



ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL

Facultad de Ingeniería en Electricidad y Computación

“Estudio de la Coordinación de las Protecciones por Métodos Computarizados Aplicados al Centro Comercial Policentro”

INFORME DE MATERIA DE GRADUACIÓN

Previo a la obtención del título de:

**INGENIERO EN ELECTRICIDAD
ESPECIALIZACIÓN POTENCIA**

Presentado por:

Henry Cruz

Gonzalo Toasa

Geovanny Cando

GUAYAQUIL – ECUADOR

AÑO

2009 - 2010

AGRADECIMIENTO

Agradecemos a nuestros padres por todo el esfuerzo, bendiciones y apoyo que nos ayudaron para culminar la carrera y a todas aquellas personas que de una manera u otra colaboraron con su presencia, conocimientos, dedicación, para la realización de este proyecto que es la culminación de una nueva meta alcanzada en nuestras vidas.

Nos gustaría agradecer sinceramente a nuestro instructor de la materia de graduación Ing. Juan Saavedra, el esfuerzo, su calidad de enseñanza, entrega de conocimientos y su gran orientación para que este documento de trabajo final de grado se haya cumplido en su total finalidad.

También nos gustaría agradecer todos los conocimientos, enseñanzas y más que todos los consejos recibidos a lo largo de los últimos años por otros profesores de la facultad de ingeniería eléctrica y computación.

DEDICATORIA

Gonzalo.- Me gustaría dedicar este proyecto a mi esposa Omayra y a mis hijos Gonzalo y Karliz por esa total entrega a nuestras vidas, en que hoy junto a ellos cumplo una meta mas y que con Dios de testigo digo que siempre hay manera de avanzar frente a las adversidades de la vida; y, a mis padres misión cumplida queridos padres.

Geovanny.- Este proyecto lo dedico a toda mi familia y en especial a mis padres por siempre apoyarme en mi formación académica, su esfuerzo se ve reflejado en el comienzo de una nueva etapa de mi vida, el ser un profesional.

Henry.- Me gustaría dedicar este proyecto a mis padres y hermanos que gracias a su apoyo incondicional he culminado una etapa mas de mi vida, el ser un profesional.

DECLARACIÓN EXPRESA

“La responsabilidad del contenido de este trabajo final de graduación, nos corresponde exclusivamente; y el patrimonio intelectual del mismo a la ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL”.

(Reglamento de exámenes y títulos profesionales de la ESPOL)

Henry Cruz G.

Gonzalo Toasa V.

Geovanny Cando D.

TRIBUNAL DE GRADUACIÓN

Ing. Juan Saavedra
Profesor de la Materia de Graduación

Ing. Gustavo Bermúdez
Delegado del Decano

RESUMEN

El presente estudio aborda un campo muy importante en el diseño de un sistema eléctrico ya sea comercial o industrial, este es la coordinación de las protecciones eléctricas. De la coordinación de las protecciones depende el buen o mal funcionamiento del sistema eléctrico.

Este estudio consiste en la coordinación de las protecciones desde la Subestación Principal 69/13.2 KV hasta las barras de carga a 440 y 220V. A nivel de 69KV y hasta la barra principal a 13.2 KV la protección se la realiza mediante reles electrónicos Westinghouse tipo digitrip. Las líneas de 13.2KV se las protege con reles electrónicos y fusibles INEPAR en su mayoría, como se vera mas adelante. Las barras a 440 y 220V se las protegen con Breakers Geneal.Electric Regulables.

INDICE GENERAL

INTRODUCCION	
CAPITULO 1.- DESCRIPCION DE LAS INSTALACIONES.....	12
CAPITULO 2.- ESTUDIOS DE FLUJO DE CARGA.....	21
2.1 Criterios adoptados para el estudio.....	21
2.1.1 Flexibilidad Operacional.....	21
2.1.2 Niveles de Confiabilidad.....	21
2.1.3 Niveles de sobrecarga.....	21
2.1.4 Regulación de Voltaje.....	21
2.2 Análisis de casos.....	22
2.3 Datos del Sistema.....	22
2.3.1 Datos de barras de carga.....	23
2.3.2 Datos de líneas y conductores.....	23
2.3.3 Datos de Transformadores de Fuerza.....	24
2.4 Resultados de los Estudios de Flujo de Carga.....	27
2.4.1 Casos base.	27
2.4.1.1 Voltajes en barras.....	28
2.4.1.2 Consumo y Factor de Potencia.....	28
2.4.1.3 Carga en barra de entrega de la EMPRESA ELECTRICA.....	29
2.4.1.4 Carga de Conductores y transformadores.....	29

2.4.1.5 Taps de los Transformadores.....	30
2.4.2 Caso Optimizado.....	31
2.4.2.1 Voltajes en barras.....	33
2.4.2.2 Consumo y Factor de Potencia.....	34
2.4.2.3 Carga en barra de entrega de la EMPRESA ELECTRICA.....	34
2.4.2.4 Carga de Conductores y transformadores.....	35
2.4.2.5 Taps de los Transformadores.....	35
2.5 Conclusiones del estudio de Flujo.....	36
2.5.1 Caso base.....	36
2.5.2 Caso optimizado.....	37
2.5.3 Ventajas de caso optimizado.....	37
CAPITULO 3.- ESTUDIO DE CORTO CIRCUITO.....	39
3.1 Alcance de los estudios de Corto Circuito.....	40
3.2 Datos del Sistema.....	40
3.2.1 Impedancias Equivalentes en el Punto de Entrega de la CATEG.....	40
3.2.1.1 MVA de Corto Circuito.....	41
3.2.1.2 Impedancias Equivalen.....	41
3.2.2 Datos de Conductores.	42
3.2.3 Datos de Transformadores de Fuerza.....	42
3.3 Resultados de los Estudios de Corto Circuito.....	42

3.3.1 Casos base.....	42
3.3.1.1 Corriente de Falla en cada barra.....	43
3.3.1.2 Capacidad de Interrupción.....	44
3.3.2 Caso Optimizado.....	45
3.3.2.1 Corriente de Falla en cada barra.....	45
3.4 Conclusiones y recomendaciones.....	47
CAPITULO 4.- COORDINACION DE LAS PROTECCIONES.....	48
4.1 Esquemas de Protecciones.....	50
4.1.1 Esquemas de Protección de la subestación.....	50
4.1.2 Esquemas de protección de Barras.....	51
4.1.2.1 Barra LOAD "D" 220V.....	51
4.1.2.2 Barra LOAD "D" 440V.....	52
4.1.2.3 Barra LOAD "E1" 220V.....	53
4.1.2.4 Barra LOAD "E2" 220V.....	54
4.1.2.5 Barra LOAD "G" 220V.....	55
4.1.2.6 Barra LOAD "G" 440V.....	56
4.1.2.7 Barra TOSSI 440V.....	57
4.2 Ajuste y Coordinación de las Protecciones.....	58
4.2.1 Protección del Transformador Principal y Barra Principal de 13,2KV	59
4.2.2 Protección de Barras de carga a 440 V y 220 V.....	62

4.2.2.1 Protección de la Barra LOAD "D" 220V.....	63
4.2.2.2 Protección de la Barra LOAD "D" 440V	66
4.2.2.3 Protección de la Barra LOAD "E1" 220V	69
4.2.2.4 Protección de la Barra LOAD "E2" 220V	71
4.2.2.5 Protección de la Barra LOAD "G" 220V	75
4.2.2.6 Protección de la Barra LOAD "G" 440V	78
4.2.2.7 Protección de la Barra TOSSI 440V	81
4.3 Resumen de Ajustes.....	83
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	84
ANEXOS	
BIBLIOGRFIA	

INTRODUCCIÓN

El presente documento corresponde al proyecto final de graduación, que tiene por nombre “Estudio de la Coordinación de las Protecciones por Métodos Computarizados Aplicados al Centro Comercial Policentro”.

El primer capítulo describe en forma general las instalaciones eléctricas existentes en el Centro Comercial.

En el capítulo dos se muestra el estudio de flujo de carga en el caso actual (que se denomino caso base) y del caso optimizado, el caso actual trata al sistema eléctrico como se lo encontró antes del estudio mientras que el caso optimizado trata el caso con los cambios hechos para un correcto funcionamiento operativo técnico-económico de sistema eléctrico del Centro Comercial.

En el capítulo 3, se utiliza los datos del capítulo 1 y capítulo 2 (casos base y optimizado) para realizar el estudio de cortocircuito del Centro Comercial, este estudio es de importancia para la futura coordinación de las protecciones eléctricas para las corrientes de falla máxima y mínima.

En el capítulo 4 muestra ya la coordinación de los equipos de protección para corrientes de falla en cada barra ya con sus ajustes y correctivos a tomar

CAPITULO 1.- DESCRIPCION DE LAS INSTALACIONES.

El CENTRO COMERCIAL POLICENTRO se encuentra ubicado al norte de la ciudad de Guayaquil en la Avenida del Periodista y Dr. Juan Bautista Arzube, Ciudadela Kennedy.

Para la realización del presente informe de graduación se solicitó información a la administración del Centro Comercial la cual se muestra en el Anexo 1, los diagramas unifilares de las instalaciones realizadas hace casi 20 años fueron debidamente corregidos y actualizados de acuerdo a las instalaciones existentes.

Luego del recorrido de las instalaciones del C.C.P. obtuvimos el diagrama detallado del sistema eléctrico. Dicho sistema y los equipos con los que actualmente opera el centro comercial se presenta a continuación en el gráfico 1.1.

Para el análisis de nuestra tesis utilizamos el diagrama unifilar del sistema eléctrico del centro comercial, el cual se muestra en el gráfico 1.2.

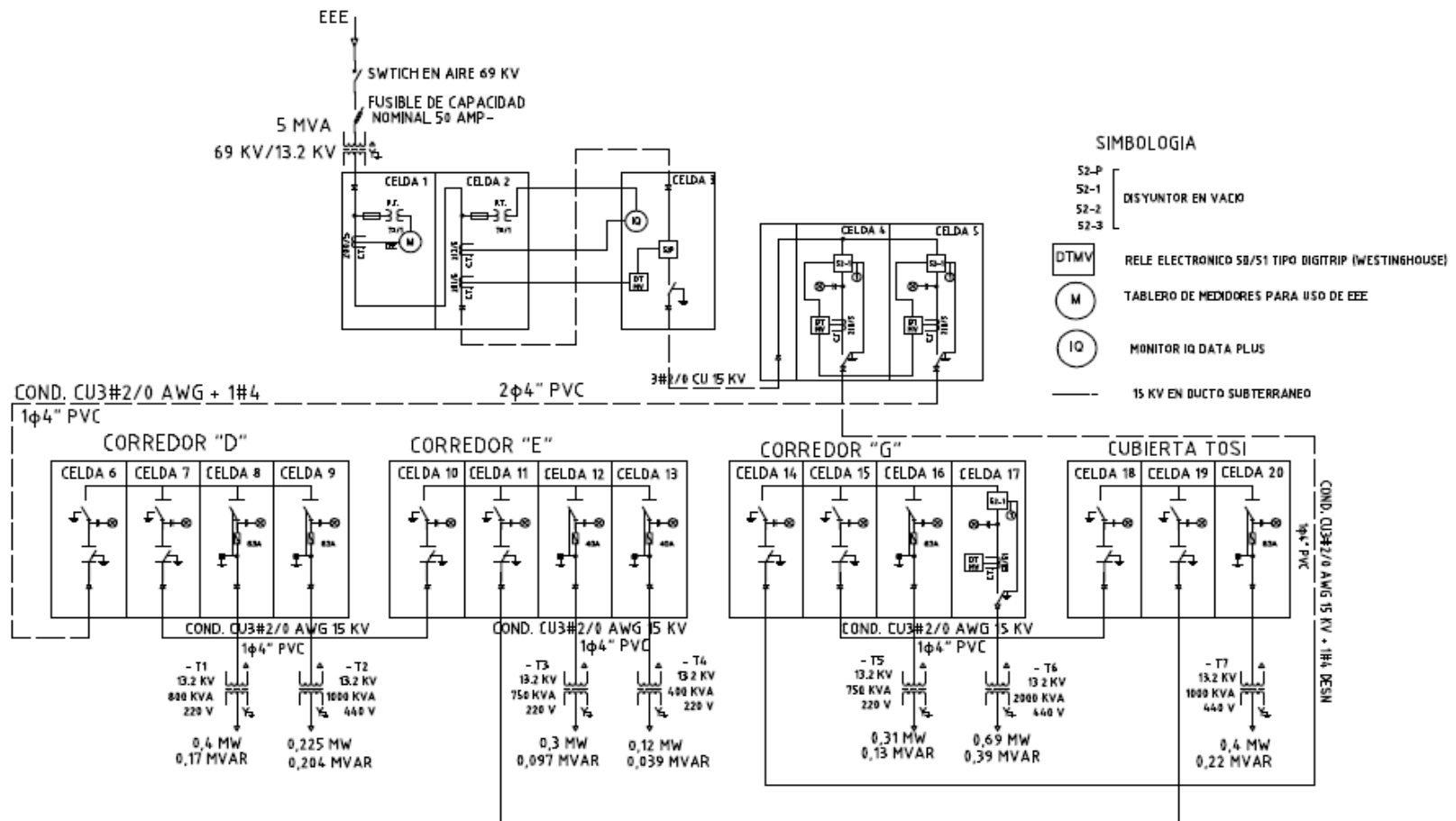


Grafico 1.1. Instalaciones eléctricas actualizadas del C.C. Policentro (Marzo 2010)

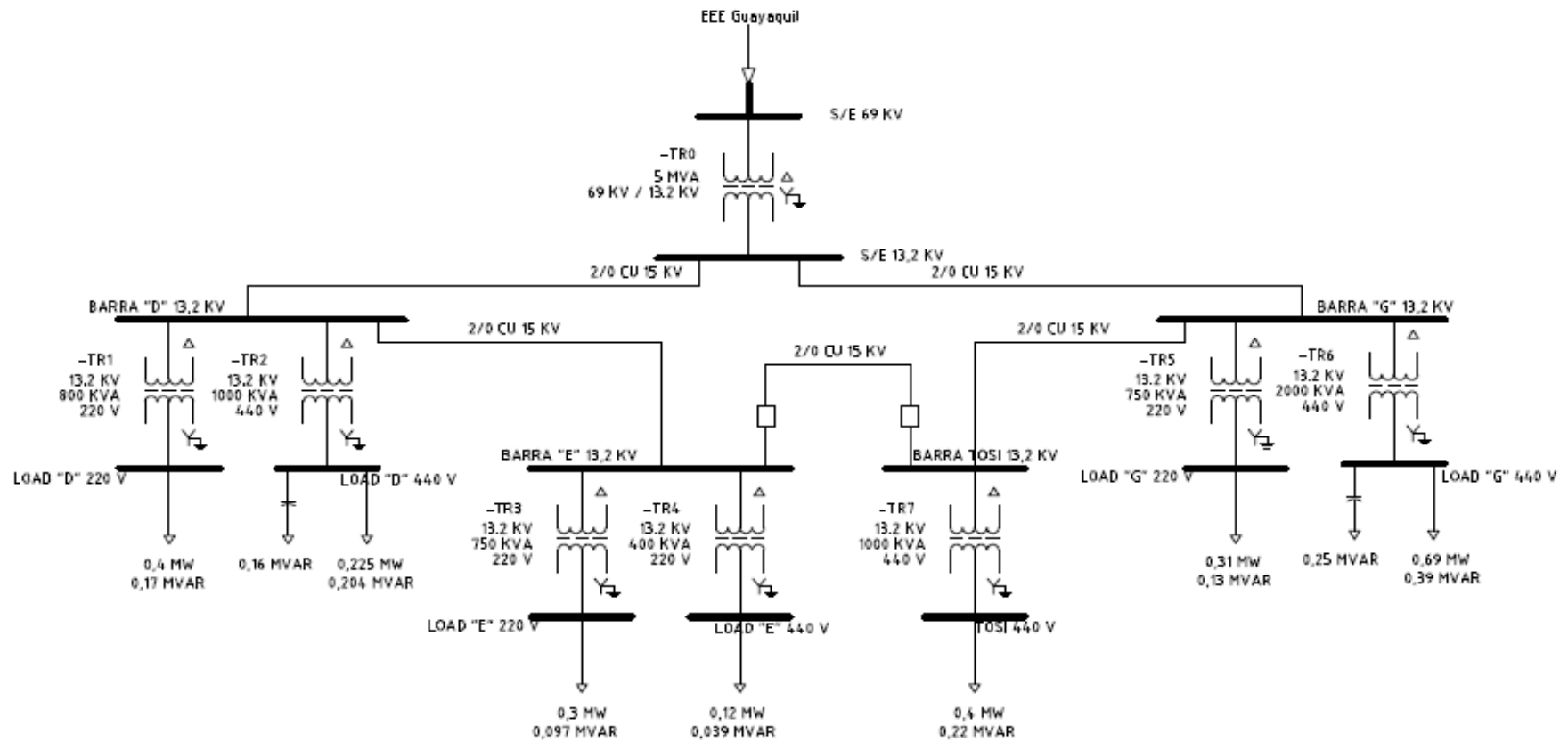


Grafico 1.2. Diagrama Unifilar del C.C. Policenro.

Una vez presentado el sistema eléctrico se procede a describir en forma más detallada las instalaciones del Centro Comercial.

El C.C.P. es alimentado por la EMPRESA ELECTRICA DE GUAYAQUIL a nivel de 69 KV con 3 conductores # 4/0 ACSR, dicha línea ingresa al transformador principal a través de un switch en aire de 69KV y luego por tres fusible de 50 A por fase. Este transformador es de 5 MVA, 69KV / 13,2KV, Δ/Y aterrizado, TAP=3.

Las líneas que salen del lado de baja tensión del transformador principal pasan por una serie de equipos de medición, protección y maniobra para finalmente llegar a la barra principal de 13,2 KV, de donde salen dos alimentadores subterráneos hacia los distintos centros de carga. Es necesario indicar que la barra principal se encuentra dentro de las celdas 4 y 5.

Se observa del grafico 1.1 que el C.C. Policentro fue diseñado con una alta confiabilidad ya que dispone de 2 líneas alimentadoras radiales que pueden interconectarse a nivel de 13,2KV (Barra "E" y "Tosi").

Descripción de los alimentadores.-

Alimentador # 1: 3 conductores # 2/0 AWG de cobre, 15 KV, sale de la barra principal de 13,2 KV (celda 5) y llega a la celda del "CORREDOR D". Esta línea alimenta a las cargas de 220 V y 440 V mediante los transformadores TR1 y TR2 respectivamente. Acotar que esta celda se conecta por medio de 3 conductores # 2/0 de cobre, 15 KV a la celda del "CORREDOR E", de esta celda se alimenta a dos cargas de 220 V mediante los transformadores TR3 y TR4.

Alimentador # 2: 3 conductores # 2/0 AWG de cobre, 15 KV, sale de la barra principal de 13,2 KV (celda 4) y llega a la celda del "CORREDOR G". Esta línea alimenta a las cargas de 220 V y 440 V mediante los transformadores TR5 y TR6 respectivamente. Acotar que esta celda se conecta por medio de 3 conductores # 2/0 de cobre, 15 KV a la celda de "CUBIERTA TOSI", de esta celda se alimenta la carga de 440 V mediante el transformador TR7.

Cuartos eléctricos:

El C.C.P. cuenta con 4 cuartos eléctricos o centro de carga.

- Cuarto eléctrico del "CORREDOR D"
- Cuarto eléctrico del "CORREDOR E"
- Cuarto eléctrico del "CORREDOR G"
- Cuarto eléctrico de "CUBIERTA TOSI"

Transformadores de fuerza:

La capacidad de los transformadores de voltaje se muestra a continuación, estos transformadores fueron enumerados de la forma mostrada para su fácil identificación.

1. TR-0: trifásico, 5000 KVA, 69 / 13.2 KV.
2. TR-1: trifásico, 800 KVA, 13.2 KV / 229 - 132 V.
3. TR-2: trifásico, 1000 KVA, 13.2 KV / 460 - 266 V.
4. TR-3: trifásico, 750 KVA, 13.2 KV / 220 – 127 V.
5. TR-4: trifásico, 400 KVA, 13.2 KV / 231 – 133 V.
6. TR-5: trifásico, 750 KVA, 13.2 KV / 208 – 120 V.

7. TR-6: trifásico, 2000 KVA, 13.2 KV / 480 – 277 V

8. TR-7: trifásico, 1000 KVA, 13.2 KV / 460 – 266 V

Por medio de estos transformadores se envía los voltajes requeridos por las cargas de los distintos locales.

Se debe acotar que en el Centro Comercial Policentro existen cargas de 440 V trifásica, 220 monofásica y trifásica V, 110 V. monofásico. La carga de los locales en su mayoría son de 110 V, como es lógico el consumo de estas cargas son cancelados por los propios locales. El consumo de las cargas de 440V (acondicionadores de aire) es cancelado por el C.C.P.

A continuación procedemos a mostrar fotos de lo que consideramos las partes más importantes del sistema eléctrico del C.C.P.



TR0: Transformador Principal 69/13,2KV



Celda # 4 y 5. Dentro de ellas se encuentra la barra Principal de 13,2 KV



Conjunto de celdas del Corredor G.



Celda # 16. En su interior se muestra los Fusible INEPAR de 40 A.



**Breaker General Electric 220V.
Ubicación centro de carga del corredor "G"**

CAPITULO 2. ESTUDIOS DE FLUJO DE CARGA.

2.1 Criterios adoptados para el estudio.

2.1.1 Flexibilidad Operacional

El sistema podrá funcionar alimentado por la Empresa Eléctrica o por medio de los Generadores de Emergencia sin ninguna restricción.

2.1.2 Niveles de Confiabilidad.

El sistema debe proveer la continuidad del servicio y la alimentación a las instalaciones del Centro Comercial en forma prioritaria, ante la existencia de falla de un elemento un del Sistema. Este requisito es cumplido por medio de las 2 alimentadoras radiales que pueden interconectarse a nivel de 13,2Kv, barras "E" y Tosi.

2.1.3 Niveles de sobrecarga.

No se aceptan sobrecarga en los cables del Sistema mayores a la cargabilidad establecida en las especificaciones técnicas.

Para el caso de los Transformadores Convencionales de Fuerza, la carga no debe exceder su capacidad OA. En este sentido la mayoría de los transformadores son OA.

2.1.4 Regulación de Voltaje.

Los voltajes a nivel de barras del Sistema no deben exceder del 2.5% hacia arriba y 2.5% hacia abajo, ante cualquier contingencia operativa. En la simulación con el programa Power World se verificara que esto se cumpla, sino será corregido en el caso optimizado.

2.2 Análisis de casos

- Caso Base
- Caso Optimizado

En este capítulo se realizará el análisis de flujo de carga del C.C.P., para este análisis utilizaremos el programa POWER WORLD versión 14. Los datos de impedancia de líneas y transformadores deben ser ingresados en por unidad referidas a una determinada base, por lo que para nuestro estudio se escogió la base de 10 MVA. Independientemente de la base utilizada el resultado que arroje el programa será el mismo.

