante una falla.

OBJETIVOS

GENERAL

Realizar un análisis profesional de la redes de 69 KV, 13.8 KV y 4.8 KV del Ingenio La Unión, S. A.

ESPECÍFICOS

1. Analizar la red de 69 KV y proponer mejoras de acuerdo a la sustitución de equipo que se tiene previsto.
2. Analizar la red de 13.8 KV y proponer mejoras de acuerdo a las modificaciones que se tienen previstas.
4. Analizar la red 4.8 KV y proponer mejoras de diseño.
5. Realizar el estudio de corto circuito para establecer el nivel máximo en las redes de 69 KV y 13.8 KV.

INTRODUCCIÓN

Este proyecto muestra en detalle la construcción real de redes eléctricas aéreas y subterráneas en media y alta tensión, para carga y generación, así como las consideraciones técnicas a nivel de ingeniería, necesarias para su mejoramiento.

Se realizan los siguientes análisis y cálculos: corto circuito, conductores subterráneos, interruptores para la redes de 69 KV y 13.8 KV, costo de mejoras y costo de mantenimiento.

Los análisis y cálculos desarrollados evidencian la necesidad técnica de sustituir los interruptores de 69 KV tipo OCB, aumentar la capacidad interruptiva en los interruptores de 13.8 KV, así como la instalación de interruptor principal en 13.8 KV para salida de turbo generador 4.

El proyecto incluye: la realización de diagrama unifilar con las mejoras incluidas, los diagramas de impedancias de las diferentes redes para análisis de corto circuito, tablas de impedancias típicas de: cables, transformadores, generadores y motores.

1. DESCRIPCIÓN DE LAS REDES ACTUALES

1.1 Equipo instalado en 69 KV.

1.1.1. Seccionador de línea

Marca:	Cleveland
Tipo:	DBC
Voltaje Nominal:	69 KV
Voltaje Máximo:	72.5 KV
BIL KV:	350 KV
Corriente Nominal:	1,200 A
Corriente momentánea:	61,000 A

Ver figura 1.

1.1.2 Interruptor principal

Marca:	ABB
SF 6 Power circuit Breaker	
Type:	72 PM 40-12
Maximum voltage:	72.5 KV
Short circuit current:	40 KA

Frecuencia:	60 HZ
Continuos current:	1,200 A
Interrupting time:	5 cicles

Ver figura 2.

1.1.3 Interruptor transformador de servicios:

Marca:	G.E.
Tipo:	OCB
Type:	FK-439-69-1000-2
Voltaje:	69,000 Volts
Amperios:	600 A
Frecuencia:	60 HZ
Corriente de interrupción:	8,400 Amps.

Ver figura 3.

1.1.4 Seccionadores de aislamiento

Marca:	G.E.
Tipo:	
Nominal KV:	69 KV
Máximo Voltaje:	72.5 KV
BIL KV:	350 KV

Corriente nominal: 400 A

Ver figura 4.

1.5 Interruptor transformador 32 MVA TG4

Marca: G.E.
OCB
Type: FK-439-69-1000-2
Voltaje: 69,000 Volts
Amperios: 600 A
Frecuencia: 60 HZ
Corriente de interrupción: 8,400 A

Ver figura 4.

1.1.6 Transformador de 32 MVA TG4

Marca Magnetek
KVA 20,000/26,667/33,333/37,333
Frecuencia: 60 HZ
Class: 0A/FA/FA
Alto Voltaje: 69,000 GRD Y / 39,840 Volts
Bajo voltaje: 13,800 D Volts
Fases: 3

Rise: 55/65 C
BIL Alto voltaje: 350 KV
BIL Bajo voltaje: 110 KV
Impedancia 12.14% at 20,000 KVA, 69,000 to 13,800 Volts.
CT-A 1S 320: 5 Amps, 01 fase, bushing type: Accuracy class 10C50.

Ver figura 5.

1.1.7 Transformador de servicios

Marca: Power Transformer
Corporación
KVA: 15,000/16,800/20,000/22,400
Frecuencia: 60 HZ
Class: 0A/FA
Alto Voltaje: 69,000GRD Y / 39,837 Volts
Bajo voltaje: 13,800 Volts D
Fases: 3
Rise: 55/65 C
BIL Alto Voltaje: 350 KV
BIL Bajo voltaje: 110 KV
Independencia: 10.8% at 15,000 KVA, 69,000 GRD y / 39,837 to 13,800 Volts.

Ver figura 6.

1.1.8 Barras

Cable ACSR calibre 477

1.2 Equipos Instalados en 13.8 KV

1.2.1. Barras de salida transformador de servicios

Doble barra en forma de C de 4" * 3" * 1/2" de aluminio con capacidad de 6,000 Amperios.

Ver figura 7

1.2.2 Barras salida transformador de 32 MVA TG4

Doble barra plana de 6" * 1/2" de aluminio con capacidad de 8,000 Amperios.

Ver figura 8.

1.2.3 Turbo generador 4 de 26 MW

Marca:	General Electric
Potencia:	26,000 KW
RPM:	3,600
Frecuencia:	60 HZ
Voltaje:	13,800 Volts WYE
Fases:	3

1.2.4 Turbo generador 5 de 10 MW

Marca:	General Electric
Potencia:	12,500 KVA
RPM:	3,600
Frecuencia:	60 HZ
Voltaje:	13,800 volts Y
Fases:	3

1.2.5 Turbo generador 6 de 30 MW

Marca:	WEG
Potencia:	31,250 KVA
RPM:	1,800
Frecuencia:	60 HZ

Voltaje:	13,800 Volts Y
Fases:	3

1.2.6 Interruptores 13.8 KV

Marca:	General Electric
Type:	AM-13.8-500-3-B
Voltaje:	13,800 Volts
Amperios:	1,200 A
Frecuencia:	60 HZ
Corriente de interrupción:	21,000 A

1.2.7 Transformador 10 MVA barra 2.4 KV ingenio

Marca:	Delta Star Inc.
KVA:	10,000
Frecuencia:	60 HZ
Class.	OA/FA
Alto voltaje:	13,800 Volts D
Bajo voltaje:	2,400 Volts D
Fases:	3
Rise:	55C
BIL Alto voltaje:	110 KV
BIL bajo voltaje:	75 KV
Impedancia:	6.7%

1.2.8 Transformador 10 MVA barra enlace 2.4 KV

Marca:	Delta Star Inc.
KVA:	10,000
Frecuencia:	60 HZ
Class:	OA/FA
Alto voltaje:	13,800 volts D
Bajo voltaje:	2,400 volts D
Fases:	3
Rise:	55 C
BIL alto voltaje:	110 KV
BIL bajo voltaje:	75 KV
Impedancia:	6.6 %

1.2.9 Transformador 2.5. MVA barra 2.4 KV TG 4

Marca:	Westinghouse
KVA:	2,000
Frecuencia:	60 HZ
Class:	OA
Alto voltaje:	13,800 y volts
Bajo voltaje:	2,400 D volts.
Fases:	3

Rise:	55 C
BIL Alto voltaje:	110 KV
BIL bajo voltaje	75 KV
Impedancia:	5.6 %

1.2.10 Transformador caldera 4

Marca:	Westinghouse
KVA:	1000/1500
Frecuencia:	60 HZ
Class:	OA/FA
Alto voltaje:	13,800 D volts
Bajo voltaje:	480 Y volts
Fases:	3
Rise:	55 C
BIL alto voltaje:	110 KV
BIL bajo voltaje:	75 KV
Impedancia:	4.8 %

1.2.11 Transformador caldera 5

Marca:	Westinghouse
KVA:	1000/1500
Frecuencia:	60 HZ

Class.	OA/FA
Alto voltaje:	13,800 D volts
Bajo voltaje:	480 Y volts
Fases:	3
Rise:	55 C
BIL alto voltaje:	110 KV
BIL bajo voltaje:	75 KV
Impedancia:	4.8 %

1.2.12 Transformador sistema emergencia

Marca:	
KVA:	3*500
Frecuencia:	60 HZ
Class:	OA
Alto voltaje:	13,800 D volts
Bajo voltaje:	480 Y volts
Fases:	3
Rise:	
BIL alto voltaje:	
BIL bajo voltaje:	
Impedancia:	

1.2.13 Interruptor de TG 6

Interruptor de vació

Marca:	General Electric
Tipo:	PV-VL-13.8-500-2
Volts:	13,800 volts.
Amperios:	1,200 A
Frecuencia:	60 HZ
Corriente de interrupción:	18 KV
Tiempo de interrupción:	5 cyclos

1.2.14 Interruptores Magne-Blast

El resto de interruptores utilizados en red de 13.8 KV a excepción de interruptor de TG6 son de soplo magnético, 10 en total.

Marca:	General Electric
Tipo:	AM-13.8-500-3-B
Volts:	13,800 V
Amperios:	1,200 A
Frecuencia:	60 HZ
Corriente interrupción:	21,000 A
Tiempo de interrupción:	8 ciclos

1.3 Equipos Instalados en 4.8 KV

1.3.1 Turbo generador 3 de 7.5 MW

Marca:	Westinghouse
Potencia:	10,714 KVA
RPM:	3,600
Frecuencia:	60 HZ
Voltaje:	4,800 Volts Y
Fases.	3

1.3.2 Interruptor principal generador 4.8 KV

Marca:	Westinghouse
Type:	DA 75DH250
Voltaje:	7,500 volts
Amperios:	2,000 A
Frecuencia:	60 HZ
Corriente de interrupción:	20 KA

1.3.3 Transformador generador 4.8 KV/13.8 KV

Marca:	Power Transformer Corporation.
KVA:	12,000
Frecuencia:	60 HZ
Class.	0A/FAA
Alto voltaje.	13,800 Volts Y
Bajo voltaje:	4,800 Volts D
Fases:	3
Rise:	55 C
BIL alto voltaje:	110 KV
BIL bajo voltaje:	75 KV
Impedancia:	6.6%, 13,800 to 4,800 at 12,000 KVA.

1.4 Red de tierras

1.4.1 Descripción red de tierras S/E 69 KV

Se localiza en área de s/e a la intemperie, esta formada por una malla con múltiples pozos y cable calibre 4/0 AWG s/f de cobre tiene conexión directa de la malla hacia cada columna, equipo y malla perimetral. Interconexión hacia red de distribución en 13.8 KV con 02 cables calibre 4/0 AWG s/f de cobre.

Valor de la resistencia en el año 2,005 es de 0.31 OHMS.

Ver figura 9 a la 12.

1.4 .2 Descripción red de tierras 13.8 KV.

Se localiza bajo el área de casa de máquinas no a la intemperie, esta formada por una malla con múltiples pozos, cable calibre 4/0 AWG s/f de cobre. Tiene interconexión con la red de tierras de s/e de 69 KV con 02 conductores de cobre calibre 4/0 AWG s/f.

1.4.3 Descripción red de tierras 4.8 KV.

No tiene red de tierra propia, se conecta a red de 13.8 KV.

1.5 Cableado subterráneo

1.5.1 Datos subterráneos

Para el cableado entre transformadores de 69 KV/13.8 KV, barras y generadores se tiene un túnel donde se encuentran 06 bandejas metálicas tipo escalera para ductos del cableado.

Ver figura 13.

1.5.2 Cable turbo generador 4 hacia s/e 69 KV

Tipo de cable:		XLP
Voltaje	:	15 KV
Calibre	:	4* 350 mcm/fase

1.5.3 Cable barra 13.8 KV hacia transformador de servicios

Tipo de cable:		XLP
Voltaje	:	15 KV
Calibre	:	3* 350 mcm/fase

1.5.4 Cable turbo generador 3 hacia transformador

Tipo de cable:	MV-90
Voltaje :	5 KV
Calibre :	4*350 mcm/fase

1.5.5 Cable transformador turbo 3 hacia barra 13.8 KV

Tipo de cable:	XLP
Voltaje :	15 KV
Calibre :	2*350 mcm/fase

1.6 Subestación 69 KV tipo y configuración

1.6.1 Tipo de subestación

De generación a intemperie

1.6.2 Configuración de subestación

Simple barra

Ver diagrama unifilar en figura 23

1.7 Protecciones

1.7.1 Protecciones en 69 KV

1.7.1.1 Interruptor principal

El interruptor principal es de Hexafluoruro de azufre (SF₆) con características eléctricas descritas en el punto 1.1.2. Utiliza relé Multilin de General Electric para protección de transformador.

Ver figura 2.

1.7.1.2 Interruptor de servicios

El interruptor de servicios es de del tipo OCB de General Electric, interruptor en aceite dieléctrico con características eléctricas descritas en el punto 1.1.3. Utiliza relé Multilin de General Electric para protección de transformador.

Ver diagrama de conexiones con relé Multilin SR745 figura 25.

Ver figura 3

1.7.1.3 Interruptor transformador TG 4

El interruptor de transformador TG4 es del tipo OCB de General Electric, interruptor en aceite dieléctrico, con características descritas en el punto 1.1.5. Utiliza relé Multilin de General Electric para protección del conjunto generador y transformador como unidad.

Ver figura 4 y 25.

1.7.2 Protecciones en 13.8 KV

1.7.2.1 Interruptor barra 13.8 KV casa de máquina hacia transformador de servicios

Interruptor Magne-Blast , soplo magnético. Utiliza relé electromecánico de General Electric.

1.7.2.2 Interruptor barra 13.8 KV casa de máquina hacia transformador TG3.

Interruptor Magne-Blast, soplo magnético. Utiliza relé electromecánico de General Electric.

1.7.2.3 Interruptor barra 13.8 KV casa de máquina hacia TG 5

Interruptor Magne-Blast, soplo magnético. Utiliza relé electrónico de General Electric.

1.7.2.4 Interruptor barra 13.8 KV casa de máquinas hacia TG 6

Interruptor de vacío. Utiliza relé electrónico de General Electric.

1.7.3 Protecciones en 4.8 KV

1.7.3.1 Interruptor TG 3 hacia transformador

Interruptor de aire. Utiliza relé electromecánico de General Electric.

2. DESCRIPCIÓN DE CARGA

2.1 Carga en 69 KV

26.8 MW entregando al exterior

1.076 MVAR consumiendo

2.2 Carga en 13.8 KV

25 MW consumiendo internamente

7 MVAR consumiendo internamente

2.3 Carga en 4.8 KV

7.5 MW entregando a red de 13.8 KV

3. REEMPLAZO DE EQUIPO

3.1 Red de 69 KV

3.1.1 Interruptor transformador de servicios:

Reemplazar por interruptor de Hexafluoruro de azufre (SF6), para mantener una coordinación mejor con el interruptor principal y por las ventajas que tiene el SF6 sobre el aceite dieléctrico OCB: Buena estabilidad térmica a altas temperaturas, no reacciona con la mayoría del resto de materiales aislantes o conductores a temperaturas de hasta 200 grados centígrado, con el arco no produce depósitos de carbón.

Voltaje nominal:	69,000	Volts
Voltaje máximo:	72,500	Volts
Corriente nominal:	600	Amps.
Corriente de corto circuito:	31.50	KA
Frecuencia	:	60 HZ
Tiempo de interrupción	:	5 Ciclos
Impulso Withstand	:	350 KV

Ver tabla I y II.

3.1.2 Interruptor transformador TG 4

Reemplazar por interruptor de Hexafluoruro de azufre (SF6), para mantener una buena coordinación con el interruptor principal y por las ventajas que tiene el SF6 sobre el aceite dieléctrico OCB: Buena estabilidad térmica a altas temperaturas, no es inflamable, no reacciona con la mayoría del resto de materiales aislantes o conductores a temperaturas de hasta 200 grados centígrados, con el arco no produce depósitos de carbón.

Voltaje nominal:	69,000	Volts
Voltaje máximo:	72,500	Volts
Corriente nominal:	600	Amps.
Corriente de corto circuito:	31.50	KA
Frecuencia	:	60 HZ
Tiempo de interrupción	:	5 Ciclos
Impulso Withstand	:	350 KV

Ver tabla I y II.

Tabla I. Ventajas y desventajas de interruptores en aceite

Ventajas	Desventajas
Construcción sencilla	Posibilidad de incendio o explosión
Alta capacidad de ruptura	Necesidad de inspección periódica de la calidad y cantidad de aceite en el tanque
Pueden usarse en operación manual y automática	Ocupan una gran cantidad de aceite mineral de alto costo
Pueden conectarse transformadores de corriente en los bushings de entrada	No pueden usarse en interiores
	Son grandes y pesados
	Los contactos son grandes y pesados y requieren de frecuentes cambios

Tabla II. Ventajas y desventajas de interruptores en SF6

Ventajas	Desventajas
	<i>Mayor costo económico inicial</i>
<i>Rigidez 3 veces superior a la del aire. La tensión del arco se mantiene a un valor bajo por lo que la energía disipada no alcanza valores elevados.</i>	
<i>Reducción de espacio cercano al 50%.</i>	
<i>Altamente estable, inerte inodoro, no inflamable.</i>	
<i>Unidades selladas; pueden operar durante varios años sin mantenimiento.</i>	

3.2 Red de 13.8 KV

3.3.1 Relés de protección

Reemplazar de electromecánicos a electrónicos

3.3 Red de 4.8 KV

3.3.1 Relés de protección

Reemplazo de relés electromecánicos a electrónicos y dejar los electromecánicos como respaldo.

4. MODIFICACIONES

4.1 Red de 69 KV

4.1.1 Seccionadores

Instalar seccionadores de by-pass a interruptor de transformador de servicios y transformador de TG4, los seccionadores deberán de ser para operación horizontal, operación tripolar manual, voltaje nominal de 69 KV, voltaje máximo de 72.5 KV, corriente nominal de 600 Amperios, corriente momentánea de 40 KA, BIL 350 KV.

La configuración de simple barra no se recomienda sin facilidades de By-pass para los interruptores, que permitan la operación del interruptor mientras se mantiene la operación del circuito.

4.2 Red de 13.8 KV

4.2.1 Barras de salida transformador de servicios

Eliminar barras y conectar directamente los cables de potencia a terminales de transformador, utilizando soportería adecuada para cargar los cables.

Las barras no tienen uso para medición ni para derivación de circuitos, por lo que se están utilizando únicamente para conectar las terminales del transformador con los cables de potencia y requieren mantenimiento por los puntos calientes que generan.

4.2.2 Barras de salida transformador TG 4

Eliminar barras y conectar directamente los cables de potencia a terminales de transformador, utilizando soportería adecuada para cargar los cables.

Las barras no tienen uso para medición ni para derivación de circuitos, por lo que se están utilizando únicamente para conectar las terminales del transformador con los cables de potencia y requieren mantenimiento por los puntos calientes que generan.

4.2.3 Canaletas en ducto subterráneo

Sustituir bandeja existente por bandejas de hierro galvanizado incluyendo la soportería en hierro galvanizado para evitar corrosión.

Ver figura 13 a la 22.

4.2.4 Cable de potencia

Sustituir cables de potencia actual tipo XLP (aislamiento de polietileno reticulado) dañados por la corrosión por cable del tipo EPR el cual es mas resistente a los fluidos hidráulicos y alcohol.

Ver figuras 20 y 21.

Ver tabla III

Tabla III. Comparación cable XLPE y EPR

	UNIDAD	XLPE	EPR
Resistencia a aislamiento	Ir	10,000	20,000
Constante dieléctrica	V/m.l	380	900
Resistencia ácidos	Rel	Buena	Buena
Resistencia al salinos	Rel	Buena	Buena
Resistente a fluidos orgánicos	Rel	Falla	Buena
Resistente al alcohol	Rel	Pobre	Buena

4.2.5 Interruptor principal TG 4

Instalar interruptor principal en salida de TG4, la distancia entre TG4 y transformador es considerable y los cables están sometidos a condiciones de contaminación, por lo que existe alta probabilidad de falla en este tramo.

