



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE
MÉXICO

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

ESCUELA NACIONAL DE ESTUDIOS PROFESIONALES

CAMPUS ARAGÓN

**ESTUDIO DE CORTOCIRCUITO Y EVALUACIÓN
DEL EQUIPO DE PROTECCIÓN DEL SISTEMA
ELÉCTRICO DE LA REFINERÍA MIGUEL
HIDALGO, TULA, HGO.**

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:

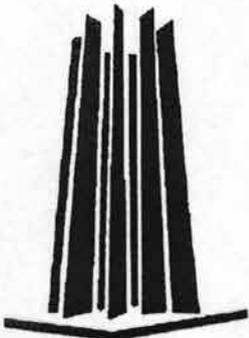
INGENIERO MECANICO

ELECTRICISTA

P R E S E N T A:

ABEL LUCERO SANTOS

ASESOR: M. EN I. DAVID FRANCO MARTÍNEZ



MÉXICO

ENERO 2004



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

Un buen libro sabe esperar.- "Todo buen libro tiene cuando aparece un sabor áspero: tiene el defecto de la novedad. Además su autor le es nocivo porque vive todavía y se habla de él, pues todo el mundo tiene la costumbre de confundir el escritor y su obra. Lo que hay en ésta de dulzura, de ingenio, de brillantez, deberá desarrollarse con la edad, gracias a una admiración siempre creciente, a una vieja veneración que acaba por ser tradicional. Mucho tiempo debe pasar para esto. Los buenos lectores hacen siempre mejor un libro y los buenos adversarios lo aclaran."

Federico Nietzsche...

Agradezco al Instituto Mexicano del Petróleo, por brindarme la oportunidad de poder realizar mi Tesis. En especial a mi asesor en el instituto Ing. Jorge Hernández por su apoyo y consejos...

De igual manera, a los integrantes de la Competencia de Ingeniería Electromecánica, ya que sin ellos no sería posible la conclusión de este trabajo...

Y finalmente, a mi asesor M. en I. David Franco Martínez, por su apoyo incondicional, además de ser una persona paciente y sencilla...

A todos gracias...

*Dedicado con todas las fuerzas de mi ser a mis
padres, a mi hermanita Ivette y a la vida...*

INDICE GENERAL

ESTUDIO DE CORTOCIRCUITO Y EVALUACIÓN DEL EQUIPO DE PROTECCIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE LA REFINERÍA MIGUEL HIDALGO, TULA, HGO.

Capítulo I. Teoría de Cortocircuito

1.1 Cortocircuito.....	1
1.2 Causas y Efectos Principales que originan un Cortocircuito.....	2
1.3 Características de la Corriente de Cortocircuito.....	2
Ejemplo 1.....	5
1.4 El factor X/R.....	10
1.5 Factores de Multiplicación.....	11
1.6 Corriente de Choque.....	11
1.7 Nuevos Métodos para el Cálculo de Factores de Multiplicación.....	11
1.8 Fuentes de Cortocircuito.....	11
1.8.1 Fenómenos Transitorios durante un Cortocircuito en el interior de una máquina síncrona.....	12
1.9. Elementos Activos.....	15
a) Generadores Síncronos.....	16
b) Motores y Condensadores Síncronos.....	17
c) Motores de Inducción.....	18
d) Sistema de Suministro Público (Acometida).....	18
1.9.1 Obtención de la Reactancia Subtransitoria, Transitoria y Síncrona por un Oscilograma de estudio.....	19
1.10 Elementos Pasivos.....	20
a) Transformador.....	20
b) Reactores.....	21
c) Buses (Barras Conductoras).....	21
d) Cables (Alimentadores) y Líneas de Transmisión.....	22

1.11 Corriente de Cortocircuito Total.....	22
1.12 Aplicación de los Cálculos de Cortocircuito.....	25
a) Efectos Electrodinámicos.....	25
b) Efectos Térmicos.....	27
c) Coordinación de Protecciones.....	28
d) Estabilidad Transitoria.....	29
e) Sistemas de Puesta a Tierra.....	29

Capítulo II. Técnicas, Métodos de Análisis de Cortocircuito y Conceptos de Redes de Secuencia

2.1 Fundamentos para el cálculo de Corrientes de Cortocircuito.....	30
2.2 Diagrama Unifilar.....	30
2.3 El Diagrama de Impedancias.....	31
2.4 Sistemas por Unidad.....	32
Ejemplo 2.....	34
2.4.1 Cambio de Base de cantidades por Unidad.....	36
2.4.2 Selección de la Base de Potencia Aparente (VA) para los valores por Unidad.....	37
2.5 Métodos para el Cálculo de Corrientes de Cortocircuito.....	37
a) El Método de Reducción.....	37
b) El Método Ohmico	37
c) El Método de las Potencias (MVA).....	37
d) El Método de E/X por Decrementos.....	38
2.6 El Método de las Componentes Simétricas.....	39
2.6.1 Potencia en Componentes Simétricas.....	44
2.6.2 Transformación de Impedancia.....	45
2.7 Redes de Secuencia para Conductores Eléctricos.....	47
2.8 Redes de Secuencia para Elementos con Configuraciones en Y y Δ	49
2.9 Redes de Secuencia para Generadores y Motores.....	51
a) Redes de Secuencia Positiva.....	53

b) Redes de Secuencia Negativa.....	54
c) Redes de Secuencia Cero.....	54
2.10 Configuraciones de Red de Secuencia Cero para Motores, Cargas Equilibradas y Generadores.....	55
2.11 Configuraciones de Redes de Secuencia Cero para Transformadores.....	55
a) Conexión Y-Y con neutros ambos aterrizados.....	56
b) Conexión Y-Y con un neutro aterrizado.....	56
c) Conexión Δ - Δ	56
d) Conexión Y- Δ con la Y aterrizada.....	57
e) Conexión Y- Δ	57
2.12 Redes de Secuencia en Sistemas Eléctricos de Plantas Industriales.....	58
2.13 La matriz “Y _{BUS} ”.....	58
2.14 Solución de la Matriz “Y _{BUS} ”.....	60
Ejemplo 3.....	60

Capítulo III. Teoría de Fallas Eléctricas

3.1 Variación de Voltaje en Buses Fallados y No Fallados.....	63
3.2 Desarrollo de las Ecuaciones de Falla para Corrientes y Voltajes.....	67
a) Falla Trifásica.....	68
b) Falla Línea a Tierra.....	71
c) Falla Línea a Línea.....	75
d) Falla Doble Línea a Tierra.....	80
3.3 Flujos de Corriente de Cortocircuito al punto de Falla.....	84

Capítulo IV. Equipos de Protección de Alta, Media y Baja Tensión

4.1 Dispositivos de protección contra sobrecorrientes.....	87
4.2 Interruptores.....	88
4.2.1 Arco Eléctrico.....	88

a) Interruptores en Aceite.....	89
1. Interruptores en Gran Volumen de Aceite.....	89
2. Interruptores en Gran Volumen de Aceite con Cámara de Extinción.....	90
3. Interruptores de Pequeño Volumen de Aceite.....	91
b) Interruptores de potencia en Media y Baja Tensión (Int. Electromagnéticos).....	93
c) Interruptores en Gas (Hexafluoruro de Azufre SF ₆).....	94
d) Interruptores en Vacío.....	95
e) Interruptores en Caja Moldeada.....	96
4.2.2 Especificaciones Eléctricas Principales para Interruptores de Potencia en Alta, Media y Baja Tensión.....	99
4.3 Fusibles.....	101
4.3.1 Clasificación de Fusibles.....	103
• Fusibles en Baja Tensión.....	103
• Fusibles en Media Tensión.....	103
a) Fusibles Limitadores de Corriente.....	104
b) Fusibles No-Limitadores de Corriente.....	105
c) Fusibles de Expulsión.....	105
d) Fusibles de Distribución.....	106
4.3.2 Especificaciones Eléctricas Principales para Fusibles.....	106

Capítulo V. Metodología de Estudio y Aplicación

5.1 Descripción General de la Metodología ANSI/IEEE.....	109
5.2 Adecuación de la Metodología ANSI/IEEE para realizar un Cálculo de Cortocircuito y Evaluación de los Equipos de Protección en Alta, Media y Baja Tensión en Plantas Industriales.....	110
1.-Capacidades de ½ Ciclo para Interruptores en Baja Tensión, Fusibles en todos los niveles de tensión y Capacidades de Cierre y Enclave de Interruptores de Potencia de Media y Alta Tensión.....	114

a) Cálculo de la Corriente de Cortocircuito Momentánea (½ ciclo).....	115
b) Cálculo de la Capacidad Interruptiva para Interruptores de Baja Tensión y Fusibles en Alta, Media y Baja Tensión.....	117
2.-Capacidades Interruptivas para Interruptores de Potencia en Media y Alta Tensión.....	119
a) Cálculo de la Capacidad Interruptiva para Interruptores de Potencia en Media y Alta Tensión.....	120
b) Contribuciones Locales y Remotas.....	120
5.3 Software Eléctrico.....	126
5.4 ETAP Power Station 2.0.8.....	127
5.4.1 Diagrama Unifilar.....	127
5.4.2 Análisis de Cortocircuito.....	128
a) Fallas Trifásicas-Capacidades de los Dispositivos, ½ Ciclo y 1.5-4 Ciclos.....	129
b) Fallas L-T, LL, LL-T y 3F (1 ^{ra} Red), ½ Ciclo.....	129
c) Fallas L-T, LL, LL-T y 3F (2 ^{da} Red), 1½-4 Ciclos.....	129
5.3.3 Opciones complementarias para ejecutar un Cálculo de Cortocircuito.....	129
5.3.4 Librerías de elementos Activos y Pasivos y Dispositivos de Protección.....	130
5.5 Pequeño Manual para la utilización del programa computacional ETAP POWER STATION 2.0.8.....	130
5.6 Antecedentes (Aplicación).....	132
5.6.1 Configuración del Sistema Eléctrico de la Refinería.....	132
5.6.2 Recopilación de la Información y Criterios.....	134
5.6.3 Definición de los casos de estudio.....	135
5.6.4 Alternativa de Estudio.....	136
5.6.5 Casos de estudio.....	137
VI. Análisis de resultados, conclusiones, recomendaciones y bibliografía	
Análisis de Resultados.....	142
Conclusiones y Recomendaciones.....	145
Bibliografía.....	148

Anexo A. Ecuaciones y tablas usadas para un estudio de cortocircuito

A-1 Ecuaciones para Cortocircuito.....	I
A-2 Tablas de valores de Reactancia y otros datos importantes para Cables, Motores, Transformadores, Reactores Limitadores de Corriente y Generadores.....	IX
A-3 Impedancia de Puesta a Tierra de Equipos cuando se ejecutan Estudios de Cortocircuito.....	XXII

Anexo B. Ejemplo de la Metodología

Ejemplo de la Metodología.....	XXIII
--------------------------------	-------

Anexo C. Recopilación de la información para la aplicación y corridas

C-1 Recopilación de datos por Subestación para los Cálculos de Cortocircuito.....	LIV
C-2 Recopilación de datos de Equipos de Protección por Subestación.....	LXX
C-3 Corridas del programa computacional ETAP POWER STATION 2.0.8.....	LXXVIII

Anexo D. Planos generados durante el estudio

Plano 1. Diagrama unifilar de las subestaciones y plantas industriales bajo estudio.....	CXXII
Plano 2. Diagramas de impedancia de secuencia positiva y negativa de la primera y segunda red para las subestaciones y plantas industriales bajo estudio.....	CXXIII
Plano 3. Diagramas de impedancia de secuencia cero de la primera y segunda red para subestaciones y plantas industriales bajo estudio.....	CXXIV

INDICE DE TABLAS

Tabla 2.1 Potencias del operador “a”.....	41
Tabla 4.1 Clases de fusibles en baja tensión.....	102
Tabla 5.1. Equipos de protección, y capacidades para evaluar o dimensionar(1 ^{era} red).....	114
Tabla 5.2. Valores de reactancia de elementos activos para cálculos de primer ½ ciclo....	115
Tabla 5.3 Valores normalizados de reactancia para motores síncronos e inducción.....	115
Tabla 5.4. Variables a evaluar en equipos de protección y corriente de cortocircuito a emplear.....	117

Tabla 5.5. Tipos de Interruptores y valores normalizados de factores de potencia más razones (X/R_{prueba}).....	119
Tabla 5.6. Equipos de protección, y capacidades para evaluar ó dimensionar(2 ^{da} red).....	119
Tabla 5.7. Valores de reactancia de elementos activos para cálculos 1½-4 ciclos.....	119
Tabla 5.8. Tiempos de operación y apertura de contactos para interruptores de potencia a 1½-4 ciclos.....	121
Tabla 5.9. Tiempo mínimo de apertura de contactos y factor “S”.....	121
Tabla 5.10. Valores de los factores de multiplicación para calcular la falla línea a tierra interruptiva.....	122
Tabla 5.11. Valores de los factores de multiplicación para calcular la falla trifásica interruptiva compuesta de la suma de contribuciones de sobrecorriente locales.....	123
Tabla 5.12. Valores de los factores de multiplicación para calcular la falla trifásica y línea a tierra interruptiva compuesta de la suma de contribuciones de sobrecorrientes remotas.....	124
Tabla 5.13. Ejemplo del formato a proseguir para resumir los cálculos obtenidos, contra las capacidades de los equipos de protección involucrados.....	126
Tabla 5.14 Consideraciones de operación de las subestaciones principales del sistema de la refinería para el estudio de cortocircuito y la evaluación de los equipos de protección.....	135

NOMECLATURAS

V_{BASE} = Voltaje base	$I_b^{(2)}$ = Componente de corriente de secuencia negativa, fase b	$V_{ka}^{f(1)}$ = Voltaje de falla del bus k de secuencia positiva, fase a
I_{BASE} = Corriente base	$I_b^{(0)}$ = Componente de corriente de secuencia cero, fase b	$V_{ka}^{f(2)}$ = Voltaje de falla del bus k de secuencia negativa, fase a
S_{BASE} = Potencia aparente base	$I_c^{(1)}$ = Componente de corriente de secuencia positiva, fase c	$V_{ka}^{f(0)}$ = Voltaje de falla del bus k de secuencia cero, fase a
Z_{BASE} = Impedancia aparente base	$I_c^{(2)}$ = Componente de corriente de secuencia negativa, fase c	$Z_{kk}^{(1)}$ = Impedancia de secuencia positiva del bus k al k
$kVA_{BASE,3\phi}$ = Kilovolts base trifásicos	$I_c^{(0)}$ = Componente de corriente de secuencia cero, fase c	$Z_{kk}^{(2)}$ = Impedancia de secuencia negativa del bus k al k
$MVA_{BASE,3\phi}$ = Megavoltamperes base trifásicos	V_a = Voltaje de fase a	$Z_{kk}^{(0)}$ = Impedancia de secuencia cero del bus k al k

$Z_{REAL,\Omega}$ = Impedancia real en ohms	V_b = Voltaje de fase b	$V_{ka}^{Pre(1)}$ = Voltaje prefalla del bus k, fase a
$kV_{LL,BASE,3\phi}$ = Kilovolts base línea a línea trifásicos.	V_c = Voltaje de fase c	$V_{ja}^{F(1)}$ = Voltaje de falla del bus j de secuencia positiva, fase a
Z_{Ω} = Impedancia en ohms.	I_a = Corriente de fase a	$V_{ja}^{F(2)}$ = Voltaje de falla del bus j de secuencia positiva, fase a
$V_a^{(1)}$ = Componente de voltaje de secuencia positiva, fase a	I_b = Corriente de fase b	$V_{ja}^{F(0)}$ = Voltaje de falla del bus j de secuencia positiva, fase a
$V_a^{(2)}$ = Componente de voltaje de secuencia negativa, fase a	I_c = Corriente de fase c	$Z_{jk}^{(1)}$ = Impedancia de secuencia positiva del bus j al k
$V_a^{(0)}$ = Componente de voltaje de secuencia cero, fase a	$[Z_{abc}]$ = Forma canónica compacta para la matriz de impedancias de las tres fases	$Z_{jk}^{(2)}$ = Impedancia de secuencia negativa del bus j al k
$V_b^{(1)}$ = Componente de voltaje de secuencia positiva, fase b	$[I_{abc}]$ = Forma canónica compacta para la matriz de corrientes de las tres fases	$Z_{jk}^{(0)}$ = Impedancia de secuencia cero del bus j al k
$V_b^{(2)}$ = Componente de voltaje de secuencia negativa, fase b	$[I_a^{(012)}]$ = Forma canónica de una matriz de componentes de corrientes en forma compacta, fase a	I_{TH} = Corriente de Thévenin
$V_b^{(0)}$ = Componente de voltaje de secuencia cero, fase b	$[V_a^{(012)}]$ = Forma canónica de una matriz de componentes de voltajes en forma compacta, fase a	V_{TH} = Voltaje de Thévenin
$V_c^{(1)}$ = Componente de voltaje de secuencia positiva, fase c	$[V_{abc}]$ = Forma canónica compacta para la matriz de voltajes de las tres fases	Z_{TH} = Impedancia de Thévenin
$V_c^{(2)}$ = Componente de voltaje de secuencia negativa, fase c	$[E_{abc}]$ = Forma canónica compacta para la matriz de voltajes internos de una máquina para las tres fases	V_{ka}^F = Voltaje de falla del bus k, fase a
$V_c^{(0)}$ = Componente de voltaje de secuencia cero, fase c	$\Delta V_{Na}^{(1)}$ = Incremento de voltaje de secuencia positiva del bus N al k	V_{kb}^F = Voltaje de falla del bus k, fase b
$I_a^{(1)}$ = Componente de corriente de secuencia positiva, fase a	$Z_{NN}^{(1)}$ = Impedancia de secuencia positiva del bus N al bus N	V_{kc}^F = Voltaje de falla del bus k, fase c
$I_a^{(2)}$ = Componente de corriente de secuencia negativa, fase a	$I_{ka}^{F(1)}$ = Corriente de falla del bus k de secuencia positiva, fase a	I_{ka}^F = Corriente de falla del bus k, fase a
$I_a^{(0)}$ = Componente de corriente de secuencia cero, fase a	$I_{ka}^{F(2)}$ = Corriente de falla del bus k de secuencia negativa, fase a	I_{kb}^F = Corriente de falla del bus k, fase b
$I_b^{(1)}$ = Componente de corriente de secuencia positiva, fase b	$I_{ka}^{F(0)}$ = Corriente de falla del bus k de secuencia cero, fase a	I_{kc}^F = Corriente de falla del bus k, fase c

$[E^{(012)}]$ = Forma canónica de una matriz de componentes de voltajes internos de una máquina en forma compacta para las tres fases

$Z^{(0)}$ = Componente de impedancia de secuencia cero.

$[Z_a^{(012)}]$ = Forma canónica de una matriz de componentes de impedancia en forma compacta, fase a

$Z^{(1)}$ = Componente de impedancia de secuencia positiva.

$[V_{abc}]$ = Forma canónica compacta para la matriz de voltajes para las tres fases

$V_{amn} \cdot V_{bmn} \cdot V_{cmn}$ Diferencias de potencia desde los puntos m y n, para las fases a, b y c

$Z^{(2)}$ = Componente de impedancia de secuencia negativa.

$V_{ju}^{Pre(1)}$ = Voltaje prefault del bus j, fase a

INTRODUCCION

Los sistemas eléctricos de las plantas industriales se diseñan para alimentar las cargas en una forma segura y confiable. Uno de los aspectos a los que más se pone mayor atención en cuanto a diseño, es la estimación del valor de falla durante un cortocircuito; ya que éstos pueden originar posibles daños ó destrucción de equipos e instalaciones, paros de fabricación, pérdida de producción por un tiempo innecesario y romper con cualquier esquema programado de trabajo, todo esto generando costos que afectan la rentabilidad de la empresa. Además de los potenciales daños humanos.

Así equipos tales como cables, barras conductoras, interruptores, TP's, TC's, etc. Se dimensionan de modo que soporten los *esfuerzos térmicos y dinámicos*, resultado de un cortocircuito a través de ellos. Estas magnitudes pueden ser calculadas por un varios métodos como son: Componentes Simétricas, Método de los MVA, Método Ohmico, etc. Una vez obtenido resultados, estos son utilizados para *seleccionar la capacidad adecuada* de los equipos eléctricos de protección, medición, distribución, entre muchas otras aplicaciones.

Por otro lado, todo sistema eléctrico que sufra de modificaciones en su *topología*, hará cambiar las variables que le eran "propias" al sistema.

Mas sin embargo, es necesario conocer el fenómeno mismo, y manejar este tipo de situaciones de un modo práctico, por lo que el uso de una metodología de estudio es por demás útil y necesaria.

El contenido de este trabajo se dividió en cinco capítulos, definidos de la siguiente manera:

- Capítulo I. *Teoría de cortocircuito.*

Contiene los conceptos teóricos fundamentales referentes al cortocircuito tales como: Definición de cortocircuito, la relación X/R de cortocircuito implícita para todo equipo eléctrico, etc., y una explicación breve de las más comunes aplicaciones para este tipo de estudios.

- Capítulo II. *Técnicas, métodos de análisis de cortocircuito y concepto de redes de secuencia.*

Contiene información de las técnicas y métodos usados para llevar este tipo de estudios, lo que implica: Diagrama unifilar, diagrama simplificado de impedancias, cantidades por unidad, métodos de análisis de cortocircuito y concepto de redes de secuencia, aplicados a diferentes tipos de equipos.

- Capítulo III. *Teoría de fallas eléctricas*

Se expone el desarrollo de las ecuaciones de falla tanto para corrientes como voltajes, así como una breve explicación de flujos de corriente de cortocircuito y el desarrollo de las ecuaciones de estos.

- Capítulo IV. *Equipo de protección en alta, media y baja tensión*

Contiene información de los equipos eléctricos de protección más comunes en la industria, así como la indicación de los parámetros eléctricos utilizados para un estudio de evaluación de los dispositivos de protección.

- Capítulo V. Metodología de estudio y aplicación.

Describe la metodología planteada por este trabajo, basada en los Estándares Especializados de Ingeniería (IEEE/ANSI, UL), y Recomendaciones para este tipo de estudios, además del desarrollo de la aplicación a las plantas industriales de la refinería Miguel Hidalgo, Tula. Hgo.

Por la complejidad del sistema eléctrico de la refinería Miguel Hidalgo, el estudio de cortocircuito y la evaluación del equipo eléctrico de protección, solo consistirá; en algunas de las subestaciones eléctricas principales derivadas de la Unidad de Generación TG-1, siendo éstas:

- Subestación eléctrica 1A
 - Planta Industrial de Ventiladores de Tiro Forzado
 - Subestación eléctrica 1A1, Planta Industrial: Mezclado y LLenado de Asfalto.
- Subestación eléctrica 2
 - Planta Industrial: Calderas y Calderetas.
- Subestación eléctrica 17 derivadora
 - Planta Industrial de Isomerización
 - Subestación eléctrica 17-3, Planta Industrial: Casa de Bombas.
 - Subestación eléctrica 17-4, Planta Industrial: Casa Generadora de Espuma.
 - Subestación eléctrica 17-5, Planta Industrial: Estación Contraincendio No. 2 Sur.
 - Subestación eléctrica 17-1, Planta Industrial: Deshidrosulfuradora de Diesel HDD-5
 - Subestación eléctrica 17-1-1, Planta Industrial: Azufre III

Sin embargo, el sistema eléctrico de la refinería, no se excluyó; ya que es importante conocer la influencia que tiene está, bajo condiciones de falla, con respecto a las subestaciones eléctricas sometidas a estudio.

Cada subestación eléctrica de la refinería, cuenta con dos alimentadores principales en arreglo de secundario selectivo, por lo que únicamente se considerará la condición más crítica, la cual consiste en dejar un solo alimentador en funcionamiento, y cerrar los interruptores de enlace desde los niveles de 13.8kV hasta 0.48kV transfiriendo todas las cargas que se alimentaban por su respectivo alimentador. Se “mostrará” además la configuración en “zig-zag” de elementos (según la filosofía de operación de transferencia de carga de PEMEX-REFINACION) del sistema eléctrico, por lo que los dispositivos de protección para los alimentadores principales de cada subestación principal y en los tableros de 13.8kV hasta 0.48kV que se encuentren en el “camino” serán sometidos bajo análisis.

Se dejará por indicación aquellos equipos que no “participen” en el estudio.

También serán sometidos bajo estudio dispositivos de protección para motores en niveles de 4.16kV y dispositivos de protección para alimentadores principales de CCM's en niveles de 0.48kV. (Incluyendo el caso especial de un tablero en 0.22kV)

El estudio de cortocircuito se hará en apego a la metodología de las tres redes del IEEE (haciendo uso solamente de la 1^{ra} y 2^{da} red), empleando el método de las componentes simétricas tanto para fallas balanceadas y desbalanceadas (trifásicas y línea a tierra) complementado por el método E/X con ajuste de decrementos de C.A. y C.D.

La 1^{ra} red de $\frac{1}{2}$ ciclo, se usará para calcular fallas trifásicas instantáneas, momentáneas e interruptivas y línea a tierra de $\frac{1}{2}$ ciclo para evaluar los dispositivos de protección en media y baja tensión, respectivamente.

La 2^{da} red de 1.5-4 ciclos, se usará para calcular fallas trifásicas interruptivas para evaluar los dispositivos de protección en media tensión.

Los resultados obtenidos se presentarán en reportes tabulados creados por un programa computacional que se empleará para calcular los valores de cortocircuito para cada bus, además de tablas comparativas de los valores de cortocircuito contra la capacidad de los equipos de protección, análisis de resultados, conclusiones y recomendaciones.

Antecedentes y Justificaciones.

Debido a la creciente demanda de hidrocarburos refinados de Petróleos Mexicanos, las plantas de proceso han tenido la necesidad de ampliar, modernizar y reconfigurar sus instalaciones entre otras acciones, para así poder hacer frente a las demandas requeridas. Esto motivó a un aumento de la carga eléctrica cambiando los niveles de cortocircuito y otros parámetros eléctricos.

Para poder hacer frente a esta demanda, se implementó una nueva subestación de enlace con la Comisión Federal de Electricidad (CFE), en 230 kV, con 60 MVA de potencia nominal de energía de respaldo, entre muchas otras acciones.

En el año de 1998, el Instituto de Investigaciones Eléctricas (IEE), realizó un estudio de cortocircuito y coordinación de protecciones, cuando todavía no existía la subestación de 230kV.

Por otra parte, no se tiene un estudio de cortocircuito reciente de la refinería con la nueva subestación de 230kV, ni con los recientes cambios y reconfiguraciones sufridas a la red eléctrica. Además, no se tiene una metodología práctica que como realizar un estudio de cortocircuito para plantas industriales, y mucho menos como realizar una evaluación de los equipos de protección de un sistema eléctrico industrial, por parte de la Competencia de Electromecánica del Instituto Mexicano del Petróleo. (IMP)

Por las razones anteriores, la Refinería Miguel Hidalgo necesita someterse a este tipo de estudios.

OBJETIVO

Realizar un Estudio de Cortocircuito y Evaluar las Capacidades Momentáneas e Interruptivas del Equipo de Protección del Sistema Eléctrico de la Refinería Miguel Hidalgo, Tula. Hgo.

Objetivos Específicos

- Conocer las Fuentes Principales de Cortocircuito.
- Estudiar los procedimientos recomendados por los Estándares Especializados de Ingeniería Eléctrica. (IEEE/ANSI, UL)
- Proponer un Método de Estudio para cualquier Instalación Eléctrica Industrial, independientemente del grado de complejidad de ésta.
- Proporcionar la Información Necesaria para realizar este tipo de Estudios.
- Ejemplificar el Estudio, con la Unidad de Generación TG-1, comprendiendo exclusivamente a las subestaciones eléctricas principales *1A, 2 y 17 derivadora*, de la refinería Miguel Hidalgo, Tula. Hgo
- Mediante un Programa Analizador de Transitorios Eléctricos (ETAP POWER STATION 2.0.8), realizar los análisis correspondientes. Finalmente exponer el uso del programa computacional.

ASPECTOS GENERALES DE LA REFINERIA

La Refinería Miguel Hidalgo se encuentra localizada en el Estado de Hidalgo, en el municipio de Tula de Allende, a 82 km. Al norte de la Ciudad de México.

Sus instalaciones ocupan un área total de 749 hectáreas, que se encuentran estratégicamente situadas por encontrarse entre los principales productores de aceite crudo y el mayor consumidor de combustible.

Esta fue la primera refinería planeada de forma integral con plantas de proceso de hidrocarburos de alta capacidad. Su construcción se llevó a cabo en varias etapas. La primera etapa se inauguró el 18 de marzo de 1976.

Esta refinería es considerada como una de las más importantes del país por su capacidad instalada, y la porción del mercado que controla, ya que procesa el 24% del crudo total que se refina en México.

Tula cuenta actualmente con una capacidad de refinación de 325,000 barriles por día. El área productiva está integrada por 10 sectores de proceso que incluyen plantas de proceso, plantas ecológicas, sistemas de bombeo, almacenamiento de productos y un sector de servicios auxiliares.

Algunos de los productos más importantes que se obtienen de esta refinería son: Turbosina, Propileno, Gasóleo Industrial, Pemex Diesel y Gasolina Pemex Magna Sin.

EL INSTITUTO MEXICANO DEL PETROLEO

Se creó el 23 de agosto de 1965 como consecuencia de la transformación nacional del país y la necesidad de incrementar la tecnología relacionada con el desarrollo de las industrias petrolera, petroquímica básica, petroquímica derivada y química.

Los objetivos del IMP son:

- a) Investigación científica básica y aplicada.
- b) El desarrollo de disciplinas de investigación básica aplicada.
- c) El desarrollo de nuevas tecnologías y procesos.
- d) La realización de estudios técnicos y económicos
- e) La ejecución de proyectos de nuevas instalaciones industriales.
- f) La prestación de servicios de carácter tecnológico.
- g) Las actividades necesarias para llevar los desarrollos tecnológicos propios hasta un nivel de industrialización, mientras dure la etapa de experimentación y perfeccionamientos de los procesos y productos.
- h) El otorgamiento de asistencia técnica a los usuarios de los procesos, equipos o productos, resultantes de su tecnología.
- i) El establecimiento de relaciones de informa y colaboración científica y tecnológica, con entidades nacionales y extranjeras.
- j) La difusión de desarrollos científicos y su aplicación en la técnica petrolera.
- k) La elevación de los conocimientos teóricos y el mejoramiento de las habilidades prácticas, logrados con la capacitación del personal obrero, administrativo y técnico.
- l) La realización de programas de prácticas estudiantiles y profesionales en la industria petrolera nacional.
- m) La realización de planes de perfeccionamiento y de capacitación superior de los profesionales.
- n) La formación de especialistas, maestros, doctores e investigadores en las áreas de su actividad
- o) Cualesquiera otros medios conducentes al objeto señalado.
- p) La contratación y ejecución de obras y la prestación de los servicios propios de los fines que constituyen sus objetivos tanto dentro del Territorio Nacional como en otros países.
- q) La comercialización de los productos y servicios resultantes de las actividades de investigación y desarrollo tecnológico

Todo esto de acuerdo al DECRETO que modificó el diverso por el que se creó el Instituto Mexicano del Petróleo, publicado el 26 de agosto de 1965.

El Departamento de Ingeniería Eléctrica del I.M.P.

El Departamento de Ingeniería Eléctrica del IMP, es una de las partes medulares con que dicha paraestatal. Este Departamento tiene la finalidad de desarrollar la ingeniería necesaria

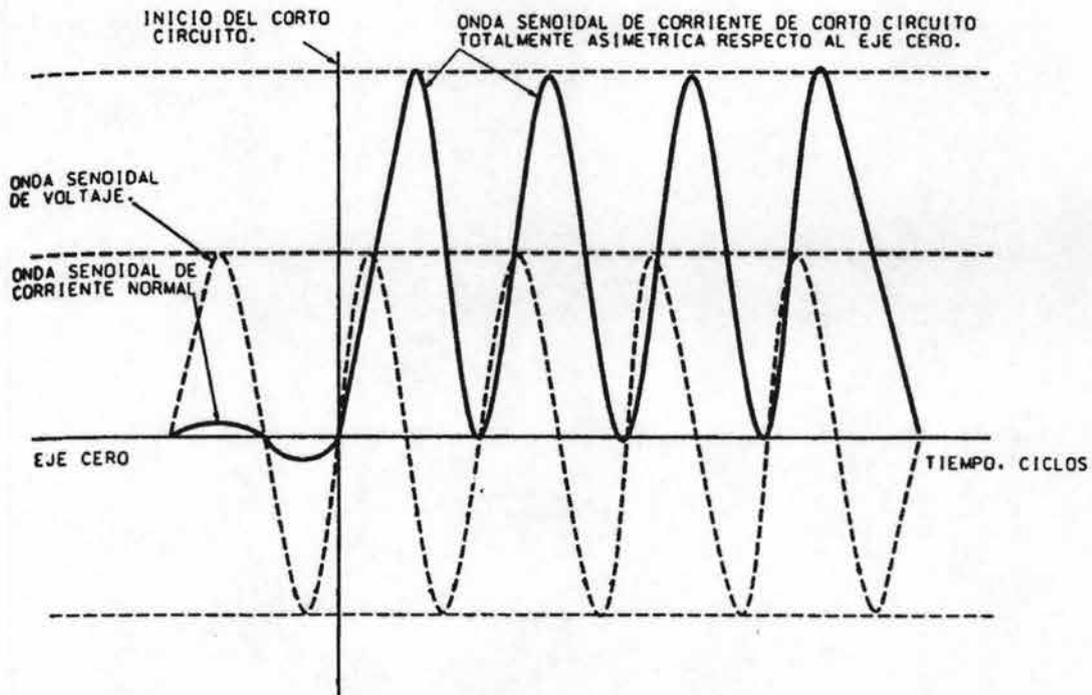
para instalaciones terrestres, así como marinas ó costafuera; para su principal cliente PEMEX.

El Departamento como cualquier firma de ingeniería; realiza *Ingeniería Básica y de Detalle*, abarcando desde la concepción de generación, hasta los centros de consumo de energía eléctrica.

Además realiza funciones de *supervisión en construcción, asesoría técnica y certificación de plantas industriales petroleras y de procesos petroquímicos*, afines al manejo de energía eléctrica.

CAPITULO I

TEORÍA DE CORTOCIRCUITO



En general los sistemas eléctricos de las plantas industriales son bastante complejos, pues estos comprenden una amplia gama de equipo eléctrico, como son: transformadores, circuitos alimentadores, motores de todos los tipos y tamaños, etc. De ahí la importancia de diseñar y dar mantenimiento a estos sistemas.

Por otro lado, la complejidad de estos sugiere que los errores en su construcción sean inevitables, no importando que tan cuidadosamente estos sistemas se hayan planeado.

La viabilidad de diseñar y operar un sistema con cero proporción de fracaso por fallas eléctricas es poco realista; además desear que no haya fallas es una mala política, ya que pone en duda el criterio y capacidad del diseñador que tiene la responsabilidad de proteger el equipo eléctrico presente, igualmente de la integridad física del personal. Por éstas razones, es importante determinar con la mayor exactitud posible, la corriente de cortocircuito que puede presentarse en un punto cualesquiera de la red, por lo que implica conocer el comportamiento de la red eléctrica en condiciones de falla, las causas y elementos que provocan la corriente de cortocircuito, y en fin, la teoría general del concepto de corriente de cortocircuito.

Se contemplará ver aquí, las características principales de la corriente de cortocircuito, la relación X/R de cortocircuito implícita en todo equipo eléctrico, el concepto del factor de multiplicación, las fuentes que provocan ésta; así como la participación de los demás elementos de la red, (es decir, todos los elementos que juntos conforman este fenómeno), la reactancia variable de las máquinas síncronas en condiciones de cortocircuito, (la razón, del porqué de la reactancia variable de las máquinas rotatorias) y finalmente, la superposición de todos los elementos que conforman el sistema eléctrico de la planta.

Además se dará una breve explicación de las aplicaciones más comunes de un estudio de cortocircuito como son: coordinación de protecciones eléctricas, sistemas de puesta a tierra, estabilidad transitoria, dimensionamiento de barras conductoras y conductores eléctricos de acuerdo a los esfuerzos térmicos y dinámicos en condiciones de cortocircuito.

1.1 Cortocircuito

Para iniciar con la teoría se debe conocer el concepto de cortocircuito y de acuerdo a varios autores se tiene lo siguiente:

En el trabajo de tesis de grado expresado por Martínez, S. (1995) ¹ define que "*Un cortocircuito es un fenómeno eléctrico que ocurre cuando dos puntos entre los cuales existe una diferencia de potencial se ponen en contacto entre sí, caracterizándose por elevadas corrientes circulantes hasta el punto de falla*" Pág. 1

Por otra parte Colombo, B. L. (1970) ² menciona "*Por cortocircuito se entiende una conexión (accidental o intencional) de impedancia despreciable o un arco que se establece*

¹ Martínez, S. "Estudio para la reducción de la frecuencia de interrupción en el sistema eléctrico del edificio Petróleos de Venezuela" Instituto Universitario Politécnico de las Fuerzas Armadas Nacionales IUPFAN, Maracay, Venezuela.

² Colombo, B. L. "Funzionamento in cortocircuito delle macchine sincrone", Politecnico di Torino, Italia.

entre conductores de una o más fases de un sistema eléctrico que incluye o no la tierra "
Pág. 1

Y finalmente Harper, G. (1982)³ señala *"En una forma muy simple se puede decir que se produce un cortocircuito cuando existe contacto entre dos o más conductores de distinta fase, o entre contacto de fase y tierra"* Pág. 34

Conforme con todas las definiciones anteriores, podemos decir que la que más se apega al propósito de este trabajo de tesis es la expresada por S. Martínez lo cual especifica la esencia misma de lo que se entiende por cortocircuito.

1.2 Causas y Efectos Principales que originan un Cortocircuito

Algunas de las causas principales de dicho fenómeno son las siguientes:

- a) Factores mecánicos ó de cualquier otra especie que pueda provocar la rotura del aislamiento a conductores y equipos eléctricos.
- b) Conexiones accidentales a través de objetos conductores extraños.
- c) Sobretensiones eléctricas de origen interno ó atmosférico.
- d) Degradación del aislamiento a conductores y equipos eléctricos, debido a factores ambientales.

Los efectos principales una vez ocurrido el cortocircuito son:

- a) Generación de arcos eléctricos que pueden degradar los aislamientos de los conductores y equipos eléctricos, lo cuál conlleva a fundirlos y muy probablemente, la provocación de incendios.
- b) Efectos electrodinámicos considerables a los elementos de la red, provocando situaciones como por ejemplo: la deformación de barras ó desprendimiento de cables.
- c) Calentamientos excesivos que pueden provocar deterioro de los aislamientos a los equipos de la red.
- d) Caídas de tensión para las redes vecinas, lo cual puede llevar a problemas de mal funcionamiento de equipo, estabilidad, entre otros.

1.3 Características de la Corriente de Cortocircuito

La corriente de cortocircuito podría considerarse análoga al flujo de agua de una planta hidroeléctrica. (Véase la figura 1.1.) Cuando la planta hidroeléctrica trabaja en condiciones normales, el flujo de agua (corriente nominal), depende de la carga demandada por las turbinas (carga eléctrica), a su vez el flujo de agua depende de la capacidad de almacenamiento que la presa puede ofrecer (potencia eléctrica.)

³ Harper, G. " Fundamentos de Protección de Sistemas Eléctricos por Relevadores" Textos Politécnicos, IPN, México.

Si la presa se rompe (cortocircuito), el flujo de agua (corriente nominal), dependerá de la capacidad de almacenamiento de la presa (potencia eléctrica), y ya no de la carga demandada por las turbinas. (carga eléctrica)

Se concluye entonces, que la corriente de cortocircuito depende de la potencia de suministro de energía eléctrica; de ahí la necesidad de entender el comportamiento de esta.

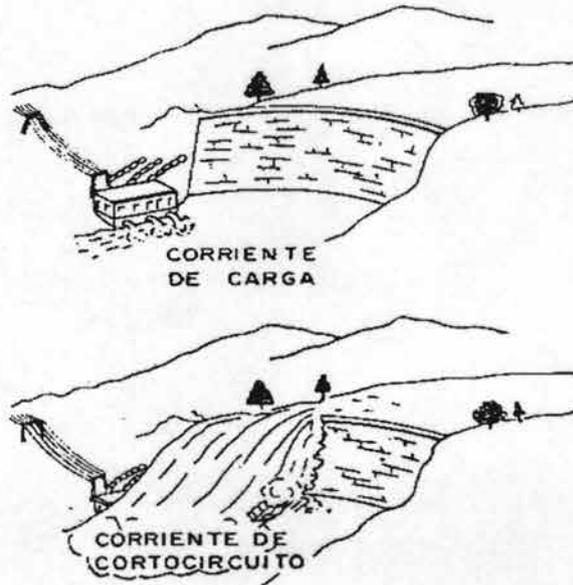


Figura 1.1. Las corrientes de carga y cortocircuito se asemejan al flujo de agua en esta planta hidroeléctrica

Fuente: Martínez, S. "Estudio para la reducción de la frecuencia de interrupción en el sistema eléctrico del edificio Petróleos de Venezuela"

Ahora véase la figura 1.2, con el objeto de acercarse al problema de calcular el flujo de corriente de cortocircuito desde un punto de vista matemático, usando la analogía de un circuito que contiene valores constantes de resistencia e inductancia (carga eléctrica) aplicando voltaje de C.A. (fuente de suministro de potencia eléctrica.)

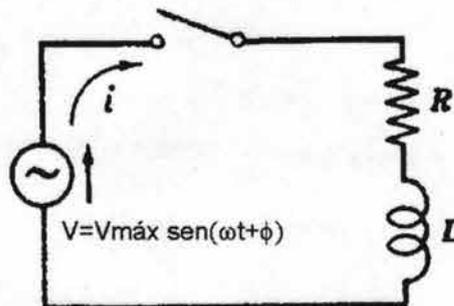


Figura 1.2. Circuito RL

Sea este voltaje $V_{m\acute{a}x} \sin(\omega t + \phi)$ donde t es cero al tiempo de aplicar el voltaje. Entonces ϕ determina la magnitud del voltaje cuando se cierra el circuito. Si el voltaje instantáneo es cero y va ascendiendo en la dirección positiva cuando se aplica al cerrar un interruptor

(cortocircuito), entonces ϕ es cero. Si el voltaje está en su valor instantáneo máximo positivo, entonces ϕ es $\pi/2$. La ecuación diferencial es:

$$V_{\text{máx}} \text{sen}(\omega t + \phi) = Ri + L \frac{di}{dt} \quad (1.1)$$

O bien de la forma convencional:

$$(D + R/L)i = \frac{V_{\text{máx}}}{L} \text{sen}(\omega t + \phi) \quad (1.2)$$

La función adicional es $i_c = ce^{-(R/L)t}$ y la solución particular de la ecuación diferencial es:

$$i_p = e^{(R/L)t} \frac{V_{\text{máx}}}{L} \text{sen}(\omega t + \phi) dt = \frac{V_{\text{máx}}}{\sqrt{R^2 + \omega^2 L^2}} \text{sen}(\omega t + \phi - \text{tg}^{-1} \omega L/R) \quad (1.3)$$

La solución completa, es:

$$i = i_c + i_p = ce^{-(R/L)t} + \frac{V_{\text{máx}}}{\sqrt{R^2 + \omega^2 L^2}} \text{sen}(\omega t + \phi - \text{tg}^{-1} \omega L/R) \quad (1.4)$$

La bobina impide cualquier cambio brusco de la corriente y, como antes de cerrar al circuito la intensidad es cero, se deduce entonces que $i_0 = 0$. Por lo tanto, $t = 0$:

$$i_0 = 0 = c(1) + \frac{V_{\text{máx}}}{\sqrt{R^2 + \omega^2 L^2}} \text{sen}(\phi - \text{tg}^{-1} \omega L/R) \text{ y } c = \frac{V_{\text{máx}}}{\sqrt{R^2 + \omega^2 L^2}} \text{sen}(\phi - \text{tg}^{-1} \omega L/R) \quad (1.5)$$

Sustituyendo en (1.4) la intensidad es:

$$i(t)_{\text{máx}} = \left[\frac{V_{\text{máx}}}{\sqrt{R^2 + \omega^2 L^2}} \text{sen}(\phi - \text{tg}^{-1} \omega L/R) \right] e^{(R/L)t} + \frac{V_{\text{máx}}}{\sqrt{R^2 + \omega^2 L^2}} \text{sen}(\omega t + \phi - \text{tg}^{-1} \omega L/R) \quad (1.6)$$

El primer sumando de la ecuación (1.6) es *aperiódico* y decae exponencialmente con una constante de tiempo de R/L , y se le llama *componente de C.D. de la corriente*. La expresión entre corchetes es simplemente una constante, cuyo valor depende del momento del ciclo en el que se produce el cierre del circuito. Al segundo término de la ecuación varía sinusoidalmente con el tiempo y se le da el nombre de *componente de C.A. de la corriente*.

De esta manera, la componente de C.A. es el valor del estado estable de la corriente en el circuito. Ahora, explicándolo con más detalle, si el valor de la función de voltaje no es cero ($V_{\text{máx}} \neq 0$) cuando se cierra el circuito ($t=0$), al instante en que ocurriera el cortocircuito, la componente de C.D. aparece en la solución, afín de satisfacer la ecuación

diferencial (1.1.) Por otro lado, el término de C.D. no existe si el circuito se cierra en un punto de la onda de voltaje tal que $\phi - tg^{-1} \omega L/R = 0$ ó $\phi - tg^{-1} \omega L/R = \pi$. (Véase la figura 1.3)

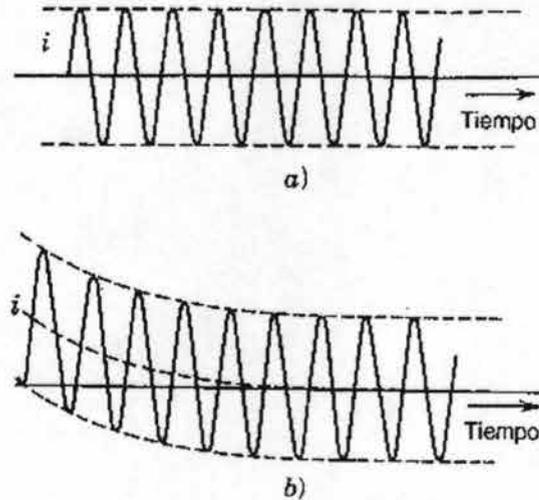


Figura 1.3. Corriente en función del ángulo ϕ en un circuito RL.
 a) corriente cuando $\phi - tg^{-1} \omega L/R = 0$ ó $\phi - tg^{-1} \omega L/R = \pi$
 b) corriente cuando $\phi - tg^{-1} \omega L/R = \pm \pi / 2$
 Fuente: Stevenson, W. "Análisis de Sistemas de Potencia"

En la figura (a) de la figura 1.3, se muestra la variación de la corriente con el tiempo de acuerdo con la ecuación (1.6) para calcular la corriente cuando $\phi - tg^{-1} \omega L/R = 0$ ó $\phi - tg^{-1} \omega L/R = \pi$. (Obsérvese que el término de C.D. no existe, nótese la *simetría* de la corriente con respecto al eje cero.) Ahora, si el interruptor se cierra en el *punto máximo* ($\pi/2$), de la onda de voltaje, la componente de C.D. tiene su valor inicial máximo que es igual al valor máximo de la componente sinusoidal. (Es decir, que ambas son iguales en magnitud.) En la figura (b) se muestra una gráfica de la corriente en función del tiempo cuando $\phi - tg^{-1} \omega L/R = \pm \pi / 2$. La componente de C.D. puede tener cualquier valor desde 0 hasta $V_{m\acute{a}x}/Z$ y depende también de su *factor de potencia*.

Para una mejor comprensión y visualización de estos conceptos, se tiene el siguiente ejemplo:

Ejemplo 1:

El circuito serie RL, mostrado en la Figura 1.2, tiene una $R = 50 \Omega$ y $L = 0.2$ H, tiene una fuente de tensión senoidal $v = 150 \text{sen}(500t + \phi)$ V que se aplica en el instante en que:

$t = 0$ y $\phi = 0$. Hállese la corriente completa.

Al cerrarse el circuito, la ecuación diferencial es:

$$50i + 0.2 \frac{di}{dt} = 150 \text{sen} 500t$$

Ó bien:

$$(D + 250)i = 750 \text{sen} 500t$$

La función complementaria (se identifica como la componente de C.D.) es: $i_{CD} = ce^{-250t}$.

Para hallar la solución particular utilizaremos el método de los coeficientes indeterminados y suponemos una intensidad de corriente particular. (la solución particular se identifica como la componente de C.A.)

$$i_{CA} = A \cos 500t + B \text{sen} 500t$$

$$i'_{CA} = -500A \text{sen} 500t + 500B \cos 500t$$

Sustituyendo estas expresiones de i_{CA} e i'_{CA} en la última ecuación diferencial, se obtiene:

$$(-500A \text{sen} 500t + 500B \cos 500t) + 250(A \cos 500t + B \text{sen} 500t) = 750 \text{sen} 500t$$

Igualando los coeficientes de $\text{sen} 500t$ y $\cos 500t$, resultan:

$$-500A + 250B = 750 \quad \text{y} \quad 500B + 250A = 0$$

Resolviendo el sistema de ecuaciones simultáneas:

$$A = -1.2, \quad B = 0.6$$

Luego entonces:

$$i_{CA} = -1.2 \cos 500t + 0.6 \text{sen} 500t = 1.34 \text{sen}(500t - 64.4^\circ)$$

La intensidad de la corriente completa (componente de $i_{CD} + i_{CA} = i_{TOT}$), es:

$$i_{TOT} = ce^{-250t} + 1.34 \text{sen}(500t - 63.4^\circ)$$

Haciendo $i = 0$ y $t = 0$, en la ecuación última ecuación, resulta:

$$i_{TOT} = 1.2e^{-250t} + 1.34 \text{sen}(500t - 63.4^\circ)$$

En la figura 1.4 Se representa i_{CD} y i_{CA} después de sobrepasado el estado transitorio (aprox. 5τ .) La intensidad de corriente es senoidal y esta se retrasa con respecto al voltaje

$\theta = 63.4^\circ$. Siendo así, se puede apreciar como la suma de las componentes de C.D. y C.A. forman a la correspondiente i_{TOT} .

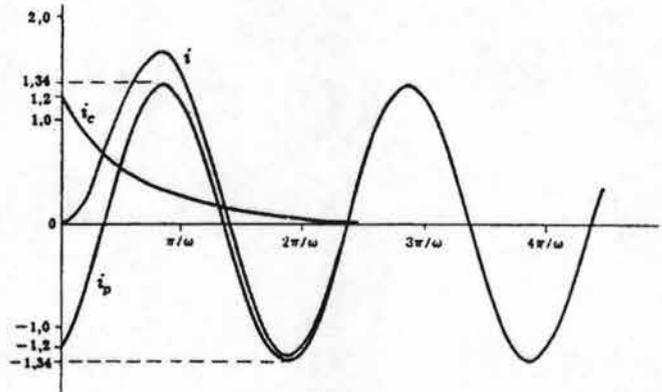


Figura 1.4. Representación grafica de $i_c + i_p = i_{TOT}$
Fuente: Edminister, J. "Análisis de Circuitos Eléctricos"

El razonamiento anterior del estudio de *transitorio* que ocurre en un circuito RL al activar un interruptor, sirve de analogía para explicar el transitorio que acontece en un cortocircuito. Este transitorio consiste en cambio brusco de la corriente de cortocircuito y para su conocimiento, se define que la corriente de cortocircuito puede ser *simétrica* ó *asimétrica*.

En la realidad, un estudio de cortocircuito resulta bastante complejo, pero la analogía anterior resulta lo suficientemente aceptable para la comprensión del mismo.

Si el circuito fuera *puramente reactivo* como sucede con los grandes sistemas de potencia, y ocurre un cortocircuito en el momento en que la onda de voltaje esta en su valor máximo ($V_{m\acute{a}x} = \pi/2$), en ese instante se produciría una corriente de cortocircuito simétrica con respecto al eje cero, además de estar desfasada la corriente del voltaje por 90 grados. (Véase la figura 1.5)

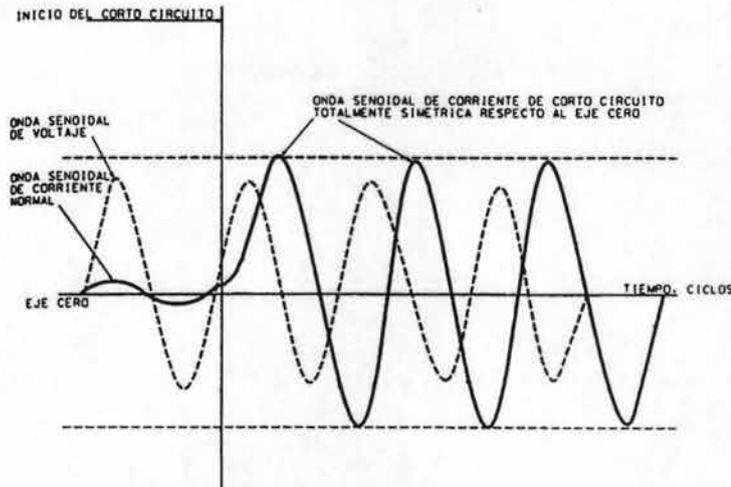


Figura 1.5. Corriente Simétrica de un circuito puramente reactivo en el momento de que el voltaje del sistema eléctrico en máximo $V_{m\acute{a}x} = \pi/2$

Fuente: Harper, G. "Protección de Instalaciones Eléctricas Industriales y Comerciales"

Si en el mismo circuito ocurre un cortocircuito en el instante en que la onda de voltaje es cero ($V_{m\acute{a}x} = 0$), en ese momento se produciría una corriente de cortocircuito asimétrica con respecto al eje cero, estando igualmente la corriente desfasada 90 grados. Aclarando que está sigue siendo simétrica, solo que se presenta desplazada con respecto al eje cero. (Véase la figura 1.6)

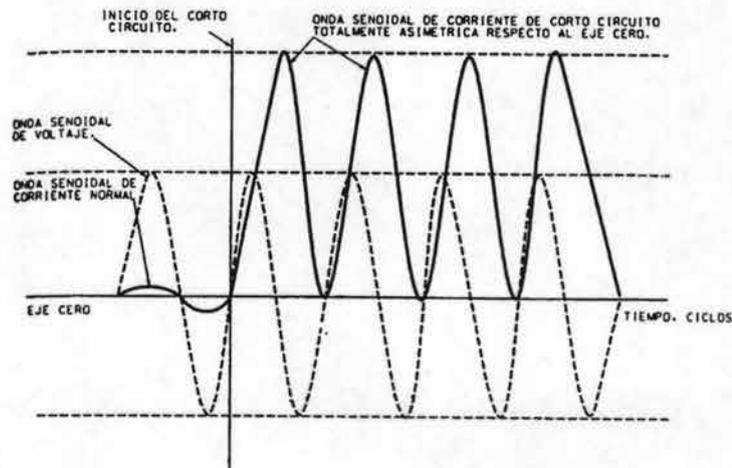


Figura 1.6. Corriente Asimétrica de un circuito puramente reactivo en el momento de que el voltaje del sistema eléctrico es cero $V_{m\acute{a}x} = 0$

Fuente: Harper, G. "Protección de Instalaciones Eléctricas Industriales y Comerciales"

Pero todo circuito real presenta resistencia, por muy reactivo que se considere un sistema, este presentará siempre resistencia (solo que se aclara que matemáticamente es posible esta situación con respecto a lo último mencionado); provocado la tendencia de la componente de C.D. de irse a cero varios ciclos después de iniciarse la falla. De igual forma, las

corrientes de cortocircuito simétrica y asimétrica son usadas para explicar la *asimetría* de las ondas de corriente alterna con respecto al eje cero.

Luego, si la envolvente de los picos de la onda de corriente es simétrica tomando como punto de referencia el eje cero, la corriente se llamará *corriente de cortocircuito simétrica (rms)*, lo que significa que la corriente, solo estará formada por la componente de C.A.

Y si la envolvente de los picos a de la onda de corriente, no son simétricos estos con referencia al eje cero, de lo anterior se desprende que esta se le llamará *corriente de cortocircuito asimétrica total rms*. Ésta corriente estará formada por la componente de C.D. y C.A., y esta última será igual o no en magnitud con respecto a la componente de C.A., recordando que la componente de C.D, dependerá en el punto sobre la onda de tensión donde se establezca esta condición.

Como ya se ha expuesto, después de que la falla ocurre, la corriente total es igual a la suma de las componentes de C.A. y C.D. y en la práctica la asimetría decrece rápidamente después de que ocurre la falla. De esta manera, si graficásemos la corriente de cortocircuito, (incluyendo la componente de C.D. sumada a la C.A.), veríamos como las oscilaciones demostrarían que la corriente de cortocircuito está cerca del valor asimétrico durante los primeros ciclos después de ocurre la falla. También demostraría que la asimetría en ese instante es máxima, y que la corriente viene a ser simétrica después de varios ciclos de ocurrir la falla.

Por otro lado, la componente de C.D. es generada dentro del sistema de C.A., esto quiere decir que no existe voltaje de C.D. propiamente dicho, sino que esta teoría sirve para la explicación del fenómeno. Sin embargo, la energía manifestada por la componente de C.D. debe ser disipada como pérdidas por *efecto Joule* ($Q = RI^2$) del flujo de C.D. a través de la resistencia propia del sistema.

La asimetría se considera en procedimientos de cálculo simplificados por aplicación de factores de multiplicación apropiados a la componente simétrica de cortocircuito, según sea la relación X/R del punto de falla. Dicho factor se selecciona para obtener un resultado estimado de *la corriente de cortocircuito asimétrica total rms* ó *la corriente de cortocircuito pico a pico asimétrica total*. (Véase la figura 1.7)

Máxima corriente pico asimétrica instantánea = componente de CC + componente simétrica de CA. El valor a medio ciclo depende del valor X/R

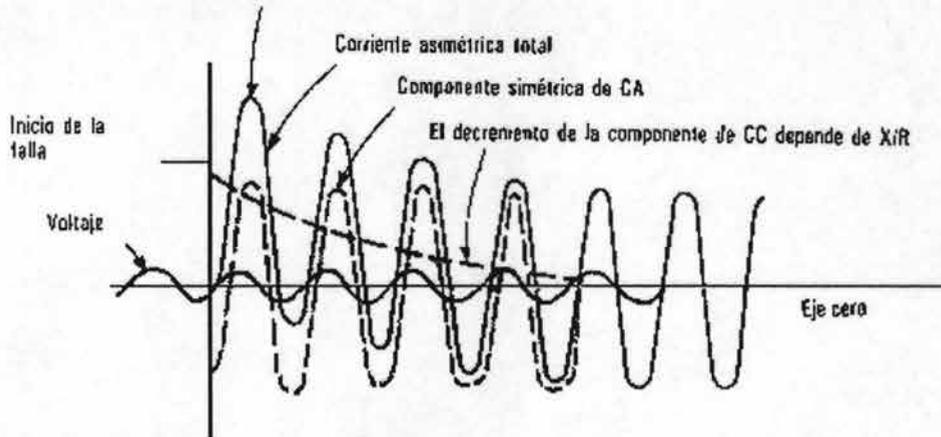


Figura 1.7. Corriente de cortocircuito asimétrica total (rms)

Fuente: Lazar, I. "Análisis y Diseño de Sistemas Eléctricos para Plantas Industriales"

1.4 El factor X/R

El cambio gradual de la corriente de asimétrica a simétrica está directamente relacionada con la resistencia y reactancia de los dispositivos eléctricos. A esta relación de decaimiento de la corriente se le conoce como *factor de decaimiento o de disminución*; se asume que este es exponencial y se considera que su constante de tiempo es proporcional a la relación *resistencia-reactancia* X/R , y se dice también que esta corresponde a la resistencia y reactancia de todos los componentes del circuito entre fuente y la falla. (Es decir, la impedancia equivalente de todo el sistema, más la impedancia de la falla) Por ejemplo, si $R = 0$ la relación se hace infinita y la componente de C.D. nunca desaparece, si, la relación es cero y la componente de C.D. desaparece inmediatamente. En los casos prácticos, la componente de C.D. disminuye con el transcurso del tiempo hasta desaparecer dependiendo de la relación X/R . De lo anterior se deduce que a mayor reactancia, más tiempo toma la componente de C.D. en desaparecer y a mayor resistencia, menos tiempo le toma a la componente de C.D. en decrecer.

En resumen; se desprende que la simetría ó asimetría de la corriente de cortocircuito depende de dos factores:

- a) El instante en que la falla se presenta con relación a la onda de voltaje del sistema eléctrico.
- b) La relación X/R de todos los elementos del sistema al punto de falla, así como la relación X/R propia de los elementos eléctricos de la red.

1.5 Factores de Multiplicación

Por lo general para circuitos arriba de los 600V, el factor de multiplicación usado para tomar en consideración la componente de C.D. es de 1.6 veces el valor rms de la componente simétrica de C.A, todo esto para el primer medio ciclo. Luego, para circuitos hasta de 5kV ó menores donde no exista *generación local* es decir, donde no existan generadores y solo se alimenten estos circuitos por transformadores de distribución ó líneas largas, el factor puede reducirse a 1.5. Por último, para circuitos de 600V ó menores, el factor de multiplicación será de 1.25 para equipo trifásico y de 1.5 para equipo monofásico, según IEEE Std 141-1993.

1.6 Corriente de Choque

El valor máximo inicial que puede alcanzar la corriente unidireccional ó la componente de C.D. se le denomina: *corriente de cortocircuito de choque, corriente de cortocircuito momentánea asimétrica pico total, corriente de cortocircuito momentánea asimétrica de cresta ó corriente de cortocircuito asimétrica instantánea.*

Esta corriente aparece antes de medio ciclo, es decir, casi instantáneamente cuando ocurre un cortocircuito, por lo que constituye el valor más desfavorable que ha de considerar el proyectista, en previsión de toda clase de efectos electrodinámicos que se presenten en toda la red. Según IEEE-141 1993, asigna un factor de multiplicación de 2.7 para efectos de cálculo.

Conociendo la teoría de los procesos transitorios, resulta evidente que el valor de la corriente de choque depende del instante en que se produce el cortocircuito. Si la corriente unidireccional de cortocircuito se presentase en $t \cong 0$, el valor máximo posible de la corriente será: $I_{m\acute{a}x,choque,c.c} = 2\sqrt{2}I_{sym,c.c}$.

1.7 Nuevos Métodos para el Cálculo de Factores de Multiplicación

Tradicionalmente la determinación de los valores de la corriente asimétrica de cortocircuito se realizaba aplicando factores de multiplicación a los valores obtenidos de la corriente de cortocircuito simétrica rms. Ahora la tendencia actual aplicar dichos factores, dependiendo del factor X/R al punto de falla y de la naturaleza del dispositivo de protección, según los más recientes estándares del ANSI/IEEE. (Se hablará con más detalle de este tema en el capítulo V)

1.8 Fuentes de Cortocircuito

La corriente de cortocircuito depende de la potencia eléctrica de suministro, pero también de otros elementos en la red que contribuyen a la corriente de cortocircuito. Llamándosele a este conjunto "*fuentes de cortocircuito*", tales fuentes son:

- a) El sistema de suministro público (acometida)
- b) Los generadores de la planta industrial.

- c) Los motores síncronos y condensadores síncronos.
- d) Los motores de inducción.

Los dispositivos tales como generadores, motores de inducción, motores y condensadores síncronos, generalmente se les llama *elementos activos* (con excepción del sistema de suministro eléctrico) y como su nombre lo dice, estos permanecen activos en condiciones de falla. Los componentes que se encuentran en la red siendo *cargas no activas* como son transformadores, reactores limitadores de corriente, cables, barras conductoras, fusibles y cualesquiera otra impedancia del circuito, generalmente se les llama *elementos pasivos* y estos son los “encargados” de limitar la corriente de cortocircuito durante una falla.

En el siguiente apartado se aclara el concepto de elementos activos.

1.8.1 Fenómenos transitorios durante un cortocircuito en el interior de una máquina síncrona

Cuando una máquina síncrona funciona en vacío, la fuerza magnetomotriz (f.m.m) de excitación debida al devanado de campo del rotor, genera un flujo (ϕ_{ind}). Gran parte de este flujo se enlaza con el circuito del devanado de inducido (flujo útil), mientras que otra parte del flujo se enlaza con el circuito de devanado de campo del rotor (flujo disperso). Si se desprecia la saturación en ambos circuitos, ambos flujos son directamente proporcionales a la f.m.m de excitación, por lo que la tensión interna de la máquina (E_A) será igual a la tensión en bornes ($V_{3\phi}$), o sea:

$$V_{3\phi} = E_i \quad (1.7)$$

Poniendo en cortocircuito las fases del devanado de inducido, circulará un sistema de corrientes de cortocircuito equilibradas, estas corrientes dependen de parámetros propios a la secuencia positiva y corresponden también, al eje directo o de los polos, el llamado “eje d”. (Véase la figura 1.8). Los flujos en el entrehierro, generados por la f.m.m. de excitación, están dispuestos simétricamente al “eje d” y las corrientes de cortocircuito que circulan en el devanado de inducido son corrientes inductivas cuyo campo de reacción rotante a la velocidad síncrona, es longitudinal y opuesto al campo inductor, es decir, por la ley de Lenz se presenta la llamada *reacción de inducido* ($\phi_{rea,ind}$).

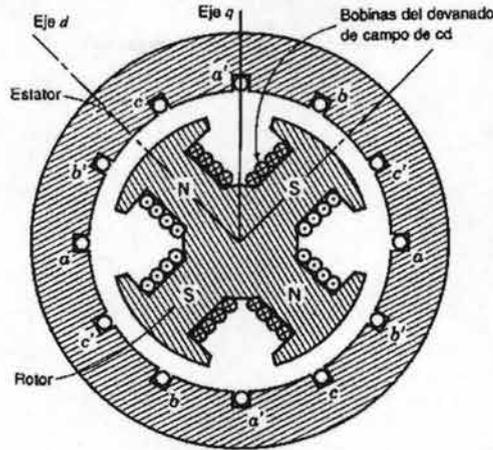


Figura 1.8. Figura que muestra el eje directo "d" y de cuadratura "q" de una máquina síncrona de polos salientes.

Fuente: Stevenson, W. "Análisis de Sistemas de Potencia"

En los primeros instantes que siguen el establecimiento de un cortocircuito, los flujos generados por la f.m.m de excitación y la f.m.m de reacción de inducido longitudinal, tienden a distribuirse simétricamente al "eje d". Estos flujos se enlazan con los circuitos cerrados del rotor, lo cual tiende a conservarlos inmutables. Esto implica un aumento de la f.m.m. generada por ellos, por lo que se inducen tensiones y consecuentemente corrientes en las espiras de amortiguamiento como también en otras estructuras rotóricas y en el circuito de excitación. Las corrientes inducidas en los circuitos rotóricos se atenúan exponencialmente en el tiempo hasta anularse; cada corriente según su propia constante de tiempo.

Estos flujos actúan inicialmente como si siguieran líneas cerradas, que no afectan al hierro del rotor y no se enlazan con los circuitos eléctricos rotóricos. Además, en esos instantes, la inductancia en el devanado de inducido disminuye de manera notable, debido a la energía que presentan estos flujos penetrando consecuentemente a las estructuras rotóricas como al devanado de inducido, con esto se justifica la llamada reactancia subtransitoria longitudinal X_d'' . (Véase la figura 1.9)

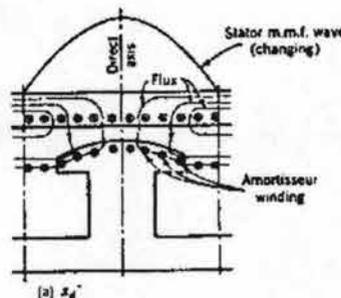


Figura 1.9. Reactancia X_d''

Fuente: Anderson, P.M. "Analysis of Faulted Power Systems"

Después que el rotor da algunas vueltas, el flujo tiende a penetrar por el hierro rotórico siguiendo líneas que se establecen enlazándose con el devanado de amortiguamiento, por lo

que el flujo tiende a disminuir su energía, aumentando la inductancia en el devanado de inducido, originándose la llamada reactancia longitudinal transitoria X_d' . (Véase la figura 1.10)

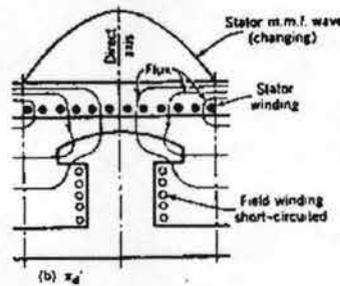


Figura 1.10. Reactancia X_d'

Fuente: Anderson, P. M. "Analysis of Faulted Power Systems"

Y cuando el rotor da otras vueltas más, el flujo penetra totalmente por el devanado amortiguador como por el devanado de excitación. La pérdida de energía del flujo es notable, debido a la casi "partición" del flujo, por lo que la inductancia en el devanado de inducido aumenta significativamente, lo que da lugar a la reactancia longitudinal síncrona. X_d (Véase la figura 1.11)

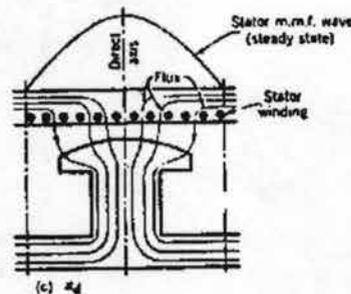


Figura 1.11. Reactancia X_d

Fuente: Anderson, P. M. "Analysis of Faulted Power Systems"

Finalmente las corrientes inducidas en los circuitos rotóricos se extinguen, la corriente de excitación vuelve al valor del funcionamiento precedente al establecimiento de la falla. Las corrientes de las fases del devanado de inducido alcanzan un valor permanente. (Véase en la figura 1.12) La evolución de estas corrientes desde el momento de suscitarse la falla hasta alcanzar su valor permanente.

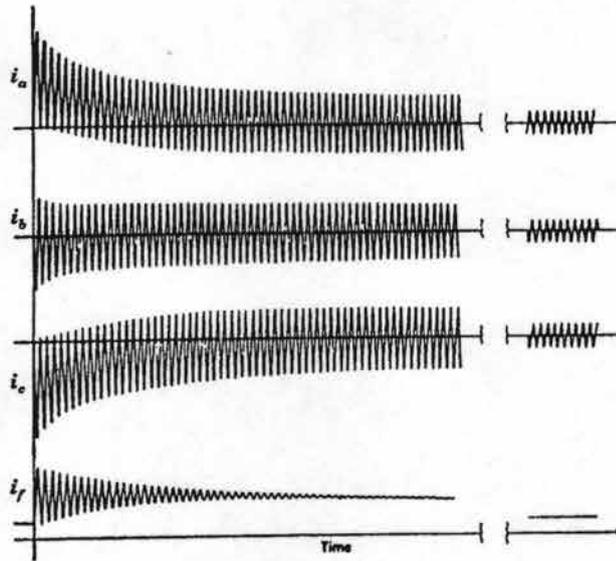


Figura 1.12. Corrientes de cortocircuito en los devanados de inducido (i_a , i_b e i_c) como en el devanado de excitación (i_f).

Fuente: Anderson, P. M. "Analysis of Faulted Power Systems"

1.9 Elementos Activos

Se dice que toda máquina rotatoria en condiciones de falla eléctrica, se comporta como una fuente suministradora de corriente de cortocircuito, llámese generadores, motores síncronos, de inducción, etc. (Véase la figura 1.13)

Cabe señalar que elementos como *bancos de condensadores*, no son elementos rotatorios, pero dado de su particular comportamiento eléctrico en condiciones de falla, estos se incluyen en la "categoría" de elementos activos.

Sin embargo, dichos elementos no juegan un papel importante como contribuidores de corriente de cortocircuito, ya que su aportación de corriente es pequeña en un tiempo relativamente corto, por lo que en la práctica, se omiten.

No así, para ciertos estudios especiales, que evalúan el impacto que pueden tener las fallas internas en estos equipos.

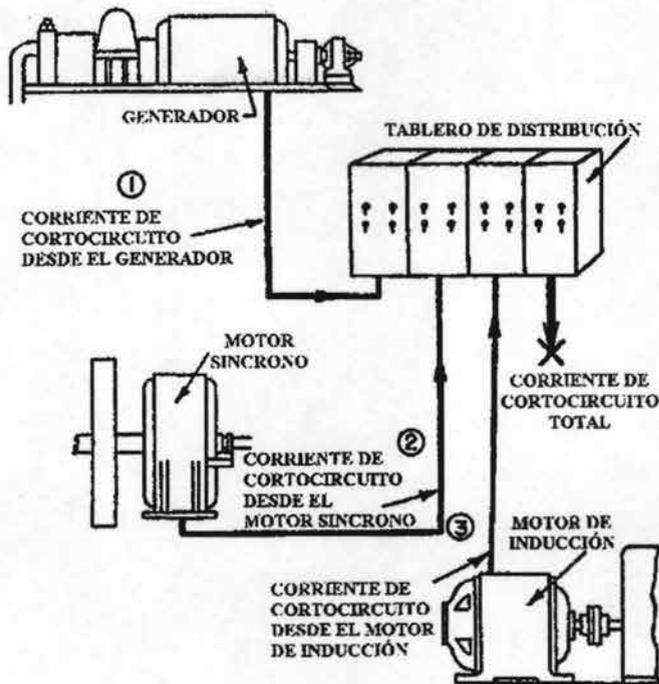


Figura 1.13. Fuentes de corriente de cortocircuito por parte de motores síncronos, inducción y generadores síncronos (elementos activos)
Fuente: IEEE, Std 242-1996

a) Generadores Síncronos

Los generadores síncronos suministran corriente de cortocircuito, y como es sabido, estos están impulsados por primotores como turbinas de vapor o gas, motores diesel, ruedas hidráulicas, etc. (Cualquiera que fuese la fuente de energía mecánica) Cuando se presenta un cortocircuito, la energía mecánica que impulsa al generador, continuará impulsándolo, ya que éste nunca ha dejado de funcionar y continuará produciendo voltaje en sus terminales, debido a que el campo de excitación de C.D. del generador sigue excitado por el trabajo del primotor sobre el generador.

El voltaje generado en las terminales del generador produce una gran corriente de cortocircuito que fluye hacia la falla, es decir, "inyecta" un gran flujo de corriente. Solamente esta puede ser limitada por la reactancia del generador, así como por la reactancia presente entre el generador y el punto de falla. (Pero si ésta se presentase en las terminales del generador, la corriente solo estaría limitada a la propia impedancia de este)

La corriente de cortocircuito del generador depende de la reactancia "dinámica" del generador que esta en función del tiempo, siendo:

$X_d'' =$ Reactancia subtransitoria, esta determina la corriente de cortocircuito inmediatamente después del inicio de la falla. Este valor dura unos pocos ciclos después de que ocurre la falla y se incrementa al otro estado en aproximadamente unos 0.1 segundos (0 a 6 ciclos)

X_d' = *Reactancia transitoria*, esta dura aproximadamente 2 segundos (6 a 30 ó 120 ciclos) y va aumentando hasta alcanzar el último estado.

X_d = *Reactancia síncrona*, este es el último estado de la reactancia del generador, y determina el flujo de corriente en el estado estacionario. No es efectiva esta hasta después de varios segundos.

Como se sabe, las reactancias de estas máquinas son complejas y varían con el tiempo por lo que es importante mencionar que es posible analizar la variación de las reactancias en cualquier instante, esto requiere de una formulación complicada que involucra al tiempo como una de las variables, lo cual queda fuera de los alcances de esta tesis.

Con la intención de simplificar los procedimientos en un estudio de cortocircuito en una máquina síncrona, se ha tomado como un "estándar" los tres tiempos anteriormente citados.

b) Motores y Condensadores Síncronos

Estos se comportan de una forma muy parecida a los generadores síncronos, podría decirse entonces que estos se comportan a "escala" en comparación de los generadores síncronos, ya que la teoría dice que cuando ocurre una falla, el voltaje se reduce a un valor muy bajo, el motor deja de tomar energía del suministro (su alimentador) comenzando el motor a disminuir su velocidad, pero la inercia de la carga tiende a evitar que esta disminución sea rápida, de hecho, la inercia es la que hace la contraparte del primotor en el generador síncrono, además de que el campo de excitación de C.D. continúa excitado, por lo cual el devanado de inducido (devanado de armadura) se energiza, provocando un gran flujo de corriente de cortocircuito al punto de falla durante varios ciclos.

Pero, ¿qué tal si no hay carga acoplada en el motor síncrono como ocurre con los condensadores síncronos? Entonces el flujo de corriente de cortocircuito dependerá en gran medida de la inercia propia de la carga que presente el rotor. (Lo que se deduce que la carga mecánica acoplada a la flecha del motor es un factor importante a considerar cuando se realicen estudios de cortocircuito, pero por simplificación de cálculos se deprecia esta variable, y solo tomará parte cuando se realicen estudios muy detallados)

En vista de que el principio de funcionamiento de los condensadores síncronos en condiciones de falla por cortocircuito, es el mismo que al de los motores síncronos, ambos se "tratarán" de la misma forma cuando se realicen estudios de esta índole.

Las reactancias variables de los motores síncronos y condensadores síncronos se designarán de la misma manera como en el generador síncrono X_d'' , X_d' y X_d . No obstante, los valores de las reactancias son diferentes.

c) Motores de Inducción

El motor de inducción aporta corriente de cortocircuito después de ocurrir una falla de una manera muy similar a la del motor síncrono; debido a la inercia de la carga mecánica aplicada al rotor hace que este gire y provoque un flujo.

El flujo del rotor permanece en la medida de que un voltaje sea aplicado al estator alimentado por una fuente externa, luego si la fuente fuese repentinamente removida (como ocurre cuando se presenta un cortocircuito), el flujo del rotor no cae instantáneamente. Ahora; el motor de inducción no tiene un devanado de excitación de corriente continua (C.D.) como en los motores y generadores síncronos, pero existe un flujo en el motor durante la operación normal, provocado este por la inducción del estator sobre el rotor.

Cuando se suscita un cortocircuito, la inercia de la carga mecánica más el flujo del estator, generan un voltaje inducido en el devanado del rotor, provocando un afluente de corriente, por lo cual el motor se comporta como un "pequeño generador".

Igualmente este flujo de corriente producido por el estator, no es suficiente para mantener una corriente de cortocircuito de gran magnitud, como en el caso del generador o el motor síncrono, ya que el devanado de excitación de C.D. en las anteriores máquinas, es el "encargado" de generar el flujo magnético del rotor sobre el estator. Este es un factor primordial en la generación de este gran flujo de corriente de falla, por lo tanto, el motor de inducción, solo puede mantener un flujo de corriente muy limitada en el tiempo, de esta manera se asume que la reactancia subtransitoria es la única a tomar para este tipo de máquinas, por lo que hace que las reactancias transitorias y síncronas se descarten.

Por otro lado, el valor de X_d'' es casi igual al de la reactancia presente en el *rotor estático*, es decir, a *rotor bloqueado*, de ahí que se asuma que el valor de la magnitud de la corriente de cortocircuito sea aproximadamente igual a la condición de arranque para este tipo de motores.

d) Sistema de Suministro Público (Acometida)

El sistema de suministro público que no entra en la categoría de elementos activos, es una fuente importante de flujo de corriente en condiciones de falla, por lo que se considera como un *elemento externo*. Esta fuente suministra flujo de corriente de cortocircuito, debido a que la acometida proporciona energía por medio de transformadores reductores al voltaje deseado por el usuario, en este caso, la planta industrial.

Por otra parte, la corriente de cortocircuito de los transformadores está en "función" de los generadores de la compañía suministradora, por lo tanto, los transformadores solo limitarán la magnitud del flujo de corriente de cortocircuito debida principalmente a los generadores, y de esta forma se consideran a los transformadores a veces como "*fuentes de corrientes de cortocircuito*", pero en realidad esto es falso, hay que recordar que los transformadores cambian las magnitudes de voltaje y corriente, pero no las generan.

La compañía de suministro eléctrico, generalmente proporciona el valor estimado de la corriente de cortocircuito simétrica en la acometida. Y se proporciona éste valor debido a que el sistema de suministro es muy grande en comparación de la planta industrial, por lo que no sería práctico conocer a todos los elementos que intervienen en el suministro público de la compañía (edificios, otras industrias, etc.), y por experiencia propia se sabe que la disminución de la corriente de cortocircuito asimétrica a simétrica se percibe muy poco, o prácticamente nada.

1.9.1 Obtención de las reactancias Subtransitoria, Transitoria y Síncrona por un Oscilograma de Estudio

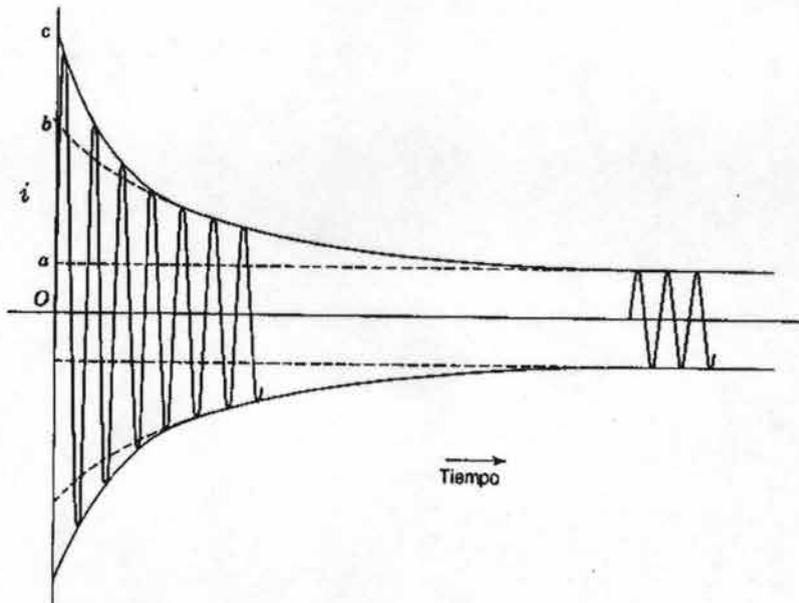


Figura 1.14. Oscilograma de reactancias de la máquina síncrona en función del tiempo.
Fuente: Stevenson, W. "Análisis de Sistemas de Potencia"

Si se toma un *oscilograma* de cortocircuito de una de las fases en una máquina síncrona. (Véase la figura 1.14), se tiene que la corriente de cortocircuito presenta tanto a la componente de C.D. como la componente de C.A. Sépase también que la componente de C.D, debido a que los voltajes generados en las fases de las máquinas trifásicas están desplazados 120° eléctricos uno de otro, y si un cortocircuito ocurre en diferentes puntos de la onda de voltaje de cada fase, la componente transitoria de C.D. es diferente en cada fase. Ahora, si se suprime la componente de C.D. de corriente de cada fase, la ecuación se simplifica y esta describe la amplitud de la corriente de cortocircuito en la fase elegida que es:

$$I(t) = |E_i| \frac{1}{X_d} + |E_i| \left(\frac{1}{X_d'} - \frac{1}{X_d} \right) e^{-t/T_d'} + |E_i| \left(\frac{1}{X_d''} - \frac{1}{X_d'} \right) e^{-t/T_d''} \quad (1.8)$$

Donde $E_i = \sqrt{2}|e_i| \cos wt$ es el voltaje síncrono interno o sin carga de la máquina. Se observa que la ecuación muestra que sin la componente de C.D, esta tiene tres

componentes, dos de las cuales representan los periodos subtransitorio y transitorio. Luego, si despreciamos la muy pequeña resistencia de armadura, la distancia $o-a$ en la figura 1.13 representa el valor máximo de la corriente de cortocircuito sostenida, con el valor $rms|I|$ dado por:

$$|I| = \frac{o-a}{\sqrt{2}} = \frac{|E_i|}{X_d} \quad (1.9)$$

A la intersección $o-b$ se le conoce como reactancia transitoria, que esta definida por la intersección:

$$|I'| = \frac{o-b}{\sqrt{2}} = \frac{|E_i|}{X'_d} \quad (1.10)$$

Y por último, al valor de la corriente determinada por la distancia $o-c$ de la figura es la llamada corriente subtransitoria $|I''|$, dada por:

$$|I''| = \frac{o-c}{\sqrt{2}} = \frac{|E_i|}{X''_d} \quad (1.11)$$

Las ecuaciones (1.9), (1.10) y (1.11) se pueden usar para calcular los parámetros X'_d y X''_d de la máquina, siempre y cuando se tengan disponibles un registro oscilográfico como el de la figura 1.14, pero esto no es práctico, ya que este tipo de información solo es disponible por métodos experimentales, por lo que resulta más factible conseguir estos parámetros por medio de los Estándares Especializados de Ingeniería Eléctrica, no obstante resulta apropiado mencionar esta posibilidad.

1.10 Elementos Pasivos

Se dice que todo dispositivo estático es considerado como *elemento pasivo*, cuando no es equipo rotatorio.

a) Transformador

En un estudio de fallas por condiciones de cortocircuito, el transformador juega un papel importante, ya que éste dictaminará los posibles caminos de corriente de falla cuando ésta retorne por tierra, "propio" de las fallas eléctricas línea a tierra y doble línea a tierra. Todo esto en función de la configuración de los devanados de estos dispositivos eléctricos. (En la sección 2.11 del capítulo II, se explica esto con más detalle)

Para estudios de cortocircuito, se tomará la *reactancia de dispersión* de los transformadores.

b) Reactores Limitadores de Corriente

Los reactores limitadores de corriente se usan principalmente para reducir la magnitud de la corriente de cortocircuito, con el fin de reducir los esfuerzos electrodinámicos de todos los componentes que conducen la corriente de cortocircuito. Esto hace posible emplear dispositivos de protección de menor capacidad interruptiva. Otro de los usos de los reactores limitadores de corriente incluyen: alimentadores, barras de sincronización, en barras de unión, generadores en serie, doble efecto y dispositivos de arranque de motores entre otros.

Sin embargo los reactores tienen limitaciones de uso, la principal es que éstos afectan la *estabilidad* del sistema eléctrico, por lo que deben emplearse con precaución, puesto que el aumento de la reactancia en la red, disminuye el límite de estabilidad.

Entre otras cosas, el dispositivo presenta una impedancia importante el estudio de cortocircuito, por lo que es importante vincularlo cuando se realicen análisis con el fin de garantizar un estudio bien realizado. (Véase figura 1.15)

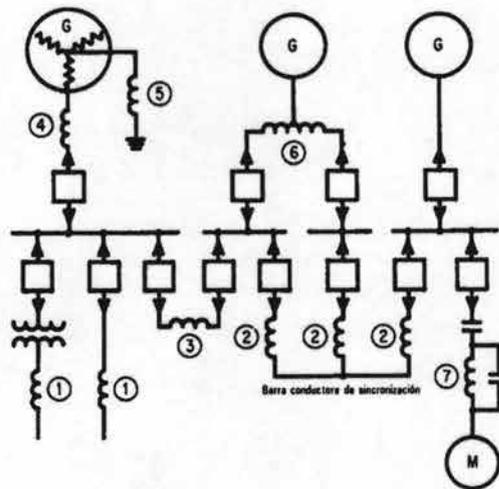


Figura 1.15. Figura que muestra, las diferentes aplicaciones que se les puede dar a los reactores limitadores de corriente.

1. alimentadores, 2 barra de sincronización, 3 barras de unión, 4 generadores en serie, 5 generadores, 6 doble efecto, 7 dispositivos de arranque de motores.

Fuente: Lazar I. "Análisis y Diseño de Sistemas Eléctricos para Plantas Industriales"

c) Buses (Barras Conductoras)

Se les llama barras a los elementos que conforman las barras colectoras, cada juego de barra esta conformado por conductores, tantos como fases integran un circuito.

Estos a su vez conectan o derivan elementos como pueden ser generadores, líneas de transmisión, bancos de transformadores, bancos de tierra, etc.

Generalmente dicho elemento no interviene en un estudio de cortocircuito, es posible teóricamente incluirlo en un estudio de cortocircuito, pero por simplicidad, es preferible no incluirlo en tales propósitos.

d) Cables (Alimentadores) y Líneas de Transmisión

Los cables (alimentadores) y líneas de transmisión son uno de los elementos pasivos de mayor importancia para estudios de cortocircuito, ya que éstos elementos “dictaminarán” la magnitud de corriente de cortocircuito en todos los buses del sistema eléctrico, de ahí la importancia de calcular lo mejor posible, la longitud de tales elementos con el fin de tener una seguridad de la magnitud de la corriente de cortocircuito cuando una falla eléctrica se presente.

1.11 Corriente de Cortocircuito Total

La corriente de cortocircuito simétrica total, es aquella compuesta por la sumatoria de todas las contribuciones de las fuentes. En primer lugar, (en un modo “jerárquico” en función a la magnitud de corriente de cortocircuito), la contribución de los generadores síncronos de la planta industrial. En segundo lugar, la red de suministro público y por último, los motores síncronos, motores de inducción, condensadores síncronos. (Véase las Figuras 1.16 y 1.17) No olvidando la limitación de la corriente de cortocircuito que se presenta, por la acción de los elementos pasivos en la red eléctrica de la planta industrial.

Debido a que la intensidad de la corriente de cortocircuito varía con el tiempo, todo procedimiento de cálculo debe permitir de una manera satisfactoria y práctica, determinar el valor de ésta instantes después de ocurrida una falla.

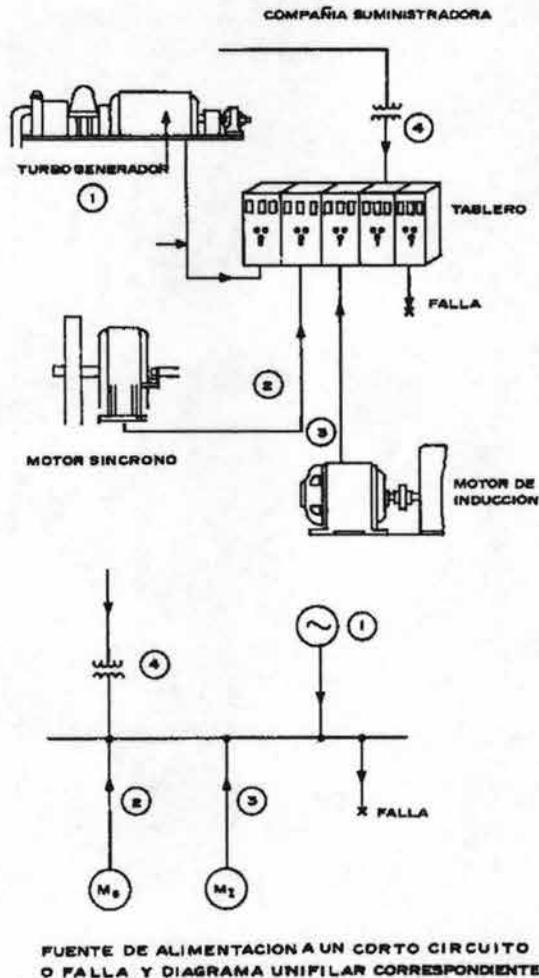
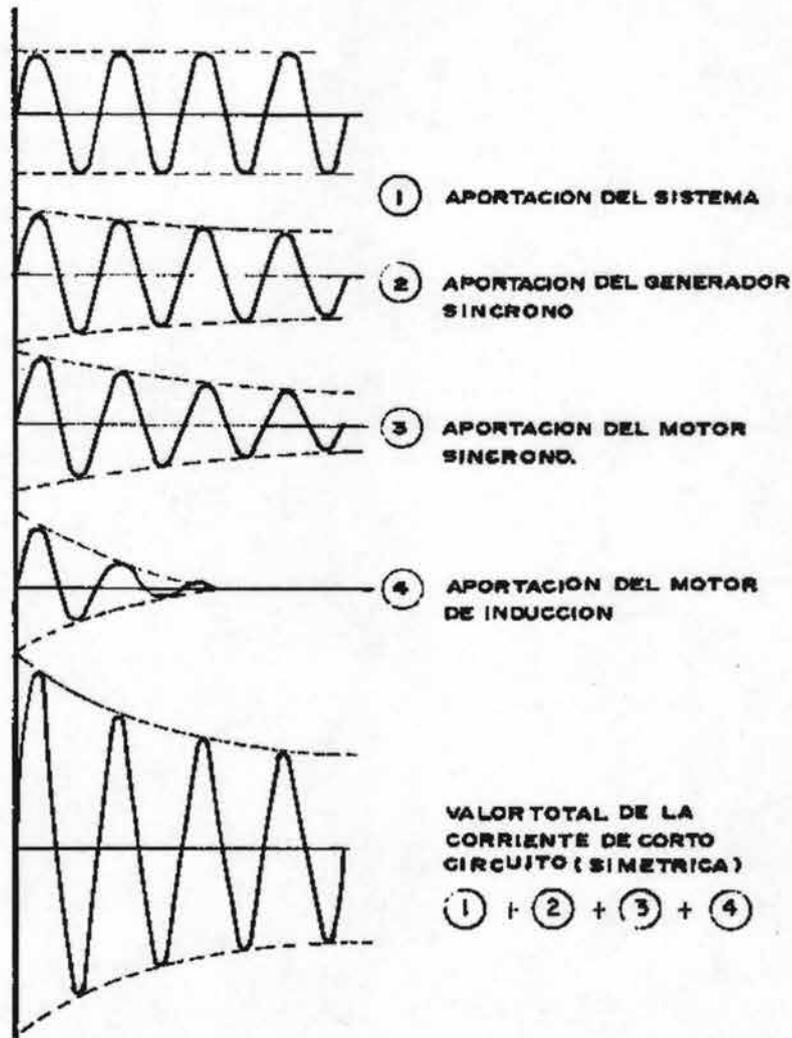


Figura 1.16. Contribuciones totales de todas las fuentes generadores de corriente de cortocircuito
Fuente: Harper, G. "Protección de Instalaciones Eléctricas Industriales y Comerciales"

En la siguiente figura se muestran las contribuciones de corriente de cortocircuito de las diferentes fuentes por medio de oscilogramas.



CONTRIBUCION DE LAS DISTINTAS COMPONENTES A LA CORRIENTE DE CORTO CIRCUITO.

Figura 1.17. Ocilogramas que muestra las aportaciones de flujo de corriente de cortocircuito de las diversas fuentes que generan a esta.

Fuente: Harper, G. "Protección de Instalaciones Eléctricas Industriales y Comerciales"

1.12 Aplicación de los Cálculos de Cortocircuito

Entre las aplicaciones más comunes, tenemos: Determinación de los esfuerzos electrodinámicos a los que se someten las barras conductoras de los tableros eléctricos al presentarse un cortocircuito, esfuerzos térmicos que presentan los cables de alimentación por el fenómeno mismo, coordinación de protecciones eléctricas, estabilidad transitoria y sistemas puestos a tierra.

a) Efectos Electrodinámicos

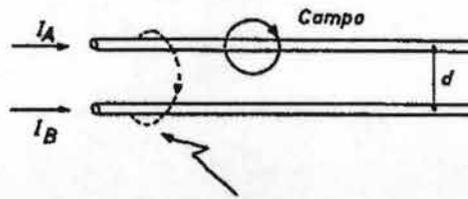


Figura 1.18. Campo producido por la corriente I_A

Fuente: Harper, G. "Protección de Instalaciones Eléctricas Industriales y Comerciales"

Cuando circula corriente eléctrica a través de un conductor se forma un campo magnético alrededor de él, como en la figura 1.18. Si en paralelo a este conductor se encuentra otro por el que circula una corriente se presentará una fuerza de atracción ó repulsión entre los conductores, que será de atracción si la corriente tiene el mismo sentido y de repulsión si tiene sentido opuesto.

La ecuación que describe este fenómeno es:

$$F = \frac{\mu I_A I_B L}{2\pi d} \quad (1.12)$$

Donde:

- F = Fuerza electromagnética entre dos conductores paralelos en Newtons
- μ = Permeabilidad magnética del vacío
- I_A = Corriente circulante en el conductor
- I_B = Corriente circulante en el conductor
- L = Longitud de los conductores en metros
- d = Separación entre conductores en metros

Esta ecuación también es conocida como la *Ley de Oersted*.

Si las corrientes I_A e I_B son iguales, I_A e $I_B = I$

$$F = \frac{\mu}{2\pi} * \frac{I^2 L}{d} \quad (1.13)$$

La fuerza por unidad de longitud es:

$$\frac{F}{L} = \frac{I^2}{2\pi d} \quad (1.14)$$

Donde μ es la constante de permeabilidad $\mu = \mu_r \mu_v$, μ_r es la permeabilidad relativa (al vacío), μ_v es la permeabilidad del vacío $\mu_v = 4\pi \times 10^{-7}$ Hy/mt.

Para el aire $\mu_r \cong 1$, $\mu = 4\pi \times 10^{-7}$ Hy/mt.

La expresión práctica de esta fuerza se da por:

$$F = \frac{2.04LI^2}{d} * 10^{-6} \text{ Kg} \quad (1.15)$$

Donde:

L = Longitud en metros.
 I = Corriente en Amperes
 d = Distancia en cm.

Para fines prácticos se toma la *corriente de cortocircuito momentánea asimétrica pico total*

$$F = 2.04 \frac{1}{d} (I'')^2 * m * 10^{-6} \text{ Kg.} \quad (1.16)$$

Donde:

I'' = Corriente de cortocircuito momentánea asimétrica pico total en amp.
 d = Distancia entre aisladores en cm.
 m = Distancia entre fases en mt.

Al presentarse un cortocircuito, las corrientes alcanzan valores demasiado elevados y las fuerzas producidas por el fenómeno serán considerables para efectos de dimensionamiento por ejemplo, barras en subestaciones eléctricas, alimentadores de tableros, etc. Estos esfuerzos deben ser menores al esfuerzo de trabajo del material para garantizar que el material lo soportará, de lo contrario se pondrá en riesgo al elemento mismo y a la inversión que se tuvo de dichos dispositivos.

Una vez calculada la fuerza entre conductores por fase, se calcula el esfuerzo de flexión del conductor, por la ecuación:

$$K_0 = \frac{F * d}{12W_0} \text{ esto en Kg-cm/cm}^3 \quad (1.17)$$

Donde:

F = Fuerza entre conductores en Kg.

d = Longitud entre conductores por fase en mt.

Donde, el módulo W_0 depende de las características físicas del conductor

W_0 = Para una sección *transversal circular* (alimentador).

$$W_0 = \frac{\pi}{32} d^3 (m^3) \quad (1.18)$$

Donde:

d = Longitud entre conductores por fase en mt.

Para una sección *transversal rectangular* (barra), tenemos:

$$W_0 = \frac{1}{6} a_{\text{ancho}} b_{\text{altura}} (cm^3) \quad (1.19)$$

a_{ancho} = Ancho de la barra en mt.

b_{altura} = Altura de la barra en mt.

Este valor calculado no debe pasar los esfuerzos permisibles para elementos como cobre y aluminio, los cuales son:

Para cobre: $K_0 = 2000 \text{ Kg/cm}^2$

Para aluminio: $K_0 = 900 \text{ Kg/cm}^2$

b) Efectos Térmicos

La corriente de cortocircuito también provoca el calentamiento entre los conductores eléctricos, produciéndose desgaste por aislamiento en conductores aislados ó deformaciones por temperaturas en cables desnudos.

Las barras incluyendo sus conexiones y dispositivos relacionados como son transformadores de corriente, dispositivos de desconexión y aisladores, son también

estresados térmicamente bajo condiciones de cortocircuito, por lo que no solo hay que verificar que los conductores estén dimensionados mecánicamente, sino también térmicamente.

El esfuerzo térmico depende de la magnitud de la corriente de cortocircuito, su comportamiento en el tiempo y su duración. La magnitud y el tiempo que dure la corriente de cortocircuito, no deben sobrepasar los límites impuestos por los fabricantes de equipos eléctricos. Estos proveen a los usuarios unas gráficas llamadas *curvas de daño*, las cuales especifican la capacidad térmica del equipo eléctrico, en una situación adversa de falla eléctrica.

La diferencia entre la temperatura máxima del conductor y la temperatura del medio ambiente en que se encuentra, se da por la expresión:

$$T_1 - T_0 = \frac{tr * Ie^2}{S^2 * c} \quad (1.20)$$

Donde:

Ie = Corriente de cortocircuito total asimétrica (rms), considerada para efectos térmicos en Amp.

S = Sección del conductor en mm^2

t = Duración del cortocircuito en seg.

T_1 = Temperatura máxima del conductor en C^0 durante el cortocircuito

r = Resistencia específica en $\Omega - mm^2/m$ (tomada a 20^0)

c = Calor específico en $watts - seg/cm^3C$.

T_0 = Temperatura del medio ambiente (considerada a $20C$ antes del cortocircuito)

c) Coordinación de Protecciones

La correcta coordinación de los dispositivos de protección, así como el dimensionamiento adecuado de los mismos, que aislaran parte de una serie de elementos fallados, dependerá de la corriente calculada que se presentara en el momento de suscitarse una falla eléctrica, por lo que resulta de vital importancia tener un correcto conocimiento del comportamiento eléctrico del sistema bajo condiciones de falla, en caso de presentarse ésta.

d) Estabilidad Transitoria

Cuando un cortocircuito se presenta en algún punto de la red, el balance mecánico y eléctrico de las máquinas se ve perturbado en mayor o menor grado; es decir, se producen fenómenos de aceleración y desaceleración de los rotores de algunas máquinas (generalmente generadores), poniendo en riesgo la pérdida de sincronismo del sistema. Por lo tanto, la determinación del tiempo crítico de la liberación de la falla constituye la faceta más importante.

e) Sistema puesto a Tierra

Y por último, otra aplicación de gran importancia consiste en la determinación de las corrientes de falla a tierra con el propósito de realizar un diseño preliminar de un sistema de puesta a tierra. Un sistema de puesta a tierra consiste en una serie de dispositivos eléctricos, que tienen la finalidad de crear un circuito de retorno de corriente, para dar en primer lugar, las facilidades en la apertura de los dispositivos de protección instalados y proteger a los elementos conductores de un sistema eléctrico. En segundo lugar, para forzar a un potencial cero, todos las carcazas, gabinetes y equipos no conductores, con la intención, de la no-circulación de corriente por protección al personal que esté al cargo del mantenimiento del sistema. En tercer lugar, la de limitar los voltajes excesivos por ondas entrantes en la línea, debido al efecto de las descargas atmosféricas y por último, la de mantener el neutro de los sistemas de fuerza a un potencial cero para tener una referencia de voltaje fase-neutro apropiada. Para todo esto es necesario calcular la corriente de cortocircuito falla a tierra, y una vez obtenido este dato, se puede determinar, el numero de electrodos, calibre de conductores, etc., todo lo indispensable para este tipo de aplicación. En la figura 1.19 se muestra un sistema de tierras de una subestación eléctrica típica.

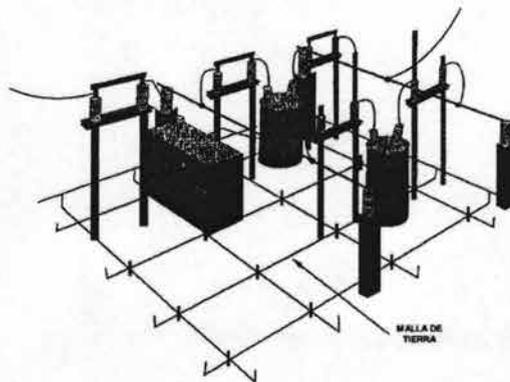
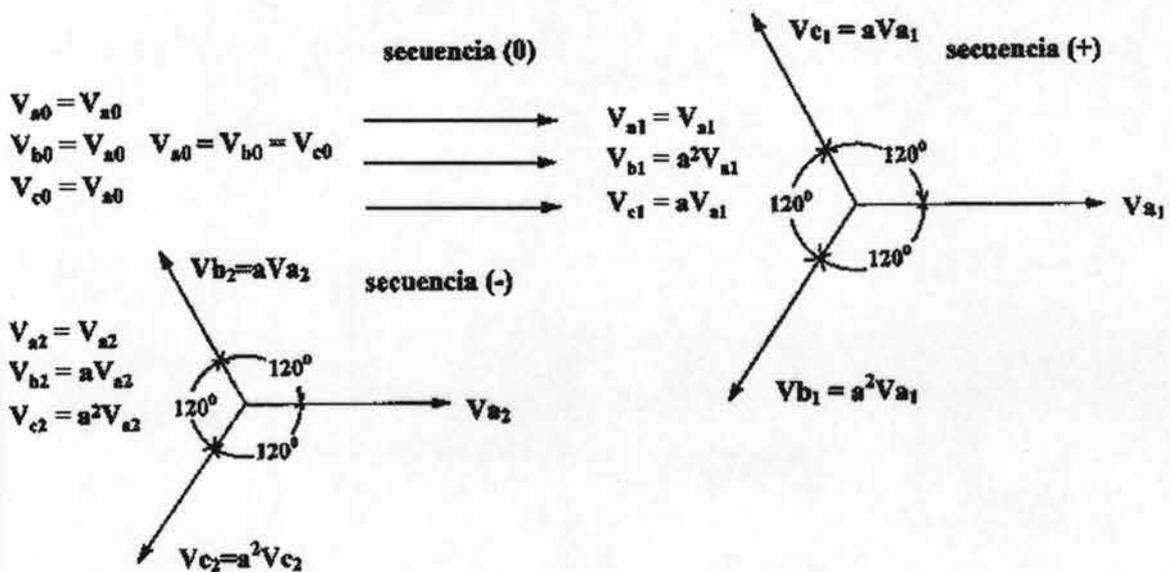


Figura 1.19. Sistema de Tierras de una subestación eléctrica típica
Fuente: Harper, G "Fundamentos de Instalaciones Eléctricas de mediana y alta tensión"

CAPITULO II

TÉCNICAS, MÉTODOS DE ANÁLISIS DE CORTOCIRCUITO Y CONCEPTOS DE REDES DE SECUENCIA



Las técnicas usadas para llevar a cabo un estudio del análisis del comportamiento en condiciones de falla de una red eléctrica implica conceptos como: Diagrama unifilar, diagrama simplificado de impedancias, cantidades por unidad y elección de valores base; así como los diferentes métodos utilizados en la actualidad para llevar a cabo estudios de esta naturaleza.

Se expondrá además, el método de las componentes simétricas y los conceptos de redes de secuencia aplicados a diferentes equipos eléctricos, tanto pasivos como activos. El método de C. L. Fortescue, fue presentado en una reunión del "American Institute of Electrical Engineers" en el año de 1918, y desde entonces constituye una de las herramientas más poderosas para el estudio de los circuitos eléctricos trifásicos equilibrados y desequilibrados.

El método de las componentes simétricas ha adquirido mayor importancia, y ha sido el tema de numerosos artículos e investigaciones experimentales. No obstante, del método en rigor podemos decir, hace la parte "difícil" de los cálculos, resultando por demás teórico, pero si el método es auxiliado por los Estándares Especializados de Ingeniería Eléctrica como los de la IEEE/ANSI y UL, el resultado es por demás excepcional. Así entonces, contamos con una herramienta poderosa, confiable y satisfactoria.

2.1 Fundamentos para el Cálculo de Corrientes de Cortocircuito

La ley de Ohm, $I = E/Z$ es imprescindible para poder calcular la corriente de cortocircuito simétrica donde I es la corriente de cortocircuito, E es el voltaje *pre-falla*, y Z es la *impedancia equivalente* de todos los elementos activos y no activos hasta el punto de la falla, según IEEE Std 141-1993.

2.2 Diagrama Unifilar

El diagrama unifilar es la representación del sistema bajo estudio, resultado de la simplificación de un sistema trifásico equilibrado formado por las tres líneas y el neutro de retorno, a uno monofásico (ya que un circuito trifásico balanceado siempre se resuelve como un circuito equivalente monofásico), se omite el neutro y se usan símbolos normalizados de los componentes del sistema eléctrico en vez de sus *circuitos equivalentes*. (Véase la figura 2.1)

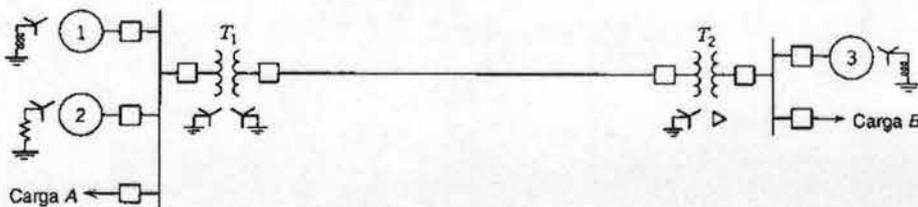


Figura 2.1. Diagrama Unifilar de un Sistema de Potencia
Fuente: Stevenson, W. "Análisis de Sistemas de Potencia"

La finalidad del diagrama unifilar es la de representar de una manera sencilla y clara, los datos más significativos e importantes de un sistema eléctrico, donde la información que se

presenta en éste, depende del estudio que se esté realizando. Por ejemplo en un estudio de cortocircuito es fundamental poseer información sobre las impedancias de transformadores, conexiones a tierra del secundario/primario de los devanados, la configuración de éstos (Δ ó Y), las reactancias de todos los tipos de motores y generadores, voltajes nominales de los equipos, impedancias de cables, etc. y cuando se haga una evaluación de estos equipos de protección, tales como: *interruptores de gran volumen de aceite*, *interruptores en pequeño volumen de aire*, *interruptores en hexafluoruro de azufre (SF6)*, *interruptores termomagnéticos ó electromagnéticos*, *fusibles*, etc.

Otro ejemplo; en un estudio de flujos de potencia, lo fundamental es la información sobre la carga, factor de potencia en los buses, voltajes, etc. Por lo tanto, es primordial saber, que tipo de información se plasmará al diagrama unifilar, ya que esto dependerá el éxito que tengamos para todo aquel estudio que se pretenda realizar, de lo contrario la información mal seleccionada, repercutirá de forma negativa en la realización del estudio, al disponer de información incompleta del proyecto que se tiene contemplado realizar.

2.3 El diagrama de Impedancias

Del diagrama unifilar debe pasarse a un diagrama de impedancias para que este muestre el circuito equivalente de todos los sistemas referidos a fin de poder realizar los cálculos necesarios así como las cargas, esto es para realizar los estudios propios de cortocircuito. Por ejemplo, para el transformador T_1 de la figura 2.2, se omite la rama de admitancia en paralelo debido a que la corriente de magnetización (corriente Inrush) es por lo general insignificante, con respecto a la corriente a plena carga.

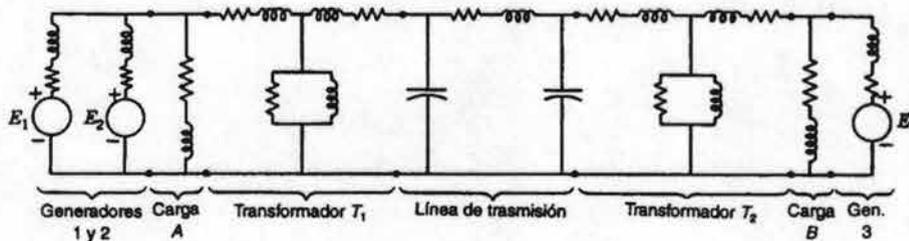


Figura 2.2. Diagrama de impedancias monofásico de la figura 2.1
Fuente: Stevenson, W. "Análisis de Sistemas de Potencia"

Otro aspecto es que se omiten dos de los tres parámetros fundamentales que intervienen en todo circuito eléctrico como son la capacitancia y algunas veces la resistencia.

Al no considerar la resistencia cuando se realiza un estudio, se presentará un error, este error es insignificante, pero los resultados pueden ser satisfactorios ya que la reactancia inductiva de un sistema eléctrico es mucho mayor que su resistencia.

Sin embargo, las resistencias son definitivamente necesarias para realizar los cálculos de X/R al punto de falla, según los estándares del IEEE/ANSI.

Por otra parte, a los diagramas monofásicos de impedancia a veces se les llama, *diagramas monofásicos de secuencia positiva*, ya que muestran las impedancias de las corrientes balanceadas en una fase de un sistema trifásico simétrico. (Véase la figura 2.3)

Cuando algunos equipos de la red bajo estudio estén aterrizados al sistema de tierras, es necesario considerar otro tipo de red denominado *red de secuencia cero*, "propio" de fallas eléctricas desbalanceadas.

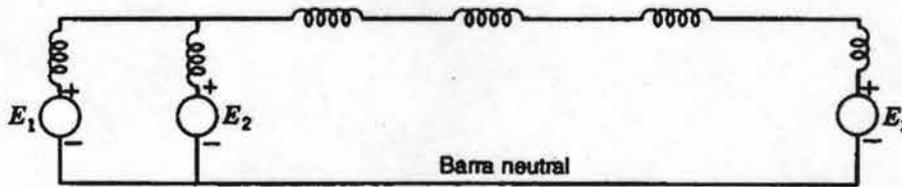


Figura 2.3. Diagrama monofásico de reactancias adaptado de la figura 2.3, omitiendo todas las cargas estáticas, resistencias y admitancias en paralelo
Fuente: Stevenson, W. "Análisis de Sistemas de Potencia"

2.4 Sistemas por Unidad

Cuando se resuelven circuitos eléctricos de potencia, lo común es encontrar dispositivos tales como motores, transformadores, líneas, generadores, por lo que cada grupo no presenta las mismas características eléctricas.

En el caso de los transformadores, por ejemplo, la solución se dificulta debido a la necesidad de referir los niveles de tensión de los diferentes devanados para cada transformador a un mismo nivel de tensión. No obstante, la impedancia de un transformador es la misma, independientemente si se determina desde los valores óhmicos referidos a los lados de alta ó baja tensión.