2.3 Datos del Sistema.

Los datos de carga en cada barra se los obtuvieron mediante la medición corriente y voltaje a la entrada de cada barra, para la máxima carga del centro comercial, que es en el periodo de la noche hasta la hora de cierre. Para determinar la carga reactiva en las barras se procedió a leer el factor de potencia que en las barras: **“LOAD D 440V”**, **“TOSI 440V”** y **“LOAD G 440V”**, se lo pudo leer directamente desde un Relé de control de potencia reactiva marca FRAKO RM 9806, mientras que en las otras barras el factor de potencia se lo pudo obtener debido a que las cargas en estas barras cuentan con medidores que nos permite conocer el factor de potencia, entre otros datos importantes. Los datos de carga en cada barra se los muestra en la tabla 2.1

Para la obtención de las impedancias de los conductores se recurrió a tablas de la IEEE, las cuales se muestran en el Anexo 2, tablas A2-5 y A2-6, las tablas muestran la impedancia de la línea en $\Omega/1000$ pies pero para ingresarlas al

programa se las transformó en por unidad con respecto a la base del sistema (10 MVA), las impedancias de líneas se las muestra en la tabla 2.3

Igualmente para la obtención de las impedancias de los transformadores se recurrió a tablas de la IEEE que son estándares para instalaciones comerciales, las tablas se las muestran en el anexo 2: tablas A2-1, A2-2, A2-3 y A2-4, igualmente se refirieron las impedancias a la base del sistema (10 MVA), las impedancias de los transformadores se las muestran en la tabla 2.5

2.3.1 Datos de barras

Barra No.	Barra nombre	Voltaje nominal (KV)	Carga Activa (MW)	Carga Reactiva (MVAR)	Inyección Reactivos (MVAR)
1	S/E 69 KV	69	0	0	0
2	S/E 13,2 KV	13,2	0	0	0
3	BARRA "D" 13,2 KV	13,2	0	0	0
4	LOAD "D" 220 V	0,229	0,40	0,17	0
5	LOAD "D" 440 V	0,460	0,225	0,2040	0,16
6	BARRA "E" 13,2 KV	13,2	0	0	0
7	LOAD "E1" 220 V	0,220	0,30	0,097	0
8	LOAD "E2" 220 V	0,220	0,12	0,039	0
9	BARRA TOSI 13.2 KV	13,2	0	0	0
10	TOSSI 440 V	0,46	0,40	0,22	0,16
11	BARRA "G" 13,2 KV	13,2	0	0	0
12	LOAD "G" 440 V	0,48	0,69	0,39	0,25
13	LOAD "G" 220 V	0,208	0,31	0,13	0

Tabla 2.1

2.3.2 Datos de líneas y conductores

Línea	Desde Barra	Hasta Barra	Calibre conductor AWG	Cond. por fase
1	S/E 13,2 KV	BARRA "D" 13,2 KV	2 / 0 AWG	1
2	S/E 13,2 KV	BARRA "G" 13,2 KV	2 / 0 AWG	1
3	BARRA "D" 13,2 KV	BARRA "E" 13,2 KV	2 / 0 AWG	1
4	BARRA "G" 13,2 KV	BARRA "TOSI" 13,2 KV	2 / 0 AWG	1
5	BARRA "E" 13,2 KV	BARRA "TOSI" 13,2 KV	2 / 0 AWG	1

Tabla 2.2

Línea	Longitud de la línea (m)	Imp en $\Omega/1000$ ft por conductor		Imp. En pu de la Línea referida a la base del sistema	
		R	X	R (pu)	X (pu)
1	100	0,0835	0,0458	0,001572	0,000862
2	100	0,0835	0,0458	0,001572	0,000862
3	50	0,0835	0,0458	0,000786	0,000431
4	80	0,0835	0,0458	0,001257	0,000689
5	70	0,0835	0,0458	0,001100	0,000603

Tabla 2.3

2.3.3 Datos de Transformadores de Fuerza.

Transformador	Potencia (KVA)	Voltaje (KV)	
	OA	Alta	Baja
TR0	5000	69	13,2
TR1	800	13,2	0,229
TR2	1000	13,2	0,460
TR3	750	13,2	0,220
TR4	400	13,2	0,231
TR5	750	13,2	0,208
TR6	2000	13,8	0,480
TR7	1000	13,2	0,460

Tabla 2.4

Trafos	Imp. del Trafo en base a su Potencia nominal		Imp. del Trafo referida a la Base del sistema.		Ubicación
	R (pu)	X (pu)	R (pu)	X (pu)	
TR0	0,0058	0,0697	0,01163	0,13951	S/E
TR1	0,0116	0,0563	0,1546	0,7506	BARRA "D"
TR2	0,0165	0,0565	0,1650	0,5650	BARRA "D"
TR3	0,0058	0,0697	0,15460	0,75060	BARRA "E"
TR4	0,0103	0,0438	0,2060	0,8760	BARRA "E"
TR5	0,0058	0,0697	0,15460	0,75060	BARRA "G"
TR6	0,0090	0,0568	0,04500	0,28400	BARRA "G"
TR7	0,0165	0,0565	0,1650	0,5650	BARRA TOSI

Tabla 2.5

Con los datos mostrados en las tablas 2.1, 2.2, 2.3, 2.4 y 2.5 se procedió a dibujar el sistema eléctrico del C.C.P. en el programa POWER WORLD versión 14, el cual permite hasta 13 Barras, la simulación del sistema se lo hizo con 13 barras que son las más representativas del sistema.

Para esta simulación se consideró la instalación del centro comercial tal y como la encontramos. Los resultados que arroje el programa reflejara la realidad actual de las instalaciones del centro comercial.

El sistema eléctrico del centro comercial representado en el programa POWER WORLD para el caso base se lo muestra a continuación.

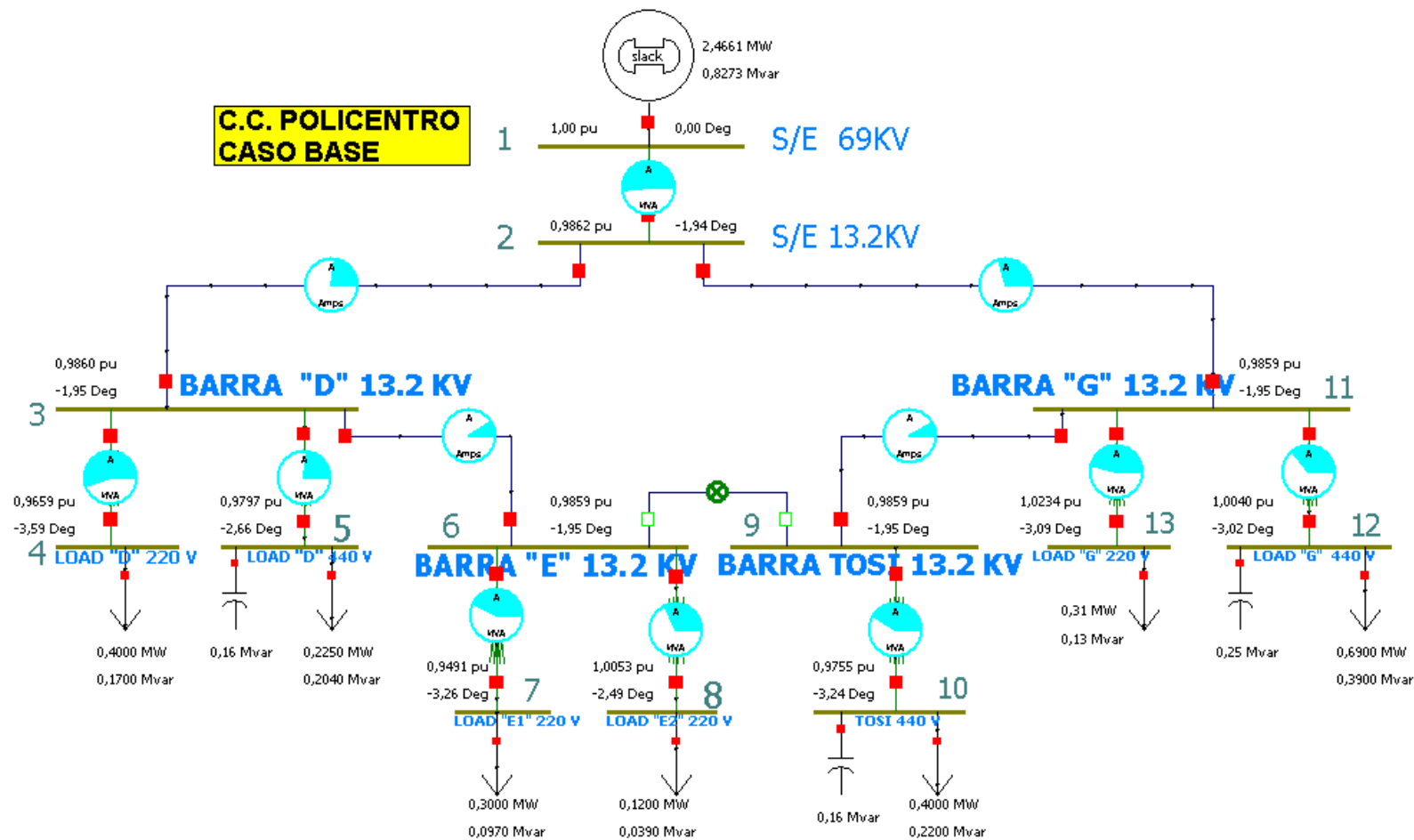


Grafico 2.1. Resultado del Flujo de Carga del Caso Base

2. 4 Resultados de los Estudios de Flujo de Carga.

Los resultados de Flujo de carga serán presentados principalmente en forma gráfica por ser el método más conciso y usualmente más informativo. El flujo del sistema puede ser rápidamente analizado con la presentación grafica y relacionar la configuración del sistema, condiciones operativas y resultados.

El análisis del flujo de carga muestra lo siguiente:

- a) Voltaje en barras.
- b) Consumo del Centro Comercial y factor de potencia.
- c) Consumo total y factor de potencia en el punto de entrega de energía por parte de la EMPRESA ELECTRICA DE GUAYAQUIL.
- d) Carga sobre todos los conductores y transformadores, verificar que la carga este dentro de la capacidad de transmisión para condiciones normales y contingencias operativas.
- e) Ajustes de TAPS de los Transformadores.

2.4.1 Caso base.

Los resultados del Caso Base se resumen en el grafico 2.1. En el Anexo 2 se adjunta los resultados gráficos del Flujo de carga del Caso Base, que se resume a continuación:

Nota: en los gráficos de el Anexo 2, las barras, líneas y transformadores están designadas por sus respectivos números, como se puede apreciar en las columnas “ Barra No”, de las tablas a continuación.

2.4.1.1 Voltajes en barras.

Barra No.	Nombre Barra	Nominal (KV)	Voltaje (pu)	Angulo (deg)	Voltaje (KV)	Reg. Vol. +/- 2,5%
1	S/E 69 KV	69	1	0	69,000	si
2	S/E 13,2 KV	13,2	0,9862	-1,94	13,017	si
3	BARRA “D” 13,2 KV	13,2	0,9860	-1,95	13,015	si
4	LOAD “D” 220 V	0,229	0,9659	-3,59	0,221	no
5	LOAD “D” 440 V	0,46	0,9797	-2,66	0,4506	si
6	BARRA “E” 13,2 KV	13,2	0,9859	-1,95	13,013	si
7	LOAD “E1” 220 V	0,22	0,9491	-3,26	0,208	no
8	LOAD “E2” 220 V	0,22	1,0053	-2,49	0,221	si
9	BARRA TOSI 13.2 KV	13,2	0,9859	-1,95	13,013	si
10	TOSSI 440 V	0,46	0,9755	-3,24	0,448	si
11	BARRA “G” 13,2 KV	13,2	0,9859	-1,95	13,013	si
12	LOAD “G” 440 V	0,48	1,0040	-3,02	0,481	si
13	LOAD “G” 220 V	0,208	1,0234	-3,09	0,212	si

Tabla 2.6

Nótese que las barras 4 y 7 no cumplen el criterio de regulación de voltaje adoptado para el estudio. Esto será corregido en el Caso Optimizado.

2.4.1.2 Consumo y factor de potencia.

Barra No.	Nombre Barra	Voltaje (KV)	Carga Activa (MW)	Carga Reac. (MVAR)	Fac. Pot	Iny. React. (MVAR)
1	S/E 69 KV	69,00	-	-	-	0
2	S/E 13,2 KV	13,01	-	-	-	0
3	BARRA “D” 13,2 KV	13,01	-	-	-	0
4	LOAD “D” 220 V	0,22	0,4	0,17	0,92	0

5	LOAD "D" 440 V	0,45	0,225	0,204	0,98	0,16
6	BARRA "E" 13,2 KV	13,01	-	-	-	0
7	LOAD "E1" 220 V	0,20	0,3	0,097	0,95	0
8	LOAD "E2" 220 V	0,22	0,12	0,039	0,95	0
9	BARRA TOSSI 13.2 KV	13,01	-	-	-	0
10	TOSSI 440 V	0,44	0,4	0,22	0,98	0,16
11	BARRA "G" 13,2 KV	13,01	-	-	-	0
12	LOAD "G" 440 V	0,48	0,69	0,39	0,98	0,25
13	LOAD "G" 220 V	0,21	0,31	0,13	0,92	0

Tabla 2.7

2.4.1.3 Carga Total y factor de potencia en la barra de entrega de energía de la EMPRESA ELECTRICA DE GUAYAQUIL.

	Carga [MW]	Carga [KVAR]	Factor de Potencia
Consumo Total Policentro Caso Base	2,4661	0,8273	0,95

Tabla 2.8

2.4.1.4 Carga de Conductores y transformadores.

Carga de conductores.

Cond. No.	Desde Barra	Hasta Barra	MVA	MVA nom. de línea	Carga (%)
1	S/E 13,2 KV	BARRA "D" 13,2 KV	1,1	5,0	22,6%
2	S/E 13,2 KV	BARRA "G" 13,2 KV	1,5	5,0	29,4%
3	BARRA "D" 13,2 KV	BARRA "E" 13,2 KV	0,4	5,0	9,1%
4	BARRA "G" 13,2 KV	BARRA TOSI 13,2 KV	0,4	5,0	8,3%
5	BARRA "E" 13,2 KV	BARRA TOSI 13,2 KV	-	5,0	-

Tabla 2.9

Carga de Transformadores.

Trafo.	Desde Barra	Hasta Barra	Carga Trafo. (MVA)	MVA nominal Trafo.	Carga-bilidad (%)
TR0	S/E 69 KV	S/E 13,2 KV	2,6	5,0	52,0%
TR1	BARRA "D" 13,2 KV	LOAD "D" 220 V	0,44	0,8	55,5%
TR2	BARRA "D" 13,2 KV	LOAD "D" 440 V	0,23	1,0	23,0%
TR3	BARRA "E" 13,2 KV	LOAD "E1" 220 V	0,32	0,75	42,6%
TR4	BARRA "E" 13,2 KV	LOAD "E2" 220 V	0,13	0,4	31,7%
TR5	BARRA "G" 13,2 KV	LOAD "G" 220 V	0,34	0,75	45,5%
TR6	BARRA "G" 13,2 KV	LOAD "G" 440 V	0,71	2,0	35,4%
TR7	BARRA TOSI 13,2 KV	TOSI 440 V	0,41	1,0	40,9%

Tabla 2.10

2.4.1.5 Taps de los transformadores

Todos los transformadores de distribución tiene la regulación del lado primario, en pasos del 2,5% de voltaje nominal.

El paso del tap de los transformadores se detalla a continuación.

- 1 105%
- 2 102,5%
- 3 100%
- 4 97,5%
- 5 95%

Las posiciones de taps de los transformadores, para el momento en que se tomo la medición, se detallan a continuación

Transformador	TAP	[%] de voltaje Primario
TR0	3	100%
TR1	3	100%
TR2	3	100%
TR3	2	102,5%
TR4	4	97,5%
TR5	5	95%
TR6	4	97,5%
TR7	3	100%

Tabla 2.11

2.4.2 Caso Optimizado.

En los resultados que arrojó el Caso Base se pudo observar que el único problema son ciertos niveles de voltaje en barras, los cuales no se encuentran dentro de la regulación permitida o están próximos a pasar dicha regulación. Las barras con voltaje por debajo de la regulación mínima permitida son las 4 y 7. Las barras con voltaje próximas a superar la regulación máxima permitida son las 5, 10 y 13.

En el caso optimizado se cambiara el tap de los transformadores que se conectan a las barras recientemente mencionadas, con la finalidad de corregir el problema del nivel de voltaje. Acotar que en el análisis de flujo de carga del C.C.P se noto que el sistema eléctrico no tiene problema de bajo factor de potencia (0,95) y además cuentan con banco de capacitores de reserva para ingresar en caso de que el factor de potencia baje del valor establecido por la empresa eléctrica, por tal motivo no es necesario la inclusión de nuevos bancos de capacitores.

Luego de realizar los cambios antes mencionados se procederá nuevamente a correr el flujo de carga. El diagrama optimizado y los resultados que arroja el programa POWER WORLD VERSION 14 lo mostraremos a continuación.

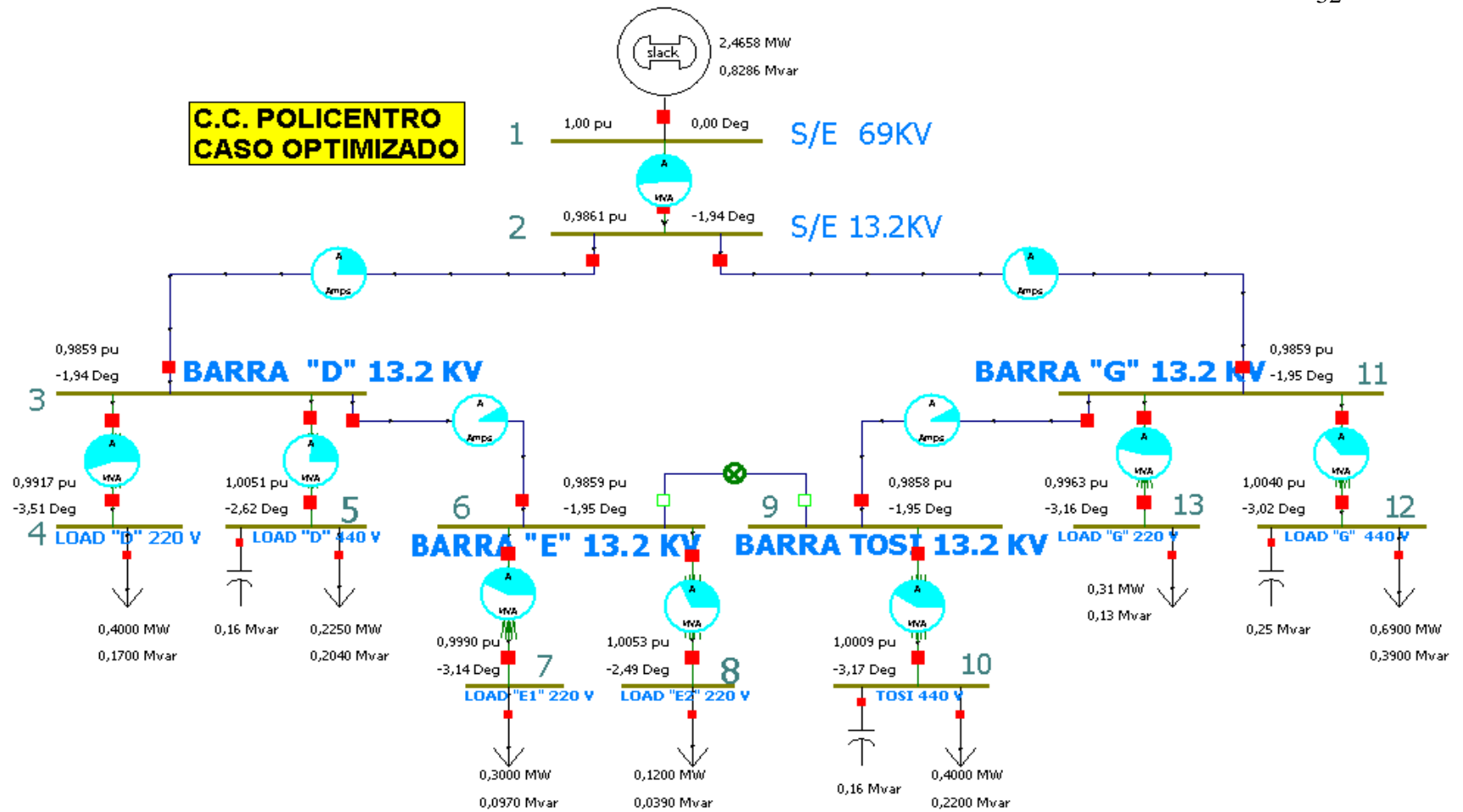


Grafico 2.1. Resultado del Flujo de Carga del Caso Optimizado.

En el Anexo 2 se adjunta los resultados gráficos del Flujo de carga del Caso Optimizado, que se resume a continuación:

Nota: en los gráficos del Anexo 2, las barras, líneas y transformadores están designadas por sus respectivos números, como se puede apreciar en las columnas "Barra No", de las tablas a continuación.

2.4.2.1 Voltajes en barras.

Barra No.	Nombre Barra	Nominal (KV)	Voltaje (pu)	Angulo (deg)	Voltaje (KV)	Reg. Vol +/- 2,5%
1	S/E 69 KV	69	1	0	69,000	si
2	S/E 13,2 KV	13,2	0,9861	-1,94	13,016	si
3	BARRA "D" 13,2 KV	13,2	0,9859	-1,94	13,013	si
4	LOAD "D" 220 V	0,229	0,9917	-3,51	0,227	si
5	LOAD "D" 440 V	0,46	1,0051	-2,62	0,462	si
6	BARRA "E" 13,2 KV	13,2	0,9859	-1,95	13,013	si
7	LOAD "E1" 220 V	0,22	0,9990	-3,14	0,219	si
8	LOAD "E2" 220 V	0,231	1,0053	-2,49	0,232	si
9	BARRA TOSI 13.2 KV	13,2	0,9858	-1,95	13,012	si
10	TOSSI 440 V	0,46	1,0009	-3,17	0,460	si
11	BARRA "G" 13,2 KV	13,2	0,9859	-1,95	13,013	si
12	LOAD "G" 440 V	0,48	1,0040	-3,02	0,481	si
13	LOAD "G" 220 V	0,208	0,9963	-3,16	0,207	si

Tabla 2.12

2.4.2.2 Consumos y factor de potencia.

Barra No.	Nombre Barra	Voltaje (KV)	Carga Activa (MW)	Carga React. (MVAR)	Fac. Pot	Iny. React. (MVAR)
1	S/E 69 KV	69	-	-	-	0
2	S/E 13,2 KV	13,016	-	-	-	0
3	BARRA "D" 13,2 KV	13,013	-	-	-	0
4	LOAD "D" 220 V	0,227	0,4	0,17	0,92	0
5	LOAD "D" 440 V	0,462	0,225	0,204	0,98	0,16
6	BARRA "E" 13,2 KV	13,013	-	-	-	0
7	LOAD "E1" 220 V	0,219	0,3	0,097	0,95	0
8	LOAD "E2" 220 V	0,232	0,12	0,039	0,95	0
9	BARRA TOSI 13.2 KV	13,012	-	-	-	0
10	TOSSI 440 V	0,460	0,4	0,22	0,98	0,16
11	BARRA "G" 13,2 KV	13,013	-	-	-	0
12	LOAD "G" 440 V	0,481	0,69	0,39	0,98	0,25
13	LOAD "G" 220 V	0,207	0,31	0,13	0,92	0

Tabla 2.13

2.4.2.3 Carga Total y factor de potencia en la barra de entrega de energía de la EMPRESA ELECTRICA DE GUAYAQUIL..

	Carga [MW]	Carga [MVAR]	Factor de Potencia
Consumo Total Policentro Caso Optimizado	2,4658	0,8286	0,95

Tabla 2.14

2.4.2.4 Carga de Conductores y transformadores.

Carga de conductores.

Cond. No.	Desde Barra	Hasta Barra	MVA	MVA nom. de línea	Carga (%)
1	S/E 13,2 KV	BARRA "D" 13,2 KV	1,1	6,0	22,6%
2	S/E 13,2 KV	BARRA "G" 13,2 KV	1,4	6,0	29,5%
3	BARRA "D" 13,2 KV	BARRA "E" 13,2 KV	0,5	6,0	9,0%
4	BARRA "G" 13,2 KV	BARRA TOSSI 13,2 KV	0,4	6,0	8,3%
5	BARRA "E" 13,2 KV	BARRA TOSSI 13,2 KV	-	6,0	-

Tabla 2.15

Carga de Transformadores.

Trafo.	Desde Barra	Hasta Barra	Carga Trafo. (MVA)	MVA nominal Trafo.	Carga-bilidad (%)
TR0	S/E 69 KV	S/E 13,2 KV	2,65	5,0	52,0%
TR1	BARRA "D" 13,2 KV	LOAD "D" 220 V	0,44	0,8	55,4%
TR2	BARRA "D" 13,2 KV	LOAD "D" 440 V	0,23	1,0	23,0%
TR3	BARRA "E" 13,2 KV	LOAD "E1" 220 V	0,39	0,75	42,5%
TR4	BARRA "E" 13,2 KV	LOAD "E2" 220 V	0,13	0,4	31,7%
TR5	BARRA "G" 13,2 KV	LOAD "G" 220 V	0,34	0,75	45,5%
TR6	BARRA "G" 13,2 KV	LOAD "G" 440 V	0,7	2,0	35,4%
TR7	BARRA TOSI 13,2 KV	TOSI 440 V	0,41	1,0	40,9%

Tabla 2.16

2.4.2.5 Taps de los transformadores

Todos los transformadores de distribución tiene la regulación del lado primario, en pasos del 2,5% de voltaje nominal.

El paso del tap de los transformadores se detalla a continuación

1	105%
2	102,5%
3	100%
4	97,5%
5	95%

Las nuevas posiciones de taps de los transformadores se detallan a continuación.

Transformador	TAP	[%] de voltaje Primario
TR0	3	100%
TR1	4	97,50%
TR2	4	97,50%
TR3	4	97,50%
TR4	4	97,50%
TR5	4	97,50%
TR6	4	97,50%
TR7	4	97,50%

Tabla 2.17

2.5 Conclusiones del estudio de Flujo.

2.5.1 Caso Base:

Se puede observar que en estos momentos el Centro Comercial no cumple con uno de los requerimientos listados en la sección 2.1. El voltaje en las barras 4 y 7 se encuentran por debajo del rango mínimo permitido, por lo que es necesario hacer un cambio de taps para evitar que a las cargas les lleguen voltajes por debajo del nominal. Así mismo se debería verificar los voltajes en las barras 5, 10 y 13 ya que están un poco altos y por ende cambiar la posición del TAP.

El estudio realizado muestra que en los transformadores y líneas no existen sobrecargas. El factor de potencia de 0,95 demuestra que no existe problema de excesiva demanda de reactivos, si en algún momento la carga llega a subir el C.C.P. cuenta con bancos de capacitores de reserva para seguir manteniendo un factor de potencia por arriba de 0,92.

2.5.2 Caso Optimizado:

Se procedió al cambio de taps de los transformadores TR1, TR2, TR3, TR5 y TR7 para evitar el problema de nivel de voltaje en las barras que se conectan a estos transformadores. El factor de potencia en la barra de entrega de energía de la EMPRESA ELECTRICA se mantuvo en 0,95.

2.5.3 Ventajas del caso optimizado.

- Las cargas que se conecta a los transformadores TR1, TR3, TR4, TR5 y TR6 reciben voltajes cercanos al 1 por unidad, el cual va a ser que las cargas conectadas a estos transformadores operen de mejor manera.
- En el transformador TR5 queda disponible TAP número 5 para regular el voltaje en caso de ser necesario. En el caso base no había esa facilidad por la mala ubicación de este TAP.