Utilizar interruptor de vacío del mismo tipo del instalado en TG6.

Voltaje máximo:	15 KV
Corriente máxima de interrupción	35 KA
Corriente nominal	2,000 Amps.
Tiempo de interrupción	5 ciclos

La corriente máxima de interrupción esta calculada sobre la base de una falla trifásica en los conductores entre el generador y el transformador utilizando la corriente nominal del generador (30,000 KVA), contribución del sistema interior y exterior para alimentar la falla, voltaje nominal de 13,800 VAC, impedancia típica del generador 12.4 % y la $I_{sc} = I_n/Z\%$, obteniéndose un resultado de 34 KA.

4.2.5.1 Consideraciones adicionales para instalar interruptor en TG4.

1. Aislamiento físico de los devanados del generador y del transformador. cuando esta fuera de servicio: para realizar pruebas de aislamiento a: cables de potencia, transformador y devanados de generador.

2. Aislamiento físico de los devanados del generador de la red por sobrevoltaje ocasionados por descargas electro atmosféricas en el transformador de S/E de 69 KV que es del tipo intemperie.

3. Energización involuntaria del interruptor de 69 KV, OCB # 4 cuando el generador esta fuera de servicio, ocasionado daños al devanado del estator.

4. Por seguridad al personal que esté dando mantenimiento al generador cuando esté fuera de servicio y que ocurra cualquiera de los casos anteriores.

5. El valor económico e importancia que tiene el generador dentro del sistema.

4.2.6 Red de tierra

4.2.6.1 Conectores mecánicos

Sustituir los conectores mecánicos por soldaduras exotérmicas en las derivaciones.

4.3 Red de 4.8 KV

Sin modificaciones.

4.4 Red de tierra interconectada red 69 KV, 13.8 KV y 4.8 KV

Sin modificaciones.

4.5 Iluminación s/e 69 KV

Sin modificaciones.

4.6 Circuitos de servicios en baja tensión s/e 69 KV

4.6.1 Circuitos en 240 y 120 VAC

Instalación de 01 transformador seco trifásico 480 – 240/120 VAC de 75 KVA y de 01 tablero de distribución en área de planta diesel de 750 KW, esto con el fin de evitar caídas de voltaje y mal funcionamiento en los equipos

4.7 Generador de emergencia para servicios en s/e 69 KV.

Sin modificación.

4.8 Red de agua y aire comprimido para servicios s/e 69 KV

Sin modificación.

5. DESCRIPCIÓN FINAL DE REDES MODIFICADAS

5.1 Diagrama unifilar

Ver diagrama unifilar actual y diagrama unifilar con modificaciones, figura 23 y 24.

5.1.1 Red de 69 KV

1. Instalación de seccionadores de by-pass en interruptor de transformador de servicios. Los datos se encuentran en el punto 4.1.1.

2 Instalación de seccionadores de by-pass en interruptor de transformador de TG4. Los datos se encuentran en el punto 4.1.1.

3 Instalación de interruptores de SF6 para transformadores de servicios y de TG4. Los datos se encuentran en el punto 3.1.1 y 3.1.2.

5.1.2 Red de 13.8 KV

5.1.2.1 Barras en salida transformador servicios

Eliminar barras y conectar cables de potencia directamente en transformador.

5.1.2.2 Interruptor en salida de TG 4.

Instalar interruptor principal en salida de TG4. Los datos se encuentran en el punto 4.2.5.

5.2 Red de tierras.

5.2.1 Red de tierra subestación 69 KV.

Soldar varillas con cables y eliminar los conectores mecánicos actuales.

5.2.2 Red de tierra red de 13.8 KV.

Eliminar conectores mecánicos en empalmes.

5.2.3 Red de tierra red de 4.8 KV.

Eliminar conectores mecánicos en empalmes.

5.3 Conductores de potencia.

5.3.1 Red de 13.8 KV.

5.3.1.1 Cables TG 4 hacia transformador 13.8 KV/69 KV

Sustituir los cables dañados y utilizar del tipo EPR, utilizando el mismo calibre.

Ver tabla III.

5.3.1.2 Cables barra 13.8 KV hacia transformador de servicios

Sustituir cables dañados y utilizar del tipo EPR. Utilizando el mismo calibre.

Ver tabla III.

5.3.2 Red de 4.8 KV

5.3.2.1 Cables TG 3 hacia transformador 4.8/13.8 KV

Sustituir cables dañados y utilizar del tipo EPR. Utilizando el mismo calibre.

Ver tabla III.

5.3.2.2 Cables transformador 4.8/13.8 KV hacia barra 13.8 KV.

sustituir cables dañados por humedad y utilizar del tipo EPR.

Ver tabla III.

5.4 Ductos subterráneos

5.4.1 Túnel principal

Aplicación de material impermeabilizante en ductos que van al exterior para evitar filtración de agua.

Ver figura 22.

5.4.2 Bandejas.

Sustitución de bandejas actuales de hierro negro por bandejas de hierro galvanizado, incluyendo la soportería, esto con el objetivo de evitar contaminación de los cables por oxidación de las bandejas.

Ver tabla IV.

Tabla IV. Protección por años según espesor de zinc y tipo de atmosfera.

	ESPESOR DE ZINC EN MICRONES												
	10	20	33	43	53	66	76	86	96	106	119	129	
TIPO DE ATMÓSFERA	AÑOS DE PROTECCIÓN HASTA 5% DE OXIDACIÓN DE LA SUPERFICIE												
RURAL	7	12	19	25	31	38	43	50	57	62	68	74	
MARINO TROPICAL	5	10	15	20	24	29	33	39	43	48	53	58	
MARINO TEMPLADO	4	9	13	17	21	26	30	35	39	43	48	51	
SUBURBANO	3	6	10	14	18	21	24	29	32	36	40	42	
MODERADAMENTE INDUSTRIAL	2	4	8	11	14	18	21	24	28	31	34	38	
INDUSTRIAL PESADO	1	2	4	7	9	11	13	15	15	19	21	22	

5.5 Protecciones

5.5.1 Red de 69 KV

5.5.1.1 Interruptor transformador de servicios.

Sustitución de interruptor actual en aceite por interruptor con mayor capacidad interruptiva y menor tiempo de respuesta y mas ventajas (SF6 vs. aceite dieléctrico OCB). Los datos se encuentran en el punto 3.1.1.

5.5.1.2 Interruptor transformador de TG 4

Sustitución de interruptor actual en aceite por interruptor con mayor capacidad interruptiva y menor tiempo de respuesta y mas ventajas (SF6 vs. aceite dieléctrico OCB). Los datos se encuentran en el punto 3.1.2.

5.5.2 Red de 13.8 KV

5.5.2.1 Interruptor TG 4

Instalar interruptor principal en salida de TG4 según descripción 4.2.5.

6. EVALUACIONES ECONÓMICAS DE LAS MODIFICACIONES

6.1 Valor modificación red en 69 KV

02 interruptores 69 KV, 1,200 Amps US\$ 96,000.00

31.5 KVA SF6

02 seccionadores operación tripolar

manual, 69 KV; 600 Amps.

US\$ 19,000.00

Montaje del equipo

US\$ 15,000.00

Total

US\$ 130,000.00

6.2 Valor modificación red en 13.8 KV

01 interruptor de vacío 13.8 KV 2000 amps, 500 MVA con gabinete, incluido relé.	US\$	65,000.00
Sustitución de cable XLPE a cable EPR 15 KV 350 mcm cobre (5,250 m.l aprox.)	US\$	230,000.00
1,500 m.l de bandeja galvanizada de 15"*6", incluida soportería galvanizada.	US\$	30,000.00
01 relé para protección interruptor No.6.	US\$	3,000.00
Valor de trabajos.	US\$	75,000.00

Total	US\$	403,000.00

6.3 Valor modificación red en 4.8 KV

01 relé digital para protección TG3. US\$ 3,000.00

01 sustitución de cable MV90 350 mcm
por cable EPR 350 mcm cobre. US\$ 29,000.00

Valor de trabajos. US\$ 6,000.00

Total US\$ 38,000.00

7. EFECTOS DE LAS MODIFICACIONES EN EL MANTENIMIENTO.

7.1 Preventivo

7.1.1 Red de 69 KV

Aumentaría el costo de mantenimiento y el tiempo por tener 02 seccionadores de By-pass agregados pero, se compensaría con los 02 interruptores de SF6 de TG4 y transformador de servicios, a los cuales el mantenimiento es mínimo, por lo que la red de 69 KV no tendría mayor aumento en el mantenimiento preventivo.

7.1.2 Red de 13.8 KV

Con la eliminación de las barras de los transformadores de servicios y TG4, se eliminan parte de los reaprietes y mediciones termográficas necesarias y con la instalación del interruptor en la salida del TG4 y el cambio de relé en interruptor # 6 se aumentaría levemente el tiempo y costo del mantenimiento para esta red.

7.1.3 Red de 4.8 KV

Sin efectos en el mantenimiento preventivo

7.2 Correctivo

7.2.1 Red de 69 KV

Con las instalaciones de: seccionadores de by-pass, interruptores de SF6 nuevos, no se tendría que invertir en mantenimiento correctivo por varios años.

7.2.2 Red de 13.8 KV

Al sustituir el cable de potencia y los conectores mecánicos por soldaduras exotérmicas, en la red de tierra, se elimina 02 posibilidades mayores en los correctivos de esta red.

Con el cambio de relés electromecánicos disminuye considerablemente el tiempo del mantenimiento correctivo.

7.2.3 Red de 4.8 KV

Con el cambio de cables de potencia se eliminan posibilidades de mantenimiento correctivo.

CONCLUSIONES

1. En la red de 69 KV se evidencia la necesidad de reemplazar los interruptores OCB por SF6 y de instalar seccionadores de by-pass a los interruptores. Los OCB actuales tienen una corriente de interrupción de 8 KA, según el cálculo de cortocircuito esta es de 9 KA.
2. En la red de 13.8 KV es necesaria la instalación de 01 interruptor en la salida del TG4.
3. Es necesario sustituir los interruptores principales en la red de 13.8 KV por tener corriente de interrupción de 18 y 21 KA y se requiere según el cálculo de cortocircuito mínimo de 35 KA.
4. El túnel ducto de cableado de potencia en 13.8 KV requiere mejoras para evitar filtraciones de líquidos.
5. El cableado de potencia en 13.8 KV dentro del túnel requiere sustitución de líneas.
6. En el túnel ducto de cableado de potencia es necesario sustituir las bandejas para el cableado.
7. Con las modificaciones propuestas para las diferentes redes se espera una disminución significativa en mantenimiento correctivo.

RECOMENDACIONES

1. Instalación de seccionadores de by-pass a interruptores 3 y 4 de subestación de 69 KV.
2. Sustituir interruptores OCB 3 y 4 por interruptores SF6 en subestación de 69 KV.
3. Instalar un tablero de distribución 480/240-120 VAC cercano al área de subestación de 69 KV para tomacorrientes dentro del área.
4. Soldar derivaciones y empalmes de red de tierras en subestación de 69 KV y red de 13.8 KV.
5. Sustituir cables dañados de 15 KV instalado entre transformadores de 13.8 KV/69 KV de servicios y TG4 hacia barra de casa de máquinas y TG4 respectivamente.
6. Sustituir bandeja de ducto subterráneo por bandeja galvanizada incluida la soportería.
7. Eliminar filtraciones de agua y otros líquidos a túnel ducto subterráneo.
8. Sellar con espuma de poliuretano las terminaciones de las tuberías en el túnel ducto.
9. Instalar interruptor en salida de TG4.

10. Sustituir relés de protección electromecánicos por digitales en interruptor # 6 de barra 13.8 KV casa de máquinas hacia transformador de servicios.

BIBLIOGRAFÍA

1. ANSI/IEEE C37.102-1,986. Guía de IEEE para la protección de generadores AC.
2. Elgerd, Olle I. Electric Energy System Theory, Editorial McGraw-Hill, 1,978.
3. Canadian Electrical Association. Mejoramiento de la protección de generadores usando tecnología digital, 1,985.
4. Chacon C. Fernando. Guía para el diseño de sistemas eléctricos asociados por pequeñas centrales hidroeléctricas, versión preliminar, 1,985.
5. IEEE C37.102-1,995. Guía de IEEE para la protección de generadores AC.
6. IEEE C37.101-1,993. Guía para la protección de falla a tierra de generadores AC.
7. IEEE Std C37.2-1,991. IEEE Standard Electrical Power System Device Function Numbers.
8. IEEE Power Engineering Society Tutorial 95TP102. Documento IEEE sobre la protección de generadores síncronos.

9. Manual de cables de potencia Alpha Wire, 2,005.
10. Manual equipo ABB, 2,005.
11. Manual terminaciones para cables de potencia, 3M, ABB Kabeldon.
12. Nec, 1,996.
13. Ramírez, Carlos Felipe. Subestaciones de alta y extra alta tensión, Editorial Impresiones Graficas Ltda., 1,991.
14. Weed, B.M. Líneas de transmisión subterránea, Editorial Limusa, S.A., 1,983.

ANEXOS

Figura 1. Seccionador de línea



Figura 2 Interruptor principal



Figura 3 Interruptor transformador de servicio



Figura 4. Interruptor transformador 32 MVA y seccionadores de aislamiento



Figura 5. Transformador de 32 MVA



Figura 6. Transformador de servicios



Figura 7. Barras salida transformador de servicios



Figura 8. Barra salida transformador de 30 MVA



Figura 9. Descripción red de tierras S/E 69 KV



Figura 10. Descripción de tierras S/E 69 KV



Figura 11. Descripción de tierras S/E 69 KV



Figura 12. Descripción de tierras S/E 69 KV



Figura 13. Ductos subterráneos



Figura 14. Canaletas en ducto subterráneo



Figura 15. Canaletas en ducto subterráneo



Figura 16. Canaletas en ducto subterráneo



Figura 17. Canaletas en ducto subterráneo

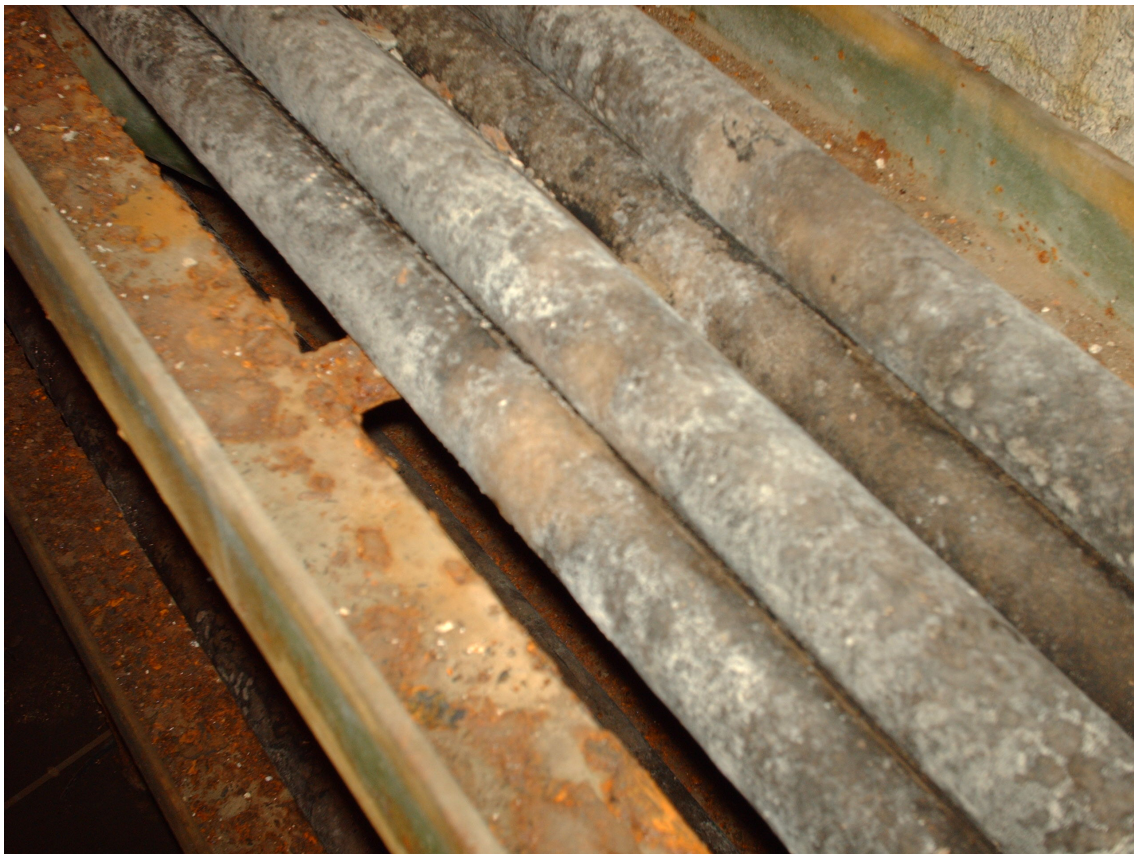


Figura 18. Canaletas en ducto subterráneo



Figura 19. Canaletas en ducto subterráneo



Figura 20. Cable de potencia



Figura 21. Cable de potencia



Figura 22. Túnel principal



Anexo 1.

A1.1 Corrientes de corto circuito

En el diseño de instalaciones eléctricas, se deben de considerar las corrientes nominales de servicio y las sobrecorrientes ocasionadas por los cortocircuitos.

El cortocircuito se define como una conexión de baja impedancia, entre dos ó más puntos de un circuito que están normalmente a tensiones diferentes.

Las corrientes de cortocircuito se caracterizan por un incremento prácticamente instantaneo y varias veces superior a la corriente nominal.

Se analiza un sistema simple compuesto por una fuente, un cableado de conexión eléctrica y una carga pasiva, según el diagrama y el modelo equivalente que se representa a continuación:

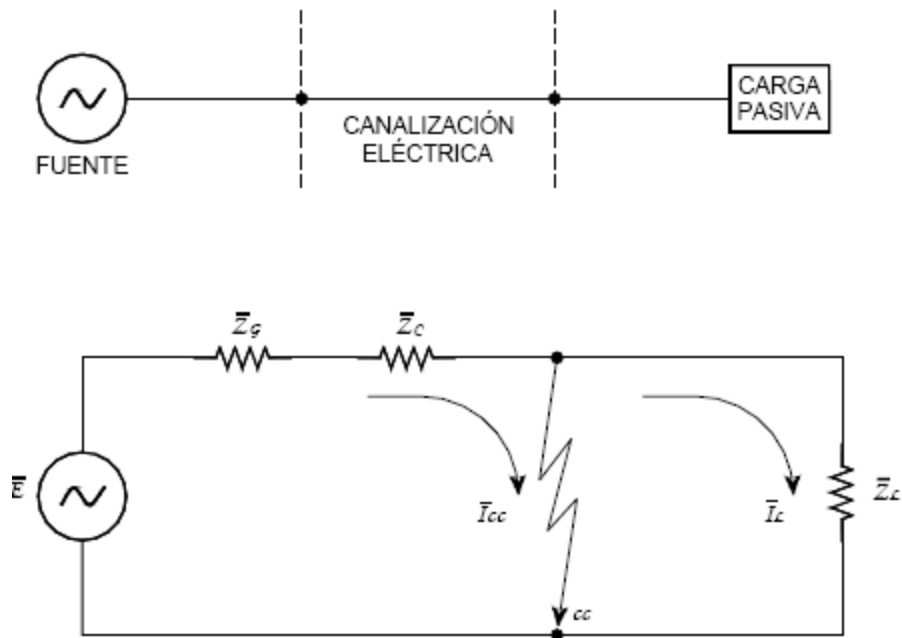


Figura A1.1.1

En régimen permanente los valores de la red están representados por:

Fuente: Elgerd, Olle I. Electric Energy System Theory, editorial McGraw-Hill, 1,978.

