

UNIVERSIDAD DEL BÍO BÍO.
FACULTAD DE INGENIERÍA.
DEPTO. DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA.



UNIVERSIDAD DEL BÍO-BÍO

***ESTUDIO DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES
ELÉCTRICAS EN PLANTA DE OXÍGENO DE
FUNDICIÓN MINERA.***

AUTORES:

*PAMELA DEL CARMEN BARRÍA AGUILAR.
IVÁN ALEJANDRO CABEZAS CONEJEROS.*

DOCENTES PATROCINANTES:

*JUAN CARLOS DELGADO NAVARRO
LUÍS MUÑOZ SÁEZ
FABRICIO SALGADO DÍAZ*

Índice

Resumen.....	5
Planteamiento del trabajo	6
CAPÍTULO 1: DESCRIPCIÓN DEL PROCESO DEL COBRE.....	7
1.1 Fundamentos del proceso	8
1.2 Descripción de las etapas del proceso de producción del cobre	8
1.3 Sistema de fusión y conversión	10
1.4 Planta de Oxígeno	12
CAPÍTULO 2: DESCRIPCIÓN DE LA RED ELÉCTRICA DE LA PLANTA DE OXÍGENO	13
2.1 Introducción.....	14
2.2 Parámetros de los componentes del sistema	14
CAPÍTULO 3: CÁLCULO DE PARÁMETROS Y CORTOCIRCUITOS	19
3.1 Planteamiento	20
3.2 Cálculo de Parámetros en por unidad.....	20
3.2.1 Cálculo de parámetros del empalme	20
3.2.2 Cálculo de parámetros del Transformador.....	21
3.2.3 Cálculo de parámetros de los alimentadores	21
3.2.4 Cálculo de parámetros de los motores	24
3.2.5 Tabla resumen parámetros de la Red Eléctrica.....	25
3.3 Cálculo de cortocircuito trifásico.....	27
3.3.1 Fundamentos.....	27
3.3.2 Análisis de cortocircuito en Barras	27
3.3.2.1 Cortocircuito 3 ϕ en Barra – 1	28
3.3.2.2 Cortocircuito 3 ϕ en Barra – 2	30
3.3.2.3 Cortocircuito 3 ϕ en Barra – 3	32
3.3.2.4 Cortocircuito 3 ϕ en Barra – 4	34
3.3.2.5 Cortocircuito 3 ϕ en Barra – 5	36
3.3.2.6 Cortocircuito 3 ϕ en Barra – 6	38
3.3.2.7 Cortocircuito 3 ϕ en Barra – 7	40
3.3.2.8 Cortocircuito 3 ϕ en Barra – 8	42
CAPÍTULO 4: ESTUDIO DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES	45
4.1 Fundamentos.....	46
4.2 Análisis de falla trifásica en las barras.....	49
4.2.1 Análisis de falla trifásica en barra 2	49

4.2.2	<i>Análisis de falla trifásica en barra 3</i>	51
4.2.3	<i>Análisis de falla trifásica en barra 4</i>	53
4.2.4	<i>Análisis de falla trifásica en barra 5</i>	55
4.2.5	<i>Análisis de falla trifásica en barra 6</i>	57
4.2.6	<i>Análisis de falla trifásica en barra 7</i>	59
4.2.7	<i>Análisis de falla trifásica en barra 8</i>	61
CAPÍTULO 5: COMENTARIOS Y CONCLUSIONES		63
Bibliografía		66
ANEXOS A		67
ANEXOS B		71
ANEXOS C		74
ANEXOS D		79
ANEXOS E		82
ANEXOS F		88

Resumen

En el presente informe de seminario se detalla el procedimiento para la Coordinación de Protecciones en la instalación eléctrica de la Planta de Oxígeno de una empresa minera del norte de Chile.

En el capítulo 1 se describe en términos generales el proceso de producción del cobre en una planta minera.

Debido a la amplitud del proceso e instalación eléctrica, se analiza el caso particular de una planta de oxígeno, presente en la etapa de fundición del cobre.

Es así que se realiza una descripción del proceso general de la extracción del cobre y principalmente del proceso de la planta de oxígeno.

En el capítulo 2 se realiza una descripción de los diferentes componentes de la red eléctrica de la planta de oxígeno, mediante el cual se obtienen las características y parámetros de los dispositivos del sistema de protección a estudiar.

En el capítulo 3 se desarrolla el análisis de Calculo de Parámetros y Cortocircuito mediante cálculos y comparados con el software ETAP, el cual entrega una simulación de los valores de cortocircuito.

En el capítulo 4 se desarrolla el análisis de Coordinación de Protecciones mediante software ETAP, el cual entrega una simulación donde se puede analizar la secuencia de operación y las cartas de coordinación de las protecciones, ante una falla trifásica en cada uno de los casos planteados.

Planteamiento del trabajo

Con el objetivo de entregar seguridad en los procesos industriales, principalmente en los más críticos, se hace necesario, diseñar un sistema de protecciones funcional y confiable que asegure la adecuada protección de la instalación eléctrica en MT.

El presente seminario de titulación, aborda el análisis del sistema de protecciones de una planta de oxígeno que tiene relación con el proceso de extracción y fundición del cobre de las mineras más importantes a nivel nacional.

En tal sentido, se analiza un sistema de protecciones que incorpora relés GENERAL ELECTRIC multifuncional y específicamente sus ajustes para sobrecorriente de fase.

Para los propósitos del estudio se contempla emplear como herramienta de apoyo el SOFTWARE ETAP.

Objetivo

Analizar los ajustes de las protecciones de sobrecorriente de fase que permitan garantizar la selectividad y rapidez de las protecciones eléctricas, ante falla o sobrecarga de algún equipo o máquina rotatoria presente en el sistema.

En concordancia con el objetivo del presente seminario, el plan de trabajo contempla las siguientes etapas:

- 1) Descripción general del proceso de extracción de cobre, área de fundición y planta de oxígeno.
- 2) Cálculo de parámetros de la red eléctrica en estudio
- 3) Estudio de cortocircuitos de la red eléctrica empleando ETAP
- 4) Estudio de coordinación de protecciones empleando ETAP
- 5) Propuesta de ajuste de las protecciones y programación de relés

CAPÍTULO 1:
DESCRIPCIÓN DEL PROCESO DEL COBRE

Capítulo 1: Descripción del Proceso del Cobre

1.1 Fundamentos del proceso

El proceso mediante el cual es posible la obtención del cobre metálico, consta de varias etapas, primeramente la exploración del mineral y su forma de explotación, para posteriormente continuar con la extracción y acarreo de éste, desde los diferentes puntos de explotación de la mina, seguidamente el proceso continúa con el chancado, para dar paso a la molienda, que tiene por finalidad reducir el tamaño de las piedrecillas, continuando con la flotación.

En la flotación, la pulpa se introduce en unas piscinas, llamadas celdas de flotación, desde el fondo de las celdas se hacen burbujear aire y se mantiene la mezcla en constante agitación, las burbujas arrastran consigo los minerales sulfurados a la superficie, donde rebasan por el borde de la piscina, hacia canaletas que lo conducen hacia estanques especiales, desde donde esta pulpa es enviada a la etapa de decantación, luego ser filtrado el resultado es una masa semisólida que se envía a una planta de secado. Posteriormente, en un proceso de refinación a fuego, se obtiene el cobre blíster. Este cobre se moldea en barras anódicas de cobre, que pasan a ser un electrodo en la electrorefinación, la cual en solución ácida, se oxida y se deposita en el cátodo, hasta que el ánodo se disuelve completamente obteniéndose así el cátodo de cobre con un 99,99% de pureza.

El concentrado de cobre por su parte, cuya ley de cobre se regula mediante operaciones en la etapa de concentración, a fin de cumplir especificaciones internas requeridas por la Fundición, es enviado a la etapa de filtración y secado con el propósito de cumplir además, los requerimientos de humedad exigidos por dicho proceso pirometalúrgico, desde el cual se obtienen los productos de cobre finales, distinguiéndose los ánodos y el cobre refinado a fuego.

1.2 Descripción de las etapas del proceso de producción del cobre

Durante la producción del cobre se distinguen variadas etapas del proceso, las cuales varían según la tecnología, características de la explotación del producto final y producción de materiales complementarios. No obstante de lo anterior, es posible distinguir algunas áreas de proceso las cuales se describen a continuación.

- **Exploración:** Esta etapa es realizada por los geólogos, quienes identifican la presencia de un yacimiento y sus características. Se determina la ley del mineral y la forma de explotarlo según se trate de minerales sulfurados u oxidados.
- **Extracción del mineral:** La roca debe ser fragmentada y luego removida de su posición original transportada y cargada en forma segura y eficiente para continuar el proceso hacia el chancado.
- **Chancado:** Proceso en el cual se reduce el tamaño de los fragmentos mayores hasta obtener un volumen uniforme máximo de media pulgada, esto se realiza mediante la combinación de 3 equipos chancadores de grandes dimensiones, que trituran la roca mediante movimientos vibratorios, trabajando en línea para ir reduciendo en etapas sucesivas, el tamaño de los fragmentos.
- **Molienda:** Cuando en la naturaleza el cobre se encuentra formando sulfuros, en el lugar de óxidos, el proceso cambia. Así después de chancar la roca, continúa el proceso de molienda en el que se sigue reduciendo el tamaño de las partículas que componen el mineral.
La molienda se lleva a cabo utilizando equipos giratorios con molinos de forma cilíndrica, en esta etapa al material mineralizado, se le agrega agua en cantidades suficiente para formar un fluido lechoso, además de reactivos para realizar el proceso de flotación.
- **Flotación:** Es un proceso físico-químico que permite la separación de los minerales de cobre del resto de los minerales que componen la mayor parte de la roca original. La pulpa que se obtiene de la molienda se introduce en celdas de flotación, desde cuyo fondo se hace burbujear aire y se mantiene la mezcla en constante agitación. Así, el cobre reacciona hidrofobicamente y queda atrapado en las burbujas, las que rebasan el borde de las celdas. A partir de esta primera separación, se obtiene el concentrado de cobre cuya pureza alcanza un 31% aproximadamente, este concentrado se seca mediante filtros y se lleva al proceso de fundición.
- **Fundición:** El concentrado de cobre seco con máximo de 8% de humedad se somete a proceso de pirometalurgia en hornos que alcanzan temperaturas de hasta 1200°C para llevarlo a estado líquido. El fundido de concentrado en estado líquido se separa en fases por su densidad, la fase que contiene el cobre es más densa y ocupa la parte baja del horno, desde donde se recupera con ollas de fundición y continúa su proceso de purificación. Por otra parte la

escoria, formada por minerales como fierro, azufre y sílice queda en la parte superior del horno de fundición y se elimina, el cobre así purificado alcanza una pureza del 99,7%.

- Electrorefinación: Los ánodos se llevan a piscinas que contienen una solución acida, por la que se hace pasar una corriente eléctrica de baja intensidad, de manera que el cobre de los ánodos quede disuelto y atraído hacia una nueva plancha de cobre fino o lamina inicial, donde se adhiere formando los cátodos de cobre que alcanzan una pureza de un 99,99% de cobre.

Complementado la descripción de las etapas del proceso del cobre, en la figura 1.1 se presenta un diagrama esquemático del proceso del cobre.

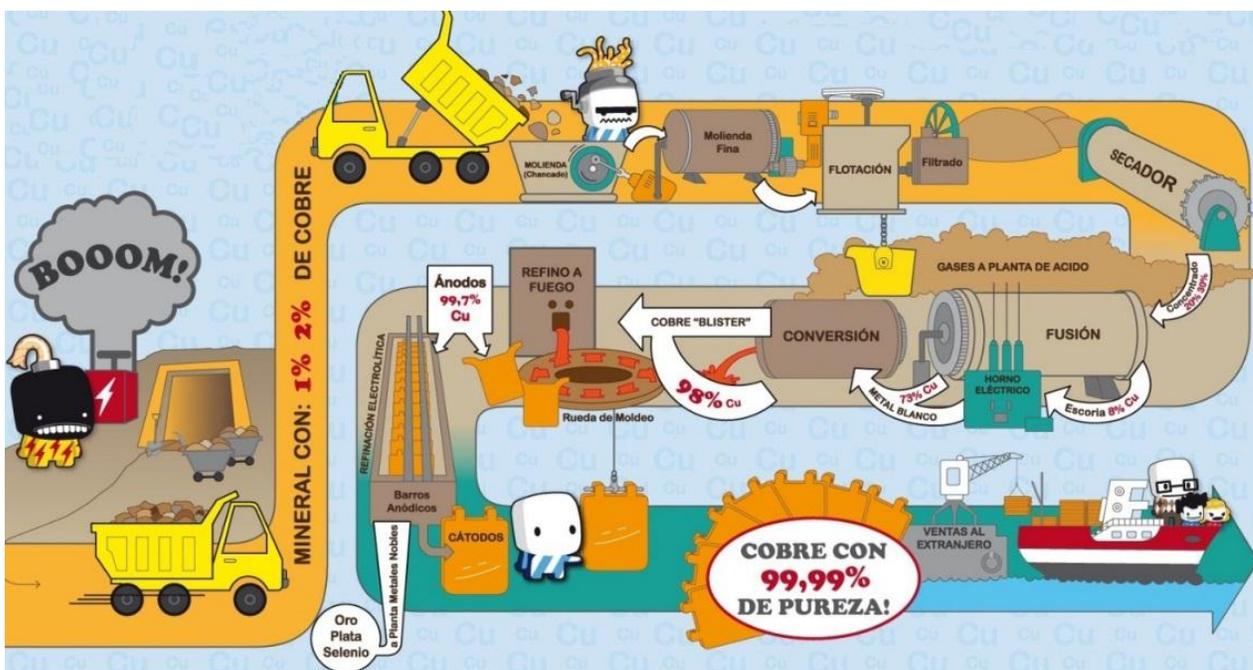


Figura 1.1: Diagrama esquemático del proceso del cobre.

1.3 Sistema de fusión y conversión

Dentro del proceso de fundición, es posible destacar la presencia del convertidor, que es un horno basculante, formado por un cilindro metálico de 5 metros de diámetro por 22 metros de largo dispuesto en posición horizontal y revestido interiormente por ladrillos refractarios. Este horno está montado en un sistema de cremalleras que les permite oscilar.

El convertidor recibe una carga en forma continua con concentrado de cobre y sílice (cuarzo) por una abertura ubicada en su parte superior. La sílice tiene como por objeto captar el hierro contenido en los minerales sulfurado fundidos y concentrarlos en la parte más liviana de la mezcla fundida.

El convertidor tiene un sistema de cañerías en el interior, las cuales insuflan aire enriquecido con oxígeno, el cual permite la oxidación del hierro y del azufre, presente en los minerales que constituyen el concentrado. El hierro forma magnetita, que se concentra en la escoria, y el azufre forma gases (monóxido y dióxido), los cuales son evacuados a través de la chimenea, junto a otros gases, donde son captados en gran parte para producir ácido sulfúrico (H_2SO_4), según se presenta en el diagrama esquemático en la figura 1.2.

Las reacciones que se producen por la oxidación de los distintos elementos, y entre ellos, libera energía la que es aprovechada en el proceso de fusión.

Es así, que en el convertidor, los elementos se concentran en fases, de acuerdo a su peso, distinguiéndose:

- Metal blanco: corresponde a la parte más pesada del material fundido y que se encuentra en la parte baja del convertidor. Contiene 70% a 75% de cobre.
- Escoria: es la parte más liviana del fundido, la cual se envía de vuelta al horno de reverbero o a hornos destinados a limpieza de escoria para recuperar el contenido de cobre restante.

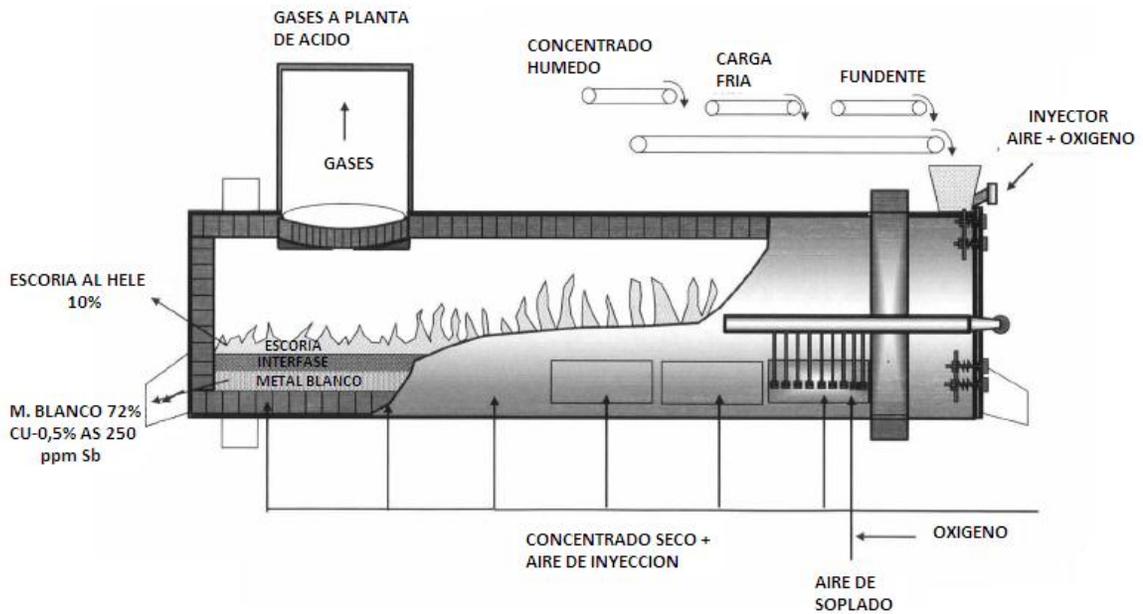


Figura 1.2: Diagrama esquemático del convertidor.

1.4 Planta de Oxígeno

La planta de oxígeno tiene como objetivo principal, suministrar a la fundición, el oxígeno necesario para el proceso de fusión del cobre. Esta planta está compuesta por sopladores y compresores, los cuales son los encargados de impulsar el oxígeno y aire necesario para su posterior separación a través de procesos criogénicos.

El oxígeno necesario para enriquecer el aire empleado en los convertidores, es obtenido de una planta de separación de aire, en donde el oxígeno es obtenido del aire ambiental o atmosférico. En este tipo de plantas se obtienen productos tales como; oxígeno, nitrógeno, gases nobles en estado gaseoso o líquido.

CAPÍTULO 2: DESCRIPCIÓN DE LA RED ELÉCTRICA DE LA PLANTA DE OXÍGENO

Capítulo 2: Descripción de la red eléctrica de la planta de oxígeno

2.1 Introducción

Con la finalidad de realizar un estudio de Coordinación de Protecciones, es necesario disponer de todos los datos técnicos y características de los distintos dispositivos, elementos y cargas que componen la red eléctrica. En este sentido, en el presente capítulo se describen las características de los componentes de la red eléctrica elaborando el diagrama unilineal de la red eléctrica.

2.2 Parámetros de los componentes del sistema

Con referencia al diagrama unilineal de la figura 2.1, se realiza un levantamiento de las principales características de los elementos, los cuales se describen a continuación.

2.2.1. Transformadores

Analizando la red eléctrica se pueda identificar la presencia de tres transformadores, cuyos datos técnicos más relevantes se resumen a la tabla 2.1.

Tabla 2.1: Datos de Transformadores

Designación	Potencia (MVA)	Tensión (kV)		Impedancia	
		Primario	Secundario	Z (pu)	X/R
Trafo 1	3.00	13,8	4,16	6	10,5
Trafo 2	3.00	13,8	0,6	6	10,5
Trafo 3	3.00	13,8	0,6	6	10,5

Cabe destacar que en la determinación de los parámetros de impedancia de los transformadores, se ha utilizado la información de tablas normalizadas, las cuales se adjuntan en Anexo A.

2.2.2 Alimentadores de Media Tensión

Al analizar la instalación eléctrica, es posible identificar cinco alimentadores en 15 (kV) y tres alimentadores en 5 (kV). Es así, que a la Tabla 2.2 se presentan los datos técnicos más relevantes de cada alimentador.

Tabla 2.2: Datos de Alimentadores de Media Tensión

Designación	Tensión Serv. (kV)	Canalización			Tipo	Long. (m)
		Ducto	Conductor			
			Sección	Aislación		
AL0	15	No Magn.	253,2 mm ² (500 MCM)	XLPE-TR/PVC	2x3/c	40
AL1	15	No Magn.	177,3 mm ² (350 MCM)	XLPE-TR/PVC	1x3/c	25
AL2	15	No Magn.	33,6 mm ² (N° 2 AWG)	XLPE-TR/PVC	3x1/c	112
AL3	15	No Magn.	33,6 mm ² (N° 2 AWG)	XLPE-TR/PVC	3x1/c	60
AL4	15	No Magn.	33,6 mm ² (N° 2 AWG)	XLPE-TR/PVC	3x1/c	75
AL5	5	No Magn.	253,2 mm ² (500 MCM)	XLPE-TR/PVC	3x1/c	18
AL6	5	No Magn.	21,2 mm ² (N° 4 AWG)	XLPE-TR/PVC	3x1/c	35
AL7	5	No Magn.	21,2 mm ² (N° 4 AWG)	XLPE-TR/PVC	3x1/c	75

2.2.3 Motores

Al analizar los motores, si bien es posible identificar en la red eléctrica un gran número de motores y dado que el estudio se concentra en evaluar la red de MT, en la tabla 2.3 se describen solo las características de los motores en 13,8 (kV) y 4,16 (kV).

Tabla 2.3: Datos de los Motores

Designación	Tipo	Potencia		Tensión	Factor de Potencia	Rend. %	Reactancia Xd'' (%)	X/R
		(kVA)	(kW)					
MS 1	Sincrónico	6070	5351	13,8	0,9318	94,6	15	35
MI 1	Inducción	408	350	4,16	0,9206	93,19	16,7	10
MI 2	Inducción	304	260	4,16	0,9193	93,03	16,7	10

En relación con los parámetros de los motores, se ha empleado información de tablas normalizadas, las cuales se presentan en el Anexo A.

Cabe destacar que para el motor sincrónico se establece un control de arranque, que permite limitar la corriente de partida a 2 x I nominal con un tiempo de arranque de 10 segundos.

Por otro lado, los motores de inducción presentan un arranque directo con una corriente de partida de $6 \times I$ nominal y un tiempo de arranque de 10 segundos.

2.2.4 Cargas Adicionales

Para los propósitos del estudio se han seleccionado los equipamientos de Media Tensión, y para los equipamientos de Baja Tensión se considera una carga equivalente concentrada y modelada mediante la potencia activa y reactiva media registrada. Es así, que se identifican tres cargas constantes cuya información relevante se presenta en la Tabla 2.4.

Tabla 2.4: Datos de las Cargas Adicionales

Designación	Potencia		Factor de Potencia	Tensión Nominal (kV)	Motor Mayor (kW)
	(MVA)	(MW)			
C1	2,2	2,025	0,92i	0,6	280
C2	1,8	1,64	0,91i	0,6	320
C3	1,25	1,2	0,96i	4,16	----

En relación con la carga en baja tensión designadas por C-02 y C-03, se han identificado la potencia del motor mayor, esto con el fin de verificar la condición de arranque, en el ajuste de las protecciones. Para tal efecto se asume una corriente de partida de $6 \times I$ nominal con un tiempo de 5 segundos.

2.3 Sistema de Protecciones Eléctricas

Al analizar el sistema de protecciones eléctricas en la red eléctrica, es posible identificar protecciones en Media y Baja tensión. Al respecto, en la Tabla 2.5 se presentan las características de las protecciones de Media tensión.

Tabla 2.5: Datos de los Relé de Protección

Descripción	Designación	Tensión (kV)	Modelo	T/C Fase	T/C Residual
Relé Alimentador	R-00	13,8	SR-750	800/5	50/5
Relé Motor MS1	R-01	13,8	SR-469	300/5	50/5
Relé Trafo 1	R-02	13,8	SR-750	250/5	50/5
Relé Trafo 2	R-03	13,8	SR-750	150/5	50/5
Relé Trafo 3	R-04	13,8	SR-750	150/5	50/5
Relé Barra 2	R-05	4,16	SR-750	600/5	50/5
Relé Motor MI2	R-06	4,16	SR-269	100/5	50/5
Relé Motor MI3	R-07	4,16	SR-269	100/5	50/5

Por otro lado, al considerar las protecciones en BT, es posible identificar dos protecciones, las cuales se resumen en la tabla 2.6.

Tabla 2.6: Datos de los Interruptores de baja Tensión

Descripción	Designación	Tensión (kV)	Icu (kA)	Interrup. Modelo	Unidad Protección
Interruptor carga C1	I - C1	0,6	85	NW32	Micrologic 5.0 E
Interruptor carga C2	I - C1	0,6	85	NW32	Micrologic 5.0 E

Con referencia a la información de la Tabla 2.6, es importante destacar que la unidad Micrologic 5,0 E dispone de tres zonas de protección, las cuales se resumen en la Tabla 2.7.

Tabla 2.7: Rango de operación de unidad Micrologic 5.0E

Descripción	Designación	Protección		
		Largo Retardo Ir	Corto Retardo Isd	Instantánea Ii
Relé Interruptor I - C1	RM-C1	0,4 - 1 In	1,5 - 10 Ir	2 - 15 In
Relé Interruptor I - C2	RM-C1	0,4 - 1 In	1,5 - 10 Ir	2 - 15 In

Una vez terminada la recopilación de antecedentes técnicos de los dispositivos, elementos, y cargas que se encuentran en la red eléctrica, se procede a elaborar el diagrama unilineal de la red eléctrica, el cual se presenta en la figura 2.1.

