

Universidad de Costa Rica
Facultad de Ingeniería
Escuela de Ingeniería Eléctrica

**Estudio de cortocircuito y coordinación de
protecciones en CVG ALUNASA.**

Por:

Jean Carlos Barrantes Quesada

Ciudad Universitaria “Rodrigo Facio”, Costa Rica

16 de julio de 2014

Estudio de cortocircuito y coordinación de protecciones en CVG ALUNASA.

Por:

Jean Carlos Barrantes Quesada

IE-0499 Proyecto eléctrico

Aprobado por el Tribunal:

Ing. Gonzalo Mora.
Profesor guía

Ing. Wagner Pineda Rodríguez.
Profesor lector

Ing. Tony Eduardo Delgado Carvajal.
Profesor lector

Resumen

En este proyecto se corrigió los ajustes necesarios para lograr una coordinación de las protecciones lo más selectiva posible en la industria de aluminios CVG ALUNASA. Se realizó un cálculo de las corrientes de corto circuito mediante el método de los kVA's equivalentes, los resultados se compararon con los obtenidos mediante una simulación realizada con el software ETAP. Además se realizó un chequeo de la capacidades interruptivas de los dispositivos de protección, verificando si soportan las corrientes para distintas fallas.

En la simulación se encontraron las corrientes para fallas simétricas (trifásica) y asimétricas (monofásica a tierra, bifásica, y bifásica a tierra), se simularon las tres redes de trabajo (red de 1/2 ciclo, red de 1.5-4 ciclos y la red de 30 ciclos) como lo estipulan los estándares ANSI/IEEE.

Se simularon fallas monofásicas encontrando que la protección de falla a tierra de la empresa no es efectiva antes fallas en baja tensión debido a la conexión delta-estrella de los transformadores, con lo cual se recomienda instalar protecciones con falla a tierra a cada transformador de forma independiente.

Índice general

Índice de figuras	ix
Índice de cuadros	xiii
Nomenclatura	xv
1 Introducción	1
1.1 Justificación del proyecto	1
1.2 Objetivos	2
1.3 Metodología	2
2 Marco de referencia	5
2.1 Sistemas de protección en redes industriales	5
2.2 Estudio del cortocircuito	33
2.3 Método de los kVA's equivalentes.	40
2.4 Normas IEC y ANSI para el Cálculo de Corto Circuito	49
2.5 Guía de los interruptores de MT, instalados en la empresa	62
3 Desarrollo	75
3.1 Cálculo de corrientes de corto circuito, mediante el método de kVA's equivalentes.	75
3.2 Cálculo de corrientes de corto circuito, mediante el software ETAP.	85
3.3 Comparación de corrientes encontradas por el método kVA y la simulación mediante el software ETAP.	100
3.4 Evaluación de los dispositivos de protección.	102
3.5 Coordinación de protecciones.	103
4 Conclusiones y recomendaciones	135
4.1 Conclusiones.	135
4.2 Recomendaciones.	136
Bibliografía	137
A Nomenclatura utilizada en el diagrama unifilar de ETAP	139
B Sobre los dispositivos de protección.	141

Índice de figuras

2.1	Pasos a seguir para el diseño o revisión de las protecciones y coordinación en un sistema eléctrico. (IEEE, 2001)	5
2.2	Disyuntor de baja tensión, tipo MCCB. (IEEE, 2001)	10
2.3	Disyuntor de baja tensión, tipo LVPCB. (IEEE, 2001)	10
2.4	Contacto simple y contacto doble en disyuntores. (Ureña, 2014) . .	12
2.5	Lámina bimetálica que se deforma con el paso de la corriente. (Ureña, 2014)	13
2.6	Curva característica de un disparo térmico. (Ureña, 2014)	14
2.7	Curva característica de un disparo magnético. (Ureña, 2014)	15
2.8	Curva característica de un disparo termomagnético. (Ureña, 2014)	16
2.9	Análisis de las limitaciones de corriente en fusibles (Ureña, 2014). .	19
2.10	Gráfica de paso libre. (Ureña, 2014).	21
2.11	Corrientes en una falla fase a fase en un transformador delta-estrella. (IEEE, 2001).	24
2.12	Ejemplo de curva tiempo-corriente para un relé de sobrecorriente. (IEEE, 2001).	26
2.13	Ejemplo de curva tiempo-corriente para un fusible. (IEEE, 2001). .	27
2.14	Ejemplo de curva tiempo-corriente para un disyuntor con disparo eléctrico. (IEEE, 2001).	28
2.15	Mínimos CTIs utilizados para coordinar protecciones. (IEEE, 2001).	29
2.16	Analogía entre las corrientes de carga y corto circuito con el flujo de agua en una planta hidroeléctrica.(Marcial, 2001)	35
2.17	Desarrollo de la corriente de falla.(Ureña, 2014)	35
2.18	Variación de la corriente de cortocircuito suministrada por la máquinas sincrónicas.(Ureña, 2014)	37
2.19	Corrientes de cortocircuito aportadas por las diferentes fuentes. (IEEE, 2001)	38
2.20	Falla trifásica franca (balanceada), Fallas desbalanceadas (unipolares, bipolares). (IEEE, 2001)	39
2.21	Corriente de falla trifásica (Moon, 1974)	46
2.22	Contribuciones a la corriente de falla monofásica (Moon, 1974) . .	48
2.23	Combinación de los MVA's a la falla monofásica, y corriente de la falla monofásica (Moon, 1974)	48
2.24	Factor de multiplicación remota para diferentes ICs y X/R, base de corriente total. (Bojórquez, 2007)	53

2.25	Factor de multiplicación local para diferentes ICs y X/R, base de corriente total. (Bojórquez, 2007)	54
2.26	Factor de multiplicación local, falla trifásica, base de corriente simétrica. (Bojórquez, 2007)	55
2.27	Factor de multiplicación remota, falla trifásica, base de corriente simétrica. (Bojórquez, 2007)	56
2.28	Corriente de corto circuito de una falla lejana de un generador, corriente alterna constante. (IEC 60909 - 1era Edición 2001)	57
2.29	Corriente de corto circuito de una falla cercana de un generador, corriente alterna decreciente. (IEC 60909 - 1era Edición 2001) . . .	58
2.30	Partes del relé de máxima corriente RD135 (Galileo, 1977a).	63
2.31	Vista frontal del relé de máxima corriente FIR RD-135. (foto tomada en la empresa)	64
2.32	Curva para ajuste del relé FIR RD-135 (Galileo, 1977a).	65
2.33	Componentes del interruptor Magrini SAR (Galileo, 1977c).	66
2.34	Interruptor Magrini SAR en camarote (Galileo, 1977c).	66
2.35	Interruptor Magrini 17MG1350 (Galileo, 1977b).	68
2.36	Polo del interruptor Magrini 17MG135 (Galileo, 1977b).	68
2.37	Interruptor Magrini 17MG135 en camarote (Galileo, 1977b). . . .	69
2.38	Descripción del polo del interruptor Magrini 17MG135 (Galileo, 1977b).	70
3.1	Cargas consideradas en el cálculo (parte 1).	81
3.2	Cargas consideradas en el cálculo (parte 2).	82
3.3	Cargas consideradas en el cálculo (parte 3).	83
3.4	Diagrama unifilar de trabajo, utilizando el método de los kVAs equivalentes.	84
3.5	Editor de estudio de corto circuito.	85
3.6	Aplicación de las corrientes encontradas en las redes de trabajo. .	87
3.7	Corrientes de corto circuito trifásica, LL, LG y LLG para la red de 1/2 ciclo (parte 1)	88
3.8	Corrientes de corto circuito trifásica, LL, LG y LLG para la red de 1/2 ciclo (parte 2).	89
3.9	Corrientes de corto circuito trifásica, LL, LG y LLG para la red de 1.5-4 ciclos (parte 1).	90
3.10	Corrientes de corto circuito trifásica, LL, LG y LLG para la red de 1.5-4 ciclos (parte 2).	91
3.11	Corrientes de corto circuito trifásica, LL, LG y LLG para la red de 30 ciclos (parte 1).	92
3.12	Corrientes de corto circuito trifásica, LL, LG y LLG para la red de 30 ciclos (parte 2).	93

3.13	Corrientes de corto circuito trifásicas en el ramal de la acometida, red 1/2 ciclo.	94
3.14	Corrientes de corto circuito trifásicas en el ramal de TrD1, red 1/2 ciclo.	94
3.15	Corrientes de corto circuito trifásicas en el ramal del TrD2, red 1/2 ciclo.	95
3.16	Corrientes de corto circuito trifásicas en el ramal del TrD3, red 1/2 ciclo.	95
3.17	Corrientes de corto circuito trifásicas en el ramal de TrC1 y TrC2, red 1/2 ciclo.	96
3.18	Corrientes de corto circuito trifásicas en el ramal de TrC3 y TrC4, red 1/2 ciclo.	96
3.19	Corrientes de corto circuito trifásicas en el ramal de TrB1 y TrB2, red 1/2 ciclo.	97
3.20	Corrientes de corto circuito trifásicas en el ramal de TrA1, red 1/2 ciclo.	97
3.21	Corrientes de corto circuito trifásicas en el ramal de TrA2, red 1/2 ciclo.	98
3.22	Corrientes de corto circuito trifásicas en el ramal de TrA3, red 1/2 ciclo.	98
3.23	Diagrama unifilar de trabajo en ETAP.	99
3.24	Comparación de corrientes obtenidas mediante el método de los kVAs y la simulación en ETAP.	101
3.25	Reporte de la evaluación de los dispositivos del sistema de potencia. 103	
3.26	Mínimos CTIs utilizados para coordinar protecciones. (IEEE, 2001). 105	
3.27	Diagrama unifilar de la subestación donde se conecta ALUNASA (ICE,2007).	107
3.28	Diagrama unifilar que muestra las características de las protecciones de media tensión.	108
3.29	Especificaciones de los relés y disyuntores de media tensión.	109
3.30	Especificaciones de los disyuntores de baja tensión.	110
3.31	Cargas instaladas en la empresa.	111
3.32	Curvas de relés principales, con ajustes antiguos, alta y media tensión. 113	
3.33	Curvas de relés principales, con nuevos ajustes, alta y media tensión. 113	
3.34	Secuencia de operación de los relés principales de alta y media tensión con ajustes antiguos, tras simulación de falla trifásica en media tensión (13,8 kV).	115
3.35	Secuencia de operación de los relés principales de alta y media tensión con nuevos ajustes, tras simulación de falla trifásica en media tensión (13.8 kV).	115
3.36	Curvas de disyuntores de media tensión, con ajustes antiguos, cabina D.	117

3.37	Curvas de disyuntores de media tensión, con nuevos ajustes, cabina D.	117
3.38	Secuencia de operación de las protecciones con ajustes antiguos tras simulación de falla trifásica a nivel de carga (0.48 kV), cabina D.	119
3.39	Secuencia de operación de las protecciones con nuevos ajustes tras simulación de falla trifásica a nivel de carga (0.48 kV), cabina D. .	119
3.40	Curvas de disyuntores de media tensión, con ajustes antiguos, cabina C.	121
3.41	Curvas de disyuntores de media tensión, con nuevos ajustes, cabina C.	121
3.42	Secuencia de operación de las protecciones con ajustes antiguos tras simulación de falla trifásica a nivel de carga (0,48 kV). Cabina C	123
3.43	Secuencia de operación de las protecciones con nuevos ajustes, tras simulación de falla trifásica a nivel de carga (0,48 kV). Cabina C .	123
3.44	Curvas de disyuntores de media tensión, con ajustes antiguos, cabina B.	125
3.45	Curvas de disyuntores de media tensión, con nuevos ajustes, cabina B.	125
3.46	Secuencia de operación de las protecciones con ajustes antiguos tras simulación de falla trifásica a nivel de carga (0.48 kV). Cabina B	127
3.47	Secuencia de operación de las protecciones con nuevos ajustes, tras simulación de falla trifásica a nivel de carga (0.48 kV). Cabina B .	127
3.48	Cambio de ajustes del dispositivo de falla a tierra OCR-GROUND.	129
3.49	Simulación de falla a tierra en media tensión.	129
3.50	Simulación de falla a tierra en baja tensión.	130
3.51	Falla a tierra aislada por los dispositivos de fase.	130
3.52	Resumen de ajustes de las protecciones en la empresa.	131
3.53	Simulación tras cambio en los ajustes.	133
B.1	Ajustes de los interruptores de MT y BT tomados de la empresa. .	142
B.2	Diagrama de tres líneas de la conexión (residual) del dispositivo de protección en el secundario del transformador principal.	143
B.3	Transformadores principales que alimentan ALUNASA, ubicados en la subestación Juanilama.	144
B.4	Protecciones del primario de los transformadores principales ajustadas por el ICE, ubicadas en la subestación.	145
B.5	Tres relés de media tensión FIR-135, uno por polo.	146
B.6	Relés de sobrecorriente ABB micro-shielf, en el secundario del transformador principal.	147

Índice de cuadros

2.1	Características de los disyuntores. (Ureña, 2014)	9
2.2	Características de los fusibles. (Ureña, 2014)	9
2.3	Reactancias subtransitorias a considerar para motores.	43
2.4	Multiplicadores de la reactancia (o impedancia) de las máquinas rotativas.	50
2.5	Multiplicadores de la reactancia (o impedancia) de las máquinas rotativas para una red combinada.	50
2.6	Aplicación de la red de primer ciclo.	51
2.7	Definición del tiempo de separación de contactos para ICs de alta tensión. En ciclos (60 Hz).	52
2.8	Impedancia en la red de 30 ciclos.	56
2.9	Aplicación de la red de 30 ciclos, (Bojórquez, 2007).	57
2.10	Tipos de corrientes de falla consideradas por las normas ANSI 141 e IEC 909.	60
3.1	kVA's equivalentes de la compañía distribuidora del servicio eléctrico.	78
3.2	kVA's equivalentes de los transformadores.	79
3.3	kVA's equivalentes de los conductores de media tensión.	80

Nomenclatura

<i>ANSI</i>	American National Standard Institute
<i>IEC</i>	International Electrotechnical Commission
<i>A</i>	unidad de corriente eléctrica, amperios.
<i>I_{cc}</i>	corriente de cortocircuito.
<i>I_{ccsimetrica}</i>	corriente de cortocircuito simétrica.
<i>I_{ccasimetrica}</i>	corriente de cortocircuito asimétrica.
<i>kVA</i>	unidad de potencia eléctrica aparente.
<i>kVA_{cc}</i>	kilo volts ampere de cortocircuito.
<i>kVA_{eq}</i>	kilo volts ampere equivalente.
<i>km</i>	unidad de distancia, kilómetro.
<i>kg</i>	unidad de masa, kilogramo.
<i>kV</i>	unidad de tensión eléctrica, kilo volt.
<i>s</i>	unidad de tiempo, segundo.
<i>X_d^{''}</i>	reactancia subtransitoria de motores.
<i>X_d[']</i>	reactancia transitoria de motores.
<i>X_d</i>	reactancia sincrónica de motores.
<i>Z_{eq}</i>	impedancia equivalente.
<i>MVA_{X1}</i>	MVA de secuencia positiva.
<i>MVA_{X2}</i>	MVA de secuencia negativa.
<i>MVA_{X0}</i>	MVA de secuencia cero.
<i>FM</i>	factor de multiplicación.
<i>ICs</i>	interruptores de circuito, entiéndase por interruptor o disyuntor.

1 Introducción

La empresa ubicada en Esparza cuenta como una acometida de 138 kV, suministrada por el Instituto Costarricense de Electricidad, la subestación principal cuenta con dos transformadores con las mismas capacidades, 12 MVA, tensiones 138 kV/13,8 kV, de la subestación salen líneas de 13,8 kV hacia cuatro cabinas de transformación conectadas en forma en anillo, y de forma radial, niveles de tensión 13,8 kV/480 V.

En los últimos meses la empresa ha tenido problemas con la selectividad en sus protecciones, el principal problema se da cuando se presenta una falla en alguna de sus líneas, independientemente de donde se localice, las protecciones locales no logran aislarla, provocando paros en la producción no deseados. Se realizará un análisis de las corrientes de cortocircuito, mediante el método de los kVA's, comparando los resultados finales, con los obtenidos en una simulación mediante software.

Para el análisis se obtuvo el valor de cortocircuito de la distribuidora en el punto de entrega, datos de placa de los transformadores de potencia que alimentan la subestación, datos de los transformadores ubicados en las cuatro cabinas de transformación, calibres y longitudes de los cables de cada punto hasta donde se debe de calcular el corto circuito, cantidad y potencia de los motores en toda la industria, a la hora de tener los datos tabulados se procederá a trazar el diagrama unifilar detallado, tomando en consideración solamente los elementos que contribuyen y atenúan a la corriente de falla.

Mediante las curvas de protección obtenidas en el software, se coordinarán los dispositivos de protección, tomando en cuenta la selectividad requerida por la empresa, se realizarán guías para el mantenimiento y calibración de los dispositivos, al finalizar el análisis se inspeccionarán los mismos, con el fin de verificar su adecuado dimensionamiento.

1.1 Justificación del proyecto

Una falla que no se controle, ni se aísle de la mejor manera, pone en riesgo la integridad del personal y la del inmueble, provocando serios daños en los equipos, deterioro de los conductores y paro en la producción no deseados, por esta razón, el buen cálculo de corto circuito, y la buena coordinación de protecciones son fundamentales en los sistemas eléctricos industriales.

1.2 Objetivos

Objetivo general

Este proyecto pretende realizar una coordinación de protecciones en la empresa Aluminios Nacionales S.A, mediante el estudio de las corrientes de corto circuito.

Objetivos específicos

Para la coordinación de las protecciones se establecieron los siguientes objetivos:

- Hacer un levantamiento del diagrama unifilar de la empresa, tanto en media como en baja tensión, incluyendo los datos de los transformadores, conductores y protecciones instaladas en la empresa.
- Describir las generalidades del método de los kVA's equivalentes, así como la utilización del método para el cálculo de las corrientes de cortocircuito.
- Describir las consideraciones que toma la ANSI/IEEE para el cálculo de las corrientes de corto circuito, y la coordinación de protecciones.
- Emplear una herramienta de software para la simulación del sistema eléctrico, con ello realizar el análisis de corto circuito y así obtener las curvas de protección para coordinar los dispositivos de la empresa.
- Comparar los resultados obtenidos con el método de los kVA's equivalentes, con los obtenidos en la simulación, concluyendo así las ventajas y desventajas presentes en cada forma de cálculo.
- Realizar guías para el mantenimiento y calibración de los dispositivos de protección, en media tensión, instalados en la empresa.
- Inspeccionar las calibraciones de los dispositivos de protección instalados en la empresa, haciéndolos coincidir con los resultados finales de corto circuito, además de verificar su correcta capacidad interruptiva.

1.3 Metodología

Para realizar la coordinación de las protecciones en la empresa se debe de seguir el siguiente procedimiento:

1. Revisión de planos eléctricos de la subestación principal, y de las cabinas de transformación, obtener la información necesaria para el análisis.
2. Revisar y estudiar los diferentes textos y normativas relacionados con el tema, así como algunas normas ANSI en particular la IEEE Std C.37.13, y la IEC 60781, que tienen que ver con el cálculo de las corrientes de corto circuito.
3. Obtener el valor de cortocircuito de la distribuidora en el punto de entrega, así como los datos de placa de los transformadores de potencia que alimentan la subestación, datos de los transformadores ubicados en las cuatro cabinas de transformación, datos de cables y barras de cada punto hasta donde se debe de calcular el corto circuito, distancias y calibres, cantidad y potencia de los motores que aportan corriente de corto circuito.
4. Levantamiento del diagrama unifilar del sistema de potencia, considerando en él, los elementos que aporta y limitan la corriente de falla.
5. Emplear un método para el cálculo de las corrientes de corto circuito presentes en la red eléctrica, con el fin de dimensionar las capacidades interruptivas que deben de tener los dispositivos.
6. Analizar en una simulación mediante software el sistema eléctrico, encontrar las corrientes de corto circuito y las curvas de protección para luego coordinar de manera efectiva las protecciones.
7. Conocer los ajustes de las protecciones cercanas a la acometida de la empresa de servicio.
8. Recopilar las características (relación de TCs, corriente nominal, rango de ajuste, capacidades de corto circuito, etc) de las protecciones internas a coordinar (relés, disyuntores, fusibles), así como sus ajustes actuales, con el fin de dibujar las curvas de tiempo-corriente.
9. Mediante alguna herramienta computacional realizar la nueva coordinación, cambiando los ajustes de las protecciones que así lo requieran, para tratar de lograr una coordinación lo más selectiva posible.

2 Marco de referencia

2.1 Sistemas de protección en redes industriales

A la hora de diseñar o revisar un sistema eléctrico industrial, se deben de conocer el tipo de carga, las corrientes de corto circuito, las curvas de tiempo-corriente, ajustes de las protecciones cercanas a la acometida de la empresa de servicio, así como las restricciones o capacidades que poseen las protecciones internas de la empresa (IEEE, 2001), en la figura 2.1 se muestra un diagrama de bloques que esquematiza los procesos a seguir.

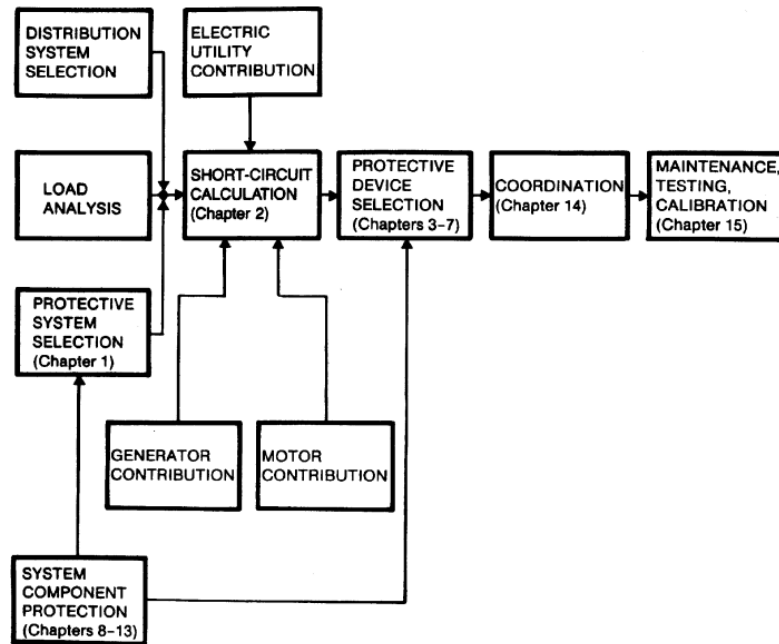


Figura 2.1: Pasos a seguir para el diseño o revisión de las protecciones y coordinación en un sistema eléctrico. (IEEE, 2001)

El estudio de las corrientes de corto circuito es fundamental para dimensionar las capacidades interruptivas, que deben de tener la protecciones.

Ya conocidas las corrientes de corto circuito, se seleccionan los dispositivos de protección, tomando en cuenta su capacidad interruptiva, así como la

corriente nominal, número de polos, espacio, costo, etc.

La protección ante cortocircuitos y sobrecargas, requieren la aplicación de dispositivos de protección que cuando detecten un flujo anormal de corriente, tengan la capacidad de remover el circuito afectado, del resto del sistema (IEEE, 2001).

Los tres dispositivos primarios de protección usados en el aislamiento de fallas y sobrecorrientes son los fusibles, disyuntores (interruptores de circuitos), y relés de protección.

Un fusible es tanto un sensor como un dispositivo de interrupción, pero no es un conmutador, es conectado en serie con el circuito y responde a efectos térmicos producidos por la corriente que fluye a través del mismo. Este dispositivo está diseñado para actuar en determinado tiempo, dependiendo de la cantidad de corriente que fluye. Diferentes tipos de fusibles están disponibles, con características de curvas tiempo-corriente necesarias para la protección adecuada de los componentes del circuito. Los fusibles pueden ser de corriente limitantes o de no corriente limitantes, dependiendo del diseño y construcción del mismo. Los fusibles no se pueden reestablecer, debido a que sus componentes se consumen a la hora de interrumpir la corriente.

Los disyuntores son dispositivos de interrupción y conmutación que requieren de elementos de sensado de corriente para cumplir la función de detención. En el caso de los disyuntores de media tensión (1-72,5 kV), los elementos de sensado están por separado, son transformadores de corriente (TCs) y relés de protección o una combinación de relés. Para los disyuntores de baja tensión (menos de 1000 V) el elemento de sensado integra parte del disyuntor. Estas unidades pueden ser del tipo térmico o magnético, o dispositivos electrónicos usados con TCs montados sobre el disyuntor.

Los relés de sobrecorriente usados en conjunto con los disyuntores de media tensión están disponibles con una amplia gama de características funcionales, los relés pueden ser de respuesta instantánea y/o retardo en el tiempo. Varias características de curvas tiempo-corriente están disponibles (tiempo inverso, tiempo muy inverso, tiempo extremadamente inverso, tiempo mínimo definido).

Se debe considerar que si la coordinación de las protecciones del diseño preliminar, o de la instalación ya existente no cumplen con una coordinación selectiva considerando la protección de la empresa suministradora, se debe de modificar el diseño, hasta cumplir con dicha selectividad.

Además de diseñar un sistema básico de protección, el diseñador debe de desarrollar esquemas de protección para equipos específicos, o para partes específicas del sistema. Dicha protección especial debe de coordinarse con

la protección principal del sistema (IEEE, 2001). Las protecciones especiales cubren:

- Protección de conductores.
- Protección de motores.
- Protección de transformadores.
- Protección de generadores.
- Protección de buses.
- Protección de la línea de servicio.

Criterios de selección de protecciones contra corto circuitos

Para seleccionar protecciones se deben de seguir los siguientes pasos (Ureña, 2014).

- Determinar la corrientes de falla, con los métodos conocidos o más convenientes de cálculo en aquellos puntos donde se requiere la instalación de protecciones.
- Instalar protecciones, sean estos fusibles o disyuntores de los cuales se conozca su capacidad interruptiva de corrientes de cortocircuito y que estén aprobados por normas conocidas.
- Seleccionar protecciones previendo el aumento de la carga, de manera que si aumenta la corriente de corto circuito, no se deban cambiar las protecciones por que su capacidad interruptiva se haya sobrepasado.
- No pensar que por la sola presencia de protecciones se tenga adecuada protección ante una eventual falla, esto sobretodo en instalaciones viejas, donde nunca se actualizaron los estudios de corto circuito y la red ha crecido interna y externamente.

En los criterios de selección de protecciones, no se puede dejar por fuera la normativa al respecto, el **NEC** establece:

110-3 Inspección, marcación, instalación y uso de los equipos.

- **Inspección.** Al evaluar los equipos se tomarán en cuenta aspectos como los siguientes:

1. Si son adecuados para la instalación y uso en conformidad con los requisitos de este código, lo cual puede comprobarse por el sellado o certificado del equipo. La adecuación del equipo para su uso puede darse por una descripción marcada sobre el mismo o suplida con el producto, para indicar que es adecuado para una determinada aplicación, ambiente o uso. La adecuación del producto puede también evidenciarse por sello de aprobación o lista de certificación.
 2. La resistencia mecánica y durabilidad, incluyendo la calidad de la protección que proveen a otros equipos las partes diseñadas para encerrarlos y protegerlos.
 3. Espacio para cableado y dobleces de los conductores.
 4. El aislamiento eléctrico.
 5. Los efectos de calentamiento en condiciones normales de uso, y también en condiciones anormales que puedan ocurrir en servicio.
 6. Los efectos de arco.
 7. La clasificación según el tipo, tamaño, tensión, capacidad de corriente y uso específico.
 8. Otros factores que contribuyan a la efectiva protección de las personas que usan o que pueden estar en contacto con el equipo.
- **Instalación y uso.** Los equipos certificados o sellados se usarán, instalarán o ambas cosas de acuerdo con cualquier instrucción que se incluya en el sellado o certificado.

Las características fundamentales que deben de tener las protecciones a saber son las siguientes:

- Debe ser apta para el servicio que se desea, condición que se determina haciendo los estudios de cortocircuito del sistema.
- Debe permitir la conexión y desconexión del circuito en condiciones normales de funcionamiento.
- Debe soportar ser conectada bajo cualquier carga o corriente de falla que esté dentro de la capacidad momentánea de la protección.
- Debe ser capaz de interrumpir cualquier corriente que fluya por la misma, hasta su capacidad interruptiva.

En los cuadros 2.1 y 2.2 se citan algunas de sus características.

Cuadro 2.1: Características de los disyuntores. (Ureña, 2014)

Disyuntores
Capacidades regulables o fijas
Reposición simple y rápida
Capacidad de interrupción limitada de I_{cc}
Intervención simultánea en todos los polos
Mantiene las características nominales en el tiempo
Posibilidad de asociar con otras funciones de control automático
Funcionamiento repetitivo
Insensible ante la temperatura ambiente

Cuadro 2.2: Características de los fusibles. (Ureña, 2014)

Fusibles
Características nominales fijas
Reposición que puede ser costosa (costo-beneficio)
Gran capacidad de interrupción de I_{cc}
Intervención no simultánea en cada polo
Reduce su capacidad nominal ante fallas menores
Poca posibilidad para otras funciones
Funcionamiento no repetitivo
Sensibles ante la temperatura ambiente

Disyuntores

El NEC (NFPA 70-1999) define el disyuntor como «un dispositivo diseñado para abrir o cerrar un circuito por medios no automáticos y para abrir el circuito automáticamente a una sobrecorriente predeterminada, sin daño alguno cuando se aplica correctamente dentro de sus capacidades». Los disyuntores de baja tensión son clasificados por la IEEE Std C37.100-1992 como:

- Disyuntores en caja moldeada (MCCBs por sus siglas en inglés, molded-case circuit breakers), cada con una unidad integral de soporte y carcasa aislante, se utilizan en circuitos de hasta 600 V y 6000 A, figura 2.2
- Disyuntores de potencia de baja tensión (LVPCBs por sus siglas en inglés, low-voltage power circuit breakers), usados en circuitos de hasta 1000 V ac y menores de 3000 V dc, no incluyendo MCCBs, figura 2.3

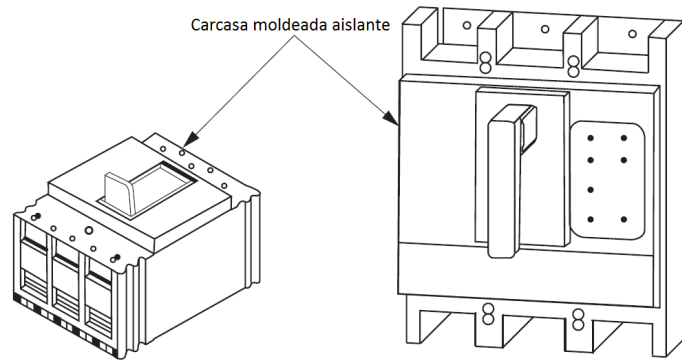


Figura 2.2: Disyuntor de baja tensión, tipo MCCB. (IEEE, 2001)

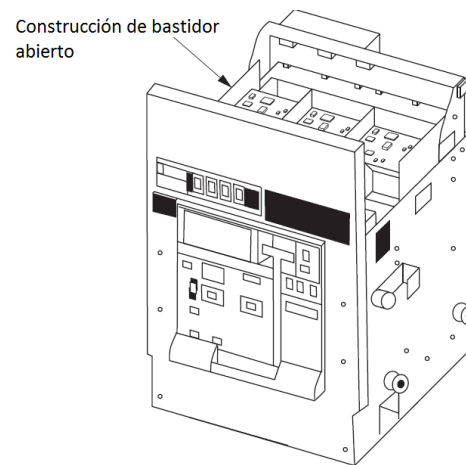


Figura 2.3: Disyuntor de baja tensión, tipo LVPCB. (IEEE, 2001)

Todos los disyuntores deberán ser identificados por su parte frontal y llevarán grabadas las siguientes características:

- Nombre del fabricante o marca comercial.
- Intensidad nominal.
- Naturaleza de la corriente y frecuencia.
- Tensión nominal.
- Capacidad de ruptura o de interrupción de corriente de corto circuito.

Lo anterior está establecido por norma en el NEC.

- **240-80. Modo de funcionamiento.** Los interruptores automáticos deben ser de disparo libre y se deben poder abrir o cerrar manualmente. Se debe permitir su modo normal de funcionamiento por otros medios que funcionen eléctricamente o neumáticamente, pero siempre deben de contar con medios para su accionamiento manual.
- **240-81. Indicación.** Los interruptores automáticos deben indicar claramente si están en posición abierta o cerrada. Cuando las manillas de los interruptores automáticos de circuitos se accionen verticalmente en vez de rotacional u horizontalmente, la posición de circuito cerrado debe de ser con la manilla hacia arriba.
- **240-82. Funcionamiento no alterable.** Un interruptor automático estará diseñado de modo que cualquier alteración de su punto de disparo (calibración) o del tiempo necesario para su operación, exija desmontar el dispositivo o romper un precinto para realizar ajustes distintos a los previstos.
- **240-83. Marcación.**
 1. **Duraderas y visibles.** Los interruptores automáticos estarán marcados con su corriente nominal de forma duradera y visible después de instalados. Se permite que tales marcas sean visibles por la remoción de una tapa o protección.
 2. **Ubicación.** Los interruptores automáticos de 100 A nominales o menos y 600 V nominales o menos deberán llevar su capacidad de corriente relieve, estampada, grabada o marcada de algún modo similar en la parte de su manilla o alguna parte de la caja.
 3. **Capacidad de interrupción.** Todos los interruptores automáticos con una capacidad de interrupción distinta de 5000 A, deben de llevar visible la identificación de dicha capacidad.
 4. **Usados como suiches.** Los interruptores automáticos usados como suiches en instalaciones de lámparas fluorescentes de 120 V y 277 , deben de estar aprobados y marcados con una marca indeleble que así lo indique (SWD).
 5. **Marcas de tensión.** Los interruptores automáticos se deben marcar con una tensión nominal no inferior a la tensión nominal del sistema, que sea indicativa de su capacidad de interrumpir corrientes de falla entre fases o entre fases y tierra.

Proceso de apertura de un disyuntor

Cuando un disyuntor en servicio está cerrado, existe una cierta presión entre sus contactos que hace que la superficie de contacto sea máxima y por tanto la corriente que por él circula, lo hará con una densidad de corriente mínima que provocará una baja temperatura. En la maniobra de apertura, al iniciarse el despegue de los contactos, lo primero que se obtiene es una disminución de presión con el consecuente aumento de la densidad de 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 brillante de la chispa. Si la corriente que interrumpen los contactos es débil, la elevación de la temperatura de la chispa no alcanzará el valor suficiente como para provocar la fusión y volatilización del metal de los contactos, pero a partir de cierto límite, la temperatura llegará a sobrepasar el punto de fusión y volatilización del metal, haciendo que la chispa se torne conductora y produzca el arco, es decir, una llama de colo netamente diferente al de la chispa.

El arco se manifiesta como una columna gaseosa incandescente, con una trayectoria aproximadamente rectilínea entre los electrodos (contactos), cuyo núcleo alcanza temperaturas comprendidas entre 6000 y 10000 grados celcius, los arcos son conductores extremadamente móviles, es decir, que se desplazan fácilmente bajo el efecto de corrientes de aire y campos magnéticos. Por lo tanto la diferencia entre la chispa y el arco depende de la intensidad de corriente en el momento en que los contactos se separan.

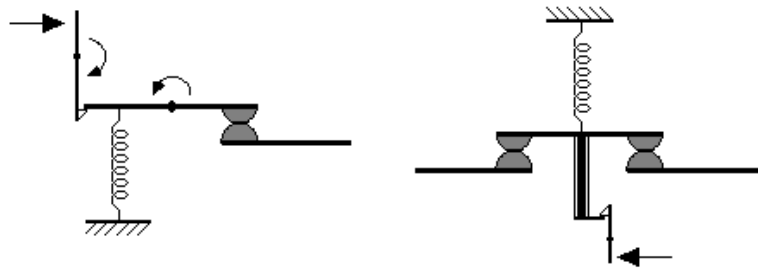


Figura 2.4: Contacto simple y contacto doble en disyuntores. (Ureña, 2014)

Analizando la maniobra de apertura en lo que a tensión e intensidad se refiere, en el instante antes de iniciarse la apertura, la tensión entre sus extremos es prácticamente nula y la intensidad que por él circula es la demandada en ese momento por el circuito. Iniciando la apertura y estableciendo el arco,

este se irá alargando a medida que los contactos se separan, y en consecuencia, la intensidad irá disminuyendo hasta anularse. La tensión entre extremos de los contactos para desde un valor prácticamente nulo (contacto cerrado), hasta un valor igual a la tensión de línea (contacto abierto). Cuando se cuenta con dos contactos unidos en serie (en el caso de los contactores), como en la figura 2.4 se consigue duplicar el arco, lo cual equivale a decir que la velocidad de corte se ha duplicado, o lo que es igual, el tiempo y el trabajo de ruptura se han reducido a la mitad. La separación necesaria para que los contactos puedan cortar el arco, depende del medio donde éste se produzca. el medio es generalmente aire, sobre todo en disyuntores de baja tensión, en otros casos el medio es el vacío, aceite mineral, hexafluoruro de azufre, etc.

Por otra parte dada la gran facilidad de desplazamiento del arco eléctrico, ciertos interruptores disponen de dispositivos para alargar artificialmente el arco, y con ello extinguirlo más rápidamente, el soplado de aire a presión o magnético, son los procedimientos más comúnmente utilizados.

Disyuntores térmicos

Se les conoce como disyuntores de disparo diferido, de larga o corta duración, según el tiempo necesario para que se produzca el disparo. Son interruptores automáticos que reaccionan ante sobrecorrientes ligeramente superiores a la nominal, asegurando una desconexión en un tiempo lo suficientemente corto para no perjudicar ni a la red ni a los receptores asociados con él.

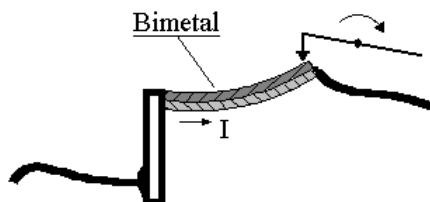


Figura 2.5: Lámina bimetálica que se deforma con el paso de la corriente. (Ureña, 2014)

Para provocar la desconexión, aprovechan la deformación de una lámina bimetálica (figura 2.5), que se curva en función del calor producido por la corriente al pasar a través de ella.

La curva característica de un disparo térmico es la representada en la figura 2.6. El dispositivo térmico permite trabajar en la zona B pero no llegar a la zona A. La interrupción del circuito se efectúa siempre y cuando las condiciones de trabajo lleguen a la zona rayada que marca la separación entre ambas. Esta zona marca las tolerancias lógicas que tendrá en fabricación de este tipo de

aparatos. En esta curva se nota que si circula una corriente de 3 A, el interruptor no desconectaría nunca, pues está dentro de su rango de funcionamiento, mientras que con una corriente de 10 y 30 A, iniciaría la desconexión a los 35 y 15 segundos, respectivamente. La forma y límites de la curva característica

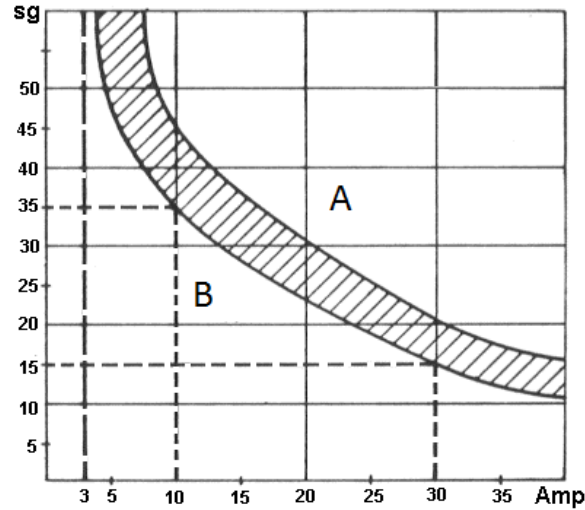


Figura 2.6: Curva característica de un disparo térmico. (Ureña, 2014)

de un interruptor térmico, varían según la técnica empleada en la construcción del sistema. Cuando se utilizan estos disyuntores, se requiere el uso de fusibles para proteger contra cortocircuitos, pues el tiempo que necesitaría el bimetálico para actuar sería tan largo que se podría perjudicar el circuito que se trata de proteger.

Disyuntores magnéticos

Son interruptores automáticos que reaccionan ante sobrecorrientes de alto valor, interrumpiéndolas en tiempos lo suficientemente cortos para no perjudicar ni a la red ni a los aparatos asociados (Ureña, 2014).

Para iniciar la desconexión se sirven del movimiento de un núcleo de hierro dentro de un campo magnético proporcional al valor de la intensidad que circula. La curva característica de un disparo magnético se muestra en la figura 2.7. El dispositivo permite trabajar en la zona A pero no en la B. La desconexión se efectúa cuando las condiciones del circuito llegan a la zona rayada de separación entre ambos.

En la curva de la figura 2.7, cualquier intensidad menor de 4,25 A, no provocaría la desconexión, sin importar el tiempo que estuviese circulando. En cambio, para cualquier intensidad mayor de 4,75, se provocaría la desconexión

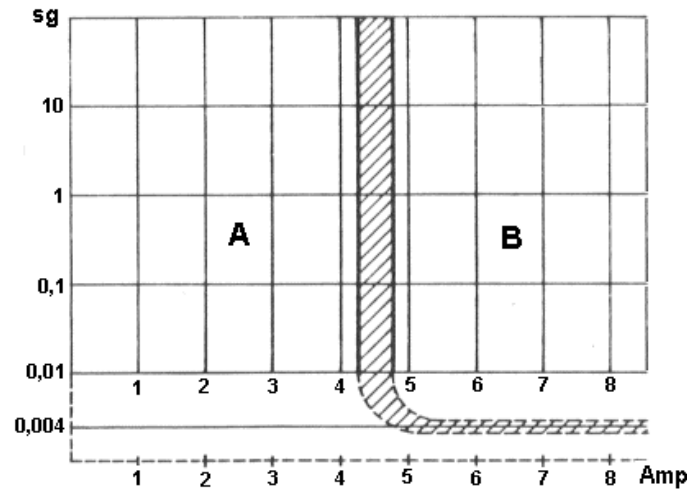


Figura 2.7: Curva característica de un disparo magnético. (Ureña, 2014)

inmediata. El límite inferior de la curva (unos 4 milisegundos), viene determinado por el tiempo que transcurre desde el instante de establecida la corriente, hasta la extinción del arco. Este tiempo marca la inercia mecánica y eléctrica propia de estos aparatos.

Disyuntores termomagnéticos

Generalmente los disyuntores automáticos combinan los sistemas de protección descritos anteriormente, en un solo dispositivo. Son también llamados disyuntores de caja moldeada (Ureña, 2014).

En el gráfico de la figura 2.8 puede verse la curva de desconexión de un disyuntor termomagnético, en la que se aprecia, una zona A de comportamiento térmico, una zona B que corresponde a la reacción magnética, y la zona de solape C, en donde el disparo puede ser provocado por el elemento magnético o térmico indistintamente.

Normalmente en los gráficos en que se ilustra la curva de estos disyuntores, se concede al eje vertical la escala de tiempos graduada logarítmicamente y el eje horizontal representa la escala de intensidades, graduada también logarítmicamente, y en múltiplos de la intensidad nominal. En el ejemplo de la figura 2.8, para una intensidad de 2,5 I_n la desconexión se produciría entre los 15 y 60 segundos, siendo correcto cualquier tiempo intermedio de disparo. Mecánicamente, se dice que estos interruptores disponen de desconexión libre, es decir, que ya sea por sobrecarga o cortocircuito, el aparato desconecta aunque se sujete la manecilla de conexión.

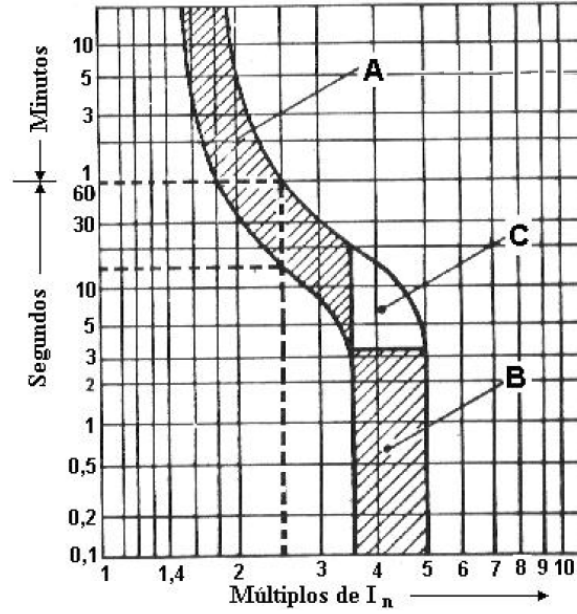


Figura 2.8: Curva característica de un disparo termomagnético. (Ureña, 2014)

Fusibles de baja tensión.

Un fusible de baja tensión es un dispositivo que protege al circuito fundiéndose cuando circula una sobrecorriente a través de él. Un fusible, como es definido en «The Authoritative Dictionary of IEEE Standards», es un dispositivo de protección a una sobrecorriente, con una parte fundible que se acciona con la presencia de una sobrecorriente (IEEE, 2001).

Los fusibles son el medio más antiguo de protección de los circuitos eléctricos, se basan en la fusión por efecto Joule de un hilo o lámina intercalada en la línea que constituye el eslabón más débil del sistema (Ureña, 2014). El hilo es calentado y si la corriente es excesiva (sobrecarga) llegará a fundir al cabo de un tiempo que depende (en forma cuadrática inversa) del grado de sobrecarga. Si se produce un cortocircuito, al ser la fusión dependiente de la energía, se producirá una fusión instantánea. La fusión se produce cuando se le da la energía necesaria. Esta energía se expresa con 2.1.

$$E = R \cdot I^2 \cdot t \quad (2.1)$$

Donde:

- R: resistencia del hilo fusible.
- I: corriente que circula.

- t : tiempo.
- $I^2 \cdot t$: da una idea de la característica de fusión del fusible independientemente de su resistencia interna.