Corriente de carga:

$$\overline{I}_L = \frac{\overline{E}}{\overline{Z}_G + \overline{Z}_C + \overline{Z}_L}$$

Donde:

E: tensión eficaz de la fuente

Zg: Impedancia interna de la fuente

Zc: Impedancia del cable

Zl: Impedancia de la carga

La impedancia de la carga en un sistema siempre es superior a la de los componentes de la red (fuentes, transformadores, cables, etc.).

$$Zl \gg Zg + Zc$$

$$I = E / Zl$$

La corriente de carga queda limitada esencialmente por la impedancia de carga.

En un cortocircuito franco (impedancia cero):

$$I_{cc} = E / (Zg + Zc)$$

La corriente de cortocircuito queda limitada por las impedancias de los componentes del sistema.

$$I_{cc} \gg I_L$$

Las corrientes de cortocircuito son muy superiores a las corrientes de carga en condiciones normales de servicio, y producen esfuerzos térmicos y

electrodinámicos muy importantes sobre los distintos componentes de las instalaciones, y si no se eliminan rápidamente pueden provocar daños irreparables sobre los componentes de las instalaciones.

Por lo tanto el conocimiento de los mismos en los distintos puntos de la red será indispensable para el diseño de los distintos componentes: Barras, cables, dispositivos de protección y maniobra, etc.

Para el diseño de la instalación y elegir adecuadamente los dispositivos de protección se debe de conocer las corrientes de cortocircuito.

A1.2 Tipos de cortocircuitos

Los tipos de cortocircuitos existentes son los siguientes:

- a) cortocircuito trifásico
- b) cortocircuito entre dos fases sin conexión a tierra
- c) cortocircuito monofásico fase-tierra y fase-neutro

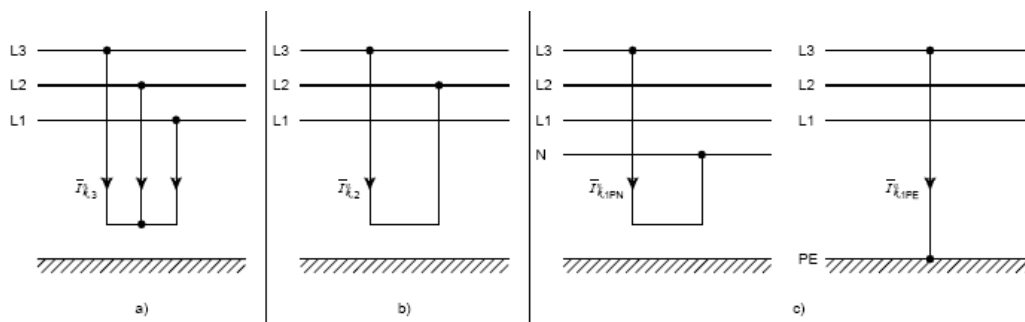


Figura A1.2.1
Diagramas de diferentes tipos de cortocircuito

Fuente: <http://www.Schneider-electric.com.ar/recursos/catalogos/CT1581.PDF>

Los porcentajes promedios de ocurrencia de cada tipo de cortocircuito en una red, se indican en la siguiente tabla:

Tipos de cortocircuitos	Incidencia (%)
Monofásicos	80 %
Bifásicos	15 %
Trifásicos	5 %

Tabla A.1.2.1

Fuente: <http://www.Schneider-electric.com.ar/recursos/catalogos/CT1581.PDF>

A1.3 Consecuencias de los cortocircuitos

Las consecuencias de los cortocircuitos son variables dependiendo de la naturaleza y duración de los defectos, el punto de red afectada y la magnitud de las corrientes.

En general se pueden considerar algunos de los siguientes efectos:

1. En el punto de defecto:

La presencia de arcos con deterioro de los aislantes, Fusión de los conductores, principio de incendio y riesgo para las personas.

2. Para el circuito o equipo defectuoso:

Esfuerzos electrodinámicos con deformación de juego de barras, daños internos a conductores, rotura de aisladores, daños a devanados de transformadores y máquinas rotativas.

Esfuerzos térmicos, con sobrecalentamientos con riesgo de deterioro de los aislantes.

3. Para el resto de la red:

Disminución de la tensión durante del tiempo de eliminación del defecto, puesta fuera de servicio de una parte de la red, perturbaciones en los circuitos de control y comunicaciones.

Los cortocircuitos presentan fundamentalmente efectos térmicos y electrodinámicos. Los efectos térmicos dependen de la energía liberada por efecto Joule y vienen determinados por la expresión:

$$E_T = \int R \cdot i^2 dt$$

El esfuerzo electrodinámico, entre conductores paralelos y rectilíneos separados una distancia d y recorridos por una corriente I , viene determinado por la Ley de Biot y Savart:

$$F = \mu\mu_0 \frac{I^2}{2\pi d} L$$

En el caso de una corriente alterna, la fuerza máxima entre conductores será proporcional al cuadrado de la corriente máxima de cortocircuito:

$$F_{MAX} \propto \frac{I_S^2}{d} \cdot L$$

Donde:

I_S = corriente de cresta máxima

L = longitud entre apoyos del conductor

d = distancia entre conductores

A1.4 Comportamiento del circuito serie RL

El comportamiento de un circuito serie RL, alimentado por una fuente de tensión sinusoidal esta determinado por:

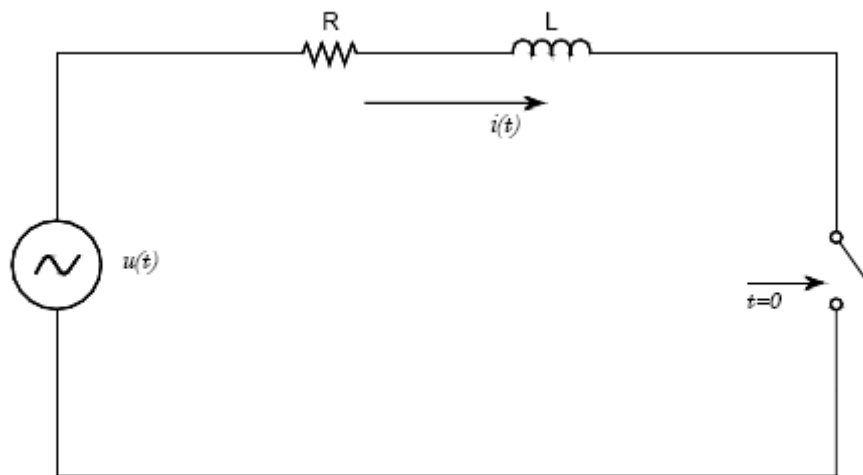


Figura A1.4.1
Circuito serie RL

Fuente: Elgerd, Olle I. Electric Energy System Theory, editorial McGraw-Hill, 1,978.

$$u(t) = \sqrt{2} \cdot U \cdot \text{sen}(\omega t + \varphi)$$

$$u(t) = R \cdot i(t) + L \cdot \frac{di(t)}{dt}$$

La solución a esta ecuación diferencial esta dada por la siguiente expresión:

$$i(t) = \sqrt{2} \cdot I \cdot \text{sen}(\omega t + \varphi - \theta) + K \cdot e^{-\left(\frac{R}{L}\right)t}$$

$$I = \frac{U}{\sqrt{R^2 + (L\omega)^2}} \quad , \quad \theta = \text{Arctg}\left(\frac{L\omega}{R}\right)$$

El valor de la constante K se determina, con la condición inicial de corriente nula:

$$i(0) = \sqrt{2} \cdot I \cdot \text{sen}(\varphi - \theta) + K = 0$$

$$K = -\sqrt{2} \cdot I \cdot \text{sen}(\varphi - \theta)$$

Por lo tanto la expresión de la evolución de la corriente con el tiempo resulta:

$$i(t) = \sqrt{2} \cdot I \left[\text{sen}(\omega t + \varphi - \theta) - \text{sen}(\varphi - \theta) \cdot e^{-\left(\frac{R}{L}\right)t} \right]$$

$$i_a(t) = \sqrt{2} \cdot I \cdot \text{sen}(\omega t + \varphi - \theta) \quad , \quad \text{componente de alterna}$$

$$i_c(t) = \sqrt{2} \cdot I \cdot \text{sen}(\theta - \varphi) \cdot e^{-\left(\frac{R}{L}\right)t} \quad , \quad \text{componente de continua}$$

El ángulo φ determina el valor inicial de la tensión cuando se cierra el circuito:

$$u(0) = \sqrt{2} \cdot U \cdot \text{sen} \varphi$$

El ángulo teta queda determinado por la reactancia (Lw) y la resistencia (R) del circuito, y es el desfase entre tensión y la componente de alterna de la corriente (ia).

El valor inicial de la componente de continua queda determinado por el valor inicial de la tensión al cerrar el circuito y por la resistencia e impedancia del circuito:

$$i_c(0) = -\sqrt{2} \cdot I \cdot \text{sen}(\varphi - \theta)$$

En la figura siguiente se representa un ciclo de la forma de onda de la corriente:

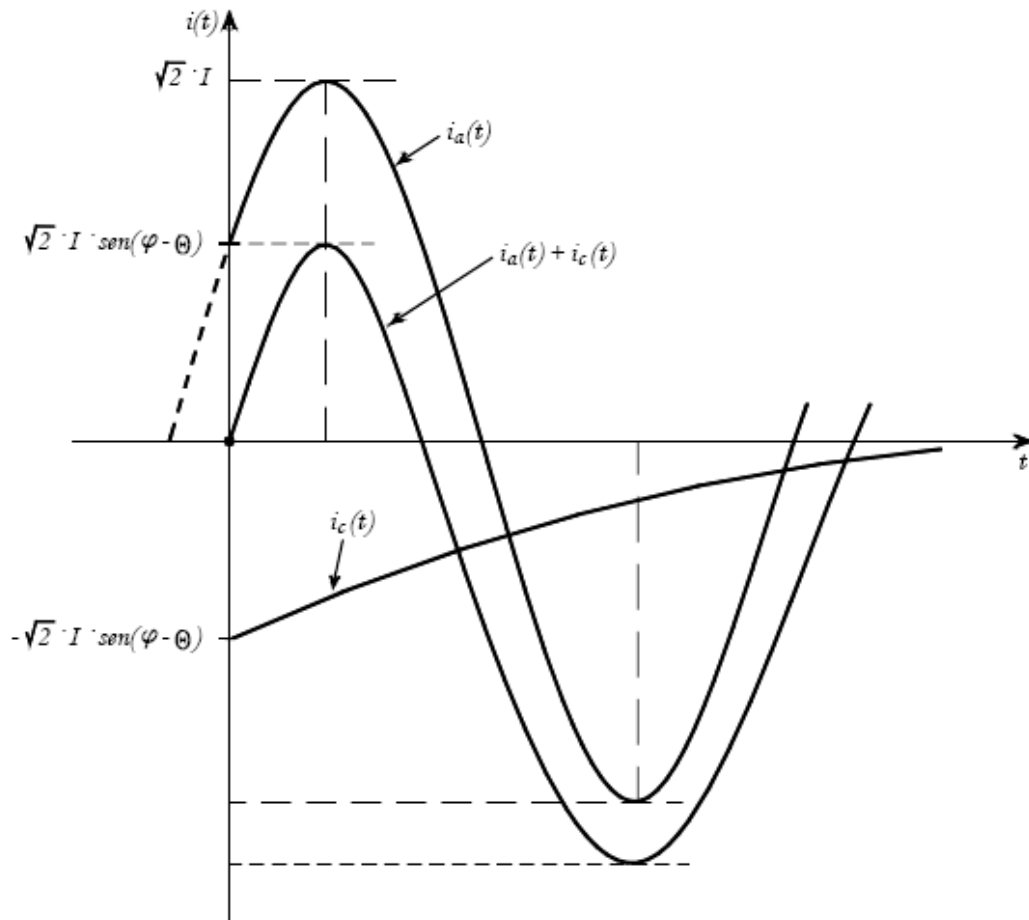


Figura A1.4.2
Forma de onda de la corriente

Fuente: A.E. Fitzgerald, Charles Kingsley, Jr., Alexander Kusko. Teoría y análisis de las máquinas eléctricas, editorial Hispano-Europea, segunda edición, 1,980.

a) Corriente $i(t)$ simétrica pura

Si el circuito se cierra en un punto de la onda de tensión tal que:

$$\varphi - \theta = 0, \pi \Rightarrow i_c(0) = 0 \Rightarrow i(t) = i_a(t)$$

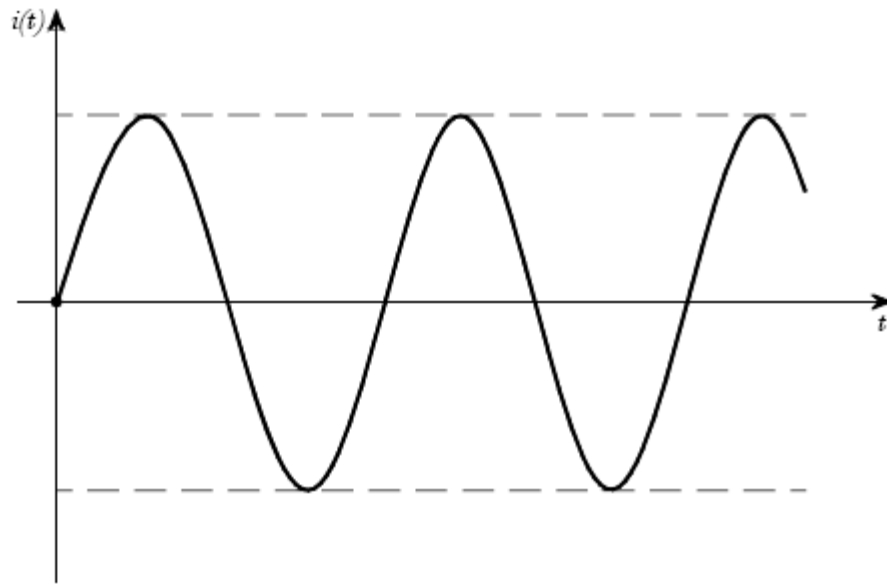


Figura A1.4.3
Onda de corriente simétrica

Fuente: A.E. Fitzgerald, Charles Kingsley, Jr., Alexander Kusko. Teoría y análisis de las máquinas eléctricas, editorial Hispano-Europea, segunda edición, 1,980.

b) Corriente $i(t)$ con asimetría máxima

Si el circuito se cierra en un punto de la onda de tensión tal que:

$$\varphi - \theta = \frac{\pi}{2}, \frac{3\pi}{2} \Rightarrow i_c(0) = \mp \sqrt{2}I \Rightarrow i(t) = i_a(t) \mp \sqrt{2} \cdot I \cdot e^{-\left(\frac{R}{L}\right)t}$$

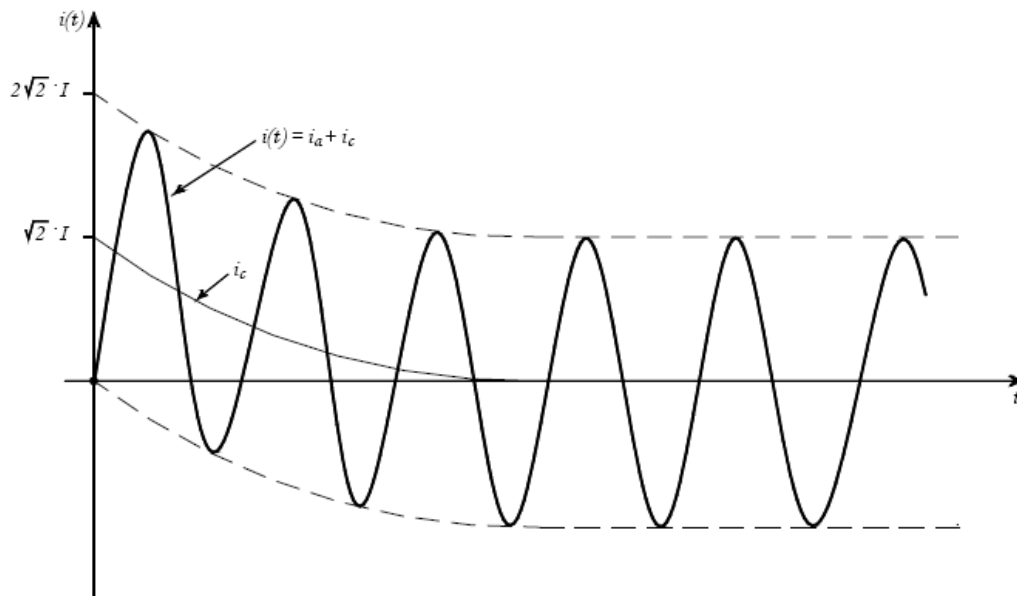


Figura A1.4.4
Onda de corriente asimétrica

Fuente: A.E. Fitzgerald, Charles Kingsley, Jr., Alexander Kusko. Teoría y análisis de las máquinas eléctricas, editorial Hispano-Europea, segunda edición, 1,980.

A1.5 Estados del cortocircuito

A1.5.1 Fuentes que aportan al cortocircuito

Las fuentes que aportan al cortocircuito y se denominan elementos activos, y son esencialmente las máquinas eléctricas rotativas; máquinas eléctricas sincrónicas (generadores y motores), máquinas eléctricas asíncronas (motores).

A1.5.2 Cortocircuito en máquinas sincrónicas

Las fuentes del sistema externo de distribución de energía eléctrica son esencialmente generadores sincrónicos.

En la figura siguiente se representa un diagrama de una máquina sincrónica funcionando como generador:

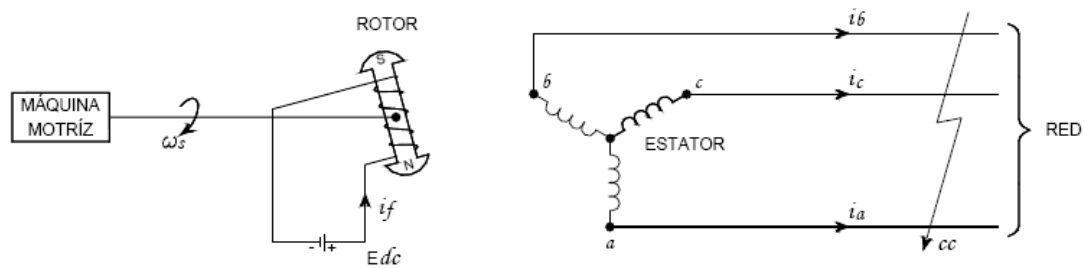


Figura A1.5.2.1
Esquema máquina síncrona generadora

Fuente: Elgerd, Olle I. Electric Energy System Theory, editorial McGraw-Hill, 1,978.

Al producirse un cortocircuito en los bornes del estator, el eje de una máquina sincronía continua girando, accionado por su máquina motriz (funcionando como generador) o debido a la inercia de la carga (funcionando como motor), y el campo del rotor excitado por la fuente externa de corriente continua, por lo que ambos casos la máquina se comporta como una fuente aportando al circuito.