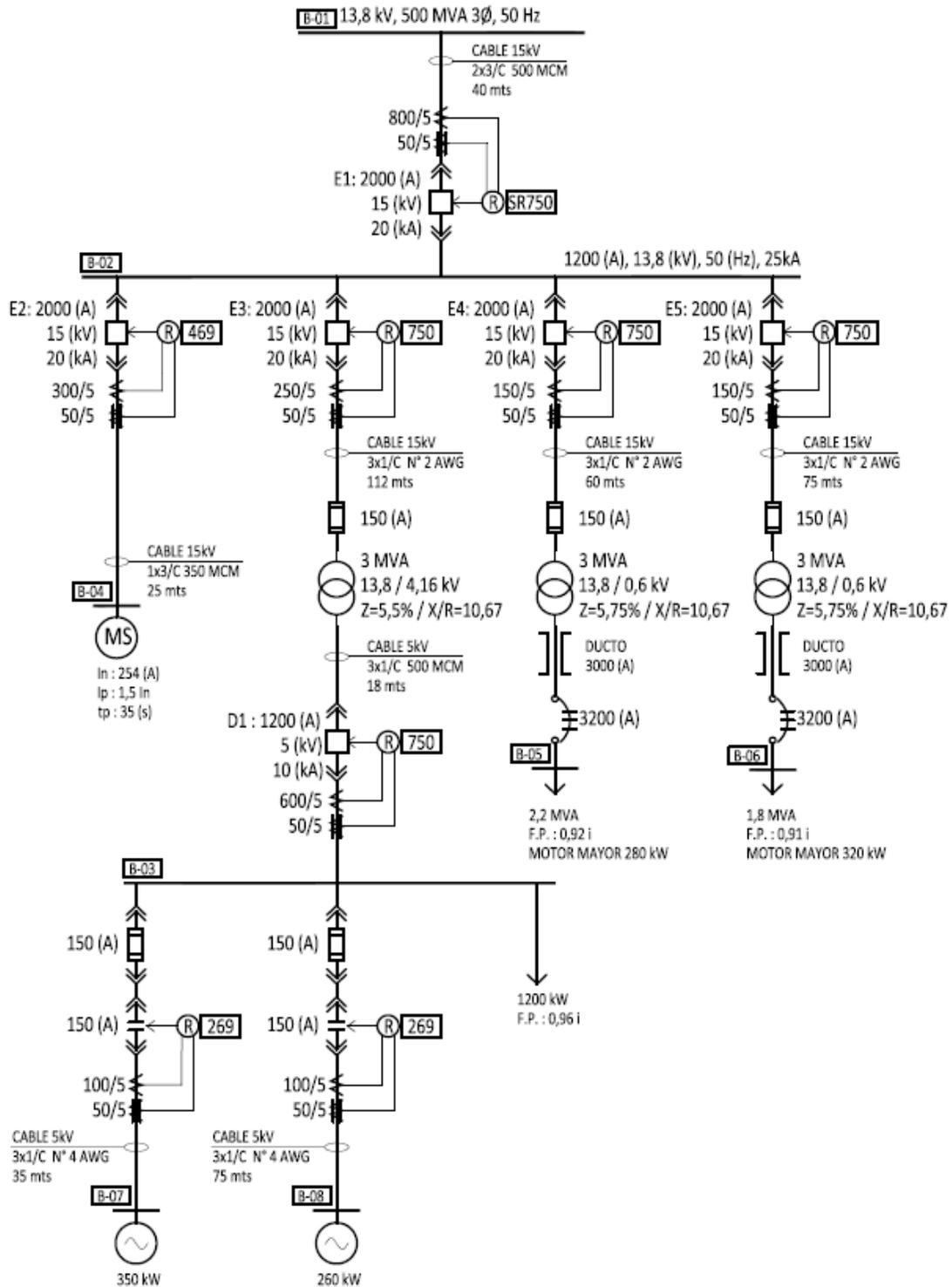


Figura 2.1: Diagrama Unilineal de la Red Eléctrica.

CAPÍTULO 3:
CÁLCULO DE PARÁMETROS Y CORTOCIRCUITOS

Capítulo 3: Cálculo de Parámetros y Cortocircuitos

3.1 Planteamiento

Para poder realizar los cálculos de cortocircuito trifásico de la red eléctrica, es necesario modelar en por unidad el empalme, transformadores, alimentadores y motores eléctricos.

3.2 Cálculo de Parámetros en por unidad

Para la determinación de los parámetros en por unidad de la red eléctrica en estudio se contempla emplear una potencia base de 10 (MVA).

3.2.1 Cálculo de parámetros del empalme

Al considerar la información proporcionada por la planta, los datos de cortocircuito en el punto de empalme, se resumen en la Tabla 3.1.

Tabla 3.1: Datos del Empalme.

Descripción	Designación	Tensión (kV)	SCC 3Ø (MVA)	X/R
Empalme	E0	13,8	500	10

Empleando cálculo en por unidad, la impedancia equivalente viene dada por:

$$Z_{eq(pu)} = \frac{S_{BASE}}{S_{COCI\ 3\phi}} = \frac{10}{500} = 0,02 \text{ (pu)}$$

Por otro lado, al considerar la relación X/R se tiene:

$$Z_{eq(pu)} = \sqrt{R_{eq}^2 + X_{eq}^2} = R_{eq} \times \sqrt{1 + \frac{X^2}{R^2}} = R_{eq(pu)} = \frac{Z_{eq(pu)}}{\sqrt{1 + \left(\frac{X}{R}\right)^2}}$$

$$R_{eq(pu)} = \frac{0,02}{\sqrt{1 + (10)^2}} = 1,99 \times 10^{-3} = 0,00199 \text{ (pu)}$$

Luego:

$$X_{eq} = R \times \left(\frac{X}{R}\right) = 0,00199 \times 10 = 0,0199 \text{ (pu)}$$

Por lo tanto, la impedancia en por unidad del empalme resulta ser:

$$Z_{eq} = 0,00199 + j0,0199 \text{ (pu)}$$

3.2.2 Cálculo de parámetros del Transformador

Considerando los valores de impedancia de los transformadores descritos en la Tabla 2.1, la impedancia en base propia resulta ser:

$$Z_{Trafo} = 6\% = 0,06 \text{ (pu)} \quad \frac{X}{R} = 10,5$$

Por otro lado:

$$Z_{Trafo1} = \sqrt{R_{eq}^2 + X_{eq}^2} = R_{eq} \times \sqrt{1 + \frac{X^2}{R^2}}$$

Luego:

$$R_{eq(pu)} = \frac{Z_{Trafo1}}{\sqrt{1 + \left(\frac{X}{R}\right)^2}} = \frac{0,06}{\sqrt{1 + (10,5)^2}} = 0,0057 \text{ (pu)}$$

Además:

$$X_{eq} = R \times \left(\frac{X}{R}\right) = 0,0057 \times 10,5 = 0,0597 \text{ (pu)}$$

Dado que la potencia base empleada es 10 (MVA), al realizar un cambio de base, la impedancia del transformador viene dada por:

$$Z_{TRAFO} = (0,0057 + j0,0597) \times \left[\frac{10 \text{ MVA}}{3 \text{ MVA}} \right] = 0,019 + j0,1991 \text{ (pu)}$$

3.2.3 Cálculo de parámetros de los alimentadores

Con referencia a la información técnica de los alimentadores de la red eléctrica, descrita en la Tabla 2.2, y los parámetros normalizados que se presentan en el Anexo A, a continuación se calculan los parámetros en por unidad del alimentador AL0. Así, de tabla normalizada de impedancia en los conductores adjunta en el anexo A, la resistencia viene dada por:

$$R = \frac{\phi x L}{S} \quad R = \frac{0,018 \left[\frac{\Omega x mm^2}{m} \right] x 40(m)}{253 (mm^2)} = 0,0029 (\Omega)$$

Dado que este alimentador presenta dos conductores por fase, la resistencia total es la mitad del valor de una línea, ya que se considera los conductores en paralelo, dando como resultado:

$$R=0,0015 (\Omega)$$

Por otro lado, la reactancia inductiva de tabla, resulta ser $0,122 \left(\frac{\Omega}{km} \right)$ y mediante el presenta cálculo de radio medio geométrico (RMG), se obtendrá el valor de la reactancia total del alimentador AL0, el cual posee 2 conductores por línea.

Reactancia del conductor 500 MCM según tabla normalizada.

$$X= 0,122 \left(\frac{\Omega}{km} \right)$$

Diámetro externo del conductor (d): 37,40 mm

Radio medio geométrico del conductor: 7,92 mm

k = constante.

$$X = k \times \log \frac{d}{RMG_H} \qquad 0,122 = k \log \frac{37,40(mm)}{7,92(mm)}$$

$$k = 0,181$$

Luego, el radio medio geométrico del conductor:

RMG_H : Radio medio geométrico de la hebra

D: Distancia entre conductores.

$$RMG = \sqrt{RMG_H \cdot D}$$

$$RMG = \sqrt{7,92(mm) \cdot 37,40(mm)} = 17,2(mm)$$

$$X = 0,181 \log \frac{37,40(mm)}{17,2(mm)} = 0,061 \left(\frac{\Omega}{km} \right)$$

Por otro lado, el largo del alimentador es 40 metros.

$$X_T = 0,061 \left(\frac{\Omega}{km} \right) \times 0,040(km) = 0,00244 (\Omega)$$

Luego, la impedancia en Ohms es:

$$Z_{AL0} = 0,0015 + j0,00244 (\Omega) = 0,0029 \angle 58,42^\circ (\Omega)$$

Dado que el alimentador esta en 13.8 (kV), la impedancia base resulta ser 19,044 (Ω), y por tanto la impedancia por unidad viene dada por:

$$Z_{AL0} = \frac{0,0015 + j0,00244}{19,044} = 0,00008 + j0,00013 (pu) = 0,0002 \angle 58,4^\circ (pu)$$

Para el cálculo de Impedancia del Alimentador 1 (AL1), según tabla la resistencia viene dada por:

$$R = \frac{\phi x L}{S} \quad R = \frac{0,018 \left[\frac{\Omega x mm^2}{m} \right] x 25(m)}{177,3 (mm^2)} = 0,0025 (\Omega)$$

Por otro lado, la reactancia inductiva de tabla, resulta ser:

$$X = 0,000129 \left(\frac{\Omega}{m} \right) x 25(m) = 0,0032 (\Omega)$$

Luego, la impedancia en Ohms es:

$$Z_{AL1} = 0,0025 + j0,0032 (\Omega) = 0,0041 \angle 52,0013^\circ (\Omega)$$

Dado que el alimentador esta en 13.8 (kV), la impedancia base resulta ser 19,044 (Ω), y por tanto la impedancia por unidad viene dada por:

$$Z_{AL1} = \frac{0,0025 + j0,0032}{19,044} = 0,00013 + j0,00017 (pu) = 0,0002 \angle 52,013^\circ (pu)$$

Tabla 3.2: Parámetros de alimentadores.

Descripción	Designación	Impedancia	Impedancia
		R+jX (Ω)	R+jX (pu)
Alimentador 0	AL0	0,00008+j0,00013	0,0015+j0,0025
Alimentador 1	AL1	0,0025+j0,0032	0,00013+j0,00017
Alimentador 2	AL2	0,060+j0,0186	0,0032+j0,00098
Alimentador 3	AL3	0,0321+j0,0099	0,0017+j0,00053
Alimentador 4	AL4	0,0402+j0,0125	0,0021+j0,00066
Alimentador 5	AL5	0,0013+j0,0022	0,00075+j0,0013
Alimentador 6	AL6	0,0297+j0,0055	0,0172+j0,0032
Alimentador 7	AL7	0,0638+j0,0118	0,0369+j0,00368

3.2.4 Cálculo de parámetros de los motores

Al considerar los parámetros en base propia de los motores descrita en la tabla 2.3, para el motor sincrónico MS1 la reactancia y relación X/R es 15% y 35, respectivamente. Así, la impedancia en base propia viene dada por:

$$Z_{MS1} = 0,0043 + j0,15 (\Omega)$$

Al emplear la potencia base de cálculo, la impedancia en por unidad del motor sincrónico es:

$$Z_{MS1 (pu)} = (0,0043 + j0,15) \times \frac{10 (MVA)}{6,07 (MVA)} = 0,0071 + j0,2471 (pu)$$

Para el motor Inducción MI1 la reactancia y relación X/R es 16,70% y 10, respectivamente. Así, la impedancia en base propia viene dada por:

$$Z_{MI1} = 0,0166 + j0,167 (\Omega)$$

Al emplear la potencia base de cálculo, la impedancia en pu del motor de inducción 1 es:

$$Z_{MI1 (pu)} = (0,0166 + j0,167) \times \frac{10(MVA)}{0,4080 (MVA)} = 0,4069 + j4,0931 (pu)$$

Para el motor Inducción MI2 la reactancia y relación X/R es 16,70% y 10, respectivamente. Así, la impedancia en base propia viene dada por:

$$Z_{MI2} = 0,0166 + j0,167 (\Omega)$$

Al emplear la potencia base de cálculo, la impedancia en pu del motor de inducción 2 es:

$$Z_{MI (pu)} = (0,0166 + j0,167) \times \frac{10 (MVA)}{0,3040 (MVA)} = 0,5461 + j5,4934 (pu)$$

3.2.5 Tabla resumen parámetros de la Red Eléctrica

Realizado los cálculos de impedancia en por unidad de los diferentes componentes de la red eléctrica en estudio, en la tabla 3.3 los parámetros en por unidad ya presentados.

Tabla 3.3: Parámetros de la Red Eléctrica.

Descripción	Designación	Impedancia	Impedancia
		R+jX (Ω)	R+jX (pu)
Empalme	E0	0,000104+j0,00104	0,00199+j0,0199
Transformador 1	TR1	0,000998+j0,0105	0,019+j0,1991
Transformador 2	TR2	0,000998+j0,0105	0,019+j0,1991
Transformador 3	TR3	0,000998+j0,0105	0,019+j0,1991
Alimentador 0	AL0	0,00008+j0,00013	0,0015+j0,0025
Alimentador 1	AL1	0,0025+j0,0032	0,00013+j0,00017
Alimentador 2	AL2	0,060+j0,0186	0,0032+j0,00098
Alimentador 3	AL3	0,0321+j0,0099	0,0017+j0,00053
Alimentador 4	AL4	0,0402+j0,0125	0,0021+j0,00066
Alimentador 5	AL5	0,0013+j0,0022	0,00075+j0,0013
Alimentador 6	AL6	0,0297+j0,0055	0,0172+j0,0032
Alimentador 7	AL7	0,0638+j0,0118	0,0369+j0,00368
Motor Sincrónico 1	MS1	0,0043+j0,15	0,0071+j0,2471
Motor Inducción 1	MI1	0,0166+j0,167	0,4069+j4,0931
Motor Inducción 2	MI2	0,0166+j0,167	0,5461+j5,4934

Realizado el cálculo de parámetros en por unidad, se confecciona el diagrama de impedancia que se presenta en la figura 3.1, en donde se han identificado los interruptores y la ubicación de las fallas que se analizará en el cálculo de cortocircuito y posterior estudio de coordinación de protecciones.

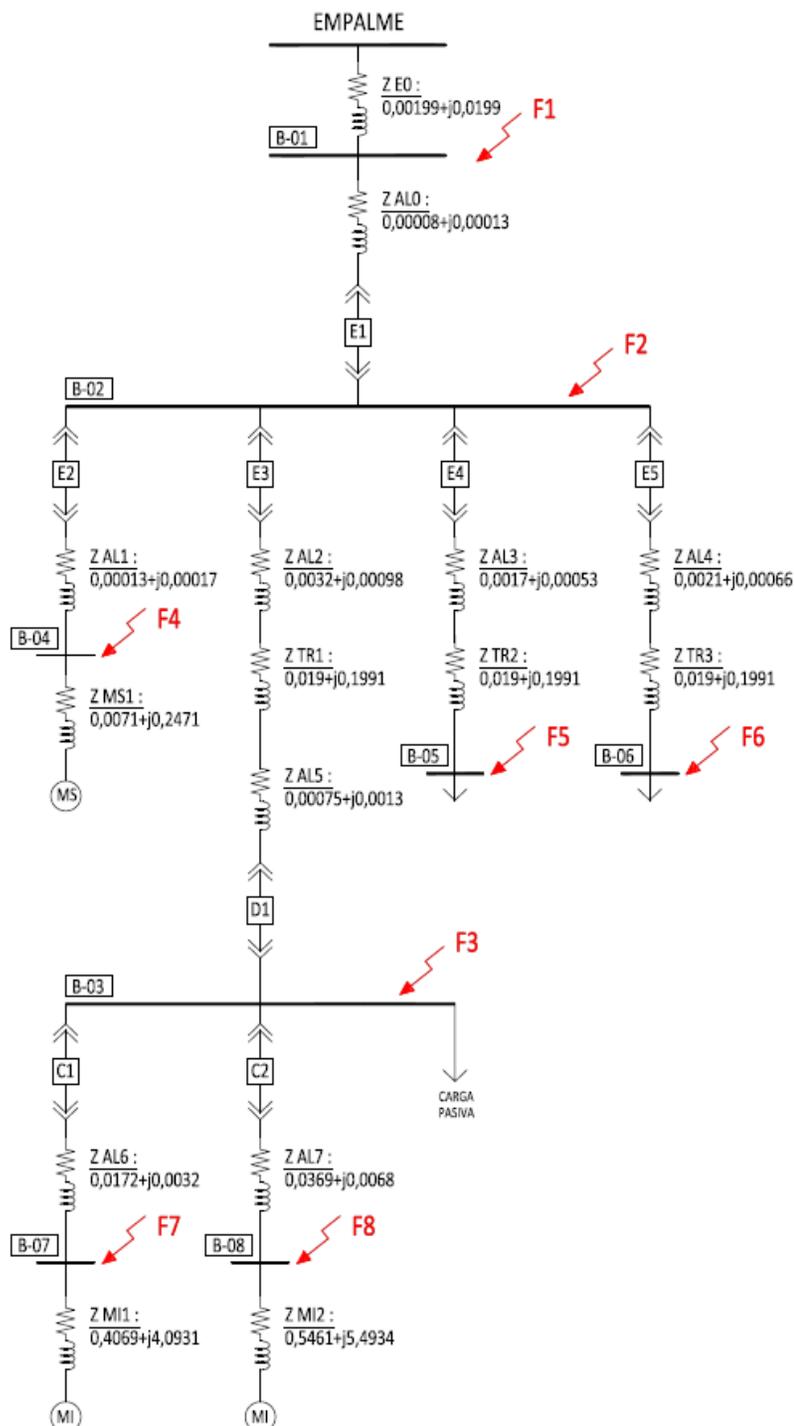


Figura 3.1: Diagrama de Impedancias en por unidad en base 10 MVA.

3.3 Cálculo de cortocircuito trifásico.

3.3.1 Fundamentos

El cálculo de cortocircuito trifásico, permite conocer las corrientes de falla necesarias para el estudio de coordinación. En tal sentido a considerar magnitudes en por unidad, la corriente de cortocircuito trifásico viene dada por:

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

Así, el cálculo de cortocircuito se reduce a determinar la impedancia de secuencia positiva desde el punto de falla, designado por Z_{TH} .

Por otro lado, dado que este cálculo se utilizara posteriormente para el estudio de coordinación de protecciones, resulta de especial interés calcular los aportes a la corriente de cortocircuito, dado que estas magnitudes serán las que detectarán los relés del sistema de protecciones.

3.3.2 Análisis de cortocircuito en Barras

A continuación se procede a realizar el análisis de cortocircuito para falla trifásica en cada una de las barras. Para mayor simplicidad de los cálculos se realiza una reducción de las impedancias del diagrama unilineal de la figura 3.1. Así se definen:

$$Z_0 = Z_{E0} + Z_{AL0} = 0,00207 + j0,02003$$

$$Z_1 = Z_{AL1} + Z_{MS1} = 0,0072 + j0,2473$$

$$Z_2 = Z_{AL2} + Z_{TR1} + Z_{AL5} = 0,0230 + j0,2014$$

$$Z_3 = Z_{AL3} + Z_{TR2} = 0,0207 + j0,1996$$

$$Z_4 = Z_{AL4} + Z_{TR3} = 0,021 + j0,1998$$

$$Z_5 = Z_{AL6} + Z_{MI1} = 0,4241 + j4,0963$$

$$Z_6 = Z_{AL7} + Z_{MI2} = 0,583 + j5,5002$$

$$Z_7 = Z_0 // Z_1 = 0,0018 + j0,0185$$

$$Z_8 = Z_5 // Z_6 = 0,2455 + j2,3478$$

En tal sentido, para cada caso se presenta el diagrama unilineal con la falla considerada, y su diagrama unilineal representativo de la falla en el software ETAP.

3.3.2.1 Cortocircuito 3ø en Barra – 1

Para el cálculo de cortocircuito en Barra – 1, con referencia al diagrama de impedancia de la figura 3.1, es posible confeccionar una red eléctrica simplificada (ver figura 3.2), a través de la cual se obtiene que la impedancia equivalente en por unidad resulta ser $0,0184 \angle 84,69^\circ$, esto es:

$$Z_{EQ} = Z_{E0} // [Z_{AL0} + (Z_1 // (Z_2 + Z_8))] = 0,0017 + j0,0183(pu) = 0,0184 \angle 84,69^\circ (pu)$$

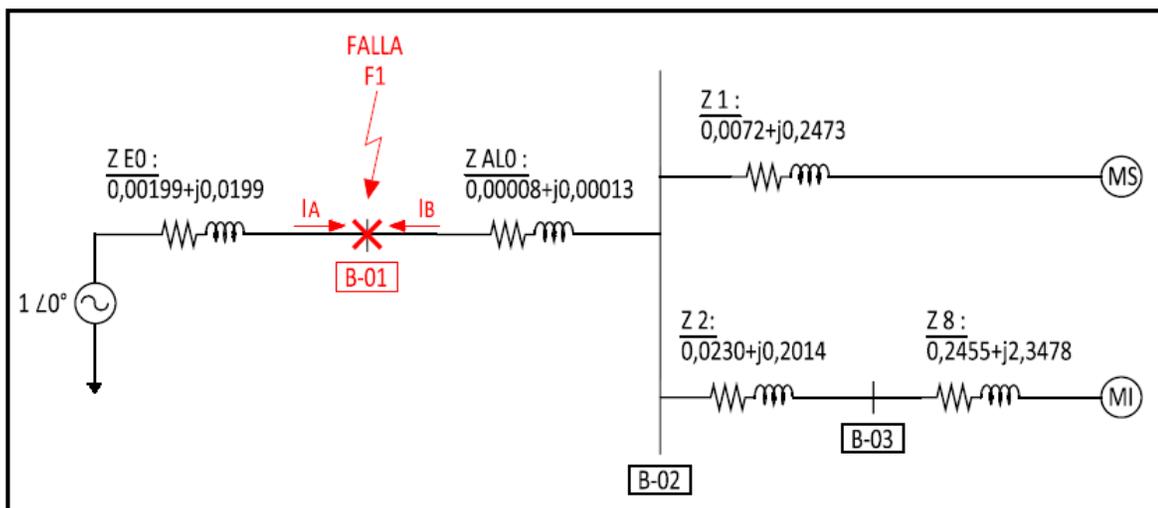


Figura 3.2: Diagrama de impedancias para falla 3ø en Barra-01

Luego la corriente de falla en por unidad para la Barra 1 resulta ser:

$$I_F = \frac{1\angle 0^\circ}{Z_{EQ}} = \frac{1\angle 0^\circ}{0,0017 + j0,0183} = 54,4105 \angle - 84,69^\circ$$

Al considerar los aportes a la falla, definidas por las magnitudes I_{FA} e I_{FB} en figura 3.2, se tiene:

$$I_{FA} = \frac{1\angle 0^\circ}{Z_{E0}} = \frac{1\angle 0^\circ}{0,00199 + j0,0199} = 50,0019 \angle - 84,29^\circ$$

$$I_{FB} = \frac{1\angle 0^\circ}{Z_B} = \frac{1\angle 0^\circ}{0,0082 + j0,2255} = 4,4277 \angle - 87,92^\circ$$

Puesto que la barra 1 se encuentra en la zona I de 13,8 (kV), la corriente base resulta ser 418,3698 (A) y por tanto las magnitudes de corriente de falla en Amperes viene dada por;

$$IT_{Real} = I_{cc}^{0/1} \times Ib_1 = 54,4105 \times 418,3698 (A) = 22,764 (kA)$$

$$IA_{Real} = I_{cc}^{0/1} \times Ib_1 = 50,0019 \times 418,3698 (A) = 20,919 (kA)$$

$$IB_{Real} = I_{cc}^{0/1} \times Ib_1 = 4,4277 \times 418,3698 (A) = 1,852 (kA)$$

Con referencia a la falla F1, en la figura 3.3 se presenta el diagrama de la red eléctrica, analizada mediante el software ETAP, en donde se identifica la corriente de falla en la barra 1 y los aportes a la falla.

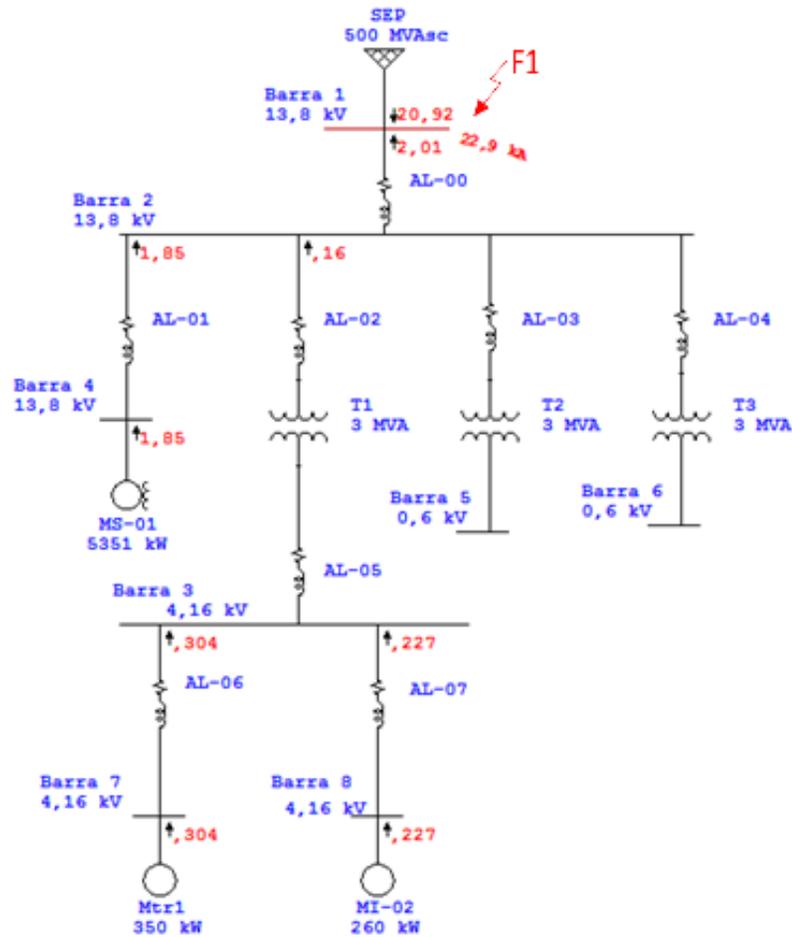


Figura 3.3: Análisis de falla F1 mediante ETAP.

Del análisis comparativo es posible verificar la coincidencia entre los resultados de ambos métodos, tanto para la corriente de falla, como en las magnitudes de los aportes a la falla.