El conductor fusible tiene sección circular cuando la corriente que controla es pequeña, o está formado por láminas si la corriente que controla es muy elevada. En ambos casos el material de que están formados es siempre un metal o aleación de bajo punto de fusión a base de plomo, estaño, zinc, etc (Ureña, 2014). Actualmente existe tal cantidad de variedades o tipos de fusibles en el mercado, que el método de sólo especificar que «los fusibles deben ser de un amperaje y voltaje requerido» y en el mejor de los casos que se requiere de un «tiempo determinado, renovable o de tiempo con retardo», no proveerán necesariamente de una instalación segura. La apropiada aplicación de los fusibles en los sistemas actuales de potencia requiere de más conocimiento del tipo de fusibles, construcción y características de los que usualmente se cree.

La intensidad nominal de un fusible, así como su capacidad interruptiva, son las dos características que definen a un fusible. La intensidad nominal es la intensidad normal de funcionamiento para la cual el fusible ha sido proyectada, y la capacidad interrupción en la intensidad máxima de cortocircuito capaz de poder ser interrumpida por el fusible, para una misma capacidad nominal, el tamaño de un fusible depende de la capacidad interrupción para el que ha sido diseñado, normalmente con capacidades interruptivas de hasta 200000 a 300000 A.

A lo que respecta con los fusibles, por norma NEC.

- **240-60. General.**
 1. **Portafusibles de cartucho de 0-6000 A - no intercambiables.** Los portafusibles deben estar diseñados de modo que se dificulte instalar un fusible diferente para el cual está diseñado, ya para menor corriente o mayor tensión a la del fusible en cuestión. Los portafusibles limitadores de corriente no deben permitir la inserción de fusibles que no sean limitadores de corriente.
 2. **Marcación.** Los fusibles deben de estar claramente identificados, mediante impresión en el cuerpo del fusible o mediante etiqueta pegada al cuerpo, que indique lo siguiente: capacidad de corriente, tensión nominal, capacidad de interrupción para todos los que no sean de 10000 A, limitadores de corriente cuando lo sean y la marca o nombre del fabricante.
- **240-61. Clasificación.** Los fusibles y portafusibles de cartucho se deben clasificar por su tensión y capacidad de corriente nominal. Se permite

usar fusibles de 600 V nominales o menos, a tensiones iguales o inferiores a su tensión nominal.

Términos utilizados en fusibles.

Existe importante nomenclatura relacionada con el uso de los fusibles que se detalla a continuación.

- **Tamaños de cartucho:** Las ampacidades están normadas, al respecto el NEC establece: **240-6. Capacidades de corrientes normalizadas. Fusibles e interruptores automáticos.** Las capacidades normalizadas de corriente de los fusibles e interruptores automáticos de tiempo inverso, serán las de 15, 20, 25, 30, 35, 40, 45, 50, 60, 70, 80, 90, 100, 110, 125, 150, 175, 200, 225, 250, 300, 350, 400, 450, 500, 600, 700, 800, 1000, 1200, 1600, 2000, 2500, 3000, 4000, 5000 y 6000 A.
- **Clases de fusibles:** La clase de un fusible lo determina sus dimensiones, la tensión nominal de operación, la corriente nominal de operación, la capacidad interruptiva de cortocircuito, corriente máxima instantánea pico o de paso libre y la energía pasante máxima permisible ($I^2 \cdot t$). Todas estas características aunado a los ensayos de laboratorio para certificaciones de calidad, es lo que separan los fusibles en clases, normalmente regulados y certificados por organismos como UL y ANSI.
- **Fusibles renovables «Renewable fuses»:** Fusible que se construyen con los tapones de los extremos roscados, esto con el fin de permitir la restitución del elemento fundente cuando este ha actuado en un evento de falla. Dentro de la clasificación UL, corresponde a la clase H.
- **Fusibles no renovables «One-time fuses»:** En general lo constituyen todos los tipos de fusibles, ya que cuando actúan no existe posibilidad de cambiar el elemento fusible.
- **Fusibles de doble elemento «Dual-element fuses»:** Está constituido de dos elementos fundentes con distintos puntos de fusión conectados en serie. Un porción soporta sobrecargas temporales, la restante sección en serie, actúa ante la presencia de corrientes de cortocircuito.
- **fusibles de tiempo diferido «Time-delay fuses»:** Son fusibles diseñados para que cuando se vean sometidos a una sobrecarga, tengan un retardo de tiempo antes de fundirse. El tiempo y el porcentaje de sobrecorriente al que se va a fundir, depende de la clase del fusible.
- **Tiempo de fundido «Melting time»:** Es el tiempo necesario para que el fusible se funda.

- **Tiempo de pre-arqueo «Pre-arcing time»:** coincide con el tiempo de fundido.
- **Tiempo de arqueo «Arcing time»:** Es el tiempo que transcurre entre la fundición del elemento fusible y la extinción total del arco. En la figura 2.9 « t_a = Fuse Arc Time».
- **Tiempo de supresión «Clearing time»:** es el tiempo total para la interrupción del circuito medido desde el inici de la sobrecorriente hasta la supresión del arco, es la suma del tiempo de fundido más el tiempo de arqueo. En la figura 2.9 « t_c = Fuse Clearing Time».

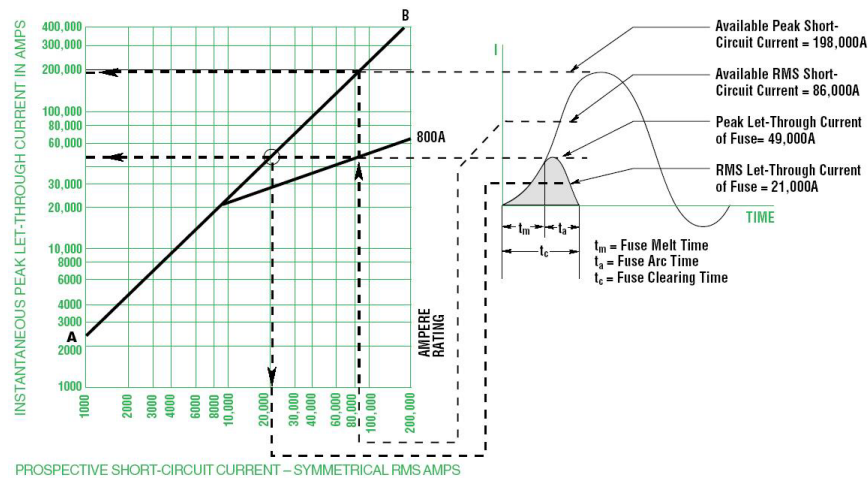


Figura 2.9: Análisis de las limitaciones de corriente en fusibles (Ureña, 2014).

Categorías de los fusibles de baja tensión.

Los fusibles de baja tensión están divididos en 4 categorías (Ureña, 2014):

- **Fusibles de cartucho:** Diseñados para la protección de los alimentadores de iluminación y potencia, también para la protección de circuitos ramales según el NEC. Los fusibles clase H, G, K-1, K-5, K-9, J, L, RK1, RK5, T, Y, CC, pertenecen a esta lista.
- **Fusibles de enchufe:** Diseñados para la protección de los circuitos ramales de iluminación y potencia de acuerdo con el NEC. Los fusibles de enchufe con base Edison y Tipo S con un rango de 125 V, 30 A o menos caen en esta categoría.

- **Los fusibles diseñados para la protección de sobrecorrientes suplementarias:** Estos fusibles son generalmente pequeños para la protección de aplicaciones eléctricas y pequeños equipos electrónicos.
- **Fusibles especiales:** Diseñados para la protección de sobrecorrientes suplementarias donde el circuito ramal o aplicaciones equivalentes no están involucradas. Estos son fusibles para la protección de equipo eléctrico con capacitores, rectificadores, y circuitos integrados de protección.

Estudio de los gráficos de paso libre, y el análisis del efecto limitador de corrientes de los fusibles.

La limitación de corriente de un fusible se puede describir mejor mediante los llamados gráficos de paso libre. Dichos gráficos son trazados usando datos reales obtenidos de ensayos estandarizados y normalizados los cuales son publicados por todos los fabricantes de fusibles, junto con curvas de periodos de fusión.

Los gráficos de paso libre indican horizontalmente los diferentes valores de corrientes disponibles de cortocircuito en A RMS simétrico, es decir, la corriente que podría fluir si no estuviera limitada por la apertura del fusible.

Los fusibles de baja tensión tienen su capacidad interruptiva expresada en términos del componente simétrico de la corriente de cortocircuito. Esto significa que mientras el valor del componente simétrico de corriente no exceda la capacidad interruptiva del fusible, el fusible puede interrumpir la correspondiente corriente asimétrica aunque el valor teórico máximo de la corriente asimétrica pico sea el doble del valor pico de la corriente simétrica. En el gráfico de la figura 2.10, la línea A-B muestra la relación que existe entre la corriente instantánea pico y la corriente disponible. Aunque el gráfico muestra la corriente disponible en valor simétrico, la línea A-B representa la corriente pico instantánea de la máxima corriente RMS asimétrica. Esta corriente pico podría alcanzarse si el circuito no estuviese protegido por un fusible limitante de corriente. El efecto del fusible consiste en limitar la corriente instantánea pico a una valor muy inferior al representado por la línea A-B. las curvas bajo la línea A-B muestran la magnitud de la corriente pasante cuando se utilicen fusibles de la capacidad de corriente indicada.

Saturación de los transformadores de corriente (TCs).

Corrientes anormalmente altas de falla, corrientes de falla que contengan desplazamientos de DC, flujo residual, alta carga secundaria, o una combinación de estos factores resultan en la creación de una alta densidad de flujo en el núcleo del hierro del TC. Cuando esta densidad alcanza o excede los límites diseñados para el núcleo, causa una saturación. En este punto, la exactitud

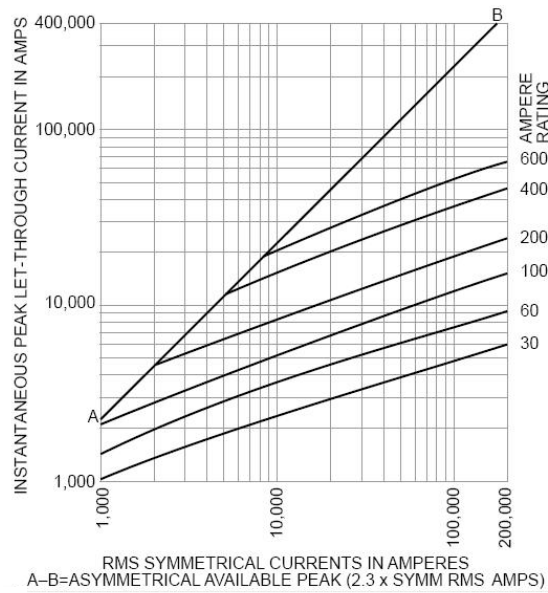


Figura 2.10: Gráfica de paso libre. (Ureña, 2014).

del transformador decae, y la onda de salida puede ser distorsionada por armónicas. La saturación produce una disminución en la magnitud de la onda del secundario del TC. La gravedad de este error de transformación varía con el grado de saturación. Con una saturación total, virtualmente no fluye corriente en el secundario del transformador pasado el primer cuarto de ciclo.

Una selectiva coordinación de protecciones no se presentará si el TC se satura. El disparo del disyuntor del circuito se puede retasar o no ocurrir. Tal evento se traduciría en la operación del disyuntor de respaldo del circuito y el resultado es un aumento en el tiempo de interrupción. Relé de sobrecorriente instantánea pueden no accionarse donde la corriente de falla es alta.

Para evitar o minimizar los efectos de saturación, la carga del secundario deben de mantenerse lo más bajo posible. Donde se esperan corrientes de fallas de más de 20 veces el valor de placa del TC, un diferente TC, diferente relación, o una baja carga son requeridos.

En la mayoría de los sistemas industriales, la saturación de los TCs es significativa solo en los circuitos con relaciones bajas de los TCs y altas corrientes de falla. A más alta tensión los TCs suelen tener más vueltas, mayor razón

de transformación, y por lo tanto son menos propensos a saturarse cuando los estándares del burden son aplicados. La saturación de los TCs debido a la componente DC de la corriente de una falla asimétrica, puede causar un retraso en la operación de algunos relés instantáneos. También se puede dar un falso disparo de los instantáneos de los relés de falla a tierra conectados residualmente.

Coordinación de protecciones

El objetivo de una coordinación de protecciones es determinar las características, capacidades y configuraciones de los dispositivos, que minimicen el daño a los equipos e interrumpan de la manera más rápida y eficaz ante un cortocircuito. Estos dispositivos se aplican generalmente de manera que tras una condición de falla o sobrecarga, sólo una parte del sistema se interrumpa. Un estudio de coordinación de protecciones es la comparación y selección de los tiempos de funcionamiento, de los dispositivos que logren los objetivos del sistema de protección en condiciones anormales. Este estudio debe de incluir todas las protecciones, desde la carga hasta la fuente.

En un sistema radial el objetivo de la selectividad es desconectar de la red la carga o la derivación de la salida defectuosa y solo ésta, manteniendo en servicio la mayor parte posible de la instalación. Se llama *selectividad total* si queda garantizado este objetivo para cualquier valor de corriente de falla hasta el valor máximo disponible e la instalación, en caso contrario se llama *selectividad parcial*.

En instalaciones nuevas, las configuraciones y capacidades de los dispositivos pueden ser modificadas a la hora de realizar un estudio de coordinación, es importante verificar que el sistema de protección sea selectivo. Las configuraciones de los dispositivos solo pueden ser consideradas luego de completado el diseño, y de calculadas todas las corrientes de cortocircuito.

En un sistema eléctrico se aplican dispositivos de protección primaria y de respaldo. El dispositivo de protección primaria es la primera línea de defensa luego de presentarse una condición anormal, este dispositivo debe de actuar más rápido que la protección de respaldo. La protección de respaldo actúa cuando la protección primaria falla a la hora de aislar la falla. A la hora de actuar la protección de respaldo una gran porción del sistema es interrumpido.

En la aplicación de los dispositivos de protección, aveces es necesario hacer un compromiso entre la protección y la selectividad. Mientras que la experiencia puede sugerir una alternativa sobre otra, el enfoque preferido es el de favorecer

la protección sobre la selectividad.

En instalaciones existentes, las configuraciones del sistema y las condiciones de operación cambian a menudo. Por lo tanto es necesario un nuevo estudio de coordinación. Este estudio determina las capacidades y configuraciones de los dispositivos, para que la selectividad y protección se mantenga después del cambio.

Consideraciones generales.

Corrientes de corto circuito: Cuando se planea un estudio de coordinación, algunas o todas de las siguientes informaciones sobre las corrientes de corto-circuito en cada bus son necesarias (ver en este mismo documento Normas ANSI y IEC para el cálculo del corto circuito).

- Máxima y mínima corriente monofásico y trifásico de cortocircuito momentánea (red de primer ciclo) .
- Máxima y mínima corriente trifásica de la red interrupción (1.5 ciclos a 8 ciclos) .
- Máxima y mínima corriente trifásica de corto circuito de la red de 30 ciclos.
- Máxima y mínima corriente de falla de línea a tierra.

Las corrientes momentáneas se usan para determinar las corrientes máximas a las que los dispositivos de disparo instantáneo y directo responden, esta corriente corresponde a la capacidad de interrupción de los dispositivos. La corriente de interrupción máxima es el valor al cual el intervalo del tiempo de coordinación (ITC) es frecuentemente establecido. La mínima corriente de interrupción es necesaria para determinar si la sensibilidad de la protección del circuito es la adecuada.

La corriente de falla de la red de 30 ciclos (no hay contribución de motores) se usa para establecer el intervalo del tiempo de coordinación para las protecciones de sobrecorrientes del sistema. En el momento en que estos dispositivos de protección funcionan, la contribución de la corriente aportada por los motores decae a cero o es mínima.

Fallas en el secundario de los transformadores Delta-Estrella (IEEE, 2001): Cuando la falla ocurre en el secundario de los transformadores delta-estrella aterrizados, la magnitud de la corriente de falla en cada fase depende del tipo de falla.

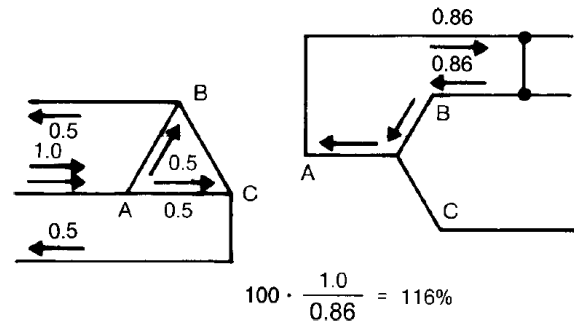


Figura 2.11: Corrientes en una falla fase a fase en un transformador delta-estrella. (IEEE, 2001).

Para una falla fase a fase o falla trifásica en el secundario del transformador, la corriente en una fase del primario es aproximadamente 16 % mayor que la corriente de línea en el secundario, como se muestra en la figura 2.11.

Similarmente, para una falla monofásica de línea a tierra, con el neutro aterrizado sólidamente en el secundario del transformador, la corriente en dos fases del primario es tan solo el 58 % de la corriente en el secundario, y para una falla trifásica en el secundario, la corriente en el primario es igual para una falla monofásica. Para esta condición, la curva del dispositivo de protección del primario debe ser desplazada hacia la derecha o la curva de daño del transformador debe ser desplazada hacia la izquierda un 58 %.

Estas adaptaciones garantizan que el dispositivo de protección del primario pueda proteger adecuadamente el transformador para diferentes tipos de fallas en el secundario, y garantizar una coordinación adecuada con el dispositivo aguas abajo.

Pickup: El término pickup ha adquirido distintos significados. Para muchos dispositivos, pickup es definido como la mínima corriente para entrar en funcionamiento. Esta definición es frecuentemente usada cuando se describe la característica de un relé. Pickup también es utilizado para describir el funcionamiento de un disyuntor de baja tensión con un elemento de desconexión electrónica.

Curva tiempo-corriente (TCC).

Interpretación de la curva.

La curva tiempo-corriente (TCC por sus siglas en inglés) define el tiempo de funcionamiento de un dispositivo de protección para diferentes magnitudes de la corriente de funcionamiento. Múltiples curvas en una misma página se des-

cribe como una típica coordinación de protecciones. Las curvas son graficadas en escala logarítmica, con el tiempo en la escala vertical y la corriente en la horizontal. El factor multiplicador elegido y el nivel de tensión deben de ser considerados a la hora de graficar.

En la gráfica el tiempo cero es considerado el instante que ocurre la falla. La relativa posición de la curva en el gráfico refleja la respuesta de cada dispositivo en el tiempo. La región bajo la curva y a la izquierda de esta es la región de no operación del dispositivo. A la derecha de la curva es la región de operación (o accionamiento del dispositivo). Para sistemas radiales simple, todos los dispositivos entre el punto de falla y la fuente experimentan aproximadamente la misma corriente de corto circuito.

Iniciando en un tiempo de 0.01 segundos y a un valor de la corriente de falla, se procede hacia arriba en el trazado de la gráfica, la primer curva en ser intersecada, corresponderá al primer dispositivo en accionarse. La intersección en este punto también indica lo que durará en operar. Las curvas que están a la derecha pertenecen a los dispositivos de protección aguas arriba o dispositivos de protección secundarios. En general para minimizar la pérdida de servicio, esté dispositivo aguas arriba no debe de operar hasta que se le de el tiempo (o margen) adecuado para detectar y aislar la falla.

Variaciones en la curva.

Con el fin de coordinar diversos dispositivos de protección, es necesario entender la operación y característica de sus curvas de tiempo-corriente. Existen dos tipos básicas de curvas: De línea sencilla y de banda. La de línea sencilla corresponde a los relés de sobrecorrientes, esta indica el tiempo aproximado que el dispositivo actuará para iniciar la apertura de un disyuntor asociado al relé. Como se muestra en la figura 2.12, para una corriente F_1 , el dispositivo opera en un tiempo T_1 más los errores de ajustes, tolerancias de fabricación, y disparo del disyuntor. En media y alta tensión los disyuntores se activarán en los ordenes de 1.5 a 8 ciclos.

Las curvas de bandas, que corresponde a los fusibles y disyuntores de baja tensión, incluyen tolerancias y tiempos de operación. Como se muestra en la figura 2.13, T_1 es el máximo tiempo que la falla existirá antes de que el dispositivo actúe. El tiempo T_2 representa el tiempo máximo que durará el dispositivo para interrumpir y aislar la falla.

Las curvas de los disyuntores de baja tensión tiene forma de banda y están disponibles en gran variedad de formas, dependiendo del fabricante y tipo de disparo (térmico, magnético, termo-magnético, eléctrico). Los tres primeros tipos se abordaron con anterioridad. Los dispositivos con disparo eléctrico ofrecen ajustes en long-time, short-time, instantáneo y protección ground-fault. Dependiendo de la aplicación, todas o ninguna de las opciones son usadas, en

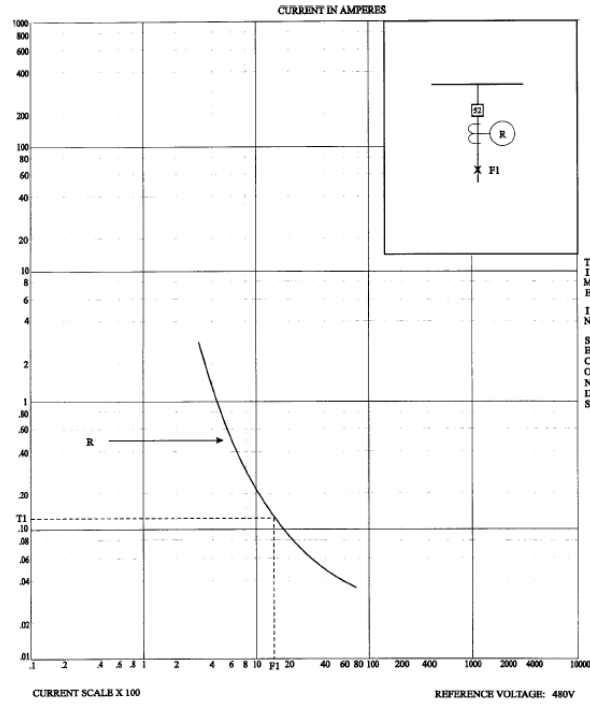


Figura 2.12: Ejemplo de curva tiempo-corriente para un relé de sobrecorriente. (IEEE, 2001).

la figura 2.14 se muestra su curva característica.

CTIs.

Cuando se gráfica una coordinación de curvas, cierto intervalo de tiempo se debe de mantener entre las curvas de los dispositivos, con el fin de obtener una operación selectiva (disparo en orden comenzando por la protección primaria hasta las secundarias) y reducir los disparos de dispositivos no deseados.

Como se mencionó anteriormente, la curva de disparo de un relé de sobrecorriente es una simple línea y, como tal, no incluye errores de configuración, tolerancia y el tiempo de operación del disyuntor, características que se incluyen en las curvas con forma de banda (curvas de fusibles y disyuntores de baja tensión).

La Figura 2.15 resume los mínimos CTIs de aplicaciones que normalmente se encuentran en la industria. Estos valores representan el valor mínimo y no se deben de aplicar siempre, dependerá de la situación. Para sistemas con múltiples dispositivos en cascada, estos intervalos pueden ser usados para mi-

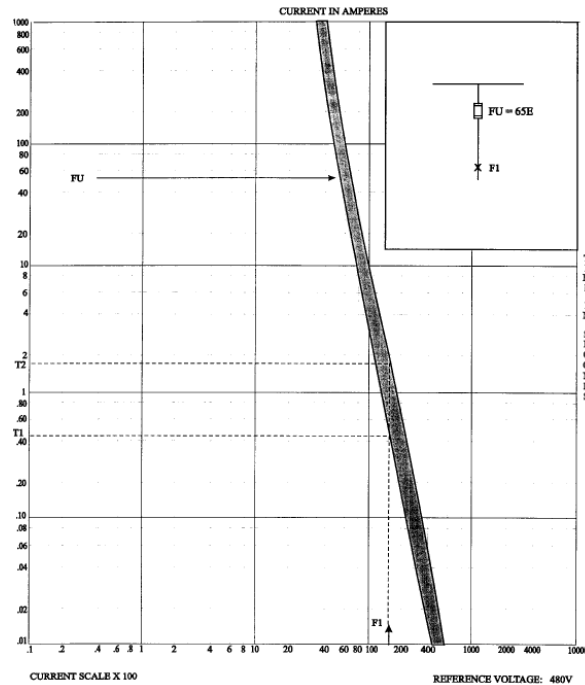


Figura 2.13: Ejemplo de curva tiempo-corriente para un fusible. (IEEE, 2001).

nimizar los ajustes de los tiempo de retardo aguas arriba y limitar de la mejor manera el daño producido por una falla. Para sistemas con pocos dispositivos en cascada, se tendrá más libertad en establecer los intervalos.

Planeamiento inicial e información requerida para un estudio de coordinación.

Siete pasos se recomiendan seguir en el planeamiento de un estudio de coordinación:

1. Desarrollar un diagrama unifilar del sistema bajo estudio. La mayor parte de los datos en este diagrama son usados en el cálculo de corrientes de cortocircuito, corrientes de flujo de carga, capacidades interruptivas, y tiempo de disparo. También indicar la condición del dispositivo (normalmente cerrado o abierto).
- DATOS DE DISYUNTORES Y BUSES: Mostrar en los buses y disyuntores todas las tensiones, corrientes, capacidades interruptivas, y tiempo de disparo. También indicar la condición del dispositivo (normalmente cerrado o abierto).

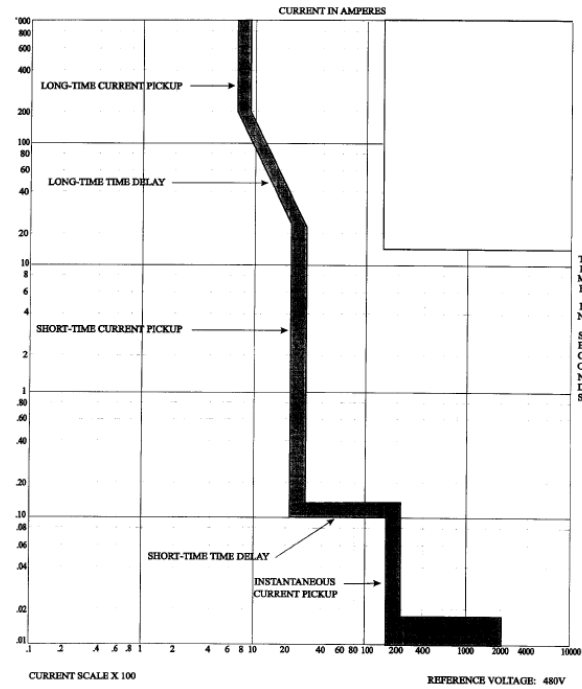


Figura 2.14: Ejemplo de curva tiempo-corriente para un disyuntor con disparo eléctrico. (IEEE, 2001).

- **DATOS DE TRANSFORMADORES:** Mostrar las tensiones del primario y secundario, la potencia aparente (kilovoltampere), impedancia, conexión, posición del tap, tipo y tamaño de puesta a tierra (resistencia, reactancia, solida).
- **DATOS DE GENERADORES:** Mostrar subtransitoria, transitoria y sincronica reactancia, potencia, tensión, factor de potencia, conexión y tipo de puesta a tierra.
- **DATOS DE CABLES:** Mostrar calibre y distancia de los conductores, tipo de conductor, temperatura y configuración.
- **DATOS DEL SUMINISTRADOR:** Mostrar tensión, capacidad de cortocircuito (MVA) y razón X/R .
- **INFORMACIÓN DE LOS DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN:** Mostrar todos los relés, fusibles y disyuntores, su localización y conexión, con su respectivo circuito de disparo, sus corrientes de trabajo (nominales), capacidad interruptiva. Esta información suele incluir los rango de ajustes de disparo (long-time, short-time, instantaneous, ground-fault).

Downstream	Upstream			
	Fuse	Low-voltage breaker	Electro-mechanical relay	Static relay
Fuse	CS ^{b,c}	CS	0.22 s	0.12 s
Low-voltage circuit breaker	CS ^c	CS	0.22 s	0.12 s
Electromechanical relay (5 cycles)	0.20 s	0.20 s	0.30 s	0.20 s
Static relay (5 cycles)	0.20 s	0.20 s	0.30 s	0.20 s

^aRelay settings assumed to be field-tested and -calibrated.

^bCS = Clear space between curves with upstream minimum-melting curve adjusted for pre-load.

^cSome manufacturers may also recommend a safety factor. Consult manufacturers' time-current curves.

Figura 2.15: Mínimos CTIs utilizados para coordinar protecciones. (IEEE, 2001).

- DATOS DE LAS CARGAS: Mostrar caballaje de los motores y mostrar los datos como corriente, corriente de rotor-bloqueado, tiempo de aceleración, reactancia transitoria y subtransitoria.
 - DATOS DE CUADROS DE DISTRIBUCIÓN Y CONMUTACIÓN
2. Determinar las configuraciones normales, temporales y de emergencias para el sistema. Estas configuraciones pueden afectar las corrientes de corto circuito máximas.
 3. Determinar la carga de flujo en el sistema. Los datos actuales de carga son valiosos al configurar los dispositivos de protección, ya que se utilizan para dimensionar los cables, equipos y corrientes nominales de los dispositivos de protección, esto se realiza únicamente si se está realizando el diseño de un nuevo sistema eléctrico.
 4. Determinar el nivel de las siguientes corrientes en cada localización en el sistema.
 - Máxima y mínima corriente momentánea de cortocircuito (monofásica y trifásica).
 - Máxima y mínima corriente del ciclo de interrupción de cortocircuito (trifásica).
 - Máxima y mínima corriente de falla a tierra.

5. Determinar las características de los dispositivos de protección y recolectar las curvas de protección de los mismos. si es posible conocer el fabricante, modelo, catalogo, estilo, rangos de ajuste.
6. Recolectar las curvas limites de daño térmico (curvas I^2t) para varios dispositivos en el sistema, incluyendo:
 - CABLES. Los cables no deben ser expuestos a las corrientes de corto circuito que dañan el aislamiento del conductor debido a las altas temperaturas. Como una guía para prevenir el daño en el aislamiento, típicas curvas de daño grafican los niveles de corrientes de corto-circuito versus duración de la falla (tiempo), estas curvas se pueden encontrar en el capítulo 9 del IEEE Std 141-1993. De esta manera se escoge el conductor que soporte la corriente de falla, por el tiempo que duren los dispositivos de protección en aislar la falla.
 - TRANSFORMADORES. Los transformadores también necesitan ser protegidos de las altas corrientes de corto-circuito. Las curvas de protección de los transformadores se pueden encontrar en el capítulo 11 del IEEE Std C57.109-1993.
 - MOTORES. Los motores también deben de ser protegidos de las corrientes de falla, incluyendo niveles de cortocircuito y sobrecorriente. Por lo tanto, la curva I^2t de daño del motor o conocer la corriente de rotor bloqueado deben de ser recolectadas para todos los motores.
7. Determinar los ajustes existentes de todos los dispositivos aguas arriba y aguas abajo a ser coordinados. Este paso puede incluir rangos y ajustes de los dispositivos de la suministradora (compañía). Los ajustes de los relés aguas arriba puede limitar la selectiva coordinación del sistema.

Procedimiento.

Una coordinación de protecciones es un procedimiento de prueba y error en el que las curva de tiempo-corriente de varios dispositivos son graficados en escala logarítmica, de manera que una coordinación selectiva se pueda lograr. El proceso de ajuste del dispositivo es un compromiso entre objetivos opuestos de máxima protección del equipo y la máxima continuidad de servicio, por lo tanto, una coordinación selectiva no se puede establecer en todos los sistemas. El siguiente procedimiento muestra la progresión lógica de los pasos necesarios para realizar una coordinación efectiva de tiempo-corriente, y establecer el tiempo de sobrecorriente de los dispositivos de protección en el sistema.

- a. Seleccionar el circuito que será coordinado. Trabajando desde aguas abajo hacía aguas arriba (desde la carga hacía la fuente). Determinar el ramal del circuito con mayor ajuste de corriente. Típicamente, este punto será en la conexión del motor en el circuito, debido a la alta corriente de inrush durante el arranque. Sin embargo, si otro circuito derivado presenta un ajuste mayor de corriente, este debe ser seleccionado.

- b. Seleccionar la correcta escala de corriente. Considerando un gran sistema o uno con más de una transformación de tensión, la curva del dispositivo más aguas abajo deberá estar lo más posible a la izquierda en la gráfica, de manera que las demás curvas no se aprieten a la derecha. El nivel máximo de corto circuito en el sistema es el límite de las curvas a la derecha, el número de curvas graficadas en un papel suele ser limitadas. Más de cuatro o cinco curvas en una gráfica genera confusión, sobretodo si estas curvas se sobreponen entre si.

Todas las curvas de los relés serán graficadas en la misma escala de corriente, incluso si están en distintos niveles de tensión. Como ejemplo, consideremos un sistema con un transformador D-Y de 750 kVA con 4160 V en el primario y 480 V en el secundario. Asumiendo que este transformador está equipado con un disyuntor en el primario y uno principal en el secundario supliendo algunos disyuntores de ramales. En este sistema, la corriente de carga máxima del transformador a 480 V es $(750000)/(480 \cdot 1.73) = 902$ A. Cuando fluyen 902 A en el secundario del transformador, la corriente en el primario es el mismo valor de corriente (902 A) multiplicada por la razón de transformación ($480/4160 = 0.115$). En este caso, la corriente en el primario será $902 \times 0.115 = 104$ A. Si la corriente de carga máxima es establecida para que sea 1 pu, entonces 902 A a 480 V = 104 A a 4160 V. En lo que a coordinación de las curvas se refiere, ambas corrientes 104 A a 4160 V y 902 a a 480 V representan en mismo valor de corriente en el circuito: corriente de carga máxima en el transformado de 750 kVa y 1 pu corriente.

Graficar la corriente en una gráfica de tiempo-corriente, 902 A a 480 V es igual que graficar 104 A a 4160 V. Este tipo de manipulación permite el estudio de dispositivos con diferentes niveles de tensión en una gráfica de coordinación, si se selecciona la correcta escala de corriente.

- c. Dibujar un pequeño diagrama unifilar del circuito que representarán las curvas en la gráfica, con los dispositivos en el diagrama.
- d. Sobre la escala logarítmica, indicar estos puntos (si aplican):

1. Máxima corriente de corto circuito disponible.

2. Corriente de carga máxima en los transformadores y corriente de flujos de carga significativas.
3. I^2t puntos de daño o curvas para transformadores, cables, motores y otros equipos.
4. Puntos de la corriente inrush del transformador.
5. Curva de inicio de motor, indicando la corriente a rotor bloqueado, corriente de carga máxima y tiempo de aceleración.
- e. Comenzar trazando las curvas de protección desde baja tensión. Una vez se haya selecciona una específica escala para la corriente, calcular los multiplicadores apropiados para los diferentes niveles de tensión. Las curvas características de los dispositivos y las curvas de daño de los equipos se pueden colocar sobre una superficie brillante lisa como una hoja blanca de papel o en una caja de visualización traslúcida iluminada o dibujo de cuadro.

La selectiva coordinación de los dispositivos de protección se debe de basar en la características limitadas de los dispositivos en serie (incluyendo los intervalos de coordinación CTIs mencionados anteriormente), los límites impuestos por las corriente de carga máxima, corrientes de corto circuito, arranques de motores, curvas de daños térmicos, y aplicaciones de estándares requeridos por el NEC.

Coordinación de protecciones de Falla a tierra.

Mientras que muchos discuten sobre los méritos de los diferentes tipos de protecciones de falla a tierra, dos factores son comúnmente aceptados: Los arcos de falla a tierra son los más destrutivos, por que los arcos limitan la corriente de falla detectada por los dispositivos de fase. La selectividad puede lograrse solo si se incluyen más de un nivel de relés de falla a tierra.

El NEC exige un sólo relé de falla a tierra en el equipo de servicio que el ajuste de protección no supere los 1200 A y el tiempo máximo de retraso para corrientes de 3000 A o más deberá ser de 1 s, en edificios de salud, se requieren dos niveles de protección de falla a tierra.

2.2 Estudio del cortocircuito

Introducción

Un corto circuito 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. (Marcial, 2001)

Las corrientes de cortocircuito son alimentadas por elementos activos como: los generadores, motores, la compañía distribuidora de electricidad, etc., y se limitan o atenúan por elementos pasivos del sistema como: impedancias de conductores, transformadores, reactores, etc. Los estudios de cortocircuito se deben de realizar al momento de diseñar el sistema eléctrico, y luego actualizarse cuando se realicen modificaciones importantes o remodelaciones como sería el caso de:

- Cambios en la capacidad de cortocircuito de la compañía distribuidora debido a que, conforme nuevos generadores y líneas de transmisión se incorporan al sistema, la capacidad de cortocircuito tiende a crecer.
- Cambios en la configuración, del sistema primario o secundario de la instalación industrial.
- Cambio en los transformadores o en las impedancias de los mismos.
- Cambio en la longitud o dimensiones de los conductores.
- Aumento de los motores internos de la empresa.

Sin embargo la buena práctica aconseja, que dichos estudios deben de realizarse por lo menos cada cinco años en las instalaciones.

Es a consecuencia de las ampliaciones y modificaciones del sistema, donde los ingenieros a cargo del mantenimiento adquieren responsabilidad, de hacer el reemplazo de interruptores o fusibles, o realizar la instalación de dispositivos limitadores de corriente, como los reactores. La elección de los dispositivos de protección, se hace en la mayoría de los casos únicamente desde el punto de vista de capacidad o sea, de la capacidad que tengan los mismos de manejar un cierto valor de corriente en condiciones normales de operación. Sin embargo, el cálculo y elección deben de hacerse considerando las corrientes de cortocircuito. En el caso de considerar solamente la corriente nominal de operación, al efectuarse una sobrecarga en el sistema, simplemente lo que sucederá es que la protección se fundirá o disparará según sea el caso. Pero, si se tuviese una condición de falla y la capacidad interruptiva se seleccionó sin ningún estudio de cortocircuito previo, simplemente las protecciones estallarán ya que no tienen el soporte necesario para absorber la energía esperada.

El primer paso antes del estudio de cortocircuito es contar con un diagrama unifilar de la instalación que se va a analizar. Este diagrama debe de contar como mínimo de:

- Datos como: marca, modelo, tensión, ampacidades y capacidades interruptivas de los dispositivos de interrupción del sistema.
- Marca, calibre y longitud de los conductores del sistema.
- Marca, impedancia porcentual, tensión de operación y potencia de los transformadores instalados en el sistema.
- Datos de placas de motores.

Corriente de cortocircuito

Definición

La corriente de corto circuito se puede entender análogamente como el flujo de agua en una planta hidroeléctrica (figura 2.16); esto es, la cantidad de agua que fluya en condiciones normales depende de la carga de las turbinas, en este caso no es de mayor importancia que el embalse sea grande o pequeño, este flujo es comparable a la corriente de carga nominal en un sistema de distribución. Entonces si la presa se rompe la cantidad de agua que fluirá dependerá de la capacidad del embalse, y tendrá muy poca relación con la carga de las turbinas, en este caso si tiene mucha importancia si el embalse es grande o pequeño, al igual que en un sistema eléctrico, la corriente de falla está relacionada con la capacidad de potencia que puede entregar la empresa que suministra la energía.

Así como el flujo de agua en la planta hidroeléctrica, la corriente eléctrica de carga produce trabajo útil, mientras que la corriente de corto circuito produce efectos destructivos. Las corrientes de cortocircuito representan una alta cantidad de energía térmica y fuerzas electromagnéticas que causan que los conductores, interruptores termomagnéticos o de potencia, ducto de barras y tableros de distribución se puedan doblar, causar latigazos o explosiones conducentes de incendio que pueden quemar o matar a personas que se encuentren cerca de la falla.(Ureña, 2014)

Naturaleza de la corriente de cortocircuito

La corriente de cortocircuito se conforma de una corriente alterna de frecuencia de servicio con amplitud variable en el tiempo, y de corriente continua superpuesta (componente unidireccional) que varía entre el 80 % del valor eficaz del componente alterno hasta que se atenúa a un valor de cero, dando lugar a una onda asimétrica (figura 2.17).(Ureña, 2014)

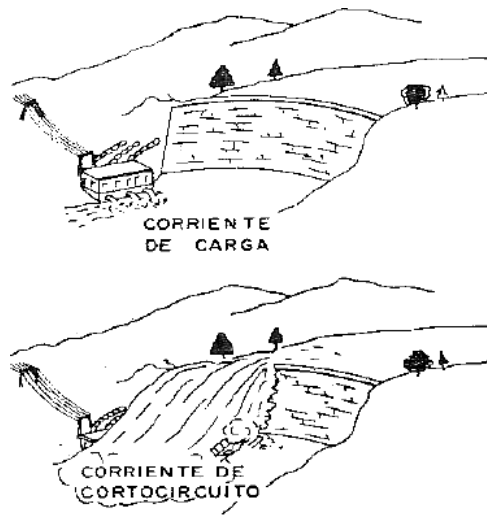


Figura 2.16: Analogía entre las corrientes de carga y corto circuito con el flujo de agua en una planta hidroeléctrica.(Marcial, 2001)

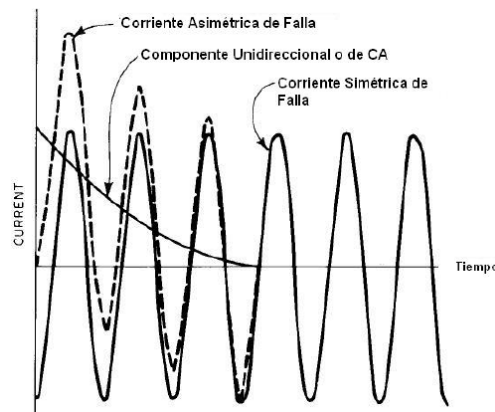


Figura 2.17: Desarrollo de la corriente de falla.(Ureña, 2014)

Fuentes de corriente de cortocircuito

La corriente de cortocircuito total puede estar formada, de dos o tres fuentes que aportan corrientes de cortocircuito, la primera, la constituyen los generadores, sean estos los instalados en la planta o en la red de distribución (compañía distribuidora), o ambos. La segunda fuente la constituyen los motores de inducción o sincrónicos instalados a lo interno de la industria.

La compañía distribuidora generalmente proporciona información acerca de sus posible corriente de cortocircuito, esta es la mayor fuente de corriente,

la impedancia que limita mayormente la corriente proveniente de la compañía es generalmente la del transformador principal.

La segunda mayor fuente de corriente de cortocircuito son los motores propios. Para el caso de los *motores sincrónicos*, apenas se establece el cortocircuito, la tensión en las inmediaciones de la falla, se reduce, el motor entonces no absorbe energía, comienza a desacelerarse, pero la inercia de la carga y la del motor tienden a mantenerlo en rotación y como sigue siendo excitado se comporta como un generador y entrega corriente por muchos ciclos después de que se manifiesta la falla.

Para el caso de los *motores de inducción*, cuando se elimina la tensión, momento del cortocircuito, la máquina sigue girando por inercia y como el flujo en el rotor no desaparece instantáneamente, se genera un voltaje en el estator, y como consecuencia una corriente que alimentará la falla. La corriente generada por el motor, se anula casi completamente en 4 ciclos, pero dura lo suficiente para afectar el funcionamiento del dispositivo de interrupción en el instante inicial del cortocircuito y en el instante de interrupción si éste se acciona dentro de 1 o 2 ciclos después de la falla. (Rojas, 2003) La magnitud de la corriente de falla depende del caballaje, de la tensión, de la reactancia de la máquina y de la impedancia comprendida entre la máquina y la falla. Como conclusión, los motores sincrónicos deben siempre tomarse en cuenta, y los motores de inducción se toman en cuenta, solo cuando interese encontrar la corriente inmediatamente después de presentarse la falla.

La reactancia de las máquinas sincrónicas (motores y generadores) no tiene un solo valor como sucede con un transformador o un cable (Ureña, 2014), si no que es compleja y variable con el tiempo, esta variación se presenta en tres etapas:

- **La reactancia subtransitoria X_d''** : es la reactancia aparente en el estator en el instante en que se produce el cortocircuito, determina la corriente que circula en el devanado del estator durante aproximadamente los dos primeros ciclos (10 a 20 milisegundos).
- **La reactancia transitoria X_d'** : es la reactancia aparente después de los primeros ciclos. Ésta reactancia determina la intensidad que circula durante el intervalo posterior al que se indicó anteriormente hasta unos cuatro ciclos o 500 milisegundos, y en el que la reactancia subtransitoria constituye el factor decisivo.
- **La reactancia sincrónica X_d** : es la reactancia que determina la intensidad que circula cuando se ha llegado a un estado estacionario. Solo se hace sentir sus efectos después de transcurrir algunos segundos desde el instante en que se ha producido el cortocircuito y por tanto carece de valor en los cálculos de cortocircuito.

La presencia de esta variación hace que la corriente de cortocircuito inicie con un valor alto y decaiga a un valor estable después de un tiempo, como se muestra en la figura 2.18.

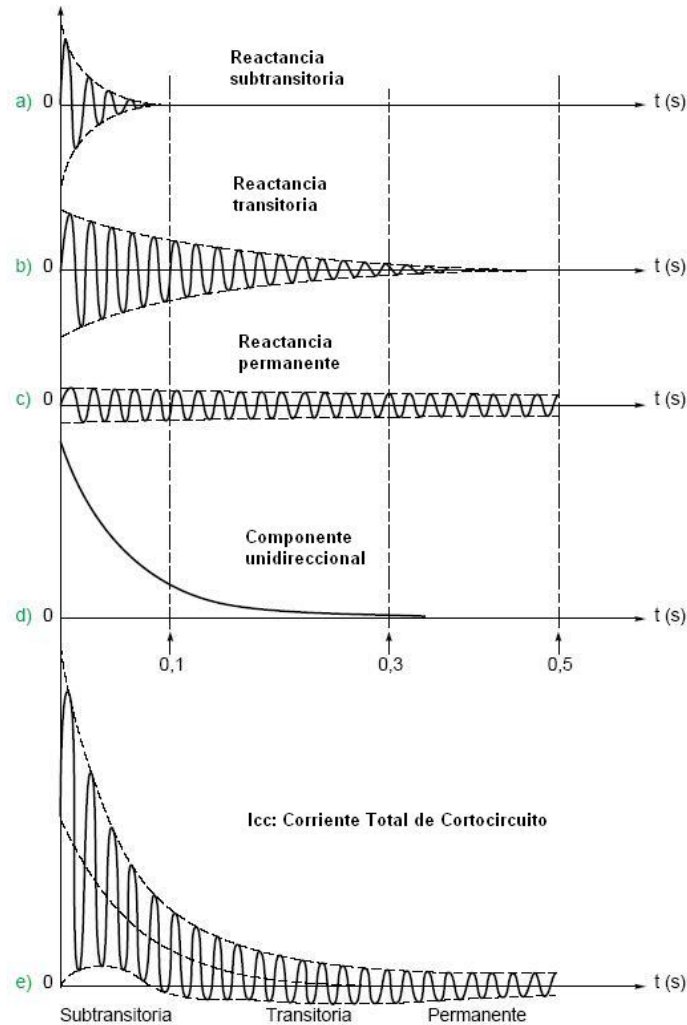


Figura 2.18: Variación de la corriente de cortocircuito suministrada por la máquinas sincrónicas.(Ureña, 2014)

La tercera fuente de corriente generalmente no existía en el pasado, sin embargo la coenergación es un fenómeno en crecimiento, y además, en sitios remotos la generación propia podría reemplazar a la compañía distribuidora. Cuando se da un cortocircuito en un sistema alimentado por un *generador*, éste continua en producir tensión por que la excitación de campo se mantiene

y el motor primario mantiene la velocidad en el generador, la tensión generada produce una corriente de cortocircuito de gran magnitud que fluye hacia la falla, limitada solamente por su reactancia y la impedancia presente entre el generador y la falla.