Por estas razones con el afán de simplificar los cálculos, se optó por encontrar una forma más conveniente de realizar los cálculos. De esta forma se desarrolló el sistema por unidad (p.u)

La forma de realizarlo es transformar los valores reales de las variables involucradas en el sistema eléctrico bajo estudio como son voltaje, impedancia, corriente (voltios, amperios, ohms), a la nueva magnitud llamada "por unidad" (p.u.) ó "per unit" en inglés. Esta magnitud resulta de dividir el valor real de la variable, entre un valor base cualquiera, es decir, tomar una cantidad de *referencia* con el fin de representar esta en un valor *adimensional*, y así, no usar los valores reales del sistema para no "atiborrarse" de trabajar con cantidades grandes, lo cual haría los cálculos más difíciles y provocaría errores en el momento de trabajar con ellos.

$$\text{Cantidad por unidad} = \frac{\text{Cantidad}_{\text{dada}}}{\text{Cantidad}_{\text{base}}} \quad (2.1)$$

Por ejemplo, si se selecciona una base de voltaje de 120 kV, los voltajes de 108, 120 y 126 equivaldrían a valores como:

$$\text{Para } 108 \text{ kV}, \quad \frac{108}{120} = 0.90 \text{ p.u.}$$

$$\text{Para } 120 \text{ kV}, \frac{120}{120} = 1 \text{ p.u.}$$

$$\text{Para } 126 \text{ kV}, \frac{126}{120} = 1.05 \text{ p.u.}$$

Otro método conocido es el valor en "por ciento" (%) que es igual a 100 veces el valor por unidad. En complemento al ejemplo anterior los valores resultarían:

$$\text{Para } 108 \text{ kV}, \frac{108}{120} = 0.90 \times 100 = 90\%.$$

$$\text{Para } 120 \text{ kV}, \frac{120}{120} = 1 \times 100 = 100\%.$$

$$\text{Para } 126 \text{ kV}, \frac{126}{120} = 1.05 \times 100 = 105\%.$$

Ambos métodos de cálculo, porcentual y por unidad, son buenos para efectuar cálculos en la práctica, pero el método por unidad tiene una ventaja sobre el porcentual: El producto de dos cantidades por unidad su resultado sigue siendo por unidad, mientras que un producto de dos cantidades en porcentaje su resultado hay que dividirlo entre 100, de lo cual se precisa que el método por unidad sea el preferido para realizar cálculos.

La magnitud de las *cantidades base* debe elegirse de tal modo que las leyes eléctricas se cumplan como en la red original, es decir, que las magnitudes en p.u. tengan la misma equivalencia.

Las características de la red no se alteran debido a la transformación de valores reales a p.u. Por lo tanto, la ley de Ohm y la Ley de Joule resultan invariantes, asimismo, las leyes de Kirchoff se cumplirán también.

Entonces sí,

$$V_{BASE} = I_{BASE} * Z_{BASE} \quad (2.2)$$

$$S_{BASE} = V_{BASE} * I_{BASE} \quad (2.3)$$

Estas dos ecuaciones, limitan las dos bases (V_{BASE} y S_{BASE}) que se pueden elegir arbitrariamente, una vez definidas estas, las otras dos pueden deducirse (I_{BASE} , Z_{BASE})

En tal caso, para *equipos monofásicos*, con tensión $kV_{1\phi}$ y potencia $kVA_{1\phi}$ como dos cantidades base independientes. Existen las siguientes relaciones para un circuito monofásico.

$$I_{BASE} = \frac{kVA_{BASE1\phi}}{kV_{BASE,1\phi}} \quad (2.4)$$

$$Z_{BASE} = \frac{(kV_{BASE,1\phi})^2 * 1000}{kVA_{BASE,1\phi}} \quad (2.5)$$

Ó

$$Z_{BASE} = \frac{(kVA_{1\phi})^2}{MVA_{BASE,1\phi}} \quad (2.6)$$

Y también:

$$Z_{P.U.} = \frac{Z_{REAL,\Omega}}{Z_{BASE,\Omega}} \quad (2.7)$$

Donde, también se tiene que:

$$\text{Potencia Base, } kW_{BASE,1\phi} = kVA_{BASE,1\phi}$$

$$\text{Potencia Base, } MW_{BASE,1\phi} = MVA_{BASE,1\phi}$$

Para *equipos trifásicos*, los $MVA_{BASE,3\phi}$ nominales están dados por las tres fases y la tensión nominal es la tensión de $kV_{LL,BASE,3\phi}$.

$$Z_{BASE} = \frac{(KV_{LL,BASE,3\phi})^2}{MVA_{BASE,3\phi}} \quad (2.8)$$

Ó

$$Z_{P.U.} = \frac{MVA_{BASE,3\phi}}{(kV_{LL,BASE,3\phi})^2} (Z_{\Omega}) \quad (2.9)$$

Luego la corriente será:

$$I_{BASE} = \frac{MVA_{BASE,3\phi}}{\sqrt{3} * (kV_{LL,BASE,3\phi})} \quad (2.10)$$

Ejemplo 2:

El voltaje en las terminales de una carga conectada en Y que consiste en tres impedancias iguales de $20\angle 30^\circ \Omega$ es de $4.4 kV$. La impedancia de cada de las tres líneas que conectan la

carga a las barras de una subestación es de $Z_L = 1.4\angle 75^\circ \Omega$. Encuentre los voltajes línea a línea (V_{LL}) en las barras de la subestación, empleando el método por unidad. Selecciónese una base de $4.4kV$ y $127A$. (Véase la figura 2.4)

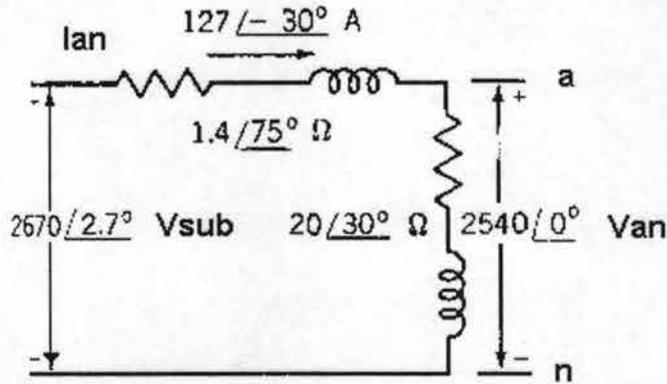


Figura 2.4. Circuito equivalente monofásico

Solución, La impedancia base es:

Sí, $I_{BASE} = 127A$.

$$V_{BASE,1\phi} = 4400 / \sqrt{3} = 2540.34V \text{ ó } 2.54kV$$

$$V_{LL,BASE,3\phi} = 4400V \text{ ó } 4.4kV$$

De la ecuación (2.3) despejada, resulta:

$$\text{Sí } Z_{BASE} = \frac{V_{BASE}}{I_{BASE}}$$

Entonces:

$$\frac{2540.34}{127} = 20.0026\Omega$$

La impedancia de la línea en p.u. es:

$$Z = \frac{1.4\angle 75^\circ}{20.0026} = 0.07 p.u.$$

Por ley de voltaje de Kirchoff:

$$V_{sub} = V_{an} + I_{an} Z_L$$

$$V_{sub} = 1.0\angle 0^\circ + (1.0\angle -30^\circ)(0.07\angle 75^\circ)$$

$$V_{sub} = 1.0\angle 0^\circ + 0.07\angle 45^\circ$$

$$V_{sub} = 1.0495 + 0.0495j = 1.051\angle 2.70^\circ$$

Luego entonces:

$$V_{1\phi} = 1.051(V_{BASE,1\phi}) = (1.051)(2540.34) = 2670V \text{ ó } 2.67kV$$

$$V_{LL,3\phi} = 1.051(V_{LL,BASE,3\phi}) = (1.051)(4.4) = 4.62kV$$

2.4.1 Cambio de Base de cantidades en p.u.

Es frecuente encontrar casos en los cuales la impedancia por unidad de algún elemento de la red, está expresado sobre una base diferente a la impedancia base escogida. Ahora; se deben expresar todos los elementos del sistema eléctrico con respecto a una misma impedancia base al momento de efectuar los cálculos, por lo que necesitamos disponer de una relación que nos permita poder pasar las impedancias por unidad de una base a otra.

Esto se puede conseguir mediante la siguiente expresión:

$$Z_{(\Omega)} = \frac{Z_{p.u.BASE,ANTERIOR} * (V_{BASE,ANTERIOR})^2}{S_{BASE,ANTERIOR}} \quad (2.11)$$

Impedancia base del elemento referida a sus valores nominales.

$$Z_{(\Omega)} = \frac{Z_{p.u.BASE,NUEVA} * (V_{BASE,NUEVA})^2}{S_{BASE,NUEVA}} \quad (2.12)$$

Impedancia base del elemento referida a otras cantidades base.

Como es una misma impedancia base igualamos las ecuaciones (2.11) y (2.12):

$$Z_{(\Omega)} = \frac{Z_{p.u.BASE,ANTERIOR} * (V_{BASE,ANTERIOR})^2}{S_{BASE,ANTERIOR}} = \frac{Z_{p.u.BASE,NUEVA} * (V_{BASE,NUEVA})^2}{S_{BASE,NUEVA}} \quad (2.13)$$

Resultando:

$$Z_{NUEVA,P.U(\Omega)} = Z_{ANTERIOR} \left(\frac{kV_{BASE,ANTERIOR}}{kV_{BASE,NUEVA}} \right)^2 \left(\frac{kVA_{BASE,NUEVA}}{kVA_{BASE,ANTERIOR}} \right) \quad (2.14)$$

Esto significa que la impedancia base en p.u. de un elemento del circuito, es directamente proporcional a los kVA base, y a su vez, inversamente proporcional a la tensión base elevada al cuadrado.

Por lo tanto, para hacer un cambio de base para una impedancia con respecto a una nueva base se debe usar la ecuación (2.14)

2.4.2 Selección de la Base de Potencia Aparente (VA) para los valores por Unidad

Una regla práctica para elegir la potencia base aparente (VA), es tomar como dato los MVA más grandes en la red eléctrica, que por lo general corresponden a los generadores, una vez hecho esto, los valores por unidad de todos los elementos estarán referidos a esa base elegida. Cabe señalar, que los valores de la potencia aparente elegida (MVA), son únicos, y no cambian en la red, solo los valores base como voltaje y corriente cambian, debido a los diferentes niveles de voltaje en los buses del sistema eléctrico de la red en estudio. Una practica común es tomar 100MVA como potencia base aparente en estudios de cortocircuito.

2.5 Métodos para el Cálculo de Corrientes de Cortocircuito

Existen diferentes métodos para hallar el valor de las corrientes de cortocircuito en cualquier punto de un sistema de potencia, siendo los más comunes: el Método de Reducción de Mallas (aplicación del Teorema de Thévenin), el Método de las Potencias (MVA), el Método E/X por Decrementos, el Método Ohmico, y el Método de las Componentes Simétricas.

a) El Método de Reducción.

Este método se basa en el teorema de Thévenin, modelando el sistema en el punto de falla como una fuente de tensión (voltaje Thévenin) con magnitud igual, al voltaje previo a la falla en serie con una impedancia equivalente (impedancia de Thévenin vista desde el punto de falla), la cual se halla por reducción de mallas del diagrama de impedancias correspondiente. Con el método de Thévenin es muy sencillo calcular la corriente de cortocircuito que viene dada por el voltaje de Thévenin. Este método tiene el inconveniente de no considerar las corrientes que circulan previas a la falla, pero en la mayoría de los sistemas de potencia la aproximación es razonable.

b) El Método Ohmico

El Método Ohmico (llamado también Método por Unidad), es aplicado a cálculos de cortocircuito tanto para plantas industriales, como a todo tipo de sistemas de baja y media tensión, y aplicable también a sistemas de alta y extra alta tensión como son, por ejemplo, líneas de transmisión. Este método convierte todas las diferentes reactancias de un circuito, a una relación con base a un número elegido arbitrariamente. Este número es un valor base de la *Potencia Aparente* en kVA ó MVA. Posteriormente se resuelven los equivalentes circuitos paralelos ó series resultantes. Finalmente se aplica ley de Ohm en el punto de falla.

c) El método de las Potencias (MVA)

El método de los MVA básicamente es una modificación del Método Ohmico, en el cual la impedancia de un circuito, es la suma de las impedancias de sus componentes, y sabiendo que por definición, las admitancias son la recíproca de la impedancia, se tiene que la recíproca de la admitancia de un sistema es la suma de las recíprocas de las admitancias

componentes. Por otro lado, los MVA de cortocircuito de cada componente se obtiene al dividir la potencia de cortocircuito del elemento por su propia impedancia expresada por unidad (p.u.)

d) El Método E/X por Decrementos.

El Método E/X por decrementos es aplicado similarmente como el Método Ohmico a sistemas en baja y alta tensión. El método convierte también todas las diferentes reactancias de un circuito, a una relación con base a un número elegido arbitrariamente. Este número es un valor base de la *Potencia Aparente* en kVA ó MVA. La diferencia de este método es que incluye el concepto de *decremento de la corriente de cortocircuito en el tiempo*

El método es aplicable a sistemas eléctricos de todos los rangos de voltajes, teniendo en cuenta, las diferencias presentes cuando se trata de sistemas de baja, media, alta y extra alta tensión, ya que en los sistemas de baja y media tensión, la resistencia de los sistemas eléctricos es significativa con relación a la reactancia de estos, no sucediendo así con los sistemas de alta y extra alta tensión, donde las relaciones resistencia/reactancia de los sistemas son prácticamente nulas, por lo que es posible hacer simplificaciones.

El método (publicado en la IEEE Std 141-1993), expresa las reactancias en valores por unidad (p.u.), que a su vez se pueden combinar y compararse fácilmente. El método puede establecer varios niveles de voltaje base, además de que divide un estudio de cortocircuito en tres "tiempos". El nombre "por decrementos" viene de la filosofía de que el método usa tres redes diferentes en el tiempo; es decir, sabiendo que la corriente de cortocircuito en los diferentes puntos de la red decrece con el tiempo (deceso provocado por la impedancia "dinámica" propia de las máquinas rotatorias), se tiene una red no-constante en el tiempo, por lo que se tiene una modelo aproximado del comportamiento del sistema eléctrico en condiciones de falla.

Este método no considera la contribución de las cargas estáticas, ni las corrientes pre-falla. Además la relación X/R de la impedancia equivalente al punto de falla determinará el factor multiplicador adecuado para el cálculo de la componente de C.D. de la corriente de cortocircuito, dando por resultado la corriente de cortocircuito asimétrica total. El método además considera la reactancia subtransitoria para los generadores, motores síncronos y motores de inducción mayores de 50hp (1^{ra} red), además de consideraciones propias de sus otras redes (2^{da} y 3^{ra} red.) Los elementos activos son multiplicados sus valores de reactancia por factores de multiplicación apropiados de acuerdo con su tamaño, características y lugar en el tiempo (1^{ra}, 2^{da} y 3^{ra} red)

El método es "bueno" en esencia, aunque tiene *la desventaja de ser muy laborioso con respecto a las reducciones que hay que realizar al punto de falla*. El método puede calcular tanto fallas balanceadas como desbalanceadas. Este método por lo general sirve para calcular la peor condición de falla eléctrica (falla trifásica), así como el dimensionamiento adecuado del equipo de protección.

Este método se contempla usar como complemento junto con el método de las componentes simétricas para el análisis de cortocircuito de plantas industriales en general. En lo cual se apreciará el gran beneficio de usar métodos matemáticos, así como el uso de los estándares del IEEE/ANSI y UL, basados en años de experiencia y en procedimientos desarrollados por un sinnúmero de investigaciones hechas a este tipo de problemas.

2.6 El Método de las Componentes Simétricas

El método de las componentes simétricas es actualmente el mejor método que existe para resolver problemas relacionados con sistemas eléctricos de potencia, llámese: estaciones eléctricas, líneas de transmisión, ó el sistema eléctrico de una planta industrial. Dicho método aunque es en esencia el más complicado, es el más completo, porque este no se basa en que un sistema eléctrico debe estar balanceado como en los métodos anteriores, sino que dicho método se puede aplicar tanto en sistemas *balanceados* como *desbalanceados*, con la condición de que sean iguales las impedancias propias y mutuas correspondientes.

Este método desarrollado por Fortescue, dice que cualquier sistema no balanceado (no necesariamente eléctrico cabe destacar), puede descomponerse en n vectores balanceados, y a estos vectores se les llama *componentes simétricas* los cuales sumándolos vectorialmente dan por resultado a los fasores originales desbalanceados. Los fasores de un mismo grupo son iguales en magnitud, así como en ángulos adyacentes. Se aclara que este método se aplicará únicamente a sistemas trifásicos.

Si un sistema trifásico normalmente está balanceado y se producirse una falla, ésta provocará el desbalanceo de cada una de las fases (es decir, variará la magnitud de la corriente y voltaje presentes), siendo los valores de impedancia constantes. De igual manera, antes de ocurrir la falla, la corriente y el voltaje son proporcionales porque la impedancia del sistema es igual, por lo que se dice que el sistema es lineal pudiéndose aplicar el principio de *superposición*.

De acuerdo al teorema de Fortescue, tres fasores de un sistema trifásico desbalanceado se puede descomponer en tres grupos de tres fasores balanceados, éstos son:

1. - *Componentes de secuencia positiva* que consisten en tres fasores de igual magnitud desplazados uno de otro 120° teniendo éstos, la misma secuencia de fase (sentido horario) que los fasores originales. Sean estos vectores: $V_a^{(1)}, V_b^{(1)}, V_c^{(1)}$
2. - *Componentes de secuencia negativa* que consisten en tres fasores iguales en magnitud desplazados en fase uno de otro 120° teniendo éstos, una secuencia de fases opuesta (sentido antihorario) a la de los fasores originales. Sean estos vectores: $V_a^{(2)}, V_b^{(2)}, V_c^{(2)}$
3. - *Componentes de secuencia cero* que consisten en tres fasores iguales en magnitud y con un desplazamiento de fase cero uno de otro. Sean estos vectores: $V_a^{(0)}, V_b^{(0)}, V_c^{(0)}$. (Véase la figura 2.5)

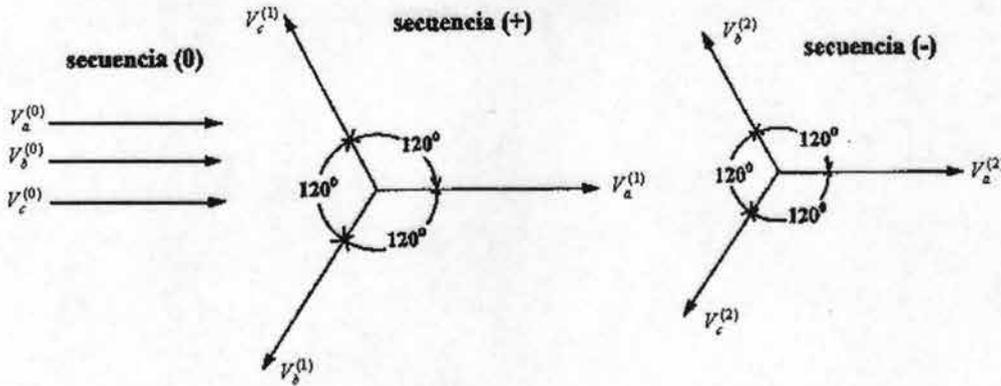


Figura 2.5. Tres conjuntos de fasores balanceados que son las componentes simétricas de tres fasores desbalanceados.

Luego los fasores originales desbalanceados expresados como suma de vectores balanceados resultan:

$$\begin{aligned}
 V_a &= V_a^{(0)} + V_a^{(1)} + V_a^{(2)} \\
 V_b &= V_b^{(0)} + V_b^{(1)} + V_b^{(2)} \\
 V_c &= V_c^{(0)} + V_c^{(1)} + V_c^{(2)}
 \end{aligned}
 \tag{2.15}$$

Ahora bien, la teoría de las componentes simétricas está basada en la transformación de un circuito trifásico de referencia abc , a un circuito equivalente de cualquier otra clase de referencia, es decir, podemos realizar ésta equivalencia en referencia, por ejemplo a la fase "a", esto con el fin de darle a las componentes, los apropiados ángulos de desplazamiento, utilizando para esto, el denominado operador "a". Este operador es un número complejo de magnitud unitaria, desplazado para este caso 120° eléctricos.

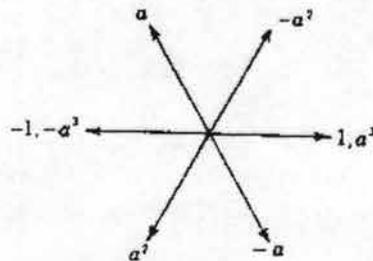


Figura 2.6. Diagrama Vectorial de las potencias del operador "a"
Fuente: Stevenson, W. "Análisis de Sistemas de Potencia" 1^{era} Edición

El operador "a" viene definido por las expresiones siguientes, según sea el desplazamiento de rotación de la figura 2.6, el resumen de estos desplazamientos se presenta en la tabla 2.1 siguiente:

Tabla 2.1. Potencias del operador "a"

$a =$	$1\angle 120^0 =$	$-0.5 + j0.886$	$1 + a^2 =$	$1\angle -60^0 =$	$0.5 - j0.886 = -a$
$a^2 =$	$1\angle 240^0 =$	$-0.5 - j0.886$	$1 - a^2 =$	$\sqrt{3}\angle 30^0 =$	$1.5 + j0.886$
$a^3 =$	$1\angle 360^0 =$	$1 + j0$	$a + a^2 =$	$1\angle 180^0 =$	$-1 - j0$
$a^4 =$	$1\angle 120^0 =$	$-0.5 + j0.886 = a$	$a - a^2 =$	$\sqrt{3}\angle 90^0 =$	$0 + j1.7321 = j\sqrt{3}$
$1 + a =$	$1\angle 60^0 =$	$0.5 + j0.886 = -a^2$	$1 + a + a^2 =$	$0 =$	$0 + 0j$
$1 - a =$	$\sqrt{3}\angle -30^0 =$	$1.5 - j0.886$			

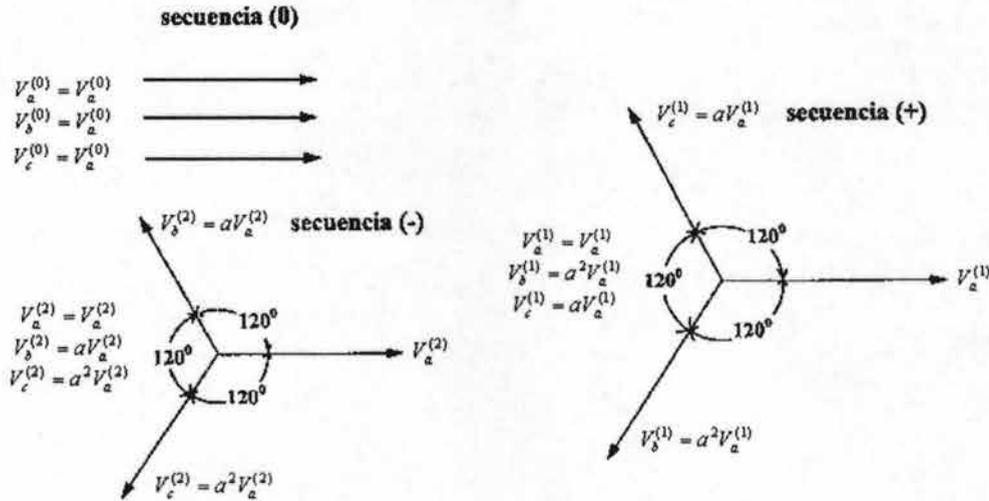


Figura 2.7. Suma Vectorial de las componentes simétricas

Si tomamos de referencia la figura 2.7, empleando los convenientes operadores de rotación, expresamos los fasores de secuencia en función de la fase "a".

$$\begin{aligned}
 V_a^{(1)} &= V_a^{(1)} & V_a^{(2)} &= V_a^{(2)} & V_a^{(0)} &= V_a^{(0)} \\
 V_b^{(1)} &= a^2V_a^{(1)} & V_b^{(2)} &= aV_a^{(2)} & V_b^{(0)} &= V_a^{(0)} \\
 V_c^{(1)} &= aV_a^{(1)} & V_c^{(2)} &= a^2V_a^{(2)} & V_c^{(0)} &= V_a^{(0)}
 \end{aligned}
 \tag{2.16}$$

Siendo esto así, sustituyendo (2.16) en (2.15), resulta:

$$\begin{aligned}
 V_a &= V_a^{(0)} + V_a^{(1)} + V_a^{(2)} \\
 V_b &= V_a^{(0)} + a^2V_a^{(1)} + aV_a^{(2)} \\
 V_c &= V_a^{(0)} + aV_a^{(1)} + a^2V_a^{(2)}
 \end{aligned}
 \tag{2.17}$$

O bien, en forma matricial:

$$\begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} V_a^{(0)} \\ V_a^{(1)} \\ V_a^{(2)} \end{bmatrix} \quad (2.18)$$

Entonces la ecuación (2.18) puede escribirse en forma compacta en la forma:

$$[V_{abc}] = [A] * [V_a^{(012)}] \quad (2.19)$$

Donde comúnmente se hace por conveniencia que:

$$[A] = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} = [A]^T \quad (2.20)$$

Si las tres fases V_a, V_b y V_c , se expresan en función de las componentes simétricas de la fase "a" (sean $V_a^{(0)}, V_a^{(1)}, V_a^{(2)}$) de la ecuación (2.20), es necesario invertir la matriz $[A]$ lo que resulta:

$$[V_{abc}] = [A]^{-1} * [V_a^{(012)}] \quad (2.21)$$

Si

$$[A]^{-1} = \frac{\text{cof}[A]^T}{\det A} \quad \text{ó también, } [A]^{-1} = \frac{1}{\det A} [\text{cof}[A]^T] \quad (2.22)$$

La matriz de cofactores es:

$$\text{cof}[A]^T = \begin{bmatrix} + \begin{bmatrix} a^2 & a \\ a & a^2 \end{bmatrix} & - \begin{bmatrix} 1 & a \\ 1 & a^2 \end{bmatrix} & + \begin{bmatrix} 1 & a^2 \\ 1 & a \end{bmatrix} \\ - \begin{bmatrix} 1 & a \\ 1 & a^2 \end{bmatrix} & + \begin{bmatrix} 1 & 1 \\ 1 & a^2 \end{bmatrix} & - \begin{bmatrix} 1 & 1 \\ 1 & a \end{bmatrix} \\ + \begin{bmatrix} 1 & 1 \\ a^2 & a \end{bmatrix} & - \begin{bmatrix} 1 & 1 \\ 1 & a \end{bmatrix} & + \begin{bmatrix} 1 & 1 \\ 1 & a^2 \end{bmatrix} \end{bmatrix} \quad (2.23)$$

Resolviendo:

$$\text{cof}[A]^T = \begin{bmatrix} + (a^4 - a^2) & - (a^2 - a) & + (a - a^2) \\ - (a^2 - a) & + (a^2 - 1) & - (a - 1) \\ + (a - a^2) & - (a - 1) & + (a^2 - 1) \end{bmatrix} \quad (2.24)$$

Resolviendo también:

$$\begin{aligned}
 \text{Det}[A] &= 1(a^4 - a^2) - 1(a^2 - a) + 1(a - a^2) \\
 \text{Det}[A] &= a - a^2 - a^2 + a + a - a^2 \\
 \text{Det}[A] &= 3a - 3a^2 \\
 \text{Det}[A] &= 3(a - a^2)
 \end{aligned} \tag{2.25}$$

Sustituyendo (2.25) en (2.24), resulta:

$$[A]^{-1} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} \frac{a^4 - a^2}{a - a^2} & \frac{a - a^2}{a - a^2} & \frac{a - a^2}{a - a^2} \\ \frac{a - a^2}{a - a^2} & \frac{a - a^2}{a^2 - 1} & \frac{1 - a}{a - a^2} \\ \frac{a - a^2}{a - a^2} & \frac{a - a^2}{1 - a^2} & \frac{a^2 - 1}{a^2 - 1} \\ \frac{a - a^2}{a - a^2} & \frac{1 - a^2}{a - a^2} & \frac{a^2 - 1}{a - a^2} \end{bmatrix} \tag{2.26}$$

$$[A]^{-1} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \tag{2.27}$$

Entonces la ecuación (2.21) multiplicándola por la matriz $[A]^{-1}$ se obtiene:

$$[A]^{-1}[V_{abc}] = [A]^{-1} * [A] * [V_a^{(012)}] \tag{2.28}$$

Resulta:

$$\frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} V_a^{(0)} \\ V_a^{(1)} \\ V_a^{(2)} \end{bmatrix} \tag{2.29}$$

Simplificando:

$$\begin{bmatrix} V_a^{(0)} \\ V_a^{(1)} \\ V_a^{(2)} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} \tag{2.30}$$

Desarrollando en forma de ecuaciones lineales la ecuación matricial (2.30) se tiene:

$$\boxed{
 \begin{aligned}
 V_a^{(0)} &= 1/3(V_a + V_b + V_c) \\
 V_a^{(1)} &= 1/3(V_a + aV_b + a^2V_c) \\
 V_a^{(2)} &= 1/3(V_a + a^2V_b + aV_c)
 \end{aligned}
 } \tag{2.31}$$

De acuerdo a la ecuación anterior, no existe nunca la componente de secuencia cero (cualquiera que sea el desequilibrio), pero puede existir cuando se analicen las tensiones con respecto al neutro.

Para el desarrollo de las ecuaciones que describen las *corrientes balanceadas* en términos de sus componentes simétricas, se sigue el mismo procedimiento para los voltajes.

Estas ecuaciones en forma matricial son:

$$\begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} I_a^{(0)} \\ I_a^{(1)} \\ I_a^{(2)} \end{bmatrix} \quad (2.32)$$

Siguiendo el mismo desarrollo para los voltajes (en función de la fase I_a), se tiene::

$$\begin{bmatrix} I_a^{(0)} \\ I_a^{(1)} \\ I_a^{(2)} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix} \quad (2.33)$$

Y en forma lineal se tiene:

$$\begin{array}{l} I_a^{(0)} = 1/3(I_a + I_b + I_c) \\ I_a^{(1)} = 1/3(I_a + aI_b + a^2I_c) \\ I_a^{(2)} = 1/3(I_a + a^2I_b + aI_c) \end{array} \quad (2.34)$$

2.6.1 Potencia en Componentes Simétricas

Si se conocen las componentes simétricas de corriente y voltaje, se puede calcular directamente la potencia de un circuito trifásico a partir de las componentes simétricas.

La potencia total compleja que fluye dentro de un circuito trifásico a través de tres líneas a, b y c es:

$$S_{3\phi} = VI^* = P + jQ = V_a I_a^* + V_b I_b^* + V_c I_c^* \quad (2.35)$$

Expresado lo anterior en forma matricial:

$$S_{3\phi} [V_a \quad V_b \quad V_c] * \begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix}^* = \begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix}^T * \begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix}^* \quad (2.36)$$

Donde:

$$\begin{bmatrix} I_a^* \\ I_b^* \\ I_c^* \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} I_a^{(0)*} \\ I_b^{(1)*} \\ I_c^{(2)*} \end{bmatrix} \tag{2.37}$$

$$\begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix}^T = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} V_a^{(0)} \\ V_b^{(1)} \\ V_c^{(2)} \end{bmatrix} \tag{2.38}$$

Nótese que, $A^T = A$, sustituyendo (2.37) y (2.38) en (2.36), esto resulta:

$$S_{3\phi} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} V_a^{(0)} \\ V_b^{(1)} \\ V_c^{(2)} \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} I_a^{(0)*} \\ I_b^{(1)*} \\ I_c^{(2)*} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 3 & 0 & 0 \\ 0 & 3 & 0 \\ 0 & 0 & 3 \end{bmatrix} * \left(\begin{bmatrix} V_a^{(0)} \\ V_b^{(1)} \\ V_c^{(2)} \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} I_a^{(0)*} \\ I_b^{(1)*} \\ I_c^{(2)*} \end{bmatrix} \right) \tag{2.39}$$

Y en forma lineal:

$$S_{3\phi} = V_a I_a^* + V_b I_b^* + V_c I_c^* = 3V_a^{(0)} I_a^{(0)*} + 3V_a^{(1)} I_a^{(1)*} + 3V_a^{(2)} I_a^{(2)*} \tag{2.40}$$

2.6.2 Transformación de Impedancia

Para obtener la transformación de las impedancias de un sistema balanceado de referencia *abc*, a la base de referencia 012, consideraremos un elemento trifásico de tipo general. (Véase la Figura 2.8)

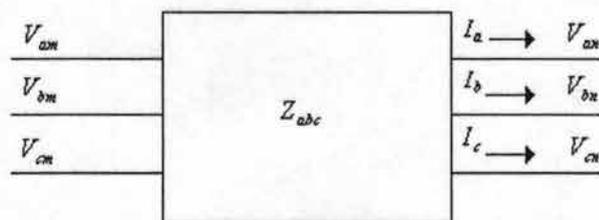


Figura 2.8 Figura que muestra la transformación de impedancias

Por ley de Ohm:

$$\begin{aligned} V_{amn} &= V_{am} - V_{an} = V_a \\ V_{hmn} &= V_{hm} - V_{hn} = V_h \dots\dots\dots(2.40a) \\ V_{cmn} &= V_{cm} - V_{cn} = V_c \end{aligned}$$

Luego en forma matricial compacta:

$$[V_{abc}] = [Z_{abc}] * [I_{abc}] \quad (2.41)$$

Donde:

$$[Z_{abc}] = \begin{bmatrix} Z_p & Z_m & Z_m \\ Z_m & Z_p & Z_m \\ Z_m & Z_m & Z_p \end{bmatrix}$$

Las corrientes y los voltajes de (2.41) se pueden expresar en función de sus componentes simétricas, fase "a", resultando:

$$\begin{aligned} [V_{abc}] &= [A] * [V_a^{(012)}] \\ [I_{abc}] &= [A] * [I_a^{(012)}] \end{aligned} \quad (2.42)$$

Sustituyendo el grupo de ecuaciones (2.42) en (2.41), resulta:

$$[A] * [V_a^{(012)}] = [Z_{abc}] * [A] * [I_a^{(012)}] \quad (2.43)$$

Premultiplicando ambos miembros de (2.43) por la inversa de $[A]$, es decir, $[A]^{-1}$:

$$[[A]^{-1} * [A]] * [V_a^{(012)}] = [A]^{-1} * [Z_{abc}] * [A] * [I_a^{(012)}] \quad (2.44)$$

$$\text{Sí, } [A] * [A]^{-1} = 1$$

Substituyendo ésta última equivalencia en (2.44):

$$[V_a^{(012)}] = [A]^{-1} [Z_{abc}] * [A] * [I_a^{(012)}] \quad (2.45)$$

Donde:

$$[Z_a^{(012)}] = [A]^{-1} [Z_{abc}] * [A] \quad (2.46)$$

Desarrollando y resolviendo el triple producto matricial:

$$[Z_a^{(012)}] = \begin{bmatrix} Z_p + 2Z_m & 0 & 0 \\ 0 & Z_p - Z_m & 0 \\ 0 & 0 & Z_p - Z_m \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Z^{(0)} & 0 & 0 \\ 0 & Z^{(1)} & 0 \\ 0 & 0 & Z^{(2)} \end{bmatrix} \quad (2.47)$$

La ecuación (2.47) permite conocer la *impedancia de secuencia en la base 012* para cualquier elemento trifásico.

2.7 Redes de Secuencia para Conductores Eléctricos

Considérese el siguiente modelo simple para una línea de transmisión. Éste modelo es aplicable también para conductores eléctricos de cualquier especie, como son los circuitos alimentadores y derivados de una planta industrial, con la excepción de que en las líneas de transmisión las fases se transponen. Por demás, el principio del desarrollo de las ecuaciones de redes de secuencia es el mismo.

Se supondrá también un balance perfecto entre líneas, tanto para voltajes como para corrientes.

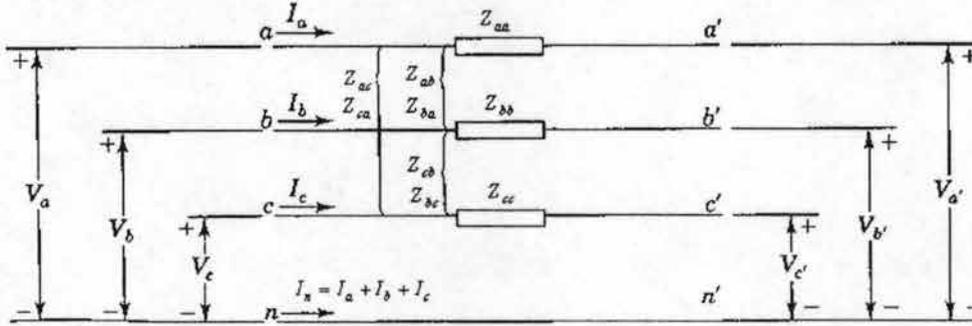


Figura 2.9. Sección de una línea trifásica simétrica con conductor neutro

De acuerdo a la figura 2.9

$$[V_{abc}] = [Z_{abc}] * [I_{abc}] \quad (2.48)$$

Por inspección se observa que:

$$[Z_{abc}] = \begin{bmatrix} Z_p & Z_m & Z_m \\ Z_m & Z_p & Z_m \\ Z_m & Z_m & Z_p \end{bmatrix}$$

Donde:

$$Z_{aa} = Z_{bb} = Z_{cc} = Z_p$$

$$Z_{ab} = Z_{bc} = Z_{ca} = Z_{ba} = Z_{cb} = Z_{ac} = Z_m$$

Z_p es la impedancia propia de cada conductor y Z_m es la impedancia mutua entre cada par de conductores. Ambas impedancias incluyen implícitamente la influencia del conductor neutro sobre las demás fases, esto es debido que al circular corriente en el neutro, induce voltajes sobre las fases.

Multiplicando la ecuación (2.48), por $[A]^{-1}$:

$$[A]^{-1}[V_{abc}] = [A]^{-1}[Z_{abc}] * [I_{abc}] \quad (2.49)$$

Ahora sí, $[V_a^{(012)}] = [A]^{-1} [V_{abc}]$ y $[I_{abc}] = [A] * [I_a^{(012)}]$

Sustituyendo ésta equivalencias en la ecuación (2.49) resulta:

$$[V_a^{(012)}] = [A]^{-1} [Z_{abc}] * [A] * [I_a^{(012)}] \tag{2.50}$$

Sabemos que:

$$[Z_a^{(012)}] = [A]^{-1} [Z_{abc}] * [A]$$

Substituyendo esta última ecuación en (2.50) y desarrollando matricialmente resulta:

$$\begin{bmatrix} V_a^{(0)} \\ V_a^{(1)} \\ V_a^{(2)} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Z^{(0)} & 0 & 0 \\ 0 & Z^{(1)} & 0 \\ 0 & 0 & Z^{(2)} \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} I_a^{(0)} \\ I_a^{(1)} \\ I_a^{(2)} \end{bmatrix} \tag{2.51}$$

De forma lineal, tenemos:

$$\begin{aligned} V_a^{(0)} &= Z^{(0)} I_a^{(0)} \\ V_a^{(1)} &= Z^{(1)} I_a^{(1)} \\ V_a^{(2)} &= Z^{(2)} I_a^{(2)} \end{aligned} \tag{2.52}$$

Conforme a los resultados de las ecuaciones (2.52), se observa, que las corrientes de una determinada secuencia solamente dan lugar a caídas de voltaje de una misma secuencia. Estos tres circuitos considerados de manera simultánea, contienen la misma información del circuito real de la figura 2.10 y además, son independientes el uno del otro, porque las ecuaciones están desacopladas.

Para las componentes de secuencia de las caídas de voltaje entre los extremos de la sección de la línea, se pueden calcular por medio de la ley de Ohm, más la ecuación (2.52), como:

$$\begin{aligned} V_a^{(0)} - V_a^{(0)'} &= Z^{(0)} I_a^{(0)} \\ V_a^{(1)} - V_a^{(1)'} &= Z^{(1)} I_a^{(1)} \\ V_a^{(2)} - V_a^{(2)'} &= Z^{(2)} I_a^{(2)} \end{aligned} \tag{2.52a}$$

En la figura 2.10 siguiente se muestran los circuitos de sección (+), (-) y (0) de la ecuación (2.52a) obtenida. Estos circuitos también son validos para las ecuaciones (2.52)

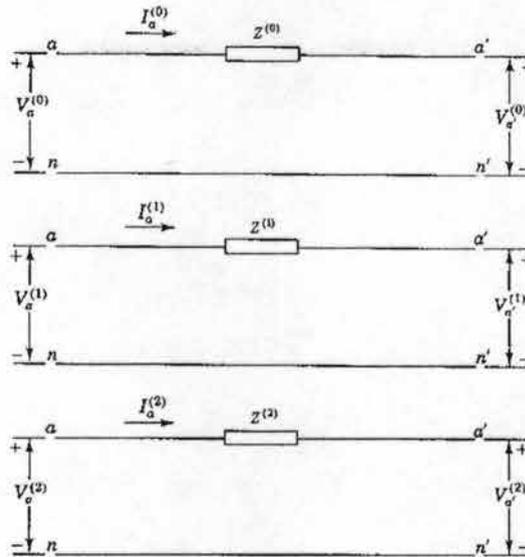


Figura 2.10. Circuitos de secuencia para la sección de la línea simétrica de la figura 2.9

2.8 Redes de Secuencia para Elementos con Configuraciones Y y Δ

Si se conecta una impedancia Z_n entre el neutro y la tierra en una configuración Y cualesquiera, como por ejemplo un transformador, una carga, etc. (Véase la figura 2.11) Entonces la suma de la corriente de línea I_n es:

$$I_n = I_a + I_b + I_c \tag{2.53}$$

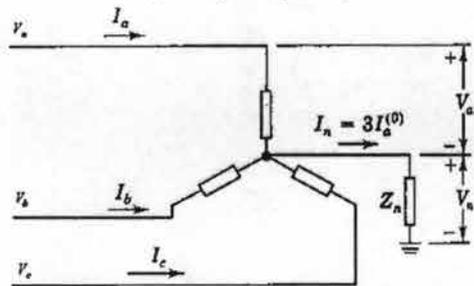


Figura 2.11. Circuito Y con impedancia al neutro

Si estas corrientes se expresan en sus componentes simétricas, resultan:

$$I_n = (I_a^{(0)} + I_a^{(1)} + I_a^{(2)}) + (I_a^{(0)} + a^2 I_a^{(1)} + a I_a^{(2)}) + (I_a^{(0)} + a I_a^{(1)} + a^2 I_a^{(2)}) \tag{2.54}$$

$$I_n = 3I_a^{(0)} \tag{2.55}$$

Como se observa en (2.55), la suma de componentes de secuencia positiva y negativa son iguales a cero, pero se observa que la combinación de corrientes de secuencia cero con respecto al neutro dan un valor de $3I_a^{(0)}$, lo que resulta en una caída de tensión de $3I_a^{(0)} Z_n$ entre el neutro y la tierra. Si el voltaje de la fase “a” con respecto a tierra, es $V_a = V_{an} + V_n$,

donde $V_n = 3I_a^{(0)}Z_n$, substituyendo y desarrollando una ecuación para cada una de las tres fases, resulta:

$$V_{abc} = V_{abc} + V_n = ZI_{abc} + 3I_a^{(0)}Z_n \quad (2.56)$$

En forma matricial:

$$\begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} = Z \begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix} + 3I_a^{(0)}Z_n \begin{bmatrix} 1 \\ 1 \\ 1 \end{bmatrix} \quad (2.57)$$

Remplazando voltajes y corrientes por sus componentes simétricas:

$$A \begin{bmatrix} V_a^{(0)} \\ V_a^{(1)} \\ V_a^{(2)} \end{bmatrix} = Z * A \begin{bmatrix} I_a^{(0)} \\ I_a^{(1)} \\ I_a^{(2)} \end{bmatrix} + 3I_a^{(0)}Z_n \begin{bmatrix} 1 \\ 1 \\ 1 \end{bmatrix} \quad (2.58)$$

Multiplicando (2.58) por $[A]^{-1}$:

$$\begin{bmatrix} V_a^{(0)} \\ V_a^{(1)} \\ V_a^{(2)} \end{bmatrix} = Z * \begin{bmatrix} I_a^{(0)} \\ I_a^{(1)} \\ I_a^{(2)} \end{bmatrix} + 3I_a^{(0)}Z_n * A^{-1} \begin{bmatrix} 1 \\ 1 \\ 1 \end{bmatrix} \quad (2.59)$$

Resolviendo:

$$\begin{aligned} \frac{V_a^{(0)}}{I_a^{(0)}} &= Z^{(0)} = Z + 3Z_n \\ \frac{V_a^{(1)}}{I_a^{(1)}} &= Z^{(1)} = Z \\ \frac{V_a^{(2)}}{I_a^{(2)}} &= Z^{(2)} = Z \end{aligned} \quad (2.60)$$

De acuerdo a (2.60), se observa el mismo desacoplo en las ecuaciones (2.52), obteniéndose los siguientes circuitos mostrados en la figura 2.12

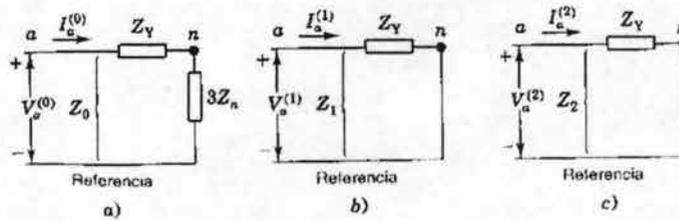


Figura 2.12. Redes de secuencia (+), (-) y (0) para elementos cualesquiera cuya configuración en sus devanados esté en Y

Un circuito conectado en Δ no tiene trayectoria al neutro, y las corrientes de línea que fluyen dentro de la carga conectada en Δ, no pueden contener componentes de secuencia cero. En un circuito en Y al no existir retorno por tierra, la corriente $3I_a^{(0)}$ no puede circular, por lo que el equivalente monofásico de secuencia cero aparece abierto. En ocasiones se pueden producir corrientes monofásicas que circulen en circuitos Δ, ya sea por inducción ó por voltajes generados de secuencia cero. En la práctica se omiten tales corrientes.

2.9 Redes de Secuencia para Generadores y Motores

Considérese un elemento activo (un generador ó un motor) con tensiones internas de fase E_a, E_b y E_c , y un voltaje de fase V_a, V_b y V_c .

Aplicando posteriormente la ley de voltaje de Kirchoff al circuito de la figura 2.13 de forma matricial compacta se obtiene:

$$[E_{abc}] = [Z_{abc}] * [I_{abc}] + [V_{abc}] \tag{2.61}$$

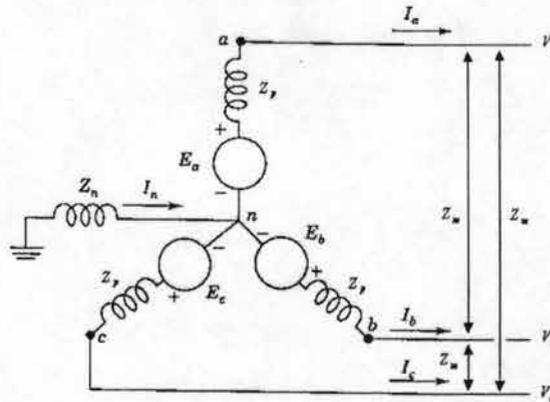


Figura 2.13. Diagrama del circuito de un generador aterrizado a través de una reactancia. Las f.e.m. de cada fase son de secuencia positiva

Por inspección se observa que:

$$[Z_{abc}] = \begin{bmatrix} Z_p & Z_m & Z_m \\ Z_m & Z_p & Z_m \\ Z_m & Z_m & Z_p \end{bmatrix}$$

Donde:

$$Z_{aa} = Z_{bb} = Z_{cc} = Z_p$$

$$Z_{ab} = Z_{bc} = Z_{ca} = Z_{ba} = Z_{cb} = Z_{ac} = Z_m$$

Z_p Es la impedancia propia y Z_m es la impedancia mutua.

Desarrollando la ecuación (2.61)

$$\begin{bmatrix} E_a \\ E_b \\ E_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Z_p & Z_m & Z_m \\ Z_m & Z_p & Z_m \\ Z_m & Z_p & Z_p \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} \quad (2.62)$$

Además, sí:

$$\begin{aligned} E_a &= E_a \\ E_b &= a^2 E_a \\ E_c &= a E_a \end{aligned} \quad (2.63)$$

Transformando las tensiones internas (2.63) en sus componen entes simétricas, resulta:

$$[E^{012}] = [A]^{-1} [E_{abc}] = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} E_a \\ a^2 E_a \\ a E_a \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ E_a \\ 0 \end{bmatrix} \quad (2.64)$$

Multiplicando ambos miembros por $[A]^{-1}$ de la ecuación (2.61), tenemos:

$$[A]^{-1} [E_{abc}] = [A]^{-1} [Z_{abc}] * [I_{abc}] + [A]^{-1} [V_{abc}] \quad (2.65)$$

$$\text{Sí } [I_{abc}] = [A] * [I_a^{(012)}] \text{ y } [A]^{-1} [V_{abc}] = [V_a^{(012)}]$$

Substituyendo estas equivalencias en la ecuación (2.65):

$$[A]^{-1} [E_{abc}] = [A]^{-1} [Z_{abc}] * [A] * [I_a^{(012)}] + [V_a^{(012)}] \quad (2.66)$$

Donde de la ecuación (2.45), tenemos que:

$$[Z_a^{(012)}] = [A]^{-1} [Z_{abc}] * [A]$$

Substituyendo (2.45) en (2.66), además de la substitución de $[E_{012}] = E_a$, ó (2.64):

$$E_a = [Z_a^{(012)}] * [I_a^{(012)}] + [V_a^{(012)}] \tag{2.67}$$

Despejando $[V_a^{(012)}]$

$$V_a^{(012)} = E_a - [Z_b^{(012)}] * [I_a^{(012)}] \tag{2.68}$$

Expresando la ecuación (2.68) en forma matricial:

$$\begin{bmatrix} V_a^{(0)} \\ V_a^{(1)} \\ V_a^{(2)} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ E_a \\ 0 \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} Z^{(0)} & 0 & 0 \\ 0 & Z^{(1)} & 0 \\ 0 & 0 & Z^{(2)} \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} I_a^{(0)} \\ I_a^{(1)} \\ I_a^{(2)} \end{bmatrix} \tag{2.69}$$

Expresando en forma lineal (2.69), tenemos:

$$\begin{aligned} V_a^{(0)} &= Z^{(0)} I_a^{(0)} \\ V_a^{(1)} &= E_a - Z^{(1)} I_a^{(1)} \\ V_a^{(2)} &= Z^{(2)} I_a^{(2)} \end{aligned} \tag{2.70}$$

Al igual que las redes de secuencia de los elementos anteriores, las ecuaciones (2.70) demuestran que no existe acoplamiento mutuo, además de ser éstas independientes éstas entre sí.

a) Redes de Secuencia Positiva (+)

De acuerdo a la ecuación $V_a^{(1)} = E_a - Z^{(1)} I_a^{(1)}$, del grupo (2.70) la red que le corresponde es:

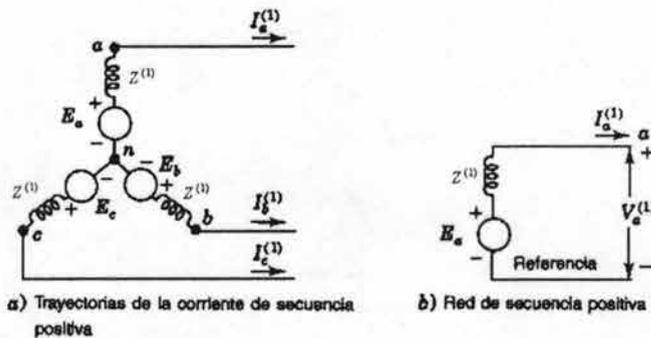


Figura 2.14 Red equivalente de secuencia positiva

La red estará formada por un “generador” que representa la tensión interna de la fase “a” que tendrá un valor de $1\angle 0^0$, debido a que un elemento activo genera corrientes de

secuencia positiva. Asimismo se conectará una impedancia $Z_a^{(1)}$ en serie. (Véase la figura 2.14)

Algo muy importante a destacar, es que un motor de inducción y un motor síncrono no se representan con el voltaje de $1\angle 0^0$ en la red de secuencia positiva, debido a que en estos elementos, los voltajes internos no son permanentes como en un generador, por lo que en la práctica se omiten.

b) Redes de Secuencia Negativa (-)

De acuerdo a la ecuación $V_a^{(2)} = Z^{(2)} I_a^{(2)}$, del grupo (2.70) la red que le corresponde es:

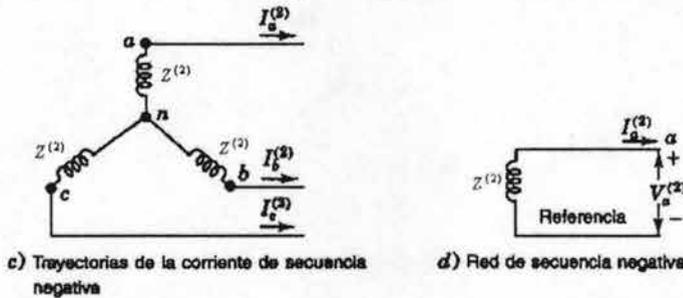


Figura 2.15. Red equivalente de secuencia negativa

La red de secuencia negativa se construye de forma idéntica a la red de secuencia positiva, con la excepción de no incluir una f.e.m debido a que una máquina síncrona no está diseñada para generar corrientes de secuencia negativa. (Véase la figura 2.15)

c) Redes de Secuencia Cero (0)

De acuerdo a la ecuación $V_a^{(0)} = Z^{(0)} I_a^{(0)}$, del grupo (2.80) la red que le corresponde es:

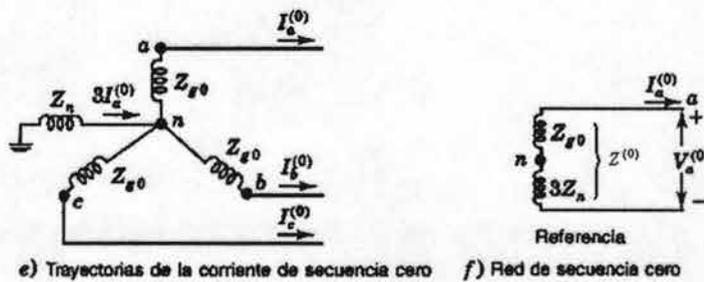


Figura 2.16. Red equivalente de secuencia cero

Donde $Z^{(0)} = Z_{g0} + 3Z_n$ debido que en la red de secuencia cero de un circuito en configuración Y, el neutro está conectado por medio de una impedancia a un sistema de tierras, identificando la correspondiente impedancia de secuencia cero, o sea: $Z = Z_{g0}$. (Véase la figura 2.16)

2.10 Configuraciones de Red de Secuencia Cero para Motores, Cargas Equilibradas y Generadores

La configuración de la red equivalente de secuencia cero de éstos elementos activos ó pasivos en Y, dependerá de la forma en que estén conectados los neutros de éstas cargas trifásicas, ya sea que estén conectadas a un sistema general de tierras por un simple conductor, resistencias limitadoras de corriente ó reactores.

En la figura 2.17 se exponen las posibles configuraciones de los devanados de este tipo de elementos.

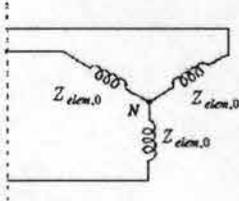
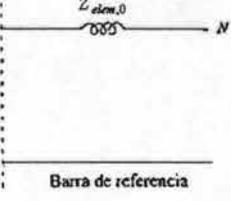
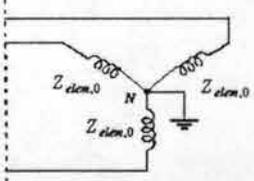
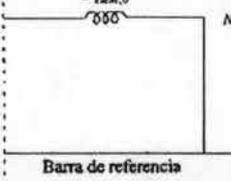
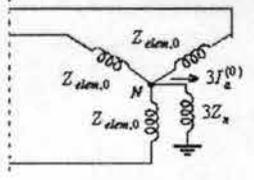
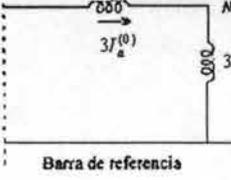
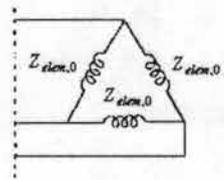
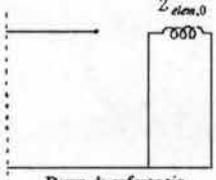
TIPO DE CARGA	RED DE SEC. (0) EQUIVALENTE
	
	
	
	

Figura 2.18. Circuitos equivalentes de secuencia cero para cargas trifásicas (motores, generadores, cargas estáticas)

2.11 Configuraciones de Red de Secuencia Cero para Transformadores

Para los circuitos equivalentes de secuencia cero para transformadores trifásicos, estas configuraciones dependen de las conexiones que se tenga del devanado primario y

secundario de los mismos, ya sean configuraciones en Δ ó Y. De esta manera, las diferentes combinaciones (cinco para este tipo de transformadores), determinaran el flujo ó no de la corriente de secuencia cero para este tipo de dispositivos. (Véase la figura 2.18)

Las flechas de los diagramas de conexiones de las figuras muestran las trayectorias posibles del flujo de la corriente de secuencia cero. La ausencia de la flecha indica que la conexión del transformador es tal que no puede fluir corriente de secuencia cero.

Los circuitos de secuencia cero que se muestran son aproximados, porque se ha omitido la resistencia y la trayectoria de la corriente magnetizante. Asimismo, las letras P y Q identifican los puntos correspondientes en el diagrama de conexión y en el circuito equivalente. A continuación se da una breve explicación de las diferentes configuraciones para este tipo de transformadores.

Por otro lado, la impedancia de un transformador trifásico para corrientes de secuencia positiva y negativa, es la misma y casi igual a la impedancia de secuencia cero, por lo que en la práctica se considera iguales las impedancias de éstos elementos, o sea:

$$Z^{(0)} = Z^{(1)} = Z^{(2)} \quad (2.71)$$

a) Conexión Y-Y con neutros ambos aterrizados

Para este tipo de configuraciones al estar el devanado primario y secundario en Y, circularán corrientes de secuencia cero en ambos devanados que serán iguales a $3I_a^{(0)}$. Obsérvese que los neutros aterrizados a tierra hacen cerrar el circuito para la red de secuencia cero como la configuración 1 de la figura 2.18. Si en alguno ó en ambos devanados se encuentra alguna impedancia (por ejemplo, un reactor, ó una resistencia de baja o alta impedancia), esta se sumará en serie $3Z_n$ veces con al impedancia de secuencia cero de los neutros.

b) Conexión Y-Y con un neutro aterrizado

En este tipo de configuraciones, ya sea el devanado primario ó el secundario el que este conectado al sistema de tierras; no se garantizará que exista un flujo de corriente de secuencia cero en ninguno de los dos devanados. De hecho, no existe al no cerrarse la trayectoria del circuito como puede apreciarse en la configuración 2 de la figura 2.18

c) Conexión Δ - Δ

Estas conexiones no presentan ninguna trayectoria posible para el flujo de corrientes de secuencia cero por ninguno de los dos devanados. Sin embargo, es importante señalar que debido al desbalanceo de corrientes por cortocircuito; se reflejará un desbalanceo de voltajes entre líneas. Por lo tanto, es posible la libre circulación de pequeñas corrientes de secuencia cero en ambos devanados delta. Obsérvese la configuración 3 de la figura 2.18

d) Conexión Y-Δ con un devanado Y aterrizado

En éstas configuraciones, como se tiene el neutro de un devanado conectado a tierra, existirá una circulación de corrientes de secuencia cero, ya que se tiene un camino a tierra, además tomando en cuenta que existen corrientes inducidas en la conexión Δ.

Se sabe que la corriente de secuencia cero que circula en la Δ, balancea magnéticamente la corriente de secuencia cero de la Y, pero no puede fluir ésta en el devanado Δ, y el circuito en la red de impedancias de secuencia cero permanece abierto. Véase la configuración 4 de la figura 2.18

e) Conexión Y-Δ

Como no se tiene conexión a tierra en el devanado configurado en Y, existe una impedancia infinita, y por lo tanto, no puede existir circulación de corrientes de secuencia cero. Se aclara que pueden existir corrientes de secuencia cero en el devanado Δ, aunque ésta es de pequeña magnitud, obsérvese la configuración 5 de la figura 2.18

CASO	SÍMBOLOS	DIAGRAMAS DE CONEXIÓN	CIRCUITOS EQUIV. DE SECUENCIA CERO
1			
2			
3			
4			
5			

Figura 2.18. Configuraciones de devanados primario y secundario y su equivalente monofásico para redes de secuencia cero (0) para transformadores trifásicos.

2.12 Redes de Secuencia en Sistemas Eléctricos de Plantas Industriales

Las redes de secuencia, son el resultado de la interconexión de las impedancias de secuencia correspondientes, de cada uno de los elementos del sistema (generadores, motores, transformadores, conductores etc.), tomando como referencia el diagrama unifilar del sistema eléctrico. Cada uno de los dispositivos eléctricos de la red trifásica cuenta con un circuito equivalente monofásico en forma de circuitos de *secuencia positiva*, *negativa* y *cero*. Todas las partes de la red son estáticas y sin fuentes, a excepción de los generadores y motores de todos los tipos. Se supone que cada parte individual es lineal y trifásica simétrica (balanceada) cuando se conectan las configuraciones Y ó Δ .

Algunas consideraciones de importancia se exponen en las siguientes líneas:

- Las impedancias de secuencia positiva y negativa son iguales en cualquier elemento pasivo, y se pueden considerar aproximadamente iguales en máquinas síncronas bajo condiciones subtransitorias.
- En cualquier parte de la red las impedancias de secuencia cero, es por lo general, diferente a las impedancias de secuencia positiva y negativa.
- No fluyen corrientes de secuencia positiva y negativa entre neutro y tierra en ningún elemento aterrizado.
- La impedancia de secuencia cero en líneas y circuitos alimentadores, es por lo general 2 o 3 veces mayor que las impedancias de secuencia positiva y negativa
- El neutro es la referencia para los voltajes en circuitos de secuencia positiva y negativa.
- En una máquina trifásica cualquiera, si el neutro no se encuentra aterrizado, pero si la carcasa de esta, la red de secuencia cero del sistema eléctrico bajo estudio, no se verá afectada en ningún aspecto.

2.13 La matriz “ Y_{BUS} ”

La matriz de admitancias de barra $[Y_{BUS}]$ es importante y muy útil para efectuar cálculos de fallas para cualquier sistema eléctrico.

La representación de admitancias en la forma de un modelo elemental, describe las características eléctricas de las componentes de la red, pero no requiere ni provee información en relación con la forma en que se interconectan las componentes para formar la red. La matriz de admitancias de barra, da el comportamiento en estado estable de todas las componentes que actúan juntas para formar el sistema, y se basa en el análisis nodal de las ecuaciones de red.

El formato acostumbrado para la matriz de admitancias de barra es el siguiente:

$$Y_{BUS} = \begin{bmatrix} Y_{11} & Y_{12} & \dots & Y_{1j} & \dots & Y_{1n} \\ Y_{21} & Y_{22} & \dots & Y_{2j} & \dots & Y_{2n} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ Y_{i1} & Y_{i2} & \dots & Y_{ij} & \dots & Y_{in} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ Y_{m1} & Y_{m2} & \dots & Y_{mj} & \dots & Y_{mn} \end{bmatrix} \quad (2.72)$$

Donde N es el número de buses.

Por otro lado, la matriz $[Y_{BUS}]$ es simétrica respecto a la diagonal principal, donde a los elementos de $[Y_{BUS}]$ en diagonal se les llama “impedancias propias de los nodos” y los elementos fuera de la diagonal, se les conoce como “impedancias mutuas de los nodos”.

Las reglas más usuales e importantes a considerar cuando se forma la red de admitancias son:

- Los elementos de la diagonal Y_{ij} , son iguales a la suma de las admitancias que están directamente conectadas al nodo cualesquiera j .
- Los elementos que están fuera de la diagonal Y_{ij} , son iguales al negativo (-) de la admitancia total conectada entre los nodos cualesquiera i y j .

Para formar la matriz de admitancias de barra se deben de seguir los siguientes pasos:

- Se construye un diagrama de admitancias del sistema a partir del diagrama de impedancias.
- Los nodos ó puntos de interés (puntos de falla), se consideran como “barras ó buses” del sistema.
- Cada valor de la diagonal de la matriz de admitancias, es la suma de las admitancias unidas a la barra respectiva, y cada elemento (i, j) fuera de la diagonal es igual al negativo (multiplicada por -1) de la admitancia que une a las dos barras i y j

Las redes de secuencia positiva, negativa y cero, se pueden representar por matrices de admitancias de barra. La matriz de admitancias de barra para la red de secuencia positiva se escribe de la forma:

$$Y_{BUS}^{(+)} = \begin{bmatrix} Y_{11}^{(1)} & Y_{12}^{(1)} & Y_{13}^{(1)} & Y_{14}^{(1)} \\ Y_{21}^{(1)} & Y_{22}^{(1)} & Y_{23}^{(1)} & Y_{24}^{(1)} \\ Y_{31}^{(1)} & Y_{32}^{(1)} & Y_{33}^{(1)} & Y_{34}^{(1)} \\ Y_{41}^{(1)} & Y_{42}^{(1)} & Y_{43}^{(1)} & Y_{44}^{(1)} \end{bmatrix} \quad (2.73)$$

Al igual que la red de secuencia negativa:

$$Y_{BUS}^{(-)} = \begin{bmatrix} Y_{11}^{(2)} & Y_{12}^{(2)} & Y_{13}^{(2)} & Y_{14}^{(2)} \\ Y_{21}^{(2)} & Y_{22}^{(2)} & Y_{23}^{(2)} & Y_{24}^{(2)} \\ Y_{31}^{(2)} & Y_{32}^{(2)} & Y_{33}^{(2)} & Y_{34}^{(2)} \\ Y_{41}^{(2)} & Y_{42}^{(2)} & Y_{43}^{(2)} & Y_{44}^{(2)} \end{bmatrix} \quad (2.74)$$

Y por ultimo para la red de secuencia cero:

$$Y_{BUS}^{(0)} = \begin{bmatrix} Y_{11}^{(0)} & Y_{12}^{(0)} & Y_{13}^{(0)} & Y_{14}^{(0)} \\ Y_{21}^{(0)} & Y_{22}^{(0)} & Y_{23}^{(0)} & Y_{24}^{(0)} \\ Y_{31}^{(0)} & Y_{32}^{(0)} & Y_{33}^{(0)} & Y_{34}^{(0)} \\ Y_{41}^{(0)} & Y_{42}^{(0)} & Y_{43}^{(0)} & Y_{44}^{(0)} \end{bmatrix} \quad (2.75)$$

Por otra parte, se señala la importancia de otros métodos, como el algoritmo de construcción de la $[Y_{BUS}]$ ampliamente utilizado en grandes sistemas de potencia, donde el número de buses a considerar bien puede pasar de los 10,000.

2.14 Solución de la Matriz (Y_{BUS})

Para hallar la solución de la matriz $[Y_{BUS}]$ se invierte la matriz $[Y_{BUS}]^{-1} = [Z_{BUS}]$ por cualquier método (Determinantes, Gauss-Jordan, etc.), de la misma forma como se representan las matrices de admitancia de secuencia positiva, negativa y cero, se representan las matrices de impedancia.

Cabe señalar que los elementos que están en diagonal de la Z_{BUS} se conocen como *impedancias del punto de operación*, mientras que aquellas que están fuera de la diagonal se le conocen como *impedancias de transferencia de barras*.

A manera de tener una idea clara de cómo se construye la $[Y_{BUS}]$ y se resuelve, se tiene el siguiente ejemplo.

Ejemplo 3:

Se tiene un pequeño sistema de potencia con líneas, transformadores y generadores eléctricos, transformados a sus respectivos valores por unidad. (Véase la figura 2.19)

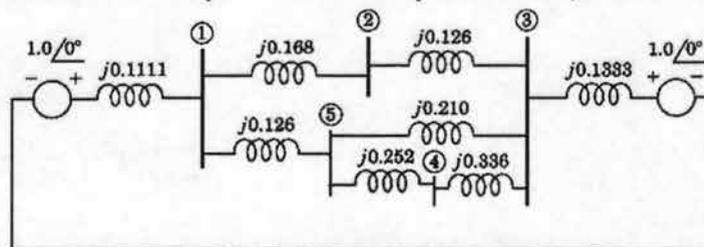


Figura 2.19. Red de impedancias de un sistema eléctrico
Fuente: Stevenson, W. "Análisis de Sistemas de Potencia"

Ahora bien, calcularemos las admitancias propias de los nodos ①, ②, ③, ④ y ⑤.

$$Y_{11} = \frac{1}{0.1111j} + \frac{1}{0.168j} + \frac{1}{0.126j} = -22.8898j$$

$$Y_{22} = \frac{1}{0.168j} + \frac{1}{0.126j} = -13.8889j$$

$$Y_{33} = \frac{1}{0.126j} + \frac{1}{0.1333j} + \frac{1}{0.210j} + \frac{1}{0.336j} = -23.1765j$$

$$Y_{44} = \frac{1}{0.252j} + \frac{1}{0.336j} = -6.9444j$$

$$Y_{55} = \frac{1}{0.126j} + \frac{1}{0.210j} + \frac{1}{0.252j} = -16.6667j$$

Y de la misma forma, para las admitancias mutuas de los nodos ①, ②, ③, ④ y ⑤.

$$Y_{13}, Y_{14}, Y_{24}, Y_{25}, Y_{31}, Y_{41}, Y_{42}, Y_{52} = 0$$

$$Y_{12}, Y_{21} = -\frac{1}{0.168j} = 5.9524j$$

$$Y_{15}, Y_{23}, Y_{32}, Y_{51} = -\frac{1}{0.126j} = 7.9365j$$

$$Y_{34}, Y_{43} = -\frac{1}{0.336j} = 2.9762j$$

$$Y_{35}, Y_{53} = -\frac{1}{0.210j} = 4.7619j$$

$$Y_{45}, Y_{54} = -\frac{1}{0.252j} = 3.9683j$$

Luego, la matriz de admitancias $[Y_{BUS}]$ es:

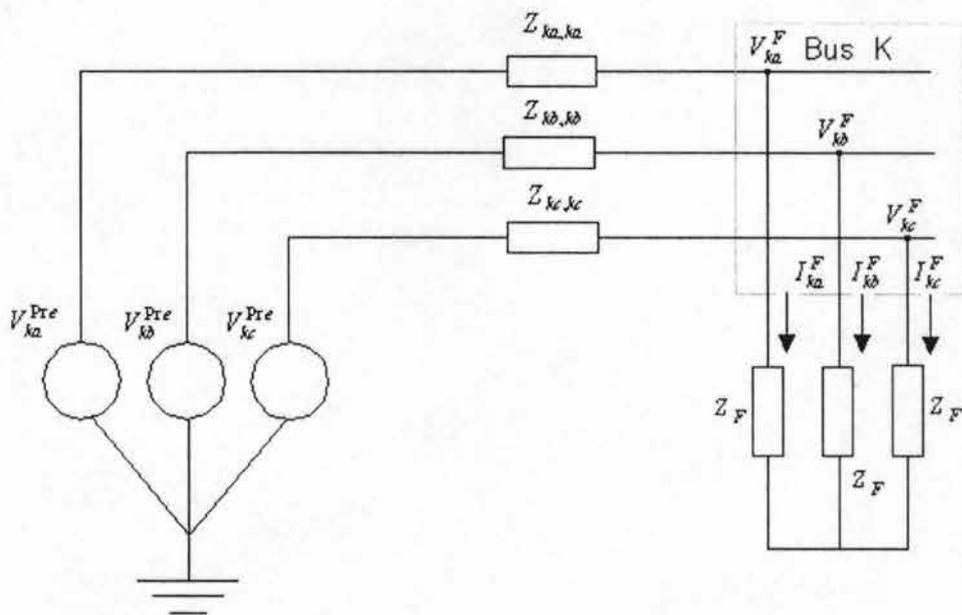
$$Y_{BUS} = -j \begin{bmatrix} -22.8898 & 5.9524 & 0 & 0 & 7.9365 \\ 5.9524 & -13.8889 & 7.9365 & 0 & 0 \\ 0 & 7.9365 & -23.1765 & 2.9762 & 4.7619 \\ 0 & 0 & 2.9762 & -6.9444 & 3.9683 \\ 7.9365 & 0 & 4.7619 & 3.9683 & -16.6667 \end{bmatrix}$$

Invirtiendo la matriz (resuelta por cualquier método), resulta:

$$Z_{BUS} = \begin{bmatrix} 0.0793 & 0.0558 & 0.0382 & 0.0511 & 0.0608 \\ 0.0558 & 0.1338 & 0.0664 & 0.0630 & 0.0605 \\ 0.0382 & 0.0664 & 0.0875 & 0.0720 & 0.0603 \\ 0.0511 & 0.0630 & 0.0720 & 0.2321 & 0.1002 \\ 0.0608 & 0.0605 & 0.0603 & 0.1002 & 0.1300 \end{bmatrix}$$

CAPITULO III

TEORÍA DE FALLAS ELÉCTRICAS



La mayoría de las fallas eléctricas que ocurren en los sistemas eléctricos de potencia (en este caso plantas industriales), son fallas desbalanceadas. Estas fallas pueden ser de varios tipos como son: falla línea a tierra, doble línea ó doble línea a tierra. No obstante para efectos de dimensionamiento ó evaluación de equipo eléctrico de protección, el cálculo de la falla trifásica es indispensable, porque nos permite conocer la mayor magnitud posible de corriente de falla en un punto determinado de la red; para posteriormente evaluar las capacidades momentáneas e interruptivas del equipo de protección, ya sea en alta, media ó baja tensión. El método de las componentes simétricas es útil en un análisis para determinar las corrientes y los voltajes en todas las partes del sistema eléctrico después de que ha ocurrido una falla.

Por otro lado, las fallas desbalanceadas dan origen a que fluyan corrientes desbalanceadas en el sistema, al contrario de presentarse una falla trifásica, la cuál origina flujos de corrientes equilibradas.

Aquí se planteará el desarrollo de las ecuaciones representativas de corrientes y voltajes durante una falla, ecuaciones también de voltajes en buses no fallados y las contribuciones de flujos de corriente de cortocircuito a un punto de falla.

3.1 Variación del Voltaje en Buses Fallados y No Fallados

Como toda corriente de cortocircuito fluye desde un sistema eléctrico hacia la falla, en este caso, la corriente de falla en la fase "a", sus componentes simétricas $I_{ka}^{F(1)}$, $I_{ka}^{F(2)}$ y $I_{ka}^{F(0)}$, fluyen hacia "afuera" de sus respectivas redes de secuencia, y como se muestra en la figura 3.1, también de sus circuitos equivalentes de secuencia en el punto "P"; así las corrientes $-I_{ka}^{F(1)}$, $-I_{ka}^{F(2)}$ y $-I_{ka}^{F(0)}$ representan corrientes que se "inyectan" debido a la falla en la barra k , en las redes de secuencia positiva, negativa y cero. Éstas "inyecciones" de corriente son la causa de que cambien los voltajes en las redes de secuencia del sistema.

Este cambio de voltaje es posible calcularlo mediante el siguiente desarrollo.

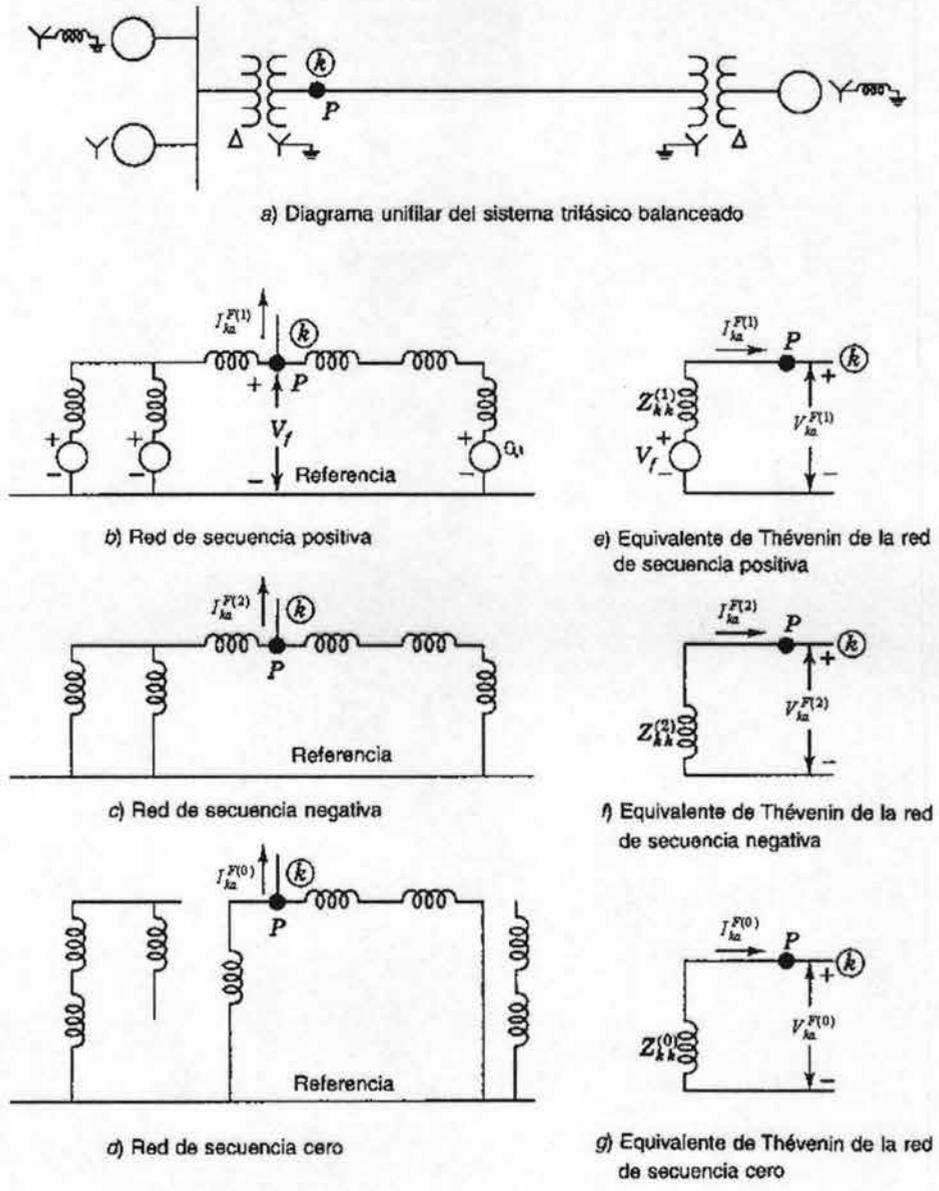


Figura 3.1. Diagrama unifilar de un sistema trifásico, sus tres redes de secuencia y la contribución de cada una de las componentes simétricas de corriente de falla al punto al punto "P".

Si:

$$\begin{bmatrix} \Delta V_{1a}^{(1)} \\ \Delta V_{2a}^{(1)} \\ \cdot \\ \cdot \\ \Delta V_{ka}^{(1)} \\ \cdot \\ \cdot \\ \Delta V_{Na}^{(1)} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Z_{11}^{(1)} & Z_{12}^{(1)} & \cdot & \cdot & Z_{1k}^{(1)} & \cdot & \cdot & Z_{1N}^{(1)} \\ Z_{21}^{(1)} & Z_{22}^{(1)} & \cdot & \cdot & Z_{2k}^{(1)} & \cdot & \cdot & Z_{2N}^{(1)} \\ \cdot & \cdot \\ \cdot & \cdot \\ Z_{k1}^{(1)} & Z_{k2}^{(1)} & \cdot & \cdot & Z_{kk}^{(1)} & \cdot & \cdot & Z_{kN}^{(1)} \\ \cdot & \cdot \\ \cdot & \cdot \\ Z_{N1}^{(1)} & Z_{N2}^{(1)} & \cdot & \cdot & Z_{Nk}^{(1)} & \cdot & \cdot & Z_{NN}^{(1)} \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ \cdot \\ \cdot \\ -I_{ka}^{F(1)} \\ \cdot \\ \cdot \\ 0 \end{bmatrix} \quad (3.1)$$

Resolviendo la columna donde se encuentra el bus k de $Z_{BARRA}^{(*)}$, que es donde la I_{ka}^F modifica a los voltajes de todos los buses.

Resolviendo, tenemos:

$$= \begin{bmatrix} -Z_{1k}^{(1)} I_{ka}^{F(1)} \\ -Z_{2k}^{(1)} I_{ka}^{F(1)} \\ \cdot \\ \cdot \\ -Z_{kk}^{(1)} I_{ka}^{F(1)} \\ \cdot \\ \cdot \\ -Z_{kN}^{(1)} I_{ka}^{F(1)} \end{bmatrix} \quad (3.2)$$

La corriente pre-falla se desprecia, si sumamos el voltaje pre-falla en la ecuación (3.2), entonces:

$$\begin{bmatrix} V_{1a}^{F(1)} \\ V_{2a}^{F(1)} \\ \cdot \\ \cdot \\ V_{ka}^{F(1)} \\ \cdot \\ \cdot \\ V_{Na}^{F(1)} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} V_{1a}^{Pre(1)} \\ V_{2a}^{Pre(1)} \\ \cdot \\ \cdot \\ V_{ka}^{Pre(1)} \\ \cdot \\ \cdot \\ V_{ka}^{Pre(1)} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \Delta V_{1a}^{(1)} \\ \Delta V_{2a}^{(1)} \\ \cdot \\ \cdot \\ \Delta V_{ka}^{(1)} \\ \cdot \\ \cdot \\ \Delta V_{Na}^{(1)} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} V_{1a}^{Pre(1)} - Z_{1k}^{(1)} I_{ka}^{F(1)} \\ V_{2a}^{Pre(1)} - Z_{2k}^{(1)} I_{ka}^{F(1)} \\ \cdot \\ \cdot \\ V_{ka}^{Pre(1)} - Z_{kk}^{(1)} I_{ka}^{F(1)} \\ \cdot \\ \cdot \\ V_{ka}^{Pre(1)} - Z_{Nk}^{(1)} I_{ka}^{F(1)} \end{bmatrix} \quad (3.3)$$

Con este resultado, obtenemos los voltajes totales (voltajes durante la falla llamados comúnmente como *post-falla*) de secuencia positiva en función de la fase "a" en todos los buses del sistema eléctrico.

¿Cómo calcular los cambios de voltaje de las secuencias negativas y cero debidas a la falla en el bus k ? La forma de realizarlo es similar a los desarrollos anteriores considerando que los voltajes pre-falla de las redes de secuencia cero y negativa son cero.

$$\begin{bmatrix} V_{1a}^{F(2)} \\ V_{2a}^{F(2)} \\ \cdot \\ \cdot \\ V_{ka}^{F(2)} \\ \cdot \\ \cdot \\ V_{Na}^{F(2)} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -Z_{1k}^{(2)} I_{ka}^{F(2)} \\ -Z_{2k}^{(2)} I_{2k}^{F(2)} \\ \cdot \\ \cdot \\ -Z_{kk}^{(2)} I_{ka}^{F(2)} \\ \cdot \\ \cdot \\ -Z_{Na}^{(2)} I_{Na}^{F(2)} \end{bmatrix} \quad (3.4)$$

Y para la secuencia cero, resulta:

$$\begin{bmatrix} V_{1a}^{F(0)} \\ V_{2a}^{F(0)} \\ \cdot \\ \cdot \\ V_{ka}^{F(0)} \\ \cdot \\ \cdot \\ V_{Na}^{F(0)} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -Z_{1k}^{(0)} I_{ka}^{F(0)} \\ -Z_{2k}^{(0)} I_{2k}^{F(0)} \\ \cdot \\ \cdot \\ -Z_{kk}^{(0)} I_{ka}^{F(0)} \\ \cdot \\ \cdot \\ -Z_{Na}^{(0)} I_{Na}^{F(0)} \end{bmatrix} \quad (3.5)$$

Si despejamos las ecuaciones de voltaje de falla, en el bus k de las ecuaciones (3.3), (3.4) y (3.5), entonces:

$$\begin{aligned} V_{ka}^{F(0)} &= -Z_{kk}^{(0)} I_{ka}^{F(0)} \\ V_{ka}^{F(1)} &= V_{ka}^{Pre(1)} - Z_{kk}^{(1)} I_{ka}^{F(1)} \\ V_{ka}^{F(2)} &= -Z_{kk}^{(2)} I_{ka}^{F(2)} \end{aligned} \quad (3.6)$$

Si extendemos esto para cualquier bus j de la red, resulta:

$$\begin{aligned} V_{ja}^{F(0)} &= -Z_{jk}^{(0)} I_{ka}^{F(0)} \\ V_{ja}^{F(1)} &= V_{ja}^{Pre(1)} - Z_{jk}^{(1)} I_{ka}^{F(1)} \\ V_{ja}^{F(2)} &= -Z_{jk}^{(2)} I_{ka}^{F(2)} \end{aligned} \quad (3.7)$$

3.2 Desarrollo de ecuaciones de Falla para Corrientes y Voltajes.

La figura 3.2 servirá de referencia para poder visualizar el desarrollo de las ecuaciones de falla tanto para corrientes y voltajes en un bus k cualquiera. Se atribuirán además como condiciones ideales, que las corrientes fluyen en las fases a, b y c simétricamente y fuera del sistema original balanceado como I_{ka}^F, I_{kb}^F y I_{kc}^F respectivamente. Esta figura nos servirá para realizar las conexiones apropiadas para representar la falla eléctrica bajo estudio.

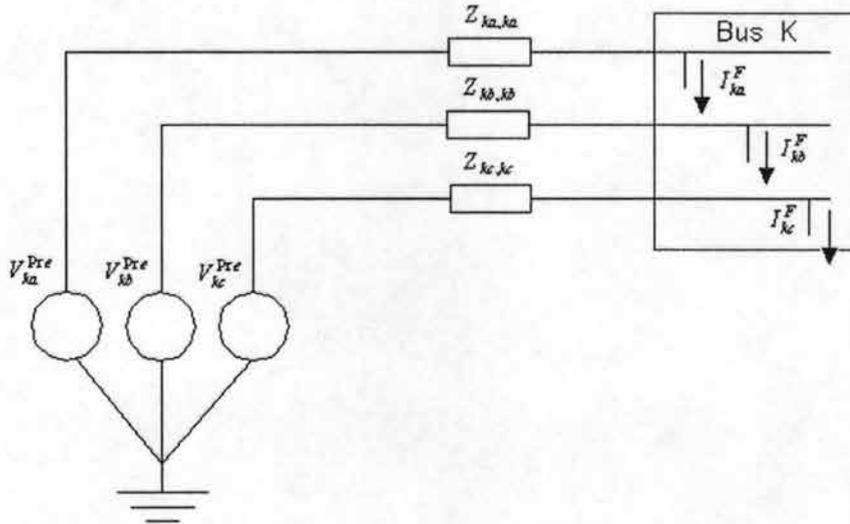


Figura 3.2. Circuito que representa un equivalente de Thévenin "adaptado" a las tres fases

La figura 3.2, representa un equivalente de Thévenin de toda la red, "adaptado" a las tres fases. Representemos ahora ésta figura en un equivalente de Thévenin convencional, donde además ocurre una falla trifásica. (Véase la figura 3.3)

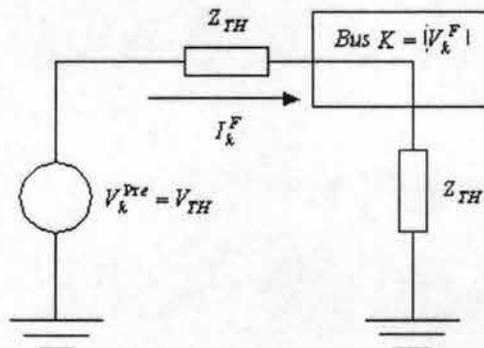


Figura 3.3. Circuito equivalente de Thévenin de la figura 3.2 donde ocurre una falla trifásica

Escribiendo una ecuación de malla, para el bus k fallado, resulta:

$$V_k^F = V_{TH} - Z_{TH} I_k^F \quad (3.8)$$

Obsérvese también que:

$$V_k^F = Z_F I_k^F \quad (3.9)$$

Si ahora las ecuaciones (3.8) y (3.9) “adecuamos” para las tres fases (a, b, c) del circuito equivalente de Thévenin, podemos escribir el siguiente conjunto de ecuaciones:

$$V_{kabc}^F = V_{kabc}^{Pre} - Z_{kk(abc)} I_{kabc}^F \quad (3.10)$$

Y

$$V_{kabc}^F = Z_F I_{kabc}^F \quad (3.11)$$

Se recuerda que una falla trifásica se puede calcular por medio de un circuito equivalente de Thévenin, donde V_{TH} es el voltaje pre-falla, Z_{TH} es la impedancia equivalente de Thévenin de las reactancias presentes de toda la red. El bus k , es un bus cualesquiera de la red donde ocurre la falla, y por último Z_F es la impedancia propia de la falla. Si Z_F asume un valor de cero se dice entonces que se produce una *falla franca* ó *falla de punto*. Tales cortocircuitos directos dan como resultado, el valor más alto de corriente de falla y por lo tanto, los valores más conservadores por ser utilizados cuando se determinan por anticipado los efectos de la falla. En la práctica común se asume este valor.

Las últimas ecuaciones que se desarrollaron (3.10) y (3.11), servirán para poder estudiar los cuatro tipos de falla que se plantearán a continuación.

a) Falla Trifásica

La falla trifásica es una de las más importantes por varias razones; la principal es que es a menudo el tipo de falla más severa y debe calcularse siempre para verificar que los dispositivos de protección, puedan soportar el flujo de corriente de cortocircuito máximo (corriente de cortocircuito asimétrica) en caso de ocurrir una falla. Esta falla es la más simple para determinar analíticamente y es por consiguiente la única a calcular en algunos casos cuando la información del sistema es incompleta.

Ésta falla se presenta el 2% ó menos de los casos.

Para las corrientes en el bus k .

Considérese la falla trifásica en el bus k , como se observa en la figura 3.4

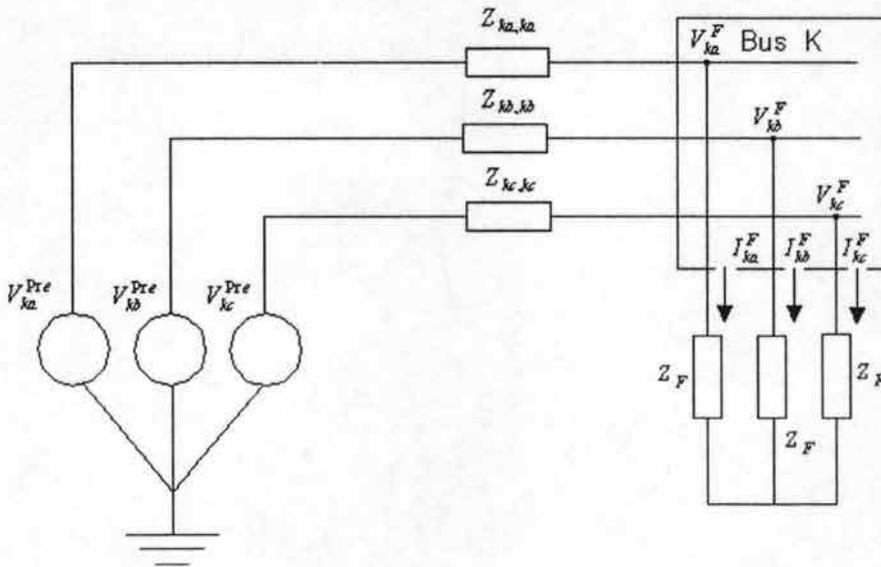


Figura 3.4. Circuito que representa la falla trifásica

Sea la ecuación (3.10) desarrollada por la figura 3.2

$$V_{kabc}^F = V_{kabc}^{Pre} - Z_{kk(abc)} I_{kabc}^F$$

y la ecuación (3.11)

$$V_{kabc}^F = Z_F I_{kabc}^F$$

Desarrollando en forma matricial la ecuación (3.10) para la falla trifásica de la figura 3.4, tenemos:

$$\begin{bmatrix} V_{ka}^F \\ V_{kb}^F \\ V_{kc}^F \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} V_{ka}^{Pre} \\ V_{kb}^{Pre} \\ V_{kc}^{Pre} \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} Z_{ka,ka} & Z_{ka,kb} & Z_{ka,kc} \\ Z_{kb,ka} & Z_{kb,kb} & Z_{kb,kc} \\ Z_{kc,ka} & Z_{kc,kb} & Z_{kc,kc} \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} I_{ka}^F \\ I_{kb}^F \\ I_{kc}^F \end{bmatrix} \quad (3.12)$$

Representando los voltajes y las corrientes en sus componentes simétricas (base 012) de esta ecuación y en función de la fase "a", resulta:

$$\begin{bmatrix} V_{ka}^{F(0)} \\ V_{ka}^{F(1)} \\ V_{ka}^{F(2)} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} V_{ka}^{Pre(0)} \\ V_{ka}^{Pre(1)} \\ V_{ka}^{Pre(2)} \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} Z_{kk}^{(0)} & 0 & 0 \\ 0 & Z_{kk}^{(1)} & 0 \\ 0 & 0 & Z_{kk}^{(2)} \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} I_{ka}^{F(0)} \\ I_{ka}^{F(1)} \\ I_{ka}^{F(2)} \end{bmatrix} \quad (3.13)$$

Las ecuaciones de la matriz anterior representan tres ecuaciones con seis incógnitas desconocidas representadas por V_K y I_K . Así, por simplificación de cálculos,

adicionaremos tres ecuaciones más. Estas ecuaciones se encuentran de acuerdo a la ecuación (3.11) y por inspección de la figura 3.4:

$$V_{kabc}^F = Z_F I_{kabc}^F$$

Ó en sus componentes simétricas (base 012):

$$Z_F I_{ka}^{F(012)} \quad (3.14)$$

Substituyendo (3.14) dentro de la ecuación de Thévenin (3.13), y reconociendo que toda corriente y voltaje de secuencia cero y secuencia negativa son cero para fallas equilibradas, resulta:

$$\begin{bmatrix} 0 \\ Z_F I_{ka}^{F(1)} \\ 0 \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} 0 \\ V_{ka}^{Pre(1)} \\ 0 \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} Z_{kk}^{(0)} & 0 & 0 \\ 0 & Z_{kk}^{(1)} & 0 \\ 0 & 0 & Z_{kk}^{(2)} \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} 0 \\ I_{ka}^{F(1)} \\ 0 \end{bmatrix} \quad (3.15)$$

Así la corriente de falla de cortocircuito de secuencia positiva es:

$$\begin{array}{l} I_{ka}^{F(1)} = \frac{V_{ka}^{Pre(1)}}{Z_{kk}^{(1)} + Z_F} \\ I_{ka}^{F(0)} = 0 \\ I_{ka}^{F(2)} = 0 \end{array} \quad (3.16)$$

Lo que resulta igual a:

$$I_{ka}^F = I_{kb}^F = I_{kc}^F = \frac{V_{ka}^{Pre(1)}}{Z_{kk}^{(1)} + Z_F} \quad (3.17)$$

Para los voltajes en el bus k .

Debido a que $Z_{kk}^{(0)}$ y $Z_{kk}^{(2)}$ son cero en la ecuación (3.17), las componentes simétricas de los voltajes $V_{ka}^{F(0)}$ y $V_{ka}^{F(2)}$ son cero también, para el voltaje $V_{ka}^{F(1)}$, de la ecuación (3.6), tenemos:

$$V_{ka}^{F(1)} = V_{ka}^{Pre(1)} - Z_{kk}^{(1)} I_{ka}^{F(1)} \quad (3.18)$$

Substituyendo $I_{ka}^{F(1)}$ en la ecuación (3.18), resulta:

Sí $Z_F \cong 0$

$$V_{ka}^{F(1)} = V_{ka}^{Pre(1)} - Z_{kk}^{(1)} \left(\frac{V_{ka}^{Pre(1)}}{Z_{kk}^{(1)} + Z_F} \right) \quad (3.19)$$

$$V_{ka}^{F(1)} \cong 0$$

Para los voltajes en las fases a, b y c , esto es:

$$\begin{cases} V_{ka}^F = V_{ka}^{F(0)} + V_{ka}^{F(1)} + V_{ka}^{F(2)} \cong 0 \\ V_{kb}^F = V_{ka}^{F(0)} + a^2 V_{ka}^{F(1)} + a V_{ka}^{F(2)} \cong 0 \\ V_{kc}^F = V_{ka}^{F(0)} + a V_{ka}^{F(1)} + a^2 V_{ka}^{F(2)} \cong 0 \end{cases} \quad (3.20)$$

Para los voltajes en las fases a, b y c , de buses j no fallados de la ecuación (3.7), tenemos:

$$\text{Si } Z_{jk}^{(0)} \text{ y } Z_{jk}^{(2)} = 0, \therefore V_{ja}^{F(0)} \text{ y } V_{ja}^{F(2)} = 0$$

Por lo que:

$$V_{ja}^{F(1)} = V_{ja}^{Pre(1)} - Z_{jk}^{(1)} I_{ka}^{F(1)} \quad (3.21)$$

Sustituyendo $I_{ka}^{F(1)}$ en la ecuación (3.21), resulta:

$$V_{ja}^{F(1)} = V_{ja}^{Pre(1)} - Z_{jk}^{(1)} \left(\frac{V_{ka}^{Pre(1)}}{Z_{kk}^{(1)} + Z_F} \right) \cong 0 \quad (3.22)$$

Así los voltajes en las fases a, b y c , resultan:

$$\begin{cases} V_{ja}^F = V_{ja}^{F(1)} \\ V_{jb}^F = a^2 V_{ja}^{F(1)} \\ V_{jc}^F = a V_{ja}^{F(1)} \end{cases} \quad (3.23)$$

b) Falla Línea a Tierra

Este tipo de falla es la que se presenta con mayor frecuencia en los sistemas eléctricos (un 85% de los casos), y puede tener su origen en causas como: fallas de aislamientos, contacto de un conductor de fase con estructuras, carcasas, etc. (Véase la figura 3.5.) La corriente de cortocircuito para este tipo de falla se ve afectada por la forma en que se encuentran conectados los neutros de los equipos y dispositivos conectados a tierra.

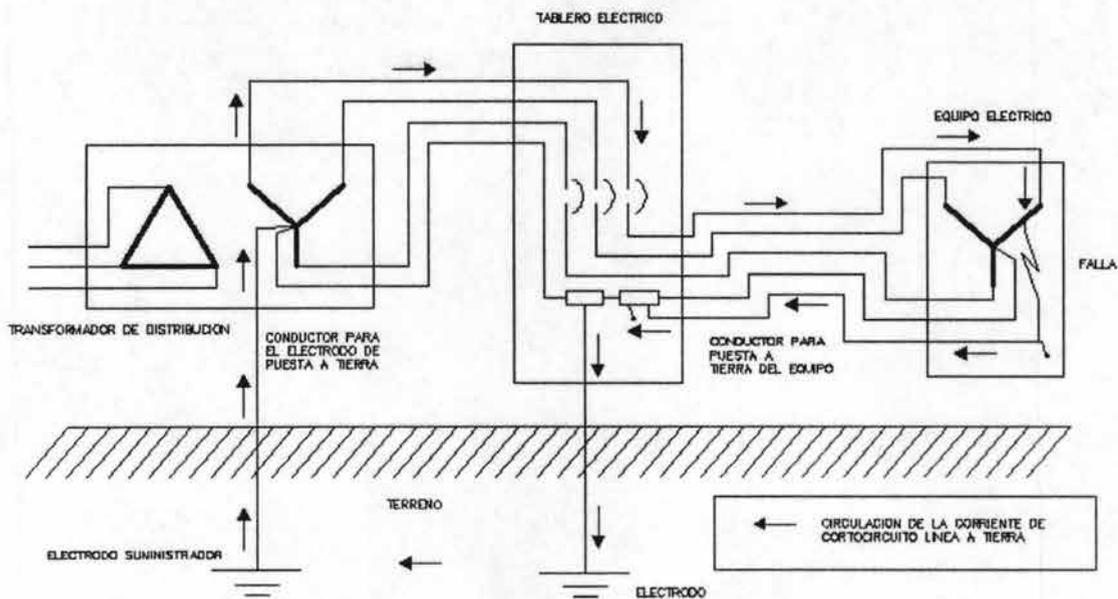


Figura 3.5.. Circuito esquemático que representa la trayectoria de una falla línea a tierra.

Al no estar aterrizados los neutros de equipos y dispositivos, la circulación de corriente de cortocircuito línea a tierra será cero, pero esto es ideal; porque en realidad, todo equipo eléctrico presenta cierta capacitancia con respecto a tierra, lo que hace posible la circulación de una pequeña de corriente de secuencia cero. Es decir, el elemento estará “conectado” a tierra. (Véase la figura 3.6)

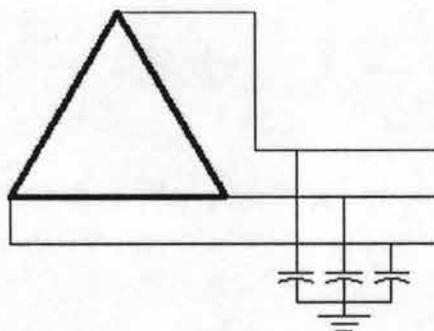


Figura 3.6.. Circuito que representa la conexión a tierra por la capacitancia con respecto a tierra de un sistema en Δ

Tanto en sistemas en Y como en Δ abiertos, una falla a tierra puede provocar sobretensiones en las fases no falladas, debido a la circulación de las corrientes de secuencia positiva y negativa en el sistema presentándose un *desplazamiento al neutro*.

Por otra parte, la corriente de cortocircuito línea a tierra puede exceder la falla trifásica cuando una falla ocurre en la cercanía de:

- Una máquina síncrona solidamente aterrizada a tierra.

- El lado aterrizado en Y de un transformador Δ/Y
- El lado aterrizado en Y de un autotransformador Δ/Y
- Dos devanados aterrizados en Y de un transformador de tres devanados Δ/Y/Y

Para las corrientes en el bus k .

Considere la falla línea a tierra en el bus k , como se muestra en la figura 3.7

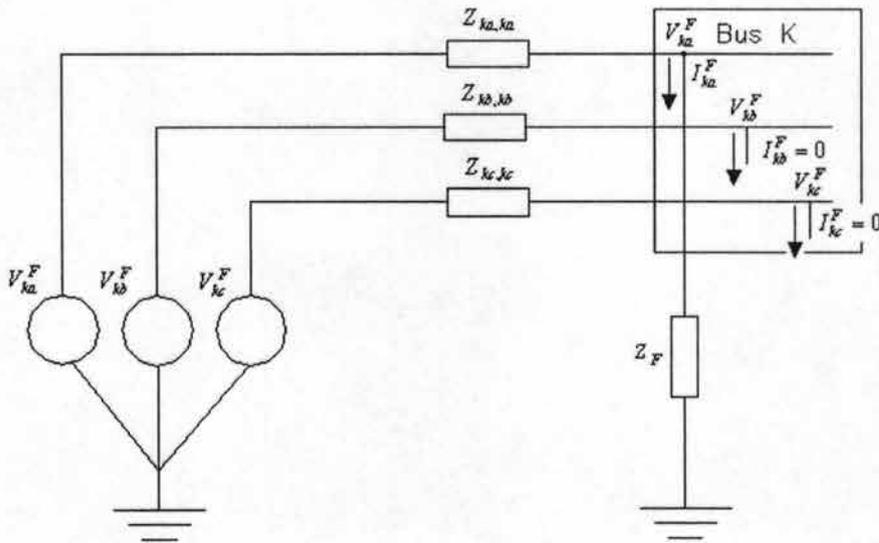


Figura 3.7. Circuito que representa la falla línea a tierra.

De acuerdo a las ecuaciones (3.10), asumiendo que no hay “inyecciones” de corriente en el sistema, y representando esta última en sus componentes simétricas, resulta:

$$V_{ka}^{F(012)} = V_{ka}^{Pre(012)} - Z_{kk}^{(012)} I_{ka}^{F(012)} \tag{3.24}$$

Examinando que $I_{ka}^{F(012)}$ muestra que en este caso es:

$$I_{ka}^{F(012)} = A^{-1} I_{kabc}^F = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} I_{ka}^F \\ I_{kb}^F = 0 \\ I_{kc}^F = 0 \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} I_{ka}^F \\ I_{ka}^F \\ I_{ka}^F \end{bmatrix} \tag{3.25}$$

Substituyendo dentro de la ecuación desarrollada en forma matricial (3.24), resulta:

$$\begin{bmatrix} V_{ka}^{F(0)} \\ V_{ka}^{F(1)} \\ V_{ka}^{F(2)} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} V_{ka}^{Pre(0)} = 0 \\ V_{ka}^{Pre(1)} \\ V_{ka}^{Pre(2)} = 0 \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} Z_{k,k}^{(0)} & 0 & 0 \\ 0 & Z_{k,k}^{(1)} & 0 \\ 0 & 0 & Z_{k,k}^{(2)} \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} I_{ka}^F/3 \\ I_{ka}^F/3 \\ I_{ka}^F/3 \end{bmatrix} \tag{3.25}$$

Resolviendo:

$$\begin{aligned} V_{ka}^{F(0)} &= -1/3 I_{ka}^F Z_{kk}^{(0)} \\ V_{ka}^{F(1)} &= V_{ka}^{Pre(1)} - 1/3 I_{ka}^F Z_{kk}^{(1)} \\ V_{ka}^{F(2)} &= -1/3 I_{ka}^F Z_{kk}^{(2)} \end{aligned} \quad (3.26)$$

Luego se observa que las componentes simétricas del voltaje V_{ka}^F son:

$$V_{ka}^F = V_{ka}^{F(0)} + V_{ka}^{F(1)} + V_{ka}^{F(2)} \quad (3.27)$$

De acuerdo a la ecuación (3.11), y por inspección de la figura 3.6:

$$V_{ka}^F = Z_F I_{ka}^F$$

Substituyendo (3.26) en (3.27):

$$Z_F I_{ka}^F = (-1/3 I_{ka}^F Z_{kk}^{(0)}) + (V_{ka}^{Pre(1)} - 1/3 I_{ka}^F Z_{kk}^{(1)}) + (-1/3 I_{ka}^F Z_{kk}^{(2)}) \quad (3.28)$$

Nuevamente resolviendo:

$$I_{ka}^F Z_F = V_{ka}^{Pre(1)} - 1/3 I_{ka}^F (Z_{kk}^{(0)} + Z_{kk}^{(1)} + Z_{kk}^{(2)}) \quad (3.29)$$

Despejando I_{ka}^F :

$$I_{ka}^F = \frac{3V_{ka}^{Pre(1)}}{Z_{kk}^{(0)} + Z_{kk}^{(1)} + Z_{kk}^{(2)} + 3Z_F} \quad (3.30)$$

Donde también:

$$\begin{aligned} I_{ka}^{F(1)} &= I_{ka}^{F(2)} = I_{ka}^{F(0)} = \frac{I_{ka}^F}{3} \\ I_{kb}^F &= 0 \\ I_{kc}^F &= 0 \end{aligned} \quad (3.31)$$

Para los voltajes en el bus k .

Si

$$V_{ka}^F = V_{ka}^{F(0)} + V_{ka}^{F(1)} + V_{ka}^{F(2)} \quad (3.32)$$

Substituyendo el grupo de ecuaciones (3.6) en la ecuación (3.33), resulta:

$$\boxed{V_{ka}^F = \left(-Z_{kk}^{(0)} I_{ka}^{F(0)}\right) + \left(V_{ka}^{Pre(1)} - Z_{kk}^{(1)} I_{ka}^{F(1)}\right) + \left(-Z_{kk}^{(2)} I_{ka}^{F(2)}\right) \cong 0} \quad (3.33)$$

De la misma forma para V_{kb}^F :

$$V_{kb}^F = \left(-Z_{kk}^{(0)} I_{ka}^{F(0)}\right) + a^2 \left(V_{ka}^{Pre(1)} - Z_{kk}^{(1)} I_{ka}^{F(1)}\right) + a \left(-Z_{kk}^{(2)} I_{ka}^{F(2)}\right) \quad (3.34)$$

Como:

$$I_{ka}^{F(0)} = I_{ka}^{F(1)} = I_{ka}^{F(2)}$$

Substituyendo esto último en (3.34):

$$\boxed{V_{kb}^F = I_{ka}^{F(1)} \left(-Z_{kk}^{(0)} - a^2 Z_{kk}^{(1)} - a Z_{kk}^{(2)}\right) + a^2 V_{ka}^{Pre(1)}} \quad (3.35)$$

Siguiendo el mismo procedimiento para V_{kc}^F :

$$V_{kc}^F = \left(-Z_{kk}^{(0)} I_{ka}^{F(0)}\right) + a \left(V_{ka}^{Pre(1)} - Z_{kk}^{(1)} I_{ka}^{F(1)}\right) + a^2 \left(-Z_{kk}^{(2)} I_{ka}^{F(2)}\right) \quad (3.36)$$

$$\boxed{V_{kc}^F = I_{ka}^{F(1)} \left(-Z_{kk}^{(0)} - a Z_{kk}^{(1)} - a^2 Z_{kk}^{(2)}\right) + a V_{ka}^{Pre(1)}} \quad (3.37)$$

Para los voltajes en las fases a, b y c , de buses j no fallados de la ecuación (3.7) el procedimiento es el mismo como el desarrollo anterior, solo que se substituye el grupo de ecuaciones (3.7) en la ecuación (3.33), expresada para un bus j , resultando:

$$\boxed{V_{ja}^F = \left(-Z_{jk}^{(0)} I_{ka}^{F(0)}\right) + \left(V_{ja}^{Pre(1)} - Z_{jk}^{(1)} I_{ka}^{F(1)}\right) + \left(-Z_{jk}^{(2)} I_{ka}^{F(2)}\right) \cong 0} \quad (3.38)$$

Para V_{jb}^F :

$$\boxed{V_{jb}^F = \left(-Z_{jk}^{(0)} I_{ka}^{F(0)}\right) + a^2 \left(V_{ja}^{Pre(1)} - Z_{jk}^{(1)} I_{ka}^{F(1)}\right) + a \left(-Z_{jk}^{(2)} I_{ka}^{F(2)}\right)} \quad (3.39)$$

Resolviendo y haciendo el mismo procedimiento para V_{jc}^F :

$$\boxed{V_{jc}^F = I_{ka}^{F(1)} \left(-Z_{jk}^{(0)} - a Z_{jk}^{(1)} - a^2 Z_{jk}^{(2)}\right) + a V_{ja}^{Pre(1)}} \quad (3.40)$$

c) Falla Línea a Línea

Ésta falla se presenta el 8% de los casos.

