



Universidad Autónoma de San Luis Potosí  
Facultad de Ingeniería  
Centro de Investigación y Estudios de Posgrado

## Actualización y mejora de esquema de protecciones en una subestación de potencia

### T R A B A J O R E C E P C I O N A L

Que para obtener el grado de:

Maestría en Sistemas Eléctricos de Potencia

Presenta:

Margarita Iglesias Figueroa

Asesor:

M.I. Jorge Juárez Mejía

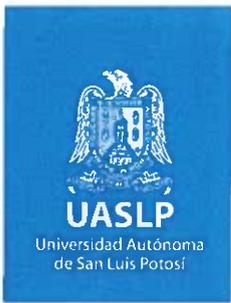
Co-asesora:

Dra. Nancy Visairo Cruz

San Luis Potosí, S. L. P.

Marzo de 2024





20 de julio de 2023

**ING. MARGARITA IGLESIAS FIGUEROA  
P R E S E N T E**

En atención a su solicitud de Temario, presentada por el **MSEP. Jorge Juárez Mejía y Dra. Nancy Visairo Cruz**, Asesor y Coasesora del Trabajo Recepcional que desarrollará Usted, con el objeto de obtener el Grado de **Maestra en Sistemas Eléctricos de Potencia**, me es grato comunicarle que en la sesión del H. Consejo Técnico Consultivo celebrada el día 20 de julio del presente año, fue aprobado el Temario propuesto:

**TEMARIO:**

**“Actualización y mejora de esquema de protecciones en una subestación de potencia”**

1. Introducción.
  2. Marco teórico sobre esquemas de protección en sistemas eléctricos de potencia industriales.
  3. Revisión de esquema de protecciones de subestación reductora.
  4. Diseño de propuesta para optimización de esquema de protecciones.
  5. Conclusiones.
- Bibliografía.

**“MODOS ET CUNCTARUM RERUM MENSURAS AUDEBO”**

**A T E N T A M E N T E**



**DR. EMILIO JORGE GONZÁLEZ GALVÁN**  
**DIRECTOR** FACULTAD DE INGENIERIA  
DIRECCION

Copia. Archivo  
\*etn.



ANIVERSARIO DE LA  
**AUTONOMÍA**  
UASLP 2023

[www.uaslp.mx](http://www.uaslp.mx)

Av. Manuel Nava 8  
Zona Universitaria • CP 78290  
San Luis Potosí, S.L.P.  
tel. (444) 826 2330 al39  
fax (444) 826 2336

“UASLP, más de un siglo educando con autonomía”



**UASLP**  
Universidad Autónoma  
de San Luis Potosí



FACULTAD DE  
**INGENIERÍA**



CENTRO DE  
**INVESTIGACIÓN  
Y ESTUDIOS  
DE POSGRADO**

**UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE SAN LUIS POTOSÍ**

**FACULTAD DE INGENIERÍA**

**Área de Investigación y Estudios de Posgrado**

### **Aclaración**

El presente trabajo que lleva por título:

Actualización y mejora de esquema de protecciones en una subestación de potencia

se realizó en el periodo Enero de 2021 a Julio de 2023 bajo la dirección del M. Jorge Juárez Mejía

### **Originalidad**

Por este medio aseguro que he realizado este documento de tesis para fines académicos sin ayuda indebida de terceros y sin utilizar otros medios más que los indicados.

Las referencias e información tomadas directa o indirectamente de otras fuentes se han definido en el texto como tales y se ha dado el debido crédito a las mismas.

El autor exime a la UASLP de las opiniones vertidas en este documento y asume la responsabilidad total del mismo.

Este documento no ha sido sometido como tesis a ninguna otra institución nacional o internacional en forma parcial o total.

Se autoriza a la UASLP para que divulgue este documento de Tesis para fines académicos.

Margarita Iglesias Figueroa

*Para Maese, mi segundo hogar*

*Para todos los que amo, ya saben que me quiero comer el mundo, les prometo que la  
seguiré rompiendo.*

---

# Agradecimientos

---

A Marco De La O, mi más reciente mentor de vida: gracias por cada consejo, por seguirme instruyendo, y por retarme constantemente a superarme. Pero aún más, gracias por haber creído en mí.

Te admiro. Cuida el camino porque voy corriendo tras tus pasos.

A papá y a mamá, el ejemplo más grande fortaleza, de convicción y de voluntad que poseo. Gracias por enseñarme a soñar en grande.

A mis hermanas, por el apoyo incondicional.

A la Dra. Nancy Visairo, al Dr. Ciro Nuñez, y al Dr. Juan Segundo, gracias por enseñar con tanta dedicación, y por transmitir la vocación a sus alumnos.

A Francisco Martínez, por toda su ayuda durante esta travesía.

A Jorge Juárez y al equipo de SEL, por recibirme con las puertas abiertas, por su apoyo y por sus enseñanzas, sé que el camino volverá a cruzarnos de frente.

---

# Índice general

---

<b>1. Introducción</b>	<b>XI</b>
<b>2. Marco teórico sobre esquemas de protección en sistemas eléctricos de potencia industriales</b>	<b>1</b>
2.1. Fundamentos del esquema de protección . . . . .	1
2.2. Fallas de corto circuito . . . . .	2
2.3. Diseño de esquemas de protecciones . . . . .	4
2.3.1. Transformadores de instrumento . . . . .	4
2.3.2. Zonas de protección . . . . .	6
2.3.3. Elementos de protección . . . . .	6
2.3.4. Protección de transformadores de potencia . . . . .	10
2.3.5. Protección de capacitores . . . . .	13
2.4. Estudios de coordinación de protecciones . . . . .	13
2.4.1. Estudio de corto circuito . . . . .	13
2.4.2. Estudio de coordinación de protecciones . . . . .	14
2.5. Selección de dispositivos . . . . .	15
<b>3. Revisión de esquema de protecciones de subestación reductora</b>	<b>16</b>
3.1. Revisión del esquema de protección . . . . .	16
3.2. Análisis de corto circuito . . . . .	17
3.3. Evaluación de transformadores de corriente existentes en el esquema de protección . . . . .	22
3.4. Análisis de coordinación de protecciones para función de sobrecorriente	27
3.4.1. Zona de protección: Acometida . . . . .	28
3.4.2. Zona de protección: Norte y Sur . . . . .	33
3.4.3. Zona de protección: Poniente . . . . .	43
3.4.4. Zona de protección: Oriente . . . . .	49
3.4.5. Zona de protección: Poniente y Oriente lado secundario . . . . .	54
3.4.6. Zona Poniente-Oriente: Casa de fuerza 2 . . . . .	58
3.5. Análisis de resultados obtenidos de las evaluaciones realizadas . . . . .	100
3.5.1. Hallazgos en el esquema de protección . . . . .	100
3.5.2. Resultados obtenidos de estudio de corto circuito . . . . .	100
3.5.3. Resultados obtenidos de la evaluación de los transformadores de corriente . . . . .	101
3.5.4. Resultados obtenidos de estudio de coordinación de protecciones	104
<b>4. Diseño de propuesta para optimización de esquema de protecciones</b>	<b>113</b>
4.1. Reemplazo de interruptor de potencia en subestación reductora e implementación de protección diferencial en zona Norte Sur . . . . .	113
4.1.1. Selección de transformadores de corriente. . . . .	116
4.1.2. Cálculo de ajustes en relevador . . . . .	117
4.2. Estrategias para reducir niveles de corto circuito . . . . .	119

4.3.	Evaluación de saturación en TC's con nuevos niveles de corto circuito y propuesta de reemplazo para los equipos que no cumplan con el rango requerido. . . . .	124
4.4.	Propuesta de coordinación de protecciones . . . . .	128
4.4.1.	Propuesta para zona de protección de acometida . . . . .	129
4.4.2.	Propuesta para zona de protección patio de materiales . . . . .	141
4.4.3.	Propuesta para zona de protección sala de control . . . . .	144
4.4.4.	Propuesta para zona de protección molino 4 . . . . .	147
4.4.5.	Propuesta para zona capacitor 1 y capacitor 2 . . . . .	150
4.4.6.	Propuesta para zona de protección Empaque 2 . . . . .	153
4.4.7.	Propuesta para zona de protección yeso . . . . .	156
4.4.8.	Propuesta para zona de protección carbón . . . . .	159
4.5.	Conclusiones generales de resultados obtenidos . . . . .	162
<b>5.</b>	<b>Conclusiones</b>	<b>163</b>
5.1.	Conclusiones generales . . . . .	163
5.1.1.	Análisis comparativo de resultados actuales contra resultados de propuesta . . . . .	164
<b>6.</b>	<b>Bibliografía</b>	<b>168</b>

---

# Índice de figuras

---

1.1. Diagrama unifilar: Datos de equipos. . . . .	XIII
2.1. Falla trifásica. . . . .	2
2.2. Falla de fase a tierra. . . . .	3
2.3. Falla entre dos fases. . . . .	3
2.4. Falla de fase a fase a tierra. . . . .	3
2.5. Zonas de protección delimitadas por protección diferencial. . . . .	8
2.6. Características de pendiente 1 y 2 [9]. . . . .	10
2.7. Esquema de protección para transformadores mayores a 7.5 MVA de dos devanados con conexión delta-estrella de acuerdo a los criterios de ajuste para transformadores y autotransformadores por el comité nacional de análisis de redes y el comité de especialistas de protecciones de la subdirección de transmisión, de Comisión Federal de Electricidad, de la Gerencia de Protecciones [1]. . . . .	12
3.1. Diagrama unifilar de corto circuito en alta tensión. . . . .	18
3.2. Diagrama unifilar de corto circuito de la zona Norte Sur. . . . .	20
3.3. Diagrama unifilar de corto circuito de la zona poniente Oriente. . . . .	21
3.4. Diagrama unifilar simple de acometida. . . . .	28
3.5. TCC de protecciones de fase en zona de protección de acometida, tensión de referencia a 115 kV. . . . .	30
3.6. TCC de protecciones de neutro en zona de protección de acometida, tensión de referencia a 115 kV. . . . .	32
3.7. Diagrama unifilar simple de zona norte y sur. . . . .	33
3.8. TCC de protecciones de fase en zona de protección Norte y Sur, lado primario, tensión de referencia a 115 kV. . . . .	35
3.9. TCC de protecciones de neutro en zona de protección Norte y Sur, lado primario, tensión de referencia a 115 kV. . . . .	37
3.10. TCC de protecciones de fase en zona de protección Norte y Sur, lado secundario, tensión de referencia 2400 V. . . . .	39
3.11. TCC de protecciones de neutro en zona de protección Norte y Sur, lado secundario, tensión de referencia 2400 V. . . . .	41
3.12. Diagrama unifilar simple de zona de protección Poniente. . . . .	43
3.13. TCC de protecciones de fase en zona Poniente, lado primario, tensión de referencia a 115 kV. . . . .	45
3.14. TCC de protecciones de neutro en zona Poniente, lado primario, tensión de referencia a 115 kV. . . . .	47
3.15. Diagrama unifilar simple de zona de protección Oriente. . . . .	49
3.16. TCC de protecciones de fase en zona Oriente, lado primario, tensión de referencia a 115 kV. . . . .	51
3.17. TCC de protecciones de neutro en zona Poniente, lado primario, tensión de referencia a 115 kV. . . . .	53

3.18. Diagrama unifilar simple de zona de protección Poniente Oriente lado secundario. . . . .	54
3.19. TCC de protecciones de fase en zona Oriente Poniente, lado secundario, tensión de referencia a 115 kV. . . . .	56
3.20. Diagrama unifilar simple, casa de fuerza 2. . . . .	58
3.21. TCC de protecciones de fase en casa de fuerza 2, lado secundario, tensión de referencia a 2.4 kV. . . . .	60
3.22. Diagrama unifilar simple de zona de protección capacitor 1. . . . .	61
3.23. TCC de protecciones de fase en capacitor 1, tensión de referencia a 2.4 kV. . . . .	62
3.24. TCC de protecciones de neutro en capacitor 1, tensión de referencia a 2.4 kV. . . . .	63
3.25. Diagrama unifilar simple de zona de protección capacitor 2. . . . .	64
3.26. TCC de protecciones de fase en capacitor 2, tensión de referencia a 2.4 kV. . . . .	65
3.27. TCC de protecciones de neutro en capacitor 2, tensión de referencia a 2.4 kV . . . . .	66
3.28. Diagrama unifilar simple de zona de protección empaque 2. . . . .	67
3.29. TCC de protecciones de fase en zona de protección empaque 2, tensión de referencia 2.4 kV. . . . .	69
3.30. TCC de protecciones de neutro en zona de protección empaque 2, tensión de referencia 2.4 kV. . . . .	70
3.31. Diagrama unifilar simple de zona de protección de Patio Materiales. . .	72
3.32. TCC de protecciones de fase en zona de protección de Patio Materiales tensión de referencia 2.4 kV. . . . .	74
3.33. TCC de protecciones de neutro en zona de protección de Patio Materiales tensión de referencia 2.4 kV. . . . .	75
3.34. Diagrama unifilar simple de zona de protección de sala de control. . . .	77
3.35. TCC de protecciones de fase en zona de protección de Sala de control tensión de referencia 2.4 kV. . . . .	79
3.36. TCC de protecciones de neutro en zona de protección de Sala de control tensión de referencia 2.4 kV. . . . .	80
3.37. Diagrama unifilar simple de zona de protección horno y homogenización. .	81
3.38. TCC de protecciones de fase en zona de protección de horno y homogenización tensión de referencia 2.4 kV. . . . .	83
3.39. TCC de protecciones de neutro en zona de protección de horno y homogenización tensión de referencia 2.4 kV. . . . .	84
3.40. Diagrama unifilar simple de zona de protección molino 4. . . . .	86
3.41. TCC de protecciones de fase en zona de protección de molino 4, tensión de referencia 2.4 kV. . . . .	88
3.42. TCC de protecciones de neutro en zona de protección de molino 4, tensión de referencia 2.4 kV. . . . .	89
3.43. Diagrama unifilar de zona de protección yeso. . . . .	91
3.44. TCC de protecciones de fase en zona de protección de yeso, tensión de referencia 2.4 kV. . . . .	93
3.45. TCC de protecciones de neutro en zona de protección de yeso, tensión de referencia 2.4 kV. . . . .	94

3.46. Diagrama unifilar simple de zona de protección carbón. . . . .	95
3.47. TCC de protecciones de fase en zona de protección de carbón, tensión de referencia 2.4 kV. . . . .	97
3.48. TCC de protecciones de neutro en zona de protección de carbón, tensión de referencia 2.4 kV. . . . .	98
4.1. Diagrama unifilar del esquema de protección propuesto para zona Norte Sur. . . . .	115
4.2. Diagrama unifilar con corrientes de falla en subestación reductora . . .	120
4.3. Diagrama unifilar con corrientes de falla en casa de fuerza 1 . . . . .	121
4.4. Diagrama unifilar con corrientes de falla en casa de fuerza 2 . . . . .	122
4.5. TCC de protecciones de fase en zona de protección acometida, tensión de referencia a 115 kV. . . . .	130
4.6. TCC de protecciones de neutro en zona de protección acometida, tensión de referencia a 115 kV . . . . .	131
4.7. TCC de protecciones de fase en zona de protección Norte Sur, lado primario, tensión de referencia 115 kV. . . . .	132
4.8. TCC de protecciones de fase en zona de protección Norte, lado secundario, tensión de referencia 115 kV. . . . .	134
4.9. TCC de protecciones de neutro en zona de protección Norte, lado secundario, tensión de referencia 115 kV. . . . .	135
4.10. TCC de protecciones de fase en zona de protección Sur, lado secundario, tensión de referencia 115 kV. . . . .	136
4.11. TCC de protecciones de neutro en zona de protección Norte, lado secundario, tensión de referencia 115 kV. . . . .	137
4.12. TCC de protecciones de fase en zona de protección oriente y poniente, tensión de referencia 115 kV. . . . .	138
4.13. TCC de protecciones de neutro en zona de protección poniente, lado secundario, tensión de referencia 115 kV. . . . .	139
4.14. TCC de protecciones de neutro en zona de protección oriente, lado secundario, tensión de referencia 115 kV. . . . .	140
4.15. TCC de protecciones de fase en zona de protección patio de materiales, tensión de referencia 2.4 kV. . . . .	142
4.16. TCC de protecciones de neutro en zona de protección patio de materiales, tensión de referencia 2.4 kV. . . . .	143
4.17. TCC de protecciones de fase en zona de protección sala de control, tensión de referencia 2.4 kV. . . . .	145
4.18. TCC de protecciones de neutro en zona de protección sala de control, tensión de referencia 2.4 kV. . . . .	146
4.19. TCC de protecciones de fase en zona de protección molino 4, tensión de referencia 2.4 kV. . . . .	148
4.20. TCC de protecciones de neutro en zona de protección molino 4, tensión de referencia 2.4 kV. . . . .	149
4.21. TCC de protecciones de fase en zona de capacitor 1, tensión de referencia 2.4 kV. . . . .	151
4.22. TCC de protecciones de neutro en zona de capacitor 1, tensión de referencia 2.4 kV. . . . .	152

4.23. TCC de protecciones de fase en zona de empaque 2, tensión de referencia 2.4 kV. . . . .	154
4.24. TCC de protecciones de neutro en zona de empaque 2, tensión de referencia 2.4 kV. . . . .	155
4.25. TCC de protecciones de fase en zona de yeso, tensión de referencia 2.4 kV. . . . .	157
4.26. TCC de protecciones de neutro en zona de yeso, tensión de referencia 2.4 kV. . . . .	158
4.27. TCC de protecciones de fase en zona de carbón, tensión de referencia 2.4 kV. . . . .	160
4.28. TCC de protecciones de neutro en zona de carbón, tensión de referencia 2.4 kV. . . . .	161

---

# Índice de cuadros

---

3.1. Valores típicos de tensiones de saturación de TC's de 115 kV a 138 kV [3].	22
3.2. Transformadores de corriente del esquema de protección de subestación reductora y de casa de fuerza 2. . . . .	23
3.3. Ajustes actuales de protecciones en acometida. . . . .	29
3.4. Ajustes actuales de protecciones en lado primario de zona Norte Sur. . .	34
3.5. Ajustes actuales de protecciones en lado primario y secundario zona Norte Sur. . . . .	38
3.6. Ajustes actuales de protecciones en lado primario de zona Poniente. . .	44
3.7. Ajustes actuales de protecciones en lado primario de zona Oriente . . .	50
3.8. Ajustes actuales de protecciones en lado primario y secundario de Poniente.	55
3.9. Ajustes actuales de protecciones en capacitor 1. . . . .	61
3.10. Ajustes actuales de protecciones en capacitor 2. . . . .	64
3.11. Ajustes actuales de protecciones en empaque 2. . . . .	68
3.12. Ajustes actuales de protecciones en patio materiales . . . . .	73
3.13. Ajustes actuales de protecciones en sala de control. . . . .	78
3.14. Ajustes actuales de protecciones en horno y homogenización. . . . .	82
3.15. Ajustes actuales de protecciones en molino 4. . . . .	87
3.16. Ajustes actuales de protecciones en yeso. . . . .	92
3.17. Ajustes actuales de protecciones en carbón. . . . .	96
3.18. Niveles de corriente de falla por corto circuito en subestación reductora.	101
3.19. Resultados de evaluación de transformadores de corriente. . . . .	102
3.20. Ajustes de protección 50 de los relevadores de protección de la subestación reductora. . . . .	104
3.21. Ajustes de protección 50 de los relevadores de protección de la subestación reductora. . . . .	105
3.22. Ajustes de protección de fase con retardo de tiempo en casa de fuerza 2.	107
3.23. Ajustes de protección instantánea de fase en casa de fuerza 2. . . . .	108
3.24. Ajustes de protección 51 de neutro de los relevadores de protección de la subestación reductora. . . . .	109
3.25. Ajustes de protección 50 de los relevadores de protección de la subestación reductora. . . . .	110
3.26. Ajustes de protección de neutro con retardo de tiempo en casa de fuerza 2. . . . .	111
3.27. Ajustes de protección instantánea de neutro en casa de fuerza 2. . . . .	111
4.1. Características técnicas de interruptor de tanque muerto proporcionadas por el fabricante. . . . .	114
4.2. Datos obtenidos de la placa de datos de los transformadores de corriente proporcionada por el fabricante. . . . .	116
4.3. Niveles de corriente de falla por corto circuito en subestación reductora después de simular la propuesta . . . . .	123
4.4. Capacidades de TCs propuestos. . . . .	125
4.5. Ajustes propuestos de protecciones en acometida. . . . .	129

4.6. Ajustes propuestos de protecciones en protecciones de lado secundario de transformadores. . . . .	133
4.7. Ajustes propuestos de protecciones en patio materiales. . . . .	141
4.8. Ajustes propuestos de protecciones en sala de control. . . . .	144
4.9. Ajustes propuestos de protecciones en molino 4. . . . .	147
4.10. Ajustes actuales de protecciones en capacitor 1. . . . .	150
4.11. Ajustes propuestos de protecciones en empaque 2 . . . . .	153
4.12. Ajustes propuestos de protecciones en yeso . . . . .	156
4.13. Ajustes propuestos de protecciones en carbón . . . . .	159
5.1. Resultados de evaluación de los esquemas de protección. . . . .	164
5.2. Comparación entre evaluación de equipos actual y evaluación de propuesta. 165	
5.3. Comparación entre TCs actuales y propuestos. . . . .	165
5.4. Comparación entre ajustes de protecciones de fase actuales y propuestos. 166	
5.5. Comparación entre ajustes de protecciones de neutro actuales y propuestos. 166	

---

# Resumen

---

El esquema de protecciones de un sistema eléctrico de potencia con aplicación industrial, es la parte fundamental para garantizar el suministro continuo, confiable y seguro de energía para la red eléctrica en cuestión. En el presente trabajo recepcional se presenta el diseño para la optimización de un actual esquema de protección en una planta industrial con más de 50 años en servicio, rediseñando y complementando las protecciones existentes de acuerdo con la necesidad de los equipos instalados, utilizando los estándares y normas aplicables más recientes para sistemas industriales, buscando ofrecer tiempos de respuesta rápidos ante fallas eléctricas, y aislando las mismas de manera selectiva, ofreciendo continuidad en el suministro.

**Palabras clave:** Esquema de protecciones, Sistemas eléctricos de potencia industriales, protección de sobrecorriente, protección diferencial.

---

# 1. Introducción

---

El presente trabajo recepcional tiene por objetivo clarificar los principales fundamentos en el diseño de esquemas de protecciones, así como evaluar un esquema existente y proponer nuevas ideas para optimizar el esquema de protecciones de una subestación de potencia.

Los principales tópicos a abordar en este trabajo recepcional son:

- Modelado de sistemas eléctricos de potencia, abarcando en particular análisis de corto circuito.
- Protecciones eléctricas, abarcando temas específicos como transformadores de instrumento, funciones de protección, ajustes de protecciones de sobrecorriente, y específicamente protección en transformadores de potencia.

Para evaluar el esquema actual de protecciones se emplean como parámetros los esquemas propuestos por Comisión Federal de Electricidad, en la guía criterios de ajuste para protección de transformadores y autotransformadores [1], además de emplear las recomendaciones del estándar de la IEEE para protección y coordinación en sistemas de potencia industriales conocido como *buff book* [7].

El actual esquema de protección en la subestación a analizar, no cuenta con los elementos suficientes requeridos para ofrecer y garantizar una protección adecuada a los equipos de potencia. Con una operación que data de hace 50 años atrás, y con escasas ocasiones de mejoramiento a la misma, tanto los equipos como los esquemas han quedado obsoletos para ofrecer el mejor esquema de protección, debido a los niveles de corto-circuito encontrados, así como a las pruebas de mantenimiento preventivo en el equipo primario, que arrojan alta resistencia de contactos, y niveles de aislamiento degradados.

La instalación cuenta con cinco transformadores de potencia de diferentes capacidades.

El diagrama unifilar de la subestación de potencia planteada, con las características operacionales de los elementos que la integran, se muestra en la Figura 1.1.

El alcance para analizar abarca únicamente a las zonas denominadas como Norte, Sur, Oriente y Poniente, desde la acometida, hasta las secciones principales en lado secundario denominadas como casa de fuerza 1, y casa de fuerza 2.

El primer esquema a analizar es la zona norte- sur, que consta de dos transformadores de potencia con lado primario alimentado en 115 kV, y lado secundario que reduce la tensión hasta 2,400 V, cada uno con una potencia de 7700 kVA. Los transformadores se encuentran en un arreglo en paralelo del lado secundario, suministrando un total de 15400 kVA al bus de 2400 V denominado como casa de fuerza 1.

El esquema cuenta con un interruptor de potencia (52-1 de aquí en adelante) para proteger a ambos transformadores en su lado primario en el bus de alta tensión donde convergen los equipos, bajando a una protección por corta-circuitos fusibles

para cada transformador de lado primario, y para lado secundario se cuenta con un interruptor de potencia en cada transformador. El principal problema a abarcar es el interruptor 52-1, debido a que el equipo se encuentra instalado en alturas, en la parte de la estructura celosía, dificultando las operaciones relacionadas, así como las inspecciones de mantenimiento. Se pretende por ello reemplazar el equipo, adicional a las características mencionadas, se busca uno de mayor capacidad interruptiva que soporte los niveles de falla por corto-circuito que puedan incrementarse con el tiempo debido a los cambios en la topología de la red.

Además del reemplazo de este equipo, se pretende asegurar que los dispositivos de protección, cuenten con los ajustes requeridos para ofrecer un esquema selectivo, seguro y confiable a la instalación.

El segundo esquema a analizar son las zonas oriente y poniente, que constan de dos transformadores de potencia con lado primario alimentado en 115 kV, y lado secundario que reduce la tensión hasta 2,400 V, uno cuenta con una potencia de 7700 kVA, mientras que el otro es de 6150 kVA. Los transformadores se encuentran en un arreglo en paralelo del lado secundario, suministrando un total de 13850 kVA al bus de 2400 V denominado como casa de fuerza 2. El problema a abarcar en este bus, es revisar que la coordinación de protecciones sea la adecuada, debido a que se pretende realizar un reemplazo de todos los dispositivos de protección para los circuitos derivados de casa de fuerza 2. Para ello es necesario revisar la capacidad de los elementos del circuito, y evaluar la actual coordinación de protecciones, a través de la generación de las curvas de tiempo corriente ajustadas para cada protección de sobrecorriente. Con esto se busca evaluar si los ajustes actuales son los de mejor respuesta con respecto al tiempo, magnitud de corriente, selectividad, confiabilidad y coordinación entre dispositivos, y derivado de los resultados, adaptar los parámetros a los ajustes disponibles de los nuevos dispositivos a instalar.

El presente trabajo recepcional busca ofrecer una propuesta para optimizar el esquema de protecciones, buscando las alternativas posibles a realizar con los componentes existentes.

La inversión de equipos para sugerir mejoras en el presente esquema de protección radica en el reemplazo del interruptor de potencia, la implementación de un relevador diferencial y el posible cambio de transformadores de instrumento en caso de ser necesario. Se muestra en la Figura 1.1 en rojo, el interruptor a reemplazar.

Definiendo los alcances de este trabajo, se asegura que es posible optimizar el esquema de protecciones, mejorando la selectividad, la seguridad y la confiabilidad, aun con las condiciones propuestas, las cuales fueron determinadas por la inversión económica implicada, el tiempo de ejecución del trabajo aplicado, los tiempos de entrega de los equipos requeridos y los cambios de infraestructura que implican estas sugerencias.

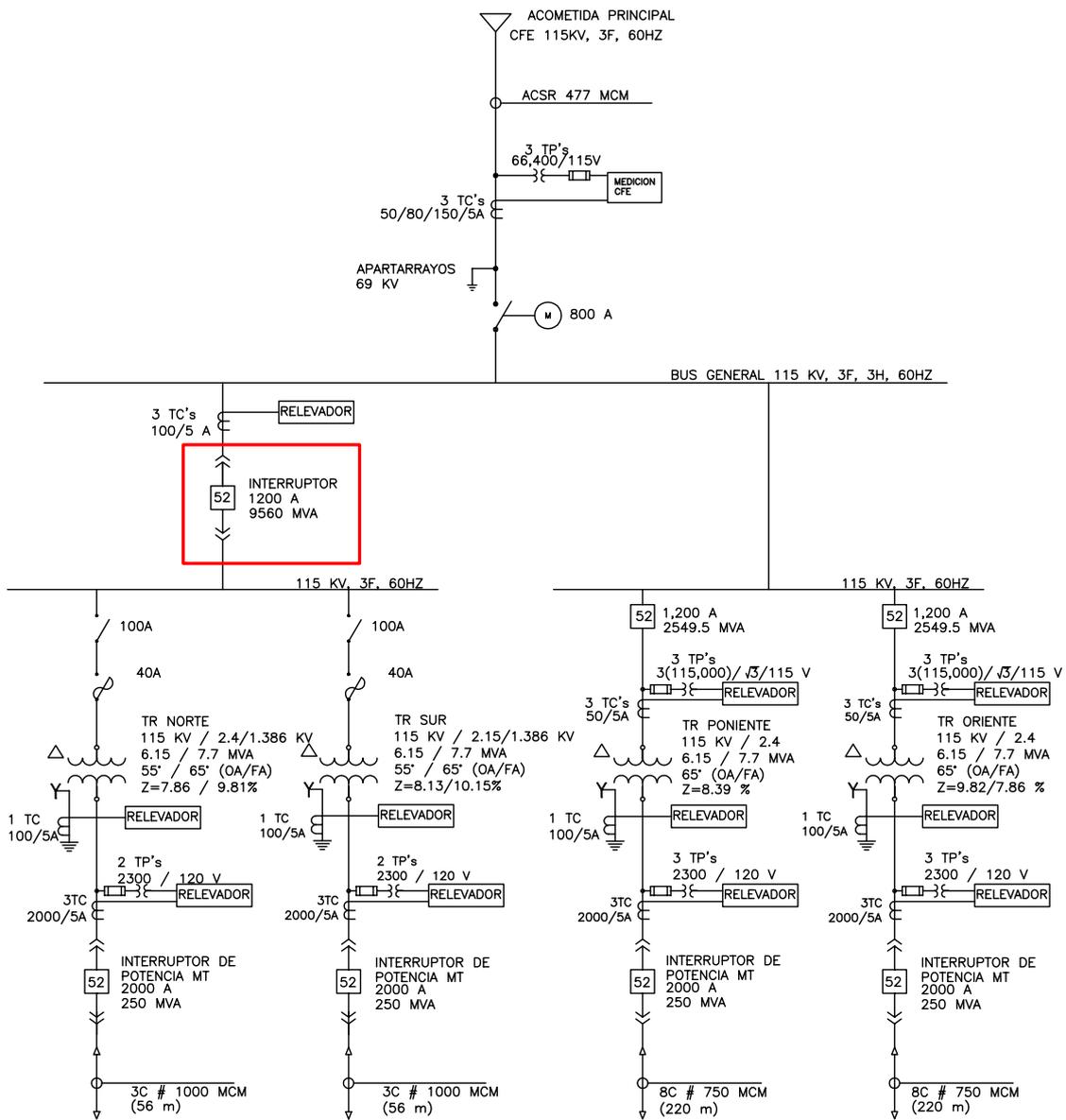


Figura 1.1: Diagrama unifilar: Datos de equipos.

La metodología a seguir para desarrollar este trabajo recepcional es:

- Analizar el marco teórico para esquemas de protecciones en sistemas de potencia con características similares al que se presenta:

La finalidad de revisar el marco teórico es plantear los fundamentos para el diseño de un esquema de protección adecuado, seguro y confiable.

- Evaluar el actual esquema de protección en la subestación analizada:

Al evaluar los componentes actuales del esquema, así como los ajustes de los elementos, se pretende determinar qué elementos se apegan al esquema de protecciones propuesto como base, y cuáles elementos requieren ser ajustados, modificados, rediseñados o incluso implementados.

- Diseño de propuesta para optimizar el esquema actual:

Con los resultados obtenidos durante la evaluación del actual esquema contra el esquema propuesto, se plantearán las alternativas disponibles para optimizar el esquema de protección, respetando los alcances delimitados para el proyecto, y buscando la mejora del esquema, con fin de obtener un esquema de protección lo más similar posible a los criterios establecidos por CFE [1].

---

## 2. Marco teórico sobre esquemas de protección en sistemas eléctricos de potencia industriales

---

### 2.1. Fundamentos del esquema de protección

El esquema de protecciones de un sistema eléctrico de potencia busca garantizar la seguridad e integridad de los elementos de una instalación, buscando el menor tiempo posible de exposición a daños en los equipos para asegurar mayor tiempo de vida útil, menores pérdidas económicas, y un suministro de energía confiable, seguro y continuo.

El manual regulatorio de requerimientos técnicos para la conexión de centros de carga al sistema eléctrico nacional, código de red 2.0 (2021) [4], establece varios requerimientos técnicos, de los cuales para la parte de protecciones se especifica que los centros de carga son responsables de la implementación y funcionamiento de sus sistemas de protección. Las protecciones de los centros de carga en el punto de conexión que se encuentren conectados en alta o media tensión se deberán coordinar con el transportista o distribuidor según corresponda para lograr este objetivo. Los sistemas de protección de los centros de carga deben estar coordinados y ser capaces de liberar las fallas causadas en sus instalaciones.

Diseñar un esquema de protección implica consideraciones económicas, tecnológicas, buscando adaptarse a la subestación y los equipos a proteger. De acuerdo con el estándar IEEE Std 242-2001 [7], un esquema debe cumplir ciertos propósitos como lo son:

1. Aislar de manera efectiva la porción afectada del sistema, y así poder mantener el servicio de manera normal en la mayor parte del sistema posible. Aislar la falla también minimiza el daño de la parte afectada del sistema.
2. Minimizar la magnitud de la corriente de corto circuito disponible, y así minimizar los daños potenciales al sistema, en conjunto de sus componentes, así como de los equipos a los cuales suministra energía.
3. Proveer de circuitos alternos, transferencias automáticas, o dispositivos de recierre automáticos, en lugares donde aplique, con el fin de minimizar la duración o alcance del suministro y los cortes en los equipos de utilización.

Las principales anomalías de las cuales se debe proteger al sistema eléctrico, son corto circuitos y sobrecargas. Los corto circuitos pueden ser causados de diferentes maneras, incluyendo fallas de aislamiento debidas a temperatura excesiva o humedad, daños mecánicos al equipo de distribución, y fallas en el equipo utilizado como resultado de sobrecargas. [7]

## 2.2. Fallas de corto circuito

Las magnitudes de corto circuito pueden llegar a alcanzar valores varias veces mayores que las capacidades nominales de los equipos, es por ello que las consecuencias pueden llegar a ser desastrosas, causando daños irreparables en los equipos instalados, y exponiendo la integridad y la seguridad de las personas que se encuentran expuestas.

Una falla de corto circuito ocurre cuando un camino de baja impedancia se forma entre fase y fase, fase y tierra o entre fases. La alta corriente que fluye a través del camino de baja impedancia puede causar daño a cualquier elemento en serie con el circuito, por ello la porción fallada del sistema debe ser aislada del servicio tan rápido como sea posible para evitar que el daño se extienda.[8]

Al diseñar el esquema de protecciones, se busca que los equipos y dispositivos seleccionados cuenten con las características de diseño adecuadas para aislar fallas, interrumpiendo altas corrientes sin comprometer el tiempo de vida y la operación de los equipos protegidos, así como también se busca salvaguardar al personal expuesto a este tipo de eventos.

De acuerdo al código de red 2.0 [4], la capacidad interruptiva y la capacidad de corto circuito de los dispositivos de protección de los centros de carga en el punto de conexión (tales como interruptores, cuchillas, fusibles, entre otros), debe estar ajustada a los niveles de corto circuito proporcionados por el CENACE y por el distribuidor. Los cuales se deben calcular tanto para dimensionar equipo eléctrico como para la coordinación de protecciones.

Existen cuatro tipos de fallas posibles de corto circuito:

1. Falla trifásica, donde se observa el comportamiento de las líneas A, B y C, en la Figura 2.1

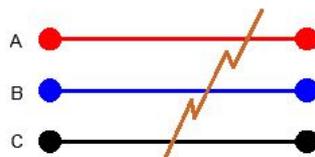


Figura 2.1: Falla trifásica.

2. Falla de fase a tierra, donde se involucra solamente una de las líneas, como se observa en la Figura 2.2.

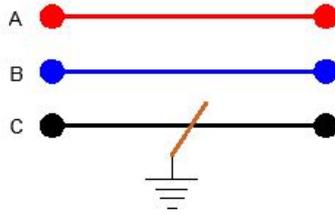


Figura 2.2: Falla de fase a tierra.

3. Falla entre dos fases, la cual se ocasiona cuando hay una pérdida de aislamiento entre dos de las fases, como se observa en la Figura 2.3.

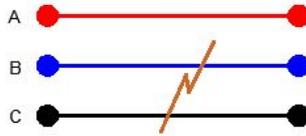


Figura 2.3: Falla entre dos fases.

4. Falla de fase a fase a tierra, la cual se presenta cuando se tiene una falla entre dos fases y la tierra, como se observa en la Figura 2.4.

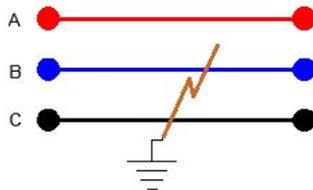


Figura 2.4: Falla de fase a fase a tierra.

Según establece Ralph E. Fehr III [8], la falla trifásica es el único tipo de falla que produce corrientes y voltajes balanceados. Por esta cuestión una falla trifásica puede ser fácilmente analizada utilizando métodos convencionales para análisis de circuitos aplicados al equivalente monofásico del sistema trifásico. Los otros tipos de fallas resultan en voltajes y corrientes desbalanceados. Es por ello que deben ser analizados por el método de componentes simétricas.

## 2.3. Diseño de esquemas de protecciones

### 2.3.1. Transformadores de instrumento

Los elementos que conforman una subestación de potencia, están diseñados para soportar altas magnitudes de corriente y voltaje. Actualmente los sistemas de protección, requieren que estos niveles de corriente y voltaje sean reducidos a magnitudes pequeñas que puedan ser leídas y soportadas por los dispositivos de protección, como son los relevadores electrónicos. Por ello se requiere transformar los valores a magnitudes pequeñas. Esto se logra gracias a los transformadores de instrumento, los cuales son utilizados con propósitos de medición o protección.

#### Transformadores de corriente (TC)

Un TC transforma la corriente de línea en valores estándar ajustados para relevadores de protección, y aísla a los relevadores de los voltajes de línea. Un TC cuenta con un devanado primario, y dependiendo de la aplicación, puede tener uno o más devanados secundarios, los cuales regularmente tienen un valor nominal de 5 A en México. [7]

De acuerdo con Chris Werstiuk en *The relay testing handbook, principles and practice* [11], existen tres valores importantes en la placa de datos de un transformador de corriente:

1. Relación de TC

La relación del TC determina la relación entre la corriente primaria y la secundaria. La relación primaria (lado alta) debe ser al menos 125 por ciento más que la carga total del lado secundario o del equipo para mantener la precisión durante todo el tiempo de operación.

2. Polaridad

La marca de polaridad debe aparecer en los planos de los TC's o debe existir una etiqueta para direccionar el flujo de la corriente primaria hacia el lado secundario. Es necesario validar que la polaridad es la adecuada para la protección a utilizar.

3. Clase de precisión, *Burden*

Existen clases de medición, de protección, o clases duales de TC's. Las clases para medición son diseñadas para una precisión máxima dentro del rango típico del secundario de un TC.

La clase para protección debe ser precisa dentro de un rango amplio de corriente (hasta 20 veces el valor nominal). Los TC's de protección deben usarse para aplicaciones de relés para garantizar el funcionamiento incluso durante altas corrientes de falla.

El *burden* del TC es la resistencia del circuito secundario del TC. El *burden* del TC debe ser inferior a la clasificación de precisión del TC, de otra forma puede

saturarse y dejar de funcionar a altas corrientes.

Una consideración importante para la aplicación de TC's en sistemas de potencia es la saturación. La precisión de un TC ante altas corrientes depende de la sección transversal del núcleo de hierro y el número de vueltas del devanado secundario. Cuanto mayor sea la sección transversal del núcleo de hierro, mayor es el flujo a entregar antes de la saturación. La saturación resulta en un rápido decremento de la precisión de la transformación. Cuanto mayor sea el número de vueltas secundarias, menor es el flujo se requiere para forzar la corriente secundaria a través del relé. Este factor influye en el *burden* que el TC puede soportar sin pérdida de precisión. [7]

Los efectos de la saturación pueden evitarse dimensionando el TC para tener un punto de inflexión de voltaje por encima del requerido por la corriente de falla máxima esperada y la carga secundaria del TC, con un margen adecuado para la componente de corriente directa y el remanente. El punto de inflexión del voltaje deberá ser de 50 por ciento a 75 por ciento del estándar de clasificación de voltaje de clase de precisión del TC. [10]

De acuerdo con [6] la saturación se puede evitar observando lo siguiente:

1. Para evitar la saturación de DC, el TC debe ser capaz de un voltaje de saturación secundario  $V_x$ , dado por la siguiente ecuación:

$$V_x > I_s * Z_s \quad (2.1)$$

Donde:

$I_s$  Es la corriente primaria dividida por la relación de vueltas

$Z_s$  es el *burden* secundario total.

La carga total del *burden* se compone de los siguientes conceptos:

- La resistencia de los devanados del TC
- La impedancia de los cables de control
- La impedancia de los equipos conectados
- La impedancia de los TC's auxiliares, si se ocupan.

Si el TC cumple con la condición de la ecuación (3.33), para un valor  $V_x$  dado, entonces será capaz de soportar la saturación.

2. Para evitar la saturación con un componente de DC en la onda primaria y con una carga resistiva pura, el voltaje de saturación requerido se da de la siguiente manera:

$$V_x > I_s * Z_s \left( 1 + \frac{X}{R} \right) \quad (2.2)$$

Donde:  $X$  es la reactancia primaria del sistema y  $R$  es la resistencia hasta el punto de falla.

## Transformadores de potencial (TP)

Los transformadores de potencial están diseñados para transformar los altos voltajes del sistema en voltajes más pequeños. Los voltajes más pequeños son medidos por el relé para calcular con precisión los voltajes primarios. Hay dos aspectos importantes de los TP's cuando se aplican a los relés de protección [11]:

1. Relación de TP

La relación de transformación del TP es pre-definida y se basa en el voltaje primario al cual está conectado.

2. Conexión de TP's

### 2.3.2. Zonas de protección

Las zonas de protección están definidas por la estratégica localización de los transformadores de corriente en un sistema eléctrico, y usualmente se colocan en superposición en las zonas para proporcionar la máxima redundancia. [11]

Las zonas dividen el sistema en zonas para generadores, transformadores, buses, líneas de transmisión, líneas de distribución, y motores. Cualquier falla que ocurre dentro de una zona de protección enviará una señal de disparo al interruptor designado de esa zona para aislar al equipo fallado del resto del sistema. [7]

Las zonas de protección se clasifican en protecciones primarias o protecciones de respaldo. Las protecciones primarias son la primera línea de defensa ante fallas, siendo las primeras en operar y aislar la falla. Cuando una falla no es aislada dentro de un tiempo determinado, las protecciones de respaldo despejan la falla mandando disparos a la protección primaria, o disparando las protecciones en las zonas adyacentes. Cuando las protecciones adyacentes son disparadas por las protecciones de respaldo, una mayor parte del sistema eléctrico se ve afectada quedando fuera de servicio. [7]

### 2.3.3. Elementos de protección

#### Protección por sobrecorriente instantánea (50)

El elemento 50 de sobrecorriente instantánea está diseñado para enviar un disparo de manera instantánea al detectar una corriente igual o mayor a su valor de ajuste *pick up*.

Aunque la designación oficial del elemento 50 es "sobrecorriente instantánea", a menudo se agrega un tiempo de retardo para transformarlo en un elemento de sobrecorriente de tiempo definido. El elemento 50 también se puede aplicar junto con elementos de sobrecorriente de tiempo inverso (51) para proteger mejor el equipo durante fallas de alta corriente. La magnitud del daño causado durante una falla puede estar directamente relacionada con la cantidad y la duración de la corriente de falla. Para limitar

el daño en los equipos, el relé debe operar más rápido durante altas corrientes de falla [11].

Ajustes del elemento 50:

- *Pick up*

Este ajuste determina cuándo comenzará el relevador a cronometrar. Se utilizan diferentes métodos para ajustar el *pick up* según los diferentes modelos de relés.

- Retardo de tiempo

El ajuste de retardo de tiempo para los elementos 50 es un retardo de tiempo fijo que determina cuánto tiempo el relé esperará a dispararse después de que se haya detectado y mantenido el arranque del elemento 50. Este ajuste se establece en ciclos, milisegundos o segundos [11].

### **Protección por sobrecorriente (51)**

El elemento 51 es el elemento de protección más común aplicado en los sistemas eléctricos. Utiliza una característica de curva inversa y operará más rápidamente a medida que la magnitud de la corriente aumenta. Hay muchos estilos diferentes de curvas en uso y cada estilo se adecua a una diferente característica de daño. Todas estas curvas son modelos matemáticos de relés electromecánicos para permitir la coordinación entre diferentes generaciones de relés [11].

Los ajustes del elemento 51 son:

- *Pick up*

Este ajuste determina cuándo comenzará el relevador a cronometrar. Se utilizan diferentes métodos para ajustar el *pick up* según los diferentes modelos de relés.

- Curva

Este ajuste elige la curva que será utilizada para cronometrar.

- *Time dial*, tiempo

Este ajuste simula el ajuste de tiempo de un relevador electromecánico y elige el retardo de tiempo entre el *pick up* (umbral de corriente) y la operación de la protección [11].

### **Protección diferencial (87)**

Un relevador diferencial opera sumando vectorialmente la corriente que fluye a la entrada y salida del circuito protegido. Normalmente la corriente de entrada que fluye en el circuito, equivale a la corriente de salida del circuito, y no existe una diferencia de corriente fluyendo en el relevador. Si ocurre una falla en esta zona, parte de la corriente fluyendo se desvía por la falla, y la corriente saliendo del circuito es menor a la corriente de entrada. Como resultado una diferencial de corriente fluye a través del relevador, y si la magnitud está fuera del rango establecido, el relevador operará [7].

La protección diferencial debe operar cuando ocurre una falla dentro de su zona de protección, ignorando las fallas que se encuentran fuera de esta zona. La Figura 2.5 muestra un ejemplo de un sistema eléctrico típico con varias zonas de protección delimitadas con protecciones diferenciales. [11]

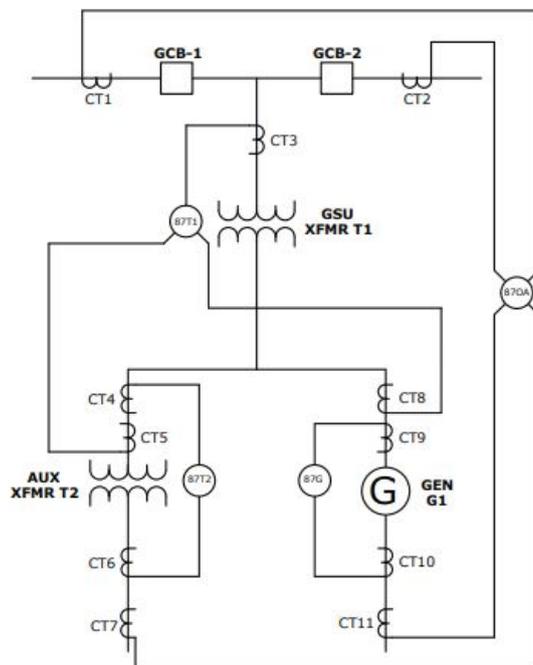


Figura 2.5: Zonas de protección delimitadas por protección diferencial.

### Ajustes

- *Pick up*

El ajuste de umbral mínimo de disparo (*minimum pick up (restrained)*), se usa para proveer mayor estabilidad al elemento diferencial al requerir que fluya una cantidad mínima de corriente antes de que el elemento diferencial dispare. Esta corriente mínima de operación se utiliza para prevenir disparos en falso debido a ruidos o errores de medición a bajos niveles de corriente. Este ajuste debe ser suficientemente alto para evitar los errores de medición de TC's en estado estable, así como la corriente de excitación del transformador, pero debe ser un valor suficientemente bajo para incrementar la sensibilidad. A menudo se sugiere un valor alrededor de 0.3 veces el valor nominal o del dispositivo de protección.

- TAP

El ajuste de TAP define el valor normal de operación de corriente en el rango de la carga del equipo protegido, el voltaje primario, y el valor de relación de transformación de corriente. Este ajuste se utiliza como el valor por unidad de la corriente de operación del elemento protegido, y la mayoría de los ajustes diferenciales se basan en el ajuste del TAP. La fórmula a utilizar para el correcto ajuste de TAP es la siguiente:

$$\left( TAP = \frac{(CTsecundaria) (Potencia)}{(VoltajeL - L) (\sqrt{3}) (CTprimaria)} \right) \quad (2.3)$$

- Pendiente 1, *slope 1*

El ajuste (*slope 1*) establece la relación entre la corriente de operación y la corriente de restricción que debe ser excedido antes de que opere el elemento 87. La configuración de la pendiente generalmente se establece de 20 a 30 por ciento.

- Pendiente 2, *slope 2*

El ajuste (*slope 2*) establece la relación entre la corriente de operación y la corriente de restricción que debe ser excedida antes de que el elemento 87 opere si la corriente de restricción excede un valor predefinido o punto de ruptura definido por el usuario entre *slope 1* y *slope 2*. Los ajustes de porcentaje de las pendientes, se usan para discriminar entre fallas internas y fallas externas, se define pendiente 1 o pendiente 2 para adaptar a las diferencias actuales debidas al transformador de potencia cambiador de TAP, corriente de magnetización y error de relé.

La aplicación de dos pendientes mejora la sensibilidad en la región donde el error del TC es menor y aumenta la seguridad en la región de alta corriente donde el error del TC es mayor. Ambas pendientes deben ser definidas como el límite de pendiente 1 o punto de ruptura. Si el error es sólo del 1 por ciento, la pendiente 1 se puede configurar en aproximadamente el 25 por ciento. Una buena elección para el punto de ruptura es aproximadamente 3 por unidad de TAP, mientras que la pendiente 2 probablemente debería configurarse en el rango de 50 a 60 por ciento para evitar problemas con la saturación del TC en altas corrientes. Una configuración la pendiente 2 del 60 por ciento cubre el error del TC hasta aproximadamente el 20 por ciento.

El esquema gráfico de operación para la pendiente 1 y la pendiente 2 se muestra en la Figura 2.6, de acuerdo con el manual de instrucciones para el relevador SEL-587 [9].

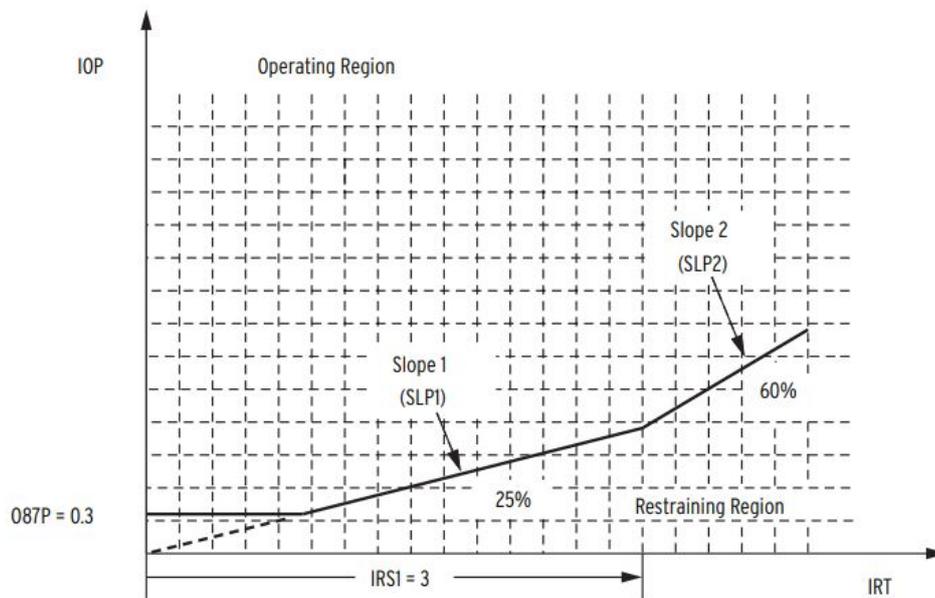


Figura 2.6: Características de pendiente 1 y 2 [9].

Los ajustes a programar son:

- Punto de ruptura, (*break point*)

Este ajuste definirá si se utiliza el *slope 1* o *slope 2* para el cálculo de la diferencial. El punto de ruptura se define como un múltiplo del TAP, y si la corriente de restricción excede el ajuste del punto de ruptura, el elemento 87 usará el valor de la pendiente 2 para su cálculo.

- Tiempo de retardo, (*time delay*)

Este ajuste define el tiempo de retardo entre el valor de *pick up* del elemento 87 y su disparo. Usualmente se ajusta al menor valor posible, pero puede ser ajustado hasta tres ciclos como máximo para mayor confiabilidad en algunos relés.

- Bloqueo, (*block*)

El ajuste de bloqueo define una condición que previene un disparo en falso. El ajuste bloqueo define una condición que evitará que la protección diferencial opere debido a la acción o entrada en operación de otro dispositivo [11].

### 2.3.4. Protección de transformadores de potencia

#### Fallas en transformadores

a. Fallas en el devanado: Esta es la causa más frecuente de fallas en transformadores. Las razones para este tipo de falla incluyen deterioro de aislamiento, defectos de manufactura, sobrecalentamiento, estrés mecánico, vibraciones y picos de voltaje.

b. Cambiador de TAP sin carga: Algunas fallas son atribuidas a ensamblados inapropiados, daños durante el transporte, vibración excesiva, o diseño inadecuado.

c. Fallas en las boquillas: Las causas pueden incluir vandalismo, contaminación, envejecimiento, agrietamiento y animales.

d. Cambiador de TAP bajo carga: Las causas incluyen mal funcionamiento mecánico, problemas de contacto, contaminación en el líquido aislante, y estrés excesivo en la unidad. Este sistema es normalmente aplicado en sistemas de suministros más que en sistemas industriales.

e. Fallas misceláneas: Las causas incluyen fallas de aislamiento en el núcleo, fallas en boquillas de transformadores de corriente, fugas de líquido debido a soldaduras ineficientes o daños en el tanque, daños debido al traslado, o materiales ajenos dejados dentro del tanque del equipo [7].

### **Esquema de protección de transformadores**

De acuerdo con los criterios de ajuste para transformadores y autotransformadores por el comité nacional de análisis de redes y el comité de especialistas de protecciones de la subdirección de transmisión, de Comisión Federal de Electricidad, de la Gerencia de Protecciones [1], el esquema de protección para transformadores mayores a 7.5 MVA de dos devanados con conexión delta-estrella, se muestra en la Figura 2.7.

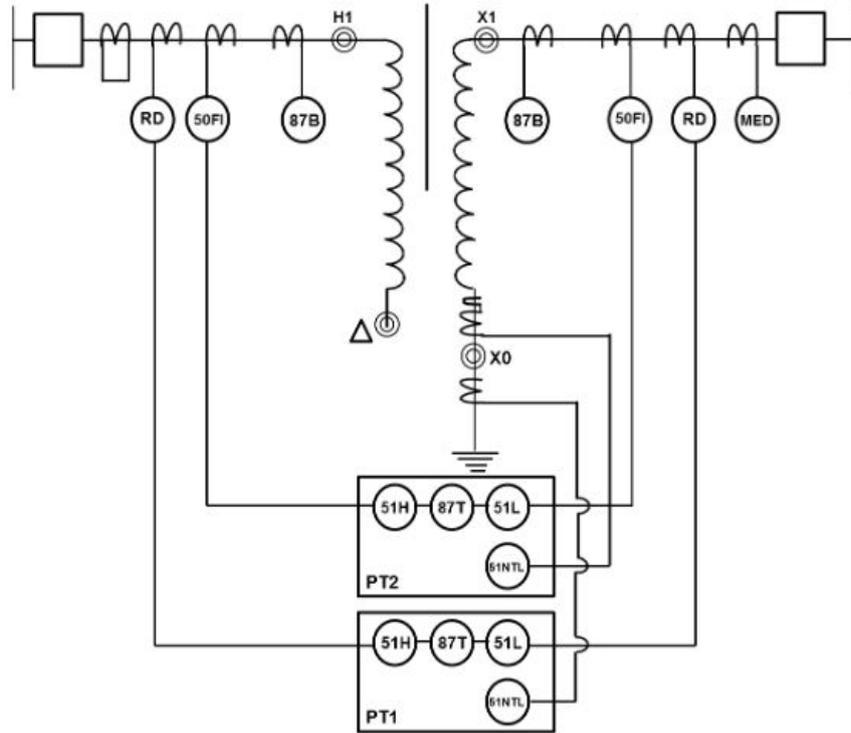


Figura 2.7: Esquema de protección para transformadores mayores a 7.5 MVA de dos devanados con conexión delta-estrella de acuerdo a los criterios de ajuste para transformadores y autotransformadores por el comité nacional de análisis de redes y el comité de especialistas de protecciones de la subdirección de transmisión, de Comisión Federal de Electricidad, de la Gerencia de Protecciones [1].

De acuerdo con la especificación CFE G0000-62, de los esquemas normalizados de protecciones para transformadores, autotransformadores y reactores de potencia [6], el esquema de protección de transformadores de potencia de 7.5 MVA y mayores, con dos devanados en conexión delta-estrella, debe tener una protección principal (PT1) y una protección de respaldo (PT2), donde se incluyan las siguientes funciones de protección:

- Protección diferencial de transformador PT1, relevador independiente
- Protección diferencial de transformador PT2, relevador independiente
- La PT1 y la PT2 deben contar con funciones adicionales 51H, 51L y 51 NTL
- Se acepta como función adicional de la PT1 o PT2 o 87B el 50FI, únicamente para tensiones de 161 kV y menores
- Protecciones propias contenidas en el transformador (63T, 63P, 49T) PCT
- El número de relevadores 50FI depende del arreglo de la subestación
- La función 50FI se acepta como función adicional para tensiones menores o iguales a 34.5 kV

El alcance de estos requerimientos técnicos aplica a transformadores, autotransformadores y reactores que utiliza la Comisión Federal de Electricidad.

### 2.3.5. Protección de capacitores

Para la desconexión de capacitores de más de 600 V se deben utilizar interruptores operados en grupo que sean capaces de:

1. Conducir continuamente no menos del 135 por ciento de la corriente nominal de la instalación del capacitor.
2. Interrumpir la corriente de carga máxima permanente de cada capacitor, banco de capacitores o instalación de capacitores que se desconectan como una unidad.
3. Soportar la máxima corriente de irrupción incluidas las contribuciones de las instalaciones adyacentes de capacitores.
4. Conducir las corrientes debidas a fallas en el lado de los capacitores del interruptor. [5]

## 2.4. Estudios de coordinación de protecciones

Una parte importante para asegurar la operación segura del esquema de protecciones, es el análisis del comportamiento de la protecciones de un esquema, con base en la operación de cada uno, según sus parámetros de ajustes. A través de estudios de coordinación de protecciones y corto circuito es posible analizar el comportamiento que existe entre los dispositivos de protección dispuestos por zonas, para verificar que los ajustes de tiempo y corriente permiten una operación escalonada entre los dispositivos de protección para asegurar que las fallas sean aisladas en la zona en cuestión. Además se asegura también que las capacidades de diseño de los equipos seleccionados para abrir circuitos, son las adecuadas para garantizar una operación confiable y un aislamiento seguro de la falla.

### 2.4.1. Estudio de corto circuito

Se realiza un estudio de corto circuito en las nuevas instalaciones eléctricas para determinar la máxima corriente de falla en diferentes locaciones del sistema. Los estudios de corto circuito también deben realizarse en instalaciones existentes cada vez que se realizan cambios significativos a la instalación y/o a la red de esa parte del sistema. [11]

El estudio de corto circuito utiliza la siguiente información del sistema eléctrico para crear un modelo matemático para calcular las corrientes máximas de falla:

- Impedancia de fuente o acometida y contribución máxima de falla (generalmente la fuente primaria de corriente de falla)
- Voltajes del transformador y la impedancia del mismo expresada en porcentaje (por lo general, la mayor impedancia en un sistema eléctrico)
- Tamaños y longitudes de los cables (por lo general, la segunda mayor impedancia en un sistema eléctrico)

- Ampacidad de barra y corriente de falla máxima soportada (para determinar si el equipo cuenta con el diseño adecuado para soportar las corrientes máximas de falla)
- Impedancia del generador y contribución máxima de falla (para determinar la aportación del generador a la falla)
- Tamaño del motor (hp o MW) e impedancia (los motores pueden ser fuente de corriente de falla durante los primeros ciclos de una falla) [11]
- La revisión de los transformadores de instrumento.

### 2.4.2. Estudio de coordinación de protecciones

El estudio de coordinación de protecciones se utiliza para determinar las características, valores nominales y ajustes de los dispositivos de protección contra sobrecorriente que minimizan el daño al equipo e interrumpen corto circuitos lo más rápido posible. Estos dispositivos se aplican generalmente para que, ante una falla o condición de sobrecarga, se interrumpa solamente una porción mínima del sistema eléctrico. El estudio de coordinación de protecciones de sobrecorriente es la comparación y selección de los tiempos de operación de los dispositivos de protección que cumplen los objetivos del esquema de protección bajo condiciones anormales de operación. Este estudio debe incluir todos los dispositivos desde el equipo de utilización hasta la fuente [7].

Los estudios de coordinación se realizan para asegurar que todos los dispositivos de protección protegen los equipos y se coordinan entre sí dentro de un sistema eléctrico [11].

Un estudio de coordinación también proporciona datos útiles para la selección de:

- Relaciones de transformadores de instrumento
- Características y ajustes del relé de protección
- Características y valores nominales de los fusibles
- Valores nominales, características y ajustes de los interruptores automáticos de baja tensión [7].

### Curvas de tiempo corriente (TCC)

Una curva TCC define el tiempo de operación de un dispositivo de protección para varias magnitudes de corriente de operación. [7]

La TCC se utiliza para mostrar todos los equipos relacionados y dispositivos de protección en un dibujo simple de entender para verificar la coordinación entre dispositivos de protección de acuerdo a los ajustes con los que cuenta cada dispositivo. Una TCC traza todas las características de los dispositivos y equipos en relación con el tiempo y la corriente en un gráfico logarítmico para garantizar una protección y coordinación adecuadas. [11]

## 2.5. Selección de dispositivos

Una vez analizadas las características del sistema de potencia, comprendiendo desde las corrientes nominales de los elementos de potencia hasta los resultados de las corrientes de falla que pueden fluir a través del sistema, se seleccionan los dispositivos de protección adecuados en conjunto de los elementos necesarios para su operación, para poder brindar un esquema de protecciones confiable a la instalación. Los tres elementos que comprenden el esquema de protección son:

### 1. Equipo primario

El equipo primario se refiere a los interruptores de potencia, a las cuchillas y seccionadores seleccionados para interrumpir una falla o para abrir un circuito en condiciones operativas adecuadas. Para seleccionar los interruptores de potencia, es necesario considerar la capacidad interruptiva de diseño, contra la máxima corriente de falla calculada a través del estudio de corto circuito, para asegurar que el equipo seleccionado es capaz de aislar una falla sin comprometer su integridad.

### 2. Relevadores de protección

Para la selección de las protecciones como lo son relevadores, es necesario considerar algunos puntos importantes, como las funciones de protección disponibles en el relevador, que deberán cumplir con los requisitos establecidos por el esquema de protección seleccionado para aplicar en la zona de protección.

### 3. Transformadores de instrumento

Los transformadores de instrumento se deben seleccionar de acuerdo a su clase de precisión, y garantizando que la corriente de falla calculada no provocará saturación de los elementos. Es importante seleccionar una relación de transformación adecuada que no limite la precisión en función de la carga demandada por el circuito.

---

## 3. Revisión de esquema de protecciones de subestación reductora

---

En la Figura 2.7 se muestra el esquema de protección a evaluar. Este esquema protege transformadores de potencia iguales o mayores a 7.5 MVA, con conexión delta - estrella para dos devanados [1] .

De acuerdo con la Figura 2.7, la revisión del esquema de protecciones a realizar de la subestación reductora, consistirá en:

- Revisar las funciones de protección con las que cuentan los transformadores de potencia, y todos los elementos dentro de la subestación reductora.
- Analizar el estudio de corto circuito y evaluar la capacidad interruptiva de los dispositivos de protección con los que cuenta el esquema actualmente, de la subestación reductora hasta el bus de casa de fuerza 2.
- Evaluar las capacidades de los transformadores de corriente dispuestos para los relevadores de protección en cada zona de protección analizada, desde la subestación reductora hasta el bus de casa de fuerza 2.
- Realizar el análisis de coordinación de protecciones a fin de evaluar a detalle los ajustes de operación de las protecciones de sobrecorriente de fase contra la carga y el ajuste sugerido para las zonas de protección de este esquema, desde la subestación reductora hasta el bus de casa de fuerza 2, para casa de fuerza 2 se analiza la potencia de cada circuito derivado con fin de evaluar el criterio de ajuste de las protecciones.

### 3.1. Revisión del esquema de protección

Realizando la evaluación de la subestación reductora con [1] y [6], y la Figura 2.7, se encontró que las funciones de protección de cada transformador son las de sobrecorriente 50 y 51, la protección de fase para lado primario, y la protección de fase y de neutro para lado secundario, además de la protección diferencial 87 para la zona del transformador Oriente y para la zona de transformador Poniente.

En la sección 3.4 se evaluará la selectividad de las protecciones con los ajustes actuales para las funciones de sobrecorriente 50 y 51 a través de las curvas de tiempo corriente de cada dispositivo de protección.

Para complementar el esquema de protecciones, es necesario implementar una protección diferencial en la zona de protección de los transformadores Norte y Sur.

## 3.2. Análisis de corto circuito

El estudio de corto circuito pretende determinar los niveles de corriente de falla trifásica y falla monofásica en los principales buses de la instalación eléctrica.

Para realizar el estudio de corto circuito de la subestación reductora, fueron recopilados los valores de impedancia, niveles de tensión, distancia de conductores, capacidades de potencia entre otros, mediante un levantamiento técnico de los equipos, y utilizando como referencia los diagramas unifilares existentes.

Todos los datos técnicos fueron utilizados para modelar la instalación eléctrica en el software SKM PTW, para posteriormente realizar una corrida de corto circuito para sistemas balanceados en el módulo Dapper. Para la especificaciones de los modelos de cálculo se desprecian las aportaciones de los motores de inducción, pero se consideran las aportaciones de todas las cargas reactivas capacitivas.

Para el valor de la aportación de la acometida se tomó el valor de 11350 A para falla trifásica, y 8810 A para falla de línea a tierra. Estos valores fueron obtenidos de los niveles de corto circuito de la Red Nacional de Transmisión publicados por el CENACE [2].

Entre las consideraciones operativas para el modelado de este estudio, se consideró que los transformadores de potencia en la zona "Norte Sur", operan en paralelo, existiendo un bus que enlaza ambos equipos en el lado de baja tensión. De la misma manera, se consideró que en las zonas Poniente y Oriente, los transformadores de potencia operan en paralelo, existiendo un bus que enlaza ambos equipos en el lado de baja tensión.

A continuación se muestran los valores de falla trifásica y falla de fase a tierra obtenidos a través del software SKM PTW.

En la Figura 3.1, se muestran los valores de corriente de falla obtenidos para la zona de la acometida. Se observa que el valor de falla trifásica obtenido para el bus general de 115 kV de donde se derivan los transformadores que componen la subestación reductora es de 11296 A, mientras que el valor de falla de línea a tierra es de 8764 A.

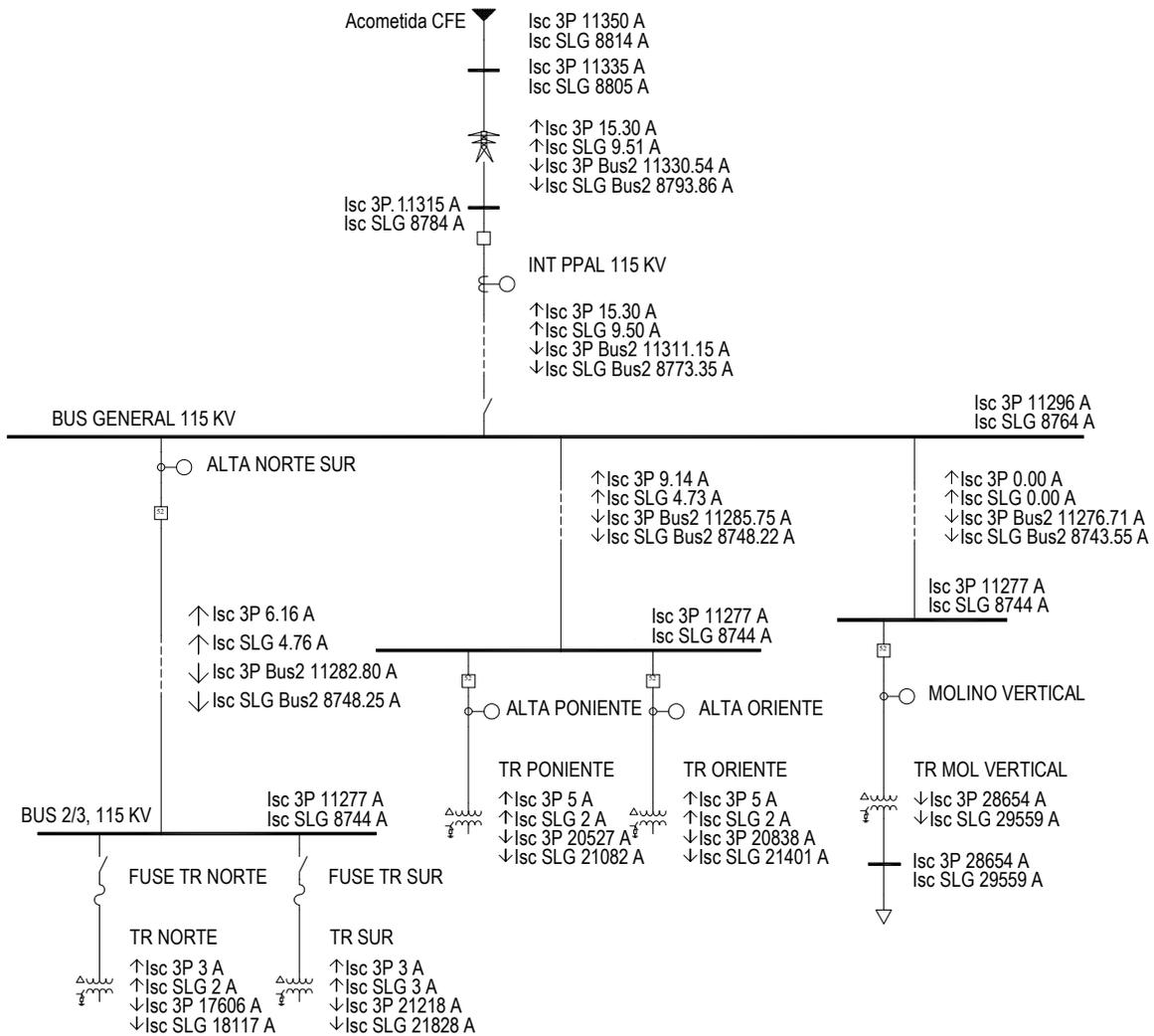


Figura 3.1: Diagrama unifilar de corto circuito en alta tensión.

En la Figura 3.2, se muestran los valores de corriente de falla para la zona Norte Sur, se observa que el valor de falla trifásica obtenido para el bus de lado primario de ambos transformadores es de 11277 A, y el valor de falla de línea a tierra es de 8744 A.

Se observa para el transformador Norte una corriente de falla descendiendo por lado secundario de magnitud de 17606 A para falla trifásica, y con magnitud de 18117 A para falla de línea a tierra, mientras que para el transformador Sur la magnitud es de 21218 A para falla trifásica, y de 21828 A para falla de línea a tierra.

En el bus secundario donde ambos transformadores se unen, las corrientes de falla se suman, obteniendo un valor de 36486 A para falla trifásica, y 35906 para falla de línea a tierra. Este bus se denomina casa de fuerza 1.

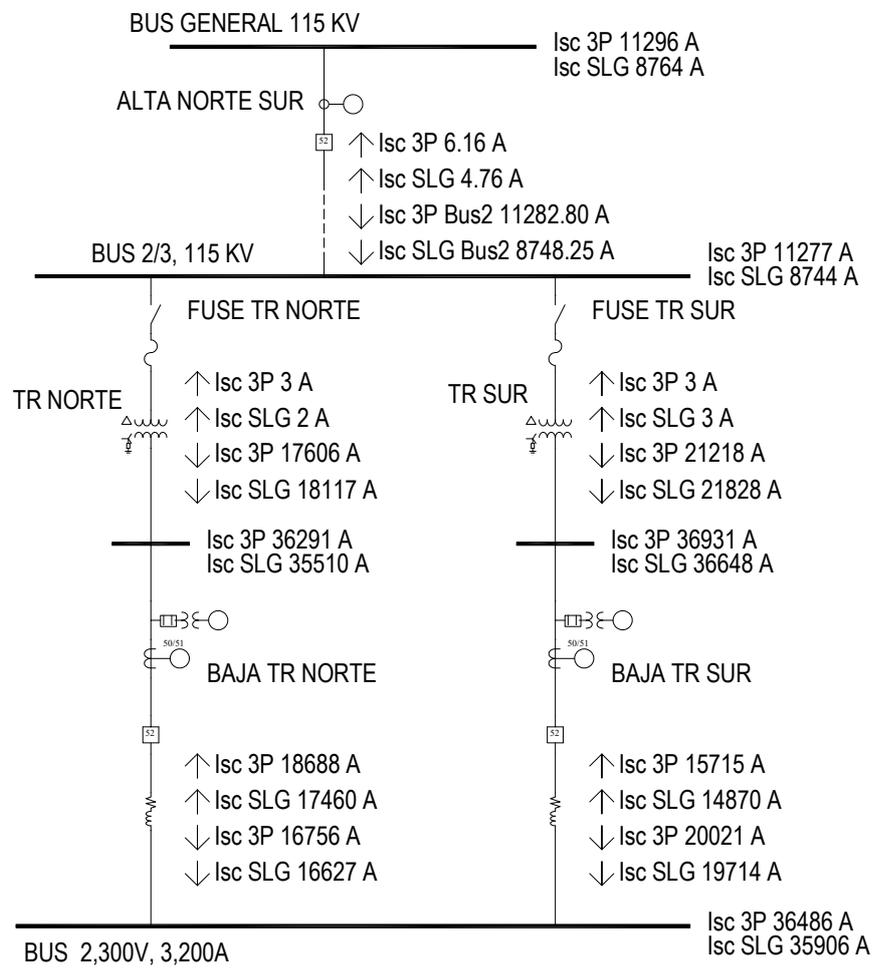


Figura 3.2: Diagrama unifilar de corto circuito de la zona Norte Sur.

En la Figura 3.3 se muestran los valores de corriente de falla para la zona Poniente Oriente, El valor de falla trifásica obtenido para el bus de lado primario de ambos transformadores es de 11277 A, y el valor de falla de línea a tierra es de 8744 A.

Para el transformador Poniente, se observa una corriente de falla descendiendo por lado secundario de magnitud de 20527 A para falla trifásica, y con magnitud de 21082 A para falla de línea a tierra, mientras que para el transformador Oriente la magnitud es de 20838 A para falla trifásica, y de 21401 A para falla de línea a tierra.

En el bus secundario donde ambos transformadores se unen, las corrientes de falla se suman, obteniendo un valor de 37486 A para falla trifásica, y 35828 para falla de línea a tierra. Este bus se denomina casa de fuerza 2.

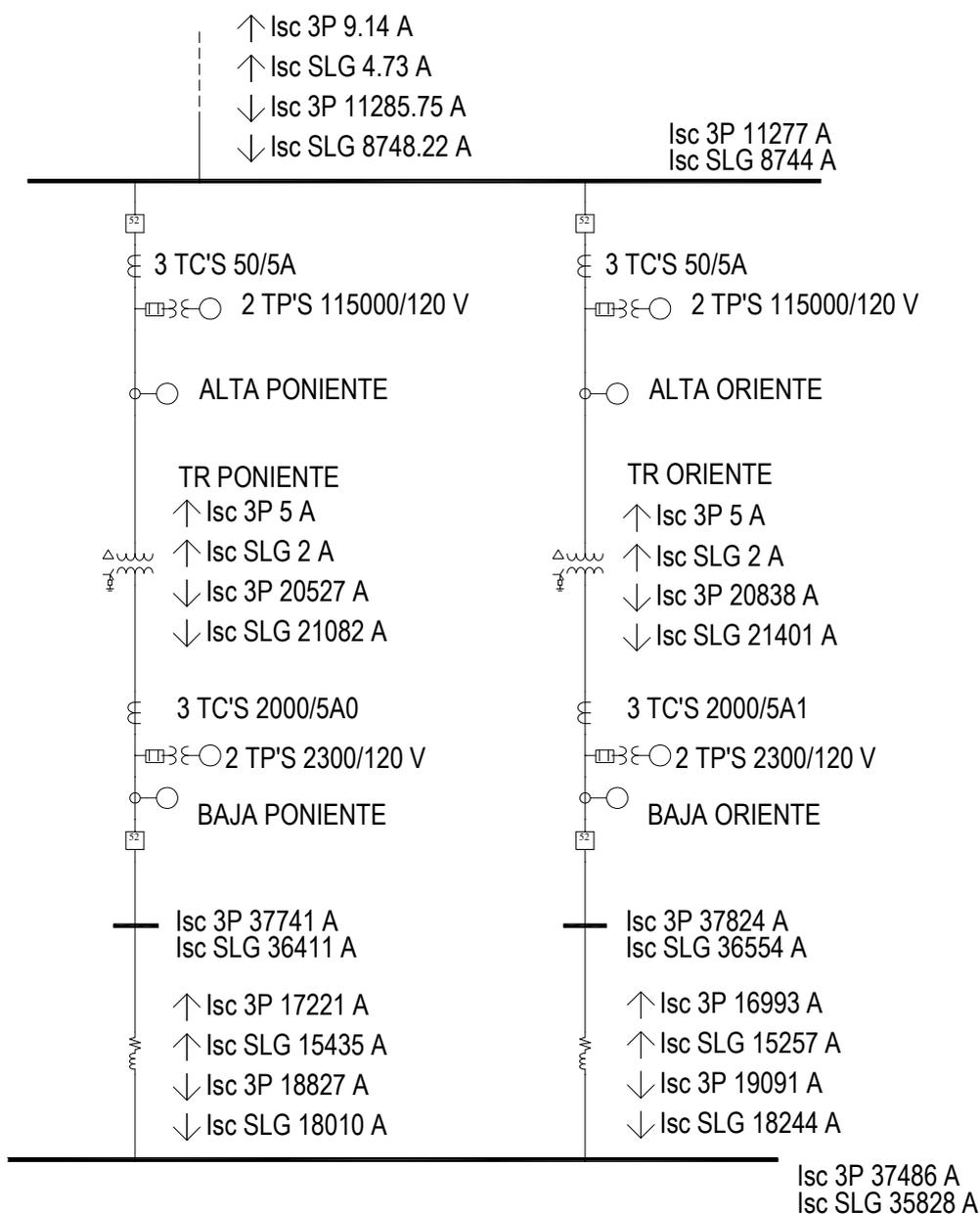


Figura 3.3: Diagrama unifilar de corto circuito de la zona poniente Oriente.

### 3.3. Evaluación de transformadores de corriente existentes en el esquema de protección

Para evaluar si los TC's dispuestos en cada protección son adecuados, es necesario comprobar que los límites establecidos por la ecuación 2.2 son respetados, para corroborar que los equipos no presentarán una condición de saturación ante un evento de falla.

De acuerdo con las especificaciones de CFE para TC's de clasificación 10P20 con operación en 115 kV o más [3], se muestran los valores de tensión mínima de saturación, carga (o *burden*) y potencia nominal secundaria para cada capacidad en el Cuadro 3.1.

RTC (A)	Potencia nominal secundaria (VA)	Tensión mínima de saturación (V)	Carga (Ohms)	f.p.
300:5	100.00	400.00	4.00	0.8
400:5	133.33	533.33	5.33	0.8
500:5	166.67	666.67	6.67	0.8
600:5	100.00	400.00	4.00	0.8
800:5	133.33	533.33	5.33	0.8
1000:5	166.67	666.67	6.67	0.8
1200:5	100.00	400.00	4.00	0.8
1600:5	133.33	533.33	5.33	0.8
2000:5	166.67	666.67	6.67	0.8

Cuadro 3.1: Valores típicos de tensiones de saturación de TC's de 115 kV a 138 kV [3].

Los TC's a evaluar del esquema de protección de subestación reductora y de casa de fuerza 2 se muestran en el Cuadro 3.2:

Transformadores de corriente		
Capacidad del TC	Tensión del bus	Dispositivo de protección
600 : 5	115 kV	Interruptor principal
100 : 5	115 kV	Alta Norte y Sur
50 : 5	115 kV	Alta Poniente
50 : 5	115 kV	Alta Oriente
2000 : 5	2.4 kV	Baja Norte
2000 : 5	2.4 kV	Baja Sur
2000 : 5	2.4 kV	Baja Oriente
2000 : 5	2.4 kV	Baja Poniente
800 : 5	2.4 kV	Capacitor 1
800 : 5	2.4 kV	Capacitor 2
200 : 5	2.4 kV	Empaque 2
250 : 5	2.4 kV	Patio de materiales
150 : 5	2.4 kV	Sala de control
1600 : 5	2.4 kV	Horno y homogenización
1500 : 5	2.4 kV	Molino 4
250 : 5	2.4 kV	Yeso
800 : 5	2.4 kV	Carbón

Cuadro 3.2: Transformadores de corriente del esquema de protección de subestación reductora y de casa de fuerza 2.

### Transformador de corriente en interruptor principal

Para el TC en el interruptor principal, se tiene una magnitud de corto circuito de 11315 A, y la relación de transformación del TC es de 120.

$$Vx > (11315/120) * (4) \quad (3.1)$$

$$400V > 377,16V \quad (3.2)$$

La condición para evaluar si el TC es capaz de soportar la saturación si se cumple.

### Transformador de corriente en Alta Norte y Sur

Para el TC en Alta Norte y Sur, se tiene una magnitud de corto circuito de 11296 A, y la relación de transformación del TC es de 20.

$$Vx > (11296/20) * (4) \quad (3.3)$$

$$400V < 2259,20V \quad (3.4)$$

La condición para evaluar si el TC es capaz de soportar la saturación no se cumple.

### **Transformador de corriente en Alta Poniente**

Para el TC en Alta Poniente, se tiene una magnitud de corto circuito de 11277 A, y la relación de transformación del TC es de 10.

$$Vx > (11277/10) * (4) \quad (3.5)$$

$$400V < 4510,80V \quad (3.6)$$

La condición para evaluar si el TC es capaz de soportar la saturación no se cumple.

### **Transformador de corriente en Alta Oriente**

Para el TC en Alta Oriente, se tiene una magnitud de corto circuito de 11277 A, y la relación de transformación del TC es de 10.

$$Vx > (11277/10) * (4) \quad (3.7)$$

$$400V < 4510,80V \quad (3.8)$$

La condición para evaluar si el TC es capaz de soportar la saturación no se cumple.

### **Transformador de corriente en Baja Norte**

Para el TC en Baja Norte , se tiene una magnitud de corto circuito de 36921 A, y la relación de transformación del TC es de 400.

$$Vx > (36291/400) * (4) \quad (3.9)$$

$$400V > 362,91V \quad (3.10)$$

La condición para evaluar si el TC es capaz de soportar la saturación si se cumple.

### **Transformador de corriente en Baja Sur**

Para el TC en Baja Sur , se tiene una magnitud de corto circuito de 36931 A, y la relación de transformación del TC es de 400.

$$Vx > (36931/400) * (4) \quad (3.11)$$

$$400V > 369,31V \quad (3.12)$$

La condición para evaluar si el TC es capaz de soportar la saturación si se cumple.

### **Transformador de corriente en Baja Poniente**

Para el TC en Baja Poniente, se tiene una magnitud de corto circuito de 37741 A, y la relación de transformación del TC es de 400.

$$Vx > (37741/400) * (4) \quad (3.13)$$

$$400V > 377,41V \quad (3.14)$$

La condición para evaluar si el TC es capaz de soportar la saturación si se cumple.

### **Transformador de corriente en Baja Oriente**

Para el TC en Baja Oriente, se tiene una magnitud de corto circuito de 37824 A, y la relación de transformación del TC es de 400.

$$Vx > (37824/400) * (4) \quad (3.15)$$

$$400V > 378,24V \quad (3.16)$$

La condición para evaluar si el TC es capaz de soportar la saturación si se cumple.

### **Transformador de corriente en capacitor 1, capacitor 2 y Carbón**

Para estos TCs, se tiene una magnitud de corto circuito de 37486 A, y la relación de transformación del TC es de 160.

$$Vx > (37486/160) * (4) \quad (3.17)$$

$$400V < 937,15V \quad (3.18)$$

La condición para evaluar si el TC es capaz de soportar la saturación no se cumple.

## **Transformador de corriente en empaque 2**

Para este TCs, se tiene una magnitud de corto circuito de 37486 A, y la relación de transformación del TC es de 40.

$$Vx > (37486/40) * (4) \quad (3.19)$$

$$400V < 3748,60V \quad (3.20)$$

La condición para evaluar si el TC es capaz de soportar la saturación no se cumple.

## **Transformador de corriente en patio de materiales y yeso**

Para estos TCs, se tiene una magnitud de corto circuito de 37486 A, y la relación de transformación del TC es de 50.

$$Vx > (37486/50) * (4) \quad (3.21)$$

$$400V < 2998,88V \quad (3.22)$$

La condición para evaluar si el TC es capaz de soportar la saturación no se cumple.

## **Transformador de corriente en sala de control**

Para estos TCs, se tiene una magnitud de corto circuito de 37486 A, y la relación de transformación del TC es de 30.

$$Vx > (37486/30) * (4) \quad (3.23)$$

$$400V < 4998,13V \quad (3.24)$$

La condición para evaluar si el TC es capaz de soportar la saturación no se cumple.

## **Transformador de corriente en horno y homogenización**

Para estos TCs, se tiene una magnitud de corto circuito de 37486 A, y la relación de transformación del TC es de 320. En este TC se considera un burden de 5.33.

$$Vx > (37486/320) * (5,33) \quad (3.25)$$

$$533,33V < 822,66V \quad (3.26)$$

La condición para evaluar si el TC es capaz de soportar la saturación no se cumple.

#### **Transformador de corriente en Molino 4**

Para estos TCs, se tiene una magnitud de corto circuito de 37486 A, y la relación de transformación del TC es de 300. En este TC se considera un burden de 5.33.

$$Vx > (37486/300) * (5,33) \quad (3.27)$$

$$533,33V < 666,00V \quad (3.28)$$

La condición para evaluar si el TC es capaz de soportar la saturación no se cumple.

Se observa que debido a la alta magnitud de falla por corto circuito, la mayoría de los transformadores de corriente no cumplen con la ecuación 2.2.

### **3.4. Análisis de coordinación de protecciones para función de sobrecorriente**

Para el desarrollo del estudio de coordinación de protecciones, se ha realizado un levantamiento técnico de los equipos y componentes de la instalación eléctrica, tomando los principales datos del equipo de potencia como capacidades, tensiones de operación, impedancias y en el caso de los conductores, distancias. Además se han recopilado los parámetros de ajuste actuales de los dispositivos de protección de la subestación de potencia, con finalidad de modelar las curvas de tiempo corriente del esquema, y validar la operación.

De acuerdo con el levantamiento técnico realizado, la información ha sido capturada en el software "SKM POWER TOOLS" para la generación de las curvas de tiempo corriente, en el módulo *captor time current coordination*, el cual emplea los modelos matemáticos de las curvas utilizadas para la función 51 de sobrecorriente en los relevadores de protección, modelando en una gráfica logarítmica el comportamiento de la corriente contra el tiempo dentro del cual la protección opera, según los ajustes cargados para los parámetros de *pick up*, *time dial*, y curva, ajustados de acuerdo con la relación de transformación de cada dispositivo de protección.

Para un análisis detallado, se muestra cada curva generada por zona de protección, mostrando todos los dispositivos de protección que convergen en la zona a revisar, para evaluar los tiempos de operación, así como la selectividad del dispositivo de acuerdo con la jerarquía de la protección en el ramal. Se muestra un análisis para las protecciones de fase y un análisis para las protecciones de neutro.

### 3.4.1. Zona de protección: Acometida

La primera zona a analizar es el lado alta, en "Bus general 115 kV".

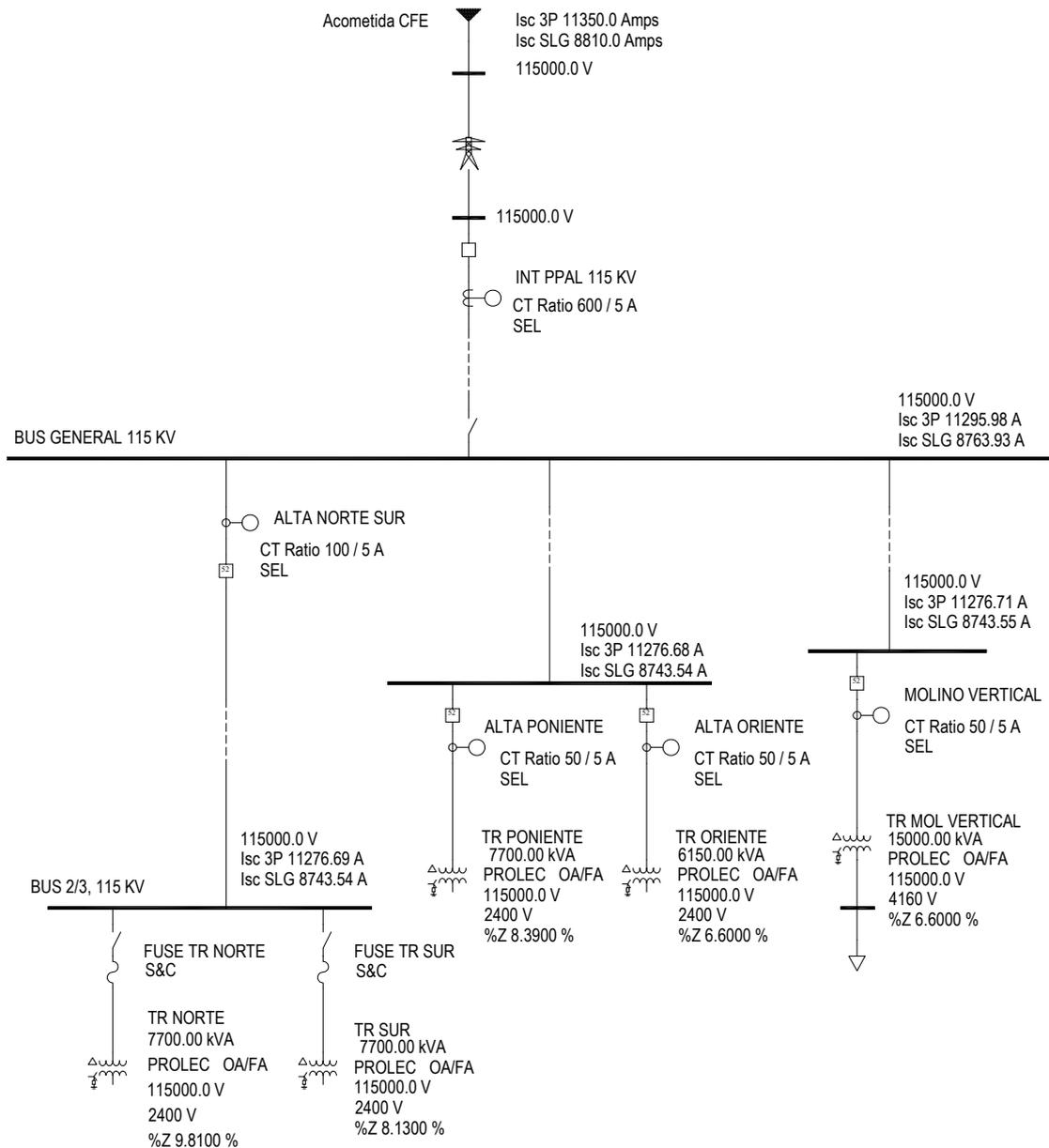


Figura 3.4: Diagrama unifilar simple de acometida.

En la Figura 3.4 se observa el diagrama unifilar de la subestación reductora que consta de cinco transformadores de potencia. Cuatro de ellos reducen el nivel de voltaje de 11500 V hasta 2400 V, con un tipo de enfriamiento ONAN, de los cuales tres de

ellos son de capacidad de 7700 kVA, mientras que el cuarto es de 6150 kVA. El quinto transformador reduce el nivel de voltaje desde 115000 V hasta 4160 V, y tiene una capacidad de 15000 kVA. La capacidad instalada de esta subestación es de 44,250 kVA, en el bus general de 115000 V.

La máxima capacidad de corriente en amperes de los equipos puede ser obtenida de acuerdo con la ecuación (3.29)

$$\left( Corriente(A) = \frac{Potencia(kVA)}{(Voltaje(kV)) (\sqrt{3})} \right) \quad (3.29)$$

Reemplazando los valores nominales de los equipos instalados en la ecuación 3.29 se obtiene:

$$\left( Corriente(A) = \frac{44,250(kVA)}{(115(kV)) (\sqrt{3})} \right) = 222,15A \quad (3.30)$$

Los actuales ajustes de cada dispositivo de protección de esta zona, se indican en el Cuadro 3.3.

Ajustes actuales de protecciones en acometida				
Ajustes de protección de fase	Interruptor principal	Alta Norte y Sur	Alta Poniente	Alta Oriente
Relación de transformación de corriente	600 : 5	100 : 5	50 : 5	50 : 5
Pick up función 51	1 (120A)	5(100A)	5 (50A)	5 (50A)
Curva y tiempo	U3 VI 5.5	U3 VI 7	U3 VI 6	U3 VI 6
Pick up función 50	30(3600 A)	50(1000 A)	50(500 A)	50(500 A)
Ajustes de protección de neutro	Interruptor principal	Alta Norte y Sur	Alta Poniente	Alta Oriente
Relación de transformación de corriente	600 : 5	100 : 5	200 : 5	200 : 5
Pick up función 51	1 (120A)	5(100A)	2 (80A)	2 (80A)
Curva y tiempo	U3 VI 5.5	V Very Inverse 6	U3 VI 9	U3 VI 9
Pick up función 50	30(3600 A)	50(1000 A)	—	—

Cuadro 3.3: Ajustes actuales de protecciones en acometida.

En la Figura 3.5 se muestran las curvas de tiempo-corriente de los dispositivos de protección que cubren esta zona, para la función de sobrecorriente de fases 50/51.

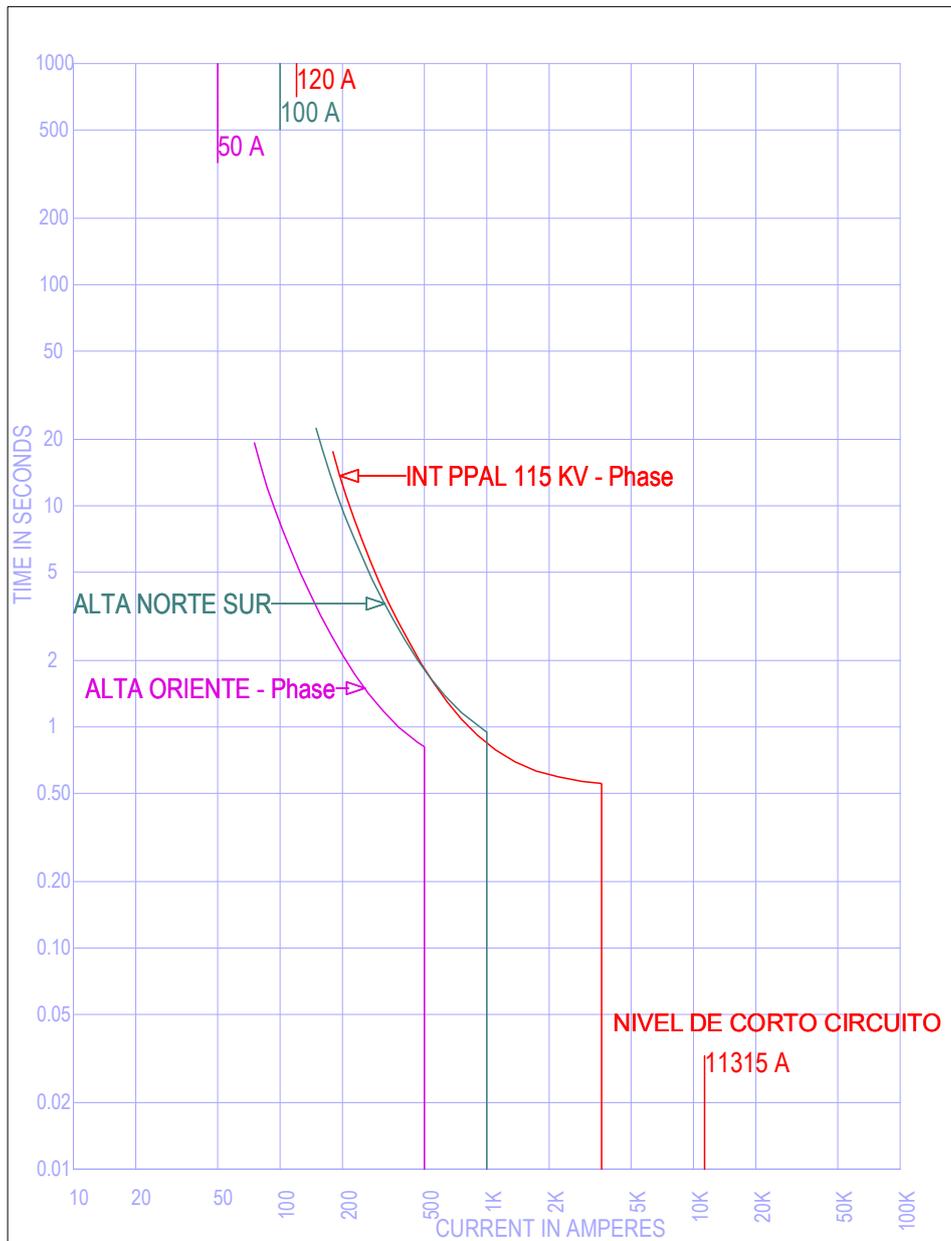


Figura 3.5: TCC de protecciones de fase en zona de protección de acometida, tensión de referencia a 115 kV.

Para los dispositivos de protección Alta Oriente y Alta Poniente se cuenta con el mismo ajuste de protección en la función de sobrecorriente de fase, por ello únicamente aparece uno de los dispositivos modelados.

Se observa que el ajuste de umbral de corriente para el relevador INT PPAL 115 KV, el cual es la protección principal de toda la subestación, se encuentra en 120 A. De acuerdo con la ecuación (3.29), la máxima capacidad de corriente es de 222 A, por lo cual el umbral de la protección se encuentra ajustado para operar cuando el centro de carga alcance alrededor del 55 por ciento de su capacidad.

También se observa que el ajuste instantáneo de esta protección está ajustado en 3600 A, previo al valor de falla trifásica de 11296 A obtenido en el estudio de corto circuito según muestra la Figura 3.1.

De acuerdo con la jerarquía de los dispositivos de protección mostrada en el unifilar en la Figura 3.4, se observa que los circuitos derivados Oriente y Poniente se encuentran con el ajuste adecuado para liberar una falla en coordinación con el interruptor principal de 115 kv, ofreciendo selectividad en estas ramas del esquema.

Sin embargo es posible apreciar que el circuito "Norte Sur" no cuenta con el ajuste de tiempo adecuado para abrir el circuito en caso de falla, traslapando su operación contra la del interruptor principal, lo cual puede representar la pérdida de suministro de energía en más de un circuito, sin aislar eficazmente al circuito fallado.

La separación mínima entre protecciones está determinada por un tiempo de entre 200 ms a 300 ms, de acuerdo con los criterios de ajuste de CFE [1].

En la Figura 3.6 se muestran las curvas de tiempo-corriente de los dispositivos de protección que cubren esta zona, para la función de sobrecorriente de neutro.

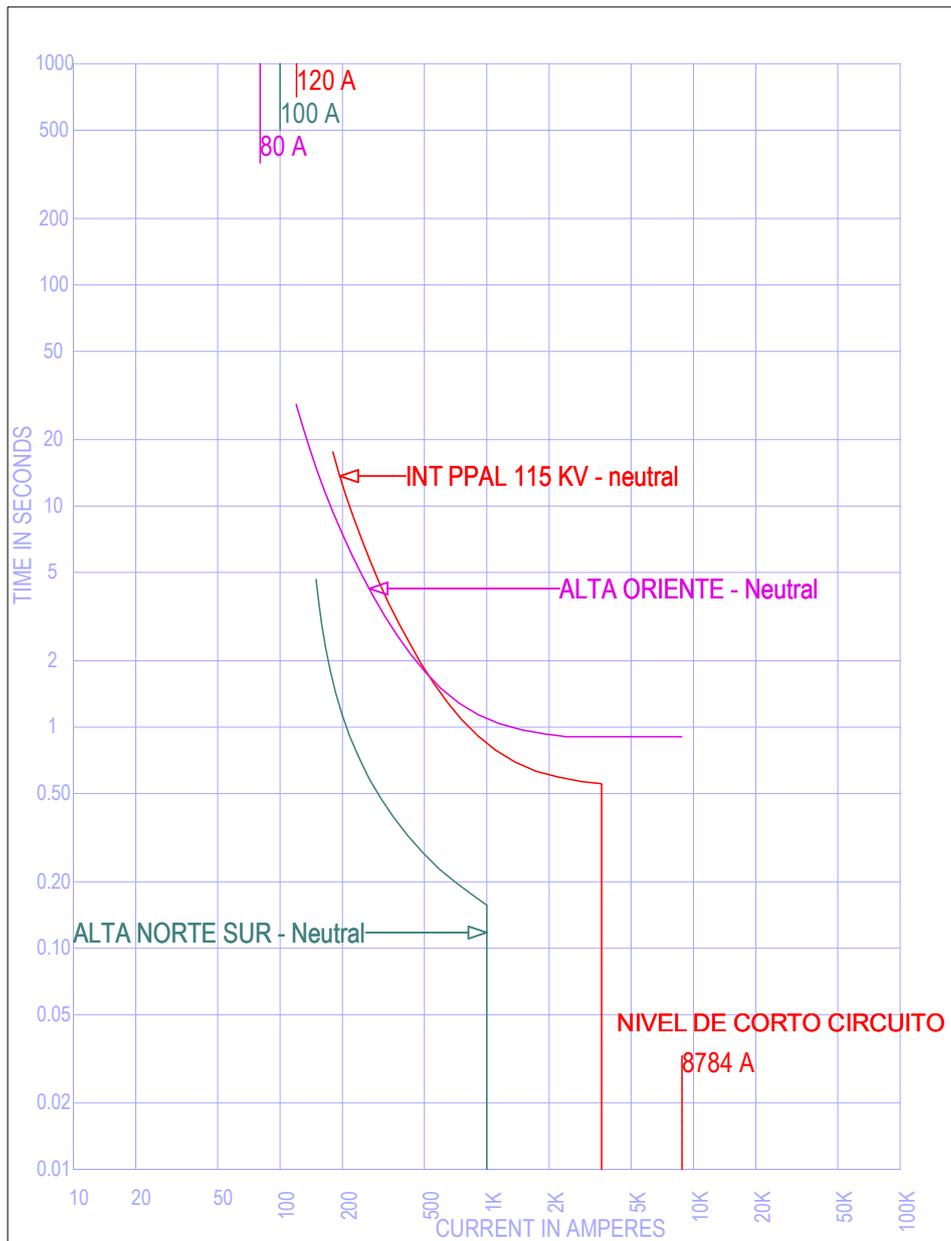


Figura 3.6: TCC de protecciones de neutro en zona de protección de acometida, tensión de referencia a 115 kV.

Se observa que el ajuste de neutro para el interruptor principal es igual al ajuste de fase. De acuerdo con la capacidad máxima de la subestación, se sugiere ajustar la protección entre 20 y 30 por ciento, una magnitud de alrededor 55 A.

### 3.4.2. Zona de protección: Norte y Sur

Para el análisis de la zona Norte y Sur se consideran los dispositivos de protección de la Figura 3.7, donde se observa que los principales equipos a proteger en esta zona son dos transformadores de potencia con una capacidad total de 15400 kVA.

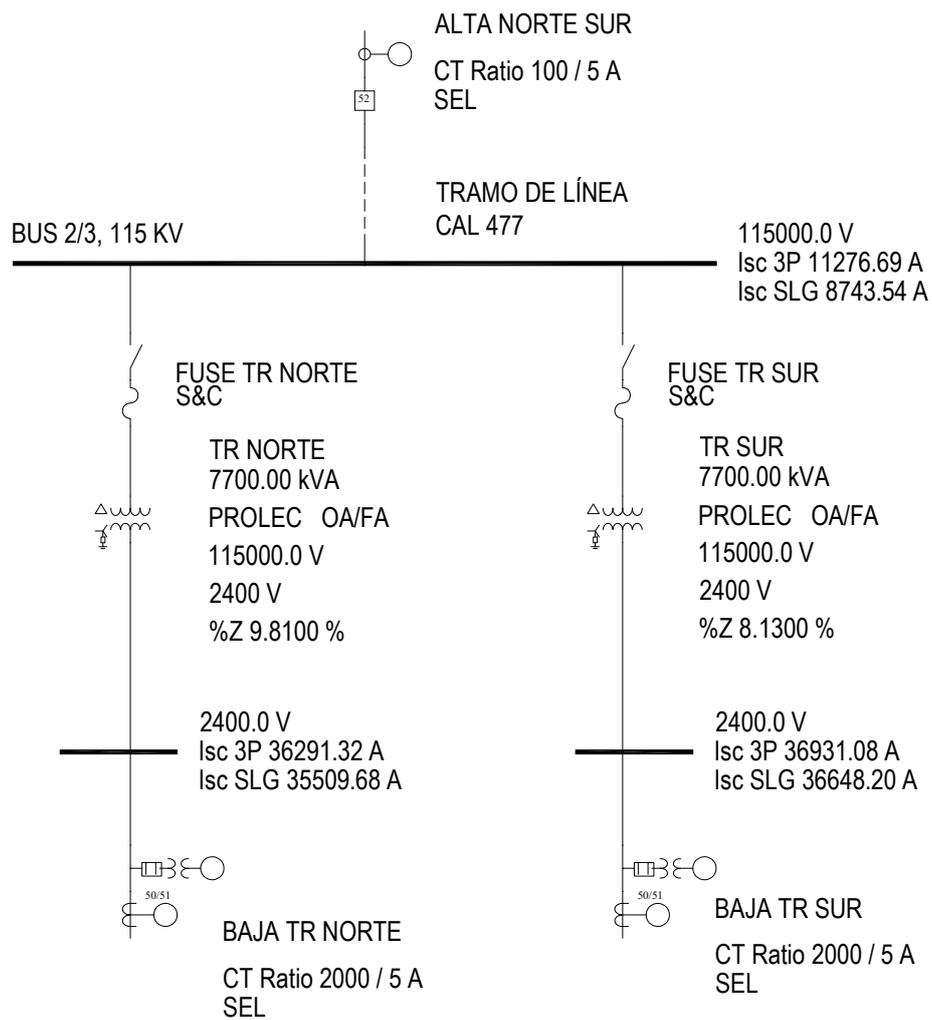


Figura 3.7: Diagrama unifilar simple de zona norte y sur.

## Lado primario transformadores Norte y Sur

Para el lado primario de la zona "Norte y Sur", con un nivel de tensión en 115 kV, se tienen 3 dispositivos de protección, un relevador de protección denominado como alta norte sur, y dos juegos de cuchillas fusibles que aparecen como fuse tr norte y fuse tr sur, como se ve en la Figura 3.7.

Cada transformador posee una potencia de 7.7 MVA en operación FA (aire forzado).

Reemplazando las variables de la ecuación (3.29) con los valores nominales, obtenidos de los datos de placa del transformador, se obtiene:

$$\left( Corriente(A) = \frac{7700KVA}{(115KV)(\sqrt{3})} \right) = 39A \quad (3.31)$$

La corriente máxima de cada equipo de potencia es de 39 A aproximadamente.

Los ajustes actuales de operación para cada dispositivo de protección que interviene en esta zona, se muestran el Cuadro 3.4.

Ajustes actuales de protecciones en zona Norte Sur				
Ajustes de protección de fase	Interruptor principal	Alta Norte y Sur	Fuse TR Norte	Fuse TR Sur
Relación de transformación de corriente	600 : 5	100 : 5	Valor In	Valor In
Pick up función 51	1 (120A)	5(100A)	50 A	50 A
Curva y tiempo	U3 VI 5.5	U3 VI 7	—	—
Pick up función 50	30 (3600A)	50 (1000A)	—	—
Ajustes de protección de neutro	Interruptor principal	Alta Norte y Sur	Fuse TR Norte	Fuse TR Sur
Relación de transformación de corriente	600 : 5	100 : 5	—	—
Pick up función 51	1 (120A)	5(100A)	—	—
Curva y tiempo	U3 VI 5.5	U3 VI 6	—	—
Pick up función 50	30 (3600A)	50 (1000A)	—	—

Cuadro 3.4: Ajustes actuales de protecciones en lado primario de zona Norte Sur.

En la Figura 3.8. se muestra la curva de tiempo-corriente generada con los ajustes de operación de las protecciones de sobrecorriente de fase dispuestas para esta zona.

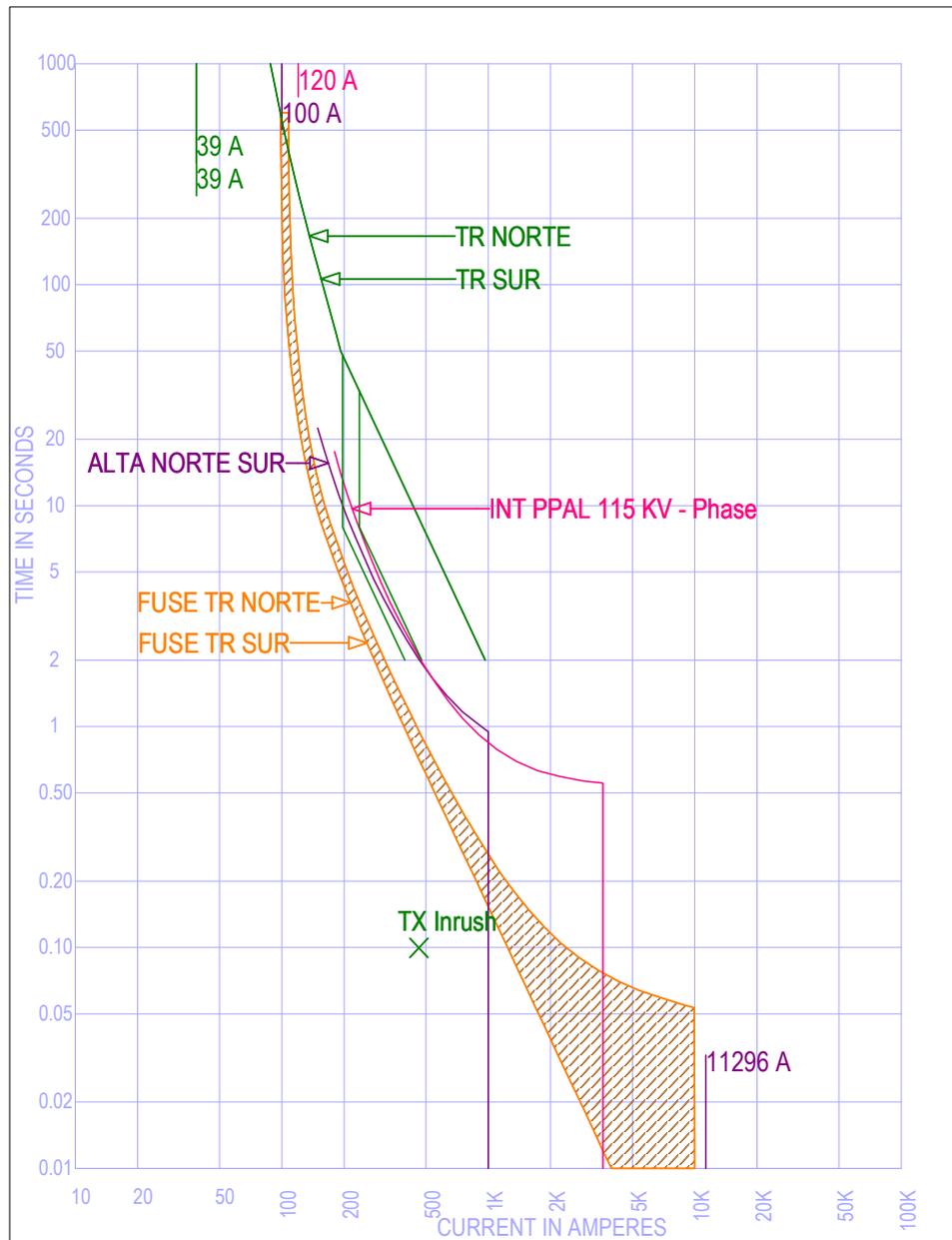


Figura 3.8: TCC de protecciones de fase en zona de protección Norte y Sur, lado primario, tensión de referencia a 115 kV.

Se observa que el primer dispositivo de protección de cada transformador en esta zona, son cortacircuitos fusibles con una capacidad de 50 A, misma que es el valor inmediato superior estandarizado de selección para la corriente máxima obtenida en cada transformador.

Posteriormente se observa una protección denominada Alta Norte Sur, la cual de acuerdo con la Figura 3.7, es una protección compartida entre ambos transformadores. Este relevador tiene ajuste *pick up* de 100 A y cuenta con un retardo de tiempo inverso a la corriente. La potencia máxima de este bus contemplando ambos equipos, es de 80 A aproximadamente. Por lo cual se observa que el ajuste del *pick up* fue dimensionado al 125 por ciento de la capacidad de potencia máxima.

Esta protección tiene también un ajuste instantáneo para operar a los 1000 A. El valor para la corriente de falla de línea a línea de acuerdo con el estudio de corto circuito mostrado en la Figura 3.2, es de 11296 A, por lo cual el ajuste instantáneo se encuentra muy por debajo del valor sugerido.

Por último se observa la protección INT PPAL 115KV, analizando ambas curvas se puede apreciar que los tiempos de operación de ambos dispositivos de protección se trasponen en algunos puntos, lo cual puede ocasionar un mal aislamiento de la falla debido a la falta de selectividad en los tiempos de ajuste. De acuerdo con los criterios de CFE [1], lo ideal es tener una separación de al menos 200 ms entre cada protección.

En la Figura 3.9 se muestra la curva de tiempo-corriente generada con los ajustes de operación de las protecciones de sobrecorriente de neutro dispuestas para esta zona.

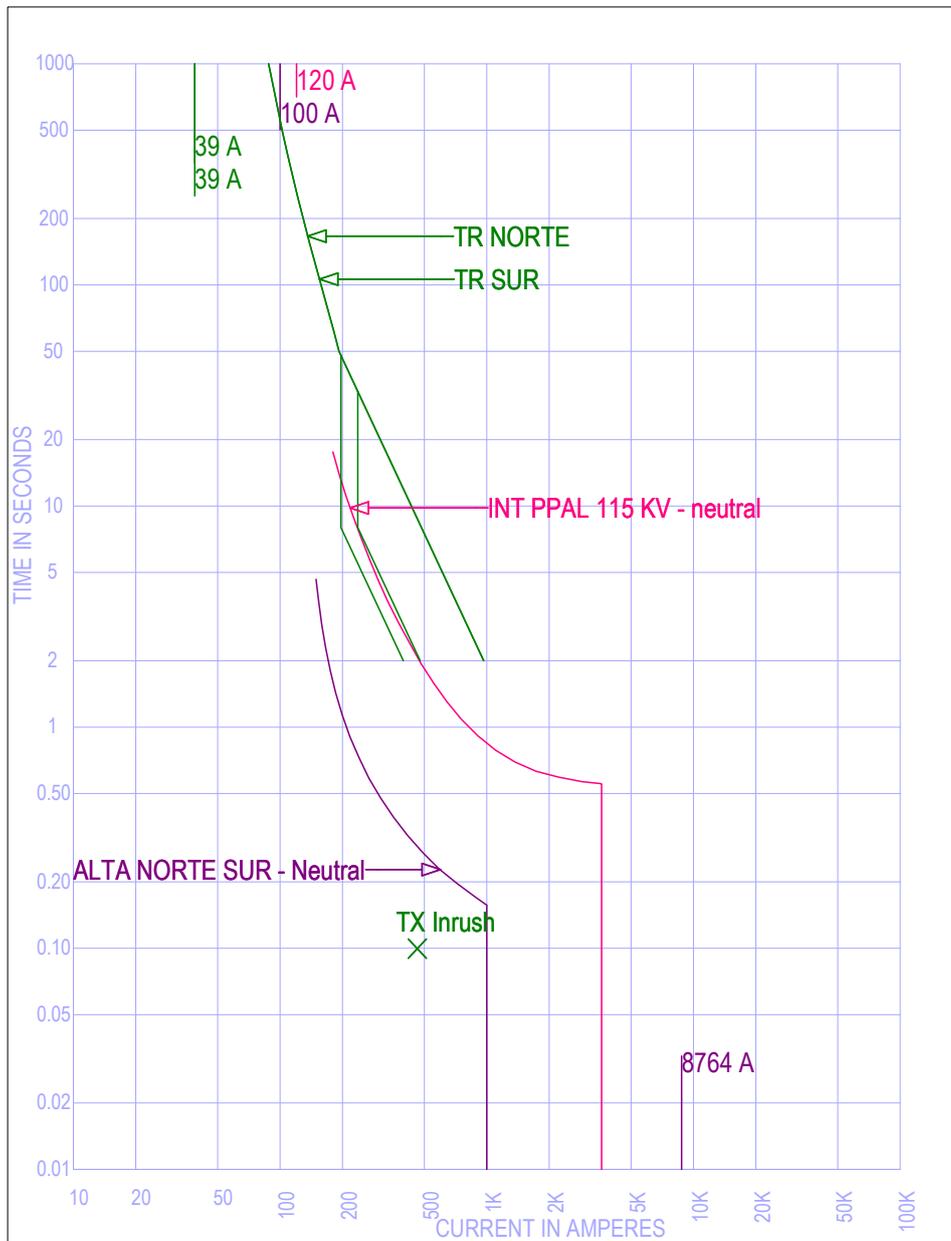


Figura 3.9: TCC de protecciones de neutro en zona de protección Norte y Sur, lado primario, tensión de referencia a 115 kV.

Se observa que ambos transformadores cuentan con una conexión tipo delta en su lado primario, razón por la cual no es necesaria una protección de neutro de acuerdo con el esquema de la Figura 2.7. Sin embargo, se observa que los relevadores de protección cuentan con el ajuste activo, a una magnitud igual que el ajuste de sobrecorriente.

Se sugiere prescindir de esta función para el relevador de lado primario de los transformadores, ya que no se apega a las características mostradas en la Figura 2.7.

## Lado secundario transformadores Norte y Sur

De acuerdo con la ecuación (3.29), la corriente del lado secundario de cada transformador será:

$$\left( Corriente(A) = \frac{7700KVA}{(2,400KV)(\sqrt{3})} \right) = 1,852,33A. \quad (3.32)$$

Para el análisis de esta zona de protección, es importante considerar que ambos transformadores se encuentran en operación paralela, por lo que existe un bus uniéndolos en el lado secundario de cada uno. Por lo cual se puede inferir que la máxima corriente del bus es de 3704.66 A.

Los ajustes actuales de operación para cada dispositivo de protección que interviene en esta zona, se muestran el Cuadro 3.5.

Ajustes actuales de protecciones en zona Norte Sur				
Ajustes de protección de fase	Alta Norte y Sur	Baja TR Norte y Sur	Fuse TR Norte	Fuse TR Sur
Relación de transformación de corriente	100 : 5	2000 : 5	Valor In	Valor In
Pick up función 51	5(100 A)	4(1600 A)	50 A	50 A
Curva y tiempo	U3 VI 7	U3 VI, 5	—	—
Pick up función 50	50 (1000 A)	—	—	—
Ajustes de protección de neutro	Alta Norte y Sur	Baja TR Norte y Sur	Fuse TR Norte	Fuse TR Sur
Relación de transformación de corriente	100 : 5	2000 : 5	—	—
Pick up función 51	5(100 A)	1(400 A)	—	—
Curva y tiempo	U3 VI 6	U3 VI, 6	—	—
Pick up función 50	50 (1000 A)	—	—	—

Cuadro 3.5: Ajustes actuales de protecciones en lado primario y secundario zona Norte Sur.

En la Figura 3.10 se muestran las curvas de operación de las protecciones de sobrecorriente de fases para los transformadores en esta zona.

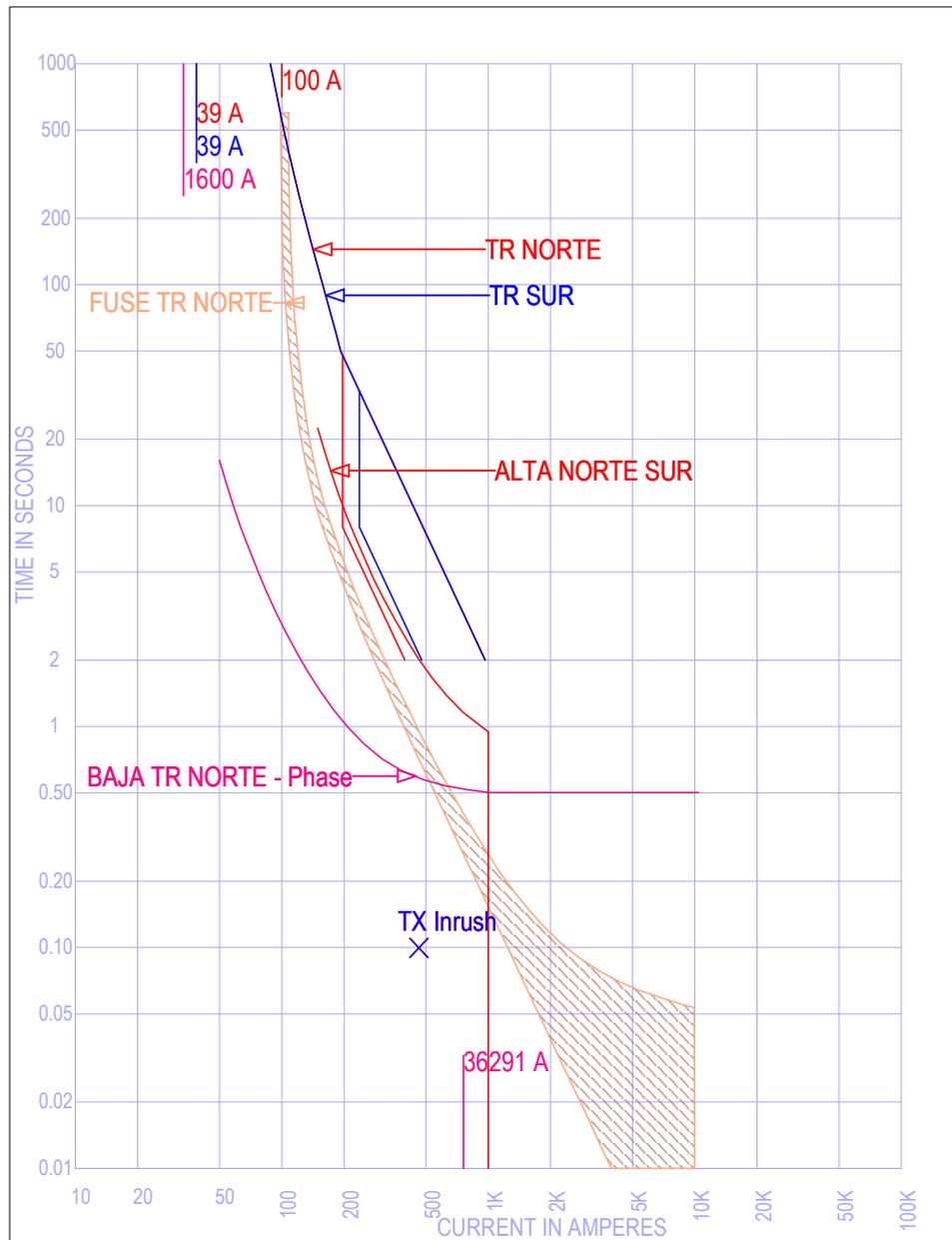


Figura 3.10: TCC de protecciones de fase en zona de protección Norte y Sur, lado secundario, tensión de referencia 2400 V.

Los ajustes de la protección Baja TR Norte así como de la protección Baja TR Sur son iguales, por lo cual sólo se muestra una de ellas en la Figura 3.10, de igual manera los valores nominales de la protección Fuse TR Norte, así como de la protección Fuse TR Sur son iguales. La ubicación de estos dispositivos en la instalación eléctrica se visualiza con mayor claridad en la Figura 3.7.

Se observa que el ajuste *pick up* de las protecciones del lado secundario es de

1600A. Recordando la operación de los transformadores Norte y Sur, la máxima potencia en este bus es de 3,704.66 A. Los dispositivos de protección se encuentran ajustados al 44 por ciento de la capacidad total demandable.

La operación de los relevadores dispuestos en el lado secundario, cubren la curva de daño de cada transformador, y se encuentran en coordinación con el fusible del lado de alta, permitiendo una operación selectiva. Se observa que el relevador del lado alta también se encuentra coordinado con las protecciones del lado de baja, para la función 51 de sobrecorriente con retardo de tiempo. Sin embargo se observa que la protección instantánea del relevador Baja Tr Norte (al igual que del relevador Baja TR sur), no se encuentra activa. Para mejorar la selectividad en esta zona se sugiere activar el instantáneo del relevador y ajustarlo de acuerdo a la magnitud de la falla trifásica obtenida por el estudio de corto circuito según la Figura 3.2.

En la Figura 3.11 se plasman las curvas de operación de las protecciones de sobrecorriente de neutro para los transformadores en esta zona.

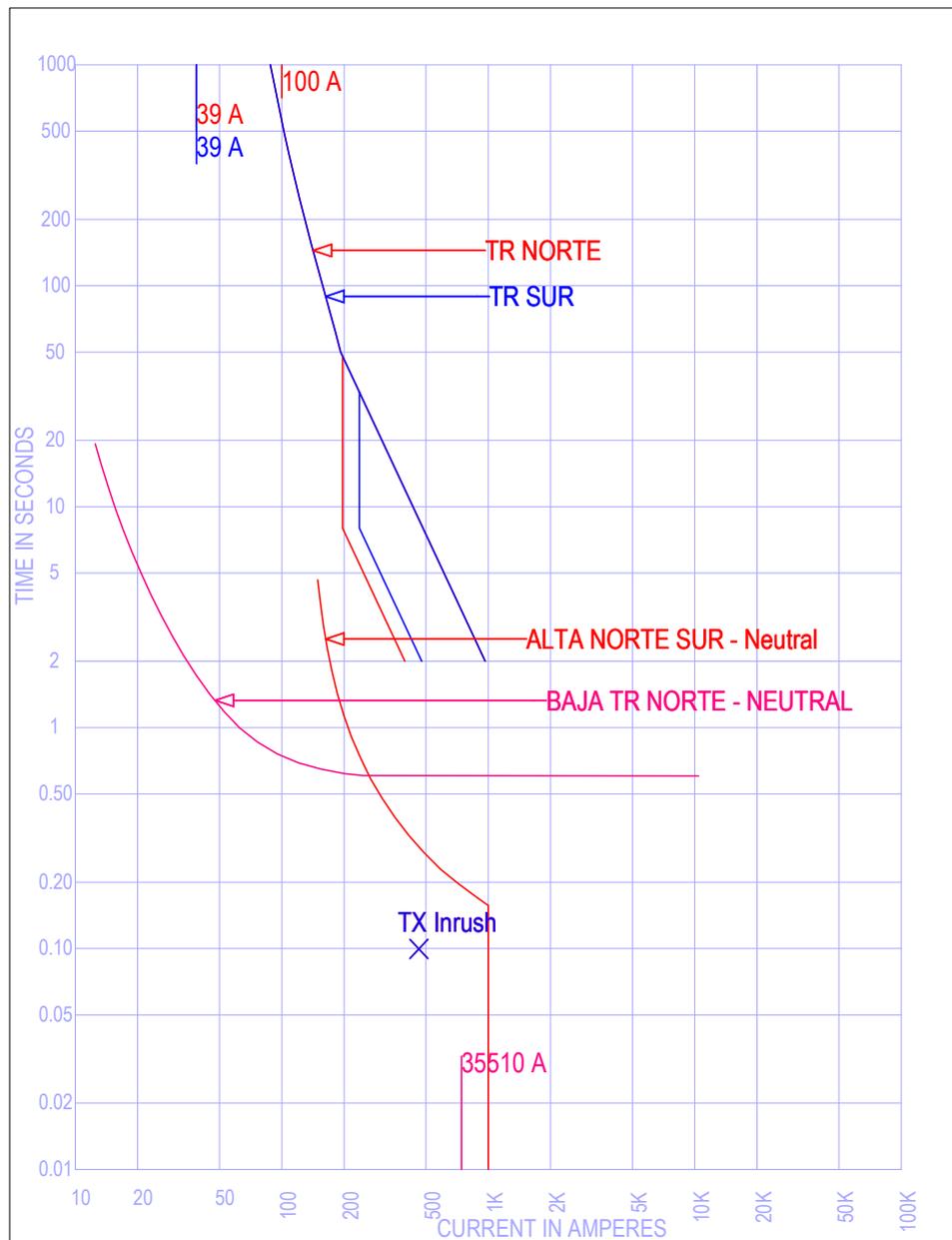


Figura 3.11: TCC de protecciones de neutro en zona de protección Norte y Sur, lado secundario, tensión de referencia 2400 V.

Según los criterios de CFE en el esquema de la Figura 2.7, para la función de neutro se debe ajustar al 20 por ciento de la capacidad máxima del transformador.

De acuerdo con la ecuación (3.32), la capacidad en lado secundario del transformador es de 1852.33 A, por lo cual el 20 por ciento de esta magnitud es de 370.4 A.

El ajuste *pick up* del relevador esta en 400 A, ligeramente por encima de la

magnitud sugerida. Es conveniente ajustar el valor al 20 por ciento para lograr un esquema selectivo y coordinado, manteniendo la separación de 200 ms a 300 ms entre cada protección de acuerdo con los criterios de ajuste de CFE [1].

Se observa que la curva de operación para el relevador Baja TR Norte no tiene activo el ajuste instantáneo, por lo cual no se encuentra coordinada contra el ajuste instantáneo de la curva del relevador Alta Norte Sur. Es necesario activar la función 50 y ajustarla a la magnitud de corto circuito de falla trifásica determinada por el estudio de acuerdo con la Figura 3.2. Este valor es de 35510 A, y se puede observar también en la Figura 3.11.

### 3.4.3. Zona de protección: Poniente

Para esta zona de protección se tiene el transformador Poniente, con una máxima capacidad de 7,700 kVA. De acuerdo con la ecuación (3.31) la corriente del lado primario de este transformador es de 39 A.

En lado primario para la protección del transformador se tiene un relevador, y posterior a este se encuentra la protección general de toda la instalación.

Los elementos de esta zona de protección se muestran en la Figura 3.12.

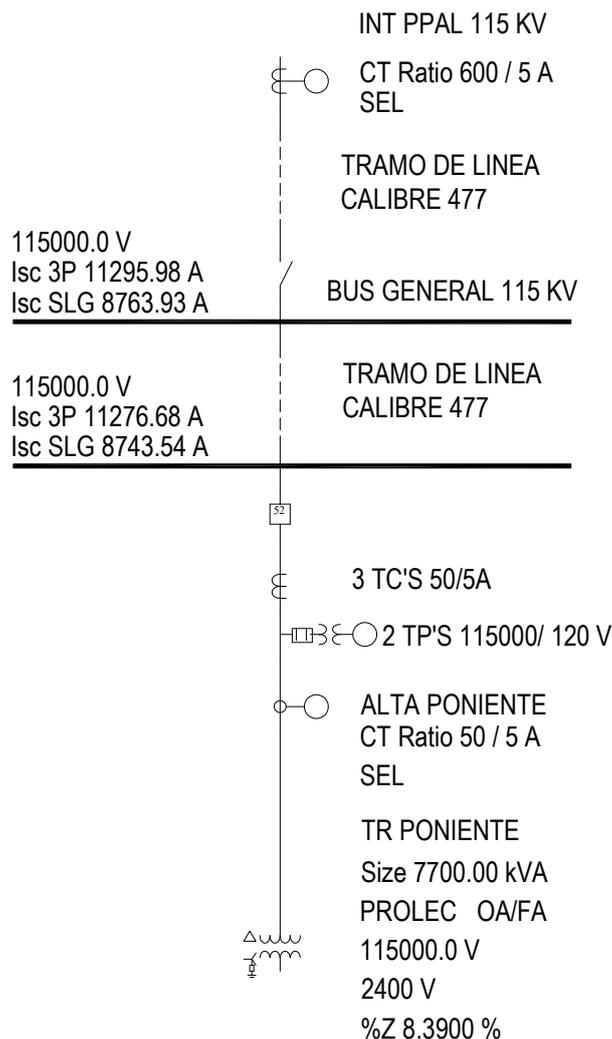


Figura 3.12: Diagrama unifilar simple de zona de protección Poniente.

#### Lado primario transformador Poniente

Los actuales ajustes de protección de los dispositivos en esta zona se muestran en el Cuadro 3.6.

Ajustes actuales de protecciones en zona poniente		
Ajustes de protección de fase	Interruptor principal	Alta Poniente
Relación de transformación de corriente	600 : 5	50 : 5
Pick up función 51	1 (120 A)	5 (50 A)
Curva y tiempo	U3 VI 5.5	U3 VI 6
Pick up función 50	30 (3600 A)	50 (500 A)
Ajustes de protección de neutro	Interruptor principal	Alta Poniente
Relación de transformación de corriente	600 : 5	50 : 5
Pick up función 51	1 (120 A)	2 (80 A)
Curva y tiempo	U3 VI 5.5	U3 VI 9
Pick up función 50	30 (3600 A)	—

Cuadro 3.6: Ajustes actuales de protecciones en lado primario de zona Poniente.

En la Figura 3.13 se muestra la curva de tiempo corriente de las protecciones para sobrecorriente de fase así como la curva de daño del equipo a proteger en la zona poniente.

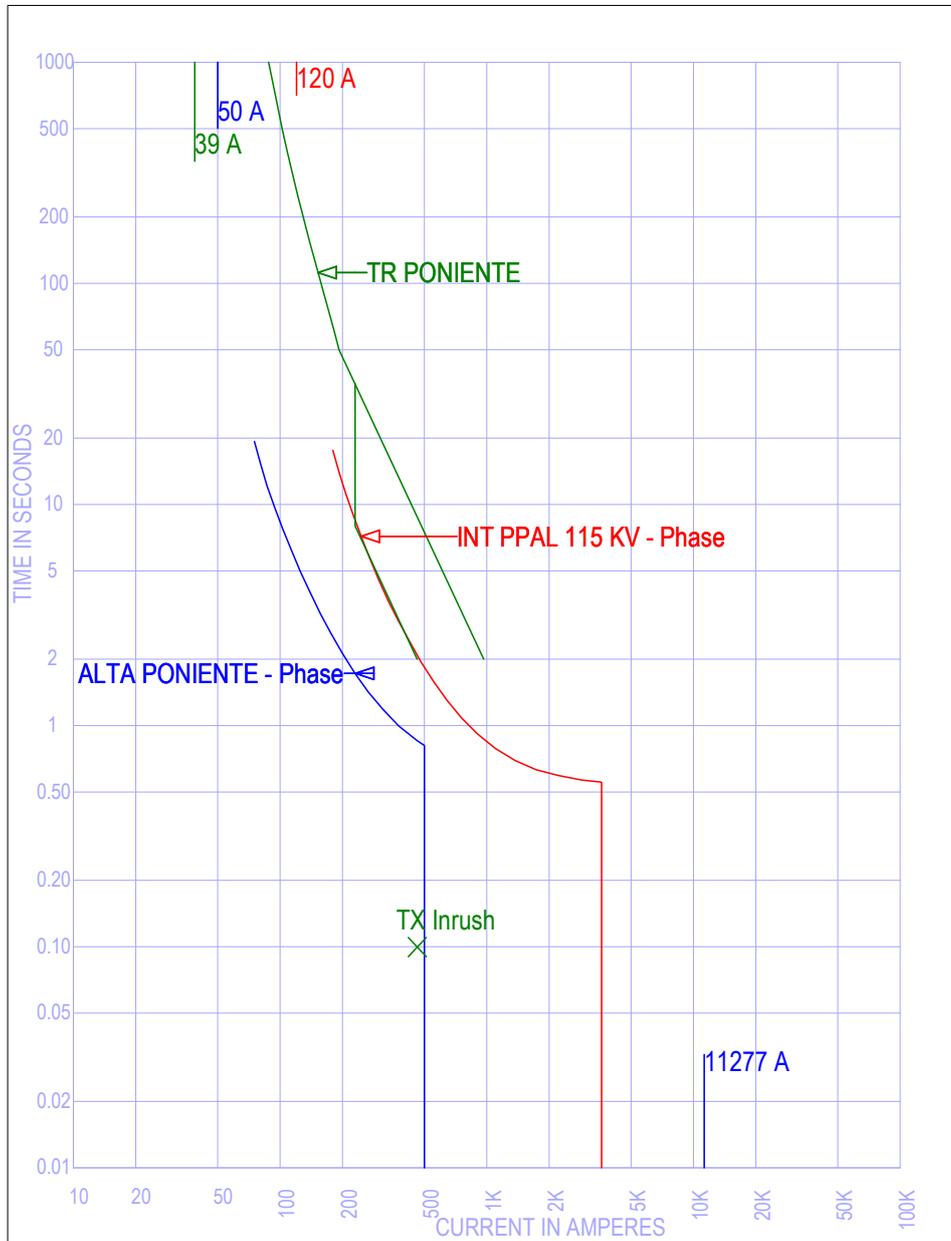


Figura 3.13: TCC de protecciones de fase en zona Poniente, lado primario, tensión de referencia a 115 kV.

Se observa que para protección del transformador en lado primario, esta dispuesto el relevador Alta Poniente, el cual tiene un ajuste de *pick up* de 50 A, lo cual representa un 25 por ciento adicional a la operación máxima del transformador. Se observa que el ajuste es capaz de proteger la curva de daño del transformador, y además se encuentra coordinado contra la curva del interruptor principal de 115 kV.

Esta zona de protección cuenta con los ajustes adecuados para brindar selectividad a la coordinación de protecciones del sistema, sin embargo se observa que el ajuste instantáneo se encuentra en 500 A.

El valor de falla trifásica para esta zona, es de 11277 A como se aprecia tan en la Figura 3.13 como en el estudio de corto circuito en la Figura 3.3.

Se sugiere ajustar la función 50 de acuerdo al valor de falla obtenido.

En la Figura 3.14, se muestra la curva de tiempo corriente de las protecciones para sobrecorriente de neutro así como la curva de daño del equipo a proteger en la zona poniente.

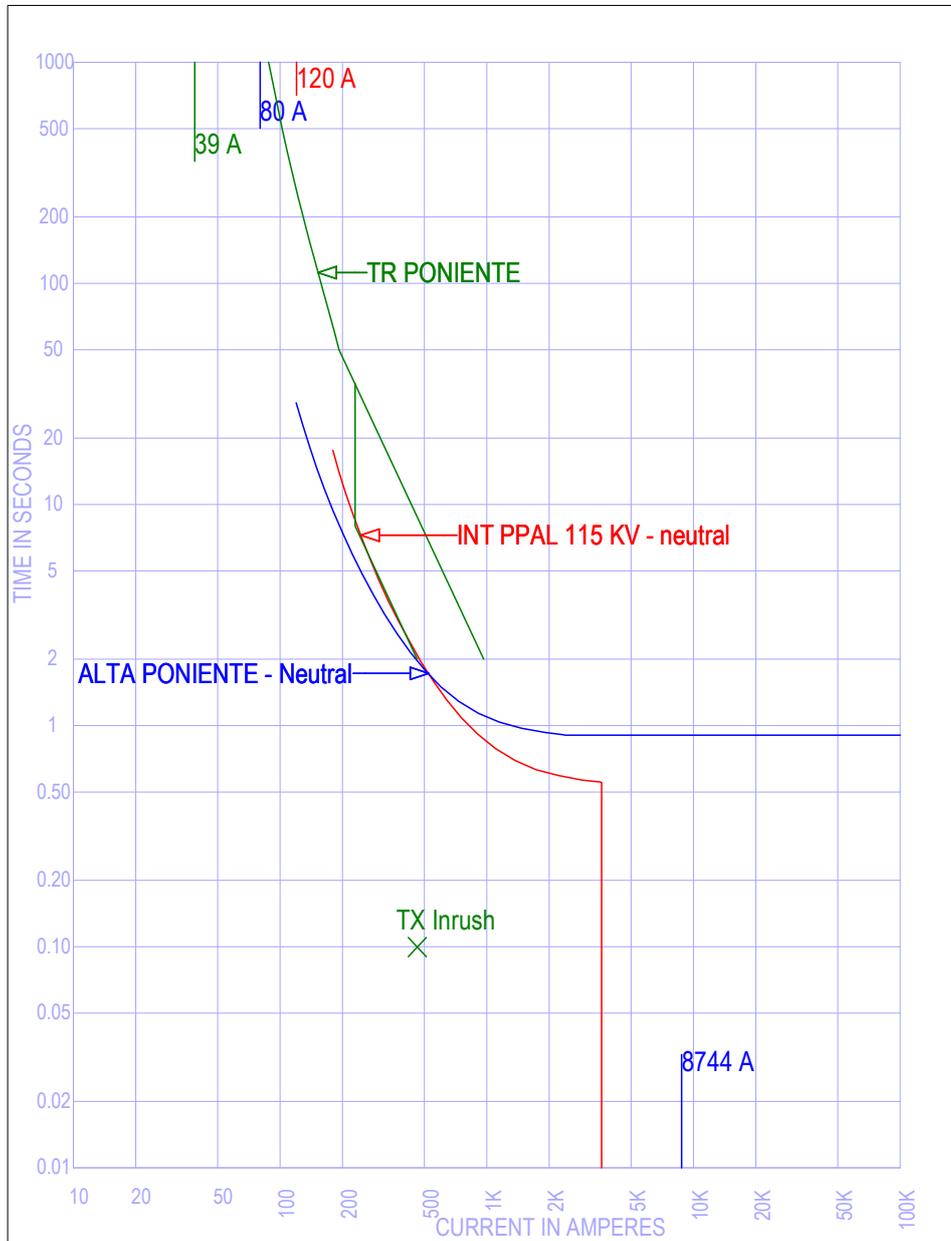


Figura 3.14: TCC de protecciones de neutro en zona Poniente, lado primario, tensión de referencia a 115 kV.

El transformador poniente tiene una conexión tipo delta en su lado primario, razón por la cual no es necesaria una protección de neutro de acuerdo con el esquema de la Figura 2.7.

Sin embargo se observa que los relevadores de protección cuentan con el ajuste activo, a una magnitud igual que el ajuste de sobrecorriente. Se sugiere prescindir de esta función para el relevador de lado primario de los transformadores.

### 3.4.4. Zona de protección: Oriente

Para esta zona de protección se tiene el transformador Oriente, con una máxima capacidad de 7,700 kVA. De acuerdo con la ecuación (3.31) la corriente del lado primario de este transformador es de 39 A.

En lado primario para la protección del transformador se tiene un relevador, y posterior a este se encuentra la protección general de toda la instalación.

Los elementos de esta zona de protección se muestran en la Figura 3.15.

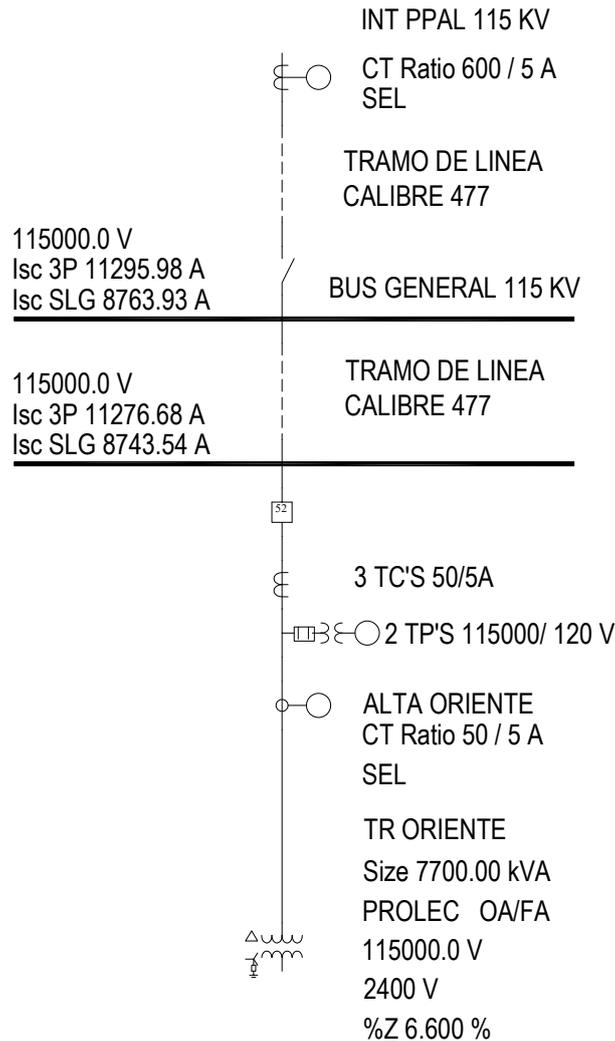


Figura 3.15: Diagrama unifilar simple de zona de protección Oriente.

#### Lado primario transformador Oriente

El transformador Oriente tiene una máxima capacidad a operación FA de 7.7 MVA, por lo cual la máxima corriente de operación es de 40 A.

Los actuales ajustes de protección de los dispositivos en esta zona se muestran en el Cuadro 3.7.

Ajustes actuales de protecciones en zona Oriente		
Ajustes de protección de fase	Interruptor principal	Alta Oriente
Relación de transformación de corriente	600 : 5	50 : 5
Pick up función 51	1 (120 A)	5 (50 A)
Curva y tiempo	U3 VI 5.5	U3 VI 6
Pick up función 50	30 (3600 A)	50 (500 A)
Ajustes de protección de neutro	Interruptor principal	Alta Oriente
Relación de transformación de corriente	600 : 5	50 : 5
Pick up función 51	1 (120 A)	2 (80 A)
Curva y tiempo	U3 VI 5.5	U3 VI 9
Pick up función 50	30 (3600 A)	—

Cuadro 3.7: Ajustes actuales de protecciones en lado primario de zona Oriente

Se muestra la curva de tiempo corriente para la protección de sobrecorriente de fases y el equipo a proteger en la zona Oriente en la Figura 3.16.

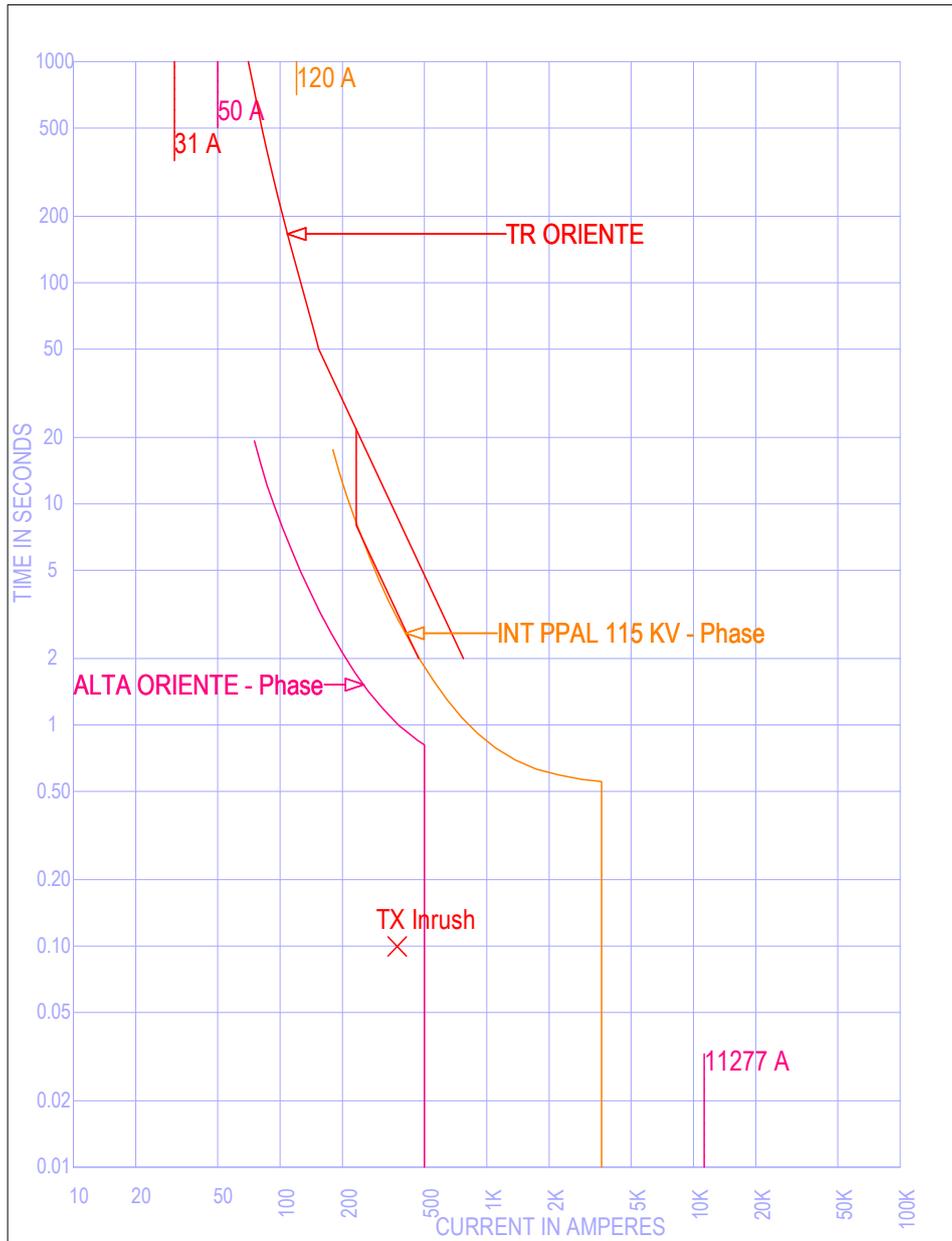


Figura 3.16: TCC de protecciones de fase en zona Oriente, lado primario, tensión de referencia a 115 kV.

Se puede apreciar que este ramal de la instalación es un espejo de la zona poniente, los transformadores de potencia cuentan con los mismos datos de placa, variando ligeramente en el valor de impedancia, además los dispositivos de protección cuentan con los mismos ajustes de protección.

Se observa que el ajuste del relevador Alta Oriente es capaz de cubrir la curva de daño del transformador, y además se encuentra coordinado contra la curva del interruptor principal de 115KV. También se observa que cuenta con un ajuste instantáneo a 500 A primarios.

Se sugiere ajustar el *pick up* para el instantáneo a la magnitud de falla de corto circuito trifásica.

Se muestra la curva de tiempo corriente para la protección de sobrecorriente de neutro y el equipo a proteger en la zona Oriente en la Figura [3.17](#).

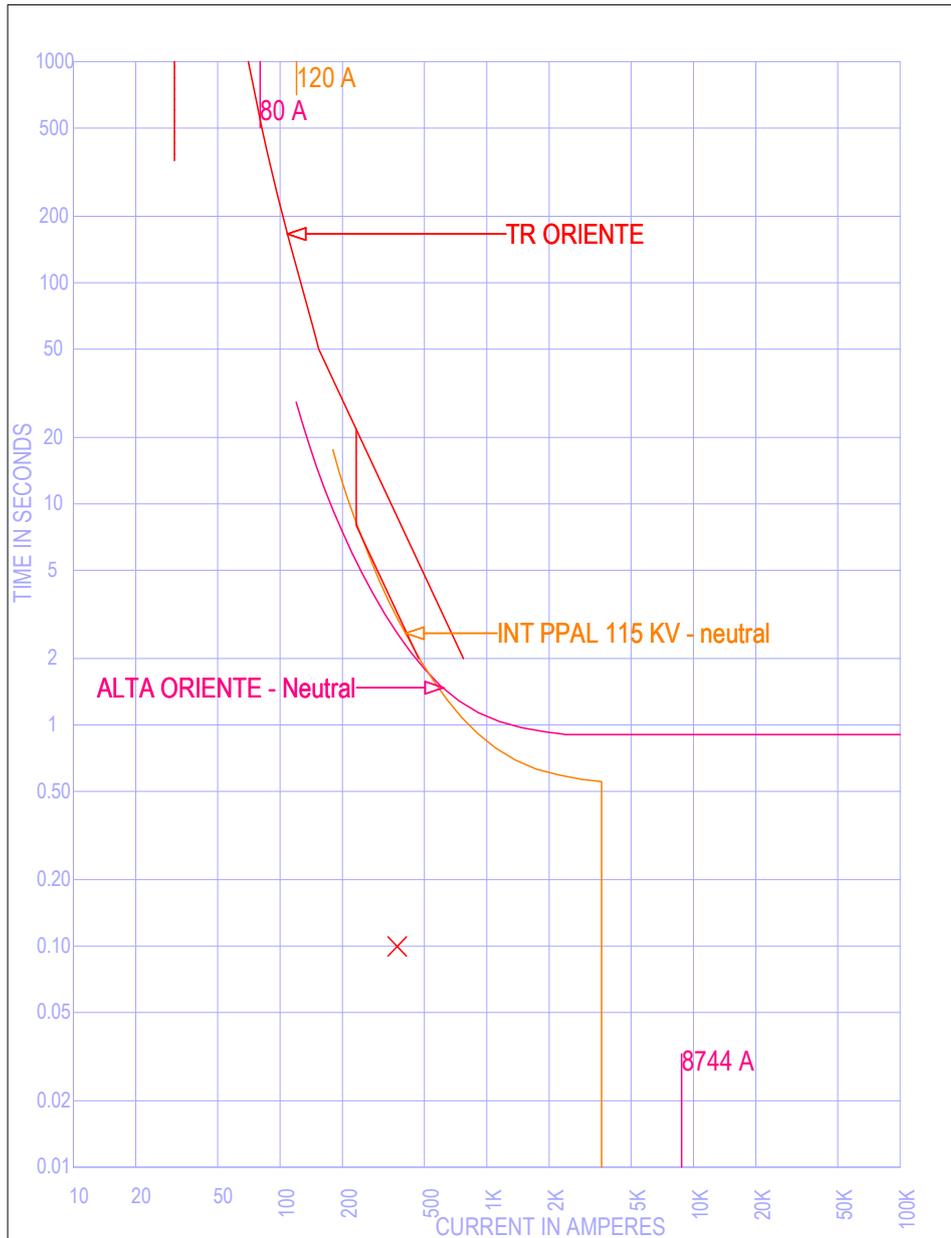


Figura 3.17: TCC de protecciones de neutro en zona Poniente, lado primario, tensión de referencia a 115 kV.

El transformador Oriente tiene una conexión tipo delta en su lado primario, razón por la cual no es necesaria una protección de neutro de acuerdo con el esquema 2.7.

Sin embargo se observa que los relevadores de protección cuentan con el ajuste activo, a una magnitud igual que el ajuste de sobrecorriente.

Se sugiere prescindir de esta función para el relevador de lado primario de los transformadores.

### 3.4.5. Zona de protección: Poniente y Oriente lado secundario

Para esta zona, se tienen ambos lados secundarios unidos a través de un enlace, este bus se denomina como casa de fuerza 2.

Los elementos que intervienen en esta zona se muestran en la Figura 3.18

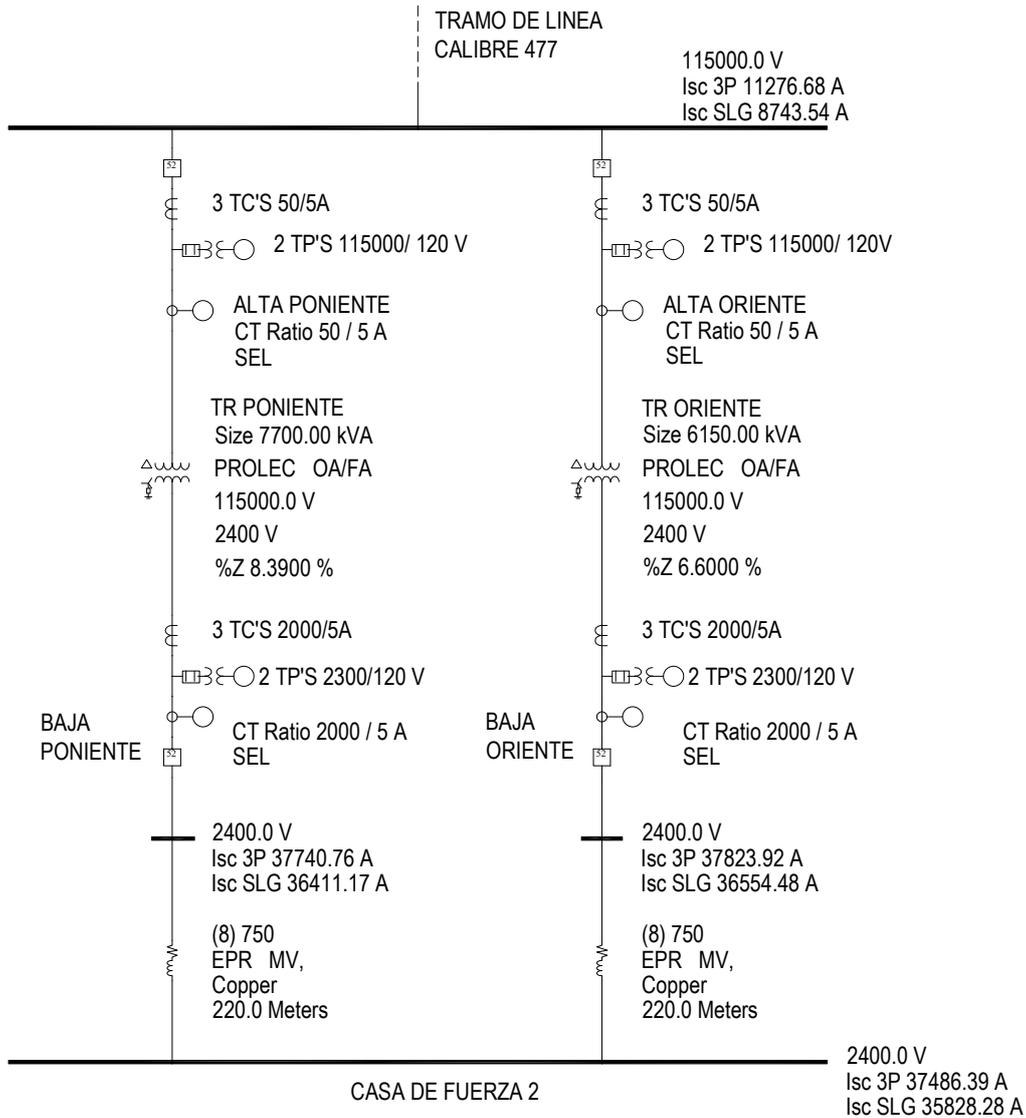


Figura 3.18: Diagrama unifilar simple de zona de protección Poniente Oriente lado secundario.

Considerando que los transformadores Oriente y Poniente cuentan con una capacidad de 7700 kVA cada uno, y su operación es paralela a través un bus en el lado secundario de 2400 V, la corriente en Amperes está dada por:

$$\left( Corriente = \frac{15400kVA}{(2400kV)(\sqrt{3})} \right) = 3704,66 \quad (3.33)$$

Los ajustes de los elementos de protección se muestran en el Cuadro 3.8. La protección para baja Oriente cuenta con los mismos ajustes que la protección baja Poniente.

Ajustes actuales de protecciones en Oriente - Poniente			
Ajustes de protección de fase	Interruptor principal	Alta Poniente	Baja Poniente
Relación de transformación de corriente	600 : 5	50 : 5	2000 : 5
Pick up función 51	1 (120 A)	5 (50 A)	4 (1600 A)
Curva y tiempo	U3 VI 5.5	U3 VI 6	U3 VI 2.2
Pick up función 50	30 (3600 A)	50 (500 A)	—

Cuadro 3.8: Ajustes actuales de protecciones en lado primario y secundario de Poniente.

La operación de los dispositivos de protección se muestra en las curvas de tiempo-corriente de la Figura 3.19.

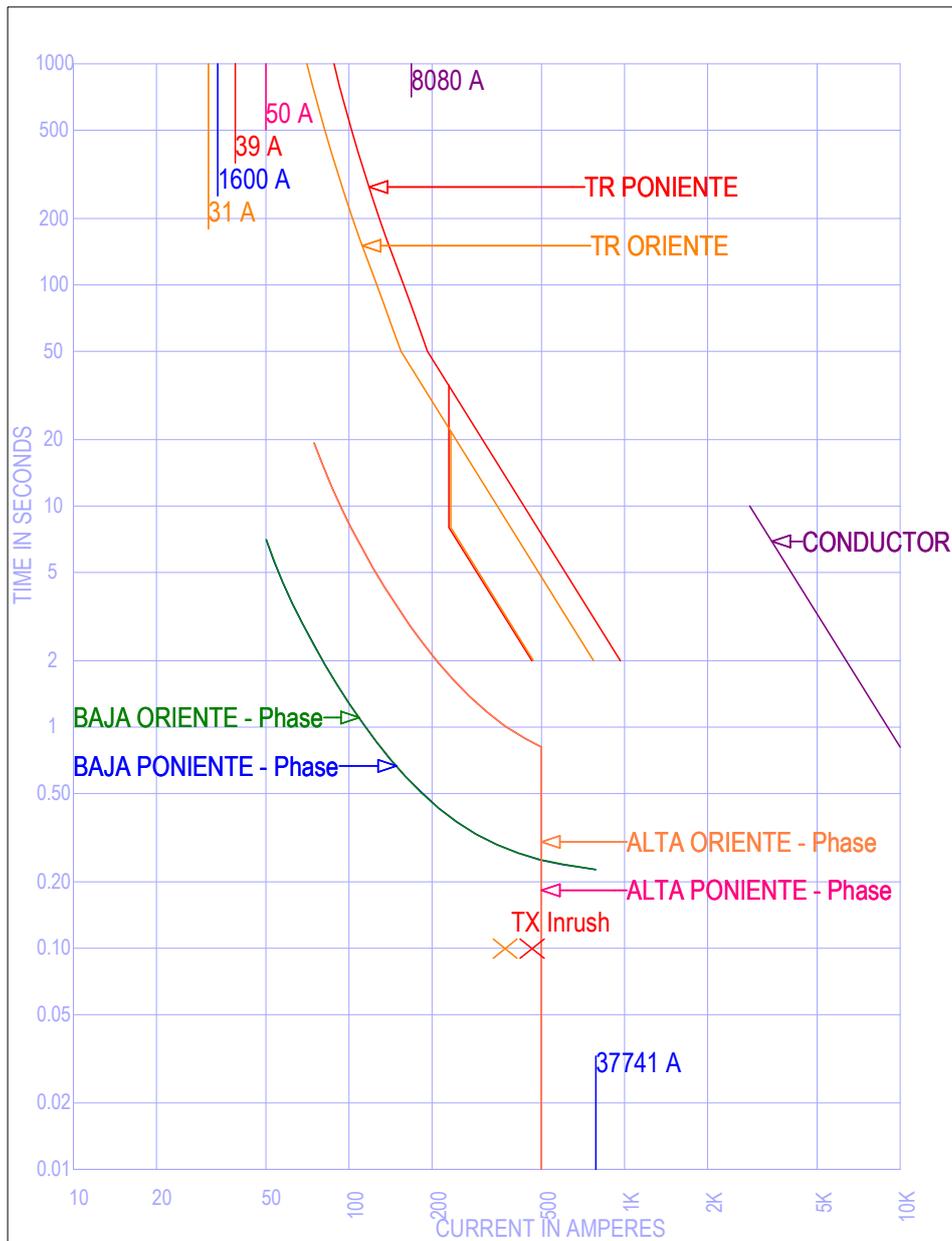


Figura 3.19: TCC de protecciones de fase en zona Oriente Poniente, lado secundario, tensión de referencia a 115 kV.

Se observa que los tiempos de operación se coordinan contra la operación del relevador en lado primario de cada transformador, sin embargo el ajuste de los relevadores del lado secundario de cada transformador se encuentra en un umbral de corriente de 1600A, aproximadamente en el 50 por ciento de la máxima capacidad de este bus.

También se observa que no está activo el ajuste instantáneo para los relevadores de lado secundario. Se sugiere activarlo y ajustar el *pick up* a la magnitud de falla de corto circuito trifásica

Se encontró que los ajustes de protección para sobrecorriente de neutro no están activos en el relevador de protección. Para cumplir con el esquema que se propone, es necesario activar este ajuste. El valor de *pick up* sugerido es de 370.4 A para la función 51, mientras que la función 50 se sugiere ajustarla a la magnitud de la falla de corto circuito de línea a tierra, de 37741 A.



1. capacitor 1
2. capacitor 2
3. empaque 2
4. patio materiales
5. sala de control
6. horno y homogenización
7. molino 4
8. yeso
9. carbón

El comportamiento de los tiempos de operación de las protecciones de cada circuito derivado se puede observar en la Figura 3.21.

Se observa que los ajustes de las curvas de disparo en los circuitos derivados, se coordinan contra las protecciones de mayor jerarquía. Sin embargo es necesario destacar, que los dispositivos de protección para los circuitos derivados Horno y Homogenización, y Empaque 2, tienen ajustes de tiempo muy cercanos a los dispositivos de protección de los alimentadores, no se respeta el mínimo espacio de tiempo entre protecciones, lo cual puede ocasionar una mala selectividad en el momento de ocurrir un disparo. El tiempo de respuesta se debe ajustar para estos dispositivos de protección.

Para evaluar los circuitos derivados de casa de fuerza 2, es necesario revisar la capacidad de carga del circuito a través de los elementos instalados, por lo cual se revisará a continuación los elementos que conforman el diagrama unifilar para cada sección, para determinar el ajuste de la protección con base a la máxima cargabilidad del circuito .

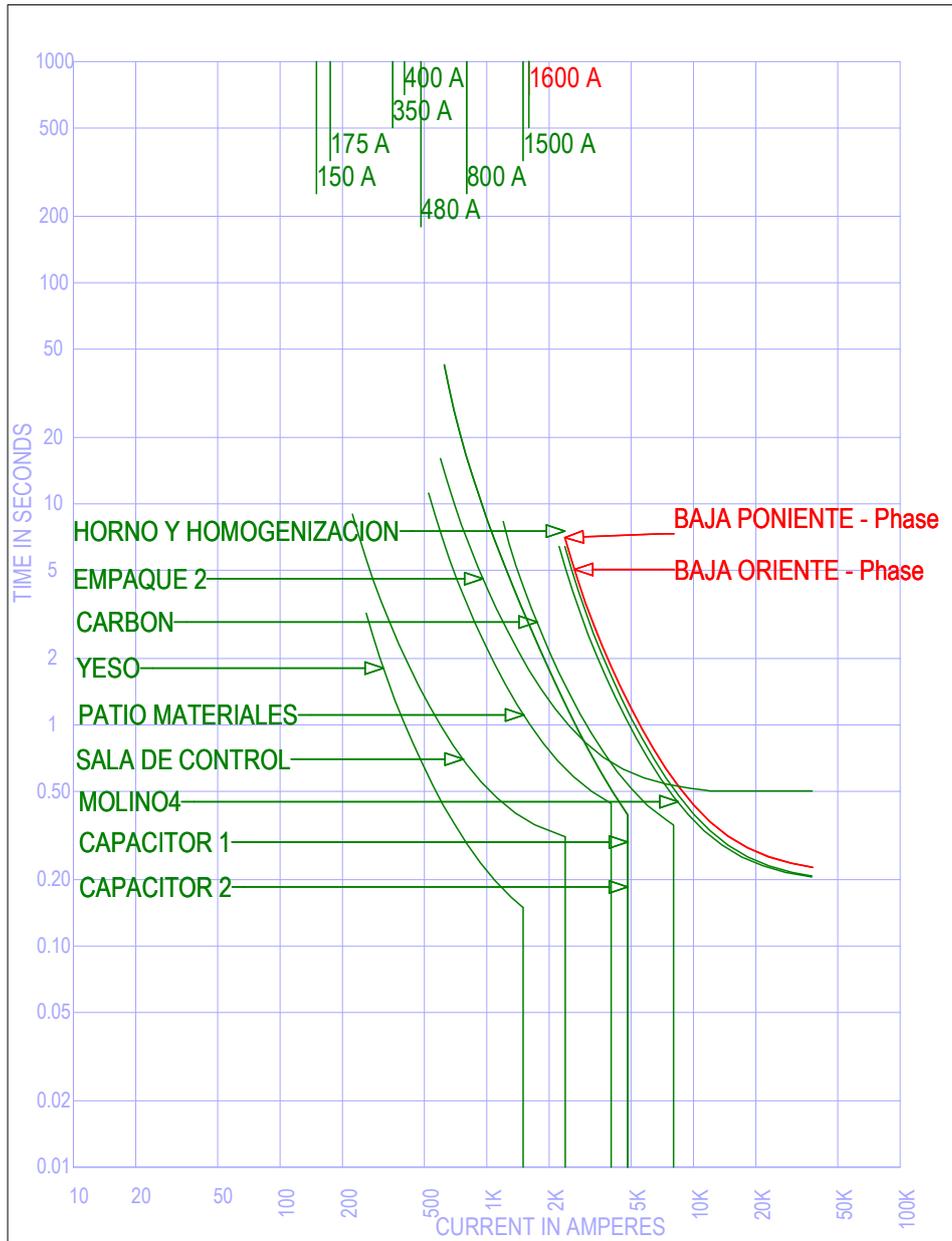


Figura 3.21: TCC de protecciones de fase en casa de fuerza 2, lado secundario, tensión de referencia a 2.4 kV.

### Circuito derivado: Capacitor 1

En esta zona se tiene equipo de capacitores con una tensión de operación de 2400 V, y una potencia total de 900 kVAr. Tal como se muestra en la Figura 3.22.

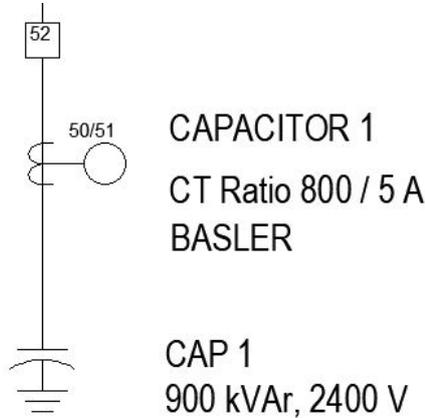


Figura 3.22: Diagrama unifilar simple de zona de protección capacitor 1.

La corriente nominal de este equipo está dada por:

$$\left( Corriente(A) = \frac{900kVAr}{(2,400V)(\sqrt{3})} \right) = 216,50A \quad (3.34)$$

De acuerdo con los criterios de protección para capacitores, el ajuste de la protección por sobrecorriente debe ser no menor al 135 por ciento de la capacidad nominal. El ajuste sugerido del umbral de corriente es:

$$Umbral(A) = (216,50A)(1,35) = 292,28A \quad (3.35)$$

Se muestran los ajustes de protección del relevador para capacitor 1, en el Cuadro 3.9.

Ajustes actuales de protecciones en capacitor 1	
Ajustes de protección de fase	Capacitor 1
Relación de transformación de corriente	800 : 5
Pick up función 51	3 (480 A)
Curva y tiempo	E Extremely Inverse 4
Pick up función 50	30 (4800 A)
Ajustes de protección de neutro	Capacitor 1
Relación de transformación de corriente	800 : 5
Pick up función 51	0.5 (480 A)
Curva y tiempo	V Very Inverse 3
Pick up función 50	30 (4800 A)

Cuadro 3.9: Ajustes actuales de protecciones en capacitor 1.

La curva de tiempo - corriente del dispositivo de protección para la función de sobrecorriente de fase, en esta zona se muestra en la Figura 3.23.

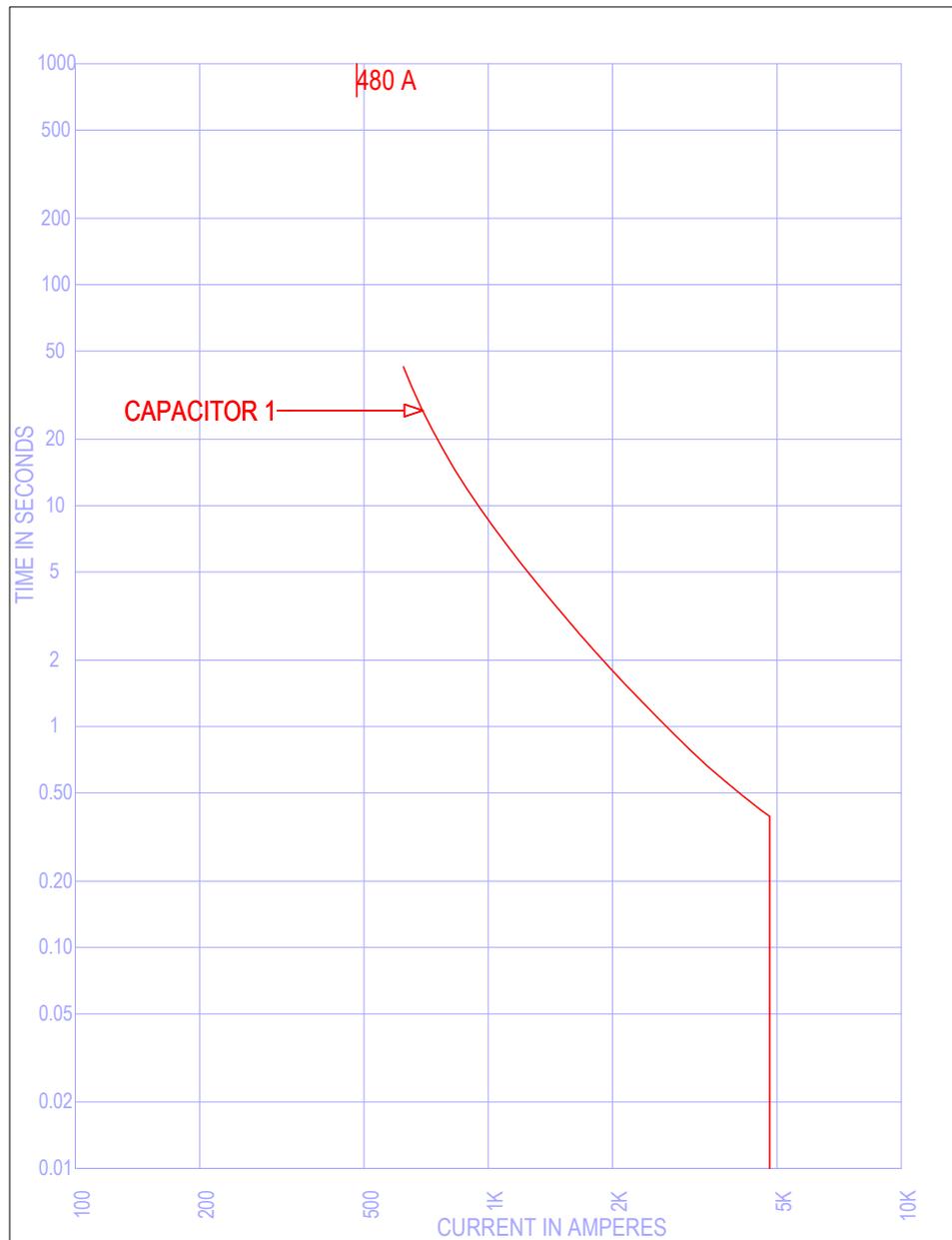


Figura 3.23: TCC de protecciones de fase en capacitor 1, tensión de referencia a 2.4 kV.

Se observa que el ajuste del dispositivo de protección de fase de esta zona es de 480 A. Esta magnitud está por encima de los criterios sugeridos para ajustes de capacitores.

Se sugiere no superar los 300 A de *pick up* para este relevador, de acuerdo con la ecuación (3.35).

La curva de tiempo - corriente del dispositivo de protección para la función de sobrecorriente de neutro, en esta zona se muestra en la Figura 3.24.

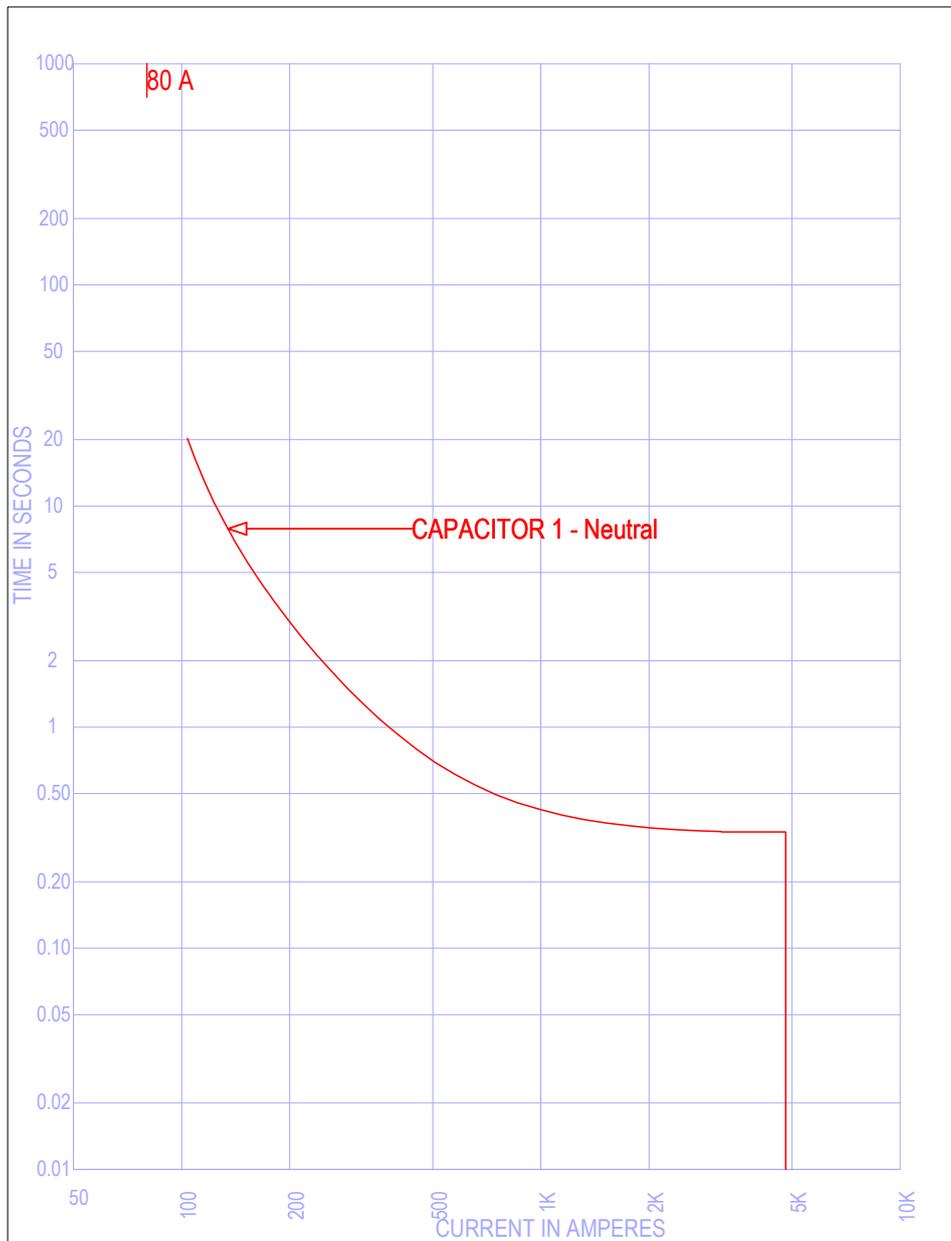


Figura 3.24: TCC de protecciones de neutro en capacitor 1, tensión de referencia a 2.4 kV.

## Circuito derivado: Capacitor 2

En esta zona se tiene equipo de capacitores con una tensión de operación de 2400 V, y una potencia total de 900 kVAr. Tal como se muestra en la Figura 3.25.

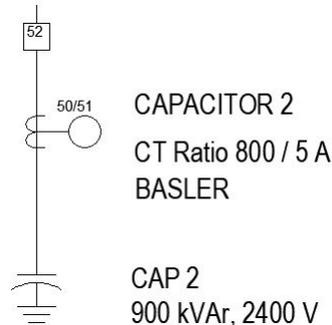


Figura 3.25: Diagrama unifilar simple de zona de protección capacitor 2.

El capacitor 2 cuenta con la misma capacidad nominal que capacitor 1, y así mismo se observa que los ajustes del umbral de corriente también son los mismos que capacitor 1.

Los ajustes del relevador para Capacitor 2, se muestran en el Cuadro 3.10.

Ajustes actuales de protecciones en capacitor 2	
Ajustes de protección de fase	Capacitor 2
Relación de transformación de corriente	800 : 5
Pick up función 51	3 (480 A)
Curva y tiempo	E Extremely Inverse 4
Pick up función 50	30 (4800 A)
Ajustes de protección de neutro	Capacitor 2
Relación de transformación de corriente	800 : 5
Pick up función 51	0.5 (480 A)
Curva y tiempo	V Very Inverse 3
Pick up función 50	30 (4800 A)

Cuadro 3.10: Ajustes actuales de protecciones en capacitor 2.

La curva de tiempo - corriente del dispositivo de protección en esta zona, se muestra en la Figura 3.26.

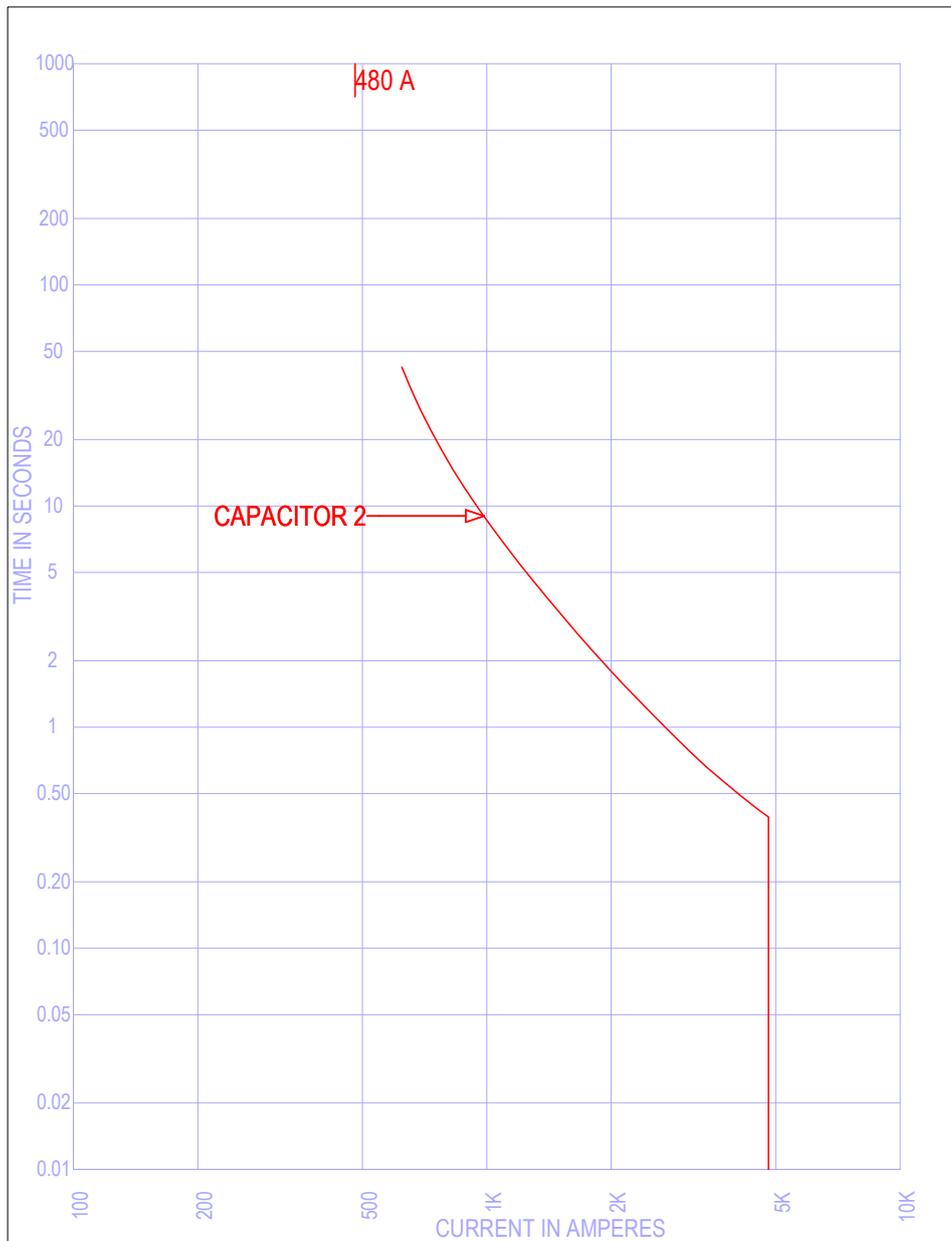


Figura 3.26: TCC de protecciones de fase en capacitor 2, tensión de referencia a 2.4 kV.

Se observa que el ajuste del dispositivo de protección de fase de esta zona es de 480 A. Esta magnitud está por encima de los criterios sugeridos para ajustes de capacitores.

Se sugiere no superar los 300 A de *pick up* para este relevador, de acuerdo con la ecuación (3.35).

La curva de tiempo - corriente del dispositivo de protección en esta zona, para la protección de neutro, se muestra en la Figura 3.27.

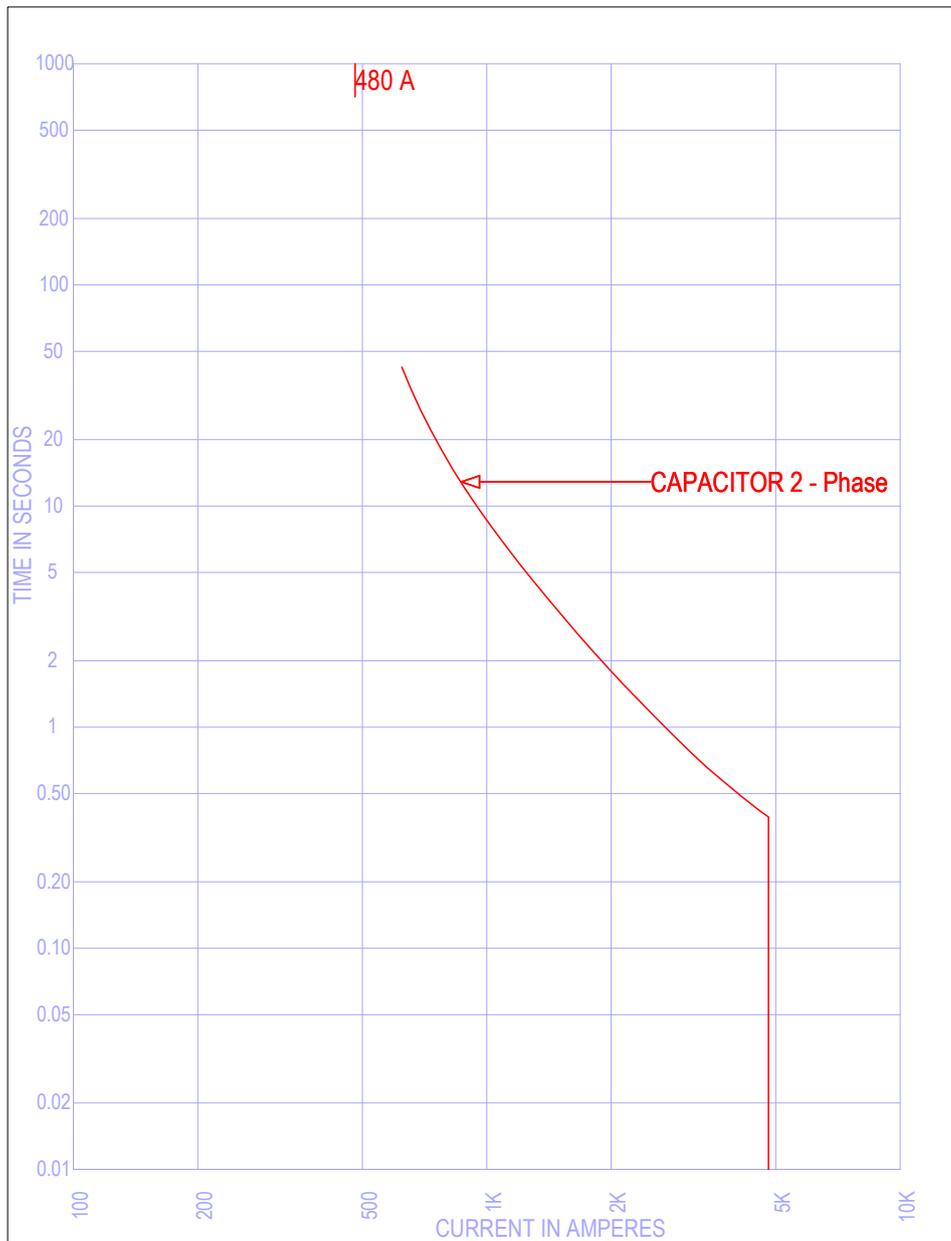


Figura 3.27: TCC de protecciones de neutro en capacitor 2, tensión de referencia a 2.4 kV

## Circuito derivado: Empaque 2

El esquema eléctrico que protege el relevador Empaque 2, en casa de fuerza 2, se muestra en la Figura 3.28.

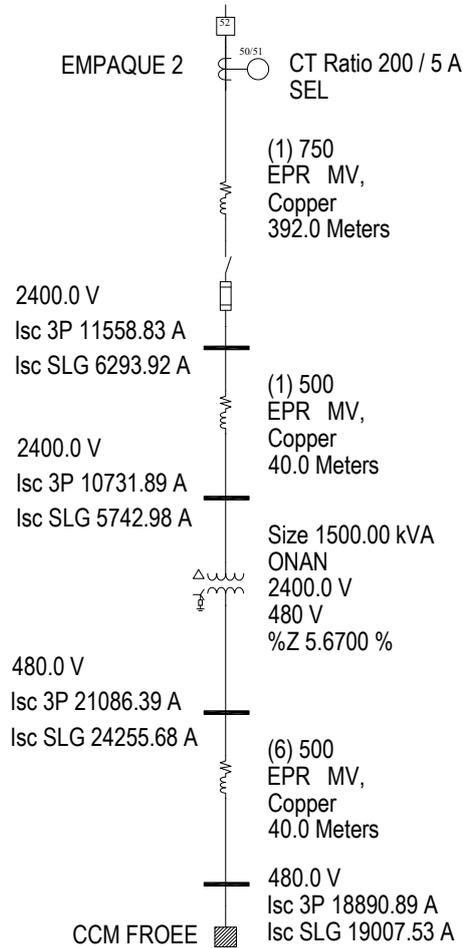


Figura 3.28: Diagrama unifilar simple de zona de protección empaque 2.

En esta zona se observa un transformador de potencia de 1500 kVA, donde la corriente nominal está dada por:

$$\left( Corriente(A) = \frac{1500KVA}{(2400V)(\sqrt{3})} \right) = 376,5A \quad (3.36)$$

Los ajustes de los dispositivos de protección de esta zona se muestran en el Cuadro 3.11.

Ajustes actuales de protecciones en empaque 2	
Ajustes de protección de fase	Empaque 2
Relación de transformación de corriente	200 : 5
Pick up función 51	10 (400 A)
Curva y tiempo	U3 VI 5
Pick up función 50	-
Ajustes de protección de neutro	Empaque 2
Relación de transformación de corriente	200 : 5
Pick up función 51	1 (40 A)
Curva y tiempo	U3 VI 4
Pick up función 50	-

Cuadro 3.11: Ajustes actuales de protecciones en empaque 2.

En la Figura 3.29 se observa los tiempos de operación de los dispositivos de protección de esta zona.



Figura 3.29: TCC de protecciones de fase en zona de protección empaque 2, tensión de referencia 2.4 kV.

El ajuste del relevador de protección es de 400 A. Se observa que el equipo y los conductores de este ramal están debidamente protegidos, y se encuentran ajustados ligeramente por encima de la capacidad máxima de los equipos en este ramal.

Además se observa que el relevador de empaque 2, se encuentra coordinado contra el relevador del lado secundario del transformador.

En la Figura 3.29 se observa los tiempos de operación de los dispositivos de protección para la función de neutro de esta zona.

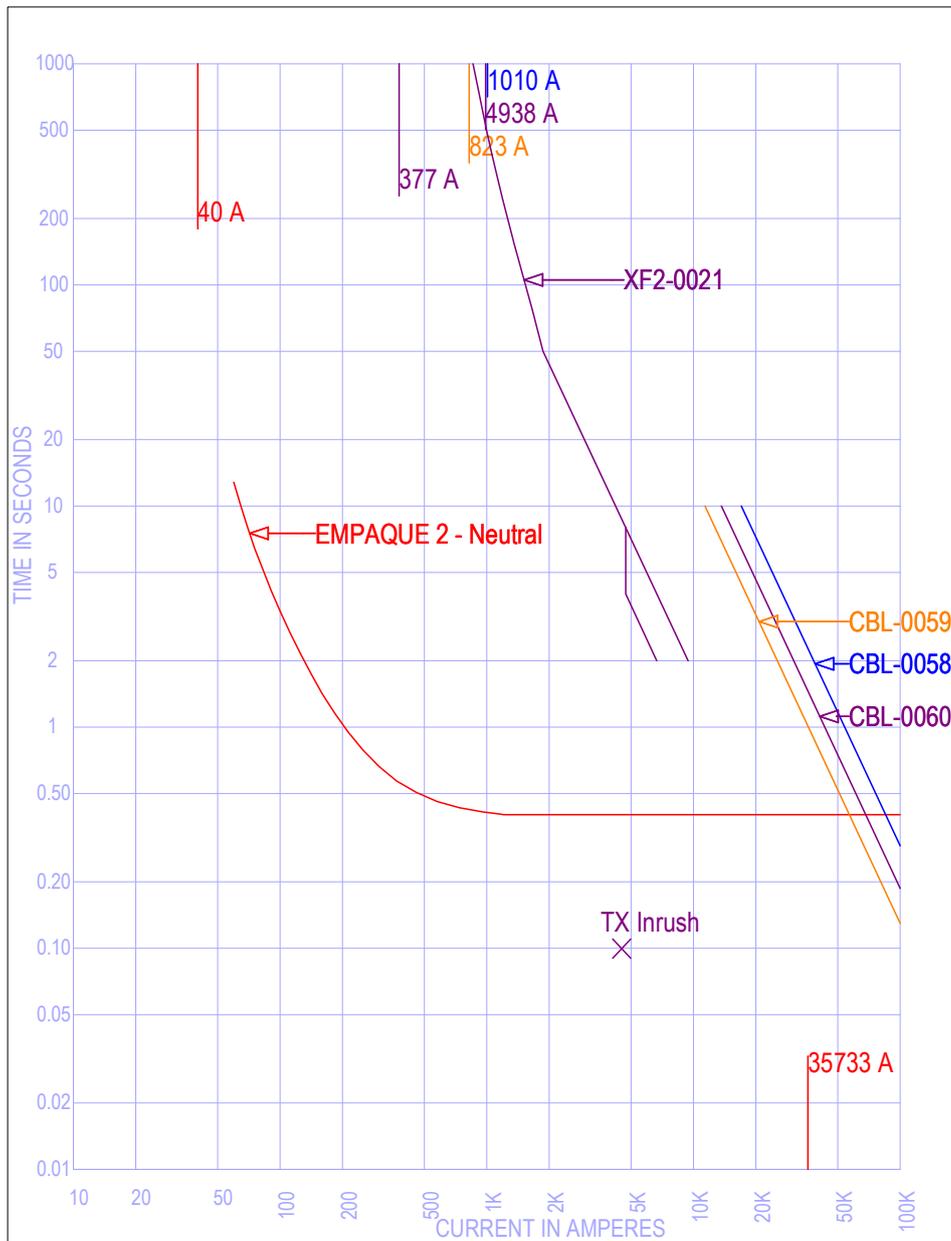


Figura 3.30: TCC de protecciones de neutro en zona de protección empaque 2, tensión de referencia 2.4 kV.

Para el ajuste 51 de sobrecorriente de neutro en alimentadores, los criterios de CFE [1] sugieren un *pick up* máximo del 30 por ciento de la capacidad. Mientras que para el ajuste instantáneo se señala un *pick up* de 1.3 veces la magnitud de la falla monofásica obtenido por el estudio de corto circuito.

El 30 por ciento de la capacidad del circuito es de 113 A.

Se observa que el ajuste de neutro está muy por debajo del valor sugerido, además de no contar con la función instantánea activada. El circuito se encuentra protegido, sin embargo un valor muy por debajo de la magnitud sugerida puede resultar en disparos en falso, provocando cortes de energía innecesarios.

Además, al no contar con ajuste para el instantáneo, la protección provoca una mala selectividad contra la protección del lado secundario del transformador.

### Circuito derivado: Patio materiales

Para la zona de patio materiales, el relevador protege un circuito que se deriva en dos ramales de los cuales, el equipo a proteger en uno de ellos es un transformador de 750 kVA, y en el otro es un motor con una capacidad de 250 hp, tal como se muestra en el diagrama unifilar de esta zona de protección en la Figura 3.31.

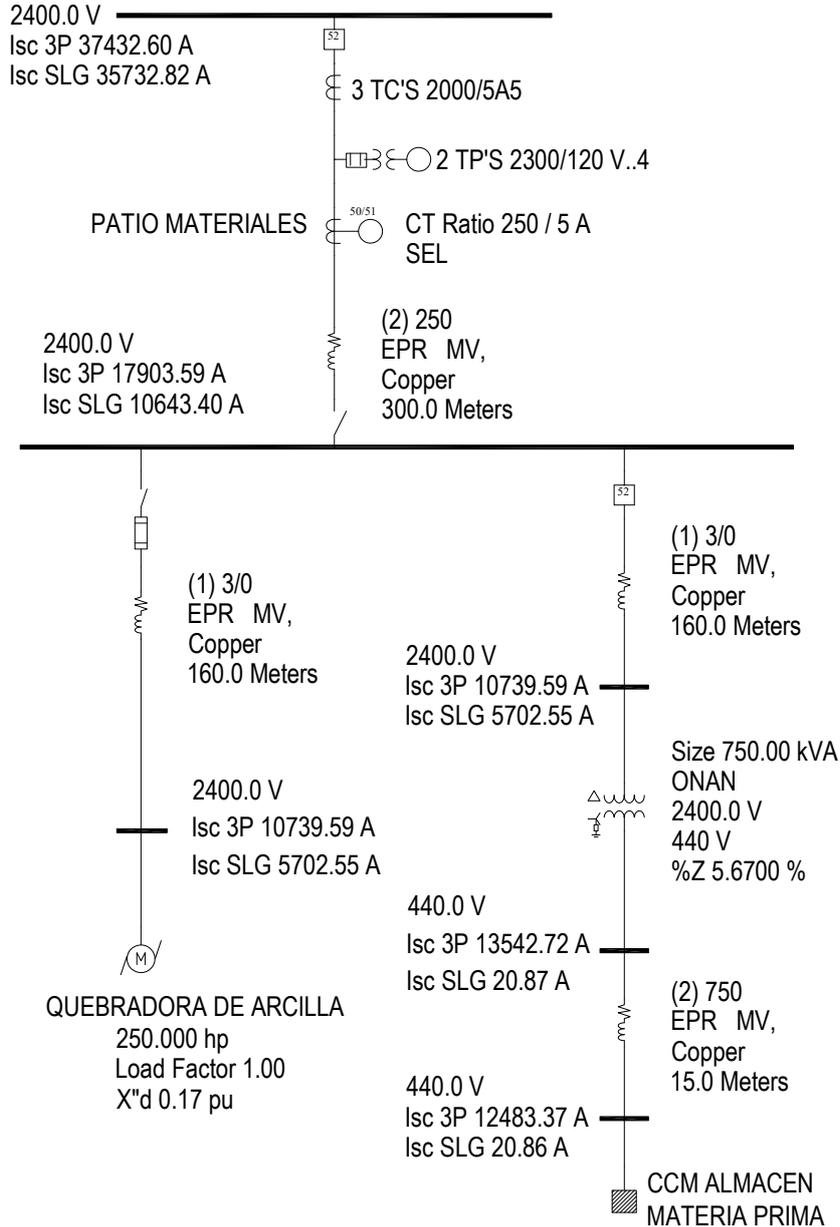


Figura 3.31: Diagrama unifilar simple de zona de protección de Patio Materiales.

La corriente nominal del transformador está dada por:

$$\left( Corriente(A) = \frac{750kVA}{(2400V) (\sqrt{3})} \right) = 180,42A \quad (3.37)$$

La corriente máxima del motor es de 61 A. Sumando ambas cargas, la máxima capacidad de carga de este circuito es de alrededor de 240 A. Los ajustes de protección del relevador dispuesto para esta zona se muestran en el Cuadro 3.12.

Ajustes actuales de protecciones en Patio materiales	
Ajustes de protección de fase	Patio materiales
Relación de transformación de corriente	250 : 5
Pick up función 51	7 (350 A)
Curva y tiempo	U3 VI 3.5
Pick up función 50	80 (4000 A)
Ajustes de protección de neutro	Patio materiales
Relación de transformación de corriente	250 : 5
Pick up función 51	1 (50 A)
Curva y tiempo	U3 VI 2.8
Pick up función 50	40 (2000 A)

Cuadro 3.12: Ajustes actuales de protecciones en patio materiales

La curva de operación de los ajustes de protección se muestra en la Figura 3.32.

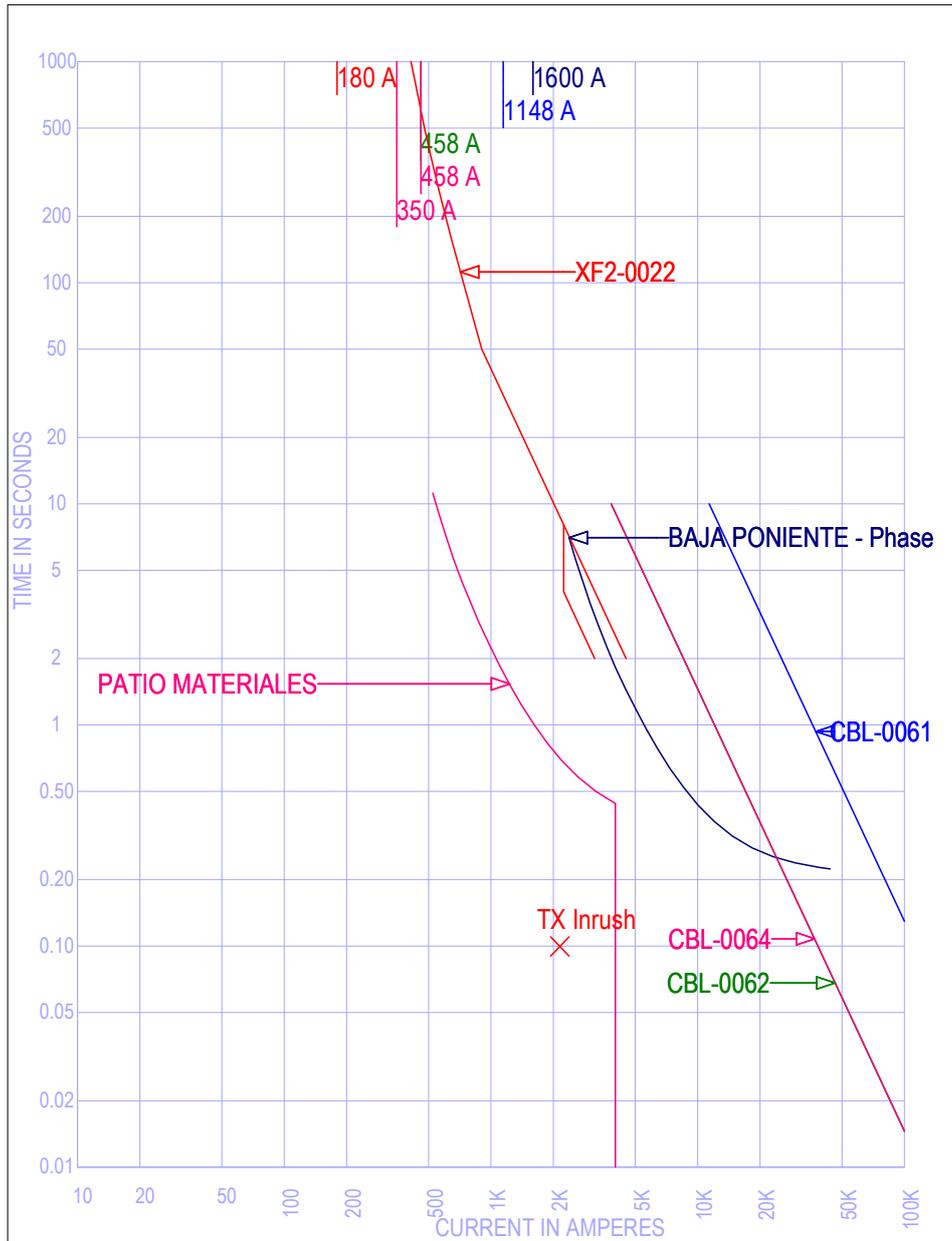


Figura 3.32: TCC de protecciones de fase en zona de protección de Patio Materiales tensión de referencia 2.4 kV.

Se observa que el ajuste del umbral de corriente del relevador es de 350 A, aproximadamente 45 por ciento sobre la capacidad total del circuito de patio de materiales. El relevador de protección dispuesto para esta zona logra proteger las curvas de daño de los principales equipos. También se observa que la operación de esta protección no interfiere con la curva de operación del relevador principal en casa de fuerza 2. Sin embargo se observa que el ajuste instantáneo del relevador de patio de materiales es inferior a la magnitud de falla de corto circuito trifásica, se sugiere ajustar este *pick up*.

Los relevadores que interfieren en esta zona de protección se encuentran coordi-

nados entre ellos para proveer un esquema selectivo.

La curva de operación de los ajustes de protección de neutro se muestra en la Figura 3.32.

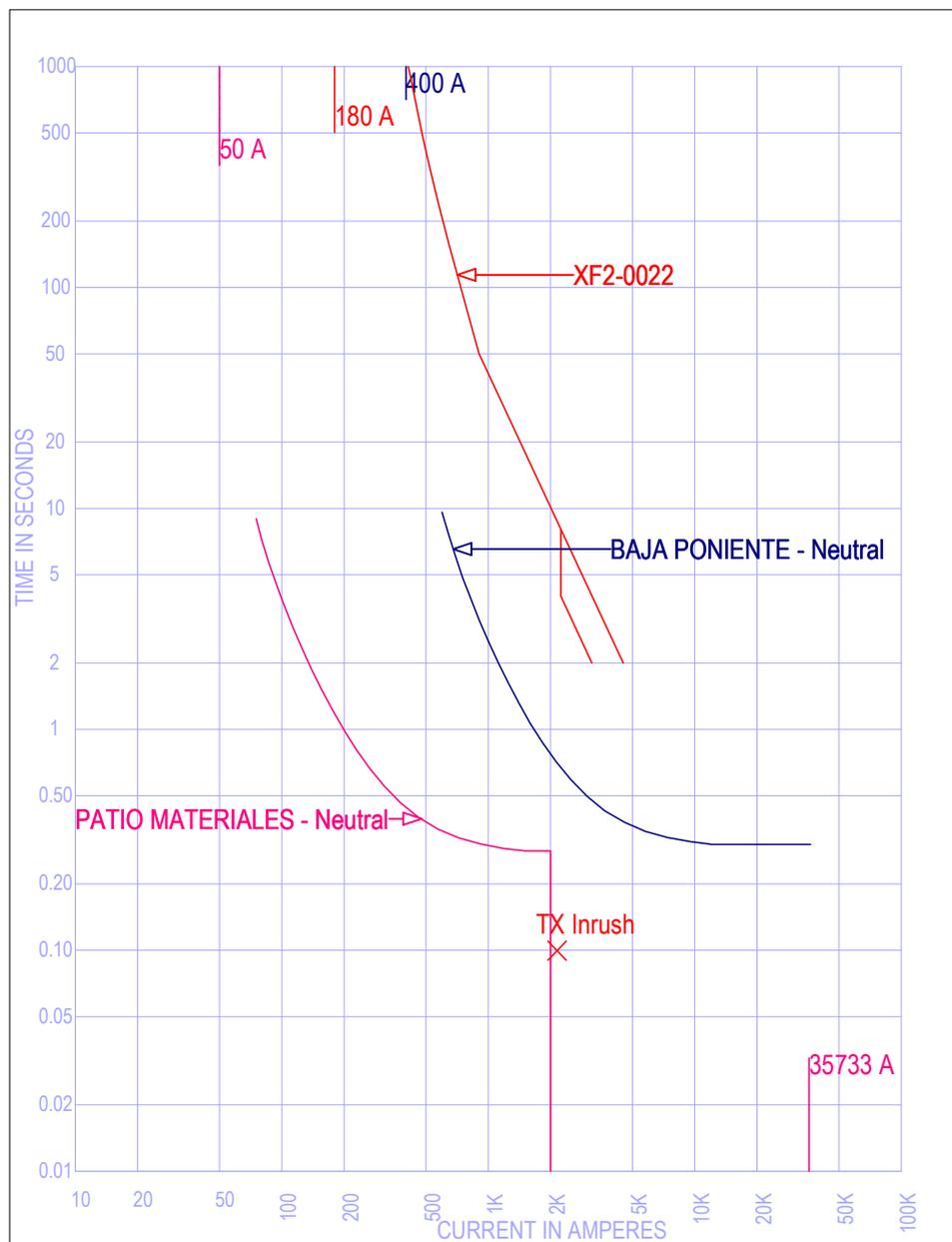


Figura 3.33: TCC de protecciones de neutro en zona de protección de Patio Materiales tensión de referencia 2.4 kV.

Para el ajuste 51 de sobrecorriente de neutro en alimentadores, los criterios de CFE [1] sugieren un *pick up* máximo del 30 por ciento de la capacidad. Mientras que para el ajuste instantáneo se señala un *pick up* de 1.3 veces la magnitud de la falla monofásica obtenido por el estudio de corto circuito.

Considerando la capacidad de este circuito como 240 A, el 30 por ciento es de

alrededor de 72 A.

El *pick up* se encuentra en 50 A, por lo cual cumple con los criterios de ajuste. sin embargo el instantáneo esta por debajo del valor de falla monofásica, por lo que se sugiere ajustar este valor.

### Circuito derivado: Sala de Control

El equipo proteger en esta zona es un transformador de 500 kVA de capacidad. El diagrama unifilar de este esquema se muestra en la Figura 3.34.

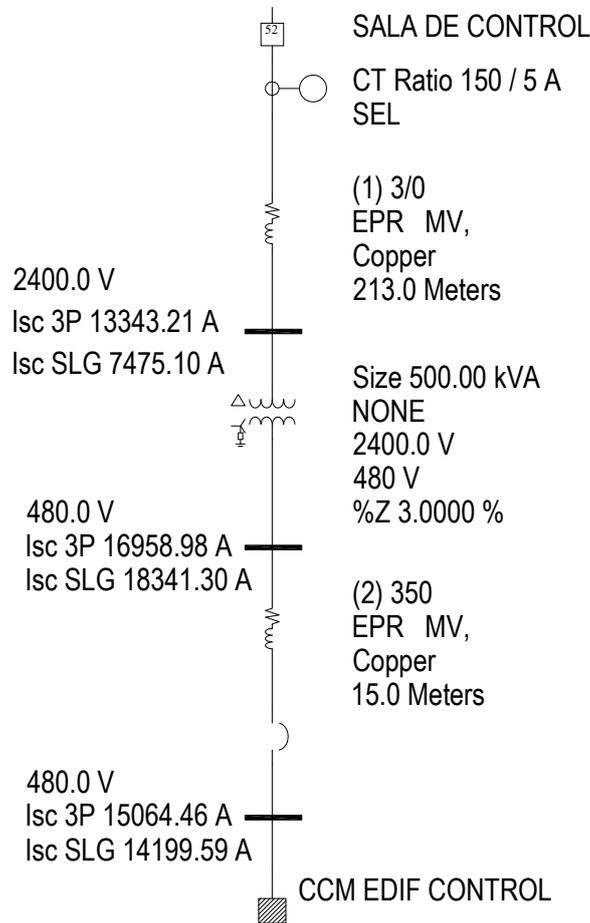


Figura 3.34: Diagrama unifilar simple de zona de protección de sala de control.

Para esta zona los elementos que se tienen son un transformador de 500 kVA, con una tensión de operación de 2400 V en lado primario, y 440 V en lado secundario, de tipo ONAN. La ampacidad del cable de potencia para el lado primario es de 458 A, mientras que la de los conductores secundarios es de 1368A. La corriente primaria del transformador está dada por:

$$\left( Corriente(A) = \frac{500kVA}{(2400kV) (\sqrt{3})} \right) = 120,3A \quad (3.38)$$

Los ajustes de protección de este relevador se muestran en el Cuadro 3.13.

Ajustes actuales de protecciones en Sala de control	
Ajustes de protección de fase	Sala de control
Relación de transformación de corriente	150 : 5
Pick up función 51	5 (150 A)
Curva y tiempo	U3 VI 2.8
Pick up función 50	80 (2400 A)
Ajustes de protección de neutro	Sala de control
Relación de transformación de corriente	150 : 5
Pick up función 51	1 (30 A)
Curva y tiempo	U3 VI 0.9
Pick up función 50	—

Cuadro 3.13: Ajustes actuales de protecciones en sala de control.

La curva de tiempo-corriente para sobrecorriente de fase de esta zona de protección se muestra en la Figura 3.35.

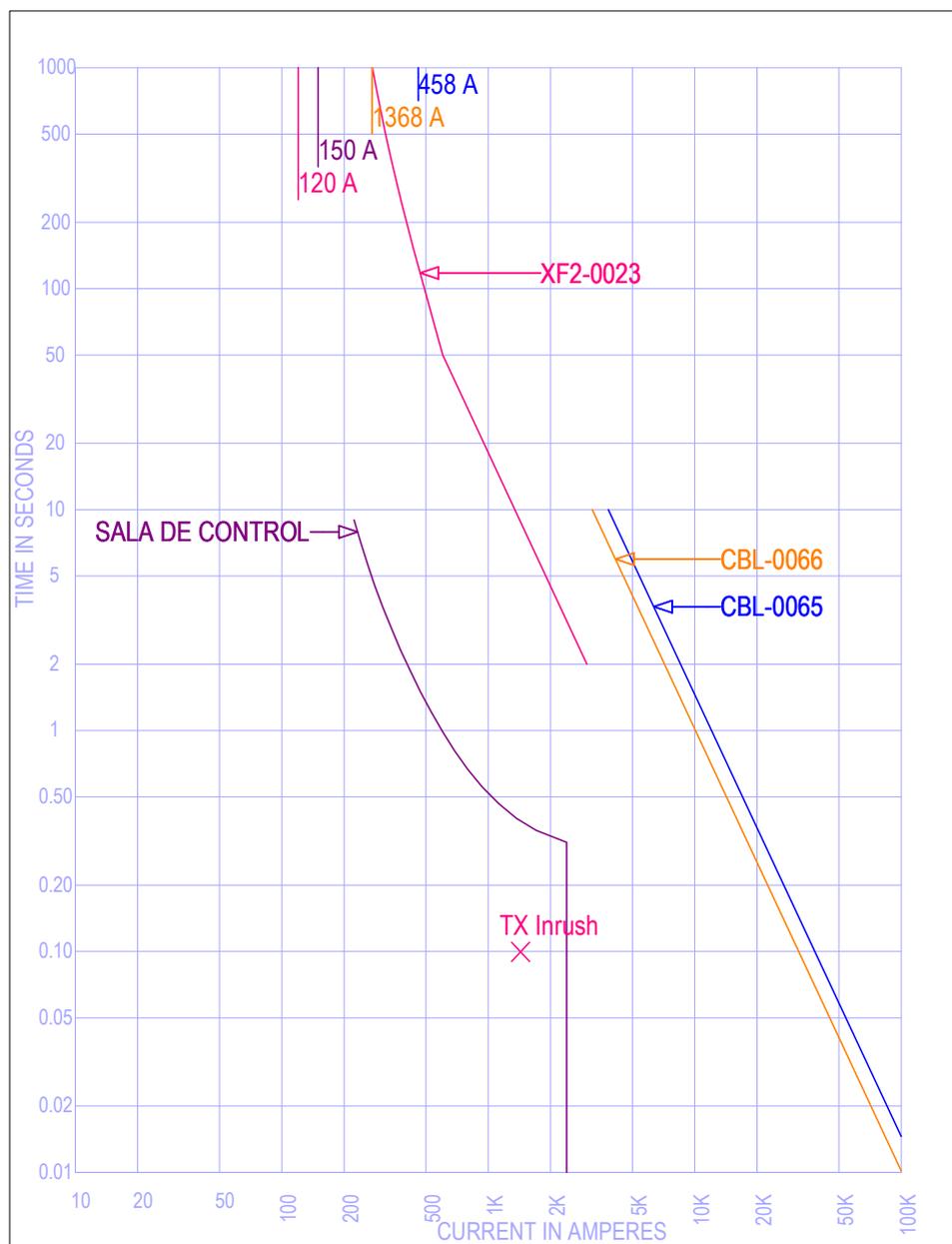


Figura 3.35: TCC de protecciones de fase en zona de protección de Sala de control tensión de referencia 2.4 kV.

Se observa que el *pick up* del relevador dispuesto para esta zona está ajustado un 25 por ciento adicional a la capacidad máxima, el ajuste es de 150 A.

El relevador de protección cubre la curva de daño del transformador, protegiendo adecuadamente los elementos de la zona de protección de Sala de control.

Se observa que el instantáneo no está ajustado al valor de falla trifásica.

La curva de tiempo corriente para sobrecorriente de neutro de esta zona de protección se muestra en la Figura 3.35

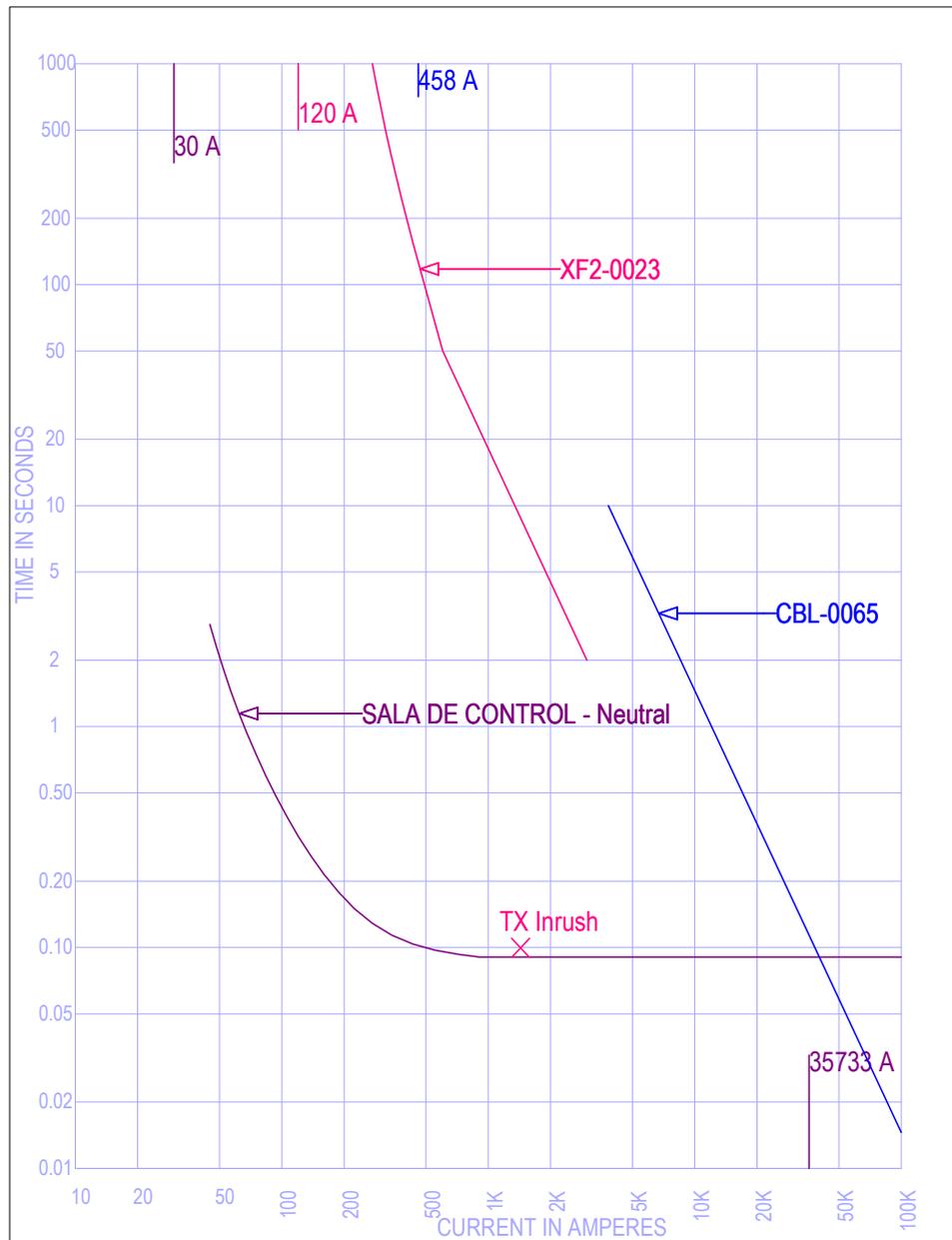


Figura 3.36: TCC de protecciones de neutro en zona de protección de Sala de control tensión de referencia 2.4 kV.

El 30 por ciento de la capacidad de este circuito es de 36 A. El ajuste de *pick up* para la protección de neutro se encuentra debajo de esta magnitud, en 30 A, por lo que se considera que el circuito está protegido dentro de los criterios establecidos.

Se sugiere activar la función instantánea para proteger este ramal en caso de presentarse una falla de línea a tierra, ya que se observa que la curva de protección cuenta con un retardo de tiempo en altas magnitudes de corriente.

## Circuito derivado: Horno y Homogenización

El relevador dispuesto para el circuito Horno y homogenización, protege todos los elementos que se muestran en el diagrama unifilar de la Figura 3.37.

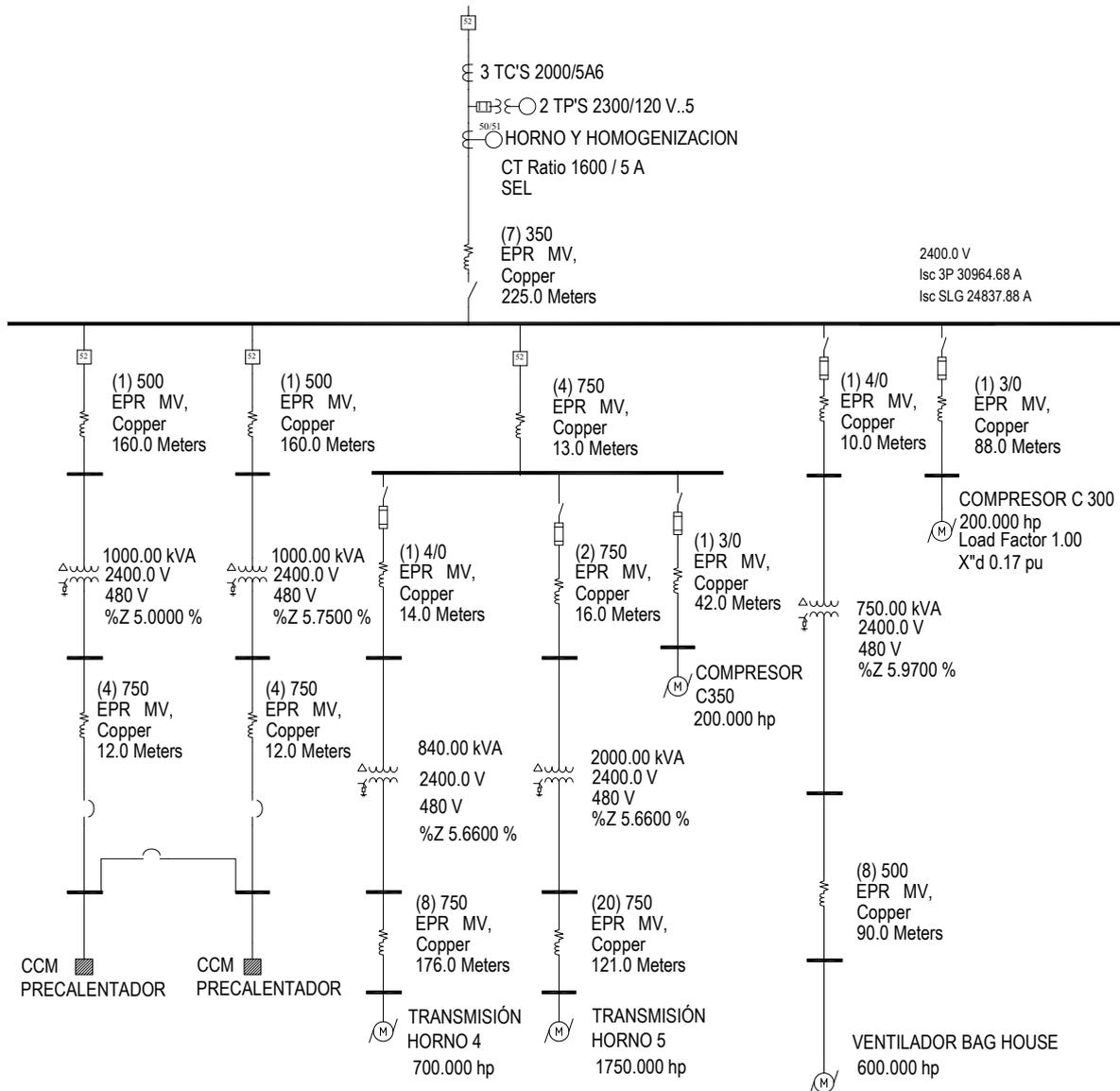


Figura 3.37: Diagrama unifilar simple de zona de protección horno y homogenización.

Para esta zona de protección se encuentran cinco circuitos derivados con diferentes capacidades, los equipos a proteger en cada ramal, son respectivamente:

- Ramal 1: Un Transformador de 1000 kVA
- Ramal 2: un transformador de 1000 kVA
- Ramal 3: un transformador de 840 kVA, un transformador de 2000 kVA y un motor de 200 hp.
- Ramal 4: un transformador de 750 kVA
- Ramal 5: motor de 200 hp

La potencia total instalada en esta zona, es la suma de la potencia de todas las cargas en el nivel de voltaje de 2400 V, valor de aproximadamente 6000 kVA. La corriente nominal de este circuito a plena carga estará dada por:

$$\left( Corriente(A) = \frac{6000kVA}{(2400kV)(\sqrt{3})} \right) = 1444A \quad (3.39)$$

Los ajustes de protección del relevador para horno y homogenización se muestran en el Cuadro 3.14.

Ajustes actuales de protecciones en Horno y homogenización	
Ajustes de protección de fase	Horno y homogenización
Relación de transformación de corriente	1600 : 5
Pick up función 51	5 (1600 A)
Curva y tiempo	U3 VI 2
Pick up función 50	—
Ajustes de protección de neutro	
Relación de transformación de corriente	1600 : 5
Pick up función 51	1 (320 A)
Curva y tiempo	U3 VI 2.8
Pick up función 50	—

Cuadro 3.14: Ajustes actuales de protecciones en horno y homogenización.

La operación de la curva del relevador se muestra en la Figura 3.38.

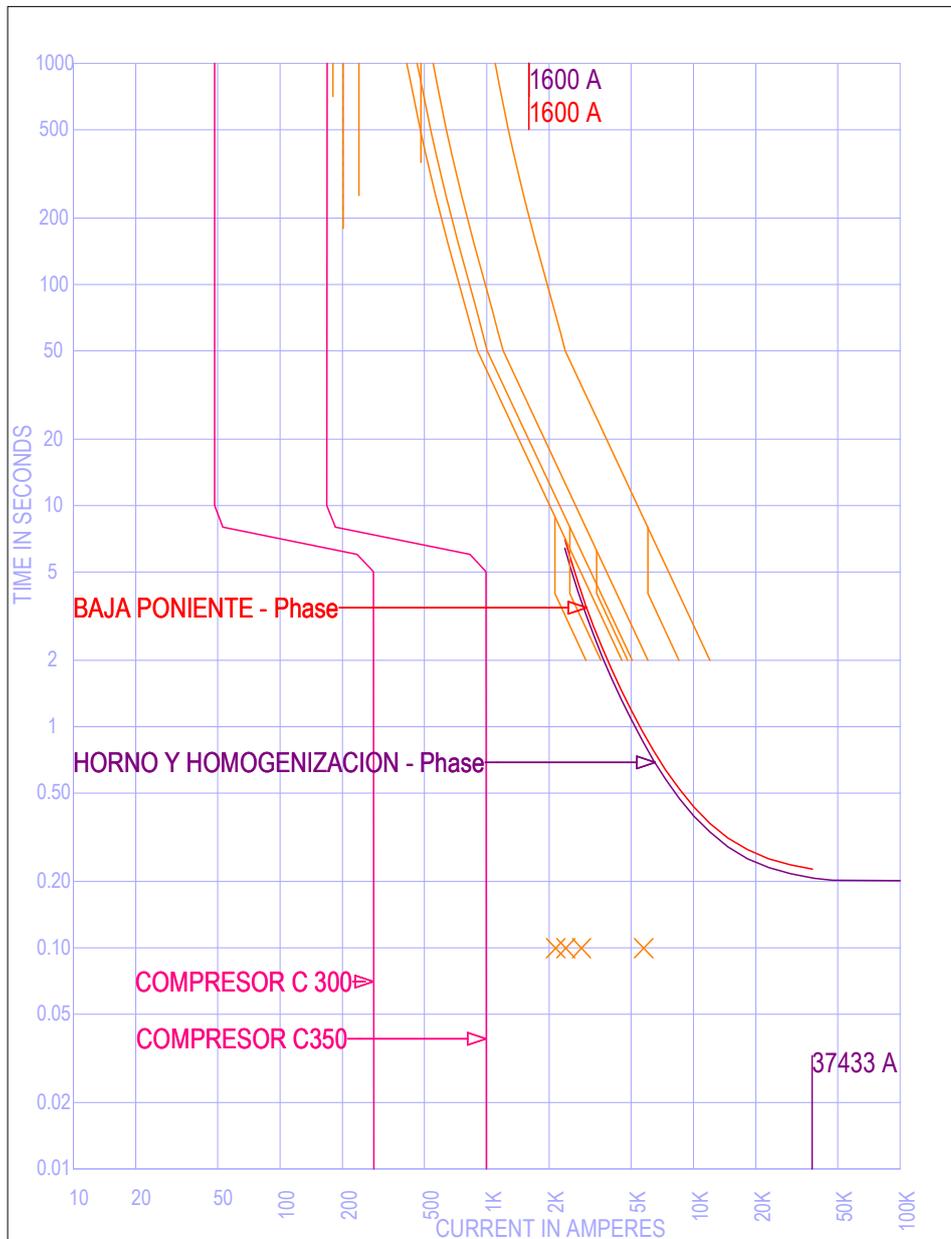


Figura 3.38: TCC de protecciones de fase en zona de protección de horno y homogenización tensión de referencia 2.4 kV.

Se observa que el umbral de corriente para el ajuste de la protección se encuentra en 1600 A, protegiendo al circuito al 110 por ciento de la capacidad instalada conforme los cálculos mostrados en 3.39.

Se observa que la curva del relevador opera antes de ver las curvas de daño en los transformadores de potencia de este ramal, sin embargo se observa que respecto al tiempo, el relevador para horno y homogenización no cuenta con una distancia mínima de separación de 200 ms respecto al relevador de mayor jerarquía, el cual es el relevador

baja poniente.

Es necesario ajustar la palanca (o *time dial*) del relevador de protección de horno y homogenización para garantizar una buena coordinación de protecciones, cumpliendo con los criterios establecidos y aumentando la selectividad del esquema.

La operación de la curva del relevador para protección de neutro se muestra en la Figura 3.38.

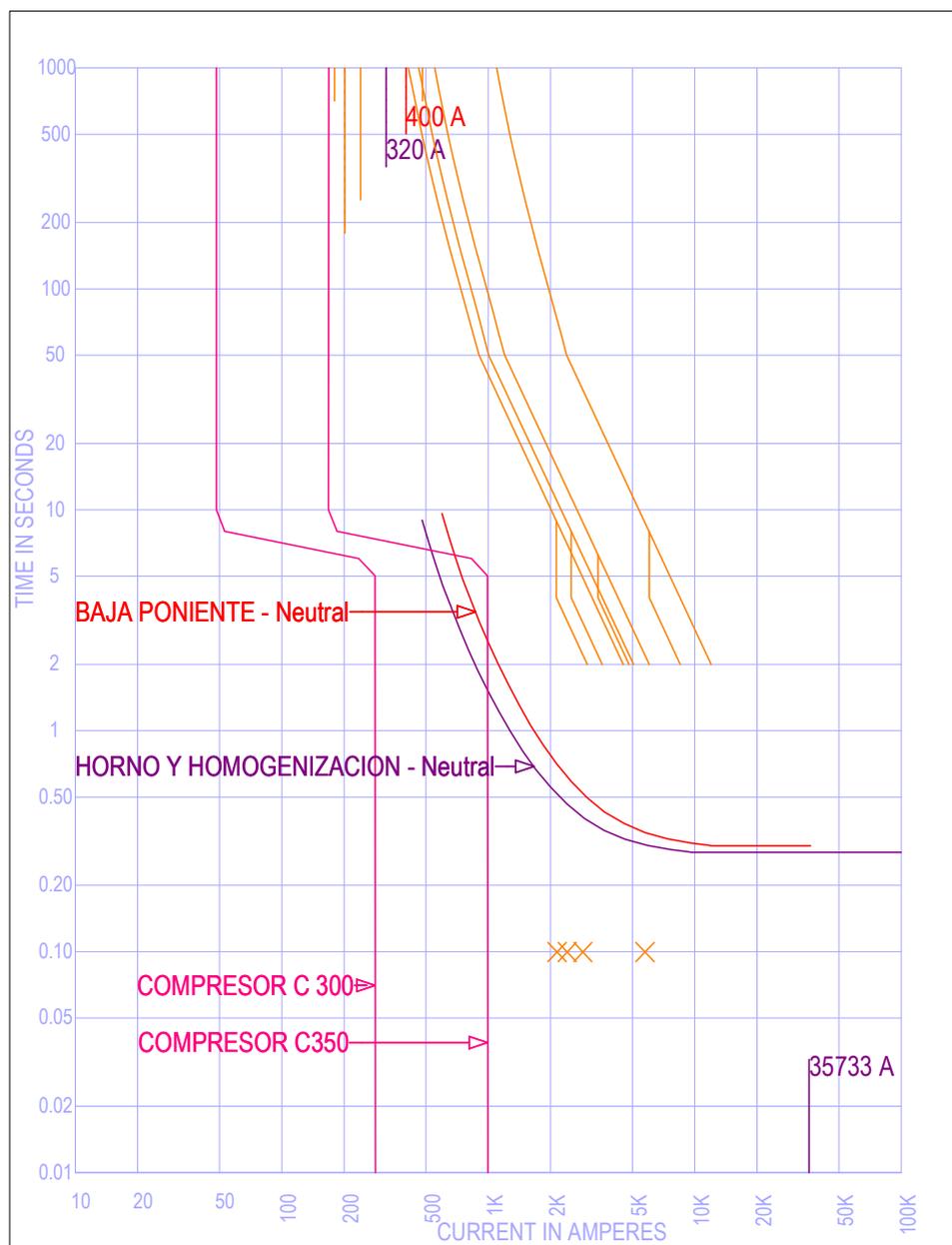


Figura 3.39: TCC de protecciones de neutro en zona de protección de horno y homogenización tensión de referencia 2.4 kV.

Para el ajuste de neutro, el *pick up* es de 320 A, el valor sugerido para este ramal es de 433 A.

El ajuste se encuentra por debajo del valor sugerido. Se recomienda elevar la magnitud ya que un umbral demasiado bajo, puede aumentar la sensibilidad provocando disparos en faso en el sistema, interrumpiendo el suministro en condiciones de operación normal.

También se recomienda activar la función de sobrecorriente de neutro instantánea, a la magnitud de de falla monofásica calculada de 37433 A.

### Circuito derivado: Molino 4

El relevador dispuesto para el circuito de Molino 4, protege todos los elementos que se muestran en el diagrama unifilar de la Figura 3.40.

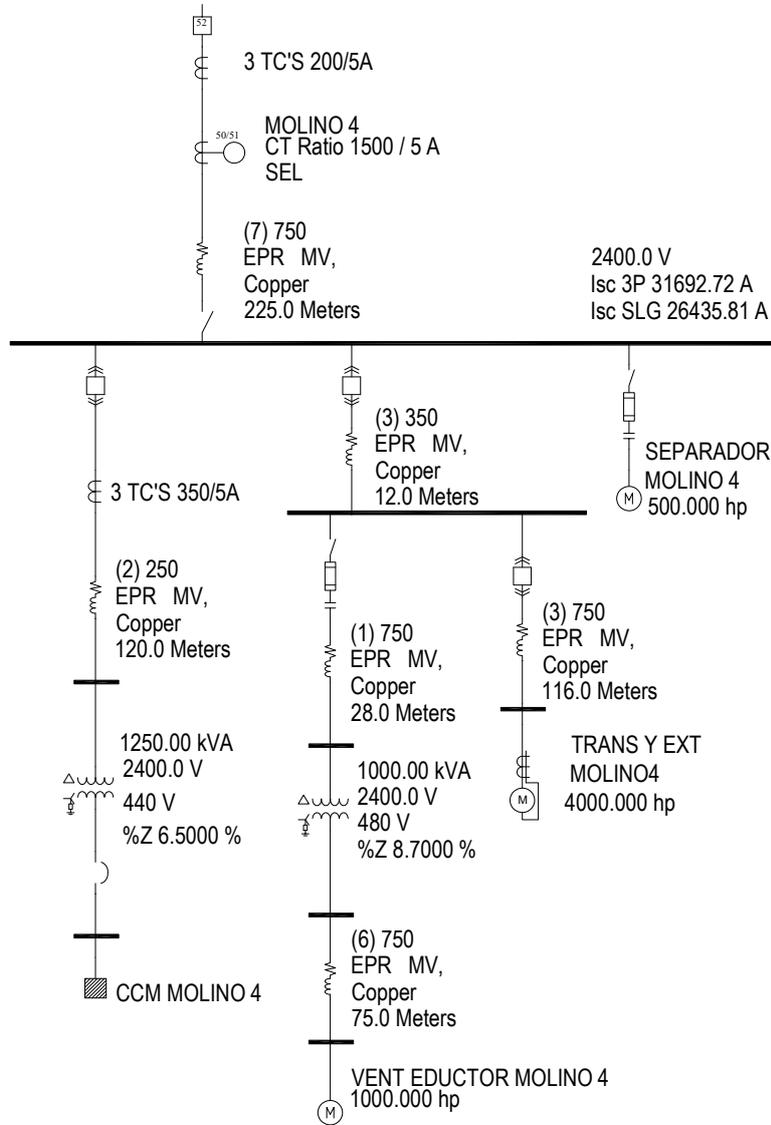


Figura 3.40: Diagrama unifilar simple de zona de protección molino 4.

Para la zona de molino 4, se cuenta con 3 circuitos derivados, donde cada ramal contiene los siguientes equipos de potencia:

- transformador de 1000 kVA
- transformador de 1250 kVA
- motor de 373 kVA

La potencia total instalada en el circuito de molino 4, es de 2623 kVA, la corriente total está dada por:

$$\left( Corriente(A) = \frac{2623kVA}{(2400kV)(\sqrt{3})} \right) = 631A \quad (3.40)$$

Los ajustes del revelador dispuesto para molino 4 se muestran en el Cuadro 3.15.

Ajustes actuales de protecciones en molino 4	
Ajustes de protección de fase	molino 4
Relación de transformación de corriente	1500 : 5
Pick up función 51	5 (1500 A)
Curva y tiempo	U3 VI 2
Pick up función 50	—
Ajustes de protección de neutro	molino 4
Relación de transformación de corriente	1500 : 5
Pick up función 51	1 (300 A)
Curva y tiempo	U3 VI 2
Pick up función 50	—

Cuadro 3.15: Ajustes actuales de protecciones en molino 4.

La curva de operación del relevador así como las curvas de daño de los transformadores y los otros elementos de esta zona de protección, se muestran en la Figura 3.41.

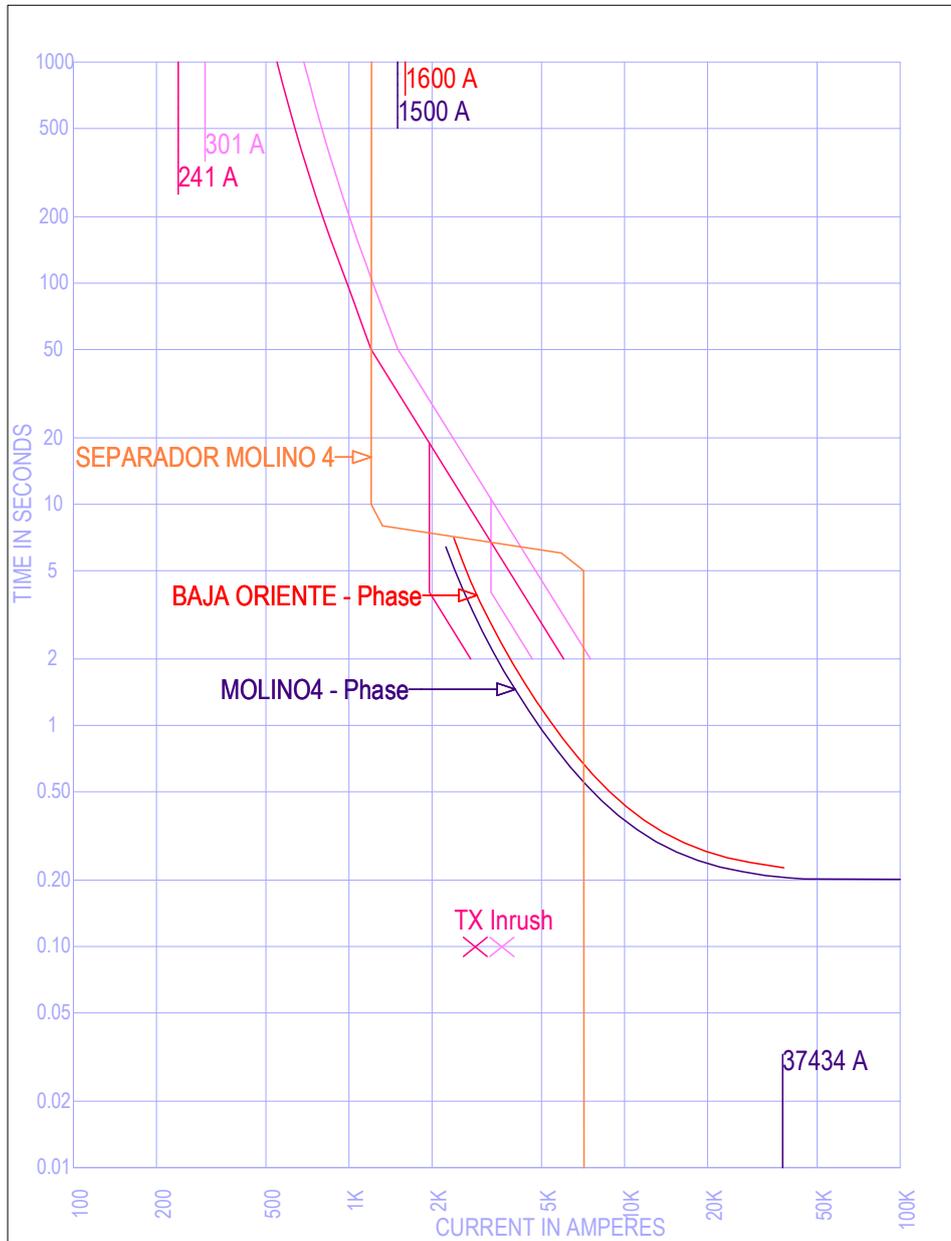


Figura 3.41: TCC de protecciones de fase en zona de protección de molino 4, tensión de referencia 2.4 kV.

La protección de esta zona se encuentra ajustada en 1,500 A, muy por encima de la capacidad máxima del bus. Este circuito no se encuentra protegido, por lo cual se sugiere bajar el valor de *pick up*.

El tiempo de operación de este relevador logra la separación de 200 ms entre protección y protección.

Se recomienda activar la función de sobrecorriente de fase instantánea, a la magnitud de falla monofásica calculada de 37433 A.

La curva de operación para función de neutro de esta zona de protección, se muestra en la Figura 3.41.

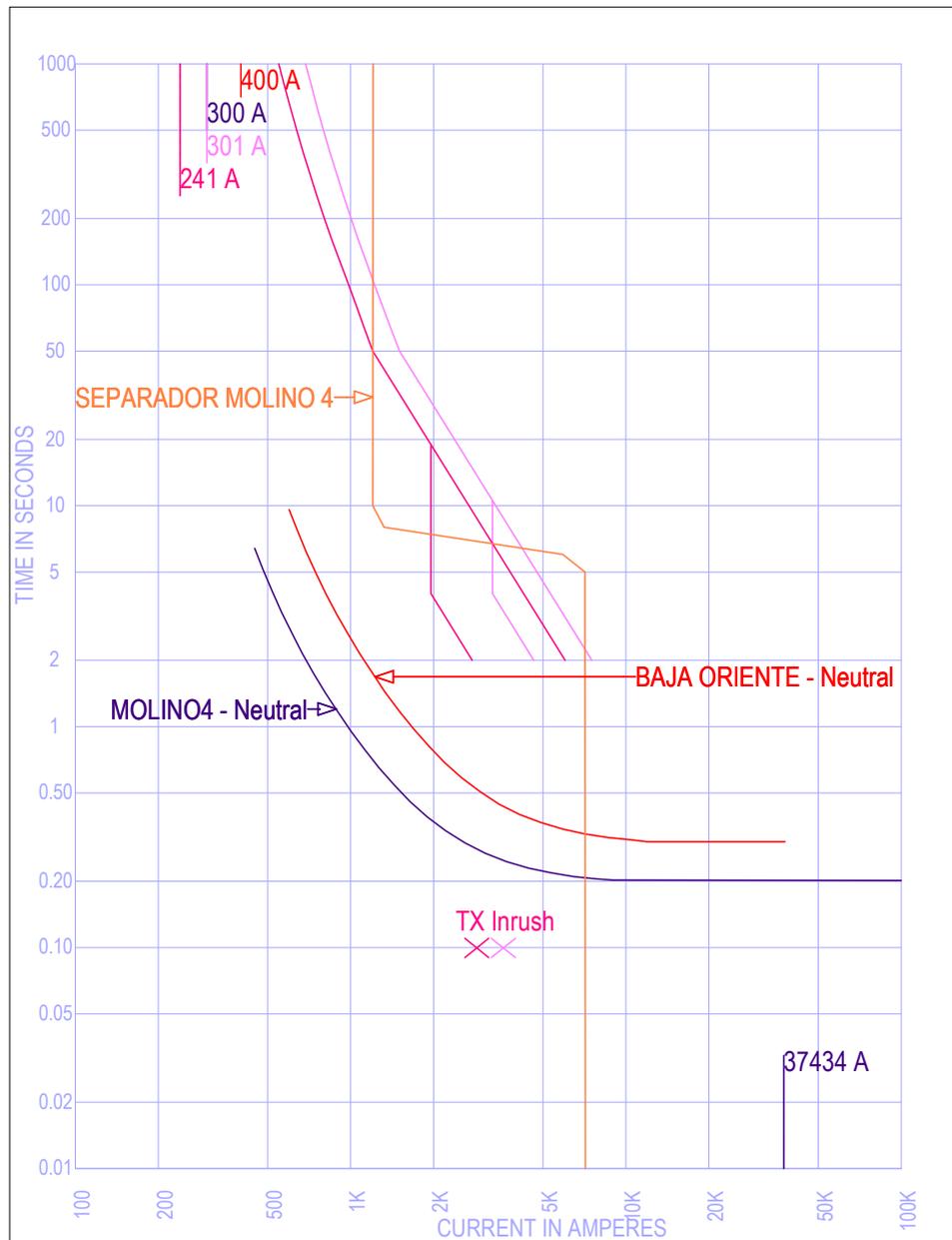


Figura 3.42: TCC de protecciones de neutro en zona de protección de molino 4, tensión de referencia 2.4 kV.

Para el ajuste 51 de sobrecorriente de neutro en alimentadores, los criterios de CFE [1] sugieren un *pick up* máximo del 30 por ciento de la capacidad.

Considerando la capacidad de este circuito como 631 A, el 30 por ciento es de alrededor de 189 A. El ajuste de la protección se encuentra por encima del valor sugerido, además no cuenta con el instantáneo activo.

Se sugiere ajustar los valores de *pick up* de este relevador.

### Circuito derivado: Yeso

El esquema eléctrico que protege el relevador Yeso, en casa de fuerza 2, se muestra en la Figura 3.43.

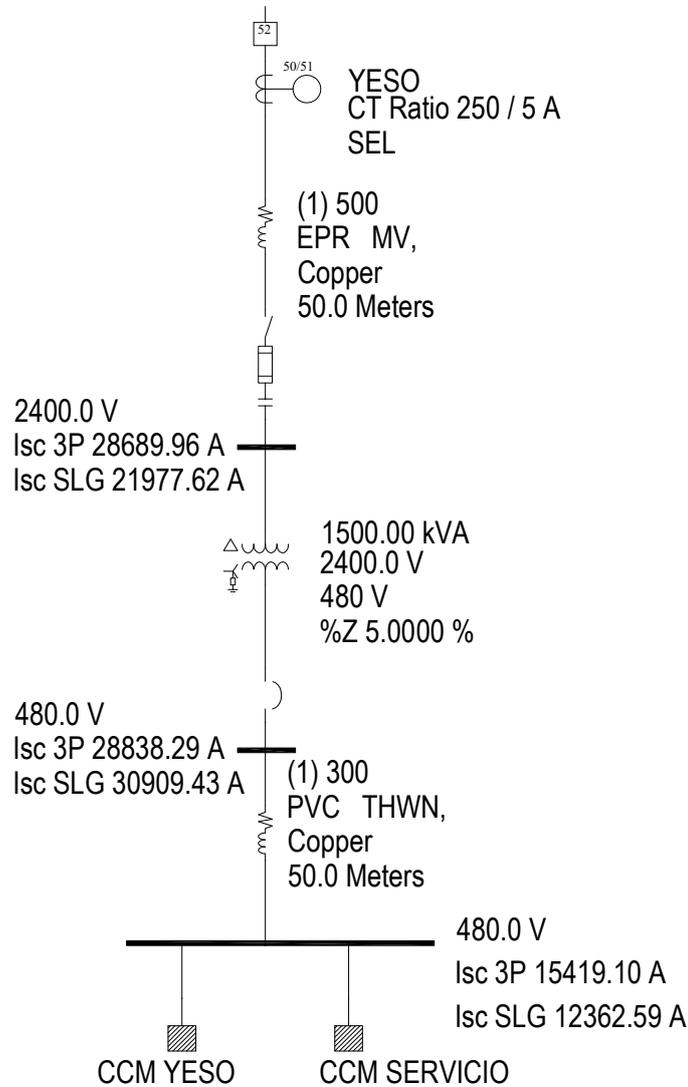


Figura 3.43: Diagrama unifilar de zona de protección yeso.

En este ramal se tiene un transformador de potencia de 1500 KVA, su corriente esta dada por:

$$\left( Corriente(A) = \frac{1500kVA}{(2400kV) (\sqrt{3})} \right) = 361A \quad (3.41)$$

A continuación se muestran los ajustes de la protección en el Cuadro 3.16.

Ajustes actuales de protecciones en yeso	
Ajustes de protección de fase	yeso
Relación de transformación de corriente	250 : 5
Pick up función 51	3.5 (175 A)
Curva y tiempo	U3 VI 1
Pick up función 50	30 (1500 A)
<hr/>	
Ajustes de protección de neutro	yeso
Relación de transformación de corriente	250 : 5
Pick up función 51	1 (50 A)
Curva y tiempo	U3 VI 1
Pick up función 50	30 (1500 A)

Cuadro 3.16: Ajustes actuales de protecciones en yeso.

En la Figura 3.44 se observa el comportamiento de la operación de la protección contra la curva de daño del equipo protegido.

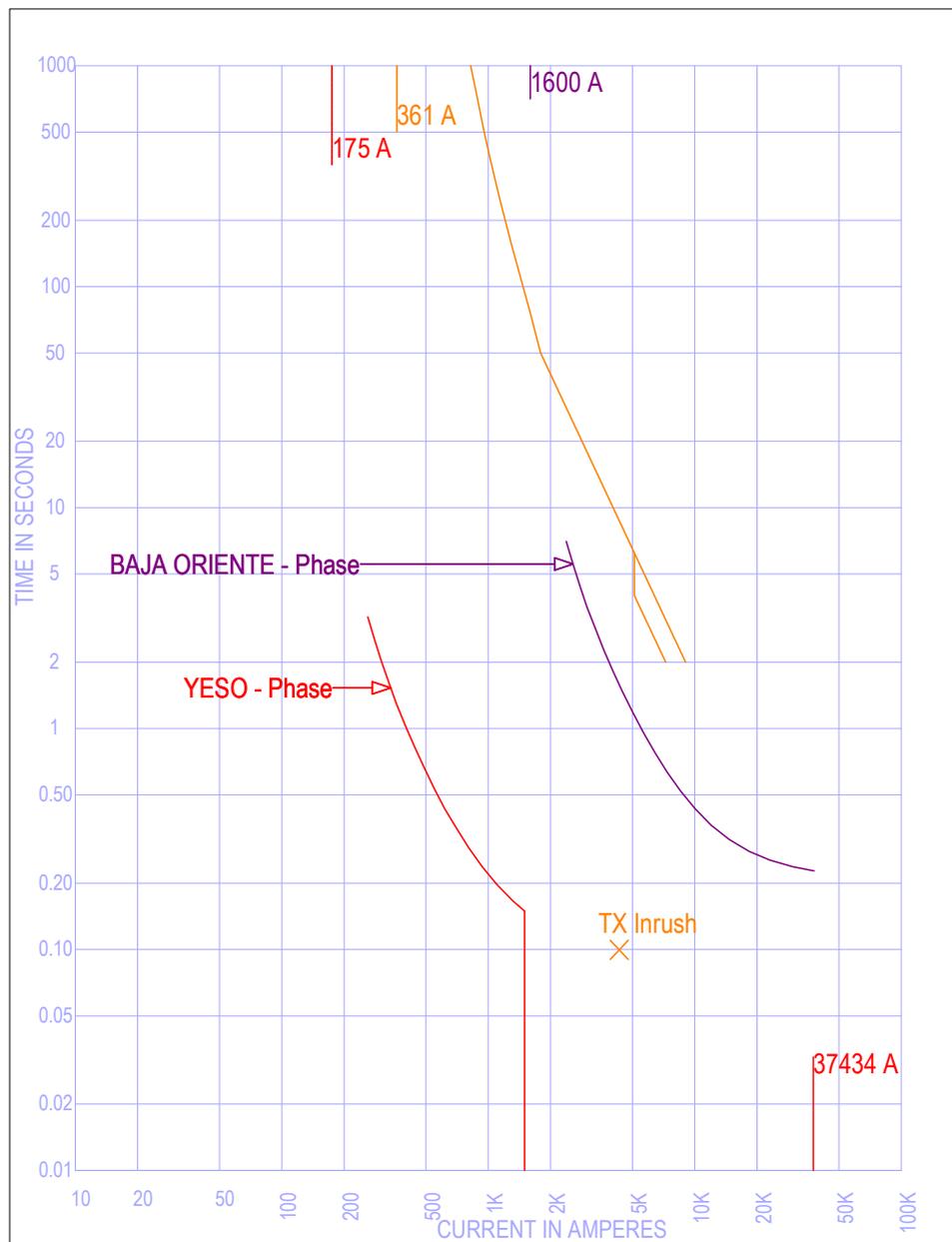


Figura 3.44: TCC de protecciones de fase en zona de protección de yeso, tensión de referencia 2.4 kV.

La protección de esta zona se encuentra ajustada en 175 A, aproximadamente en la mitad de la capacidad nominal de corriente de este equipo. El relevador protege adecuadamente la zona.

Se observa que las protecciones que convergen en esta zona se encuentran coordinadas en tiempo y corriente para garantizar una operación selectiva al momento de liberar una falla.

El ajuste para el instantáneo del relevador yeso, no es el más óptimo ya que se encuentra por debajo de la máxima magnitud que podría presentarse en este circuito. Se sugiere ajustarlo al valor de falla trifásica de 37434 A.

En la Figura 3.45 se observa el comportamiento de la operación de la protección contra la curva de daño del equipo protegido.

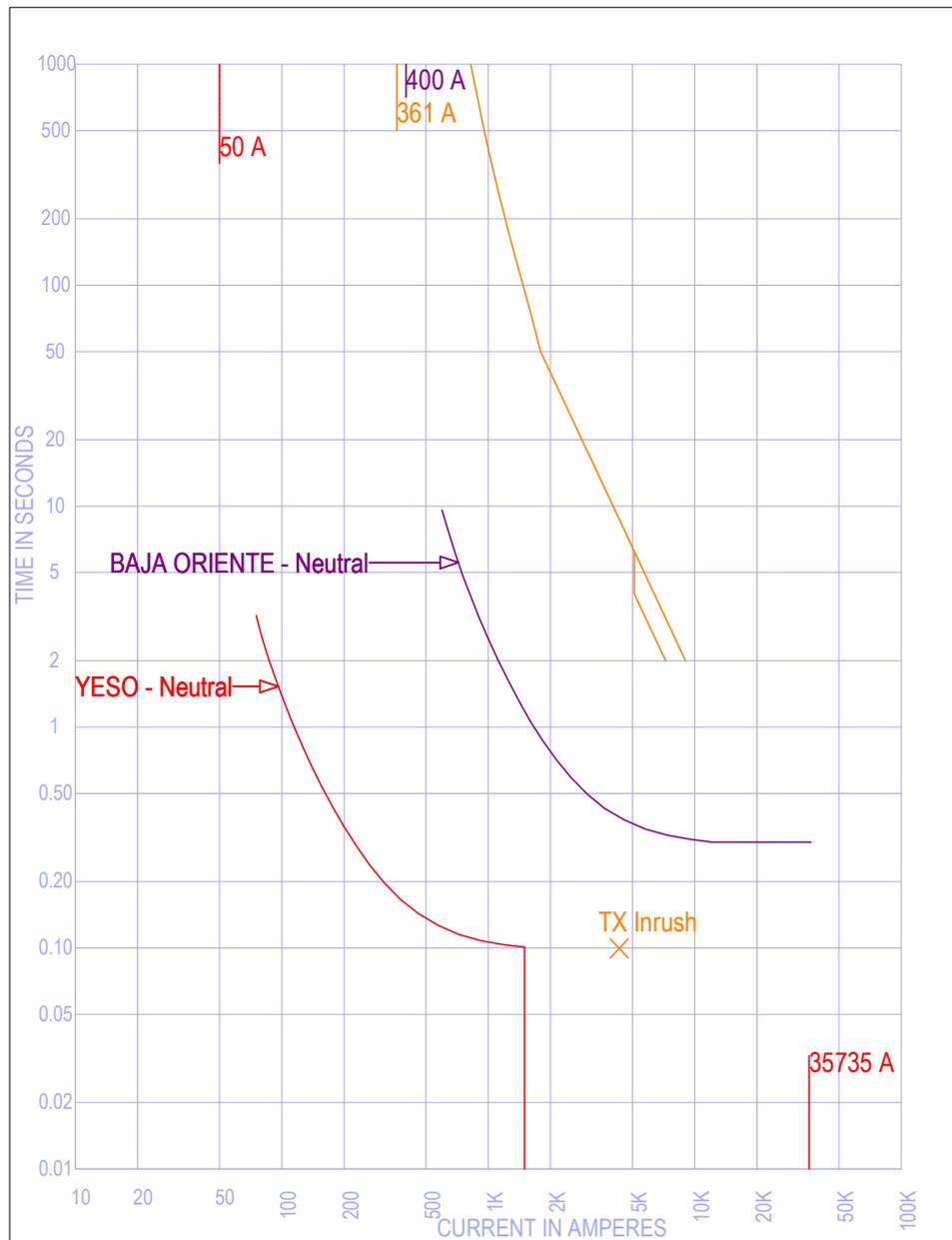


Figura 3.45: TCC de protecciones de neutro en zona de protección de yeso, tensión de referencia 2.4 kV.

El valor sugerido para el ajuste de neutro de este relevador es de 108 A. Se observa que el ajuste está muy por debajo de las recomendaciones. Se sugiere ajustar el valor instantáneo a este valor ya que está muy por debajo de la magnitud de falla monofásica.

## Circuito derivado: Carbón

El relevador dispuesto para el circuito carbón, protege todos los elementos que se muestran en el diagrama unifilar de la Figura 3.46.

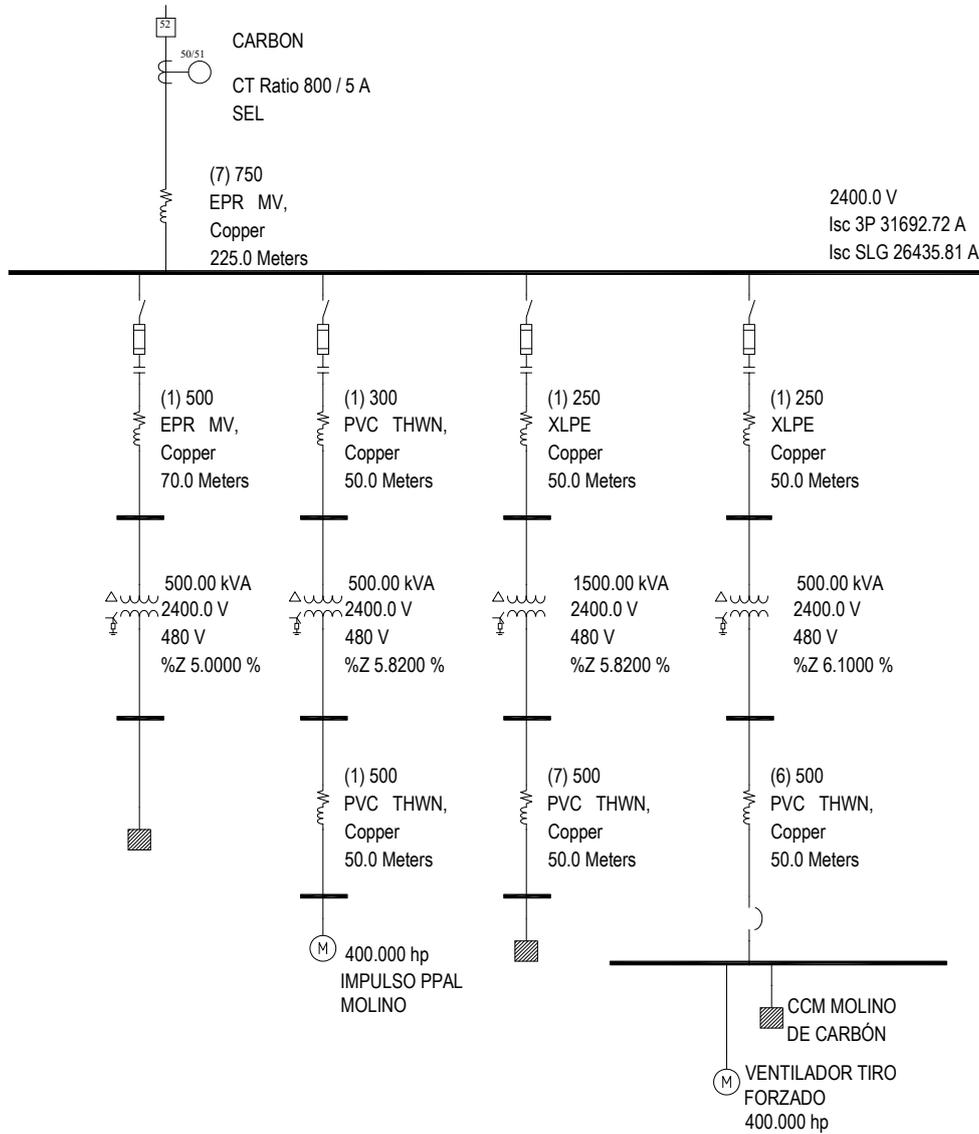


Figura 3.46: Diagrama unifilar simple de zona de protección carbón.

Para la zona de carbón, se cuenta con 4 circuitos derivados, donde cada ramal contiene los siguientes equipos de potencia:

- Transformador de 1500 kVA
- transformador de 500 kVA
- transformador de 500 kVA
- transformador de 500 kVA

La potencia total instalada de este circuito es de 3000 kVA, por lo cual corriente nominal es:

$$\left( Corriente(A) = \frac{3000kVA}{(2400kV)(\sqrt{3})} \right) = 722A \quad (3.42)$$

Los ajustes de protección para este ramal se muestran en el Cuadro 3.17.

Ajustes actuales de protecciones en carbón	
Ajustes de protección de fase	carbón
Relación de transformación de corriente	800 : 5
Pick up función 51	5 (800 A)
Curva y tiempo	U3 VI 2.6
Pick up función 50	50 (8000 A)
Ajustes de protección de neutro	carbón
Relación de transformación de corriente	800 : 5
Pick up función 51	1.2 (192 A)
Curva y tiempo	U3 VI 1.6
Pick up función 50	50 (8000 A)

Cuadro 3.17: Ajustes actuales de protecciones en carbón.

En la Figura 3.47 se observa el comportamiento de la operación de la protección contra la curva de daño del equipo protegido.

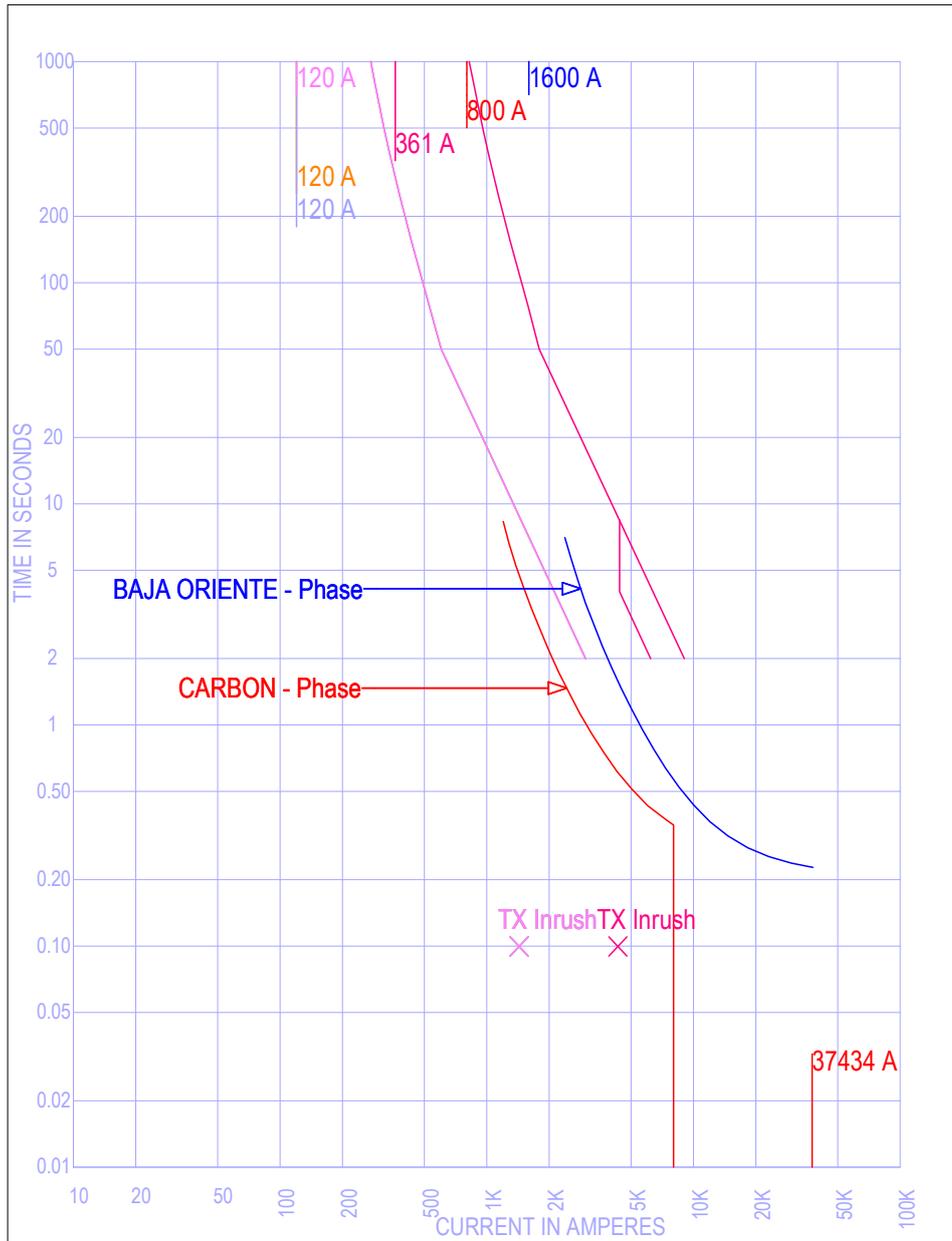


Figura 3.47: TCC de protecciones de fase en zona de protección de carbón, tensión de referencia 2.4 kV.

El umbral de corriente ajustado para la protección es de 800 A, protegiendo al circuito a su capacidad nominal.

El ajuste para el instantáneo del relevador carbón, está por debajo de la máxima magnitud que podría presentarse en este circuito (falla de corto circuito trifásico). Se sugiere ajustarlo al valor de falla de 37434 A.

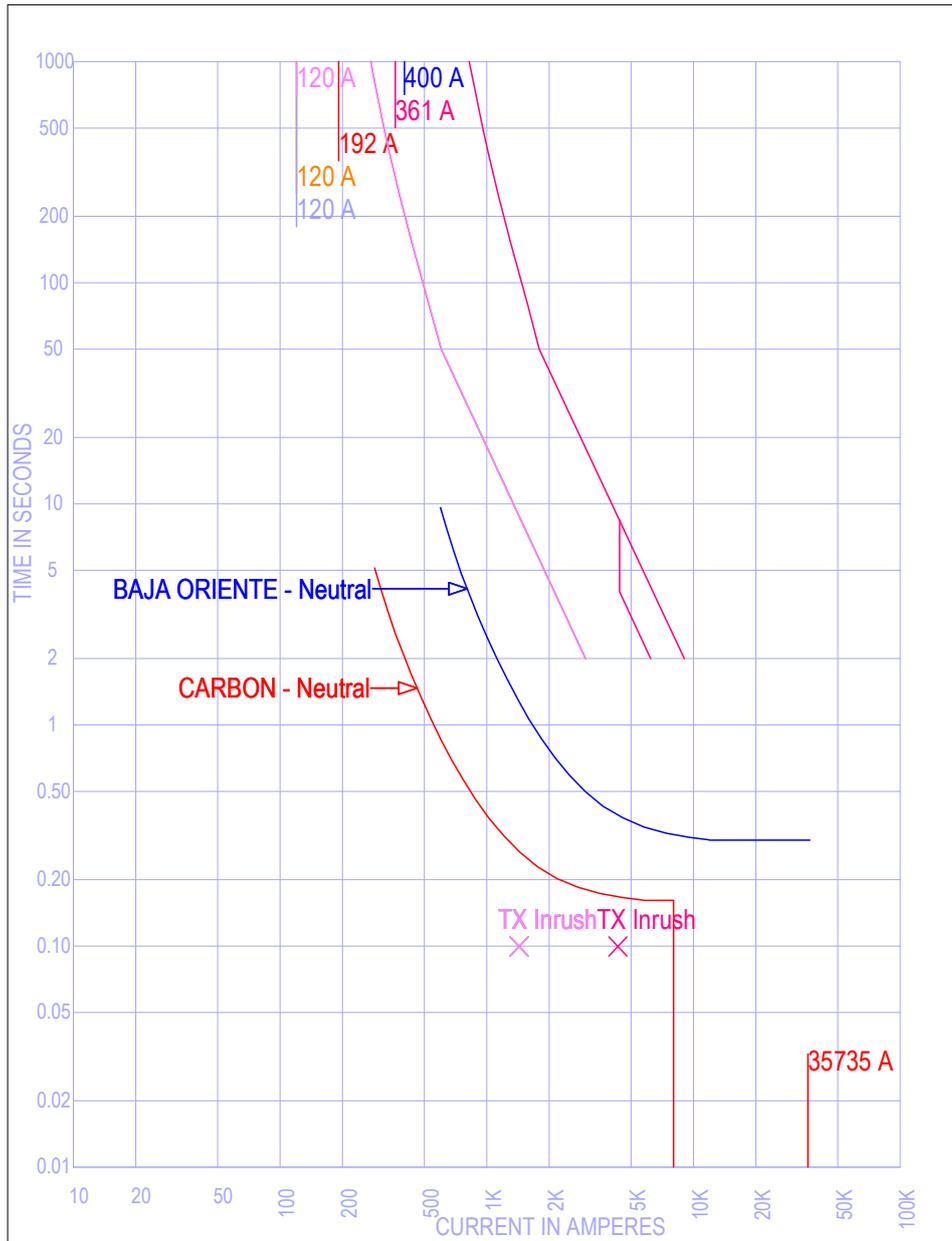


Figura 3.48: TCC de protecciones de neutro en zona de protección de carbón, tensión de referencia 2.4 kV.

Considerando el total de la carga como 722 A, un buen ajuste de neutro sería en 240 A.

El ajuste actual es una magnitud pequeña, se sugiere elevarla ya que un *pick up* por debajo de las recomendaciones puede ocasionar disparos en falso.

Además también se sugiere elevar el instantáneo al valor de falla de corto circuito monofásica.

## **3.5. Análisis de resultados obtenidos de las evaluaciones realizadas**

### **3.5.1. Hallazgos en el esquema de protección**

De acuerdo al análisis de la condición actual de la instalación analizada, se observa que faltan elementos de protección para ofrecer un esquema como el sugerido en la Figura 2.7.

El sistema carece de una protección diferencial para lado primario y secundario de los transformadores Norte y Sur.

Para las funciones de protección por sobrecorriente instantánea y con operación de tiempo inverso, el esquema cuenta con las protecciones necesarias en cada transformador, tanto para fases en ambos lados del equipo, como de neutro para lado secundario. Respecto a los equipos primarios, se plantea cambiar el interruptor de potencia del lado alta dispuesto para los transformadores Norte y Sur.

Este cambio es derivado de varias causas, entre ellas se menciona que el interruptor se encuentra instalado en las alturas, en la estructura de celosía de la subestación, dificultando las operaciones relacionadas con este, como el mantenimiento preventivo donde se involucran pruebas operativas, accionamiento de mecanismo y reestablecimiento. Además la capacidad interruptiva requerida en el punto de interconexión es ahora de mayor valor, por lo cual es necesario considerar equipos con un valor de capacidad interruptiva adecuada.

### **3.5.2. Resultados obtenidos de estudio de corto circuito**

Según los resultados obtenidos con el estudio de corto circuito, se encontraron altas magnitudes para corrientes de falla en algunos de los buses principales de la instalación, donde el interruptor dispuesto para la zona de protección no cuenta con el diseño adecuado para proteger la instalación en caso de una falla debido a que la capacidad interruptiva se encuentra por debajo de la máxima corriente falla.

Para la zona de la subestación reductora, se muestra a continuación el Cuadro comparativo 3.18 de máximas corrientes de falla trifásica y falla monofásica contra las capacidades interruptivas por bus, seleccionadas de acuerdo a los datos de placa del interruptor dispuesto para esta zona:

Niveles de corriente de falla por corto circuito				
Bus	Corriente de falla 3P	Corriente de falla SLG	Dispositivo de protección	Capacidad interruptiva
Bus General 115 kV	11296 A	8764 A	Interruptor de tanque muerto	40 kA
Bus Primario Zona Norte Sur	11277 A	8744 A	Interruptor Circuit-Switcher Mark SYC	35 kA
Bus Primario Zona Oriente-Poniente	11277 A	8744 A	Interruptor Line Rupter SYC	40 kA
Casa de fuerza 1	36486 A	35906 A	Interruptor de media tensión	31.5 kA
Casa de fuerza 2	37486 A	35828 A	Interruptor de media tensión	31.5 kA

Cuadro 3.18: Niveles de corriente de falla por corto circuito en subestación reductora.

Según los resultados en el Cuadro 3.18, los buses de media tensión tanto para casa de fuerza 1 como para casa de fuerza 2, presentan corrientes de falla (tanto trifásica como monofásica) de magnitudes superiores a la capacidad interruptiva de diseño de los equipos de protección del bus.

Este resultado muestra que en caso de presentarse un evento de falla, no hay garantía de que los equipos puedan proteger y liberar la falla de manera adecuada y segura para la instalación eléctrica.

### 3.5.3. Resultados obtenidos de la evaluación de los transformadores de corriente

De acuerdo con los cálculos realizados para corroborar si los TCs son capaces de soportar la saturación, se encontró que varios transformadores de instrumento no son capaces de soportar las condiciones de saturación ante la magnitud de falla en el bus obtenida por el estudio de corto circuito.

A continuación se muestra en el Cuadro 3.19 los resultados obtenidos para la tensión calculada de saturación para cada transformador de corriente de los dispositivos de protección analizados, contra los valores de tensión mínima de saturación, así como la evaluación respecto a este hallazgo.

Transformadores de corriente				
Dispositivo de protección	Burden	Tensión mínima de saturación	Tensión calculada	Evaluación
Interruptor principal	4	400 V	377.16 V	Soporta las condiciones de saturación
Alta Norte y Sur	4	400 V	2259.20 V	No cumple con los requisitos
Alta Poniente	4	400 V	4510.80 V	No cumple con los requisitos
Alta Oriente	4	400 V	4510.80 V	No cumple con los requisitos
Baja Norte	4	400 V	362.91 V	Soporta las condiciones de saturación
Baja Sur	4	400 V	369.31 V	Soporta las condiciones de saturación
Baja Oriente	4	400 V	378.24 V	Soporta las condiciones de saturación
Baja Poniente	4	400 V	377.41 V	Soporta las condiciones de saturación
Capacitor 1	4	400 V	937.15 V	No cumple con los requisitos
Capacitor 2	4	400 V	937.15 V	No cumple con los requisitos
Empaque 2	4	400 V	3748.60 V	No cumple con los requisitos
Patio de materiales	4	400 V	2998.88 V	No cumple con los requisitos
Sala de control	4	400 V	4998.13 V	No cumple con los requisitos
Horno y homogenización	5.33	533.33 V	822.66 V	No cumple con los requisitos
Molino 4	5.33	533.33 V	666.00 V	No cumple con los requisitos
Yeso	4	400 V	2998.88 V	No cumple con los requisitos
Carbón	4	400 V	937.15 V	No cumple con los requisitos

Cuadro 3.19: Resultados de evaluación de transformadores de corriente.

Debido al esquema operativo actual de la instalación, en el cual la potencia de los transformadores Norte y Sur, y la potencia de los transformadores Oriente y Poniente

se ve unida mediante un bus en los lados secundarios, la elevada magnitud para la corriente de falla influye para que los transformadores de corriente de los dispositivos de protección de casa de fuerza 2 no logren su objetivo de protección, al encontrarse en condiciones de saturación durante las altas magnitudes de corriente.

### 3.5.4. Resultados obtenidos de estudio de coordinación de protecciones

#### Protección de sobrecorriente de fase

Respecto a los ajustes de protección de fase, según los resultados obtenidos en la curvas de tiempo-corriente, se observa que algunas de las protecciones están ajustadas por encima de las capacidades nominales del ramal de la zona protegida en la función 51. Mientras que para la función 50 de instantáneo, la mayoría de los ajustes son inferiores al nivel de falla de corto circuito trifásico.

A continuación se muestra el Cuadro 3.20 para la zona de la subestación reductora, señalando los ajustes actuales de las protecciones así como el ajuste sugerido de *pick up* para asegurar la operación del dispositivo de protección cuando la corriente del circuito supere el umbral de corriente recomendado o la máxima capacidad de carga según sea el criterio aplicable al ramal.

Ajustes de protección de fase con retardo de tiempo en subestación reductora				
Zona de protección	Capacidad nominal del ramal	<i>pick up</i> actual	<i>pick up</i> sugerido	Estado actual
Acometida	222 A (en 115 kV)	120 A	255.47 A	Zona protegida (por debajo de magnitud sugerida)
Norte y Sur (lado primario)	80 A (en 115 kV)	100 A	92 A	Zona protegida por sobrecarga, ajuste de tiempo inadecuado
TR Norte (lado secundario)	1852.33 A (en 2.4 kV)	1600 A	2037.56 A	Zona protegida (por debajo de magnitud sugerida)
TR Sur (lado secundario)	1852.33 A (en 2.4 kV)	1600 A	2037.56 A	Zona protegida (por debajo de magnitud sugerida)
TR Poniente (lado primario)	39 A (en 115 kV)	50 A	45 A	Zona protegida
TR Oriente (lado primario)	39 A (en 115 kV)	50 A	45 A	Zona protegida
TR Poniente (lado secundario)	1666 A (en 2.4 kV)	1600 A	1832.5 A	Zona protegida
TR Oriente (lado secundario)	1666 A (en 2.4 kV)	1600 A	1832.5 A	Zona protegida

Cuadro 3.20: Ajustes de protección 50 de los relevadores de protección de la subestación reductora.

Se observa que la protección de la acometida esta ajustada para operar al 45 por ciento de la capacidad total instalada de la subestación. Este ajuste es el seleccionado por ingeniería de planta de acuerdo a sus condiciones operativas.

Para la protección de los transformadores, se observa que los ajustes de *pick up* son adecuados para proteger a la carga, encontrándose ligeramente por debajo de las capacidades nominales, por lo cual no serán modificados respecto a la corriente. Sin embargo, el ajuste de tiempo para el lado primario de los transformadores Norte y Sur como se observa en la 3.8, se interpone a la operación de la protección de la acometida, por lo cual es necesario ajustar el tiempo para respetar el tiempo de operación entre protecciones.

Respecto a los ajustes de la protección de fase instantánea 50, se muestra el Cuadro 3.21 para la zona de la subestación reductora, señalando los ajustes actuales contra los sugeridos. Los ajustes sugeridos se determinaron conforme los niveles de falla de corto circuito trifásico.

Ajustes de protección instantánea de fase en subestación reductora				
Zona de protección	Magnitud de falla del bus	<i>pick up</i> actual	<i>pick up</i> sugerido	Estado actual
Acometida	11315 A (en 115 kV)	3600 A	94.3 (11316 A)	Protección por debajo del umbral sugerido
Norte y Sur (lado primario)	11296 A (en 115 kV)	1000 A	100 (2000 A) (Valor máximo de ajuste)	Protección deficiente
TR Norte (lado secundario)	36291 A (en 2.4 kV)	—	80 (32000 A)	Protección deficiente
TR Sur (lado secundario)	36291 (en 2.4 kV)	—	80 (32000 A)	Protección deficiente
TR Poniente (lado primario)	11296 A (en 115 kV)	500 A	100 (2000 A) (Valor máximo de ajuste)	Protección deficiente
TR Oriente (lado primario)	11296 A (en 115 kV)	500 A	100 (2000 A) (Valor máximo de ajuste)	Protección deficiente
TR Poniente (lado secundario)	37434 A (en 2.4 kV)	—	80 (32000 A)	Protección deficiente
TR Oriente (lado secundario)	37434 A (en 2.4 kV)	—	80 (32000 A)	Protección deficiente

Cuadro 3.21: Ajustes de protección 50 de los relevadores de protección de la subestación reductora.

Se observa según el Cuadro 3.21 que ningún ajuste de protección instantánea de fase esta adecuado al valor de la máxima magnitud de falla encontrada por el estudio de corto circuito, e incluso en algunos relevadores la función 50 se encuentra desactivada.

Se observa también que algunos de los relevadores no alcanzan el valor de *pick up* necesario debido a la capacidad del transformador de corriente. La capacidad del TC limita el umbral de ajuste de la corriente al máximo valor de ajuste que ofrece el relevador.

Los dispositivos de no alcanzan el umbral de corriente cercano al valor de falla trifásica calculada mediante el estudio de corto circuito son:

- Alta norte y sur
- Alta Poniente
- Alta Oriente
- Baja Norte
- Baja Sur
- Baja Oriente
- Baja Poniente

Esta deficiencia puede provocar falta de sensibilidad en el esquema de protecciones al momento de encontrarse ante un evento. Al no contar con un ajuste instantáneo, una magnitud de falla de corto circuito puede liberarse, con los ajustes actuales, pero con altos retardos de tiempo que pueden determinar una gran brecha entre las pérdidas económicas, daños a la instalación y llegar hasta daños colaterales que pueden incluso alcanzar al capital humano. Además la operación de otros relevadores de mayor jerarquía puede interferir debido a la falta de coordinación entre ajustes.

Se observa desde la evaluación de esta protección, que los transformadores de corriente de los relevadores mencionados no cuentan con el diseño adecuado para garantizar protección a este esquema.

Para los circuitos derivados del bus casa de fuerza 2, se muestra a continuación el Cuadro 3.22, señalando los ajustes actuales de las protecciones así como el ajuste sugerido de *pick up* para asegurar la operación del dispositivo de protección cuando la corriente del circuito supere el umbral de corriente recomendado o la máxima capacidad de carga según sea el criterio aplicable al ramal.

Ajustes de protección de fase con retardo de tiempo en casa de fuerza 2				
Zona de protección	Capacidad nominal del ramal	Ajuste <i>pick up</i> actual	Ajuste <i>pick up</i> sugerido	Estado actual
Capacitor 1	216,50 A	480 A	292.28 A	Zona protegida (por debajo de magnitud sugerida)
Capacitor 2	216,50 A	480 A	292.28 A	Zona protegida (por debajo de magnitud sugerida)
Empaque 2	376.5 A	400 A	414.15 A	Zona protegida
Patio materiales	240 A	350 A	264 A	Zona no protegida, se sugiere ajustar el <i>pick up</i>
Sala de control	120 A	150 A	132 A	El <i>pick up</i> se encuentra al 125 por ciento de la capacidad, se sugiere reajustar
Horno y homogenización	1,444 A	1,600 A	1588.40	Zona protegida
Molino 4	631 A	1,500 A	694 A	Zona no protegida, se sugiere ajustar el <i>pick up</i>
Yeso	361 A	175 A	397.1	Zona protegida (por debajo de magnitud sugerida)
Carbón	722 A	800 A	794.20	Zona protegida

Cuadro 3.22: Ajustes de protección de fase con retardo de tiempo en casa de fuerza 2.

Para la función 51 de sobrecorriente de fases con retardo de tiempo, el ajuste sugerido para las cargas convencionales industriales, según la operación y el comportamiento de carga de esta planta es de 110 por ciento la capacidad nominal, para los capacitores se sugiere ajustar al 135 por ciento. Los circuitos derivados seleccionados para reajustar la protección debido a que exceden el 10 por ciento adicional a la capacidad máxima de operación del circuito, son:

1. Patio materiales
2. Sala de control
3. Molino 4

Se encontró además que hay circuitos derivados ajustados por debajo de sus condiciones máximas de operación, como son:

1. Capacitor 1
2. Capacitor 2

### 3. Yeso

No se considera realizar ajustes de la función 51 de fases en estos dispositivos de protección, ya que los mismos fueron seleccionados por planta de acuerdo a los criterios de operación de cada ramal, sin embargo, es necesario validar que el ajuste observado por el relevador, es el indicado de acuerdo con la relación de transformación del transformador de corriente.

Respecto a los ajustes de la protección de fase instantánea 50 de casa de fuerza 2, se muestra el Cuadro 3.23 señalando los ajustes actuales contra los sugeridos.

Ajustes de protección instantánea de fase en casa de fuerza 2				
Zona de protección	Magnitud de falla del bus	Ajuste <i>pick up</i> actual	Ajuste <i>pick up</i> sugerido	Estado actual
Capacitor 1	37433 A	4800 A	99 (15840 A)	Protección deficiente
Capacitor 2	37433 A	4800 A	99 (15840 A)	Protección deficiente
Empaque 2	37433 A	—	80 (3200 A)	Protección deficiente
Patio materiales	37433 A	4000 A	80 (4000 A)	Protección deficiente
Sala de control	37433 A	2400 A	80 (2400 A)	Protección deficiente
Horno y homogenización	37433 A	—	80 (25600A)	Protección deficiente
Molino 4	37433 A	—	80 (24000 A)	Protección deficiente
Yeso	37434 A	1500 A	80 (4000 A)	Protección deficiente
Carbón	37434 A	8000 A	80 (12800 A)	Protección deficiente

Cuadro 3.23: Ajustes de protección instantánea de fase en casa de fuerza 2.

Se aprecia que debido al límite de *pick up* del relevador, ninguna protección logra un ajuste cercano al valor de corto circuito trifásico. El ajuste sugerido, es entonces el máximo ajuste permitido por la protección.

Actualmente no existen valores de ajuste para la función 50 de fase que permita asegurar una operación segura de apertura del circuito derivado ante una falla que pueda ver la magnitud de corto circuito máxima calculada para el bus casa de fuerza 2.

## Protección de sobrecorriente de neutro

Para la protección de neutro se muestra a continuación en el Cuadro 3.24 los ajustes actuales contra el ajuste sugerido, mostrando una comparativa para evaluar los puntos de mejora para la subestación reductora.

Ajustes de protección de neutro con retardo de tiempo en subestación reductora				
Zona de protección	Capacidad nominal del ramal	<i>pick up</i> actual	<i>pick up</i> sugerido	Estado actual
Acometida	222 A (en 115 kV)	120 A	55 A	Ajuste elevado
Norte y Sur (lado primario)	80 A (en 115 kV)	100 A	—	Ajuste no necesario
TR Norte (lado secundario)	1852.33 A (en 2.4 kV)	400 A	370-550 A	Zona protegida
TR Sur (lado secundario)	1852.33 A (en 2.4 kV)	400 A	370-550 A	Zona protegida
TR Poniente (lado primario)	39 A (en 115 kV)	80 A	—	Ajuste no necesario
TR Oriente (lado primario)	39 A (en 115 kV)	80 A	—	Ajuste no necesario
TR Poniente (lado secundario)	1666 A (en 2.4 kV)	—	370-550 A	Zona desprotegida
TR Oriente (lado secundario)	1666 A (en 2.4 kV)	—	370-550 A	Zona desprotegida

Cuadro 3.24: Ajustes de protección 51 de neutro de los relevadores de protección de la subestación reductora.

Respecto al lado primario de los cuatro transformadores, no es requerido una protección de neutro debido a que la conexión es de tipo delta.

Para cumplir con el esquema de protección propuesto, si es necesario contar con la función de neutro activada del lado secundario, con un ajuste entre el 20 y 30 por ciento de la capacidad total del transformador en baja tensión.

Respecto a los ajustes de la protección instantánea de neutro 50, se muestra el Cuadro 3.25 para la zona de la subestación reductora, señalando los ajustes actuales contra los sugeridos. Los ajustes sugeridos se determinaron conforme los niveles de falla de corto circuito trifásico.

Ajustes de protección instantánea de neutro en subestación reductora				
Zona de protección	Magnitud de falla del bus	<i>pick up</i> actual	<i>pick up</i> sugerido	Estado actual
Acometida	8764 A (115 kV)	3600 A	8764 A	Ajuste actual por debajo de recomendación
Norte y Sur (lado primario)	8744 A (115 kV)	1000 A	—	Ajuste no necesario
TR Norte (lado secundario)	35906 A (2.4 kV)	—	32000 A	Protección deficiente
TR Sur (lado secundario)	35906 A (2.4 kV)	—	32000 A	Protección deficiente
TR Poniente (lado primario)	8744 A (115 kV)	—	—	Ajuste no necesario
TR Oriente (lado primario)	8744A (115 kV)	—	—	Ajuste no necesario
TR Poniente (lado secundario)	35828A (2.4 kV)	—	32000 A	Protección deficiente
TR Oriente (lado secundario)	35828A (2.4 kV)	—	32000 A	Protección deficiente

Cuadro 3.25: Ajustes de protección 50 de los relevadores de protección de la subestación reductora.

Se observa que la mayoría de los relevadores no alcanzan el valor de *pick up* necesario para igualar la magnitud de máxima falla monofásica calculada debido a la capacidad del transformador de corriente. La capacidad del TC limita el umbral de ajuste de la corriente al máximo valor de ajuste que ofrece el relevador.

Para la protección de neutro con retardo de tiempo de los circuitos derivados del bus casa de fuerza 2, se muestra a continuación el Cuadro 3.26

Ajustes de protección de neutro con retardo de tiempo en casa de fuerza 2				
Zona de protección	Capacidad nominal del ramal	Ajuste <i>pick up</i> actual	Ajuste <i>pick up</i> sugerido	Estado actual
Capacitor 1	216,50 A	80 A	65 A	Zona no protegida
Capacitor 2	216,50 A	80 A	65 A	Zona no protegida
Empaque 2	376.5 A	40 A	113 A	Zona no protegida
Patio materiales	240 A	50 A	72 A	Zona no protegida
Sala de control	120 A	30 A	36 A	Zona protegida
Horno y homogenización	1,444 A	320 A	433 A	Zona no protegida
Molino 4	631 A	300 A	189 A	Zona no protegida
Yeso	361 A	50 A	108	Zona no protegida
Carbón	722 A	192 A	240 A	Zona no protegida

Cuadro 3.26: Ajustes de protección de neutro con retardo de tiempo en casa de fuerza 2.

Se observa que los ajustes de neutro de la mayoría de los relevadores para los circuitos derivados en casa de fuerza dos, tienen un umbral de corriente más bajo de la recomendación establecida.

Un umbral de corriente demasiado bajo puede ocasionar que la protección opere en estado operativo normal, interrumpiendo el suministro donde no hay un evento de falla.

Se sugiere ajustar los *pick up* para alcanzar las magnitudes sugeridas.

Para la protección de neutro instantánea de los circuitos derivados del bus casa de fuerza 2, se muestra a continuación el Cuadro 3.27.

Ajustes de protección instantánea de neutro en casa de fuerza 2				
Zona de protección	Magnitud de falla del bus	Ajuste <i>pick up</i> actual	Ajuste <i>pick up</i> sugerido	Estado actual
Capacitor 1	35735 A	4800 A	15840 A	Protección deficiente
Capacitor 2	35735 A	4800 A	15840 A	Protección deficiente
Empaque 2	35735 A	—	3200 A	Protección deficiente
Patio materiales	35735 A	2000 A	4000 A	Protección deficiente
Sala de control	35733 A	—	2400 A	Protección deficiente
Horno y homogenización	35735 A	—	25600 A	Protección deficiente
Molino 4	35735 A	—	24000 A	Protección deficiente
Yeso	35735 A	1500 A	4000 A	Protección deficiente
Carbón	35735 A	8000 A	12800 A	Protección deficiente

Cuadro 3.27: Ajustes de protección instantánea de neutro en casa de fuerza 2.

Se aprecia que debido al límite de *pick up* del relevador, ninguna protección logra un ajuste cercano al valor de ajuste sugerido, el cual es 1.3 veces la magnitud corto circuito monofásica. El ajuste sugerido, es entonces el máximo ajuste permitido por la protección.

---

## 4. Diseño de propuesta para optimización de esquema de protecciones

---

De acuerdo con los estudios realizados, los antecedentes registrados y las actuales necesidades del centro de carga, fueron encontrados varios puntos de oportunidad para mejora del esquema eléctrico de protecciones de planta.

Entre los puntos más importantes se destaca que no existe una protección diferencial en la zona de protección Norte Sur, reduciendo las posibilidades de aislar una falla. También se encontraron altos niveles de magnitud de corto circuito en los buses de media tensión, situación que influye en los rangos de saturación de varios de los TC's dispuestos para fines de protección.

Respecto a la coordinación de protecciones, varios ajustes no son los más óptimos para ofrecer protección a la zona analizada, situación que se ve influida debido a los TC's, ya que estos limitan los ajustes máximos de las protecciones, por ejemplo en las funciones instantáneas, limitando la magnitud de corriente vista para una operación instantánea, como se observará en la sección .

Debido a esta evaluación, el diseño de la propuesta abarcará:

- Reemplazo de interruptor de potencia en subestación reductora e implementación de protección diferencial en zona Norte Sur
- Estrategias para reducir niveles de corto circuito
- Evaluación de saturación en TC's con nuevos niveles de corto circuito y propuesta de reemplazo para los equipos que no cumplan con el rango requerido.
- Reajuste de parámetros de operación en dispositivos de protección de alta y media tensión, de acuerdo con los equipos seleccionados para la propuesta.

La propuesta de diseño abarcada, se realiza mediante simulación por software.

### 4.1. Reemplazo de interruptor de potencia en subestación reductora e implementación de protección diferencial en zona Norte Sur

Buscando la optimización de los equipos existentes, la propuesta ha sido seleccionada considerando criterios para un fácil reestablecimiento de energía, fácil operación y mantenimiento del equipo, características técnicas adaptables al actual esquema de fuerza y control de la planta, y capacidad nominal e interruptiva adecuada para las instalaciones. Se propone la instalación de un interruptor de tanque muerto, marca Siemens, modelo 3AP1 DT 145. Las características técnicas del interruptor proporcionadas por el fabricante, se muestran en el Cuadro 4.1.

Interruptor de potencia tipo tanque muerto	Modelo 3AP1 DT 145 KV
Tensión nominal	123 kV
Frecuencia nominal	60 Hz
Corriente interruptiva de corto circuito	40 kA
Corriente nominal	2000 A

Cuadro 4.1: Características técnicas de interruptor de tanque muerto proporcionadas por el fabricante.

De acuerdo con los esquemas analizados de protección, se propone complementar el esquema de protección de la zona Norte Sur, añadiendo una protección diferencial que delimite la zona entre el bus del lado primario de ambos transformadores, hasta el bus del lado secundario de los equipos donde se encuentran en operación paralela.

La protección diferencial propuesta, es un relevador de la marca SEL, modelo 587. El esquema de protección para esta zona se muestra en la Figura 4.1, donde se señala en rojo la propuesta:

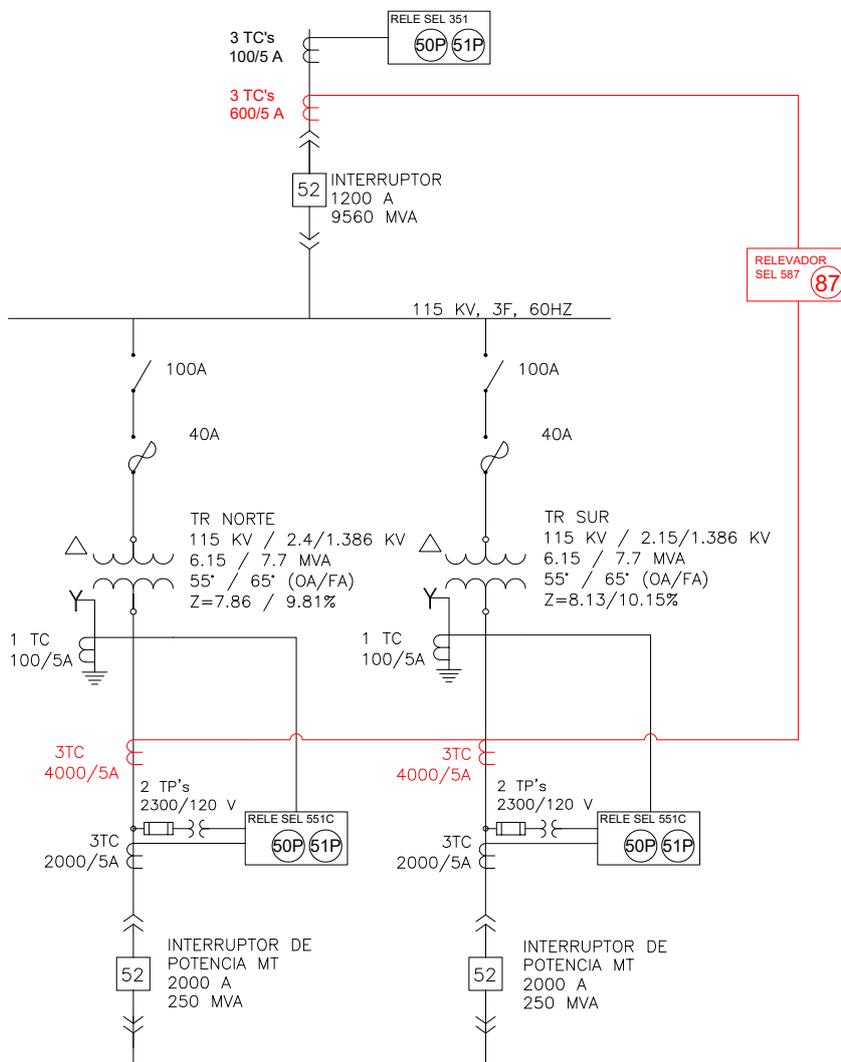


Figura 4.1: Diagrama unifilar del esquema de protección propuesto para zona Norte Sur.

De acuerdo a la ecuación 3.31 la corriente primaria consumida por cada transformador es de 39 A, por lo cual se consideran 80 A primarios para la zona Norte Sur. Para el lado secundario de acuerdo con la ecuación 3.32, la corriente es de 1852.33 A por cada transformador.

El relevador seleccionado es de marca SEL, modelo 587.

### 4.1.1. Selección de transformadores de corriente.

Para el lado primario, los TC's tipo *bushing* incluidos en el interruptor de tanque muerto propuesto, de acuerdo con la información proporcionada por el fabricante, cuentan con las características mostradas en el Cuadro 4.2:

Tipo	<i>Bushing</i>
Marca	Core
Relación	1200:5
Clase de protección	10P20 (100 VA)

Cuadro 4.2: Datos obtenidos de la placa de datos de los transformadores de corriente proporcionada por el fabricante.

Recordando que la corriente primaria de cada transformador es de 39 A, la corriente total del bus norte sur, será de 78 A. Para la selección del TC, es necesario comprobar que los límites establecidos por la ecuación 2.2, son respetados, por lo cual se procede a realizar el cálculo con una RTC de 600 : 5.

La corriente a utilizar es la corriente máxima que puede llegar a ver el bus en cuestión, en este caso se usará la corriente de corto circuito, la cual es de 10836 A de acuerdo al cálculo obtenido. El valor de corto circuito deberá transformarse al valor de corriente visto en el lado secundario del TC, a la relación de transformación que es de 120. De acuerdo con las características del TC, se utilizará una carga de 4 ohms, según los indican los valores típicos establecidos por CFE [3] en la Figura 3.1.

También, se observa que la tensión mínima de saturación es de 400 V. Reemplazando los valores dentro de la ecuación se obtiene:

$$Vx > (11296/120) * (4) \quad (4.1)$$

$$400V > 376,53V \quad (4.2)$$

Al cumplir la condición, se define esta relación de transformación como la configuración a utilizar en el TC del lado primario.

Para el lado secundario se tienen TC'S con una RTC DE 4000:5. La corriente máxima de cortocircuito en el bus de casa de fuerza 1, es de 36486 A, la cual deberá transformarse a la corriente vista desde el lado secundario del TC según la RTC de 800. Se considera un burden de 4 Ohms. Siguiendo la ecuación 2.2 se tiene:

$$Vx > (36486/800) * (4) \quad (4.3)$$

$$400V > 182,43V \quad (4.4)$$

Al cumplir la condición, se define esta relación de transformación como la configuración a utilizar en el TC del lado secundario.

### 4.1.2. Cálculo de ajustes en relevador

El ajuste de tap se calculará con la ecuación (2.3)

#### Ajuste de TAP 1:

- CT secundaria = 5 A
- CT primaria= 600 A
- Potencia= 15,400 kVA
- Voltaje L-L= 115 kV

Sustituyendo los valores dentro de la ecuación (2.3):

$$\left( TAP1 = \frac{(5A) (15,400kVA)}{(115kV) (\sqrt{3}) (300A)} \right) \quad (4.5)$$

El resultado para TAP 1 es de 0.64.

#### Ajuste de TAP 2:

- CT secundaria = 5A
- CT primaria= 4000 A
- Potencia= 7,700 kVA
- Voltaje L-L= 2.4 kV

Sustituyendo los valores dentro de la ecuación (2.3):

$$\left( TAP1 = \frac{(5A) (7,700kVA)}{(2,4kV) (\sqrt{3}) (4000)} \right) \quad (4.6)$$

El resultado para TAP 2 es de 2.31.

De acuerdo con los ajustes señalados por el fabricante, se deben cumplir dos condiciones en los ajustes de TAP:

- Seleccionar un valor entre 0.1 y 32
- La razón entre Tap máximo y Tap mínimo debe ser menor o igual a 4.5.

La relación entre taps es de:

$$\left( \frac{2,31}{0,64} \right) = 3,617 \quad (4.7)$$

Por lo cual ambas condiciones se cumplen. El valor de O87P se definirá en 0.4.

### **Ajuste de O87P *Operating current PU***

Este valor debe establecerse al mínimo suficiente para incrementar sensibilidad, pero lo suficientemente alto para evitar una operación en falso debido a errores. El valor a utilizar es de 0.4.

### **Ajuste de porcentaje de pendiente de restricción: *Slope 1 SLP1 y Slope 2 SLP2***

Los ajustes del porcentaje de pendiente de restricción se utilizan para discriminar entre fallas internas y fallas externas. Los valores a utilizar para SLP1 y SLP2 son de 25 por ciento y 60 por ciento respectivamente, de acuerdo con las recomendaciones del fabricante del relevador.

## 4.2. Estrategias para reducir niveles de corto circuito

De acuerdo con los resultados obtenidos en el estudio de corto circuito, se observa que la condición operativa tanto de la zona Norte Sur, como de la zona oriente poniente, incrementa los niveles de corrientes de falla a magnitudes peligrosas que superan los niveles de capacidad interruptiva de los interruptores actuales.

Existen varias técnicas en la industria para disminuir los niveles de corto circuito en una instalación eléctrica, por ejemplo la implementación de reactores en serie, resistencias de neutro para los transformadores, reducción de cargas reactivas capacitivas, entre otras.

Para esta propuesta en particular, existe una condición operativa que incrementa los niveles de corto circuito: los enlaces en lado secundario de los transformadores.

Al existir un solo bus para el lado secundario de dos transformadores, las aportaciones de falla de corto circuito de estos se ven sumadas, incrementando casi al doble la corriente de falla vista por este bus.

Pese a que este arreglo ofrece mayor potencia para alimentar casa de fuerza 1 y casa de fuerza 2, revisando las condiciones operativas del esquema eléctrico de esta planta, la carga demandada no es la suficiente para requerir de este arreglo.

Para disminuir la corriente de falla en casa de fuerza 1 y en casa de fuerza 2, se analizará separar la operación de cada transformador, abriendo el interruptor de enlace existente en media tensión. Pese a que existen varias alternativas para reducir los niveles de falla, dentro del alcance de este trabajo solo será explorada esta opción debido a los corto de tiempos de ejecución que representa, además de no requerir inversiones económicas de equipos existentes, y representar menores riesgos en la ejecución de la maniobra.

Para realizar nuevamente la corrida de corto circuito, en el modelado existente se realizó la desconexión del bus secundario que unía ambos transformadores, el cual simulaba la unión de ambos buses del metaclad a través de la sección de enlace existente. Se segregaron los circuitos derivados, dejándolos del lado secundario del transformador correspondiente de acuerdo al metalclad existente en planta. Esta acción se realizó tanto para casa de fuerza 1 como para casa de fuerza 2.

En la Figura 4.2 se observan los niveles de falla actualizados de acuerdo con la nueva propuesta. Se puede apreciar que las corrientes de falla no sufren cambios significativos en el rango de tensión de suministro de 115 kV.

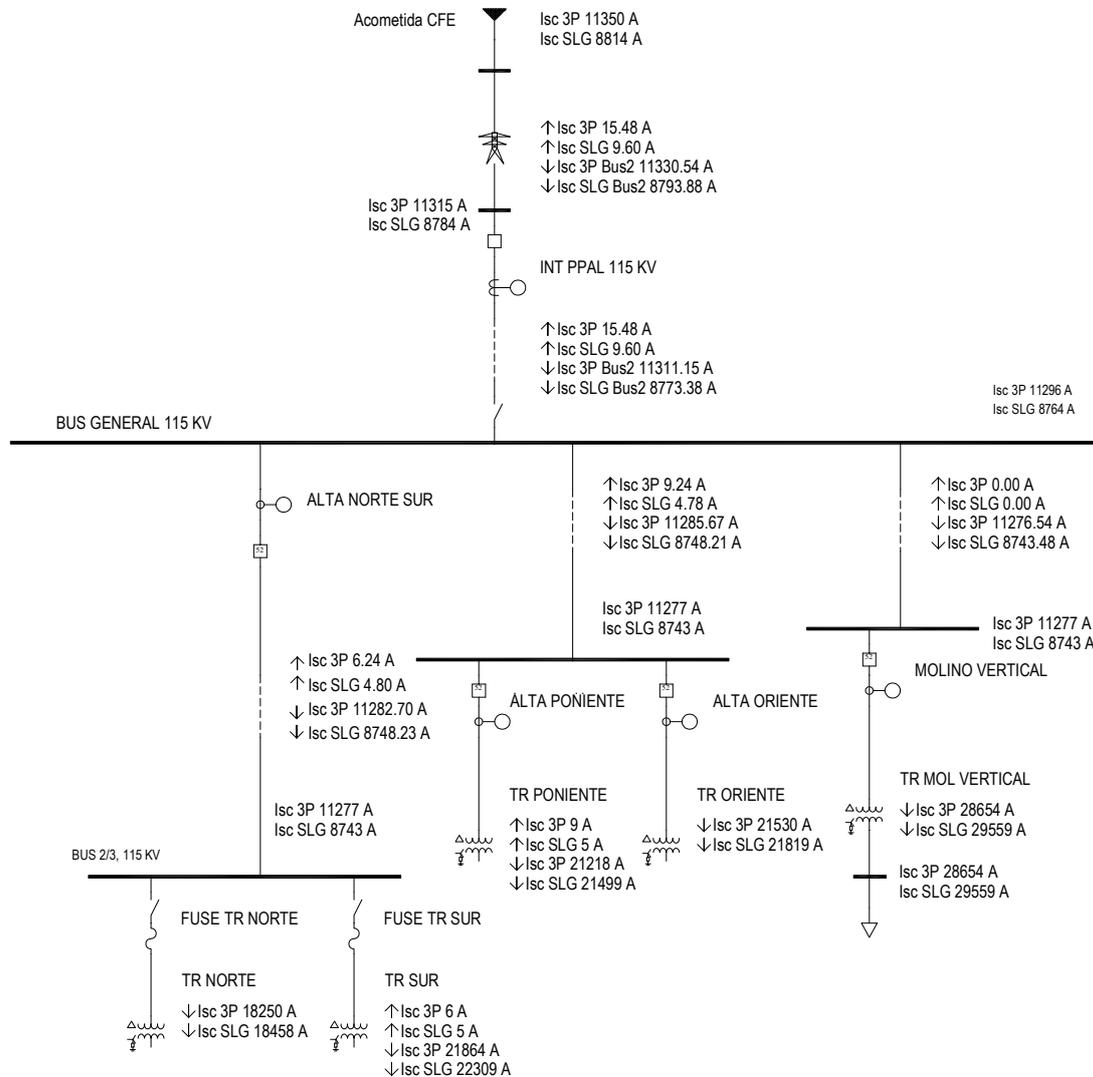


Figura 4.2: Diagrama unifilar con corrientes de falla en subestación reductora

En la Figura 4.3 se observan los niveles de falla actualizados de acuerdo con la nueva propuesta para casa de fuerza 1. Para el lado secundario del transformador norte se tienen 17404 A para la falla trifásica, y 16974 A para la falla monofásica. Para el lado secundario del transformador sur se tienen 20368 A para la falla trifásica, y 19755 A para la falla monofásica.

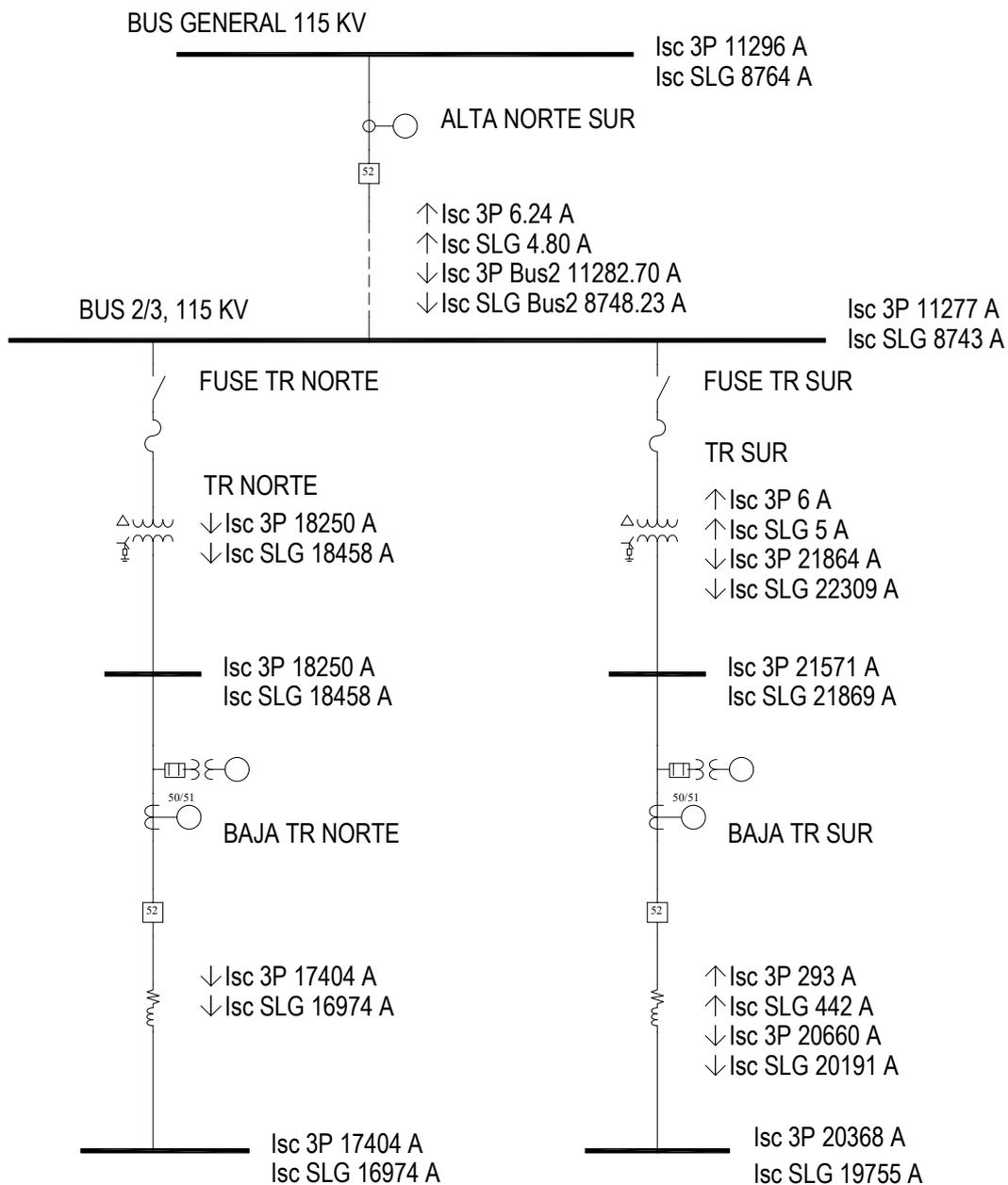


Figura 4.3: Diagrama unifilar con corrientes de falla en casa de fuerza 1

En la Figura 4.4 se observan los niveles de falla actualizados de acuerdo con la nueva propuesta para casa de fuerza 2. Para el lado secundario del transformador poniente se tienen 19084 A para la falla trifásica, y 18000 A para la falla monofásica. Para el lado secundario del transformador oriente se tienen 19778 A para la falla trifásica, y 18655 A para la falla monofásica.

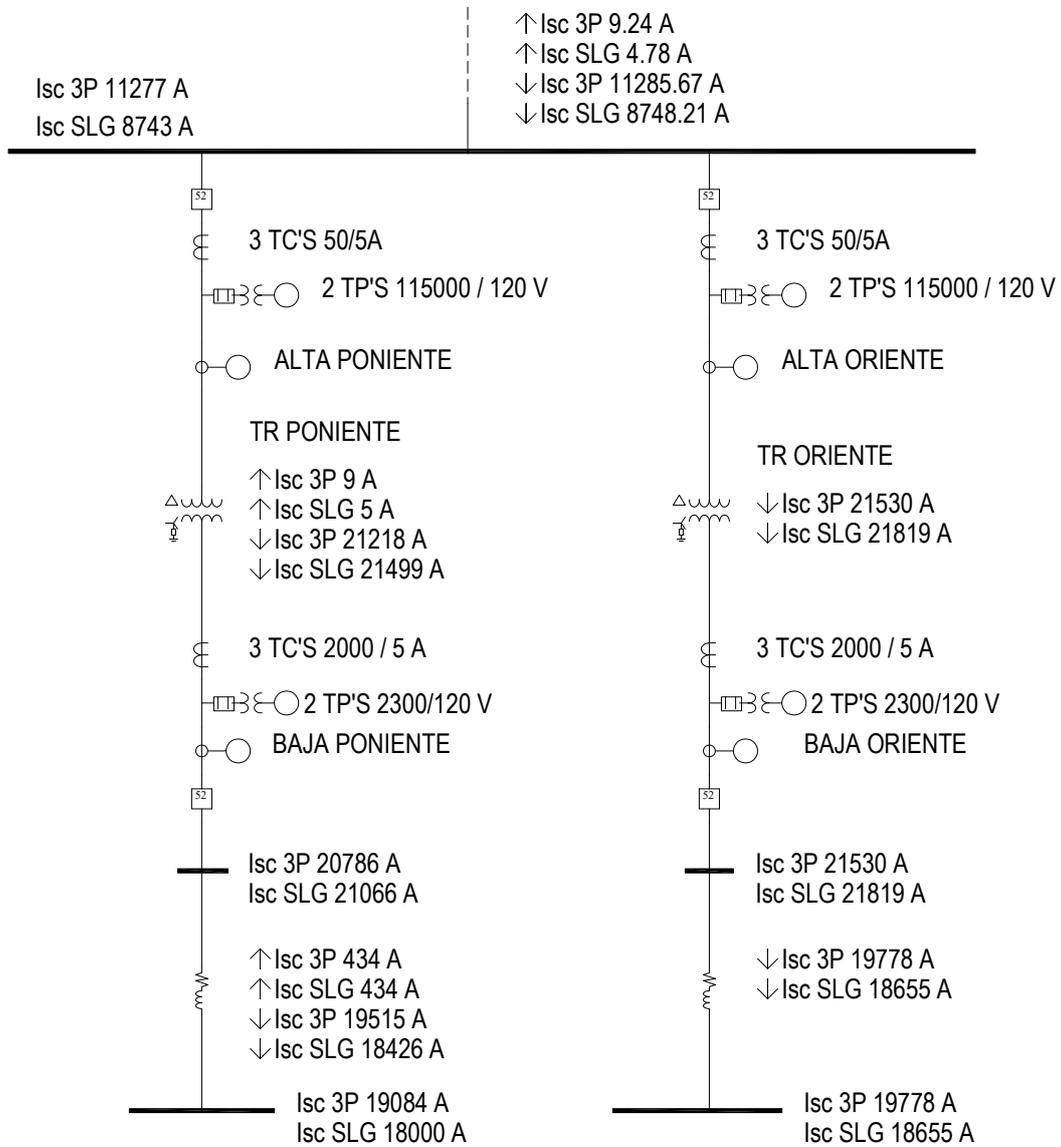


Figura 4.4: Diagrama unifilar con corrientes de falla en casa de fuerza 2

La magnitud de corto circuito disminuyó considerablemente en los lados secundarios de los transformadores. Con estas nuevas magnitudes se evaluarán nuevamente los TC's así como los ajustes a proponer para las protecciones de fase y neutro de sobrecorriente.

Niveles de corriente de falla por corto circuito				
Bus	Corriente de falla 3P	Corriente de falla SLG	Dispositivo de protección	Capacidad interruptiva
Bus General 115 kV	11296 A	8764 A	Interruptor de tanque muerto	40 kA
Bus Primario Zona Norte Sur	11277 A	8744 A	Interruptor Circuit-Switcher Mark SYC	35 kA
Bus Primario Zona Oriente-Poniente	11277 A	8744 A	Interruptor Line Rupter SYC	40 kA
Casa de fuerza 1	17404 A	16974 A	Interruptor de media tensión	31.5 kA
Casa de fuerza 2	20368 A	19755 A	Interruptor de media tensión	31.5 kA

Cuadro 4.3: Niveles de corriente de falla por corto circuito en subestación reductora después de simular la propuesta

Se observa según el cuadro 4.3, que todos los dispositivos de protección en los principales buses, cuentan con el diseño adecuado de capacidad interruptiva para interrumpir una falla sin ocasionar daños.

### **4.3. Evaluación de saturación en TC's con nuevos niveles de corto circuito y propuesta de reemplazo para los equipos que no cumplan con el rango requerido.**

Con los nuevos resultados obtenidos en el estudio de corto circuito, se evaluaron nuevamente los TC's existentes. para poder cumplir con las condiciones de saturación y asegurar la precisión de la medición para protección.

Para los siguientes relevadores se propone un reemplazo de TC's, por equipos de mayor capacidad para evitar la saturación además de elevar el nivel de umbral de corriente que puede leer el relevador:

- Alta Norte y Sur
- Alta Oriente
- Alta Poniente
- Capacitor 1
- Capacitor 2
- Empaque
- Patio de materiales
- Sala de control
- Yeso
- Carbon

Las capacidades de todos los TC's evaluados se muestran en el Cuadro [4.4](#).

Transformadores de corriente		
Capacidad del TC	Tensión del bus	Dispositivo de protección
600 : 5	115 kV	Alta Norte y Sur
600 : 5	115 kV	Alta Poniente
600 : 5	115 kV	Alta Oriente
2000 : 5	2.4 kV	Baja Norte
2000 : 5	2.4 kV	Baja Sur
2000 : 5	2.4 kV	Baja Oriente
2000 : 5	2.4 kV	Baja Poniente
1500 : 5	2.4 kV	Capacitor 1
1500 : 5	2.4 kV	Capacitor 2
1500 : 5	2.4 kV	Empaque 2
1500 : 5	2.4 kV	Patio de materiales
1500 : 5	2.4 kV	Sala de control
1600 : 5	2.4 kV	Horno y homogenización
1500 : 5	2.4 kV	Molino 4
1500 : 5	2.4 kV	Yeso
1500 : 5	2.4 kV	Carbón

Cuadro 4.4: Capacidades de TCs propuestos.

### Transformador de corriente en Alta Norte y Sur

Para el TC en Alta Norte y Sur, se tiene una magnitud de corto circuito de 11277 A, y la relación de transformación del TC es de 120.

$$Vx > (11277/120) * (4) \quad (4.8)$$

$$400V > 375,9V \quad (4.9)$$

### Transformador de corriente en Alta Poniente

Para el TC en Alta Poniente, se tiene una magnitud de corto circuito de 11277 A, y la relación de transformación del TC es de 120.

$$Vx > (11277/120) * (4) \quad (4.10)$$

$$400V > 375,9V \quad (4.11)$$

### Transformador de corriente en Alta Oriente

Para el TC en Alta Oriente, se tiene una magnitud de corto circuito de 11277 A, y la relación de transformación del TC es de 120.

$$Vx > (11277/120) * (4) \quad (4.12)$$

$$400V > 375,9V \quad (4.13)$$

### **Transformador de corriente en Baja Norte**

Para el TC en Baja Norte , se tiene una magnitud de corto circuito de 17404 A, y la relación de transformación del TC es de 400.

$$Vx > (17404/400) * (4) \quad (4.14)$$

$$400V > 174,04V \quad (4.15)$$

### **Transformador de corriente en Baja Sur**

Para el TC en Baja Sur , se tiene una magnitud de corto circuito de 20368 A, y la relación de transformación del TC es de 400.

$$Vx > (20368/400) * (4) \quad (4.16)$$

$$400V > 203,68V \quad (4.17)$$

### **Transformador de corriente en Baja Poniente**

Para el TC en Baja Poniente, se tiene una magnitud de corto circuito de 19084 A, y la relación de transformación del TC es de 400.

$$Vx > (19084/400) * (4) \quad (4.18)$$

$$400V > 190,84V \quad (4.19)$$

### **Transformador de corriente en Baja Oriente**

Para el TC en Baja Oriente, se tiene una magnitud de corto circuito de 19778 A, y la relación de transformación del TC es de 400.

$$Vx > (19778/400) * (4) \quad (4.20)$$

$$400V > 197,78V \quad (4.21)$$

### **Transformador de corriente en capacitor 1, capacitor 2, empaque 2, patio de materiales y sala de control**

Para estos TCs, se tiene una magnitud de corto circuito de 19084 A, y la relación de transformación del TC es de 300.

$$Vx > (19084/300) * (5,33) \quad (4.22)$$

$$533V > 339,05V \quad (4.23)$$

### **Transformador de corriente en horno y homogenización**

Para estos TCs, se tiene una magnitud de corto circuito de 19084 A, y la relación de transformación del TC es de 320. En este TC se considera un burden de 5.33.

$$Vx > (19084/320) * (5,33) \quad (4.24)$$

$$533,33V > 317,86V \quad (4.25)$$

### **Transformador de corriente en Molino 4, yeso y carbón**

Para estos TCs, se tiene una magnitud de corto circuito de 19778 A, y la relación de transformación del TC es de 300. En este TC se considera un burden de 5.33.

$$Vx > (19778/300) * (5,33) \quad (4.26)$$

$$533,33V > 351,38V \quad (4.27)$$

De acuerdo con las nuevas evaluaciones obtenidas para la saturación de los TC's, se observa que todos los equipos seleccionados soportan la condición de saturación. Por lo cual son elegibles para el esquema de protección analizado.

## 4.4. Propuesta de coordinación de protecciones

Se realizó el modelado de las curvas de tiempo corriente con nuevos ajustes de operación para garantizar mejores tiempos de respuesta a la falla, así como para asegurar que la protección de la zona actuará ante cierta magnitud de corriente. La primera curva mostrada es la acometida, donde se ajustó el valor del tiempo de la curva el relevador dispuesta la zona del lado primaria de los transformadores norte y sur.

Posteriormente se muestran las curvas de las zonas de protección de casa de fuerza 2 seleccionadas para ajuste, quedando la operación a un nivel de *pick up* de al menos 10 por ciento sobre la capacidad máxima del circuito derivado en cuestión.

#### 4.4.1. Propuesta para zona de protección de acometida

Para la zona de acometida, se propone ajustar el valor de la protección instantánea del interruptor principal en 115 kV a la magnitud de falla calculada por el estudio de corto circuito.

Además se sugiere reajustar algunos valores para la protección primaria de los transformadores.

Se muestra a continuación en el cuadro 4.5 los ajustes propuestos para la zona de acometida.

Ajustes propuestos de protecciones en acometida				
Ajustes de protección de fase	Interruptor principal	Alta Norte y Sur	Alta Poniente	Alta Oriente
Relación de transformación de corriente	600 : 5	600 : 5	600 : 5	600 : 5
Pick up función 51	1 (120 A)	0.83 (100 A)	0.5 (60 A)	0.5 (60 A)
Curva y tiempo	U3 VI 9	U3 VI 6	U3 VI 3	U3 VI 3
Pick up función 50	94.3 (11320 A)	94 (11280 A)	80 (9600 A)	80 (9600 A)
Def time	0.798	-	-	-
Ajustes de protección de neutro	Interruptor principal	Alta Norte y Sur	Alta Poniente	Alta Oriente
Relación de transformación de corriente	600 : 5	600 : 5	600 : 5	600 : 5
Pick up función 51	0.5 (60 A)	—	—	—
Curva y tiempo	U3 VI 5.5	—	—	—
Pick up función 50	73(8760 A)	—	—	—
Def time	0.6426	—	—	—

Cuadro 4.5: Ajustes propuestos de protecciones en acometida.

Se muestra en la Figura 4.5 los ajustes propuestos para la zona acometida, donde se observa que las curvas ofrecen mejores tiempos de respuesta y las protecciones operan en los intervalos de tiempo sugeridos por los criterios propuestos para este trabajo.

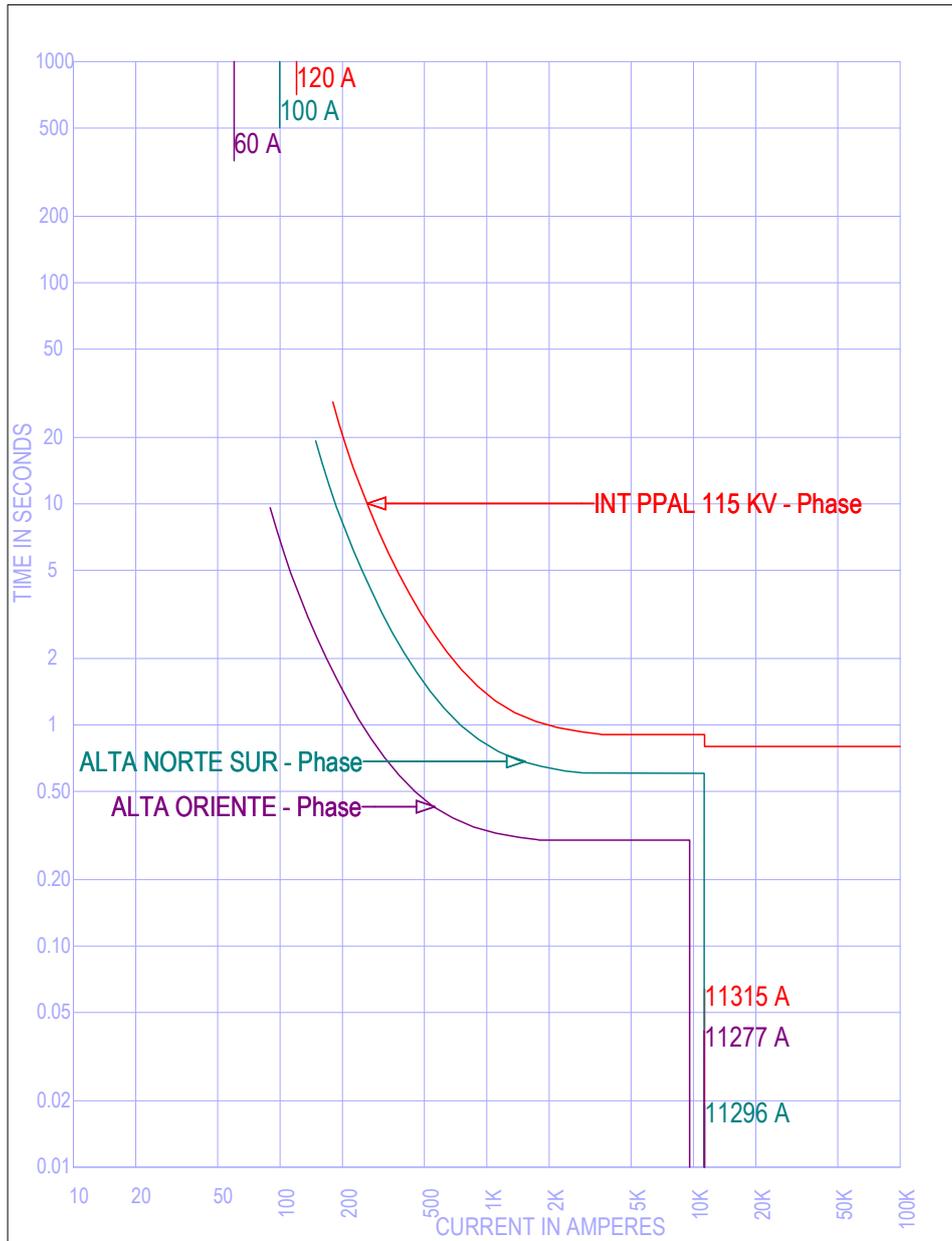


Figura 4.5: TCC de protecciones de fase en zona de protección acometida, tensión de referencia a 115 kV.

Se muestra en la Figura 4.6 los ajustes propuestos para la zona acometida en la protección de neutro. Desaparecen los ajustes de neutro del lado primario de los transformadores de acuerdo con las sugerencias.

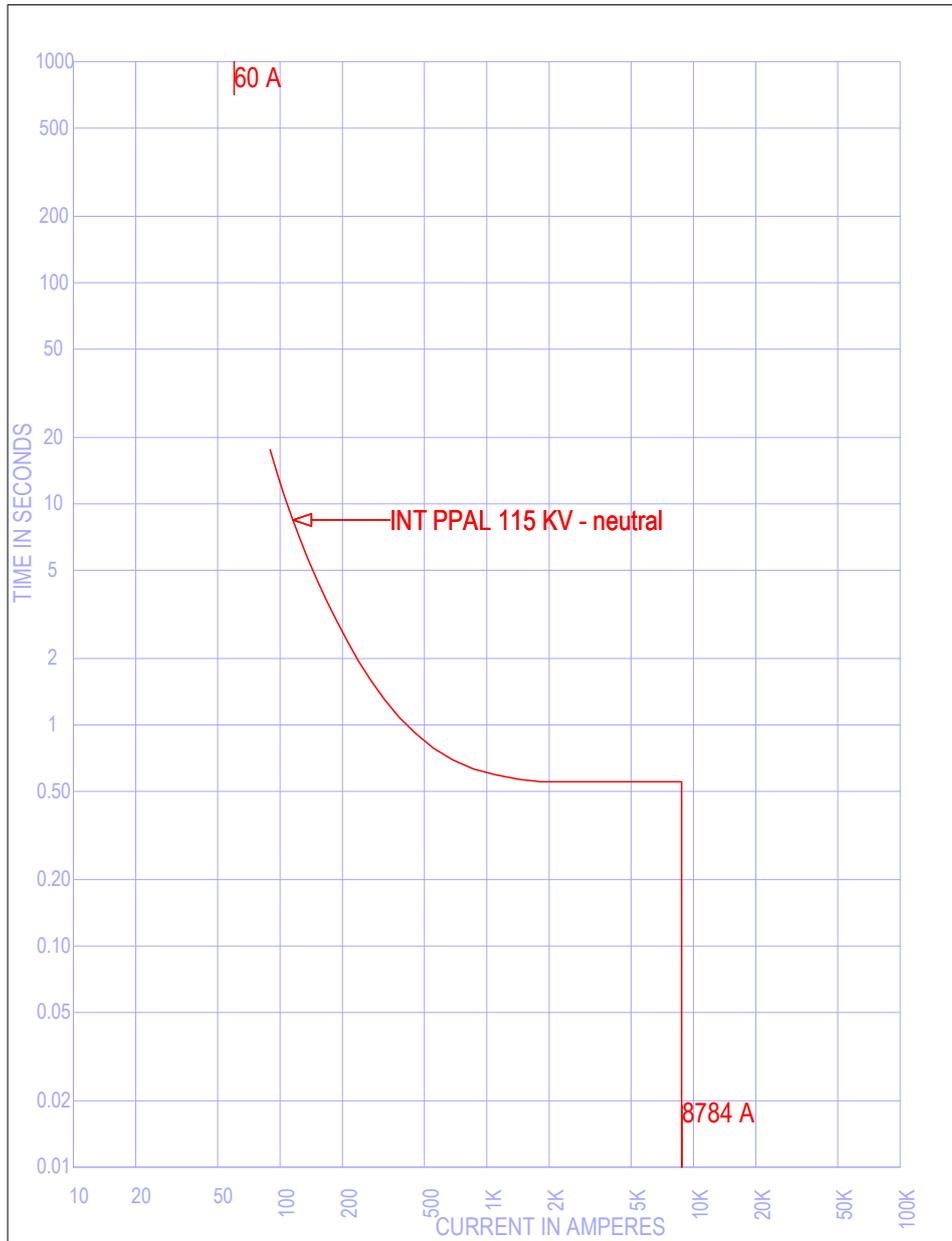


Figura 4.6: TCC de protecciones de neutro en zona de protección acometida, tensión de referencia a 115 kV

Para la zona de Norte Sur donde además de la protección primaria del relevador se cuenta con fusibles para cada transformador, se muestra la operación de todas las protecciones involucradas en este esquema en la Figura 4.7. Se observa que los tiempos de operación permiten seguir un esquema escalonado de protecciones.

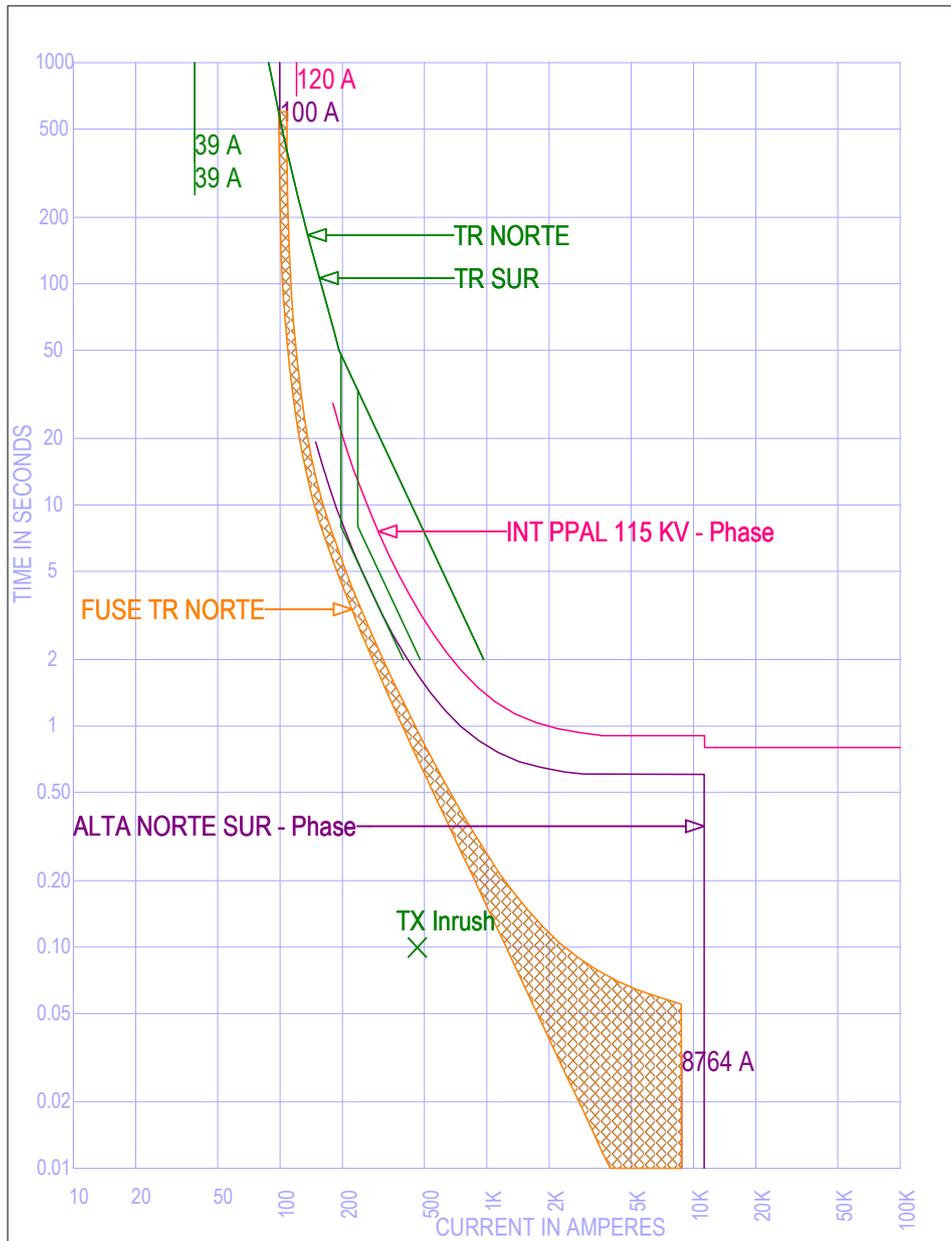


Figura 4.7: TCC de protecciones de fase en zona de protección Norte Sur, lado primario, tensión de referencia 115 kV.

Para la protección de lado secundario de los transformadores, se muestra el cuadro 4.6 con las sugerencias de ajuste para cada transformador.

Se considera la separación de buses del lado secundario por lo cual cada ajuste se realizó conforme las capacidades y los niveles de corto circuito obtenidos en la propuesta para cada transformador en cuestión.

Ajustes propuestos de protecciones de lado secundario de transformadores				
Ajustes de protección de fase	Baja Norte	Baja Sur	Baja Poniente	Baja Oriente
Relación de transformación de corriente	2000 : 5	2000 : 5	2000 : 5	2000 : 5
Pick up función 51	4 (1600 A)	4 (1600 A)	4 (1600 A)	4 (1600 A)
Curva y tiempo	U3 VI 5	U3 VI 5	U3 VI	U3 VI
Pick up función 50	46 (18448 A)	53.9 (21560 A)	51.9 (20760)	54 (21600A)
Ajustes de protección de neutro	Interruptor principal	Alta Norte y Sur	Alta Poniente	Alta Oriente
Relación de transformación de corriente	2000 : 5	2000 : 5	2000 : 5	2000 : 5
Pick up función 51	1 (400 A)	1 (400 A)	1 (400 A)	1 (400 A)
Curva y tiempo	U3 VI 6.0	U3 VI 6.0	U3 VI 6.0	U3 VI 6.0
Pick up función 50	45.5 (18200 A)	54.7 (21880 A)	52.7 (21080 A)	54.5 (21800 A)

Cuadro 4.6: Ajustes propuestos de protecciones en protecciones de lado secundario de transformadores.

Se observa que los ajustes de la protección 51 de fase y neutro no varían entre los transformadores, esto debido a que los 4 equipos tienen la misma capacidad de carga.

Los ajustes de fase y neutro para la protección 50 fueron dimensionadas a la magnitud vista de corto circuito ( trifásica para protección de fase y monofásica para protección de neutro) en el estudio propuesto.

Se muestra en la Figura 4.8 la protección de fase del transformador norte.

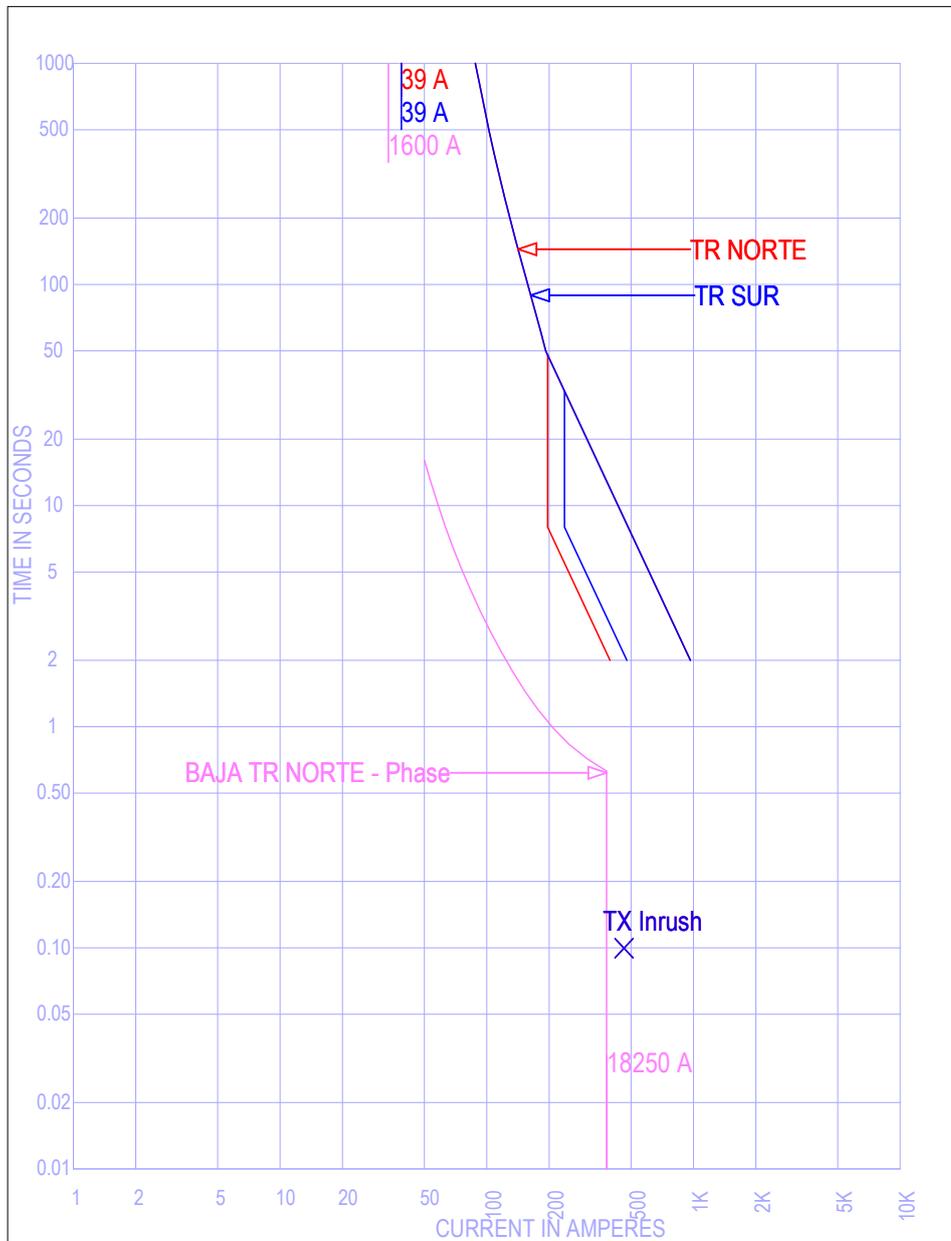


Figura 4.8: TCC de protecciones de fase en zona de protección Norte, lado secundario, tensión de referencia 115 kV.

Se muestra en la Figura 4.9 la protección de neutro del transformador norte.

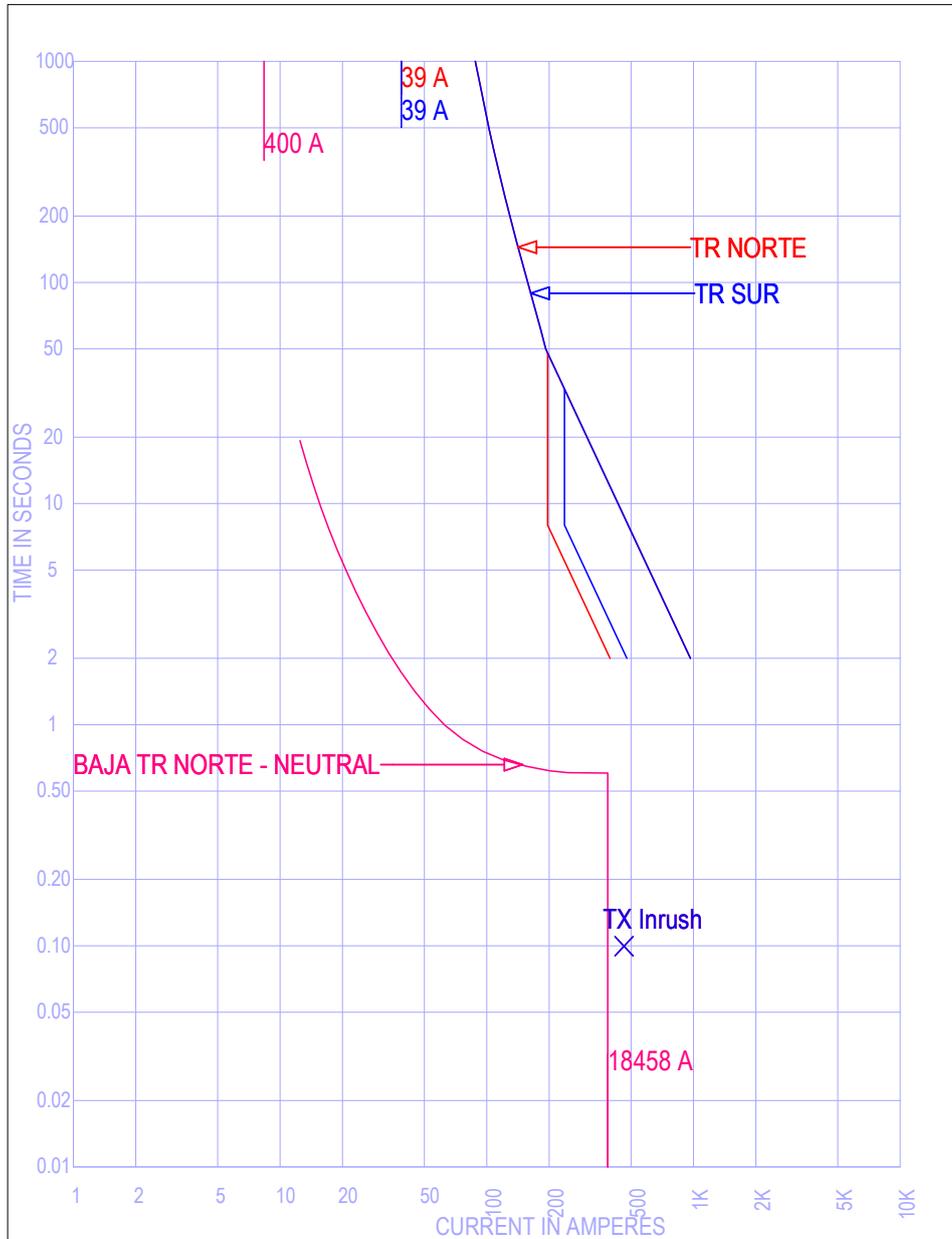


Figura 4.9: TCC de protecciones de neutro en zona de protección Norte, lado secundario, tensión de referencia 115 kV.

Se muestra en la Figura 4.10 la protección de fase del transformador sur.

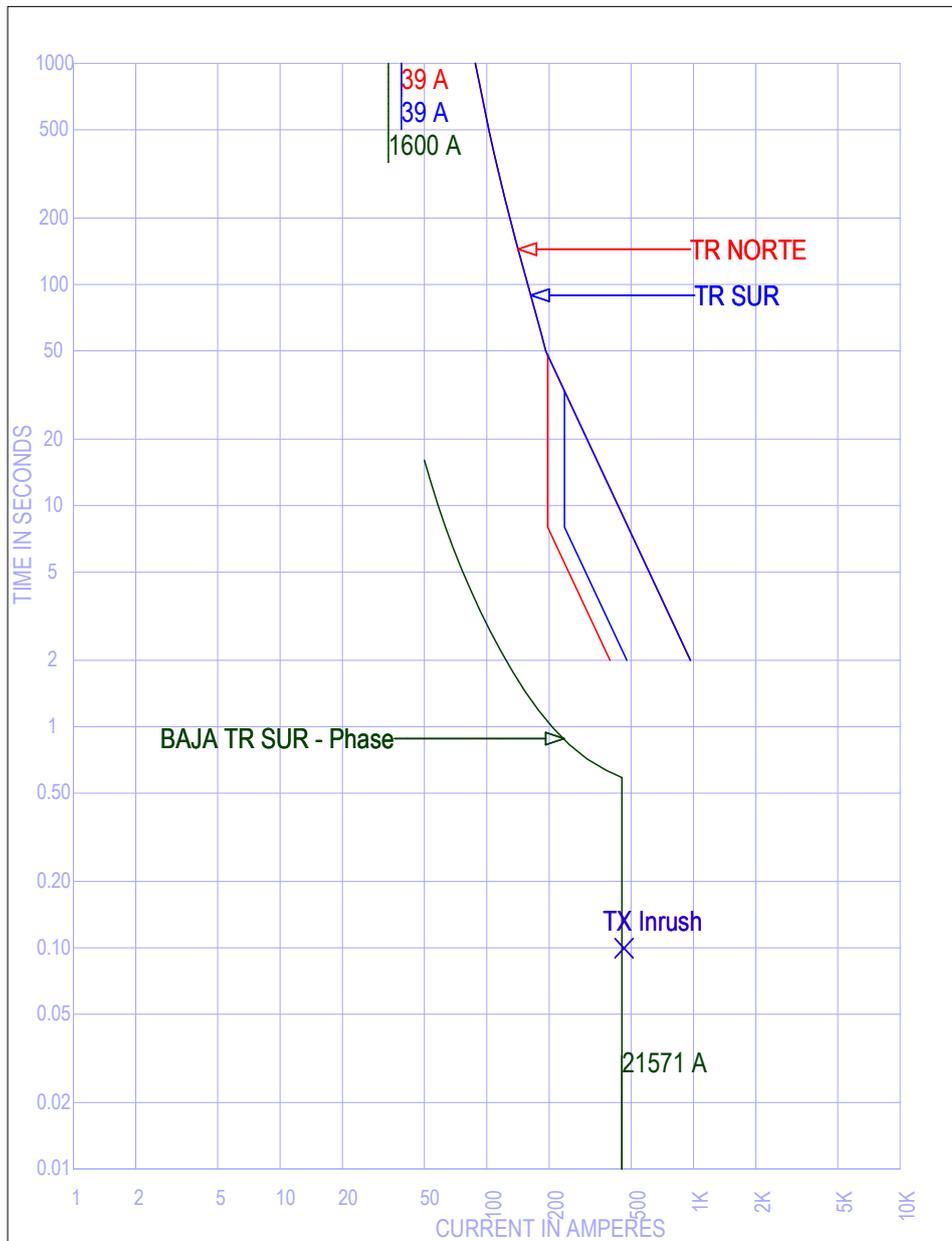


Figura 4.10: TCC de protecciones de fase en zona de protección Sur, lado secundario, tensión de referencia 115 kV.

Se muestra en la Figura 4.11 la protección de neutro del transformador sur.

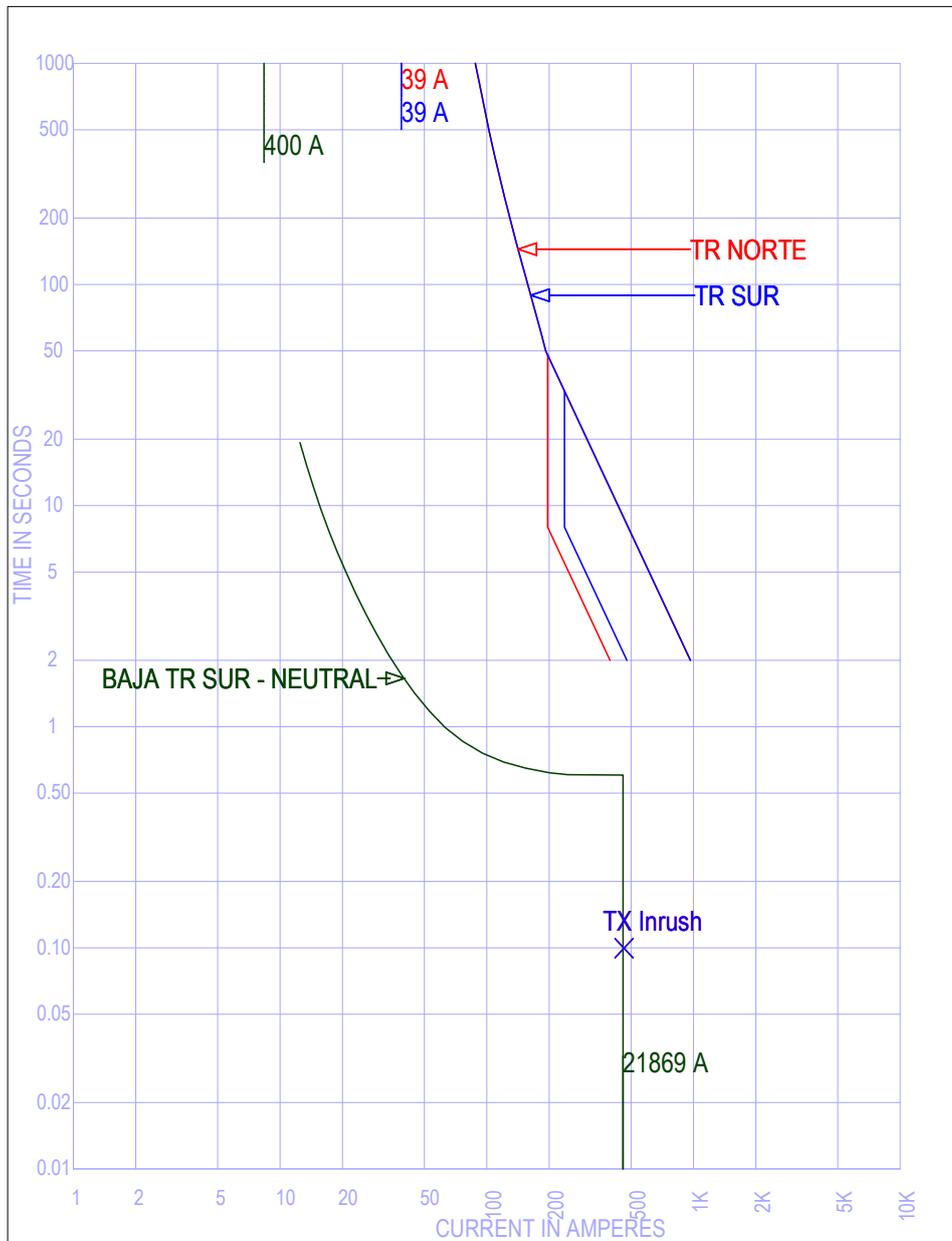


Figura 4.11: TCC de protecciones de neutro en zona de protección Norte, lado secundario, tensión de referencia 115 kV.

Se muestra en la Figura 4.12 la protección de fase de lado secundario contra lado primario para los transformadores oriente y poniente.

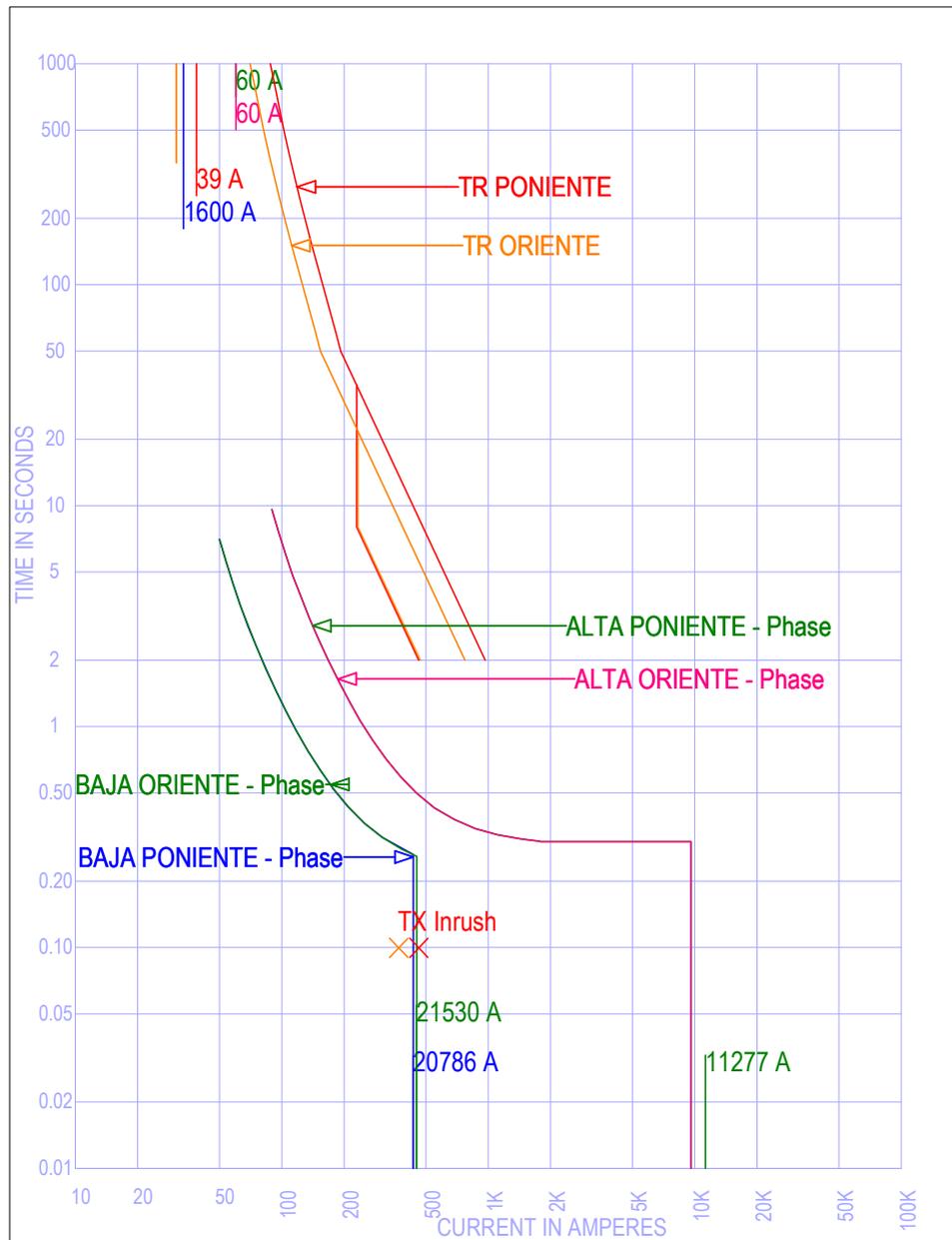


Figura 4.12: TCC de protecciones de fase en zona de protección oriente y poniente, tensión de referencia 115 kV.

Se muestra en la Figura 4.13 la protección de neutro del transformador poniente.

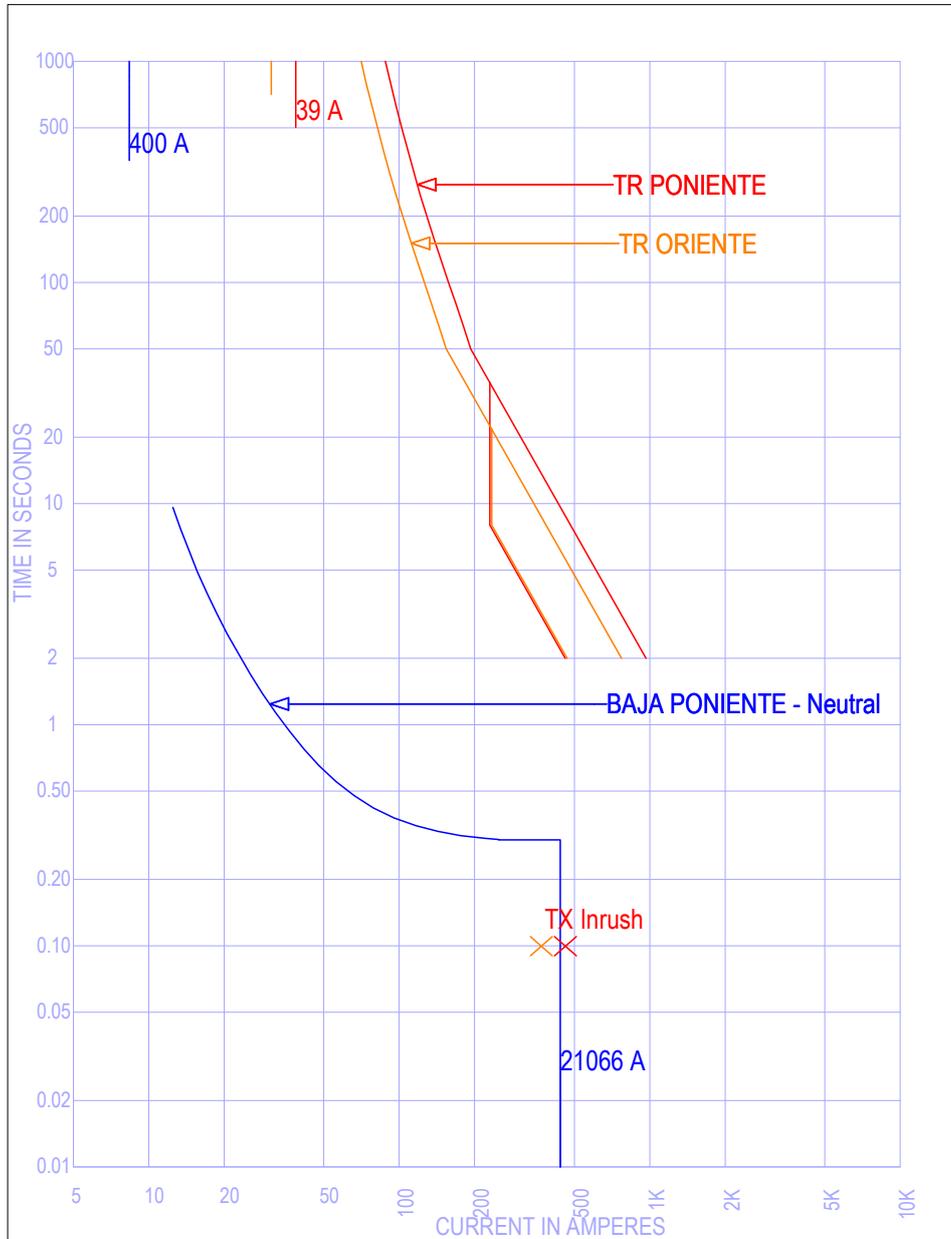


Figura 4.13: TCC de protecciones de neutro en zona de protección poniente, lado secundario, tensión de referencia 115 kV.

Se muestra en la Figura 4.14 la protección de neutro del transformador oriente.

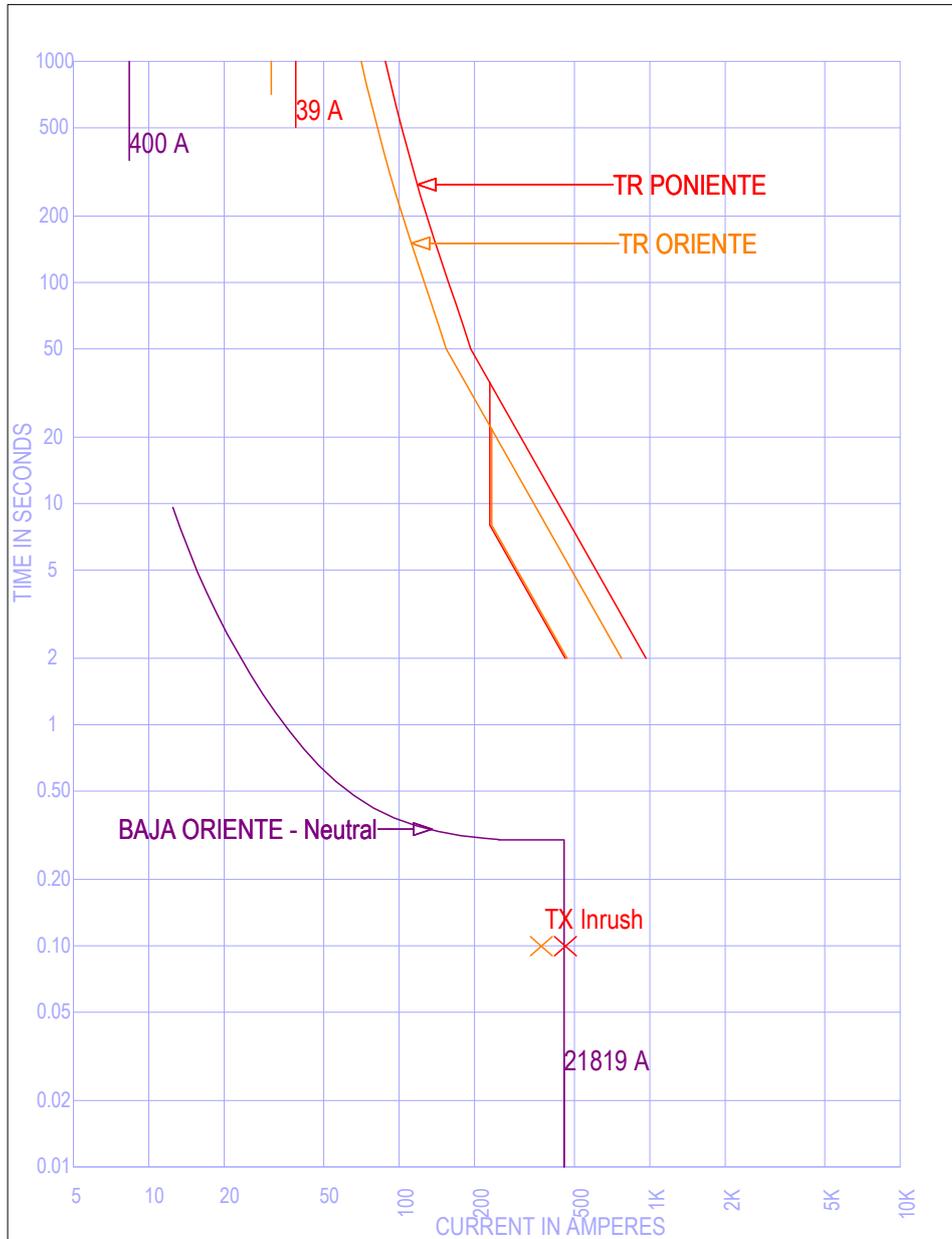


Figura 4.14: TCC de protecciones de neutro en zona de protección oriente, lado secundario, tensión de referencia 115 kV.

#### 4.4.2. Propuesta para zona de protección patio de materiales

Se propone ajustar la protección de este circuito al 10 por ciento adicional sobre la máxima capacidad de carga del circuito, en este caso de 240 A, por lo cual se propone ajustar la protección en 270 A. Se ajusta la protección instantánea al nuevo valor calculado de corto circuito, considerando el TC nuevo sugerido.

Para la protección de neutro el valor mínimo sugerido según el cuadro 3.26 no es alcanzable debido a la relación del transformador de corriente, por lo cual se opta por tomar el mínimo ajuste permitido por el relevador.

No se sugiere otra capacidad para el transformador de corriente debido a que el propuesto cumple con la condición de saturación.

Se muestran los valores ajustados para el relevador de patio de materiales en el cuadro 4.7 de acuerdo con el nuevo TC seleccionado.

Ajustes propuestos de protecciones en Patio materiales	
Ajustes de protección de fase	Patio materiales
Relación de transformación de corriente	1500 : 5
Pick up función 51	0.9 (270 A)
Curva y tiempo	U4 EI 2
Pick up función 50	63.8 (19146 A)
Ajustes de protección de neutro	Patio materiales
Relación de transformación de corriente	1500 : 5
Pick up función 51	0.5 (150 A)
Curva y tiempo	U3 VI 1.03
Pick up función 50	59.86 (17958 A)

Cuadro 4.7: Ajustes propuestos de protecciones en patio materiales.

Se muestra la operación de la protección para función de fase, del circuito patio de materiales en la Figura 4.15. Donde se observa que las protecciones están coordinadas según los tiempos de operación, ofreciendo un esquema selectivo y confiable.

Para la protección de neutro de este circuito, se muestra la curva de operación de los nuevos ajustes seleccionados en la Figura 4.16, donde se observa que las protecciones ofrecen los tiempos de operación sugeridos.

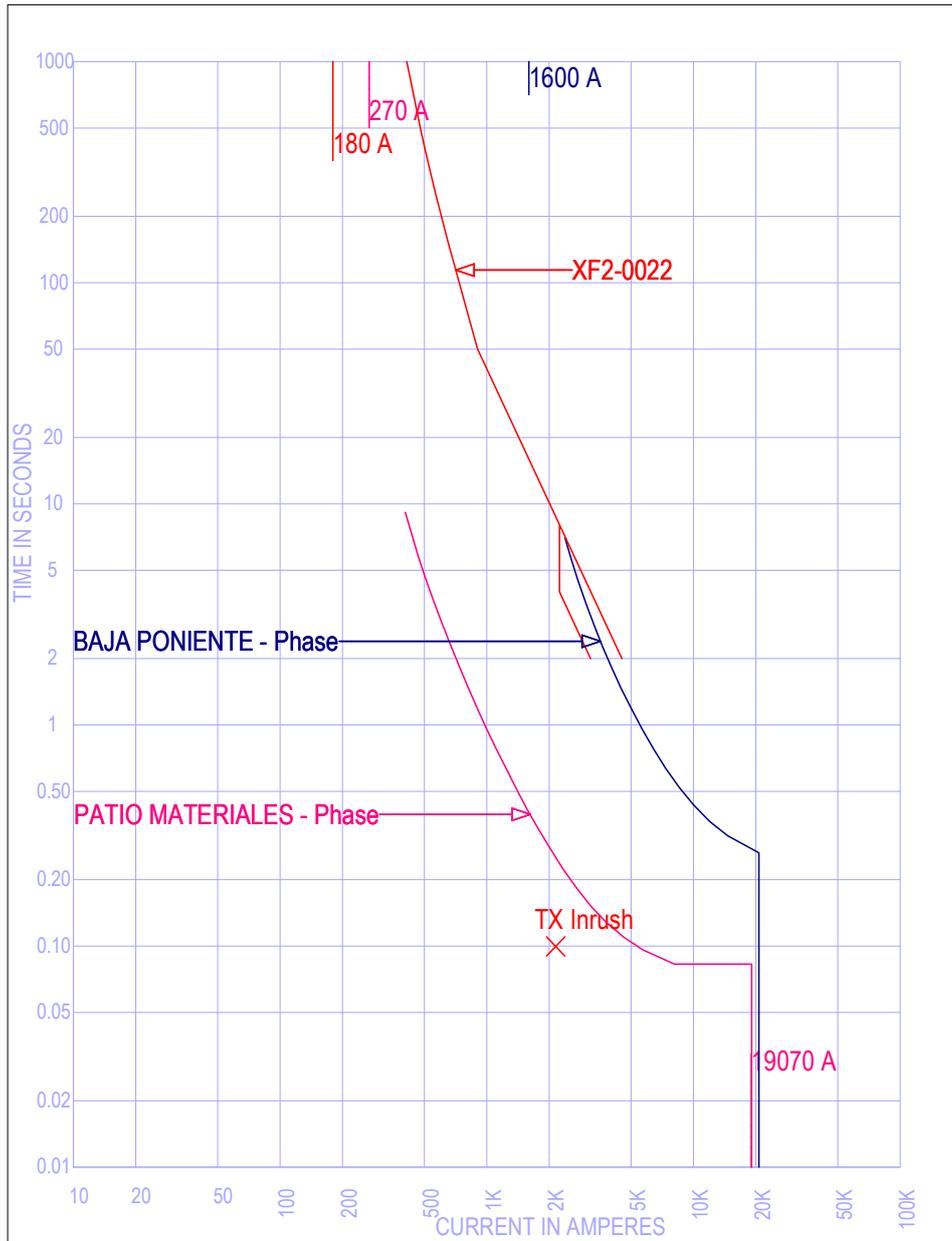


Figura 4.15: TCC de protecciones de fase en zona de protección patio de materiales, tensión de referencia 2.4 kV.

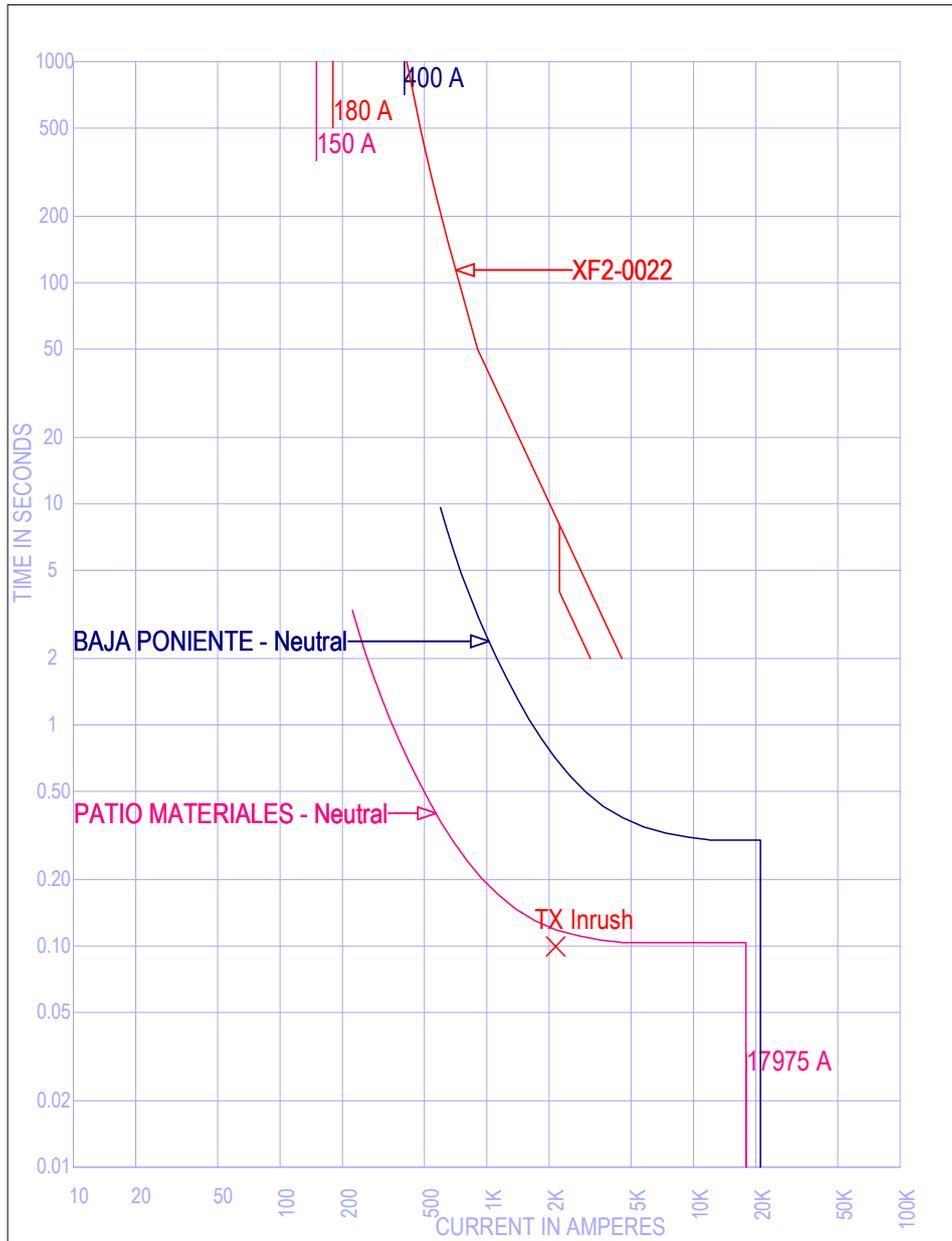


Figura 4.16: TCC de protecciones de neutro en zona de protección patio de materiales, tensión de referencia 2.4 kV.

### 4.4.3. Propuesta para zona de protección sala de control

Se propone ajustar la protección de este circuito al 10 por ciento adicional sobre la máxima capacidad de carga del circuito, en este caso de 120 A, por lo cual se propone ajustar la protección en 132 A, sin embargo debido a la RTC de la que se dispone, el ajuste mínimo que el relevador permite es de 150A, por lo cual se modela la curva a esta operación. Se ajusta la protección instantánea al nuevo valor calculado de corto circuito, considerando el TC nuevo sugerido.

Para la protección de neutro el valor mínimo sugerido según el cuadro 3.26 no es alcanzable debido a la relación del transformador de corriente, por lo cual se opta por tomar el mínimo ajuste permitido por el relevador.

No se sugiere otra capacidad para el transformador de corriente debido a que el propuesto cumple con la condición de saturación.

Se muestran los ajustes propuestos para protecciones de neutro y fase de este circuito derivado en el cuadro 4.8.

Ajustes propuestos de protecciones en Sala de control	
Ajustes de protección de fase	Sala de control
Relación de transformación de corriente	1500 : 5
Pick up función 51	0.5 (150 A)
Curva y tiempo	U3 VI 1.5
Pick up función 50	60 (18000 A)
Ajustes de protección de fase	Sala de control
Relación de transformación de corriente	1500 : 5
Pick up función 51	0.5 (150 A)
Curva y tiempo	U3 VI 1.2
Pick up función 50	59.9 (17970 A)

Cuadro 4.8: Ajustes propuestos de protecciones en sala de control.

Se muestra la operación de la protección para función de fase, del circuito sala de control en la Figura 4.17. Donde se observa que las protecciones están coordinadas según los tiempos de operación, ofreciendo un esquema selectivo y confiable.

Para la protección de neutro de este circuito, se muestra la curva de operación de los nuevos ajustes seleccionados en la Figura 4.18, donde se observa que las protecciones ofrecen los tiempos de operación sugeridos.

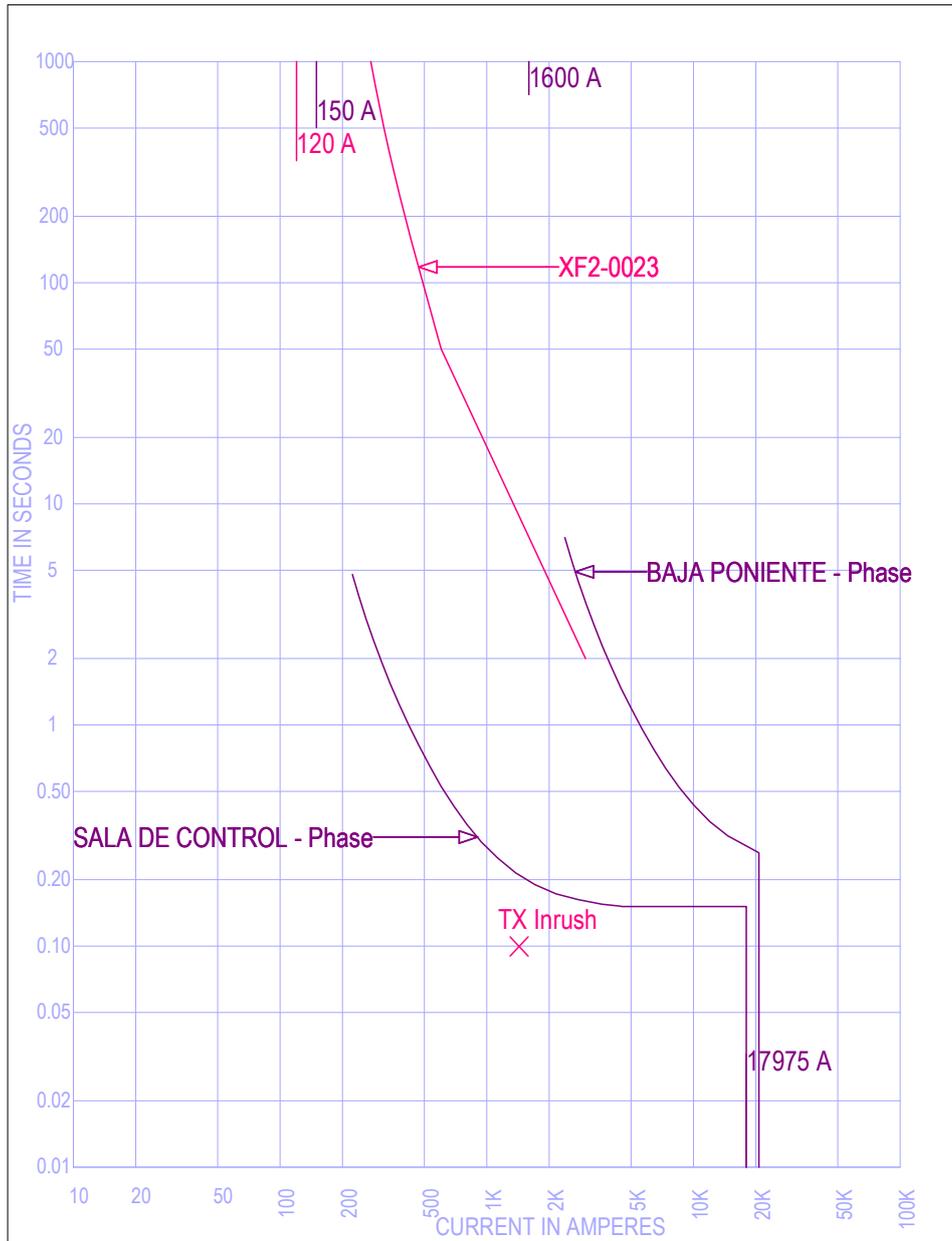


Figura 4.17: TCC de protecciones de fase en zona de protección sala de control, tensión de referencia 2.4 kV.

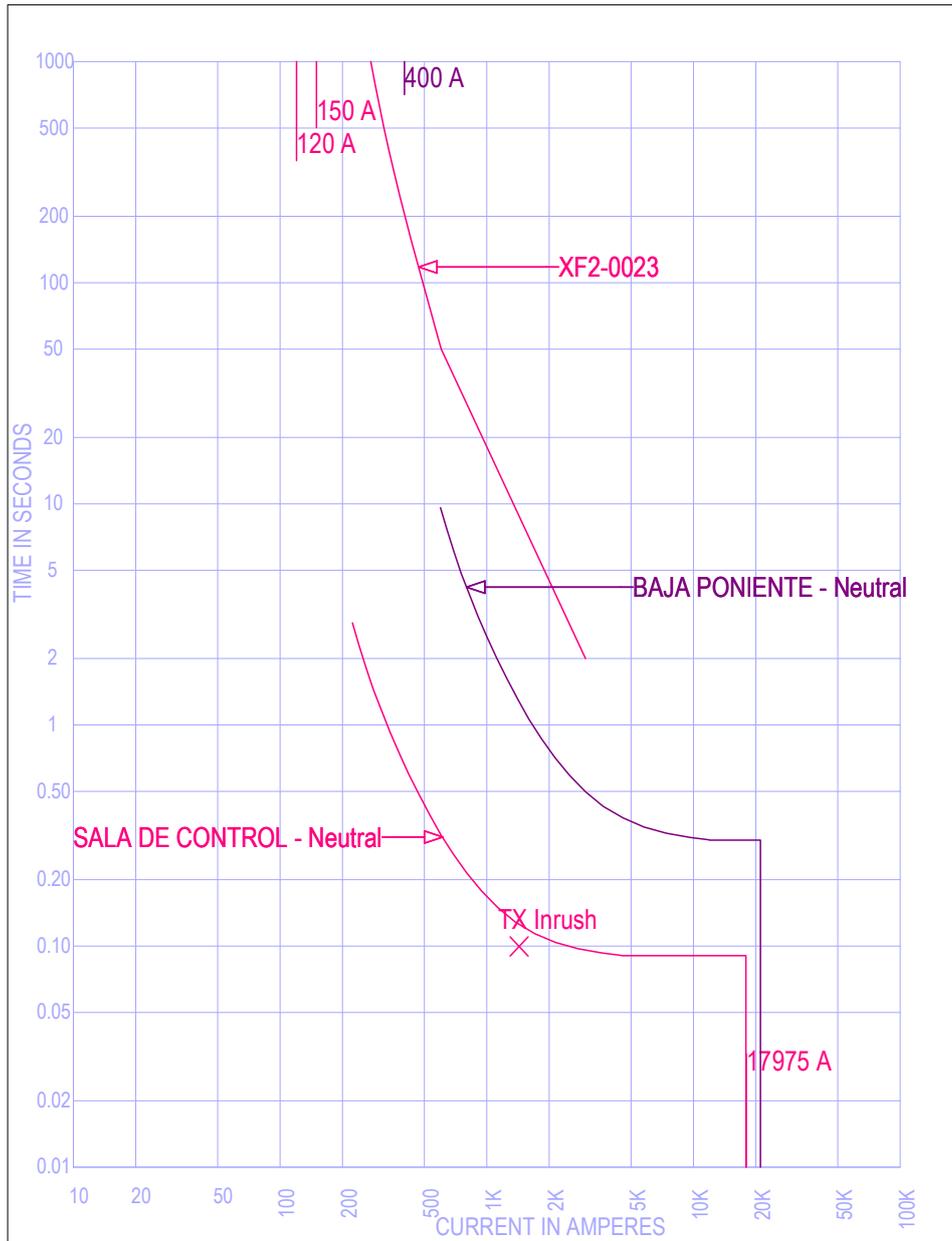


Figura 4.18: TCC de protecciones de neutro en zona de protección sala de control, tensión de referencia 2.4 kV.

#### 4.4.4. Propuesta para zona de protección molino 4

Se propone ajustar la protección de este circuito al 10 por ciento adicional sobre la máxima capacidad de carga del circuito, en este caso de 631 A, por lo cual se propone ajustar la protección en 690 A. Se sugiere además habilitar la protección de falla instantánea, ajustándola al valor más cercano a la magnitud de falla permitido por el relevador, debido a que la RTC limita el ajuste de operación a 24000 A.

Para la protección de neutro se ajusta al valor sugerido de acuerdo con la capacidad de este circuito derivado.

Se muestran los nuevos valores de ajuste seleccionados en el cuadro 4.9.

Ajustes propuestos de protecciones en molino 4	
Ajustes de protección de fase	molino 4
Relación de transformación de corriente	1500 : 5
Pick up función 51	2.3 (690A)
Curva y tiempo	U3 VI 2
Pick up función 50	80 (24000 A)
Ajustes de protección de neutro	molino 4
Relación de transformación de corriente	1500 : 5
Pick up función 51	0.65 (195 A)
Curva y tiempo	U3 VI 1.5
Pick up función 50	65.9 (19770 A)

Cuadro 4.9: Ajustes propuestos de protecciones en molino 4.

Se muestra la operación de la protección para función de fase, del circuito molino 4 en la Figura 4.19. Donde se observa que las protecciones están coordinadas según los tiempos de operación, ofreciendo un esquema selectivo y confiable.

Para la protección de neutro de este circuito, se muestra la curva de operación de los nuevos ajustes seleccionados en la Figura 4.20, donde se observa que las protecciones ofrecen los tiempos de operación sugeridos.

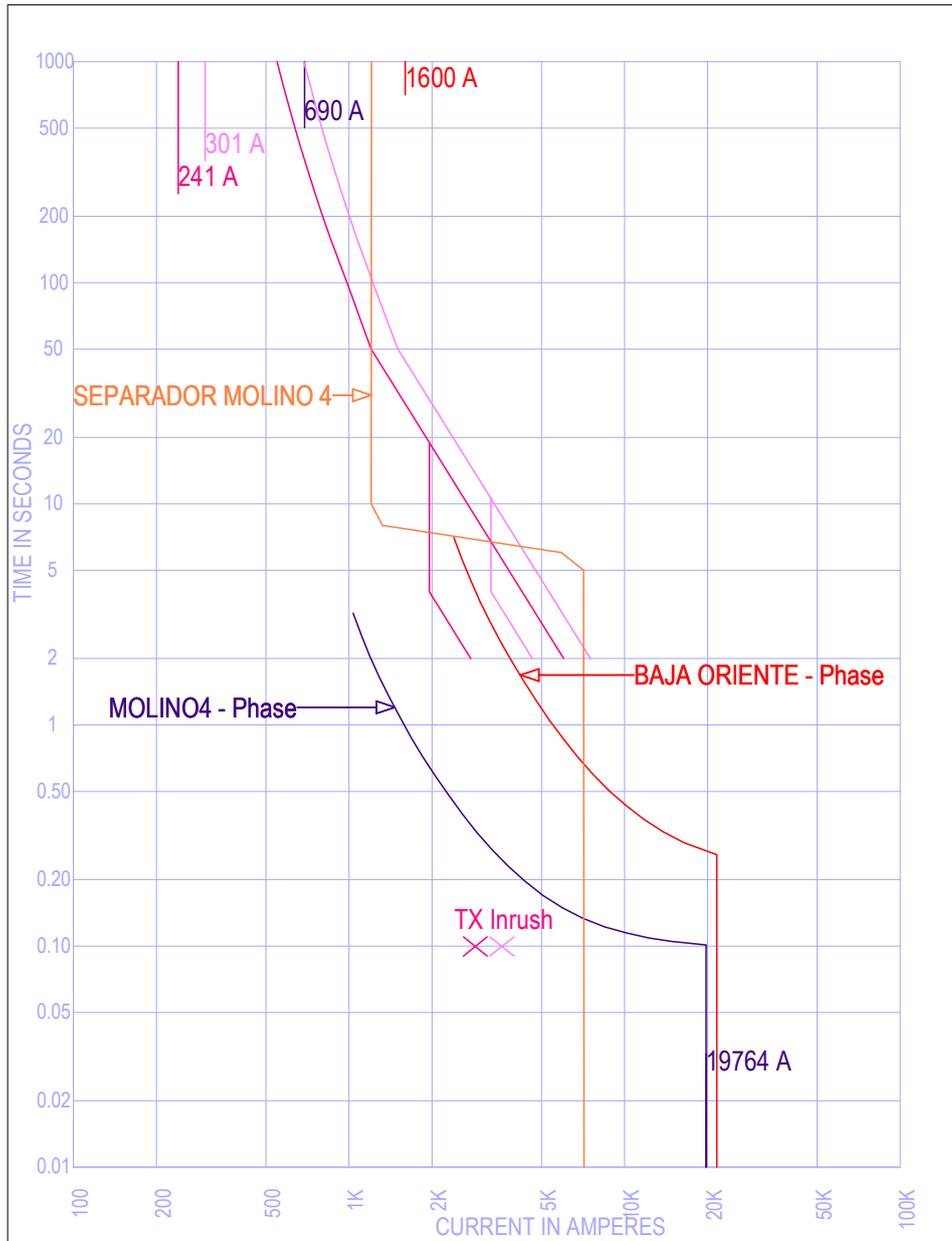


Figura 4.19: TCC de protecciones de fase en zona de protección molino 4, tensión de referencia 2.4 kV.

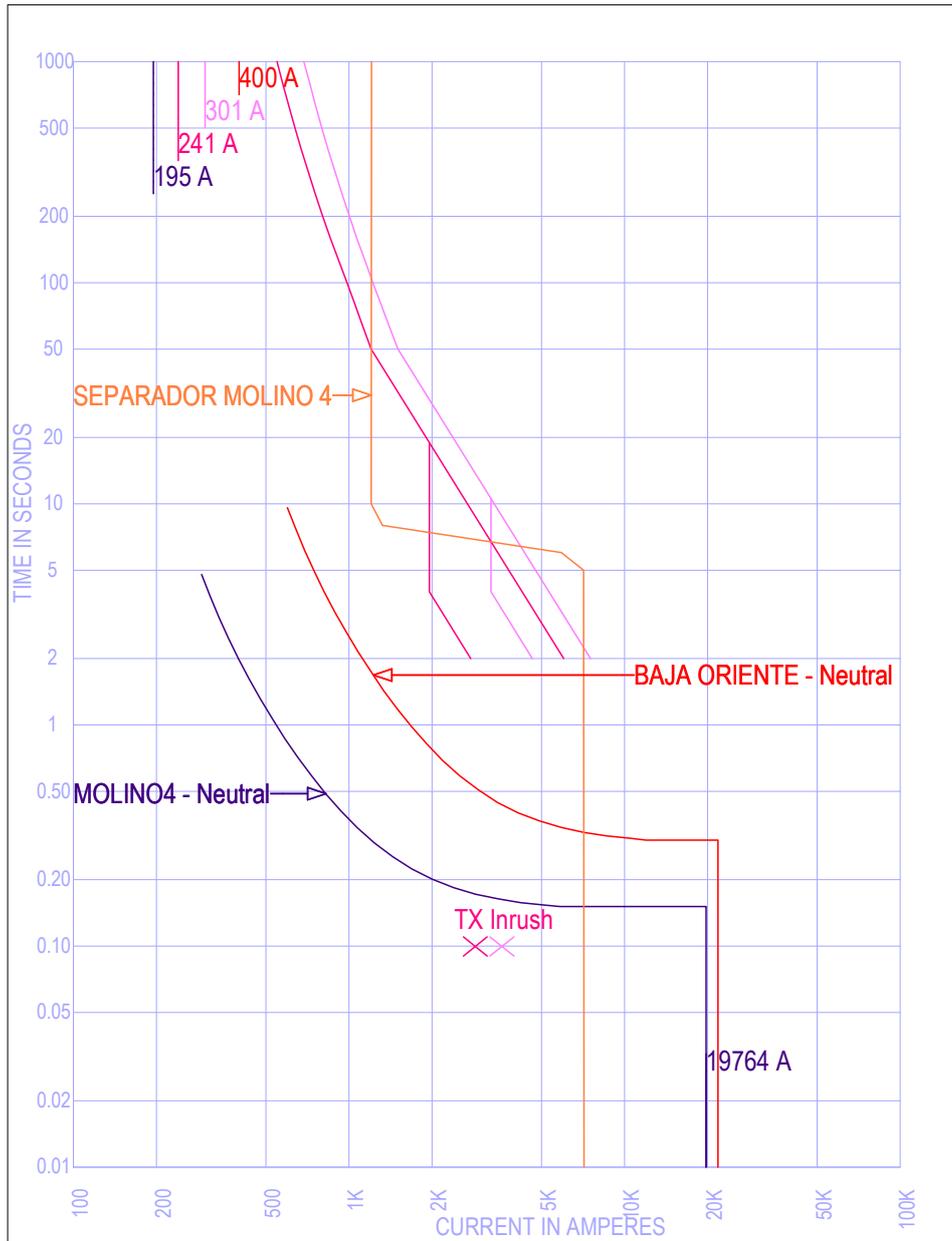


Figura 4.20: TCC de protecciones de neutro en zona de protección molino 4, tensión de referencia 2.4 kV.

#### 4.4.5. Propuesta para zona capacitor 1 y capacitor 2

Los circuitos derivados capacitor 1 y capacitor 2 cuentan con las mismas características de capacidad, y relevadores de protección, por ello se muestran únicamente los ajustes para capacitor 1.

Se muestran en el cuadro 4.10 los ajustes sugeridos para protección de fase y neutro.

Ajustes propuestos de protecciones en capacitor 1 y 2	
Ajustes de protección de fase	Capacitor 1
Relación de transformación de corriente	1500 : 5
Pick up función 51	1 (300 A)
Curva y tiempo	E Extremely Inverse 3
Pick up función 50	64 (19200 A)
Ajustes de protección de neutro	Capacitor 1
Relación de transformación de corriente	1500 : 5
Pick up función 51	0.5 (150 A)
Curva y tiempo	V Very Inverse 1
Pick up función 50	59 (17975 A)

Cuadro 4.10: Ajustes actuales de protecciones en capacitor 1.

Se muestra la operación de la protección para función de fase, del circuito capacitor 1 en la Figura 4.21. Donde se observa que las protecciones están coordinadas según los tiempos de operación, ofreciendo un esquema selectivo y confiable.

Para la protección de neutro de este circuito, se muestra la curva de operación de los nuevos ajustes seleccionados en la Figura 4.22, donde se observa que las protecciones ofrecen los tiempos de operación sugeridos.

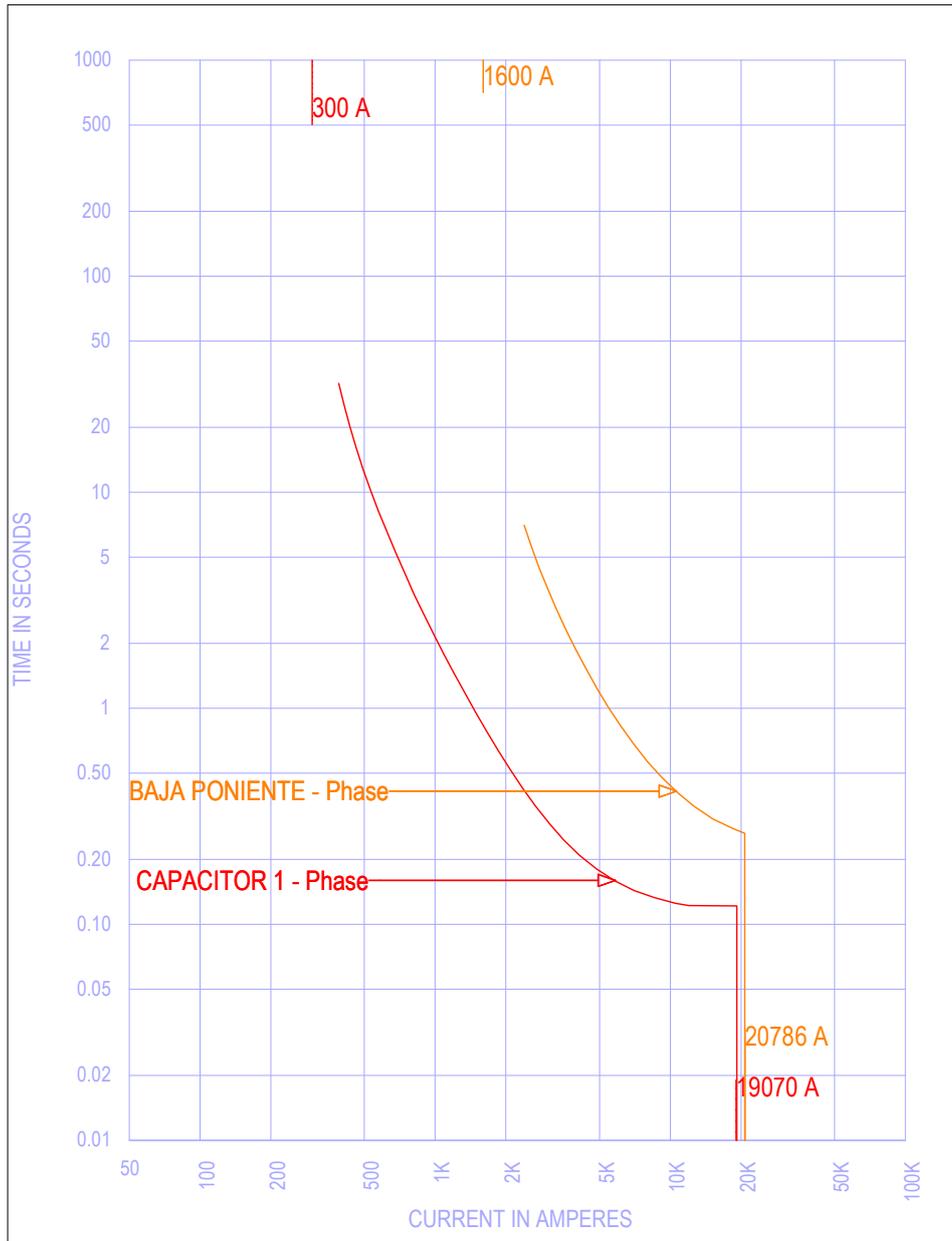


Figura 4.21: TCC de protecciones de fase en zona de capacitor 1, tensión de referencia 2.4 kV.

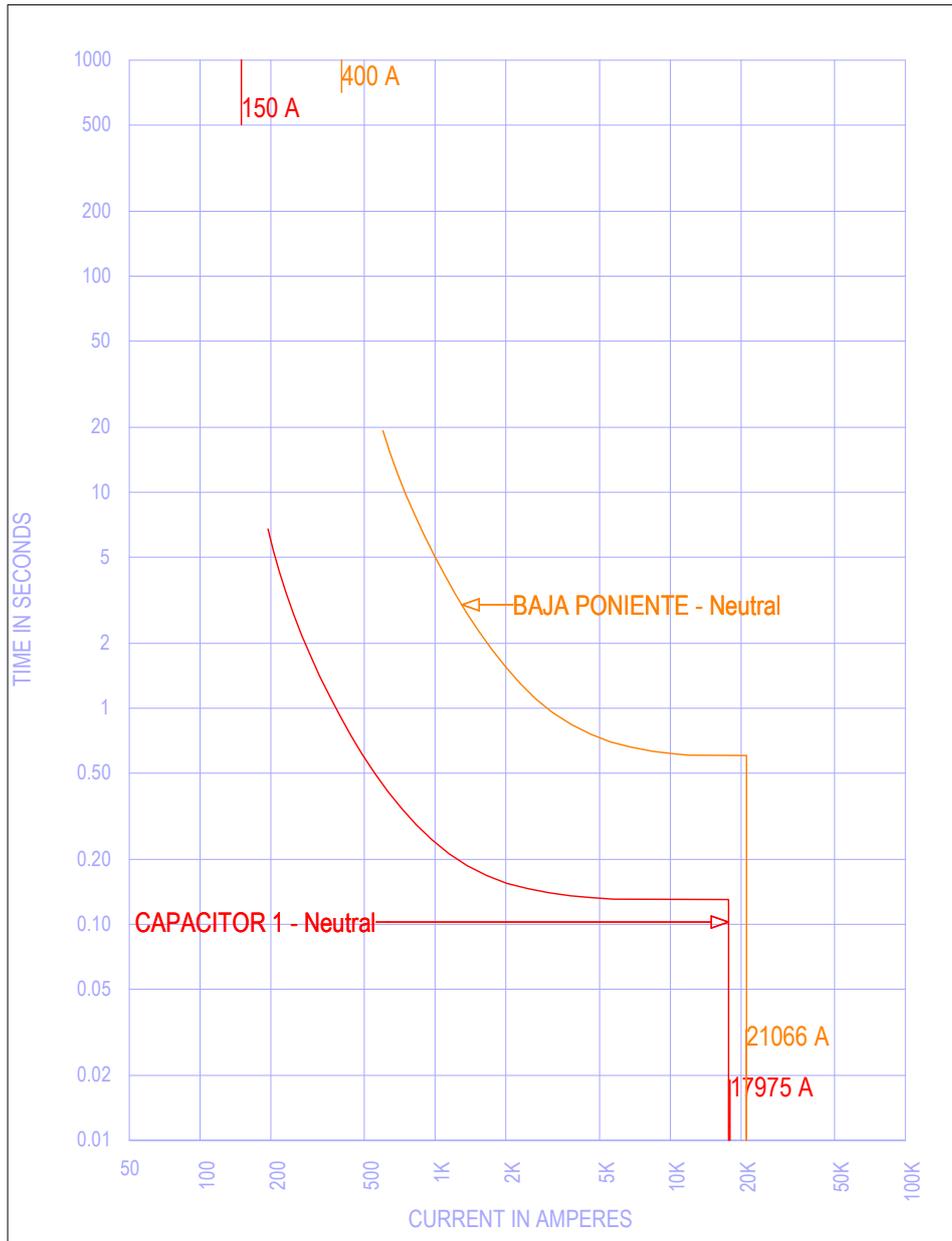


Figura 4.22: TCC de protecciones de neutro en zona de capacitor 1, tensión de referencia 2.4 kV.

#### 4.4.6. Propuesta para zona de protección Empaque 2

De acuerdo con los ajustes sugeridos, los valores para el relevador de empaque 2 se muestran en el cuadro 4.11.

Ajustes propuestos de protecciones en empaque 2	
Ajustes de protección de fase	empaque 2
Relación de transformación de corriente	1500 : 5
Pick up función 51	1.4 (420 A)
Curva y tiempo	U3 VI 1
Pick up función 50	63.8 (19140 A)
Ajustes de protección de neutro	empaque 2
Relación de transformación de corriente	1500 : 5
Pick up función 51	0.5 (150 A)
Curva y tiempo	U3 VI 1
Pick up función 50	60 (18000 A)

Cuadro 4.11: Ajustes propuestos de protecciones en empaque 2

Se muestra la operación de la protección para función de fase, del circuito empaque 2 en la Figura 4.23. Donde se observa que las protecciones están coordinadas según los tiempos de operación, ofreciendo un esquema selectivo y confiable.

Para la protección de neutro de este circuito, se muestra la curva de operación de los nuevos ajustes seleccionados en la Figura 4.24, donde se observa que las protecciones ofrecen los tiempos de operación sugeridos.

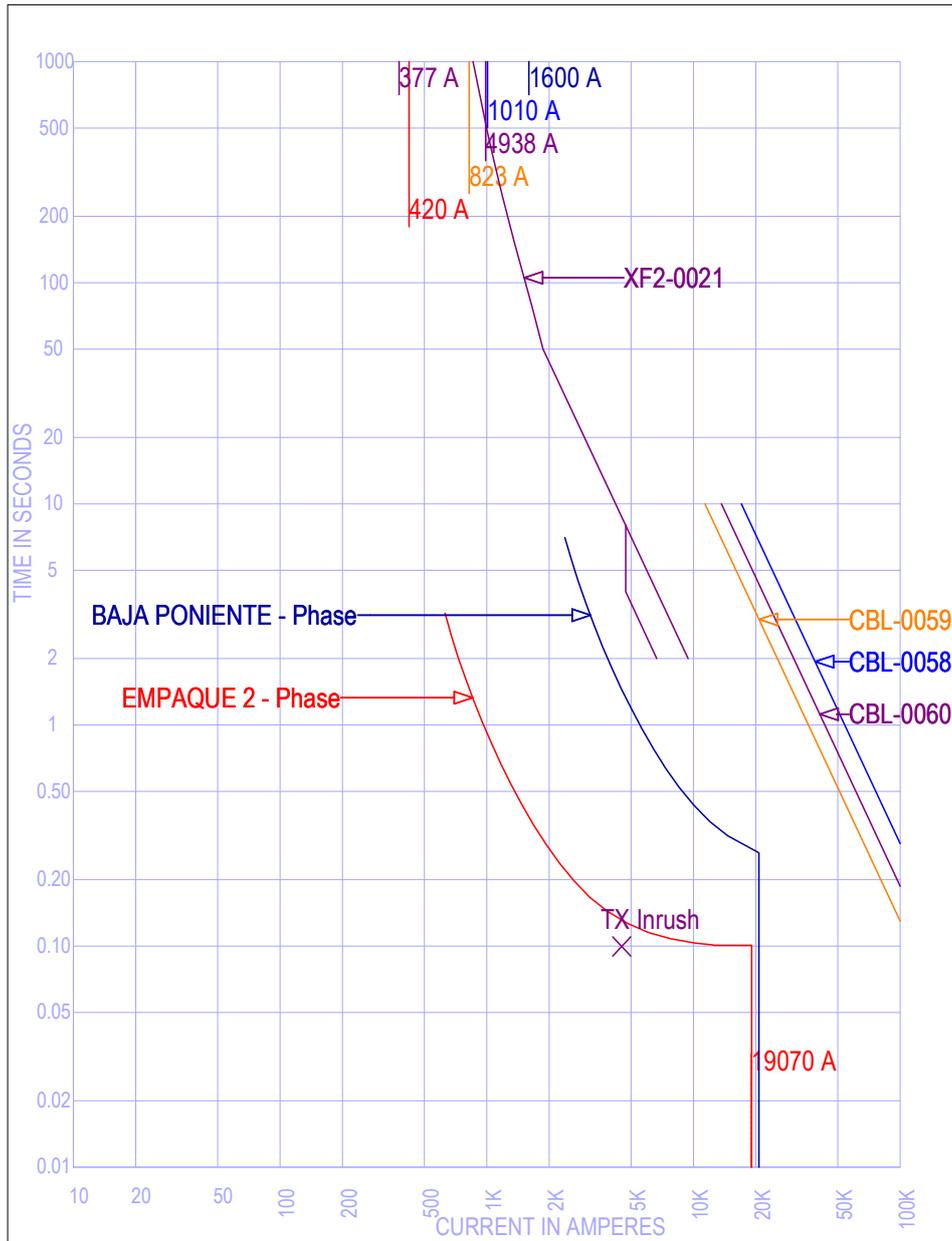


Figura 4.23: TCC de protecciones de fase en zona de empaque 2, tensión de referencia 2.4 kV.

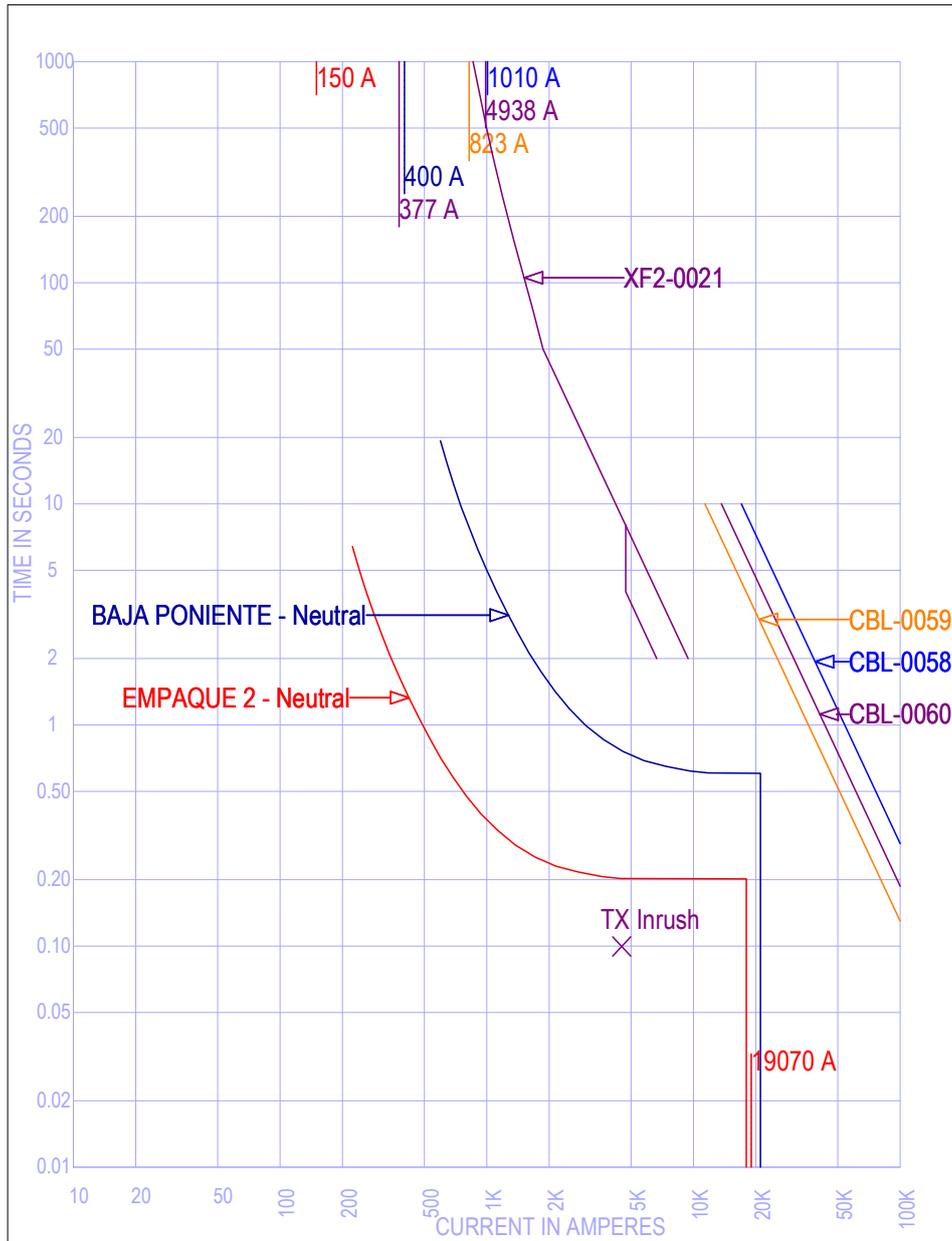


Figura 4.24: TCC de protecciones de neutro en zona de empaque 2, tensión de referencia 2.4 kV.

#### 4.4.7. Propuesta para zona de protección yeso

Se propone ajustar la protección de este circuito al 10 por ciento adicional sobre la máxima capacidad de carga del circuito,

Para la protección de neutro el valor mínimo sugerido según el cuadro 3.26 no es alcanzable debido a la relación del transformador de corriente, por lo cual se opta por tomar el mínimo ajuste permitido por el relevador.

No se sugiere otra capacidad para el transformador de corriente debido a que el propuesto cumple con la condición de saturación.

Se muestran los ajustes propuestos para protecciones de neutro y fase de este circuito derivado en el cuadro 4.12.

Ajustes propuestos de protecciones en yeso	
Ajustes de protección de fase	empaque 2
Relación de transformación de corriente	1500 : 5
Pick up función 51	1.35 (405 A)
Curva y tiempo	U3 VI 1
Pick up función 50	66.3(19890 A)
Ajustes de protección de neutro	empaque 2
Relación de transformación de corriente	1500 : 5
Pick up función 51	0.5 (150 A)
Curva y tiempo	U3 VI 1.3
Pick up función 50	62.3(18690 A)

Cuadro 4.12: Ajustes propuestos de protecciones en yeso

Se muestra la operación de la protección para función de fase, del circuito yeso en la Figura 4.25. Donde se observa que las protecciones están coordinadas según los tiempos de operación, ofreciendo un esquema selectivo y confiable.

Para la protección de neutro de este circuito, se muestra la curva de operación de los nuevos ajustes seleccionados en la Figura 4.26, donde se observa que las protecciones ofrecen los tiempos de operación sugeridos.

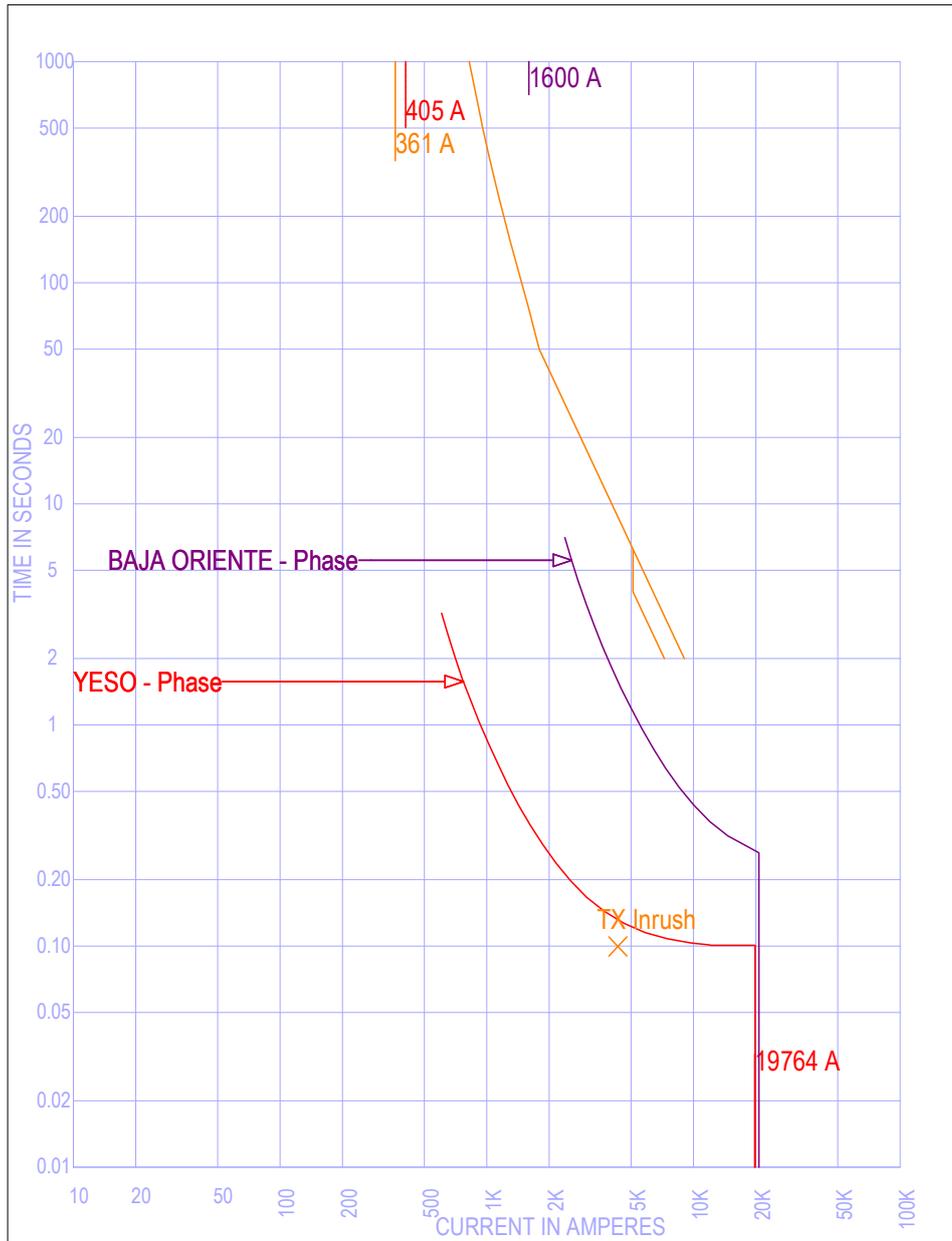


Figura 4.25: TCC de protecciones de fase en zona de yeso, tensión de referencia 2.4 kV.

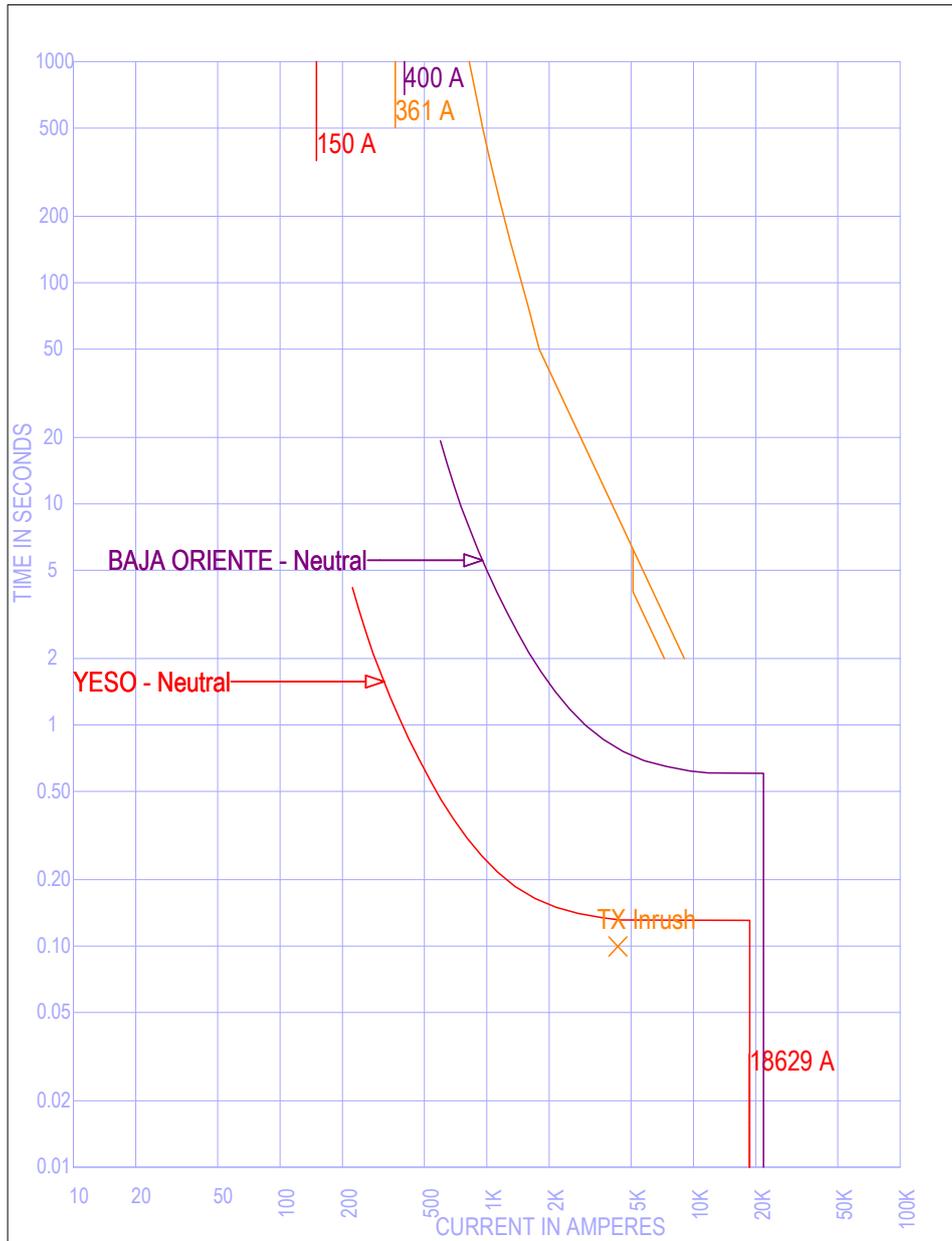


Figura 4.26: TCC de protecciones de neutro en zona de yeso, tensión de referencia 2.4 kV.

#### 4.4.8. Propuesta para zona de protección carbón

De acuerdo con los ajustes sugeridos, los valores para el relevador de empaque 2 se muestran en el cuadro 4.13.

Ajustes propuestos de protecciones en carbón	
Ajustes de protección de fase	carbón
Relación de transformación de corriente	1500 : 5
Pick up función 51	2.7 (810 A)
Curva y tiempo	U3 VI 1.2
Pick up función 50	65.7 (19710 A)
Ajustes de protección de neutro	carbón
Relación de transformación de corriente	1500 : 5
Pick up función 51	0.8 (240 A)
Curva y tiempo	U3 VI 1.6
Pick up función 50	65.3 (18690 A)

Cuadro 4.13: Ajustes propuestos de protecciones en carbón

Se muestra la operación de la protección para función de fase, del circuito yeso en la Figura 4.27. Donde se observa que las protecciones están coordinadas según los tiempos de operación, ofreciendo un esquema selectivo y confiable.

Para la protección de neutro de este circuito, se muestra la curva de operación de los nuevos ajustes seleccionados en la Figura 4.28, donde se observa que las protecciones ofrecen los tiempos de operación sugeridos.

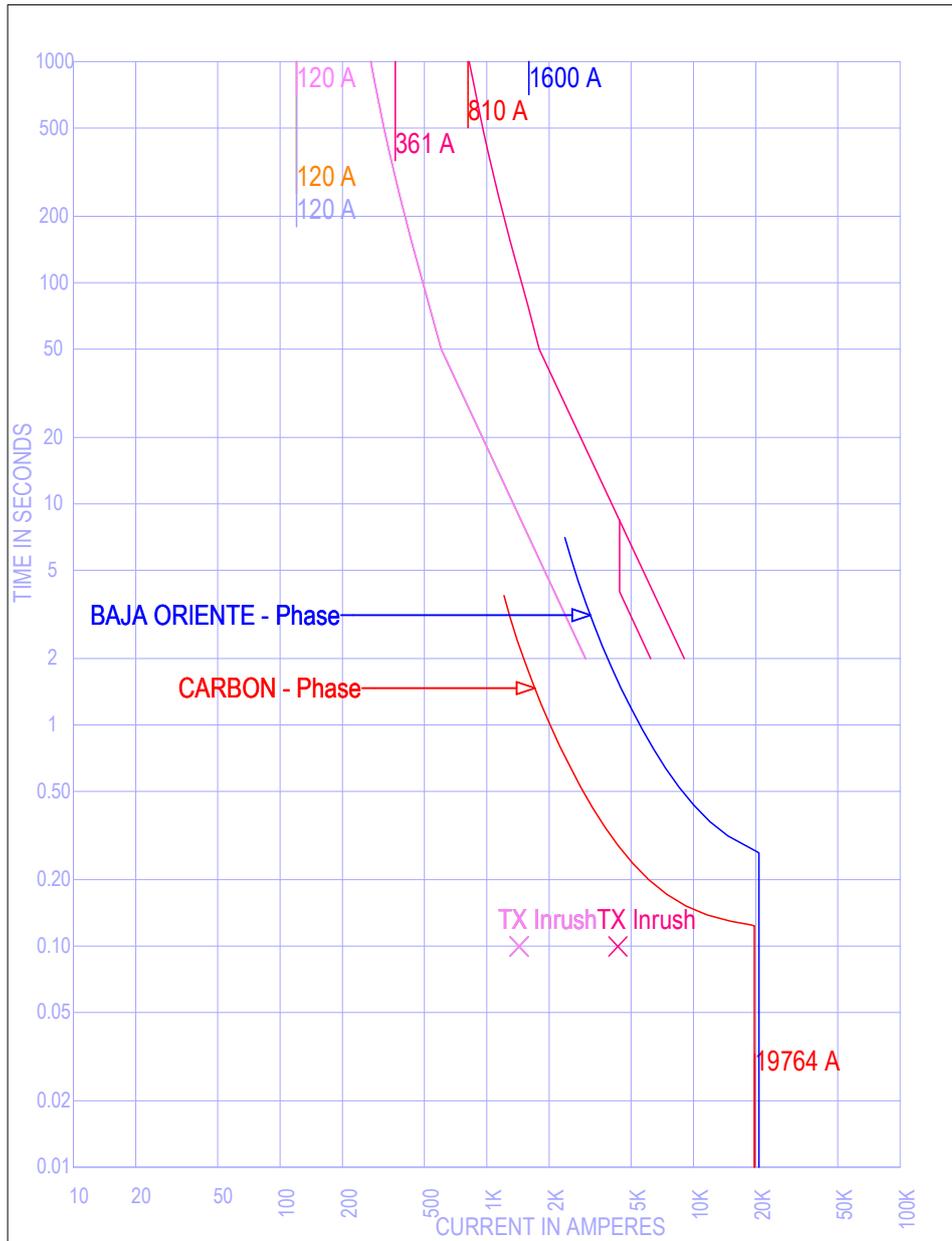


Figura 4.27: TCC de protecciones de fase en zona de carbón, tensión de referencia 2.4 kV.

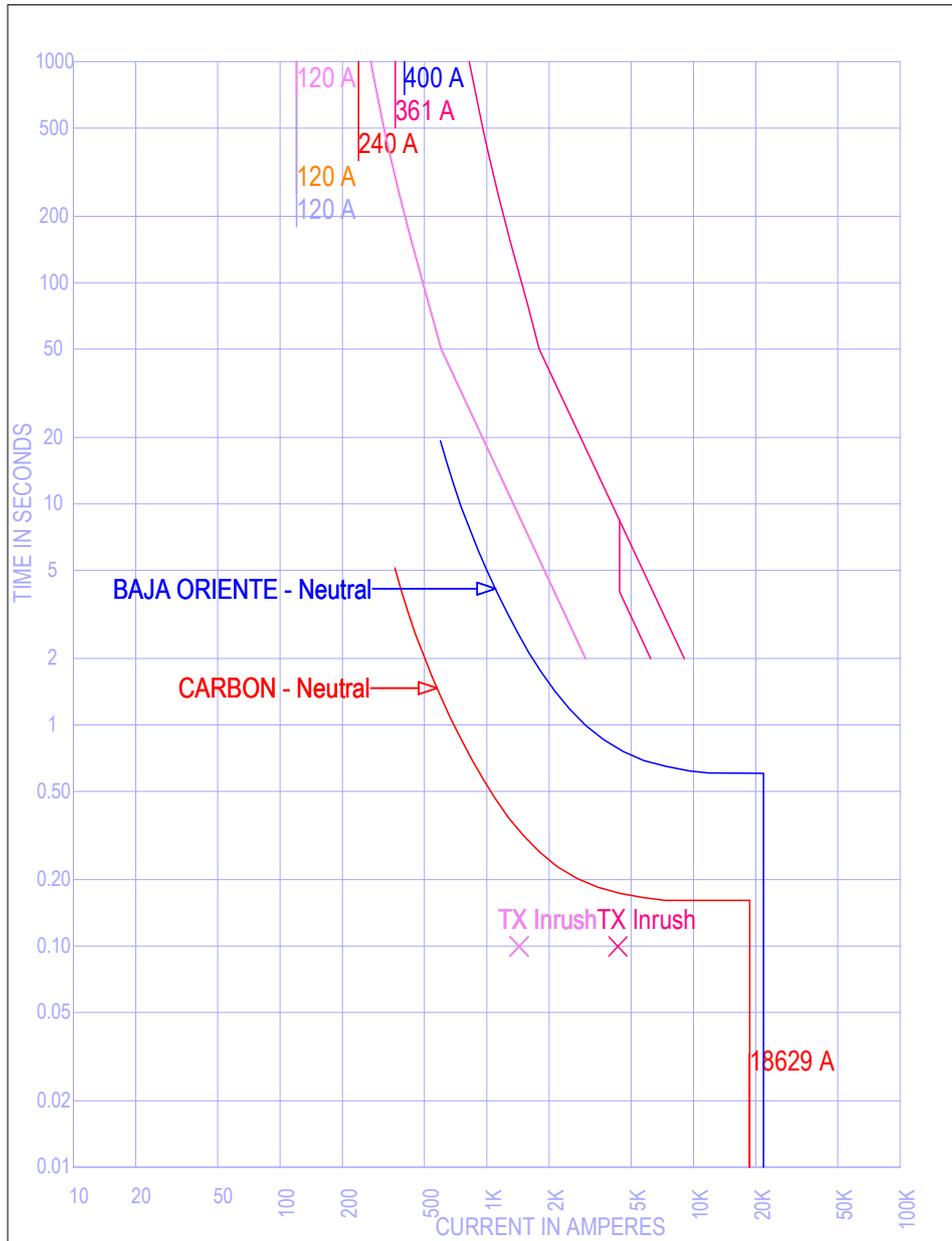


Figura 4.28: TCC de protecciones de neutro en zona de carbón, tensión de referencia 2.4 kV.

## 4.5. Conclusiones generales de resultados obtenidos

Las estrategias sugeridas para implementar una protección diferencial, mejorar niveles de cortocircuito en los principales buses de la subestación y reajustar las corrientes *pick up* vistas por los relevadores, demuestran que es posible optimizar el esquema de protecciones existente.

Se observa que es posible evitar la saturación en varios de los transformadores de instrumento reduciendo los niveles de falla calculados a través del estudio de corto circuito. Aún con esto algunos de los equipos requieren ser reemplazados para evitar fallas de precisión debido a la saturación por altas corrientes de falla.

También fue posible mejorar los tiempos de respuestas de los relevadores de protección para fallas de sobrecorriente de alta magnitud, mediante el ajuste de los parámetros de los relevadores. Tanto en protección de fase, como en protección de neutro.

Se encontró que con el reemplazo del interruptor de potencia de la zona Norte y Sur, se puede buscar la implementación de una protección diferencial para esta zona, además de lograr mayor confiabilidad en el equipo de protección al aumentar la capacidad interruptiva del mismo, así como mejorar los niveles de aislamiento y de resistencia de contacto del equipo, en conjunto de otras ventajas técnicas como por ejemplo una fácil operación del interruptor para restablecimiento de energía y mayor accesibilidad al equipo para realizar mantenimientos preventivos.

---

## 5. Conclusiones

---

### 5.1. Conclusiones generales

Después de analizar el esquema de protecciones de la subestación reductora, se concluye que se tienen áreas de oportunidad importantes para garantizar la protección de los principales elementos de potencia. La primera tiene que ver con los niveles de las corrientes de fallas. La segunda está relacionada con los ajustes de los relevadores en la coordinación de protecciones.

El punto más crítico encontrado son los altos niveles de corriente de falla debidos a la operación paralela de los transformadores de potencia en el lado secundario, en los buses de casa de fuerza 1 y casa de fuerza 2. Por esta causa, se encontró durante la revisión de las capacidades de los transformadores de corriente de cada protección, que estos equipos pueden presentar saturación en caso de encontrarse ante las altas magnitudes de corriente, limitando la precisión de los relevadores, lo cual puede llevar a una mala operación de los esquemas de protección.

Aunado a esto, las capacidades interruptivas de los equipos, no son las adecuadas para soportar los altos niveles de falla calculados.

Además durante el análisis de coordinación de protecciones que los ajustes de los relevadores existentes en algunos de los circuitos derivados no son los adecuados para proteger al circuito en caso de presentarse una sobrecarga.

Se destaca también durante la revisión de las funciones de protección presentes en cada transformador, la falta de una protección diferencial en la zona Norte Sur.

En el diseño de la propuesta se propone el reemplazo del interruptor de potencia en el bus de alta tensión entre los transformadores Norte y Sur, así como la implementación de una protección diferencial en esta zona para complementar el esquema de protección.

También se propone la apertura del enlace que hay en los buses debajo de los lados secundarios de los transformadores, para reducir las altas corrientes de falla encontradas en los buses de casa de fuerza 1 y casa de fuerza 2. Con esta estrategia, se reevaluaron los transformadores de corriente observando que varios de ellos logran soportar la nueva corriente de falla sin saturarse, mientras que para los otros equipos se sugiere la capacidad adecuada (en el Cuadro 4.4) para asegurar una buena precisión.

Con estos cambios propuestos se modifican también los ajustes de operación para varias funciones de protección por sobrecorriente, de acuerdo a la nueva capacidad de los TCs.

### 5.1.1. Análisis comparativo de resultados actuales contra resultados de propuesta

Para la evaluación de las protecciones con que cuenta el esquema, según la figura 2.7, se muestra en el cuadro 5.1 las funciones de protección del esquema actual contra el propuesto. Se observa que el esquema actual presenta deficiencias que logran solucionarse en la propuesta.

Evaluación de funciones de protección de acuerdo al esquema de la Figura 2.7						
Esquema actual de la subestación						
Transformador	87T	50FI	51H	51NTL	51L	50FI
Norte	No existe	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple
Sur	No existe	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple
Poniente	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple	No cumple	Cumple
Oriente	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple	No cumple	Cumple
Esquema propuesto de la subestación						
Transformador	87T	50FI	51H	51NTL	51L	50FI
Norte	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple
Sur	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple
Poniente	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple
Oriente	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple

Cuadro 5.1: Resultados de evaluación de los esquemas de protección.

Respecto a las funciones de protección, se observa que gracias al diseño de la propuesta fue posible proponer un nuevo modelo para complementar un esquema apegado a los criterios de CFE [1], optimizando y mejorando el esquema de protección.

Para los cambios de niveles de corto circuito y la protección de la instalación eléctrica de acuerdo con el equipo primario instalado, se observan en el cuadro 5.2 la comparativa de los equipos actualmente instalados, evaluando y concentrando los resultados previamente obtenidos en los cuadros 3.18 y 4.3. Se observa que los resultados obtenidos en la propuesta logran mejorar el esquema, ofreciendo protección confiable y segura aun con los equipos actualmente instalados.

Niveles de corriente de falla por corto circuito		
Dispositivo de protección	Resultados de esquema actual	Resultados de esquema propuesto
Interruptor de tanque muerto CI 40 kA	El diseño es capaz de proteger a los equipos	El diseño es capaz de proteger a los equipos
Interruptor Circuit-Switcher Mark SYC CI 35 kA	El diseño es capaz de proteger a los equipos	El diseño es capaz de proteger a los equipos
Interruptor Line Rupter SYC CI 40 kA	El diseño es capaz de proteger a los equipos	El diseño es capaz de proteger a los equipos
Interruptor de media tensión CI 31.5 kA	El diseño no cumple con las necesidades del esquema	El diseño es capaz de proteger a los equipos
Interruptor de media tensión CI 31.5 kA	El diseño no cumple con las necesidades del esquema	El diseño es capaz de proteger a los equipos

Cuadro 5.2: Comparación entre evaluación de equipos actual y evaluación de propuesta.

Se menciona además, que de acuerdo a la placa de datos del nuevo interruptor propuesto, mostrada en la figura 4.1, la capacidad interruptiva sigue siendo la adecuada contra el nivel de corto circuito obtenido en la propuesta, para ofrecer y garantizar protección.

Para los transformadores de corriente, se muestra el cuadro comparativo 5.5, donde se aprecia que las principales condiciones que fueron evaluadas en el esquema actual se encontraron fuera de los parámetros recomendados, mientras que en el diseño propuesto, se logra mejorar estas evaluaciones para garantizar precisión y confiabilidad en el esquema de protección.

Evaluación de transformadores de corriente			
	Equipos que soportan la saturación	Equipos que permiten ajustes de protección adecuados en el relevador	Total de equipos evaluados
Estado actual	5	1	17
Propuesta	17	15	17

Cuadro 5.3: Comparación entre TCs actuales y propuestos.

En el cuadro 5.4 se muestra la evaluación de la operación de los relevadores en las curvas de tiempo corriente, para protección de fase, donde se compara la cantidad de protecciones con los ajustes requeridos por el esquema de protección, tanto en la evaluación del esquema actual como en el diseño propuesto.

Evaluación de protección de sobrecorriente de fases			
	Reles con ajustes adecuados en la función 51	Reles con ajustes adecuados en la función 50	Total de equipos evaluados
Estado actual	10	0	17
Propuesta	17	17	17

Cuadro 5.4: Comparación entre ajustes de protecciones de fase actuales y propuestos.

Para la evaluación de la operación de los relevadores en las curvas de tiempo corriente, para protección de neutro, se muestra el cuadro 5.4, donde se compara la cantidad de protecciones con los ajustes requeridos por el esquema de protección, tanto en la evaluación del esquema actual como en el diseño propuesto.

Evaluación de protección de sobrecorriente de neutro			
	Reles con ajustes adecuados en la función 51	Reles con ajustes adecuados en la función 50	Total de equipos evaluados
Estado actual	3	0	17
Propuesta	17	17	17

Cuadro 5.5: Comparación entre ajustes de protecciones de neutro actuales y propuestos.

El alcance de este trabajo fue proponer mejoras del esquema de protección para la subestación particular. Sin embargo, aun con la optimización y actualización presentada en el Capítulo 4, existen alternativas que podrían implicar mejoras en este diseño.

Por ejemplo como trabajo futuro, es posible proponer niveles de corto circuito aun más bajos, considerando la implementación de equipo nuevo en la instalación eléctrica, para lo cual sería necesario desarrollar un nuevo estudio de corto circuito modelando los equipos propuestos para reducir los niveles de fallas. Con esta propuesta es posible proponer nuevas capacidades de transformadores de corriente capaces de evitar la saturación y de lograr ajustar los relevadores de protección a los umbrales de corriente recomendados por los criterios establecidos para diseño de esquema de protección en este trabajo recepcional.

También es posible explorar los ajustes de los circuitos derivados en casa de fuerza 1, con fin de determinar la condición actual del esquema de protección en esta zona, y evaluar si puede o no ser mejorado.

Respecto a la protección diferencial propuesta para la zona Norte Sur, otra opción a explorar en el futuro, es la segregación del bus Norte Sur con fin de implementar una protección dedicada a cada transformador. El alcance de este trabajo para proponer una sola protección dejando el bus como existe actualmente, radica en el valor económico de la propuesta, al cambio en la infraestructura de la subestación y a los tiempos de ejecución necesarios para desarrollar este tipo de proyecto en la aplicación. Sin embargo, la implementación de una nueva protección diferencial en el interruptor nuevo propuesto, da pie a pensar para futuros proyectos que la inversión requerida es para un interruptor adicional segregando el control y las protecciones de la zona.

Aun con los alcances establecidos en el actual trabajo recepcional, es posible ofrecer un esquema de protección mejorado y apegado a los criterios que solicita CFE [1], brindando todas las funciones de protección solicitadas en un transformador de potencia como los que existen en la subestación reductora, mejorando los tiempos de respuesta de los relevadores de protección, garantizando la precisión de los transformadores de instrumento, así como la apertura segura del circuito en caso de un evento de falla a través de los equipos primarios de protección instalados en la subestación.

---

## 6. Bibliografía

---

- [1] Comité de Especialistas de Protecciones de la Subdirección de Transmisión Comité Nacional de Análisis de Redes. Criterios de ajuste para transformadores y autotransformadores: esquemas de protección para transformadores mayores a 7.5 mva de dos devanados conexión delta-estrella. *Comisión Federal de Electricidad, Gerencia Nacional de Protecciones*, pages 11–23, 2014.
- [2] Centro Nacional de Control de Energía. Niveles de cortocircuito de la Red Nacional de Transmisión 2023. gerencia de control regional norte. *Dirección de Operación y Planeación del Sistema, Subdirección de Planeación*, page 2, Marzo 2021.
- [3] Comisión Federal de Electricidad. Transformadores de corriente para sistemas con tensiones nominales de 0.6 kV a 400 kV. *CFE VE100-13*, page 62, 2016.
- [4] Comisión Reguladora de Energía. RESOLUCIÓN Núm. RES/550/2021: manual regulatorio de requerimientos técnicos para la conexión de centros de carga al sistema eléctrico nacional. *Diario Oficial*, pages 1077–1084, 2021.
- [5] Diario Oficial de la Federación. Instalaciones eléctricas (utilización). *Diario Oficial de la Federación*, 2012.
- [6] Subdirección de Transmisión. Esquemas normalizados de protecciones para transformadores, autotransformadores y reactores de potencia. *Comisión Federal de Electricidad*, page 5, 2013.
- [7] Industrial and Commercial Power Systems Department of the IEEE Industry Applications Society. *IEEE Recommended Practice for Protection and Coordination of Industrial and Commercial Power Systems*. IEEE-SA Standards Board. The Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc, 2001. ISBN 0-7381-2844-9.
- [8] III Ralph E. Fehr. *Industrial Power distribution*. John Wiley and Sons, Inc, 2016. ISBN 978-1-119-06334-6.
- [9] Inc. Schweitzer Engineering Laboratories. Sel-587-0, -1 current differential/over-current relay. *Schweitzer Engineering Laboratories, Inc.*, page 3.2, 2022.
- [10] IEEE Power Engineering Society. *IEEE Guide for the Application of Current Transformers Used for Protective Relaying Purposes*. The Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc., 2008. ISBN 978-0-7381-5375-9 STDPD95760.
- [11] Chris Werstiuk. *The relay testing handbook, principles and practice*. Valence Electrical Training Services LLC, 2012. ISBN 978-1-934348-20-8.