Se produce un transitorio en la corriente, el que se representa en la figura siguiente eliminando la componente de continua:

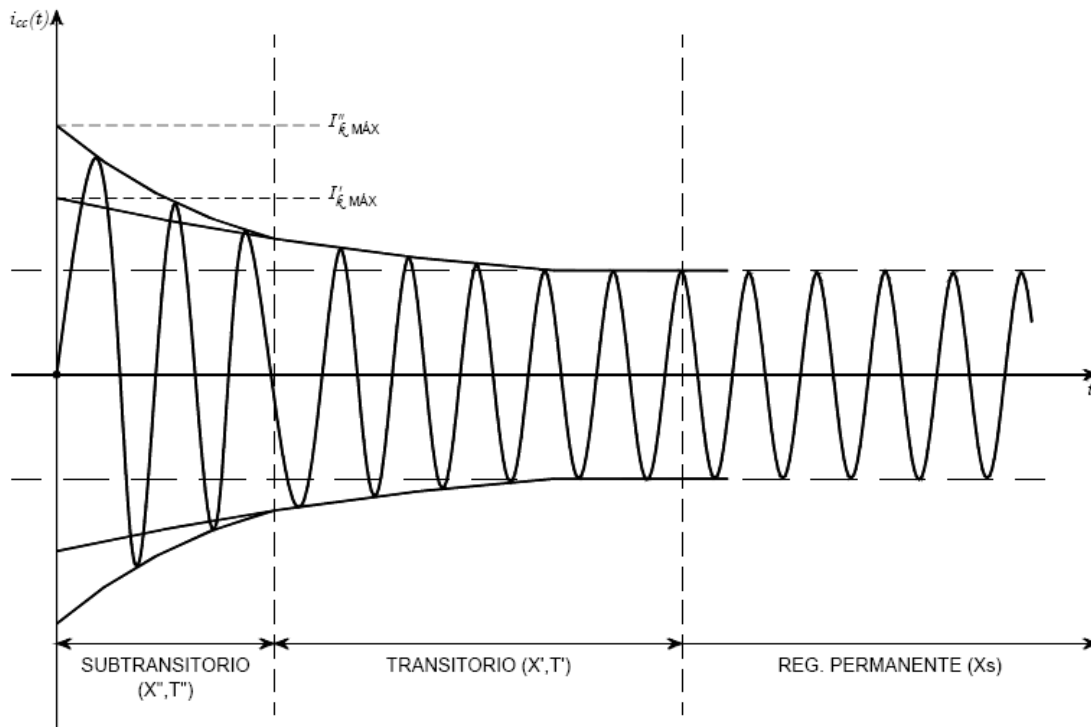


Figura A1.5.2.2
Onda de corriente transitorio

Fuente: A.E. Fitzgerald, Charles Kingsley, Jr., Alexander Kusko. Teoría y análisis de las máquinas eléctricas, editorial Hispano-Europea, segunda edición, 1,980.

En este transitorio se distinguen tres períodos: subtransitorio, transitorio y régimen permanente.

A1.5.2.1 Período subtransitorio

Este es el período inicial de la corriente de cortocircuito

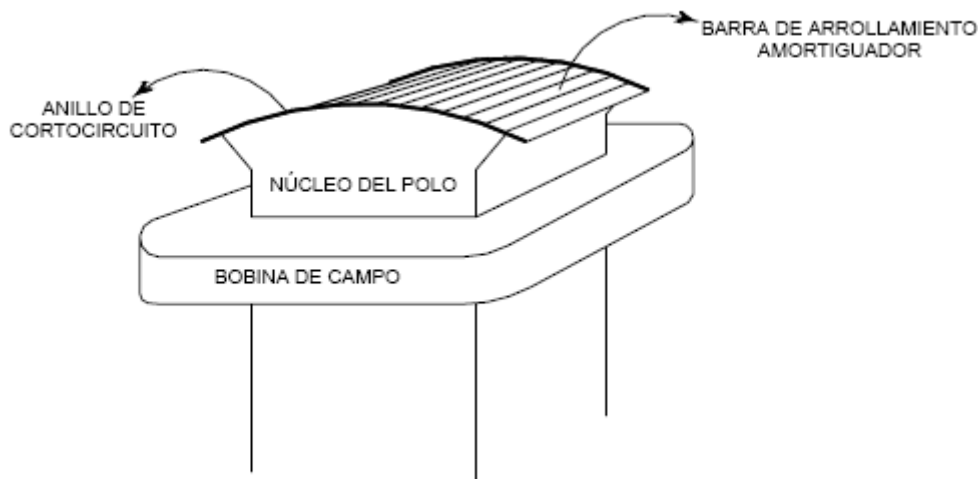


Figura A1.5.2.1.1
Representación del núcleo y devanado de máquina síncrona

Fuente: A.E. Fitzgerald, Charles Kingsley, Jr., Alexander Kusko. Teoría y análisis de las máquinas eléctricas, editorial Hispano-Europea, segunda edición, 1,980.

El principal responsable de este período es el arrollamiento amortiguador que se instala en la cabeza de los polos del rotor de la máquina síncrona.

En régimen permanente el generador gira a la velocidad de sincronismo y no existe inducción sobre este arrollamiento, pero en el cortocircuito debido a las variaciones entre el campo rotor y el del estator, se

inducen corrientes sobre este arrollamiento, generándose un campo que actúa como freno dando mayor estabilidad al generador y como contrapartida produce el incremento de la corriente de cortocircuito.

A1.5.2.2 Período transitorio

Este período se caracteriza por un decrecimiento más lento de la corriente y durante un intervalo mayor.

El principal responsable de este período es el campo del rotor. Durante el cortocircuito se induce en el bobinado de campo una corriente alterna comportándose el mismo frente a la corriente alterna, como un arrollamiento en cortocircuito, generando estas corrientes inducidas un campo magnético que provoca este período transitorio.

A1.5.2.3 Régimen permanente

En el régimen permanente se mantiene hasta que sea eliminado el cortocircuito por las protecciones. En el caso del generador el transitorio de la corriente es más lento y existe una corriente de régimen permanente mantenida por la máquina motriz y la fuente de excitación del campo. Mientras que en el caso del motor el transitorio es rápido debido a que el eje solo es mantenido en movimiento por la inercia de la carga y la corriente de régimen será nula.

A los efectos del cálculo de cortocircuito se modelan las máquinas eléctricas síncronas, como una fuente de tensión ideal en serie con una reactancia interna correspondiente al período que se quiera estudiar.

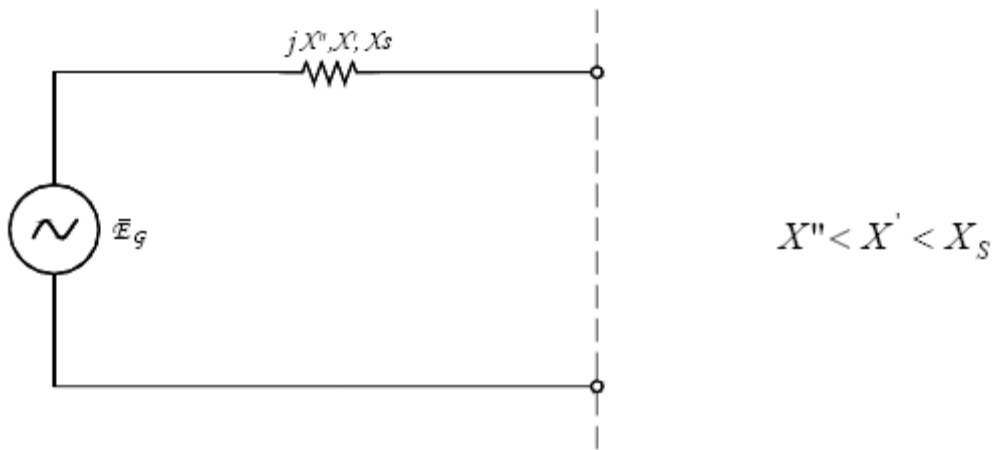


Figura A1.5.2.3.1
Representación del circuito de una máquina síncrona

Fuente: Elgerd, Olle I. Electric Energy System Theory, editorial McGraw-Hill, 1,978.

A1.5.3 Cortocircuito en máquinas asíncronas

La principal aplicación de este tipo de máquinas eléctricas es como motor.

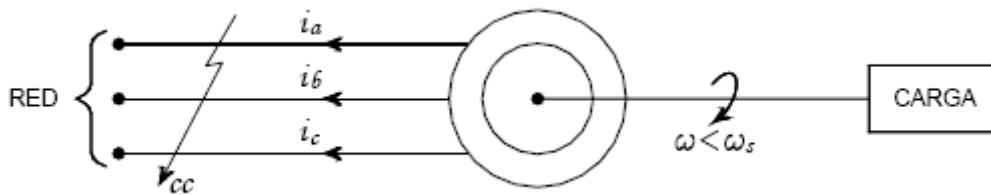


Figura A1.5.3.1
Esquema de una máquina asíncrona

Fuente: Elgerd, Olle I. Electric Energy System Theory, editorial McGraw-Hill, 1,978.

En los motores asíncronos, el estator esta alimentado por la red de corriente alterna, que genera un campo magnético giratorio a la frecuencia de sincronismo. El rotor en esta máquina gira a una velocidad menor a la de sincronismo y el campo no esta alimentado por una fuente externa, sino que es creado por inducción del estator sobre el arrollamiento o jaula del rotor.

En el caso de un cortocircuito la tensión de alimentación del campo del estator deja de existir, y por lo tanto también la excitación del campo del rotor. El transitorio en este caso solo se debe al campo magnético residual existente en el rotor y a la inercia de la carga, y la corriente de cortocircuito tendera a cero rápidamente en un período de 2 a 3 ciclos.

En la figura siguiente se muestra el comportamiento típico de la evolución de la corriente de cortocircuito, con el que se definen las diversas corrientes utilizadas para el diseño de la red.

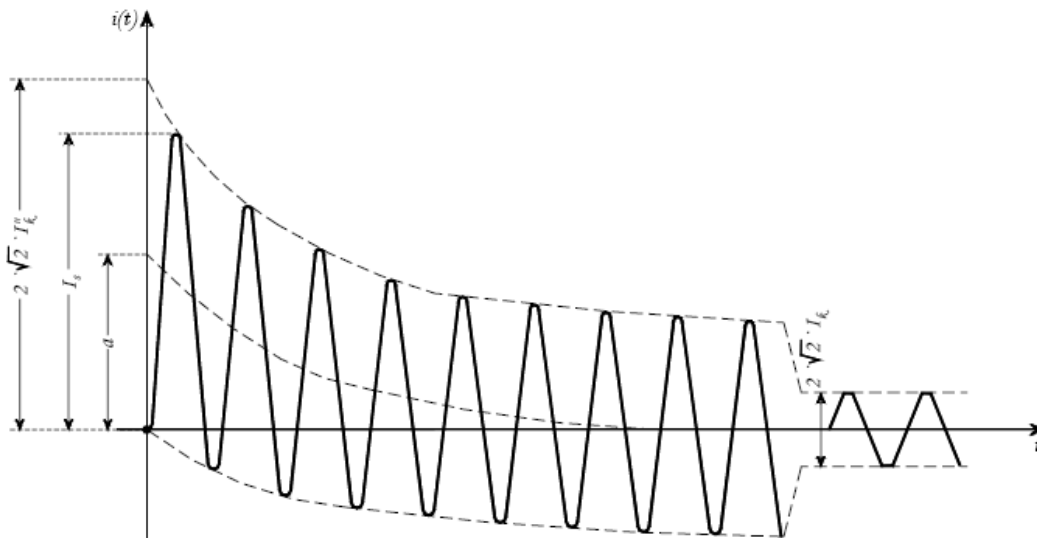


Figura A1.5.3.2
Corrientes de cortocircuito en máquina asíncrona

Fuente: A.E. Fitzgerald, Charles Kingsley, Jr., Alexander Kusko. Teoría y análisis de las máquinas eléctricas, editorial Hispano-Europea, segunda edición, 1,980.

A1.6 Comportamiento transitorio de las corrientes de cortocircuito

A1.6.1. Cortocircuito alejado de los generadores

Se define como un cortocircuito durante el cual la magnitud de la componente de alterna de la corriente de cortocircuito prevista permanece prácticamente constante. Por lo que este es el caso en el que se puede despreciar los efectos transitorios en la componente alterna de la corriente.

En la figura siguiente, se presenta el gráfico de la corriente en el caso más desfavorable de asimetría:

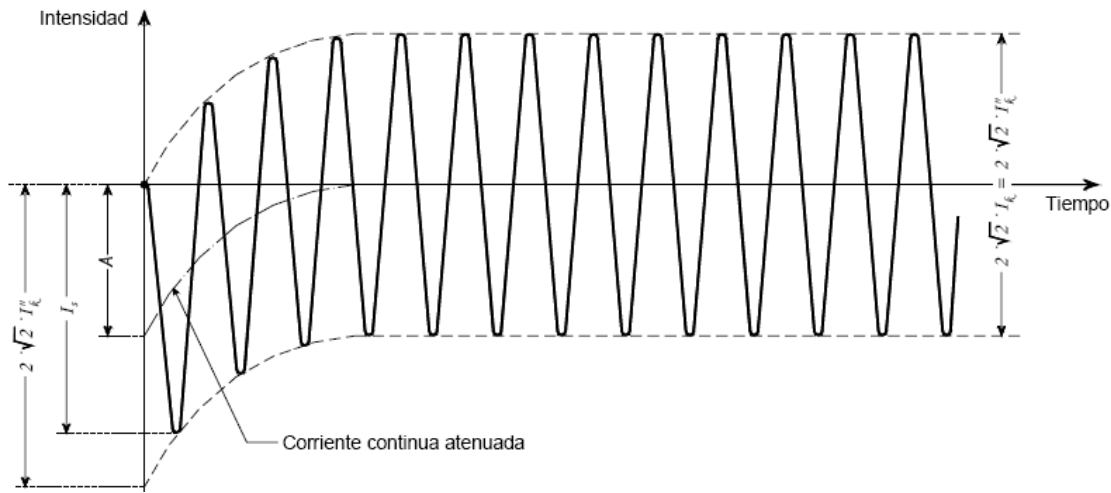


Figura A1.6.1.1
Corriente de cortocircuito asimétrica

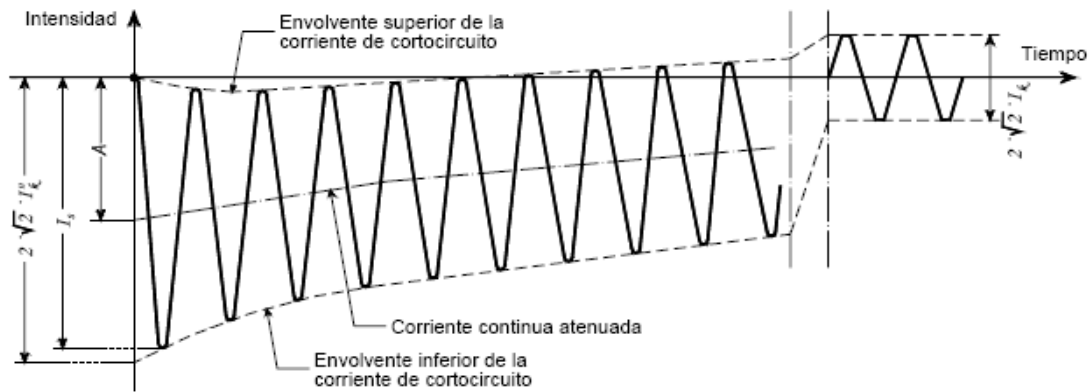
Fuente: A.E. Fitzgerald, Charles Kingsley, Jr., Alexander Kusko. Teoría y análisis de las máquinas eléctricas, editorial Hispano-Europea, segunda edición, 1,980.

Esta aproximación es válida para las instalaciones de baja tensión que se alimentan de la red distribuidora y se puede considerar que:

$$I''_K = I_a = I_K$$

A1.6.2 Cortocircuito próximo a generador síncrono

En la figura siguiente se presenta la evolución de las corrientes de cortocircuito en bornes de un generador síncrono



Evolución de la corriente de cortocircuito, en caso de producirse éste próximo al generador, para la fase en el instante más desfavorable de la maniobra (oscilograma tomado en caso de cortocircuito en los bornes de un generador síncrono después de la marcha en vacío).

Figura A1.6.2.1
Corrientes de cortocircuito cercano a generador síncrono

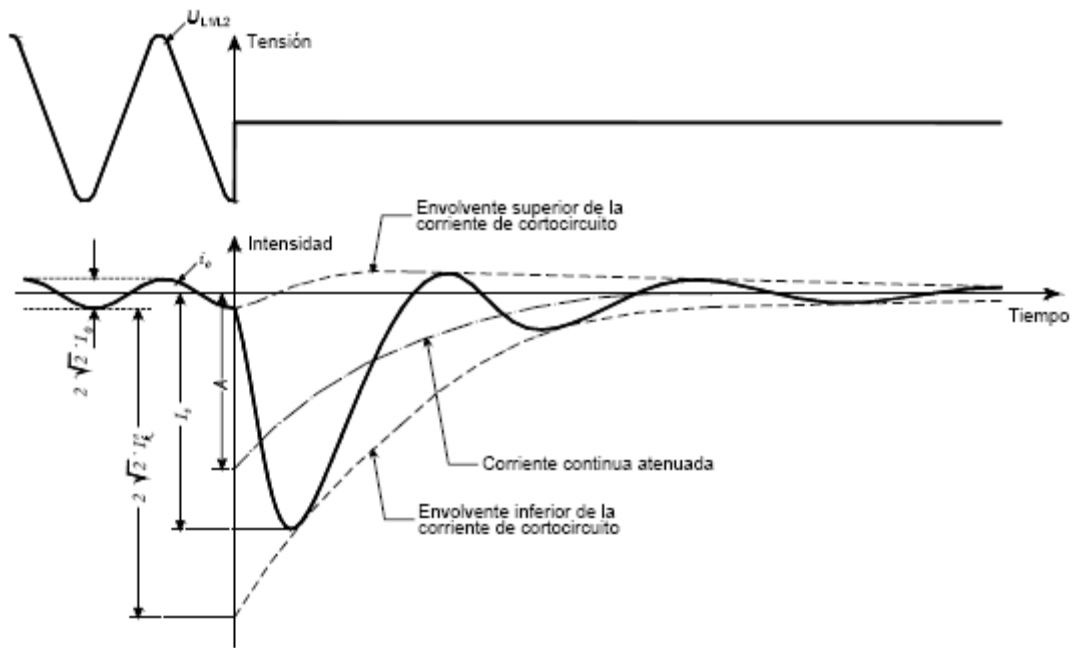
Fuente: A.E. Fitzgerald, Charles Kingsley, Jr., Alexander Kusko. Teoría y análisis de las máquinas eléctricas, editorial Hispano-Europea, segunda edición, 1,980.

En este caso se cumple en general: $I''_k > I_a > I_k$

A1.6.3 Cortocircuito de motor asíncrono

En este caso la corriente de cortocircuito se amortigua en un plazo de 2 ó 3 ciclos y se cumple en general:

$$I''_k \gg I_k = 0$$



Evolución de la corriente de cortocircuito de un motor asíncrono de baja tensión para la fase en el instante más desfavorable de maniobra; i_0 es la intensidad en vacío (oscilograma tomado en caso de cortocircuito en los bornes después de la marcha en vacío).

Figura A1.6.3.1
Corriente cortocircuito máquina asíncrona

Fuente: A.E. Fitzgerald, Charles Kingsley, Jr., Alexander Kusko. Teoría y análisis de las máquinas eléctricas, editorial Hispano-Europea, segunda edición, 1,980.

A1.2 Impedancias equivalentes de elementos eléctricos

Para el cálculo de las corrientes de cortocircuito se debe de disponer de un diagrama unifilar de la red, indicando todos los elementos y sus características. Los principales elementos para el cálculo son: La conexión a la red externa, generadores y motores, transformadores, conductores y dispositivos de protección contra sobrecorrientes.