- El consumo de potencia activa y reactiva disminuyo levemente aunque el factor de potencia se mantuvo cercano al 0.95.

CAPITULO 3.- ESTUDIO DE CORTO CIRCUITO.

En el análisis de corto circuito, las fallas del sistema se manifiestan como condiciones anormales de operación que nos podrían conducir a uno de los siguientes fenómenos:

- Indeseables flujos de Corrientes.
- Presencia de Corrientes de magnitudes exageradas que podrían dañar los equipos.
- Caída de Voltaje en la vecindad de la falla que puede afectar adversamente la operación de las maquinas rotatorias.
- Creación de condiciones peligrosas para la seguridad del personal.

El Centro Comercial Policentro requiere realizar estudios de Corto Circuito para resolver las situaciones críticas señaladas, y obtener la información básica para la coordinación de las protecciones. Los estudios se realizaran con los siguientes objetivos:

- Determinar el efecto de las corrientes de falla en los componentes del sistema tales como cables, barras y transformadores durante el tiempo que persista la falla.
- Los estudios determinaran las zonas del sistema en donde la falla puede resultar en depresión inaceptable de voltajes.
- Determinar el ajuste de los equipos de protección, los cuales son establecidos considerando el sistema bajo condiciones de falla.

3.1 Alcance de los estudios de Corto Circuito.

Considerando que el Sistema del Centro Comercial Policentro se caracteriza por ser un sistema típicamente aterrizado el estudio de corto circuito considera los siguientes tipos de falla:

- Falla Trifásica a tierra
- Falla de línea a tierra.

La falla trifásica a tierra es a menudo, para este tipo de sistemas, la mas severa de todas, por ello es costumbre de simular solamente la falla trifásica cuando se busca las magnitudes máximas de corriente de falla; sin embargo se verificara que la corriente de falla a tierra no exceda la corriente falla trifásica.

3.2 Datos del Sistema.

La información básica es aplicable a todos los casos del Sistema, su aplicación depende del tipo de corriente de falla a determinar.

3.2.1. Impedancias Equivalentes en el Punto de Entrega de Energía de la CATEG

La Empresa Eléctrica de Guayaquil nos ha entregado los MVA de Corto Circuito y las Impedancias de Thévenin en la barra de Interconexión del Centro

Comercial con la empresa eléctrica, la información ha sido trasladada a la base de 10MVA y 69KV y se indican en las tablas 3,1 y 3,2.

3.2.1.1 MVA de Corto Circuito.

Prefalla [KV]	Tipo de falla	Potencia de falla [MVA]	Ia [KA]	Ia [Deg]	Ib [KA]	Ib [Deg]	Ic [KA]	Ic [Deg]	In [KA]
69	LLL	918	7,68	-74,35	7,68	165,65	7,68	45,65	0,00
69	LG	432	3,61	-79,85	0,00	0,00	0,00	0,00	3,61
69	LL	795	0,00	0,00	6,65	-164,35	6,65	15,65	0
69	LLG	824	0,00	23,63	6,61	-174,54	6,90	25,40	2,36

Tabla 3.1

3.2.1.2 Impedancias Equivalentes.

Secuencia	R (pu)	X (pu)	X/R
Positiva	0,0029388	0,0104907	3,5696
Negativa	0,0029388	0,0104907	3,5696
Cero	0,0063730	0,0474520	3,5696

Tabla 3.2

Estas Impedancias se aplicaran para los cálculos de la Corriente Momentánea y la corriente a interrumpir debido a que la Empresa Eléctrica es considerada siempre como una barra infinita que se caracteriza por no tener decremento AC.

3.2.2 Datos de Conductores.

Los conductores son elementos pasivos en el análisis de corto circuito, sus características técnicas son similares a las aplicadas en los estudios de flujo de carga.

3.2.3 Datos de Transformadores de Fuerza.

Igual que en el caso de los conductores los transformadores son elementos pasivos en el análisis de corto circuito, sus características técnicas son similares a las aplicadas en los estudios de flujo de carga.

3. 3 Resultados de los Estudios de Corto Circuito.

Las corrientes de cortocircuito han sido calculadas considerando los criterios técnicos indicados en la sección 3.1. La falla Trifásica a tierra y línea a tierra se aplica a cada barra del sistema.

3.3.1 Casos base.

En el Anexo 3 se adjunta los resultados gráficos de los resultados de las corridas de Corto Circuito del Caso base, que se resume a continuación:

3.3.1.1 Corriente de Falla en cada barra.

En la tabla 3.3 se muestran las corrientes de falla trifásica para cada barra en por unidad (base 10 MVA) y en amperios.

Barra No	Barra Nombre	Falla LLL [pu]	Falla LLL [A]	Falla LLL [Deg]
1	S/E 69 KV	91,93	7692,85	-74,21
2	S/E 13,2 KV	6,64	2906,89	-84,32
3	BARRA "D" 13,2 KV	6,60	2886,70	-83,76
4	LOAD "D" 220 V	1,08	27236,90	-80,60
5	LOAD "D" 440 V	1,339	15467,20	-77,15
6	BARRA "E" 13,2 KV	6,57	2876,43	-83,49
7	LOAD "E1" 220 V	1,06	27828,30	-80,60
8	LOAD "E2" 220 V	0,95	23926,00	-79,34
9	BARRA TOSSI 13.2 KV	6,56	2872,51	-83,38
10	TOSSI 440 V	1,33	15458,80	-76,96
11	BARRA "G" 13,2 KV	6,60	2886,86	-83,76
12	LOAD "G" 440 V	2,28	26323,70	-82,85
13	LOAD "G" 220 V	1,11	32232,40	-80,71

Tabla 3.3

En la tabla 3.4 se muestran las corrientes de falla línea a tierra en por unidad (base 10 MVA) y en amperios.

Barra No	Barra Nombre	Falla LG [pu]	Falla LG [A]	Falla LG [Deg]
1	S/E 69 KV	43,17	3612,95	-79,81
2	S/E 13,2 KV	9,96	4360,19	-84,32
3	BARRA "D" 13,2 KV	9,81	4291,02	-83,08
4	LOAD "D" 220 V	1,13	28600,80	-81,00
5	LOAD "D" 440 V	1,43	16544,30	-76,93
6	BARRA "E" 13,2 KV	9,73	4256,23	-82,48
7	LOAD "E1" 220 V	1,11	29229,80	-80,90
8	LOAD "E2" 220 V	1,00	25124,20	-79,32
9	BARRA TOSSI 13.2 KV	9,70	4242,71	-82,24
10	TOSSI 440 V	1,43	16516,90	-76,96
11	BARRA "G" 13,2 KV	9,81	4291,25	-83,08
12	LOAD "G" 440 V	2,57	29769,10	-83,14
13	LOAD "G" 220 V	1,18	34095,20	-80,93

Tabla 3.4

3.3.1.2 Capacidad de Interrupción.

La capacidad de interrupción de los equipos instalados en el C.C.

Policentro son los siguientes.

Interruptor	Ubicación	Irms Nominal [A]	Irms Momentaneo [KA]
Breaker en vacio, Westinghouse	S/E Principal, Celda 3	1250	31,5
Breaker en vacio, Westinghouse	S/E Principal, Celda 4	1250	31,5
Breaker en vacio, Westinghouse	S/E Principal, Celda 5	1250	31,5
Breaker en vacio, Westinghouse	Corredor G, Celda 17	1250	31,5
Fusible, S&C ELECTRIC COMPANY	S/E Principal	50	31,5
Fusible, INEPAR	Corredor D, celda 8	63	31,5
Fusible, INEPAR	Corredor D, celda 9	63	31,5
Fusible, INEPAR	Corredor E, celda 12	40	31,5
Fusible, INEPAR	Corredor E, celda 13	40	31,5
Fusible, INEPAR	Corredor E, celda 16	63	31,5
Fusible, INEPAR	Cubierta Tosi, celda 20	63	31,5
Breaker G.E. 220V Mo: MS31F25	Corredor D, Barra D 220V	2500	50
Breaker G.E. 440V Mo: MS30F12	Corredor D, Barra D 440V	1250	50
Breaker G.E. 220V Mo: MS30F12	Corredor E, Barra E1	1200	50
Breaker G.E. 220V	Corredor E,	1000	50

Mo: MS30F10	Barra E2		
Breaker G.E. 220V Mo: MS30F12	Corredor G, Barra G 220V	1200	50
Breaker G.E. 440V Mo: MS31F25	Corredor G, Barra G 440V	2500	50
Breaker G.E. 440V Mo: MS30F12	Corredor F, Barra Tosi 440V	1200	50

Tabla 3.5

Acotar que en el Corredor “G” celda 17, el relé electrónico que opera el breaker en vacío se lo encuentro fuera de servicio. Los breaker en vacío de la tabla 3.5 son manejados por relés electrónicos que tienen cerca de 20 años de uso, por lo que en el capítulo de coordinación de protecciones, estos relés serán reemplazados por relés digitales.

3.3.2 Casos Optimizado

En el Anexo 3 se adjunta los resultados gráficos de los resultados de las corridas de Corto Circuito para el Caso Optimizado, que se resume a continuación:

3.3.2.1. Corriente de Falla en cada barra.

En la tabla 3.6 se muestran las corrientes de falla trifásica para cada barra en por unidad (base 10 MVA) y en amperios

Barra No	Barra Nombre	Falla LLL [pu]	Falla LLL [A]	Falla LLL [Deg]
1	S/E 69 KV	91,93	7692,86	-74,21
2	S/E 13,2 KV	6,64	2906,89	-84,32
3	BARRA "D" 13,2 KV	6,60	2886,70	-83,76
4	LOAD "D" 220 V	1,09	27699,50	-80,62
5	LOAD "D" 440 V	1,36	15699,50	-77,22
6	BARRA "E" 13,2 KV	6,57	2876,43	-83,49
7	LOAD "E1" 220 V	1,09	28778,90	-80,64
8	LOAD "E2" 220 V	0,95	23925,60	-79,34
9	BARRA TOSSI 13.2 KV	6,56	2872,51	-83,38
10	TOSSI 440 V	1,35	15690,10	-77,03
11	BARRA "G" 13,2 KV	6,60	2886,86	-83,76
12	LOAD "G" 440 V	2,28	26323,40	-82,85
13	LOAD "G" 220 V	1,09	31690,80	-80,69

Tabla 3.6

En la tabla 3.7 se muestran las corrientes de falla una línea a tierra para cada barra en por unidad (base 10 MVA) y en amperios.

Barra No	Barra Nombre	Falla LG [pu]	Falla LG [A]	Falla LG [Deg]
1	S/E 69 KV	43,179	3612,95	-79,81
2	S/E 13,2 KV	9,969	4360,19	-84,32
3	BARRA "D" 13,2 KV	9,811	4291,02	-83,08
4	LOAD "D" 220 V	1,157	29169,20	-81,00
5	LOAD "D" 440 V	1,459	16843,90	-76,97
6	BARRA "E" 13,2 KV	9,731	4256,23	-82,48
7	LOAD "E1" 220 V	1,158	30387,90	-80,90
8	LOAD "E2" 220 V	1,005	25123,80	-79,32
9	BARRA TOSSI 13.2 KV	9,700	4242,71	-82,24
10	TOSSI 440 V	1,456	16816,50	-76,99
11	BARRA "G" 13,2 KV	9,811	4291,25	-83,08
12	LOAD "G" 440 V	2,578	29768,70	-83,14
13	LOAD "G" 220 V	1,158	33425,10	-80,93

Tabla 3.7

3.4 Conclusiones y recomendaciones.

El presente estudio de Corto Circuito preparado para el Centro Comercial Policentro ha permitido cumplir los siguientes objetivos:

- Determinar el efecto de las corrientes de falla en los componentes del sistema tales como cables, barras y transformadores durante el tiempo que persista la falla.
- Determinar las zonas del sistema en donde la falla puede resultar en depresión inaceptable de voltajes.

Las corrientes de cortocircuito han sido calculadas considerando los estándares de la IEEE aplicables para el cálculo de falla para voltajes medio y alto. Los estándares IEEE aplicados son: IEEE Std C37.010-1979, IEEE Std C37.5-1979, IEEE Std 141-1993, IEEE Std 241-1990, and IEEE Std 242-1986. Las fallas Trifásica a tierra y línea a tierra fueron aplicadas a cada barra del sistema, los resultados se muestran en el Anexo 3.

El ajuste de los equipos de protección, los cuales son determinados considerando el sistema bajo condiciones de falla, será estudiada en el siguiente capítulo de este trabajo relacionada con la coordinación de las protecciones.

El análisis del Capítulo 4 será realizado con los resultados de Corto Circuito del Caso Optimizado.

CAPITULO 4.- COORDINACION DE LAS PROTECCIONES.

Los estudios de flujo de carga y Corto Circuito del Centro Comercial Policentro son la base para el ajuste y coordinación de las Protecciones del Sistema. Los estudios se realizaran con los siguientes objetivos:

- Determinar el ajuste de los equipos de protección, los cuales son establecidos considerando el sistema bajo condiciones de falla.
- Determinar la coordinación de las Protecciones del sistema propiamente con la protección del Sistema de la Eléctrica de Guayaquil.
- La aplicación del Estudio permitirá el despeje oportuno y selectivo de las fallas del sistema.

El estudio de protecciones y coordinación de las mismas, se lo ha realizado considerando algunos cambios de equipos defectuosos o porque la selección de ellos por parte de Policentro no fue la correcta.

Los 3 relés electrónicos marca Westinghouse de las celdas 3, 4 y 5 serán reemplazados por relés marca SEL 551, tipo digital. Este cambio se lo hace porque dichos relés tienen casi 20 años de uso y además no están operando de forma correcta.

El relé electrónico marca Westinghouse de la celda 17, será reemplazado por un fusible de 80 A. Se prefirió fusible antes que otro relé por cuestiones de costo que

representaría para el centro comercial comprar un relé digital. El problema con el fusible de 80 A es que complicaría la coordinación sin embargo se la pudo realizar como se muestra mas adelante.

El I fusible tipo E de 50 A que se encuentra instalado actualmente (lado de alta de TR0) será reemplazado por un fusible del mismo tipo pero de mayor capacidad 100 A, esto se lo hizo para poder realizar la coordinación correctamente.