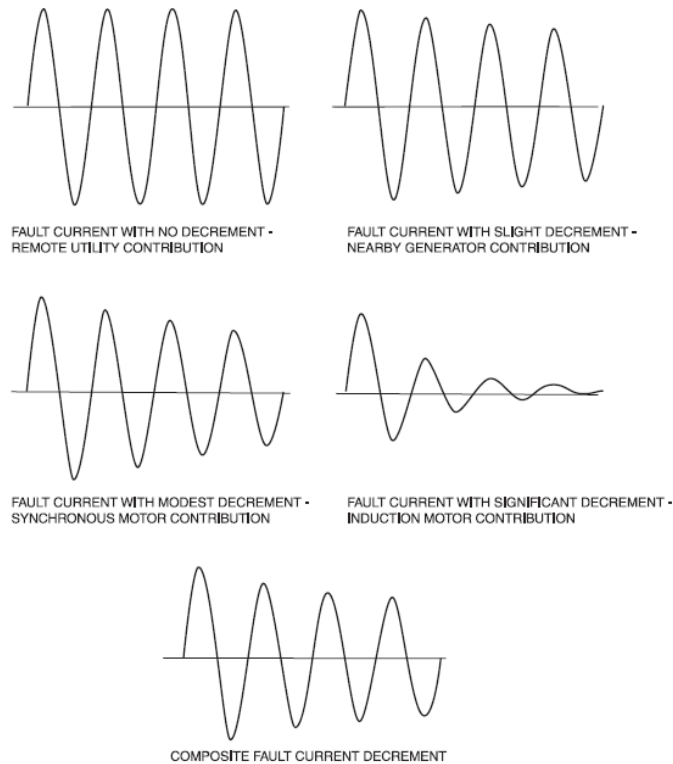


Figura 2.19: Corrientes de cortocircuito aportadas por las diferentes fuentes. (IEEE, 2001)

No está de más aclarar que los transformadores, no son fuentes de corrientes de cortocircuito, simplemente se limitan a cambiar la tensión y la corriente de los sistemas, pero no los generan. El transformado más bien limita la corriente de cortocircuito, deja pasar solo una parte de ella, debido a la impedancia presente en sus devanados.

Tipos de cortocircuitos

En los sistemas eléctricos se distinguen dos tipos de fallas de cortocircuito, las balanceadas o tripolares, y las desbalanceadas, también llamadas bipolares o unipolares (Ureña, 2014). Se dice que un cortocircuito es franco, cuando los

procedimientos de cálculo se hacen en base a impedancia igual a cero en el punto de cortocircuito.

Falla balanceada

La falla tripolar o trifásica franca (figura 2.20), se da cuando las tres líneas del sistema son aterrizadas en un punto en el cual la tres tensiones de falla son nulas, y las tres fases tienen cargas simétricas, debido a las corrientes simétricas de cortocircuito, que están desfasadas 120 grados eléctricos, independientemente de si este punto está o no aterrizado.

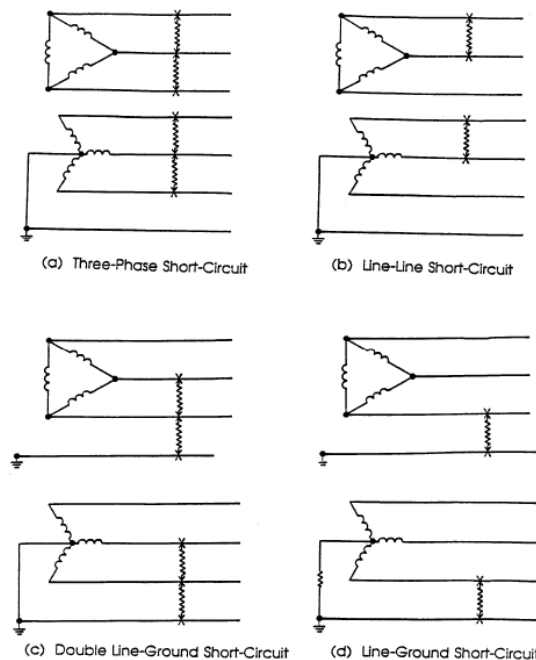


Figura 2.20: Falla trifásica franca (balanceada), Fallas desbalanceadas (unipolares, bipolares). (IEEE, 2001)

Este tipo de falla se produce en un 5 % de los casos, y se le asocia por lo general, la capacidad de cortocircuito más alta, en relación con las demás tipos de fallas, así que el estudio de fallas trifásicas normalmente es suficiente para determinar las protecciones, en el caso de sistemas industriales. Sin embargo en grandes sistemas, cuando el neutro está francamente a tierra, la corriente máxima de cortocircuito se manifiesta para una falla monofásica a tierra, cuando los transformadores principales que alimentan el sistema están conectados en delta en la parte de alta tensión, y en estrella aterrizada francamente en el lado de baja. Normalmente los grandes sistemas, tienen sus transformadores

puestos a tierra a través de reactancias o resistencias para limitar la corriente de cortocircuito monofásica a valores inferiores a la de cortocircuito trifásica.

Falla desbalanceada

En este tipo de fallas las tensiones no son todas nulas, debido a la asimetría, se produce la unión de fases y neutro (figura 2.20), en caso de que este exista. Pueden ser cortocircuitos bipolares o unipolares. Las fallas bipolares o bifásicos (contactos fase a fase) con o sin contacto a tierra, se presentan en el 15 % de los casos.

En cambio las fallas unipolares o monofásicas, se presentan con un 80 % de regularidad, son cortocircuitos de línea a tierra.

Aunque la falla de línea a tierra sea el tipo de falla más común en los sistemas, nos interesa saber el valor máximo de corriente de falla, por lo que los procedimientos de cálculo de cortocircuitos se hacen en base a impedancia igual a cero en el punto de cortocircuito, o lo que es lo mismo, como cortocircuitos francos (Rojas, 2003).

2.3 Método de los kVA's equivalentes.

Justificación del método

La mayoría de los métodos que se utilizan para hacer estudios de cortocircuito (equivalente de Thévenin, componentes simétricas, matriz de impedancias, etc), se han basado en la manipulación de las impedancias del sistema, de tal manera de obtener una impedancia equivalente (Z_{eq}), para cada punto en que se desea determinar la corriente de cortocircuito, una vez determinada la impedancia equivalente, la corriente de cortocircuito se encuentra dividiendo la tensión de línea en el punto por la Z_{eq} , conforme a la Ley de Ohm ($I_{cc} = V/Z_{eq}$), obligando a un cálculo por separado para «n» puntos a analizar, estos métodos requieren no solo de tiempo, si no también de mucha concentración, ya que por la elevada cantidad de cálculos diferentes por realizar, puede conducir al error.

Otro inconveniente con los métodos tradicionales de cálculo, es que, no es intuitivo, se puede cometer un error y no detectarlo, por que el método no permite obtener una aproximación del resultado. El método de los kVA's, además de eliminar la gran cantidad de cálculos, ya que los valores se calculan simultáneamente, permite anticipar el valor aproximado en cada paso y así determinar de inmediato si se cometió algún error.

Generalidades del método.

El método se conceptualiza en el hecho de que, la magnitud de corriente que un dispositivo activo puede entregar durante un cortocircuito, está directamente ligado con sus kVA's equivalentes (kVA_{eq}), así también la magnitud de corriente que un elemento pasivo como una impedancia permite que pase, estará también ligado con los kVA's equivalentes de la impedancia (Ureña, 2014). El método se basa en manipular los kVA's de los elementos del circuito, en vez de sus impedancias. Éste método permite la determinación de los kVA's equivalentes en cada punto del sistema, determinándose estos en forma simultánea, la corriente de cortocircuito (I_{cc}) se obtiene dividiendo los kVA_{eq} del punto por la tensión de línea que le corresponde, como muestra (2.2)

$$I_{cc} = \frac{kVA_{eq}}{kV\sqrt{3}}. \quad (2.2)$$

Como los sistemas trifásicos se resuelven como monofásicos con neutro de retorno, los kVA's y kV se refieren a valores de fase, pero como se acostumbra utilizar el valor total de los kVA's del sistema trifásico y los kV de línea, hay que dividir estos respectivamente por 3 y $\sqrt{3}$ para encontrar los respectivos valores de fase. Así que los kVA's trifásicos se pueden expresar en función de la corriente de línea y de la tensión de línea como se muestra en (2.3)

$$kVA = kV * I * \sqrt{3}, \quad (2.3)$$

alternativamente los kVA's trifásicos, pueden también mostrarse en función de la tensión de línea y de la impedancia del circuito (impedancia de fase a neutro), como se muestra en (2.4)

$$kVA = \frac{1000 * kV^2}{Z}. \quad (2.4)$$

De (2.3) se deriva que los kVA's varían directamente con la corriente I , esta relación significa que si la corriente se considera que fluye en un circuito eléctrico, también se puede considerar que los kVA's fluyen en el mismo circuito. De (2.4) vemos que los kVA's equivalentes varían en forma inversa que la impedancia Z correspondiente, esto quiere decir que si la impedancia aumenta, los kVA's disminuyen y si la impedancia disminuye, los kVA's equivalentes aumentan, esta relación inversa entre los kVA's equivalentes y sus relativas impedancias nos dice que los kVA's equivalentes conectados en serie se comportan de la misma manera que las impedancias conectadas en paralelo y que los kVA's equivalentes conectados en paralelo se comportan como las impedancias conectadas en serie, como se muestra a continuación:

• **Elementos del circuito conectados en paralelo:**

$$Z_{TOTAL} = \left\{ \frac{1}{Z_1} + \frac{1}{Z_2} + \dots + \frac{1}{Z_N} \right\}^{-1}, kVA_{TOTAL} = kVA_1 + kVA_2 + \dots + kVA_N$$

• **Elementos del circuito conectados en serie:**

$$Z_{TOTAL} = Z_1 + Z_2 + \dots + Z_N, kVA_{TOTAL} = \left\{ \frac{1}{kVA_1} + \frac{1}{kVA_2} + \dots + \frac{1}{kVA_N} \right\}^{-1}$$

Determinación de los kVA's equivalentes.

El método requiere que el sistema eléctrico sujeto a análisis, y su respectivo diagrama unifilar, sea transformado o se determinen los kVA's equivalentes de cada elemento que aporte o limite la corriente de cortocircuito, para tal efecto se deben de seguir los siguientes pasos.

kVA's equivalentes del sistema de distribución.

El valor de los kVA's que aporta la distribuidora, generalmente es dada por la compañía. La información puede estar dada en MVA_{cc} o en kVA_{cc} , pero si se nos suministra la corriente de cortocircuito I_{cc} , utilizaremos (2.5) para convertirla a kVA's de falla.

$$kVA_{cc} = \sqrt{3} * I_{cc} * kV. \quad (2.5)$$

kVA's equivalentes de generadores internos.

La placa de los generadores internos indica el valor de la reactancia subtransitoria en p.u. (X_d'' p.u.), es importante recordar que ésta reactancia se manifiesta únicamente en los primeros ciclos de la falla y produce el aporte de la máxima corriente de cortocircuito por parte de los generadores. La determinación de los kVA's equivalentes de un generador está dada por (2.6)

$$kVA_{cc_{eq}} = \frac{kVA \text{ del generador}}{X_d'' \text{ p.u.}}. \quad (2.6)$$

kVA's equivalentes de motores internos.

Las placas de los motores tienen indicada la *letra de código* del mismo (para los motores fabricados antes de 1996) o bien los *códigos de diseño NEMA* (para los motores fabricados de 1996 en adelante) que definen la corriente a rotor bloqueado del motor. Para determinar la corriente de cortocircuito que puede entregar un motor, son necesarios la tensión nominal, los caballos de fuerza y la letra de código en su placa, para saber la corriente se procede con (2.7) y (2.8)

$$kVA_{cc} = hp * (\text{factor de letra código}), \quad (2.7)$$

$$I_{cc} = \frac{kVA_{cc}}{\sqrt{3} * V}. \quad (2.8)$$

Si no se cuenta con información específica de la máquina, entonces, se considera que la corriente inicial de cortocircuito que puede entregar un motor, corresponde prácticamente con la impedancia a rotor bloqueado (corriente de arranque a plena carga)(Rojas, 2003), podemos considerar una corriente a rotor bloqueado igual a 6 veces su corriente a plena carga, lo cual nos da para el motor una $X_d'' p.u. = 100\%/600\% = 0,17$, valor de reactancia subtransitoria que se usará para determinar los kVA's equivalente de motores de 50 *hp* o más. Las características de los motores más pequeños limitan más el flujo de corriente que la de los motores grandes, así que en el caso de motores menores a 50 *hp*, consideramos una corriente a rotor bloqueado igual a 5 veces su corriente a plena carga, lo que da una $X_d'' p.u. = 0,20$. Estos valores se consideran también en grupos de motores, con características similares, que estén funcionando al mismo tiempo. En los sistemas a 600 V o menos los

Cuadro 2.3: Reactancias subtransitorias a considerar para motores.

Capacidad	$X_d'' p.u$
50 <i>hp</i> o más	0,17
menores a 50 <i>hp</i>	0,20

disyuntores y fusibles se accionan tan rápido que solo la corriente que fluye durante el primer medio ciclo interesa, por eso solamente se consideran las reactancias subtransitorias. Para los motores es válida la aproximación de que 1 *hp* es igual a 1 *kVA*, así que la contribución de un motor al cortocircuito está dada por (2.9)

$$kVA_{cc_{eq}} = \frac{hp \text{ del motor}}{X_d'' p.u.}. \quad (2.9)$$

En el caso de una planta industrial con gran cantidad de motores, donde es impredecible saber cuantos están trabajando en el momento del cortocircuito, se utiliza los siguientes criterios de cálculo(Ureña, 2014):

- En sistemas 240 V, 480 V o 600 V, se toma y se supone que los motores operan agrupados en el bus contiguo a la protección principal, por lo que suman en total una potencia igual al 100 % de los kVA del transformador que los alimenta.
- En sistemas 208 V/ 120 V, generalmente la mayor carga corresponde a iluminación y en menor proporción a motores. Si no se cuenta con información precisa, se toma que el máximo caballaje de los motores

que trabajan a un mismo tiempo es de un 50 % del total de los kVA de los transformadores y generadores que alimentan a ese grupo.

kVA's equivalentes de los transformadores.

Una característica de los transformadores es que sus devanados se oponen y limitan los valores de kVA's de cortocircuito disponibles a un lado del transformador, cuando ocurre la falla al otro lado. Para cualquier transformador, los kVA's equivalentes se calculan con (2.10)

$$kV Acc_{eq} = \frac{kVA \text{ del transformador}}{\frac{\%Z}{100}}, \quad (2.10)$$

la %Z de un transformador es igual al porcentaje de tensión en el primario, requerida para hacer circular en el secundario la corriente de plena carga, cuando el secundario está en cortocircuito.

La impedancia real de un transformador con normativas UL puede variar en un $\pm 10\%$ del valor indicado en la placa del transformador, por lo tanto, muchas veces se acostumbra en multiplicar la impedancia indicada de los transformadores por el factor 0,9, con lo cual se indica que la impedancia real del transformador puede ser un 10 % menor que la indicada en la placa, una razón más para el uso de este factor, es que la tensión suministrado por la compañía distribuidora puede variar dentro de un cierto rango, y una tensión más alta da lugar a una corriente de cortocircuito mayor, situación que se cubre con la aplicación del factor multiplicador indicado.

kVA's equivalentes de los conductores.

Una longitud de cable es una impedancia serie que limita la corriente de cortocircuito, los conductores poseen unos kVA's equivalentes que nos indican la cantidad de kVA de cortocircuito que puede pasar a través del conductor, cada calibre y configuración de conductores tiene características de impedancias únicas que se encuentran en tablas. Teniendo esto presente, los kVA's equivalentes del conductor se calculan con (2.11)

$$kV Acc_{eq} = \frac{(1000) * (kV \text{ de linea})^2}{Z_{\Omega/fase}}, \quad (2.11)$$

Donde:

$$Z_{\Omega/fase} = \frac{Z_{cable \text{ en } \Omega/Km}}{\# \text{ de conductores por fase}} * Longitud \text{ en } Km. \quad (2.12)$$

Normalmente podemos utilizar solo el valor de la reactancia, para realizar cálculos de cortocircuito a excepción de los conductores de poca capacidad en

sistemas de menos de 600 V, por que en estas circunstancias, la resistencia es predominante sobre la reactancia y ambas deben de tomarse en cuenta en la determinación de los kVA's equivalentes (Rojas, 2003).

kVA's equivalentes de los reactores.

Un reactor es una bobina que al igual que los devanados de los transformadores, tienen efectos limitadores de corriente de cortocircuito.

Estas bobinas son instaladas en serie con cada fase de un sistema trifásico, con el objetivo de atenuar la entrada de corrientes de cortocircuito de la fuente. Al igual que en los conductores, los kVA's del reactor se determina con (2.13)

$$kV Acc_{eq} = \frac{(1000) * (kV \text{ de linea})^2}{Z_{\Omega / fase}}, \quad (2.13)$$

Cálculo de la corriente de cortocircuito en fallas trifásicas, bifásicas y monofásicas.

Para determinar la corriente de cortocircuito, debemos de elegir el tipo y localización de la falla.

En las planta de alta tensión que generalmente tienen el neutro directamente aterrizado, se presenta la corriente máxima de cortocircuito cuando la falla ocurre entre una fase y tierra (falla monofásica), en estos casos la alimentación se efectúa por medio de transformadores o generadores conectados en delta - estrella con neutro a tierra.

En las plantas de baja tensión, o en las cuales, los transformadores o generadores que alimentan la industria tienen el neutro conectado mediante una impedancia a tierra, basta con calcular un cortocircuito trifásico franco (falla trifásica) para la selección de los dispositivos de protección.

Cálculo de la corriente en falla trifásica franca

Para determinar la corriente de falla trifásica, se siguen los siguientes pasos:

1. Luego de tener el diagrama unifilar detallado, con todos los valores de transformadores, conductores, motores y protecciones, se debe de hacer una reducción del mismo, donde se muestre solamente los elementos de interés (elementos que contribuyan o limiten la corriente de falla). Con el fin de facilitar el procedimiento de cálculo, dibujar los generadores por encima de las barras, y los motores por debajo de éstas.
2. Con las ecuaciones (2.5) a (2.13), se calculan los kVA's equivalentes y se escriben al lado de cada elemento.

3. Dibújese una flecha horizontal en cada uno de los puntos de unión de los elementos, se debe de adoptar una convención en cuanto a la dirección del flujo de kVA's, por ejemplo, los kVA's presentes sobre la flecha, significan que fluyen desde aguas arriba, y los anotados debajo de la flecha, fluyen de aguas abajo hacia la falla.
4. Se combinan los kVA's de los elementos del sistema, se recomienda iniciar desde abajo hacia arriba, sumando el flujo de los elementos que están en paralelo hasta alcanzar la acometida, punto en el cual se inicia el flujo aguas abajo, recordando que en un nodo la suma de ambos flujos siempre es la misma.
5. Para conocer la corriente de falla trifásica en cualquier punto del sistema, se suman los kVA's equivalentes provenientes aguas arriba y aguas abajo, ubicados a ambos lados de las flechas, la suma total se conoce como los $kV Acc_{totales}$.

El cálculo de los amperios simétricos se obtiene de la expresión (2.14) como se muestra en la figura 2.21.

$$I_{ccsimetrica} = \frac{kV Acc_{totales}}{kV * \sqrt{3}}, \quad (2.14)$$

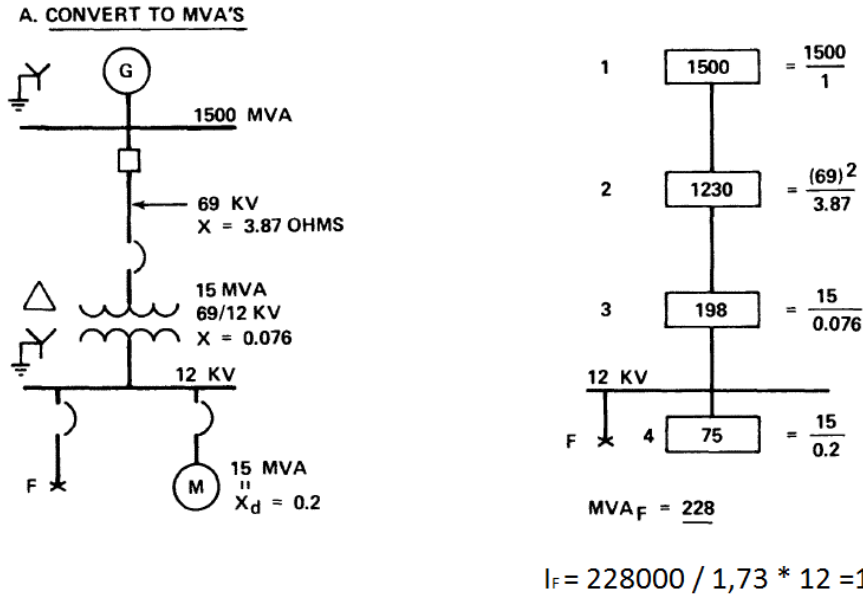


Figura 2.21: Corriente de falla trifásica (Moon, 1974)

Para efectos de selección de protecciones, simplemente se considera el valor máximo simétrico de corriente de cortocircuito. Sin embargo es importante aclarar, que en el momento en que se presenta un cortocircuito, se da una componente unidireccional, que depende del momento en que sucede el cortocircuito, esto hace que el cálculo de los amperios asimétricos sea necesario. Su cálculo se simplifica con el uso de factores multiplicadores (2.15), que convierten el valor simétrico en asimétrico. Estos factores dependen de la relación X/R del circuito hasta el punto de falla y pueden variar entre 1,0 y 1,8. Generalmente la literatura establece como valor promedio el de 1,6 para sistemas de más de 600 V, y el de 1,25 para sistemas por debajo de esta tensión (Ureña, 2014), la forma de encontrar la corriente asimétrica se detallará con más detalle en la sección Normas IEC y ANSI para el cálculo de la corriente de corto circuito.

$$I_{cc_{asimetrica}} = Factor\ multiplicador * I_{cc_{simetrica}}. \quad (2.15)$$

Cálculo de la corriente en falla monofásica (Línea a neutro)

Encontrar la corriente de falla de línea a tierra es tan fácil como encontrar la de falla trifásica, tomando el ejemplo resuelto de la figura 2.21, se nota que para la falla F, los MVA son 228.

Los MVA de la falla de secuencia positiva (MVA_{X1}) son los mismos de la falla de secuencia negativa (MVA_{X2}), por lo tanto.

$$MVA_{X1} = MVA_{X2} = 228 \quad (2.16)$$

Los MVA de la falla de secuencia cero (MVA_{X0}), deben ser calculados y luego combinados con los de las fallas positivas y negativas. Refiriéndonos al ejemplo de la figura 2.21, durante la falla en la barra de 12-kV solo el transformador y el motor contribuyen a los MVA's de secuencia cero, como se muestra en la figura 2.22. Debido a la configuración delta en el primario del transformador, el generador no contribuye a los MVA's de secuencia cero.

La reactancia de secuencia cero del transformador es la misma que la reactancia de secuencia positiva y negativa, por lo tanto:

$$MVA_{X0T} = MVA_{X1} = MVA_{X2} = 198 \quad (2.17)$$

En los motores, la reactancia de secuencia cero es la mitad de la de secuencia positiva y negativa, por lo tanto:

$$MVA_{X0M} = \frac{15}{0,1} = 150 \quad (2.18)$$

Por lo tanto los MVA's totales de secuencia cero son:

$$MVA_{X0} = MVA_{X0M} + MVA_{X0T} = 150 + 198 = 348 \quad (2.19)$$

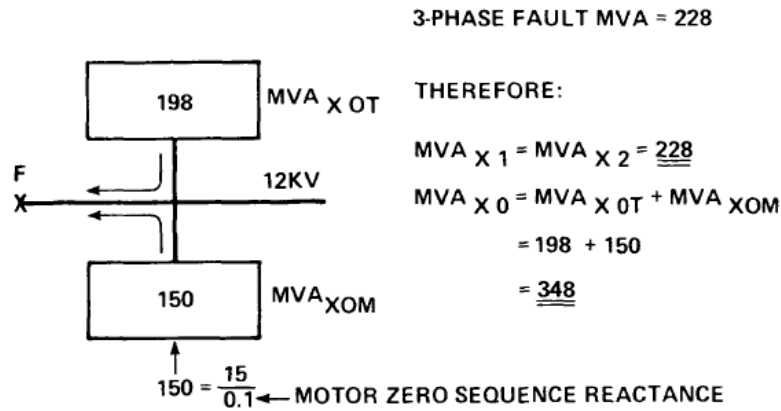


Figura 2.22: Contribuciones a la corriente de falla monofásica (Moon, 1974)

Para encontrar la corriente de falla se combinan los MVA's de las tres secuencias, como se muestra en la figura 2.23

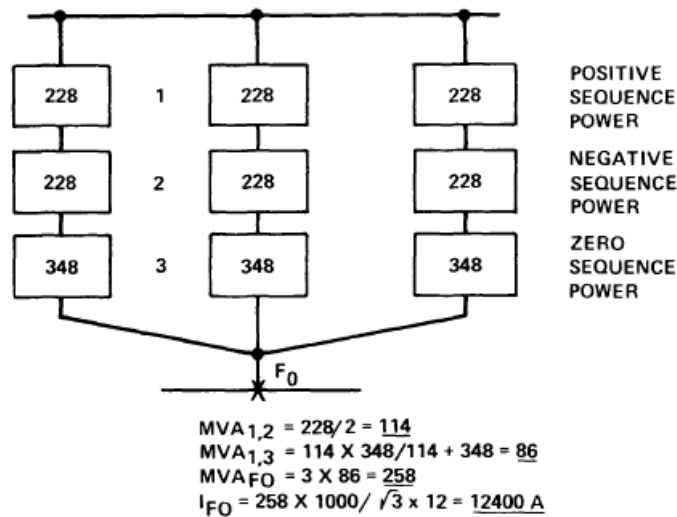


Figura 2.23: Combinación de los MVA's a la falla monofásica, y corriente de la falla monofásica (Moon, 1974)

La magnitud de esta falla puede variar entre un 25 % y un 125 % de la magnitud de la falla trifásica.

2.4 Normas IEC y ANSI para el Cálculo de Corto Circuito

El ANSI/IEEE 141 es la norma de origen americano, que determina el procedimiento en los cálculos de corrientes de corto circuito en Estado Unidos y en los países, que por influencia tecnológica, han adoptado esta norma, esta norma va acompañada por otros estándares que se les conoce genéricamente como la Serie C37 (Bojórquez, 2007).

En varios países de Europa la norma que reglamenta los procedimientos de cálculo es la guía IEC 909, esta guía está dirigida a sistemas con tensión nominal de hasta 230 kV, el IEC tiene su origen en la norma Alemana VDE 0102.

Los conceptos que se establecieron en páginas anteriores, aplican a las normas IEC y ANSI, sin embargo existen diferencias fundamentales entre ellas (modelo matemático, esfuerzos de corto circuito, procedimiento de cálculo, etc) que originan resultados de cálculo distintos, estas diferencias deberán de entenderse cabalmente para evaluar el impacto técnico - económico en sus aplicaciones.

En estos tiempos de intercambio de mercancías y servicios, se hace conveniente y necesario un análisis comparativa de ambas normas, con el fin de conocer sus diferencias y similitudes más relevantes entre ellas y así usar adecuadamente esta información en la aplicación tan variada e importante de los estudios de corto circuito.

La Norma ANSI/IEEE

Para facilitar el análisis de corto circuito la ANSI/IEEE separa y trabaja la corriente total de corto circuito en sus componentes de AC y DC, y después integra sus efectos como se muestra en la figura 2.18. El cálculo de la corriente de falla en los diferentes períodos de la onda, conduce a definir tres intervalos de tiempo, que definirán tres redes (IEEE, 1993), según las normas ANSI/IEEE las tres redes señaladas son: la red de primer ciclo, la red de interrupción y la red de 30 ciclos, cabe mencionar que la única diferencia entre una red y otra es el valor que se asigna a las reactancias de cada máquina rotatoria, las reactancias de los elementos pasivos son las mismas en las tres redes (Bojórquez, 2007).

La red de primer ciclo

La corriente de cortocircuito de primer ciclo (momentánea) representa el valor más alto de la corriente de corto circuito antes de que los decaimientos de DC y AC lleven la corriente de falla a un valor permanente, se considera que este

valor se presenta en un tiempo de medio ciclo después de que la falla se ha iniciado.

- Esta red se usa para calcular la corriente momentánea simétrica de corto circuito y los esfuerzos de los equipos de protección en el primer ciclo después de haber ocurrido la falla, las máquinas rotatorias se representan con sus reactancias modificadas por un factor.
- Se recomienda que las dos últimas líneas del cuadro 2.4 sean sustituidas por el cuadro 2.5 para simplificar los cálculos en un sistema industrial.
- Esta red se usa para determinar corrientes momentáneas de corto circuito y esfuerzos asociados para las aplicaciones que aparecen en el cuadro 2.6

Cuadro 2.4: Multiplicadores de la reactancia (o impedancia) de las máquinas rotativas.

Tipo de máquina rotatoria	Red de primer ciclo	Red de interrupción
Todos los turbogeneradores	$1.0 X_d''$	$1.0 X_d''$
Hidrogeneradores	$0.75 X_d'$	$0.75 X_d'$
Todos los motores síncronicos	$1.0 X_d''$	$1.5 X_d''$
Motores de inducción		
Arriba de 1000 hp a 1800 r/min	$1.0 X_d''$	$1.5 X_d''$
Arriba de 250 hp a 3600 r/min	$1.0 X_d''$	$1.5 X_d''$
Todos los demás, 50 hp y más	$1.2 X_d''$	$3.0 X_d''$
Los más pequeños de 50 hp	ignorar	ignorar

Cuadro 2.5: Multiplicadores de la reactancia (o impedancia) de las máquinas rotativas para una red combinada.

Tipo de máquina rotatoria	Red de primer ciclo	Red de interrupción
Motores de inducción		
Todos los demás, 50 hp y más	$1.2 X_d''$	$3.0 X_d''$
Menores que 50 hp	$1.67 X_d''$	ignorar

La corriente de corto circuito en el primer ciclo se calcula como se muestra en 2.20:

Cuadro 2.6: Aplicación de la red de primer ciclo.

Tipo de dispositivo	Esfuerzo
Interruptor de circuito de Alta Tensión	Capacidad de cierre y trabado
Interruptor de circuito de Baja Tensión	Capacidad Interruptiva
Fusible	Capacidad Interruptiva
Tableros de Interruptores y CCM	Soporte de Bus
Relés	Ajuste instantáneo

$$I_{cc_{simetrica,primerciclo}} = \frac{kV Acc_{totales,primerciclo}}{kV * \sqrt{3}}, \quad (2.20)$$

En esta red se consideran dos corrientes asimétricas de corto circuito, la corriente momentánea de primer ciclo y la corriente pico de primer ciclo, llamadas en ETAP como «Asymm. kA rms» y «Asymm. kA Crest» de Momentary Duty, respectivamente.

ANSI (IEEE, 1993) permite el uso de factores de multiplicación de la corriente simétrica, para encontrar la corriente asimétrica, como se muestra en 2.21 y 2.22.

$$I_{cc_{mom,asim}} = FM_{mom} * I_{cc_{simetrica,primerciclo}} \quad (2.21)$$

$$I_{cc_{pico,asim}} = FM_{pico} * I_{cc_{simetrica,primerciclo}} \quad (2.22)$$

- $FM_{mom} = 1,6$ para obtener la corriente momentánea de primer ciclo.
- $FM_{pico} = 2,7$ para obtener la corriente pico de primer ciclo.

La red de interrupción

Esta red presenta las siguientes características:

- Se usa para calcular los esfuerzos de interrupción (de apertura de contactos)
- Se usa para determinar corrientes de corto circuito de interrupción para aplicaciones de interruptores de circuito (ICs) de mediana y alta tensión (arriba de 1 kV)

En la aplicación de las corrientes calculadas en esta red, la norma ANSI/IEEE hace la siguiente distinción (Bojórquez, 2007).

- Los ICs fabricados antes de 1964 toman como referencia o base la corriente total de cortocircuito de interrupción, a estos ICs se les conoce como ICs con Base de Corriente Total, en estos ICs aplica el IEEE Std. C37.5-1979.
- Los ICs fabricados después de 1964, y que toman como referencia la corriente simétrica (componente AC) de la corriente de corto circuito de la red de interrupción, se les conoce como ICs con Base de Corriente Simétrica, en estos ICs aplica el IEEE Std. C37.010-1979.

Para calcular la corriente de corto circuito en la red de interrupción, se usan las reactancias modificadas de las máquinas rotatorias, estas reactancia se localiza en la segunda columna de los cuadros 2.4 y 2.5. Cabe mencionar, que las impedancias de los elementos pasivos de la red no varían.

La corriente de corto circuito de interrupción se calcula como se muestra en 2.23:

$$I_{CC_{simetrica,ciclointerrupcion}} = \frac{kV Acc_{totales,ciclointerrupcion}}{kV * \sqrt{3}}, \quad (2.23)$$

Para el esfuerzo de interrupción con **base de la corriente total**, se deberán de caracterizar las contribuciones de los diferentes buses al bus de falla como local o remota, se considera local si la falla es alimentada desde generadores a través de no más de una transformación o con una reactancia externa en serie con un valor menor a 1.5 veces la reactancia subtransitoria del generador, en caso contrario se dice que la falla es remota.

Si la contribución es local o remota, se determinan los factores de multiplicación (FM) de las figuras 2.24 y 2.25, entrando el dato de la relación X/R del punto de falla y con el dato del tiempo de apertura de contactos del ICs, el tiempo de separación de contactos se puede obtener del fabricante y desde el cuadro 2.7.

Cuadro 2.7: Definición del tiempo de separación de contactos para ICs de alta tensión. En ciclos (60 Hz).

Tiempo nominal de interrupción	Tiempo mínimo de separación
8	4
5	3
3	2
2	1.5

X/R Relación	IC de 8 Ciclos (TSC4 Ciclos)	IC de 5 Ciclos (TSC3 Ciclos)	IC de 3 Ciclos (TSC2 Ciclos)	IC de 2 Ciclos (TSC1.5 Ciclos)
100	1.252	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	1.003	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

Figura 2.24: Factor de multiplicación remota para diferentes ICs y X/R, base de corriente total. (Bojórquez, 2007)

cualquiera que sea el caso (local o remota) se multiplica la corriente obtenida en 2.23 por el factor de multiplicación para obtener el esfuerzo de interrupción total, como se muestra en 2.24.

$$Esf. \text{ de Int total} = FM * I_{cc \text{ simetrica, ciclo interrupcion}} \quad (2.24)$$

Este valor representa el esfuerzo de interrupción de la corriente de corto circuito total (asimétrica) para una falla trifásica franca, en un tiempo igual al tiempo de separación de contactos. En la aplicación de ICs, esta corriente será comparada con la capacidad de interrupción, ya sea para seleccionarlo o para verificar su adecuada capacidad.

Para el esfuerzo de interrupción con **base de corriente simétrica**, el procedimiento es prácticamente el mismo que se sigue para ICs con base de corriente total, si la contribución es local o remota, el factor de multiplicación se determinan sobre las curvas de las figuras 2.26 y 2.27, donde el eje vertical

X/R Relación	IC de 8 Ciclos (TSC4 Ciclos)	IC de 5 Ciclos (TSC3 Ciclos)	IC de 3 Ciclos (TSC2 Ciclos)	IC de 2 Ciclos (TSC1.5 Ciclos)
100	1.487	1.540	1.599	1.63
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	1.59
60	1.366	1.438	1.522	1.569
50	1.316	1.393	1.487	1.54
45	1.286	1.366	1.464	1.255
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	1.253	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	1.233
12	1.015	1.042	1.11	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	1.047
5	1.000	1.00	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

Figura 2.25: Factor de multiplicación local para diferentes ICs y X/R, base de corriente total. (Bojórquez, 2007)

representa la relación X/R y la vertical el factor de multiplicación, se muestran para diferentes velocidades de apertura.

cualquiera que sea el caso (local o remota) se multiplica la corriente obtenida en 2.23 por el factor de multiplicación para obtener el esfuerzo de interrupción total, como se muestra en 2.25.

$$Esf. \text{ de Int total} = FM * Icc_{simetrica, \text{ ciclo interrupcion}} \quad (2.25)$$

Este valor representa el esfuerzo de interrupción de la corriente de corto circuito total (asimétrica) para una falla trifásica franca, en un tiempo igual al tiempo de separación de contactos. En la aplicación de ICs, esta corriente será comparada con la capacidad de interrupción, ya sea para seleccionarlo o para verificar su adecuada capacidad.

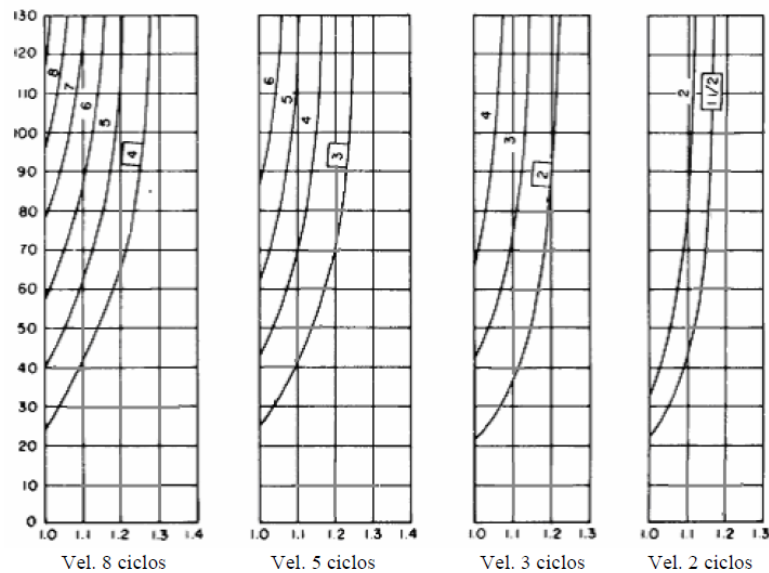


Figura 2.26: Factor de multiplicación local, falla trifásica, base de corriente simétrica. (Bojórquez, 2007)

La red de 30 ciclos

Esta red se usa para calcular las corrientes mínimas, o de estado permanente, que se requieren para operar los relevadores actuados por corriente, las partes de la instalación eléctrica en las que se debe de realizar el estudio de esta red, son aquellas donde se tiene la mínima generación, es decir posee carga mínima o se la falla se puede dar en la noche, con estas condiciones, cuando ocurre la falla, algunos interruptores podrías abrir y dejar fuera algunas cargas. En esta red, los generadores de la planta se representan con su reactancia transitoria o con una reactancia grande, que se relaciona con la magnitud del decaimiento de la corriente de corto circuito en el tiempo deseado.

El tipo de máquina rotaria y su representación en la red de 30 ciclos se muestran en el cuadro 2.8, nótese que las máquinas de inducción, los motores síncronos y los condensadores no son considerados en el cálculo de fallas en esta red.

Esta red se usa para determinar corrientes momentáneas de corto circuito y esfuerzos asociados para las aplicaciones que aparecen en el cuadro 2.9, (Bojórquez, 2007).

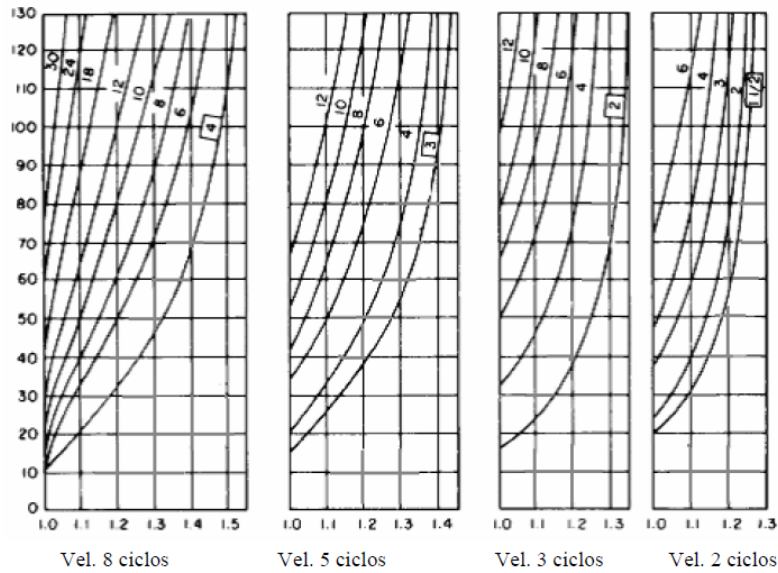


Figura 2.27: Factor de multiplicación remota, falla trifásica, base de corriente simétrica. (Bojórquez, 2007)

Cuadro 2.8: Impedancia en la red de 30 ciclos.

Tipo de máquina	X a considerar
Suministrador	X'
Turbogenerador	X'
Hidrogenerador	$X'd$
Condensador	infinita
Motor Síncronico	infinita
Máquina de Inducción	infinita

La Norma IEC

Como se mencionó anteriormente las normas IEC han sido desarrolladas en Europa y abarcan todos los temas de la Electrotecnia, la norma que rige el calculo de las corrientes de corto circuito es la IEC 60909, en esta norma se abarcan sistemas de baja y alta tensión, hasta 230 kV, con frecuencias de 50 o 60 Hz.

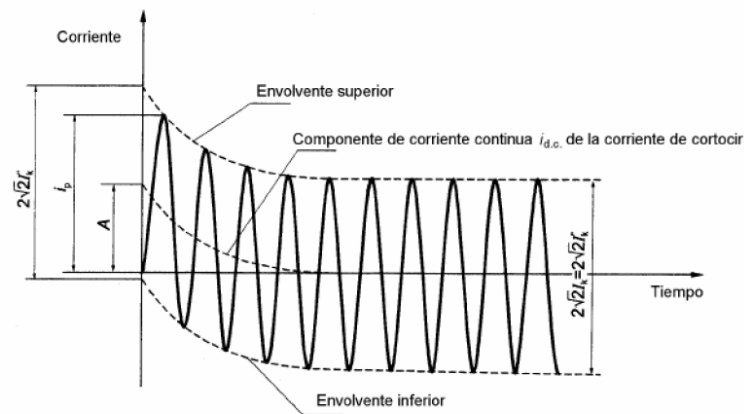
En los cálculos usando la norma IEC se consideran la distancia desde la localización de la falla hasta los generadores síncronos. Así se hace la distinción:

- **Falla lejana al generador:** La corriente de corto circuito no posee

Cuadro 2.9: Aplicación de la red de 30 ciclos, (Bojórquez, 2007).

Tipo de dispositivo	Esfuerzo
Interruptor de circuito de alta tensión	No aplica
Interruptor de circuito de baja tensión	No aplica
Fusible	No aplica
Tableros	No aplica
Relevadores	Ajustes de sobrecorriente

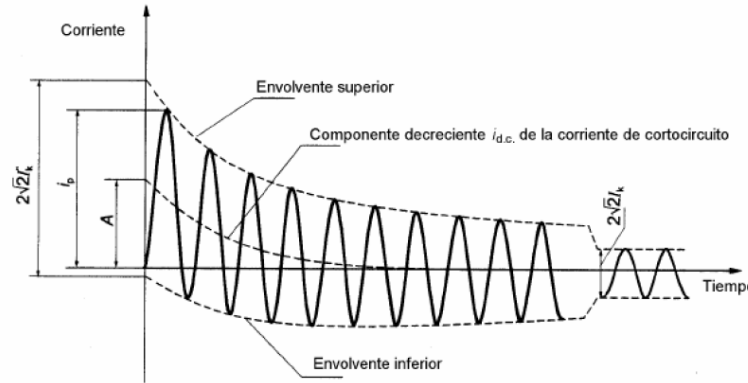
decaimiento en la componente AC, figura 2.28 , la componente de AC permanece esencialmente constante.



I''_k = Corriente simétrica inicial de corto circuito.
 I_p = corriente pico de corto circuito.
 I_k = Corriente en estado permanente de corto circuito.
 i_{CD} = Componente de CD con decaimiento.
 A = Valor inicial de la componente de CD I_{CD}

Figura 2.28: Corriente de corto circuito de una falla lejana de un generador, corriente alterna constante. (IEC 60909 - 1era Edición 2001)

- **Falla cercana al generador:** En estos sistemas la componente de AC cuenta con decaimiento, figura 2.29, es una condición en que por lo menos una máquina síncrona contribuye a la corriente inicial de corto circuito esperada, los motores contribuyen con más del 5 % de la corriente simétrica inicial calculada sin motores.



I''_k = Corriente simétrica inicial de corto circuito.
 I_p = corriente pico de corto circuito.
 I_k = Corriente en estado permanente de corto circuito.
 i_{CD} = Componente de CD con decaimiento.
 A = Valor inicial de la componente de CD I_{CD}

Figura 2.29: Corriente de corto circuito de una falla cercana de un generador, corriente alterna decreciente. (IEC 60909 - 1era Edición 2001)

- La norma IEC aplica a fallas balanceadas y desbalanceadas, en el análisis de fallas desbalanceadas se usa el método de componentes simétricas.