Cada elemento de la red se debe modelar por un circuito equivalente para el cálculo de cortocircuito, definiendo cuales son los elementos que aportan al defecto (elementos activos) y los que no aportan al defecto (elementos pasivos).

Los elementos activos de la red (red exterior, generadores y motores) se representan como una fuente de tensión ideal en serie con una impedancia o una reactancia en el caso que se pueda despreciar las perdidas por efecto Joule.

Los elementos pasivos de la red (transformadores y cables) se representan como una impedancia de fase.

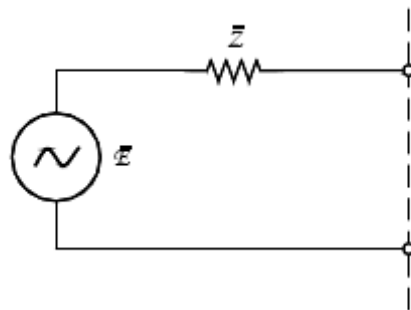


Figura A1.2.1
Circuito equivalente de un elemento activo

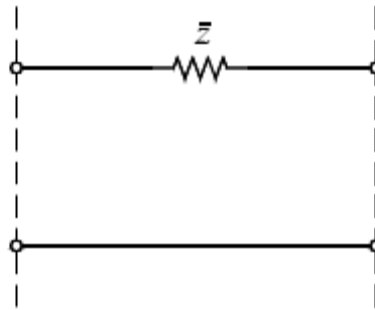


Figura A1.2.2
Circuito equivalente de un elemento pasivo

Fuente: Elgerd, Olle I. Electric Energy System Theory, editorial McGraw-Hill, 1,978.

A1.3 Impedancia en %

La impedancia Z (%) se define como el valor de la diferencia de tensión en la impedancia debido al pasaje de la corriente nominal, expresada en porcentaje de la tensión nominal.

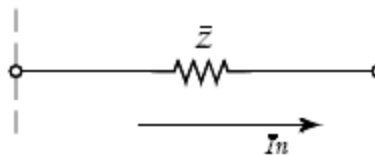


Figura A1.3.1
Definición de impedancia $Z(\%)$

Fuente: Elgerd, Olle I. Electric Energy System Theory, editorial McGraw-Hill, 1,978.

Definido por la siguiente ecuación:

$$z(\%) = 100 \cdot \frac{Z(\Omega) \cdot I_n(A)}{V_n(V)}$$

Donde:

I_n = Corriente nominal

V_n = tensión nominal fase-neutro

Z = Valor absoluto de la impedancia

La ecuación anterior puede ser modificada introduciendo la potencia nominal aparente del elemento, considerando que el sistema es trifásico equilibrado:

$$S_n(VA) = \sqrt{3} \cdot U_n(V) \cdot I_n(A)$$

Potencia nominal aparente

$$U_n = \sqrt{3} \cdot V_n$$

Tensión nominal compuesta

$$z(\%) = 100 \cdot \frac{Z(\Omega) \cdot S_n(VA)}{U_n^2(V)}$$

$$Z(\Omega) = \frac{z(\%)}{100} \cdot \frac{U_n^2(V)}{S_n(VA)}$$

Esta última ecuación permite calcular, a partir de las impedancias en % y de las potencias nominales aparentes de los elementos, el valor absoluto Z en Ohms a la tensión nominal.

A1.4 Valores por unidad

El voltaje, la corriente, la potencia y la impedancia de un circuito se expresan frecuentemente en por unidad de un valor base o de referencia que se elige para cada una de esas magnitudes. Los métodos de cálculo que utilizan esos valores por unidad presentan varias ventajas.

1. Son mucho mas sencillos que usando los valores reales en V, A, KVA y Ohms
2. Los valores por unidad son mucho mas ilustrativos que los valores reales: Así por ejemplo si el valor base de una corriente es 100 A, un valor de 0.95 para el valor por unidad indica que esta cerca del valor nominal (en general los valores base se eligen coincidentes con valores nominales), y un valor de 1.04 indica que se ha pasado en un 4 % respecto a la corriente nominal; en cambio valores de corrientes de 95 A o de 104 A no son significativos en relación a su valor nominal.
3. La elección adecuada de los valores base permite aplicar las leyes de electrotecnia básicas empleando valores por unidad y por lo tanto mantienen las leyes generales de teoría de circuitos.

A1.4.1 El método por unidad (p.u.). Potencia base. Intensidad base.

Sea una impedancia $Z = Z(\omega)$ alimentada por una tensión V , estableciéndose una intensidad I . Se obtendrán los valores Z' , V' e I' , de otro circuito similar pero distinto tomando los valores de Z , V e I como unidades de referencia (parámetros base).

Se elige una potencia base y una tensión base, cualesquiera, y se obtendrá una impedancia base y una intensidad base:

$$S_B, U_B \quad : \quad Z_B, I_B$$

Definidos dos de los parámetros base los otros dos son función de los primeros.

Las relaciones son en módulo. Lógicamente, en una representación por unidad habrá una potencia base y tantas bases de voltaje como niveles de tensión existan en la misma.

A1.4.1.1 Impedancia por unidad

A1.4.1.1.1 Sistema monofásico

Los valores por unidad serán:

POTENCIA:	$S_{pu} = S/S_B$
TENSIÓN:	$U_{pu} = U/U_B$
IMPEDANCIA:	$Z_{pu} = Z/Z_B$
INTENSIDAD:	$I_{pu} = I/I_B$

Fijando los valores de base de S_B , U_B :

$$S_B = U_B^2/Z_B$$

$$S_B = U_B I_B$$

$$Z_B = U_B^2/S_B$$

$$I_B = S_B/U_B$$

A1.4.1.1.1. Ejemplo de cálculo

Se trabajara el circuito de la figura siguiente:

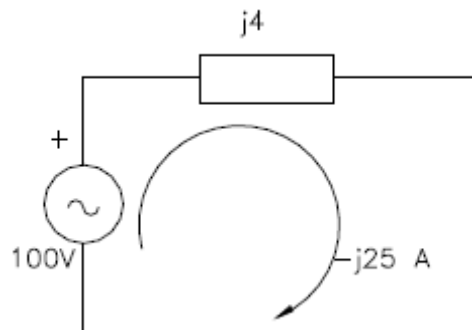


Figura A1.4.1.1.1.1
Circuito para ejemplo de cálculo

Fuente: J. Arrillaga, C. P. Arnold, B. J. Harker, "Computer Modelling of Electrical Power Systems", John Wiley & Sons, 1983.

Se define un sistema de parámetros base: $S_B = 5 \text{ KVA}$; $V_B = 200 \text{ V}$

El circuito equivalente en unidades p.u. será:

$$U_{pu} = U/U_B = 100/200 = 0,5 \text{ p.u.}$$

$$Z_B = U_B^2/S_B = 200^2/5000 = 8 \Omega$$

$$Z_{pu} = Z/Z_B = 4j/8 = j 0,5 \text{ p.u.}$$

$$I_{pu} = I/I_B = U_{pu} / Z_{pu} = 0,5/(j0,5) = -j \text{ p.u.}$$

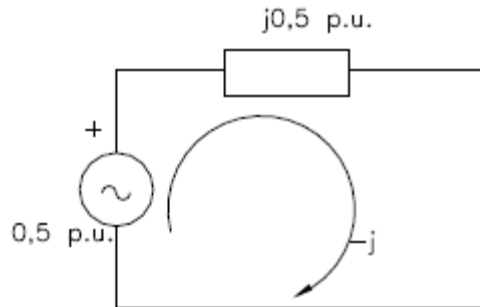


Figura A1.4.1.1.1.2
Circuito ejemplo con valores p.u.

Fuente: J. Arrillaga, C. P. Arnold, B. J. Harker, "Computer Modelling of Electrical Power Systems", John Wiley & Sons, 1983.

Siendo en el circuito real:

$$I = I_{pu} I_B = -j(200/8) = -j 25 \text{ A}$$

La potencia aparente por unidad:

$$S_{pu} = V_{pu} I^*_{pu} = 0,5 (+j) = j 0,5 \text{ p.u.}$$

La potencia aparente real:

$$S = S_{pu} S_B = j 0,5 \cdot 5 \text{ KVA} = j 2,5 \text{ KVA} ; \quad Q = 2,5 \text{ KVAR}$$

A1.4.1.1.2 Transformadores monofásicos

La potencia base queda fijada en la elección de bases, variando las demás variables bases según se refiere al lado de mayor o menor tensión.

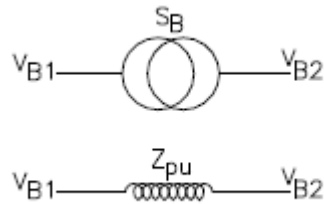


Figura A1.4.1.1.2.1

Fuente: J. Arrillaga, C. P. Arnold, B. J. Harker, "Computer Modelling of Electrical Power Systems", John Wiley & Sons, 1983.

Representación de transformador y su circuito equivalente

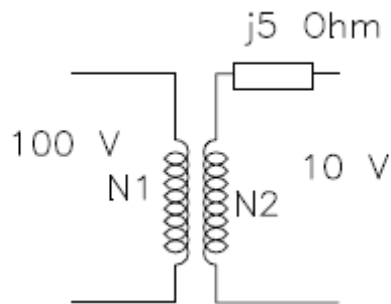


Figura A1.4.1.1.2.2
Circuito de transformador monofásico, ejemplo de cálculo

Fuente: J. Arrillaga, C. P. Arnold, B. J. Harker, "Computer Modelling of Electrical Power Systems", John Wiley & Sons, 1983.

$Z = j5$ impedancia equivalente reducida al lado de baja tensión.

$S = 1\text{ KVA}$

En baja tensión los parámetros base son $V_B = 10 \text{ V}$; $S_B = 1 \text{ KVA}$.

En alta tensión los parámetros base son $V_B = 100 \text{ V}$; $S_B = 1 \text{ KVA}$.

Luego la impedancia p.u. en el lado de baja será con parámetros base de baja tensión:

$$Z_{puBT} = Z/Z_B = j5/(100^2/10^3) = j 50 \text{ p.u.}$$

La impedancia p.u. en el lado de alta será con parámetros base del lado de alta tensión.

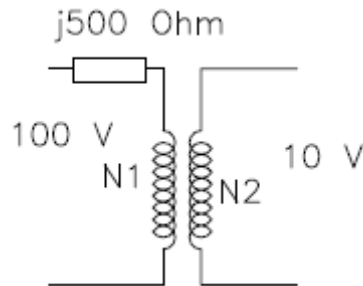


Figura A1.4.1.1.2.3

Circuito de transformador lado de alta

Fuente: J. Arrillaga, C. P. Arnold, B. J. Harker, "Computer Modelling of Electrical Power Systems", John Wiley & Sons, 1983.

$$Z_{puAT} = Z/Z_B = j500/(100^2/10^3) = j 50 \text{ p.u.}$$

Las impedancias por unidad respecto de los dos terminales del transformador son iguales.

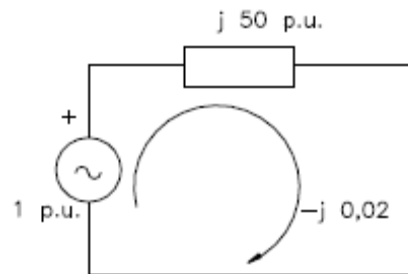


Figura A1.4.1.1.2.4
Circuito equivalente final del transformador

Fuente: J. Arrillaga, C. P. Arnold, B. J. Harker, "Computer Modelling of Electrical Power Systems", John Wiley & Sons, 1983.

A1.4.1.1.3 Sistemas trifásicos

Haciendo la consideración de que la conexión sea, por ejemplo, en estrella:

$$S_B = \sqrt{3}U_B I_B$$

$$Z_B = \frac{U_B^2}{S_B}$$

$$I_B = \frac{U_B}{Z_B}$$

A1.4.1.2 Cambio de base

Sean dos sistemas base distintos V_{B1} ; S_{B1} ; y V_{B2} ; S_{B2} .
Para pasar de una determinada base a otra se opera:

$$Z_{pu1} Z_{B1} = Z_{pu2} Z_{B2}$$

Despejando :

$$Z_{pu2} = Z_{pu1} \frac{\frac{U_{B1}^2}{S_{B1}}}{\frac{U_{B2}^2}{S_{B2}}} = Z_{pu1} \frac{U_{B1}^2}{U_{B2}^2} \frac{S_{B2}}{S_{B1}}$$

Esta ecuación es la de cambio de base de la impedancia por unidad.

Los cambios de base y el tratamiento de los transformadores son el mismo que en monofásico, considerando las tensiones compuestas y las impedancias por fase.

A1.5 Datos de impedancia de cables de potencia

En la siguiente tabla se especifican los valores de resistencia y reactancia de cables con aislamiento tipo XLPE. Datos necesarios para el cálculo de impedancias de cables del circuito del Ingenio La Unión.

Sección s (mm ²)	Cables unipolares		Cables bipolares y tripolares	
	R (Ω/km)	X (Ω/km)	R (Ω/km)	X (Ω/km)
1	22,100	0,1760	22,500	0,1250
1,5	14,800	0,1680	15,100	0,1180
2,5	8,910	0,1550	9,080	0,1090
4	5,570	0,1430	5,680	0,1010
6	3,710	0,1350	3,780	0,0955
10	2,240	0,1190	2,270	0,0861
16	1,410	0,1120	1,430	0,0817
25	0,889	0,1060	0,907	0,0813
35	0,641	0,1020	0,654	0,0783
50	0,473	0,1010	0,483	0,0779
70	0,328	0,0975	0,334	0,0762
95	0,236	0,0965	0,241	0,0751
120	0,188	0,0939	0,191	0,0740
150	0,153	0,0928	0,157	0,0745
185	0,123	0,0908	0,125	0,0742
240	0,094	0,0902	0,097	0,0752
300	0,077	0,0895	0,078	0,0750

Tabla A1.5.1.

Resistencias y reactancia para cables de cobre con aislamiento XLPE

Fuente: <http://www.Voltimun.es/files/es/attachments/ree//guias/anexos/guia-bt-anexo-2-sep03r1.pdf>

A1.6 Valores de impedancia de máquinas

Los valores ohmicos de la máquinas difieren en función de la potencia, pero esos valores referidos a las bases de potencia y tensión nominales de la misma, son similares o varían dentro de un rango estrecho de valores para un mismo tipo de máquina. Cuando no es posible obtener la información de la máquina o de los datos del fabricante, el método por unidad facilite el poder aproximar un valor de impedancia de una máquina a partir de datos tabulados de valores medios.

Generador sincrónico:

Reactancia de dispersión	1.20 p.u.
Reactancia transitoria	0.15 p.u.
Reactancia subtransitoria	0.09 p.u.

Motor sincrónico:

Reactancia de dispersión	1.25 p.u.
Reactancia transitoria	0.30 p.u.
Reactancia subtransitoria	0.20 p.u.

Transformadores

De 10 a 50 KVA	
Reactancia de dispersión	1.5 a 6.5 p.u.
De 50 a 500 KVA	
Reactancia de dispersión	2.1 a 6.5 p.u.
De 1000 KVA a 50 MVA	
Reactancia de dispersión	4.5 a 20.5 p.u.

A1.7 Simulación de fallas en derivación

En un sistema eléctrico de n nodos, se presenta una falla en derivación en el nodo q . En la figura A1.7.1 se muestra la situación.

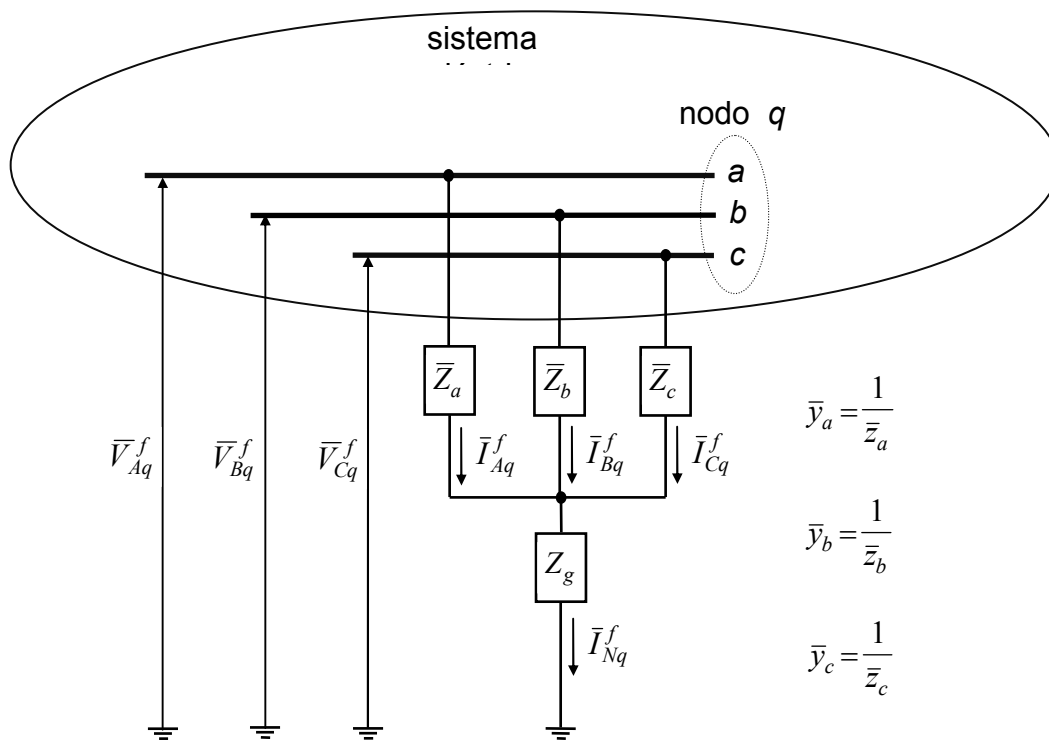


Figura A1.7.1
Situación general de una falla en derivación en el nodo q del sistema

Fuente: Elgerd, Olle I. Electric Energy System Theory, editorial McGraw-Hill, 1,978.