4.1 Esquemas de Protecciones.

4.1.1 Esquemas de protección de la Subestación

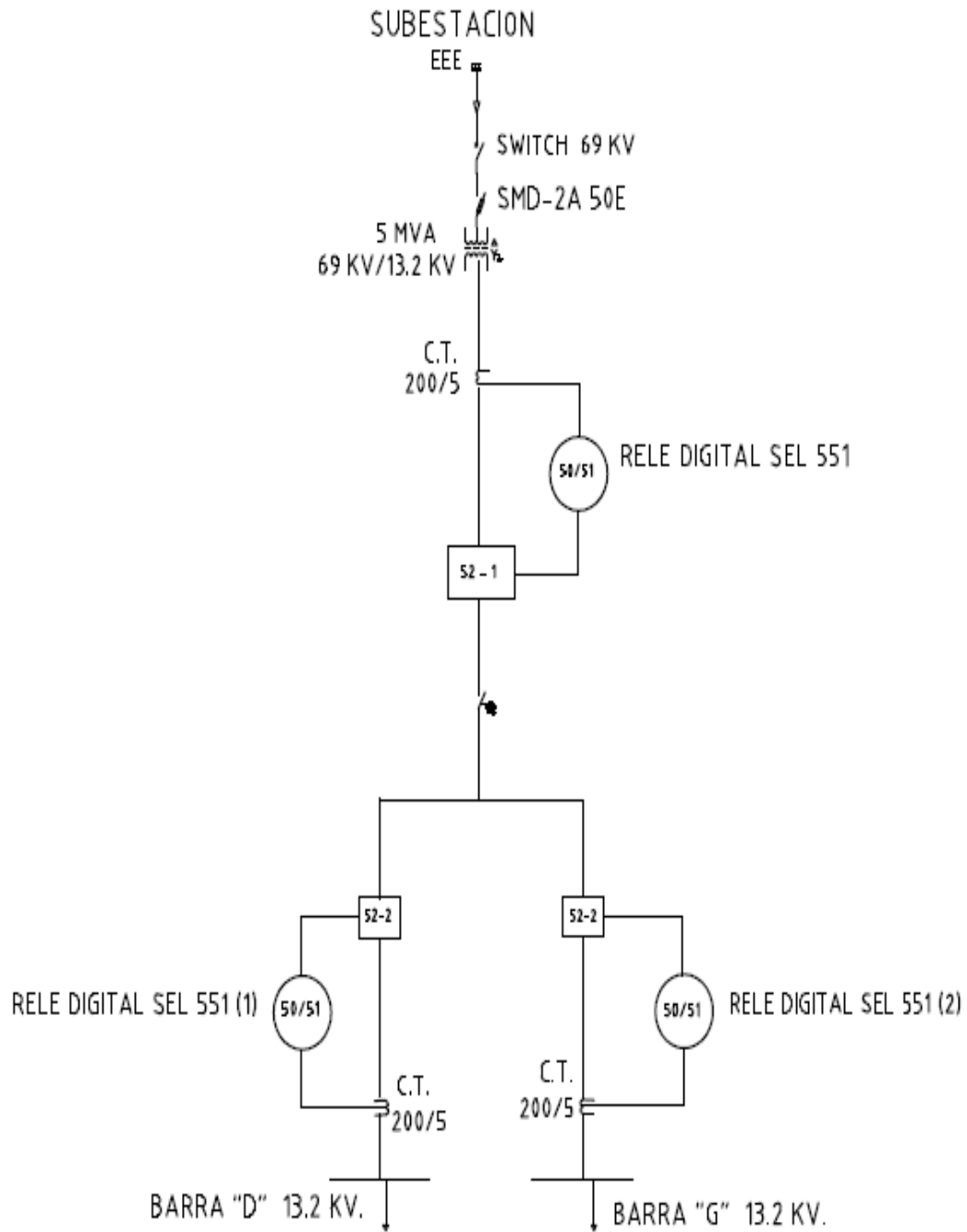


Fig. 4.1

4.1.2 Esquemas de Protección de Barras.

4.1.2.1 Barra LOAD "D" 220V.

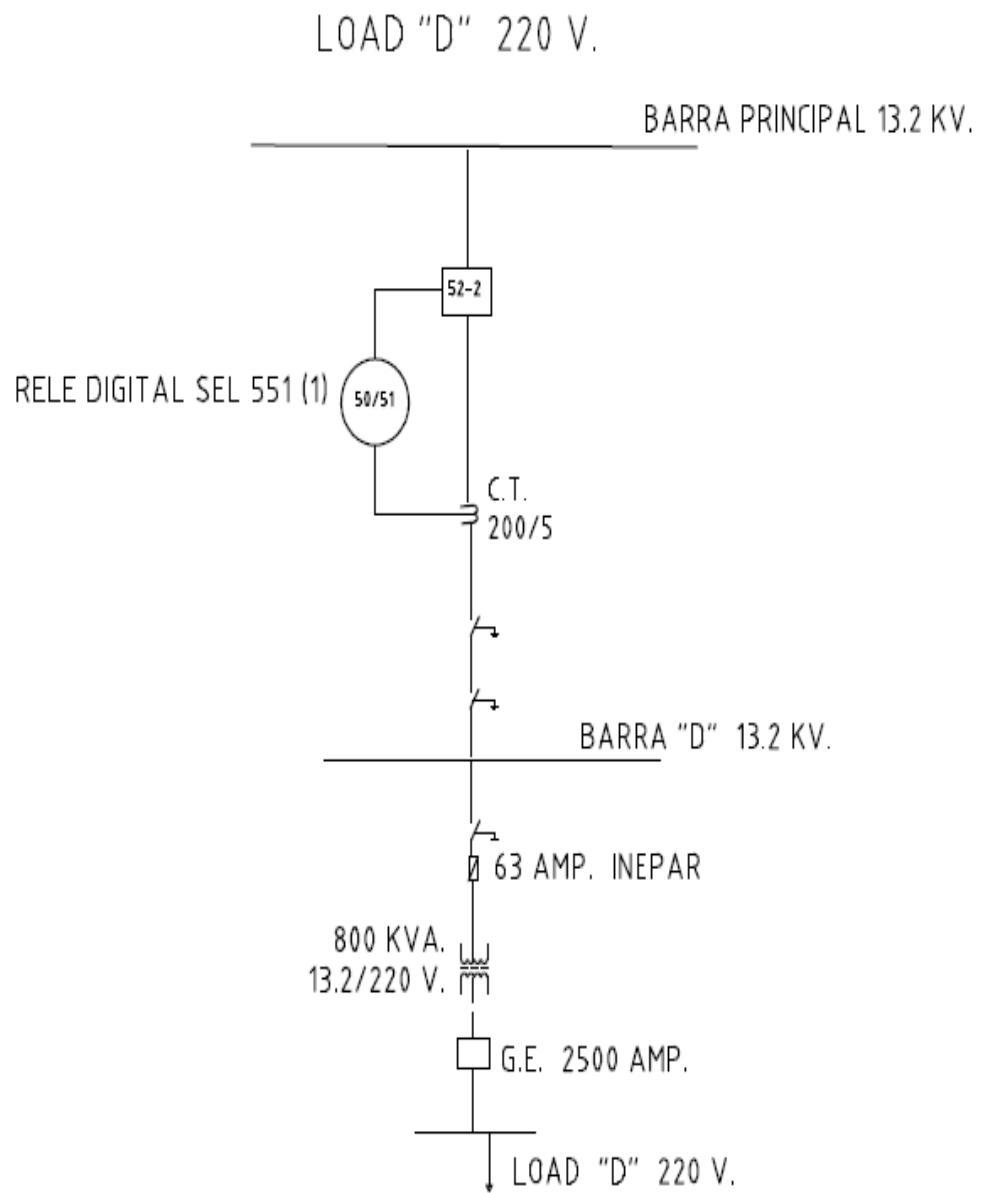


Fig. 4.2

4.1.2.2 Barra LOAD "D" 440V.

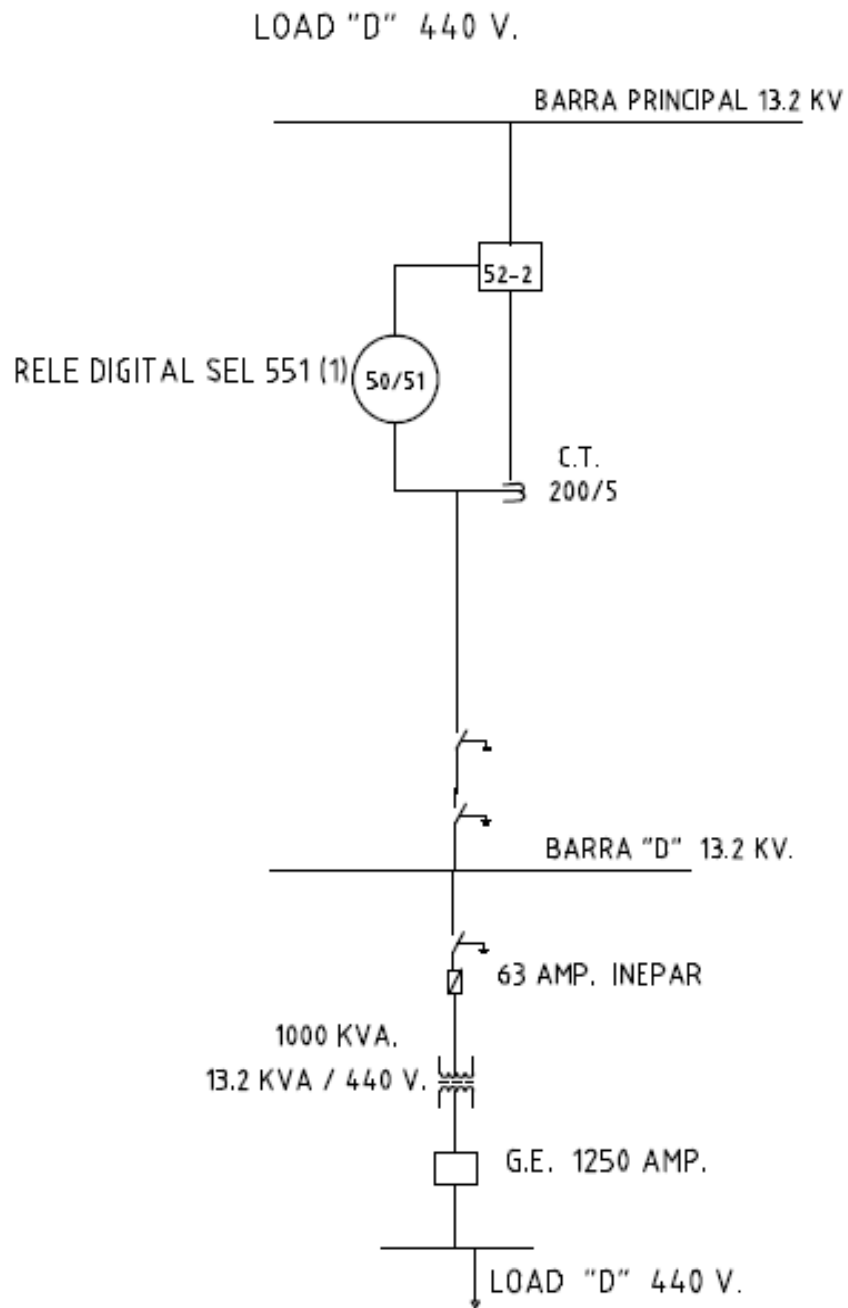


Fig. 4.3

4.1.2.3 Barra LOAD "E1" 220V.

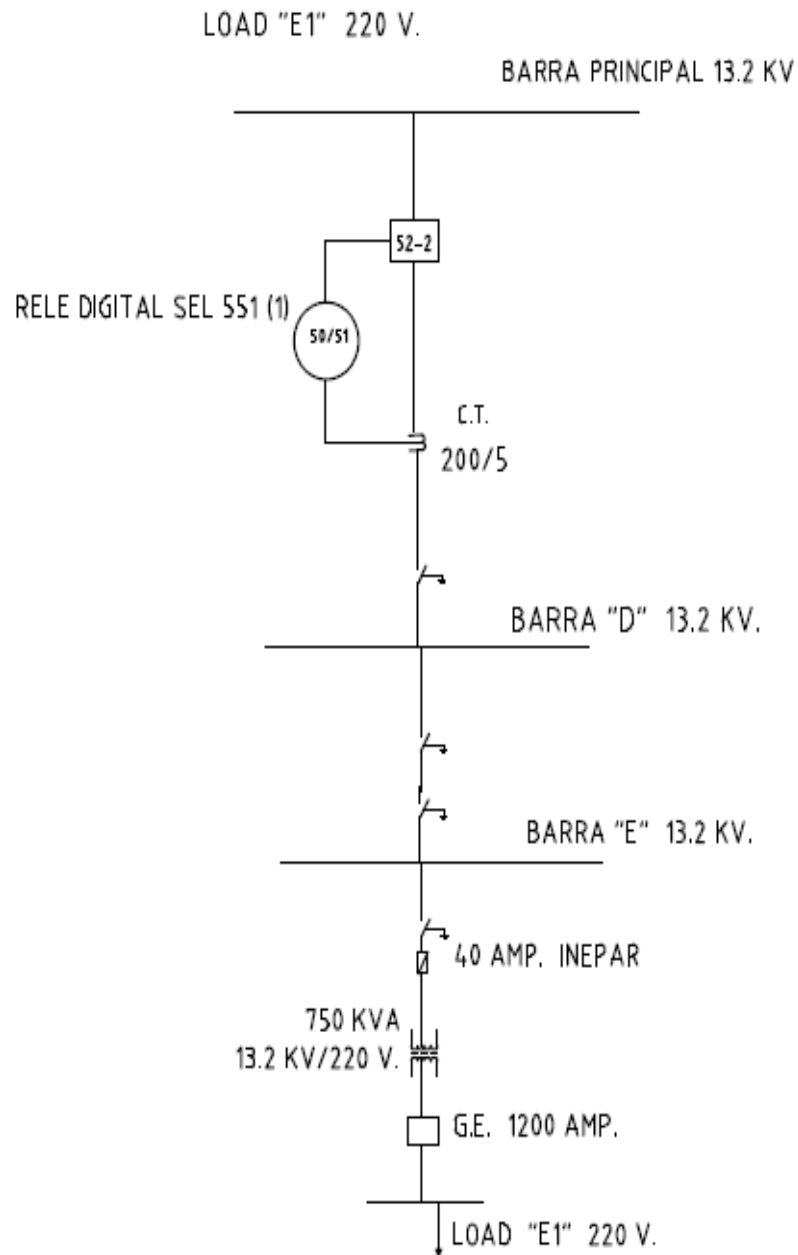


Fig. 4.4

4.1.2.4 Barra LOAD "E2" 220V.

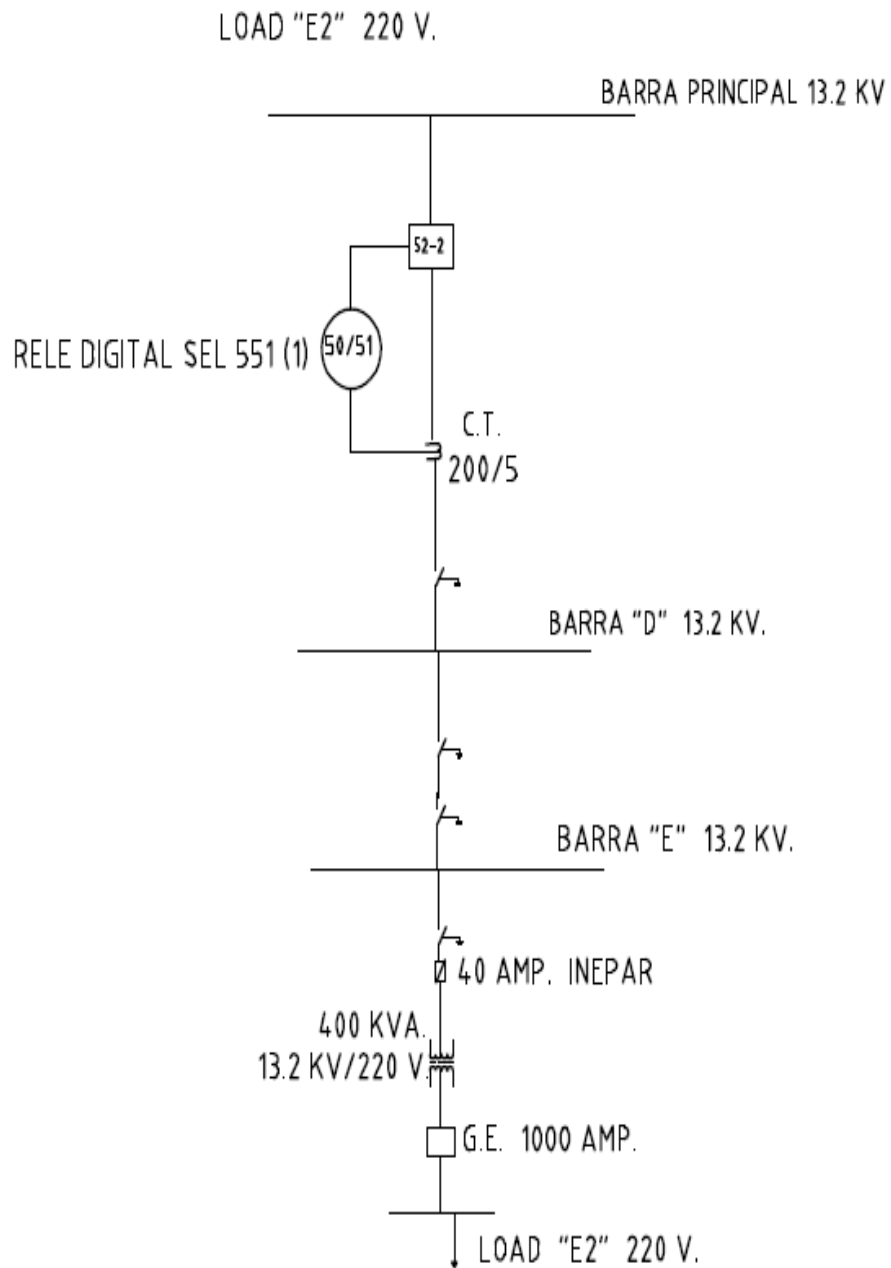


Fig. 4.5

4.1.2.5 Barra LOAD "G" 220V.

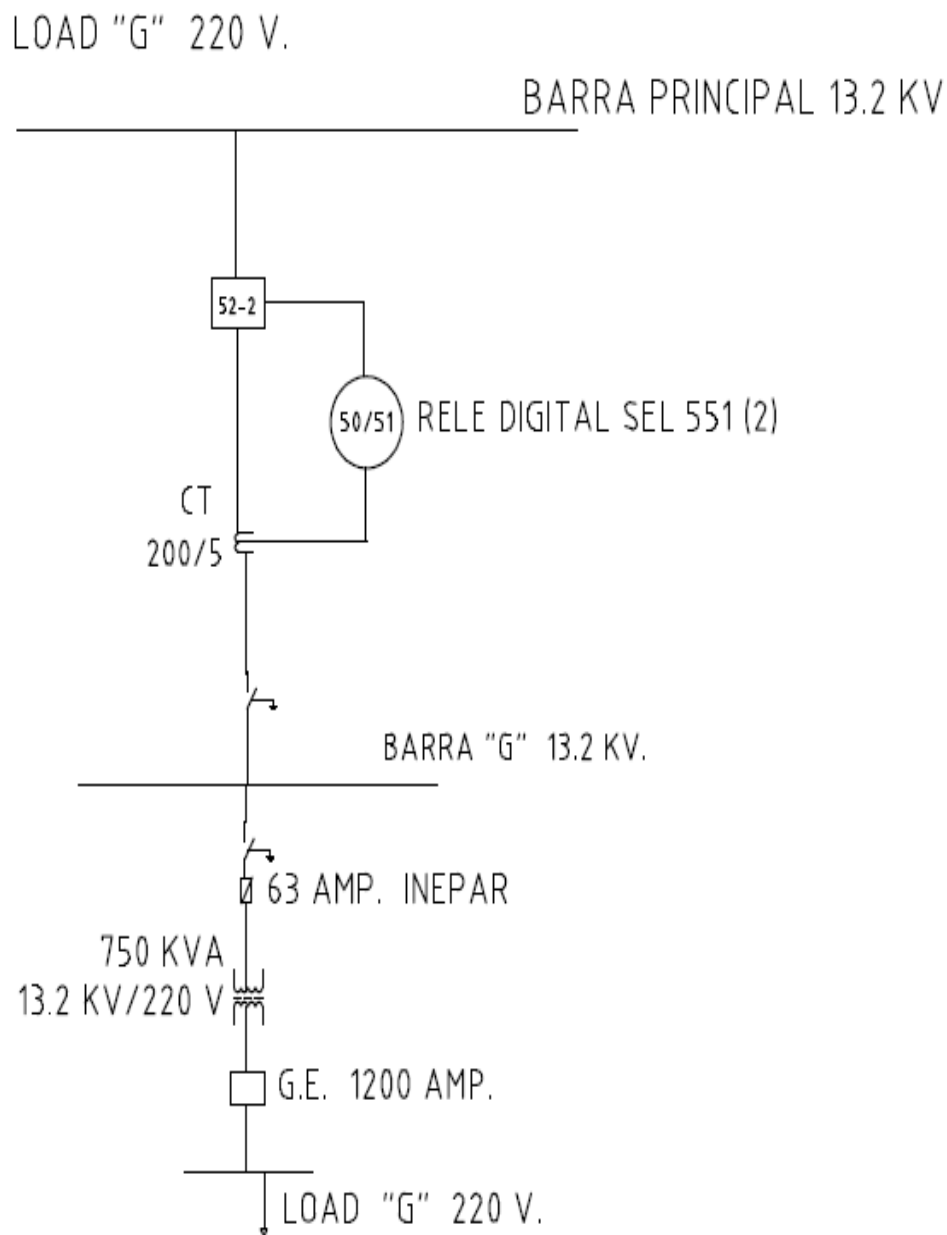


Fig. 4.6

4.1.2.6 Barra LOAD "G" 440V.

LOAD "G" 440 V.

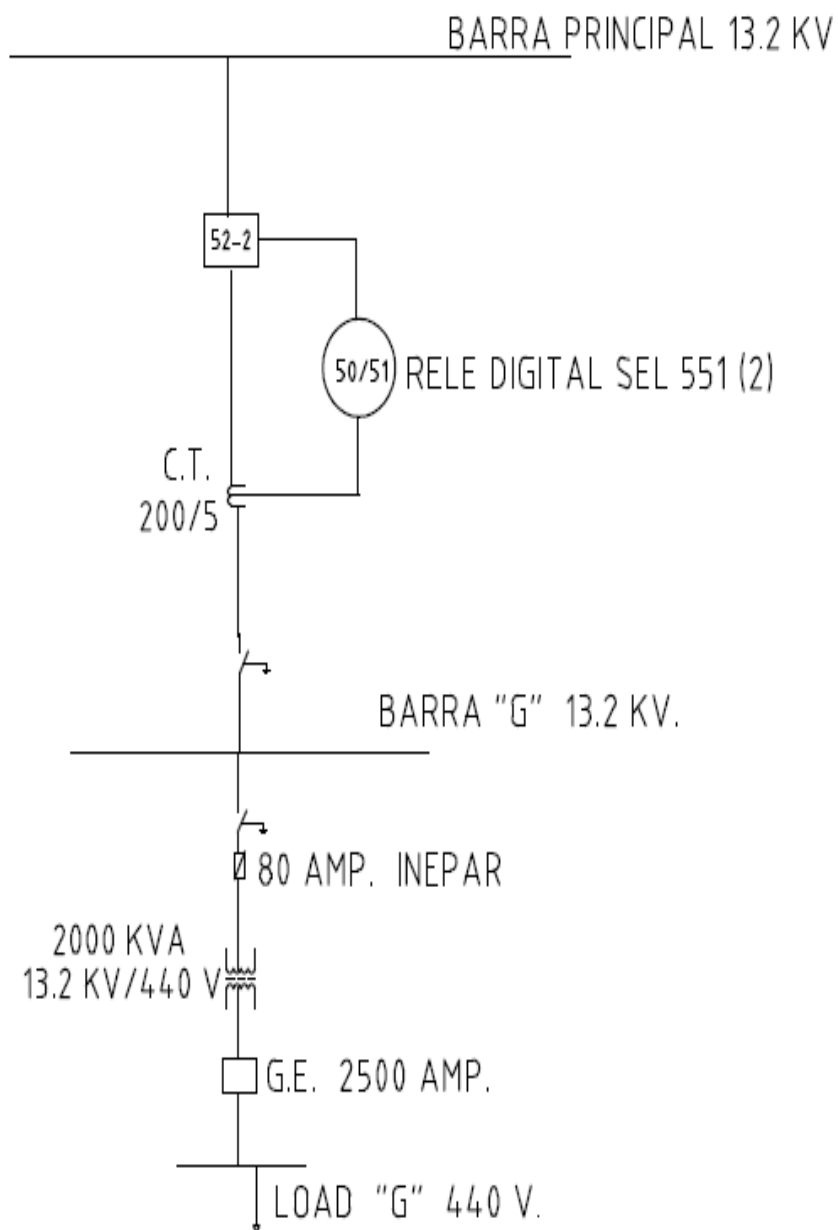


Fig. 4.7

4.1.2.7 Barra TOSSI 440V.

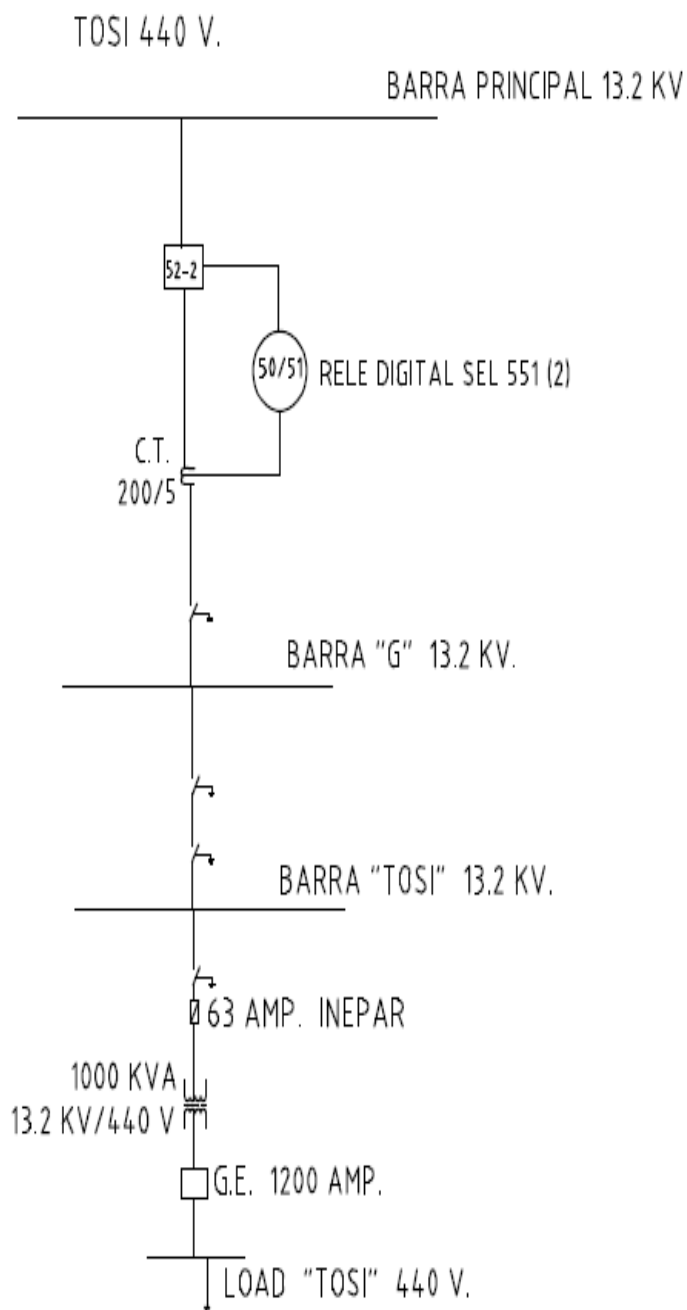


Fig. 4.8

4.2 Ajuste y Coordinación de las Protecciones.

La información básica para el ajuste y coordinación de las protecciones provienen de los estudios de flujo de carga, cortocircuito y los esquemas de Protección indicados en la sección anterior.

En la siguiente tabla se muestran las corrientes de falla máxima y mínima en las barras a proteger.

BARRA	Corriente Max de Falla	Corriente Min de Falla
	[A]	[A]
	Tipo de Falla	Tipo de Falla
S/E 69 KV	7692,860 (LLL)	2356,360 (LL-T)
S/E 13,2 KV	8719,510 (LL-T)	2517,450 (L-L)
BARRA "D" 13,2 KV	8349,440 (LL-T)	2499,960 (L-L)
LOAD "D" 220 V	30802,100 (LL-T)	23988,700 (L-L)
LOAD "D" 440 V	18168,000 (LL-T)	13596,200 (L-L)
BARRA "E" 13,2 KV	8166,350 (LL-T)	2491,060 (L-L)
LOAD "E1" 220 V	32186,800 (LL-T)	24923,500 (L-L)
LOAD "E2" 220 V	26448,400 (LL-T)	20720,400 (L-L)
BARRA TOSSI 13.2 KV	8095,110 (LL-T)	2487,670 (L-L)
TOSSI 440 V	18117,100 (LL-T)	13588,100 (L-L)
BARRA "G" 13,2 KV	8349,840 (LL-T)	2500,100 (L-L)
LOAD "G" 440 V	34250,300 (LL-T)	22796,900 (L-L)
LOAD "G" 220 V	35359,500 (LL-T)	27445,300 (L-L)

Tabla 4.1

Donde: (LLL): Falla trifásica

(L-T): Falla de una fase a tierra.

(L-L): Falla de línea a línea.

4.2.1 Protección del Transformador Principal y Barra Principal de 13,2KV

Para la protección del transformador principal y la barra principal 13.2 KV actualmente se cuenta con un fusible de 50 amperios tipo E y tres unidades de sobrecorriente. Estos equipos serán reemplazados por equipos modernos que cumplen los siguientes criterios:

Selectividad: cada Relé o elemento de protección opera en su zona protegida.

Respaldo: los Relés dan protección primaria en la zona protegida y protección de respaldo a la zona adyacente

Tiempo de operación: el tiempo de operación se ha ajustado para cumplir los criterios de selectividad y respaldo.

Simplicidad: La protección cumple este criterio, evitando la redundancia de la protección en las zonas protegidas.

A nivel de 69 KV se tiene un fusible 50E el cual no coordina por lo cual para este estudio se lo ha reemplazado por un fusible de SMD de 100A, este fusible de 100A se coordina con un Relé SEL 551 a nivel de 13.2 KV ubicado antes de la barra principal de transferencia llamada "Barra en 26" luego este se coordina con dos Relés SEL 551 a nivel de 13,2KV ubicados en las dos alimentadoras que salen de la "Barra en 26" (un relé por alimentadora).

A continuación en la figura 4.9 se muestran las curvas de protección principal y de respaldo del transformador TR0 y de la barra "Principal 13.2 KV".

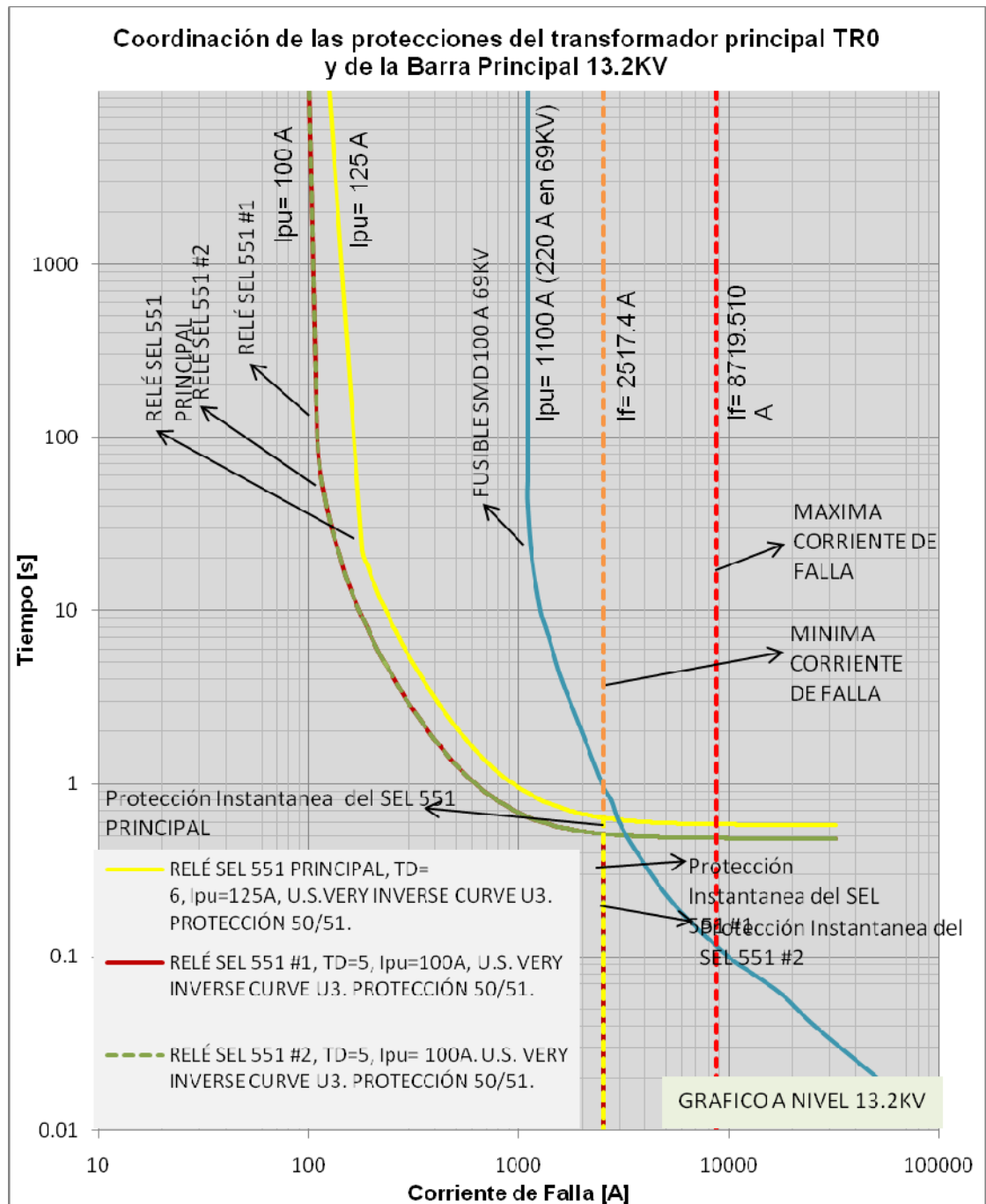


Fig. 4.9

En la tabla 4.1 se puede observar que la corriente mas alta en la barra a 69 KV se produce para una falla trifásica, esta corriente es de 7692 A, para la coordinación en la barra principal de 13.2KV como se puede observar en la fig. 4.8 la curva de corriente del fusible de 100 A a nivel de 69KV está referida a 13.2 KV al multiplicar por un factor de 5 para graficarla.

En la tabla 4.2 se muestran los ajustes del fusible y de los 3 Reles para la protección contra sobrecorriente del Transformador principal TR0 y de la barra Principal 13.2 KV.

	FUSIBLE	SEL 551	SEL551	SEL 551
	SMD 100A	PRINCIPAL	#1	#2
Voltage L-L [KV]	69 KV	13.2KV	13.2KV	13.2KV
Corriente Nominal Prim. [A]	22	114	50	65
Corriente Pick Up Prim. [A]	220	125	100	100
Relación CT	----	200/5	200/5	200/5
Factor CT	----	40	40	40
Corriente Nominal Sec. [A]	----	2.9	1.25	1.6
Corriente Pick Up Sec. [A]	-----	3.1	2.5	2.5
Protección	Sobrecorriente	51/50	51/50	51/50
Tipo de Curva	CURVA	U.S.VERY INVERSE	U.S.VERY INVERSE	U.S.VERY INVERSE
	ESTANDAR	CURVE U3	CURVE U3	CURVE U3
TD de Selección		6	5	5
Tiempo de coordinación	0.13 [s]	Instantáneo	Instantáneo	Instantáneo

Tabla 4.2

4.2.2 Protección de barras de carga a 440 V y 220 V.

Desde la barra “Principal 13.2 KV” salen dos alimentadores que llegan a transformadores de 13.2 KV / 440V o 13.2 KV / 220V, estos transformadores

están protegidos en su lado de alta por fusibles y en su lado de baja cuenta con breakers marca General Electric.