Considere la falla línea a línea en el bus k , como se muestra en la figura 3.8

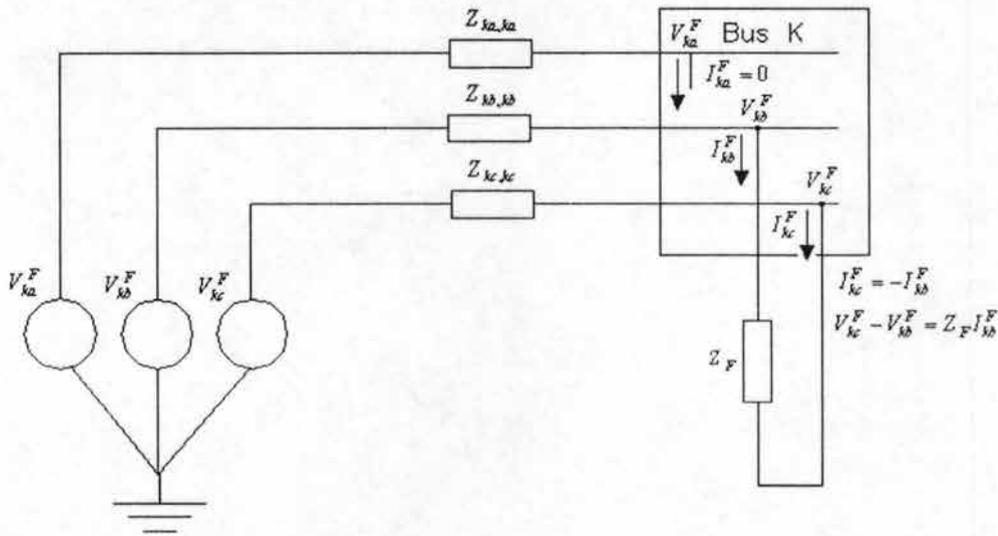


Figura 3.8. Circuito que representa la falla línea a línea

De la ecuación (3.10) y de acuerdo a la figura 3.8:

$$V_{kabc}^F = V_{kabc}^{Pre} - Z_{kk(abc)} I_{kabc}^F$$

Representando los voltajes y las corrientes en sus componentes simétricas de esta última ecuación y en función de la fase “a”:

$$V_{ka}^{F(012)} = V_{ka}^{Pre(012)} - Z_{kk}^{(012)} I_{ka}^{F(012)}$$

Examinando $I_{ka(012)}^F$, muestra que en este caso:

$$I_{ka}^{F(012)} = A^{-1} I_{kabc}^F = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} I_{ka}^F = 0 \\ I_{kb}^F \\ I_{kc}^F = 0 \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 0 \\ I_{kb}^F (a - a^2) \\ I_{kb}^F (a^2 - a) \end{bmatrix} \quad (3.41)$$

Sustituyendo (3.41) en (3.10), tenemos:

$$\begin{bmatrix} V_{ka}^{F(0)} \\ V_{ka}^{F(1)} \\ V_{ka}^{F(2)} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} V_{ka}^{Pre(0)} = 0 \\ V_{ka}^{Pre(1)} \\ V_{ka}^{Pre(2)} = 0 \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} Z_{kk}^{(0)} & 0 & 0 \\ 0 & Z_{kk}^{(1)} & 0 \\ 0 & 0 & Z_{kk}^{(2)} \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} 0 \\ I_{kb}^F (a - a^2) / 3 \\ I_{kb}^F (a^2 - a) / 3 \end{bmatrix} \quad (3.42)$$

Igualando el resultado de la ecuación (3.42):

$$V_{ka}^{Pre(1)} - Z_{kk}^{(1)} \frac{I_{kb}^F (a - a^2)}{3} = Z_{kk}^F \frac{I_{kb}^F (a^2 - a)}{3} \quad (3.43)$$

Ó

$$I_{kb}^F \left[\frac{Z_{kk}^{(2)} (a^2 - a)}{3} - \frac{Z_{kk}^{(1)} (a - a^2)}{3} \right] = V_{ka}^{F(1)} - V_{ka}^{F(2)} - V_{ka}^{Pre(1)} \quad (3.44)$$

del circuito de la figura 3.6 es obvio que:

$$I_{kb}^F = \frac{V_{kb}^F - V_{kc}^F}{Z_F} \quad (3.45)$$

Usando los voltajes V_{kb}^F y V_{kc}^F en sus componentes simétricas, y en función de la fase "a":

$$\begin{aligned} V_{kb}^F &= (V_{ka}^{F(0)} + a^2 V_{ka}^{F(1)} + a V_{ka}^{F(2)}) \\ V_{kc}^F &= (V_{ka}^{F(0)} + a V_{ka}^{F(1)} + a^2 V_{ka}^{F(2)}) \end{aligned} \quad (3.46)$$

Si $I_{ka}^{F(0)} = 0$, entonces el voltaje $V_{ka}^{F(0)} = 0$, substituyendo (3.46) en (3.45):

$$I_{kb}^F = \frac{V_{ka}^{F(1)} (a^2 - a) + V_{ka}^{F(2)} (a - a^2)}{Z_F} \quad (3.47)$$

Ó

$$I_{kb}^F = \frac{(V_{ka}^{F(1)} - V_{ka}^{F(2)}) * (a^2 - a)}{Z_F} \quad (3.48)$$

Despejando $(V_{ka}^{F(1)} - V_{ka}^{F(2)})$ de (3.48):

$$(V_{ka}^{F(1)} - V_{ka}^{F(2)}) = \frac{Z_F I_{kb}^F}{(a^2 - a)} \quad (3.49)$$

Substituyendo en la ecuación (3.46) esto da por resultado:

$$I_{kb}^F \left[\frac{Z_{kk}^{(2)} (a^2 - a)}{3} - \frac{Z_{kk}^{(1)} (a - a^2)}{3} \right] = \frac{Z_F I_{kb}^F}{(a^2 - a)} - V_{ka}^{Pre(1)} \quad (3.50)$$

Desarrollando:

$$I_{kb}^F \left[\frac{Z_{kk}^{(2)}(a^2 - a)}{3} - \frac{Z_{kk}^{(1)}(a - a^2)}{3} - \frac{Z_F}{(a^2 - a)} \right] = -V_{ka}^{Pre(1)} \quad (3.51)$$

Ó

$$I_{kb}^F \left[\frac{Z_F}{(a^2 - a)} + \frac{(a - a^2)}{3} (Z_{kk}^{(1)} + Z_{kk}^{(2)}) \right] = V_{ka}^{Pre(1)} \quad (3.52)$$

Despejando I_{kb}^F :

$$I_{kb}^F = \frac{V_{ka}^{Pre(1)}}{\left[\frac{Z_F}{(a^2 - a)} + \frac{(a - a^2)}{3} (Z_{kk}^{(1)} + Z_{kk}^{(2)}) \right]} \quad (3.53)$$

Simplificando (3.53), sabiendo que $a - a^2 = j\sqrt{3}$

$$\boxed{\begin{aligned} I_{ka}^{F(1)} = I_{kb}^F &= \frac{-j\sqrt{3}V_{ka}^{Pre(1)}}{Z_{kk}^{(1)} + Z_{kk}^{(2)} + Z_F} \\ I_{ka}^{F(2)} = -I_{kb}^F &= I_{kc}^F \\ I_{ka}^F = I_{ka}^{F(0)} &= 0 \end{aligned}} \quad (3.54)$$

Para los voltajes en el bus k .

De la ecuación (3.54), observamos que $Z_{kk}^{(0)} = 0 \therefore V_{ka}^{F(0)} = 0$

Entonces:

$$V_{ka}^F = V_{ka}^{F(1)} + V_{ka}^{F(2)} \quad (3.55)$$

Substituyendo el grupo de ecuaciones (3.6) en (3.55):

$$V_{ka}^F = \left(V_{ka}^{Pre(1)} - Z_{kk}^{(1)} I_{ka}^{F(1)} \right) + \left(-Z_{ka}^{(2)} I_{ka}^{F(2)} \right) \quad (3.56)$$

$$\text{Sí } I_{ka}^{F(1)} = I_{kb}^F \text{ y } I_{ka}^{F(2)} = -I_{kb}^F$$

Haciendo los reemplazos convenientes en (3.56):

$$V_{ka}^F = \left(V_{ka}^{Pre(1)} - Z_{kk}^{(1)} I_{kb}^F \right) + \left(Z_{ka}^{(2)} I_{ka}^F \right) \quad (3.57)$$

Resolviendo:

$$\boxed{V_{ka}^F = V_{ka}^{Pre(1)}} \quad (3.58)$$

Para V_{kb}^F

$$V_{kb}^F = a^2 V_{ka}^{F(1)} + a V_{ka}^{F(2)} \quad (3.59)$$

Haciendo el mismo procedimiento para V_{ka}^F , resulta lo siguiente:

$$V_{kb}^F = a^2 \left(V_{ka}^{Pre(1)} - Z_{kk}^{(1)} I_{ka}^{F(1)} \right) + a \left(-Z_{ka}^{(2)} I_{ka}^{F(2)} \right) \quad (3.60)$$

$$\boxed{V_{kb}^F = a^2 V_{ka}^{Pre(1)} + a^2 Z_{kk}^{(1)} I_{kb}^F - a Z_{kk}^{(2)} I_{kb}^F} \quad (3.61)$$

Para V_{kc}^F

$$V_{kc}^F = a V_{ka}^{F(1)} + a^2 V_{ka}^{F(2)} \quad (3.62)$$

$$V_{kc}^F = a^2 \left(V_{ka}^{Pre(1)} - Z_{kk}^{(1)} I_{ka}^{F(1)} \right) + a \left(-Z_{ka}^{(2)} I_{ka}^{F(2)} \right) \quad (3.63)$$

$$\boxed{V_{kc}^F = a V_{ka}^{Pre(1)} + a Z_{kk}^{(1)} I_{kb}^F - a^2 Z_{kk}^{(2)} I_{kb}^F} \quad (3.64)$$

Para los voltajes en las fases a, b, c , de buses j no fallados de la ecuación (3.7), si $Z_{jk}^{(0)} = 0 \therefore V_{ja}^{F(0)} = 0$

$$V_{ja}^F = V_{ja}^{F(1)} + V_{ja}^{F(2)} \quad (3.65)$$

El mismo procedimiento para calcular V_{ka}^F , es el mismo, con la excepción de substituir el grupo de ecuaciones (3.7) en la ecuación (3.69):

$$\boxed{V_{ja}^F = V_{ja}^{Pre(1)}} \quad (3.66)$$

El desarrollo es similar para calcular V_{jb}^F y V_{jc}^F , con la observación que se tomo anteriormente. Por lo que se llega a los resultados:

$$\boxed{V_{jb}^F = a^2 V_{ja}^{Pre(1)} + a^2 Z_{jk}^{(1)} I_{kb}^F - a Z_{jk}^{(2)} I_{kb}^F} \quad (3.67)$$

Y

$$\boxed{V_{jc}^F = a V_{ja}^{Pre(1)} + a Z_{jk}^{(1)} I_{kb}^F - a^2 Z_{jk}^{(2)} I_{kb}^F} \quad (3.68)$$

d) Falla Doble Línea a Tierra

El mismo principio que rige a la falla línea a tierra, rige a la falla doble línea a tierra, la cual depende también de la forma en que están conectados o no, los neutros de los equipos en la red, para así poder circular corrientes de cortocircuito de secuencia cero.

Las fallas doble línea a tierra se generan cuando las sobretensiones momentáneas de una falla línea a tierra presente, afectan el aislante de algún otro conductor ó dispositivo en el sistema eléctrico de la red. Por lo tanto, es de vital importancia, realizar el “despeje” de una falla línea a tierra lo más pronto posible, de lo contrario, la seguridad de la planta y del equipo, puede resultar afectada con sus correspondientes consecuencias. (Véase la figura 3.9)

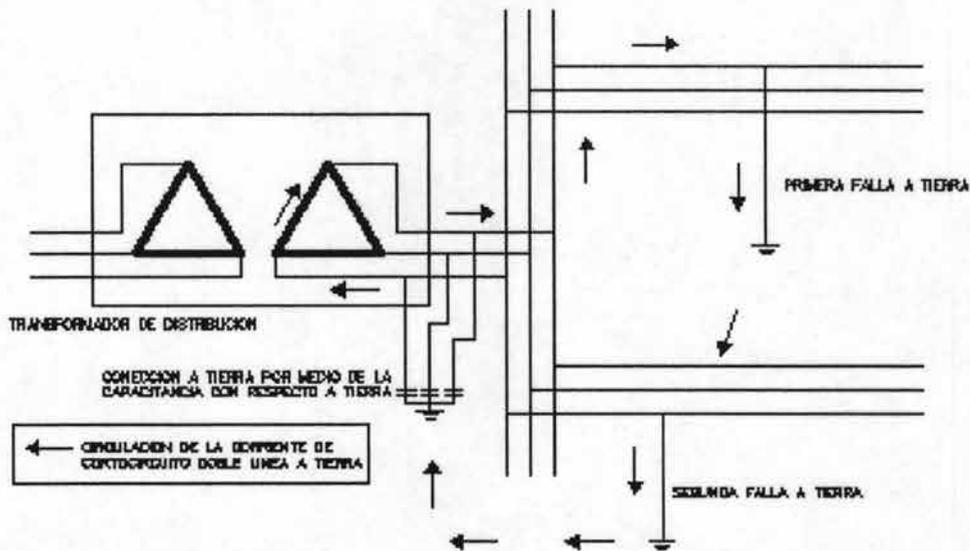


Figura 3.9. Circuito esquemático que representa la circulación de corriente de cortocircuito de una falla doble línea a tierra.

Ésta falla se presenta el 5% de los casos.

Considere la falla doble línea a tierra en el bus k , como se muestra en la figura 3.10

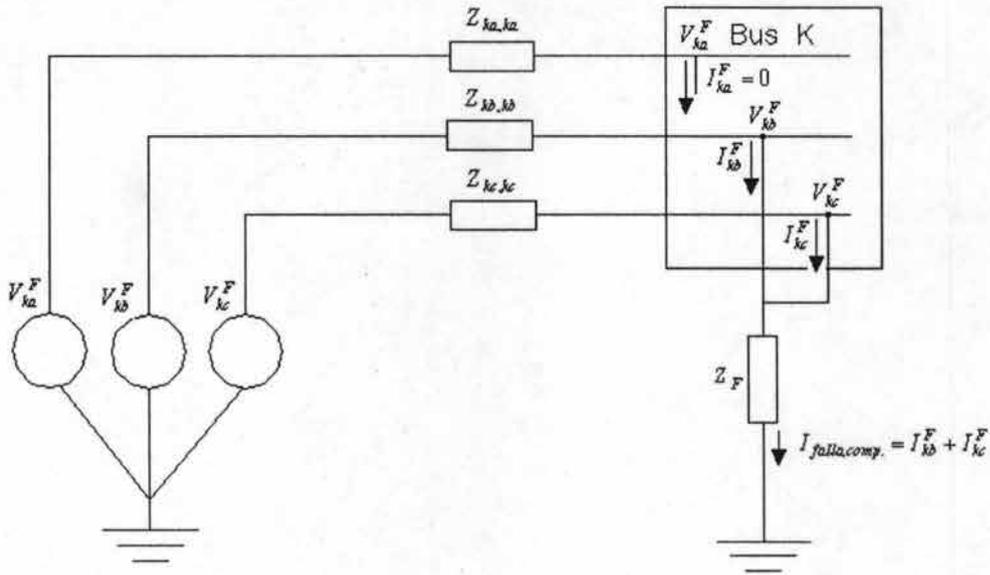


Figura 3.10. Circuito que representa la falla doble línea a tierra.

Para las corrientes en el bus *k*.

La falla doble línea a tierra es la falla eléctrica más compleja a analizar, debido al problema que se presenta al calcular la corriente compuesta $I_{falla,comp.} = I_{kb}^F + I_{kc}^F$, por lo que la metodología que se ha estado planteando en los anteriores desarrollos, no resulta adecuada para este tipo de falla. Se planteará entonces un método alternativo.

Si $V_{kb}^F = V_{kc}^F$, descomponiendo ambos voltajes en sus componentes simétricas y en función de la fase “a”, resulta la ecuación (3.46) previamente ya desarrollada:

$$V_{kb}^F = V_{ka}^{F(0)} + a^2 V_{ka}^{F(1)} + a V_{ka}^{F(2)}$$

$$V_{kc}^F = V_{ka}^{F(0)} + a V_{ka}^{F(1)} + a^2 V_{ka}^{F(2)}$$

Luego igualando esta última:

$$V_{ka}^{F(0)} + a^2 V_{ka}^{F(1)} + a V_{ka}^{F(2)} = V_{ka}^{F(0)} + a V_{ka}^{F(1)} + a^2 V_{ka}^{F(2)} \tag{3.69}$$

$$V_{ka}^{F(1)}(a^2 + a) = V_{ka}^{F(2)}(a^2 + a) \tag{3.70}$$

De acuerdo con el resultado de la ecuación (3.70), observamos que $V_{ka}^{F(1)} = V_{ka}^{F(2)}$, esta relación nos servirá de utilidad en el siguiente desarrollo.

Si observamos que:

$$V_{kb}^F = Z_F I_{falla,comp.} = Z_F (I_{kb}^F + I_{kc}^F) \tag{3.71}$$

Entonces, expresando en sus componentes simétricas $V_{kb}^{F'}$ y $Z_F (I_{kb}^{F'} + I_{kc}^{F'})$:

$$\left(V_{ka}^{F(0)} + a^2 V_{ka}^{F(1)} + a V_{ka}^{F(2)} \right) = \left[\left(I_{ka}^{F(0)} + a^2 I_{ka}^{F(1)} + a I_{ka}^{F(2)} \right) + \left(I_{ka}^{F(0)} + a I_{ka}^{F(1)} + a^2 I_{ka}^{F(2)} \right) \right] Z_F \quad (3.72)$$

Desarrollando:

$$V_{ka}^{F(0)} + (a^2 + a) V_{ka}^{F(1)} = \left[2 I_{ka}^{F(0)} + I_{ka}^{F(1)} (a^2 + a) + I_{ka}^{F(1)} (a + a^2) \right] Z_F \quad (3.73)$$

Como $a^2 + a = -1$

$$V_{ka}^{F(0)} - V_{ka}^{F(1)} = \left[2 I_{ka}^{F(0)} - I_{ka}^{F(1)} - I_{ka}^{F(2)} \right] Z_F \quad (3.74)$$

Sí:

$$I_{ka}^{F(0)} + I_{ka}^{F(1)} + I_{ka}^{F(2)} = 0 \quad (3.75)$$

Despejando $I_{ka}^{F(0)}$:

$$I_{ka}^{F(0)} = -I_{ka}^{F(1)} - I_{ka}^{F(2)} \quad (3.76)$$

Substituyendo (3.76) en la ecuación (3.74):

$$V_{ka}^{F(0)} - V_{ka}^{F(1)} = \left[2 I_{ka}^{F(0)} + I_{ka}^{F(0)} \right] Z_F \quad (3.77)$$

Si sustituimos $V_{ka}^{F(0)} = -Z_{kk}^{(0)} I_{ka}^{F(0)}$ en la ecuación (3.77), posteriormente despejando $I_{ka}^{F(0)}$:

$$\left(-Z_{kk}^{(0)} I_{ka}^{F(0)} \right) - V_{ka}^{F(1)} = \left[2 I_{ka}^{F(0)} + I_{ka}^{F(0)} \right] Z_F \quad (3.78)$$

Resolviendo:

$$I_{ka}^{F(0)} = \frac{-V_{ka}^{F(1)}}{\left(Z_{kk}^{(0)} + 3Z_F \right)} \quad (3.79)$$

Para las demás componentes $I_{ka}^{F(1)}$ y $I_{ka}^{F(2)}$, se calculan de acuerdo al grupo de ecuaciones (3.6)

Sí:

$$V_{ka}^{F(1)} = V_{ka}^{Pre(1)} - Z_{kk}^{(1)} I_{ka}^{F(1)} \quad (3.80)$$

Resolviendo:

$$I_{ka}^{F(1)} = \frac{V_{ka}^{Pre(1)} - V_{ka}^{F(1)}}{Z_{kk}^{(1)}} \quad (3.81)$$

$$\text{Si } V_{ka}^{F(2)} = -Z_{kk}^{(2)} I_{ka}^{F(2)}$$

Solucionando:

$$I_{ka}^{F(2)} = -\frac{V_{ka}^{F(2)}}{Z_{kk}^{(2)}} = -\frac{V_{ka}^{F(1)}}{Z_{kk}^{(1)}} \quad (3.82)$$

El problema ahora es calcular la magnitud desconocida $V_{ka}^{F(1)}$, esto se puede solucionar observando que:

$$I_{ka}^{F(0)} + I_{ka}^{F(2)} + I_{ka}^{F(1)} = 0 \quad (3.83)$$

Substituyendo las ecuaciones (3.79), (3.81) y (3.82) en la ecuación (3.83), tenemos:

$$\left(-\frac{V_{ka}^{F(1)}}{Z_{kk}^{(0)} + 3Z_F} \right) + \left(\frac{V_{ka}^{Pre(1)} - V_{ka}^{F(1)}}{Z_{kk}^{(1)}} \right) + \left(-\frac{V_{ka}^{F(1)}}{Z_{kk}^{(1)}} \right) = 0 \quad (3.84)$$

Desarrollando y despejando $V_{ka}^{F(1)}$:

$$V_{ka}^{F(1)} = \frac{Z_{kk}^{(1)} Z_{kk}^{(2)} (3Z_F + Z_{kk}^{(0)})}{Z_{kk}^{(1)} [Z_{kk}^{(1)} Z_{kk}^{(2)} + Z_{kk}^{(2)} (3Z_F + Z_{kk}^{(0)}) + Z_{kk}^{(1)} (3Z_F + Z_{kk}^{(0)})]} \quad (3.85)$$

Por otra parte:

$$I_{falla,comp.} = I_{kb}^F + I_{kc}^F$$

Descomponiendo en sus componentes simétricas estas dos corrientes:

$$I_{falla,tot} = \left(I_{ka}^{F(0)} + a^2 I_{ka}^{F(1)} + a I_{ka}^{F(2)} \right) + \left(I_{ka}^{F(0)} + a I_{ka}^{F(1)} + a^2 I_{ka}^{F(2)} \right) \quad (3.86)$$

$$I_{falla,comp.} = 2I_{ka}^{F(0)} - I_{ka}^{F(1)} - I_{ka}^{F(2)} \quad (3.87)$$

Para los voltajes en el bus k .

$$\text{Si } V_{kb}^F \text{ y } V_{kc}^F \cong 0, \text{ para } V_{ka}^F :$$

$$\begin{aligned}
 V_{ka}^{F(0)} &= 1/3(V_{ka}^F + V_{kb}^F + V_{kc}^F) = \frac{V_{ka}^F}{3} \\
 V_{ka}^{F(1)} &= 1/3(V_{ka}^F + aV_{kb}^F + a^2V_{kc}^F) = \frac{V_{ka}^F}{3} \\
 V_{ka}^{F(2)} &= 1/3(V_{ka}^F + a^2V_{kb}^F + aV_{kc}^F) = \frac{V_{ka}^F}{3}
 \end{aligned} \tag{3.88}$$

Por lo que se observa que las componentes simétricas del voltaje V_{ka}^F son iguales, por lo tanto el voltaje V_{ka}^F , resulta:

$$\boxed{V_{ka}^F = 3V_{ka}^{F(1)}} \tag{3.89}$$

Para los voltajes en las fases a, b, c , de buses j no fallados se aplica la ecuación (3.7), para posteriormente desarrollar las componentes de secuencia de voltaje para cada fase, resultando:

$$\boxed{
 \begin{aligned}
 V_{ja}^F &= V_{ja}^{F(0)} + V_{ja}^{F(1)} + V_{ja}^{F(2)} \\
 V_{jb}^F &= V_{ja}^{F(0)} + a^2V_{ja}^{F(1)} + aV_{ja}^{F(2)} \\
 V_{kc}^F &= V_{ja}^{F(0)} + aV_{ja}^{F(1)} + a^2V_{ja}^{F(2)}
 \end{aligned}
 } \tag{3.90}$$

3.3 Flujos de Corriente de Cortocircuito al punto de Falla

El cálculo del flujo de corriente de cortocircuito al punto de falla es posible establecerlo por aplicación de la Ley de Ohm, calculando previamente los voltajes de secuencia del bus no fallado (bus j), como los voltajes de secuencia en el bus fallado. (bus k .) Es importante tener presente la existencia o no, de impedancias de secuencia positiva, negativa y cero según el tipo de falla a tratar.

Para la falla trifásica:

Aplicando la ecuación (3.21) y la ecuación (3.18) usando ley de Ohm:

$$I_{(jk)a}^{F(1)} = \frac{V_{ja}^{F(1)} - V_{ka}^{F(1)}}{Z_{jk}^{(1)}} \tag{3.91}$$

Donde:

Z_{jk} = Impedancia de elementos (sec. positiva) conectados entre los buses jk .

$I_{(jk)a}^{F(1)}$ = Flujo de corriente de secuencia positiva del bus j al bus k

Corrientes de las fases abc del bus j al bus k

$$\begin{aligned}
 I_{(jk)a}^F &= I_{(jk)a}^{F(1)} \\
 I_{(jk)b}^F &= a^2 I_{(jk)a}^{F(1)} \\
 I_{(jk)c}^F &= a I_{(jk)a}^{F(1)}
 \end{aligned}
 \tag{3.92}$$

Por último, se procede a sumar las contribuciones de corriente de todos los buses al punto de falla, ya sea ésta sumatoria de las fases "a", como la suma de corriente de cualquier otra fase.

$$\sum I_{(NN)a}^{F(1)} = I_{3\phi}^F
 \tag{3.93}$$

Para la falla Línea a Tierra.

Aplicando la ecuación (3.6) para calcular los voltajes de secuencia de un bus j no fallado, y la ecuación (3.7) para calcular los voltajes de secuencia para un bus k fallado, aplicando ley de Ohm, resulta:

$$\begin{aligned}
 I_{(jk)a}^{F(1)} &= \frac{V_{ja}^{F(1)} - V_{ka}^{F(1)}}{Z_{jk}^{(1)}} \\
 I_{(jk)a}^{F(2)} &= \frac{V_{ja}^{F(2)} - V_{ka}^{F(2)}}{Z_{jk}^{(2)}} \\
 I_{(jk)a}^{F(0)} &= \frac{V_{ja}^{F(0)} - V_{ka}^{F(0)}}{Z_{jk}^{(0)}}
 \end{aligned}
 \tag{3.94}$$

Donde:

$I_{(jk)a}^{F(1)}$ = Flujo de corriente de secuencia positiva del bus j al bus k

$I_{(jk)a}^{F(2)}$ = Flujo de corriente de secuencia negativa del bus j al bus k

$I_{(jk)a}^{F(0)}$ = Flujo de corriente de secuencia cero del bus j al bus k

$Z_{jk}^{(1)}$ = Impedancia de elementos (secuencia positiva) conectados entre los buses jk .

$Z_{jk}^{(2)}$ = Impedancia de elementos (secuencia negativa) conectados entre los buses jk .

$Z_{jk}^{(0)}$ = Impedancia de elementos (secuencia cero) conectados entre los buses jk .

Corrientes de las fases abc del bus j al bus k

$$\begin{aligned}
 I_{(jk)a}^F &= I_{(jk)a}^{F(0)} + I_{(jk)a}^{F(1)} + I_{(jk)a}^{F(2)} \\
 I_{(jk)b}^F &= I_{(jk)a}^{F(0)} + a^2 I_{(jk)a}^{F(1)} + a I_{(jk)a}^{F(2)} \\
 I_{(jk)c}^F &= I_{(jk)a}^{F(0)} + a I_{(jk)a}^{F(1)} + a^2 I_{(jk)a}^{F(2)}
 \end{aligned}
 \tag{3.95}$$

Se procede a sumar las contribuciones de corriente (en este caso fase "a") de todos los buses al punto de falla.

$$\sum I_{(NN)a}^{F(1)} = I_{I\phi I}^F
 \tag{3.96}$$

Para la falla *Doble Línea* el procedimiento es igual a lo anterior, con la excepción de que la componente de impedancia de secuencia cero no existe, afectando las ecuaciones (3.6) y (3.7), cambiando de igual manera a (3.94) y (3.95), es decir; se excluye la ecuación de flujo de corriente de secuencia cero.

Para la falla *Doble Línea a Tierra*, retomando el grupo (3.94), posteriormente se "adapta" la ecuación (3.87), resultando:

$$I_{falla,comp.} = 2I_{(jk)a}^{F(0)} - I_{(jk)a}^{F(1)} - I_{(jk)a}^{F(2)}
 \tag{3.97}$$

La aportación de corriente de generadores a un punto de falla cualquiera (bus k), se calcula igualmente por ley de Ohm, teniendo presente la existencia o no, de impedancias de secuencia positiva, negativa y cero según el tipo de falla.

$$I_{(Gmk)a}^{F(012)} = \frac{V_{Gma}^{(012)} - V_{ka}^{F(012)}}{Z_{Gma}^{(012)} + Z_{elem}^{(012)}}
 \tag{3.98}$$

Donde:

$I_{(Gmk)a}^{F(012)}$ = Flujo de corriente de secuencia +, - ó 0 de un generador G_m al bus k

$V_{Gma}^{(012)}$ = Voltaje del generador G_m de secuencia +, - ó 0

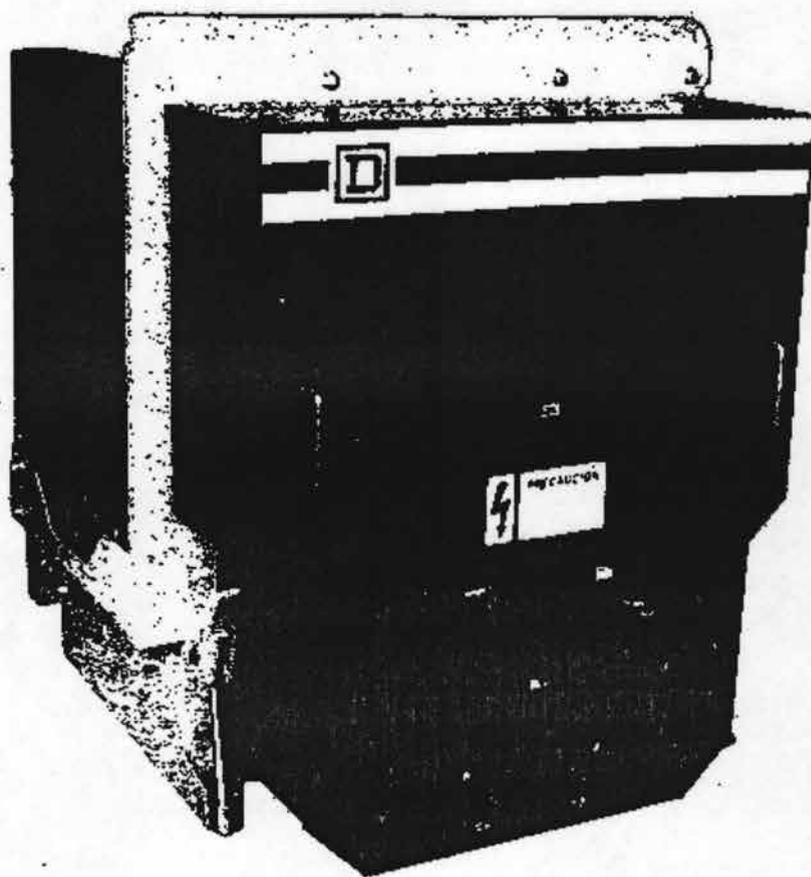
$V_{ka}^{F(012)}$ = Voltaje del bus k fallado de secuencia +, - ó 0

$Z_{Gma}^{(012)} + Z_{Tm}^{(012)}$ = Impedancia de un generador G_m y elemento $Z_{elem.}$ (un transformador, un reactor, por ejemplo) de secuencia +, - ó 0, al bus k

Posteriormente esta aportación de corriente se suma, con las correspondientes aportaciones al punto de falla.

CAPITULO IV

EQUIPO DE PROTECCIÓN EN ALTA, MEDIA Y BAJA TENSION



Una de las aplicaciones más usuales de estudios de cortocircuito, es dimensionar ó evaluar los equipos de protección como son interruptores y fusibles en sistemas de alta, media y baja tensión. Para todo esto es necesario conocer el comportamiento del equipo eléctrico en condiciones normales y anormales de la red, como son una sobrecarga o una sobrecorriente. Los diferentes equipos eléctricos de protección más usuales en aplicaciones industriales son mostrados aquí.

Por otra parte, es muy importante asimilar e interpretar correctamente los conceptos atribuidos a los equipos de protección con el fin de evaluarlos satisfactoriamente, ya que esto permitirá al ingeniero tomar correctas decisiones y garantizar su trabajo en la medida de lo posible; de lo contrario esto puede generar acontecimientos negativos. (Incendios por la explosión de algún interruptor, destrucción de algún equipo costoso, accidentes al personal, etc.)

4.1 Dispositivos de Protección contra Sobrecorrientes

Los dispositivos de protección contra sobrecorrientes, son dispositivos que han sido creados para proteger sistemas eléctricos por sobrecarga y cortocircuitos, de ahí su importancia.

Una definición de protección contra sobrecorrientes podría ser la siguiente:

Según Harper, G. (2000) ⁴ “La protección contra sobrecorrientes para conductores y equipos se proporciona con el propósito de interrumpir el circuito eléctrico, si la corriente alcanza un valor que pudiera causar una temperatura excesiva y peligrosa en el conductor y su aislamiento” Pág. 151

Por otro lado, los dispositivos de protección contra sobrecorriente, deben cumplir con lo siguiente:

- Ser completamente automáticos.
- Transportar la corriente normal sin interrupción.
- Interrumpir inmediatamente por sobrecorrientes.
- Ser fácilmente reemplazables o restablecidos.
- Ser seguros bajo condiciones normales y de sobrecorrientes.

Y específicamente los requerimientos básicos para cortocircuito:

- Debe ser capaz de soportar la corriente de cortocircuito instantánea de forma segura sobre cualquier valor, dentro del rango de la capacidad momentánea del dispositivo.
- Debe ser seguro para abrir cualquier corriente que pueda circular dentro del rango de interrupción del dispositivo.

⁴ Harper, G. “Protección de Instalaciones Eléctricas Industriales y Comerciales” Textos Politécnicos, IPN, México.

Existen básicamente dos dispositivos utilizados para fines de protección, estos son:

- Interruptores.
- Fusibles.

4.2 Interruptores

Definición

Un interruptor es un dispositivo cuya función es interrumpir y restablecer la continuidad de un circuito eléctrico.

Si la operación se efectúa sin carga, el interruptor recibe el nombre de desconectador ó *cuchilla desconectadora*.

Cuando la operación de apertura ó cierre se efectúa con carga ó en condiciones de cortocircuito, recibe el nombre de *disyuntor o interruptor de potencia*.

Algunos de los tipos más comunes, son:

- a) Interruptores en aceite.
- b) Interruptores de potencia en media y baja tensión (electromagnéticos)
- c) Interruptores en gas (hexafluoruro de azufre, SF₆)
- d) Interruptores en vacío.
- e) Interruptores en caja moldeada.

Por otra parte, todo interruptor de potencia ya sea en aceite, hexafluoruro de azufre, al vacío, etc., presentará un *arco eléctrico* al momento de realizarse una apertura en sus contactos debido a las elevadas tensiones e intensidades las cuales maneja el dispositivo; a continuación se da una breve explicación de cómo se produce este fenómeno.

4.2.1 Arco Eléctrico

Cuando un interruptor en servicio está cerrado, existe una cierta presión entre sus contactos que hace que la superficie de contacto sea máxima, y por lo tanto, la corriente que por él circula lo hará con una densidad de corriente mínima. (Mínima elevación de la temperatura)

En la maniobra de apertura, al iniciarse el despegue de los contactos, lo primero que se obtiene es una disminución de presión mas un aumento de la densidad de la corriente; en el instante de la separación de los contactos, la "fina" capa de aire que los separa es atravesada por la corriente, provocando una rápida elevación de la temperatura que da lugar a un resplandor azulado extremadamente brillante de la chispa, a la vez que se crea un elevado campo eléctrico entre los contactos, produciendo una fuerte emisión de electrones en el contacto que hace el "papel" de cátodo.

Si la corriente que interrumpe los contactos es débil, la elevación de temperatura de la chispa no alcanzará el valor suficiente para alcanzar la fusión y volatilización del metal de

los contactos, pero llegará un momento cuando la temperatura llegará a sobrepasar el punto de fusión y volatilización del metal, haciendo que la chispa se torne conductora y se produzca el "arco", siendo una llama de color muy diferente al de la chispa.

La diferencia entre chispa y arco, difieren de la cantidad de corriente en el momento de la separación de los contactos.

Una vez producido el arco eléctrico, este permitirá la continuidad del circuito, lo que hace necesario encontrar una forma de interrumpir este arco, y con esto lograr la interrupción de corriente en el circuito.

Se dice que un arco eléctrico puede llegar a temperaturas de 6000 y 10,000 °C

a) Interruptores en Aceite

Los interruptores en aceite van de 2.4 kV hasta 400 kV y se pueden clasificar en tres grupos:

1. Interruptores en gran volumen de aceite
2. Interruptores en gran volumen de aceite con cámara de extinción
3. Interruptores de pequeño volumen de aceite

En estos interruptores, del aceite se aprovecha la característica que tiene de desprender hidrógeno en forma de gas cuando se disocia con el calor del arco eléctrico, siendo el hidrógeno el que realiza el "soplado", "empuje" del aceite en una cámara especial y por consiguiente la extinción del arco.

Además, el aceite por su propiedad de alta rigidez dieléctrica, sirve también de aislamiento entre las fases.

1. Interruptores en Gran Volumen de Aceite

Fueron de los primeros interruptores que se emplearon en alta tensión y que utilizaron el aceite para la extinción del arco. Son muy utilizados todavía en los Estados Unidos.

Estos interruptores reciben ese nombre debido a la gran cantidad de aceite que contienen. Generalmente se construyen en tanques cilíndricos siendo trifásicos y monofásicos. Los trifásicos son para operar a voltajes relativamente pequeños y sus contactos se encuentran contenidos en un recipiente común, separados entre sí por aislantes. Los monofásicos (uno por fase en circuitos trifásicos) para tensiones elevadas, donde sus contactos se encuentran contenidos de manera similar como en los trifásicos.

La construcción cilíndrica de estos dispositivos, es debida, a las fuertes presiones internas que se presentan durante la interrupción, por lo que al fondo del tanque llevan "costillas de refuerzo para soportar estas presiones. (Véase la figura 4.1)

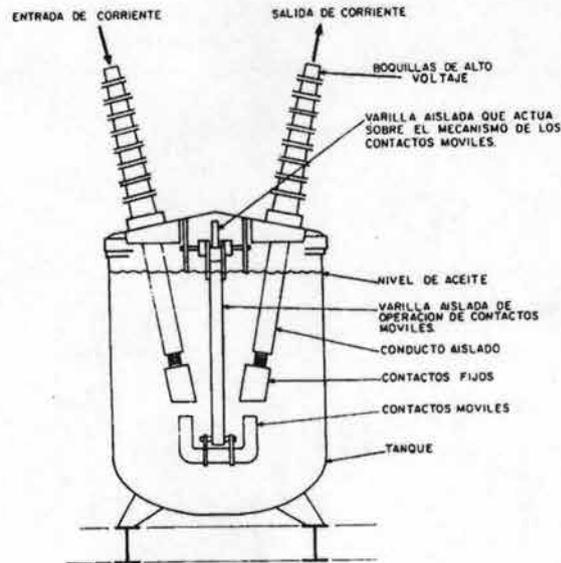


Figura 4.1. Partes principales de un interruptor de potencia en gran volumen de aceite
Fuente: Harper, G "Protección de instalaciones eléctricas industriales y comerciales"

Proceso de interrupción

Cuando se presenta una falla, los contactos móviles se desplazan hacia abajo, separándose los contactos fijos.

Cuando se alejan los contactos móviles de los fijos, se crea una cierta distancia entre ellos y en función de esa distancia está la longitud del arco eléctrico que se presenta. El arco calienta el aceite dando lugar a la formación de gas muy intenso, que aprovechando el diseño de la cámara, empuja un chorro de aceite a través del arco (este es el "soplado" que realiza el gas de hidrógeno), provocando su alargamiento y enfriamiento hasta llegar a extinguirlo.

Cuando la presión del gas producido por la interrupción es considerable, en la parte superior del interruptor, existe un tubo donde el gas tiene un acceso libre de salida a la atmósfera.

2. Interruptores en Gran Volumen de Aceite con Cámara de Extinción

Debido a las fuertes presiones internas que producían los interruptores de gran volumen de aceite cuando ocurría un cortocircuito, en algunas ocasiones los interruptores explotaban, para disminuir estos riesgos, se idearon dispositivos especiales donde el gas no elevaba a niveles peligrosos los volúmenes de aceite como anteriormente ocurría. Estos dispositivos recibieron el nombre de "cámaras de extinción" y en estas cámaras se extingue el arco eléctrico. (Véase la figura 4.2)

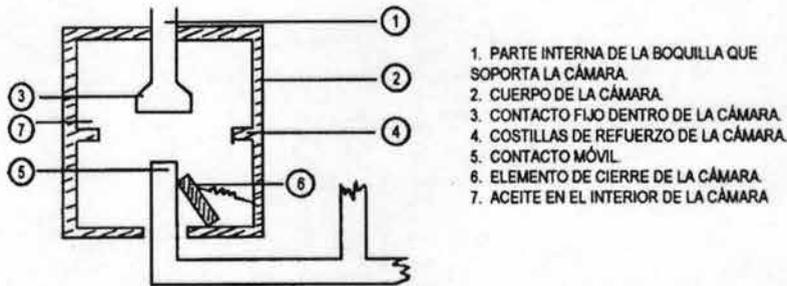


Figura 4.2. Partes principales de una cámara de extinción de un interruptor en gran volumen de aceite
Fuente: Harper, G "Fundamentos de Instalaciones Eléctricas de mediana y alta tensión"

Proceso de interrupción

Al ocurrir una falla, se separan los contactos que se encuentran dentro de la cámara de extinción.

Los gases de hidrógeno producidos tienden a escapar, pero como se encuentran dentro de la cámara que contiene aceite, se origina una violenta circulación de aceite que extingue el arco.

Cuando el contacto móvil sale de la cámara, el arco todavía tiene cierta magnitud, por lo que la apertura del contacto acarrea una intromisión de aceite frío.

Cuando los arcos se extinguen, se cierran los elementos de admisión de cámara.

Los elementos de desconexión de estos interruptores son los contactos móviles. Estos contactos pueden ser accionados ya sea mecánicamente (sistema de bielas), magnéticamente (relevadores) ó por medio de un motor eléctrico.

3. Interruptores de Pequeño Volumen de Aceite

Este tipo, que tiene forma de columna, fue inventado en Suiza por el Doctor J. Landry. Son muy utilizados en Europa, en tensiones de hasta 230kV y de 2500MVA de capacidad interruptiva. En general se usan en tensiones y potencias medianas.

Estos interruptores reciben este nombre, por la pequeña cantidad de aceite comparada con los de gran volumen de aceite (entre 1.5% y 2.5%).

Se construyen en diferentes capacidades y voltajes de operación, teniendo además, una cámara de extinción modificada que permite mayor flexibilidad de operación. Esta cámara de extinción tiene la propiedad de que el efecto de extinción aumenta a medida que la corriente que va a interrumpir crece. Por eso, al extinguir corrientes de baja intensidad, las sobretensiones son pequeñas. El orden de extinción del arco de estos interruptores es del orden de 6 ciclos.

En estos interruptores la cámara de extinción del arco consiste en las siguientes partes.
(Véase la figura 4.3)

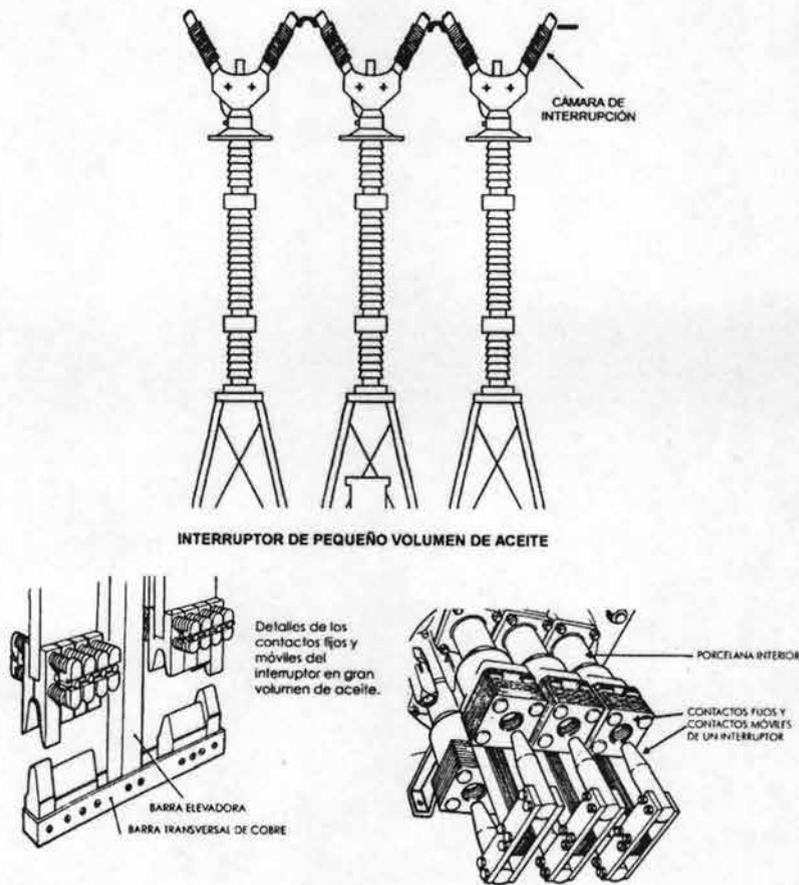


Figura 4.3. Partes principales de un interruptor en pequeño volumen de aceite
Fuente: Harper, G "Fundamentos de Instalaciones Eléctricas de mediana y alta tensión"

Proceso de interrupción

Al ocurrir una falla, se desconecta el contacto móvil originándose un arco eléctrico.

A medida que sale el contacto móvil, se va creando una circulación de aceite entre las diferentes cámaras de extinción que constituyen el cuerpo de la cámara.

Al alcanzar el contacto móvil su máxima carrera al aceite que circula entra por completo extinguiendo violentamente al arco eléctrico.

Los gases producidos escapan por la parte superior del interruptor donde se encuentra un tubo de escape.

b) Interruptores de Potencia en Media y Baja Tensión (Int. Electromagnéticos)

Estos interruptores se usan tanto en instalaciones interiores como exteriores. La mayoría de los fabricantes los diseñan entre rangos de 2.4 kV hasta 34.5 kV. Generalmente se usan como protección de los alimentadores principales de plantas industriales ó un CCM. En la figura 4.4 se muestran los componentes principales de este tipo de interruptor.

Proceso de interrupción

El mecanismo de operación de este interruptor puede tomar distintas formas, si se opera manualmente, entonces la manija se usa para abrir ó cerrar en contacto del interruptor. Esto se acompaña por un resorte de manera que la acción de cierre y apertura sea rápida.

Si el interruptor es operado eléctricamente, el mecanismo de cierre se constituye de una bobina magnética con un elemento actuador, de manera que cuando la bobina se energice, esta jala hacia el centro de la misma, poniendo en marcha el mecanismo actuador y cerrando el interruptor.

Cuando ocurre un cortocircuito, se dispara el interruptor por medio de una acción mecánica directa, debido a la fuerza magnética creada por un cortocircuito en la bobina. Estas bobinas son ajustadas por medio de un dispositivo electrónico (una unidad con múltiples funciones programables de ajustes de "curva"), a una escala que indica la corriente en la bobina cuando un cortocircuito se hace presente.

Debido a la forma de operación de estos dispositivos, comúnmente se les llama interruptores electromagnéticos. (Véase al figura 4.4)

Estos dispositivos es común encontrarlos en arreglo con fusibles.

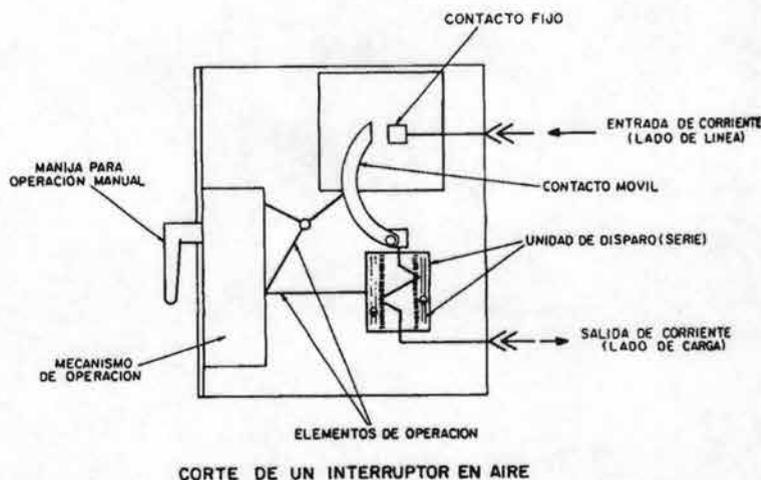


Figura 4.4. Partes principales de un interruptor de potencia de baja tensión (interruptor electromagnético)
Fuente: Harper, G "Protección de instalaciones eléctricas industriales y comerciales"

c) Interruptores en Gas (Hexafluoruro de Azufre SF₆)

El gas hexafluoruro de azufre (SF₆) tiene excelentes propiedades aislantes y para extinguir arcos eléctricos, razón por lo que ha sido usado exitosamente durante mucho tiempo preferentemente en alta tensión.

El SF₆ es un gas químicamente estable e inerte, su peso específico es de 6.14 g/l. Alcanza unas tres veces la rigidez dieléctrica del aire a la misma presión,. A la temperatura de 2000⁰ K conserva todavía alta conductividad térmica que ayuda a enfriar el plasma creado por el arco eléctrico y al pasar por cero la onda de corriente, facilita la extinción del arco. Físicamente el gas tiene características electronegativas, es decir, capturar electrones libres transformando los átomos en iones negativos, facilitando una gran velocidad de recuperación dieléctrica entre los contactos después de la extinción del arco.

Una gran ventaja de este tipo de interruptores, es el mantenimiento relativamente reducido en comparación con otro tipo de interruptores.

Se fabrican en tensiones que van de hasta 800kV y un poder interruptivo de 63kA con dos cámaras de interrupción de un polo. Se encuentran también disponibles interruptores con capacidades de:

- Con cámara sencilla hasta 245kV y 50kA
- Con dos cámaras y columna sencilla entre 245-550kV y 63kA
- Con cuatro cámaras y dos columnas hasta 800kV y 63kA

En aplicaciones industriales es común encontrarlos en media tensión como protección a alimentadores principales, entre otros.

Proceso de interrupción

Un transformador de corriente detecta una falla y envía una señal a una bobina de disparo.

La bobina actúa sobre un manivela que se encuentra acoplada a un dispositivo mecánico, el cual consiste en una biela acoplada igualmente a un vástago de contacto en este se encuentra conectada la toma de corriente superior.

El vástago al ser accionado, impulsa violentamente un pistón hacia abajo, desconectando el circuito donde se encuentra la toma de corriente inferior. (Véase la figura 4.5)

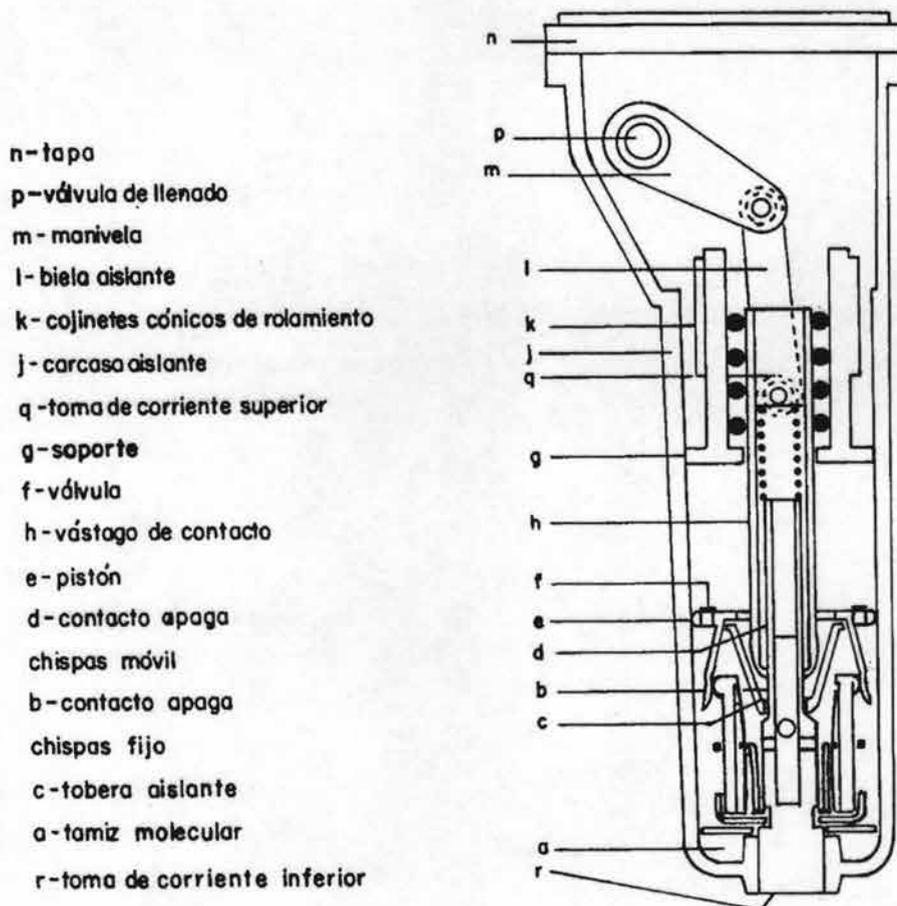


Figura 4.5. Partes principales de un interruptor de potencia en hexafluoruro de azufre (SF6)
Fuente: Harper, G "Protección de instalaciones eléctricas industriales y comerciales"

d) Interruptores en Vacío

Estos interruptores (que aparecen a finales de 1960), funcionan bajo el principio de la falta casi absoluta de electrones en una cámara de vacío, por lo tanto, se logra crear un muy buen dieléctrico, ya que al abrirse los contactos del interruptor, los pocos electrones libres, no permiten que se produzca la ionización, así el arco eléctrico no se mantiene por mucho tiempo porque el vacío de la cámara tiende a extinguirlo.

La mayoría de las aplicaciones de estos dispositivos, se encuentra en alta tensión, aunque es común también encontrarlos en media tensión, en el caso de plantas industriales, en la protección de los alimentadores principales. Este tipo se utiliza en instalaciones de hasta 34.5kV dentro de tableros blindados.

Además, tiene múltiples ventajas con relación a otros interruptores de potencia como son: rápidos en la extinción del arco eléctrico, menor ruido de operación, mayor vida útil de los

contactos, una reducción menor a la tendencia de explosiones por gases ó líquidos y mantenimiento reducido.

En teoría estos dispositivos abren en 1 ciclo debido a la pequeña inercia de sus contactos y su pequeña distancia.

Proceso de interrupción

Cuando un cortocircuito se hace presente, un mecanismo activa al contacto móvil que se encuentra dentro de la cámara al vacío, este acto provoca la rápida extinción del arco eléctrico por lo ya explicado anteriormente. Este movimiento horizontal de apertura se controla por medio de una barra de acero. La separación entre contactos es del orden de 2 cm. (Véase la figura 4.6)

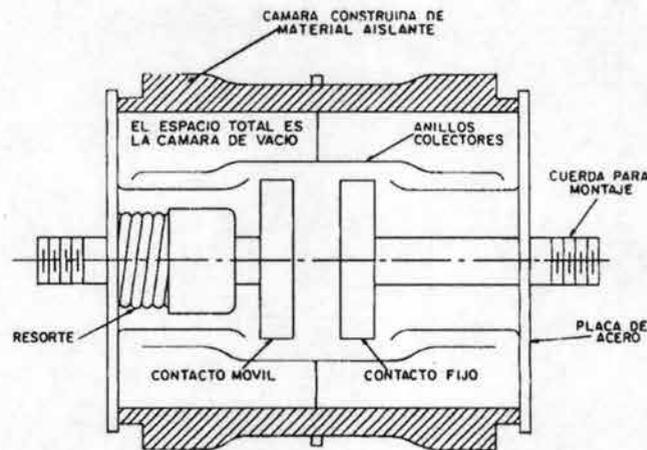


Figura 4.6. Partes principales de un interruptor de potencia en vacío
Fuente: Harper, G "Protección de instalaciones eléctricas industriales y comerciales"

e) Interruptores en Caja Moldeada

Estos interruptores son los comúnmente llamados "breakers", el funcionamiento de estos dispositivos se basa en un principio termomagnético: Por un lado, la parte térmica se encargará de proteger un circuito eléctrico por sobrecargas debido al uso de una cinta ó laminilla bimetálica que se calentará por la acción de una circulación de corriente. La laminilla esta hecha de dos materiales diferentes unidos entre sí.

La longitud de esta cinta se incrementará con una elevación de la temperatura causada por un exceso de corriente, pero como son materiales diferentes los que constituyen la cinta ó laminilla, estos no se incrementarán de la misma forma, así; la laminilla se doblará hasta producir la operación del mecanismo para abrir los contactos del interruptor. En la figura 4.7 se ilustra la acción del proceso de interrupción.

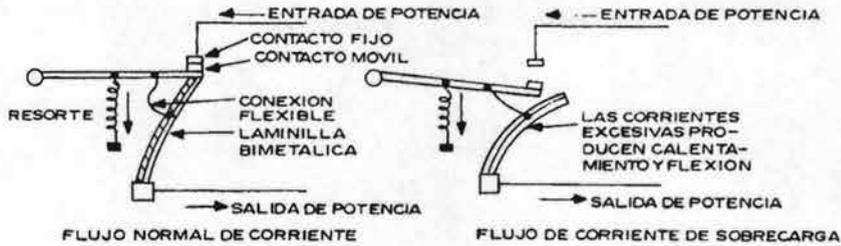


Figura 4.7. Acción de disparo térmico de un interruptor termomagnético (caja moldeada)
Fuente: Harper, G "Protección de instalaciones eléctricas industriales y comerciales"

Por otro lado la parte magnética que se encargará de proteger por sobrecorrientes (cortocircuito) al circuito eléctrico. Esta acción se logra a través del uso de un electroimán conectado en serie con la corriente de carga.

Esto proporcionará la acción de disparo instantáneo cuando una corriente de falla alcance un valor determinado; para lograr esto, un flujo de corriente pasará a través de la bobina de un imán, (la capacidad de esta bobina estará determinada por un número de espiras y un calibre determinado de alambre), cuando esta corriente sea lo suficientemente considerable energizará la bobina, accionando el mecanismo de disparo de la placa (Véase la figura 4.8) y "despegando" el contacto móvil del contacto fijo.

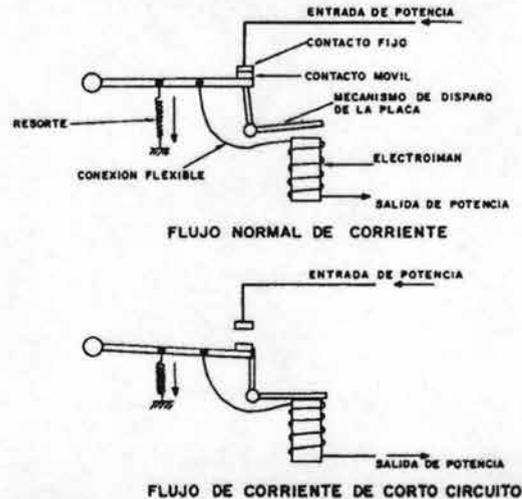


Figura 4.8. Acción de disparo magnético de un interruptor termomagnético (caja moldeada)
Fuente: Harper, G "Protección de instalaciones eléctricas industriales y comerciales"

Estos dispositivos de protección se encuentran normalmente en tensiones de baja y media tensión, ya sea como protección de circuitos derivados, con/sin combinación de fusibles para proteger motores de inducción en CCM'S, protección del circuito principal de un tablero de alumbrado ó para las derivaciones del mismo, etc. Es importante señalar la versatilidad que se tiene de estos dispositivos para diferentes ambientes de trabajo donde se

quiere operar estos dispositivos, ya sea en ambientes donde circulan gases explosivos, ambientes corrosivos, etc.

En la figura 4.9 se muestra físicamente la constitución de estos dispositivos y sus elementos principales, en la figura 4.10 se muestra algunos tipos y capacidades más comunes para estos dispositivos.

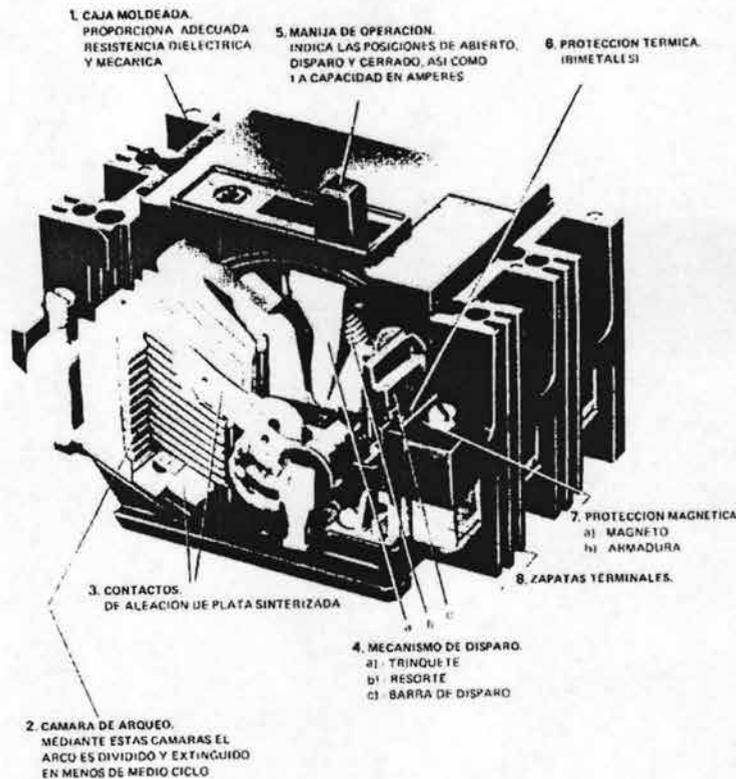


Figura 4.9. Partes principales de un interruptor termomagnético (caja moldeada)
Fuente: Condumex "Manual técnico de instalaciones eléctricas en baja tensión"

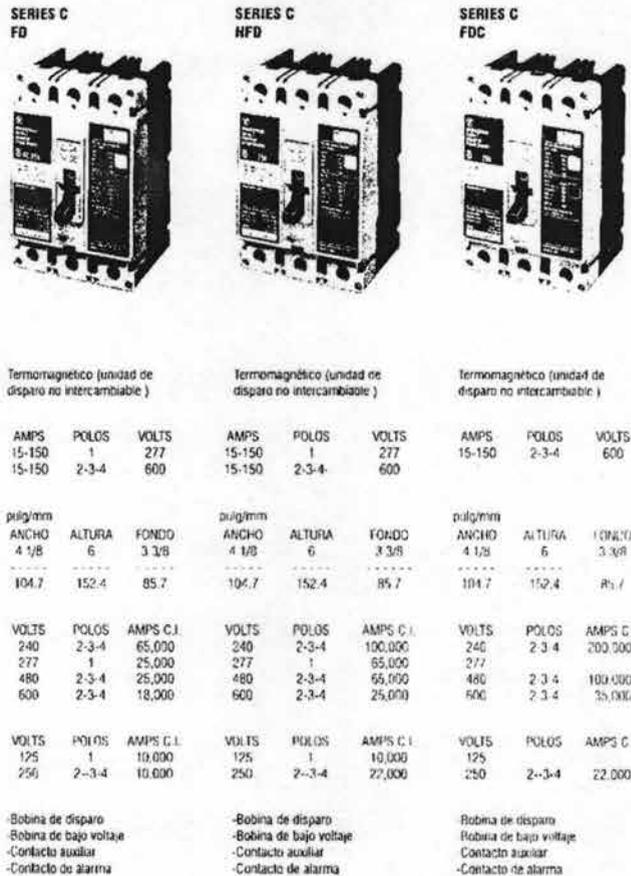


Figura 4.10. Tipos y capacidades de un interruptor termomagnético (caja moldeada)
Fuente: Cutler-Hammer "Catalogo General, edición 2001"

4.2.1 Especificaciones Eléctricas Principales para Interruptores de Potencia en Alta, Media y Baja Tensión

A continuación se enumeran las especificaciones más comunes para los distintos tipos de interruptores, ya sea para su compra ó bien para un estudio de la evaluación de las capacidades momentáneas e interruptivas de estos.

Una especificación común de todos estos dispositivos se pueden encontrar ya sea tipo interior ó intemperie.

1. Valores kV máximos del interruptor

Es el voltaje máximo de operación del interruptor en kV. (Para interruptores de potencia en alta, media y baja tensión)

2. Capacidad interruptiva

Es la capacidad interruptiva a la que está tasado el interruptor. (interruptores en alta, media y baja tensión.) Este valor puede estar tasado en valores *sym* ó *tot*, que significan: “sym” capacidad interruptiva simétrica y “tot” capacidad interruptiva asimétrica. (Para interruptores de potencia en alta, media y de baja tensión). Antiguamente los interruptores de potencia en media y alta tensión eran tasados por la capacidad asimétrica interruptiva, que consiste en la corriente de cortocircuito interruptiva formada por la componente de C.A y C.D. En la actualidad es común encontrar dispositivos tasados de esta forma en instalaciones industriales viejas.

3. Capacidad interruptiva máxima

Es la capacidad interruptiva que está en función del voltaje de operación del sistema al cual el interruptor será instalado. (Para interruptores de potencia en alta, media y baja tensión). Mediante la siguiente ecuación se puede calcular esta capacidad:

$$(\text{capacidad, int, max kA}) * \left(\frac{\text{capacidad, interruptor, max kV}}{\text{voltaje, buskV}} \right)$$

4. Capacidad de Cierre y Enclave en valores rms

Es la capacidad momentánea a ½ ciclo de corriente de cortocircuito. Este valor es igual a 1.6 veces la capacidad interruptiva para interruptores en alta y media tensión. (Solo para interruptores de potencia de media y alta tensión)

5. Capacidad de Cierre y Enclave en valores iniciales de cortocircuito (cresta)

Es la capacidad de cortocircuito antes de ½ ciclo. Este valor es igual a 2.7 veces la capacidad interruptiva para interruptores en alta y media tensión. (Solo para interruptores de potencia de media y alta tensión)

6. Tiempo de operación

Es el tiempo de operación que consiste en una serie de operaciones de apertura y cierre hasta el momento de la apertura del interruptor. (Tiempo de interrupción.) Estos dispositivos tienen una designación especial para especificar los ciclos de trabajo del interruptor, si por ejemplo, se presenta una serie como O-3-CO, significa que el interruptor después de una apertura permanece abierto 3 minutos, cierra de nuevo e inmediatamente se abre. El número puede indicar tanto minutos como segundos. En la figura 4.11 se muestra la relación entre el tiempo de interrupción y el tiempo de separación mínima de los contactos. (Solo para interruptores de potencia de media y alta tensión)



Figura 4.11. Relación entre el tiempo de interrupción y el tiempo de separación mínima de los contactos
Fuente: Harper, G "Protección de instalaciones eléctricas industriales y comerciales"

7. Corriente nominal

Es la corriente máxima de trabajo sin presentarse interrupciones en los interruptores. (Para interruptores de potencia en alta, media y baja tensión).

8. Fabricante, frecuencia, modelo y clase (tipo)

Compañía fabricante, frecuencia de operación, modelo del interruptor, tipo intemperie ó interior, etc., tipo de interruptor (hexafluoruro, caja moldeada, electromagnético, etc.).

9. Voltaje de restablecimiento

Es el voltaje que se presenta en el interruptor después de la conexión, este dato no es práctico en un estudio de cortocircuito y evaluación de equipo de protección. (Para interruptores de potencia en alta, media y baja tensión)

4.3 Fusibles

Definición

Los fusibles son dispositivos de protección que operan cuando una sobrecorriente pasa por ellos, aislando una porción determinada de un sistema eléctrico, impidiendo el daño del equipo eléctrico que se encontraba bajo su protección.

Por otro lado, un fusible está diseñado para fundirse cuando una corriente de cortocircuito, se presenta en un sistema protegido para un tiempo determinado. Estas características de operación están representadas por dos curvas fundamentales. (Véase la figura 4.12)

- Curva mínima de fusión (tiempo de fusión)

- Curva máxima de fusión (tiempo de despeje)

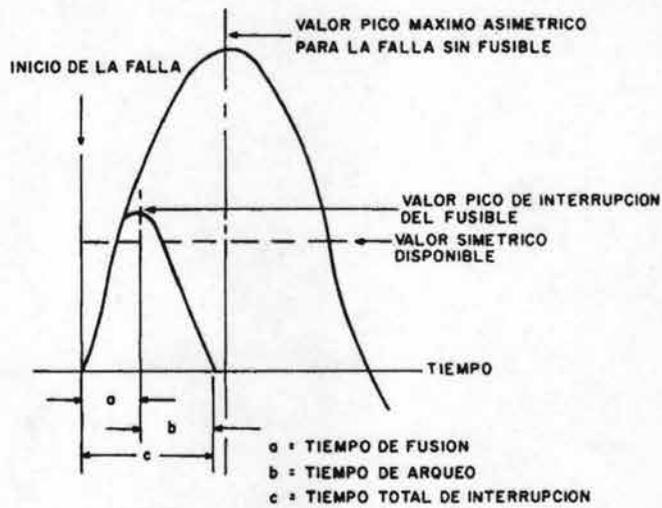


Figura 4.12 relaciones de tiempos de fusión, extinción de arco y tiempo total de despeje de un fusible

Las relaciones de tiempo mínimo de fusión y máximo tiempo de despeje, con corrientes mayores a la mínima de fusión, son determinadas por datos de pruebas de fabricante, las cuales generan curvas características de tiempo-corriente (Véase la figura 4.13), donde se muestra la corriente graficada sobre el eje horizontal y el tiempo en la vertical.

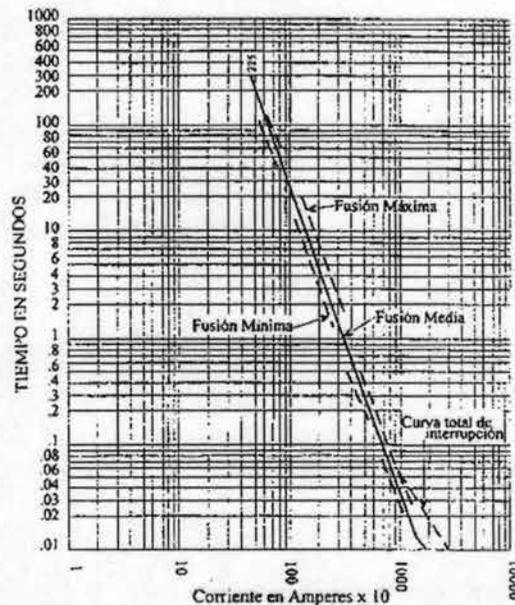


Figura 4.13 Curva característica de un fusible de baja tensión

Además, cuando una sobrecorriente tiende a incrementarse, el tiempo de fusión decrece, debido al coeficiente de temperatura positivo de resistencia que todo elemento fusible posee.

Asimismo, cuando la temperatura ambiente se incrementa, el tiempo de fusión decrece y si la temperatura ambiente decrece, el tiempo de fusión se incrementa.

4.3.1 Clasificación de Fusibles

- **Fusibles en Baja Tensión**

Los fusibles de baja tensión son utilizados en instalaciones eléctricas para usuarios, brindando protección a cables de acometidas.

Estos fusibles utilizan el zinc, cuyo punto de fusión alcanza los $420^{\circ}C$, teniendo una desventaja: Éste material no favorece la extinción del arco, para resolver este problema se ideó encerrando los elementos sensibles a la corriente (eslabones fusibles), en tubos de cerámica ó fibra vulcanizada, reduciendo la magnitud de la explosión causada por un cortocircuito. (Véase la figura 4.14) donde se muestra la composición interna de estos dispositivos así como los tipos más comunes en la tabla 4.1

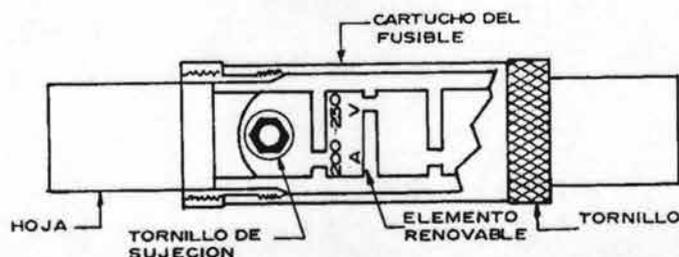


Figura 4.14 Composición interna de un fusible de baja tensión

Tabla 4.1
Clases de fusibles en baja tensión

Clases	Tensión	Capacidad nominal	Capacidad interruptiva
H	$\leq 250Vc.a.$	600A	hasta 100kA
	$\leq 600Vc.a.$	600A	hasta 100kA
K	(Subclases K-1, K-5, K-9 con características iguales a los del tipo H) 50kA – 200kA, simétricos		
Limitadores de corriente			
G	$\leq 300Vc.a.$	50A	100kA
J	$\leq 600Vc.a.$	500A	200kA
L	$\leq 600Vc.a.$	$\geq 601A$	200kA

- **Fusibles en Media Tensión**

Son todos aquellos que se aplican en el lado de alta ó baja tensión, de los transformadores de todo tipo. Así como a motores síncronos e inducción en media tensión, por señalar algunas de sus aplicaciones. Entre los más comunes en aplicaciones industriales, tenemos:

a) Fusibles Limitadores de Corriente

Este fusible se diseña para fundirse antes de un $\frac{1}{2}$ ciclo (corriente de cortocircuito de choque), evitando que la corriente de cortocircuito provocado por una falla alcance este nivel, por lo tanto, limita la corriente de falla a niveles seguros, protegiendo al equipo.

Estos fusibles usan elementos fusionables como laminillas de plata, cobre ó aleaciones, etc. ya sean perforadas ó con una determinada configuración. Esta configuración por lo regular está arrollada en forma helicoidal sobre un núcleo de cerámica, y éste es el principal mecanismo de operación.

Dicho elemento se encuentra conectado en ambos extremos del fusible, confinado a su vez en un tubo aislante y rígido. (Véase la figura 4.15)

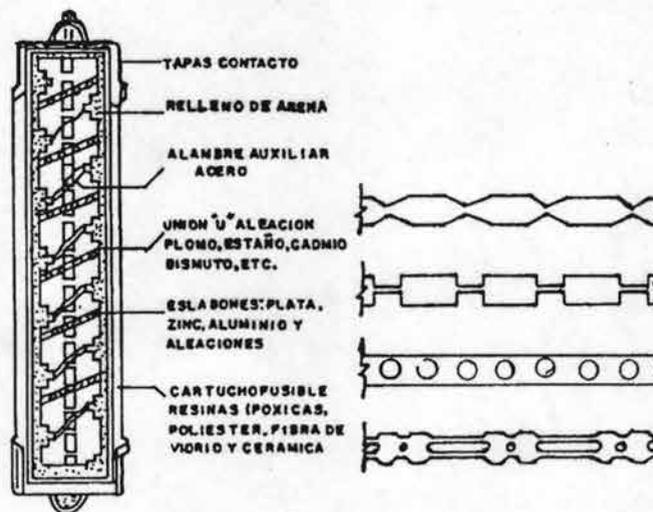


Figura 4.15. Partes constitutivas de un fusible de limitador de corriente
Fuente: Pascual M. Tomás "Técnicas de aplicación de fusibles, IPN, 1998"

La laminilla conduce corriente de carga en forma normal, pero la conducción de corriente produce calor por efecto Joule, así que dentro del fusible existe un relleno de arena de mica (este compuesto sirve para enfriar las altas temperaturas que se producen cuando se funde un fusible), que tiene por objetivo absorber esta emanación de energía. En condiciones de cortocircuito por una falla, la laminilla se funde, y la gran cantidad de calor generado por este suceso es absorbido por la arena de mica.

Generalmente cuando esto ocurre se forman fulguritas dentro del fusible. En la figura 4.16 se muestra la característica de operación de estos elementos.

Estos fusibles a su vez tienen una sub-clasificación, la cual es:

□ *Fusible de respaldo o rango parcial (back-up)*

Este fusible fue el primero en desarrollarse y puede interrumpir cualquier corriente desde su valor máximo al que fue tasado, hasta su valor mínimo de ruptura, y solo funciona para tiempos cortos, por tal motivo, para propósitos de coordinación, se combina en serie con una protección de sobrecargas.

□ *Fusible de aplicación general (general purpose)*

Este fusible puede interrumpir cualquier corriente satisfactoriamente, desde su máxima nominal hasta en una hora. (3600 seg.)

□ *Fusible de rango completo (full range)*

Dicho tipo de fusibles, no está considerado en ninguna norma, pero se define como un fusible capaz de interrumpir satisfactoriamente cualquier corriente de cortocircuito. Los tiempos máximos de fusión de este tipo de elementos van del orden de hasta las ocho horas (28800 seg.)

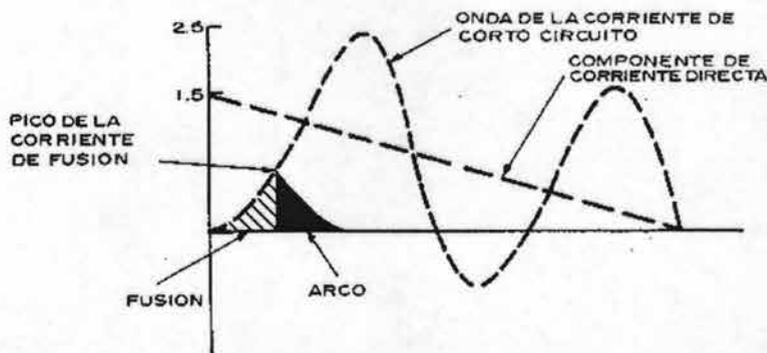


Figura 4.16

Característica de la onda de corriente de los fusibles limitadores de corriente.

b) Fusibles No-Limitadores de Corriente

Son similares a los fusibles limitadores de corriente, se construyen de igual manera en un tubo aislante (con extremos atornillables), y un elemento eslabón fusible, conectado entre los dos contactos para formar la trayectoria de corriente. Algunos tienen el tubo aislante de ácido bórico.

La principal diferencia de estos con los fusibles limitadores de corriente, es la acción no-rápida de interrupción de corriente y siendo más comunes en voltajes menores de 600 V.

c) Fusibles de Expulsión

Las normas NEMA clasifican estos elementos en dos tipos: rápidos y lentos, designados como K y T, respectivamente.

Estos fusibles se forman de un pequeño eslabón fusible, conectado en una sección transversal y dentro de un tubo. El material del eslabón puede ser: plata, cobre, plomo, estaño ó aleaciones de plata, cobre-níquel-cromo, plomo-estaño el cual al fundirse por un cortocircuito, provoca un arqueo generándose gases desionizantes del material contenido en el tubo (ácido bórico, melanina, resinas fenólicas, fibra vulcanizada, resinas termoplásticas, tetracloruro de carbono, etc.), estos gases, provocan una gran turbulencia alrededor del arco eléctrico, de tal manera que terminan por extinguirlo. Los gases producidos posteriormente se expulsan al exterior del fusible. (Véase la figura 4.17) Este tipo de fusibles es muy común encontrarlos en aplicaciones industriales como protección al primario de los transformadores de distribución, ya sean para alumbrado ó CCM's.

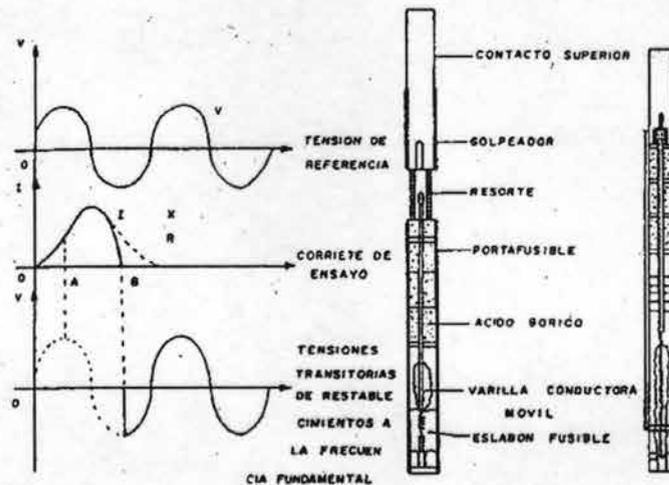


Figura 4.17. Partes constitutivas de un fusible de expulsión y principio de operación
Fuente: Pascual M. Tomás "Técnicas de aplicación de fusibles, IPN, 1998"

d) Fusibles de Distribución

Estos fusibles por lo regular se usan para la distribución de redes aéreas. En instalaciones industriales su uso está limitado, aplicándose en instalaciones tipo interior.

Estos dispositivos están hechos de distintas maneras, la mayoría tienen aisladores de porcelana que soporta al cartucho que contiene el elemento fusible.

4.3.2 Especificaciones Eléctricas Principales para Fusibles

Al igual que los interruptores a continuación se enumeran las especificaciones más fundamentales para los distintos tipos de fusibles, ya sea para su compra ó bien para un estudio de la evaluación de las capacidades interruptivas de estos.

1. Valores kV nominales del fusible

Es el valor máximo de voltaje del fusible en kV.

2. Capacidad interruptiva del fusibles

Es la máxima capacidad interruptiva del fusible en kA.

3. Valor nominal de la corriente

Este valor es asignado por el fabricante y es la corriente que el fusible puede conducir sin ningún problema. Esta corriente es determinada por la máxima temperatura a la que las partes componentes de un fusible pueden soportar.

4. Factor de potencia en condiciones de cortocircuito

Es el factor de potencia que presenta el fusible al suscitarse un cortocircuito. Este dato es proporcionado muchas veces por el fabricante. En el capítulo 5, tabla 5.5, se muestran estos valores típicos tanto para fusibles como interruptores.

5. Fabricante, frecuencia, modelo y clase(tipo)

La compañía fabricante, frecuencia de operación, modelo del fusible, tipo de fusible (limitador de corriente, no limitador de corriente, expulsión, etc.)

6. Tiempo de fusión

Es el tiempo necesario para que el elemento fusible se funda; iniciándose cuando se presenta una sobrecorriente a través del elemento y terminando cuando aparece el arco eléctrico en él.

7. Tiempo de extinción del arco.

Es el tiempo necesario para extinguir el arco eléctrico; iniciándose cuando se funde el elemento fusible y terminando cuando se aísla la falla.

8. Tiempo total de despeje

Es el tiempo que necesita el fusible para interrumpir una sobrecorriente (cortocircuito), iniciándose al presentarse ésta y terminando cuando la falla es aislada.

9. Corriente mínima de fusión

Es el valor de la corriente más baja la cual causa la fusión del elemento fusible en un tiempo infinito. Esta condición comúnmente se le llama sobrecarga, y en la practica la corriente causa la fusión del elemento en unas cuantas horas.

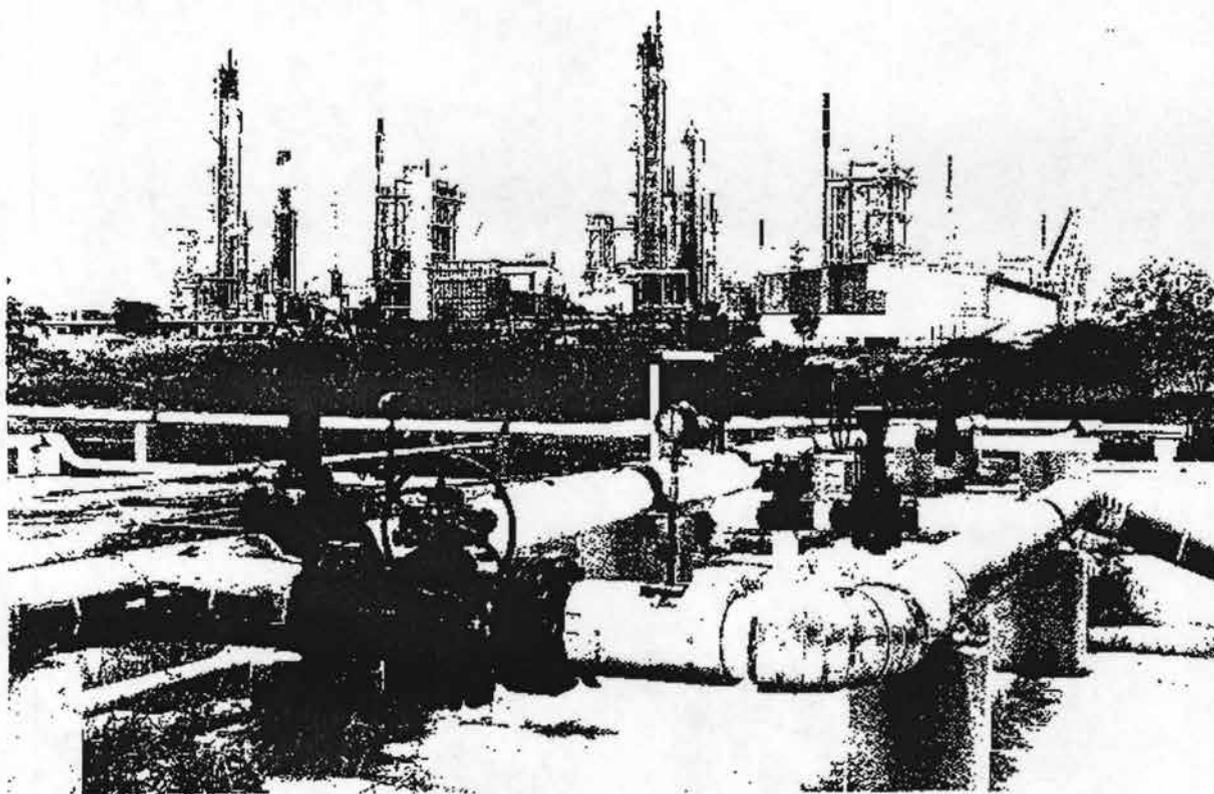
10. Sobrecorriente

Es el valor de corriente mayor a la corriente mínima de fusión llamándose entonces cortocircuito.

Los puntos del 1 al 5, tienen aplicación práctica para estudios de evaluación de los equipos de protección en alta, media y baja tensión.

CAPITULO V

METODOLOGÍA DE ESTUDIO Y APLICACIÓN



Una parte importante y de vital importancia para cualquier estudio, es saber que metodología seguir para poder llevar a cabo este cometido. Si esta metodología no existiese ó simplemente las existentes no se adecuan a las necesidades del estudio, hay que realizar esta "adaptación".

Esto implica investigar lo relacionado con el tema lo mayor posible, después analizar, evaluar, criticar y finalmente diseñar el método.

Así, para un estudio de cortocircuito y la evaluación del equipo eléctrico de protección para una planta industrial, la investigación abarca desde: El análisis de métodos por estándares de ingeniería, libros, artículos, manuales de equipo eléctrico, información de laboratorios de investigación, compañías fabricantes, experiencias por parte de personas inmiscuidas en tales asuntos, experiencia propia, y muy recientemente, información por la red *internet*.

Uno de los principios para saber que tipo de información se requiere para diseñar un metodología de estudio, es establecer que tan profundo se requiere. En el caso del cortocircuito; que tipo de fallas eléctricas se contemplan analizar, si se estudiará el comportamiento de los voltajes en los buses después de ocurrido un cortocircuito, si se examinará los flujos de corriente de cortocircuito en un punto determinado de la red, etc, etc. Todo dependiendo de los objetivos de la investigación.

5.1 Descripción General de la Metodología ANSI/IEEE

Según el ANSI/IEEE todas las fuentes de tensión (acometidas) y fuentes de voltaje internos de las máquinas (generadores) de una red son sustituidas por una fuente de voltaje que será el equivalente al voltaje prefalla antes del cortocircuito. Las impedancias de los elementos pasivos no sufren ninguna alteración.

Todas las máquinas son representadas por sus impedancias internas. Las capacitancias de líneas de transmisión y alimentadores; así como cargas estáticas (tableros de distribución, iluminación, etc.) son ignorados. Las derivaciones de los transformadores pueden ser ajustados en su posición nominal ó en algún otra. Se supone que la falla es franca (sin arqueo). Se considera que las impedancias del sistema son trifásicas equilibradas.

Se forman tres redes de impedancias. ($Z = R + jX$) La primera para calcular las corrientes de cortocircuito momentánea. La segunda para calcular las corrientes de cortocircuito interruptiva, y finalmente una red de 30 ciclos para coordinar dispositivos con retardo de tiempo. Estas redes son:

- *Red de ½ ciclo*

Esta red se elabora tomando los valores subtransitorios de todos los elementos activos que contribuyen a la corriente de cortocircuito. (Generadores, motores síncronos e inducción.) Se consideran los motores menores de 50 HP.

- *Red de 1½-4 ciclos*

Esta red se elabora incrementando el valor de la impedancia de los motores síncronos e inducción grandes. Se ignora la contribución de motores de inducción menores de 50 HP. Los generadores mantienen en este tiempo su reactancia subtransitoria.

- *Red de 30 ciclos*

Esta red se elabora ignorando la contribución de corriente de cortocircuito de motores síncronos e inducción sean estos grandes y pequeños. Los generadores cambian su reactancia subtransitoria a transitoria. Esta red no tiene aplicación para el dimensionamiento de equipo de protección, teniéndola solo para estudios de coordinación de protecciones eléctricas.

Conjuntamente las relaciones X/R (relación reactancia/resistencia) al punto de falla, se usan para determinar los factores de multiplicación (FM), y obtener los valores asimétricos máximos y mínimos de la corriente de cortocircuito.

Por otra parte, los estándares ANSI C84.1-1970 clasifican los voltajes de la siguiente forma:

- Baja tensión- <1000V
- Media tensión $\geq 1000V$ hasta <100kV
- Alta tensión $\geq 100kV$ hasta 230kV

Sin embargo, los estándares del IEEE para interruptores de alta tensión (IEEE Std C37.010-1988 y IEEE Std C37.05-1988), definen estos arriba de los 1000V y lo mismo para fusibles.

5.2 Adecuación de la Metodología ANSI/IEEE para realizar un Cálculo de Cortocircuito y Evaluación de los Equipos de Protección en Alta, Media y Baja Tensión en Plantas Industriales

1) *Elaboración del diagrama unifilar y criterios*

Mostrar todas las fuentes de cortocircuito y todos los elementos de impedancia, debiéndose incluir suministros exteriores "acometidas", (*Potencias de c.c's trifásicas y líneas a tierra*), generadores, motores síncronos e inducción, y elementos importantes de impedancia tales como transformadores, reactores limitadores de corriente, cables, etc.

Por otra parte, las capacitancias de los alimentadores; así como las cargas estáticas (tableros de distribución, iluminación, etc.), son ignoradas. Las derivaciones de los transformadores pueden ser ajustados en su posición nominal ó en algún otra. Se da el supuesto de que todas las fallas son francas y las impedancias de la red son equilibradas. No se incluye la influencia de variadores de velocidad ó de algún otro equipo eléctrico a base de circuitos electrónicos de potencia, ni de bancos de capacitores.

2) Selección de una base apropiada

Ya sea ésta en kVA ó MVA. Los valores base de voltaje por lo general se toman de los transformadores. (Primario/secundario.) Una regla práctica es tomar $100MVA$ como base.

3) Obtención de los datos de equipo

Para elementos activos y pasivos:

Elementos activos

- **Generadores**

- Valores en kV de la alimentación del generador, potencia del mismo en MVA.
- Valor de reactancias subtransitoria X'' , reactancia transitoria X' , reactancia de secuencia cero X_0 (si el generador está aterrizado), y relación X/R . (Véase la tabla VII.A y ecuación 8 del anexo A para este tipo de datos).
- Tipo de generador.

- **Grupo de motores de Inducción $\leq 50HP$**

- Valores en kV de la alimentación del grupo de motores, reactancia subtransitoria X'' , reactancia de secuencia cero X_0 (si el grupo de motores está aterrizado), y relación X/R . (Véase la tabla I.A y ecuación 9 del anexo A para este tipo de datos).
- Potencia nominal total del grupo de motores de inducción en HP.

- **Grupo de motores de Inducción $\geq 50HP$ y $\leq 1000HP$**

- Valores en kV de la alimentación del grupo de motores, reactancia subtransitoria X'' , reactancia de secuencia cero X_0 (si el grupo de motores está aterrizado), y relación X/R . (Véase las tablas I.A, II.A Y III.A y ecuación 10 del anexo A para este tipo de datos).
- Potencia nominal total del grupo de motores de inducción en HP.

- **Motores de Inducción de cualquier capacidad**

- Valores en kV de la alimentación del motor, reactancia subtransitoria X'' , reactancia de secuencia cero X_0 (si el motor está aterrizado), y relación X/R . (Véase las tablas I.A, II.A Y III.A y ecuación 3 del anexo A para este tipo de datos)
- Potencia nominal del motor de inducción en HP, factor de potencia al 100%, eficiencia.

- Si no se quiere hacer uso de las tablas para la reactancia subtransitoria, esta se puede obtener con inversa de la corriente a rotor bloqueado del motor.
- **Motores síncronos**
 - Valores en kV de la alimentación del motor, reactancia subtransitoria X'' , reactancia de secuencia cero X_0 (si el motor está aterrizado), y relación X/R . (Véase las tablas y ecuación 4 del anexo A para este tipo de datos).
 - Potencia nominal del motor de inducción en HP, factor de potencia al 100%, eficiencia. (Para agrupamiento de pequeños motores síncronos, es factible la utilización de la ecuación 11 del anexo A, así como el uso de las tablas IV.A, V.A y VI.A)
- **Acometidas**
 - Valores en kV de la alimentación de la acometida, potencia de cortocircuito trifásico en MVA y relación X/R (ecuación 1, Anexo A)
- **Impedancia cualquiera y elementos en p.u.**
 - Valores en kV de la alimentación del elemento
 - Potencia del elemento en MVA.
 - Reactancia y Resistencia en Omh del elemento.
 - Reactancia y Resistencia en p.u. del elemento.

Elementos pasivos

- **Alimentadores**
 - Valores en kV de la alimentación del alimentador, reactancia y resistencia de secuencia positiva $X_{(+)}$, reactancia y resistencia de secuencia cero X_0 del cable alimentador a una temperatura de $75^{\circ}C$.
 - Número de cables por fase, nivel de aislamiento, sistema de unidades, frecuencia, tipo de conductor (aluminio ó acero), instalación magnética o no-magnética, tipo de aislamiento, calibre (AWG ó KCM.) (Véase las tablas XII.A hasta la XIX.A y ecuación 5 del anexo A para este tipo de datos)
- **Transformadores de dos devanados**
 - Valores en kV de la alimentación del transformador, niveles de voltaje de los devanados primario/secundario, impedancia de dispersión del transformado y relación X/R .
 - Conocimiento de los devanados del transformador, y en caso de existir devanados aterrizados en Y por medio de resistencias ó reactancias,

conocimiento de los valores en Ohm de estas elementos. (Véase las tablas VIII.A, IX.A y X.A y ecuación 2 del anexo A para este tipo de datos).

- **Reactores limitadores de corriente**

- Valores en kV de la alimentación del reactor y relación X/R . (Véase la tabla XI.A y ecuación 6 del anexo A para este tipo de datos).
- Potencia del reactor en MVA.
- Impedancia en Ohm del reactor.

Para dispositivos de protección:

- **Interruptores de Potencia de Alta y Media Tensión**

- Valores kV máximos del interruptor.
- Capacidad Interruptiva (simétrica o total).
- Capacidad Interruptiva máxima (simétrica o total).
- Capacidad de Cierre y Enclave en valores rms (simétrica o total).
- Capacidad de Cierre y Enclave en valores de cresta.
- Tiempo de operación en ciclos.
- Corriente nominal.
- Fabricante, modelo y clase.

- **Interruptores de Potencia de Baja Tensión (Int. Electromagnéticos)**

- Valores kV nominales del interruptor.
- Capacidad Interruptiva (simétrica).
- Corriente nominal.
- Fabricante, modelo y clase.

- **Interruptores Termomagnéticos**

- Valores kV nominales del interruptor.
- Capacidad Interruptiva (simétrica).
- Corriente nominal.
- Fabricante, modelo y clase.

- **Fusibles**

- Valores kV nominales del fusible.
- Capacidad Interruptiva (simétrica).
- Factor de potencia en condiciones de cortocircuito.
- Corriente nominal.
- Fabricante, modelo y clase.

4) Localización de los puntos de falla a analizar, selección del tipo de fallas, y generación de los casos de estudio

Los puntos de falla a analizar, se pueden ubicar por medio del diagrama unifilar y seleccionarse, según el criterio del ingeniero. Generalmente los tipos de fallas a analizar son fallas *trifásicas* y *monofásicas* (línea a tierra), para verificar las capacidades momentáneas e interruptivas de los equipos de protección. Empleándose para esto, dos de las redes del IEEE, estas son:

- *Primera Red.*-Capacidades de $\frac{1}{2}$ Ciclo para Interruptores en Baja Tensión, fusibles en todos los niveles de tensión y capacidades de cierre y enclave de interruptores de potencia de media y alta tensión.
- *Segunda Red.*-Cálculo de la Capacidad Interruptiva para Interruptores de potencia en Media y Alta Tensión.

1.-Capacidades de $\frac{1}{2}$ Ciclo para Interruptores en Baja Tensión, Fusibles en todos los niveles de tensión y Capacidades de Cierre y Enclave de Interruptores de Potencia de Media y Alta Tensión

Esta red se usa para calcular y seleccionar, ó simplemente para evaluar las capacidades interruptivas de fusibles de todo tipo, sean en baja, media ó alta tensión; las capacidades interruptivas de interruptores en baja tensión (caja moldeada, interruptores electromagnéticos), de acuerdo con los estándares ANSI C97.1-1972, IEEE Std C37.41-1988, NEMA AB 1-1975 y NEMA SG 3-1981; y las capacidades de cierre y enclave para interruptores de potencia en media y alta tensión, así como para el ajuste de relevadores de sobrecorriente instantáneos.

Para esto, se usan las reactancias subtransitorias para representar todas las máquinas rotatorias en la red equivalente.

La Red de $\frac{1}{2}$ ciclo es conocida también como *Red Subtransitoria*. Se usa para calcular la corriente de cortocircuito momentánea e instantánea presente en un punto de falla. La siguiente tabla muestra el tipo de dispositivo y sus capacidades asociadas usando la Red de $\frac{1}{2}$ Ciclo. (Véase la tabla 5.1)

Tabla 5.1. Equipos de protección, y capacidades para evaluar ó dimensionar(1^{era} red)

Tipo de Dispositivo	Capacidad
Interruptor de potencia en media y alta tensión	Capacidad de Cierre y Enclave
Interruptor en baja tensión (Caja Moldeada, Interruptor de potencia)	Capacidad Interruptiva
Fusibles de todo tipo, en baja, media y alta tensión	Capacidad Interruptiva
Tableros y Centros de Control de Motores (CCM's)	Capacidad de Soporte
Relevadores	Ajustes Instantáneos.

En la red de $\frac{1}{2}$ Ciclo, las reactancias subtransitorias son como se muestra en la tabla 5.2:

Tabla 5.2. Valores de reactancia de elementos activos para cálculos de primer ½ ciclo
Fuente:IEEE/ANSI Std 141-1993 "Table 4-1"

Tipo de Máquina	X
Acometida	X''d
Turbogenerador	X''d
Hidrogenerador con devanados amortiguadores	X''d
Hidrogenerador sin devanados amortiguadores	0.75X''d
Condensadores síncronos	X''d
Motores Síncronos	X''d
<i>Máquinas de Inducción</i>	
>1000 hp a 1800 rpm o menos	X''d
>250 hp a 3600 rpm	X''d
≥ 50 hp hasta 1000 hp a 1800 rpm	1.2X''d
<50 hp a 1800 rpm	1.67 X''d

Donde X''d = I/ (Corriente a rotor bloqueado, llamada también corriente de arranque del motor) O bien utilizando la tabla 5.3

Tabla 5.3 Valores normalizados de reactancia para motores síncronos e inducción.
Para datos de reactancia de motores síncronos como de inducción, véase las tablas del anexo A

Tipo de Motor	X''d	
Motores Síncronos (en cualquier nivel de tensión)		
2-6 polos	0.15	
8-14 polos	0.20	
16 polos o más	0.28	
Motores de Inducción		
	½ ciclo	1½ ciclo-4ciclos
>1000 hp a 1800 rpm o menos	1/LRC	1.5/LRC
>250 hp a 3600 rpm	1/LRC	1.5/LRC
≥ 50 hp hasta 1000 hp a 1800 rpm	1.2/LRC	3/LRC
<50 hp a 1800 rpm	1.67/LRC	INF.

a) Cálculo de la corriente de cortocircuito momentánea (½ Ciclo)

La corriente de cortocircuito momentánea a ½ ciclo, representa el valor máximo de corriente antes de que sus componentes de C.A. y C.D., decaigan hacia el valor de estado síncrono ó permanente.

Sin embargo, el valor máximo de corriente de cortocircuito ocurre poco antes de ½ ciclo, llamándose comúnmente: *corriente de cortocircuito momentánea asimétrica pico total*.

El siguiente procedimiento se utiliza para calcular la corriente de cortocircuito trifásica momentánea:

- 1) Calcular el valor simétrico rms de la corriente de cortocircuito usando la siguiente ecuación:

$$I_{ka}^{F(1)} = \frac{V_{ka}^{Pre(1)}}{Z_{kk}^{(1)} + Z_f}$$

$$I_{ka}^{F(0)} = 0$$

$$I_{ka}^{F(2)} = 0$$

Donde Z_{kk} es la impedancia equivalente de la matriz Z_{BUS} en un bus fallado de la primera Red a $\frac{1}{2}$ ciclo.

Posteriormente, calcular el valor en Amperes, usando la ecuación de corriente-base en el punto de falla seleccionado.

$$I_{CC,3\phi,REAL} = I_{BASE} * I_{ka}^{F(1)}$$

$$I_{BASE} = \frac{MVA_{BASE,3\phi}}{\sqrt{3} * (kV_{L.L.,BASE,3\phi})} \quad (5.1)$$

- 2) Calcular el valor de corriente de cortocircuito asimétrica momentánea usando la siguiente ecuación:

$$I_{mom,rms,asim} = FM_m I_{mom,rms,sim} \quad (5.2)$$

Donde FM_m es el factor de multiplicación momentáneo el cual se obtiene de la siguiente ecuación:

$$FM_m = \sqrt{1 + 2e^{-\frac{2\pi}{X/R}}} \quad (5.3)$$

- 3) Calcular el valor momentáneo asimétrico pico total, de la corriente de cortocircuito simétrica usando la siguiente ecuación:

$$I_{mom,pico} = FM_p I_{mom,rms,sim} \quad (5.4)$$

Donde FM_p es el factor de multiplicación pico el cual se obtiene de la siguiente ecuación:

$$FM_p = \sqrt{2} \left(1 + e^{-\frac{\pi}{X/R}} \right) \quad (5.5)$$

En las ecuaciones (5.3) y (5.5) para el cálculo de FM_m y FM_p , la relación X/R es la Reactancia y la Resistencia de la impedancia equivalente p.u. en el punto de falla obtenido de la matriz Z_{BUS} de la primera Red a $\frac{1}{2}$ ciclo.

Enseguida, el valor calculado de la corriente de falla momentáneo asimétrico e instantáneo de primer ½ ciclo se usa para los siguientes propósitos. (Véase tabla 5.4)

Tabla 5.4. Variables a evaluar en equipos de protección y corriente de cortocircuito a emplear

Equipos a verificar	Corriente de cortocircuito a emplear
Verificar las capacidades de Cierre y Enclave para Interruptores de Potencia en Media y Alta tensión	Corriente de cortocircuito asimétrica momentánea
Verificar las capacidades de las barras en los tableros (esfuerzos electrodinámicos y térmicos)	Corriente de cortocircuito de choque
Verificar los ajustes instantáneos en Relevadores	Corriente de cortocircuito asimétrica momentánea
Verificar las capacidades momentáneas de Fusibles de todo tipo e Interruptores de baja tensión (Caja Moldeada e Interruptor de potencia de baja tensión)	Corriente de cortocircuito asimétrica momentánea.

b) Cálculo de la Capacidad Interruptiva para Interruptores en baja tensión y fusibles en alta, media y baja tensión

Debido a la acción casi instantánea de interruptores en baja tensión (caja moldeada, e interruptores de potencia en baja tensión) y fusibles a valores máximos de corriente de cortocircuito, la Red de ½ ciclo se usa para calcular la corriente de cortocircuito interruptiva.

Para calcular esta corriente, los tipos de corrientes de falla a considerar son: trifásica y línea a tierra.

- 1) Calcular el valor simétrico rms de la corriente de cortocircuito a partir de las siguientes ecuaciones para falla trifásica:

$$I_{ka}^{F(1)} = \frac{V_{ka}^{Pre(1)}}{Z_{kk}^{(1)} + Z_F}$$

$$I_{ka}^{F(0)} = 0$$

$$I_{ka}^{F(2)} = 0$$

Donde Z_{kk} es la impedancia equivalente de la matriz Z_{BUS} en un bus fallado de la primera Red a ½ ciclo.

- 2) Calcular el valor simétrico rms de la corriente de cortocircuito a partir de la siguientes ecuaciones para falla línea a tierra:

$$I_{ka}^F = \frac{3V_{ka}^{Pre(1)}}{Z_{kk}^{(0)} + Z_{kk}^{(1)} + Z_{kk}^{(2)} + 3Z_F}$$

Donde $Z_{kk}^{(0)}, Z_{kk}^{(1)}, Z_{kk}^{(2)}$ son las impedancias equivalentes de la matriz $Z_{BUS}^{(+)}$ y $Z_{BUS}^{(0)}$ en un bus fallado de la 1ª Red de ½ ciclo.

Posteriormente calcular el valor en Amperes, usando la ecuación de corriente-base en el punto de falla seleccionado, para la falla trifásica:

$$I_{CC,3\phi,REAL} = I_{BASE} * I_{ka}^{F(1)}$$

$$I_{BASE} = \frac{MVA_{BASE,3\phi}}{\sqrt{3} * (kV_{LL,BASE,3\phi})}$$

Y línea a tierra:

$$I_{CC,1\phi,REAL} = I_{BASE} * I_{ka}^F$$

$$I_{BASE} = \frac{MVA_{BASE,3\phi}}{\sqrt{3} * (kV_{LL,BASE,3\phi})}$$

- 3) Calcular el valor asimétrico ajustado de la corriente de cortocircuito simétrica usando la siguiente ecuación para ambos tipos de falla:

$$I_{int,rms,adj} = FMI_{int,rms,sim} \quad (5.6)$$

Donde FM es el factor de multiplicación, este factor depende del tipo de dispositivo a evaluar, ya sea un interruptor de potencia en baja tensión. (Int. electromagnético), un interruptor en caja moldeada (int.termomagnético), como un fusible en cualquier nivel de tensión.

Por otra parte la relación X/R esta en función de la impedancia equivalente de Thévenin de la 1^{ra} red, tanto para la falla trifásica como la falla línea a tierra.

Para interruptores de potencia de baja tensión (int. electromagnético) sin fusibles.

$$FM = \frac{\sqrt{2} \left(1 + e^{-\frac{\pi}{X/R}} \right)}{\sqrt{2} \left(1 + e^{-\frac{\pi}{(X/R)_{PRV/ERL}}} \right)} \quad (5.7)$$

Para interruptores de potencia en baja tensión (int. electromagnético) con fusibles ó en caja moldeada.

$$FM = \frac{\sqrt{1 + 2e^{-\frac{2\pi}{X/R}}}}{\sqrt{1 + 2e^{-\frac{2\pi}{(X/R)_{PRV/ERL}}}}} \quad (5.8)$$

Donde $(X/R)_{prueba}$ es calculada en función del factor de potencia de prueba. Los máximos factores de potencia dados por los fabricantes se muestran a continuación en la siguiente tabla 5.5

Tabla 5.5. Tipos de Interruptores y valores normalizados de factores de potencia más razones $(X/R)_{prueba}$

Tipo de Interruptor	Máximo Diseño Probado	
	%FP	$(X/R)_{prueba}$
Interruptor de potencia en baja tensión (sin Fusible)	15	6.59
Interruptor de potencia en baja tensión (con Fusible)	20	4.90
Interruptor en Caja Moldeada (Dimensionado más de 20kA)	20	4.90
Interruptor en Caja Moldeada (Dimensionado entre 10kA-20kA)	30	3.18
Interruptor en Caja Moldeada (Dimensionado hasta 10kA)	50	1.73

Los fusibles por ser dispositivos muy rápidos, tienen un factor de potencia muy bajo, esto implica que la capacidad de corriente de cortocircuito interruptiva sea casi igual a la capacidad de corriente de cortocircuito asimétrica momentánea. Por simplificación, el valor asimétrico momentáneo de un fusible se toma como el valor interruptivo.

2.-Capacidades Interruptivas para Interruptores de potencia en Media y Alta Tensión

La 2^{da} Red ó Red de 1½-4 ciclos se usa para calcular ó evaluar las capacidades interruptivas de corriente de cortocircuito para interruptores de potencia en media y alta tensión. (Véase la Tabla 5.6)

Tabla 5.6. Equipos de protección, y capacidades para evaluar o dimensionar(2^{da} red)

Tipo de Dispositivo	Capacidades
Interruptor de potencia en Media y Alta Tensión	Capacidades Interruptivas

La Red de 1½-4 ciclos es conocida también como *Red Transitoria*. El Tipo de máquinas rotatorias y su representación de reactancia, se muestra en la tabla 5.7

Tabla 5.7. Valores de reactancia de elementos activos para cálculos 1½-4 ciclos
Fuente: IEEE/ANSI Std 141-1986 "Table 4.1"

Tipo de Máquina	X
Acometida	X"d
Turbogenerador	X"d
Hidrogenerador con devanados amortiguadores	X"d
Hidrogenerador sin devanados amortiguadores	0.75X"d
Condensadores síncronos	X"d
Motores Síncronos	1.5X"d
<i>Máquinas de Inducción</i>	
>1000 hp a 1800 rpm o menos	1.5X"d
>250 hp a 3600 rpm	1.5X"d
≥ 50 hp hasta 1000 hp a 1800 rpm	3X"d
<50 hp a 1800 rpm	Infinito

a) Cálculo de la Capacidad Interruptiva para Interruptores de potencia en Media y Alta Tensión

El siguiente procedimiento se usa para calcular la corriente de cortocircuito interruptiva para interruptores de potencia en media y alta tensión.

- 1) Observar si las contribuciones de corrientes de cortocircuito son locales ó remotas al punto de falla provenientes de los buses adyacentes. Esto es importante para elegir el tipo de tabla a usar, para después interpolar y calcular el factor de multiplicación correspondiente y calcular la corriente interruptiva.
- 2) Calcular el valor rms simétrico de la corriente de cortocircuito trifásica usando la siguiente ecuación:

$$I_{ka}^{F(1)} = \frac{V_{ka}^{Pre(1)}}{Z_{kk}^{(1)} + Z_F}$$

$$I_{ka}^{F(0)} = 0$$

$$I_{ka}^{F(2)} = 0$$

Donde Z_{kk} es la impedancia equivalente de la matriz Z_{BUS} en un bus fallado de la 2^{da} Red de 1/2-4 ciclos.

Posteriormente calcular el valor en Amperes, usando la ecuación de corriente-base en el punto de falla seleccionado.

$$I_{CC,3\phi,REAL} = I_{BASE} * I_{ka}^{F(1)}$$

$$I_{BASE} = \frac{MVA_{BASE,3\phi}}{\sqrt{3} * (kV_{LL,BASE,3\phi})}$$

b) Contribuciones Locales y Remotas

Una contribución local a la corriente de cortocircuito, es una porción de la corriente de cortocircuito alimentada predominantemente por generadores a través de no más de un transformador, ó de otra reactancia externa en serie, la cual sea menor a 1.5 veces la reactancia subtransitoria del generador. De lo contrario, la contribución será considerada remota.

- 3) Si la contribución es desde un bus local y por medio de un generador, el valor simétrico es corregido por el factor $FM_{corregido}$ el cual se obtiene de la tabla 5.11, que sirve tanto para calcular el factor de asimetría en fallas trifásicas y 5.10 para calculo del factor de asimetría en fallas línea a tierra.
- 4) Si la contribución es desde un bus remoto, el valor simétrico es corregido por el factor $FM_{corregido}$ el cual se obtiene de la ecuación (4.9) o bien, de la tabla 5.12, que

sirve tanto para calcular el factor de asimetría en fallas trifásicas, como línea a tierra.

$$FM_r = \sqrt{1 + 2e^{-\frac{4\pi}{X/R}t}} \quad (5.9)$$

Donde t es el tiempo de apertura de los contactos en ciclos, como se muestra en la tabla 5.8

Tabla 5.8. Tiempos de operación y apertura de contactos para interruptores de potencia a 1/2-4 ciclos
Fuente IEEE/ANSI Std 141-1993 "Table 4-3"

Operación del Interruptor en ciclos	Tiempo de Apertura mínimo de los contactos en ciclos
8	4
5	3
3	2
2	1.5

Este tiempo t es el tiempo mínimo de separación entre contactos.

- 5) Para interruptores con valores nominales simétricos, el valor ajustado rms de capacidad interruptiva de corriente de cortocircuito se calcula usando la siguiente ecuación:

$$I_{int,rms,adj} = \frac{FMI_{int,rms,sim}}{S} \quad (5.10)$$

Donde el factor S refleja una capacidad propia de interruptores de potencia de media y alta tensión de C.A, cuyo valor nominal está basado en su corriente nominal simétrica y sus valores se encuentran en la tabla 5.9

Tabla 5.9. Tiempo mínimo de apertura de contactos y factor "S"
Fuente: IEEE/ANSI Std 141-1993 "Table 4-5"

Tiempo de Apertura mínimo de los contactos en ciclos	Factor S
4	1.0
3	1.1
2	1.2
1.5	1.3

Tabla 5.10. Valores de los factores de multiplicación para calcular la falla línea a tierra interruptiva compuesta de la suma de contribuciones de sobrecorriente locales.

X/R	8 Ciclos-Operación (4 Ciclos-Apertura)	5 Ciclos-Operación (3 Ciclos-Apertura)	3 Ciclos-Operación (2 Ciclos-Apertura)	2 Ciclos-Operación (1.5 Ciclos-Apertura)
100	1.400	1.340	1.290	1.230
90	1.385	1.330	1.280	1.210
80	1.360	1.305	1.270	1.200
70	1.330	1.285	1.255	1.190
60	1.250	1.257	1.230	1.165
50	1.230	1.200	1.200	1.147
45	1.200	1.195	1.177	1.129
40	1.170	1.175	1.154	1.108
35	1.140	1.148	1.130	1.079
30	1.100	1.118	1.092	1.058
25	1.055	1.068	1.044	1.042
20	1.046	1.027	1.003	1.000
18	1.035	1.015	1.000	1.000
16	1.010	1.000	1.000	1.000
14	1.000	1.000	1.000	1.000
12	1.000	1.000	1.000	1.000
10	1.000	1.000	1.000	1.000
9	1.000	1.000	1.000	1.000
8	1.000	1.000	1.000	1.000
7	1.000	1.000	1.000	1.000
6	1.000	1.000	1.000	1.000
5	1.000	1.000	1.000	1.000
4	1.000	1.000	1.000	1.000
3	1.000	1.000	1.000	1.000
2	1.000	1.000	1.000	1.000
1	1.000	1.000	1.000	1.000

Tabla 5.11. Valores de los factores de multiplicación para calcular la falla trifásica interruptiva compuesta de la suma de contribuciones de sobrecorriente locales.

X/R	8 Ciclos-Operación (4 Ciclos-Apertura)	5 Ciclos-Operación (3 Ciclos-Apertura)	3 Ciclos-Operación (2 Ciclos-Apertura)	2 Ciclos-Operación (1.5 Ciclos-Apertura)
100	1.225	1.351	1.443	1.512
90	1.239	1.340	1.441	1.511
80	1.222	1.324	1.435	1.508
70	1.201	1.304	1.422	1.504
60	1.175	1.276	1.403	1.496
50	1.141	1.241	1.376	1.482
45	1.121	1.220	1.358	1.473
40	1.098	1.196	1.337	1.461
35	1.072	1.169	1.313	1.446
30	1.044	1.136	1.283	1.427
25	1.013	1.099	1.247	1.403
20	1.000	1.057	1.201	1.371
18	1.000	1.039	1.180	1.356
16	1.000	1.021	1.155	1.339
14	1.000	1.003	1.129	1.320
12	1.000	1.000	1.099	1.299
10	1.000	1.000	1.067	1.276
9	1.000	1.000	1.051	1.263
8	1.000	1.000	1.035	1.250
7	1.000	1.000	1.019	1.236
6	1.000	1.000	1.005	1.221
5	1.000	1.000	1.000	1.205
4	1.000	1.000	1.000	1.188
3	1.000	1.000	1.000	1.170
2	1.000	1.000	1.000	1.152
1	1.000	1.000	1.000	1.132

Tabla 5.12. Valores de los factores de multiplicación para calcular la falla trifásica y línea a tierra interruptiva compuesta de la suma de contribuciones de sobrecorrientes remotas.