Los estándares IEC usan las siguientes definiciones, para un mejor entendimiento ver figuras 2.28 y 2.29.

- **Corriente de corto circuito simétrica:** Es el valor de la componente de AC de la corriente de corto circuito en el punto de falla, despreciando la componente de DC.
- **Corriente de corto circuito simétrica inicial I''_k :** Es el valor de la componente de AC de la corriente de corto circuito simétrica aplicable en el instante de corto circuito, en el tiempo cero.
- **Componente de DC (Aperiodica) de la corriente de corto circuito I_{CD} :** El valor medio entre la envolvente superior y la envolvente inferior del oscilograma de corto circuito que decae desde un valor inicial A (en el tiempo cero) hasta un valor cero.
- **Corriente de corto circuito pico I_p :** Es el valor instantáneo máximo posible de la corriente de corto circuito en el punto de falla, esta corriente

varía dependiendo en el instante en que ocurre la falla, esta corriente incluye la componente de DC.

- **Corriente de corto circuito simétrica de interrupción I_b :** Es el valor de un ciclo completo de la componente AC disponible en el instante en el instante de la separación de contactos del primer polo de un interruptor.
- **Corriente de corto circuito en estado permanente I_k :** Es el valor de la corriente de corto circuito que permanece después del decaimiento del fenómeno transitorio.
- **Tiempo mínimo de retardo(t_{min}) de un interruptor de circuito (IC):** Es el tiempo más corto entre el inicio de la corriente de corto circuito y la primera separación de contactos de un polo del dispositivo de interrupción.

En este documento no se abordará mucho sobre el cálculo de la corriente de cortocircuito, mediante la norma IEC, ya que el método de los kVA, utilizado en este trabajo no se contempla en la norma.

Aspectos comparativos entre la norma ANSI e IEC

Como se mencionó anteriormente, en los oscilogramas de las corriente de corto circuito existen el decaimiento de AC y de DC, las consideraciones y cálculo de estos decaimientos son fundamentales en la determinación de las corrientes de corto circuito en los procedimientos con ambas normas (IEC y ANSI). El decaimiento de AC está relacionado, con la tendencia de las máquinas de incrementar sus reactancias con el tiempo, por su parte, el decaimiento de DC está estrechamente relacionado con el instante exacto de interrupción y con las propiedades de amortiguamiento del circuito interrumpido (relación X/R). El determinar y tomar en cuenta estos decaimientos, para ambas normas, lleva una fuerte complejidad en su modelación y determinación, la complejidad aumenta al considerar sistemas eléctricos que contienen varias máquinas, esta complejidad se ve reducida si se adoptan algunas simplificaciones mediante la incorporación de suposiciones sobre los modelos de los componentes eléctricos, estas suposiciones permiten analizar redes lineales con menos dificultad, estas suposiciones fueron incorporadas en los procedimientos de la IEC y la ANSI/IEEE (Bojórquez, 2007).

Corrientes y esfuerzos en las normas ANSI e IEC)

Las principales corrientes de falla reconocidas por IEC y ANSI se listan en el cuadro 2.10

Cuadro 2.10: Tipos de corrientes de falla consideradas por las normas ANSI 141 e IEC 909.

Tipo de esfuerzo	Corriente ANSI 141	Corriente IEC 909
1	Primer ciclo o momentáneo	Inicial I''_k
2	Cerrado - Trabado	Pico I_p
3	Interrupción	Ruptura I_b
4	Retardo de tiempo	Estado permanente I_k

Aspectos de modelación del decaimiento de la componente AC

Cuando se calculan corrientes simétricas de interrupción, ANSI recomienda factores multiplicares, cuadro 2.4, para las reactancias subtransitorias y transitorias, estos multiplicadores son una función del tipo de esfuerzo, del tamaño de la máquina (HP) y de la velocidad, los factores de multiplicación son independientes de la proximidad de la máquina a la falla y del tiempo de apertura de los contactos del interruptor.

La norma IEC no recomienda un factor multiplicador de ajuste de reactancias, el decaimiento de AC es modelado considerando el tipo de máquina, la velocidad (MW por par de polos), el tiempo exacto de apertura de contactos y la proximidad de la máquina a la falla. El procedimiento IEC no se basa en curvas para modelar el decremento de AC para estaciones de generación, la cual es una práctica favorecida en los ANSI C37.5 y ANSI C37.010.

La guía ANSI clasifica la falla como local o remota, del generador a la falla. En cambio, el IEC clasifica a las fallas como cercana o lejana al generador, para cuantificar la aportación del generador y también de las máquinas rotatorias de carga. En el IEC, el concepto de falla cercana o lejana es muy importante en la modelación de máquinas para el cálculo de corrientes de falla de ruptura y de estado permanente.

Aspectos de modelación del decaimiento de la componente DC

ANSI recomienda aplicar multiplicadores a las corrientes simétricas de falla para obtener las corrientes asimétricas. En el cálculo del decaimiento DC con la norma ANSI, un concepto central es la relación X/R en el punto de falla, se requiere una red de reactancias para determinar la reactancia equivalente (reactancia de Thevenin), y una red de resistencias para determinar una resistencia equivalente (resistencia de Thevenin) en el punto de falla.

La norma IEC no considera que se deba de usar solamente la relación X/R, en vez de esto, se considera más de una relación X/R. Este procedimiento, el cual se aplica cuando fuentes independientes alimentan la falla, se basa en el

principio de superposición. Estas consideraciones en los cálculos de corrientes son determinantes y diferencia fuertemente el procedimiento IEC del ANSI.

Aspectos generales de ambas normas

En cuanto al tipo de configuración de la red, el procedimiento IEC define tres tipos de redes (radial, mallada y no mallada), el procedimiento de cálculo variará de acuerdo a esta clasificación, haciendo el procedimiento más complicado pero más preciso. El método ANSI no considera la configuración de la red, simplificando el procedimiento de cálculo.

En cuanto a la relación X/R , ANSI favorece en usar una sola relación X/R , mientras que la IEC, cada contribuyente verá una relación X/R hacia el punto de localización de la falla, usando, generalmente varias relaciones de X/R . Esto influye en la modelación de la componente DC, haciendo que el método IEC, sea un procedimiento más apegado a la realidad, de mayor rigor y más exacto que el ANSI.

La tensión de prefalla que usa ANSI es igual a la tensión nominal del sistema, en cambio el IEC considera un factor de multiplicación para la tensión de prefalla ya establecido en su procedimiento independientemente de las consideraciones de operación del sistema, en este aspecto es menos flexible la norma IEC.

En cuanto a la caracterización de las fuentes como cercana o lejana, el IEC sigue la práctica de clasificar las fallas de acuerdo a la distancia eléctrica entre la fuente de corto circuito y la localización de la falla, el ANSI, con criterios propios, clasifica la generación como local o remota.

La modelación del dcaimiento de la componente AC en ambos métodos, es distinta, el procedimiento ANSI, se puede pensar que está basado en las impedancias de los elementos de la red, este procedimiento indica que se formen tres tipos de redes, que representarán tres intervalos de tiempo en un oscilograma de corriente de corto circuito, estas redes difieren solamente en los valores de las reactancias, para los elementos giratorios.

En conclusión, el método ANSI es más sencillo en su procedimiento debido a su carácter eminentemente práctico, por su modelación más sencilla requiere menos datos, con el consecuente ahorro de tiempo y de inversión de búsqueda de esta información. Esto lo convierte en un método más atractivo para su uso, sin embargo esta misma característica lo hace menos útil donde se requieren cálculos más precisos, asimismo el procedimiento está fuertemente ligado a su aplicación en interruptores de circuitos (ICs), esto lo hace muy dependiente de los intereses comerciales y de los aspectos de la evolución de estos equipos (Bojórquez, 2007).

El estándar IEC posee una modelación más completa de las corrientes de falla, sin embargo, estas características lo hacen más demandante de más

datos, con la inversión de tiempo y recursos económicos, esto hace que el método IEC sea más preciso aunque sea más complejo su uso. IEC relaciona el procedimiento de cálculo a su aplicación en interruptores u otros equipos de protección, dándole un carácter más permanente y menos dependiente de los cambios de la tecnología asociada a estos equipos (Bojórquez, 2007). En aplicaciones de selección de interruptores es conveniente el uso del estándar IEC, donde se requieren resultados más precisos como en los casos donde: Los niveles de corto circuito esperados en la ubicación de un interruptor están muy cercanos a su capacidad de corto circuito, esto sería el factor decisivo para seleccionar el interruptor entre diferentes fabricantes, capacidades y costos.

2.5 Guía de los interruptores de MT, instalados en la empresa

Con el fin de comprender el funcionamiento, características y el mantenimiento de las protecciones contra sobrecarga y cortocircuitos, instaladas en la parte de media tensión, se ha elaborado la siguiente guía.

Relé de máxima intensidad RD 135

Características constructivas.

El relé electrónico está formado por:

- Un transformador de corriente con un devanado primario conectado en serie al polo del interruptor, y dos devanados secundarios.
- Un circuito electrónico, alimentado por los devanados secundarios, sensible a las variaciones de corriente y con un diodo controlado al final del circuito.
- Un electroimán para el accionamiento de la palanca de liberación del interruptor.
- Cuatro perillas, dos para ajustar el retardo de tiempo corto (corto circuito) y el retardo de tiempo largo (sobrecorriente), y otras dos para ajustar la corriente máxima de sobrecarga y la de corto circuito, como se muestra en la figura 2.31.

Funcionamiento.

Cuando la corriente de línea supera el valor predeterminado, las corrientes eléctricas en los devanados secundarios del transformador, accionan el circuito

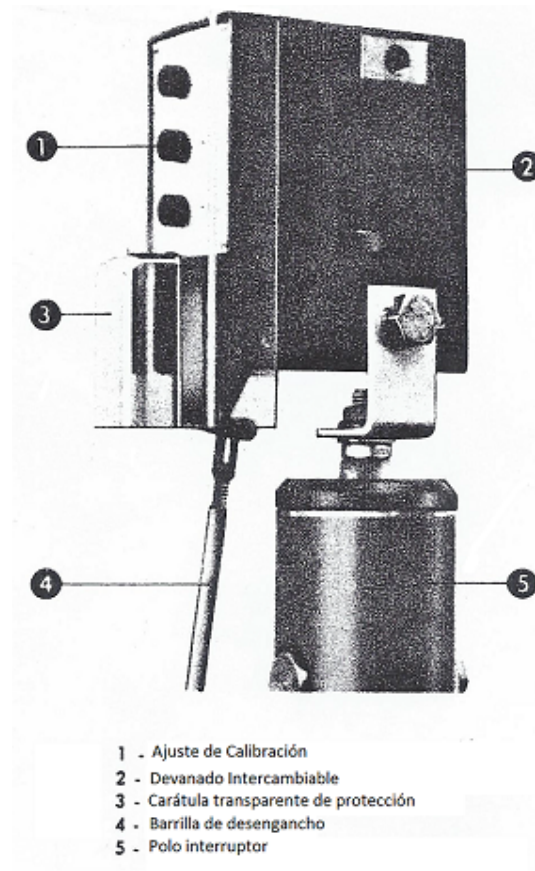


Figura 2.30: Partes del relé de máxima corriente RD135 (Galileo, 1977a).

electrónico, desbloqueando el diodo controlado, energizando así el electroimán de liberación. Luego del desbloqueo del diodo, la actuación del relé puede ser instantáneo o con un retardo predeterminado dependiendo de la magnitud de sobrecorriente en el polo de interruptor.

El relé RD 135 viene construido para las siguientes corrientes nominales en A:

1 - 2 - 3 - 4 - 5 - 6 - 8 - 10 - 12 - 15 - 20 - 25 - 30 - 40 - 50 - 60 - 75 - 100
 - 120 - 150 - 200 - 300 - 600. Las corrientes subrayadas eran las denominaciones más comunes en el mercado.

Configuración.

La configuración del relé RD 135 es regulable mediante las perillas de ajuste en los siguientes rangos:



Figura 2.31: Vista frontal del relé de máxima corriente FIR RD-135. (foto tomada en la empresa)

- Disparo instantáneo (corto circuito) entre 2 y 8 veces la corriente nominal. (I2)
- Disparo retardado (sobrecorriente) entre 1 y 2 veces la corriente nominal. (I1)
- Retardo de tiempo corto (corto circuito) entre 0.05 y 0.5 segundos. (R2)
- Retardo de tiempo largo (sobrecorriente) entre 0.3 y 10 segundos. (R1)

En la figura 2.32 se muestra la curva de corriente contra tiempo del relé.

Comprobación de funcionamiento.

Procedimiento para verificar le funcionamiento del relé:

- Desconectar los bobinados.
- Alimentar entre 8 y 10 V D.C. el rectificador de potencia en los terminales de potencia alterna (cables negros, 5-6).

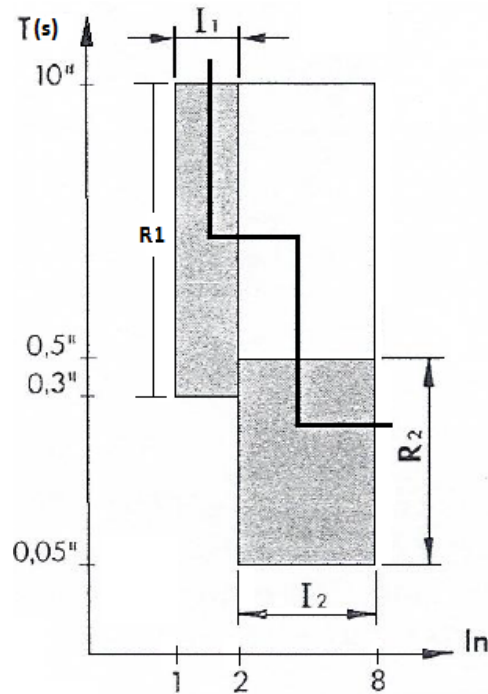


Figura 2.32: Curva para ajuste del relé FIR RD-135 (Galileo, 1977a).

- Alimentar con 20 - 25 V el rectificador 1 (cables amarillos, 3-4), bajo estas condiciones el desganchador se debe activar.
- Hacer lo mismo con el rectificador 2 (cables rojos, 1-2).

Datos del transformador de corriente:

- Resistencia bobinado 1-2: 20 Ω
- Resistencia bobinado 3-4: 25 Ω
- Resistencia bobinado 5-6: 1 Ω

Nota: Los potenciómetros, retardo de tiempo largo y corto son ajustados para acelerar o retardar la carga de C9 ó C11 y con ello el disparo T8 ó T7 para poner a conducir TR1 y así activar el desganchador.

Interruptor de maniobra - seccionador bajo carga, serie SAR.

Este interruptor a diferencia del seccionador común se puede desconectar bajo carga sin riesgo que se produzca un arco eléctrico, este aparato no es capaz de lograr interrumpir corto circuitos.

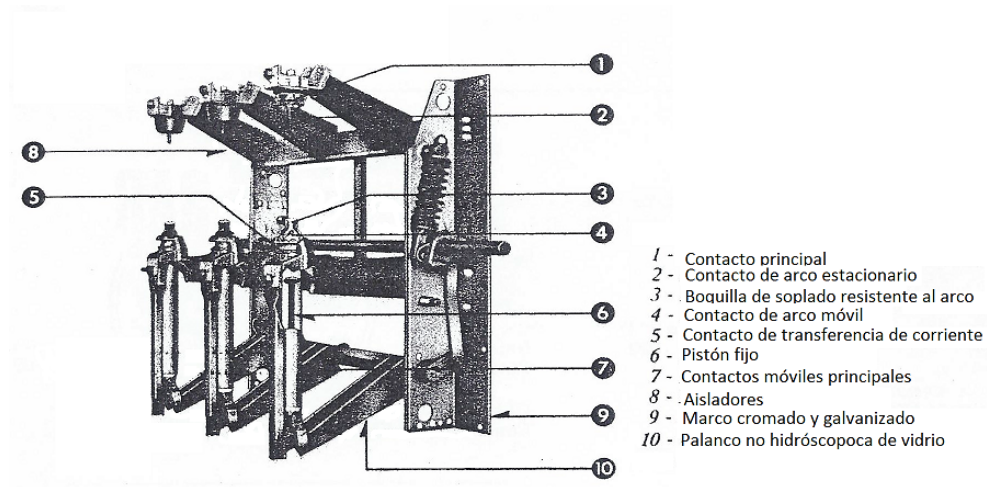


Figura 2.33: Componentes del interruptor Magrini SAR (Galileo, 1977c).

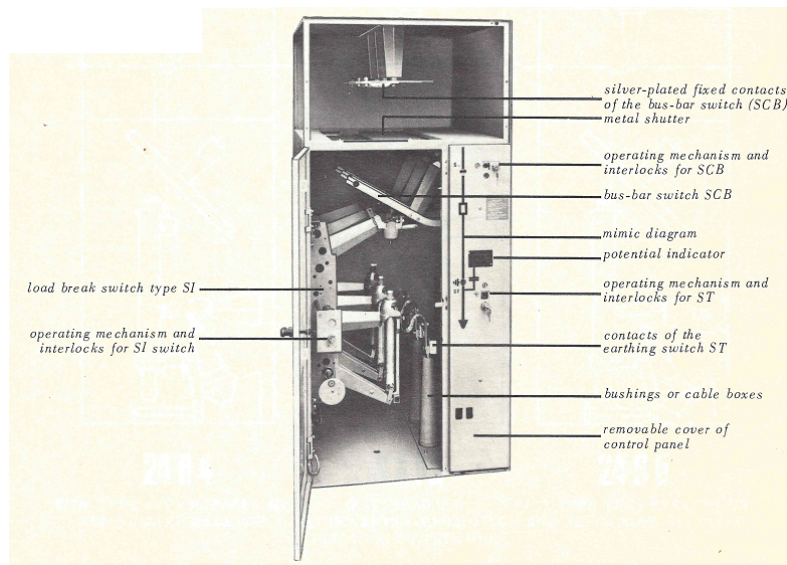


Figura 2.34: Interruptor Magrini SAR en camarote (Galileo, 1977c).

Características principales.

Interruptor compacto de simple construcción, de fácil montaje, este interruptor tiene la capacidad de operar en diferentes posiciones tanto vertical, como horizontal o horizontal invertido, soporta mas de cien aperturas y cierres a máxima capacidad antes de requerir mantenimiento.

Características generales del equipo:

- Tensión nominal: hasta 24 kV
- Corriente nominal: 400 - 630 - 800 A

Característica del equipo instalado en planta:

- Tensión nominal: 17.5 kV
- Corriente nominal: 630 A
- Poder de interrupción simétrica: 350 MVA @12 kA/400 MVA @13.5 kA
- Corriente de cierre: 30 kA pico
- Corriente de corto circuito 1s: 16 kA
- Poder de interrupción: 30 MVA - 1000 A

Funcionamiento.

Al accionar el interruptor, el rápido movimiento del cilindro de contacto móvil (7) respecto al pistón fijo (6) genera una fuerte ráfaga de aire que sopla a través de la boquilla (3) y extingue el arco en un tiempo muy corto.

Interruptor de pequeño volumen de aceite, serie MG

Principio de funcionamiento.

En estos interruptores los contactos están sumergidos en un aceite dieléctrico, después de la separación de los contactos, el arco provoca la descomposición del aceite, liberando hidrógeno (70 %), etileno (20 %), metano (10 %) y carbono libre. Estos gases forman una burbuja que, por inercia de la masa de aceite, se encuentra sometida durante el corte a una presión dinámica que puede alcanzar de 50 a 100 bars. Cuando la intensidad pasa por cero, el gas se expande y sopla el arco que se apaga. El hidrógeno, resultante de la descomposición del aceite, sirve como medio de extinción, resultando bueno gracias a sus propiedades térmicas.

Características principales.

Características generales del equipo:

- Tensión nominal: hasta 38 kV
- Corriente nominal: 2000 A

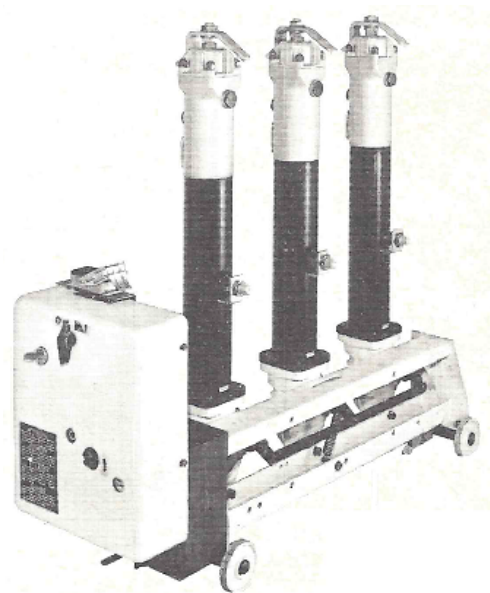


Figura 2.35: Interruptor Magrini 17MG1350 (Galileo, 1977b).

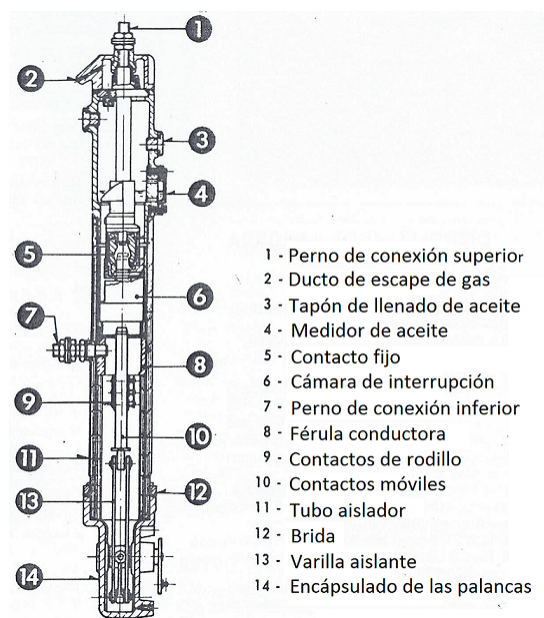


Figura 2.36: Polo del interruptor Magrini 17MG135 (Galileo, 1977b).

- Poder de interrupción simétrica: 1500 MVA

Característica del equipo instalado en planta (17MG350):

- Tensión nominal: 17.5 kV
- Corriente nominal: 630/800 A
- Poder de interrupción simétrica: 350 MVA @12 kA/400 MVA @13.5 kA
- Poder de cierre: 30 kA pico
- Tiempo de apertura: 0.05 s
- Tiempo de interrupción: 0.07 s
- Tiempo de cierre: 0.08 s
- Peso: 85 Kg

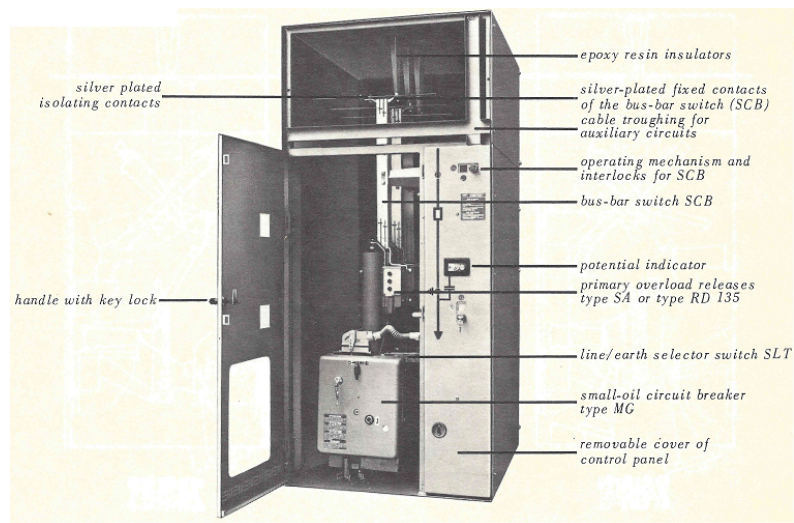


Figura 2.37: Interruptor Magrini 17MG135 en camarote (Galileo, 1977b).

Instrucciones para el mantenimiento del interruptor de pequeño volumen de aceite.

La sustitución de los contactos fijos y móviles, de la cámara de interrupción y el cambio de aceite tienen que efectuarse como promedio después de:

- Seis aperturas al máximo poder de interrupción (350 - 400 MVA).

- 10 aperturas al 80 % del máximo poder de interrupción.
- 30 aperturas al 30 % del máximo poder de interrupción.
- 2000 operaciones a la corriente nominal.

Ademas el aceite tiene que cambiarse cada vez que se efectúa una manutención y/o después de 3 años de ejercicio.

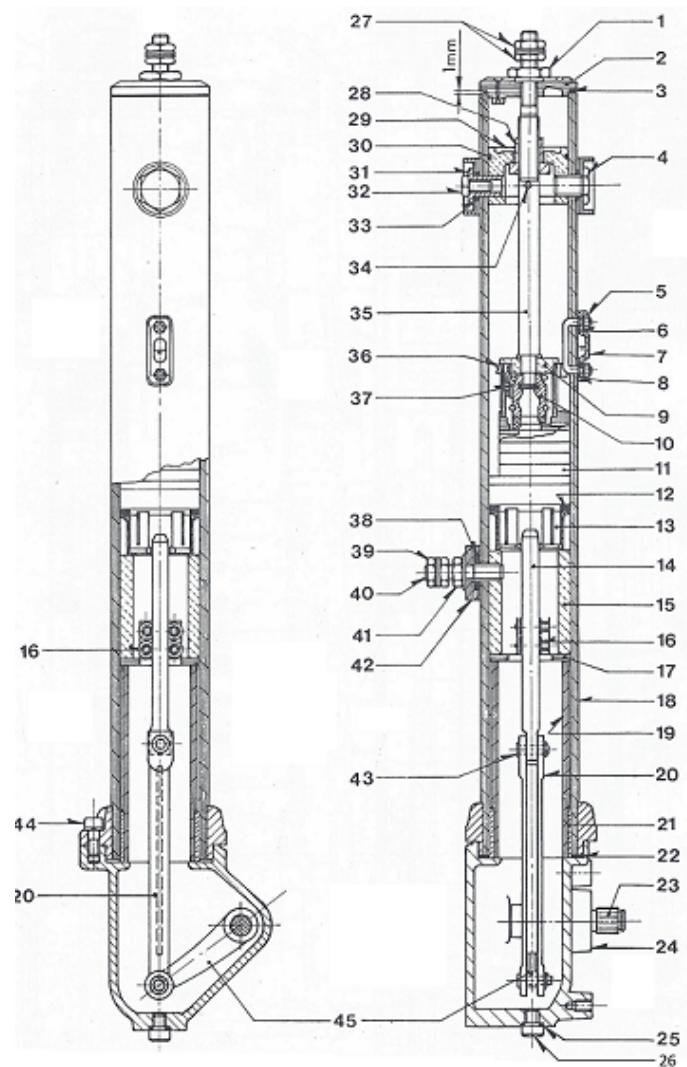


Figura 2.38: Descripción del polo del interruptor Magrini 17MG135 (Galileo, 1977b).

Control del nivel y las características del aceite.

Hay que controlar periódicamente el nivel del aceite y, si es necesario efectuar el relleno a nivel sacando el tapón (32) de la figura 2.38. echar lentamente el aceite en los polos hasta que su nivel alcance aproximadamente la mitad del indicador (7). Añadir preferiblemente aceite nuevo o tratado igual al aceite ya contenido en el interruptor. Se puede utilizar también aceite para transformadores adecuadamente tratado. Para medir las características dieléctricas del aceite, extraer una muestra a través del tapón de descarga (26). El aceite puede considerarse satisfactorio si la tensión de descarga entre esferas de 10 mm de diámetro distanciadas 5 mm es de por lo menos 30 kV (Normas CEI), o de 20 kV si la tensión es medida entre esferas de $12.5 + 13$ mm a la distancia de 2.5 mm (Normas IEC). Tener presente que el aceite sigue manteniendo todavía buenas características dieléctricas a pesar de ponerse de color oscuro. Si el aceite resultase muy sucio o denso, antes de llenar el interruptor con aceite nuevo, es oportuno lavar el interruptor con aceite. Nunca se deberá de maniobrar el interruptor cuando está con bajo nivel de aceite o sin aceite.

Control y mantenimiento de los polos del interruptor

Para dar mantenimiento a los polos, hay que desmontarlos de la siguiente manera:

1. Descargar el aceite por el tapón (26).
2. Desatornillar la tuerca (1) y quitar la tapa (2).
3. Girar el borne superior (28) en sentido anti-horario para desmontar la cámara de interrupción (11), evitar la ruptura del porta corriente (35).
4. Desatornillar los tornillos (4) y (31) y extraer el conjunto borne/cámara de interrupción.
5. Desatornillar el borne inferior (40)
6. Quitar los tornillos (44) y extraer el tubo aislante(18).
7. Para examinar los contactos fijos, desatornillar los tornillos (36) y desmontar la cámara de interrupción (11), no desmontar el contacto fijo (10).
8. Para desmontar los contactos móviles, extraer la brida (15) y el perno (43).

Si los contactos presentan trazas de fusión, para eliminarlas es suficiente un ligero esmerilado fijo, teniendo cuidado de no eliminar el plateado de las zonas de contacto. Si las trazas fuesen considerables, será necesario sustituir los contactos. Luego de verificar el buen estado de los contactos, se procederá al montaje de los polos.

Para realizar nuevamente el montaje de los polos, proceder como sigue:

1. Unir el contacto móvil (14) con la biela aislante (20) mediante el perno (43).
2. Montar la arandela (22), y luego el espaciador aislante (19).
3. Montar la grava (17) sobre el espaciador aislante, luego la brida (15) e inserte los rodillos portacorriente (16) empujándolos hacia abajo.
4. Montar el espaciador aislante (13) y la arandela (12).
5. Introducir el tubo aislante (18).
6. Montar el borne inferior (40) con la arandela (38) sin bloquear las tuercas (41).
7. Bloquear el tubo aislante (18) mediante los tornillos (44).
8. Bloquear las tuercas (41) del borne inferior (40) teniendo cuidado de hacer trabajar la arandela (38) sobre la parte no fileteada del terminal.
9. Montar los contactos fijos (10) sobre el borne superior (35) y conectar la terminal (37) al borne (9), luego montar la cámara de interrupción (11) sobre el borne (9) prestando atención a la alineación de los taladros para los tornillos de fijación autoroscantes y a la posición del contacto de arco con respecto a la cámara de corte.
10. Enrosque la cámara de interrupción (11), los contactos fijos (10), el portacorriente (35) y la brida (29) al tubo aislante (18).
11. Oriente la cámara de interrupción (11) de modo que las salidas de gas se enfrentan a la parte inferior de la espiga (40).
12. Bloquear la brida (29) con las tuercas (4) y (31).
13. Llevar el interruptor a la posición de cerrado, si está montado en un mando B o BM operar con la palanca para la maniobra lenta, actuando desde arriba hacia abajo.
14. Con el interruptor cerrado introducir el conjunto cámara de corte/contactos fijos/borne superior en el tubo aislante (18).

15. Girar el borne superior (28) en sentido antihorario para apretar la cámara de interrupción, el par aplicado debe ser de 35 Nm.
16. Introducir la arandela (3) y la tapa aislante (2) y bloquear con la tuerca aislante (1), respetando la cota de 1 mm entre la tapa (2) y el tubo aislante (18).
17. Efectuar el llenado del aceite mediante el tapón (32).
18. Efectuar algunas maniobras de cierre-apertura verificando el perfecto funcionamiento.

Limpiado y conservación de las cámaras de corte.

Lavar las cámaras de corte con aceite limpio: en caso de fuerte erosión de los discos aislantes, sustituir toda la cámara. No desmontar nunca los discos de la cámara ya que los mismos están encolados y prensados durante el montaje. Conservar las cámaras de corte siempre en recipientes limpios, exentos de humedad y llenos de aceite para transformadores.

Limpiado del polo.

Periodicamente, al menos un vez al año proceder con una limpieza de los polos del interruptor, principalmente de la parte aislante (18), la limpieza debe de ser con un trapo limpio y bien seco.

3 Desarrollo

3.1 Cálculo de corrientes de corto circuito, mediante el método de kVA's equivalentes.

Básicamente, el método de los kVAs es una modificación del método ohmico donde la impedancia de un circuito es la impedancia de varios componentes del circuito, entonces, por definición, la admitancia es el recíproco de la impedancia, esto nos lleva que la admitancia del sistema es la suma de las admitancias de sus componentes (Moon, 1974). También, por definición, la admitancia de un circuito es la máxima corriente o KVA que fluyen a través del mismo o de sus componentes. Prácticamente el método de los kVAs se usa separando el circuito en componentes, calculando los kVAs que aporta o limitan cada uno. Cabe mencionar que con este método se encuentra las corrientes de corto circuito simétricas trifásicas.

Por que usar el método de los kVAs equivalentes?.

Hay muchas razones por las cuales es recomendado utilizar el método de los kVAs equivalentes para el cálculo de las corrientes de corto circuito en la industria:

1. No requiere una base común kVA, como lo requiere el método por unidad.
2. No es necesario convertir impedancias de un nivel de tensión a otro, como lo requiere el método ohmico.
3. Las fórmulas de conversión usadas por el método ohmico y el método por unidad son complejos y no son fáciles de memorizar.
4. Los métodos por unidad y ohmico usualmente terminan con decimales pequeños, resultado de la conversión de impedancias de una tensión a otra o de una misma base. Por lo tanto, se pueden cometer errores en los decimales, con resultados incorrectos.
5. El método de los kVAs equivalentes utiliza números enteros que denotan las grandes cantidades de los kVAs. Con práctica, se puede estimar el resultado observando la combinación.

Pasos a seguir para determinar las corrientes de falla.

Para determinar la corriente de falla trifásica, se seguirán los siguientes pasos:

1. Luego de tener el diagrama unifilar detallado, con todos los valores de transformadores, conductores, motores y protecciones, se debe de hacer una reducción del mismo, donde se muestre solamente los elementos de interés (elementos que contribuyan o limiten la corriente de falla). Con el fin de facilitar el procedimiento de cálculo, dibujar los generadores por encima de las barras, y los motores por debajo de éstas.
2. Con las ecuaciones (3.1) (acometida), (3.2) (transformadores), (3.3) (conductores) y (3.4) (motores), se calculan los kVA's equivalentes y se escriben al lado de cada elemento.

$$kV Acc_{servicio} = \sqrt{3} * I_{cc} * kV. \quad (3.1)$$

$$kV Acc_{eqtransformadores} = \frac{kVA \text{ del transformador}}{\frac{\%Z}{100}}, \quad (3.2)$$

$$kV Acc_{eqconductores} = \frac{(1000) * (kV \text{ de linea})^2}{Z_{\Omega/fase}}, \quad (3.3)$$

$$kV Acc_{eqmotores} = \frac{hp \text{ del motor}}{X_d'' \text{ p.u.}}. \quad (3.4)$$

3. Dibújese una flecha horizontal en cada uno de los puntos de unión de los elementos, se debe de adoptar una convención en cuanto a la dirección del flujo de kVA's, por ejemplo, los kVA's presentes sobre la flecha, significan que fluyen desde aguas arriba, y los anotados debajo de la flecha, fluyen de aguas abajo hacia la falla.
4. Se combinan los kVA's de los elementos del sistema, se recomienda iniciar desde abajo hacia arriba, sumando el flujo de los elementos que están en paralelo hasta alcanzar la acometida, punto en el cual se inicia el flujo aguas abajo, recordando que en un nodo la suma de ambos flujos siempre es la misma.
5. Para conocer la corriente de falla trifásica en cualquier punto del sistema, se suman los kVA's equivalentes provenientes aguas arriba y aguas abajo, ubicados a ambos lados de las flechas, la suma total se conoce como los $kV Acc_{totales}$.

El cálculo de los amperios simétricos se obtiene de la expresión (3.5).

$$I_{ccsimetrica} = \frac{kV Acc_{totales}}{kV * \sqrt{3}}, \quad (3.5)$$

Para efectos de selección de protecciones, simplemente se considera el valor máximo simétrico de corriente de cortocircuito. Sin embargo es importante aclarar, que en el momento en que se presenta un cortocircuito, se da una componente unidireccional, que depende del momento en que sucede el cortocircuito, esto hace que el cálculo de los amperios asimétricos sea necesario. Su cálculo se simplifica con el uso de factores multiplicadores (3.6), que convierten el valor simétrico en asimétrico. Estos factores dependen de la relación X/R del circuito hasta el punto de falla y pueden variar entre 1,0 y 1,8. Generalmente la literatura establece como valor promedio el de 1,6 para sistemas de más de 600 V, y el de 1,25 para sistemas por debajo de esta tensión (Ureña, 2014), la forma de encontrar la corriente asimétrica se detalló con más detalle en la sección Normas IEC y ANSI para el cálculo de la corriente de corto circuito.

$$I_{cc\text{asimetrica}} = \text{Factor multiplicador} * I_{cc\text{simetrica}}. \quad (3.6)$$

Consideraciones en el cálculo.

1. La falla trifásica es la que se considerará en este trabajo por que es el tipo de falla más fácil de analizar con este método, requiere menos información para su determinación, comúnmente es el tipo de falla más severo, también, si otros tipos de falla no se atienden, puede degenerar en una falla trifásica. Para conocer las corrientes de fallas monofásica o bifásica, hay que descomponer el circuito en sus componentes simétricas.
2. Los grupos de motores de baja tensión conectados a un mismo bus, se combinaron incluyendo sus cables de conexión, para simplificar los cálculos.
3. Las impedancias de los motores en el instante del corto circuito corresponde a su impedancia a rotor bloqueado, de allí se considera que la corriente inicial simétrica que aporta el motor es igual a la corriente de arranque a plena carga.
4. Para los motores se consideró la aproximación de que 1 kVA es igual a 1 HP, para motores menores de 50 HP se consideró una corriente de rotor bloqueado 5 veces la corriente a plena carga, por lo tanto su reactancia subtransitoria en p.u. será $X_d'' \text{ p.u.} = 100\% / 500\% = 0,20$. Para motores de 50 HP o más se considerará una corriente 6 veces mayor, por lo tanto, $X_d'' \text{ p.u.} = 100\% / 600\% = 0,17$. Esto debido a que las características de los motores más pequeños limitan más el flujo de corriente que la de los motores más grandes.
5. Se multiplicó la impedancia indicada de los transformadores por el factor 0.9. Con lo cual se indica que la impedancia real del transformador con

normativas UL puede ser un 10 % menor que la indicada en la placa, una razón más para el uso de este factor, es que la tensión suministrado por la compañía distribuidora puede variar dentro de un cierto rango, y una tensión más alta da lugar a una corriente de cortocircuito mayor, situación que se cubre con la aplicación del factor multiplicador indicado.

6. Las impedancias de los conductores se extrajeron de la Tabla 8 del NEC 2008, para conductores con características similares a los instalados en la empresa, el Z/fase se obtuvo dividiendo la impedancia del conductor (ohm/Km) entre la cantidad de conductores por fase. Las impedancias de las barras, se extrajeron del catálogo Busway 2012 de Square D.

En el cuadro 3.1 se muestran los kVAs suministrados por la compañía distribuidora, el dato es el correspondiente a la subestación CR-JUA, Bus 50406 JUA-138B, ubicada contiguo a la empresa. Comparando el dato de corto circuito actual (4572 A) con el de la figura 3.27 que corresponde al dato de falla de la barra en Junio del 2007 ($I_k=3270$ A), se ve la necesidad que hay en actualizar el estudio de corto circuito en una industria. Conforme nuevos generadores y líneas de transmisión se incorporan al sistema, la capacidad de corto circuito tiende a crecer.

Cuadro 3.1: kVA's equivalentes de la compañía distribuidora del servicio eléctrico.

Distribuidor	I_{cc} (A)	Tensión (kV)	kVAeq
ICE	4572	138	1092813

En el cuadro 3.2 se muestran los kVAs de los transformadores, como se mencionó anteriormente, por normativas UL, se recomienda multiplicar $\%Z$ de la placa por 0.9. Con esto se considera la impedancia del transformador un 10 % menor del dato suministrado en la placa del fabricante.

En el cuadro 3.3 se muestran los kVAs de los conductores de media tensión.

Cálculos realizados.

En las figuras 3.1 a 3.3 se muestran los cálculos realizados en baja tensión, se muestran los kVAs aportados por los motores de la empresa, así como los kVAs atenuados por los conductores de baja tensión, como se mencionó anteriormente la reactancia subtransitoria de los motores con capacidad menor de 50 HP se tomó como 0.20, y 0.17 para motores de 50 HP o más.

Cuadro 3.2: kVA's equivalentes de los transformadores.

<i>Transformador</i>	kVA	<i>Tensin(kV)</i>	<i>Z(%)PLACA</i>	<i>Z(%)x0,9</i>	<i>kVAeq</i>
TrP	12000	138 / 13,8	8,00	7,20	166666
TrD1	1250	13,8 / 0,480	6,26	5,63	22186
TrD2	1600	13,8 / 0,480	6,00	5,40	29629
TrD3	1600	13,8 / 0,480	6,00	5,40	29629
TrC1	1600	13,8 / 0,480	6,00	5,40	29629
TrC2	1250	13,8 / 0,480	6,26	5,63	22186
TrC3	1600	13,8 / 0,480	6,00	5,40	29629
TrC4	2000	13,8 / 0,480	6,10	5,49	36429
TrB1	1250	13,8 / 0,480	6,26	5,63	22186
TrB2	750	13,8 / 0,480	5,00	4,50	16666
TrA1	1250	13,8 / 0,480	6,26	5,63	22186
TrA2	1000	13,8 / 0,480	5,00	4,50	22222
TrA3	1600	13,8 / 0,480	6,00	5,40	29629
TrLUZ	750	0,48 / 0,208	5,10	4,59	16339

En la figura 3.4 se muestra el diagrama unifilar sobre el cual se trabajó, al lado de cada flecha, se muestra la corriente calculada. En la parte de baja tensión se muestra el tipo de protección (disyuntor, relé o fusible) que posee la carga. En los kVAs aportados por la carga van implícitos los kVAs atenuados por los conductores pertenecientes a cada ramal, es decir, se combinaron los kVAs aportados por los motores con los kVAs atenuados por los conductores. En éste diagrama no se consideraron los ramales que no significaban un gran aporte de sus motores.

La corriente calculada utilizando este método corresponde a la corriente encontrada en la red de 1/2 ciclo en la simulación de ETAP, ya que la contribución de los motores dura aproximadamente 2 ciclos, y no son consideradas en las otras dos redes de trabajo (red de 1.5-4 ciclos y red de 30 ciclos). Las corrientes de falla de la red de 1/2 ciclo serán utilizadas en la comparación de ambos métodos.

En los apéndices se adjuntará una impresión completa del diagrama, en una página con una mayor escala, con el fin de que se pueda leer con mayor claridad.

Cuadro 3.3: kVA's equivalentes de los conductores de media tensión.