En el Anexo 4 se muestran las curvas de despeje de fallas (Tiempo – Corriente) para los fusibles SMD y los Breakers General Electric. Las curvas para los fusibles son únicas, es decir no se las pueden cambiar, mientras que las curvas de los breakers si son ajustables, tienen 4 ajustes que se los detallan a continuación:

LT: 0.4 – 0.5 – 0.6 – 0.7 – 0.8 – 0.9 – 1.0 la corriente nominal [In].

ST: 1.5 – 2 – 3 – 4 – 6 – 8 – 10 – 12 la corriente máxima de operación [Ir].

STD: 0.1 – 0.2 – 0.4 – 0.5 – 0.6 – 0.8 – 1.0 segundos [s].

RELEASE-----50 [KA]

El significado de estos ajustes se los puede ver en el Anexo 4.

4.2.2.1 Protección de la Barra LOAD “D” 220V.

Para la protección de las barras de aquí en adelante se considerarán los mismos criterios de protección que se consideraron para la protección del transformador TR0 y de la barra “Principal 13.2 KV”.

Para la protección de esta barra se tiene: Fusible SMD de 63A, uno a la salida de la barra “Principal 13.2 KV”, luego alimenta a un transformador de 13.2 KV /

220V, 800 KVA y de ahí se alimenta a la la barra LOAD "D" 220V mediante un breaker G.E MS 31F25, 220 V, 2500 A.

De la Tabla 4.1 se obtienen la máxima y mínima corriente de falla en la barra LOAD "D" 220V para la coordinación del breaker y el fusible en ese rango de corrientes. El rango de corrientes de fallas es desde 23988 A hasta 30802 A.

En la figura 4.10 se puede observar que el breaker y el fusible si coordinan para máxima y mínima corriente de falla, además tampoco se tiene problema con la corriente de magnetización del transformador.

Las curvas de coordinación se las muestran en el siguiente gráfico.

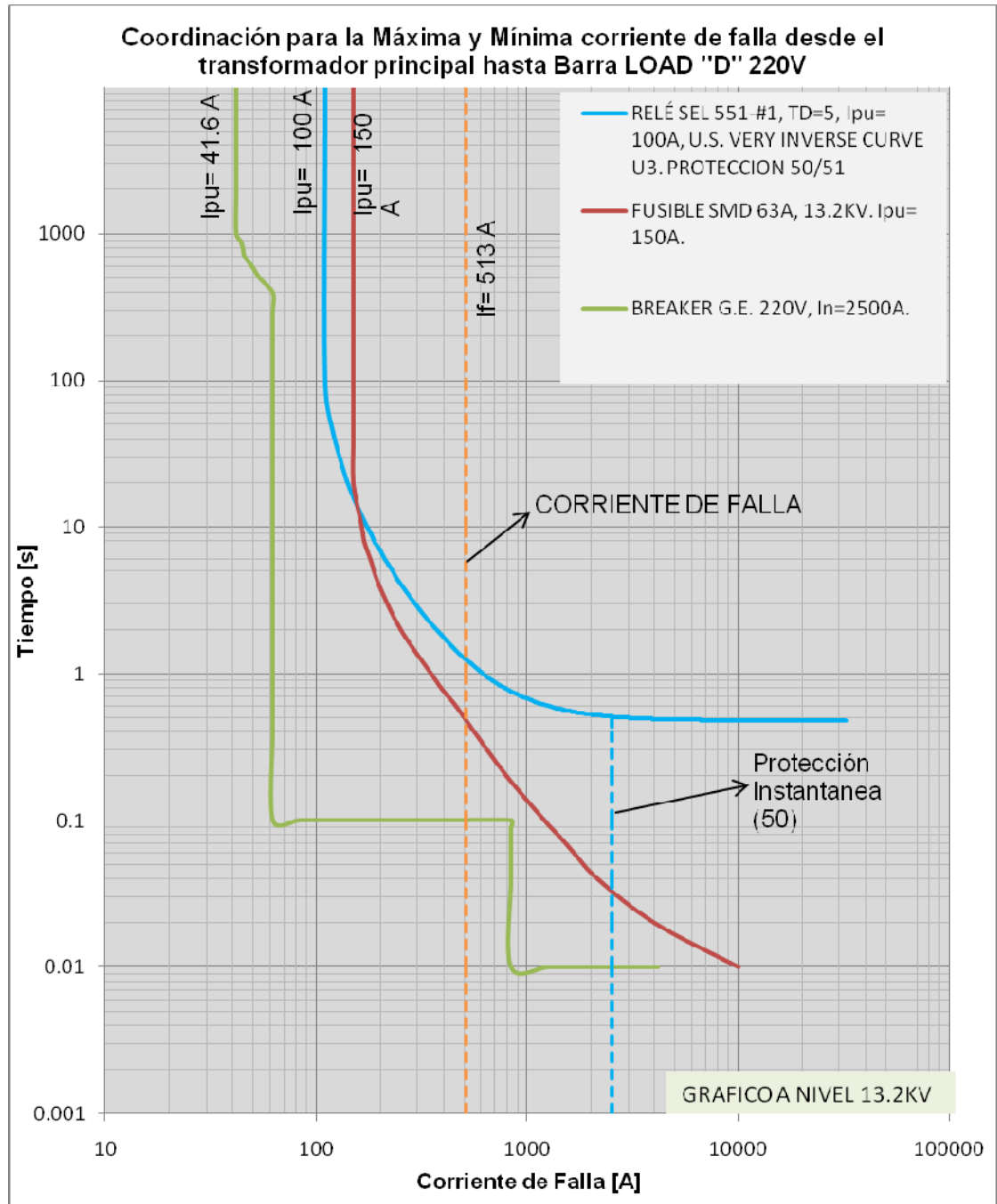


Fig. 4.10

En la siguiente tabla se muestran los ajustes para la protección de la barra LOAD "D" 220V.

	Fusible SMD 63 A	Breaker G.E MS31F25
Voltage L-L [KV]	13,2	0,220
Corriente Nominal Prim. [A]	10	2500
Corriente Pick Up Prim. [A]	150	2750
Relación CT	—	—
Factor CT	—	—
Corriente Nominal Sec. [A]	—	—
Corriente Pick Up Sec. [A]	—	—
Protección	sobre corriente	sobre corriente
Tipo de Curva	Curva Estándar	M - PRO Plus Frame 1 \$ Frame 2
TD de Selección	—	—
Tiempo de coordinación	0.3	0,1

Tabla 4.3

Los ajustes para el breaker G.E MS31F25 se los muestra a continuación:

Curva	LT	ST	STD	Making Current
M-PRO Plus Frame 1 & Frame 2	1*In	2*Ir	0,1[s]	50 KA

Tabla 4.4

4.2.2.2 Protección de la barra LOAD “D” 440V.

Para la protección de esta barra se tiene un fusible SMD 63 A a la salida de la barra “Principal 13.2 KV”, luego alimenta a un transformador 13.2 KV / 440V, 1000 KVA y de ahí se alimenta a la barra LOAD “D” 440V mediante un breaker G.E MS30F12, 440 V, 1250 A.

De la Tabla 4.1 se obtienen la máxima y mínima corriente de falla en la barra LOAD “D” 440V para la coordinación del breaker y los fusibles en ese rango de corrientes. El rango de corrientes de fallas es desde 13596 A hasta 18168 A.

En la figura 4.11 se muestran las curvas de coordinación para falla en la barra LOAD “D” 440V.

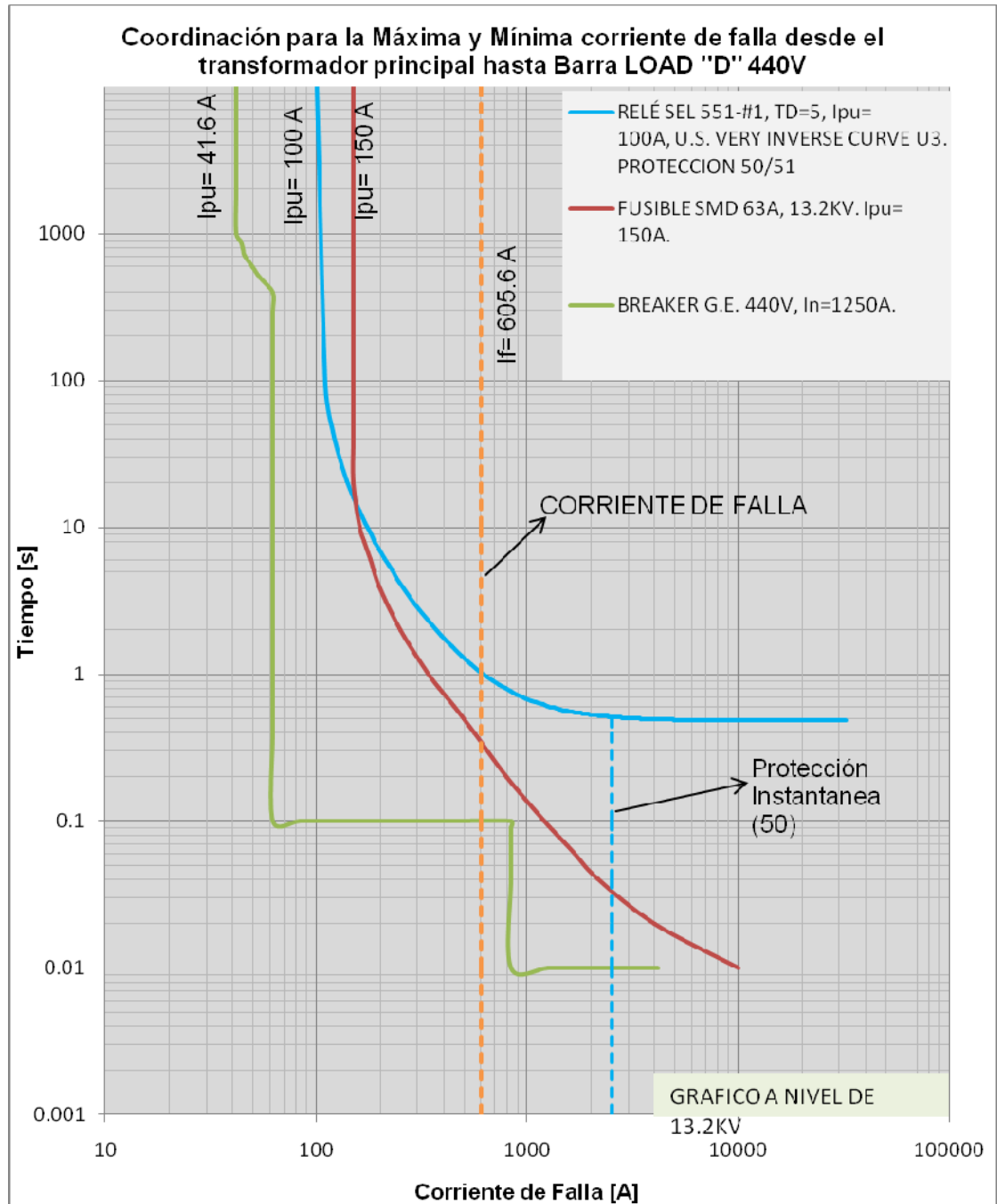


Fig 4.11

En la siguiente tabla se muestran los ajustes para la protección de la barra LOAD "D" 440V.

	Fusible SMD 63 A	Breaker G.E MS30F12
Voltage L-L [KV]	13,2	0,440
Corriente Nominal Prim. [A]	16	1250
Corriente Pick Up Prim. [A]	150	1375
Relación CT	—	—
Factor CT	—	—
Corriente Nominal Sec. [A]	—	—
Corriente Pick Up Sec. [A]	—	—
Protección	sobre corriente	sobre corriente
Tipo de Curva	Curva Estándar	M - PRO Plus Frame 1 \$ Frame 2
TD de Selección	—	—
Tiempo de coordinación	0,2	0,1

Tabla 4.5

Los ajustes para el breaker G.E MS30F12 se los muestra a continuación, la tabla 4.6:

Curva	LT	ST	STD	Making Current
M-PRO Plus Frame 1 & Frame 2	1*In	2*Ir	0,1[s]	50 KA

Tabla 4.6

4.2.2.3 Protección de la barra LOAD “E1” 220V.

Para la protección de esta barra se tiene un fusible SMD 40 A a la salida de la barra “Principal 13.2 KV”, luego se alimenta a un transformador 13.2 KV / 220 V, 750 KVA y de ahí se alimenta a la barra LOAD “E1” 220V mediante un breaker G.E MS30F12 220 V, 1200 A.

Como se puede observar en la figura 4.11 la corriente de magnetización del transformador no produce operación innecesaria en la curva del fusible.

De la Tabla 4.1 se obtienen la máxima y mínima corriente de falla en la barra LOAD “E1” 220V para la coordinación del breaker y los fusibles en ese rango de corrientes. El rango de corrientes de fallas es desde 24923 A hasta 32186 A.

En la figura 4.12 se muestran las curvas de coordinación para falla en la barra LOAD “E1” 220V.

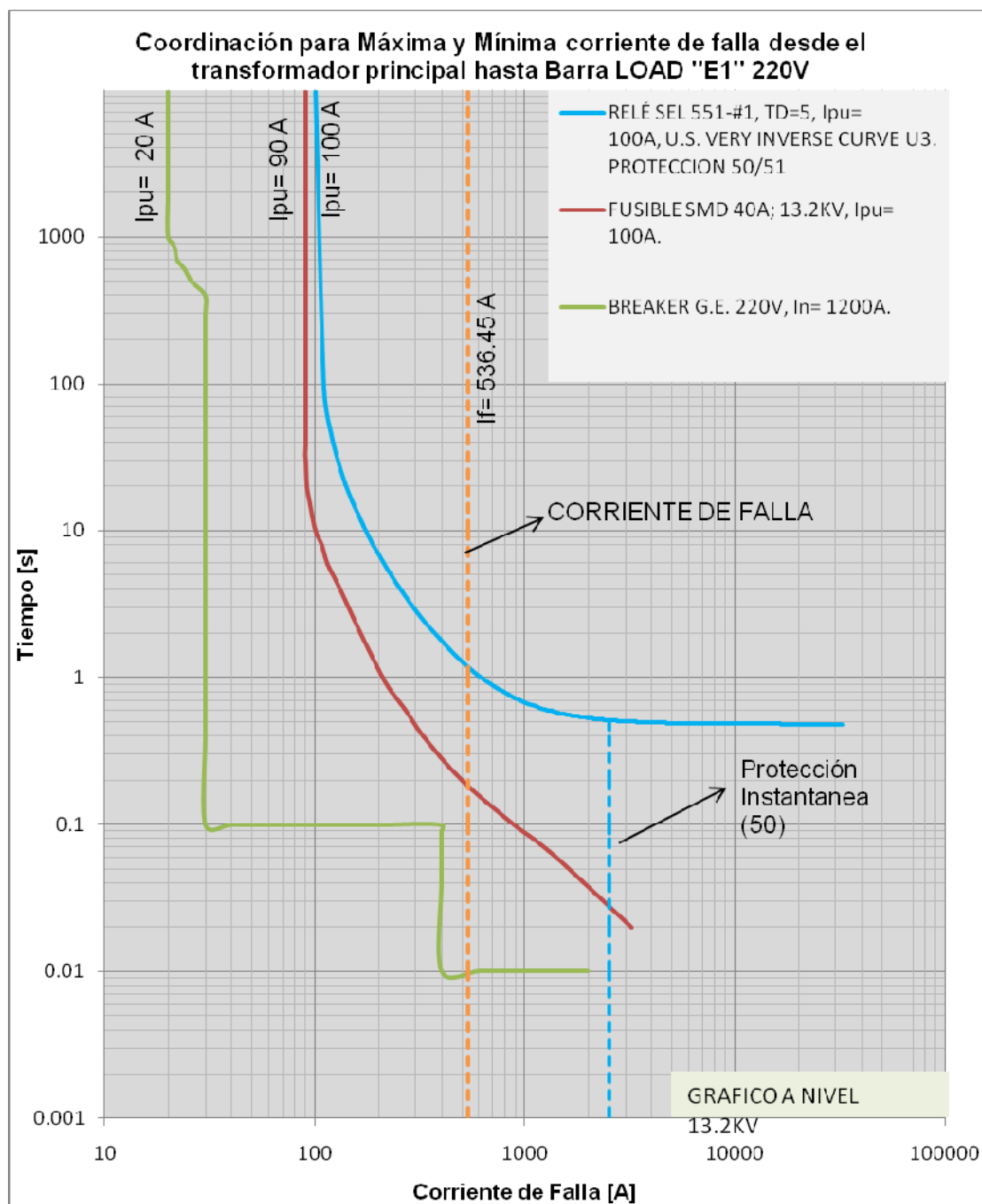


Fig. 4.12

En la siguiente tabla se muestran los ajustes para la protección de la barra LOAD "E1" 220V.

	Fusible SMD 40 A	Breaker G.E MS30F12
Voltage L-L [KV]	13,2	0,220
Corriente Nominal Prim. [A]	13	1200
Corriente Pick Up Prim. [A]	90	1320
Relación CT	—	—
Factor CT	—	—
Corriente Nominal Sec. [A]	—	—
Corriente Pick Up Sec. [A]	—	—
Protección	sobre corriente	sobre corriente
Tipo de Curva	Curva Estandar Fusible	M - PRO Plus Frame 1 \$ Frame 2
TD de Selección	—	—
Tiempo de coordinación	0,19	0,01

Tabla 4.7

Los ajustes para el breaker G.E MS30F12 se los muestran a continuación, la tabla 4.8:

Curva	LT	ST	STD	Making Current
M-PRO Plus Frame 1 & Frame 2	1*In	2*Ir	0,1[s]	50 KA

Tabla 4.8

4.2.2.4 Protección de la barra LOAD “E2” 220V.

Para la protección de esta barra se tiene un fusible SMD 40 A a la salida de la barra “Principal 13.2 KV”, luego se alimenta a un transformador 13.2 KV / 220 V, 400 KVA y de ahí se alimenta a la barra LOAD “E2” 220V mediante un breaker G.E MS30F10, 220V, 1000A.

De la Tabla 4.1 se obtienen la máxima y mínima corriente de falla en la barra LOAD “E2” 220V para la coordinación del breaker y el fusible en ese rango de corrientes. El rango de corrientes de fallas es desde 20720 A hasta 26448 A.

En la figura 4.13 se muestran las curvas de coordinación para falla en la barra LOAD “E2” 220V.

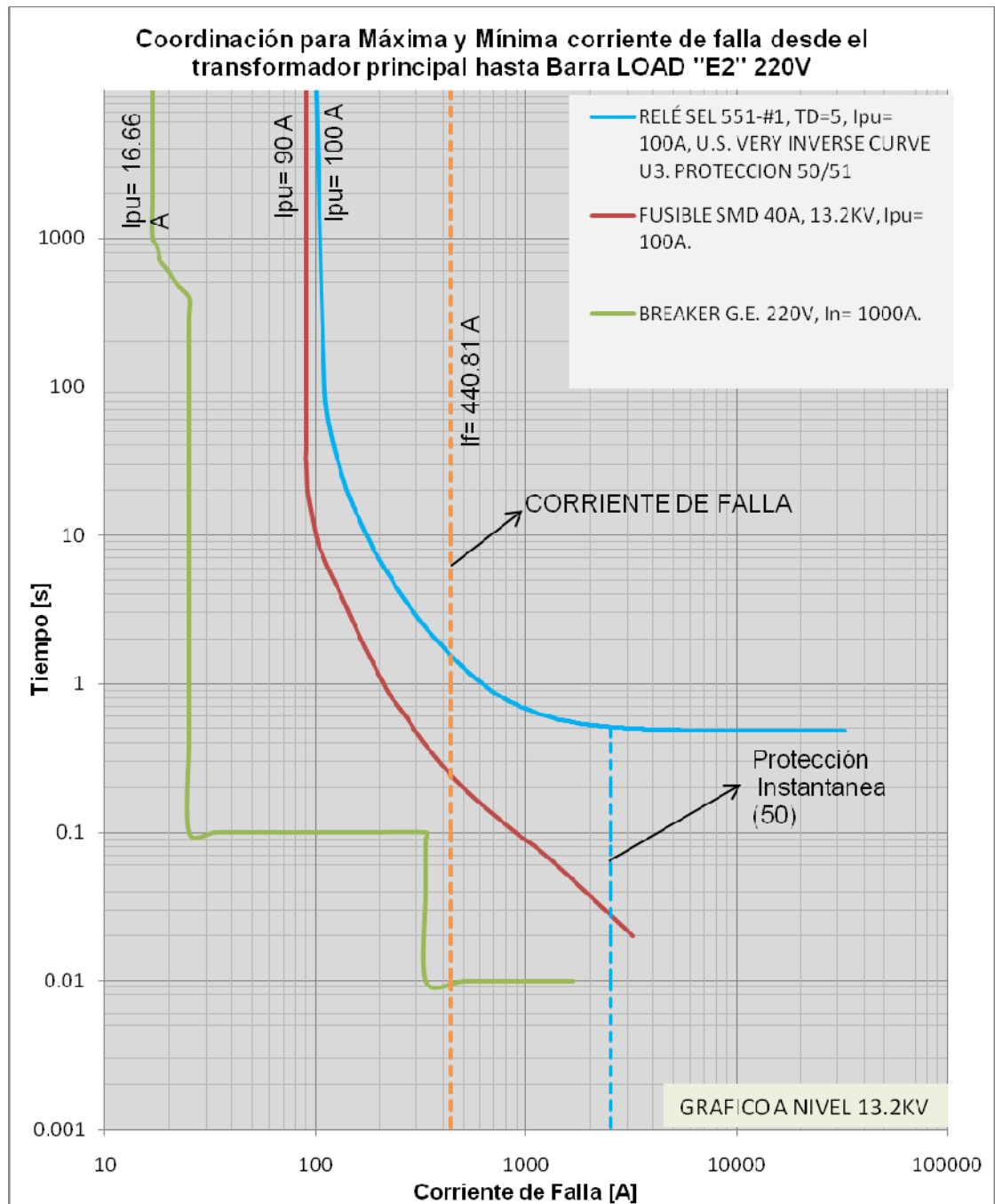


Fig. 4.13

En la siguiente tabla se muestran los ajustes de la protección de la barra LOAD “E2” 220V, para máxima y mínima corriente de falla.

	Fusible	
	SMD 40 A	Breaker G.E MS30F10
Voltage L-L [KV]	13,2	0,220
Corriente Nominal Prim. [A]	12	1000
Corriente Pick Up Prim. [A]	90	1100
Relación CT	—	—
Factor CT	—	—
Corriente Nominal Sec. [A]	—	—
Corriente Pick Up Sec. [A]	—	—
Protección	sobre corriente	sobre corriente
Tipo de Curva	Curva Estandar Fusible	M - PRO Plus Frame 1 \$ Frame 2
TD de Selección	—	—
Tiempo de coordinación	0,25	0,01

Tabla 4.9

Los ajustes para breaker G.E MS30F10 se muestra a continuación, tabla 4.10:

Curva	LT	ST	STD	Making Current
M-PRO Plus Frame 1 & Frame 2	1*In	2*Ir	0,1[s]	50 KA

Tabla 4.10

4.2.2.5 Protección de la barra LOAD “G” 220V.

Para la protección de esta barra se tiene un fusible SMD 63 A a la salida de la barra “Principal 13.2 KV”, luego se alimenta un transformador 13.2 KV / 220 V, 750 KVA y de ahí se alimenta a la barra LOAD “G” 220V mediante un breaker G.E MS30F12, 220, 1200A.

Se puede observar que la corriente de magnetización del transformador no afecta en la operación normal del fusible.

De la Tabla 4.1 se obtienen la máxima y mínima corriente de falla en la barra LOAD “G” 220V para la coordinación del breaker y el fusible en ese rango de corrientes. El rango de corrientes de fallas es desde 27445 A hasta 35359 A. En el siguiente gráfico se muestran las curvas de coordinación para falla en la barra LOAD “G” 220V.