3.3.2.2 Cortocircuito 3φ en Barra – 2

Para el cálculo de cortocircuito en Barra – 2, con referencia al diagrama de impedancia de la figura 3.1, es posible confeccionar una red eléctrica simplificada (ver figura 3.4), a través de la cual se obtiene que la impedancia equivalente en por unidad resulta ser $0,0185 \angle 84,41^\circ$, esto es:

$$Z_{EQ} = Z_0 // [Z_1 // (Z_2 + Z_8)] = 0,0018 + j0,0184(pu) = 0,0185 \angle 84,41^\circ (pu)$$

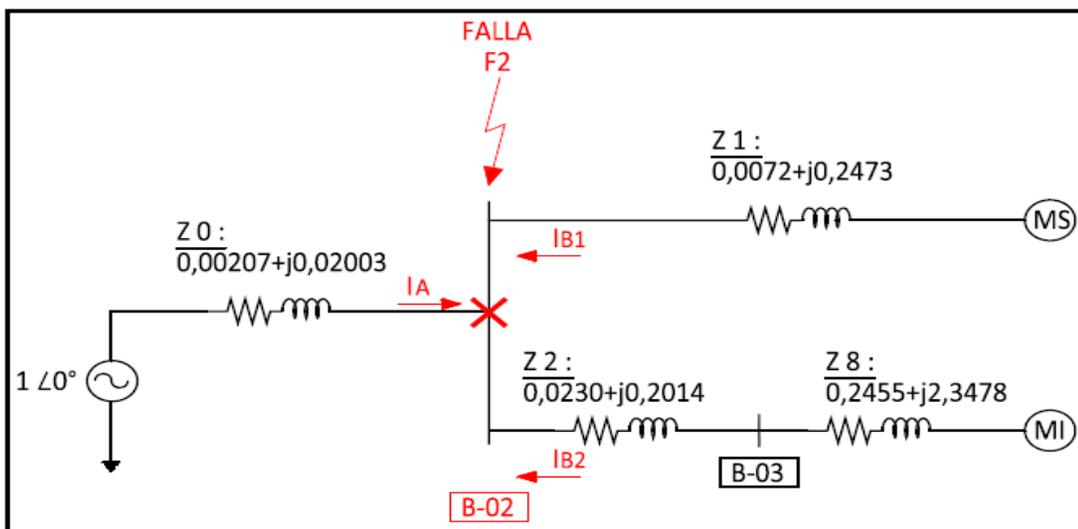


Figura 3.4: Diagrama de impedancias para falla 3φ en Barra-02

Luego la corriente de falla en por unidad para la Barra 2 resulta ser:

$$I_F = \frac{1\angle 0^\circ}{Z_{EQ}} = \frac{1\angle 0^\circ}{0,0018 + j0,0184} = 54,0896 \angle -84,41^\circ$$

Al considerar los aportes a la falla, definidas por las magnitudes I_{FA} , I_{FB1} e I_{FB2} en figura 3.4, se tiene:

$$I_{FA} = \frac{1\angle 0^\circ}{Z_0} = \frac{1\angle 0^\circ}{0,00207 + j0,02003} = 49,6606 \angle -84,1^\circ$$

$$I_{FB1} = \frac{1\angle 0^\circ}{Z_1} = \frac{1\angle 0^\circ}{0,0072 + j0,2473} = 4,0420 \angle -88,33^\circ$$

$$I_{FB2} = \frac{1\angle 0^\circ}{Z_{B2}} = \frac{1\angle 0^\circ}{0,2685 + j2,5492} = 0,3901 \angle -83,99^\circ$$

Puesto que la barra 1 se encuentra en la zona I de 13,8 (kV), la corriente base resulta ser 418,3698 (A) y por tanto las magnitudes de corriente de falla en Amperes viene dada por;

$$IT_{Real} = I_{cc}^{0/1} \times Ib_1 = 54,0896 \times 418,3698 \text{ (A)} = 22,623 \text{ (kA)}$$

$$IA_{Real} = I_{cc}^{0/1} \times Ib_1 = 49,6606 \times 418,3698 \text{ (A)} = 20,777 \text{ (kA)}$$

$$IB1_{Real} = I_{cc}^{0/1} \times Ib_1 = 4,042 \times 418,3698 \text{ (A)} = 1,6911 \text{ (kA)}$$

$$IB2_{Real} = I_{cc}^{0/1} \times Ib_1 = 0,3901 \times 418,3698 \text{ (A)} = 0,1632 \text{ (kA)}$$

Con referencia a la falla F2, en la figura 3.5 se presenta el diagrama de la red eléctrica, analizada mediante el software ETAP, en donde se identifica la corriente de falla en la barra 2 y los aportes a la falla.

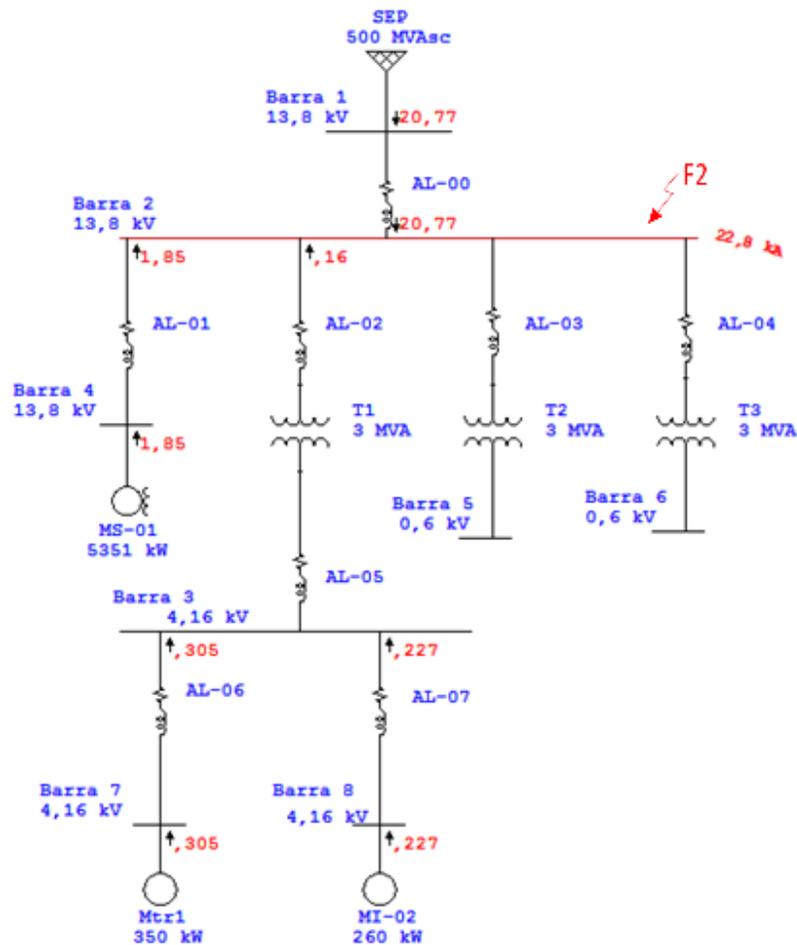


Figura 3.5: Análisis de falla F2 mediante ETAP.

Del análisis comparativo es posible verificar la coincidencia entre los resultados de ambos métodos, tanto para la corriente de falla, como en las magnitudes de los aportes a la falla.

3.3.2.3 Cortocircuito 3ø en Barra – 3

Para el cálculo de cortocircuito en Barra – 3, con referencia al diagrama de impedancia de la figura 3.1, es posible confeccionar una red eléctrica simplificada (ver figura 3.6), a través de la cual se obtiene que la impedancia equivalente en por unidad resulta ser $0,2024 \angle 83,62^\circ$.

$$Z_{EQ} = [(Z_7 + Z_2) // Z_8] = 0,0225 + j0,2011(pu) = 0,2024 \angle 83,62^\circ (pu)$$

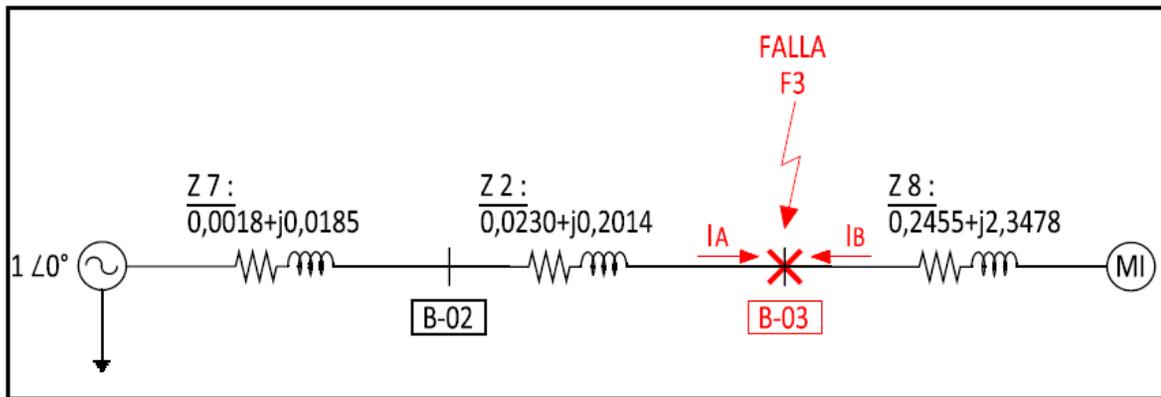


Figura 3.6: Diagrama de impedancias para falla 3ø en Barra-03

Luego la corriente de falla en por unidad para la Barra 3 resulta ser;

$$I_F = \frac{1 \angle 0^\circ}{Z_{EQ}} = \frac{1 \angle 0^\circ}{0,0255 + j0,2011} = 4,93 \angle -82,77^\circ$$

Al considerar los aportes a la falla, definidas por las magnitudes I_{FA} e I_{FB} en figura 3.6, se tiene:

$$I_{FA} = \frac{1 \angle 0^\circ}{Z_A} = \frac{1 \angle 0^\circ}{0,0248 + j0,2199} = 4,5189 \angle -83,57^\circ$$

$$I_{FB} = \frac{1 \angle 0^\circ}{Z_B} = \frac{1 \angle 0^\circ}{0,2458 + j2,3362} = 0,4236 \angle -83,99^\circ$$

Puesto que la barra 3 se encuentra en la zona II de 4,16 (kV), la corriente base resulta ser 1387,86 (A) y por tanto las magnitudes de corriente de falla en Amperes viene dada por;

$$IT_{Real} = I_{cc}^{0/1} \times Ib_2 = 4,9818 \times 1387,86 (A) = 6,914 (kA)$$

$$IA_{Real} = I_{cc}^{0/1} \times Ib_2 = 4,5189 \times 1387,86 (A) = 6,272 (kA)$$

$$IB_{Real} = I_{cc}^{0/1} \times Ib_2 = 0,4236 \times 1387,86(A) = 0,588 (kA)$$

Con referencia a la falla F3, en la figura 3.7 se presenta el diagrama de la red eléctrica, analizada mediante el software ETAP, en donde se identifica la corriente de falla en la barra 3 y los aportes a la falla.

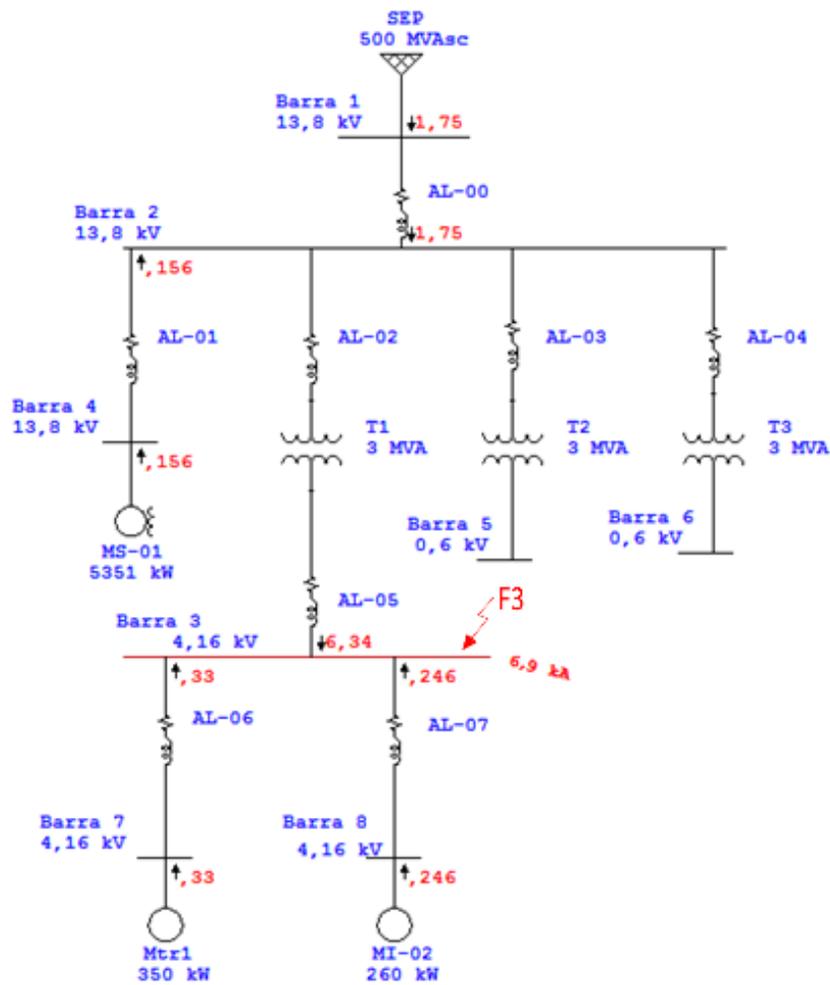


Figura 3.7: Análisis de falla F3 mediante ETAP.

Del análisis comparativo es posible verificar la coincidencia entre los resultados de ambos métodos, tanto para la corriente de falla, como en las magnitudes de los aportes a la falla.

3.3.2.4 Cortocircuito 3ø en Barra – 4

Para el cálculo de cortocircuito en Barra – 4, con referencia al diagrama de impedancia de la figura 3.1, es posible confeccionar una red eléctrica simplificada (ver figura 3.8), a través de la cual se obtiene que la impedancia equivalente en por unidad resulta ser $0,0186 \angle 84,14^\circ$.

$$Z_{EQ} = Z_{MS1} // [Z_{AL1} + (Z_0 // (Z_2 + Z_8))] = 0,0019 + j0,0185(pu) = 0,0186 \angle 84,14^\circ (pu)$$

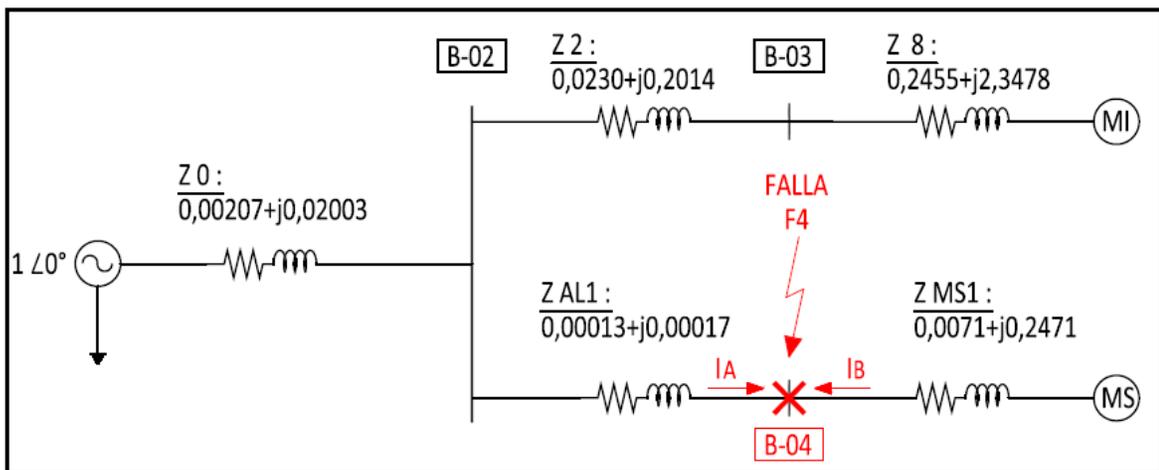


Figura 3.8: Diagrama de impedancias para falla 3ø en Barra-04

Luego la corriente de falla en por unidad para la Barra 4 resulta ser;

$$I_F = \frac{1 \angle 0^\circ}{Z_{EQ}} = \frac{1 \angle 0^\circ}{0,0019 + j0,0185} = 53,7712 \angle -84,14^\circ$$

Al considerar los aportes a la falla, definidas por las magnitudes I_{FA} e I_{FB} en figura 3.8, se tiene:

$$I_{FA} = \frac{1 \angle 0^\circ}{Z_A} = \frac{1 \angle 0^\circ}{0,0022 + j0,02} = 49,7002 \angle -83,73^\circ$$

$$I_{FB} = \frac{1 \angle 0^\circ}{Z_{MS1}} = \frac{1 \angle 0^\circ}{0,0071 + j2,470} = 4,0453 \angle -88,35^\circ$$

Puesto que la barra 4 se encuentra en la zona I de 13,8 (kV), la corriente base resulta ser 418,3698 (A) y por tanto las magnitudes de corriente de falla en Amperes viene dada por;

$$IT_{Real} = I_{cc}^{0/1} \times Ib_1 = 53,7712 \times 418,3698 (A) = 22,496 (kA)$$

$$IA_{Real} = I_{cc}^{0/1} \times Ib_1 = 49,7002 \times 418,3698 (A) = 20,793 (kA)$$

$$IB_{Real} = I_{cc}^{0/1} \times Ib_1 = 4,0453 \times 418,3698 (A) = 1,692 (kA)$$

Con referencia a la falla F4, en la figura 3.9 se presenta el diagrama de la red eléctrica, analizada mediante el software ETAP, en donde se identifica la corriente de falla en la barra 4 y los aportes a la falla.

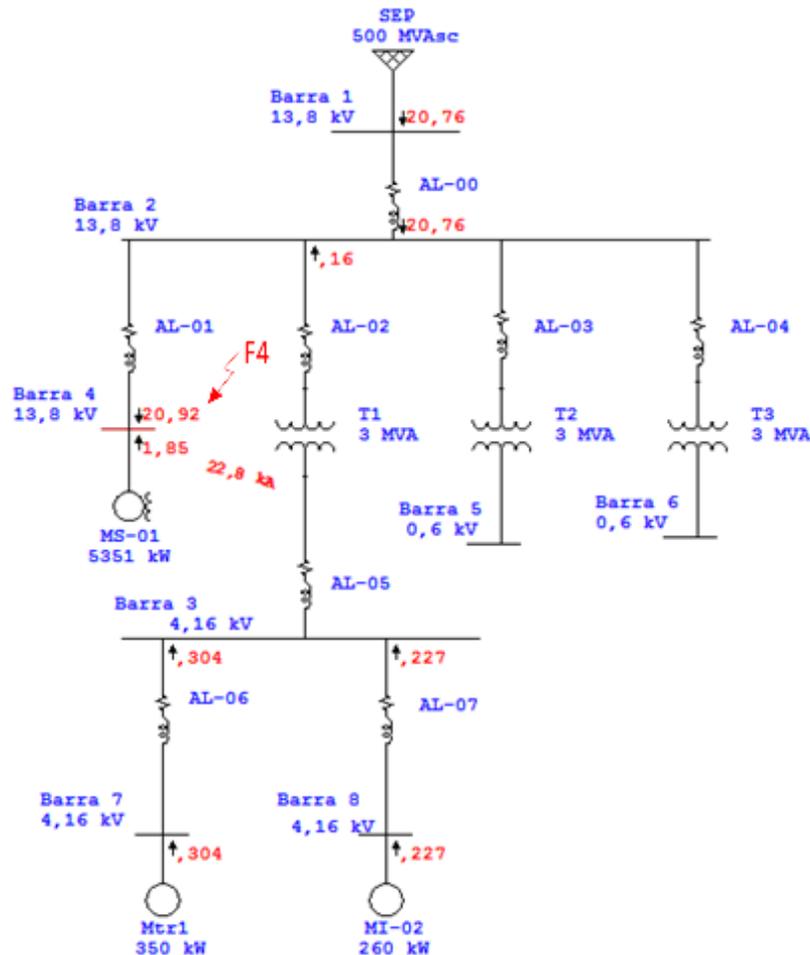


Figura 3.9: Análisis de falla F4 mediante ETAP.

Del análisis comparativo es posible verificar la coincidencia entre los resultados de ambos métodos, tanto para la corriente de falla, como en las magnitudes de los aportes a la falla.

3.3.2.5 Cortocircuito 3ø en Barra – 5

Para el cálculo de cortocircuito en Barra – 5, con referencia al diagrama de impedancia de la figura 3.1, es posible confeccionar una red eléctrica simplificada (ver figura 3.10), a través de la cual se obtiene que la impedancia equivalente en por unidad resulta ser $0,2192 \angle 84,11^\circ$.

$$Z_{EQ} = [Z_7 // (Z_2 + Z_8)] + Z_3 = 0,0225 + j0,2180(pu) = 0,2192 \angle 84,11^\circ (pu)$$

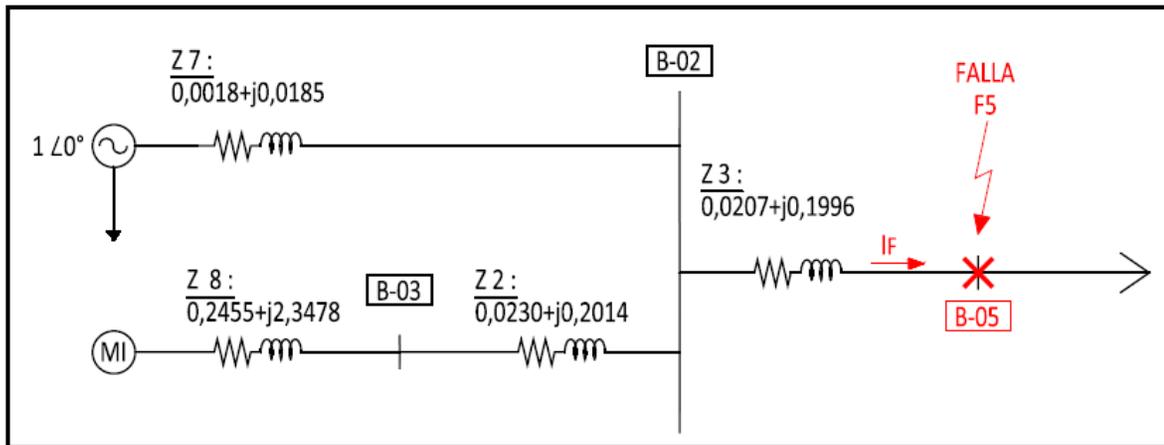


Figura 3.10: Diagrama de impedancias para falla 3ø en Barra-05

Luego la corriente de falla en por unidad para la Barra 5 resulta ser;

$$I_F = \frac{1 \angle 0^\circ}{Z_{EQ}} = \frac{1 \angle 0^\circ}{0,0225 + j0,2180} = 4,5629 \angle -84,11^\circ$$

Puesto que la barra 5 se encuentra en la zona 3 de 0,6 (kV), la corriente base resulta ser 9622,5045 (A), por tanto la magnitud de corriente de falla en Amperes viene dada por;

$$I_{T_{Real}} = I_{cc} /_1 \times I_{b_3} = 4,563 \times 9622,5045 (A) = 43,907 (kA)$$

Con referencia a la falla F5, en la figura 3.11 se presenta el diagrama de la red eléctrica, analizada mediante el software ETAP, en donde se identifica la corriente de falla en la barra 5 y los aportes a la falla.

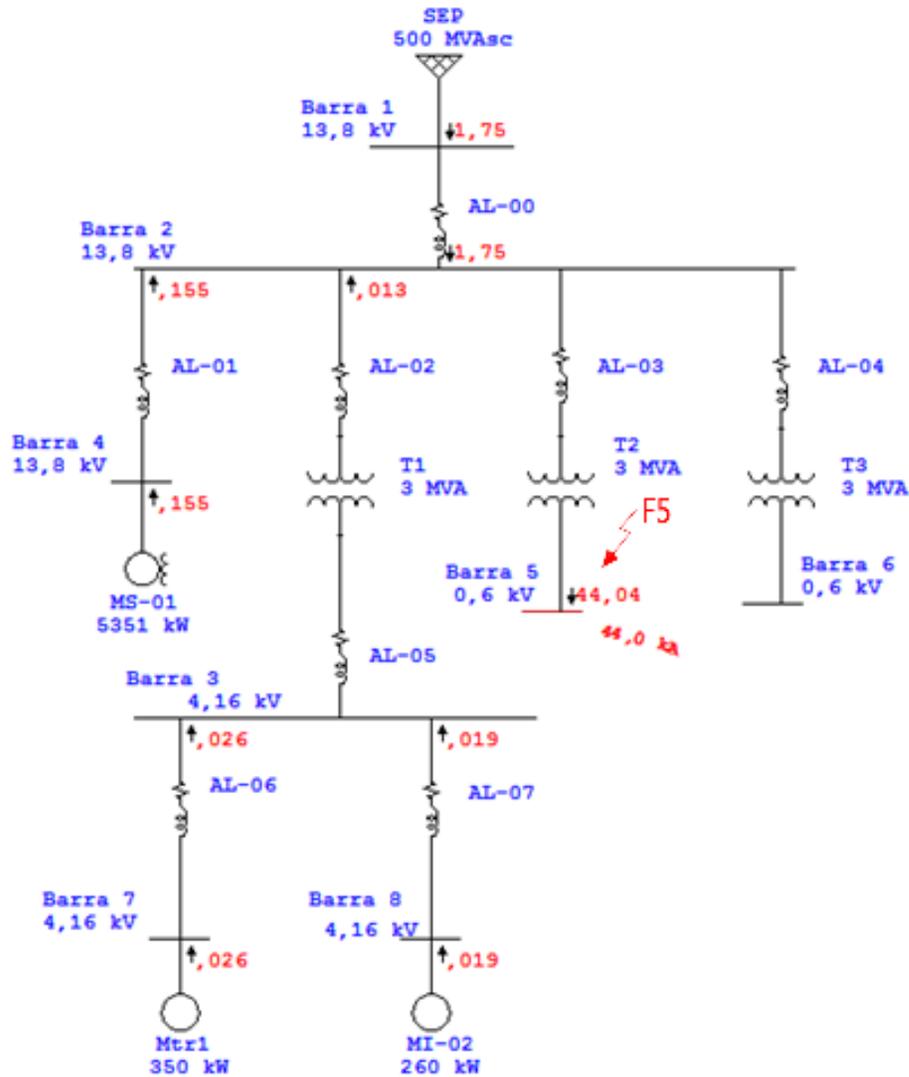


Figura 3.11: Análisis de falla F5 mediante ETAP.

Del análisis comparativo es posible verificar la coincidencia entre los resultados de ambos métodos, tanto para la corriente de falla, como en las magnitudes de los aportes a la falla.

3.3.2.6 Cortocircuito 3ø en Barra – 6

Para el cálculo de cortocircuito en Barra – 6, con referencia al diagrama de impedancia de la figura 3.1, es posible confeccionar una red eléctrica simplificada (ver figura 3.12), a través de la cual se obtiene que la impedancia equivalente en por unidad resulta ser $0,2194 \angle 84,04^\circ$.

$$Z_{EQ} = [Z_7 // (Z_2 + Z_8)] + Z_4 = 0,0228 + j0,2182(pu) = 0,2194 \angle 84,04^\circ (pu)$$

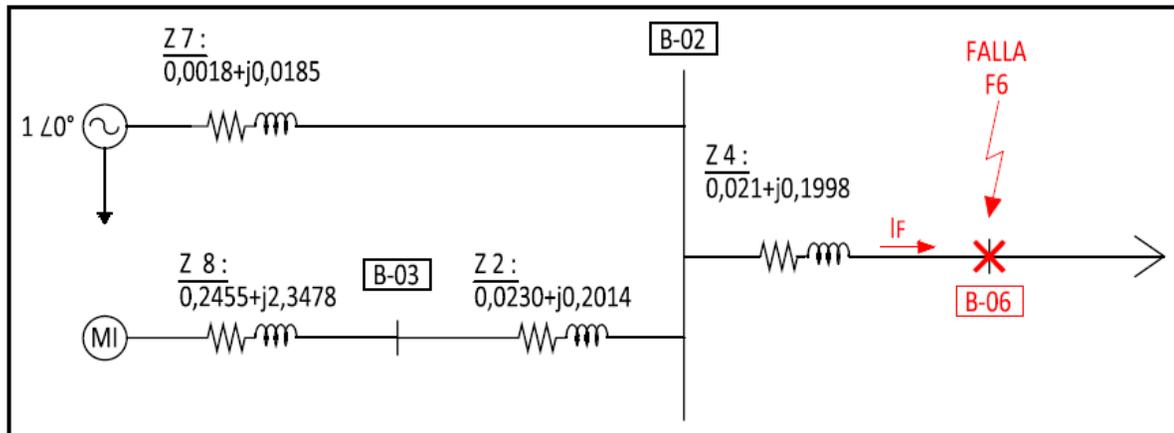


Figura 3.12: Diagrama de impedancias para falla 3ø en Barra-06

Luego la corriente de falla en por unidad para la Barra 6 resulte ser;

$$I_F = \frac{1 \angle 0^\circ}{Z_{EQ}} = \frac{1 \angle 0^\circ}{0,0228 + j0,2182} = 4,5581 \angle -84,04^\circ$$

Puesto que la barra 6 se encuentra en la zona 3 de 0,6 (kV), la corriente base resulta ser 9622,5045 (A), por tanto la magnitud de corriente de falla en Amperes viene dada por;

$$I_{T_{Real}} = I_{CC} \frac{0}{1} \times I_{b_3} = 4,558 \times 9622,5045 (A) = 43,859 (kA)$$

Con referencia a la falla F6, en la figura 3.13 se presenta el diagrama de la red eléctrica, analizada mediante el software ETAP, en donde se identifica la corriente de falla en la barra 6 y los aportes a la falla.