Tramo	L(m)	Conductor	Cond./fase	Z/fase	kVAeq Conductor
TrP - MTD	150	3 x 750 MCM	2	0,0290	43854922
MTD - TrD1	22	3 x 25 mm2	1	0,8100	10686868
MTD - TrD2	20	3 x 25 mm2	1	0,8100	11755555
MTD - TrD3	18	3 x 25 mm2	1	0,8100	13061728
MTD - MTC	94	3 x 150 mm2	1	0,2000	10129787
MTC - TrC1	19	3 x 25 mm2	1	0,8100	12374269
MTC - TrC2	16	3 x 25 mm2	1	0,8100	14694444
MTC - TrC3	14	3 x 25 mm2	1	0,8100	16793650
MTC - TrC4	16	3 x 25 mm2	1	0,8100	14694444
MTC - MTB	64	3 x 150 mm2	1	0,2000	14878125
MTB - TrB1	5	3 x 25 mm2	1	0,8100	47022222
MTB - TrB2	8	3 x 25 mm2	1	0,8100	29388888
MTB - MTA	54	3 x 150 mm2	1	0,2000	17633333
MTA - TrA1	17	3 x 25 mm2	1	0,8100	13830065
MTA - TrA2	20	3 x 25 mm2	1	0,8100	11755555
MTA - TrA3	23	3 x 25 mm2	1	0,8100	10222222
TrD1 - BTD1	4	3 x 2000 A	1	0,0229	2515283
TrD2 - BTD2	4	3 x 2000 A	1	0,0229	2515283
TrD3 - BTD3	4	3 x 2000 A	1	0,0229	2515283
TrC1 - BTC1	15	3 x 185 mm2	9	0,0189	813176
TrC2 - BTC2	12	3 x 185 mm2	5	0,0340	564705
TrC3 - BTC3	9	3 x 185 mm2	5	0,0340	752941
TrC4 - BTC4	10	3 x 185 mm2	3	0,0567	406588
TrB1 - BTB1	15	3 x 185 mm2	6	0,0283	542117
TrB2 - BTB2	13	3 x 185 mm2	3	0,0567	312760
TrA1 - BTA1	4	3 x 2000 A	1	0,0229	2515283
TrA2 - BTA2	4	3 x 2000 A	1	0,0229	2515283
TrA3 - BTA3	4	3 x 2000 A	1	0,0229	2515283
BTD3 - TrLUZ	15	3 x 185 mm2	3	0,0567	271058
TrLUZ - PANEL	6	3 x 185 mm2	6	0,0283	254494

3.1. Cálculo de corrientes de corto circuito, mediante el método de kVA's equivalentes.

81

Descripción	HP	X"p.u.	Distancia (m)	Conductor	Cantidad Conductor x fase	Z (Ohm/Km)	Conductor (Ohm/Km) /fase	kVA Eq Motor	kVA Eq Conductor	kVA Eq Motor/Cond	kVA Eq Ramal
Barra QBT - A1											
Ramal Horno B7-A			27	3 x 95 mm2	3	0,2450	0,0817	480,44	104489,8		478,2
Abananco recirculación zona n° 1	40	0,20	10	3 x 4 AWG	1	0,9500	0,9500	200	24252,6	198,36	
Abananco recirculación zona n° 2	40	0,20	12	3 x 4 AWG	1	0,9500	0,9500	200	20210,5	198,04	
Abanico de enfriamiento	17	0,20	14	3 x 8 AWG	1	2,2300	2,2300	85	7379,9	84,03	
Ramal Embalaje			236	3 x 10 mm2	1	2,346	2,346	147,0	416,1		108,6
Sierra cinta	3,5	0,20	43	3 x 12 AWG	1	5,6400	5,6400	18	950,0	17,2	
Sierra radial n° 1	3	0,20	52	3 x 12 AWG	1	5,6400	5,6400	15	785,6	14,7	
Sierra radial n° 2	3,5	0,20	54	3 x 12 AWG	1	5,6400	5,6400	18	756,5	17,1	
Compresor	6	0,20	66	3 x 8 AWG	1	2,2300	2,2300	30	1565,4	29,4	
Aspirador de aserrín	7,5	0,20	61	3 x 8 AWG	1	2,2300	2,2300	38	1693,7	36,7	
Sierra circular	3	0,20	47	3 x 12 AWG	1	5,6400	5,6400	15	869,2	14,7	
Cepilladora	3,5	0,20	53	3 x 12 AWG	1	5,6400	5,6400	18	770,8	17,1	
Compresor	5,5	0,20	96	3 x 8 AWG	1	2,2300	2,2300	28	1076,2	26,8	
Formadora de núcleos	4	0,20	75	3 x 10 AWG	1	3,5400	3,5400	20	867,8	19,5	
Cortadora de núcleos n° 2	4,5	0,20	87	3 x 10 AWG	1	3,5400	3,5400	23	748,1	21,8	
Ramal Intercaladora			144	3 x 10 mm2	1	2,3460	2,3460	64,4	682,0		58,8
Motor principal	3	0,20	10	3 x 12 AWG	1	5,6400	5,6400	15	4085,1	14,9	
Bomba de vacío	10	0,20	15	3 x 10 AWG	1	3,5400	3,5400	50	4339,0	49,4	
Ramal zigzag			64	3 x 50 mm2	1	0,5200	0,5200	347,1	6923,1		330,5
Blanking Press	25	0,20	12	3 x 6 AWG	1	1,4000	1,4000	125	13714,3	123,9	
Decoller	25	0,20	9	3 x 6 AWG	1	1,4000	1,4000	125	18285,7	124,2	
NC ZigZag Feeder	20	0,20	15	3 x 6 AWG	1	1,4000	1,4000	100	10971,4	99,1	
Barra QBT - A2											
Ramal Horno B7-B			60	3 x 95 mm2	3	0,2450	0,0817	478,50	47020,4		473,7
Abananco recirculación zona n° 1	40	0,20	16	3 x 4 AWG	1	0,9500	0,9500	200	15157,9	197,4	
Abananco recirculación zona n° 2	40	0,20	18	3 x 4 AWG	1	0,9500	0,9500	200	13473,7	197,1	
Abanico de enfriamiento	17	0,20	14	3 x 8 AWG	1	2,2300	2,2300	85	7379,9	84,0	
Ramal Taller núcleos de hierro			43	3 x 10 mm2	1	2,3460	2,3460	79,65	2283,9		77,0
Motor mandril del torno	6	0,20	12	3 x 10 AWG	1	3,5400	3,5400	30	5423,7	29,8	
Sierra cinta. Central hidráulica	2	0,20	8	3 x 10 AWG	1	3,5400	3,5400	10	8135,6	10,0	
Motor de la sierra de corte	8	0,20	7	3 x 10 AWG	1	3,5400	3,5400	40	9297,8	39,8	
Bieladora	2	0,20	11	3 x 10 AWG	1	3,5400	3,5400	10	5016,8	10,0	
Ramal B6-C			60	3 x 10 mm2	1	2,3460	2,3460	1535,73	1636,8		792,3
Motor desenrollador	75	0,17	6	3 x 1/0 AWG	1	0,4270	0,4270	441	89929,7	439,0	
Motor enrollador superior	50	0,17	7	3 x 4 AWG	1	0,9510	0,9510	294	34610,2	291,6	
Motor enrollador inferior	50	0,17	9	3 x 4 AWG	1	0,9510	0,9510	294	26919,0	290,9	
Motor piloto	75	0,17	4	3 x 1/0 AWG	1	0,4270	0,4270	441	134894,6	439,7	
Central hidráulica	15	0,20	11	3 x 8 AWG	1	2,3000	2,3000	75	9106,7	74,4	
Ramal Rebobinadoras			74	3 x 6 AWG	1	1,4800	1,4800	181,37	2103,7		167,0
Motor principal	10	0,20	10	3 x 10 AWG	1	3,5400	3,54	50	6508,5	49,6	
Regulador mesa móvil	3	0,20	7	3 x 12 AWG	1	5,6400	5,64	15	5835,9	15,0	
Central hidráulica	8	0,20	8	3 x 10 AWG	1	3,5400	3,54	40	8135,6	39,8	
Motor enderezador	5	0,20	11	3 x 12 AWG	1	5,6400	5,64	25	3713,7	24,8	
Motor de la guillotina	3	0,20	9	3 x 12 AWG	1	5,6400	5,64	15	4539,0	15,0	
Motor desenrollador	7,5	0,20	14	3 x 10 AWG	1	3,5400	3,54	38	4648,9	37,2	
Barra QBT - A3											
Ramal B6-A			66	3 x 10 mm2	1	2,3460	2,3460	268,94	1488,0		227,8
Motor piloto	40	0,20	5	3 x 4 AWG	1	0,9500	0,9500	200	48505,3	199,2	
Central hidráulica	5	0,20	9	3 x 10 AWG	1	3,5400	3,5400	25	7231,6	24,9	
Desplazamiento de los conos	2	0,20	10	3 x 12 AWG	1	5,6400	5,6400	10	4085,1	10,0	
Aspirador de bordes	7	0,20	7	3 x 10 AWG	1	3,5400	3,5400	35	9297,8	34,9	
Ramal B6-B			20	3 x 10 mm2	1	2,3460	2,3460	149,10	4910,5		144,7
Central hidráulica	8	0,20	5	3 x 10 AWG	1	3,5400	3,5400	40	13016,9	39,9	
Desplazamiento de los conos	2	0,20	8	3 x 10 AWG	1	3,5400	3,5400	10	8135,6	10,0	
Aspirador de bordes n° 1	10	0,20	9	3 x 10 AWG	1	3,5400	3,5400	50	7231,6	49,7	
Aspirador de bordes n° 2	10	0,20	11	3 x 10 AWG	1	3,5400	3,5400	50	5916,8	49,6	
Envío de aceite	2,25	0,20	6	3 x 10 AWG	1	3,5400	3,5400	11	188323,9	11,2	
Ramal Grúas Aéreas			116	3 x 4 AWG	1	0,8820	0,8820	301,51	2251,9		265,9
Motor gancho rápido	13	0,20	54	3 x 10 AWG	1	3,5400	3,5400	65	1205,3	61,7	
Motor del gancho rápido	19	0,20	46	3 x 10 AWG	1	3,5400	3,5400	95	1414,9	89,0	
Motor del gancho	15	0,20	57	3 x 10 AWG	1	3,5400	3,5400	75	1141,8	70,4	
Motor del gancho rápido	19	0,20	124	3 x 10 AWG	1	3,5400	3,5400	95	524,9	80,4	
Ramal Prensas			46	3 x 10 mm2	1	2,3460	2,3460	667,41	2135,0		508,5
Central hidráulica	15	0,20	4	3 x 10 AWG	1	3,5400	3,5400	75	16271,2	74,7	
Central hidráulica n° 1	40	0,20	7	3 x 10 AWG	1	3,5400	3,5400	200	9297,8	195,8	
Central hidráulica n° 2	68	0,17	5	3 x 4 AWG	1	0,8820	0,8820	400	52244,9	397,0	
Ramal Schiavi			72	3 x 10 mm2	1	2,3460	2,3460	381,46	1364,0		298,1
Aspirador del horno	8,4	0,20	5	3 x 10 AWG	1	3,5400	3,5400	42	13016,9	41,9	
Ventilador del horno n° 1	11	0,20	4	3 x 10 AWG	1	3,5400	3,5400	55	16271,2	54,8	
Ventilador del horno n° 2	11	0,20	6	3 x 10 AWG	1	3,5400	3,5400	55	10847,5	54,7	
Motor laminador	14	0,20	7	3 x 10 AWG	1	3,5400	3,5400	70	9297,8	69,5	
Motor aplicador	14	0,20	8	3 x 10 AWG	1	3,5400	3,5400	70	8135,6	69,4	
Enfriador agua. Compresor	3,5	0,20	11	3 x 10 AWG	1	3,5400	3,5400	18	5916,8	17,4	
Aspirador de bordes n° 2	7,4	0,20	8	3 x 10 AWG	1	3,5400	3,5400	37	8135,6	36,8	
Aspirador de gases de la corona	7,4	0,20	5	3 x 10 AWG	1	3,5400	3,5400	37	13016,9	36,9	

Figura 3.1: Cargas consideradas en el cálculo (parte 1).

Barra QBT - B2										
Ramal Aux. V			10	3 x95 mm2	3	0,2450	0,0817	2691,63	282122,4	2666,2
Bomba envío al filtro n° 1	50	0,17	55	3 x 4 AWG	1	0,9500	0,9500	294	4499,6	275,7
Bomba envío al filtro n° 2	50	0,17	57	3 x 4 AWG	1	0,9500	0,9500	294	4254,8	275,1
Platos del filtro	15	0,20	61	3 x 10 AWG	1	3,5400	3,5400	75	1067,0	70,1
Extractor de gases	17	0,20	42	3 x 10 AWG	1	3,5400	3,5400	85	1549,6	80,6
Compresor	30	0,20	30	3 x 10 AWG	1	3,5400	3,5400	150	2169,5	140,3
Aspirador de humos	112	0,17	40	3 x 1/0 AWG	1	0,4270	0,4270	659	13489,5	628,1
Central hidraulica n° 1	46	0,20	50	3 x 10 AWG	1	3,5400	3,5400	230	1301,7	195,5
Central hidraulica n° 2	46	0,20	48	3 x 10 AWG	1	3,5400	3,5400	230	1355,9	196,6
Bomba de envío n° 1	50	0,17	65	3 x 4 AWG	1	0,9500	0,9500	294	3731,2	272,6
Bomba de envío n° 2	50	0,17	62	3 x 4 AWG	1	0,9500	0,9500	294	3911,7	273,5
Bomba de envío n° 3	35	0,20	60	3 x 10 AWG	1	3,5400	3,5400	175	1084,7	150,7
Ventiladores de motores	10	0,20	26	3 x 8 AWG	1	2,2300	2,2300	50	3973,8	49,4
Ventilación de sala de motores (B5)	17	0,20	24	3 x 8 AWG	1	2,2300	2,2300	85	4304,9	83,4
Barra QBT - C1										
Ramal S			10	3 x95 mm2	3	0,2450	0,0817	69,55	282122,4	69,5
Ventilador motor enrollador n° 1 (S)	7	0,20	19	3 x 8 AWG	1	2,2300	2,2300	35	5437,8	34,8
Ventilador motor enrollador n° 2 (S)	7	0,20	19	3 x 8 AWG	1	2,2300	2,2300	35	5437,8	34,8
Barra QBT - C2										
Ramal M			10	3 x95 mm2	3	0,2450	0,0817	73,93	282122,4	73,9
Ventilador motor laminador n° 1 (M)	15	0,20	20	3 x 8 AWG	1	2,2300	2,2300	75	5165,9	73,9
Barra QBT - C3										
Ramal N			10	3 x95 mm2	3	0,2450	0,0817	74,19	282122,4	74,2
Ventilador motor laminador n° 2 (N)	15	0,20	15	3 x 8 AWG	1	2,2300	2,2300	75	6887,9	74,2
Barra QBT - C4										
Ramal Aux. V			10	3 x95 mm2	3	0,2450	0,0817	6268,12	282122,4	6131,9
Motor filtro Risen	125	0,17	26	3 x 1/0 AWG	1	0,4270	0,4270	735	20753,0	710,1
Bomba al filtro n° 1	50	0,17	30	3 x 4 AWG	1	0,9500	0,9500	294	8084,2	283,8
Bomba al filtro n° 2	50	0,17	32	3 x 4 AWG	1	0,9500	0,9500	294	7578,9	283,1
Central hidraulica n° 1	57	0,17	50	3 x 4 AWG	1	0,9500	0,9500	335	4850,5	313,6
Central hidraulica n° 2	57	0,17	52	3 x 4 AWG	1	0,9500	0,9500	335	4664,0	312,8
Central hidraulica n° 3	50	0,17	24	3 x 4 AWG	1	0,9500	0,9500	294	10105,3	285,8
Central hidraulica n° 4	50	0,17	26	3 x 4 AWG	1	0,9500	0,9500	294	9327,9	285,1
Lubricación reductor enrollador	8,4	0,20	40	3 x 10 AWG	1	3,5400	3,5400	42	1627,1	40,9
Lubricación reductor desenrollador	8,4	0,20	40	3 x 10 AWG	1	3,5400	3,5400	42	1627,1	40,9
Lubricación reductor principal	12	0,20	30	3 x 10 AWG	1	3,5400	3,5400	60	2169,5	58,4
Bomba envío coolant n° 1	75	0,17	66	3 x 1/0 AWG	1	0,4270	0,4270	441	8175,4	418,6
Bomba envío coolant n° 2	75	0,17	66	3 x 1/0 AWG	1	0,4270	0,4270	441	8175,4	418,6
Bomba envío coolant n° 3	74	0,17	66	3 x 1/0 AWG	1	0,4270	0,4270	435	8175,4	413,3
Extractor de humos	125	0,17	33	3 x 1/0 AWG	2	0,4270	0,2135	735	32701,7	719,1
Bomba precarga n° 1	102	0,17	34	3 x 1/0 AWG	1	0,4270	0,4270	600	15870,0	578,1
Bomba precarga n° 2	102	0,17	34	3 x 1/0 AWG	1	0,4270	0,4270	600	15870,0	578,1
Centrado de lámina n° 1	23	0,20	20	3 x 8 AWG	1	2,2300	2,2300	115	5165,9	112,5
Centrado de lámina n° 2	23	0,20	20	3 x 8 AWG	1	2,2300	2,2300	115	5165,9	112,5
Soplado de lámina entrada de aire	7,5	0,20	20	3 x 8 AWG	1	2,2300	2,23	38	5165,9	37,2
Soplado de lámina retorno de aire	20	0,20	20	3 x 8 AWG	1	2,2300	2,23	100	5165,9	98,1
Extractor de aire	17	0,20	20	3 x 8 AWG	1	2,2300	2,23	85	5165,9	83,6
Extractor de aire	17	0,20	20	3 x 8 AWG	1	2,2300	2,23	85	5165,9	83,6
Barra QBT - D1										
Ramal Horno A1 - A2			118	3 x95 mm2	3	0,2450	0,0817	441,15	23908,7	433,2
Ventilador combustion N°1 -A1	40	0,20	40	3 x 8 AWG	1	2,2300	2,2300	200	2583	185,6
Ventilador combustion N°2 A1	25	0,20	40	3 x 8 AWG	1	2,2300	2,2300	125	2583	119,2
ventilador combustion N°1 A 2	15	0,20	40	3 x 8 AWG	1	2,2300	2,2300	75	2583	72,9
Bomba de bunker n° 1	6,4	0,20	30	3 x 8 AWG	1	2,2300	2,2300	32	3444	31,7
Bomba de bunker n° 2	6,4	0,20	30	3 x 8 AWG	1	2,2300	2,2300	32	3444	31,7
Barra QBT - D2										
Ramal Aire Comprimido			26	3 x95 mm2	1	0,2450	0,2450	3322,70	36169,5	3043,1
Compresor n° 1	125	0,17	10	3 x 1/0 AWG	1	0,4270	0,4270	735	53958	725,4
Compresor n° 2	125	0,17	15	3 x 1/0 AWG	1	0,4270	0,4270	735	35972	720,6
Compresor n° 3	125	0,17	20	3 x 1/0 AWG	1	0,4270	0,4270	735	26979	715,8
Compresor n° 4	200	0,17	27	3 x 1/0 AWG	1	0,4270	0,4270	1176	19984	1111,1
Ventilador compresor n° 4	10	0,20	5	3 x 8 AWG	1	2,2300	2,2300	50	20664	49,9
Barra QBT - D3										
Ramal Agua Industrial			150	3 x95 mm2	1	0,2450	0,2450	1626,97	6269,4	1291,7
Bomba de recirculación n° 1	25	0,20	58	3 x 8 AWG	1	2,2300	2,2300	125	1781	116,8
Bomba de recirculación n° 2	25	0,20	58	3 x 8 AWG	1	2,2300	2,2300	125	1781	116,8
Bomba de recirculación n° 3	25	0,20	58	3 x 8 AWG	1	2,2300	2,2300	125	1781	116,8
Bomba de envío n° 1	75	0,17	45	3 x 1/0 AWG	1	0,4270	0,4270	441	11991	425,5
Bomba de envío n° 2	75	0,17	45	3 x 1/0 AWG	1	0,4270	0,4270	441	11991	425,5
Bomba de envío n° 3	75	0,17	45	3 x 1/0 AWG	1	0,4270	0,4270	441	11991	425,5
Barra QBT - D4										
Ramal Agua Potable			72	3 x95 mm2	1	0,2450	0,2450	1014,48	13061,2	941,4
Bomba agua potable n° 1	15	0,20	10	3 x 8 AWG	1	2,2300	2,2300	75	10332	74,5
Bomba agua potable n° 2	15	0,20	10	3 x 8 AWG	1	2,2300	2,2300	75	10332	74,5
Bomba trasiego n° 1	50	0,17	16	3 x 4 AWG	1	0,9500	0,9500	294	15158	288,5
Bomba trasiego n° 2	50	0,17	16	3 x 4 AWG	1	0,9500	0,9500	294	15158	288,5
Bomba trasiego n° 3	50	0,17	16	3 x 4 AWG	1	0,9500	0,9500	294	15158	288,5
Barra QBT - D5										
Ramal Central Térmica, GLP, Bunker			36	3 x95 mm2	1	0,2450	0,2450	203,29	26122,4	201,7
Descarga de bunker	14	0,20	10	3 x 8 AWG	1	2,2300	2,2300	70	10332	69,5
Compresor de LPG n° 1	15	0,20	14	3 x 8 AWG	1	2,2300	2,2300	75	7380	74,2
Compresor de LPG n° 2	12	0,20	14	3 x 8 AWG	1	2,2300	2,2300	60	7380	59,5

Figura 3.2: Cargas consideradas en el cálculo (parte 2).

3.1. Cálculo de corrientes de corto circuito, mediante el método de kVA's equivalentes.

83

Barra QBT - D2										
Ramal Taller Marinita			64	3 x95 mm2	1	0,2450	0,2450	148,99	14693,9	147,5
Sierra Circular	3	0,20	10	3 x 10 AWG	1	3,5400	3,5400	15	6508	15,0
Extractor de polvo	15	0,20	5	3 x 8 AWG	1	2,2300	2,2300	75	20664	74,7
Sierra Cinta	2,5	0,20	7	3 x 10 AWG	1	3,5400	3,5400	13	9298	12,5
Cantadora	6,6	0,20	9	3 x 10 AWG	1	3,5400	3,5400	33	7232	32,9
Motor del gancho	2,8	0,20	11	3 x 10 AWG	1	3,5400	3,5400	14	5917	14,0
Ramal Horno B2-A			65	3 x95 mm2	1	0,2450	0,2450	637,05	14467,8	610,2
Extractor de combustión	10	0,20	30	3 x 10 AWG	1	3,5400	3,5400	50	2169	48,9
Abanico aire de combustión	15	0,20	20	3 x 10 AWG	1	3,5400	3,5400	75	3254	73,3
Ventilador recirculación zona n° 1	46	0,20	16	3 x 8 AWG	1	2,2300	2,2300	230	6457	222,1
Ventilador recirculación zona n° 2	46	0,20	16	3 x 8 AWG	1	2,2300	2,2300	230	6457	222,1
Generador atmosférico	15	0,20	53	3 x 10 AWG	1	3,5400	3,5400	75	1228	70,7
Ramal Cortadora C1			164	3 x95 mm2	1	0,2450	0,2450	701,11	5734,2	624,7
Grupo generador	100	0,17	15	3 x 1/0 AWG	1	0,4270	0,4270	588	35972	578,8
Central hidraulica	25	0,20	18	3 x 8 AWG	1	2,2300	2,2300	125	5740	122,3
Ramal Caster A3			90	3 x95 mm2	1	0,2450	0,2450	1301,54	10449,0	1157,4
Central hidraulica principal	35	0,20	15	3 x 8 AWG	1	2,2300	2,2300	175	6888	170,7
Central hidraulica auxiliar	51	0,17	15	3 x 8 AWG	1	2,2300	2,2300	300	6888	287,5
Lubricación reductor principal	4	0,20	14	3 x 10 AWG	1	3,5400	3,5400	20	4649	19,9
Lubricación reductor enrollador	4	0,20	14	3 x 10 AWG	1	3,5400	3,5400	20	4649	19,9
Motor Caster	50	0,17	18	3 x 8 AWG	1	2,2300	2,2300	294	5740	279,8
Motor enrollador	25	0,20	15	3 x 8 AWG	1	2,2300	2,2300	125	6888	122,8
Bomba enfriamiento n° 1	50	0,17	164	3 x 8 AWG	1	2,2300	2,2300	294	630	200,5
Bomba enfriamiento n° 2	50	0,17	164	3 x 8 AWG	1	2,2300	2,2300	294	630	200,5
Barra QBT - D3										
Ramal Horno B2-B			80	3 x95 mm2	1	0,2450	0,2450	566,36	11755,1	540,3
Extractor de combustión	10	0,20	30	3 x 10 AWG	1	3,5400	3,5400	50	2169	48,9
Abanico aire de combustión	15	0,20	20	3 x 10 AWG	1	3,5400	3,5400	75	3254	73,3
Ventilador recirculación zona n° 1	46	0,20	16	3 x 8 AWG	1	2,2300	2,2300	230	6457	222,1
Ventilador recirculación zona n° 2	46	0,20	16	3 x 8 AWG	1	2,2300	2,2300	230	6457	222,1
Ramal Mantenimiento			64	3 x95 mm2	1	0,2450	0,2450	230,88	14693,9	227,3
Torno acra, motor principal	12,5	0,20	18	3 x 10 AWG	1	3,5400	3,5400	63	3616	61,4
Taladro fresador	1,5	0,20	27	3 x 10 AWG	1	3,5400	3,5400	8	2411	7,5
Fresadora universal, motor mandril	5,5	0,20	23	3 x 10 AWG	1	3,5400	3,5400	28	2830	27,2
Torno pinacho, motor mandril	7,5	0,20	24	3 x 10 AWG	1	3,5400	3,5400	38	2712	37,0
Rectificadora cilíndrica	6,5	0,20	30	3 x 10 AWG	1	3,5400	3,5400	33	2169	32,0
Rectificadora plana, motor piedra	7,8	0,20	24	3 x 10 AWG	1	3,5400	3,5400	39	2712	38,4
Torno ursus, motor mandril	5,5	0,20	20	3 x 10 AWG	1	3,5400	3,5400	28	3254	27,3

Figura 3.3: Cargas consideradas en el cálculo (parte 3).

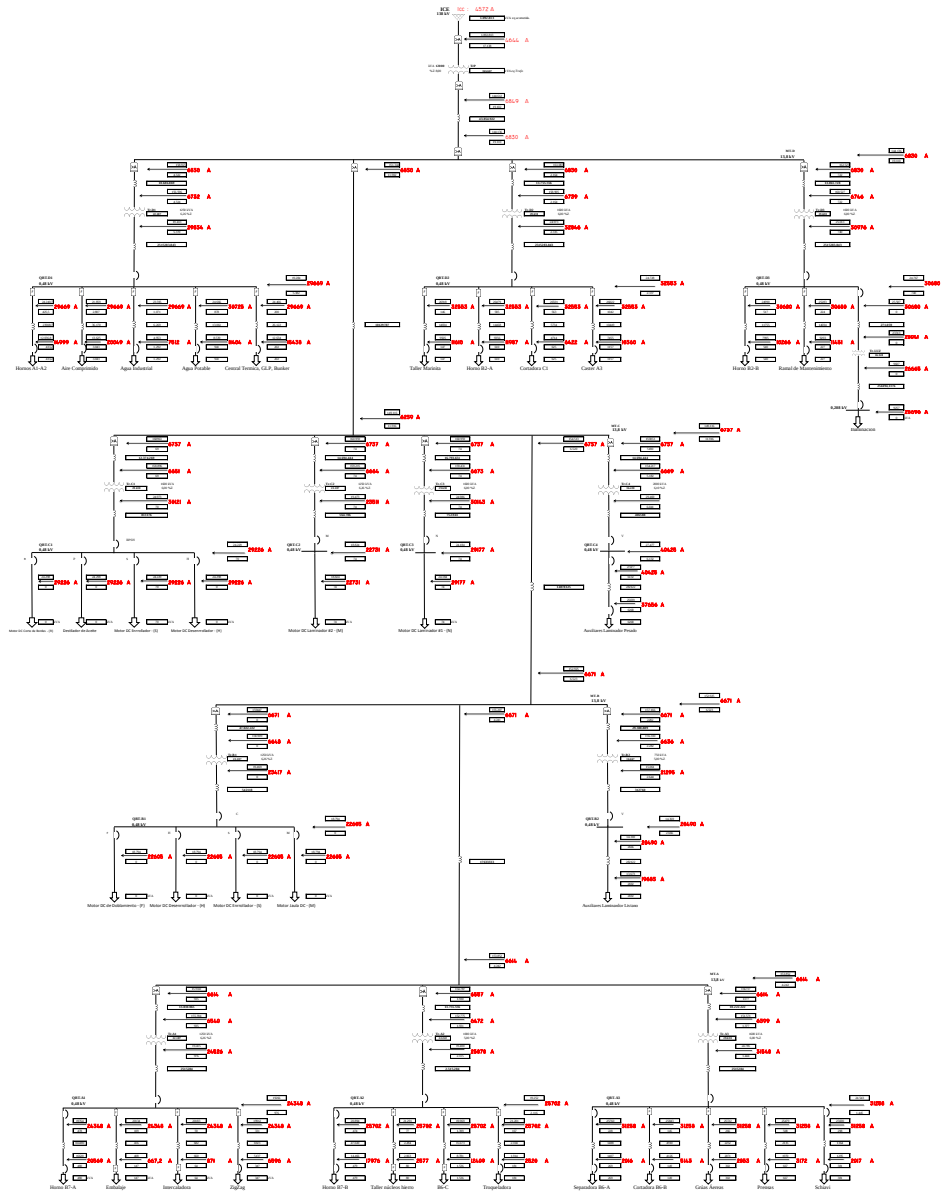


Figura 3.4: Diagrama unifilar de trabajo, utilizando el método de los kVAs equivalentes.

3.2 Cálculo de corrientes de corto circuito, mediante el software ETAP.

El software de corto circuito de ETAP analiza el efecto de fallas trifásicas, monofásica (línea a tierra), de línea a línea y de línea-línea a tierra en sistemas de distribución eléctrica. el programa calcula la corriente total de corto circuito, sumando las contribuciones de los motores, generadores y acometida de alimentación. El estudio de las fallas están en conformidad con las últimas ediciones del estándar ANSI/IEEE (series C37) y el estándar IEC (IEC 60909 y otros).

Como en Costa Rica se adoptan los estándares ANSI/IEEE, se utilizará este método para el cálculo de las corrientes de falla.

Método ANSI/IEEE

ETAP proporciona dos métodos de cálculo de corto-circuito basados en estándares ANSI/IEEE e IEC. se puede seleccionar el método desde el editor de estudio de corto circuito (figura 3.5).



Figura 3.5: Editor de estudio de corto circuito.

Este método de cálculo está integrado con los últimos estándares ANSI/IEEE y estándares UL:

- IEEE C37.04 Standard Rating Structure for AC High-Voltage Circuit Breakers Rated on a Symmetrical Current including Supplements: IEEE C37.04f, IEEE C37.04g, IEEE C37.04h, IEEE C37.04i
- IEEE C37.010 Standard Application Guide for AC High-Voltage Circuit Breakers Rated on a Symmetrical Current
- IEEE C37.010b Standard and Emergency Load Current-Carrying Capability
- IEEE C37.010e Supplement to IEEE C37.010
- IEEE C37.13 Standard for Low-Voltage AC Power Circuit Breakers Used in Enclosures
- IEEE C37.013 Standard for AC High-Voltage Generator Circuit Breakers Rated on a Symmetrical Current Basis

- IEEE C37.20.1 Standard for Metal Enclosed Low-Voltage Power Circuit Breaker Switchgear
- IEEE 399 IEEE Recommended Practice for Power System Analysis (IEEE Brown Book)
- IEEE 141 IEEE Recommended Practice for Electric Power Distribution for Industrial Plants (IEEE Red Book)
- IEEE 242 IEEE Recommended Practice for Protection and Coordination of Industrial and Commercial Power Systems (IEEE Buff Book)
- UL 489-9 Standard for Safety for Molded-Case Circuit Breakers, Molded-Case Switches, and Circuit Breaker Enclosure
- Short Circuit Device Evaluation Based on ANSI C37.13 / UL 489

Descripción de método

En el cálculo de corto-circuito mediante el método ANSI/IEEE, una fuente de tensión equivalente en la ubicación de la falla, que es igual a la tensión de pre-falla, reemplaza todas las fuentes de tensión externas y tensión interna de la máquina.

Todas las máquinas son representadas por sus impedancias internas. Las capacitancias de líneas y cargas estáticas se ignoran. Se puede especificar la impedancia de falla en el editor de estudio de corto-circuito para fallas de línea a tierra. Las impedancias del sistema se asumen balanceadas, y el método de las componentes simétricas se usa para el cálculo de las fallas desbalanceadas.

Tres distintas redes de impedancia son formadas para calcular las corrientes momentánea, de interrupción y de estado estacionario. Estas redes son: red de 1/2 ciclo (red subtransitoria), red de 1.5 - 4 ciclos (red transitoria), y red de 30 ciclos (red de estado estacionario).

El estándar ANSI/IEEE recomienda el uso de redes R y X por separado para calcular los valores X/R. Se obtiene una razón X/R para cada bus por separado. Esta relación X/R es luego usada para determinar el factor multiplicador a considerar en el cálculo de la componente DC.

Utilizando las redes de 1/2 ciclo y 1.5 - 4 ciclos, primero se encuentra el valor simétrico de las corrientes momentánea y de interrupción de corto circuito. Estos valores son multiplicados por los apropiados factores de multiplicación para finalmente obtener el valor asimétrico de las corrientes momentáneas y de interrupción de corto circuito.

En la figura 3.6 se muestran las aplicaciones de las corrientes encontradas en cada red de trabajo.

<i>½ Cycle Network Duty</i>	
<u>Type of Device</u>	<u>Duty</u>
High voltage circuit breaker	Closing and latching capability
Low voltage circuit breaker	Interrupting capability
Fuse	Interrupting capability
Switchgear and MCC	Bus bracing
Relay	Instantaneous settings

<i>1.5-4 Cycle Network Duty</i>	
<u>Type of Device</u>	<u>Duty</u>
High voltage circuit breaker	Interrupting capability
Low voltage circuit breaker	N/A
Fuse	N/A
Switchgear and MCC	N/A
Relay	N/A

<i>30 cycle Network Duty</i>	
<u>Type of Device</u>	<u>Duty</u>
High voltage circuit breaker	N/A
Low voltage circuit breaker	N/A
Fuse	N/A
Switchgear and MCC	N/A
Relay	Overcurrent settings

Figura 3.6: Aplicación de las corrientes encontradas en las redes de trabajo.

Corrientes de corto circuito, simulación de las tres redes de trabajo

En las figuras 3.7 y 3.8 se muestran los resultados de las corrientes máximas de corto circuito simétrica simulada para la red de 1/2 ciclo, con estas corrientes se revisarán las capacidades interruptivas de baja tensión y capacidad de cierre de los interruptores de media y alta tensión, además se utilizará para ajustar el instantáneo de los mismos (IEEE, 2001). Las corrientes encontradas mediante el método de los kVA corresponde a la red de 1/2 ciclo, más adelante se compararán ambos métodos.

Las figuras 3.9 y 3.10 muestran las corrientes resultantes al simular la red de 1.5-4 ciclos, esta corriente se usará para revisar las capacidades de interrupción de los interruptores de media y alta tensión.

Las figuras 3.11 y 3.12 muestran las corrientes mínimas de corto circuito, resultantes al simular la red de 30 ciclos.

Proyecto: Coordinación de protecciones CVG ALUNASA
Ubicación: Esparza

ETAP

Caso de Estudio: CVG ALUNASA

Página: 1 de 2
Fecha: 06-06-2014
SN: 12345678
Revisión: Base
Config.: Normal

Informe Resumen de Cortocircuito

1/2 Ciclo - Corrientes de Falta Trifásica, LG, LL y LLG

Tensión pre Falta = Tensión Nominal de Barra * Tensión en pu del Editor de Barra

Barra		Falta Trifásica			Falta Línea-a-Tierra			Falta Línea-a-Línea			*Línea-a-Línea-a-Tierra		
ID	kV	Activa	Imag.	Mag.	Activa	Imag.	Mag.	Activa	Imag.	Mag.	Activa	Imag.	Mag.
Acometida	138.00	0.278	-4.634	4.642	0.117	-1.841	1.845	4.013	0.241	4.020	-4.050	0.333	4.063
QBT-A1	0.48	3.641	-26.303	26.554	4.073	-27.682	27.980	22.779	3.153	22.996	-25.070	11.451	27.561
QBT-A2	0.48	3.718	-22.785	23.086	4.155	-23.701	24.063	19.732	3.220	19.993	-22.061	9.123	23.873
QBT-A3	0.48	4.226	-28.336	28.649	4.606	-29.824	30.177	24.540	3.660	24.811	-27.063	12.077	29.636
QBT-B1	0.48	3.426	-21.883	22.149	3.715	-22.700	23.002	18.951	2.967	19.182	-20.971	8.822	22.752
QBT-B2	0.48	4.204	-18.061	18.544	4.444	-18.364	18.894	15.641	3.641	16.059	-17.990	5.697	18.871
QBT-C1 (RPSH)	0.48	3.964	-26.225	26.523	4.338	-27.499	27.839	22.711	3.433	22.969	-25.097	11.017	27.409
QBT-C2 (M)	0.48	3.912	-24.692	25.000	4.277	-25.740	26.093	21.384	3.388	21.651	-23.731	10.051	25.772
QBT-C3 (N)	0.48	3.992	-26.197	26.500	4.375	-27.451	27.797	22.687	3.457	22.949	-25.096	10.956	27.384
QBT-C4 (V)	0.48	5.753	-38.462	38.890	6.484	-39.999	40.521	33.309	4.982	33.680	-36.970	15.842	40.222
QBT-D1	0.48	4.314	-31.176	31.473	4.624	-32.486	32.813	26.999	3.736	27.257	-29.486	13.219	32.314
QBT-D2	0.48	4.042	-29.533	29.808	4.446	-31.024	31.341	25.577	3.500	25.815	-28.035	12.835	30.833
QBT-D3	0.48	3.683	-27.720	27.963	3.984	-29.242	29.512	24.006	3.189	24.217	-26.172	12.281	28.911
QMT cabina A	13.80	0.510	-5.647	5.670	0.500	-5.519	5.541	4.890	0.441	4.910	-5.136	2.257	5.610
QMT cabina B	13.80	0.483	-5.670	5.690	0.470	-5.551	5.571	4.910	0.418	4.928	4.682	3.138	5.636
QMT cabina C	13.80	0.452	-5.696	5.713	0.434	-5.590	5.606	4.932	0.392	4.948	4.724	3.135	5.670
QMT cabina D	13.80	0.410	-5.730	5.744	0.382	-5.643	5.656	4.962	0.355	4.975	4.785	3.135	5.720
T.A1 B7-A	0.48	7.024	-22.541	23.610	7.920	-22.269	23.636	19.521	6.083	20.447	-23.917	4.881	24.410
T.A1 Embalaje	0.48	0.562	-0.222	0.604	0.480	-0.227	0.531	0.193	0.486	0.523	-0.016	0.598	0.598
T.A1 Interca.	0.48	0.877	-0.119	0.885	0.738	-0.115	0.747	0.103	0.760	0.767	-0.215	0.814	0.842
T.A1 Zig Zag	0.48	6.579	-3.583	7.491	5.602	-3.056	6.381	3.103	5.698	6.488	0.664	7.030	7.061
T.A2 Auxiliar a1	0.48	1.736	-0.203	1.748	1.488	-0.165	1.497	0.176	1.503	1.514	-0.827	-1.434	1.655
T.A2 B6-C	0.48	7.516	-9.731	12.296	6.655	-8.555	10.839	8.427	6.509	10.648	-11.413	-2.693	11.726
T.A2 Horno B7-B	0.48	7.721	-16.485	18.204	8.129	-15.411	17.423	14.277	6.686	15.765	-18.483	0.512	18.490
T.A2 Presas FM	0.48	3.863	-0.826	3.950	3.274	-0.625	3.333	0.716	3.345	3.421	-2.135	-3.098	3.763
T.A2 Rebo.	0.48	2.260	-0.551	2.327	1.902	-0.498	1.966	0.478	1.958	2.015	-0.343	2.183	2.210
T.A2 Taller NH	0.48	5.507	-1.720	5.769	4.725	-1.309	4.903	1.489	4.769	4.996	-3.555	-4.250	5.540
T.A3 Atmosf B7	0.48	3.936	-0.726	4.002	3.320	-0.557	3.367	0.629	3.408	3.466	-2.064	-3.185	3.795
T.A3 Aux A2	0.48	3.936	-0.726	4.002	3.344	-0.558	3.390	0.629	3.408	3.466	-2.082	-3.185	3.805
T.A3 B6-A	0.48	1.710	-0.495	1.780	1.447	-0.481	1.525	0.428	1.481	1.542	-0.197	1.710	1.721
T.A3 B6-B	0.48	5.710	-1.589	5.927	4.896	-1.237	5.050	1.376	4.945	5.133	-3.518	-4.444	5.668
T.A3 Baterías	0.48	3.936	-0.726	4.002	3.375	-0.560	3.421	0.629	3.408	3.466	-2.105	-3.184	3.817
T.A3 Grúas	0.48	2.316	-0.823	2.458	1.950	-0.792	2.105	0.713	2.006	2.129	-0.127	2.380	2.383
T.A3 Prensa	0.48	2.707	-1.090	2.919	2.298	-1.046	2.524	0.944	2.345	2.528	-0.051	2.839	2.839
T.A3 Rectf	0.48	3.936	-0.726	4.002	3.320	-0.557	3.367	0.629	3.408	3.466	-2.064	-3.185	3.795

Figura 3.7: Corrientes de corto circuito trifásica, LL, LG y LLG para la red de 1/2 ciclo (parte 1) .

3.2. Cálculo de corrientes de corto circuito, mediante el software ETAP. 89

Proyecto:	Coordinación de protecciones CVG ALUNASA	ETAP	Página:	2 de 2									
Ubicación:	Esparza	Caso de Estudio:	CVG ALUNASA	Fecha:	06-06-2014								
				SN:	12345678								
				Revisión:	Base								
				Config.:	Normal								
1/2 Ciclo - Corrientes de Falta Trifásica, LG, LL y LLG													
Tensión pre Falta = Tensión Nominal de Barra * Tensión en pu del Editor de Barra													
Barra		Falta Trifásica			Falta Línea-a-Tierra			Falta Línea-a-Línea			*Línea-a-Línea-a-Tierra		
ID	kV	Activa	Imag.	Mag.	Activa	Imag.	Mag.	Activa	Imag.	Mag.	Activa	Imag.	Mag.
T.A3 Schiavi	0.48	1.766	-0.639	1.878	1.616	-0.617	1.730	0.553	1.529	1.626	-0.191	1.826	1.836
T.B1 Motor F	0.48	3.426	-21.883	22.149	3.715	-22.700	23.002	18.951	2.967	19.182	-20.971	8.822	22.752
T.B1 Motor H	0.48	3.426	-21.883	22.149	3.715	-22.700	23.002	18.951	2.967	19.182	-20.971	8.822	22.752
T.B1 Motor M	0.48	3.426	-21.883	22.149	3.715	-22.700	23.002	18.951	2.967	19.182	-20.971	8.822	22.752
T.B1 Motor S	0.48	3.426	-21.883	22.149	3.715	-22.700	23.002	18.951	2.967	19.182	-20.971	8.822	22.752
T.B2 Aux Lam Liv	0.48	4.629	-17.453	18.057	4.898	-17.520	18.192	15.115	4.009	15.638	-17.702	4.782	18.336
T.C1 H	0.48	3.964	-26.225	26.523	4.338	-27.499	27.839	22.711	3.433	22.969	-25.097	11.017	27.409
T.C1 P	0.48	3.964	-26.225	26.523	4.338	-27.499	27.839	22.711	3.433	22.969	-25.097	11.017	27.409
T.C1 R	0.48	3.964	-26.225	26.523	4.338	-27.499	27.839	22.711	3.433	22.969	-25.097	11.017	27.409
T.C1 S	0.48	3.964	-26.225	26.523	4.338	-27.499	27.839	22.711	3.433	22.969	-25.097	11.017	27.409
T.C4 Aux Lam Pes	0.48	7.517	-36.497	37.263	8.512	-36.998	37.965	31.607	6.510	32.270	-36.390	12.225	38.389
T.D1 Agua Ind.	0.48	5.687	-5.017	7.584	4.663	-4.651	6.586	4.345	4.925	6.568	2.388	7.069	7.462
T.D1 Aire comp.	0.48	10.332	-19.396	21.976	9.917	-17.658	20.252	16.797	8.948	19.032	-21.548	-0.853	21.565
T.D1 GLP/Bunker	0.48	11.812	-13.713	18.099	10.860	-11.818	16.050	11.876	10.230	15.674	-16.884	-5.052	17.623
T.D1 Horno A1-A2	0.48	11.291	-13.547	17.635	10.249	-11.725	15.573	11.732	9.779	15.273	-16.414	-4.618	17.052
T.D1 Pozo/Agua	0.48	9.179	-8.049	12.208	7.824	-6.996	10.495	6.971	7.949	10.573	3.563	11.041	11.602
T.D2 C1	0.48	5.210	-3.494	6.273	4.467	-3.158	5.471	3.026	4.512	5.433	1.074	5.949	6.045
T.D2 Caster	0.48	7.838	-7.418	10.792	6.600	-6.571	9.313	6.424	6.788	9.346	3.580	9.732	10.369
T.D2 H. B2A	0.48	9.285	-9.038	12.958	8.018	-7.785	11.176	7.827	8.041	11.222	-11.355	-4.622	12.260
T.D2 H. marinita	0.48	1.665	-0.181	1.675	1.395	-0.155	1.404	0.157	1.442	1.451	-0.444	1.510	1.574
T.D2 Lab.	0.48	2.033	-0.230	2.046	1.711	-0.189	1.721	0.199	1.761	1.772	-0.937	-1.681	1.924
T.D2 Metalurgia	0.48	3.153	-0.540	3.199	2.653	-0.440	2.689	0.467	2.731	2.771	-1.612	-2.546	3.013
T.D2 Residencia	0.48	4.374	-2.168	4.882	3.569	-1.916	4.051	1.878	3.788	4.228	0.373	4.641	4.656
T.D2 Taller marin.	0.48	9.524	-8.095	12.500	8.240	-6.842	10.710	7.010	8.248	10.825	-10.640	-5.287	11.881
T.D3 Alumbrado	0.21	6.130	-23.265	24.059	7.717	-26.245	27.356	20.148	5.309	20.836	-25.177	9.701	26.981
T.D3 Auxiliar D	0.48	2.030	-0.239	2.044	1.724	-0.195	1.735	0.207	1.758	1.770	-0.956	-1.676	1.930
T.D3 H. B2B	0.48	8.222	-7.201	10.930	7.047	-6.239	9.411	6.236	7.121	9.466	3.154	9.872	10.364
T.D3 Junta tub	0.48	2.030	-0.239	2.044	1.703	-0.194	1.714	0.207	1.758	1.770	-0.940	-1.676	1.922
T.D3 Mantenimiento	0.48	9.180	-8.295	12.373	8.023	-7.056	10.684	7.184	7.950	10.715	-10.745	-4.882	11.802
T.D3 Panel	0.48	2.030	-0.239	2.044	1.702	-0.194	1.713	0.207	1.758	1.770	-0.939	-1.676	1.921
T.D3 Presas 2	0.48	2.030	-0.239	2.044	1.705	-0.194	1.717	0.207	1.758	1.770	-0.942	-1.676	1.923
Todas las corrientes de falta son momentáneas simétricas (Red Equivalente del 1/2 ciclo) valores en kA rms													
* La corriente de cortocircuito LLG es la más grande de las dos corrientes de falta en línea													

Figura 3.8: Corrientes de corto circuito trifásica, LL, LG y LLG para la red de 1/2 ciclo (parte 2).