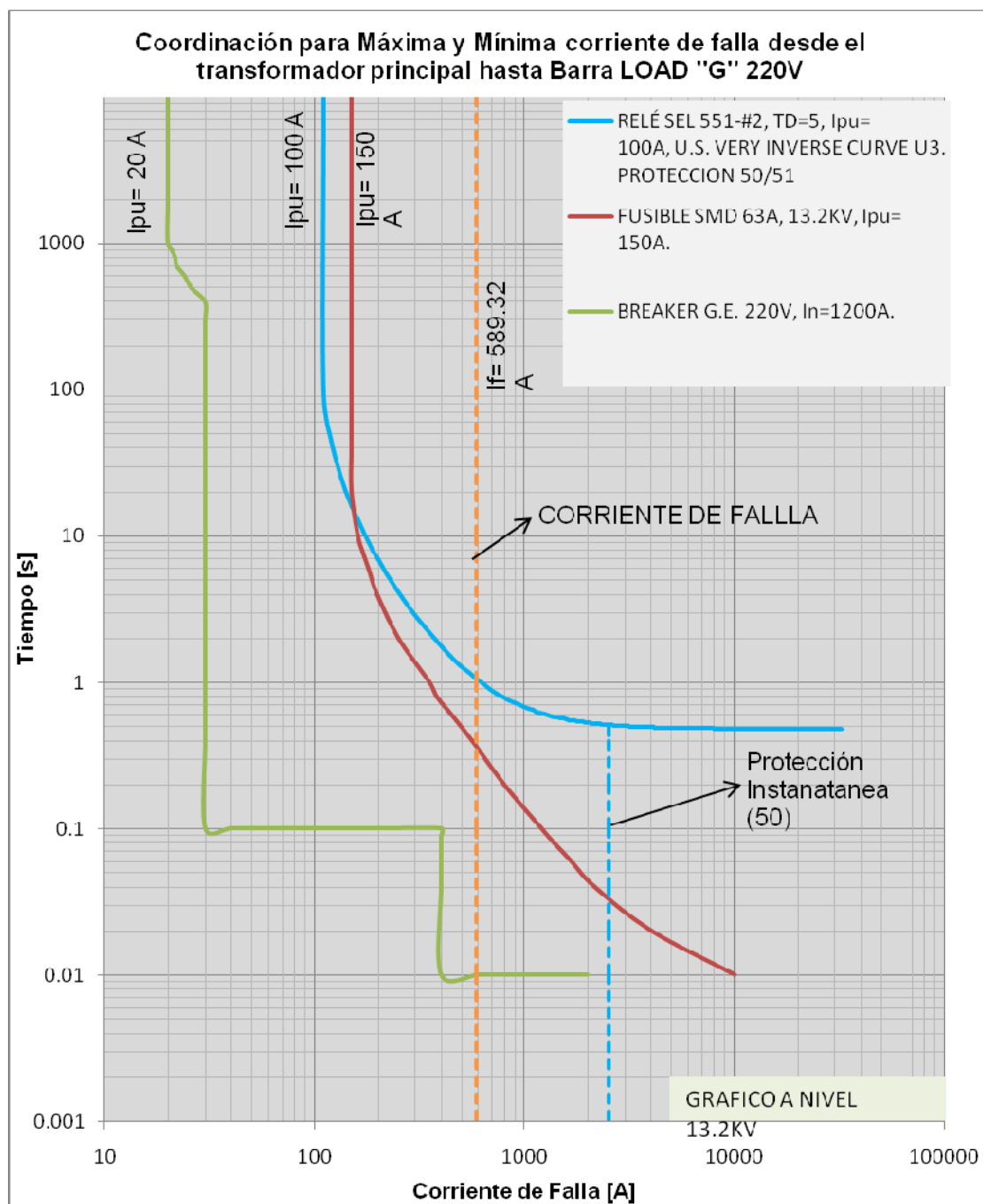


Fig. 4.13

En la tabla 4.11 se muestran los ajustes de la protección de la barra LOAD “G” 220V.

	Fusible	
	SMD 63 A	Breaker G.E MS30F12
Voltage L-L [KV]	13,8	0,220
Corriente Nominal Prim. [A]	10	1200
Corriente Pick Up Prim. [A]	150	1320
Relación CT	—	—
Factor CT	—	—
Corriente Nominal Sec. [A]	—	—
Corriente Pick Up Sec. [A]	—	—
Protección	sobre corriente	sobre corriente
Tipo de Curva	Curva Estándar Fusible	M - PRO Plus Frame 1 \$ Frame 2
TD de Selección	—	—
Tiempo de coordinación	0,3	0,01

Tabla 4.11

Los ajustes para el breaker G.E MS30F12 se los muestra a continuación:

Curva	LT	ST	STD	Making Current
M-PRO Plus Frame 1 & Frame 2	1*In	2*Ir	0,1[s]	50 KA

Tabla 4.12

4.2.2.6 Protección de la barra LOAD “G” 440V.

Para la protección de esta barra se cambia un relé Westinghouse inoperante por un fusible SMD 80 A a la salida de la barra “Principal 13.2 KV”, luego se alimenta un transformador 13.2 KV / 440 V, 2000 KVA y de ahí se alimenta a la barra LOAD “G” 440V mediante un breaker G.E MS31F25, 220, 2500A.

De la Tabla 4.1 se obtienen la máxima y mínima corriente de falla en la barra LOAD “G” 440V para la coordinación del breaker y el fusible en ese rango de corrientes. El rango de corrientes de fallas es desde 22796 A hasta 34250 A.

En el siguiente gráfico se muestran las curvas de coordinación para falla en la barra LOAD “G” 440V.

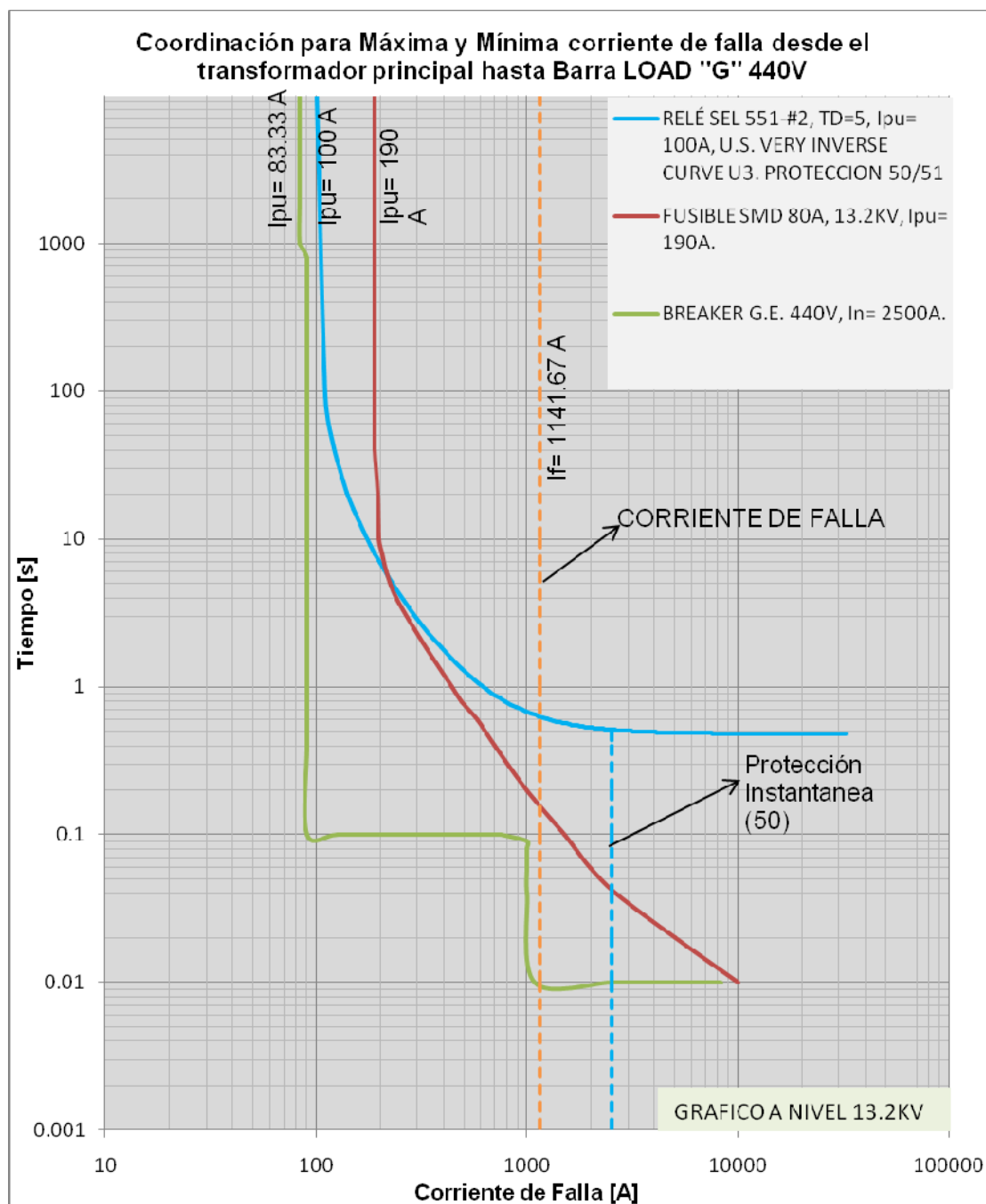


Fig. 4.14

En la tabla 4.13 se muestran los ajustes de la protección de la barra LOAD “G” 440V.

	Fusible	
	SMD 80 A	Breaker G.E MS31F25
Voltage L-L [KV]	13,2	0,440
Corriente Nominal Prim. [A]	28	2500
Corriente Pick Up Prim. [A]	190	2750
Relación CT	—	—
Factor CT	—	—
Corriente Nominal Sec. [A]	—	—
Corriente Pick Up Sec. [A]	—	—
Protección	sobre corriente	sobre corriente
Tipo de Curva	Curva Estándar Fusible	M - PRO Plus Frame 1 \$ Frame 2
TD de Selección	—	—
Tiempo de coordinación	0,15	0,01

Tabla 4.13

Los ajustes para el breaker G.E MS31F25 se los muestra a continuación:

Curva	LT	ST	STD	Making Current
M-PRO Plus Frame 1 & Frame 2	0.8*In	2*Ir	0,8[s]	50 KA

Tabla 4.14

4.2.2.7 Protección de la barra TOSSI 440V.

Para la protección de esta barra se tiene un fusible SMD 63 A a la salida de la barra "Principal 13.2 KV", luego se alimenta un transformador 13.2 KV / 440 V, 1000 KVA y de ahí se alimenta a la barra TOSSI 440V mediante un breaker G.E MS30F12, 440, 1200A.

De la Tabla 4.1 se obtienen la máxima y mínima corriente de falla en la barra LOAD "G" 440V para la coordinación del breaker y el fusible en ese rango de corrientes. El rango de corrientes de fallas es desde 13588 A hasta 18117 A.

En el siguiente gráfico se muestran las curvas de coordinación para falla en la barra TOSI 440V.

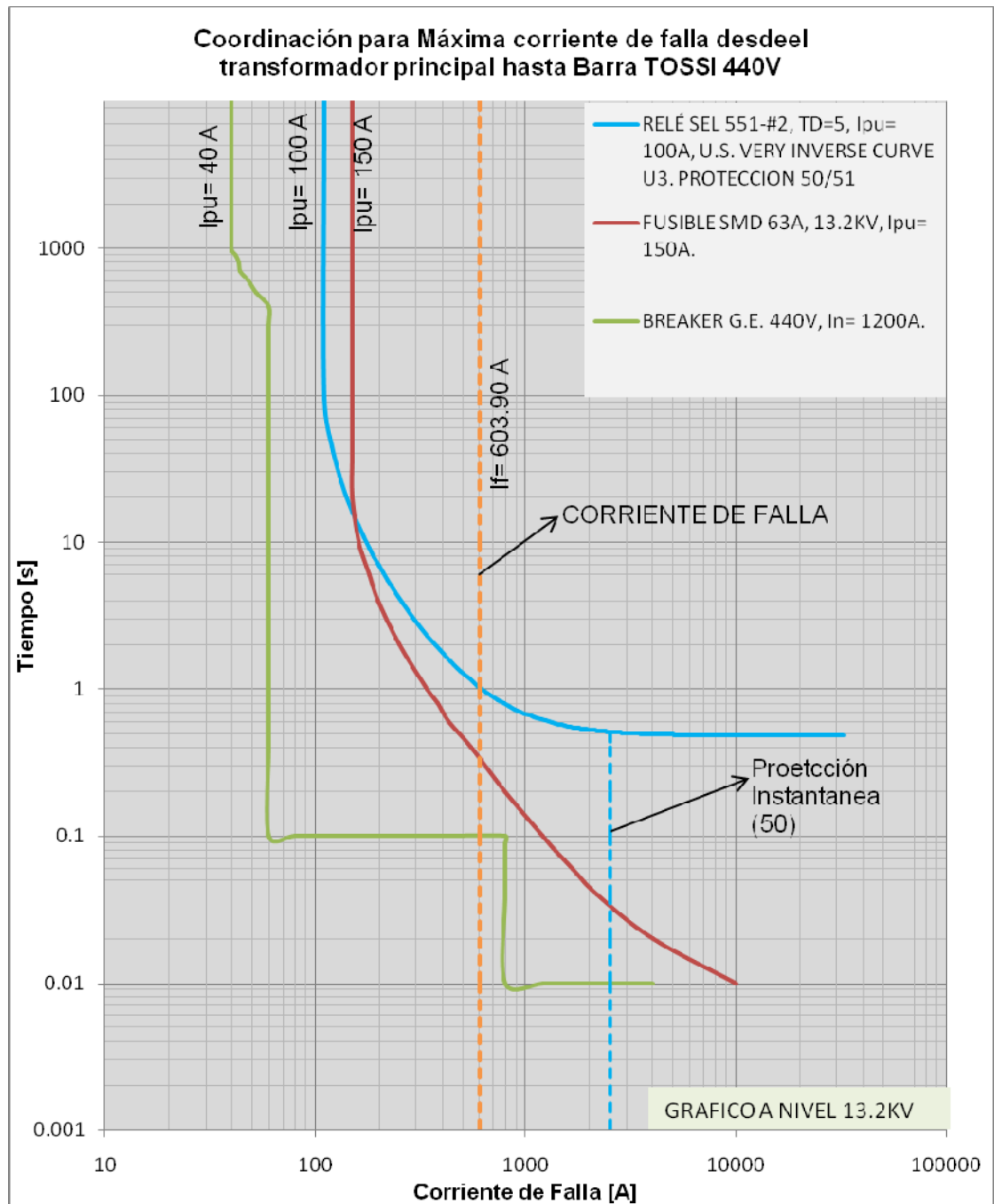


Fig. 4.15

En la tabla 4.15 se muestran los ajustes de la protección de la barra TOSSI 440V.

	Fusible SMD 63 A	Breaker G.E MS30F12
Voltage L-L [KV]	13,2	0,440
Corriente Nominal Prim. [A]	17	1200
Corriente Pick Up Prim. [A]	150	1320
Relación CT	—	—
Factor CT	—	—
Corriente Nominal Sec. [A]	—	—
Corriente Pick Up Sec. [A]	—	—
Protección	sobre corriente	sobre corriente
Tipo de Curva	Curva Estándar Fusible	M - PRO Plus Frame 1 \$ Frame 2
TD de Selección	—	—
Tiempo de coordinación	0,2	0,1

Tabla 4.15

Los ajustes para el breaker G.E MS30F12 se los muestra a continuación:

Curva	LT	ST	STD	Making Current
M-PRO Plus Frame 1 & Frame 2	1*In	2*Ir	0,1[s]	50 KA

Tabla 4.16

4.3 Resumen de Ajustes.

Para la protección del transformador principal TR0 y de la barra "Principal 13.2 KV se tienen fusible SMD 2A 50E el cual fue cambiado por uno de 100A; y el relé SEL 551 denominado "Principal" ubicado antes de la barra de 13.2KV y los relés: SEL

551 denominado "#1" ubicado en la alimentadora que suministra energía a la Barra "D" y la Barra "E"; Ysel 551 denominado "#2" ubicado en la alimentadora que suministra energía a la Barra "TOSSI" y la Barra "G". El relé SEL 551 "Principal" se lo ajustó mediante la curva U.S. Very Inverse Curve U3 con TD=6 y corriente de PU de 125 A a nivel de 13,2KV. El relé SEL 551 "#1" se lo ajusto mediante la cursa U.S. Very Inverse Curve U3 con TD=5 y corriente de PU de 100 A a nivel de 13,2KV. El relé SEL 551 "#2" se lo ajusto mediante la cursa U.S. Very Inverse Curve U3 con TD=5 y corriente de PU de 100 A a nivel de 13,2KV. A nivel de 69KV se ajusto con una PU de 33 A.

Para la protección de transformadores a nivel de 13.2 KV se tienen tipo SMD fusibles tipo SMD y para la protección de las barras de carga a 440 y 220 V se tienen breakers G.E regulables con curvas que tienen 4 regulaciones como se lo mencionó en la sección 4.2.2.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Conclusiones:

1. Se puede concluir que los ajustes permiten condiciones transitorias normales de operación como las corrientes de magnetización de cada uno de los 8 transformadores.
2. Los tiempos de coordinación para la protección de respaldo en cada una de las barras están dentro del rango 0.15 y 0.4 segundos, estos tiempos de coordinación se los obtuvieron de las curvas de los dispositivos de protección para máxima corriente de falla.

Recomendaciones:

1. Se recomienda cambiar los el fusible principal SMD 2A 50E por un disyuntor en vacio.
2. Cambiar los fusibles INEPAR, con nuevos y modernos fusibles; debido a que los fusibles INEPAR son muy antiguos y no existen manuales o catálogos sobre la información de dichos fusibles.
3. Cambiar el relé Westinghouse ubicado en Barra "G" a nivel de 13.2KV por un fusible de 80 A; debido a que el relé no está operando y es obsoleto.

4. Cambiar los relés existentes en el centro comercial por relés considerados en este estudio o por los que el propietario considere mejor.

Anexo 1

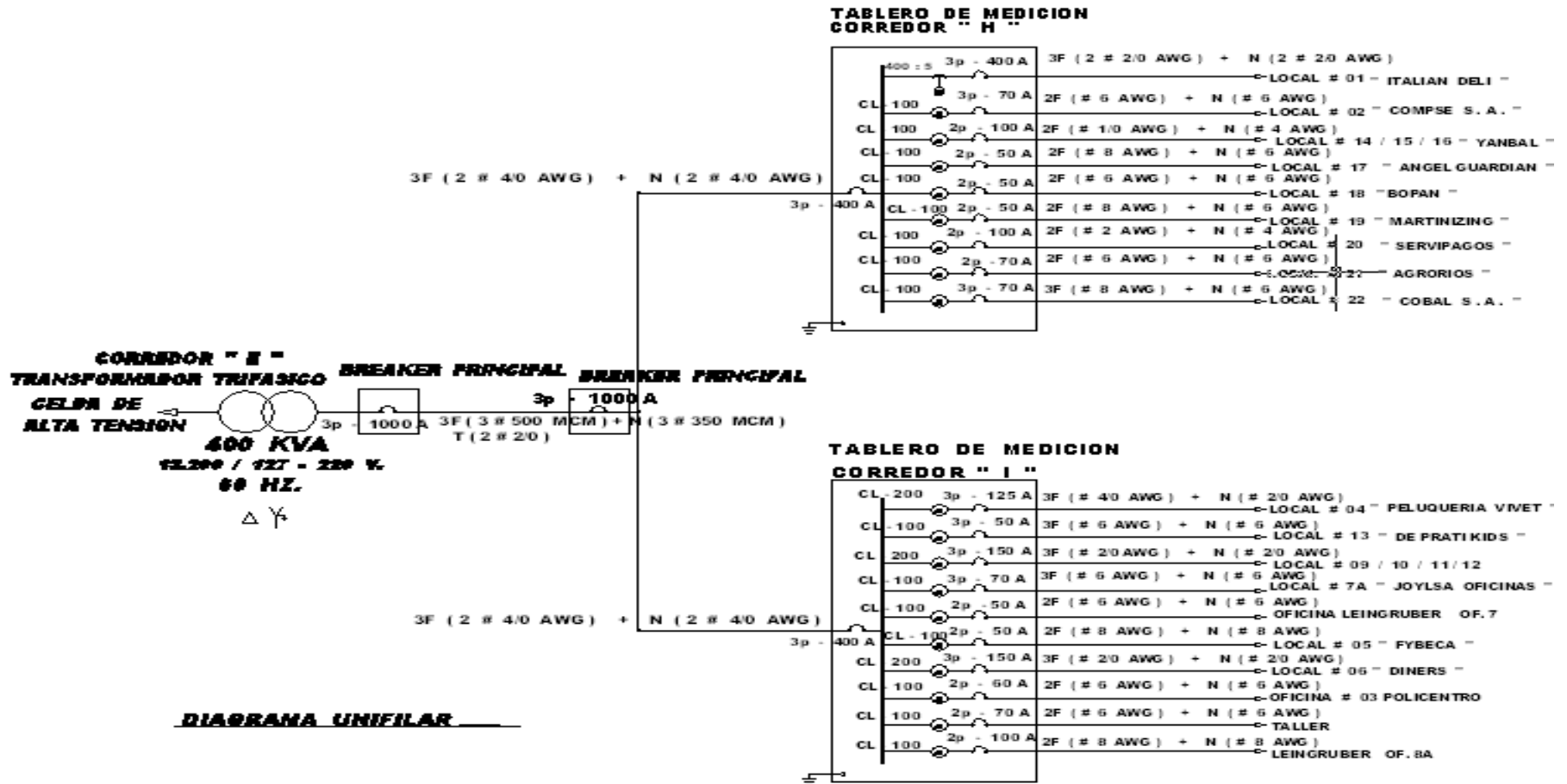
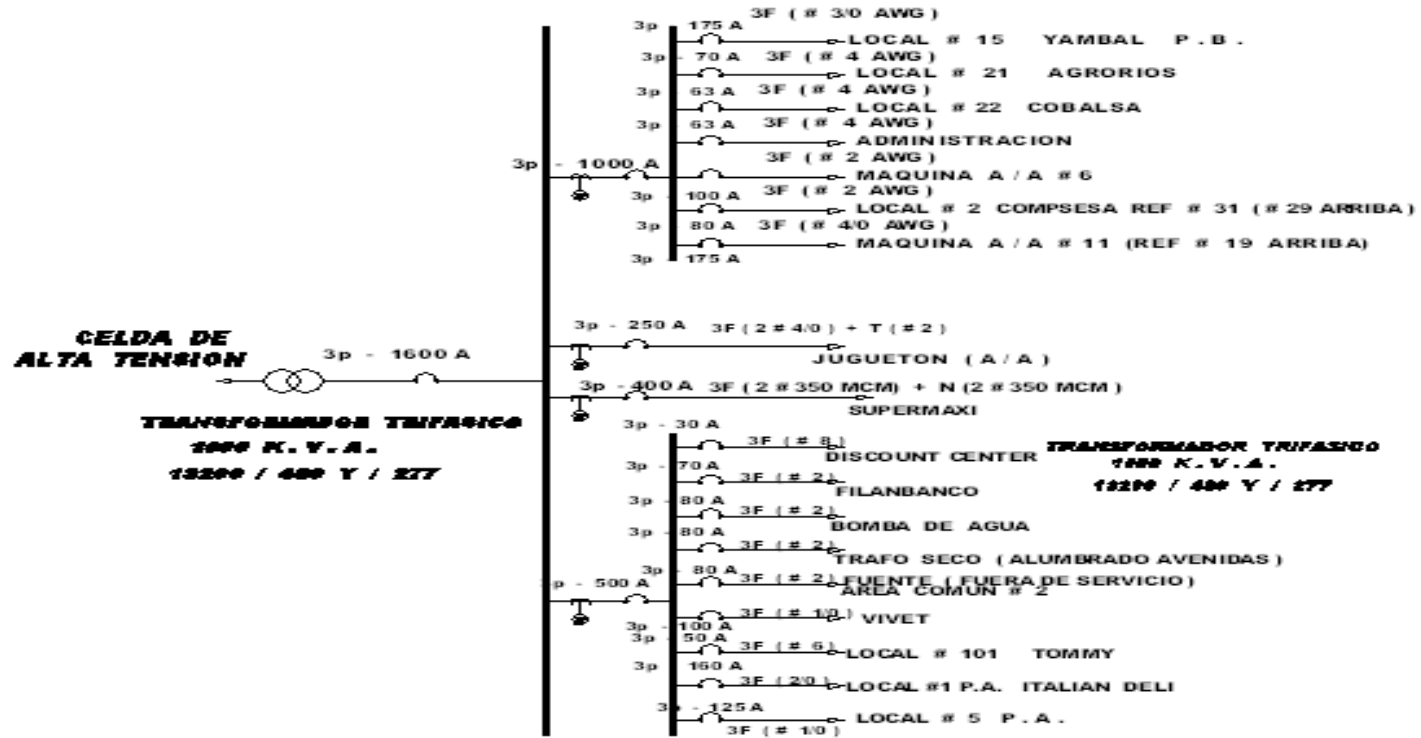
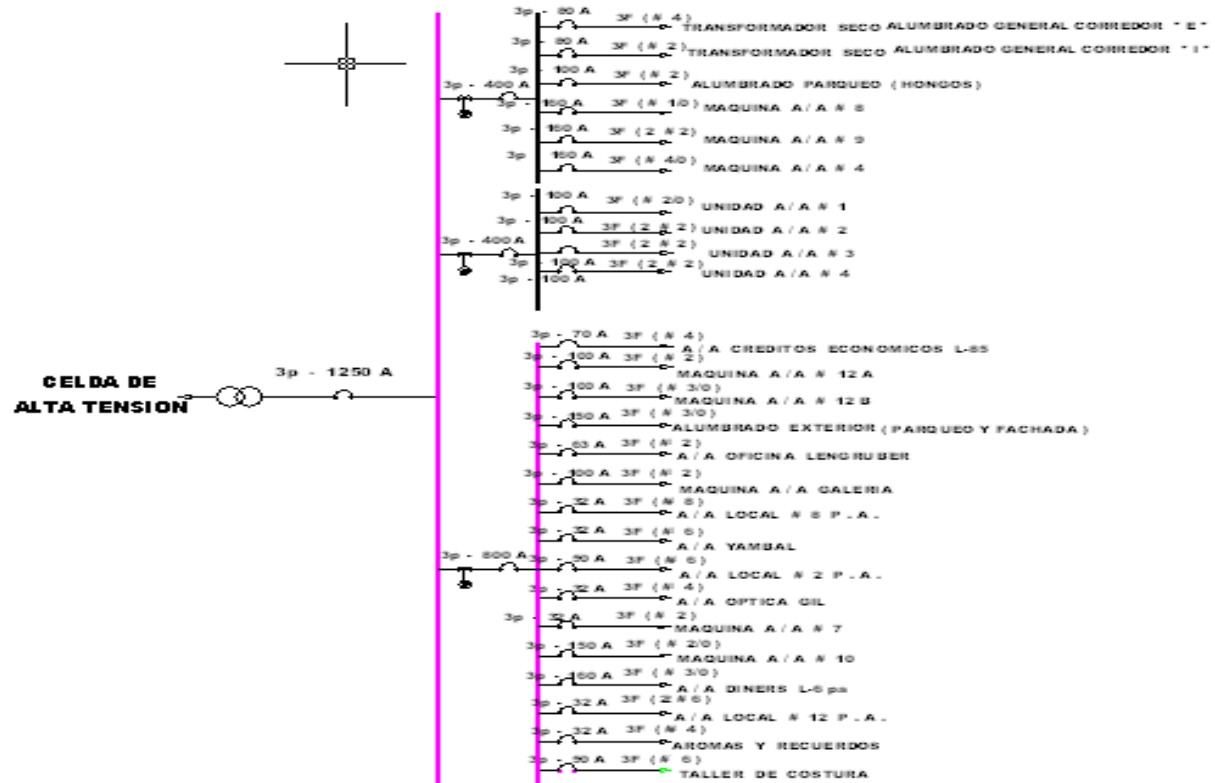