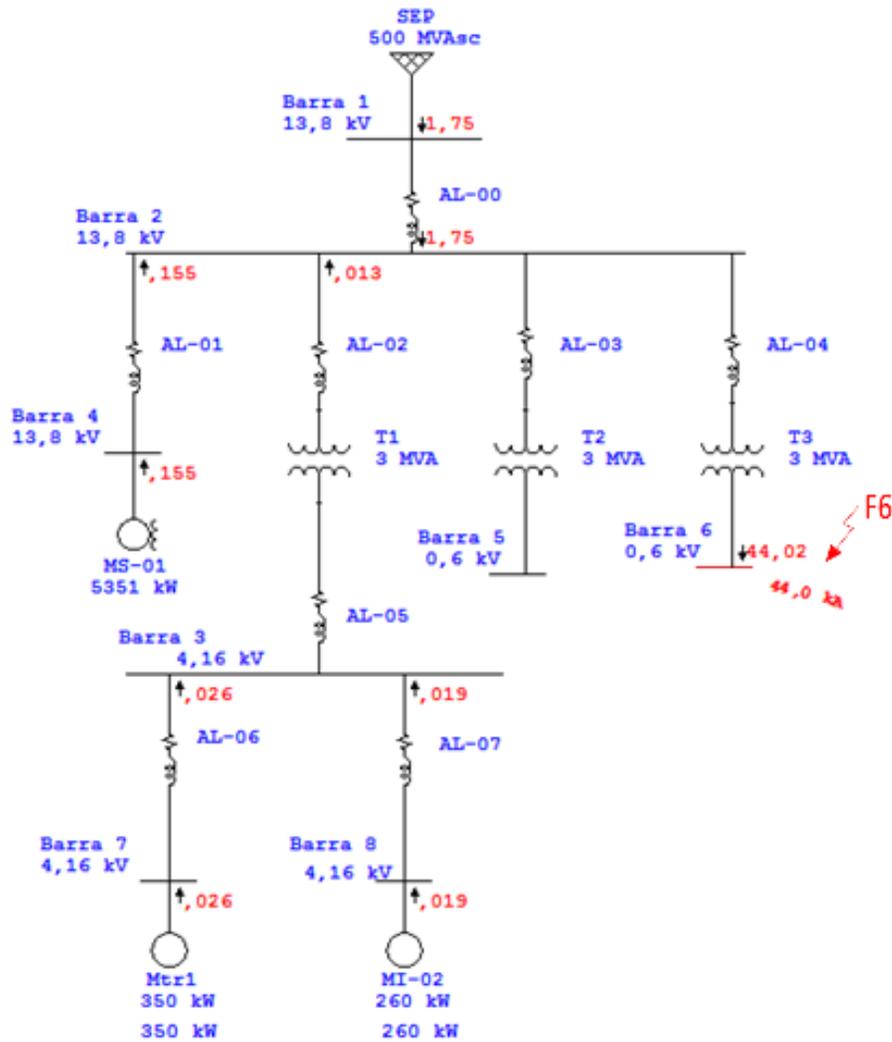


Figura 3.13: Análisis de falla F6 mediante ETAP.

Del análisis comparativo es posible verificar la coincidencia entre los resultados de ambos métodos, tanto para la corriente de falla, como en las magnitudes de los aportes a la falla.

3.3.2.7 Cortocircuito 3ø en Barra – 7

Para el cálculo de cortocircuito en Barra – 7, con referencia al diagrama de impedancia de la figura 3.1, es posible confeccionar una red eléctrica simplificada (ver figura 3.14), a través de la cual se obtiene que la impedancia equivalente en por unidad resulta ser $0,2276 \angle 79,35^\circ$.

$$Z_{EQ} = Z_{MI1} // \{Z_{AL6} + [(Z_7 + Z_2) // Z_6]\} = 0,0380 + j0,2041(pu) = 0,2076 \angle 79,45^\circ (pu)$$

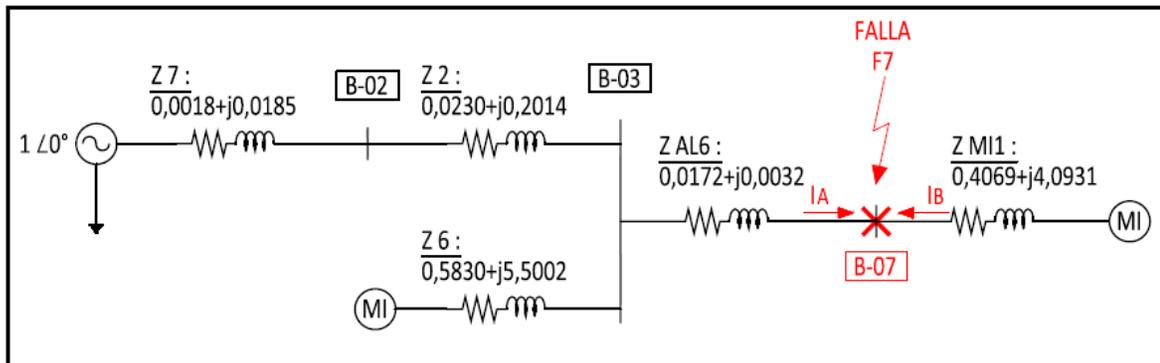


Figura 3.14: Diagrama de impedancias para falla 3ø en Barra-07

Luego la corriente de falla en por unidad para la Barra 7 será dada por;

$$I_F = \frac{1 \angle 0^\circ}{Z_{EQ}} = \frac{1 \angle 0^\circ}{0,0380 + j0,2041} = 4,8168 \angle -79,45^\circ$$

Al considerar los aportes a la falla, definidas por las magnitudes I_{FA} e I_{FB} en figura 3.14, se tiene:

$$I_{FA} = \frac{1 \angle 0^\circ}{Z_A} = \frac{1 \angle 0^\circ}{0,0410 + j0,2147} = 4,5750 \angle -79,16^\circ$$

$$I_{FB} = \frac{1 \angle 0^\circ}{Z_{MI1}} = \frac{1 \angle 0^\circ}{0,4069 + j4,0931} = 0,2431 \angle -84,32^\circ$$

Puesto que la barra 7 se encuentra en la zona II de 4,16 (kV), la corriente base resulta ser 1387,8612 (A) y por tanto las magnitudes de corriente de falla en Amperes viene dada por;

$$I_{T_{Real}} = I_{cc}^{0/1} \times I_{b2} = 4,8168 \times 1387,8612 \text{ (A)} = 6,685 \text{ (kA)}$$

$$I_{A_{Real}} = I_{cc}^{0/1} \times I_{b2} = 4,5750 \times 1387,8612 \text{ (A)} = 6,350 \text{ (kA)}$$

$$I_{B_{Real}} = I_{cc}^{0/1} \times I_{b2} = 0,2431 \times 1387,8612 \text{ (A)} = 0,337 \text{ (kA)}$$

Con referencia a la falla F7, en la figura 3.15 se presenta el diagrama de la red eléctrica, analizada mediante el software ETAP, en donde se identifica la corriente de falla en la barra 7 y los aportes a la falla.

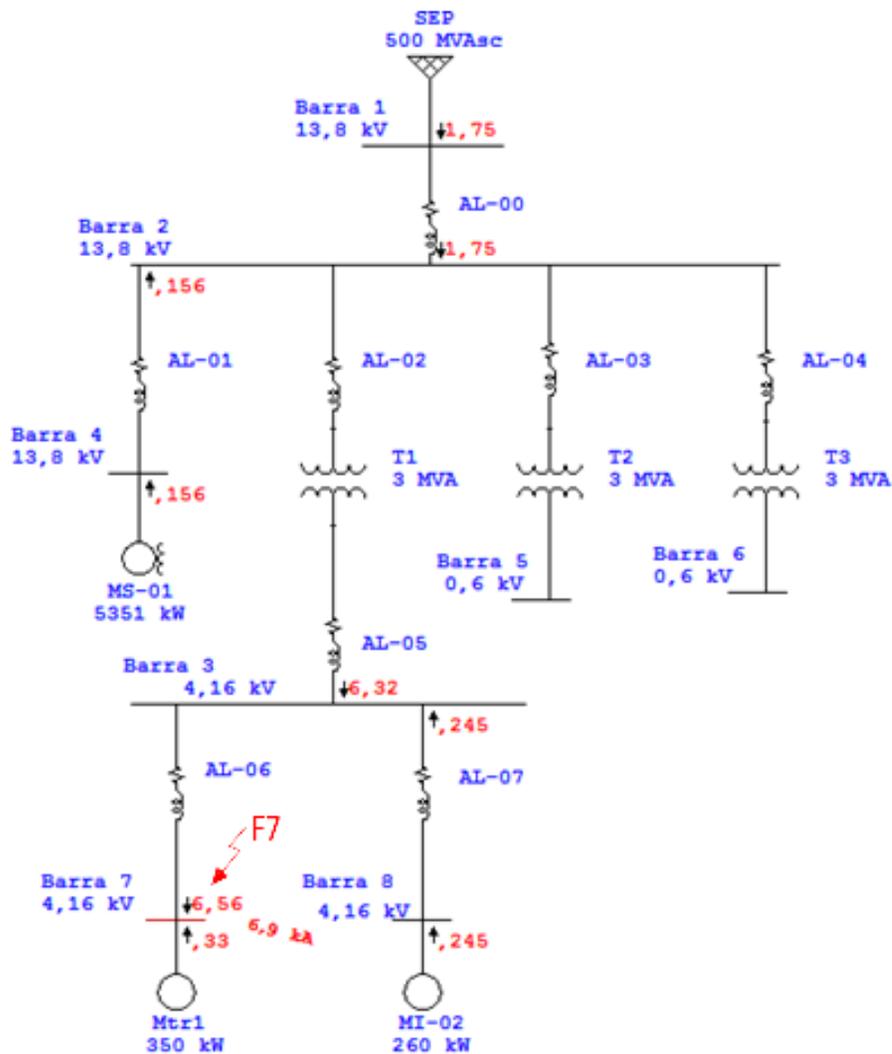


Figura 3.15: Análisis de falla F7 mediante ETAP.

Del análisis comparativo es posible verificar la coincidencia entre los resultados de ambos métodos, tanto para la corriente de falla, como en las magnitudes de los aportes a la falla.

3.3.2.8 Cortocircuito 3ø en Barra – 8

Para el cálculo de cortocircuito en Barra – 8, con referencia al diagrama de impedancia de la figura 3.1, es posible confeccionar una red eléctrica simplificada (ver figura 3.16), a través de la cual se obtiene que la impedancia equivalente en por unidad resulta ser $0,2152 \angle 74,72^\circ$.

$$Z_{EQ} = Z_{MI2} // \{Z_{AL7} + [(Z_7 + Z_2) // Z_5]\} = 0,0567 + j0,2076(pu) = 0,2152 \angle 74,72^\circ (pu)$$

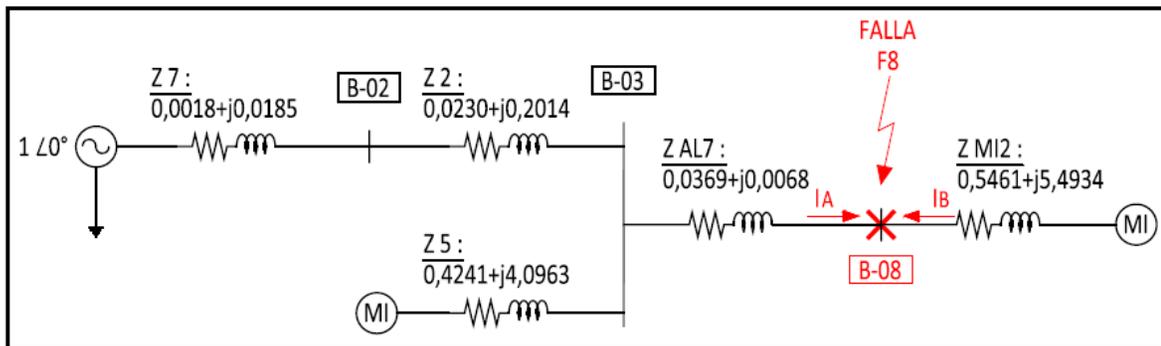


Figura 3.16: Diagrama de impedancias para falla 3ø en Barra-08

Luego la corriente de falla en por unidad para la Barra 8 resulta ser;

$$I_F = \frac{1 \angle 0^\circ}{Z_{EQ}} = \frac{1 \angle 0^\circ}{0,0567 + j0,2076} = 4,6468 \angle - 74,72^\circ$$

Al considerar los aportes a la falla, definidas por las magnitudes I_{FA} e I_{FB} en figura 3.16, se tiene:

$$I_{FA} = \frac{1 \angle 0^\circ}{Z_A} = \frac{1 \angle 0^\circ}{0,0604 + j0,2155} = 4,4682 \angle - 74,34^\circ$$

$$I_{FB} = \frac{1 \angle 0^\circ}{Z_{MI2}} = \frac{1 \angle 0^\circ}{0,5461 + j5,4934} = 0,1811 \angle - 84,32^\circ$$

Puesto que la barra 8 se encuentra en la zona II de 4,16 (kV), la corriente base resulta ser 1387,8612 (A) y por tanto las magnitudes de corriente de falla en Amperes viene dada por;

$$I_{T_{Real}} = I_{cc}^{0/1} \times I_{b_2} = 4,65 \times 1387,8612 \text{ (A)} = 6,454 \text{ (kA)}$$

$$I_{A_{Real}} = I_{cc}^{0/1} \times I_{b_2} = 4,47 \times 1387,8612 \text{ (A)} = 6,204 \text{ (kA)}$$

$$I_{B_{Real}} = I_{cc}^{0/1} \times I_{b_2} = 0,182 \times 1387,8612 \text{ (A)} = 0,253 \text{ (kA)}$$

Con referencia a la falla F8, en la figura 3.17 se presenta el diagrama de la red eléctrica, analizada mediante el software ETAP, en donde se identifica la corriente de falla en la barra 8 y los aportes a la falla.

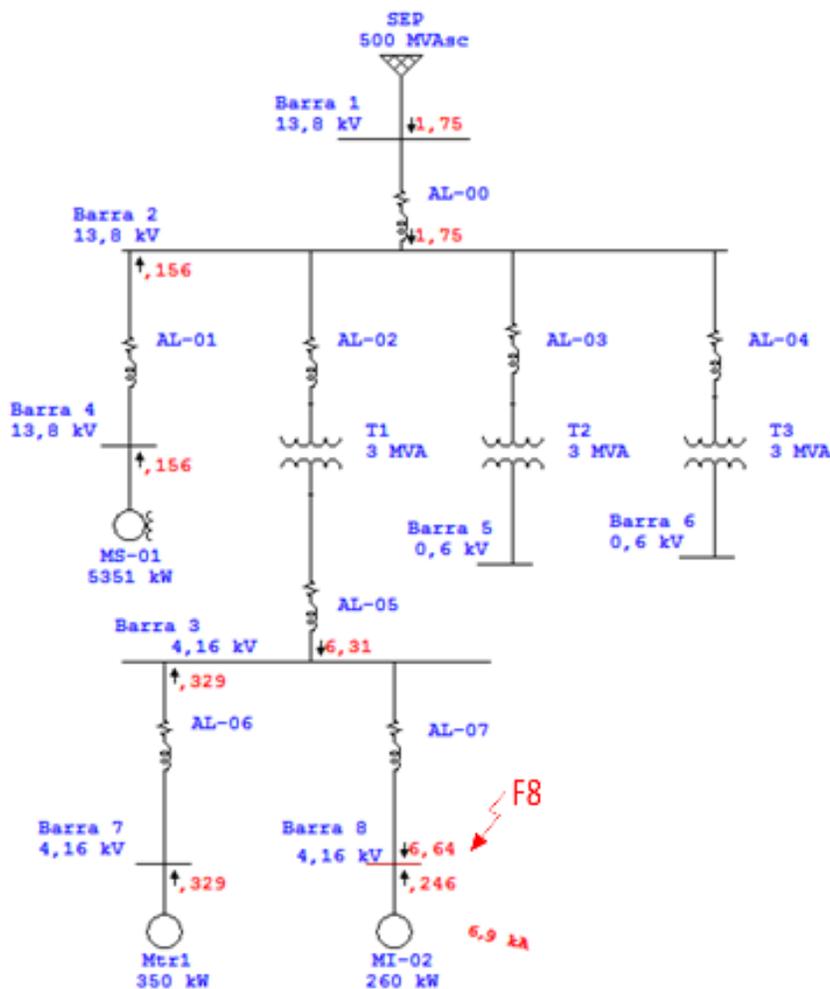


Figura 3.17: Análisis de falla F8 mediante ETAP.

Del análisis comparativo es posible verificar la coincidencia entre los resultados de ambos métodos, tanto para la corriente de falla, como en las magnitudes de los aportes a la falla.

Luego de haber calculado las corrientes de cortocircuito y sus aportes a la falla se resumen en la siguiente tabla.

Tabla 3.4: Corrientes de cortocircuito y aportes a la falla.

Barras	Tensión (kV)	Aportes		Icc 3Φ (kA)
		Lado SEP	Lado Cargas	Total
Barra 01	13,8	20,92	1,85	22,8
Barra 02	13,8	20,78	1,85	22,6
Barra 03	4,16	6,27	0,59	6,9
Barra 04	13,8	20,79	1,69	22,5
Barra 05	0,6	43,91	-	43,9
Barra 06	0,6	43,86	-	43,9
Barra 07	4,16	6,35	0,34	6,7
Barra 08	4,16	6,20	0,25	6,5

Luego de haber obtenido el diagrama unilineal con los cortocircuito en el software ETAP, se procede hacer la comparación de valores de cortocircuito de la red eléctrica en estudio, la cual se presenta en la Tabla 3.4

Tabla 3.4: Valores comparativos de corrientes de cortocircuito trifásico entre ETAP y Cálculo en detalle.

Barras	Tensión (kV)	Icc 3Φ (kA) ETAP	Icc 3Φ (kA) CALCULADO
Barra 01	13,8	22,9	22,8
Barra 02	13,8	22,8	22,6
Barra 03	4,16	6,9	6,9
Barra 04	13,8	22,8	22,5
Barra 05	0,6	44,0	43,9
Barra 06	0,6	44,0	43,9
Barra 07	4,16	6,9	6,7
Barra 08	4,16	6,9	6,5

Con respecto a la Tabla 3.3 se verifica que los resultados mediante cálculo en detalle coinciden con los entregados por el software ETAP.

CAPÍTULO 4:

ESTUDIO DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES

Capítulo 4: Estudio de Coordinación de Protecciones

4.1 Fundamentos

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

Cabe destacar que los ajustes considerados en las protecciones corresponden a los registrados en terreno, los cuales se presenta en las siguientes tablas.

Tabla 4.1 Ajustes de Unidades de control Micrologic

Descripción / Función	Unidad Control CB9		Unidad Control CB10	
<i>Fabricante</i>	<i>Schneider Electric</i>		<i>Schneider Electric</i>	
<i>Modelo</i>	<i>Micrologic 5.0E</i>		<i>Micrologic 5.0E</i>	
Proteccion				
Long - Time				
<i>Pickup</i>	0,8	<i>Amps: 3200 (A)</i>	0,8	<i>Amps: 3200 (A)</i>
Short- Time				
<i>Pickup</i>	1,75	<i>Amps: 5600 (A)</i>	1,75	<i>Amps: 5600 (A)</i>
Instantaneous				
<i>Pickup</i>	6	<i>Amps: 19200 (A)</i>	6	<i>Amps: 19200 (A)</i>

Tabla 4.2 Ajustes de relés 750/760.

Descripción / Función	Relé 1		Relé 3	
<i>Fabricante</i>	<i>GE Multilin</i>		<i>GE Multilin</i>	
<i>Modelo</i>	<i>750/760</i>		<i>750/760</i>	
<i>Tensión (kV)</i>	<i>13,8 kV</i>		<i>13,8 kV</i>	
<i>PT de Fase</i>	<i>14 kV / 120 V</i>		<i>14 kV / 120 V</i>	
<i>CT de Fase</i>	<i>800/5</i>		<i>250/5</i>	
Fase Overcurrent				
<i>Curve Type</i>	<i>ANSI - Extremely Inverse</i>		<i>ANSI - Extremely Inverse</i>	
<i>Pickup Range</i>	<i>0,05 - 20xCT Sec</i>		<i>0,05 - 20xCT Sec</i>	
<i>Pickup</i>	<i>0,63</i>		<i>0,84</i>	
<i>Relay Amps</i>	3,15	<i>Prim. Amps: 504</i>	4,2	<i>Prim. Amps: 210</i>
<i>Time Dial</i>	<i>4</i>		<i>1,5</i>	
Fase Instantaneous				
<i>Pickup Range</i>	<i>-</i>		<i>0,05 - 20xCT Sec</i>	
<i>Pickup</i>	<i>-</i>		<i>8,3</i>	
<i>Relay Amps</i>	<i>-</i>	<i>Prim. Amps</i>	<i>-</i>	<i>41,5 Prim. Amps 2075</i>
<i>Delay Range (sec)</i>	<i>-</i>		<i>0 – 600</i>	
<i>Delay (sec)</i>	<i>-</i>		<i>0,2</i>	

Tabla 4.3 Ajustes de relés 750/760.

Descripción / Función		Relé 4		Relé 5	
Fabricante		GE Multilin		GE Multilin	
Modelo		750/760		750/760	
Tensión (kV)		13,8 kV		13,8 kV	
PT de Fase		14 kV / 120 V		14 kV / 120 V	
CT de Fase		150/5		150/5	
Fase Overcurrent					
Curve Type		ANSI - Extremely Inverse		ANSI - Extremely Inverse	
Pickup Range		0,05 - 20xCT Sec		0,05 - 20xCT Sec	
Pickup		0,84		0,84	
Relay Amps		4,2	Prim. Amps: 126	4,2	Prim. Amps: 126
Time Dial		3		2,5	
Fase Instantaneous					
Pickup Range		0,05 - 20xCT Sec		0,05 - 20xCT Sec	
Pickup		8,3		8,33	
Relay Amps		41,5	Prim. Amps 1245	41,65	Prim. Amps 1250
Delay Range (sec)		0 - 600		0 - 600	
Delay (sec)		0,2		0,2	

Tabla 4.4 Ajustes de relés 750/760.

Descripción / Función		Relé 6	
Fabricante		GE Multilin	
Modelo		750/760	
Tensión (kV)		4,16 kV	
PT de Fase		4,8 kV / 120 V	
CT de Fase		600/5	
Fase Overcurrent			
Curve Type		ANSI - Extremely Inverse	
Pickup Range		0,05 - 20xCT Sec	
Pickup		0,7	
Relay Amps		3,5	Prim. Amps: 420
Time Dial		4	
Fase Instantaneous			
Pickup Range		0,05 - 20xCT Sec	
Pickup		8,33	
Relay Amps		41,65	Prim. Amps 4998
Delay Range (sec)		0 - 600	
Delay (sec)		0	

Tabla 4.5 Ajustes de relé 469.

Descripción / Función	Relé 2		
Fabricante	GE Multilin		
Modelo	469		
Tensión (kV)	13,8 kV		
PT de Fase	14 kV / 120 V		
CT de Fase	300/5		
Fase Thermal			
Type	Standard Overload Curve		
Trip Range	1,01 - 1,25xFLA		
Trip	1,01		
Trip Amps	4,377	Prim. Amps:	262,6
Curve Multiplier	1		
Fase Instantaneous			
Trip Range	2 -20 xCT Pri		
Trip	2,6		
Trip Amps	13	Prim. Amps	780
Delay (sec)	0,01		
Datos Motor	Motor Sincrónico 1 (MS1)		
FLA (A)	260 A		
% LRC	200%		

Tabla 4.6 Ajustes de relés 269 Plus.

Descripción / Función	Relé 7			Relé 8		
Fabricante	GE Multilin			GE Multilin		
Modelo	269 Plus			269 Plus		
Tensión (kV)	4,16			4,16		
PT de Fase	4,8 kV / 120 V			4,8 kV / 120 V		
CT de Fase	100/5			100/5		
Fase Thermal						
Type	Curve 5			Curve 5		
Trip Range	1,05 - 1,25xFLA			1,05 - 1,25xFLA		
Trip	1,05			1,05		
Trip Amps	2,362	Prim. Amps:	47,25	3,15	Prim. Amps:	63
Curve Multiplier						
Fase Instantaneous						
Trip Range	-			-		
Trip	-			-		
Trip Amps	-	Prim. Amps	-	-	Prim. Amps	-
Delay (sec)	-			-		
Motor	Motor Inducción 1 (MI1)			Motor Inducción 2 (MI2)		
FLA (A)	45 A			60 A		
% LRC	600%			600%		

4.2 Análisis de falla trifásica en las barras.

4.2.1 Análisis de falla trifásica en barra 2

Referente al diagrama unilineal de la figura 4.1 se puede visualizar la operación de la protección CB1 y sus corrientes de falla correspondiente, con respecto a la falla en la barra 2.