Las relaciones voltaje-corriente del circuito anterior se expresan matricialmente como:

$$\begin{bmatrix} \bar{V}_{Aq}^f \\ \bar{V}_{Bq}^f \\ \bar{V}_{Cq}^f \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \bar{z}_a + \bar{z}_g & \bar{z}_g & \bar{z}_g \\ \bar{z}_g & \bar{z}_b + \bar{z}_g & \bar{z}_g \\ \bar{z}_g & \bar{z}_g & \bar{z}_c + \bar{z}_g \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \bar{I}_{Aq}^f \\ \bar{I}_{Bq}^f \\ \bar{I}_{Cq}^f \end{bmatrix}$$

Y además se tiene la ecuación de corrientes:

$$\bar{I}_{Nq}^f = \bar{I}_{Aq}^f + \bar{I}_{Bq}^f + \bar{I}_{Cq}^f$$

Utilizando la ecuación de voltajes respectivos:

$$\bar{V}_{ABCq}^f = \bar{z}_{ABC}^f \bar{I}_{ABCq}^f$$

Donde:

$$\bar{z}_{ABC}^f = \begin{bmatrix} \bar{z}_a + \bar{z}_g & \bar{z}_g & \bar{z}_g \\ \bar{z}_g & \bar{z}_b + \bar{z}_g & \bar{z}_g \\ \bar{z}_g & \bar{z}_g & \bar{z}_c + \bar{z}_g \end{bmatrix}$$

En términos de admitancias la ecuación de voltajes se convierte en:

$$\mathbf{I}_{ABCq}^f = \mathbf{Y}_{ABC}^f \mathbf{V}_{ABCq}^f$$

Donde:

$$\mathbf{Y}_{ABC}^f = (\mathbf{z}_{ABC}^f)^{-1}$$

Pasando al marco de referencia de las componentes simétricas:

$$\mathbf{V}_{ABCq}^f = T \mathbf{V}_{012q}^f = \mathbf{z}_{ABC}^f T \mathbf{I}_{012q}^f$$

La expresión anterior puede escribirse como:

$$\mathbf{V}_{012q}^f = \mathbf{z}_{012}^f \mathbf{I}_{012q}^f$$

Donde:

$$\mathbf{z}_{012q}^f = T^{-1} \mathbf{z}_{ABC}^f T$$

Donde T es la matriz de transformación de componentes simétricas, definida como:

$$T = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix}$$

Y su recíproco:

$$T = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix}$$

Donde:

$$a = 1 \angle 120^\circ; \quad a^2 = 1 \angle 240^\circ = -1 \angle 120^\circ$$

En términos de admitancias

$$I_{012q}^f = Y_{012}^f V_{012q}^f$$

Donde:

$$Y_{012}^f = T^{-1} Y_{ABC}^f T$$

Después de trabajar algebraicamente la matriz de admitancias de falla, desde el punto de vista de secuencias es la siguiente:

$$Y_{012}^f = \frac{1}{\bar{y}_g + \bar{y}_a + \bar{y}_b + \bar{y}_c} \times \begin{bmatrix} \frac{1}{3} \bar{y}_g (\bar{y}_a + \bar{y}_b + \bar{y}_c) & \frac{1}{3} \bar{y}_g (\bar{y}_a + a^2 \bar{y}_b + a \bar{y}_c) & \frac{1}{3} \bar{y}_g (\bar{y}_a + a \bar{y}_b + a^2 \bar{y}_c) \\ \frac{1}{3} \bar{y}_g (\bar{y}_a + a \bar{y}_b + a^2 \bar{y}_c) & \frac{1}{3} \bar{y}_g (\bar{y}_a + \bar{y}_b + \bar{y}_c) & \frac{1}{3} \bar{y}_g (\bar{y}_a + a^2 \bar{y}_b + a \bar{y}_c) \\ \frac{1}{3} \bar{y}_g (\bar{y}_a + a^2 \bar{y}_b + a \bar{y}_c) & \frac{1}{3} \bar{y}_g (\bar{y}_a + \bar{y}_b + \bar{y}_c) & \frac{1}{3} \bar{y}_g (\bar{y}_a + a \bar{y}_b + a^2 \bar{y}_c) \\ \frac{1}{3} \bar{y}_g (\bar{y}_a + a \bar{y}_b + a^2 \bar{y}_c) & \frac{1}{3} \bar{y}_g (\bar{y}_a + \bar{y}_b + \bar{y}_c) & \frac{1}{3} \bar{y}_g (\bar{y}_a + a^2 \bar{y}_b + a \bar{y}_c) \\ \frac{1}{3} \bar{y}_g (\bar{y}_a + a^2 \bar{y}_b + a \bar{y}_c) & \frac{1}{3} \bar{y}_g (\bar{y}_a + \bar{y}_b + \bar{y}_c) & \frac{1}{3} \bar{y}_g (\bar{y}_a + a \bar{y}_b + a^2 \bar{y}_c) \\ \frac{1}{3} \bar{y}_g (\bar{y}_a + \bar{y}_b + \bar{y}_c) & \frac{1}{3} \bar{y}_g (\bar{y}_a + a^2 \bar{y}_b + a \bar{y}_c) & \frac{1}{3} \bar{y}_g (\bar{y}_a + \bar{y}_b + \bar{y}_c) \\ \frac{1}{3} \bar{y}_g (\bar{y}_a + a \bar{y}_b + a^2 \bar{y}_c) & \frac{1}{3} \bar{y}_g (\bar{y}_a + \bar{y}_b + \bar{y}_c) & \frac{1}{3} \bar{y}_g (\bar{y}_a + a \bar{y}_b + a^2 \bar{y}_c) \\ \frac{1}{3} \bar{y}_g (\bar{y}_a + a^2 \bar{y}_b + a \bar{y}_c) & \frac{1}{3} \bar{y}_g (\bar{y}_a + \bar{y}_b + \bar{y}_c) & \frac{1}{3} \bar{y}_g (\bar{y}_a + a \bar{y}_b + a^2 \bar{y}_c) \\ \frac{1}{3} \bar{y}_g (\bar{y}_a + \bar{y}_b + \bar{y}_c) & \frac{1}{3} \bar{y}_g (\bar{y}_a + a^2 \bar{y}_b + a \bar{y}_c) & \frac{1}{3} \bar{y}_g (\bar{y}_a + \bar{y}_b + \bar{y}_c) \\ \frac{1}{3} \bar{y}_g (\bar{y}_a + a \bar{y}_b + a^2 \bar{y}_c) & \frac{1}{3} \bar{y}_g (\bar{y}_a + \bar{y}_b + \bar{y}_c) & \frac{1}{3} \bar{y}_g (\bar{y}_a + a \bar{y}_b + a^2 \bar{y}_c) \\ \frac{1}{3} \bar{y}_g (\bar{y}_a + a^2 \bar{y}_b + a \bar{y}_c) & \frac{1}{3} \bar{y}_g (\bar{y}_a + \bar{y}_b + \bar{y}_c) & \frac{1}{3} \bar{y}_g (\bar{y}_a + a \bar{y}_b + a^2 \bar{y}_c) \end{bmatrix}$$

A1.7.1 Falla de línea a tierra

Se supone a la fase a como la fase donde ocurre la falla:

$$\bar{z}_b = \bar{z}_c = \infty; \bar{y}_b = \bar{y}_c = 0$$

Debido a que las fallas desbalanceadas son más sencillas de manejar desde el punto de vista de componentes simétricas, y que las admitancias de falla no introducen indeterminaciones, es conveniente (y necesario) calcular la matriz de admitancias de falla, de modo que esta se simplifica a lo siguiente:

$$\bar{Y}_{012}^f = \frac{1}{\bar{y}_g + \bar{y}_a} \begin{bmatrix} \frac{1}{3} \bar{y}_g \bar{y}_a & \frac{1}{3} \bar{y}_g \bar{y}_a & \frac{1}{3} \bar{y}_g \bar{y}_a \\ \frac{1}{3} \bar{y}_g \bar{y}_a & \frac{1}{3} \bar{y}_g \bar{y}_a & \frac{1}{3} \bar{y}_g \bar{y}_a \\ \frac{1}{3} \bar{y}_g \bar{y}_a & \frac{1}{3} \bar{y}_g \bar{y}_a & \frac{1}{3} \bar{y}_g \bar{y}_a \end{bmatrix}$$

Y de aquí:

$$\bar{Y}_{012}^f = \frac{1}{3} \frac{\bar{y}_g \bar{y}_a}{\bar{y}_g + \bar{y}_a} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & 1 & 1 \\ 1 & 1 & 1 \end{bmatrix}$$

Si la falla de línea a tierra esta solidamente aterrizada, entonces Y_g es infinito. Por lo tanto,

$$\bar{Y}_{012}^f = \frac{1}{3} \frac{\bar{y}_g \bar{y}_a \left(\frac{1}{\bar{y}_g} \right)}{(\bar{y}_g + \bar{y}_a) \left(\frac{1}{\bar{y}_g} \right)} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & 1 & 1 \\ 1 & 1 & 1 \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \frac{\bar{y}_a}{1 + \frac{\bar{y}_a}{\bar{y}_g}} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & 1 & 1 \\ 1 & 1 & 1 \end{bmatrix}$$

Considerando que $Y_f = Y_a = 1/Z_f$, la matriz de admitancias de falla resulta en la siguiente:

$$\bar{Y}_{012}^f = \frac{1}{3} \bar{y}^f \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & 1 & 1 \\ 1 & 1 & 1 \end{bmatrix}$$

En caso de que la fase b sea la de la falla, entonces la matriz de falla será:

$$\bar{Y}_{012}^f = \frac{1}{3} \bar{y}^f \begin{bmatrix} 1 & a^2 & a \\ a & 1 & a^2 \\ a^2 & a & 1 \end{bmatrix}$$

En caso que la fase c sea la de la falla, entonces la matriz de falla será:

$$\bar{Y}_{012}^f = \frac{1}{3} \bar{Y}^f \begin{bmatrix} 1 & a & a^2 \\ a^2 & 1 & a \\ a & a^2 & 1 \end{bmatrix}$$

A1.7.2 Falla doble línea a tierra

Para simular este tipo de falla, se supondrá que en las fases a y b ocurre la falla, de modo que:

$$\bar{z}_c = \infty, \bar{y}_c = 0$$

Sustituyendo estos valores y factorizando el término $1/3 Y_g$, la matriz de admitancias de falla se simplifica a la siguiente:

$$\bar{Y}_{012}^f = \frac{1}{3} \frac{\bar{y}_g}{\bar{y}_g + \bar{y}_a + \bar{y}_b} \begin{bmatrix} \bar{y}_a + \bar{y}_b & \bar{y}_a + a^2 \bar{y}_b & \bar{y}_a + a \bar{y}_b \\ \bar{y}_a + a \bar{y}_b & \bar{y}_a + \bar{y}_b + 3 \frac{\bar{y}_a \bar{y}_b}{\bar{y}_g} & \bar{y}_a + a^2 \bar{y}_b - 3a \frac{\bar{y}_a \bar{y}_b}{\bar{y}_g} \\ \bar{y}_a + a^2 \bar{y}_b & \bar{y}_a + \bar{y}_b - 3a^2 \frac{\bar{y}_a \bar{y}_b}{\bar{y}_g} & \bar{y}_a + \bar{y}_b + 3 \frac{\bar{y}_a \bar{y}_b}{\bar{y}_g} \end{bmatrix}$$

Si se supone que $\bar{y}_a = \bar{y}_b = \bar{y}^f$, se obtiene:

$$\bar{Y}_{012}^f = \frac{1}{3} \frac{\bar{y}_g}{\bar{y}_g + 2\bar{y}^f} \begin{bmatrix} 2\bar{y}^f & \bar{y}^f + a^2 \bar{y}^f & \bar{y}^f + a\bar{y}^f \\ \bar{y}^f + a\bar{y}^f & 2\bar{y}^f + \frac{3(\bar{y}^f)^2}{\bar{y}_g} & \bar{y}^f + a^2 \bar{y}^f - \frac{3a(\bar{y}^f)^2}{\bar{y}_g} \\ \bar{y}^f + a^2 \bar{y}^f & \bar{y}^f + a\bar{y}^f - \frac{3a^2(\bar{y}^f)^2}{\bar{y}_g} & 2\bar{y}^f + \frac{3(\bar{y}^f)^2}{\bar{y}_g} \end{bmatrix}$$

Dividiendo arriba y abajo entre \bar{y}_g y aplicando $\bar{y}_g = \infty$:

$$\bar{Y}_{012}^f = \frac{1}{3} \bar{y}^f \begin{bmatrix} 2 & 1+a^2 & 1+a \\ 1+a & 2 & 1+a^2 \\ 1+a^2 & 1+a & 2 \end{bmatrix}$$

O también,

$$\bar{Y}_{012}^f = \frac{1}{3} \bar{y}^f \begin{bmatrix} 2 & -a & -a^2 \\ -a^2 & 2 & -a \\ -a & -a^2 & 2 \end{bmatrix}$$

Esta matriz mostrará cambios si se considera que el par de fases falladas es otro.

Si las fases falladas son las b y c, entonces $Z_a = \infty$, $Y_a = 0$, de modo que la matriz de falla será la siguiente:

$$Y_{012}^f = \frac{1}{3} \frac{\bar{y}_g}{\bar{y}_g + \bar{y}_b + \bar{y}_c} \begin{bmatrix} \bar{y}_b + \bar{y}_c & a^2 \bar{y}_b + a \bar{y}_c & a \bar{y}_b + a^2 \bar{y}_c \\ a \bar{y}_b + a^2 \bar{y}_c & \bar{y}_b + \bar{y}_c + 3 \frac{\bar{y}_b \bar{y}_c}{\bar{y}_g} & a^2 \bar{y}_b + a \bar{y}_c - 3 \frac{\bar{y}_b \bar{y}_c}{\bar{y}_g} \\ a^2 \bar{y}_b + a \bar{y}_c & a \bar{y}_b + a^2 \bar{y}_c - 3 \frac{\bar{y}_b \bar{y}_c}{\bar{y}_g} & \bar{y}_b + \bar{y}_c + 3 \frac{\bar{y}_b \bar{y}_c}{\bar{y}_g} \end{bmatrix}$$

Dividiendo arriba y abajo entre \bar{y}_g y aplicando $\bar{y}_g = \infty$, se obtiene:

$$Y_{012}^f = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} \bar{y}_b + \bar{y}_c & a^2 \bar{y}_b + a \bar{y}_c & a \bar{y}_b + a^2 \bar{y}_c \\ a \bar{y}_b + a^2 \bar{y}_c & \bar{y}_b + \bar{y}_c & a^2 \bar{y}_b + a \bar{y}_c \\ a^2 \bar{y}_b + a \bar{y}_c & a \bar{y}_b + a^2 \bar{y}_c & \bar{y}_b + \bar{y}_c \end{bmatrix}$$

Si se supone que $\bar{y}_b = \bar{y}_c = \bar{y}^f$, entonces:

$$Y_{012}^f = \frac{1}{3} \bar{y}^f \begin{bmatrix} 2 & -1 & -1 \\ -1 & 2 & -1 \\ -1 & -1 & 2 \end{bmatrix}$$

En el caso de que las fases falladas fueran a y c , entonces, el resultado sería el siguiente:

$$\bar{Y}_{012}^f = \frac{1}{3} \bar{y}^f \begin{bmatrix} 2 & -a^2 & -a \\ -a & 2 & -a^2 \\ -a^2 & -a & 2 \end{bmatrix}$$

A1.7.3 Falla entre líneas

Para simular este tipo de falla, se supone que las fases donde ocurre la falla son las fases b y c , de modo que $Z_a = Z_g = \text{infinito}$, siendo equivalente a que $Y_a = Y_g = 0$. Entonces la matriz de falla es:

$$\bar{Y}_{012}^f = \frac{1}{\bar{y}_b + \bar{y}_c} \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 \\ 0 & \bar{y}_b \bar{y}_c & -\bar{y}_b \bar{y}_c \\ 0 & -\bar{y}_b \bar{y}_c & \bar{y}_b \bar{y}_c \end{bmatrix}$$

Si $\bar{y}_b = \bar{y}_c = \bar{y}^f$, entonces:

$$\bar{Y}_{012}^f = \frac{1}{2\bar{y}^f} \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 \\ 0 & (\bar{y}^f)^2 & -(\bar{y}^f)^2 \\ 0 & -(\bar{y}^f)^2 & (\bar{y}^f)^2 \end{bmatrix} = \frac{\bar{y}^f}{2} \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & -1 \\ 0 & -1 & 1 \end{bmatrix}$$

Cuando las fases a y b son las falladas, la matriz de admitancias de falla resulta en la siguiente:

$$\bar{Y}_{012}^f = \frac{\bar{y}^f}{2} \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & -a \\ 0 & -a^2 & 1 \end{bmatrix}$$

Mientras que cuando las fases a y c son las que resultan afectadas:

$$\bar{Y}_{012}^f = \frac{\bar{y}^f}{2} \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & -a^2 \\ 0 & -a & 1 \end{bmatrix}$$

Debe notarse que, debido a que no hay una conexión física a tierra para este tipo de falla, no hay admitancias de falla para la secuencia cero. Esto se corrobora cuando se obtiene los modelos de transformadores trifásicos en el marco de referencia de secuencias, para conexiones que no tienen conexión al neutro.

A1.7.4 Falla trifásica sin aterrizar

Para simular este tipo de falla se tiene $Z_g = \text{infinito}$, siendo equivalente a que $Y_g = 0$. Entonces la matriz de admitancias de falla es la siguiente:

$$\bar{Y}_{012}^f = \frac{1}{\bar{y}_a + \bar{y}_b + \bar{y}_c} \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 \\ 0 & \bar{y}_a \bar{y}_b + \bar{y}_a \bar{y}_c + \bar{y}_b \bar{y}_c & -\left(a^2 \bar{y}_a \bar{y}_b + a \bar{y}_a \bar{y}_c + \bar{y}_b \bar{y}_c\right) \\ 0 & -\left(a^2 \bar{y}_a \bar{y}_b + a \bar{y}_a \bar{y}_c + \bar{y}_b \bar{y}_c\right) & \bar{y}_a \bar{y}_b + \bar{y}_a \bar{y}_c + \bar{y}_b \bar{y}_c \end{bmatrix}$$

Si se supone que $\bar{y}_a = \bar{y}_b = \bar{y}_c = \bar{y}^f$, entonces:

$$Y_{012}^f = \frac{\bar{y}^f}{3} \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 \\ 0 & 3 & -(1+a+a^2) \\ 0 & -(1+a+a^2) & 3 \end{bmatrix} = \frac{\bar{y}^f}{3} \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 \\ 0 & 3 & 0 \\ 0 & 0 & 3 \end{bmatrix}$$

Lo cual resulta en:

$$Y_{012}^f = \bar{y}^f \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix}$$

Nótese que nuevamente se cumple que no hay admitancia para la secuencia cero, debido a que no existe una conexión física a tierra entre las fases y tierra.

A1.7.5 Falla trifásica aterrizada

En este caso corresponde exactamente al circuito de la figura A1.7.1 de modo que la matriz de admitancias de falla en componentes de secuencia esta dada por:

$$Y_{012}^f = \frac{1}{\bar{y}_g + \bar{y}_a + \bar{y}_b + \bar{y}_c} \times$$

$$\begin{bmatrix} \frac{1}{3} \bar{y}_g (\bar{y}_a + \bar{y}_b + \bar{y}_c) & \frac{1}{3} \bar{y}_g (\bar{y}_a + a^2 \bar{y}_b + a \bar{y}_c) & \frac{1}{3} \bar{y}_g (\bar{y}_a + a \bar{y}_b + a^2 \bar{y}_c) \\ \frac{1}{3} \bar{y}_g (\bar{y}_a + a \bar{y}_b + a^2 \bar{y}_c) & \frac{1}{3} \bar{y}_g (\bar{y}_a + a \bar{y}_b + a^2 \bar{y}_c) + (\bar{y}_b \bar{y}_c + \bar{y}_a \bar{y}_b + \bar{y}_a \bar{y}_c) & \frac{1}{3} \bar{y}_g (\bar{y}_a + a \bar{y}_b + a^2 \bar{y}_c) - (\bar{y}_b \bar{y}_c + a \bar{y}_a \bar{y}_b + a^2 \bar{y}_a \bar{y}_c) \\ \frac{1}{3} \bar{y}_g (\bar{y}_a + a^2 \bar{y}_b + a \bar{y}_c) & \frac{1}{3} \bar{y}_g (\bar{y}_a + a \bar{y}_b + a^2 \bar{y}_c) - (\bar{y}_b \bar{y}_c + a \bar{y}_a \bar{y}_c + a^2 \bar{y}_a \bar{y}_b) & \frac{1}{3} \bar{y}_g (\bar{y}_a + \bar{y}_b + \bar{y}_c) + (\bar{y}_b \bar{y}_c + \bar{y}_a \bar{y}_b + \bar{y}_a \bar{y}_c) \end{bmatrix}$$

Si se supone que $\bar{y}_a = \bar{y}_b = \bar{y}_c = \bar{y}^f$, entonces la matriz de falla es:

$$\bar{Y}_{012}^f = \frac{1}{3} \frac{\bar{y}_g \bar{y}^f}{\bar{y}_g + 3\bar{y}^f} \begin{bmatrix} 3 & (1+a+a^2) & (1+a+a^2) \\ (1+a+a^2) & 3+3\bar{y}^f \frac{3}{\bar{y}_g} & (1+a+a^2) \\ (1+a^2+a) & (1+a+a^2) & 3+3\bar{y}^f \frac{3}{\bar{y}_g} \end{bmatrix}$$

$$\begin{bmatrix} & & -\frac{3}{\bar{y}_g} (a^2+a+1)\bar{y}^f \\ & & \\ -\frac{1}{3\bar{y}_g} (a^2+a+1)\bar{y}^f & & \end{bmatrix}$$

Observándose que todos los elementos no diagonales son cero, de modo que:

$$\bar{Y}_{012}^f = \frac{1}{3} \frac{\bar{y}_g \bar{y}^f}{\bar{y}_g + 3\bar{y}^f} \begin{bmatrix} 3 & & \\ & 3+9\frac{\bar{y}^f}{\bar{y}_g} & \\ & & 3+9\frac{\bar{y}^f}{\bar{y}_g} \end{bmatrix}$$

Y de aquí,

$$\bar{Y}_{012}^f = \frac{\bar{y}_g \bar{y}^f}{\bar{y}_g + 3\bar{y}^f} \begin{bmatrix} 1 & & \\ & 1 + 3\frac{\bar{y}^f}{\bar{y}_g} & \\ & & 1 + 3\frac{\bar{y}^f}{\bar{y}_g} \end{bmatrix}$$

Ahora, si se supone que la falla está sólidamente aterrizada, entonces $\bar{y}_g = \infty$, y dividiendo arriba y abajo entre esta admitancia a la matriz anterior, se obtiene lo siguiente:

$$\bar{Y}_{012}^f = \bar{y}^f \begin{bmatrix} 1 & & \\ & 1 & \\ & & 1 \end{bmatrix}$$

A 1.8 Cálculo corriente cortocircuito para el Ingenio La Unión, S.A.

