



ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL
Facultad de Ingeniería en Electricidad y Computación

“ESTUDIOS DE LOS AJUSTES DE LAS PROTECCIONES
APLICADOS A LA CENTRAL HIDROELÉCTRICA
MARCEL LANIADO DE WIND”

**INFORME DE
MATERIA DE GRADUACIÓN**

Previa a la obtención del Título de:
INGENIERO EN ELECTRICIDAD
ESPECIALIZACIÓN POTENCIA

Presentado por:
LUIS JOSUÉ BELTRÁN RAMOS
KEYLA ELIZABETH YONFÁ CANTOS

Guayaquil - Ecuador
Año: 2011

AGRADECIMIENTO

En primer lugar agradecemos a Dios, por bendecirnos y mostrarnos el sendero del bien, para llegar con paz hasta donde hemos llegado.

A nuestros padres que con dedicación y buen ejemplo, han sabido guiarnos por el camino correcto para ser personas de bien en la sociedad y enseñarnos a valorar cada esfuerzo puesto de parte de ellos para nuestro crecimiento personal.

Al Ing. Juan Saavedra, quien con inteligencia y experiencia supo darnos las pautas para el desarrollo del proyecto. A nuestros profesores, quienes han sido un pilar muy importante en la formación de nuestra carrera.

A CELEC EP HIDRONACIÓN, que nos abrió sus puertas para proporcionarnos importante información, en especial a la ingeniera Kathy Rivas, quien con sus conocimientos y amabilidad nos ayudó a despejar dudas e inquietudes para el desarrollo del tema.

DEDICATORIA

Dedico este proyecto de graduación a Dios y a mis padres. A Dios porque ha estado a mi lado en cada paso que doy, dándome fortaleza, inteligencia y sabiduría para continuar, a mis padres, porque creyeron en mi y porque me sacaron adelante, dándome ejemplos dignos de superación y entrega, porque en gran parte gracias a ustedes, hoy puedo ver alcanzada mi meta, ya que siempre estuvieron impulsándome en los momentos más difíciles de mi carrera, y porque el orgullo que sienten por mí, fue lo que me hizo ir hasta el final. Va por ustedes, por lo que valen, porque admiro su fortaleza y por lo que han hecho de mí.

Luis Josué Beltrán Ramos

DEDICATORIA

A Dios porque sin Él no hubiese sido posible poder llegar hasta donde estoy el día de hoy.

A mi padre, quien con su amor y constante apoyo ha estado a mi lado, llenándome de fuerzas por medio de sus valiosos consejos cuando sentía resbalar en este largo camino. Para ti papá, que depositaste en mí tu confianza desde el principio de mi vida estudiantil hasta finalmente verme convertir en la profesional que un día me propuse llegar a ser.

A mi hermano, por acompañarme en todas las decisiones que han marcado nuestras vidas, animándome y creyendo principalmente en mis capacidades y perseverancia para cumplir mis metas forjadas.

Keyla Elizabeth Yonfá Cantos

TRIBUNAL DE SUSTENTACIÓN

Ing. Juan Saavedra

PROFESOR DE LA MATERIA
DE GRADUACIÓN

Ing. Alberto Hanze

PROFESOR DELEGADO POR
EL DECANO

DECLARACIÓN EXPRESA

“La responsabilidad del contenido de este trabajo de graduación, nos corresponde exclusivamente; y el patrimonio intelectual de la misma a la Escuela Superior Politécnica del Litoral”

(Reglamento de exámenes y títulos profesionales de la ESPOL)

Luis Josué Beltrán Ramos

Keyla Elizabeth Yonfá Cantos

RESUMEN

Este proyecto está enfocado al estudio de los Equipos de Protección que se encuentran presentes en los sistemas de potencia de la Central Hidroeléctrica Daule Peripa. Para ello, fue necesario realizar estudios de Flujo de Carga y Cortocircuito; si bien es cierto, estos análisis permiten la determinación de los factores que se deben considerar al momento de realizar ajustes en las protecciones, pues hay que conocer contra que fallas, disturbios o anomalías se está protegiendo a un determinado equipo, como son en éste caso los generadores, transformadores y barras de la subestación que se encuentran en la central.

Sin embargo, el presente proyecto realiza de manera inicial una descripción detallada de los elementos e instalaciones propias de la Central Daule Peripa, con el propósito de dar a conocer el mecanismo que desencadena generar energía eléctrica a partir de una central Hidráulica.

Hemos considerado oportuno conocer lo descrito anteriormente, con el propósito de que cuando se presenten posibles avances sustanciales que beneficien a la central, adopten los mismos criterios de operación basados en éste estudio.

ÍNDICE GENERAL

	Pág.
AGRADECIMIENTO.....	ii
DEDICATORIA.....	iii
TRIBUNAL DE SUSTENTACIÓN.....	iv
DECLARACIÓN EXPRESA.....	v
RESUMEN.....	vii
ÍNDICE GENERAL.....	viii
ÍNDICE DE FIGURAS.....	xvii
ÍNDICE DE TABLAS.....	xx
SIMBOLOGÍA.....	xxiv
INTRODUCCIÓN.....	xxviii
CAPÍTULO 1	
DESCRIPCIÓN DE LAS INSTALACIONES	
1.1 Introducción.....	1
1.2 Descripción de las Obras Civiles.....	1
1.2.1 Sistema de Captación de Agua.....	1
1.2.2 Presa Daule Peripa.....	3
1.2.3 Túnel de Presión.....	3

1.2.4	Chimenea de Equilibrio.....	4
1.2.5	Casa de Máquinas.....	5
1.3	Equipo Hidromecánico.....	6
1.4	Equipo Mecánico.....	7
1.4.1	Válvula Mariposa.....	7
1.4.2	Turbina.....	8
1.5	Descripción de las Instalaciones Eléctricas.....	10
1.5.1	Proceso de Conversión a Energía Mecánica.....	10
1.5.2	Proceso de Conversión a Energía Eléctrica.....	11
1.6	Entrega de la Energía Eléctrica.....	15
1.6.1	Sistemas de Servicios Auxiliares en Corriente Alterna.....	22
1.6.2	Sistemas de Servicios Auxiliares en Corriente Continua.....	26
1.7	Sistema de Mando y Control de la Planta.....	27
1.7.1	Arquitectura.....	27
1.7.2	Funciones.....	28

CAPÍTULO 2

ESTUDIOS DE FLUJO DE CARGA

2.1	Introducción.....	30
2.2	Criterios Adoptados para el Estudio.....	31
2.2.1	Flexibilidad Operacional.....	31

2.2.2	Niveles de Confiabilidad.....	31
2.2.3	Niveles de Sobrecarga.....	31
2.2.4	Regulación de Voltaje.....	32
2.3	Análisis de Casos.....	32
2.4	Datos del Sistema.....	32
2.4.1	Datos de barras de carga.....	33
2.4.2	Datos de conductores.....	34
2.4.3	Datos de Transformadores.....	36
2.5	Resultados de los Estudios de Flujo de Carga.....	38
2.5.1	Caso Base.....	38
2.5.1.1	Voltaje en Barras.....	40
2.5.1.2	Consumo.....	40
2.5.1.3	Carga de Conductores.....	41
2.5.1.4	Carga de los Transformadores.....	42
2.5.1.5	Potencia Activa y Reactiva Entregada al Sistema.....	43
2.5.1.6	Ajustes de los TAP's.....	43
2.6	Conclusiones del Estudio de Flujo.....	44

CAPÍTULO 3

ESTUDIOS DE CORTO CIRCUITO

3.1	Introducción.....	47
3.2	Alcance de los Estudios de Corto Circuito.....	48
3.3	Datos del Sistema.....	49
3.3.1	Impedancias Equivalentes en la barra de la subestación.....	49
3.3.1.1	MVA de Corto Circuito (Máxima Generación).....	49
3.3.1.2	Impedancias Equivalentes.....	50
3.3.2	Datos de Conductores.....	50
3.3.3	Datos de Transformadores de Fuerza.....	50
3.4	Resultados de los Estudios de Corto Circuito.....	51
3.4.1	Caso Base.....	51
3.4.1.1	Corriente de Falla en cada barra.....	51
3.4.1.2	Capacidad de Interrupción.....	52
3.5	Conclusiones y Recomendaciones.....	53

CAPÍTULO 4

AJUSTES DE LAS PROTECCIONES

4.1	Introducción.....	56
4.2	Esquemas de Protecciones.....	57
4.2.1	Esquemas de Protección de Generadores.....	57

4.2.2	Esquemas de Protección de Transformadores.....	58
4.2.3	Esquemas de Protección de Barras.....	59
4.2.4	Esquemas de Protección de Sistemas Auxiliares.....	59
4.3	Ajuste de las Protecciones.....	60
4.3.1	Protección de Generadores de 71 [MW].....	60
4.3.1.1	Función 87G.....	60
4.3.1.1.1	Descripción.....	60
4.3.1.1.2	Cálculo de Ajustes.....	63
4.3.1.1.3	Ajuste.....	65
4.3.1.2	Función 32G.....	65
4.3.1.2.1	Descripción.....	65
4.3.1.2.2	Cálculo de Ajustes.....	70
4.3.1.2.3	Ajuste.....	71
4.3.1.3	Función 46.....	72
4.3.1.3.1	Descripción.....	72
4.3.1.3.2	Cálculo de Ajustes.....	76
4.3.1.3.3	Ajuste.....	81
4.3.1.4	Función 21.....	82
4.3.1.4.1	Descripción.....	82
4.3.1.4.2	Cálculo de Ajustes.....	86
4.3.1.4.3	Ajuste.....	88

4.3.1.5	Función 40G.....	89
4.3.1.5.1	Descripción.....	89
4.3.1.5.2	Cálculo de Ajustes.....	94
4.3.1.5.3	Ajuste.....	95
4.3.1.6	Función 81.....	95
4.3.1.6.1	Descripción.....	95
4.3.1.6.2	Cálculo de Ajustes.....	97
4.3.1.6.3	Ajuste.....	98
4.3.1.7	Función 49G.....	99
4.3.1.7.1	Descripción.....	99
4.3.1.7.1.1	Protección de Sobrecarga del Estator 49G.....	100
4.3.1.7.1.2	Protección de Sobrecarga del rotor 49R.....	102
4.3.1.7.1.3	Protección de Sobretemperatura 49.....	103
4.3.1.7.2	Cálculo de Ajustes.....	105
4.3.1.7.3	Ajuste.....	109
4.3.1.8	Función 64E.....	112
4.3.1.8.1	Descripción.....	112
4.3.1.8.1.1	Protección contra fallas a Tierra del Estator 100%.....	114
4.3.1.8.1.2	Protección contra fallas a Tierra del Estator 90%.....	116
4.3.1.8.2	Cálculo de Ajustes.....	116
4.3.1.8.3	Ajuste.....	119

4.3.1.9	Función 64R o 64F.....	120
4.3.1.9.1	Descripción.....	120
4.3.1.9.1.1	Detección de diferencia de tensión DC entre Devanado y Tierra..	122
4.3.1.9.1.2	Esquema de protección co inyección de corriente AC.....	122
4.3.1.9.2	Cálculo de Ajustes.....	123
4.3.1.9.3	Ajuste.....	124
4.3.1.10	Función 64B.....	125
4.3.1.10.1	Descripción.....	125
4.3.1.10.2	Cálculo de Ajustes.....	126
4.3.1.10.3	Ajuste.....	126
4.3.1.11	Función 64C.....	127
4.3.1.11.1	Descripción.....	124
4.3.1.11.2	Cálculo de Ajustes.....	129
4.3.1.11.3	Ajuste.....	130
4.3.1.12	Función 59.....	131
4.3.1.12.1	Descripción.....	131
4.3.1.12.2	Cálculo de Ajustes.....	133
4.3.1.12.3	Ajuste.....	134
4.3.1.13	Función 59/81.....	134
4.3.1.13.1	Descripción.....	134
4.3.1.13.2	Cálculo de Ajustes.....	138

4.3.1.13.3	Ajuste.....	142
4.3.1.14	Función 52BF.....	142
4.3.1.14.1	Descripción.....	142
4.3.1.14.2	Cálculo de Ajustes.....	143
4.3.1.14.3	Ajuste.....	144
4.3.2	Protección del Transformador de 85 MVA.....	144
4.3.2.1	Función 87TG.....	144
4.3.2.1.1	Descripción.....	144
4.3.2.1.2	Cálculo de ajustes.....	148
4.3.2.1.3	Ajustes.....	152
4.3.2.2	Función 87TN.....	153
4.3.2.2.1	Descripción.....	153
4.3.2.2.2	Cálculo de ajustes.....	154
4.3.2.2.3	Ajustes.....	155
4.3.2.3	Función 50-51.....	156
4.3.2.3.1	Descripción.....	156
4.3.2.3.2	Cálculo de ajustes.....	158
4.3.2.3.3	Ajustes.....	163
4.3.2.4	Función 60.....	163
4.3.2.4.1	Descripción.....	163
4.3.2.4.2	Cálculo de ajustes.....	166

4.3.2.4.3	Ajustes.....	166
4.3.2.5	Función 25.....	167
4.3.2.5.1	Descripción.....	167
4.3.2.5.2	Cálculo de ajustes.....	169
4.3.2.5.3	Ajustes.....	170
4.3.3	Protección de las Barras de la Subestación.....	171
4.3.3.1	Función 87B.....	171
4.3.3.1.1	Descripción.....	171
4.3.3.1.2	Cálculo de ajustes.....	173
4.3.3.1.3	Ajustes.....	174
4.4	Resumen de Ajustes.....	174
4.5	Conclusiones y Recomendaciones.....	178
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....		180
ANEXOS		
ANEXO 1	Diagrama Unifilar de la Central Daule-Peripa.....	183
ANEXO 2.a	Estudio de Cortocircuito. Fallas Trifásicas a Tierra.....	185
ANEXO 2.b	Estudio de Cortocircuito. Fallas de Línea a Tierra.....	198
ANEXO 3	Esquemas de protecciones	211
BIBLIOGRAFÍA.....		217

ÍNDICE DE FIGURAS

FIGURA 1.1:	Central Hidroeléctrica Daule Peripa.....	2
FIGURA 1.2:	Chimenea de Equilibrio.....	5
FIGURA 1.3:	Válvula Mariposa.....	8
FIGURA 1.4:	Acople Turbina-Generador.....	11
FIGURA 1.5:	Transformador Principal.....	18
FIGURA 1.6:	Diagrama Unifilar de la Subestación.....	21
FIGURA 1.7:	Diagrama unifilar del Sistema de Servicios Auxiliares de la Central Daule Peripa.....	24
FIGURA 2.1:	Resultado gráfico del Flujo de Carga.....	39
FIGURA 4.1:	Característica de Operación de la Función Diferencial.....	63
FIGURA 4.2:	Característica de Operación de la Función de potencia inversa.....	69
FIGURA 4.3:	Característica de la función de protección de corriente de secuencia negativa de Tiempo Inverso.....	75
FIGURA 4.4:	Característica de la función ajustada de protección de corriente de secuencia negativa de Tiempo Inverso.....	81
FIGURA 4.5:	Configuración Típica del Relé 21 en el sistema de Generación.....	83
FIGURA 4.6:	Característica de la Función de Protección de Impedancia.....	86
FIGURA 4.7:	Diagrama R-X. Pérdida de excitación.....	92

FIGURA 4.8:	Característica Circular de la Función de Reactancia Mínima 40G.....	93
FIGURA 4.9:	Comportamiento de la Falla hasta estabilizarse.....	97
FIGURA 4.10:	Característica de Operación de la Función de Sobrecarga del Estator.....	101
FIGURA 4.11:	Característica de Operación de la Función de Sobrecarga del Rotor.....	103
FIGURA 4.12:	Curva de Capacidad de Sobrecarga del Estator y de la Función 49E.....	106
FIGURA 4.13:	Curva de Capacidad de Sobrecarga del Rotor y de la Función 49R.....	108
FIGURA 4.14:	Característica de Operación ajustada de la Función de Sobrecarga del Estator.....	110
FIGURA 4.15:	Característica de Operación ajustada de la Función de Sobrecarga del Rotor.....	111
FIGURA 4.16:	Característica de Operación ajustada de la Función de Sobrettemperatura.....	112
FIGURA 4.17:	Conexión a Tierra de un Generador a través de un Transformador de Distribución.....	113
FIGURA 4.18:	Diferencia de tensión DC entre el devanado de campo y tierra.....	122

FIGURA 4.19: Disposición del relé RXIK1 en el Eje del Generador.....	129
FIGURA 4.20: Sección transversal axial de una turbina de generador mostrando las trayectorias del campo magnético.....	136
FIGURA 4.21: Curva típica de límite para la operación de V/Hz para un generador.....	136
FIGURA 4.22: Curva típica de límite para la operación de V/Hz para un transformador de potencia.....	136
FIGURA 4.23: Característica típica del relé de tiempo definido.....	138
FIGURA 4.24: Característica típica del relé de tiempo inverso.....	138
FIGURA 4.25: Característica de la función de tiempo definido.....	139
FIGURA 4.26: Característica de la función de tiempo inverso.....	141
FIGURA 4.27: Característica de la Protección Diferencial TG.....	146
FIGURA 4.28: Característica de operación de la Función de Sobrecorriente. Características del 50.....	157
FIGURA 4.29: Curva característica tiempo-corriente de la función 51TS.....	160
FIGURA 4.30: Curva característica tiempo-corriente de la función 51TX.....	162
FIGURA 4.31: Característica de disparo mediante la comparación de tensión.....	165

ÍNDICE DE TABLAS

TABLA 1.1:	Características de la Presa.....	3
TABLA 1.2:	Niveles de la Casa de Máquinas.....	6
TABLA 1.3:	Características de las Turbinas.....	8
TABLA 1.4:	Características de los Generadores de la Central.....	12
TABLA 1.5:	Características de la Celda Metálica.....	13
TABLA 1.6:	Celda de Protecciones y Mediciones lado Generador.....	14
TABLA 1.7:	Transformadores de Excitación.....	14
TABLA 1.8:	Disyuntor Principal a 13,8 kV.....	14
TABLA 1.9:	Celda de Protecciones y Mediciones lado Transformador.....	15
TABLA 1.10:	Datos Técnicos del Interruptor del Generador.....	16
TABLA 1.11:	Datos Técnicos del Transformador Principal.....	17
TABLA 1.12:	Datos Técnicos de los Interruptores 152G.....	19
TABLA 1.13:	Líneas de Transmisión de la Subestación de Daule Peripa....	19
TABLA 1.14:	Características Principales del Grupo Diesel.....	26
TABLA 2.1:	Datos de las barras de Cargas.....	33
TABLA 2.2:	Datos de los Conductores.....	35
TABLA 2.3:	Datos de los Transformadores de Fuerza.....	37
TABLA 2.4:	Datos de Voltajes en barras.....	40
TABLA 2.5:	Datos de Consumo.....	40

TABLA 2.6:	Datos de Carga de los Conductores.....	41
TABLA 2.7:	Datos de Carga de los Transformadores.....	42
TABLA 2.8:	Potencia Entregada al Sistema.....	43
TABLA 2.9:	Tap's ajustados.....	43
TABLA 3.1:	Corrientes y MVA de Cortocircuito.....	49
TABLA 3.2:	Impedancias Equivalentes.....	50
TABLA 3.3:	Corrientes de Falla.....	51
TABLA 3.4:	Capacidad de los Interruptores, valores mínimos.....	52
TABLA 4.1:	Datos de los rangos de ajustes de la Función 87G.....	63
TABLA 4.2:	Corrientes de falla Trifásica en Barra y Generador.....	64
TABLA 4.3:	Error de corriente para dos clases de TC's.....	65
TABLA 4.4:	Ajustes de la Función 87G.....	65
TABLA 4.5:	Potencia de Energización para distintos Tipos de Turbinas...	68
TABLA 4.6:	Datos de los Rangos de Ajustes de la Función 32G.....	70
TABLA 4.7:	Ajustes de la Función 32G.....	72
TABLA 4.8:	Capacidad de corriente I_2 en Operación Continua para Generadores.....	76
TABLA 4.9:	Límite de I_2t en tiempos cortos para el generador.....	76
TABLA 4.10:	Ajustes de la Función 46.....	82
TABLA 4.11:	Ajustes de la Función 21.....	88
TABLA 4.12:	Datos de los Rangos de Ajustes de la Función 40G.....	93

TABLA 4.13:	Ajustes de la Función 40G.....	95
TABLA 4.14:	Ajustes de la Función 81.....	98
TABLA 4.15:	Valores para la Curva de Capacidad de Sobrecarga del Éstator.....	105
TABLA 4.16:	Valores para la curva de capacidad de sobrecarga de la función 49E.....	107
TABLA 4.17:	Valores para la curva de capacidad de sobrecarga del rotor...	108
TABLA 4.18:	Valores para la curva de capacidad de sobrecarga de la función 49R.....	109
TABLA 4.19:	Ajustes de la Función 49E.....	109
TABLA 4.20:	Ajustes de la Función 49R.....	110
TABLA 4.21:	Ajustes de la Función 49.....	111
TABLA 4.22:	Ajustes de la Función 64E (100%).....	119
TABLA 4.23:	Ajustes de la Función 64E (90%).....	120
TABLA 4.24:	Ajustes de la Función 64R.....	125
TABLA 4.25:	Ajustes de la Función 64B.....	127
TABLA 4.26:	Ajustes de la Función 64C.....	130
TABLA 4.27:	Ajustes de la Función 59.....	134
TABLA 4.28:	Valores de la curva característica de la función de tiempo inverso.....	141

TABLA 4.29:	Ajustes de la Función 59/81	142
TABLA 4.30:	Ajustes de la Función 52BF.....	144
TABLA 4.31:	Ajustes de la Función 87TG.....	152
TABLA 4.32:	Ajustes de la Función 87TN.....	155
TABLA 4.33:	Datos del Transformador de Servicios Auxiliares.....	159
TABLA 4.34:	Datos del Transformador de Excitación.....	161
TABLA 4.35:	Ajustes de la Función 50/51.....	163
TABLA 4.36:	Ajustes de la Función 60.....	166
TABLA 4.37:	Ajustes de la Función 25.....	171
TABLA 4.38:	Datos técnicos de los TC's en las Barras.....	173
TABLA 4.39:	Ajustes de la Función 87B.....	174
TABLA 4.40:	Resumen de ajustes de las protecciones del generador.....	174
TABLA 4.41:	Resumen de ajustes de las protecciones del transformador...	176
TABLA 4.42:	Resumen de ajustes de las protecciones de barras.....	177

SIMBOLOGÍA

Ha:	Hectárea
m:	Metro
m.s.n.m:	Metros sobre el Nivel del Mar
s:	Segundo
Ω:	Ohmio
V:	Voltio
kV:	Kilovoltio
A:	Amperio
W:	Vatio
MW:	Megavatio
VAR:	Unidad de Medida de la Potencia Reactiva expresada en Voltio-Amperio Reactivo
VA:	Unidad de Potencia Aparente expresada en Voltio-

	Amperio
p.u.:	Sistema en por unidad
F:	Faradio
f:	Frecuencia del sistema, en Hz
r.p.m:	Revoluciones por Minuto
°C:	Grados Celsius
Yd11:	Grupo de conexión Estrella-Delta 330°
Yd1:	Grupo de conexión Estrella-Delta 30°
SF6:	Hexafluoruro de Azufre
FOA:	Circulación Forzada de Aceite y Aire
T.C.:	Transformador de Corriente
T.P.:	Transformador de Potencial
Ki:	Constante
TS:	Transformador de Servicios Auxiliares
TX:	Transformador de Excitación

86:	Seccionador
52:	Interruptor
87G:	Función Diferencial del Generador
40:	Función de Pérdida de Campo o Reactancia Mínima
81:	Función de Sobre y Subfrecuencia
59:	Función de Protección de Sobretensión Instantánea con Evaluación del Valor Pico
21G:	Función de Subimpedancia
32:	Función de Potencia (Potencia Inversa)
59/81:	Función de Sobreflujo
46:	Función de Corriente de Secuencia de Fase Negativa
49G:	Función de Sobrecarga Térmica
64E:	Función de Protección de Falla a Tierra Estatórica del 100%
64R:	Función de Protección de Falla a Tierra Rotórica del 100%

64B:	Función de Protección de Falla a Tierra en el lado del Transformador
64C:	Función de Protección de Sobrecorriente del Eje
BF52G:	Protección de Falla del Interruptor
87T:	Función Diferencial del Transformador
60G:	Función de Comparación de Tensión
50/51:	Función de Protección de Sobrecorriente
25:	Función de Sincronización
87TG:	Función de Protección Diferencial Generador/Transformador

INTRODUCCIÓN

La Central Hidroeléctrica Daule Peripa, ubicada en la Cuenca del Guayas, en la región centro occidental del país, es el componente eléctrico del Proyecto de uso Múltiple Daule Peripa, ahora llamado Jaime Roldós Aguilera, el cual además de producir electricidad cumple la finalidad de suplir agua turbinada a los usos consuntivos del proyecto múltiple:

- ✓ Agua para consumo humano de las poblaciones rivereñas del Río Daule, incluyendo la ciudad de Guayaquil.
- ✓ Agua para riego en la parte alta y en la cuenca baja del Daule.
- ✓ El trasvase a la península de Santa Elena y a la provincia de Manabí.
- ✓ Control de salinidad.
- ✓ Control de inundaciones.

La potencia instalada del proyecto Daule Peripa es de 213 [MW] con una producción de energía anual media de 600 [GWh], es una obra de carácter nacional, cuya energía producida en conjunto con otras centrales del país

satisface al sector energético incluso en épocas de estiaje debido a su gran embalse y régimen hidrológico distinto para la cual fue llevada a cabo.

La magnitud de esta obra y la capacidad de ejecución y financiamiento del mismo, exigieron que su construcción incluyeran un sin número de revisiones tanto de planos como diseños estructurales para las obras civiles, mecánicas, eléctricas, instrumentación, control y sin dejar atrás el impacto hacia el medio ambiente.

El potencial de energía del Proyecto de Propósito Múltiple Jaime Roldós Aguilera, se origina en el salto bruto de 68,5 metros, disponible como resultado del llenado del embalse Daule-Peripa. El nivel máximo normal del embalse se encuentra en la cota 85,00 y la fluctuación normal, radica entre la cota 85,00 y la cota 70,00.

La construcción de ésta central conlleva al estudio de los distintos componentes eléctricos que la conforman, sin embargo, el desarrollo del presente trabajo, se encuentra directamente enfocado hacia el análisis de los distintos Equipos de Protección ubicados en las respectivas unidades de generación, a fin de resaltar los ajustes para los cuales fueron programados,

con el objetivo de comprender el funcionamiento de operación ante la presencia de fallas.

No obstante, para llevar a cabo el propósito planteado en éste proyecto, es preciso el desarrollo de cuatro capítulos. Para el primer capítulo se tiene una descripción de la Central Hidroeléctrica Daule Peripa, en donde se detalla funcionamientos y características de elementos e instalaciones específicos que giran en torno a la producción de la energía eléctrica.

Posterior a ello, en el capítulo dos, se muestra un estudio de Flujo de Carga con la finalidad de definir parámetros mediante ciertos criterios adoptados que garantizan la confiabilidad del sistema, entre ellos los límites de voltajes en las distintas barras, cargabilidad en los conductores, ajustes de TAP's de los transformadores entre otros, para de esta manera evaluar el funcionamiento y control de los sistemas de potencia.

Para el Estudio de Corto Circuito, se desarrolla un tercer capítulo por medio del cual, se examinan los casos críticos en que se puede manifestar una falla. Nos basaremos en éste análisis para obtener la información básica que requieren los ajustes de las protecciones eléctricas.

Finalmente, en el cuarto capítulo se definen los Equipos de Protección presentes en cada una de las unidades de generación de la Central Hidroeléctrica Daule Peripa, además se realizan los ajustes donde establecen los límites o umbrales de las características de operación para la detección de fallas; para efectos del presente proyecto, se ha realizado dentro de este capítulo una clasificación de las protecciones en base al elemento a ser protegido, con el propósito de identificar mejor sus diferencias y generar un mejor entendimiento.

CAPITULO 1

DESCRIPCIÓN DE LAS INSTALACIONES.

1.1 INTRODUCCIÓN

La generación de energía en la Central Hidroeléctrica Daule-Peripa, es el producto del montaje de equipos e instalaciones que son los complementos indispensables para aportar al funcionamiento de toda la central como tal; en el caso a estudiar, se especifica detalles sobresalientes de las características y modo de operación de los siguientes componentes que la conforman:

1.2 DESCRIPCIÓN DE LAS OBRAS CIVILES.

1.2.1 Sistema de Captación de agua.

El aprovechamiento de la energía potencial del agua almacenada en el Embalse Daule-Peripa y convertida, primero en energía mecánica y luego en eléctrica, es básicamente el principio de operación de la Central Hidroeléctrica, para ello, se provee un *Sistema de Captación de Agua* que provoca un desnivel,

originando así la energía potencial requerida en el proceso de generación.

La captación de agua a partir de un río, en este caso del Embalse Daule-Peripa, se la realiza mediante una estructura de captación. Esta estructura de captación se encuentra localizada por encima del nivel de sedimentos y por debajo del nivel mínimo de operación del embalse.

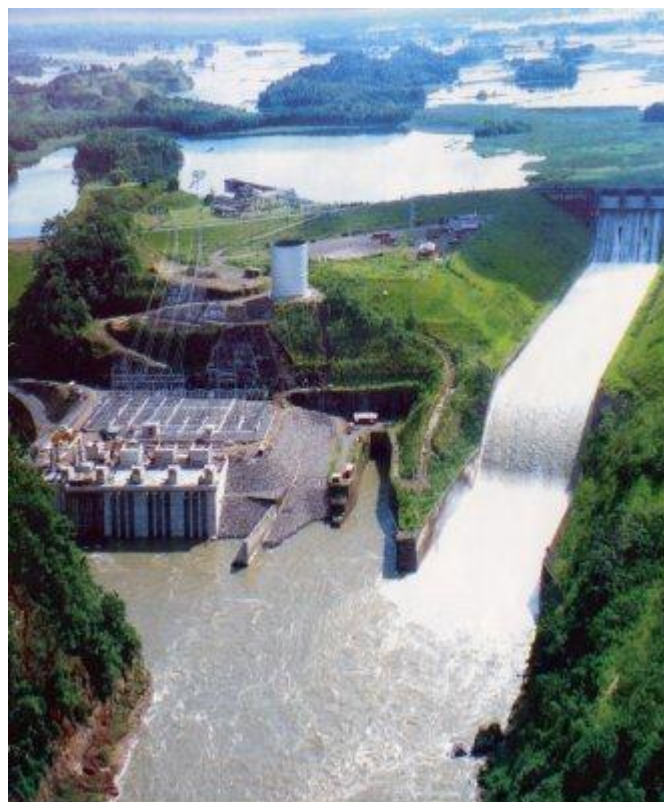


Figura 1.1 Central Hidroeléctrica Daule Peripa.

1.2.2 Presa Daule Peripa.

Permite el represamiento de las aguas del Río Daule. Geográficamente se encuentra ubicada en las coordenadas geográficas 0°57' de latitud sur y 79°44' de longitud este, a 10 [km] aguas abajo de la confluencia de los ríos Peripa y Daule y a 190 [km] al norte de la ciudad de Guayaquil.

Específicamente se trata de una *Presa de Tierra*, la cual se alimenta en gran parte del 50% de agua que produce la subcuenca del Río Daule; el *Embalse Daule Peripa* cubre territorios de las provincias de Manabí, Pichincha y Guayas. A continuación se muestran características principales, tales como:

Capacidad de agua	6'000 000 [m3]
Terreno	27000 [Ha]
Longitud de Presa	260 [m]
Ancho de corona	12 [m]
Altura de la Presa	90 [m]

Tabla 1.1 Características de la presa.

1.2.3 Túnel de presión.

El túnel de desvío originalmente designado como túnel número 2 ha sido acondicionado para utilizarlo como túnel de carga de la

Central. La tubería de presión tiene un diámetro de 8,2[m] y se reduce a 8 [m] si se considera el blindaje de acero.

La conexión del conducto de presión a las turbinas se realiza por medio de dos bifurcaciones consecutivas y el ramal que ingresa a cada una de las unidades tiene un diámetro de 5 [m].

La longitud de la conducción desde la toma, hasta la válvula mariposa de la primera unidad es de 672 [m].

1.2.4 Chimenea de Equilibrio.

Los fenómenos transitorios de la Central serán controlados por una chimenea de equilibrio de tipo “orificio restringido” y asentada 33 [m] a la derecha del túnel. El diámetro de la chimenea es de 26 [m] con su cima en la cota de 101 [m.s.n.m.] y el fondo en la cota de 52 [m.s.n.m.] Hasta la cota 76,50 [m.s.n.m.] la chimenea va enterrada; desde este nivel hasta los 101 [m] sobresale del suelo (únicamente la chapa de acero).

El objetivo fundamental de la *chimenea de equilibrio* en la central, es la de evitar las sobrepresiones en la tuberías y álabes de las turbinas cuando se presenta variaciones en la carga como también en condiciones imprevistas que conlleven a un desbalance de presión provocando los denominados *Golpes de Ariete*.



Figura 1.2 Chimenea de Equilibrio.

1.2.5 Casa de máquinas.

La casa de máquinas es de tipo superficial, semiempotrada con sus paredes posteriores y laterales enterradas, cimentadas sobre un estrato de arenisca. Tiene una longitud total de 102 [m] y un ancho de 42 [m]. En el techo de la casa están ubicados los transformadores y junto a ésta en la parte posterior se ubica la subestación.

Los principales niveles de la estructura son:

Cubierta	42,0 [m.s.n.m.]
Piso de generadores	26,0 [m.s.n.m.]
Piso de turbinas	20,6 [m.s.n.m.]
Eje de rodete	16,5 [m.s.n.m.]
Galería de inspección	11,0 [m.s.n.m.]
Fundación	0,0 [m.s.n.m.]

Tabla 1.2 Niveles de la Casa de Máquinas.

El tubo de succión de la Central tiene una longitud de 25 [m], con este largo se logra desarrollar una sección tal que la velocidad de salida del agua es de 1,5 [m/s].

1.3 EQUIPO HIDROMECÁNICO

Consta de:

- ✓ Una tubería de presión incluyendo los conos de reducción, codos, ramales, tubos terminales y sobrelongitudes.
- ✓ Una chimenea de equilibrio con placa de orificio y una puerta estanca, incluyendo la interconexión con la derivación en T.
- ✓ Una trifurcación de 8 a 5 metros.
- ✓ Una derivación en T con diámetro de 8.0 [m].

- ✓ Tres juntas oscilantes completas, con empaques, pernos, tuercas y puerta estanca.

1.4 EQUIPO MECÁNICO

1.4.1 Válvula Mariposa.

La válvula mariposa está instalada entre la conducción forzada y la turbina y tiene la función de dispositivo de cierre y protección. En posición de cierre, la válvula mariposa garantiza el sello del agua de lado aguas arriba y en posición de apertura, permite el paso del caudal total.

La válvula mariposa está conectada, aguas arriba, a la conducción forzada y aguas abajo por medio de una junta de desmontaje, a la brida de embocadura de la caja espiral de la turbina.

Un tubo de by-pass pone en conexión el lado aguas arriba con el lado aguas abajo de la válvula; este tubo está provisto de una válvula de cierre (normalmente en posición abierta) y de una válvula de by-pass que es controlada por un servomotor de aceite.

El by-pass permite el llenado de la caja espiral, si es necesario, y equilibrar las presiones durante las maniobras de apertura y cierre de la válvula.



Figura 1.3 Válvula Mariposa.

1.4.2 Turbina.

La turbina tipo Francis de eje vertical ha sido proyectada para ser acoplada con un generador sincrónico trifásico. Sus características principales son las siguientes:

Tipo	Francis de eje vertical
Número	3
Caída de referencia por grupo	54,62 [m]
Caudal nominal/turbina	132,5 [m ³ /s]
Potencia bajo la caída de referencia	72,45 [MW]
Velocidad sincrónica	163,64 [r.p.m.]
Velocidad específica	270,51 [m x kW] / 71 [pies x Hp]
Cota de ubicación de rodete	16,5 [m]

Tabla 1.3 Características de las Turbinas.

La turbina está constituida por los siguientes elementos principales:

✓ Distribuidor

El distribuidor está compuesto de 24 paletas directrices de acero inoxidable con pernos giratorios entre casquillos autolubricantes.

Las directrices vienen activadas por un cinematismo compuesto de 24 palancas y contrapalancas en conexión, por medio de pernos, con otras tantas bielas a su vez en conexión con el anillo de regulación.

✓ Rodete

El rodete, de tipo Francis, es de constitución mixta fundido/soldado de acero inoxidable, está sujeto al eje de la turbina por medio de 18 tirantes calibrados y ha sido equilibrado estáticamente. En la parte inferior del rodete se ha previsto una ojiva con la función de encauzar los chorros fluidos que salen de las paletas.

✓ Regulador de velocidad

El regulador de velocidad es electrónico, de tipo PID (proporcional, integrador, derivativo) de fabricación Voith Riva. El mismo, que mediante sensores inductivos de proximidad recibe la función de la señal de velocidad de rotación de la unidad y controla los parámetros asignados de operación de la máquina.

Las posibles modalidades de operación son tres:

- ✓ Regulación de potencia, en la cual el regulador mantiene la potencia generada al valor de consigna establecido por el operador.
- ✓ Regulación de frecuencia, en el cual el regulador mantiene la frecuencia de red, con la velocidad de respuesta establecida (estatismo), variando la potencia.
- ✓ Regulación de apertura, en el cual el regulador mantiene la apertura de los álabes al valor de consigna, independientemente de las variaciones de frecuencia de la red.

1.5 DESCRIPCIÓN DE LAS INSTALACIONES ELÉCTRICAS.

La central hidroeléctrica Daule Peripa posee una potencia instalada de 213 [MW], la misma que es suplida equitativamente a través de tres generadores síncronos trifásicos de 71 [MW] a un nivel de voltaje de 13.8 [KV]. Estos generadores convierten la energía mecánica proveniente de las turbinas tipo Francis de eje vertical a energía eléctrica.

1.5.1 Proceso de conversión a Energía Mecánica.

La energía mecánica es producto del movimiento de rotación de la turbina, el caudal necesario para mover cada turbina es de 132.5 [m^3 /seg].

1.5.2 Proceso de conversión a Energía Eléctrica.

Una vez obtenido el movimiento del generador a través del acople con la turbina, se produce un campo magnético mediante la aplicación conjunta de una corriente continua en el rotor del generador, lo cual sumado a su movimiento rotativo provoca la inducción de una tensión en el estator o parte fija del generador, que hará circular una gran corriente alterna una vez que haya sido conectada al sistema.



Figura 1.4 Acople Turbina-Generador.

Las principales características de los generadores vienen dados por la siguiente tabla a continuación:

Lugar de fabricación	Génova, Italia
Tipo	Paraguas de eje vertical
Conexión del devanado del estator	Estrella
Potencia Nominal	78,89 [MVA]
Máxima continua	83,82 [MVA]
Tensión nominal	13,8 [kV] \pm 5% [kV]
Amperaje	3305 [A]
Factor de potencia	0,9
Frecuencia	60 [Hz]
Velocidad sincrónica	163,64 [r.p.m.]
Velocidad de embalamiento	324 [r.p.m.]
Número de polos	44
Tipo de conexión del bobinado del estator	Estrella
Máxima temperatura Para los bobinados del estator	100 [°C]
Para los bobinados de campo	100 [°C]
Tensión nominal de excitación	194 [Vcc]
Corriente nominal de excitación	1206 [A]
Corriente de excitación en vacío	744 [A]
Clase de aislamiento	F
Sentido de rotación (visto desde arriba)	Horario
Reactancia subtransitoria	20%
Reactancia transitoria	28%
Reactancia sincrónica	100%
Reactancia de secuencia negativa	40%
Reactancia de secuencia cero	14%

Tabla 1.4 Característica de los Generadores de la central.

El neutro del generador es puesto a tierra a través de un transformador de tipo de distribución con resistencia en su bobinado secundario, contenido en una celda metálica ubicada a la

cota 20,60 pegado al recinto del generador, con las siguientes características:

Tensión nominal	13,8 [kV]
Nivel de aislamiento	17,5 / 28 / 95 [kV]
Frecuencia de operación	60 [Hz]
Seccionador unipolar Tensión nominal Corriente nominal	13,8 [kV] 100 [A]
Transformador monofásico de puesta a tierra Capacidad Relación de transformación	30 [kVA], 60 [Hz] 13,8 [kV] / 240 [V]
Resistencia de puesta a tierra	240 [V]– 0,240 [Ω] - 79,8 [kW] – 60 [Hz]

Tabla 1.5 Características de la celda metálica.

Las otras celdas tienen las funciones de protección del generador contra las sobretensiones (función para la cual se han previstos pararrayos y condensadores) y de alojar los transformadores de potencial para mediciones y protecciones eléctricas. Estas celdas son dos por cada máquina, una ubicada del lado del generador y la otra del lado del transformador de potencia. Las características principales de las celdas son las siguientes:

Tensión nominal	13,8 [kV]
Nivel de aislamiento	17,5 / 38 / 95 [kV]
Frecuencia de operación	60 Hz
Transformador de tensión	
Primario	$13,8 \div \sqrt{3}$ [kV]
Secundario	$115 \div \sqrt{3} - 115 \div 3$ [V]
Corriente nominal de descarga de los pararrayos	10 [kA]

Tabla 1.6 Celda de protecciones y mediciones lado generador.

Tipo	Seco
Capacidad	300 [kVA]
Número	9 monofásico
Rango de tensión nominal	
Alta tensión	$13,8 \div \sqrt{3} \pm 2 \times 2,5 \%$ [kV]
Baja tensión	330 [V]
Frecuencia nominal	60 [Hz]
Grupo de conexión	Yd11

Tabla 1.7 Transformadores de Excitación.

Tipo	SF6
Tensión máx. nominal	17,5 [kV]
Frecuencia	60 [Hz]
Intensidad nominal en servicio continuo	5000 [A]
Intensidad de cortocircuito simétrico	50 [kA]
Intensidad de cortocircuito asimétrico	70 [kA]
Intensidad nominal de cresta máxima	138 [kA]
Intensidad nominal de corta duración 1s	50 [kA]

Tabla 1.8 Disyuntor principal a 13,8[kV].

Tensión nominal	13,8 [kV]
Nivel de aislamiento	17,5 [kV] / 38 / 95 [kV]
Frecuencia	60 [Hz]
Transformador de tensión	
Primario	$13,8 \div \sqrt{3}$ [kV]
Secundario	$115 \div \sqrt{3} - 115 \div 3$ [V]
Corriente nominal de interrupción	10 [kA]
Capacidad de los condensadores	0,25 [μ F]

Tabla 1.9 Celda de protecciones y mediciones lado Transformador.

1.6 ENTREGA DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA.

Siguiendo el diagrama unifilar de la Central Hidroeléctrica Daule Peripa, se tiene del lado de baja del generador la presencia del interruptor de máquina ,el mismo que viene representado por la nomenclatura 52G1 para la unidad uno, 52G2 y 52G3 para la unidad dos y unidad tres respectivamente. Su funcionalidad radica en la puesta en línea del generador una vez que haya sido sincronizado.