DIAGRAMA UNIFILAR 208 VOLTIOS CORREDOR "E" PLANTA ALTA

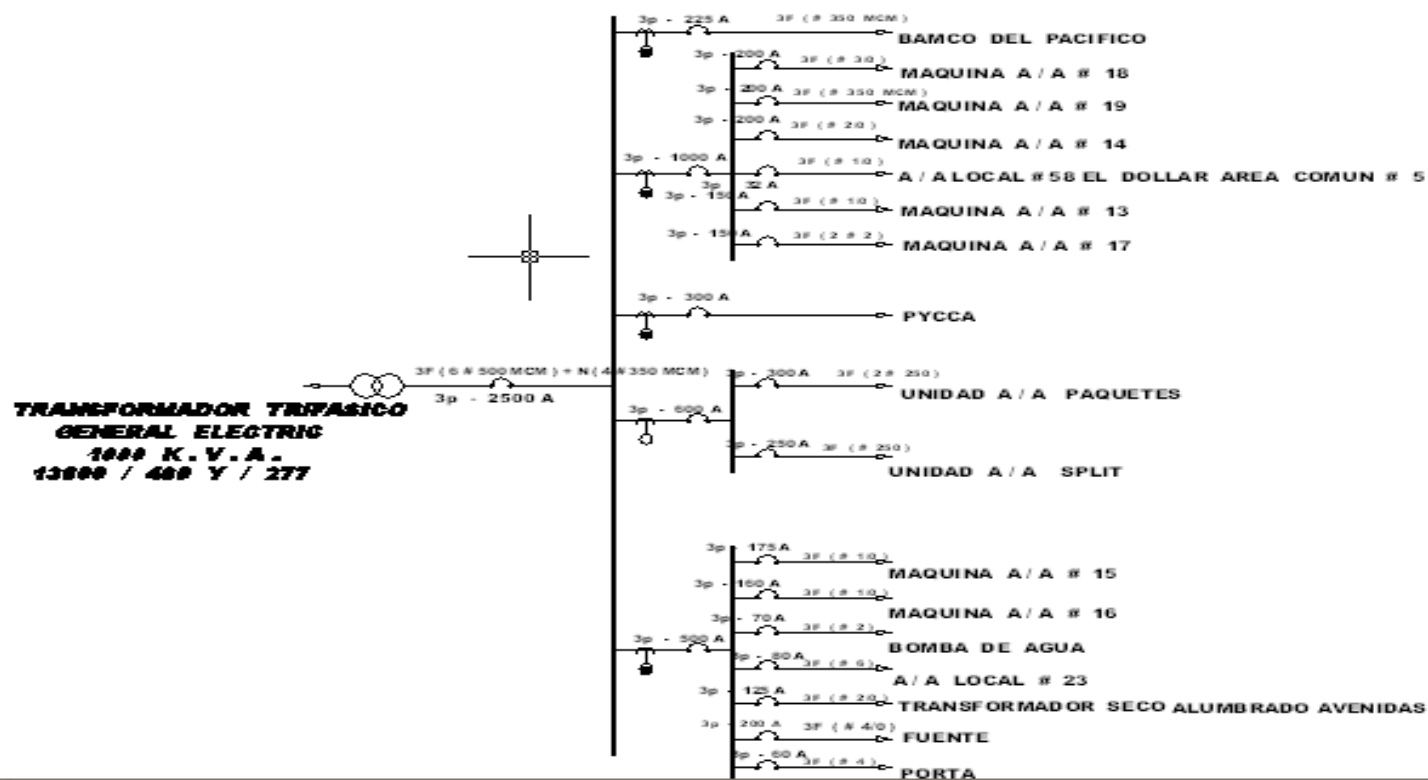
**TABLERO DE MEDIDORES 440 VOLTIOS
UBICADO EN CORREDOR " D "**



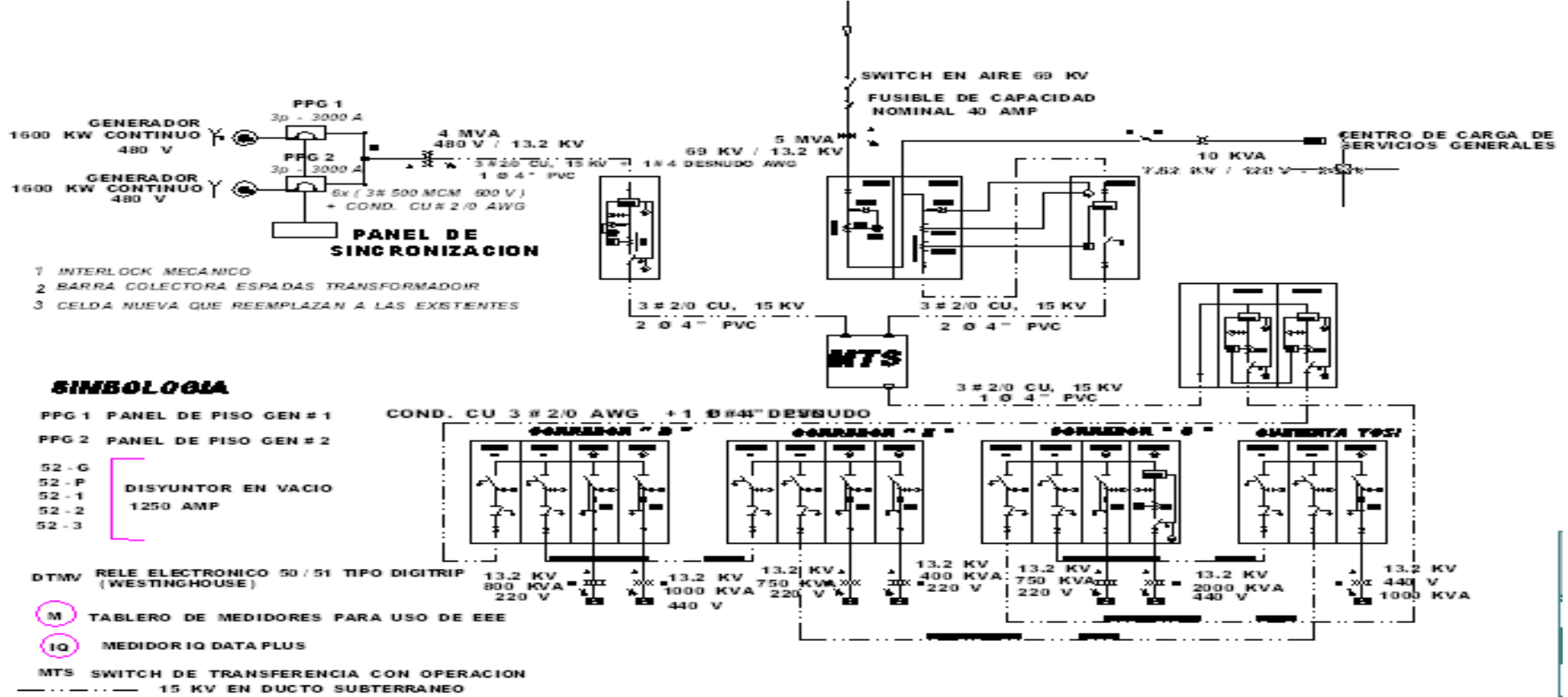
**TABLERO DE MEDIDORES 440 VOLTIOS
UBICADO EN CORREDOR " F "**



**TABLERO DE MEDIDORES 440 VOLTIOS
UBICADO EN CORREDOR " G "**



CONDOMINIO " POLICENTRO "
DIAGRAMA UNIFILAR ELECTRICO GENERAL
EEE



Anexo 2

Tablas para el cálculo de Impedancias de Líneas y de Transformadores.

Typical Range of Per-Unit R and X Values for Indoor. Open Dry-Type 150 °C
Rise Three-Phase Transformers.

(480 V delta primary, 208 V wye secondary).

KVA	HV (V)	LV (V)	% Z	X/R	R	X
15	480	208Y 120	4,5	0,41	0,0416	0,0171
500	480	208Y 120	5,9	2,09	0,0255	0,0532

From IEEE Std 241 - 1990, "IEE Recommended Practice for Electric Power
Systems in Commercial Buildings.

Tabla A2-1

Typical Per-Unit R and X Values for Liquid - Filled 55/65 °C Rise Three Phase Power
Transformers.

(Delta or wye primaries, wye or delta secondaries).

KVA	HV (KV)	HV BIL (KV)	LV (KV)	LV BIL (KV)	% Z	X/R	R	X
112,5	2,4 - 13,8	36 - 110	120 - 600		10 2,00	1,9	0,0095	0,0176
150	2,4 - 13,8	36 - 110	120 - 600		10 2,00	2,2	0,0083	0,0182
225	2,4 - 13,8	36 - 110	120 - 600		10 2,00	2,6	0,0071	0,0187
300	2,4 - 13,8	36 - 110	120 - 600		10 4,50	2,9	0,0145	0,0425
500	2,4 - 13,8	36 - 110	120 - 600		10 4,50	4,3	0,0103	0,0438
750	2,4 - 13,8	36 - 110	120 - 600		10 5,75	4,9	0,0116	0,0563
1000	2,4 - 13,8	36 - 110	120 - 600		10 5,75	5,3	0,0165	0,0565
1000	2,4 - 13,8	36 - 110	120 - 600		10 8,00	5,3	0,0148	0,0786
1500	2,4 - 13,8	36 - 110	120 - 600		10 5,75	5,9	0,0096	0,0567
2000	2,4 - 13,8	36 - 110	120 - 600		10 5,75	6,3	0,0090	0,0568
2500	2,4 - 13,8	36 - 110	120 - 600		10 5,75	6,7	0,0085	0,0569
3000	2,4 - 13,8	36 - 110	120 - 600		10 5,75	7,0	0,0082	0,0569
3750	2,4 - 13,8	36 - 110	120 - 600		10 5,75	10,8	0,0053	0,0573

From IEEE Std 241 - 1990, "IEE Recommended Practice for Electric Power Systems in
Commercial Buildings.

Tabla A2-2

Typical X/R Values for Liquid-Filled 55/65 °C or 65 °C
Rise Three-Phase Power Transformers.

Primary Substation Transformer X/R ratios			
KVA	X/R	KVA	X/R
750	4,9	12000	17,9
1000	5,3	15000	19,6
1500	5,9	20000	21,9
2000	6,3	25000	23,8
2500	6,7	30000	25,4
3000	7	50000	30,2
3750	10,8	75000	34,2
5000	12	100000	37,2
7500	14,1	200000	44,6
10000	15,9		

Tabla A2-3

Typical Impedance Values for Liquid Filled 55/65 or 65 °C Rise Three-Phase
Power Transformers.

(*Delta or wye primaries, wye or delta secondaries*).

Primary substation transformer impedances.							
HV (KV)	HV BIL (KV)	LV (KV)	LV BIL (KV)	% Z	R pu	X pu	
13,8	110	2,4	60	5,5	*	!	
		4,16	75	5,5	*	!	
		7,2	95	5,5	*	!	
22,9	150	2,4	60	5,5	*	!	
		4,16	75	5,5	*	!	
		7,2	95	5,5	*	!	
34,5	200	13,8	110	5,5	*	!	
		2,4	60	6,0	*	!	
		4,16	75	6,0	*	!	
43,8	250	7,2	95	6,0	*	!	
		13,8	110	6,0	*	!	
		22,9	150	6,5	*	!	
43,8	250	2,4	60	6,5	*	!	
		4,16	75	6,5	*	!	
		7,2	95	6,5	*	!	
43,8	250	13,8	110	6,5	*	!	
		22,9	150	6,5	*	!	

		34,5	200	7,0	*	!
67	350	2,4	60	7,0	*	!
		4,16	75	7,0	*	!
		7,2	95	7,0	*	!
		13,8	110	7,0	*	!
		22,9	150	7,0	*	!
		34,5	200	7,0	*	!
		43,8	250	7,5	*	!
115	550	13,8	110	8,0	*	!
		22,9	150	8,0	*	!
		34,5	200	8,0	*	!
		43,8	250	9,0	*	!
		67,0	350	9,0	*	!
138	650	13,8	110	8,5	*	!
		22,9	150	8,5	*	!
		34,5	200	8,5	*	!
		43,8	250	9,5	*	!
		67,0	350	9,5	*	!
		115	550	10,5	*	!
161	750	13,8	110	9,0	*	!
		22,9	150	9,0	*	!
		34,5	200	9,0	*	!
		43,8	250	9,0	*	!
		67,0	350	10,0	*	!
		115	550	11,0	*	!
		138	650	11,0	*	!

* $R_{pu} = (\%Z / 100) * \cos(\text{arc tan}(X/R))$

! $X_{pu} = (\%Z / 100) * \sin(\text{arc tan}(X/R))$

Tabla A2-4

Tablas para el cálculo de Impedancias de Líneas

Aproximate Impedance Data Insulated conductors in Conduit, 60 Hz (Ω / 1000 ft per conductor).

Sise AWG or MCM	Reactance (5 KV)				Reactance (15 KV)			
	Several 1C		1 Multiconductor		Several 1C		1 Multiconductor	
	Metallic conduit	Nonmetallic conduit	Metallic conduit	Nonmetallic conduit	Metallic conduit	Nonmetallic conduit	Metallic conduit	Nonmetallic conduit
8	0,0733	0,0586	0,0479	0,0417				
6	0,0681	0,0545	0,0447	0,0389	0,0842	0,0674	0,0581	0,0508
4	0,0633	0,0507	0,0418	0,0364	0,0783	0,0626	0,0543	0,0472
2	0,0591	0,0472	0,0393	0,0364	0,0727	0,0582	0,0505	0,0439
1	0,0571	0,0457	0,0382	0,0332	0,0701	0,0561	0,0487	0,0424
1/0	0,0537	0,043	0,0360	0,0313	0,0701	0,0561	0,0487	0,0424
2/0	0,0539	0,0431	0,0350	0,0305	0,0661	0,0529	0,0458	0,0399
3/0	0,0521	0,0417	0,0341	0,0297	0,0614	0,0491	0,0427	0,0372
4/0	0,0505	0,0404	0,0333	0,0290	0,0592	0,0474	0,0413	0,0359
250	0,049	0,0392	0,0324	0,0282	0,0573	0,0458	0,0400	0,0348
300	0,0478	0,0383	0,0317	0,0277	0,0557	0,0446	0,0387	0,0339
350	0,0469	0,0375	0,0312	0,0274	0,0544	0,0436	0,0379	0,0332
400	0,0461	0,0369	0,0308	0,0270	0,0534	0,0427	0,0371	0,0326
500	0,0461	0,0369	0,0308	0,0270	0,0517	0,0414	0,0357	0,0317
600	0,0439	0,0351	0,0290	0,0264	0,0516	0,0413	0,0343	0,0309
750	0,0434	0,0347	0,0284	0,0260	0,0500	0,0400	0,0328	0,0301
1000	0,0421	0,0337	0,0272	0,0255	0,0482	0,0385	0,0311	0,0291

(From IEEE Std 241 - 1990, " IEEE Reconmended Practice for Electric Power Systems in Commercial Buildings".)

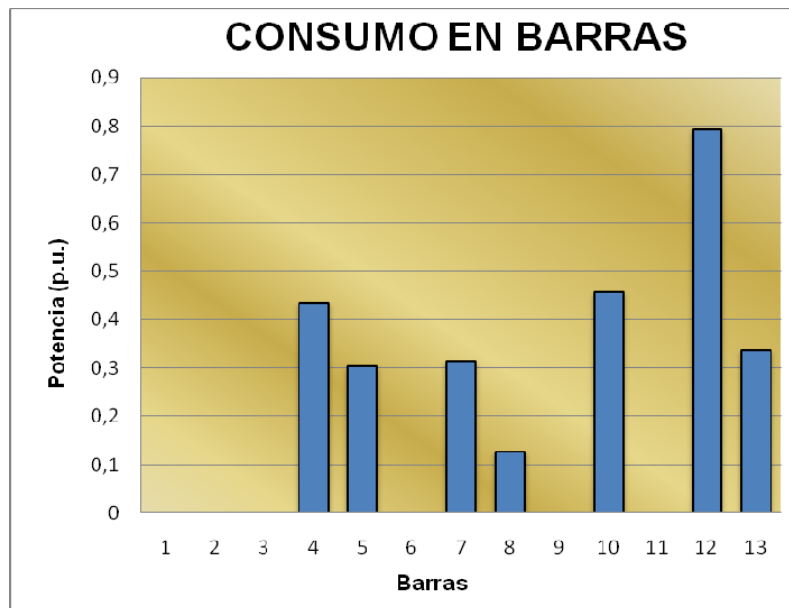
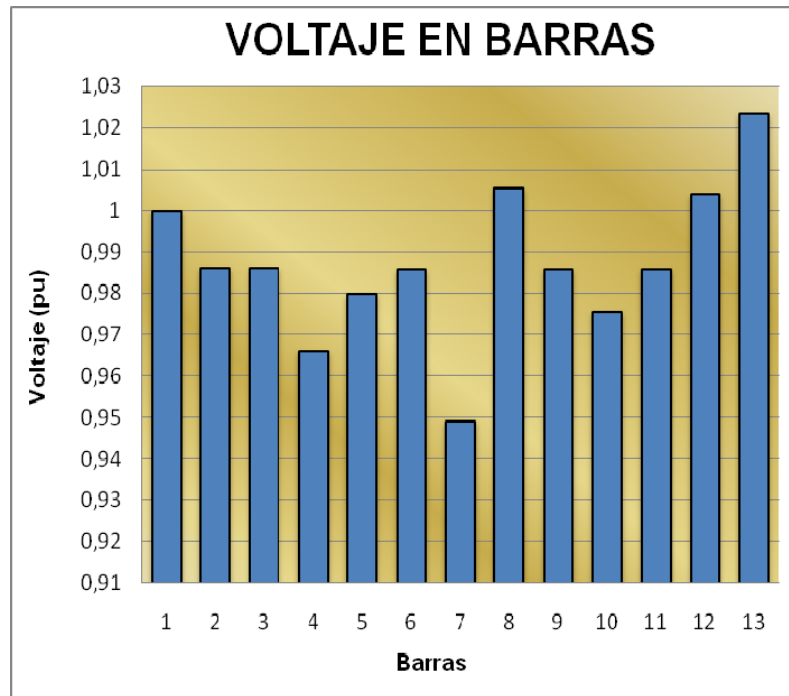
Tabla A2-5

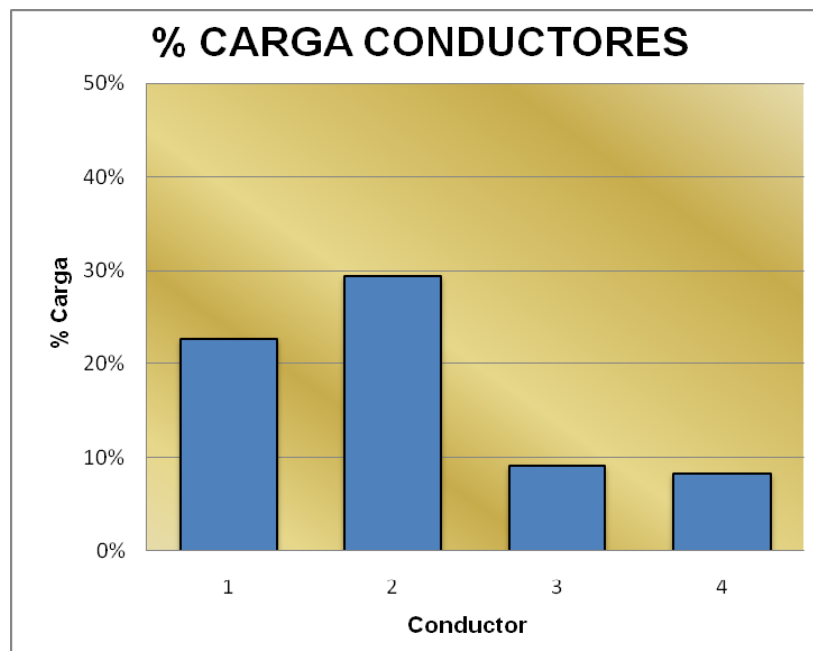
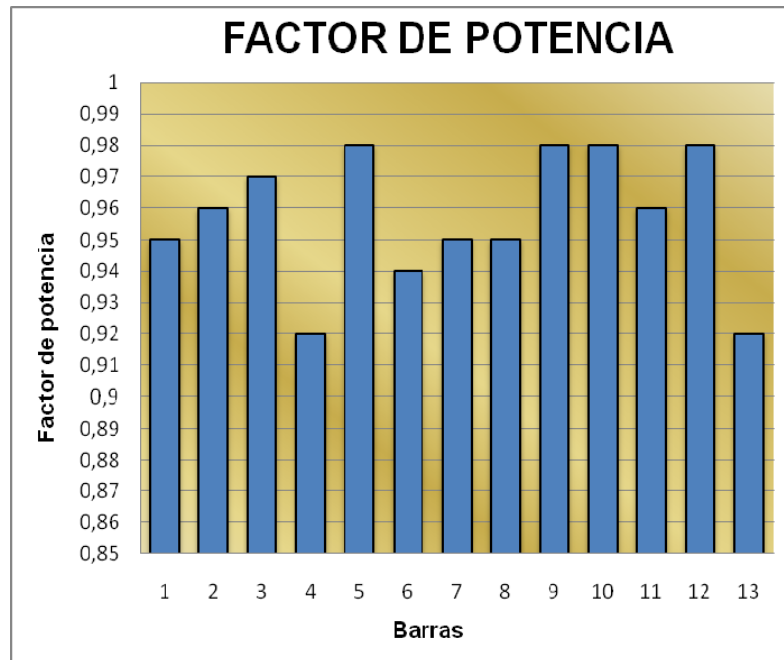
Aproximate Impedance Data - Insulated Conductors in Conduit, 60 Hz (Ω / 1000 ft per conductor).