X/R	8 Ciclos-Operación (4 Ciclos-Apertura)	5 Ciclos-Operación (3 Ciclos-Apertura)	3 Ciclos-Operación (2 Ciclos-Apertura)	2 Ciclos-Operación (1.5 Ciclos-Apertura)
100	1.487	1.540	1.599	1.630
90	1.464	1.522	1.585	1.619
80	1.438	1.499	1.569	1.606
70	1.405	1.472	1.548	1.590
60	1.366	1.438	1.522	1.569
50	1.316	1.393	1.487	1.540
45	1.285	1.366	1.464	1.225
40	1.253	1.334	1.438	1.499
35	1.215	1.297	1.405	1.472
30	1.172	1.253	1.366	1.438
25	1.126	1.201	1.316	1.393
20	1.078	1.142	1.255	1.334
18	1.059	1.116	1.223	1.305
16	1.042	1.091	1.190	1.271
14	1.027	1.066	1.154	1.223
12	1.015	1.042	1.116	1.190
10	1.007	1.023	1.078	1.142
9	1.004	1.015	1.059	1.116
8	1.002	1.009	1.042	1.091
7	1.001	1.005	1.027	1.066
6	1.000	1.002	1.015	1.042
5	1.000	1.000	1.007	1.023
4	1.000	1.000	1.002	1.009
3	1.000	1.000	1.000	1.002
2	1.000	1.000	1.000	1.000
1	1.000	1.000	1.000	1.000

Para todas estas tablas podemos usar la siguiente formula de interpolación:

$$\left[\frac{X/R_{calc} - X/R_{m\acute{a}x}}{X/R_{calc} - X/R_{m\acute{i}n}} \right] * \left[\frac{FM_{int} - FM_{m\acute{a}x}}{FM_{int} - FM_{m\acute{i}n}} \right] \quad (5.11)$$

- 6) Finalmente, aplicamos el factor de multiplicación tanto para la falla trifásica y línea a tierra de la 2^{da} red.

$$I_{int,rms,asim(1.5-4ciclos)} = FM_{int} I_{int,rms,sim} \quad (5.12)$$

No obstante, es posible calcular la magnitud de la falla línea a tierra para *evaluar los interruptores en media y alta tensión*, tanto en sus *capacidades de cierre y enclave como en sus capacidades interruptivas*, pero esto no resulta práctico, ya que cuando se diseñan plantas industriales, se hacen cálculos previos para determinar valores de falla a tierra en lugares predeterminados del sistema eléctrico de la planta, y una vez obtenido estos resultados, se toman las decisiones correspondientes para decidir que tipo de dispositivo

limitará esos valores de falla. Un método común sería el aterrizamiento del secundario de los transformadores por medio de resistencias, reactancias ó aterrizamientos sólidos, así como dispositivos de protección contra fallas a tierra para generadores, buses, motores, etc.

En caso de todo lo contrario, se puede proceder a realizar el cálculo de falla línea a tierra tanto para la 1^{ra} red (capacidades momentáneas), como para 2^{da} red (capacidades interruptivas), llevando un procedimiento similar como el desarrollado en los puntos 1. a) y 2.

Una vez examinado todo lo anterior; se deben definir los *esquemas de operación* posibles para las plantas industriales. Es decir; *el planteamiento, la discusión, y el análisis de las posibilidades que puedan ser adversas y significativas para el análisis de un sistema eléctrico bajo condiciones de falla*, por ejemplo: Una acometida “X” fuera y un generador “Y” dentro ó viceversa etc., según sea la complejidad del sistema eléctrico bajo estudio.

Por lo general, los esquemas de operación describen el modo de operación de las plantas en sus modalidades de *operación normal* ó *de emergencia*. De igual manera se debe contemplar, las *alternativas de estudio*. Esta “variable” comúnmente se vincula a las rutas formadas por los interruptores de enlace, ya que las plantas industriales, habitualmente tienen una configuración de primario/secundario selectivo. Estas alternativas podrían ser dos:

- *Alternativa 1.* Sistema eléctrico en operación normal. (con enlaces abiertos)
- *Alternativa 2.* Sistema eléctrico en condiciones críticas. (enlaces cerrados y formando una sola ruta)

La *alternativa 2*, es la única a considerar en estudios de este tipo, porque arroja los resultados más “altos”. Por otro lado, para la elaboración del “zigzagueo” de elementos, este es tomado de modo aleatorio, ya que teóricamente, no hay una diferencia significativa entre un sistema y otro. Esta diferencia solo será posible cuando no se cumpla la filosofía de operación primario/secundario selectivo.

Finalmente, con los esquemas de operación y la única alternativa de estudio, se realizan las combinaciones para formar los *casos de estudio*.

5) Conversión de las impedancias de todos los elementos en p.u. sobre una base seleccionada

Se usan las ecuaciones para cada elemento como se muestran en el anexo A, tanto para fallas trifásicas como monofásicas, debiéndose convertido en p.u. los valores de impedancia de los elementos activos y pasivos en la 1^{ra} y 2^{da} red. Para cada una de los diferentes casos de estudio que se contemplaron para el análisis.

6) Elaboración de un diagrama de impedancias

Esto es la conversión del diagrama unifilar a valores p.u. de impedancias, así que habrá una red de impedancias de la 1^{ra} red tanto para redes de secuencia positiva y cero, como una red de impedancias de la 2^{da} red para redes de secuencia positiva y cero.

7) Reducción de la red de impedancias, construcción de la Y_{BUS} y solución de la Z_{BUS}

Los elementos se reducen de acuerdo a la sección 2.13 del capítulo II. Finalmente se construye la Y_{BUS} se resuelve por cualquier método matemático y se obtiene la Z_{BUS} .

8) Cálculo de las fallas en valores reales

De las matrices Z_{BUS} , sean de las secuencias positiva y cero, se toman los valores en p.u. para calcular las fallas trifásicas seleccionadas para la 1^{ra} red, y fallas trifásicas para la 2^{da} red así como monofásicas (línea a tierra) necesarias para el análisis y para cada caso de estudio. Posteriormente se calculan a valores reales por la ecuación de corriente base correspondiente afín al bus donde se encuentra la falla.

9) Verificación de las capacidades de los dispositivos de protección para cada caso de estudio

Finalmente, la verificación se puede proseguir resumiendo los resultados de los cálculos, contra las capacidades instantáneas, momentáneas e interruptivas de los equipos de protección implicados. Una forma de hacerlo, pudiese ser como se muestra en la siguiente tabla.

Tabla 5.13

Ejemplo del formato a proseguir para resumir los cálculos obtenidos, contra las capacidades de los equipos de protección involucrados

CORRIENTES DE CORTOCIRCUITO TRIFÁSICAS EN KA CAPACIDADES MOMENTÁNEAS										
BUSES		DISPOSITIVOS		CORRIENTES DE CORTOCIRCUITO					CAPACIDADES MOMENTÁNEAS DE LOS DISPOSITIVOS DE PROTECCION	
BUS	KV	CLAVE	TIPO	SYM RMS KA	X/R	F.M.	ASYM KA RMS	ASYM KA CRESTA	CAPACIDAD MOMENTÁNEA KA	CAPACIDAD MOMENTÁNEA INSTANTÁNEA KA
1	13.8	IP-1	3 CY SYM IP	21.99	19.09	1.56	34.30	57.39	36.8	62.1
1	13.8	IP-3	3 CY SYM IP	21.99	19.09	1.56	34.30	57.39	36.8	62.1
1	13.8	ITE-PRIN	3 CY SYM IP	21.99	19.09	1.56	34.30	57.39	36.8	62.1
1	13.8	IP-5	3 CY SYM IP	21.99	19.09	1.56	34.30	57.39	36.8	62.1
2	0.48	-	-	11.67	2.97	1.11	12.95	22.17	-	-
3	0.48	-	-	13.11	3.15	1.13	14.81	25.30	-	-
4	0.48	-	-	8.66	3.31	1.14	9.87	16.887	-	-

Por otro lado, los dispositivos de protección que queden “fuera” del “zigzaguo”, pueden evaluarse usando los valores de cortocircuito obtenidos.

5.3 Software Eléctrico

Un cálculo de cortocircuito resulta ser muy complejo y tedioso cuando se realiza por métodos convencionales, es decir; “a mano”, el cual está propenso a errores, y más aún, si este se aplica a grandes sistemas eléctricos industriales, ó de cualquier otra índole. Igualmente resulta impráctico por los diferentes casos de estudio que comúnmente se establecen. Sin embargo, para pequeños sistemas eléctricos industriales es posible ejecutar cálculos a mano. (En el Anexo B se muestra ésta posibilidad por medio de un ejemplo basado en la metodología anteriormente desarrollada)

Igualmente, si se quiere realizar un estudio para una sección determinada de la red, necesariamente se deberá contemplarse la totalidad de ésta para determinar su influencia

con respecto a la sección bajo análisis, En la actualidad estos proyectos se ejecutan con *programas computacionales* que facilitan notablemente el trabajo, habiéndolos desde los más sencillos hasta los muy sofisticados, donde el criterio de elección depende desde lo económico, hasta el grado de complejidad necesario que se requiera.

La gran mayoría de dichos programas, cuentan con librerías de datos de equipo, ya sean para motores, transformadores, cables, equipos de protección, etc. entre otras muchas otras herramientas complementarias útiles para la realización de un estudio en particular.

En programas sencillos que no cuenten con librerías y se limiten solo a presentar resultados, la adquisición de la información. requerida puede ser un problema, sobre todo si no se tiene a la mano, manuales, estándares, etc. (Esta información como datos de impedancia para cables, transformadores de dos devanados, motores síncronos, motores de inducción, reactores limitadores de corriente y generadores,. se resumen en el Anexo A).

A continuación se hará una descripción breve de programa computacional que se usará para la realización del estudio de cortocircuito y la evaluación de los equipos de protección. Este programa se eligió, debido a su sencillez en la operación, practicidad ,entre muchos otros factores y principalmente por apearse con mucho, a la metodología del ANSI/IEEE.

5.4 ETAP Power Station 2.0.8

El ETAP (Electrical Transient Analyzer Program) POWER STATION 2.0.8 es un programa analizador de transitorios eléctricos totalmente gráfico que funciona en ambiente de Microsoft Windows.

El programa organiza el análisis en base a un proyecto. Cada proyecto provee todas las herramientas y el apoyo necesario para el modelado y análisis de sistemas eléctricos de potencia.

Con el programa se puede construir gráficamente diagramas unifilares y sistemas de distribución subterránea, realizar *estudios de cortocircuito, flujos de potencia, simulación del arranque de motores, estabilidad transitoria y coordinación de protecciones contra cortocircuitos de sistemas eléctricos.*

5.4.1 Diagrama Unifilar

Para la construcción del diagrama unifilar, el programa provee una completa interfase gráfica para el usuario con la que gráficamente se pueden agregar, borrar, editar datos, reubicar, conectar elementos, realizar acercamientos, cambiar símbolos de elementos ANSI a IEC o viceversa, etc.

El diagrama unifilar del programa es la representación gráfica de un sistema eléctrico trifásico balanceado. La construcción del diagrama unifilar es el punto de partida para cualquier estudio a realizar.

El diagrama unifilar se construye conectando gráficamente todos los elementos del sistema: buses, cables, transformadores, generadores, motores, cargas, dispositivos de protección, etc.

Una vez que el diagrama unifilar ha sido terminado, se puede proceder a realizar cualquier estudio en particular. En la figura 5.1 se muestra la representación gráfica del programa ETAP POWER STATION 2.0.8 bajo el ambiente Windows, donde se puede apreciar a la derecha, la *barra de los editores*, donde se muestran todos los diferentes dispositivos eléctricos que cuenta en programa como son: transformadores de dos devanados, generadores, motores, cables, líneas de transmisión, buses, capacitores, impedancias, motores, etc.

En la parte superior izquierda se muestran otras herramientas como son las opciones de estudio (flujos de potencia, simulación del arranque de motores, estabilidad transitoria y coordinación de protecciones contra cortocircuitos de sistemas eléctricos), así como herramientas comunes de un procesador de texto (cortar, pegar, etc.), entre otros.

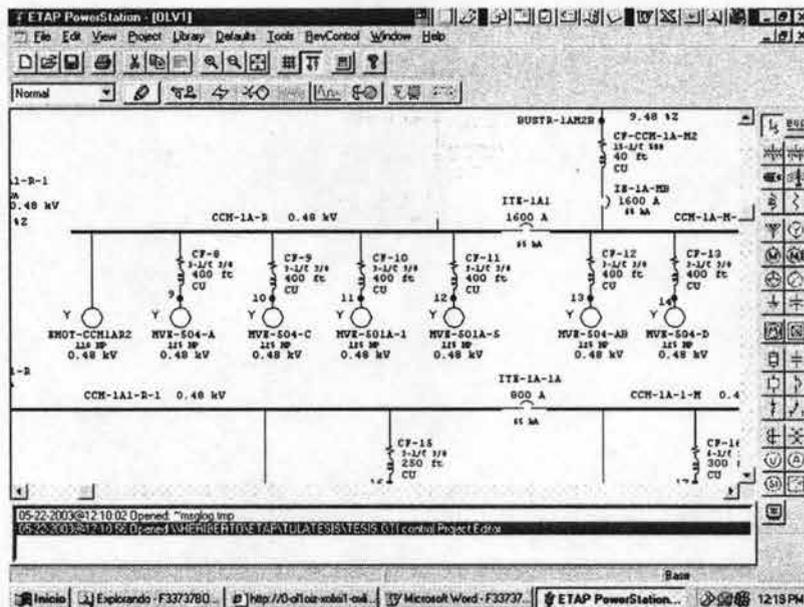


Figura 5.1

Representación del diagrama unifilar bajo ambiente Windows del programa computacional ETAP POWER STATION 2.0.8

5.4.2 Análisis de Cortocircuito

La opción de análisis de cortocircuito del ETAP POWER STATION 2.0.8. Estudia el efecto de las fallas trifásicas, línea a tierra, línea a línea y doble línea a tierra en los sistemas eléctricos. El programa calcula las corrientes de cortocircuito totales, así como las contribuciones individuales de motores, generadores y acometidas. Los valores de falla son calculados de acuerdo a la metodología de la última edición de los estándares del ANSI/IEEE (Std 141-1993, Std 242-1986, Std 399-1997), y todos los C37, que es la colección de estándares para interruptores, tableros, subestaciones y fusibles. El programa se complementa con del método de las componentes simétricas.

Para el cálculo de cortocircuito el programa usa el método de las componentes simétricas. En general, el programa se basa completamente en los estándares del IEEE/ANSI.

ETAP POWER STATION provee las siguientes herramientas para el cálculo de cortocircuito:

- 1) Fallas trifásicas-capacidades de los dispositivos
- 2) Fallas L-T,LL, LL-T y 3F (1^{era} red de ½ ciclo)
- 3) Fallas L-T,LL, LL-T y 3F (2^{da} red de 1.5 a 4 ciclos)
- 4) Fallas L-T,LL, LL-T y 3F (3^{ra} red de 30 ciclos)

Pero para estudio de las capacidades de los equipo de protección, solo se emplearán las opciones 1) 2) y 3)

a) Fallas Trifásicas-Capacidades de los dispositivos, ½ Ciclo y 1.5-4 Ciclos

Este estudio calcula las corrientes de cortocircuito momentánea simétrica, momentánea asimétrica rms, momentánea asimétrica de cresta, interruptiva simétrica rms e interruptiva simétrica rms ajustada en los buses seleccionados fallados.

El cálculo sigue el procedimiento de la metodología desarrollada.

b) Fallas L-T, LL, LL-T y 3F (1^{da} Red), ½ Ciclo

Este estudio calcula las corrientes de cortocircuito balanceadas y desbalanceadas en sus valores rms de ½ ciclo de ocurrida la falla en los buses fallados.

Los generadores, motores síncronos y motores de inducción, etc., son modelados de acuerdo a la metodología desarrollada. En todos los cálculos de fallas desbalanceadas, se asume que la impedancia de secuencia negativa de una máquina es igual a la impedancia de secuencia positiva. Se toma en cuenta los tipos de aterrizamiento de generadores, motores y las configuraciones de los devanados de los transformadores para la red de secuencia cero.

c) Fallas L-T, LL, LL-T y 3F (2^{da} Red), 1½-4 Ciclos

Este estudio calcula las corrientes de cortocircuito balanceadas y desbalanceadas en sus valores rms de 1.5 a 4 ciclos después de ocurrida la falla en los buses fallados.

Sigue el procedimiento anterior, "ajustado" a 1½ -4 ciclos.

5.4.3 Opciones complementarias para ejecutar un Cálculo de Cortocircuito

Entre las básicas, tenemos: *Edición del nombre a los buses(TAG'S)*, configuración del *tap de los transformadores*, *elección de buses fallados y no fallados*, *niveles de contribución de las corrientes de cortocircuito al punto de falla*, *formato de reporte*, etc.

5.4.4 Librerías de elementos Activos y Pasivos y Dispositivos de Protección

El programa computacional ETAP POWER STATION 2.0.8 provee una base de datos de diversos dispositivos eléctricos, esta base de datos se le conoce como *librerías*. Se dispone de librerías para cables, generadores, motores de inducción y síncronos, transformadores de dos o tres devanados (no usado para este estudio), y para elementos de protección como fusibles, interruptores el alta y media tensión. Usando estas librerías se pueden ver y extraer los datos e información de un elemento en particular.

Esta herramienta es muy útil, ya que es muy frecuente en la práctica no disponer de toda la información requerida para realizar este tipo de estudios, ya sea para los elementos que intervienen en la red como equipos de protección, por lo que se facilita el trabajo de contactar al fabricante, consultar catálogos ó estándares.

5.5 Pequeño manual para la utilización del programa computacional ETAP POWER STATION 2.0.8

Creación del proyecto "Tesis"

1. En la barra del Menú de Inicio, entrar al Menú Archivo y seleccionar la opción Nuevo Proyecto. Elegir sistema de unidades Inglés.
2. Introducir la información del usuario.
 - Nombre : Abel Lucero
 - Nombre completo : Abel Lucero Santos.
 - Descripción.
3. Una vez abierto el proyecto, antes que otra cosa, ir a la Barra de Menú, en el Menu Proyecto, entrar a Información e ingresar.
 - Título del Proyecto "Proyecto 1"
 - Localización "Refinería Miguel Hidalgo, en Tula Hidalgo."
 - No. De Contrato..
 - Nombre del Ingeniero.
 - Notas.
 - Comentarios.
4. Posteriormente , en el mismo Menú Proyecto, ir a Estándares y seleccionar:
 - Estandar: (ANSI)
 - Frecuencia (60 Hz)
 - Sistema de Unidades (Inglés)
 - Formato de fecha (dd-mm-yy)

Trazado del diagrama Unifilar

5. En el Editor de Proyecto en la carteta "Tesis" y en la subcarpeta Presentaciones, se tiene la carpeta de diagramas unifilares, seleccionar al documento que por default aparece con el nombre de OLV1 al cual se le puede cambiar el nombre cuando se deseé.
6. Una vez abierta la presentación de diagrama unifilar, se puede empezar a formar el diagrama unifilar del proyecto con la ayuda del Editor del diagrama unifilar el cual

provee todas las herramientas necesarias para la creación y edición de la presentación del diagrama unifilar.

7. Después de capturar el diagrama unifilar y toda su información, aplicar el verificador de continuidad.

Cálculos de Cortocircuito

8. Una a vez que este listo el diagrama unifilar se está en posibilidad de realizar los cálculos de cortocircuito. Por lo cual en la Barra de Herramientas se deberá seleccionar la opción análisis de cortocircuito con lo cual aparecerá la barra de herramientas de Caso de Estudio.
9. En el editor de Caso de estudio, especificar los siguientes parámetros:
 - Clave de identificación del Caso de Estudio, por ejemplo: (Duty, T-1)
 - Estándar. (ANSI)
 - Método de modelado del cambiador de derivaciones de los transformadores (normal)
 - Voltaje de prefalla. (100%)
 - Nivel de contribución de corrientes de falla a ser reportados. (1)
 - Relación X/R de las máquinas (fija)
 - Seleccionar los buses fallados
 - Notas
10. Después de haber hecho éstas especificaciones, la barra de herramientas de cortocircuito ANSI estará lista para hacer las corridas de cálculo requeridas.
11. Después de hacer cada corrida se pueden consultar sus resultados ya sea en pantalla sobre el diagrama unifilar o en forma de un reporte textual más completo para un análisis más detallado.

Tabulación de resultados

12. Los reportes textuales con la tabulación de la información capturada en el diagrama unifilar y la tabulación de resultados pueden ser vistos en cualquier procesador de texto.

Aplicación

5.6 Antecedentes

La Refinería Miguel Hidalgo, con la finalidad de poder cubrir la demanda actual de energía eléctrica, implementó una nueva subestación de enlace con la Comisión Federal de Electricidad (CFE), en 230 kV, con 60 MVA de potencia nominal de energía de respaldo, la cual será utilizada para cubrir la demanda en algunos escenarios de operación de las diferentes plantas que conforman la refinería, y las plantas nuevas, producto de las recientes reconfiguraciones.

Esto incita a realizar los estudios de corto circuito y coordinación de protecciones, considerando la entrada en operación de la nueva subestación en 230 kV, así como los diferentes escenarios (esquemas de operación) indicados por PEMEX-REFINACION. Cabe mencionar que los estudios antes citados, fueron elaborados por el Instituto de investigaciones Eléctricas (IIE) en 1998, cuando solo existía la subestación de 115 kV.

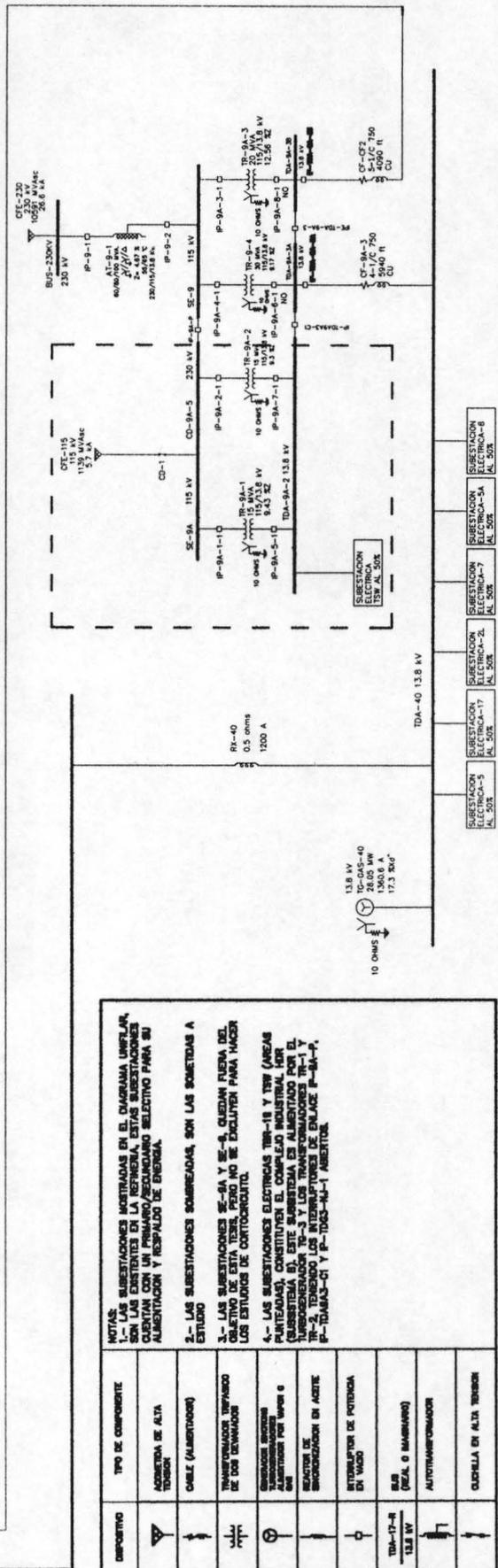
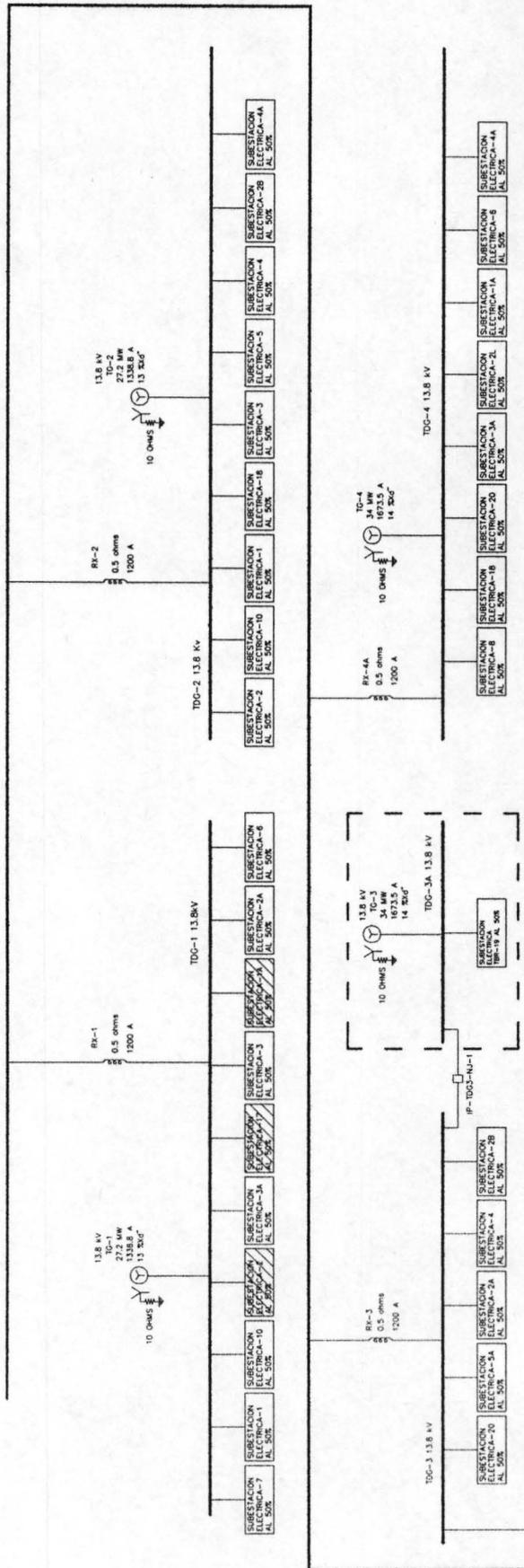
Así, al Instituto Mexicano del Petróleo se le encomendó el proyecto F.20220-1816-3-SC-01, el cual consistió en realizar estudios de corto circuito y coordinación de protecciones para analizar las corrientes de falla trifásica y monofásica en los buses de los tableros principales de las subestaciones en las plantas industriales que conforman la red eléctrica de la Refinería Miguel Hidalgo, en Tula Hgo. Además de evaluar equipos de protección en 4.16 y 13.8 kV. (Int. de potencia al vacío)

De ese proyecto se derivó este trabajo.

5.6.1 Configuración del Sistema Eléctrico de la Refinería

La refinería, como medida de protección, cuenta con una selección de primario y secundario selectivo como medida de prevención contra fallas de energía ó cualquier otro disturbio, por lo que cada subestación de ésta, cuenta con dos alimentadores principales distribuidos entre los tableros generales de distribución TGD-1, TGD-2, TGD-3, TGD-4, TDA-40. Esto hace que la carga que normalmente opera en las plantas se distribuya en un 50% aproximadamente, todo esto de acuerdo a la filosofía de transferencia de carga que PEMEX-REFINACION aplica a sus plantas de proceso.

Por otro lado, el sistema eléctrico de la refinería esta dividido en dos grandes subsistemas: por un lado el que alimenta a la refinería (subsistema A), y por el otro, el que alimenta el complejo industrial HDR. (Subsistema B.) Véase la figura 6.1



DEPOSITO	TIPO DE COMPONENTE	NOTAS:
	ACORDERA DE ALTA TENSION	1.- LAS SUBESTACIONES MOSTRADAS EN EL DIAGRAMA UNIFILAR, SON LAS QUE SE ENCUENTRAN EN LA REFINERIA Y LAS QUE SE ENCUENTRAN FUERA DEL COMPLEJO INDUSTRIAL, CON UN ALMACENAMIENTO SELECCIONADO PARA SU AUMENTACION Y RESPALDO DE ENERGIA.
	CABLE (ALBERTOS)	2.- LAS SUBESTACIONES SOBRECARGADAS, SON LAS SIGUIENTES A ESTUDIO
	TRANSFORMADOR IMPARCO DE DOS TENSIONES	3.- LAS SUBESTACIONES SE-6A Y SE-6B, QUEDAN FUERA DEL COMPLEJO INDUSTRIAL POR NO SE ENCUENTRAN PARA HACER LOS ESTUDIOS DE CORTOCORRIENTO.
	TRANSFORMADOR SOBRECARGADO	4.- LAS SUBESTACIONES ELECTRICAS TR-18 Y TR-19 (AREAS PUNTUALES), CONSTITUYEN EL COMPLEJO INDUSTRIAL, POR QUEDAR FUERA DEL COMPLEJO INDUSTRIAL POR NO SE ENCUENTRAN PARA HACER LOS ESTUDIOS DE CORTOCORRIENTO.
	INTERRUPTOR DE POTENCIA EN VACIO	TR-2, TENIENDO LOS INTERRUPTORES DE ENLACE P-8A-P, P-10A3-C1 Y P-10A3-N1-1 ABORTOS.
	BUS (SE-6A O MARIAS)	
	AUTOTRANSFORMADOR	
	QUEDELLA EN ALTA TENSION	

DIB. No.:	---	ELABORÓ	---	REVISÓ	---	DIBUJÓ	---	VERIFICÓ	---	VALIDÓ	---
IDENTIF.	---										
FECHA	---										
FIRMA	---										

DIAGRAMA A BLOQUES GENERAL DEL SISTEMA ELECTRICO DE LA REFINERIA MIGUEL HIDALGO
 TESIS DE LICENCIATURA: ESTUDIO DE CORTOCORRIENTO Y EVALUACION DEL EQUIPO DE PROTECCION DEL SISTEMA ELECTRICO DE LA REFINERIA MIGUEL HIDALGO, TULA, HGO.
 ABEL LUCERO SANTOS INSTITUTO MEXICANO DEL PETROLEO FIGURA 6.1

5.6.2 Recopilación de la Información y Criterios

La recopilación de la información para generadores, transformadores, cables, reactores limitadores de corriente, motores síncronos e inducción, así, como para los dispositivos de protección, fue proporcionada por el personal de la Competencia de Ingeniería Electromecánica del Instituto Mexicano del Petróleo, además de información del Proyecto F.20220-1816-3-SC-0 e información del proyecto No.R-324-30-03 del Instituto de Investigaciones Eléctricas (IIE) de 1998. Cuando se carecía de ciertos datos estos se completaron con la base de datos del programa computacional ETAP POWER STATION 2.0.8. Todos estos parámetros estuvieron de acuerdo con los estándares ANSI/IEEE

Se consideró que el sistema eléctrico de la refinería es simétricamente balanceado. No se “tomo” en cuenta la influencia de los bancos de capacitores presentes en el sistema, ya que su contribución es insignificante, según los estándares ANSI/IEEE.

Todo el estudio se realizó en una frecuencia de 60Hz.

Todos los equipos estuvieron referidos a una base de 100MVA.

En las plantas industriales de la refinería, solo “operaron” todos aquellos motores que están normalmente en servicio y los motores de respaldo se omitieron.

La impedancia de buses y equipos de protección se omitieron por ser estas despreciables, ya que no influyen de manera significativa al realizar el estudio de cortocircuito.

Los transformadores se modelaron con su cambiador de derivaciones en su posición normal, y la tensión supuesta en el momento de ocurrir la falla fue la nominal.

El estudio de cortocircuito y la evaluación de los equipos de protección se desarrolló de acuerdo a la sección 5.2. de la metodología planteada.

Una vez terminado de introducir toda la información necesaria para realizar el estudio de cortocircuito de la refinería, sé estuvo en posibilidades de analizar cualquier subsistema eléctrico de ésta, lo cual se abocó a las siguientes subestaciones eléctricas principales, sus derivadas, así como las plantas industriales comprendidas.

Subestación eléctrica IA

- Planta Industrial de Ventiladores de Tiro Forzado
- Subestación eléctrica IA1, Planta Industrial: Mezclado y LLenado de Asfalto.
- Subestación eléctrica 2
 - Planta Industrial: Calderas y Calderetas.
- Subestación eléctrica 17 derivadora
 - Planta Industrial de Isomerización
 - Subestación eléctrica 17-3, Planta Industrial: Casa de Bombas.
 - Subestación eléctrica 17-4, Planta Industrial: Casa Generadora de Espuma.

- Subestación eléctrica 17-5, Planta Industrial: Estación Contra incendio No. 2 Sur.
- Subestación eléctrica 17-1, Planta Industrial: Deshidrosulfuradora de Diesel HDD-5
 - Subestación eléctrica 17-1-1, Planta Industrial: Azufre III

En estas subestaciones eléctricas se evaluaron sus equipos de protección. Asimismo, no se excluyó el sistema eléctrico de la refinería, ya que es importante conocer la influencia que tiene está, bajo condiciones de falla con respecto a las subestaciones eléctricas que fueron sometidas a estudio.

Finalmente, se tomó el criterio de hacer que un solo alimentador principal energice a cada subestación principal, y este mismo procedimiento se aplicó a todas las subestaciones derivadas de la refinería. Esto con el fin de que toda la carga distribuida en un 50% aproximadamente se concentre en un 100% aproximadamente, es decir: se simuló una *condición de contingencia extrema*, “creando” así las peores condiciones de falla. La configuración adoptada para las subestaciones de la refinería, quedaron resumidas en la tabla 5.15 de la siguiente manera: (Véase la figura 6.1)

Tabla 5.14

Consideraciones de operación de las subestaciones principales del sistema de la refinería para el estudio de cortocircuito y la evaluación de los equipos de protección.

SUBESTACIÓN	ESTADO	SUBESTACION	ESTADO
TABLERO DE DISTRIDUCION PRINCIPAL TDG-1		TABLERO DE DISTRIDUCION PRINCIPAL TDG-3	
SE-1	FUERA	SE-2A	DENTRO
SE-1*	DENTRO	SE-2B	DENTRO
SE-2	DENTRO	SE-4	DENTRO
SE-2*	FUERA	SE-5A	FUERA
SE-3	FUERA	SE-20	FUERA
SE-3*	FUERA	TABLERO DE DISTRIDUCION PRINCIPAL TDG-3A	
SE-6	DENTRO	TBR-19	FUERA
SE-7	FUERA	TABLERO DE DISTRIDUCION PRINCIPAL TDG-4	
SE-10	FUERA	SE-1A	FUERA
SE-17	DENTRO	SE-2L	FUERA
TABLERO DE DISTRIDUCION PRINCIPAL TDG-2		SE-3A	DENTRO
SE-1	DENTRO	SE-4A	DENTRO
SE-2	FUERA	SE-6	FUERA
SE-2B	FUERA	SE-8	DENTRO
SE-3	DENTRO	SE-18	FUERA
SE-4	FUERA	SE-20	DENTRO
SE-4*	FUERA	TABLERO DE DISTRIDUCION PRINCIPAL TDG-40	
SE-5	DENTRO	SE-2L	DENRO
SE-10	DENTRO	SE-5	FUERA
SE-18	DENTRO	SE-5A	DENTRO
TABLERO DE DISTRIDUCION PRINCIPAL TDA-9A-2		SE-7	DENTRO
TSW	DENTRO	SE-8	FUERA
		SE-17	FUERA

5.6.3 Definición de los casos de estudio

Los casos de estudio se definieron de la siguiente manera: Primero se definió el esquema de operación cuando todos los turbogeneradores y las dos acometidas de C.F.E están en servicio. (Esta esquema corresponde a la operación normal de la refinería) El segundo esquema fue cuando al sistema eléctrico de la refinería uno de los más grandes

turbogeneradores de la refinería (TG-3 y TG-4) queda fuera de servicio, en este caso el TG-3. El tercer esquema correspondió cuando el TG-4 queda también fuera de servicio y finalmente cuando las aportaciones de C.F.E (las acometidas de 115kV y 230kV), quedan ambas fuera de servicio. Estos esquemas de operación corresponden a los definidos por PEMEX-REFINACION al proyecto F.20220-1816-3-SC-01. (Conteniendo en todos estos a los subsistemas A y B)

Estos esquemas de operación correspondieron a las posibilidades más adversas que pudiesen darse en el sistema eléctrico de la refinería. (de acuerdo al punto 4 de la sección 5.2), quedando configurados de la siguiente forma:

- **Esquema de operación 1**

SUBSISTEMA A: TG-1, TG-2, TG-4, TG-GAS, TR-3 y TR-4 en funcionamiento.

SUSBSITEMA B: TG-3, TR-1, TR-2. en funcionamiento.

Esta alternativa describe el sistema eléctrico de la refinería bajo condiciones normales de operación

- **Esquema de operación 2**

SUBSISTEMA A: TG-1, TG-2, TG-GAS, TR-3 , TR-4 y en mantenimiento TG-4.

SUSBSITEMA B: TG-3, TR-1, TR-2. en funcionamiento.

Esta alternativa describe el sistema eléctrico de la refinería bajo condiciones de mantenimiento del turbogenerador TG-4

- **Esquema de operación 3**

SUBSISTEMA A: TG-1, TG-2, TG-4, TG-GAS y TR-4 en funcionamiento.

SUSBSITEMA B: TR-1, TR-2, TR-3 y en mantenimiento TG-3.

Esta alternativa describe el sistema eléctrico de la refinería bajo condiciones de mantenimiento del turbogenerador TG-3

- **Esquema de operación 4**

UN SOLO SISTEMA: TG-1, TG-2, TG-3, TG-4, TG-GAS, en funcionamiento y TR-1, TR-2, TR-3 y TR-4 fuera de operación (sin C.F.E)

Esta alternativa describe el sistema eléctrico de la refinería bajo condiciones extremas; es decir, cuando las aportaciones de C.F.E fallan.

5.6.4 Alternativa de estudio

Se contempló la condición representada por la Alternativa 2 (enlaces cerrados y formando una sola ruta), que es cuando todos los enlaces de todas las subestaciones están en operación, y uno de los dos alimentadores que van a los tableros generales de distribución TGD-1, TGD-2, TGD-3, TGD-4, TDA-40 se encuentran fuera de operación.

Así, en combinación de los *esquemas de operación* y la única *alternativa de estudio*, se definieron cuatro *casos de estudio* de la siguiente forma:

5.6.5 Casos de estudio

Caso de estudio 1

Esquema de operación 1 con alternativa 2

Caso de estudio 2

Esquema de operación 2 con alternativa 2

Caso de estudio 3

Esquema de operación 3 con alternativa 2

Caso de estudio 4

Esquema de operación 4 con alternativa 2

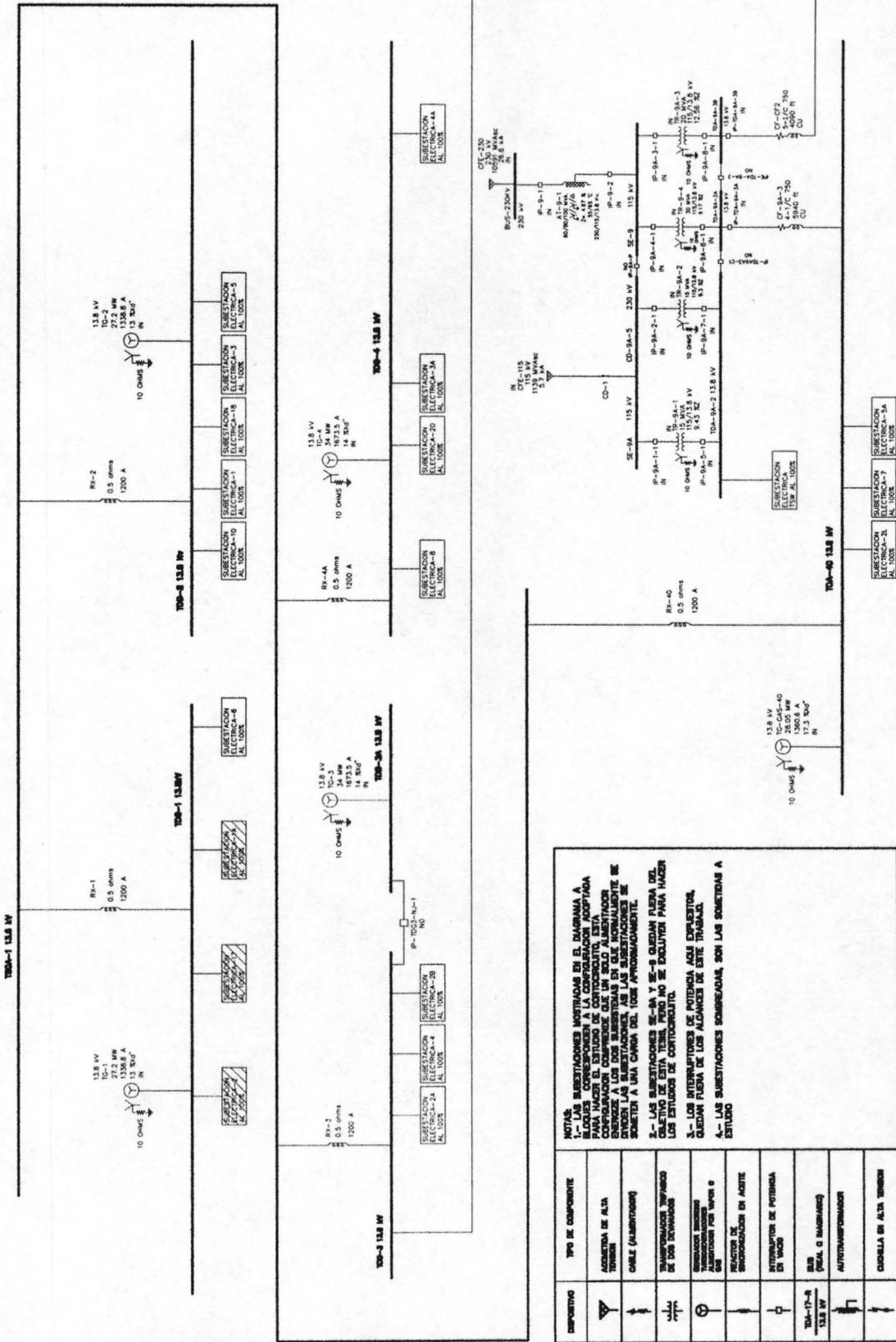
(Para los casos de estudio, véase las figuras 6.2, 6.3, 6.4 y 6.5)

Todos estos casos de estudio de contemplaron para realizar los análisis correspondientes a los equipos de protección de las subestaciones y plantas industriales ya indicadas, además se vislumbraron los tipos de fallas eléctricas de acuerdo a la metodología desarrollada.

En el anexo C se muestra la recopilación de información que fue necesaria para realizar el estudio de cortocircuito y la evaluación de los equipos de protección. Además se presentan las corridas del programa computacional ETAP POWER STATION 2.0.8 para los cuatro casos de estudio generados. Estas corridas muestran información de los valores de cortocircuito trifásicos instantáneos, momentáneos e interruptivos para la primera red, valores interruptivos e interruptivos ajustados para la primera como la segunda red y tablas de datos de las capacidades de los equipos de protección implicados más la base de datos que se cargó al programa computacional.

Las subestaciones eléctricas principales y sus derivadas, pueden verse en el plano 1 del Anexo D. La red de impedancias tanto para la primera y segunda red de secuencia positiva y negativa para las subestaciones y plantas industriales, puede verse en el plano 2 del Anexo D, y la red de impedancias de secuencia cero para la primera y segunda red de secuencia positiva y negativa para las subestaciones y plantas industriales, puede verse en el plano 3 del Anexo D.

A continuación, se analizan los resultados de las corridas y se dan conclusiones y recomendaciones finales.



DISPOSITIVO	TIPO DE COMPONENTE
	ALCANTARILLA DE ALTA TENSION
	CABLE (ALUMINUM)
	TRANSFORMADOR TRAFICADO DE LOS TERMINOS
	INTERRUPTOR TRAFICADO DE LOS TERMINOS
	TRANSFORMADOR DE POTENCIA EN TUNDO
	TRANSFORMADOR DE POTENCIA EN TUNDO
	CONDENSADOR DE POTENCIA EN TUNDO
	INTERRUPTOR DE POTENCIA EN TUNDO
	ALCANTARILLA DE ALTA TENSION

NOTAS: SUBESTACIONES MOSTRADAS EN EL DIAGRAMA A BLOQUES CORRESPONDEN A LA CONFIGURACION ADOPTADA PARA HACER EL ESTUDIO DE CORTOCIRCUITO. ESTA CONFIGURACION DE EQUIPO SE TOYO EN CONSIDERACION DE ACUERDO CON LAS RECOMENDACIONES DE LA IEC EN SU MANUAL DE DISEÑO Y CONSIDERANDO LA EXPERIENCIA DE LOS INGENIEROS DEL INSTITUTO MEXICANO DEL PETROLEO EN ESTE TIPO DE TRABAJOS.

1.- LAS SUBESTACIONES SE-1A Y SE-1B QUEDAN FUERA DEL OBJETO DE ESTE TRABAJO, PERO NO SE EXCLUYEN PARA HACER LOS ESTUDIOS DE CORTOCIRCUITO.

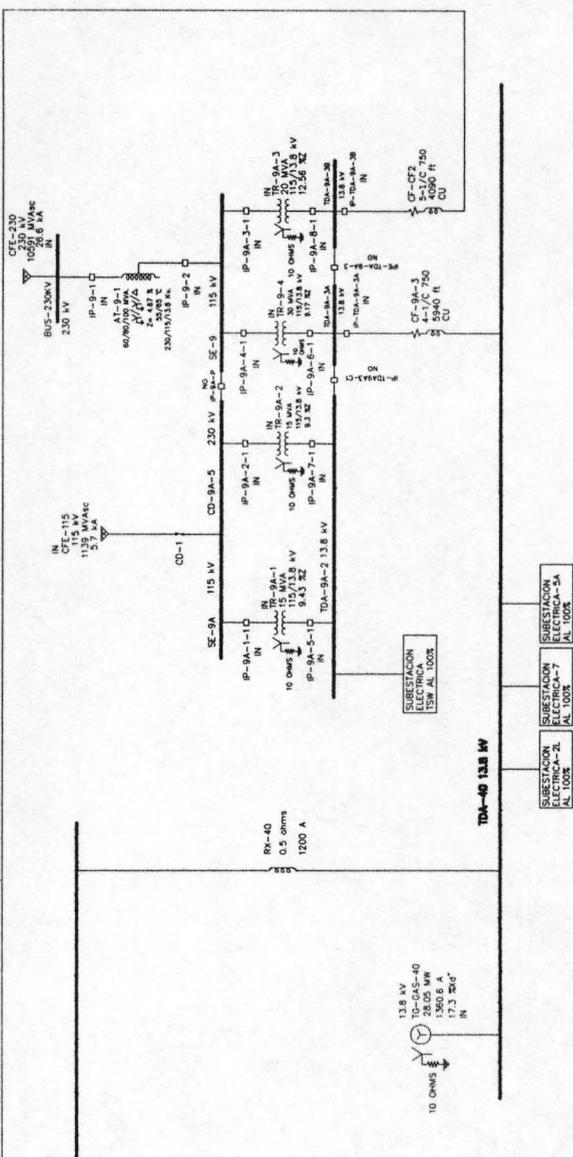
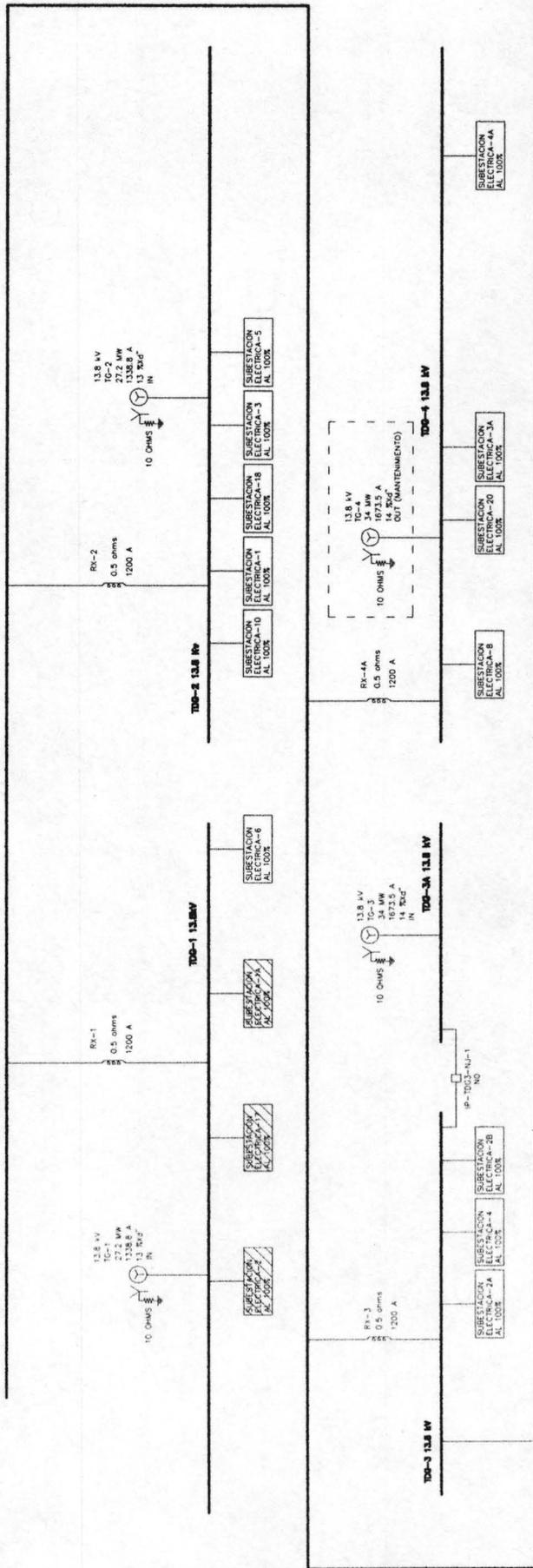
2.- LAS SUBESTACIONES SE-2A Y SE-2B QUEDAN FUERA DEL OBJETO DE ESTE TRABAJO, PERO NO SE EXCLUYEN PARA HACER LOS ESTUDIOS DE CORTOCIRCUITO.

3.- LOS INTERRUPTORES DE POTENCIA AQUELLOS QUE QUEDAN FUERA DE LOS ALMOCHES DE ESTE TRABAJO.

4.- LAS SUBESTACIONES SOMBRADAS, SON LAS SOMBRADAS A ESTUDIO.

DIB. No.:	---	ELABORÓ	---	REVISÓ	---	DIBUJÓ	---	VALIDÓ	---
IDENTIF.	---	---	---	---	---	---	---	---	---
FECHA	---	---	---	---	---	---	---	---	---
FIRMA	---	---	---	---	---	---	---	---	---

DIAGRAMA A BLOQUES GENERAL DEL SISTEMA ELECTRICO DE LA REFINERIA MIGUEL HIDALGO, CASO DE ESTUDIO 1
 TESIS DE LICENCIATURA: ESTUDIO DE CORTOCIRCUITO Y EVALUACION DEL EQUIPO DE PROTECCION DEL SISTEMA ELECTRICO DE LA REFINERIA MIGUEL HIDALGO, TULA, HGO.
 ABEL LUCERO SANTOS INSTITUTO MEXICANO DEL PETROLEO FIGURA 6.2
 REV.: ---
 ACOI: ---
 ESC.: ---

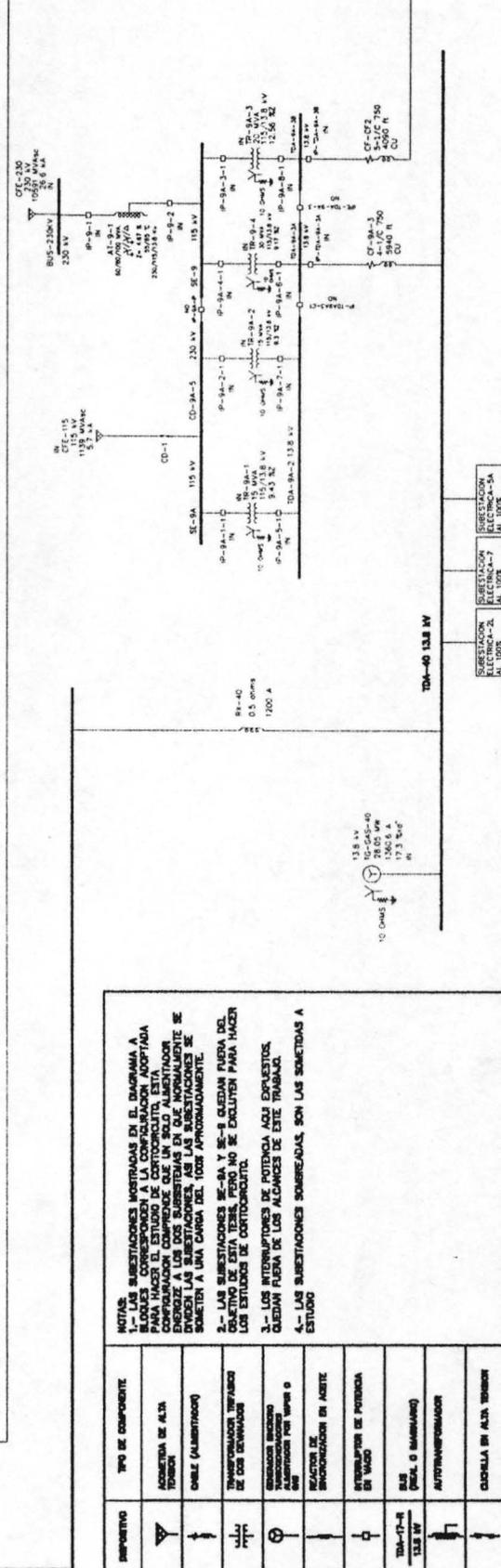
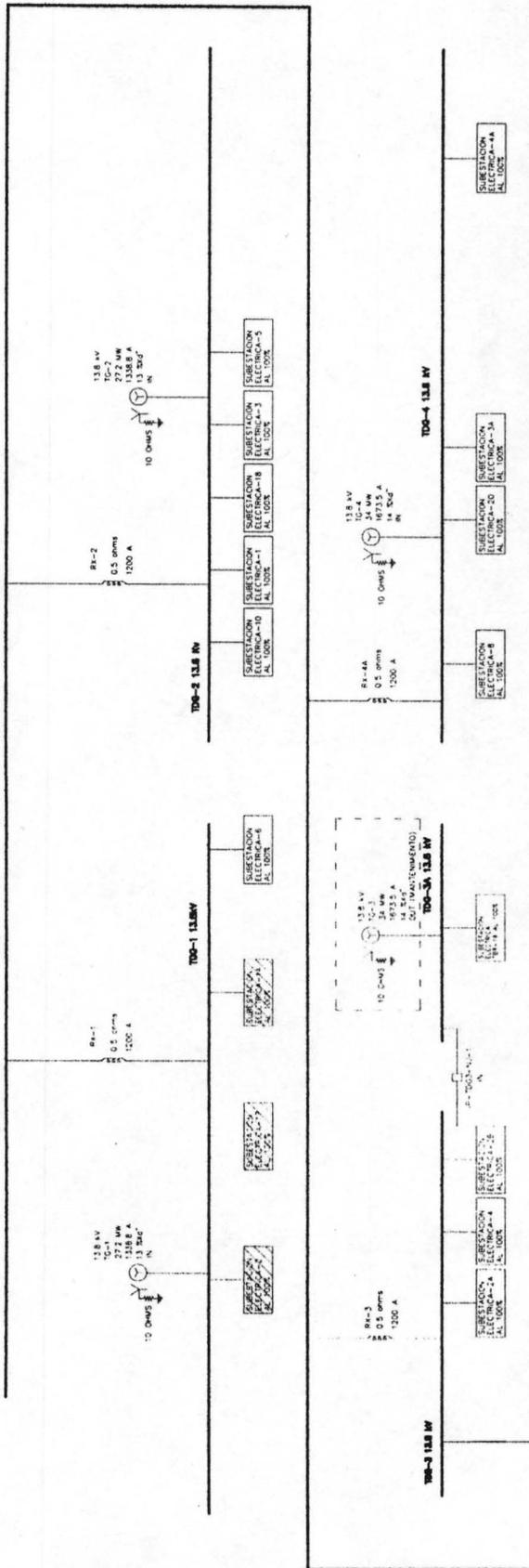


DISPOSITIVO	TIPO DE COMPONENTE
	ACOMETIDA DE ALTA TENSION
	CABLE (ALUMBRADO)
	TRANSFORMADOR TRIFASICO DE DOS DEVANADOS
	GENERADOR SINCRONO ALIMENTADOR POR MOTOR O BM
	REACTOR DE SINCRONIZACION EN ACEITE
	INTERRUPTOR DE POTENCIA EN VACIO
	BUS (REAL O BARRIBARRIO)
	AUTOTRANSFORMADOR
	QUEBRILLA EN ALTA TENSION

NOTAS:
 1.- LAS SUBESTACIONES MOSTRADAS EN EL DIAGRAMA A BLOQUES CORRESPONDEN A LA CONFIGURACION ADOPTADA EN ESTE ESTUDIO DE PROTECCION DEL SISTEMA ELCTRICO. CONSIDERANDO QUE EL UNICO ALIMENTADOR ENERGIZADO A LOS DOS SUBESTACIONES EN CADA NORMALMENTE SE DIVIDEN LAS SUBESTACIONES, AS LAS SUBESTACIONES SE SOMETEN A UNA CARGA DEL 100% APROXIMADAMENTE.
 2.- LAS SUBESTACIONES SE-9A Y SE-9 B QUEDAN FUERA DEL COLECTIVO DE ESTA TENSION, PERO NO SE EXCLUYEN PARA HACER LOS ESTUDIOS DE CORTOCIRCUITO.
 3.- LOS INTERRUPTORES DE POTENCIA AGILE EXPUESTOS, QUEDAN FUERA DE LOS ALCANCES DE ESTE TRABAJO.
 4.- LAS SUBESTACIONES SOBRESREADAS, SON LAS SOMETIDAS A ESTUDIO

DIB. No.:	---	DIAGRAMA A BLOQUES GENERAL DEL SISTEMA ELCTRICO DE LA REFINERIA MIGUEL HIDALGO, CASO DE ESTUDIO 2
IDENTIF.	---	TESIS DE LICENCIATURA: ESTUDIO DE CORTOCIRCUITO Y EVALUACION DEL EQUIPO DE PROTECCION DEL SISTEMA ELCTRICO DE LA REFINERIA MIGUEL HIDALGO, TULA, HGO.
FECHA	---	ABEL LUCERO SANTOS INSTITUTO MEXICANO DEL PETROLEO FIGURA 6.3
FIRMA	ELABORÓ	REVISÓ
		DIBUJÓ
		VERIFICÓ
		VALIDÓ
		REV.:
		ACOT.:
		ESC.:

TEMA-1 13.8 KV



REFERENCIO	TIPO DE COMPONENTE
	COMERCIA DE ALTA TENSION
	CABLE (ALUMINIO)
	TRANSFORMADOR TRIFASICO DE DOS ENROLLADOS
	INTERRUPTOR AUTOMATICO POR VAPOR O MUELLO
	INTERRUPTOR EN ACEITE
	CONDENSADORES DE POTENCIA EN VACIO
	BUS (ALU. O HERRAJE)
	AUTOTRANSFORMADOR
	CIERRA EN ALTA TENSION

NOTAS: SUBESTACIONES MOSTRADAS EN EL DIAGRAMA A LAS CUALES CORRESPONEN A LA CONFIGURACION ADOPTADA PARA HACER EL ESTUDIO DE CORTOCIRCUITO. ESTA CONFIGURACION COMPRENDE QUE UN SOLO ALIMENTADOR COMPARTEN LAS SUBESTACIONES ASI LAS SUBESTACIONES SE SOMETEN A UNA CARGA DEL 100% APROXIMADAMENTE.

1- LAS SUBESTACIONES RA-1 Y RA-2 QUEDAN FUERA DEL RANGENO DE ESTA TESIS, PERO NO SE EXCLUYEN PARA HACER LOS ESTUDIOS DE CORTOCIRCUITO.

2- LOS INTERRUPTORES DE POTENCIA ACHI EXPRESISTE, QUEDAN FUERA DE LOS ALCANCES DE ESTE TRABAJO.

3- LAS SUBESTACIONES SOBRECARGAS, SON LAS SOMETIDAS A ESTUDIO

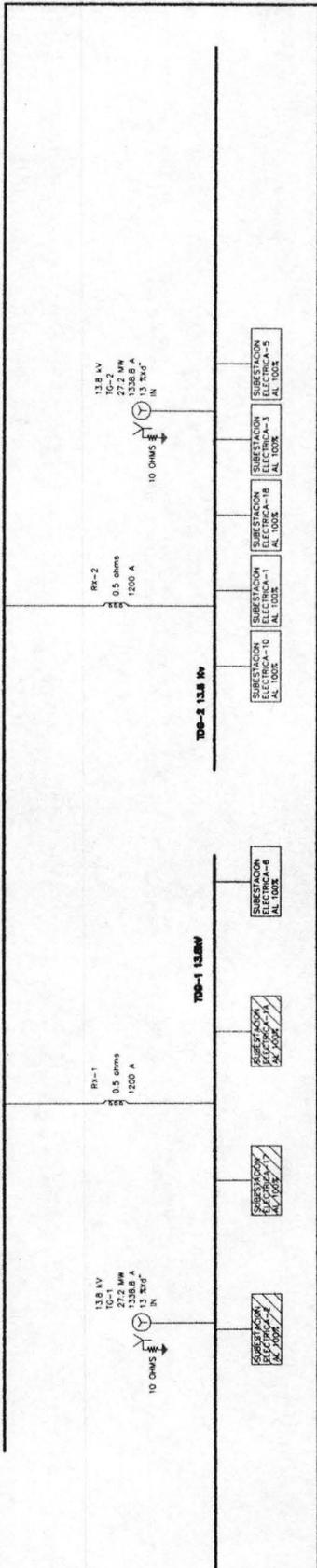
DIB. No.:	---	REVISÓ	DIBUJÓ	VERIFICÓ	VALIDÓ	ESC.:	---
IDENTIF.	---	---	---	---	---	ACOT.:	---
FECHA	---	---	---	---	---	REV.:	---
FIRMA	---	---	---	---	---	---	---

DIAGRAMA A BLOQUES GENERAL DEL SISTEMA ELECTICO DE LA REFINERIA MIGUEL HIDALGO, CASO DE ESTUDIO 3

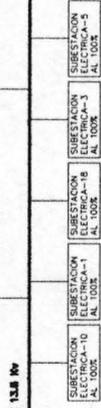
TESIS DE LICENCIATURA: ESTUDIO DE CORTOCIRCUITO Y EVALUACION DEL EQUIPO DE PROTECCION DEL SISTEMA ELECTICO DE LA REFINERIA MIGUEL HIDALGO, TULA, HGO.

ABEL LUCERO SANTOS INSTITUTO MEXICANO DEL PETROLEO FIGURA 6.4

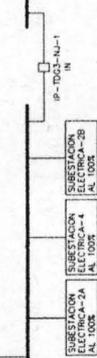
TD0-1 13.8 kV



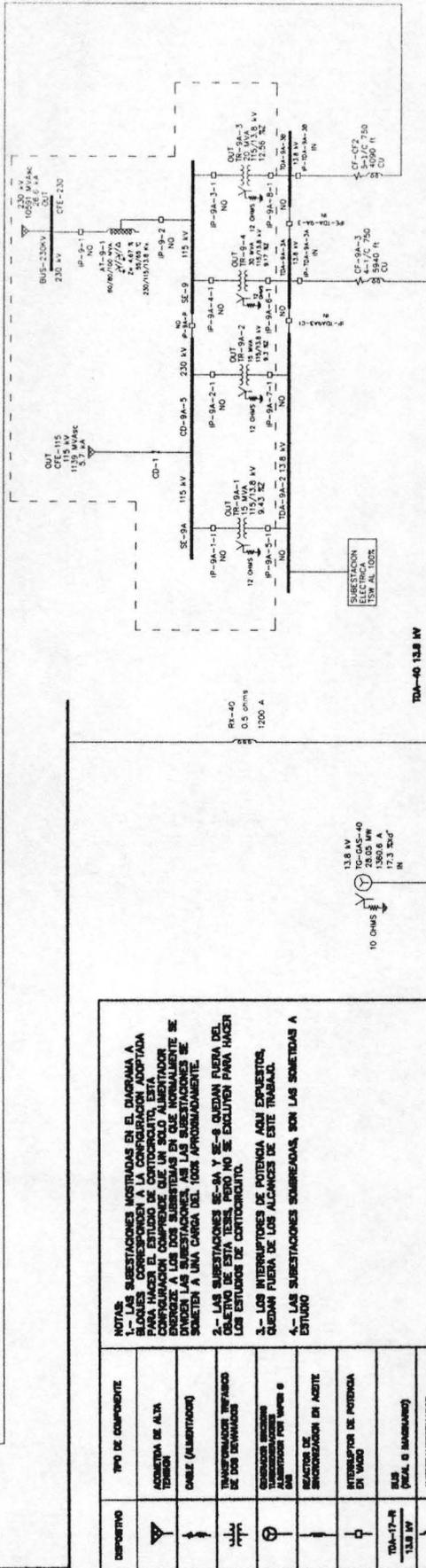
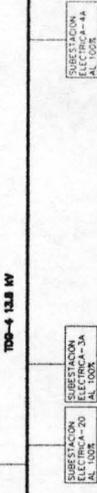
TD0-2 13.8 kV



TD0-3 13.8 kV



TD0-4 13.8 kV



DEPOSITO	TIPO DE COMPONENTE
⚡	COMBINA DE ALTA TENSION
⚡	CABLE (ALIMENTADOR)
⚡	TRANSFORMADOR REFRESCO DE DOS ENROLLADOS
⚡	GENERADOR SINCROTRONICO ALIMENTADOR POR VAPOR O GAS
⚡	REACTOR DE SINCROREACCION EN AOSTE
⚡	INTERRUPTOR DE POTENCIA EN VACIO
⚡	BUS (REAL O MARGINAL) AUTOTRANSFORMADOR
⚡	CABLE EN ALTA TENSION

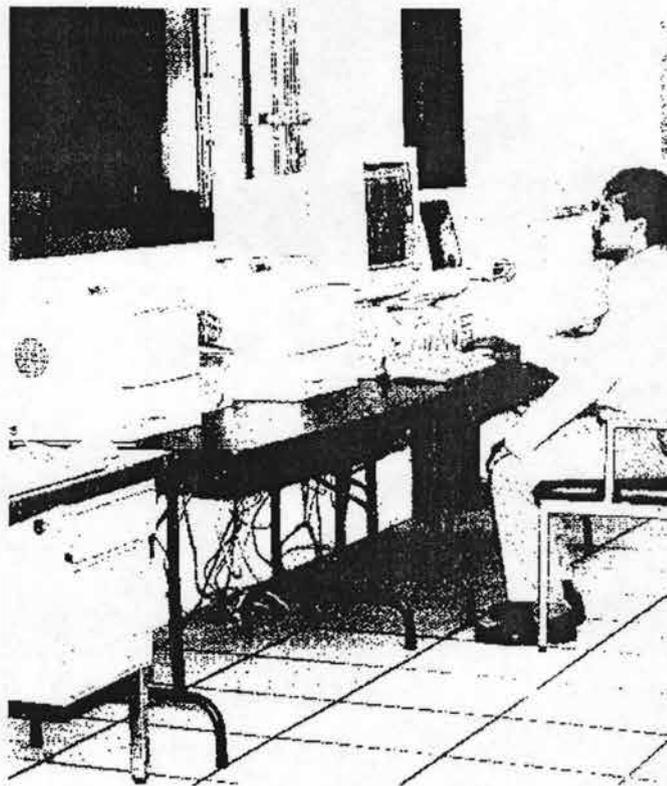
NOTAS:
 1.- LAS SUBESTACIONES MOSTRADAS EN EL DIAGRAMA A LAS SUBESTACIONES DE LA CONFIGURACION ADOPTADA PARA HACER EL ESTUDIO DE CONTINGENCIA, ESTA CONFIGURACION COMPRENDE QUE UN SOLO ALIMENTADOR ENTRA A LAS DOS SUBESTACIONES EN CUESTION Y SE SOMETEN A UNA CARGA DEL 100% APROXIMADAMENTE.
 2.- LAS SUBESTACIONES SE-1A Y SE-8 QUEDAN FUERA DEL ESTUDIO DE CONTINGENCIA Y SE EXCLUYEN PARA HACER LOS ESTUDIOS DE CONTINGENCIA.
 3.- LOS INTERRUPTORES DE POTENCIA AQUI EXPUESTOS, QUEDAN FUERA DE LOS ALCANCES DE ESTE TRABAJO.
 4.- LAS SUBESTACIONES SOBRESAZGADAS, SON LAS SOMETIDAS A ESTUDIO

DIB. No.:	---	ELABORÓ	---	REVISÓ	---	DIBUJÓ	---	VALIDÓ	---
IDENTIF.	---	ABEL LUCERO SANTOS	---	INSTITUTO MEXICANO DEL PETROLEO	---	FIGURA 6.5	---	REV:	---
FECHA	---	---	---	---	---	---	---	ACOT:	---
FIRMA	---	---	---	---	---	---	---	ESC.:	---

DIAGRAMA A BLOQUES GENERAL DEL SISTEMA ELECTRICO DE LA REFINERIA MIGUEL HIDALGO, CASO DE ESTUDIO 4
 TESIS DE LICENCIATURA: ESTUDIO DE CONTINGENCIA Y EVALUACION DEL EQUIPO DE PROTECCION DEL SISTEMA ELECTRICO DE LA REFINERIA MIGUEL HIDALGO, TULA, HGO.

VI. ANALISIS DE RESULTADOS

CONCLUSIONES,
RECOMENDACIONES Y
BIBLIOGRAFÍA.



ANÁLISIS DE RESULTADOS

En forma general, analizando en conjunto los cuatro casos de estudio generadas, según las corridas del programa computacional ETAP POWER STATION 2.0.8, el caso de estudio 1 fué el que presentó las mayores corrientes de cortocircuito; debido a la conexión de todos los turbogeneradores, así como las acometidas de C.F.E.

Sin embargo, cabe indicar que el TG-3 y la subestación de 115kV: SE-9A que conforman el Subsistema B; no influyeron de manera decisiva en ninguno de los casos de estudio, ya que se trata de un sistema independiente, pero con la capacidad de enlazarse al sistema eléctrico de la refinería en caso de una contingencia extrema, como lo es el caso de estudio 4; único caso en el que pudiese darse cierta influencia importante con respecto al sistema eléctrico de la refinería, que como se observó, no fue tal.

Así entonces, el caso de estudio 1, se tomó como la *condición más crítica* para realizar la evaluación de los equipos de protección involucrados en las plantas industriales bajo estudio. Caso que no sobresalió de manera significativa con relación a los otros casos de estudio generados, es decir; no hubo diferencias notables entre unos u otros.

Con respecto a los equipos de protección de las plantas estudiadas, se observó que en todos los buses de 0.48kV las corrientes de cortocircuito trifásicas interruptivas están en un promedio de 20.37KA asimétricos, contra un promedio de 57.10KA asimétricos interruptivos máximos de los equipos de protección, llaméese interruptores de potencia en baja tensión (int, electromagnéticos), fusibles limitadores de corriente, fusibles de expulsión e interruptores en caja moldeada, resultando aceptables sus capacidades. Para las fallas línea a tierra, se observó que las corriente de cortocircuito están en un promedio de 19.91KA asimétricos (véase la tabla A), resultando aceptables para las capacidades de los equipos de protección. Para el caso especial de los buses en 0.22kV se observó un comportamiento similar, teniendo un promedio de 12.56KA asimétricos las corrientes de cortocircuito trifásicas interruptivas resultando aceptables a las capacidades interruptivas de los equipos de protección ya contemplados, y las corrientes de falla línea a tierra con un promedio de 12.51KA asimétricos. (Véase la tabla B)

Para los buses en 4.16kV, se observó que las corrientes de cortocircuito trifásicas momentáneas están en un promedio de 20.12KA asimétricos contra las capacidades trifásicas momentáneas de los equipos de protección (int. de potencia en vacío) de 57.6KA asimétricos, resultando por demás aceptables. Para las corrientes de cortocircuito trifásicas interruptivas estas están en un promedio de 15.48KA asimétricos contra un promedio de 41.99 KA asimétricos las capacidades trifásicas interruptivas máximas de los equipos de protección resultando igualmente aceptables. Para las fallas línea a tierra, se observó que están en un promedio de 0.98KA asimétricos, resultando bajas; esto es debido a los aterrizamientos por medio de resistencias de los transformadores al secundario..

Para los buses en 13.8kV, se observó que las corrientes de cortocircuito trifásicas momentáneas están en un promedio de 43.19KA asimétricos contra las capacidades trifásicas momentáneas de los equipos de protección (int. de potencia en vacío) de 57.6 KA asimétricos, resultando aceptables. Para las corrientes de cortocircuito trifásicas

interruptivas estas están en un promedio de 23.24KA asimétricos contra un promedio de 57.10KA de las capacidades trifásicas interruptivas de los equipos de protección resultando igualmente aceptables (aunque se observó que en el bus BUSTR-2-R1AT donde se encuentra en interruptor de potencia al vacío IP-2-R-2 su capacidad interruptiva máxima de este interruptor es de 28KA asimétricos cuando la falla trifásica interruptiva en ese lugar es de 25.725KA asimétricos). Para las fallas línea a tierra, se observó que están en un promedio de 4.11KA asimétricos, resultando bajas; ésto es debido a los aterrizamientos por medio de resistencias de los transformadores al secundario.

Aprovechando la información obtenida tanto para las fallas trifásicas como línea tierra en lo que respecta a los tableros generales de distribución TGD-1, TGD-2, TGD-3, TGD-4, TDA-40 de la refinería, se observó que la falla que más se acercó a la capacidad interruptiva de estos equipos, fue el tablero de sincronización TSGA-1, es decir; la corriente de falla obtenida en este bus fue de 40.608KA simétricos interruptivos, mientras que la capacidad interruptiva del tablero TSGA-1 es de 41.8 KA simétricos interruptivos.

Finalmente en lo que respecta a los tableros que van desde los 0.48 kV hasta los 13.8 kV de las plantas industriales implícitas en las subestaciones eléctricas principales 1A, 17 y 17 derivadora (incluyendo el caso especial de los tableros CCM-17-1-3-R y CCM-17-1-B en 0.22kV) no se observó ninguna contrariedad, según los rangos manejados por PEMEX-REFINACION siendo estos: 750 MVA a 1000 MVA para tableros de 13.8 kV: 250 MVA para tableros de 4.16 kV: 200 MVA a 500 MVA para tableros de 0.48 kV y 0.22 kV.

Las siguientes tablas muestran el valor de falla línea a tierra en niveles de 0.48kV hasta 0.22kV. El valor X/R se calculó del equivalente de Thévenin dado por el programa computacional ETAP POWER STATION 2.0.8.

Tabla A

Tabla de valores de falla línea a tierra (1^{ra} red) interruptivos para los dispositivos de protección y buses en 0.48kV

BUS	INTERRUPTOR	X/R	X/R PRUEBA	INT. POT SIN FUSIBLES	INT. POT. CON FUSIBLES	CORRIENTE SIMETRICA KA	CORRIENTE ASIMETRICA KA	VOLTAJE Kv	F.P 100%	CAPACIDAD INTERRUPTIVA KA	CAPACIDAD INTERRUPTIVA MAXIMA KA
CCM-1A-1-M	ITE-1A-1A	7.1	6.59	1		19.637	19.637	0.48	15	65	65
CCM-1A1-R-1	IE-1A-1-R	7.1	6.59	1		19.637	19.637	0.48	15	65	65
CCM-1A1-R-1	ITE-1A-1A	7.1	6.59	1		19.637	19.637	0.48	15	65	65
CCM-1A-M-2	ITE-1A1	6.38	6.59	1		20.386	20.386	0.48	15	65	65
CCM-1A-M-2	ITE-1A-MB	6.38	6.59	1		20.386	20.386	0.48	15	65	65
CCM-1A-R	ITE-1A1	6.35	6.59	1		20.386	20.386	0.48	15	65	65
CCM-21-A	IE-21-A	6.31	6.59	1		19.16	19.16	0.48	15	50	50
CCM-21-A	ITE-21	6.08	4.9		0.999926089	19.16	19.16	0.48	20	50	50
CCM-22-R	ITE-21	6.08	4.9		0.999926089	19.16	19.16	0.48	20	50	50
CCM-22-R1	ITE-23A	6.22	6.59	1		27.674	27.674	0.48	15	65	65
CCM-22-R2	IE-22-A1A	6.22	4.9		0.999919181	27.674	27.674	0.48	20	65	65
CCM-22-R2	ITE-23A	6.22	6.59	1		27.674	27.674	0.48	15	65	65
CCM-171-1-B	ITE-17-1-1A	5.05	6.59	1		18.715	18.715	0.48	15	65	65
CCM-171-1-R	IE-171-R-1	5.05	6.59	1		18.715	18.715	0.48	15	65	65
CCM-171-1-R	ITE-17-1-1A	5.05	6.59	1		18.715	18.715	0.48	15	65	65
CCM-171-2-B	IE-171-B-2	5.05	6.59	1		19.971	19.971	0.48	15	65	65
CCM-171-2-B	ITE-17-1-2	5.05	6.59	1		19.971	19.791	0.48	15	65	65
CCM-171-2-R	IT-171-R-1A	5.05	4.9		0.999988689	19.971	19.971	0.48	20	30	30
CCM-171-2-R	ITE-17-1-2	5.05	6.59	1		19.971	19.971	0.48	15	65	65
TCD-171-1-B1	IE-17-1-1-B1	3.89	6.59	1		13.154	13.154	0.48	15	65	65
TCD-171-1-B1	ITE-17-1-5A	3.89	6.59	1		13.154	13.154	0.48	15	65	65
TCD-171-1-R	ITE-17-1-5A	3.89	6.59	1		13.154	13.154	0.48	15	65	65

Tabla B

Tabla de valores de falla línea a tierra (1^{ra} red) interruptivos para los dispositivos de protección y buses en 0.22kV

BUS	INTERRUPTOR	X/R	X/R PRUEBA	INT. POT SIN FUSIBLES	INT. POT. CON FUSIBLES	CORRIENTE SIMETRICA KA	CORRIENTE ASIMETRICA KA	VOLTAJE Kv	F.P 100%	CAPACIDAD INTERRUPTIVA KA	CAPACIDAD INTERRUPTIVA MAXIMA KA
CCM-17-1-3-B	ITT-17-1-3	4.17	4.9		1.000066663	12.509	12.509	0.22	20	42	42
CCM-17-1-3-R	IT-17-1-R-2	4.17	4.9		1.000066663	12.509	12.509	0.22	20	42	42
CCM-17-1-3-R	ITT-17-1-3	4.17	4.9		1.000066663	12.509	12.509	0.22	20	42	42

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- Se cumplió con el objetivo principal de realizar un Estudio de Cortocircuito y Evaluar las Capacidades Momentáneas e Interruptivas del Equipo de Protección del Sistema Eléctrico de la Refinería Miguel Hidalgo, Tula, Hgo. Donde el estudio estuvo limitado exclusivamente a las subestaciones eléctricas principales *1A, 2 y 17 derivadora*, tomando en cuenta, la influencia de la totalidad del sistema eléctrico de la refinería

- El objetivo de conocer las fuentes principales de cortocircuito fue cumplido satisfactoriamente; el comportamiento, los fenómenos asociados y la interacción de éstos. Es decir, se estudió y analizó el proceder de cada distinto elemento, los parámetros involucrados básicos para realizar un estudio de cortocircuito satisfactorio, y finalmente, la comprensión de los diversos elementos actuando en conjunto.

- El uso de los procedimientos recomendados por los Estándares Especializados de Ingeniería Eléctrica (IEEE/ANSI, UL), además de la información recopilada necesaria para realizar este tipo de estudios, dio como pauta, el desarrollo de una metodología útil y práctica, que puede ser aplicada a cualquier sistema eléctrico no importando su complejidad.

- Tanto en los tableros de 13.8 kV hasta los de 0.22 kV de las subestaciones *1A, 2 y 17 derivadora*, y los tableros generales de distribución *TGD-1, TGD-2, TGD-3, TGD-4 y TDA-40*,. sus capacidades interruptivas simétricas cumplen satisfactoriamente. Ahora bien se debe tomar alguna medida preventiva al tablero *TSGA-1*, debido a que su valor interruptivo está muy cerca del valor de falla obtenido. Una medida podría ser el *uso de reactores limitadores de corriente de cortocircuito*. Sin embargo, esto implica realizar estudios de *estabilidad transitoria*, ya que el uso “excesivo” de estos dispositivos, puede repercutir negativamente en la estabilidad del sistema eléctrico.

- Los dispositivos de protección, en 13.8 kV (interruptores de potencia al vacío) cumplieron satisfactoriamente tanto la evaluación de sus capacidades instantáneas, momentáneas e interruptivas.
- Los dispositivos de protección, en 4.16 kV (Interruptores electromagnéticos, fusibles tipo expulsión y fusibles limitadores de corriente), cumplieron satisfactoriamente la evaluación de sus capacidades interruptivas.
- Los dispositivos de protección, de 0.48 kV y 0.22kV (interruptores electromagnéticos y en caja moldeada), cumplieron satisfactoriamente la evaluación de sus capacidades interruptivas.
- Se recomienda usar los resultados obtenidos de falla trifásica interruptiva y falla línea a tierra de la 1^{ra} red, en 0.48kV, para verificar los equipos de protección (int.en caja moldeada) para equipos eléctricos en general.
- Todos aquellos dispositivos de protección que quedaron “excluidos” del “zigzaguo”, pueden evaluarse usando los valores de cortocircuito proporcionados por las corridas.
- Esta metodología de estudio se puede usar como guía ó complemento para futuros análisis de cortocircuito y evaluación de los equipos eléctricos de protección para las plantas industriales de PEMEX. No obstante se destaca, que para este tipo de estudios la información más “directa” repercutirá positivamente en el momento de obtener resultados, por lo que se recomienda tomar de la manera más posible, los datos directamente de campo.
- El uso del programa computacional ETAP POWER STATION 2.0.8 ha resultado ser una herramienta bastante útil, ya que este programa es de fácil uso y comprensión, según lo expuesto en este trabajo. Sin embargo, la aplicación de un estudio de esta naturaleza por otro tipo de software es válida, tomando como referencia ésta metodología. (Metodología sometida a cambios)

- Esta metodología puede servir de complemento para otro tipo de estudios,: llámese estudios de flujos de potencia ó estabilidad transitoria, entre otros.

- Finalmente, como el estudio estuvo limitado a las subestaciones eléctricas principales 1A, 2 y 17 derivadora, no se tienen datos del comportamiento en condiciones de falla de los demás dispositivos eléctricos de protección de las plantas industriales de la refinería. Sin embargo, con el acceso a la información necesaria, es posible lograr esta empresa.

BIBLIOGRAFIA

- 1) Alexander S. Lanssdorf, (1955). **Theory of Alternating Current Machinery.** (Segunda Edición). Japón: Editorial McGraw-Hill.
- 2) Alfred Still y Charles S. Siskind, (1954). **Elements of Electrical Machine Resing.** (Tercera Edición). Japón, Tokyo: Editorial McGraw-Hill
- 3) Anderson P.M, (1973). **Analysis of Faulted Power Systems.** (Primera Edición). U.S.A Iowa State University Press Ames.
- 4) Catálogo General Allis-Chalmer/Siemens, (2000). **Tipos AM, MA, y FC.**
- 5) Catálogo General Cutler Hammer, (2001). **Catálogo General.**
- 6) Catálogo General General Electric, Brelec, (1985). **Power Breaker.**
- 7) Catálogo General Square-D, (1985). **VAC ARC y Tablero VCB-1.**
- 8) Granada, C, (2002). **Estudio de Cortocircuito y Coordinación de Protecciones.** En Instituto Schneider, México
- 9) Grupo Condumex, (2002). **Manual Técnico de Instalaciones Eléctricas en Baja Tensión.** México.
- 10) Especificación General GS-E001 REV 5, (1998). **Bases de diseño y Construcción de Instalaciones Eléctricas.** PEMEX-REFINACION. México.
- 11) Fritzgerald A.E. y E. Kingsley y A. Kusko, (1971). **Electric Machinery.** (Tercera Edición). U.S.A Nueva York: Editorial McGraw-Hill.

- 12) Harper, E. (2002). **Fundamentos de Protección de Instalaciones Eléctricas de Mediana y Alta Tensión.** (Segunda Edición) México: Editorial Limusa
- 13) IEEE/ANSI Std 141, (1993). **Electric Power Distribution for Industrial Plants, Red Book.** U.S.A: Institute of Electrical and Electronic Engineers.
- 14) IEEE/ANSI Std 242, (1986). **Recommended Practice for Protection and Coordination of Industrial and Commercial Power Systems, Buff Book.** U.S.A: Institute of Electrical and Electronic Engineers.
- 15) IEEE/ANSI Std 399, (1997). **Power System Analysis.** U.S.A: Institute of Electrical and Electronic Engineers.
- 16) IEEE/ANSI C37.20.1, (1993). **Standard for Metal Enclosed Low-Voltage Power Circuit Breaker Switchgear.** U.S.A: Institute of Electrical and Electronic Engineers.
- 17) IEEE/ANSI C37.013, (1997). **Standard for AC High-Voltage Generator Circuit Breakers Rated on a Symmetrical Current Basis.** U.S.A: Institute of Electrical and Electronic Engineers.
- 18) IEEE/ANSI C37.010, (1988). **Standard Application Guide for AC High-Voltage Circuit Breakers Rated on a Symmetrical Current Basis and Supplements.** U.S.A: Institute of Electrical and Electronic Engineers.
- 19) IEEE/ANSI C37.05, (1988). **Guide for Calculation of Fault Current for Application of AC High Voltage Circuit Breakers Rated on Total Current Basis.** U.S.A: Institute of Electrical and Electronic Engineers.
- 20) IEEE/ANSI C37.41, (1988). **Standard Design Test for High-Voltage Fuses, Distribution Enclosed Single-Pole Air Switches, Fuse Disconnecting Switches, and Accesories.** U.S.A: Institute of Electrical and Electronic Engineers.

- 21) IEEE/ANSI C97.1, (1972). **American National Standard For Low-Voltage Cartridge Fuses 600 Volts or Less.** U.S.A: Institute of Electrical and Electronic Engineers.
- 22) IEEE/ANSI C84.1, (1970). **Voltage Ratings for Electric Power Systems and Equipment (60 Hz).** U.S.A: Institute of Electrical and Electronic Engineers.
- 23) Inwing, L, (1992). **Análisis y Diseño de Sistemas Eléctricos para Plantas Industriales.** (Segunda Edición): Editorial McGraw-Hill.
- 24) NEMA AB-1, (1975). **Molded case Circuit Breakers.** U.S.A
- 25) NEMA SG-3, (1981). **Low voltage Power Circuit Breakers.** U.S.A
- 26) Martínez, P.T, (1998). **Análisis de la Corriente de Cortocircuito en el Sistema Eléctrico de Potencia.** (Primera Edición), México: Editorial I.P.N.
- 27) Martínez, P.T, (1998). **Técnicas de Aplicación de Fusibles.**(Primera Edición), México: Editorial I.P.N.
- 28) Sarabia González José Luis, (1988). **Los Números Complejos (Apuntes).** (Primera Edición), México: Editorial I.P.N.
- 29) Seymour, L. (1970). **Álgebra Lineal, Teoría y 600 problemas resueltos.** (Segunda Edición). México: Editorial Graw Hill, Book Co.
- 30) Stevenson Jr. W. D, (1996). **Análisis de Sistemas de Potencia.** (Segunda y Primera Edición) U.S.A: Editorial McGraw-Hill.
- 31) Toledo T.F, (1998). **Métodos Computacionales para el Análisis de Sistemas de Potencia.** (Primera Edición) México: Editorial I.P.N.

32) U.L. 489-9, (1996). **Standard for Safety for Molded-Case Circuit Breakers, Molded-Case Switches, and Circuit-Breaker Enclosures.** U.S.A.

33) <http://www.ece.utexas.edu/~grady/>, página WEB de W. Mack Grady, Professor of ECE, University of Texas

34) <http://www.imp.mx>, página WEB del Instituto Mexicano del Petróleo.

Anexo A. Ecuaciones y tablas usadas para un estudio de cortocircuito

MOTORES DE INDUCCIÓN DE 0.46kV a 0.48kV

POTENCIA	CORRIENTE NOMINAL	%ROTOR BLOQ	FFI,100%	F P,100%	X' %	X %	X _n	X/R
1	1.4	600	79.05	81.04	27.83	INF	27.89	0.78
2	2.7	600	79.45	82.7	27.83	INF	27.89	1.1
3	4	600	80.4	83.67	27.83	INF	27.89	1.35
4	5.2	600	81.79	84.35	27.83	INF	27.89	1.56
5	6.4	600	82.55	84.89	27.83	INF	27.89	1.74
7.5	9.3	600	84.25	85.86	27.83	INF	27.89	2.13
10	12.2	600	84.95	86.54	27.83	INF	27.89	2.5
15	17.7	600	86.86	87.51	27.83	INF	27.89	3.02
20	23.2	600	87.87	88.2	27.83	INF	27.89	3.48
25	28.5	600	88.67	88.73	27.83	INF	27.89	3.89
30	33.8	600	89.28	89.17	27.83	INF	27.89	4.27
35	39.1	600	89.67	89.53	27.83	INF	27.89	4.61
40	44.3	600	90.13	89.85	27.83	INF	27.89	4.93
45	49.4	600	90.65	90.13	27.83	INF	27.83	5.22
50	54.5	600	91.04	90.39	27.83	INF	27.83	5.51
60	64.6	600	91.73	90.82	20	50	20	6.03
75	79.6	600	92.51	91.35	20	50	20	6.74
80	84.6	600	92.09	91.51	20	50	20	6.97
100	104.2	600	93.52	92.04	20	50	20	7.79
125	132.4	600	92.54	91.51	20	50	20	8.71
150	158.6	600	92.62	91.59	20	50	20	9.54
175	184.8	600	92.68	91.65	20	50	20	10.3
200	210.9	600	92.75	91.71	20	50	20	11.01
225	237	600	92.8	91.75	20	50	20	11.68
250	263	600	92.88	91.8	20	50	20	12.31
300	315.1	600	92.95	91.87	20	50	20	13.49

A-1 ECUACIONES PARA CORTOCIRCUITO

(1) Contribución de Potencia de falla de la compañía suministradora (Generación Remota), Potencia de c.c. trifásica y línea a tierra.

$$X_{COMP.} = \left(\frac{MVA_{BASE,3\phi}}{S_{ACOM,3\phi}} \right) \left(\frac{kV_{LL,ACOM,3\phi}}{kV_{LL,BASE,3\phi}} \right)^2$$

$$R_{p.u.} = \frac{X_{COMP.}}{\sqrt{(1 + (X/R)^2)}}$$

$$X_{p.u.} = (R_{p.u.}) * (X/R)$$

$$Z_{p.u.ACOM} = R_{p.u.} + jX_{p.u.}$$

Donde:

$MVA_{BASE,3\phi}$	Potencia base del sistema en MVA.
$S_{ACOM,3\phi}$	Potencia de cortocircuito triásico de la compañía suministradora en MVA.
$kV_{LL,ACOM,3\phi}$	Voltaje línea a línea de la acometida en kV.
$kV_{LL,BASE,3\phi}$	Voltaje base línea a línea de esa sección en kV.
X/R	Valor de la relación X/R de la potencia de cortocircuito.

(2) Transformador de dos devanados

$$Z_{COMP} = \left(\frac{X_{TRANSF}}{100} \right) \left(\frac{MVA_{BASE,3\phi}}{S_{TRANSF}} \right) \left(\frac{kV_{LL,TRANSF,3\phi}}{kV_{LL,BASE,3\phi}} \right)^2$$

$$R_{p.u.} = \frac{Z_{COMP}}{\sqrt{(1 + (X/R)^2)}}$$

$$X_{p.u.} = (R_{p.u.}) * (X/R)$$

$$Z_{p.u.TRANSF} = R_{p.u.} + jX_{p.u.}$$

Donde:

$MVA_{BASE,3\phi}$	Potencia base del sistema en MVA
$S_{TRANSF,3\phi}$	Potencia nominal del transformador en MVA
$kV_{LL,TRANSF,3\phi}$	Voltaje línea a línea del transformador kV en placa.
$kV_{LL,BASE,3\phi}$	Voltaje base línea a línea de esa sección en kV.
X/R	Valor de la relación X/R del transformador.
Z_{TRANS}	Impedancia de dispersión del transformador

(3) Motores de Inducción de cualquier capacidad

$$X''_{p.u.} = \left(\frac{X''}{100} \right) \left[\frac{(MVA_{BASE,3\phi})(F.P.)(Ef)}{7.46HP} \right] \left(\frac{kV_{LL,MOTOR,IND,3\phi}}{kV_{LL,BASE,3\phi}} \right)^2$$

$$R''_{p.u.} = \frac{X''_{p.u.}}{X/R}$$

$$Z_{p.u.MOTOR,IND>50H.P.} = R_{p.u.} + jX_{p.u.}$$

Donde:

$MVA_{BASE,3\phi}$	Potencia base del sistema en MVA
HP	Potencia nominal del motor de inducción en HP
$kV_{LL,TRANSF,3\phi}$	Voltaje línea a línea del motor de inducción kV en placa.
$kV_{LL,BASE,3\phi}$	Voltaje base línea a línea de esa sección en kV.
X/R	Valor de la relación X/R del motor de inducción.
X''	Reactancia subtransitoria del motor de inducción en por ciento
$F.P.$	Factor de potencia en por ciento del motor de inducción.
Ef	Eficiencia del motor de inducción en por ciento.

(4) Motores síncronos

$$X''_{p.u.} = \left(\frac{X''}{100} \right) \left[\frac{(MVA_{BASE,3\phi})(F.P.)(Ef)}{7.46HP} \right] \left(\frac{kV_{LL,MOTOR,SINC,3\phi}}{kV_{LL,BASE,3\phi}} \right)^2$$

$$R''_{p.u.} = \frac{X''_{p.u.}}{X/R}$$

$$Z_{p.u.MOTOR,SINC.} = R_{p.u.} + jX_{p.u.}$$

Donde:

$MVA_{BASE,3\phi}$	Potencia base del sistema en MVA
HP	Potencia nominal del motor síncrono en HP
$kV_{LL,TRANSF,3\phi}$	Voltaje línea a línea del motor síncrono en kV en placa.
$kV_{LL,BASE,3\phi}$	Voltaje base línea a línea de esa sección en kV.
X/R	Valor de la relación X/R del motor síncrono
X''	Reactancia subtransitoria del motor síncrono en por ciento.
$F.P.$	Factor de potencia en por ciento del motor síncrono
Ef	Eficiencia del motor de inducción síncrono

(5) Cables (Alimentadores)

$$Z_{p.u.} = \left(\frac{MVA_{BASE,3\phi}}{(kV_{LL,BASE,3\phi})^2} \right) * \left(\frac{Z_{LINEA,TABLAS\Omega/1000ft} * L}{\frac{1000}{n}} \right)$$

$$Z_{p.u.CABLE} = R_{p.u.} + jX_{p.u.}$$

Donde:

$MVA_{BASE,3\phi}$	Potencia base del sistema en MVA
$X_{CABLE\Omega/1000ft}$	Reactancia del cable en ohms/1000ft
$R_{CABLE\Omega/1000ft}$	Resistencia del cable en ohms/1000ft
$kV_{LL,BASE,3\phi}$	Voltaje base línea a línea de esa sección en kV.
L	Longitud del cable en mt.
n	Numero de conductores por fase

(6) Reactores limitadores de corriente

$$Z_{COMP} = X_{\Omega} \left(\frac{MVA_{BASE,3\phi}}{(kV_{LL,BASE,3\phi})^2} \right)$$

$$R_{p.u} = \frac{Z_{COMP}}{\sqrt{(1 + (X/R)^2)}}$$

$$X_{p.u.} = (R_{p.u.}) * (X/R)$$

$$Z_{p.u.REACTOR} = R_{p.u.} + jX_{p.u.}$$

Donde:

$MVA_{BASE,3\phi}$	Potencia base del sistema en MVA.
X_{Ω}	Reactancia del Reactor en Ohms.
$kV_{LL,BASE,3\phi}$	Voltaje base línea a línea de esa sección en kV.
X/R	Valor de la relación X/R del rector.

(7) Impedancia cualquiera

$$X_{p.u.} = X_{\Omega} \left(\frac{MVA_{BASE,3\phi}}{(kV_{LL,BASE,3\phi})^2} \right)$$

$$R_{p.u.} = R_{\Omega} \left(\frac{MVA_{BASE,3\phi}}{(kV_{LL,BASE,3\phi})^2} \right)$$

$$Z_{p.u.IMPED,CUALQ.} = R_{p.u.} + jX_{p.u.}$$

Donde:

$MVA_{BASE,3\phi}$	Potencia base del sistema en MVA
X_{Ω}	Reactancia del elemento en Ohms
R_{Ω}	Resistencia del elemento en Ohms.
$kV_{LL,BASE,3\phi}$	Voltaje base línea a línea de esa sección en kV.

(8) Generadores

$$X_{p.u.} = \left(\frac{X''}{100} \right) \left(\frac{MVA_{BASE,3\phi}}{S_{GEN,3\phi}} \right) \left(\frac{kV_{LL,BASE,3\phi}}{kV_{LL,GEN,3\phi}} \right)^2$$

$$R_{p.u.} = \frac{X_{p.u.}}{X/R}$$

$$Z_{p.u.GENER} = R_{p.u.} + jX_{p.u.}$$

Donde:

$MVA_{BASE,3\phi}$	Potencia base del sistema en MVA
$S_{GEN,3\phi}$	Potencia nominal del generador en MVA
X''	Reactancia subtransitoria del generador en por ciento
$kV_{LL,BASE,3\phi}$	Voltaje base línea a línea de esa sección en kV.
$kV_{LL,GEN,3\phi}$	Voltaje base línea a línea del generador en Kv
X/R	Valor de la relación X/R del generador en kV

(9) Motores agrupados de inducción $\leq 50\text{HP}$

$$X_{p.u.} = 0.28 \left(\frac{1000 * MVA_{BASE,3\phi}}{H.P.} \right) \left(\frac{kV_{LL,MOTOR,AGRUP,3\phi}}{kV_{LL,BASE,3\phi}} \right)^2$$

$$R_{p.u.} = \frac{X_{p.u.}}{X/R}$$

$$Z_{p.u.MOTOR,AGRUP,3\phi} = R_{p.u.} + X_{p.u.}$$

Donde:

$MVA_{BASE,3\phi}$	Potencia base del sistema en MVA
$H.P.$	Potencia total del grupo de motores en H.P.
$kV_{LL,BASE,3\phi}$	Voltaje base línea a línea de esa sección en kV.
$kV_{LL,MOTOR,AGRUP,3\phi}$	Voltaje base línea a línea del grupo de motores en kV
X/R	Valor de la relación X/R del grupo de motores

(10) Motores agrupados de inducción $\geq 50\text{HP}$ y $\leq 1000\text{HP}$

$$X_{p.u.} = 0.20 \left(\frac{1000 * MVA_{BASE,3\phi}}{H.P.} \right) \left(\frac{kV_{LL,MOTOR,AGRUP,3\phi}}{kV_{LL,BASE,3\phi}} \right)^2$$

$$R_{p.u.} = \frac{X_{p.u.}}{X/R}$$

$$Z_{p.u.MOTOR,AGRUP,3\phi} = R_{p.u.} + jX_{p.u.}$$

Donde:

$MVA_{BASE,3\phi}$	Potencia base del sistema en MVA
$H.P.$	Potencia total del grupo de motores en H.P.
$kV_{LL,BASE,3\phi}$	Voltaje base línea a línea de esa sección en kV.
$kV_{LL,MOTOR,AGRUP,3\phi}$	Voltaje base línea a línea del grupo de motores en kV
X/R	Valor de la relación X/R del grupo de motores.

(11) Motores síncronos agrupados

$$X''_{p.u.} = \left(\frac{X''}{100} \right) \left[\frac{1000 * MVA_{BASE,3\phi}}{H.P.} \right] \left(\frac{kV_{LL,MOTORES,SINC,3\phi}}{kV_{LL,BASE,3\phi}} \right)^2$$

$$R''_{p.u.} = \frac{X''_{p.u.}}{X/R}$$

$$Z_{p.u.MOTOR,SINC.} = R_{p.u.} + jX_{p.u.}$$

Donde:

$MVA_{BASE,3\phi}$	Potencia base del sistema en MVA
$H.P.$	Potencia total del grupo de motores síncronos en H.P.
$kV_{LL,BASE,3\phi}$	Voltaje base línea a línea de esa sección en kV.
$kV_{LL,MOTORES,SINC,3\phi}$	Voltaje base línea a línea del grupo de motores síncronos.
X/R	Valor de la relación X/R del grupo de motores síncronos.
X''	Reactancia subtransitoria del grupo de motores síncronos.

(12) Elementos en p.u.

$$X_{p.u.} = X_{p.u.} \left(\frac{MVA_{BASE,3\phi}}{S_{ELEM,p.u.}} \right) \left(\frac{kV_{LL,BASE,3\phi}}{kV_{LL,ELEM,p.u.}} \right)^2$$

$$R_{p.u.} = R_{p.u.} \left(\frac{MVA_{BASE,3\phi}}{S_{ELEM,p.u.}} \right) \left(\frac{kV_{LL,BASE,3\phi}}{kV_{LL,ELEM,p.u.}} \right)^2$$

$$Z_{ELEM,p.u.} = R_{p.u.} + X_{p.u.}$$

Donde:

$MVA_{BASE,3\phi}$	Potencia base del sistema en MVA
$X_{p.u.}$	Reactancia del elemento en p.u
$R_{p.u.}$	Resistencia del elemento en p.u.
$kV_{LL,BASE,3\phi}$	Voltaje base línea a línea de esa sección en kV.
$S_{ELEM,p.u.}$	Potencia nominal del elemento en MVA

A-2 TABLAS DE VALORES DE REACTANCIA Y OTROS DATOS IMPORTANTES PARA CABLES, MOTORES, TRANSFORMADORES, REACTORES LIMITADORES DE CORRIENTE Y GENERADORES

- Motores de inducción

Tabla I.A

MOTORES DE INDUCCIÓN DE 0.46kV a 0.48kV

POTENCIA	CORRIENTE NOMINAL	%ROTOR BLOQ.	EFI,100%	F.P,100%	X'' %	X' %	X ₀ Aprox.	X/R
1	1.4	600	79.05	81.04	27.83	INF	13.945	0.78
2	2.7	600	79.45	82.7	27.83	INF	13.945	1.1
3	4	600	80.4	83.67	27.83	INF	13.945	1.35
4	5.2	600	81.79	84.35	27.83	INF	13.945	1.56
5	6.4	600	82.55	84.89	27.83	INF	13.945	1.74
7.5	9.3	600	84.25	85.86	27.83	INF	13.945	2.13
10	12.2	600	84.95	86.54	27.83	INF	13.945	2.5
15	17.7	600	86.86	87.51	27.83	INF	13.945	3.02
20	23.2	600	87.87	88.2	27.83	INF	13.945	3.48
25	28.5	600	88.67	88.73	27.83	INF	13.945	3.89
30	33.8	600	89.28	89.17	27.83	INF	13.945	4.27
35	39.1	600	89.67	89.53	27.83	INF	13.945	4.61
40	44.3	600	90.13	89.85	27.83	INF	13.945	4.93
45	49.4	600	90.65	90.13	27.83	INF	13.945	5.22
50	54.5	600	91.04	90.39	27.83	INF	13.945	5.51
60	64.6	600	91.73	90.82	20	50	10	6.03
75	79.6	600	92.51	91.35	20	50	10	6.74
80	84.6	600	92.09	91.51	20	50	10	6.97
100	104.2	600	93.52	92.04	20	50	10	7.79
125	132.4	600	92.54	91.51	20	50	10	8.71
150	158.6	600	92.62	91.59	20	50	10	9.54
175	184.8	600	92.68	91.65	20	50	10	10.3
200	210.9	600	92.75	91.71	20	50	10	11.01
225	237	600	92.8	91.75	20	50	10	11.68
250	263	600	92.88	91.8	20	50	10	12.31
300	315.1	600	92.95	91.87	20	50	10	13.49

Nota1: El cálculo de $X_{(0)}$, es aproximado, viene de la relación $X_{(+)}/2$. Esto es válido en motores síncronos y de inducción de cualquier capacidad.

Nota2: Todos estos parámetros corresponden, tanto a motores síncronos e inducción de 4 polos y 1800 rpm.

Tabla II.A

MOTORES DE INDUCCIÓN DE 4kV a 4.16kV

POTENCIA	CORRIENTE NOMINAL	%ROTOR BLOQ.	EFL,100%	F.P,100%	X''%	X'%	X ₀ Aprox.	X/R
300	36.4	650	92.84	91.87	18.46	46.15	9.23	13.49
350	42.3	650	93.14	91.94	18.46	46.15	9.23	14.57
400	48.3	650	93.17	91.99	18.46	46.15	9.23	15.58
500	60.3	650	93.19	92.08	18.46	46.15	9.23	17.41
600	72.2	650	93.32	92.16	18.46	46.15	9.23	19.08
700	84.1	650	93.41	92.72	18.46	46.15	9.23	20.61
800	96	650	93.46	92.28	18.46	46.15	9.23	22.03
900	107.9	650	93.5	92.33	18.46	46.15	9.23	23.36
1000	119.7	650	93.6	92.37	15.38	23.08	7.69	24.63
1250	149.3	650	93.71	92.46	15.38	23.08	7.69	27.53
1500	178.9	650	93.77	92.54	15.38	23.08	7.69	30.16
1750	208.4	650	93.85	92.6	15.38	23.08	7.69	32.58
2000	237.8	650	93.94	92.66	15.38	23.08	7.69	34.83
2250	267.2	650	94.01	92.7	15.38	23.08	7.69	36.94
2500	296.6	650	94.05	92.75	15.38	23.08	7.69	38.94
3000	355.3	650	94.14	92.82	15.38	23.08	7.69	42.66
4000	472.3	650	94.33	92.94	15.38	23.08	7.69	49.26
5000	589.1	650	94.42	93.03	15.38	23.08	7.69	55.07
6000	705.7	650	94.5	93.11	15.38	23.08	7.69	60.33
6500	763.9	650	94.55	93.14	15.38	23.08	7.69	62.79

Tabla III.A

MOTORES DE INDUCCIÓN DE 11.8Kv a 13.8kV

POTENCIA	CORRIENTE NOMINAL	%ROTOR BLOQ.	EFL,100%	F.P,100%	X''%	X'%	X ₀ Aprox.	X/R
1000	36.1	650	93.56	92.37	15.38	23.08	7.69	24.6
1250	45	650	93.73	92.46	15.38	23.08	7.69	27.53
1500	53.9	650	93.82	92.54	15.38	23.08	7.69	30.16
1750	62.8	650	93.88	92.6	15.38	23.08	7.69	32.58
2000	71.7	650	93.92	92.66	15.38	23.08	7.69	34.83
2500	89.4	650	94.06	92.75	15.38	23.08	7.69	38.94
3000	107.1	650	94.15	92.85	15.38	23.08	7.69	42.66
3500	124.8	650	94.19	92.87	15.38	23.08	7.69	46.07
4000	142.4	650	94.29	92.94	15.38	23.08	7.69	49.26
4500	160	650	94.36	92.99	15.38	23.08	7.69	52.24
5000	177.6	650	94.41	93.03	15.38	23.08	7.69	55.07
6000	212.7	650	94.52	93.17	15.38	23.08	7.69	60.33
7000	249.8	650	94.59	93.17	15.38	23.08	7.69	65.16
8000	282.8	650	94.67	93.73	15.38	23.08	7.69	69.66
9000	312.8	650	94.72	93.28	15.38	23.08	7.69	73.88
10000	352.8	650	94.76	93.32	15.38	23.08	7.69	77.88

- Motores Síncronos

Tabla IV.A

MOTORES SINCRONOS DE 0.46kV a 0.48kV							
POTENCIA	CORRIENTE NOMINAL	EFL,100%	F.P,100%	X'' %	X' %	X ₀ Aprox	X/R
1	1.4	64.79	81.04	16.67	23	8.335	0.78
2	2.7	66.74	82.07	16.67	23	8.335	1.1
3	4	70.17	83.67	16.67	23	8.335	1.35
4	5.2	71.64	84.35	16.67	23	8.335	1.56
5	6.4	72.45	84.89	16.67	23	8.335	1.74
7.5	9.3	74.42	85.86	16.67	23	8.335	2.13
10	12.2	77.25	86.54	16.67	23	8.335	2.5
15	17.7	76.39	87.35	16.67	23	8.335	3.02
20	23.2	78.6	88.2	16.67	23	8.335	3.48
25	28.5	77.36	88.73	16.67	23	8.335	3.89
30	33.8	78.72	89.17	16.67	23	8.335	4.27
35	39.1	79.54	89.53	16.67	23	8.335	4.61
40	44.3	80.13	89.85	16.67	23	8.335	4.93
45	49.4	79.88	90.13	16.67	23	8.335	5.22
50	54.5	79.65	90.93	16.67	23	8.335	5.51
60	64.6	80.3	90.82	16.67	23	8.335	6.03
75	79.6	80.04	91.35	16.67	23	8.335	6.74
80	84.6	80.53	91.51	16.67	23	8.335	6.97
100	104.2	82.01	91.04	16.67	23	8.335	7.79
125	132.4	81.53	91.51	16.67	23	8.335	8.71
150	158.6	85.16	91.59	16.67	23	8.335	9.54
175	184.8	85.1	91.65	16.67	23	8.335	10.3
200	210.9	85.04	91.71	16.67	23	8.335	11.01
225	237	82.81	91.75	16.67	23	8.335	11.68
250	263	92.86	91.8	16.67	23	8.335	12.31
300	315.1	92.96	91.87	16.67	23	8.335	13.49

Tabla V.A

MOTORES SINCRONOS DE 4kV a 4.16kV

POTENCIA	CORRIENTE NOMINAL	EFL,100%	F.P,100%	X''%	X'%	X ₀ Aprox.	X/R
300	36.4	92.96	91.87	15.38	23	7.675	13.49
350	42.3	93.04	94.94	15.38	23	7.675	14.57
400	48.3	93.1	91.99	15.38	23	7.675	15.58
500	60.3	93.22	92.08	15.38	23	7.675	17.41
600	72.2	93.31	92.16	15.38	23	7.675	20.44
700	84.1	93.39	92.22	15.38	23	7.675	21.44
800	96	93.46	92.28	15.38	23	7.675	22.4
900	107.9	93.53	92.33	15.38	23	7.675	23.32
1000	119.7	93.58	92.37	15.38	23	7.675	24.2
1250	149.3	93.7	92.46	15.38	23	7.675	26.23
1500	178.9	93.79	92.54	15.38	23	7.675	28
1750	208.4	93.87	92.6	15.38	23	7.675	29.53
2000	237.8	93.94	92.66	15.38	23	7.675	30.8
2250	267.2	94	92.7	15.38	23	7.675	31.83
2500	296.6	94.05	92.75	15.38	23	7.675	33.4

Tabla VI.A

MOTORES SINCRONOS DE 11.8kV a 13.8Kv

POTENCIA	CORRIENTE NOMINAL	EFL,100%	F.P,100%	X''%	X'%	X ₀ Aprox.	X/R
1000	36.1	93.58	92.37	15.38	23	7.675	24.2
1250	45	93.7	92.46	15.38	23	7.675	26.23
1500	53.9	93.79	92.54	15.38	23	7.675	28
1750	62.8	93.87	92.6	15.38	23	7.675	29.53
2000	71.7	93.94	92.66	15.38	23	7.675	30.8
2500	89.4	94.05	92.75	15.38	23	7.675	32.4
3000	107.1	94.15	92.15	15.38	23	7.675	34
3500	124.8	94.23	92.89	15.38	23	7.675	35
4000	142.4	94.3	92.94	15.38	23	7.675	35
4500	160	94.36	92.99	15.38	23	7.675	35
5000	177.6	94.41	93.03	15.38	23	7.675	35
6000	212.7	94.51	93.11	15.38	23	7.675	35
7000	249.8	95.59	93.17	15.38	23	7.675	35
8000	282.8	94.56	93.23	15.38	23	7.675	35
9000	312.8	94.72	93.28	15.38	23	7.675	35
10000	352.8	94.77	93.32	15.38	23	7.675	35

- **Generadores Síncronos**

Tabla VII.A

Generadores síncronos >1MVA				
Tipo de Generador	X''%	X'%	X ₀ %	X/R
Turbogeneradores Bipolares (3600rpm)	21	27	9.3	48
Turbogeneradores Tetrapolares (1800rpm)	12	23	10.6	48
Generadores con Polos salientes (con amortiguadores)	20	30	18	48
Generadores con polos salientes (sin amortiguadores)	30	30	19	48
Condensador síncrono refrigerados por aire	27	40	12	50
Condensador síncrono refrigerados por hidrógeno a ½ psi	32	48	14	50

- **Transformadores trifásicos**

Estas tablas sirven para transformadores trifásicos con los siguientes tipos de enfriamientos: OA, OA/FA, OA/FA/FOA, OA/FOA/FOA, OW, OW/A, con temperaturas de 55⁰C a 150⁰C

Tabla VIII.A

TRANSFORMADORES TRIFÁSICOS DE CUALQUIER TIPO DE ENFRIAMIENTO MENORES O IGUALES A 500 KVA				
Potencia kVA	Grupo 1		Grupo 2	
	Z%	X/R	Z%	X/R
kVA<5	2.3	0.88	2.8	0.77
5<kVA>25	2.3	1.13	2.3	1.00
25<kVA>50	2.6	1.69	2.4	1.54
50<kVA>100	2.6	1.92	3.7	2.92
100<kVA>167	4.0	3.45	3.7	3.60
167<kVA>500	4.8	4.70	5.2	5.10

Grupo 1:

Transformadores con el devanado primario de menos o igual a 8.32kV

Grupo 2:

Transformadores con el devanado primario de más de 8.32kV y menos ó igual a 12.47Kv

Tabla IX.A

TRANSFORMADORES TRIFÁSICOS DE CUALQUIER TIPO DE ENFRIAMIENTO MAYORES DE 500 KVA			
LADO DE ALTO VOLTAJE	LADO DE BAJO VOLTAJE <7.4kV	LADO DE BAJO VOLTAJE >7.4kV	
	Z%	Z% Sin LTC	Z% Con LTC
kV<13.8	5.75	5.5	-
13.8<kV>23	6.75	6.5	7.0
23<kV>34.5	7.25	7.0	7.5
34.5<kV>46	7.75	7.5	8.0
46<kV>69	-	8.0	8.5
69<kV>115	-	8.5	9.0
115<kV>138	-	9.0	9.5
138<kV>161	-	9.5	10.0
161<kV>230	-	10.0	10.5

Tabla X.A

TRANSFORMADORES TRIFÁSICOS DE CUALQUIER TIPO DE ENFRIAMIENTO MAYORES DE 500 KVA	
POTENCIA	X/R
MVA<1	5.790
1<MVA>2	7.098
2<MVA>3	10.67
3<MVA>4	11.41
4<MVA>5	12.14
5<MVA>6	12.55
6<MVA>7	12.85
7<MVA>8	14.23
8<MVA>10	15.50
10<MVA>20	18.60
20<MVA>40	23.70
40<MVA>50	29.50
50<MVA>100	34.10
100<MVA>200	42.00
200<MVA>1000	50.00

• Reactores limitadores de corriente de cortocircuito

Tabla XI.A

Datos típicos para reactores limitadores de corriente trifásicos de 5 kV hasta 15kV

Circuito kV	Corriente Nominal del Reactor	Reactor Omhs											
		0.01	0.041	0.08	0.10	0.25	0.40	0.50	0.65	0.80	1.0	1.5	2.5
		% Caída de Voltaje Reactivo											
13.8	300							1.0	2.4	2.0	3.0	6.0	
	600						2.0	2.5	3.7	4.8	5.0	8.0	9.4
	800					1.0	3.0	1.0	4.7	6.0	7.5		
	1200				2.4	1.7	6.0	7.5	7.5				
	2000			2.5	4.0	0.3	1.0						
4.16	200					2.1	2.3						
	300			1.2	2.0	3.1							
	400			1.7	2.7	4.3							
	800		1.6	2.5	1.0	4.2							
	1200	2.0	2.2	5.0	6.0								
2000	3.3	3.3	8.3										
2.4	200												
	300			2.3	3.3	5.8							
	400			2.9	6.6								
	600		2.3	4.3	6.9								
	1200	3.5	5.4	8.6									
2000	5.0	8.1											

- Cables

Tabla XII.A

NEC 0.6kV 100% CU (Cobre)
1/C MAG 60 Hz, 75 ° C Ohms/1000ft.