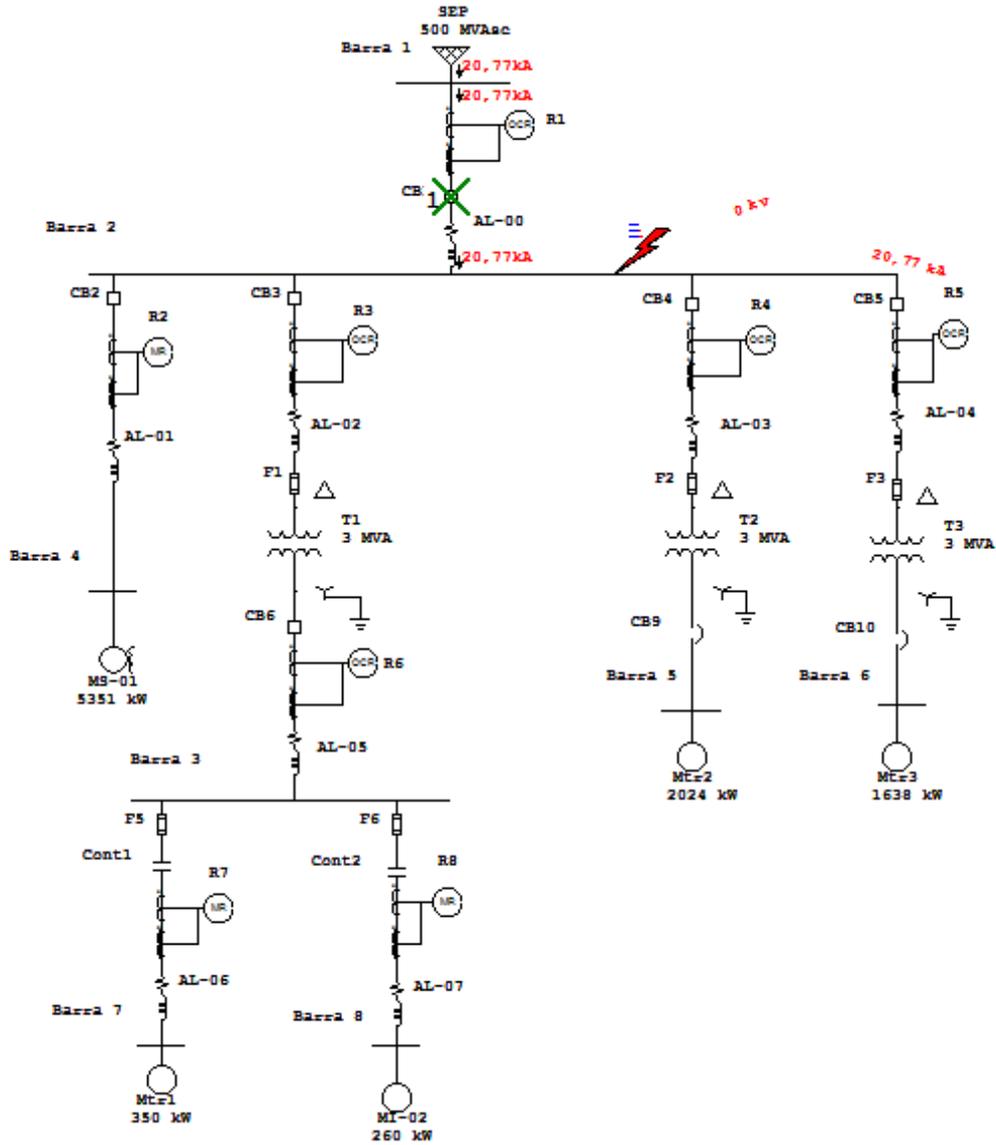


Figura 4.1. Falla trifásica en barra 2.

En relación a la información de la Tabla 4.7, para la falla trifásica en la barra 2, el relé R1 detecta la corriente de falla, dando la señal de apertura al interruptor CB1, eliminando el aporte de la red eléctrica a la falla.

Tabla 4.7 Secuencia y tiempo de operación de las protecciones

Sequence-of-Operation Events - Output Report: Untitled					
3-Phase (Symmetrical) fault on bus: Barra 2					
Data Rev.: Base		Config: Normal		Date: 09-26-2015	
Time (ms)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
239	R1	20.775	239		Phase - OC1 - 51
299	CB1		60.0		Tripped by R1 Phase - OC1 - 51

Por otro lado, en la figura 4.2 se presenta la carta de coordinación, estableciendo la correcta operación de las protecciones para esta condición de falla.

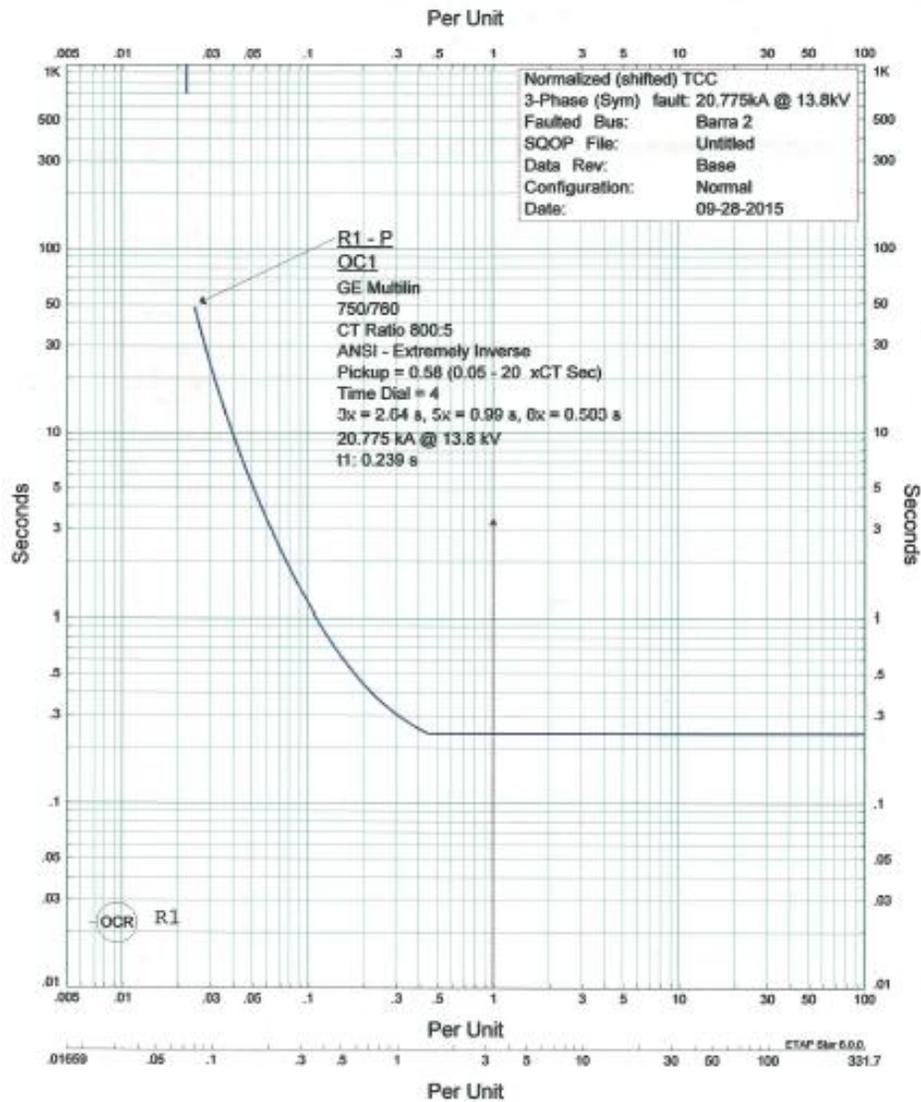


Figura 4.2. Carta de coordinación.

4.2.2 Análisis de falla trifásica en barra 3

Referente al diagrama unilínea de la figura 4.3 se puede visualizar la operación de las protecciones CB6, F1, CB3, CB1 y sus corrientes de falla correspondiente, con respecto a la falla analizada en la barra 3.

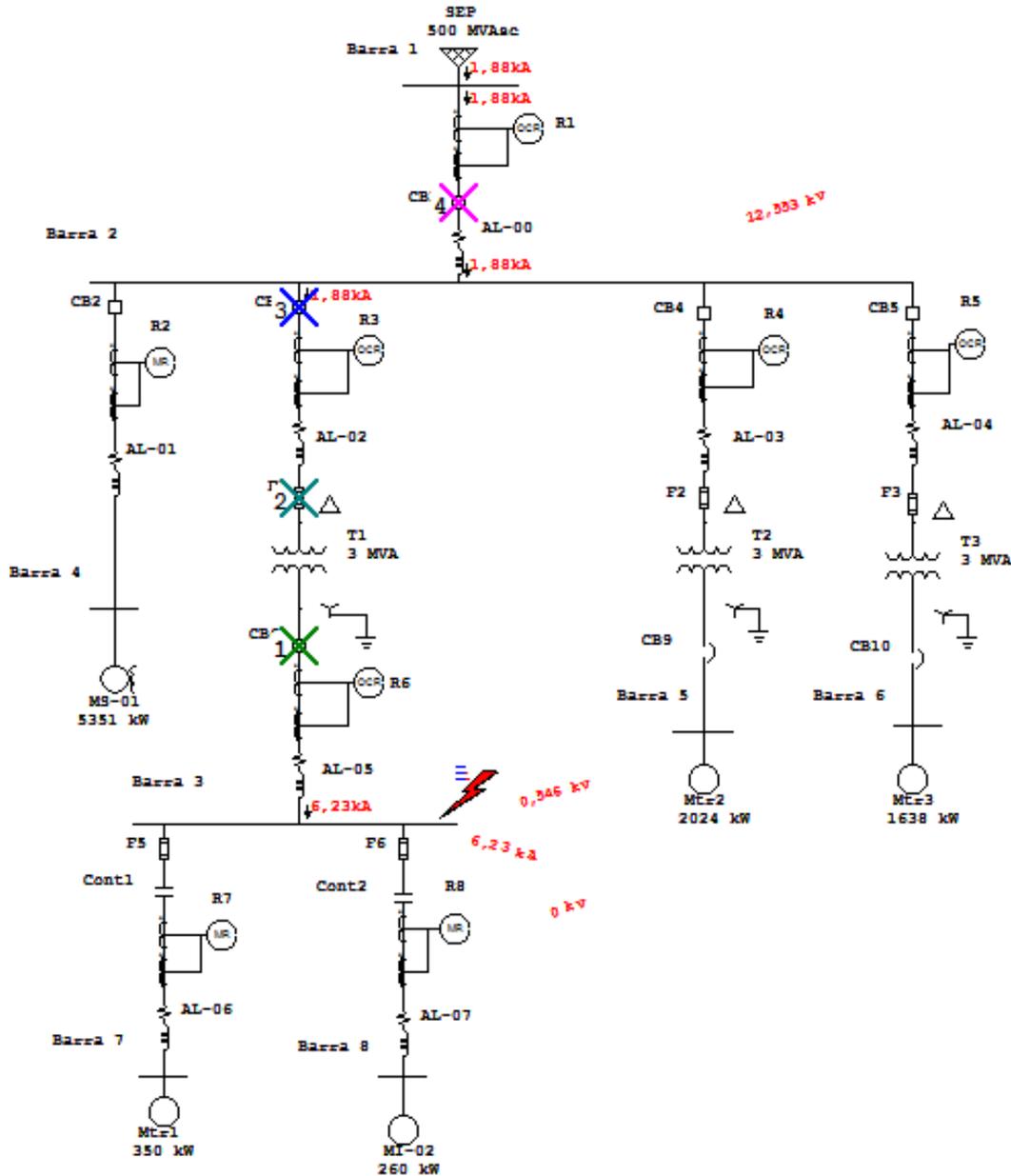


Figura 4.3. Falla trifásica en barra 3.

En relación a la información de la Tabla 4.8, para la falla trifásica en la barra 3, el relé R6 detecta la corriente de falla, dando la señal de apertura instantánea al interruptor CB6, eliminando el aporte del M1 y M2 de la barra 7 y 8 a la falla.

Tabla 4.8 Secuencia y tiempo de operación de las protecciones

Sequence-of-Operation Events - Output Report: Untitled					
3-Phase (Symmetrical) fault on bus: Barra 3					
Data Rev.: Base		Config: Normal		Date: 09-27-2015	
Time (ms)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
0,0	R6	6,23	0,0		Phase - OC1 - 50
60,0	CB6		60,0		Tripped by R6 Phase - OC1 - 50
73,5	F1	1,878	32,2	73,5	
166	R3	1,878	166		Phase - OC1 - 51
226	CB3		60,0		Tripped by R3 Phase - OC1 - 51
1687	R1	1,878	1687		Phase - OC1 - 51
1747	CB1		60,0		Tripped by R1 Phase - OC1 - 51

Por otro lado, en la figura 4.4 se presenta la carta de coordinación, estableciendo la correcta operación de las protecciones para esta condición de falla. Además, se puede verificar el correcto funcionamiento del transformador mediante curva ANSI y punto Inrush, adjunto en Anexo F.

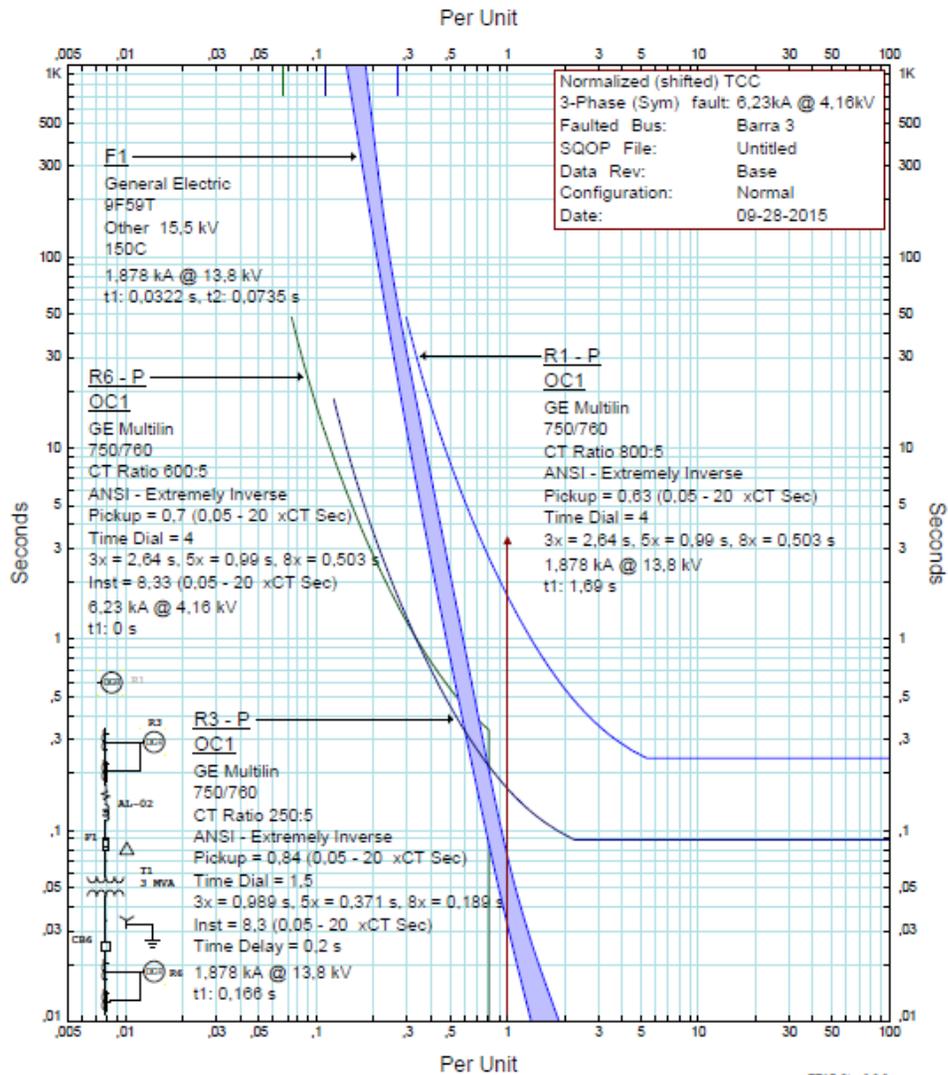


Figura 4.4. Carta de coordinación.

4.2.3 Análisis de falla trifásica en barra 4

Referente al diagrama unilíneal de la figura 4.5 se puede visualizar la operación de las protecciones CB2, CB1 y sus corrientes de falla correspondiente, con respecto a la falla analizada en la barra 4.

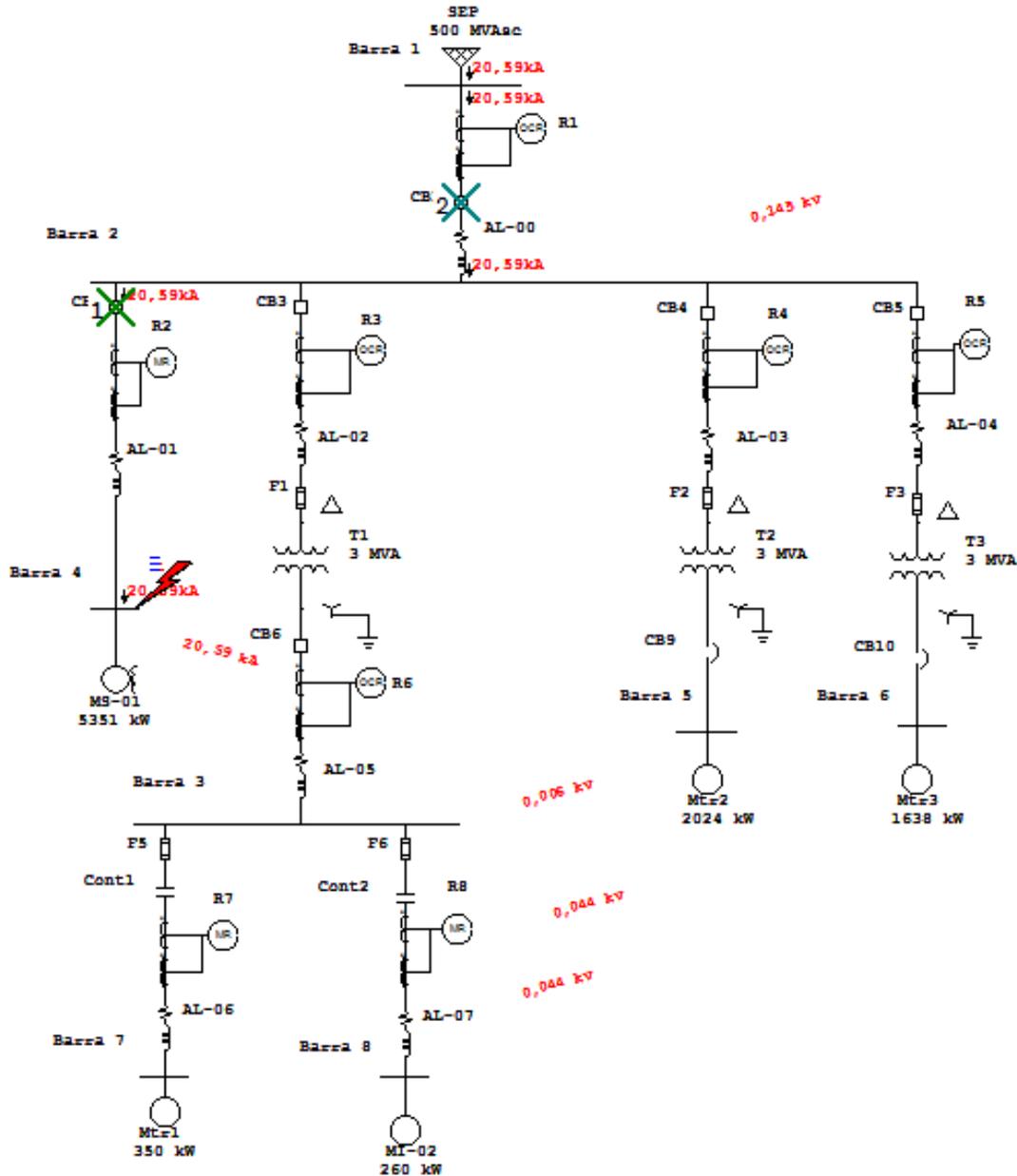


Figura 4.5. Falla trifásica en barra 4.

En relación a la información de la Tabla 4.9, para la falla trifásica en la barra 4, el relé R2 detecta la corriente de falla, dando la señal de apertura instantánea al interruptor CB2, eliminando el aporte del MS a la falla.

Tabla 4.9 Secuencia y tiempo de operación de las protecciones

Sequence-of-Operation Events - Output Report: Untitled					
3-Phase (Symmetrical) fault on bus: Barra 4					
Data Rev.: Base		Config: Normal		Date: 11-03-2015	
Time (ms)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
10,0	R2	20,59	10,0		Overload Phase - Instantaneous
70,0	CB2		60,0		Tripped by R2 Overload Phase - Instantaneous
239	R1	20,59	239		Phase - OC1 - 51
299	CB1		60,0		Tripped by R1 Phase - OC1 - 51

Por otro lado, en la figura 4.6 se presenta la carta de coordinación, estableciendo la correcta operación de las protecciones para esta condición de falla.

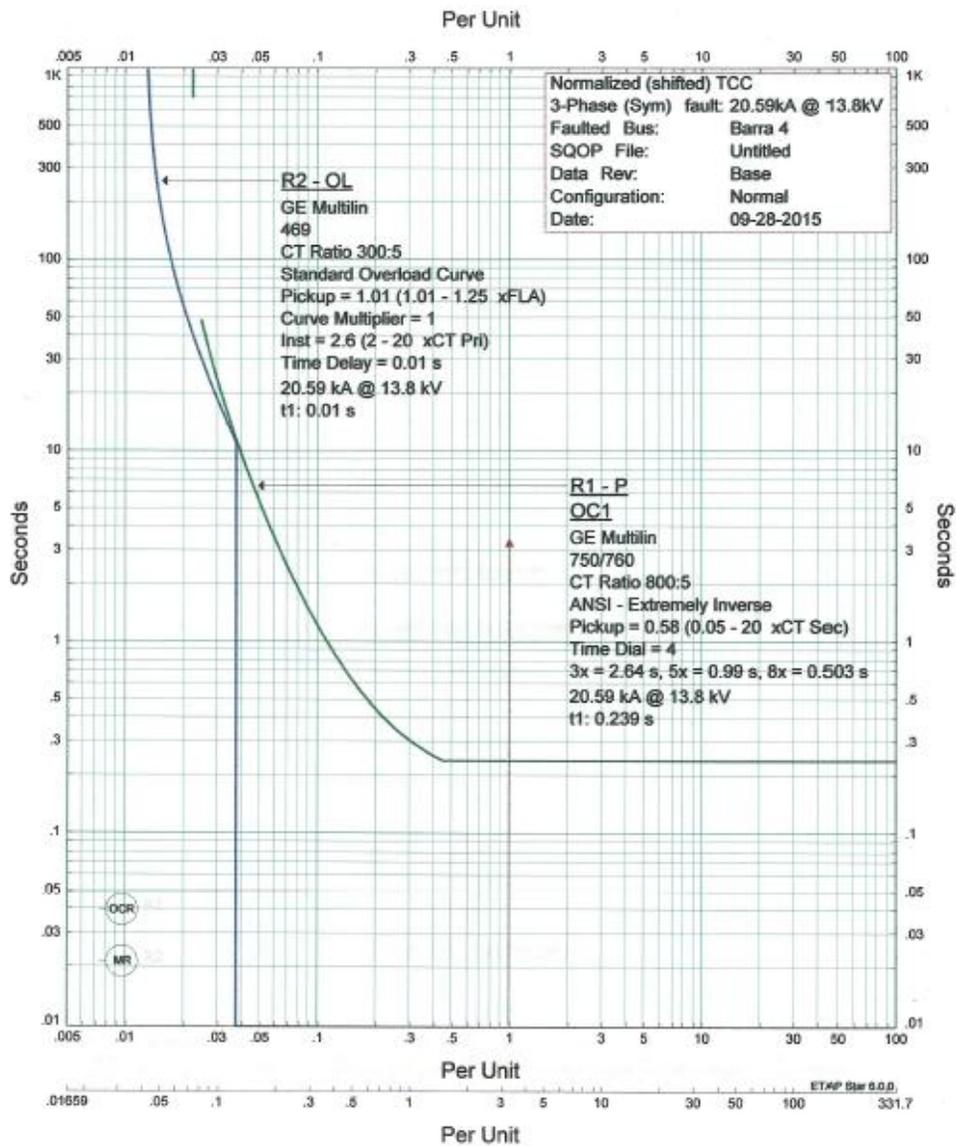


Figura 4.6. Carta de coordinación.

Tabla 4.10 Secuencia y tiempo de operación de las protecciones

Sequence-of-Operation Events - Output Report: Untitled					
3-Phase (Symmetrical) fault on bus: Barra 5					
Data Rev.: Base		Config: Normal		Date: 09-27-2015	
Time (ms)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
5,2	CB9	45,284	1,0	5,2	
200	R4	1,969	200		Phase - OC1 - 50
260	CB4	60,0			Tripped by R4 Phase - OC1 - 50
375	F2	1,969	214	375	
1539	R1	1,969	1539		Phase - OC1 - 51
1599	CB1	60,0			Tripped by R1 Phase - OC1 - 51

Por otro lado, en la figura 4.8 se presenta la carta de coordinación, estableciendo la correcta operación de las protecciones para esta condición de falla. Además, se puede verificar el correcto funcionamiento del transformador mediante curva ANSI y punto Inrush, adjunto en Anexo F.

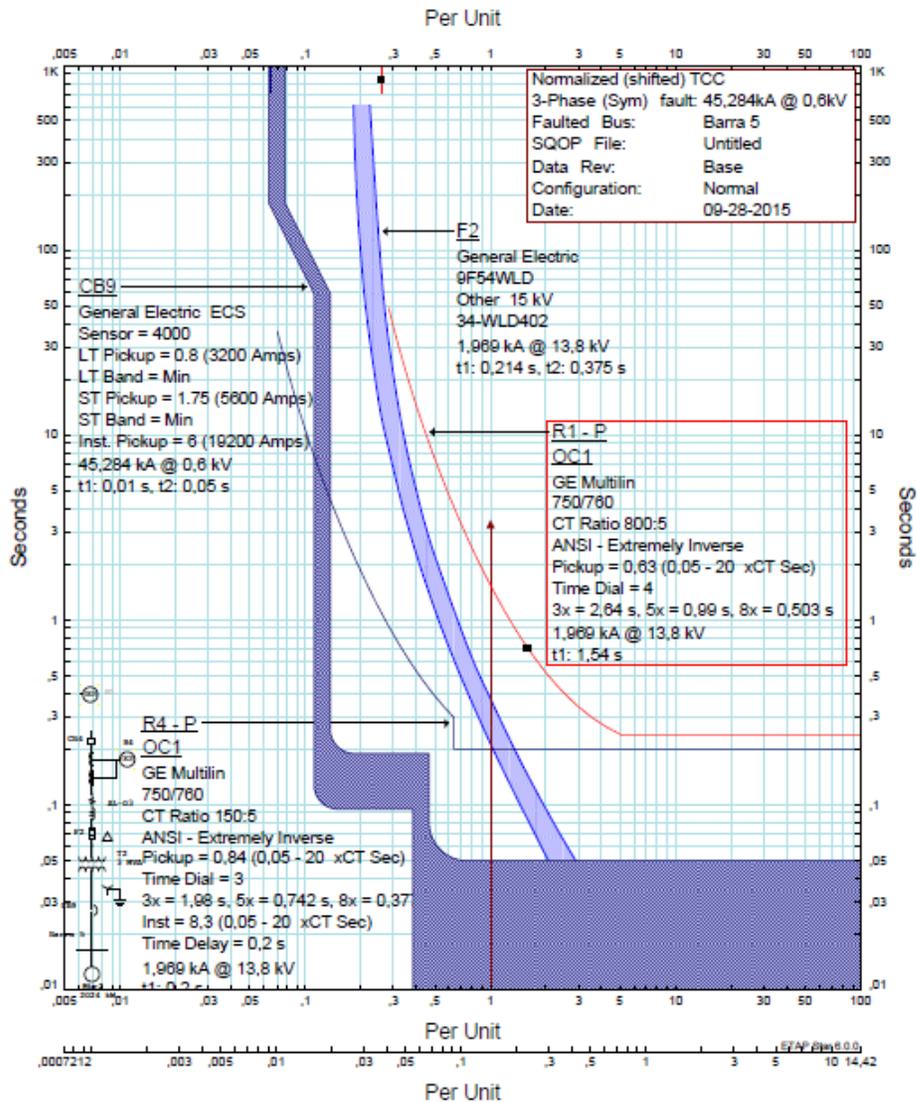


Figura 4.8. Carta de coordinación.