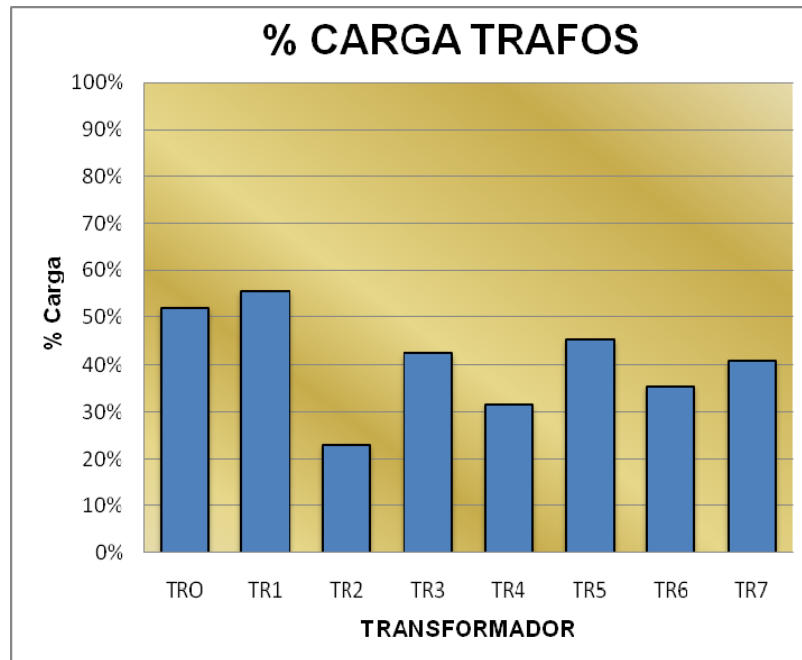
Size AWG or MCM	Resistance (25 ° C)				Reactance (600 V - THHN)			
	Copper		Aluminium		Several 1/C		1 Multiconductor	
	Metallic Conduit	Nonmetallic Conduit	Metallic Conduit	Nonmetallic Conduit	Metallic Conduit	Nonmetallic Conduit	Metallic Conduit	Nonmetallic Conduit
14	2,5700	2,5700	4,2200	4,2200	0,0493	0,0394	0,0351	0,0305
12	1,6200	1,6200	2,6600	2,6600	0,0468	0,0374	0,0333	0,0290
10	1,0180	1,0180	1,6700	1,6700	0,0463	0,0371	0,0337	0,0293
8	0,6404	0,6404	1,0500	1,0500	0,0475	0,0380	0,0351	0,0305
6	0,4100	0,4100	0,6740	0,6740	0,0437	0,0349	0,0324	0,0282
4	0,2590	0,2590	0,4240	0,4240	0,0441	0,0353	0,0328	0,0285
2	0,1640	0,1620	0,2660	0,2660	0,0420	0,0336	0,0313	0,0273
1	0,1303	0,1290	0,2110	0,2110	0,0427	0,0342	0,0319	0,0277
1/0	0,1040	0,1020	0,1680	0,1680	0,0417	0,0334	0,0312	0,0272
2/0	0,0835	0,0812	0,1330	0,1330	0,0409	0,0327	0,0306	0,0266
3/0	0,0668	0,0643	0,1060	0,1050	0,0400	0,0320	0,0300	0,0261
4/0	0,0534	0,0511	0,0844	0,0838	0,0393	0,0314	0,0295	0,0257
250	0,0457	0,0433	0,0722	0,0709	0,0399	0,0319	0,0299	0,0261
300	0,0385	0,0362	0,0602	0,0592	0,0393	0,0314	0,0295	0,0257
350	0,0333	0,0311	0,0520	0,0507	0,0383	0,0311	0,0388	0,0311
400	0,0297	0,0273	0,0460	0,0444	0,0385	0,0308	0,0286	0,0252
500	0,0244	0,0220	0,0375	0,0356	0,0379	0,0303	0,0279	0,0250
600	0,0209	0,0185	0,0319	0,0298	0,0382	0,0305	0,0278	0,0249
750	0,0174	0,0150	0,0264	0,0301	0,0376	0,0301	0,6271	0,0247
1000	0,0140	0,0115	0,0211	0,0182	0,0370	0,0296	0,0260	0,0243

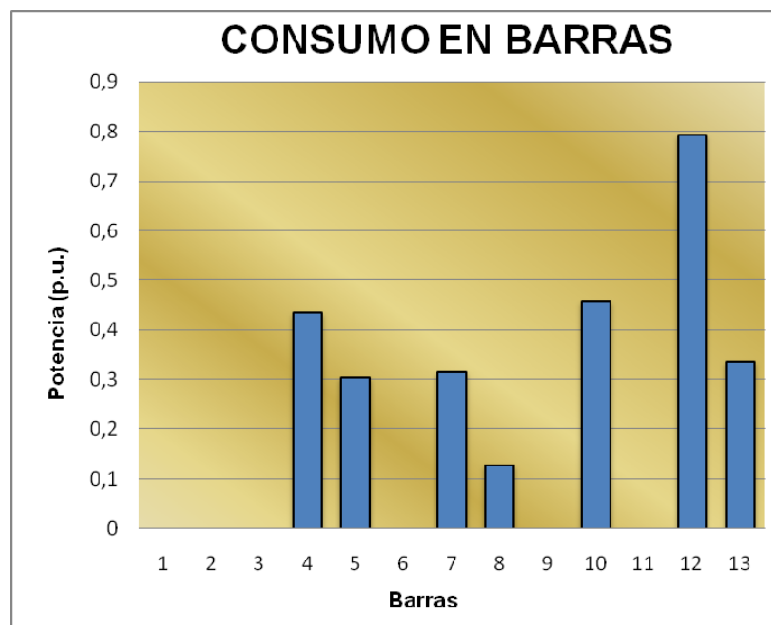
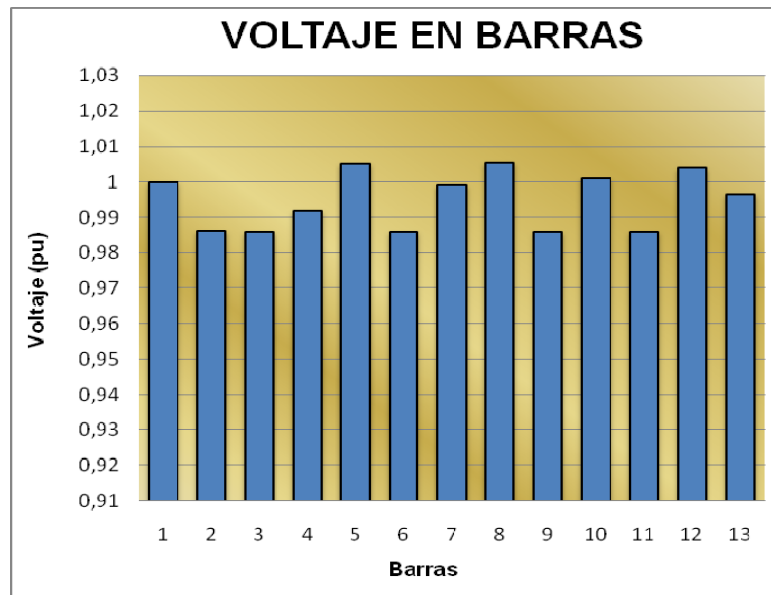
(From IEEE Std 241 - 1990, " IEEE Reconmended Practice for Electric Power Systems in Commercial Buildings".)

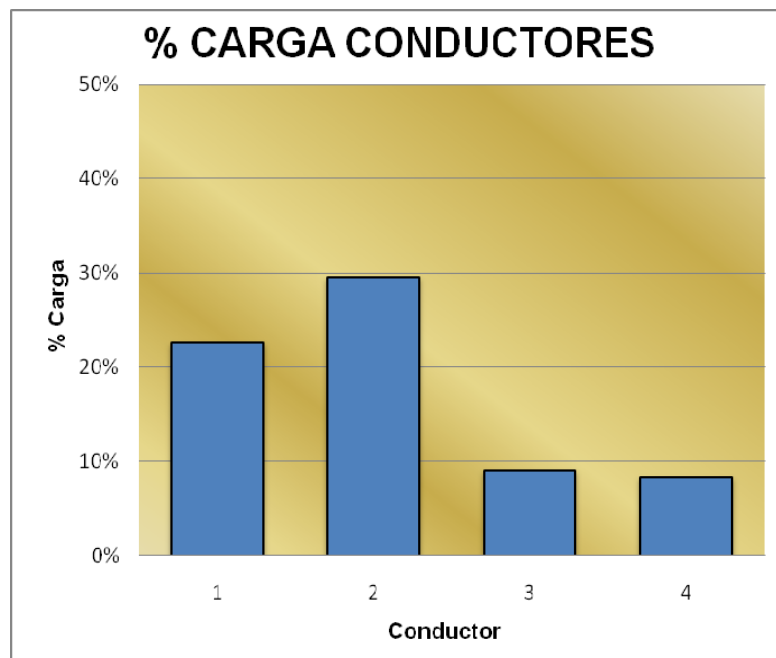
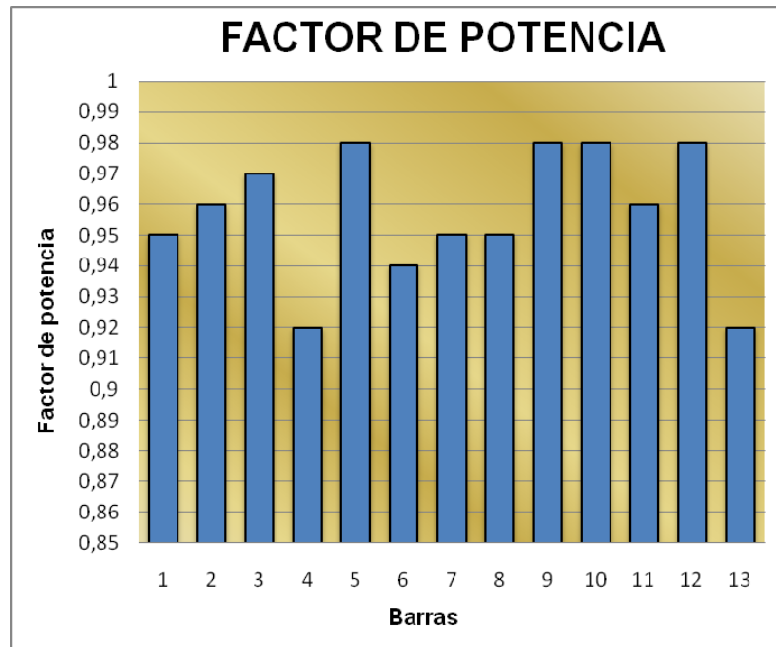
Tabla A2-6

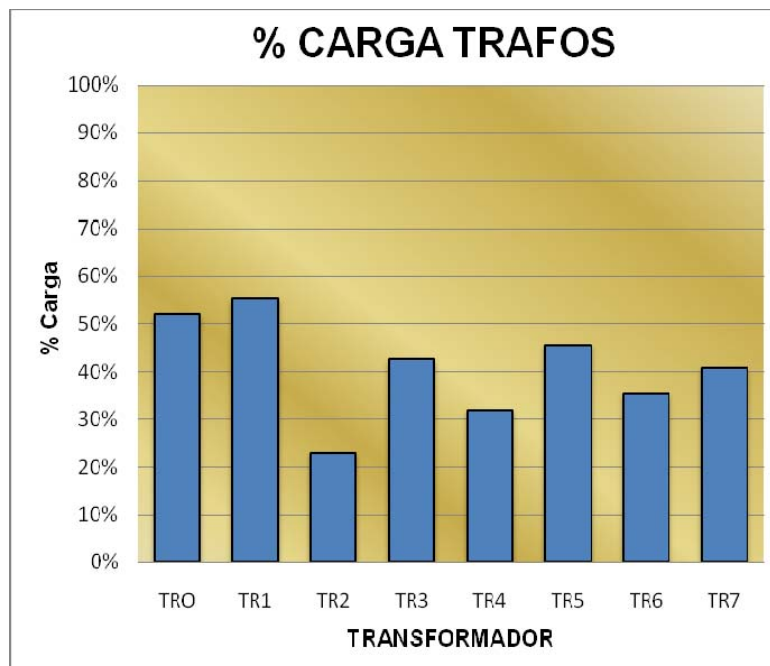
Resultados gráficos del Flujo de carga del Caso Base.





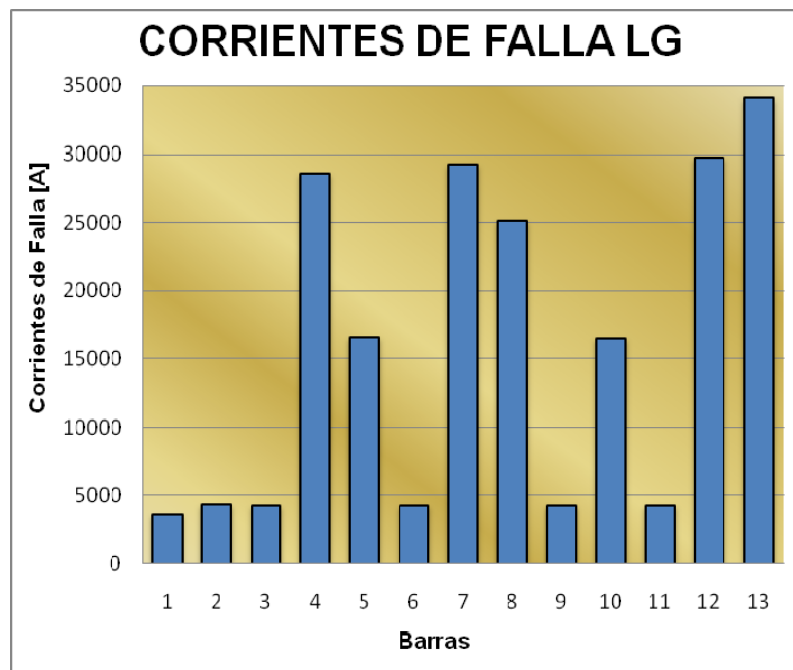
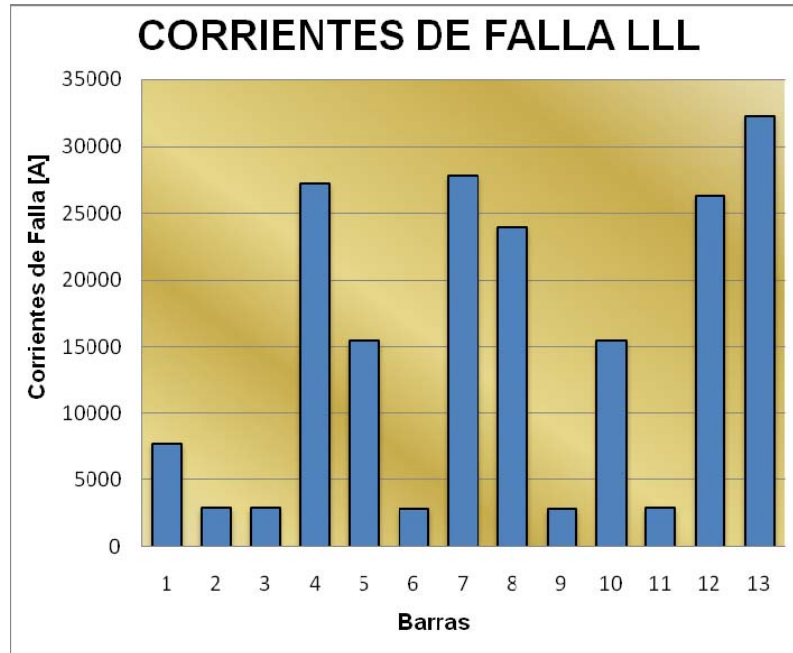
Resultados gráficos del Flujo de carga del Caso Optimizado.



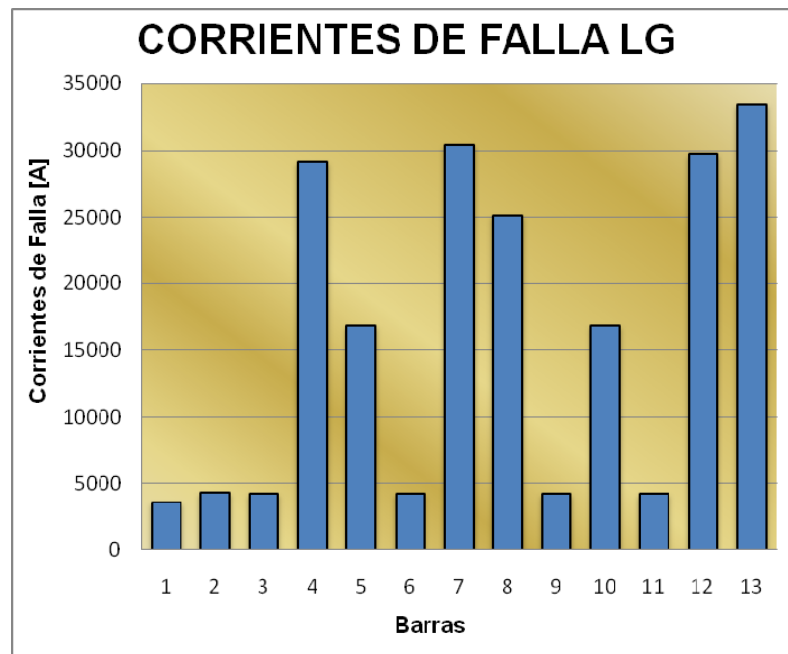
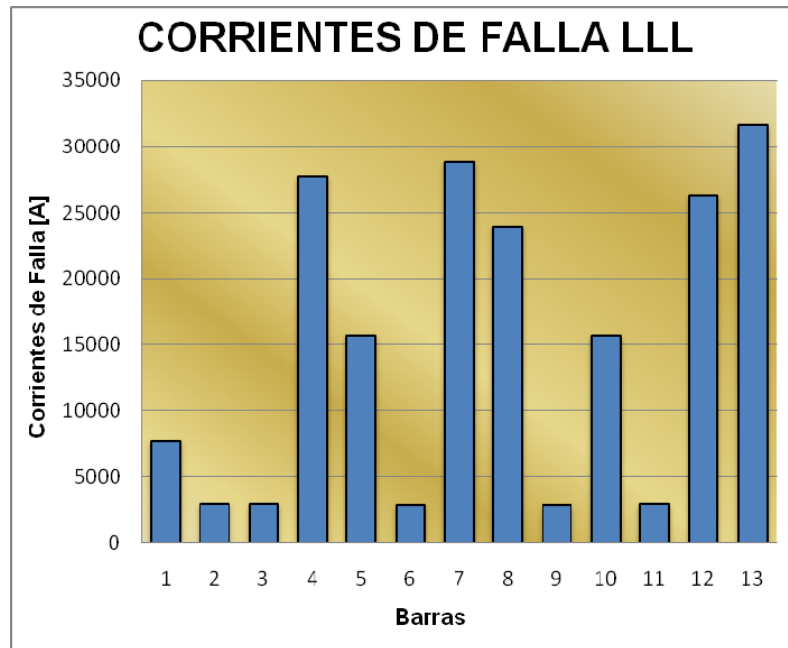


Anexo 3

Corrientes de Corto Circuito para el Caso Base

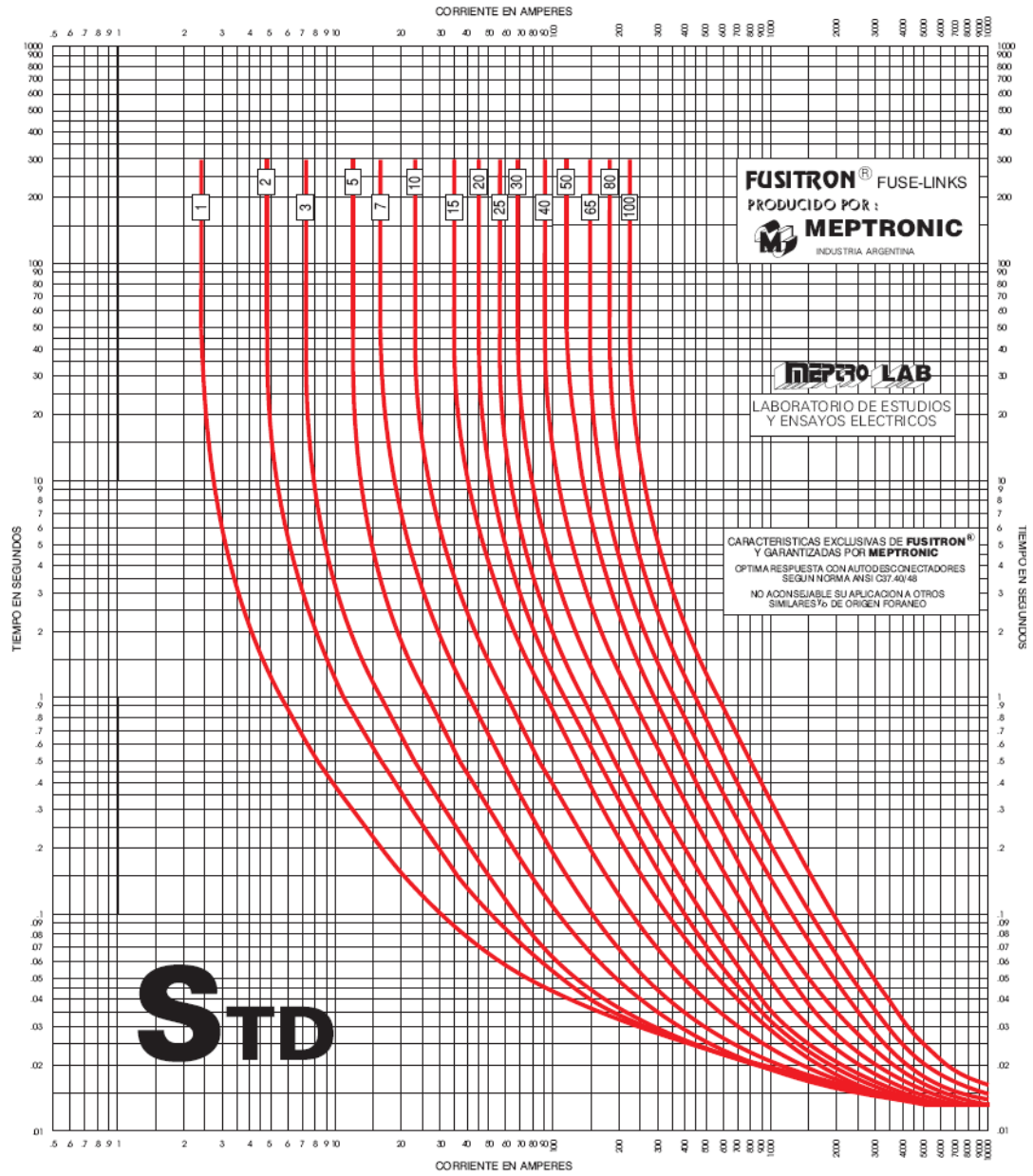


Corrientes de Corto Circuito para el Caso Optimizado.

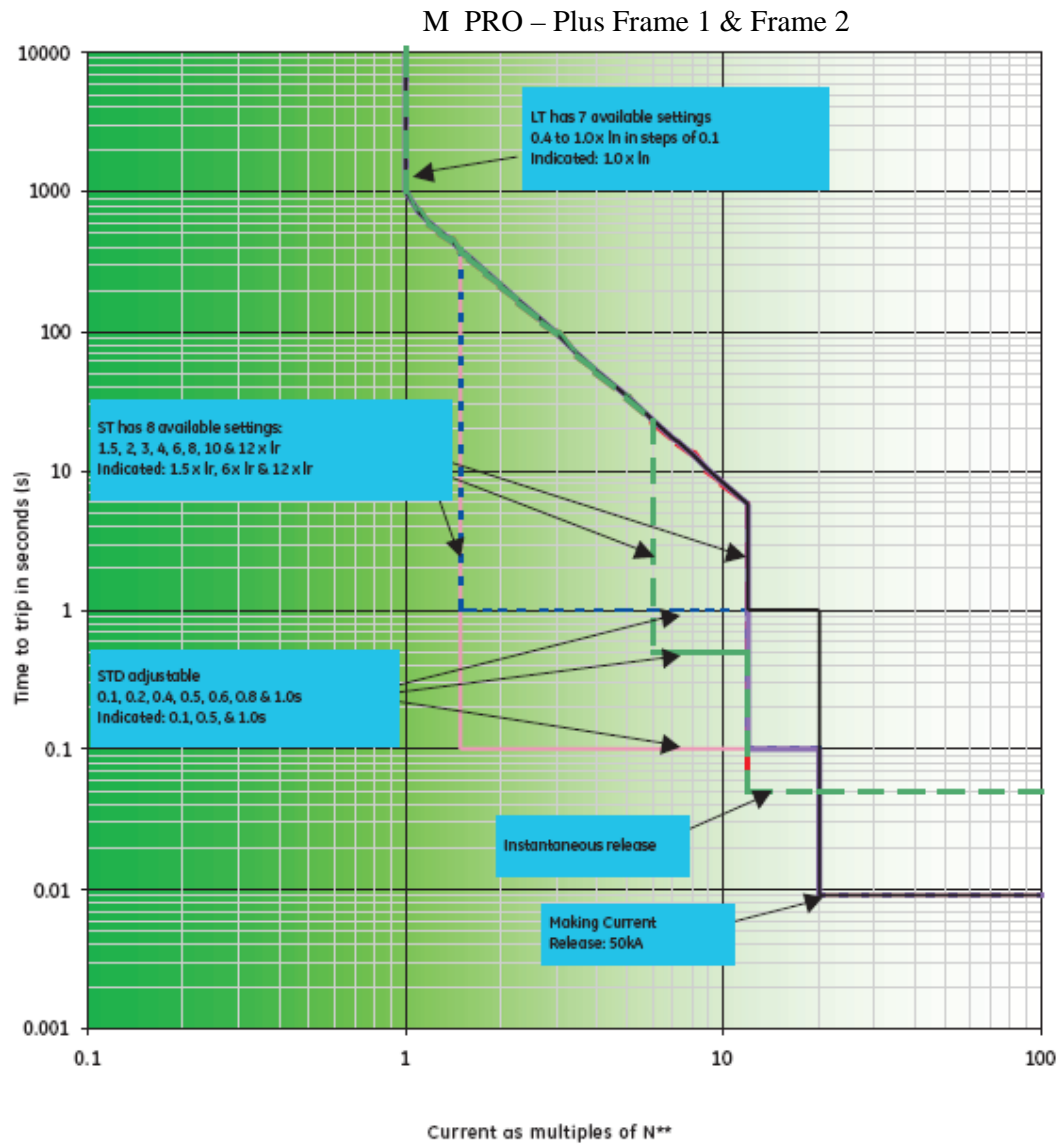


Anexo 4

CURVAS CARACTERÍSTICAS DE TIEMPO TOTAL DE DESPEJE
 TOTAL CLEARING TIME-CURRENT CHARACTERISTIC CURVES
FUSITRON® - FUSE LINKS VELOCIDAD STANDARD



Característica Tiempo-corriente para la aclaración de fallas en los Breakers G.E para los distintos modelos usados en la protección de sobrecorriente del C.C. Policentro



BIBLIOGRAFIA

1. Enriquez Harper, Fundamentos de Protección de Sistemas Eléctricos por Relevadores, Editorial LIMUSA, México 1984.
2. Stevenson William, Análisis de Sistemas de Potencia, Editorial McGRAW-HILL, México 2004.
3. Cutler Hammer, Manual Técnico del Relé CUTLER HAMMER - DIGITRIP 3000,
<http://www.downloads.eatoncanada.ca/downloads/Metering,%20Relays%20&%20Communications/Instruction%20Bulletins/DT3000.pdf>
Septiembre del 2009
4. General Eléctric, Manual Técnico de Breakers G.E MS32F32 220V.
http://www.gaius.co.kr/adm/data/catalogue_M_Pact_English_ed3.pdf
Septiembre del 2009
5. Sel, Manual Técnico del Relé SEL 587
<http://www.selinc.com/SEL-587/>
Septiembre del 2009