Calibre kCM	Corriente nominal por ducto	Corriente nominal subterráneo	Corriente nominal aire libre	Corriente nominal con aire	Resistencia secuencia (+)	Reactancia secuencia (+)	Resistencia secuencia (0)	Reactancia secuencia (0)
12	0	0	36	27	2	0.068	6.3	0.16728
10	0	0	50	36	1.2	0.063	3.78	0.15498
8	64	108	73	50	0.78	0.065	2.457	0.1599
6	85	139	96	68	0.49	0.064	1.5435	0.15744
4	110	180	128	87	0.31	0.06	0.9765	0.1476
2	145	230	173	119	0.2	0.057	0.63	0.14022
1/0	193	298	237	115	0.12	0.055	0.378	0.1353
2/0	220	337	274	178	0.1	0.054	0.315	0.13884
3/0	251	383	319	205	0.079	0.052	0.24885	0.12792
4/0	290	434	370	237	0.063	0.051	0.19845	0.12546
250	320	474	415	265	0.054	0.052	0.1701	0.12792
300	354	0	461	292	0.045	0.051	0.14175	0.12346
350	387	569	520	315	0.039	0.05	0.12885	0.123
400	414	0	561	347	0.035	0.049	0.11025	0.12054
500	471	690	639	392	0.029	0.048	0.09135	0.11818
600	516	0	712	433	0.025	0.048	0.04875	0.11808
750	583	845	808	488	0.021	0.048	0.06615	0.11808
1000	667	977	963	561	0.018	0.048	0.0567	0.11316

Tabla XIII.A

NEC 1kV 100% CU (Cobre)
1/C MAG 60 Hz, 75 ° C Ohms/1000ft.

Calibre kCM	Corriente nominal por ducto	Corriente nominal subterráneo	Corriente nominal aire libre	Corriente nominal conducto con aire	Resistencia secuencia (+)	Reactancia secuencia (+)	Resistencia secuencia (0)	Reactancia secuencia (0)
12	0	0	36	27	2	0.068	6.3	0.16728
10	0	0	50	36	1.2	0.063	3.78	0.15498
8	64	108	73	50	0.78	0.065	2.457	0.1599
6	85	139	96	68	0.49	0.064	1.5435	0.15744
4	110	180	128	87	0.31	0.06	0.9765	0.1476
2	145	230	173	119	0.2	0.057	0.63	0.14022
1/0	193	298	237	155	0.12	0.055	0.378	0.1553
2/0	220	337	274	178	0.1	0.054	0.315	0.13284
3/0	251	383	319	205	0.079	0.052	0.24885	0.12792
4/0	290	434	370	237	0.063	0.051	0.19845	0.12546
250	320	474	415	265	0.054	0.052	0.1701	0.12792
300	354	0	461	292	0.045	0.051	0.14175	0.12546
350	387	569	570	319	0.039	0.05	0.12885	0.123
400	414	0	561	347	0.035	0.049	0.11025	0.12054
500	471	690	639	392	0.029	0.048	0.09135	0.11808
600	516	0	712	433	0.025	0.048	0.04875	0.11808
750	583	845	808	488	0.021	0.048	0.06615	0.11808
1000	667	977	963	561	0.018	0.048	0.0567	0.11316

Tabla XIV.A

NEC 5.0 kV 133% CU (Cobre)
1/C MAG 60 Hz, 75 ° C Ohms/1000ft.

Calibre kCM	Corriente nominal por ducto	Corriente nominal subterraneo	Corriente nominal aire libre	Corriente nominal conducto con aire	Resistencia secuencia (+)	Reactancia secuencia (+)	Resistencia secuencia (0)	Reactancia secuencia (0)
8	64	0	83	55	0.811	0.086	2.5547	0.21154
6	85	130	110	75	0.51	0.0796	1.6065	0.19582
4	110	109	145	97	0.311	0.0742	1.0112	0.18253
2	145	219	190	130	0.202	0.0685	0.6363	0.16851
1	170	248	225	155	0.16	0.0675	0.504	0.16605
1/0	195	283	260	180	0.128	0.0635	0.4032	0.15621
2/0	220	322	300	205	0.103	0.065	0.32445	0.15498
3/0	250	367	345	220	0.0814	0.0605	0.25641	0.14883
4/0	290	418	400	280	0.065	0.0585	0.20475	0.14342
250	320	459	445	315	0.0557	0.057	0.17546	0.14022
350	385	551	550	385	0.0386	0.062	0.12159	0.13825
500	470	669	695	475	0.03	0.0526	0.0945	0.1294
750	585	831	900	600	0.0220	0.0497	0.07024	0.12226

Tabla XV.A

NEC 15kV 100% CU (Cobre)
1/C MAG 60 Hz, 75 ° C Ohms/1000ft.

Calibre kCM	Corriente nominal por ducto	Corriente nominal subterraneo	Corriente nominal aire libre	Corriente nominal conducto con aire	Resistencia secuencia (+)	Reactancia secuencia (+)	Resistencia secuencia (0)	Reactancia secuencia (0)
8	0	0	0	0	0.811	0.086	2.5547	0.21156
6	90	0	110	83	0.51	0.0796	1.6065	0.19582
4	115	0	150	110	0.321	0.0742	1.0112	0.18253
2	155	210	195	150	0.202	0.0685	0.6363	0.16851
1	175	240	225	170	0.16	0.0675	0.504	0.16605
1/0	200	274	260	195	0.128	0.0635	0.4032	0.15621
2/0	230	312	300	285	0.103	0.063	0.32445	0.15498
3/0	260	354	345	260	0.0814	0.0605	0.25641	0.14883
4/0	295	403	400	295	0.065	0.0583	0.20475	0.14342
250	325	442	445	330	0.0557	0.057	0.17546	0.14022
350	390	534	550	395	0.0386	0.0562	0.12159	0.13825
500	465	646	685	480	0.03	0.0526	0.0945	0.1294
750	565	805	885	585	0.0223	0.0497	0.07024	0.12226

Tabla XVI.A

NEC 0.6kV 100% CU (Cobre)
1/C NO-MAG 60 Hz, 75^o C Ohms/1000ft.

Calibre kCM	Corriente nominal por ducto	Corriente nominal subteraneo	Corriente nominal aire libre	Corriente nominal conducto con aire	Resistencia secuencia (+)	Reactancia secuencia (+)	Resistencia secuencia (0)	Reactancia secuencia (0)
12	0	0	37	23	2	0.054	3.18	0.13716
10	0	0	50	27	1.2	0.05	1.908	0.127
8	64	108	73	50	0.78	0.052	1.2402	0.13208
6	85	139	96	68	0.49	0.051	0.7791	0.12192
4	110	180	128	87	0.31	0.048	0.4929	0.1143
2	145	230	173	119	0.19	0.045	0.3021	0.11176
1/0	194	298	237	155	0.12	0.044	0.1908	0.10972
2/0	220	337	274	178	0.1	0.043	0.159	0.10668
3/0	251	383	319	205	0.077	0.042	0.12243	0.10414
4/0	290	434	370	237	0.062	0.041	0.09885	0.10414
250	320	473	415	265	0.052	0.041	0.08268	0.10414
300	354	0	461	292	0.044	0.041	0.06996	0.1016
350	387	569	520	319	0.038	0.04	0.06042	0.1016
400	414	0	561	347	0.033	0.04	0.05247	0.09906
500	471	690	639	352	0.027	0.039	0.04293	0.09906
600	561	0	712	433	0.023	0.039	0.03657	0.09906
750	585	845	808	488	0.019	0.038	0.03021	0.09652
1000	667	947	963	561	0.015	0.037	0.02385	0.09398

Tabla XVII.A
NEC 1kV 100% CU (Cobre)
1/C NO-MAG 60 Hz, 75^o C Ohms/1000ft.

Calibre kCM	Corriente nominal por ducto	Corriente nominal subteraneo	Corriente nominal aire libre	Corriente nominal conducto con aire	Resistencia secuencia (+)	Reactancia secuencia (+)	Resistencia secuencia (0)	Reactancia secuencia (0)
12	0	0	37	23	2	0.054	3.18	0.13716
10	0	0	50	27	1.2	0.05	1.908	0.127
8	64	108	73	50	0.78	0.052	1.2402	0.13208
6	85	139	96	68	0.49	0.051	0.7791	0.12192
4	110	180	128	87	0.31	0.048	0.4929	0.1143
2	145	230	173	119	0.19	0.045	0.3021	0.11176
1/0	194	298	237	155	0.12	0.044	0.1908	0.10972
2/0	220	337	274	178	0.1	0.043	0.159	0.10668
3/0	251	383	319	205	0.077	0.042	0.12243	0.10414
4/0	290	434	370	237	0.062	0.041	0.09885	0.10414
250	320	473	415	265	0.052	0.041	0.08268	0.10414
300	354	0	461	292	0.044	0.041	0.06996	0.1016
350	387	569	520	319	0.038	0.04	0.06042	0.1016
400	414	0	561	347	0.033	0.04	0.05247	0.09906
500	471	690	639	352	0.027	0.039	0.04293	0.09906
600	561	0	712	433	0.023	0.039	0.03657	0.09906
750	585	845	808	488	0.019	0.038	0.03021	0.09652
1000	667	947	963	561	0.015	0.037	0.02385	0.09398

Tabla XVIII.A

NEC 5.0 kV 133% CU (Cobre)
1/C NO-MAG 60 Hz, 75 ° C Ohms/1000ft.

Calibre kCM	Corriente nominal por ducto	Corriente nominal subterraneo	Corriente nominal aire libre	Corriente nominal conducto con aire	Resistencia secuencia (+)	Reactancia secuencia (+)	Resistencia secuencia (0)	Reactancia secuencia (0)
8	64	110	83	55	0.811	0.0688	1.2976	0.17544
6	85	140	110	75	0.51	0.0636	0.816	0.16218
4	110	180	145	97	0.321	0.0594	0.5136	0.15147
2	145	230	190	130	0.202	0.0547	0.3232	0.13948
1	170	260	225	155	0.16	0.054	0.256	0.1377
1/0	195	295	260	180	0.1281	0.0507	0.20496	0.12929
2/0	220	335	300	205	0.102	0.0504	0.1632	0.12832
3/0	250	385	345	240	0.085	0.0484	0.1288	0.12342
4/0	290	435	400	280	0.064	0.0466	0.1024	0.11883
250	320	470	445	375	0.0547	0.0456	0.08752	0.11628
350	385	570	550	385	0.0375	0.045	0.06	0.11475
500	470	690	396	475	0.0284	0.0421	0.04544	0.10735
750	585	845	900	600	0.0203	0.0396	0.03248	0.10098

Tabla XIX.A

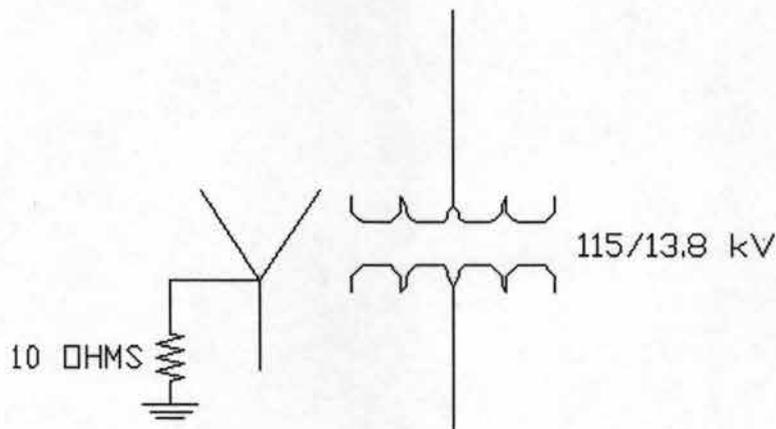
NEC 15kV 100% CU (Cobre)
1/C NO-MAG 60 Hz, 75 ° C Ohms/1000ft.

Calibre kCM	Corriente nominal por ducto	Corriente nominal subterraneo	Corriente nominal aire libre	Corriente nominal conducto con aire	Resistencia secuencia (+)	Reactancia secuencia (+)	Resistencia secuencia (0)	Reactancia secuencia (0)
8	0	0	0	0	0.811	0.0688	1.2976	0.17544
6	90	130	110	83	0.51	0.0636	0.816	0.16218
4	115	170	150	110	0.321	0.0594	0.5136	0.15147
2	155	210	195	150	0.202	0.0547	0.3232	0.13948
1	175	240	225	170	0.16	0.054	0.256	0.1377
1/0	200	275	260	195	0.1281	0.0507	0.20496	0.12929
2/0	230	310	300	225	0.102	0.0504	0.1632	0.12832
3/0	260	355	345	260	0.085	0.0484	0.1288	0.12342
4/0	295	405	400	295	0.064	0.0466	0.1024	0.11883
250	325	440	445	330	0.0547	0.0456	0.08752	0.11628
350	390	535	550	395	0.0375	0.045	0.06	0.11475
500	465	650	685	480	0.0284	0.0421	0.04544	0.10735
750	565	805	885	585	0.0203	0.0396	0.03248	0.10098

Nota: la fuente de procedencia de todas estas tablas, procede de la base de datos del programa computacional ETAP POWER STATION 2.0.8

A-3 IMPEDANCIA DE PUESTA A TIERRA DE EQUIPOS CUANDO SE EJECUTAN ESTUDIOS DE CORTOCIRCUITO

Esta impedancia es común como protección de falla a tierra tanto a generadores, transformadores, motores, etc. Como a todo aquel equipo al que se desea proteger por tal adversidad, la forma de calcular esta impedancia es la siguiente:



El siguiente circuito representa el devanado del secundario de un transformador aterrizado a tierra por una resistencia de 10 Ω. El circuito en Y puede representar el devanado de cualquier equipo, llámese generador, motor, banco de capacitores, etc.

De la ecuación de impedancia-base (2.9) del capítulo II, tenemos:

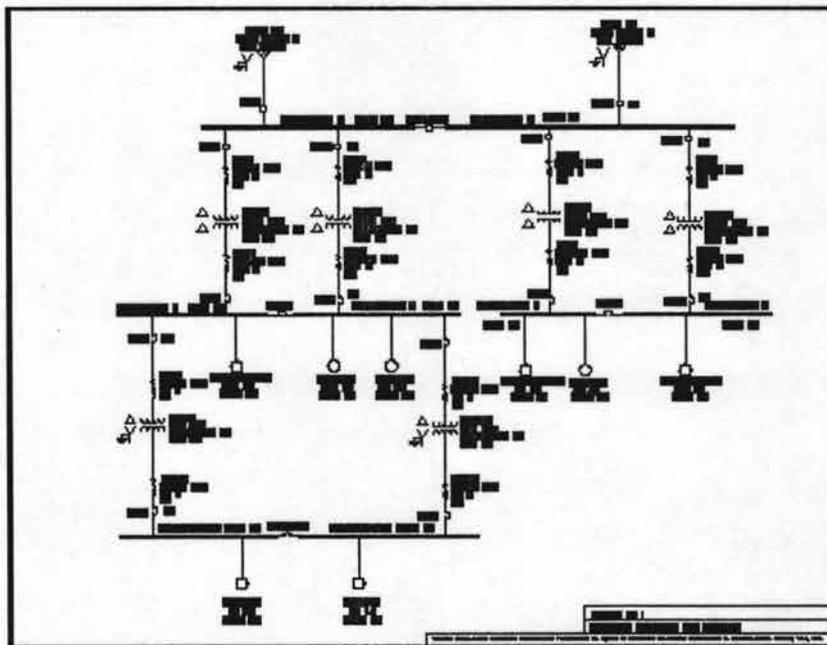
$$Z_{p.u.} = \frac{MVA_{BASE,3\phi}}{(kV_{LL,BASE,3\phi})^2} (Z_{\Omega}) = \frac{100MVA}{(13.8kV)^2} (10\Omega) = 5.25 p.u.$$

Luego, como la corriente de falla a tierra se compone en su mayor parte de la componente de corriente de secuencia cero, resulta:

$$Z_{p.u.(PT)} = 3Z_{p.u.} = 3 * 5.25 = 15.75 + 0jp.u.$$

El procedimiento es igual para los reactores limitadores de corriente cuando se les aplica como protección contra fallas a tierra al devanado de la máquina en cuestión.

Anexo B. Ejemplo de la Metodología



Ejemplo de la Metodología

Se tiene un pequeño sistema eléctrico, donde se requiere evaluar las capacidades instantáneas, momentáneas e interruptivas de los dispositivos de protección en media y baja tensión como se muestra en la figura B1.

El diagrama unifilar se representa como tal, por la figura B1, la base seleccionada es 100MVA, los datos de equipo se obtienen de acuerdo a las tablas del Anexo A. De acuerdo al diagrama unifilar, el sistema se puede simplificar a cuatro buses (Véase la figura B2) además de una sola fuente de energía (acometida ACOM A). Por consiguiente, solo se genera un solo caso de estudio; posteriormente se procede hacer la conversión de impedancias (Véase las figuras B3a, B3b y B3c localizadas al final del Anexo) en la 1^{ra} y 2^{da} red. (*pasos 1 al 5 de la metodología*)

DATOS DEL SISTEMA (1^{era} y 2^{da} red, secuencia positiva y cero)

Acometida A-1 (Ecuación 1)

Potencia c.c. trifásica

$$S_{ACOM,3\phi} = 500MVA$$

$$S_{BASE,3\phi} = 100MVA$$

$$X/R = 20$$

$$X_{COMP.} = \left[\frac{100MVA}{500MVA} \right] * \left[\frac{13.8kV}{13.8kV} \right]^2 = 0.2$$

$$R_{p.u.} = \frac{0.2}{\sqrt{(1 + (20)^2)}} = 9.524 \times 10^{-3}$$

$$X_{p.u.} = 9.524 \times 10^{-3} * 20 = 0.190j$$

$$Z_{p.u.ACOT} = 9.987 \times 10^{-3} + 0.190jp.u.$$

Potencia c.c. Línea a Tierra

$$S_{ACOM,1\phi} = 400MVA$$

$$S_{BASE,1\phi} = 100MVA$$

$$X/R = 8$$

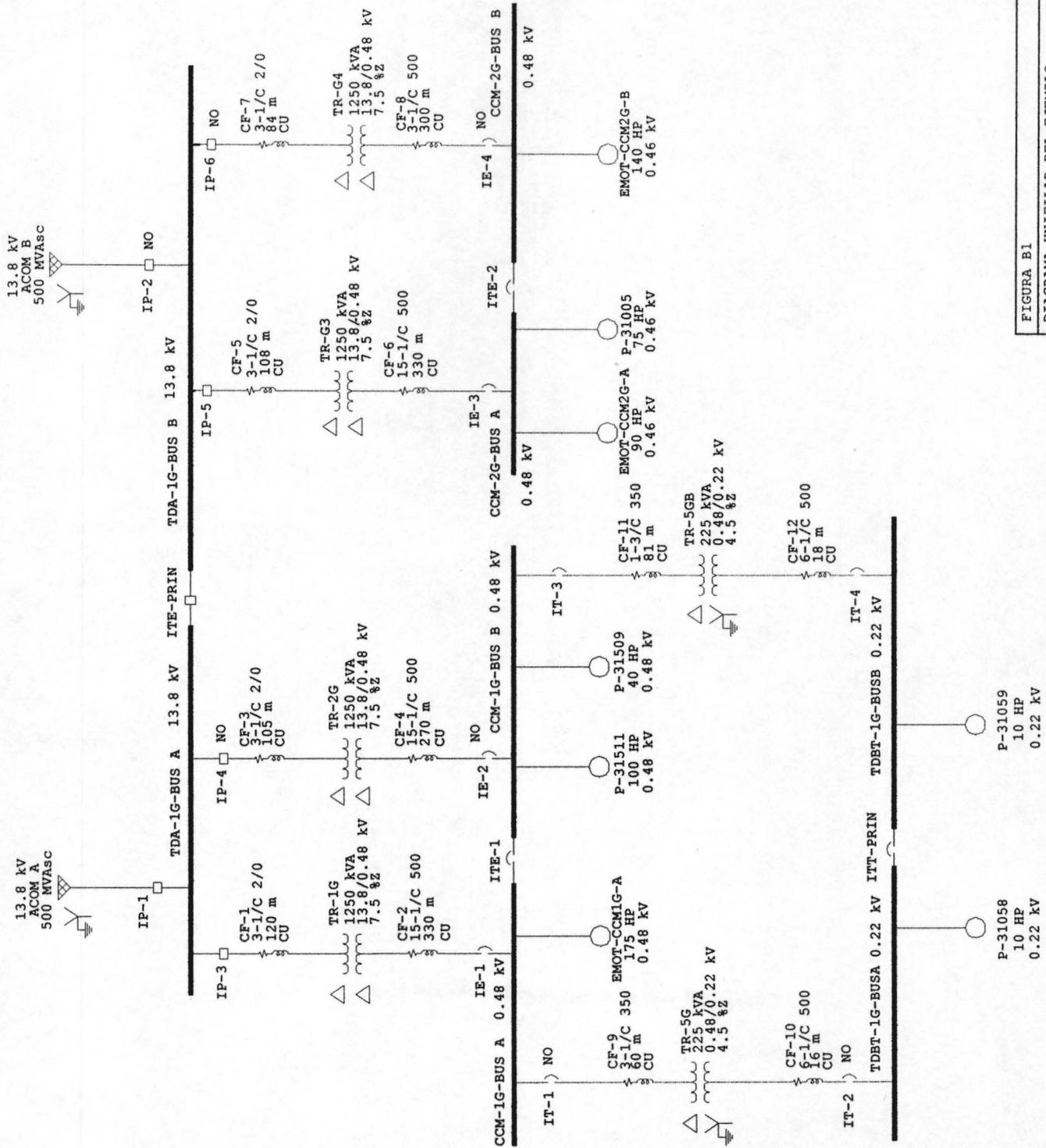


FIGURA B1
 DIAGRAMA UNIFILAR DEL EJEMPLO

13.8 kV
ACOM A
500 MVAsc

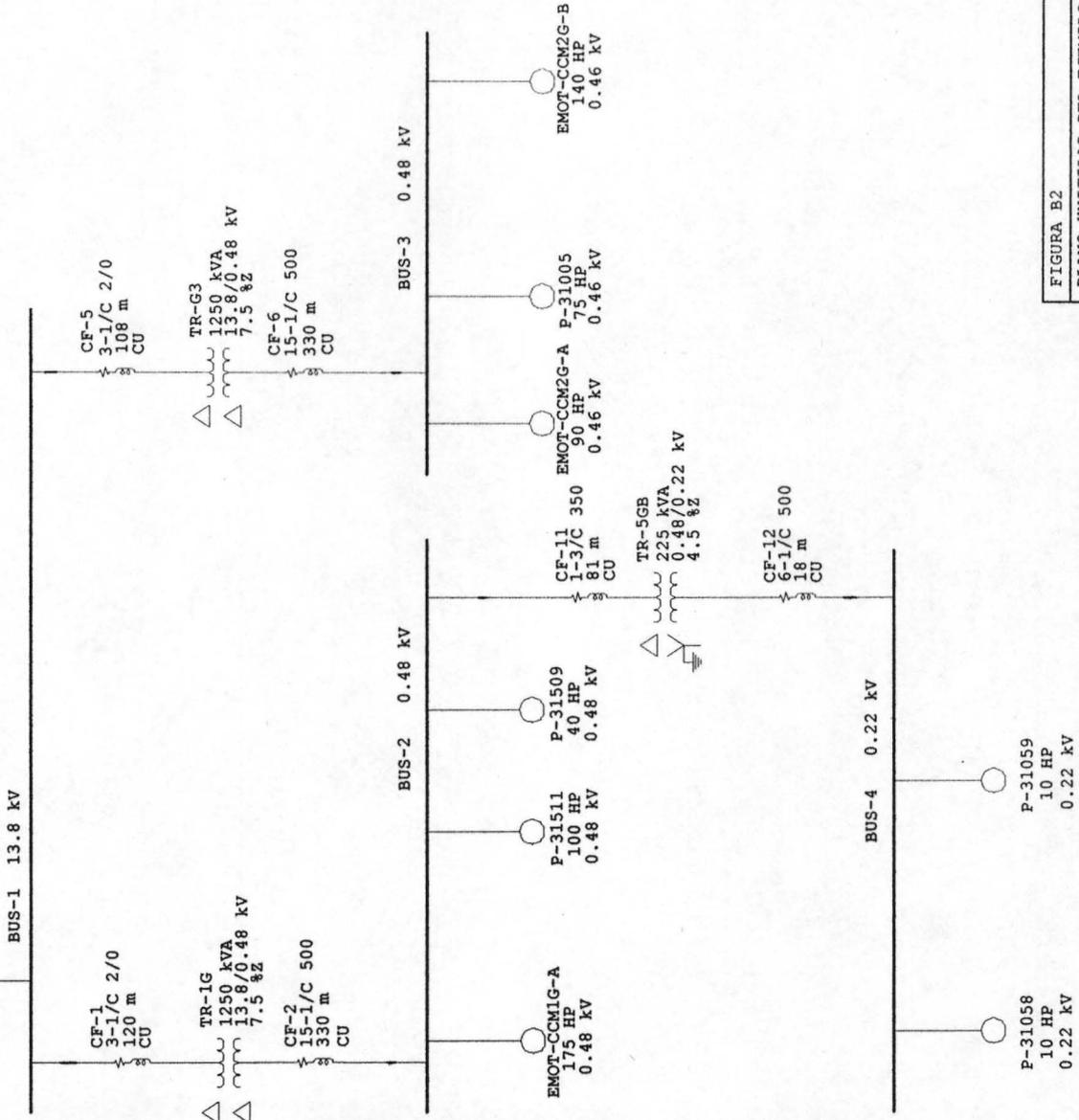


FIGURA B2
PLANO UNIFILAR DEL EJEMPLO SIMPLIFICADO

$$X_{COMP.} = \left[\frac{100MVA}{400MVA} \right] * \left[\frac{13.8kV}{13.8kV} \right]^2 = 0.25$$

$$R_{p.u.} = \frac{0.25}{\sqrt{(1+(8)^2)}} = 0.031$$

$$X_{p.u.} = 0.031 * 8 = 0.248j$$

$$Z_{p.u.ACUM} = 0.031 + 0.248jp.u.$$

Transformador TR-1G (Ecuación 2)

$$S_{TRANF,3\phi} = 1.250MVA$$

$$S_{BASE,3\phi} = 100MVA$$

$$X/R = 7$$

$$X_{TRANF} = 7.5\%$$

$$Z_{COMP} = \left[\frac{7.5}{100} \right] * \left[\frac{100MVA}{1.250MVA} \right] * \left[\frac{13.8kV}{13.8kV} \right]^2 = 6$$

$$R_{p.u.} = \frac{6}{\sqrt{(1+(7)^2)}} = 0.849$$

$$X_{p.u.} = 0.849 * 7 = 5.943j$$

$$Z_{p.u.} = 0.849 + 5.943jp.u.$$

Transformador TR-G3 (Ecuación 2)

$$S_{TRANF,3\phi} = 1.250MVA$$

$$S_{BASE,3\phi} = 100MVA$$

$$X/R = 7$$

$$X_{TRANF} = 7.5\%$$

$$Z_{COMP} = \left[\frac{7.5}{100} \right] * \left[\frac{100MVA}{1.250MVA} \right] * \left[\frac{13.8kV}{13.8kV} \right]^2 = 6$$

$$R_{p.u.} = \frac{6}{\sqrt{(1+(7)^2)}} = 0.849$$

$$X_{p.u.} = 0.849 * 7 = 5.943j$$

$$Z_{p.u.} = 0.849 + 5.943jp.u.$$

Transformador TR-59B (Ecuación 2)

$$S_{TRANF,3\phi} = 0.225MVA$$

$$S_{BASE,3\phi} = 100MVA$$

$$X/R = 5.8$$

$$X_{TRANF} = 4.5\%$$

$$Z_{COMP} = \left[\frac{4.5}{100} \right] * \left[\frac{100MVA}{0.225MVA} \right] * \left[\frac{13.8kV}{13.8kV} \right]^2 = 20j$$

$$R_{p.u.} = \frac{20}{\sqrt{(1+(5.8)^2)}} = 3.398$$

$$X_{p.u.} = 3.398 * 5.8 = 19.709j$$

$$Z_{p.u.} = 3.398 + 19.709jp.u.$$

Cable CF-1 (Ecuación 5)

Conductor, 2/0

1C / F; Ducto, No – Magnético

Longitud = 120mt, 75⁰ C; 13.8kV

$$S_{BASE,3\phi} = 100MVA$$

Secuencia positiva (+)

$$Z_{LINEA,TABLAS} = 0.102 + 0.05040j\Omega / 1000 ft, 75^0 C$$

$$\Rightarrow$$

$$120mt \left(\frac{3.281 ft}{1mt} \right) = 393.72 ft$$

$$\Rightarrow$$

$$Z_{p.u.} \left(\frac{100MVA}{(13.8kV)^2} \right) * \left(\frac{0.102 + 0.05040j\Omega / 1000 ft * 394 ft}{\frac{1000}{1}} \right)$$

$$Z_{p.u.} = 0.0210 + 0.01043jp.u.$$

Secuencia cero (0)

$$Z_{LINEA,TABLAS} = 0.1632 + 0.1285j\Omega / 1000 ft, 75^0 C$$

$$\Rightarrow$$

$$120mt \left(\frac{3.281 ft}{1mt} \right) = 393.72 ft$$

$$\Rightarrow$$

$$Z_{p.u.} \left(\frac{100MVA}{(13.8kV)^2} \right) * \left(\frac{0.1632 + 0.1285j\Omega / 1000 ft * 394 ft}{\frac{1000}{1}} \right)$$

$$Z_{p.u.} = 0.0338 + 0.02658jp.u.$$

Cable CF-2 (Ecuación 5)

Conductor, 500KCM

5C / F; Ducto, No - Magnético

Longitud = 330mt, 75⁰ C; 0.48kV

S_{BASE,3φ} = 100MVA

Secuencia positiva (+)

$$Z_{LINEA,TABLAS} = 0.027 + 0.039j\Omega / 1000ft, 75^0 C$$

$$\Rightarrow$$

$$330mt \left(\frac{3.281ft}{1mt} \right) = 1082.73ft$$

$$\Rightarrow$$

$$Z_{p.u.} \left(\frac{100MVA}{(0.48kV)^2} \right) * \left(\frac{0.027 + 0.039j\Omega / 1000ft * 1082ft}{\frac{1000}{5}} \right)$$

$$Z_{p.u.} = 2.5360 + 3.6630jp.u.$$

Secuencia cero (0)

$$Z_{LINEA,TABLAS} = 0.0429 + 0.0991j\Omega / 1000ft, 75^0 C$$

$$\Rightarrow$$

$$330mt \left(\frac{3.281ft}{1mt} \right) = 1082.73ft$$

$$\Rightarrow$$

$$Z_{p.u.} \left(\frac{100MVA}{(0.48kV)^2} \right) * \left(\frac{0.0429 + 0.0991j\Omega / 1000ft * 1082ft}{\frac{1000}{5}} \right)$$

$$Z_{p.u.} = 4.029 + 9.308jp.u.$$

Cable CF-11 (Ecuación 5)

Conductor, 350KCM

1C / F; Ducto, No - Magnético

Longitud = 81mt, 75⁰ C; 0.48kV

S_{BASE.3φ} = 100MVA

Secuencia positiva (+)

$$Z_{LINEA,TABLAS} = 0.03680 + 0.03280j\Omega / 1000ft, 75^0 C$$

$$\Rightarrow$$

$$81mt \left(\frac{3.281ft}{1mt} \right) = 265.76ft$$

$$\Rightarrow$$

$$Z_{p.u.} \left(\frac{100MVA}{(0.48)^2} \right) * \left(\frac{0.03680 + 0.03280j\Omega / 1000ft * 266ft}{\frac{1000}{1}} \right)$$

$$Z_{p.u.} = 4.2486 + 3.7868jp.u.$$

Secuencia cero (0)

$$Z_{LINEA,TABLAS} = 0.0589 + 0.0836j\Omega / 1000ft, 75^0 C$$

$$\Rightarrow$$

$$81mt \left(\frac{3.281ft}{1mt} \right) = 265.76ft$$

$$\Rightarrow$$

$$Z_{p.u.} \left(\frac{100MVA}{(0.48)^2} \right) * \left(\frac{0.0589 + 0.0836j\Omega / 1000ft * 266ft}{\frac{1000}{1}} \right)$$

$$Z_{p.u.} = 6.800 + 9.652jp.u.$$

Cable CF-12 (Ecuación 5)

Conductor, 500KCM

2C / F; Ducto, No - Magnético

Longitud = 18mt, 75⁰ C; 0.22kV

S_{BASE,3φ} = 100MVA

Secuencia positiva (+)

$$Z_{LINEA,TABLAS} = 0.0270 + 0.039 j\Omega / 1000 ft, 75^0 C$$

$$\Rightarrow$$

$$18mt \left(\frac{3.281 ft}{1mt} \right) = 59.06 ft$$

$$\Rightarrow$$

$$Z_{p.u.} \left(\frac{100MVA}{(0.22kV)^2} \right) * \left(\frac{0.0270 + 0.039 j\Omega / 1000 ft * 59 ft}{\frac{1000}{2}} \right)$$

$$Z_{p.u.} = 1.6457 + 2.3377 jp.u.$$

Secuencia cero (0)

$$Z_{LINEA,TABLAS} = 0.0429 + 0.0991 j\Omega / 1000 ft, 75^0 C$$

$$\Rightarrow$$

$$18mt \left(\frac{3.281 ft}{1mt} \right) = 59.06 ft$$

$$\Rightarrow$$

$$Z_{p.u.} \left(\frac{100MVA}{(0.22kV)^2} \right) * \left(\frac{0.0429 + 0.0991 j\Omega / 1000 ft * 59 ft}{\frac{1000}{2}} \right)$$

$$Z_{p.u.} = 2.6148 + 6.040 jp.u.$$

Cable CF-5 (Ecuación 5)

Conductor, 2/0

1C / F; Ducto, No - Magnético

Longitud = 108mt, 75⁰ C; 13.8kV

S_{BASE,3φ} = 100MVA

Secuencia positiva (+)

$$Z_{LINEA,TABLAS} = 0.102 + 0.05040j\Omega / 1000ft, 75^0 C$$

$$\Rightarrow$$

$$108mt \left(\frac{3.281ft}{1mt} \right) = 354.35ft$$

$$\Rightarrow$$

$$Z_{p.u.} \left(\frac{100MVA}{(13.8kV)^2} \right) * \left(\frac{0.102 + 0.05040j\Omega / 1000ft * 354ft}{\frac{1000}{1}} \right)$$

$$Z_{p.u.} = 0.01896 + 9.366 \times 10^{-3} jp.u.$$

Secuencia cero (0)

$$Z_{LINEA,TABLAS} = 0.1632 + 0.1285j\Omega / 1000ft, 75^0 C$$

$$\Rightarrow$$

$$108mt \left(\frac{3.281ft}{1mt} \right) = 354.35ft$$

$$\Rightarrow$$

$$Z_{p.u.} \left(\frac{100MVA}{(13.8kV)^2} \right) * \left(\frac{0.1632 + 0.1285j\Omega / 1000ft * 354ft}{\frac{1000}{1}} \right)$$

$$Z_{p.u.} = 0.0303 + 0.0239 jp.u.$$

Cable CF-6 (Ecuación 5)

Conductor, 500KCM

5C / F; Ducto, No - Magnético

Longitud = 330mt, 75⁰ C; 0.48kV

$S_{BASE,3\phi} = 100MVA$

Secuencia positiva (+)

$$Z_{LINEA,TABLAS} = 0.0270 + 0.039j\Omega / 1000 ft, 75^0 C$$

$$\Rightarrow$$

$$330mt \left(\frac{3.281 ft}{1mt} \right) = 1082.73 ft$$

$$\Rightarrow$$

$$Z_{p.u.} \left(\frac{100MVA}{(0.48kV)^2} \right) * \left(\frac{0.0270 + 0.039j\Omega / 1000 ft * 1082 ft}{\frac{1000}{5}} \right)$$

$$Z_{p.u.} = 2.5360 + 3.6630jp.u.$$

Secuencia cero (0)

$$Z_{LINEA,TABLAS} = 0.0429 + 0.0991j\Omega / 1000 ft, 75^0 C$$

$$\Rightarrow$$

$$330mt \left(\frac{3.281 ft}{1mt} \right) = 1082.73 ft$$

$$\Rightarrow$$

$$Z_{p.u.} \left(\frac{100MVA}{(0.48kV)^2} \right) * \left(\frac{0.0429 + 0.0991j\Omega / 1000 ft * 1082 ft}{\frac{1000}{5}} \right)$$

$$Z_{p.u.} = 4.029 + 9.3079jp.u.$$

Grupo de motores EMOT-CCM1G-A (Ecuación 10)

$$S_{GRUPO,MOT} = 175HP < 50HP$$

$$S_{BASE,3\phi} = 100MVA$$

$$X/R = 10.3$$

$$X_{GRUPO,MOT} = 0.28$$

$$X_{p.u.}'' = 0.28 \left(\frac{1000 * 100 MVA}{175} \right) * \left(\frac{0.48 kV}{0.48 kV} \right)^2 = 160 j$$

$$R_{p.u.}'' = \frac{160}{10.3} = 15.534$$

$$Z_{GRUPO, MOT < 50 HP}'' = 15.534 + 160 j p.u.$$

Grupo de motores EMOT-CCM2G-B (Ecuación 10)

$$S_{GRUPO, MOT} = 140 HP < 50 HP$$

$$S_{BASE, 3\phi} = 100 MVA$$

$$X/R = 9.76$$

$$X_{GRUPO, MOT} = 0.28$$

$$X_{p.u.}'' = 0.28 \left(\frac{1000 * 100 MVA}{140} \right) * \left(\frac{0.48 kV}{0.48 kV} \right)^2 = 293.889 j$$

$$R_{p.u.}'' = \frac{293.889}{9.76} = 30.112$$

$$Z_{GRUPO, MOT < 50 HP}'' = 30.112 + 293.889 j p.u.$$

Grupo de motores EMOT-CCM2G-A (Ecuación 10)

$$S_{GRUPO, MOT} = 90 HP < 50 HP$$

$$S_{BASE, 3\phi} = 100 MVA$$

$$X/R = 7.84$$

$$X_{GRUPO, MOT} = 0.28$$

$$X''_{p.u.} = 0.28 \left(\frac{1000 * 100 MVA}{90} \right) * \left(\frac{0.46 kV}{0.48 kV} \right)^2 = 285.725 j$$

$$R''_{p.u.} = \frac{285.725}{7.84} = 36.445$$

$$Z''_{GRUPO, MOT < 50 HP} = 36.445 + 285.725 jp.u.$$

Motor P-31511

$$S_{MOT} = 100 HP$$

$$S_{BASE, 3\phi} = 100 MVA$$

$$X/R = 7.79$$

$$X_{MOT} = 0.20$$

$$X''_{p.u.} = (0.20) \left[\frac{(100 MVA) * (93.52) * (92.04)}{7.46 * (100 H.P.)} \right] \left(\frac{0.48 kV}{0.48 kV} \right)^2 = 230.766 j$$

$$R''_{p.u.} = 230.766 / 7.79 = 29.623$$

$$Z''_{p.u.} = 29.623 + 230.766 jp.u.$$

$$X'_{p.u.} = (0.50) \left[\frac{(100 MVA) * (93.52) * (92.04)}{7.46 * (100 H.P.)} \right] \left(\frac{0.48 kV}{0.48 kV} \right)^2 = 576.915 j$$

$$R'_{p.u.} = 576.915 / 7.79 = 74.058$$

$$Z'_{p.u.} = 74.058 + 576.915 jp.u.$$

Motor P-31005

$$S_{MOT} = 75 HP$$

$$S_{BASE, 3\phi} = 100 MVA$$

$$X/R = 6.74$$

$$X_{MOT} = 0.20$$

$$X''_{p.u.} = (0.20) \left[\frac{(100MVA) * (92.51) * (91.35)}{7.46 * (75H.P.)} \right] \left(\frac{0.46kV}{0.48kV} \right)^2 = 277.434 j$$

$$R''_{p.u.} = 277.434 / 6.74 = 41.162$$

$$Z''_{p.u.} = 41.162 + 277.434 j p.u.$$

$$X'_{p.u.} = (0.50) \left[\frac{(100MVA) * (92.51) * (91.35)}{7.46 * (75H.P.)} \right] \left(\frac{0.46kV}{0.48kV} \right)^2 = 693.585 j$$

$$R'_{p.u.} = 693.585 / 6.74 = 102.906$$

$$Z'_{p.u.} = 102.906 + 693.585 j p.u.$$

Motor P-31509

$$S_{MOT} = 40HP$$

$$S_{BASE,3\phi} = 100MVA$$

$$X/R = 4.93$$

$$X_{MOT} = 0.2783$$

$$X''_{p.u.} = (0.2783) \left[\frac{(100MVA) * (90.13) * (89.85)}{7.46 * (40H.P.)} \right] \left(\frac{0.48kV}{0.48kV} \right)^2 = 755.269 j$$

$$R''_{p.u.} = 755.269 / 4.93 = 153.194$$

$$Z''_{p.u.} = 153.194 + 755.269 j p.u.$$

Motor P-31059

$$S_{MOT} = 10HP$$

$$S_{BASE,3\phi} = 100MVA$$

$$X/R = 2.5$$

$$X_{MOT} = 0.2783$$

$$X_{p.u.}'' = (0.2783) \left[\frac{(100MVA) * (84.95) * (86.54)}{7.46 * (10H.P.)} \right] \left(\frac{0.22kV}{0.22kV} \right)^2 = 2742.551j$$

$$R_{p.u.}'' = 2742.551/2.5 = 1097.020$$

$$Z_{p.u.}'' = 1097.020 + 2742.551jp.u.$$

Motor P-31058

$$S_{MOT} = 10HP$$

$$S_{BASE,3\phi} = 100MVA$$

$$X/R = 2.5$$

$$X_{MOT} = 0.2783$$

$$X_{p.u.}'' = (0.2783) \left[\frac{(100MVA) * (84.95) * (86.54)}{7.46 * (10H.P.)} \right] \left(\frac{0.22kV}{0.22kV} \right)^2 = 2742.551j$$

$$R_{p.u.}'' = 2742.551/2.5 = 1097.020$$

$$Z_{p.u.}'' = 1097.020 + 2741.551jp.u.$$

Elaboración de un diagrama de impedancias y reducción de la red de impedancias, construcción de la Y_{BUS} y solución de la Z_{BUS} , pasos 6 y 7

Los puntos a falla a analizar son cuatro como se mostraron en la figura B2, como solo se cuenta con una fuente de corriente (acometida), solo existirá un solo *caso de estudio*.

Equivalente 1

Sumando las impedancias en serie CF-1, CF-2 y transformador TR-1G $\Rightarrow 3.406 + 9.616jp.u.$

Equivalente 2

Sumando las impedancias en serie CF-5, CF-6 y transformador TR-3G $\Rightarrow 3.404 + 9.615jp.u.$

Equivalente 3

Realizando el equivalente de los motores EMOT-CCMIG-A, P-31511

y P-31509 $\Rightarrow 11.042 + 83.937 jp.u.$

Equivalente 4

Realizando el equivalente de los motores EMOT-CCM2G-A, EMOT-CCM2G-B y P-31005 $\Rightarrow 9.678 + 79.728 jp.u.$

Equivalente 5

Sumando las impedancias en serie CF-11, CF-12 y transformador TR-5GB $\Rightarrow 9.292 + 25.873 jp.u.$

Equivalente 6

Realizando el equivalente de los motores P-31058 y P-31059 $\Rightarrow 548.91 + 1371.1 jp.u.$

Equivalente 7

Realizando el equivalente entre el equivalente 5 y el equivalente 3 $\Rightarrow 5.975 + 19.965 jp.u.$

La elaboración del diagrama de impedancias. (Véase la figura B3a); la reducción de estas; la construcción de la Y_{BUS} ; la solución de la Z_{BUS} , y finalmente el cálculo de las fallas en valores p.u. a reales se lleva a cabo como se muestra:

Se procede a pasar a admitancias:

$$Y_{11} = \frac{1}{9.988 \times 10^{-3} + 0.190j} + \frac{1}{3.406 + 9.616j} + \frac{1}{3.404 + 9.615j} = 0.342 - 5.433 jp.u$$

$$Y_{12} = Y_{21} = -\frac{1}{3.406 + 9.616j} = -0.033 + 0.092 jp.u.$$

$$Y_{13} = Y_{31} = -\frac{1}{3.404 + 9.615j} = -0.033 + 0.092 jp.u.$$

$$Y_{14} = Y_{41} = 0$$

$$Y_{22} = \frac{1}{3.406 + 9.616j} + \frac{1}{5.975 + 19.965j} = 0.046 - 0.138 jp.u.$$

$$Y_{23} = Y_{32} = 0$$

$$Y_{24} = Y_{42} = -\frac{1}{5.975 + 19.965j} = -0.014 + 0.046jp.u.$$

$$Y_{33} = \frac{1}{3.404 + 9.615j} + \frac{1}{9.678 + 79.728j} = 0.034 - 0.105jp.u.$$

$$Y_{34} = Y_{43} = 0$$

$$Y_{44} = \frac{1}{5.975 + 19.965j} + \frac{1}{548.91 + 1371.1j} = 0.014 - 0.047jp.u.$$

Formando la Y_{BUS} :

$$\begin{bmatrix} 0.342 - 5.433j & -0.033 + 0.092j & -0.033 + 0.092j & 0 \\ -0.033 + 0.092j & 0.046 - 0.138j & 0 & -0.014 + 0.046j \\ -0.033 + 0.092j & 0 & 0.034 - 0.105j & 0 \\ 0 & -0.014 + 0.046j & 0 & 0.014 - 0.047j \end{bmatrix}$$

Invirtiendo la matriz $Y_{BUS} \Rightarrow [Y_{BUS}]^{-1} = Z_{BUS}$

$$\begin{bmatrix} 9.952 \times 10^{-3} + 0.190j & 7.464 \times 10^{-3} + 0.189j & 3.565 \times 10^{-3} + 0.168j & 6.221 \times 10^{-3} + 0.185j \\ 7.464 \times 10^{-3} + 0.189j & 3.315 + 9.803j & 1.392 \times 10^{-3} + 0.167j & 3.193 + 9.631j \\ 3.565 \times 10^{-3} + 0.168j & 1.392 \times 10^{-3} + 0.167j & 2.790 + 8.769j & 3.921 \times 10^{-4} + 0.164j \\ 6.221 \times 10^{-3} + 0.185j & 3.193 + 9.631j & 3.921 \times 10^{-4} + 0.164j & 8.90 + 29.004j \end{bmatrix}$$

Cálculo del tipo de fallas seleccionadas a estudiar en valores reales, paso 8

Calculando la corriente de cortocircuito trifásica para el bus 1:

De la ecuación:

$$I_{ka}^{F(1)} = \frac{V_{ka}^{Pre(1)}}{Z_{kk}^{(1)} + Z_F}$$

$$I_{ka}^{F(0)} = 0$$

$$I_{ka}^{F(2)} = 0$$

$$I_{ka}^{F(1)}_{BUS1} = \frac{1}{9.952 \times 10^{-3} + 0.190j} = 0.275 - 5.249j \Rightarrow 5.256 \angle -1.52^\circ p.u.$$

$$I_{BASE} = \frac{MVA_{BASE,3\phi}}{\sqrt{3} * (kV_{LL,BASE,3\phi})} \Rightarrow I_{BASE} = \frac{100MVA}{\sqrt{3} * 13.8kV} = 4.184$$

Sí

$$\begin{aligned} I_{CC,3\phi,REAL} &= I_{BASE} * I_{ka}^{F(1)} \\ &= (4.184) * (5.256 \angle -1.52^0) = 21.99 \angle -1.52^0 KA \end{aligned}$$

Calculando la corriente de cortocircuito trifásica para el bus 2:

$$I_{ka}^{F(1)}_{BUS2} = \frac{1}{3.315 + 9.803j} = 0.031 - 0.092j \Rightarrow 0.097 \angle -1.25^0 p.u.$$

$$I_{BASE} = \frac{MVA_{BASE,3\phi}}{\sqrt{3} * (kV_{LL,BASE,3\phi})} \Rightarrow I_{BASE} = \frac{100MVA}{\sqrt{3} * 0.48kV} = 120.28$$

Sí

$$\begin{aligned} I_{CC,3\phi,REAL} &= I_{BASE} * I_{ka}^{F(1)} \\ &= (120.28) * (0.097 \angle -1.25^0) = 11.67 \angle -1.25^0 KA \end{aligned}$$

Calculando la corriente de cortocircuito trifásica para el bus 3:

$$I_{ka}^{F(1)}_{BUS1} = \frac{1}{2.790 + 8.769j} = 0.033 - 0.104j \Rightarrow 0.109 \angle -1.26^0 p.u.$$

$$I_{BASE} = \frac{MVA_{BASE,3\phi}}{\sqrt{3} * (kV_{LL,BASE,3\phi})} \Rightarrow I_{BASE} = \frac{100MVA}{\sqrt{3} * 0.48kV} = 120.28$$

Sí

$$\begin{aligned} I_{CC,3\phi,REAL} &= I_{BASE} * I_{ka}^{F(1)} \\ &= (120.28) * (0.109 \angle -1.26^0) = 13.11 \angle -1.26^0 KA \end{aligned}$$

Calculando la corriente de cortocircuito trifásica para el bus 4:

$$I_{ka}^{F(1)}_{BUS1} = \frac{1}{8.90 + 29.004j} = 9.670 \times 10^{-3} - 0.032j \Rightarrow 0.033 \angle -1.28^{\circ} \text{ p.u.}$$

$$I_{BASE} = \frac{MVA_{BASE,3\phi}}{\sqrt{3} * (kV_{LL,BASE,3\phi})} \Rightarrow I_{BASE} = \frac{100MVA}{\sqrt{3} * 0.22kV} = 262.43$$

Si

$$\begin{aligned} I_{CC,3\phi,REAL} &= I_{BASE} * I_{ka}^{F(1)} \\ &= (262.43) * (0.033 \angle -1.28^{\circ}) = 8.66 \angle -1.28^{\circ} \text{ KA} \end{aligned}$$

Calculando los factores de multiplicación X/R para la componente de C.D. de la corriente de cortocircuito para cada bus:

bus 1

$$X/R = \frac{5.249}{0.275} = 19.09$$

$$FM_m = \sqrt{1 + 2e^{-\frac{2\pi}{X/R}}} = \sqrt{1 + e^{-\frac{2\pi}{19.09}}} = 1.56$$

Multiplicamos:

$$21.99 \angle -1.52^{\circ} \text{ KA} * 1.56 = 34.30 \angle -1.52^{\circ} \text{ KA}$$

Y para el valor instantáneo.

$$FM_p = \sqrt{2} \left(1 + e^{-\frac{\pi}{X/R}} \right) = \sqrt{2} \left(1 + e^{-\frac{\pi}{19.09}} \right) = 2.61$$

Multiplicamos:

$$21.99 \angle -1.52^{\circ} \text{ KA} * 2.61 = 57.39 \angle -1.52^{\circ} \text{ KA}$$

bus 2

$$X/R = \frac{0.092}{0.031} = 2.97$$

$$FM_m = \sqrt{1 + 2e^{-\frac{2\pi}{X/R}}} = \sqrt{1 + e^{-\frac{2\pi}{2.97}}} = 1.11$$

Multiplicamos:

$$11.67 \angle -1.25^0 KA * 1.11 = 12.95 \angle -1.25^0 KA$$

Y para el valor instantáneo.

$$FM_p = \sqrt{2 \left(1 + e^{-\frac{\pi}{X/R}} \right)} = \sqrt{2 \left(1 + e^{-\frac{\pi}{2.97}} \right)} = 1.90$$

Multiplicamos:

$$11.67 \angle -1.25^0 KA * 1.90 = 22.17 \angle -1.25^0 KA$$

bus 3

$$X/R = \frac{0.104}{0.033} = 3.15$$

$$FM_m = \sqrt{1 + 2e^{-\frac{2\pi}{X/R}}} = \sqrt{1 + e^{-\frac{2\pi}{3.15}}} = 1.13$$

Multiplicamos:

$$13.11 \angle -1.26^0 KA * 1.13 = 14.81 \angle -1.26^0 KA$$

Y para el valor instantáneo.

$$FM_p = \sqrt{2 \left(1 + e^{-\frac{\pi}{X/R}} \right)} = \sqrt{2 \left(1 + e^{-\frac{\pi}{3.15}} \right)} = 1.93$$

Multiplicamos:

$$13.11 \angle -1.26^0 KA * 1.93 = 25.30 \angle -1.26^0 KA$$

bus 4

$$X/R = \frac{0.032}{9.670 \times 10^{-3}} = 3.31$$

$$FM_m = \sqrt{1 + 2e^{-\frac{2\pi}{X/R}}} = \sqrt{1 + e^{-\frac{2\pi}{3.31}}} = 1.14$$

Multiplicamos:

$$8.66 \angle -1.28^{\circ} \text{ KA} * 1.14 = 9.87 \angle -1.28^{\circ} \text{ KA}$$

Y para el valor instantáneo.

$$FM_p = \sqrt{2} \left(1 + e^{-\frac{\pi}{X/R}} \right) = \sqrt{2} \left(1 + e^{-\frac{\pi}{3.31}} \right) = 1.95$$

Multiplicamos:

$$8.66 \angle -1.28^{\circ} \text{ KA} * 1.95 = 16.887 \angle -1.28^{\circ} \text{ KA}$$

Capacidades interruptivas para los dispositivos de protección en los buses 2, 3 y 4 en baja tensión:

Bus 2:

$$X/R = 2.97$$

Los interruptores IE-1 y ITE-1 son interruptores electromagnéticos ó de potencia en baja tensión sin fusibles, por lo que se usa la siguiente ecuación, además de un factor de potencia en cortocircuito de 15, adoptan un $X/R_{prueba} = 6.59$

$$FM = \frac{\sqrt{2} \left(1 + e^{-\frac{\pi}{X/R}} \right)}{\sqrt{2} \left(1 + e^{-\frac{\pi}{(X/R)_{prueba}}} \right)} = \frac{\sqrt{2} \left(1 + e^{-\frac{\pi}{2.97}} \right)}{\sqrt{2} \left(1 + e^{-\frac{\pi}{6.59}} \right)} = 0.83 \cong 1$$

Multiplicamos:

$$11.67 \angle -1.25^{\circ} \text{ KA} * 1 = 11.67 \angle -1.25^{\circ} \text{ KA}$$

El IT-3 es un interruptor en caja moldeada, por lo que se aplica la siguiente ecuación, además de un factor de potencia en cortocircuito de 20 que recibe un $X/R_{prueba} = 4.90$

$$FM = \frac{\sqrt{1+2e^{-\frac{2\pi}{X/R}}}}{\sqrt{1+2e^{-\frac{2\pi}{(X/R)_{PRUEBA}}}}} = \frac{\sqrt{1+2e^{-\frac{2\pi}{2.97}}}}{\sqrt{1+2e^{-\frac{2\pi}{4.90}}}} = 0.89 \cong 1$$

Multiplicamos:

$$11.67 \angle -1.25^{\circ} KA * 1 = 11.67 \angle -1.25^{\circ} KA$$

Bus 3:

$$X/R = 3.15$$

Los interruptores ITE-2 y IE-3 son interruptores electromagnéticos ó de potencia en baja tensión sin fusibles, por lo que se usa la siguiente ecuación, además de un factor de potencia en cortocircuito de 15 que recibe un $X/R_{prueba} = 6.59$, tenemos:

$$FM = \frac{\sqrt{2} \left(1 + e^{-\frac{\pi}{X/R}} \right)}{\sqrt{2} \left(1 + e^{-\frac{\pi}{(X/R)_{PRUEBA}}} \right)} = \frac{\sqrt{2} \left(1 + e^{-\frac{\pi}{3.15}} \right)}{\sqrt{2} \left(1 + e^{-\frac{\pi}{6.59}} \right)} = 0.85 \cong 1$$

Multiplicamos:

$$13.11 \angle -1.26^{\circ} KA * 1 = 13.11 \angle -1.26^{\circ} KA$$

Bus 4

En este bus debido al devanado en estrella solidamente aterrizado del secundario del transformador TR-5GB, existirá tanto falla trifásica como línea a tierra.

Falla trifásica

$$X/R = 3.31$$

Los interruptores ITT-PRIN e IT-4 son interruptores en caja moldeada por lo que usamos la siguiente ecuación, además de un factor de potencia en cortocircuito de 20 que recibe un $X/R_{prueba} = 4.90$, resulta:

$$FM = \frac{\sqrt{1 + 2e^{-\frac{2\pi}{X/R}}}}{\sqrt{1 + 2e^{-\frac{2\pi}{(X/R)_{PRUEBA}}}}} = \frac{\sqrt{1 + 2e^{-\frac{2\pi}{3.31}}}}{\sqrt{1 + 2e^{-\frac{2\pi}{4.90}}}} = 0.91 \cong 1$$

Multiplicamos:

$$8.66 \angle -1.28^{\circ} \text{ KA} * 1 = 8.66 \angle -1.28^{\circ} \text{ KA}$$

Calculo las capacidades interruptivas usando la 2ª red para los interruptores de potencia de media tensión

El diagrama de impedancias se muestra en la figura B3b.

Se procede a pasar a admitancias:

$$Y_{11} = \frac{1}{9.988 \times 10^{-3} + 0.190j} + \frac{1}{3.406 + 9.616j} + \frac{1}{3.404 + 9.615j} = 0.342 - 5.433jp.u$$

$$Y_{12} = Y_{21} = -\frac{1}{3.406 + 9.616j} = -0.033 + 0.092jp.u.$$

$$Y_{13} = Y_{31} = -\frac{1}{3.404 + 9.615j} = -0.033 + 0.092jp.u.$$

$$Y_{14} = Y_{41} = 0$$

$$Y_{22} = \frac{1}{3.406 + 9.616j} + \frac{1}{8.534 + 24.851j} = 0.045 - 0.128jp.u.$$

$$Y_{23} = Y_{32} = 0$$

$$Y_{24} = Y_{42} = -\frac{1}{8.534 + 24.851j} = -0.012 + 0.036jp.u.$$

$$Y_{33} = \frac{1}{3.404 + 9.615j} + \frac{1}{102.906 + 693.585j} = 0.033 - 0.094jp.u.$$

$$Y_{34} = Y_{43} = 0$$

$$Y_{44} = \frac{1}{9.292 + 25.873j} = 0.012 - 0.034jp.u.$$

Formando la Y_{BUS} :

$$\begin{bmatrix} 0.342 - 5.433j & -0.033 + 0.092j & -0.033 + 0.092j & 0 \\ -0.033 + 0.092j & 0.045 - 0.128j & 0 & -0.012 + 0.036j \\ -0.033 + 0.092j & 0 & 0.033 - 0.094j & 0 \\ 0 & -0.012 + 0.036j & 0 & 0.012 - 0.034j \end{bmatrix}$$

Invertiendo la matriz $Y_{BUS} \Rightarrow [Y_{BUS}]^{-1} = Z_{BUS}$

$$\begin{bmatrix} 9.957 \times 10^{-3} + 0.190j & 1.167 \times 10^{-3} + 0.194j & 8.505 \times 10^{-3} + 0.186j & 1.586 \times 10^{-2} + 0.204j \\ 1.167 \times 10^{-2} + 0.194j & 3.615 + 9.9881j & 1.016 \times 10^{-2} + 0.190j & 3.989 + 10.454j \\ 8.505 \times 10^{-3} + 0.186j & 1.016 \times 10^{-2} + 0.190j & 3.332 + 9.654j & 1.420 \times 10^{-2} + 0.20j \\ 1.586 \times 10^{-2} + 0.204j & 3.989 + 10.454j & 1.420 \times 10^{-2} + 0.20j & 13.621 + 37.0813j \end{bmatrix}$$

Calculando la corriente de cortocircuito trifásica interruptiva para el bus 1:

$$I_{ka}^{F(1)} = \frac{V_{ka}^{Pre(1)}}{Z_{kk}^{(1)} + Z_F}$$

$$I_{ka}^{F(0)} = 0$$

$$I_{ka}^{F(2)} = 0$$

$$I_{ka}^{F(1)}_{BUS1} = \frac{1}{9.957 \times 10^{-3} + 0.190j} = 0.275 - 5.249j \Rightarrow 5.256 \angle -1.52^\circ \text{ p.u.}$$

$$I_{BASE} = \frac{MVA_{BASE,3\phi}}{\sqrt{3} * (kV_{LL,BASE,3\phi})} \Rightarrow I_{BASE} = \frac{100MVA}{\sqrt{3} * 13.8kV} = 4.184$$

Si

$$I_{CC,3\phi,REAL} = I_{BASE} * I_{ka}^{F(1)}$$

$$= (4.184) * (5.256 \angle -1.52^\circ) = 21.99 \angle -1.52^\circ \text{ KA}$$

Cálculo de la capacidad interruptiva

Falla trifásica interruptiva

Como la contribución de corriente de cortocircuito es evidentemente remota por no haber generadores y los interruptores de potencia tiene un tiempo de operación de 3 ciclos con un tiempo de apertura de los contactos en ciclos de 2, se procede a usar la siguiente ecuación:

Con una $X/R = 19.09$

$$FM_r = \sqrt{1 + 2e^{-\frac{4\pi}{X/R}t}} = \sqrt{1 + 2e^{-\frac{4\pi}{19.09}(2)}} = 1.24$$

Multiplicando:

$$21.99 \angle -1.52^\circ \text{ KA} * 1.24 = 27.27 \angle -1.52^\circ \text{ KA}$$

Luego:

$$I_{\text{int,rms,adj}} = \frac{FMI_{\text{int,rms,sim}}}{S} = \frac{27.27 \angle -1.52^\circ \text{ KA}}{(1.2)} = 22.72 \angle -1.52^\circ \text{ KA}$$

Nótese que también es posible utilizar las tablas 5.10, 5.11 y 5.12 y la ecuación 5.11 del capítulo IV

Elaboración de la red de secuencia cero para fallas línea a tierra para dispositivos de baja tensión

El diagrama de impedancias se muestra en la figura B3c.

Equivalente 1

Sumando las impedancias en serie CF-11, y transformador TR-5GB $\Rightarrow 6.013 + 25.748j p.u.$

Se procede a pasar a admitancias:

$$Y_{11} = \frac{1}{0.031 + 0.248j} + \frac{1}{9 \times 10^9 j} + \frac{1}{9 \times 10^9 j} = 0.496 - 3.970j p.u.$$

$$Y_{12} = Y_{21} = -\frac{1}{9 \times 10^9 j} = 1.11 \times 10^{-10} j p.u.$$

$$Y_{13} = Y_{31} = -\frac{1}{9 \times 10^9 j} = 1.11 \times 10^{-10} j p.u.$$

$$Y_{14} = Y_{41} = 0$$

$$Y_{22} = \frac{1}{9 \times 10^9 j} = -1.11 \times 10^{-10} \text{ j.p.u.}$$

$$Y_{23} = Y_{32} = 0$$

$$Y_{24} = Y_{42} = -\frac{1}{9 \times 10^9 j} = 1.11 \times 10^{-10} \text{ j.p.u.}$$

$$Y_{33} = \frac{1}{9 \times 10^9 j} = -1.11 \times 10^{-10} \text{ j.p.u.}$$

$$Y_{34} = Y_{43} = 0$$

$$Y_{44} = \frac{1}{6.013 + 25.748j} = 8.601 \times 10^{-3} - 0.037 \text{ j.p.u.}$$

Nota: Cuando una "trayectoria" en el diagrama de secuencia cero no se cierra, se dice entonces que hay una impedancia infinita; en la práctica, este valor se puede sustituir por una cantidad grande cualquiera, en este caso se optó por $\frac{1}{9 \times 10^9}$

Formando la Y_{BUS} :

$$\begin{bmatrix} 0.496 - 3.970j & 1.11 \times 10^{-10} j & 1.11 \times 10^{-10} j & 0 \\ 1.11 \times 10^{-10} j & -1.11 \times 10^{-10} j & 0 & 1.11 \times 10^{-10} j \\ 1.11 \times 10^{-10} j & 0 & -1.11 \times 10^{-10} j & 0 \\ 0 & 1.11 \times 10^{-10} j & 0 & 8.601 \times 10^{-3} - 0.037j \end{bmatrix}$$

Invirtiendo la matriz $Y_{BUS} \Rightarrow [Y_{BUS}]^{-1} = Z_{BUS}$

$$\begin{bmatrix} 8.99 \times 10^{-3} + 0.190j & 9.99 \times 10^{-3} + 0.190j & 9.90 \times 10^{-3} + 0.190j & 1.541 \times 10^{-10} + 5.341 \times 10^{-3} j \\ 9.99 \times 10^{-3} + 0.190j & 5.971 + 90 \times 10^8 j & 9.99 \times 10^{-3} + 0.190j & 5.961 + 25.641j \\ 9.99 \times 10^{-3} + 0.190j & 9.99 \times 10^{-3} + 0.190j & 9.99 \times 10^{-3} + 90 \times 10^8 j & 1.541 \times 10^{-10} + 5.341 \times 10^{-10} j \\ 1.541 \times 10^{-10} + 5.341 \times 10^{-10} j & 5.96 + 25.641j & 1.541 \times 10^{-10} j + 5.341 \times 10^{-10} j & 5.961 + 25.641j \end{bmatrix}$$

Como se observa, solo en el bus 4 existe corriente de falla a tierra; por lo cual se procede a calcular por medio de la siguiente ecuación:

$$I_{ka}^F = \frac{3V_{ka}^{Pre(1)}}{Z_{kk}^{(0)} + Z_{kk}^{(1)} + Z_{kk}^{(2)} + 3Z_F} = \frac{3}{5.961 + 25.641j + 2(8.90 + 25.004j)} = 0.011 - 0.036j = 0.038 \angle -1.27^\circ$$

\Rightarrow

$$I_{BASE} = \frac{MVA_{BASE,3\phi}}{\sqrt{3} * (kV_{LL,BASE,3\phi})} = \frac{100 MVA}{\sqrt{3} * (0.22 kV)} = 262.43$$

$$I_{CC,\phi,REAL} = I_{BASE} * I_{ka}^F = (262.43) * (0.038 \angle -1.27) = 9.97 \angle -1.27 \text{ KA}$$

Calculando la corriente línea a tierra asimétrica, la componente de C.D, es:

$$X/R = \frac{0.036}{0.011} = 3.27$$

$$FM_m = \sqrt{1 + 2e^{-\frac{2\pi}{X/R}}} = \sqrt{1 + e^{-\frac{2\pi}{3.27}}} = 1.14$$

Multiplicamos:

$$9.97 \angle -1.27^0 \text{ KA} * 1.14 = 11.37 \angle -1.27^0 \text{ KA}$$

bus 4

$$X/R = 3.18$$

Falla línea a tierra:

Los interruptores ITT-PRIN e IT-4 son interruptores en caja moldeada, por lo que usamos la siguiente ecuación: Con un factor de potencia en cortocircuito de 20, recibe un $X/R_{prueba} = 4.90$

$$FM = \frac{\sqrt{1 + 2e^{-\frac{2\pi}{X/R}}}}{\sqrt{1 + 2e^{-\frac{2\pi}{(X/R)_{PRUEBA}}}}} = \frac{\sqrt{1 + 2e^{-\frac{2\pi}{3.18}}}}{\sqrt{1 + 2e^{-\frac{2\pi}{4.90}}}} = 0.90 \cong 1$$

Multiplicamos:

$$9.97 \angle -1.27^0 \text{ KA} * 1. = 9.97 \angle -1.27^0 \text{ KA}$$

Verificación de las capacidades de los dispositivos de protección para cada caso de estudio, paso 9

Finalmente una vez obtenido todos los resultados necesarios, se resumen en las siguientes tablas y a la vez se verifican las capacidades de los equipos de protección implicados:

Tabla B-1
TIPO DE EQUIPO

INTERRUPTOR DE POTENCIA EN VACIO DE 3 CICLOS, SYM	INT, POT, VAC.
INTERRUPTOR ELECTROMAGNETICO (INTERRUPTOR DE POTENCIA EN BAJA TENSION)	INT, ELECT.
INTERRUPTOR EN CAJA MOLDEADA, (INT.TERMOMAGNETICO)	INT, CAJA MOL..
FUSIBLE LIMITADOR DE CORRIENTE	FUS, LIM.
FUSIBLE DE POTENCIA (TIPO EXPULSION)	FUS, POT

Tabla B-2
DISPOSITIVOS DE PROTECCION

EQUIPO, MODELO, MARCA, LOC. BUS, DESCRIPCION	CLAVE	In NOM. A	CARACTERISTICAS					
			CAPACIDAD MOMENTANEA		KV MAX.	F.P. PRUEBA	CAPACIDAD INTERRUPTIVA	
			ASYM. KA	ASYM. CRESTA KA			CAPACIDAD INTERRUPTIVA KA	CAPACIDAD INTERRUPTIVA MAX. KA
INT.,POT,VAC. VAD-15050-12 SQUARE-D BUS 1	IP-1	1200	36.8	62.1	15	-	18	19.565
INT.,POT,VAC. VAD-15050-12 SQUARE-D BUS 1	IP-3	1200	36.8	62.1	15	-	18	19.565
INT.,POT,VAC. VAD-15050-12 SQUARE-D BUS 1	ITE, PRIN	1200	36.8	62.1	15	-	18	19.565
INT.,POT,VAC. VAD-15050-12 SQUARE-D BUS 1	IP-5	1200	36.8	62.1	15	-	18	19.565
INT, CAJA MOLD. PD6 SIEMENS	IT-4	1600	-	-	0.48	20	50	50
INT, CAJA MOLD. PD6 SIEMENS	ITT-PRINC	1600	-	-	0.48	20	50	50
INT, ELECT LA-600A ALLIS-CHALMER	IE-1	600	-	-	0.48	15	22	22
INT, ELECT LA-600A ALLIS-CHALMER	ITE-1	600	-	-	0.48	15	22	22
INT, ELECT AK-25 G.E.	IE-3	600	-	-	0.48	15	22	22
INT, ELECT AK-25 G.E.	ITE-2	600	-	-	0.48	15	22	22

Tabla B-3
DISPOSITIVOS DE PROTECCION

EQUIPO, MODELO, MARCA, LOC. BUS, DESCRIPCION	CLAVE	In NOM. A	CARACTERÍSTICAS					
			CAPACIDAD MOMENTÁNEA		KV MAX.	F.P. PRUEBA	CAPACIDAD INTERRUPTIVA	CAPACIDAD INTERRUPTIVA MAX. KA
			ASYM, KA	ASYM, CRESTA KA			CAPACIDAD INTERRUPTIVA KA	
INT. CAJA MOLD. MS-480 CUTLER-HAMMER	IT-3	800	-	-	0.48	20	30	30

Tabla B-4

SIGNIFICADO DE LA CLAVE PARA LOS DISPOSITIVOS DE PROTECCION

3 CY SYM IP	INTERRUPTORES DE POTENCIA
INT POT ELEC SIN FUSIBLES	INTERRUPTORES ELECTROMAGNETICOS SIN FUSIBLES
INT CAJA MOLDEADA	INTERRUPTORERS EN CAJA MOLDEADA

Tabla B-5

**CORRIENTES DE CORTOCIRCUITO TRIFÁSICAS EN KA
CAPACIDADES MOMENTANEAS**

BUSES	KV	DISPOSITIVOS		CORRIENTES DE CORTOCIRCUITO					CAPACIDADES MOMENTANEAS DE LOS DISPOSITIVOS DE PROTECCION	
		CLAVE	TIPO	SYM RMS KA	X/R	F.M.	ASYM KA RMS	ASYM KA CRESTA	CAPACIDAD MOMENTÁNEA KA	CAPACIDAD MOMENTÁNEA INSTANTÁNEA KA
1	13.8	IP-1	3 CY SYM IP	21.99	19.09	1.56	34.30	57.39	36.8	62.1
1	13.8	IP-3	3 CY SYM IP	21.99	19.09	1.56	34.30	57.39	36.8	62.1
1	13.8	ITE- PRIN	3 CY SYM IP	21.99	19.09	1.56	34.30	57.39	36.8	62.1
1	13.8	IP-5	3 CY SYM IP	21.99	19.09	1.56	34.30	57.39	36.8	62.1
2	0.48	-	-	11.67	2.97	1.11	12.95	22.17	-	-
3	0.48	-	-	13.11	3.15	1.13	14.81	25.30	-	-
4	0.48	-	-	8.66	3.31	1.14	9.87	16.887	-	-

Tabla B-6
CORRIENTES DE CORTOCIRCUITO TRIFÁSICAS EN KA
CAPACIDADES INTERRUPTIVAS

BUSES		DISPOSITIVOS		CORRIENTES DE CORTOCIRCUITO				CAPACIDADES INTERRUPTIVAS DE LOS DISPOSITIVOS DE PROTECCION			
BUS	KV	CLAVE	TIPO	SYM RMS KA	X/R	F.M.	SYM RMS KA AJUSTADA	KV	F.P. PRUEBA	CAPACIDAD INTERRUPTIVA KA	CAPACIDAD INTERRUPTIVA MAX KA
*1	13.8	IP-1	3 CY SYM IP	21.99	19.09	1.03	22.72	15	-	18	19.565
*1	13.8	IP-3	3 CY SYM IP	21.99	19.09	1.03	22.72	15	-	18	19.565
*1	13.8	ITE-PRIN	3 CY SYM IP	21.99	19.09	1.03	22.72	15	-	18	19.565
*1	13.8	IP-5	3 CY SYM IP	21.99	19.09	1.03	22.72	15	-	18	19.565
2	0.48	IE-1	INT POT ELEC SIN FUSIBLES	11.67	2.97	1	11.67	0.48	15	22	22
2	0.48	ITE-1	INT POT ELEC SIN FUSIBLES	11.67	2.97	1	11.67	0.48	15	22	22
2	0.48	IT-3	INT CAJA MOLDEADA	11.67	2.97	1	11.67	0.48	20	30	30
3	0.48	IE-3	INT POT ELEC SIN FUSIBLES	13.11	3.15	1	13.11	0.48	15	22	22
3	0.48	ITE-2	INT POT ELEC SIN FUSIBLES	13.11	3.15	1	13.11	0.48	15	22	22
4	0.48	IT-4	INT CAJA MOLDEADA	8.66	3.31	1	8.66	0.48	20	50	50
4	0.48	ITT-PRIN	INT CAJA MOLDEADA	8.66	3.31	1	8.66	0.48	20	50	50

Tabla B-7
CORRIENTES DE CORTOCIRCUITO LINEA A TIERRA EN KA
CAPACIDADES INTERRUPTIVAS

BUSES		DISPOSITIVOS		CORRIENTES DE CORTOCIRCUITO				CAPACIDADES INTERRUPTIVAS DE LOS DISPOSITIVOS DE PROTECCION			
BUS	KV	CLAVE	TIPO	SYM RMS KA	X/R	F.M.	SYM RMS KA AJUSTADA	KV	F.P. PRUEBA	CAPACIDAD INTERRUPTIVA KA	CAPACIDAD INTERRUPTIVA MAX KA
4	0.48	IT-4	INT CAJA MOLDEADA	9.97	3.18	1	9.97	0.48	20	50	50
4	0.48	ITT-PRIN	INT CAJA MOLDEADA	9.97	3.18	1	9.97	0.48	20	50	50

Conclusiones

Como se observa, solo en el bus 1, la corriente de cortocircuito interruptiva rebasa la capacidad máxima interruptiva de todos los interruptores de potencia implicados. Por lo que se refiere a los otros buses (2, 3 y 4), las corrientes de cortocircuito interruptivas no rebasan la capacidad interruptiva de los interruptores electromagnéticos y de caja moldeada. Finalmente, para evaluar los dispositivos de protección "excluidos" del "zigzagueo", basta con los valores de cortocircuito obtenidos.

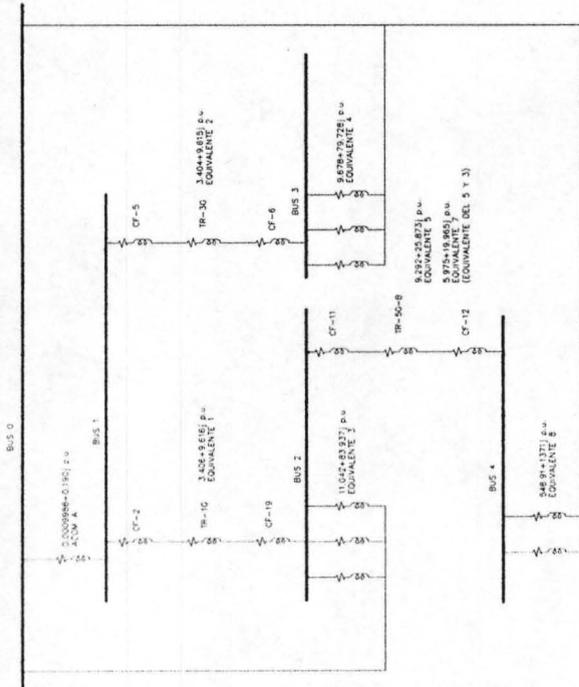


DIAGRAMA DE IMPEDANCIAS DE SECUENCIA POSITIVA Y NEGATIVA DE LA PRIMERA RED, FIGURA B3a

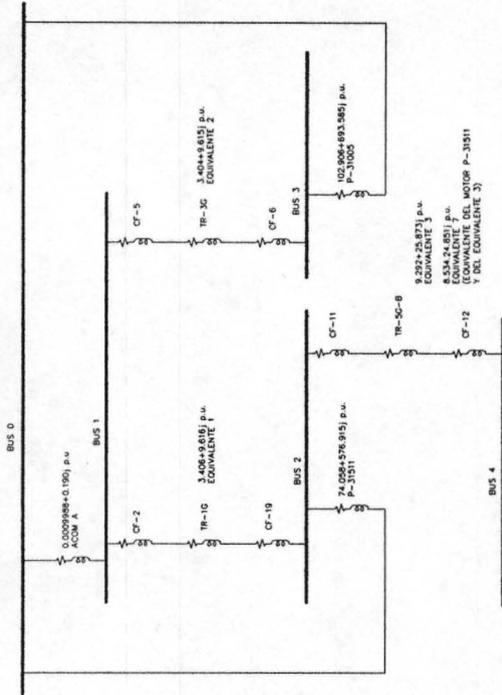


DIAGRAMA DE IMPEDANCIAS DE SECUENCIA POSITIVA Y NEGATIVA DE LA SEGUNDA RED, FIGURA B3b

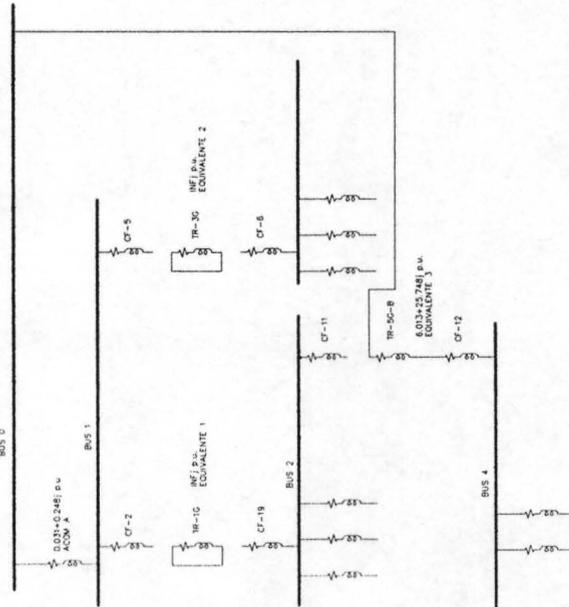


DIAGRAMA DE IMPEDANCIAS DE SECUENCIA CERO PARA LA PRIMERA Y SEGUNDA RED, FIGURA B3c

NOTA: EN LA PRACTICA, LOS MOTORES DE CUALQUIER TIPO QUE NO ESTEN ATERRIZADOS SE PUEDEN OMITIR, TANTO EN LA PRIMERA O SEGUNDA RED DE IMPEDANCIAS DE SECUENCIA CERO. AQUI SE MANTUVIERON SOLO COMO REFERENCIA.

FIGURAS B3a, B3b y B3c

DIAGRAMAS DE IMPEDANCIA PARA LA PRIMERA Y SEGUNDA RED, Y DIAGRAMA DE SECUENCIA CERO

Anexo C. Recopilación de información para la aplicación y corridas

Project: YESIA
 Location: REFINERIA MIGUEL HIDALGO, TULA
 Contract:
 Engineer: ALS

MONETARY DUTY
 PowerStation 2.0.80
 Study Case: DDT, 2

Page:
 Date: 08-14-2003
 SW: 186209780
 File: YESIA

ESTUDIO DE CORTOCIRCUITO Y EVALUACION DEL EQUIPO DE PROTECCION DEL SISTEMA ELECTRICO DE LA REFINERIA MIGUEL HIDALGO, TULA, HO.

Three-Phase Fault Currents: (Prefault Voltage = 100 % of the Bus Nominal Voltage)

Bus Information		Device Information		Monetary Duty					Device Capability		
ID	kV	ID	Type	Sym.	S/R	Asym.	Asym.	Sym.	Asym.	Asym.	
				kA rms	Ratio	M.P.	kA rms	kA Crest	kA rms	kA rms	kA Crest
BOMB-17-3-B	4.16	BOMB-17-3-B	Bus	5.771	1.0	1.001	5.780	8.476			
		IP-17-3-B-2	3 cy Sym CB	5.771	1.0	1.001	5.780	8.476			
BOMB-2-BLAT	13.80	BOMB-2-BLAT	Bus	25.117	29.5	1.618	40.627	67.453	57.600	97.200	
		IP-2-B-2	3 cy Sym CB	25.117	29.5	1.618	40.627	67.453	57.600	97.200	
BOMER-17-51R	4.16	BOMER-17-51R	Bus	4.824	1.7	1.025	4.944	7.902			
OCM-1A-1-R	0.48	OCM-1A-1-R	Bus	18.522	3.4	1.146	21.229	38.567			
OCM-1A-1-R-1	0.48	OCM-1A-1-R-1	Bus	18.522	3.4	1.146	21.229	38.567			
OCM-1A-1-R-2	0.48	OCM-1A-1-R-2	Bus	21.691	6.6	1.330	29.114	58.152			
OCM-1A-2	0.48	OCM-1A-2	Bus	21.691	6.6	1.330	29.114	58.152			
OCM-17-1-3-B	0.48	OCM-17-1-3-B	Bus	12.561	4.8	1.248	15.440	27.082			
OCM-17-1-3-B-1	0.48	OCM-17-1-3-B-1	Bus	12.561	4.8	1.248	15.440	27.082			
OCM-17-2-1	0.48	OCM-17-2-1	Bus	8.306	3.4	1.246	9.521	14.402			
OCM-17-2-1A	0.48	OCM-17-2-1A	Bus	8.306	3.4	1.246	9.521	14.402			
OCM-17-4-1	0.48	OCM-17-4-1	Bus	12.742	4.9	1.249	15.920	27.565			
OCM-17-4-1B	0.48	OCM-17-4-1B	Bus	12.742	4.9	1.249	15.920	27.565			
OCM-17-5-11R	0.48	OCM-17-5-11R	Bus	13.516	5.9	1.298	17.549	30.308			
OCM-17-5-11R-1	0.48	OCM-17-5-11R-1	Bus	13.516	5.9	1.298	17.549	30.308			
OCM-21-A	0.48	OCM-21-A	Bus	21.662	6.0	1.302	28.215	48.713			
OCM-22-R	0.48	OCM-22-R	Bus	21.662	6.0	1.302	28.215	48.713			
OCM-22-R1	0.48	OCM-22-R1	Bus	28.303	7.5	1.365	38.644	66.339			
OCM-22-R2	0.48	OCM-22-R2	Bus	28.303	7.5	1.365	38.644	66.339			
OCM-171-1-R	0.48	OCM-171-1-R	Bus	19.277	3.5	1.278	24.639	42.600			
OCM-171-1-R-1	0.48	OCM-171-1-R-1	Bus	19.277	3.5	1.278	24.639	42.600			
OCM-171-2-R	0.48	OCM-171-2-R	Bus	21.350	5.9	1.299	27.723	47.878			
OCM-171-2-R-1	0.48	OCM-171-2-R-1	Bus	21.350	5.9	1.299	27.723	47.878			
CD-22-A	4.16	CD-22-A	Bus	22.470	14.5	1.538	34.564	59.043			
		178-17B	3 cy Sym CB	22.470	14.5	1.538	34.564	59.043	57.600	97.200	
SE-1A-R-A	13.80	SE-1A-R-A	Bus	23.962	17.9	1.552	37.186	62.323			
		178-17B-1	3 cy Sym CB	23.962	17.9	1.552	37.186	62.323	57.600	97.200	
SE-17-YD-R-A	4.16	SE-17-YD-R-A	Bus	19.022	10.4	1.447	27.523	46.807			
		178-17	3 cy Sym CB	19.022	10.4	1.447	27.523	46.807	57.600	97.200	
		178-17-1	3 cy Sym CB	19.022	10.4	1.447	27.523	46.807	57.600	97.200	
		178-17-2	3 cy Sym CB	19.022	10.4	1.447	27.523	46.807	57.600	97.200	
SE-17-YD-R-B	4.16	SE-17-YD-R-B	Bus	19.022	10.4	1.447	27.523	46.807			
		178-17-1	3 cy Sym CB	19.022	10.4	1.447	27.523	46.807	57.600	97.200	
		178-17-2	3 cy Sym CB	19.022	10.4	1.447	27.523	46.807	57.600	97.200	
YCD-1A-R	4.16	YCD-1A-R	Bus	19.953	15.7	1.530	30.530	51.325			

C-1 Recopilación de datos por Subestación para los Cálculos de Cortocircuito

La recopilación de información comprende tanto a las unidades de generación, tablero de sincronización TSGA-1 y la subestación eléctrica SE-9 y SE-9A, además de la información requerida para las subestaciones eléctricas principales: 1A, 2 y 17 derivadora.

Tabla C.1

TIPO DE EQUIPO	
ALIMENTADORES	ALIM.
MOTOR DE INDUCCION	MOT, IND
GRUPO DE MOTORES DE INDUCCION <50hp	EMOT.
TRANSFORMADOR TRIFASICO	TR.
MOTOR SINCRONO	MOT, SINC.
GENERADOR SINCRONO	GEN, SIN
REACTOR LIMITADOR DE CORRIENTE	REC.
AUTOTRANSFORMADOR	AUTOTR

La siguiente información (tablas C.2, C.3 y C.4), corresponde a la de aquellos equipos mostrados en los diagramas unifilares del 6.1 al 6.5.

Tabla C.2

EQUIPO, CLAVE, DESCRIPCION	UNIDADES DE GENERACIÓN	CARACTERÍSTICAS
GEN, SIN TG-1 TURBO-GENERADOR SIEMENS	VOLTAJE = 13.8 kV, POT. = 32 MVA, $X''=13\%$, $X/R=48$, $X'=23\%$, $X_0=10.6\%$ Eff = 95%, F.P. = 85% 4 POLOS, 1800 RPM, $I_n = 1338$ A RESISTENCIA A TIERRA DE 6 OHMS GENERADO POR TURBINA DE VAPOR	
GEN, SIN TG-2 TURBO-GENERADOR SIEMENS	VOLTAJE = 13.8 kV, POT. = 32 MVA, $X''=13\%$, $X/R=48$, $X'=23\%$, $X_0=10.6\%$ Eff = 95%, F.P. = 85% 4 POLOS, 1800 RPM $I_n = 1338$ A RESISTENCIA A TIERRA DE 6 OHMS GENERADO POR TURBINA DE VAPOR	
GEN, SIN TG-3 TURBO-GENERADOR SIEMENS	VOLTAJE = 13.8 kV, POT. = 40 MVA, $X''=14\%$, $X/R=48$, $X'=23\%$, $X_0=10.6\%$ Eff = 95%, F.P. = 85% 4 POLOS, 1800 RPM, $I_n = 1673$ A RESISTENCIA A TIERRA DE 6 OHMS GENERADO POR TURBINA DE VAPOR	
GEN, SIN TG-4 GENERADOR SIEMENS	VOLTAJE = 13.8 kV, POT. = 33 MVA, $X''=17.3\%$, $X/R=48$, $X'=23\%$, $X_0=10.6\%$ Eff = 95%, F.P. = 85% 4 POLOS, 1800 RPM, $I_n = 1360$ A RESISTENCIA A TIERRA DE 6 OHMS GENERADO POR UN PRIMOTOR ALIMENTADO POR GAS	
GEN, SIN TG-GAS-40 TURBO-GENERADOR SIEMENS	VOLTAJE = 13.8 kV, POT. = 40 MVA, $X''=14\%$, $X/R=48$, $X'=23\%$, $X_0=10.6\%$ Eff = 95%, F.P. = 85% 4 POLOS, 1800 RPM, $I_n = 1673$ A RESISTENCIA A TIERRA DE 6 OHMS GENERADO POR TURBINA DE VAPOR	

Tabla C.3

TABLERO DE SINCRONIZACION TSGA-1

EQUIPO, CLAVE, DESCRIPCIÓN	CARACTERÍSTICAS
REC RX-1 REACTOR DE SINCRONIZACION	REACTOR LIMITADOR DE CORRIENTE, TRIFÁSICO, 60 Hz VOLTAJE: 13.8 Kv, $X_{(+)}$ =0.5 OHMS X/R = 70, $X_{(0)}$ =1.5 OMHS X/R = 60, I_n =1200 A. POTENCIA 16.56 MVA
REC RX-2 REACTOR DE SINCRONIZACION	REACTOR LIMITADOR DE CORRIENTE, TRIFÁSICO, 60 Hz VOLTAJE = 13.8 Kv, $X_{(+)}$ =0.5 OHMS X/R = 70, $X_{(0)}$ =1.5 OMHS X/R = 60, I_n =1200 A. POTENCIA 16.56 MVA
REC RX-3 REACTOR DE SINCRONIZACION	REACTOR LIMITADOR DE CORRIENTE, TRIFÁSICO, 60 Hz VOLTAJE = 13.8 Kv, $X_{(+)}$ =0.5 OHMS X/R = 70, $X_{(0)}$ =1.5 OMHS X/R = 60, I_n =1200 A. POTENCIA 16.56 MVA
REC RX-40 REACTOR DE SINCRONIZACION	REACTOR LIMITADOR DE CORRIENTE, TRIFÁSICO, 60 Hz VOLTAJE = 13.8 Kv, $X_{(+)}$ =0.5 OHMS X/R = 70, $X_{(0)}$ =1.5 OMHS X/R = 60, I_n =1200 A. POTENCIA 16.56 MVA
REC RX-4A REACTOR DE SINCRONIZACION	REACTOR LIMITADOR DE CORRIENTE, TRIFÁSICO, 60 Hz VOLTAJE = 13.8 Kv, $X_{(+)}$ =0.5 OHMS X/R = 70, $X_{(0)}$ =1.5 OMHS X/R = 60, I_n =1200 A. POTENCIA 16.56 MVA

Tabla C.4

SUBESTACIÓN ELECTRICA SE-9A Y SE-9

EQUIPO, CLAVE, DESCRIPCIÓN	CARACTERÍSTICAS
TR TR-9A-1 ALIMENTADOR A TABLERO TDA-9A-2	TRANSFORMADOR TRIFASICO, POTENCIA 15 MVA, 115kV/ 13.8 kV, IMPEDANCIA: 9.43%, CLASE OA/FA DELTA/ESTRELLA, RESISTENCIA A TIERRA 1.20 OMS X/R = 19.6
TR TR-9A-2 ALIMENTADOR A TABLERO TDA-9A-2	TRANSFORMADOR TRIFASICO, POTENCIA 15 MVA, 115kV/ 13.8 kV, IMPEDANCIA: 9.3%, CLASE OA/FA DELTA/ESTRELLA, RESISTENCIA A TIERRA 1.20 OMS X/R = 19.6
TR TR-9-4 ALIMENTADOR A TABLERO TDA-9A-3A	TRANSFORMADOR TRIFASICO, POTENCIA 30 MVA, 115kV/ 13.8 kV, IMPEDANCIA: 9.17%, CLASE OA/FA DELTA/ESTRELLA, RESISTENCIA A TIERRA 1.20 OMS X/R = 21.9
TR TR-9A-3 ALIMENTADOR A TABLERO TDA-9A-3B	TRANSFORMADOR TRIFASICO, POTENCIA 20 MVA, 115kV/ 13.8 kV, IMPEDANCIA: 12.56%, CLASE OA/FA DELTA/ESTRELLA, RESISTENCIA A TIERRA 1.20 OMS X/R = 25.4
AUTOTR AT-9-1 ALIMENTADOR A TABLERO SE-9	AUTOTRANSFORMADOR TRIFASICO, POTENCIA 60/80/100 MVA, 230 kV/ 115 kV/13.8kV, IMPEDANCIA: 4.67%, CLASE OA/FA/OA ESTRELLA/ESTRELLA/DELTA, RESISTENCIA A TIERRA 1.20 OMS X/R = 34
ALIM. CF-9A-3 ALIMENTADOR A TABLERO TDA-40	CABLE, 5 C/F, CALIBRE 750 MCM , LONGITUD = 4090 ft, 60 Hz, TEMP.75 ⁰ C SISTEMA INGLES, CU, CLASE DE AISLAMIENTO XLP DE 15 kV 133%,
ALIM. CF-HDR-2 ALIMENTADOR A TABLERO TDG-3	CABLE, 5 C/F, CALIBRE 750 MCM , LONGITUD = 2953 ft, 60 Hz, TEMP.75 ⁰ C SISTEMA INGLES, CU, CLASE DE AISLAMIENTO XLP DE 15 kV 133%,
ACOM. CFE-230 ALIMENTADOR A AUTOTRANSFORMADOR AT-9-1	ACOMETIDA DE 230 kV, $MVA_{SC3\phi}$ =10591, X/R 30.32, $MVA_{SC1\phi}$ =4270, X/R = 37.50
ACOM. CFE-115 ALIMENTADOR A TABLERO SE-9A	ACOMETIDA DE 115 kV, $MVA_{SC3\phi}$ =1139, X/R 12.90, $MVA_{SC1\phi}$ =221, X/R = 5.53

Las información siguiente (tablas desde la C.5 a la C.12) es de las subestaciones eléctricas principales 1A, 2 y 17 derivadora y de las plantas industriales bajo estudio.

Tabla C.5

SUBESTACIÓN No.1A, VELITLADORES DE TIRO FORZADO

EQUIPO, CLAVE, DESCRIPCION	CARACTERÍSTICAS
ALIM. CF-SE1A-R ALIMENTADOR A TRANSFORMADOR TR-1A-1-R	CABLE, 2 C/F, CALIBRE 750 MCM , LONGITUD = 1213 ft, 60 Hz, TEMP.75°C SISTEMA INGLES, CU, CLASE DE AISLAMIENTO XLP DE 15 kV 100%,
TR TR-1A-1-R ALIMENTADOR	TRANSFORMADOR TRIFASICO. POTENCIA 10 MVA, 13.8 kV/ 4.16 kV, IMPEDANCIA: 6.73%, CLASE OA/FA DELTA/ESTRELLA, RESISTENCIA A TIERRA 1.20 OMS X/R = 15.5
ALIM. CF-1A-R-2 ALIMENTADOR A TABLERO TCD-1A-R	CABLE, 4 C/F, CALIBRE 500 MCM , LONGITUD = 49.2 ft, 60 Hz, TEMP.75°C SISTEMA INGLES, CU, CLASE DE AISLAMIENTO XLP DE 5 kV 133%,
ALIM. CF-CBL-R ALIMENTADOR A TRANSFORMADOR TR-1A1-R-1	CABLE, 1 C/F, CALIBRE 3/0 , LONGITUD = 3280 ft. 60 Hz, TEMP.75°C SISTEMA INGLES, CU, CLASE DE AISLAMIENTO XLP DE 5 kV 133%.
ALIM. CF-1 ALIMENTADOR A MOTOR DE INDUCCION BA-504-B	CABLE, 1 C/F, CALIBRE 1/0 , LONGITUD = 400 ft, 60 Hz, TEMP.75°C SISTEMA INGLES, CU, CLASE DE AISLAMIENTO XLP DE 5 kV 133%.
MOT, IND BA-504-B MOTOR DE BOMBA	MOTOR DE INDUCCION, TRIFASICO, POTENCIA 1100 HP, VOLTAJE = 4.16 kV, 60 Hz, CORRIENTE NOMINAL= 119.7A, ARRANQUE A PLENO VOLTAJE, X'' = 15.38, EFI 100%= 93.6, FP 100%= 92.37 X/R= 24.63
ALIM. CF-2 ALIMENTADOR A MOTOR DE INDUCCION BA-504-A	CABLE, 1 C/F, CALIBRE 1/0 , LONGITUD = 400 ft, 60 Hz, TEMP.75°C SISTEMA INGLES, CU, CLASE DE AISLAMIENTO XLP DE 5 kV 133%.
MOT, IND BA-501A-A MOTOR DE BOMBA	MOTOR DE INDUCCION, TRIFASICO, POTENCIA 500 HP, VOLTAJE = 4.16 kV, 60 Hz, CORRIENTE NOMINAL= 60.3A, ARRANQUE A PLENO VOLTAJE, X'' = 18.46, EFI 100%= 93.19, FP 100%= 92.08 X/R= 17.41
ALIM. CF-3 ALIMENTADOR A MOTOR DE INDUCCION BA-501A-B	CABLE, 1 C/F, CALIBRE 4/0 , LONGITUD = 459.3 ft, 60 Hz, TEMP.75°C SISTEMA INGLES, CU, CLASE DE AISLAMIENTO XLP DE 5 kV 133%.