Proyecto: Coordinación de protecciones CVG ALUNASA
Ubicación: Esparza

ETAP

Caso de Estudio: CVG ALUNASA

Página: 1 de 2
Fecha: 06-06-2014
SN: 12345678
Revisión: Base
Config.: Normal

Informe Resumen de Cortocircuito

1.5-4 ciclos - Corrientes de Falta Trifásica, LG, LL, y LLG

Tensión pre Falta = Tensión Nominal de Barra * Tensión en pu del Editor de Barra

Barra		Falta Trifásica			Falta Línea-a-Tierra			Falta Línea-a-Línea			*Línea-a-Línea-a-Tierra		
ID	kV	Activa	Imag.	Mag.	Activa	Imag.	Mag.	Activa	Imag.	Mag.	Activa	Imag.	Mag.
Acometida	138.00	0.271	-4.602	4.609	0.116	-1.840	1.843	3.999	0.238	4.006	-4.034	0.335	4.048
QBT-A1	0.48	3.306	-25.267	25.482	3.937	-27.291	27.574	22.322	3.004	22.523	-24.309	11.259	26.790
QBT-A2	0.48	3.345	-21.266	21.528	3.999	-23.130	23.473	19.052	3.051	19.295	-20.987	8.785	22.751
QBT-A3	0.48	3.573	-26.976	27.211	4.346	-29.309	29.629	23.938	3.365	24.173	-25.983	11.955	28.602
QBT-B1	0.48	3.338	-21.675	21.931	3.682	-22.626	22.923	18.861	2.928	19.087	-20.815	8.799	22.599
QBT-B2	0.48	3.997	-16.340	16.821	4.361	-17.731	18.259	14.859	3.551	15.277	-16.870	5.203	17.654
QBT-C1 (RPSH)	0.48	3.819	-25.866	26.146	4.283	-27.366	27.699	22.555	3.369	22.805	-24.826	10.969	27.142
QBT-C2 (M)	0.48	3.776	-24.362	24.653	4.226	-25.620	25.966	21.240	3.328	21.499	-23.482	10.010	25.527
QBT-C3 (N)	0.48	3.846	-25.834	26.118	4.319	-27.317	27.656	22.529	3.393	22.783	-24.823	10.908	27.113
QBT-C4 (V)	0.48	5.315	-35.467	35.863	6.290	-38.861	39.367	31.960	4.785	32.316	-34.958	14.987	38.035
QBT-D1	0.48	3.386	-27.355	27.563	4.234	-30.985	31.273	25.238	3.296	25.452	-26.762	12.332	29.466
QBT-D2	0.48	3.467	-27.474	27.692	4.209	-30.233	30.525	24.653	3.238	24.865	-26.549	12.397	29.301
QBT-D3	0.48	3.410	-26.771	26.987	3.877	-28.883	29.142	23.588	3.068	23.787	-25.493	12.080	28.211
QMT cabina A	13.80	0.408	-5.260	5.276	0.465	-5.390	5.410	4.717	0.394	4.734	-4.876	2.193	5.347
QMT cabina B	13.80	0.383	-5.280	5.294	0.435	-5.421	5.439	4.736	0.373	4.750	4.487	2.952	5.371
QMT cabina C	13.80	0.355	-5.304	5.315	0.400	-5.458	5.473	4.757	0.347	4.770	4.527	2.950	5.403
QMT cabina D	13.80	0.315	-5.335	5.345	0.349	-5.510	5.521	4.785	0.311	4.796	4.584	2.948	5.450
T.A1 B7-A	0.48	6.579	-21.751	22.724	7.745	-22.012	23.335	19.173	5.885	20.056	-23.285	4.901	23.795
T.A1 Embalaje	0.48	0.525	-0.034	0.526	0.489	-0.172	0.518	0.103	0.482	0.493	-0.130	0.540	0.556
T.A1 Interca.	0.48	0.857	-0.065	0.860	0.734	-0.101	0.741	0.079	0.752	0.756	-0.241	0.791	0.827
T.A1 Zig Zag	0.48	6.475	-3.377	7.303	5.577	-3.005	6.335	3.012	5.653	6.405	0.576	6.926	6.949
T.A2 Auxiliar a1	0.48	1.733	-0.212	1.746	1.487	-0.168	1.497	0.180	1.502	1.513	-0.831	-1.430	1.654
T.A2 B6-C	0.48	7.220	-8.866	11.434	6.577	-8.319	10.605	8.037	6.381	10.263	-10.851	-2.751	11.194
T.A2 Horno B7-B	0.48	7.104	-15.623	17.162	7.906	-15.158	17.096	13.894	6.409	15.301	-17.778	0.640	17.789
T.A2 Presas FM	0.48	3.839	-0.869	3.936	3.269	-0.635	3.330	0.734	3.335	3.415	-2.154	-3.076	3.755
T.A2 Rebo.	0.48	2.220	-0.393	2.254	1.895	-0.458	1.949	0.407	1.942	1.984	-0.422	2.126	2.168
T.A2 Taller NH	0.48	5.422	-1.718	5.688	4.704	-1.310	4.884	1.489	4.732	4.961	-3.535	-4.203	5.492
T.A3 Atmosf B7	0.48	3.929	-0.757	4.002	3.319	-0.564	3.367	0.642	3.406	3.466	-2.079	-3.175	3.795
T.A3 Aux A2	0.48	3.929	-0.757	4.002	3.343	-0.565	3.390	0.642	3.406	3.466	-2.097	-3.174	3.805
T.A3 B6-A	0.48	1.662	-0.308	1.691	1.442	-0.433	1.505	0.345	1.464	1.504	-0.295	1.643	1.669
T.A3 B6-B	0.48	5.658	-1.495	5.852	4.883	-1.215	5.032	1.335	4.922	5.100	-3.454	-4.437	5.623
T.A3 Baterías	0.48	3.929	-0.757	4.002	3.374	-0.567	3.421	0.642	3.406	3.466	-2.121	-3.174	3.817
T.A3 Grúas	0.48	2.262	-0.598	2.340	1.945	-0.733	2.079	0.612	1.986	2.078	-0.246	2.301	2.314
T.A3 Prensa	0.48	2.636	-0.668	2.719	2.299	-0.933	2.481	0.753	2.325	2.444	-0.286	2.709	2.724
T.A3 Rectf	0.48	3.929	-0.757	4.002	3.319	-0.564	3.367	0.642	3.406	3.466	-2.079	-3.175	3.795

Figura 3.9: Corrientes de corto circuito trifásica, LL, LG y LLG para la red de 1.5-4 ciclos (parte 1).

3.2. Cálculo de corrientes de corto circuito, mediante el software ETAP. 91

Proyecto:	Coordinación de protecciones CVG ALUNASA		ETAP		Página:		2 de 2	
Ubicación:	Esparza				Fecha:		06-06-2014	
					SN:		12345678	
					Revisión:		Base	
					Config.:		Normal	
1.5-4 ciclos - Corrientes de Falta Trifásica, LG, LL, y LLG								
Tensión pre Falta = Tensión Nominal de Barra * Tensión en pu del Editor de Barra								

Figura 3.10: Corrientes de corto circuito trifásica, LL, LG y LLG para la red de 1.5-4 ciclos (parte 2).

Proyecto: Coordinación de protecciones CVG ALUNASA
Ubicación: Esparza

ETAP

Caso de Estudio: CVG ALUNASA

Página: 1 de 2
Fecha: 06-06-2014
SN: 12345678
Revisión: Base
Config.: Normal

Informe Resumen de Cortocircuito

Corriente de Falta en Estado Estable (30 ciclos) - Trifásica, LG, LL y LLG

Tensión pre Falta = Tensión Nominal de Barra * Tensión en pu del Editor de Barra

Barra		Falta Trifásica			Falta Línea-a-Tierra			Falta Línea-a-Línea			*Línea-a-Línea-a-Tierra		
ID	kV	Activa	Imag.	Mag.	Activa	Imag.	Mag.	Activa	Imag.	Mag.	Activa	Imag.	Mag.
Acometida	138.00	0.268	-4.564	4.572	0.116	-1.834	1.838	3.953	0.233	3.959	-3.989	0.341	4.004
QBT-A1	0.48	3.216	-24.550	24.760	3.673	-26.083	26.340	21.261	2.786	21.443	-23.375	11.121	25.886
QBT-A2	0.48	3.245	-20.280	20.538	3.696	-21.317	21.635	17.563	2.810	17.786	-19.678	8.419	21.403
QBT-A3	0.48	3.392	-25.878	26.100	3.788	-27.585	27.843	22.411	2.937	22.603	-24.544	11.827	27.245
QBT-B1	0.48	3.277	-21.429	21.678	3.602	-22.373	22.661	18.558	2.838	18.774	-20.546	8.863	22.376
QBT-B2	0.48	3.916	-15.131	15.629	4.182	-15.497	16.051	13.103	3.392	13.535	-15.339	4.547	15.998
QBT-C1 (RPSH)	0.48	3.736	-25.516	25.788	4.157	-26.958	27.277	22.097	3.235	22.333	-24.425	11.050	26.808
QBT-C2 (M)	0.48	3.698	-24.052	24.334	4.108	-25.254	25.586	20.829	3.202	21.074	-23.122	10.087	25.227
QBT-C3 (N)	0.48	3.762	-25.485	25.761	4.192	-26.907	27.232	22.070	3.258	22.309	-24.421	10.989	26.779
QBT-C4 (V)	0.48	5.015	-29.810	30.229	5.751	-31.518	32.038	25.816	4.343	26.179	-29.134	12.366	31.650
QBT-D1	0.48	3.160	-24.613	24.815	3.453	-26.124	26.351	21.315	2.737	21.490	-23.214	11.179	25.765
QBT-D2	0.48	3.310	-25.958	26.168	3.738	-27.649	27.901	22.480	2.866	22.662	-24.609	11.919	27.344
QBT-D3	0.48	3.305	-25.960	26.170	3.641	-27.644	27.883	22.482	2.862	22.664	-24.503	11.918	27.248
QMT cabina A	13.80	0.372	-4.866	4.880	0.405	-4.997	5.013	4.214	0.322	4.226	-4.435	2.245	4.971
QMT cabina B	13.80	0.350	-4.883	4.896	0.379	-5.024	5.038	4.229	0.303	4.240	-4.434	2.283	4.987
QMT cabina C	13.80	0.325	-4.904	4.915	0.347	-5.056	5.068	4.247	0.281	4.256	-4.433	2.327	5.007
QMT cabina D	13.80	0.287	-4.934	4.943	0.300	-5.103	5.112	4.273	0.248	4.280	-4.430	2.394	5.036
T.A1 B7-A	0.48	6.384	-21.174	22.115	7.351	-21.112	22.355	18.337	5.528	19.152	-22.501	4.954	23.040
T.A1 Embalaje	0.48	0.525	-0.033	0.526	0.438	-0.031	0.439	0.029	0.455	0.455	-0.159	0.469	0.495
T.A1 Interca.	0.48	0.857	-0.066	0.860	0.716	-0.058	0.719	0.057	0.742	0.744	-0.251	0.768	0.808
T.A1 Zig Zag	0.48	6.425	-3.229	7.191	5.485	-2.655	6.094	2.796	5.564	6.227	-5.188	-4.439	6.828
T.A2 Auxiliar a1	0.48	1.730	-0.218	1.744	1.484	-0.175	1.494	0.189	1.498	1.510	-0.839	-1.426	1.654
T.A2 B6-C	0.48	7.085	-8.272	10.891	6.347	-7.083	9.511	7.163	6.136	9.432	-10.033	-3.043	10.484
T.A2 Horno B7-B	0.48	6.796	-15.007	16.474	7.336	-14.181	15.966	12.997	5.885	14.267	-16.878	0.794	16.897
T.A2 Presas FM	0.48	3.818	-0.896	3.921	3.248	-0.669	3.316	0.776	3.306	3.396	-2.188	-3.045	3.749
T.A2 Rebo.	0.48	2.213	-0.402	2.250	1.857	-0.331	1.886	0.348	1.917	1.948	-1.148	-1.776	2.115
T.A2 Taller NH	0.48	5.369	-1.766	5.652	4.635	-1.310	4.816	1.530	4.649	4.895	-3.563	-4.143	5.465
T.A3 Atmosf B7	0.48	3.918	-0.779	3.994	3.311	-0.588	3.363	0.674	3.393	3.459	-2.107	-3.161	3.799
T.A3 Aux A2	0.48	3.918	-0.779	3.994	3.335	-0.589	3.386	0.674	3.393	3.459	-2.125	-3.160	3.808
T.A3 B6-A	0.48	1.652	-0.179	1.661	1.383	-0.147	1.391	0.155	1.431	1.439	-0.749	-1.368	1.560
T.A3 B6-B	0.48	5.627	-1.538	5.833	4.840	-1.140	4.972	1.332	4.873	5.052	-3.451	-4.433	5.618
T.A3 Baterías	0.48	3.918	-0.779	3.994	3.366	-0.591	3.417	0.674	3.393	3.459	-2.149	-3.159	3.821
T.A3 Grúas	0.48	2.249	-0.442	2.292	1.876	-0.387	1.915	0.383	1.947	1.985	-0.421	2.119	2.161
T.A3 Prensa	0.48	2.619	-0.382	2.647	2.200	-0.299	2.220	0.331	2.268	2.292	-1.279	-2.146	2.498
T.A3 Rectf	0.48	3.918	-0.779	3.994	3.311	-0.588	3.363	0.674	3.393	3.459	-2.107	-3.161	3.799

Figura 3.11: Corrientes de corto circuito trifásica, LL, LG y LLG para la red de 30 ciclos (parte 1).

3.2. Cálculo de corrientes de corto circuito, mediante el software ETAP. 93

Proyecto:	Coordinación de protecciones CVG ALUNASA	ETAP	Página:	2 de 2									
Ubicación:	Esparza		Fecha:	06-06-2014									
			SN:	12345678									
			Revisión:	Base									
			Config.:	Normal									
Caso de Estudio: CVG ALUNASA													
Corriente de Falta en Estado Estable (30 ciclos) - Trifásica, LG, LL y LLG													
Tensión pre Falta = Tensión Nominal de Barra * Tensión en pu del Editor de Barra													
Barra		Falta Trifásica			Falta Línea-a-Tierra			Falta Línea-a-Línea			*Línea-a-Línea-a-Tierra		
ID	kV	Activa	Imag.	Mag.	Activa	Imag.	Mag.	Activa	Imag.	Mag.	Activa	Imag.	Mag.
T.A3 Schiavi	0.48	1.697	-0.186	1.707	1.546	-0.155	1.554	0.161	1.469	1.478	-0.871	-1.404	1.652
T.B1 Motor F	0.48	3.277	-21.429	21.678	3.602	-22.373	22.661	18.558	2.838	18.774	-20.546	8.863	22.376
T.B1 Motor H	0.48	3.277	-21.429	21.678	3.602	-22.373	22.661	18.558	2.838	18.774	-20.546	8.863	22.376
T.B1 Motor M	0.48	3.277	-21.429	21.678	3.602	-22.373	22.661	18.558	2.838	18.774	-20.546	8.863	22.376
T.B1 Motor S	0.48	3.277	-21.429	21.678	3.602	-22.373	22.661	18.558	2.838	18.774	-20.546	8.863	22.376
T.B2 Aux Lam Liv	0.48	4.355	-14.532	15.170	4.657	-14.657	15.379	12.585	3.772	13.138	-15.071	3.616	15.499
T.C1 H	0.48	3.736	-25.516	25.788	4.157	-26.958	27.277	22.097	3.235	22.333	-24.425	11.050	26.808
T.C1 P	0.48	3.736	-25.516	25.788	4.157	-26.958	27.277	22.097	3.235	22.333	-24.425	11.050	26.808
T.C1 R	0.48	3.736	-25.516	25.788	4.157	-26.958	27.277	22.097	3.235	22.333	-24.425	11.050	26.808
T.C1 S	0.48	3.736	-25.516	25.788	4.157	-26.958	27.277	22.097	3.235	22.333	-24.425	11.050	26.808
T.C4 Aux Lam Pes	0.48	6.900	-27.854	28.696	7.949	-28.530	29.616	24.122	5.975	24.852	-28.676	8.615	29.943
T.D1 Agua Ind.	0.48	5.300	-3.422	6.309	4.331	-2.936	5.233	2.964	4.590	5.464	1.135	5.873	5.982
T.D1 Aire comp.	0.48	8.645	-15.413	17.672	8.622	-13.980	16.425	13.348	7.487	15.305	-17.601	-1.115	17.636
T.D1 GLP/Bunker	0.48	9.500	-12.811	15.949	9.181	-11.255	14.524	11.095	8.227	13.813	-15.498	-3.236	15.832
T.D1 Horno A1-A2	0.48	9.203	-12.373	15.420	8.753	-10.829	13.925	10.715	7.970	13.354	-14.861	-3.175	15.196
T.D1 Pozo/Agua	0.48	8.155	-7.123	10.828	7.132	-6.003	9.322	6.168	7.062	9.377	-9.335	-4.471	10.350
T.D2 C1	0.48	5.012	-2.819	5.750	4.304	-2.430	4.943	2.441	4.340	4.980	0.555	5.408	5.436
T.D2 Caster	0.48	7.451	-5.978	9.553	6.310	-5.042	8.077	5.177	6.453	8.273	-7.913	-4.273	8.993
T.D2 H. B2A	0.48	8.636	-8.283	11.966	7.587	-7.001	10.323	7.173	7.479	10.363	-10.553	-4.452	11.451
T.D2 H. marinita	0.48	1.652	-0.178	1.662	1.383	-0.147	1.391	0.155	1.431	1.439	-0.749	-1.369	1.560
T.D2 Lab.	0.48	2.027	-0.248	2.042	1.707	-0.200	1.719	0.215	1.756	1.769	-0.952	-1.672	1.924
T.D2 Metalurgia	0.48	3.134	-0.583	3.188	2.642	-0.466	2.683	0.505	2.714	2.761	-1.647	-2.521	3.011
T.D2 Residencia	0.48	4.281	-2.228	4.826	3.513	-1.947	4.016	1.929	3.708	4.180	0.442	4.569	4.590
T.D2 Taller marin.	0.48	8.827	-8.014	11.922	7.795	-6.748	10.310	6.940	7.644	10.325	-10.425	-4.736	11.451
T.D3 Alumbrado	0.21	5.862	-22.727	23.470	7.457	-25.792	26.849	19.682	5.076	20.326	-24.611	9.788	26.486
T.D3 Auxiliar D	0.48	2.027	-0.248	2.042	1.723	-0.200	1.734	0.215	1.756	1.769	-0.964	-1.672	1.930
T.D3 H. B2B	0.48	7.993	-6.381	10.228	6.879	-5.368	8.726	5.526	6.922	8.857	-8.544	-4.607	9.707
T.D3 Junta tub	0.48	2.027	-0.248	2.042	1.701	-0.200	1.713	0.215	1.756	1.769	-0.948	-1.672	1.922
T.D3 Mantenimiento	0.48	8.827	-8.015	11.923	7.793	-6.761	10.317	6.941	7.644	10.325	-10.425	-4.726	11.446
T.D3 Panel	0.48	2.027	-0.248	2.042	1.700	-0.200	1.712	0.215	1.756	1.769	-0.947	-1.672	1.922
T.D3 Presas 2	0.48	2.027	-0.248	2.042	1.704	-0.200	1.716	0.215	1.756	1.769	-0.950	-1.672	1.923
Todas las corrientes de falta son momentáneas simétricas (Red de Estado Estable (30 ciclos)) valores en kA rms													
* La corriente de cortocircuito LLG es la más grande de las dos corrientes de falta en línea													

Figura 3.12: Corrientes de corto circuito trifásica, LL, LG y LLG para la red de 30 ciclos (parte 2).

3.2. Cálculo de corrientes de corto circuito, mediante el software ETAP. 95

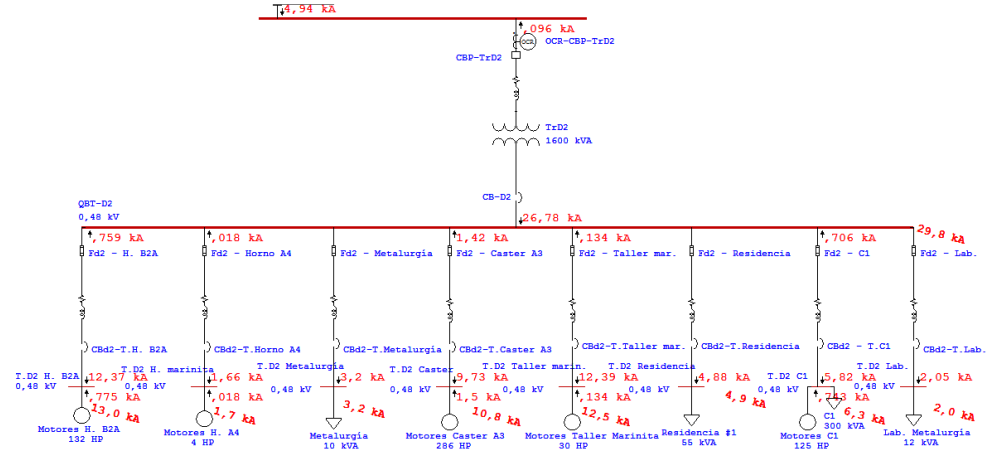


Figura 3.15: Corrientes de corto circuito trifásicas en el ramal del TrD2, red 1/2 ciclo.

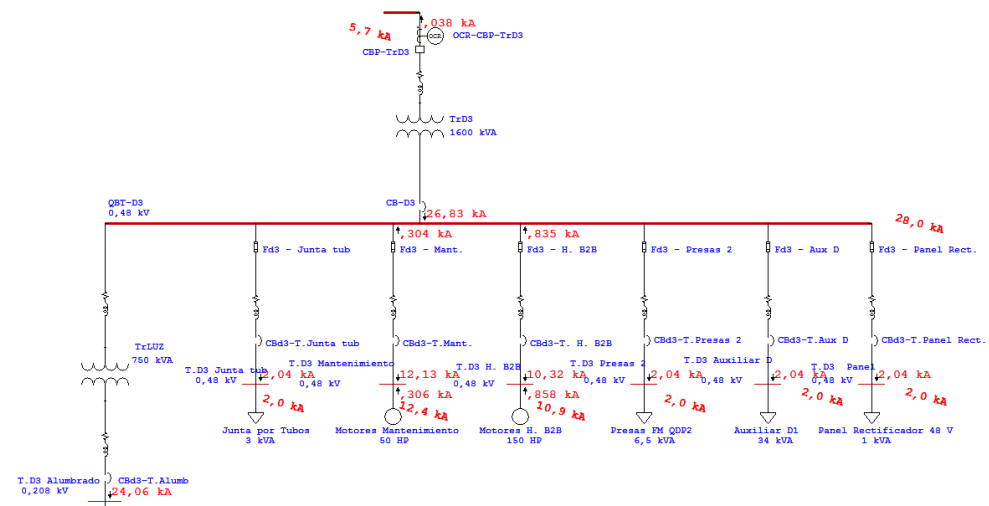


Figura 3.16: Corrientes de corto circuito trifásicas en el ramal del TrD3, red 1/2 ciclo.

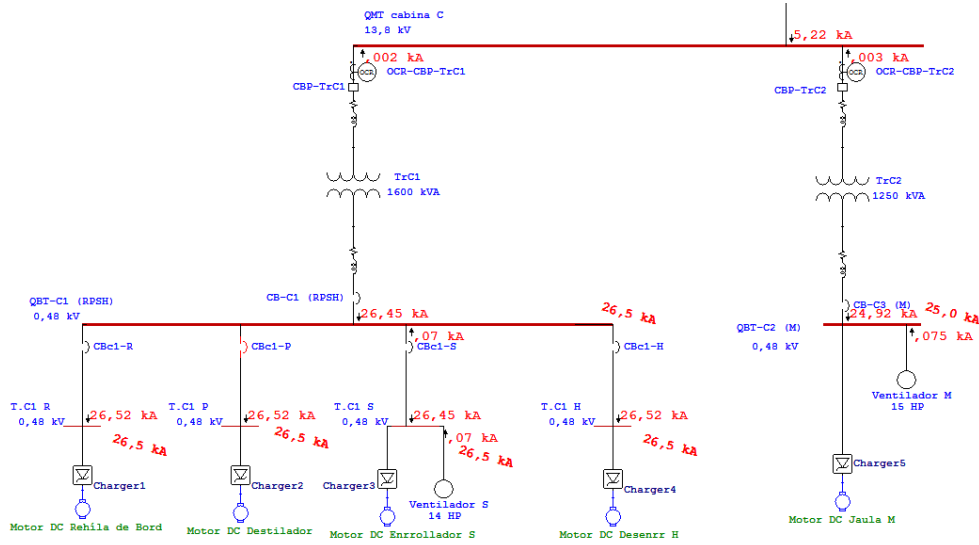


Figura 3.17: Corrientes de corto circuito trifásicas en el ramal de TrC1 y TrC2, red 1/2 ciclo.

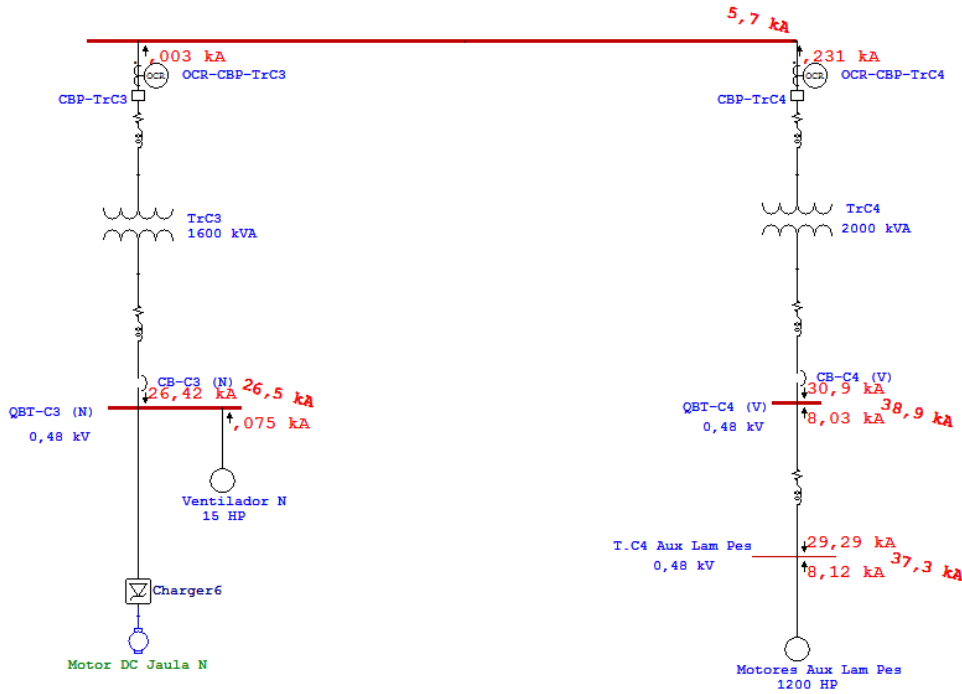


Figura 3.18: Corrientes de corto circuito trifásicas en el ramal de TrC3 y TrC4, red 1/2 ciclo.

3.2. Cálculo de corrientes de corto circuito, mediante el software ETAP. 97

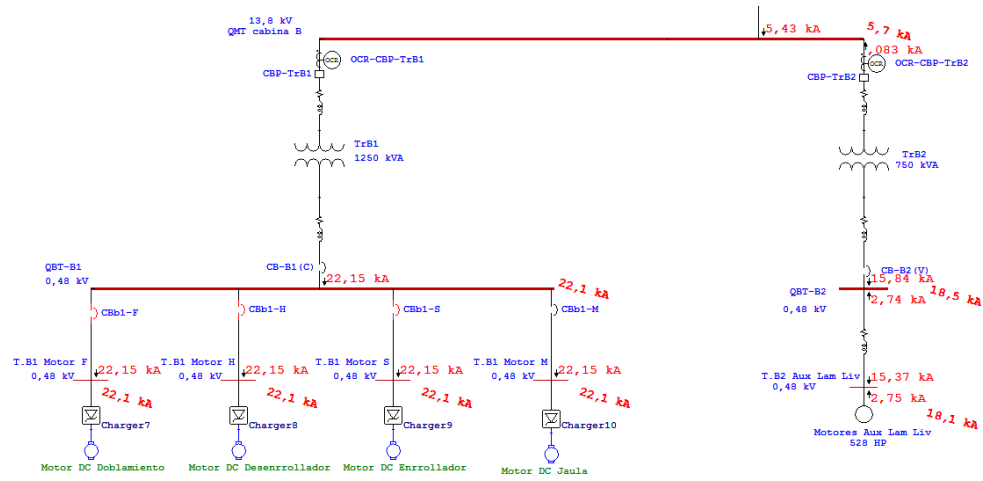


Figura 3.19: Corrientes de corto circuito trifásicas en el ramal de TrB1 y TrB2, red 1/2 ciclo.

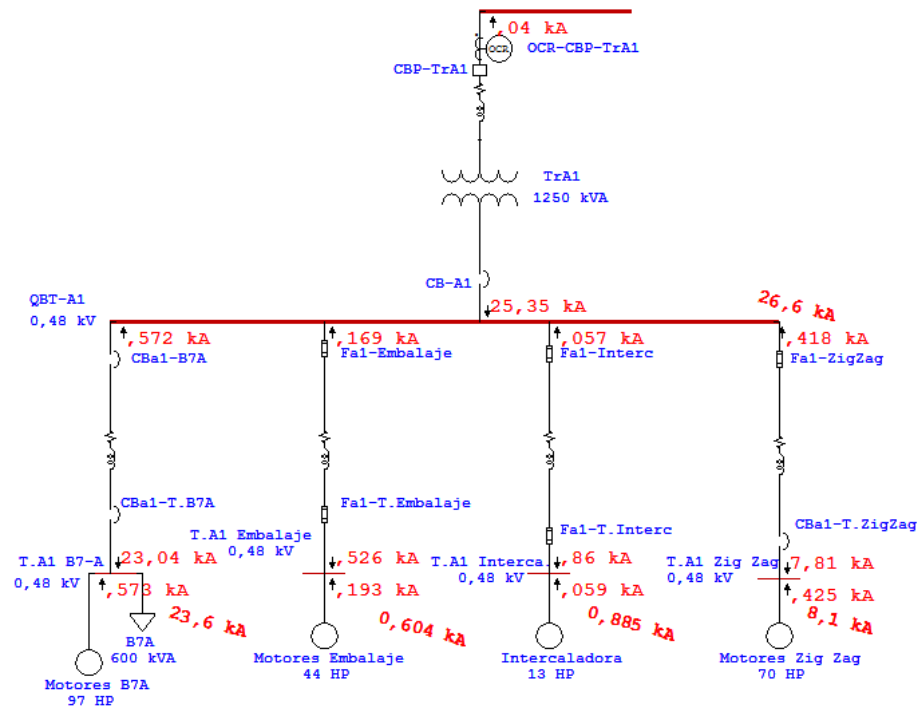
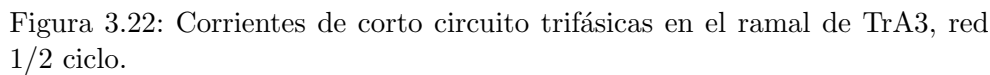
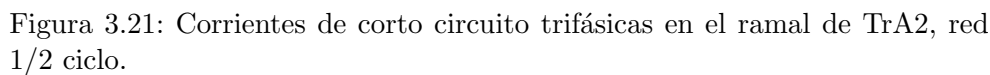


Figura 3.20: Corrientes de corto circuito trifásicas en el ramal de TrA1, red 1/2 ciclo.



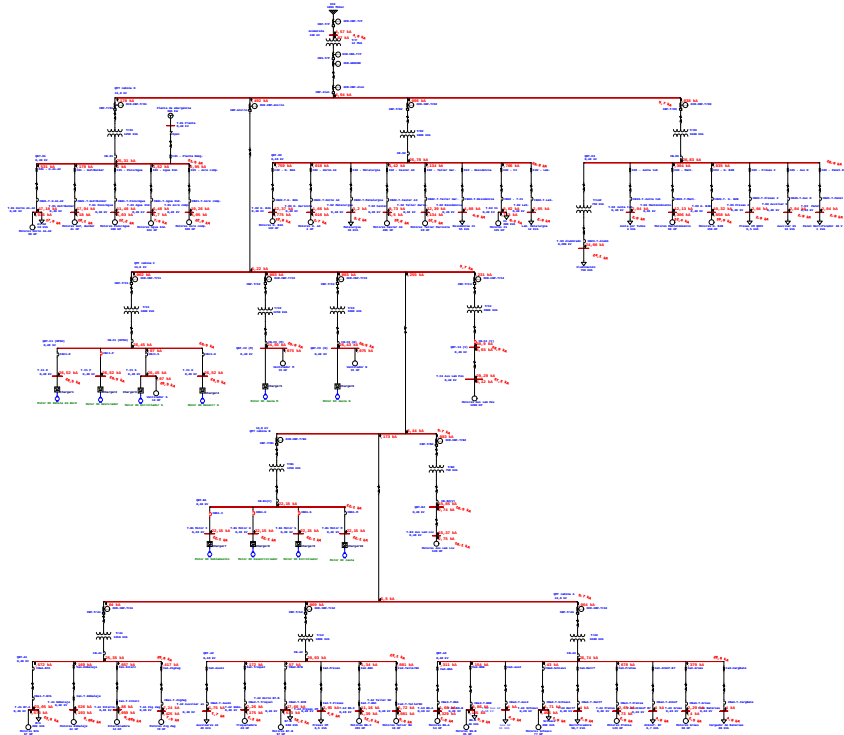


Figura 3.23: Diagrama unifilar de trabajo en ETAP.

En la figura 3.23 se muestran las corrientes simétricas máximas de falla trifásica de $1/2$ ciclo, se muestran también las contribuciones de los motores en cada barra.

Para una mayor legibilidad en el apéndice se adjuntará el mismo diagrama en una mayor escala.

En la figuras 3.13 a 3.22 se muestran las barras por separadas, se muestra la acometida de servicio, y todas las barras de baja tensión simuladas en ETAP, es estos diagramas también se ven las contribuciones de los motores en cada barra.

3.3 Comparación de corrientes encontradas por el método kVA y la simulación mediante el software ETAP.

Luego de haber encontrado las corrientes trifásicas simétricas de corto circuito mediante el método de los kVAs y la simulación, se compara la fiabilidad del método de los kVA respecto a la simulación.

Se observa que la mayor diferencia se presentó en las corrientes de falla para las barras de media tensión, en promedio las demás barras presentan un %error no mayor al 10 %. Este margen de error se da con la decisión de tomar reactancias de 0.20 y 0.17 para los motores de la empresa, y de multiplicar las impedancias de los transformadores por 0.9 a la hora de utilizar el método de los kVAs, lo cual nos da una corriente de falla mayor que la simulada en ETAP, esto sucede ya que se disminuye la impedancia de los transformadores y se toman valores de reactancias distintas a las simuladas.

Se destaca la gran atenuación por parte de los transformadores y los conductores de menor calibre que sufre la corriente de corto circuito al circular por los mismos, se nota que los conductores de mayor calibre no son tan significativos en la atenuación de la corriente de falla, es por ésta razón que en ocasiones es válido no tomar en cuenta estos conductores, de esta manera se simplifican los cálculos y se reducen los tiempos que llevan en encontrar las corrientes de corto circuito.

La rapidez con que se obtienen los cálculos mediante el software, lo hacen más atractivo a la hora de llevar a cabo un estudio de corto circuito, ofreciendo además la ventaja de permitir cambios en la red y obtener de manera automática los nuevos resultados, a diferencia de los cálculos hechos con métodos como el de los kVA's, que una vez realizados, si fuera necesario una modificación, se deben de realizar nuevamente los cálculos.

Sin embargo, el método de los kVA's nos ofrece la enorme ventaja de guiarnos a través de un flujo a lo largo de la red, lo cual nos resulta fácil predecir algún error. A la hora de combinar los kVAs equivalentes con los de un conductor en serie (con la misma tensión) estos deben de reducirse (atenuarse la corriente de falla), si el flujo de kVAs aumenta quiere decir que se cometió un error en el cálculo. Este método es útil para detectar errores a la hora de ingresar los datos de los componentes del circuito. Por esta razón, se puede decir que es más sencillo errar en el cálculo mediante la simulación que con el método de los kVA's.

3.3. Comparación de corrientes encontradas por el método kVA y la simulación mediante el software ETAP.

101

Barra ID	kV	Falta Trifásica kA (ETAP)	Falta Trifásica kA (Método kVAs)	%Error
Acometida	138.00	4.642	4.642	-
QMT cabina A	13.80	5.668	6.614	16.7
QMT cabina B	13.80	5.689	6.671	17.3
QMT cabina C	13.80	5.712	6.737	17.9
QMT cabina D	13.80	5.743	6.830	18.9
QBT-A1	0.48	26.554	24.348	8.3
QBT-A2	0.48	23.086	25.702	11.3
QBT-A3	0.48	28.648	31.258	9.1
QBT-B1	0.48	22.148	22.605	2.1
QBT-B2	0.48	18.542	20.490	10.5
QBT-C1 (RPSH)	0.48	26.521	29.226	10.2
QBT-C2 (M)	0.48	24.998	22.731	9.1
QBT-C3 (N)	0.48	26.498	29.177	10.1
QBT-C4 (V)	0.48	38.886	40.425	4.0
QBT-D1	0.48	31.584	29.669	6.1
QBT-D2	0.48	29.659	32.553	9.8
QBT-D3	0.48	27.980	30.680	9.7
T.A1 B7-A	0.48	23.608	20.569	12.9
T.A1 Embalaje	0.48	0.604	0.667	10.4
T.A1 Interca.	0.48	0.885	0.871	1.6
T.A1 Zig Zag	0.48	7.500	6.596	12.1
T.A2 Auxiliar a1	0.48	1.748	-	-
T.A2 B6-C	0.48	12.296	12.409	0.9
T.A2 Horno B7-B	0.48	18.231	17.976	1.4
T.A2 Presas FM	0.48	3.952	-	-
T.A2 Rebo.	0.48	2.327	-	-
T.A2 Taller NH	0.48	5.769	-	-
T.A3 Atmosf B7	0.48	4.002	-	-
T.A3 Aux A2	0.48	4.002	-	-
T.A3 B6-A	0.48	1.780	2.016	13.3
T.A3 B6-B	0.48	5.926	5.143	13.2
T.A3 Baterías	0.48	4.002	-	-
T.A3 Grúas	0.48	2.458	2.853	16.1
T.A3 Prensa	0.48	2.918	3.172	8.7
T.A3 Rectf	0.48	4.002	-	-
T.A3 Schiavi	0.48	1.878	2.017	7.4
T.B1 Motor F	0.48	22.148	22.605	2.1
T.B1 Motor H	0.48	22.148	22.605	2.1
T.B1 Motor M	0.48	22.148	22.605	2.1
T.B1 Motor S	0.48	22.148	22.605	2.1
T.B2 Aux Lam Liv	0.48	18.055	19.683	9.0
T.C1 H	0.48	26.521	29.266	10.4
T.C1 P	0.48	26.521	29.266	10.4
T.C1 R	0.48	26.521	29.266	10.4
T.C1 S	0.48	26.521	29.266	10.4
T.C4 Aux Lam Pes	0.48	37.258	37.656	1.1
T.D1 Agua Ind.	0.48	7.600	7.512	1.2
T.D1 Aire comp.	0.48	21.976	20.049	8.8
T.D1 GLP/Bunker	0.48	18.100	15.438	14.7
T.D1 Horno A1-A2	0.48	17.600	14.999	14.8
T.D1 Pozo/Agua	0.48	12.200	11.404	6.5
T.D2 C1	0.48	6.273	6.422	2.4
T.D2 Caster	0.48	10.792	10.360	4.0
T.D2 H. B2A	0.48	12.958	11.987	7.5
T.D2 H. marinita	0.48	1.675	-	-
T.D2 Lab.	0.48	2.046	-	-
T.D2 Metalurgia	0.48	3.199	-	-
T.D2 Residencia	0.48	4.882	-	-
T.D2 Taller marin.	0.48	12.500	11.610	7.1
T.D3 Alumbrado	0.48	24.059	25.696	6.8
T.D3 Auxiliar D	0.48	2.044	-	-
T.D3 H. B2B	0.48	10.930	10.266	6.1
T.D3 Junta tub	0.48	2.044	-	-
T.D3 Mantenimiento	0.48	12.373	11.451	7.5
T.D3 Panel	0.48	2.044	-	-
T.D3 Presas 2	0.48	2.044	-	-

Figura 3.24: Comparación de corrientes obtenidas mediante el método de los kVAs y la simulación en ETAP.

3.4 Evaluación de los dispositivos de protección.

Según normas ANSI/IEEE, las corrientes encontradas en la red de 1/2 ciclo, se utilizan para seleccionar las capacidades de interrupción de los fusibles y los interruptores de baja tensión, además de las capacidades de cierre de los interruptores de alta tensión. Las corrientes encontradas en la red de 1.5 - 4 ciclos, se utilizan para seleccionar las capacidades de interrupción de los interruptores de alta tensión.

Entiéndase por capacidad de interrupción como la intensidad máxima que el interruptor puede interrumpir. Con mayores intensidades de las soportadas por el dispositivo se pueden producir fenómenos de arco voltaico, fusión y soldadura de materiales que impedirían la apertura del circuito.

Entiéndase por capacidad de cierre como la intensidad máxima que puede circular por el dispositivo al momento del cierre sin que éste sufra daños por choque eléctrico.

Consideraciones:

1. Como en la empresa el estudio se basa en dispositivos ya diseñados e instalados con anterioridad, se hará una revisión de las capacidades interruptivas y de cierre de los mismos, verificando así su correcto dimensionamiento, como se muestra en la figura 3.25.
2. La capacidad de interrupción de los fusibles es muy alta, por arriba de los 100 kA, como las corrientes de falla no superan los 35 kA, por lo tanto se consideran apropiados para la configuración de red actual.
3. Los fusibles de baja tensión tienen su capacidad interruptiva expresada en términos del componente simétrico de la corriente de cortocircuito. Esto significa que mientras el valor del componente simétrico de corriente no exceda la capacidad interruptiva del fusible, el fusible puede interrumpir la correspondiente corriente asimétrica aunque el valor teórico máximo de la corriente asimétrica pico sea el doble del valor pico de la corriente simétrica.

Bus ID	Dispositivo ID	Protección	Tensión (kV)	Cap. (kA) Interrupción	Cap. cierre (kA)	Corriente de falla	Red de trabajo	Estado
QMT	Barras MT*	Distribución*	13.8	13.5	-	5.7	1/2 ciclo	OK*
QMT cabina X	CBP-TrX*	Primaria Trafos*	13.8	14.5	-	5.27 - 5.34	1.5 - 4 ciclos	OK*
QMT cabina X	CBP-TrX*	Primaria Trafos*	13.8	-	37	5.67 - 5.74	1/2 ciclo	OK*
QMT cabina D	CBP-Anillo	Anillo	13.8	17.5	-	5.34	1.5 - 4 ciclos	OK
QMT cabina D	CBP-Anillo	Anillo	13.8	-	40	5.74	1/2 ciclo	OK
QBT-D1	CB-D1	Secundaria Trafo D1	0.48	50	-	31.47	1/2 ciclo	OK
QBT-D2	CB-D2	Secundaria Trafo D2	0.48	50	-	29.80	1/2 ciclo	OK
QBT-D3	CB-D3	Secundaria Trafo D3	0.48	50	-	27.96	1/2 ciclo	OK
QBT-C1 (RPSH)	CB-C1 (RSPH)	Secundaria Trafo C1	0.48	100	-	26.52	1/2 ciclo	OK
QBT-C1 (RPSH)	CBc1-R	Rehila de bordes	0.48	10	-	26.52	1/2 ciclo	Ver nota 1
QBT-C1 (RPSH)	CBc1-P	Destilador	0.48	14	-	26.52	1/2 ciclo	Ver nota 1
QBT-C1 (RPSH)	CBc1-S	Enrollador de B1	0.48	100	-	26.52	1/2 ciclo	OK
QBT-C1 (RPSH)	CBc1-H	Desenrollador de B1	0.48	100	-	26.52	1/2 ciclo	OK
QBT-C2 (M)	CB-C2 (M)	Secundaria Trafo C2	0.48	40	-	25.00	1/2 ciclo	OK
QBT-C3 (N)	CB-C3 (N)	Secundaria Trafo C3	0.48	50	-	26.00	1/2 ciclo	OK
QBT-C4 (V)	CB-C4 (V)	Secundaria Trafo C4	0.48	35	-	38.89	1/2 ciclo	Ver nota 1
QBT-B1	CB-B1 (C)	Secundaria Trafo B1	0.48	40	-	22.15	1/2 ciclo	OK
QBT-B1	CBb1-F	Motor Doblamiento	0.48	22	-	22.15	1/2 ciclo	Ver nota 2
QBT-B1	CBb1-H	Motor Desenrollador	0.48	22	-	22.15	1/2 ciclo	Ver nota 2
QBT-B1	CBb1-S	Motor Enrollador	0.48	22	-	22.15	1/2 ciclo	Ver nota 2
QBT-B1	CBb1-M	Motor Jaula	0.48	25	-	22.15	1/2 ciclo	OK
QBT-B2	CB-B2 (V)	Secundaria Trafo B2	0.48	40	-	18.54	1/2 ciclo	OK
QBT-A1	CB-A1	Secundaria Trafo A1	0.48	50	-	26.55	1/2 ciclo	OK
QBT-A1	CBa1-B7A	Horno B7A	0.48	50	-	26.55	1/2 ciclo	OK
QBT-A2	CB-A2	Secundaria Trafo A2	0.48	50	-	23.08	1/2 ciclo	OK
QBT-A2	CBa2-B7B	Horno B7B	0.48	50	-	23.08	1/2 ciclo	OK
QBT-A3	CB-A3	Secundaria Trafo A3	0.48	50	-	28.65	1/2 ciclo	OK
QBT-A3	CBa3-Schiavi	Schiavi	0.48	50	-	28.65	1/2 ciclo	OK

* Esta condición es válida para todos los dispositivos de los transformadores de las cabinas de transformación, los dispositivos de protección del primario de los transformadores de MT poseen también las mismas capacidades de interrupción.

Nota 1: Las capacidades de interrupción para estos dispositivos no son adecuadas para las corrientes de falla presentes en las barras.

Nota 2: Las corrientes de falla exceden en muy poco las capacidades de interrupción de estos dispositivos, por lo tanto no es necesario su reemplazo.

Figura 3.25: Reporte de la evaluación de los dispositivos del sistema de potencia.

3.5 Coordinación de protecciones.

El objetivo de una coordinación de protecciones es determinar las características, capacidades y configuraciones de los dispositivos, que minimicen el daño a los equipos e interrumpan de la manera más rápida y eficaz ante un cortocircuito, en un sistema radial el objetivo de la selectividad es desconectar de la red la carga o la derivación de la salida defectuosa y solo ésta, manteniendo en servicio la mayor parte posible de la instalación.

En instalaciones existentes, las configuraciones del sistema y las condiciones de operación cambian a menudo. Por lo tanto es necesario un nuevo estudio de coordinación. Este estudio determina las capacidades y configuraciones de los dispositivos, para que la selectividad y protección se mantenga después del cambio.