4.2.5 Análisis de falla trifásica en barra 6

Referente al diagrama unilíneo de la figura 4.9 se puede visualizar la operación de las protecciones CB10, F3, CB5, CB1 y sus corrientes de falla correspondiente, con respecto a la falla analizada en la barra 6.

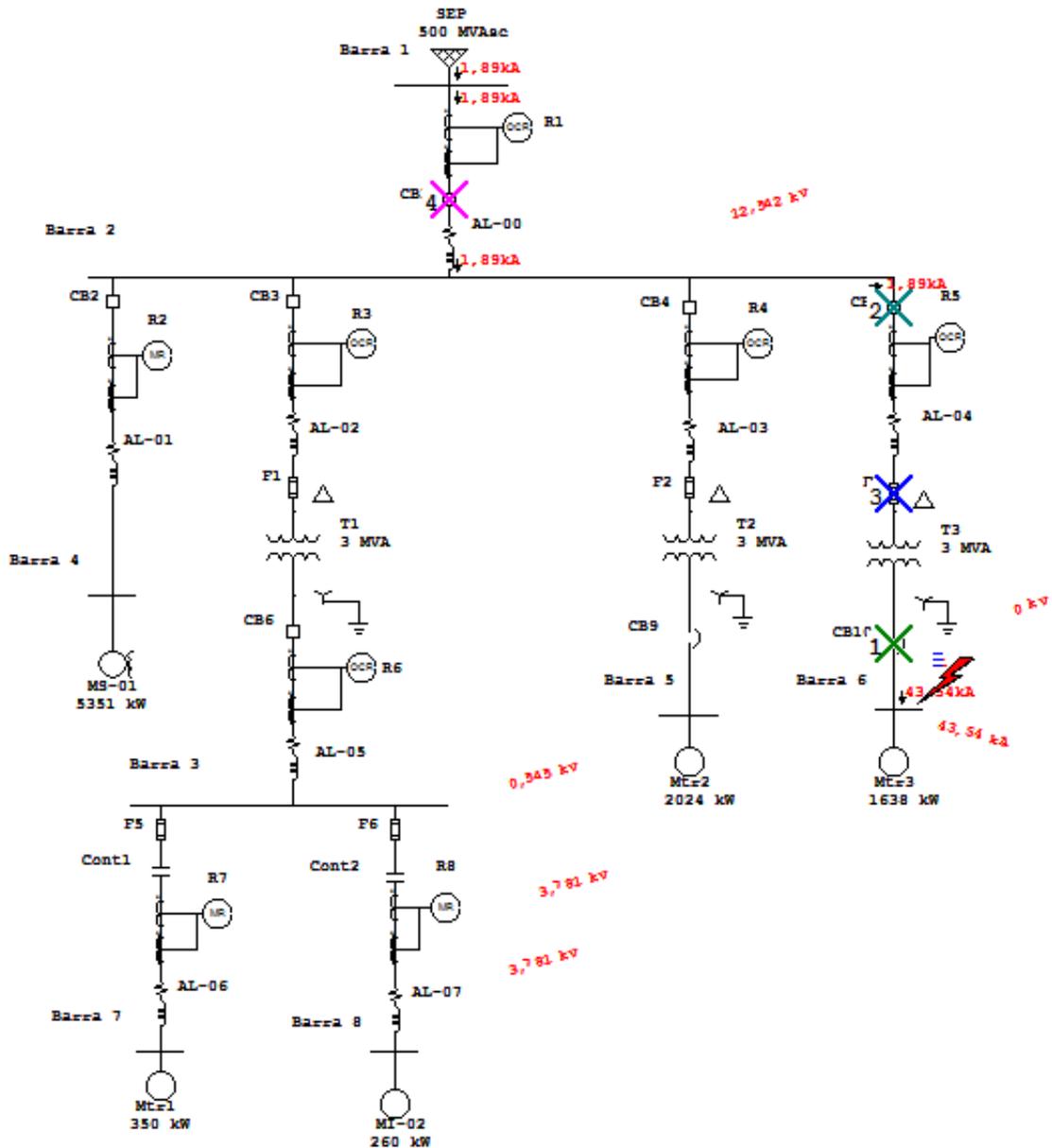


Figura 4.9. Falla trifásica en barra 6.

En relación a la información de la Tabla 4.11, para la falla trifásica en la barra 6, el interruptor CB10 detecta la corriente de falla, actuando la unidad instantánea de este, eliminando el aporte del grupo de motores a la falla.

Tabla 4.11 Secuencia y tiempo de operación de las protecciones

Sequence-of-Operation Events - Output Report: Untitled					
3-Phase (Symmetrical) fault on bus: Barra 6					
Data Rev.: Base		Config: Normal		Date: 09-27-2015	
Time (ms)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
5,3	CB10	43,54	1,0	5,3	
175	R5	1,893	175		Phase - OC1 - 51
235	CB5	60,0	60,0		Tripped by R5 Phase - OC1 - 51
407	F3	1,893	233	407	
1661	R1	1,893	1661		Phase - OC1 - 51
1721	CB1	60,0	60,0		Tripped by R1 Phase - OC1 - 51

Es así, que en la figura 4.10 se presenta la carta de coordinación, estableciendo la correcta operación de las protecciones para esta condición de falla. Además, se puede verificar el correcto funcionamiento del transformador mediante curva ANSI y punto Inrush, adjunto en Anexo F.

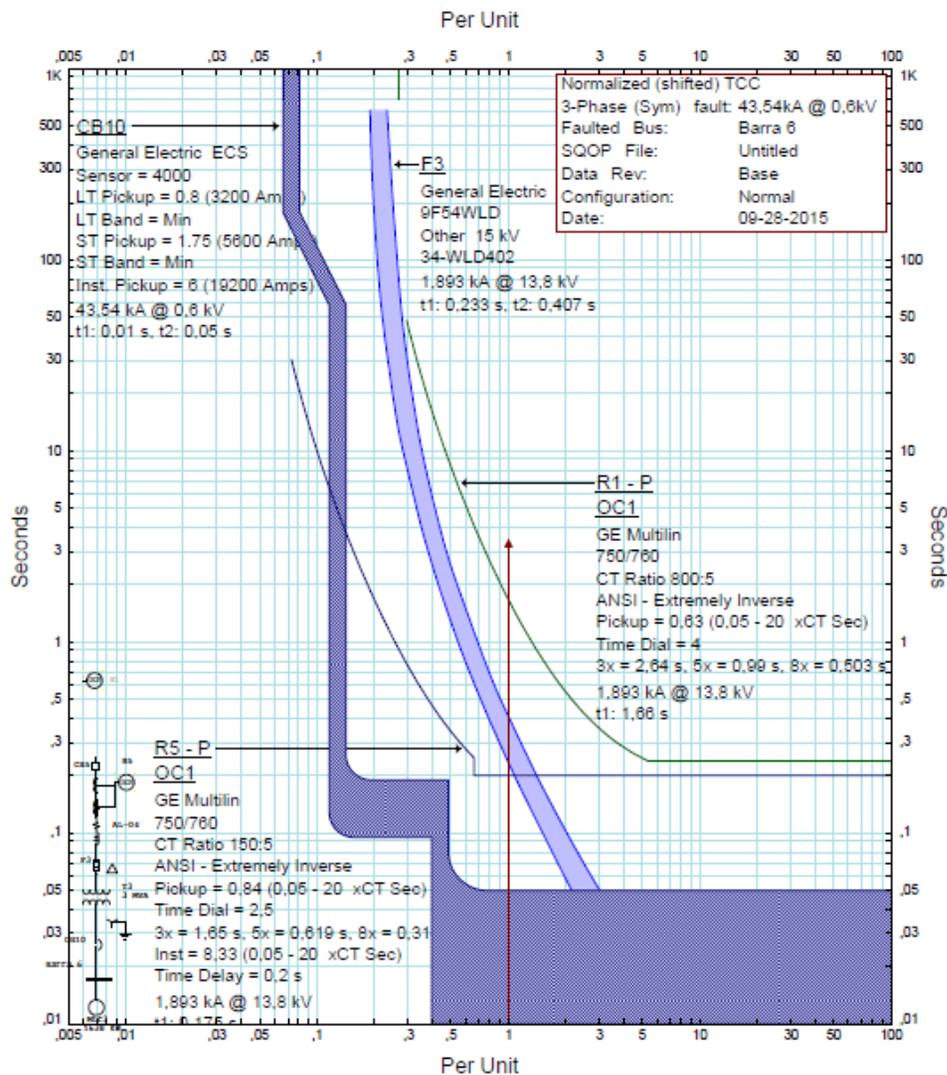


Figura 4.10. Carta de coordinación.

4.2.6 Análisis de falla trifásica en barra 7

Referente al diagrama unilíneo de la figura 4.11 se puede visualizar la operación de las protecciones F5, CB6, F1, CB3, CB1 y sus corrientes de falla correspondiente, con respecto a la falla analizada en la barra 7.

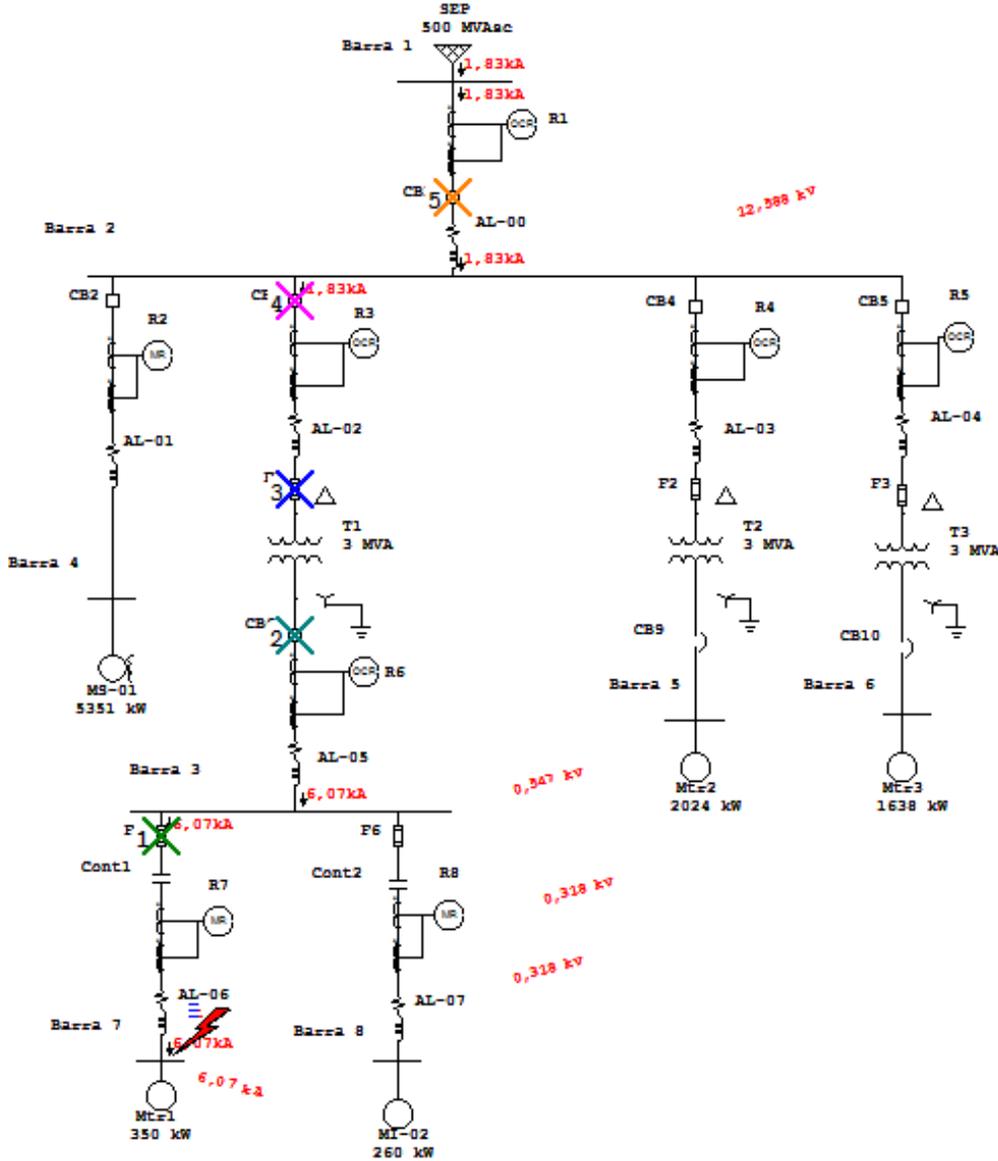


Figura 4.11. Falla trifásica en barra 7

En relación a la información de la Tabla 4.12, para la falla trifásica en la barra 7, el relé R6 detecta la corriente de falla, dando la señal de apertura instantánea al interruptor CB6, pero como está instalado un fusible F5 opera este primero y después se realiza la apertura del CB6, eliminando el aporte del M1 a la falla.

Tabla 4.12 Secuencia y tiempo de operación de las protecciones

Sequence-of-Operation Events - Output Report: Untitled					
3-Phase (Symmetrical) fault on bus: Barra 7					
Data Rev.: Base		Config: Normal		Date: 09-30-2015	
Time (ms)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
0,0	R6	6,075	0,0		Phase - OC1 - 50
10,0	F5	6,075	< 10,0		
60,0	CB6	60,0			Tripped by R6 Phase - OC1 - 50
81,8	F1	1,831	35,8	81,8	
170	R3	1,831	170		Phase - OC1 - 51
230	CB3	60,0			Tripped by R3 Phase - OC1 - 51
1772	R1	1,831	1772		Phase - OC1 - 51
1832	CB1	60,0			Tripped by R1 Phase - OC1 - 51
9000	R7	6,075	9000		Overload Phase - Thermal
9010	Cont1		10,0		Closed by R7 Overload Phase - Thermal

Es así, que en la figura 4.12 se presenta la carta de coordinación, estableciendo la correcta operación de las protecciones para esta condición de falla.

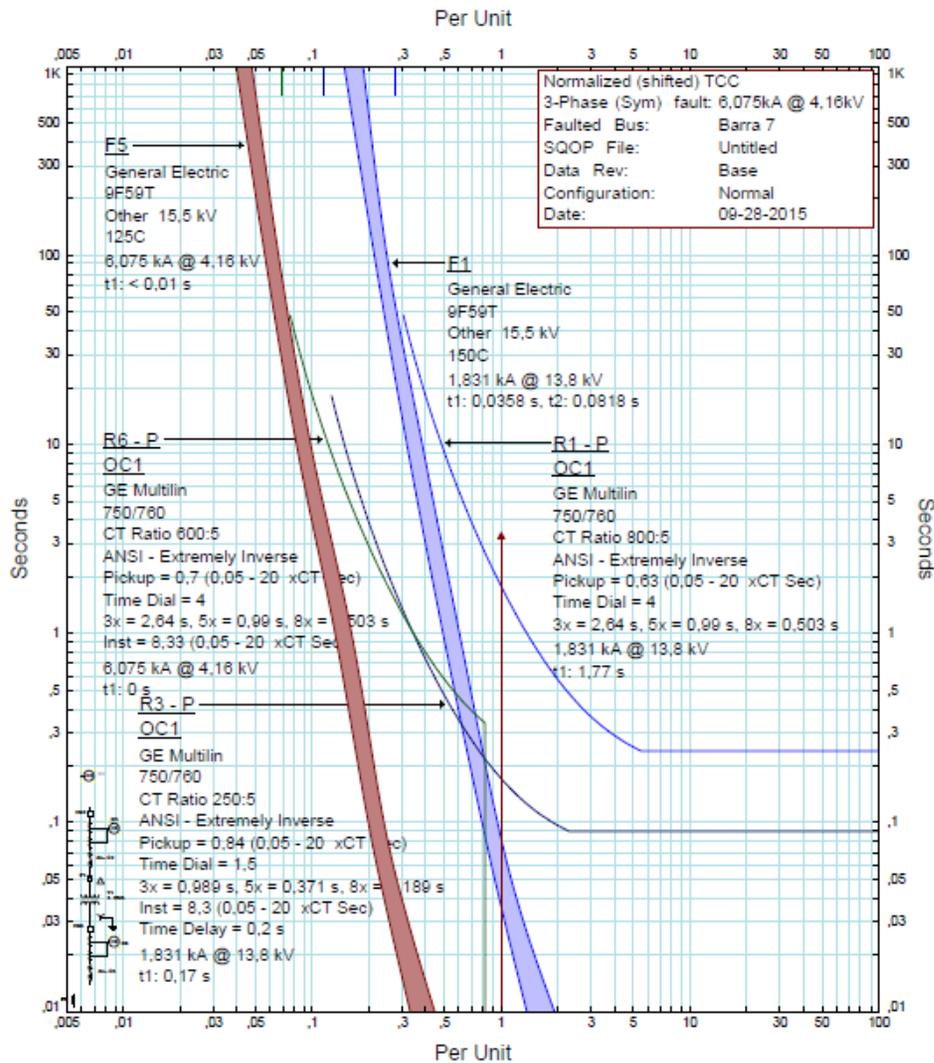


Figura 4.12. Carta de coordinación.

4.2.7 Análisis de falla trifásica en barra 8

Referente al diagrama unilíneo de la figura 4.13 se puede visualizar la operación de las protecciones, CB6, F1, CB3, CB1 y sus corrientes de falla correspondiente, con respecto a la falla analizada en la barra 8.

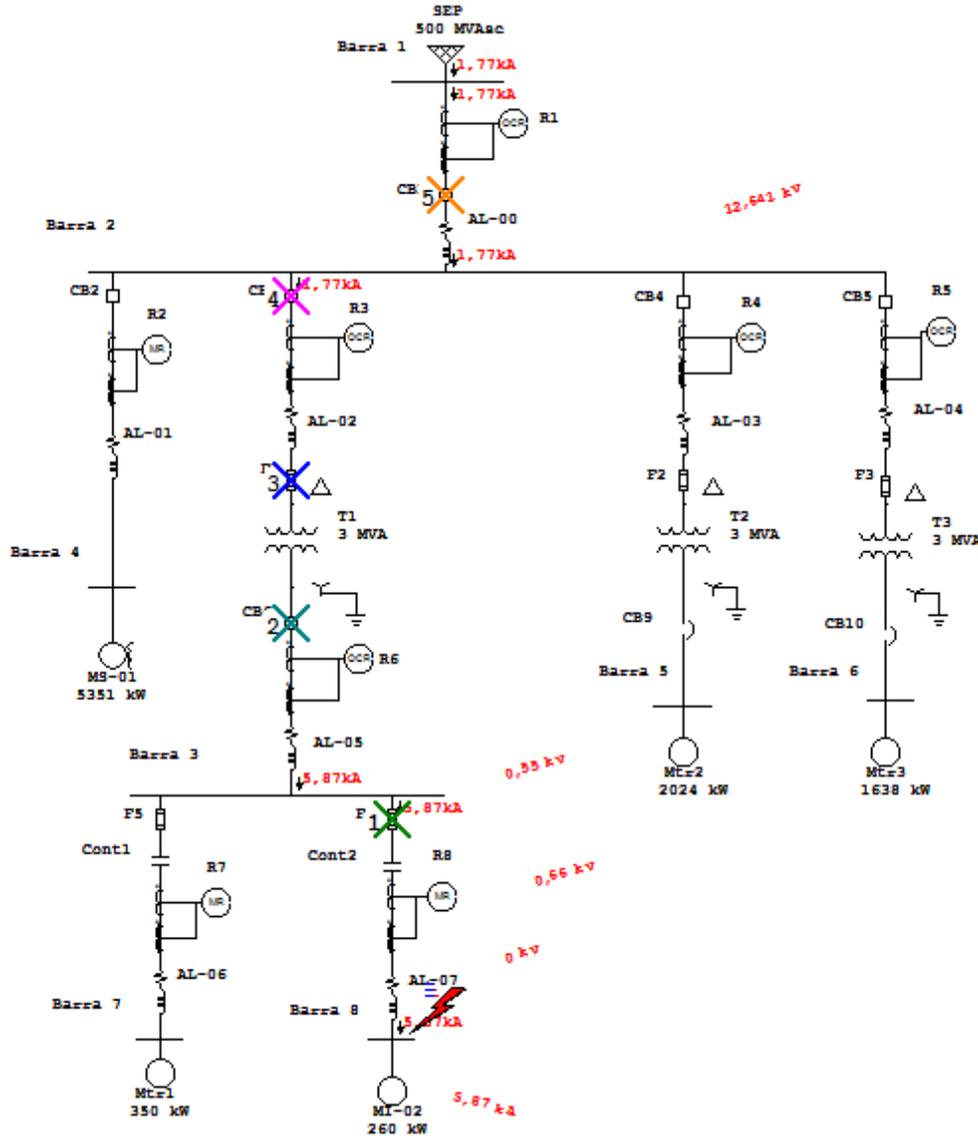


Figura 4.13. Falla trifásica en barra 8

En relación a la información de la Tabla 4.13, para la falla trifásica en la barra 8, el relé R6 detecta la corriente de falla, dando la señal de apertura instantánea al interruptor CB6, pero como está instalado un fusible F6 opera este primero y después se realiza la apertura del CB6, eliminando el aporte del M2 a la falla.

Tabla 4.13 Secuencia y tiempo de operación de las protecciones

Sequence-of-Operation Events - Output Report: Untitled					
3-Phase (Symmetrical) fault on bus: Barra 8					
Data Rev.: Base		Config: Normal		Date: 09-30-2015	
Time (ms)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
0,0	R6	5,87	0,0		Phase - OC1 - 50
10,0	F6	5,87	< 10,0		
60,0	CB6		60,0		Tripped by R6 Phase - OC1 - 50
95,1	F1	1,77	41,4	95,1	
177	R3	1,77	177		Phase - OC1 - 51
237	CB3		60,0		Tripped by R3 Phase - OC1 - 51
1898	R1	1,77	1898		Phase - OC1 - 51
1958	CB1		60,0		Tripped by R1 Phase - OC1 - 51
9000	R8	5,87	9000		Overload Phase - Thermal
9010	Cont2		10,0		Closed by R8 Overload Phase - Thermal

Es así, que en la figura 4.14 se presenta la carta de coordinación, estableciendo la correcta operación de las protecciones para esta condición de falla.

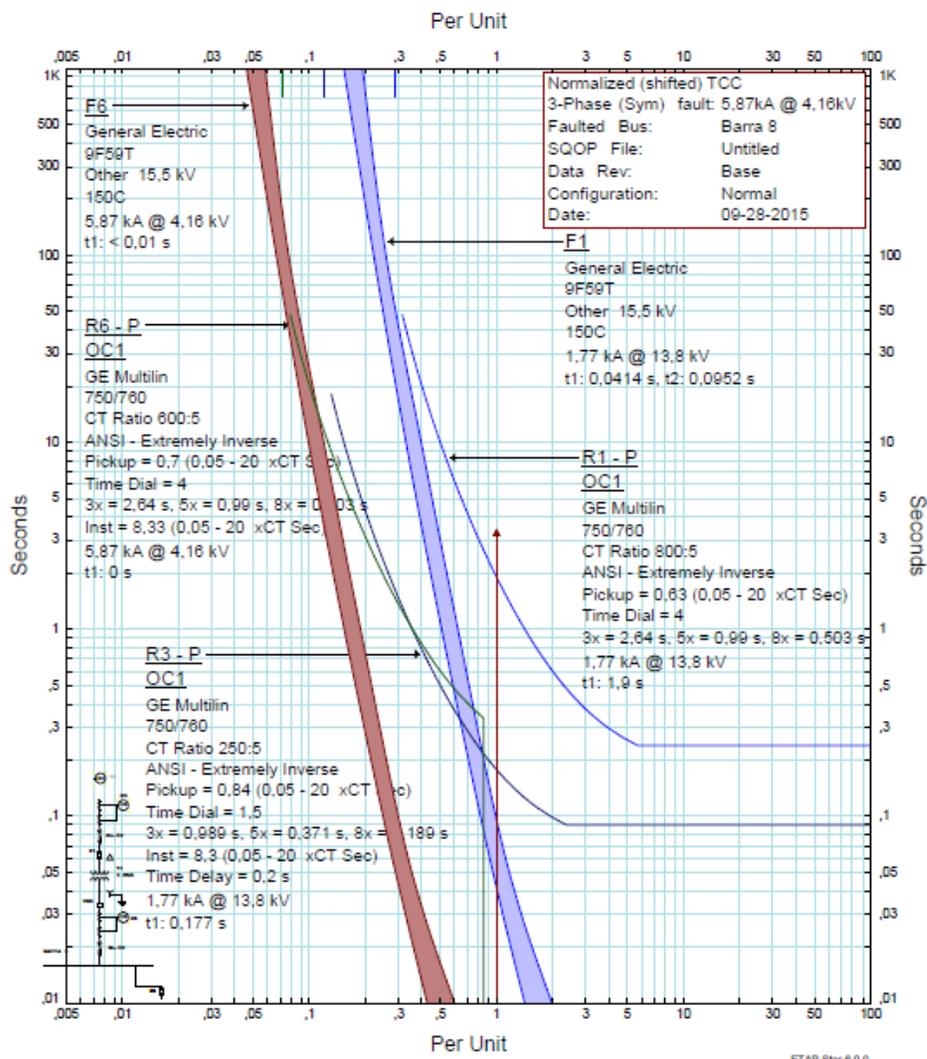


Figura 4.14. Carta de coordinación.

CAPÍTULO 5:
COMENTARIOS Y CONCLUSIONES

Capítulo 5: Comentarios y Conclusiones

Mediante el presente seminario fue posible realizar un estudio de cortocircuito y operación de protecciones eléctricas mediante el manejo de software y configuración de relés digitales. Para ello, se centró el estudio en una planta de oxígeno de la minería del cobre, el objetivo de esta planta, es el suministro de oxígeno para el proceso de fusión del cobre. En este punto del proceso el mineral blanco, el cual contiene entre un 70% y 75% de cobre es separado de la escoria, al introducir el aire enriquecido con oxígeno, el cual produce un estado de oxidación en el mineral, para luego seguir su curso a los siguientes procesos.

Una vez estudiado el proceso de esta planta, se prosigue con el levantamiento y cálculos de datos técnicos y características de los distintos dispositivos, elementos y cargas. Con los parámetros definidos se procede a evaluar el diagrama unilíneal de la red eléctrica en el software ETAP.