Tabla C.5 (continuación)

SUBESTACIÓN No.1A, VELTILADORES DE TIRO FORZADO

EQUIPO, CLAVE, DESCRIPCION	CARACTERÍSTICAS
MOT, IND BA-501A-A MOTOR DE BOMBA	MOTOR DE INDUCCION, TRIFASICO, POTENCIA 500 HP, VOLTAJE = 4.16 kV, 60 Hz, CORRIENTE NOMINAL= 60.3A, ARRANQUE A PLENO VOLTAJE, X'' = 18.46, EFI 100%= 93.19, FP 100%= 92.08 X/R= 17.41
ALIM. CF-1A-M1 ALIMENTADOR A TRANSFORMADOR TR-1A-M2B	CABLE, 1 C/F, CALIBRE 4/0 , LONGITUD = 656 ft, 60 Hz, TEMP.75°C SISTEMA INGLES, CU, CLASE DE AISLAMIENTO XLP DE 5 kV 133%,
TR TR-1A-M2B ALIMENTADOR	TRANSFORMADOR TRIFASICO, POTENCIA 1.5 MVA, 4.16 kV/ 0.48 kV, IMPEDANCIA: 9.48%, CLASE OA DELTA/ESTRELLA SOLIDAMENTE ATERRIZADO X/R = 7.1
ALIM. CF-CCM-1A-M2 ALIMENTADOR A TABLERO CCM-1A-M-2	CABLE, 5 C/F, CALIBRE 500 MCM , LONGITUD = 40 ft, 60 Hz, TEMP.75°C SISTEMA INGLES, CU, CLASE DE AISLAMIENTO THWN DE 600 V 100%,
ALIM. CF-4 ALIMENTADOR A MOTOR DE INDUCCION MVENT-CR	CABLE, 1 C/F, CALIBRE 1/0 , LONGITUD = 400 ft, 60 Hz, TEMP.75°C SISTEMA INGLES, CU, CLASE DE AISLAMIENTO XLP DE 5 kV 133%,
MOT, IND MVENT-CR MOTOR DE VENTILADOR	MOTOR DE INDUCCION, TRIFASICO, POTENCIA 200 HP, VOLTAJE = 4.16 kV, 60 Hz, CORRIENTE NOMINAL= 36.4A, ARRANQUE A PLENO VOLTAJE, X'' = 18.46, EFI 100% = 92.84, FP 100% = 91.87 X/R= 13.49
ALIM. CF-5 ALIMENTADOR A MOTOR DE INDUCCION BA-504-C	CABLE, 1 C/F, CALIBRE 1/0 , LONGITUD = 400 ft, 60 Hz, TEMP.75°C SISTEMA INGLES, CU, CLASE DE AISLAMIENTO XLP DE 5 kV 133%,
MOT, IND BA-504-C MOTOR DE BOMBA	MOTOR DE INDUCCION, TRIFASICO, POTENCIA 1100 HP, VOLTAJE = 4.16 kV, 60 Hz, CORRIENTE NOMINAL= 119.7A, ARRANQUE A PLENO VOLTAJE, X'' = 15.38, EFI 100% = 93.6, FP 100% = 92.37 X/R= 24.63
ALIM. CF-6 ALIMENTADOR A MOTOR DE INDUCCION BA-501A-C	CABLE, 1 C/F, CALIBRE 1/0 , LONGITUD = 475.7 ft, 60 Hz, TEMP.75°C SISTEMA INGLES, CU, CLASE DE AISLAMIENTO XLP DE 5 kV 133%,
MOT, IND BA-501A-C MOTOR DE BOMBA	MOTOR DE INDUCCION, TRIFASICO. POTENCIA 400 HP, VOLTAJE = 4.16 kV, 60 Hz, CORRIENTE NOMINAL= 48.3A, ARRANQUE A PLENO VOLTAJE, X'' = 18.46, EFI 100% = 93.17, FP 100% = 91.99 X/R= 15.58
ALIM. CF-7 ALIMENTADOR A MOTOR DE INDUCCION BA-501A-1A	CABLE, 1 C/F, CALIBRE 1/0 , LONGITUD = 475.7 ft, 60 Hz, TEMP.75°C SISTEMA INGLES, CU, CLASE DE AISLAMIENTO XLP DE 5 kV 133%,
MOT, IND BA-501A-1A MOTOR DE BOMBA	MOTOR DE INDUCCION, TRIFASICO, POTENCIA 500 HP, VOLTAJE = 4.16 kV, 60 Hz, CORRIENTE NOMINAL= 60.3A, ARRANQUE A PLENO VOLTAJE, X'' = 18.46, EFI 100%= 93.19, FP 100%= 92.08 X/R= 17.41
ALIM. CF-CCM-1A-M2 ALIMENTADOR A TABLERO CCM-1A-M-2	CABLE, 5 C/F, CALIBRE 500 MCM, LONGITUD =40 ft, 60 Hz, TEMP.75°C SISTEMA INGLES, CU, CLASE DE AISLAMIENTO THWN DE 600 V 100%,
EMOT EMOT-CCM1AR2 GRUPO DE MOTORES DE IND < 50 HP	MOTORES DE INDUCCION < 50 HP, POTENCIA GLOBAL 110 HP VOLTAJE: 0.48 kV, 60 Hz. X'':27.83

Tabla C.5 (continuación)

SUBESTACIÓN No.1A, VENTILADORES DE TIRO FORZADO

EQUIPO, CLAVE, DESCRIPCION	CARACTERÍSTICAS
ALIM. CF-8 ALIMENTADOR A MOTOR DE INDUCCION MVE-504-A MOT, IND MVE-504-A MOTOR DE VENTILADOR	CABLE, 1 C/F, CALIBRE 3/0 , LONGITUD = 400 ft, 60 Hz, SISTEMA INGLES, CU, CLASE DE AISLAMIENTO XLP DE 600 V 100%, MOTOR DE INDUCCION, TRIFASICO, POTENCIA 125 HP, VOLTAJE = 0.48kV, 60 Hz, CORRIENTE NOMINAL= 132.4A, ARRANQUE A PLENO VOLTAJE, X'' = 18.46, EFI 100% = 92.54, FP100% = .91.51 X/R = 8.71
ALIM. CF-9 ALIMENTADOR A MOTOR DE INDUCCION MVE-504-C MOT, IND MVE-504-C MOTOR DE VENTILADOR	CABLE, 1 C/F, CALIBRE 3/0 , LONGITUD = 400 ft, 60 Hz, SISTEMA INGLES, CU, CLASE DE AISLAMIENTO XLP DE 600 V 100%, MOTOR DE INDUCCION, TRIFASICO, POTENCIA 125 HP, VOLTAJE = 0.48kV, 60 Hz, CORRIENTE NOMINAL= 132.4A, ARRANQUE A PLENO VOLTAJE, X'' = 18.46, EFI 100% = 92.54, FP100% = .91.51 X/R = 8.71
ALIM. CF-10 ALIMENTADOR A MOTOR DE INDUCCION MVE-501A-1 MOT, IND MVE-501A-1 MOTOR DE VENTILADOR	CABLE, 1 C/F, CALIBRE 3/0 , LONGITUD = 400 ft, 60 Hz, SISTEMA INGLES, CU, CLASE DE AISLAMIENTO XLP DE 600 V 100%, MOTOR DE INDUCCION, TRIFASICO, POTENCIA 125 HP, VOLTAJE = 0.48kV, 60 Hz, CORRIENTE NOMINAL= 132.4A, ARRANQUE A PLENO VOLTAJE, X'' = 18.46, EFI 100% = 92.54, FP100% = .91.51 X/R = 8.71
ALIM. CF-11 ALIMENTADOR A MOTOR DE INDUCCION MVE-501A-5 MOT, IND MVE-501A-5 MOTOR DE VENTILADOR	CABLE, 1 C/F, CALIBRE 3/0 , LONGITUD = 400 ft, 60 Hz, SISTEMA INGLES, CU, CLASE DE AISLAMIENTO XLP DE 600 V 100%, MOTOR DE INDUCCION, TRIFASICO, POTENCIA 125 HP, VOLTAJE = 0.48kV, 60 Hz, CORRIENTE NOMINAL= 132.4A, ARRANQUE A PLENO VOLTAJE, X'' = 18.46, EFI 100% = 92.54, FP100% = .91.51 X/R = 8.71
ALIM. CF-12 ALIMENTADOR A MOTOR DE INDUCCION MVE-504-AB MOT, IND MVE-504-AB MOTOR DE VENTILADOR	CABLE, 1 C/F, CALIBRE 3/0 , LONGITUD = 400 ft, 60 Hz, SISTEMA INGLES, CU, CLASE DE AISLAMIENTO XLP DE 600 V 100%, MOTOR DE INDUCCION, TRIFASICO, POTENCIA 125 HP, VOLTAJE = 0.48kV, 60 Hz, CORRIENTE NOMINAL= 132.4A, ARRANQUE A PLENO VOLTAJE, X'' = 18.46, EFI 100% = 92.54, FP100% = .91.51 X/R = 8.71
ALIM. CF-13 ALIMENTADOR A MOTOR DE INDUCCION MVE-504-A MOT, IND MVE-504-A MOTOR DE VENTILADOR	CABLE, 1 C/F, CALIBRE 3/0 , LONGITUD = 400 ft, 60 Hz, SISTEMA INGLES, CU, CLASE DE AISLAMIENTO XLP DE 600 V 100%, MOTOR DE INDUCCION, TRIFASICO, POTENCIA 125 HP, VOLTAJE = 0.48kV, 60 Hz, CORRIENTE NOMINAL= 132.4A, ARRANQUE A PLENO VOLTAJE, X'' = 18.46, EFI 100% = 92.54, FP100% = .91.51 X/R = 8.71

Tabla C.5 (continuación)

SUBESTACIÓN No.1A, VELTILADORES DE TIRO FORZADO

EQUIPO, CLAVE, DESCRIPCION	CARACTERÍSTICAS
ALIM. CF-14 ALIMENTADOR A MOTOR DE INDUCCION MVE-501A-4 MOT, IND MVE-501A-4 MOTOR DE VENTILADOR	CABLE, 1 C/F, CALIBRE 3/0 , LONGITUD:400 ft, 60 Hz, SISTEMA INGLES, CU, CLASE DE AISLAMIENTO XLP DE 600 V 100%, MOTOR DE INDUCCION, TRIFASICO, POTENCIA 125 HP, VOLTAJE = 0.48kV, 60 Hz, CORRIENTE NOMINAL= 132.4A, ARRANQUE A PLENO VOLTAJE, X'' = 18.46, EFI 100% = 92.54, FP100% = :91.51 X/R = 8.71
EMOT EMOT-CCM1AM2 GRUPO DE MOTORES DE IND < 50 HP	MOTORES DE INDUCCION < 50 HP, POTENCIA GLOBAL 90 HP VOLTAJE: 0.48 kV, 60 Hz: X''=27.83

Tabla C.6

SUBESTACIÓN No.1A1, PLANTA DE MEZCLADO Y LLENADO DE ASFALTO

EQUIPO, CLAVE, DESCRIPCION	CARACTERÍSTICAS
TR TR-1A1-R-1 ALIMENTADOR A TABLERO CCM-1A1-R-1	TRANSFORMADOR TRIFASICO, POTENCIA 1120 kVA, 4.16 kV/0.48 kV, IMPEDANCIA: 6.09%, CLASE OA DELTA/ESTRELLA, SOLIDAMENTE ATERRIZADO X/R = 7.1
EMOT EMOT-CCM1A1R GRUPO DE MOTORES DE IND < 50 HP	MOTORES DE INDUCCION < 50 HP, POTENCIA GLOBAL 66.5 HP VOLTAJE = 0.48 kV, 60 Hz. X''=27.83
ALIM. CF-15 ALIMENTADOR A MOTOR DE INDUCCION BR-576-A MOT, IND BR-576-A MOTOR DE COMPRESOR	CABLE, 2 C/F, CALIBRE 3/0 , LONGITUD = 250 ft, 60 Hz, SISTEMA INGLES, CU, CLASE DE AISLAMIENTO XLP DE 600 V 100%, MOTOR DE INDUCCION, TRIFASICO, POTENCIA 125 HP, VOLTAJE = 0.48kV, 60 Hz, CORRIENTE NOMINAL= 132.4A, ARRANQUE A PLENO VOLTAJE, X'' = 18.46, EFI 100% = 92.54, FP100% = :91.51 X/R = 8.71
EMOT EMOT-CCM2A1M GRUPO DE MOTORES DE IND < 50 HP	MOTORES DE INDUCCION < 50 HP, POTENCIA GLOBAL: 13.5 HP VOLTAJE: 0.48 kV, 60 Hz. X''=27.83
ALIM. CF-16 ALIMENTADOR A MOTOR DE INDUCCION BR-576-C MOT, IND BR-576-C MOTOR DE COMPRESOR	CABLE, 2 C/F, CALIBRE 3/0 , LONGITUD:300 ft, 60 Hz, SISTEMA INGLES, CU, CLASE DE AISLAMIENTO XLP DE 600 V 100%, MOTOR DE INDUCCION, TRIFASICO, POTENCIA 125 HP, VOLTAJE = 0.48kV, 60 Hz, CORRIENTE NOMINAL= 132.4A, ARRANQUE A PLENO VOLTAJE, X'' = 18.46, EFI 100% = 92.54, FP100% = :91.51 X/R = 8.71
ALIM. CF-17 ALIMENTADOR A MOTOR DE INDUCCION BR-576-D MOT, IND BR-576-D MOTOR DE COMPRESOR	CABLE, 1 C/F, CALIBRE 3/0 , LONGITUD:352 ft, 60 Hz, SISTEMA INGLES, CU, CLASE DE AISLAMIENTO XLP DE 600 V 100%, MOTOR DE INDUCCION, TRIFASICO, POTENCIA 125 HP, VOLTAJE = 0.48kV, 60 Hz, CORRIENTE NOMINAL= 132.4A, ARRANQUE A PLENO VOLTAJE, X'' = 18.46, EFI 100% = 92.54, FP100% = :91.51 X/R = 8.71

Tabla C.6 (continuación)

SUBESTACIÓN No.2, CALDERAS Y CALDERETAS

CARACTERÍSTICAS

EQUIPO, CLAVE, DESCRIPCION	CARACTERÍSTICAS
ALIM. CF-2-R ALIMENTADOR A TRANSFORMADOR TR-2-R-2	CABLE, 2 C/F, CALIBRE 750 MCM , LONGITUD = 410.1 ft, 60 Hz, SISTEMA INGLES, CU, CLASE DE AISLAMIENTO XLPE DE 15 kV 100%,
TR TR-2-R-2 ALIMENTADOR	TRANSFORMADOR TRIFASICO, POTENCIA 10 MVA, 13.8kV/4.16 kV, IMPEDANCIA: 6.73%, CLASE OA/FA DELTA/ESTRELLA RESISTENCIA A TIERRA 1.20 OMS. X/R = 15.5
ALIM. CF-2-RA ALIMENTADOR A TABLERO TDM-2-R	CABLE, 4 C/F, CALIBRE 750 MCM , LONGITUD = 98.4 ft, 60 Hz, SISTEMA INGLES, CU, CLASE DE AISLAMIENTO XLP DE 5 kV 133%,
ALIM. CF-18 ALIMENTADOR A MOTOR DE INDUCCION BA-2214-A	CABLE, 1 C/F, CALIBRE 250 MCM , LONGITUD = 196.9 ft, 60 Hz, SISTEMA INGLES, CU, CLASE DE AISLAMIENTO XLP DE 5 kV 133%,
MOT, IND BA-2214-A MOTOR DE BOMBA	MOTOR DE INDUCCION, TRIFASICO, POTENCIA 1000 HP, VOLTAJE = 4.16kV, 60 Hz, CORRIENTE NOMINAL= 119.7A, ARRANQUE A PLENO VOLTAJE, X"=15.38, EFI 100%= :93.6, FP 100%= :92.37 X/R= 24.63
ALIM. CF-21-R-1 ALIMENTADOR A TRANSFORMADOR TR-21-A2	CABLE, 2 C/F, CALIBRE 350 MCM , LONGITUD = 82 ft, 60 Hz, SISTEMA INGLES, CU, CLASE DE AISLAMIENTO XLP DE 5 kV 133%,
TR TR-21-A2 ALIMENTADOR	TRANSFORMADOR TRIFASICO, POTENCIA 10 MVA, 4.16kV/0.48 kV, IMPEDANCIA:8.73%, CLASE OA DELTA/ESTRELLA SOLIDAMENTE ATERRIZADO X/R = 7.1
ALIM. CF-21-R-1A ALIMENTADOR A TABLERO CCM-21-A	CABLE, 4 C/F, CALIBRE 750 MCM , LONGITUD = 65.6 ft, 60 Hz, SISTEMA INGLES, CU, CLASE DE AISLAMIENTO XLP DE 600V 100%,
ALIM. CF-37 ALIMENTADOR A MOTOR SINCRONO BA-2214-C1	CABLE, 1 C/F, CALIBRE 250 MCM , LONGITUD = 295.3 ft, 60 Hz, SISTEMA INGLES, CU, CLASE DE AISLAMIENTO XLP DE 5kV 133%,
MOT, SIN BA-2214-C1 MOTOR DE BOMBA	MOTOR SINCRONO, TRIFASICO, POTENCIA 2000 HP, VOLTAJE: 4.16kV, 60 Hz, CORRIENTE NOMINAL= 71.7A, ARRANQUE A TENSION REDUCIDA, X" = 15.38, EFI 100% =:93.94, FP100% = :92.66, X/R = 30.8
ALIM. CF-38 ALIMENTADOR A MOTOR SINCRONO BA-2214-D1	CABLE, 1 C/F, CALIBRE 250 MCM , LONGITUD = 295.3 ft, 60 Hz, SISTEMA INGLES, CU, CLASE DE AISLAMIENTO XLP DE 5kV 133%,
MOT, SIN BA-2214-D1 MOTOR DE BOMBA	MOTOR SINCRONO, TRIFASICO, POTENCIA 2000 HP, VOLTAJE: 4.16kV, 60 Hz, CORRIENTE NOMINAL= 71.7A, ARRANQUE A TENSION REDUCIDA, X" = 15.38, EFI 100% =:93.94, FP100% = :92.66, X/R = 30.8
ALIM. CF-20 ALIMENTADOR A MOTOR DE INDUCCION MV-502-4	CABLE, 1 C/F, CALIBRE 3/0, LONGITUD = 656.2 ft, 60 Hz, SISTEMA INGLES, CU, CLASE DE AISLAMIENTO XHHW DE 600V 100%,

Tabla C.6 (continuación)

SUBESTACIÓN No.2, CALDERAS Y CALDERETAS

EQUIPO, CLAVE, DESCRIPCION	CARACTERÍSTICAS
MOT, IND MV-502-4 MOTOR DE VENTILADOR	MOTOR DE INDUCCION, TRIFASICO, POTENCIA 100 HP, VOLTAJE = 0.48kV, 60 Hz, CORRIENTE NOMINAL= 104.2A, ARRANQUE A PLENO VOLTAJE, X''=15.38, EFI 100%= :93.52, FP 100%=:92.04 X/R =7.79
ALIM. CF-21 ALIMENTADOR A MOTOR DE INDUCCION MV-502-4-A	CABLE, 1 C/F, CALIBRE 3/0, LONGITUD: 656.2 ft, 60 Hz, SISTEMA INGLES, CU, CLASE DE AISLAMIENTO XHHW DE 600V 100%,
MOT, IND MV-502-4-A MOTOR DE VENTILADOR	MOTOR DE INDUCCION, TRIFASICO, POTENCIA 100 HP, VOLTAJE = 0.48kV, 60 Hz, CORRIENTE NOMINAL= 104.2A, ARRANQUE A PLENO VOLTAJE, X''=15.38, EFI 100%= :93.52, FP 100%=:92.04 X/R =7.79
ALIM. CF-22 ALIMENTADOR A MOTOR DE INDUCCION MV-502-4-B	CABLE, 1 C/F, CALIBRE 3/0, LONGITUD = 656.2 ft, 60 Hz, SISTEMA INGLES, CU, CLASE DE AISLAMIENTO XHHW DE 600V 100%,
MOT, IND MV-502-4-B MOTOR DE VENTILADOR	MOTOR DE INDUCCION, TRIFASICO, POTENCIA 100 HP, VOLTAJE = 0.48kV, 60 Hz, CORRIENTE NOMINAL= 104.2A, ARRANQUE A PLENO VOLTAJE, X''=15.38, EFI 100%= :93.52, FP 100%=:92.04 X/R =7.79
ALIM. CF-23 ALIMENTADOR A MOTOR DE INDUCCION MV-502-4-C	CABLE, 1 C/F, CALIBRE 3/0, LONGITUD = 656.2 ft, 60 Hz, SISTEMA INGLES, CU, CLASE DE AISLAMIENTO XHHW DE 600V 100%,
MOT, IND MV-502-4-C MOTOR DE VENTILADOR	MOTOR DE INDUCCION, TRIFASICO, POTENCIA 100 HP, VOLTAJE = 0.48kV, 60 Hz, CORRIENTE NOMINAL= 104.2A, ARRANQUE A PLENO VOLTAJE, X''=15.38, EFI 100%= :93.52, FP 100%=:92.04 X/R =7.79
ALIM. CF-24 ALIMENTADOR A MOTOR DE INDUCCION MV-502-4-D	CABLE, 1 C/F, CALIBRE 3/0, LONGITUD = 656.2 ft, 60 Hz, SISTEMA INGLES, CU, CLASE DE AISLAMIENTO XHHW DE 600V 100%,
MOT, IND MV-502-4-D MOTOR DE VENTILADOR	MOTOR DE INDUCCION, TRIFASICO, POTENCIA 100 HP, VOLTAJE = 0.48kV, 60 Hz, CORRIENTE NOMINAL= 104.2A, ARRANQUE A PLENO VOLTAJE, X''=15.38, EFI 100%= :93.52, FP 100%=:92.04 X/R =7.79
ALIM. CF-25 ALIMENTADOR A MOTOR DE INDUCCION MV-502-4-E	CABLE, 1 C/F, CALIBRE 3/0, LONGITUD = 656.2 ft, 60 Hz, SISTEMA INGLES, CU, CLASE DE AISLAMIENTO XHHW DE 600V 100%,
MOT, IND MV-502-4-E MOTOR DE VENTILADOR	MOTOR DE INDUCCION, TRIFASICO, POTENCIA 100 HP, VOLTAJE = 0.48kV, 60 Hz, CORRIENTE NOMINAL= 104.2A, ARRANQUE A PLENO VOLTAJE, X''=15.38, EFI 100%= :93.52, FP 100%=:92.04 X/R =7.79
ALIM. CF-26 ALIMENTADOR A MOTOR DE INDUCCION MV-502-4-F	CABLE, 1 C/F, CALIBRE 3/0, LONGITUD = 656.2 ft, 60 Hz, SISTEMA INGLES, CU, CLASE DE AISLAMIENTO XHHW DE 600V 100%,
MOT, IND MV-502-4-F MOTOR DE VENTILADOR	MOTOR DE INDUCCION, TRIFASICO, POTENCIA 100 HP, VOLTAJE = 0.48kV, 60 Hz, CORRIENTE NOMINAL= 104.2A, ARRANQUE A PLENO VOLTAJE, X''=15.38, EFI 100%= :93.52, FP 100%=:92.04 X/R =7.79

Tabla C.6 (continuación)

SUBESTACIÓN No.2, CALDERAS Y CALDERETAS

CARACTERISTICAS

EQUIPO, CLAVE, DESCRIPCION	CARACTERISTICAS
ALIM. CF-27 ALIMENTADOR A MOTOR DE INDUCCION MV-502-6 MOT, IND MV-502-6 MOTOR DE VENTILADOR	CABLE, 1 C/F, CALIBRE 3/0, LONGITUD: 656.2 ft, 60 Hz, SISTEMA INGLES, CU, CLASE DE AISLAMIENTO XHHW DE 600V 100%, MOTOR DE INDUCCION, TRIFASICO, POTENCIA 100 HP, VOLTAJE = 0.48kV, 60 Hz, CORRIENTE NOMINAL= 104.2A, ARRANQUE A PLENO VOLTAJE, X'' =15.38, EFI 100%= :93.52, FP 100%=:92.04 X/R =7.79
ALIM. CF-28 ALIMENTADOR A MOTOR DE INDUCCION MV-502-7 MOT, IND MV-502-7 MOTOR DE VENTILADOR	CABLE, 1 C/F, CALIBRE 3/0, LONGITUD = 656.2 ft, 60 Hz, SISTEMA INGLES, CU, CLASE DE AISLAMIENTO XHHW DE 600V 100%, MOTOR DE INDUCCION, TRIFASICO, POTENCIA 100 HP, VOLTAJE = 0.48kV, 60 Hz, CORRIENTE NOMINAL= 104.2A, ARRANQUE A PLENO VOLTAJE, X'' =15.38, EFI 100%= :93.52, FP 100%=:92.04 X/R =7.79
ALIM. CF-29 ALIMENTADOR A MOTOR DE INDUCCION MV-502-8 MOT, IND MV-502-8 MOTOR DE VENTILADOR	CABLE, 1 C/F, CALIBRE 3/0, LONGITUD = 656.2 ft, 60 Hz, SISTEMA INGLES, CU, CLASE DE AISLAMIENTO XHHW DE 600V 100%, MOTOR DE INDUCCION, TRIFASICO, POTENCIA 100 HP, VOLTAJE = 0.48kV, 60 Hz, CORRIENTE NOMINAL= 104.2A, ARRANQUE A PLENO VOLTAJE, X'' =15.38, EFI 100%= :93.52, FP 100%=:92.04 X/R =7.79
ALIM. CF-30 ALIMENTADOR A MOTOR DE INDUCCION MV-502-9 MOT, IND MV-502-9 MOTOR DE VENTILADOR	CABLE, 1 C/F, CALIBRE 3/0, LONGITUD = 656.2 ft, 60 Hz, SISTEMA INGLES, CU, CLASE DE AISLAMIENTO XHHW DE 600V 100%, MOTOR DE INDUCCION, TRIFASICO, POTENCIA 100 HP, VOLTAJE = 0.48kV, 60 Hz, CORRIENTE NOMINAL= 104.2A, ARRANQUE A PLENO VOLTAJE, X'' =15.38, EFI 100%= :93.52, FP 100%=:92.04 X/R =7.79
ALIM. CF-31 ALIMENTADOR A MOTOR DE INDUCCION MV-502-10 MOT, IND MV-502-10 MOTOR DE VENTILADOR	CABLE, 1 C/F, CALIBRE 3/0, LONGITUD = 656.2 ft, 60 Hz, SISTEMA INGLES, CU, CLASE DE AISLAMIENTO XHHW DE 600V 100%, MOTOR DE INDUCCION, TRIFASICO, POTENCIA 100 HP, VOLTAJE = 0.48kV, 60 Hz, CORRIENTE NOMINAL= 104.2A, ARRANQUE A PLENO VOLTAJE, X'' =15.38, EFI 100%= :93.52, FP 100%=:92.04 X/R =7.79
ALIM. CF-32 ALIMENTADOR A MOTOR DE INDUCCION MV-502-11 MOT, IND MV-502-11 MOTOR DE VENTILADOR	CABLE, 1 C/F, CALIBRE 3/0, LONGITUD = 656.2 ft, 60 Hz, SISTEMA INGLES, CU, CLASE DE AISLAMIENTO XHHW DE 600V 100%, MOTOR DE INDUCCION, TRIFASICO, POTENCIA 100 HP, VOLTAJE = 0.48kV, 60 Hz, CORRIENTE NOMINAL= 104.2A, ARRANQUE A PLENO VOLTAJE, X'' =15.38, EFI 100%= :93.52, FP 100%=:92.04 X/R =7.79
ALIM. CF-33 ALIMENTADOR A MOTOR DE INDUCCION MV-502-12	CABLE, 1 C/F, CALIBRE 3/0, LONGITUD = 656.2 ft, 60 Hz, SISTEMA INGLES, CU, CLASE DE AISLAMIENTO XHHW DE 600V 100%,

Tabla C.6 (continuación)

SUBESTACIÓN No.2, CALDERAS Y CALDERETAS

CARACTERÍSTICAS

EQUIPO, CLAVE, DESCRIPCION	CARACTERÍSTICAS
MOT, IND MOTOR DE VENTILADOR	MOTOR DE INDUCCION, TRIFASICO, POTENCIA 100 HP, VOLTAJE = 0.48kV, 60 Hz, CORRIENTE NOMINAL= 104.2A, ARRANQUE A PLENO VOLTAJE, X'' =15.38, EFI 100%= :93.52, FP 100%=:92.04 X/R =7.79
ALIM. CF-33A ALIMENTADOR A MOTOR DE INDUCCION BA-2208-A	CABLE, 1 C/F, CALIBRE 250 MCM, LONGITUD = 131.2 ft, 60 Hz, SISTEMA INGLES, CU, CLASE DE AISLAMIENTO XHHW DE 600V 100%,
MOT, IND BA-2208-A MOTOR DE BOMBA	MOTOR DE INDUCCION, TRIFASICO, POTENCIA 1250 HP, VOLTAJE = 4.16kV, 60 Hz, CORRIENTE NOMINAL= 149.3A, ARRANQUE A PLENO VOLTAJE, X'' = 15.38, EFI 100% = :93.71, FP 100% =:92.46 X/R = 27.53
ALIM. CF-34 ALIMENTADOR A MOTOR DE INDUCCION BA-2205-A	CABLE, 1 C/F, CALIBRE 250 MCM, LONGITUD = 131.2 ft, 60 Hz, SISTEMA INGLES, CU,, CLASE DE AISLAMIENTO XLPE DE 5kV 133%,
MOT, IND BA-2205-A MOTOR DE BOMBA	MOTOR DE INDUCCION, TRIFASICO, POTENCIA 300 HP, VOLTAJE: 4.16kV, 60 Hz, CORRIENTE NOMINAL= 36.4A, ARRANQUE A PLENO VOLTAJE, X'' = 18.46, EFI 100% = :92.84, FP 100% = :91.87 X/R = 13.49
ALIM. CF-22-R-1A ALIMENTADOR A TRANSFORMADOR	CABLE, 2 C/F, CALIBRE 500 MCM, LONGITUD: 82 ft, 60 Hz, SISTEMA INGLES, CU, CLASE DE AISLAMIENTO XLPE DE 5kV 133%,
TR TR-22-A2 ALIMENTADOR	TRANSFORMADOR TRIFASICO, POTENCIA 1500 kVA, 4.16kV/0.48 kV, IMPEDANCIA: 6.01%, CLASE OA DELTA/ESTRELLA, SOLIDAMENTE ATERRIZADO X/R = 7.1
ALIM. CF-22-1B ALIMENTADOR A TABLERO CCM-22-R2	CABLE, 4 C/F, CALIBRE 3/0, LONGITUD =49.2 ft, 60 Hz, SISTEMA INGLES, CU, CLASE DE AISLAMIENTO XLPE DE 600V 100%,
ALIM. CF-35 ALIMENTADOR A MOTOR DE INDUCCION BA-2203-A	CABLE, 1 C/F, CALIBRE 3/0, LONGITUD = 98.4 ft, 60 Hz, SISTEMA INGLES, CU ,CLASE DE AISLAMIENTO XLPE DE 600V 100%,
MOT, IND BA-2203-A MOTOR DE BOMBA	MOTOR DE INDUCCION, TRIFASICO, POTENCIA 100 HP, VOLTAJE = 0.48kV, 60 Hz, CORRIENTE NOMINAL= 104.2A, ARRANQUE A PLENO VOLTAJE, X'' =15.38, EFI 100%= :93.52, FP 100%=:92.04 X/R = 7.79
EMOT EMOT-CCM22R1 GRUPO DE MOTORES DE IND < 50 HP	MOTORES DE INDUCCION < 50 HP, POTENCIA GLOBAL: 315 HP VOLTAJE: 0.48 kV, 60 Hz. X'' = 27.83
ALIM. CF-36 ALIMENTADOR A MOTOR DE INDUCCION BA-2203-B	CABLE, 1 C/F, CALIBRE 3/0, LONGITUD = 98.4 ft, 60 Hz, SISTEMA INGLES, CU, CLASE DE AISLAMIENTO XLPE DE 600V 100%,
MOT, IND BA-2203-B MOTOR DE BOMBA	MOTOR DE INDUCCION, TRIFASICO, POTENCIA 100 HP, VOLTAJE = 0.48kV, 60 Hz, CORRIENTE NOMINAL= 104.2A, ARRANQUE A PLENO VOLTAJE, X'' =15.38, EFI 100%= :93.52, FP 100%=:92.04 X/R = 7.79
EMOT EMOT-CCM22R2 GRUPO DE MOTORES DE IND < 50 HP	MOTORES DE INDUCCION < 50 HP, POTENCIA GLOBAL: 357 HP VOLTAJE: 0.48 kV, 60 Hz. X'' = 27.83

Tabla C.7

SUBESTACIÓN No.17 DERIVADORA, PLANTA DE ISOMERIZACION

EQUIPO, CLAVE, DESCRIPCION	CARACTERÍSTICAS
ALIM. CF-17R ALIMENTADOR A TABLERO TDR-17-R	CABLE, 1 C/F, CALIBRE 750 MCM, LONGITUD = 6889 ft, 60 Hz, SISTEMA INGLES, CU, CLASE DE AISLAMIENTO XLP DE 15 kV 100%,
ALIM. CF-SE-17-R2A ALIMENTADOR A TRANSFORMADOR TR-17-R-2A	CABLE, 1 C/F, CALIBRE 750 MCM, LONGITUD = 1023 ft, 60 Hz, SISTEMA INGLES, CU, CLASE DE AISLAMIENTO XLP DE 15 kV 100%,
TR TR-17-R-2A ALIMENTADOR	TRANSFORMADOR TRIFASICO, POTENCIA 12.5 MVA, 13.8kV/4.16 kV, IMPEDANCIA: 6.9%, CLASE OA/FA RESISTENCIA A TIERRA 6 OMS X/R = 18.6
ALIM. CF-17-3-R ALIMENTADOR A TRANSFORMADOR TR-17-3-R	CABLE, 1 C/F, CALIBRE 2/0, LONGITUD = 3018 ft, 60 Hz, SISTEMA INGLES, CU, CLASE DE AISLAMIENTO XLP DE 5 kV 133%,
ALIM. CF-17-5-R ALIMENTADOR A TABLERO TCD-17-5-R	CABLE, 1 C/F, CALIBRE 750 MCM, LONGITUD = 2952 ft, 60 Hz, SISTEMA INGLES, CU, CLASE DE AISLAMIENTO XLP DE 5 kV 133%,
ALIM. CF-17-4-R ALIMENTADOR A TABLERO TCD-17-4B	CABLE, 1 C/F, CALIBRE 4/0, LONGITUD = 1968 ft, 60 Hz, SISTEMA INGLES, CU, CLASE DE AISLAMIENTO XLP DE 5 kV 133%,

Tabla C.8

SUBESTACIÓN No.17-3, CASA DE BOMBAS No.5

EQUIPO, CLAVE, DESCRIPCION	CARACTERÍSTICAS
ALIM. CF-17-3-RA ALIMENTADOR A TABLERO CCM-17-3-1	CABLE, 1 C/F, CALIBRE 400 MCM, LONGITUD = 164 ft, 60 Hz, SISTEMA INGLES, CU, CLASE DE AISLAMIENTO XLP DE 5 kV 133%,
ALIM. CF-39 ALIMENTADOR A MOTOR DE INDUCCION AG-68-A	CABLE, 1 C/F, CALIBRE 3/0, LONGITUD = 100 ft, 60 Hz, SISTEMA INGLES, CU, CLASE DE AISLAMIENTO XLP DE 600V 100%,
MOT, IND AG-68-A MOTOR DE COMPRESOR	MOTOR DE INDUCCION, TRIFASICO, POTENCIA 150 HP, VOLTAJE = 0.48kV, 60 Hz, CORRIENTE NOMINAL= 158.6A, ARRANQUE A PLENO VOLTAJE, X" = 15.38, EFI 100% =92.62, FP 100% =91.59 X/R = 9.54
ALIM. CF-40 ALIMENTADOR A MOTOR DE INDUCCION AG-68-B	CABLE, 1 C/F, CALIBRE 3/0, LONGITUD = 100 ft, 60 Hz, SISTEMA INGLES, CU, CLASE DE AISLAMIENTO XLP DE 600V 100%,
MOT, IND AG-68-B MOTOR DE COMPRESOR	MOTOR DE INDUCCION, TRIFASICO, POTENCIA 150 HP, VOLTAJE = 0.48kV, 60 Hz, CORRIENTE NOMINAL= 158.6A, ARRANQUE A PLENO VOLTAJE, X" = 15.38, EFI 100% =92.62, FP 100% =91.59 X/R = 9.54

Tabla C.9

SUBESTACIÓN No.17-4, CASA GENERADORA DE ESPUMA

EQUIPO, CLAVE, DESCRIPCION	CARACTERÍSTICAS
ALIM. CF-41 ALIMENTADOR A MOTOR DE INDUCCION BA-2350-E MOT, IND BA-2350-E MOTOR DE BOMBA	CABLE, 1 C/F, CALIBRE 1/0, LONGITUD = 131 ft, 60 Hz, SISTEMA INGLES, CU, CLASE DE AISLAMIENTO XLP DE 5 kV 133%, MOTOR DE INDUCCION, TRIFASICO, POTENCIA 250 HP, VOLTAJE= 4.16 kV, 60 Hz, CORRIENTE NOMINAL= 36.4 A, ARRANQUE A PLENO VOLTAJE, X"= 18.46, EFI 100%=92.84, FP 100%= 91.87 X/R = 13.49
ALIM. CF-42 ALIMENTADOR A MOTOR DE INDUCCION BA-2330-C1 MOT, IND BA-2330-C1 MOTOR DE BOMBA	CABLE, 1 C/F, CALIBRE 1/0, LONGITUD = 131 ft, 60 Hz, SISTEMA INGLES, CU, CLASE DE AISLAMIENTO XLP DE 5 kV 133%, MOTOR DE INDUCCION, TRIFASICO, POTENCIA 250 HP, VOLTAJE= 4.16 kV, 60 Hz, CORRIENTE NOMINAL= 36.4 A, ARRANQUE A PLENO VOLTAJE, X"= 18.46, EFI 100%=92.84, FP 100%= 91.87 X/R = 13.49
ALIM. CF-43 ALIMENTADOR A MOTOR DE INDUCCION BA-2530-A MOT, IND BA-2530-A MOTOR DE BOMBA	CABLE, 1 C/F, CALIBRE 1/0, LONGITUD = 131 ft, 60 Hz, SISTEMA INGLES, CU, CLASE DE AISLAMIENTO XLP DE 5 kV 133%, MOTOR DE INDUCCION, TRIFASICO, POTENCIA 250 HP, VOLTAJE= 4.16 kV, 60 Hz, CORRIENTE NOMINAL= 36.4 A, ARRANQUE A PLENO VOLTAJE, X"= 18.46, EFI 100%=92.84, FP 100%= 91.87 X/R = 13.49
ALIM. CF-44 ALIMENTADOR A MOTOR DE INDUCCION BA-2530-B MOT, IND BA-2530-B MOTOR DE BOMBA	CABLE, 1 C/F, CALIBRE 1/0, LONGITUD = 131 ft, 60 Hz, SISTEMA INGLES, CU, CLASE DE AISLAMIENTO XLP DE 5 kV 133%, MOTOR DE INDUCCION, TRIFASICO, POTENCIA 250 HP, VOLTAJE= 4.16 kV, 60 Hz, CORRIENTE NOMINAL= 36.4 A, ARRANQUE A PLENO VOLTAJE, X"= 18.46, EFI 100%=92.84, FP 100%= 91.87 X/R = 13.49
ALIM. CF-17-4-1-B ALIMENTADOR A TRANSFORMADOR TR-17-4B TR TR-17-4B ALIMENTADOR	CABLE, 1 C/F, CALIBRE 4/0, LONGITUD = 131 ft, 60 Hz, SISTEMA INGLES, CU, CLASE DE AISLAMIENTO XLP DE 5 kV 133%, TRANSFORMADOR TRIFASICO, POTENCIA 750 kVA, 4.16kV/0.48 kV, IMPEDANCIA: 6.24%, CLASE OA DELTA/ESTRELLA, SOLIDAMENTE ATERRIZADO X/R = 5.8
ALIM. CF-CCM-17-41 ALIMENTADOR A TABLERO CCM-17-4-1B	CABLE, 2 C/F, CALIBRE 750 MCM, LONGITUD = 100 ft, 60 Hz, SISTEMA INGLES, CU, CLASE DE AISLAMIENTO XLP DE 600V 100%,
EMOT EMOT-CCM174A GRUPO DE MOTORES DE IND < 50 HP	MOTORES DE INDUCCION < 50 HP, POTENCIA GLOBAL 240 HP VOLTAJE: 0.48 kV, 60 Hz: X" = 27.83
EMOT EMOT-CCM174B GRUPO DE MOTORES DE IND < 50 HP	MOTORES DE INDUCCION < 50 HP, POTENCIA GLOBAL 120 HP VOLTAJE: 0.48 kV, 60 Hz: X" = 27.83

Tabla C.10

SUBESTACIÓN No.17-5, ESTACION CONTRAINCENDIO No.2 SUR

EQUIPO, CLAVE, DESCRIPCION	CARACTERÍSTICAS
ALIM. CF-45 ALIMENTADOR A MOTOE DE INDUCCION BA-2520-A1 MOT. IND BA-2520-A1 MOTOR DE BOMBA	CABLE, 1 C/F, CALIBRE 6, LONGITUD = 100 ft, 60 Hz, SISTEMA INGLES, CU, CLASE DE AISLAMIENTO XLP DE 5 kV 133%, MOTOR DE INDUCCION, TRIFASICO, POTENCIA 350 HP, VOLTAJE = 4.16 kV, 60 Hz, CORRIENTE NOMINAL= 42.3 A. ARRANQUE A PLENO VOLTAJE, X'' = 18.46, EFI 100% = :93.14, FP 100% =:91.94 X/R =14.57
ALIM. CF-46 ALIMENTADOR A MOTOR DE INDUCCION BA-2520-B MOT. IND BA-2520-B MOTOR DE BOMBA	CABLE, 1 C/F, CALIBRE 6, LONGITUD = 100 ft, 60 Hz, SISTEMA INGLES, CU, CLASE DE AISLAMIENTO XLP DE 5 kV 133%, MOTOR DE INDUCCION, TRIFASICO, POTENCIA 350 HP, VOLTAJE = 4.16 kV, 60 Hz, CORRIENTE NOMINAL= 42.3 A. ARRANQUE A PLENO VOLTAJE, X'' = 18.46, EFI 100% = :93.14, FP 100% =:91.94 X/R =14.57
ALIM. CF-47 ALIMENTADOR A MOTOR DE INDUCCION BA-2520-E MOT. IND BA-2520-E MOTOR DE BOMBA	CABLE, 1 C/F, CALIBRE 6, LONGITUD = 100 ft, 60 Hz, SISTEMA INGLES, CU, CLASE DE AISLAMIENTO XLP DE 5 kV 133%, MOTOR DE INDUCCION, TRIFASICO, POTENCIA 350 HP, VOLTAJE = 4.16 kV, 60 Hz, CORRIENTE NOMINAL= 42.3 A. ARRANQUE A PLENO VOLTAJE, X'' = 18.46, EFI 100% = :93.14, FP 100% =:91.94 X/R =14.57
ALIM. CF-17-5-1-B1 ALIMENTADOR A TRANSFORMADOR TR-17-5-1-B TR TR-17-5-1-B ALIMENTADOR	CABLE, 1 C/F, CALIBRE 4/0, LONGITUD = 4265 ft, 60 Hz, SISTEMA INGLES, CU, CLASE DE AISLAMIENTO XLP DE 5 kV 133%, TRANSFORMADOR TRIFASICO, POTENCIA 750 kVA, 4.16kV/0.48 kV, IMPEDANCIA: 6.42%, CLASE OA DELTA/ESTRELLA, SOLIDAMENTE ATERRIZADO X/R = 5.8
EMOT EMOT-CCM-17-5 GRUPO DE MOTORES DE IND < 50 HP	MOTORES DE INDUCCION < 50 HP, POTENCIA GLOBAL: 535 HP VOLTAJE: 0.48 kV, 60 Hz. X'' :27.83
EMOT EMOT-CCM-175B GRUPO DE MOTORES DE IND < 50 HP	MOTORES DE INDUCCION < 50 HP, POTENCIA GLOBAL: 240 HP VOLTAJE: 0.48 kV, 60 Hz. X'' :27.83

Tabla C.11

SUBESTACIÓN No.17-1, PLANTA DESHIDRODESULFURADORA DE DIESEL HHD-5

EQUIPO, CLAVE, DESCRIPCION	CARACTERÍSTICAS
TR TR-17-1-R-1 ALIMENTADOR	TRANSFORMADOR TRIFASICO, POTENCIA 2.5 MVA, 13.8 kV/4.16 kV, IMPEDANCIA: 5.79 %, CLASE OA/FA RESISTENCIA A TIERRA 4 OMS X/R = 14.2
ALIM. CF-17-1-1-R1 ALIMENTADOR A TABLERO TCD-17-1-1-A	CABLE, 1 C/F, CALIBRE 3/0, LONGITUD = 2460 ft, 60 Hz, SISTEMA INGLES, CU, CLASE DE AISLAMIENTO THWN DE 5 kV 133%,
ALIM. CF-48 ALIMENTADOR A MOTOR DE INDUCCION GB-4130-A	CABLE, 1 C/F, CALIBRE 250 MCM, LONGITUD = 70 ft, 60 Hz, SISTEMA INGLES, CU, CLASE DE AISLAMIENTO XLP DE 5 kV 133%,
MOT, IND GB-4130-A MOTOR DE COMPRESOR	MOTOR DE INDUCCION, TRIFASICO, POTENCIA 900 HP, VOLTAJE = 4.16 kV, 60 Hz, CORRIENTE NOMINAL = 107.9 A, ARRANQUE A PLENO VOLTAJE, X" = 18.46, EFI 100% = 93.5, FP 100% = 92.33 X/R = 23.36
ALIM. CF-49 ALIMENTADOR A MOTOR DE INDUCCION GB-4101-A	CABLE, 1 C/F, CALIBRE 250 MCM, LONGITUD = 80 ft, 60 Hz, SISTEMA INGLES, CU, CLASE DE AISLAMIENTO XLP DE 5kV 133%,
MOT, IND GB-4101-A MOTOR DE COMPRESOR	MOTOR DE INDUCCION, TRIFASICO, POTENCIA 1200 HP, VOLTAJE = 4.16 kV, 60 Hz, CORRIENTE NOMINAL = 149.3 A, ARRANQUE A PLENO VOLTAJE, X" = 15.38, EFI 100% = 93.71, FP 100% = 92.46 X/R = 27.53
ALIM. CF-50 ALIMENTADOR A MOTOR DE INDUCCION GB-4105-A	CABLE, 1 C/F, CALIBRE 250 MCM, LONGITUD = 70 ft, 60 Hz, SISTEMA INGLES, CU, CLASE DE AISLAMIENTO XLP DE 5kV 133%,
MOT, IND GB-4105-A MOTOR DE COMPRESOR	MOTOR DE INDUCCION, TRIFASICO, POTENCIA 350 HP, VOLTAJE = 4.16 kV, 60 Hz, CORRIENTE NOMINAL = 42.3 A, ARRANQUE A PLENO VOLTAJE, X" = 18.46, EFI 100% = 93.14, FP 100% = 91.94 X/R = 14.57
ALIM. CF-51 ALIMENTADOR A MOTOR DE INDUCCION GB-4501-A	CABLE, 1 C/F, CALIBRE 250 MCM, LONGITUD = 80 ft, 60 Hz, SISTEMA INGLES, CU, CLASE DE AISLAMIENTO XLP DE 5 kV 133%,
MOT, IND GB-4501-A MOTOR DE COMPRESOR	MOTOR DE INDUCCION, TRIFASICO, POTENCIA 750 HP, VOLTAJE = 4.16 kV, 60 Hz, CORRIENTE NOMINAL = 84.1 A, ARRANQUE A PLENO VOLTAJE, X" = 18.46, EFI 100% = 93.41, FP 100% = 92.72 X/R = 20.61
ALIM. CF-52 ALIMENTADOR A MOTOR DE INDUCCION GB-4601	CABLE, 1 C/F, CALIBRE 1/0, LONGITUD = 130 ft, 60 Hz, SISTEMA INGLES, CU, CLASE DE AISLAMIENTO XLP DE 5kV 133%,
MOT, IND GB-4601 MOTOR DE COMPRESOR	MOTOR DE INDUCCION, TRIFASICO, POTENCIA 200 HP, VOLTAJE = 4.16 kV, 60 Hz, CORRIENTE NOMINAL = 84.1 A, ARRANQUE A PLENO VOLTAJE, X" = 18.46, EFI 100% = 93.41, FP 100% = 92.72 X/R = 20.61
ALIM. CF-53 ALIMENTADOR A MOTOR DE INDUCCION GB-4501	CABLE, 1 C/F, CALIBRE 250 MCM, LONGITUD = 80 ft, 60 Hz, SISTEMA INGLES, CU, CLASE DE AISLAMIENTO XLP DE 5kV 133%,

Tabla C.11 (continuación)

SUBESTACIÓN No.17-1, PLANTA DESHIDRODESULFURADORA DE DIESEL HHD-5

EQUIPO, CLAVE, DESCRIPCION	CARACTERÍSTICAS
MOT, IND GB-4501 MOTOR DE COMPRESOR	MOTOR DE INDUCCION, TRIFASICO, POTENCIA 500 HP, VOLTAJE= 4.16 kV, 60 Hz, CORRIENTE NOMINAL= 60.3 A, ARRANQUE A PLENO VOLTAJE, X''= 18.46, EFI 100%= .93.19, FP 100%= .92.08 X/R = 17.41
ALIM. CF-171-1-A ALIMENTADOR A TRANSFORMADOR TR-17-1-R-3A	CABLE, 2 C/F, CALIBRE 2/0, LONGITUD = 191 ft, 60 Hz, SISTEMA INGLES, CU, CLASE DE AISLAMIENTO THWN DE 5kV 133%,
TR TR-17-1-R-3A ALIMENTADOR	TRANSFORMADOR TRIFASICO, POTENCIA 1000 kVA, 4.16 kV/ 0.48 kV, IMPEDANCIA: 5.66 %, CLASE OA DELTA/ESTRELLA, SOLIDAMENTE ATERRIZADO X/R = 5.8
ALIM. CF-17-1-R-3A ALIMENTADOR A TABLERO CCM-171-2-B	CABLE, 4 C/F, CALIBRE 750 MCM, LONGITUD = 80 ft, 60 Hz, SISTEMA INGLES, CU, CLASE DE AISLAMIENTO THWN DE 600V 100%,
ALIM. CF-17-1-2-B ALIMENTADOR A TRANSFORMADOR TR-171-B-3B2	CABLE, 1 C/F, CALIBRE 2/0, LONGITUD = 100 ft, 60 Hz, SISTEMA INGLES, CU, CLASE DE AISLAMIENTO XLP DE 5 kV 133%,
TR TR-171-B-3B2 ALIMENTADOR	TRANSFORMADOR TRIFASICO, POTENCIA 1000 kVA, 4.16 kV/ 0.48 kV, IMPEDANCIA: 5.66 %, CLASE OA DELTA/ESTRELLA, SOLIDAMENTE ATERRIZADO X/R = 5.8
ALIM. CF-17-1-2-BA ALIMENTADOR A TABLERO CCM-171-2-B	CABLE, 4 C/F, CALIBRE 750 MCM, LONGITUD:100 ft, 60 Hz, SISTEMA INGLES, CU, CLASE DE AISLAMIENTO THWN DE 600V 100%,
ALIM. CF-56 ALIMENTADOR MOTOR DE INDUCCION GA-4503-A	CABLE, 1 C/F, CALIBRE 4/0, LONGITUD:132 ft, 60 Hz, SISTEMA INGLES, CU, CLASE DE AISLAMIENTO THWN DE 600V 100%,
MOT, IND GA-4503-A MOTOR DE COMPRESOR	MOTOR DE INDUCCION, TRIFASICO, POTENCIA 100 HP, VOLTAJE = 0.48kV, 60 Hz, CORRIENTE NOMINAL= 104.2A, ARRANQUE A PLENO VOLTAJE, X'' =15.38, EFI 100%= .93.52, FP 100%=.92.04 X/R =7.79
EMOT EMOT-CCM-17-2 GRUPO DE MOTORES DE IND < 50 HP	MOTORES DE INDUCCION < 50 HP, POTENCIA GLOBAL 200 HP VOLTAJE: 0.48 kV, 60 Hz, CORRIENTE NOMINAL: X'' =.27.83
ALIM. CF-57 ALIMENTADOR MOTOR DE INDUCCION GA-4103-A	CABLE, 1 C/F, CALIBRE 2/0, LONGITUD:131 ft, 60 Hz, SISTEMA INGLES, CU, CLASE DE AISLAMIENTO THWN DE 600V 100%,
MOT, IND GA-4103-A MOTOR DE COMPRESOR	MOTOR DE INDUCCION, TRIFASICO, POTENCIA 20 HP, VOLTAJE = 0.46 kV, 60 Hz, CORRIENTE NOMINAL= 23.2 A, ARRANQUE A PLENO VOLTAJE, X'' = 20, EF 100% = 87.87, FP 100% =88.2 X/R = 3.48
ALIM. CF-171-R-4AT ALIMENTADOR A TRANSFORMADOR TR-171-R-4	CABLE, 1 C/F, CALIBRE 750 MCM, LONGITUD = 90 ft, 60 Hz, SISTEMA INGLES, CU, CLASE DE AISLAMIENTO THWN DE 600V 100%,

Tabla C.11 (continuación)

SUBESTACIÓN No.17-1, PLANTA DESHIDRODESULFURADORA DE DIESEL HHD-5

EQUIPO, CLAVE, DESCRIPCION	CARACTERÍSTICAS
TR TR-171-R-4 ALIMENTADOR	TRANSFORMADOR TRIFASICO, POTENCIA 300 kVA, 0.48 kV/0.22 kV, IMPEDANCIA: 4.71 %, CLASE: AA DELTA/ESTRELLA, SOLIDAMENTE ATERRIZADO X/R = 4.7
ALIM. CF-17-1-3-R ALIMENTADOR A TABLERO CCM-17-1-3-R	CABLE, 4 C/F, CALIBRE 750 MCM, LONGITUD = 100 ft, 60 Hz, SISTEMA INGLES, CU, CLASE DE AISLAMIENTO XLP DE 600V 100%,
ALIM. CF-58 ALIMENTADOR MOTOR DE INDUCCION GA-5602-B MOT, IND GA-5602-B MOTOR DE COMPRESOR	CABLE, 1 C/F, CALIBRE 3/0, LONGITUD = 100 ft, 60 Hz, SISTEMA INGLES, CU, CLASE DE AISLAMIENTO XLP DE 600V 100%, MOTOR DE INDUCCION, TRIFASICO, POTENCIA 100 HP, VOLTAJE = 0.48kV, 60 Hz, CORRIENTE NOMINAL= 104.2A, ARRANQUE A PLENO VOLTAJE, X'' = 15.38, EFl 100%= :93.52, FP 100%=:92.04 X/R =7.79
ALIM. CF-59 ALIMENTADOR MOTOR DE INDUCCION GA-5608-B MOT, IND GA-5608-B MOTOR DE COMPRESOR	CABLE, 1 C/F, CALIBRE 2/0, LONGITUD = 131 ft, 60 Hz, SISTEMA INGLES, CU, CLASE DE AISLAMIENTO XLP DE 600V 100%, MOTOR DE INDUCCION, TRIFASICO, POTENCIA 100 HP, VOLTAJE = 0.48kV, 60 Hz, CORRIENTE NOMINAL= 104.2A, ARRANQUE A PLENO VOLTAJE, X'' = 15.38, EFl 100%= :93.52, FP 100%=:92.04 X/R =7.79
EMOT EMOT-CCM-17-B GRUPO DE MOTORES DE IND < 50 HP	MOTORES DE INDUCCION < 50 HP, POTENCIA GLOBAL 200 HP VOLTAJE: 0.48 kV, 60 Hz. X''= 27.83
EMOT EMOT-CCM-173R GRUPO DE MOTORES DE IND < 50 HP	MOTORES DE INDUCCION < 50 HP, POTENCIA GLOBAL 173 HP VOLTAJE: 0.48 kV, 60 Hz. X''=27.83
EMOT EMOT-CCM-173B GRUPO DE MOTORES DE IND < 50 HP	MOTORES DE INDUCCION < 50 HP, POTENCIA GLOBAL 173 HP VOLTAJE: 0.48 kV, 60 Hz. X''=27.83

Tabla C.12

SUBESTACIÓN No.17-1-1, PLANTA DE AZUFRE III

EQUIPO, CLAVE, DESCRIPCION	CARACTERÍSTICAS
ALIM. CF-60 ALIMENTADOR MOTOR DE INDUCCION GA-4701-A	CABLE, 1 C/F, CALIBRE 1/0, LONGITUD = 80 ft, 60 Hz, SISTEMA INGLES, CU, CLASE DE AISLAMIENTO XLPE DE 5kV 133%,
MOT, IND GA-4701-A MOTOR DE COMPRESOR	MOTOR DE INDUCCION, TRIFASICO, POTENCIA 250 HP, VOLTAJE= 4.16 kV, 60 Hz, CORRIENTE NOMINAL= 36.4 A, ARRANQUE A PLENO VOLTAJE, X''= 18.46, EFI 100%=92.84, FP 100%: = 91.87 X/R =13.49
ALIM. CF-171-1-1-B ALIMENTADOR A TRANSFORMADOR TR-171-ATB	CABLE, 1 C/F, CALIBRE 3/0, LONGITUD: 65.6 ft, 60 Hz, SISTEMA INGLES, CU, CLASE DE AISLAMIENTO XLP DE 5kV 133%,
TR TR-171-ATB ALIMENTADOR	TRANSFORMADOR TRIFASICO, POTENCIA 300 kVA, 4.16 kV/0.48 kV, IMPEDANCIA=2.15 %, CLASE OA/AA DELTA/ESTRELLA, SOLIDAMENTE ATERRIZADO X/R = 4.7
ALIM. CF-17-1-1-B ALIMENTADOR A TABLERO TCD-171-1-B1	CABLE, 3 C/F, CALIBRE 500 MCM, LONGITUD = 120 ft, 60 Hz, SISTEMA INGLES, CU, CLASE DE AISLAMIENTO THWN DE 600V 100%,
ALIM. CF-61 ALIMENTADOR MOTOR DE INDUCCION GB-4701-C	CABLE, 1 C/F, CALIBRE 1/0, LONGITUD = 80 ft, 60 Hz, SISTEMA INGLES, CU, CLASE DE AISLAMIENTO XLP DE 5kV 133%,
MOT, IND GB-4701-C MOTOR DE COMPRESOR	MOTOR DE INDUCCION, TRIFASICO, POTENCIA 250 HP, VOLTAJE= 4.16 kV, 60 Hz, CORRIENTE NOMINAL= 36.4 A, ARRANQUE A PLENO VOLTAJE, X''= 18.46, EFI 100%=92.84, FP 100%: = 91.87 X/R =13.49
EMOT EMOT-TCD-1711 GRUPO DE MOTORES DE IND < 50 HP	MOTORES DE INDUCCION < 50 HP, POTENCIA GLOBAL 40 HP VOLTAJE: 0.48 kV, 60 Hz. X'' = 27.83
EMOT EMOT-TCD-171-B GRUPO DE MOTORES DE IND < 50 HP	MOTORES DE INDUCCION < 50 HP, POTENCIA GLOBAL 131 HP VOLTAJE: 0.48 kV, 60 Hz. X'' = 27.83

Nota1: para los grupos de motores de inducción menores de 50 HP, el cálculo del factor X/R fue calculado por el programa computacional ETAP POWER STATION 2.0.8. Este dato es posible calcularlo también mediante una regla de tres, con los datos contenidos en las tablas del Anexo A.

C-2 Recopilación de datos para Equipos de Protección por Subestación

La recopilación de información comprende a las subestaciones eléctricas principales: 1A, 2 y 17 derivadora y a las plantas industriales bajo análisis.

Tabla C.13

TIPO DE EQUIPO

INTERRUPTOR DE POTENCIA EN VACIO DE 3 CICLOS, SYM	DE INT, POT, VAC.
INTERRUPTOR ELECTROMAGNETICO (INTERRUPTOR DE POTENCIA EN BAJA TENSION)	INT, ELECT.
INTERRUPTOR EN CAJA MOLDEADA, (INT.TERMOMAGNETICO)	INT, CAJA MOL..
FUSIBLE LIMITADOR DE CORRIENTE	FUS, LIM.
FUSIBLE DE POTENCIA (TIPO EXPULSION)	FUS, POT

Tabla C.14

SUBESTACIÓN No.1A, VENTILADORES DE TIRO FORZADO
CARACTERÍSTICAS

EQUIPO, MARCA, MODELO,	CLAVE	In NOM. A	CAPACIDAD MOMENTANEA		KV MAX.	F.P. PRUEBA	CAPACIDAD INTERRUPTIVA	
			ASYM, KA	ASYM, CRESTA KA			CAPACIDAD INTERRUPTIVA KA	CAPACIDAD INTERRUPTIVA MAX. KA
INT, POT,VAC. SQUARE-D VAD-15075-12	IP-SE-1 ^o -R	1200	57.6	97.2	15	-	28	36
INT, POT,VAC. SQUARE-D VAD-05025-12	IP-1A-R-3	1200	57.6	97.2	4.8	-	29	36
INT, POT,VAC. SQUARE-D VAD-05025-12	IP-1A-R-3	1200	57.6	97.2	4.8	-	29	36
FUS, POT RTE ELS-P	FC-1A-1-R-1A	200	-	-	8.3	15	50	50
FUS, LIM ALLIS-CHALMER FM-18X	FC-3030	350	-	-	5.28	15	50	50
FUS, LIM BUSSMAN JCR	FC-3035	170	-	-	8.3	6.65	50	50
FUS, LIM BUSSMAN JCR	FC-3037	170	-	-	8.38	6.65	50	50
FUS, LIM BUSSMAN JCR	FC-3037	170	-	-	8.38	6.65	50	50
FUS, LIM BUSSMAN JCR	FC-3037	170	-	-	8.38	6.65	50	50

Tabla C.15

SUBESTACIÓN No.1A, VELITADORES DE TIRO FORZADO

EQUIPO, MARCA, MODELO,	CLAVE	In NOM. A	CARACTERÍSTICAS					
			CAPACIDAD MOMENTANEA		KV MAX.	F.P. PRUEBA	CAPACIDAD INTERRUPTIVA	
			ASYM, KA	ASYM, CRESTA KA			CAPACIDAD INTERRUPTIVA KA	CAPACIDAD INTERRUPTIVA MAX. KA
FUS, POT WESTINGHOUSE RBA-800	FC-1A-MB	250	-	-	5.5	6.65	37.5	37.5
FUS, LIM BUSSMAN JCG	FC-3041	70	-	-	5.5	6.65	50	50
FUS, LIM BUSSMAN JCU	FC-3043	450	-	-	5.5	6.65	50	50
FUS, LIM BUSSMAN JCY	FC-3045	200	-	-	5.5	6.65	40	40
FUS, LIM BUSSMAN JCR	FC-3043	170	-	-	8.3	6.65	50	50
INT. ELECTR. G.E.BRELEC MVT RMS-1600	IE-1A-MB	1600	-	-	0.48	15	65	65
INT. ELECTR. G.E.BRELEC MVT RMS-1600	ITE-1A1	1600	-	-	0.48	15	65	65

Tabla C.16

SUBESTACIÓN No.1A1, PLANTA DE MEZCLADO Y LLENADO DE ASFALTO

EQUIPO, MARCA, MODELO,	CLAVE	In NOM. A	CARACTERÍSTICAS					
			CAPACIDAD MOMENTANEA		KV MAX.	F.P. PRUEBA	CAPACIDAD INTERRUPTIVA	
			ASYM, KA	ASYM, CRESTA KA			CAPACIDAD INTERRUPTIVA KA	CAPACIDAD INTERRUPTIVA MAX. KA
INT. ELECTR. G.E.BRELEC MVT RMS-1600	ITE-1A-1A	800	-	-	0.48	15	65	65
INT. ELECTR. G.E.BRELEC MVT RMS-1600	ITE-1A-1-R	800	-	-	0.48	15	65	65
FUS, POT RTE ELS-PA	FC-1A1-AR-1	200	-	-	8.0	15	40	40

Tabla C.17

SUBESTACIÓN No.2, CALDERAS Y CALDERETAS

EQUIPO, MARCA, MODELO,	CLAVE	In NOM. A	CAPACIDAD MOMENTANEA		KV MAX.	F.P. PRUEBA	CAPACIDAD INTERRUPTIVA	
			ASYM, KA	ASYM, CRESTA KA			CAPACIDAD INTERRUPTIVA KA	CAPACIDAD INTERRUPTIVA MAX. KA
INT, POT,VAC. SQUARE-D VAD-15075-12	IP-2-R-2	1200	57.6	97.2	15	-	28	36
INT, POT,VAC. SQUARE-D VAD-05025-12	IP-2-R-3	1200	57.6	97.2	4.8	-	29	36
INT, POT,VAC. SQUARE-D VAD-05025-12	ITE-2	1200	57.6	97.2	4.8	-	29	36
INT, POT,VAC. SQUARE-D VAD-05025-12	IP-22-R-1	1200	57.6	97.2	4.8	-	29	36
FUS, LIM WESTINGHOUSE CLS-700	FC-3481	600	-	-	5.5	6.65	50	50
FUS, POT WESTINGHOUSE RBA-800	FC-21-A	250	-	-	5.5	6.65	37.5	37.5
FUS, LIM WESTINGHOUSE CLS-700	FC-3487	600	-	-	5.5	6.65	50	50
FUS, LIM WESTINGHOUSE CLS-700	FC-3480	600	-	-	5.5	6.65	50	50
INT. ELECTR. ABB K-1600M	ITE-21	1600	-	-	0.48	20	50	50
INT. ELECTR. ABB K-1600M	ITE-21	1600	-	-	0.48	20	50	50
INT, POT,VAC. SQUARE-D VAD-05025-12	IP-22-R-2	1200	57.6	97.2	4.8	-	29	36
FUS, LIM BUSSMAN JCL	FC-3434	450	-	-	5.5	6.65	50	50
FUS, LIM ALLIS-CHALMER FM-3X	FC-3434	100	-	-	5.28	6.65	50	50
INT, POT,VAC. SQUARE-D VAD-05025-12	IP-22-A	1200	57.6	97.2	4.8	-	29	36
FUS, POT WESTINGHOUSE RBA-800	FC-22-A-1	250	-	-	5.5	6.65	37.5	37.5
INT. ELECTR. G.E.BRELEC MVT RMS-1600	ITE-23A	1600	-	-	0.48	15	65	65
INT. ELECTR. G.E.BRELEC MVT RMS-1600	IE-22-1A1	1600	-	-	0.48	15	65	65

Tabla C.18

SUBESTACIÓN No.17 DERIVADORA

EQUIPO, MARCA, MODELO,	CLAVE	In NOM. A	CARACTERÍSTICAS					
			CAPACIDAD MOMENTANEA		KV MAX.	F.P. PRUEBA	CAPACIDAD INTERRUPTIVA	
			ASYM, KA	ASYM, CRESTA KA			CAPACIDAD INTERRUPTIVA KA	CAPACIDAD INTERRUPTIVA MAX. KA
INT, POT,VAC. SQUARE-D VAD-15075-12	IP-17-R-3	1200	57.6	97.2	15	-	28	36
INT, POT,VAC. SQUARE-D VAD-15075-12	IP-17-R-2A	1200	57.6	97.2	15	-	28	36
INT, POT,VAC. SQUARE-D VAD-15075-12	IP-17-1-R-1	1200	57.6	97.2	15	-	28	36
INT, POT,VAC. SQUARE-D VAD-05025-12	IP-17-R-4	1200	57.6	97.2	4.8	-	29	36
INT, POT,VAC. SQUARE-D VAD-05025-12	IP-17-5-R-1	1200	57.6	97.2	4.8	-	29	36
INT, POT,VAC. SQUARE-D VAD-05025-12	IP-17-3-R-1	1200	57.6	97.2	4.8	-	29	36
INT, POT,VAC. SQUARE-D VAD-05025-12	ITE-17	1200	57.6	97.2	4.8	-	29	36
INT, POT,VAC. SQUARE-D VAD-05025-12	IP-17-4-B-1	1200	57.6	97.2	4.8	-	29	36
INT, POT,VAC. SQUARE-D VAD-05025-12	IP-17-3-R-2	1200	57.6	97.2	4.8	-	29	36

Tabla C.19

SUBESTACIÓN No.17-3, CASA DE BOMBAS No.5

EQUIPO, MARCA, MODELO,	CLAVE	In NOM. A	CARACTERÍSTICAS					
			CAPACIDAD MOMENTANEA		KV MAX.	F.P. PRUEBA	CAPACIDAD INTERRUPTIVA	
			ASYM, KA	ASYM, CRESTA KA			CAPACIDAD INTERRUPTIVA KA	CAPACIDAD INTERRUPTIVA MAX. KA
INT. ELECTR. G.E.BRELEC MVT RMS-1600	IE-17-3-R	800	-	-	0.48	15	65	65
INT. ELECTR. G.E.BRELEC MVT RMS-1600	ITE-17-3	800	-	-	0.48	15	65	65

Tabla C.20

SUBESTACIÓN No.17-4, CASA GENERADORA DE ESPUMA

EQUIPO, MARCA, MODELO,	CLAVE	In NOM. A	CAPACIDAD MOMENTANEA		CARACTERÍSTICAS			
			ASYM, KA	ASYM, CRESTA KA	KV MAX.	F.P. PRUEBA	CAPACIDAD INTERRUPTIVA KA	CAPACIDAD INTERRUPTIVA MAX. KA
INT, POT,VAC. SQUARE-D VAD-05025-12	IP-17-4-B-2	1200	57.6	97.2	4.8	-	29	36
FUS,LIM ALLIS-CHAMBER FM-3X	FC-3196	100	-	-	5.28	6.65	50	50
FUS,LIM ALLIS-CHALMER FM-3X	FC-3197	100	-	-	5.28	6.65	50	50
INT, POT,VAC. SQUARE-D VAD-05025-12	IP-17-R-4	1200	57.6	97.2	4.8	-	29	36
FUS, POT McGRAW-EDISON NX	FC-17-4-B	150	-	-	5.5	6.65	50	50
FUS,LIM ALLIS-CHALMER FM-3X	FC-3164	100	-	-	5.28	6.65	50	50
FUS,LIM ALLIS-CHALMER FM-3X	FC-3162	100	-	-	5.28	6.65	50	50
INT, ELECTR ABB K-800M	ITE-17-4A	800	-	-	0.48	15	25	25
INT, ELECTR ABB K-800M	ITE-17-4-B	800	-	-	0.48	15	25	25

Tabla C.21

SUBESTACIÓN No.17-5, ESTACION CONTRAINCENDIO No.2 SUR

CARACTERÍSTICAS

EQUIPO, MARCA, MODELO,	CLAVE	In NOM. A	CAPACIDAD MOMENTANEA		KV MAX.	F.P. PRUEBA	CAPACIDAD INTERRUPTIVA	
			ASYM. KA	ASYM. CRESTA KA			CAPACIDAD INTERRUPTIVA KA	CAPACIDAD INTERRUPTIVA MAX. KA
INT, POT,VAC. SQUARE-D VAD-05025-12	ITE-17-4R	1200	57.6	97.2	4.8	-	29	36
INT, POT,VAC. SQUARE-D VAD-05025-12	IP-17-4-R-2	1200	57.6	97.2	4.8	-	29	36
FUS, LIM ALLIS-CHALMER FM-4X	FC-3205	130	-	-	5.28	6.65	50	50
FUS, LIM ALLIS-CHALMER FM-4X	FC-3205	130	-	-	5.28	6.65	50	50
FUS, LIM ALLIS-CHAMBER FM-4X	FC-3200	130	-	-	5.28	6.65	50	50
FUS, LIM ALLIS-CHAMBER FM-4X	FC-3206	130	-	-	5.28	6.65	50	50
FUS,POT McGRAW-EDISON NX	FC-17-5-1R1	150	-	-	5.5	6.65	50	50
FUS,POT McGRAW-EDISON NX-1M	FC-17-5-1-B2	150	-	-	5.0	6.65	40	40
INT, ELECTR ABB K-1600M	IE-17-5-4-B	1600	-	-	0.48	15	50	50
INT, ELECTR ABB K-1600M	IE-17-5	1600	-	-	0.48	15	50	50

Tabla C.22

SUBESTACIÓN No.17-1, PLANTA DESHIDRODESULFURADORA DE DIESEL HHD-5

EQUIPO, MARCA, MODELO,	CLAVE	In NOM. A	CAPACIDAD MOMENTANEA		KV MAX.	F.P. PRUEBA	CAPACIDAD INTERRUPTIVA	
			ASYM, KA	ASYM, CRESTA KA			CAPACIDAD INTERRUPTIVA KA	CAPACIDAD INTERRUPTIVA MAX. KA
INT, POT,VAC. SQUARE-D VAD-05025-12	IP-17-R-3A	1200	57.6	97.2	4.8	-	29	36
INT, POT,VAC. SQUARE-D VAD-05025-12	IP-171-1-R-1	1200	57.6	97.2	4.8	-	29	36
FUS, LIM ALLIS-CHALMER FM-18X	FC-3226	350	-	-	5.28	15	50	50
FUS, LIM ALLIS-CHALMER FM-24X	FC-3228	450	-	-	5.28	15	50	50
FUS, LIM ALLIS-CHALMER FM-4X	FC-3220	130	-	-	5.28	0	50	50
FUS, LIM ALLIS-CHAMBER FM-18X	FC-3229	350	-	-	5.28	15	50	50
FUS, LIM ALLIS-CHAMBER FM-3X	FC-3240	100	-	-	5.28	0	50	50
INT, POT,VAC. SQUARE-D VAD-05025-12	IP-171-R-2	1200	57.6	97.2	4.8	-	29	36
INT, POT,VAC. SQUARE-D VAD-05025-12	ITE-17-1	1200	57.6	97.2	4.8	-	29	36
FUS, LIM ALLIS-CHALMER FM-12X	FC-3244	230	-	-	5.28	15	50	50
INT, POT,VAC. SQUARE-D VAD-05025-12	IP-TR-171-B3	1200	57.6	97.2	4.8	-	29	36
INT. ELECTR. G.E.BRELEC MVT RMS-1600	ITE-171-R-1	800	-	-	0.48	15	65	65
INT. ELECTR. G.E.BRELEC MVT RMS-1600	ITE-17-1-1A	800	-	-	0.48	15	65	65
INT. ELECTR. G.E.BRELEC MVT RMS-1600	ITE-171-1-2	1600	-	-	0.48	15	65	65
INT. ELECTR. G.E.BRELEC MVT RMS-1600	ITE-17-B-2	1600	-	-	0.48	15	65	65
INT, CAJA MOL SQUARE-D LAL	IT-171-R-1A	400	-	-	0.48	20	30	30
INT, CAJA MOL SQUARE-D	IT-171-R-2	800	-	-	0.22	20	42	42
INT, CAJA MOL SQUARE-D	ITT-17-1-3	800	-	-	0.22	20	42	42

Tabla C.23
SUBESTACIÓN No.17-1-1, PLANTA DE AZUFRE III

EQUIPO, MARCA, MODELO,	CLAVE	In NOM. A	CARACTERÍSTICAS					CAPACIDAD INTERRUPTIVA	
			CAPACIDAD MOMENTÁNEA		KV MAX.	F.P. PRUEBA	CAPACIDAD INTERRUPTIVA KA	CAPACIDAD INTERRUPTIVA MAX. KA	
			ASYM. KA	ASYM, CRESTA KA					
INT. POT,VAC. SQUARE-D VAD-05025-12	IP-171-1-R-2	1200	57.6	97.2	4.8	-	29	36	
FUS. LIM ALLIS-CHALMER FM-3X	FC-3295	100	-	-	5.28	0	50	50	
INT. POT,VAC. SQUARE-D VAD-05025-12	ITE-17-1-4	1200	57.6	97.2	4.8	-	29	36	
FUS. POT McGRAW-EDISON NX	FC-171-1-1-B	150	-	-	5.5	6.65	50	50	
FUS. LIM ALLIS-CHALMER FM-3X	FC-3299	100	-	-	5.28	0	50	50	
INT. ELECTR. G.E.BRELEC MVT RMS-1600	ITE-17-1-5A	800	-	-	0.48	15	65	65	
INT. ELECTR. G.E.BRELEC MVT RMS-1600	IE-17-1-1-B1	800	-	-	0.48	15	65	65	

C-3 Corridas del programa computacional ETAP POWER STATION 2.0.8

En las paginas siguientes se muestra la base de datos cargada al programa computacional ETAP POWER STATION 2.0.8 de los equipos eléctricos de las subestaciones y plantas industriales. Estos datos constan de información como: *Impedancias, X/R's, reactancias, niveles de voltaje, potencia nominal de motores, longitudes de los conductores eléctricos, numero de fases etc.* entre otros muchos datos típicos e importantes para un estudio de cortocircuito. Y por parte de los dispositivos de protección, datos como: *Tipo de interruptor, capacidad momentánea e interruptiva, número de ciclos, etc.* Igualmente, las corridas del programa computacional se presentan.

Nota2: Estas corridas, solo muestran un resumen general de las corrientes de cortocircuito en los buses fallados, es decir; se omitió información sobre el voltajes prefalla y falla en los buses, flujos de corriente de cortocircuito a los buses, impedancia de Thévenin de los buses fallados e información de las sobretensiones momentáneas producidas tanto por fallas balanceadas como desbalanceada. La razón de esto, es que se consideró irrelevante para el propósito que tiene esta investigación.

Nota3: Se realizó como complemento, corridas de la segunda red de falla línea a tierra, para verificar la capacidad interruptiva de interruptores de potencia en alta tensión, esto para comprobar que efectivamente, los dispositivos limitadores de falla línea a tierra (resistencias limitadoras conectadas al secundario de transformadores y aterrizados fijos, de estos) funcionan como lo esperado.

Project: TESIS
 Location: REFINERIA MIGUEL HIDALGO, TULA
 Contract:
 Engineer: ALS

SYSTEM ANALYSIS
 =====
 PowerStation 2.0.8C
 Study Case:

Page:
 Date: 05-20-2003
 SN: INSTDPETRO
 File: LISTA

 ESTUDIO DE CORTOCIRCUITO Y EVALUACION DEL EQUIPO DE PROTECCION DEL SISTEMA ELECTRICO DE LA REFINERIA MIGUEL HIDALGO, TULA. HGO.

Electrical Transient Analyzer Program

 Base de Datos para el Estudio de Cortocircuito

 SHORT CIRCUIT ANALYSIS

	Swing	Gen.	Load	Total
Number of Buses:	2	5	46	53

	XFRM2	REACT.	LINE/CABLE	IMP.	TIE PD	XFRM3	TOTAL
Number of Branches:	19	5	93	0	21	1	139

	Synch. Gen.	Synch. Motor	Ind. Motor	Lump Motor	Uti- lity	Total
Number of Machines:	5	2	75	0	2	84

System Frequency: 60.0 Hz
 Unit System: English
 Data File Name: LISTA
 Output File Name: C:\ETAP\POWERSTN\LISTA\A-1LT.shr

Project: TESIS
 Location: REFINERIA MIGUEL HIDALGO, TULA
 Contract:
 Engineer: ALS

BUS INPUT DATA
 =====
 PowerStation 2.0.8C
 Study Case:

Page:
 Date: 05-20-2003
 SN: INSTDPETRO
 File: LISTA

ESTUDIO DE CORTOCIRCUITO Y EVALUACION DEL EQUIPO DE PROTECCION DEL SISTEMA ELECTRICO DE LA REFINERIA MIGUEL HIDALGO, TULA. HGO.

Bus Information (Nominal & Base kv)				Voltage		Generation		Motor Load		
ID	Type	Nom.kv	Basekv	Description	% Mag.	Ang.	MW	Mvar	MW	Mvar
BUSRT-17-3-R	Load	4.160	4.160		100.0	0.0			0.000	0.000
BUSTR-2-RIAT	Load	13.800	13.800		100.0	0.0			0.000	0.000
BUSTR-17-51R	Load	4.160	4.160		100.0	0.0			0.000	0.000
CCM-1A-1-M	Load	0.480	0.480		100.0	0.0			0.013	0.006
CCM-1A1-R-1	Load	0.480	0.480		100.0	0.0			0.062	0.028
CCM-1A-M-2	Load	0.480	0.480		100.0	0.0			0.082	0.036
CCM-1A-R	Load	0.480	0.480		100.0	0.0			0.100	0.044
CCM-17-1-3-B	Load	0.220	0.220		100.0	0.0			0.117	0.052
CCM-17-1-3-R	Load	0.220	0.220		100.0	0.0			0.102	0.045
CCM-17-3-1	Load	0.480	0.480		100.0	0.0			0.000	0.000
CCM-17-3-1A	Load	0.480	0.480		100.0	0.0			0.000	0.000
CCM-17-4-1	Load	0.480	0.480		100.0	0.0			0.193	0.093
CCM-17-4-1B	Load	0.480	0.480		100.0	0.0			0.109	0.048
CCM-17-5-11B	Load	0.480	0.480		100.0	0.0			0.193	0.093
CCM-17-5-11R	Load	0.480	0.480		100.0	0.0			0.428	0.181
CCM-21-A	Load	0.480	0.480		100.0	0.0			0.000	0.000
CCM-22-R	Load	0.480	0.480		100.0	0.0			0.000	0.000
CCM-22-R1	Load	0.480	0.480		100.0	0.0			0.253	0.108
CCM-22-R2	Load	0.480	0.480		100.0	0.0			0.286	0.122
CCM-171-1-B	Load	0.480	0.480		100.0	0.0			0.000	0.000
CCM-171-1-R	Load	0.480	0.480		100.0	0.0			0.000	0.000
CCM-171-2-B	Load	0.480	0.480		100.0	0.0			0.175	0.076
CCM-171-2-R	Load	0.480	0.480		100.0	0.0			0.175	0.076
CD-22-A	Load	4.160	4.160		100.0	0.0			0.000	0.000
SE-1A-R-A	Load	13.800	13.800		100.0	0.0			0.000	0.000
SE-17-TD-R-A	Load	4.160	4.160		100.0	0.0			0.000	0.000
SE-17-TD-R-B	Load	4.160	4.160		100.0	0.0			0.000	0.000
TCD-1A-M	Load	4.160	4.160		100.0	0.0			0.000	0.000
TCD-1A-R	Load	4.160	4.160		100.0	0.0			0.000	0.000
TCD-17-1-A	Load	4.160	4.160		100.0	0.0			0.000	0.000
TCD-17-1-B	Load	4.160	4.160		100.0	0.0			0.000	0.000
TCD-17-4	Load	4.160	4.160		100.0	0.0			0.000	0.000
TCD-17-4B	Load	4.160	4.160		100.0	0.0			0.000	0.000
TCD-17-5-B	Load	4.160	4.160		100.0	0.0			0.000	0.000
TCD-17-5-R	Load	4.160	4.160		100.0	0.0			0.000	0.000
TCD-22-R	Load	4.160	4.160		100.0	0.0			0.000	0.000
TCD-171-1-A	Load	4.160	4.160		100.0	0.0			0.000	0.000
TCD-171-1-B	Load	4.160	4.160		100.0	0.0			0.000	0.000
TCD-171-1-B1	Load	0.480	0.480		100.0	0.0			0.118	0.052
TCD-171-1-R	Load	0.480	0.480		100.0	0.0			0.037	0.018
TDA-17-R	Load	0.480	0.480		100.0	0.0			0.037	0.018
TDG-1	SWNG	13.800	13.800		100.0	0.0			0.000	0.000
TDM-2-A	Load	4.160	4.160		100.0	0.0			0.000	0.000
TDM-2-R	Load	4.160	4.160		100.0	0.0			0.000	0.000
TR-1A1-R-1AT	Load	4.160	4.160		100.0	0.0			0.000	0.000
TSGA-1	Load	13.800	13.800		100.0	0.0			0.000	0.000
46 Buses Total							0.000		2.480	1.207

All voltages reported by ETAP are in % of bus nominal kVs. Base kVs of buses are calculated and used internally by ETAP.

Project: TESIS
 Location: REFINERIA MIGUEL HIDALGO, TULA
 Contract:
 Engineer: ALS

LINE / CABLE DATA
 =====
 PowerStation 2.0.8C
 Study Case:

Page:
 Date: 05-20-2003
 SN: INSTDPETRO
 File: LISTA

ESTUDIO DE CORTOCIRCUITO Y EVALUACION DEL EQUIPO DE PROTECCION DEL SISTEMA ELECTRICO DE LA REFINERIA MIGUEL HIDALGO, TULA. HGO.

CKT / Branch	Ohms/1000 ft per Conductor (Cable) or per Phase (Line)								Impedance					
	Library	Size	L(ft)	#/s	T °C	R1	X1	Y1	Ro	Xo	MVA/ab	% R1	% X1	% Y1
CF-CF2	15MCUS3	750	4090.	5	75	0.0223	0.0364	0.00000	0.0702	0.0895	100.0	0.96	1.56	0.0000000
CF-9A-3	15MCUS3	750	5940.	4	75	0.0223	0.0364	0.00000	0.0702	0.0895	100.0	1.74	2.84	0.0000000
CBL-R	15NCUS1	3/0	3280.	1	75	0.0805	0.0484	0.00000	0.1288	0.1234	100.0	152.57	91.73	0.0000000
CF-2-R	15NCUS1	750	410.	2	75	0.0203	0.0396	0.00000	0.0325	0.1010	100.0	0.22	0.43	0.0000000
CF-22-R	5NCUS1	500	46.	2	75	0.0284	0.0421	0.00000	0.0454	0.1073	100.0	0.38	0.56	0.0000000
CF-17R	15NCUS1	750	6889.	2	75	0.0203	0.0396	0.00000	0.0325	0.1010	100.0	3.67	7.16	0.0000000
CF-SE-17-R2A	15NCUS1	750	1023.	1	75	0.0203	0.0396	0.00000	0.0325	0.1010	100.0	1.09	2.13	0.0000000
CF-17-5-R	15NCUS1	750	2952.	1	75	0.0203	0.0396	0.00000	0.0325	0.1010	100.0	34.63	67.55	0.0000000
CF-17-3-R	15NCUS1	2/0	3018.	1	75	0.1020	0.0504	0.00000	0.1632	0.1285	100.0	177.88	87.89	0.0000000
CF-17-4-B	15NCUS1	4/0	1968.	1	75	0.0640	0.0466	0.00000	0.1024	0.1188	100.0	72.78	52.99	0.0000000
CF-17-5-1-B1	15NCUS3	4/0	4265.	1	75	0.0640	0.0389	0.00000	0.1024	0.0992	100.0	157.73	95.87	0.0000000
CF-17-1-R	15NCUS1	750	984.	1	75	0.0203	0.0396	0.00000	0.0325	0.1010	100.0	1.05	2.05	0.0000000
CF-17-1-2-B	5NCUS1	2/0	100.	1	75	0.1020	0.0504	0.00000	0.1632	0.1285	100.0	5.89	2.91	0.0000000
CF-17-1-1-R1	15NCUS3	3/0	2460.	1	75	0.0805	0.0403	0.00000	0.1288	0.1028	100.0	114.43	57.29	0.0000000
CF-1A-M1	5NCUS1	4/0	66.	1	75	0.0640	0.0466	0.00000	0.1024	0.1188	100.0	2.43	1.77	0.0000000
CF-17-4-1-B	5NCUS3	4/0	131.	1	75	0.0640	0.0389	0.00000	0.1024	0.0992	100.0	4.84	2.94	0.0000000
CF-171-1-B-1	5NCUS1	3/0	66.	1	75	0.0805	0.0484	0.00000	0.1288	0.1234	100.0	3.05	1.83	0.0000000
CF-171-1-A	5NCUS1	2/0	191.	2	75	0.1020	0.0504	0.00000	0.1632	0.1285	100.0	5.63	2.78	0.0000000
CF-171-R-4AT	1NCUN1	750	90.	1	75	0.0190	0.0380	0.00000	0.0302	0.0965	100.0	74.22	148.44	0.0000000
CF-1	5NCUS1	4/0	400.	1	75	0.0640	0.0466	0.00000	0.1024	0.1188	100.0	14.79	10.77	0.0000000
CF-2	5NCUS1	4/0	400.	1	75	0.0640	0.0466	0.00000	0.1024	0.1188	100.0	14.79	10.77	0.0000000
CF-3	5NCUS1	4/0	459.	1	75	0.0640	0.0466	0.00000	0.1024	0.1188	100.0	16.99	12.37	0.0000000
CF-4	5NCUS1	1/0	400.	1	75	0.1281	0.0507	0.00000	0.2050	0.1293	100.0	29.61	11.72	0.0000000
CF-5	5NCUS1	4/0	400.	1	75	0.0640	0.0466	0.00000	0.1024	0.1188	100.0	14.79	10.77	0.0000000

CF-6	5NCUS1 4/0	476.	1	75	0.0640	0.0466	0.00000	0.1024	0.1188	100.0	17.59	12.81	0.0000000
CF-7	5NCUS1 4/0	476.	1	75	0.0640	0.0466	0.00000	0.1024	0.1188	100.0	17.59	12.81	0.0000000
CF-8	5NCUS1 3/0	400.	1	75	0.0805	0.0484	0.00000	0.1288	0.1234	100.0	1397.6	840.3	0.0000000
CF-9	5NCUS1 3/0	400.	1	75	0.0805	0.0484	0.00000	0.1288	0.1234	100.0	1397.6	840.3	0.0000000
CF-10	5NCUS1 3/0	400.	1	75	0.0805	0.0484	0.00000	0.1288	0.1234	100.0	1397.6	840.3	0.0000000
CF-11	5NCUS1 3/0	400.	1	75	0.0805	0.0484	0.00000	0.1288	0.1234	100.0	1397.6	840.3	0.0000000
CF-12	5NCUS1 3/0	400.	1	75	0.0805	0.0484	0.00000	0.1288	0.1234	100.0	1397.6	840.3	0.0000000
CF-13	5NCUS1 3/0	400.	1	75	0.0805	0.0484	0.00000	0.1288	0.1234	100.0	1397.6	840.3	0.0000000
CF-14	5NCUS1 3/0	400.	1	75	0.0805	0.0484	0.00000	0.1288	0.1234	100.0	1397.6	840.3	0.0000000
CF-15	5NCUS1 3/0	250.	1	75	0.0805	0.0484	0.00000	0.1288	0.1234	100.0	873.5	525.2	0.0000000
CF-16	5NCUS1 3/0	300.	2	75	0.0805	0.0484	0.00000	0.1288	0.1234	100.0	524.09	315.10	0.0000000
CF-17	5NCUS1 3/0	352.	1	75	0.0805	0.0484	0.00000	0.1288	0.1234	100.0	1229.9	739.4	0.0000000
CF-18	5NCUS1 250	197.	1	75	0.0547	0.0456	0.00000	0.0875	0.1163	100.0	6.22	5.19	0.0000000
CF-37	5NCUS1 250	295.	1	75	0.0547	0.0456	0.00000	0.0875	0.1163	100.0	9.33	7.78	0.0000000
CF-38	5NCUS1 250	295.	1	75	0.0547	0.0456	0.00000	0.0875	0.1163	100.0	9.33	7.78	0.0000000

Project: TESIS
 Location: REFINERIA MIGUEL HIDALGO, TULA
 Contract:
 Engineer: ALS

LINE / CABLE DATA
 =====
 PowerStation 2.0.8C

Page:
 Date: 05-20-2003
 SN: INSTDPETRO
 File: LISTA

Study Case:

ESTUDIO DE CORTOCIRCUITO Y EVALUACION DEL EQUIPO DE PROTECCION DEL SISTEMA ELECTRICO DE LA REFINERIA MIGUEL HIDALGO, TULA. HGO.

CKT / Branch	Ohms/1000 ft per Conductor (Cable) or per Phase (Line)										Impedance			
	ID	Library	Size	L(ft)	#/s	T °C	R1	X1	Y1	Ro	Xo	MVAh	% R1	% X1
CF-32	ONCUN1	3/0	656.	1	75	0.0770	0.0420	0.00000	0.1224	0.1067	100.0	2193.0	1196.2	0.0000000
CF-33	ONCUN1	3/0	656.	1	75	0.0770	0.0420	0.00000	0.1224	0.1067	100.0	2193.0	1196.2	0.0000000
CF-31	ONCUN1	3/0	656.	1	75	0.0770	0.0420	0.00000	0.1224	0.1067	100.0	2193.0	1196.2	0.0000000
CF-30	ONCUN1	3/0	2152.	1	75	0.0770	0.0420	0.00000	0.1224	0.1067	100.0	7193.1	3923.5	0.0000000
CF-29	ONCUN1	3/0	2152.	1	75	0.0770	0.0420	0.00000	0.1224	0.1067	100.0	7193.1	3923.5	0.0000000
CF-28	ONCUN1	3/0	656.	1	75	0.0770	0.0420	0.00000	0.1224	0.1067	100.0	2193.0	1196.2	0.0000000
CF-27	ONCUN1	3/0	2152.	1	75	0.0770	0.0420	0.00000	0.1224	0.1067	100.0	7193.1	3923.5	0.0000000
CF-26	ONCUN1	3/0	656.	1	75	0.0770	0.0420	0.00000	0.1224	0.1067	100.0	2193.0	1196.2	0.0000000
CF-25	ONCUN1	3/0	656.	1	75	0.0770	0.0420	0.00000	0.1224	0.1067	100.0	2193.0	1196.2	0.0000000
CF-24	ONCUN1	3/0	2152.	1	75	0.0770	0.0420	0.00000	0.1224	0.1067	100.0	7193.1	3923.5	0.0000000
CF-23	ONCUN1	3/0	656.	1	75	0.0770	0.0420	0.00000	0.1224	0.1067	100.0	2193.0	1196.2	0.0000000
CF-22	ONCUN1	3/0	656.	1	75	0.0770	0.0420	0.00000	0.1224	0.1067	100.0	2193.0	1196.2	0.0000000
CF-21	ONCUN1	3/0	656.	1	75	0.0770	0.0420	0.00000	0.1224	0.1067	100.0	2193.0	1196.2	0.0000000
CF-34	5NCUS1	250	131.	1	75	0.0547	0.0456	0.00000	0.0875	0.1163	100.0	4.15	3.46	0.0000000
CF-35	ONCUN1	3/0	98.	1	75	0.0770	0.0420	0.00000	0.1224	0.1067	100.0	328.85	179.38	0.0000000
CF-36	ONCUN1	2/0	98.	1	75	0.1000	0.0430	0.00000	0.1590	0.1092	100.0	427.08	183.65	0.0000000
CF-20	ONCUN1	3/0	656.	1	75	0.0770	0.0420	0.00000	0.1224	0.1067	100.0	2193.0	1196.2	0.0000000
CF-1A-R-2	5NCUS1	500	49.	4	75	0.0284	0.0421	0.00000	0.0454	0.1073	100.0	0.20	0.30	0.0000000
CF-CCM-1A-M2	5NCUS1	500	40.	5	75	0.0284	0.0421	0.00000	0.0454	0.1073	100.0	9.86	14.62	0.0000000
CF-2-RA	5NCUS1	750	98.	4	75	0.0203	0.0396	0.00000	0.0325	0.1010	100.0	0.29	0.56	0.0000000
CF-21-R-1	5NCUS1	350	82.	2	75	0.0375	0.0450	0.00000	0.0600	0.1147	100.0	0.89	1.07	0.0000000
CF-22-R-1A	ONCUN1	500	82.	2	75	0.0270	0.0390	0.00000	0.0429	0.0991	100.0	0.64	0.92	0.0000000
CF-22-1B	ONCUN1	750	49.	4	75	0.0190	0.0380	0.00000	0.0302	0.0965	100.0	10.14	20.29	0.0000000
CF-21-R-1A	5NCUS1	750	66.	4	75	0.0203	0.0396	0.00000	0.0325	0.1010	100.0	14.45	28.19	0.0000000
CF-17-3-RA	ONCUN1	400	164.	1	75	0.0330	0.0400	0.00000	0.0525	0.1016	100.0	234.90	284.72	0.0000000
CF-39	ONCUN1	3/0	100.	1	75	0.0770	0.0420	0.00000	0.1224	0.1067	100.0	334.20	182.29	0.0000000
CF-40	ONCUN1	3/0	110.	1	75	0.0770	0.0420	0.00000	0.1224	0.1067	100.0	367.62	200.52	0.0000000
CF-43	ONCUN1	1/0	131.	1	75	0.1200	0.0440	0.00000	0.1908	0.1118	100.0	9.08	3.33	0.0000000
CF-44	ONCUN1	1/0	131.	1	75	0.1200	0.0440	0.00000	0.1908	0.1118	100.0	9.08	3.33	0.0000000
CF-42	ONCUN1	1/0	131.	1	75	0.1200	0.0550	0.00000	0.3780	0.1353	100.0	9.08	4.16	0.0000000
CF-41	ONCUN1	1/0	131.	1	75	0.1200	0.0440	0.00000	0.1908	0.1118	100.0	9.08	3.33	0.0000000
CF-45	ONCUN1	6	100.	1	75	0.4900	0.0510	0.00000	0.7791	0.1295	100.0	28.31	2.95	0.0000000
CF-46	ONCUN1	6	100.	1	75	0.4900	0.0510	0.00000	0.7791	0.1295	100.0	28.31	2.95	0.0000000
CF-47	ONCUN1	6	100.	1	75	0.4900	0.0510	0.00000	0.7791	0.1295	100.0	28.31	2.95	0.0000000
CF-CCM-17-41	ONCUN1	750	100.	2	75	0.0190	0.0380	0.00000	0.0302	0.0965	100.0	41.23	82.47	0.0000000
CF-48	ONCUN1	250	70.	1	75	0.0520	0.0410	0.00000	0.0827	0.1041	100.0	2.10	1.66	0.0000000
CF-49	ONCUN1	250	80.	1	75	0.0520	0.0410	0.00000	0.0827	0.1041	100.0	2.40	1.90	0.0000000
CF-50	ONCUN1	250	70.	1	75	0.0520	0.0410	0.00000	0.0827	0.1041	100.0	2.10	1.66	0.0000000
CF-51	ONCUN1	250	80.	1	75	0.0520	0.0410	0.00000	0.0827	0.1041	100.0	2.40	1.90	0.0000000
CF-52	ONCUN1	1/0	130.	1	75	0.1200	0.0440	0.00000	0.1908	0.1118	100.0	9.01	3.31	0.0000000

Project: TESIS
 Location: REFINERIA MIGUEL HIDALGO, TULA
 Contract:
 Engineer: ALS

LINE / CABLE DATA
 =====
 PowerStation 2.0.8C

Page:
 Date: 05-20-2003
 SN: INSTDPETRO
 File: LISTA

Study Case:

ESTUDIO DE CORTOCIRCUITO Y EVALUACION DEL EQUIPO DE PROTECCION DEL SISTEMA ELECTRICO DE LA REFINERIA MIGUEL HIDALGO, TULA. HGO.

CKT / Branch	Ohms/1000 ft per Conductor (Cable) or per Phase (Line)										Impedance			
	ID	Library	Size	L(ft)	#/s	T °C	R1	X1	Y1	Ro	Xo	MVAh	% R1	% X1
CF-53	ONCUN1	250	83.	1	75	0.0520	0.0410	0.00000	0.0827	0.1041	100.0	2.49	1.97	0.0000000
CF-55	ONCUN1	3/0	160.	1	75	0.0770	0.0420	0.00000	0.1224	0.1067	100.0	534.72	291.67	0.0000000
CF-54	ONCUN1	3/0	160.	1	75	0.0770	0.0420	0.00000	0.1224	0.1067	100.0	534.72	291.67	0.0000000
CF-57	ONCUN1	2/0	131.	1	75	0.1000	0.0430	0.00000	0.1590	0.1092	100.0	568.58	244.49	0.0000000
CF-58	ONCUN1	3/0	100.	1	75	0.0770	0.0420	0.00000	0.1224	0.1067	100.0	334.20	182.29	0.0000000
CF-59	ONCUN1	3/0	100.	1	75	0.0770	0.0420	0.00000	0.1224	0.1067	100.0	334.20	182.29	0.0000000
CF-61	ONCUN1	1/0	80.	1	75	0.1200	0.0440	0.00000	0.1908	0.1118	100.0	5.55	2.03	0.0000000
CF-60	ONCUN1	1/0	80.	1	75	0.1200	0.0440	0.00000	0.1908	0.1118	100.0	5.55	2.03	0.0000000
CF-56	ONCUN1	4/0	131.	1	75	0.0620	0.0410	0.00000	0.0986	0.1041	100.0	352.52	233.12	0.0000000
CF-17-1-2-R	5NCUS1	750	100.	4	75	0.0203	0.0396	0.00000	0.0325	0.1010	100.0	22.03	42.97	0.0000000
CF-17-1-2-BA	5NCUS1	750	100.	4	75	0.0203	0.0396	0.00000	0.0325	0.1010	100.0	22.03	42.97	0.0000000
CF-17-1-3-R	5NCUS1	750	100.	4	75	0.0203	0.0396	0.00000	0.0325	0.1010	100.0	104.86	204.55	0.0000000
CF-171-1-1-B	5NCUS1	500	120.	3	75	0.0284	0.0421	0.00000	0.0454	0.1073	100.0	49.31	73.09	0.0000000
FC-3532	5NCUS1	250	131.	1	75	0.0547	0.0456	0.00000	0.0875	0.1163	100.0	4.15	3.46	0.0000000

Line / Cable resistances are listed at the specified temperatures.

Project: TESIS	XFRM / REACTOR DATA	Page:
Location: REFINERIA MIGUEL HIDALGO, TULA	PowerStation 2.0.8C	Date: 05-20-2003
Contract:	Study Case:	SN: INSTDPETRO
Engineer: ALS		File: LISTA

ESTUDIO DE CORTOCIRCUITO Y EVALUACION DEL EQUIPO DE PROTECCION DEL SISTEMA ELECTRICO DE LA REFINERIA MIGUEL HIDALGO, TULA. HGO.

CKT / Branch	Transformer				%Tap Setting		XFRM Grounding			Imped.	
	ID	MVA	kV	kV	% Z	X/R	From	To	Conn.	Type	Amp
TR-9A-1	15.000	115.000	13.800	9.430	19.6	0.000	0.000	D-Y	Restr	800.0	0.00
TR-9A-2	15.000	115.000	13.800	9.300	19.6	0.000	0.000	D-Y	Restr	800.0	0.00
TR-9A-3	20.000	115.000	13.800	12.560	21.9	0.000	0.000	D-Y	Restr	800.0	0.00
TR-9-4	30.000	115.000	13.800	9.170	25.4	0.000	0.000	D-Y	Restr	800.0	0.00
TR-1A-1-R	10.000	13.800	4.160	6.730	15.5	0.000	0.000	D-Y	Restr	2000.0	0.00
TR-1A1-R-1	1.120	4.160	0.480	6.090	7.1	0.000	0.000	D-Y	Solid		0.00
TR-1A-M2B	1.500	4.160	0.480	9.480	7.1	0.000	0.000	D-Y	Solid		0.00
TR-2-R-2	10.000	13.800	4.160	6.460	15.5	0.000	0.000	D-Y	Restr	2000.0	0.00
TR-21-A2	1.250	4.160	0.480	8.730	7.1	0.000	0.000	D-Y	Solid		0.00
TR-22-A2	1.500	4.160	0.480	6.010	7.1	0.000	0.000	D-Y	Solid		0.00
TR-17-R-2A	12.500	13.800	4.160	6.900	18.6	0.000	0.000	D-Y	Restr	400.0	0.00
TR-17-3-R	0.225	4.160	0.480	2.740	4.7	0.000	0.000	D-D			0.00
TR-17-4B	0.750	4.160	0.480	6.240	5.8	0.000	0.000	D-D			0.00
TR-17-5-1-B	0.750	4.160	0.480	6.420	5.8	0.000	0.000	D-D			0.00
TR-17-1-R-1	7.500	13.800	4.160	5.790	14.2	0.000	0.000	D-Y	Restr	600.0	0.00
TR-171-B-3B2	1.000	4.160	0.480	5.660	5.8	0.000	0.000	D-Y	Solid		0.00
TR-17-1-R-3A	1.000	4.160	0.480	5.660	5.8	0.000	0.000	D-Y	Solid		0.00
TR-171-ATB	0.300	4.160	0.480	2.150	4.7	0.000	0.000	D-Y	Solid		0.00
TR-171-R-4	0.300	0.480	0.220	4.710	4.7	0.000	0.000	D-Y	Solid		0.00
IP-9-1	(3 winding, 60.000 base MVA)										
BUS-230KV	60.000	230.000	Zps =	4.670	34.0	0.000		Wye	Solid		0.00
SE-9	60.000	115.000	Zpt =	4.670	34.0	0.000		Wye	Solid		0.00
3WxfmrBus-1	10.000	115.000	Zst =	4.670	34.0	0.000		Delta			0.00
RX-1			X(ohm) =	0.500	60.0						0.00
RX-2			X(ohm) =	0.500	60.0						0.00
RX-3			X(ohm) =	0.500	60.0						0.00
RX-40			X(ohm) =	0.500	60.0						0.00
RX-4A			X(ohm) =	0.500	60.0						0.00

Project: TESIS	MTR & GEN INPUT DATA	Page:
Location: REFINERIA MIGUEL HIDALGO, TULA	PowerStation 2.0.8C	Date: 05-20-2003
Contract:	Study Case:	SN: INSTDPETRO
Engineer: ALS		File: LISTA

ESTUDIO DE CORTOCIRCUITO Y EVALUACION DEL EQUIPO DE PROTECCION DEL SISTEMA ELECTRICO DE LA REFINERIA MIGUEL HIDALGO, TULA. HGO.

Conned Bus	Machine Info.		Rating (Base)			Positive Seq. Impedance				Grounding			Zero Seq. Impedance		
	Bus ID	Machine ID	Type	MVA	kV	RPM	X/R	% R	% X"	% X'	Conn.	Type	Amp	X/R	% Ro
TDG-1	TG-1	Gen.	32.000	13.80	1800.	48.00	0.271	13.00	23.00	Wye	Restr	800.0	48.00	0.250	12.00
TDG-2	TG-2	Gen.	32.000	13.80	1800.	48.00	0.271	13.00	23.00	Wye	Restr	800.0	48.00	0.250	12.00
TDG-3A	TG-3	Gen.	40.000	13.80	1800.	48.00	0.292	14.00	23.00	Wye	Restr	800.0	48.00	0.250	12.00
TDA-40	TG-GAS-40	Gen.	33.000	13.80	1800.	48.00	0.360	17.30	23.00	Wye	Restr	800.0	48.00	0.250	12.00
TDG-4	TG-4	Gen.	40.000	13.80	1800.	48.00	0.292	14.00	23.00	Wye	Restr	800.0	48.00	0.250	12.00
SE-9A	CFE-115	Uty.	1139.000	115.00	1800.	12.90	7.729	99.70	99.70	Wye	Solid		5.53	239.703	1325.56
BUS-230KV	CFE-230	Uty.	10591.000	230.00	1800.	30.32	3.296	99.95	99.95	Wye	Solid		37.50	14.504	543.91
TCD-1A-R	BA-504-B	IndM	0.948	4.16	1800.	25.04	0.614	15.38	23.08	Wye	Open				
TCD-1A-R	BA-504-A	IndM	0.434	4.16	1800.	17.41	1.060	18.46	46.15	Wye	Open				
TCD-1A-R	BA-501A-B	IndM	0.434	4.16	1800.	17.41	1.060	18.46	46.15	Wye	Open				
TCD-1A-M	MVENT-CR	IndM	0.191	4.16	1800.	11.01	1.676	18.46	46.15	Wye	Open				
TCD-1A-M	BA-504-C	IndM	0.948	4.16	1800.	25.04	0.614	15.38	23.08	Wye	Open				
TCD-1A-M	BA-501A-C	IndM	0.348	4.16	1800.	15.58	1.185	18.46	46.15	Wye	Open				
TCD-1A-M	BA-501A-A	IndM	0.434	4.16	1800.	17.41	1.060	18.46	46.15	Wye	Open				
TDM-2-R	BA-2214-A	IndM	0.863	4.16	1800.	24.63	0.625	15.38	23.08	Wye	Open				
TCD-22-R	BA-2205-A	IndM	0.262	4.16	1800.	13.49	1.369	18.46	46.15	Wye	Open				
TCD-22-R	BA-2208-A	IndM	1.076	4.16	1800.	27.53	0.559	15.38	23.08	Wye	Open				
CCM-22-R1	BA-2530-E	IndM	0.219	4.16	1800.	12.31	1.499	18.46	46.15	Wye	Open				
CCM-22-R1	BA-2530-C1	IndM	0.219	4.16	1800.	12.31	1.499	18.46	46.15	Wye	Open				
CCM-22-R2	BA-2530-A	IndM	0.219	4.16	1800.	12.31	1.499	18.46	46.15	Wye	Open				
CCM-22-R2	BA-2530-B	IndM	0.219	4.16	1800.	12.31	1.499	18.46	46.15	Wye	Open				
TCD-17-5-R	BA-2520-A1	IndM	0.305	4.16	1800.	14.57	1.267	18.46	46.15	Wye	Open				
TCD-17-5-R	BA-2520-B	IndM	0.305	4.16	1800.	14.57	1.267	18.46	46.15	Wye	Open				
TCD-17-5-B	BA-2520-E	IndM	0.305	4.16	1800.	14.57	1.267	18.46	46.15	Wye	Open				
TCD-17-1-B	GB-4130-A	IndM	0.777	4.16	1800.	23.36	0.790	18.46	46.15	Wye	Open				
TCD-17-1-B	GB-4101-A	IndM	1.033	4.16	1800.	25.84	0.595	15.38	23.08	Wye	Open				
TCD-17-1-B	GA-4105-A	IndM	0.305	4.16	1800.	14.57	1.267	18.46	46.15	Wye	Open				
TCD-17-1-B	GA-4501-A	IndM	0.649	4.16	1800.	21.93	0.842	18.46	46.15	Wye	Open				
TCD-17-1-B	GB-4601	IndM	0.191	4.16	1800.	11.01	1.676	18.46	46.15	Wye	Open				
TCD-17-1-A	GB-4501	IndM	0.434	4.16	1800.	17.41	1.060	18.46	46.15	Wye	Open				
TCD-171-1-A	GB-4701-A	IndM	0.219	4.16	1800.	12.31	1.499	18.46	46.15	Wye	Open				
TCD-171-1-B	GB-4701-C	IndM	0.219	4.16	1800.	12.31	1.499	18.46	46.15	Wye	Open				
TDM-2-A	BA-2214-C1	SymM	1.713	4.16	1800.	34.83	0.442	15.38	23.08	Wye	Open				
TDM-2-A	BA-2214-D1	SymM	1.713	4.16	1800.	34.83	0.442	15.38	23.08	Wye	Open				
CCM-1A-R	MVE-504-A	IndM	0.110	0.48	1800.	8.71	2.297	20.00	50.00	Wye	Open				
CCM-1A-R	MVE-504-C	IndM	0.110	0.48	1800.	8.71	2.297	20.00	50.00	Wye	Open				
CCM-1A-R	MVE-501A-1	IndM	0.110	0.48	1800.	8.71	2.297	20.00	50.00	Wye	Open				
CCM-1A-R	MVE-501A-5	IndM	0.110	0.48	1800.	8.71	2.297	20.00	50.00	Wye	Open				
CCM-1A-M-2	MVE-504-AB	IndM	0.110	0.48	1800.	8.71	2.297	20.00	50.00	Wye	Open				
CCM-1A-M-2	MVE-504-D	IndM	0.110	0.48	1800.	8.71	2.297	20.00	50.00	Wye	Open				

Project: TESIS
 Location: REFINERIA MIGUEL HIDALGO, TULA
 Contract:
 Engineer: ALS

MTR & GEN INPUT DATA
 PowerStation 2.0.8C
 Study Case:

Page:
 Date: 05-20-2003
 SN: INSTDPETRO
 File: LISTA

ESTUDIO DE CORTOCIRCUITO Y EVALUACION DEL EQUIPO DE PROTECCION DEL SISTEMA ELECTRICO DE LA REFINERIA MIGUEL HIDALGO, TULA. HGO.

Conned Bus	Machine Info.			Rating (Base)			Positive Seq. Impedance				Grounding			Zero Seq. Impedance		
	Bus ID	Machine ID	Type	MVA	kV	RPM	X/R	% R	% X"	% X'	Conn.	Type	Amp	X/R	% Ro	% Xo
CCM-1A-M-2	MVZ-501A-4	IndM	0.110	0.48	1800.	8.71	2.297	20.00	50.00	Wye	Open					
CCM-1A1-R1	BR-576-A	IndM	0.110	0.48	1800.	8.71	2.297	20.00	50.00	Wye	Open					
CCM-1A-1M	BR-576-C	IndM	0.110	0.48	1800.	8.71	2.297	20.00	50.00	Wye	Open					
CCM-1A-1M	BR-576-D	IndM	0.110	0.48	1800.	8.71	2.297	20.00	50.00	Wye	Open					
CCM-22-R	MV-502-4	IndM	0.087	0.48	1800.	7.79	2.568	20.00	50.00	Wye	Open					
CCM-22-R	MV-502-4-A	IndM	0.087	0.48	1800.	7.79	2.568	20.00	50.00	Wye	Open					
CCM-22-R	MV-502-4-B	IndM	0.087	0.48	1800.	7.79	2.568	20.00	50.00	Wye	Open					
CCM-22-R	MV-502-4-C	IndM	0.087	0.48	1800.	7.79	2.568	20.00	50.00	Wye	Open					
CCM-22-R	MV-502-4-D	IndM	0.087	0.48	1800.	7.79	2.568	20.00	50.00	Wye	Open					
CCM-22-R	MV-502-4-E	IndM	0.087	0.48	1800.	7.79	2.568	20.00	50.00	Wye	Open					
CCM-22-R	MV-502-4-F	IndM	0.087	0.48	1800.	7.79	2.568	20.00	50.00	Wye	Open					
CCM-21-A	MV-502-6	IndM	0.087	0.48	1800.	7.79	2.568	20.00	50.00	Wye	Open					
CCM-21-A	MV-502-7	IndM	0.087	0.48	1800.	7.79	2.568	20.00	50.00	Wye	Open					
CCM-21-A	MV-502-8	IndM	0.087	0.48	1800.	7.79	2.568	20.00	50.00	Wye	Open					
CCM-21-A	MV-502-9	IndM	0.087	0.48	1800.	7.79	2.568	20.00	50.00	Wye	Open					
CCM-21-A	MV-502-10	IndM	0.087	0.48	1800.	7.79	2.568	20.00	50.00	Wye	Open					
CCM-21-A	MV-502-11	IndM	0.087	0.48	1800.	7.79	2.568	20.00	50.00	Wye	Open					
CCM-21-A	MV-502-12	IndM	0.087	0.48	1800.	7.79	2.568	20.00	50.00	Wye	Open					
CCM-22-R1	BA-2203-A	IndM	0.087	0.48	1800.	7.79	2.568	20.00	50.00	Wye	Open					
CCM-22-R2	BA-2203-B	IndM	0.087	0.48	1800.	7.79	2.568	20.00	50.00	Wye	Open					
CCM-17-3-1	AG-68-A	IndM	0.132	0.48	1800.	9.54	2.097	20.00	50.00	Wye	Open					
CCM-17-3-1A	AG-68B	IndM	0.132	0.48	1800.	9.54	2.097	20.00	50.00	Wye	Open					
CCM-171-1-R	GA-4502-B	IndM	0.175	0.48	1800.	11.01	1.816	20.00	50.00	Wye	Open					
CCM-171-1-B	GA-4502-A	IndM	0.175	0.48	1800.	11.01	1.816	20.00	50.00	Wye	Open					
CCM-171-2-R	GA-4503-A	IndM	0.087	0.48	1800.	7.79	2.568	20.00	50.00	Wye	Open					
CCM-171-2-R	GA-4103-A	IndM	0.019	0.46	1800.	3.48	7.991	27.83	inf.	Wye	Open					
CCM-171-2-B	GA-4602-B	IndM	0.087	0.48	1800.	7.79	2.568	20.00	50.00	Wye	Open					
CCM-171-2-B	GA-4608-B	IndM	0.087	0.48	1800.	7.79	2.568	20.00	50.00	Wye	Open					
CCM-1A-1-M	EMOT-CCM1A1M	IndM	0.014	0.48	1800.	2.86	9.726	27.83	inf.	Wye	Open					
CCM-1A1-R-1	EMOT-CCM1A1R	IndM	0.068	0.48	1800.	6.35	4.382	27.83	inf.	Wye	Open					
CCM-1A-M-2	EMOT-CCM1A2	IndM	0.090	0.48	1800.	7.39	3.767	27.83	inf.	Wye	Open					
CCM-1A-R	EMOT-CCM1A2	IndM	0.109	0.48	1800.	8.17	3.407	27.83	inf.	Wye	Open					
CCM-17-1-3-B	EMOTCCM-173B	IndM	0.128	0.22	1800.	8.88	3.134	27.83	inf.	Wye	Open					
CCM-17-1-3-R	EMOTCCM-173R	IndM	0.112	0.22	1800.	8.28	3.362	27.83	inf.	Wye	Open					
CCM-17-4-1	EMOT-CCM174A	IndM	0.210	0.48	1800.	12.07	2.307	27.83	inf.	Wye	Open					
CCM-17-4-1B	EMOT-CCM174B	IndM	0.119	0.48	1800.	8.53	3.262	27.83	inf.	Wye	Open					
CCM-17-5-11B	EMOTCCM-175B	IndM	0.210	0.48	1800.	12.07	2.307	27.83	inf.	Wye	Open					
CCM-17-5-11R	EMOTCCM-175	IndM	0.464	0.48	1800.	18.01	1.545	27.83	inf.	Wye	Open					
CCM-22-R1	EMOT-CCM22R1	IndM	0.275	0.48	1800.	13.82	2.013	27.83	inf.	Wye	Open					
CCM-22-R2	EMOT-CCM22R2	IndM	0.311	0.48	1800.	14.72	1.891	27.83	inf.	Wye	Open					

Project: TESIS
 Location: REFINERIA MIGUEL HIDALGO, TULA
 Contract:
 Engineer: ALS

MTR & GEN INPUT DATA
 PowerStation 2.0.8C
 Study Case:

Page:
 Date: 05-20-2003
 SN: INSTDPETRO
 File: LISTA

ESTUDIO DE CORTOCIRCUITO Y EVALUACION DEL EQUIPO DE PROTECCION DEL SISTEMA ELECTRICO DE LA REFINERIA MIGUEL HIDALGO, TULA. HGO.

Conned Bus	Machine Info.			Rating (Base)			Positive Seq. Impedance				Grounding			Zero Seq. Impedance		
	Bus ID	Machine ID	Type	MVA	kV	RPM	X/R	% R	% X"	% X'	Conn.	Type	Amp	X/R	% Ro	% Xo
CCM-171-2-B	EMOT-CCM-17B	IndM	0.191	0.48	1800.	11.01	2.527	27.83	inf.	Wye	Open					
CCM-171-2-R	EMOT-CCM17-2	IndM	0.191	0.48	1800.	11.01	2.527	27.83	inf.	Wye	Open					
TCD-171-1-B1	EMOTTCD-171B	IndM	0.129	0.48	1800.	8.91	3.122	27.83	inf.	Wye	Open					
TCD-171-1-R	EMOTTCD-171	IndM	0.041	0.48	1800.	4.93	5.651	27.83	inf.	Wye	Open					
Total Generators (= 5):				177.000 MVA												
Total Motors (= 77):				21.028 MVA												

Note: For motors, X" and X' are reactances used in 1/2 and 1.5--4 cycle system networks respectively.

Project: TESIS
 Location: REFINERIA MIGUEL HIDALGO, TULA
 Contract:
 Engineer: ALS

BRANCH CONNECTIONS
 PowerStation 2.0.8C
 Study Case: DUTY,T

Page: 10
 Date: 05-20-2003
 SN: INSTDPETRO
 File: LISTA

ESTUDIO DE CORTOCIRCUITO Y EVALUACION DEL EQUIPO DE PROTECCION DEL SISTEMA ELECTRICO DE LA REFINERIA MIGUEL HIDALGO, TULA. HGO.

CKT / Branch	Impedance (100 MVA Base)	ID		
		Type	R	X
CF-CF2	Line/Cable	1.0	1.6	1.8
CF-9A-3	Line/Cable	1.7	2.8	3.3
CF-SE1A-R	Line/Cable	0.6	1.3	1.4
CBL-R	Line/Cable	152.6	91.7	178.0
CF-2-R	Line/Cable	0.2	0.4	0.5
CF-22-R	Line/Cable	0.4	0.6	0.7
CF-17R	Line/Cable	3.7	7.2	8.0
CF-SE-17-R2A	Line/Cable	1.1	2.1	2.4
CF-17-5-R	Line/Cable	34.6	67.5	75.9
CF-17-3-R	Line/Cable	177.9	87.9	198.4
CF-17-4-B	Line/Cable	72.8	53.0	90.0
CF-17-5-1-B1	Line/Cable	157.7	95.9	184.6

CF-17-1-R	Line/Cable	1.0	2.0	2.3
CF-17-1-2-B	Line/Cable	5.9	2.9	6.6
CF-17-1-1-R1	Line/Cable	114.4	57.3	128.0
CF-1A-M1	Line/Cable	2.4	1.8	3.0
CF-17-4-1-B	Line/Cable	4.8	2.9	5.7
CF-171-1-B-1	Line/Cable	3.1	1.8	3.6
CF-171-1-A	Line/Cable	5.6	2.8	6.3
CF-171-R-4AT	Line/Cable	74.2	149.4	166.0
CF-1	Line/Cable	14.8	10.8	18.3
CF-2	Line/Cable	14.8	10.8	18.3
CF-3	Line/Cable	17.0	12.4	21.0
CF-4	Line/Cable	29.6	11.7	31.8
CF-5	Line/Cable	14.8	10.8	18.3
CF-6	Line/Cable	17.6	12.8	21.8
CF-7	Line/Cable	17.6	12.8	21.8
CF-8	Line/Cable	1397.6	840.3	1630.7
CF-9	Line/Cable	1397.6	840.3	1630.7
CF-10	Line/Cable	1397.6	840.3	1630.7
CF-11	Line/Cable	1397.6	840.3	1630.7
CF-12	Line/Cable	1397.6	840.3	1630.7
CF-13	Line/Cable	1397.6	840.3	1630.7
CF-14	Line/Cable	1397.6	840.3	1630.7
CF-15	Line/Cable	873.5	525.2	1019.2
CF-16	Line/Cable	524.1	315.1	611.5
CF-17	Line/Cable	1229.9	739.4	1435.0
CF-18	Line/Cable	6.2	5.2	8.1
CF-37	Line/Cable	9.3	7.8	12.2
CF-38	Line/Cable	9.3	7.8	12.2
CF-33	Line/Cable	2193.0	1196.2	2498.1
CF-32	Line/Cable	2193.0	1196.2	2498.1
CF-31	Line/Cable	2193.0	1196.2	2498.1
CF-30	Line/Cable	7193.1	3923.5	8193.6
CF-29	Line/Cable	7193.1	3923.5	8193.6
CF-28	Line/Cable	2193.0	1196.2	2498.1
CF-27	Line/Cable	7193.1	3923.5	8193.6
CF-26	Line/Cable	2193.0	1196.2	2498.1
CF-25	Line/Cable	2193.0	1196.2	2498.1
CF-24	Line/Cable	7193.1	3923.5	8193.6
CF-23	Line/Cable	2193.0	1196.2	2498.1
CF-22	Line/Cable	2193.0	1196.2	2498.1
CF-21	Line/Cable	2193.0	1196.2	2498.1
CF-34	Line/Cable	4.1	3.5	5.4
CF-35	Line/Cable	328.9	179.4	374.6
CF-36	Line/Cable	427.1	183.6	464.9
CF-20	Line/Cable	2193.0	1196.2	2498.1
CF-1A-R-2	Line/Cable	0.2	0.3	0.4
CF-CCM-1A-M2	Line/Cable	9.9	14.6	17.6
CF-2-RA	Line/Cable	0.3	0.6	0.6
CF-21-R-1	Line/Cable	0.9	1.1	1.4
CF-22-R-1A	Line/Cable	0.6	0.9	1.1
CF-22-1B	Line/Cable	10.1	20.3	22.7
CF-21-R-1A	Line/Cable	14.4	28.2	31.7
CF-17-3-RA	Line/Cable	234.9	284.7	369.1
CF-39	Line/Cable	334.2	182.3	380.7
CF-40	Line/Cable	367.6	200.5	418.8
CF-43	Line/Cable	9.1	3.3	9.7
CF-44	Line/Cable	9.1	3.3	9.7
CF-42	Line/Cable	9.1	4.2	10.0
CF-41	Line/Cable	9.1	3.3	9.7
CF-45	Line/Cable	28.3	2.9	28.5
CF-46	Line/Cable	28.3	2.9	28.5
CF-47	Line/Cable	28.3	2.9	28.5
CF-CCM-17-41	Line/Cable	41.2	82.5	92.2
CF-48	Line/Cable	2.1	1.7	2.7
CF-49	Line/Cable	2.4	1.9	3.1
CF-50	Line/Cable	2.1	1.7	2.7
CF-51	Line/Cable	2.4	1.9	3.1
CF-52	Line/Cable	9.0	3.3	9.6
CF-53	Line/Cable	2.5	2.0	3.2
CF-55	Line/Cable	534.7	291.7	609.1
CF-54	Line/Cable	534.7	291.7	609.1
CF-57	Line/Cable	568.6	244.5	618.9
CF-58	Line/Cable	334.2	182.3	380.7
CF-59	Line/Cable	334.2	182.3	380.7
CF-61	Line/Cable	5.5	2.0	5.9
CF-60	Line/Cable	5.5	2.0	5.9
CF-56	Line/Cable	352.5	233.1	422.6
CF-17-1-2-R	Line/Cable	22.0	43.0	48.3
CF-17-1-2-BA	Line/Cable	22.0	43.0	48.3
CF-17-1-3-R	Line/Cable	104.9	204.5	229.9
CF-171-1-1-B	Line/Cable	49.3	73.1	88.2
FC-3532	Line/Cable	4.1	3.5	5.4
TR-9A-1	2W XFMR	3.2	62.8	62.9
TR-9A-2	2W XFMR	3.2	61.9	62.0
TR-9A-3	2W XFMR	2.9	62.7	62.8
TR-9-4	2W XFMR	1.2	30.5	30.6
TR-1A-1-R	2W XFMR	4.3	67.2	67.3
TR-1A1-R-1	2W XFMR	75.8	538.4	543.8
TR-1A-M2B	2W XFMR	88.1	625.8	632.0
TR-2-R-2	2W XFMR	4.2	64.5	64.6
TR-21-A2	2W XFMR	97.4	691.6	698.4
TR-22-A2	2W XFMR	55.9	396.7	400.7
TR-17-R-2A	2W XFMR	3.0	55.1	55.2
TR-17-3-R	2W XFMR	253.4	1191.1	1217.8
TR-17-4B	2W XFMR	141.6	819.9	832.0
TR-17-5-1-B	2W XFMR	145.7	843.5	856.0
TR-17-1-R-1	2W XFMR	5.4	77.0	77.2
TR-171-B-3B2	2W XFMR	96.3	557.7	566.0
TR-17-1-R-3A	2W XFMR	96.3	557.7	566.0
TR-171-ATB	2W XFMR	149.1	701.0	716.7
TR-171-R-4	2W XFMR	326.7	1535.6	1570.0
AT-9-1	3W XFMR	0.1	3.9	3.9
		0.1	3.9	3.9
		0.1	3.9	3.9
RX-1	Reactor	0.4	26.3	26.3

RX-2	Reactor	0.4	26.3	26.3
RX-3	Reactor	0.4	26.3	26.3
RX-40	Reactor	0.4	26.3	26.3

MTR & GEN INPUT DATA

Project: TESIS
 Location: REFINERIA MIGUEL HIDALGO, TULA
 Contract:
 Engineer: ALS

PowerStation 2.0.8C
 Study Case:

Page
 Date: 05-20-2003
 SN: INSTOPEURO
 File: LISTA

ESTUDIO DE CORTOCIRCUITO Y EVALUACION DEL EQUIPO DE PROTECCION DEL SISTEMA ELECTRICO DE LA REFINERIA MIGUEL HIDALGO, TULA. HGO.

Machine Info.		Rating			X/R Ratio		% Impedance(Machine Base)			% Impedance(100 MVA Base)		
Machine ID	Type	MVA	kV	RPM	X"/R	X'/R	R	X"	X'	R	X"	X'
TG-1	Gen.	32.000	13.80	1800.0	48.00	48.00	0.271	13.00	23.00	0.8	40.6	71.9
TG-2	Gen.	32.000	13.80	1800.0	48.00	48.00	0.271	13.00	23.00	0.8	40.6	71.9
TG-3	Gen.	40.000	13.80	1800.0	48.00	48.00	0.292	14.00	23.00	0.7	35.0	57.5
TG-GAS-40	Gen.	33.000	13.80	1800.0	48.00	48.00	0.360	17.30	23.00	1.1	52.4	69.7
TG-4	Gen.	40.000	13.80	1800.0	48.00	48.00	0.292	14.00	23.00	0.7	35.0	57.5
CFE-115	Uty.	1139.000	115.00	1800.0	12.90	12.90	7.729	99.70	99.70	0.7	8.8	8.8
CFE-230	Uty.	10591.000	230.00	1800.0	30.32	30.32	3.296	99.95	99.95	0.0	0.9	0.9
BA-504-B	IndM	0.948	4.16	1800.0	25.04	25.04	0.614	15.38	23.08	64.8	1622.8	2434.2
BA-504-A	IndM	0.434	4.16	1800.0	17.41	17.41	1.060	18.46	46.15	244.1	4250.4	10625.9
BA-501A-B	IndM	0.434	4.16	1800.0	17.41	17.41	1.060	18.46	46.15	244.1	4250.4	10625.9
MVENT-CR	IndM	0.191	4.16	1800.0	11.01	11.01	1.676	18.46	46.15	876.5	9654.1	24135.4
BA-504-C	IndM	0.948	4.16	1800.0	25.04	25.04	0.614	15.38	23.08	64.8	1622.8	2434.2
BA-501A-C	IndM	0.348	4.16	1800.0	15.58	15.58	1.185	18.46	46.15	340.3	5301.1	13252.7
BA-501A-A	IndM	0.434	4.16	1800.0	17.41	17.41	1.060	18.46	46.15	244.1	4250.4	10625.9
BA-2214-A	IndM	0.863	4.16	1800.0	24.63	24.63	0.625	15.38	23.08	72.4	1783.3	2675.0
BA-2205-A	IndM	0.262	4.16	1800.0	13.49	13.49	1.369	18.46	46.15	522.5	7047.7	17619.2
BA-2208-A	IndM	1.076	4.16	1800.0	27.53	27.53	0.559	15.38	23.08	51.9	1429.9	2144.8
BA-2530-E	IndM	0.219	4.16	1800.0	12.31	12.31	1.499	18.46	46.15	685.5	8441.8	21104.5
BA-2530-C1	IndM	0.219	4.16	1800.0	12.31	12.31	1.499	18.46	46.15	685.5	8441.8	21104.5
BA-2530-A	IndM	0.219	4.16	1800.0	12.31	12.31	1.499	18.46	46.15	685.5	8441.8	21104.5
BA-2530-B	IndM	0.219	4.16	1800.0	12.31	12.31	1.499	18.46	46.15	685.5	8441.8	21104.5
BA-2520-A1	IndM	0.305	4.16	1800.0	14.57	14.57	1.267	18.46	46.15	415.3	6050.2	15125.6
BA-2520-B	IndM	0.305	4.16	1800.0	14.57	14.57	1.267	18.46	46.15	415.3	6050.2	15125.6
BA-2520-E	IndM	0.305	4.16	1800.0	14.57	14.57	1.267	18.46	46.15	415.3	6050.2	15125.6
GB-4130-A	IndM	0.777	4.16	1800.0	23.36	23.36	0.790	18.46	46.15	101.7	2375.3	5938.2
GB-4101-A	IndM	1.033	4.16	1800.0	25.84	25.84	0.595	15.38	23.08	57.6	1488.7	2233.0
GA-4105-A	IndM	0.305	4.16	1800.0	14.57	14.57	1.267	18.46	46.15	415.3	6050.2	15125.6
GA-4501-A	IndM	0.649	4.16	1800.0	21.93	21.93	0.842	18.46	46.15	129.8	2845.1	7112.7
GB-4601	IndM	0.191	4.16	1800.0	11.01	11.01	1.676	18.46	46.15	876.5	9654.1	24135.4
GB-4501	IndM	0.434	4.16	1800.0	17.41	17.41	1.060	18.46	46.15	244.1	4250.4	10625.9
GB-4701-A	IndM	0.219	4.16	1800.0	12.31	12.31	1.499	18.46	46.15	685.5	8441.8	21104.5
GB-4701-C	IndM	0.219	4.16	1800.0	12.31	12.31	1.499	18.46	46.15	685.5	8441.8	21104.5
BA-2214-C1	SynM	1.713	4.16	1800.0	34.83	34.83	0.442	15.38	23.08	25.8	897.9	1346.8
BA-2214-D1	SynM	1.713	4.16	1800.0	34.83	34.83	0.442	15.38	23.08	25.8	897.9	1346.8
MVE-504-A	IndM	0.110	0.48	1800.0	8.71	8.71	2.297	20.00	50.00	2085.9	18162.8	45407.1
MVE-504-C	IndM	0.110	0.48	1800.0	8.71	8.71	2.297	20.00	50.00	2085.9	18162.8	45407.1
MVE-501A-1	IndM	0.110	0.48	1800.0	8.71	8.71	2.297	20.00	50.00	2085.9	18162.8	45407.1
MVE-501A-5	IndM	0.110	0.48	1800.0	8.71	8.71	2.297	20.00	50.00	2085.9	18162.8	45407.1
MVE-504-AB	IndM	0.110	0.48	1800.0	8.71	8.71	2.297	20.00	50.00	2085.9	18162.8	45407.1
MVE-504-D	IndM	0.110	0.48	1800.0	8.71	8.71	2.297	20.00	50.00	2085.9	18162.8	45407.1
MVE-501A-4	IndM	0.110	0.48	1800.0	8.71	8.71	2.297	20.00	50.00	2085.9	18162.8	45407.1
BR-576-A	IndM	0.110	0.48	1800.0	8.71	8.71	2.297	20.00	50.00	2085.9	18162.8	45407.1
BR-576-C	IndM	0.110	0.48	1800.0	8.71	8.71	2.297	20.00	50.00	2085.9	18162.8	45407.1
BR-576-D	IndM	0.110	0.48	1800.0	8.71	8.71	2.297	20.00	50.00	2085.9	18162.8	45407.1
MV-502-4	IndM	0.087	0.48	1800.0	7.79	7.79	2.568	20.00	50.00	2964.2	23084.9	57712.3
MV-502-4-A	IndM	0.087	0.48	1800.0	7.79	7.79	2.568	20.00	50.00	2964.2	23084.9	57712.3
MV-502-4-B	IndM	0.087	0.48	1800.0	7.79	7.79	2.568	20.00	50.00	2964.2	23084.9	57712.3
MV-502-4-C	IndM	0.087	0.48	1800.0	7.79	7.79	2.568	20.00	50.00	2964.2	23084.9	57712.3
MV-502-4-D	IndM	0.087	0.48	1800.0	7.79	7.79	2.568	20.00	50.00	2964.2	23084.9	57712.3
MV-502-4-E	IndM	0.087	0.48	1800.0	7.79	7.79	2.568	20.00	50.00	2964.2	23084.9	57712.3
MV-502-4-F	IndM	0.087	0.48	1800.0	7.79	7.79	2.568	20.00	50.00	2964.2	23084.9	57712.3
MV-502-6	IndM	0.087	0.48	1800.0	7.79	7.79	2.568	20.00	50.00	2964.2	23084.9	57712.3
MV-502-7	IndM	0.087	0.48	1800.0	7.79	7.79	2.568	20.00	50.00	2964.2	23084.9	57712.3
MV-502-8	IndM	0.087	0.48	1800.0	7.79	7.79	2.568	20.00	50.00	2964.2	23084.9	57712.3
MV-502-9	IndM	0.087	0.48	1800.0	7.79	7.79	2.568	20.00	50.00	2964.2	23084.9	57712.3
MV-502-10	IndM	0.087	0.48	1800.0	7.79	7.79	2.568	20.00	50.00	2964.2	23084.9	57712.3
MV-502-11	IndM	0.087	0.48	1800.0	7.79	7.79	2.568	20.00	50.00	2964.2	23084.9	57712.3
MV-502-12	IndM	0.087	0.48	1800.0	7.79	7.79	2.568	20.00	50.00	2964.2	23084.9	57712.3
BA-2203-A	IndM	0.087	0.48	1800.0	7.79	7.79	2.568	20.00	50.00	2964.2	23084.9	57712.3
BA-2203-B	IndM	0.087	0.48	1800.0	7.79	7.79	2.568	20.00	50.00	2964.2	23084.9	57712.3
AG-68-A	IndM	0.132	0.48	1800.0	9.54	9.54	2.097	20.00	50.00	1589.8	15163.6	37909.0
AG-68B	IndM	0.132	0.48	1800.0	9.54	9.54	2.097	20.00	50.00	1589.8	15163.6	37909.0
GA-4502-B	IndM	0.175	0.48	1800.0	11.01	11.01	1.816	20.00	50.00	1035.6	11405.8	28514.4
GA-4502-A	IndM	0.175	0.48	1800.0	11.01	11.01	1.816	20.00	50.00	1035.6	11405.8	28514.4
GA-4503-A	IndM	0.087	0.48	1800.0	7.79	7.79	2.568	20.00	50.00	2964.2	23084.9	57712.3
GA-4103-A	IndM	0.019	0.46	1800.0	3.48		7.991	27.83	inf.	38077.3	132619.4	
GA-4602-B	IndM	0.087	0.48	1800.0	7.79	7.79	2.568	20.00	50.00	2964.2	23084.9	57712.3
GA-4608-B	IndM	0.087	0.48	1800.0	7.79	7.79	2.568	20.00	50.00	2964.2	23084.9	57712.3
EMOT-CM1A1M	IndM	0.014	0.48	1800.0	2.86		9.726	27.83	inf.	70544.5	201863.0	
EMOT-CM1A1R	IndM	0.068	0.48	1800.0	6.35		4.382	27.83	inf.	6452.6	40979.7	
EMOT-CM1AM2	IndM	0.090	0.48	1800.0	7.39		3.767	27.83	inf.	4190.9	30964.2	
EMOT-CM1AR2	IndM	0.109	0.48	1800.0	8.17		3.407	27.83	inf.	3126.2	25534.9	
EMOTCCM-173B	IndM	0.128	0.22	1800.0	8.88		3.134	27.83	inf.	2446.4	21722.9	
EMOTCCM-173R	IndM	0.112	0.22	1800.0	8.28		3.362	27.83	inf.	2999.9	24835.6	
EMOT-CM174A	IndM	0.210	0.48	1800.0	12.07		2.307	27.83	inf.	1098.2	13250.2	
EMOT-CM174B	IndM	0.119	0.48	1800.0	8.53		3.262	27.83	inf.	2736.9	23349.2	
EMOTCCM-175B	IndM	0.210	0.48	1800.0	12.07		2.307	27.83	inf.	1098.2	13250.2	
EMOTCCM-17-5	IndM	0.464	0.48	1800.0	18.01		1.545	27.83	inf.	332.7	5992.4	
EMOT-CM22R1	IndM	0.275	0.48	1800.0	13.82		2.013	27.83	inf.	732.3	10122.7	
EMOT-CM22R2	IndM	0.311	0.48	1800.0	14.72		1.891	27.83	inf.	607.8	8943.4	
EMOT-CM-17B	IndM	0.191	0.48	1800.0	11.01		2.527	27.83	inf.	1321.3	14553.2	
EMOT-CM17-2	IndM	0.191	0.48	1800.0	11.01		2.527	27.83	inf.	1321.3	14553.2	
EMOTTC-171B	IndM	0.129	0.48	1800.0	8.91		3.122	27.83	inf.	2422.5	21593.5	
EMOTTC-1711	IndM	0.041	0.48	1800.0	4.93		5.651	27.83	inf.	13639.5	67182.2	

Caso de Estudio 1

Esquema de operación 1 con alternativa 2

SUBSISTEMA A: TG-1, TG-2, TG-4, TG-GAS, TR-3 y TR-4 en funcionamiento.

SUSBSITEMA B: TG-3, TR-1, TR-2. en funcionamiento.

FALLAS TRIFÁSICAS

Project: TESIS
 Location: REFINERIA MIGUEL HIDALGO, TULA
 Contract:
 Engineer: ALS

MOMENTARY DUTY
 PowerStation 2.0.8C
 Study Case: DUTY,T

Page:
 Date: 05-16-2003
 SN: INSTDPETRO
 File: TESIS

ESTUDIO DE CORTOCIRCUITO Y EVALUACION DEL EQUIPO DE PROTECCION DEL SISTEMA ELECTRICO DE LA REFINERIA MIGUEL HIDALGO, TULA. HGO.

Three-Phase Fault Currents: (Prefault Voltage = 100 % of the Bus Nominal Voltages)

Bus Information		Device Information		Momentary Duty					Device Capability		
ID	kV	ID	Type	Symm. kA rms	X/R Ratio	M.F.	Asymm. kA rms	Asymm. kA Crest	Symm. kA rms	Asymm. kA rms	Asymm. kA Crest
BUSRT-17-3-R	4.16	BUSRT-17-3-R	Bus	5.771	1.0	1.001	5.780	8.476			
		IP-17-3-R-2	3 cy Sym CB	5.771	1.0	1.001	5.780	8.476		57.600	97.200
BUSRT-2-R1AT	13.80	BUSRT-2-R1AT	Bus	25.117	29.5	1.618	40.627	67.453			
		IP-2-R-2	3 cy Sym CB	25.117	29.5	1.618	40.627	67.453		57.600	97.200
BUSRT-17-51R	4.16	BUSRT-17-51R	Bus	4.824	1.7	1.025	4.944	7.902			
CCM-1A-1-M	0.48	CCM-1A-1-M	Bus	18.522	3.4	1.146	21.229	36.567			
CCM-1A1-R-1	0.48	CCM-1A1-R-1	Bus	18.522	3.4	1.146	21.229	36.567			
CCM-1A-M-2	0.48	CCM-1A-M-2	Bus	21.891	6.6	1.330	29.114	50.152			
CCM-1A-R	0.48	CCM-1A-R	Bus	21.891	6.6	1.330	29.114	50.152			
CCM-17-1-3-B	0.22	CCM-17-1-3-B	Bus	12.561	4.9	1.245	15.640	27.083			
CCM-17-1-3-R	0.22	CCM-17-1-3-R	Bus	12.561	4.9	1.245	15.640	27.083			
CCM-17-3-1	0.48	CCM-17-3-1	Bus	8.306	3.4	1.146	9.521	16.402			
CCM-17-3-1A	0.48	CCM-17-3-1A	Bus	8.306	3.4	1.146	9.521	16.402			
CCM-17-4-1	0.48	CCM-17-4-1	Bus	12.742	4.9	1.249	15.920	27.565			
CCM-17-4-1B	0.48	CCM-17-4-1B	Bus	12.742	4.9	1.249	15.920	27.565			
CCM-17-5-11B	0.48	CCM-17-5-11B	Bus	13.516	5.9	1.298	17.549	30.308			
CCM-17-5-11R	0.48	CCM-17-5-11R	Bus	13.516	5.9	1.298	17.549	30.308			
CCM-21-A	0.48	CCM-21-A	Bus	21.662	6.0	1.302	28.215	48.713			
CCM-22-R	0.48	CCM-22-R	Bus	21.662	6.0	1.302	28.215	48.713			
CCM-22-R1	0.48	CCM-22-R1	Bus	28.303	7.5	1.365	38.644	66.339			
CCM-22-R2	0.48	CCM-22-R2	Bus	28.303	7.5	1.365	38.644	66.339			
CCM-171-1-B	0.48	CCM-171-1-B	Bus	19.277	5.5	1.278	24.635	42.600			
CCM-171-1-R	0.48	CCM-171-1-R	Bus	19.277	5.5	1.278	24.635	42.600			
CCM-171-2-B	0.48	CCM-171-2-B	Bus	21.350	5.9	1.299	27.723	47.878			
CCM-171-2-R	0.48	CCM-171-2-R	Bus	21.350	5.9	1.299	27.723	47.878			
CD-22-A	4.16	CD-22-A	Bus	22.470	16.5	1.538	34.566	58.043			
		ITE-22A	3 cy Sym CB	22.470	16.5	1.538	34.566	58.043		57.600	97.200
SE-1A-R-A	13.80	SE-1A-R-A	Bus	23.962	17.9	1.552	37.186	62.323			
		IP-SE-1A-R	3 cy Sym CB	23.962	17.9	1.552	37.186	62.323		57.600	97.200
SE-17-TD-R-A	4.16	SE-17-TD-R-A	Bus	19.022	10.4	1.447	27.533	46.807			
		IP-17-R-4	3 cy Sym CB	19.022	10.4	1.447	27.533	46.807		57.600	97.200
		IP-17-5-R-1	3 cy Sym CB	19.022	10.4	1.447	27.533	46.807		57.600	97.200
		IP-17-3-R-1	3 cy Sym CB	19.022	10.4	1.447	27.533	46.807		57.600	97.200
		ITE-17	3 cy Sym CB	19.022	10.4	1.447	27.533	46.807		57.600	97.200
SE-17-TD-R-B	4.16	SE-17-TD-R-B	Bus	19.022	10.4	1.447	27.533	46.807			
		IP-17-4-B-1	3 cy Sym CB	19.022	10.4	1.447	27.533	46.807		57.600	97.200
		ITE-17	3 cy Sym CB	19.022	10.4	1.447	27.533	46.807		57.600	97.200
TCD-1A-M	4.16	TCD-1A-M	Bus	19.953	15.7	1.530	30.530	51.325			

Project: TESIS
 Location: REFINERIA MIGUEL HIDALGO, TULA
 Contract:
 Engineer: ALS

MOMENTARY DUTY
 PowerStation 2.0.8C
 Study Case: DUTY,T

Page:
 Date: 05-16-2003
 SN: INSTDPETRO
 File: TESIS

ESTUDIO DE CORTOCIRCUITO Y EVALUACION DEL EQUIPO DE PROTECCION DEL SISTEMA ELECTRICO DE LA REFINERIA MIGUEL HIDALGO, TULA. HGO.

Three-Phase Fault Currents: (Prefault Voltage = 100 % of the Bus Nominal Voltages)

Bus Information		Device Information		Momentary Duty					Device Capability		
ID	kV	ID	Type	Symm. kA rms	X/R Ratio	M.F.	Asymm. kA rms	Asymm. kA Crest	Symm. kA rms	Asymm. kA rms	Asymm. kA Crest
TCD-1A-R	4.16	ITE-1	3 cy Sym CB	19.953	15.7	1.530	30.530	51.325		57.600	97.200
		TCD-1A-R	Bus	19.953	15.7	1.530	30.530	51.325			
		IP-1A-R-3	3 cy Sym CB	19.953	15.7	1.530	30.530	51.325		57.600	97.200
		ITE-1	3 cy Sym CB	19.953	15.7	1.530	30.530	51.325		57.600	97.200
TCD-17-1-A	4.16	TCD-17-1-A	Bus	17.145	11.6	1.471	25.219	42.741			
		IP-TR-171-B3	3 cy Sym CB	17.145	11.6	1.471	25.219	42.741		57.600	97.200
		ITE-17-1	3 cy Sym CB	17.145	11.6	1.471	25.219	42.741		57.600	97.200
TCD-17-1-B	4.16	TCD-17-1-B	Bus	17.145	11.6	1.471	25.219	42.741			
		IP-17-R-3A	3 cy Sym CB	17.145	11.6	1.471	25.219	42.741		57.600	97.200
		IP-171-R-2	3 cy Sym CB	17.145	11.6	1.471	25.219	42.741		57.600	97.200
		IP-171-1-R-1	3 cy Sym CB	17.145	11.6	1.471	25.219	42.741		57.600	97.200
		ITE-17-1	3 cy Sym CB	17.145	11.6	1.471	25.219	42.741		57.600	97.200
TCD-17-4	4.16	TCD-17-4	Bus	9.873	2.3	1.064	10.503	17.546			
		ITE-17-4	3 cy Sym CB	9.873	2.3	1.064	10.503	17.546		57.600	97.200
TCD-17-4B	4.16	TCD-17-4B	Bus	9.873	2.3	1.064	10.503	17.546			
		IP-17-4-B-2	3 cy Sym CB	9.873	2.3	1.064	10.503	17.546		57.600	97.200
		ITE-17-4	3 cy Sym CB	9.873	2.3	1.064	10.503	17.546		57.600	97.200
TCD-17-5-B	4.16	TCD-17-5-B	Bus	10.200	4.2	1.206	12.300	21.298			
		ITE-17-4R	3 cy Sym CB	10.200	4.2	1.206	12.300	21.298		57.600	97.200
TCD-17-5-R	4.16	TCD-17-5-R	Bus	10.200	4.2	1.206	12.300	21.298			
		IP-17-4-R-2	3 cy Sym CB	10.200	4.2	1.206	12.300	21.298		57.600	97.200
		ITE-17-4R	3 cy Sym CB	10.200	4.2	1.206	12.300	21.298		57.600	97.200
TCD-22-R	4.16	TCD-22-R	Bus	22.470	16.5	1.538	34.566	58.043			
		IP-22-R-2	3 cy Sym CB	22.470	16.5	1.538	34.566	58.043		57.600	97.200
		ITE-22A	3 cy Sym CB	22.470	16.5	1.538	34.566	58.043		57.600	97.200
TCD-171-1-A	4.16	TCD-171-1-A	Bus	7.808	1.6	1.017	7.944	12.502			
		ITE-17-1-4	3 cy Sym CB	7.808	1.6	1.017	7.944	12.502		57.600	97.200
		IP-171-1-R-2	3 cy Sym CB	7.808	1.6	1.017	7.944	12.502		57.600	97.200
TCD-171-1-B	4.16	TCD-171-1-B	Bus	7.808	1.6	1.017	7.944	12.502			

TCD-171-1-B1	0.48	ITE-17-1-4	3 cy Sym CB	7.808	1.6	1.017	7.944	12.502		57.600	97.200
TCD-171-1-R	0.48	TCD-171-1-B1	Bus	13.154	3.4	1.145	15.067	25.949			
TDA-17-R	13.80	TCD-171-1-R	Bus	13.154	3.4	1.145	15.067	25.949			
		TDA-17-R	Bus	18.364	6.6	1.332	24.469	42.142			
		IP-17-R-2A	3 cy Sym CB	18.364	6.6	1.332	24.469	42.142		57.600	97.200
		IP-17-R-3	3 cy Sym CB	18.364	6.6	1.332	24.469	42.142		57.600	97.200
		IP-17-1-R-1	3 cy Sym CB	18.364	6.6	1.332	24.469	42.142		57.600	97.200
TDG-1	13.80	TDG-1	Bus	25.712	45.4	1.656	42.571	70.291			
TDM-2-A	4.16	TDM-2-A	Bus	22.654	17.9	1.552	35.149	58.913			

MOMENTARY DUTY

Project:	TESIS	PowerStation	2.0.8C	Page:	
Location:	REFINERIA MIGUEL HIDALGO, TULA	Study Case:	DUTY,T	Date:	05-16-2003
Contract:				SN:	INSTDPETRO
Engineer:	ALS			File:	TESIS

ESTUDIO DE CORTOCIRCUITO Y EVALUACION DEL EQUIPO DE PROTECCION DEL SISTEMA ELECTRICO DE LA REFINERIA MIGUEL HIDALGO, TULA. HGO.

Three-Phase Fault Currents: (Prefault Voltage = 100 % of the Bus Nominal Voltages)

Bus Information		Device Information		Momentary Duty				Device Capability			
ID	kV	ID	Type	Symm. kA rms	X/R Ratio	M.F.	Asymm. kA rms	Asymm. kA Crest	Symm. kA rms	Asymm. kA rms	Asymm. kA Crest
TDM-2-R	4.16	ITE-2	3 cy Sym CB	22.654	17.9	1.552	35.149	58.913		57.600	97.200
		TDM-2-R	Bus	22.654	17.9	1.552	35.149	58.913			
		IP-2-R-3	3 cy Sym CB	22.654	17.9	1.552	35.149	58.913		57.600	97.200
		IP-22-R-1	3 cy Sym CB	22.654	17.9	1.552	35.149	58.913		57.600	97.200
TR-1A1-R-1AT	4.16	ITE-2	3 cy Sym CB	22.654	17.9	1.552	35.149	58.913		57.600	97.200
		TR-1A1-R-1AT	Bus	6.343	1.2	1.005	6.373	9.590			
TSGA-1	13.80	TSGA-1	Bus	42.917	45.9	1.657	71.095	117.373			

Notes: * Indicates buses with short-circuit values exceeding the device ratings.

Bus Nom. kV is used to Adjust MV CB Interrupting Rating.

INTERRUPTING DUTY

Project:	TESIS	PowerStation	2.0.8C	Page:	
Location:	REFINERIA MIGUEL HIDALGO, TULA	Study Case:	DUTY,T	Date:	05-16-2003
Contract:				SN:	INSTDPETRO
Engineer:	ALS			File:	TESIS

ESTUDIO DE CORTOCIRCUITO Y EVALUACION DEL EQUIPO DE PROTECCION DEL SISTEMA ELECTRICO DE LA REFINERIA MIGUEL HIDALGO, TULA. HGO.

Three-Phase Fault Currents: (Prefault Voltage = 100 % of the Bus Nominal Voltages)

Bus Information		Device Information		Interrupting Duty				Device Capability			
ID	kV	ID	Type	Symm. kA rms	X/R Ratio	M.F.	Adj Sym. kA rms	kV	Test PF	Rated Int.	Adjusted Int.
BUSRT-17-3-R	4.16	IP-17-3-R-2	3 cy Sym CB	5.605	1.0	1.000	5.605	4.800		29.000	33.462
BUSRT-2-RIAT	13.80	IP-2-R-2	3 cy Sym CB	23.053	31.4	1.116	25.725	15.000		28.000	30.435
BUSRT-17-51R	4.16	FC-17-5-1-B2	Fuse	4.824	1.7	1.000	4.824	5.500	6.65	50.000	50.000
CCM-1A-1-M	0.48	ITE-1A-1A	PowerUnfuse	18.522	3.4	1.000	18.522	0.480	15.00	65.000	65.000
CCM-1A1-R-1	0.48	IE-1A-1-R	PowerUnfuse	18.522	3.4	1.000	18.522	0.480	15.00	65.000	65.000
CCM-1A1-R-1	0.48	ITE-1A-1A	PowerUnfuse	18.522	3.4	1.000	18.522	0.480	15.00	65.000	65.000
CCM-1A-M-2	0.48	ITE-1A1	PowerUnfuse	21.891	6.6	1.000	21.891	0.480	15.00	65.000	65.000
CCM-1A-M-2	0.48	IE-1A-MB	PowerUnfuse	21.891	6.6	1.000	21.891	0.480	15.00	65.000	65.000
CCM-1A-R	0.48	ITE-1A1	PowerUnfuse	21.891	6.6	1.000	21.891	0.480	15.00	65.000	65.000
CCM-17-1-3-B	0.22	ITT-17-1-3	Molded Case	12.561	4.9	1.000	12.561	0.240	20.00	42.000	42.000
CCM-17-1-3-R	0.22	IT-171-R-2	Molded Case	12.561	4.9	1.000	12.561	0.240	20.00	42.000	42.000
CCM-17-1-3-R	0.22	ITT-17-1-3	Molded Case	12.561	4.9	1.000	12.561	0.240	20.00	42.000	42.000
CCM-17-3-1	0.48	IE-17-3-R	PowerUnfuse	8.306	3.4	1.000	8.306	0.480	15.00	65.000	65.000
CCM-17-3-1	0.48	ITE-17-3	PowerUnfuse	8.306	3.4	1.000	8.306	0.480	15.00	65.000	65.000
CCM-17-3-1A	0.48	ITE-17-3	PowerUnfuse	8.306	3.4	1.000	8.306	0.480	15.00	65.000	65.000
CCM-17-4-1	0.48	ITE-17-4A	PowerUnfuse	12.742	4.9	1.000	12.742	0.480	15.00	25.000	25.000
CCM-17-4-1B	0.48	IE-17-4-B	PowerUnfuse	12.742	4.9	1.000	12.742	0.480	15.00	25.000	25.000
CCM-17-4-1B	0.48	ITE-17-4A	PowerUnfuse	12.742	4.9	1.000	12.742	0.480	15.00	25.000	25.000
CCM-17-5-11B	0.48	IE-17-5-4-B	PowerUnfuse	13.516	5.9	1.000	13.516	0.480	15.00	50.000	50.000
CCM-17-5-11B	0.48	ITE-17-5	PowerUnfuse	13.516	5.9	1.000	13.516	0.480	15.00	50.000	50.000
CCM-17-5-11R	0.48	IE-17-5	PowerUnfuse	13.516	5.9	1.000	13.516	0.480	15.00	50.000	50.000
CCM-21-A	0.48	IE-21-A	PowerUnfuse	21.662	6.0	1.000	21.662	0.480	15.00	50.000	50.000
CCM-21-A	0.48	ITE-21	Power Fused	21.662	6.0	1.045	22.629	0.480	20.00	50.000	50.000
CCM-22-R	0.48	ITE-21	Power Fused	21.662	6.0	1.045	22.629	0.480	20.00	50.000	50.000
CCM-22-R1	0.48	ITE-23A	PowerUnfuse	28.303	7.5	1.023	28.940	0.480	15.00	65.000	65.000
CCM-22-R2	0.48	IE-22-ALA	Power Fused	28.303	7.5	1.095	30.993	0.480	20.00	65.000	65.000
CCM-22-R2	0.48	ITE-23A	PowerUnfuse	28.303	7.5	1.023	28.940	0.480	15.00	65.000	65.000
CCM-171-1-B	0.48	ITE-17-1-1A	PowerUnfuse	19.277	5.5	1.000	19.277	0.480	15.00	65.000	65.000
CCM-171-1-R	0.48	IE-171-R-1	PowerUnfuse	19.277	5.5	1.000	19.277	0.480	15.00	65.000	65.000
CCM-171-1-R	0.48	ITE-17-1-1A	PowerUnfuse	19.277	5.5	1.000	19.277	0.480	15.00	65.000	65.000
CCM-171-2-B	0.48	IE-171-B-2	PowerUnfuse	21.350	5.9	1.000	21.350	0.480	15.00	65.000	65.000
CCM-171-2-B	0.48	ITE-17-1-2	PowerUnfuse	21.350	5.9	1.000	21.350	0.480	15.00	65.000	65.000
CCM-171-2-R	0.48	IT-171-R-1A	Molded Case	21.350	5.9	1.041	22.235	0.480	20.00	30.000	30.000
CCM-171-2-R	0.48	ITE-17-1-2	PowerUnfuse	21.350	5.9	1.000	21.350	0.480	15.00	65.000	65.000
CD-22-A	4.16	FC-22-A-1	Fuse	22.470	16.5	1.011	22.715	5.500	6.65	37.500	37.500
CD-22-A	4.16	ITE-22A	3 cy Sym CB	19.958	16.8	1.002	20.003	4.800		29.000	33.462
SE-1A-R-A	13.80	IP-SE-1A-R	3 cy Sym CB	22.048	19.1	1.018	22.452	15.000		28.000	30.435
SE-17-TD-R-A	4.16	IP-17-R-4	3 cy Sym CB	17.450	10.5	1.000	17.450	4.800		29.000	33.462

Project: TESIS
 Location: REFINERIA MIGUEL HIDALGO, TULA
 Contract:
 Engineer: ALS

INTERRUPTING DUTY
 PowerStation 2.0.8C
 Study Case: DUTY,T

Page:
 Date: 05-16-2003
 SN: INSTDPETRO
 File: TESIS

ESTUDIO DE CORTOCIRCUITO Y EVALUACION DEL EQUIPO DE PROTECCION DEL SISTEMA ELECTRICO DE LA REFINERIA MIGUEL HIDALGO, TULA. HGO.

Three-Phase Fault Currents: (Prefault Voltage = 100 % of the Bus Nominal Voltages)

Bus Information		Device Information		Interrupting Duty				Device Capability			
ID	kV	ID	Type	Symm. kA rms	X/R Ratio	M.F.	Adj Sym. kA rms	kV	Test PF	Rated Int.	Adjusted Int.
SE-17-TD-R-A	4.16	IP-17-5-R-1	3 cy Sym CB	17.450	10.5	1.000	17.450	4.800		29.000	33.462
SE-17-TD-R-A	4.16	IP-17-3-R-1	3 cy Sym CB	17.450	10.5	1.000	17.450	4.800		29.000	33.462
SE-17-TD-R-A	4.16	ITE-17	3 cy Sym CB	17.450	10.5	1.000	17.450	4.800		29.000	33.462
SE-17-TD-R-B	4.16	IP-17-4-B-1	3 cy Sym CB	17.450	10.5	1.000	17.450	4.800		29.000	33.462
SE-17-TD-R-B	4.16	ITE-17	3 cy Sym CB	17.450	10.5	1.000	17.450	4.800		29.000	33.462
TCD-1A-M	4.16	FC-3041	Fuse	19.953	15.7	1.005	20.062	5.500	6.65	50.000	50.000
TCD-1A-M	4.16	FC-3043	Fuse	19.953	15.7	1.005	20.062	5.500	6.65	50.000	50.000
TCD-1A-M	4.16	FC-3045	Fuse	19.953	15.7	1.005	20.062	5.500	6.65	40.000	40.000
TCD-1A-M	4.16	FC-3050	Fuse	19.953	15.7	1.005	20.062	8.300	6.65	50.000	50.000
TCD-1A-M	4.16	ITE-1	3 cy Sym CB	17.906	16.0	1.000	17.906	4.800		29.000	33.462
TCD-1A-M	4.16	FC-1A-MB	Fuse	19.953	15.7	1.005	20.062	5.500	6.65	37.500	37.500
TCD-1A-R	4.16	IP-1A-R-3	3 cy Sym CB	17.906	16.0	1.000	17.906	4.800		29.000	33.462
TCD-1A-R	4.16	FC-3030	Fuse	19.953	15.7	1.150	22.942	5.280	15.00	50.000	50.000
TCD-1A-R	4.16	FC-3035	Fuse	19.953	15.7	1.005	20.062	8.300	6.65	50.000	50.000
TCD-1A-R	4.16	FC-3037	Fuse	19.953	15.7	1.005	20.062	8.300	6.65	50.000	50.000
TCD-1A-R	4.16	ITE-1	3 cy Sym CB	17.906	16.0	1.000	17.906	4.800		29.000	33.462
TCD-1A-R	4.16	FC-1A-1-R-1A	Fuse	19.953	15.7	1.150	22.942	8.300	15.00	50.000	50.000
TCD-17-1-A	4.16	FC-3244	Fuse	17.145	11.6	1.105	18.950	5.280	15.00	50.000	50.000
TCD-17-1-A	4.16	IP-TR-171-B3	3 cy Sym CB	14.874	11.1	1.000	14.874	4.800		29.000	33.462
TCD-17-1-A	4.16	ITE-17-1	3 cy Sym CB	14.874	11.1	1.000	14.874	4.800		29.000	33.462
TCD-17-1-B	4.16	IP-17-R-3A	3 cy Sym CB	14.874	11.1	1.000	14.874	4.800		29.000	33.462
TCD-17-1-B	4.16	FC-3226	Fuse	17.145	11.6	1.105	18.950	5.280	15.00	50.000	50.000
TCD-17-1-B	4.16	FC-3228	Fuse	17.145	11.6	1.105	18.950	5.280	15.00	50.000	50.000
TCD-17-1-B	4.16	FC-3220	Fuse	17.145	11.6	1.000	17.145	5.280	0.00	50.000	50.000
TCD-17-1-B	4.16	FC-3240	Fuse	17.145	11.6	1.000	17.145	5.280	0.00	50.000	50.000
TCD-17-1-B	4.16	FC-3229	Fuse	17.145	11.6	1.105	18.950	5.280	15.00	50.000	50.000
TCD-17-1-B	4.16	IP-171-R-2	3 cy Sym CB	14.874	11.1	1.000	14.874	4.800		29.000	33.462
TCD-17-1-B	4.16	IP-171-1-R-1	3 cy Sym CB	14.874	11.1	1.000	14.874	4.800		29.000	33.462
TCD-17-1-B	4.16	ITE-17-1	3 cy Sym CB	14.874	11.1	1.000	14.874	4.800		29.000	33.462
TCD-17-4	4.16	FC-3196	Fuse	9.873	2.3	1.000	9.873	5.280	0.00	50.000	50.000
TCD-17-4	4.16	FC-3197	Fuse	9.873	2.3	1.000	9.873	5.280	0.00	50.000	50.000
TCD-17-4	4.16	ITE-17-4	3 cy Sym CB	9.144	1.9	1.000	9.144	4.800		29.000	33.462
TCD-17-4B	4.16	IP-17-4-B-2	3 cy Sym CB	9.144	1.9	1.000	9.144	4.800		29.000	33.462
TCD-17-4B	4.16	FC-3164	Fuse	9.873	2.3	1.000	9.873	5.280	0.00	50.000	50.000
TCD-17-4B	4.16	FC-3162	Fuse	9.873	2.3	1.000	9.873	5.280	0.00	50.000	50.000
TCD-17-4B	4.16	ITE-17-4	3 cy Sym CB	9.144	1.9	1.000	9.144	4.800		29.000	33.462
TCD-17-4B	4.16	FC-17-4-B	Fuse	9.873	2.3	1.000	9.873	5.500	6.65	50.000	50.000
TCD-17-5-B	4.16	FC-3200	Fuse	10.200	4.2	1.000	10.200	5.280	0.00	50.000	50.000

Project: TESIS
 Location: REFINERIA MIGUEL HIDALGO, TULA
 Contract:
 Engineer: ALS

INTERRUPTING DUTY
 PowerStation 2.0.8C
 Study Case: DUTY,T

Page:
 Date: 05-16-2003
 SN: INSTDPETRO
 File: TESIS

ESTUDIO DE CORTOCIRCUITO Y EVALUACION DEL EQUIPO DE PROTECCION DEL SISTEMA ELECTRICO DE LA REFINERIA MIGUEL HIDALGO, TULA. HGO.

Three-Phase Fault Currents: (Prefault Voltage = 100 % of the Bus Nominal Voltages)

Bus Information		Device Information		Interrupting Duty				Device Capability			
ID	kV	ID	Type	Symm. kA rms	X/R Ratio	M.F.	Adj Sym. kA rms	kV	Test PF	Rated Int.	Adjusted Int.
TCD-17-5-B	4.16	ITE-17-4R	3 cy Sym CB	9.286	3.8	1.000	9.286	4.800		29.000	33.462
TCD-17-5-B	4.16	FC-17-5-1R1	Fuse	10.200	4.2	1.000	10.200	5.500	6.65	50.000	50.000
TCD-17-5-R	4.16	IP-17-4-R-2	3 cy Sym CB	9.286	3.8	1.000	9.286	4.800		29.000	33.462
TCD-17-5-R	4.16	FC-3206	Fuse	10.200	4.2	1.000	10.200	5.280	0.00	50.000	50.000
TCD-17-5-R	4.16	FC-3205	Fuse	10.200	4.2	1.000	10.200	5.280	0.00	50.000	50.000
TCD-17-5-R	4.16	ITE-17-4R	3 cy Sym CB	9.286	3.8	1.000	9.286	4.800		29.000	33.462
TCD-22-R	4.16	FC-3535	Fuse	22.470	16.5	1.000	22.470	5.280	0.00	50.000	50.000
TCD-22-R	4.16	IP-22-R-2	3 cy Sym CB	19.958	16.8	1.002	20.003	4.800		29.000	33.462
TCD-22-R	4.16	ITE-22A	3 cy Sym CB	19.958	16.8	1.002	20.003	4.800		29.000	33.462
TCD-22-R	4.16	FC-3534	Fuse	22.470	16.5	1.011	22.715	5.500	6.65	50.000	50.000
TCD-171-1-A	4.16	FC-3295	Fuse	7.808	1.6	1.000	7.808	5.280	0.00	50.000	50.000
TCD-171-1-A	4.16	ITE-17-1-4	3 cy Sym CB	7.225	1.4	1.000	7.225	4.800		29.000	33.462
TCD-171-1-A	4.16	IP-171-1-R-2	3 cy Sym CB	7.225	1.4	1.000	7.225	4.800		29.000	33.462
TCD-171-1-B	4.16	FC-3299	Fuse	7.808	1.6	1.000	7.808	5.280	0.00	50.000	50.000
TCD-171-1-B	4.16	ITE-17-1-4	3 cy Sym CB	7.225	1.4	1.000	7.225	4.800		29.000	33.462
TCD-171-1-B	4.16	FC-171-1-1-B	Fuse	7.808	1.6	1.000	7.808	5.500	6.65	50.000	50.000
TCD-171-1-B1	0.48	IE-17-1-1-B1	PowerUnfuse	13.154	3.4	1.000	13.154	0.480	15.00	65.000	65.000
TCD-171-1-B1	0.48	ITE-17-1-5A	PowerUnfuse	13.154	3.4	1.000	13.154	0.480	15.00	65.000	65.000
TCD-171-1-R	0.48	ITE-17-1-5A	PowerUnfuse	13.154	3.4	1.000	13.154	0.480	15.00	65.000	65.000
TDA-17-R	13.80	IP-17-R-2A	3 cy Sym CB	16.892	6.7	1.000	16.892	15.000		28.000	30.435
TDA-17-R	13.80	IP-17-R-3	3 cy Sym CB	16.892	6.7	1.000	16.892	15.000		28.000	30.435
TDA-17-R	13.80	IP-17-1-R-1	3 cy Sym CB	16.892	6.7	1.000	16.892	15.000		28.000	30.435
TDG-1	13.80			23.569	48.2						
TDM-2-A	4.16	FC-3487	Fuse	22.654	17.9	1.020	23.098	5.500	6.65	50.000	50.000
TDM-2-A	4.16	FC-3480	Fuse	22.654	17.9	1.020	23.098	5.500	6.65	50.000	50.000
TDM-2-A	4.16	ITE-2	3 cy Sym CB	20.113	18.1	1.020	20.523	4.800		29.000	33.462
TDM-2-A	4.16	FC-21-A	Fuse	22.654	17.9	1.020	23.098	5.500	6.65	37.500	37.500
TDM-2-R	4.16	IP-2-R-3	3 cy Sym CB	20.113	18.1	1.020	20.523	4.800		29.000	33.462
TDM-2-R	4.16	FC-3481	Fuse	22.654	17.9	1.020	23.098	5.500	6.65	50.000	50.000

TDM-2-R	4.16	IP-22-R-1	3 cy Sym CB	20.113	18.1	1.020	20.523	4.800		29.000	33.462
TDM-2-R	4.16	ITE-2	3 cy Sym CB	20.113	18.1	1.020	20.523	4.800		29.000	33.462
TR-1A1-R-1AT	4.16	FC-1A1-AR-1	Fuse	6.343	1.2	1.000	6.343	6.300	15.00	50.000	50.000
TSGA-1	13.80			40.608	47.0						

Notes: * Indicates buses with short-circuit values exceeding the device ratings.

Bus Nom. kV is used to Adjust MV CB Interrupting Rating.

Caso de Estudio 1

Esquema de operación 1 con alternativa 2

SUBSISTEMA A: TG-1, TG-2, TG-4, TG-GAS, TR-3 y TR-4 en funcionamiento.

SUSBSITEMA B: TG-3, TR-1, TR-2. en funcionamiento.

FALLAS LINEA A TIERRA DE ½ CICLO

S. C. SUMMARY REPORT

Project: TESIS
 Location: REFINERIA MIGUEL HIDALGO, TULA
 Contract:
 Engineer: ALS

PowerStation 2.0.8C
 Study Case: LT-1/2C

Page:
 Date: 05-16-2003
 SN: INSTDPETRO
 File: TESIS

ESTUDIO DE CORTEOCIRCUITO Y EVALUACION DEL EQUIPO DE PROTECCION DEL SISTEMA ELECTRICO DE LA REFINERIA MIGUEL HIDALGO, TULA. HGO.

1/2 Cycle - Three-Phase, LG, LL, & LLG Faults: (Prefault Voltage = 100 % of the Bus Nominal Voltage)

Bus Information		3-Phase Fault			Line-to-Ground Fault			Line-to-Line Fault			Line-to-Line-to-Ground*		
ID	kV	Real	Imag.	Mag.	Real	Imag.	Mag.	Real	Imag.	Mag.	Real	Imag.	Mag.
BUSRT-17-3-R	4.16	4.290	-3.860	5.771	0.375	-0.020	0.376	3.343	3.716	4.998	-3.439	-3.712	5.061
BUSRT-2-RIAT	13.80	1.026	-25.096	25.116	3.887	-1.531	4.177	21.733	0.888	21.751	-22.764	-0.573	22.771
BUSRT-17-51R	4.16	2.992	-3.785	4.824	0.373	-0.031	0.375	3.278	2.591	4.178	-3.374	-2.586	4.251
CCM-1A-1-M	0.48	5.507	-17.684	18.522	4.937	-19.007	19.637	15.315	4.769	16.040	13.240	14.980	19.993
CCM-1A1-R-1	0.48	5.507	-17.684	18.522	4.937	-19.007	19.637	15.315	4.769	16.040	13.240	14.980	19.993
CCM-1A-M-2	0.48	3.326	-21.637	21.891	3.120	-20.146	20.386	18.738	2.880	18.958	-20.207	6.543	21.240
CCM-1A-R	0.48	3.326	-21.637	21.891	3.120	-20.146	20.386	18.738	2.880	18.958	-20.207	6.543	21.240
CCM-17-1-3-B	0.22	2.740	-12.259	12.561	2.794	-12.193	12.509	10.616	2.373	10.878	-12.040	3.690	12.593
CCM-17-1-3-R	0.22	2.740	-12.259	12.561	2.794	-12.193	12.509	10.616	2.373	10.878	-12.040	3.690	12.593
CCM-17-3-1	0.48	2.780	-7.826	8.306	0.000	0.000	0.000	6.778	2.408	7.193	6.778	2.408	7.193
CCM-17-3-1A	0.48	2.780	-7.826	8.306	0.000	0.000	0.000	6.778	2.408	7.193	6.778	2.408	7.193
CCM-17-4-1	0.48	2.907	-12.406	12.742	0.000	0.000	0.000	10.744	2.517	11.035	10.744	2.517	11.035
CCM-17-4-1B	0.48	2.907	-12.406	12.742	0.000	0.000	0.000	10.744	2.517	11.035	10.744	2.517	11.035
CCM-17-5-11B	0.48	3.414	-13.077	13.516	0.000	0.000	0.000	11.325	2.957	11.705	11.325	2.957	11.705
CCM-17-5-11R	0.48	3.414	-13.077	13.516	0.000	0.000	0.000	11.325	2.957	11.705	11.325	2.957	11.705
CCM-21-A	0.48	3.826	-21.322	21.662	3.222	-18.887	19.160	18.465	3.313	18.760	17.079	11.788	20.752
CCM-22-R	0.48	3.826	-21.322	21.662	3.222	-18.887	19.160	18.465	3.313	18.760	17.079	11.788	20.752
CCM-22-R1	0.48	3.932	-28.029	28.303	4.035	-27.378	27.674	24.274	3.405	24.511	-26.336	9.972	28.161
CCM-22-R2	0.48	3.932	-28.029	28.303	4.035	-27.378	27.674	24.274	3.405	24.511	-26.336	9.972	28.161
CCM-171-1-B	0.48	3.526	-18.951	19.277	3.493	-18.386	18.715	16.412	3.054	16.694	-18.141	5.873	19.068
CCM-171-1-R	0.48	3.526	-18.951	19.277	3.493	-18.386	18.715	16.412	3.054	16.694	-18.141	5.873	19.068
CCM-171-2-B	0.48	3.760	-21.016	21.350	3.647	-19.635	19.971	18.201	3.256	18.490	-19.967	5.955	20.837
CCM-171-2-R	0.48	3.760	-21.016	21.350	3.647	-19.635	19.971	18.201	3.256	18.490	-19.967	5.955	20.837
CD-22-A	4.16	1.497	-22.420	22.470	1.971	-0.180	1.979	19.416	1.296	19.460	-19.914	-1.273	19.954
SE-1A-R-A	13.80	1.487	-23.915	23.962	3.837	-1.554	4.139	20.711	1.288	20.751	-21.734	-0.967	21.755
SE-17-TD-R-A	4.16	1.886	-18.928	19.022	0.399	-0.008	0.399	16.392	1.633	16.473	-16.492	-1.632	16.572
SE-17-TD-R-B	4.16	1.886	-18.928	19.022	0.399	-0.008	0.399	16.392	1.633	16.473	-16.492	-1.632	16.572
TCD-1A-M	4.16	1.352	-19.907	19.952	1.968	-0.196	1.978	17.240	1.171	17.279	-17.737	-1.146	17.774
TCD-1A-R	4.16	1.352	-19.907	19.952	1.968	-0.196	1.978	17.240	1.171	17.279	-17.737	-1.146	17.774
TCD-17-1-A	4.16	1.623	-17.068	17.145	0.598	-0.020	0.598	14.782	1.405	14.848	-14.931	-1.403	14.997
TCD-17-1-B	4.16	1.623	-17.068	17.145	0.598	-0.020	0.598	14.782	1.405	14.848	-14.931	-1.403	14.997
TCD-17-4	4.16	4.911	-8.565	9.873	0.390	-0.016	0.390	7.418	4.253	8.550	-7.516	-4.251	8.635
TCD-17-4B	4.16	4.911	-8.565	9.873	0.390	-0.016	0.390	7.418	4.253	8.550	-7.516	-4.251	8.635
TCD-17-5-B	4.16	2.688	-9.839	10.200	0.394	-0.018	0.395	8.521	2.328	8.834	-8.620	-2.325	8.929
TCD-17-5-R	4.16	2.688	-9.839	10.200	0.394	-0.018	0.395	8.521	2.328	8.834	-8.620	-2.325	8.929
TCD-22-R	4.16	1.497	-22.420	22.470	1.971	-0.180	1.979	19.416	1.296	19.460	-19.914	-1.273	19.954
TCD-171-1-A	4.16	4.957	-6.033	7.808	0.564	-0.038	0.565	5.225	4.293	6.762	-5.369	-4.287	6.871
TCD-171-1-B	4.16	4.957	-6.033	7.808	0.564	-0.038	0.565	5.225	4.293	6.762	-5.369	-4.287	6.871
TCD-171-1-B1	0.48	4.163	-12.478	13.154	3.868	-12.571	13.153	10.806	3.605	11.392	9.022	9.930	13.416
TCD-171-1-R	0.48	4.163	-12.478	13.154	3.868	-12.571	13.153	10.806	3.605	11.392	9.022	9.930	13.416
TDA-17-R	13.80	2.947	-18.126	18.364	3.512	-1.677	3.892	15.698	2.552	15.904	-16.665	-2.196	16.809
TDG-1	13.80	0.765	-25.701	25.712	3.912	-1.519	4.196	22.257	0.663	22.267	-23.292	-0.351	23.294
TDM-2-A	4.16	1.401	-22.611	22.654	1.972	-0.178	1.980	19.582	1.213	19.619	-20.079	-1.190	20.114
TDM-2-R	4.16	1.401	-22.611	22.654	1.972	-0.178	1.980	19.582	1.213	19.619	-20.079	-1.190	20.114
TR-1A1-R-1AT	4.16	4.320	-4.644	6.343	1.500	-0.356	1.542	4.022	3.742	5.493	-4.444	-3.674	5.766
TSGA-1	13.80	1.101	-42.903	42.917	4.465	-0.722	4.523	37.155	0.953	37.167	-38.288	-0.830	38.297

All fault currents are symmetrical momentary (1/2 cycle) values in rms kA.
 * LLG fault current is the larger of the two faulted line currents.

Caso de Estudio 1

Esquema de operación 1 con alternativa 2

SUBSISTEMA A: TG-1, TG-2, TG-4, TG-GAS, TR-3 y TR-4 en funcionamiento.

SUSBSITEMA B: TG-3, TR-1, TR-2. en funcionamiento.

FALLAS LINEA A TIERRA DE 1½-4 CICLOS

S. C. SUMMARY REPORT

Project: TESIS
 Location: REFINERIA MIGUEL HIDALGO, TULA
 Contract:
 Engineer: ALS

PowerStation 2.0.8C
 Study Case: LT-4C

Page:
 Date: 05-16-2003
 SN: INSTDPETRO
 File: TESIS

ESTUDIO DE CORTOCIRCUITO Y EVALUACION DEL EQUIPO DE PROTECCION DEL SISTEMA ELECTRICO DE LA REFINERIA MIGUEL HIDALGO, TULA. HGO.

1.5 to 4 Cycle - Three-Phase, LG, LL, & LLG Faults: (Prefault Voltage = 100 % of the Bus Nominal Voltage)

Bus Information		3-Phase Fault			Line-to-Ground Fault			Line-to-Line Fault			Line-to-Line-to-Ground*		
ID	kV	Real	Imag.	Mag.	Real	Imag.	Mag.	Real	Imag.	Mag.	Real	Imag.	Mag.
BUSRT-17-3-R	4.16	4.129	-3.790	5.605	0.375	-0.021	0.376	3.262	3.576	4.854	-3.379	-3.573	4.917
BUSRT-2-R1AT	13.80	0.746	-23.046	23.058	3.860	-1.563	4.164	19.959	0.646	19.969	-20.988	-0.329	20.990
BUSRT-17-51R	4.16	2.840	-3.445	4.465	0.372	-0.032	0.373	2.983	2.459	3.866	-3.079	-2.454	3.938
CCM-1A-1-M	0.48	5.099	-16.112	16.899	4.738	-17.773	18.394	13.953	4.416	14.635	11.898	14.264	18.575
CCM-1A1-R-1	0.48	5.099	-16.112	16.899	4.738	-17.773	18.394	13.953	4.416	14.635	11.898	14.264	18.575
CCM-1A-M-2	0.48	2.523	-18.161	18.335	2.610	-18.007	18.196	15.728	2.185	15.879	-17.075	6.742	18.358
CCM-1A-R	0.48	2.523	-18.161	18.335	2.610	-18.007	18.196	15.728	2.185	15.879	-17.075	6.742	18.358
CCM-17-1-3-B	0.22	2.379	-9.666	9.954	2.530	-10.351	10.655	8.371	2.060	8.620	7.020	7.630	10.368
CCM-17-1-3-R	0.22	2.379	-9.666	9.954	2.530	-10.351	10.655	8.371	2.060	8.620	7.020	7.630	10.368
CCM-17-3-1	0.48	2.601	-6.896	7.371	0.000	0.000	0.000	5.972	2.253	6.383	5.972	2.253	6.383
CCM-17-3-1A	0.48	2.601	-6.896	7.371	0.000	0.000	0.000	5.972	2.253	6.383	5.972	2.253	6.383
CCM-17-4-1	0.48	2.779	-10.901	11.250	0.000	0.000	0.000	9.441	2.407	9.743	9.441	2.407	9.743
CCM-17-4-1B	0.48	2.779	-10.901	11.250	0.000	0.000	0.000	9.441	2.407	9.743	9.441	2.407	9.743
CCM-17-5-11B	0.48	3.198	-10.096	10.591	0.000	0.000	0.000	8.744	2.770	9.172	8.744	2.770	9.172
CCM-17-5-11R	0.48	3.198	-10.096	10.591	0.000	0.000	0.000	8.744	2.770	9.172	8.744	2.770	9.172
CCM-21-A	0.48	2.498	-17.675	17.851	2.481	-16.835	17.017	15.307	2.163	15.459	-16.536	5.872	17.547
CCM-22-R	0.48	2.498	-17.675	17.851	2.481	-16.835	17.017	15.307	2.163	15.459	-16.536	5.872	17.547
CCM-22-R1	0.48	3.536	-24.583	24.836	3.743	-25.088	25.365	21.290	3.062	21.509	-23.272	9.744	25.229
CCM-22-R2	0.48	3.536	-24.583	24.836	3.743	-25.088	25.365	21.290	3.062	21.509	-23.272	9.744	25.229
CCM-171-1-B	0.48	3.215	-17.487	17.780	3.284	-17.442	17.748	15.144	2.784	15.398	-16.821	5.914	17.830
CCM-171-1-R	0.48	3.215	-17.487	17.780	3.284	-17.442	17.748	15.144	2.784	15.398	-16.821	5.914	17.830
CCM-171-2-B	0.48	3.211	-17.281	17.577	3.280	-17.305	17.613	14.966	2.781	15.222	-16.641	5.883	17.650
CCM-171-2-R	0.48	3.211	-17.281	17.577	3.280	-17.305	17.613	14.966	2.781	15.222	-16.641	5.883	17.650
CD-22-A	4.16	1.196	-19.929	19.965	1.968	-0.194	1.977	17.259	1.036	17.290	-17.756	-1.012	17.785
SE-1A-R-A	13.80	1.165	-22.024	22.054	3.809	-1.585	4.126	19.073	1.009	19.100	-20.094	-0.685	20.105
SE-17-TD-R-A	4.16	1.648	-17.374	17.452	0.399	-0.008	0.399	15.047	1.427	15.114	-15.147	-1.426	15.214
SE-17-TD-R-B	4.16	1.648	-17.374	17.452	0.399	-0.008	0.399	15.047	1.427	15.114	-15.147	-1.426	15.214
TCD-1A-M	4.16	1.090	-17.876	17.909	1.965	-0.210	1.976	15.481	0.944	15.510	-15.978	-0.918	16.005
TCD-1A-R	4.16	1.090	-17.876	17.909	1.965	-0.210	1.976	15.481	0.944	15.510	-15.978	-0.918	16.005
TCD-17-1-A	4.16	1.370	-14.812	14.875	0.597	-0.022	0.598	12.828	1.186	12.882	-12.977	-1.184	13.031
TCD-17-1-B	4.16	1.370	-14.812	14.875	0.597	-0.022	0.598	12.828	1.186	12.882	-12.977	-1.184	13.031
TCD-17-4	4.16	4.612	-7.893	9.142	0.389	-0.016	0.389	6.835	3.994	7.917	-6.934	-3.992	8.001
TCD-17-4B	4.16	4.612	-7.893	9.142	0.389	-0.016	0.389	6.835	3.994	7.917	-6.934	-3.992	8.001
TCD-17-5-B	4.16	2.489	-8.946	9.286	0.394	-0.019	0.394	7.748	2.155	8.042	-7.847	-2.152	8.136
TCD-17-5-R	4.16	2.489	-8.946	9.286	0.394	-0.019	0.394	7.748	2.155	8.042	-7.847	-2.152	8.136
TCD-22-R	4.16	1.196	-19.929	19.965	1.968	-0.194	1.977	17.259	1.036	17.290	-17.756	-1.012	17.785
TCD-171-1-A	4.16	4.505	-5.652	7.228	0.563	-0.040	0.564	4.894	3.902	6.259	-5.039	-3.896	6.369
TCD-171-1-B	4.16	4.505	-5.652	7.228	0.563	-0.040	0.564	4.894	3.902	6.259	-5.039	-3.896	6.369
TCD-171-1-B1	0.48	4.021	-11.596	12.273	3.801	-11.966	12.555	10.042	3.483	10.629	8.267	9.652	12.709
TCD-171-1-R	0.48	4.021	-11.596	12.273	3.801	-11.966	12.555	10.042	3.483	10.629	8.267	9.652	12.709
TDA-17-R	13.80	2.593	-16.696	16.896	3.472	-1.704	3.868	14.459	2.245	14.632	-15.424	-1.886	15.539
TDG-1	13.80	0.513	-23.569	23.575	3.885	-1.551	4.184	20.412	0.444	20.416	-21.444	-0.130	21.445
TDM-2-A	4.16	1.114	-20.089	20.119	1.969	-0.192	1.979	17.397	0.965	17.424	-17.895	-0.941	17.919
TDM-2-R	4.16	1.114	-20.089	20.119	1.969	-0.192	1.979	17.397	0.965	17.424	-17.895	-0.941	17.919
TR-1A1-R-1AT	4.16	4.089	-4.486	6.070	1.490	-0.362	1.534	3.885	3.542	5.257	-4.307	-3.474	5.533
TSGA-1	13.80	0.924	-40.600	40.611	4.460	-0.739	4.521	35.161	0.800	35.170	-36.294	-0.676	36.301

All fault currents are symmetrical 1.5-4 cycle values in rms kA.
 * LLG fault current is the larger of the two faulted line currents.

Caso de Estudio 2

Esquema de operación 2 con alternativa 2

SUBSISTEMA A: TG-1, TG-2, TG-GAS,
TR-3 , TR-4 y en mantenimiento TG-4.

SUSBSITEMA B: TG-3, TR-1, TR-2. en
funcionamiento.

FALLAS TRIFÁSICAS

Project: TESIS	MOMENTARY DUTY	Page:
Location: REFINERIA MIGUEL HIDALGO, TULA	PowerStation 2.0.8C	Date: 05-16-2003
Contract:	Study Case: DUTY,T	SN: INSTDPETRO
Engineer: ALS		File: TESIS

ESTUDIO DE CORTOCIRCUITO Y EVALUACION DEL EQUIPO DE PROTECCION DEL SISTEMA ELECTRICO DE LA REFINERIA MIGUEL HIDALGO, TULA. HGO.

Three-Phase Fault Currents: (Prefault Voltage = 100 % of the Bus Nominal Voltages)

Bus Information		Device Information		Momentary Duty					Device Capability		
ID	kV	ID	Type	Symm. kA rms	X/R Ratio	M.F.	Asymm. kA rms	Asymm. kA Crest	Symm. kA rms	Asymm. kA rms	Asymm. kA Crest
BUSRT-17-3-R	4.16	BUSRT-17-3-R	Bus	5.768	1.0	1.001	5.777	8.472			
		IP-17-3-R-2	3 cy Sym CB	5.768	1.0	1.001	5.777	8.472		57.600	97.200
BUSTR-2-RIAT	13.80	BUSTR-2-RIAT	Bus	24.725	29.3	1.617	39.974	66.376			
		IP-2-R-2	3 cy Sym CB	24.725	29.3	1.617	39.974	66.376		57.600	97.200
BUSTR-17-51R	4.16	BUSTR-17-51R	Bus	4.822	1.7	1.025	4.942	7.900			
CCM-1A-1-M	0.48	CCM-1A-1-M	Bus	18.518	3.4	1.146	21.225	36.561			
CCM-1A1-R-1	0.48	CCM-1A1-R-1	Bus	18.518	3.4	1.146	21.225	36.561			
CCM-1A-M-2	0.48	CCM-1A-M-2	Bus	21.987	6.6	1.330	29.109	50.143			
CCM-1A-R	0.48	CCM-1A-R	Bus	21.987	6.6	1.330	29.109	50.143			
CCM-17-1-3-B	0.22	CCM-17-1-3-B	Bus	12.561	4.9	1.245	15.640	27.082			
CCM-17-1-3-R	0.22	CCM-17-1-3-R	Bus	12.561	4.9	1.245	15.640	27.082			
CCM-17-3-1	0.48	CCM-17-3-1	Bus	8.305	3.4	1.146	9.521	16.400			
CCM-17-3-1A	0.48	CCM-17-3-1A	Bus	8.305	3.4	1.146	9.521	16.400			
CCM-17-4-1	0.48	CCM-17-4-1	Bus	12.740	4.9	1.250	15.918	27.561			
CCM-17-4-1B	0.48	CCM-17-4-1B	Bus	12.740	4.9	1.250	15.918	27.561			
CCM-17-5-11B	0.48	CCM-17-5-11B	Bus	13.514	5.9	1.298	17.547	30.305			
CCM-17-5-11R	0.48	CCM-17-5-11R	Bus	13.514	5.9	1.298	17.547	30.305			
CCM-21-A	0.48	CCM-21-A	Bus	21.659	6.0	1.303	28.211	48.707			
CCM-22-R	0.48	CCM-22-R	Bus	21.659	6.0	1.303	28.211	48.707			
CCM-22-R1	0.48	CCM-22-R1	Bus	28.295	7.5	1.365	38.635	66.321			
CCM-22-R2	0.48	CCM-22-R2	Bus	28.295	7.5	1.365	38.635	66.321			
CCM-171-1-B	0.48	CCM-171-1-B	Bus	19.272	5.5	1.278	24.630	42.592			
CCM-171-1-R	0.48	CCM-171-1-R	Bus	19.272	5.5	1.278	24.630	42.592			
CCM-171-2-B	0.48	CCM-171-2-B	Bus	21.346	5.9	1.299	27.719	47.870			
CCM-171-2-R	0.48	CCM-171-2-R	Bus	21.346	5.9	1.299	27.719	47.870			
CD-22-A	4.16	CD-22-A	Bus	22.411	16.5	1.538	34.479	57.896			
SE-1A-R-A	13.80	ITE-22A	3 cy Sym CB	22.411	16.5	1.538	34.479	57.896		57.600	97.200
		SE-1A-R-A	Bus	23.606	17.9	1.552	36.640	61.407			
		IP-SE-1A-R	3 cy Sym CB	23.606	17.9	1.552	36.640	61.407		57.600	97.200
SE-17-TD-R-A	4.16	SE-17-TD-R-A	Bus	18.965	10.5	1.448	27.459	46.678			
		IP-17-R-4	3 cy Sym CB	18.965	10.5	1.448	27.459	46.678		57.600	97.200
		IP-17-5-R-1	3 cy Sym CB	18.965	10.5	1.448	27.459	46.678		57.600	97.200
		IP-17-3-R-1	3 cy Sym CB	18.965	10.5	1.448	27.459	46.678		57.600	97.200
		ITE-17	3 cy Sym CB	18.965	10.5	1.448	27.459	46.678		57.600	97.200
SE-17-TD-R-B	4.16	SE-17-TD-R-B	Bus	18.965	10.5	1.448	27.459	46.678			
		IP-17-4-B-1	3 cy Sym CB	18.965	10.5	1.448	27.459	46.678		57.600	97.200
		ITE-17	3 cy Sym CB	18.965	10.5	1.448	27.459	46.678		57.600	97.200
TCD-1A-M	4.16	TCD-1A-M	Bus	19.899	15.7	1.530	30.450	51.191			

Project: TESIS	MOMENTARY DUTY	Page: 77
Location: REFINERIA MIGUEL HIDALGO, TULA	PowerStation 2.0.8C	Date: 05-16-2003
Contract:	Study Case: DUTY,T	SN: INSTDPETRO
Engineer: ALS		File: TESIS

ESTUDIO DE CORTOCIRCUITO Y EVALUACION DEL EQUIPO DE PROTECCION DEL SISTEMA ELECTRICO DE LA REFINERIA MIGUEL HIDALGO, TULA. HGO.

Three-Phase Fault Currents: (Prefault Voltage = 100 % of the Bus Nominal Voltages)

Bus Information		Device Information		Momentary Duty					Device Capability		
ID	kV	ID	Type	Symm. kA rms	X/R Ratio	M.F.	Asymm. kA rms	Asymm. kA Crest	Symm. kA rms	Asymm. kA rms	Asymm. kA Crest
TCD-1A-R	4.16	ITE-1	3 cy Sym CB	19.899	15.7	1.530	30.450	51.191		57.600	97.200
		TCD-1A-R	Bus	19.899	15.7	1.530	30.450	51.191			
		IP-1A-R-3	3 cy Sym CB	19.899	15.7	1.530	30.450	51.191		57.600	97.200
		ITE-1	3 cy Sym CB	19.899	15.7	1.530	30.450	51.191		57.600	97.200
TCD-17-1-A	4.16	TCD-17-1-A	Bus	17.109	11.6	1.471	25.170	42.657			
		IP-TR-171-B3	3 cy Sym CB	17.109	11.6	1.471	25.170	42.657		57.600	97.200
		ITE-17-1	3 cy Sym CB	17.109	11.6	1.471	25.170	42.657		57.600	97.200
TCD-17-1-B	4.16	TCD-17-1-B	Bus	17.109	11.6	1.471	25.170	42.657			
		IP-17-R-3A	3 cy Sym CB	17.109	11.6	1.471	25.170	42.657		57.600	97.200
		IP-171-R-2	3 cy Sym CB	17.109	11.6	1.471	25.170	42.657		57.600	97.200
		IP-171-1-R-1	3 cy Sym CB	17.109	11.6	1.471	25.170	42.657		57.600	97.200
TCD-17-4	4.16	ITE-17-1	3 cy Sym CB	17.109	11.6	1.471	25.170	42.657		57.600	97.200
		TCD-17-4	Bus	9.861	2.3	1.064	10.493	17.532			
		ITE-17-4	3 cy Sym CB	9.861	2.3	1.064	10.493	17.532		57.600	97.200
TCD-17-4B	4.16	TCD-17-4B	Bus	9.861	2.3	1.064	10.493	17.532			
		IP-17-4-B-2	3 cy Sym CB	9.861	2.3	1.064	10.493	17.532		57.600	97.200
		ITE-17-4	3 cy Sym CB	9.861	2.3	1.064	10.493	17.532		57.600	97.200
TCD-17-5-B	4.16	TCD-17-5-B	Bus	10.186	4.2	1.206	12.286	21.275			
		ITE-17-4R	3 cy Sym CB	10.186	4.2	1.206	12.286	21.275		57.600	97.200
TCD-17-5-R	4.16	TCD-17-5-R	Bus	10.186	4.2	1.206	12.286	21.275			
		IP-17-4-R-2	3 cy Sym CB	10.186	4.2	1.206	12.286	21.275		57.600	97.200
		ITE-17-4R	3 cy Sym CB	10.186	4.2	1.206	12.286	21.275		57.600	97.200
TCD-22-R	4.16	TCD-22-R	Bus	22.411	16.5	1.538	34.479	57.896			
		IP-22-R-2	3 cy Sym CB	22.411	16.5	1.538	34.479	57.896		57.600	97.200
		ITE-22A	3 cy Sym CB	22.411	16.5	1.538	34.479	57.896		57.600	97.200
TCD-171-1-A	4.16	TCD-171-1-A	Bus	7.803	1.6	1.017	7.939	12.497			
		ITE-17-1-4	3 cy Sym CB	7.803	1.6	1.017	7.939	12.497		57.600	97.200
		IP-171-1-R-2	3 cy Sym CB	7.803	1.6	1.017	7.939	12.497		57.600	97.200

TCD-171-1-B	4.16	TCD-171-1-B	Bus	7.803	1.6	1.017	7.939	12.497		
		ITE-17-1-4	3 cy Sym CB	7.803	1.6	1.017	7.939	12.497	57.600	97.200
TCD-171-1-B1	0.48	TCD-171-1-B1	Bus	13.152	3.4	1.145	15.065	25.946		
TCD-171-1-R	0.48	TCD-171-1-R	Bus	13.152	3.4	1.145	15.065	25.946		
TDA-17-R	13.80	TDA-17-R	Bus	18.165	6.7	1.335	24.245	41.747		
		IP-17-R-2A	3 cy Sym CB	18.165	6.7	1.335	24.245	41.747	57.600	97.200
		IP-17-R-3	3 cy Sym CB	18.165	6.7	1.335	24.245	41.747	57.600	97.200
		IP-17-1-R-1	3 cy Sym CB	18.165	6.7	1.335	24.245	41.747	57.600	97.200
TDG-1	13.80	TDG-1	Bus	25.301	44.4	1.654	41.851	69.118		
TDM-2-A	4.16	TDM-2-A	Bus	22.595	17.9	1.552	35.059	58.761		

MOMENTARY DUTY

Project: TESIS	PowerStation 2.0.8C	Page: 78
Location: REFINERIA MIGUEL HIDALGO, TULA		Date: 05-16-2003
Contract:		SN: INSTDPETRO
Engineer: ALS	Study Case: DUTY,T	File: TESIS

ESTUDIO DE CORTOCIRCUITO Y EVALUACION DEL EQUIPO DE PROTECCION DEL SISTEMA ELECTRICO DE LA REFINERIA MIGUEL HIDALGO, TULA. HGO.

Three-Phase Fault Currents: (Prefault Voltage = 100 % of the Bus Nominal Voltages)

Bus Information		Device Information		Momentary Duty				Device Capability			
ID	kV	ID	Type	Symm. kA rms	X/R Ratio	M.F.	Asymm. kA rms	Asymm. kA Crest	Symm. kA rms	Asymm. kA rms	Asymm. kA Crest
TDM-2-R	4.16	ITE-2	3 cy Sym CB	22.595	17.9	1.552	35.059	58.761		57.600	97.200
		TDM-2-R	Bus	22.595	17.9	1.552	35.059	58.761			
		IP-2-R-3	3 cy Sym CB	22.595	17.9	1.552	35.059	58.761		57.600	97.200
		IP-22-R-1	3 cy Sym CB	22.595	17.9	1.552	35.059	58.761		57.600	97.200
TR-1A1-R-1AT	4.16	ITE-2	3 cy Sym CB	22.595	17.9	1.552	35.059	58.761		57.600	97.200
		TR-1A1-R-1AT	Bus	6.339	1.2	1.005	6.369	9.586			
TSGA-1	13.80	TSGA-1	Bus	38.997	43.4	1.652	64.441	106.451			

Notes: * Indicates buses with short-circuit values exceeding the device ratings.

Bus Nom. kV is used to Adjust MV CB Interrupting Rating.

INTERRUPTING DUTY

Project: TESIS	PowerStation 2.0.8C	Page: 78
Location: REFINERIA MIGUEL HIDALGO, TULA		Date: 05-16-2003
Contract:		SN: INSTDPETRO
Engineer: ALS	Study Case: DUTY,T	File: TESIS

ESTUDIO DE CORTOCIRCUITO Y EVALUACION DEL EQUIPO DE PROTECCION DEL SISTEMA ELECTRICO DE LA REFINERIA MIGUEL HIDALGO, TULA. HGO.

Three-Phase Fault Currents: (Prefault Voltage = 100 % of the Bus Nominal Voltages)

Bus Information		Device Information		Interrupting Duty				Device Capability			
ID	kV	ID	Type	Symm. kA rms	X/R Ratio	M.F.	Adj Sym. kA rms	kV	Test PF	Rated Int.	Adjusted Int.
BUSRT-17-3-R	4.16	IP-17-3-R-2	3 cy Sym CB	5.599	1.0	1.000	5.599	4.800		29.000	33.462
BUSRT-2-R1AT	13.80	IP-2-R-2	3 cy Sym CB	22.535	31.3	1.114	25.109	15.000		28.000	30.435
BUSRT-17-51R	4.16	FC-17-5-1-B2	Fuse	4.822	1.7	1.000	4.822	5.500	6.65	50.000	50.000
CCM-1A-1-M	0.48	ITE-1A-1A	PowerUnfuse	18.518	3.4	1.000	18.518	0.480	15.00	65.000	65.000
CCM-1A1-R-1	0.48	IE-1A-1-R	PowerUnfuse	18.518	3.4	1.000	18.518	0.480	15.00	65.000	65.000
CCM-1A1-R-1	0.48	ITE-1A-1A	PowerUnfuse	18.518	3.4	1.000	18.518	0.480	15.00	65.000	65.000
CCM-1A-M-2	0.48	ITE-1A1	PowerUnfuse	21.887	6.6	1.000	21.887	0.480	15.00	65.000	65.000
CCM-1A-M-2	0.48	IE-1A-MB	PowerUnfuse	21.887	6.6	1.000	21.887	0.480	15.00	65.000	65.000
CCM-1A-R	0.48	ITE-1A1	PowerUnfuse	21.887	6.6	1.000	21.887	0.480	15.00	65.000	65.000
CCM-17-1-3-B	0.22	ITT-17-1-3	Molded Case	12.561	4.9	1.000	12.561	0.240	20.00	42.000	42.000
CCM-17-1-3-R	0.22	IT-171-R-2	Molded Case	12.561	4.9	1.000	12.561	0.240	20.00	42.000	42.000
CCM-17-1-3-R	0.22	ITT-17-1-3	Molded Case	12.561	4.9	1.000	12.561	0.240	20.00	42.000	42.000
CCM-17-3-1	0.48	IE-17-3-R	PowerUnfuse	8.305	3.4	1.000	8.305	0.480	15.00	65.000	65.000
CCM-17-3-1	0.48	ITE-17-3	PowerUnfuse	8.305	3.4	1.000	8.305	0.480	15.00	65.000	65.000
CCM-17-3-1A	0.48	ITE-17-3	PowerUnfuse	8.305	3.4	1.000	8.305	0.480	15.00	65.000	65.000
CCM-17-4-1	0.48	ITE-17-4A	PowerUnfuse	12.740	4.9	1.000	12.740	0.480	15.00	25.000	25.000
CCM-17-4-1B	0.48	IE-17-4-B	PowerUnfuse	12.740	4.9	1.000	12.740	0.480	15.00	25.000	25.000
CCM-17-4-1B	0.48	ITE-17-4A	PowerUnfuse	12.740	4.9	1.000	12.740	0.480	15.00	25.000	25.000
CCM-17-5-11B	0.48	IE-17-5-4-B	PowerUnfuse	13.514	5.9	1.000	13.514	0.480	15.00	50.000	50.000
CCM-17-5-11B	0.48	ITE-17-5	PowerUnfuse	13.514	5.9	1.000	13.514	0.480	15.00	50.000	50.000
CCM-17-5-11R	0.48	ITE-17-5	PowerUnfuse	13.514	5.9	1.000	13.514	0.480	15.00	50.000	50.000
CCM-21-A	0.48	IE-21-A	PowerUnfuse	21.659	6.0	1.000	21.659	0.480	15.00	50.000	50.000
CCM-21-A	0.48	ITE-21	Power Fused	21.659	6.0	1.045	22.626	0.480	20.00	50.000	50.000
CCM-22-R	0.48	ITE-21	Power Fused	21.659	6.0	1.045	22.626	0.480	20.00	50.000	50.000
CCM-22-R1	0.48	ITE-23A	PowerUnfuse	28.295	7.5	1.023	28.933	0.480	15.00	65.000	65.000
CCM-22-R2	0.48	IE-22-ALA	Power Fused	28.295	7.5	1.095	30.985	0.480	20.00	65.000	65.000
CCM-22-R2	0.48	ITE-23A	PowerUnfuse	28.295	7.5	1.023	28.933	0.480	15.00	65.000	65.000
CCM-171-1-B	0.48	ITE-17-1-1A	PowerUnfuse	19.272	5.5	1.000	19.272	0.480	15.00	65.000	65.000
CCM-171-1-R	0.48	IE-17-1-R-1	PowerUnfuse	19.272	5.5	1.000	19.272	0.480	15.00	65.000	65.000
CCM-171-1-R	0.48	ITE-17-1-1A	PowerUnfuse	19.272	5.5	1.000	19.272	0.480	15.00	65.000	65.000
CCM-171-2-B	0.48	IE-171-B-2	PowerUnfuse	21.346	5.9	1.000	21.346	0.480	15.00	65.000	65.000
CCM-171-2-B	0.48	ITE-17-1-2	PowerUnfuse	21.346	5.9	1.000	21.346	0.480	15.00	65.000	65.000
CCM-171-2-R	0.48	IT-171-R-1A	Molded Case	21.346	5.9	1.041	22.231	0.480	20.00	30.000	30.000
CCM-171-2-R	0.48	ITE-17-1-2	PowerUnfuse	21.346	5.9	1.000	21.346	0.480	15.00	65.000	65.000
CD-22-A	4.16	FC-22-A-1	Fuse	22.411	16.5	1.011	22.657	5.500	6.65	37.500	37.500
CD-22-A	4.16	ITE-22A	3 cy Sym CB	19.871	16.8	1.003	19.925	4.800		29.000	33.462
SE-1A-R-A	13.80	IP-SE-1A-R	3 cy Sym CB	21.575	19.2	1.019	21.979	15.000		28.000	30.435
SE-17-TD-R-A	4.16	IP-17-R-4	3 cy Sym CB	17.366	10.6	1.000	17.366	4.800		29.000	33.462

Project: TESIS
 Location: REFINERIA MIGUEL HIDALGO, TULA
 Contract:
 Engineer: ALS

INTERRUPTING DUTY
 PowerStation 2.0.8C
 Study Case: DUTY,T

Page:
 Date: 05-16-2003
 SN: INSTDPETRO
 File: TESIS

ESTUDIO DE CORTOCIRCUITO Y EVALUACION DEL EQUIPO DE PROTECCION DEL SISTEMA ELECTRICO DE LA REFINERIA MIGUEL HIDALGO, TULA. HGO.

Three-Phase Fault Currents: (Prefault Voltage = 100 % of the Bus Nominal Voltages)

Bus Information		Device Information		Interrupting Duty			Device Capability				
ID	kV	ID	Type	Symm. kA rms	X/R Ratio	M.F.	Adj Sym. kA rms	kV	Test PF	Rated Int.	Adjusted Int.
SE-17-TD-R-A	4.16	IP-17-5-R-1	3 cy Sym CB	17.366	10.6	1.000	17.366	4.800		29.000	33.462
SE-17-TD-R-A	4.16	IP-17-3-R-1	3 cy Sym CB	17.366	10.6	1.000	17.366	4.800		29.000	33.462
SE-17-TD-R-A	4.16	ITE-17	3 cy Sym CB	17.366	10.6	1.000	17.366	4.800		29.000	33.462
SE-17-TD-R-B	4.16	IP-17-4-B-1	3 cy Sym CB	17.366	10.6	1.000	17.366	4.800		29.000	33.462
SE-17-TD-R-B	4.16	ITE-17	3 cy Sym CB	17.366	10.6	1.000	17.366	4.800		29.000	33.462
TCD-1A-M	4.16	FC-3041	Fuse	19.899	15.7	1.006	20.010	5.500	6.65	50.000	50.000
TCD-1A-M	4.16	FC-3043	Fuse	19.899	15.7	1.006	20.010	5.500	6.65	50.000	50.000
TCD-1A-M	4.16	FC-3045	Fuse	19.899	15.7	1.006	20.010	5.500	6.65	40.000	40.000
TCD-1A-M	4.16	FC-3050	Fuse	19.899	15.7	1.006	20.010	8.300	6.65	50.000	50.000
TCD-1A-M	4.16	ITE-1	3 cy Sym CB	17.826	16.0	1.000	17.826	4.800		29.000	33.462
TCD-1A-M	4.16	FC-1A-MB	Fuse	19.899	15.7	1.006	20.010	5.500	6.65	37.500	37.500
TCD-1A-R	4.16	IP-1A-R-3	3 cy Sym CB	17.826	16.0	1.000	17.826	4.800		29.000	33.462
TCD-1A-R	4.16	FC-3030	Fuse	19.899	15.7	1.150	22.882	5.280	15.00	50.000	50.000
TCD-1A-R	4.16	FC-3035	Fuse	19.899	15.7	1.006	20.010	8.300	6.65	50.000	50.000
TCD-1A-R	4.16	FC-3037	Fuse	19.899	15.7	1.006	20.010	8.300	6.65	50.000	50.000
TCD-1A-R	4.16	ITE-1	3 cy Sym CB	17.826	16.0	1.000	17.826	4.800		29.000	33.462
TCD-1A-R	4.16	FC-1A-1-R-1A	Fuse	19.899	15.7	1.150	22.882	8.300	15.00	50.000	50.000
TCD-17-1-A	4.16	FC-3244	Fuse	17.109	11.6	1.105	18.914	5.280	15.00	50.000	50.000
TCD-17-1-A	4.16	IP-TR-171-B3	3 cy Sym CB	14.820	11.1	1.000	14.820	4.800		29.000	33.462
TCD-17-1-A	4.16	ITE-17-1	3 cy Sym CB	14.820	11.1	1.000	14.820	4.800		29.000	33.462
TCD-17-1-B	4.16	IP-17-R-3A	3 cy Sym CB	14.820	11.1	1.000	14.820	4.800		29.000	33.462
TCD-17-1-B	4.16	FC-3226	Fuse	17.109	11.6	1.105	18.914	5.280	15.00	50.000	50.000
TCD-17-1-B	4.16	FC-3228	Fuse	17.109	11.6	1.105	18.914	5.280	15.00	50.000	50.000
TCD-17-1-B	4.16	FC-3220	Fuse	17.109	11.6	1.000	17.109	5.280	0.00	50.000	50.000
TCD-17-1-B	4.16	FC-3240	Fuse	17.109	11.6	1.000	17.109	5.280	0.00	50.000	50.000
TCD-17-1-B	4.16	FC-3229	Fuse	17.109	11.6	1.105	18.914	5.280	15.00	50.000	50.000
TCD-17-1-B	4.16	IP-171-R-2	3 cy Sym CB	14.820	11.1	1.000	14.820	4.800		29.000	33.462
TCD-17-1-B	4.16	IP-171-1-R-1	3 cy Sym CB	14.820	11.1	1.000	14.820	4.800		29.000	33.462
TCD-17-1-B	4.16	ITE-17-1	3 cy Sym CB	14.820	11.1	1.000	14.820	4.800		29.000	33.462
TCD-17-4	4.16	FC-3196	Fuse	9.861	2.3	1.000	9.861	5.280	0.00	50.000	50.000
TCD-17-4	4.16	FC-3197	Fuse	9.861	2.3	1.000	9.861	5.280	0.00	50.000	50.000
TCD-17-4	4.16	ITE-17-4	3 cy Sym CB	9.124	1.9	1.000	9.124	4.800		29.000	33.462
TCD-17-4B	4.16	IP-17-4-B-2	3 cy Sym CB	9.124	1.9	1.000	9.124	4.800		29.000	33.462
TCD-17-4B	4.16	FC-3164	Fuse	9.861	2.3	1.000	9.861	5.280	0.00	50.000	50.000
TCD-17-4B	4.16	FC-3162	Fuse	9.861	2.3	1.000	9.861	5.280	0.00	50.000	50.000
TCD-17-4B	4.16	ITE-17-4	3 cy Sym CB	9.124	1.9	1.000	9.124	4.800		29.000	33.462
TCD-17-4B	4.16	FC-17-4-B	Fuse	9.861	2.3	1.000	9.861	5.500	6.65	50.000	50.000
TCD-17-5-B	4.16	FC-3200	Fuse	10.186	4.2	1.000	10.186	5.280	0.00	50.000	50.000

Project: TESIS
 Location: REFINERIA MIGUEL HIDALGO, TULA
 Contract:
 Engineer: ALS

INTERRUPTING DUTY
 PowerStation 2.0.8C
 Study Case: DUTY,T

Page:
 Date: 05-16-2003
 SN: INSTDPETRO
 File: TESIS

ESTUDIO DE CORTOCIRCUITO Y EVALUACION DEL EQUIPO DE PROTECCION DEL SISTEMA ELECTRICO DE LA REFINERIA MIGUEL HIDALGO, TULA. HGO.

Three-Phase Fault Currents: (Prefault Voltage = 100 % of the Bus Nominal Voltages)

Bus Information		Device Information		Interrupting Duty			Device Capability				
ID	kV	ID	Type	Symm. kA rms	X/R Ratio	M.F.	Adj Sym. kA rms	kV	Test PF	Rated Int.	Adjusted Int.
TCD-17-5-B	4.16	ITE-17-4R	3 cy Sym CB	9.263	3.8	1.000	9.263	4.800		29.000	33.462
TCD-17-5-B	4.16	FC-17-5-1R1	Fuse	10.186	4.2	1.000	10.186	5.500	6.65	50.000	50.000
TCD-17-5-R	4.16	IP-17-4-R-2	3 cy Sym CB	9.263	3.8	1.000	9.263	4.800		29.000	33.462
TCD-17-5-R	4.16	FC-3206	Fuse	10.186	4.2	1.000	10.186	5.280	0.00	50.000	50.000
TCD-17-5-R	4.16	FC-3205	Fuse	10.186	4.2	1.000	10.186	5.280	0.00	50.000	50.000
TCD-17-5-R	4.16	ITE-17-4R	3 cy Sym CB	9.263	3.8	1.000	9.263	4.800		29.000	33.462
TCD-22-R	4.16	FC-3535	Fuse	22.411	16.5	1.000	22.411	5.280	0.00	50.000	50.000
TCD-22-R	4.16	IP-22-R-2	3 cy Sym CB	19.871	16.8	1.003	19.925	4.800		29.000	33.462
TCD-22-R	4.16	ITE-22A	3 cy Sym CB	19.871	16.8	1.003	19.925	4.800		29.000	33.462
TCD-22-R	4.16	FC-3534	Fuse	22.411	16.5	1.011	22.657	5.500	6.65	50.000	50.000
TCD-171-1-A	4.16	FC-3295	Fuse	7.803	1.6	1.000	7.803	5.280	0.00	50.000	50.000
TCD-171-1-A	4.16	ITE-17-1-4	3 cy Sym CB	7.215	1.4	1.000	7.215	4.800		29.000	33.462
TCD-171-1-A	4.16	IP-171-1-R-2	3 cy Sym CB	7.215	1.4	1.000	7.215	4.800		29.000	33.462
TCD-171-1-B	4.16	FC-3299	Fuse	7.803	1.6	1.000	7.803	5.280	0.00	50.000	50.000
TCD-171-1-B	4.16	ITE-17-1-4	3 cy Sym CB	7.215	1.4	1.000	7.215	4.800		29.000	33.462
TCD-171-1-B	4.16	FC-171-1-1-B	Fuse	7.803	1.6	1.000	7.803	5.500	6.65	50.000	50.000
TCD-171-1-B1	0.48	IE-17-1-1-B1	PowerUnfuse	13.152	3.4	1.000	13.152	0.480	15.00	65.000	65.000
TCD-171-1-B1	0.48	ITE-17-1-5A	PowerUnfuse	13.152	3.4	1.000	13.152	0.480	15.00	65.000	65.000
TCD-171-1-R	0.48	ITE-17-1-5A	PowerUnfuse	13.152	3.4	1.000	13.152	0.480	15.00	65.000	65.000
TDA-17-R	13.80	IP-17-R-2A	3 cy Sym CB	16.620	6.7	1.000	16.620	15.000		28.000	30.435
TDA-17-R	13.80	IP-17-R-3	3 cy Sym CB	16.620	6.7	1.000	16.620	15.000		28.000	30.435
TDA-17-R	13.80	IP-17-1-R-1	3 cy Sym CB	16.620	6.7	1.000	16.620	15.000		28.000	30.435
TDG-1	13.80			23.027	47.2						
TDM-2-A	4.16	FC-3487	Fuse	22.595	17.9	1.020	23.039	5.500	6.65	50.000	50.000
TDM-2-A	4.16	FC-3480	Fuse	22.595	17.9	1.020	23.039	5.500	6.65	50.000	50.000
TDM-2-A	4.16	ITE-2	3 cy Sym CB	20.024	18.1	1.021	20.441	4.800		29.000	33.462
TDM-2-A	4.16	FC-21-A	Fuse	22.595	17.9	1.020	23.039	5.500	6.65	37.500	37.500
TDM-2-R	4.16	IP-2-R-3	3 cy Sym CB	20.024	18.1	1.021	20.441	4.800		29.000	33.462
TDM-2-R	4.16	FC-3481	Fuse	22.595	17.9	1.020	23.039	5.500	6.65	50.000	50.000

TDM-2-R	4.16	IP-22-R-1	3 cy Sym CB	20.024	18.1	1.021	20.441	4.800		29.000	33.462
TDM-2-R	4.16	ITE-2	3 cy Sym CB	20.024	18.1	1.021	20.441	4.800		29.000	33.462
TR-1A1-R-1AT	4.16	FC-1A1-AR-1	Fuse	6.339	1.2	1.000	6.339	8.300	15.00	50.000	50.000
TSGA-1	13.80			35.886	44.9						

Notes: * Indicates buses with short-circuit values exceeding the device ratings.
 Bus Nom. kV is used to Adjust MV CB Interrupting Rating.

Caso de Estudio 2

Esquema de operación 2 con alternativa 2

SUBSISTEMA A: TG-1, TG-2, TG-GAS,
TR-3 , TR-4 y en mantenimiento TG-4.

SUSBSITEMA B: TG-3, TR-1, TR-2. en
funcionamiento.

FALLAS LINEA A TIERRA DE ½ CICLO

S. C. SUMMARY REPORT

Project: TESIS
 Location: REFINERIA MIGUEL HIDALGO, TULA
 Contract:
 Engineer: ALS

PowerStation 2.0.8C
 Study Case: LT-1/2C

Page:
 Date: 05-16-2003
 SN: INSTDPETRO
 File: TESIS

ESTUDIO DE CORTOCIRCUITO Y EVALUACION DEL EQUIPO DE PROTECCION DEL SISTEMA ELECTRICO DE LA REFINERIA MIGUEL HIDALGO, TULA. HGO.

1/2 Cycle - Three-Phase, LG, LL, & LLG Faults: (Prefault Voltage = 100 % of the Bus Nominal Voltage)

Bus Information		3-Phase Fault			Line-to-Ground Fault			Line-to-Line Fault			Line-to-Line-to-Ground*		
ID	kV	Real	Imag.	Mag.	Real	Imag.	Mag.	Real	Imag.	Mag.	Real	Imag.	Mag.
BUSRT-17-3-R	4.16	4.285	-3.861	5.768	0.375	-0.020	0.376	3.343	3.711	4.995	-3.440	-3.708	5.058
BUSRT-2-R1AT	13.80	1.020	-24.704	24.725	3.488	-1.219	3.695	21.394	0.883	21.412	-22.309	-0.635	22.318
BUSRT-17-51R	4.16	2.989	-3.784	4.822	0.373	-0.031	0.375	3.277	2.588	4.176	-3.373	-2.583	4.249
CCM-1A-1-M	0.48	5.505	-17.681	18.518	4.936	-19.004	19.634	15.312	4.767	16.037	13.238	14.977	19.989
CCM-1A1-R-1	0.48	5.505	-17.681	18.518	4.936	-19.004	19.634	15.312	4.767	16.037	13.238	14.977	19.989
CCM-1A-M-2	0.48	3.325	-21.633	21.887	3.119	-20.143	20.383	18.734	2.879	18.954	-20.203	6.543	21.236
CCM-1A-R	0.48	3.325	-21.633	21.887	3.119	-20.143	20.383	18.734	2.879	18.954	-20.203	6.543	21.236
CCM-17-1-3-B	0.22	2.740	-12.258	12.561	2.794	-12.192	12.508	10.616	2.373	10.878	-12.040	3.690	12.592
CCM-17-1-3-R	0.22	2.740	-12.258	12.561	2.794	-12.192	12.508	10.616	2.373	10.878	-12.040	3.690	12.592
CCM-17-3-1	0.48	2.780	-7.826	8.305	0.000	0.000	0.000	6.777	2.407	7.192	6.777	2.407	7.192
CCM-17-3-1A	0.48	2.780	-7.826	8.305	0.000	0.000	0.000	6.777	2.407	7.192	6.777	2.407	7.192
CCM-17-4-1	0.48	2.906	-12.404	12.740	0.000	0.000	0.000	10.742	2.516	11.033	10.742	2.516	11.033
CCM-17-4-1B	0.48	2.906	-12.404	12.740	0.000	0.000	0.000	10.742	2.516	11.033	10.742	2.516	11.033
CCM-17-5-11B	0.48	3.413	-13.076	13.514	0.000	0.000	0.000	11.324	2.956	11.703	11.324	2.956	11.703
CCM-17-5-11R	0.48	3.413	-13.076	13.514	0.000	0.000	0.000	11.324	2.956	11.703	11.324	2.956	11.703
CCM-21-A	0.48	3.825	-21.319	21.659	3.221	-18.886	19.158	18.462	3.312	18.757	17.076	11.787	20.749
CCM-22-R	0.48	3.825	-21.319	21.659	3.221	-18.886	19.158	18.462	3.312	18.757	17.076	11.787	20.749
CCM-22-R1	0.48	3.930	-28.021	28.295	4.033	-27.373	27.669	24.267	3.403	24.504	-26.328	9.973	28.154
CCM-22-R2	0.48	3.930	-28.021	28.295	4.033	-27.373	27.669	24.267	3.403	24.504	-26.328	9.973	28.154
CCM-171-1-B	0.48	3.524	-18.947	19.272	3.492	-18.384	18.712	16.409	3.052	16.690	-18.137	5.874	19.065
CCM-171-1-R	0.48	3.524	-18.947	19.272	3.492	-18.384	18.712	16.409	3.052	16.690	-18.137	5.874	19.065
CCM-171-2-B	0.48	3.758	-21.012	21.346	3.647	-19.633	19.968	18.197	3.255	18.486	-19.964	5.956	20.833
CCM-171-2-R	0.48	3.758	-21.012	21.346	3.647	-19.633	19.968	18.197	3.255	18.486	-19.964	5.956	20.833
CD-22-A	4.16	1.492	-22.362	22.411	1.971	-0.180	1.979	19.366	1.293	19.409	-19.863	-1.269	19.903
SE-1A-R-A	13.80	1.466	-23.560	23.606	3.450	-1.240	3.666	20.404	1.270	20.443	-21.312	-1.017	21.337
SE-17-TD-R-A	4.16	1.878	-18.872	18.965	0.399	-0.008	0.399	16.344	1.626	16.424	-16.444	-1.625	16.524
SE-17-TD-R-B	4.16	1.878	-18.872	18.965	0.399	-0.008	0.399	16.344	1.626	16.424	-16.444	-1.625	16.524
TCD-1A-M	4.16	1.348	-19.853	19.899	1.968	-0.196	1.978	17.193	1.167	17.233	-17.690	-1.143	17.727
TCD-1A-R	4.16	1.348	-19.853	19.899	1.968	-0.196	1.978	17.193	1.167	17.233	-17.690	-1.143	17.727
TCD-17-1-A	4.16	1.618	-17.032	17.109	0.598	-0.020	0.598	14.751	1.401	14.817	-14.900	-1.398	14.966
TCD-17-1-B	4.16	1.618	-17.032	17.109	0.598	-0.020	0.598	14.751	1.401	14.817	-14.900	-1.398	14.966
TCD-17-4	4.16	4.899	-8.558	9.861	0.390	-0.016	0.390	7.412	4.242	8.540	-7.510	-4.240	8.624
TCD-17-4B	4.16	4.899	-8.558	9.861	0.390	-0.016	0.390	7.412	4.242	8.540	-7.510	-4.240	8.624
TCD-17-5-B	4.16	2.681	-9.827	10.186	0.394	-0.018	0.395	8.510	2.322	8.821	-8.609	-2.319	8.916
TCD-17-5-R	4.16	2.681	-9.827	10.186	0.394	-0.018	0.395	8.510	2.322	8.821	-8.609	-2.319	8.916
TCD-22-R	4.16	1.492	-22.362	22.411	1.971	-0.180	1.979	19.366	1.293	19.409	-19.863	-1.269	19.903
TCD-171-1-A	4.16	4.950	-6.032	7.803	0.564	-0.038	0.565	5.224	4.287	6.757	-5.368	-4.281	6.866
TCD-171-1-B	4.16	4.950	-6.032	7.803	0.564	-0.038	0.565	5.224	4.287	6.757	-5.368	-4.281	6.866
TCD-171-1-B1	0.48	4.162	-12.476	13.152	3.867	-12.570	13.151	10.805	3.604	11.390	9.020	9.929	13.415
TCD-171-1-R	0.48	4.162	-12.476	13.152	3.867	-12.570	13.151	10.805	3.604	11.390	9.020	9.929	13.415
TDA-17-R	13.80	2.893	-17.933	18.165	3.202	-1.359	3.479	15.530	2.506	15.731	-16.398	-2.222	16.548
TDO-1	13.80	0.769	-25.289	25.301	3.507	-1.209	3.709	21.901	0.666	21.911	-22.818	-0.420	22.822
TDM-2-A	4.16	1.397	-22.552	22.595	1.972	-0.178	1.980	19.530	1.210	19.568	-20.028	-1.187	20.063
TDM-2-R	4.16	1.397	-22.552	22.595	1.972	-0.178	1.980	19.530	1.210	19.568	-20.028	-1.187	20.063
TR-1A1-R-1AT	4.16	4.315	-4.643	6.339	1.500	-0.356	1.542	4.021	3.737	5.490	-4.444	-3.670	5.763
TSGA-1	13.80	1.083	-38.981	38.996	3.879	-0.638	3.931	33.759	0.938	33.772	-34.744	-0.826	34.754

All fault currents are symmetrical momentary (1/2 cycle) values in rms kA.
 * LLG fault current is the larger of the two faulted line currents.

Caso de Estudio 2

Esquema de operación 2 con alternativa 2

SUBSISTEMA A: TG-1, TG-2, TG-GAS,
TR-3 , TR-4 y en mantenimiento TG-4.

SUSBSITEMA B: TG-3, TR-1, TR-2. en
funcionamiento.

FALLAS LINEA A TIERRA DE 1½-4 CICLOS

S. C. SUMMARY REPORT

Project: TESIS
 Location: REFINERIA MIGUEL HIDALGO, TULA
 Contract:
 Engineer: ALS

PowerStation 2.0.9C
 Study Case: LT-4C

Page: 76
 Date: 05-16-2003
 SN: INSTDPETRO
 File: TESIS

ESTUDIO DE CORTOCIRCUITO Y EVALUACION DEL EQUIPO DE PROTECCION DEL SISTEMA ELECTRICO DE LA REFINERIA MIGUEL HIDALGO, TULA, HGO.

1.5 to 4 Cycle - Three-Phase, LG, LL, & LLG Faults: (Prefault Voltage = 100 % of the Bus Nominal Voltage)

Bus Information		3-Phase Fault			Line-to-Ground Fault			Line-to-Line Fault			Line-to-Line-to-Ground*		
ID	kV	Real	Imag.	Mag.	Real	Imag.	Mag.	Real	Imag.	Mag.	Real	Imag.	Mag.
BUSRT-17-3-R	4.16	4.121	-3.791	5.599	0.375	-0.021	0.376	3.283	3.569	4.849	-3.379	-3.565	4.912
BUSRT-2-R1AT	13.80	0.732	-22.529	22.541	3.467	-1.248	3.685	19.511	0.634	19.521	-20.424	-0.384	20.428
BUSRT-17-51R	4.16	2.835	-3.444	4.460	0.372	-0.032	0.373	2.983	2.455	3.863	-3.078	-2.450	3.934
CCM-1A-1-M	0.48	5.095	-16.106	16.892	4.735	-17.768	18.388	13.948	4.412	14.629	11.893	14.259	18.568
CCM-1A1-R-1	0.48	5.095	-16.106	16.892	4.735	-17.768	18.388	13.948	4.412	14.629	11.893	14.259	18.568
CCM-1A-M-2	0.48	2.521	-18.153	18.327	2.609	-18.002	18.190	15.721	2.183	15.872	-17.068	6.743	18.351
CCM-1A-R	0.48	2.521	-18.153	18.327	2.609	-18.002	18.190	15.721	2.183	15.872	-17.068	6.743	18.351
CCM-17-1-3-B	0.22	2.378	-9.665	9.953	2.530	-10.350	10.655	8.370	2.060	8.619	7.019	7.629	10.367
CCM-17-1-3-R	0.22	2.378	-9.665	9.953	2.530	-10.350	10.655	8.370	2.060	8.619	7.019	7.629	10.367
CCM-17-3-1	0.48	2.600	-6.895	7.369	0.000	0.000	0.000	5.971	2.252	6.382	5.971	2.252	6.382
CCM-17-3-1A	0.48	2.600	-6.895	7.369	0.000	0.000	0.000	5.971	2.252	6.382	5.971	2.252	6.382
CCM-17-4-1	0.48	2.777	-10.898	11.246	0.000	0.000	0.000	9.438	2.405	9.740	9.438	2.405	9.740
CCM-17-4-1B	0.48	2.777	-10.898	11.246	0.000	0.000	0.000	9.438	2.405	9.740	9.438	2.405	9.740
CCM-17-5-11B	0.48	3.196	-10.094	10.588	0.000	0.000	0.000	8.741	2.768	9.169	8.741	2.768	9.169
CCM-17-5-11R	0.48	3.196	-10.094	10.588	0.000	0.000	0.000	8.741	2.768	9.169	8.741	2.768	9.169
CCM-21-A	0.48	2.497	-17.670	17.845	2.480	-16.832	17.014	15.302	2.162	15.454	-16.530	5.873	17.543
CCM-22-R	0.48	2.497	-17.670	17.845	2.480	-16.832	17.014	15.302	2.162	15.454	-16.530	5.873	17.543
CCM-22-R1	0.48	3.532	-24.568	24.821	3.740	-25.077	25.355	21.277	3.058	21.496	-23.258	9.745	25.217
CCM-22-R2	0.48	3.532	-24.568	24.821	3.740	-25.077	25.355	21.277	3.058	21.496	-23.258	9.745	25.217
CCM-171-1-B	0.48	3.212	-17.479	17.772	3.282	-17.437	17.743	15.137	2.782	15.391	-16.813	5.915	17.824
CCM-171-1-R	0.48	3.212	-17.479	17.772	3.282	-17.437	17.743	15.137	2.782	15.391	-16.813	5.915	17.824
CCM-171-2-B	0.48	3.208	-17.273	17.569	3.278	-17.299	17.607	14.959	2.778	15.215	-16.634	5.885	17.644
CCM-171-2-R	0.48	3.208	-17.273	17.569	3.278	-17.299	17.607	14.959	2.778	15.215	-16.634	5.885	17.644
CD-22-A	4.16	1.188	-19.842	19.878	1.968	-0.194	1.977	17.184	1.029	17.215	-17.681	-1.005	17.709
SE-1A-R-A	13.80	1.132	-21.551	21.581	3.429	-1.268	3.656	18.664	0.980	18.690	-19.571	-0.725	19.585
SE-17-TD-R-A	4.16	1.634	-17.291	17.368	0.399	-0.008	0.399	14.974	1.415	15.041	-15.074	-1.415	15.140
SE-17-TD-R-B	4.16	1.634	-17.291	17.368	0.399	-0.008	0.399	14.974	1.415	15.041	-15.074	-1.415	15.140
TCD-1A-M	4.16	1.083	-17.797	17.829	1.965	-0.211	1.976	15.412	0.938	15.441	-15.909	-0.912	15.936
TCD-1A-R	4.16	1.083	-17.797	17.829	1.965	-0.211	1.976	15.412	0.938	15.441	-15.909	-0.912	15.936
TCD-17-1-A	4.16	1.361	-14.758	14.821	0.597	-0.022	0.598	12.781	1.179	12.835	-12.931	-1.176	12.984
TCD-17-1-B	4.16	1.361	-14.758	14.821	0.597	-0.022	0.598	12.781	1.179	12.835	-12.931	-1.176	12.984
TCD-17-4	4.16	4.592	-7.882	9.122	0.389	-0.016	0.389	6.826	3.977	7.900	-6.924	-3.975	7.984
TCD-17-4B	4.16	4.592	-7.882	9.122	0.389	-0.016	0.389	6.826	3.977	7.900	-6.924	-3.975	7.984
TCD-17-5-B	4.16	2.477	-8.926	9.263	0.394	-0.019	0.394	7.730	2.145	8.022	-7.829	-2.142	8.117
TCD-17-5-R	4.16	2.477	-8.926	9.263	0.394	-0.019	0.394	7.730	2.145	8.022	-7.829	-2.142	8.117
TCD-22-R	4.16	1.188	-19.842	19.878	1.968	-0.194	1.977	17.184	1.029	17.215	-17.681	-1.005	17.709
TCD-171-1-A	4.16	4.493	-5.649	7.218	0.563	-0.040	0.564	4.892	3.891	6.251	-5.037	-3.885	6.361
TCD-171-1-B	4.16	4.493	-5.649	7.218	0.563	-0.040	0.564	4.892	3.891	6.251	-5.037	-3.885	6.361
TCD-171-1-B1	0.48	4.019	-11.593	12.269	3.800	-11.963	12.552	10.039	3.480	10.626	8.264	9.650	12.705
TCD-171-1-R	0.48	4.019	-11.593	12.269	3.800	-11.963	12.552	10.039	3.480	10.626	8.264	9.650	12.705
TDA-17-R	13.80	2.517	-16.432	16.624	3.171	-1.385	3.460	14.231	2.180	14.397	-15.097	-1.894	15.215
TDG-1	13.80	0.509	-23.027	23.033	3.486	-1.237	3.699	19.942	0.441	19.947	-20.859	-0.193	20.860
TDM-2-A	4.16	1.107	-20.000	20.031	1.969	-0.192	1.979	17.321	0.958	17.347	-17.818	-0.934	17.843
TDM-2-R	4.16	1.107	-20.000	20.031	1.969	-0.192	1.979	17.321	0.958	17.347	-17.818	-0.934	17.843
TR-1A1-R-1AT	4.16	4.080	-4.485	6.064	1.490	-0.363	1.534	3.884	3.534	5.251	-4.306	-3.466	5.527
TSGA-1	13.80	0.848	-35.880	35.890	3.872	-0.660	3.928	31.073	0.735	31.082	-32.057	-0.622	32.063

All fault currents are symmetrical 1.5-4 cycle values in rms kA.
 * LLG fault current is the larger of the two faulted line currents.

Caso de Estudio 3

Esquema de operación 3 con alternativa 2

SUBSISTEMA A: TG-1, TG-2, TG-4, TG-
GAS y TR-4 en funcionamiento.

SUSBSITEMA B: TR-1, TR-2, TR-3 y en
mantenimiento TG-3.

FALLAS TRIFÁSICAS

Project: TESIS
 Location: REFINERIA MIGUEL HIDALGO, TULA
 Contract:
 Engineer: ALS

MOMENTARY DUTY
 PowerStation 2.0.8C
 Study Case: DUTY,T

Page:
 Date: 05-16-2003
 SN: INSTDPETRO
 File: TESIS

ESTUDIO DE CORTOCIRCUITO Y EVALUACION DEL EQUIPO DE PROTECCION DEL SISTEMA ELECTRICO DE LA REFINERIA MIGUEL HIDALGO, TULA. HGO.