Consideraciones en la coordinación:

1. El objetivo de esta coordinación es ajustar los dispositivos para evitar que al ocurrir una falla en el sistema no se accione la protección primaria OCR-CBP-TrCP del transformador principal TrP. También evitar que se accione un dispositivo de protección general que desconecte toda o gran cantidad de la carga.
2. Para las curvas de línea sencilla, que corresponden a los relés de sobrecorrientes, se consideraron los errores de ajustes, tolerancias de fabricación y disparo del disyuntor, ya que ésta curva indica el tiempo aproximado que el dispositivo actuará para iniciar la apertura de un disyuntor asociado al mismo. Según IEEE Std 242-2001, en media y alta tensión los disyuntores se activarán en los ordenes de 1.5 a 8 ciclos (de 25 a 133 ms).
3. Las curvas de bandas, que corresponde a los fusibles y disyuntores de baja tensión, ya incluyen la tolerancias de fabricación y los tiempos de operación.
4. Para las curvas de línea la IEEE Std 242-200 recomienda ciertos intervalos de tiempo (CTIs) que se deben tratar de mantener entre las curvas de los dispositivos (figura 3.26), estos valores representan los tiempos mínimos y no se deben de aplicar siempre, dependerá de la situación.
5. En las simulaciones se considerarán 3 escenarios, el primero es una falla en media tensión, y los otros dos, para fallas en baja tensión, una falla en los paneles de distribución de los transformadores y otra en el panel de la carga.
6. Según el manual de los disyuntores de media tensión modelo 17MG1350, su tiempo de interrupción es de 0.07 s. Para los disyuntores B1-50 y B2-50 en baja tensión, su tiempo de apertura es de 50 ms.
7. En la coordinación se considerarán las curvas de daño térmico I^2t de los transformadores, no así la de los conductores, por poseer magnitudes de corrientes tan altas que dificultan su posición dentro de las gráficas.
8. La escala de corriente se seleccionará en base a 13.8 kV, ya que es la tensión media de los tres niveles de tensión (138, 13.8 y 0.48 kV). Todas las curvas serán graficadas en una misma escala de corriente, aún si estas están en distintos niveles de tensión, por ejemplo, graficar la corriente de 50.2 A a 138 kV, es igual a graficar 502 A a 13.8 kV.

Downstream	Upstream			
	Fuse	Low-voltage breaker	Electro-mechanical relay	Static relay
Fuse	CS ^{b,c}	CS	0.22 s	0.12 s
Low-voltage circuit breaker	CS ^c	CS	0.22 s	0.12 s
Electromechanical relay (5 cycles)	0.20 s	0.20 s	0.30 s	0.20 s
Static relay (5 cycles)	0.20 s	0.20 s	0.30 s	0.20 s

^aRelay settings assumed to be field-tested and -calibrated.

^bCS = Clear space between curves with upstream minimum-melting curve adjusted for pre-load.

^cSome manufacturers may also recommend a safety factor. Consult manufacturers' time-current curves.

Figura 3.26: Mínimos CTIs utilizados para coordinar protecciones. (IEEE, 2001).

9. Se dibujará un pequeño diagrama unifilar del circuito que representarán las curvas de las graficas, con los dispositivos en el diagrama.
10. En las curvas con los ajustes finales, y si está al alcance del espacio disponible, se dibujará sobre la escala logarítmica: máxima corriente de falla disponible, corriente de carga máxima de los transformadores , curvas de daño y curva de operación de motores.
11. Se evitara dibujar mas de cuatro o cinco curvas juntas, ya que en una misma gráfica, muchas curvas tienden a generar confusión, sobretodo si estas curvas se sobreponen entre sí.
12. Para las corrientes de arranque (Pick Up) de las protecciones de sobrecorrientes serán definidas considerando la capacidad de corriente del elemento protegido, con el fin de no ajustar una corriente de arranque baja que produzca un disparo injustificado en condiciones normales de carga, ni tan alta que las corrientes de falla puedan producir daños a los elementos del sistema.
13. En los ajustes de los disparos instantáneos se tomaron en cuentan las corrientes de arranque de los motores.

Planeamiento inicial y datos requeridos:

Para realizar una coordinación se requieren de algunas características mínimas de los dispositivos, como el fabricante, curva característica de tiempo-corriente, capacidad interruptiva, capacidad de cierre (disyuntores de media y alta tensión), rango de configuración, relación de TCs (relés), corriente nominal de operación, ajuste actual, entre otras cosas.

1. En la figura 3.27 se muestra el diagrama unifilar (actualizado en Junio del 2007) de la subestación donde se conecta la empresa, se pueden observar la relación de los TCs (50/5) en el primario de los transformadores UNION, los cuales alimentan a ALUNASA.
2. En la figura 3.28 se observa el diagrama de media tensión con características útiles de los dispositivos, para mayor legibilidad, este diagrama se mostrará en una mayor escala en el apéndice al final del documento. En la figura 3.29, se detallan mejor las características de estas protecciones.
3. Las características de los dispositivos de protección de baja tensión se muestran en la figura 3.30, se observa su corriente nominal, capacidad de interrupción, así como su fabricante y modelo.
4. En la figura 3.52, se muestran los ajustes antiguos y los ajustes finales de los dispositivos.

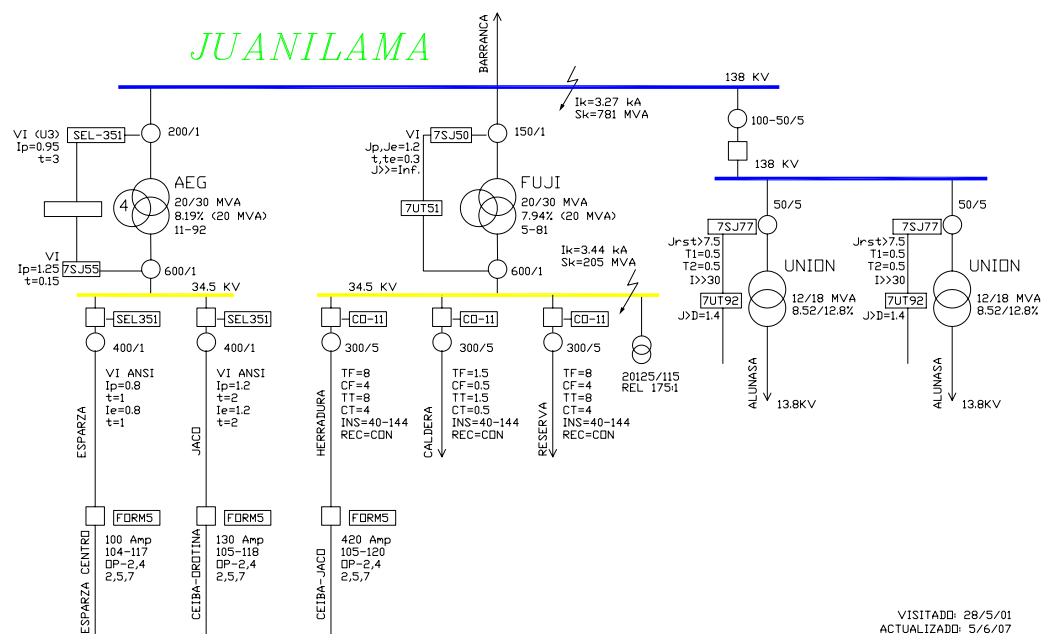
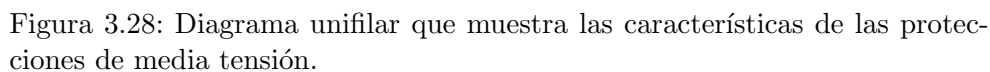


Figura 3.27: Diagrama unifilar de la subestación donde se conecta ALUNASA (ICE,2007).

Procedimiento:

- Paso 1: Se comenzó coordinando los relés de alta y media tensión, se consideró el relé OCR-CBP-TrD1 del primario del transformador D1 (transformador con mayor nivel de carga según figura 3.31), el relé OCR-CBP-Alun de la protección general de la empresa, el relé OCR-CBS-TrP del secundario del transformador principal y el relé OCR-CBP-TrP de la protección primaria del transformador (ajustes suministrados por el ICE). Las curvas de los dispositivos aguas abajo se ajustarán de tal manera que queden por debajo de la curva de OCR-CBP-TrD1, con el fin de lograr una coordinación selectiva, la curva del relé OCR-CBP-TrP no se moverá ya que la empresa no tiene la facilidad de cambiar sus ajustes.
- Paso 2: Luego se ajustaron las curvas de los dispositivo de baja tensión,



Relés de media tensión

Dispositivo ID	Acción	Marca	Dispositivo (Tipo)	Relación de los TC (A)	Rango de configuración
OCR-CBP-TrP	Acciona a la protección CBP-TrP	Siemens 7SJ5001	Relé de Sobrecorriente	50 /1	Pick: 0.4-3 / Tdial:0.1-2.0
OCR-CBS-TrP	Acciona a la protección CBS-TrP	ABB Power T y P	Relé de Sobrecorriente	500/5	Pick: 1.5-12 / Tdial:1-10 / Ins:1-20xpick
OCR-CBP-Alun	Acciona a la protección CBP-Alun	SA Magrini AE 135A	Relé de Sobrecorriente	600/5	Long:0.5-2In(0.1-1s)/Ins:1-12In(3-30s)
OCR-CBP-Anillo	Acciona a la protección CBP-Anillo	SA Magrini RD 135	Relé de Sobrecorriente	300/5	Long:1-2In(0.3-10s)/Ins:2-8In(0.05-0.5s)
OCR-CBP-A1	Acciona a la protección de TrA1	SA Magrini RD 135	Relé de Sobrecorriente	60/5	Long:1-2In(0.3-10s)/Ins:2-8In(0.05-0.5s)
OCR-CBP-A2	Acciona a la protección de TrA2	SA Magrini RD 135	Relé de Sobrecorriente	60/5	Long:1-2In(0.3-10s)/Ins:2-8In(0.05-0.5s)
OCR-CBP-A3	Acciona a la protección de TrA3	SA Magrini RD 135	Relé de Sobrecorriente	60/5	Long:1-2In(0.3-10s)/Ins:2-8In(0.05-0.5s)
OCR-CBP-B1	Acciona a la protección de TrB1	SA Magrini RD 135	Relé de Sobrecorriente	50/5	Long:1-2In(0.3-10s)/Ins:2-8In(0.05-0.5s)
OCR-CBP-B2	Acciona a la protección de TrB2	SA Magrini RD 135	Relé de Sobrecorriente	40/5	Long:1-2In(0.3-10s)/Ins:2-8In(0.05-0.5s)
OCR-CBP-C1	Acciona a la protección de TrC1	SA Magrini RD 135	Relé de Sobrecorriente	75/5	Long:1-2In(0.3-10s)/Ins:2-8In(0.05-0.5s)
OCR-CBP-C2	Acciona a la protección de TrC2	SA Magrini RD 135	Relé de Sobrecorriente	50/5	Long:1-2In(0.3-10s)/Ins:2-8In(0.05-0.5s)
OCR-CBP-C3	Acciona a la protección de TrC3	SA Magrini RD 135	Relé de Sobrecorriente	50/5	Long:1-2In(0.3-10s)/Ins:2-8In(0.05-0.5s)
OCR-CBP-C4	Acciona a la protección de TrC4	SA Magrini RD 135	Relé de Sobrecorriente	40/5	Long:1-2In(0.3-10s)/Ins:2-8In(0.05-0.5s)
OCR-CBP-D1	Acciona a la protección de TrD1	SA Magrini RD 135	Relé de Sobrecorriente	50/5	Long:1-2In(0.3-10s)/Ins:2-8In(0.05-0.5s)
OCR-CBP-D2	Acciona a la protección de TrD2	SA Magrini RD 135	Relé de Sobrecorriente	50/5	Long:1-2In(0.3-10s)/Ins:2-8In(0.05-0.5s)
OCR-CBP-D3	Acciona a la protección de TrD3	SA Magrini RD 135	Relé de Sobrecorriente	60/5	Long:1-2In(0.3-10s)/Ins:2-8In(0.05-0.5s)

Relés de baja tensión

Dispositivo	Acciona	Marca	Dispositivo (Tipo)	Capacidad nominal In (A)	Rango de configuración
Relé interno E	Protección primaria de los cuadros de BT	FIR Tipo E	Relé de Sobrecorriente	2500/2500	Long: 0.6-0.75-0.9-1In / T: 2-5-10-20-30s Short: 1-3-5-8In / T: 0.2-0.35-0.5s Inst: 6-8-10-12In

Nota: Todos los relés de las protecciones primarias de los tableros de baja tensión tienen las mismas características y configuraciones

Disyuntores de media tensión

Dispositivo	Transformador	Ramal	Protección	Marca	Dispositivo (Tipo)	Capacidad nominal In (A)	Capacidad Interruptiva (kA)
CBP-TrP	TrP	Protección Primaria de TrP	General	N/A	N/A	N/A	N/A
CBS-TrP	TrP	Protección Secundaria de TrP	General	Square-D Clase 6055	Disyuntor a vacío VR	1200	18
CBP-Alun		Protección Primaria de la empresa	General	Magrini 17MG350	Disyuntor en aceite	800	cierre: 37 / int: 14.5
CBP-Anillo		Protección del anillo (cable a cabina C)	Anillo	Magrini 17MG350	Disyuntor en aceite	630	cierre: 40 / int: 17.5
CBP-A1	TrA1	Protección Primaria de TrA1	Transformador	Magrini 17MG350	Disyuntor en aceite	630	cierre: 37 / int: 14.5
CBP-A2	TrA2	Protección Primaria de TrA2	Transformador	Magrini 17MG350	Disyuntor en aceite	630	cierre: 37 / int: 14.5
CBP-A3	TrA3	Protección Primaria de TrA3	Transformador	Magrini 17MG350	Disyuntor en aceite	630	cierre: 37 / int: 14.5
CBP-B1	TrB1	Protección Primaria de TrB1	Transformador	Magrini 17MG350	Disyuntor en aceite	630	cierre: 37 / int: 14.5
CBP-B2	TrB2	Protección Primaria de TrB2	Transformador	Magrini 17MG350	Disyuntor en aceite	630	cierre: 37 / int: 14.5
CBP-C1	TrC1	Protección Primaria de TrC1	Transformador	Magrini 17MG350	Disyuntor en aceite	630	cierre: 37 / int: 14.5
CBP-C2	TrC2	Protección Primaria de TrC2	Transformador	Magrini 17MG350	Disyuntor en aceite	630	cierre: 37 / int: 14.5
CBP-C3	TrC3	Protección Primaria de TrC3	Transformador	Magrini 17MG350	Disyuntor en aceite	630	cierre: 37 / int: 14.5
CBP-C4	TrC4	Protección Primaria de TrC4	Transformador	Magrini 17MG350	Disyuntor en aceite	630	cierre: 37 / int: 14.5
CBP-D1	TrD1	Protección Primaria de TrD1	Transformador	Magrini 17MG350	Disyuntor en aceite	630	cierre: 37 / int: 14.5
CBP-D2	TrD2	Protección Primaria de TrD2	Transformador	Magrini 17MG350	Disyuntor en aceite	630	cierre: 37 / int: 14.5
CBP-D3	TrD3	Protección Primaria de TrD3	Transformador	Magrini 17MG350	Disyuntor en aceite	630	cierre: 37 / int: 14.5

Figura 3.29: Especificaciones de los relés y disyuntores de media tensión.

comenzando con el disyuntor CB-D1, de tal forma que queden por debajo de la curva perteneciente al relé OCR-CBP-TrD1, con esta condición se garantizará que quedaran por debajo de las curvas de los relés aguas arriba OCR-CBP-Alun, OCR-CBS-TrP y OCR-CBP-TrP.

- Paso 3: La coordinación de las curvas de protección de falla a tierra se realizó entre los relés OCR-CBP-TrP (de alta tensión) y el relé OCR-GROUND que acciona a la protección del secundario del transformador principal, solamente estos dispositivos cuentan con protección de falla a tierra.

Cabina	Cuadro	Posición	Ramal	Protección	Marca	Dispositivo (Tipo)	Capacidad nominal In (A)	Capacidad Interruptiva
A	QBT - A1		Protección General del Tablero	General	Magrini B2-50	Disyuntor	2500	50
A	QBT - A1	A1 - 01	Zig-Zag	Ramal	Siemens 3NA3 3	Fusible	400	100
A	QBT - A1	A1 - 02	Horno B7-A	Ramal	Magrini B1-50	Disyuntor	2000	50
A	QBT - A2	A1 - 03	Libre					
A	QBT - A1	A1 - 04	Intercaladora #2	Ramal	Siemens 3NA3 1	Fusible	100	100
A	QBT - A1	A1 - 05	Embalaje	Ramal	Siemens 3NA3 1	Fusible	100	100
A	QBT - A1	A1 - 06	Libre					
A	QBT - A2		Protección General del Tablero	General	Magrini B2-50	Disyuntor	2500	50
A	QBT - A2	A2 - 01	Auxiliar A1	Ramal	Siemens 3NA3 1	Fusible	250	100
A	QBT - A2	A2 - 02	Rebobinadora	Ramal	Siemens 3NA3 1	Fusible	200	100
A	QBT - A2	A2 - 03	Horno B7-B	Ramal	Magrini B1-50	Disyuntor	2000	50
A	QBT - A2	A2 - 04	Presas FM	Ramal	Siemens 3NA3 1	Fusible	125	100
A	QBT - A2	A2 - 05	Separador de foil B6-C	Ramal	Siemens 3NA3 3	Fusible	400	100
A	QBT - A2	A2 - 06	Taller núcleos de hierro	Ramal	Siemens 3NA3 1	Fusible	100	100
A	QBT - A3		Protección General del Tablero	General	Magrini B2-50	Disyuntor	2500	50
A	QBT - A3	A3 - 01	Cortadora Pesada B6-B	Ramal	Siemens 3NA3 1	Fusible	250	100
A	QBT - A3	A3 - 02	Prensa Refilado	Ramal	Siemens 3NA3 1	Fusible	80	100
A	QBT - A3	A3 - 03	Cortadora Liviana B6-A	Ramal	Siemens 3NA3 1	Fusible	160	100
A	QBT - A3	A3 - 04	Laminadora Recubridora	Ramal	Magrini AR10	Disyuntor	500	50
A	QBT - A3	A3 - 05	Rectificador de Rodillos	Ramal	Siemens 3NA3 1	Fusible	125	100
A	QBT - A3	A3 - 06	Grúas Aéreas 1,2,3	Ramal	Siemens 3NA3 1	Fusible	80	100
A	QBT - A3	A3 - 07	Generador Atmosferico B7	Ramal	Siemens 3NA3 1	Fusible	80	100
A	QBT - A3	A3 - 08	Cuadro Auxiliar A2	Ramal		Fusible	160	100
A	QBT - A3	A3 - 09	Cargador de Baterías	Ramal	Siemens 3NA3 1	Fusible	80	100
B	C-B1		Protección General	General (C)	Merlin Gerin C1252V	Disyuntor	1250	40
B	C-B1		Motor Doblamiento	Motor DC - (F)	Westinghouse KA3225F	Disyuntor	125	40
B	C-B1		Motor Desenrollador	Motor DC - (H)	Westinghouse KA3225F	Disyuntor	200	40
B	C-B1		Motor Enrollador	Motor DC - (S)	Westinghouse KA3225F	Disyuntor	200	40
B	C-B1		Motor Jaula	Motor DC - (M)	Westinghouse HMA	Disyuntor	800	40
B	V-B2		Auxiliares Laminador Liviano	General (V)	Merlin Gerin C801N	Disyuntor	800	40
C1	RPSH		Protección General	General (RPSH)	Westinghouse PB32500F	Disyuntor	2500	100
C1	RPSH		Rehíla Bordes	Motor DC - (R)	Siemens 3VE5200	Disyuntor	100	40
C1	RPSH		Destilador de Aceite	Ramal - (P)	Westinghouse	Disyuntor	100	40
C1	RPSH		Motor Enrollador	Motor DC - (S)	Westinghouse PB31200F	Disyuntor	1200	40
C1	RPSH		Motor Desenrollador	Motor DC - (H)	Westinghouse PB31000F	Disyuntor	1000	40
C2	M		Motor Jaula (M)	General (M)	Merlin Gerin C1251N	Disyuntor	1250	40
C3	N		Motor Jaula (N)	General (N)	Westinghouse ND50K	Disyuntor	1200	50
C4	V		Auxiliares Laminador Pesado	General (V)	Westinghouse ND31200F	Disyuntor	1000	40
D	QBT - D1		Protección General	General	Magrini B2-50	Disyuntor	2500	50
D	QBT - D1	D1 - 01	Central Térmica GLP/Bunker	Ramal	Siemens 3NA3 1	Fusible	250	100
D	QBT - D1	D1 - 02	Agua Potable Pozos/Trasiego	Ramal	Siemens 3NA3 1	Fusible	400	100
D	QBT - D1	D1 - 03	Horno A1 - A2	Ramal	Siemens 3NA3 1	Fusible	250	100
D	QBT - D1	D1 - 04	Libre					
D	QBT - D1	D1 - 05	Planta de emergencia	Ramal	Siemens 3NA3 1	Fusible	80	100
D	QBT - D1	D1 - 06	Agua Industrial	Ramal	Siemens 3NA3 3	Fusible	400	100
D	QBT - D1	D1 - 07	Aire Comprimido	Ramal	Siemens 3NA3 3	Fusible	630	100
D	QBT - D2		Protección General	General	Magrini B2-50	Disyuntor	2500	50
D	QBT - D2	D2 - 01	Horno B2-A	Ramal	Siemens 3NA3 1	Fusible	200	100
D	QBT - D2	D2 - 02	Horno Marinita A4	Ramal	Siemens 3NA3 1	Fusible	100	100
D	QBT - D2	D2 - 03	Metalurgia (Aire acond.)	Ramal	Siemens 3NA3 1	Fusible	63	100
D	QBT - D2	D2 - 04	Caster A3	Ramal	Siemens 3NP5	Fusible	630	100
D	QBT - D2	D2 - 05	Taller Marinita	Ramal	Siemens 3NA3 1	Fusible	80	100
D	QBT - D2	D2 - 06	Alimentación Residencia #1	Ramal	Siemens 3NA3 3	Fusible	300	100
D	QBT - D2	D2 - 07	Libre					
D	QBT - D2	D2 - 08	Libre					
D	QBT - D2	D2 - 09	C1	Ramal	Siemens 3NA3 1	Fusible	250	100
D	QBT - D2	D2 - 10	Laboratorio Metalurgia	Ramal	Siemens 3NA3 1	Fusible	80	100
D	QBT - D2	D2 - 11	Libre					
D	QBT - D3		Protección General	General	Magrini B2-50	Disyuntor	2500	50
D	QBT - D3	D2 - 01	Junta de tubos	Ramal	Siemens 3NA3 1	Fusible	160	100
D	QBT - D3	D2 - 02	Mantenimiento	Ramal	Siemens 3NA3 3	Fusible	315	100
D	QBT - D3	D2 - 03	Transformador de Luz	Ramal		Int Manual		
D	QBT - D3	D2 - 04	Presas FM QDP2	Ramal	Siemens 3NA3 1	Fusible	80	100
D	QBT - D3	D2 - 05	Auxiliar D	Ramal	Siemens 3NA3 1	Fusible	100	100
D	QBT - D3	D2 - 06	Horno B2-B	Ramal	Siemens 3NA3 1	Fusible	224	100
D	QBT - D3	D2 - 07	Panel Rectificador 48 V	Ramal	Siemens 3NA3 1	Fusible	80	100

Figura 3.30: Especificaciones de los disyuntores de baja tensión.

Potencia Instalada en CVG Alunasa				
	Potencia instalada (KW)	Potencia Instalada (KVA)	Corriente (A)	Nivel de carga
Cabina A	2511,90	2791,00	3357,05	
Transformador 1 (1250 KVA)	803,50	892,78	1073,84	71%
Embalaje	30,00	33,33	40,09	
Horno de recocido de Foil B7-A	683,50	759,44	913,47	
Intercaladora B	40,00	44,44	53,46	
Zig-zag	50,00	55,56	66,82	
Transformador 2 (1600 KVA)	979,80	1088,67	1309,46	51%
Cuadro Auxiliar A1	49,00	54,44	65,49	
Cudro Presas F.M. QDP1	6,50	7,22	8,69	
Horno de recocido de Foil B7-B	683,50	759,44	913,47	
Rebobinadoras instituciones	76,00	84,44	101,57	
Separadora B6-C	154,80	172,00	206,88	
Taller de núcleos de hierro	10,00	11,11	13,36	
Transformador 3 (1600 KVA)	728,60	809,56	973,74	51%
Cargadores de baterías	80,00	88,89	106,92	
Compactadora y prensa de refilado	41,00	45,56	54,79	
Cuadro auxiliar A2	34,00	37,78	45,44	
Generador admosférico	6,70	7,44	8,95	
Grúas aéreas 1, 2, 3	54,50	60,56	72,84	
Laminadora recubridora	300,00	333,33	400,94	
Rectificadora de rodillos	50,70	56,33	67,76	
Separadora B6-A	78,70	87,44	105,18	
Separadora B6-B	83,00	92,22	110,93	
Cabina B	863,60	959,56	1154,17	
Transformador 1 (1250 KVA)	563,60	626,22	753,23	50%
Desenrollador (H)	62,00	68,89	82,86	
Doblamiento (F)	31,00	34,44	41,43	
Enrollador (S)	73,60	81,78	98,36	
Motor Laminador (M)	397,00	441,11	530,57	
Transformador 2 (750 KVA)	300,00	333,33	400,94	44%
Auxiliares	300,00	333,33	400,94	
Cabina C	3202,90	3558,77	4280,54	
Transformador 2 (1600 KVA)	644,00	715,56	860,68	45%
Motor laminador M	644,00	715,56	860,68	
Transformador 1 (1600 KVA)	1024,90	1138,77	1369,73	71%
Desenrollador (H)	400,00	444,44	534,58	
Destilador de aceite (P)	36,00	42,00	50,52	
Enrollador (S)	588,00	653,33	785,84	
Rehila bordes (R)	36,80	40,89	49,18	
Transformador 3 (1250 KVA)	644,00	715,56	860,68	57%
Motor laminador N	644,00	715,56	860,68	
Transformador 4 (2000 KVA)	890,00	988,89	1189,45	49%
Auxiliares	640,00	711,11	855,33	
Filtro de placas y destilador	250,00	277,78	334,11	
Cabina D	2628,90	2921,00	3513,42	
Transformador 1 (1250 KVA)	1043,90	1159,89	1395,13	93%
Agua industrial	238,40	264,89	318,61	
Agua Potable, Pozos y Tasieo	270,00	300,00	360,84	
Aire comprimido	442,00	491,11	590,71	
Bunker, Gas LP, Central térmica	18,00	20,00	24,06	
Hornos de fusión y espera	75,50	83,89	100,90	
Transformador 2 (1600 KVA)	626,50	696,11	837,29	44%
Coladora continua A3	50,00	55,56	66,82	
Cortadora Longitudinal C1	390,20	433,56	521,49	
Generadores admosféricos	11,00	12,22	14,70	
Horno de Marinita	5,30	5,89	7,08	
Horno de Recocido de Lámina B2-A	113,00	125,56	151,02	
Laboratorio Metalurgia	12,00	13,33	16,04	
Residencia 1	20,00	22,22	26,73	
Taller de Marinita	25,00	27,78	33,41	
Transformador 3 (1600 KVA)	958,50	1065,00	1281,00	67%
Cuadro auxiliar D1	34,00	37,78	45,44	
Cuadro de presar FM QDP2	6,50	7,22	8,69	
Horno de Recocido de Lámina B2-B	113,00	125,56	151,02	
Taller automatiz	5,00	5,56	6,68	
Taller de presión	50,00	55,56	66,82	
Transformador de alumbrado	750,00	833,33	1002,34	

Figura 3.31: Cargas instaladas en la empresa.

Paso 1: Coordinación de los relés de alta y media tensión.

Para tratar de obtener un ajuste que se le pueda aplicar a todos los dispositivos de las mismas características (Relés de la protecciones del primario de los transformadores de media tensión), en esta coordinación se eligió al relé que protege al transformador con mayor nivel de carga (TrD1 - 93 %, figura 3.31), la corriente nominal de este transformador en baja tensión es de 52.3 A, esto equivale a una corriente de $(0,93)50 = 46,5A$ circulando en condición normal. Entonces para una relación del TC de 50/5, lo más que se pueden ajustar las corrientes para disparo largo es de $46,5/50 = 0,93In$. Al seleccionar esta condición critica se garantiza que a esta relación de corriente (0.93), ningún relé se accionará en condición normal de carga.

Con ajustes antiguos:

- Los ajustes antiguos de estos relés junto con la relación de sus TCs, se muestran en la figura 3.52, se obtuvieron las curvas con estos ajustes como se muestra en la figura 3.32, se observa que las curvas de los relés aguas abajo OCR-CBP-TrD1, OCR-CBP-Anillo y OCR-CBP-Alun están sobre las curvas de los relés OCR-CBS-TrP y OCR-CBP-TrP, algunas de éstas curvas se intersecan entre sí, lo cual evidencia una no selectividad entre estos dispositivos.
- Para estos mismos ajustes se simuló una falla trifásica «5,698 kA» en el primario del transformador TrD1, ya que es a este nivel de tensión (media tensión) donde se encuentran los equipos con mayor antigüedad y más propensos a estos tipos de eventos, este tipo de falla es la de mayor magnitud en media tensión. La secuencia de eventos y tiempos de operación se muestran en las curvas normalizadas de la figura 3.34, se muestra el tiempo que tardaría en actuar cada dispositivo en el momento de ocurrida la falla:
 1. Relé OCR-CBS-TrP actúa en 38,9 ms.
 2. Relé OCR-CBP-TrD1 actúa en 500 ms.
 3. Relé OCR-CBP-TrP actúa en 565 ms.
 4. Relé OCR-CBP-Alun actúa en 800 ms.

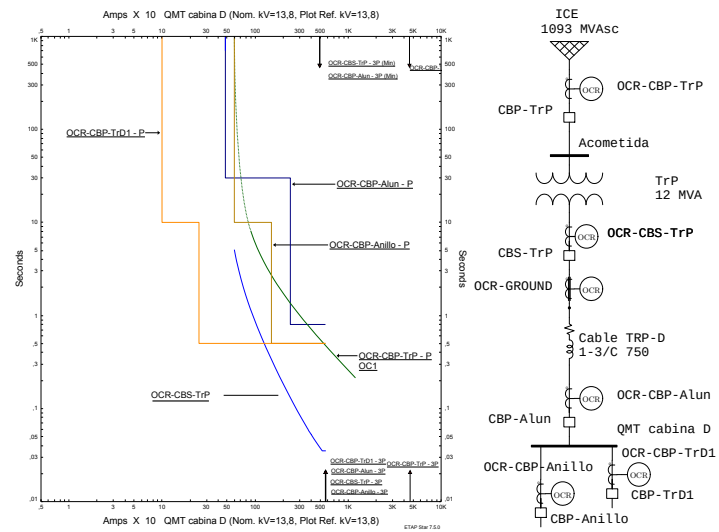


Figura 3.32: Curvas de relés principales, con ajustes antiguos, alta y media tensión.

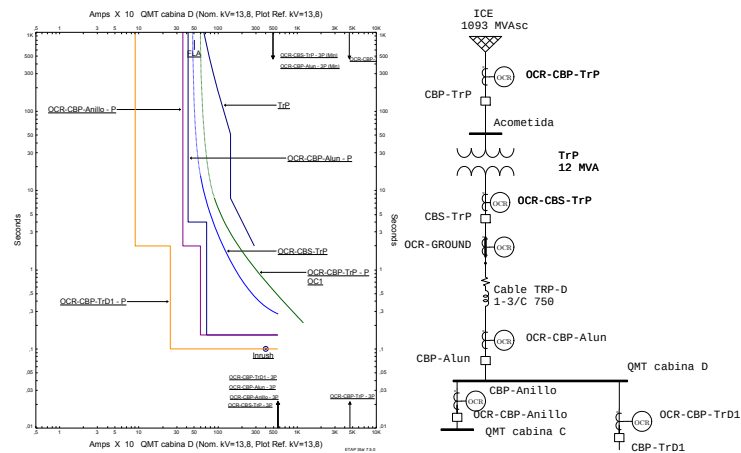


Figura 3.33: Curvas de relés principales, con nuevos ajustes, alta y media tensión.

Con ajustes nuevos:

- Los nuevos ajustes de estos relés se muestran en la figura 3.52, se obtuvieron las curvas con estos ajustes como se muestra en la figura 3.33, se puede observar que las curvas no se intersecan entre si, también se observa que están ordenadas de izquierda a derecha, desde la protección más aguas abajo hasta el dispositivo OCR-CBP-TrP, con estas condiciones se busca una eficiente coordinación selectiva. Al estar la curva de daño del transformador TrP por encima de las curvas, se garantiza su protección ante una falla. Se recomienda desabilitar el disparo instantáneo del relé OCR-CBS-TrP, dejando todas las perillas del mismo en posición baja, eso con el fin de obtener una mayor selectividad.
- Para estos mismos ajustes se simuló una falla trifásica «5,698 kA» en el primario del transformador TrD1. La secuencia de eventos y tiempos de operación se muestran en las curvas normalizadas de la figura 3.35, se muestra el tiempo que tardaría en actuar cada dispositivo en el momento de ocurrida la falla:
 1. Relé OCR-CBP-TrD1 actúa en 100 ms.
 2. Relé OCR-CBP-Alun actúa en 150 ms.
 3. Relé OCR-CBS-TrP actúa en 290 ms.
 4. Relé OCR-CBP-TrP actúa en 565 ms.

En la misma figura se muestran el Δt que hay entre cada curva de disparo, la IEEE recomienda un Δt mínimo de 0.3 s entre curvas de relés electromecánicos (OCR-CBP-Alun y OCR-CBP-TrD1), en esta coordinación el Δt que existe entre éstas curvas es de 0.05 s, no cumple con norma IEEE, pero si con el tiempo de apertura del disyuntor 17MG1350 (50 ms), aunque esto no garantiza una selectividad entre los mismos.

Para curvas entre los relés de estado sólido (OCR-CBS-TrP, OCR-CBP-TrP) y electromecánicos la IEEE recomienda un tiempo mínimo de separación de 0.2 s, en ésta coordinación el tiempo de separación entre las curvas de OCR-CBP-Alun y OCR-CBS-TrP es de 0.14 s y para las curvas de OCR-CBS-TrP y OCR-CBP-TrP es de 0.26 s. Por lo tanto se puede considerar que si cumplen con las normas IEEE, y existen gran probabilidad de lograr una protección selectiva entre estos dispositivos.

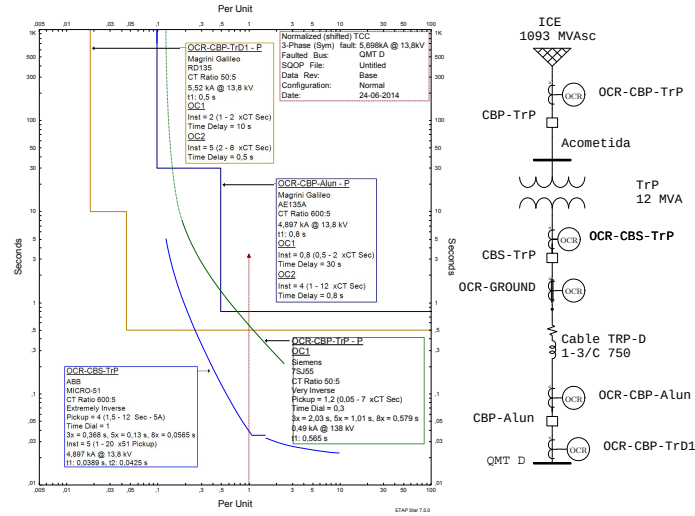


Figura 3.34: Secuencia de operación de los relés principales de alta y media tensión con ajustes antiguos, tras simulación de falla trifásica en media tensión (13,8 kV).

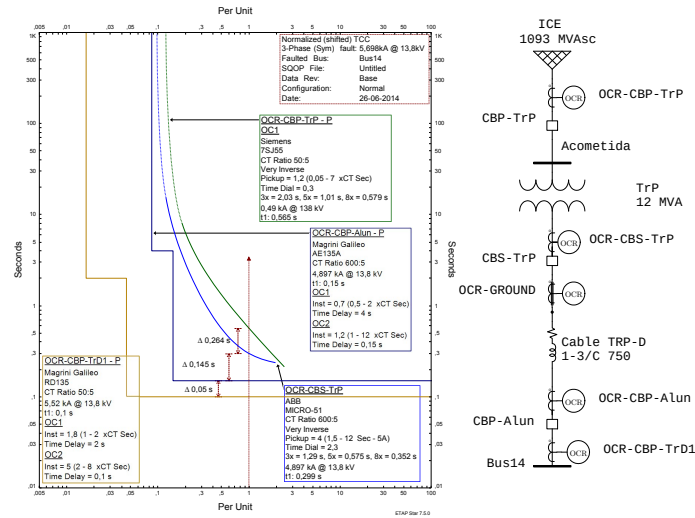


Figura 3.35: Secuencia de operación de los relés principales de alta y media tensión con nuevos ajustes, tras simulación de falla trifásica en media tensión (13.8 kV).

Paso 2: Coordinación de los disyuntores de baja tensión.

Cabinas A y D.

Para tratar de obtener un ajuste que se le puedan aplicar a todos los dispositivos instalados en el secundario de los transformadores de las cabinas A y D, disyuntores Magrini B2-50 con iguales características entre sí, se eligió el ramal que presenta mayor corriente nominal entre ambas cabinas, este corresponde al transformador de mayor potencia (1600 kVA) el cual tiene una corriente nominal a 0.48 kV de 1925A, aunque al transformador con mayor carga instalada (TrD1) le corresponden 1395A, se eligió la corriente nominal del transformador con mayor potencia pensando en un posible aumento de cargas a futuro, si no fuera posible establecer una corriente de disparo menor a este valor (1925A), se recomienda elegir un disparo no menor a 1395A, para evitar el accionamiento injustificado de la protección CB-D1 en condiciones normales de carga.

Con ajustes antiguos:

- Los ajustes antiguos de estos disyuntores se muestran en la figura 3.52, se obtuvieron las curvas con estos ajustes como se muestra en la figura 3.36, se observa que la curva del relé aguas arriba OCR-CBP-TrD1 está sobre la curva del disyuntor CB-D1 lo cual evidencia una no selectividad en el sistema.
- Para estos mismos ajustes, se simuló una falla trifásica en la barra T.D1 Pozo/Agua «12,205 kA», ya que en este tipo de falla se presenta un mayor flujo de corriente en las cabinas de media tensión. Se observa como los relés de media tensión tardan más en detectar la falla, algunos ni la despejarían si no se accionaran las protecciones aguas abajo. La secuencia de eventos y tiempos de operación se muestran en las curvas normalizadas de la figura 3.38, se muestra el tiempo que tardaría en actuar cada dispositivo en el momento de ocurrida la falla:
 1. Fusible Fd1-Pozo/Agua actúa en 11,9 ms.
 2. Disyuntor CBd1-T.Pozo/Agua actúa en 13,2 ms.
 3. Relé OCR-CBP-TrP actúa en 500 ms.
 4. Disyuntor CB-D1 actúa en 42,1 s.

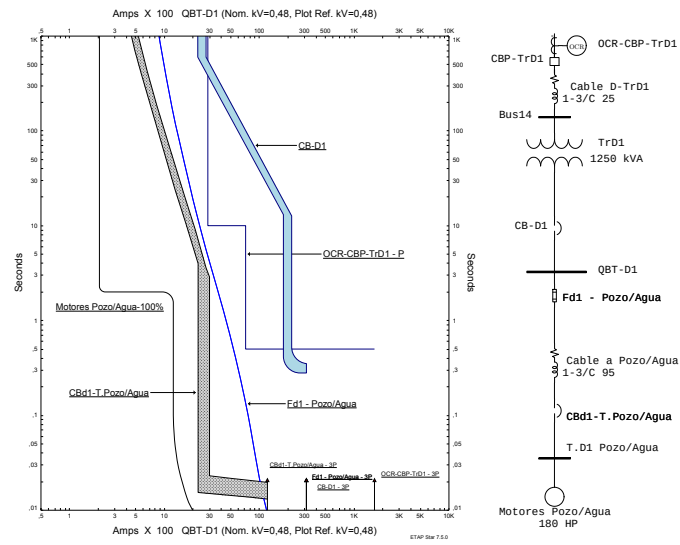


Figura 3.36: Curvas de disyuntores de media tensión, con ajustes antiguos, cabina D.

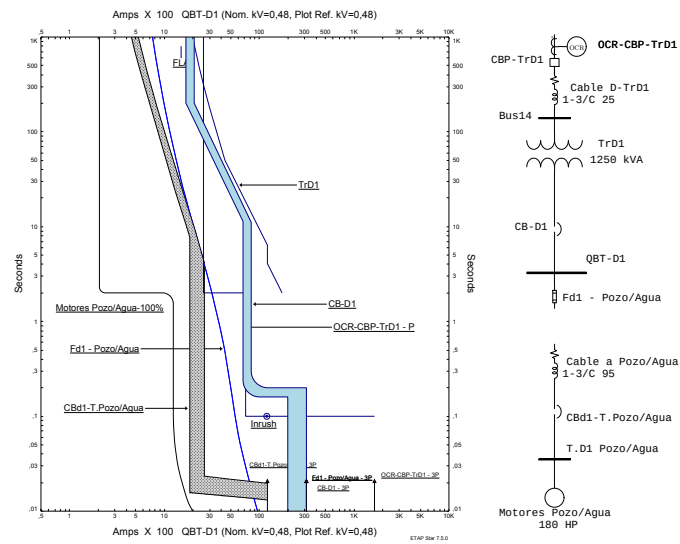


Figura 3.37: Curvas de disyuntores de media tensión, con nuevos ajustes, cabina D.

Con nuevos ajustes:

- Los nuevos ajustes de estos disyuntores se muestran en la figura 3.52, se obtuvieron las curvas con estos ajustes como se muestra en la figura 3.37, se recomienda activar el disparo instantáneo en la protección CB-D1 para garantizar que ante una falla en el cuadro de baja tensión este se accione antes que el relé OCR-CBP-TrD1. Se observa como la curva de daño del transformador TrD1 queda por encima de las demás curvas, lo cual garantizaría su protección. Sin embargo a simple vista las curvas se intersecan entre sí, con lo cual no pareciera haber selectividad entre ellas.
- Se simuló una falla trifásica «12,205 kA» en la barra T.D1 Pozo/Agua. La secuencia de eventos y tiempos de operación se muestran en las curvas normalizadas de la figura 3.39, se muestra el tiempo que tardaría en actuar cada dispositivo en el momento de ocurrida la falla:
 1. Fusible Fd1-Pozo/Agua 5,6 ms.
 2. Disyuntor CBd1-T.Pozo/Agua 13,2 ms.
 3. Relé OCR-CBP-TrD1 actúa en 100 ms.
 4. Disyuntor CB-D1 actúa en 161 ms.

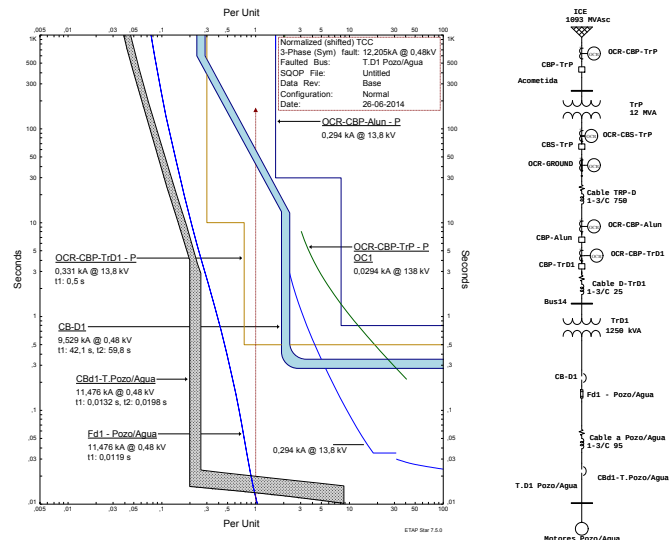


Figura 3.38: Secuencia de operación de las protecciones con ajustes antiguos tras simulación de falla trifásica a nivel de carga (0.48 kV), cabina D.

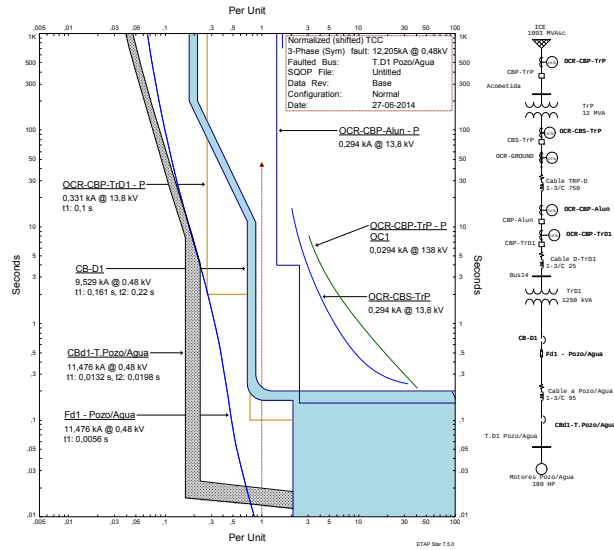


Figura 3.39: Secuencia de operación de las protecciones con nuevos ajustes tras simulación de falla trifásica a nivel de carga (0.48 kV), cabina D.

Cabina C.

En esta cabina se deben de hacer coordinaciones para cada protección en baja tensión, ya que las protecciones no cuentan con las mismas características ni mismos ajustes. En esta parte del trabajo solo se mostraran las curvas de un transformador (el que posea mayor nivel de carga TrC1), coordinadas con las curvas de las protecciones de un solo ramal (ramal S). Para los dispositivos de los otros ramales del mismo transformador, solo se mostrarán sus ajustes finales en la figura 3.52.

Con ajustes antiguos:

- Los ajustes antiguos de los disyuntores se muestran en la figura 3.52, se obtuvieron las curvas con estos ajustes como se muestra en la figura 3.40, se observa que las curvas de los disyuntores de media tensión cortan a la curva del relé OCR-CBP-TrC1, lo cual evidencia su no selectividad.
- Para estos mismos ajustes, se simuló una falla trifásica en la barra T.C1-S «26,501 kA». La secuencia de eventos y tiempos de operación se muestran en las curvas normalizadas de la figura 3.42, se muestra el tiempo que tardaría en actuar cada dispositivo en el momento de ocurrida la falla:
 1. Disyuntores CB-C1 (RPSH) y CBc1-S actúan instantáneamente.
 2. Relé OCR-CBP-TrC1 actúa en 500 ms.
 3. Relé OCR-CBS-TrP actúa en 1,68 s.
 4. Relé OCR-CBP-Anillo actúa en 10 s.