Con los parámetros detallados y analizado en el software ETAP, se procede con los cálculos de cortocircuito trifásico para estimar las corrientes de falla de la red eléctrica, con sus respectivos aportes, para ser comparados con los resultados que se obtengan del análisis generado por el software ETAP, en la tabla 3.3 mencionada en el capítulo 3, se observa que los valores calculados coinciden con los valores obtenidos por el software ETAP, esto nos permite continuar a la siguiente etapa.

El estudio y coordinación de protecciones, para la coordinación se consideran los ajustes obtenidos en terreno, siendo ingresados al software ETAP, se inicia el estudio aplicando una falla en cada barra y así se observa el comportamiento de cada protección, todas las barras en estudio su secuencia es favorable para el procedimiento a utilizar, esto se puede observar en el capítulo 4, donde se adjuntan los diagramas con sus respectivas protecciones y secuencia de operación, junto con la tabla de registro y por último la carta de coordinación, donde se observan las curvas de cada protección operativa.

Al observar cada una de las situaciones se puede acotar que las protecciones existentes y sus ajustes son favorables para el buen funcionamiento de la planta, se recomienda que a futuro se podrían mejorar los ajustes para una eficiencia mayor. Para los relés R7 y R8, en el cual están

conectados los motores de inducción, los relés operarán sólo con la unidad 51, no tienen activada la unidad 50, por lo cual, ante una falla por cortocircuito operarán los fusibles asociados a cada motor, los relés R7 y R8 le enviarán la señal de apertura a los contactores sólo en caso de sobrecarga.

Cabe destacar que el relé de protección 269 (R7 y R8), cumple la función de monitoreo y protección de sobrecarga del motor.

En este caso se sugiere como solución instalar interruptores de poder, facilitando la reposición del equipo y evitando el tiempo que se pierde en la reposición del fusible y con ello del sistema.

Al finalizar sólo nos queda acotar que el tiempo invertido en el desarrollo de esta actividad, nos entregó valiosa experiencia en lo profesional, puesto que se utilizaron gran parte de los conocimientos asimilados durante nuestro proceso de formación académica y nos ayudó a explorar nuevas metodologías informáticas de forma práctica y didáctica.

Así pues, se ha logrado entregar un análisis a la problemática planteada en este estudio de coordinación de protecciones de la planta de oxígeno, con los parámetros y ajustes obtenidos del levantamiento en terreno, dando por resultado un buen funcionamiento y secuencia operacional de las protecciones en el software ETAP.

Bibliografía

GE. (2006). 269 Plus, Motor Management Relay Instruction Manual. USA: General Electric.

GE. (2013). 469, Motor Management Relay Instruction Manual. USA: General Electric.

GE. (2006). 750/760, Feeder Management Relay Instruction Manual. USA: General Electric.

Schneider Electric. Catalogo 2014/2015 Distribución Eléctrica en Baja y Media Tensión.

Cocesa. Tabla especificaciones técnicas conductores aislados tipo XAT

Curva Característica Relación X/R transformadores.

IEEE Recommended Practice for Industrial and Commercial Power Systems Analysis. M. Shan Griffith.

ANEXOS A

Tablas Normalizadas de Transformadores Motores y Parámetros de Cables de MT

Anexos A: Tablas Normalizadas de Transformadores, Motores y Parámetros de Cables de MT

A.1 Tabla normalizada de impedancia de los transformadores.

Características

Transformado trifásico 3 MVA

CLASE 15 kV

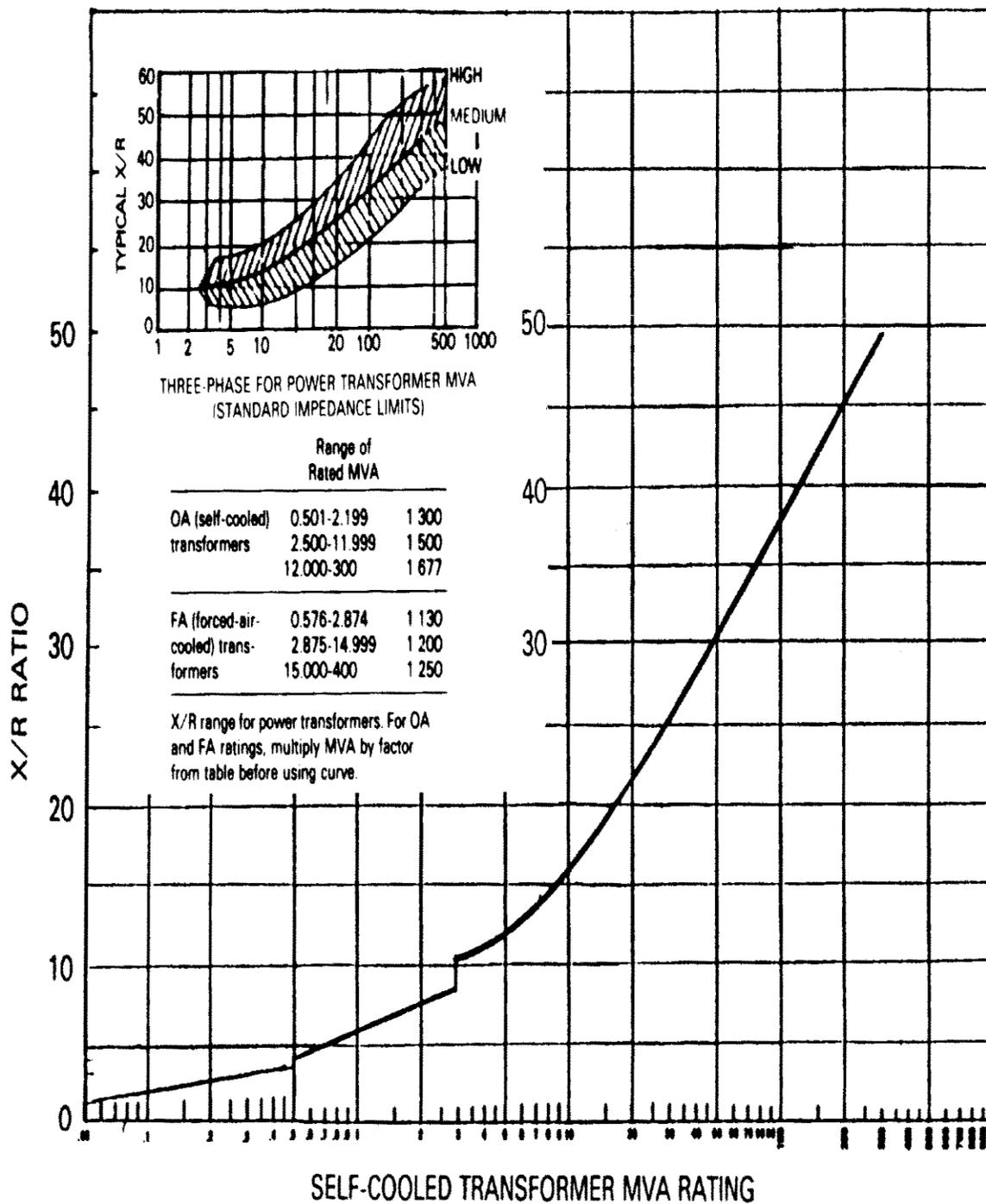
kVA	Perdidas [W]			Z %	Dimensiones Totales [mm]			Aceite [Lts]	Peso Total [kg]
	Pfe	Pcu			Alto	Largo	Ancho		
		12 kV	13,2 kV						
10	85	340	315	4	790	800	424	65	190
15	105	480	455	4	800	750	500	66	230
30	170	730	690	4	790	840	570	83	350
45	200	890	840	4	900	880	735	122	420
75	295	1410	1340	4	900	960	800	135	530
100	300	1770	1680	4	870	960	850	136	549
150	490	2510	2390	4	1020	920	940	190	750
200	590	3570	3400	4	1070	1060	1120	250	880
250	700	4200	4000	4	1120	1060	1100	280	1080
300	780	4410	4200	4	1120	1060	1100	260	1135
400	960	5250	5000	4	1220	1200	1290	360	1585
500	1080	6000	6300	5	1220	1200	1290	387	1640
750	1600	10100	9600	5	1350	1280	1200	510	2300
1000	1900	12400	11800	5	1500	1350	1810	620	3100
1250	2200	14950	14200	5	1550	1350	2010	660	3400
1500	2500	17850	17000	5,75	1600	1370	2000	700	3800
1750	2750	18900	18000	5,75	1650	1410	2100	800	4400
2000	3000	19950	19000	5,75	1700	1450	2150	900	5400
2500	3500	26250	25000	6	1750	1500	2200	1100	6800
3000	4000	31300	29800	6	1800	1550	2250	1250	8000

A.2 Parametric de los motores

For groups of induction motors smaller than 50 hp, the x/r ratio was estimated to be 5. for motors larger than 50 hp, the x/r ratio was estimated to be 10.

(Para los grupos de motores de inducción más pequeño que 50 hp, la proporción x/r, como se estimaba, era 5. para motores más grande que 50 hp, la proporción x/r, como se estimaba, era 10.)

A.3 Curva X/R de los transformadores.



A.4 Tabla normalizada de impedancia de los conductores

MONOCONDUCTORES XAT 15 KV 100% NA

AWG	CONST. N°Hebras Ø mm	ESP. AISL mm	DIAM. AISL mm	ESP. CUB. mm	DIAM. EXT. mm	PESO APROX. Kg/Km	CORRIENTE MAXIMA AMPERES				REACT. INDUCT.		CAPACID. uF/Km
							DUCTO t° 20°C	TIERRA t° 20°C	CONDUT t° 40°C	BANDEJAS t° 40°C	Ducto no magnet. Ohm/Km	Bandeja Ohm/Km	
2	7 x 2,47	4,45	17,32	2,03	24,35	837	155	210	150		0,166		0,149
1	19 x 1,69	4,45	18,12	2,03	25,15	942	175	240	170		0,160		0,159
1/0	19 x 1,89	4,45	19,08	2,03	26,11	1.065	200	275	195	260	0,154	0,280	0,172
2/0	19 x 2,13	4,45	20,11	2,03	27,14	1.225	230	310	225	300	0,149	0,273	0,185
3/0	19 x 2,39	4,45	21,33	2,03	28,36	1.418	260	355	260	345	0,143	0,266	0,201
4/0	19 x 2,68	4,45	22,67	2,03	29,70	1.654	295	405	295	400	0,138	0,259	0,218
250	37 x 2,09	4,45	23,84	2,03	30,87	1.865	325	440	330	445	0,134	0,254	0,233
300	37 x 2,29	4,45	25,53	2,03	33,11	2.186	358	488	363	498	0,132	0,252	0,254
350	37 x 2,47	4,45	26,71	2,03	34,29	2.447	390	535	395	550	0,129	0,248	0,269
400	37 x 2,64	4,45	27,83	2,03	35,41	2.709	428	593	438	618	0,126	0,245	0,283
500	37 x 2,95	4,45	29,82	2,03	37,40	3.224	465	650	480	685	0,122	0,240	0,308
600	61 x 2,52	4,45	32,90	2,03	40,48	3.781	505	712	522	765	0,117	0,233	0,346
650	61 x 2,62	4,45	33,79	2,03	41,37	4.030	525	743	543	805	0,115	0,231	0,358
700	61 x 2,72	4,45	34,66	2,03	42,24	4.288	545	774	564	845	0,114	0,230	0,369
750	61 x 2,82	4,45	35,50	2,03	43,08	4.554	565	805	585	885	0,113	0,229	0,379
800	61 x 2,91	4,45	36,32	2,79	45,51	4.960	580	830	603	920	0,115	0,231	0,389
900	61 x 3,09	4,45	37,88	2,79	47,07	5.481	610	880	639	990	0,113	0,228	0,409
1000	61 x 3,25	4,45	39,31	2,79	49,03	6.015	640	930	675	1.060	0,112	0,227	0,427

MONOCONDUCTORES XAT 5 KV 100 Y 133% NA

AWG	CONSTR. N°Hebras Ø mm	ESP. AISL mm	DIAM. AISL mm	ESP. CUB. mm	DIAM. TOTAL mm	PESO APROX. Kg/Km	CORRIENTE MAXIMA AMPERES				REACT. INDUCT.		CAPACID. uF/Km
							DUCTO t° 20°C	TIERRA t° 20°C	CONDUT t° 40°C	BANDEJAS t° 40°C	Ducto no magnet. Ohm/Km	Bandeja Ohm/Km	
6	7 x 1,56	2,29	10,20	1,52	16,15	406	85	140	75		0,170		0,181
4	7 x 1,96	2,29	11,34	1,52	17,29	497	110	180	97		0,157		0,210
3	7 x 2,20	2,29	11,98	1,52	17,93	559	128	205	114		0,152		0,225
2	7 x 2,47	2,29	12,76	1,52	18,71	637	145	230	130		0,146		0,245
1	19 x 1,69	2,29	13,56	1,52	19,51	734	170	260	155		0,141		0,264
1/0	19 x 1,89	2,29	14,52	1,52	20,47	849	195	295	180	260	0,136	0,257	0,288
2/0	19 x 2,13	2,29	15,55	1,52	21,50	999	220	335	205	300	0,131	0,251	0,313
3/0	19 x 2,39	2,29	16,77	2,03	23,80	1.236	250	385	240	345	0,130	0,249	0,343
4/0	19 x 2,68	2,29	18,11	2,03	25,14	1.463	290	435	280	400	0,125	0,244	0,375
250	37 x 2,09	2,29	19,28	2,03	26,31	1.667	320	470	315	445	0,122	0,239	0,404
300	37 x 2,29	2,29	20,97	2,03	28,00	1.945	353	520	350	498	0,120	0,237	0,445
350	37 x 2,47	2,29	22,15	2,03	29,18	2.196	385	570	385	550	0,117	0,233	0,473
400	37 x 2,64	2,29	23,27	2,03	30,30	2.450	428	630	430	623	0,115	0,230	0,500
500	37 x 2,95	2,29	25,26	2,03	32,84	2.982	470	690	475	695	0,112	0,228	0,548
600	61 x 2,52	2,29	28,34	2,03	35,92	3.518	516	752	525	777	0,108	0,222	0,623
650	61 x 2,62	2,29	29,23	2,03	36,81	3.762	539	783	550	818	0,107	0,220	0,644
700	61 x 2,72	2,29	30,10	2,03	37,68	4.014	562	814	575	859	0,106	0,219	0,665
750	61 x 2,82	2,29	30,94	2,03	38,52	4.274	585	845	600	900	0,105	0,218	0,686
800	61 x 2,91	2,29	31,76	2,03	39,34	4.517	602	872	618	935	0,104	0,217	0,705
900	61 x 3,09	2,29	33,32	2,03	40,90	5.022	636	926	654	1.005	0,102	0,215	0,743
1000	61 x 3,25	2,29	34,75	2,03	42,33	5.496	670	980	690	1.075			0,778

ANEXOS B

Descripción General del Relé SR750

Anexo B: Descripción General del Relé SR750

B.1 Aspectos generales

El relé digital 750/760 es un relé orientado a la protección y el control de la gestión de alimentadores de distribución y cuya vista frontal se presenta en la figura B.1. Proporciona funciones de protección integral para los alimentadores y copias de seguridad de protección para el bus, transformadores y líneas de transmisión.

Básicamente, el relé 750/760 tiene dos elementos TOC (time overcurrent), con detectores de nivel para cada fase. Además incorpora dos elementos de sobrecorriente comúnmente utilizados para la protección primaria y copia de seguridad. Cada elemento TOC tiene las siguientes características programables:

- Captura nivel actual de viaje, alarma o de control
- Elección de 15 formas de curvas (incluyendo Flex Curves) y multiplicadores curva
- Características de tiempo de reposición instantánea o lineal
- Restricción de voltaje



Figura B.1 Vista frontal del relé SR 750/760

B.2 Características y funciones de protección

Dentro de las potencialidades del relé, este tiene la posibilidad de habilitar distintas familias de curvas de operación, estas son:

- Curva ANSI: Extremadamente inversa, Muy inversa, Normalmente inverso, Moderadamente inverso y de Tiempo definido.
- Curva IEC: Curva A (BS142), Curva B (BS142), Curva C (BS142) y Short inversa.
- Curva IAC: Extremadamente inversa, Muy inversa, Inversa y Short inversa.
- Curva Custom: FlexCurveTMA y FlexCurveTMB.

Al considerar las potencialidades de protección que es posible habilitar, con la tabla B.1. Se describen las distintas funciones disponibles en el relé.

Device Number	Function
25	Synchronism Check
27	Bus/Line Undervoltage
32	Reverse Power
46/50	Negative Sequence Instantaneous Overcurrent
46/51	Negative Sequence Timed Overcurrent
46/67	Negative Sequence Directional Overcurrent
50	Breaker Failure
50N	Neutral Instantaneous Overcurrent
50P	Phase Instantaneous Overcurrent
50G	Ground Instantaneous Overcurrent
50SG	Sensitive Ground Instantaneous Overcurrent
51N	Neutral Time Overcurrent
51P	Phase Time Overcurrent
51G	Ground Time Overcurrent
51SG	Sensitive Ground Time Overcurrent
55	Power Factor
59	Overvoltage
59N	Neutral Overvoltage
59P	Phase Overvoltage
67N	Neutral Directional Overcurrent
67P	Phase Directional Overcurrent
67G	Ground Directional Overcurrent
67SG	Sensitive Ground Directional Overcurrent
81U/O	Under/Over Frequency
81	Frequency Decay

Tabla B.1 Funciones de protecciones disponibles en el relé SR 750/760

De la gran variedad de funciones de protección del relé SR 750/760 destacan:

- Protección de fase con retardo e instantánea
- Protección de neutro con retardo e instantánea
- Protección de tierra con retardo e instantánea

Además, incluye función de protección direccional de fase y residual, protección de tensión y frecuencia, así como la posibilidad de habilitar un control de factor de potencia a través de dos etapas de banco de condensadores.

ANEXOS C

Descripción General del Relé SR469

Anexo C: Descripción General del Relé SR469

C.1 Aspectos generales

El relé de protección de motores 469 está pensado para la protección de motores de media y alta potencia y equipos asociados. Se han integrado la protección de motor, diagnóstico de faltas, medida de potencia y funciones de comunicación en un equipo completo.



Figura C.1 Vista frontal del relé SR 469

El fundamento del SR469 es el modelo térmico. Además de los elementos de protección de intensidad, dispone de entradas de RTD para protección de temperatura del estator y los rodamientos. Las entradas de tensión proporcionan los elementos de protección de tensión y potencia. Dispone de entradas de transformadores de intensidad de fase para protección diferencial de fase. Todos los elementos de protección están incluidos en el relé y pueden ser habilitados. Este diseño hace sencilla la programación.

El SR469 tiene funciones de monitorización y medida completas. Un registro de sucesos guarda 40 registros etiquetados en tiempo. La captura de oscilografía de hasta 64 ciclos permite al usuario seleccionar los ciclos pre-falta y pos-falta. También proporciona completa medida. El SR469 detecta el tiempo de aceleración, la intensidad de arranque y capacidad térmica requerida durante el arranque del motor. Si la carga del motor durante el arranque es relativamente constante, estos valores aprendidos pueden usarse para ajustar con precisión la protección de aceleración. El SR469 puede también detectar la carga media del motor durante un periodo. Dispone de una herramienta de simulación para probar el relé sin entrada externa.

C.2 Características y funciones de protección

La función fundamental de protección del SR469 es el modelo térmico, el cual consiste de 4 elementos clave, estos son:

- Curva de sobrecarga
- Desequilibrio
- Compensación de motor caliente/frío
- Constante de enfriamiento del motor

La Curva de Sobrecarga del SR469 puede tomar uno de tres formatos: estándar, usuario o curvas dependientes de la tensión. Para cualquier tipo de curva el relé 469 guarda la memoria térmica en un registro de capacidad térmica que se actualiza cada 0.1 segundos. El arranque por sobrecarga determina el comienzo de la curva de sobrecarga de funcionamiento.

Las curvas de sobrecarga presentan una forma de estándar curva con un valor multiplicador (lever) de 1 a 15, según se presenta en la figura C.2.

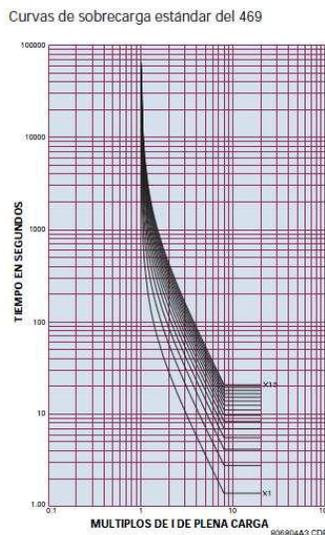


Figura C.2 Curvas de sobrecarga estándar del 469

La función de Desequilibrio contempla la protección del motor frente a la presencia de intensidad de secuencia negativa.

La intensidad de secuencia negativa, puede inducir una tensión en el rotor que puede producir una intensidad elevada en el rotor. Esto puede causar un aumento significativo del calentamiento

del rotor. Este sobrecalentamiento no se detecta en las curvas de límite térmico proporcionadas por el fabricante, ya que estas curvas suponen un sistema perfectamente equilibrado y el diseño del motor que resulta de corrientes de secuencia positiva.

Es así que el relé SR469 mide el desequilibrio como la relación entre la intensidad de la secuencia negativa y la de secuencia positiva. El modelo térmico se corrige para reflejar el calentamiento adicional causado por la intensidad de secuencia negativa cuando el motor está funcionando. La corrección debida a la secuencia negativa puede ajustarse a través de un factor k de corrección por desequilibrio, según se presenta en la figura C.3.

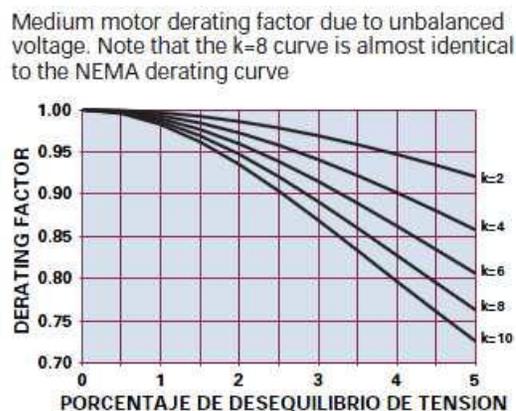


Figura C.3 Factor de corrección por Desequilibrio

En la compensación del motor caliente/frío de la protección SR469 tiene una única función para proteger el motor basada en la información del comportamiento térmico en caliente y en frío suministrado por el fabricante del motor. Así, se construye una curva que contempla:

- Compensación mínima RTD: si el valor mínimo de las RTD del estator está por debajo de este punto no hay compensación (40°C).
- Compensación máx. RTD: si el valor máximo de la temperatura de la RTD está por encima de este ajuste la memoria térmica se corrige y la capacidad térmica se fuerza al 100% (es normalmente el valor de aislamiento del estator).
- Punto de compensación centro RTD: el punto céntrico de temperatura y capacidad térmica son la temperatura medida de funcionamiento y el valor determinado por la relación seguridad cal/frío.

Para valores de RTD entre el máximo y el mínimo, la capacidad térmica definida por la curva de sobrecarga se compara con la capacidad térmica dada por la compensación RTD. Si la capacidad térmica usada dada por la compensación RTD es mayor, se utiliza este valor como capacidad térmica.

La constante de enfriamiento contempla el valor de capacidad térmica empleada se reduce exponencialmente cuando la intensidad del motor está por debajo del ajuste de arranque por sobrecarga. Esta reducción simula el enfriamiento del motor. Las constantes de tiempo de enfriamiento del motor se programan para motor parado y en funcionamiento, ya que normalmente un motor parado se enfría más lentamente que un motor en funcionamiento. Como el enfriamiento del motor es exponencial el modelo térmico seguirá los ciclos de calentamiento y enfriamiento de forma precisa.

ANEXOS D

Descripción General del Relé SR269 Plus

Anexo D: Descripción General del Relé SR269 Plus

D.1 Aspectos Generales

Ofreciendo una óptima protección al motor en situaciones donde otros relés no puede, el 269 Plus posee una característica única de capacidad de "aprender" parámetros individuales del motor, lo que le da la flexibilidad para adaptarse a cada aplicación "aprendiendo" valores de corriente de arranque del motor, secuencia negativa, Factor K, enfriamiento, capacidad térmica y el tiempo de aceleración.

El 269 Plus es un microprocesador basado en el diseño de un producto para proporcionar completa y precisa protección para motores industriales y sus sistemas mecánicos asociados, y cuya vista frontal se presenta en la figura D.1.



Figura D.1 Protección SR 269 Plus

D.2 Características y Funciones de Protección

La gran potencialidad del relé SR269 Plus es la flexibilidad que presenta para habilitar distintas funciones de protección, las cuales se resumen en la tabla D.1.

DEVICE	PROTECTION
14	Speed Device
37	Undercurrent/Minimum Load
38	Motor/Load Bearing Overtemperature
46	Unbalance - Negative Sequence
48	Multiple Starts/Locked Rotor
49	Stator Winding Overtemperature
49/51	Overload Curves/FlexCurves
50	Short Circuit Mechanical Jam/Rapid Trip
50G/51G	Zero Sequence Ground Fault
50N/51N	Residual Ground Fault
52b	Breaker
74	One Alarm Relay, Two Auxiliary Relays
86	Main Trip Latched Relay Auxiliary Relay No. 1 Auxiliary Relay No. 2
87	Differential Relay Contact Input
66	Starts per hour
47	Volts Phase Reversal (Meter Option)
27	Undervoltage (Meter Option)
	Frequency (Meter Option)
55	Powder Factor (Meter Option)

Tabla D.1 Funciones de protección del relé SR 269 Plus

En relación con las variadas funciones de protección del SR 269 Plus, destacan:

- Arranque y funcionamiento: El motor es protegido en ambas condiciones de aceleración y funcionamiento. El 269 Plus puede disparar la alarma o poner en trip bajo condiciones de tiempo normal de aceleración, número de arranques por hora, múltiples arranques, tiempo entre arranques y condiciones de sobrecarga de motor.

- Sobrecarga: Una de las ocho curvas de sobrecarga estándar pueden ser programadas sobre la base de la capacidad de tiempo de rotor bloqueado del fabricante del motor. Alternativamente, el usuario puede programar en una curva personalizada utilizando la función incorporada Flex Curve TM.

- Modelo térmico: El relé 269 Plus tiene la capacidad de calcular el valor I_2t del motor sobre la base de la corriente de carga real del motor. En tal sentido, se distingue:
 - Modelo térmico calcula el valor en términos de capacidad térmica utilizada.

 - RTD (unidades de temperatura de resistencia) la medición de temperatura del estator actúa como una verificación de la capacidad térmica para confirmar valor calculado por modelo térmico. RTD se pueden utilizar para el seguimiento del estator, cojinete, vigilancia de la temperatura ambiente, o de otro tipo.

 - Capacidad térmica es utilizada cuando se actualiza para reflejar el mayor de los dos valores.

ANEXOS E

Descripción General de Interruptor Masterpact NW32 y Unidad de Control Micrologic 5.0E

Anexo E: Descripción General de Interruptor Masterpact NW32 y Unidad de Control Micrologic 5.0E

E.1 Aspectos Generales

Con el propósito de proteger los diversos componentes del sistema eléctrico en estudio se optó por utilizar este tipo de protección, según sus características, las cuales son mencionadas y descritas a continuación.



características comunes		
número de polos		3 / 4
tensión asignada de aislamiento (V)	Ui	1000/1250
tensión de choque (kV)	Uimp	12
tensión asignada de empleo (Vca 50/60 Hz)	Ue	690 / 1150V
aptitud al seccionamiento	IEC 60947-2	—M—
grado de polución	IEC 60664-1	4/(1000V)/3/(1250V)

Características de los Interruptores automáticos según IEC 60947-2		
Intensidad asignada (A)	In	a 40 °C / 50 °C
Calibre del 4° polo (A)		
Calibre de los captores		

Tipo de interruptor automático		
Poder de corte último (kA eff)	Icu	220/415/440 V
V AC 50/60 Hz		525 V
		690 V
		1150V
Poder de corte de servicio (kA eff)	Icu	% Icu
Categoría de utilización		
Intensidad asignada de corta duración admisible (kA eff)	Icw	1 s
V AC 50/60 Hz		3 s
Protección integrada instantánea		
Poder de cierre (kA cresta)	Icm	220/415/440 V
V AC 50/60 Hz		525 V
		690 V
		1150V
Tiempo de corte (ms)		
Tiempo de cierre (ms)		

Características de los Interruptores automáticos según NEMA AB1	
Poder de corte (kA cresta)	240/480 V
V AC 50/60 Hz	600 V

Características de los Interruptores sin protección			
Trip por relé externo según IEC 60947-2			
Tipo de Interruptor automático			
Poder de corte último	Icu	220... 690 V	
Poder de corte en servicio	Ics	% Icu	
Intensidad de corta duración	Icw	1 s	
		3 s	
Protección para sobrecarga y corto circuito con relé externo			
temporización máxima de protección corto circuito 350 ms ^(B)			
Poder de cierre (kA cresta) V AC 50/60 Hz	Icm	220... 690 V	

Características de los Interruptores en carga según IEC 60947-3			
Tipo de Interruptor automático			
Poder de cierre (kA cresta)	Icm	220... 690 V	
Categoría AC23A/AC3 V AC 50/60 Hz		1150V	
Intensidad de corta duración admisible (kA eff)	Icw	0,5 s	
		1 s	
Categoría AC23A/AC3 V AC 50/60 Hz		3 s	

elección de los captosres													
calibre del captor (A)	250	400	630	800	1000	1250	1600	2000	2500	3200	4000	5000	6300
Regulación del umbral Ir (A)	100 a 250	160 a 400	250 a 630	320 a 800	400 a 1000	500 a 1250	630 a 1600	800 a 2000	1000 a 2500	1250 a 3200	1600 a 4000	2000 a 5000	2500 a 6300

NW25	NW32	NW40	
2500	3200	4000	
2500	3200	4000	
1250 a 2500	1600 a 3200	2000 a 4000	
H1	H2	H3	H10
65	100	150	-
65	85	130	-
65	85	100	-
-	-	-	50
100%			
B			
65	85	65	50
65	75	65	50
Sin	190	190	Sin
143	220	330	-
143	187	286	-
143	187	220	-
-	-	-	105
25	25	25	25
< 70			
65 100 150 -			
65 85 100 -			
HA	HF ^(B)		
55	85		
100%			
55	85		
55	75		
Sin	Sin		
121	187		

E.2 Descripción unidad Micrologic

Todos los interruptores automáticos están equipados con una unidad de control Micrologic totalmente intercambiable.

Las unidades de control están concebida para asegurar la protección de los circuitos de potencia y de los receptores.

Las alarmas son programables para señalar a distancia.

Las medidas de intensidad, tensión, frecuencia, potencia, calidad de energía, optimizar la continuidad de servicio y la gestión de la energía.

L: Protección largo retardo.

S: Protección corto retardo.

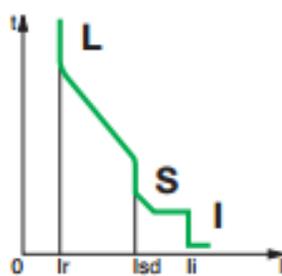
I: Protección instantánea.

G: Protección a tierra.

D: Protección diferencial.



Micrologic 5: protección selectiva



Protecciones:
largo retardo + corto retardo + instantáneo

5.0



Medidas y otras protecciones

A: ampérmetro

- I1, I2, I3, IN, I tierra, Idiferencial y valores máximos de estas medidas.
- Señalización de defectos mediante leds: I_t, I_sd, I_i, I_g e I_{Δn}, Ap (disparo por autoprotección) según corresponda.
- Valores de las regulaciones en amperios y en segundos.

E: A + Energía

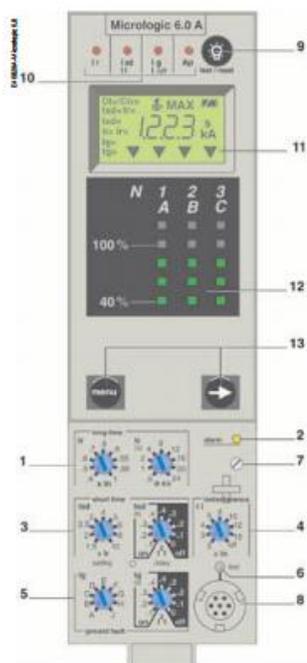
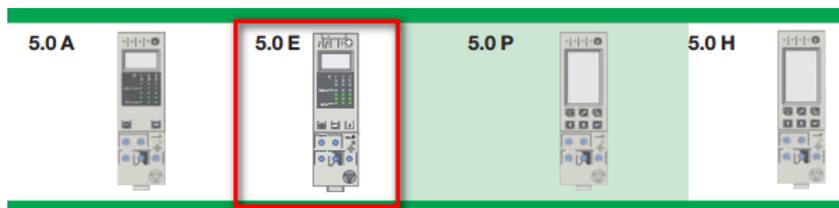
- Incorpora todas las medidas RMS de Micrologic A + Voltage, factor de potencia, potencia y medidas de energía demanda de corriente.
- Incorpora la función "Vista Rápida" que permite visualizar de una forma cíclica todas las variables eléctricas de Micrologic E

P: A + potencia + protecciones parametrizables

- Medidas V, A, W, VAR, VA, Wh, VARh, VAh, Hz, Vcresta, Acresta, cos φ, máximos y mínimos.
- Protecciones largo retardo en IDMTL, mínimos y máximos en tensión y frecuencia desequilibrios en tensión e intensidad, sentido de rotación de las fases, retorno de potencia.
- Desconexión/reconexión en función de la potencia o de la intensidad.
- Medidas de las intensidades cortadas, señalización diferencial de defecto, indicadores de mantenimiento, fechado e histórico de eventos.

H: P + armónicos

- Calidad de la energía: fundamental, tasa de distorsión, amplitud y fase de los armónicos hasta el rango 51.
- Captura de ondas sobre defecto, alarma o demandada.
- Alarmas programables: umbrales y acciones programables de medida.



- 1 Umbral y temporización largo retardo.
- 2 Testigo luminoso de sobrecarga.
- 3 Umbral y temporización de disparo corto retardo.
- 4 Umbral de disparo instantáneo.
- 5 Umbral y temporización de disparo Vigí o tierra.
- 6 Botón test Vigí o tierra.
- 7 Tornillo de fijación del calibrador largo retardo.
- 8 Toma de test.
- 9 Lámpara de test, "reset" y estado de la pila.
- 10 Señalización de las causas de disparo.
- 11 Visualización digital.
- 12 Amperímetro y diagrama de barras trifásico.
- 13 Teclas de navegación.

Las unidades de control Micrologic A protegen los circuitos de potencia. Sus prestaciones son: medidas, posibilidad de comunicación e indicación de los máximos de intensidad. La versión 6 integra la protección de tierra, y la versión 7 la protección diferencial.

Regulación de las protecciones

Las protecciones son regulables en umbral y en temporización por selectores. Los valores regulados se ven temporalmente sobre la pantalla, en amperios y en segundos. La precisión de las regulaciones puede ser aumentada limitando la zona de regulación al cambiar el calibrador de largo retardo.

- Protección contra las sobrecargas
- Protección largo retardo de tipo valor eficaz (RMS). Memoria térmica: imagen térmica antes y después del disparo.
- Protección contra los cortocircuitos
- Protección corto retardo (RMS) e instantáneo. Selección de tipo Ft (On / Off) en la temporización corto retardo.
- Protección contra los defectos a tierra
- Protección de tipo "residual" o "source ground return". Selección de tipo Ft (On / Off) en temporización.
- Protección diferencial residual (Vigi)
- Funciones sin alimentación exterior.
 - ▲ Inmunizado contra riesgos de disparos intempestivos.
 - ▲ Resistente a las componentes continuas clase A hasta 10 A.
- Protección del neutro
- En interruptores automáticos tripolares, sin protección en el neutro. En interruptores automáticos tetrapolares, regulación de la protección en el neutro por selector en 3 posiciones: neutro no protegido (4P 3d), neutro medio protegido (4P 3d + N/2), neutro totalmente protegido (4P 4d).
- Selectividad lógica ZSI
- Una bornera "Zone Selective Interlocking" (ZSI) permite el cableado con otras unidades de control para una selectividad total en la protección de corto retardo y tierra sin temporización del disparo. Esta función está incluida en los siguientes tipos de Micrologic: 5, 6 y 7.

Medidas "ampérmetro"

Las unidades de control Micrologic A miden el valor eficaz de las intensidades (RMS). Una pantalla LCD numérica fija permanentemente la fase de mayor carga (Imax) y permite, por presiones sucesivas sobre la tecla, la lectura de I₁, I₂, I₃, I_N, I_t, I_{Δn} de las intensidades memorizadas (máximas) y de las regulaciones. La alimentación externa, opcional, permite fijar las intensidades < 20 % In.

Opción de comunicación

Asociada a la opción de comunicación COM, la unidad de control transmite los parámetros siguientes:

- Lectura de las regulaciones.
- Conjunto de las medidas "ampérmetro".
- Señalización de las causas de disparo.
- Puesta a cero de los valores máximos.

Micrologic 5.0 / 6.0 / 7.0 A

Protecciones		Micrologic 5.0 / 6.0 / 7.0 A										
Largo retardo		Micrologic 5.0 / 6.0 / 7.0 A										
Umbral (A)	$I_r = I_n \times \dots$	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	0,95	0,98	1		
Disparo entre	1,05 a 1,20 I_r	otros umbrales de reg. o anulación por cambio del calibrador										
Temporización (s)	$t_r \approx 1,5 \times I_r$	12,5	25	50	100	200	300	400	500	600		
Precisión: 0 a -20 %	$t_r \approx 6 \times I_r$	0,5	1	2	4	8	12	16	20	24		
	$t_r \approx 7,2 \times I_r$	0,34	0,69	1,38	2,7	5,5	8,3	11	13,8	16,6		
Memoria térmica		20 min. antes y después de disparo										
Corto retardo		Micrologic 5.0 / 6.0 / 7.0 A										
Umbral (A)	$I_{sd} = I_r \times \dots$	1,5	2	2,5	3	4	5	6	8	10		
Precisión: ±10 %												
Temporización (ms)	intervalos de reg. Ft Off	0	0,1	0,2	0,3	0,4						
	Ft On	0,1	0,2	0,3	0,4							
	t_{sd} (no disparo)	20	80	140	230	350						
	t_{sd} (max de corte)	80	140	200	320	500						
Instantáneo		Micrologic 5.0 / 6.0 / 7.0 A										
Umbral (A)	$I_i = I_n \times \dots$	2	3	4	6	8	10	12	15	off		
Precisión: ±10 %												
Tierra		Micrologic 6.0 A										
Umbral (A)	$I_g = I_n \times \dots$	A	B	C	D	E	F	G	H	J		
Precisión: ±10 %	$I_n \leq 400 A$	0,3	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1		
	$400 A < I_n \leq 1200 A$	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1		
	$I_n > 1200 A$	500	640	720	800	880	960	1040	1120	1200		
Temporización (ms)	intervalos de reg. Ft Off	0	0,1	0,2	0,3	0,4						
	Ft On	0,1	0,2	0,3	0,4							
	t_g (no disparo)	20	80	140	230	350						
	t_g (max de corte)	80	140	200	320	500						
Diferencial residual (Vigi)		Micrologic 7.0 A										
Sensibilidad (A)	$I_{\Delta n}$	0,5	1	2	3	5	7	10	20	30		
Precisión: 0 a -20 %												
Temporización (ms)	escalones de regulación	60	140	230	350	800						
	$t_{\Delta n}$ (non disparo)	80	140	230	350	800						
	$t_{\Delta n}$ (max. de corte)	140	200	320	500	1000						
Ampérmetro		Micrologic 5.0 / 6.0 / 7.0 A										
Medida permanente de la intensidad		Micrologic 5.0 / 6.0 / 7.0 A										
Medidas de 20 a 200 % de I_n		I_1	I_2	I_3	I_4	I_5	I_6	I_{max}				
Precisión: 1,5 % (incluido captadores)		alimentación por propia intensidad (para $I > 20\% I_n$)										
Valores máximos		$I_{1,max}$	$I_{2,max}$	$I_{3,max}$	$I_{4,max}$	$I_{5,max}$	$I_{6,max}$	$I_{max,max}$				

Protección		Micrologic 5.0 / 6.0 E										
Largo retardo		Micrologic 5.0 / 6.0 E										
Current setting (A)	$I_r = I_n \times \dots$	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	0,95	0,98	1		
Disparo entre	1,05 a 1,20 $\times I_r$	Otros umbrales de regulación deseados se obtienen cambiando el calibrador (rating plug)										
Ajuste de tiempo	Precisión: 0 a -30 %	t_r (s)	0,5	1	2	4	8	12	16	20		24
Temporización	Precisión: 0 a -20 %	t_r (s)	12,5	25	50	100	200	300	400	500		600
	Precisión: 0 a -20 %	t_r (s)	6	12	24	48	96	144	192	240	288	
	Precisión: 0 a -20 %	t_r (s)	7,2	14,4	28,8	57,6	115,2	172,8	230,4	288	345,6	
Memoria Térmica		20 min. Antes y después del disparo										
(1) 0 a -40 % - (2) 0 a -60 %												
Corto retardo		Micrologic 5.0 / 6.0 E										
Umbral (A)	$I_{sd} = I_r \times \dots$	1,5	2	2,5	3	4	5	6	8	10		
Precisión: ±10 %												
Ajuste de tiempo t_{sd} (s)	Ajuste	Pt Off	0	0,1	0,2	0,3	0,4					
		Pt On	0,1	0,2	0,3	0,4						
Temporización (ms) 10 $\times I_r$	t_{sd} (no disparo)	20	80	140	230	350						
(I2I Off or I2I On)	t_{sd} (max.de corte)	80	140	200	320	500						
Instantanea		Micrologic 5.0 / 6.0 E										
Umbral (A)	$I_i = I_n \times \dots$	2	3	4	6	8	10	12	15	off		
Precisión: ±10 %												
Temporización		Máximo tiempo de retardo :20 ms Tiempo máximo de apertura :50 ms										
Falla a tierra		Micrologic 6.0 E										
Ajuste de corriente (A)	$I_g = I_n \times \dots$	A	B	C	D	E	F	G	H	J		
Precisión: ±10 %	$I_n \leq 400 A$	0,3	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1		
	$400 A < I_n < 1250 A$	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1		
	$I_n \leq 1250 A$	500	640	720	800	880	960	1040	1120	1200		
Ajuste de tiempo t_g (s)	Settings	Pt Off	0	0,1	0,2	0,3	0,4					
		Pt On	0,1	0,2	0,3	0,4						
Temporización (ms)	t_g (no disparo)	20	80	140	230	350						
desde I_n a 1200 A (I2I Off or I2I On)	t_g (max.de corte)	80	140	200	320	500						
Energía		Micrologic 2.0 / 5.0 / 6.0 E										
Tipo de Medida		Rango					Precisión					
Corriente instantanea	I_1, I_2, I_3, I_n	$0,2 \times I_n$ to $1,2 \times I_n$					± 1,5 %					
	I_g (6.0 E)	$0,05 \times I_n$ to I_n					± 10 %					
Corriente máxima	I_1, I_2, I_3, I_n	$0,2 \times I_n$ to $1,2 \times I_n$					± 1,5 %					
Demanda de corriente	I_1, I_2, I_3, I_g	$0,2 \times I_n$ to $1,2 \times I_n$					± 1,5 %					
Voltajes	$V_{12}, V_{23}, V_{31}, V_{1N}, V_{2N}, V_{3N}$	100 to 690 V					± 0,5 %					
Potencia Activa	P	30 to 2000 kW					± 2 %					
Factor de potencia	PF	0 to 1					± 2 %					
Demanda de potencia	P demanda	30 to 2000 kW					± 2 %					
Energía activa	Ep	-10^{18} GWh to 10^{18} GWh					± 2 %					

Nota: Nota : todas las funciones de protección de corriente no requieren fuente auxiliar de alimentación
El botón test /reset permite resetear las medidas máximas, indicadores de falla (trip) y prueba de batería

ANEXOS F

Curvas de Daño de Transformadores de Poder

Anexo F: Curva de Daño de Transformadores de Poder

F.1 Curva de Daño Transformador de Poder 1 (TR1)

En la figura F.1, que se presenta a continuación, se puede comprobar que el relé R3 y el fusible F1 no operan con la corriente nominal (FLA), ni con la corriente de magnetización Inrush del transformador. También se puede observar, que la curva del relé se ubica debajo de la curva ANSI, la cual indica el valor máximo de cortocircuito que soporta el transformador sin que se produzca daño por esfuerzos mecánicos y térmicos.

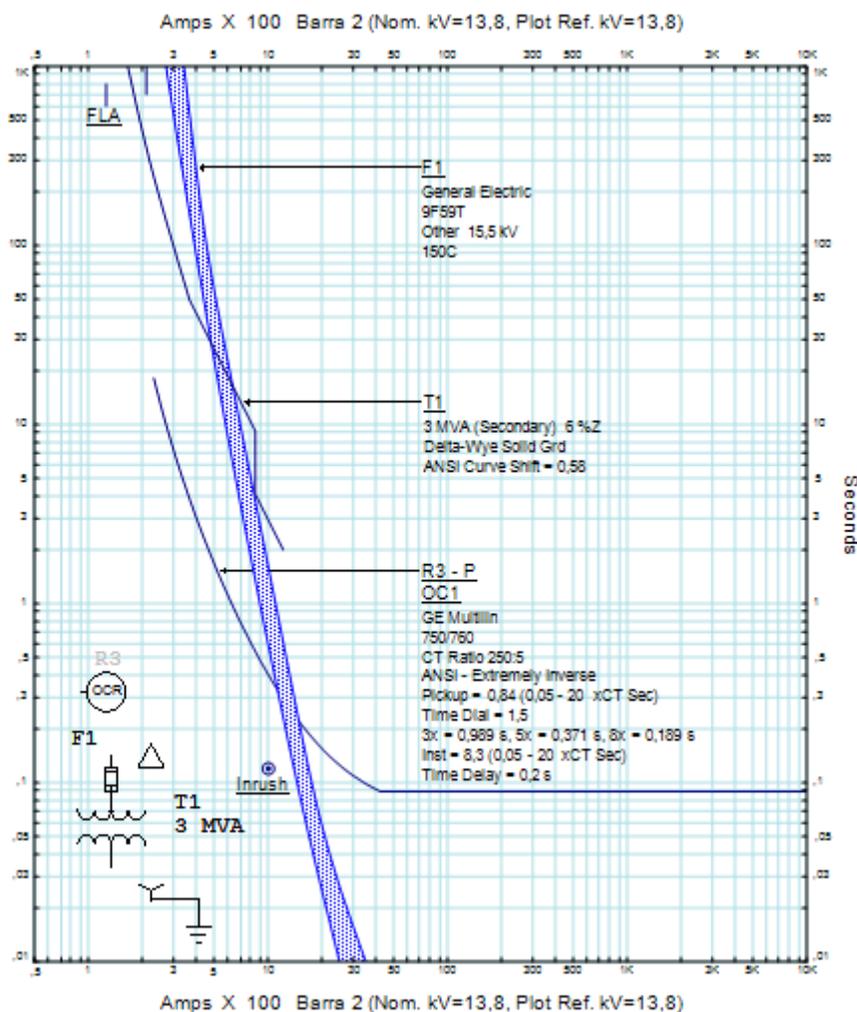


Figura F.1 Curva de Daño Transformador de Poder 1 (TR1)

F.2 Curva de Daño Transformador de Poder 2 (TR2)

En la figura F.2, que se presenta a continuación, se puede comprobar que el relé R4 y el fusible F2 no operan con la corriente nominal (FLA), ni con la corriente de magnetización Inrush del transformador. También se puede observar, que la curva del relé se ubica debajo de la curva ANSI, la cual indica el valor máximo de cortocircuito que soporta el transformador sin que se produzca daño por esfuerzos mecánicos y térmicos.

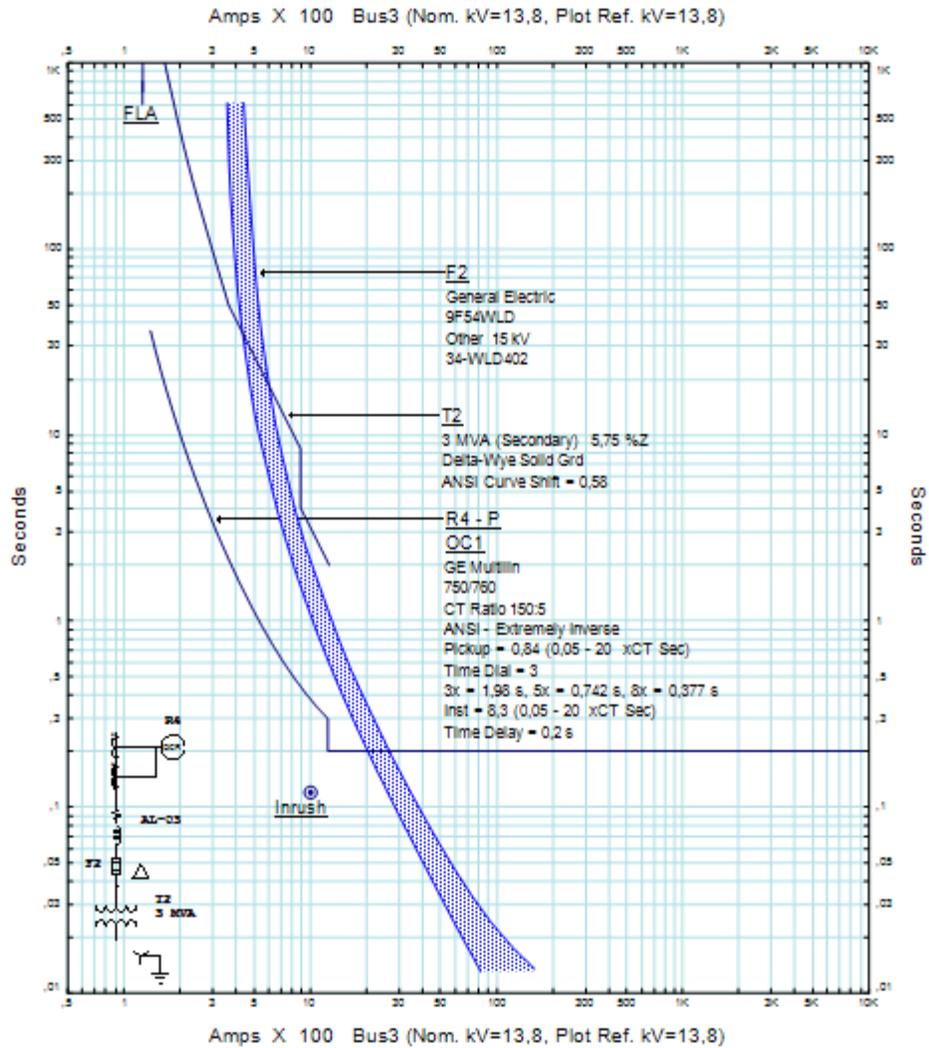


Figura F.2 Curva de Daño Transformador de Poder 2 (TR2)

F.3 Curva de Daño Transformador de Poder 3 (TR3)

En la figura F.3, que se presenta a continuación, se puede comprobar que el relé R5 y el fusible F3 no operan con la corriente nominal (FLA), ni con la corriente de magnetización Inrush del transformador. También se puede observar, que la curva del relé se ubica debajo de la curva ANSI, la cual indica el valor máximo de cortocircuito que soporta el transformador sin que se produzca daño por esfuerzos mecánicos y térmicos.

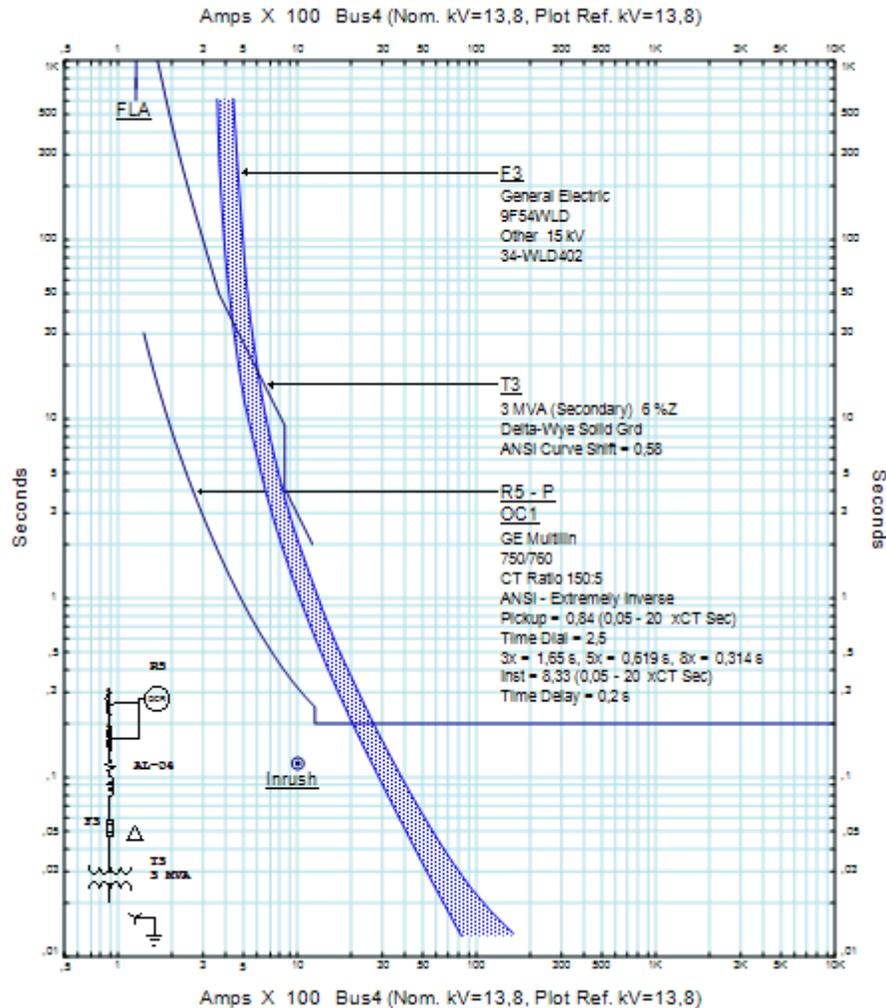


Figura F.3 Curva de Daño Transformador de Poder 3 (TR3)