Estos interruptores pertenecen a la tecnología ABB y obedecen a las siguientes características:

DATOS TÉCNICOS DEL INTERRUPTOR DEL GENERADOR	
Norma aplicada	ANSI IEEE C37.013 / IEC
Medio de enfriamiento	Gas SF6
Voltaje nominal	17,5 [kV]
Frecuencia nominal	60[Hz]
Corriente nominal	5000 [A]
Corriente de cortocircuito a interrumpir	50 [kA]
Corriente de cortocircuito momentánea	70 [kA]

Tabla 1.10 Datos técnicos del interruptor del generador.

La energía generada en 13,8 [KV] es elevada por medio del transformador principal a 13,8 [KV] en cada una de la unidades de generación; estos transformadores son conectados en el lado de baja tensión en DELTA y en el lado de alta tensión en ESTRELLA ATERRIZADO representando su grupo conexiones por medio de $Ynd1$, debido a que el desfase entre los voltajes de línea a línea tanto en el lado de alta y baja tensión es de 30° eléctricos.

A continuación se muestra los valores nominales de los transformadores principales de la central:

Tipo	TOV-FFA		
Capacidad			
Alta tensión	85000 [kVA]		
Baja tensión	85000 [kVA]		
Número	3 trifásicos		
Rango de tensión nominal			
Baja tensión	13,8 [kV]		
Alta tensión	$138 \pm 2 \times 2,5 \%$ [kV]		
Grupo de conexiones	Ynd1		
Nivel de aislamiento	A.T. / N	B.T.	
Impulso rayo cresta	650 / 95	95 [kV]	
Baja frecuencia (rms)	275 / 38	38 [kV]	
Volumen de aceite	19100 litros		
Reactancia	12,27%		
Masa de aceite	16800 [Kg]		
Masa parte activa	41600 [Kg]		
Masa tanque y accesorios	18600 [Kg]		
Masa total	77000 [Kg]		
Cambiador de tomas			
Alta tensión			
Posición	Conexiones	Voltios [V]	Amperios [A]
5	a – b	144900	338,7
4	b – c	141450	346,9
3	c – d	138000	355,6
2	d – e	134500	364,7
1	e – f	131100	374,3
Baja tensión		13800	3556,1
Tipo de enfriamiento	Circulación forzada de aceite y aire FOA		
Conexión en alta	Delta		
Conexión en baja	Estrella Aterrizada		

Tabla 1.11 Datos técnicos del Transformador Principal.



Figura 1.5 Transformador Principal.

Para el caso en que se desee realizar maniobras de operación o bien de mantenimiento en alguna de las unidades de generación (generador, transformador y sistemas auxiliares) es de mucha importancia la utilización de los *Seccionadores de Puesta a Tierra*, los cuales se encuentran conectados en el lado de alta del transformador ostentando la nomenclatura de *186G1T*, *186G2T* y *186G3T* para los seccionadores de cada unidad.

Entre otros elementos de interrupción, se tiene los *Interruptores* del lado de alta del transformador. Su representación está asignada mediante las nomenclaturas: *152G1*, *152G2* y *152G3* provenientes de las unidades 1,2 y 3 respectivamente.

Por medio de la siguiente tabla se muestra sus características principales:

DATOS TÉCNICOS DE LOS INTERRUPTORES 152G.	
Norma aplicada	IEC 56-2
Medio de enfriamiento	Gas SF6
Voltaje nominal (IEC)	145 [kV]
Voltaje nominal de operación	138 [kV]
Frecuencia nominal	60 [Hz]
Corriente nominal	1250 [A]
Corriente de cortocircuito a interrumpir	20 [kA]
Corriente de cortocircuito momentánea	50 [kA]

Tabla 1.12 Datos técnicos de los interruptores 152G.

La Central entrega la energía eléctrica al Sistema Nacional mediante cinco líneas de transmisión que se dirigen a:

Quevedo 1	Línea 1 (L1)
Quevedo 2	Línea 2 (L2)
Portoviejo 1	Línea 3 (L3)
Portoviejo 2	Línea 4 (L4)
Chone	Línea 5 (L5)

Tabla 1.13 Líneas de Transmisión de la Subestación de Daule Peripa.

La *Subestación de Maniobra* es del tipo *Barra Doble* a un voltaje de 138000 [V] de tipo convencional con aislamiento en aire, cuyas barras reciben los nombres de *Barra I* y *Barra II*, que se encuentran acopladas al sistema de generación por medio de un conjunto de seccionadores.

Cada barra puede operar independiente o acoplado por el bypass ubicado en uno de los extremos de la subestación tal y como se puede observar en el diagrama unifilar de la subestación mostrado a continuación:

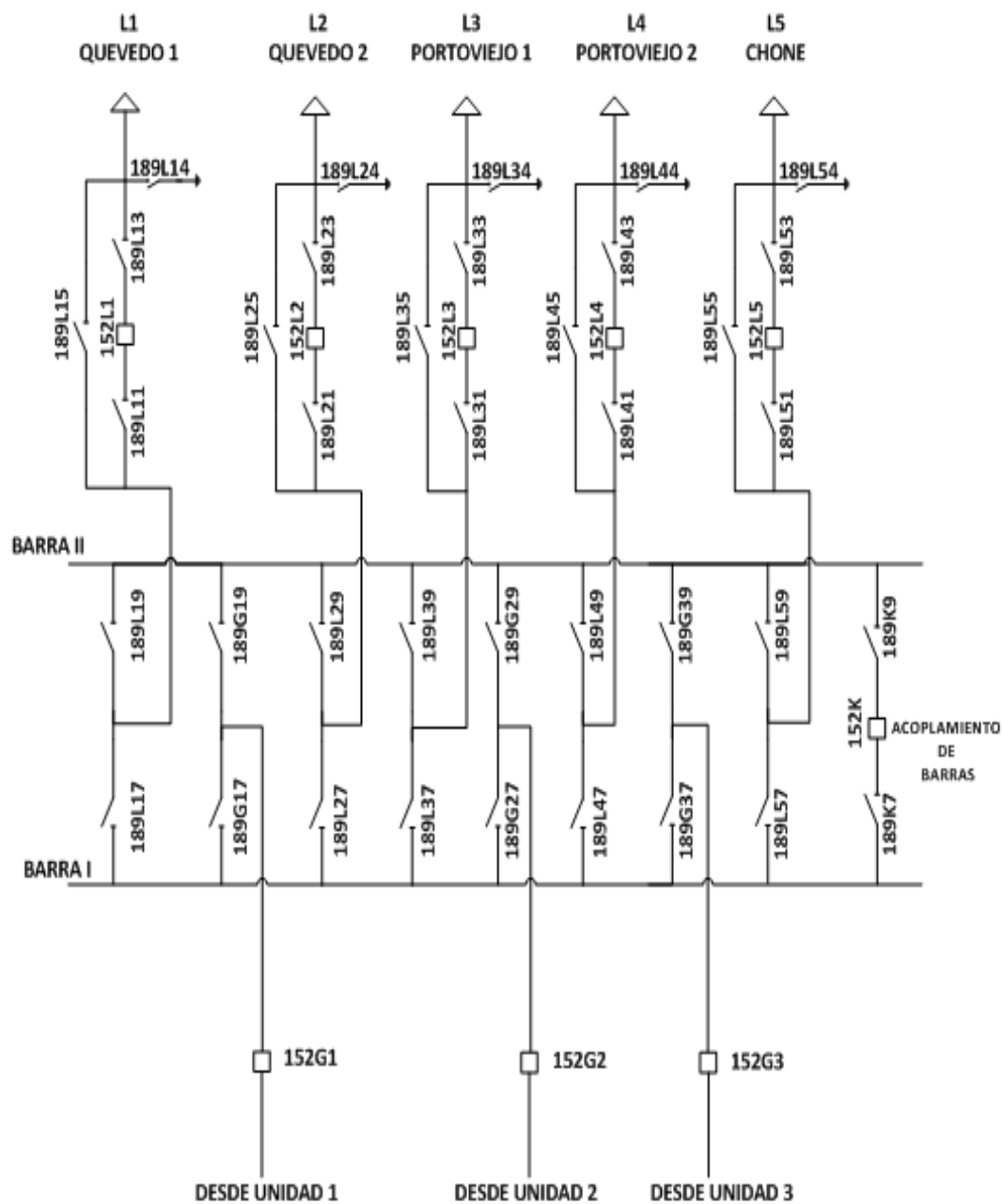


Figura 1.6 Diagrama Unifilar de la Subestación.

1.6.1 Sistemas de Servicios Auxiliares en corriente alterna.

Todo lo descrito anteriormente, concierne a la descripción de los equipos, elementos y dispositivos que conforman a cada una de las unidades de la central sin considerar los sistemas de servicios auxiliares.

Para toda planta de generación, incluyendo Daule Peripa, son esenciales los sistemas de servicios auxiliares para lograr el arranque, marcha y parada de las máquinas con altos niveles de confiabilidad, pues los equipos auxiliares son los que hacen posible el funcionamiento de los equipos principales. Estos sistemas la conforman los siguientes servicios:

- ✓ 2 transformadores 13,8/0,48 [kV], de 2.000 [kVA], instalados a la cota 31,40.
- ✓ 2 transformadores 480/208-120 [V], de 200 [kVA], instalados a la cota 31,40.
- ✓ 1 transformador 480/208-120 [V], de 100 [kVA], instalados a la cota 31,40.
- ✓ 1 tablero de Distribución Principal (PC) de 480 [V], instalado a la cota 31,40.
- ✓ 6 tableros de Centros de Control Motores (CCM) de 480 [V], instalados en las cotas siguientes:

- ✓ 3 CCM "Servicios de Unidad" (CCM1, CCM2, CCM3) en la cota 26,00.
- ✓ 1 CCMS "Servicios 480 [V] de Subestación" en la cota 42,00.
- ✓ 1 CCMA "Servicios Auxiliares Generales 480 [V]" en la cota 31,40.
- ✓ 1 CCMDD "Drenaje y Desagüe" en la cota 13,85.
- ✓ 1 tablero de Distribución Iluminación Principal (T.I.) 208/120 [V], instalado a la cota 31,40.
- ✓ 1 grupo Generador Diesel de Emergencia, de 435 [kW], instalado a la cota 42,00, dentro del área de la subestación, en la caseta del diesel de emergencia, con su tablero de Control.
- ✓ 1 tablero de Distribuidor del Grupo Diesel 480 [V], instalado a la cota 31,40.
- ✓ 1 tablero de 13.8 [kV] para la Línea de Emergencia Emelgur, instalado a la cota 31,40.

A continuación se muestra un diagrama unifilar que muestra los servicios auxiliares de la central:

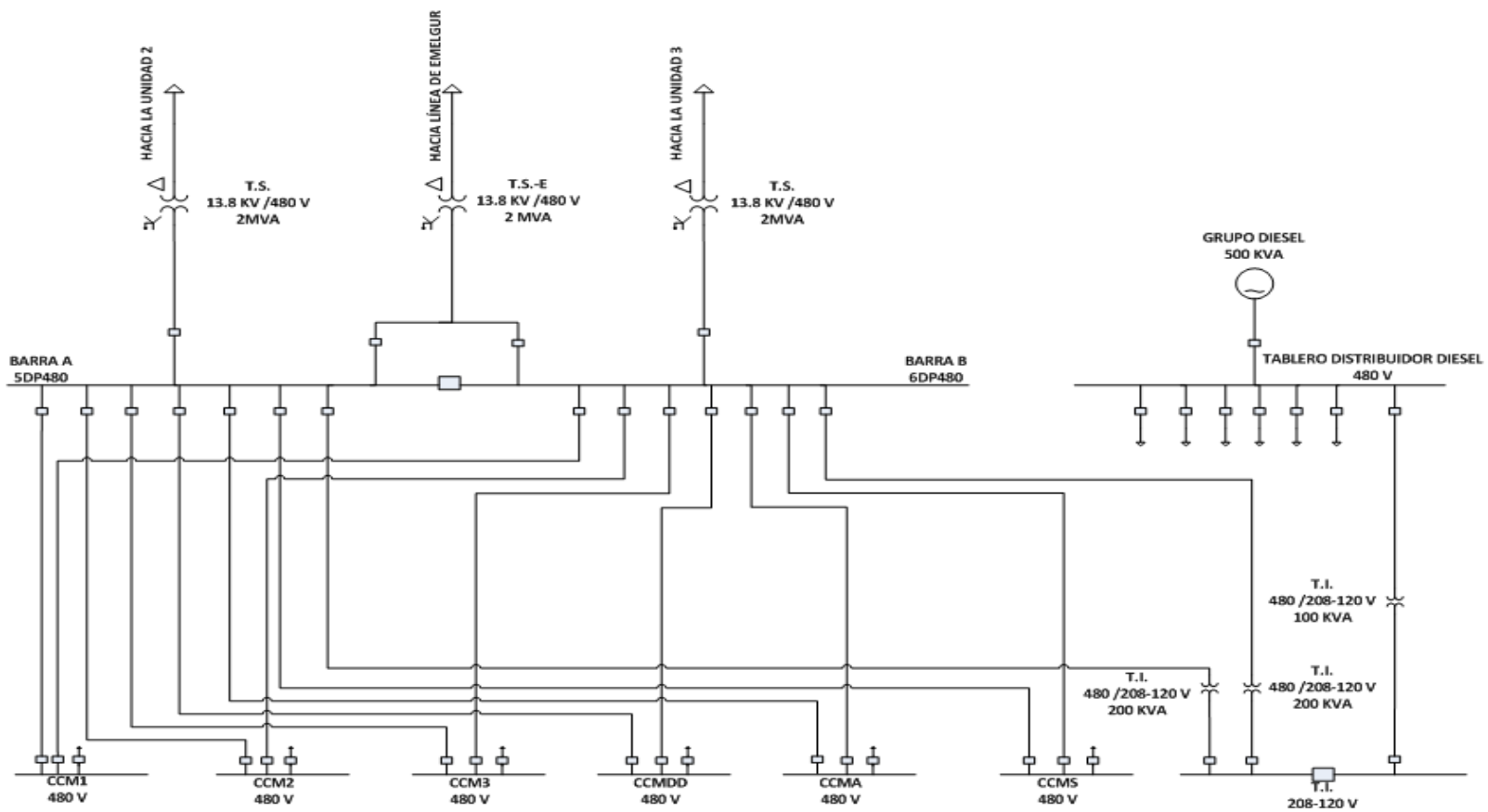


Figura 1.7 Diagrama unifilar del Sistema de Servicios Auxiliares de la Central Daule Peripa.

La alimentación hacia los servicios auxiliares se lo realiza desde los transformadores auxiliares, conectados en el lado de baja de los transformadores principales de la unidades 2 y 3, los cuales se encargan de reducir el voltaje de 13800 [V] a 480 [V].

El sistema eléctrico consta de dos barras a 480 [V], denominadas *Barra A* y *Barra B*, que son los tableros de fuerza principales o bien conocidos como *Power Center*. La barra *A* es energizada a través del transformador auxiliar de la unidad 2, mientras que en la barra *B* se lo hace del transformador auxiliar de la unidad 3.

Para casos de emergencias tales como la pérdida total de energía que requiera un arranque autónomo de las unidades, se tiene un *grupo electrógeno* o *grupo diesel*.

Se ha provisto de ésta unidad que arranca automáticamente en el caso de faltar la alimentación a los servicios auxiliares desde las unidades.

Las características principales son las siguientes:

DETALLE	VALORES O ESPECIFICACIÓN
Motor	VOLVO Tipo TAD 1630 GE
No. Tiempos	4
Cilindros	6
Potencia nominal	435 [kW]
Relación conversión	15:1
Sobrecarga admisible por 1 hora	10 %
Consumo de combustible	
A velocidad nominal sin carga	213 [gal] / [kWH]
A 100% carga	220 [gal] / [kWH]
Regulación velocidad	+/- 5 %
Generador	STAMFORD Tipo HC534D
Potencia nominal	500 [kVA]
Aislamiento	clase F
Excitación	Tipo Brusless
Regulación tensión	+/- 5 %
Tanque depósito de combustible	8,1 [m ³]
Tanque servicio de combustible	1,1 [m ³]

Tabla 1.14 Características principales del Grupo Diesel.

En el anexo 1 se presenta un diagrama unifilar de las unidades de generación a fin de mostrar lo previamente descrito.

1.6.2 Sistemas de Servicios auxiliares en Corriente Continua.

Los servicios auxiliares en corriente continua están destinados a alimentar todos los sistemas de control y los inversores para el funcionamiento de los procesadores del DCS, así como para los servicios de telecomunicaciones, protección y comunicación de voz.

Tiene dos voltajes de servicio:

- ✓ 125 Vcc obtenido a través de tres cargadores y dos bancos de baterías.
- ✓ 48 Vcc obtenido a través de dos cargadores y un banco de baterías.

1.7 SISTEMA DE MANDO Y CONTROL DE LA PLANTA.

El mando y control de la Central, Subestación y Servicios Auxiliares utiliza un Sistema de Control Distribuido, que contiene una cierta cantidad de unidades de proceso PCU, con la capacidad de adquirir o procesar las señales de entrada, enviar comandos relativos y transmitir a las otras unidades y al centro de mando las informaciones adquiridas.

Las PCU tienen al interior tarjetas de ingreso y salida (I/O) y también las funciones de terminal remoto (RTU).

1.7.1 Arquitectura.

Está constituida por:

- ✓ Cinco unidades de proceso (CPUs): tres para las unidades, uno para los servicios auxiliares y una para la subestación de 138 [kV].

- ✓ Seis estaciones de operación (Interfase hombre – máquina): una de ingeniería, tres para las unidades, una para servicios auxiliares y una para la subestación.
- ✓ Un registrador cronológico de eventos (RCE), para almacenamiento de variables analógicas y digitales cuando se produzca una anomalía en el control.
- ✓ Un conjunto de impresoras compartidas.
- ✓ Una pantalla gigante que cumple las mismas funciones de un monitor.
- ✓ Los CPUs están enlazados por una red redundante tipo LAN Arcnet de 2,5 Mbauds.

1.7.2 Funciones.

Las funciones que desarrolla el sistema de control son las siguientes:

- ✓ Arranque y parada de las unidades.
- ✓ Control de generación de potencia activa y reactiva.
- ✓ Sincronización.
- ✓ Supervisión de variables analógicas y digitales en tiempo real, alarmas y señalizaciones.

- ✓ Procesamiento de señales de bloqueo mecánico y eléctrico.
- ✓ Registrador cronológico de eventos.
- ✓ Análisis de variables en el tiempo y tendencia de las mismas (Control estadístico).

CAPITULO 2

ESTUDIOS DE FLUJO DE CARGA.

2.1 INTRODUCCIÓN.

Como parte fundamental, se tiene los estudios de *Flujo de Carga* presentados en este capítulo.

En el presente proyecto se hace uso de la herramienta computacional *POWERWORLD SIMULATOR*. Este simulador permite realizar algunos análisis con resultados óptimos para un sistema eléctrico de potencia entre ellos flujos de carga.

Debido a que se utilizó una plataforma educativa de PowerWorld, tiene un limitante, pues solo se puede simular hasta un número de 13 barras, siendo éstas suficientes para el modelo que se requiere en esta estructura eléctrica.

2.2 CRITERIOS ADOPTADOS PARA EL ESTUDIO.

2.2.1 Flexibilidad Operacional.

El sistema deberá funcionar con una, dos o tres unidades de generación dependiendo de los requerimientos del sistema y las restricciones propias de una Central Hidroeléctrica.

2.2.2 Niveles de Confiabilidad.

El sistema debe proveer la continuidad del servicio y la alimentación al sistema nacional interconectado en forma prioritaria, ante la existencia de falla de un elemento del Sistema.

2.2.3 Niveles de Sobrecarga.

No se aceptan sobrecarga en los elementos y 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.

2.2.4 Regulación de Voltaje.

Los voltajes a nivel de barras del Sistema no deben exceder del 5% hacia arriba y 5% hacia abajo, ante cualquier contingencia operativa.

2.3 ANÁLISIS DE CASOS.

El estudio considera la operación de la central con las tres unidades de generación y dentro de las alternativas de flujo se consideran también con una o dos unidades generando.

Usualmente las tres unidades generan simultáneamente durante los meses de enero hasta abril y el resto del año se genera con dos o tres unidades dependiendo de la operación del embalse.

Desde el punto de vista de proyecto múltiple siempre es necesario tener una unidad generando de base. En el caso de que por mantenimiento no se disponga de la generación de la central deberá abrirse el vertedero para suplir el abastecimiento de agua a los usos consuntivos del proyecto.

2.4 DATOS DEL SISTEMA.

En esta sección se muestra una recopilación de datos del sistema por la cual está conformada la central hidráulica Daule Peripa, pues se tiene la necesidad de conocer con exactitud valores, conexiones y

arreglos de cada elemento de la Central que juegan un papel importante por su alta dependencia para el buen funcionamiento de la planta.

2.4.1 Datos de barras de carga.

La carga está dada en KW y KVA y a voltaje nominal; normalmente en los estudios de flujo de carga, se considera la carga (KVA) constante e independiente del valor del voltaje.

En la tabla que se muestra a continuación se consideró un factor de potencia de 0.85 para el cálculo de la carga reactiva.

Barra No.	NOMBRE	CARGA	CARGA KW	CARGA KVAR
7	7CCM1480VAC	Centro de Control de Motores 1	170	105,36
8	8CCM2480VAC	Centro de Control de Motores 2	170	105,36
9	9CCM3480VAC	Centro de Control de Motores 3	170	105,36
10	10CCMD480VAC	Centro de Control de Motores de Drenaje y Desagüe	51	31,61
11	11CCMA480VAC	Centro de Control de Motores Auxiliares	595	368,75
12	12CCMS480VAC	Centro de Control de Motores Subestación	42,5	26,34
13	13T.I.480VAC	Tablero de Iluminación	127,5	79,02
CARGA TOTAL			1326	821,78

Tabla 2.1 Datos de las barras de Cargas.

2.4.2 Datos de conductores.

Para el cálculo de los conductores desde las barras auxiliares de 480 [V] a los centros de control de motores, se ha considerado una distancia media de 100 metros y las cargas correspondientes.

Desde Barra No.	Desde	Hacia Barra No.	Hacia	Corriente nominal [A]	Límite de corriente [A]	Tipo de conductor	Voltaje [KV]	Resistencia [Ω /Km]	Reactancia [Ω /Km]	Longitud [Km]
5	5DP480	7	7CCM1	240,56	278	TABGSNR01	0,6/1	0,193	0,102	100
5	5DP480	8	8CCM2	240,56	278	TABGSNR01	0,6/1	0,193	0,102	100
5	5DP480	9	9CCM3	240,56	278	TABGSNR01	0,6/1	0,193	0,102	100
5	5DP480	10	10CCMDD	72,16	278	TABGSNR01	0,6/1	0,193	0,102	100
5	5DP480	11	11CCMA	841,96	958	TABSNY01	0,6/1	0,051	0,104	100
5	5DP480	12	12CCMS	60,14	278	TABGSNR01	0,6/1	0,193	0,102	100
5	5DP480	---	T.I.	180,42	278	TABGSNR01	0,6/1	0,193	0,102	50
---	T.I.	13	13T.I.	416,37	435	TABGSNT01	0,6/1	0,16	0,111	50
6	6DP480	7	7CCM1	240,56	278	TABGSNR01	0,6/1	0,193	0,102	100
6	6DP480	8	8CCM2	240,56	278	TABGSNR01	0,6/1	0,193	0,102	100
6	6DP480	9	9CCM3	240,56	278	TABGSNR01	0,6/1	0,193	0,102	100
6	6DP480	10	10CCMDD	72,16	278	TABGSNR01	0,6/1	0,193	0,102	100
6	6DP480	11	11CCMA	841,96	958	TABSNY01	0,6/1	0,051	0,104	100
6	6DP480	12	12CCMS	60,14	278	TABGSNR01	0,6/1	0,193	0,102	100
6	6DP480	---	T.I.	180,42	278	TABGSNR01	0,6/1	0,193	0,102	50
---	T.I.	13	13T.I.	416,37	435	TABGSNT01	0,6/1	0,16	0,111	50

Tabla 2.2 Datos de los conductores.

Es importante mencionar que en el *Tablero de iluminación (T.I.)*, está instalado un transformador tanto desde la Barra A como de la Barra B hacia el T.I. para reducir el voltaje de 480[V] a 208 [V], en este caso, no se le simuló las barras respectivas de los transformadores debido al limitante del programa especificado anteriormente, es decir, el número de barras excede el límite de la plataforma usada en este proyecto; como solución a ello, fue necesario sumar la reactancia del transformador a la reactancia del conductor.

2.4.3 Datos de Transformadores.

A continuación se muestra una tabla que especifica los datos de placa de los transformadores principales, auxiliares y aquellos que están ubicados en el tablero de iluminación.

	Transformador Principal	Transformador Auxiliar	Transformador Iluminación (T.I.)
MVA	85 [MVA] FOA	2 [MVA]	0,2
Tipo	Trifásico	Trifásico	Trifásico
Cantidad	3	2	2
Alta Tensión			
KV Nominal	138 [kV]	13,8 [kV]	0,48 [kV]
KV BIL (Cresta)	650	17.5	3
KV BIL (Rms)	275	-	1.1
Conexión	Y Aterrizado	Delta	Delta
TC Protecciones	1 x 400:5	3 x 100:5	-
Baja Tensión			
KV Nominal	13.8 [KV]	480 [V]	0.208 [KV]
KV BIL (Cresta)	95	1.1	3
KV BIL (Rms)	38	-	1.1
Conexión	Delta	Y Aterrizada	Y Aterrizada
TC Protecciones	3 x 3600:5	3 x 2500:5	-
Impedancia	12,27%	8,60%	5.4%
TAPS Sin Carga Lado de Alta	$\pm 2 \times 2,5\%$	1x2,5% Up, 3x2,5% down	1x2,5% Up, 3x2,5% down
Protecciones			
Presion Subita	Alarma y disparo	-	-
Bucholtz	Alarma y disparo	-	-
Valor de Z p.u.	0,1444	4,3	27

Tabla 2.3 Datos de los Transformadores de Fuerza.

2.5 RESULTADOS DE LOS ESTUDIOS DE FLUJO DE CARGA.

Los resultados de Flujo de carga son 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 gráfica y relacionar la configuración del sistema, condiciones operativas y resultados.

El análisis del flujo de carga tiene como objetivos determinar lo siguiente:

- a) Potencia activa y reactiva entregada al sistema.
- b) Voltaje en barras.
- c) Consumo de potencia y reactivos de las cargas auxiliares de la central
- d) Carga sobre todos los conductores y transformadores.
- e) Ajustes de TAPS de los Transformadores.

2.5.1 Caso base.

A continuación se muestra los resultados gráficos del Flujo de carga del Caso base, que se resume a continuación:

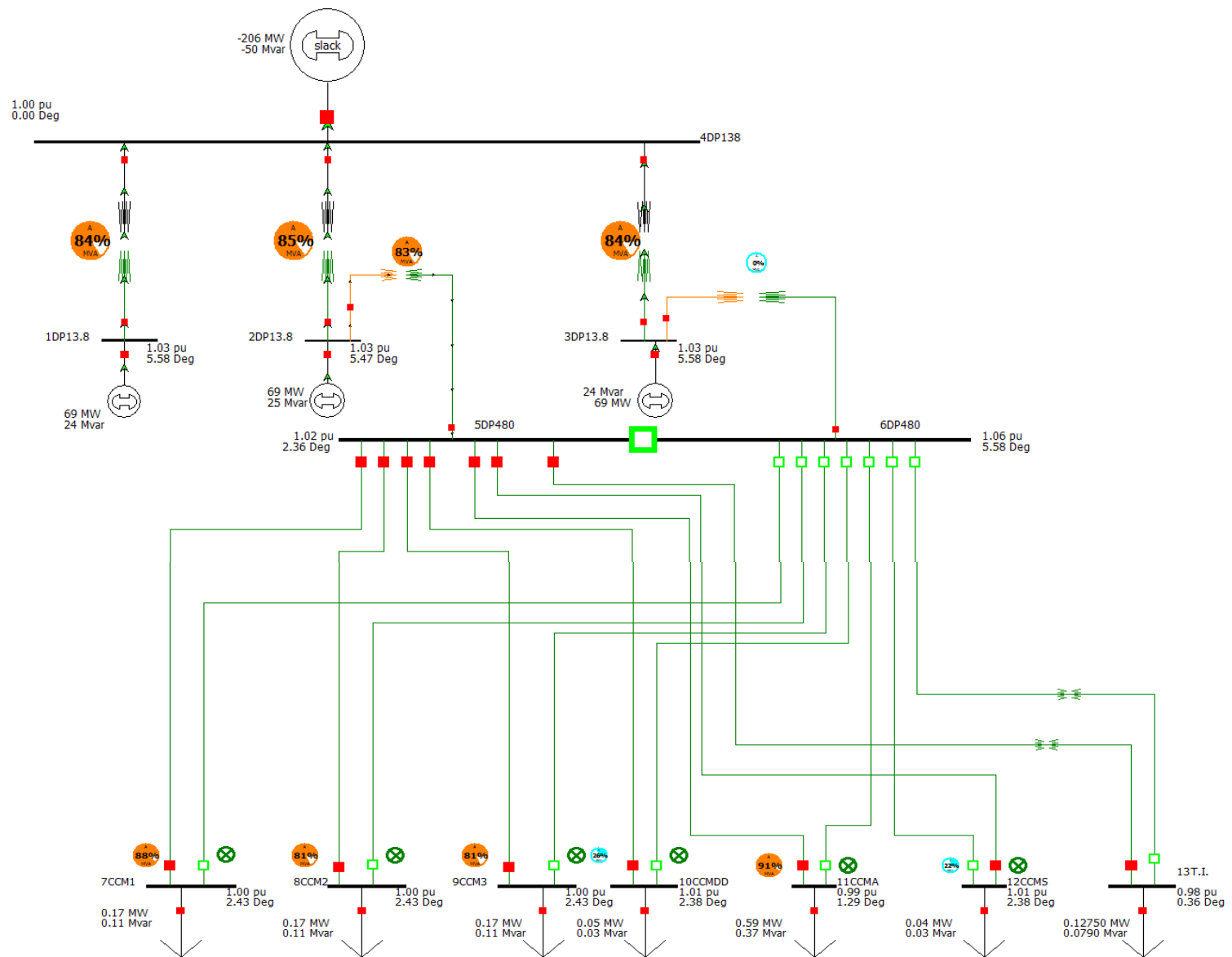


Figura 2.1 Resultado gráfico del flujo de carga.

2.5.1.1 Voltajes en barras.

Barra No.	Nombre	Voltaje Nominal [kV]	Voltaje [p.u.]	Voltaje [kV]	Fase [Grados]
1	1DP13.8	13,8	1,0289	14,199	5,58
2	2DP13.8	13,8	1,0289	14,199	5,47
3	3DP13.8	13,8	1,0289	14,199	5,58
4	4DP138	138	1	138	0
5	5DP480	0,48	1,0174	0,488	2,36
6	6DP480	0,48	1,0553	0,507	5,58
7	7CCM1	0,5	0,9984	0,499	2,43
8	8CCM2	0,5	0,9984	0,499	2,43
9	9CCM3	0,5	0,9984	0,499	2,43
10	10CCMDD	0,5	1,0118	0,506	2,38
11	11CCMA	0,5	0,987	0,493	1,29
12	12CCMS	0,5	1,0127	0,506	2,38
13	13T.I.	0,2	0,9794	0,196	0,36

Tabla 2.4 Datos de voltajes en barra.

2.5.1.2 Consumo.

Barra No.	Nombre	MW	Mvar	MVA
7	7CCM1	0,17	0,11	0,2
8	8CCM2	0,17	0,11	0,2
9	9CCM3	0,17	0,11	0,2
10	10CCMDD	0,05	0,03	0,06
11	11CCMA	0,59	0,37	0,7
12	12CCMS	0,04	0,03	0,05
13	13T.I.	0,13	0,08	0,15

Tabla 2.5 Datos de Consumo.

2.5.1.3 Carga de Conductores.

Desde Barra No.	Desde	Hacia Barra No.	Hacia	Circuito	Tipo	MW	Mvar	MVA	Límite de MVA	% del límite de MVA (Max)	Pérdidas en MW	Pérdidas en MVAR
5	5DP480	7	7CCM1	1	Línea	0,173	0,107	0,204	0,23	88,18	0,003358	0,0018
5	5DP480	8	8CCM2	1	Línea	0,173	0,107	0,204	0,25	81,48	0,003358	0,0018
5	5DP480	9	9CCM3	1	Línea	0,173	0,107	0,204	0,25	81,48	0,003358	0,0018
5	5DP480	10	10CCMDD	1	Línea	0,051	0,032	0,061	0,23	26,21	0,000297	0,0002
5	5DP480	11	11CCMA	1	Línea	0,606	0,391	0,721	0,8	90,64	0,011132	0,0227
5	5DP480	12	12CCMS	1	Línea	0,043	0,026	0,05	0,23	21,74	0,000204	0,0001
6	6DP480	7	7CCM1	1	Línea	0	0	0	0,23	0	0	0
6	6DP480	8	8CCM2	1	Línea	0	0	0	0,25	0	0	0
6	6DP480	9	9CCM3	1	Línea	0	0	0	0,25	0	0	0
6	6DP480	10	10CCMDD	1	Línea	0	0	0	0,23	0	0	0
6	6DP480	11	11CCMA	1	Línea	0	0	0	0,8	0	0	0
6	6DP480	12	12CCMS	1	Línea	0	0	0	0,23	0	0	0

Tabla 2.6 Datos de carga de los conductores.

2.5.1.4 Carga de los Transformadores.

Desde Barra No.	Desde	Hacia Barra No.	Hacia	Circuito	Tipo	MW	Mvar	MVA	Límite de MVA	% del límite de MVA (Max)	Pérdidas en MW	Pérdidas en MVAR
4	4DP138	1	1DP13.8	1	Trans.	-69,225	-16,643	71,198	85	86,18	0,000005	7,3198
4	4DP138	2	2DP13.8	1	Trans.	-67,872	-16,774	69,914	85	84,63	0,000005	7,0583
2	2DP13.8	5	5DP480	1	Trans.	1,353	0,967	1,663	2	83,14	0	0,1068
4	4DP138	3	3DP13.8	1	Trans.	-69,225	-16,643	71,198	85	86,18	0,000005	7,3198
3	3DP13.8	6	6DP480	1	Trans.	0	0	0	2	0	0	0
5	5DP480	13	13T.I.	1	Trans.	0,133	0,089	0,16	0,2	79,91	0,00532	0,0099
6	6DP480	13	13T.I.	1	Trans.	0	0	0	0,2	0	0	0

Tabla 2.7 Datos de carga de los transformadores.

2.5.1.5 Potencia Activa y Reactiva Entregada al Sistema.

Potencia activa [MW]	Potencia reactiva [MVAR]
206	50

Tabla 2.8 Potencia entregada al sistema.

2.5.1.6 Ajustes de los Tap's.

Transformador	Tap en alta tensión
Principal	0%
Servicios auxiliares	-2,50%
Iluminación	-2,50%

Tabla 2.9 Tap's ajustados.

2.6 CONCLUSIONES DEL ESTUDIO DE FLUJO.

El presente estudio de Flujo de Carga preparado para el sistema eléctrico de la Central Hidroeléctrica Daule-Peripa ha permitido cumplir con los objetivos planteados en el capítulo, cuyos resultados obtenidos conllevan a las siguientes conclusiones:

- ✓ La producción de potencia activa y reactiva del Sistema Nacional Interconectado (S.N.I.) para el caso base es de 206 [MW] y 50 [MVAR] respectivamente.
- ✓ Los voltajes de operación en las barras de generación 1DP13.8, 2DP13.8 y 3DP13.8 presentan un nivel de 1.0289 [p.u.], los cuales han sido regulados mediante la generación de reactivos. Esta regulación asegura que dichos valores se encuentren dentro de los rangos establecidos.
- ✓ Las barras de carga 5DP480 y 6DP480 que salen de los transformadores auxiliares, poseen un voltaje de operación de 1.0174 [p.u.] y 1.0553 [p.u.] respectivamente. Para el caso de la barra 5DP480 fue posible su regulación por medio del TAP del transformador auxiliar en -2.5% ubicado en el lado de alto voltaje, pues por tratarse de una barra de carga no se la puede controlar por generación de reactivos. Por otro lado, la barra 6DP480 por condiciones de operación del

sistema no presenta cargas conectadas, es decir se encuentra en vacío, razón por la cual el voltaje sobrepasa los límites de regulación.

- ✓ Así mismo, se obtuvo la regulación de voltaje en las barras de los centros de control de motores a través del mismo transformador auxiliar.
- ✓ De acuerdo al sistema de servicios auxiliares, el cual también está conformado por el tablero de iluminación tiene la particularidad de regular su voltaje por medio de los transformadores de iluminación fijando el TAP en -2.5%, obteniendo un voltaje de funcionamiento de 0.9794 [p.u.].
- ✓ Los conductores que se dirigen hacia los centros de control de motores 1,2, 3 y de servicios auxiliares están cargados aproximadamente a su límite permisible, mientras que los conductores de los centros de control de motores de drenaje y subestación se encuentran sobredimensionados, debido a que presentan un porcentaje de carga muy bajo.
- ✓ El flujo de potencia a través de los transformadores de la central, no exceden su capacidad OA. Los transformadores principales están cargados al 85% de su capacidad OA,

mientras que el transformador auxiliar de la unidad 2 utiliza el 82 % de límite de MVA.

- ✓ Además, en los transformadores principales se tienen pérdidas de potencia reactiva del orden de 7 [MVAR], las cuales son consumidas por la reactancia propia del transformador.

CAPITULO 3

ESTUDIOS DE CORTO CIRCUITO.

3.1 INTRODUCCIÓN.

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 estudio de protecciones que es el objetivo del presente trabajo, 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 son realizados en base a 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 determinan las zonas del sistema en donde la falla puede resultar en depresión inaceptable de voltajes.
- ✓ Determinar del ajuste de los equipos de protección, los cuales son establecidos considerando el sistema bajo condiciones de falla.

3.2 ALCANCE DE LOS ESTUDIOS DE CORTO CIRCUITO.

Considerando que el Sistema de generación de Daule Peripa 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 sistema, la más 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 trifásica.

3.3 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.

3.3.1 Impedancias equivalentes en la barra de la subestación.

El CENACE nos ha entregado los MVA de Corto Circuito y las Impedancias de Thevenin en la Barra de la subestación. La información ha sido trasladada a la base de 100 [MVA] y 138 [KV] y se indica en la Tabla 3.1.

3.3.1.1 MVA de Corto Circuito (Caso máxima generación).

Tipo de Falla	Corriente de Falla p.u.	Angulo	Corriente de Falla Amperios	MVA de Corto Circuito
Trifásica	11,03	-90,00	4614,89	1103,065
Línea-Tierra	10,17	-90.00	4255,57	339,060

Tabla 3.1 Corrientes y MVA de Cortocircuito.

3.3.1.2 Impedancias Equivalentes.

Tipo de impedancia	Magnitud en p.u.	Angulo	R en Ohm	X en Ohm
Positiva	0,0994	80,09	3,27	18,716
Negativa	0,09549	80,23	3,086	17,922
Cero	0,12936	78,07	5,091	24,104

Tabla 3.2 Impedancias Equivalentes.

Estas Impedancias se aplicaran para los cálculos de la Corriente Momentánea y la corriente a interrumpir debido a que el Sistema Nacional Interconectado es considerado siempre como una barra infinita que se caracteriza por no tener decremento AC.

3.3.2 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.

3.3.3 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.

3.4 RESULTADOS DE LOS ESTUDIOS DE CORTO CIRCUITO.

Las corrientes de cortocircuito han sido calculadas considerando los criterios técnicos indicados en la sección 2.3. La falla trifásica a tierra y línea a tierra se aplica a cada barra del sistema.

3.4.1 Caso 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:

3.4.1.1 Corriente de Falla en cada barra.

Barra No.	Falla Trifásica			Falla Línea a Tierra		
	Corriente [p.u.]	Corriente [A]	Angulo [Grados]	Corriente [p.u.]	Corriente [A]	Angulo [Grados]
1	7,350	30748,600	-82,85	6.981	29205,400	-83,25
2	7.359	30786.500	-82,87	6,987	29231,400	-83,29
3	7,350	30748,500	-82,85	6.981	29205,400	-83,25
4	15,551	6506,100	-83,60	11,474	4800,350	-80.72
5	0,238	28579,500	-84,38	0,237	28510,900	-85,49
6	0,237	28541,500	-84,37	0,240	28819,000	-84,38
7	0,083	9640,620	-42,68	0,063	7233,980	-40,43
8	0,083	9640,620	-42,68	0,06	6951,050	-38,09
9	0,083	9640,620	-42,68	0,06	6951,050	-38,09
10	0,083	9605,720	-42,84	0,061	6987,210	-38,23
11	0,113	13027,9	-71,37	0,087	10042,9	-70,30
12	0,083	9603,140	-42,85	0,061	6989,740	-38,24
13	0,02	5828,040	-61,13	0	0,085	-89,64

Tabla 3.3 Corrientes de Falla.

3.4.1.2 Capacidad de Interrupción.

Siguiendo los Standards IEEE Std 141-1993 y IEEE Std 242-1996 para establecer y verificar las características técnicas de los equipos de interrupción se requieren dos estudios por separados. Ambas simulaciones generan para las corrientes trifásicas a tierra, las corrientes momentáneas (las corrientes que el interruptor debe soportar) y las corrientes a interrumpir por los interruptores. El mismo estudio se ha repetido para la falla línea a tierra para verificar si estas exceden a la corriente trifásica.

En la tabla 3.4 se muestra las corrientes asimétricas resultantes de aplicar el factor de 1.6. Las tablas también muestran la información pertinente a la corriente a interrumpir y la capacidad de interrupción, de acuerdo al standard IEEE Std. C37.010-1979, IEEE Std C37.5-1979 y el standard ANSI C37.06-2000 el cual incluye las principales características de los interruptores fabricados de acuerdo al American National Standards Institute, Inc. ANSI.

Barra	Nombre	Voltaje [kV]	Corriente momentánea [A]	Corriente a interrumpir [A]	MVA de interrupción
1	1DP13.8	13,8	49197,76	30748,60	734,96
2	2DP13.8	13,8	49258,4	30786,50	735,87
3	3DP13.8	13,8	49197,6	30748,50	734,96
4	4DP13.8	138	10409,76	6506,10	1555,11

Tabla 3.4 Capacidad de los Interruptores valores mínimos.

3.5 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.

El presente estudio de Corto Circuito preparado para el sistema eléctrico de la Central Hidroeléctrica Daule-Peripa 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.

El estudio de corto circuito considera los siguientes tipos de falla:

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

Las corrientes de cortocircuito han sido calculadas considerando los estándares de la IEEE aplicables para el cálculo de falla para voltajes medio y alto. Standard 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 cuyos resultados son mostrados de manera gráfica en el anexo 2.a. y 2.b., y permiten establecer lo siguiente:

- ✓ En los dos tipos de fallas aplicadas a todo el sistema, se producen efectos de sobrecargas transitorias siendo más evidentes en los transformadores y conductores próximos al sitio de la falla, es decir se presentan cambios en las condiciones de operación del sistema. Las magnitudes de corriente de falla depende del tipo de cortocircuito y de la estructura del sistema.
- ✓ De acuerdo a la Tabla 3.3, los valores de las corrientes de fallas son elevadas puesto que se analizó el caso de máxima generación, exceptuando la falla en la barra 4DP138, en la cual se presentan magnitudes menores de corrientes debido a la gran impedancia que presenta el Sistema Nacional Interconectado. Esto es observado al mismo tiempo en el anexo 2.a. y 2.b.
- ✓ Para el caso de las barras de generación en condiciones de fallas, se observan depresiones de voltaje considerables y en la barra de la subestación existe una mayor caída de voltaje debido a que se encuentra más contigua a la barra fallada.
- ✓ Una falla en la barra de la subestación desemboca en una disminución de voltaje en todo el sistema.
- ✓ Cuando existe circunstancias de fallas en las barras de carga 5DP480 y 6DP480, solo se muestra una depresión de voltaje en la barra fallada, mientras que en las otras barras del

sistema permanecen dentro de los límites de regulación de voltaje.

- ✓ La corriente de falla a línea a tierra fue limitada a la corriente de falla trifásica a tierra por medio de la instalación de la celda de puesta a tierra.
- ✓ Los resultados demuestran que los valores mínimos de las capacidades de interrupción son soportados por los interruptores de la central, mostrando un sobredimensionamiento de los mismos.
- ✓ El ajuste de los equipos de protección, los cuales son determinados considerando el sistema bajo condiciones de falla, será estudiada en el Capítulo 4 de este trabajo relacionada con los ajustes de las protecciones.

Del estudio realizado en este capítulo, no está de más mencionar la siguiente recomendación:

- ✓ El sistema de protecciones deberá proveer un despeje rápido para el caso de falla más severo que se puede producir en la central, es decir una falla trifásica en la barra de la subestación, ya que las depresiones de voltaje son presentadas en toda la central.

CAPITULO 4

AJUSTES DE LAS PROTECCIONES

4.1 INTRODUCCIÓN.

Los estudios de flujo de carga y Corto Circuito de la Central Hidroeléctrica Daule-Peripa son la base para el ajuste y coordinación de las Protecciones del Sistema de Generación. Los estudios tienen los siguientes objetivos:

- ✓ Determinar del 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 de transformadores auxiliares propiamente.
- ✓ La aplicación del Estudio permitirá el despeje oportuno y selectivo de las fallas del sistema.

4.2 ESQUEMAS DE PROTECCIONES.

4.2.1 Esquemas de Protección de generadores.

En el anexo 3 se incluye el esquema de protección de una unidad de generación de la central constituido por las siguientes protecciones:

REG 316 ABB PARA PROTECCIÓN DEL GENERADOR.

El relé REG 316 incluye las siguientes protecciones:

- ✓ 87G Protección Diferencial.
- ✓ 32 Protección de potencia inversa.
- ✓ 46 Protección de secuencia negativa.
- ✓ 40 Protección de pérdida de excitación.
- ✓ 49 Protección de sobrecarga RTD (Termostato).
- ✓ 21G Protección de Respaldo.
- ✓ 59 Protección de sobrevoltaje.
- ✓ 64G Protección de desfasaje del Neutro.

- ✓ 64R Protección de falla a tierra del rotor.
- ✓ 64B Protección de falla a tierra del neutro del lado del transformador.
- ✓ 64C Protección de sobrecorriente del eje.
- ✓ 81 Protección de sobre/baja frecuencia.
- ✓ 59/81 Protección de sobreexcitación.
- ✓ BF52G Protección de falla del interruptor.

4.2.2 Esquemas de protección de Transformadores.

En el anexo 3 se incluye el esquema de protección del transformador principal de la central constituido por las siguientes protecciones:

RET 316 ABB PARA PROTECCIÓN DEL TRANSFORMADOR.

El relé RET 316 incluye las siguientes protecciones:

- ✓ 87T: Protección diferencial a tierra.
- ✓ 87TG: Protección diferencial Generador/Transformador.
- ✓ 60G: Protección de equilibrio de tensión.
- ✓ 50/51: Protección de sobrecorriente.

- ✓ 25: Protección de pérdida de sincronismo.

4.2.3 Esquemas de Protección de Barras.

En el anexo 3 se incluye el esquema de protección diferencial de barra de la central constituido por la siguiente protección:

RADSS ABB PROTECCIÓN DE BARRAS.

El relé RADSS incluye la siguiente protección:

- ✓ 87B Protección diferencial.

4.2.4 Esquemas de Protección de Sistemas Auxiliares.

En el anexo 3 se incluye el esquema de protección de los sistemas auxiliares de la central constituido por las siguientes protecciones:

- ✓ 50/51 Protección de sobrecorriente de fase.
- ✓ 50N/51N Protección de sobrecorriente de tierra.
- ✓ 59 Protección de sobrevoltaje de barra.

Además, se tiene un esquema general de protección de toda la Central Hidroeléctrica Daule Peripa en el anexo 3.

4.3 AJUSTE DE LAS PROTECCIONES.

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

4.3.1 Protección de Generadores de 71 MW.

4.3.1.1 Función 87G.

4.3.1.1.1 Descripción.

La protección diferencial es empleada ampliamente en las maquinas eléctricas de gran potencia, debido a que es la única que puede diferenciar la existencia de una falla interna de una externa logrando una rápida desconexión del generador y protegiendo sus devanados y terminales. Es una práctica usual que los generadores por arriba de los 10 MVA utilicen relés diferenciales. La protección diferencial de porcentaje es la mejor para tal objetivo, ya que elimina la posibilidad de operación del relé para el caso de una falla externa. La operación indebida puede corresponder al número desigual de relación de transformación o a la saturación del núcleo magnético de los transformadores de corrientes ubicados en el generador.

En Anexo 3 se muestra el arreglo de los transformadores de corriente y los relés diferenciales de porcentaje, para el caso del generador de la central Daule- Peripa.

La función 87G es una de las funciones de protección del generador incluidas en el relé multifuncional REG 316, sus principales características son mencionadas a continuación:

- ✓ Medición trifásica de voltaje y corriente.
- ✓ Alta sensibilidad ante fallas externas y saturación de los transformadores de corriente.

Esta protección diferencial es capaz de detectar fallas tales como:

- ✓ Trifásicas a tierra
- ✓ Fase a fase
- ✓ Dos fases a tierra
- ✓ Una fase a tierra

Para realizar el ajuste de la función 87 G, es necesario conocer la mínima corriente diferencial de operación, comúnmente llamada *sensibilidad básica* o ajuste básico denotado con la letra *g*, y el valor de la *pendiente porcentual v*.

El ajuste básico se utiliza para establecer la sensibilidad máxima del relé diferencial, en otras palabras la mínima corriente diferencial de puesta en trabajo I_{Δ} que hará operar el relé para fallas internas. En los generadores, normalmente se utilizan valores que varían entre el 5% y 10 % de la corriente nominal.

La sensibilidad de este relé cambia con la corriente de retención. Si la corriente de retención es mayor, entonces para que el relé opere, una mayor corriente de operación debe existir. Si la corriente de retención es menor, la sensibilidad del relé se hace mayor, dado que la corriente de operación puede ser menor y provocar la operación del relé.

Finalmente, el valor de la pendiente porcentual se define como la relación entre la corriente de operación I_{Δ} y la corriente de retención I_H , en la Figura 4.1 se tiene la característica de la función diferencial.

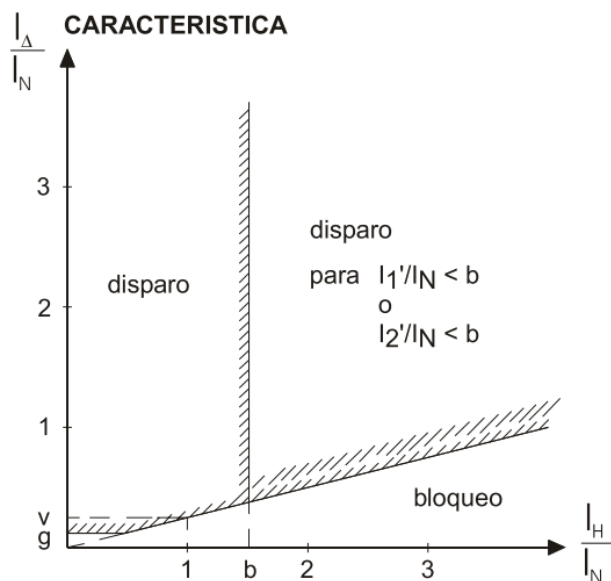


Figura 4.1 Característica de Operación de la Función Diferencial.

Este ajuste suele ser modificado entre un 20 % y 30 % y debe ser lo suficientemente sensible ante fallas internas e insensible a las corrientes producidas por los errores de los transformadores de corriente durante fallas externas.

Ajustes del Manual	
Sensibilidad básica (g)	0,1 0,5 I _n en escalones de 0,05 I _n
Pendiente (v)	0,25 o 0,5

Tabla 4.1 Datos de los rangos de ajustes de la Función 87G.

4.3.1.1.2 Cálculo de ajuste.

Para calcular los ajustes de la sensibilidad básica y de la pendiente porcentual (relación entre la corriente de operación y la de restricción), hemos de saber la máxima corriente de falla

en el generador. En la Tabla 4.2 se han calculado las corrientes de falla en el generador.

Barra	Corriente de Falla [A]	Corriente del Generador [A]
4DP138	52981,60	8943,08
1DP13.8	39564,10	12217,37

Tabla 4.2 Corrientes de falla trifásica en barra y generador.

La corriente del generador habiendo una falla trifásica en la barra 1DP13.8 tiene un valor de 12217,8 [A]. Este valor es menos de cuatro veces la corriente nominal, y siendo los CT's de clase 5P20, siempre trabajaran en la zona lineal, por lo que no habría problemas de saturación; así la pendiente se podría ajustar al 25% $v = 0,25$.

Para impedir los errores producidos por los TC's y dar una protección a la mayor cantidad del devanado como sea posible, durante falas internas, el ajuste de g debe ser igual al error del transformador de corriente.

De acuerdo con la Tabla 4.3 extraída de la norma IEC 60044-1, para los TC's clase 5P se tiene un error del 1%.

Clase de precisión	Error de corriente
	%
5P	1
10P	3

Tabla 4.3 Error de corriente para dos clases de TC's.

Por lo tanto, el ajuste de la sensibilidad básica g es $0.1 I_N$.

4.3.1.1.3 Ajuste.

En la presente tabla se muestran los ajustes de la función diferencial 87G del relé multifuncional REG 316.

Ajustes de la Central	
Sensibilidad básica (g)	$0,1 I_N$
Pendiente (v)	0,25

Tabla 4.4 Ajustes de la Función 87G.

4.3.1.2 Función 32G.

4.3.1.2.1 Descripción.

La condición de normal de generador de la central es la de entregar potencia activa al sistema, cuando la energía de presión del primo motor o turbina hidráulica es interrumpida mientras el generador está en línea, en esta circunstancia anormal la potencia activa es consumida por la unidad de

generación desde el sistema aguas arriba, tal condición se la denomina motorización del generador.

Otras de las posibles causas que provocan la motorización pueden ser:

- ✓ En el instante inicial de la sincronización la turbina no entrega la potencia activa necesaria para contrarrestar las pérdidas eléctricas y mecánicas.
- ✓ Cuando el sistema esta oscilado debido a fallas en el mismo, el generador consume potencia activa durante breves periodos de tiempo.

El tipo de motorización dependerá de la excitación de campo, si el interruptor de campo está cerrado el generador actuara como un motor síncrono, consumiendo activos y entregando reactivos, y si el interruptor de campo está abierto el generador funcionara como un motor de inducción consumiendo activos y reactivos.

Para ambos casos la carga mecánica en la motorización será la turbina hidráulica, esto podría resultar peligroso ya que se pueden producir velocidades superiores a la velocidad nominal de la turbina. Es por esto, que en el caso que se detecte que el generador intente desempeñar como motor, consumiendo

potencia activa, se lo debe desconectar del sistema de potencia con un retardo de tiempo.

Para la protección del generador y de la turbina ante este tipo de fallas, se utiliza un relé direccional de potencia o función de potencia inversa 32 G del relé multifuncional REG 316, a continuación se muestran las distintas características:

- ✓ Medición de potencia real o aparente.
- ✓ Función de protección basada ya sea en la medición de potencia real o aparente.
- ✓ Protección de potencia inversa.
- ✓ Función de mínima y de máxima potencia.
- ✓ Medición de potencia mono o trifásica
- ✓ Supresión de componentes de CC y armónicas en la corriente y la tensión
- ✓ Compensación de los errores de fase en los T.C.'s y T.P.'s principales y de entrada.

El primer parámetro de la función 32 G es la potencia de energización, se lo ajusta un valor tal que no supere la sumatoria de la potencia consumida por las pérdidas eléctricas y

mecánicas. La norma IEEE Standar C37.102 – 1995 presenta distintos valores de ajuste dependiendo del tipo de turbina. La Tabla 4.5 muestra los rangos de ajuste típicos en porcentaje de la potencia nominal.

Tipo de turbina	Potencia de energización (%Sn)
Turbina a gas	50%
Turbina a diesel	25%
Turbina hidráulica	0,2 a 2 %
Turbina a vapor	0,5 a 3%

Tabla 4.5 Potencia de Energización para distintos Tipos de Turbinas.

La potencia nominal es calculada mediante la ecuación mostrada a continuación:

$$S_N = 0.5 a 2.5V_N \cdot I_N$$

Donde:

S_N : Potencia Nominal de ajuste.

V_N : Voltaje Nominal del generador.

I_N : Corriente Nominal del generador.

Esta función posee dos tipos de retardo de tiempo, el primero de actuación rápida está condicionado al cierre del distribuidor de la turbina mientras que el segundo de actuación lenta es ajustado

permitiendo oscilaciones de potencia y evitando disparos inoportunos en el momento de sincronización de la unidad de generación con el sistema.

En la Figura 4.2 se muestra un diagrama P-Q de la característica de funcionamiento de la función, en donde la potencia de ajuste está en el lado negativo de potencia activa.

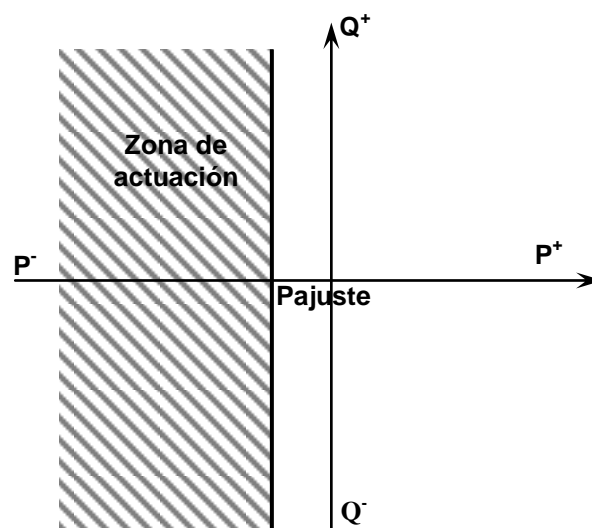


FIGURA 4.2 Característica de Operación de la Función de potencia inversa.

Finalmente, se debe ajustar el ángulo característico, este parámetro elimina los errores de fase de los T.C.'s y T.P.'s que realizan la medición de voltajes de fase a fase y corrientes de línea.

Los ajustes mostrados en el manual de relé multifuncional REG 316 son los siguientes:

Ajustes del manual	
Potencia de energización	-0,1 a 1,2 Sn en escalones de 0,005 SN
Ángulo característico	-180° a +180° en escalones de 5°
Temporización	0.05 a 60 s en escalones de 0.01 s
Potencia Nominal SN	0.5 a 2.5 VN*IN en escalones de 0.001 VN*IN

Tabla 4.6 Datos de los rangos de ajustes de la Función 32G.

4.3.1.2.2 Cálculo de ajuste.

Cálculo de la potencia nominal.

El valor seleccionado entre el rango de 0.5 a 2.5 deberá ser escogido de valor del factor de potencia del generador, para el caso en estudio se tiene un valor de 0.9.

$$S_N = \sqrt{3} \times 0.9 \cdot V_N \cdot I_N$$

$$S_N = \sqrt{3} \times 0.9 \cdot 13800 \cdot 3300$$

$$S_N = 71 [MW]$$

Cálculo de la potencia de energización o ajuste.

Según la Tabla 4.5, para centrales hidroeléctricas el porcentaje de la potencia nominal se lo ajusta en el 2%, calculado la potencia de ajuste se tiene:

$$P_{ajuste} = -0.02 \cdot S_N$$

$$P_{ajuste} = -0.02 \cdot 71$$

$$P_{ajuste} = -1.42 [MW]$$

$$P_{ajuste} = -1.42 \times \left(\frac{5}{4000}\right) \times \left(\frac{115}{7967}\right) [MW_{SEC}]$$

$$P_{ajuste} = 0.025621 [MW_{SEC}]$$

Cálculos de tiempo de retardo

El primer retardo de tiempo se lo ajusta en un valor de 5 s, mientras que el segundo retardo de tiempo es ajustado en 20s.

Cálculo de ángulo característico

Este parámetro es ajustado en 30°, eliminando los errores en las mediciones de voltajes de fase a fase y corrientes de línea.

4.3.1.2.3 Ajuste.

En la tabla se tiene los ajustes de la función de potencia inversa 32G del relé multifuncional REG 316.

Ajustes de la central	
Potencia de energización	-1.42 [MW]
Ángulo característico	+30°
Temporización	Estado 1 en 5 s
	Estado 2 en 20 s
Potencia Nominal SN	71 [MVA]

Tabla 4.7 Ajustes de la Función 32G.

4.3.1.3 Función 46.

4.3.1.3.1 Descripción.

Debido a la necesidad de proteger al generador contra calentamientos destructivos de corrientes de desbalances de secuencia negativa, se tiene la *Función 46*, que se encuentra dentro del relé multifuncional REG 316.

Como es de conocimiento, las tres corrientes que circulan por las fases del generador deben ser iguales en magnitud pero desplazadas 120° entre sí para el de operación normal. En una condición de desequilibrio o asimetría en las sobrecorrientes que se pueden presentar, tienen graves consecuencias en el generador, afectando directamente al rotor con calentamientos excesivos. Estos sobrecalentamientos no pueden ser toleradas por el generador por mucho tiempo, dependiendo tanto de:

- ✓ Tipo de rotor.
- ✓ Sistema de enfriamiento en el mismo.

Cuando el generador es alimentado de corrientes desequilibradas, éstas tienen componentes de secuencia negativa que circulan por las fases del estator, las cuales generan un flujo que rota de forma inversa al sentido de giro del rotor. Este flujo inverso visto desde el rotor, inducirá corrientes en el mismo pero con frecuencias de 2 veces la fundamental, es decir de 120 [Hz], presentando problemas de vibración.

Entre las causas de presencia de sobrecorrientes desequilibradas se tiene:

- ✓ Líneas sin transposición.
- ✓ Reparto asimétrico de cargas.
- ✓ Fallas desbalanceadas (bifásicas y monofásicas).
- ✓ Fases abiertas.
- ✓ Falla en la apertura o cierre en los interruptores.

Muchas veces, la trayectoria por donde circulan las corrientes inducidas, presentan una alta resistencia ocasionando un calentamiento muy acelerado llegando a derretir partes metálicas del rotor. Los diseñadores de los generadores buscan mejorar la conductividad colocando devanados amortiguadores

en las ranuras del rotor para disminuir la resistencia a la circulación de las corrientes inducidas en la superficie del rotor

El calentamiento producido en el rotor es aproximadamente proporcional a:

$$I_2^2 * t$$

Siendo

I_2 : Corriente de secuencia negativa.

t : Tiempo que dura la corriente de secuencia negativa circulando.

De acuerdo a la norma ANSI C50.12, la tolerancia del generador con polos salientes a la circulación de corrientes de secuencia negativa es expresada de dos formas:

- ✓ Capacidad para soportar altas corrientes I_2 en tiempos cortos.
- ✓ Capacidad para soportar corriente I_2 continuamente sin sufrir daño.

Entre las características de ésta protección se tiene:

- ✓ Protección contra carga desbalanceada.

✓ Temporización de tiempo definido.

✓ Medición Trifásica.

Y sigue la siguiente curva:

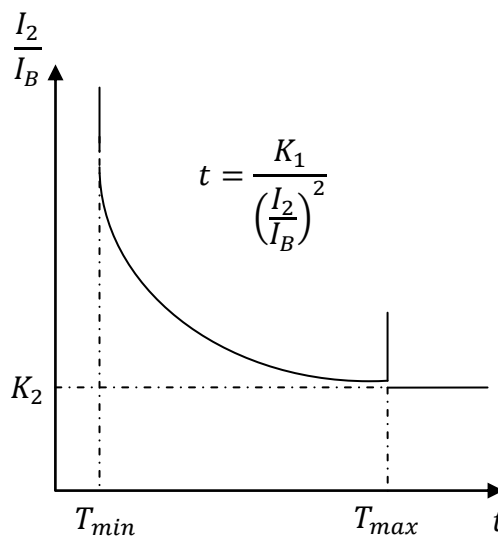


Figura 4.3 Característica de la función de protección de corriente de secuencia negativa de Tiempo Inverso.

Esta norma considera, que el generador no se encuentre trabajando por encima de los MVA's nominales y que la corriente de cualquier fase, no exceda el 105% de la corriente nominal.

GENERADOR POLO SALIENTES	I_2 PERMITIDA [%]
Con devanados amortiguadores	10
Sin devanados amortiguadores	5

Tabla 4.8 Capacidad de corriente I_2 en Operación Continua para Generadores.

TIPO DE GENERADOR	$I_2^2 t$ PERMITIDA [%]
Polos Salientes	40

Tabla 4.9 Límite de $I_2 t$ en tiempos cortos para el generador.

4.3.1.3.2 Cálculo de ajuste.

Se emplea un relé de sobrecorriente que mide las componentes de sobre frecuencias negativas circulando por las fases del generador. Estos relés pueden ser tanto de tiempo definido como inversos.

Cálculo de los ajustes de la función de tiempo definido.

Se ajustaran los valores de corriente de alarma y el retardo de tiempo definido.

La corriente de alarma se define con la siguiente ecuación:

$$I_{alarma} = \%I_{2continua} \times \left(\frac{I_{nsec}}{I_{sec}} \right)$$

Donde:

I_{alarma} : Corriente de alarma de la función 46.

$\%I_{2continua}$: Porcentaje de corriente de secuencia negativa permitida para el generador.

I_{Nsec} : Corriente secundaria nominal del generador.

I_{sec} : Corriente del relé.

Debido a que el generador de la central posee devanados amortiguadores, el porcentaje de corriente de secuencia negativa permitida es del 10 %. La corriente nominal del relé es de 5 [A].

A continuación se calcula la corriente nominal secundaria:

$$I_{nsec} = \frac{79000}{\sqrt{3} \times 13.8} \times \left(\frac{5}{4000} \right)$$

$$I_{nsec} = 4.1314 [A_{sec}]$$

Finalmente, se calcula la corriente de alarma de la función 46.

$$I_{alarma} = 0.1 \times \left(\frac{4.1314}{5} \right)$$

$$I_{alarma} = 0.0826 p. u.$$

El valor seleccionado será de $0.08 I_N$, considerando las escalas que posee la función.

El retardo de tiempo se lo ajusta de tal manera que sea el tiempo máximo que el generador pueda soportar las corrientes de secuencia negativa. El valor seleccionado para la temporización de 5 s.

Cálculo de los ajustes de la función de tiempo inverso.

Los ajustes realizados para la función de tiempo inverso son:

- ✓ Corriente de referencia.
- ✓ Multiplicador K_1 (Capacidad de secuencia negativa de corta duración).
- ✓ K_2 (Capacidad de corriente I_2 en Operación Continua).
- ✓ Tiempo de operación mínima.
- ✓ Tiempo de operación máxima.
- ✓ Tiempo de reseteo.

El valor de factor K_2 se lo estableció anteriormente para la función de tiempo definido, teniendo un valor de 0.08. Por lo tanto:

$$K_2 = 0.08 \frac{I_2}{I_B}$$

Donde:

I_2 : Corriente de secuencia negativa.

I_B : Corriente de referencia.

Para el cálculo del multiplicador K_1 es necesario conocer la capacidad de secuencia negativa del generador, teniéndose un valor de $I_2^2 t$ igual a 40 [s].

El valor de K_1 se lo puede aproximar mediante la siguiente ecuación:

$$K_1 = I_2^2 t \times \left(\frac{I_{nsec}}{I_{sec}} \right)^2$$

Entonces calculando el valor de K_1 se tiene lo siguiente:

$$K_1 = 40s \times \left(\frac{4.1314}{5} \right)^2$$

$$K_1 = 27.31 s$$

Seleccionado un valor del multiplicador K_1 igual a 30 s.

El tiempo máximo es calibrado para un valor de corriente de arranque, dado por la siguiente ecuación:

$$I_{arranque} = I_{2min} \times \left(\frac{I_{nsec}}{I_{sec}} \right)$$

Donde:

I_2 : Corriente de secuencia negativa mínima.

La mínima corriente de secuencia negativa ocurre cuando se tiene una falla de fase abierta en los terminales del transformador principal, esta corriente tiene un valor de 0.2 p.u.

Entonces, la corriente de arranque es:

$$I_{arranque} = 0.2 \times \left(\frac{4.1314}{5} \right)$$

$$I_{arranque} = 0.165 \text{ p.u.}$$

Mediante la ecuación característica de la función, se determina el tiempo máximo.

$$t_{max} = \frac{30}{(0.165)^2}$$

$$t_{max} = 1101.92 \text{ s}$$

El tiempo máximo es ajustado en un valor de 1000 s.

Para el ajuste del tiempo mínimo, este es tomando de la función de tiempo definido. Entonces, el tiempo mínimo es ajustado en 5 [s].

La corriente de referencia se ajusta en el 100 % la corriente nominal del generador. La curva característica con sus respectivos ajustes son mostrados en la Figura 4.4.

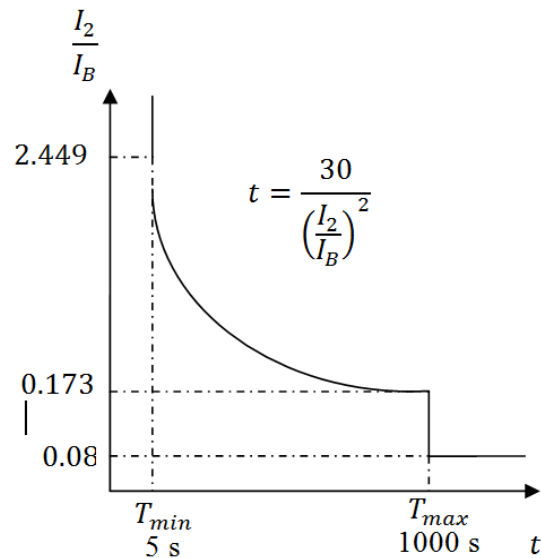


Figura 4.4 Característica de la función ajustada de protección de corriente de secuencia negativa de Tiempo Inverso.

4.3.1.3.3 Ajuste.

En la tabla se tiene los ajustes de la función de corrientes de secuencias negativas 46G del relé multifuncional REG 316.

Ajustes de la central	
Tiempo definido	
Corriente de alarma	0,08 IN
Retardo	5 s
Tiempo inverso	
Multiplicador K1	30 s
K2	0,08 I2/IB
Corriente de referencia	1 IN

Tiempo máximo	1000 s
Tiempo mínimo	5 s
Tiempo de reseteo	30 s

Tabla 4.10 Ajustes de la Función 46.

4.3.1.4 Función 21.

4.3.1.4.1 Descripción.

El objetivo de esta función es el dar protección de respaldo para fallas externas tanto para el generador y transformador de la unidad.

En general se reconocen cuatro formas de la característica de operación:

- ✓ Característica de impedancia.
- ✓ Característica de admitancia o mho.
- ✓ Característica de reactancia.
- ✓ Característica poligonal o cuadrilateral.

En la Central Hidroeléctrica Daule-Peripa, se hace uso de un *Relé de Distancia tipo Impedancia*, siendo otra de las funciones del REG 316. Puesto que el relé compara corrientes y voltajes,

hace imprescindible recibir señales de corriente y voltaje respectivamente, convirtiéndose en los parámetros de entrada para el cálculo de la impedancia. En el caso de un cortocircuito, la corriente aumenta y la tensión disminuye, teniendo como consecuencia la disminución de la relación (V / I) actuando el relé para un valor de impedancia que caiga dentro del círculo. Debido a que el relé actúa cuando el valor de la impedancia es menor que un determinado valor, se podría llamar *Relé de Impedancia*.

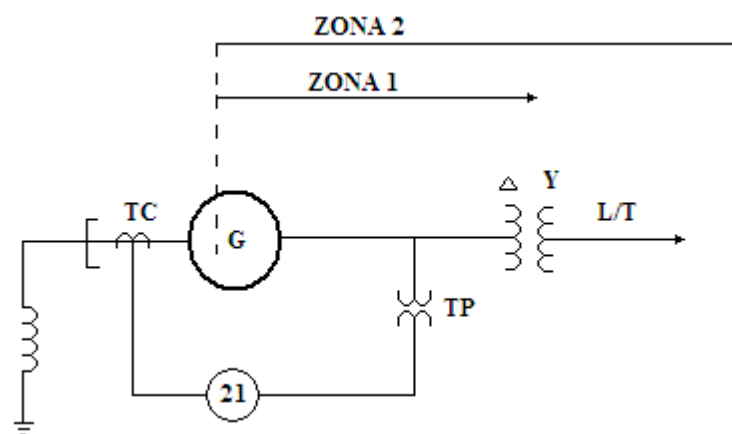


Figura 4.5 Configuración Típica del Relé 21 en el sistema de Generación.

Como se puede observar en la Figura 4.5, la calibración típica del relé 21 oscila entre el 50-70% de la impedancia del transformador de la unidad. El alcance máximo para la zona 2, suele comprender el 100% de la impedancia del transformador de la unidad más el 100% de la impedancia de la línea más larga

contigua. El tiempo de disparo para la zona 2 es coordinado directamente con los tiempos de las protecciones de distancia cercanas al sistema de generación. Es importante prevenir la operación errónea del relé ante:

- ✓ Oscilaciones de potencia, en donde la impedancia medida por el relé puede caer dentro de las zonas de protección, para evitar aquello, el alcance máximo de la impedancia del relé 21 debe ser menor a una impedancia equivalente al doble de la potencia nominal del generador.

- ✓ En el momento de arranque de la unidad, una vez que se supera el valor de arranque, la función 21 empieza a tomar medidas para determinar la impedancia de falla. Existe un elemento de arranque por cada fase que funciona en forma individual; cuando se superan los valores de calibración, en cualquiera de ellos, se envía una señal al relé 21, que calcula la impedancia dependiendo de cuál es la fase fallada. El elemento de sobrecorriente se calibra para que envíe la señal de arranque al relé, en 1,2 a 1,5 veces la corriente nominal. Si se cuenta con un dispositivo de supervisión de voltaje, este se calibra para que actúe justo por debajo del mínimo voltaje en operación normal del generador, por ejemplo

80% de V_n . El relé 21, deja de medir impedancia, cuando la corriente desciende por debajo del 95% de la corriente de calibración, o cuando el voltaje supera el 105% del voltaje de calibración.

Dentro de las principales características que definen al relé 21 se tiene:

- ✓ Detección de cortocircuitos bifásicos y trifásicos (protección de respaldo).
- ✓ Medición monofásica o trifásica.
- ✓ Característica circular centrada al origen del diagrama R-X.
- ✓ Evaluación del valor de fase menor para la medición trifásica.

Y su curva característica se presenta a continuación:

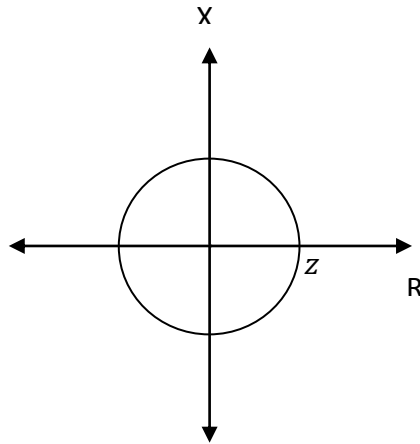


Figura 4.6 Característica de la Función de Protección de Impedancia.

4.3.1.4.2 Cálculo de Ajuste.

El ajuste de esta función es determinada por medio de la reactancia de cortocircuito del transformador de potencia. Por otro lado, la distancia entre el transformador de potencia y el breaker de alto voltaje es muy pequeña, razón por la cual es despreciada. La impedancia es entonces ajustada al 70% de la impedancia del transformador, que al menos incluye el devanado del transformador en el lado del generador, el ajuste es referido al voltaje y corriente nominal.

El primer paso, con un retardo corto, protege la alimentación hasta el 70% de la impedancia equivalente de cortocircuito del transformador de potencia y esto le da un bloqueo a la turbina.

El segundo paso, con un retardo largo, incluye incluso a la barra de protección de la subestación. Su ajuste está dado a un 300% de la impedancia equivalente del transformador de potencia y esto solo manda a abrir al breaker.

La impedancia de la zona protegida está dada por:

Impedancia del Transformador:

$Z_{TN} = 0,1227 p.u.$ referido a la potencia nominal del transformador (85 MVA)

$$Z_T = Z_{TN} * Z_b = Z_{TN} * \frac{V_{nTR}^2}{A_{nTR}}$$

$$Z_T = 0,1227 * \frac{(13,8 * 10^3)^2}{85 * 10^6} = 0,2749 [\Omega]$$

Primer Paso:

La impedancia en p.u. medida en el lado del secundario del transformador es:

$$Z_{\text{setting}} = 0,7 * Z_T * \frac{K_I}{K_V} * \frac{I_N}{U_N} = 0,065 p.u.$$

Con un tiempo de retardo de 0,2 [s].

El factor 0.7 evita el riesgo de una falsa operación por una falla en el sistema de alto voltaje, la cual es más pequeña que la zona de protección diferencial.

Segundo Paso:

$$Z_{\text{setting}} = 3 * Z_T * \frac{K_I}{K_V} * \frac{I_N}{U_N} = 0,28 \text{ p.u.}$$

Con un tiempo de retardo de 2 [s] el cual debe ser coordinado con la red.

Es importante tener presente que una corriente de al menos $0,1 I_N$ debe fluir para que la función trabaje.

4.3.1.4.3 Ajuste.

En la tabla se tiene los ajustes de la función de impedancia 21G del relé multifuncional REG 316.

Ajustes de la central	
Zona 1	0,065 VN/IN
Retardo de tiempo	0,2 [s]
Zona 2	0,28 VN/IN
Retardo de tiempo	2 [s]

Tabla 4.11 Ajustes de la Función 21.

4.3.1.5 Función 40G.

4.3.1.5.1 Descripción.

La pérdida de campo o excitación en un generador puede ser total o parcial y la principales causa puede ser:

- ✓ Disparo accidental del interruptor de campo.
- ✓ Apertura del circuito de campo.
- ✓ Cortocircuito en el circuito de campo.
- ✓ Falla del sistema de regulación de voltaje.
- ✓ Pérdida de fuente alterna del sistema de excitación.
- ✓ Fallas en los transformadores de excitación.
- ✓ Desgaste de las escobillas.

Cuando el generador ha perdido la excitación, este se convertirá temporalmente en generador de inducción obteniendo su excitación del sistema en forma de reactivos y disminuyendo la entrega de potencia activa. Es necesario analizar dos casos de funcionamiento del generador: El primer caso es cuando está entregando máxima potencia activa al sistema, entonces se producirán sobre velocidades entre un 2% y 5% mayores que la

velocidad nominal y consumirá altos niveles de reactivos que pueden superar los KVA's nominales. Por otro lado, el segundo caso es cuando el generador está al 30 % de capacidad, la velocidad puede aumentar solo entre el 0.1% y 0.2% y recibirá un bajo nivel de reactivos del sistema.

Otras de las consecuencias de la pérdida de campo son expuestas a continuación:

- ✓ Disminución del voltaje de salida del generador.
- ✓ La corriente del estator puede ser aumentada en un 200% de la nominal, esta sobrecorriente puede causar sobrecalentamientos en los devanados del estator y rotor en un corto tiempo.
- ✓ Reducción de la reserva de estabilidad debido a la disminución de la magnitud de la fem y de la tensión en los bornes del generador.
- ✓ El consumo de reactivos causa caídas de voltaje afectando directamente en el rendimiento de los otros generadores en la central.
- ✓ Producción de sobrevoltajes en el rotor en el caso de la apertura del circuito de campo.

- ✓ Disparo de las líneas por aumento del flujo de reactivos y por oscilaciones de potencia.

La función de mínima impedancia 40G, incluida en el relé multifuncional REG 316, es la encargada de dar protección contra la pérdida de excitación. El principio de funcionamiento se basa en la medición de impedancia desde los terminales del generador.

En la figura 4.7 se observa un diagrama R-X de las distintas variaciones de impedancia para varios niveles de carga cuando se ha perdido la excitación.

La curva (a) muestra la variación de impedancia con el generador funcionando a plena carga, en este caso la impedancia se acerca al promedio de las reactancias subtransientes en eje directo y cuadratura. La curva (c) ilustra el caso del generador funcionando al 30 % de su capacidad y subexcitado, para este caso la impedancia en los terminales del generador varía entre las reactancias subtransientes en eje directo y cuadratura. Generalmente, la impedancia vista desde los terminales del generador termina en o varía sobre la curva (D-L).

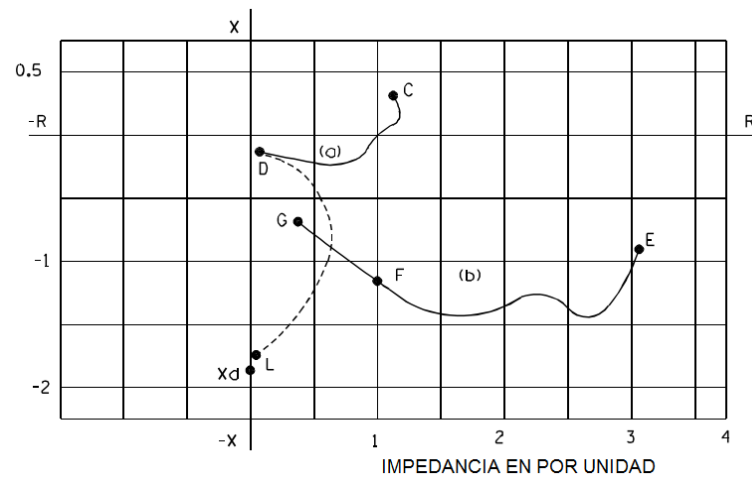


Figura 4.7 Diagrama R-X. Pérdida de excitación.

Las características principales de la función 40G son nombradas a continuación:

- ✓ Detección de la pérdida de excitación en máquinas sincrónicas.
- ✓ Medición monofásica o trifásica.
- ✓ Detección de fuera de paso con temporización adicional o lógica con contador.
- ✓ Característica circular.
- ✓ Disparo posible dentro o fuera del círculo.

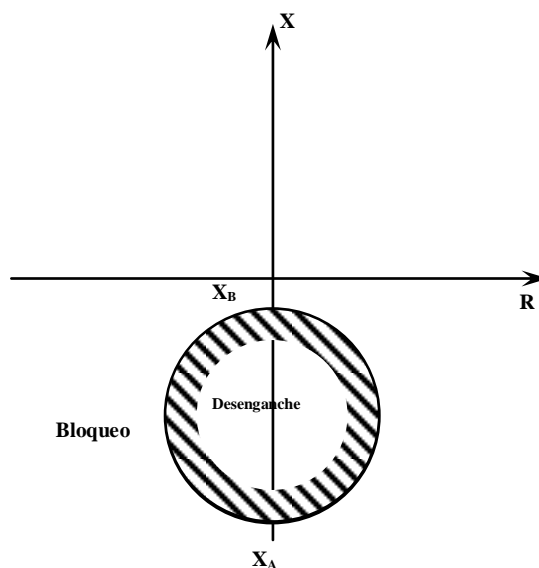


Figura 4.8 Característica Circular de la Función de Reactancia Mínima 40G.

En la Figura 4.8 se tiene la característica circular de la función de reactancia mínima 40G. Los puntos de corte con el eje de las X, X_B y X_A , corresponden a los valores de reactancia para grupo subexcitado y para grupo totalmente desexcitado, respectivamente.

Los rangos de ajustes mostrados en el manual de relé multifuncional REG 316 son los siguientes:

Ajustes del manual	
Reactancia XA	- 5 a 0 VN/IN en escalones de 0.01 VN/IN
Reactancia XB	-2.5 a + 2.5 VN/IN en escalones de 0.01 VN/IN
Temporización	0.2 a 60 s en escalones de 0.01 s
Ángulo	-180° a +180° en escalones de 5°

Tabla 4.12 Datos de los Rangos de Ajustes de la Función 40G.

4.3.1.5.2 Cálculo de ajuste.

Los primeros ajustes que se realizan para la función 40G son los valores de las reactancias X_B y X_A . El punto X_B corresponde al 50% de la reactancia transitoria del generador, en tanto que el punto X_A se definirá para que la característica se coordine con la curva límite de estabilidad práctica según el estudio de flujo de carga del generador. Los ajustes de la función de reactancia mínima en p.u. son los siguientes:

$$X_B = \frac{X_d'}{2} = \frac{0.28}{2} \frac{V_n}{I_n} = 0.14 \frac{V_n}{I_n}$$

$$X_A = X_d + X_B = 1 \frac{V_n}{I_n} + 0.14 \frac{V_n}{I_n}$$

$$X_A = 1.14 \frac{V_n}{I_n}$$

El ángulo característico es ajustado en 30° debido a que se toman mediciones de voltajes de fase a fase y corrientes de línea.

Finalmente la temporización es ajustada en un valor igual al tiempo que le toma al generador en recuperar su excitación y llegar a su estado de operación normal. El tiempo es de 5 [s].

4.3.1.5.3 Ajuste.

En la tabla se tiene los ajustes de la función de mínima reactancia 40G del relé multifuncional REG 316.

Ajustes de la central	
Reactancia XA	-1VN/IN
Reactancia XB	-0.14VN/IN
Temporización	5 s
Ángulo	30°

Tabla 4.13 Ajustes de la Función 40G.

4.3.1.6 Función 81.

4.3.1.6.1 Descripción.

Esta función del REG 316 hace referencia a la *Protección de Frecuencia*, la cual toma la señal de *tensión*, pero mide la *frecuencia* de la onda alterna.

Como es de conocimiento, la frecuencia, es una de las magnitudes que logra definir la calidad del servicio y que debe mantenerse estable y dentro de sus límites cuando la unidad está en línea o trabajando en vacío.

Por medio de esta protección se puede realizar el rechazo de una carga en situaciones en que la potencia consumida rebasa la potencia en el sistema, en esta situación de desequilibrio, la

frecuencia de la red tiende a caer. Existe un retardo de tiempo para el disparo de rechazo de carga, que se ajusta en un punto de tolerancia dándole al sistema de energía un tiempo para recuperarse. Por otro lado se tiene también la restauración de carga ante alarmas de elevaciones de frecuencias.

De no contar con una protección de frecuencia se presentaría los siguientes problemas:

- ✓ Elevación de temperatura, acompañada de pérdidas en el hierro del generador.
- ✓ Presencia de vibraciones, perturbando el funcionamiento del generador de la unidad con su respectivo primo motor, las cuales nacen a partir de un desbalance entre la generación y carga.

Sin embargo, cuando se trata de mantener estable la frecuencia de un sistema eléctrico de potencia, existe una serie de componentes que están asociados e intervienen en el balance de la estabilidad de la red, tales como: insuficiente respuesta de los equipos, coordinación insuficiente entre controles y protecciones o incluso, insuficiente reserva de generación.

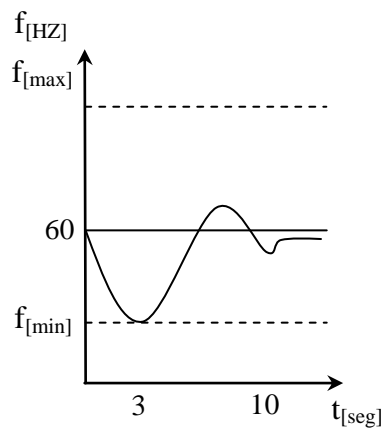


FIGURA 4.9 Comportamiento de la Falla hasta estabilizarse.

De acuerdo a la función de frecuencia 81, consta de las características siguientes:

- ✓ Función de máxima o mínima (sobrefrecuencia, subfrecuencia).
- ✓ Bloqueo por tensión mínima.

4.3.1.6.2 Cálculo de Ajuste.

Los ajustes de frecuencia son basados en la calidad de servicio eléctrico y se establece los rangos máximo y mínimo de la frecuencia del sistema eléctrico. El valor máximo es igual a la frecuencia del sistema más 1 [HZ], mientras que el valor mínimo queda definido como la frecuencia del sistema menos 1 [HZ].

Entonces, los ajustes de sobre y subfrecuencia son los siguientes:

$$f_{max} = 60[HZ] + 1[HZ]$$

$$f_{max} = 61 [HZ]$$

$$f_{min} = 60[HZ] - 1[HZ]$$

$$f_{min} = 59 [HZ]$$

Además, esta función posee un bloqueo por tensión mínima ajustado en el 80 % del voltaje nominal.

Los retardos de tiempo son de 60 s y 5 s para condiciones anormales de sobrefrecuencia y subfrecuencia respectivamente.

4.3.1.6.3 Ajuste.

En la tabla se tiene los ajustes de la función de sobre y baja frecuencia 81 del relé multifuncional REG 316.

Ajustes de la central		
	Sobre frecuencia	Sub frecuencia
Frecuencia	61 Hz	59 Hz
Tensión mínima	0,8 VN	0,8 VN
Retardo	60 s	5 s

Tabla 4.14 Ajustes de la Función 81.

4.3.1.7 Función 49G.

4.3.1.7.1 Descripción.

Se trata de la *Protección de Sobrecarga del Generador* que puede ser operado por fallas en el sistema de enfriamiento o por sobrecalentamientos producidos por distintos tipos de problemas que originan fallas en la unidad. Estos defectos pueden ser descubiertos por medio de resistencias detectoras de temperatura o bien, con relés de sobrecorrientes, los cuales están prestos a entrar en funcionamiento cuando se sobrepasa la temperatura admisible.

Es de condición normal que la unidad sea capaz de soportar sobrecargas durante períodos de tiempo establecidos, para de esta manera obtener la máxima utilización y asegurar la continuidad del servicio eléctrico, es por esto que se definen tres zonas del margen de temperaturas en el que puede funcionar un generador:

- ✓ Funcionamiento nominal: Se refiere a un régimen de corrientes igual o menor al nominal.

- ✓ Sobrecarga admisible en régimen permanente: En éste rango se producen temperaturas no peligrosas para el

generador, pero que no debe ser utilizado en la explotación normal, ya que acorta la vida del mismo por envejecimiento del propio aislamiento.

- ✓ Sobrecarga transitoria: Aún sobrepasando el valor límite de la intensidad que para tiempos largos daría lugar a temperaturas inadmisibles, si la sobrecarga se produce durante un corto período, no se llega a temperaturas peligrosas.

En los relés como los que cuenta la Hidroeléctrica Daule Peripa, consta de dispositivos tanto para la protección de sobretensión general de la unidad como para protección de sobrecarga en el estator y el rotor. Estas funciones se encuentran en el REG 316 y se detalla a continuación:

4.3.1.7.1.1 Protección de Sobrecarga del Estator 49E.

Un generador puede sufrir daños serios en el estator por efectos térmicos debidos a intensidades elevadas durante tiempos cortos y superiores a la nominal, que funcionan de manera permanente.

Entre las principales causas del sobrecalentamiento del estator de un generador están:

- ✓ Desperfecto en el sistema de refrigeración.
- ✓ Sobrecarga.
- ✓ Cortocircuito en láminas del estator.

Entre las características de este relé están:

- ✓ Medición monofásica o Trifásica.
- ✓ Característica de Operación según ASA-C50.13.
- ✓ Valor de fase mayor para medición trifásica.
- ✓ Amplio ajuste del multiplicador de tiempo.

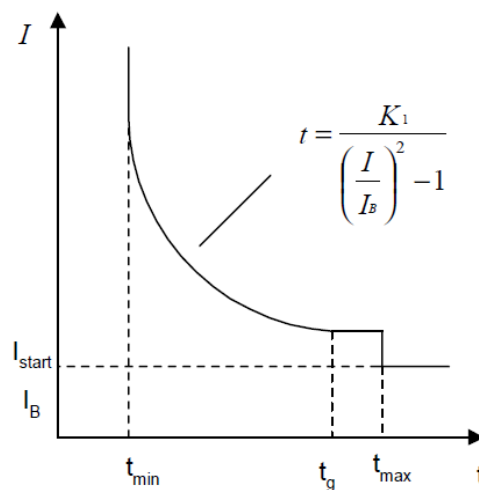


Figura 4.10 Característica de Operación de la Función de Sobrecarga del Estator.

4.3.1.7.1.2 Protección de Sobrecarga del Rotor 49R.

Ésta protección es básicamente para cuando existe la circulación de corrientes de secuencia negativa en el estator de un generador que son producidas por cortocircuitos asimétricos internos o externos al alternador y cargas desequilibradas, en donde se produce un campo rotatorio que gira con una velocidad igual al doble de la frecuencia fundamental, provocando sobrecalentamiento en el rotor.

Entre las características de este relé están:

- ✓ Medición Trifásica.
- ✓ Característica de Operación según ASA-C50.13.
- ✓ Valor de fase mayor para medición trifásica.
- ✓ Amplio ajuste del multiplicador de tiempo.

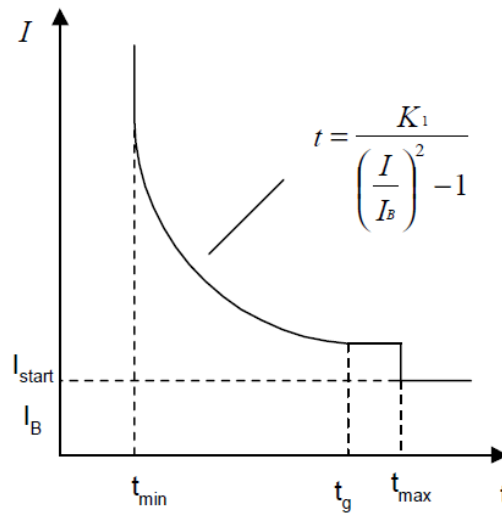


Figura 4.11 Característica de Operación de la Función de Sobrecarga del Rotor.

4.3.1.7.1.2 Protección de Sobretemperatura 49.

La protección contra la sobretemperatura se da por medio de una imagen térmica exacta de la unidad protegida y es contra aumentos inadmisibles de temperatura causados por sobrecorriente. En contraste a la protección de sobrecarga esta función puede proteger unidades de cualquier rango de potencia y capacidad térmica. Este monitorea el aumento de temperatura y no la temperatura absoluta. Por lo tanto no toma en cuenta ni la temperatura ambiente ni la efectividad del sistema de enfriamiento.

La protección opera con una imagen térmica de aumento de temperatura. Un cambio de corriente causa que la

temperatura de la unidad protegida aumente de un valor inicial a un valor final de acuerdo a varias funciones exponenciales. Varias influencias sobre el aumento de la temperatura son las respuestas térmicas de, en el caso de transformadores de poder, el agua de enfriamiento, el aceite, los devanados, etc. Una función exponencial como la del aceite del transformador es siempre más dominante que las otras. La imagen térmica usada en la protección para modelar el aumento transiente de temperatura opera de acuerdo a una función exponencial.

El aumento de temperatura modelado por la protección es determinado por lo siguiente:

- ✓ La temperatura final de estado estable correspondiente a la corriente.
- ✓ El incremento excesivo de temperatura debido a funciones de transferencia.

Las características de este relé son:

- ✓ Imagen térmica para el modelo de primer orden.
- ✓ Estado de alarma y disparo.
- ✓ Temperatura inicial ajustable.

- ✓ Filtro para componente DC y armónico.
- ✓ Medición de corriente trifásica o monofásica.
- ✓ Detección del máximo valor para medición trifásica.
- ✓ Incremento en la temperatura calculado 40 veces por cada ajuste constante de tiempo térmico.

4.3.1.7.2 Cálculo de Ajuste.

Cálculo de ajustes de la función 49 E.

Para el ajuste se debe coordinar la curva característica de operación de la función de sobrecarga del estator con la curva de sobrecarga del estator.

Según la norma ANSI C50.13-1989, la capacidad de sobrecarga del devanado del estator está dada por lo siguiente:

Tiempo [s]	Corriente [p.u.]
10	2,26
30	1,54
60	1,3
120	1,16

Tabla 4.15 Valores para la curva de capacidad de sobrecarga del estator.

La ecuación característica de la función viene dada por:

$$t = \frac{K_1}{\left(\frac{I}{I_B}\right)^2 - 1}$$

Donde:

t: Tiempo de actuación de la protección.

K_1 : Multiplicador.

I_B : Corriente de referencia.

El valor de la corriente de referencia I_B es ajustado al 100% de la corriente nominal.

En la figura 4.12 se muestra la coordinación de las curvas de sobrecarga.

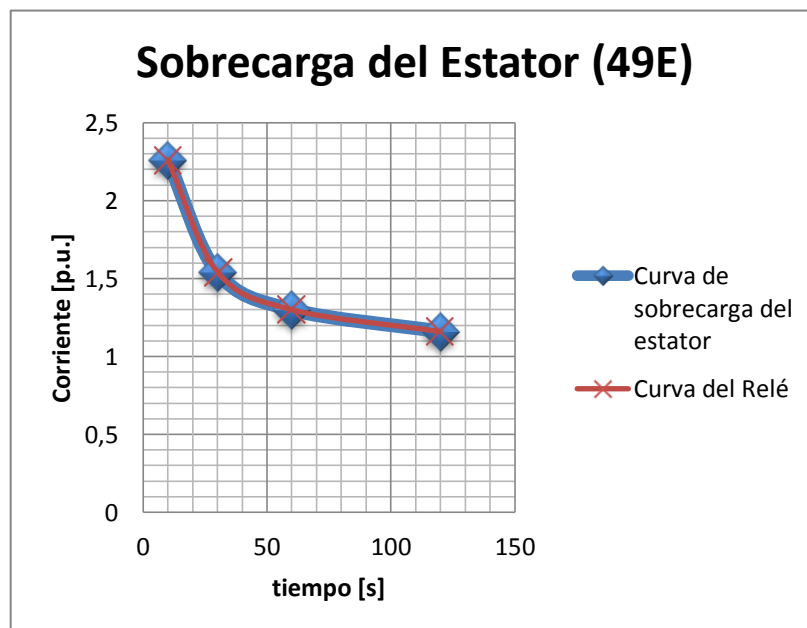


Figura 4.12 Curva de Capacidad de Sobrecarga del Estator y de la Función 49E.

En la siguiente tabla se han determinado valores de tiempo y corriente utilizando la ecuación característica.

Tiempo [s]	Corriente [p.u.]
10,079	2,26
30,184	1,54
60,000	1,3
119,792	1,16

Tabla 4.16 Valores para la curva de capacidad de sobrecarga de la función 49E.

El valor de K_1 que permite la coordinación es de 41.4 [s].

La corriente de arranque o sobrecarga admisible es ajustada al 10 % más de la corriente de referencia.

Además, se deben ajustar los retardos mínimo y máximo, la característica efectiva de tiempo inverso y el tiempo de reseteo. Estos valores son mostrados en la siguiente sección.

Cálculo de ajustes de la función 49 R.

En la norma ANSI C50.13-1989, se especifica la capacidad de sobrecarga del devanado del rotor o campo.

Tiempo [s]	Corriente [p.u.]
10	2,08
30	1,46
60	1,25
120	1,12

Tabla 4.17 Valores para la curva de capacidad de sobrecarga del rotor.

Esta curva es coordinada con la curva característica de operación de la función de sobrecarga del rotor, la cual es la misma que la curva del devanado del estator.

Realizada la coordinación se tiene las dos curvas en la Figura 4.13, obteniéndose un multiplicador K_1 de 33.8 [s].

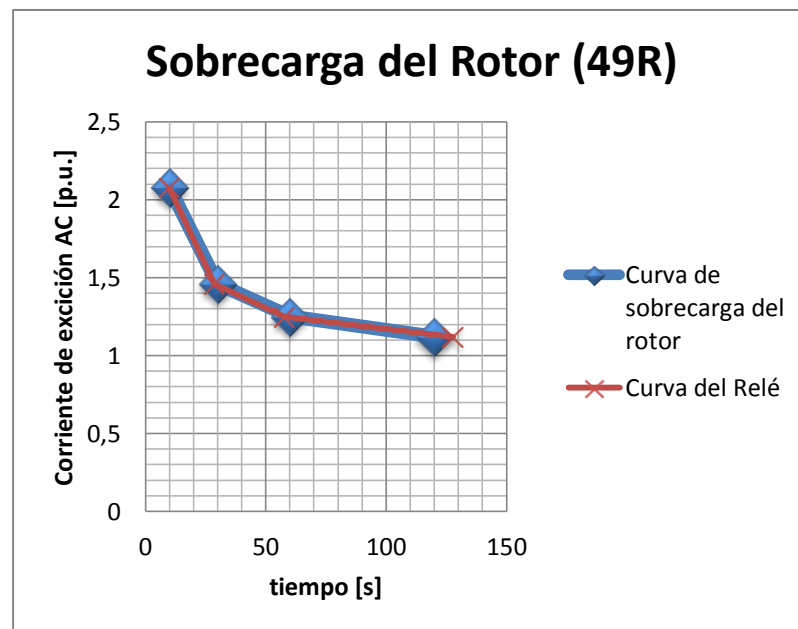


Figura 4.13 Curva de Capacidad de Sobrecarga del Rotor y de la Función 49R.

En la tabla 4.18 se han determinado valores de tiempo y corriente utilizando la ecuación característica de la función 49 R.

Tiempo [s]	Corriente de Excitación AC [p.u.]
9,770	2,08
28,720	1,46
57,778	1,25
127,752	1,12

Tabla 4.18 Valores para la curva de capacidad de sobrecarga de la función 49R.

Los restantes ajustes son los mismos de la función 49 E.

4.3.1.7.3 Ajuste.

En la tabla se tiene los ajustes de la función de sobrecarga 49E y 49R y la función de sobretemperatura 49 del relé multifuncional REG 316.

Función de sobrecarga del Estator.

Ajustes de la central	
Corriente de Referencia	1 IN
Multiplicador de tiempo K1	41,4 s
Corriente de arranque	1,1 IN
Retardo mínimo	10 s
Retardo máximo	300 s
Característica efectiva de tiempo inverso	120 s
Tiempo de reseteo	120 s

Tabla 4.19 Ajustes de la Función 49E.

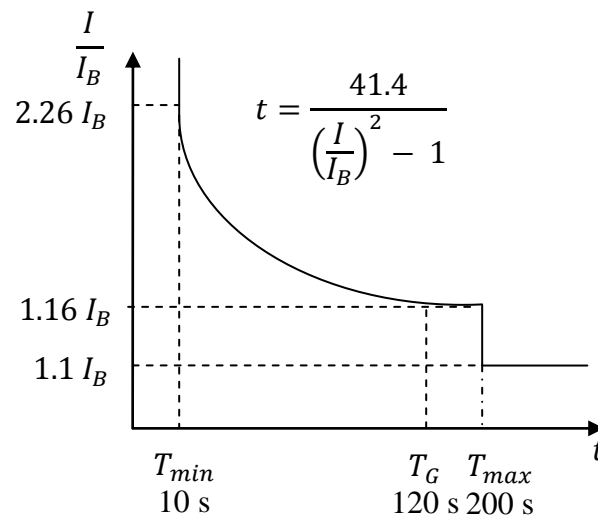


Figura 4.14 Característica de Operación ajustada de la Función de Sobrecarga del Estator.

Función de sobrecarga del Rotor

Ajustes de la central	
Corriente de Referencia	1 IN
Multiplicador de tiempo K1	33,8 [s]
Corriente de arranque	1,1 IN
Retardo mínimo	10 [s]
Retardo máximo	300 [s]
Característica efectiva de tiempo inverso	120 [s]
Tiempo de reseteo	120 [s]

Tabla 4.20 Ajustes de la Función 49R.

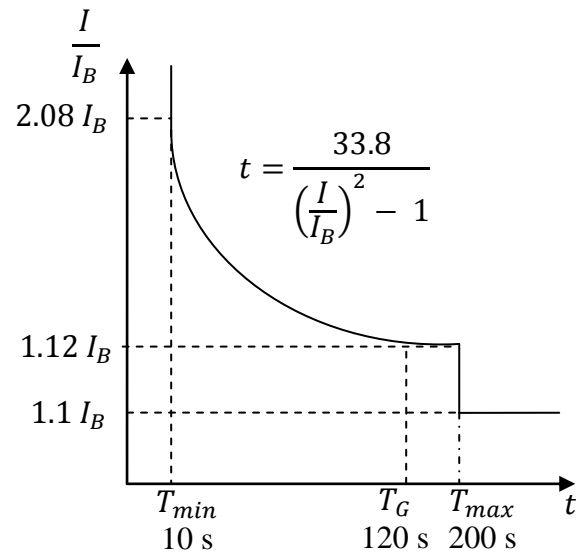


Figura 4.15 Característica de Operación ajustada de la Función de Sobrecarga del Rotor.

Función de sobretemperatura.

Ajustes de la central	
Corriente de referencia	1 IN
Theta-trip	110%
Theta-warn	105%
Theta-begin	100%
Constante de tiempo	10 min

Tabla 4.21 Ajustes de la Función 49.

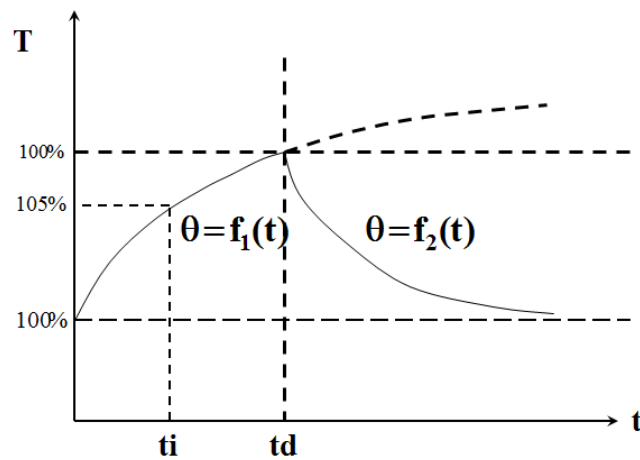


Figura 4.16 Característica de Operación ajustada de la Función de Sobretemperatura.

4.3.1.8 Función 64E.

4.3.1.8.1 Descripción.

La función 64E se refiere a la *Protección contra Fallas a Tierra del Estator*, la cual es aplicada en generadores que tienen el neutro desconectado a tierra para emplear un limitador de corriente; para ello, entre las alternativas de conexión del neutro del generador con tierra se encuentran: resistencia, reactancia o un transformador de distribución con resistencia secundaria. Para el caso en estudio, el neutro del generador está conectado a tierra mediante el enrollado de alta tensión de un transformador de distribución, con una resistencia ubicada en el secundario como se muestra en la Figura 4.17.

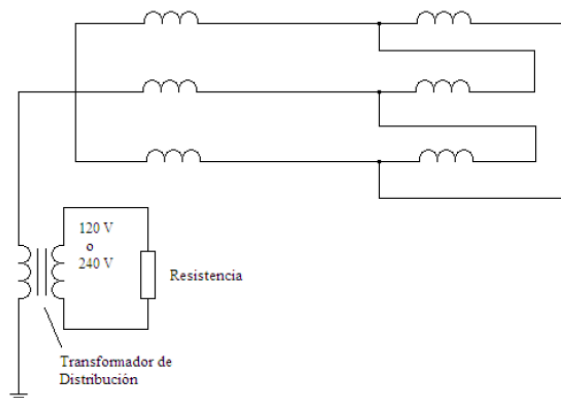


Figura 4.17 Conexión a Tierra de un Generador a través de un Transformador de Distribución.

El devanado del primario está dimensionado para trabajar con un voltaje igual o mayor que el voltaje fase-neutro del generador y el secundario a 120 [V] ó 240 [V], en éste proyecto el secundario trabaja a 240 [V].

Entre las principales funciones que tiene esta función son:

- ✓ Detectar las fallas en el 100% del devanado estatórico.
- ✓ Limitar la intensidad y tiempo de duración de falla para limitar los daños en la chapa magnética.
- ✓ Limitar las sobretensiones.

- ✓ Insensibilizar la protección ante fallas a tierra en la red exterior, a menos que exista un retardo de tiempo para coordinar con otros relés coincidentes.

Ésta función pertenece también al Relé multifuncional REG 316, el cual contiene dos configuraciones para la función 64E y se detalla a continuación cada una de ellas.

4.3.1.8.1.1 Protección contra Fallas a Tierra del Estator 100%.

Las características que detallan en este caso a la protección 64E son:

- ✓ Protección completa del arrollamiento del estator, incluyendo el punto estrella, incluso con la unidad parada. Funciona además para la mayoría de las condiciones de operación.
- ✓ También adecuado cuando existen 2 conexiones a tierra, en la zona de protección.
- ✓ Supervisión continua del nivel de aislación del estator.
- ✓ Basado en el principio de desplazamiento de tensión a tierra y el cálculo de la resistencia de falla a tierra.
- ✓ Los valores de alarma y disparo son entradas, respectivamente medidos y visualizados en [k Ω].

Existen métodos para proteger la totalidad del devanado del estator y son mediante:

- a) Mínima Tensión de Tercer armónico en el Neutro del Generador: en el neutro existe tensión de tercer armónico en condiciones normales entre un 2% al 5%, pero algunos generadores no producen el porcentaje significativo para poder realizar los respectivos ajustes, encontrándose el relé en un rango no válido.

Otra desventaja de este método, es que no brinda protección durante períodos de mantenimiento, es decir, solo actúa cuando la máquina está en régimen permanente.

- b) Inyección Codificada de señal en el Neutro del Generador: detecta fallas a tierras inyectando una tensión entre el neutro y tierra a una frecuencia subarmónica determinada. La magnitud medida es la componente armónica de corriente resultante a la correspondiente señal inyectada; cuando ocurre una falla de fase a tierra la corriente resultante se incrementa, lo que hace que las protecciones actúen. Con este método, realmente se monitoriza el

aislamiento de todo el sistema de generación permanentemente.

4.3.1.8.1.2 Protección contra Fallas a Tierra del Estator 90%.

De acuerdo a la protección convencional para detección de falla a tierra del estator, solo proporciona protección sensible para alrededor del 90-95%, esto se debe a que la falla en el 10-5% restante del devanado cerca del neutro no causará suficiente tensión ni corrientes residuales de 60 [Hz] que activen la secuencia de operación de éstos relés. Una primera falla cercana al neutro, no produce una cantidad de corriente suficiente para dañar el núcleo de la máquina; no obstante, si ocurre una segunda falla en dirección a los terminales, se expone la máquina a corrientes de gran magnitud, cuyo núcleo puede ser destruido en pocos segundos, debido a que la falla es cortocircuitada por la primera falla.

Por lo tanto no es aceptable tener solo este relé en máquinas grandes (25 MVA).

4.3.1.8.2 Cálculo de ajuste.

Función contra Fallas a Tierra del Estator 100 %.

Existen dos estados de ajuste: Alarma y disparo.

El valor de ajuste del R_{fs} para alarma debe ser siempre más alto que el valor de ajuste del R_{fs} para disparo.

Ambos estados de alarma y disparo tienen sus propios temporizadores. Los retardos típicos usados para protección de falla a tierra del 100% son en el rango de segundos.

Las variables a ser ajustadas en la función son:

- ✓ Ajuste de resistencia de falla a tierra R_{fs} para disparo.
- ✓ Ajuste de resistencia de falla a tierra R_{fs} para alarma.
- ✓ Retardo para disparo.
- ✓ Retardo para alarma.
- ✓ Resistencia de tierra REs.
- ✓ Relación del transformador de medición MTR.

Los valores recomendados por el fabricante para este tipo de generadores son los mostrados a continuación:

Para el estado de alarma tenemos:

Ajuste R_{fs}	10 K Ω
Retardo	10 s

Para el estado de disparo tenemos:

Ajuste Rfs	2 KΩ
Retardo	1 s
REs	0.7 KΩ
MTR	57.5

La resistencia de tierra es el valor en ohmios primarios de la celda de puesta a tierra del generador.

$$RE_s = 0.24 \times \left(\frac{13800}{240} \right)^2$$

$$RE_s = 0.793 \text{ K}\Omega$$

Función contra Fallas a Tierra del Estator 90 %.

Las variables a ajustarse en este relé son:

- ✓ Voltaje.
- ✓ Retardo.

El ajuste de voltaje es calculado para la protección del 90 % del devanado del estator.

$$V = \left(1 - \frac{\% \text{ protegido}}{100} \right) V_N$$

$$V = \left(1 - \frac{90}{100}\right)V_N$$

$$V = 0.1 V_N$$

El retardo de tiempo de la función debe ser tal que se realice una coordinación con la curva del fusible del transformador de potencial. El valor de ajuste para esta función es de 0.6 [s].

4.3.1.8.3 Ajuste.

En la tabla se tiene los ajustes de la función de falla a tierra del estator al 90% y 100% 64E del relé multifuncional REG 316.

Función contra Fallas a Tierra del Estator 100 %.

Ajuste de la central	
Estado de alarma	
Ajuste Rfs	10 [KΩ]
Retardo	10 [s]
Estado de disparo	
Ajuste Rfs	2 [KΩ]
Retardo	1 [s]
Res	0,7 [KΩ]
MTR	57,5

Tabla 4.22 Ajustes de la Función 64E (100%).

Función contra Fallas a Tierra del Estator 90 %.

Ajuste de la central	
Voltaje	0,1 VN
Retardo	0,6 s

Tabla 4.23 Ajustes de la Función 64E (90%).

4.3.1.9 Función 64R ó 64F.

4.3.1.9.1 Descripción.

Esta función es para la *Protección contra Fallas a Tierra en el Rotor* que está contenido en el relé multifuncional REG 316.

De acuerdo al modelo de esta función se tiene las siguientes características de funcionamiento:

- ✓ Supervisión continua del nivel de aislamiento y cálculo de la resistencia de puesta a tierra.
- ✓ Los valores de alarma y disparo son entradas, medidas y visualizadas en [kΩ].

Cuando se produce una falla a tierra en un punto cualquiera del devanado de campo, el mismo que está ubicado en el rotor, no presenta daños en el generador debido a que está alimentado por una fuente de corriente continua externa aislada, la misma que al no tener una puesta a tierra, no le es posible a la corriente

de falla encontrar un camino de circulación. En este momento donde la primera falla ha sido presenciada, los voltajes inducidos en el rotor, someten al aislamiento del devanado de campo a esfuerzos eléctricos adicionales, incrementando así la posibilidad de que una segunda falla ocurra.

Una segunda falla a tierra origina la presencia de cortocircuito en una sección del devanado de campo, desencadenando diversos desequilibrios en el flujo magnético del entrehierro y vibraciones producto de las fuerzas desbalanceadas provocadas por el flujo magnético no uniforme; la vibración puede ser lo suficientemente severa para desplazar al rotor de su eje y hacer que roce contra el estator, originando graves daños a la unidad.

Existen métodos que se pueden emplear para detectar fallas a tierra en el rotor, para los cuales se presenta a continuación una descripción de cada uno de ellos.

4.3.1.9.1.1 Detección de diferencia de tensión DC entre el devanado y tierra.

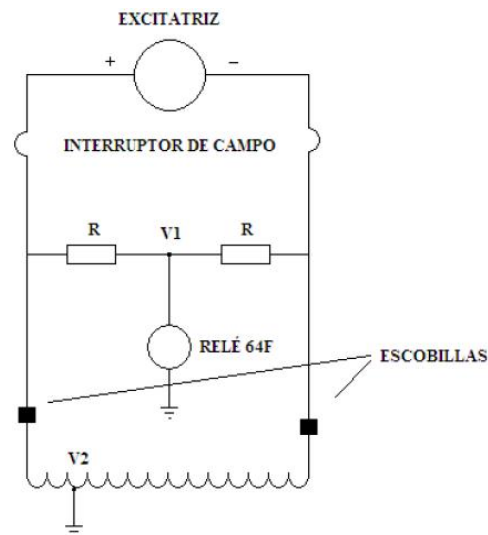


Figura 4.18 Diferencia de tensión DC entre el devanado de campo y tierra.

De acuerdo a la Figura 4.18, se tiene que el relé 64F mide la tensión entre tierra y el punto central entre dos resistencias. Las fallas a tierra que se produzca en el rotor generarán una diferencia de tensión que el relé detectará, indicando una falla a tierra y enviando señales de alarma al operador. La desventaja de éste método es que no logra detectar la falla tierra que ocurra en el mismo medio del rotor

4.3.1.9.1.2 Esquema de protección con inyección de corriente AC.

Este es un esquema muy parecido al anterior pero se inyecta tensión de corriente alterna. En el momento en que se

produzca una falla a tierra el relé 64F la censa debido a que circulará una corriente a través del mismo. La desventaja de éste método radica en que la impedancia de la falla puede ser alta y la corriente a medir puede ser baja, provocando que el relé no detecte la falla.

4.2.1.9.2 Cálculo de ajuste.

Consta de dos estados de ajuste: Alarma y disparo.

El valor del R_{fr} para alarma debe ser siempre más alto que el valor de ajuste del R_{fr} para disparo. Ambos estados de alarma y disparo tienen sus propios temporizadores. Los típicos retardos para la protección de falla a tierra del rotor son en el rango de segundos.

Las variables a ser ajustadas en la función son:

- ✓ Ajuste de la resistencia de falla a tierra R_{fr} para disparo
- ✓ Ajuste de la resistencia de falla a tierra R_{fr} para alarma
- ✓ Retardo para disparo
- ✓ Retardo para alarma
- ✓ Resistencia de tierra R_{Er}
- ✓ Capacitor de acoplamiento CK

✓ Voltaje de Inyección del Rotor U_{IR}

Los valores recomendados por el fabricante para este tipo de generadores son los mostrados a continuación:

Para el estado de alarma tenemos:

Ajuste R_{fr} 5 [k Ω]

Retardo 5 [s]

Para el estado de disparo tenemos:

Ajuste R_{fr} 1 [k Ω]

Retardo 1 [s]

RE_r No existe

CK 4 [μ F]

U_{ir} 50 V

4.3.1.9.3 Ajuste.

En la tabla se tiene los ajustes de la función de falla a tierra del rotor 64R del relé multifuncional REG 316.

Ajuste de la central	
Estado de alarma	
Ajuste R _{fr}	5 [KΩ]
Retardo	5 [s]
Estado de disparo	
Ajuste R _{fr}	1 [KΩ]
Retardo	1 [s]
CK	4 uF
U _{ir}	50 [V]

Tabla 4.24 Ajustes de la Función 64R.

4.3.1.10 Función 64B.

4.3.1.10.1 Descripción.

Se denomina así a la *Protección contra Falla a Tierra en la Barra del Neutro* que está contenido en el relé multifuncional REG 316. Su misión principal es dar una alarma cuando exista una falla a tierra entre el generador y el lado de baja tensión del transformador.

Es la protección principal de falla a tierra cuando el interruptor de máquina 52G se encuentra abierto.

Su principio de funcionamiento es la detección de sobre y bajo voltaje por medio de una función de voltaje de tiempo definido.

Su característica principal es la medición monofásica o trifásica con detección del más alto o el más bajo voltaje de fase respectivo.

4.3.1.10.2 Cálculo de ajustes.

Las variables a ajustarse en este relé son:

- ✓ Voltaje.
- ✓ Retardo.
- ✓ Sobre/bajo voltaje (Max y Min).

Los valores típicos de las variables de este relé son:

Voltaje	0.1 UN
Retardo	1 s
MaxMin	MAX

4.3.1.10.3 Ajustes.

En la tabla a continuación se tiene los ajustes de la función de falla a tierra en la barra del neutro 64B del relé multifuncional REG 316.

Ajuste de la central	
Voltaje	0,1 VN
Retardo	1 s

Tabla 4.25 Ajustes de la Función 64B.

4.3.1.11 Función 64C.

4.3.1.11.1 Descripción.

Se denomina así a la *Protección contra Falla a Tierra de los cojinetes* que está contenido en el relé multifuncional REG 316.

Esta protección debe suministrarse en todos los generadores cuyo tamaño o importancia lo ameriten. Por lo general la protección sólo hace sonar una alarma, o en casos extremos, de centrales automatizadas puede provocar disparos de la unidad.

La circulación de corrientes en el eje de la máquina es un problema ligado al campo magnético que crea el rotor del alternador. En condiciones de funcionamiento ideales, este campo magnético es radial, y no induce fuerzas electromotrices sobre el eje. Sin embargo, son muchas las causas que pueden producir un desequilibrio de este campo, como pueden ser errores constructivos, magnetización de la turbina por

rozamiento, imantación de materiales, etc. Como consecuencia de estos desequilibrios aparece una fuerza electromotriz inducida que provoca la circulación de corrientes en el eje.

El eje de la máquina se conecta a tierra generalmente por medio de una escobilla de puesta a tierra en la zona de acoplamiento turbina-alternador, mientras que el cojinete que está al otro lado del rotor se deja aislado. En caso de que tengan lugar los desequilibrios señalados anteriormente, se produce la circulación de corrientes inducidas por el eje, que provocan un chisporroteo continuo en el material de fricción del cojinete, deteriorándolo en poco tiempo.

Para proteger la máquina contra este tipo de defecto se suele utilizar normalmente el sistema que se señala a continuación:

Relé de sobrecorriente RXIK1, que mide directamente la intensidad que circula por el eje de la máquina como se muestra en la Figura 4.19, ya que se sitúa en el secundario de un transformador toroidal que abarca el eje de la máquina. Por lo general el devanado medido contiene de 400 a 600 vueltas, dependiendo del diámetro del núcleo. Cuando la corriente en el devanado excede el valor de operación del relé, el RXIK1 opera y el disparo se da de acuerdo al ajuste de retardo hecho en el relé de tiempo RXKL1.

A pesar de esto el método presenta inconvenientes. Aparecen problemas ligados al hecho de que el eje de la máquina no es un conductor, lo cual puede provocar actuaciones incorrectas de la protección.

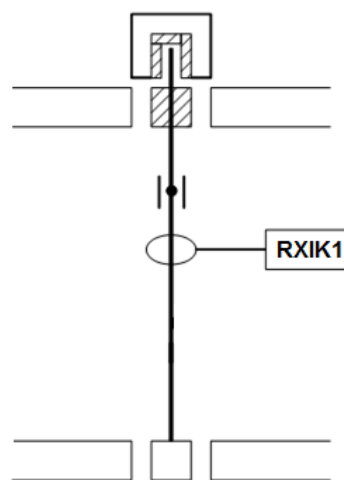


Figura 4.19 Disposición del relé RXIK1 en el Eje del Generador.

4.3.1.11.2 Cálculo de ajustes.

El ajuste del relé de corriente RXIK1 es debidamente escogido después de chequear la magnitud de las corrientes de fuga del relé cuando el generador coge carga. En caso de corrientes de fuga inducidas, un ajuste del 50% más alto que el ajuste cuando ocurren operaciones no deseadas es recomendado.

El ajuste del retardo de tiempo en el relé de tiempo RXKL1 habría de sustituir con margen el retardo de tiempo de la

protección de sobrecorriente o protección de impedancia de respaldo de cortocircuito en la fase. Es decir, el retardo de tiempo debe ser 1 s más que la segunda zona de la protección de respaldo. Por lo tanto, el retardo de tiempo deberá ser de 3 [s].

Las variables a ser ajustadas y sus valores típicos para este relé son:

Pick up: 1.5 [mA]

Retardo t: 3 [s]

4.3.1.11.3 Ajustes.

En la tabla se tiene los ajustes de la función de falla a tierra de los cojinetes 64C del relé multifuncional REG 316.

Ajuste de la central	
Pick up	1,5 [mA]
Retardo	3 [s]

Tabla 4.26 Ajustes de la Función 64C.

4.3.1.12 Función 59.

4.3.1.12.1 Descripción.

La función 59 es una de las multifunciones del relé REG 316 y hace referencia a la *Protección de Sobrevoltaje*, la cual protege principalmente a los equipos eléctricos conectados a los terminales del generador, ante voltajes que pueden estar por encima de un valor máximo tolerable.

Las causas más comunes por las que se puede dar sobrevoltajes son las siguientes:

- ✓ Incorrecta operación del regulador de voltaje del generador cuando éste se encuentra en modo manual.
- ✓ Falla en el funcionamiento del regulador automático de voltaje.
- ✓ Pérdida repentina de carga.
- ✓ Separación del generador del sistema de potencia durante operación.

El funcionamiento del relé 59 esencialmente radica en la medición de voltajes fase-fase o fase-tierra en los terminales del generador para de esta manera, el relé pueda determinar la presencia o no de un sobrevoltaje; si el sobrevoltaje es muy

grande se produce el disparo con un tiempo de retardo muy pequeño, mientras que si el sobrevoltaje es pequeño, el tiempo de retardo será mayor para permitir que el regulador de voltaje intente restablecer el voltaje terminal a valores adecuados. Se tiene como consecuencia del sobrevoltaje la sobreexcitación de la unidad.

De acuerdo a las normas ANSI/IEEE C37.102 el límite de tensión para el generador es del 105% y el límite para el bloque generador-transformador es de 105% a plena carga y 110% en vacío.

Por otro lado, es preciso mencionar las principales características de éste relé para posterior a ello realizar los ajustes necesarios para su correcto funcionamiento y operación:

- ✓ Evaluación de los valores instantáneos, por lo tanto extremadamente rápidos e independientes de la frecuencia dentro de un amplio rango.
- ✓ Almacenamiento del valor instantáneo más alto, luego del arranque.
- ✓ Sin supresión de las componentes de c.c.

- ✓ Sin supresión de las armónicas.
- ✓ Detección del valor máximo para funciones multifásicas.
- ✓ Frecuencia límite inferior variable.

4.3.1.12.2 Cálculo de ajustes.

Esta función cuenta con dos etapas de calibración.

Etapa 1.

El voltaje de ajuste suele ser 110% al 115 % del voltaje nominal y el tiempo de operación típico está entre 0.5 [s] y 5 [s].

El valor de voltaje ajustado para esta etapa es de $1.12 V_N$, mientras que el retardo de tiempo deberá coordinar con la curva del fusible de protección del transformador de potencial ajustado en 5 [s].

Etapa 2.

Para esta etapa el ajuste de voltaje se lo hace al 120 % del voltaje nominal y el retardo de tiempo debe ser menor que el tiempo de la etapa 1, es decir, 0.2 [s].

4.3.1.12.3 Ajustes.

En la tabla se tiene los ajustes de la función de sobrevoltaje 59 del relé multifuncional REG 316.

Ajuste de la central	
Etapa 1	
Voltaje	1,12 VN
Retardo	5 [s]
Etapa	
Voltaje	1,2 VN
Retardo	0,2 [s]

Tabla 4.27 Ajustes de la Función 59.

4.3.1.13 Función 59/81.

4.3.1.13.1 Descripción.

La función 59/81 es otra de las funciones que se encuentran en el relé multifuncional REG 316 que se refiere a la *Protección de Sobreexcitación y Sobretensión*, la misma que protege al generador de un excesivo flujo magnético que podría causar daños a los núcleos de hierro que conforman a la unidad. Para su protección, no mide el flujo directamente, sino que lo calcula por medio de la relación (V/Hz).

Entre las características que definen a ésta función se encuentran:

- ✓ Medición de V/Hz.
- ✓ Bloqueo de tensión mínima.

Se establece en las normas ANSI/IEEE que los generadores deben operar exitosamente a KVA nominales para niveles de tensión y frecuencia dentro de los límites especificados:

Generadores: 1.05 pu (En base del generador).

Transformadores: 1.05 pu (En base del secundario del transformador) a carga nominal, f.p. de 0.8 ó mayor 1.1 pu (En base del transformador) sin carga.

Cuando las relaciones de [V/Hz] son excedidas, puede ocurrir la saturación del núcleo magnético del generador o transformador conectado, induciéndose flujo de dispersión siendo más dañino en los extremos del núcleo del generador, donde el campo magnético marginal puede inducir altas corrientes de Eddy en las componentes del ensamble del núcleo sólido y en las laminaciones del extremo del núcleo, produciendo pérdidas y calentamiento mayores en esas componentes.

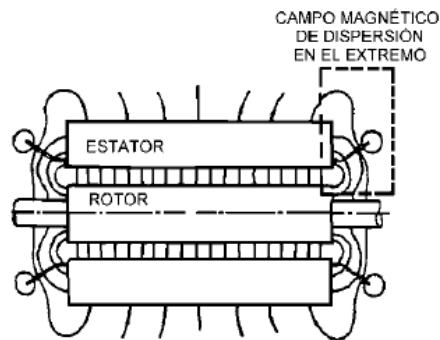


FIGURA 4.20 Sección transversal axial de una turbina de generador mostrando las trayectorias del campo magnético.

El daño a los equipos debido a $[V/Hz]$ excesivos, es causado principalmente por el sobrecalentamiento de las componentes, el cual depende de la duración del evento. A partir de las relaciones entre los campos de dispersión y el calentamiento, pueden desarrollarse curvas que definen los límites en la magnitud y duración de los eventos de V/Hz . Los fabricantes generalmente proporcionan curvas para sus equipos, que muestran los límites de operación permisible en términos de porcentajes de V/Hz normales contra tiempo.

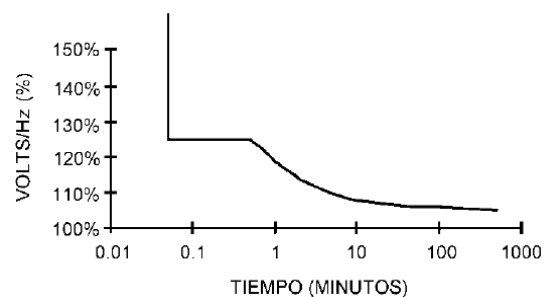


Figura 4.21 Curva típica de límite para la operación de V/Hz para un generador.

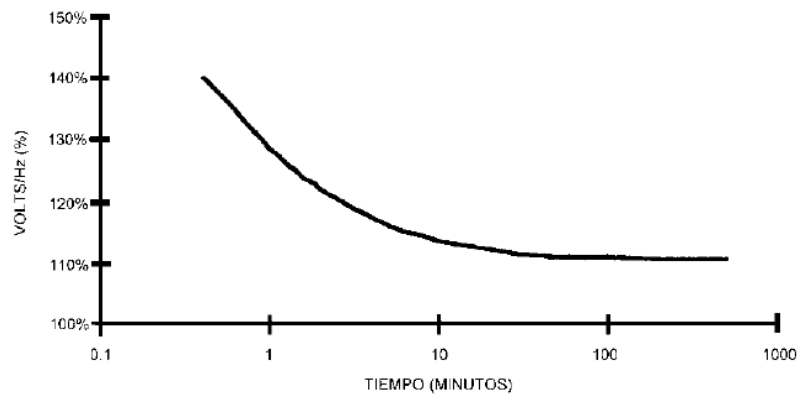


Figura 4.22 Curva típica de límite para la operación de V/Hz para un transformador de potencia.

El daño a los equipos por sólo tensión excesiva es causado básicamente por ruptura del aislamiento debido a esfuerzo dieléctrico, esta sobretensión sin sobreexcitación (V/Hz) puede ocurrir cuando un generador tiene una sobrevelocidad debida a un rechazo de carga o una falla severa; en estos casos no ocurre una sobreexcitación porque la tensión y la frecuencia aumentan en la misma proporción; por tanto, la relación V/Hz permanece constante.

Para la protección de V/Hz, existen dos características generales de relés usadas: tiempo definido y tiempo inverso. Una desventaja importante de emplear un esquema de protección que únicamente utiliza relés de tiempo definido es la decisión entre la protección al equipo y la flexibilidad de operación, por otro lado los relés de tiempo inverso

proporcionan la protección y la flexibilidad de operación óptimas, puesto que coordinan mejor con los límites operacionales del equipo.



Figura 4.23 Característica típica del relé de tiempo definido.



Figura 4.24 Característica típica del relé de tiempo inverso.

4.3.1.13.2 Cálculo de ajustes.

Ajuste de la función de sobreexcitación de tiempo definido.

Las variables que se ajustan para esta función son:

✓ Flujo magnético V/f.

✓ Retardo.

Según la norma IEEE 37.102 – 1995, la función es ajustada al 110 % de la relación voltaje sobre frecuencia y energizara una alarma con un retardo de tiempo típico de 60 s. En la Figura 4.25 se muestra la característica de tiempo definido de la función.

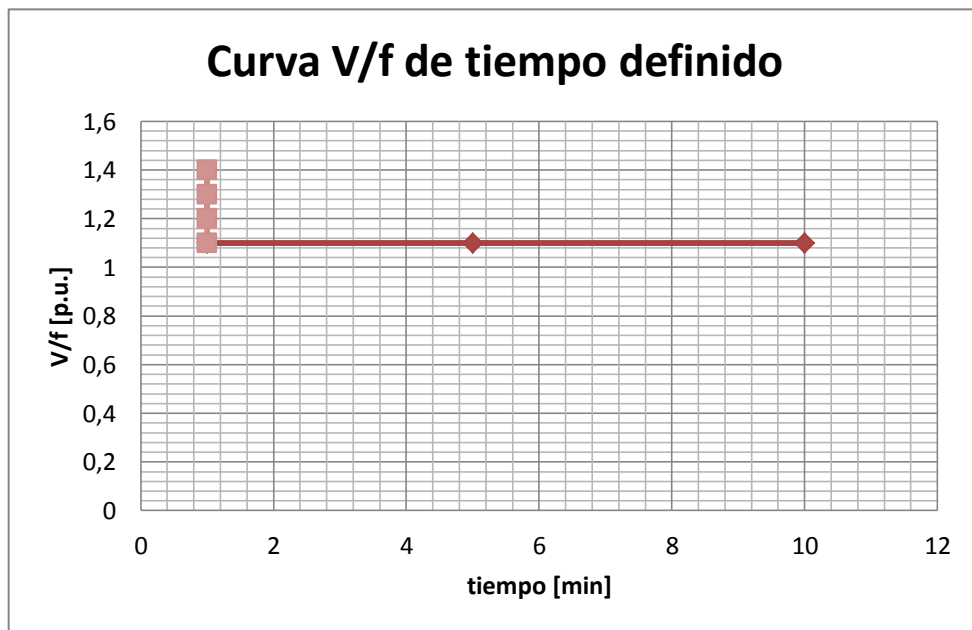


Figura 4.25 Característica de la función de tiempo definido.

Ajuste de la función de sobreexcitación de tiempo inverso.

Los ajustes que se realizan para esta función son los siguientes:

- ✓ Flujo magnético mínimo V/f
- ✓ Tiempo mínimo de operación t_{\min}
- ✓ Tiempo máximo de operación t_{\max}
- ✓ Tiempo de reseteo Reset
- ✓ Voltaje de Referencia V_B

De acuerdo a la norma antes mencionada, el mínimo nivel de V/f y el tiempo de retardo pueden ser ajustados para que coordinen con la característica combinada V/f del generador-transformador. El flujo magnético mínimo permisible de la unidad es 1.06 V/f, el ajuste del flujo magnético mínimo debe considerar un 1 % de aumento. Por lo tanto, el valor de disparo V/f es ajustado en 1.07 V/f.

La curva característica de tiempo inverso es impuesta mediante la tabla 4.28. Tales valores son graficados en la Figura 4.26 para lograr una mejor apreciación.

Flujo V/f [p.u.]	Tiempo [min]
1,05	70
1,1	70
1,15	7
1,2	1,2
1,25	0,48
1,3	0,3
1,35	0,22
1,4	0,17
1,45	0,14
1,5	0,14

Tabla 4.28 Valores de la curva característica de la función de tiempo inverso.

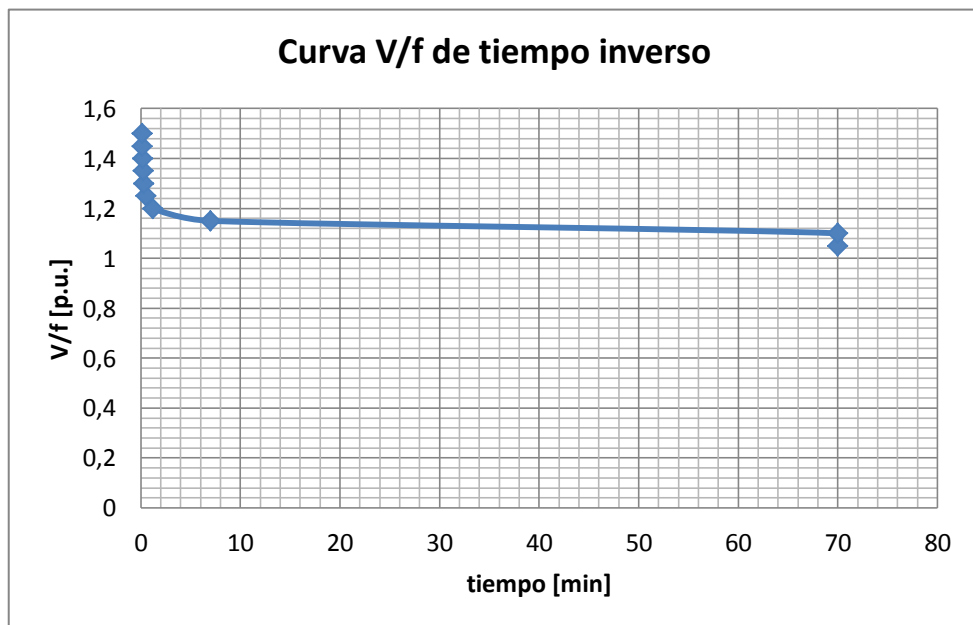


Figura 4.26 Característica de la función de tiempo inverso.

4.3.1.13.3 Ajustes.

En la tabla se tiene los ajustes de la función de sobreexcitación 59/81 del relé multifuncional REG 316.

Ajuste de la central	
Función de tiempo definido	
V/f	1,1 Vn/fn
Retardo	60 s
Función de tiempo inverso	
V/f	1,07 Vn/fn
Tiempo de reseteo	60 min
Tiempo máximo	60 min
Tiempo mínimo	0,2 min
Voltaje de referencia	1 Vn

Tabla 4.29 Ajustes de la Función 59/81.

4.3.1.14 Función 52BF.

4.3.1.14.1 Descripción.

El relé multifuncional REG 316 tiene entre sus funciones a la *Protección de Falla del Interruptor* con las siguientes características:

- ✓ Reconocimiento individual de corrientes de fase.
- ✓ Operación mono o trifásica.

- ✓ Entrada extrema de bloqueo.
- ✓ Dos pasos independientes de tiempo.
- ✓ Disparo remoto ajustable simultáneamente con el segundo disparo o el disparo de respaldo.
- ✓ Posibilidad de activación/desactivación de cada disparo.

La protección de falla de interruptor debe ser coordinada para una actuación con anticipación a las protecciones de respaldo. Esto es particularmente importante cuando se tiene un esquema de doble barra en las subestaciones, como lo es la subestación de Daule Peripa.

Este tipo de protección ofrece un respaldo al disyuntor en SF6 del generador, porque de presentarse el caso de alguna falla de funcionamiento en el disyuntor, inmediatamente se da una señal de disparo del breaker de 138 KV de la subestación.

Es importante que la función 52BF tenga la posibilidad de medir corriente en AC sin que exista la componente DC

4.3.1.14.2 Cálculo de ajustes.

Lo más importante para la protección de fallas del breaker del generador es que el relé encargado de realizarla reciba la señal

de disparo desde el bloqueo, para que éste después del tiempo respectivo de retardo, actúe.

Las variables a ajustarse y sus valores típicos del relé son:

Retardo de disparo 0.30 [s]

Retardo de reseteo 0.01 [s]

4.3.1.14.3 Ajustes.

En la tabla se tiene los ajustes de la función de falla del interruptor 52BF del relé multifuncional REG 316.

Ajustes de la central	
Retardo de disparo	0.30 [s]
Retardo de reseteo	0.01 [s]

Tabla 4.30 Ajustes de la Función 52BF.

4.3.2 Protección del Transformador de 85 MVA.

4.3.2.1 Función 87TG.

4.3.2.1.1 Descripción.

De la misma manera en que se tiene el relé multifuncional REG 316 para las diversas protecciones del generador, se tiene el

relé RET 316 que también se trata de un multifuncional con protecciones para el grupo Generador-Transformador.

La presente función está incluida en el RET 316, pues se refiere a la *Protección Diferencial del grupo Generador-Transformador*.

Esta es una protección de selectividad absoluta en la que se hace una comparación directa de las señales eléctricas provenientes de todas las interconexiones del elemento protegido con el resto del sistema. En base a esta comparación, la protección diferencial discrimina entre cortocircuitos en la zona protegida y los cortocircuitos externos; es una protección instantánea, de tipo primario y debe ser completada con protecciones de respaldo.

Específicamente se trata de un relé de *porcentaje diferencial* cuya corriente de arranque crece automáticamente con el incremento, de la corriente que circula a través del mismo. De esta forma es posible garantizar que no opere incorrectamente para grandes corrientes fluyendo hacia el exterior, sin perder la sensibilidad de operar para fallas internas.

De acuerdo al fabricante del relé de origen ABB, éste posee las siguientes características:

- ✓ Aplicable para transformadores de dos o tres arrollamientos.
- ✓ Función trifásica.
- ✓ Característica de corriente adaptable.
- ✓ Alta estabilidad ante fallas externas y saturación de los transformadores de corriente.
- ✓ No son necesarios transformadores intermedios para la compensación del grupo de conexión y la relación del transformador de corriente.
- ✓ Restricción de la corriente de energización utilizando la segunda armónica.

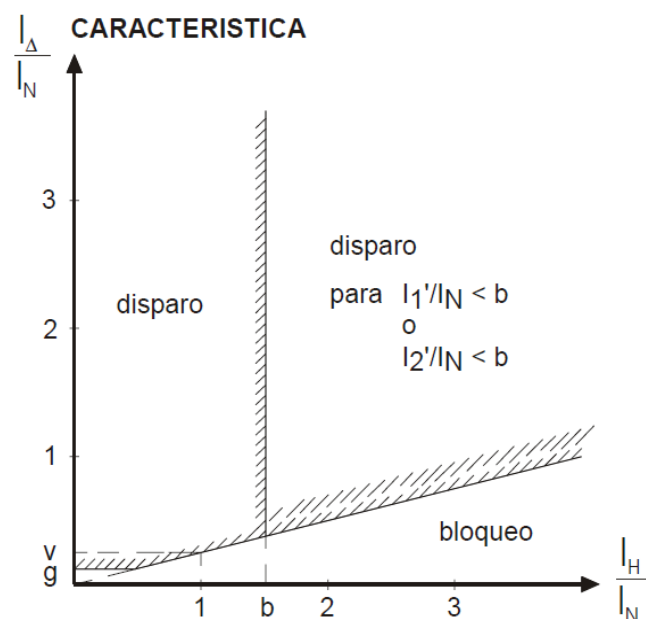


Figura 4.27 Característica de la Protección Diferencial TG.

Esta protección 87TG tiene la particularidad que para la conexión de los TC's hay que tomar en cuenta la conexión de los transformadores de la unidad, de tal forma que si la conexión es $\Delta - Y$, los TC's deben tener conexión opuesta, es decir $Y - \Delta$, ésta disposición compensa el desfasaje a lo largo del transformador, bloquea las corrientes de secuencia cero en el caso de fallas a tierra externas. La operación de cualquiera de los equipos 87G y 87TG debe desconectar el interruptor principal.

Es recomendable que la característica del relé está compuesta por dos segmentos de recta, uno horizontal, y el otro con cierta pendiente; el segmento con pendiente distinta de cero, correspondiente a la operación con retención del relé, puede comenzar para corrientes de retención del orden de la nominal del transformador. Con esto se mantiene la sensibilidad alta y constante para fallas entre espiras.

Otro requisito necesario en los relés es que la pendiente de su característica sea ajustable, para poder adaptarse a situaciones diversas, y que tenga valores relativamente altos, del orden de 20 al 60%. Su tiempo de operación deber ser pequeño; son recomendables valores de hasta 30 ms para transformadores

grandes y de hasta 100 ms para transformadores de pequeña capacidad.

4.3.2.1.2 Cálculo de ajustes.

Ajuste básico (g)

Este ajuste define la puesta en trabajo de la protección diferencial para fallas internas. El valor más bajo posible debería ser escogido para “g” (alta sensibilidad) para permitir que detecte fallas a tierra de los transformadores y fallas entre espiras además de las fallas de fase.

El ajuste de “g” no debe ser demasiado bajo, de modo que evite daños o disparos falsos debido a:

- ✓ Errores de los TC's.
- ✓ La corriente máxima del transformador sin carga al máximo voltaje del sistema transiente.
- ✓ Rango del intercambiador de taps.

La corriente sin carga (corriente de magnetización) de un transformador de potencia moderno es usualmente muy baja del orden de 0.3 a 0.5% de la corriente relacionada, y llega hasta el 10% durante picos de voltaje transiente.

Los mismos fenómenos producen cambios en el intercambiador de taps, con variaciones de hasta el 20%.

Estas tres influencias causan una corriente diferencial la cual fluye durante condiciones normales del sistema. El ajuste de “g” debe ser escogido sobre el nivel de esta corriente diferencial.

Relación de puesta en trabajo (v)

Este ajuste es decisivo para la estabilidad de la protección durante fallas de fase externas y fases a tierra, en la presencia de altas corrientes de falla directa. El valor de “v” define la relación de la corriente de operación a corriente restringida. El ajuste debería ser tal que cuando se opera en condiciones de baja carga, pequeñas fallas que causan solo corrientes diferenciales bajas puedan ser detectadas, y al mismo tiempo que no exista riesgo de un falso disparo durante fallas directas.

Corriente de limitación (b)

Este ajuste define el punto en el cual la característica de operación es cambiada. La sección inclinada de la característica garantiza que el relé permanece estable durante fallas directas con saturación del TC. La habilidad para cambiar entre dos diferentes inclinaciones permite a la característica adaptarse a condiciones diferentes. Un buen ajuste de “b” provee alta

estabilidad durante corrientes de falla directa y su eficiente sensibilidad para detectar corrientes de falla en la región de operación.

Ajuste básico incrementado (g-high).

Este ajuste provee de manera principal la prevención de falsos disparos bajo condiciones de operaciones particulares. Este es activado por una señal externa.

Muchas situaciones ocurren durante operaciones normales del sistema, las cuales causan corrientes diferenciales muy altas:

- ✓ Corriente de magnetización incrementada como consecuencia de un alto voltaje en el sistema (fallas del regulador de velocidad, etc).
- ✓ Variación larga de la relación de la corriente (intercambiador de taps al final de su rango).

Corriente diferencial de puesta en trabajo (I).

El ajuste de esta corriente facilita el disparo rápido contra altas corrientes de falla interna (inhibe la detección de la corriente de Inrush).

El ajuste debe ser más alto que cualquier corriente normal de Inrush esperada.

Relación de puesta en trabajo del detector Inrush (I-ratio).

El ajuste de esta relación determina la sensibilidad de la función para detectar el Inrush.

Tiempo de detección del Inrush (I-time).

El ajuste para cuan largo la función de detección del Inrush debe ser activada depende de cuan largo es el daño de un falso disparo debido a una corriente Inrush, la cual fluye a través de un devanado.

Factores de compensación de amplitud (a1, a2).

Estos factores facilitan la diferencia de compensación entre las corrientes relacionadas de la unidad protegida y los TC's. Los factores "a" son definidos por la relación de la corriente relacionada de los TC's a la corriente de referencia. Para este caso los valores de a1 y a2 son ajustados en 1, ya que los voltajes nominales del generador y transformador son iguales a los del sistema.

Grupo de conexión de un transformador trifásico (s1, s2)

El factor “s1” define la conexión del primer devanado trifásico. El factor “s2” y “s3” define el grupo de conexión del segundo devanado. Es decir, ellos definen primeramente como los devanados están conectados y a continuación sus ángulos de fase referidos al devanado 1. La conexión del devanado de baja del transformador es en delta y tiene un desfase de voltajes línea a línea de 30°, mientras el grupo de conexiones del devanado de alta es en estrella aterrizada.

4.3.2.1.3 Ajustes.

En la tabla se tiene los ajustes de la función diferencial generador-transformador del relé multifuncional RET 316.

Ajustes de la central	
g	0,3 IN
v	0,2
b	1,5
g-high	2 IN
I	1,9 IN
I-ratio	10%
I-time	5 s
a1	1
a2	1
s1	Y
s2	d1

Tabla 4.31 Ajustes de la Función 87TG.

4.3.2.2 Función 87TN.

4.3.2.2.1 Descripción.

Esta función hace referencia a la *Protección contra Fallas a Tierra del Transformador*, la misma que es proveída a través del relé multifuncional RET 316 por medio de un relé adicional SPAJ 115C.

Para la detección de ésta falla se utiliza el principio diferencial que permite determinar la diferencia en las corrientes de entrada y salida del elemento protegido. Para ello se debe medir la corriente de cada fase a la entrada y la salida del Transformador, así como la corriente residual en el neutro del lado de alta tensión. El principio considera algunos aspectos que son:

- ✓ Existen diferentes relaciones de transformación en el lado de alta y baja tensión que hay que homogeneizar; pero, sobre todo, la relación no es siempre la misma si se tienen diferentes tomas o taps en el lado de alta tensión.
- ✓ Al momento de su energización el transformador tiene una alta corriente de inserción, la cual sirve para magnetizarlo y provoca una fuerte diferencia de corrientes entre ambos extremos de la zona protegida. También existe una

pequeña corriente de magnetización permanente que implica una pequeña diferencia, la cual es también constante, pero no es por causa de una falla.

- ✓ Debido a las distintas conexiones trifásicas en el lado de alta tensión, se tiene un desfase de las corrientes en ambos extremos de la zona protegida que es causa de una diferencia en los valores instantáneos de las corrientes.

4.3.2.2.2 Cálculo de ajustes.

Las variables que son ajustadas se presentan a continuación:

I_{CC} (Externa):

$$I'_{CC} = \frac{S_n}{\sqrt{3} * U_n} * \frac{1}{X_{CC}} * \frac{1}{K_i}$$

$$I'_{CC} = \frac{85 * 10^6}{\sqrt{3} * 138 * 10^3} * \frac{1}{0,125} * \frac{5}{400} = 35,6 [A]$$

$$R_{sec_{CT}} \quad 0,7 [\Omega]$$

$$R_{sec_{link}} \text{ (Estimada)} \quad 0.5 [\Omega]$$

El voltaje de estabilización viene dado por:

$$V_S > I'_{CC} * (Rsec_{CT} + 2 * Rsec_{link}) = 35,6 * (0,7 + 2 * 0,5) = 60,52 [V]$$

El voltaje ajustado es 70 [V].

La resistencia del circuito $R_S = 280 [\Omega]$.

Por lo tanto la corriente de operación será:

$$I_{SET} = \frac{70}{280} = 0,25 [A] \quad (5\%I_n)$$

Y el relé tendrá como ajuste 5 [A] y $\Delta I_o / I_n = 5\%$

4.3.2.2.3 Ajustes.

En la tabla se tiene los ajustes de la función diferencial a tierra del transformador del relé multifuncional RET 316.

Ajustes de la central	
Voltaje de estabilización	70 V
Resistencia del circuito	280 Ω
Corriente de operación	0.25 A (5% IN)

Tabla 4.32 Ajustes de la Función 87TN.

4.3.2.3 Función 50 - 51.

4.3.2.3.1 Descripción.

Es una función contenida en la unidad SPAJ 140C que pertenece al relé multifuncional RET 316; ésta es un relé de sobrecorriente que permite combinar las funciones del 50 y 51 respectivamente.

La *Protección de Sobrecorriente* se puede aplicar para detectar las fallas en el transformador. Por ser una protección que no es totalmente selectiva, cubre fallas externas al transformador y en ambas direcciones, por lo que resulta una protección complementaria a las protecciones totalmente selectivas como la protección diferencial.

En el caso particular de Daule Peripa, los tipos de relés de sobrecorriente utilizados en los transformadores de servicios auxiliares y en los transformadores de excitación de la unidad son de tiempo inverso y de tiempo definido, por eso esta función es denominada 50/51, cuyas características se definen a continuación:

Característica del 51:

- ✓ Medición mono o trifásica con detección de la corriente de fase más alta.
- ✓ Respuesta estable a lo transitorios.
- ✓ $t = \frac{k_1}{\left(\frac{I}{I_B}\right)^c - 1}$; $c = 0.02$ valor asignado a la característica normal inversa.

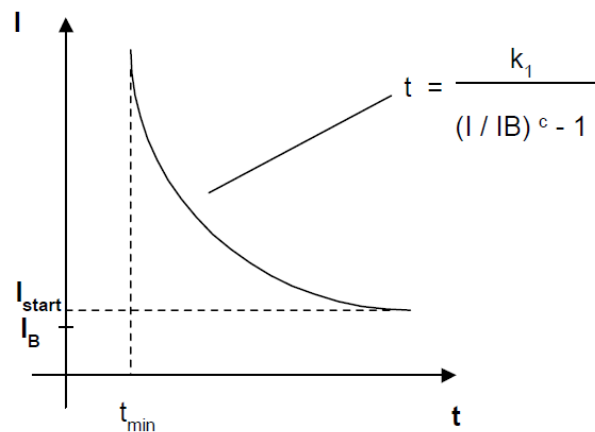


Figura 4.28 Característica de operación de la Función de Sobrecorriente. Características del 50.

- ✓ Función de máxima o mínima corriente.
- ✓ Medición mono o trifásica.
- ✓ Rango amplio de frecuencia 0.04 a $1.2 f_n$.
- ✓ Evaluación del valor pico.

4.3.2.3.2 Cálculo de ajustes.

La unidad SPAJ 140C provee de protección de sobrecorriente para los transformadores de servicios auxiliares y de excitación de la central, se las conoce como función 50/51 TS y 50/51 TX respectivamente.

El ajuste de esta unidad tiene como objetivo proteger el lado de alta tensión (13.8 KV) contra fallas de fase a fase, mediante un ajuste alto de sobrecorriente; mientras que para proteger el lado de bajo voltaje se debe usar una característica de tiempo inverso.

Las variables a ser ajustadas en ambos transformadores son las siguientes:

Función 51:

- ✓ Corriente de operación I.
- ✓ Multiplicador K1.

Función 50:

- ✓ Corriente de operación I.
- ✓ Retardo T.

El multiplicador K es una variable que se da de acuerdo al tipo de curva inversa que se desea (c), y por el tiempo de operación del relé.

Ajuste de la protección contra sobrecorriente en el transformador de servicios auxiliares (50/51 TS)

Los datos del transformador de servicios auxiliares son:

Potencia	An=2 [MVA]
Voltaje primario	Vnprim=13.8 [kV]
Voltaje secundario	Vnsec=0.48 [kV]
Corriente	InTS=83.77 [A]
Voltaje de cortocircuito:	Vcc = 8.5%
Corriente de cortocircuito:	Icc = 1675.4 [A]
Relación del CT (In):	200/5

Tabla 4.33 Datos del Transformador de Servicios Auxiliares.

El ajuste que se le hace a las respectivas funciones es:

Primer paso (función 51):

- ✓ $I = 0.5 I_n$.
- ✓ $K = 0.3$ (normal inversa).

Segundo paso (función 50):

- ✓ $I_{>>} = 3.34 I_n$.
- ✓ $T_{>>} = 0.05$ s (tiempo definido).

A continuación se muestra la curva característica tiempo-corriente de la función 51TS

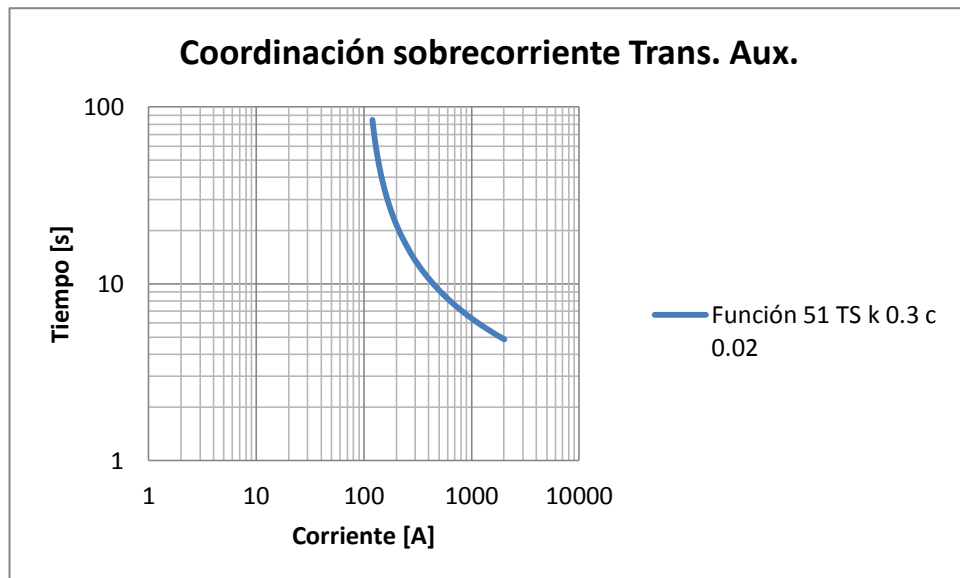


Figura 4.29 Curva característica tiempo-corriente de la función 51TS.

Se tiene un ajuste de corriente de arranque del 50% la corriente nominal, debido a que el transformador de servicios auxiliares en condiciones de operación está sometido a cargas pequeñas con relación a su capacidad nominal. Mientras que el valor del multiplicador K es ajustado para dar protección al lado de baja del transformador y coordinando con las curvas de sobrecorriente de los interruptores termomagnéticos que se encuentran aguas abajo.

La función de sobrecorriente de tiempo inverso es solo ajustada pero no es utilizada para protección del transformador de servicios auxiliares.

Ajuste de la protección contra sobrecorriente en el transformador de excitación (50/51 TX)

Los datos del transformador de excitación son:

Potencia	$A_n = 3 \times 300$ [kVA]
Voltaje primario	$V_{nprim} = 13.8$ [kV]
Voltaje secundario	$V_{nsec} = 3 \times 300$ [V]
Corriente	$I_{nTX} = 21.74$ [A]
Voltaje de cortocircuito	$V_{cc} = 7.68\%$
Corriente de cortocircuito	$I_{cc} = 1675.4$ [A]
Relación del CT (I_n)	100/5

Tabla 4.34 Datos del Transformador de Excitación.

El ajuste que se le hace a las respectivas funciones es:

Primer paso (función 51):

- ✓ $I = 0.5 I_{nTX}$.
- ✓ $K = 0.3$ (normal inversa).

Segundo paso (función 50):

- ✓ $I_{>>} = 3 I_{nTX}$.
- ✓ $T_{>>} = 0.05$ s (tiempo definido).

A continuación se muestra la curva característica tiempo-corriente de la función 51TX:

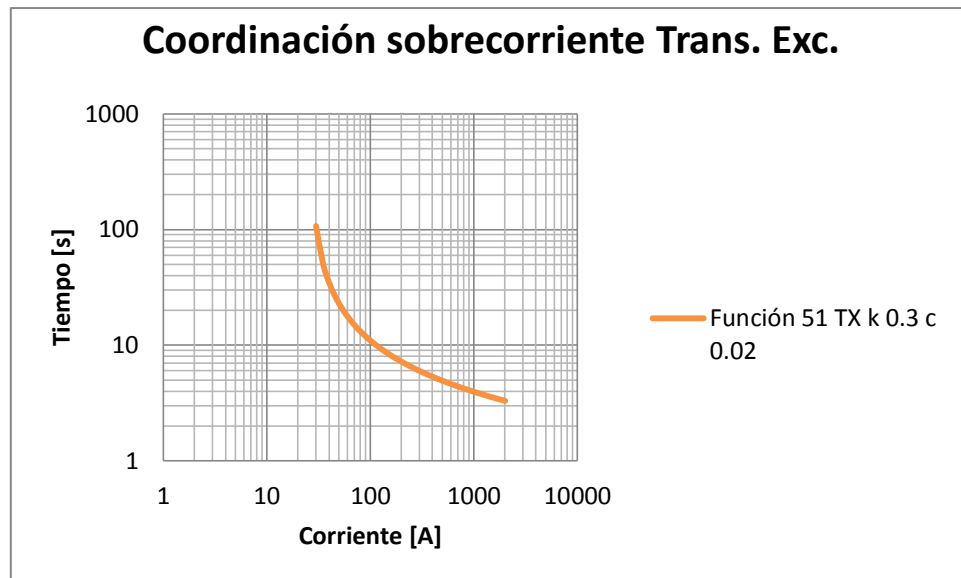


Figura 4.30 Curva característica tiempo-corriente de la función 51TX.

Este ajuste proporciona respaldo a los interruptores magnéticos de protección de los centros de control de motores.

4.3.2.3.3 Ajustes.

TRANSFORMADOR AUXILIAR	
TIEMPO INVERSO	
Pick up	0.5 IN
K	0.3 (Normal Inversa)
TIEMPO DEFINIDO	
Pick up	3.34 IN
Retardo	0.05 s
TRANSFORMADOR DE EXCITACIÓN	
TIEMPO INVERSO	
Pick up	0.5 IN
K	0.3 (Normal Inversa)
TIEMPO DEFINIDO	
Pick up	3 IN
Retardo	0.05 s

Tabla 4.35 Ajustes de la Función 50/51

4.3.2.4 Función 60.

4.3.2.4.1 Descripción.

Es la *Protección contra Desbalance de Voltaje* cuya función principal es la de detectar fallas en los diversos transformadores de potencia presentes en el sistema, que envían las señales de voltaje a algunos relés y a otros dispositivos como el regulador automático de voltaje.

De acuerdo al sistema de la central, se tiene protección contra desbalance de voltaje conectados del lado del transformador

mediante el 60R y del lado del generador mediante el 60G. El 60R toma la señal de voltaje después del interruptor de máquina 52G mediante dos transformadores de potencial; por otro lado, el 60G toma la señal de voltaje antes del 52G a través de dos transformadores de potencial. Esta protección está comandada por el relé multifuncional RET 316.

Es importante que esta función detecte las caídas de señal de tensión en las protecciones a fin de dar alarmas y bloquear los disparos de la función de pérdida de excitación (40). En los relés multifuncionales, el voltaje es evaluado automáticamente en función de sus componentes de secuencia positiva y negativa, para determinar si existe un desbalance real, ó si algún TP está enviando una señal errónea al relé.

Las características de ésta protección son:

- ✓ Comparación de las amplitudes de tensión de dos grupos de entradas de tensión.
- ✓ Medición de tensión monofásica y trifásica.
- ✓ Señalización del grupo con tensión más baja.

- ✓ Evaluación de las diferencias de tensión por fase, para la función trifásica y conexión lógica OR para la decisión del disparo.
- ✓ Disparo variable y reposición del temporizador.
- ✓ Supresión de las armónicas.

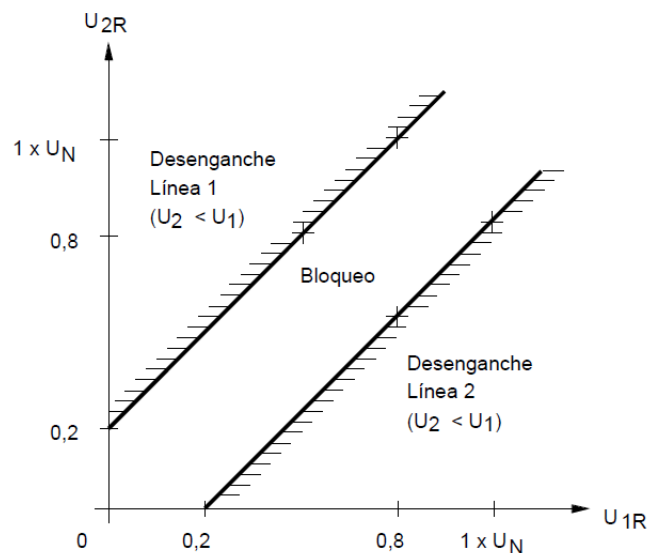


Figura 4.31 Característica de disparo mediante la comparación de tensión.

Es común que en generadores grandes como los de la central Daule Peripa, se utilice más de un grupo de TP's, que normalmente se encuentran conectados en estrella, para enviar las señales los relés y regulador de voltaje respectivamente.

4.3.2.4.2 Cálculo de ajustes.

Las variables a ser ajustadas en ambos casos de la función de balance de voltaje (de lado del generador o del lado de la red) son:

- ✓ Diferencia de voltaje máximo V
- ✓ Retardo de disparo Delay
- ✓ Retardo de reseteo Reset

Los valores típicos de las variables de esta función son:

V 0.20 UN

Delay 0.04 [s]

Reset 0.50 [s]

4.3.2.4.3 Ajustes.

En la tabla se tiene los ajustes de la función desequilibrio de tensión del relé multifuncional RET 316.

Ajustes de la central	
Voltaje Diferencial	0.20 UN
Delay	0.04 s
Reset	0.50 s

Tabla 4.36 Ajustes de la Función 60.

4.3.2.5 Función 25.

4.3.2.5.1 Descripción.

Una red eléctrica funcionando en condiciones estables se caracteriza por mantener equilibrado el balance de energía, el cual consta de la *Protección contra Pérdida de Sincronismo*, que es el encargado de supervisar desde el lado de baja tensión las anomalías que se pueden presentar en un determinado momento y se encuentra dentro del relé de protección SPAU 140C, el mismo que pertenece al relé multifuncional RET 316, ubicado en el panel del grupo generador transformador.

Son muchos los fenómenos que pueden introducir desequilibrios y oscilaciones de potencia en los generadores sincrónicos, tales como:

- ✓ Cortocircuitos en el sistema de potencia no despejados con un tiempo corto.
- ✓ Recierre y maniobras de interrupción en el sistema.
- ✓ Incremento repentino de carga.
- ✓ Envío de potencia por redes con capacidad de estabilidad estática reducida.
- ✓ Pérdida de la excitación.

Los generadores sincrónicos pueden perder el sincronismo aunque estén conectados al sistema. Mientras estén en este régimen se comportarán como generadores o motores asíncronos y deben ser desconectados rápidamente porque puede impactar negativamente en el sistema y en el mismo Bloque Generador – Transformador. Entre las consecuencias ante la pérdida de sincronismo están:

- ✓ Altas corrientes en el estator.
- ✓ Operación a una frecuencia distinta a la nominal (operación como generador de inducción).
- ✓ Daño en el eje debido a torques transitorios asociados con el deslizamiento que aparece por las corrientes pulsantes en el estator en cada ciclo de pérdida de sincronismo.
- ✓ Daño en los devanados amortiguadores por corrientes inducidas en ellos, debido a la diferencia entre la frecuencia del flujo magnético del estator y la velocidad de giro del rotor.
- ✓ Debido a la inercia de la masa del rotor, la respuesta del generador a todos estos eventos es amortiguada y se verá reflejada en la variación del ángulo de carga δ que

permanecerá oscilando. Si la variación de δ alcanza los 180° es un índice de que el perderá el sincronismo.

4.3.2.5.2 Cálculo de ajustes.

Las variables a ser ajustadas en esta unidad de protección contra pérdida de sincronismo son:

- ✓ Nivel de voltaje superior U_{max}
- ✓ Nivel de voltaje inferior U_{min}
- ✓ Máxima diferencia de voltaje permitida ΔU
- ✓ Máxima diferencia de ángulo permitido $\Delta \theta$
- ✓ Máxima diferencia de frecuencia permitida Δf
- ✓ Tiempo de operación de la función de chequeo de voltaje t_{vc}
- ✓ Tiempo de chequeo permitido para cierre del modo de operación t_{check}
- ✓ Máxima longitud de la señal de cierre en modo de operación t_{pulse}
- ✓ Tiempo de operación del breaker dado por el estado 1 t_{CB13}
- ✓ Tiempo de operación del breaker dado por el estado 2 t_{CB23}

Los valores con los que se ha ajustado a la unidad de protección son:

U _{max}	0.8 UN
U _{min}	0.1 UN
ΔU	0.1 UN
$\Delta \emptyset$	20°
Δf	0.5 [Hz]
t _{vc}	0.5 [s]
t _{check}	0.5 [s]
t _{pulse}	0.3 [s]
t _{CB13}	0.075 [s]
t _{CB23}	0.075 [s]

4.3.2.5.3 Ajustes.

En la tabla se tiene los ajustes de la función de pérdida de sincronismo del relé multifuncional RET 316.

Ajustes de la central	
U _{max}	0.8 UN
U _{min}	0.1 UN
ΔU	0.1 UN
$\Delta \phi$	20°
Δf	0.5 [Hz]
t _{vc}	0.5 [s]
t _{check}	0.5 [s]
t _{pulse}	0.3 [s]
t _{CB13}	0.075 [s]
t _{CB23}	0.075 [s]

Tabla 4.37 Ajustes de la Función 25.

4.3.3 Protección de las Barras de la Subestación.

4.3.3.1 Función 87B.

4.3.3.1.1 Descripción.

El sistema de protección de la central también cuenta con un relé denominado RADSS el cual contiene a la función 87B que es la *Protección Diferencial de Barras*.

Este relé detecta fallas que se producen por contacto entre las fases o contacto a tierra por objetos extraños que ocasionan la falla. Como las fallas que se producen normalmente son en el aire y no en el aislamiento de un equipo, no hay un daño físico; pero, como consecuencia de las altas corrientes de cortocircuito, se producen esfuerzos térmicos y mecánicos importantes en

todos los equipos de la barra por esta causa. Si bien los equipos están diseñados para las magnitudes de las corrientes que se producen, estas fallas resultan en una merma de la vida útil de los equipos.

Por esta razón, es deseable tener un sistema de protección con una alta velocidad de operación, a fin de reducir el tiempo de duración de los cortocircuitos.

La detección se basa en el principio de la corriente diferencial, ya que la sumatoria de todas las corrientes que se conectan a la barra debe ser cero. Para el caso de la central Daule Peripa la metodología aplicada es la siguiente:

✓ Diferencial Porcentual.-

Se determina la corriente diferencial como un porcentaje de la suma de las corrientes, de manera de obtener la máxima sensibilidad. A este sistema también se le denomina de Baja Impedancia en oposición al anterior, ya que no se emplea ninguna impedancia.

Al producirse una falla en barras, se debe efectuar el disparo a todos los interruptores de la barra fallada en forma instantánea; al mismo tiempo, se debe efectuar un bloqueo de cierre de estos interruptores.

En el caso de la Doble Barra, se usa doble Relé, uno para cada barra, por lo que se debe efectuar la apertura de los circuitos conectados a la barra fallada. La selección del circuito se hace según la posición de los seccionadores de barra.

4.3.3.1.2 Cálculo de ajustes.

La característica primordial en la protección de un sistema de doble barra como es la tratada, es que la unidad protectora discrimine todos los relés de la barra que falla para que disparen, dejando habilitada la otra barra. Esto es un trabajo en conjunto con los breakers.

Los datos técnicos de cada uno de los TC's utilizados para la protección de las barras son:

Relación de los TC's	400/5
Burden	200 VA
Clase	5P20
Resistencia del devanado secundario	$R_{ct}=0.8[\Omega]$
Voltaje terminal	$V_K=600 [V]$

Tabla 4.38 Datos técnicos de los TC's en las Barras.

El ajuste que se le hace a la unidad protectora es el siguiente:

Pendiente de la curva de operación $S= 0.8$

Sobrecorriente de arranque ajustada $I_{d1}= 0.88 [A]$

Resistencia total del circuito diferencial

Rdt= 165 [Ω]

4.3.3.1.3 Ajustes.

En la tabla se tiene los ajustes de la función diferencial de barra del relé RADSS.

Ajustes de la central	
Pendiente de la curva de operación	S= 0.8
Sobrecorriente de arranque ajustada	Id1= 0.88 [A]
Resistencia total del circuito diferencial	Rdt= 165 [Ω]

Tabla 4.39 Ajustes de la Función 87B.

4.4 RESUMEN DE AJUSTES

El ajuste de la protección de generadores se incluye en la siguiente tabla:

	FUNCION DE PROTECCION	AJUSTES	
		Unidad	Valores
1	Generator differential 87G	g (xIn)	0,1
		v (xIn)	0,25
3	Underimpedance 21 - 1 etapa	z (Un/In)	0,065
		t1 (sec)	0,2
5	Underimpedance 21 - 2 etapa	z (Un/In)	0,28
		t1 (sec)	2
7	Losse of excitation 40 . 1 etapa	Xa (Un/In)	-1,14
		Xb (Un/In)	-0,14
		t1 (sec)	5
8	Losse of excitation 40 . 2 etapa	Integrating delay function	
		t (sec)	5

		treset (sec)	1	
9	Overvoltage 59 - 1Etapa	U (xUn)	1,12	
		t (sec)	5	
10	Overvoltage 59 - 2Etapa	U (xUn)	1,2	
		t (sec)	0,2	
14	Reverse Power 32G	P (xPn)	-0.02	
		t (sec)	5	
		$P_n=0,9 \cdot U_n \cdot I_n$		
16	Breaker Failure	t (msec)	300	
18	Overfrequency 81>	f> (Hz)	59	
		t> (sec)	5	
		Umin (xUn)	0,8	
19	Underfrequency 81<	f< (Hz)	-19,6	
		t< (sec)	-49,7	
		Umin (xUn)	-79,8	
20	Stator Hearth Fault 90% 1 Etapa	U (Un)	0,1	
		t (sec)	0,6	
21	Stator Hearth Fault 100% 2 Etapa	RFs (K Ω)	10	
		t1 (sec)	10	
		RFS (K Ω)	2	
		t2 (sec)	1	
22	Rotor Hearth Fault 1 Etapa	Rfr (K Ω)	5	Alarm
		t1 (sec)	5	
23	Rotor Hearth Fault 2 Etapa	Rfr (K Ω)	1	Trip
		t2 (sec)	1	
24	Overfluxing 59/81 1Etapa	U/f (Un/fn)	1,1	Alarm
		t (sec)	60	
25	Overfluxing 59/81 2Etapa	U/f (Un/fn)	1,07	
		treset (min)	60	
		tmin (min)	0,2	
		tmax (min)	60	
26	Thermal Overcurrent 49 1Etapa	Ib (xIn)	1	
		tconstante(min)	10	
		Theta begin	100%	
	Thermal Overcurrent 49 2Etapa	Theta warn	105%	
		Ib (xIn)	1	
		tconstante(min)	8	
27	Negative Phase Secuence 46 1Etapa	I2 (xIn)	0,08	Alarm
		t (sec)	5	

28	Negative Phase Sequence 46 1Etapa	k (sec)	30
		tmin (sec)	5
		tmax (sec)	1000
		treset (sec)	30
29	Neutral Overvoltage 64B	U (xUn)	0,1
		t (sec)	1
30	Shaft overcurrnt 64C	I	1,5
		t (sec)	3

Tabla 4.40 Resumen de ajustes de las protecciones del generador.

El ajuste de la protección de transformador se incluye en la siguiente tabla:

	FUNCIÓN DE PROTECCIÓN	AJUSTES	
		Unidad	Valor
1	Transformer/Generator differential 87TG	g (xIn)	0,3
		v (xIn)	0,2
		b (xIn)	1,5
		linst. (xIn)	9
		a1	1
		s1	Y
		a2	1
		s2	d
2	Sobrecorriente tiempo inverso 51TX	I> (xIn)	0,5
		tk (td)	0,3
3	Sobrecorriente instantaneo 50TX	I>> (xIn)	3
		t>>(sec)	0,05
4	Sobrecorriente tiempo inverso 51 TS	I> (xIn)	0,5
		tk (td)	0,3
5	Sobrecorriente instantaneo 50 TS	I>> (xIn)	3,34
		t>>(sec)	0,05
6	Synchrocheck 25M	dU (xUn)	0,03
		dΦ (deg)	5°
		df (mHz)	150
7	Restricted Earth fault Transf. differential 87TN	Iod (xIn)	5%
		tk (td)	inst

Tabla 4.41 Resumen de ajustes de las protecciones del transformador.

El ajuste de la protección de barras se incluye en la siguiente tabla:

	FUNCION DE PROTECCION	AJUSTES	
		Unidad	Valor
1	Protección diferencial de Barras	S	0.8
		Id1	0.88 A
		RdT	165

Tabla 4.42 Resumen de ajustes de las protecciones de las barras.

4.5 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.

Después de estudiar, analizar y calcular los ajustes de los relés numéricos multifuncionales se presentan las siguientes conclusiones:

- ✓ En el sistema de protecciones del generador, la función más importante, en cuanto a proteger los devanados del estator, es la protección diferencial de alta velocidad la cual fue ajustada en base a la mayor corriente de falla y a los errores de los TC's usados para medición. La función de potencia inversa se ajusta para dar protección a la turbina hidráulica, usando valores típicos para este tipo de centrales.
- ✓ La protección de respaldo para fallas externas del generador usando la función de impedancia, es ajustada en la segunda zona con retardo intencional de tiempo para que actúe posteriormente a la protección de distancia de la protección de las líneas de transmisión.
- ✓ Muchas de las funciones ajustadas son en base a valores típicos proporcionados por el fabricante del relé multifuncional y teniendo consideraciones tales como: características eléctricas del generador, tipo de central e instrumentos de medición. El uso de las normas estándar

IEEE C50.13 e IEEE C37.102 para generadores sincrónicos fue vital importancia para determinar las principales características de funcionamiento en condiciones normarles y anormales.

- ✓ Para la protección del transformador, a más de usar la función de protección diferencial del grupo generador-transformador se emplea una protección diferencial de falla a tierra del transformador, ya que no existe la función de fallas a tierras (64) como en el generador.

Al finalizar los ajustes de los relés multifuncionales, distinguimos ciertas recomendaciones para el sistema de protección de la central:

- ✓ La función de sobrecorriente de tiempo inverso es ajustada con una curva normalmente inversa, pero actualmente no es usada como medio de protección, esta función debería ser usada para protección de sobrecorrientes en el secundario del transformador auxiliar y para dar respaldo a los interruptores termomagnéticos en los centros de control de motores.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Después de haber realizado todos los estudios del sistema de la Central Hidroeléctrica Daule-Peripa se concluye lo siguiente:

- 1) Al realizar el flujo de carga del sistema eléctrico de la central, fue necesario realizar una regulación de voltaje por medio de la compensación de reactivos en la barras de generación, ajustando el voltaje terminal de los generadores a 1.0289 [p.u.]; para las barras de carga 5DP480 y 6DP480 y las barras de los centros de control de motores se obtuvo la regulación de voltaje por medio del ajuste de los tap's de los transformadores auxiliares pertenecientes a las unidades dos y tres de la central.
- 2) En el estudio de cortocircuito aplicado a todo el sistema, se producen efectos de sobrecorrientes transitorias siendo más evidentes en los transformadores y conductores próximos al sitio de la falla, es decir se presentan cambios en las condiciones de operación del sistema tales como depresiones de voltaje y sobrecargas de los equipos

eléctricos. Las magnitudes de corriente de falla dependen de la generación del sistema, tipo de cortocircuito y de la localización del cortocircuito.

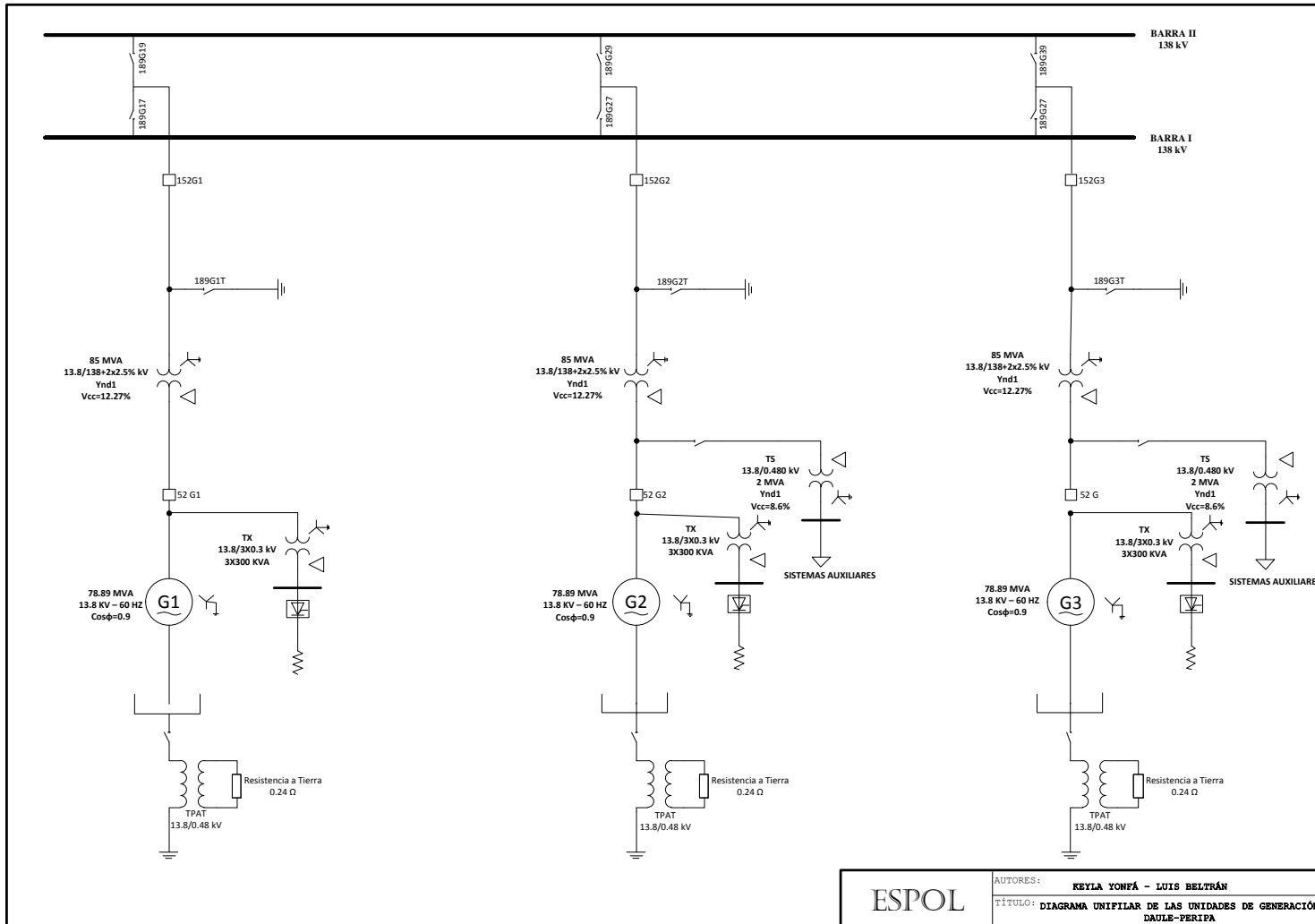
- 3) Para los ajustes de las diferentes funciones de protección fue de vital importancia realizar un estudio de las características eléctricas y constructivas de los equipos eléctricos mediante el uso de normas estándares. Algunas de las funciones ajustadas son en base a valores típicos proporcionados por el fabricante del relé multifuncional.

Los valores ajustados en cada una de las funciones de protección de los relés multifuncionales fueron debidamente justificados, sin embargo se puede mencionar la siguiente recomendación:

- 4) Los interruptores termomagnéticos en los centros de control de motores deben poseer un sistema de respaldo aguas arriba mediante la función de sobrecorriente de tiempo inverso. Además, esta función puede ser usada para protección de sobrecorrientes en el secundario del transformador auxiliar.

ANEXOS

ANEXO 1
DIAGRAMA UNIFILAR DE LA CENTRAL
DAULE-PERIPA



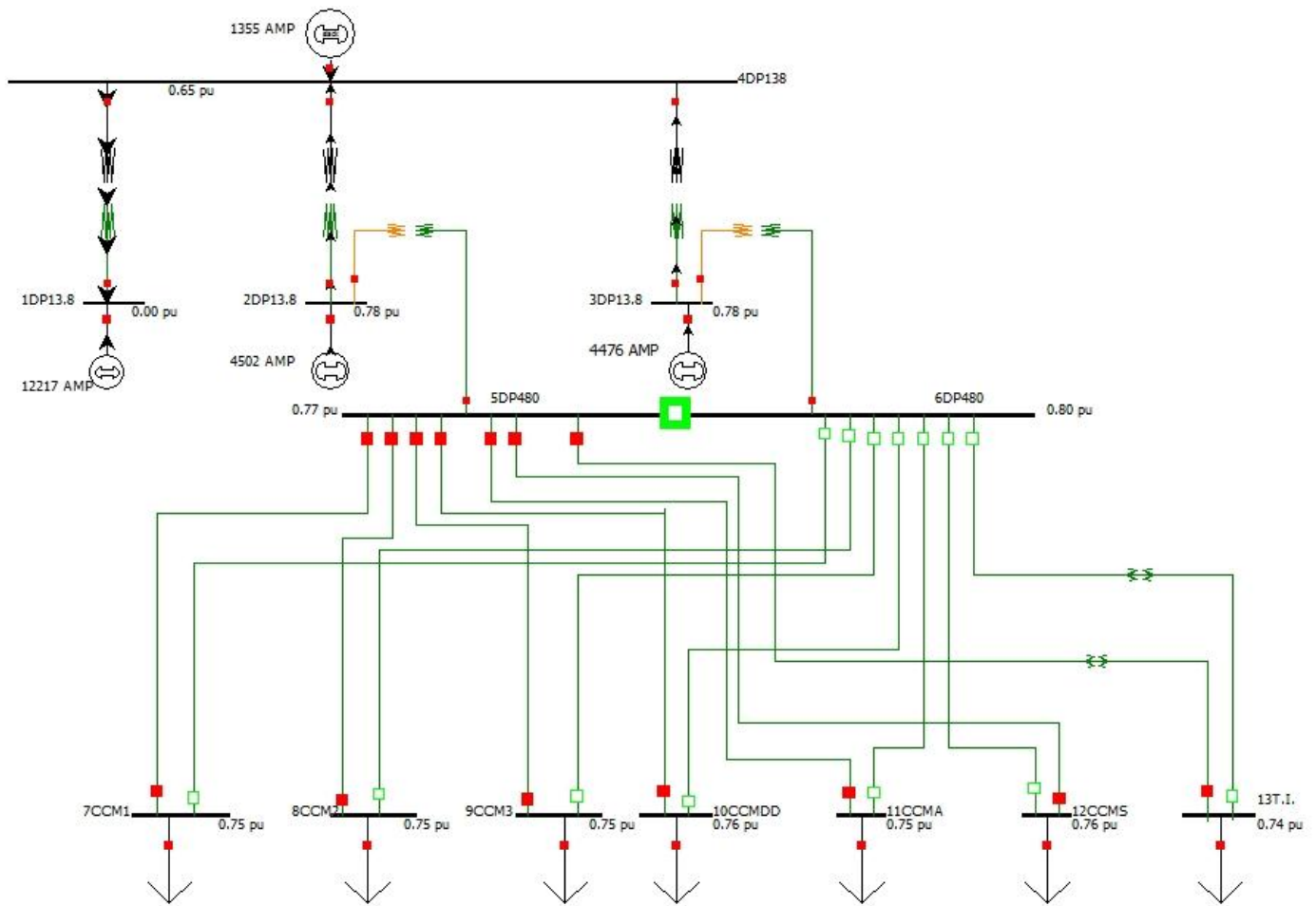
PAG. 1/1
DIAGRAMA UNIFILAR DE LA CENTRAL DAULE-PERIPA

ANEXO 2.a

Estudio de Cortocircuito. Fallas trifásicas a tierra.

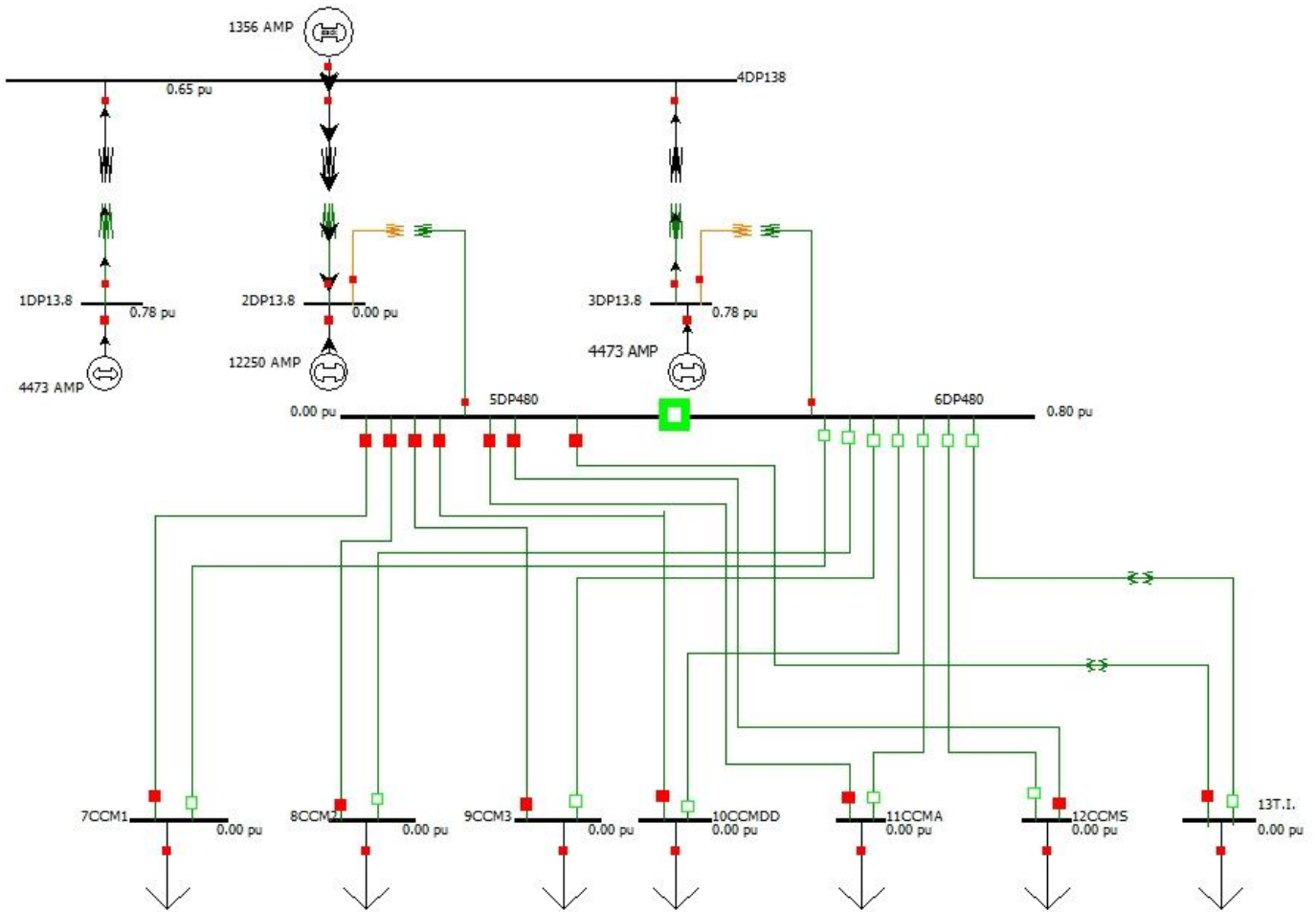
Pag. 1/13

Falla trifásica a tierra aplicada a la Barra 1DP13.8

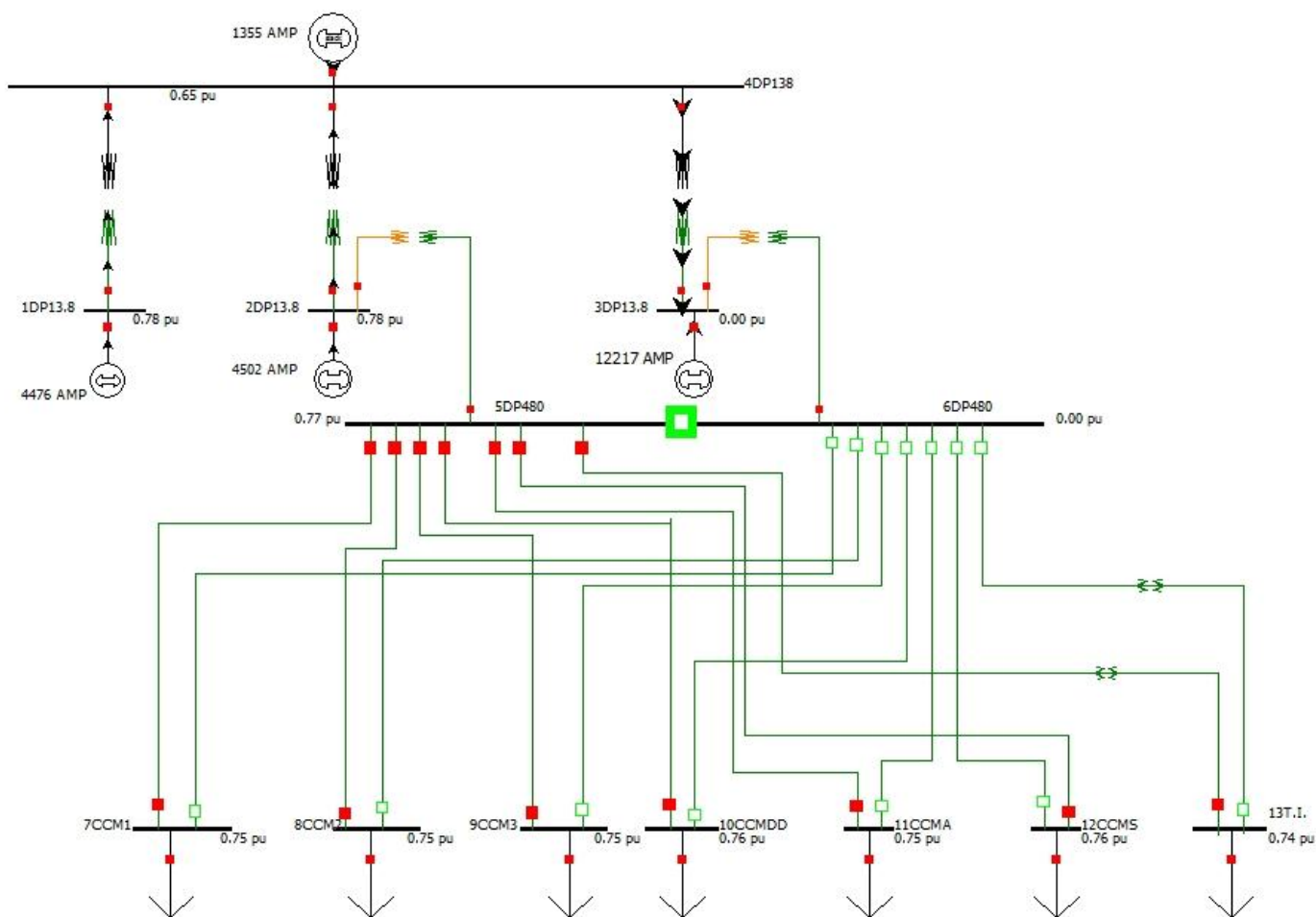


Pag. 2/13

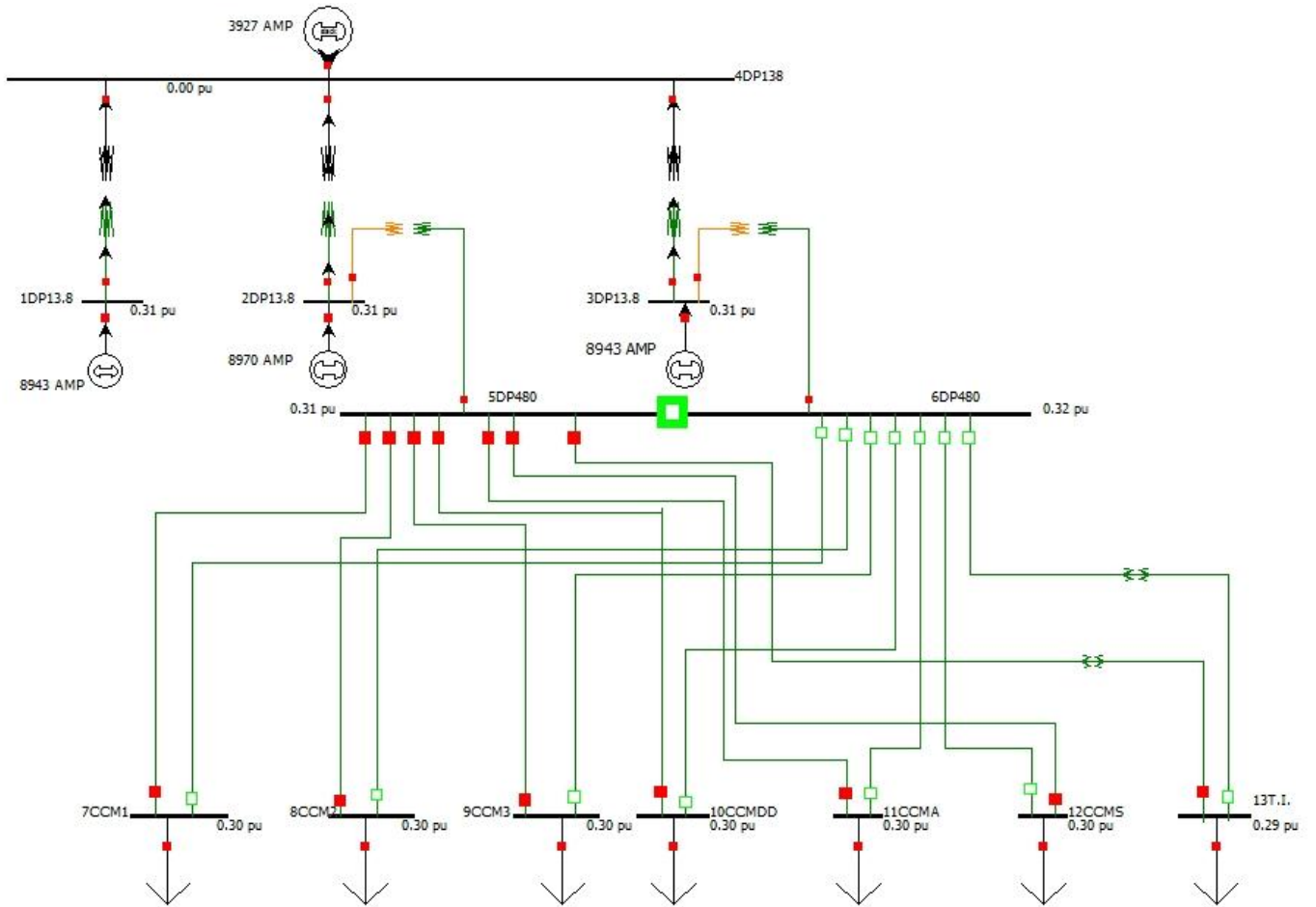
Falla trifásica a tierra aplicada a la Barra 2DP13.8



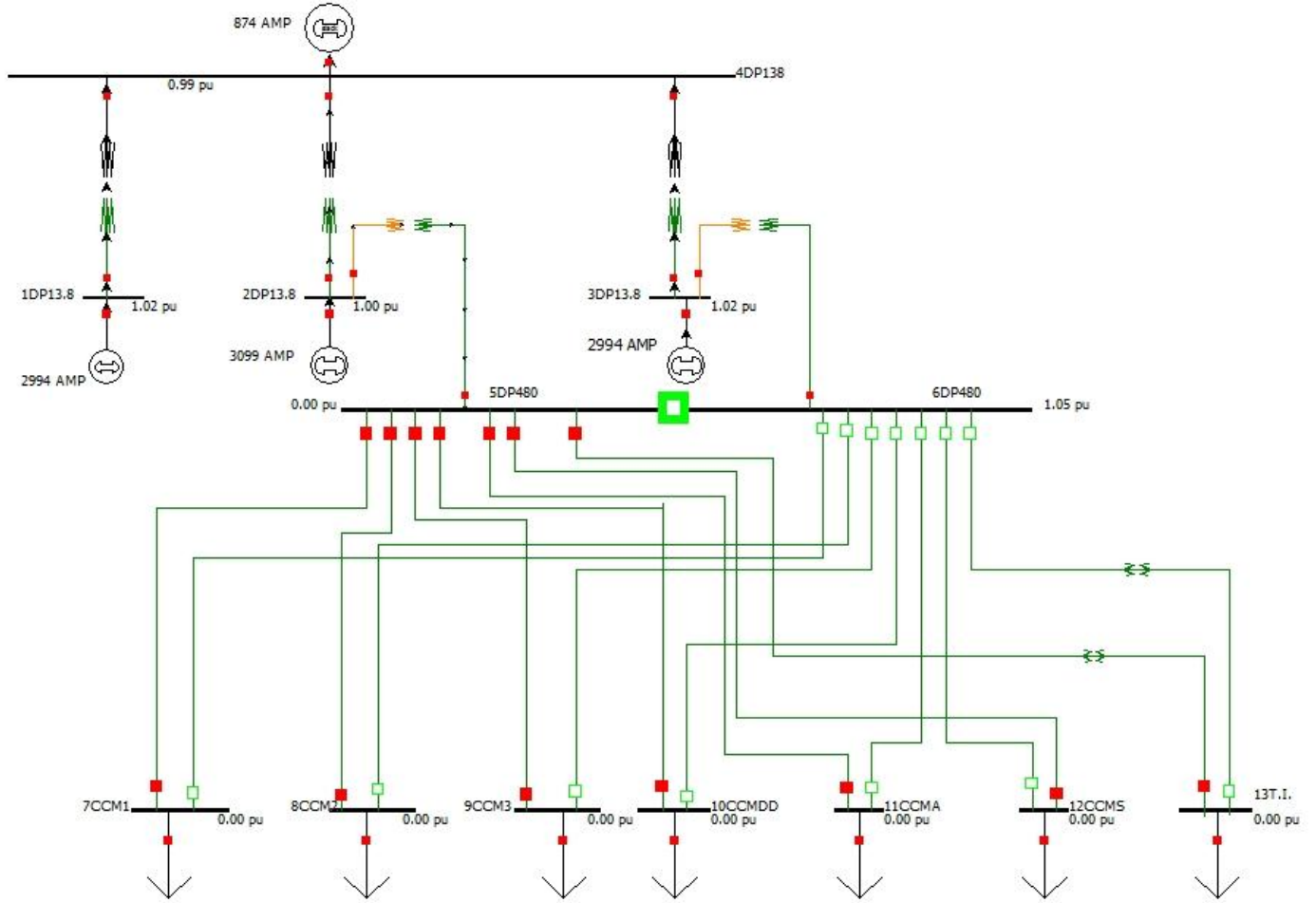
Falla trifásica a tierra aplicada a la Barra 3DP13.8



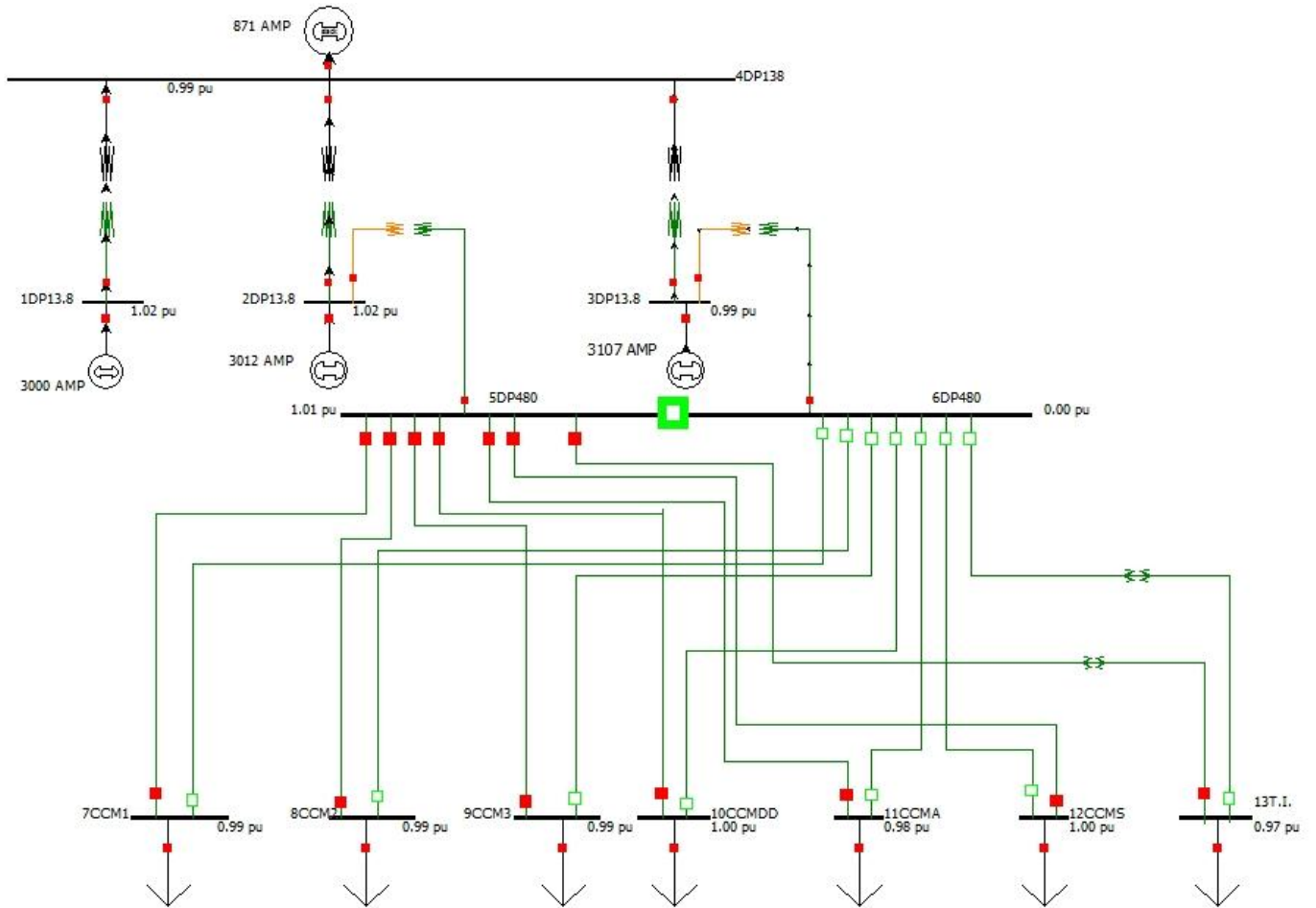
Falla trifásica a tierra aplicada a la Barra 4DP138



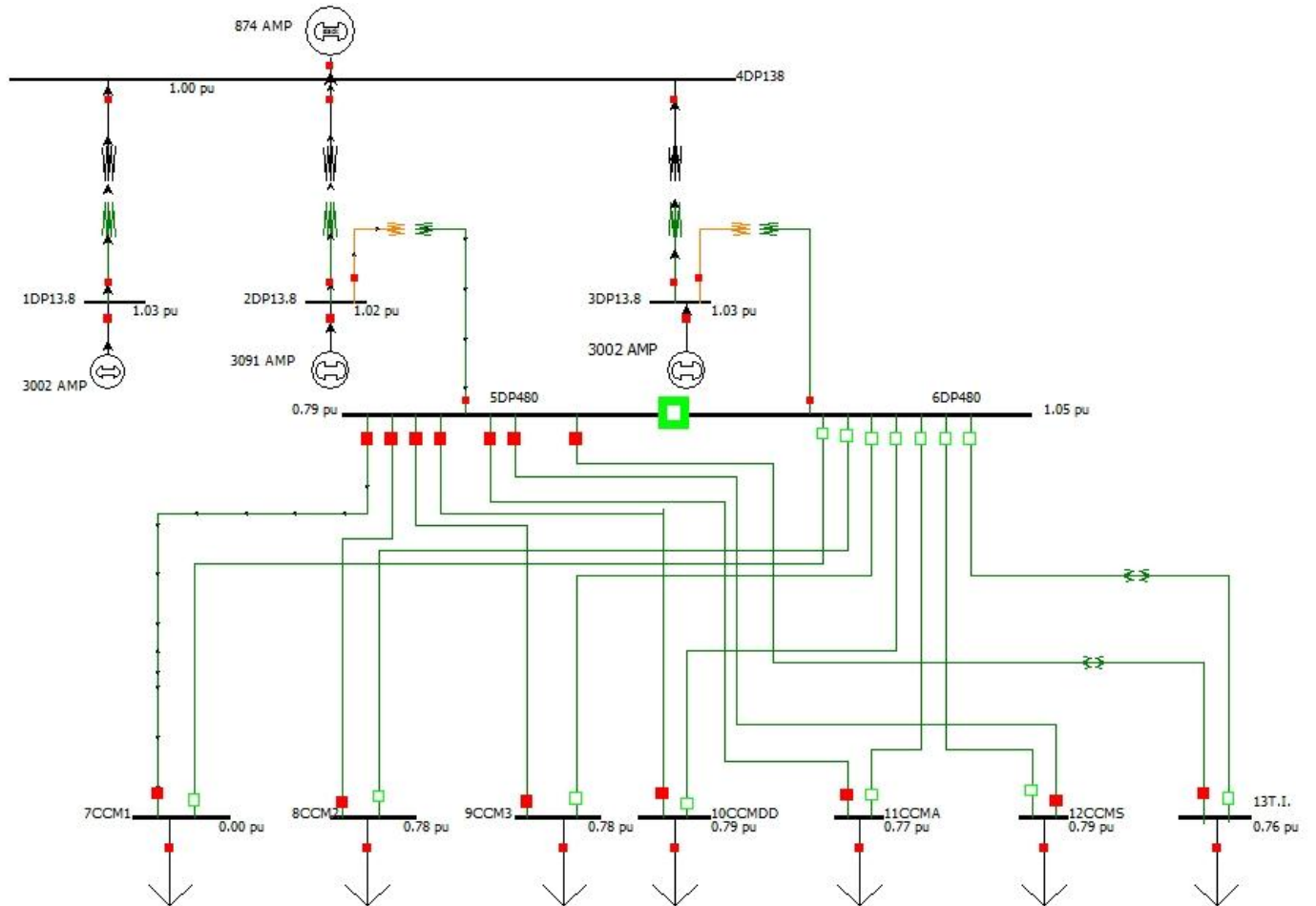
Pag. 5/13
Falla trifásica a tierra aplicada a la Barra 5DP480



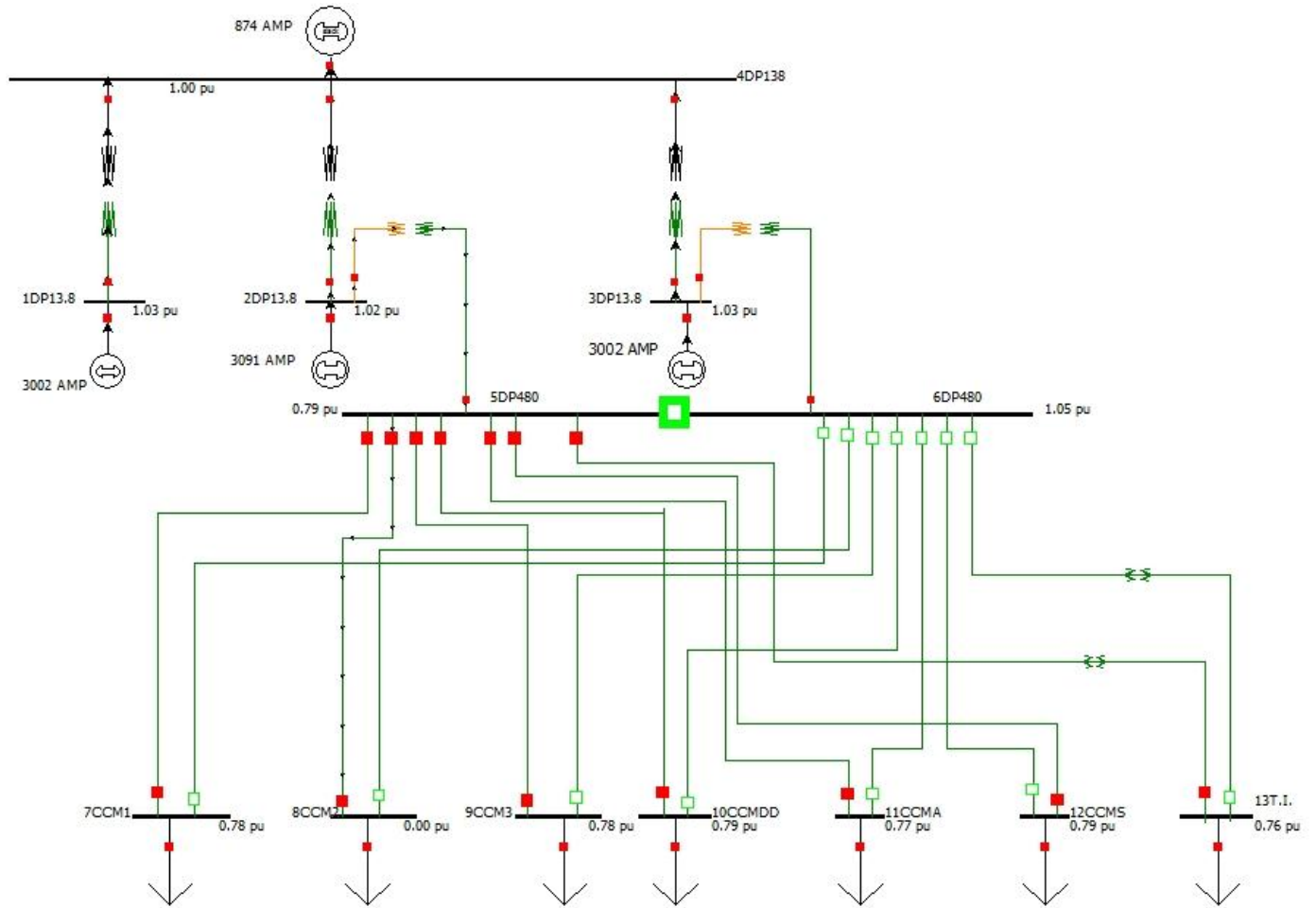
Pag. 6/13
Falla trifásica a tierra aplicada a la Barra 6DP480



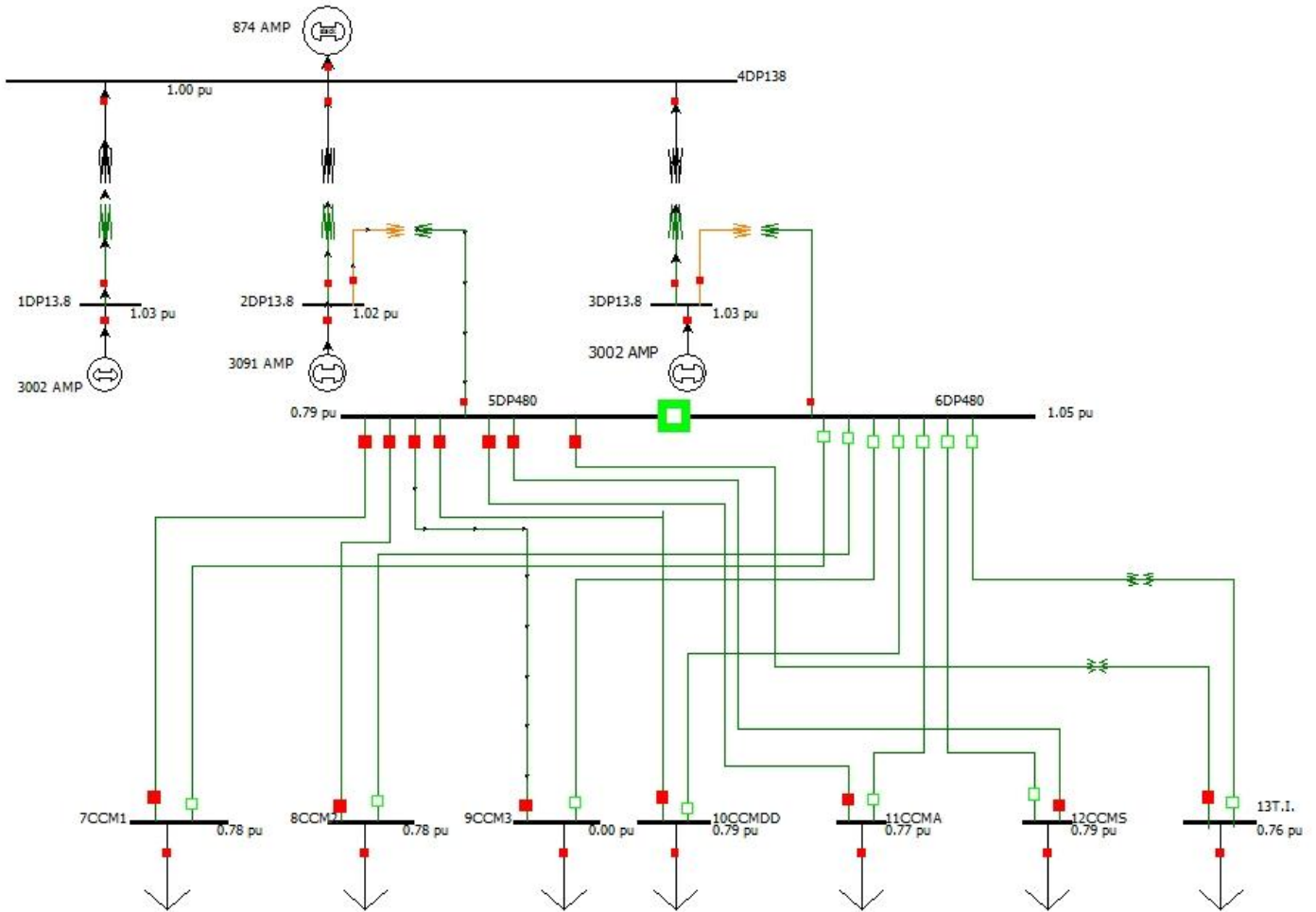
Pag. 7/13
Falla trifásica a tierra aplicada a la Barra 7DP480



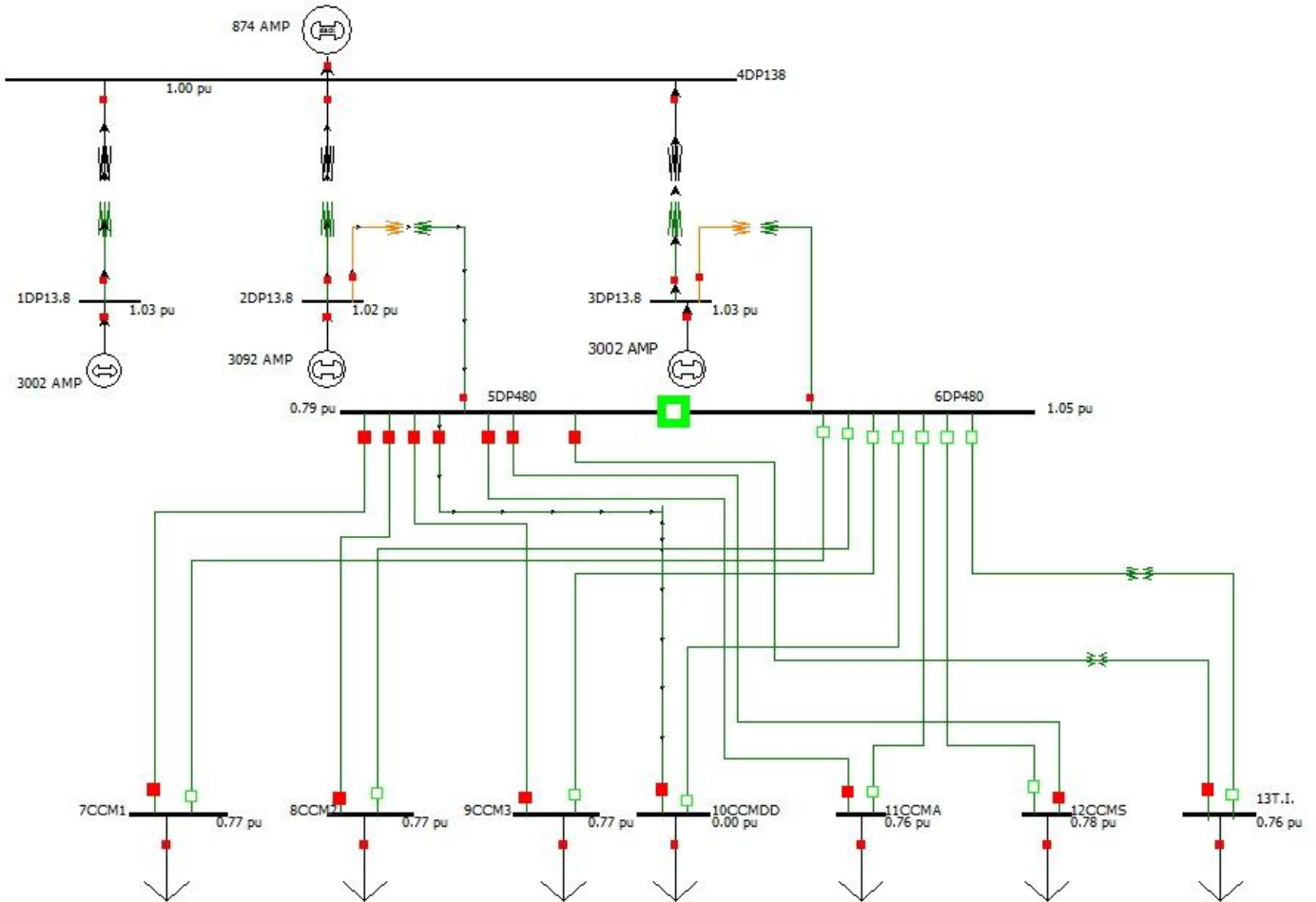
Pag. 8/13
Falla trifásica a tierra aplicada a la Barra 8DP480



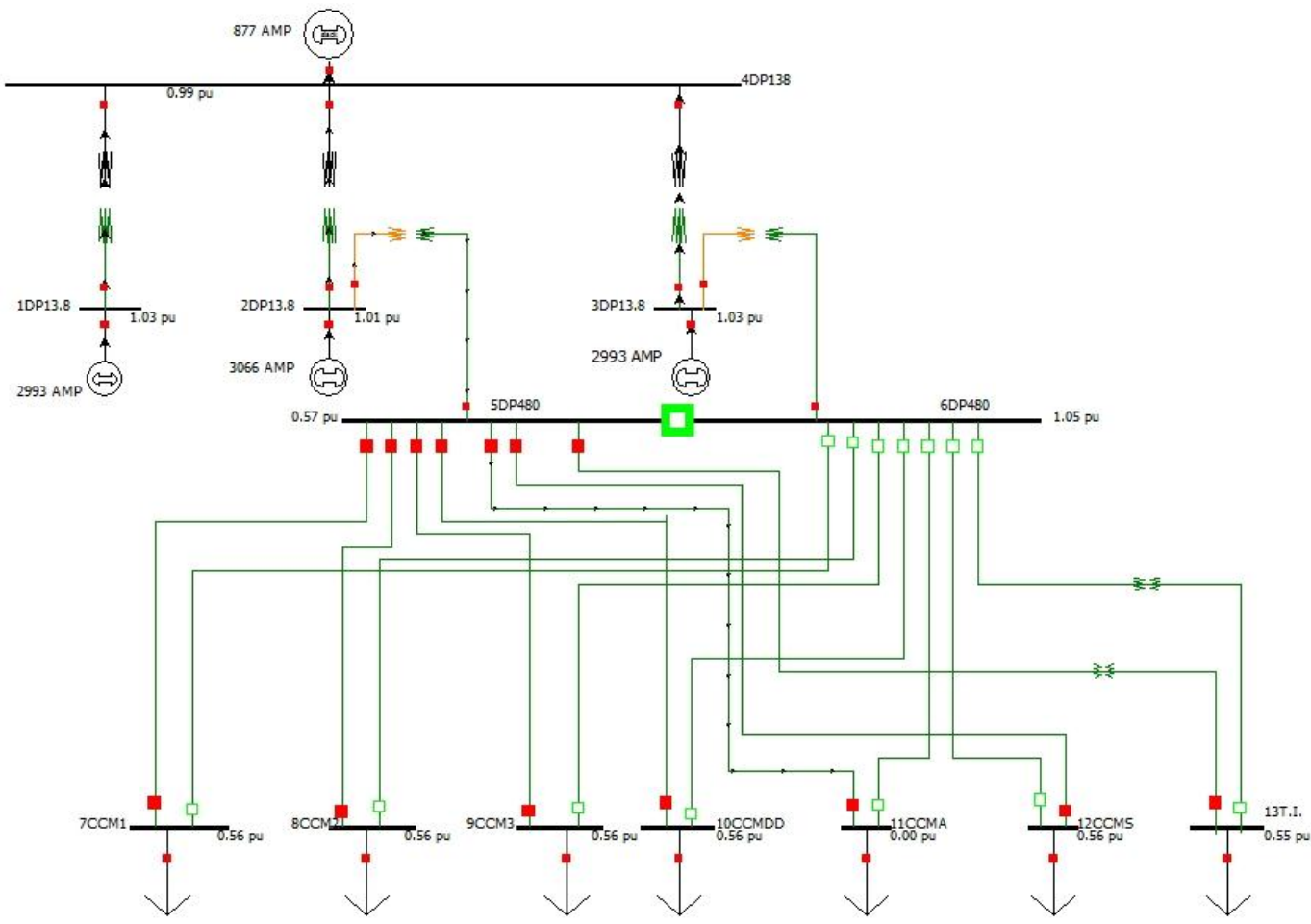
Falla trifásica a tierra aplicada a la Barra 9DP480



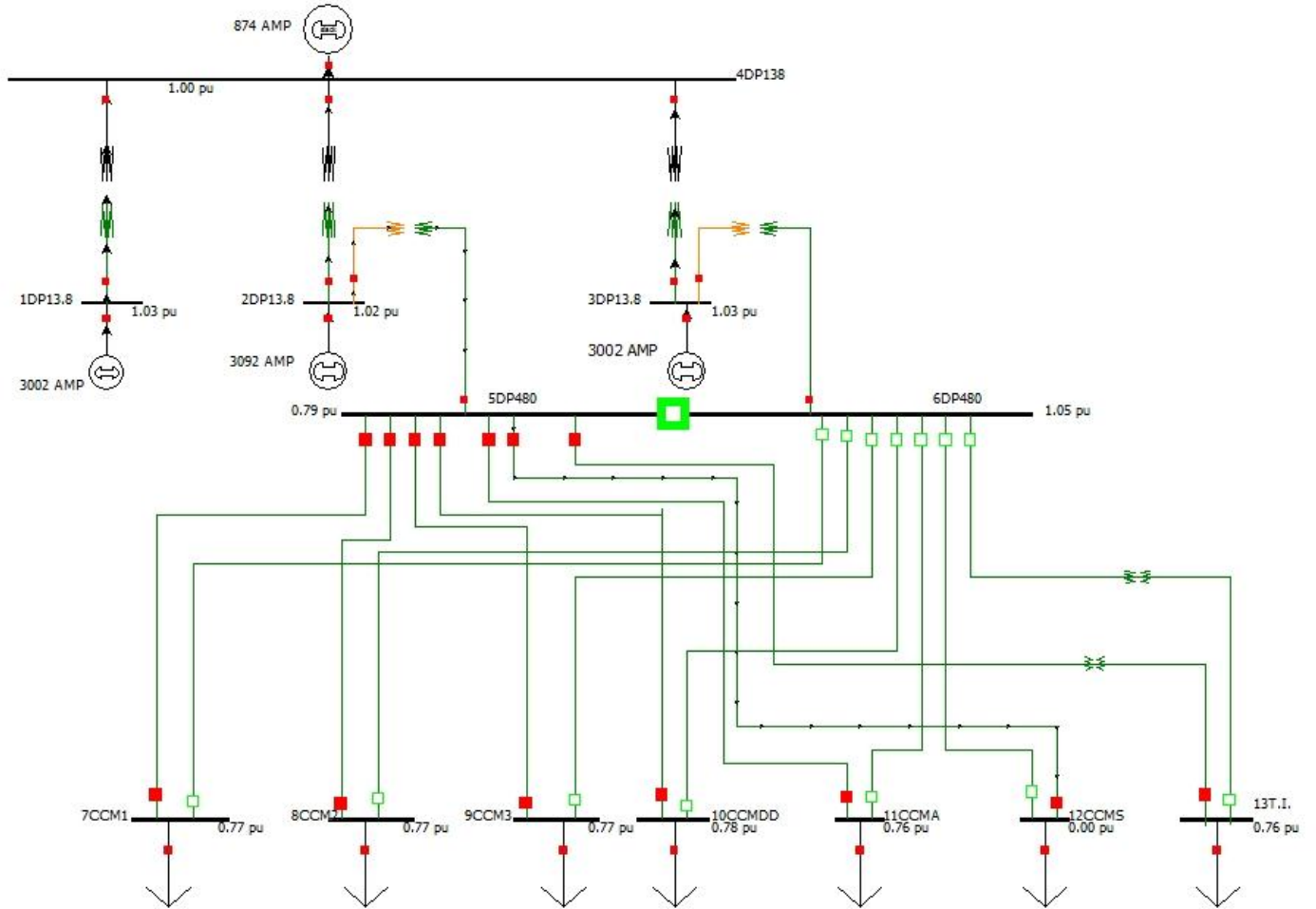
Falla trifásica a tierra aplicada a la Barra 10DP480



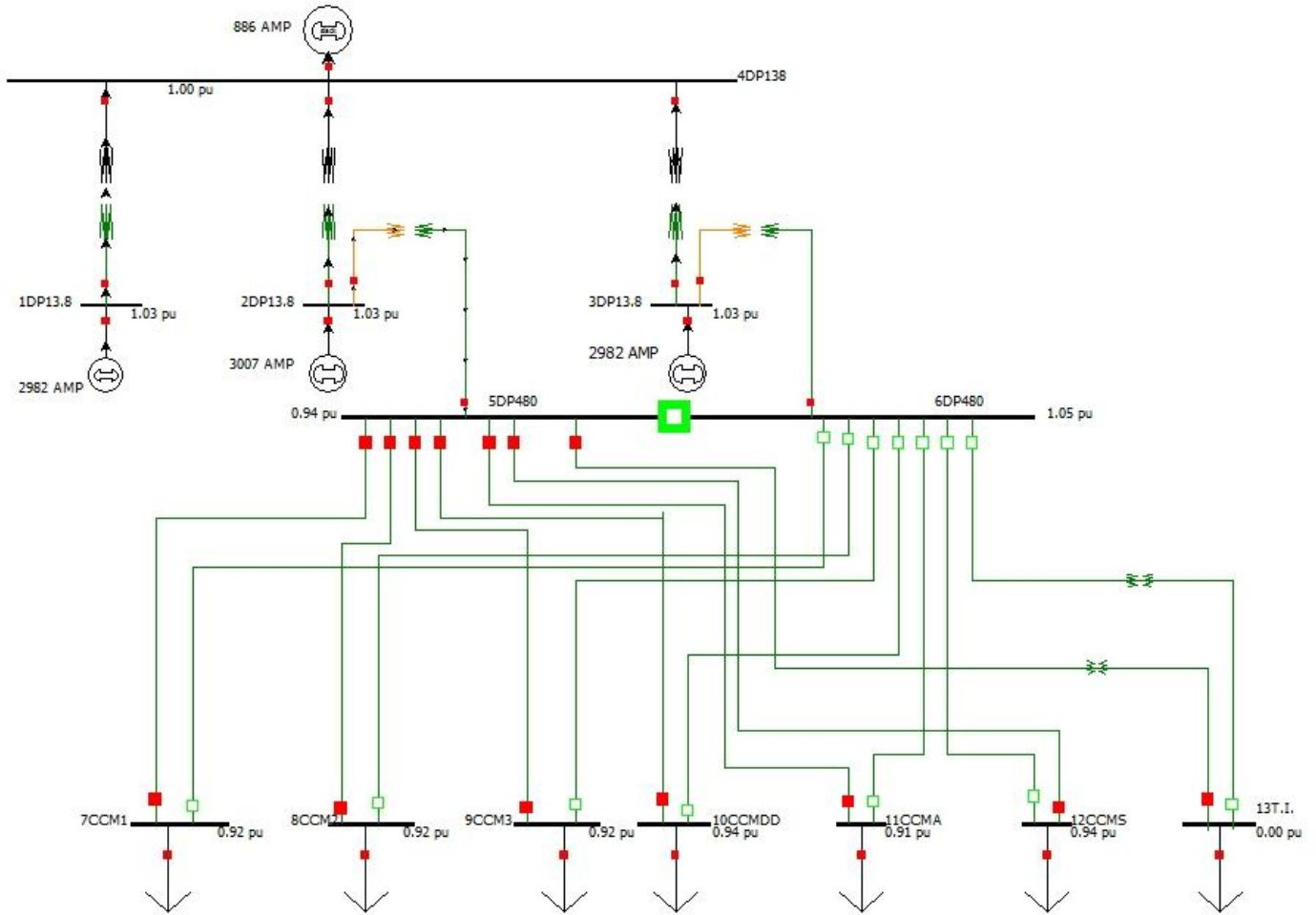
Falla trifásica a tierra aplicada a la Barra 11DP480



Falla trifásica a tierra aplicada a la Barra 12DP480



Falla trifásica a tierra aplicada a la Barra 13DP480

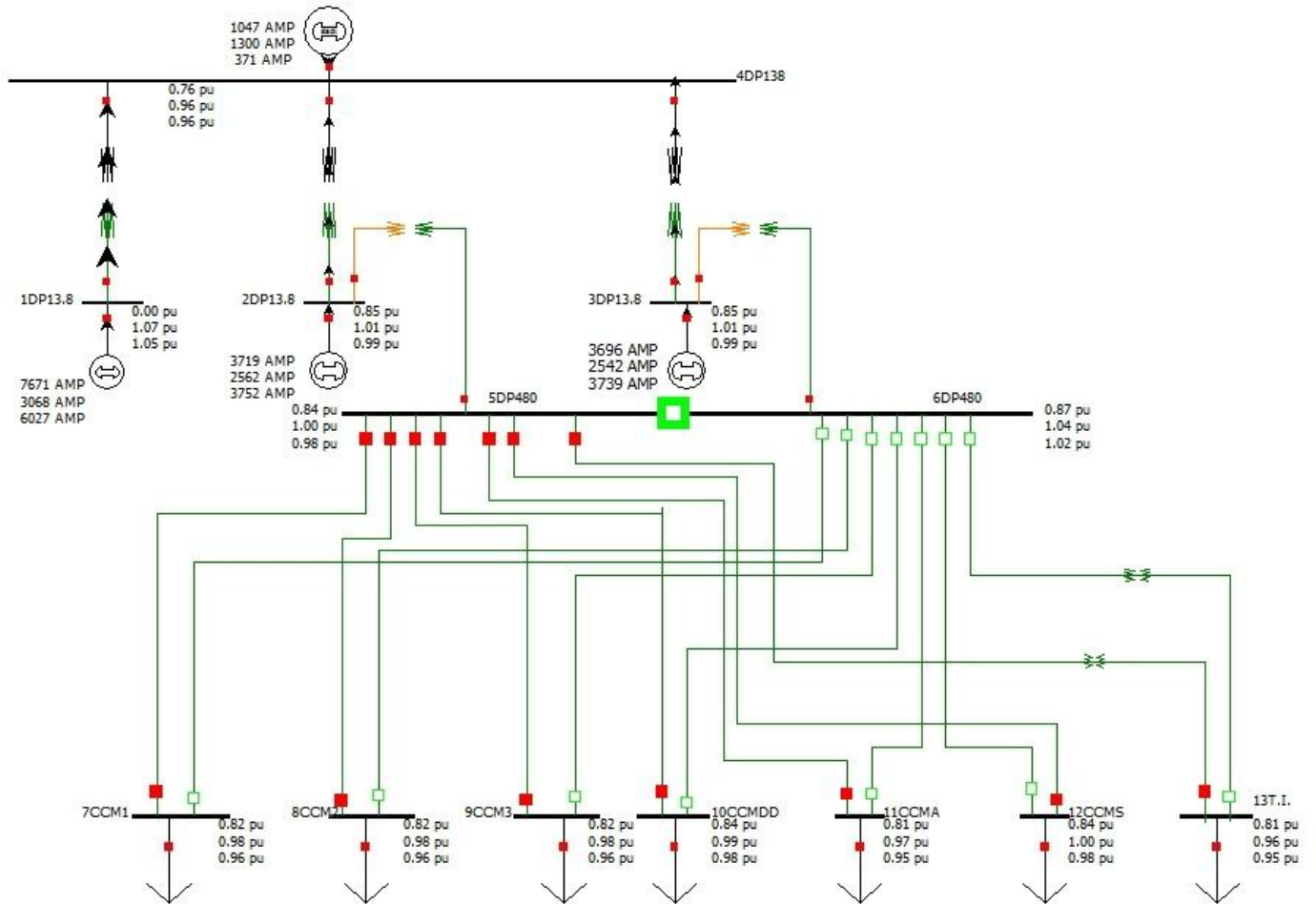


ANEXO 2.b

Estudio de Cortocircuito. Fallas de línea a tierra.

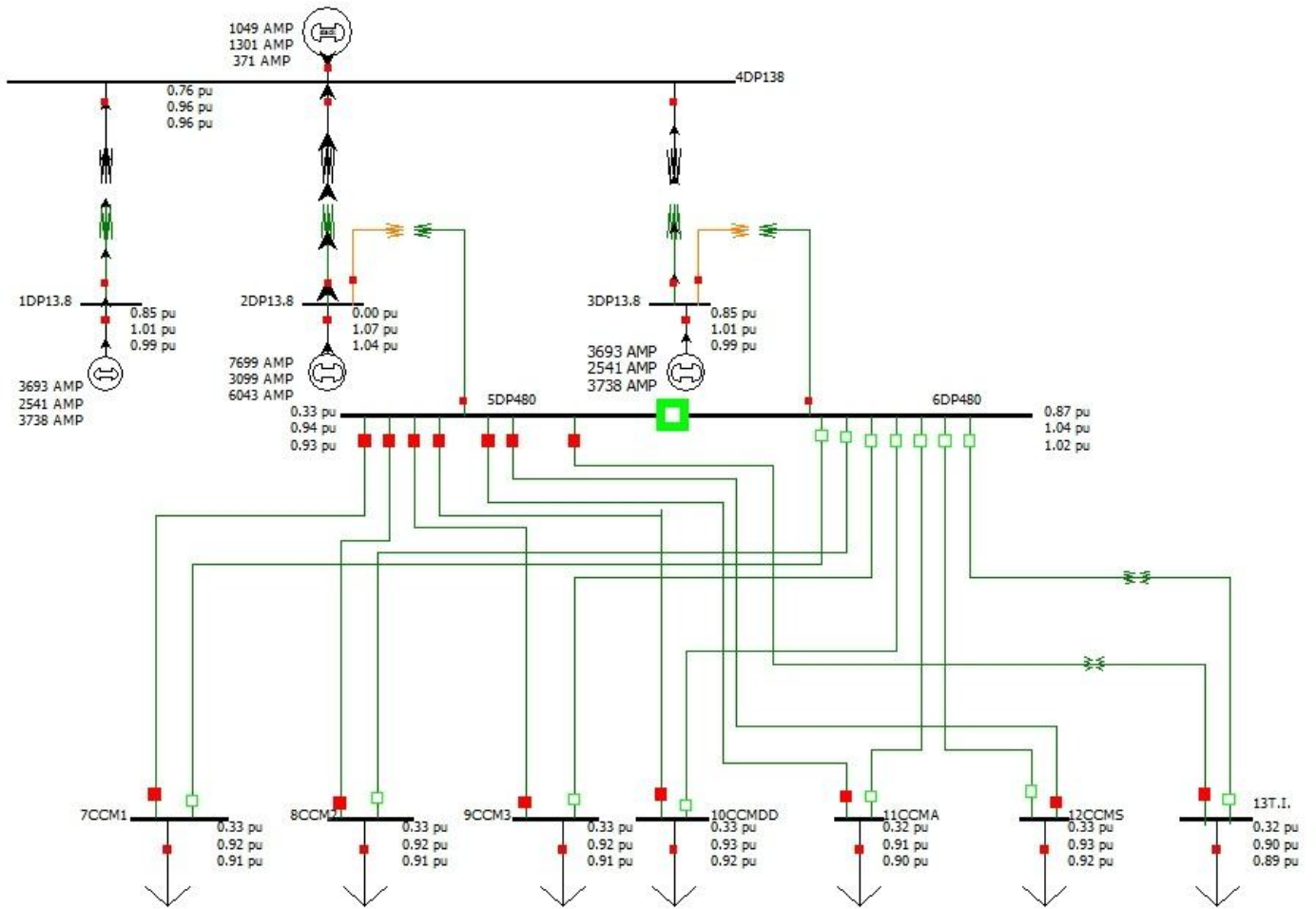
Pag. 1/13

Falla de línea a tierra aplicada a la Barra 1DP13.8

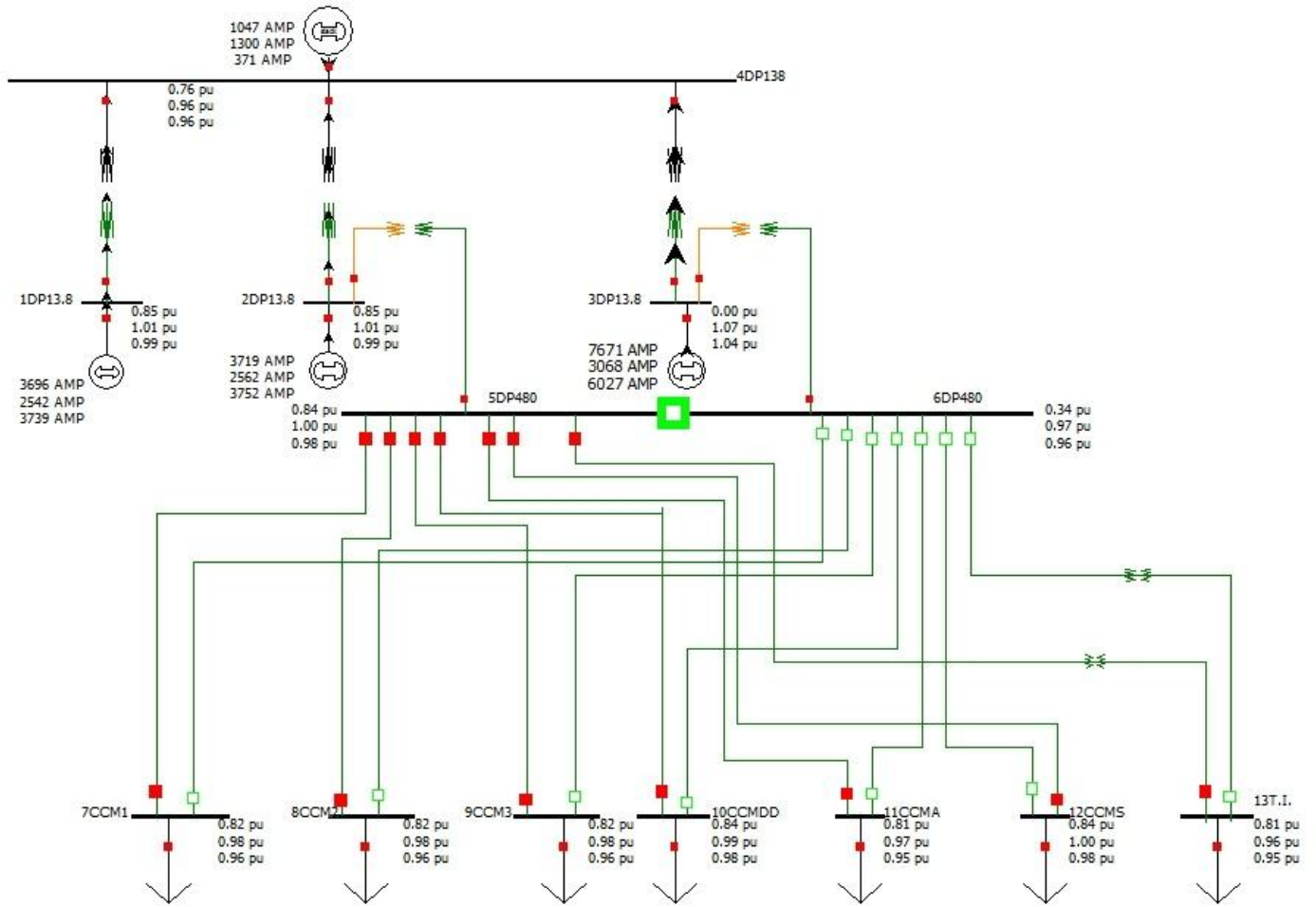


Pag. 2/13

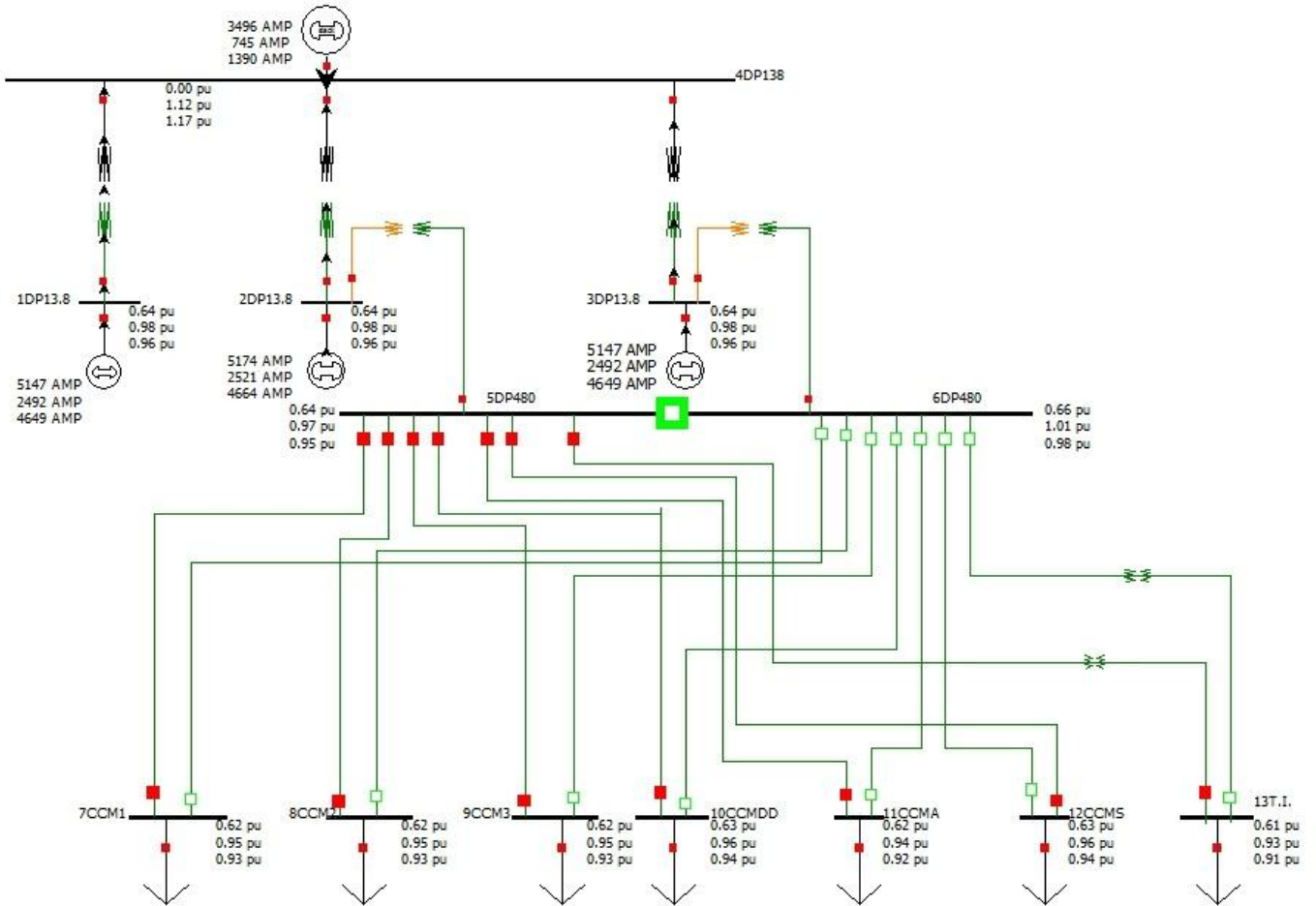
Falla de línea a tierra aplicada a la Barra 2DP13.8



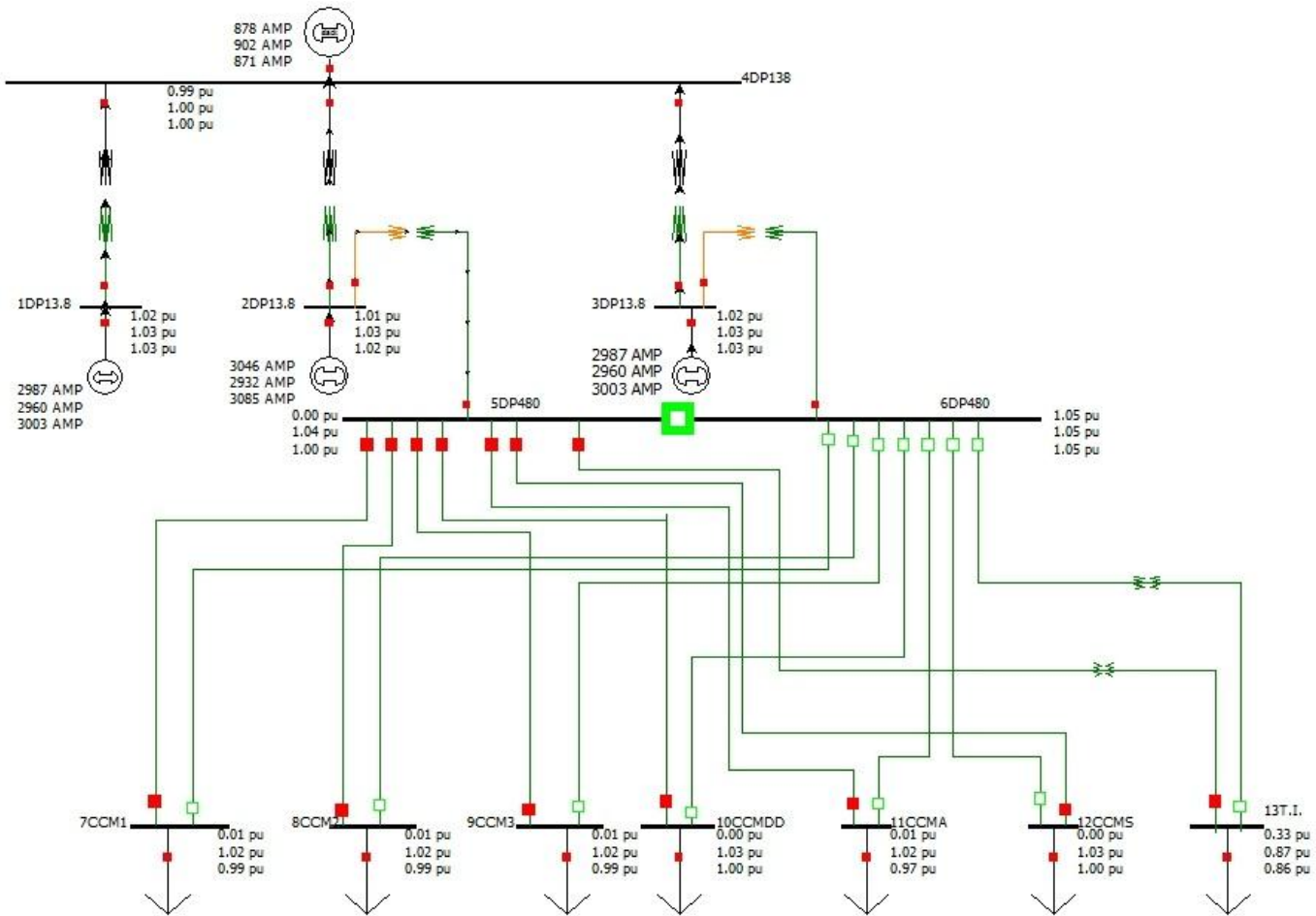
Falla de línea a tierra aplicada a la Barra 3DP13.8



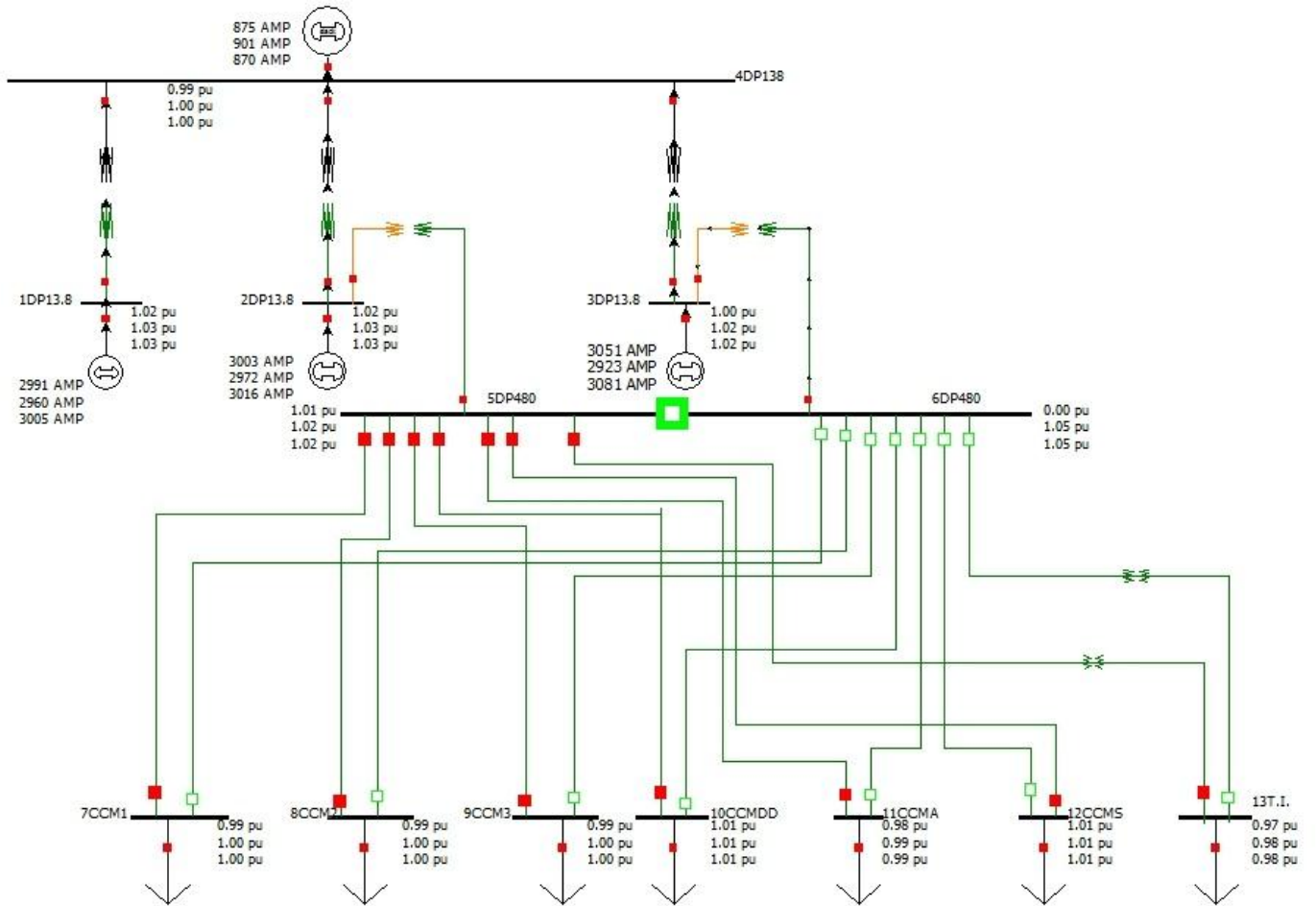
Falla de línea a tierra aplicada a la Barra 4DP1380



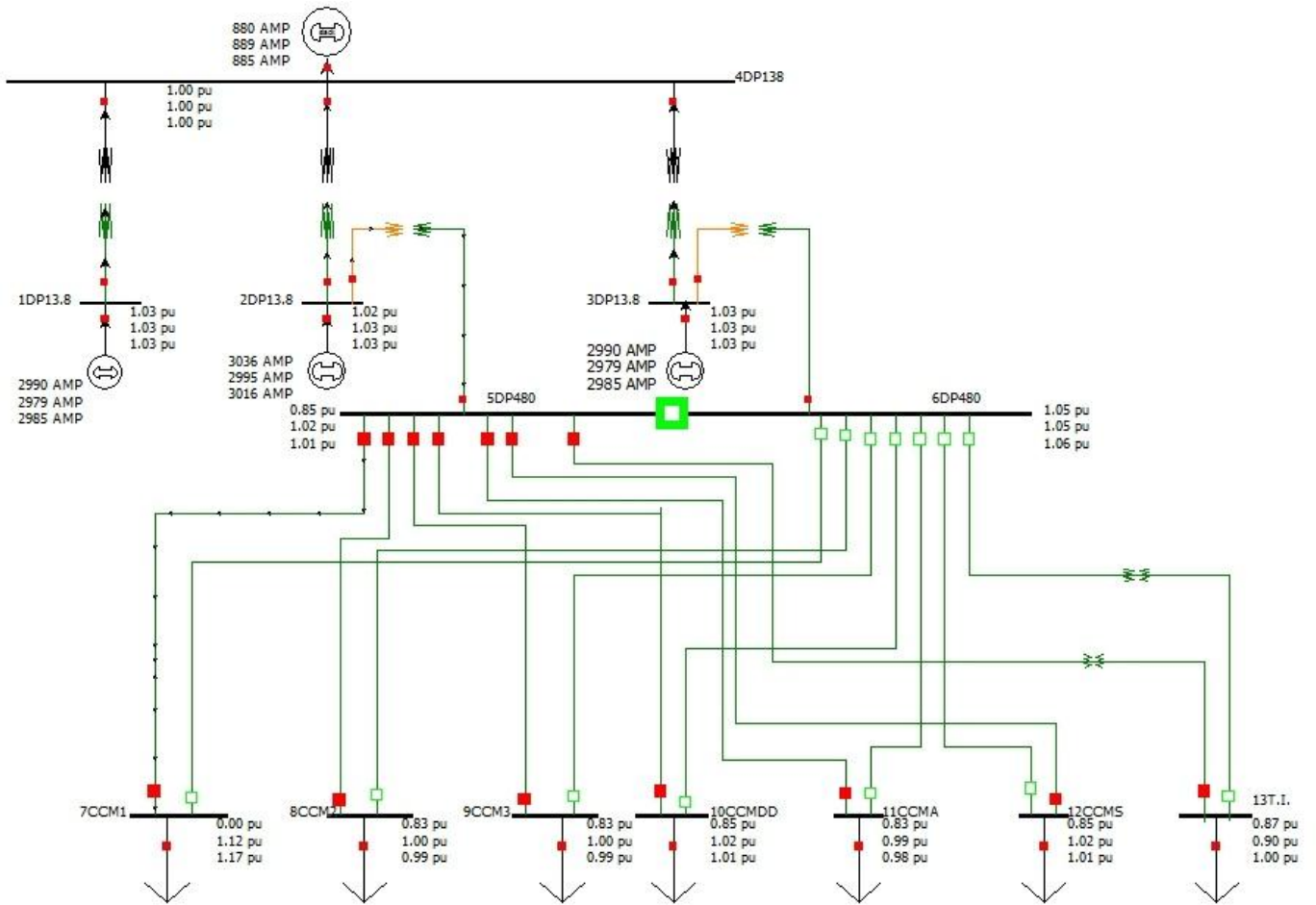
Falla de línea a tierra aplicada a la Barra 5DP480



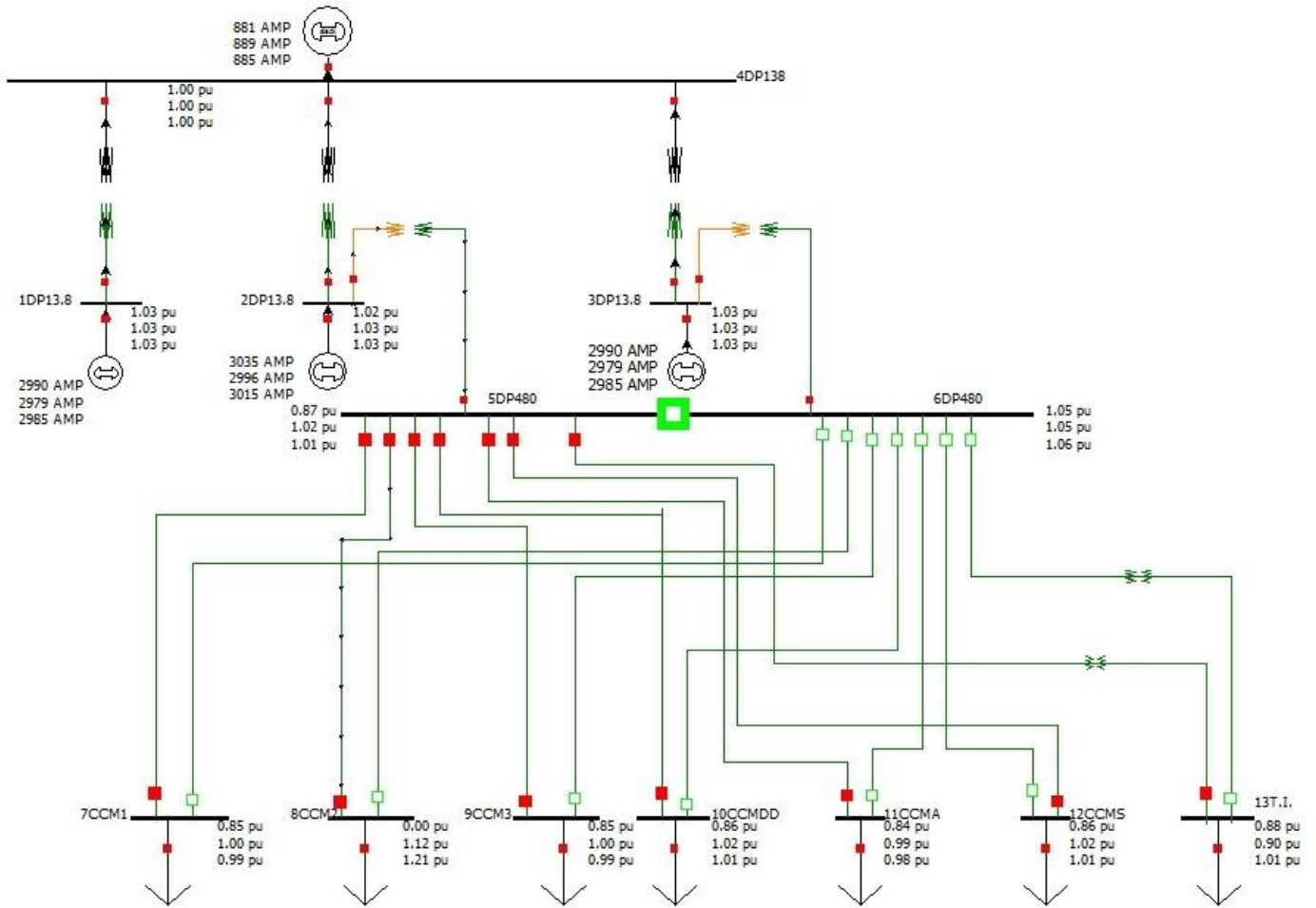
Falla de línea a tierra aplicada a la Barra 6DP480



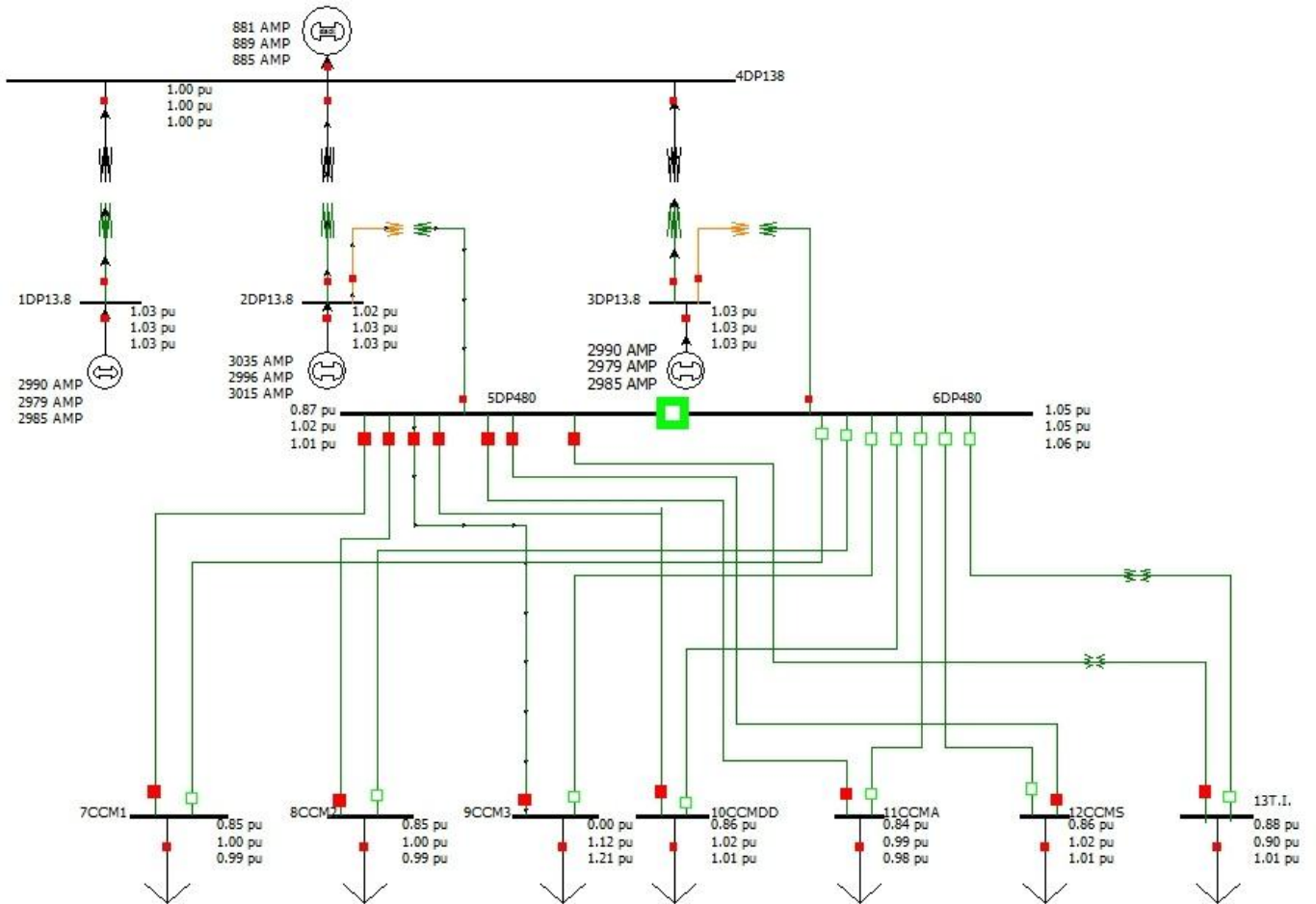
Falla de línea a tierra aplicada a la Barra 7DP480



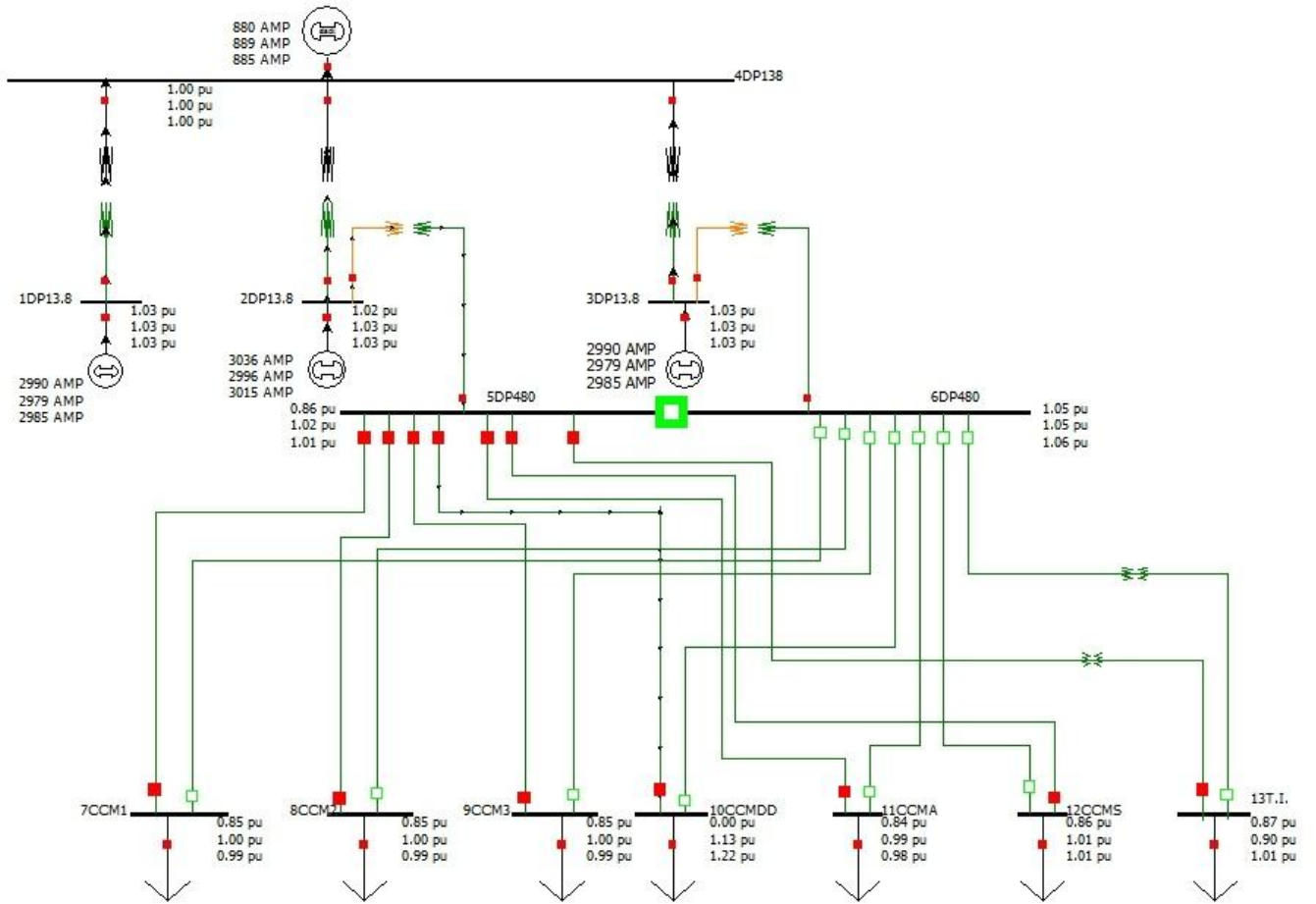
Falla de línea a tierra aplicada a la Barra 8DP480



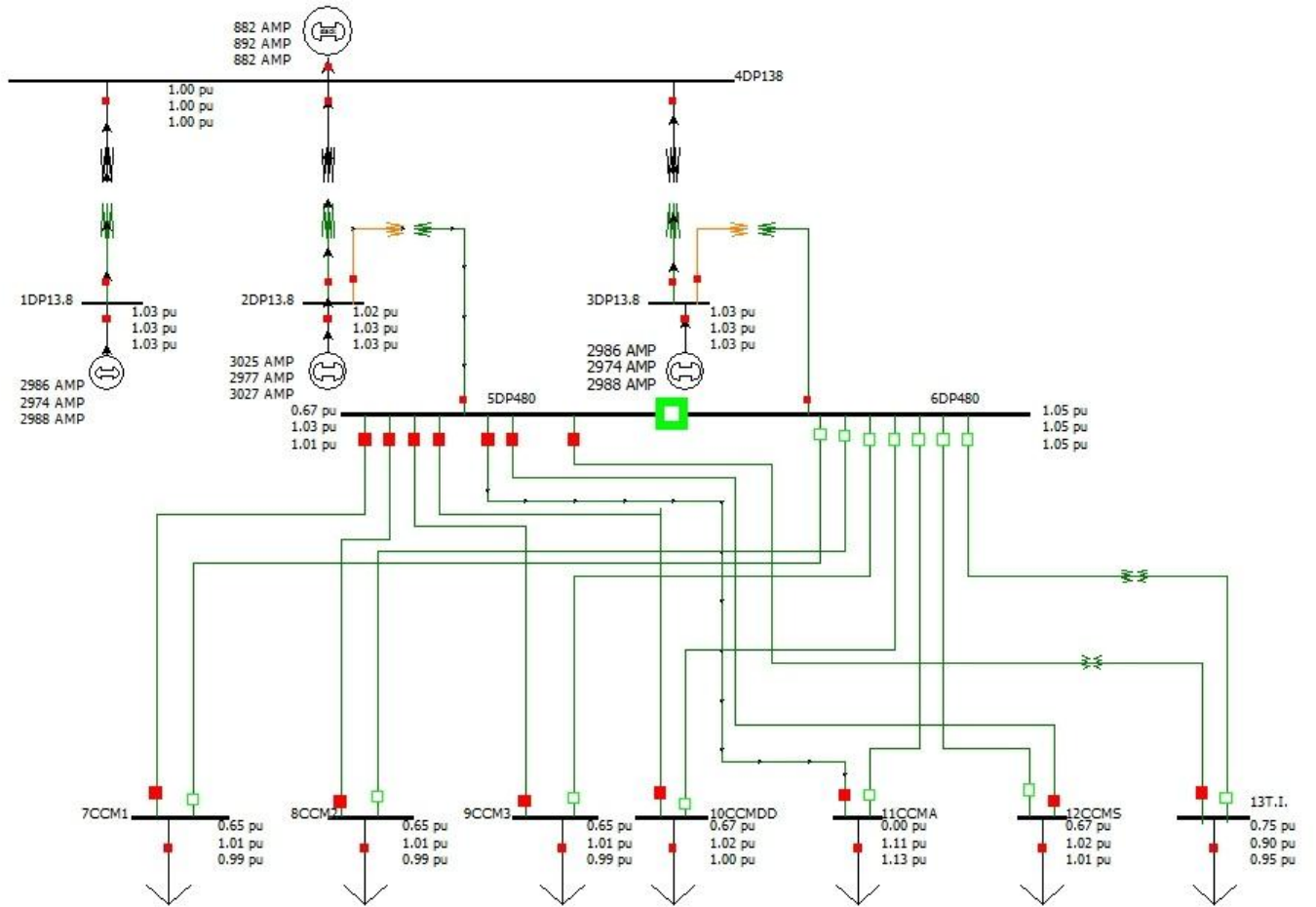
Falla de línea a tierra aplicada a la Barra 9DP480



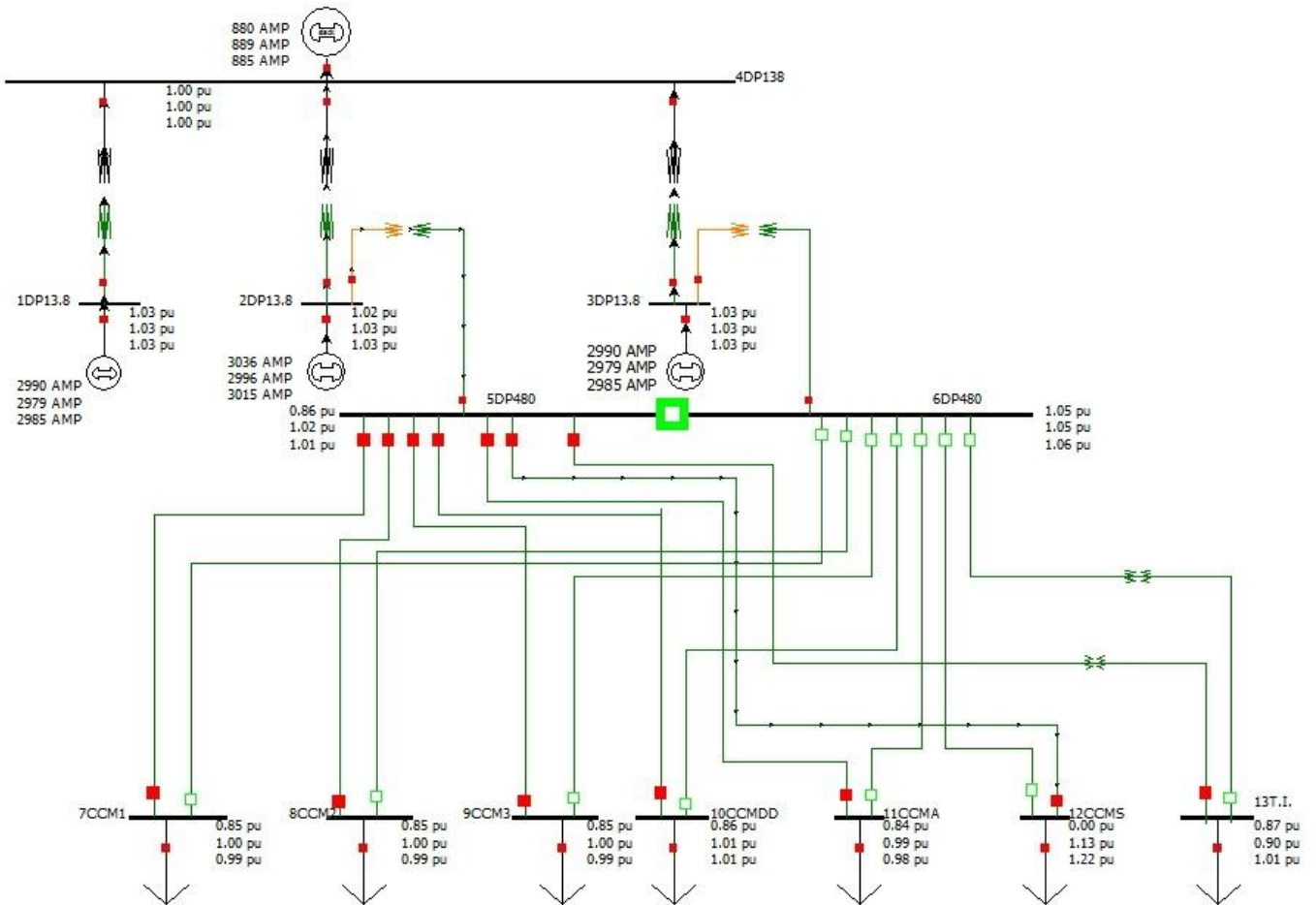
Falla de línea a tierra aplicada a la Barra 10DP480



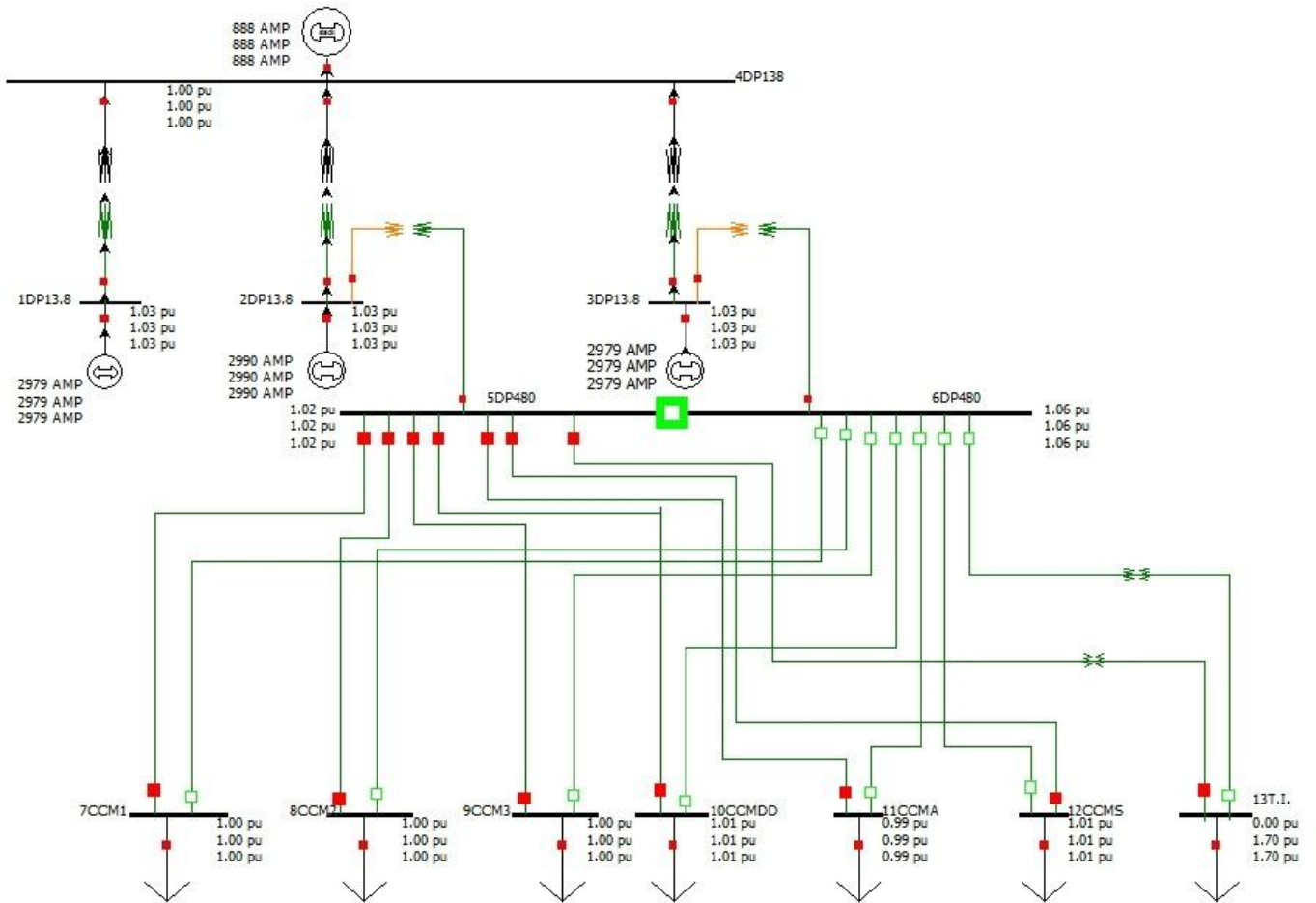
Falla de línea a tierra aplicada a la Barra 11DP480



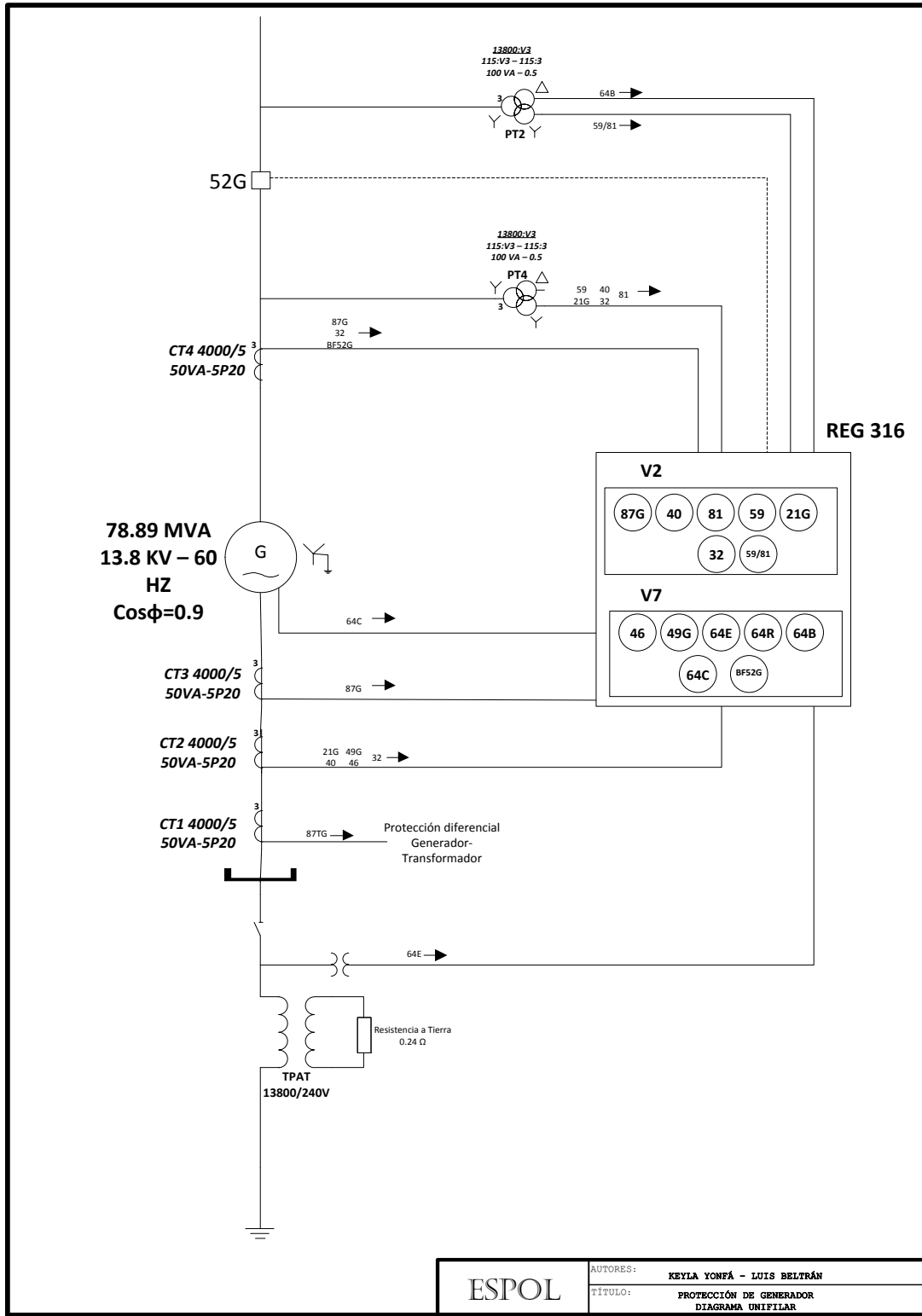
Falla de línea a tierra aplicada a la Barra 12DP480



Falla de línea a tierra aplicada a la Barra 13DP480

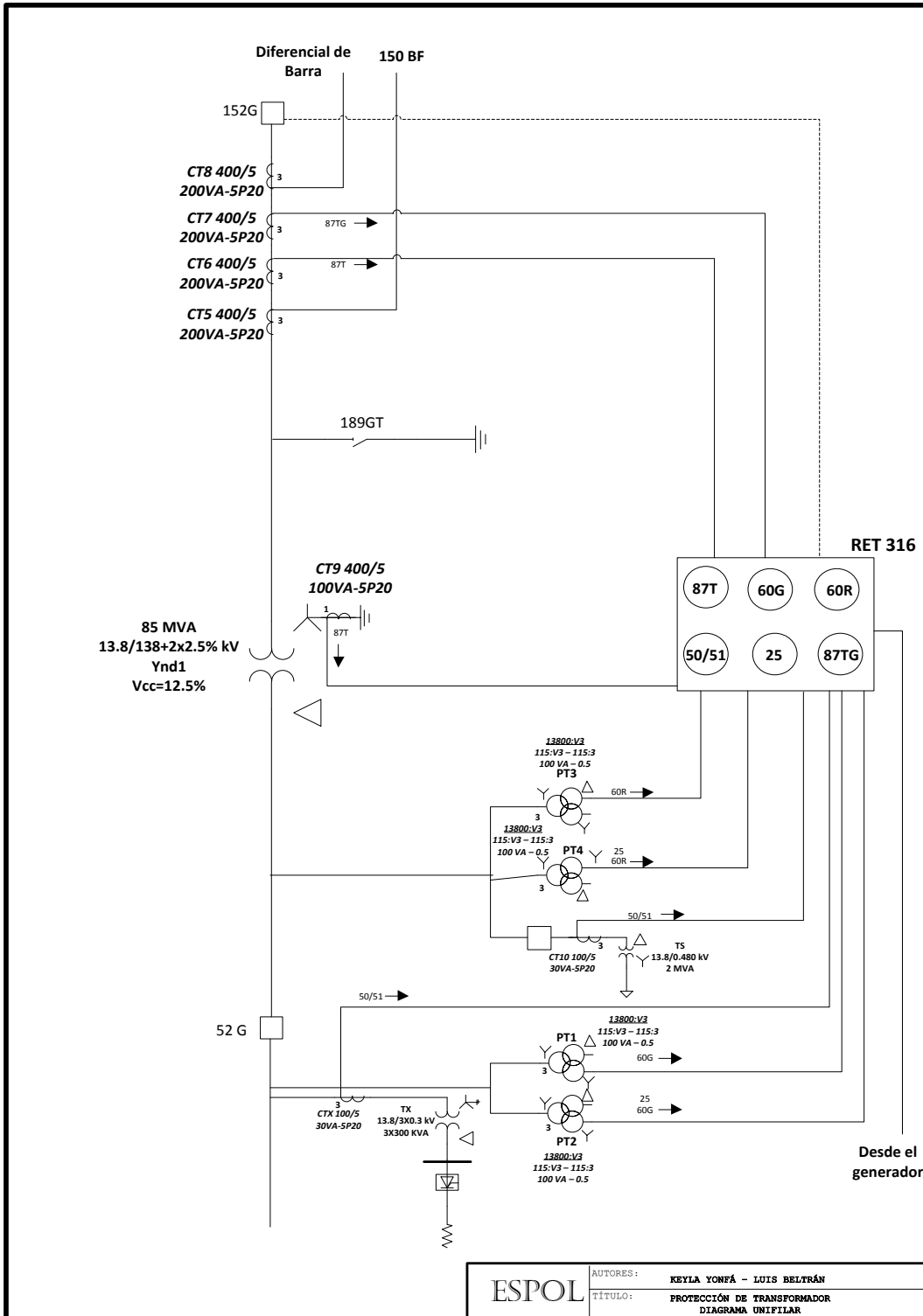


ANEXO 3
ESQUEMAS DE PROTECCIONES

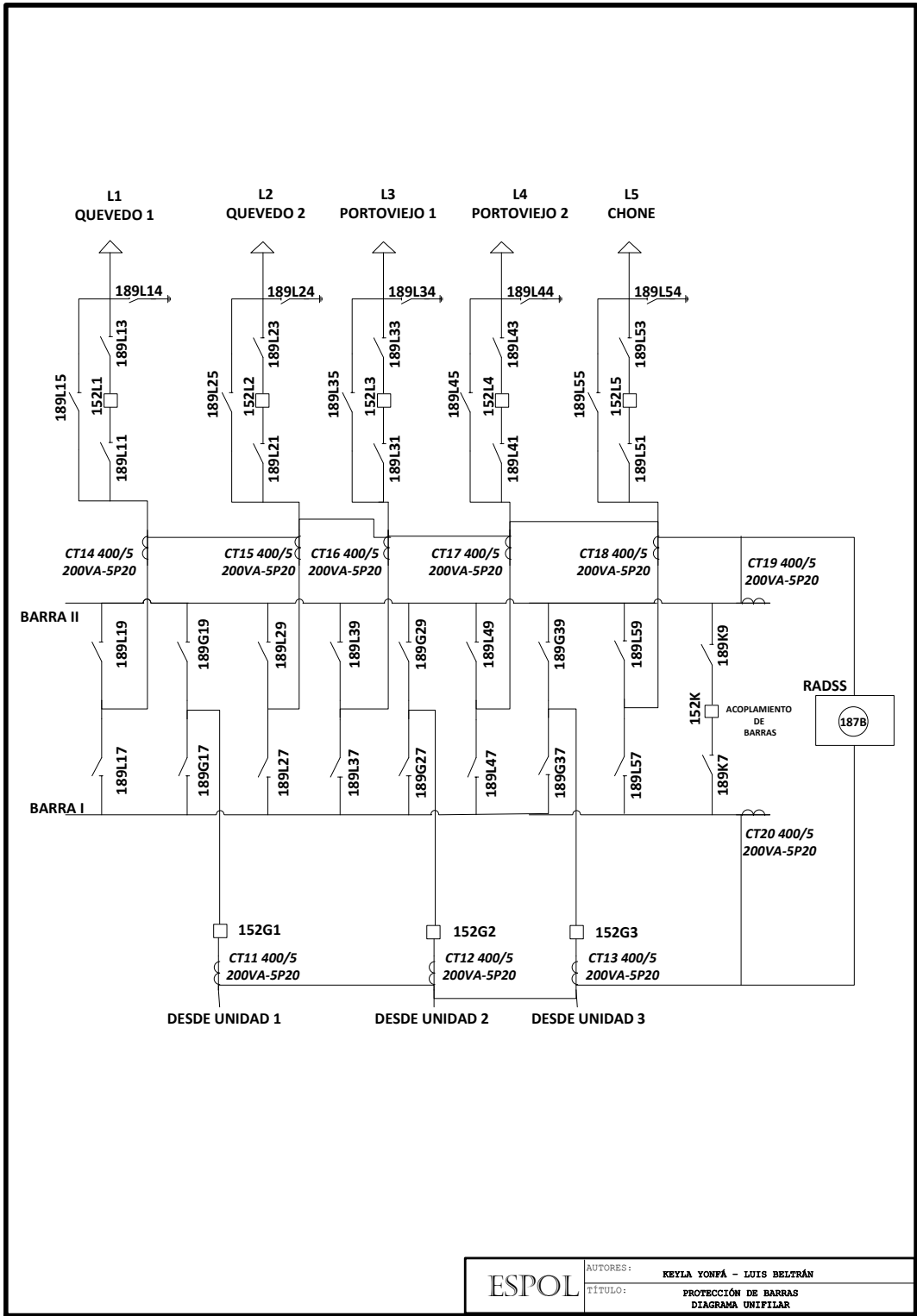


ESPOL	AUTORES: KEYLA YONFÁ - LUIS BELTRÁN
	TÍTULO: PROTECCIÓN DE GENERADOR DIAGRAMA UNIFILAR

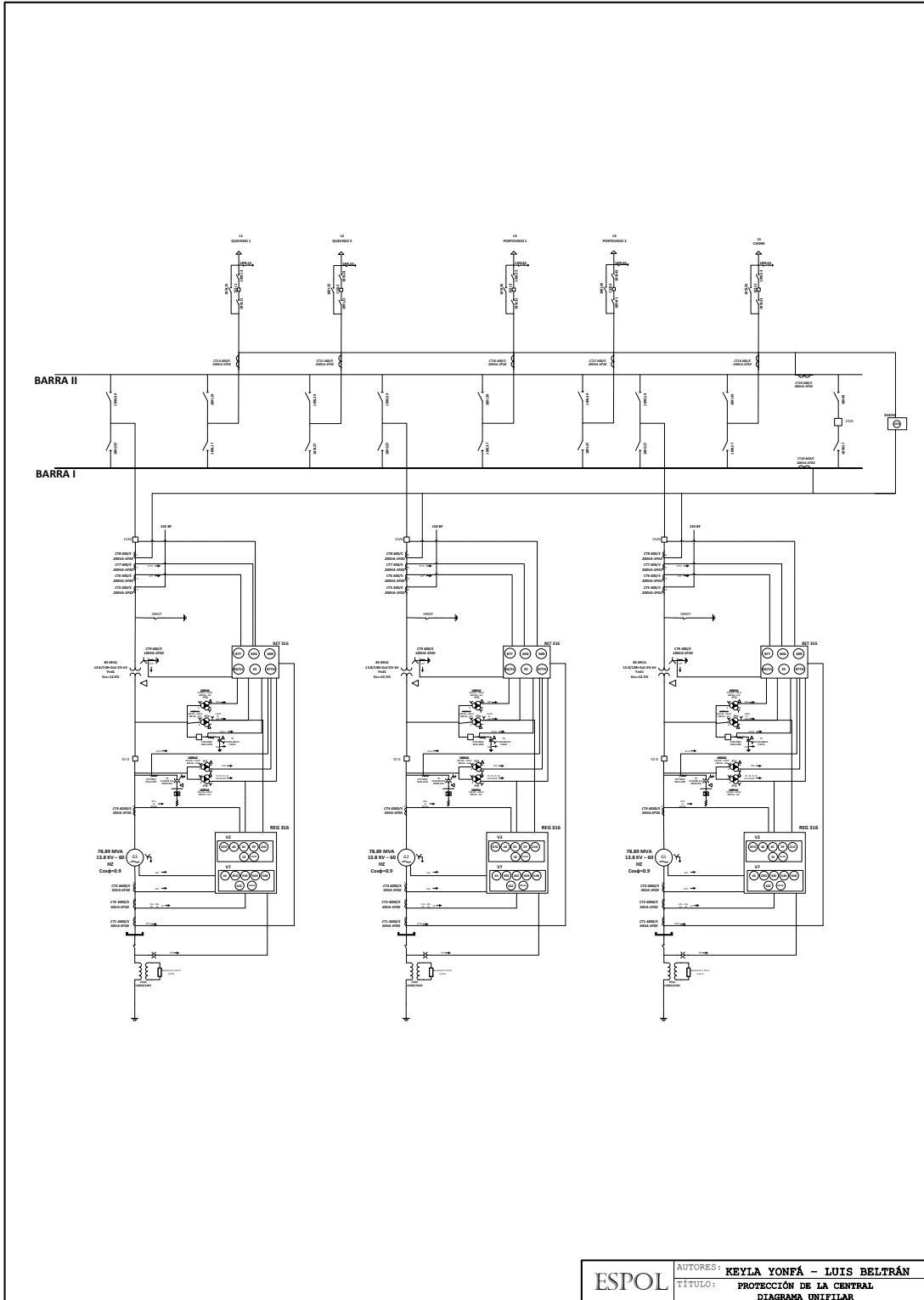
PAG. 1/5
ESQUEMA DE PROTECCIONES DEL GENERADOR



ESPOL	AUTORES:	KEYLA YONÉ - LUIS BELTRÁN
	TÍTULO:	PROTECCIÓN DE TRANSFORMADOR DIAGRAMA UNIFILAR



ESPOL	AUTORES: KEYLA YONFÁ - LUIS BELTRÁN
	TÍTULO: PROTECCIÓN DE BARRAS DIAGRAMA UNIFILAR



ESPOL	AUTORES: KEYLA YONFÁ - LUIS BELTRÁN
	TÍTULO: PROTECCIÓN DE LA CENTRAL DIAGRAMA UNIFILAR

BIBLIOGRAFÍA

- [1] IEEE, IEEE Std 141 Recommended Practice for Electric Power Distribution for Industrial Plants, 1993
- [2] IEEE, IEEE Std 242 Recommended Practice for Protection and Coordination of Industrial and Commercial Power Systems, 1996.
- [3] IEEE, IEEE Std C37.010 Application Guide for AC High-Voltage Circuit Breakers Rated on a Symmetrical Current Basis, 1979.
- [4] IEEE, IEEE Std C37.5 Guide for Calculation of Fault Currents for Application of AC High-Voltage Circuit Breakers Rated on a Total Current Basis, 1979.
- [5] ANSI/IEEE, ANSI C37.06 American National Standard AC High-Voltage Circuit Breakers Rated on a Symmetrical Current Basis- Preferred Ratings and Related Required Capabilities, 2000.
- [6] ANSI, ANSI C50.12 Requirements for Salient Pole Synchronous Generators and Generator/Motors for Hydraulic Turbine Applications, 1982.
- [7] ANSI, ANSI C50.13 Requirements for Cylindrical Rotor Synchronous Generators, 1989.
- [8] IEEE/ANSI, ANSI/IEEE C37.102 Guide for AC Generator Protection, 1995.

- [9] IEEE/ANSI, ANSI/IEEE C37.91 Guide for Protective Relay Applications to Power Transformers, 1985.
- [10] IEEE, Tutorial IEEE de Protección de Generadores Síncronos.
- [11] Garcia Garcia, Alvaro, Proyecto de Fin de Carrera Sistema de Protecciones, Septiembre 2007.
- [12] ABB, Protección Numérica del Generador REG316*4, 2002.
- [13] ABB, Protección Numérica del Transformador RET316*4, 2002.
- [14] Guerrero, Xavier, Mieles, Joffre, Zhunio, Cecilia. Tesis Estudio del los Componentes del Sistema de Protecciones de la Central Hidroeléctrica Marcel Laniado de Wind, ESPOL, 2002.
- [15] Torres, Orllys, Protección de Generadores Eléctricos, 2010.
- [16] Mason, C. Russel, The Art & Science of Protective Relaying.
- [17] Blackburn, J. Lewis, Protective Relaying Principles and Applications, 2006.