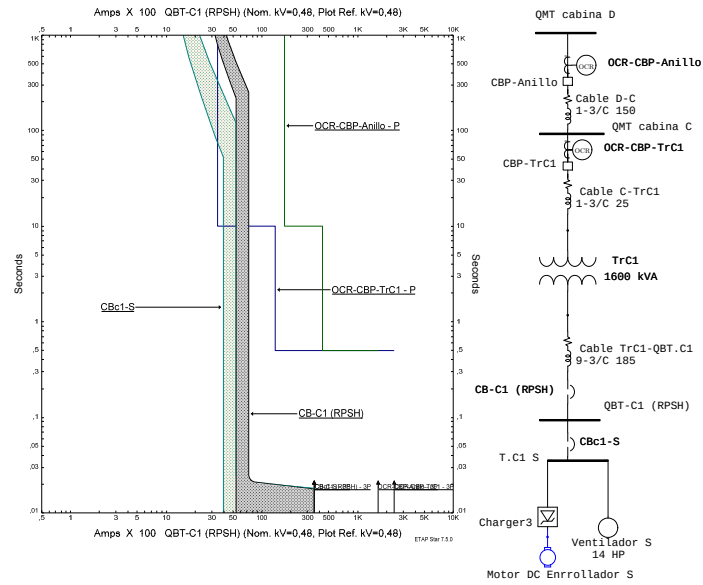


Figura 3.40: Curvas de disyuntores de media tensión, con ajustes antiguos, cabina C.

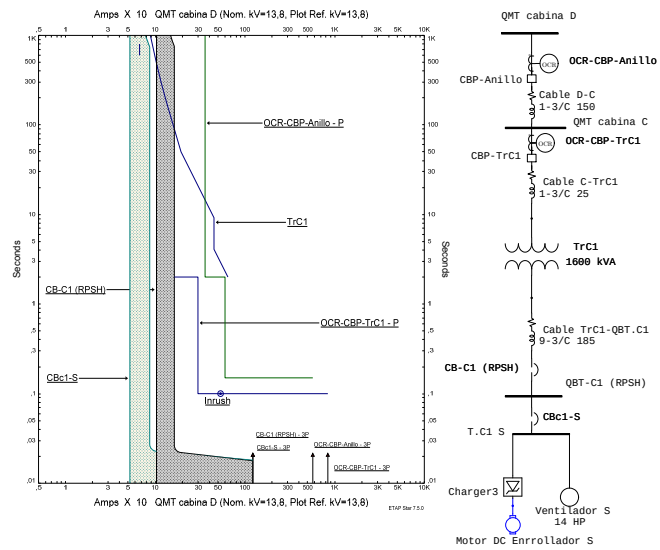


Figura 3.41: Curvas de disyuntores de media tensión, con nuevos ajustes, cabina C.

Con nuevos ajustes:

- Los nuevos ajustes de los disyuntores se muestran en la figura 3.52, se obtuvieron las curvas con estos ajustes como se muestra en la figura 3.41. Al igual que en las curvas anteriores se observa como se protege al transformador, ya que la curva de daño está por encima de las demás curvas. A la hora de coordinar estas curvas se tomó en cuenta el valor de corriente a carga máxima en cada ramal, para evitar que se disparen los dispositivos en condición normal de carga, eso sí considerando las corrientes de arranque de motores motor.
- Para estos mismos ajustes, se simuló una falla trifásica en la barra T.C1-S «26,501 kA». La secuencia de eventos y tiempos de operación se muestran en las curvas normalizadas de la figura 3.43:
 1. Disyuntores CB-C1(RPSH) y CBc1-S actúan instantáneamente.
 2. Relé OCR-CBP-TrC1 actúa en 100 ms.
 3. Relé OCR-CBP-Anillo actúa en 0,15 s.
 4. Relé OCR-CBP-Alun actúa en 0,15 s.
 5. Relé OCR-CBS-TrP actúa en 5,26 s.
 6. Relé OCR-CBP-TrP actúa a >8,10 s.

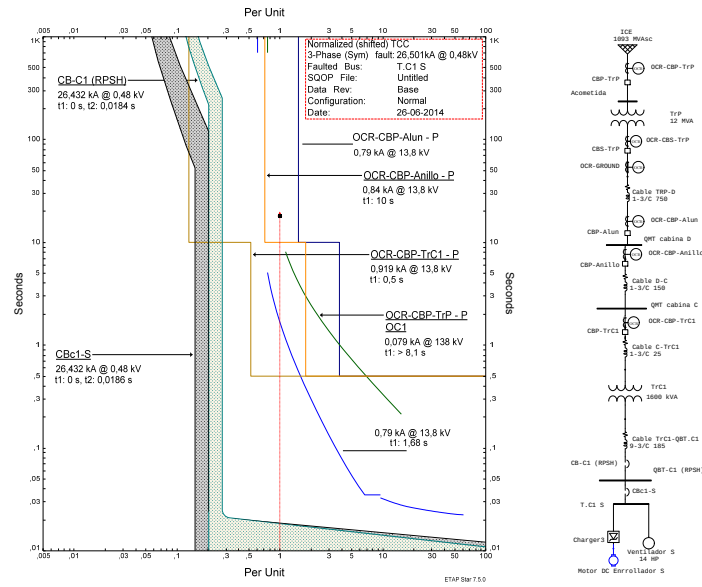


Figura 3.42: Secuencia de operación de las protecciones con ajustes antiguos tras simulación de falla trifásica a nivel de carga (0,48 kV). Cabina C

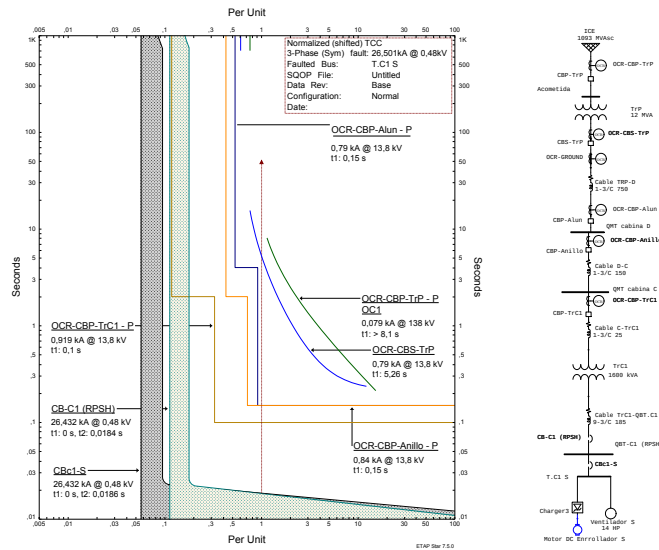


Figura 3.43: Secuencia de operación de las protecciones con nuevos ajustes, tras simulación de falla trifásica a nivel de carga (0,48 kV). Cabina C

Cabina B.

En esta cabina, al igual que en la cabina C, se deben de hacer los ajustes para cada protección en baja tensión, ya que las protecciones no cuentan con las mismas características. En esta parte del trabajo solo se mostraran las curvas de un transformador (el que posea mayor nivel de carga), coordinadas con las curvas de las protecciones de un solo ramal. Para las curvas de los otros ramales del mismo transformador, solo se mostrarán sus ajustes finales en la figura 3.52.

Con ajustes antiguos:

- Los ajustes antiguos de los disyuntores se muestran en la figura 3.52, se obtuvieron las curvas con estos ajustes como se muestra en la figura 3.44, se observa que la curva del disyuntor CB-B2 (V) corta la curva del relé OCR-CBP-TrB2, lo cual muestra la no selectividad del sistema.
- Para estos mismos ajustes, se simuló una falla trifásica en la barra T.B2-Aux-Lam-Liv «18,048 kA». La secuencia de eventos y tiempos de operación se muestran en las curvas normalizadas de la figura 3.46, se muestra el tiempo que tardaría en actuar cada dispositivo en el momento de ocurrir la falla:
 1. Disyuntor CB-B2 (V) actúa instantáneamente.
 2. Relé OCR-CBP-TrB2 actúa en 500 ms.

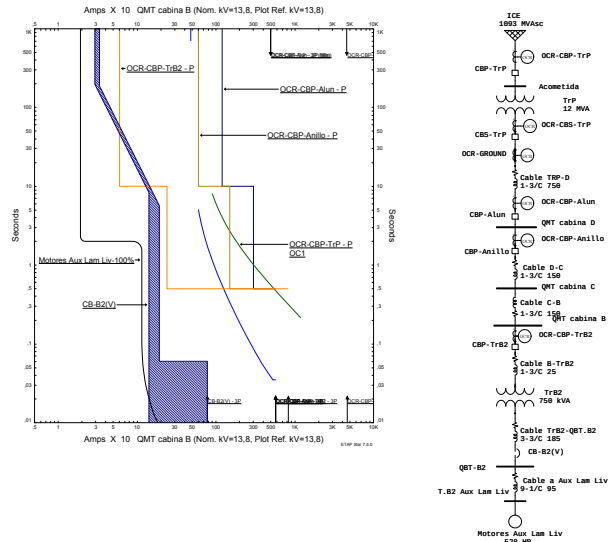


Figura 3.44: Curvas de disyuntores de media tensión, con ajustes antiguos, cabina B.

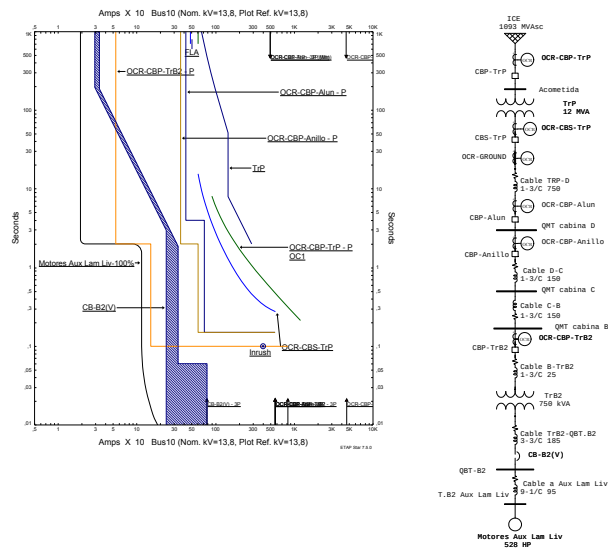


Figura 3.45: Curvas de disyuntores de media tensión, con nuevos ajustes, cabina B.

Con nuevos ajustes:

- Los nuevos ajustes de los disyuntores se muestran en la figura 3.52, se obtuvieron las curvas con estos ajustes como se muestra en la figura 3.45, se observa una pequeña incertidumbre entre la curva de operación de los motores y el relé OCR-CBP-TrB2, pero esta condición se daría solo si todos los motores arrancaran al mismo tiempo, lo cual es algo muy difícil. Se observa que la curva del disyuntor CB-B2 (V) corta la curva del relé OCR-CBP-TrB2, lo cual muestra la no selectividad del sistema, pero al mantener activo el disparo instantáneo del disyuntor, se soluciona el problema.
- Para estos mismos ajustes, se simuló una falla trifásica en la barra T.B2-Aux-Lam-Liv «18,048 kA». La secuencia de eventos y tiempos de operación se muestran en las curvas normalizadas de la figura 3.46:
 1. Disyuntores CB-B2 (V) actúa instantáneamente.
 2. Relé OCR-CBP-TrB2 actúa en 100 ms.
 3. Relé OCR-CBP-Anillo actúa en 2 s.
 4. Relé OCR-CBP-Alun actúa en 4 s.

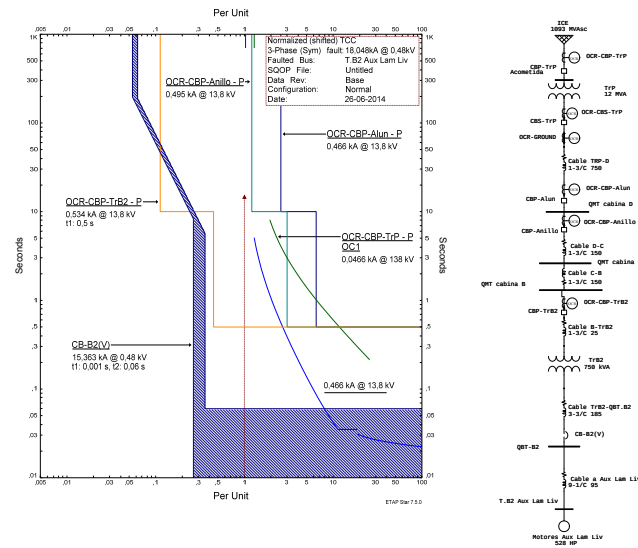


Figura 3.46: Secuencia de operación de las protecciones con ajustes antiguos tras simulación de falla trifásica a nivel de carga (0.48 kV). Cabina B

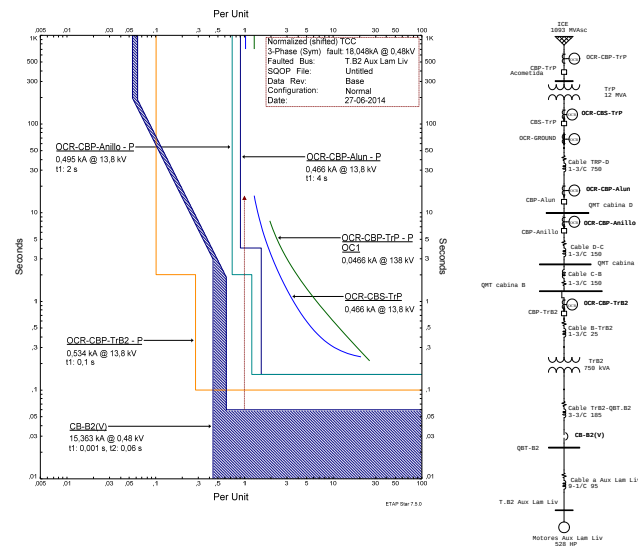


Figura 3.47: Secuencia de operación de las protecciones con nuevos ajustes, tras simulación de falla trifásica a nivel de carga (0.48 kV). Cabina B

Paso 3: Coordinación de los dispositivos de protección de falla a tierra.

Los únicos dispositivos que cuentan con protección de falla a tierra son los relés OCR-CBP-TrP y OCR-GROUND que se accionan en el primario y secundario del transformador principal, este último conectado en forma residual como se muestra en la figura B.2 del apéndice B.

Consideraciones:

- Como en la empresa el sistema es sólidamente aterrizado y la tierra es común en todos los elementos, entonces la falla a tierra se determina por la corriente que circule por ella.
- El relé se ajustará para que en condiciones normales de operación estos no actúen por desbalances normales (arranques de motores monofásicos, conexiones monofásica, etc), según IEEE un desbalance del 0.3 In entre líneas es normal.
- A una tensión de 13,8 kV la corriente nominal es de 502 A, eso quiere decir que $0,3In = 150A$, y en un TC con relación 600/5, quiere decir que 150 A en el primario del TC equivale a 1.25 A en su secundario, por lo tanto el relé de protección de falla a tierra OCR-GROUND no debe de ser ajustado para una corriente de arranque menor de 1.25 A en el secundario del TC, como se muestra en la curva de la figura 3.48. Por lo anterior se ajusta la corriente de arranque del relé a 1.5 A, y el time dial a 1.3 s.
- Como en la empresa no existen seccionadores monopolares, no es necesario bloquear al relé para evitar que actúe por desbalance.

Resultados:

- Como se observa en las simulaciones de la falla monofásica, la protección de falla a tierra en la empresa solo detecta la falla si ocurre a media tensión (figura 3.49), este dispositivo no protege ante una eventual falla en baja tensión (figura 3.50), ya que por la configuración de los transformadores delta-estrella la componente de secuencia cero no fluye a través de los mismos. Esto hace que la falla a tierra en baja tensión dure más en aislarse que si ocurriera en media tensión, ya que debe de ser aislada por el relé instalada en fase, figura 3.51.
- Por lo anterior se recomienda en una futura remodelación de las celdas de baja tensión, que su protección principal CB-D1, sea con protección de falla a tierra.

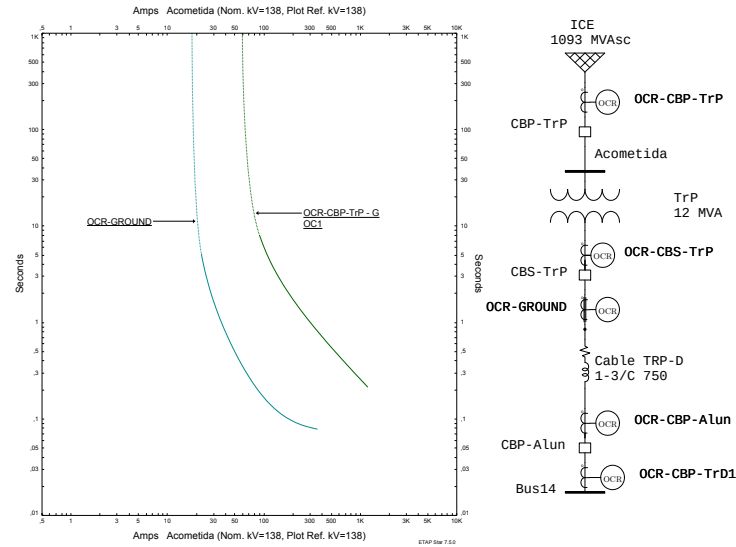


Figura 3.48: Cambio de ajustes del dispositivo de falla a tierra OCR-GROUND.

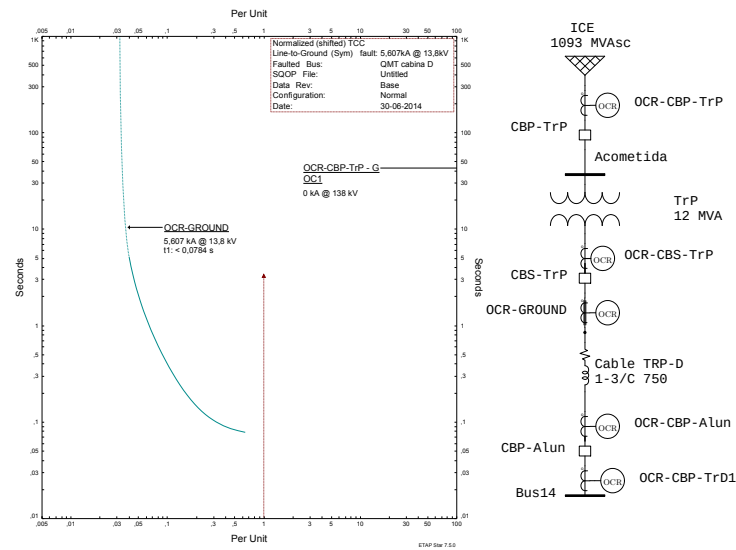


Figura 3.49: Simulación de falla a tierra en media tensión.

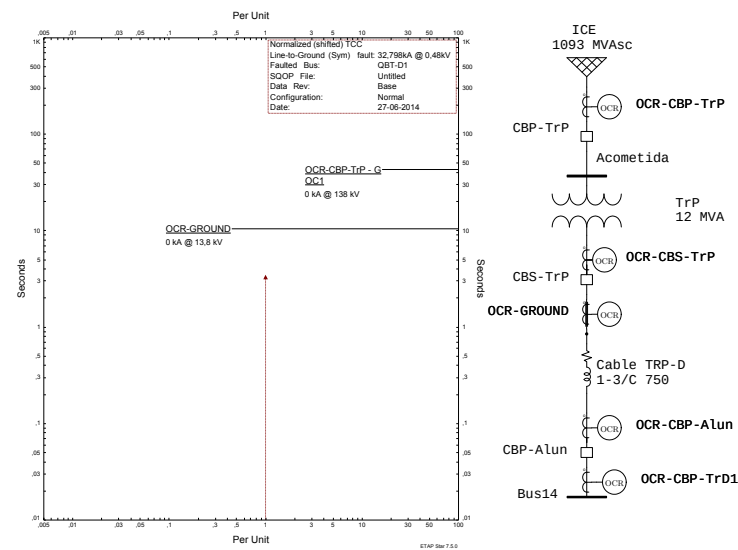


Figura 3.50: Simulación de falla a tierra en baja tensión.

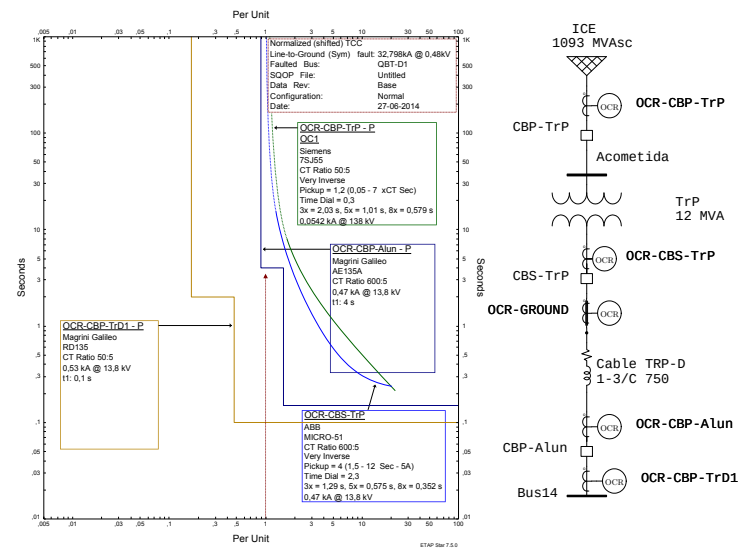


Figura 3.51: Falla a tierra aislada por los dispositivos de fase.

Disyuntor	Unid. de sensado - Relé	Tensión (kV)	Corriente nominal (A)	Corriente de carga instalada (A)	En nominal Relación TC (A)	Ajuste antiguo	Cambio de ajuste	Nuevo ajuste
CBP-Tp*	OCR-CBP-Tp*	138	50,20	42,53	50/5	Pick Up: 1.2 In / Tdial: 0.3 / Ins: 0 / C: VI	No*	Pick Up: 1.2 In / Tdial: 0.3 / Ins: 0 / C: VI
CBS-Tp	OCR-CBS-Tp	13.8	502	425.30	600/5	Pick Up: 4 In / Tdial: 1 / Ins: 5 / C: EI	Si	Pick Up: 4 In / Tdial: 2.3 / Ins: 0 / C: VI
CBS-Tp	OCR-GROUND	13.8	-	-	600/5	Pick Up: 1 In / Tdial: 1 / Ins: 5 / C: EI	Si	Pick Up: 1.2 In / Tdial: 1.3 / Ins: 0 / C: VI
CBP-Alun	OCR-CBP-Alun	13.8	502	425.30	600/5	Largo: 0.8 In (30 s) / Corto: 4 In (0.8 s)	Si	Largo: 0.7 In (4 s) / Corto: 1.2 In (0.2 s)
CBP-Anillo	OCR-CBP-Anillo	13.8	515	303.11	300/5	Largo: 2 In (10 s) / Corto: 5 In (0.5 s)	Si	Largo: 1.2 In (2 s) / Corto: 2 In (0.15 s)
CBP-D1	OCR-CBP-D1	13.8	52.30	48.52	50/5	Largo: 2 In (10 s) / Corto: 5 In (0.5 s)	Si	Largo: 1.8 In (2 s) / Corto: 5 In (0.1 s)
CBP-D2	OCR-CBP-D2	13.8	66.94	29.12	60/5	Largo: 2 In (10 s) / Corto: 5 In (0.5 s)	Si	Largo: 1.8 In (2 s) / Corto: 5 In (0.1 s)
CBP-D3	OCR-CBP-D3	13.8	66.94	44.55	60/5	Largo: 2 In (10 s) / Corto: 5 In (0.5 s)	Si	Largo: 1.8 In (2 s) / Corto: 5 In (0.1 s)
CBP-C1	OCR-CBP-C1	13.8	66.94	47.64	60/5	Largo: 2 In (10 s) / Corto: 5 In (0.5 s)	Si	Largo: 1.8 In (2 s) / Corto: 5 In (0.1 s)
CBP-C2	OCR-CBP-C2	13.8	52.30	29.93	50/5	Largo: 2 In (10 s) / Corto: 5 In (0.5 s)	Si	Largo: 1.8 In (2 s) / Corto: 5 In (0.1 s)
CBP-C3	OCR-CBP-C3	13.8	66.94	29.93	60/5	Largo: 2 In (10 s) / Corto: 5 In (0.5 s)	Si	Largo: 1.8 In (2 s) / Corto: 5 In (0.1 s)
CBP-C4	OCR-CBP-C4	13.8	83.67	41.37	75/5	Largo: 2 In (10 s) / Corto: 5 In (0.5 s)	Si	Largo: 1.8 In (2 s) / Corto: 5 In (0.1 s)
CBP-B1	OCR-CBP-B1	13.8	52.30	26.19	50/5	Largo: 2 In (10 s) / Corto: 5 In (0.5 s)	Si	Largo: 1.8 In (2 s) / Corto: 5 In (0.1 s)
CBP-B2	OCR-CBP-B2	13.8	31.38	13.94	30/5	Largo: 2 In (10 s) / Corto: 5 In (0.5 s)	Si	Largo: 1.8 In (2 s) / Corto: 5 In (0.1 s)
CBP-A1	OCR-CBP-A1	13.8	52.30	34.71	50/5	Largo: 2 In (10 s) / Corto: 5 In (0.5 s)	Si	Largo: 1.8 In (2 s) / Corto: 5 In (0.1 s)
CBP-A2	OCR-CBP-A2	13.8	41.84	45.54	40/5	Largo: 2 In (10 s) / Corto: 5 In (0.5 s)	Si	Largo: 1.8 In (2 s) / Corto: 5 In (0.1 s)
CBP-A3	OCR-CBP-A3	13.8	66.94	33.86	60/5	Largo: 2 In (10 s) / Corto: 5 In (0.5 s)	Si	Largo: 1.8 In (2 s) / Corto: 5 In (0.1 s)
CB-D1	Relé tipo E2500	0.48	1500	1395	2500/2500	Largo: 1 In (10 s) / Corto: 8 In (0.35 s)	Si	L: 0.75 In (2 s) / C: 3 In (0.2 s) / Inst: 8 In
CB-D2	Relé tipo E2500	0.48	1924	837	2500/2500	Largo: 1 In (10 s) / Corto: 8 In (0.35 s)	Si	L: 0.75 In (2 s) / C: 3 In (0.2 s) / Inst: 8 In
CB-D3	Relé tipo E2500	0.48	1924	1281	2500/2500	Largo: 1 In (10 s) / Corto: 8 In (0.35 s)	Si	L: 0.75 In (2 s) / C: 3 In (0.2 s) / Inst: 8 In
CB-C1 (RSPH)	TM PB32500F	0.48	1924	1361	2500	Término: Fixed / Magnético: 4 - 4 - 4	Si	Término: Fixed / Magnético: 3 - 3 - 3
CB-L-R	TM 3VE5200	0.48	49	49	100	Término: Fixed / Magnético: Fixed	No	Término: Fixed / Magnético: Fixed
CB-L-P	TM FB	0.48	51	51	100	Término: Fixed / Magnético: Fixed	No	Término: Fixed / Magnético: Fixed
CB-L-S	PB31200F	0.48	786	786	1200	Término: Fixed / Magnético: 4 - 4 - 4	Si	Término: Fixed / Magnético: 2 - 2 - 2
CB-L-H	PB31000F	0.48	535	535	1000	Término: Fixed / Magnético: 4 - 4 - 4	Si	Término: Fixed / Magnético: 2 - 2 - 2
CB-C2 (M)	SST STR25DE	0.48	1503	861	1250	Ir: 0.8 In / I: 8 Ir	Si	Ir: 0.8 In / I: 4 Ir
CB-C3 (N)	TM ND50K	0.48	1924	861	1200	Ir: 600 A / I: 6 Ir	Si	Ir: 600 A / I: 4 Ir
CB-C4 (V)	TM ND31200F	0.48	2405	1189	1000	Término: Fixed / Magnético: 4 - 4 - 4	Si	Término: Fixed / Magnético: Low
CB-B1 (C)	SST STR25DE	0.48	1503	753	1250	Ir: 1 In / I: 10 Ir	Si	Ir: 1 In / I: 4 Ir
CB-B1-F	TM KA3225F	0.48	41	41	125	Término: Fixed / Magnético: 4 - 4 - 4	No	Término: Fixed / Magnético: 4 - 4 - 4
CB-B1-H	TM KA3225F	0.48	83	83	200	Término: Fixed / Magnético: 4 - 4 - 4	No	Término: Fixed / Magnético: 4 - 4 - 4
CB-B1-S	TM KA3225F	0.48	98	98	200	Término: Fixed / Magnético: 6 - 6 - 6	Si	Término: Fixed / Magnético: 4 - 4 - 4
CB-B1-M	TM HMA	0.48	531	531	800	Término: Fixed / Magnético: 5 - 5 - 5	Si	Término: Fixed / Magnético: Low
CB-B2 (V)	SST STR25DE	0.48	902	401	800	Ir: 1 In / I: 6 Ir	Si	Ir: 1 In / I: 4 Ir
CB-A1	Relé tipo E2500	0.48	1503	1074	2500/2500	Largo: 1 In (10 s) / Corto: 8 In (0.35 s)	Si	Largo: 0.75 In (2 s) / Corto: 3 In (0.2 s)
CBa1-B7A	Relé tipo E1250	0.48	913	913	2000/1250	Largo: 1 In (10 s) / Inst: 12 In	Si	Largo: 1 In (2 s) / Corto: 3 In (0.2 s) / Inst: 12 In
CB-A2	Relé tipo E2500	0.48	1202	1309	2500/2500	Largo: 1 In (10 s) / Corto: 8 In (0.35 s)	Si	Largo: 0.75 In (2 s) / Corto: 3 In (0.2 s)
CBa2-B7B	Relé tipo E1250	0.48	913	913	2000/1250	Largo: 1 In (10 s) / Inst: 12 In	Si	Largo: 1 In (2 s) / Corto: 3 In (0.2 s) / Inst: 12 In
CB-A3	Relé tipo E2500	0.48	1924	974	2500/2500	Largo: 1 In (10 s) / Corto: 8 In (0.35 s)	Si	Largo: 0.75 In (2 s) / Corto: 3 In (0.2 s)

* Los ajustes de éste relé lo realizan los encargados de coordinación y protecciones del ICE, por lo tanto los ajustes no cambian, pero se dará una recomendación para el cambio en sus ajustes.

Figura 3.52: Resumen de ajustes de las protecciones en la empresa.

Consideraciones finales.

- Desabilitar el instantáneo de la protección del secundario del transformador principal, con la finalidad de lograr una mejor selectividad.
- Habilitar el disparo instantáneo de las protecciones instaladas en el secundario de los transformadores de la cabina D, no así las de los transformadores TrA1 y TrA2 de la cabina A, ya que existen dispositivos con características similares y disparo instantáneo activado aguas abajo.
- No se logra una selectividad total, para un mayor margen de selectividad lo recomendable es pedir a los encargados de coordinación y ajustes del ICE cambiar el time dial de la protección a 0.5 (considerando la curva de daño del transformador principal), y cambiar el time dial de OCR-CBS-TrD a 3, con esto se logran tiempos de 518 ms y 273 ms, como se muestra en la figura 3.53, cumpliendo así con lo recomendado por la IEEE, y con ello garantizando una mayor selectividad.
- Consultar con las personas del ICE los nuevos ajustes (si es que cambian) de las nuevas protecciones a instalarse en los próximos meses, con los nuevos ajustes, construir nuevas curvas para mejorar la selectividad entre relés.
- Como se mencionó la protección de falla a tierra en la empresa solo detecta la falla (desequilibrios de fases) si ocurre a media tensión, este dispositivo no protege ante una eventual falla en baja tensión. Por lo tanto cada transformador significa un área independiente de protección falla a tierra. Se recomienda en una futura remodelación de las celdas de baja tensión, que su protección principal CB-D1, posea protección de falla a tierra.
- Se debe de considerar que algunos ajustes de dispositivos en baja tensión (cabinas B y C) se hicieron considerando la carga instalada y no la capacidad nominal de los transformadores, por lo tanto si en el futuro la carga aumenta, se deberá de revisarse las corrientes de pick up para los disparos por sobrecorrientes de algunas protecciones. Esta condición se da por la poca flexibilidad que poseen los relés con curvas de tiempo definido instalados en media tensión. Para el disparo instantáneo se consideraron las corrientes de arranque de los motores.

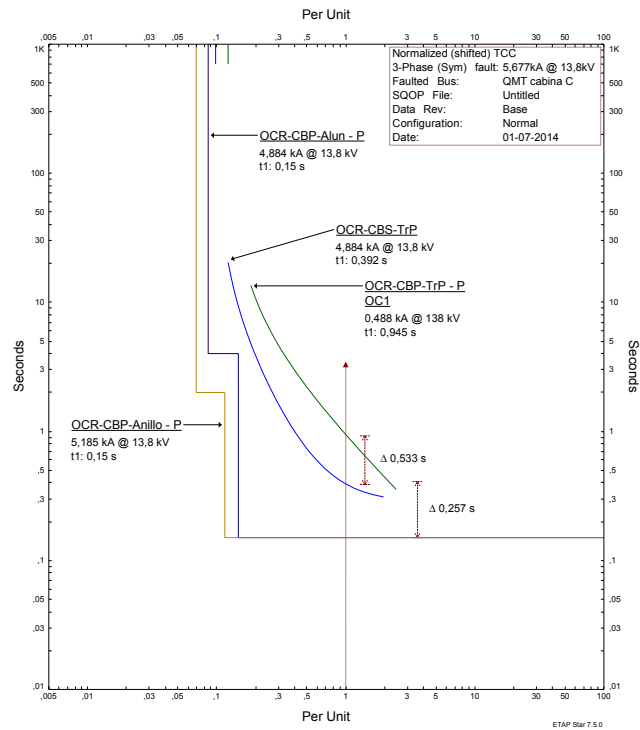


Figura 3.53: Simulación tras cambio en los ajustes.

4 Conclusiones y recomendaciones

4.1 Conclusiones.

- El estudio de las corrientes de corto circuito es fundamental para dimensionar las capacidades interruptivas, que deben de tener la protecciones. La rapidez con que se obtienen los cálculos mediante el software, lo hacen más atractivo a la hora de llevar a cabo un estudio de corto circuito, ofreciendo además la ventaja de permitir cambios en la red y obtener de manera automática los nuevos resultados, a diferencia de los cálculos hechos con métodos como el de los kVA's, que una vez realizados, si fuera necesario una modificación, se deben de realizar nuevamente los cálculos. Sin embargo, el método de los kVA's nos ofrece la enorme ventaja de guiarnos a través de un flujo a lo largo de la red, lo cual nos resulta fácil predecir algún error. Este método es útil para detectar errores a la hora de ingresar los datos de los componentes del circuito. Por esta razón, se puede decir que es más sencillo errar en el cálculo mediante la simulación que con el método de los kVA's.
- No pensar que por la sola presencia de protecciones se tenga adecuada protección ante una eventual falla, esto sobretodo en instalaciones viejas, donde nunca se actualizaron los estudios de corto circuito y la red ha crecido interna y externamente.
- Se logra cumplir con la selectividad entre los relés de media y alta tensión, el cual es uno de los objetivos fundamentales de este estudio. Además se logró verificar las capacidades interruptivas de los dispositivos de baja y media tensión.
- En la empresa con los rangos de ajuste de las protecciones actuales no se logra una selectividad total, lo recomendable es pedir a los encargados de coordinación y ajustes del ICE cambiar el time dial de la protección a 0.5 (considerando la curva de daño del transformador principal), y cambiar el time dial de OCR-CBS-TrD a 3, con esto se logran tiempos de 518 ms y 273 ms, con esto se cumple con lo recomendado por la IEEE, y con ello se puede garantizar una mayor selectividad.

4.2 Recomendaciones.

- Comparando el dato de corto circuito actual (4572 A) con el que corresponde al dato de falla de la barra donde se conecta la empresa en Junio del 2007 (3270 A), se recomienda actualizar el estudio de corto circuito en la industria periódicamente, ya que conforme nuevos generadores y líneas de transmisión se incorporan al sistema, la capacidad de corto circuito de la compañía distribuidora tiende a crecer.
- Se recomienda consultar con las personas del ICE los nuevos ajustes (si es que cambian) de las nuevas protecciones a instalarse en los próximos meses, con los nuevos ajustes, construir nuevas curvas para mejorar la selectividad ente relés.
- Algunas protecciones de baja tensión no cuentan con las capacidades interruptivas apropiadas ante una eventual falla, se recomienda prestar atención a estos dispositivos para evitar daños.
- Como la conexión de los transformadores es delta estrella, las componentes de secuencia cero no se reflejan en media tensión ante una falla monofásica, y por lo tanto la protección de falla a tierra no es efectiva, con lo cual se recomienda instalar una protección de falla a tierra a cada transformador por separado, como lo recomienda la IEEE.
- Se recomienda elaborar un plan de mantenimiento para los interruptores de media tensión, así como calibrar y verificar el buen funcionamiento de sus relés.

Bibliografía

- Bojórquez, V. J. V. (2007). Estudio comparativo de las normas iec y ansi para cálculo de corto circuito. En *Tesis, Escuela superior de ingeniería mecánica y eléctrica, México*.
- Galileo, M. (1977a). Manual de relé de máxima corriente rd135. En *CT 91*.
- Galileo, M. (1977b). Manual del interruptor de pequeño volumen de aceite 17mg. En *CT 240-G*.
- Galileo, M. (1977c). Manual del seccionador bajo carga sar. En *CT 622-B*.
- IEEE (1993). Std 141-1993 short-circuit current calculations. En *IEEE Recommended Practice for Electric Power Distribution for Industrial Plants*.
- IEEE (2001). Std 242-2001 industry applications society. En *IEEE Recommended Practice for Protection and Coordination of IIndustry and Commercial Power Systems*.
- Marcial, D. G. (2001). Análisis de contingencias eléctricas en centros comerciales. En *Corrientes de corto circuito*.
- Moon, Y. (1974). Short circuit abc - learn it in an hour, use it anywhere, memorize no formula. En *IEEE Transactions on Industry Applications*.
- Rojas, I. V. E. (Junio 2003). El diseño eléctrico. En *Método de los kVA's equivalentes para el cálculo de las corrientes de corto circuito*.
- Ureña, I. J. E. A. (Marzo 2014). Coordinación de protecciones en la industria. En *Conceptos Básicos para el diseño de instalaciones eléctricas industriales*.

A Nomenclatura utilizada en el diagrama unifilar de ETAP

TrP	Transformador de la subestación principal.
$TrDx$	Transformador x de la cabina D.
$T.y$	Tablero de la carga y.
$QBT - Dx$	Cuadro de baja tensión del transformador x.
$Fdx - y$	Fusible de la cabina D, perteneciente al transformador x que protege al ramal y.
$CB - Dx$	Disyuntor Principal de cuadro de baja tensión, del transformador x.
$CB - P - Dx$	Disyuntor Principal del transformador x de la cabina D.
$CBP - TrP$	Disyuntor Primario del transformador principal.
$CBS - TrP$	Disyuntor Secundario del transformador principal (Disyuntor al vacío).
$CBP - Alun$	Disyuntor Principal de las empresa Alunasa.
$CBdx - T.y$	Disyuntor del cuadro de baja tensión del transformador x que protege al tablero de carga y.
$Cable x - y$	Cable que conecta x con y.

**B Sobre los dispositivos de
protección.**

ALUNASA Departamento Mantenimiento											SECCION 64	
AJUSTES INTERRUPTORES DE M.T. Y B.T.											MAQUINA 641-02	
TRANSFORMADOR	POTENCIA KVA	CORRIENTE NOMINAL PRIMARIA	CORRIENTE NOMINAL RELE M.T.	INTERVENCION BREVE	INTERVENCION RETRASADA	CORRIENTE NOMINAL SECUNDARIA	CORRIENTE NOMINAL RELE B.T.	INTERVENCION INSTANTANEA	INTERVENCION BREVE	INTERVENCION RETRASADA		
TR- A1	1600	66.34 A	60 A	8 In, 0.5sc	2 In, 10sc	1836 A	2500 A	6 In	3 In, 0.2sc	0.8 In, 2sc		
TR- A2	1600	66.34 A	60 A	8 In, 0.5sc	2 In, 10sc	1836 A	2500 A	6 In	3 In, 0.2sc	0.8 In, 2sc		
TR- A3	1600	66.34 A	60 A	8 In, 0.5sc	2 In, 10sc	1836 A	2500 A	6 In	3 In, 0.2sc	0.8 In, 2sc		
TR- B1	1250	52.3 A	50 A	8 In, 0.5sc	2 In, 10sc	1453 A						
TR- B2	750	31.38 A	30 A	8 In, 0.5sc	2 In, 10sc	866 A						
TR- C1	2000	83.67 A	75 A	8 In, 0.5sc	2 In, 10sc	2235 A						
TR- C2	1250	52.3 A	50 A	8 In, 0.5sc	2 In, 10sc	1453 A						
TR- C3	1250	52.3 A	50 A	8 In, 0.5sc	2 In, 10sc	1453 A						
TR- C4	1000	41.84	40 A	8 In, 0.5sc	2 In, 10sc	1154 A						
TR- D1	1250	52.3 A	50 A	8 In, 0.5sc	2 In, 10sc	1453 A	2000 A	6 In	3 In, 0.2sc	0.8 In, 2sc		
TR- D2	1250	52.3 A	50 A	8 In, 0.5sc	2 In, 10sc	1453 A	2000 A	6 In	3 In, 0.2sc	0.8 In, 2sc		
TR- D3	1600	66.34 A	60 A	8 In, 0.5sc	2 In, 10sc	1836 A	2500 A	6 In	3 In, 0.2sc	0.8 In, 2sc		
INTERRUP. EN. HT.			600 A	4 In, 0.8sc	0.8 In, 30sc							
ANILLO-INTERRUPTORES			300 A	5 In, 0.5sc	2 In, 10sc							

Figura B.1: Ajustes de los interruptores de MT y BT tomados de la empresa.

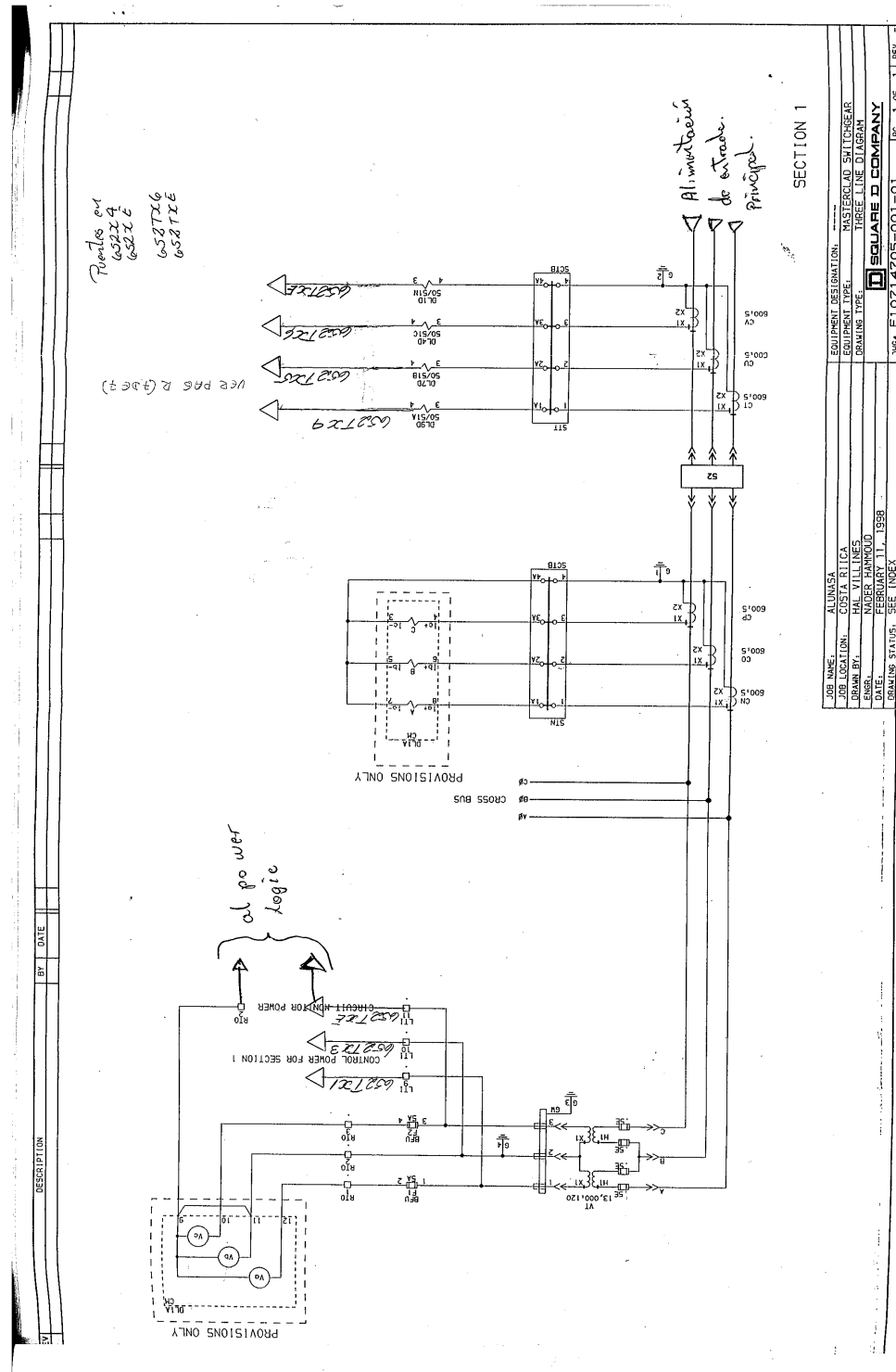


Figura B.2: Diagrama de tres líneas de la conexión (residual) del dispositivo de protección en el secundario del transformador principal.



Figura B.3: Transformadores principales que alimentan ALUNASA, ubicados en la subestación Juanilama.



Figura B.4: Protecciones del primario de los transformadores principales ajustadas por el ICE, ubicadas en la subestación.



Figura B.5: Tres relés de media tensión FIR-135, uno por polo.



Figura B.6: Relés de sobrecorriente ABB micro-shield, en el secundario del transformador principal.

C Diagramas unifilares a mayor escala.