A1.8.1 Red de 69 KV:

Para este cálculo se consideran los siguientes datos:

1. Corriente de cortocircuito del sistema externo: 8 KA.
2. Voltaje base para esta red : 69 KV
3. Potencia base de la red general 30 MVA

En la figura 26 se muestra el diagrama de impedancias equivalente a la red según el diagrama unifilar general.

A1.8.2 Red de 13.8 KV:

Para este cálculo se consideran los siguientes datos:

1. Voltaje base para esta red 13.8 KV
2. Potencia base de la red general 30 MVA
3. Los interruptores de enlace normalmente abiertos.

En las figuras 27, 28 y 41 se muestran los diagramas de impedancias equivalentes según el diagrama unifilar general.

A1.8.3 Red de 4.8 KV:

Para este cálculo se consideran los siguientes datos:

1. Voltaje base para esta red 4.8 KV
2. Potencia base de la red general 30 MVA
3. Se considera interruptor principal abierto en operación normal.

A1.8.4 Red de 2.4 KV:

Para este cálculo se consideran los siguientes datos:

1. Voltaje base para esta red 2.4 KV
2. Potencia base de la red general 30 MVA
3. Los interruptores de enlace normalmente abiertos

En las figuras 29 a 37, se muestran las reducciones de los circuitos para determinar la impedancia equivalente en sus diferentes redes.

A1.8.5 Impedancia equivalente:

En las figuras 40, 41 y 42, se muestran las impedancias equivalentes hasta llegar a reducción solo con 03 barras: B1 (barra 1 lado de 69 KV), B2 (barra 2 lado 13.8 KV lado de turbo generador 4), B3 (barra 3 lado 13.8 KV casa de máquinas, turbo generador 6).

A1.8.6 Corrientes de cortocircuito

A1.8.6.1 Corriente de cortocircuito lado 69 KV

Considerando la impedancia equivalente según el teorema de Thevenin para la barra 1 se tiene que la impedancia equivalente es:

$$Z = 0.04875 \text{ P.U.}$$

Esto implica que la potencia de cortocircuito es de:

$$S = 20.51 \text{ P.U.}$$

Y teniendo la potencia base de 30 MVA se obtiene una corriente de cortocircuito de:

$$I_{cc} = 9 \text{ KA}$$

A1.8.6.2 Corriente de cortocircuito lado 13.8 KV TG4

Considerando la impedancia equivalente según el teorema de Thevenin para la barra 2 se tiene que la impedancia equivalente es:

$$Z = 0.06153 \text{ P.U.}$$

Esto implica que la potencia de cortocircuito es de:

$$S = 16.25 \text{ P.U.}$$

Y teniendo la potencia base de 30 MVA se obtiene una corriente de cortocircuito de:

$$I_{cc} = 35 \text{ KA}$$

A1.8.6.3 Corriente de cortocircuito lado 13.8 KV Servicios y TG6.

Considerando la impedancia equivalente según el teorema de Thevenin para la barra 3 se tiene que la impedancia equivalente es:

$$Z = 0.06379 \text{ P.U.}$$

Esto implica que la potencia de cortocircuito es de:

$$S = 15.69 \text{ P.U.}$$

Y teniendo la potencia base de 30 MVA se obtiene una corriente de cortocircuito de:

$$I_{cc} = 34 \text{ KA}$$

A2.1 Cálculo de conductores

Los conductores eléctricos son uno de los elementos que deben de ser protegidos contra cortocircuitos. Los criterios a tener en cuenta para su dimensionado son:

1. Tensión nominal
2. Cálculo térmico
3. Caída de tensión
4. Verificación al cortocircuito

A2.1.1 Tensión nominal

Es el valor que define el aislamiento. Se deberá cumplir en todo momento que su tensión nominal sea superior, o igual a la tensión de servicio existente en la red.

En caso de tener que constatar el estado de elementos existentes, el nivel de aislamiento a alcanzar no deberá ser inferior a los 1,000 Ohms por cada Volt de tensión aplicada por el instrumento.

A2.1.2 Cálculo Térmico

Será el que determine en principio la sección del conductor. El valor eficaz de la intensidad de corriente nominal del circuito no tendrá que ocasionar un incremento de temperatura superior a la especificada para cada tipo de cable. Para los conductores aislados y sin envoltura de protección, las normas refieren las intensidades máximas admisibles para cables instalados en tubería, servicio continuo, con temperaturas límites de 40 grados Celsius para el ambiente, 70 grados Celsius en el conductor y 160 grados Celsius en caso de cortocircuito.

Si la temperatura ambiente no coincide con los 40 grados Celsius especificados en la norma, las intensidades máximas admisibles se verán afectadas mediante factores de corrección de temperatura, tal como se indica en la tabla siguiente.

Temperatura ambiente hasta	Factor de corrección
T (°C)	K (Fc)
25	1,33
30	1,22
35	1,13
40	1
45	0,86
50	0,72
55	0,5

Tabla A2.1.2.1
Factor de corrección por temperatura

Fuente: <http://www.Voltimun.es/files/es/attachments/ree/l/guias/anexos/guia-bt-anexo-2-sep03r1.pdf>

Quando se utilicen cables aislados con envoltura de protección (Subterráneos) la tabla siguiente muestra las intensidades máximas admisibles en servicio permanente.

Sección nominal de los conductores	Colocación al aire libre Para 3 cables unipolares separados un diámetro o un cable multipolar, colocados sobre bandejas. T°amb 40°C			Colocación directamente enterrada. Terreno normalseco para t° de 25°C. Profundidad de instalación 70 cm		
	Unipolar	Bipolar	Tetra y tripolar	Unipolar	Bipolar	Tetra y tripolar
mm2	A	A	A	A	A	A
1,5	25	22	17	32	32	27
2,5	35	32	24	45	45	38
4	47	40	32	58	58	48
6	61	52	43	73	73	62
10	79	65	56	93	93	79
16	112	85	74	124	124	103
25	139	109	97	158	158	132
35	171	134	117	189		158
50	208	166	147	230		193
70	252	204	185	276		235
95	308	248	223	329		279

Tabla A2.1.2
Intensidades máximas admisibles

Fuente: <http://www.Voltimun.es/files/es/attachments/ree//guias/anexos/guia-bt-anexo-2-sep03r1.pdf>

A2.1.3 Verificación de la caída de tensión

Elegido el tipo y la sección S_c de los conductores por la corriente de carga, su forma de instalación y temperatura ambiente, es necesario realizar dos verificaciones. De no cumplirse alguna de ellas se optara por la sección inmediata superior y se vuelve a verificar hasta que ambas se cumplan

La verificación de la caída de tensión considera la diferencia de tensión entre los extremos del conductor, calculada en base a la corriente absorbida por todos los elementos conectados al mismo y susceptibles de funcionar simultáneamente. Se deberá cumplir que no supere la carga máxima admisible por la carga.

Como valores tentativos de caída de tensión admisible se puede tomar que para circuitos de fuerza motriz: 5 % en régimen permanente y 15 % en arranque.

Es conveniente señalar la conveniencia de consultar con los fabricantes de los equipos instalados, con el fin de determinar exactamente los valores límite de la caída de tensión para correcto funcionamiento.

Para su cálculo debe aplicarse la siguiente expresión:

$$\Delta U = K \cdot I_n \cdot L \cdot (r \cdot \cos\phi + x \cdot \sen\phi)$$

Donde:

ΔU = caída de tensión expresada en Volts

K = constante referida al tipo de alimentación (valor igual a 2 para sistemas monofásicos y 1.73 para trifásicos)

I_n = corriente nominal de la instalación

L = longitud del conductor en Km.

R = resistencia del conductor en Ohms/Km.

X = reactancia del conductor en Ohms/Km.

ϕ = ángulo de fase de la impedancia de la carga

A2.1.4 Verificación al cortocircuito

Se realiza para determinar la máxima sollicitación térmica a que se ve expuesto el conductor durante la evolución de corrientes de breve duración o cortocircuitos. Existirá entonces, una sección mínima S que será función del valor de la potencia de cortocircuito en el punto de alimentación, el tipo de conductor evaluado y su protección automática asociada. En esta verificación se deberá cumplir con:

$$S = S_c$$

Siendo S_c la sección calculada térmicamente y verificada por caída de tensión

El cálculo de esta sección mínima esta dado por:

$$S \geq I_{cc} \sqrt{T/K}$$

Donde:

S = sección mínima del conductor en mm^2 que soporta el cortocircuito.

I_{cc} = Valor eficaz de la corriente de cortocircuito en Amperios.

T = Tiempo de actuación de la protección en segundos.

K = Constante que contempla el tipo de conductor sus temperaturas máximas de servicio y la alcanzada al finalizar el cortocircuito previsto por la norma:

$K = 114$ para conductores de cobre aislados en PVC

$K = 74$ para conductores de aluminio aislados en PVC

$K = 142$ para conductores de cobre tipo XLP y EPR

$K = 142$ para conductores de aluminio tipo XLP y EPR

Si la S que verifica el cortocircuito es menor que la S_c , se adopta esta última. En caso contrario, se deberá incrementar la sección del cable y volver a realizar la verificación hasta que se compruebe $S = S_c$.

A2.2 Cálculo de conductores del Ingenio La Unión, S.A.

Utilizando las fórmulas y tablas anteriores se deducen los calibres para los cables de los siguientes equipos:

Nombre del equipo	Turbo generador 4	Transformador de servicios
Potencia nominal	30,000 KVA	22,000 KVA
Voltaje nominal	13,800 Volts	13,800 Volts
Corriente nominal	1,255 Amperios	920 Amperios
Corriente Isc	35,000 Amperios	34,000 Amperios
Calibre conductor por corriente	4 * 180 mm²	3 * 180 mm²
Calibre conductor por voltaje	No Aplica	No Aplica
Calibre conductor por factor térmico	90 mm²	88 mm²

APÉNDICE

Figura 23 Diagrama unifilar actual.

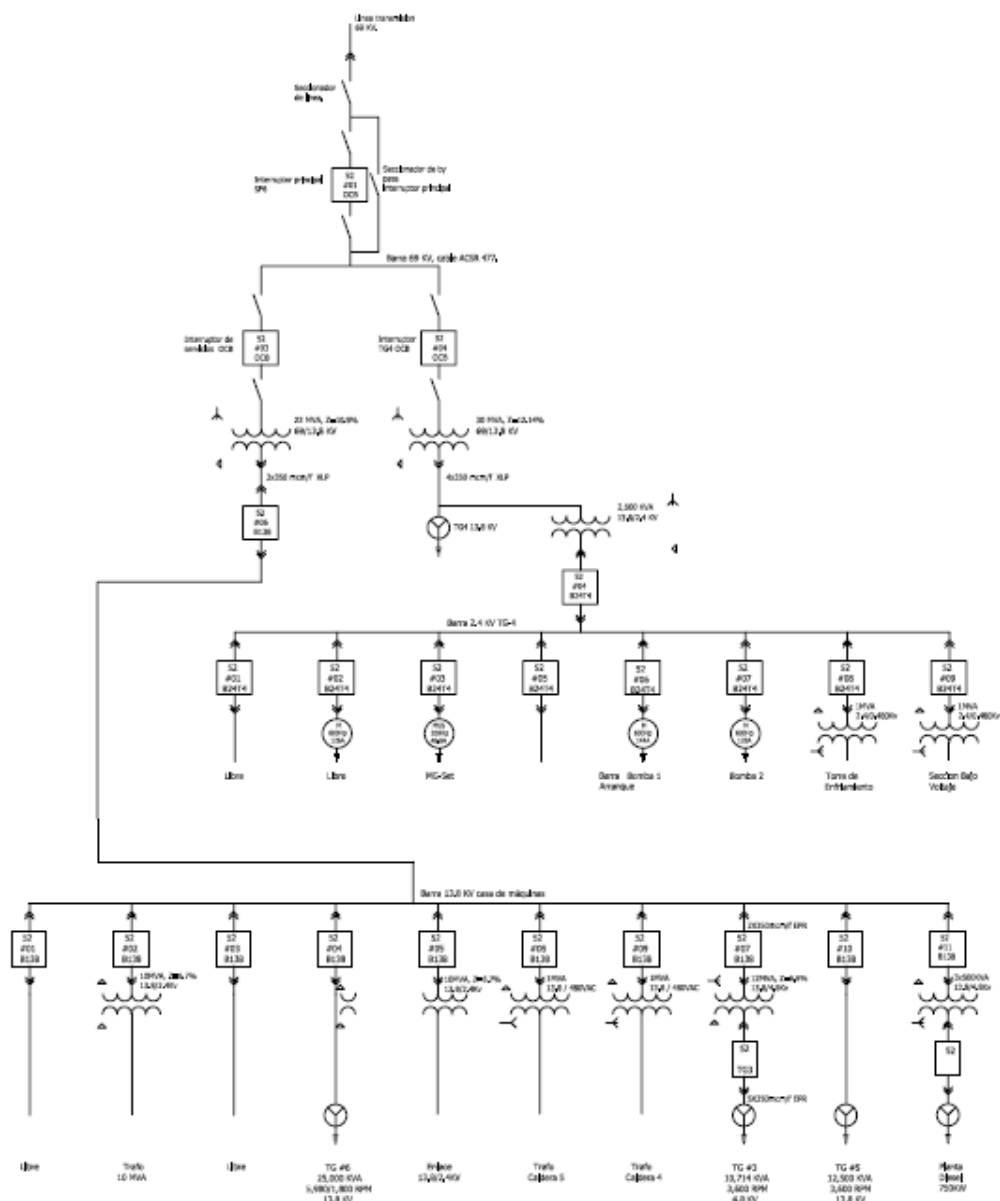


Figura 25 Diagrama de protección TGA, esquema generador-transformador,

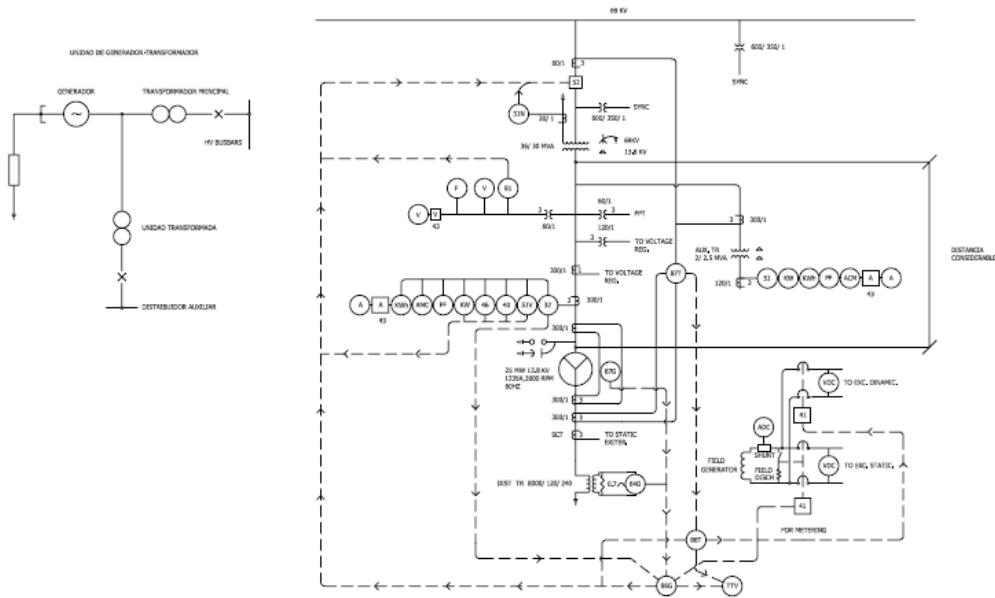


Figura 26 Diagrama unifilar de Impedancias lado 69kV

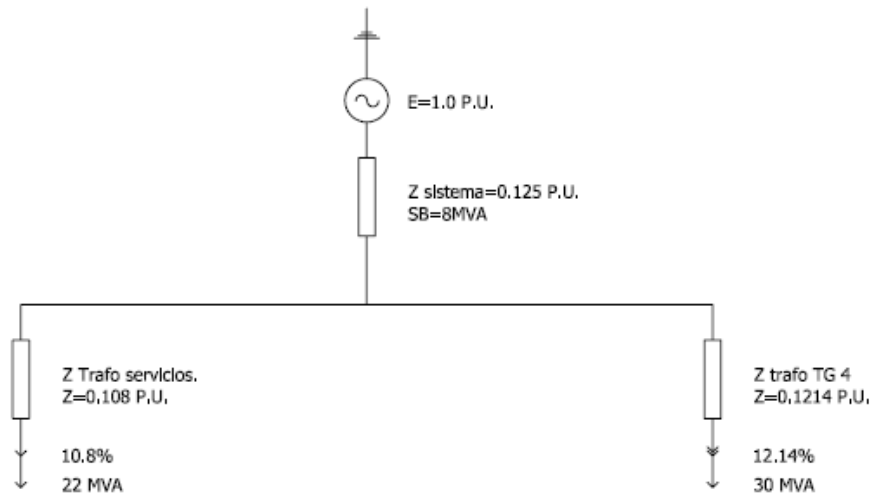


Figura 27 Diagrama unifilar de impedancias lado 13.8 KV servicios.