Three-Phase Fault Currents: (Prefault Voltage = 100 % of the Bus Nominal Voltages)

Bus Information		Device Information		Momentary Duty				Device Capability			
ID	kV	ID	Type	Symm. kA rms	X/R Ratio	M.F.	Asymm. kA rms	Asymm. kA Crest	Symm. kA rms	Asymm. kA rms	Asymm. kA Crest
BUSRT-17-3-R	4.16	BUSRT-17-3-R	Bus	5.770	1.0	1.001	5.778	8.474			
		IP-17-3-R-2	3 cy Sym CB	5.770	1.0	1.001	5.778	8.474		57.600	97.200
BUSTR-2-RIAT	13.80	BUSTR-2-RIAT	Bus	24.936	29.2	1.616	40.308	66.933			
		IP-2-R-2	3 cy Sym CB	24.936	29.2	1.616	40.308	66.933		57.600	97.200
BUSTR-17-51R	4.16	BUSTR-17-51R	Bus	4.823	1.7	1.025	4.943	7.901			
CCM-1A-1-M	0.48	CCM-1A-1-M	Bus	18.520	3.4	1.146	21.227	36.564			
CCM-1A1-R-1	0.48	CCM-1A1-R-1	Bus	18.520	3.4	1.146	21.227	36.564			
CCM-1A-M-2	0.48	CCM-1A-M-2	Bus	21.889	6.6	1.330	29.111	50.148			
CCM-1A-R	0.48	CCM-1A-R	Bus	21.889	6.6	1.330	29.111	50.148			
CCM-17-1-3-B	0.22	CCM-17-1-3-B	Bus	12.561	4.9	1.245	15.640	27.083			
CCM-17-1-3-R	0.22	CCM-17-1-3-R	Bus	12.561	4.9	1.245	15.640	27.083			
CCM-17-3-1	0.48	CCM-17-3-1	Bus	8.305	3.4	1.146	9.521	16.401			
CCM-17-3-1A	0.48	CCM-17-3-1A	Bus	8.305	3.4	1.146	9.521	16.401			
CCM-17-4-1	0.48	CCM-17-4-1	Bus	12.741	4.9	1.249	15.919	27.563			
CCM-17-4-1B	0.48	CCM-17-4-1B	Bus	12.741	4.9	1.249	15.919	27.563			
CCM-17-5-11B	0.48	CCM-17-5-11B	Bus	13.515	5.9	1.298	17.548	30.306			
CCM-17-5-11R	0.48	CCM-17-5-11R	Bus	13.515	5.9	1.298	17.548	30.306			
CCM-21-A	0.48	CCM-21-A	Bus	21.661	6.0	1.302	28.213	48.710			
CCM-22-R	0.48	CCM-22-R	Bus	21.661	6.0	1.302	28.213	48.710			
CCM-22-R1	0.48	CCM-22-R1	Bus	28.299	7.5	1.365	38.640	66.331			
CCM-22-R2	0.48	CCM-22-R2	Bus	28.299	7.5	1.365	38.640	66.331			
CCM-171-1-B	0.48	CCM-171-1-B	Bus	19.275	5.5	1.278	24.632	42.596			
CCM-171-1-R	0.48	CCM-171-1-R	Bus	19.275	5.5	1.278	24.632	42.596			
CCM-171-2-B	0.48	CCM-171-2-B	Bus	21.348	5.9	1.299	27.721	47.875			
CCM-171-2-R	0.48	CCM-171-2-R	Bus	21.348	5.9	1.299	27.721	47.875			
CD-22-A	4.16	CD-22-A	Bus	22.443	16.5	1.538	34.524	57.973			
		ITE-22A	3 cy Sym CB	22.443	16.5	1.538	34.524	57.973		57.600	97.200
SE-1A-R-A	13.80	SE-1A-R-A	Bus	23.797	17.9	1.551	36.920	61.881			
		IP-SE-1A-R	3 cy Sym CB	23.797	17.9	1.551	36.920	61.881		57.600	97.200
SE-17-TD-R-A	4.16	SE-17-TD-R-A	Bus	18.996	10.4	1.448	27.498	46.746			
		IP-17-R-4	3 cy Sym CB	18.996	10.4	1.448	27.498	46.746		57.600	97.200
		IP-17-5-R-1	3 cy Sym CB	18.996	10.4	1.448	27.498	46.746		57.600	97.200
		IP-17-3-R-1	3 cy Sym CB	18.996	10.4	1.448	27.498	46.746		57.600	97.200
		ITE-17	3 cy Sym CB	18.996	10.4	1.448	27.498	46.746		57.600	97.200
SE-17-TD-R-B	4.16	SE-17-TD-R-B	Bus	18.996	10.4	1.448	27.498	46.746			
		IP-17-4-B-1	3 cy Sym CB	18.996	10.4	1.448	27.498	46.746		57.600	97.200
		ITE-17	3 cy Sym CB	18.996	10.4	1.448	27.498	46.746		57.600	97.200
TCD-1A-M	4.16	TCD-1A-M	Bus	19.928	15.7	1.530	30.491	51.261			

Project: TESIS
 Location: REFINERIA MIGUEL HIDALGO, TULA
 Contract:
 Engineer: ALS

MOMENTARY DUTY
 PowerStation 2.0.8C
 Study Case: DUTY,T

Page:
 Date: 05-16-2003
 SN: INSTDPETRO
 File: TESIS

ESTUDIO DE CORTOCIRCUITO Y EVALUACION DEL EQUIPO DE PROTECCION DEL SISTEMA ELECTRICO DE LA REFINERIA MIGUEL HIDALGO, TULA. HGO.

Three-Phase Fault Currents: (Prefault Voltage = 100 % of the Bus Nominal Voltages)

Bus Information		Device Information		Momentary Duty				Device Capability			
ID	kV	ID	Type	Symm. kA rms	X/R Ratio	M.F.	Asymm. kA rms	Asymm. kA Crest	Symm. kA rms	Asymm. kA rms	Asymm. kA Crest
TCD-1A-R	4.16	ITE-1	3 cy Sym CB	19.928	15.7	1.530	30.491	51.261		57.600	97.200
		TCD-1A-R	Bus	19.928	15.7	1.530	30.491	51.261			
		IP-1A-R-3	3 cy Sym CB	19.928	15.7	1.530	30.491	51.261		57.600	97.200
TCD-17-1-A	4.16	ITE-1	3 cy Sym CB	19.928	15.7	1.530	30.491	51.261		57.600	97.200
		TCD-17-1-A	Bus	17.129	11.6	1.471	25.196	42.701			
		IP-TR-171-B3	3 cy Sym CB	17.129	11.6	1.471	25.196	42.701		57.600	97.200
		ITE-17-1	3 cy Sym CB	17.129	11.6	1.471	25.196	42.701		57.600	97.200
TCD-17-1-B	4.16	TCD-17-1-B	Bus	17.129	11.6	1.471	25.196	42.701			
		IP-17-R-3A	3 cy Sym CB	17.129	11.6	1.471	25.196	42.701		57.600	97.200
		IP-171-R-2	3 cy Sym CB	17.129	11.6	1.471	25.196	42.701		57.600	97.200
		IP-171-1-R-1	3 cy Sym CB	17.129	11.6	1.471	25.196	42.701		57.600	97.200
TCD-17-4	4.16	ITE-17-1	3 cy Sym CB	17.129	11.6	1.471	25.196	42.701		57.600	97.200
		TCD-17-4	Bus	9.868	2.3	1.064	10.499	17.540			
		ITE-17-4	3 cy Sym CB	9.868	2.3	1.064	10.499	17.540		57.600	97.200
TCD-17-4B	4.16	TCD-17-4B	Bus	9.868	2.3	1.064	10.499	17.540			
		IP-17-4-B-2	3 cy Sym CB	9.868	2.3	1.064	10.499	17.540		57.600	97.200
		ITE-17-4	3 cy Sym CB	9.868	2.3	1.064	10.499	17.540		57.600	97.200
TCD-17-5-B	4.16	TCD-17-5-B	Bus	10.193	4.2	1.206	12.293	21.288			
		ITE-17-4R	3 cy Sym CB	10.193	4.2	1.206	12.293	21.288		57.600	97.200
TCD-17-5-R	4.16	TCD-17-5-R	Bus	10.193	4.2	1.206	12.293	21.288			
		IP-17-4-R-2	3 cy Sym CB	10.193	4.2	1.206	12.293	21.288		57.600	97.200
		ITE-17-4R	3 cy Sym CB	10.193	4.2	1.206	12.293	21.288		57.600	97.200
TCD-22-R	4.16	TCD-22-R	Bus	22.443	16.5	1.538	34.524	57.973			
		IP-22-R-2	3 cy Sym CB	22.443	16.5	1.538	34.524	57.973		57.600	97.200
		ITE-22A	3 cy Sym CB	22.443	16.5	1.538	34.524	57.973		57.600	97.200
TCD-171-1-A	4.16	TCD-171-1-A	Bus	7.806	1.6	1.017	7.941	12.500			
		ITE-17-1-4	3 cy Sym CB	7.806	1.6	1.017	7.941	12.500		57.600	97.200
		IP-171-1-R-2	3 cy Sym CB	7.806	1.6	1.017	7.941	12.500		57.600	97.200

TCD-171-1-B	4.16	TCD-171-1-B	Bus	7.806	1.6	1.017	7.941	12.500		
TCD-171-1-B1	0.48	ITE-17-1-4	3 cy Sym CB	7.806	1.6	1.017	7.941	12.500	57.600	97.200
TCD-171-1-R	0.48	TCD-171-1-B1	Bus	13.153	3.4	1.145	15.066	25.948		
TDA-17-R	13.80	TCD-171-1-R	Bus	13.153	3.4	1.145	15.066	25.948		
		TDA-17-R	Bus	18.272	6.7	1.333	24.362	41.953		
		IP-17-R-2A	3 cy Sym CB	18.272	6.7	1.333	24.362	41.953	57.600	97.200
		IP-17-R-3	3 cy Sym CB	18.272	6.7	1.333	24.362	41.953	57.600	97.200
		IP-17-1-R-1	3 cy Sym CB	18.272	6.7	1.333	24.362	41.953	57.600	97.200
TDG-1	13.80	TDG-1	Bus	25.522	44.4	1.654	42.218	69.724		
TDM-2-A	4.16	TDM-2-A	Bus	22.627	17.9	1.552	35.106	58.841		

MOMENTARY DUTY

Project: TESIS
 Location: REFINERIA MIGUEL HIDALGO, TULA
 Contract:
 Engineer: ALS

PowerStation 2.0.8C
 Study Case: DUTY,T

Page:
 Date: 05-16-2003
 SN: INSTDPETRO
 File: TESIS

ESTUDIO DE CORTOCIRCUITO Y EVALUACION DEL EQUIPO DE PROTECCION DEL SISTEMA ELECTRICO DE LA REFINERIA MIGUEL HIDALGO, TULA. HGO.

Three-Phase Fault Currents: (Prefault Voltage = 100 % of the Bus Nominal Voltages)

Bus Information		Device Information		Momentary Duty					Device Capability		
ID	kV	ID	Type	Symm. kA rms	X/R Ratio	M.F.	Asymm. kA rms	Asymm. kA Crest	Symm. kA rms	Asymm. kA rms	Asymm. kA Crest
TDM-2-R	4.16	ITE-2	3 cy Sym CB	22.627	17.9	1.552	35.106	58.841		57.600	97.200
		TDM-2-R	Bus	22.627	17.9	1.552	35.106	58.841			
		IP-2-R-3	3 cy Sym CB	22.627	17.9	1.552	35.106	58.841		57.600	97.200
		IP-22-R-1	3 cy Sym CB	22.627	17.9	1.552	35.106	58.841		57.600	97.200
TR-1A1-R-1AT	4.16	ITE-2	3 cy Sym CB	22.627	17.9	1.552	35.106	58.841		57.600	97.200
		TR-1A1-R-1AT	Bus	6.341	1.2	1.005	6.371	9.588			
TSGA-1	13.80	TSGA-1	Bus	41.028	42.8	1.651	67.754	111.941			

Notes: * Indicates buses with short-circuit values exceeding the device ratings.
 Bus Nom. kV is used to Adjust MV CB Interrupting Rating.

INTERRUPTING DUTY

Project: TESIS
 Location: REFINERIA MIGUEL HIDALGO, TULA
 Contract:
 Engineer: ALS

PowerStation 2.0.8C
 Study Case: DUTY,T

Page:
 Date: 05-16-2003
 SN: INSTDPETRO
 File: TESIS

ESTUDIO DE CORTOCIRCUITO Y EVALUACION DEL EQUIPO DE PROTECCION DE LA REFINERIA MIGUEL HIDALGO, TULA. HGO.

Three-Phase Fault Currents: (Prefault Voltage = 100 % of the Bus Nominal Voltages)

Bus Information		Device Information		Interrupting Duty				Device Capability			
ID	kV	ID	Type	Symm. kA rms	X/R Ratio	M.F.	Adj Sym. kA rms	kV	Test PF	Rated Int.	Adjusted Int.
BUSRT-17-3-R	4.16	IP-17-3-R-2	3 cy Sym CB	5.602	1.0	1.000	5.602	4.800		29.000	33.462
BUSTR-2-RIAT	13.80	IP-2-R-2	3 cy Sym CB	22.825	31.1	1.114	25.417	15.000		28.000	30.435
BUSTR-17-51R	4.16	FC-17-5-1-B2	Fuse	4.823	1.7	1.000	4.823	5.500	6.65	50.000	50.000
CCM-1A-1-M	0.48	IE-1A-1A	PowerUnfuse	18.520	3.4	1.000	18.520	0.480	15.00	65.000	65.000
CCM-1A1-R-1	0.48	IE-1A-1-R	PowerUnfuse	18.520	3.4	1.000	18.520	0.480	15.00	65.000	65.000
CCM-1A1-R-1	0.48	IE-1A-1A	PowerUnfuse	18.520	3.4	1.000	18.520	0.480	15.00	65.000	65.000
CCM-1A-M-2	0.48	IE-1A1	PowerUnfuse	21.889	6.6	1.000	21.889	0.480	15.00	65.000	65.000
CCM-1A-M-2	0.48	IE-1A-MB	PowerUnfuse	21.889	6.6	1.000	21.889	0.480	15.00	65.000	65.000
CCM-1A-R	0.48	IE-1A1	PowerUnfuse	21.889	6.6	1.000	21.889	0.480	15.00	65.000	65.000
CCM-17-1-3-B	0.22	ITT-17-1-3	Molded Case	12.561	4.9	1.000	12.561	0.240	20.00	42.000	42.000
CCM-17-1-3-R	0.22	IT-171-R-2	Molded Case	12.561	4.9	1.000	12.561	0.240	20.00	42.000	42.000
CCM-17-1-3-R	0.22	ITT-17-1-3	Molded Case	12.561	4.9	1.000	12.561	0.240	20.00	42.000	42.000
CCM-17-3-1	0.48	IE-17-3-R	PowerUnfuse	8.305	3.4	1.000	8.305	0.480	15.00	65.000	65.000
CCM-17-3-1	0.48	ITE-17-3	PowerUnfuse	8.305	3.4	1.000	8.305	0.480	15.00	65.000	65.000
CCM-17-3-1A	0.48	ITE-17-3	PowerUnfuse	8.305	3.4	1.000	8.305	0.480	15.00	65.000	65.000
CCM-17-4-1	0.48	ITE-17-4A	PowerUnfuse	12.741	4.9	1.000	12.741	0.480	15.00	25.000	25.000
CCM-17-4-1B	0.48	IE-17-4-B	PowerUnfuse	12.741	4.9	1.000	12.741	0.480	15.00	25.000	25.000
CCM-17-4-1B	0.48	ITE-17-4A	PowerUnfuse	12.741	4.9	1.000	12.741	0.480	15.00	25.000	25.000
CCM-17-5-11B	0.48	IE-17-5-4-B	PowerUnfuse	13.515	5.9	1.000	13.515	0.480	15.00	50.000	50.000
CCM-17-5-11B	0.48	ITE-17-5	PowerUnfuse	13.515	5.9	1.000	13.515	0.480	15.00	50.000	50.000
CCM-17-5-11R	0.48	ITE-17-5	PowerUnfuse	13.515	5.9	1.000	13.515	0.480	15.00	50.000	50.000
CCM-21-A	0.48	IE-21-A	PowerUnfuse	21.661	6.0	1.000	21.661	0.480	15.00	50.000	50.000
CCM-21-A	0.48	ITE-21	Power Fused	21.661	6.0	1.045	22.627	0.480	20.00	50.000	50.000
CCM-22-R	0.48	ITE-21	Power Fused	21.661	6.0	1.045	22.627	0.480	20.00	50.000	50.000
CCM-22-R1	0.48	IE-23A	PowerUnfuse	28.299	7.5	1.023	28.937	0.480	15.00	65.000	65.000
CCM-22-R2	0.48	IE-22-A1A	Power Fused	28.299	7.5	1.095	30.990	0.480	20.00	65.000	65.000
CCM-22-R2	0.48	IE-23A	PowerUnfuse	28.299	7.5	1.023	28.937	0.480	15.00	65.000	65.000
CCM-171-1-B	0.48	ITE-17-1-1A	PowerUnfuse	19.275	5.5	1.000	19.275	0.480	15.00	65.000	65.000
CCM-171-1-R	0.48	IE-171-R-1	PowerUnfuse	19.275	5.5	1.000	19.275	0.480	15.00	65.000	65.000
CCM-171-1-R	0.48	ITE-17-1-1A	PowerUnfuse	19.275	5.5	1.000	19.275	0.480	15.00	65.000	65.000
CCM-171-2-B	0.48	IE-171-B-2	PowerUnfuse	21.348	5.9	1.000	21.348	0.480	15.00	65.000	65.000
CCM-171-2-B	0.48	ITE-17-1-2	PowerUnfuse	21.348	5.9	1.000	21.348	0.480	15.00	65.000	65.000
CCM-171-2-R	0.48	IT-171-R-1A	Molded Case	21.348	5.9	1.041	22.233	0.480	20.00	30.000	30.000
CCM-171-2-R	0.48	ITE-17-1-2	PowerUnfuse	21.348	5.9	1.000	21.348	0.480	15.00	65.000	65.000
CD-22-A	4.16	FC-22-A-1	Fuse	22.443	16.5	1.011	22.687	5.500	6.65	37.500	37.500
CD-22-A	4.16	ITE-22A	3 cy Sym CB	19.920	16.8	1.002	19.966	4.800		29.000	33.462
SE-1A-R-A	13.80	IP-SE-1A-R	3 cy Sym CB	21.840	19.0	1.018	22.230	15.000		28.000	30.435
SE-17-TD-R-A	4.16	IP-17-R-4	3 cy Sym CB	17.413	10.6	1.000	17.413	4.800		29.000	33.462

INTERRUPTING DUTY

Project: TESIS
 Location: REFINERIA MIGUEL HIDALGO, TULA
 Contract:
 Engineer: ALS

PowerStation 2.0.8C
 Study Case: DUTY,T

Page:
 Date: 05-16-2003
 SN: INSTDPETRO
 File: TESIS

ESTUDIO DE CORTOCIRCUITO Y EVALUACION DEL EQUIPO DE PROTECCION DEL SISTEMA ELECTRICO DE LA REFINERIA MIGUEL HIDALGO, TULA. HGO.

Three-Phase Fault Currents: (Prefault Voltage = 100 % of the Bus Nominal Voltages)

Bus Information		Device Information		Interrupting Duty			Device Capability				
ID	kV	ID	Type	Symm. kA rms	X/R Ratio	M.F.	Adj Sym. kA rms	kV	Test PF	Rated Int.	Adjusted Int.
SE-17-TD-R-A	4.16	IP-17-5-R-1	3 cy Sym CB	17.413	10.6	1.000	17.413	4.800		29.000	33.462
SE-17-TD-R-A	4.16	IP-17-3-R-1	3 cy Sym CB	17.413	10.6	1.000	17.413	4.800		29.000	33.462
SE-17-TD-R-A	4.16	ITE-17	3 cy Sym CB	17.413	10.6	1.000	17.413	4.800		29.000	33.462
SE-17-TD-R-B	4.16	IP-17-4-B-1	3 cy Sym CB	17.413	10.6	1.000	17.413	4.800		29.000	33.462
SE-17-TD-R-B	4.16	ITE-17	3 cy Sym CB	17.413	10.6	1.000	17.413	4.800		29.000	33.462
TCD-1A-M	4.16	FC-3041	Fuse	19.928	15.7	1.005	20.037	5.500	6.65	50.000	50.000
TCD-1A-M	4.16	FC-3043	Fuse	19.928	15.7	1.005	20.037	5.500	6.65	50.000	50.000
TCD-1A-M	4.16	FC-3045	Fuse	19.928	15.7	1.005	20.037	5.500	6.65	40.000	40.000
TCD-1A-M	4.16	FC-3050	Fuse	19.928	15.7	1.005	20.037	8.300	6.65	50.000	50.000
TCD-1A-M	4.16	ITE-1	3 cy Sym CB	17.871	16.0	1.000	17.871	4.800		29.000	33.462
TCD-1A-M	4.16	FC-1A-MB	Fuse	19.928	15.7	1.005	20.037	5.500	6.65	37.500	37.500
TCD-1A-R	4.16	IP-1A-R-3	3 cy Sym CB	17.871	16.0	1.000	17.871	4.800		29.000	33.462
TCD-1A-R	4.16	FC-3030	Fuse	19.928	15.7	1.150	22.913	5.280	15.00	50.000	50.000
TCD-1A-R	4.16	FC-3035	Fuse	19.928	15.7	1.005	20.037	8.300	6.65	50.000	50.000
TCD-1A-R	4.16	FC-3037	Fuse	19.928	15.7	1.005	20.037	8.300	6.65	50.000	50.000
TCD-1A-R	4.16	ITE-1	3 cy Sym CB	17.871	16.0	1.000	17.871	4.800		29.000	33.462
TCD-1A-R	4.16	FC-1A-1-R-1A	Fuse	19.928	15.7	1.150	22.913	8.300	15.00	50.000	50.000
TCD-17-1-A	4.16	FC-3244	Fuse	17.129	11.6	1.105	18.933	5.280	15.00	50.000	50.000
TCD-17-1-A	4.16	IP-TR-171-B3	3 cy Sym CB	14.850	11.1	1.000	14.850	4.800		29.000	33.462
TCD-17-1-A	4.16	ITE-17-1	3 cy Sym CB	14.850	11.1	1.000	14.850	4.800		29.000	33.462
TCD-17-1-B	4.16	IP-17-R-3A	3 cy Sym CB	14.850	11.1	1.000	14.850	4.800		29.000	33.462
TCD-17-1-B	4.16	FC-3226	Fuse	17.129	11.6	1.105	18.933	5.280	15.00	50.000	50.000
TCD-17-1-B	4.16	FC-3228	Fuse	17.129	11.6	1.105	18.933	5.280	15.00	50.000	50.000
TCD-17-1-B	4.16	FC-3220	Fuse	17.129	11.6	1.000	17.129	5.280	0.00	50.000	50.000
TCD-17-1-B	4.16	FC-3240	Fuse	17.129	11.6	1.000	17.129	5.280	0.00	50.000	50.000
TCD-17-1-B	4.16	FC-3229	Fuse	17.129	11.6	1.105	18.933	5.280	15.00	50.000	50.000
TCD-17-1-B	4.16	IP-171-R-2	3 cy Sym CB	14.850	11.1	1.000	14.850	4.800		29.000	33.462
TCD-17-1-B	4.16	IP-171-1-R-1	3 cy Sym CB	14.850	11.1	1.000	14.850	4.800		29.000	33.462
TCD-17-1-B	4.16	ITE-17-1	3 cy Sym CB	14.850	11.1	1.000	14.850	4.800		29.000	33.462
TCD-17-4	4.16	FC-3196	Fuse	9.868	2.3	1.000	9.868	5.280	0.00	50.000	50.000
TCD-17-4	4.16	FC-3197	Fuse	9.868	2.3	1.000	9.868	5.280	0.00	50.000	50.000
TCD-17-4	4.16	ITE-17-4	3 cy Sym CB	9.135	1.9	1.000	9.135	4.800		29.000	33.462
TCD-17-4B	4.16	IP-17-4-B-2	3 cy Sym CB	9.135	1.9	1.000	9.135	4.800		29.000	33.462
TCD-17-4B	4.16	FC-3164	Fuse	9.868	2.3	1.000	9.868	5.280	0.00	50.000	50.000
TCD-17-4B	4.16	FC-3162	Fuse	9.868	2.3	1.000	9.868	5.280	0.00	50.000	50.000
TCD-17-4B	4.16	ITE-17-4	3 cy Sym CB	9.135	1.9	1.000	9.135	4.800		29.000	33.462
TCD-17-4B	4.16	FC-17-4-B	Fuse	9.868	2.3	1.000	9.868	5.500	6.65	50.000	50.000
TCD-17-5-B	4.16	FC-3200	Fuse	10.193	4.2	1.000	10.193	5.280	0.00	50.000	50.000

INTERRUPTING DUTY

Project: TESIS
 Location: REFINERIA MIGUEL HIDALGO, TULA
 Contract:
 Engineer: ALS

PowerStation 2.0.8C
 Study Case: DUTY,T

Page:
 Date: 05-16-2003
 SN: INSTDPETRO
 File: TESIS

ESTUDIO DE CORTOCIRCUITO Y EVALUACION DEL EQUIPO DE PROTECCION DEL SISTEMA ELECTRICO DE LA REFINERIA MIGUEL HIDALGO, TULA. HGO.

Three-Phase Fault Currents: (Prefault Voltage = 100 % of the Bus Nominal Voltages)

Bus Information		Device Information		Interrupting Duty			Device Capability				
ID	kV	ID	Type	Symm. kA rms	X/R Ratio	M.F.	Adj Sym. kA rms	kV	Test PF	Rated Int.	Adjusted Int.
TCD-17-5-B	4.16	ITE-17-4R	3 cy Sym CB	9.276	3.8	1.000	9.276	4.800		29.000	33.462
TCD-17-5-B	4.16	FC-17-5-1R1	Fuse	10.193	4.2	1.000	10.193	5.500	6.65	50.000	50.000
TCD-17-5-R	4.16	IP-17-4-R-2	3 cy Sym CB	9.276	3.8	1.000	9.276	4.800		29.000	33.462
TCD-17-5-R	4.16	FC-3206	Fuse	10.193	4.2	1.000	10.193	5.280	0.00	50.000	50.000
TCD-17-5-R	4.16	FC-3205	Fuse	10.193	4.2	1.000	10.193	5.280	0.00	50.000	50.000
TCD-17-5-R	4.16	ITE-17-4R	3 cy Sym CB	9.276	3.8	1.000	9.276	4.800		29.000	33.462
TCD-22-R	4.16	FC-3535	Fuse	22.443	16.5	1.000	22.443	5.280	0.00	50.000	50.000
TCD-22-R	4.16	IP-22-R-2	3 cy Sym CB	19.920	16.8	1.002	19.966	4.800		29.000	33.462
TCD-22-R	4.16	ITE-22A	3 cy Sym CB	19.920	16.8	1.002	19.966	4.800		29.000	33.462
TCD-22-R	4.16	FC-3534	Fuse	22.443	16.5	1.011	22.687	5.500	6.65	50.000	50.000
TCD-171-1-A	4.16	FC-3295	Fuse	7.806	1.6	1.000	7.806	5.280	0.00	50.000	50.000
TCD-171-1-A	4.16	ITE-17-1-4	3 cy Sym CB	7.220	1.4	1.000	7.220	4.800		29.000	33.462
TCD-171-1-A	4.16	IP-171-1-R-2	3 cy Sym CB	7.220	1.4	1.000	7.220	4.800		29.000	33.462
TCD-171-1-B	4.16	FC-3299	Fuse	7.806	1.6	1.000	7.806	5.280	0.00	50.000	50.000
TCD-171-1-B	4.16	ITE-17-1-4	3 cy Sym CB	7.220	1.4	1.000	7.220	4.800		29.000	33.462
TCD-171-1-B	4.16	FC-171-1-1-B	Fuse	7.806	1.6	1.000	7.806	5.500	6.65	50.000	50.000
TCD-171-1-B1	0.48	IE-17-1-1-B1	PowerUnfuse	13.153	3.4	1.000	13.153	0.480	15.00	65.000	65.000
TCD-171-1-B1	0.48	ITE-17-1-5A	PowerUnfuse	13.153	3.4	1.000	13.153	0.480	15.00	65.000	65.000
TCD-171-1-R	0.48	ITE-17-1-5A	PowerUnfuse	13.153	3.4	1.000	13.153	0.480	15.00	65.000	65.000
TDA-17-R	13.80	IP-17-R-2A	3 cy Sym CB	16.772	6.7	1.000	16.772	15.000		28.000	30.435
TDA-17-R	13.80	IP-17-R-3	3 cy Sym CB	16.772	6.7	1.000	16.772	15.000		28.000	30.435
TDA-17-R	13.80	IP-17-1-R-1	3 cy Sym CB	16.772	6.7	1.000	16.772	15.000		28.000	30.435
TDM-2-A	4.16	FC-3487	Fuse	22.627	17.9	1.020	23.070	5.500	6.65	50.000	50.000
TDM-2-A	4.16	FC-3480	Fuse	22.627	17.9	1.020	23.070	5.500	6.65	50.000	50.000
TDM-2-A	4.16	ITE-2	3 cy Sym CB	20.074	18.1	1.020	20.484	4.800		29.000	33.462
TDM-2-A	4.16	FC-21-A	Fuse	22.627	17.9	1.020	23.070	5.500	6.65	37.500	37.500
TDM-2-R	4.16	IP-2-R-3	3 cy Sym CB	20.074	18.1	1.020	20.484	4.800		29.000	33.462
TDM-2-R	4.16	FC-3481	Fuse	22.627	17.9	1.020	23.070	5.500	6.65	50.000	50.000
TDM-2-R	4.16	IP-22-R-1	3 cy Sym CB	20.074	18.1	1.020	20.484	4.800		29.000	33.462

TDM-2-R	4.16	ITE-2	3 cy Sym CB	20.074	18.1	1.020	20.464	4.800		29.000	33.462
TR-1A1-R-1AT	4.16	FC-1A1-AR-1	Fuse	6.341	1.2	1.000	6.341	8.300	15.00	50.000	50.000
TSGA-1	13.80			38.410	43.8						

Notes: * Indicates buses with short-circuit values exceeding the device ratings.
Bus Nom. kV is used to Adjust MV CB Interrupting Rating.

Caso de Estudio 3

Esquema de operación 3 con alternativa 2

SUBSISTEMA A: TG-1, TG-2, TG-4, TG-
GAS y TR-4 en funcionamiento.

SUSBSITEMA B: TR-1, TR-2, TR-3 y en
mantenimiento TG-3.

FALLAS LINEA A TIERRA DE ½ CICLO

S. C. SUMMARY REPORT

Project: TESIS
 Location: REFINERIA MIGUEL HIDALGO, TULA
 Contract:
 Engineer: ALS

PowerStation 2.0.8C
 Study Case: LT-1/2C

Page:
 Date: 05-16-2003
 SN: INSTDPETRO
 File: TESIS

ESTUDIO DE CORTOCIRCUITO Y EVALUACION DEL EQUIPO DE PROTECCION DEL SISTEMA ELECTRICO DE LA REFINERIA MIGUEL HIDALGO, TULA. HGO.

1/2 Cycle - Three-Phase, LG, LL, & LLG Faults: (Prefault Voltage = 100 % of the Bus Nominal Voltage)

Bus Information	kV	3-Phase Fault			Line-to-Ground Fault			Line-to-Line Fault			Line-to-Line-to-Ground*		
		Real	Imag.	Mag.	Real	Imag.	Mag.	Real	Imag.	Mag.	Real	Imag.	Mag.
BUSRT-17-3-R	4.16	4.288	-3.860	5.770	0.375	-0.020	0.376	3.343	3.714	4.997	-3.440	-3.710	5.059
BUSTR-2-R1AT	13.80	1.027	-24.915	24.936	3.404	-1.057	3.564	21.577	0.890	21.595	-22.463	-0.680	22.473
BUSTR-17-51R	4.16	2.990	-3.784	4.823	0.373	-0.031	0.375	3.277	2.590	4.177	-3.373	-2.585	4.250
CCM-1A-1-M	0.48	5.506	-17.683	18.520	4.937	-19.005	19.636	15.314	4.768	16.039	13.239	14.979	19.991
CCM-1A1-R-1	0.48	5.506	-17.683	18.520	4.937	-19.005	19.636	15.314	4.768	16.039	13.239	14.979	19.991
CCM-1A-M-2	0.48	3.325	-21.635	21.889	3.119	-20.144	20.384	18.737	2.880	18.957	-20.205	6.543	21.238
CCM-1A-R	0.48	3.325	-21.635	21.889	3.119	-20.144	20.384	18.737	2.880	18.957	-20.205	6.543	21.238
CCM-17-1-3-B	0.22	2.740	-12.259	12.561	2.794	-12.192	12.508	10.616	2.373	10.878	-12.040	3.690	12.593
CCM-17-1-3-R	0.22	2.740	-12.259	12.561	2.794	-12.192	12.508	10.616	2.373	10.878	-12.040	3.690	12.593
CCM-17-3-1	0.48	2.780	-7.826	8.305	0.000	0.000	0.000	6.778	2.408	7.193	6.778	2.408	7.193
CCM-17-3-1A	0.48	2.780	-7.826	8.305	0.000	0.000	0.000	6.778	2.408	7.193	6.778	2.408	7.193
CCM-17-4-1	0.48	2.906	-12.405	12.741	0.000	0.000	0.000	10.743	2.517	11.034	10.743	2.517	11.034
CCM-17-4-1B	0.48	2.906	-12.405	12.741	0.000	0.000	0.000	10.743	2.517	11.034	10.743	2.517	11.034
CCM-17-5-11B	0.48	3.414	-13.076	13.515	0.000	0.000	0.000	11.325	2.957	11.704	11.325	2.957	11.704
CCM-17-5-11R	0.48	3.414	-13.076	13.515	0.000	0.000	0.000	11.325	2.957	11.704	11.325	2.957	11.704
CCM-21-A	0.48	3.825	-21.320	21.661	3.222	-18.886	19.159	18.464	3.313	18.759	17.078	11.788	20.751
CCM-22-R	0.48	3.825	-21.320	21.661	3.222	-18.886	19.159	18.464	3.313	18.759	17.078	11.788	20.751
CCM-22-R1	0.48	3.931	-28.025	28.300	4.034	-27.376	27.672	24.270	3.404	24.508	-26.333	9.972	28.158
CCM-22-R2	0.48	3.931	-28.025	28.300	4.034	-27.376	27.672	24.270	3.404	24.508	-26.333	9.972	28.158
CCM-171-1-B	0.48	3.525	-18.949	19.275	3.492	-18.385	18.714	16.411	3.053	16.692	-18.139	5.873	19.067
CCM-171-1-R	0.48	3.525	-18.949	19.275	3.492	-18.385	18.714	16.411	3.053	16.692	-18.139	5.873	19.067
CCM-171-2-B	0.48	3.759	-21.014	21.348	3.647	-19.634	19.970	18.199	3.256	18.488	-19.966	5.955	20.835
CCM-171-2-R	0.48	3.759	-21.014	21.348	3.647	-19.634	19.970	18.199	3.256	18.488	-19.966	5.955	20.835
CD-22-A	4.16	1.495	-22.393	22.443	1.971	-0.180	1.979	19.393	1.295	19.436	-19.890	-1.272	19.931
SE-1A-R-A	13.80	1.481	-23.751	23.797	3.370	-1.079	3.539	20.569	1.283	20.609	-21.450	-1.068	21.477
SE-17-TD-R-A	4.16	1.883	-18.902	18.996	0.399	-0.008	0.399	16.370	1.630	16.451	-16.470	-1.630	16.550
SE-17-TD-R-B	4.16	1.883	-18.902	18.996	0.399	-0.008	0.399	16.370	1.630	16.451	-16.470	-1.630	16.550
TCD-1A-M	4.16	1.351	-19.882	19.928	1.968	-0.196	1.978	17.218	1.170	17.258	-17.715	-1.145	17.752
TCD-1A-R	4.16	1.351	-19.882	19.928	1.968	-0.196	1.978	17.218	1.170	17.258	-17.715	-1.145	17.752
TCD-17-1-A	4.16	1.621	-17.052	17.129	0.598	-0.020	0.598	14.767	1.404	14.834	-14.917	-1.401	14.983
TCD-17-1-B	4.16	1.621	-17.052	17.129	0.598	-0.020	0.598	14.767	1.404	14.834	-14.917	-1.401	14.983
TCD-17-4	4.16	4.906	-8.562	9.868	0.390	-0.016	0.390	7.415	4.248	8.546	-7.513	-4.246	8.630
TCD-17-4B	4.16	4.906	-8.562	9.868	0.390	-0.016	0.390	7.415	4.248	8.546	-7.513	-4.246	8.630
TCD-17-5-B	4.16	2.685	-9.833	10.193	0.394	-0.018	0.395	8.516	2.325	8.828	-8.615	-2.323	8.923
TCD-17-5-R	4.16	2.685	-9.833	10.193	0.394	-0.018	0.395	8.516	2.325	8.828	-8.615	-2.323	8.923
TCD-22-R	4.16	1.495	-22.393	22.443	1.971	-0.180	1.979	19.393	1.295	19.436	-19.890	-1.272	19.931
TCD-171-1-A	4.16	4.954	-6.032	7.806	0.564	-0.038	0.565	5.224	4.290	6.760	-5.369	-4.284	6.869
TCD-171-1-B	4.16	4.954	-6.032	7.806	0.564	-0.038	0.565	5.224	4.290	6.760	-5.369	-4.284	6.869
TCD-171-1-B1	0.48	4.162	-12.477	13.153	3.868	-12.571	13.152	10.806	3.605	11.391	9.021	9.930	13.416
TCD-171-1-R	0.48	4.162	-12.477	13.153	3.868	-12.571	13.152	10.806	3.605	11.391	9.021	9.930	13.416
TDA-17-R	13.80	2.924	-18.037	18.272	3.147	-1.206	3.370	15.620	2.533	15.824	-16.466	-2.287	16.624
TDG-1	13.80	0.772	-25.510	25.522	3.421	-1.046	3.577	22.093	0.668	22.103	-22.982	-0.461	22.986
TDN-2-A	4.16	1.400	-22.584	22.627	1.972	-0.178	1.980	19.558	1.212	19.596	-20.055	-1.189	20.091
TDN-2-R	4.16	1.400	-22.584	22.627	1.972	-0.178	1.980	19.558	1.212	19.596	-20.055	-1.189	20.091
TR-1A1-R-1AT	4.16	4.318	-4.644	6.341	1.500	-0.356	1.542	4.022	3.740	5.492	-4.444	-3.672	5.765
TSGA-1	13.80	1.137	-41.012	41.028	3.719	-0.505	3.754	35.517	0.985	35.531	-36.458	-0.901	36.469

All fault currents are symmetrical momentary (1/2 cycle) values in rms kA.
 * LLG fault current is the larger of the two faulted line currents.

Caso de Estudio 3

Esquema de operación 3 con alternativa 2

SUBSISTEMA A: TG-1, TG-2, TG-4, TG-GAS y TR-4 en funcionamiento.

SUSBSITEMA B: TR-1, TR-2, TR-3 y en mantenimiento TG-3.

FALLAS LINEA A TIERRA DE 1½-4 CICLOS

S. C. SUMMARY REPORT

Project: TESIS
 Location: REFINERIA MIGUEL HIDALGO, TULA
 Contract:
 Engineer: ALS

PowerStation 2.0.8C
 Study Case: LT-4C

Page:
 Date: 05-16-2003
 SN: INSTDPETRO
 File: TESIS

ESTUDIO DE CORTOCIRCUITO Y EVALUACION DEL EQUIPO DE PROTECCION DEL SISTEMA ELECTRICO DE LA REFINERIA MIGUEL HIDALGO, TULA. HGO.

1.5 to 4 Cycle - Three-Phase, LG, LL, & LLG Faults: (Prefault Voltage = 100 % of the Bus Nominal Voltage)

Bus Information		3-Phase Fault			Line-to-Ground Fault			Line-to-Line Fault			Line-to-Line-to-Ground*		
ID	kV	Real	Imag.	Mag.	Real	Imag.	Mag.	Real	Imag.	Mag.	Real	Imag.	Mag.
BUSRT-17-3-R	4.16	4.125	-3.790	5.602	0.375	-0.021	0.376	3.282	3.573	4.852	-3.379	-3.570	4.915
BUSRT-2-RIAT	13.80	0.746	-22.818	22.830	3.368	-1.084	3.557	19.761	0.646	19.772	-20.647	-0.435	20.651
BUSRT-17-51R	4.16	2.838	-3.444	4.463	0.372	-0.032	0.373	2.983	2.457	3.865	-3.079	-2.452	3.936
CCM-1A-1-M	0.48	5.097	-16.109	16.896	4.737	-17.771	18.391	13.951	4.414	14.633	11.895	14.262	18.572
CCM-1A1-R-1	0.48	5.097	-16.109	16.896	4.737	-17.771	18.391	13.951	4.414	14.633	11.895	14.262	18.572
CCM-1A-M-2	0.48	2.522	-18.157	18.332	2.610	-18.005	18.193	15.725	2.185	15.876	-17.072	6.743	18.355
CCM-1A-R	0.48	2.522	-18.157	18.332	2.610	-18.005	18.193	15.725	2.185	15.876	-17.072	6.743	18.355
CCM-17-1-3-B	0.22	2.379	-9.665	9.954	2.530	-10.350	10.655	8.370	2.060	8.620	7.019	7.630	10.367
CCM-17-1-3-R	0.22	2.379	-9.665	9.954	2.530	-10.350	10.655	8.370	2.060	8.620	7.019	7.630	10.367
CCM-17-3-1	0.48	2.601	-6.896	7.370	0.000	0.000	0.000	5.972	2.253	6.383	5.972	2.253	6.383
CCM-17-3-1A	0.48	2.601	-6.896	7.370	0.000	0.000	0.000	5.972	2.253	6.383	5.972	2.253	6.383
CCM-17-4-1	0.48	2.778	-10.900	11.248	0.000	0.000	0.000	9.440	2.406	9.741	9.440	2.406	9.741
CCM-17-4-1B	0.48	2.778	-10.900	11.248	0.000	0.000	0.000	9.440	2.406	9.741	9.440	2.406	9.741
CCM-17-5-11B	0.48	3.198	-10.095	10.589	0.000	0.000	0.000	8.743	2.769	9.171	8.743	2.769	9.171
CCM-17-5-11R	0.48	3.198	-10.095	10.589	0.000	0.000	0.000	8.743	2.769	9.171	8.743	2.769	9.171
CCM-21-A	0.48	2.498	-17.673	17.848	2.481	-16.834	17.016	15.305	2.163	15.457	-16.533	5.872	17.545
CCM-22-R	0.48	2.498	-17.673	17.848	2.481	-16.834	17.016	15.305	2.163	15.457	-16.533	5.872	17.545
CCM-22-R1	0.48	3.534	-24.577	24.829	3.742	-25.083	25.361	21.284	3.061	21.503	-23.266	9.744	25.224
CCM-22-R2	0.48	3.534	-24.577	24.829	3.742	-25.083	25.361	21.284	3.061	21.503	-23.266	9.744	25.224
CCM-171-1-B	0.48	3.214	-17.484	17.777	3.284	-17.440	17.746	15.141	2.783	15.395	-16.817	5.914	17.827
CCM-171-1-R	0.48	3.214	-17.484	17.777	3.284	-17.440	17.746	15.141	2.783	15.395	-16.817	5.914	17.827
CCM-171-2-B	0.48	3.209	-17.278	17.573	3.279	-17.302	17.610	14.963	2.780	15.219	-16.638	5.884	17.648
CCM-171-2-R	0.48	3.209	-17.278	17.573	3.279	-17.302	17.610	14.963	2.780	15.219	-16.638	5.884	17.648
CD-22-A	4.16	1.194	-19.891	19.927	1.968	-0.194	1.977	17.226	1.034	17.257	-17.723	-1.010	17.752
SE-1A-R-A	13.80	1.156	-21.815	21.846	3.353	-1.106	3.531	18.893	1.001	18.919	-19.773	-0.785	19.789
SE-17-TD-R-A	4.16	1.643	-17.338	17.415	0.399	-0.008	0.399	15.015	1.423	15.082	-15.115	-1.422	15.181
SE-17-TD-R-B	4.16	1.643	-17.338	17.415	0.399	-0.008	0.399	15.015	1.423	15.082	-15.115	-1.422	15.181
TCD-1A-M	4.16	1.088	-17.841	17.874	1.965	-0.211	1.976	15.451	0.942	15.480	-15.948	-0.916	15.974
TCD-1A-R	4.16	1.088	-17.841	17.874	1.965	-0.211	1.976	15.451	0.942	15.480	-15.948	-0.916	15.974
TCD-17-1-A	4.16	1.367	-14.789	14.852	0.597	-0.022	0.598	12.807	1.183	12.862	-12.957	-1.181	13.011
TCD-17-1-B	4.16	1.367	-14.789	14.852	0.597	-0.022	0.598	12.807	1.183	12.862	-12.957	-1.181	13.011
TCD-17-4	4.16	4.604	-7.888	9.133	0.389	-0.016	0.389	6.831	3.987	7.909	-6.929	-3.984	7.993
TCD-17-4B	4.16	4.604	-7.888	9.133	0.389	-0.016	0.389	6.831	3.987	7.909	-6.929	-3.984	7.993
TCD-17-5-B	4.16	2.484	-8.937	9.276	0.394	-0.019	0.394	7.740	2.151	8.033	-7.839	-2.148	8.128
TCD-17-5-R	4.16	2.484	-8.937	9.276	0.394	-0.019	0.394	7.740	2.151	8.033	-7.839	-2.148	8.128
TCD-22-R	4.16	1.194	-19.891	19.927	1.968	-0.194	1.977	17.226	1.034	17.257	-17.723	-1.010	17.752
TCD-171-1-A	4.16	4.500	-5.650	7.223	0.563	-0.040	0.564	4.893	3.897	6.256	-5.038	-3.891	6.366
TCD-171-1-B	4.16	4.500	-5.650	7.223	0.563	-0.040	0.564	4.893	3.897	6.256	-5.038	-3.891	6.366
TCD-171-1-B1	0.48	4.020	-11.594	12.272	3.801	-11.965	12.554	10.041	3.482	10.628	8.266	9.651	12.707
TCD-171-1-R	0.48	4.020	-11.594	12.272	3.801	-11.965	12.554	10.041	3.482	10.628	8.266	9.651	12.707
TDA-17-R	13.80	2.563	-16.579	16.776	3.120	-1.232	3.354	14.358	2.219	14.529	-15.202	-1.972	15.329
TDG-1	13.80	0.518	-23.330	23.336	3.405	-1.073	3.570	20.205	0.448	20.210	-21.093	-0.239	21.094
TDM-2-A	4.16	1.112	-20.050	20.081	1.969	-0.192	1.979	17.364	0.963	17.391	-17.861	-0.939	17.886
TDM-2-R	4.16	1.112	-20.050	20.081	1.969	-0.192	1.979	17.364	0.963	17.391	-17.861	-0.939	17.886
TR-1A1-R-IAT	4.16	4.085	-4.486	6.067	1.490	-0.363	1.534	3.885	3.538	5.255	-4.306	-3.470	5.531
TSGA-1	13.80	0.949	-38.401	38.413	3.716	-0.520	3.752	33.257	0.822	33.267	-34.197	-0.736	34.205

All fault currents are symmetrical 1.5-4 cycle values in rms kA.
 * LLG fault current is the larger of the two faulted line currents.

Caso de Estudio 4

Esquema de operación 4 con alternativa 2

UN SOLO SISTEMA: TG-1, TG-2, TG-3,
TG-4, TG-GAS, en funcionamiento y TR-
1, TR-2, TR-3 y TR-4 fuera de operación
(sin C.F.E)

FALLAS TRIFÁSICAS

Project: TESIS
 Location: REFINERIA MIGUEL HIDALGO, TULA
 Contract:
 Engineer: ALS

MOMENTARY DUTY
 =====
 PowerStation 2.0.8C
 Study Case: DUTY,T

Page:
 Date: 05-16-2003
 SN: INSTDPETRO
 File: TESIS

ESTUDIO DE CORTOCIRCUITO Y EVALUACION DEL EQUIPO DE PROTECCION DEL SISTEMA ELECTRICO DE LA REFINERIA MIGUEL HIDALGO, TULA. HGO.

Three-Phase Fault Currents: (Prefault Voltage = 100 % of the Bus Nominal Voltages)

Bus Information		Device Information		Momentary Duty				Device Capability			
ID	kV	ID	Type	Symm. kA rms	X/R Ratio	M.F.	Asymm. kA rms	Asymm. kA Crest	Symm. kA rms	Asymm. kA rms	Asymm. kA Crest
BUSRT-17-3-R	4.16	BUSRT-17-3-R	Bus	5.769	1.0	1.001	5.777	8.474			
		IP-17-3-R-2	3 cy Sym CB	5.769	1.0	1.001	5.777	8.474		57.600	97.200
BUSTR-2-R1AT	13.80	BUSTR-2-R1AT	Bus	24.808	29.7	1.618	40.144	66.646			
		IP-2-R-2	3 cy Sym CB	24.808	29.7	1.618	40.144	66.646		57.600	97.200
BUSTR-17-51R	4.16	BUSTR-17-51R	Bus	4.823	1.7	1.025	4.942	7.900			
CCM-1A-1-M	0.48	CCM-1A-1-M	Bus	18.519	3.4	1.146	21.226	36.562			
CCM-1A1-R-1	0.48	CCM-1A1-R-1	Bus	18.519	3.4	1.146	21.226	36.562			
CCM-1A-M-2	0.48	CCM-1A-M-2	Bus	21.888	6.6	1.330	29.110	50.145			
CCM-1A-R	0.48	CCM-1A-R	Bus	21.888	6.6	1.330	29.110	50.145			
CCM-17-1-3-B	0.22	CCM-17-1-3-B	Bus	12.561	4.9	1.245	15.640	27.082			
CCM-17-1-3-R	0.22	CCM-17-1-3-R	Bus	12.561	4.9	1.245	15.640	27.082			
CCM-17-3-1	0.48	CCM-17-3-1	Bus	8.305	3.4	1.146	9.521	16.401			
CCM-17-3-1A	0.48	CCM-17-3-1A	Bus	8.305	3.4	1.146	9.521	16.401			
CCM-17-4-1	0.48	CCM-17-4-1	Bus	12.740	4.9	1.249	15.919	27.562			
CCM-17-4-1B	0.48	CCM-17-4-1B	Bus	12.740	4.9	1.249	15.919	27.562			
CCM-17-5-11B	0.48	CCM-17-5-11B	Bus	13.514	5.9	1.298	17.548	30.306			
CCM-17-5-11R	0.48	CCM-17-5-11R	Bus	13.514	5.9	1.298	17.548	30.306			
CCM-21-A	0.48	CCM-21-A	Bus	21.660	6.0	1.303	28.212	48.709			
CCM-22-R	0.48	CCM-22-R	Bus	21.660	6.0	1.303	28.212	48.709			
CCM-22-R1	0.48	CCM-22-R1	Bus	28.297	7.5	1.365	38.637	66.326			
CCM-22-R2	0.48	CCM-22-R2	Bus	28.297	7.5	1.365	38.637	66.326			
CCM-171-1-B	0.48	CCM-171-1-B	Bus	19.273	5.5	1.278	24.631	42.594			
CCM-171-1-R	0.48	CCM-171-1-R	Bus	19.273	5.5	1.278	24.631	42.594			
CCM-171-2-B	0.48	CCM-171-2-B	Bus	21.347	5.9	1.299	27.720	47.872			
CCM-171-2-R	0.48	CCM-171-2-R	Bus	21.347	5.9	1.299	27.720	47.872			
CD-22-A	4.16	CD-22-A	Bus	22.424	16.5	1.539	34.501	57.932			
		ITE-22A	3 cy Sym CB	22.424	16.5	1.539	34.501	57.932		57.600	97.200
SE-1A-R-A	13.80	SE-1A-R-A	Bus	23.682	18.1	1.553	36.783	61.636			
		IP-SE-1A-R	3 cy Sym CB	23.682	18.1	1.553	36.783	61.636		57.600	97.200
SE-17-TD-R-A	4.16	SE-17-TD-R-A	Bus	18.977	10.5	1.448	27.478	46.710			
		IP-17-R-4	3 cy Sym CB	18.977	10.5	1.448	27.478	46.710		57.600	97.200
		IP-17-5-R-1	3 cy Sym CB	18.977	10.5	1.448	27.478	46.710		57.600	97.200
		IP-17-3-R-1	3 cy Sym CB	18.977	10.5	1.448	27.478	46.710		57.600	97.200
		ITE-17	3 cy Sym CB	18.977	10.5	1.448	27.478	46.710		57.600	97.200
SE-17-TD-R-B	4.16	SE-17-TD-R-B	Bus	18.977	10.5	1.448	27.478	46.710			
		IP-17-4-B-1	3 cy Sym CB	18.977	10.5	1.448	27.478	46.710		57.600	97.200
		ITE-17	3 cy Sym CB	18.977	10.5	1.448	27.478	46.710		57.600	97.200
TCD-1A-M	4.16	TCD-1A-M	Bus	19.911	15.7	1.530	30.471	51.224			

Project: TESIS
 Location: REFINERIA MIGUEL HIDALGO, TULA
 Contract:
 Engineer: ALS

MOMENTARY DUTY
 =====
 PowerStation 2.0.8C
 Study Case: DUTY,T

Page:
 Date: 05-16-2003
 SN: INSTDPETRO
 File: TESIS

ESTUDIO DE CORTOCIRCUITO Y EVALUACION DEL EQUIPO DE PROTECCION DEL SISTEMA ELECTRICO DE LA REFINERIA MIGUEL HIDALGO, TULA. HGO.

Three-Phase Fault Currents: (Prefault Voltage = 100 % of the Bus Nominal Voltages)

Bus Information		Device Information		Momentary Duty				Device Capability			
ID	kV	ID	Type	Symm. kA rms	X/R Ratio	M.F.	Asymm. kA rms	Asymm. kA Crest	Symm. kA rms	Asymm. kA rms	Asymm. kA Crest
TCD-1A-R	4.16	ITE-1	3 cy Sym CB	19.911	15.7	1.530	30.471	51.224		57.600	97.200
		TCD-1A-R	Bus	19.911	15.7	1.530	30.471	51.224			
		IP-1A-R-3	3 cy Sym CB	19.911	15.7	1.530	30.471	51.224		57.600	97.200
TCD-17-1-A	4.16	ITE-1	3 cy Sym CB	19.911	15.7	1.530	30.471	51.224		57.600	97.200
		TCD-17-1-A	Bus	17.117	11.6	1.471	25.183	42.678			
		IP-TR-171-B3	3 cy Sym CB	17.117	11.6	1.471	25.183	42.678		57.600	97.200
		ITE-17-1	3 cy Sym CB	17.117	11.6	1.471	25.183	42.678		57.600	97.200
TCD-17-1-B	4.16	TCD-17-1-B	Bus	17.117	11.6	1.471	25.183	42.678			
		IP-17-R-3A	3 cy Sym CB	17.117	11.6	1.471	25.183	42.678		57.600	97.200
		IP-171-R-2	3 cy Sym CB	17.117	11.6	1.471	25.183	42.678		57.600	97.200
		IP-171-1-R-1	3 cy Sym CB	17.117	11.6	1.471	25.183	42.678		57.600	97.200
		ITE-17-1	3 cy Sym CB	17.117	11.6	1.471	25.183	42.678		57.600	97.200
TCD-17-4	4.16	TCD-17-4	Bus	9.864	2.3	1.064	10.496	17.536			
		ITE-17-4	3 cy Sym CB	9.864	2.3	1.064	10.496	17.536		57.600	97.200
TCD-17-4B	4.16	TCD-17-4B	Bus	9.864	2.3	1.064	10.496	17.536			
		IP-17-4-B-2	3 cy Sym CB	9.864	2.3	1.064	10.496	17.536		57.600	97.200
TCD-17-5-B	4.16	ITE-17-4	3 cy Sym CB	9.864	2.3	1.064	10.496	17.536		57.600	97.200
		TCD-17-5-B	Bus	10.189	4.2	1.206	12.290	21.281			
		ITE-17-4R	3 cy Sym CB	10.189	4.2	1.206	12.290	21.281		57.600	97.200
TCD-17-5-R	4.16	TCD-17-5-R	Bus	10.189	4.2	1.206	12.290	21.281			
		IP-17-4-R-2	3 cy Sym CB	10.189	4.2	1.206	12.290	21.281		57.600	97.200
		ITE-17-4R	3 cy Sym CB	10.189	4.2	1.206	12.290	21.281		57.600	97.200
TCD-22-R	4.16	TCD-22-R	Bus	22.424	16.5	1.539	34.501	57.932			
		IP-22-R-2	3 cy Sym CB	22.424	16.5	1.539	34.501	57.932		57.600	97.200
		ITE-22A	3 cy Sym CB	22.424	16.5	1.539	34.501	57.932		57.600	97.200
TCD-171-1-A	4.16	TCD-171-1-A	Bus	7.804	1.6	1.017	7.940	12.499			
		ITE-17-1-4	3 cy Sym CB	7.804	1.6	1.017	7.940	12.499		57.600	97.200
		IP-171-1-R-2	3 cy Sym CB	7.804	1.6	1.017	7.940	12.499		57.600	97.200

TCD-171-1-B	4.16	TCD-171-1-B	Bus	7.804	1.6	1.017	7.940	12.499		
		ITE-17-1-4	3 cy Sym CB	7.804	1.6	1.017	7.940	12.499	57.600	97.200
TCD-171-1-B1	0.48	TCD-171-1-B1	Bus	13.153	3.4	1.145	15.065	25.947		
TCD-171-1-R	0.48	TCD-171-1-R	Bus	13.153	3.4	1.145	15.065	25.947		
TDA-17-R	13.80	TDA-17-R	Bus	18.208	6.7	1.335	24.302	41.845		
		IP-17-R-2A	3 cy Sym CB	18.208	6.7	1.335	24.302	41.845	57.600	97.200
		IP-17-R-3	3 cy Sym CB	18.208	6.7	1.335	24.302	41.845	57.600	97.200
		IP-17-1-R-1	3 cy Sym CB	18.208	6.7	1.335	24.302	41.845	57.600	97.200
TDG-1	13.80	TDG-1	Bus	25.388	45.5	1.656	42.039	69.412		
TDM-2-A	4.16	TDM-2-A	Bus	22.608	17.9	1.552	35.082	58.799		

MOMENTARY DUTY

Project: TESIS	PowerStation 2.0.8C	Page:
Location: REFINERIA MIGUEL HIDALGO, TULA		Date: 05-16-2003
Contract:		SN: INSTDPETRO
Engineer: ALS	Study Case: DUTY,T	File: TESIS

ESTUDIO DE CORTOCIRCUITO Y EVALUACION DEL EQUIPO DE PROTECCION DEL SISTEMA ELECTRICO DE LA REFINERIA MIGUEL HIDALGO, TULA. HGO.

Three-Phase Fault Currents: (Prefault Voltage = 100 % of the Bus Nominal Voltages)

Bus Information		Device Information		Momentary Duty					Device Capability		
ID	kV	ID	Type	Symm. KA rms	X/R Ratio	M.F.	Asymm. KA rms	Asymm. KA Crest	Symm. KA rms	Asymm. KA rms	Asymm. KA Crest
TDM-2-R	4.16	ITE-2	3 cy Sym CB	22.608	17.9	1.552	35.082	58.799		57.600	97.200
		TDM-2-R	Bus	22.608	17.9	1.552	35.082	58.799			
		IP-2-R-3	3 cy Sym CB	22.608	17.9	1.552	35.082	58.799		57.600	97.200
		IP-22-R-1	3 cy Sym CB	22.608	17.9	1.552	35.082	58.799		57.600	97.200
		ITE-2	3 cy Sym CB	22.608	17.9	1.552	35.082	58.799		57.600	97.200
TR-1A1-R-1AT	4.16	TR-1A1-R-1AT	Bus	6.340	1.2	1.005	6.370	9.587			
TSGA-1	13.80	TSGA-1	Bus	39.781	47.4	1.659	65.992	108.913			

Notes: * Indicates buses with short-circuit values exceeding the device ratings.

Bus Nom. kV is used to Adjust MV CB Interrupting Rating.

INTERRUPTING DUTY

Project: TESIS	PowerStation 2.0.8C	Page: 76
Location: REFINERIA MIGUEL HIDALGO, TULA		Date: 05-16-2003
Contract:		SN: INSTDPETRO
Engineer: ALS	Study Case: DUTY,T	File: TESIS

ESTUDIO DE CORTOCIRCUITO Y EVALUACION DEL EQUIPO DE PROTECCION DEL SISTEMA ELECTRICO DE LA REFINERIA MIGUEL HIDALGO, TULA. HGO.

Three-Phase Fault Currents: (Prefault Voltage = 100 % of the Bus Nominal Voltages)

Bus Information		Device Information		Interrupting Duty				Device Capability			
ID	kV	ID	Type	Symm. KA rms	X/R Ratio	M.F.	Adj Sym. KA rms	kV	Test PF	Rated Int.	Adjusted Int.
BUSRT-17-3-R	4.16	IP-17-3-R-2	3 cy Sym CB	5.601	1.0	1.000	5.601	4.800		29.000	33.462
BUSRT-2-RIAT	13.80	IP-2-R-2	3 cy Sym CB	22.676	31.7	1.117	25.333	15.000		28.000	30.435
BUSRT-17-51R	4.16	FC-17-5-1-B2	Fuse	4.823	1.7	1.000	4.823	5.500	6.65	50.000	50.000
CCM-1A-1-M	0.48	ITE-1A-1A	PowerUnfuse	18.519	3.4	1.000	18.519	0.480	15.00	65.000	65.000
CCM-1A1-R-1	0.48	IE-1A-1-R	PowerUnfuse	18.519	3.4	1.000	18.519	0.480	15.00	65.000	65.000
CCM-1A1-R-1	0.48	ITE-1A-1A	PowerUnfuse	18.519	3.4	1.000	18.519	0.480	15.00	65.000	65.000
CCM-1A-M-2	0.48	ITE-1A1	PowerUnfuse	21.888	6.6	1.000	21.888	0.480	15.00	65.000	65.000
CCM-1A-M-2	0.48	IE-1A-MB	PowerUnfuse	21.888	6.6	1.000	21.888	0.480	15.00	65.000	65.000
CCM-1A-R	0.48	ITE-1A1	PowerUnfuse	21.888	6.6	1.000	21.888	0.480	15.00	65.000	65.000
CCM-17-1-3-B	0.22	ITT-17-1-3	Molded Case	12.561	4.9	1.000	12.561	0.240	20.00	42.000	42.000
CCM-17-1-3-R	0.22	IT-171-R-2	Molded Case	12.561	4.9	1.000	12.561	0.240	20.00	42.000	42.000
CCM-17-1-3-R	0.22	ITT-17-1-3	Molded Case	12.561	4.9	1.000	12.561	0.240	20.00	42.000	42.000
CCM-17-3-1	0.48	IE-17-3-R	PowerUnfuse	8.305	3.4	1.000	8.305	0.480	15.00	65.000	65.000
CCM-17-3-1	0.48	ITE-17-3	PowerUnfuse	8.305	3.4	1.000	8.305	0.480	15.00	65.000	65.000
CCM-17-3-1A	0.48	ITE-17-3	PowerUnfuse	8.305	3.4	1.000	8.305	0.480	15.00	65.000	65.000
CCM-17-4-1	0.48	ITE-17-4A	PowerUnfuse	12.740	4.9	1.000	12.740	0.480	15.00	25.000	25.000
CCM-17-4-1B	0.48	IE-17-4-B	PowerUnfuse	12.740	4.9	1.000	12.740	0.480	15.00	25.000	25.000
CCM-17-4-1B	0.48	ITE-17-4A	PowerUnfuse	12.740	4.9	1.000	12.740	0.480	15.00	25.000	25.000
CCM-17-5-11B	0.48	IE-17-5-4-B	PowerUnfuse	13.514	5.9	1.000	13.514	0.480	15.00	50.000	50.000
CCM-17-5-11B	0.48	ITE-17-5	PowerUnfuse	13.514	5.9	1.000	13.514	0.480	15.00	50.000	50.000
CCM-17-5-11R	0.48	ITE-17-5	PowerUnfuse	13.514	5.9	1.000	13.514	0.480	15.00	50.000	50.000
CCM-21-A	0.48	IE-21-A	PowerUnfuse	21.660	6.0	1.000	21.660	0.480	15.00	50.000	50.000
CCM-21-A	0.48	ITE-21	Power Fused	21.660	6.0	1.045	22.627	0.480	20.00	50.000	50.000
CCM-22-R	0.48	ITE-21	Power Fused	21.660	6.0	1.045	22.627	0.480	20.00	50.000	50.000
CCM-22-R1	0.48	ITE-23A	PowerUnfuse	28.297	7.5	1.023	28.935	0.480	15.00	65.000	65.000
CCM-22-R2	0.48	IE-22-A1A	Power Fused	28.297	7.5	1.095	30.987	0.480	20.00	65.000	65.000
CCM-22-R2	0.48	ITE-23A	PowerUnfuse	28.297	7.5	1.023	28.935	0.480	15.00	65.000	65.000
CCM-171-1-B	0.48	ITE-17-1-1A	PowerUnfuse	19.273	5.5	1.000	19.273	0.480	15.00	65.000	65.000
CCM-171-1-R	0.48	IE-171-R-1	PowerUnfuse	19.273	5.5	1.000	19.273	0.480	15.00	65.000	65.000
CCM-171-1-R	0.48	ITE-17-1-1A	PowerUnfuse	19.273	5.5	1.000	19.273	0.480	15.00	65.000	65.000
CCM-171-2-B	0.48	IE-171-B-2	PowerUnfuse	21.347	5.9	1.000	21.347	0.480	15.00	65.000	65.000
CCM-171-2-B	0.48	ITE-17-1-2	PowerUnfuse	21.347	5.9	1.000	21.347	0.480	15.00	65.000	65.000
CCM-171-2-R	0.48	IT-171-R-1A	Molded Case	21.347	5.9	1.041	22.232	0.480	20.00	30.000	30.000
CCM-171-2-R	0.48	ITE-17-1-2	PowerUnfuse	21.347	5.9	1.000	21.347	0.480	15.00	65.000	65.000
CD-22-A	4.16	FC-22-A-1	Fuse	22.424	16.5	1.011	22.672	5.500	6.65	37.500	37.500
CD-22-A	4.16	ITE-22A	3 cy Sym CB	19.895	16.8	1.003	19.951	4.800		29.000	33.462
SE-1A-R-A	13.80	IP-SE-1A-R	3 cy Sym CB	21.704	19.3	1.020	22.130	15.000		28.000	30.435
SE-17-TD-R-A	4.16	IP-17-R-4	3 cy Sym CB	17.389	10.6	1.000	17.389	4.800		29.000	33.462

Project: TESIS
 Location: REFINERIA MIGUEL HIDALGO, TULA
 Contract:
 Engineer: ALS

INTERRUPTING DUTY
 PowerStation 2.0.8C
 Study Case: DUTY,T

Page:
 Date: 05-16-2003
 SN: INSTDPETRO
 File: TESIS

ESTUDIO DE CORTOCIRCUITO Y EVALUACION DEL EQUIPO DE PROTECCION DEL SISTEMA ELECTRICO DE LA REFINERIA MIGUEL HIDALGO, TULA. HGO.

Three-Phase Fault Currents: (Prefault Voltage = 100 % of the Bus Nominal Voltages)

Bus Information		Device Information		Interrupting Duty			Device Capability				
ID	kV	ID	Type	Symm. KA rms	X/R Ratio	M.F.	Adj Sym. KA rms	kV	Test PF	Rated Int.	Adjusted Int.
SE-17-TD-R-A	4.16	IP-17-5-R-1	3 cy Sym CB	17.389	10.6	1.000	17.389	4.800		29.000	33.462
SE-17-TD-R-A	4.16	IP-17-3-R-1	3 cy Sym CB	17.389	10.6	1.000	17.389	4.800		29.000	33.462
SE-17-TD-R-A	4.16	ITE-17	3 cy Sym CB	17.389	10.6	1.000	17.389	4.800		29.000	33.462
SE-17-TD-R-B	4.16	IP-17-4-B-1	3 cy Sym CB	17.389	10.6	1.000	17.389	4.800		29.000	33.462
SE-17-TD-R-B	4.16	ITE-17	3 cy Sym CB	17.389	10.6	1.000	17.389	4.800		29.000	33.462
TCD-1A-M	4.16	FC-3041	Fuse	19.911	15.7	1.006	20.024	5.500	6.65	50.000	50.000
TCD-1A-M	4.16	FC-3043	Fuse	19.911	15.7	1.006	20.024	5.500	6.65	50.000	50.000
TCD-1A-M	4.16	FC-3045	Fuse	19.911	15.7	1.006	20.024	5.500	6.65	40.000	40.000
TCD-1A-M	4.16	FC-3050	Fuse	19.911	15.7	1.006	20.024	8.300	6.65	50.000	50.000
TCD-1A-M	4.16	ITE-1	3 cy Sym CB	17.848	16.1	1.000	17.848	4.800		29.000	33.462
TCD-1A-M	4.16	FC-1A-MB	Fuse	19.911	15.7	1.006	20.024	5.500	6.65	37.500	37.500
TCD-1A-R	4.16	IP-1A-R-3	3 cy Sym CB	17.848	16.1	1.000	17.848	4.800		29.000	33.462
TCD-1A-R	4.16	FC-3030	Fuse	19.911	15.7	1.150	22.897	5.280	15.00	50.000	50.000
TCD-1A-R	4.16	FC-3035	Fuse	19.911	15.7	1.006	20.024	8.300	6.65	50.000	50.000
TCD-1A-R	4.16	FC-3037	Fuse	19.911	15.7	1.006	20.024	8.300	6.65	50.000	50.000
TCD-1A-R	4.16	ITE-1	3 cy Sym CB	17.848	16.1	1.000	17.848	4.800		29.000	33.462
TCD-1A-R	4.16	FC-1A-1-R-1A	Fuse	19.911	15.7	1.150	22.897	8.300	15.00	50.000	50.000
TCD-17-1-A	4.16	FC-3244	Fuse	17.117	11.6	1.106	18.923	5.280	15.00	50.000	50.000
TCD-17-1-A	4.16	IP-TR-171-B3	3 cy Sym CB	14.835	11.1	1.000	14.835	4.800		29.000	33.462
TCD-17-1-A	4.16	ITE-17-1	3 cy Sym CB	14.835	11.1	1.000	14.835	4.800		29.000	33.462
TCD-17-1-B	4.16	IP-17-R-3A	3 cy Sym CB	14.835	11.1	1.000	14.835	4.800		29.000	33.462
TCD-17-1-B	4.16	FC-3226	Fuse	17.117	11.6	1.106	18.923	5.280	15.00	50.000	50.000
TCD-17-1-B	4.16	FC-3228	Fuse	17.117	11.6	1.106	18.923	5.280	15.00	50.000	50.000
TCD-17-1-B	4.16	FC-3220	Fuse	17.117	11.6	1.000	17.117	5.280	0.00	50.000	50.000
TCD-17-1-B	4.16	FC-3240	Fuse	17.117	11.6	1.000	17.117	5.280	0.00	50.000	50.000
TCD-17-1-B	4.16	FC-3229	Fuse	17.117	11.6	1.106	18.923	5.280	15.00	50.000	50.000
TCD-17-1-B	4.16	IP-171-R-2	3 cy Sym CB	14.835	11.1	1.000	14.835	4.800		29.000	33.462
TCD-17-1-B	4.16	IP-171-1-R-1	3 cy Sym CB	14.835	11.1	1.000	14.835	4.800		29.000	33.462
TCD-17-1-B	4.16	ITE-17-1	3 cy Sym CB	14.835	11.1	1.000	14.835	4.800		29.000	33.462
TCD-17-4	4.16	FC-3196	Fuse	9.864	2.3	1.000	9.864	5.280	0.00	50.000	50.000
TCD-17-4	4.16	FC-3197	Fuse	9.864	2.3	1.000	9.864	5.280	0.00	50.000	50.000
TCD-17-4	4.16	ITE-17-4	3 cy Sym CB	9.130	1.9	1.000	9.130	4.800		29.000	33.462
TCD-17-4B	4.16	IP-17-4-B-2	3 cy Sym CB	9.130	1.9	1.000	9.130	4.800		29.000	33.462
TCD-17-4B	4.16	FC-3164	Fuse	9.864	2.3	1.000	9.864	5.280	0.00	50.000	50.000
TCD-17-4B	4.16	FC-3162	Fuse	9.864	2.3	1.000	9.864	5.280	0.00	50.000	50.000
TCD-17-4B	4.16	ITE-17-4	3 cy Sym CB	9.130	1.9	1.000	9.130	4.800		29.000	33.462
TCD-17-4B	4.16	FC-17-4-B	Fuse	9.864	2.3	1.000	9.864	5.500	6.65	50.000	50.000
TCD-17-5-B	4.16	FC-3200	Fuse	10.189	4.2	1.000	10.189	5.280	0.00	50.000	50.000

Project: TESIS
 Location: REFINERIA MIGUEL HIDALGO, TULA
 Contract:
 Engineer: ALS

INTERRUPTING DUTY
 PowerStation 2.0.8C
 Study Case: DUTY,T

Page:
 Date: 05-16-2003
 SN: INSTDPETRO
 File: TESIS

ESTUDIO DE CORTOCIRCUITO Y EVALUACION DEL EQUIPO DE PROTECCION DEL SISTEMA ELECTRICO DE LA REFINERIA MIGUEL HIDALGO, TULA. HGO.

Three-Phase Fault Currents: (Prefault Voltage = 100 % of the Bus Nominal Voltages)

Bus Information		Device Information		Interrupting Duty			Device Capability				
ID	kV	ID	Type	Symm. KA rms	X/R Ratio	M.F.	Adj Sym. KA rms	kV	Test PF	Rated Int.	Adjusted Int.
TCD-17-5-B	4.16	ITE-17-4R	3 cy Sym CB	9.270	3.8	1.000	9.270	4.800		29.000	33.462
TCD-17-5-B	4.16	FC-17-5-1R1	Fuse	10.189	4.2	1.000	10.189	5.500	6.65	50.000	50.000
TCD-17-5-R	4.16	IP-17-4-R-2	3 cy Sym CB	9.270	3.8	1.000	9.270	4.800		29.000	33.462
TCD-17-5-R	4.16	FC-3206	Fuse	10.189	4.2	1.000	10.189	5.280	0.00	50.000	50.000
TCD-17-5-R	4.16	FC-3205	Fuse	10.189	4.2	1.000	10.189	5.280	0.00	50.000	50.000
TCD-17-5-R	4.16	ITE-17-4R	3 cy Sym CB	9.270	3.8	1.000	9.270	4.800		29.000	33.462
TCD-22-R	4.16	FC-3535	Fuse	22.424	16.5	1.000	22.424	5.280	0.00	50.000	50.000
TCD-22-R	4.16	IP-22-R-2	3 cy Sym CB	19.895	16.8	1.003	19.951	4.800		29.000	33.462
TCD-22-R	4.16	ITE-22A	3 cy Sym CB	19.895	16.8	1.003	19.951	4.800		29.000	33.462
TCD-22-R	4.16	FC-3534	Fuse	22.424	16.5	1.011	22.672	5.500	6.65	50.000	50.000
TCD-171-1-A	4.16	FC-3295	Fuse	7.804	1.6	1.000	7.804	5.280	0.00	50.000	50.000
TCD-171-1-A	4.16	ITE-17-1-4	3 cy Sym CB	7.218	1.4	1.000	7.218	4.800		29.000	33.462
TCD-171-1-A	4.16	IP-171-1-R-2	3 cy Sym CB	7.218	1.4	1.000	7.218	4.800		29.000	33.462
TCD-171-1-B	4.16	FC-3299	Fuse	7.804	1.6	1.000	7.804	5.280	0.00	50.000	50.000
TCD-171-1-B	4.16	ITE-17-1-4	3 cy Sym CB	7.218	1.4	1.000	7.218	4.800		29.000	33.462
TCD-171-1-B	4.16	FC-171-1-1-B	Fuse	7.804	1.6	1.000	7.804	5.500	6.65	50.000	50.000
TCD-171-1-B1	0.48	IE-17-1-1-B1	PowerUnfuse	13.153	3.4	1.000	13.153	0.480	15.00	65.000	65.000
TCD-171-1-B1	0.48	ITE-17-1-5A	PowerUnfuse	13.153	3.4	1.000	13.153	0.480	15.00	65.000	65.000
TCD-171-1-R	0.48	ITE-17-1-5A	PowerUnfuse	13.153	3.4	1.000	13.153	0.480	15.00	65.000	65.000
TDA-17-R	13.80	IP-17-R-2A	3 cy Sym CB	16.695	6.7	1.000	16.695	15.000		28.000	30.435
TDA-17-R	13.80	IP-17-R-3	3 cy Sym CB	16.695	6.7	1.000	16.695	15.000		28.000	30.435
TDA-17-R	13.80	IP-17-1-R-1	3 cy Sym CB	16.695	6.7	1.000	16.695	15.000		28.000	30.435
TDG-1	13.80			23.174	48.4						
TDM-2-A	4.16	FC-3487	Fuse	22.608	17.9	1.020	23.054	5.500	6.65	50.000	50.000
TDM-2-A	4.16	FC-3480	Fuse	22.608	17.9	1.020	23.054	5.500	6.65	50.000	50.000
TDM-2-A	4.16	ITE-2	3 cy Sym CB	20.049	18.2	1.021	20.470	4.800		29.000	33.462
TDM-2-A	4.16	FC-21-A	Fuse	22.608	17.9	1.020	23.054	5.500	6.65	37.500	37.500
TDM-2-R	4.16	IP-2-R-3	3 cy Sym CB	20.049	18.2	1.021	20.470	4.800		29.000	33.462
TDM-2-R	4.16	FC-3481	Fuse	22.608	17.9	1.020	23.054	5.500	6.65	50.000	50.000

TDM-2-R	4.16	IP-22-R-1	3 cy Sym CB	20.049	18.2	1.021	20.470	4.800		29.000	33.462
TDM-2-R	4.16	ITE-2	3 cy Sym CB	20.049	18.2	1.021	20.470	4.800		29.000	33.462
TR-1A1-R-1AT	4.16	FC-1A1-AR-1	Fuse	6.340	1.2	1.000	6.340	8.300	15.00	50.000	50.000
TSGA-1	13.80			37.077	49.1						

Notes: * Indicates buses with short-circuit values exceeding the device ratings.

Bus Nom. kV is used to Adjust MV CB Interrupting Rating.

Caso de Estudio 4

Esquema de operación 4 con alternativa 2

UN SOLO SISTEMA: TG-1, TG-2, TG-3, TG-4, TG-GAS, en funcionamiento y TR-1, TR-2, TR-3 y TR-4 fuera de operación (sin C.F.E)

**FALLAS LINEAS A TIERRA DE ½
CICLO**

S. C. SUMMARY REPORT

Project: TESIS
 Location: REFINERIA MIGUEL HIDALGO, TULA
 Contract:
 Engineer: ALS

PowerStation 2.0.8C
 Study Case: LT-1/2C

Page:
 Date: 05-16-2003
 SN: INSTDPETRO
 File: TESIS

ESTUDIO DE CORTOCIRCUITO Y EVALUACION DEL EQUIPO DE PROTECCION DEL SISTEMA ELECTRICO DE LA REFINERIA MIGUEL HIDALGO, TULA. HGO.

1/2 Cycle - Three-Phase, LG, LL, & LLG Faults: (Prefault Voltage = 100 % of the Bus Nominal Voltage)

Bus Information		3-Phase Fault			Line-to-Ground Fault			Line-to-Line Fault			Line-to-Line-to-Ground*		
ID	kV	Real	Imag.	Mag.	Real	Imag.	Mag.	Real	Imag.	Mag.	Real	Imag.	Mag.
BUSRT-17-3-R	4.16	4.286	-3.861	5.769	0.375	-0.020	0.376	3.343	3.712	4.996	-3.440	-3.709	5.059
BUSTR-2-R1AT	13.80	1.008	-24.788	24.808	2.810	-0.663	2.887	21.467	0.873	21.485	-22.188	-0.746	22.200
BUSTR-17-51R	4.16	2.989	-3.784	4.823	0.373	-0.031	0.375	3.277	2.589	4.177	-3.373	-2.584	4.249
CCM-1A-1-M	0.48	5.505	-17.681	18.519	4.936	-19.004	19.635	15.313	4.767	16.038	13.238	14.978	19.990
CCM-1A1-R-1	0.48	5.505	-17.681	18.519	4.936	-19.004	19.635	15.313	4.767	16.038	13.238	14.978	19.990
CCM-1A-M-2	0.48	3.325	-21.634	21.888	3.119	-20.144	20.384	18.735	2.879	18.955	-20.204	6.543	21.237
CCM-1A-R	0.48	3.325	-21.634	21.888	3.119	-20.144	20.384	18.735	2.879	18.955	-20.204	6.543	21.237
CCM-17-1-3-B	0.22	2.740	-12.259	12.561	2.794	-12.192	12.508	10.616	2.373	10.878	-12.040	3.690	12.593
CCM-17-1-3-R	0.22	2.740	-12.259	12.561	2.794	-12.192	12.508	10.616	2.373	10.878	-12.040	3.690	12.593
CCM-17-3-1	0.48	2.780	-7.826	8.305	0.000	0.000	0.000	6.777	2.407	7.192	6.777	2.407	7.192
CCM-17-3-1A	0.48	2.780	-7.826	8.305	0.000	0.000	0.000	6.777	2.407	7.192	6.777	2.407	7.192
CCM-17-4-1	0.48	2.906	-12.404	12.740	0.000	0.000	0.000	10.742	2.517	11.033	10.742	2.517	11.033
CCM-17-4-1B	0.48	2.906	-12.404	12.740	0.000	0.000	0.000	10.742	2.517	11.033	10.742	2.517	11.033
CCM-17-5-11B	0.48	3.414	-13.076	13.514	0.000	0.000	0.000	11.324	2.956	11.704	11.324	2.956	11.704
CCM-17-5-11R	0.48	3.414	-13.076	13.514	0.000	0.000	0.000	11.324	2.956	11.704	11.324	2.956	11.704
CCM-21-A	0.48	3.825	-21.319	21.660	3.221	-18.886	19.159	18.463	3.312	18.758	17.077	11.787	20.750
CCM-22-R	0.48	3.825	-21.319	21.660	3.221	-18.886	19.159	18.463	3.312	18.758	17.077	11.787	20.750
CCM-22-R1	0.48	3.930	-28.023	28.297	4.033	-27.374	27.670	24.268	3.404	24.506	-26.330	9.973	28.156
CCM-22-R2	0.48	3.930	-28.023	28.297	4.033	-27.374	27.670	24.268	3.404	24.506	-26.330	9.973	28.156
CCM-17-1-B	0.48	3.525	-18.948	19.273	3.492	-18.384	18.713	16.410	3.052	16.691	-18.138	5.874	19.066
CCM-17-1-R	0.48	3.525	-18.948	19.273	3.492	-18.384	18.713	16.410	3.052	16.691	-18.138	5.874	19.066
CCM-17-2-B	0.48	3.759	-21.013	21.347	3.647	-19.633	19.969	18.198	3.255	18.487	-19.964	5.956	20.834
CCM-17-2-R	0.48	3.759	-21.013	21.347	3.647	-19.633	19.969	18.198	3.255	18.487	-19.964	5.956	20.834
CD-22-A	4.16	1.491	-22.374	22.424	1.971	-0.180	1.979	19.377	1.292	19.420	-19.874	-1.268	19.914
SE-1A-R-A	13.80	1.459	-23.637	23.682	2.790	-0.681	2.872	20.470	1.264	20.509	-21.188	-1.133	21.219
SE-17-TD-R-A	4.16	1.878	-18.884	18.977	0.399	-0.008	0.399	16.354	1.626	16.435	-16.454	-1.625	16.534
SE-17-TD-R-B	4.16	1.878	-18.884	18.977	0.399	-0.008	0.399	16.354	1.626	16.435	-16.454	-1.625	16.534
TCD-1A-M	4.16	1.347	-19.865	19.910	1.968	-0.196	1.978	17.203	1.167	17.243	-17.701	-1.142	17.737
TCD-1A-R	4.16	1.347	-19.865	19.910	1.968	-0.196	1.978	17.203	1.167	17.243	-17.701	-1.142	17.737
TCD-17-1-A	4.16	1.618	-17.040	17.117	0.598	-0.020	0.598	14.757	1.401	14.824	-14.907	-1.398	14.973
TCD-17-1-B	4.16	1.618	-17.040	17.117	0.598	-0.020	0.598	14.757	1.401	14.824	-14.907	-1.398	14.973
TCD-17-4	4.16	4.901	-8.560	9.864	0.390	-0.016	0.390	7.413	4.245	8.542	-7.512	-4.242	8.627
TCD-17-4B	4.16	4.901	-8.560	9.864	0.390	-0.016	0.390	7.413	4.245	8.542	-7.512	-4.242	8.627
TCD-17-5-B	4.16	2.682	-9.830	10.189	0.394	-0.018	0.395	8.513	2.323	8.824	-8.612	-2.320	8.919
TCD-17-5-R	4.16	2.682	-9.830	10.189	0.394	-0.018	0.395	8.513	2.323	8.824	-8.612	-2.320	8.919
TCD-22-R	4.16	1.491	-22.374	22.424	1.971	-0.180	1.979	19.377	1.292	19.420	-19.874	-1.268	19.914
TCD-17-1-A	4.16	4.951	-6.032	7.804	0.564	-0.038	0.565	5.224	4.288	6.759	-5.369	-4.282	6.867
TCD-17-1-B	4.16	4.951	-6.032	7.804	0.564	-0.038	0.565	5.224	4.288	6.759	-5.369	-4.282	6.867
TCD-17-1-B1	0.48	4.162	-12.477	13.153	3.867	-12.570	13.152	10.805	3.604	11.390	9.021	9.929	13.415
TCD-17-1-R	0.48	4.162	-12.477	13.153	3.867	-12.570	13.152	10.805	3.604	11.390	9.021	9.929	13.415
TDA-17-R	13.80	2.898	-17.976	18.208	2.656	-0.787	2.770	15.568	2.510	15.769	-16.265	-2.356	16.435
TDG-1	13.80	0.755	-25.377	25.388	2.820	-0.654	2.895	21.977	0.653	21.987	-22.700	-0.528	22.706
TDM-2-A	4.16	1.396	-22.565	22.608	1.972	-0.178	1.980	19.541	1.209	19.579	-20.039	-1.186	20.074
TDM-2-R	4.16	1.396	-22.565	22.608	1.972	-0.178	1.980	19.541	1.209	19.579	-20.039	-1.186	20.074
TR-1A1-R-1AT	4.16	4.316	-4.644	6.340	1.500	-0.356	1.542	4.022	3.738	5.491	-4.444	-3.671	5.764
TSGA-1	13.80	0.964	-39.769	39.781	2.956	-0.350	2.977	34.441	0.835	34.451	-35.186	-0.775	35.195

All fault currents are symmetrical momentary (1/2 cycle) values in rms kA.
 * LLG fault current is the larger of the two faulted line currents.

Caso de Estudio 4

Esquema de operación 4 con alternativa 2

UN SOLO SISTEMA: TG-1, TG-2, TG-3,
TG-4, TG-GAS, en funcionamiento y TR-
1, TR-2, TR-3 y TR-4 fuera de operación
(sin C.F.E)

**FALLAS LINEA A TIERRA DE
1½-4 CICLOS**

Project: TESIS
 Location: REFINERIA MIGUEL HIDALGO, TULA
 Contract:
 Engineer: ALS

S. C. SUMMARY REPORT
 =====
 PowerStation 2.0.8C
 Study Case: LT-4C

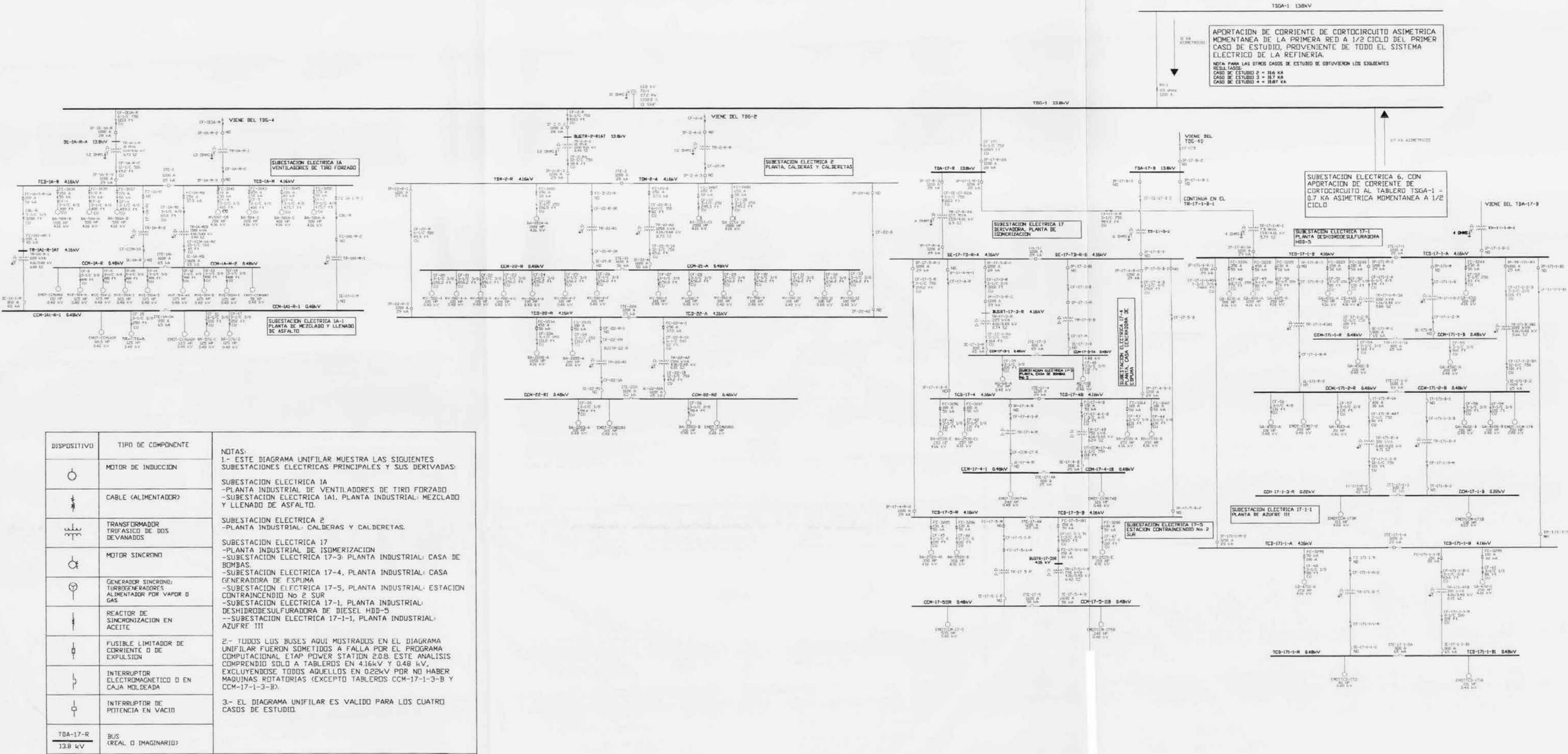
Page:
 Date: 05-16-2003
 SN: INSTPETRO
 File: TESIS

 ESTUDIO DE CORTOCIRCUITO Y EVALUACION DEL EQUIPO DE PROTECCION DEL SISTEMA ELECTRICO DE LA REFINERIA MIGUEL HIDALGO, TULA. HGO.

1.5 to 4 Cycle - Three-Phase, LG, LL, & LLG Faults: (Prefault Voltage = 100 % of the Bus Nominal Voltage)

Bus Information		3-Phase Fault			Line-to-Ground Fault			Line-to-Line Fault			Line-to-Line-to-Ground*		
ID	kV	Real	Imag.	Mag.	Real	Imag.	Mag.	Real	Imag.	Mag.	Real	Imag.	Mag.
BUSRT-17-3-R	4.16	4.123	-3.791	5.601	0.375	-0.021	0.376	3.283	3.571	4.850	-3.379	-3.567	4.914
BUSRT-2-R1AT	13.80	0.722	-22.670	22.682	2.802	-0.683	2.884	19.633	0.625	19.643	-20.354	-0.496	20.360
BUSRT-17-51R	4.16	2.836	-3.444	4.462	0.372	-0.032	0.373	2.983	2.456	3.864	-3.079	-2.451	3.935
CCM-1A-1-M	0.48	5.096	-16.108	16.894	4.736	-17.769	18.389	13.950	4.413	14.631	11.894	14.260	18.570
CCM-1A1-R-1	0.48	5.096	-16.108	16.894	4.736	-17.769	18.389	13.950	4.413	14.631	11.894	14.260	18.570
CCM-1A-M-2	0.48	2.522	-18.155	18.330	2.609	-18.004	18.192	15.723	2.184	15.874	-17.070	6.743	18.353
CCM-1A-R	0.48	2.522	-18.155	18.330	2.609	-18.004	18.192	15.723	2.184	15.874	-17.070	6.743	18.353
CCM-17-1-3-B	0.22	2.378	-9.665	9.953	2.530	-10.350	10.655	8.370	2.060	8.620	7.019	7.630	10.367
CCM-17-1-3-R	0.22	2.378	-9.665	9.953	2.530	-10.350	10.655	8.370	2.060	8.620	7.019	7.630	10.367
CCM-17-3-1	0.48	2.601	-6.895	7.370	0.000	0.000	0.000	5.972	2.252	6.382	5.972	2.252	6.382
CCM-17-3-1A	0.48	2.601	-6.895	7.370	0.000	0.000	0.000	5.972	2.252	6.382	5.972	2.252	6.382
CCM-17-4-1	0.48	2.777	-10.899	11.247	0.000	0.000	0.000	9.439	2.405	9.740	9.439	2.405	9.740
CCM-17-4-1B	0.48	2.777	-10.899	11.247	0.000	0.000	0.000	9.439	2.405	9.740	9.439	2.405	9.740
CCM-17-5-11B	0.48	3.197	-10.094	10.589	0.000	0.000	0.000	8.742	2.769	9.170	8.742	2.769	9.170
CCM-17-5-11R	0.48	3.197	-10.094	10.589	0.000	0.000	0.000	8.742	2.769	9.170	8.742	2.769	9.170
CCM-21-A	0.48	2.497	-17.671	17.847	2.480	-16.833	17.015	15.304	2.162	15.456	-16.532	5.873	17.544
CCM-22-R	0.48	2.497	-17.671	17.847	2.480	-16.833	17.015	15.304	2.162	15.456	-16.532	5.873	17.544
CCM-22-R1	0.48	3.532	-24.573	24.825	3.740	-25.080	25.358	21.280	3.059	21.499	-23.262	9.745	25.221
CCM-22-R2	0.48	3.532	-24.573	24.825	3.740	-25.080	25.358	21.280	3.059	21.499	-23.262	9.745	25.221
CCM-171-1-B	0.48	3.213	-17.481	17.774	3.283	-17.438	17.744	15.139	2.782	15.393	-16.815	5.915	17.825
CCM-171-1-R	0.48	3.213	-17.481	17.774	3.283	-17.438	17.744	15.139	2.782	15.393	-16.815	5.915	17.825
CCM-171-2-B	0.48	3.208	-17.276	17.571	3.279	-17.301	17.609	14.961	2.779	15.217	-16.636	5.884	17.646
CCM-171-2-R	0.48	3.208	-17.276	17.571	3.279	-17.301	17.609	14.961	2.779	15.217	-16.636	5.884	17.646
CD-22-A	4.16	1.188	-19.866	19.902	1.968	-0.194	1.977	17.205	1.029	17.235	-17.702	-1.005	17.730
SE-1A-R-A	13.80	1.128	-21.681	21.710	2.782	-0.700	2.868	18.776	0.977	18.802	-19.494	-0.844	19.512
SE-17-TD-R-A	4.16	1.636	-17.314	17.391	0.399	-0.008	0.399	14.994	1.417	15.061	-15.094	-1.416	15.161
SE-17-TD-R-B	4.16	1.636	-17.314	17.391	0.399	-0.008	0.399	14.994	1.417	15.061	-15.094	-1.416	15.161
TCD-1A-M	4.16	1.083	-17.819	17.852	1.965	-0.211	1.976	15.431	0.938	15.460	-15.929	-0.912	15.955
TCD-1A-R	4.16	1.083	-17.819	17.852	1.965	-0.211	1.976	15.431	0.938	15.460	-15.929	-0.912	15.955
TCD-17-1-A	4.16	1.362	-14.773	14.836	0.597	-0.022	0.598	12.794	1.179	12.848	-12.944	-1.177	12.997
TCD-17-1-B	4.16	1.362	-14.773	14.836	0.597	-0.022	0.598	12.794	1.179	12.848	-12.944	-1.177	12.997
TCD-17-4	4.16	4.597	-7.885	9.128	0.389	-0.016	0.389	6.829	3.981	7.905	-6.927	-3.979	7.989
TCD-17-4B	4.16	4.597	-7.885	9.128	0.389	-0.016	0.389	6.829	3.981	7.905	-6.927	-3.979	7.989
TCD-17-5-B	4.16	2.479	-8.932	9.269	0.394	-0.019	0.394	7.735	2.147	8.028	-7.834	-2.144	8.122
TCD-17-5-R	4.16	2.479	-8.932	9.269	0.394	-0.019	0.394	7.735	2.147	8.028	-7.834	-2.144	8.122
TCD-22-R	4.16	1.188	-19.866	19.902	1.968	-0.194	1.977	17.205	1.029	17.235	-17.702	-1.005	17.730
TCD-171-1-A	4.16	4.496	-5.650	7.221	0.563	-0.040	0.564	4.893	3.894	6.253	-5.038	-3.888	6.364
TCD-171-1-B	4.16	4.496	-5.650	7.221	0.563	-0.040	0.564	4.893	3.894	6.253	-5.038	-3.888	6.364
TCD-171-1-B1	0.48	4.019	-11.594	12.271	3.800	-11.964	12.553	10.040	3.481	10.627	8.265	9.650	12.706
TCD-171-1-R	0.48	4.019	-11.594	12.271	3.800	-11.964	12.553	10.040	3.481	10.627	8.265	9.650	12.706
TDA-17-R	13.80	2.530	-16.506	16.699	2.640	-0.807	2.761	14.295	2.191	14.462	-14.992	-2.036	15.129
TDG-1	13.80	0.495	-23.175	23.180	2.812	-0.674	2.892	20.070	0.429	20.075	-20.792	-0.302	20.794
TDM-2-A	4.16	1.106	-20.025	20.056	1.969	-0.192	1.979	17.342	0.958	17.369	-17.839	-0.934	17.864
TDM-2-R	4.16	1.106	-20.025	20.056	1.969	-0.192	1.979	17.342	0.958	17.369	-17.839	-0.934	17.864
TR-1A1-R-LAT	4.16	4.083	-4.486	6.066	1.490	-0.363	1.534	3.885	3.536	5.253	-4.306	-3.468	5.529
TSGA-1	13.80	0.746	-37.074	37.081	2.954	-0.360	2.976	32.107	0.646	32.113	-32.852	-0.585	32.857

All fault currents are symmetrical 1.5-4 cycle values in rms kA.
 * LLG fault current is the larger of the two faulted line currents.



APORTACION DE CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO ASIMETRICA MOMENTANEA DE LA PRIMERA RED A 1/2 CICLO DEL PRIMER CASO DE ESTUDIO, PROVENIENTE DE TODO EL SISTEMA ELECTRICO DE LA REFINERIA.

NOTA PARA LOS CASOS DE ESTUDIO SE OBTUVIERON LOS SIGUIENTES RESULTADOS:

CASO DE ESTUDIO 1 = 166 KA
 CASO DE ESTUDIO 2 = 167 KA
 CASO DE ESTUDIO 3 = 167 KA
 CASO DE ESTUDIO 4 = 167 KA

SUBSTACION ELECTRICA 6, CON APORTACION DE CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO AL TABLERO TSGA-1 = 0.7 KA ASIMETRICA MOMENTANEA A 1/2 CICLO

DISPOSITIVO	TIPO DE COMPONENTE	NOTAS:
	MOTOR DE INDUCCION	1.- ESTE DIAGRAMA UNIFILAR MUESTRA LAS SIGUIENTES SUBESTACIONES ELECTRICAS PRINCIPALES Y SUS DERIVADAS: SUBSTACION ELECTRICA 1A -PLANTA INDUSTRIAL DE VENTILADORES DE TIRO FORZADO -SUBSTACION ELECTRICA 1A1, PLANTA INDUSTRIAL: MEZCLADO Y LLENADO DE ASFALTO.
	CABLE ALIMENTADOR	
	TRANSFORMADOR TRIFASICO DE DOS DEVANADOS	SUBSTACION ELECTRICA 2 -PLANTA INDUSTRIAL: CALDERAS Y CALDERETAS.
	MOTOR SINCRONO	SUBSTACION ELECTRICA 17 -PLANTA INDUSTRIAL DE ISOMERIZACION -SUBSTACION ELECTRICA 17-3: PLANTA INDUSTRIAL: CASA DE BOMBAS.
	GENERADOR SINCRONO; TURBINEGENERADORES ALIMENTADOR POR VAPOR O GAS	-SUBSTACION ELECTRICA 17-4, PLANTA INDUSTRIAL: CASA GENERADORA DE ESPUMA -SUBSTACION ELECTRICA 17-5, PLANTA INDUSTRIAL: ESTACION CONTRAINCENDIO NO 2 SUR
	REACTOR DE SINCRONIZACION EN ACEITE	-SUBSTACION ELECTRICA 17-1, PLANTA INDUSTRIAL: DE SHIRODESULFURADORA DE DIESEL HDB-5 -SUBSTACION ELECTRICA 17-1-1, PLANTA INDUSTRIAL: AZUFRE III
	FUSIBLE LIMITADOR DE CORRIENTE O DE EXPULSION	2.- TODOS LOS BUSES AQUÍ MOSTRADOS EN EL DIAGRAMA UNIFILAR FUERON SOMETIDOS A FALLA POR EL PROGRAMA COMPUTACIONAL ETAP POWER STATION 2.0.B. ESTE ANALISIS COMPRENDIO SOLO A TABLEROS EN 4.16kV Y 0.48 kV, EXCLUYENDOSE TODOS AQUELLOS EN 0.22kV POR NO HABER MAQUINAS ROTATORIAS (EXCEPTO TABLEROS CCM-17-1-3-B Y CCM-17-1-3-2).
	INTERRUPTOR ELECTROMAGNETICO O EN CAJA MOLDEADA	
	INTERRUPTOR DE POTENCIA EN VACIO	3.- EL DIAGRAMA UNIFILAR ES VALIDO PARA LOS CUATRO CASOS DE ESTUDIO.
TDA-17-R 13.8 kV	BUS (REAL O IMAGINARIO)	

DESCRIPCIÓN: --	ESTUDIO DE CORTOCIRCUITO Y EVALUACION DEL EQUIPO DE PROTECCION DEL SISTEMA ELECTRICO DE LA REFINERIA, MIGUEL HIDALGO, TULA, HGO.	DIAGRAMA UNIFILAR DE LAS SUBESTACIONES Y PLANTAS INDUSTRIALES BAJO ESTUDIO
0	INSTITUTO MEXICANO DEL PETROLEO	PLANO 1
REV. ELABORó	ABEL LUCERO SANTOS	ESC.: SIN ACOT.: SIN
REVISó		TESIS DE LICENCIATURA
DIBUJó		CXXII
VERIFICó		
VALIDó		

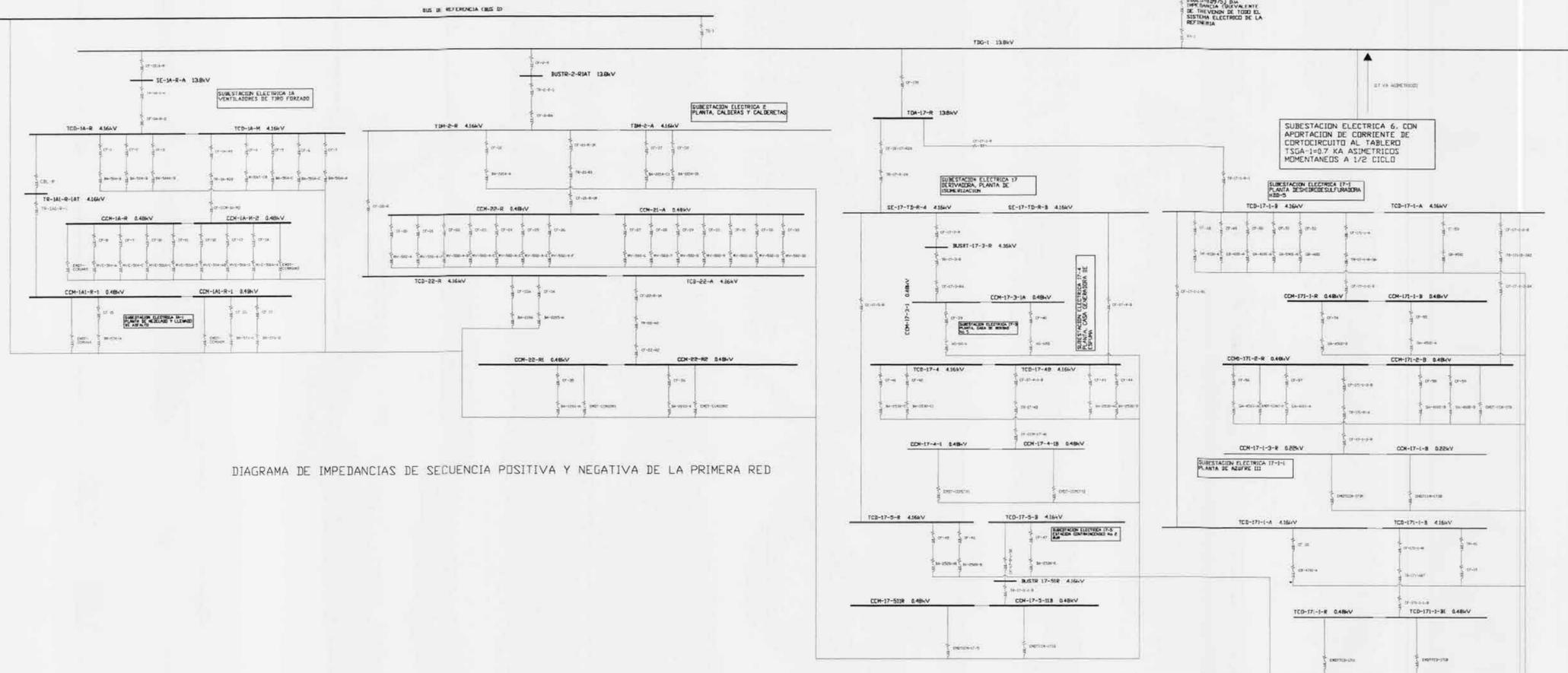


DIAGRAMA DE IMPEDANCIAS DE SECUENCIA POSITIVA Y NEGATIVA DE LA PRIMERA RED

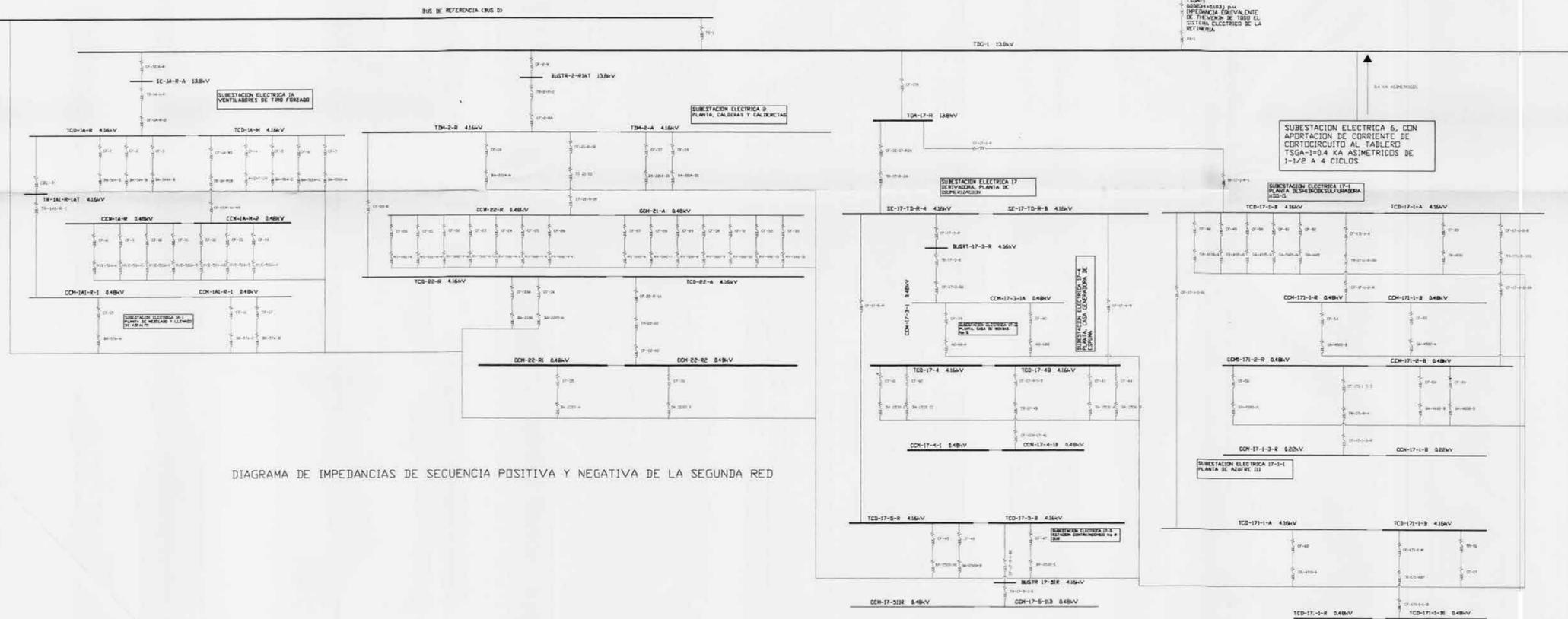
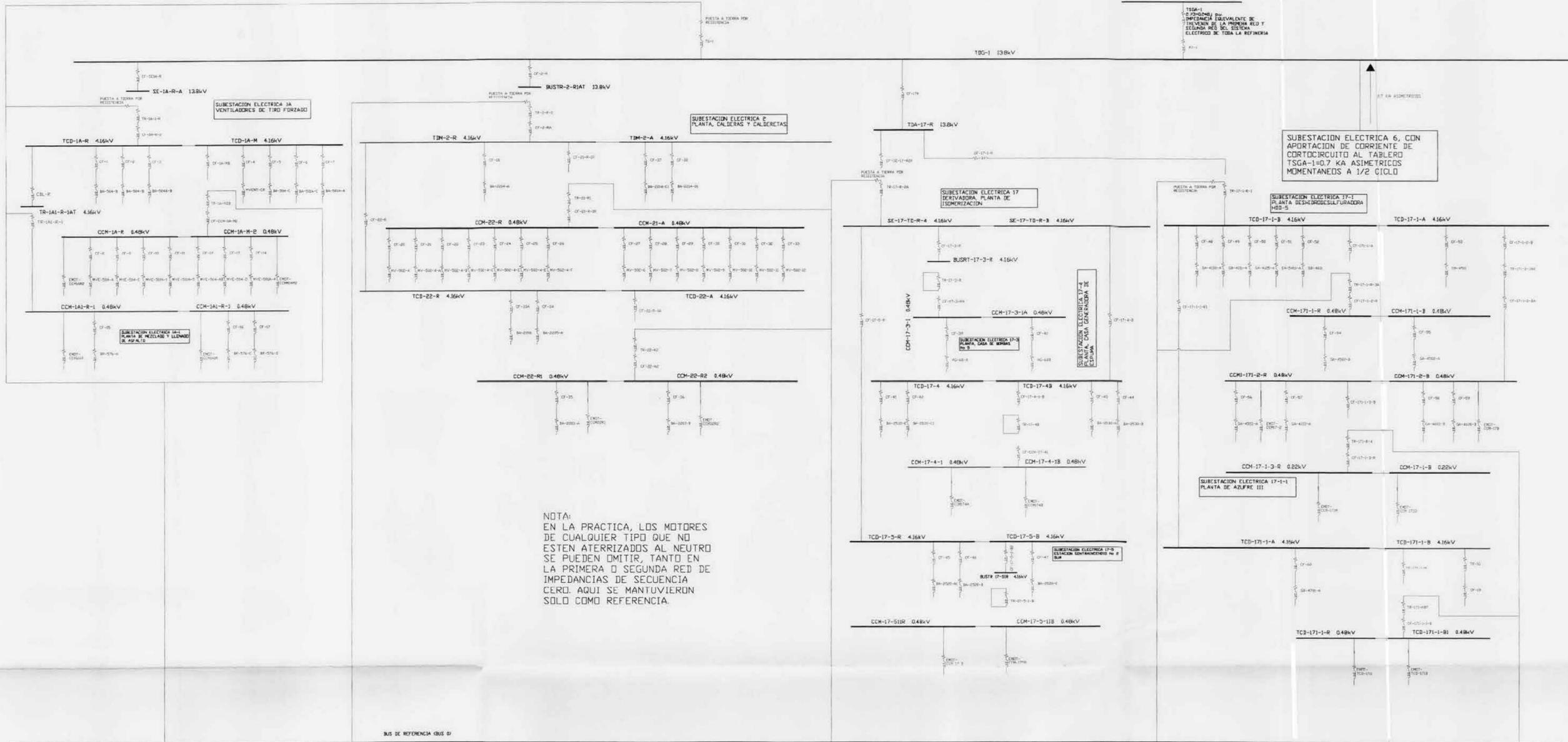


DIAGRAMA DE IMPEDANCIAS DE SECUENCIA POSITIVA Y NEGATIVA DE LA SEGUNDA RED

DESCRIPCIÓN: --					ESTUDIO DE CORTOCIRCUITO Y EVALUACION DEL EQUIPO DE PROTECCION DEL SISTEMA ELECTRICO DE LA REFINERIA, MIGUEL HIDALGO, TULA, HGO.		DIAGRAMAS DE IMPEDANCIA DE SECUENCIA POSITIVA Y NEGATIVA DE LA PRIMERA Y SEGUNDA RED PARA LAS SUBESTACIONES Y PLANTAS INDUSTRIALES BAJO ESTUDIO.	
				FECHA				
				FIRMA				
0				FECHA				
				FIRMA				
REV.	ELABORÓ	REVISÓ	DIBUJÓ	VERIFICÓ	VALIDÓ			
INSTITUTO MEXICANO DEL PETROLEO						ABEL LUCERO SANTOS		PLANO 2
						ESC.: SIN		TESIS DE LICENCIATURA
						ACOT.: SIN		



DESCRIPCIÓN: ---					ESTUDIO DE CORTOCIRCUITO Y EVALUACION DEL EQUIPO DE PROTECCION DEL SISTEMA ELECTRICO DE LA REFINERIA, MIGUEL HIDALGO, TULA, HGO.			DIAGRAMA DE IMPEDANCIA DE SECUENCIA CERO DE LA PRIMERA Y SEGUNDA RED PARA LAS SUBSTACIONES Y PLANTAS INDUSTRIALES BAJO ESTUDIO.		
				FECHA						
				FIRMA						
0				FECHA						
				FIRMA						
REV.	ELABORó	REVISó	DIBUJó	VERIFICó	VALIDó	INSTITUTO MEXICANO DEL PETROLEO			PLANO 3	
						ABEL LUCERO SANTOS			ESC.: SIN	TESIS DE LICENCIATURA
									ACOT.: SIN	