



BUAP

BENEMÉRITA **U**NIVERSIDAD **A**UTÓNOMA DE **P**UEBLA

Facultad de Ingeniería.

Secretaría de Investigación y Estudios de Posgrado.

**CÁLCULO DE AJUSTES Y ESTUDIO DE COORDINACIÓN DE
PROTECCIONES POR RELEVADORES DE EQUIPO ELÉCTRICO
PRIMARIO DE UNA SUBESTACIÓN TIPO GIS DE 230 kV
CON UNA CAPACIDAD INSTALADA DE 120 MVA**

TESIS

Que para obtener el grado de
**MAESTRO EN INGENIERÍA
CON OPCIÓN TERMINAL EN
SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA**

Presenta:

GERMÁN PEDRO ANTONIO

Director de tesis:

M.C. Ismael Albino Padilla

Co-director de tesis:

M.C. Edgar Lorenzo Belmonte González

Puebla, Pue.

Septiembre, 2019



Oficio No. 1786/2019

C. Germán Pedro Antonio

Pasante de la Maestría en Ingeniería
con opción terminal en Sistemas Eléctricos de Potencia
Facultad de Ingeniería, BUAP.
Presente

Por medio del presente, el suscrito M.I. Fernando Daniel Lazcano Hernández, Director de la Facultad de Ingeniería, de acuerdo a su solicitud de aprobación de Tema de Tesis, le autoriza desarrollar el tema intitulado: **Cálculo de ajustes y estudio de coordinación de protecciones por relevadores de equipo eléctrico primario de una subestación tipo gis de 230 kv con una capacidad instalada de 120 MVA.** Para obtener el grado de Maestro en Ingeniería con opción terminal en Sistemas Eléctricos de Potencia. Asignándose como Director al M.C. Ismael Albino Padilla y Co-director al M.C. Edgar Lorenzo Belmonte González.

Sin otro particular de momento, reciba un cordial saludo.

Atentamente

"Pensar bien, para vivir mejor"

H. Puebla de Zaragoza, julio 05 de 2019.

M.I. Fernando Daniel Lazcano Hernández
Director

C.c.p. M.C. Ismael Albino Padilla y M.C. Edgar Lorenzo Belmonte González Director y Co-director del Tema de Tesis

C.c.p. Archivo

ABH/GCC/sco*

MI. Fernando Daniel Lazcano Hernández.

Director de la Facultad de Ingeniería

Benemérita Universidad Autónoma de Puebla

Presente

Los que suscriben

MC. Ismael Albino Padilla y MC. Edgar Lorenzo Belmonte González Asesores del tema de tesis:

**Cálculo de Ajustes y Estudio de Coordinación de Protecciones por Relevadores de Equipo Eléctrico
Primario de una Subestación tipo Gis de 230 KV, con una Capacidad Instalada de 120 MVA**

Presentada por el Ing. Germán Pedro Antonio, nos permitimos informar a Usted que después de haber revisado cuidadosamente el contenido temático, metodología, redacción y ortografía de la tesis correspondiente, no se tiene inconveniente en autorizar la impresión de la misma.

Sin otro particular, le reitero la seguridad de mi más atenta y distinguida consideración.

Atentamente

MC. Ismael Albino Padilla



MC Edgar Lorenzo Belmonte González



H. Puebla de Zaragoza a 13 de Junio de 2019

CCP Interesado

CCP Archivo



Índice General

Índice General.....	ii
Lista de Tablas.....	v
Lista de Figuras.....	vi
Abreviaturas.....	xv
Resumen.....	1
Abstract.....	2
Capítulo 1 Protocolo de tesis.....	3
1.1 Introducción.....	3
1.2 Planteamiento del problema.....	4
1.3 Justificación del problema.....	4
1.4 Objetivos del estudio.....	5
1.4.1 Objetivo general.....	5
1.4.2 Objetivos específicos o particulares.....	5
1.5 Variables.....	6
1.5.1 Variable dependiente.....	6
1.5.2 Variable independiente.....	6
1.6 Antecedentes.....	6
Capítulo 2 Selección de esquemas de protección.....	7
2.1 Introducción.....	7
2.2 El sistema de protección.....	8
2.3 Objetivos del ajuste y la coordinación de la protección.....	9
2.4 Proceso de ajuste y coordinación de la protección.....	10
2.5 Análisis de operación del sistema.....	10
2.5.1 Configuración del sistema eléctrico.....	11
2.5.2 Efecto “INFEED”.....	11
2.5.3 Máximas y mínimas corrientes de falla.....	11
2.6 Descripción de la subestación Condesa y zona de influencia de estudio.....	12
2.6.1 Datos de la subestaciones.....	12
2.6.2 Diagrama unifilar de la subestación eléctrica Condesa 230/23 kV SF6.....	15
2.6.3 Características de la carga.....	15
2.7 Selección del esquema de protección para cables de potencia de 230 kV.....	15
2.7.1 Descripción.....	16
2.7.2 Protección primaria y de respaldo.....	16
2.8 Selección del esquema de protección para transformadores de potencia.....	18
2.8.1 Descripción.....	18
2.8.2 Protección primaria y de respaldo.....	18
Capítulo 3 Criterios de ajuste y aplicación de protecciones en la RNT.....	21
3.1 Introducción.....	21
3.2 Esquemas de protección para transformadores 230/23 kV mayores a 10 MVA de tres devanados en conexión estrella-estrella-delta.....	21
3.2.1 Características de los esquemas de protección.....	21
3.2.2 Características específicas de las funciones de protección.....	22
3.2.3 Esquema de protección de transformadores de potencia.....	22



“CÁLCULO DE AJUSTES Y ESTUDIO DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES POR RELEVADORES DE EQUIPO ELÉCTRICO PRIMARIO DE UNA SUBESTACIÓN TIPO GIS DE 230 kV CON UNA CAPACIDAD INSTALADA DE 120 MVA”

3.2.4 Protección de respaldo lado primario: 50H/51H	23
3.2.5 Protección de respaldo lado secundario: 51L	24
3.2.6 Protección de respaldo neutro: 51NT-H / 51NT-L.....	24
3.3 Esquemas de protección para cables de potencia de 230 kV	26
3.3.1 Protección de respaldo: 21/21N.....	27
3.3.2 Protección de respaldo: 67.....	29
3.3.3 Protección de respaldo: 67N.....	29
Capítulo 4 Modelado con OneLiner de la subestación Condesa	31
4.1 Introducción.....	31
4.2 Descripción general	31
4.3 Modelado de transformador CDS-T01	33
4.3.1 Impedancia.....	33
4.3.2 Curva de daño	38
4.4 Cables de potencia CDS-93H60-TYA y CDS-93H70-DAA	40
4.4.1 Prueba de medición de impedancia con equipo OMICRON.....	41
4.4.1.1 Modelos de línea.....	42
4.4.1.2 Informe de prueba final	45
4.4.2 Modelado de cables	48
Capítulo 5 Simulaciones	51
5.1 Introducción.....	51
5.2 Cables de potencia de 230 kV	52
5.2.1 Relevadores de distancia 21/21N	53
5.2.1.1 Cálculo de ajuste.....	53
5.2.1.2 Coordinación	56
5.2.2 Relevadores de sobrecorriente direccional para sobrecarga 67	60
5.2.2.1 Cálculo de ajuste.....	60
5.2.2.2 Coordinación	63
5.2.2.3 Análisis de flujos de carga con PSS®E.....	70
5.2.3 Relevadores de sobrecorriente direccional para fallas de fase a tierra 67N	80
5.2.3.1 Cálculo de ajuste.....	80
5.2.3.2 Coordinación	82
5.3 Transformador de potencia 60 MVA 230/23 kV.....	88
5.3.1 Protección de sobrecorriente instantáneo de fases 50H	89
5.3.1.1 Cálculo de ajuste.....	89
5.3.2 Protección de sobrecorriente de fases en lado primario 51H	90
5.3.2.1 Cálculo de ajuste.....	90
5.3.2.2 Coordinación	90
5.3.3 Protección de sobrecorriente de fases en lado secundario 51L	92
5.3.3.1 Cálculo de ajuste.....	92
5.3.3.2 Coordinación	92
5.3.4 Protección de sobrecorriente a tierra 51NT-H.....	95
5.3.4.1 Cálculo de ajuste.....	95
5.3.4.2 Coordinación	95
5.3.5 Protección de sobrecorriente a tierra 51NT-L	98
5.3.5.1 Cálculo de ajuste.....	98



**“CÁLCULO DE AJUSTES Y ESTUDIO DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES POR
RELEVADORES DE EQUIPO ELÉCTRICO PRIMARIO DE UNA SUBESTACIÓN TIPO
GIS DE 230 kV CON UNA CAPACIDAD INSTALADA DE 120 MVA”**

5.3.5.2 Coordinación	98
Capítulo 6 Conclusiones y recomendaciones	100
6.1 Conclusiones y recomendaciones	100
Referencias	102
Anexos	103



Lista de Tablas

Tabla 2.1 Transformadores de potencia S.E. CDS	13
Tabla 2.2 Cables de potencia S.E. CDS	13
Tabla 2.3 Transformadores de potencia de la zona de influencia	14
Tabla 2.4 Cables de potencia de 230 kV de la zona de influencia	14
Tabla 2.5 Esquemas de protección para líneas de transmisión, con tensiones de 400 y 230 kV [1] .	17
Tabla 2.6 Esquemas de protección para las líneas de transmisión 93H60 y 93H70	17
Tabla 2.7 Esquemas de protección de respaldo para CDS-T01	20
Tabla 4.1 Categoría de transformadores para curvas de daño [5]	38
Tabla 4.2 Ajustes recomendados para el rango de corriente del CP CU1 [6]	45
Tabla 4.3 Impedancias en p.u. de los cables 93H60 y 93H70	49
Tabla 5. 1 Valores de corto circuito en los buses de la red anillada de 230 kV	52
Tabla 5. 2 Modificación - Implementación de protección de respaldo 21/21N	54
Tabla 5. 3 Ajustes y parámetros de las líneas de transmisión de las protecciones de distancia 21/21N del anillo de 230 kV*	55
Tabla 5. 4 Modificación - Implementación de protección de respaldo 67	61
Tabla 5. 5 Ajustes de pickup 67 del CASO 1	61
Tabla 5. 6 Ajustes de pickup 67 del CASO 2	62
Tabla 5. 7 Ajustes 67 del anillo de 230 kV	65
Tabla 5. 8 Modificación - Implementación de protección de respaldo 67N	80
Tabla 5. 9 Ajustes de pickup 67N del anillo de 230 kV	81
Tabla 5. 10 Ajustes 67N del anillo de 230 kV	83
Tabla 5. 11 Ajustes 50H/51H de los relevadores PT1-7UT63 y PT2-7UT85 de CDS-T01	92
Tabla 5. 12 Ajustes 51L de los relevadores PT1-7UT63 y PT2-7UT85 de CDS-T01	95
Tabla 5. 13 Ajustes 51NTH de los relevadores PT1-7UT63 y PT2-7UT85 de CDS-T01	97
Tabla 5. 14 Ajustes 51NTL de los relevadores PT1-7UT63 y PT2-7UT85 de CDS-T01	99
Tabla F. 1 Determinación de puntos coordinados T-I para definir la curva ANSI de un transformador [8]	108
Tabla L. 1 Impedancias de secuencia positiva y secuencia cero de las líneas del anillo de 230 kV (Datos obtenidos del archivo SIN(MAX-MAX)GRTC.olr	114
Tabla M. 1 Impedancias de corto circuito de secuencia positiva y secuencia cero de los transformadores de potencia del anillo de 230 kV (Datos obtenidos del archivo SIN(MAX-MAX)GRTC.olr	115
Tabla N. 1 Descripción de la operación de los relevadores de distancia 21/21N del anillo de 230 kV	116
Tabla R. 1 Constantes de curva de tiempo inverso	173



Lista de Figuras

Figura 2.1 Zona de influencia de estudio del anillo de 230 kV, con la S.E. CDS.....	7
Figura 2.2 Tipos de protección [1].....	9
Figura 2.3 Proceso general de ajuste y coordinación de la protección [3].....	10
Figura 2.4 Sectores que conforman la Zona de Transmisión Valle de México Sur.....	12
Figura 2.5 Ubicación de la Subestación Eléctrica Condesa 230/23 kV SF6.....	13
Figura 2.6 Subestación Eléctrica Condesa SF6: a) Sección 230 kV, b) Sección 23 kV.....	13
Figura 2.7 Zona de influencia de estudio del anillo de 230 kV, sin la S.E. CDS.....	14
Figura 2.8 Diagrama unifilar S.E. Condesa SF6: a) Sección 230 kV, b) Sección 23 kV.....	15
Figura 2.9 Arreglo normalizado de teleprotección para línea en 400 y 230 kV≤10 km, con medio de comunicación principal fibra óptica dedicada y respaldo por fibra óptica dedicada (PP1-87L/21/67 y PP2-87L/21/67) [1].....	17
Figura 2.10 Esquemas de protección para transformadores de potencia de 10 MVA y mayores con tres devanados con conexión estrella-estrella-delta [2].....	18
Figura 2.11 Distribución de equipo tablero simplex de CDS-T01 Sección tipo TD-PA-PT-IN.....	19
Figura 3.1 Corte de un cable de potencia de 115 kV con aislamiento seco [3].....	26
Figura 4.1 Subestación Condesa (CDS) 230/23 kV 60 MVA.....	32
Figura 4.2 Transformador de potencia CDS-T01 230/23 kV 60 MVA.....	33
Figura 4.3 Configuraciones básicas de transformador de 3 devanados en uso por OneLiner.....	35
Figura 4.4 Placa de datos CDS-T01.....	36
Figura 4.5 Impedancias en por unidad sobre la nueva base a 100 MVA de CDS-T01.....	37
Figura 4.6 Modelo de transformador de 3 devanados Y-Y-D para CDS-T01.....	38
Figura 4.7 Curva de daño del transformador CDS-T01.....	39
Figura 4.8 Cable de potencia CDS-93H60-TYA.....	40
Figura 4.9 Cable de potencia CDS-93H70-DAA.....	40
Figura 4.10 Cableado del sistema de medición de impedancia de línea [6].....	42
Figura 4.11 Modelo físico (asimétrico).....	42
Figura 4.12 Modelo físico (simétrico).....	43
Figura 4.13 Componentes simétricos.....	43
Figura 4.14 Modelo de línea con Z_E	44
Figura 4.15 Plantillas para cables y líneas de transmisión del CPC.....	46
Figura 4.16 Archivo Line Imp.xlt para generación de informe de prueba final.....	46
Figura 4.17 Pruebas en campo de medición de impedancia de línea de CDS-93H60-TYA.....	47
Figura 4.18 Informe de prueba final de medición de impedancia de línea de CDS-93H60-TYA.....	47
Figura 4.19 Informe de prueba final de medición de impedancia de línea de CDS-93H70-DAA	48



Figura 4.20 Modelo PI de una línea de transmisión [7].....	48
Figura 4.21 Parámetros eléctricos en p.u de las líneas de transmisión 93H60 [7].....	50
Figura 4.22 Parámetros eléctricos en p.u de las líneas de transmisión 93H70 [7].....	50
Figura 5.1 Tipos de fallas en Aspen OneLiner.....	52
Figura 5.2 Anillo de 230 kV donde se calcularon los nuevos ajustes de respaldo 21/21N y 67/67N por la puesta en servicio de la S.E. CDS.....	53
Figura 5.3 Ajustes de la protección de distancia 21/21N para ambos extremos de la línea CDS-93H60-TYA.	
a) Característica cuadrilateral y mho: Falla 1LG al 80% de la línea de CDS a TYA.....	57
b) Característica cuadrilateral y mho: Falla 3LG al 80% de la línea de TYA a CDS.....	58
Figura 5.4 Zonas de protección del relevador de distancia del anillo de 230 kV.....	59
Figura 5.5 Operación del anillo de 230 kV en condición de red completa.....	60
Figura 5.6 CASO 1: Ajustes de Pickup 67 con la contingencia más grave (fuera de servicio SNG-93E40-COY y CDS-93H60-TYA).....	62
Figura 5.7 CASO 2: Ajustes de Pickup 67 con la contingencia más grave (fuera de servicio SNG-93E40-COY y SNG-93E50-COY).....	63
Figura 5.8 Red o anillo de 230 kV utilizado para las simulaciones.....	63
Figura 5.9 CASO 1: Falla 3LG tipo Close-in sobre línea 93H60 lado CDS.	
a) Tiempos de operación de las protecciones 67 de las líneas.....	66
b) Curvas características y tiempos de operación de las protecciones 67 de las líneas.....	67
Figura 5.10 CASO 2: Falla 3LG tipo Line-end sobre línea 93E50 lado COY y fuera de servicio la línea 93E40.	
a) Tiempos de operación de las protecciones 67 de las líneas.....	68
b) Curvas características y tiempos de operación de las protecciones 67 de las líneas.....	69
Figura 5.11 Perfiles de carga 2018 de las S.E.'s COY-230, NAR-230, DAA-230 y CDS-85 en demanda mínima.....	71
Figura 5.12 Perfiles de carga 2018 de las S.E.'s COY-230, NAR-230, DAA-230 y CDS-85 en demanda media.....	71
Figura 5.13 Perfiles de carga 2018 de las S.E.'s COY-230, NAR-230, DAA-230 y CDS-85 en demanda máxima.....	72
Figura 5.14 Flujos de carga con PSSE en condiciones de red completa en demanda máxima anual 2018.....	72
Figura 5.15 Flujos de carga con PSSE en condiciones de contingencia (fuera cable 93E40 y 93H60) en demanda máxima anual 2018.....	73
Figura 5.16 Pronóstico de la demanda máxima 2019-2024, escenario de planeación (SIN, TMCA=3.3%) [9].....	74
Figura 5.17 Flujos de carga con PSSE en condiciones de contingencia (fuera cable 93E40 y 93H60) del pronóstico de la demanda máxima anual 2024 (SIN, TMCA=3.3%).....	74



Figura 5.18	Flujos de carga con PSSE en condiciones de contingencia (fuera cable 93E40 y 93E50) del pronóstico de la demanda máxima anual 2022 (SIN, TMCA=3.3%).....	75
Figura 5.19	CASO 1: Cargabilidad del Cable SNG-93E50 en condiciones de contingencia (fuera cable 93E40 y 93H60).....	76
Figura 5.20	CASO 2: Cargabilidad del Cable TYA-93H60 en condiciones de contingencia (fuera cable 93E40 y 93E50).....	76
Figura 5.21	CASO 1: a) Familia de curvas US-U3 y b) Tiempos de operación con los ajustes 67 de SNG-93E50.....	78
Figura 5.22	CASO 2: a) Familia de curvas ANSI-EI y b) Tiempos de operación con los ajustes 67 de TYA-93H60.....	79
Figura 5.23	Ajustes de pickup 67N del anillo de 230 kV.....	81
Figura 5.24	CASO 1: Falla 1LG tipo Close-in sobre línea 93H60 lado CDS. a) Tiempos de operación de las protecciones 67N de las líneas..... b) Curvas características y tiempos de operación de las protecciones 67N de las líneas.....	84 85
Figura 5.25	CASO 2: Falla 1LG tipo Line-end sobre línea 93E50 lado COY y fuera de servicio la línea 93E40. a) Tiempos de operación de las protecciones 67N de las líneas..... b) Curvas características y tiempos de operación de las protecciones 67N de las líneas.....	86 87
Figura 5.26	a) Diagrama unifilar de los esquemas de protecciones del transformador trifásico de potencia CDS T01 36/48/60 MVA, 230/23/15 kV y b) Tablero PCYM CDS-T01.....	88
Figura 5.27	Falla trifásica en el bus de baja tensión del transformador CDS-T01.....	89
Figura 5.28	Ajustes 50H/51H de los relevadores para CDS T01, a) PT1-7UT63 y b) PT2-7UT85.....	90
Figura 5.29	Curvas características de los ajustes y tiempos de operación del 50H/51H para PT1-7UT63 y PT2-7UT85 de CDS-T01 para una falla 3LG en el bus de baja tensión	91
Figura 5.30	Ajustes 51L de los relevadores para CDS T01, a) PT1-7UT63 y b) PT2-7UT85...93	
Figura 5.31	Curvas características de los ajustes y tiempos de operación del 51L para PT1-7UT63 y PT2-7UT85 de CDS-T01 para una falla 3LG en el bus de baja tensión.....	94
Figura 5.32	Corrientes de aportación 3I0 ante una falla 1LG sobre la línea 93H60 tipo Line-end.....	95
Figura 5.33	Ajustes 51NTH de los relevadores para CDS T01, a) PT1-7UT63 y b) PT2-7UT85.....	96
Figura 5.34	Curvas características de los ajustes y tiempos de operación del 51NTH para PT1-7UT63 y PT2-7UT85 de CDS-T01 para una falla 1LG en el bus de alta tensión.....	97
Figura 5.35	Ajustes 51NTL de los relevadores para CDS T01, a) PT1-7UT63 y b) PT2-7UT85.....	98



Figura 5.36 Curvas características de los ajustes y tiempos de operación del 51NTL para PT1-7UT63 y PT2-7UT85 de CDS-T01 para una falla 1LG en el bus de baja tensión.....	99
Figura 6.1 Respaldo remoto en el bus CDS interruptor 10 por una falla 1LG al 25% de la línea DAA-93H80-NAR. a) Relevadores de sobrecorriente 67N. b) Relevadores de distancia.....	100
Figura G.1 Curva de Daño de Transformadores Categoría IV Inmersos en Líquido (Mayor a 10,000 kVA Monofásicos, Mayor a 30,000 kVA Trifásicos) [5].....	109
Figura N.1 Ajustes de la protección de distancia 21/21N para ambos extremos de la línea SNG-93E50-COY*.....	117
a) Característica cuadrilateral: Falla 1LG al 80% de la línea de SNG a COY.	
b) Característica mho: Falla 3LG al 80% de la línea de COY a SNG.	
Figura N.2 Ajustes de la protección de distancia 21/21N para ambos extremos de la línea COY-93H30-NAR:.....	118
a) Característica cuadrilateral: Falla 1LG al 80% de la línea de COY a NAR.	
b) Característica mho: Falla 3LG al 80% de la línea de NAR a COY.	
Figura N.3 Ajustes de la protección de distancia 21/21N para ambos extremos de la línea NAR-93H80-DAA:.....	119
a) Característica cuadrilateral: Falla 1LG al 80% de la línea de NAR a DAA.	
b) Característica mho: Falla 3LG al 80% de la línea de DAA a NAR.	
Figura N.4 Ajustes de la protección de distancia 21/21N para ambos extremos de la línea DAA-93H70-CDS:.....	120
a) Característica cuadrilateral y mho: Falla 1LG al 80% de la línea de DAA a CDS.	
b) Característica cuadrilateral y mho: Falla 3LG al 80% de la línea de CDS a DAA.	
Figura N.5 Ajustes de la protección de distancia 21/21N para ambos extremos de la línea TYA-93E70-SNG:.....	121
a) Característica cuadrilateral y mho: Falla 1LG al 80% de la línea de TYA a SNG.	
b) Característica cuadrilateral y mho: Falla 3LG al 80% de la línea de SNG a TYA.	
Figura O.1 CASO 1: Falla 3LG tipo Close-in sobre línea 93H60 lado CDS, márgenes de coordinación Δt y curvas características de las protecciones 67 de las líneas CDS-93H60 y DAA-93H70.....	122
Figura O.2 CASO 1: Falla 3LG tipo Line-end sobre línea 93H60 lado CDS, márgenes de coordinación Δt y curvas características de las protecciones 67 de las líneas CDS-93H60 y DAA-93H70.....	123
Figura O.3 CASO 1: Falla 3LG tipo Close-in sobre la línea 93H70 lado DAA, márgenes de coordinación Δt y curvas características de las protecciones 67 de las líneas DAA-93H70 y NAR-93H80.....	124



Figura O.4 CASO 1: Falla 3LG tipo Line-end sobre la línea 93H70 lado DAA, márgenes de coordinación Δt y curvas características de las protecciones 67 de las líneas DAA-93H70 y NAR-93H80.....	125
Figura O.5 CASO 1: Falla 3LG tipo Close-in sobre la línea 93H80 lado NAR, márgenes de coordinación Δt y curvas características de las protecciones 67 de las líneas NAR-93H80 y COY-93H30.....	126
Figura O.6 CASO 1: Falla 3LG tipo Line-end sobre la línea 93H80 lado NAR, márgenes de coordinación Δt y curvas características de las protecciones 67 de las líneas NAR-93H80 y COY-93H30.....	127
Figura O.7 CASO 1: Falla 3LG tipo Close-in sobre la línea 93H30 lado COY, márgenes de coordinación Δt y curvas características de las protecciones 67 de las líneas COY-93H30 y SNG-93E50.....	128
Figura O.8 CASO 1: Falla 3LG tipo Line-end sobre la línea 93H30 lado COY, márgenes de coordinación Δt y curvas características de las protecciones 67 de las líneas COY-93H30 y SNG-93E50.....	129
Figura O.9 CASO 2: Falla 3LG tipo Close-in sobre la línea 93E50 lado COY, márgenes de coordinación Δt y curvas características de las protecciones 67 de las líneas COY-93E50 y NAR-93H30.....	130
Figura O.10 CASO 2: Falla 3LG tipo Line-end sobre la línea 93E50 lado COY, márgenes de coordinación Δt y curvas características de las protecciones 67 de las líneas COY-93E50 y NAR-93H30.....	131
Figura O.11 CASO 2: Falla 3LG tipo Close-in sobre la línea 93H30 lado NAR, márgenes de coordinación Δt y curvas características de las protecciones 67 de las líneas NAR-93H30 y DAA-93H80.....	132
Figura O.12 CASO 2: Falla 3LG tipo Line-end sobre la línea 93H30 lado NAR, márgenes de coordinación Δt y curvas características de las protecciones 67 de las líneas NAR-93H30 y DAA-93H80.....	133
Figura O.13 CASO 2: Falla 3LG tipo Close-in sobre la línea 93H80 lado DAA, márgenes de coordinación Δt y curvas características de las protecciones 67 de las líneas DAA-93H80 y CDS-93H70.....	134
Figura O.14 CASO 2: Falla 3LG tipo Line-end sobre la línea 93H80 lado DAA, márgenes de coordinación Δt y curvas características de las protecciones 67 de las líneas DAA-93H80 y CDS-93H70.....	135
Figura O.15 CASO 2: Falla 3LG tipo Close-in sobre la línea 93H70 lado CDS, márgenes de coordinación Δt y curvas características de las protecciones 67 de las líneas CDS-93H70 y TYA-93H60.....	136
Figura O.16 CASO 2: Falla 3LG tipo Line-end sobre la línea 93H70 lado CDS, márgenes de coordinación Δt y curvas características de las protecciones 67 de las líneas CDS-93H70 y TYA-93H60.....	137



Figura P.1 Flujos de carga con PSSE en condiciones de red completa en demanda mínima anual 2018.....	138
Figura P.2 Flujos de carga con PSSE en condiciones de contingencia (fuera cable 93E40) en demanda mínima anual 2018.....	138
Figura P.3 Flujos de carga con PSSE en condiciones de contingencia (fuera cable 93E40 y 93E50) en demanda mínima anual 2018.....	139
Figura P.4 Flujos de carga con PSSE en condiciones de contingencia (fuera cable 93H60) en demanda mínima anual 2018.....	139
Figura P.5 Flujos de carga con PSSE en condiciones de contingencia (fuera cable 93E40 y 93H60) en demanda mínima anual 2018.....	140
Figura P.6 Flujos de carga con PSSE en condiciones de red completa en demanda media anual 2018.....	140
Figura P.7 Flujos de carga con PSSE en condiciones de contingencia (fuera cable 93E40) en demanda media anual 2018.....	141
Figura P.8 Flujos de carga con PSSE en condiciones de contingencia (fuera cable 93E40 y 93E50) en demanda media anual 2018.....	141
Figura P.9 Flujos de carga con PSSE en condiciones de contingencia (fuera cable 93H60) en demanda media anual 2018.....	142
Figura P.10 Flujos de carga con PSSE en condiciones de contingencia (fuera cable 93E40 y 93H60) en demanda media anual 2018.....	142
Figura P.11 Flujos de carga con PSSE en condiciones de contingencia (fuera cable 93E40) en demanda máxima anual 2018.....	143
Figura P.12 Flujos de carga con PSSE en condiciones de contingencia (fuera cable 93E40 y 93E50) en demanda máxima anual 2018.....	143
Figura P.13 Flujos de carga con PSSE en condiciones de contingencia (fuera cable 93H60) en demanda máxima anual 2018.....	144
Figura P.14 Flujos de carga con PSSE en condiciones de contingencia (fuera cable 93E40 y 93H60) del pronóstico de la demanda máxima anual 2019 (SIN, TMCA=3.3%).....	144
Figura P.15 Flujos de carga con PSSE en condiciones de contingencia (fuera cable 93H60) del pronóstico de la demanda máxima anual 2019 (SIN, TMCA=3.3%).....	145
Figura P.16 Flujos de carga con PSSE en condiciones de contingencia (fuera cable 93E40 y 93E50) del pronóstico de la demanda máxima anual 2019 (SIN, TMCA=3.3%).....	145
Figura P.17 Flujos de carga con PSSE en condiciones de contingencia (fuera cable 93E40 y 93H60) del pronóstico de la demanda máxima anual 2020 (SIN, TMCA=3.3%).....	146
Figura P.18 Flujos de carga con PSSE en condiciones de contingencia (fuera cable 93H60) del pronóstico de la demanda máxima anual 2020 (SIN, TMCA=3.3%).....	146



Figura P.19 Flujos de carga con PSSE en condiciones de contingencia (fuera cable 93E40 y 93E50) del pronóstico de la demanda máxima anual 2020 (SIN, TMCA=3.3%).....	147
Figura P.20 Flujos de carga con PSSE en condiciones de contingencia (fuera cable 93E40 y 93H60) del pronóstico de la demanda máxima anual 2021 (SIN, TMCA=3.3%).....	147
Figura P.21 Flujos de carga con PSSE en condiciones de contingencia (fuera cable 93H60) del pronóstico de la demanda máxima anual 2021 (SIN, TMCA=3.3%).....	148
Figura P.22 Flujos de carga con PSSE en condiciones de contingencia (fuera cable 93E40 y 93E50) del pronóstico de la demanda máxima anual 2021 (SIN, TMCA=3.3%).....	148
Figura P.23 Flujos de carga con PSSE en condiciones de contingencia (fuera cable 93E40 y 93H60) del pronóstico de la demanda máxima anual 2022 (SIN, TMCA=3.3%).....	149
Figura P.24 Flujos de carga con PSSE en condiciones de contingencia (fuera cable 93H60) del pronóstico de la demanda máxima anual 2022 (SIN, TMCA=3.3%).....	149
Figura P.25 Flujos de carga con PSSE en condiciones de contingencia (fuera cable 93E40 y 93E50) del pronóstico de la demanda máxima anual 2022 (SIN, TMCA=3.3%).....	150
Figura P.26 Flujos de carga con PSSE en condiciones de contingencia (fuera cable 93E40 y 93H60) del pronóstico de la demanda máxima anual 2023 (SIN, TMCA=3.3%).....	150
Figura P.27 Flujos de carga con PSSE en condiciones de contingencia (fuera cable 93H60) del pronóstico de la demanda máxima anual 2023 (SIN, TMCA=3.3%).....	151
Figura P.28 Flujos de carga con PSSE en condiciones de contingencia (fuera cable 93E40 y 93E50) del pronóstico de la demanda máxima anual 2023 (SIN, TMCA=3.3%).....	151
Figura P.29 Flujos de carga con PSSE en condiciones de red completa del pronóstico de la demanda máxima anual 2024 (SIN, TMCA=3.3%).....	152
Figura P.30 Flujos de carga con PSSE en condiciones de contingencia (fuera cable 93H60) del pronóstico de la demanda máxima anual 2024 (SIN, TMCA=3.3%).....	152
Figura Q.1 CASO 1: Falla 1LG tipo Close-in sobre línea 93H60 lado CDS, márgenes de coordinación Δt y curvas características de las protecciones 67N de las líneas CDS-93H60 y DAA-93H70.....	153
Figura Q.2 CASO 1: Falla 1LG tipo Line-end sobre línea 93H60 lado CDS, márgenes de coordinación Δt y curvas características de las protecciones 67N de las líneas CDS-93H60 y DAA-93H70.....	154



Figura Q.3 CASO 1: Falla 1LG tipo Close-in sobre línea 93H70 lado DAA, márgenes de coordinación Δt y curvas características de las protecciones 67N de las líneas DAA-93H70 y NAR-93H80.....	155
Figura Q.4 CASO 1: Falla 1LG tipo Line-end sobre línea 93H70 lado DAA, márgenes de coordinación Δt y curvas características de las protecciones 67N de las líneas DAA-93H70 y NAR-93H80.....	156
Figura Q.5 CASO 1: Falla 1LG tipo Close-in sobre línea 93H80 lado NAR, márgenes de coordinación Δt y curvas características de las protecciones 67N de las líneas NAR-93H80 y COY-93H30.....	157
Figura Q.6 CASO 1: Falla 1LG tipo Line-end sobre línea 93H80 lado NAR, márgenes de coordinación Δt y curvas características de las protecciones 67N de las líneas NAR-93H80 y COY-93H30.....	158
Figura Q.7 CASO 1: Falla 1LG tipo Close-in sobre línea 93H30 lado COY, márgenes de coordinación Δt y curvas características de las protecciones 67N de las líneas COY-93H30 y SNG-93E50.....	159
Figura Q.8 CASO 1: Falla 1LG tipo Line-end sobre línea 93H30 lado COY, márgenes de coordinación Δt y curvas características de las protecciones 67N de las líneas COY-93H30 y SNG-93E50.....	160
Figura Q.9 CASO 1: Falla 1LG tipo Close-in sobre línea 93E50 lado SNG, márgenes de coordinación Δt y curvas características de las protecciones 67N de las líneas SNG-93E50 y TYA-93E70.....	161
Figura Q.10 CASO 1: Falla 1LG tipo Line-end sobre línea 93E50 lado SNG, márgenes de coordinación Δt y curvas características de las protecciones 67N de las líneas SNG-93E50 y TYA-93E70.....	162
Figura Q.11 CASO 2: Falla 1LG tipo Close-in sobre línea 93E50 lado COY, márgenes de coordinación Δt y curvas características de las protecciones 67N de las líneas COY-93E50 y NAR-93H30.....	163
Figura Q.12 CASO 2: Falla 1LG tipo Line-end sobre línea 93E50 lado COY, márgenes de coordinación Δt y curvas características de las protecciones 67N de las líneas COY-93E50 y NAR-93H30.....	164
Figura Q.13 CASO 2: Falla 1LG tipo Close-in sobre línea 93H30 lado NAR, márgenes de coordinación Δt y curvas características de las protecciones 67N de las líneas NAR-93H30 y DAA-93H80.....	165
Figura Q.14 CASO 2: Falla 1LG tipo Line-end sobre línea 93H30 lado NAR, márgenes de coordinación Δt y curvas características de las protecciones 67N de las líneas NAR-93H30 y DAA-93H80.....	166
Figura Q.15 CASO 2: Falla 1LG tipo Close-in sobre línea 93H80 lado DAA, márgenes de coordinación Δt y curvas características de las protecciones 67N de las líneas DAA-93H80 y CDS-93H70.....	167



Figura Q.16 CASO 2: Falla 1LG tipo Line-end sobre línea 93H80 lado DAA, márgenes de coordinación Δt y curvas características de las protecciones 67N de las líneas DAA-93H80 y CDS-93H70.....	168
Figura Q.17 CASO 2: Falla 1LG tipo Close-in sobre línea 93H70 lado CDS, márgenes de coordinación Δt y curvas características de las protecciones 67N de las líneas CDS-93H70 y TYA-93H60.....	169
Figura Q.18 CASO 2: Falla 1LG tipo Line-end sobre línea 93H70 lado CDS, márgenes de coordinación Δt y curvas características de las protecciones 67N de las líneas CDS-93H70 y TYA-93H60.....	170
Figura Q.19 CASO 2: Falla 1LG tipo Close-in sobre línea 93H60 lado TYA, márgenes de coordinación Δt y curvas características de las protecciones 67N de las líneas TYA-93H60 y SNG-93E70.....	171
Figura Q.20 CASO 2: Falla 1LG tipo Line-end sobre línea 93H60 lado TYA, márgenes de coordinación Δt y curvas características de las protecciones 67N de las líneas TYA-93H60 y SNG-93E70.....	172



Abreviaturas

CFE	Comisión Federal de Electricidad
SEP	Sistema Eléctrico de Potencia
SIN	Sistema Interconectado Nacional
SEN	Sistema Eléctrico Nacional
Sec A	Amperes secundarios
Δt	Margen de coordinación
I_n	Corriente nominal
EEP	Equipo Eléctrico Primario
RTC	Relación de transformación para transformadores de corriente
RTP	Relación de transformación para transformadores de potencial
21/21N	Relevador de distancia de fase y neutro
67	Relevador de sobrecorriente direccional para sobrecarga
67N	Relevador de sobrecorriente direccional para fallas de fase a tierra
RNT	Red Nacional de Transmisión
RGD	Redes Generales de Distribución
TMCA	Tasas Medias de Crecimiento Anual (%)
GRTC	Gerencia Regional de Transmisión Central
ZTVMS	Zona de Transmisión Valle de México Sur
ZTVMC	Zona de Transmisión Valle de México Centro
CPCC	Coordinación de Protecciones, Comunicaciones y Control
CCD	Centro de Control de Distribución
SNG	Nomenclatura de la Subestación Eléctrica San Ángel tipo GIS 230/23 kV
COY	Nomenclatura de la Subestación Eléctrica Coyoacán tipo GIS 230/23 kV
NAR	Nomenclatura de la Subestación Eléctrica Narvarte tipo GIS 230/23 kV
DAA	Nomenclatura de la Subestación Eléctrica Diana tipo GIS 230/23 kV
CDS	Nomenclatura de la Subestación Eléctrica Condesa tipo GIS 230/23 kV
TYA	Nomenclatura de la Subestación Eléctrica Tacubaya tipo GIS 230/23 kV
GIS	Gas Insulated Switchgear (subestación encapsulada en SF6)
EAR	Esquema de Acción Remedial
PT1	Relevador multifunción 1 para protección de bancos de transformación
PT2	Relevador multifunción 2 para protección de bancos de transformación
PP1	Protección primaria 1
PP2	Protección primaria 2
86	Relevador auxiliar de disparo
50FI	Protección de falla de interruptor



Resumen

La demanda de la energía eléctrica en la Ciudad de México está en constante crecimiento y se ha convertido en un bien esencial para el crecimiento y desarrollo económico del centro del país.

En este contexto, en estos últimos cuatro años la CFE Transmisión ha modernizado la Red Nacional de Transmisión (RNT) en el Valle de México con la puesta en servicio de nuevas subestaciones tipo GIS (subestación encapsulada en SF6) para asegurar un suministro eléctrico confiable que atienda las demandas a los diferentes sectores de la población y de la economía.

Por lo anterior, la Zona de Transmisión Valle de México Sur (ZTVMS) ha proyectado poner en servicio la nueva subestación eléctrica Condesa tipo GIS que se sumará a las dos nuevas subestaciones de este tipo que están actualmente en servicio, Narvarte (NAR) y Diana (DAA). La energización de la subestación eléctrica Condesa permitirá cerrar el anillo de 230 kV a través de las subestaciones colaterales Tacubaya (TYA) y Diana (DAA) con el propósito de reforzar la operación y confiabilidad de las subestaciones Coyoacán (COY), Narvarte (NAR), Diana (DAA).

La tesis tiene como objetivo realizar un análisis y estudio de coordinación de protecciones para obtener los ajustes de protecciones de respaldo que se habilitaran en los relevadores de protección microprocesados que protegerán a los Equipos Eléctricos Primarios (EEP) que conforman la nueva subestación eléctrica Condesa (CDS) así como de las modificaciones a los ajustes que se realizarán a las protecciones 21/21N, 67/67N de las líneas de transmisión del anillo de 230 kV derivado a que la topología actual de la red cambiara de un arreglo radial a operar como un arreglo anillado una vez que se energice la subestación Condesa.

Las subestaciones del anillo de 230 kV en estudio están interconectados por cables de potencia y sus longitudes están por debajo de los 5 km, lo que implica que las impedancias serie tengan valores muy bajos y cercanos a los límites mínimos que manejan los relevadores de protección de distancia, esto también provocará que los niveles de corto circuito entre los buses del anillo de 230 kV tengan valores muy cercanos de un bus a otro, esta condición traerá como consecuencia que se deberán analizar principalmente las protecciones de 67/67N para evitar sobre alances, lo que provocaría disparos simultáneos en las líneas.

Los resultados de las simulaciones en ASPEN OneLiner muestran la selectividad de las protecciones 21/21N y 67/67N de la línea protegida ante fallas monofásicas y trifásicas en las líneas adyacentes. Además del estudio de coordinación de la protección de sobrecarga (67) y debido a la importancia que representan los cables de potencia, se realiza el estudio de flujos de carga de la red en PSS/E considerando las contingencias más graves que se puedan presentar, usando como base para este estudio los perfiles de carga anual registrados en el 2018 de las subestaciones COY, NAR, DAA y CDS (85 kV) para determinar la posible sobrecarga a la que puedan ser sometidas los cables a corto y mediano plazo.



Abstract

The demand for electricity in Mexico City is constantly growing and has become an essential asset for the growth and economic development of the center of the country.

In this context, in the last four years the CFE Transmisión has modernized the Red Nacional de Transmisión (RNT) in the Valley of Mexico with the commissioning of new GIS-type substations (SF6 encapsulated substation) to ensure a reliable electricity supply that meet the demands of the different sectors of the population and the economy.

Therefore, the Zona de Transmisión Valle de Mexico Sur (ZTVMS) has planned to put into service the new Condesa type GIS electrical substation that will be added to the two new substations of this type that are currently in service, Narvarte (NAR) and Diana (DAA). The energization of the Condesa electrical substation will allow the 230 kV ring to be closed through the Tacubaya (TYA) and Diana (DAA) collateral substations in order to strengthen the operation and reliability of the Coyoacán (COY), Narvarte (NAR), Diana (DAA) substations.

The thesis aims to perform an analysis and study of coordination of protections to obtain the adjustments of backup protections that will be enabled in the microprocessed protection relays that will protect the Primary Electrical Equipment (EEP) that make up the new Condesa (CDS) electrical substation) as well as the modifications to the adjustments that will be made to the 21 / 21N, 67 / 67N protections of the 230 kV ring transmission lines derived from the current network topology changing from a radial arrangement to operate as a arrangement ringed once the Condesa substation is energized

The 230 kV ring substations under study are interconnected by power cables and their lengths are below 5 km, which implies that the series impedances have very low values and close to the minimum limits that the distance protection relays handle, this will also cause the short-circuit levels between the buses of the 230 kV ring to have very close values from one bus to another, this condition will result in the 67 / 67N protections being mainly analyzed to avoid overflows, which would cause simultaneous line shots.

The results of the simulations in ASPEN OneLiner show the selectivity of the 21/21N and 67/67N protections of the line protected against single-phase and three-phase faults in the adjacent lines. In addition to the overload protection coordination study (67) and due to the importance of power cables, the study of network load flows in PSS/E is carried out considering the most serious contingencies that may occur, using as a basis for this study the annual load profiles registered in 2018 of the COY, NAR, DAA and CDS (85 kV) substations to determine the possible overload to which the cables can be subjected in the short and medium term.



Capítulo 1

Protocolo de tesis

1.1 Introducción

El sistema eléctrico de potencia es un sistema complejo que realiza funciones de gran importancia de generación, transportación y distribución de la energía eléctrica, de esto depende que exista una interacción entre grandes centrales generadoras, subestaciones eléctricas y centros de consumo. Para llevar a cabo esta labor, es necesario contar con sistemas que garanticen una continuidad, estabilidad, calidad y eficiencia del suministro de la energía eléctrica, por lo que una interrupción del suministro tiene repercusiones directas e inmediatas sobre los procesos que se desarrollan a partir del consumo de energía eléctrica. Cuando se produce una falla asimétrica en un elemento, las magnitudes asociadas al Sistema Eléctrico de Potencia (SEP) alcanzan valores situados fuera de sus rangos normales de operación y determinadas áreas del sistema pueden pasar a operar en condiciones desequilibradas. En caso de no haya ningún medio de extinción, la falla se propagaría a través de la red y sus efectos se irían extendiendo hasta provocar disturbios que pudieran operar Esquemas de Acción Remedial (EAR). Como consecuencia de todo ello, importantes zonas de la red podrían llegar a quedar fuera de servicio y la calidad del suministro se resentiría, incluso en zonas alejadas del punto en que se ha producido la falla [10].

Es imposible evitar que se produzcan fallas. El diseño de un sistema eléctrico debe contemplar el hecho de que van a producirse fallas de manera aleatoria e inesperada, por lo que es necesario dotarlo de los medios adecuados para su tratamiento. Las subestaciones forman parte indispensable del SEP pues son centros de transformación, por esta razón, los SEP incorporan sistemas de protección que tienen por objetivo minimizar los efectos derivados de los diferentes tipos de fallas que pueden producirse y que van encaminadas a mantener tanto la calidad como la continuidad del servicio, intentando que ambas características se resientan mínimamente durante un tiempo corto.

Independientemente del punto en que se produzca la falla, la primera reacción del sistema de protección es la de desconectar el circuito en falla, para impedir que la falla se propague y disminuir el tiempo de permanencia. La desconexión del circuito en falla mediante interruptores automáticos origina un transitorio que, asimismo, puede implicar una serie de alteraciones como sobretensiones, descompensación entre generación y consumo con cambio de la frecuencia, entre otras.

Una vez que la falla y sus efectos han sido neutralizados, se debe proceder a realizar las acciones necesarias para restituir lo más rápidamente posible el sistema a sus condiciones iniciales de operación.

Se tiene dos tipos de subestaciones: las convencionales y las no convencionales; la primera son aquellas subestaciones de gran tamaño ubicadas normalmente a las afueras de los



centros de consumo y la segunda son más compactas y son encapsuladas en un medio dieléctrico como es el gas hexafluoruro de azufre (SF₆) y es en este tipo de subestación donde se desarrolla este trabajo.

En el presente trabajo se describen los puntos más importantes a considerar para determinar los ajustes y la coordinación de protecciones de los esquemas de protección de los equipos eléctricos primarios de la Subestación Eléctrica Condesa (S.E. CDS) así como de las subestaciones adyacentes, con el objetivo de proteger en forma selectiva cuando ocurran fallas internas y externas mediante relevadores microprocesados.

1.2 Planteamiento del problema

La puesta en servicio de la S.E. CDS implica que se deberán realizar los siguientes estudios para su operación óptima:

1. Estudio de coordinación de protecciones de los esquemas de protecciones eléctricas que se tendrán que habilitar en los relevadores de protección para la nueva S.E. CDS y de las modificaciones a los ajustes de las protecciones de respaldo que se tendrán que realizar en las subestaciones colaterales que están actualmente en operación, de acuerdo a las especificaciones y criterios de ajustes vigentes de la Comisión Federal de Electricidad (CFE) con el objetivo de calcular y homologar los ajustes. Para lograr este propósito se hará uso del software Aspen OneLiner para simular el compartiendo de las protecciones ante fallas en la red y verificar la operación correcta de las protecciones del anillo de 230 kV y del transformador de potencia CDS-T01 bajo diferentes condiciones de contingencia.
2. Análisis de flujos de carga bajo condiciones de contingencias y escenarios de demanda máxima a corto y mediano plazo, tomado como base los perfiles de carga del 2018 de las subestaciones Coyoacán (COY), Narvarte (NAR), Diana (DAA) y Condesa (85/23 kV) CDS. Para lograr este propósito se hará uso del software PSS/E para simular y observar la cargabilidad de los cables de potencia del anillo de 230 kV en estudio ante las contingencias más severas que se presentarían en la red.

1.3 Justificación del problema

La S.E. CDS se encuentra ubicado en un nodo crítico de la red anillada de 230 kV comprendida entre la Zona de Transmisión Valle de México Sur (ZTVMS) y la Zona de Transmisión Valle de México Centro (ZTVMC), para lo cual se requiere un estudio y análisis de coordinación de protecciones específicos debido a que por su ubicación se vuelve muy vulnerable ante fallas que se pudieran presentar dentro del anillo de 230 kV, esto es ocasionado porque depende de una sola fuente de aportación derivado a la configuración actual de la red de 230 kV donde se encuentra instalado.



Por esta razón se hará un análisis y estudio detallado que permita la operación correcta de los esquemas de protección de la S.E. CDS y de las subestaciones colaterales para evitar disparos incorrectos por coordinación que conllevaría la pérdida de cargas importantes de las subestaciones que conforman el anillo de 230 kV.

1.4 Objetivos del estudio

Realizar las simulaciones de corto circuito y flujos de carga con y sin contingencias con el objetivo proponer los ajustes óptimos para la coordinación de protecciones y determinar la cargabilidad de los cables de potencia bajo diferentes escenarios de demanda, de acuerdo a las características particulares de la S.E. CDS y de los buses vecinos del anillo de 230 kV bajo estudio.

1.4.1 Objetivo general

Realizar el análisis y el estudio de coordinación de protecciones para determinar y proponer los ajustes de respaldos 67/67N/21/21N de la S.E. CDS, así como las modificaciones que se tendrán que realizar a las protecciones de respaldo de las subestaciones que conforman el anillo de 230 kV derivado de las implicaciones que provocara la entrada en servicio de esta nueva subestación tomando en cuenta las especificaciones y criterios de ajustes de la CFE.

1.4.2 Objetivos específicos o particulares

1. Usar el software ASPEN OneLiner para el cálculo de corto circuito y coordinación de protecciones.
2. Modelar los Equipos Eléctricos Primarios (EEP) de la S.E. CDS en ASPEN OneLiner.
3. Medir la impedancia de los cables de potencia CDS-93H60-TYA y CDS-93H70-DAA de 230 kV con equipo de prueba Omicron CPC100 y CP CU1 para obtener los parámetros de impedancia de secuencia positiva y secuencia cero.
4. Aplicar las especificaciones G1000-65 y G0000-62 para líneas de transmisión y transformadores respectivamente.
5. Aplicar los criterios de ajuste y coordinación de protecciones para líneas de transmisión y transformadores de acuerdo a la normativa vigente de la CFE.
6. Calcular los ajustes y coordinación de protecciones de los esquemas de las protecciones de respaldo de las líneas de transmisión y transformador de potencia de la S.E. CDS.
7. Determinar los ajustes de respaldo de los esquemas de protecciones de las líneas de los buses colaterales que conforman el anillo de 230 kV en estudio.
8. Analizar y estudio de coordinación de protecciones de respaldo 21/21N y 67/67N de los buses COY, NAR, DAA, CDS, TYA y SNG que conforman este anillo de 230 kV para determinar los márgenes de coordinación óptimos cuando este arreglo pase a una condición radial y proponer las modificaciones de las protecciones que se vean afectados por esta



"CÁLCULO DE AJUSTES Y ESTUDIO DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES POR RELEVADORES DE EQUIPO ELÉCTRICO PRIMARIO DE UNA SUBESTACIÓN TIPO GIS DE 230 kV CON UNA CAPACIDAD INSTALADA DE 120 MVA"

condición, de tal manera que bajo cualquier condición de operación de la red ya sea radial o en anillo, las protecciones deberán operar de forma selectiva.

9. Analizar los flujos de carga usando PSSE para determinar la cargabilidad de los cables de potencia en condiciones normales de operación y bajo contingencias en el anillo de 230 kV ante escenarios de la demanda actual y la demanda máxima a mediano plazo.

1.5 Variables

1.5.1 Variable dependiente

Ajustes de los esquemas de protección (Pickup, Palanca, Curva Característica, Zonas de protección).

1.5.2 Variable independiente

Cortocircuito, parámetros eléctricos de los EEP (impedancia serie de la línea de transmisión, impedancia de secuencia positiva y secuencia cero de los transformadores de potencia), cargas.

1.6 Antecedentes

La S.E. CDS se tiene proyectada que entre en servicio en el primer semestre del 2019 y será una subestación que reemplazará a la subestación eléctrica Condesa 85/23 kV que está operando actualmente con una capacidad instalada de 60 MVA's, esta subestación opera con dos transformadores trifásicos 85/23 kV de 30 MVA cada uno y 8 alimentadores de 23 kV, esta sustitución tiene como objetivo principal dar una mejor confiabilidad, calidad y continuidad en el servicio eléctrico a los usuarios finales de la alcaldía Cuauhtémoc CDMX. La S.E. CDS es un proyecto que cerrará el anillo de 230 kV a través de las subestaciones colaterales TYA y DAA, a su vez involucrará a la nueva subestación NAR que entró en servicio en el año 2016.



Capítulo 2

Selección de esquemas de protección

2.1 Introducción

La puesta en servicio de la S.E. CDS (ver figura 2.8) implica la energización de los cables de potencia 93H60, 93H70 y un transformador de potencia T01, es decir:

- Los cables de potencia 93H60 y 93H70 enlazan a las subestaciones colaterales TYA y DAA respectivamente y que con esta condición el sistema en estudio operará como un arreglo en anillo (ver figura 2.1), por lo tanto, la selección de los esquemas de protección es una parte importante de los sistemas de protección debida a que la selección de estos está basado en las características individuales de los cables de potencia a proteger de la S.E. CDS y del anillo de 230 kV. Por lo anterior, se hará uso de la especificación G1000-65 donde establecen las reglas para la selección correcta de los esquemas normalizados de protecciones de las líneas de transmisión que son usados en el ámbito de la CFE.
- Para el transformador de potencia T01 se seleccionan los esquemas de protección de acuerdo a sus características particulares, para ello se hará uso de la especificación G0000-62 donde se establecen las reglas para la selección correcta de los esquemas normalizados de protecciones de los transformadores y autotransformadores que son usados en el ámbito de la CFE.

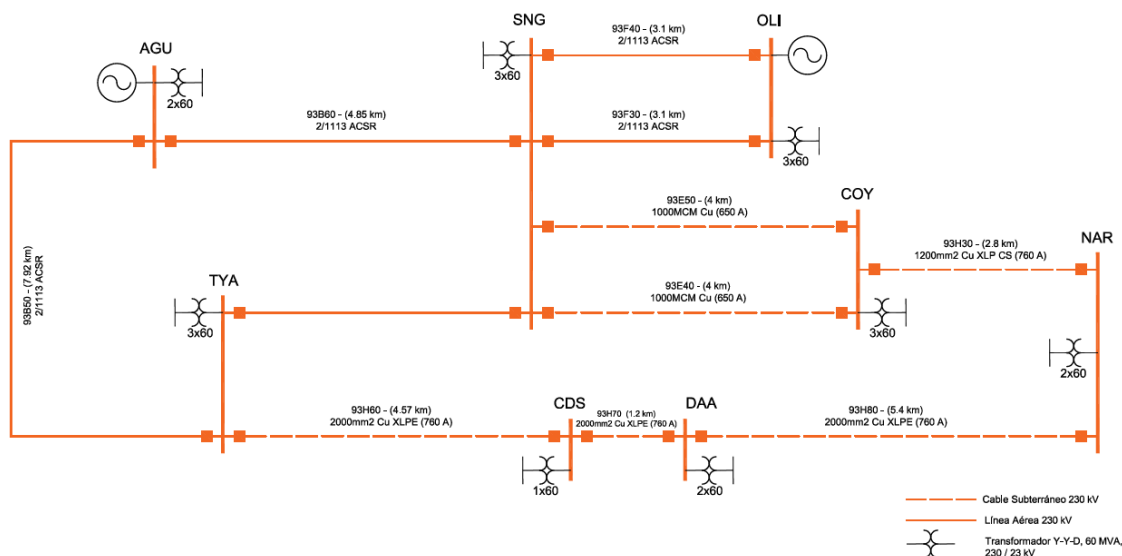


Figura 2.1 Zona de influencia de estudio del anillo de 230 kV, con la S.E. CDS.



2.2 El sistema de protección

Los sistemas de protección se utilizan en los SEP para evitar la destrucción de equipos o instalaciones por causa de una falla que podría iniciarse de manera simple y después extenderse sin control en forma encadenada.

La función principal de un sistema de protección es fundamentalmente la de dejar fuera de servicio cuando algún elemento del sistema de potencia sufre un cortocircuito, o cuando opera de manera anormal [10].

El sistema de protección de los equipos o instalaciones del sistema eléctrico tiene como objetivos [10]:

1. Detectar y aislar la zona donde se ha producido la falla para limitar el daño a los equipos o instalaciones falladas tan pronto como sea posible,.
2. Protección al personal y a los equipos eléctricos.
3. Detectar y alertar sobre las condiciones anormales de operación del sistema y de ser el caso, aislar a los equipos que puedan resultar perjudicados por tales situaciones.

El sistema de protección debe ser concebido para atender una contingencia doble, es decir, se debe considerar la posibilidad que se produzca un evento de falla en el sistema eléctrico, al cual le sigue una falla del sistema de protección, entendido como el conjunto Relevador-Interruptor. Por tal motivo, se debe establecer las siguientes instancias:

1. Las protecciones primarias (87T/87L) que constituyen la primera línea de defensa en una zona de protección y deben tener una actuación lo más rápida posible (instantánea).
2. Las protecciones de respaldo que constituyen la segunda instancia de actuación de la protección y deberán tener un retraso en el tiempo, de manera que debe permitir la actuación de la protección primaria en primera instancia. Estas protecciones son las siguientes:
 - a) La protección de falla de interruptor (50FI) que detecta que no ha operado correctamente el interruptor que debe interrumpir la corriente de falla y por tanto, procede con la apertura de los interruptores asociados a la barra del interruptor fallado y del interruptor del extremo remoto de la línea fallada para aislar la falla.
 - b) La protección de respaldo (21/21N, 67/67N), la cual detecta la falla y actúa en segunda instancia cuando no ha actuado la protección principal.

En general, las protecciones en las líneas de transmisión son diseñadas para operar en dos formas distintas: como Protecciones Primarias para detectar fallas en una zona de protección o como Protecciones de Respaldo para detectar fallas en más de una zona de protección (ver figura 2.2) [1].

Las Protecciones Primarias se caracterizan por lo siguiente:



"CÁLCULO DE AJUSTES Y ESTUDIO DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES POR RELEVADORES DE EQUIPO ELÉCTRICO PRIMARIO DE UNA SUBESTACIÓN TIPO GIS DE 230 kV CON UNA CAPACIDAD INSTALADA DE 120 MVA"

1. Son totalmente selectivas porque sólo detectan fallas en su zona de protección.
2. No pueden desempeñar funciones de protección de respaldo porque no son sensibles a fallas fuera de su zona de protección.
3. Operan bajo el principio diferencial calculando la diferencia entre las corrientes que entran y salen de la zona protegida, un valor por arriba de la corriente de restricción indica que hay una corriente considerable que fluye por una falla dentro de esta zona.

Las Protecciones de Respaldo se caracterizan por lo siguiente:

1. Son relativamente selectivas porque detectan fallas en más de zona de protección.
2. Son sensibles a fallas en las zonas vecinas a su zona de protección.
3. Operan midiendo las corrientes, tensiones, impedancias, etc., y en función del valor obtenido se establece el tiempo de respuesta de la protección.

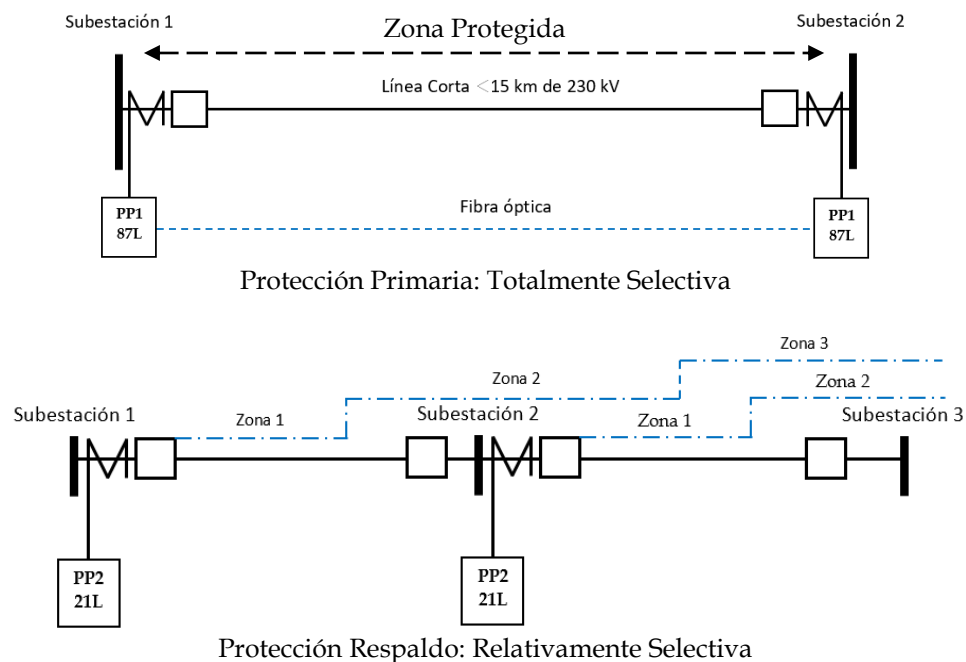


Figura 2.2 Tipos de protección [1].

2.3 Objetivos del ajuste y la coordinación de la protección

Los objetivos del ajuste y la coordinación de la protección es asegurar que se cuentan con un sistema de protección primaria y de respaldo que funciona de la siguiente manera:

1. La protección primaria debe proteger totalmente al equipo (línea, transformador, generador, etc.) y eliminar cualquier falla en un tiempo máximo de 100 ms. Este tiempo equivale a una protección de 2 ciclos y un interruptor de 4 ciclos.



2. La protección de respaldo debe proteger totalmente al equipo (línea, transformador, generador, etc.) y eliminar cualquier tipo de falla en un tiempo máximo de 500 ms para las líneas o en su caso en 1 s para transformadores.

2.4 Proceso de ajuste y coordinación de la protección

El ajuste y coordinación de la protección es un proceso que comprende la integración de varios subprocesos interrelacionados, de manera que muchas veces es necesaria una retroalimentación hasta llegar al resultado final. En la figura 2.3 se muestra una esquematización simplificada del proceso. Para el ajuste de la protección se requiere determinar previamente todas las condiciones de operación del sistema eléctrico, las cuales determinan el límite de la no actuación de la protección. Para ello se debe considerar todas las configuraciones posibles, así como todos los escenarios de generación y demanda. Sobre la base de todas estas condiciones se puede determinar el ajuste de las protecciones de respaldo.

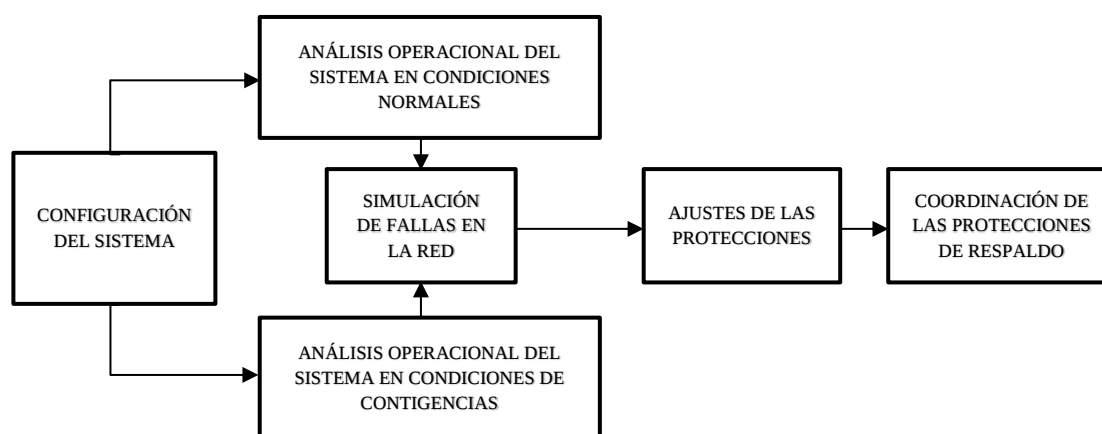


Figura 2.3 Proceso general de ajuste y coordinación de la protección [3]

Los ajustes obtenidos para las protecciones deben ser verificados para coordinar su actuación como protecciones de respaldo. Esto significa que las protecciones primarias no requieren ninguna coordinación puesto que solamente operan en una zona de protección, mientras que las protecciones de respaldo deben ser coordinadas para verificar su actuación en las zonas de protección vecinas.

2.5 Análisis de operación del sistema

El análisis de la operación del SEP tiene por objetivo determinar las máximas y mínimas corrientes de falla que deben servir para ajustar los relevadores de protección y determinar



sus tiempos de operación para que estén en el rango especificado que permitan asegurar la adecuada coordinación con las protecciones de las líneas adyacentes al bus remoto. Para ello se debe considerar todas las condiciones operativas y contingencias que pueden presentarse en el bus remoto, incluso aquellas que son de carácter temporal.

2.5.1 Configuración del sistema eléctrico

Las alternativas de configuración del sistema en estudio deben servir para analizar todas las posibilidades de conexiones y contingencias del SEP, las cuales pueden causar que se tenga distintas impedancias en la red y corrientes de aportación ante fallas respectivamente, es decir, estas configuraciones pueden ser: bypass y taps en líneas, los transformadores en derivación, anillos abiertos etc.

2.5.2 Efecto "INFEED"

Cuando el SEP tiene una configuración compleja donde se hay varias fuentes interconectadas, las cuales constituyen alimentaciones a las fallas, se produce un efecto infeed (alimentación intermedia). El efecto infeed se define como la relación de la corriente total de falla con respecto a la corriente de aportación vista por el relevador de protección de distancia. El valor del infeed nos indica que tan fuerte o débil es el nodo del sistema donde está instalado el esquema de protección.

Es necesario considerar las alternativas de configuración con y sin el efecto infeed, es decir, realizando contingencias en el bus remoto para determinar los ajustes en las condiciones más desfavorables. Más aún, si se tiene un sistema con líneas paralelas, el efecto infeed puede ser variable según la ubicación de la falla.. Para determinar el valor del INFEED ver el anexo A.

2.5.3 Máximas y mínimas corrientes de falla

La demanda máxima y mínima está asociada a la configuración de la red que dependiendo de las cargas conectadas al sistema, determinan la máxima y mínima generación. El objetivo es determinar las máximas y las mínimas corrientes que pueden alimentar las fallas, ya que para el ajuste y la coordinación de una protección se tiene un compromiso entre selectividad y sensibilidad de acuerdo a los siguientes criterios:

1. La sensibilidad de la protección debe permitir detectar las fallas aún con las mínimas corrientes de aportación ante fallas resistivas.
2. La selectividad de las protecciones de respaldo debe mantenerse aún con las máximas corrientes de falla, para lo cual se requiere tiempos debidamente coordinados con las protecciones de líneas adyacentes del bus remoto.



En consecuencia, se debe analizar todos estos escenarios de operación con las posibles sobrecargas que se puedan presentar en la red.

2.6 Descripción de la subestación Condesa y zona de influencia de estudio

2.6.1 Datos de la subestaciones

En la figura 2.4 se muestra el aérea de influencia de la Zona de Transmisión Valle de México Sur y que está integrada por tres sectores: Toluca, Coapa y Sur.

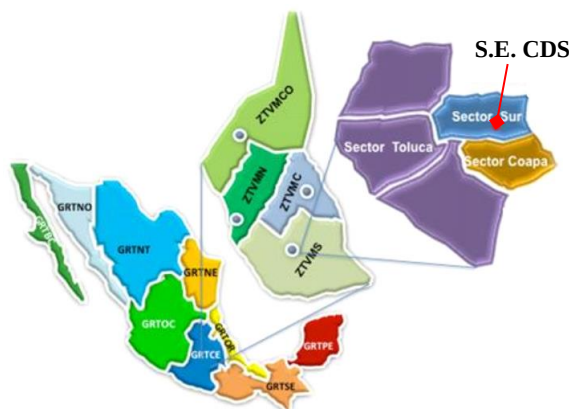


Figura 2.4 Sectores que conforman la Zona de Transmisión Valle de México Sur.

La ZTVMS atiende a 25 subestaciones de potencia y es parte de la Subgerencia Regional de Transmisión Valle de México y este a su vez de la Gerencia Regional de Transmisión Central. La subestación eléctrica Condesa 230/23 kV SF6 (ver Figura 2.6) será una instalación más que se pondrá en servicio y será la subestación número 10 que atenderá el Sector Sur, esto implicará que la capacidad instalada total en Sector Sur pase de 2550 a 2610 MVA's.

La subestación eléctrica de potencia Condesa 230/23 kV (CDS) se encuentra ubicado en la Avenida Mazatlán con esquina Avenida Veracruz, Col. Condesa, Alcaldía Cuauhtémoc CDMX (ver Figura 2.5), está alimentada por dos cables de potencia en 230 kV (CDS-93H60-TYA y CDS-93H70-DAA). La subestación alimenta a la carga a través de 8 alimentadores de distribución en 23 kV.



“CÁLCULO DE AJUSTES Y ESTUDIO DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES POR RELEVADORES DE EQUIPO ELÉCTRICO PRIMARIO DE UNA SUBESTACIÓN TIPO GIS DE 230 kV CON UNA CAPACIDAD INSTALADA DE 120 MVA”



Figura 2.5 Ubicación de la Subestación Eléctrica Condesa 230/23 kV SF6.



a)



b)

Figura 2.6 Subestación Eléctrica Condesa SF6. a) Sección 230 kV, b) Sección 23 kV.

En las tablas 2.1 y 2.2 se muestran las bahías de transformadores y cables de potencia disponibles respectivamente para la S.E. CDS.

Tabla 2.1 Transformadores de potencia S.E. CDS

Nomenclatura	Marca	Capacidad MVA	Conexión	Relación kV	Descripción
CDS-T01	SIEMENS	60	Y-Y-D	230/23	
CDS-T02	-	-	-	-	Futuro

Tabla 2.2 Cables de potencia S.E. CDS

Línea	Longitud km	Marca y Calibre	Tipo	Capacidad A
93H60	4.57	LS CABLE & SYSTEMS. 2000 mm ²	Cu XLPE	760
93H70	1.2	General Cable. 2000 mm ²	Cu XLPE	760



“CÁLCULO DE AJUSTES Y ESTUDIO DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES POR RELEVADORES DE EQUIPO ELÉCTRICO PRIMARIO DE UNA SUBESTACIÓN TIPO GIS DE 230 kV CON UNA CAPACIDAD INSTALADA DE 120 MVA”

En la figura 2.7 se observa la zona de influencia de estudio del anillo de 230 kV antes de la puesta en servicio de la S.E. CDS.

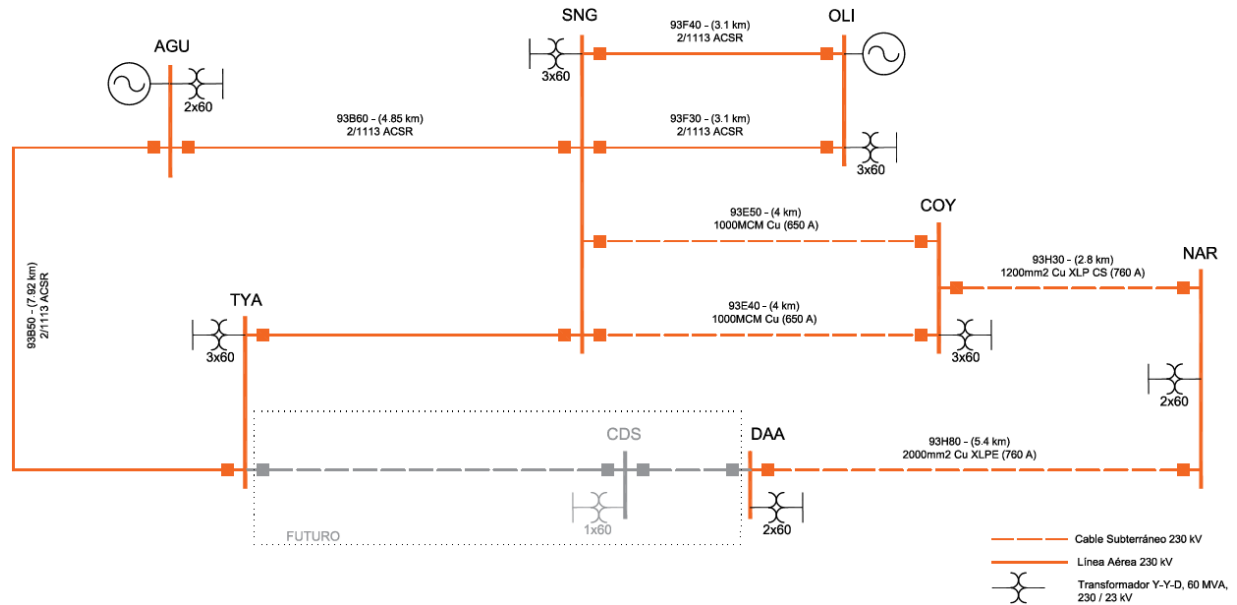


Figura 2.7 Zona de influencia de estudio del anillo de 230 kV, sin la S.E. CDS.

Las características generales de los transformadores que se encuentran actualmente en operación en las subestaciones COY, NAR y DAA se muestran en la tabla 2.3.

Tabla 2.3 Transformadores de potencia de la zona de influencia

Subestación	Capacidad instalada MVA	No. de transformadores	Capacidad MVA	Conexión	Relación kV
COY	180	3	60	Y-Y-D	230/23
NAR	120	2	60	Y-Y-D	230/23
DAA	120	2	60	Y-Y-D	230/23

De la figura 2.7, se puede observar que los enlaces entre las subestaciones COY, NAR y DAA están interconectados por cables de potencia de 230 kV, en la tabla 2.4 se muestran sus características generales.

Tabla 2.4 Cables de potencia de 230 kV de la zona de influencia

Línea	Longitud km	Calibre	Tipo	Capacidad A
SNG-93E40-COY	4,0	1000 MCM	Cu Aceite	650
SNG-93E50-COY	4,0	1000 MCM	Cu Aceite	650
COY-93H30-NAR	2,8	1200 mm ²	Cu XLPE	760
NAR-93H80-DAA	5,4	2000 mm ²	Cu XLPE	760



“CÁLCULO DE AJUSTES Y ESTUDIO DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES POR RELEVADORES DE EQUIPO ELÉCTRICO PRIMARIO DE UNA SUBESTACIÓN TIPO GIS DE 230 kV CON UNA CAPACIDAD INSTALADA DE 120 MVA”

2.6.2 Diagrama unifilar de la subestación eléctrica Condesa 230/23 kV SF6

En la figura 2.8 se muestra el diagrama unifilar de la S.E. Condesa, donde en la parte de la sección de 230 kV se cuenta con un arreglo de doble barra con interruptor de amarre y cuchilla de transferencia asilada en gas SF6 tripolar y en la sección de 23 kV se cuenta con un arreglo de barra principal y barra auxiliar con interruptor de amarre, así mismo se tiene un interruptor (futuro) de seccionamiento de barras para la transferencia de carga de un transformador a otro.

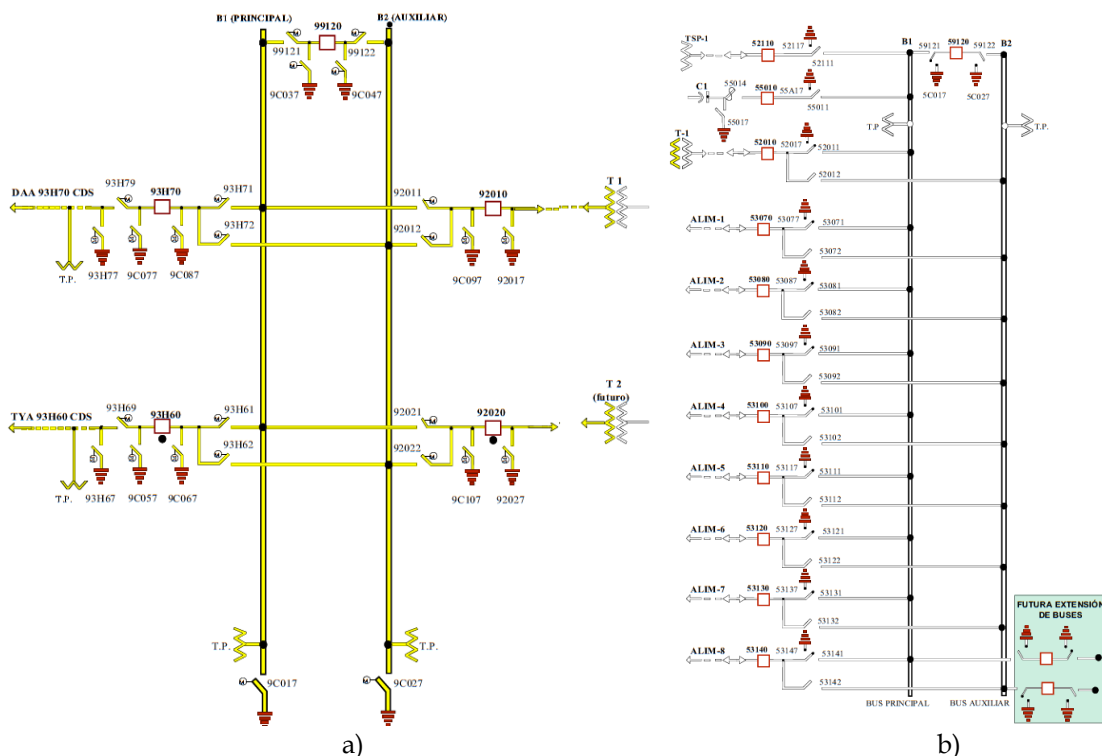


Figura 2.8 Diagrama unifilar S.E. Condesa SF6: a) Sección 230 kV, b) Sección 23 kV.

2.6.3 Características de la carga

La carga suministrada por la S.E. Condesa 230/23 kV SF6 principalmente es de tipo residencial y comercial, existiendo también algunas cargas industriales y sustituirá a la actual S.E. Condesa 85/23 kV que cuenta actualmente con una capacidad instalada de 60 MVA suministrados por dos transformadores 85/23 kV de 30 MVA.

2.7 Selección del esquema de protección para cables de potencia de 230 kV



2.7.1 Descripción

Los esquemas de protección de las líneas de transmisión de enlace deben cumplir con los requerimientos establecidos en la especificación CFE G1000-65 "Esquemas Normalizados de Protecciones para Líneas de Transmisión y Subtransmisión", debiendo aplicar relevadores que se encuentren aprobados en el "Listado de Sistemas de Protección Aprobados" LSPA [1].

2.7.2 Protección primaria y de respaldo

Para establecer los esquemas normalizados para protecciones de líneas de transmisión y subtransmisión con tensión de operación de 69 kV y mayores, se consideran los casos siguientes:

- Línea larga >40 km.
- $15 \text{ km} < \text{Línea media} < 40 \text{ km}$.
- Línea corta ≤ 15 km.

Los esquemas para protecciones de línea de transmisión con tensiones de 400 y 230 kV, deben contar con lo siguiente:

- PP1 protección primaria 1.
- PP2 protección primaria 2.
- PR protección respaldo.
- 50FI protección contra falla de interruptor.

Por lo anterior en la tabla 2.5 se proporcionan las aplicaciones de los esquemas normalizados para las líneas de transmisión 93H60 y 93H70, en ambos casos el medio de comunicación 1 y 2 es fibra óptica dedicada.

Las protecciones PP1 y PP2 deben ser equipos independientes y deben tener algoritmos con principios de operación diferentes [1].

En la figura 2.9 se muestra el diagrama unifilar de protecciones y el arreglo normalizado de teleprotección para las líneas de la S.E. CDS.



“CÁLCULO DE AJUSTES Y ESTUDIO DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES POR RELEVADORES DE EQUIPO ELÉCTRICO PRIMARIO DE UNA SUBESTACIÓN TIPO GIS DE 230 kV CON UNA CAPACIDAD INSTALADA DE 120 MVA”

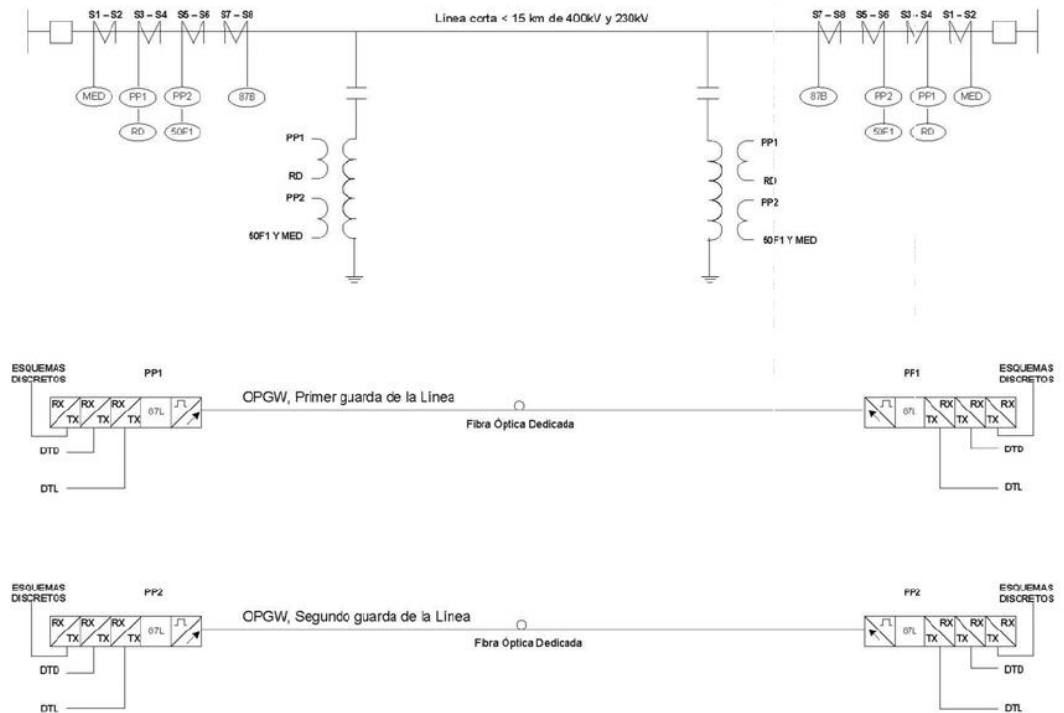


Figura 2.9 Arreglo normalizado de teleprotección para línea en 400 y 230 kV ≤ 10 km, con medio de comunicación principal fibra óptica dedicada y respaldo por fibra óptica dedicada (PP1-87L/21/67 y PP2-87L/21/67) [1].

Tabla 2.5 Esquemas de protección para líneas de transmisión, con tensiones de 400 y 230 kV [1]

Longitud (km)	Esquema 1		Esquema 2	
	Medio de Comunicación 1	PP1	Medio de Comunicación 2	PP2
$L \leq 15$	Fibra óptica (dedicada)	87L/21/67	Fibra óptica (dedicada)	87L/21/67
			Fibra óptica (multiplexada)	87L/21/67

Con la energización de las líneas 93H60 y 93H70 se pondrá en servicio de la S.E. CDS lo que implicará la habilitación de los esquemas de protecciones en ambos extremos de las líneas de acuerdo con la tabla 2.6.

Tabla 2.6 Esquemas de protección para las líneas de transmisión 93H60 y 93H70

Extremo	Línea	PP1 - Siemens 7SL87	PP2 - Siemens 7SD52
CDS	93H60	87L / 21-21N / 67-67N	87L / 21-21N / 67-67N
CDS	93H70	87L / 21-21N / 67-67N	87L / 21-21N / 67-67N
TYA	93H60	87L / 21-21N / 67-67N	87L / 21-21N / 67-67N
DAA	93H70	87L / 21-21N / 67-67N	87L / 21-21N / 67-67N



2.8 Selección del esquema de protección para transformadores de potencia

2.8.1 Descripción

Los esquemas de protección de los transformadores de potencia de la S.E. Condesa deben cumplir con los requerimientos establecidos en la especificación CFE G0000-62 "Esquemas Normalizados de Protecciones para Transformadores, Autotransformadores y Reactores de Potencia", debiendo aplicar relevadores que se encuentren aprobados en el "Listado de Sistemas de Protección Aprobados" LSPA [2].

2.8.2 Protección primaria y de respaldo

Los esquemas de protecciones incluidas en el transformador de potencia con tres devanados de la S.E. Condesa CDS-T01 60 MVA 230/23/15 kV, están definidos en la figura 2.10. Las protecciones PT1 y PT2 deben ser equipos independientes y deben tener algoritmos con principios de operación diferentes [2].

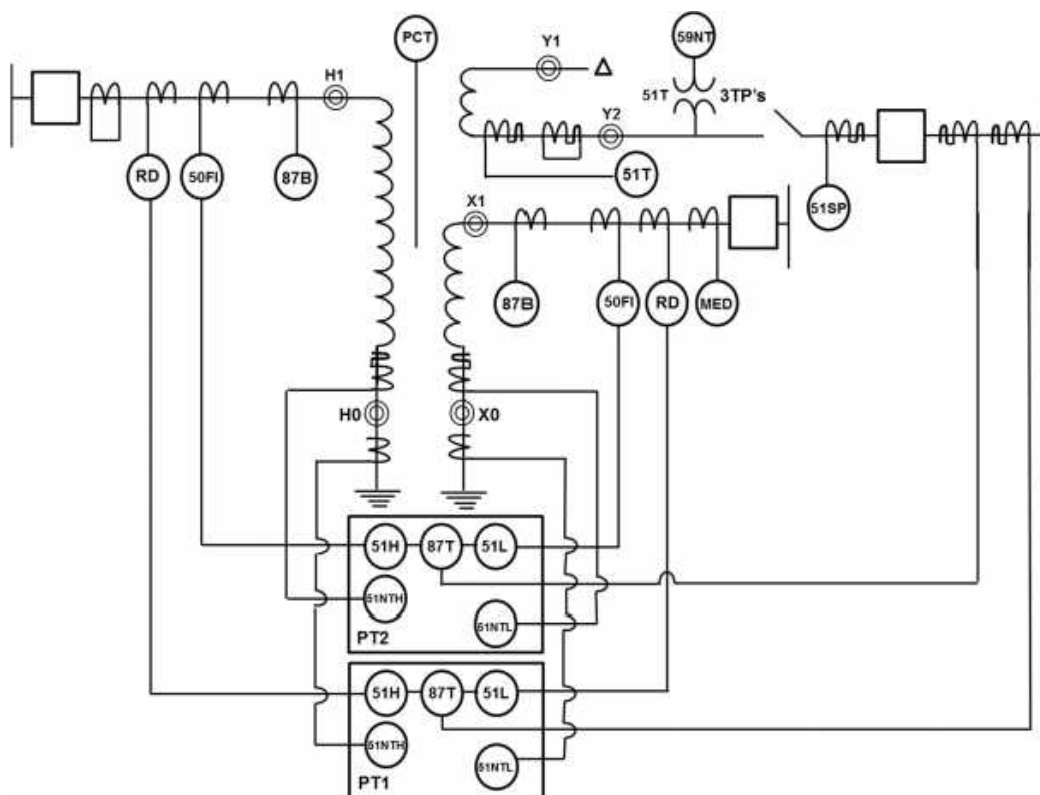


Figura 2.10 Esquemas de protección para transformadores de potencia de 10 MVA y mayores con tres devanados con conexión estrella-estrella-delta [2].



"CÁLCULO DE AJUSTES Y ESTUDIO DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES POR RELEVADORES DE EQUIPO ELÉCTRICO PRIMARIO DE UNA SUBESTACIÓN TIPO GIS DE 230 kV CON UNA CAPACIDAD INSTALADA DE 120 MVA"

- Nota 1. Se considera la letra X para identificar al devanado de baja tensión, la letra H para identificar al devanado de alta tensión, la letra Y para identificar al devanado terciario.

El gabinete construido para este esquema cuenta con los siguientes equipos de protección (ver figura 2.11):

- Un relevador de protección diferencial de transformador (87T) como PT1, el cual es un relevador de la marca Siemens, modelo SIPROTEC 5 7UT85. En el mismo relevador se tienen las protecciones de respaldo como son la de sobrecorriente de fases 51H y sobrecorriente instantáneo de fases para lado alta del transformador 50H, sobrecorriente de fases para lado baja del transformador 51L, sobrecorriente de neutro para lado alta del transformador 51NT-H y sobrecorriente de neutro para lado baja del transformador 51NT-L.
- Un relevador de protección diferencial de transformador (87T) como PT2, el cual es un relevador de la marca Siemens, modelo SIPROTEC 4 7UT63. En el mismo relevador se tienen las protecciones de respaldo como son la de sobrecorriente de fases 51H y sobrecorriente instantáneo de fases para lado alta del transformador 50H, sobrecorriente de fases para lado baja del transformador 51L, sobrecorriente de neutro para lado alta del transformador 51NT-H y sobrecorriente de neutro para lado baja del transformador 51NT-L.

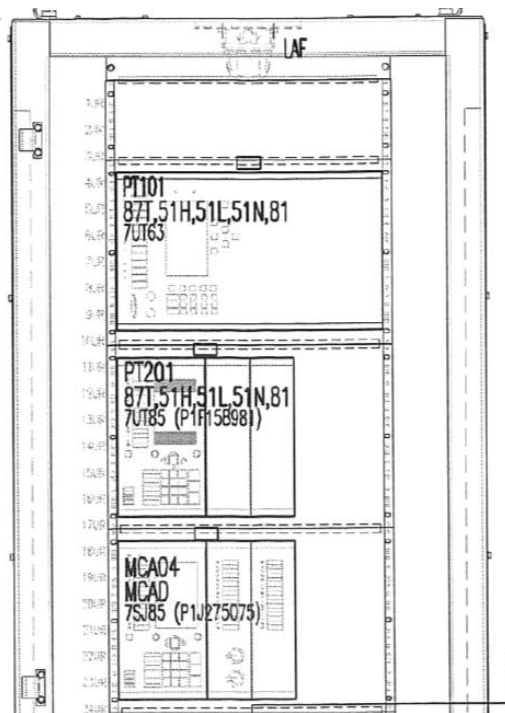


Figura 2.11 Distribución de equipo tablero simplex de CDS-T01 Sección tipo TD-PA-PT-IN.



"CÁLCULO DE AJUSTES Y ESTUDIO DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES POR RELEVADORES DE EQUIPO ELÉCTRICO PRIMARIO DE UNA SUBESTACIÓN TIPO GIS DE 230 kV CON UNA CAPACIDAD INSTALADA DE 120 MVA"

En la tabla 2.7 se proporcionan las aplicaciones de los esquemas normalizados para el transformador de potencia CDS-T01 y cumplen con los requerimientos establecidos en la especificación CFE G0000-62.

Tabla 2.7 Esquemas de protección de respaldo para CDS-T01

Transformador de Potencia		PT1 - Siemens 7UT85	PT2 - Siemens 7UT63
CDS-T01	Lado primario	50H / 51H	50H / 51H
	Lado secundario	51L	51L
	Neutro primario	51NT-H	51NT-H
	Neutro secundario	51NT-L	51NT-L



Capítulo 3

Criterios de ajuste y aplicación de protecciones en la RNT

3.1 Introducción

Los criterios de ajustes son una parte medular de los esquemas de protección. El cálculo correcto de los ajustes para los relevadores de protección proporciona confiabilidad y selectividad ante fallas en la red.

La CFE ha emitido documentos para definir y homologar los criterios de ajustes para las líneas de transmisión, cables y transformadores de potencia, en este capítulo se utilizan los siguientes criterios de ajustes para los esquemas normalizados que se habilitarán en los relevadores de protección de los nuevos cables de potencia y el transformador de la S.E. CDS:

- Criterios de ajuste para protecciones de transformadores y autotransformadores.
- Criterios de ajuste y coordinación de protecciones para líneas de transmisión, subtransmisión y cables de potencia.

3.2 Esquemas de protección para transformadores 230/23 kV mayores a 10 MVA de tres devanados en conexión estrella-estrella-delta

Los criterios de ajuste que aquí se describen para los esquemas normalizados de protección de transformadores y autotransformadores en el ámbito de la CFE están basados en su versión 2014 "*Criterios de Ajuste para Protecciones de Transformadores y Autotransformadores*".

3.2.1 Características de los esquemas de protección

La protección diferencial para transformador (PT1, PT2), deberá cumplir con lo establecido en la especificación CFE G0000-81:

- a) Operación tripolar.
- b) Debe de contar con una función de sobrecorriente en cada una de las entradas de corriente (restricción) para realizar lo siguiente:
 - Protecciones de sobrecorriente del lado de alta del transformador (51H).
 - Protección de sobrecorriente del lado de baja del transformador (51L).
 - Protección de sobrecorriente del terciario del transformador (ver aplicaciones con servicios propios, para transformadores de tres devanados) (51T).



- Protección de sobrecorriente del neutro, debe proteger de forma independiente cada punto de aterrizamiento con lo que cuente el transformador. (51NT-H, 51NT-L).

3.2.2 Características específicas de las funciones de protección

Todas las funciones de protección de los relevadores PT1 y PT2 deben cumplir con lo establecido en la especificación CFE G0000-81 "Características Técnicas para Relevadores de Protección".

Las funciones de protección diferencial de transformador (87T) de los relevadores PT1 y PT2 deben tener diferente algoritmo.

Los disparos de la PT1 y PT2, deben operar directamente al equipo primario y al 86T; mientras que las protecciones propias del banco deben operar directamente sobre la función 86T. La función de protección 86T, debe realizar el bloqueo y disparo sostenido sobre los interruptores propio, medio del banco y del lado de baja tensión.

El arranque de los relevadores 50FI se debe obtener directamente de los relevadores PT1 y PT2, incluyendo las protecciones propias del banco.

Debe contar con señalización de operación y alarma por disparo de las protecciones propias del transformador. En transformadores con unidades monofásicas se debe contar con señalizaciones de alarma por fase.

La función de protección de falla interruptor 50FI se acepta como función adicional de la protección PT1 Y PT2 y/o diferencial de barras para niveles de tensión ≤ 161 kV, en caso que no la contenga se debe proporcionar un relevador independiente. Para niveles de tensión 400 kV y 230 kV debe ser un relevador independiente.

3.2.3 Esquema de protección de transformadores de potencia

Los esquemas de protección para transformadores de potencia de 7.5 MVA y mayores con tres devanados con conexión estrella-estrella-delta (Y-Y-D), deben de cumplir con los siguientes puntos [2]:

- a) Protección Diferencial de Transformador PT1, relevador independiente.
- b) Protección Diferencial de Transformador PT2, relevador independiente.
- c) La PT1 y la PT2 deben contar con las funciones adicionales 51H, 51L, 51NT-H y 51NT-L.
- d) Protección de sobre corriente de Terciario 51T, esta protección debe incluir la función 59 NT.
- e) Se acepta como función adicional de la PT1 o PT2 o 87B el 50FI, solo para tensiones 161 kV y menores.
- f) Protecciones propias contenidas en el transformador (63T, 63P, 49T) PCT.



- g) El número de relevadores 50FI depende del arreglo de la subestación, véase figura 5.
- h) Para tensiones menores o iguales a 34.5 kV no se requiere la función 50FI.
- i) Protección de sobrecorriente de fases y neutro residual para el alimentador de servicios propios, relevador independiente.
- j) Cuando no existan servicios propios conectados al terciario, la protección PPA 51SP y la restricción de la 87T de la PT1 y PT2, se deben dejar disponibles a tabllillas para su conexión futura a los TC's faltantes.

3.2.4 Protección de respaldo lado primario: 50H/51H

50H: Protección de sobrecorriente instantáneo de fases.

COMPROMISOS:

- a) La unidad instantánea no debe operar para ninguna falla en baja tensión.

CRITERIOS DE AJUSTE:

Pickup.

- a) El ajuste debe ser mayor a 10 veces la corriente nominal para máxima capacidad del transformador y mayor al 200% de la corriente de aportación para falla trifásica en bus de baja tensión.

51H: Protección de sobrecorriente de fases en lado primario.

COMPROMISOS:

- a) Debe operar de manera coordinada con las protecciones primarias y de respaldo del banco.
- b) Debe operar como protección de sobrecarga del transformador.

CRITERIOS DE AJUSTE:

Pickup.

- a) Se ajusta al 220% de la capacidad OA del transformador.
- b) Ajustar al 200% si no existe la Protección de Respaldo del Secundario.

Tipo de Curva.

- a) Se debe seleccionar una curva muy inversa que permita coordinar con las curvas de los relevadores instalados en el lado de baja tensión.

Palanca.

- a) El tiempo de operación debe estar entre 0.8 y 1 segundo para una falla trifásica en el bus de baja tensión.



- b) Mantener un margen de coordinación de entre 200 y 300 ms contra el 51NT-H y 51L y 51NT-L para fallas monofásicas en el bus de baja.
- c) Que su característica se encuentre por debajo de la curva de daño (por falla frecuente) del transformador.

3.2.5 Protección de respaldo lado secundario: 51L

51L: Protección de sobrecorriente de fases en lado secundario.

COMPROMISOS:

- a) Debe permitir operar primero a protecciones primarias del banco y las protecciones de los alimentadores o líneas de baja tensión.
- b) Debe operar con retardo de tiempo para fallas trifásicas o bifásicas entre transformador e Interruptores de baja.

CRITERIOS DE AJUSTE:

Pickup.

- a) Se ajusta al 200% de la capacidad OA del transformador.

Tipo de Curva.

- a) Se debe seleccionar una curva muy inversa, y que permita coordinar con las curvas de los relevadores instalados en los alimentadores.

Palanca.

- a) El tiempo de operación debe estar entre 0.6 y 0.8 segundos para falla trifásica en el bus de baja tensión.
- b) Se debe mantener un margen de coordinación de entre 200 y 300 ms contra las protecciones de los alimentadores y/o líneas. Considerar los tiempos de operación de los interruptores de baja tensión.
- c) Que su característica se encuentre por debajo de la curva de daño (por falla frecuente) del transformador.

3.2.6 Protección de respaldo neutro: 51NT-H / 51NT-L

51NT-H: Protección de sobrecorriente a tierra conectado en TC del neutro del primario del transformador.

COMPROMISOS:

- a) Debe permitir operar primero a las protecciones primarias del banco y las protecciones de bus de alta tensión.



"CÁLCULO DE AJUSTES Y ESTUDIO DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES POR RELEVADORES DE EQUIPO ELÉCTRICO PRIMARIO DE UNA SUBESTACIÓN TIPO GIS DE 230 kV CON UNA CAPACIDAD INSTALADA DE 120 MVA"

- b) Debe coordinar con las protecciones de tierra de las líneas de alta tensión.
- c) Debe operar bajo la situación de fuera de paso en cambiador de taps por arriba de 2 pasos de diferencia.
- d) No debe operar con la corriente residual generada por el polo abierto durante la secuencia de recierre monopolar en las líneas adyacentes.

CRITERIOS DE AJUSTE:

Pickup.

- a) Para transformadores que alimentan cargas radiales, se debe ajustar al 30% de la capacidad máxima del transformador. En caso contrario, debe ser ajustado al 25%.

Tipo de Curva.

- a) Se debe seleccionar una curva inversa, y que permita coordinar con las curvas de los relevadores 67N instalados en el lado de alta tensión.

Palanca.

- a) El tiempo de operación debe estar entre 0.6 y 0.8 segundos para falla monofásica en el bus de alta tensión.
- b) Se debe mantener un margen de coordinación de entre 200 y 300 ms (debiendo quedar un tiempo de respuesta de entre 0.8 y 1.0 segundo) contra las protecciones 67N y zonas 2 de los relevadores de distancia (21) de las líneas de alta tensión para fallas en el extremo con el interruptor abierto (line end).

51NT-L: Protección de sobrecorriente a tierra conectado en TC del neutro del secundario del transformador.

COMPROMISOS:

- a) Debe permitir operar primero a las protecciones primarias del banco y las protecciones de los alimentadores de baja tensión.
- b) Debe coordinar con las protecciones de tierra de los alimentadores de baja tensión.
- c) Debe operar bajo la situación de fuera de paso en cambiador de taps por arriba de 2 pasos de diferencia.
- d) No debe operar con la corriente residual generada por el polo abierto durante la secuencia de recierre monopolar en las líneas adyacentes.

CRITERIOS DE AJUSTE:

Pickup.

- a) Se debe ajustar al 30% de la capacidad máxima del transformador para transformadores que alimentan únicamente carga radial. En el caso de que la carga



no sea radial, el ajuste debe ser al 25% de la capacidad máxima del transformador. Toda vez que se tenga habilitado el 51NT-H, de lo contrario, ajustar al 20 y 25%, respectivamente.

Tipo de Curva.

- a) Se debe seleccionar una curva inversa, y que permita coordinar con las curvas de los relevadores instalados en lado baja tensión o alimentadores.

Palanca.

- a) El tiempo de operación debe estar entre 0.6 y 0.8 segundos para una falla monofásica en el bus de baja tensión.
- b) Se debe mantener un margen de coordinación de entre 200 y 300 ms (debiendo quedar un tiempo de respuesta de entre 0.8 y 1.0 segundo) contra las protecciones 67N y zonas 2 de los 21 de las líneas de baja tensión para fallas en el extremo con el interruptor abierto (line end).

3.3 Esquemas de protección para cables de potencia de 230 kV

Los criterios de ajuste que aquí se describen para los esquemas normalizados de protección de líneas de transmisión en el ámbito de la CFE están basados en su versión 2014 "*Criterios de Ajuste y Coordinación de Protecciones para Líneas de Transmisión y Cables de potencia*".

En esta sección se establecen los criterios para el ajuste y coordinación de los esquemas de protección para Cables de Potencia subterráneos que son utilizados en la interconexión de cargas urbanas, industriales o de Centrales Generadoras.

Los cables de potencia utilizados con mayor frecuencia en 230,115 y 85 kV en la RNT de la ZTVMS son del tipo seco o aceite con plantas de bombeo localizadas a lo largo de su trayectoria y en las subestaciones terminales, a fin de garantizar la circulación del aceite refrigerante y aislante.



Figura 3.1 Corte de un cable de potencia de 115 kV con aislamiento seco [3].



3.3.1 Protección de respaldo: 21/21N

Función de distancia para líneas cortas ($L < 15$ km) 21

Solamente se aplicaran las zonas 1 y zona ZRT, con los criterios que se describen a continuación.

a) Zona 1.

- Con dirección hacia adelante y disparo instantáneo.
- Su propósito es liberar las fallas en la mayor parte de la línea protegida, sin retardo de tiempo intencional.
- Alcance de la característica Mho y alcance inductivo para la característica cuadrilateral:
 - Ajustar del 60 al 70% de la impedancia de secuencia positiva de la línea protegida.
 - Si se cuenta con línea paralela en la misma estructura, entonces, ajustar del 55% al 60% de la impedancia de secuencia positiva de la línea protegida.
- Alcance resistivo (R_1 y R_{1N}) para característica cuadrilateral con DRM y sin DRM:

Cálculo de R_1 para **fallas entre fases**.

- Aplicar el criterio general $0.8 \cdot X_1 < R_1 < 2.5 \cdot X_1$, donde X_1 es el alcance inductivo de zona 1.
- Ajustar $R_1 = X_1 \Omega$ -primarios.
- Verificar que $5 \leq R_1 \leq 80 \Omega$ primarios resistivos.
- Si R_1 está fuera del rango anterior, entonces ajustar al límite respectivo de 5Ω -primarios u 80Ω -primarios.

Cálculo de R_{1N} para **fallas de fase a tierra**.

- Aplicar el criterio general $0.8 \cdot X_1 < R_{1N} < (1 + K_0) \cdot 2.5 \cdot X_1$, donde X_1 es el alcance inductivo de zona 1.
- Ajustar $R_{1N} = 4 \cdot X_1 \Omega$ -primarios.
- Salvo casos especiales (resistividad alta del terreno, efecto de fuente intermedia, etc.), se podrá ampliar el valor de R_{1N} , toda vez que esté dentro del valor del criterio general.

b) Zona de respaldo temporizado (ZRT).

- Con dirección hacia adelante.
- Se utilizará para disparo independiente con retardo de operación de 300 a 400 milisegundos.



"CÁLCULO DE AJUSTES Y ESTUDIO DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES POR RELEVADORES DE EQUIPO ELÉCTRICO PRIMARIO DE UNA SUBESTACIÓN TIPO GIS DE 230 kV CON UNA CAPACIDAD INSTALADA DE 120 MVA"

- El propósito de esta zona es respaldar un 50% de la línea más corta que salga del bus remoto con INFEED mínimo, el INFEED mínimo se calculará con la contingencia más severa probable, considerando el extremo remoto abierto.
- Alcance de la característica M_{ho} y alcance inductivo para característica cuadrilateral.
 - Ajustar al 100% de la impedancia de secuencia positiva de la línea protegida más 50% de la línea más corta que salga del bus remoto con INFEED mínimo, considerando el extremo remoto abierto.
- Calcular el INFEED mínimo. Véase el anexo 1 "Criterios para determinar el valor del INFEED".
- En caso de que el INFEED mínimo obtenido sea mayor a 6, deberá considerarse 6.
- En caso de tener algún transformador en el bus remoto:
 - Verificar que exista coordinación en los tiempos de operación entre los relevadores de sobrecorriente del transformador y esta zona ZRT, en el mismo nivel de voltaje.
 - Con el valor calculado, verificar que el alcance máximo de la zona ZRT, no detecte fallas en el bus del otro nivel de tensión del banco de transformación, considerando las contingencias más críticas probables; en caso contrario, recortarla gradualmente hasta asegurarse que quede fuera de su cobertura.
- Para líneas paralelas que salen del bus remoto, analizar el alcance propuesto para falla en bus adyacente a éstas. De igual forma, cuando se tienen transformadores en paralelo en el bus remoto, se debe analizar la operación tanto para los relevadores de fase como los de tierra. Ver el anexo 4 "Diagrama unifilar esquemático con identificación de nodos para verificar el alcance de la zona ZSA y ZRT "
- Alcance resistivo (RRT y RRTN) con DRM y sin DRM:

Cálculo de RRT para fallas entre fases.

- Aplicar el criterio general $0.8 \cdot XRT < RRT < 2.5 \cdot XRT$, donde XRT es el alcance inductivo de zona ZRT.
- Ajustar $RRT = 2XRT \Omega$ -primarios.
- Verificar que $10 \leq R1 \leq 80 \Omega$ primarios resistivos.
Si RRT está fuera del rango anterior, entonces ajustar al límite de 10 Ω -primarios u 80 Ω -primarios, según corresponda.

Cálculo de RRTN para fallas de fase a tierra.



"CÁLCULO DE AJUSTES Y ESTUDIO DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES POR RELEVADORES DE EQUIPO ELÉCTRICO PRIMARIO DE UNA SUBESTACIÓN TIPO GIS DE 230 kV CON UNA CAPACIDAD INSTALADA DE 120 MVA"

- Aplicar el criterio general $0.8 \cdot XRT < RRTN < (1+K0) \cdot 2.5 \cdot XRT$, donde XRT es el alcance inductivo de zona ZRT.
- Ajustar $RRTN = 4 \cdot XRT \cdot \Omega$ -primarios.
- Salvo casos especiales (resistividad alta del terreno, efecto de fuente intermedia, etc.), se podrá ampliar el valor de RRTN, siempre y cuando este dentro del valor del criterio general.

3.3.2 Protección de respaldo: 67

Protección de sobrecorriente direccional para sobrecarga 67

COMPROMISOS:

- a) Debe proteger contra sobrecargas y fallas trifásicas al cable de potencia.

Procedimiento para determinar el valor del pickup y de la palanca:

- Se recomienda utilizar la corriente de sobrecarga para el cálculo del pickup y el archivo de cortocircuito de máxima generación para calcular la palanca.
- El pickup se ajusta con el valor de corriente de sobrecarga que se determine para el cable.
- Se recomienda utilizar tiempo definido para esta función.
- El ajuste de la unidad de tiempo depende de las características físicas y eléctricas del cable proporcionadas por el fabricante.

3.3.3 Protección de respaldo: 67N

Protección de sobrecorriente direccional para fallas de fase a tierra 67N

COMPROMISOS:

- a) Debe respaldar a la protección PP del cable de potencia protegido para fallas de fase a tierra.
- b) Respalda hasta donde sea posible las protecciones de líneas o cables de potencia adyacentes que salen del bus remoto.

Procedimiento para determinar el valor del pickup y de la palanca:

- Se utilizará el archivo de cortocircuito de máxima generación para el cálculo del pickup y la palanca.



- Se recomienda seleccionar curvas muy inversas (VI) o extremadamente inversa (EI) para líneas cortas que tengan alta aportación, y curvas inversas o moderadamente inversa para líneas largas y medianas con baja aportación.
- Simular falla monofásica en el bus remoto y con la contingencia que dé la aportación mínima de $3I_0$, con todos los equipos cerrados al valor de la aportación $3I_0$ multiplicarlo por 0.5, posteriormente simular una falla monofásica con 50 ohms al final de la línea con el extremo remoto abierto (line-end) el $3I_0$ multiplicarlo por 0.6, seleccionar el valor mínimo y aplicando la RTC correspondiente calcular el **valor del pickup provisional**.
- Simular una falla monofásica a la salida de la línea (close-in) utilizando el archivo de cortocircuito de máxima generación con todos los equipos cerrados, y con el valor del pickup provisional seleccionar la palanca de manera que para esta falla opere en un tiempo entre 100 y 200 ms.
- Simular fallas en el bus remoto con contingencia (salidas de líneas una, dos y tres a la vez en ese bus), con el ajuste de palanca ya calculado fijo, ajustar el pickup de tal manera que el tiempo de operación del relevador sea entre 350 y 500 ms.
- Con los valores de pickup y palanca ya calculados verificar los tiempos de operación en el bus remoto con contingencias y sin contingencias, asegurando que los tiempos de operación estén en el rango especificado. En caso de no cumplir los tiempos mencionados, se deberá seguir el diagrama de flujo del anexo 6. Simular fallas a lo largo de las líneas adyacentes al bus remoto para verificar el porcentaje con el cual se respaldan dichas líneas.
- Verificar que se mantenga un margen de coordinación no menor a 200 ms con las protecciones de línea del bus remoto, para fallas de fase a tierra a la salida (tipo close-in) para cada una de ellas.
- Se debe implementar el arreglo en el tablero de protección en el cual el relevador de recierre bloquee al 67N durante el polo abierto, con el fin de no sacrificar la sensibilidad del mismo por el desbalance, esto se logra a través de la función de "recierre en progreso" del 79.
- Si la topología de la red y los relevadores aplicados lo permiten, puede habilitarse la función de sobrecorriente con tiempo definido, considerándose que opere hasta el 50% de las fallas monofásicas en la línea con los extremos cerrados, simular fallas en el rango del 40% al 60% de la línea, utilizando el archivo de máxima generación.



Capítulo 4

Modelado con OneLiner de la subestación Condesa

4.1 Introducción

Utilizar los modelos adecuados para los cables de potencia 93H60, 93H70 y para el transformador T01 de la S.E. CDS es de vital importancia para una representación casi exacta de estos EEP en ASPEN OneLiner con la finalidad de que el usuario pueda simular cualquier condición de falla que se pueda presentar en la red de 230 kV y 23 kV y que el software proporcione las aportaciones de corrientes de secuencia positiva, negativa y cero con el objetivo de determinar los ajustes que se habilitaran en los relevadores de protección de respaldo.

Para el caso particular de los cables de potencia, los parámetros eléctricos de impedancia de secuencia positiva y secuencia cero que requiere el modelo para una línea en ASPEN OneLiner se obtendrá con los equipos de prueba Omicron CPC100 y CP CU1.

Por otra parte, las impedancias de secuencia positiva y secuencia cero del transformador requeridas por ASPEN OneLiner para el modelo de tres devanados Y-Y-D se obtendrán de la placa de datos del propio transformador proporcionados por el fabricante.

4.2 Descripción general

El análisis de cortocircuito y la coordinación de protecciones se centra en las líneas de transmisión del anillo de 230 kV y el transformador CDS-T01 de la zona de influencia en estudio, por lo tanto, para cumplir con este propósito se utilizó el programa ASPEN OneLiner v11.8 donde se modelaron los equipos primarios antes mencionados para realizar las simulaciones de fallas de acuerdo a los criterios de ajuste para esquemas de protección de líneas de transmisión, cables de potencia y transformadores.

ASPEN OneLiner es un programa en ambiente Windows creado para la coordinación de relevadores de protección y cálculo de cortocircuito. Este elimina el tedioso y prolongado trabajo de los ingenieros de calcular y dibujar las curvas de los relevadores en los diagramas de coordinación. Con esta herramienta, el ingeniero puede cambiar los ajustes del relevador y la configuración de la red eléctrica cuantas veces quiera y ver los resultados del cambio inmediatamente. Algunos aspectos destacados de OneLiner son:

- Modelado preciso de transformadores de 2 y 3 devanados, líneas, interruptores, capacitores, reactores, líneas de CD, generadores, cargas, acoplamiento mutuo de secuencia cero.
- Modelo detallado de fusibles, restauradores, relevadores de sobrecorriente y distancia (con una muy amplia librería, la cual puede ser editada por el usuario).



"CÁLCULO DE AJUSTES Y ESTUDIO DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES POR RELEVADORES DE EQUIPO ELÉCTRICO PRIMARIO DE UNA SUBESTACIÓN TIPO GIS DE 230 kV CON UNA CAPACIDAD INSTALADA DE 120 MVA"

- Programa de cortocircuito incorporado que simula los siguientes tipos de fallas: fallas en bus, y al final de la línea con interruptor abierto, bus remoto, fallas intermedias, falla de bus a bus y fallas de fase abierta, etc., así como también fallas simultáneas.
- Herramientas avanzadas de análisis, como son: resumen de falla en bus, análisis de voltaje, localización de falla, etc.
- Despliegue grafico de soluciones de falla y tiempo de operación de relevadores, sobre diagramas de línea y fasores.
- Grafica automáticamente características de los relevadores de sobrecorriente y distancia en pantalla.
- Exporta datos de falla en formatos COMTRADE, DOBLE y otros formatos, para pruebas de relevadores.

En la figura 4.1 se muestra la nueva subestación Condesa 230/23 kV con una capacidad instalada de 60 MVA suministrado por un transformador de potencia (CDS-T01) con una potencia nominal de 60 MVA. La capacidad total futura para esta subestación es de 120 MVA, ya que se cuenta con una bahía disponible en 230 kV para un segundo transformador de potencia (CDS-T02 Futuro), ver figura 2.8.



Figura 4.1 Subestación Condesa (CDS) 230/23 kV 60 MVA.



4.3 Modelado de transformador CDS-T01

OneLiner ofrece una amplia variedad de modelos de transformadores de 2 y 3 devanados, que incluyen autotransformadores y transformadores con conexiones de neutro. Los modelos de transformador en OneLiner se basan en modelos para transformadores trifásicos y monofásicos de N-devanados en forma de matrices de impedancia de derivación o admitancia, que pueden calcularse a partir de los datos de prueba disponibles de prueba de cortocircuito y excitación de secuencia positiva y cero [4].

El mismo método se utiliza en el Programa de Transitorios Electromagnéticos (EMTP) para modelar transformadores de múltiples fases.

Los datos de entrada para cada transformador consisten en sus parámetros físicos que pueden obtenerse fácilmente de las hojas de datos del fabricante o de los parámetros de los circuitos equivalentes existentes. Los circuitos equivalentes para los transformadores están formulados por el programa, y nunca por el usuario. Este enfoque le permite a OneLiner:

- Modelar el cambio de más o menos 30 grados en los transformadores estrella-delta.
- Representar exactamente los tipos de transformadores en estudio.
- Evitar el uso de buses ficticios.
- Salida explícita, en amperios, la corriente de neutro para cada autotransformador y la corriente de circulación en el terciario para cada transformador de 3 devanados.

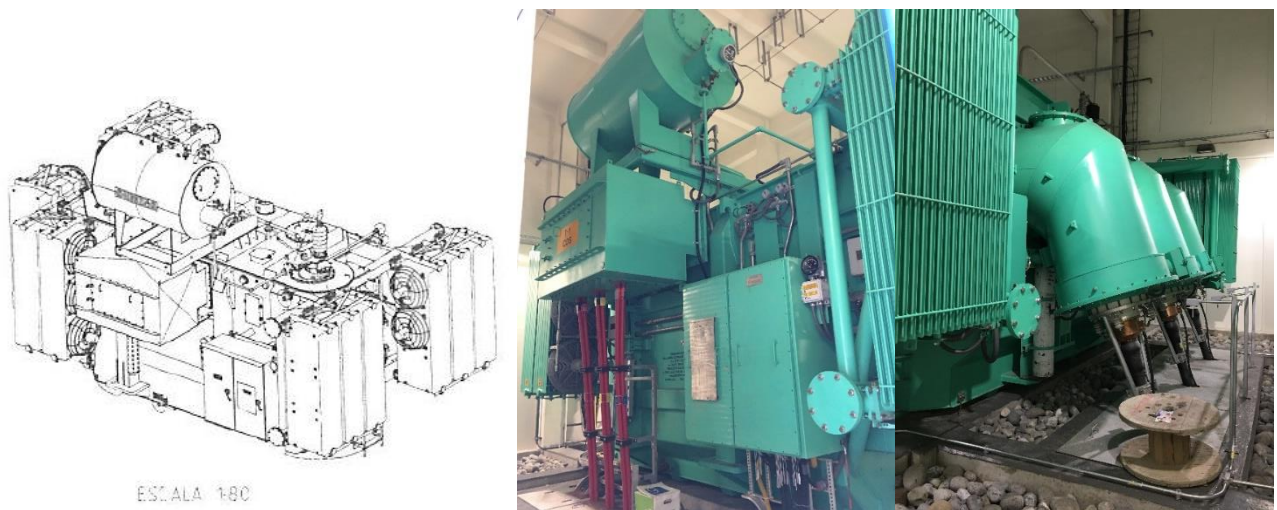


Figura 4.2 Transformador de potencia CDS-T01 230/23 kV 60 MVA.

4.3.1 Impedancia

OneLiner cuenta con configuraciones básicas de transformadores de 3 devanados que nos permitirán modelar el transformador de potencia CDS-T01 en función de los valores de



impedancia que se obtuvieron en las pruebas finales que se le realizaron al mismo y que también están reflejados en la placa de datos del transformador.

Algunas características generales de los modelos de transformadores de 3 devanados con la que cuenta OneLiner se describe a continuación.

Impedancias de transformadores de 3-Devanados

Cada transformador de 3 devanados tiene tres buses terminales: Bus1, Bus2 y el bus terciario. Las tres impedancias de cortocircuito de un transformador de 3 devanados se definen de la siguiente manera:

Zps: La impedancia medida en la terminal Bus1 con la terminal Bus2 cortocircuitada a tierra y el terciario está en circuito abierto.

Zpt: La impedancia medida en la terminal Bus1 con el terciario en cortocircuito a tierra y la terminal Bus2 en circuito abierto.

Zst: La impedancia medida en la terminal Bus2 con el terciario en cortocircuito a tierra y la terminal Bus1 en circuito abierto.

Para los transformadores de estrella-estrella-delta, tiene la opción de ingresar las impedancias de cortocircuito de secuencia cero Z_{ps0} , Z_{pt0} y Z_{st0} , o las impedancias del modelo T clásico. Si decide ingresar las impedancias de cortocircuito, tenga en cuenta que Z_{ps0} debe ser más pequeño que Z_{ps} , ver Figura 4.6.

Las impedancias de un transformador de 3 devanados están en por unidad, según el MVA base del transformador y los voltajes de TAP (y no los voltajes nominales).

Como se comentó anteriormente, el programa ofrece una variedad de modelos de transformadores de 3 devanados. Las configuraciones básicas disponibles se muestran en las Figuras 4.3.

3-Winding Transformers	Bus 1	Bus2	Tertiary
Wye-Ground / Delta / Delta with the deltas 30° ahead of the wye. Model: Bus1 config = G Bus2 config = E Tertiary config = E Z_{g2}, Z_{g3} ignored $Z_{gn} = 0.0$ auto-transformer flag = blank			
Wye-Ground / Delta / Delta with the deltas 30° behind the wye. Model: Bus1 config = G Bus2 config = D Tertiary config = D Z_{g2}, Z_{g3} ignored $Z_{gn} = 0.0$ auto-transformer flag = blank			
Delta / Delta / Delta Model: Bus1 config = D Bus2 config = D Tertiary config = D Z_{g1}, Z_{g2}, Z_{g3} and Z_{gn} ignored. auto-transformer flag = blank			



“CÁLCULO DE AJUSTES Y ESTUDIO DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES POR RELEVADORES DE EQUIPO ELÉCTRICO PRIMARIO DE UNA SUBESTACIÓN TIPO GIS DE 230 kV CON UNA CAPACIDAD INSTALADA DE 120 MVA”

3-Winding Transformers	Bus 1	Bus2	Tertiary
Wye / Wye / Wye with grounding impedances. Model: Bus1 config = G Bus2 config = G Tertiary config = G auto-transformer flag = blank			
Wye / Wye / Delta with grounding impedances. Delta is 30° behind the wyes. Model: Bus1 config = G Bus2 config = G Tertiary config = D Zg3 ignored. auto-transformer flag = blank			
Wye / Wye / Delta with grounding impedances. Delta is 30° ahead of the wyes. Model: Bus1 config = G Bus2 config = G Tertiary config = E Zg3 ignored. auto-transformer flag = blank			
3-Winding Transformers	Bus1 / Bus2'	Tertiary	
Wye-connected auto-transformer with wye-connected tertiary Model: Bus1 config = G Bus2 config = G Tertiary config = G Zg2, Zgn ignored. auto-transformer flag = "1"			
Wye-connected auto-transformer with delta tertiary. Delta is 30° behind the wye. Model: Bus1 config = G Bus2 config = G Tertiary config = D Zg2, Zg3, Zgn ignored. auto-transformer flag = "1"			
Wye-connected auto-transformer with delta tertiary. Delta is 30° ahead of the wye. Model: Bus1 config = G Bus2 config = G Tertiary config = E Zg2, Zg3, Zgn ignored. auto-transformer flag = "1"			

Figura 4.3 Configuraciones básicas de transformador de 3 devanados en uso por OneLiner.



“CÁLCULO DE AJUSTES Y ESTUDIO DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES POR RELEVADORES DE EQUIPO ELÉCTRICO PRIMARIO DE UNA SUBESTACIÓN TIPO GIS DE 230 kV CON UNA CAPACIDAD INSTALADA DE 120 MVA”

Para modelar el transformador de 3 devanados Y-Y-D de CDS-T01 se requieren los valores de impedancias de corto circuito de secuencia positiva y cero, la cual la obtendremos de la placa de datos o de las pruebas finales. La placa de datos se muestra en la Figura 4.4.

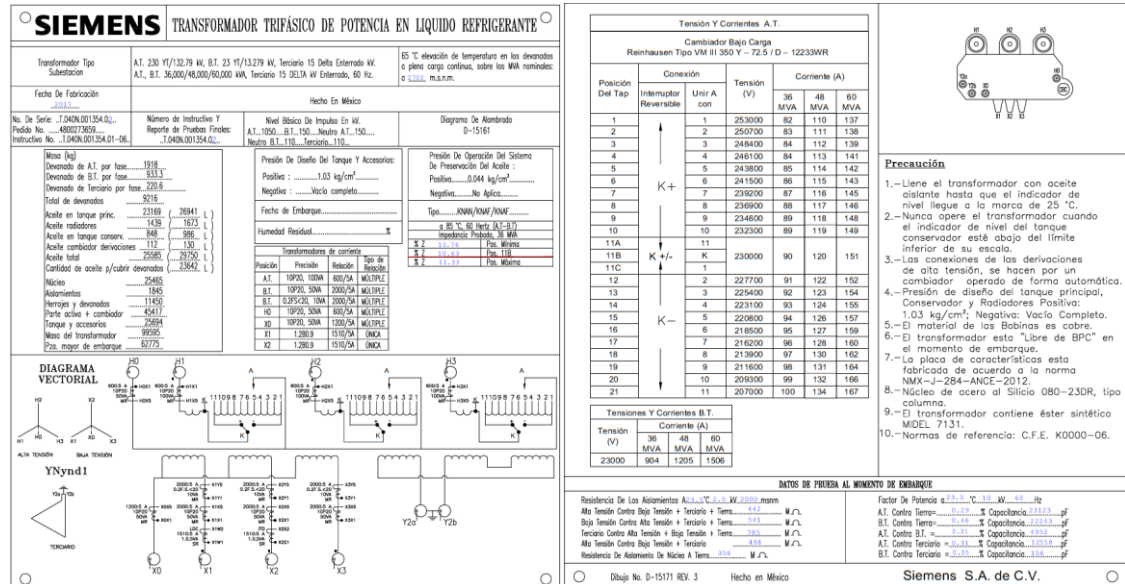


Figura 4.4 Placa de datos CDS-T01.

Por lo tanto, para ingresar estos valores de impedancias al modelo de transformador de 3 devanados Y-Y-D de OneLiner, se deberán cambiar la impedancia en por unidad sobre una base dada del transformador a impedancia en por unidad sobre la nueva base a 100 MVA, se aplica la siguiente ecuación:

$$Z_{nueva}[p.u.] = Z_{actual}[p.u.] \left[\frac{kV_{actual}}{kV_{nueva}} \right]^2 \left[\frac{S_{nueva}}{S_{actual}} \right] \quad (4.1)$$

Aplicando la EC. 4.1 se obtiene la nueva impedancia en p.u. del transformador CDS-T01 de acuerdo a la placa de datos, los resultados se muestran en la Figura 4.5.



Figura 4.5 Impedancias en por unidad sobre la nueva base a 100 MVA de CDS-T01.

Finalmente, los valores de las nuevas impedancias H-X, H-T y X-T se ingresan al modelo de transformador de 3 devanados Y-Y-D de OneLiner, como se muestra en la figura 4.6.



“CÁLCULO DE AJUSTES Y ESTUDIO DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES POR RELEVADORES DE EQUIPO ELÉCTRICO PRIMARIO DE UNA SUBESTACIÓN TIPO GIS DE 230 kV CON UNA CAPACIDAD INSTALADA DE 120 MVA”

Figura 4.6 Modelo de transformador de 3 devanados Y-Y-D para CDS-T01.

4.3.2 Curva de daño

Esta curva representa la máxima capacidad que puede soportar el transformador sin dañarse cuando es sometido a esfuerzos mecánicos y térmicos ocasionados por un cortocircuito. Para calcular la curva ANSI es necesario clasificar a los transformadores en categorías como se muestra en la Tabla 4.1. La categoría del transformador define la forma de la curva ANSI (ver anexo E) y los puntos deben calcularse como se indica en la Tabla F.1 (ver anexo F).

Tabla 4.1 Categoría de transformadores para curvas de daño [5]

KVA Nominales de Placa (Devanado Principal)		
CATEGORIA	MONOFASICOS	TRIFASICOS
I	5-500	15-500
II	501-1667	501-5000
III	1668-10000	5001-30000
IV	Mayor a 10000	Arriba de 30000

Para Transformadores Categoría IV. El límite de duración recomendado está basado en la curva de la Figura G.1 (ver anexo G). La curva refleja ambas consideraciones de daño térmico



"CÁLCULO DE AJUSTES Y ESTUDIO DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES POR RELEVADORES DE EQUIPO ELÉCTRICO PRIMARIO DE UNA SUBESTACIÓN TIPO GIS DE 230 kV CON UNA CAPACIDAD INSTALADA DE 120 MVA"

y mecánico y puede ser aplicada como una curva de protección para fallas las cuales ocurrirán frecuentemente o no. Esta es dependiente de la impedancia del transformador para corrientes de falla superiores al 50% del máximo posible y se obtiene con $I^2 t$ para el peor caso de esfuerzo mecánico (corriente máxima de falla para 2 s) [5].

El comando *Transformer Damage Curve* en la ventana Curvas de OneLiner le permite agregar una curva de daño del transformador CDS-T01 en la gráfica del relevador de sobrecorriente como se muestra en la Figura 4.7. Estas curvas de daño del transformador se ajustan al estándar ANSI / IEEE C57.109 de 1985.

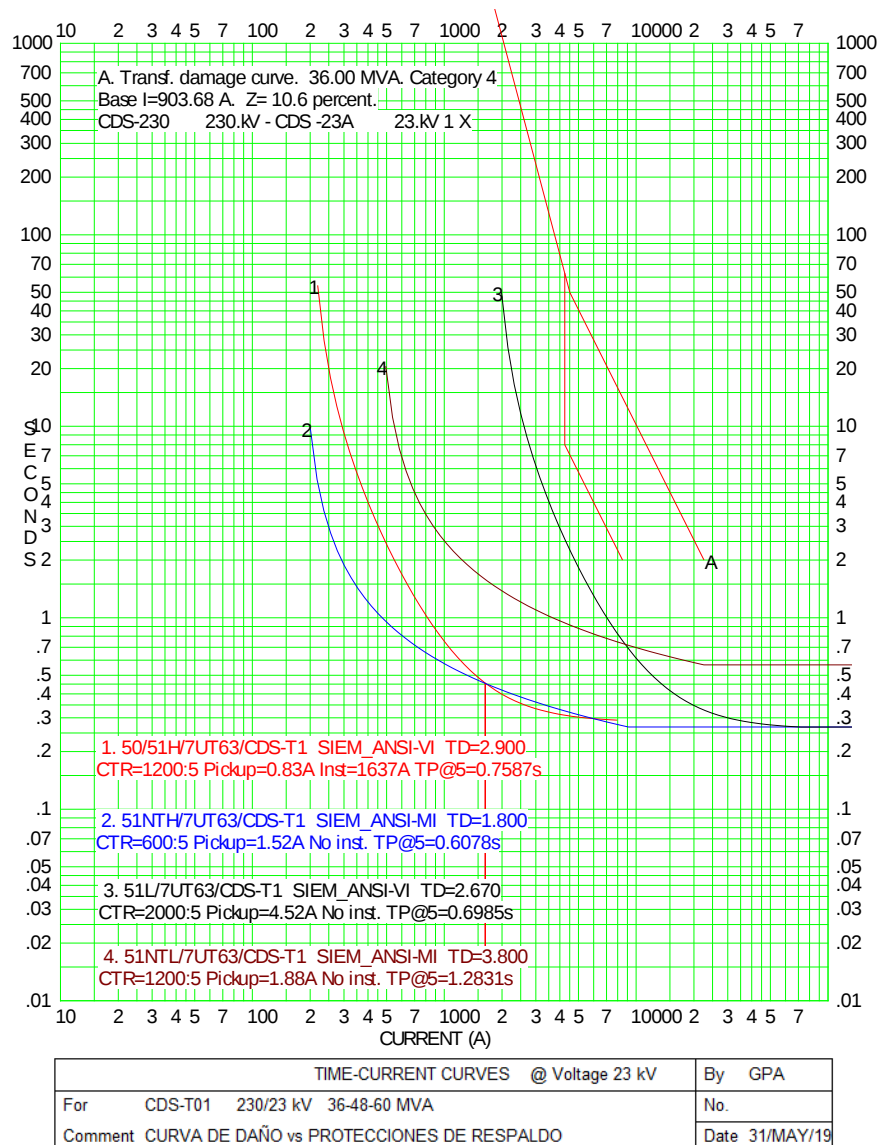


Figura 4.7 Curva de daño del transformador CDS-T01.



4.4 Cables de potencia CDS-93H60-TYA y CDS-93H70-DAA

Las redes de transmisión de energía eléctrica que emplean cables subterráneos presentan importantes ventajas técnicas que garantizan el suministro eléctrico para los diferentes tipos de usuarios finales y que hacen que este tipo de instalaciones se use cada vez con mayor frecuencia. Las principales ventajas que presenta son:

- Sistemas seguros
- Continuidad y confiabilidad del servicio eléctrico
- Distribución de grandes volúmenes de energía en lugares restringidos de espacio

En las figuras 4.8 y 4.9 se muestran los cables de potencia CDS-93H60-TYA y CDS-93H70-DAA que fueron sometidos a la prueba de medición de impedancia y sus principales características se muestran en la Tabla 2.2.



Figura 4.8 Cable de potencia CDS-93H60-TYA.



Figura 4.9 Cable de potencia CDS-93H70-DAA.



4.4.1 Prueba de medición de impedancia con equipo OMICRON

Los cálculos convencionales para obtener los valores de impedancia de secuencia de línea son muy propensos a errores y aún más en cables de potencia, por estos motivos se decidió optar por realizar las pruebas de medición de impedancia de secuencia para obtener valores más precisos que permiten ajustar con mayor precisión los relevadores de protección de respaldo 21/21N y 67/67N lo que resulta en el funcionamiento selectivo de dichas protecciones.

Por lo anterior, la ZTVMS ha adquirido en años recientes diferentes equipos de prueba de última generación que son utilizados por el personal operativo, entre estos equipos está la de Medición de impedancia en líneas de alta tensión de la marca OMICRON CPC 100 y CP CU1, ver figura 4.10.

La prueba de medición de la impedancia en cables de potencia que conforman las redes de transmisión tiene como objetivo obtener los valores de las impedancias de secuencia positiva y cero que permiten ajustar con mayor precisión los relevadores de protección.

El sistema CPC 100 + CP CU1 permite determinar los parámetros de la línea de un solo circuito con un alto nivel de seguridad y un corto tiempo de interrupción del servicio de la línea, este sistema de prueba inyecta una corriente de prueba en varios circuitos de prueba diferentes. Cada uno de los circuitos representa un posible escenario de falla. De este modo, las impedancias de circuito medidas son iguales a las impedancias de circuito que el dispositivo de protección conectado determinaría durante una falla real en la línea. Basándose en estas impedancias de circuito, se calculan finalmente los parámetros necesarios de la línea de un solo circuito.

Los métodos de prueba convencionales utilizan la inyección de alta potencia a la frecuencia de la red para la supresión de interferencias. Con los sistemas modernos se puede elegir libremente la frecuencia: Mediante la inyección de una señal con una frecuencia más alta o más baja que la frecuencia de la red y la aplicación de un filtro pronunciado, se suprimen eficazmente las interferencias [6].

Nuestro sistema de pruebas utiliza esta técnica y por lo tanto permite inyectar corrientes mucho más pequeñas para obtener resultados de medición exactos [6].

Los beneficios de combinar el dispositivo de pruebas CPC 100 y la unidad multifuncional de acoplamiento CP CU1 para la medición de la impedancia son [6]:

- **Solución extremadamente precisa.** Los cálculos convencionales de los valores de impedancia de línea son muy propensos a errores. Combinando los dispositivos CPC 100 y CP CU1 pueden realizarse mediciones extremadamente precisas de las impedancias de secuencia.
- **Parametrización correcta de los relevadores de protección.** Los datos facilitados permiten ajustar con precisión los relevadores de protección y principalmente la de distancia con los valores de impedancia y el factor k calculado. Esto permite el funcionamiento selectivo del relevador de protección.



4.4.1.1 Modelos de línea

OMICRON emplea modelos de línea físicos para la obtención de los parámetros eléctricos de las líneas y cables, como se muestra en los siguientes esquemas eléctricos de las figuras 4.11 al 4.14:

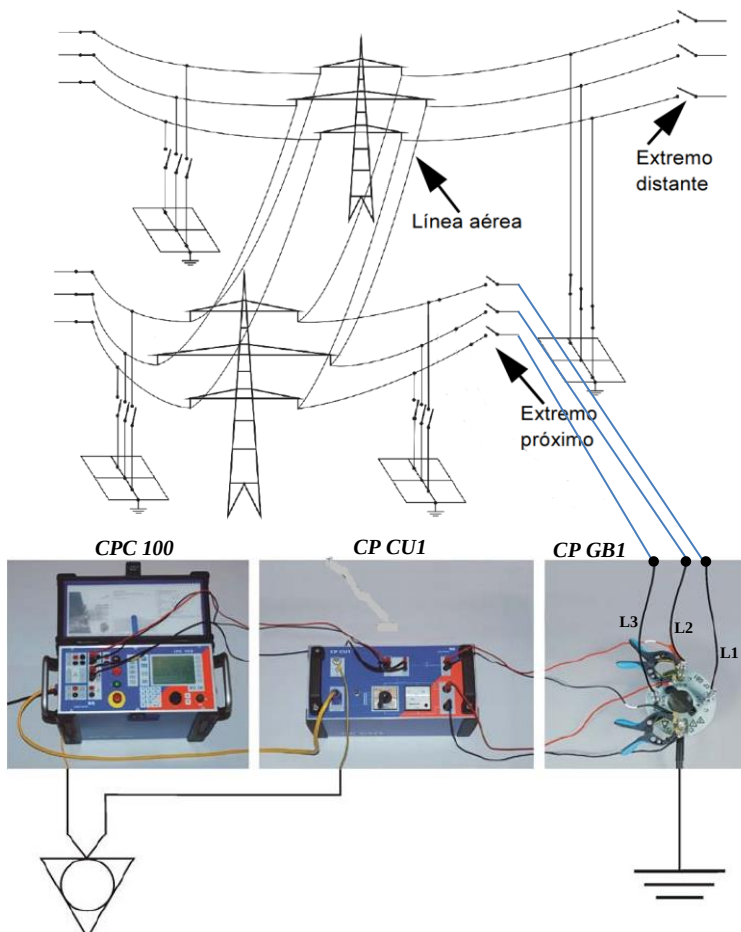


Figura 4.10 Cableado del sistema de medición de impedancia de línea [6].

Modelo físico (asimétrico):

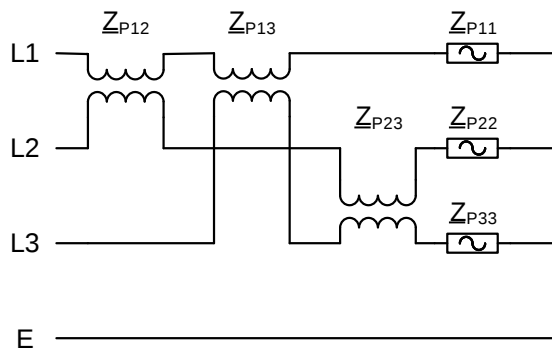


Figura 4.11 Modelo físico (asimétrico).



Este modelo deriva de las primeras seis impedancias de bucle medidas de acuerdo con las siguientes ecuaciones:

$$Z_{P11} = Z_{L1-E} \quad (4.2)$$

$$Z_{P22} = Z_{L2-E} \quad (4.3)$$

$$Z_{P33} = Z_{L3-E} \quad (4.4)$$

$$Z_{P12} = Z_{P11} + Z_{P22} - Z_{L1L2} \quad (4.5)$$

$$Z_{P23} = Z_{P22} + Z_{P33} - Z_{L2L3} \quad (4.6)$$

$$Z_{P13} = Z_{P11} + Z_{P33} - Z_{L1L3} \quad (4.7)$$

Modelo físico (simétrico):

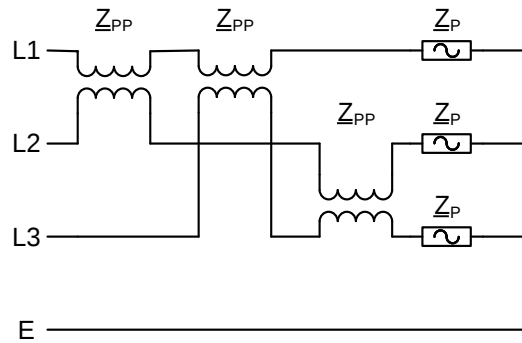


Figura 4.12 Modelo físico (simétrico).

Los relevadores de protección de distancia se consideran parámetros de línea simétrica. Por lo tanto, el modelo físico asimétrico se simetriza calculando la media de las impedancias y las impedancias de acoplamiento.

$$Z_P = \frac{(Z_{P11} + Z_{P22} + Z_{P33})}{3} \quad (4.8)$$

$$Z_{PP} = \frac{(Z_{P12} + Z_{P23} + Z_{P13})}{3} \quad (4.9)$$

Componentes simétricos:

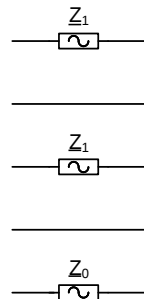


Figura 4.13 Componentes simétricos.



Los componentes simétricos se determinan ahora con la ecuación que se muestra a continuación.

$$Z_1 = Z_P - Z_{PP} = \frac{(Z_{L1-L2} + Z_{L2-L3} + Z_{L1-L3})}{6} \quad (4.10)$$

$$Z_0 = 2 * Z_{PP} + Z_P \quad (4.11)$$

Modelo de línea con Z_E :

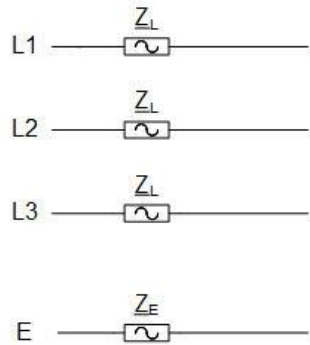


Figura 4.14 Modelo de línea con Z_E .

El modelo de línea con Z_E suele utilizarse en los relevadores de protección de distancia. Las siguientes ecuaciones se aplican para sus impedancias. Tenga en cuenta que este modelo también corresponde a una línea simétrica y, por lo tanto, solo consta de dos impedancias diferentes. No hay impedancias como Z_{L1} , Z_{L2} o Z_{L3} .

$$Z_E = \frac{(Z_0 - Z_1)}{3} \quad (4.12)$$

$$Z_L = Z_1 \quad (4.13)$$

El modelo físico, el modelo con componentes simétricos y el modelo de línea con Z_E son todos equivalentes entre sí. Por ello, cada uno de estos modelos puede calcularse a partir de los demás.

Factor de compensación residual k:

El factor de compensación residual (o compensación de falla a tierra o simplemente factor k) compensa la diferencia entre las impedancias de falla a tierra y las impedancias de falla de fase medidas por el relevador de protección de distancia.

Son varias las formas disponibles de especificar el factor para permitir la introducción del parámetro directamente desde los ajustes del relevador de protección de distancia:



$$K_L = \frac{Z_E}{Z_L} = \frac{1}{3} \left[\frac{Z_0}{Z_1} - 1 \right] \quad (4.14)$$

$$\frac{R_E}{R_L}, \frac{X_E}{X_L} \quad (4.15)$$

$$K_0 = \frac{Z_0}{Z_1} \quad (4.16)$$

4.4.1.2 Informe de prueba final

OMICRON dispone de plantillas de prueba para cables y líneas de transmisión de impedancia de línea para 10, 20, 50 o 100 A para correrlas en el CPC 100 como se muestra en la Figura 4.15, el rango de corriente máximo a usar en la plantilla dependerá de la longitud de la línea eléctrica sometido a prueba y este también deberá coincidir con el rango de corriente del CP CU1 como se muestra en la Tabla 4.2.

Tabla 4.2 Ajustes recomendados para el rango de corriente del CP CU1 [6]

Longitud de Línea	Rango de Corriente	Tensión de Fuente
0...2 km / 0...1,5 millas	100 A	50 V
1...10 km / 0,5...5 millas	50 A	100 V
5...50 km / 3...30 millas	20 A	250 V
> 20 km / 15 millas	10 A	500 V

Cada una de las plantillas consta de 7 pruebas previamente cargadas, las cuales consisten en realizar las pruebas en el siguiente orden:

- Entre fases A-B, A-C, B-C.
- Fases A, B y C a tierra.
- 3 Fases a tierra.

En las dos primeras pruebas a) y b) se obtiene un promedio de la impedancia de la Secuencia Positiva y la prueba c) es para obtener el valor de Secuencia Cero.

Los procedimientos de prueba que se ejecutan en el sistema de medida están controlados por las plantillas XMT disponibles en la aplicación *Plantillas prueba* suministrada en CPC *Página de inicio*.

Las plantillas son pares de documentos XML y plantillas XMT de Microsoft Excel diseñados por OMICRON electronics para aplicaciones específicas. Las plantillas XMT son procedimientos de prueba predefinidos, a menudo con comentarios, que se utilizan en el CPC 100 y guían al usuario a lo largo de la prueba. Una vez terminado las siete mediciones, el archivo XMT se guarda y se genera el archivo XML con los resultados de las pruebas



“CÁLCULO DE AJUSTES Y ESTUDIO DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES POR RELEVADORES DE EQUIPO ELÉCTRICO PRIMARIO DE UNA SUBESTACIÓN TIPO GIS DE 230 kV CON UNA CAPACIDAD INSTALADA DE 120 MVA”

finales en la memoria del CPC 100 y se descarga en el ordenador o en una memoria USB y, por último, para obtener el resultado final en Excel se necesita abrir el archivo *Line Imp.xlt* (ver Figura 4.16) para cargar el archivo XML y las macros del libro de Excel procesan los resultados de las mediciones y se genera un informe de prueba final.



Figura 4.15 Plantillas para cables y líneas de transmisión del CPC.



Figura 4.16 Archivo Line Imp.xlt para generación de informe de prueba final.



"CÁLCULO DE AJUSTES Y ESTUDIO DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES POR RELEVADORES DE EQUIPO ELÉCTRICO PRIMARIO DE UNA SUBESTACIÓN TIPO GIS DE 230 kV CON UNA CAPACIDAD INSTALADA DE 120 MVA"

Para la prueba de impedancia del cable 93H60 (ver figura 4.17) y 93H70 se ejecutó el procedimiento de prueba de la plantilla *Line Imp CU1 50A 60Hz.xlt* y los resultados de las mediciones generados son mostrados en la Figura 4.18 y Figura 4.19.



Figura 4.17 Pruebas en campo de medición de impedancia de línea de CDS-93H60-TYA.

	R [Ω]	X [Ω]	Z [Ω]	Phi (°)
Medidas:				
L1-L2: $Z_{L1} + Z_{L2}$	0,146	1,808	1,814	85,38°
L2-L3: $Z_{L2} + Z_{L3}$	0,145	1,817	1,823	85,43°
L3-L1: $Z_{L3} + Z_{L1}$	0,142	1,838	1,844	85,60°
L1-E: $Z_{L1} + Z_E$	0,165	0,735	0,754	77,34°
L2-E: $Z_{L2} + Z_E$	0,167	0,728	0,747	77,05°
L3-E: $Z_{L3} + Z_E$	0,167	0,740	0,759	77,31°
L1L2L3-E: $Z_{L1}/Z_{L2}/Z_{L3} + Z_E$	0,119	0,128	0,175	47,00°
Resultados intermedios				
Resultados de impedancia:				
Impedancia de secuencia positiva Z_1	0,07219	0,91057	0,91343	85,47°
Impedancia homopolar Z_0	0,35716	0,38307	0,52374	47,00°
$k_L = Z_E / Z_L$				
R_E / R_L y X_E / X_L				
$k_0 = Z_0 / Z_1$				
Factor de compensación residual			k_0 [1]	Phi (°)
Factores individuales para las diferentes fases:			0,573	-38,46°
Valores calculados:				

Figura 4.18 Informe de prueba final de medición de impedancia de línea de CDS-93H60-TYA.



"CÁLCULO DE AJUSTES Y ESTUDIO DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES POR RELEVADORES DE EQUIPO ELÉCTRICO PRIMARIO DE UNA SUBESTACIÓN TIPO GIS DE 230 kV CON UNA CAPACIDAD INSTALADA DE 120 MVA"

	R [Ω]	X [Ω]	Z [Ω]	Phi (°)
Medidas:				
L1-L2: $Z_{L1} + Z_{L2}$	0,051	0,466	0,469	83,71°
L2-L3: $Z_{L2} + Z_{L3}$	0,051	0,464	0,466	83,76°
L3-L1: $Z_{L3} + Z_{L1}$	0,052	0,474	0,477	83,80°
L1-E: $Z_{L1} + Z_E$	0,074	0,407	0,413	79,62°
L2-E: $Z_{L2} + Z_E$	0,072	0,368	0,375	78,87°
L3-E: $Z_{L3} + Z_E$	0,073	0,373	0,380	78,98°
L1L2L3-E: $Z_{L1}/Z_{L2}/Z_{L3} + Z_E$	0,057	0,225	0,233	75,70°
Resultados de impedancia:				
Impedancia de secuencia positiva Z_1	0,02559	0,23394	0,23533	83,76°
Impedancia homopolar Z_0	0,17227	0,67590	0,69751	75,70°
$k_L = Z_E / Z_L$				
R_E / R_L y X_E / X_L				
$k_0 = Z_0 / Z_1$				
			$k_0 [1]$	Phi (°)
Factor de compensación residual			2,964	-8,06°
Factores individuales para las diferentes fases:				
Valores calculados:				

Figura 4.19 Informe de prueba final de medición de impedancia de línea de CDS-93H70-DAA.

4.4.2 Modelado de cables

En OneLiner cada línea de transmisión se modela como un circuito PI, como se indica en la Figura 4.20. Las admitancias en derivación en los dos extremos de la línea pueden ser diferentes. Las derivaciones desbalanceadas se pueden usar para modelar reactores o condensadores que se activan y desactivan con la línea. Sin embargo, las líneas con admitancias en derivación desbalanceadas no se pueden acoplar entre sí a otras líneas, por otro lado si se tiene una condición balanceada entonces las componentes de secuencia positiva y negativa son iguales.

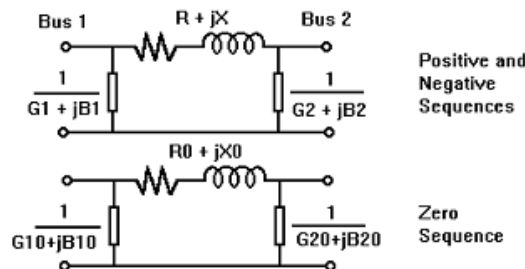


Figura 4.20 Modelo PI de una línea de transmisión [7].

En la secuencia positiva y negativa, $R + jX$ es la impedancia en serie, y $G1 + jB1$ y $G2 + jB2$ son las admitancias en derivación. Los parámetros $R0 + jX0$, $G10 + jB10$ y $G20 + jB20$ se



“CÁLCULO DE AJUSTES Y ESTUDIO DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES POR RELEVADORES DE EQUIPO ELÉCTRICO PRIMARIO DE UNA SUBESTACIÓN TIPO GIS DE 230 kV CON UNA CAPACIDAD INSTALADA DE 120 MVA”

definen de manera similar en la secuencia cero. El cálculo de la componente de secuencia cero es bastante complejo respecto de la componente de secuencia positiva, debido a que depende de varios factores que intervienen en el cálculo como: la variabilidad de la trayectoria del retorno a tierra, tamaño del conductor, espaciamiento, disposiciones geométricas de los conductores de fases, respecto los conductores de puesta a tierra.

Para modelar los cables de potencia 93H60 y 93H70 en OneLiner se requieren los valores de impedancias de corto circuito de secuencia positiva y cero, la cual la obtendremos de las pruebas finales de medición de impedancias los cuales se muestran en las Figuras 4.18 y 4.19. Por lo tanto para ingresar estos valores de impedancias al modelo de línea de transmisión de OneLiner se deberá cambiar la impedancia obtenida en ohm primarios a impedancia en por unidad sobre la nueva base a 100 MVA, aplicando las siguientes ecuaciones:

$$Z_{[p.u.]} = \frac{Z_{[\Omega]}}{Z_{base}} \quad (4.17)$$

$$Z_{base} = \frac{(kV_{LL,base})^2}{MVA_{3\phi,base}} \quad (4.18)$$

Donde

$Z_{[p.u.]}$ = Impedancia en p.u.

$Z_{[\Omega]}$ = Impedancia actual en Ω

Z_{base} = Impedancia base en Ω

$kV_{LL, base}$ = Voltaje de línea en kV

$MVA_{3\phi, base}$ = Potencia base del sistema a 100 MVA

Sustituyendo los valores obtenidos de las impedancias de las Figuras 4.18 y 4.19 en las ECS. 4.17 y 4.18 se obtienen las nuevas impedancias en p.u. de los cables 93H60 y 93H70, los resultados se muestran en la Tabla 4.3.

Tabla 4.3 Impedancias en p.u. de los cables 93H60 y 93H70

Componente	Impedancia Serie								Longitud km
	Ω				P.U.				
	R	X	Z	Phi	R	X	Z	Phi	
	93H60								
SEC (+)	0,07336	0,91028	0,91323	85,39	0,00014	0,00172	0,00173	85,39	4,57
SEC (0)	0,35818	0,38271	0,52418	46,90	0,00068	0,00072	0,00099	46,90	
	93H70								
SEC (+)	0,02594	0,23384	0,23527	83,67	0,00005	0,00044	0,00044	83,67	1,2
SEC (0)	0,17367	0,67581	0,69777	75,59	0,00033	0,00128	0,00132	75,59	



“CÁLCULO DE AJUSTES Y ESTUDIO DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES POR RELEVADORES DE EQUIPO ELÉCTRICO PRIMARIO DE UNA SUBESTACIÓN TIPO GIS DE 230 kV CON UNA CAPACIDAD INSTALADA DE 120 MVA”

Finalmente, se introducen los parámetros eléctricos en p.u de las líneas de transmisión 93H60 y 93H70 en la ventana *Transmission Line Data* de OneLiner como se muestran en las figuras 4.21 y 4.22.

Transmission Line Data

6921 TYA-230 230.kV - CDS-230 230.kV

Name=93H60 Ckt ID=1

Length=4.57 km Type

Branch Parameters

R=0.00014 X=0.00172 Recompute from table

R0=0.00068 X0=0.00072

G1=0 B1=0 G2=0 B2=0

G10=0 B10=0 G20=0 B20=0

Current Ratings (A)

A: 0 B: 0 C: 0 D: 0

Metered at: TYA-230 230. kV

Memo: Cable 2000 mm2 Cu XLPE Mca LS CABLE & SYSTEMS.

Tags: None

Mutuals... OK Cancel Help

Last changed Apr 10, 2019

Figura 4.21 Parámetros eléctricos en p.u de las líneas de transmisión 93H60 [7].

Transmission Line Data

CDS-230 230.kV - DAA-230 230.kV

Name=93H70 Ckt ID=1

Length=1.2 km Type

Branch Parameters

R=0.00005 X=0.00044 Recompute from table

R0=0.00033 X0=0.00128

G1=0 B1=0 G2=0 B2=0

G10=0 B10=0 G20=0 B20=0

Current Ratings (A)

A: 0 B: 0 C: 0 D: 0

Metered at: CDS-230 230. kV

Memo: Cable 2000 mm2 Cu XLPE Mca General Cable.

Tags: None

Mutuals... OK Cancel Help

Last changed May 08, 2019

Figura 4.22 Parámetros eléctricos en p.u de las líneas de transmisión 93H70 [7].



Capítulo 5

Simulaciones

5.1 Introducción

En este capítulo se realizan las simulaciones en la red anillada de 230 kV (ver figura 5.2) para analizar y determinar los tiempos de operación y márgenes de coordinación de las protecciones de respaldo 67/67N y 21/21N instalados en el anillo de 230 kV, además de que se realiza el análisis de flujos de carga para analizar la cargabilidad de los cables de potencia bajo diferentes condiciones de contingencias en la red.

Para simular las fallas, calcular los ajustes y realizar la coordinación de protecciones de las diferentes funciones de protección descritas en este capítulo se utilizó el archivo de corto circuito de generación máxima en formato .olr para ASPEN OneLiner y para el caso de las simulaciones de flujos de carga se utilizó el archivo de demanda máxima en formato .sav para PSSE/E:

- SIN(MAX-MAX)GRTC.olr
- Demanda_Maxima(28052018).sav

Los archivos anteriores fueron proporcionados por el Departamento de Análisis de Redes de la GRTC, conforme a la actualización e integración que se realiza anualmente en la Subgerencia de Análisis de Redes de la CPCC; ello con el propósito de asegurar que los cálculos en todo el Sistema Eléctrico utilizan la misma base de datos para evitar fallas en cascada por diferencias en topología de la red, parámetros eléctricos y versiones.

Debido a que el anillo de 230 kV esta interconectado por cables de potencia, las fallas predominantes serán fallas monofásicas y en una minoría trifásica, por lo que los tiempos de coordinación de 67/67N entre la protección local de la línea protegida con respecto a la protección de la línea adyacente estará restringida bajo las siguientes condiciones:

1. Tipo de configuración de la red de 230 kV (arreglo en anillo o radial)
2. Valor de la impedancia de secuencia positiva y secuencia cero de los cables
3. Simulación de fallas francas monofásicas y trifásicas en terminales de los cables (ver Figura 5.1)
 - 3.1 Close-in fault (falla a la salida del interruptor de la línea)
 - 3.2 Line-end fault (falla al final de la línea con interruptor abierto)



“CÁLCULO DE AJUSTES Y ESTUDIO DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES POR RELEVADORES DE EQUIPO ELÉCTRICO PRIMARIO DE UNA SUBESTACIÓN TIPO GIS DE 230 kV CON UNA CAPACIDAD INSTALADA DE 120 MVA”

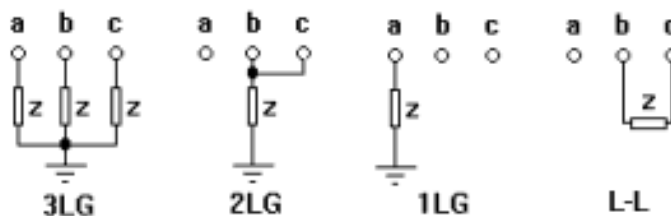


Figura 5.1 Tipos de fallas en Aspen OneLiner.

En la tabla 5.1 se muestran los valores de corto circuito monofásico y trifásico generados en los buses de 230 kV cuyos valores se obtuvieron de la base de datos de corto circuito SIN(MAX-MAX)GRTC.olt para diferentes arreglos derivado de las contingencias más graves que se pudieran presentar en el anillo de 230 kV.

Tabla 5. 1 Valores de corto circuito en los buses de la red anillada de 230 kV

Valores de corto circuito (A)					
S.E.	Tipo de falla	Sin contingencias	Con contingencias		
		Red completa	Fuera de Servicio 93H60 y 93H70	Fuera de Servicio 93E40 y 93H60	Fuera de Servicio 93E40 y 93E50
CDS	1LG	21225	0	16206	18136
	3LG	22430	0	17258	19774
DAA	1LG	21332,5	18083	16987	17378
	3LG	22351,8	18737	17800	19107
NAR	1LG	22153,9	20686	19241	15530
	3LG	23153,2	21847	20586	16688
COY	1LG	23285,9	22594	20843	14528
	3LG	24510,9	24070	22551	15588
SNG	1LG	25089,3	24886	25006	25006
	3LG	25898,3	25805	25805	25805
TYA	1LG	21894,2	19020	19078	20073
	3LG	23725,6	22890	22890	22887

5.2 Cables de potencia de 230 kV

La puesta en servicio de la S.E. CDS traerá consigo varias implicaciones, en primer lugar cerrará el anillo de 230 kV que ira desde la S.E. TYA pasando por CDS, DAA, NAR, COY hasta la SNG como se muestra en la figura 5.2. La S.E. TYA y S.E. SNG serán las dos fuentes principales tanto para el flujo de carga como para las aportaciones ante fallas que se presenten en cualquier punto del anillo, en consecuencia esto provocará que los ajustes de



“CÁLCULO DE AJUSTES Y ESTUDIO DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES POR RELEVADORES DE EQUIPO ELÉCTRICO PRIMARIO DE UNA SUBESTACIÓN TIPO GIS DE 230 kV CON UNA CAPACIDAD INSTALADA DE 120 MVA”

los respaldos de los cables de potencia principalmente 67/67N que conforman el anillo serán afectados en sus tiempos de operación por el incremento en los niveles de corto circuito.

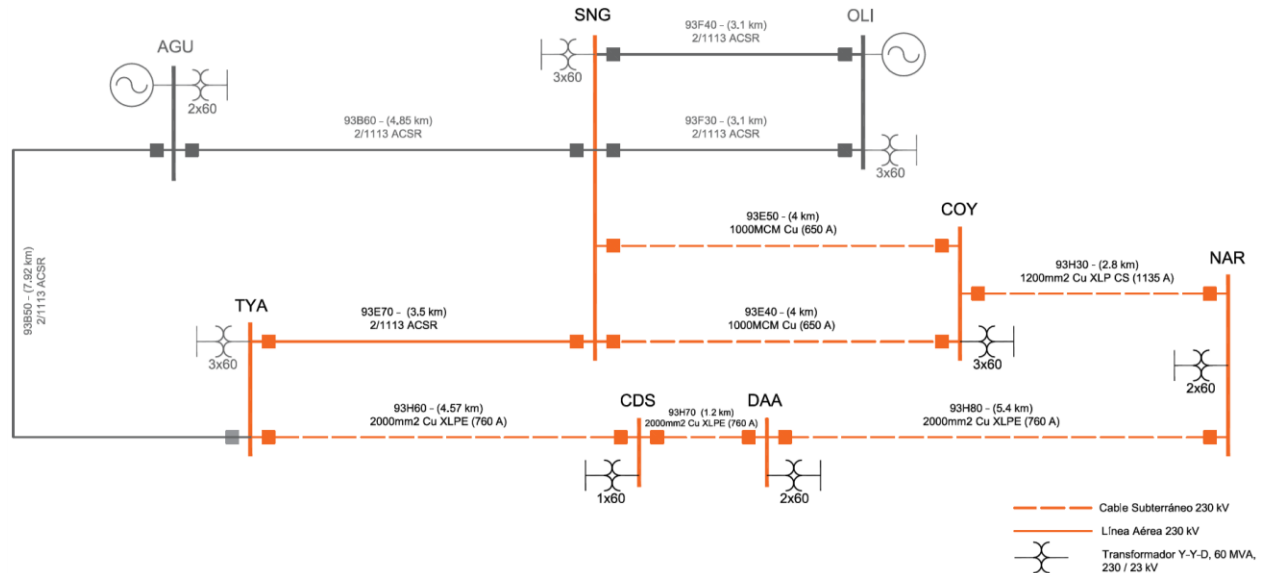


Figura 5.2 Anillo de 230 kV donde se calcularon los nuevos ajustes de respaldo 21/21N y 67/67N por la puesta en servicio de la S.E. CDS.

5.2.1 Relevadores de distancia 21/21N

5.2.1.1 Cálculo de ajuste

Los alcances de zonas para las protecciones de distancia se calcularon como lo establece los criterios de ajuste y coordinación de protecciones descritos en la sección 3.3.1 para las características particulares de la red del anillo de 230 kV.

La puesta en servicio de la S.E. CDS implicó el análisis y modificación de los ajustes de las protecciones de distancia en las bahías existentes con el objetivo de evitar algún disparo por sobrealcance de la ZRT, tal como se muestra en la tabla 5.2.

En el anexo L se muestran las impedancias de secuencia positiva $Z=R+jX$ y secuencia cero $Z_0=R_0+jX_0$ de las líneas de la red del anillo de 230 kV que se utilizaron para calcular los alcances de zona de la protección de distancia.

En consecuencia, los ajustes para las protecciones de distancia 21/21N para librar fallas simétricas y asimétricas se calcularon para cada longitud de línea a proteger, en base a los criterios de ajustes y coordinación de protecciones para líneas de transmisión, subtransmisión y cables de potencia. Por lo que aplicando los criterios establecidos en la sección 3.3.1 y realizando las simulaciones con ayuda del software Aspen OneLiner se obtuvieron los ajustes y parámetros de las líneas que se muestran en la tabla 5.3.



"CÁLCULO DE AJUSTES Y ESTUDIO DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES POR RELEVADORES DE EQUIPO ELÉCTRICO PRIMARIO DE UNA SUBESTACIÓN TIPO GIS DE 230 kV CON UNA CAPACIDAD INSTALADA DE 120 MVA"

Tabla 5. 2 Modificación - Implementación de protección de respaldo 21/21N

Línea de Transmisión				Protecciones de Respaldo		Bahías
Extremo 1	Nomenclatura	Extremo 2	Tipo	A Modificar	A Implementar	
TYA	93E70	SNG	Aéreo	21/21N		Existente
COY	93E40	SNG	Cable	21/21N		
COY	93E50	SNG	Cable	21/21N		
COY	93H30	NAR	Cable	21/21N		
DAA	93H80	NAR	Cable	21/21N		
DAA	93H70	CDS	Cable		21/21N	Nueva
TYA	93H60	CDS	Cable		21/21N	



“CÁLCULO DE AJUSTES Y ESTUDIO DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES POR RELEVADORES DE EQUIPO ELÉCTRICO PRIMARIO DE UNA SUBESTACIÓN TIPO GIS DE 230 kV CON UNA CAPACIDAD INSTALADA DE 120 MVA”

Tabla 5. 3 Ajustes y parámetros de las líneas de transmisión de las protecciones de distancia 21/21N del anillo de 230 kV*

Parámetros	93E40/ 93E50				93H30				93H80			
	SNG		COY		COY		NAR		NAR		DAA	
	21	21N	21	21N	21	21N	21	21N	21	21N	21	21N
RTP	2000:1	2000:1	2000:1	2000:1	2000:1	2000:1	2000:1	2000:1	2000:1	2000:1	2000:1	2000:1
RTC	1200:5	1200:5	1200:5	1200:5	1200:5	1200:5	1600:5	1600:5	1600:5	1600:5	2000:5	2000:5
Función Z1 (X1)	E	E	E	E	E	E	E	E	E	E	E	E
Función Z4 (X4)	E	E	E	E	E	E	E	E	E	E	E	E
DIR Z1 (X1)	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F
DIR Z4 (X4)	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F
Forma Z1 (X1)	M	Q	M	Q	M	Q	M	Q	M	Q	M	Q
Forma Z4 (X4)	M	Q	M	Q	M	Q	M	Q	M	Q	M	Q
Línea Z	0,09	0,09	0,09	0,09	0,07	0,07	0,09	0,09	0,16	0,16	0,20	0,20
ZAng	73,72	73,72	73,72	73,72	81,34	81,34	81,34	81,34	77,05	77,05	77,05	77,05
Línea Z0	-	0,30	-	0,30	-	0,08	-	0,11	-	0,17	-	0,21
Z0Ang	-	52,60	-	52,60	-	64,44	-	64,44	-	44,38	-	44,38
Z1	0,05	-	0,05	-	0,04	-	0,05	-	0,10	-	0,12	-
Z4	0,12	-	0,14	-	0,09	-	0,12	-	0,17	-	0,23	-
X1	-	0,05	-	0,05	-	0,04	-	0,05	-	0,09	-	0,12
R1N	-	0,22	-	0,22	-	0,16	-	0,22	-	0,39	-	0,48
X4	-	0,12	-	0,14	-	0,09	-	0,12	-	0,17	-	0,23
R4N	-	0,65	-	0,65	-	0,36	-	0,48	-	0,70	-	0,90
K0	-	0,81	-	0,81	-	0,13	-	0,13	-	0,19	-	0,19
K0Ang	-	-29,66	-	-29,66	-	-67,00	-	-67,00	-	-104,00	-	-104,00
Z1D	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Z4D	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30	0,45	0,45	0,30	0,30

Parámetros	93H70				93H60				93E70			
	DAA		CDS		CDS		TYA		TYA		SNG	
	21	21N	21	21N	21	21N	21	21N	21	21N	21	21N
RTP	2000:1	2000:1	2000:1	2000:1	2000:1	2000:1	2000:1	2000:1	2000:1	2000:1	2000:1	2000:1
RTC	2000:5	2000:5	1200:5	1200:5	1200:5	1200:5	2000:5	2000:5	1200:5	1200:5	1200:5	1200:5
Función Z1 (X1)	D	D	D	D	E	E	E	E	E	E	E	E
Función Z4 (X4)	E	E	E	E	E	E	E	E	E	E	E	E
DIR Z1 (X1)	-	-	-	-	F	F	F	F	F	F	F	F
DIR Z4 (X4)	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F
Forma Z1 (X1)	-	-	-	-	M	Q	M	Q	M	Q	M	Q
Forma Z4 (X4)	M	Q	M	Q	M	Q	M	Q	M	Q	M	Q
Línea Z	0,047	0,047	0,03	0,03	0,11	0,11	0,18	0,18	0,20	0,20	0,20	0,20
ZAng	83,50	83,50	83,50	83,50	85,35	85,35	85,35	85,35	82,87	82,87	82,87	82,87
Línea Z0	-	0,14	-	0,08	-	0,06	-	0,10	-	0,63	-	0,63
Z0Ang	-	75,54	-	75,54	-	46,64	-	46,64	-	77,22	-	77,22
Z1	-	-	-	-	0,07	-	0,11	-	0,12	-	0,12	-
Z4	0,08	-	0,05	-	0,15	-	0,19	-	0,25	-	0,24	-
X1	-	-	-	-	-	0,07	-	0,11	-	0,12	-	0,12
R1N	-	-	-	-	-	0,28	-	0,44	-	0,49	-	0,49
X4	-	0,08	-	0,05	-	0,15	-	0,19	-	0,25	-	0,24
R4N	-	0,32	-	0,20	-	0,60	-	1,31	-	1,00	-	0,96
K0	-	0,67	-	0,67	-	0,22	-	0,22	-	0,70	-	0,70
K0Ang	-	-12,00	-	-12,00	-	-147,00	-	-147,00	-	-8,35	-	-8,35
Z1D	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Z4D	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30	0,45	0,45	0,30	0,30	0,30	0,30



"CÁLCULO DE AJUSTES Y ESTUDIO DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES POR RELEVADORES DE EQUIPO ELÉCTRICO PRIMARIO DE UNA SUBESTACIÓN TIPO GIS DE 230 kV CON UNA CAPACIDAD INSTALADA DE 120 MVA"

*Todas las impedancias que se muestran en esta tabla están en ohms secundarios

Donde

Z1	Relevador de distancia de fase
Z1N	Relevador de distancia de neutro
Z	Impedancia de secuencia positiva de la línea protegida
Z0	Impedancia de secuencia cero de la línea protegida
ZAng	Ángulo de la línea protegida de secuencia positiva (grados)
Z0Ang	Ángulo de la línea protegida de secuencia cero (grados)
M	Mho
Q	Cuadrilateral
E	Habilitar
D	Deshabilitado
F	Dirección de operación hacia adelante
Z1	Alcance de la característica mho de Zona 1
Z4	Alcance de la característica mho de ZRT
X1	Alcance inductivo de la característica cuadrilateral de Zona 1
X4	Alcance inductivo de la característica cuadrilateral de ZRT
R1N	Alcance resistivo de la característica cuadrilateral para unidades de tierra de Zona 1
R4N	Alcance resistivo de la característica cuadrilateral para unidades de tierra de ZRT
K0	Factor de compensación para fallas a tierra $(Z0-Z)/3Z$
K0Ang	Ángulo de K0 (grados)
Z1D	Tiempo de operación de Z1 (s)
Z4D	Tiempo de operación de ZRT (s)

5.2.1.2 Coordinación

La coordinación de protecciones para los esquemas de protección de distancia se verificó simulando fallas monofásicas y trifásicas en las líneas protegidas utilizando para este propósito el software Aspen OneLiner.

En la figura 5.3 se muestran las curvas características mho y cuadrilateral para las protecciones de distancia de fases y neutros respectivamente para los extremos de la línea protegida CDS-93H60-TYA. Se observa que los alcances de Zona 1 y ZRT de la protección de distancia de ambos extremos se traslapan, lo que asegura un disparo instantáneo o temporizado para fallas asimétricas o simétricas en cualquier punto de la línea protegida según la ubicación de la falla.

Para la figura 5.3 a) se simuló una falla monofásica al 80% de la impedancia de la línea 93H60 con dirección de CDS a TYA, donde se observa que el relevador de distancia ubicado en la S.E. TYA localiza la falla en su Zona 1, operando la protección de distancia de neutro en 0 ms (instantáneo).



"CÁLCULO DE AJUSTES Y ESTUDIO DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES POR RELEVADORES DE EQUIPO ELÉCTRICO PRIMARIO DE UNA SUBESTACIÓN TIPO GIS DE 230 kV CON UNA CAPACIDAD INSTALADA DE 120 MVA"

Mientras que para el relevador de distancia ubicado en la S.E. CDS la falla la ubica en su ZRT, operando la protección de distancia de neutro en 300 ms.

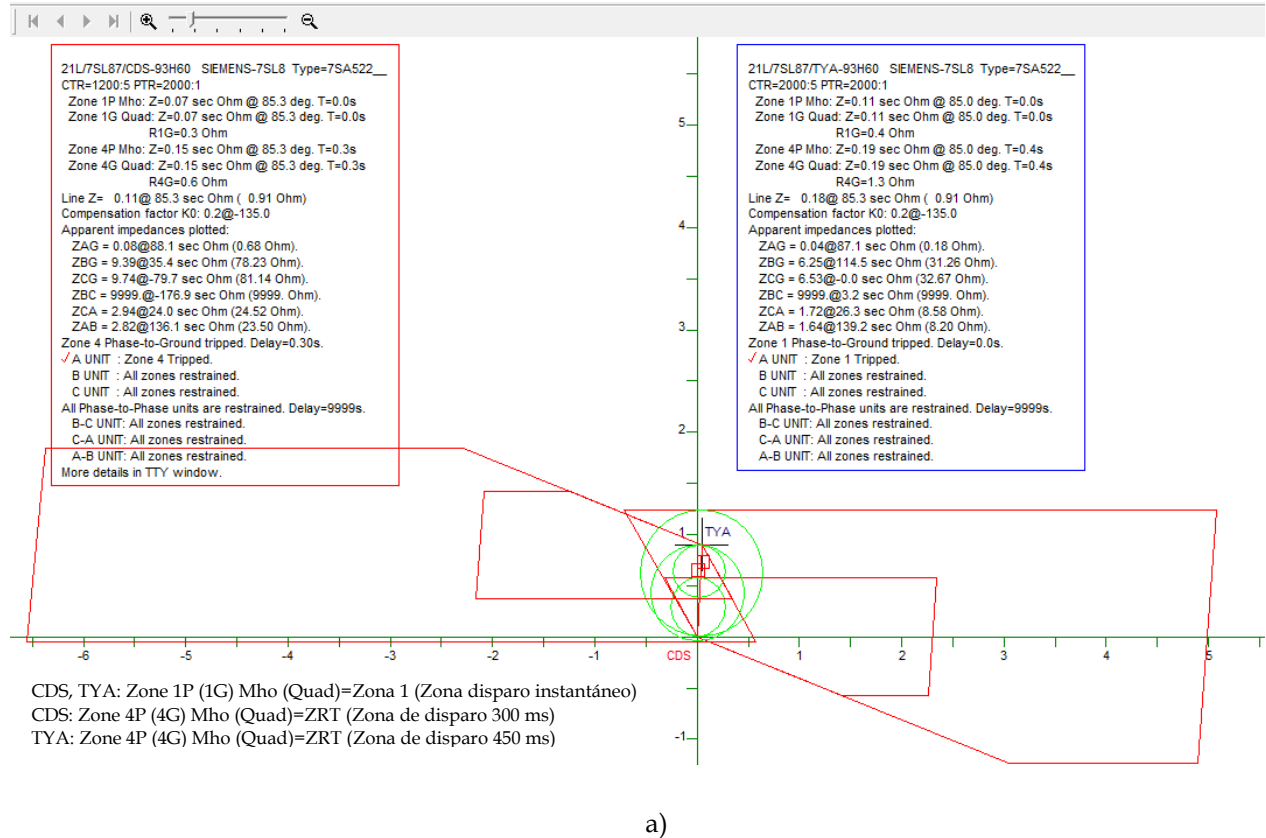


Figura 5.3 Ajustes de la protección de distancia 21/21N para ambos extremos de la línea CDS-93H60-TYA:
a) Característica cuadrilateral y mho: Falla 1LG al 80% de la línea de CDS a TYA.

Para la figura 5.3 b) se simuló una falla trifásica al 80% de la impedancia de la línea 93H60 con dirección de TYA a CDS, donde se observa que el relevador de distancia ubicado en la S.E. CDS localiza la falla en su Zona 1, operando la protección de distancia de fase en 0 ms (instantáneo).

Mientras que para el relevador de distancia ubicado en la S.E. TYA la falla la ubica en su ZRT, operando la protección de distancia de fase en 450 ms.



"CÁLCULO DE AJUSTES Y ESTUDIO DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES POR RELEVADORES DE EQUIPO ELÉCTRICO PRIMARIO DE UNA SUBESTACIÓN TIPO GIS DE 230 kV CON UNA CAPACIDAD INSTALADA DE 120 MVA"

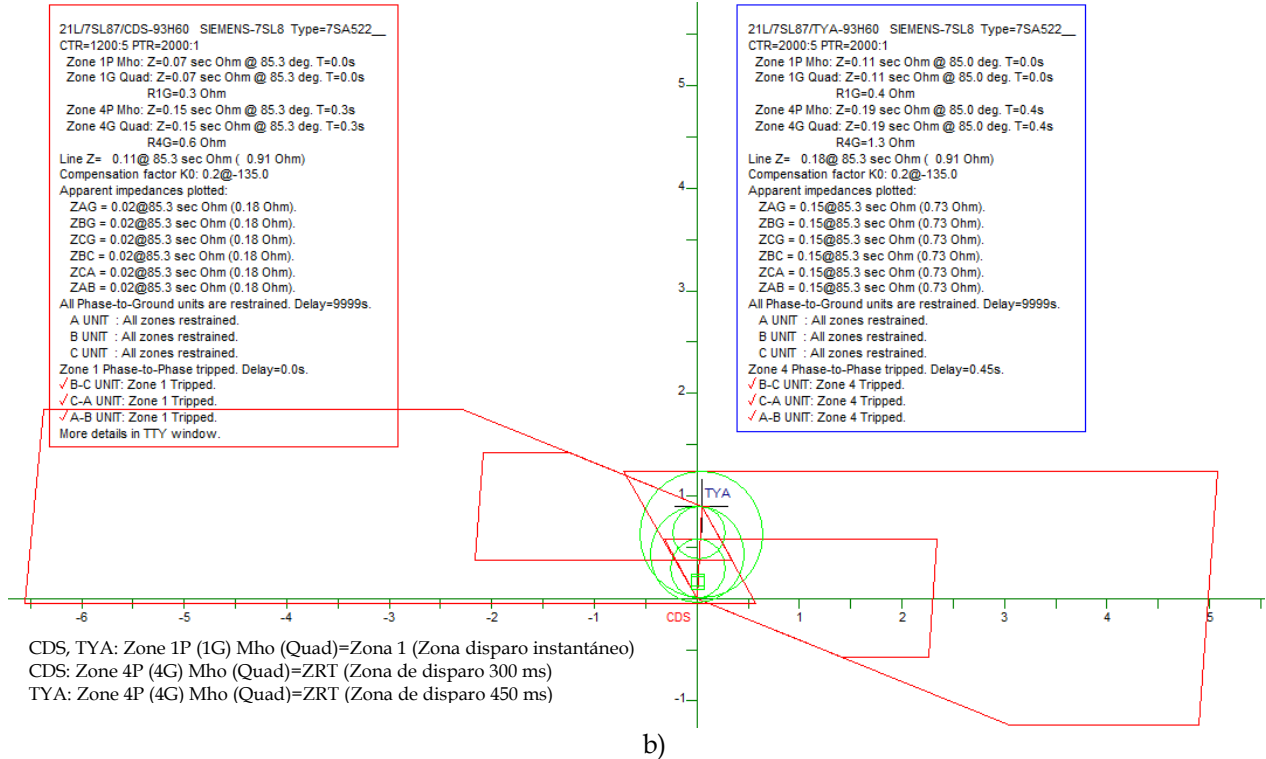


Figura 5.3 Ajustes de la protección de distancia 21/21N para ambos extremos de la línea CDS-93H60-TYA:
b) Característica cuadrilateral y mho: Falla 3LG al 80% de la línea de TYA a CDS.

En el anexo N se muestran el resto de las coordinaciones de protecciones para los relevadores de distancia de fases y neutros respectivamente para las siguientes líneas de transmisión:

- Línea 93H70 para ambos extremos CDS y DAA.
- Línea 93H80 para ambos extremos DAA y NAR.
- Línea 93H30 para ambos extremos NAR y COY.
- Línea 93E40 para ambos extremos COY y SNG.
- Línea 93E50 para ambos extremos COY y SNG.
- Línea 93E70 para ambos extremos SNG y TYA.



“CÁLCULO DE AJUSTES Y ESTUDIO DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES POR RELEVADORES DE EQUIPO ELÉCTRICO PRIMARIO DE UNA SUBESTACIÓN TIPO GIS DE 230 kV CON UNA CAPACIDAD INSTALADA DE 120 MVA”

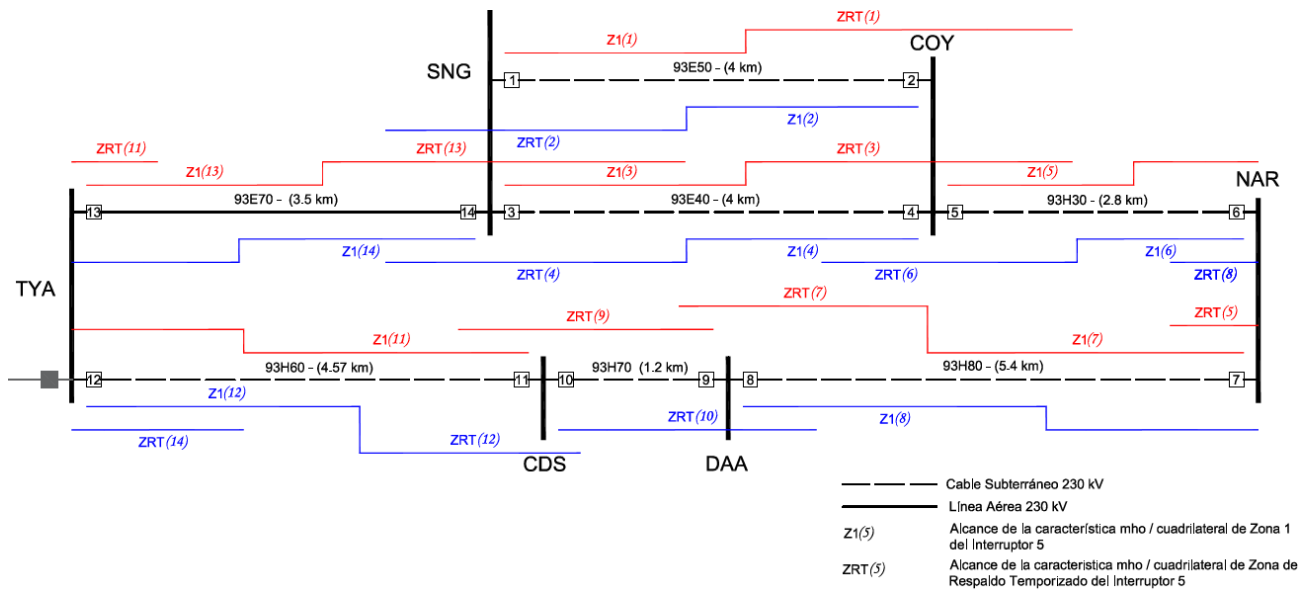


Figura 5.4 Zonas de protección del relevador de distancia del anillo de 230 kV.

En resumen, la figura 5.4 muestra el tiempo de operación como una función de la distancia eléctrica de 14 relevadores de distancia. Aquí se puede observar que los relevadores están “mirando” hacia ambas direcciones. Los alcances de zona de los relevadores 2, 4, 6, 8, 10, 12 y 14 están graficadas en color azul y los alcances de zona de los relevadores 1, 3, 5, 7, 9, 11 y 13 están graficadas en color rojo del diagrama unifilar del sistema.

La Z1 debe subalcanzar el extremo remoto de la línea protegida para asegurarse de que éste no operará ante fallas en las líneas adyacentes. Se pretende que la ZRT cubra el 100% de la línea protegida, por lo que debe sobre alcanzar dicha línea brindando protección remota de respaldo a la línea más corta que sale del bus remoto. Normalmente dejamos un intervalo de coordinación (incluyendo el tiempo de disparo del interruptor) entre las zonas Z1 y ZRT de los relevadores de distancia adyacentes. Esto significa que el final de la ZRT de un relevador de respaldo no debe superponerse con el comienzo de la ZRT del relevador primario.

En la figura 5.4 podemos observar que las fallas ubicadas en la sección central de una línea dada son despejadas por la operación simultánea e instantánea por las zonas Z1 en ambos extremos de la línea (a excepción de la línea 93H70 ya que las zonas Z1 para ambos extremos están temporizadas en 300 ms, debido a que dicho cable tiene una impedancia muy baja que podría sobre alcanzar la línea adyacente). Por otro lado, las fallas cercanas a uno de los extremos de la línea serán despejadas en forma secuencial: el extremo más cercano de la línea operará en primera zona Z1 y el extremo remoto operará en segunda zona ZRT. Este despeje secuencial de la falla es una limitación de la protección de distancia, ya que puede comprometer la estabilidad del sistema debido al sostenimiento de la falla.

Una ventaja de la protección de distancia por sobre la protección direccional de sobrecorriente ya sea de fase o de neutro, es que la distancia que alcanza la primera zona



"CÁLCULO DE AJUSTES Y ESTUDIO DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES POR RELEVADORES DE EQUIPO ELÉCTRICO PRIMARIO DE UNA SUBESTACIÓN TIPO GIS DE 230 kV CON UNA CAPACIDAD INSTALADA DE 120 MVA"

depende menos de las condiciones operativas del sistema que el alcance del elemento de sobrecorriente. En otras palabras, la protección de distancia proporciona una mejor cobertura instantánea de la línea.

5.2.2 Relevadores de sobrecorriente direccional para sobrecarga 67

5.2.2.1 Cálculo de ajuste

En general el pickup o tap del sobrecorriente direccional para sobrecarga 67 se determinan a la capacidad máxima en amperes o MVA de los cables de potencia subterráneos más un factor del 20% del valor de esa capacidad máxima, considerando los criterios de ajuste y coordinación de protecciones descritos en la sección 3.3.2.

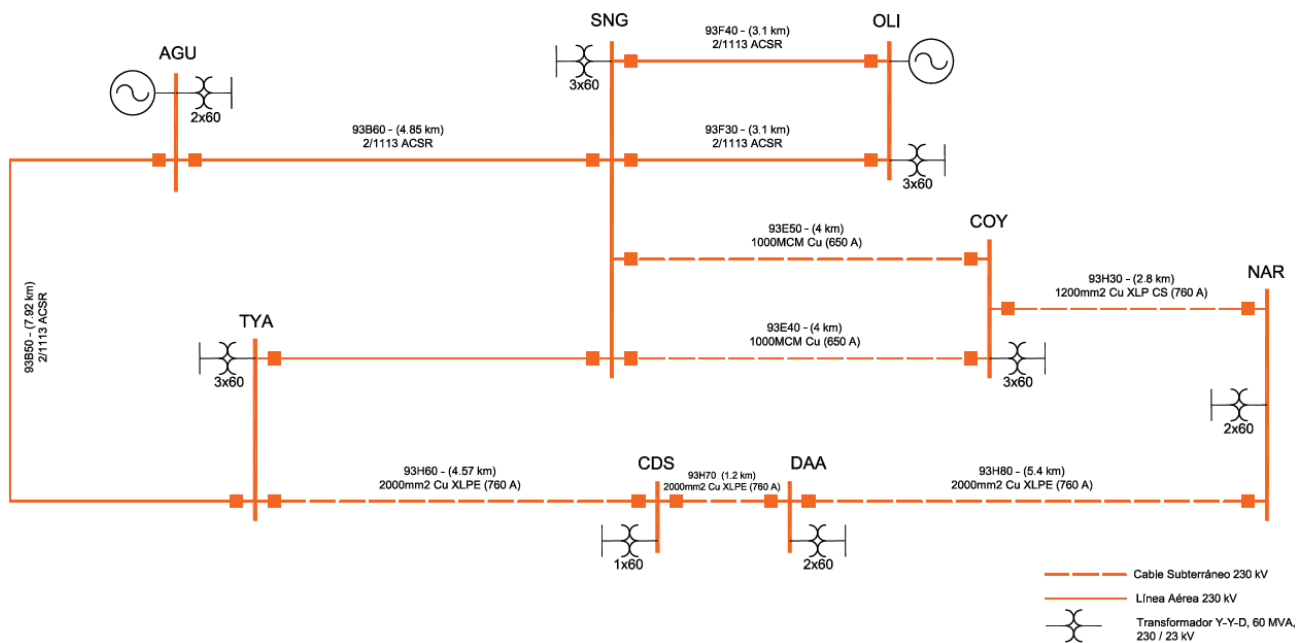


Figura 5.5 Operación del anillo de 230 kV en condición de red completa.

Por lo tanto, el cálculo de los pickups se determinó para las nuevas y las bahías existentes de las líneas de transmisión del anillo de 230 kV (ver figura 5.5) derivado de la puesta en servicio de la S.E. CDS, las cuales se muestran en la tabla 5.4.



Tabla 5. 4 Modificación - Implementación de protección de respaldo 67

Línea de Transmisión			Protecciones de Respaldo			Bahías
Extremo 1	Nomenclatura	Extremo 2	Tipo	A Modificar	A Implementar	
SNG	93E40	COY	Cable	67		Existente
SNG	93E50	COY	Cable	67		
NAR	93H30	COY	Cable	67		
NAR	93H80	DAA	Cable	67		
CDS	93H70	DAA	Cable		67	Nueva
CDS	93H60	TYA	Cable		67	

De la figura anterior se puede observar que los ajustes de pickup de sobrecarga estará condicionada a la contingencia más grave que podría presentarse en el anillo de 230 kV, es decir, que estén fuera de servicio:

1. CDS-93H60-TYA y SNG-93E40-COY o SNG-93E50-COY (*ver Figura 5.6*)
2. SNG-93E40-COY y SNG-93E50-COY (*ver Figura 5.7*)

En estos dos casos, el sistema pasaría de una condición en anillo de red completa a una condición radial bajo estas condiciones de contingencia.

En el primer caso, el sistema operará en un arreglo radial donde la fuente principal será SNG-93E40-COY o SNG-93E50-COY dependiendo que línea esté fuera de servicio, además suministrará la demanda de carga a las subestaciones COY, NAR, DAA y CDS. En consecuencia el ajuste del pickup estará restringida a la capacidad máxima del cable fuente, es decir SNG-93E40-COY o SNG-93E50-COY.

Debido a los requerimientos de los márgenes de coordinación para fallas en las líneas adyacentes para esta condición radial, se consideró que el ajuste del pickup de sobrecarga para los relevadores de protección se estableciera en un 29% para los interruptores SNG-93E40 y SNG-93E50 y 2,6% para los interruptores del resto de los cables tomando en cuenta la capacidad máxima de sus respectivos cables. Por lo anterior, en la tabla 5.5 muestra los ajustes de Pickup para los 67 para el caso 1.

Tabla 5. 5 Ajustes de pickup 67 del CASO 1

Línea de Transmisión		Capacidad A	% Sobrecarga	Pickup A
Extremo	Nomenclatura			
SNG	93E40	650	29	840
SNG	93E50	650	29	840
COY	93H30	760	2,6	780
NAR	93H80	760	2,6	780
DAA	93H70	760	2,6	780
CDS	93H60	760	2,6	780



"CÁLCULO DE AJUSTES Y ESTUDIO DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES POR RELEVADORES DE EQUIPO ELÉCTRICO PRIMARIO DE UNA SUBESTACIÓN TIPO GIS DE 230 kV CON UNA CAPACIDAD INSTALADA DE 120 MVA"

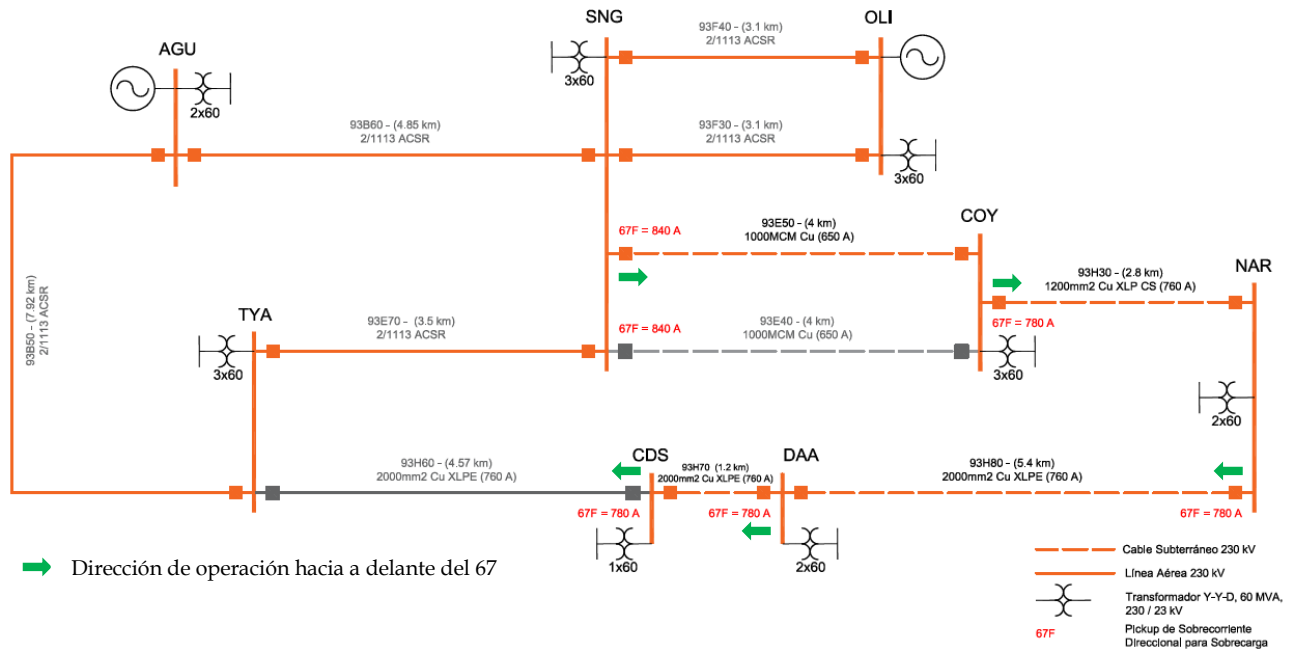


Figura 5.6 CASO 1: Ajustes de Pickup 67 con la contingencia más grave (fuera de servicio SNG-93E40-COY y CDS-93H60-TYA).

En el segundo caso, el sistema también operará en un arreglo radial donde la fuente principal será TYA-93H60-CDS que suministrará la demanda de carga a las subestaciones CDS, DAA, NAR y COY. En consecuencia el ajuste del pickup estará restringida a la capacidad máxima del cable fuente, es decir 93H60.

Debido a los requerimientos de los márgenes de coordinación para fallas en las líneas adyacentes para esta condición radial, se consideró que el ajuste del pickup de sobrecarga para los relevadores de protección se estableciera en un 26% para el interruptor TYA-93H60 y para el resto de los interruptores un porcentaje menor a este, tomando en cuenta la capacidad máxima de sus respectivos cables. Por lo anterior, en la tabla 5.6 muestra los ajustes de Pickup para los 67 para el caso 2.

Tabla 5. 6 Ajustes de pickup 67 del CASO 2

Línea de Transmisión		Capacidad A	% Sobrecarga	Pickup A
Extremo	Nomenclatura			
COY	93E40	650	0	624
COY	93E50	650	0	624
NAR	93H30	760	14	864
DAA	93H80	760	20	912
CDS	93H70	760	20	912
TYA	93H60	760	26	960



"CÁLCULO DE AJUSTES Y ESTUDIO DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES POR RELEVADORES DE EQUIPO ELÉCTRICO PRIMARIO DE UNA SUBESTACIÓN TIPO GIS DE 230 kV CON UNA CAPACIDAD INSTALADA DE 120 MVA"

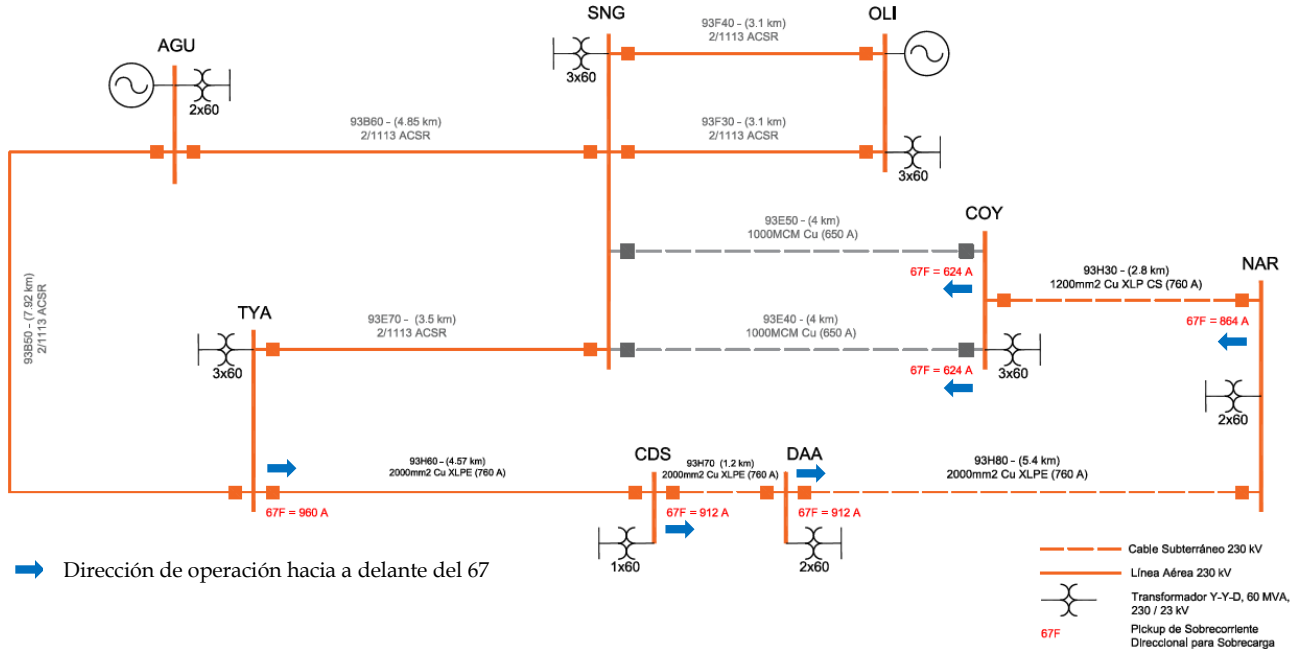


Figura 5.7 CASO 2: Ajustes de Pickup 67 con la contingencia más grave (fuera de servicio SNG-93E40-COY y SNG-93E50-COY).

5.2.2.2 Coordinación

Las protecciones por sobrecorriente direccional de sobrecarga 67 se emplean como respaldos en las líneas de transmisión. En la figura 5.8 se muestra el anillo de 230 kV utilizada en las simulaciones.

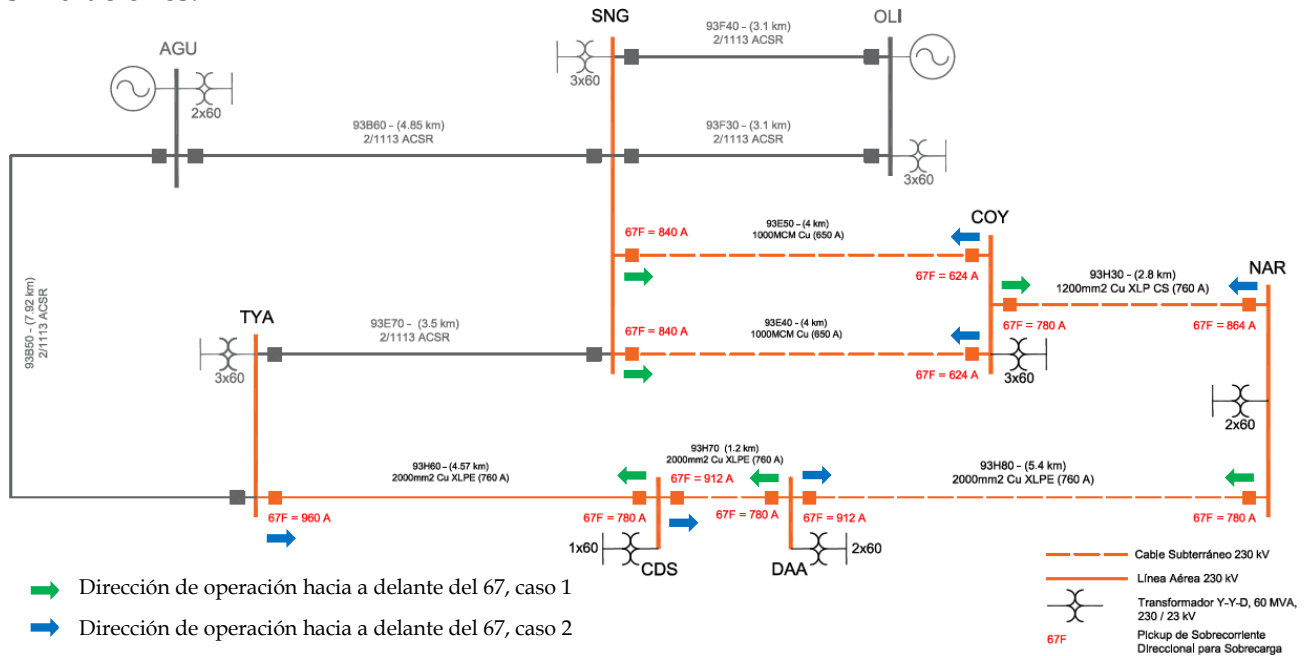


Figura 5.8 Red o anillo de 230 kV utilizado para las simulaciones.



Las protecciones por sobrecorriente direccional de sobrecarga 67 deberán operar bajo dos condiciones:

1. Por sobrecarga
2. Por fallas simétricas o asimétricas

La operación de la protección por 67 y en consecuencia el disparo al interruptor de la línea protegida ante fallas simétricas y asimétricas para estas condiciones de la red solo será posible cuando se presenten dos condiciones:

- Las protecciones primarias PP1-87L y PP2-87L estén inhibidas por pérdida del canal de F.O.
- Las protecciones de respaldo local por 21/21N estén deshabilitadas.

Entonces, para calcular los tiempos de operación de la protección local de la línea protegida y determinar los márgenes de coordinación con la protección de la línea de atrás, se consideraron los numerales 3.1 y 3.2 de la sección 5.1 para fallas simétricas o asimétricas en la línea protegida, los márgenes de coordinación se establecieron entre valores igual o mayores a 100 ms del anillo de 230 kV.

- **Close-in fault** (falla a la salida del interruptor de la línea): con este tipo de falla se simula una falla monofásica 1LG derivado por algún tipo de daño o pérdida de aislamiento en terminales de una de las fases del cable o un cierre accidental de cuchillas de tierra que derivará en una falla 3LG a la salida del interruptor de la línea protegida, lo que provocará que la protección local 67 opere y mande disparo a su interruptor propio de la línea protegida para aislar la falla de lado del bus local, esto implicará que la aportación de secuencia (+) provocada por la falla se mantenga por el interruptor del extremo remoto hasta que opere su protección 67 y mande disparo a su interruptor propio de la línea protegida para aislar totalmente la falla y que modificará la configuración del anillo para operar como un arreglo radial.
- **Line-end fault** (falla al final de la línea con interruptor abierto): con este tipo de falla también se simula una falla monofásica 1LG derivado por algún tipo de daño o pérdida de aislamiento en terminales de una de las fases del cable o un cierre accidental de cuchillas de tierra que derivará en una falla 3LG en el extremo remoto de la línea protegida, lo que provocará que la protección 67 del extremo remoto opere y mande disparo a su interruptor propio de la línea protegida para aislar la falla de lado del bus remoto, esto implicará que la aportación de secuencia (+) provocada por la falla se mantenga por el interruptor local hasta que opere su protección 67 y mande disparo a su interruptor propio de la línea protegida para aislar totalmente la falla y que modificará la configuración del anillo para operar como un arreglo radial.



“CÁLCULO DE AJUSTES Y ESTUDIO DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES POR RELEVADORES DE EQUIPO ELÉCTRICO PRIMARIO DE UNA SUBESTACIÓN TIPO GIS DE 230 kV CON UNA CAPACIDAD INSTALADA DE 120 MVA”

Para estos casos excepcionales, se consideraron ajustes al margen de los establecidos debido a las implicaciones que representa la coordinación de protecciones por 67 por baja impedancia de los cables y a la topología de la red que conforman el anillo de 230 kV, por lo que el procedimiento para el cálculo de la palanca (Time Dial) fue el siguiente:

- Se utilizó el archivo de cortocircuito de generación máxima [SIN(MAX-MAX)GRTC.olt] para el cálculo de la palanca.
- Se utilizó curvas muy inversas (MI) o extremadamente inversa (EI) para líneas cortas que tengan alta aportación, y curvas inversa o moderadamente inversa para líneas largas y medianas con baja aportación.
- Con los valores de pickup, el cálculo de la palanca para las protecciones de 67 de las líneas para el caso 1 (ver Figuras O.1-O.8) se inició simulando fallas tipo Line-end en terminales de los cables sobre CDS-93H60 y así sucesivamente hasta la línea COY-93H30 con el objetivo de determinar el tiempo de operación y los márgenes de coordinación para los 67 de las líneas lado fuente y para el caso 2 (ver Figuras O.9-O.16) se inició simulando fallas tipo Line-end en terminales de los cables sobre COY-93E50 y así sucesivamente hasta la línea CDS-93H70 con el objetivo de determinar el tiempo de operación y los márgenes de coordinación para los 67 de las líneas lado fuente.
- Se verificó que se mantuviera un margen de coordinación no menor a 100 ms con las protecciones de línea del bus remoto, para fallas de fase a tierra y trifásicas tipo Close-in y Line-end para cada una de ellas.

Tabla 5. 7 Ajustes 67 del anillo de 230 kV

Línea	Extremo	RTC	Pickup (sec A)	PP1 - 67			PP2 - 67		
				Modelo	Curva	Time Dial	Modelo	Curva	Time Dial
93E40	SNG	1200:5	3,5	311L	U.S.-U3	8	451	U.S.-U3	8
	COY	1200:5	2,6	311L	-	-	451	U.S.-U4	2,13
93E50	SNG	1200:5	3,5	311L	U.S.-U3	8	451	U.S.-U3	8
	COY	1200:5	2,6	311L	-	-	451	U.S.-U4	2,13
93H30	COY	1200:5	3,25	7SL87	ANSI-EI	15	L90	IEEE-EI	3
	NAR	1600:5	2,7	7SL87	ANSI-EI	5	L90	IEEE-EI	1
93H80	NAR	1600:5	2,44	7SL87	ANSI-EI	12,4	7SD52	ANSI-EI	12,4
	DAA	2000:5	2,28	7SL87	ANSI-EI	8,1	7SD52	ANSI-EI	8,1
93H70	DAA	2000:5	1,95	7SL87	ANSI-EI	9,4	7SD52	ANSI-EI	9,4
	CDS	1200:5	3,8	7SL87	ANSI-EI	11,5	7SD52	ANSI-EI	11,5
93H60	CDS	1200:5	3,25	7SL87	ANSI-EI	6	7SD52	ANSI-EI	6
	TYA	2000:5	2,4	7SL87	ANSI-EI	15	7SD52	ANSI-EI	15



"CÁLCULO DE AJUSTES Y ESTUDIO DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES POR RELEVADORES DE EQUIPO ELÉCTRICO PRIMARIO DE UNA SUBESTACIÓN TIPO GIS DE 230 kV CON UNA CAPACIDAD INSTALADA DE 120 MVA"

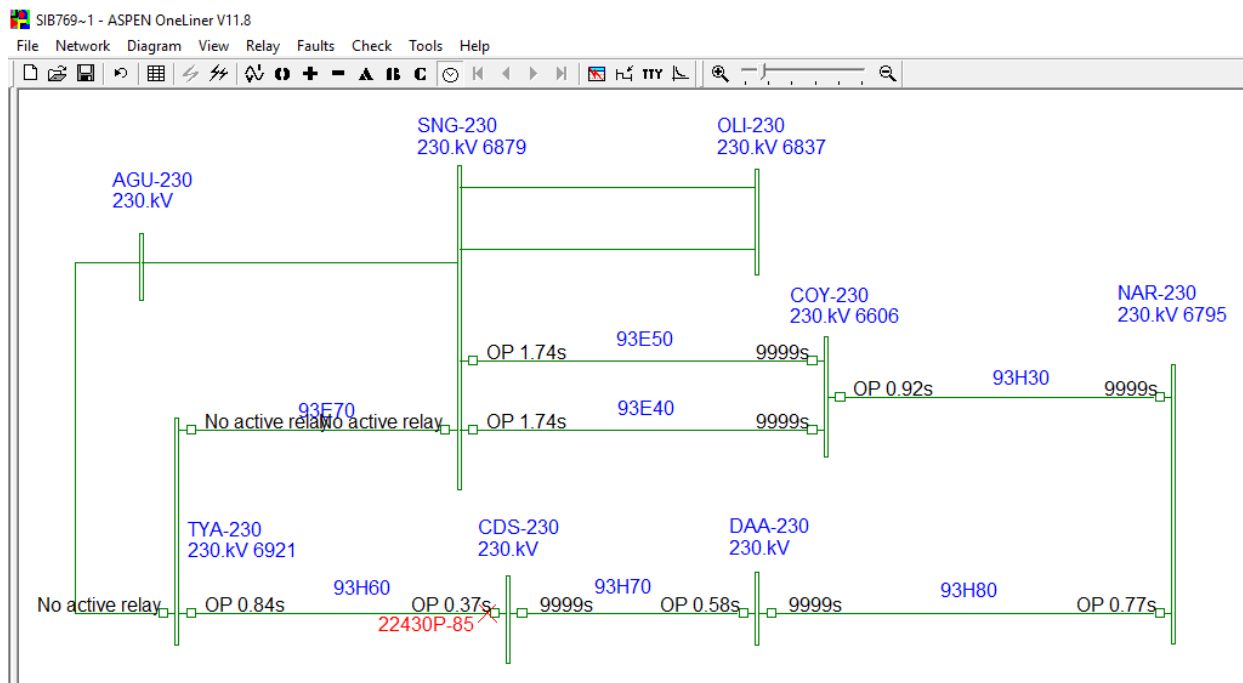
Donde

U.S.-U3	Curva Muy Inversa de la familia U.S.
U.S.-U4	Curva Extremadamente Inversa de la familia U.S.
IEEE-EI	Curva Extremadamente Inversa de la familia IEEE
ANSI-EI	Curva Extremadamente Inversa de la familia ANSI

En la tabla 5.7 se muestran los resultados de las simulaciones que permitió obtener los márgenes de coordinación y por consiguiente los ajustes para las protecciones de 67 del anillo de 230 kV.

En la figura 5.9 se muestran los tiempos de operación para una falla trifásica y las curvas características para las protecciones de sobrecarga 67 que se encuentran instalados en el anillo de 230 kV para el caso 1.

Para la figura 5.9 a) se realizó una falla trifásica simulando un aterrizamiento franco a la salida del interruptor del cable 93H60 de la S.E. CDS considerando la red anillada sin contingencias, donde se observa que el relevador de sobrecarga de la S.E. CDS opera con un margen de coordinación $\Delta t=210$ ms con respecto a la protección de respaldo de sobrecarga de la línea 93H70 de la S.E. DAA.



a)

Figura 5.9 CASO 1: Falla 3LG tipo Close-in sobre línea 93H60 lado CDS.

a) Tiempos de operación de las protecciones 67 de las líneas.



"CÁLCULO DE AJUSTES Y ESTUDIO DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES POR RELEVADORES DE EQUIPO ELÉCTRICO PRIMARIO DE UNA SUBESTACIÓN TIPO GIS DE 230 kV CON UNA CAPACIDAD INSTALADA DE 120 MVA"

Para la figura 5.9 b) se observan las curvas características y los tiempos de operación de las protecciones de sobrecarga, ante esta condición los márgenes de coordinación con respecto a las protecciones de sobrecarga instalados aguas abajo se mantienen con tiempos de respaldo adecuados que permiten una buena coordinación en el anillo de 230 kV del caso 1.

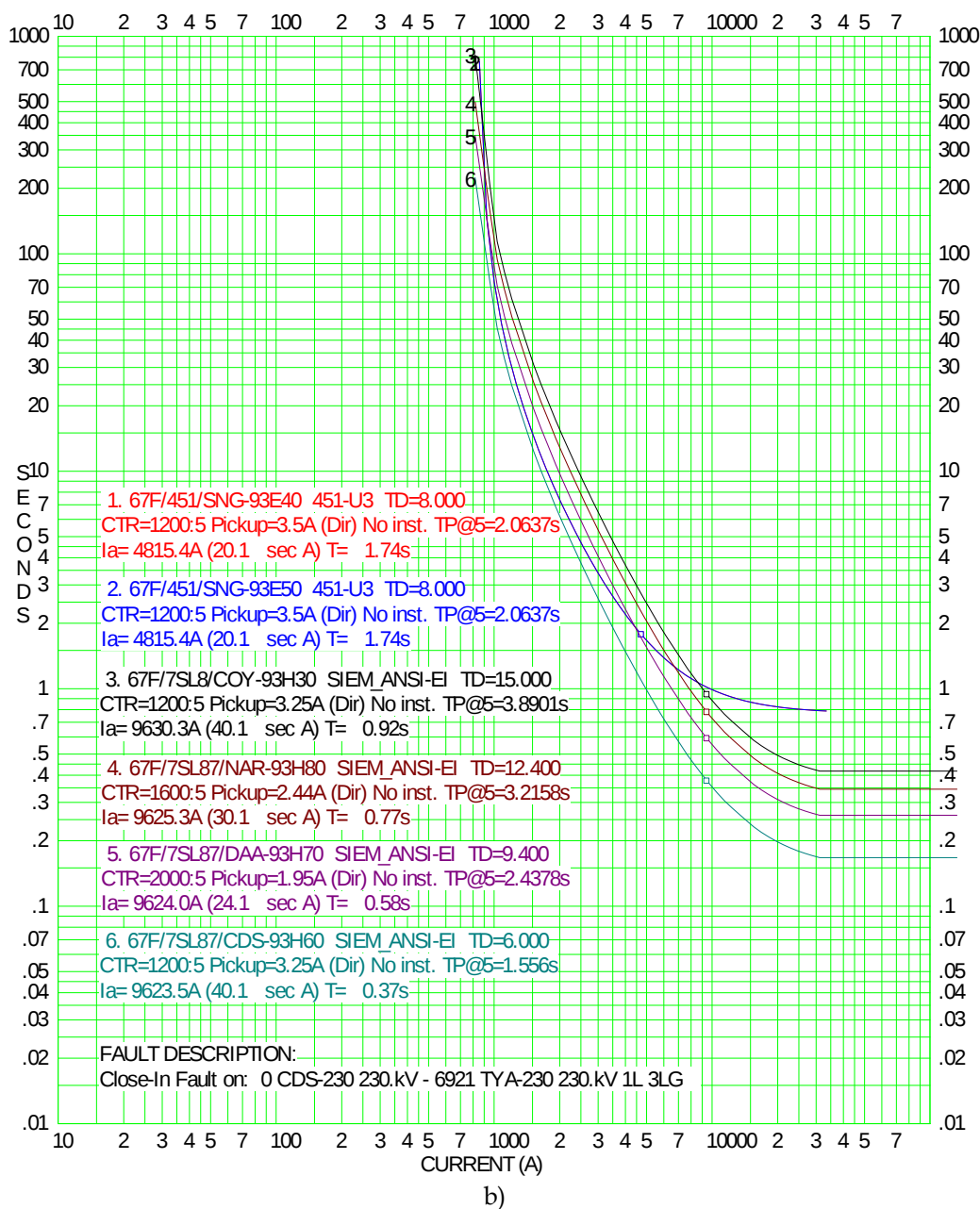


Figura 5.9 CASO 1: Falla 3LG tipo Close-in sobre línea 93H60 lado CDS.
b) Curvas características y tiempos de operación de las protecciones 67 de las líneas.



"CÁLCULO DE AJUSTES Y ESTUDIO DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES POR RELEVADORES DE EQUIPO ELÉCTRICO PRIMARIO DE UNA SUBESTACIÓN TIPO GIS DE 230 kV CON UNA CAPACIDAD INSTALADA DE 120 MVA"

En la figura 5.10 se muestran los tiempos de operación para una falla trifásica y las curvas características para las protecciones de sobrecarga 67 que se encuentran instalados en el anillo de 230 kV para el caso 2.

Para la figura 5.10 a) se realizó una falla trifásica simulando un aterrizamiento franco en el extremo del cable 93E50 de la S.E. SNG considerando que el cable 93E40 está fuera de servicio, donde se observa que el relevador de sobrecarga de la S.E. COY opera con un margen de coordinación $\Delta t=160$ ms con respecto a la protección de respaldo de sobrecarga de la línea 93H30 de la S.E. NAR.

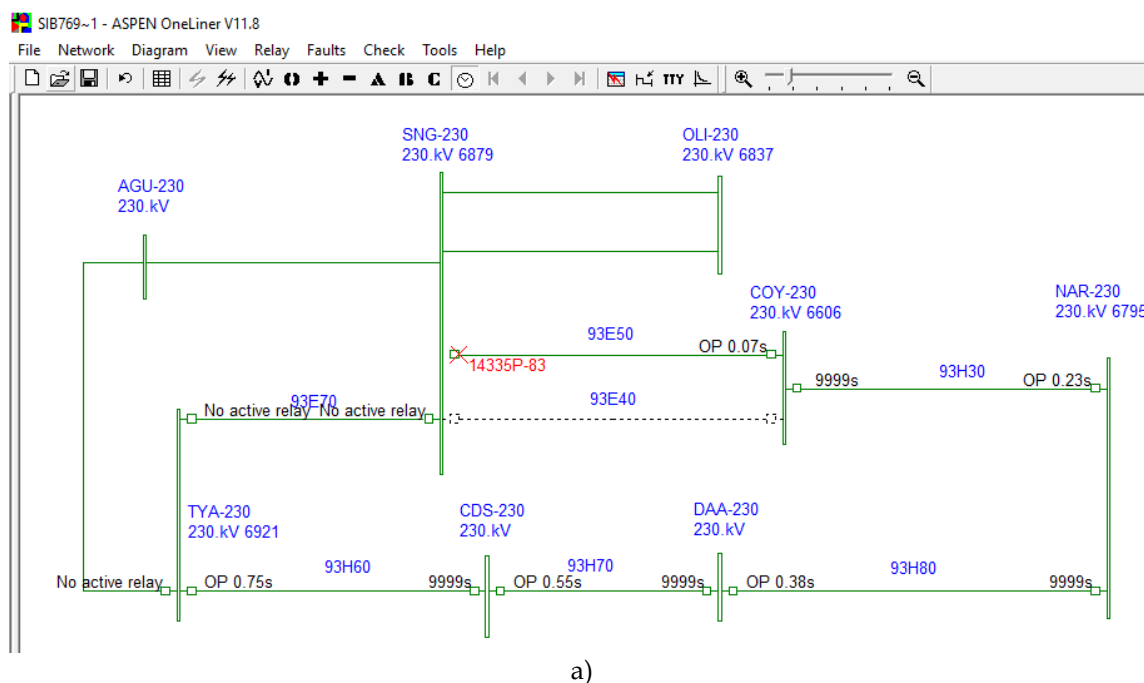


Figura 5.10 CASO 2: Falla 3LG tipo Line-end sobre línea 93E50 lado COY y fuera de servicio la línea 93E40.
a) Tiempos de operación de las protecciones 67 de las líneas.

Para la figura 5.10 b) se observan las curvas características y los tiempos de operación de las protecciones de sobrecarga ante la salida de la línea 93E40, ante esta condición los márgenes de coordinación con respecto a las protecciones de sobrecarga instalados aguas abajo se mantienen con tiempos de respaldo adecuados que permiten una buena coordinación en el anillo de 230 kV del caso 2. También se observa que los márgenes de coordinación de las protecciones de sobrecarga oscilan entre 150 a 200 ms no obstante, los criterios de coordinación de protecciones permiten como mínimo un tiempo de 200 ms de margen de coordinación con las protecciones de línea del bus remoto, a pesar de ello seguimos teniendo buenos márgenes de coordinación, esto debido a las bondades de los interruptores de potencia en gas SF₆ instalados en esta red ya que contribuyen en gran medida a la liberación casi instantánea de las fallas, en virtud de que sus tiempos de operación de apertura de sus contactos oscilan entre 28 a 35 ms.



"CÁLCULO DE AJUSTES Y ESTUDIO DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES POR RELEVADORES DE EQUIPO ELÉCTRICO PRIMARIO DE UNA SUBESTACIÓN TIPO GIS DE 230 kV CON UNA CAPACIDAD INSTALADA DE 120 MVA"

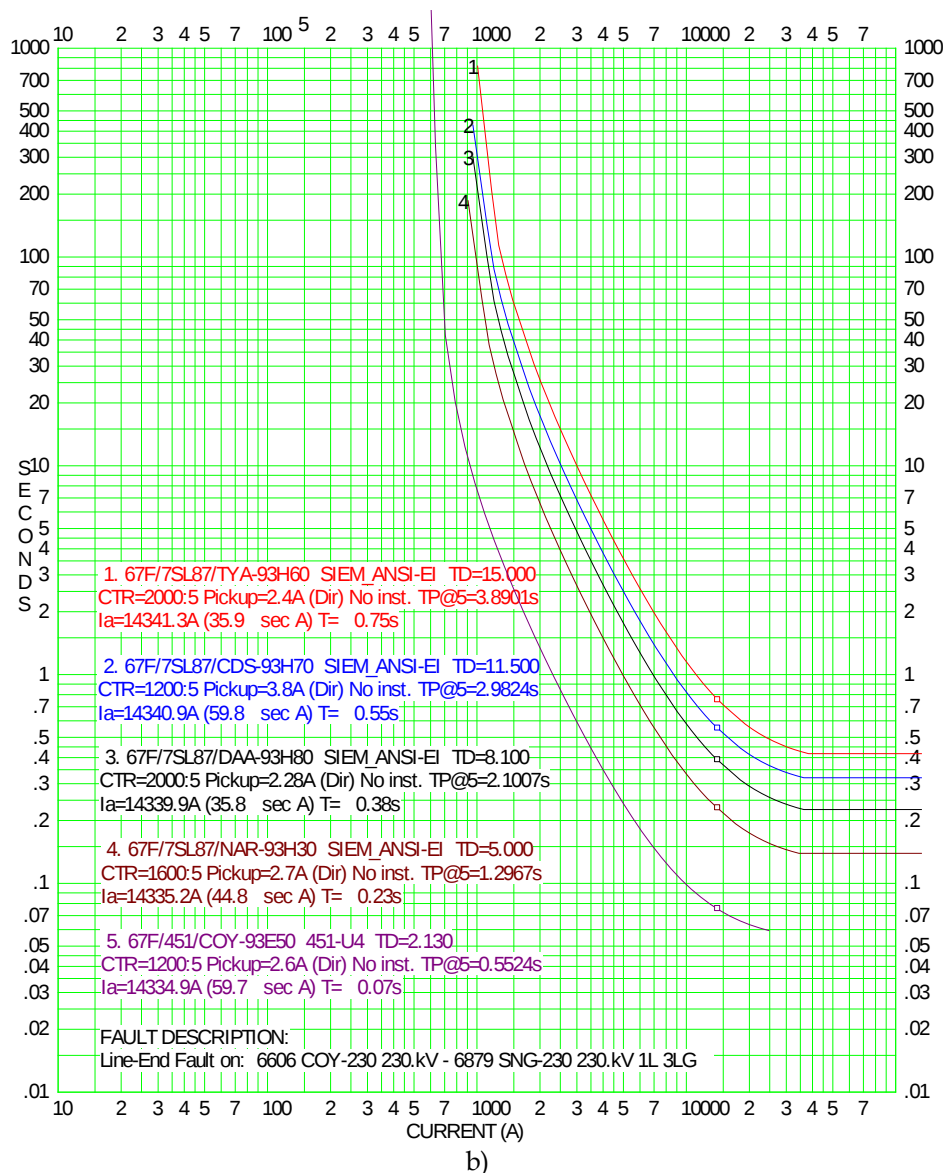


Figura 5.10 CASO 2: Falla 3LG tipo Line-end sobre línea 93E50 lado COY y fuera de servicio la línea 93E40.

b) Curvas características y tiempos de operación de las protecciones 67 de las líneas.

En el anexo O se muestran el resto de las coordinaciones de protecciones para los relevadores de sobrecarga para las siguientes líneas de transmisión:

- Línea 93H70 para ambos extremos CDS y DAA.
- Línea 93H80 para ambos extremos DAA y NAR.
- Línea 93H30 para ambos extremos NAR y COY.
- Línea 93E40 para ambos extremos COY y SNG.
- Línea 93E50 para ambos extremos COY y SNG.



5.2.2.3 Análisis de flujos de carga con PSS®E

Como se ha hecho mención anteriormente, el subsistema de potencia en estudio para el análisis de flujos de carga para las diferentes condiciones de operación es el anillo de 230 kV que está constituido principalmente por 4 subestaciones S.E. COY, S.E. NAR, S.E. DAA y S.E. CDS interconectados entre sí por cables de potencia, dicho anillo se cerrará por las subestaciones TYA y SNG.

Se espera que al aumentar la demanda del servicio eléctrico en los próximos años a causa del desmesurado crecimiento demográfico y desarrollo económico, dicho subsistema tiene que cubrir esta demanda para las Zonas de Distribución Benito Juárez y Zócalo pertenecientes a la DDVMC, de acuerdo con el informe más reciente del PRODESEN para la Región de Control Central, el pronóstico de la demanda máxima a mediano plazo 2019-2024 es de $TMCA=3,3\%$ [9], lo que implica tener que emplear computadoras digitales para el análisis de flujos de carga de acuerdo con los escenarios de consumo de energía eléctrica y cortocircuito para la coordinaciones de protecciones de respaldo.

Los estudios de flujos de carga se realizaron considerando el caso base con red completa y con los escenarios operativos que pudieran presentarse en el anillo de 230 kV donde se toman en cuenta la demanda actual y los pronósticos de demanda máxima a mediano plazo, con el objetivo de evaluar el impacto que se tendrá en el anillo de 230 kV con la entrada en operación de la S.E. CDS y poder definir las acciones que se tomarán en el caso que se presente una demanda por arriba del ajuste de las protecciones de sobrecarga (67) preservando la continuidad del suministro de energía eléctrica y la confiabilidad del sistema así como una posible planeación futura del anillo de 230 kV. Para este estudio de flujos de carga se tiene como principales objetivos lo siguiente:

Efecto y comportamiento de los flujos de carga en las ramas del anillo de 230 kV ante escenarios de demanda mínima, media y máxima del 2018.

- 1) En condiciones de red completa.
- 2) En condiciones de contingencia:
 - 2,1) Escenario 1: Fuera cable 93E40
 - 2,2) Escenario 2: Fuera cables 93E40 y 93E50.
 - 2,3) Escenario 3: Fuera cable 93H60.
 - 2,4) Escenario 4: Fuera cables 93H60 y 93E40.

Efecto y comportamiento de los flujos de carga en las ramas del anillo de 230 kV ante un pronóstico de $TMCA=3,3\%$ de demanda máxima a mediano plazo (2019-2024).

- 3) En condiciones de red completa.
- 4) En condiciones de contingencia:
 - 4,1) Escenario 1: Fuera cables 93E40 y 93E50.
 - 4,2) Escenario 2: Fuera cable 93H60.
 - 4,3) Escenario 3: Fuera cables 93H60 y 93E40.



"CÁLCULO DE AJUSTES Y ESTUDIO DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES POR RELEVADORES DE EQUIPO ELÉCTRICO PRIMARIO DE UNA SUBESTACIÓN TIPO GIS DE 230 kV CON UNA CAPACIDAD INSTALADA DE 120 MVA"

En primer lugar, para cumplir con los objetivos anteriores y poder realizar las simulaciones de flujos de carga y ver los efectos de sobrecarga en los cables de potencia que provoca la demanda actual en condiciones de red completa así como también en condiciones de contingencia en el anillo de 230 kV, se tiene que tener en cuenta los perfiles de carga más actuales de las subestaciones S.E. COY, S.E. NAR, S.E. DAA y S.E. CDS, por lo anterior se analizaron y valoraron los perfiles de carga anual en demanda mínima, media y máxima correspondientes al 2018 para realizar los estudios correspondientes, los perfiles de carga anual del 2018 se muestran en las figuras 5.11, 5.12 y 5.13.

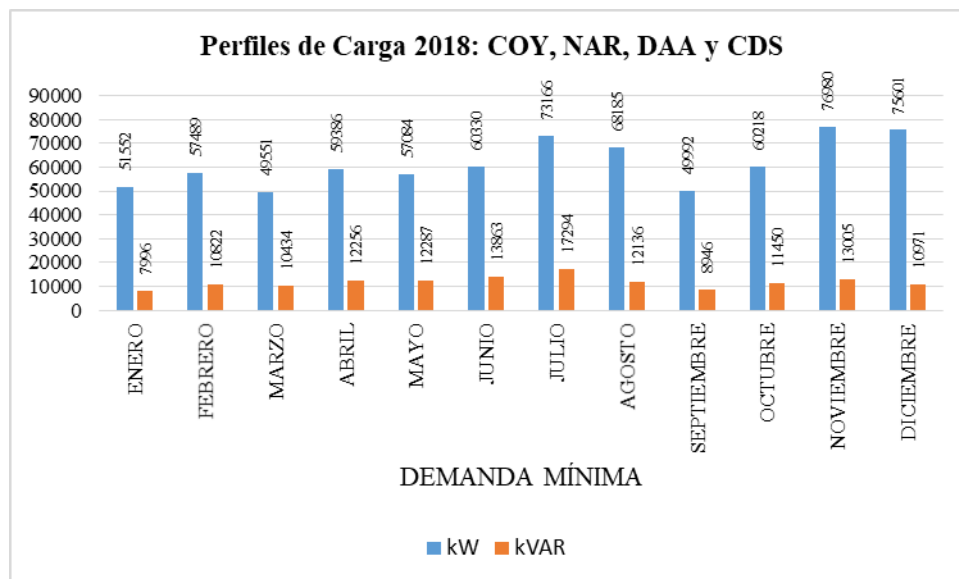


Figura 5.11 Perfiles de carga 2018 de las S.E.'s COY-230, NAR-230, DAA-230 y CDS-85 en demanda mínima.

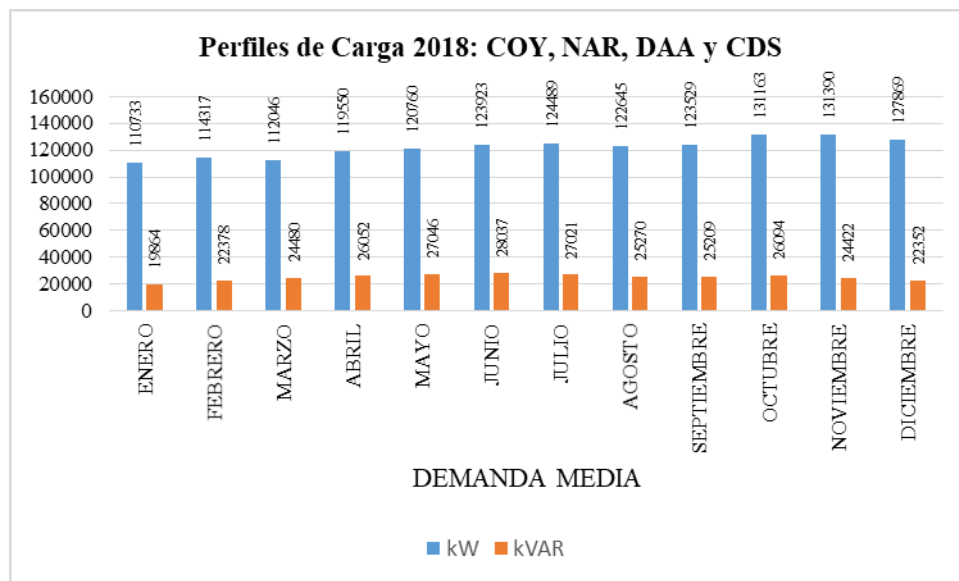


Figura 5.12 Perfiles de carga 2018 de las S.E.'s COY-230, NAR-230, DAA-230 y CDS-85 en demanda media.

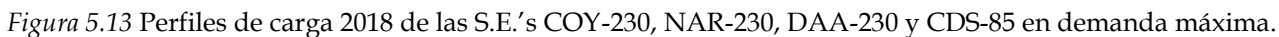


Figura 5.14 Flujos de carga con PSSE en condiciones de red completa en demanda máxima anual 2018.



"CÁLCULO DE AJUSTES Y ESTUDIO DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES POR RELEVADORES DE EQUIPO ELÉCTRICO PRIMARIO DE UNA SUBESTACIÓN TIPO GIS DE 230 kV CON UNA CAPACIDAD INSTALADA DE 120 MVA"

En la figura 5.15 se muestra el comportamiento de los flujos de carga en las ramas del anillo de 230 kV ante el escenario de demanda máxima del 2018 con la contingencia más grave que se puede presentar en la red, es decir, que la red esté operando en una condición radial por SNG-93E50 y bajo estas condiciones la cargabilidad en el cable 93E50 es de 586.3 A, la cual representa aproximadamente el 70% del valor de ajuste de pickup de la protección de sobrecarga 67 instalado en la S.E. SNG y ante estas condiciones de demanda máxima no se tendrá ningún riesgo de disparo por sobrecarga.

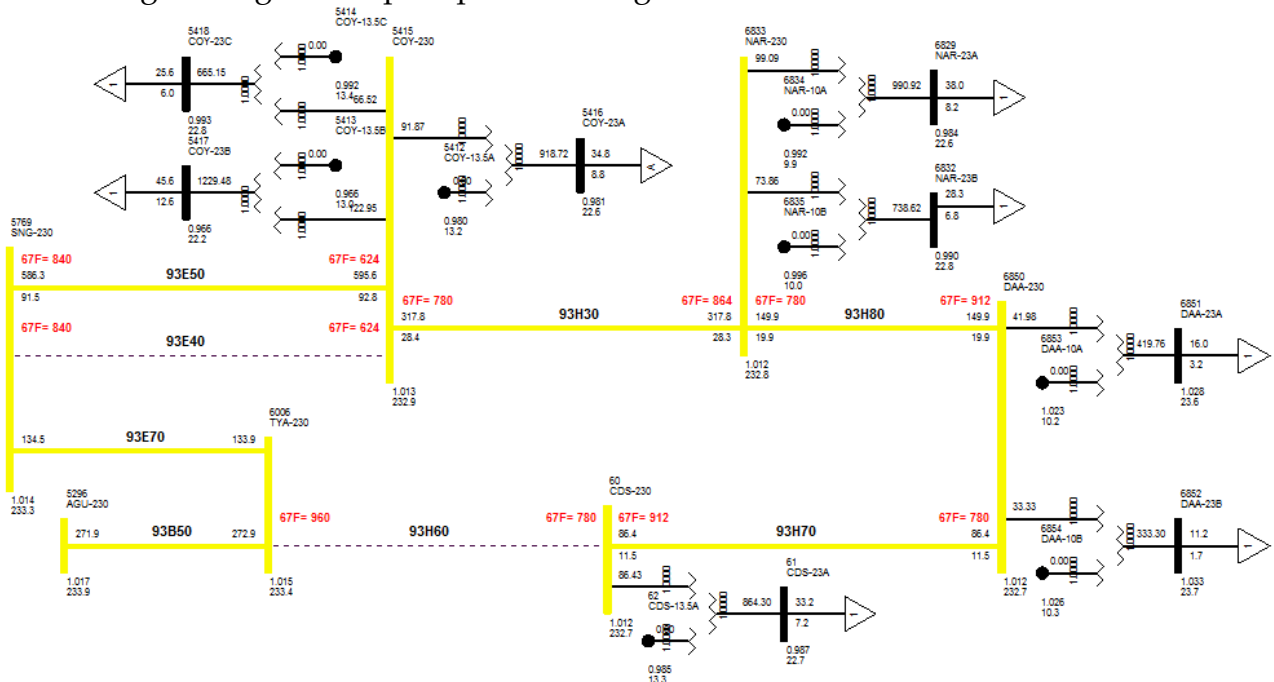


Figura 5.15 Flujos de carga con PSSE en condiciones de contingencia (fuera cable 93E40 y 93H60) en demanda máxima anual 2018.

Se tiene la necesidad de observar el comportamiento de los flujos de carga en las ramas del anillo de 230 kV a mediano plazo para asegurar que bajo cualquier contingencia en la red no se tendrán disparos por sobrecarga, para lograr este propósito, PRODESEN ha emitido un informe del pronóstico de la demanda máxima a mediano plazo 2019-2024 de TMCA=3,3% para la Región de Control Central [9] y que se utilizó para determinar los valores del pronóstico de la demanda máxima para las subestaciones COY, NAR, DAA y CDS como se muestra en la figura 5.16.

Para la simulación de la figura 5.17 se muestra el comportamiento de los flujos de carga en las ramas del anillo de 230 kV ante el escenario de demanda máxima del 2024 de acuerdo a los datos mostrados en la figura 5.16 para la contingencia más grave que se puede presentar en la red, es decir, que la red esté operando en una condición radial por SNG-93E50 y bajo estas condiciones la cargabilidad en el cable 93E50 es de 721.8 A, la cual representa aproximadamente el 86% del valor de ajuste de pickup de la protección de sobrecarga 67



"CÁLCULO DE AJUSTES Y ESTUDIO DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES POR RELEVADORES DE EQUIPO ELÉCTRICO PRIMARIO DE UNA SUBESTACIÓN TIPO GIS DE 230 kV CON UNA CAPACIDAD INSTALADA DE 120 MVA"

instalado en la S.E. SNG y ante estas condiciones de pronóstico de la demanda máxima aún no se tendrá ningún riesgo de disparo por sobrecarga.

Pronóstico de la demanda máxima 2019-2024 para las subestaciones COY, NAR, DAA y CDS.

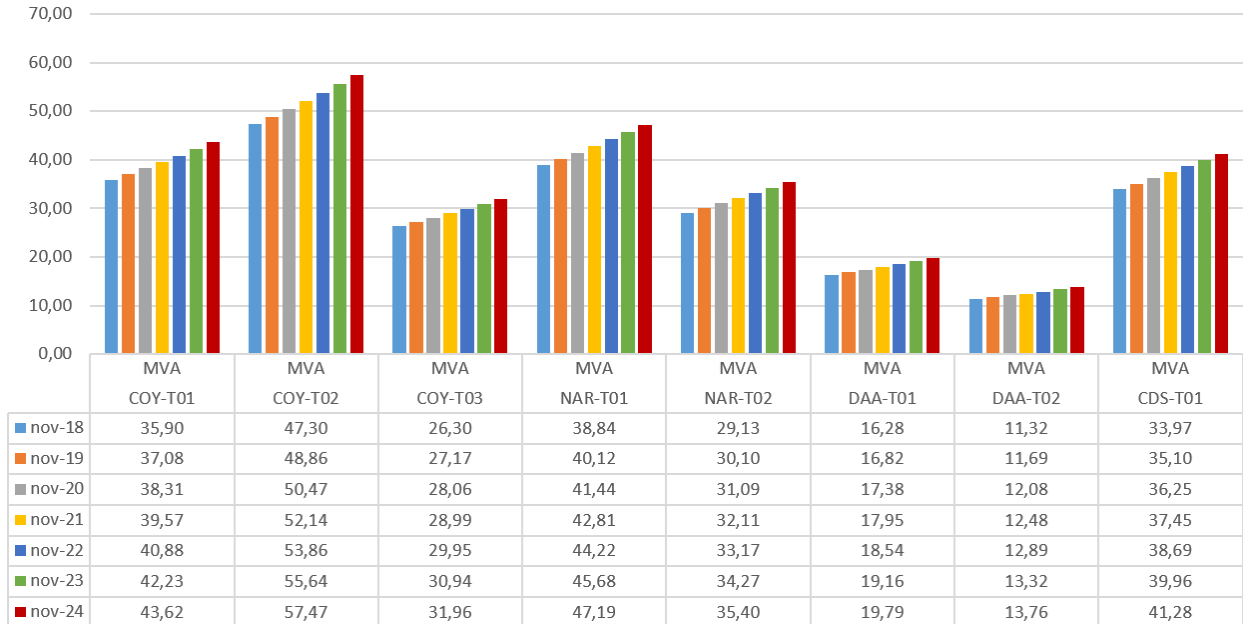


Figura 5.16 Pronóstico de la demanda máxima 2019-2024, escenario de planeación (SIN, TMCA=3.3%) [9].

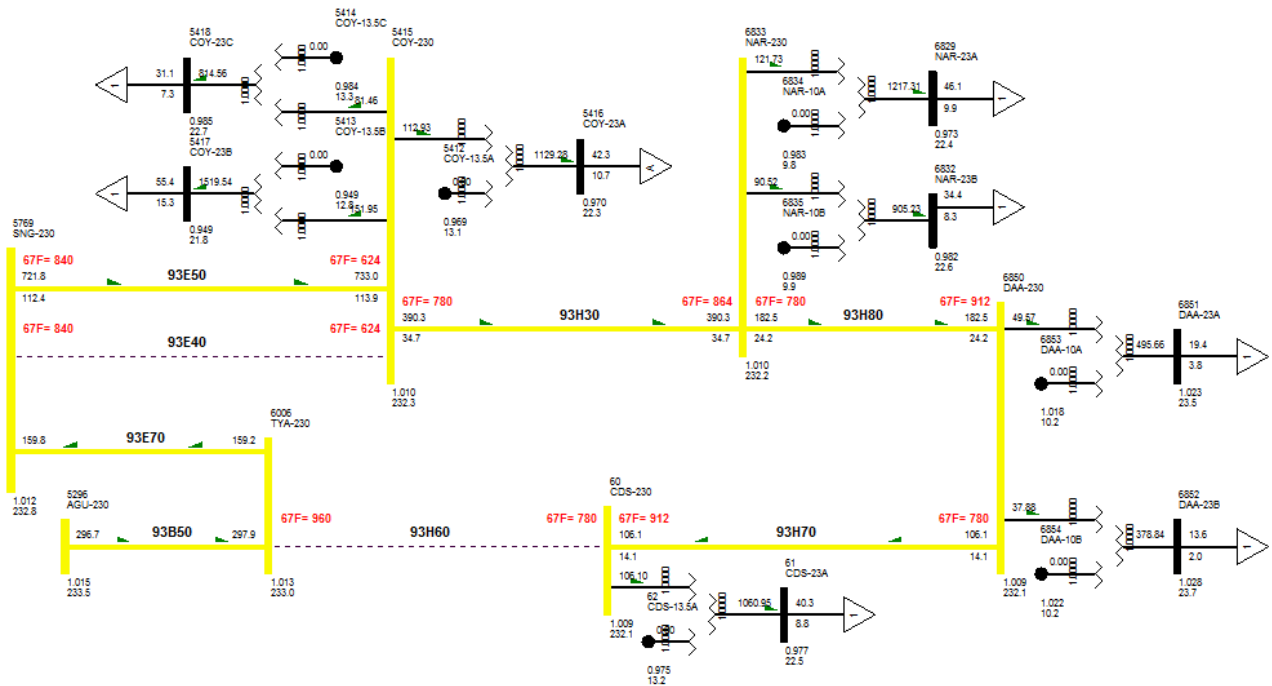


Figura 5.17 Flujos de carga con PSSE en condiciones de contingencia (fuera cable 93E40 y 93H60) del pronóstico de la demanda máxima anual 2024 (SIN, TMCA=3.3%).



"CÁLCULO DE AJUSTES Y ESTUDIO DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES POR RELEVADORES DE EQUIPO ELÉCTRICO PRIMARIO DE UNA SUBESTACIÓN TIPO GIS DE 230 kV CON UNA CAPACIDAD INSTALADA DE 120 MVA"

Para la simulación de la figura 5.18 se muestra el comportamiento de los flujos de carga en las ramas del anillo de 230 kV ante el escenario de demanda máxima del 2024 de acuerdo a los datos mostrados en la figura 5.16 para una de las contingencias más graves que se puede presentar en la red, es decir, que la red esté operando en una condición radial por TYA-93H60 y bajo estas condiciones la cargabilidad en el cable 93H60 es de 736 A, la cual representa aproximadamente el 77% del valor de ajuste de pickup de la protección de sobrecarga 67 instalado en la S.E. TYA y ante estas condiciones de pronóstico de la demanda máxima tampoco se tendrá ningún riesgo de disparo por sobrecarga.

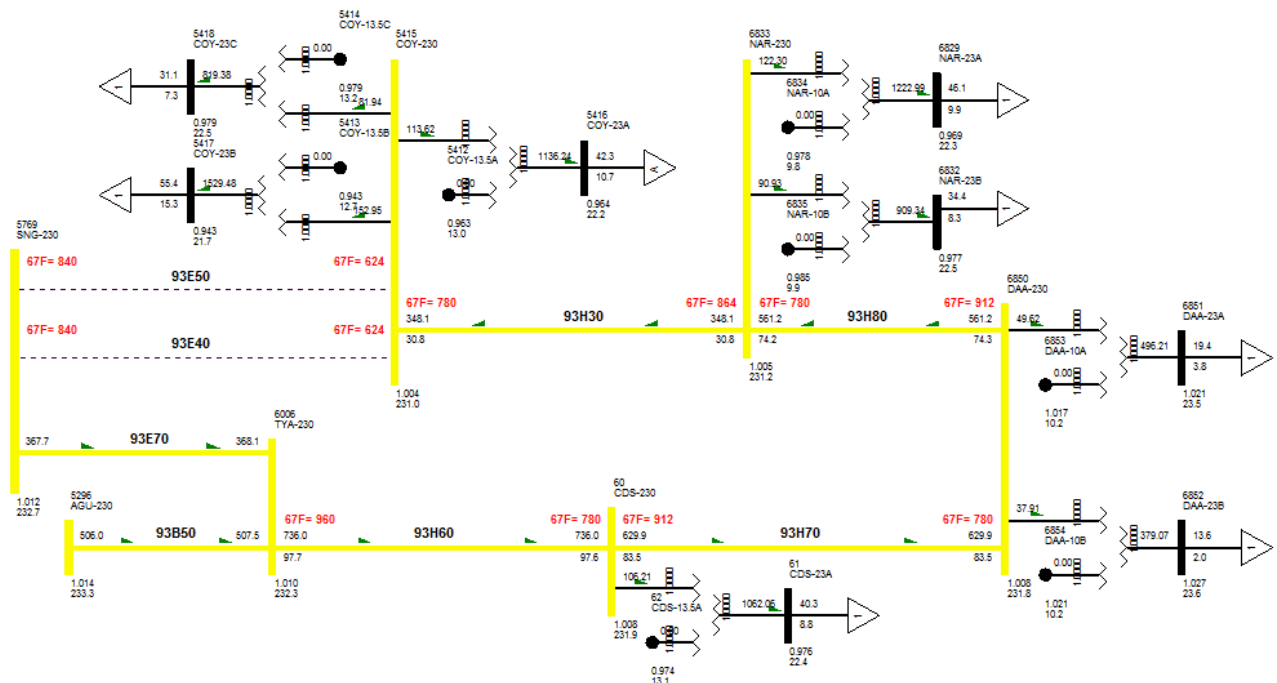


Figura 5.18 Flujos de carga con PSSE en condiciones de contingencia (fuera cable 93E40 y 93E50) del pronóstico de la demanda máxima anual 2024 (SIN, TMCA=3.3%).

Como se puede observar de las figuras 5.15, 5.17 y 5.18, el análisis de flujos de carga con la demanda máxima anual del 2018 y del pronóstico de la demanda máxima anual 2024, se puede concluir que las condiciones más críticas se presentan en dos condiciones de contingencia:

1. Fuera de servicio 93E40 y 93H60, lo que implica una red radial con dependencia total de las cargas por SNG-93E50.
2. Fuera de servicio 93E40 y 93E50, lo que implica una red radial con dependencia total de las cargas por TYA-93H60.

Bajo estas dos condiciones el sistema pasa ser, de una red anillada en condiciones de red completa a una condición radial en donde el disparo y apertura del interruptor del cable



"CÁLCULO DE AJUSTES Y ESTUDIO DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES POR RELEVADORES DE EQUIPO ELÉCTRICO PRIMARIO DE UNA SUBESTACIÓN TIPO GIS DE 230 kV CON UNA CAPACIDAD INSTALADA DE 120 MVA"

SNG-93E50 o TYA-93H60 dependerá del ajuste de sobrecarga que se tenga configurado en el relevador de protección.

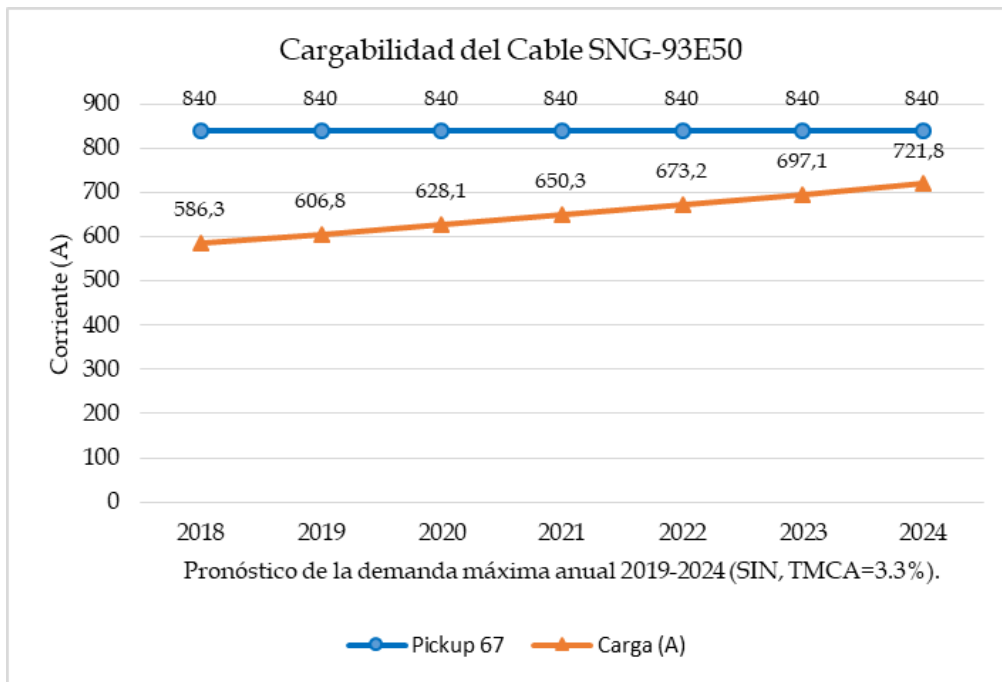


Figura 5.19 CASO 1: Cargabilidad del Cable SNG-93E50 en condiciones de contingencia (fuera cable 93E40 y 93H60).

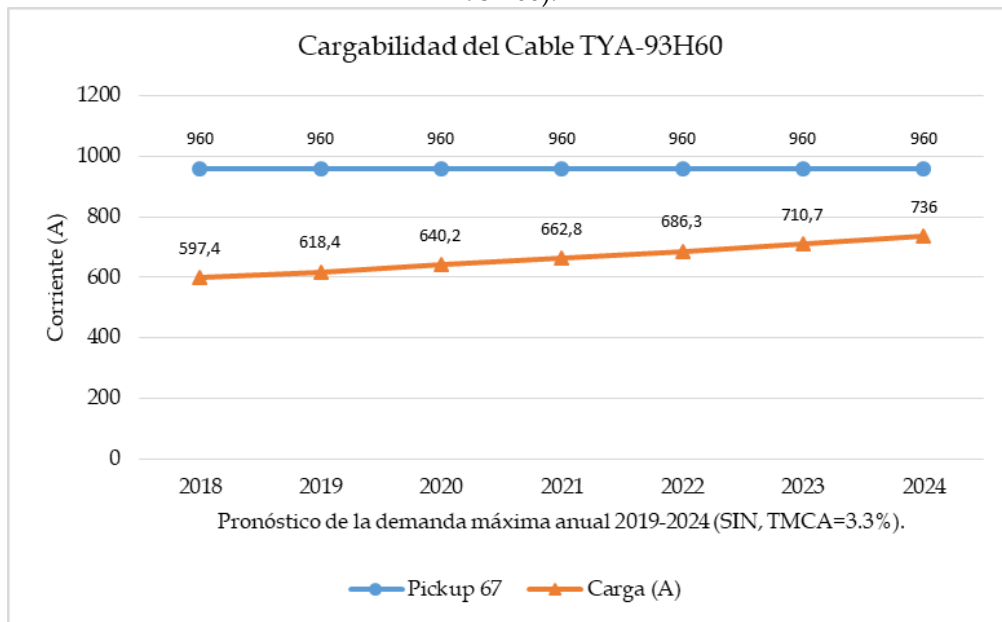


Figura 5.20 CASO 2: Cargabilidad del Cable TYA-93H60 en condiciones de contingencia (fuera cable 93E40 y 93E50).



"CÁLCULO DE AJUSTES Y ESTUDIO DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES POR RELEVADORES DE EQUIPO ELÉCTRICO PRIMARIO DE UNA SUBESTACIÓN TIPO GIS DE 230 kV CON UNA CAPACIDAD INSTALADA DE 120 MVA"

De las figuras 5.19 y 5.20 podemos concluir que bajo las dos condiciones de contingencias más severas (arreglo radial) y en condiciones de demanda máxima, el ajuste de pickup de la protección de sobrecarga 67 para las líneas SNG-93E50 y TYA-93H60 no es superada por la demanda en carga máxima, por lo que para estas condiciones no tendremos ninguna operación y disparo por sobrecarga y mantendremos la continuidad y confiabilidad del servicio eléctrico para los buses de carga COY, NAR, DAA y CDS.

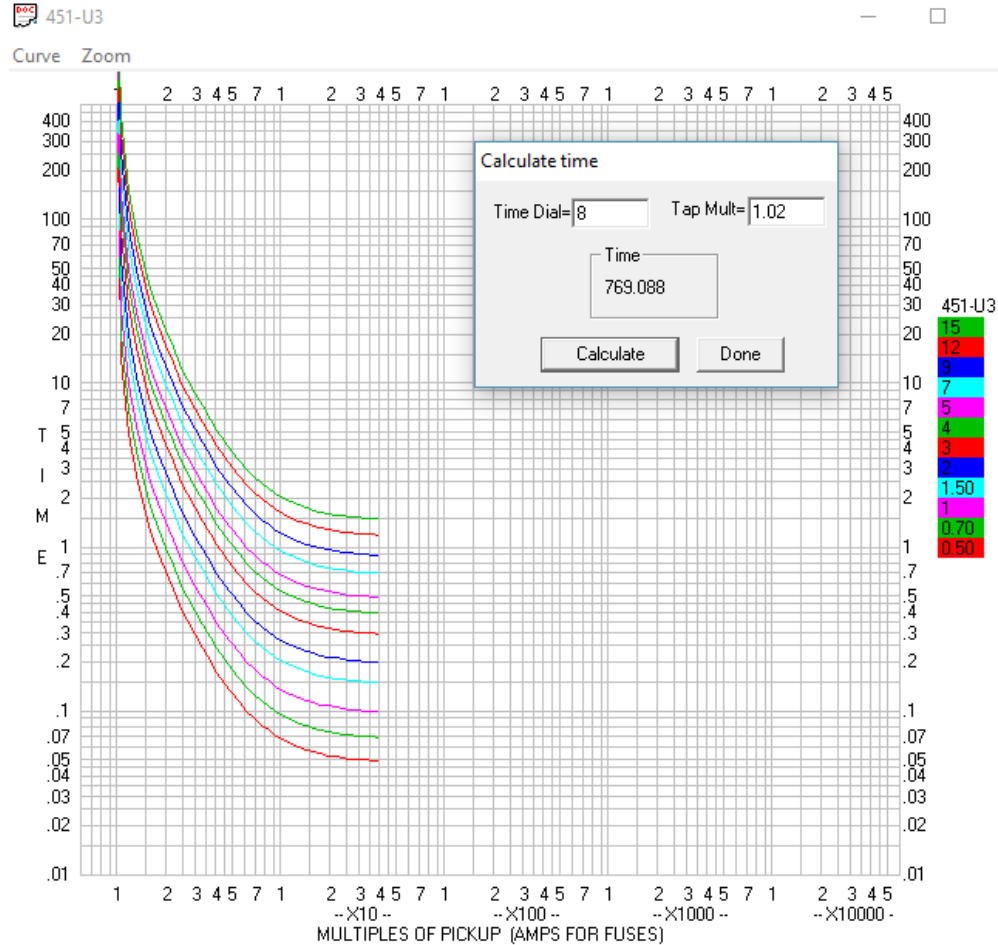
Más sin embargo, el crecimiento de la carga en los próximos años posteriores a este estudio provocarán que los ajustes de sobrecarga para estas dos contingencias serán superadas por la demanda en carga máxima, lo que implicará la operación por 67 y apertura del interruptor SNG-93E50 o TYA-93H60, según la contingencia que esté presente.

Una primera solución para esta problemática es habilitar una alarma en los relevadores de protección de las líneas SNG-93E50 y TYA-93H60, esta alarma (habilitado como un sobrecorriente direccional de tiempo definido) tendrá como objetivo medir las corrientes nominales sanas y el valor de arranque de esta alarma será en un 102% y 105% respectivamente del valor de pickup de su sobrecarga para dichas líneas. Una vez alcanzado este valor de arranque, la alarma mandará una señal al CCD para que este centro de control opere remotamente los interruptores de los alimentadores de 23 kV para tiro de carga en las SE's COY, NAR, DAA y CDS con el objetivo de llevar los valores de corrientes de carga a valores iguales o menores del pickup de 67 de la línea SNG-93E40 o TYA-93H60.

En las figuras 5.21 y 5.22, se estima el tiempo de operación por 67 usando los ajustes de las protecciones que se determinaron en la tabla 5.7 y simulando un valor de corriente por arriba del ajuste del pickup de sobrecarga de 67 del 102% para SNG-93E50 y del 105% para TYA-93H60.



"CÁLCULO DE AJUSTES Y ESTUDIO DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES POR RELEVADORES DE EQUIPO ELÉCTRICO PRIMARIO DE UNA SUBESTACIÓN TIPO GIS DE 230 kV CON UNA CAPACIDAD INSTALADA DE 120 MVA"



a)

=====
Test values for relay 67F/451/SNG-93E50, Type='451-U3', Time dial=8, Pickup=3.5A
Times pickup Ipri(A) Isec(A) Delay(s) Delay(cycles)
=====

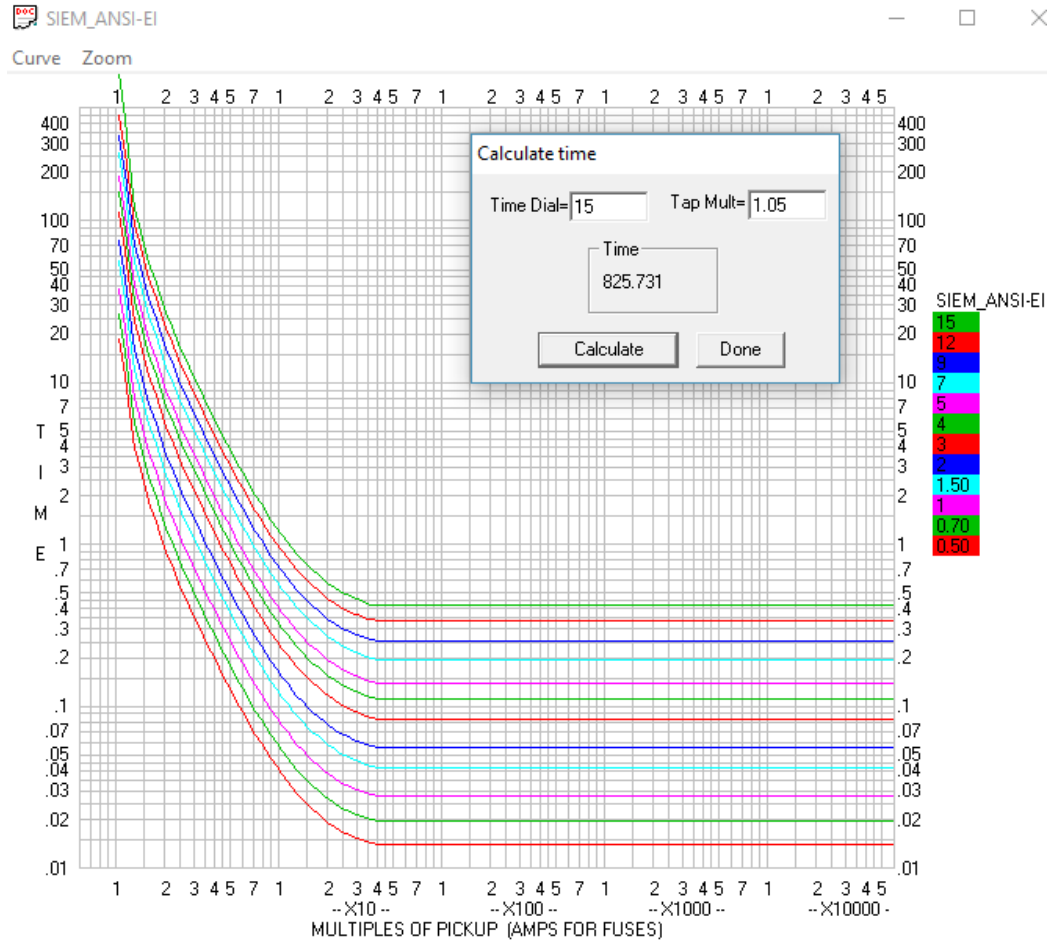
1.02	856.80	3.57	769.088	46145.28
2.00	1680.00	7.00	11.117	667.02
3.00	2520.00	10.50	4.650	279.02
4.00	3360.00	14.00	2.840	170.38
5.00	4200.00	17.50	2.064	123.82
6.00	5040.00	21.00	1.657	99.44
7.00	5880.00	24.50	1.417	85.02
8.00	6720.00	28.00	1.263	75.79
9.00	7560.00	31.50	1.158	69.50
10.00	8400.00	35.00	1.084	65.04
11.00	9240.00	38.50	1.029	61.74
12.00	10080.00	42.00	0.987	59.25
13.00	10920.00	45.50	0.955	57.31
14.00	11760.00	49.00	0.930	55.77
15.00	12600.00	52.50	0.909	54.54
16.00	13440.00	56.00	0.892	53.53
17.00	14280.00	59.50	0.878	52.69
18.00	15120.00	63.00	0.866	51.99
19.00	15960.00	66.50	0.857	51.40
20.00	16800.00	70.00	0.848	50.89

b)

Figura 5.21 CASO 1: a) Familia de curvas US-U3 y b) Tiempos de operación con los ajustes 67 de SNG-93E50.



“CÁLCULO DE AJUSTES Y ESTUDIO DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES POR RELEVADORES DE EQUIPO ELÉCTRICO PRIMARIO DE UNA SUBESTACIÓN TIPO GIS DE 230 kV CON UNA CAPACIDAD INSTALADA DE 120 MVA”



a)

Test values for relay 67F/7SL87/TYA-93H60, Type='SIEM ANSI-EI', Time dial=15, Pickup=2.4A
Times pickup Ipri(A) Isec(A) Delay(s) Delay(cycles)

1.05	1008.00	2.52	825.731	49543.87
2.00	1920.00	4.80	28.565	1713.91
3.00	2880.00	7.20	10.940	656.41
4.00	3840.00	9.60	6.005	360.31
5.00	4800.00	12.00	3.890	233.41
6.00	5760.00	14.40	2.782	166.93
7.00	6720.00	16.80	2.128	127.66
8.00	7680.00	19.20	1.708	102.48
9.00	8640.00	21.60	1.430	85.79
10.00	9600.00	24.00	1.220	73.18
11.00	10560.00	26.40	1.074	64.45
12.00	11520.00	28.80	0.957	57.40
13.00	12480.00	31.20	0.869	52.12
14.00	13440.00	33.60	0.801	48.06
15.00	14400.00	36.00	0.743	44.57
16.00	15360.00	38.40	0.702	42.11
17.00	16320.00	40.80	0.666	39.93
18.00	17280.00	43.20	0.633	37.98
19.00	18240.00	45.60	0.604	36.22
20.00	19200.00	48.00	0.577	34.63

b)

Figura 5.22 CASO 2: a) Familia de curvas ANSI-EI y b) Tiempos de operación con los ajustes 67 de TYA-93H60.



Una vez configurado e implementado la alarma y conforme a la simulaciones anteriores tendremos hasta aproximadamente 769 s (13 min) para el caso 1 y 825 s (14 min) para el caso 2 a fin de poder realizar las maniobras necesarias para tiro de carga con las aperturas de los interruptores de los alimentadores de 23 kV con el objetivo de evitar el disparo y apertura del interruptor del cable SNG-93E50 o TYA-93H60, según la contingencia que esté presente en ese momento.

En el anexo P se muestran el resto de las simulaciones de flujos de carga bajo las diferentes condiciones de contingencia.

5.2.3 Relevadores de sobrecorriente direccional para fallas de fase a tierra 67N

5.2.3.1 Cálculo de ajuste

El procedimiento para calcular el valor del ajuste de pickup y de la palanca, se apegaron lo más posible a lo establecido en los criterios de ajuste y coordinación de protecciones descritos en la sección 3.3.3 debido a las condiciones de la red del anillo de 230 kV.

Los tiempos de operación y los márgenes de coordinación también estará condicionada a la contingencia más grave que podría presentarse en el anillo de 230 kV, es decir, que estén fuera de servicio:

1. CDS-93H60-TYA y SNG-93E40-COY o SNG-93E50-COY (*ver Figura 5.6*)
2. SNG-93E40-COY y SNG-93E50-COY (*ver Figura 5.7*)

En estos dos casos, el sistema pasaría de una condición en anillo de red completa a una condición radial bajo estas condiciones de contingencia.

Por lo tanto, el cálculo de los pickups se determinó para las nuevas y las bahías existentes de las líneas de transmisión del anillo de 230 kV derivado de la puesta en servicio de la S.E. CDS, de acuerdo a la tabla 5.8.

Tabla 5. 8 Modificación - Implementación de protección de respaldo 67N

Linea de Transmisión			Tipo	Protecciones de Respaldo		Bahías
Extremo 1	Nomenclatura	Extremo 2		A Modificar	A Implementar	
TYA	93E70	SNG	Aéreo	67N		Existente
COY	93E40	SNG	Cable	67N		
COY	93E50	SNG	Cable	67N		
COY	93H30	NAR	Cable	67N		
DAA	93H80	NAR	Cable	67N		
DAA	93H70	CDS	Cable		67N	Nueva
TYA	93H60	CDS	Cable		67N	



"CÁLCULO DE AJUSTES Y ESTUDIO DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES POR RELEVADORES DE EQUIPO ELÉCTRICO PRIMARIO DE UNA SUBESTACIÓN TIPO GIS DE 230 kV CON UNA CAPACIDAD INSTALADA DE 120 MVA"

En resumen, el tipo de falla que se considera para calcular el ajuste de pickup es una falla monofásica del tipo *Line-end* con una resistencia de falla de 50 ohm debido a que con este tipo de falla tendremos la aportación mínima de 3I0, este valor de aportación se multiplica por 0,6 (simulando que estamos utilizando el archivo de cortocircuito de generación mínima) y aplicando la RTC correspondiente se calcula el valor del pickup provisional, el pickup definitivo dependerá de las condiciones de la red para obtener márgenes de coordinación no menores a 110 ms. En consecuencia, los ajustes de pickup de la protección de sobrecorriente direccional para fallas a tierra 67N se muestran en la tabla 5.9 y figura 5.23.

Tabla 5. 9 Ajustes de pickup 67N del anillo de 230 kV

Línea	Extremo	RTC	3I0 (A)	Pickup Provisional (A)	Pickup Definitivo	
					A	(sec A)
93E40	SNG	1200:5	2574	1544,4	1992	8,3
	COY	1200:5	2553	1531,8	1224	5,1
93E50	SNG	1200:5	2574	1544,4	1992	8,3
	COY	1200:5	2553	1531,8	1224	5,1
93H30	COY	1200:5	2581	1548,6	1752	7,3
	NAR	1600:5	2544	1526,4	1248	3,9
93H80	NAR	1600:5	2559	1535,4	1216	3,8
	DAA	2000:5	2549	1529,4	1640	4,1
93H70	DAA	2000:5	2558	1534,8	1320	3,3
	CDS	1200:5	2569	1541,4	1536	6,4
93H60	CDS	1200:5	2546	1527,6	1872	7,8
	TYA	2000:5	2574	1544,4	2000	5,0
93E70	TYA	1200:5	2568	1540,8	624	2,6
	SNG	1200:5	2575	1545	1440	6,0

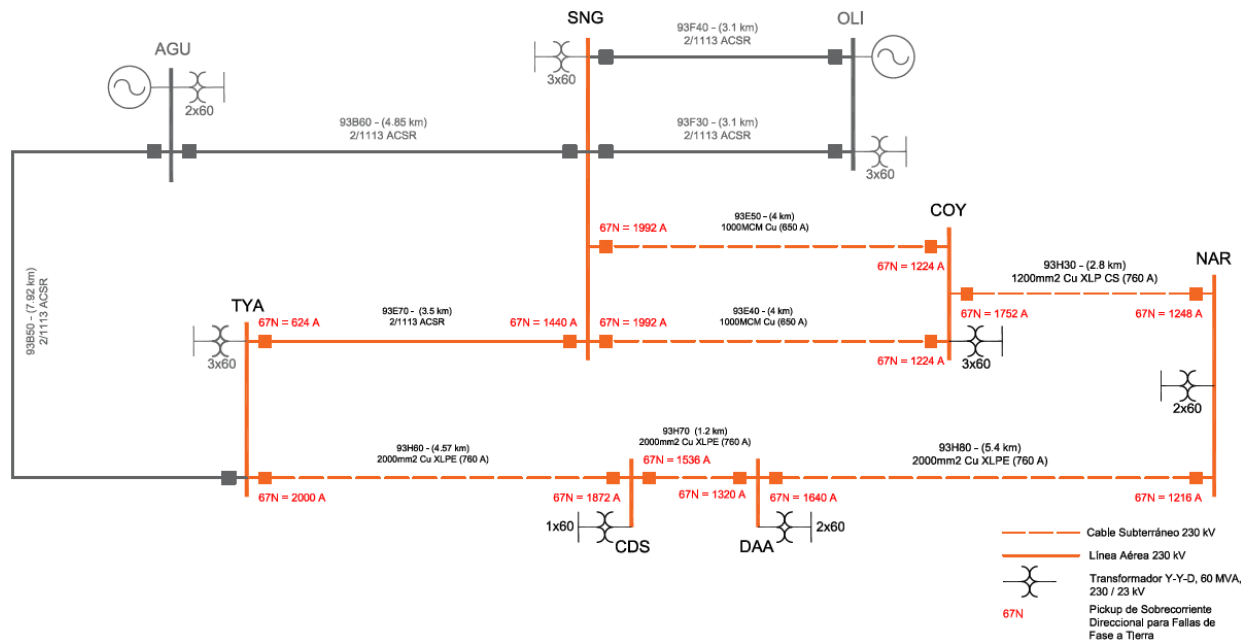


Figura 5.23 Ajustes de pickup 67N del anillo de 230 kV.



5.2.3.2 Coordinación

Las protecciones por sobrecorriente direccional para fallas de fase a tierra 67N se emplean como protecciones respaldos en las líneas de transmisión ante fallas monofásicas o bifásicas a tierra sean francas o resistivas. En la figura anterior se muestra el anillo de 230 kV utilizada en las simulaciones. La operación de la protección por 67N y en consecuencia el disparo al interruptor de la línea protegida ante este tipo de fallas para estas condiciones de la red solo será posible cuando se presenten dos condiciones:

- Las protecciones primarias PP1-87L y PP2-87L estén inhibidas por pérdida del canal de F.O.
- Las protecciones de respaldo local por 21/21N estén deshabilitadas.

Entonces, para calcular los tiempos de operación de la protección local de la línea protegida y determinar los márgenes de coordinación con la protección de la línea de atrás, se consideraron los numerales 3.1 y 3.2 de la sección 5.1 para fallas monofásicas o bifásicas a tierra en la línea protegida, los márgenes de coordinación se establecieron entre valores igual o mayores a 100 ms del anillo de 230 kV.

- **Close-in fault** (falla a la salida del interruptor de la línea): con este tipo de falla se simula una falla monofásica 1LG derivado por algún tipo de daño o pérdida de aislamiento en terminales de una de las fases del cable a la salida del interruptor de la línea protegida, lo que provocará que la protección local 67N opere y mande disparo a su interruptor propio de la línea protegida para aislar la falla de lado del bus local, esto implicará que la aportación de 3I0 provocada por la falla se mantenga por el interruptor del extremo remoto hasta que opere su protección 67N y mande disparo a su interruptor propio de la línea protegida para aislar totalmente la falla y que modificará la configuración del anillo para operar como un arreglo radial.
- **Line-end fault** (falla al final de la línea con interruptor abierto): con este tipo de falla también se simula una falla monofásica 1LG derivado por algún tipo de daño o pérdida de aislamiento en terminales de una de las fases del cable del extremo remoto de la línea protegida, lo que provocará que la protección 67N del extremo remoto opere y mande disparo a su interruptor propio de la línea protegida para aislar la falla de lado del bus remoto, esto implicará que la aportación de 3I0 provocada por la falla se mantenga por el interruptor local hasta que opere su protección 67N y mande disparo a su interruptor propio de la línea protegida para aislar totalmente la falla y que modificará la configuración del anillo para operar como un arreglo radial.

Para estos casos excepcionales, así como en el caso de las protecciones de 67 aquí también se consideraron ajustes al margen de los establecidos debido a las implicaciones que representa



“CÁLCULO DE AJUSTES Y ESTUDIO DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES POR RELEVADORES DE EQUIPO ELÉCTRICO PRIMARIO DE UNA SUBESTACIÓN TIPO GIS DE 230 kV CON UNA CAPACIDAD INSTALADA DE 120 MVA”

la coordinación de protecciones por 67N por baja impedancia de los cables y a la topología de la red que conforman el anillo de 230 kV, por lo que el procedimiento para el cálculo de la palanca (Time Dial) fue el siguiente:

- Se utilizó el archivo de cortocircuito de generación máxima [SIN(MAX-MAX)GRTC.olt] para el cálculo de la palanca.
- Se utilizó curvas muy inversas (MI) o extremadamente inversa (EI) para líneas cortas que tengan alta aportación, y curvas inversa o moderadamente inversa para líneas largas y medianas con baja aportación.
- Con los valores de pickup, el cálculo de la palanca para las protecciones de 67N de las líneas para el caso 1 (ver figuras Q.1-Q.10) se inició simulando fallas tipo Line-end en terminales de los cables sobre CDS-93H60 y así sucesivamente hasta la línea COY-93H30 con el objetivo de determinar el tiempo de operación y los márgenes de coordinación para los 67N de las líneas lado fuente y para el caso 2 (ver figuras Q.11-Q.20) se inició simulando fallas tipo Line-end en terminales de los cables sobre COY-93E50 y así sucesivamente hasta la línea CDS-93H70 con el objetivo de determinar el tiempo de operación y los márgenes de coordinación para los 67N de las líneas lado fuente.
- Se verificó que se mantuviera un margen de coordinación no menor a 100 ms con las protecciones de línea del bus remoto, para fallas de fase a tierra y bifásicas a tierra tipo Close-in y Line-end para cada una de ellas.

Tabla 5. 10 Ajustes 67N del anillo de 230 kV

Línea	Extremo	RTC	Pickup (sec A)	PP1 - 67N			PP2 - 67N		
				Modelo	Curva	Time Dial	Modelo	Curva	Time Dial
93E40	SNG	1200:5	8,3	311L	U.S.-U3	4,74	451	U.S.-U3	4,74
	COY	1200:5	5,1	311L	U.S.-U3	1,00	451	U.S.-U3	1,00
93E50	SNG	1200:5	8,3	311L	U.S.-U3	4,74	451	U.S.-U3	4,74
	COY	1200:5	5,1	311L	U.S.-U3	1,00	451	U.S.-U3	1,00
93H30	COY	1200:5	7,3	7SL87	ANSI-MI	2,46	L90	IEEE-MI	0,49
	NAR	1600:5	3,9	7SL87	ANSI-MI	1,23	L90	IEEE-MI	0,25
93H80	NAR	1600:5	3,8	7SL87	ANSI-MI	2,38	7SD52	ANSI-MI	2,38
	DAA	2000:5	4,1	7SL87	ANSI-MI	1,50	7SD52	ANSI-MI	1,50
93H70	DAA	2000:5	3,3	7SL87	ANSI-MI	1,87	7SD52	ANSI-MI	1,87
	CDS	1200:5	6,4	7SL87	ANSI-MI	2,10	7SD52	ANSI-MI	2,10
93H60	CDS	1200:5	7,8	7SL87	ANSI-MI	1,23	7SD52	ANSI-MI	1,23
	TYA	2000:5	5,0	7SL87	ANSI-MI	2,37	7SD52	ANSI-MI	2,37
93E70	TYA	1200:5	2,6	L90	IEEE-EI	1,51	D60	IEEE-EI	1,51
	SNG	1200:5	6,0	L90	IEEE-EI	1,30	D60	IEEE-EI	1,30



"CÁLCULO DE AJUSTES Y ESTUDIO DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES POR RELEVADORES DE EQUIPO ELÉCTRICO PRIMARIO DE UNA SUBESTACIÓN TIPO GIS DE 230 kV CON UNA CAPACIDAD INSTALADA DE 120 MVA"

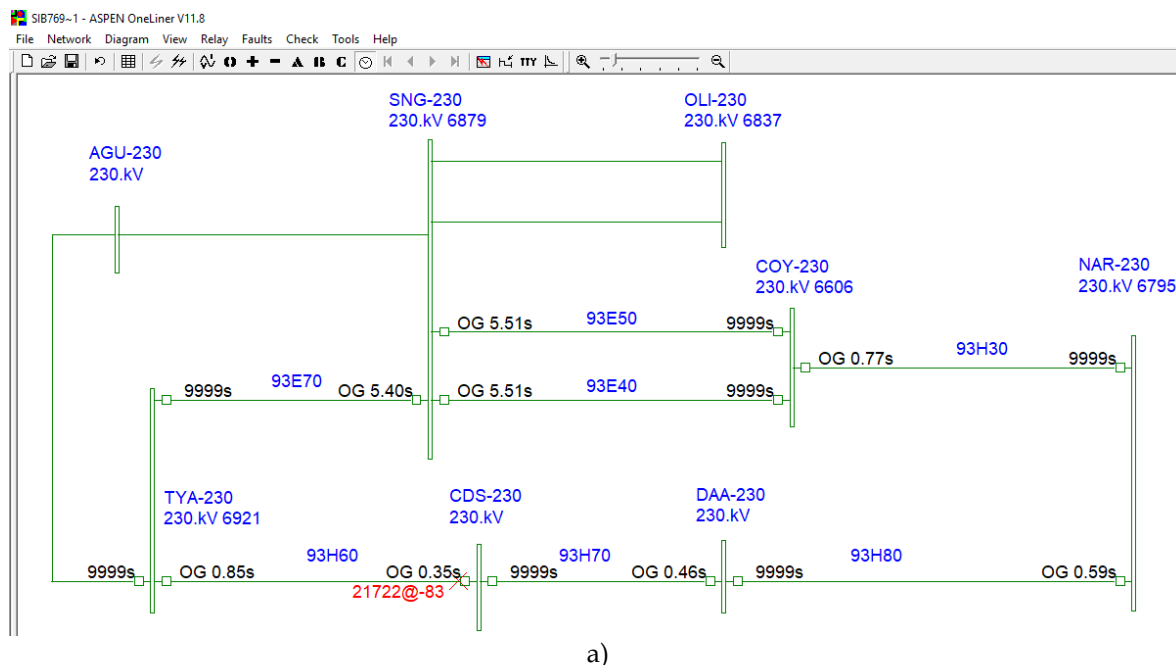
Donde

U.S.-U3	Curva Muy Inversa de la familia U.S.
IEEE-EI	Curva Extremadamente Inversa de la familia IEEE
IEEE-MI	Curva Moderadamente Inversa de la familia IEEE
ANSI-MI	Curva Moderadamente Inversa de la familia ANSI

En la tabla 5.10 se muestran los ajustes para las protecciones de 67N y en las figuras 5.24-5.25 los resultados de las simulaciones de coordinación de protecciones que permitió obtener los márgenes de coordinación del anillo de 230 kV.

En la figura 5.24 se muestran los tiempos de operación para una falla monofásica y las curvas características para las protecciones 67N que se encuentran instalados en el anillo de 230 kV para el caso 1.

Para la figura 5.24 a) se realizó una falla monofásica franca a la salida del interruptor del cable 93H60 simulando un daño en terminal de una fase del cable de potencia de la S.E. CDS considerando la red anillada sin contingencias, donde se observa que el relevador 67N de la S.E. CDS opera con un margen de coordinación $\Delta t=110$ ms con respecto a la protección de respaldo de sobrecarga de la línea 93H70 de la S.E. DAA.



a)

Figura 5.24 CASO 1: Falla 1LG tipo Close-in sobre línea 93H60 lado CDS.

a) Tiempos de operación de las protecciones 67N de las líneas.



"CÁLCULO DE AJUSTES Y ESTUDIO DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES POR RELEVADORES DE EQUIPO ELÉCTRICO PRIMARIO DE UNA SUBESTACIÓN TIPO GIS DE 230 kV CON UNA CAPACIDAD INSTALADA DE 120 MVA"

Para la figura 5.24 b) se observan las curvas características y los tiempos de operación de las protecciones 67N, ante esta condición los márgenes de coordinación con respecto a las protecciones de sobrecarga instalados aguas abajo se mantienen con tiempos de respaldo adecuados que permiten una buena coordinación en el anillo de 230 kV del caso 1.

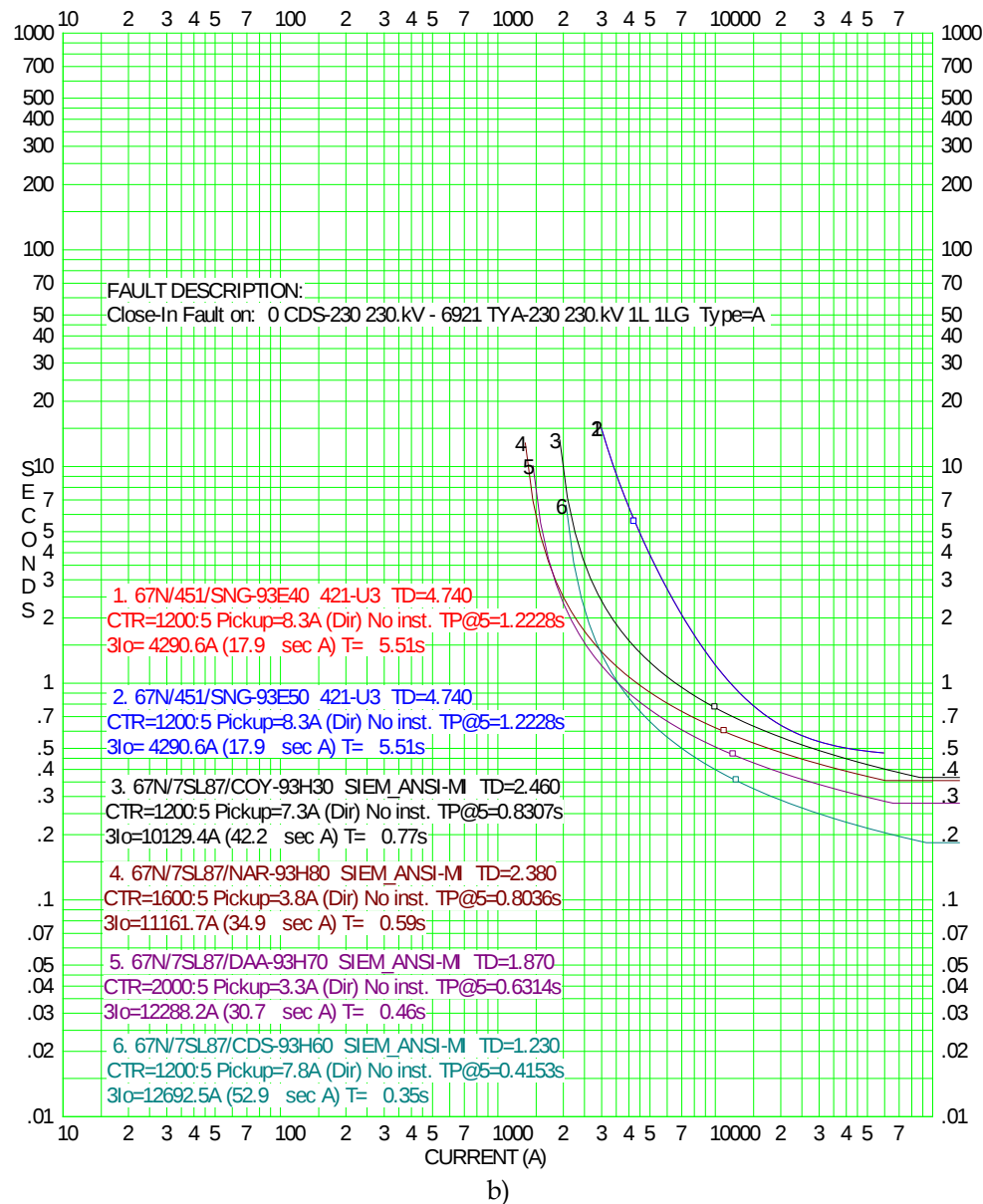


Figura 5.24 CASO 1: Falla 1LG tipo Close-in sobre línea 93H60 lado CDS.

b) Curvas características y tiempos de operación de las protecciones 67N de las líneas.



"CÁLCULO DE AJUSTES Y ESTUDIO DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES POR RELEVADORES DE EQUIPO ELÉCTRICO PRIMARIO DE UNA SUBESTACIÓN TIPO GIS DE 230 kV CON UNA CAPACIDAD INSTALADA DE 120 MVA"

En la figura 5.25 se muestran los tiempos de operación para una falla monofásica y las curvas características para las protecciones 67N que se encuentran instalados en el anillo de 230 kV para el caso 2.

Para la figura 5.25 a) se realizó una falla monofásica franca simulando un daño en terminal de una fase del cable de potencia en el extremo del cable 93E50 de la S.E. SNG considerando que el cable 93E40 está fuera de servicio, donde se observa que el relevador 67N de la S.E. COY opera con un margen de coordinación $\Delta t=180$ ms con respecto a la protección de respaldo 67N de la línea 93H30 de la S.E. NAR.

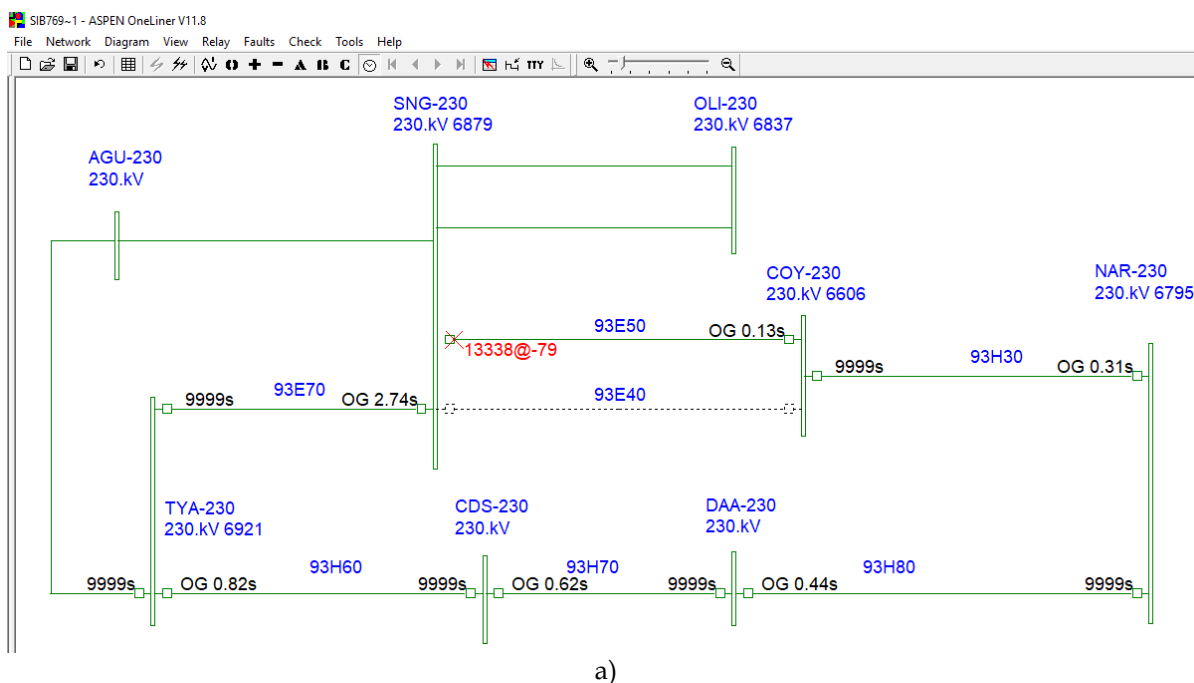


Figura 5.25 CASO 2: Falla 1LG tipo Line-end sobre línea 93E50 lado COY y fuera de servicio la línea 93E40.
a) Tiempos de operación de las protecciones 67N de las líneas.

Para la figura 5.25 b) se observan las curvas características y los tiempos de operación de las protecciones 67N ante la salida de la línea 93E40, ante esta condición los márgenes de coordinación con respecto a las protecciones 67N instalados aguas abajo se mantienen con tiempos de respaldo adecuados que permiten una buena coordinación en el anillo de 230 kV del caso 2. También se observa que los márgenes de coordinación de las protecciones de sobrecarga oscilan entre 130 a 200 ms no obstante, los criterios de coordinación de protecciones permiten como mínimo un tiempo de 200 ms de margen de coordinación con las protecciones de línea del bus remoto, a pesar de ello seguimos teniendo buenos márgenes de coordinación, esto debido a las bondades de los interruptores de potencia en gas SF6 instalados en esta red ya que contribuyen en gran medida a la liberación casi instantánea de las fallas, en virtud de que sus tiempos de operación de apertura de sus contactos oscilan entre 28 a 35 ms.



"CÁLCULO DE AJUSTES Y ESTUDIO DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES POR RELEVADORES DE EQUIPO ELÉCTRICO PRIMARIO DE UNA SUBESTACIÓN TIPO GIS DE 230 kV CON UNA CAPACIDAD INSTALADA DE 120 MVA"

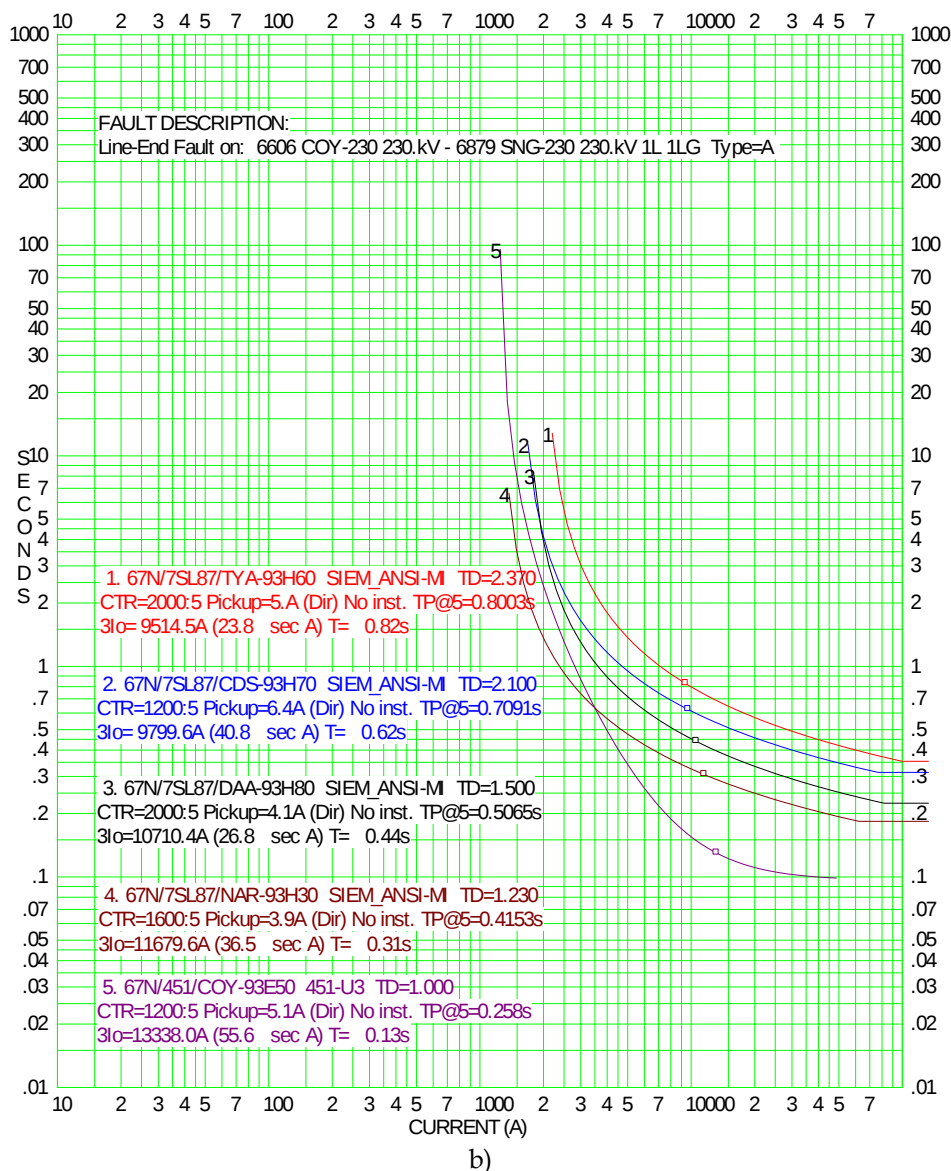


Figura 5.25 CASO 2: Falla 1LG tipo Line-end sobre línea 93E50 lado COY y fuera de servicio la línea 93E40.

b) Curvas características y tiempos de operación de las protecciones 67N de las líneas.

En el anexo Q se muestran el resto de las coordinaciones de protecciones para los relevadores 67N para las siguientes líneas de transmisión:

- Línea 93H60 para ambos extremos CDS y TYA.
- Línea 93H70 para ambos extremos CDS y DAA.
- Línea 93H80 para ambos extremos DAA y NAR.
- Línea 93H30 para ambos extremos NAR y COY.
- Línea 93E40/93E50 para ambos extremos COY y SNG.
- Línea 93E70 para ambos extremos TYA y SNG.



5.3 Transformador de potencia 60 MVA 230/23 kV

Los esquemas de protección de respaldo implementados para el transformador de potencia T01 de la S.E. CDS 230 kV se determinó en base a los criterios vigentes descritos en la sección 3.2, las funciones que se habilitaron son:

- Protección de sobrecorriente instantáneo de fases 50H
- Protección de sobrecorriente de fases en lado primario 51H
- Protección de sobrecorriente de fases en lado secundario 51L
- Protección de sobrecorriente a tierra 51NT-H
- Protección de sobrecorriente a tierra 51NT-L

Las cinco protecciones de respaldo mencionadas están contenidas en los relevadores PT1-SIEMENS-7UT63 y PT2-SIEMENS-7UT85 como se muestra en la figura 5.26.

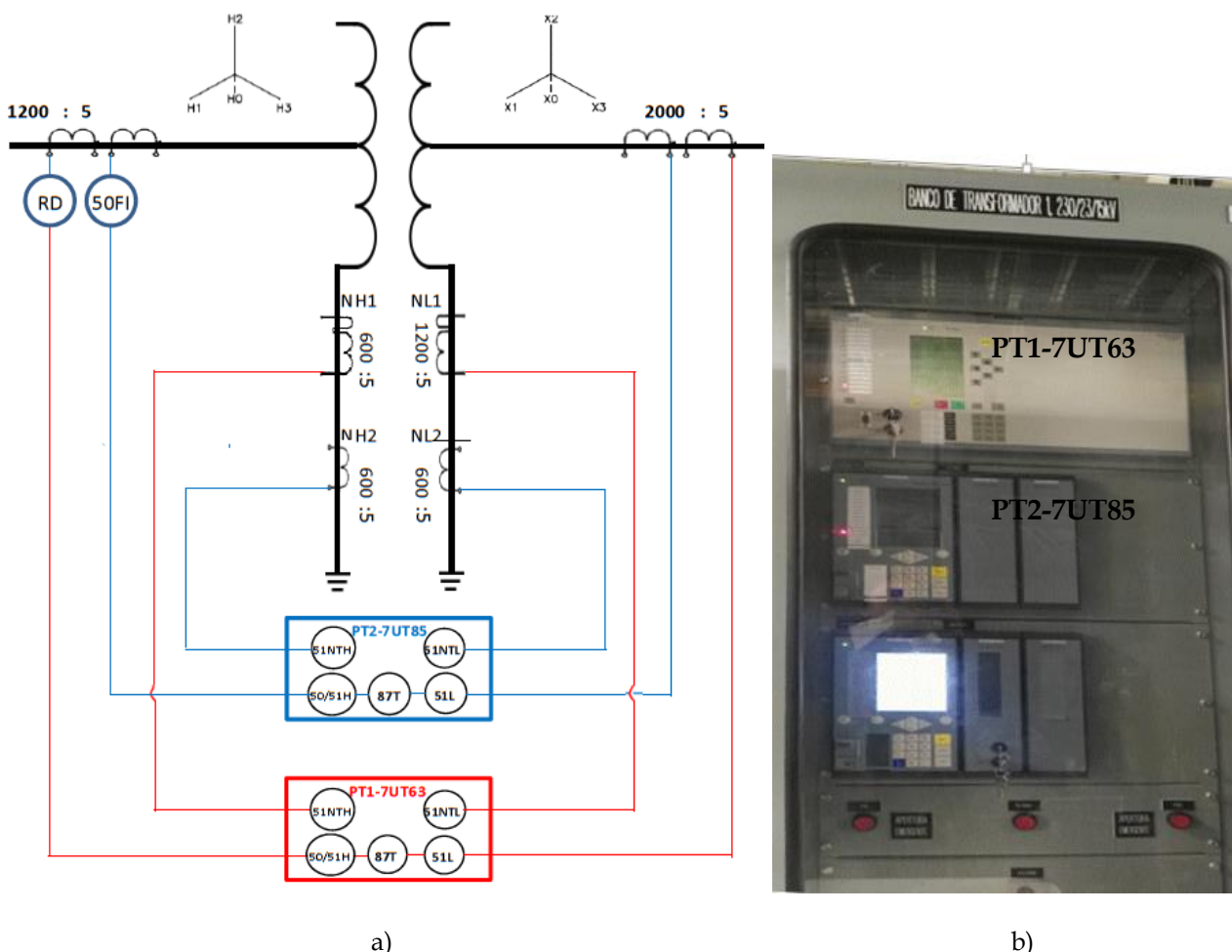


Figura 5.26 a) Diagrama unifilar de los esquemas de protecciones del transformador trifásico de potencia CDS T01 36/48/60 MVA, 230/23/15 kV y b) Tablero PCYM CDS-T01.



"CÁLCULO DE AJUSTES Y ESTUDIO DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES POR RELEVADORES DE EQUIPO ELÉCTRICO PRIMARIO DE UNA SUBESTACIÓN TIPO GIS DE 230 kV CON UNA CAPACIDAD INSTALADA DE 120 MVA"

La hoja de cálculo para transformadores en la versión 2016 fue la herramienta que se utilizó para calcular los pickups y determinar los márgenes de coordinación de los esquemas de protecciones.

5.3.1 Protección de sobrecorriente instantáneo de fases 50H

5.3.1.1 Cálculo de ajuste

En la sección 3.2.4 se establecen las reglas para calcular el valor del pickup de la protección 50H. Por lo tanto, la corriente nominal en el lado primario del transformador es

$$I_n = \frac{S}{\sqrt{3} * V_{LL}} = \frac{60000}{\sqrt{3} * 230} = 150,61 \text{ A}$$

Por otro lado la corriente de aportación de fase para una falla trifásica (ver figura 5.27) en el lado secundario del transformador en condiciones de máxima generación y sin contingencia es 819 A.

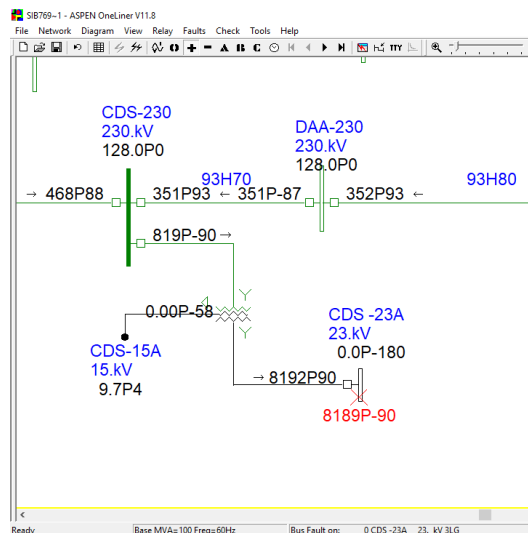


Figura 5.27 Falla trifásica en el bus de baja tensión del transformador CDS-T01.

Este ajuste debe ser mínimo 10 veces la corriente nominal para máxima capacidad del transformador y mayor al 200% de la corriente de aportación para falla en bus de baja tensión. Por lo tanto, el valor mínimo es 1506,1 A y valor máximo es 1638 A por lo que la corriente de pickup calculada en base a criterio normalizado es:

$$50H = 1638 \text{ A}$$



5.3.2 Protección de sobrecorriente de fases en lado primario 51H

5.3.2.1 Cálculo de ajuste

En la sección 3.2.4 también se establecen las reglas para calcular el valor del pickup de la protección de sobrecarga o 51H. Por lo tanto, la corriente a la capacidad OA del transformador en el lado primario es:

$$IH_{OA} = \frac{S_{OA}}{\sqrt{3} * V_{LL}} = \frac{36000}{\sqrt{3} * 230} = 90,37 A$$

En los esquemas de protección del transformador CDS-T01 también contará con una protección de respaldo secundario 51L. Por lo tanto, la corriente de pickup calculada en base a criterio normalizado es:

$$51H = IH_{OA} * 2,2 = 198,81 A$$

5.3.2.2 Coordinación

Para la coordinación de esta protección de respaldo se utilizó una curva muy inversa que permitió coordinar con los esquemas de protecciones instalados en el lado secundario del transformador y se buscó que el tiempo de operación fuera de 1 s ante una falla trifásica en el bus de baja tensión donde el relevador deberá enviar una señal de disparo para la apertura de los interruptores en el lado primario y secundario del transformador.

Los relevadores PT1-7UT63 y PT2-7UT85 son de la marca Siemens SIPROTEC 4 y SIPROTEC 5 respectivamente, por lo que se usaran curvas muy inversas de la familia ANSI para la coordinación, con una RTC de 1200:5 como se observa en la figura 5.28.

Se utilizó el software Aspen OneLiner para realizar la coordinación de la protección 51H y los resultados se muestran en la figura 5.29.

The figure shows two side-by-side screenshots of the 'Overcurrent Phase Relay Info' configuration window in the Aspen OneLiner software. Both screenshots are for a relay with ID '50/51H/7UT63/CDS-T1' and CT ratio '1200:5'. Screenshot (a) is for relay PT1-7UT63, and screenshot (b) is for relay PT2-7UT85. Both screenshots show the following settings: CT Connection: Wye (selected), Delta (unselected); Time Element: Time dial=2.9, Curve=SIEM_ANSI-VI, Pickup(A)=0.83, Tap unit=N/A, Directional (unselected), Signal only (unselected); Instantaneous Element: Pri. A=1638, Delay(s)=0, Directional (unselected), Always flat (unselected), Signal only (unselected), Sensitive to dc offset (unselected); Voltage Controlled or Restrained: None (selected); Time adder=0.0 sec, Time mult=1.0, Reset time=0.0; Memo: Siemens PT1-7UT63 (a) and Siemens PT2-7UT85 (b); Relay Database: Linked relays= (empty); Store settings and Retrieve settings buttons.

Figura 5.28 Ajustes 50H/51H de los relevadores para CDS T01, a) PT1-7UT63 y b) PT2-7UT85.



"CÁLCULO DE AJUSTES Y ESTUDIO DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES POR RELEVADORES DE EQUIPO ELÉCTRICO PRIMARIO DE UNA SUBESTACIÓN TIPO GIS DE 230 kV CON UNA CAPACIDAD INSTALADA DE 120 MVA"

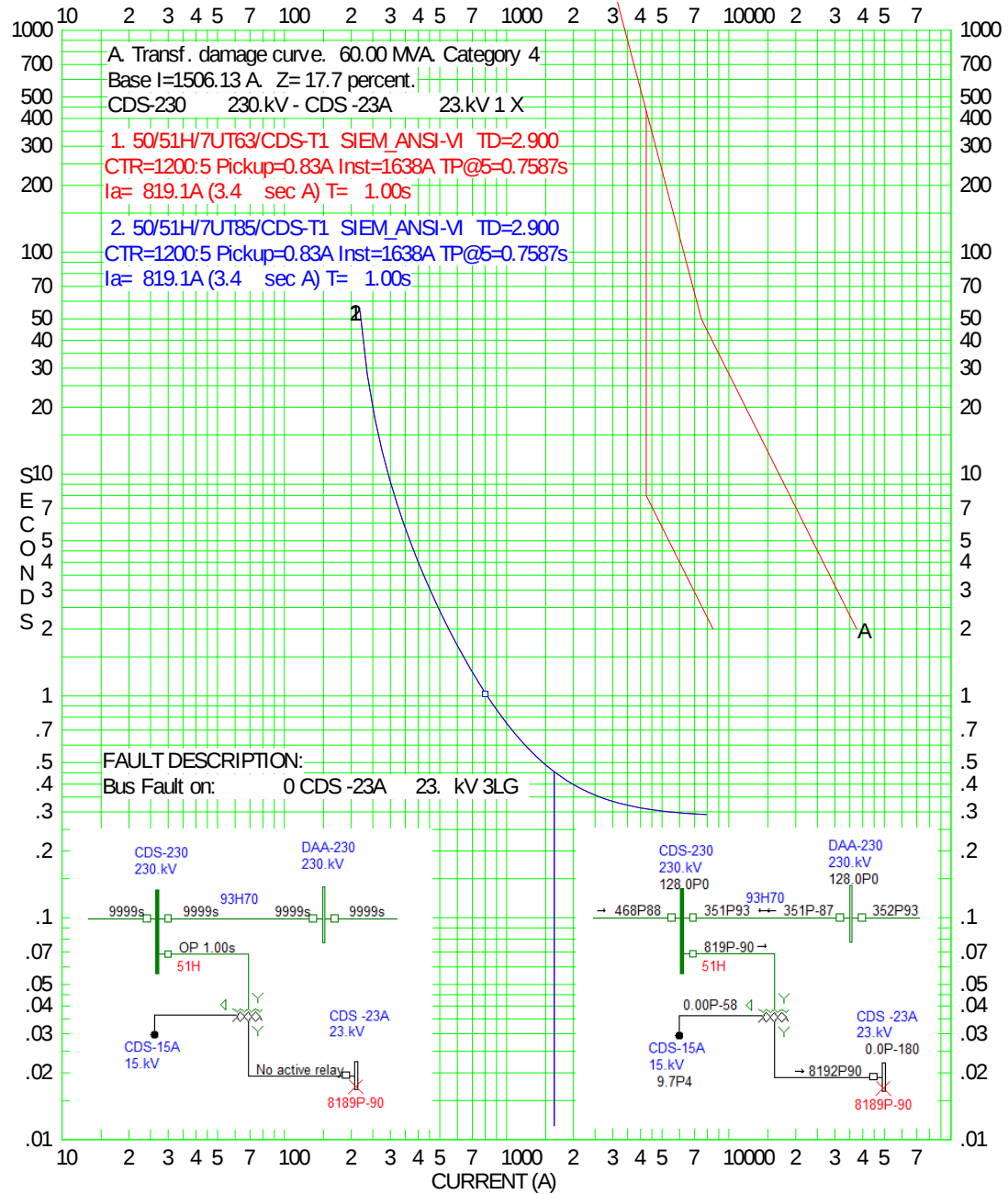


Figura 5.29 Curvas características de los ajustes y tiempos de operación del 50H/51H para PT1-7UT63 y PT2-7UT85 de CDS-T01 para una falla 3LG en el bus de baja tensión.

En la tabla 5.11 se muestran los ajustes de la protección de respaldo 50/51H que serán habilitados en la PT1-Siemens-7UT63 y PT2-Siemens-7UT85.



Tabla 5. 11 Ajustes 50H/51H de los relevadores PT1-7UT63 y PT2-7UT85 de CDS-T01

Relevador	RTC	Pickup (Sec A)		Curva	Palanca
		50H	51H		
PT1-7UT63	1200:5	6,825	0,83	ANSI-VI(Muy Inversa)	2,90
PT2-7UT85	1200:5	6,825	0,83	ANSI-VI(Muy Inversa)	2,90

5.3.3 Protección de sobrecorriente de fases en lado secundario 51L

5.3.3.1 Cálculo de ajuste

En la sección 3.2.5 se establecen las reglas para calcular el valor del pickup de la protección de sobrecarga o 51L.

Por lo tanto, la corriente a la capacidad OA del transformador en el lado secundario es

$$I_{LOA} = \frac{S_{OA}}{\sqrt{3} * V_{LL}} = \frac{36000}{\sqrt{3} * 23} = 903,7 A$$

Por lo tanto, la corriente de pickup calculada en base a criterio normalizado es:

$$51L = I_{LOA} * 2,0 = 1807,4 A$$

5.3.3.2 Coordinación

Para la coordinación de esta protección de respaldo se utilizó una curva muy inversa que permitió coordinar con los esquemas de protecciones instalados en los alimentadores de 23 kV y se buscó que el tiempo de operación fuera de 800 ms ante una falla trifásica en el bus de baja tensión donde el relevador deberá enviar una señal de disparo para la apertura del interruptor en el lado secundario del transformador.

Los relevadores PT1-7UT63 y PT2-7UT85 son de la marca Siemens SIPROTEC 4 y SIPROTEC 5 respectivamente, por lo que se usaran curvas muy inversas de la familia ANSI para la coordinación, con una RTC de 2000:5 como se observa en la figura 5.30.

Se utilizó el software Aspen OneLiner para realizar la coordinación de la protección 51L y los resultados se muestran en la figura 5.31.



"CÁLCULO DE AJUSTES Y ESTUDIO DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES POR RELEVADORES DE EQUIPO ELÉCTRICO PRIMARIO DE UNA SUBESTACIÓN TIPO GIS DE 230 kV CON UNA CAPACIDAD INSTALADA DE 120 MVA"

Overcurrent Phase Relay Info

0 CDS -23A 23.kV - 0 CDS-15A 15.kV 1X

ID=51L/7UT63/CDS-T1

CT ratio=2000.5 CT Connection: ☒ Wye ☐ Delta

Time Element

Time dial=2.67 Curve SIEM_ANSI-VI

Pickup (A)=4.52 Tap unit N/A ☐ Directional

☐ Signal only

Instantaneous Element

Pri. A=0 Delay(s)=0 Voltage Controlled or Restrained: None

☐ Directional ☐ Always flat

☐ Signal only ☐ Sensitive to dc offset

Time adder=0 sec. Time mult=1

Reset time=0

Memo: Siemens PT1-7UT63

Relay Database

Linked relays=

... + - Store settings Retrieve settings

Overcurrent Phase Relay Info

0 CDS -23A 23.kV - 0 CDS-15A 15.kV 1X

ID=51L/7UT85/CDS-T1

CT ratio=2000.5 CT Connection: ☒ Wye ☐ Delta

Time Element

Time dial=2.67 Curve SIEM_ANSI-VI

Pickup (A)=4.52 Tap unit N/A ☐ Directional

☐ Signal only

Instantaneous Element

Pri. A=0 Delay(s)=0 Voltage Controlled or Restrained: None

☐ Directional ☐ Always flat

☐ Signal only ☐ Sensitive to dc offset

Time adder=0 sec. Time mult=1

Reset time=0

Memo: Siemens PT2-7UT85

Relay Database

Linked relays=

... + - Store settings Retrieve settings

a)

b)

Figura 5.30 Ajustes 51L de los relevadores para CDS T01, a) PT1-7UT63 y b) PT2-7UT85.



"CÁLCULO DE AJUSTES Y ESTUDIO DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES POR RELEVADORES DE EQUIPO ELÉCTRICO PRIMARIO DE UNA SUBESTACIÓN TIPO GIS DE 230 kV CON UNA CAPACIDAD INSTALADA DE 120 MVA"

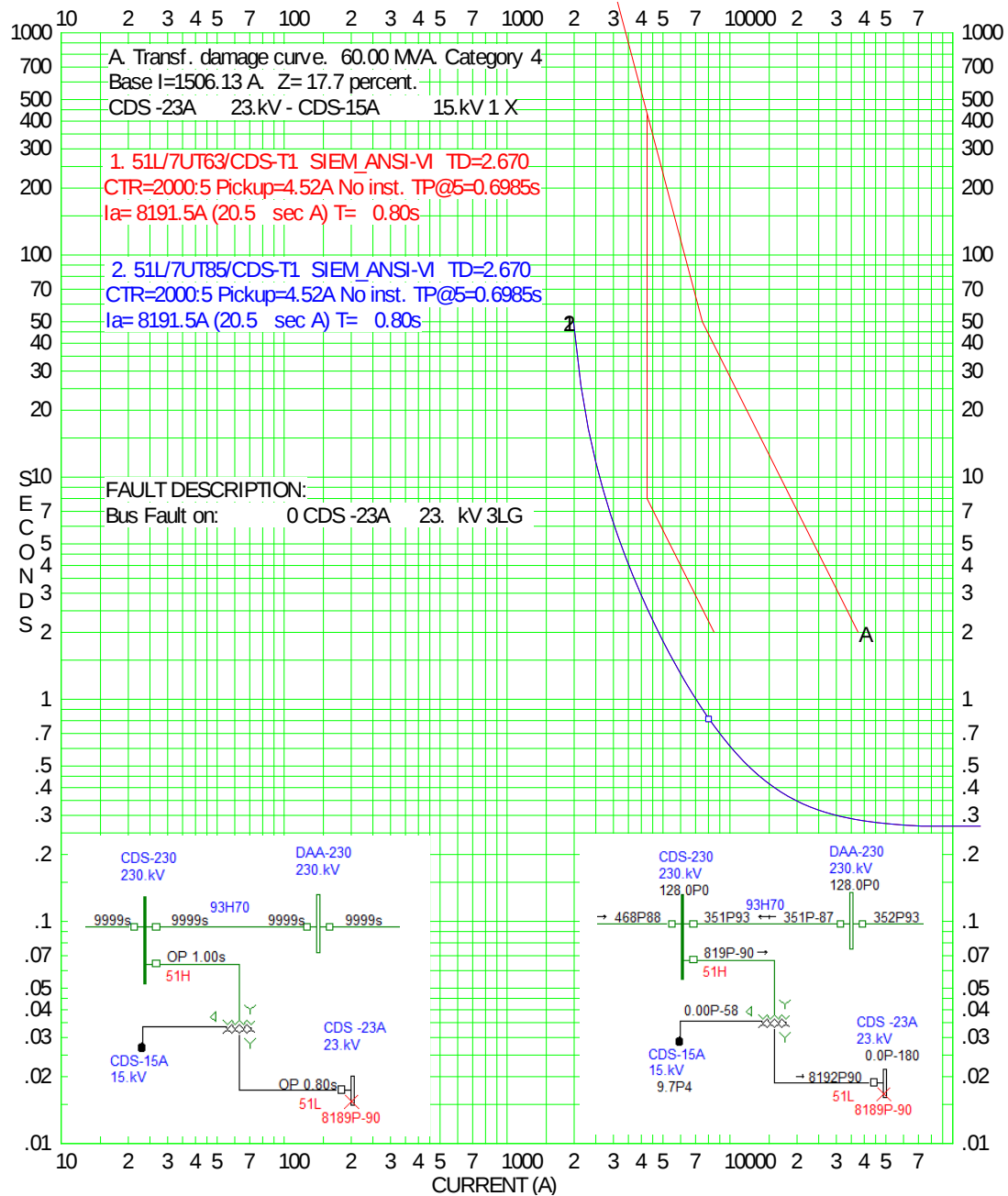


Figura 5.31 Curvas características de los ajustes y tiempos de operación del 51L para PT1-7UT63 y PT2-7UT85 de CDS-T01 para una falla 3LG en el bus de baja tensión.

En la tabla 5.12 se muestran los ajustes de la protección de respaldo 51L que serán habilitados en la PT1-Siemens-7UT63 y PT2-Siemens-7UT85.



Tabla 5. 12 Ajustes 51L de los relevadores PT1-7UT63 y PT2-7UT85 de CDS-T01

Relevador	RTC	Pickup (Sec A)	Curva	Palanca
		51L		
PT1-7UT63	2000:5	4,52	ANSI-VI(Muy Inversa)	2,67
PT2-7UT85	2000:5	4,52	ANSI-VI(Muy Inversa)	2,67

5.3.4 Protección de sobrecorriente a tierra 51NT-H

5.3.4.1 Cálculo de ajuste

En la sección 3.2.6 se establecen las reglas para calcular el valor del pickup de la protección de respaldo del neutro del primario del transformador.

Por lo tanto, la corriente de pickup se calculó al 50% de la aportación residual para una falla monofásica a generación mínima al final de la línea más larga con interruptor abierto que sale del bus de alta tensión como se muestra en la figura 5.32.

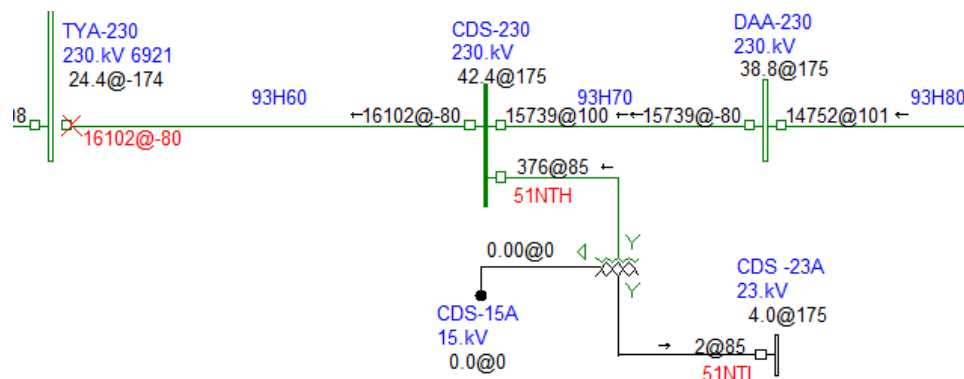


Figura 5.32 Corrientes de aportación 3I0 ante una falla 1LG sobre la línea 93H60 tipo Line-end.

Por lo tanto, la corriente de pickup calculada en base a criterio normalizado es:

$$51NTH = 3I0 * 50\% = 188 A$$

5.3.4.2 Coordinación

Para la coordinación de esta protección de respaldo se utilizó una curva moderadamente inversa que permitió coordinar con las curvas de los relevadores 67N y 67 para fallas monofásicas en las líneas 93H60 y 93H70, así como también permitió coordinar con los esquemas de protecciones instalados en los alimentadores de 23 kV para fallas monofásicas cercanas o a la salida de los alimentadores de 23 kV y se buscó que el tiempo de operación fuera de 1,19 s ante una falla monofásica en el bus de alta tensión donde el relevador deberá enviar una señal de disparo para la apertura de los interruptores en el lado primario y secundario del transformador.



“CÁLCULO DE AJUSTES Y ESTUDIO DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES POR RELEVADORES DE EQUIPO ELÉCTRICO PRIMARIO DE UNA SUBESTACIÓN TIPO GIS DE 230 kV CON UNA CAPACIDAD INSTALADA DE 120 MVA”

Los relevadores PT1-7UT63 y PT2-7UT85 son de la marca Siemens SIPROTEC 4 y SIPROTEC 5 respectivamente, por lo que se usaran curvas moderadamente inversas de la familia ANSI para la coordinación.

Los TC's del neutro del primario del transformador son del tipo bushing y pedestal, en ambos se conectaron a una relación de 600:5 para ser utilizados para la protección 51NTH como se observa en la figura 5.33.

Se utilizó el software Aspen OneLiner para realizar la coordinación de la protección 51NTH y los resultados se muestran en la figura 5.34.

a) b)

Figura 5.33 Ajustes 51NTH de los relevadores para CDS T01, a) PT1-7UT63 y b) PT2-7UT85.



“CÁLCULO DE AJUSTES Y ESTUDIO DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES POR RELEVADORES DE EQUIPO ELÉCTRICO PRIMARIO DE UNA SUBESTACIÓN TIPO GIS DE 230 kV CON UNA CAPACIDAD INSTALADA DE 120 MVA”

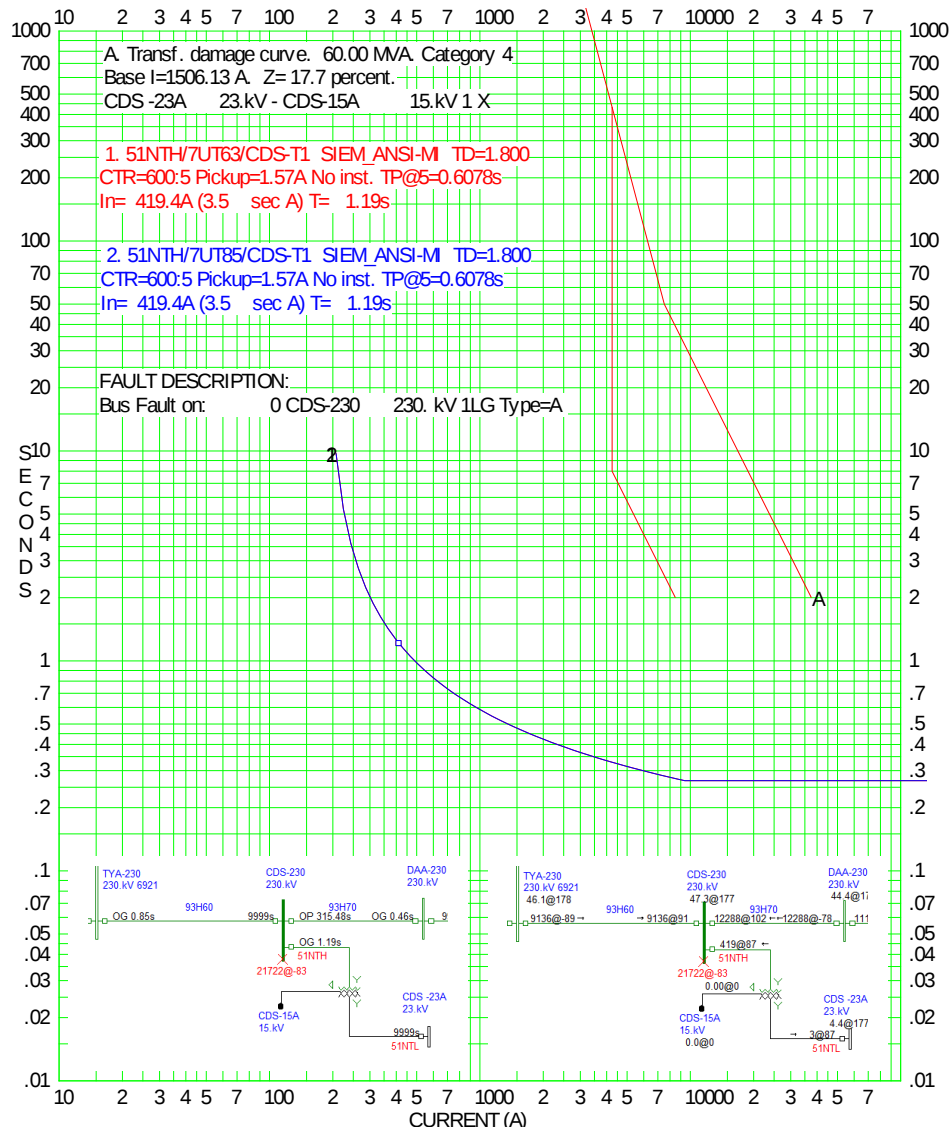


Figura 5.34 Curvas características de los ajustes y tiempos de operación del 51NTH para PT1-7UT63 y PT2-7UT85 de CDS-T01 para una falla 1LG en el bus de alta tensión.

En la tabla 5.13 se muestran los ajustes de la protección de respaldo 51NTH que serán habilitados en la PT1-Siemens-7UT63 y PT2-Siemens-7UT85.

Tabla 5. 13 Ajustes 51NTH de los relevadores PT1-7UT63 y PT2-7UT85 de CDS-T01

Relevador	RTC	Pickup (Sec A)	Curva	Palanca
		51NTH		
PT1-7UT63	600:5	1,57	ANSI-MI(Moderadamente Inversa)	1,8
PT2-7UT85	600:5	1,57	ANSI-MI(Moderadamente Inversa)	1,8



5.3.5 Protección de sobrecorriente a tierra 51NT-L

5.3.5.1 Cálculo de ajuste

En la sección 3.2.6 se establecen las reglas para calcular el valor del pickup de la protección de respaldo del neutro del secundario del transformador. Por lo tanto, la corriente nominal en el lado secundario del transformador es:

$$I_n = \frac{S}{\sqrt{3} * V_{LL}} = \frac{60000}{\sqrt{3} * 23} = 1506,1 \text{ A}$$

Por lo tanto, la corriente de pickup calculada en base a criterio normalizado es:

$$51NTL = I_n * 30\% = 452 \text{ A}$$

5.3.5.2 Coordinación

Para la coordinación de esta protección de respaldo se utilizó una curva moderadamente inversa que permitió coordinar con los esquemas de protecciones instalados en los alimentadores de 23 kV para fallas monofásicas cercanas o a la salida de los alimentadores de 23 kV y se buscó que el tiempo de operación fuera de 800 ms ante una falla monofásica en el bus de baja tensión donde el relevador deberá enviar una señal de disparo para la apertura de los interruptores en el lado primario y secundario del transformador.

Los relevadores PT1-7UT63 y PT2-7UT85 son de la marca Siemens SIPROTEC 4 y SIPROTEC 5 respectivamente, por lo que se usaran curvas moderadamente inversas de la familia ANSI para la coordinación.

Los TC's del neutro del secundario del transformador son del tipo bushing y pedestal, para el primero se conectó a una relación de 1200:5 y para el segundo se conectó a una relación de 600:5 para ser utilizados en la protección 51NTL habilitado en los relevadores PT1-7UT63 y PT2-7UT85 respectivamente como se observa en la figura 5.35.

Se utilizó el software Aspen OneLiner para realizar la coordinación de la protección 51NTL y los resultados se muestran en la figura 5.36.

The figure shows two screenshots of the Aspen OneLiner software interface, labeled (a) and (b), showing the configuration for 51NTL protection.

Screenshot (a): PT1-7UT63

- CT ratio: 1200:5
- Time Element: Time dial= 3.85, Curve: SIEM_ANSI-MI
- Pickup (A): 1.88
- Tap unit: N/A
- Instantaneous Element: Pri. A= 0, Delay (s)= 0, Always flat
- Time adder= 0 sec, Time mult= 1
- CT at: Neutral at CDS -23A 23. kV
- Operates on: 3Io, Reset time= 0

Screenshot (b): PT2-7UT85

- CT ratio: 600:5
- Time Element: Time dial= 3.85, Curve: SIEM_ANSI-MI
- Pickup (A): 3.77
- Tap unit: N/A
- Instantaneous Element: Pri. A= 0, Delay (s)= 0, Always flat
- Time adder= 0 sec, Time mult= 1
- CT at: Neutral at CDS -23A 23. kV
- Operates on: 3Io, Reset time= 0

Figura 5.35 Ajustes 51NTL de los relevadores para CDS T01, a) PT1-7UT63 y b) PT2-7UT85.



“CÁLCULO DE AJUSTES Y ESTUDIO DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES POR RELEVADORES DE EQUIPO ELÉCTRICO PRIMARIO DE UNA SUBESTACIÓN TIPO GIS DE 230 kV CON UNA CAPACIDAD INSTALADA DE 120 MVA”

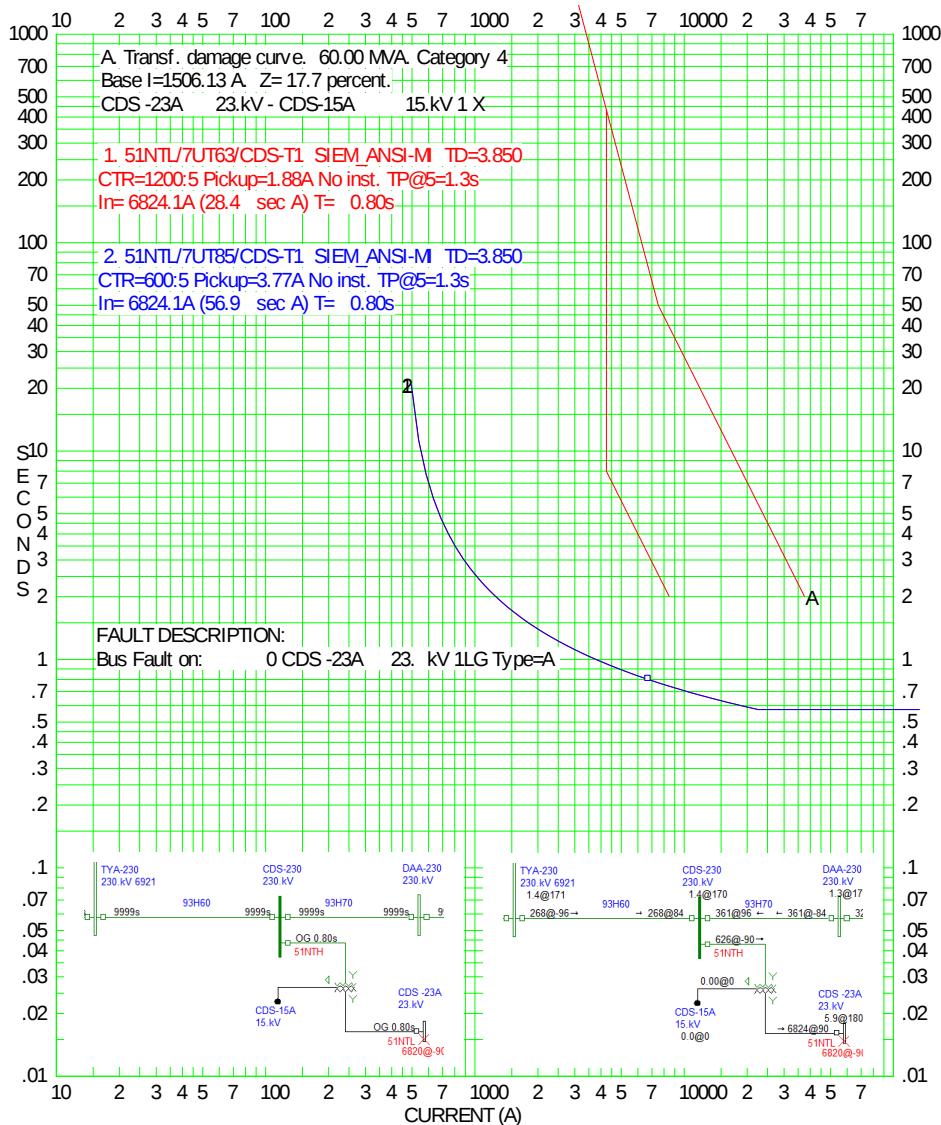


Figura 5.36 Curvas características de los ajustes y tiempos de operación del 51NTL para PT1-7UT63 y PT2-7UT85 de CDS-T01 para una falla 1LG en el bus de baja tensión.

En la tabla 5.14 se muestran los ajustes de la protección de respaldo 51NTL que serán habilitados en la PT1-Siemens-7UT63 y PT2-Siemens-7UT85.

Tabla 5. 14 Ajustes 51NTL de los relevadores PT1-7UT63 y PT2-7UT85 de CDS-T01

Relevador	RTC	Pickup (Sec A)	Curva	Palanca
		51NTL		
PT1-7UT63	1200:5	1,88	ANSI-MI(Moderadamente Inversa)	3,85
PT2-7UT85	600:5	3,77	ANSI-MI(Moderadamente Inversa)	3,85



Capítulo 6

Conclusiones y recomendaciones

6.1 Conclusiones y recomendaciones

La puesta en servicio de la S.E. CDS implicó 2 casos de estudio:

1. El análisis y estudio de coordinación de protecciones de respaldo de la S.E. CDS así como de las subestaciones vecinas del anillo de 230 kV tuvo como objetivo determinar los ajustes de protecciones (21/21N/67/67N) óptimos que permitirán evitar sobre alcances ante fallas en las líneas adyacentes considerando todas las posibles contingencias que pueden presentarse en la red, manteniéndose un margen de coordinación de todas las protecciones para evitar un disparo simultaneo de las líneas que podría considerarse como un evento incorrecto por coordinación de protecciones. En la siguiente figura se puede observar parte del estudio de coordinación de protecciones de respaldo.

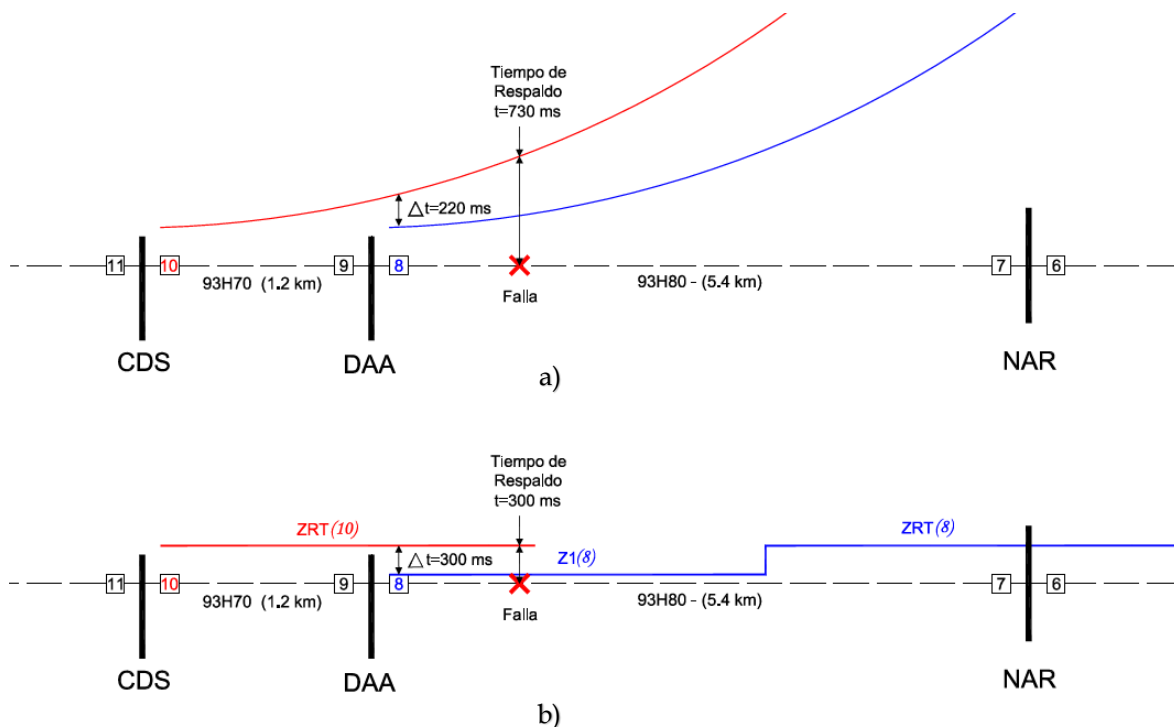


Figura 6.1 Respaldo remoto en el bus CDS interruptor 10 por una falla 1LG al 25% de la línea DAA-93H80-NAR. a) Relevadores de sobrecorriente 67N. b) Relevadores de distancia.



2. El análisis de flujos de carga en la red nos permitió conocer el margen de cargabilidad que pueden presentarse en las líneas de transmisión del anillo de 230 kV bajo las condiciones más severas de contingencias y ante escenarios de demanda máxima, tomando en consideración los perfiles de carga actuales así como los pronósticos estimados por el PRODESEN a mediano plazo (2019-2024). Para estos estudios se tomaron en cuenta los perfiles de carga anual del 2018 que se descargaron de los medidores de los transformadores de COY, NAR, DAA y CDS (Subestación actual de 85/23 kV) y con esto se sentó las bases para el estudio de flujos de carga a corto plazo con un crecimiento del SIN del TMCA=3.3%, y de estos estudios se concluyó que:
 - 2.1 La carga máxima que se puede presentar en la red en el pronóstico de demanda máxima del año 2024 bajo la contingencia más severa (arreglo radial, ver figuras 5.70 y 5.73) representa solo el 86% del ajuste de Pickup de sobrecarga 67 de la línea SNG-93E50. Es decir, no habrá riesgo de disparo por sobrecarga, manteniendo la continuidad del servicio eléctrico en COY, NAR, DAA y CDS.
 - 2.2 En caso de que este valor de ajuste de pickup de sobrecarga 67 de la línea SNG-93E50 o de la línea SNG-93E40 este por arriba del 2% (ver figura 5.75), en los relevadores de protección PP1-311L y PR-451 de las líneas 93E40 y 93E50 de SNG deberán implementarse y configurarse una alarma (elemento de sobrecorriente direccional de fases con un ajuste de pickup de $67F=1,02*Pickup$ 67) para el CCD que permita realizar las maniobras necesarias para tiro de carga mediante las aperturas de los interruptores de los alimentadores de 23 kV menos importantes de las subestaciones COY, NAR, DAA y CDS con el objetivo de disminuir por debajo del valor de ajuste del pickup de sobrecarga 67 de la línea y evitar el disparo y apertura del interruptor del cable SNG-93E50 o TYA-93H60, según la contingencia que esté presente en ese momento. Es preciso enfatizar que una vez que la alarma de 67F se active se tendrá aproximadamente 13 min para realizar dichas maniobras, por lo que es importante monitorear dicha alarma cuando se presente la contingencia más grave (caso 1) en el anillo de 230 kV.



Referencias

- [1] Esquemas normalizados de protecciones para líneas de transmisión y subtransmisión (Especificación CFE G1000-65).
- [2] Esquemas normalizados de protecciones para transformadores, autotransformadores y reactores de potencia (Especificación CFE G0000-62).
- [3] Criterios de Ajuste y Coordinación de Protecciones para Líneas de Transmisión, Subtransmisión y Cables de Potencia. Rev. 2014.
- [4] V. Brandwajn, H.W. Dommel and I.I. Dommel, "Matrix Representation of Three-Phase N-Winding Transformers for Steady State and Transient Studies," IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Junio de 1982.
- [5] ANSI / IEEE C57.109-1985 - IEEE Guide for Transformer Through-Fault-Current Duration.
- [6] CP CU1 Reference Manual.
- [7] ASPEN OneLiner V11.8.
- [8] Ing. Rolando F.Z.M. "Guía para la Duración de Corriente de Falla a Través de Transformadores de Potencia". Área Eléctrica 2009.
- [9] PRODESEN 2019 - 2033, Secretaría de Energía, Fecha de publicación 14 de junio de 2019.
- [10] Módulo de Protecciones CFE



Anexos

Anexo A. Criterios para determinar el valor del INFEED [3].

Para determinar el valor del INFEED tomar en cuenta los criterios siguientes:

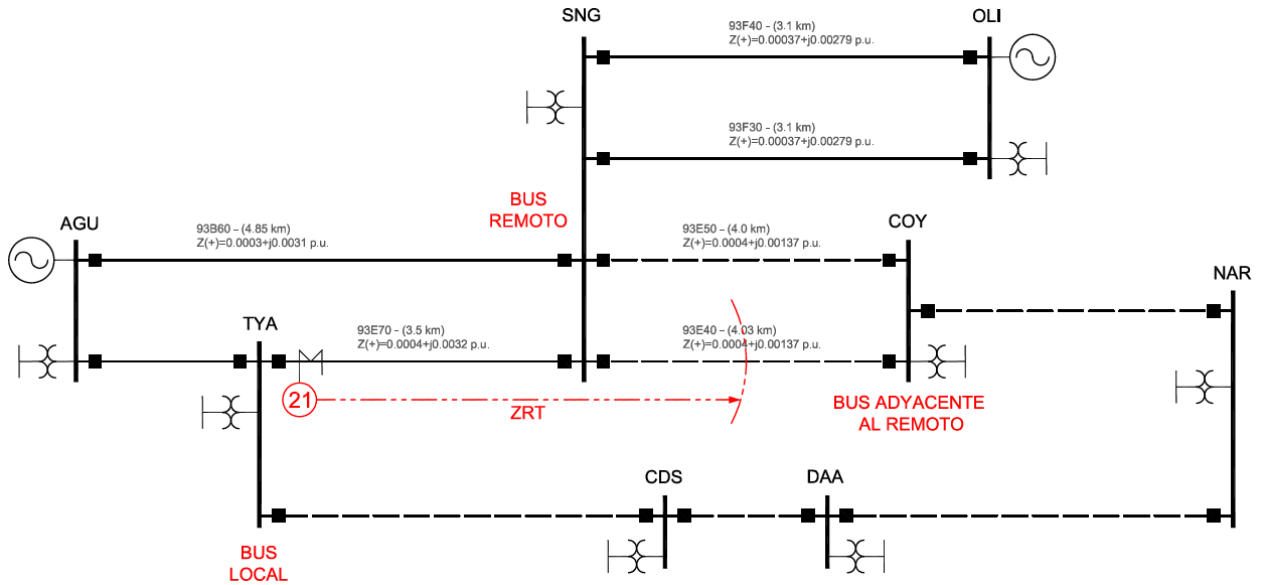
- Definición de INFEED: Es el cociente entre el valor total de corriente de falla de fase y la aportación de corriente de fase de la línea donde se ubica el relevador, considerando abierto el extremo remoto de la línea adyacente fallada y simulando una falla monofásica.
- Es importante resaltar que cuando hay generación local, la mínima aportación es cuando hay menos unidades en servicio, pero cuando hay generación en el bus remoto, la aportación mínima se obtiene cuando hay mayor número de unidades en servicio, en el caso de hidroeléctricas es posible que todas las unidades estén fuera de servicio.
- Para determinar el INFEED mínimo, simular fallas con la contingencia más grave probable en cada una de las líneas adyacentes al bus remoto y seleccionar el de menor valor.
- Si el valor del INFEED mínimo obtenido es mayor a 6 y la línea adyacente al bus remoto es corta o mediana, se debe ajustar a este valor.
- Si el valor del INFEED mínimo obtenido es mayor a 2 y la línea adyacente al bus remoto es larga o extra larga, se debe ajustar a este valor.

$$INFEED = \frac{I \text{ aportación total}}{I \text{ aportación propia}}$$



"CÁLCULO DE AJUSTES Y ESTUDIO DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES POR RELEVADORES DE EQUIPO ELÉCTRICO PRIMARIO DE UNA SUBESTACIÓN TIPO GIS DE 230 kV CON UNA CAPACIDAD INSTALADA DE 120 MVA"

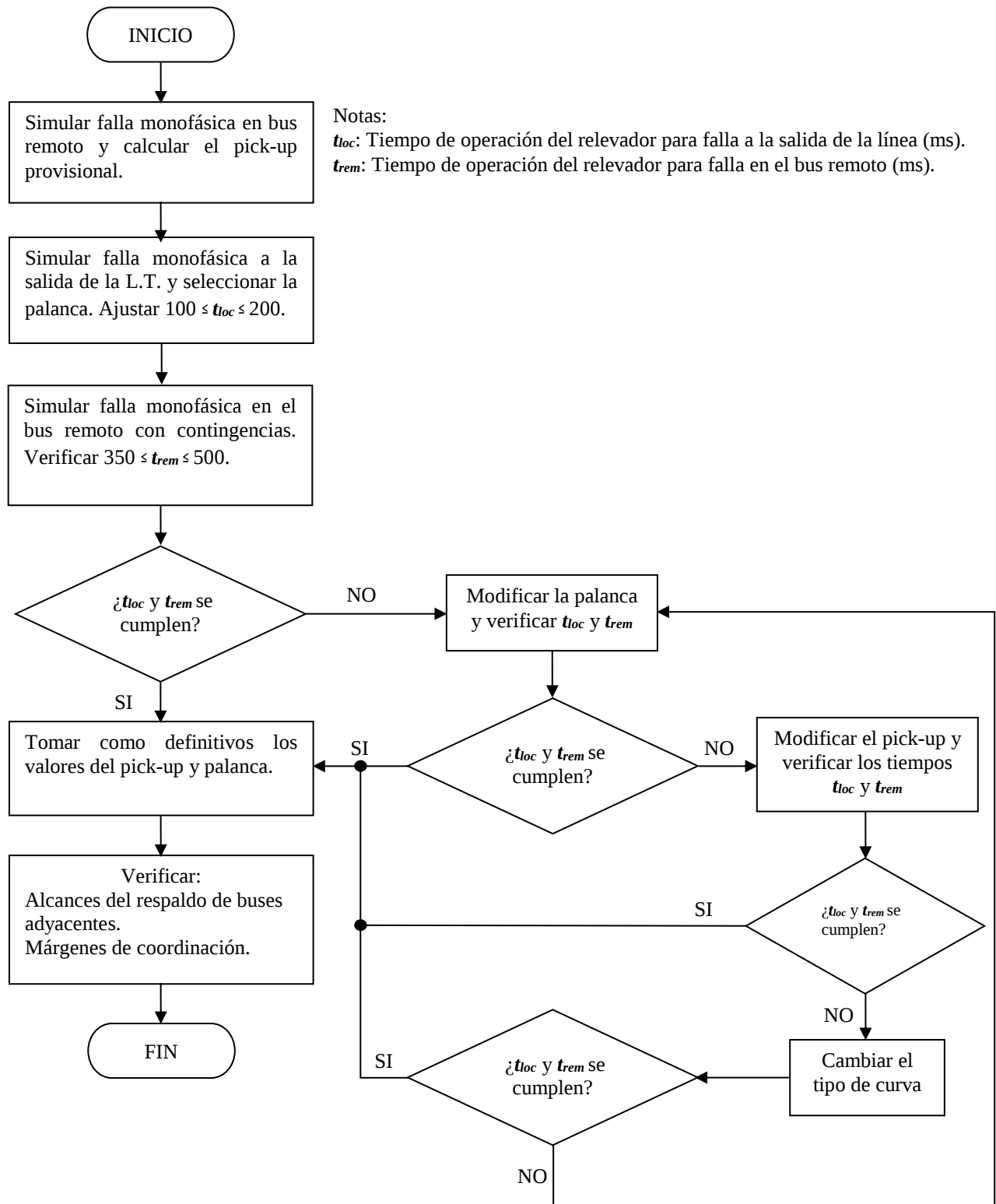
Anexo B. "Diagrama unifilar esquemático con la identificación de nodos (buses) para verificar el alcance de la zona ZRT".





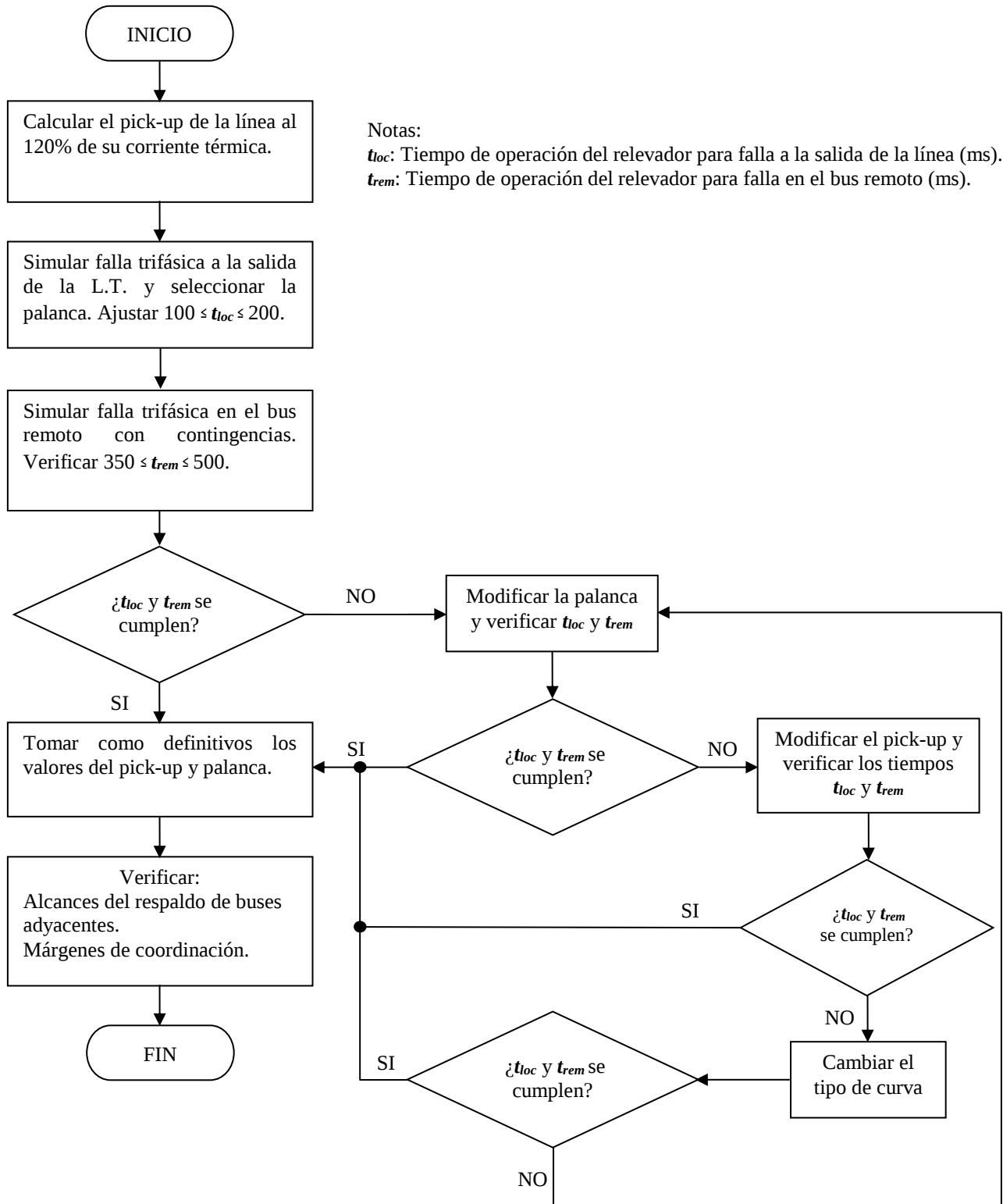
"CÁLCULO DE AJUSTES Y ESTUDIO DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES POR RELEVADORES DE EQUIPO ELÉCTRICO PRIMARIO DE UNA SUBESTACIÓN TIPO GIS DE 230 kV CON UNA CAPACIDAD INSTALADA DE 120 MVA"

Anexo C. Diagrama de flujo para el cálculo del pickup y la palanca de la función 67N.





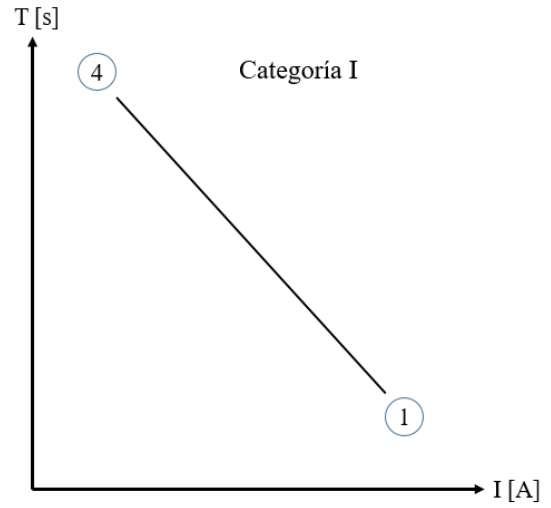
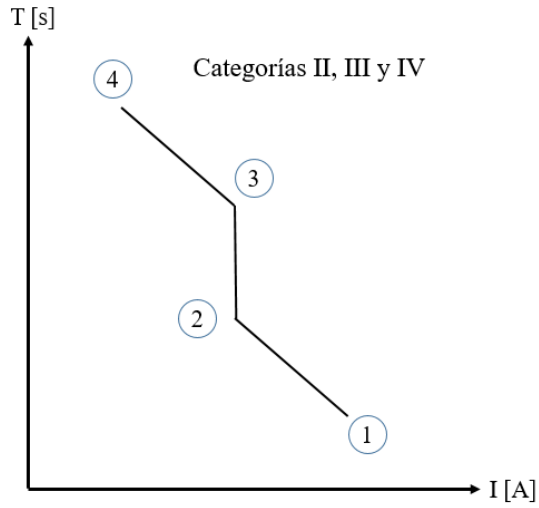
Anexo D. Diagrama de flujo para el cálculo del pickup y la palanca de la función 67.





"CÁLCULO DE AJUSTES Y ESTUDIO DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES POR RELEVADORES DE EQUIPO ELÉCTRICO PRIMARIO DE UNA SUBESTACIÓN TIPO GIS DE 230 kV CON UNA CAPACIDAD INSTALADA DE 120 MVA"

Anexo E. Curvas de daño de transformadores [3].





Anexo F. Curva ANSI de un transformador.

Tabla F. 1 Determinación de puntos coordenados T-I para definir la curva ANSI de un transformador [8]

PUNTO	CATEGORIA	TIEMPO	CORRIENTE
1	I	$T = 1250(Zt)^2$	$I = \frac{In}{Zt}$
	II, III, IV	$T = 2$	
2	II	$T = 4.08$	$I = \frac{In}{Zt} * 0.7$
	III, IV	$T = 8$	$I = \frac{In}{Zt + Zs} * 0.5$
3	II	$T = 2551(Zt)^2$	$I = \frac{In}{Zt} * 0.7$
	III, IV	$T = 5000(Zt + Zs)^2$	$I = \frac{In}{Zt + Zs} * 0.5$
4	I, II, III, IV	$T = 50$	$I = In * 5$
PARTE DE LA CURVA TERMICA	I, II, III, IV	$T = 60$	$I = In * 4.75$
		$T = 300$	$I = In * 3$
		$T = 1800$	$I = In * 2$

Donde

T Tiempo en segundos

I Corriente en amperes

Zt Impedancia del transformador referida a su capacidad OA, expresada en p.u.

Zs Impedancia equivalente del sistema hasta el punto de conexión de este con el transformador, referida a la capacidad OA del transformador y expresada en p.u.

In Corriente nominal del transformador en su capacidad OA, expresada en amperes



"CÁLCULO DE AJUSTES Y ESTUDIO DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES POR RELEVADORES DE EQUIPO ELÉCTRICO PRIMARIO DE UNA SUBESTACIÓN TIPO GIS DE 230 kV CON UNA CAPACIDAD INSTALADA DE 120 MVA"

Anexo G. Curva de daño de transformadores categoría IV.

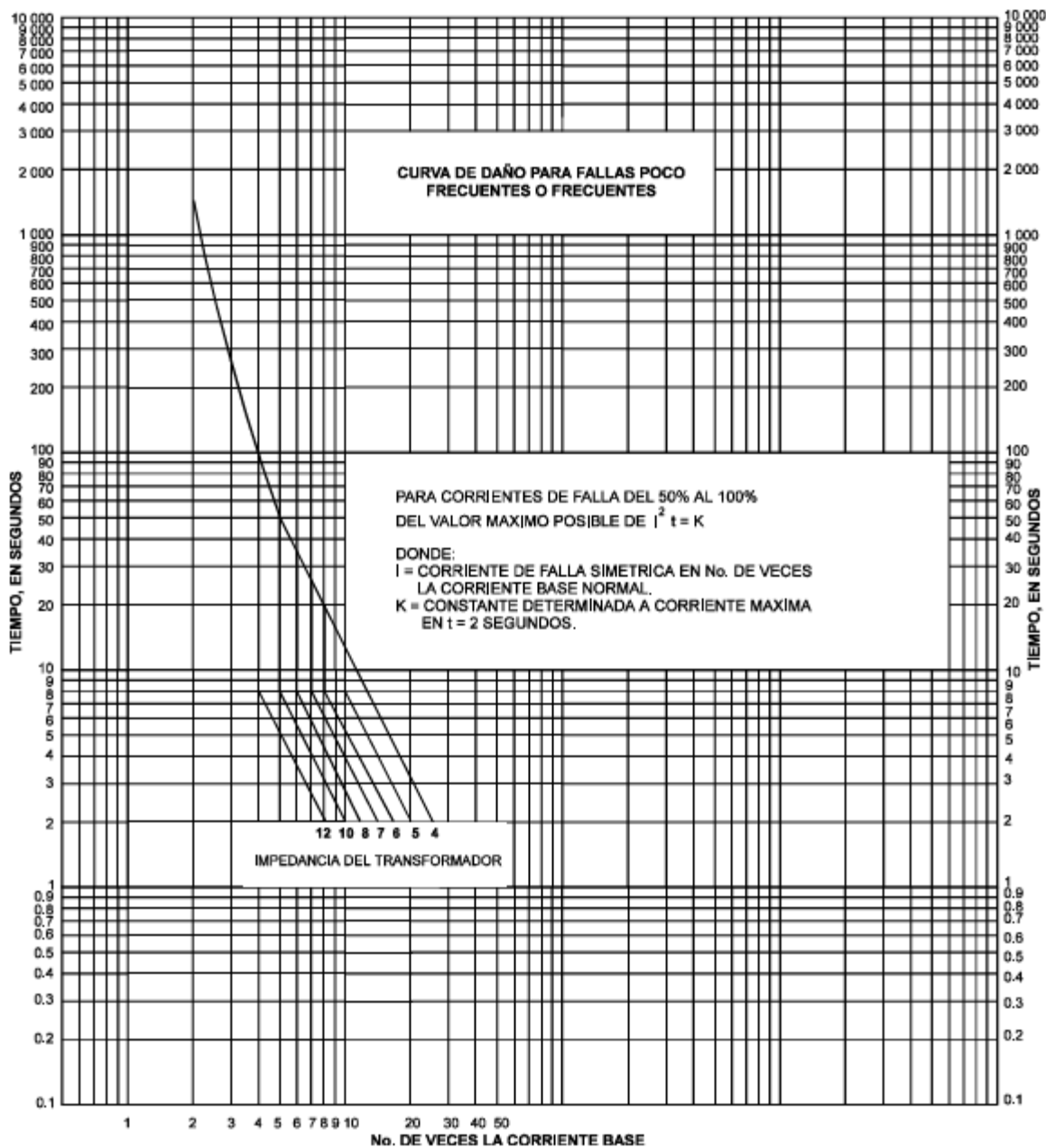
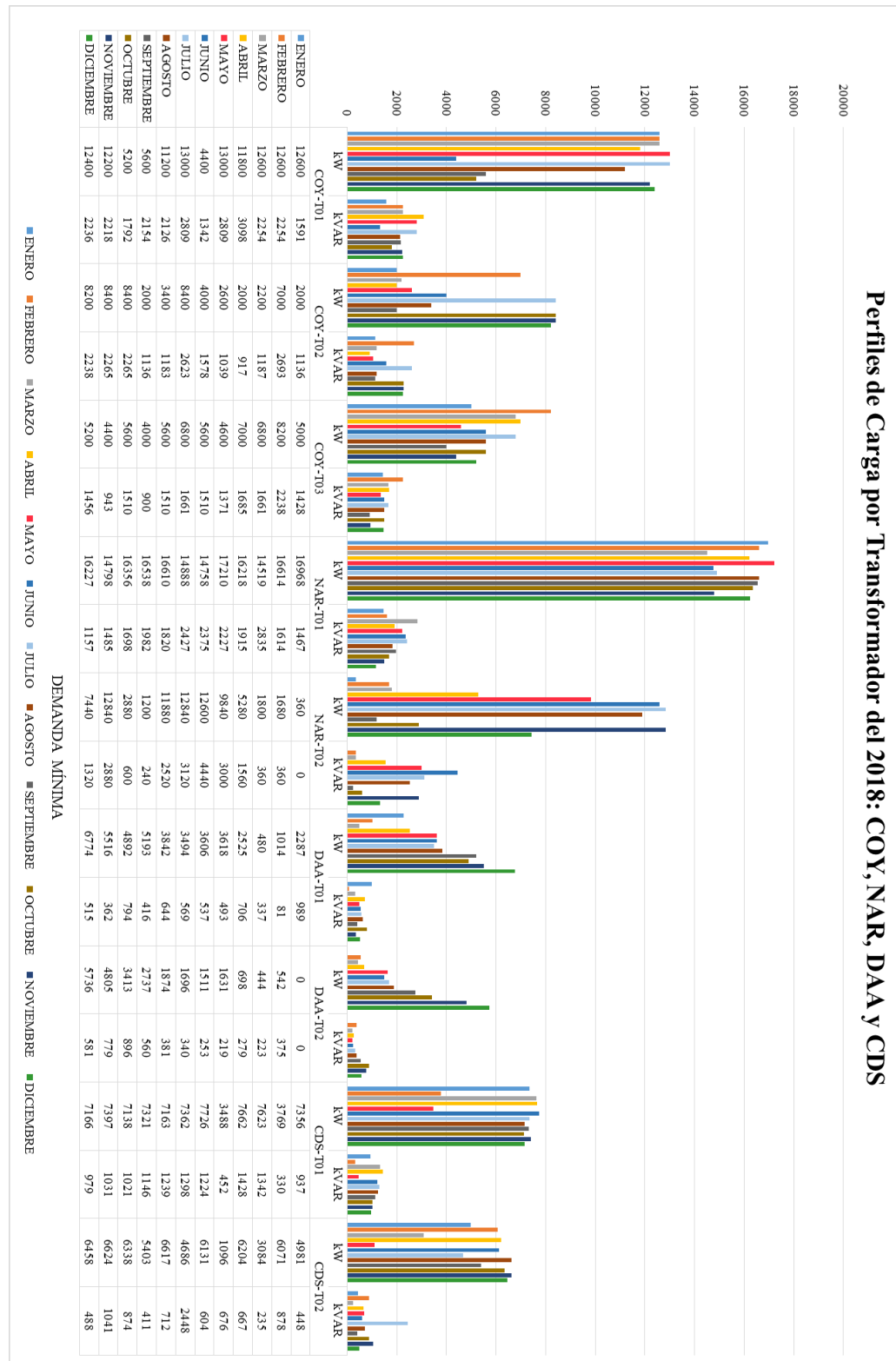


Figura G.1 Curva de Daño de Transformadores Categoría IV Inmersos en Líquido (Mayor a 10,000 kVA Monofásicos, Mayor a 30,000 kVA Trifásicos) [5].



"CÁLCULO DE AJUSTES Y ESTUDIO DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES POR RELEVADORES DE EQUIPO ELÉCTRICO PRIMARIO DE UNA SUBESTACIÓN TIPO GIS DE 230 kV CON UNA CAPACIDAD INSTALADA DE 120 MVA"

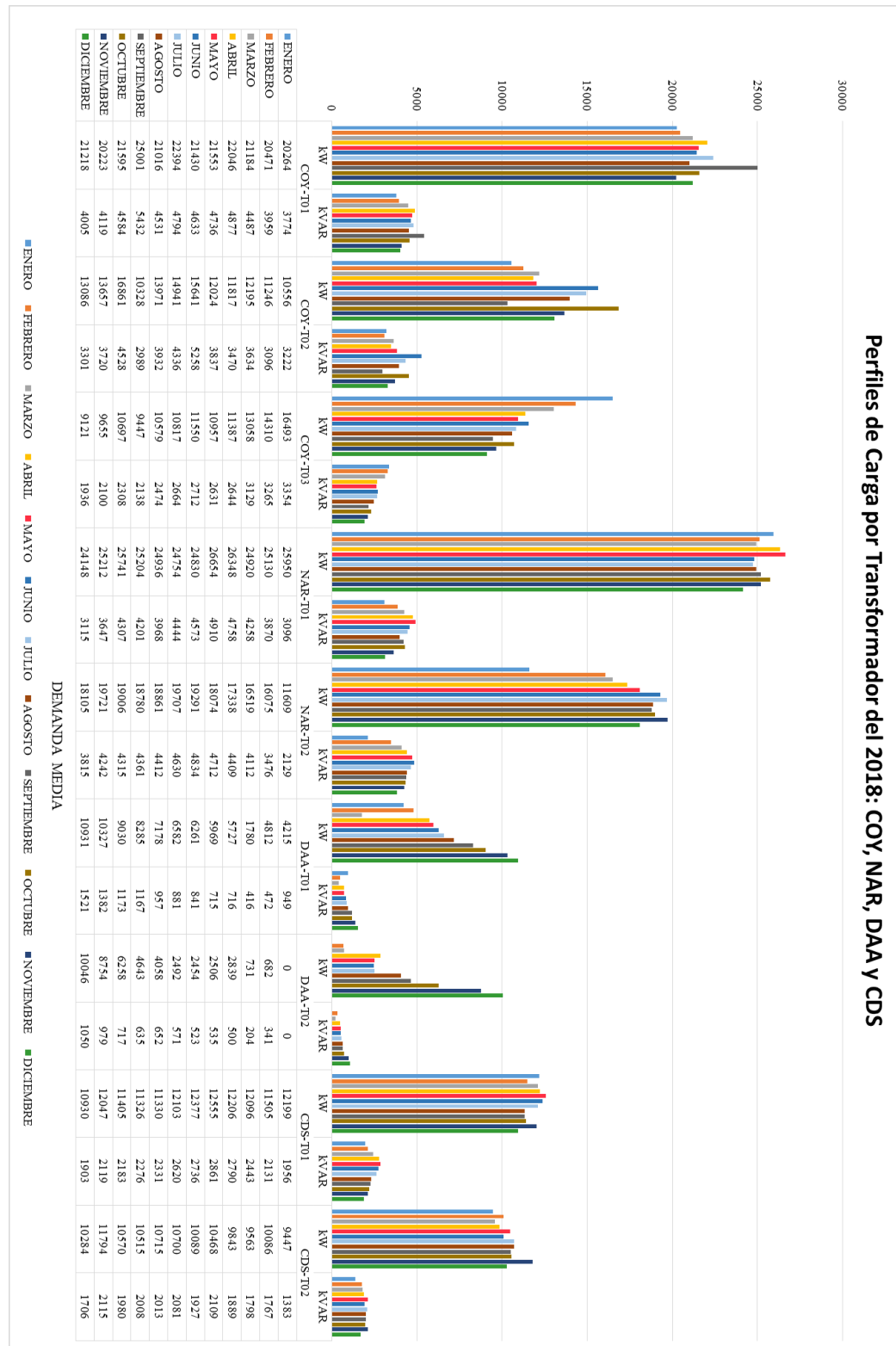
Anexo H. Perfiles de carga demanda mínima por transformador del 2018: COY, NAR, DAA y CDS.





"CÁLCULO DE AJUSTES Y ESTUDIO DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES POR RELEVADORES DE EQUIPO ELÉCTRICO PRIMARIO DE UNA SUBESTACIÓN TIPO GIS DE 230 kV CON UNA CAPACIDAD INSTALADA DE 120 MVA"

Anexo I. Perfiles de carga demanda media por transformador del 2018: COY, NAR, DAA y CDS.





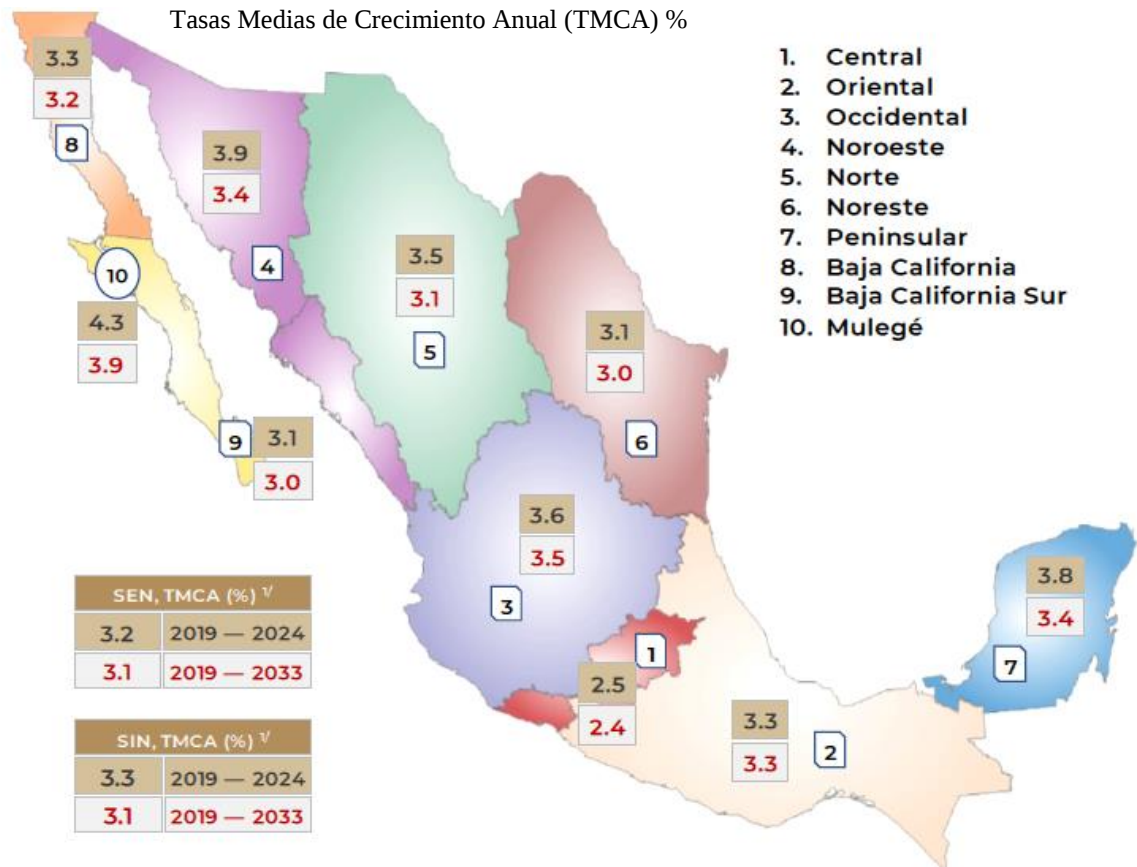
Perfiles de Carga por Transformador del 2018: COY, NAR, DAA y CDS





"CÁLCULO DE AJUSTES Y ESTUDIO DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES POR RELEVADORES DE EQUIPO ELÉCTRICO PRIMARIO DE UNA SUBESTACIÓN TIPO GIS DE 230 kV CON UNA CAPACIDAD INSTALADA DE 120 MVA"

Anexo K. Pronóstico regional de la demanda máxima 2019-2024 y 2019-2033, escenario de planeación [9].



^{1/} tmca, año de referencia 2018.



“CÁLCULO DE AJUSTES Y ESTUDIO DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES POR RELEVADORES DE EQUIPO ELÉCTRICO PRIMARIO DE UNA SUBESTACIÓN TIPO GIS DE 230 kV CON UNA CAPACIDAD INSTALADA DE 120 MVA”

Anexo L. Parámetros eléctricos de las líneas de transmisión del anillo de 230 kV.

Tabla L. 1 Impedancias de secuencia positiva y secuencia cero de las líneas del anillo de 230 kV (Datos obtenidos del archivo SIN(MAX-MAX)GRTC.qlr

PARÁMETROS ELÉCTRICOS DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN							
Equipo	Nomenclatura	Componente de secuencia	Impedancia serie				Longitud total km
			R [P.U.]	X [P.U.]	Z [P.U.]	Phi [°]	
Cable de Potencia 2000 mm ² Cu XLPE	93H60	SEC (+)	0,00014	0,00172	0,00173	85,39	4,57
		SEC (0)	0,00068	0,00072	0,00099	46,90	
Cable de Potencia 2000 mm ² Cu XLPE	93H70	SEC (+)	0,00005	0,00044	0,00044	83,67	1,2
		SEC (0)	0,00033	0,00128	0,00132	75,59	
Cable de Potencia 2000 mm ² Cu XLPE	93H80	SEC (+)	0,00043	0,00187	0,00192	77,05	5,4
		SEC (0)	0,00140	0,00137	0,00196	44,38	
Cable de Potencia 1200 mm ² Cu XLP CS	93H30	SEC (+)	0,00016	0,00105	0,00106	81,34	2,8
		SEC (0)	0,00055	0,00115	0,00127	64,44	
Cable de Potencia 1200 MCM Cu	93E40	SEC (+)	0,00040	0,00137	0,00143	73,72	4,0
		SEC (0)	0,00289	0,00378	0,00476	52,60	
Cable de Potencia 1200 MCM Cu	93E50	SEC (+)	0,00040	0,00137	0,00143	73,72	4,0
		SEC (0)	0,00289	0,00378	0,00476	52,60	
ACSR 1113	93E70	SEC (+)	0,00040	0,00320	0,00322	82,87	3,5
		SEC (0)	0,00220	0,00970	0,00995	77,22	



“CÁLCULO DE AJUSTES Y ESTUDIO DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES POR RELEVADORES DE EQUIPO ELÉCTRICO PRIMARIO DE UNA SUBESTACIÓN TIPO GIS DE 230 kV CON UNA CAPACIDAD INSTALADA DE 120 MVA”

Anexo M. Parámetros eléctricos de los transformadores de potencia del anillo de 230 kV.

Tabla M. 1 Impedancias de corto circuito de secuencia positiva y secuencia cero de los transformadores de potencia del anillo de 230 kV (Datos obtenidos del archivo SIN(MAX-MAX)GRTC.qlr

PARÁMETROS ELÉCTRICOS DE LOS TRANSFORMADORES DE POTENCIA											
Subestación	Nomenclatura	Capacidad MVA	Conexión	Voltajes Nominales			Componente de secuencia	Impedancia de corto circuito			Reactor de Neutro en 23 kV Z [Ω]
				Primario (H)	Secundario (X)	Terciario (T)		Z (H-X) [P.U.]	Z (H-T) [P.U.]	Z (X-T) [P.U.]	
Condesa (CD5)	T01	60	Y-Y-D	230 kV	23 kV	15 kV	SEC (+)	0,2953	0,6389	1,0389	N.A.
							SEC (0)	0,2953	0,6389	1,0389	
Diana (DAA)	T01	60	Y-Y-D	230 kV	23 kV	15 kV	SEC (+)	0,28817	0,42883	0,0895	N.A.
							SEC (0)	0,28817	0,42883	0,0895	
	T01	60	Y-Y-D	230 kV	23 kV	15 kV	SEC (+)	0,28817	0,42883	0,0895	N.A.
							SEC (0)	0,28817	0,42883	0,0895	
Narvarte (NAR)	T01	60	Y-Y-D	230 kV	23 kV	10 kV	SEC (+)	0,4521	0,4349	0,1311	N.A.
							SEC (0)	0,2493	0,4349	0,1311	
	T02	60	Y-Y-D	230 kV	23 kV	10 kV	SEC (+)	0,4531	0,4343	0,1299	N.A.
							SEC (0)	0,2493	0,4343	0,1299	
Coyoacán (COY)	T01	60	Y-Y-D	230 kV	23 kV	13,5 kV	SEC (+)	0,29277	0,41247	0,104	0,48
							SEC (0)	0,29277	0,41247	0,104	
	T02	60	Y-Y-D	230 kV	23 kV	13,5 kV	SEC (+)	0,28896	0,40257	0,11131	0,40
							SEC (0)	0,28896	0,40257	0,11131	
	T03	60	Y-Y-D	230 kV	23 kV	13,5 kV	SEC (+)	0,28561	0,40806	0,11131	0,48
							SEC (0)	0,28561	0,40806	0,11131	



“CÁLCULO DE AJUSTES Y ESTUDIO DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES POR RELEVADORES DE EQUIPO ELÉCTRICO PRIMARIO DE UNA SUBESTACIÓN TIPO GIS DE 230 kV CON UNA CAPACIDAD INSTALADA DE 120 MVA”

Anexo N. Coordinación y ajustes de las protecciones de distancia 21/21N del anillo de 230 kV.

Tabla N. 1 Descripción de la operación de los relevadores de distancia 21/21N del anillo de 230 kV

No. de figura		Descripción de la falla	Operación de los relevadores de distancia
N.1	a)	Se simuló una falla monofásica al 80% de la impedancia de la línea 93E50/93E40 con dirección de SNG a COY.	Se observa que el relevador de distancia ubicado en la S.E. COY localiza la falla en su Zona 1, operando la protección de distancia de neutro en 0 ms (instantáneo).
			Se observa que para el relevador de distancia ubicado en la S.E. SNG la falla la ubica en su ZRT, operando la protección de distancia de neutro en 300 ms.
	b)	Se simuló una falla trifásica al 80% de la impedancia de la línea 93E50/93E40 con dirección de COY a SNG.	Se observa que el relevador de distancia ubicado en la S.E. SNG localiza la falla en su Zona 1, operando la protección de distancia de fase en 0 ms (instantáneo).
			Se observa que para el relevador de distancia ubicado en la S.E. COY la falla la ubica en su ZRT, operando la protección de distancia de fase en 300 ms.
N.2	a)	Se simuló una falla monofásica al 80% de la impedancia de la línea 93H30 con dirección de COY a NAR.	Se observa que el relevador de distancia ubicado en la S.E. NAR localiza la falla en su Zona 1, operando la protección de distancia de neutro en 0 ms (instantáneo).
			Se observa que para el relevador de distancia ubicado en la S.E. COY la falla la ubica en su ZRT, operando la protección de distancia de neutro en 300 ms.
	b)	Se simuló una falla trifásica al 80% de la impedancia de la línea 93H30 con dirección de NAR a COY.	Se observa que el relevador de distancia ubicado en la S.E. COY localiza la falla en su Zona 1, operando la protección de distancia de fase en 0 ms (instantáneo).
			Se observa que para el relevador de distancia ubicado en la S.E. NAR la falla la ubica en su ZRT, operando la protección de distancia de fase en 300 ms.
N.3	a)	Se simuló una falla monofásica al 80% de la impedancia de la línea 93H80 con dirección de NAR a DAA.	Se observa que el relevador de distancia ubicado en la S.E.DAA localiza la falla en su Zona 1, operando la protección de distancia de neutro en 0 ms (instantáneo).
			Se observa que para el relevador de distancia ubicado en la S.E. NAR la falla la ubica en su ZRT, operando la protección de distancia de neutro en 450 ms.
	b)	Se simuló una falla trifásica al 80% de la impedancia de la línea 93H80 con dirección de DAA a NAR.	Se observa que el relevador de distancia ubicado en la S.E. NAR localiza la falla en su Zona 1, operando la protección de distancia de fase en 0 ms (instantáneo).
			Se observa que para el relevador de distancia ubicado en la S.E. DAA la falla la ubica en su ZRT, operando la protección de distancia de fase en 300 ms.
N.4	a)	Se simuló una falla monofásica al 80% de la impedancia de la línea 93H70 con dirección de DAA a CDS.	Se observa que los relevadores de distancia en ambos extremos de la línea protegida solo tienen habilitado la ZRT y estas a su vez se traslapan, dando como resultado que cualquier falla monofásica en cualquier punto de la línea protegida las protecciones de distancia de neutro de ambos extremos operarán en 300 ms.
	b)	Se simuló una falla trifásica al 80% de la impedancia de la línea 93H70 con dirección de CDS a DAA.	Se observa que los relevadores de distancia en ambos extremos de la línea protegida solo tienen habilitado la ZRT y estas a su vez se traslapan, dando como resultado que cualquier falla trifásica o bifásica en cualquier punto de la línea protegida las protecciones de distancia de fase de ambos extremos operarán en 300 ms.
N.5	a)	Se simuló una falla monofásica al 80% de la impedancia de la línea 93E70 con dirección de TYA a SNG.	Se observa que el relevador de distancia ubicado en la S.E. SNG localiza la falla en su Zona 1, operando la protección de distancia de neutro en 0 ms (instantáneo).
			Se observa que para el relevador de distancia ubicado en la S.E. TYA la falla la ubica en su ZRT, operando la protección de distancia de neutro en 300 ms.
	b)	Se simuló una falla trifásica al 80% de la impedancia de la línea 93E70 con dirección de SNG a TYA.	Se observa que el relevador de distancia ubicado en la S.E. TYA localiza la falla en su Zona 1, operando la protección de distancia de fase en 0 ms (instantáneo).
			Se observa que para el relevador de distancia ubicado en la S.E. SNG la falla la ubica en su ZRT, operando la protección de distancia de fase en 300 ms.

En las figuras N.1 al N5 se describen las simulaciones de los relevadores de distancia 21/21N del anillo de 230 kV con los ajustes que se calcularon en la tabla 5.3 y en la tabla N.1 se analiza la operación de dichas protecciones.



"CÁLCULO DE AJUSTES Y ESTUDIO DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES POR RELEVADORES DE EQUIPO ELÉCTRICO PRIMARIO DE UNA SUBESTACIÓN TIPO GIS DE 230 kV CON UNA CAPACIDAD INSTALADA DE 120 MVA"

Anexo N. (Continuación) Coordinación y ajustes de las protecciones de distancia 21/21N del anillo de 230 kV.

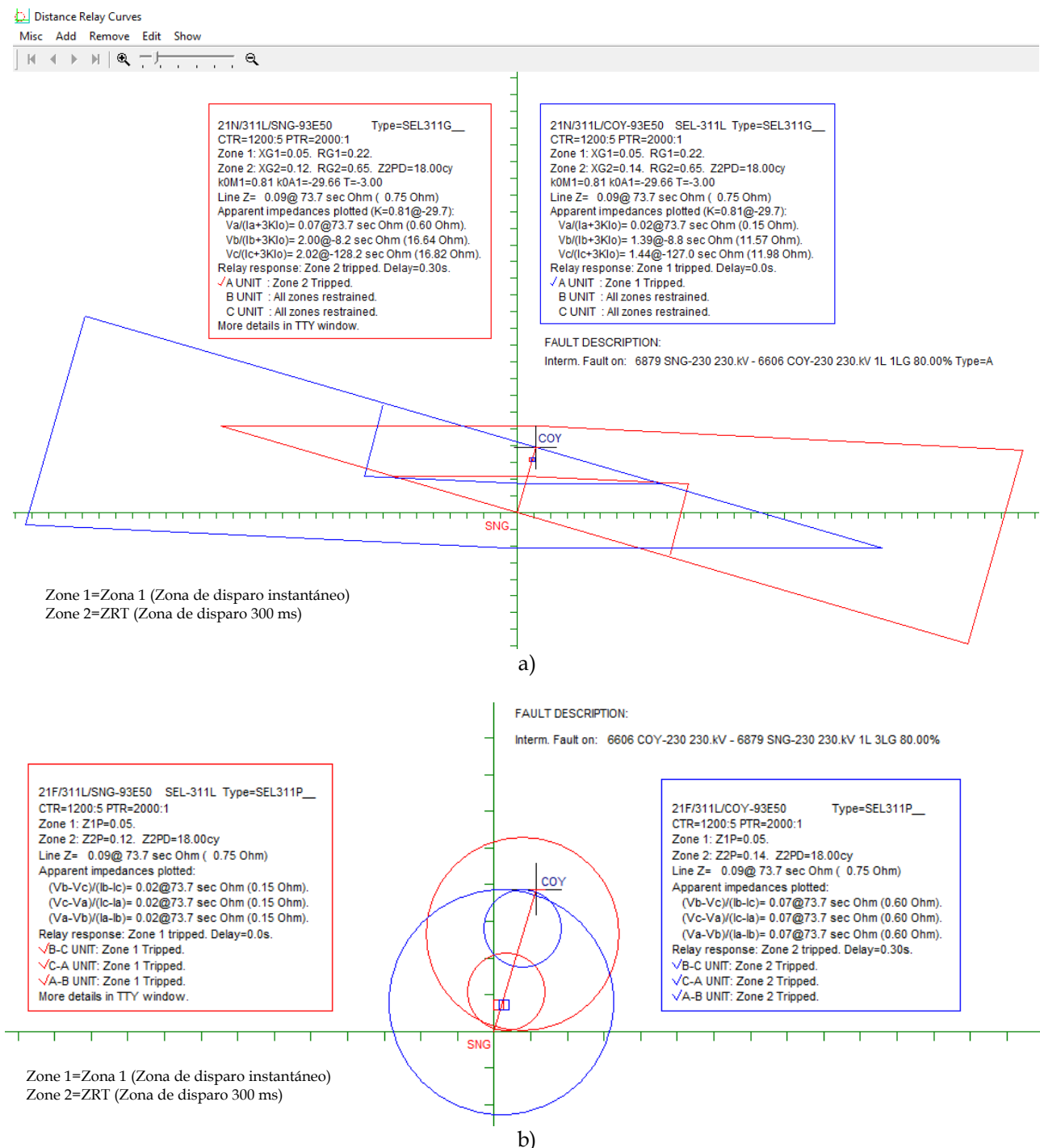


Figura N.1 Ajustes de la protección de distancia 21/21N para ambos extremos de la línea SNG-93E50-COY*:

a) Característica cuadrilateral: Falla 1LG al 80% de la línea de SNG a COY.

b) Característica mho: Falla 3LG al 80% de la línea de COY a SNG.

* Estos ajustes serán idénticos para SNG-93E40-COY



"CÁLCULO DE AJUSTES Y ESTUDIO DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES POR RELEVADORES DE EQUIPO ELÉCTRICO PRIMARIO DE UNA SUBESTACIÓN TIPO GIS DE 230 kV CON UNA CAPACIDAD INSTALADA DE 120 MVA"

Anexo N. (Continuación) Coordinación y ajustes de las protecciones de distancia 21/21N del anillo de 230 kV.

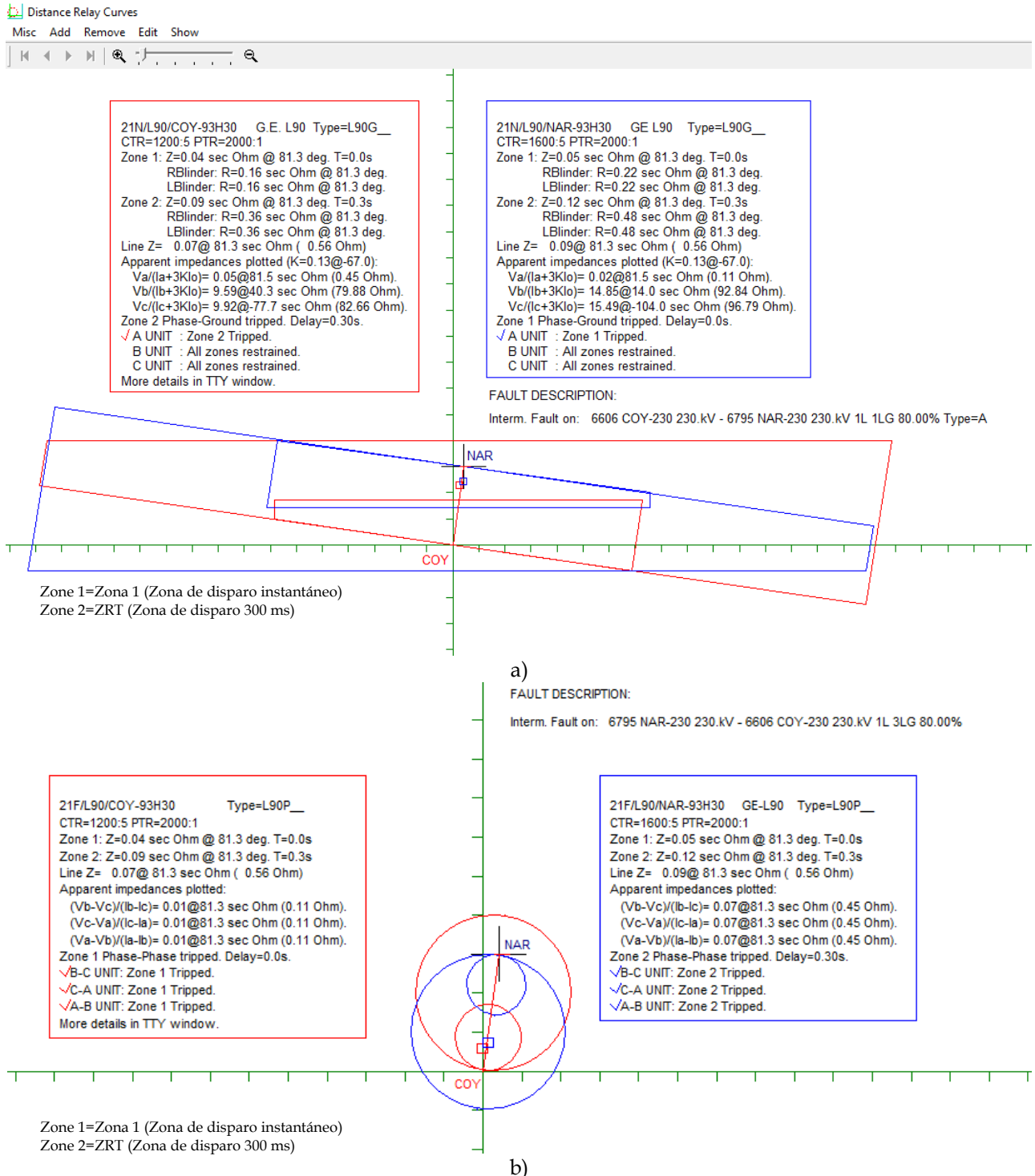


Figura N.2 Ajustes de la protección de distancia 21/21N para ambos extremos de la línea COY-93H30-NAR:

a) Característica cuadrilateral: Falla 1LG al 80% de la línea de COY a NAR.

b) Característica mho: Falla 3LG al 80% de la línea de NAR a COY.



"CÁLCULO DE AJUSTES Y ESTUDIO DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES POR RELEVADORES DE EQUIPO ELÉCTRICO PRIMARIO DE UNA SUBESTACIÓN TIPO GIS DE 230 kV CON UNA CAPACIDAD INSTALADA DE 120 MVA"

Anexo N. (Continuación) Coordinación y ajustes de las protecciones de distancia 21/21N del anillo de 230 kV.

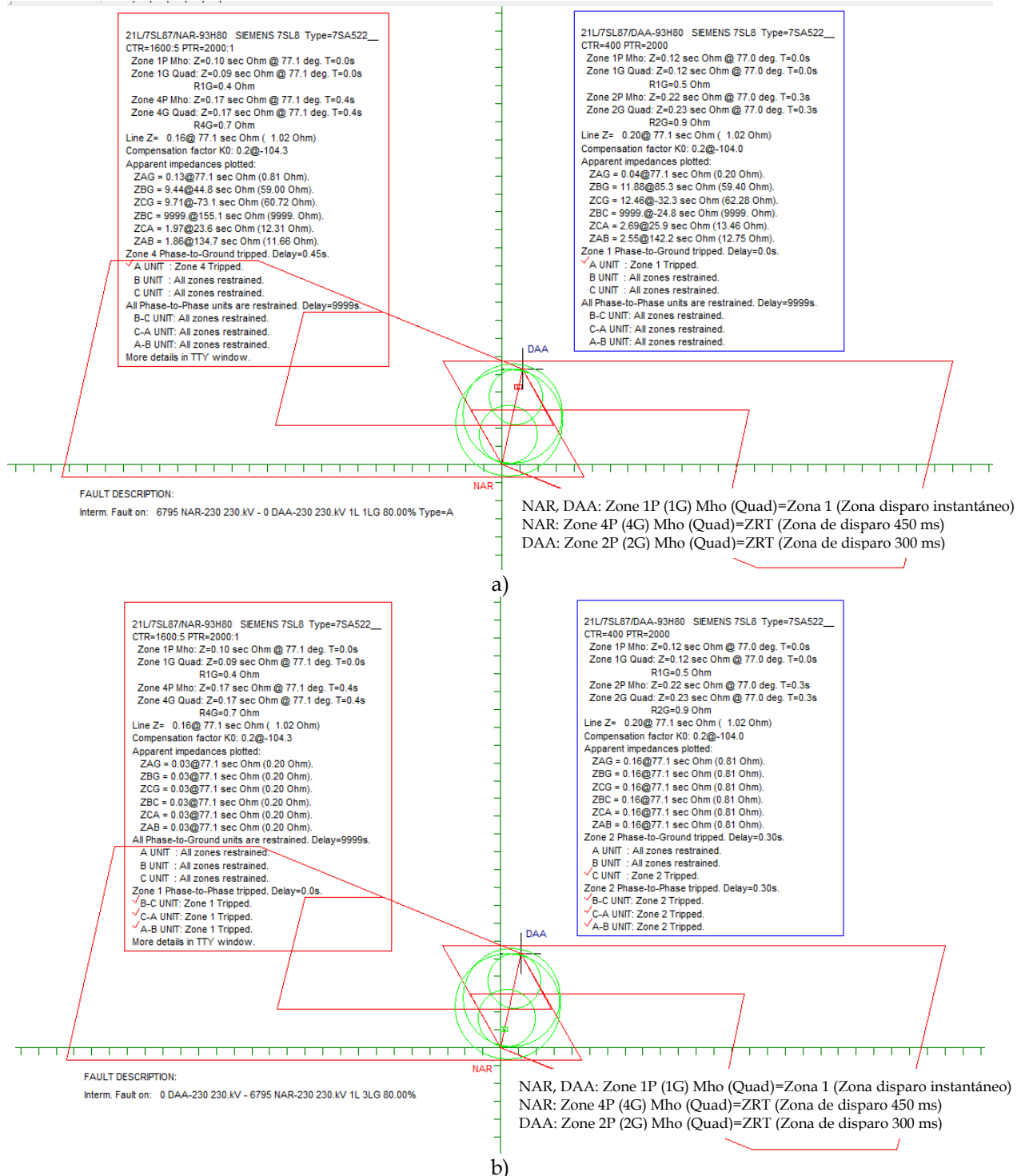


Figura N.3 Ajustes de la protección de distancia 21/21N para ambos extremos de la línea NAR-93H80-DAA:

a) Característica cuadrilateral: Falla 1LG al 80% de la línea de NAR a DAA.

b) Característica mho: Falla 3LG al 80% de la línea de DAA a NAR.



"CÁLCULO DE AJUSTES Y ESTUDIO DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES POR RELEVADORES DE EQUIPO ELÉCTRICO PRIMARIO DE UNA SUBESTACIÓN TIPO GIS DE 230 kV CON UNA CAPACIDAD INSTALADA DE 120 MVA"

Anexo N. (Continuación) Coordinación y ajustes de las protecciones de distancia 21/21N del anillo de 230 kV.

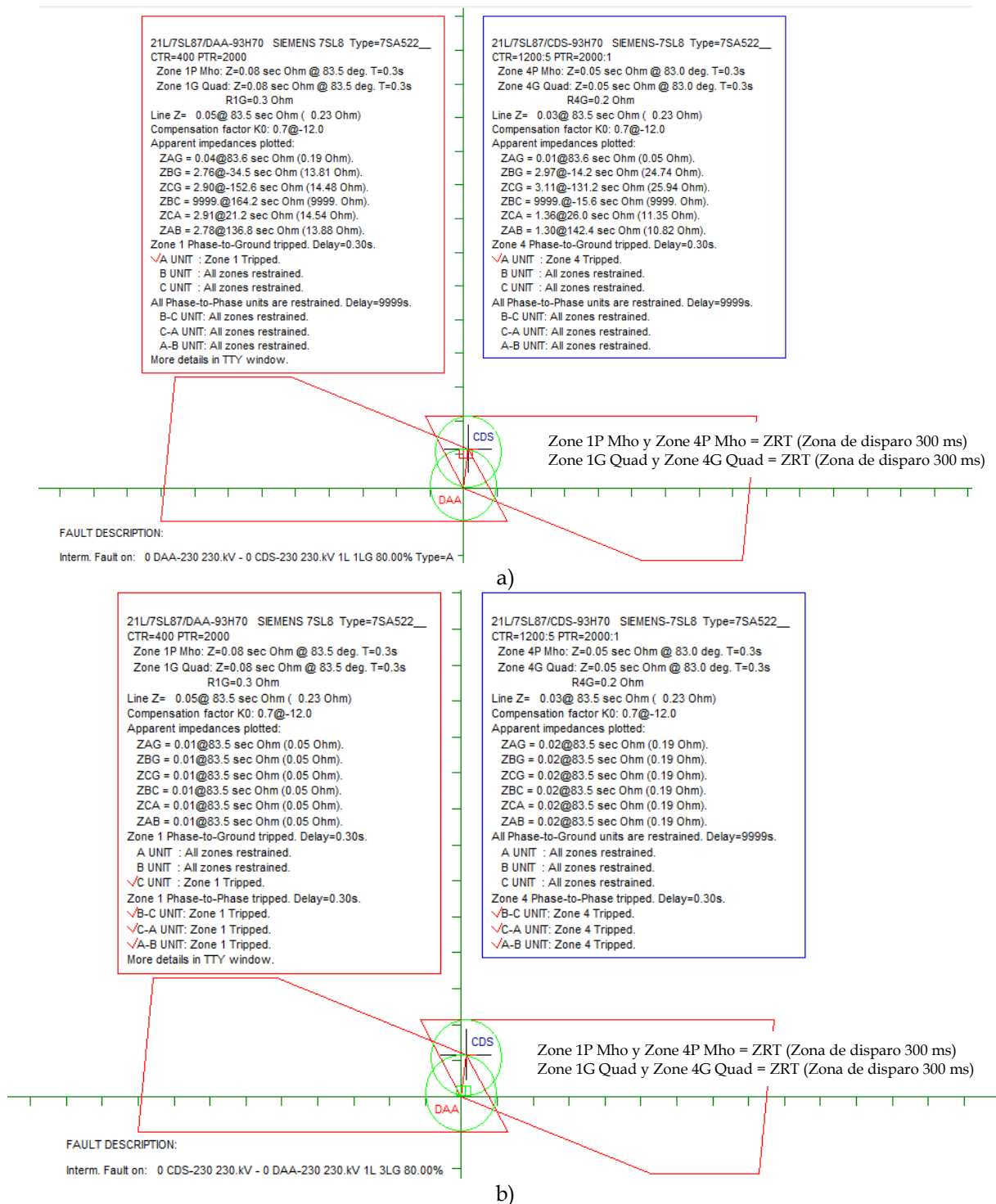


Figura N.4 Ajustes de la protección de distancia 21/21N para ambos extremos de la línea DAA-93H70-CDS:

a) Característica cuadrilateral y mho: Falla 1LG al 80% de la línea de DAA a CDS.

b) Característica cuadrilateral y mho: Falla 3LG al 80% de la línea de CDS a DAA.



"CÁLCULO DE AJUSTES Y ESTUDIO DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES POR RELEVADORES DE EQUIPO ELÉCTRICO PRIMARIO DE UNA SUBESTACIÓN TIPO GIS DE 230 kV CON UNA CAPACIDAD INSTALADA DE 120 MVA"

Anexo N. (Continuación) Coordinación y ajustes de las protecciones de distancia 21/21N del anillo de 230 kV.

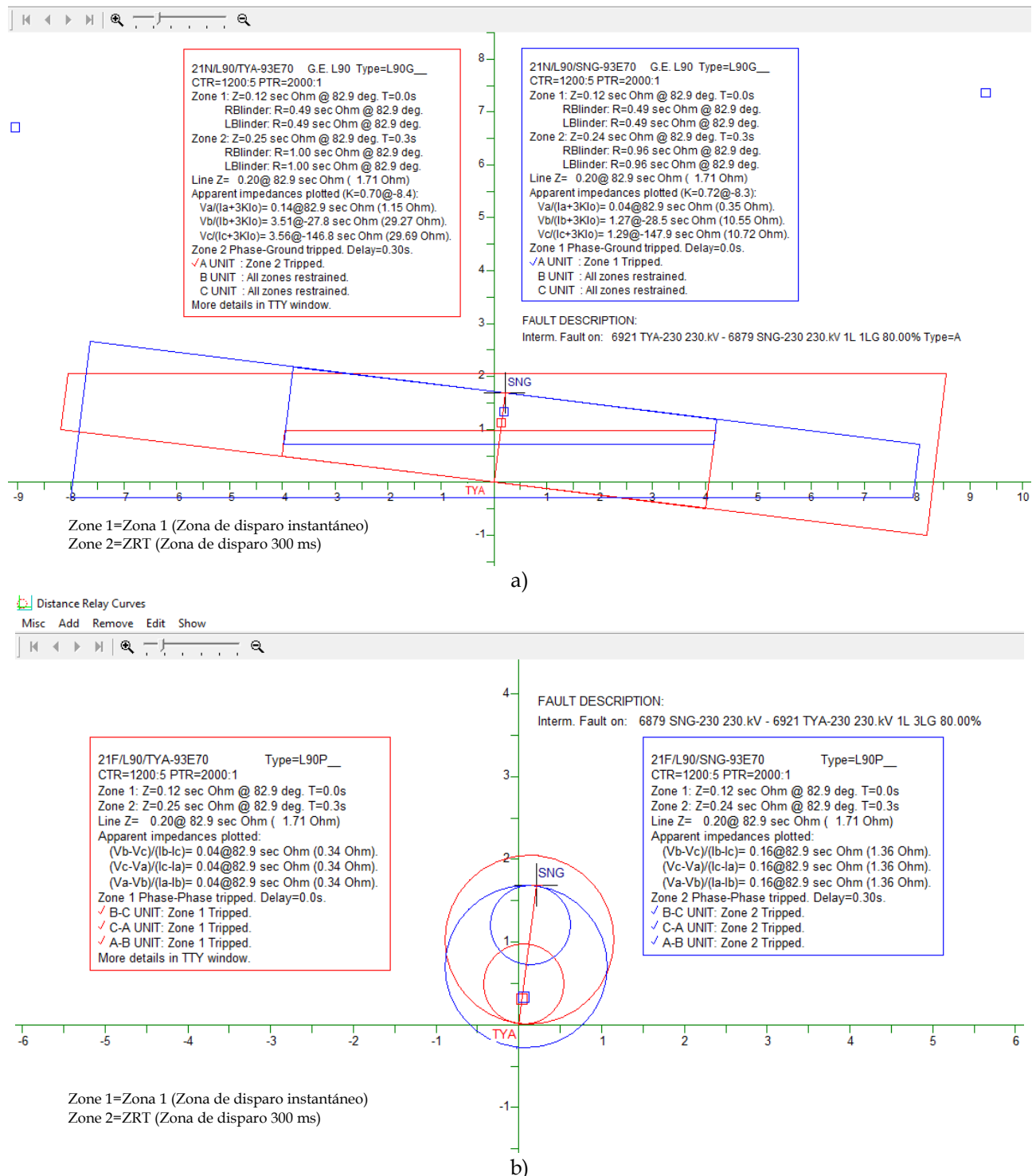


Figura N.5 Ajustes de la protección de distancia 21/21N para ambos extremos de la línea TYA-93E70-SNG:

a) Característica cuadrilateral y mho: Falla 1LG al 80% de la línea de TYA a SNG.

b) Característica cuadrilateral y mho: Falla 3LG al 80% de la línea de SNG a TYA.



"CÁLCULO DE AJUSTES Y ESTUDIO DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES POR RELEVADORES DE EQUIPO ELÉCTRICO PRIMARIO DE UNA SUBESTACIÓN TIPO GIS DE 230 kV CON UNA CAPACIDAD INSTALADA DE 120 MVA"

Anexo O. Coordinación de las protecciones de sobrecarga 67 del anillo de 230 kV.

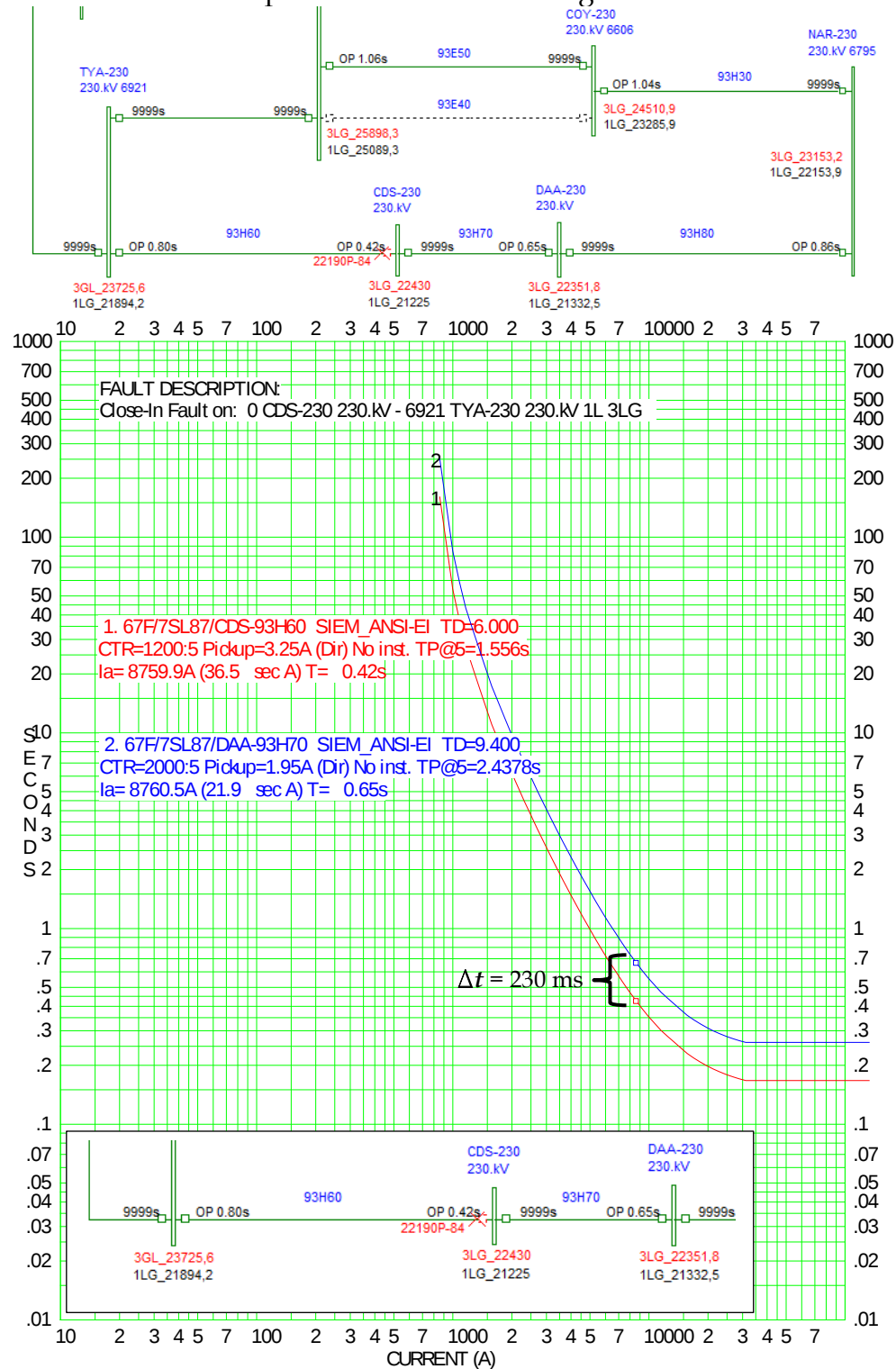


Figura O.1 CASO 1: Falla 3LG tipo Close-in sobre línea 93H60 lado CDS, márgenes de coordinación Δt y curvas características de las protecciones 67 de las líneas CDS-93H60 y DAA-93H70.



"CÁLCULO DE AJUSTES Y ESTUDIO DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES POR RELEVADORES DE EQUIPO ELÉCTRICO PRIMARIO DE UNA SUBESTACIÓN TIPO GIS DE 230 kV CON UNA CAPACIDAD INSTALADA DE 120 MVA"

Anexo O. (Continuación) Coordinación de las protecciones de sobrecarga 67 del anillo de 230 kV.

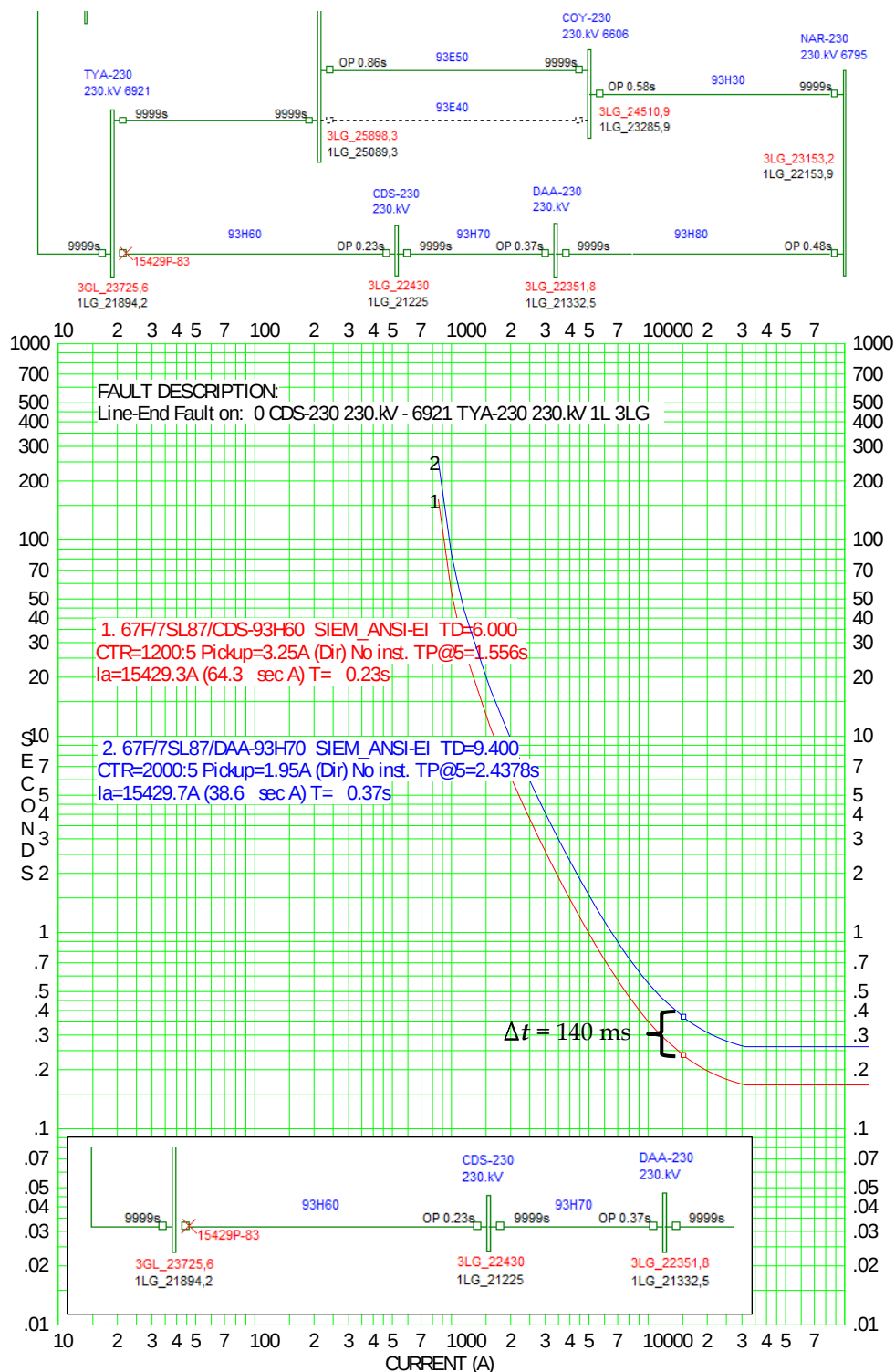


Figura O.2 CASO 1: Falla 3LG tipo Line-end sobre línea 93H60 lado CDS, márgenes de coordinación Δt y curvas características de las protecciones 67 de las líneas CDS-93H60 y DAA-93H70.



"CÁLCULO DE AJUSTES Y ESTUDIO DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES POR RELEVADORES DE EQUIPO ELÉCTRICO PRIMARIO DE UNA SUBESTACIÓN TIPO GIS DE 230 kV CON UNA CAPACIDAD INSTALADA DE 120 MVA"

Anexo O. (Continuación) Coordinación de las protecciones de sobrecarga 67 del anillo de 230 kV.

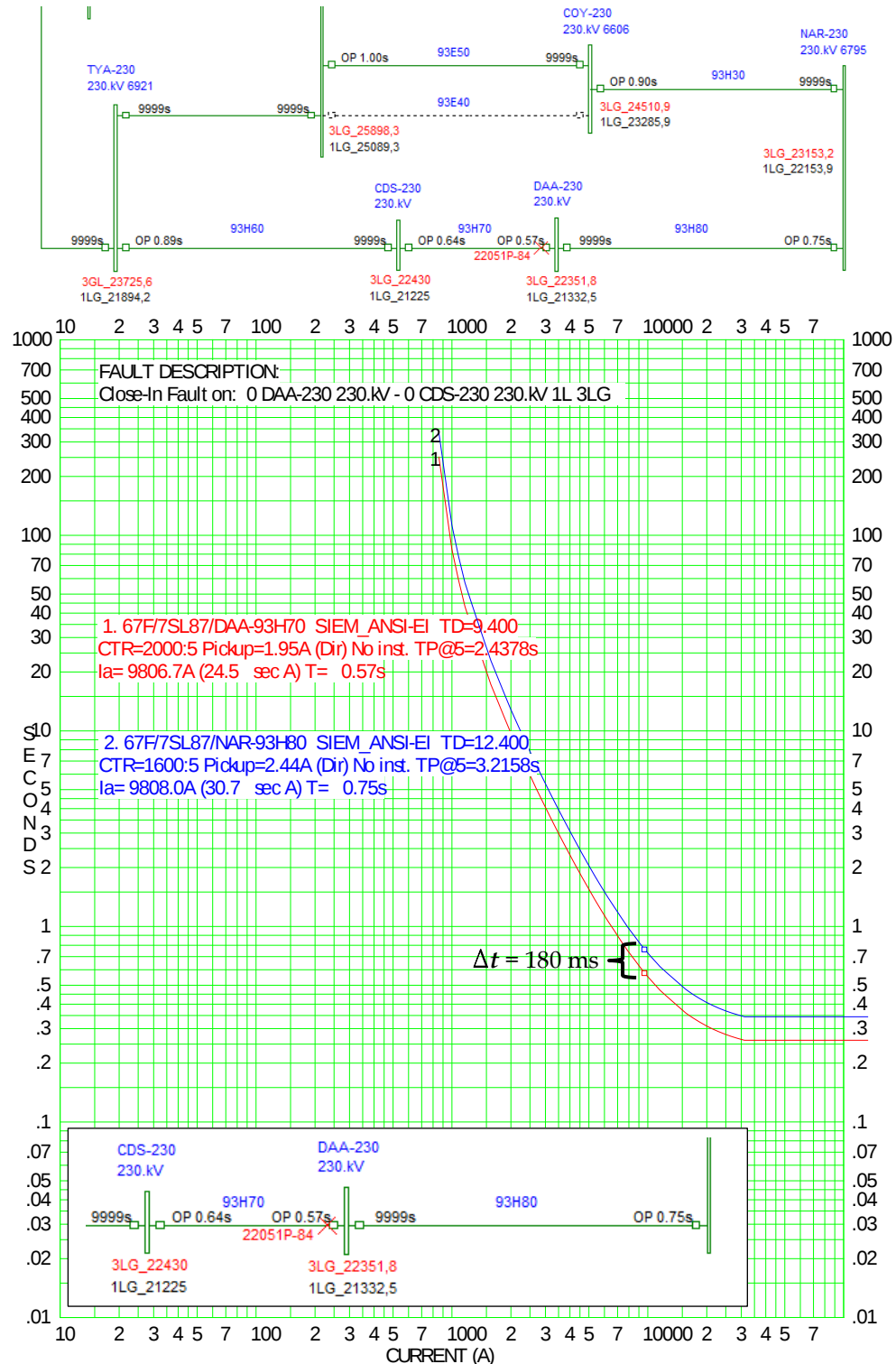


Figura O.3 CASO 1: Falla 3LG tipo Close-in sobre la línea 93H70 lado DAA, márgenes de coordinación Δt y curvas características de las protecciones 67 de las líneas DAA-93H70 y NAR-93H80.



"CÁLCULO DE AJUSTES Y ESTUDIO DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES POR RELEVADORES DE EQUIPO ELÉCTRICO PRIMARIO DE UNA SUBESTACIÓN TIPO GIS DE 230 kV CON UNA CAPACIDAD INSTALADA DE 120 MVA"

Anexo O. (Continuación) Coordinación de las protecciones de sobrecarga 67 del anillo de 230 kV.

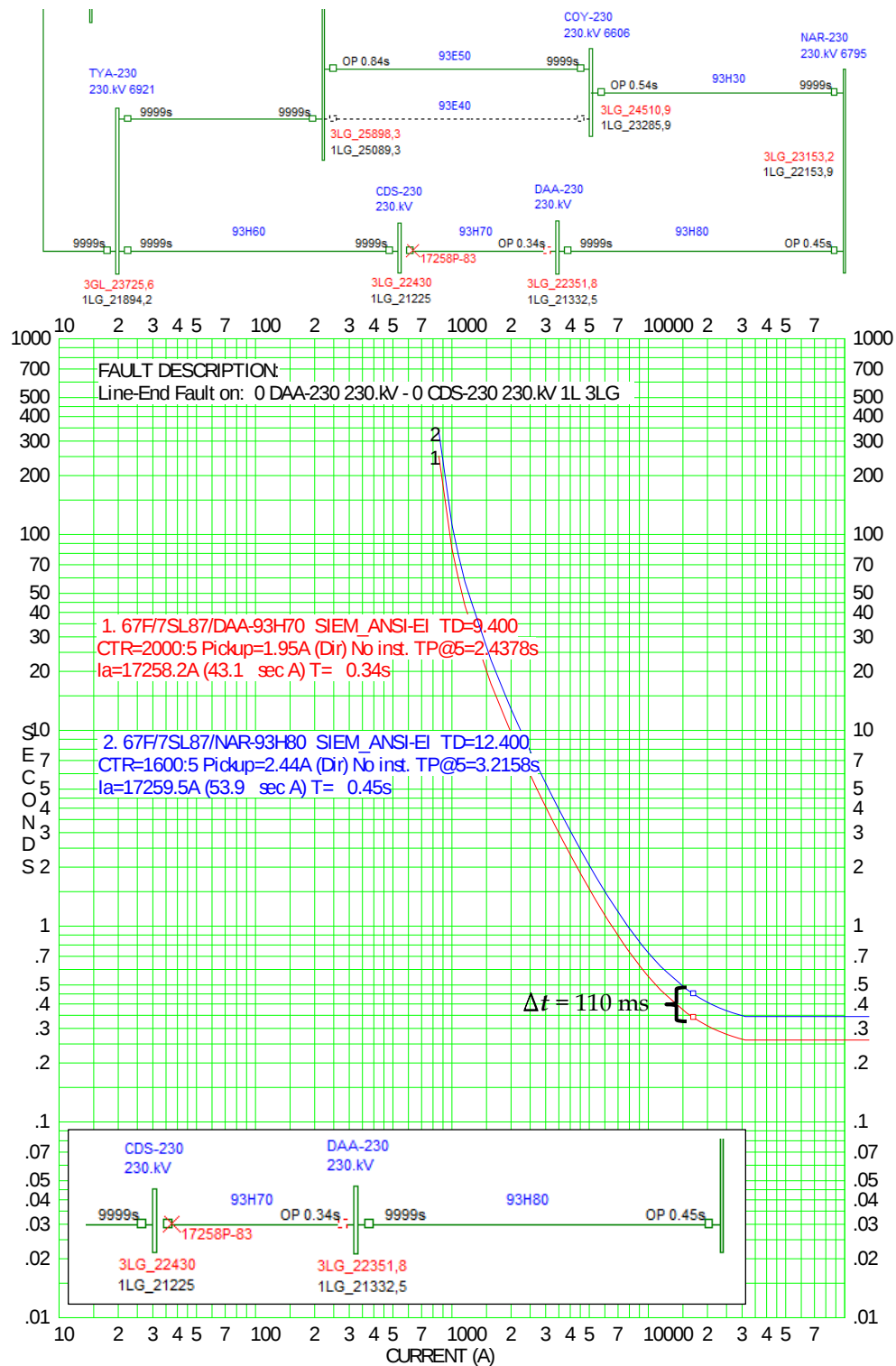


Figura O.4 CASO 1: Falla 3LG tipo Line-end sobre la línea 93H70 lado DAA, márgenes de coordinación Δt y curvas características de las protecciones 67 de las líneas DAA-93H70 y NAR-93H80.



126



"CÁLCULO DE AJUSTES Y ESTUDIO DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES POR RELEVADORES DE EQUIPO ELÉCTRICO PRIMARIO DE UNA SUBESTACIÓN TIPO GIS DE 230 kV CON UNA CAPACIDAD INSTALADA DE 120 MVA"

Anexo O. (Continuación) Coordinación de las protecciones de sobrecarga 67 del anillo de 230 kV.

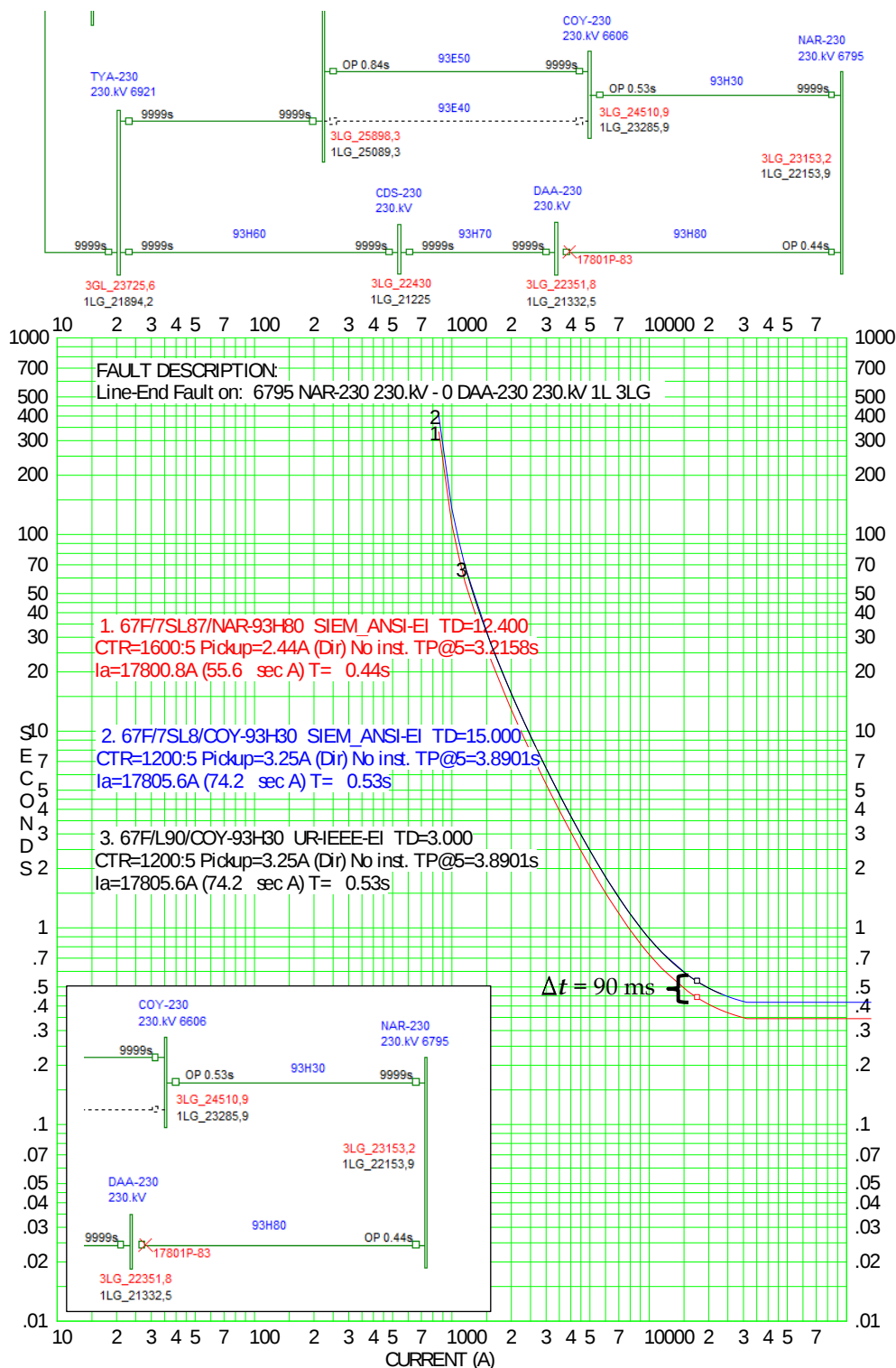


Figura O.6 CASO 1: Falla 3LG tipo Line-end sobre la línea 93H80 lado NAR, márgenes de coordinación Δt y curvas características de las protecciones 67 de las líneas NAR-93H80 y COY-93H30.



"CÁLCULO DE AJUSTES Y ESTUDIO DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES POR RELEVADORES DE EQUIPO ELÉCTRICO PRIMARIO DE UNA SUBESTACIÓN TIPO GIS DE 230 kV CON UNA CAPACIDAD INSTALADA DE 120 MVA"

Anexo O. (Continuación) Coordinación de las protecciones de sobrecarga 67 del anillo de 230 kV.

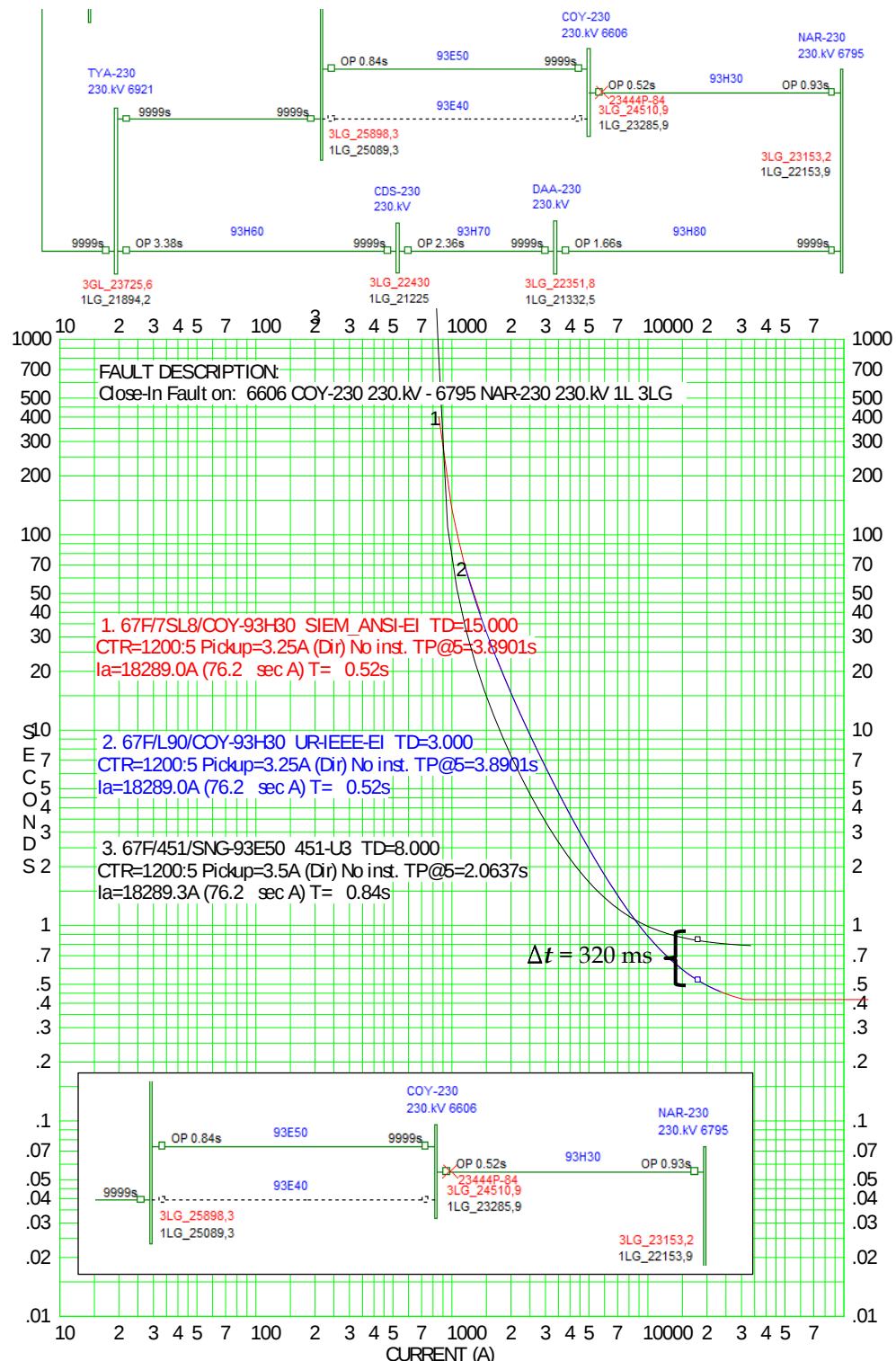


Figura O.7 CASO 1: Falla 3LG tipo Close-in sobre la línea 93H30 lado COY, márgenes de coordinación Δt y curvas características de las protecciones 67 de las líneas COY-93H30 y SNG-93E50.



"CÁLCULO DE AJUSTES Y ESTUDIO DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES POR RELEVADORES DE EQUIPO ELÉCTRICO PRIMARIO DE UNA SUBESTACIÓN TIPO GIS DE 230 kV CON UNA CAPACIDAD INSTALADA DE 120 MVA"

Anexo O. (Continuación) Coordinación de las protecciones de sobrecarga 67 del anillo de 230 kV.

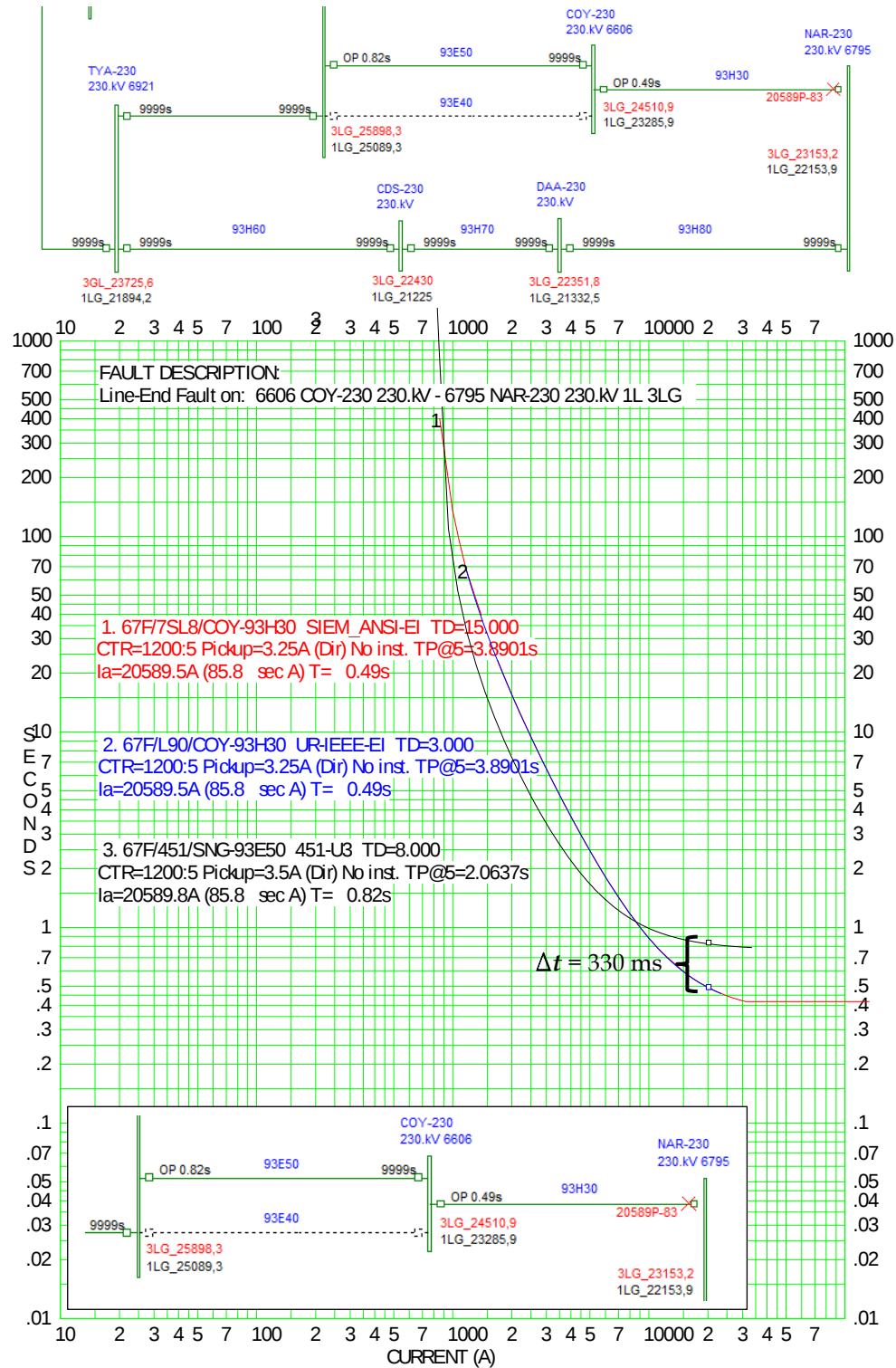


Figura O.8 CASO 1: Falla 3LG tipo Line-end sobre la línea 93H30 lado COY, márgenes de coordinación Δt y curvas características de las protecciones 67 de las líneas COY-93H30 y SNG-93E50.



"CÁLCULO DE AJUSTES Y ESTUDIO DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES POR RELEVADORES DE EQUIPO ELÉCTRICO PRIMARIO DE UNA SUBESTACIÓN TIPO GIS DE 230 kV CON UNA CAPACIDAD INSTALADA DE 120 MVA"

Anexo O. (Continuación) Coordinación de las protecciones de sobrecarga 67 del anillo de 230 kV.

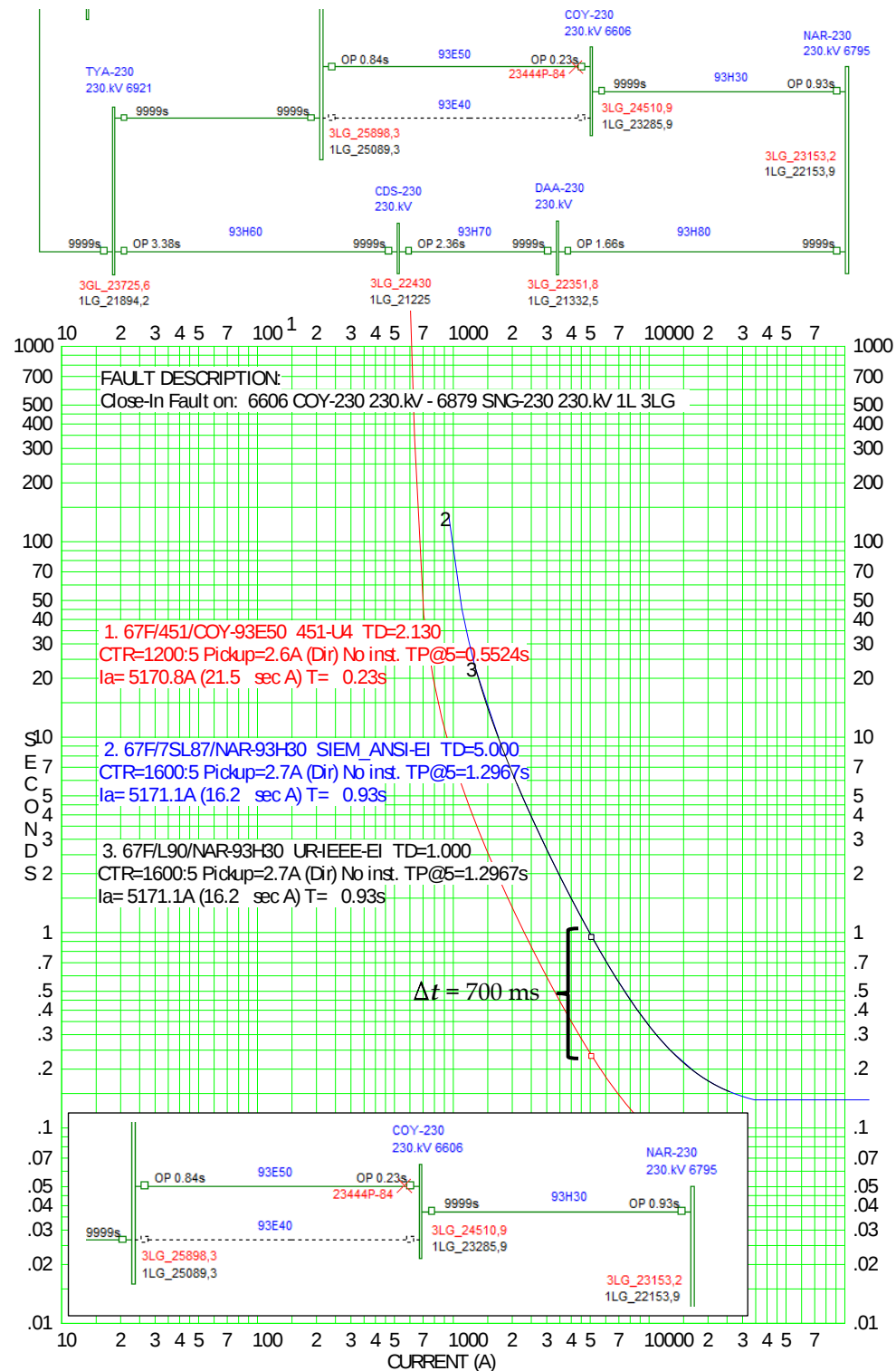


Figura O.9 CASO 2: Falla 3LG tipo Close-in sobre la línea 93E50 lado COY, márgenes de coordinación Δt y curvas características de las protecciones 67 de las líneas COY-93E50 y NAR-93H30.



"CÁLCULO DE AJUSTES Y ESTUDIO DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES POR RELEVADORES DE EQUIPO ELÉCTRICO PRIMARIO DE UNA SUBESTACIÓN TIPO GIS DE 230 kV CON UNA CAPACIDAD INSTALADA DE 120 MVA"

Anexo O. (Continuación) Coordinación de las protecciones de sobrecarga 67 del anillo de 230 kV.

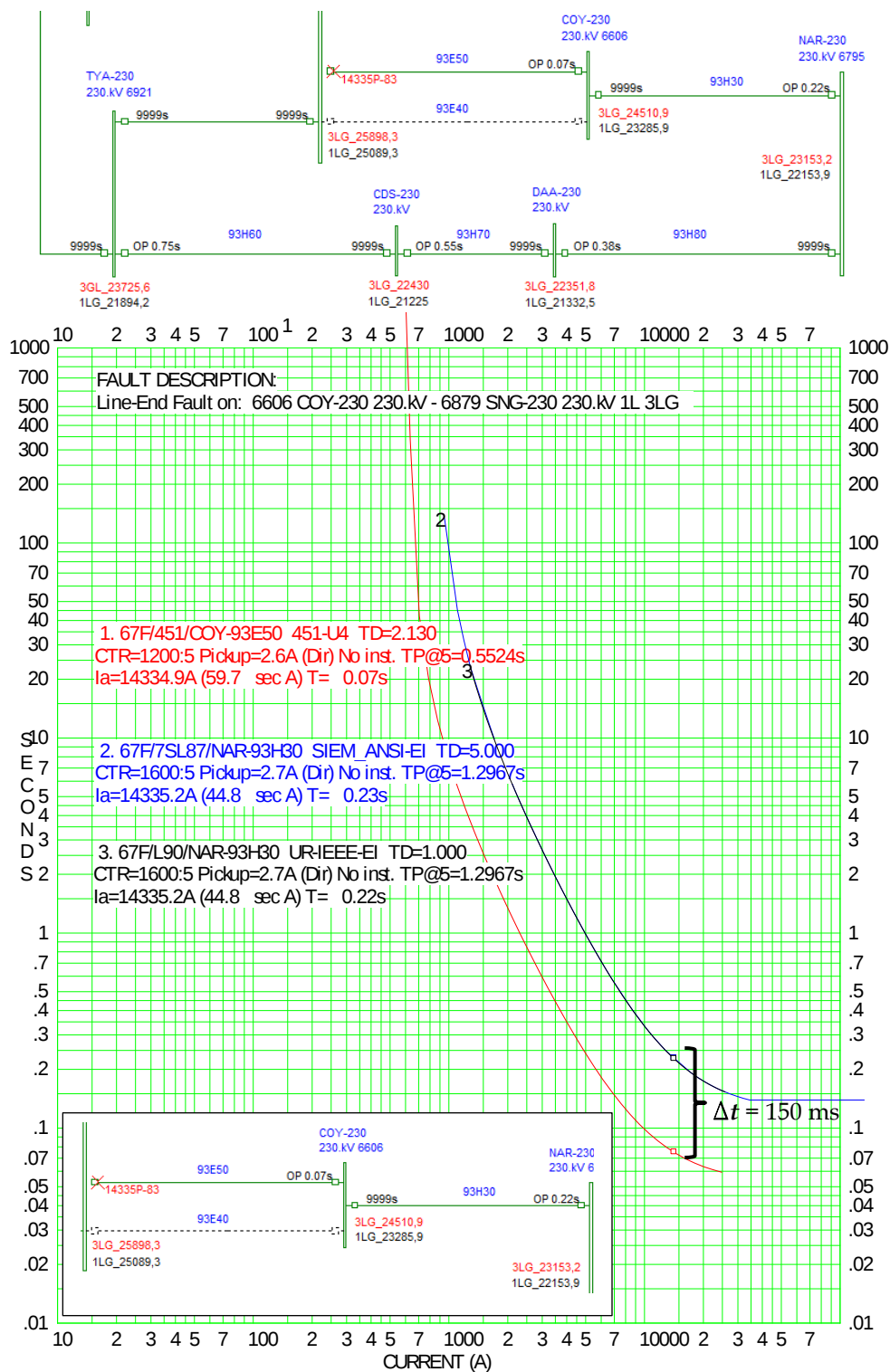


Figura O.10 CASO 2: Falla 3LG tipo Line-end sobre la línea 93E50 lado COY, márgenes de coordinación Δt y curvas características de las protecciones 67 de las líneas COY-93E50 y NAR-93H30.



"CÁLCULO DE AJUSTES Y ESTUDIO DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES POR RELEVADORES DE EQUIPO ELÉCTRICO PRIMARIO DE UNA SUBESTACIÓN TIPO GIS DE 230 kV CON UNA CAPACIDAD INSTALADA DE 120 MVA"

Anexo O. (Continuación) Coordinación de las protecciones de sobrecarga 67 del anillo de 230 kV.

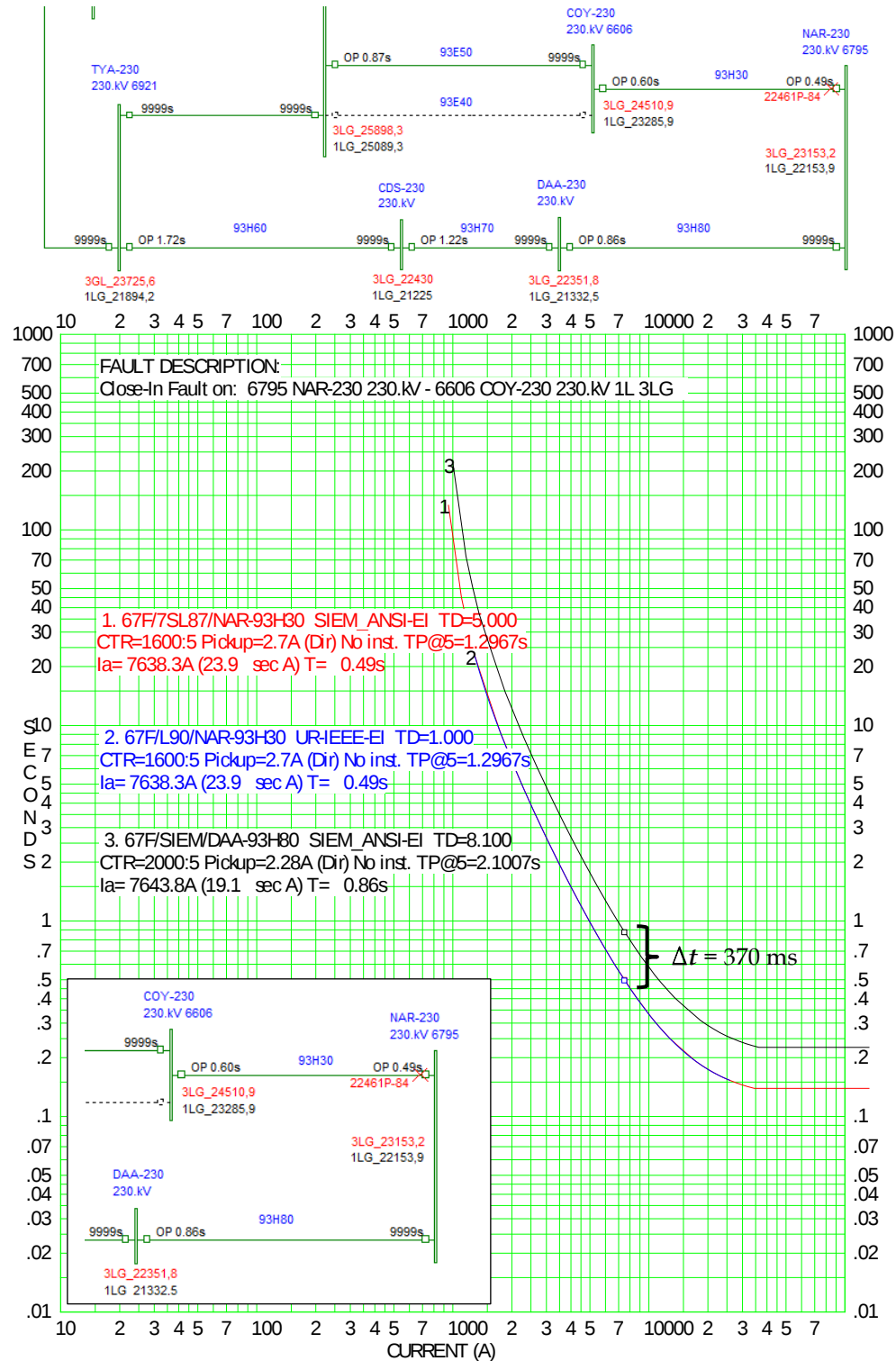


Figura O.11 CASO 2: Falla 3LG tipo Close-in sobre la línea 93H30 lado NAR, márgenes de coordinación Δt y curvas características de las protecciones 67 de las líneas NAR-93H30 y DAA-93H80.



"CÁLCULO DE AJUSTES Y ESTUDIO DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES POR RELEVADORES DE EQUIPO ELÉCTRICO PRIMARIO DE UNA SUBESTACIÓN TIPO GIS DE 230 kV CON UNA CAPACIDAD INSTALADA DE 120 MVA"

Anexo O. (Continuación) Coordinación de las protecciones de sobrecarga 67 del anillo de 230 kV.

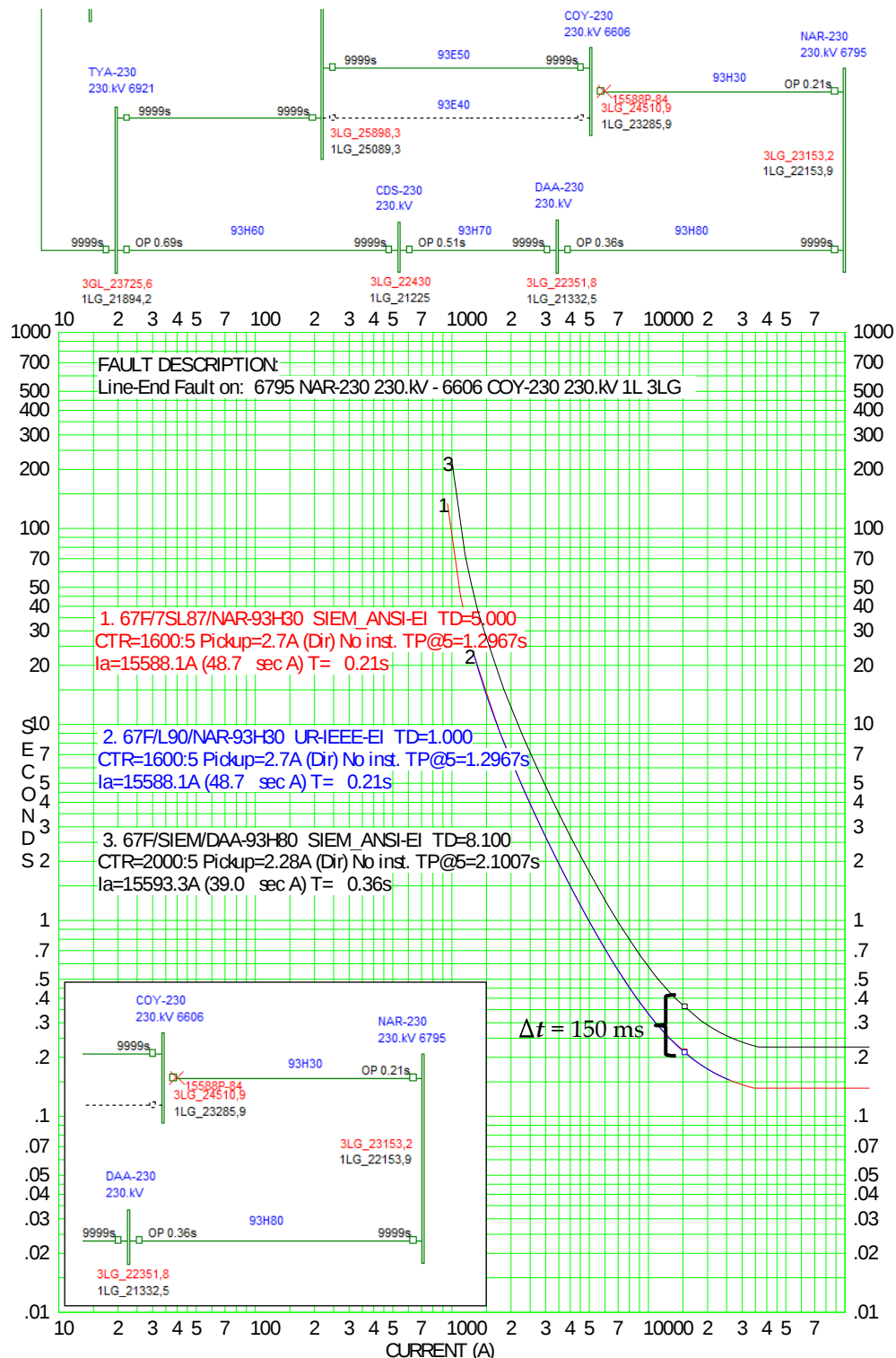


Figura O.12 CASO 2: Falla 3LG tipo Line-end sobre la línea 93H30 lado NAR, márgenes de coordinación Δt y curvas características de las protecciones 67 de las líneas NAR-93H30 y DAA-93H80.



"CÁLCULO DE AJUSTES Y ESTUDIO DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES POR RELEVADORES DE EQUIPO ELÉCTRICO PRIMARIO DE UNA SUBESTACIÓN TIPO GIS DE 230 kV CON UNA CAPACIDAD INSTALADA DE 120 MVA"

Anexo O. (Continuación) Coordinación de las protecciones de sobrecarga 67 del anillo de 230 kV.

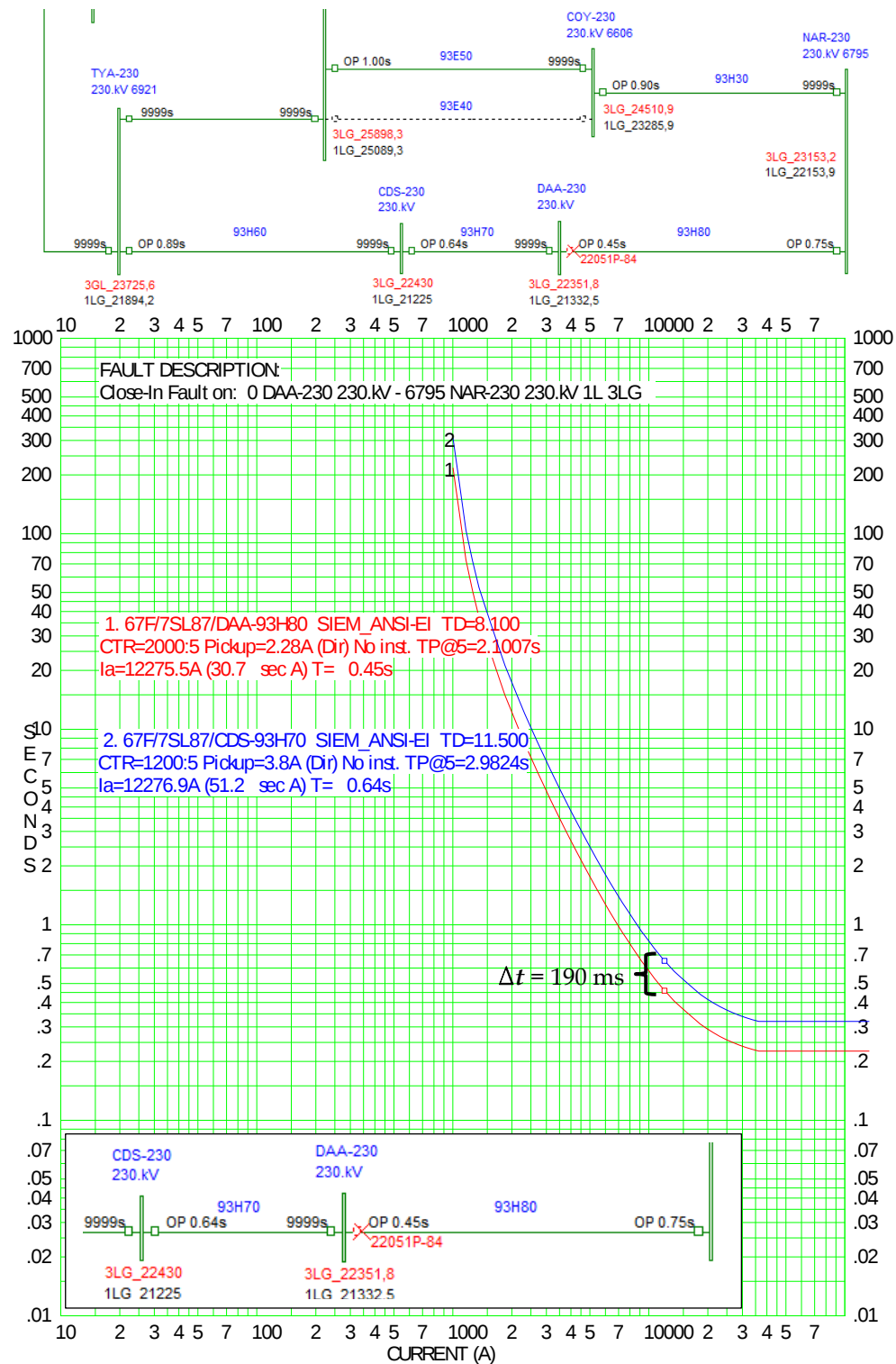


Figura O.13 CASO 2: Falla 3LG tipo Close-in sobre la línea 93H80 lado DAA, márgenes de coordinación Δt y curvas características de las protecciones 67 de las líneas DAA-93H80 y CDS-93H70.



"CÁLCULO DE AJUSTES Y ESTUDIO DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES POR RELEVADORES DE EQUIPO ELÉCTRICO PRIMARIO DE UNA SUBESTACIÓN TIPO GIS DE 230 kV CON UNA CAPACIDAD INSTALADA DE 120 MVA"

Anexo O. (Continuación) Coordinación de las protecciones de sobrecarga 67 del anillo de 230 kV.

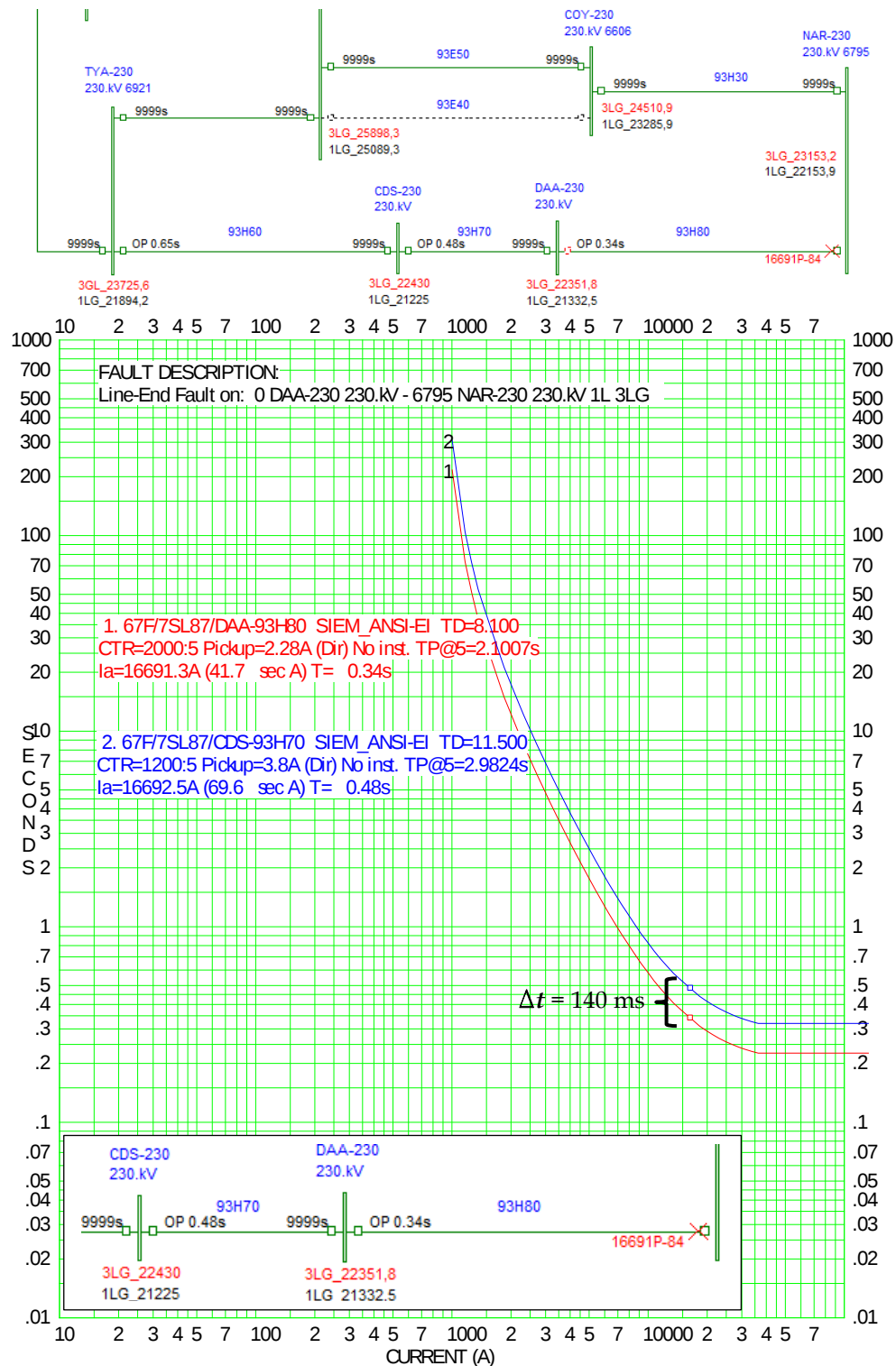


Figura O.14 CASO 2: Falla 3LG tipo Line-end sobre la línea 93H80 lado DAA, márgenes de coordinación Δt y curvas características de las protecciones 67 de las líneas DAA-93H80 y CDS-93H70.



"CÁLCULO DE AJUSTES Y ESTUDIO DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES POR RELEVADORES DE EQUIPO ELÉCTRICO PRIMARIO DE UNA SUBESTACIÓN TIPO GIS DE 230 kV CON UNA CAPACIDAD INSTALADA DE 120 MVA"

Anexo O. (Continuación) Coordinación de las protecciones de sobrecarga 67 del anillo de 230 kV.

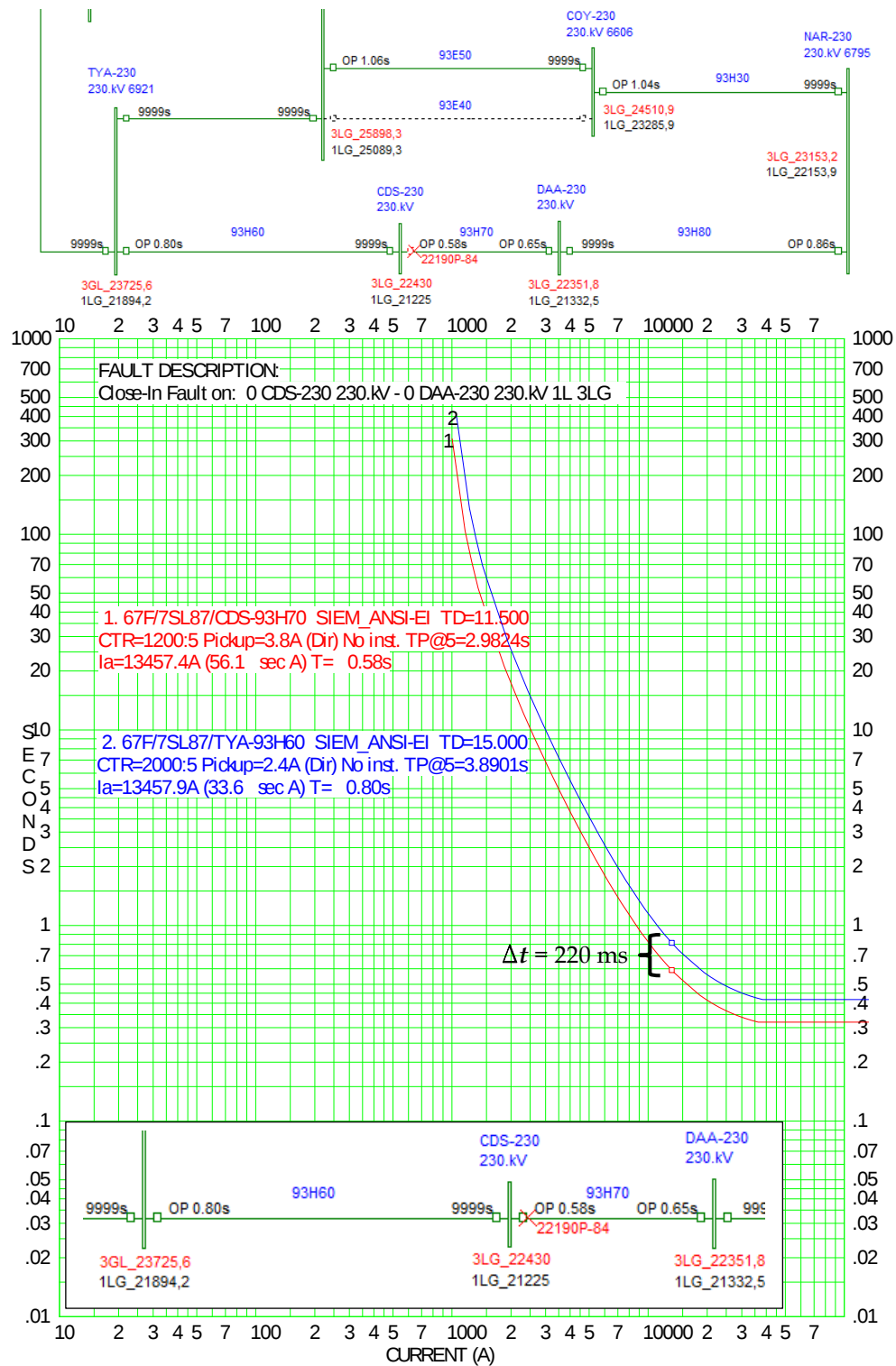


Figura O.15 CASO 2: Falla 3LG tipo Close-in sobre la línea 93H70 lado CDS, márgenes de coordinación Δt y curvas características de las protecciones 67 de las líneas CDS-93H70 y TYA-93H60.



"CÁLCULO DE AJUSTES Y ESTUDIO DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES POR RELEVADORES DE EQUIPO ELÉCTRICO PRIMARIO DE UNA SUBESTACIÓN TIPO GIS DE 230 kV CON UNA CAPACIDAD INSTALADA DE 120 MVA"

Anexo O. (Continuación) Coordinación de las protecciones de sobrecarga 67 del anillo de 230 kV.

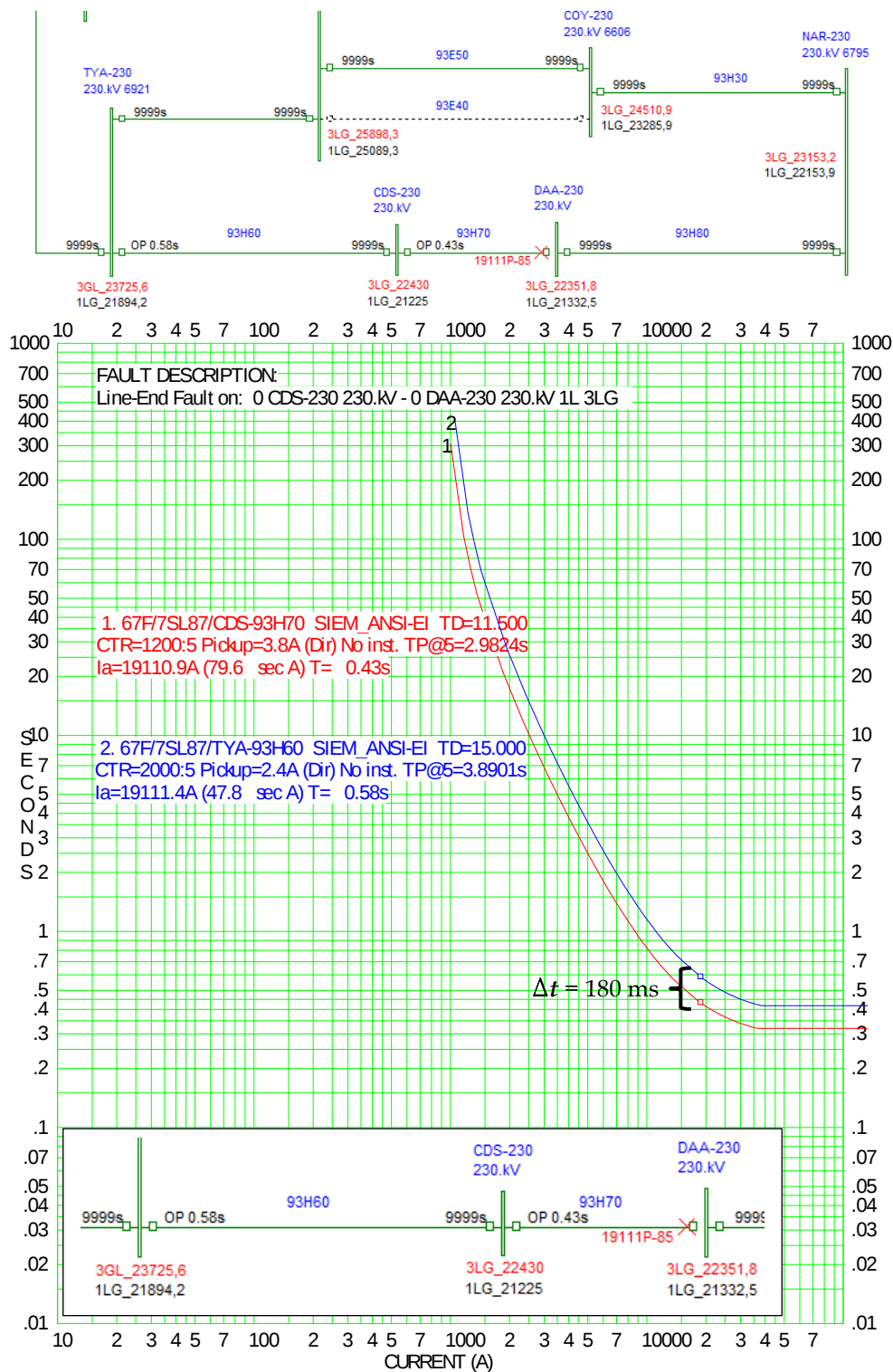


Figura O.16 CASO 2: Falla 3LG tipo Line-end sobre la línea 93H70 lado CDS, márgenes de coordinación Δt y curvas características de las protecciones 67 de las líneas CDS-93H70 y TYA-93H60.





"CÁLCULO DE AJUSTES Y ESTUDIO DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES POR RELEVADORES DE EQUIPO ELÉCTRICO PRIMARIO DE UNA SUBESTACIÓN TIPO GIS DE 230 kV CON UNA CAPACIDAD INSTALADA DE 120 MVA"

Anexo P. (Continuación) Simulaciones de flujos de carga bajo diferentes condiciones de contingencia.

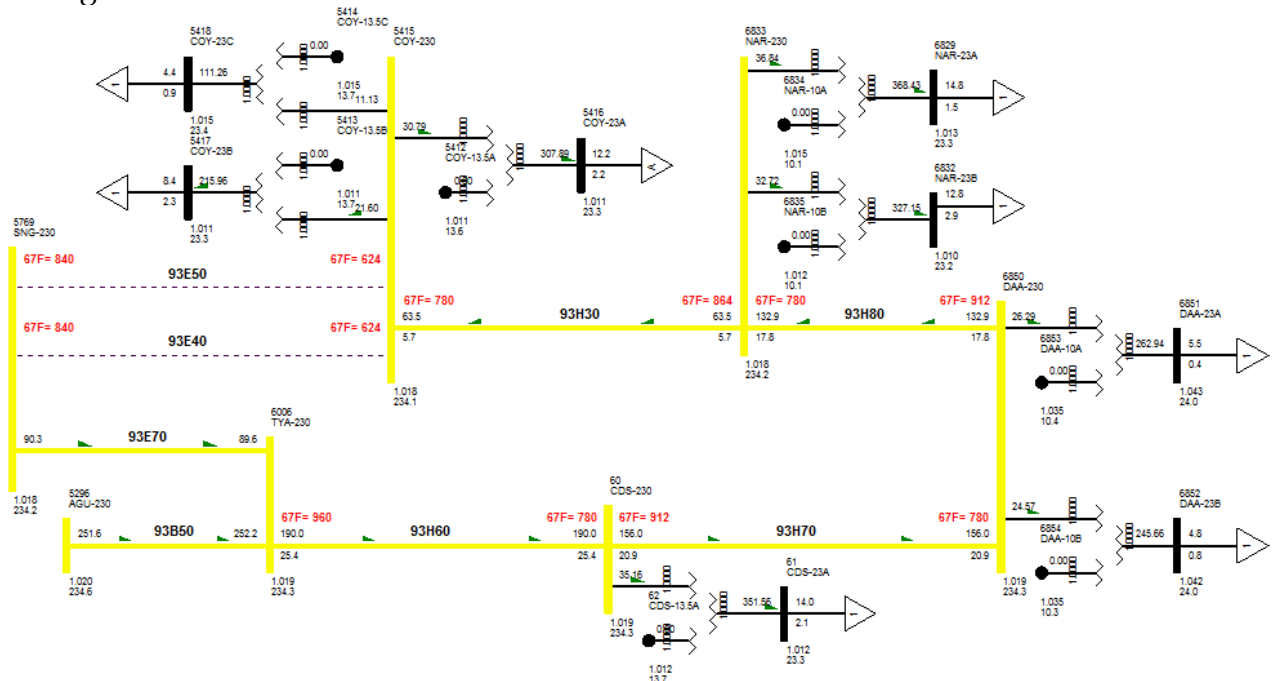


Figura P.3 Flujos de carga con PSSE en condiciones de contingencia (fuera cable 93E40 y 93E50) en demanda mínima anual 2018.

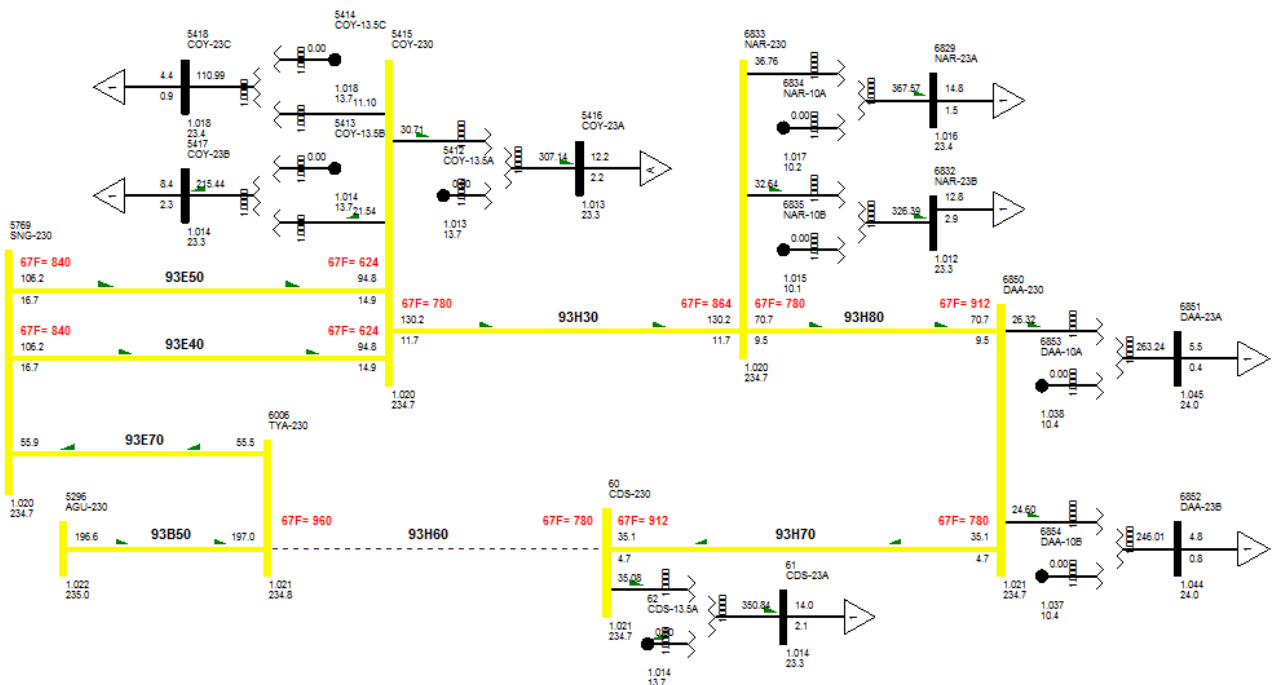


Figura P.4 Flujos de carga con PSSE en condiciones de contingencia (fuera cable 93H60) en demanda mínima anual 2018.



"CÁLCULO DE AJUSTES Y ESTUDIO DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES POR RELEVADORES DE EQUIPO ELÉCTRICO PRIMARIO DE UNA SUBESTACIÓN TIPO GIS DE 230 kV CON UNA CAPACIDAD INSTALADA DE 120 MVA"

Anexo P. (Continuación) Simulaciones de flujos de carga bajo diferentes condiciones de contingencia.

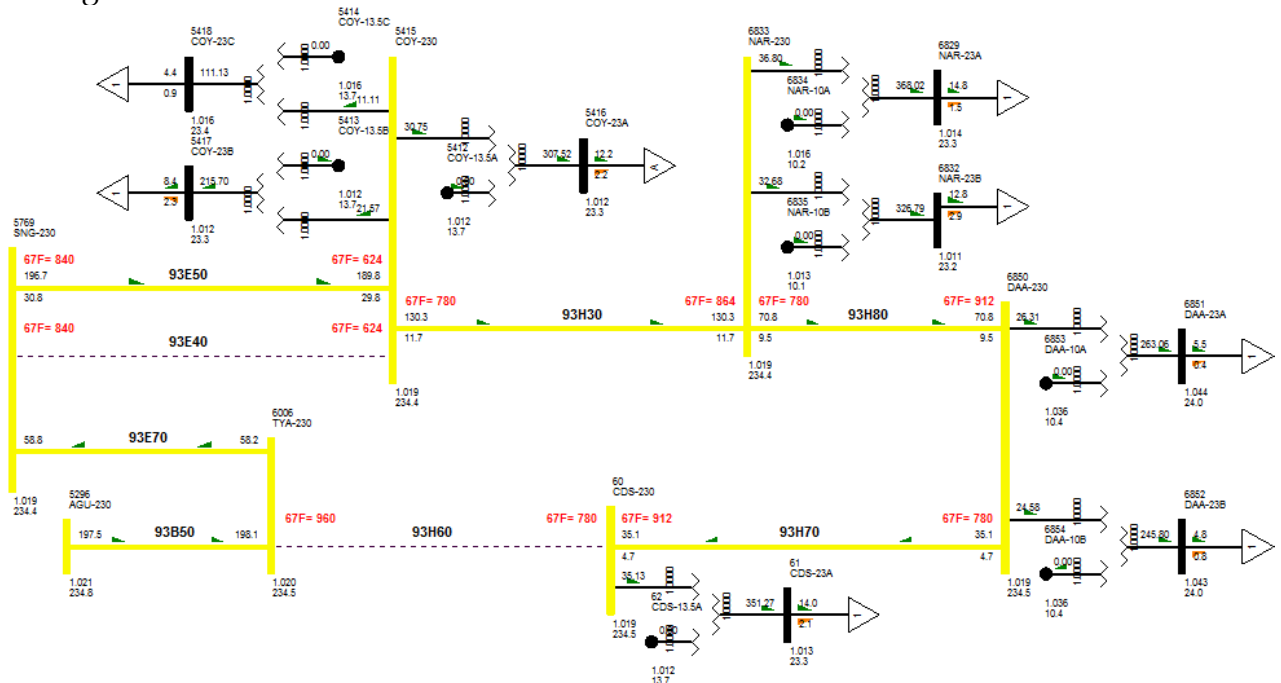


Figura P.5 Flujos de carga con PSSE en condiciones de contingencia (fuera cable 93E40 y 93H60) en demanda mínima anual 2018.

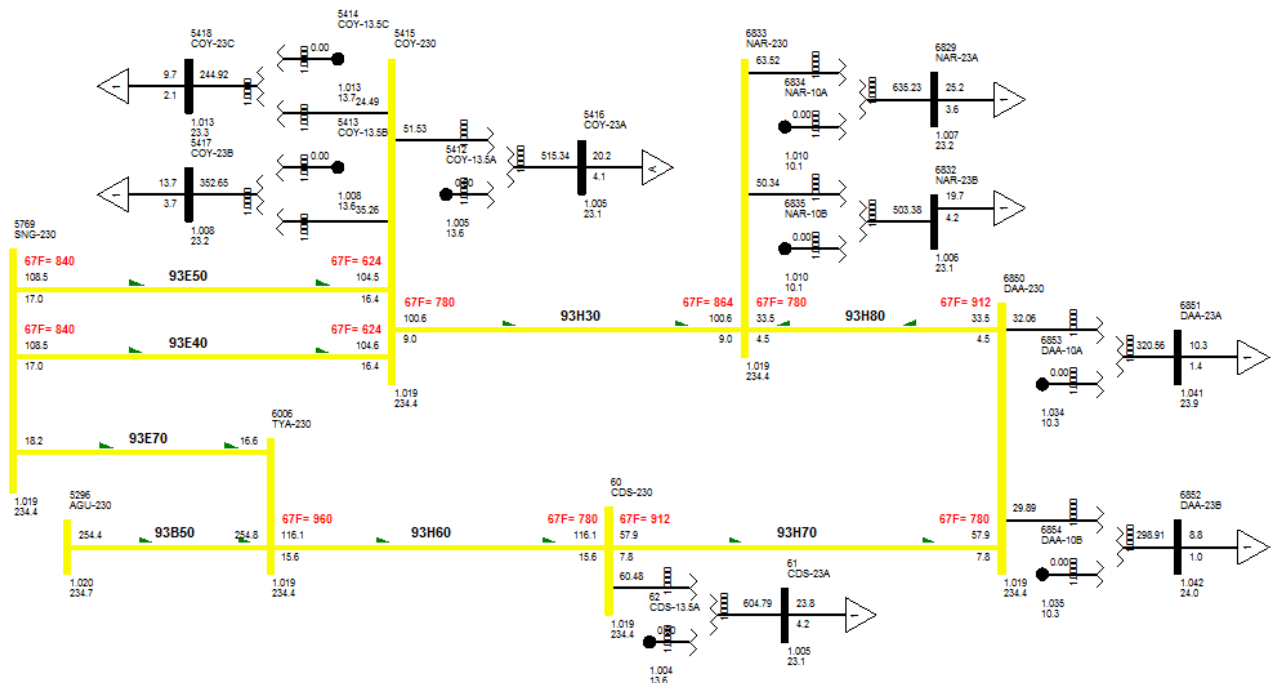


Figura P.6 Flujos de carga con PSSE en condiciones de red completa en demanda media anual 2018.



"CÁLCULO DE AJUSTES Y ESTUDIO DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES POR RELEVADORES DE EQUIPO ELÉCTRICO PRIMARIO DE UNA SUBESTACIÓN TIPO GIS DE 230 kV CON UNA CAPACIDAD INSTALADA DE 120 MVA"

Anexo P. (Continuación) Simulaciones de flujos de carga bajo diferentes condiciones de contingencia.

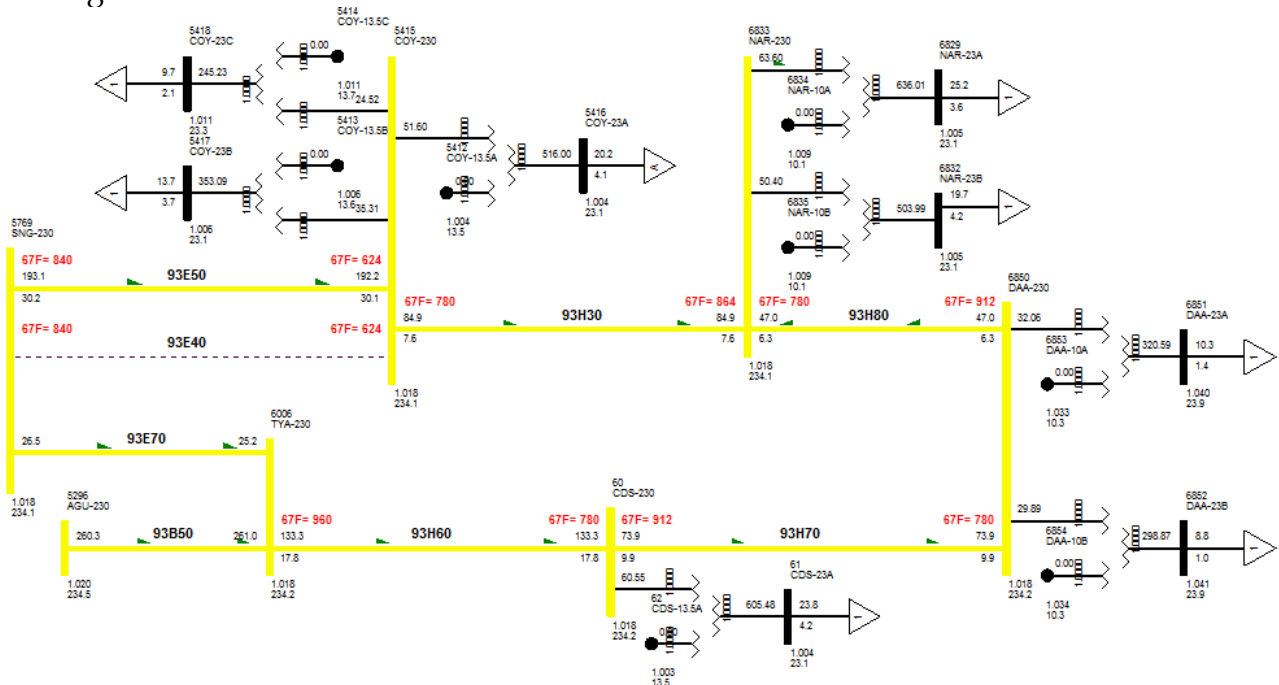


Figura P.7 Flujos de carga con PSSE en condiciones de contingencia (fuera cable 93E40) en demanda media anual 2018.

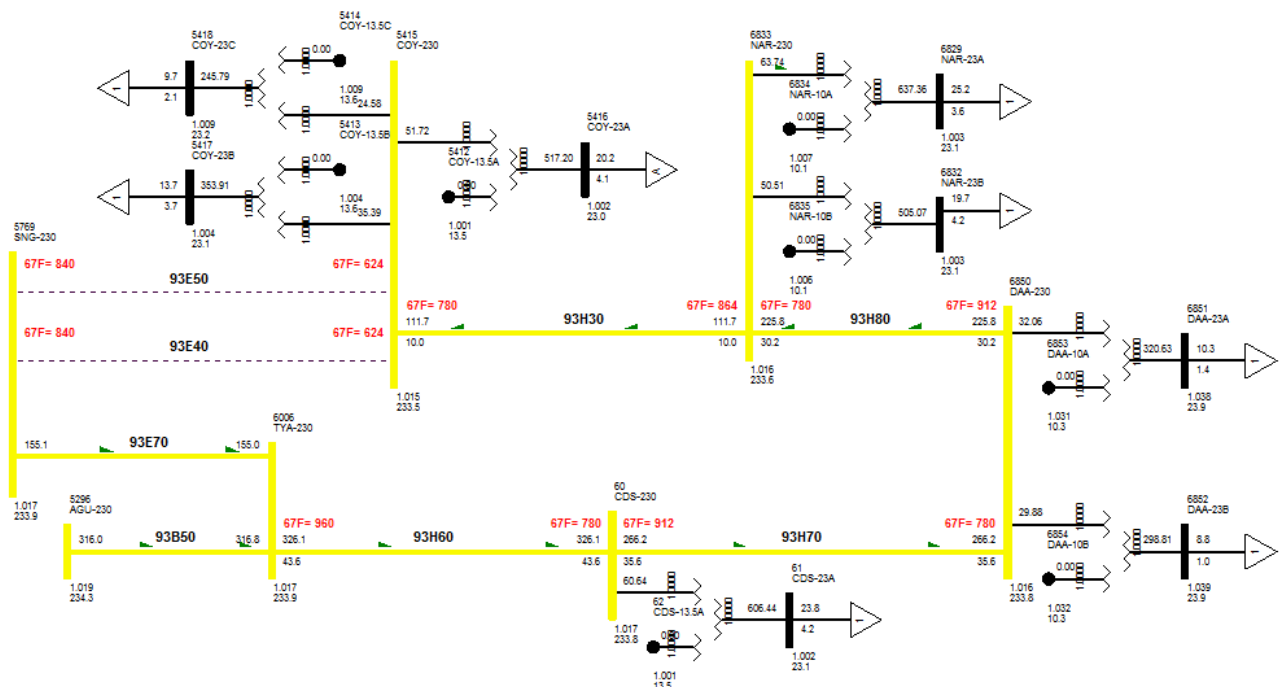


Figura P.8 Flujos de carga con PSSE en condiciones de contingencia (fuera cable 93E40 y 93E50) en demanda media anual 2018.

[illegible][illegible]

142

[illegible][illegible]

143



"CÁLCULO DE AJUSTES Y ESTUDIO DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES POR RELEVADORES DE EQUIPO ELÉCTRICO PRIMARIO DE UNA SUBESTACIÓN TIPO GIS DE 230 kV CON UNA CAPACIDAD INSTALADA DE 120 MVA"

Anexo P. (Continuación) Simulaciones de flujos de carga bajo diferentes condiciones de contingencia.

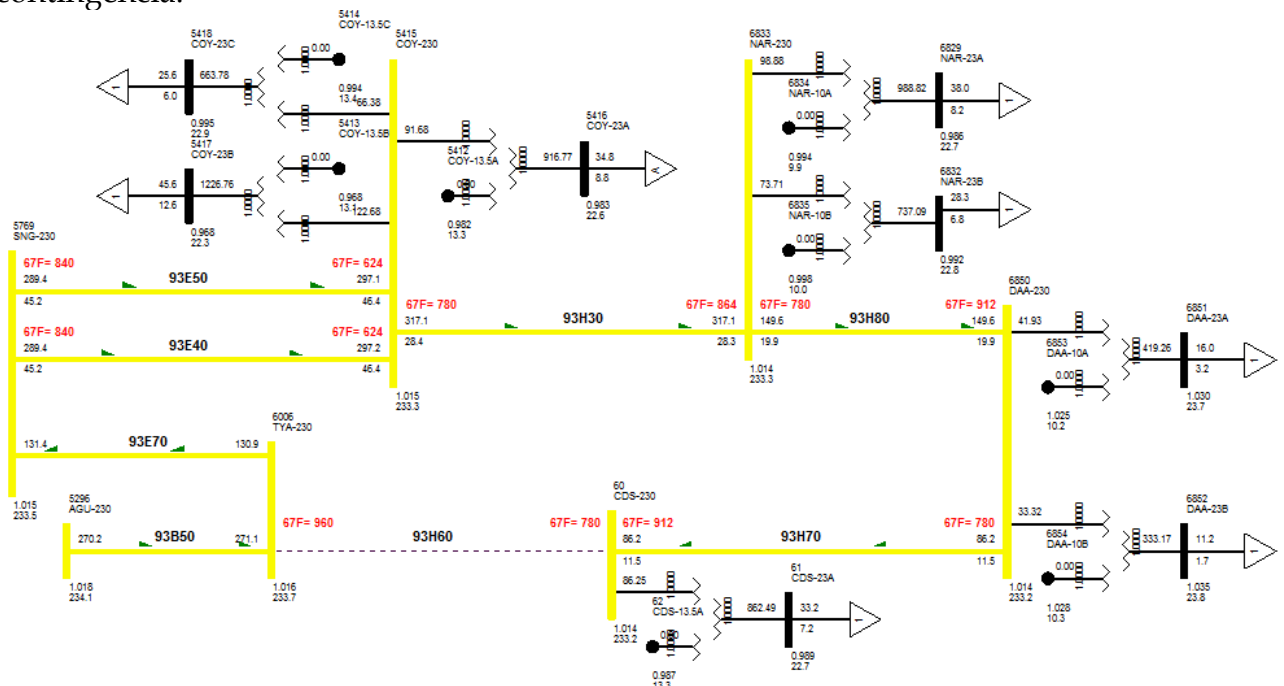


Figura P.13 Flujos de carga con PSSE en condiciones de contingencia (fuera cable 93H60) en demanda máxima anual 2018.

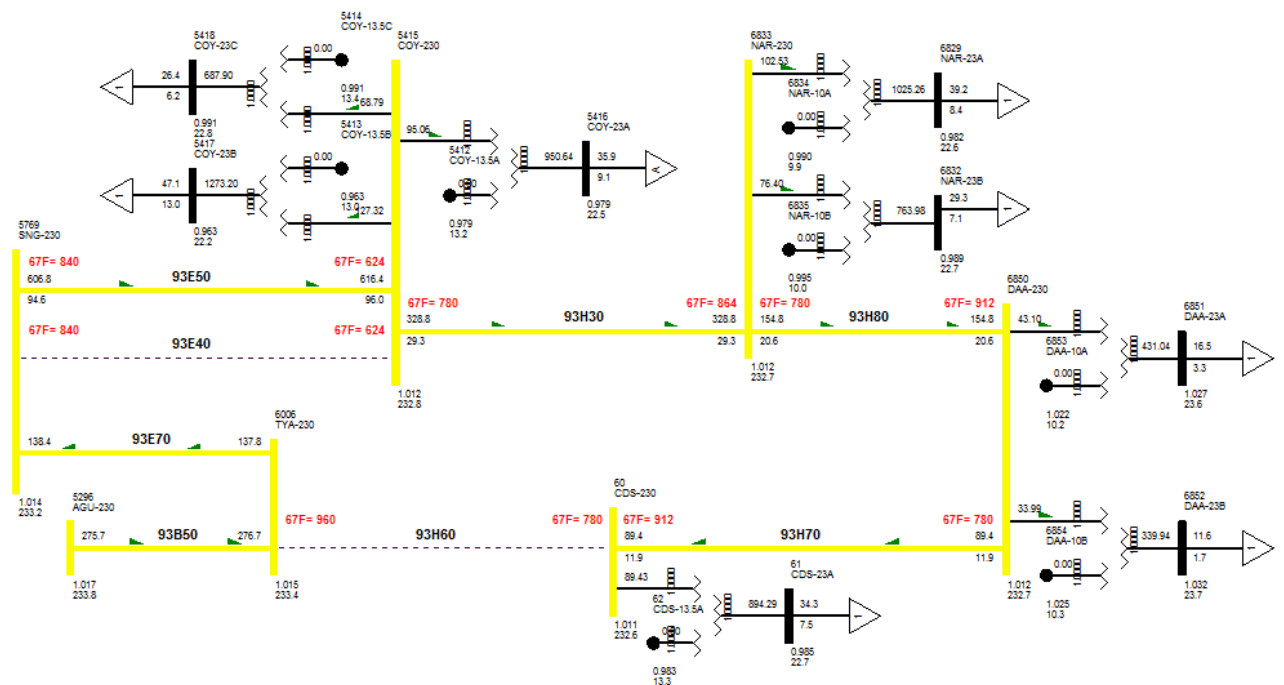


Figura P.14 Flujos de carga con PSSE en condiciones de contingencia (fuera cable 93E40 y 93H60) del pronóstico de la demanda máxima anual 2019 (SIN, TMCA=3.3%).

[illegible]

145

[illegible]

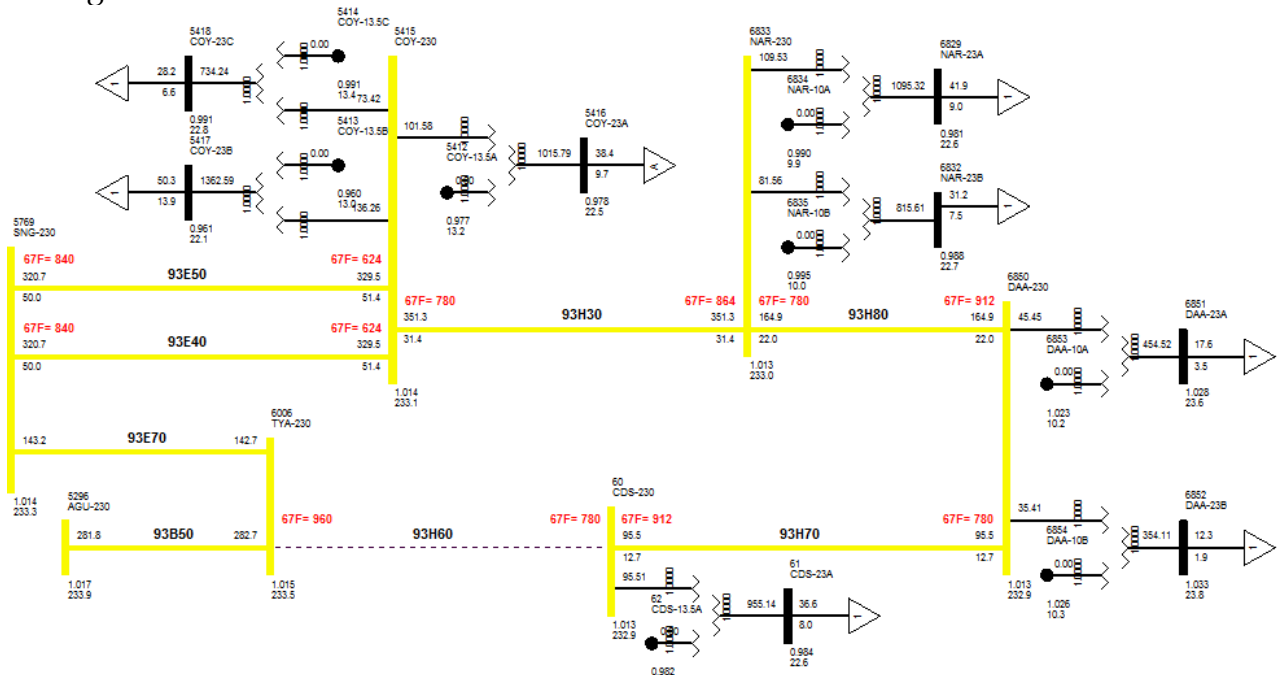
146





"CÁLCULO DE AJUSTES Y ESTUDIO DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES POR RELEVADORES DE EQUIPO ELÉCTRICO PRIMARIO DE UNA SUBESTACIÓN TIPO GIS DE 230 kV CON UNA CAPACIDAD INSTALADA DE 120 MVA"

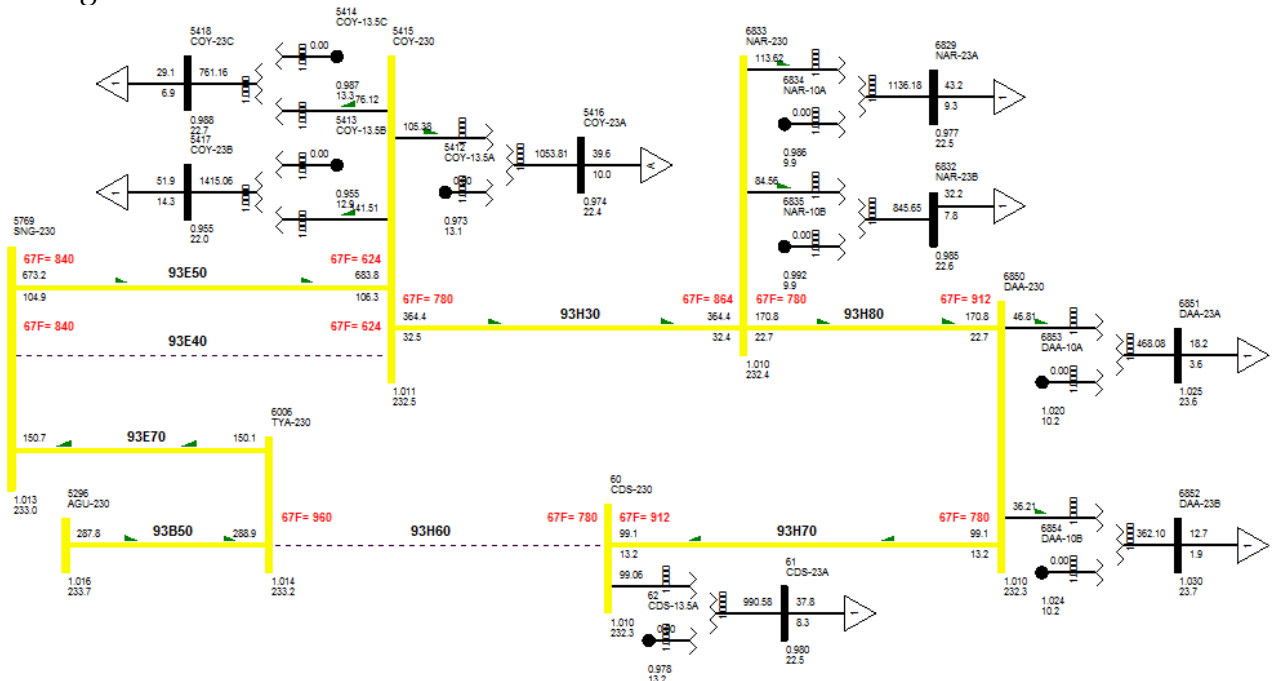
Anexo P. (Continuación) Simulaciones de flujos de carga bajo diferentes condiciones de contingencia.





"CÁLCULO DE AJUSTES Y ESTUDIO DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES POR RELEVADORES DE EQUIPO ELÉCTRICO PRIMARIO DE UNA SUBESTACIÓN TIPO GIS DE 230 kV CON UNA CAPACIDAD INSTALADA DE 120 MVA"

Anexo P. (Continuación) Simulaciones de flujos de carga bajo diferentes condiciones de contingencia.





"CÁLCULO DE AJUSTES Y ESTUDIO DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES POR RELEVADORES DE EQUIPO ELÉCTRICO PRIMARIO DE UNA SUBESTACIÓN TIPO GIS DE 230 kV CON UNA CAPACIDAD INSTALADA DE 120 MVA"

Anexo P. (Continuación) Simulaciones de flujos de carga bajo diferentes condiciones de contingencia.

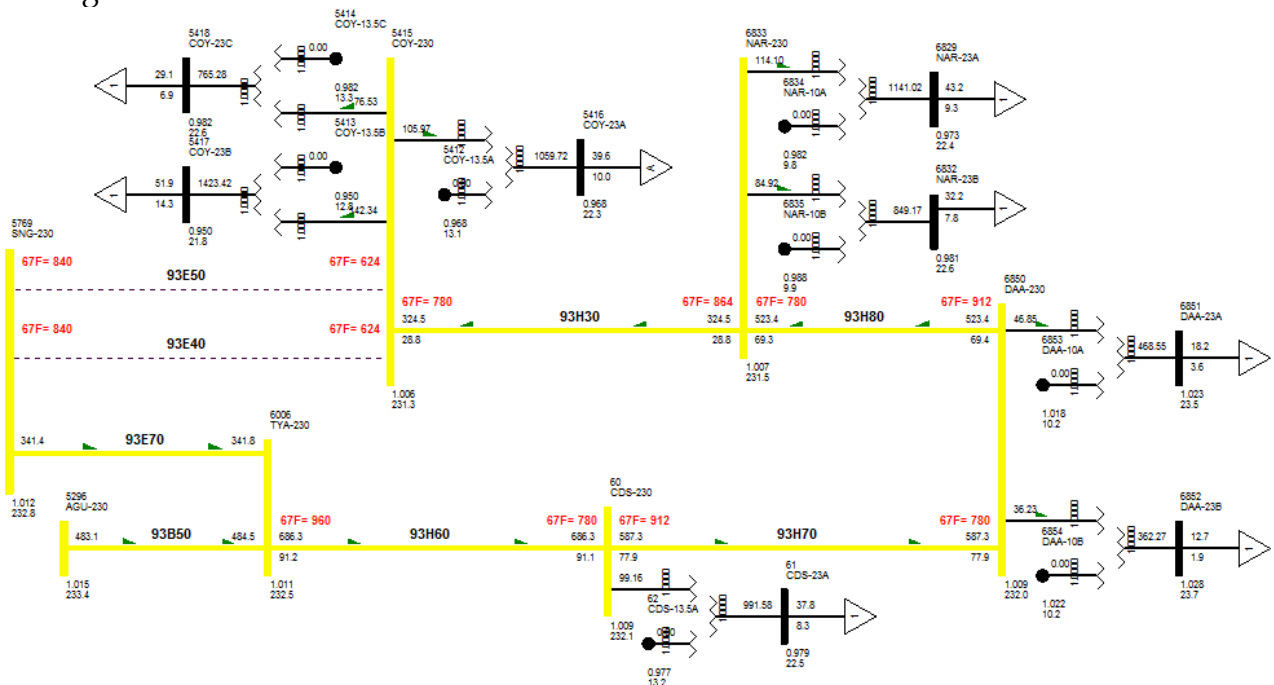


Figura P.25 Flujos de carga con PSSE en condiciones de contingencia (fuera cable 93E40 y 93E50) del pronóstico de la demanda máxima anual 2022 (SIN, TMCA=3.3%).

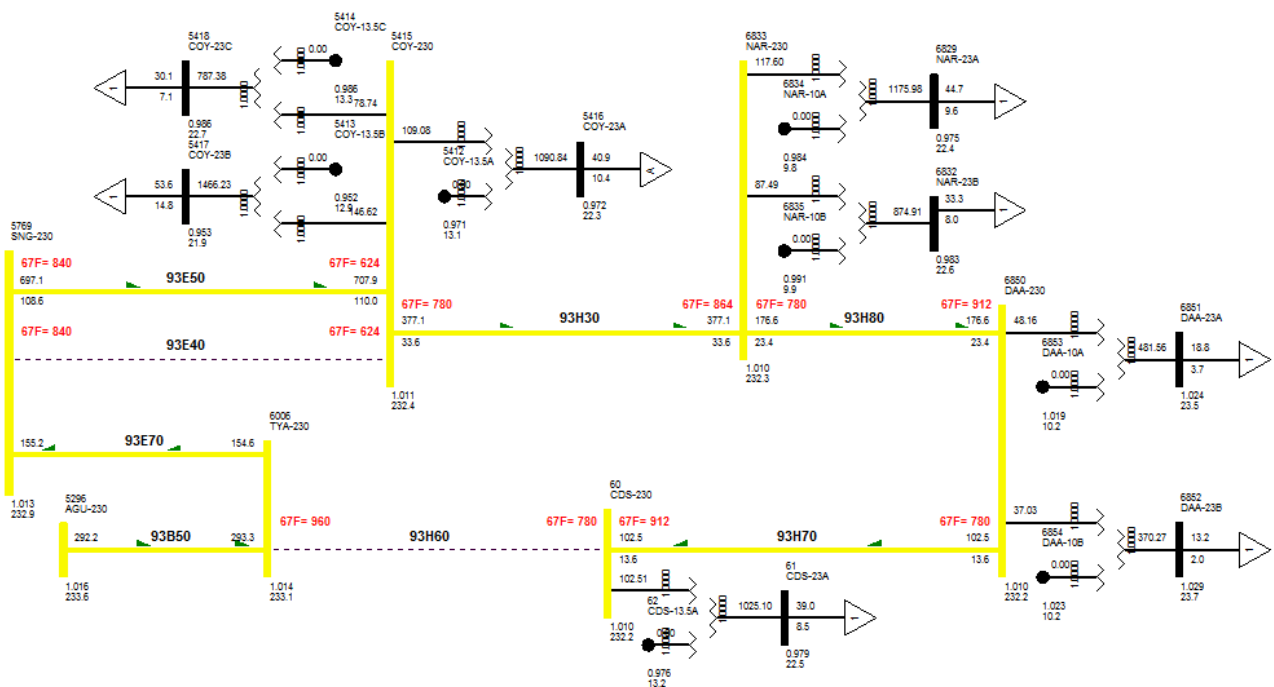


Figura P.26 Flujos de carga con PSSE en condiciones de contingencia (fuera cable 93E40 y 93H60) del pronóstico de la demanda máxima anual 2023 (SIN, TMCA=3.3%).







"CÁLCULO DE AJUSTES Y ESTUDIO DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES POR RELEVADORES DE EQUIPO ELÉCTRICO PRIMARIO DE UNA SUBESTACIÓN TIPO GIS DE 230 kV CON UNA CAPACIDAD INSTALADA DE 120 MVA"

Anexo Q. Coordinación de las protecciones 67N del anillo de 230 kV.

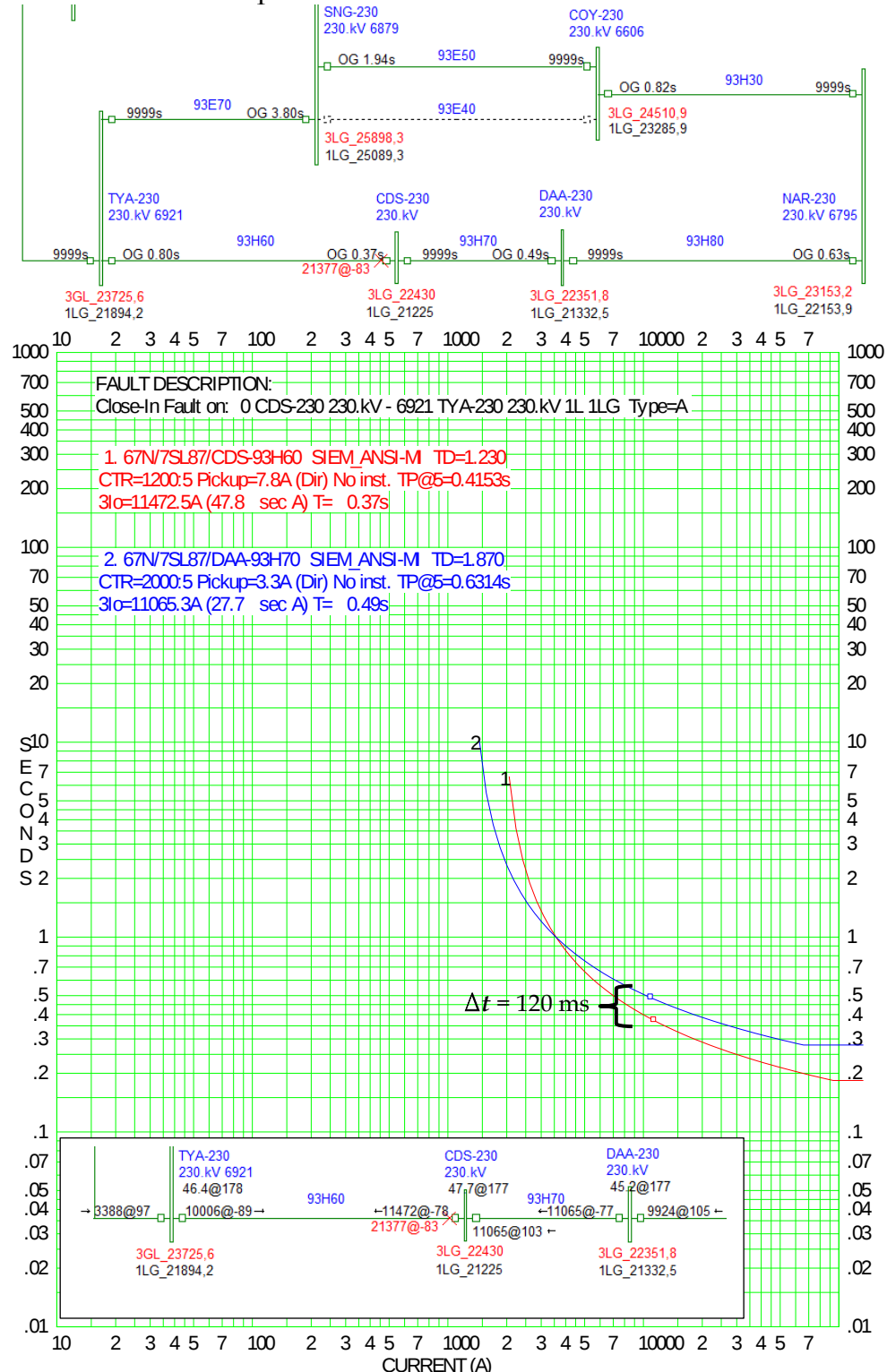


Figura Q.1 CASO 1: Falla 1LG tipo Close-in sobre línea 93H60 lado CDS, márgenes de coordinación Δt y curvas características de las protecciones 67N de las líneas CDS-93H60 y DAA-93H70.



"CÁLCULO DE AJUSTES Y ESTUDIO DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES POR RELEVADORES DE EQUIPO ELÉCTRICO PRIMARIO DE UNA SUBESTACIÓN TIPO GIS DE 230 kV CON UNA CAPACIDAD INSTALADA DE 120 MVA"

Anexo Q. (Continuación) Coordinación de las protecciones 67N del anillo de 230 kV.

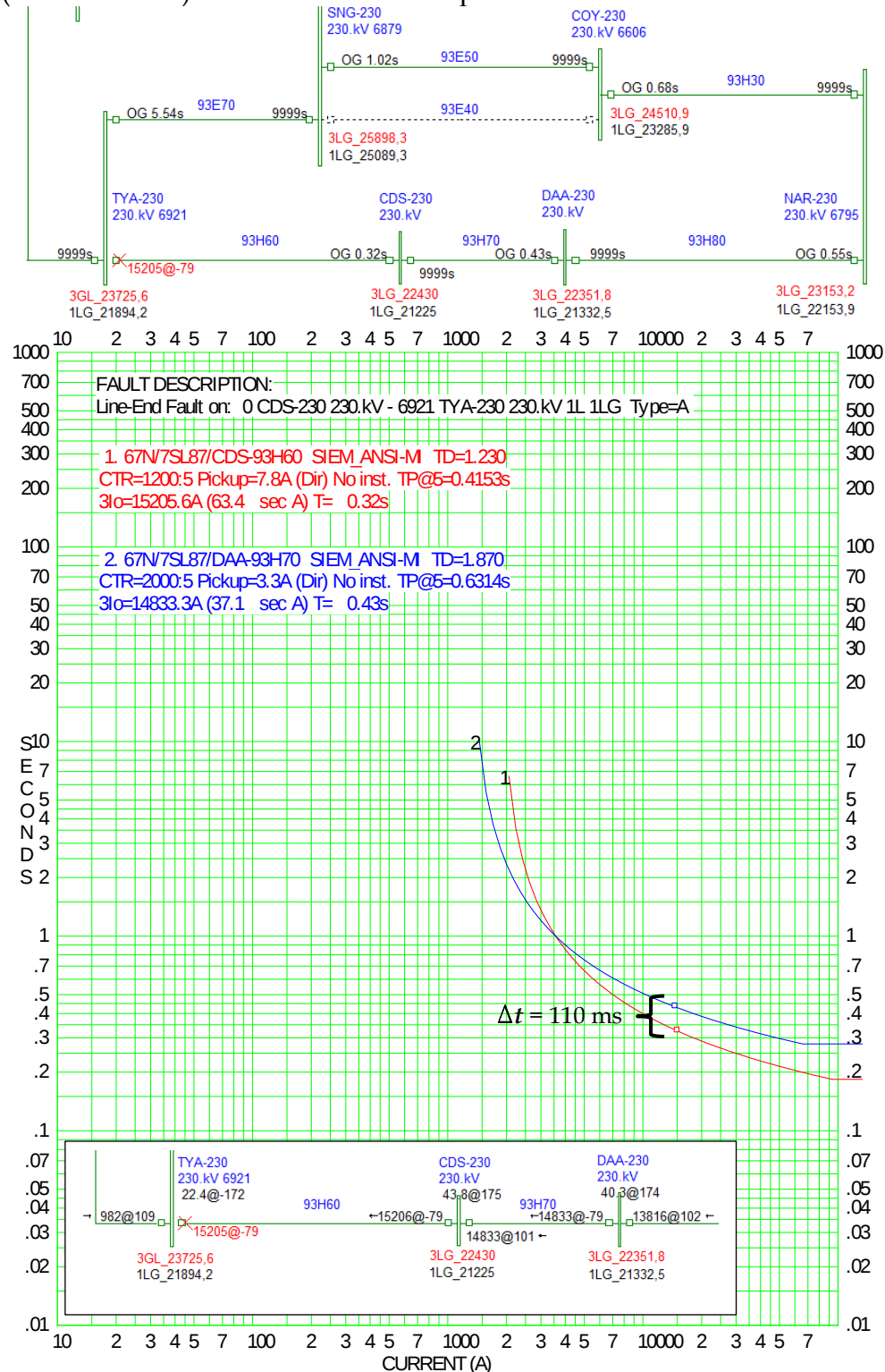


Figura Q.2 CASO 1: Falla 1LG tipo Line-end sobre línea 93H60 lado CDS, márgenes de coordinación Δt y curvas características de las protecciones 67N de las líneas CDS-93H60 y DAA-93H70.



"CÁLCULO DE AJUSTES Y ESTUDIO DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES POR RELEVADORES DE EQUIPO ELÉCTRICO PRIMARIO DE UNA SUBESTACIÓN TIPO GIS DE 230 kV CON UNA CAPACIDAD INSTALADA DE 120 MVA"

Anexo Q. (Continuación) Coordinación de las protecciones 67N del anillo de 230 kV.

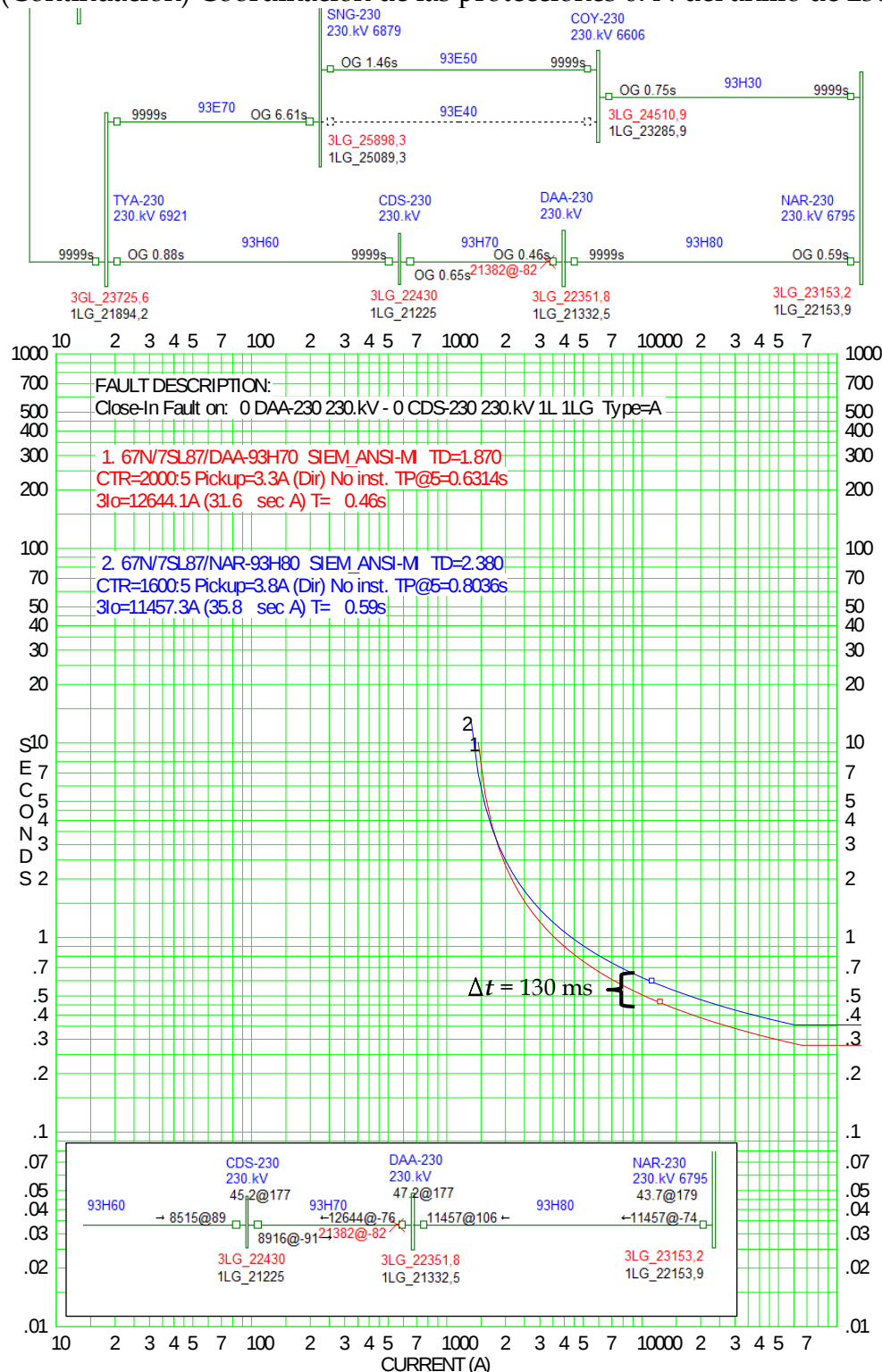


Figura Q.3 CASO 1: Falla 1LG tipo Close-in sobre línea 93H70 lado DAA, márgenes de coordinación Δt y curvas características de las protecciones 67N de las líneas DAA-93H70 y NAR-93H80.



"CÁLCULO DE AJUSTES Y ESTUDIO DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES POR RELEVADORES DE EQUIPO ELÉCTRICO PRIMARIO DE UNA SUBESTACIÓN TIPO GIS DE 230 kV CON UNA CAPACIDAD INSTALADA DE 120 MVA"

Anexo Q. (Continuación) Coordinación de las protecciones 67N del anillo de 230 kV.

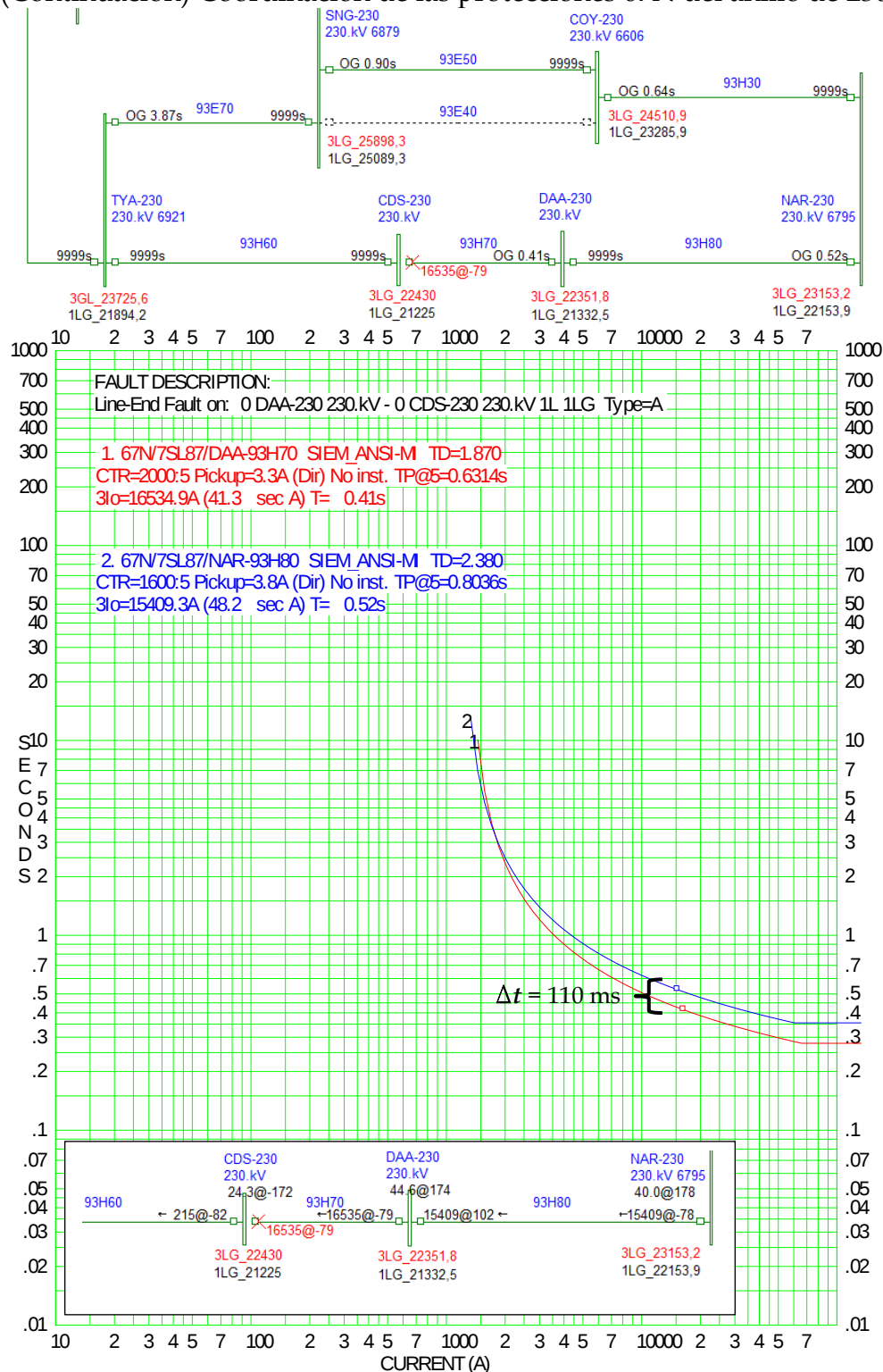


Figura Q.4 CASO 1: Falla 1LG tipo Line-end sobre línea 93H70 lado DAA, márgenes de coordinación Δt y curvas características de las protecciones 67N de las líneas DAA-93H70 y NAR-93H80.



"CÁLCULO DE AJUSTES Y ESTUDIO DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES POR RELEVADORES DE EQUIPO ELÉCTRICO PRIMARIO DE UNA SUBESTACIÓN TIPO GIS DE 230 kV CON UNA CAPACIDAD INSTALADA DE 120 MVA"

Anexo Q. (Continuación) Coordinación de las protecciones 67N del anillo de 230 kV.

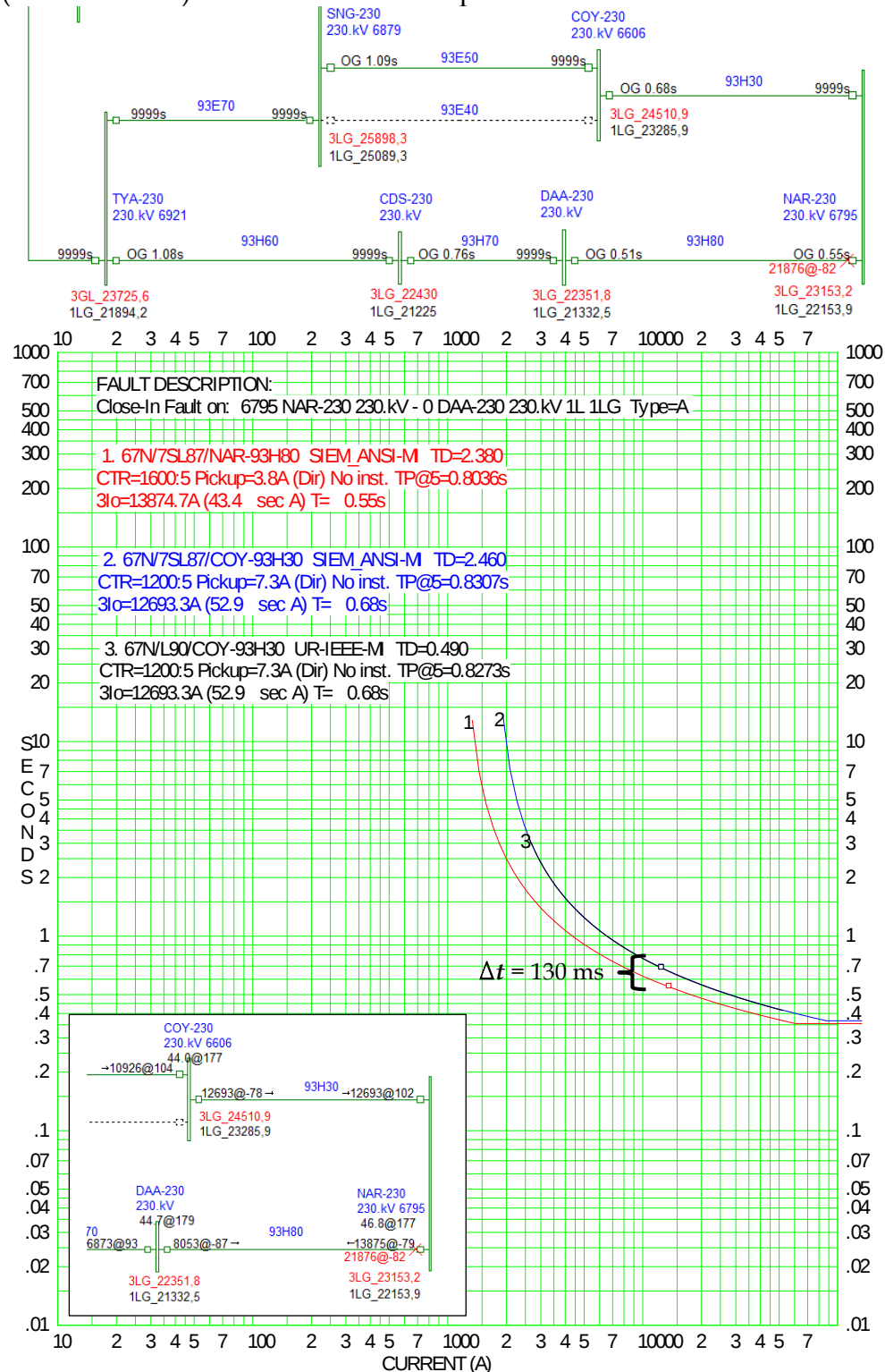


Figura Q.5 CASO 1: Falla 1LG tipo Close-in sobre línea 93H80 lado NAR, márgenes de coordinación Δt y curvas características de las protecciones 67N de las líneas NAR-93H80 y COY-93H30.



"CÁLCULO DE AJUSTES Y ESTUDIO DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES POR RELEVADORES DE EQUIPO ELÉCTRICO PRIMARIO DE UNA SUBESTACIÓN TIPO GIS DE 230 kV CON UNA CAPACIDAD INSTALADA DE 120 MVA"

Anexo Q. (Continuación) Coordinación de las protecciones 67N del anillo de 230 kV.

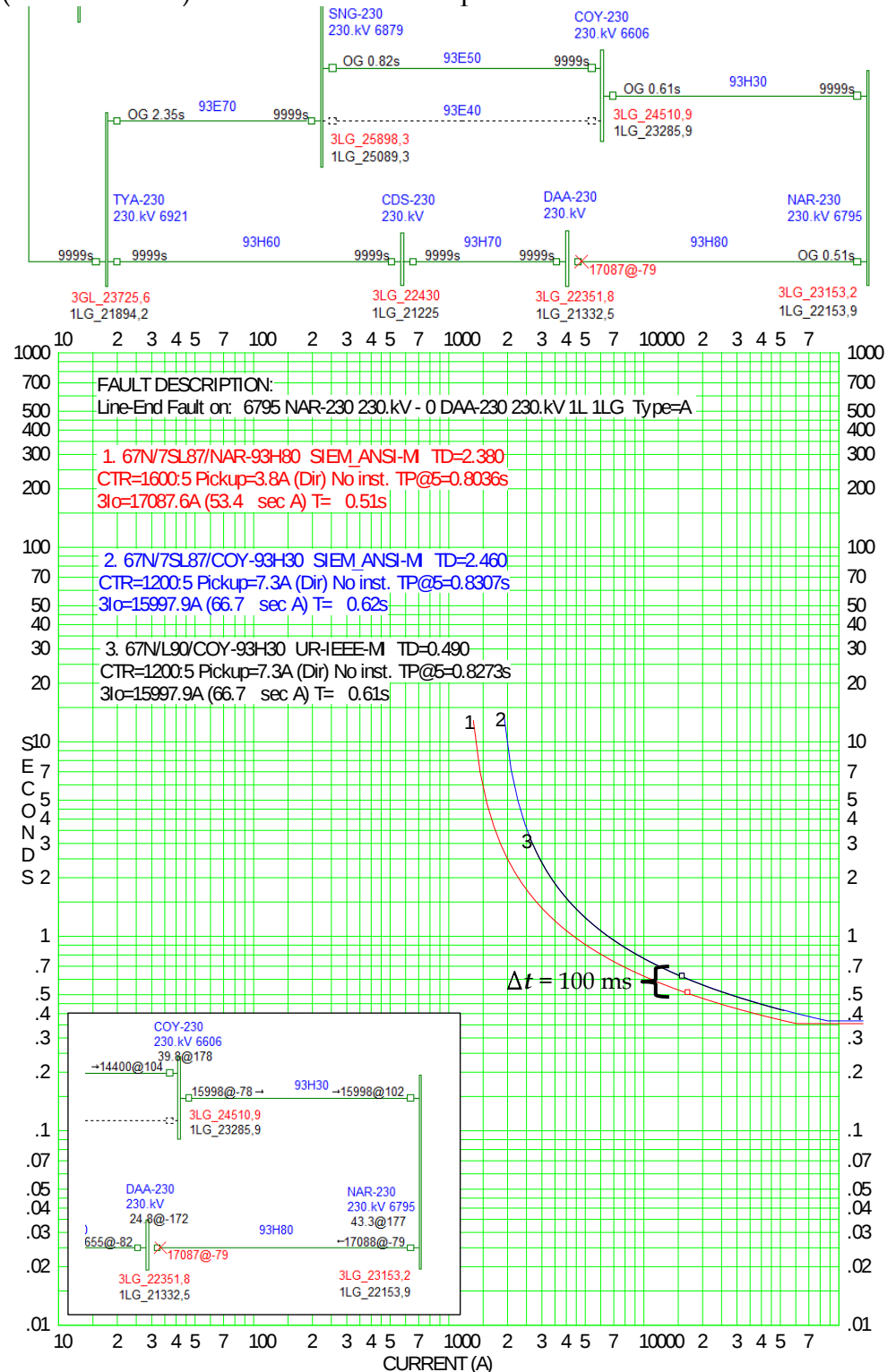


Figura Q.6 CASO 1: Falla 1LG tipo Line-end sobre línea 93H80 lado NAR, márgenes de coordinación Δt y curvas características de las protecciones 67N de las líneas NAR-93H80 y COY-93H30.



"CÁLCULO DE AJUSTES Y ESTUDIO DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES POR RELEVADORES DE EQUIPO ELÉCTRICO PRIMARIO DE UNA SUBESTACIÓN TIPO GIS DE 230 kV CON UNA CAPACIDAD INSTALADA DE 120 MVA"

Anexo Q. (Continuación) Coordinación de las protecciones 67N del anillo de 230 kV.

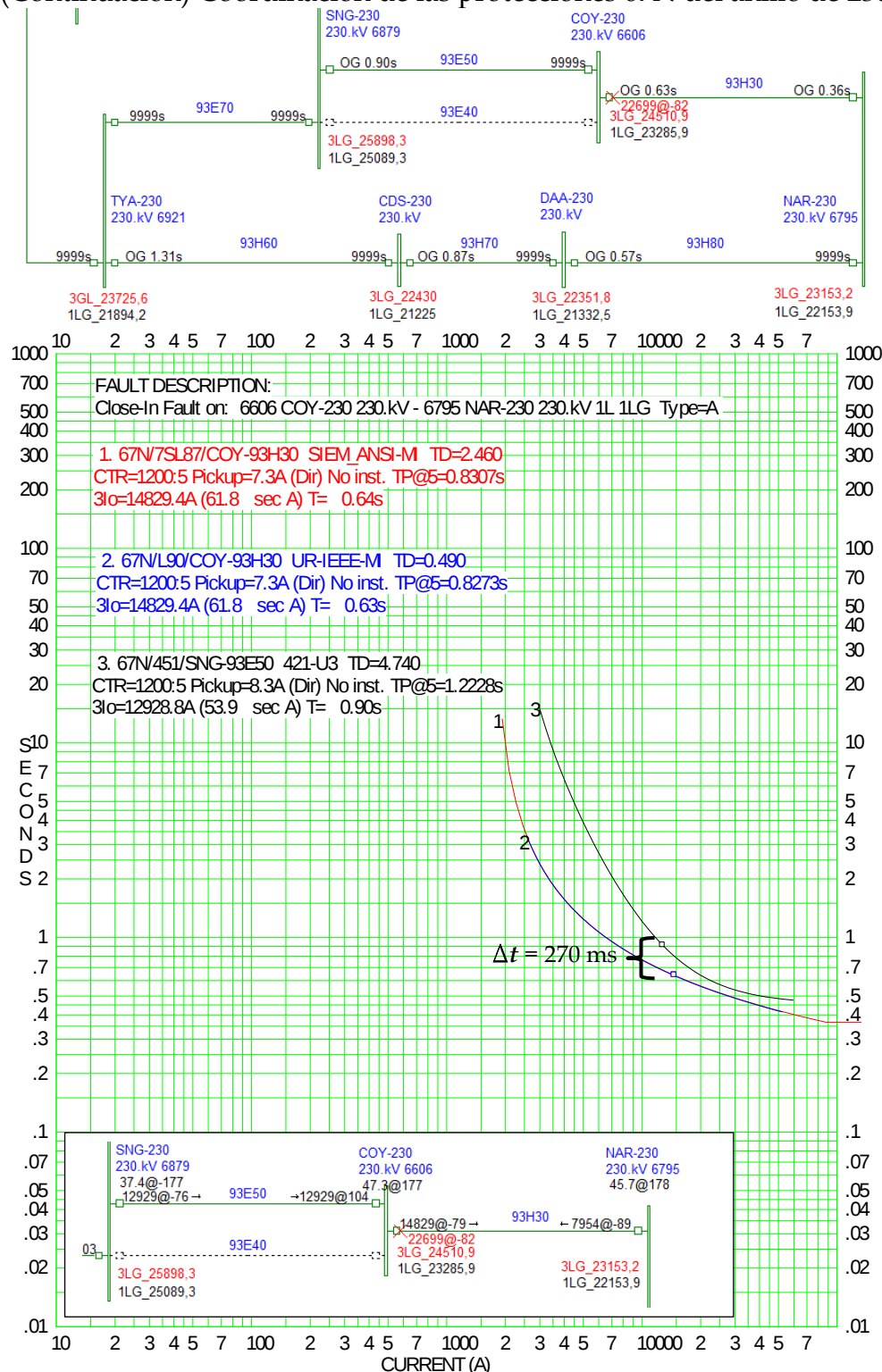


Figura Q.7 CASO 1: Falla 1LG tipo Close-in sobre línea 93H30 lado COY, márgenes de coordinación Δt y curvas características de las protecciones 67N de las líneas COY-93H30 y SNG-93E50.



"CÁLCULO DE AJUSTES Y ESTUDIO DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES POR RELEVADORES DE EQUIPO ELÉCTRICO PRIMARIO DE UNA SUBESTACIÓN TIPO GIS DE 230 kV CON UNA CAPACIDAD INSTALADA DE 120 MVA"

Anexo Q. (Continuación) Coordinación de las protecciones 67N del anillo de 230 kV.

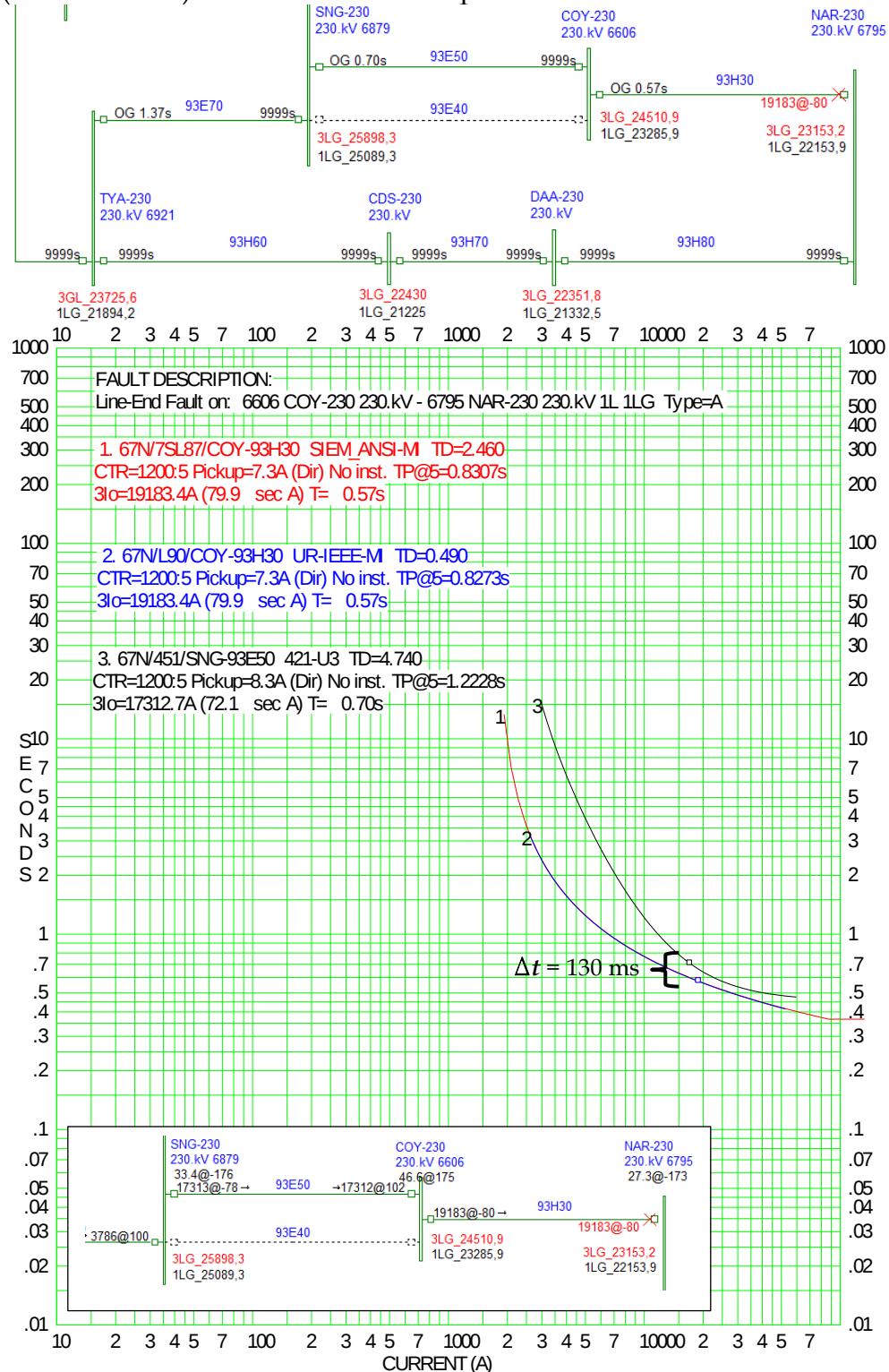


Figura Q.8 CASO 1: Falla 1LG tipo Line-end sobre línea 93H30 lado COY, márgenes de coordinación Δt y curvas características de las protecciones 67N de las líneas COY-93H30 y SNG-93E50.



"CÁLCULO DE AJUSTES Y ESTUDIO DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES POR RELEVADORES DE EQUIPO ELÉCTRICO PRIMARIO DE UNA SUBESTACIÓN TIPO GIS DE 230 kV CON UNA CAPACIDAD INSTALADA DE 120 MVA"

Anexo Q. (Continuación) Coordinación de las protecciones 67N del anillo de 230 kV.

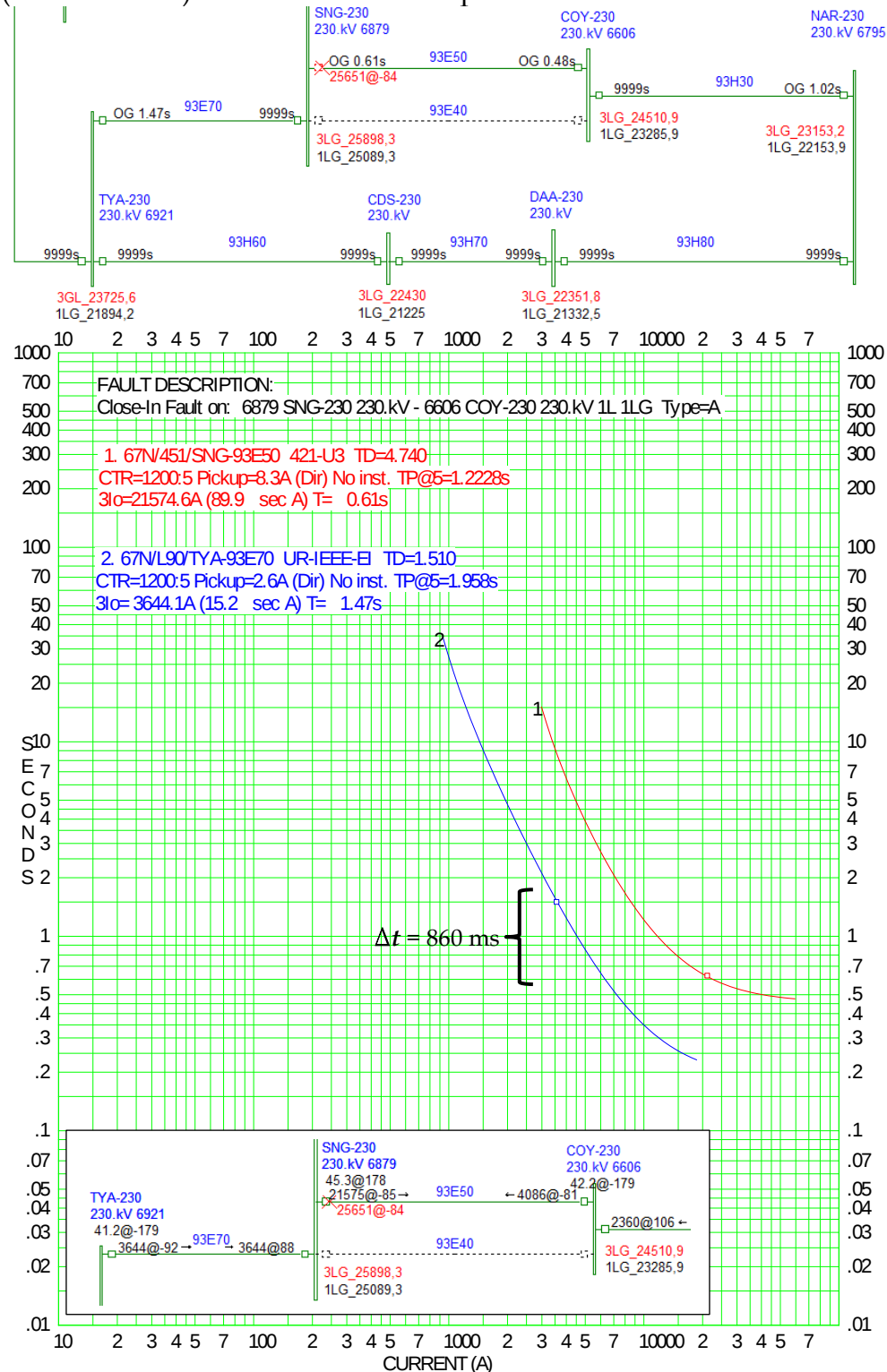


Figura Q.9 CASO 1: Falla 1LG tipo Close-in sobre línea 93E50 lado SNG, márgenes de coordinación Δt y curvas características de las protecciones 67N de las líneas SNG-93E50 y TYA-93E70.



"CÁLCULO DE AJUSTES Y ESTUDIO DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES POR RELEVADORES DE EQUIPO ELÉCTRICO PRIMARIO DE UNA SUBESTACIÓN TIPO GIS DE 230 kV CON UNA CAPACIDAD INSTALADA DE 120 MVA"

Anexo Q. (Continuación) Coordinación de las protecciones 67N del anillo de 230 kV.

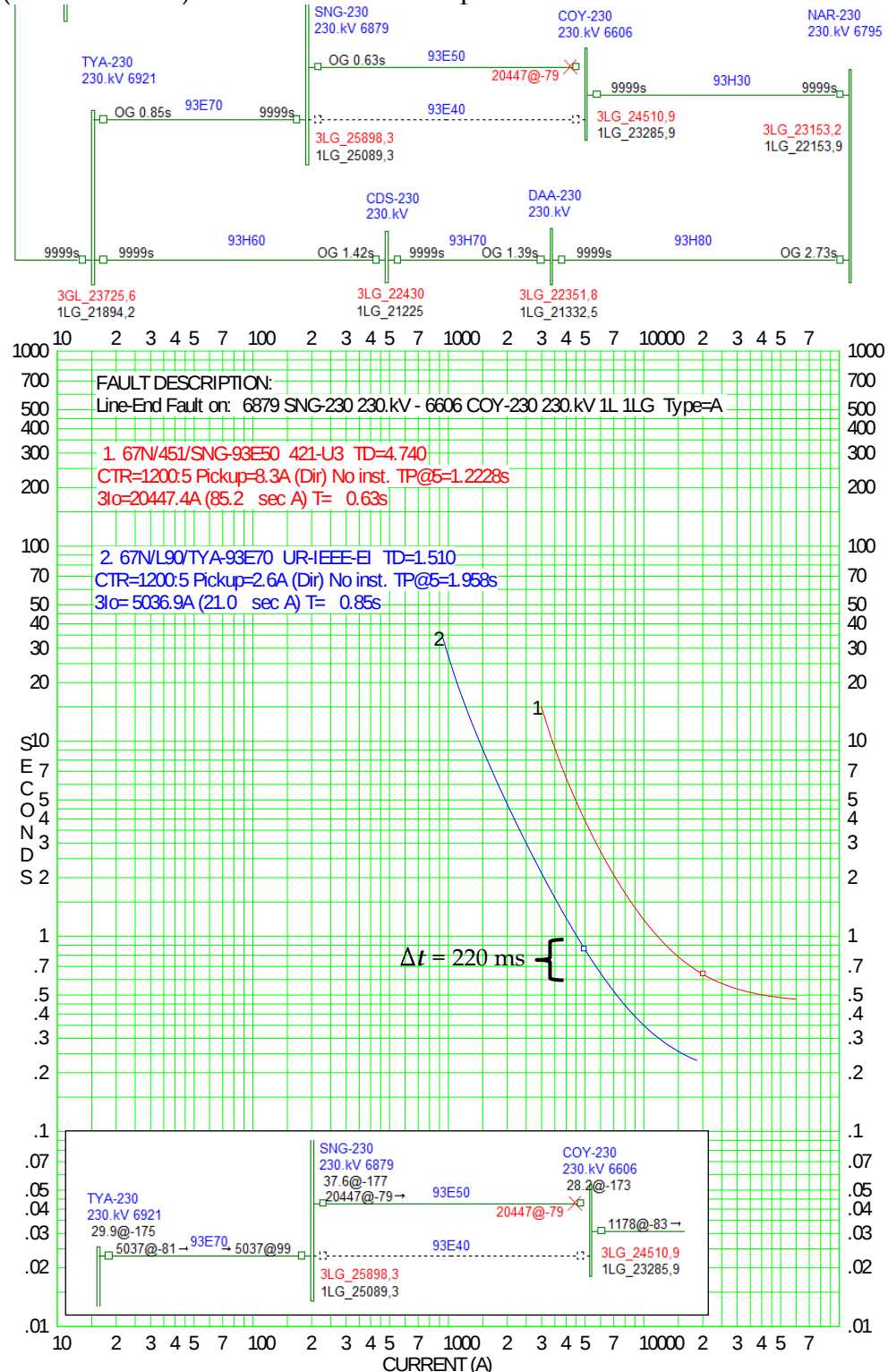


Figura Q.10 CASO 1: Falla 1LG tipo Line-end sobre línea 93E50 lado SNG, márgenes de coordinación Δt y curvas características de las protecciones 67N de las líneas SNG-93E50 y TYA-93E70.



"CÁLCULO DE AJUSTES Y ESTUDIO DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES POR RELEVADORES DE EQUIPO ELÉCTRICO PRIMARIO DE UNA SUBESTACIÓN TIPO GIS DE 230 kV CON UNA CAPACIDAD INSTALADA DE 120 MVA"

Anexo Q. (Continuación) Coordinación de las protecciones 67N del anillo de 230 kV.

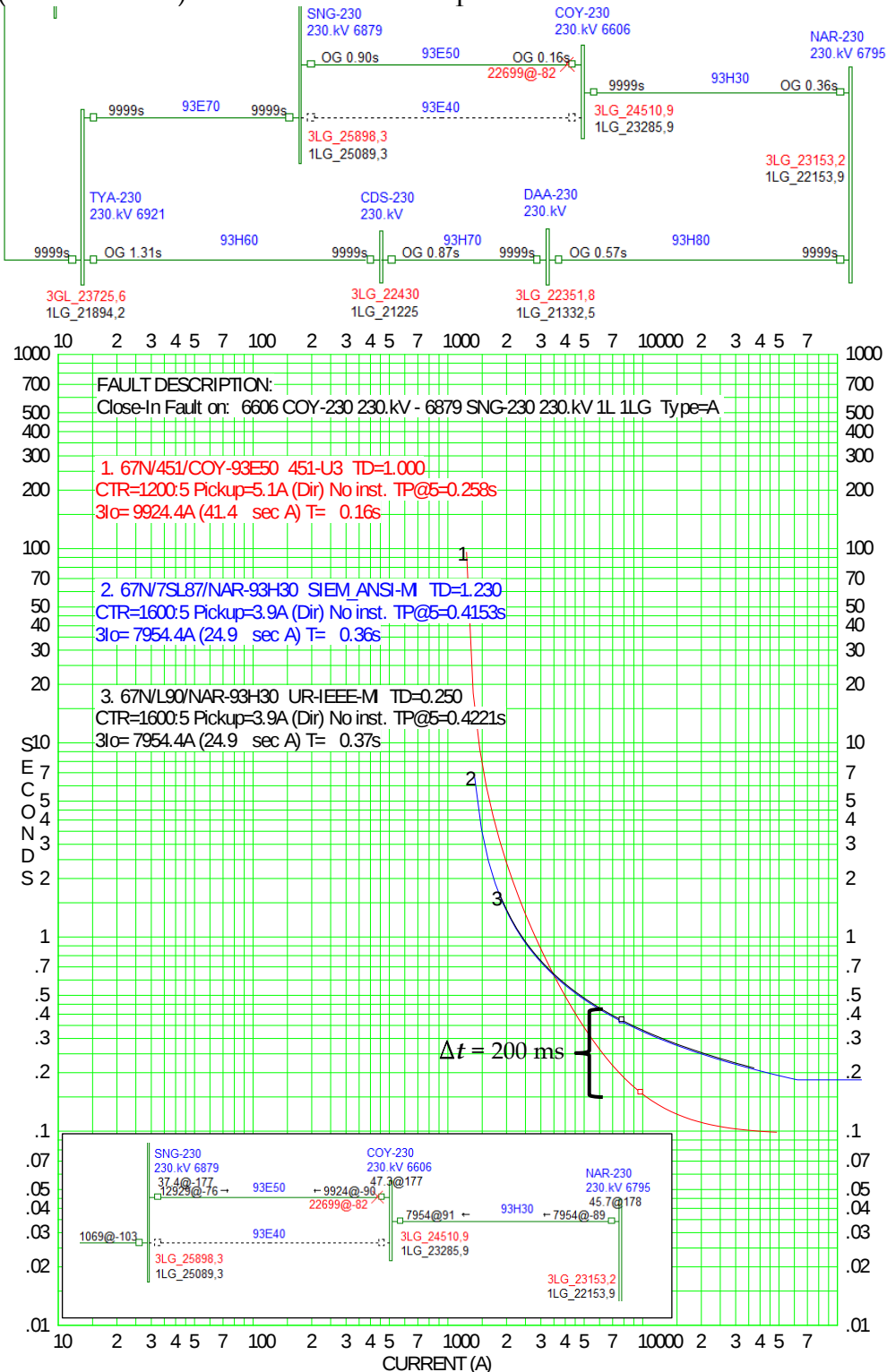


Figura Q.11 CASO 2: Falla 1LG tipo Close-in sobre línea 93E50 lado COY, márgenes de coordinación Δt y curvas características de las protecciones 67N de las líneas COY-93E50 y NAR-93H30.



"CÁLCULO DE AJUSTES Y ESTUDIO DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES POR RELEVADORES DE EQUIPO ELÉCTRICO PRIMARIO DE UNA SUBESTACIÓN TIPO GIS DE 230 kV CON UNA CAPACIDAD INSTALADA DE 120 MVA"

Anexo Q. (Continuación) Coordinación de las protecciones 67N del anillo de 230 kV.

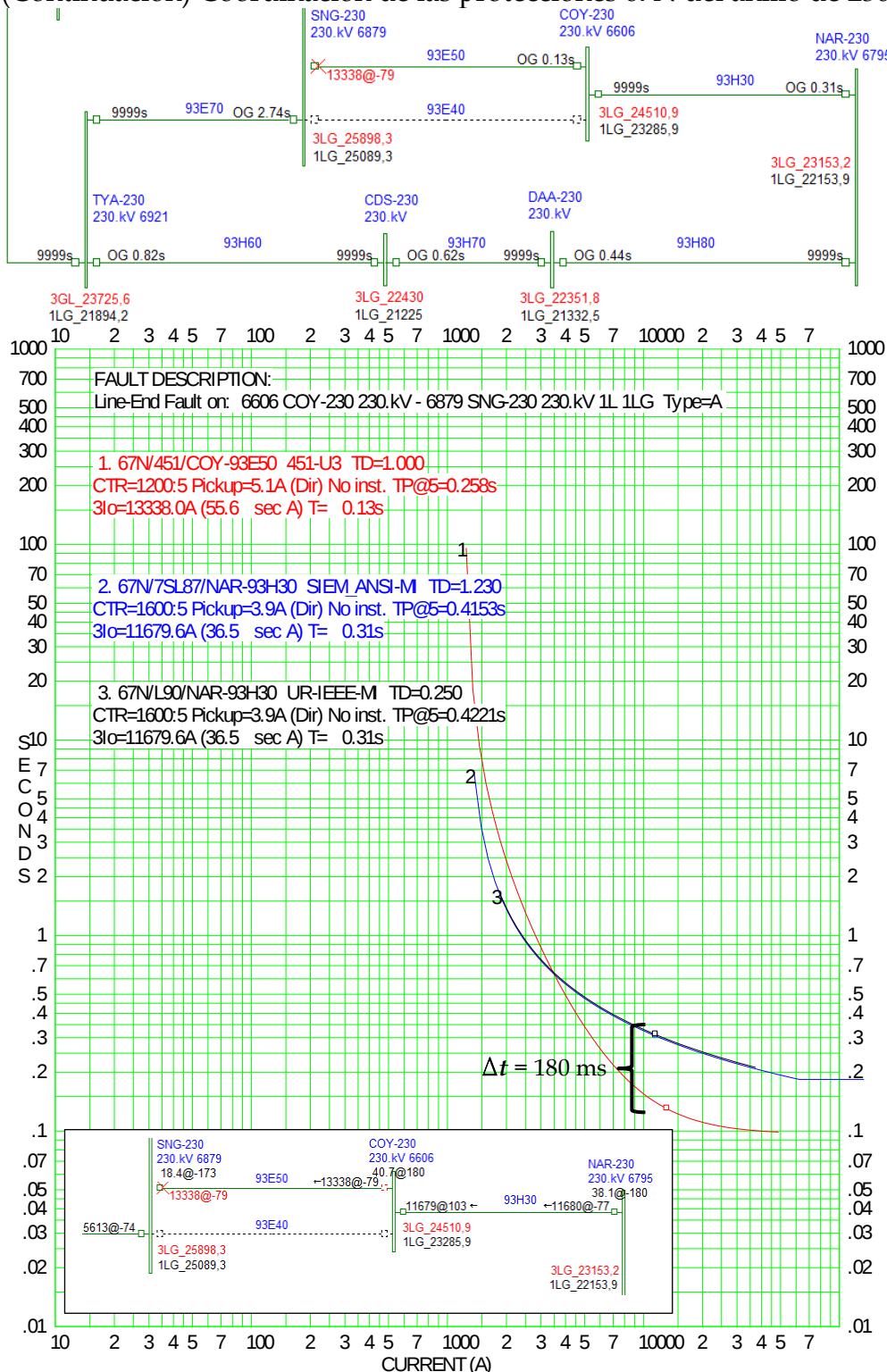


Figura Q.12 CASO 2: Falla 1LG tipo Line-end sobre línea 93E50 lado COY, márgenes de coordinación Δt y curvas características de las protecciones 67N de las líneas COY-93E50 y NAR-93H30.



"CÁLCULO DE AJUSTES Y ESTUDIO DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES POR RELEVADORES DE EQUIPO ELÉCTRICO PRIMARIO DE UNA SUBESTACIÓN TIPO GIS DE 230 kV CON UNA CAPACIDAD INSTALADA DE 120 MVA"

Anexo Q. (Continuación) Coordinación de las protecciones 67N del anillo de 230 kV.

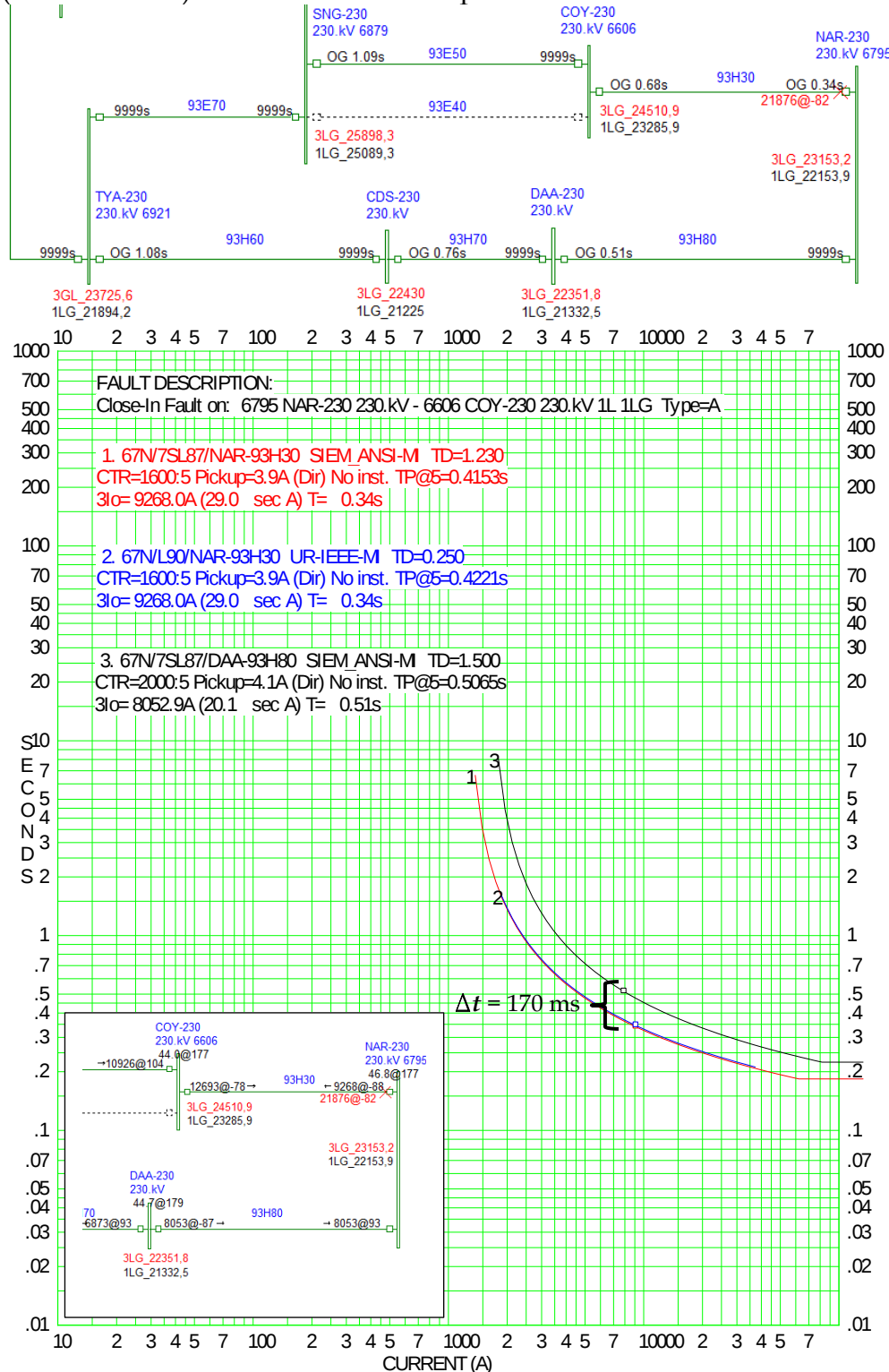


Figura Q.13 CASO 2: Falla 1LG tipo Close-in sobre línea 93H30 lado NAR, márgenes de coordinación Δt y curvas características de las protecciones 67N de las líneas NAR-93H30 y DAA-93H80.



"CÁLCULO DE AJUSTES Y ESTUDIO DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES POR RELEVADORES DE EQUIPO ELÉCTRICO PRIMARIO DE UNA SUBESTACIÓN TIPO GIS DE 230 kV CON UNA CAPACIDAD INSTALADA DE 120 MVA"

Anexo Q. (Continuación) Coordinación de las protecciones 67N del anillo de 230 kV.

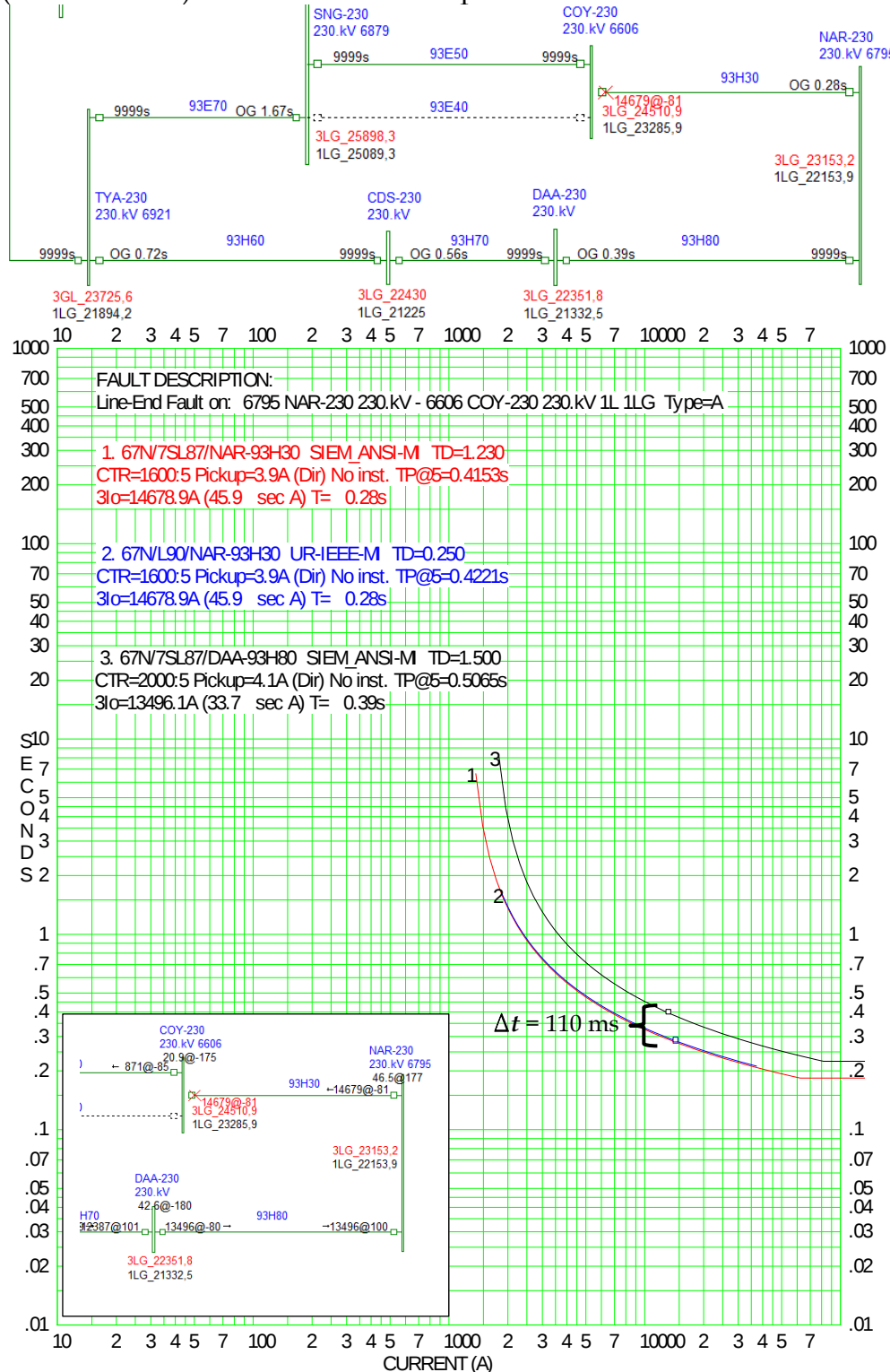


Figura Q.14 CASO 2: Falla 1LG tipo Line-end sobre línea 93H30 lado NAR, márgenes de coordinación Δt y curvas características de las protecciones 67N de las líneas NAR-93H30 y DAA-93H80.



"CÁLCULO DE AJUSTES Y ESTUDIO DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES POR RELEVADORES DE EQUIPO ELÉCTRICO PRIMARIO DE UNA SUBESTACIÓN TIPO GIS DE 230 kV CON UNA CAPACIDAD INSTALADA DE 120 MVA"

Anexo Q. (Continuación) Coordinación de las protecciones 67N del anillo de 230 kV.

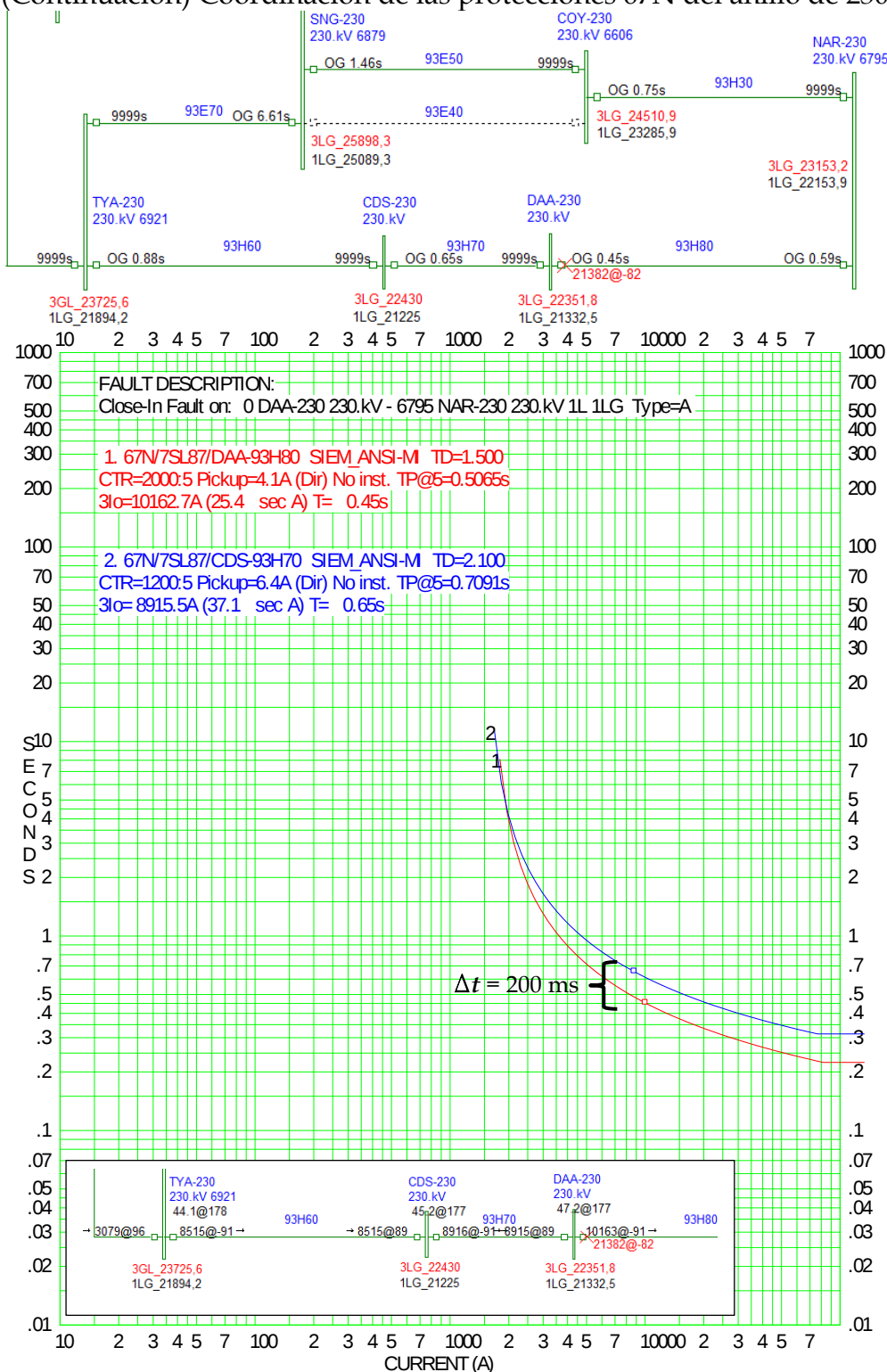


Figura Q.15 CASO 2: Falla 1LG tipo Close-in sobre línea 93H80 lado DAA, márgenes de coordinación Δt y curvas características de las protecciones 67N de las líneas DAA-93H80 y CDS-93H70.



"CÁLCULO DE AJUSTES Y ESTUDIO DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES POR RELEVADORES DE EQUIPO ELÉCTRICO PRIMARIO DE UNA SUBESTACIÓN TIPO GIS DE 230 kV CON UNA CAPACIDAD INSTALADA DE 120 MVA"

Anexo Q. (Continuación) Coordinación de las protecciones 67N del anillo de 230 kV.

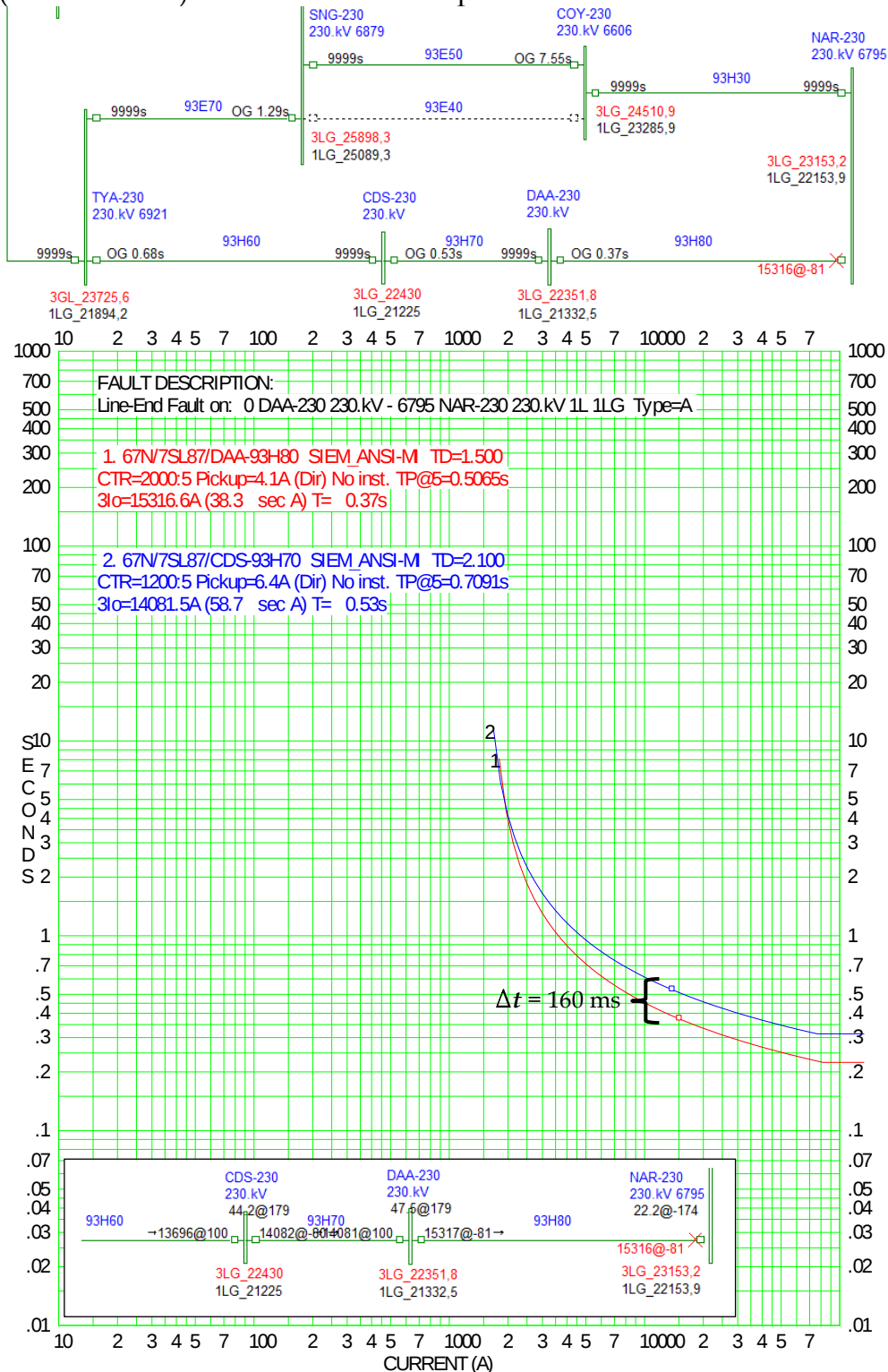


Figura Q.16 CASO 2: Falla 1LG tipo Line-end sobre línea 93H80 lado DAA, márgenes de coordinación Δt y curvas características de las protecciones 67N de las líneas DAA-93H80 y CDS-93H70.



Figura Q.17 CASO 2: Falla 1LG tipo Close-in sobre línea 93H70 lado CDS, márgenes de coordinación Δt y curvas características de las protecciones 67N de las líneas CDS-93H70 y TYA-93H60.



"CÁLCULO DE AJUSTES Y ESTUDIO DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES POR RELEVADORES DE EQUIPO ELÉCTRICO PRIMARIO DE UNA SUBESTACIÓN TIPO GIS DE 230 kV CON UNA CAPACIDAD INSTALADA DE 120 MVA"

Anexo Q. (Continuación) Coordinación de las protecciones 67N del anillo de 230 kV.

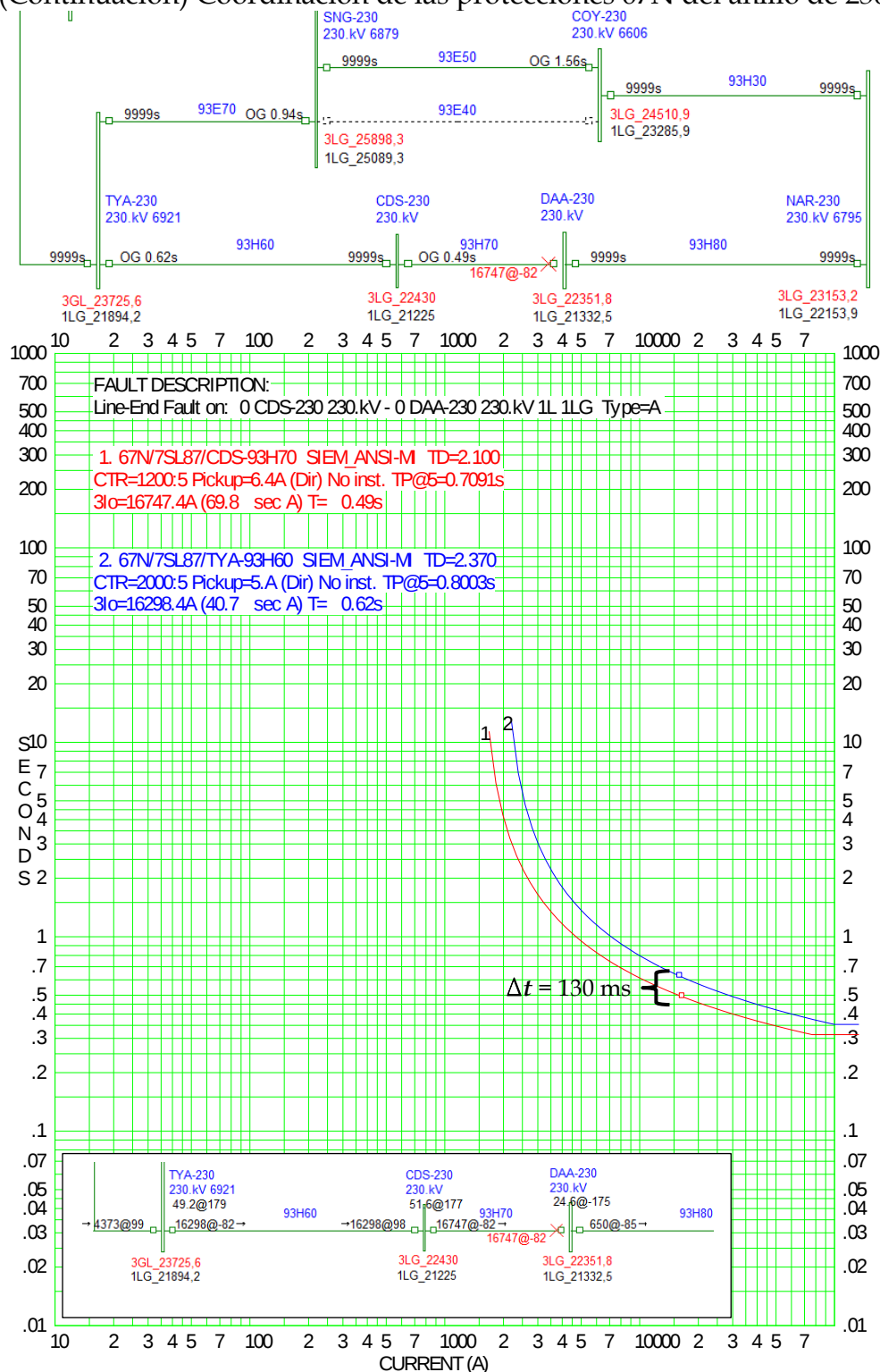


Figura Q.18 CASO 2: Falla 1LG tipo Line-end sobre línea 93H70 lado CDS, márgenes de coordinación Δt y curvas características de las protecciones 67N de las líneas CDS-93H70 y TYA-93H60.



"CÁLCULO DE AJUSTES Y ESTUDIO DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES POR RELEVADORES DE EQUIPO ELÉCTRICO PRIMARIO DE UNA SUBESTACIÓN TIPO GIS DE 230 kV CON UNA CAPACIDAD INSTALADA DE 120 MVA"

Anexo Q. (Continuación) Coordinación de las protecciones 67N del anillo de 230 kV.

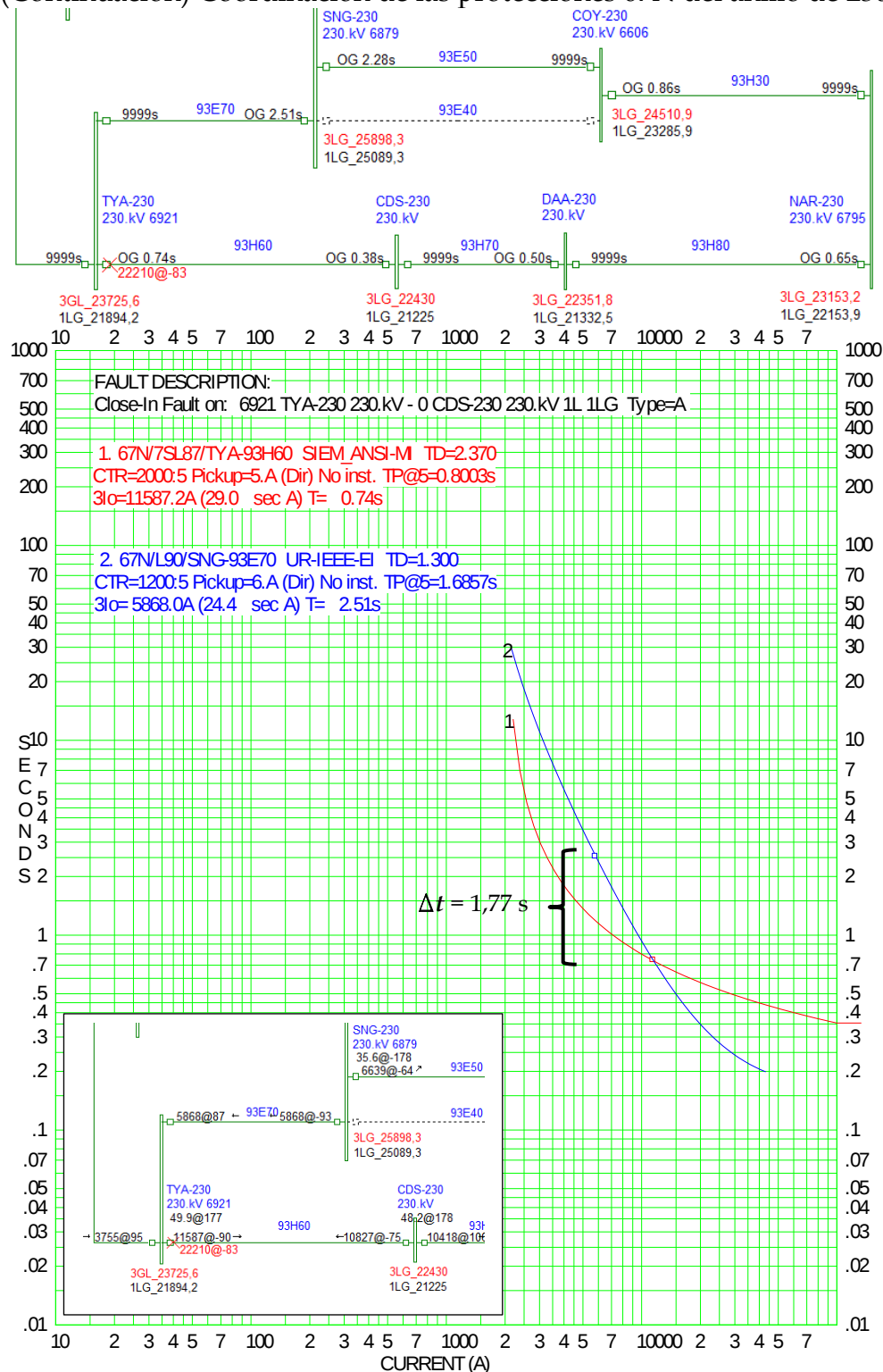


Figura Q.19 CASO 2: Falla 1LG tipo Close-in sobre línea 93H60 lado TYA, márgenes de coordinación Δt y curvas características de las protecciones 67N de las líneas TYA-93H60 y SNG-93E70.



"CÁLCULO DE AJUSTES Y ESTUDIO DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES POR RELEVADORES DE EQUIPO ELÉCTRICO PRIMARIO DE UNA SUBESTACIÓN TIPO GIS DE 230 kV CON UNA CAPACIDAD INSTALADA DE 120 MVA"

Anexo Q. (Continuación) Coordinación de las protecciones 67N del anillo de 230 kV.

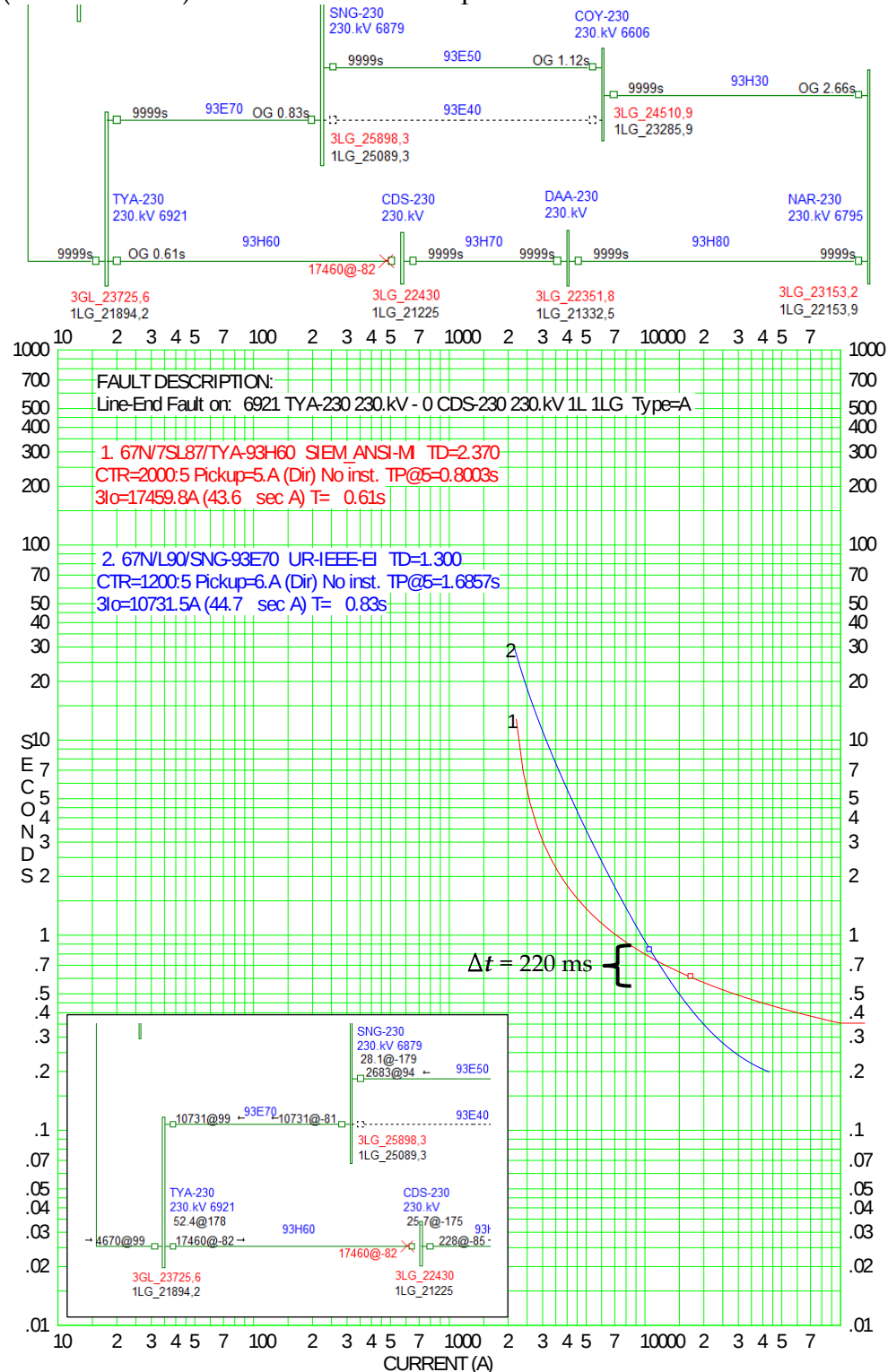


Figura Q.20 CASO 2: Falla 1LG tipo Line-end sobre línea 93H60 lado TYA, márgenes de coordinación Δt y curvas características de las protecciones 67N de las líneas TYA-93H60 y SNG-93E70.



Anexo R. Constantes de curva de tiempo inverso.

La protección de sobrecorriente mide constantemente la corriente de cada fase con la finalidad de detectar las sobrecorrientes que se pueden producir en un cortocircuito o una sobrecarga en los equipos primarios. El tiempo de actuación de esta protección es una función del valor de la corriente y puede ser:

- De *Tiempo Definido* cuando se supera un umbral previamente calibrado. En este caso su operación puede ser instantánea (función 50) o temporizada (función 51).
- De *Tiempo Inverso* cuya operación depende del tiempo según una función exponencial establecida por la siguiente expresión:

$$t = \frac{a_1 * D}{(M)^{b_1} - 1} + a_2 * D$$

Donde

t = Tiempo de disparo del Relevador (s)

a_1, a_2, b_1 = Constantes que definen la curva característica de operación del Relevador

D = Valor de ajuste del multiplicador de tiempo (Time Dial o Palanca)

$M = I / I_{pickup}$ Múltiplo de tap

I = Corriente de falla o corriente que mide el Relevador

I_{pickup} = Ajuste de corriente de arranque del Relevador

La característica de tiempo inverso será de acuerdo a los valores de los parámetros del Relevador, conforme ha sido establecido por las normas IEC 255-4, el estándar BS142 y ANSI/IEEE. En la tabla R.1 se indica estos valores.

Tabla R. 1 Constantes de curva de tiempo inverso

Curvas características del tiempo de disparo de la protección de sobrecorriente						
Curvas Características: SIEMENS SIPROTEC 5	ANSI / IEEE			IEC / BS		
	a1	a2	b1	a1	a2	b1
Inverso	44,6705	0,8983	2,0938	0,14	0	0,02
Inverso Corto	1,3315	0,16965	1,2969			
Inverso Largo	28,0715	10,9296	1	120	0	1
Moderadamente Inverso	0,0515	0,114	0,02			
Muy Inverso	19,61	0,491	2	13,5	0	1
Extremadamente Inverso	28,2	0,1217	2	80	0	2
Inverso Definido	2,3985	1,06795	1,5625			