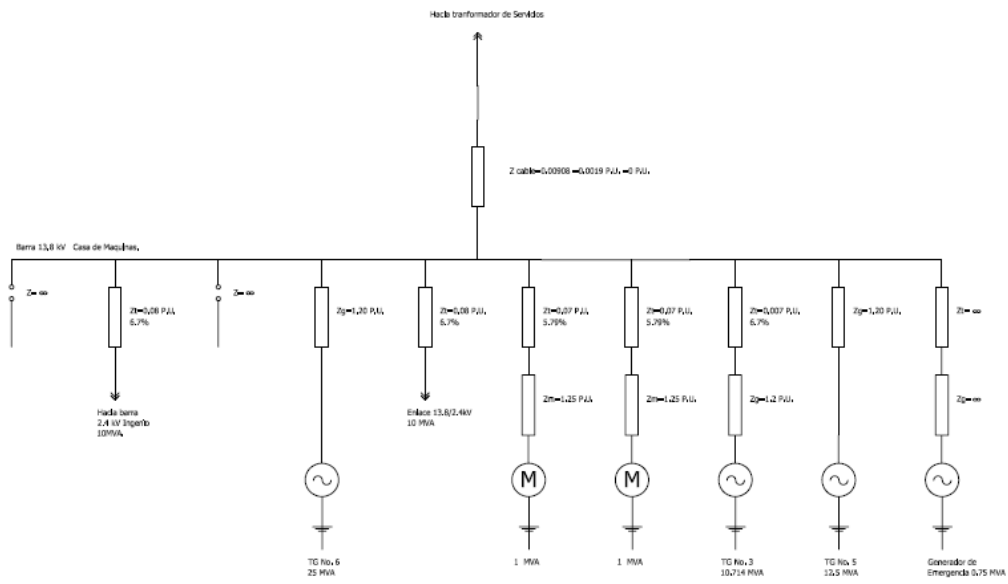


Figura 28 Diagrama unifilar de Impedancias lado 13,8 KV TG 4,

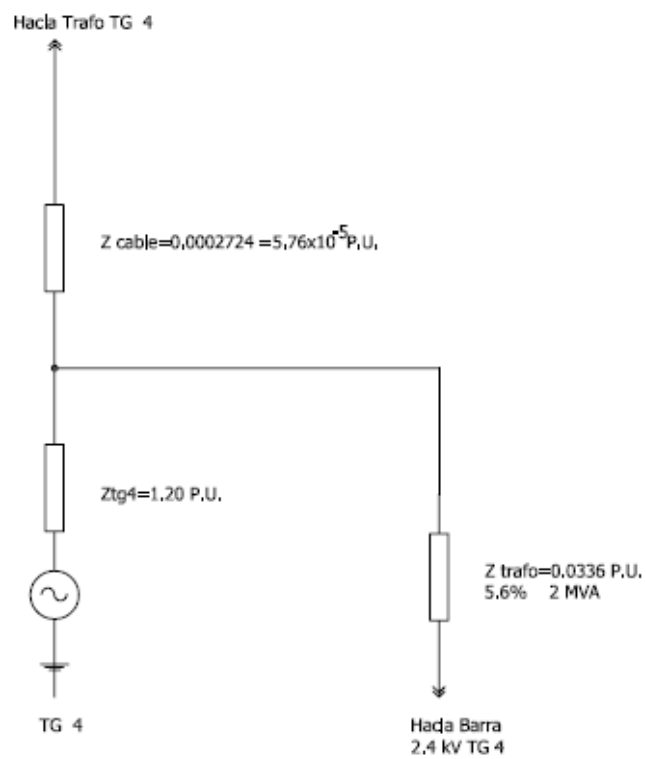


Figura 29 Diagrama unifilar de Impedancias barra 2.4 KV TG 4.

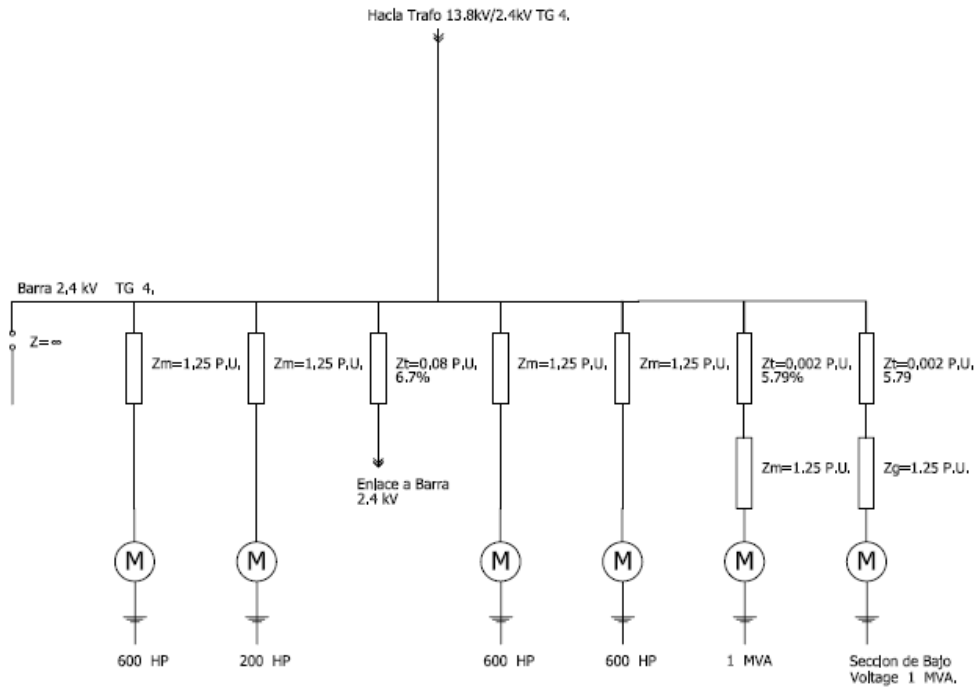


Figura 30 Diagrama unifilar de Impedancias de barra TG 4 / Barra casa de máquinas

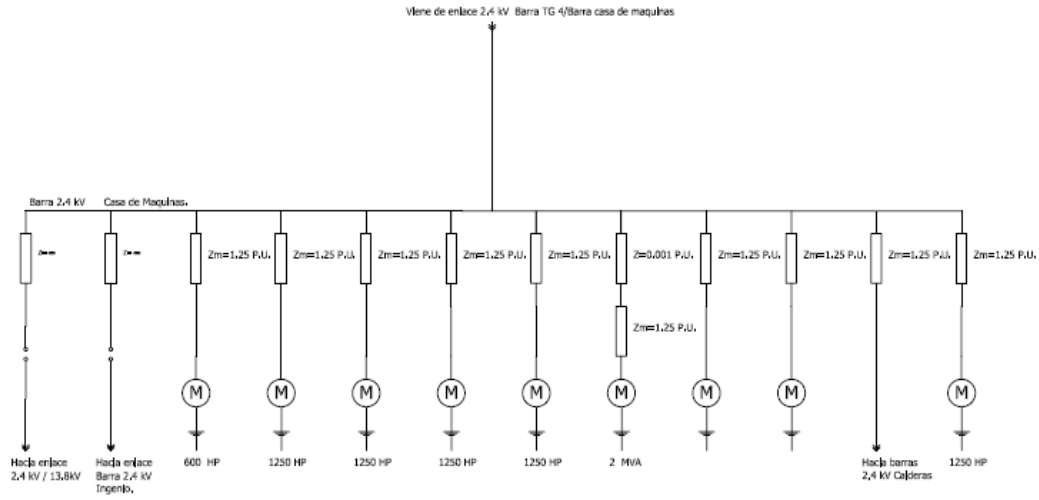


Figura 31. Diagrama unifilar de impedancias de calderas.

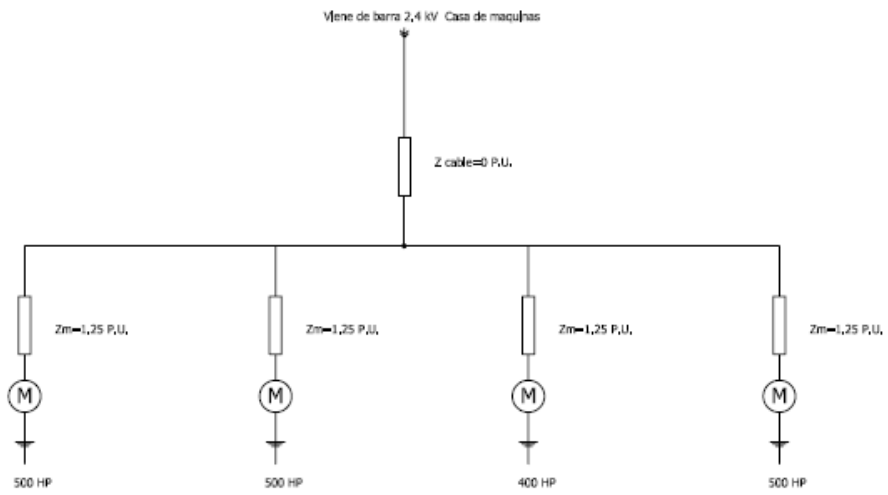


Figura 32 Diagrama unifilar de Impedancias barra 2,4 KV Ingenio.

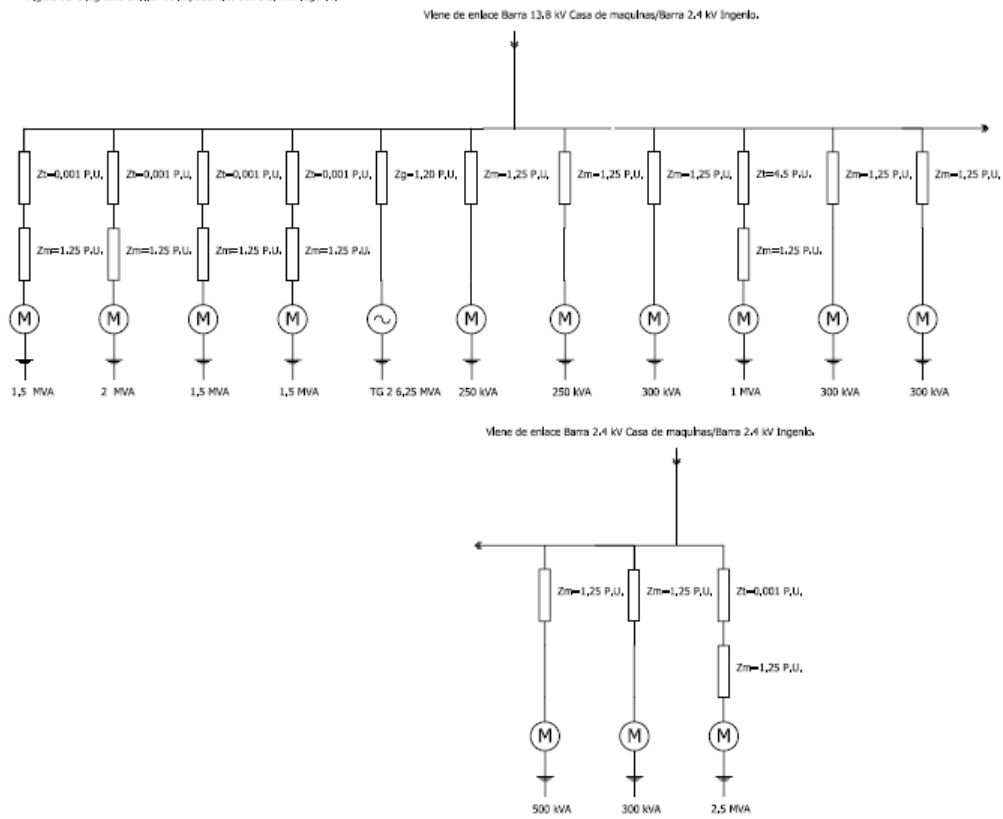


Figure 33 Circuito reducido para barra 2.4 KV Ingerito.

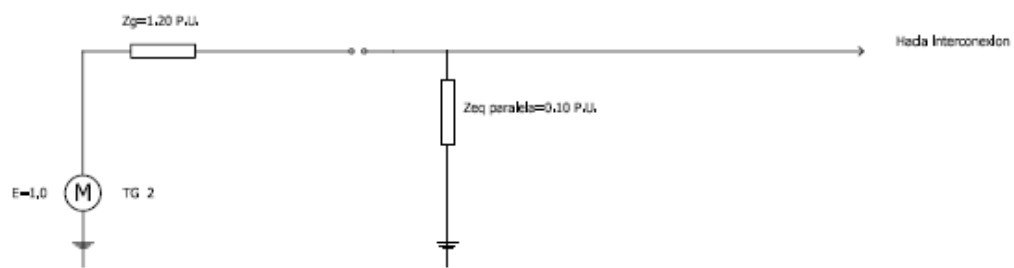


Figura 34 Circuito reducido para barra 2,4 KV calderas.

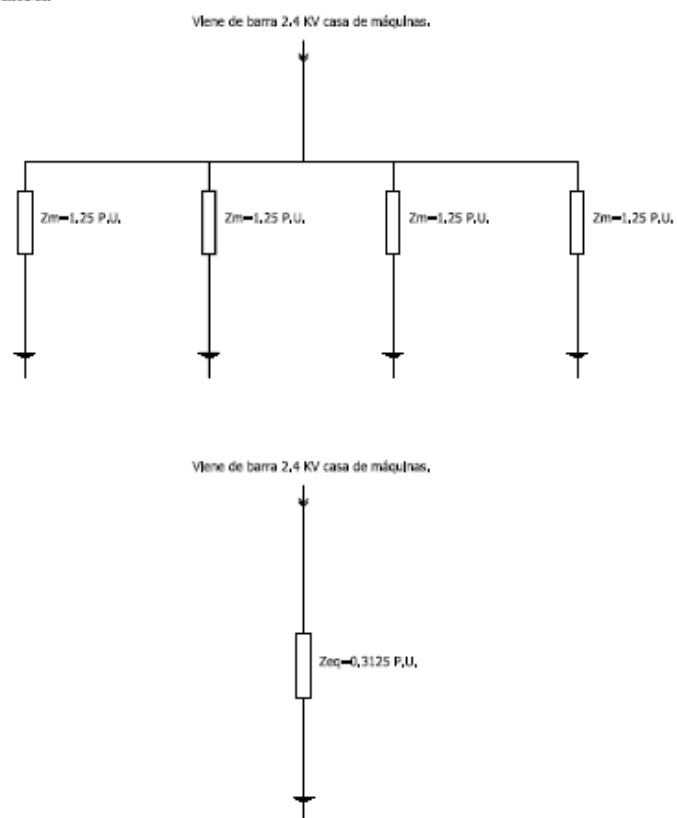


Figura 35 Circuito equivalente barra 2,4 KV casa de máquinas,

Viene de enlace barra 2,4 KV TG 4 / Barra casa de máquinas,



Figura 36 Circuito equivalente entre circuitos de figuras 34 y 35.

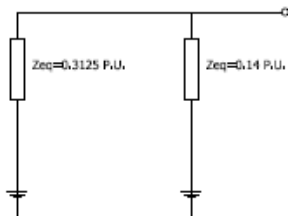


Figura 37 Circuito equivalente

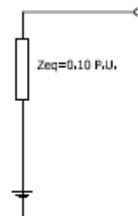


Figura 38 Circuito equivalente barra 2,4 KV TG 4



Figura 39 Circuito equivalente entre circuitos figuras 36 y 37.

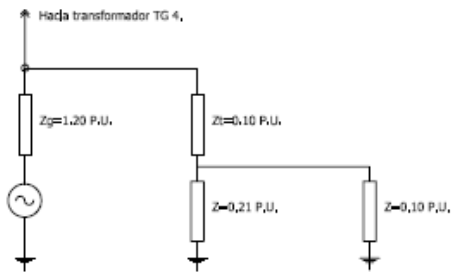


Figura 40 Circuito equivalente

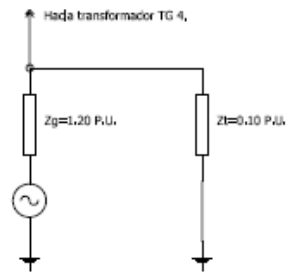


Figura 41 Circuito de Impedancias completo

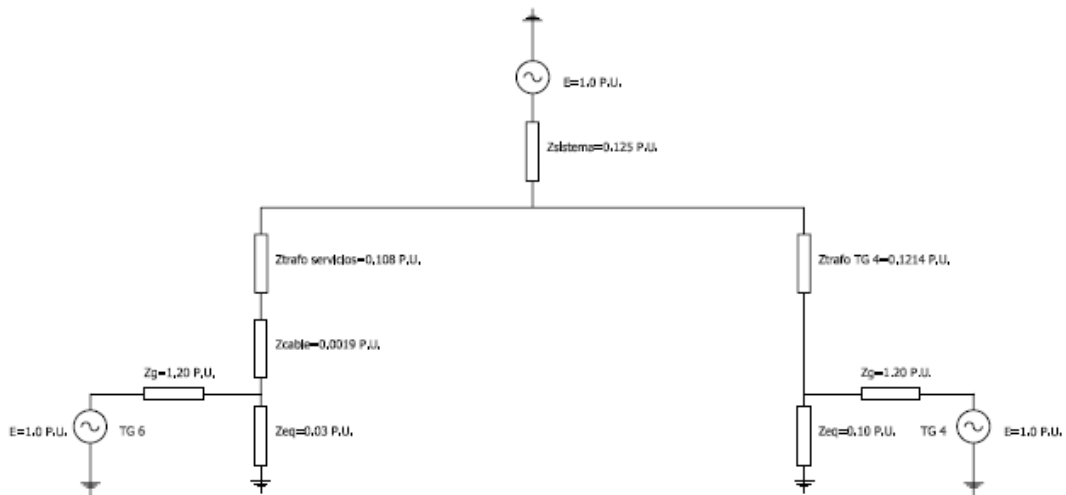


Figura 42 Diagrama de Impedancias equivalente;

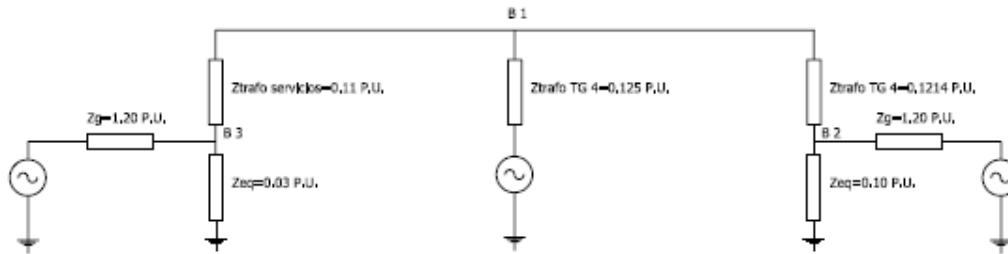


Figura 43 Utilizando el esquema de Thevenin para la barra B 1 se tiene:

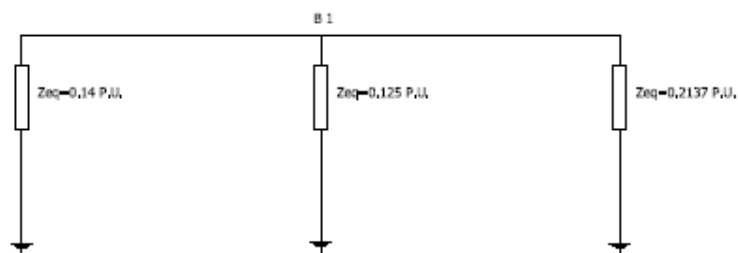


Figura 44 Para la barra 2, se tiene:

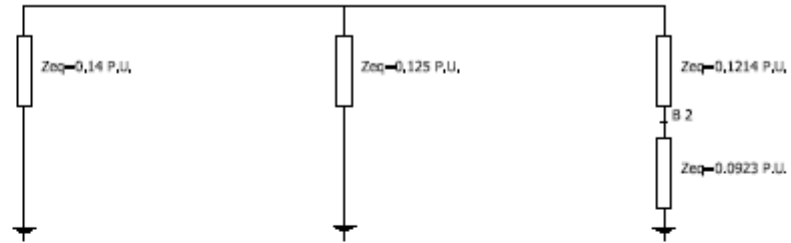


Figura 45 Para la barra 3, se tiene:

