

UNIVERSIDAD DE CUENCA



Facultad de Ingeniería Carrera de Ingeniería Eléctrica

“Estudio para la implementación y coordinación de protecciones en las líneas de distribución de Ingenio Monterrey de la ciudad de Catamayo.”

Trabajo de titulación previo a la obtención del título de Ingeniero Eléctrico

Autores:

Ermel Augusto Jiménez Jaramillo

C.I.1104193659

Darwin Rigoberto Cuenca Quinde

C.I. 1103994685

Director:

Ing. Juan Bautista Sanango Fernández, M.Sc.

C.I. 0301522892

Tutor:

Ing. Edgar Geovany Álvarez Chávez.

C.I. 1103822647

Cuenca - Ecuador

2018



RESUMEN

La empresa MALCA es una industria que para los procesos de fabricación de la caña de azúcar genera su propia energía eléctrica. Parte de la energía es transportada hacia el campo mediante líneas de distribución a un nivel de tensión de 13.8 kV. Los cortocircuitos que se producen en el campo debido en su mayoría a la vegetación que crece debajo de las líneas y que causan contactos a tierra, ocasionan que estas no sean despejadas correctamente por las protecciones (fusibles) haciendo que las corrientes de cortocircuito activen el disyuntor principal que conlleva a la desconexión total del sistema.

El estudio de cortocircuitos permite realizar una adecuada coordinación de las protecciones eléctricas; en este caso la incorporación de un reconectador a la cabecera del alimentador con la función 50/51 y además con capacidad de sincronismo. Hacia las cargas se consideran como medios de protección seccionadores fusibles coordinados por debajo de la curva característica del reconectador.

En el presente trabajo se realizan los cálculos para las impedancias de línea utilizando un software adecuado y utilizando tablas para el valor de impedancia de los transformadores de distribución y del generador para establecer las corrientes máximas de cortocircuito, las que permiten el ajuste y coordinación de protecciones. Se considera como un sistema eléctrico de potencia externo al sistema de distribución de la empresa eléctrica modelada a través de su equivalente Thevenin en la respectiva barra del sistema.

Palabras clave

GENERADORES ELÉCTRICOS, CORTOCIRCUITO, REDES DE DISTRIBUCIÓN, IMPEDANCIA, TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN, TRANSFORMADORES DE INSTRUMENTO, SOFTWARE, FLUJO DE POTENCIA, COORDINACIÓN DE PROTECCIONES.



ABSTRACT

The company MALCA is an industry that generates its own electric power for sugarcane manufacturing processes. Part of the energy is transported to the field by distribution lines at a voltage level of 13.8 kV. The short circuits that occur in the field due mostly to the vegetation that grows below the lines and that cause contacts to ground, cause that these are not properly cleared by the protections (fuses) causing the short circuit currents to activate the circuit breaker principal that leads to the total disconnection of the system.

The study of short circuits allows an adequate coordination of electrical protections; in this case the incorporation of a recloser to the head of the feeder with function 50/51 and also with synchronization capability. Towards the loads are considered to be protection means coordinated fuses disconnectors below the characteristic curve of the recloser.

In the present work the calculations of the line impedances are made using a suitable software and using tables the impedance value of the distribution transformers and the generator to establish the maximum currents of short circuit, which allow the adjustment and coordination of protections. It is considered as an external power electrical system to the distribution system of the electric company modeled through its Thevenin equivalent in the respective bar of the system.

Key words

ELECTRIC GENERATORS, SHORT CIRCUIT, DISTRIBUTION NETWORKS, IMPEDANCE, DISTRIBUTION TRANSFORMERS, INSTRUMENT TRANSFORMERS, SOFTWARE, POWER FLOW, COORDINATION OF PROTECTIONS.



CONTENIDO

RESUMEN.....	2
ABSTRACT.....	3
TABLA DE ILUSTRACIONES	7
AGRADECIMIENTOS.....	17
CAPÍTULO I: GENERALIDADES	20
1.1. INTRODUCCIÓN	20
1.2. OBJETIVOS.....	21
1.2.1. OBJETIVO GENERAL.....	21
1.2.2. OBJETIVOS ESPECIFICOS.....	21
1.3. ALCANCE.....	22
1.4. JUSTIFICACIÓN DEL PROYECTO.....	22
CAPÍTULO II: CONCEPTOS PARA LA COORDINACIÓN DE PROTECCIONES	23
2.1 INTRODUCCIÓN AL DISEÑO DE PROTECCIONES.....	23
2.2. FILOSOFÍA DE LAS PROTECCIONES.....	25
2.2.1. CRITERIOS GENERALES DE PROTECCIÓN DE LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS	25
2.2.2. CARACTERÍSTICAS DEL SISTEMA DE PROTECCIONES [1]	26
2.2.3. TIPOS DE FALLAS.....	28
2.2.4. CONSECUENCIAS DE LAS FALLAS	28
2.2.5. CONSIDERACIONES BÁSICAS PARA UN SISTEMA DE PROTECCIÓN.	29
2.2.6. CONDICIONES PARA LA APLICACIÓN DE UN SISTEMA DE PROTECCIÓN.....	30
2.3. TRANSFORMADORES DE POTENCIAL, CORRIENTE Y SUS APLICACIONES.....	31
2.4. ASPECTOS PARA LA SELECCIÓN DE TRANSFORMADORES DE INSTRUMENTO.	32
2.4.1. NORMAS TÉCNICAS:.....	33
2.4.2. TRANSFORMADOR DE CORRIENTE TC	33
2.4.3. TRANSFORMADOR DE POTENCIAL (TP).	35
2.5. EL INTERRUPTOR DE POTENCIA Y SUS CARACTERÍSTICAS.....	38
2.5.1. VOLTAJE NOMINAL.....	39
2.5.2. CORRIENTE NOMINAL.....	40
2.5.3. FRECUENCIA.....	40
2.5.4. CAPACIDAD DE INTERRUPCIÓN SIMÉTRICA Y ASIMÉTRICA.....	40
2.6. INTERRUPCIÓN DE CORTOCIRCUITO.....	43
2.7. CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS Y MECÁNICAS DE LOS FUSIBLES.....	44
2.8.1. CARACTERÍSTICAS DE OPERACIÓN.....	48
2.8.2. PROTECCIONES DE SOBRECORRIENTE INSTANTÁNEAS.....	48
2.8.3. PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE DE TIEMPO DEFINIDO	48
2.8.4. PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE DE TIEMPO INVERSO.....	49
2.8.5. RELÉ DIFERENCIAL	49
2.9. TIPOS DE COORDINACIÓN	51



2.9.1.	COORDINACIÓN DE SOBRECORRIENTE.....	51
2.9.1.1.	FUSIBLE DEL LADO DE LA FUENTE.....	54
CAPITULO III. CONCEPTOS BÁSICOS DEL ESTUDIO DE CORTOCIRCUITO		63
3.1.	PROTECCIÓN DE GENERADORES.....	63
3.2.	PROTECCIÓN DE TRANSFORMADORES	68
3.3.	PROTECCIÓN DE ALIMENTADORES Y REDES DE DISTRIBUCIÓN	73
3.3.1.	SISTEMAS DE CORRIENTE CIRCULANTE.....	73
3.3.2.	SISTEMAS DE VOLTAJE BALANCEADO.	74
3.3.3.	SISTEMAS DE COMPARACIÓN DE FASE.	75
3.3.4.	PROTECCIÓN DE REDES DE DISTRIBUCIÓN	77
3.3.4.1.	ESTRUCTURA DE UN SISTEMA DE PROTECCIÓN CONTRA SOBRECORRIENTE.	78
3.4.	PROTECCIÓN DE MOTORES.....	80
3.4.1.	TIPOS DE PROTECCIONES	80
3.5.	TIPOS DE FALLAS Y DETERMINACIÓN DE LAS CAPACIDADES INTERRUPTIVAS.	88
3.5.1.	DETERMINACIÓN DE LAS CAPACIDADES INTERRUPTIVAS.....	88
CAPITULO IV. ANÁLISIS Y EVALUACIÓN DEL SEP Y ESTUDIO DE CC.....		93
4.1.	CRITERIOS Y ALCANCE CONSIDERADOS PARA EL ESTUDIO	93
4.2.	ANTECEDENTES DEL SISTEMA ACTUAL	94
4.3.	DESCRIPCIÓN GENERAL DEL SISTEMA ELÉCTRICO EXISTENTE	96
4.3.1.	ENERGÍA TURBO ELÉCTRICA	98
4.3.2.	ENERGÍA TERMOELÉCTRICA	99
4.3.3.	ENERGÍA DEL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO.....	100
4.3.4.	DISTRIBUCIÓN.....	102
4.3.5.	REDES DE DISTRIBUCIÓN	102
4.3.6.	DIAGRAMA UNIFILAR.....	105
4.4.	RECOPIACIÓN DE DATOS DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE LA EMPRESA MALCA	107
4.5.	DETERMINACIÓN DE FALLAS EN EL SEP Y REDES DE DISTRIBUCIÓN DE LA EMPRESA.	107
4.6.	ESTUDIO DE FLUJO DE CARGA.....	109
4.7.	PÉRDIDAS DEL SISTEMA	112
4.7.1.	ANÁLISIS DE PÉRDIDAS ECONÓMICAS POR PARADAS DEL TURBOGENERADOR	114
4.8.	IMPEDANCIA EQUIVALENTE DEL SISTEMA ELÉCTRICO	115
4.10.	ANÁLISIS DE RESULTADOS DEL FLUJO DE POTENCIA.....	119
4.10.1.	POTENCIA ENTREGADA POR LAS FUENTES.....	120
4.11.	RESULTADOS DE ESCENARIOS ANALIZADOS EN LAS CONTINGENCIAS.....	120
CAPÍTULO V. COORDINACIÓN DE LAS PROTECCIONES		129
5.1.	ANÁLISIS TÉCNICO PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE PROTECCIONES.....	129
5.1.1.	ESTUDIO DE CORTOCIRCUITO	129
5.2.	ANÁLISIS DE CORTOCIRCUITO.....	132
5.3.	DETERMINACIÓN DE LA CAPACIDAD DEL INTERRUPTOR Y CÁLCULO DE LOS TCs.	133
5.3.1.	FALLA TRIFÁSICA SÓLIDA EN LA BARRA DEL TURBOGENERADOR	134
5.3.2.	FALLA MONOFÁSICA SÓLIDA EN LA BARRA DEL TURBOGENERADOR	135



5.3.3. CÁLCULO DE TRANSFORMADOR DE CORRIENTE AT TR2_1MVA	139
5.3.3.1. FALLA 3F SÓLIDA EN EL LADO DE AT DEL TR2_1 MVA	139
5.3.3.2. FALLA 1F SÓLIDA EN EL LADO DE AT TR2_1 MVA	140
5.4. DETERMINACIÓN DE LOS PARÁMETROS PARA LOS RELÉS DE PROTECCIÓN.	143
5.4.1. CONFIGURACIÓN DE LA PROTECCIÓN INSTANTÁNEA DE FASE (50)	143
5.4.1.1. CÁLCULO DE CORRIENTES DE APORTE DE LAS FUENTES DE CORTOCIRCUITO	143
5.4.1.2. CÁLCULO DE LAS CORRIENTES DE PICK-UP PARA LOS RELÉS DE PROTECCIÓN.....	144
5.4.2. CONFIGURACIÓN DE LA PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE DE FASE ANSI 51P	147
5.4.3. CONFIGURACIÓN DE LA PROTECCIÓN (ANSI 50/51N) DE NEUTRO	149
5.4.4. PROTECCIÓN DE TRANSFORMADORES CON FUSIBLES	151
5.4.5. EQUIPO DE PROTECCIÓN DIRECCIONAL NOJA POWER	154
5.5. RESUMEN DE SETTINGS.....	158
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	161
CONCLUSIONES:.....	161
RECOMENDACIONES:.....	164
BIBLIOGRAFÍA.....	166



TABLA DE ILUSTRACIONES

Figura 2.1 Proceso de la señal de falla y los equipos que intervienen. (Fuente autores).	24
Figura 2.2 Transformadores de instrumentación: Transformador de corriente (a la izquierda), [5] transformador de tensión (a la derecha). [6]	32
Figura 2.3 Diferentes tipos de curvas observadas en un Oscilograma. (Fuente autores).	41
Figura 2.4 Componentes del tiempo de operación de un interruptor. (Fuente autores).	44
Figura 2.5 Seccionador fusible utilizado en redes de distribución de media tensión. [10]	45
Figura 2.6 Relé digital de Sobrecorriente. [13]	47
Figura 2.7 Tipos de relés según su característica de tiempo de operación. (Fuente autores).....	48
Figura 2.8 Curvas de tiempo-corriente de relés: a) Instantáneo; b) Tiempo definido; c) Tiempo inverso. (Fuente autores).....	49
Figura 2.9 Relé diferencial digital Schneider. [14]	50
Figura 2.10 Diagrama esquemático de un relé diferencial. (Fuente autores).	51
Figura 2.11 Fases de coordinación fusible – fusible. (Fuente autores).	52
Figura 2.12 Coordinación reconectador – fusible. (Fuente autores).	52
Figura 2.13 Gráfica de coordinación de protecciones Reconectador – fusible. (Fuente autores).....	53
Figura 2.14 Coordinación fusible – reconectador. (Fuente autores).	55
Figura 2.15 Coordinación fusible – reconectador, con curvas temporizadas. (Fuente autores).....	57
Figura 2.16 Coordinación fusible - relé - fusible. (Fuente autores).	58
Figura 2.17 Esquema de coordinación relé - reconectador. (Fuente autores).	58
Figura 2.18 Curvas de coordinación relé - reconectador. (Fuente autores).....	59
Figura 2.19 Coordinación relé – relé. (Fuente autores).....	60
Figura 2.20 Protección diferencial. [12]	62
Figura 2.21 Componentes de un sistema de protección. [12].....	62
Figura 3.1 Esquema típico de protección para generadores pequeños. (Fuente autores).....	64
Figura 3.2 Esquema típico de protección para generadores medianos. (Fuente autores).....	65
Figura 3.3 Esquema típico de protección para generadores grandes. (Fuente autores).	66
Figura 3.4 Relé de sobretemperatura. (Fuente autores).	70
Figura 3.5 Protección de falla a tierra restringida para devanado conectado en estrella (Y). (Fuente autores).....	70
Figura 3.6 Sistema de corriente circulante. (Fuente autores).....	74
Figura 3.7 Autocompensación para el sistema de corriente circulante. [1].....	74



Figura 3.8 Sistema de voltaje balanceado. (Fuente autores).....	75
Figura 3.9 Principio de comparación de fase ante una falla interna. [1]	76
Figura 3.10 Principio de comparación de fase ante una falla externa. [1]	77
Figura 3.11 Curva característica de disparo de un interruptor termomagnético. (Fuente autores).....	82
Figura 3.13 Protección de sobrecorriente de falla a tierra con uso del método de núcleo balanceado. (Fuente autores).....	86
Figura 3.14 Circulación de la corriente $3I_0$ a través de la impedancia del neutro. (Fuente autores).	87
Figura 3.14 Elementos para calcular el tiempo de actuación de los contactos. (Fuente autores).....	91
Figura 4.1 Fuentes de energía de la empresa MALCA. (Fuente autores).....	97
Figura 4.2 Diagrama unifilar del SEP. (Fuente Ingenio Monterrey).	106
Figura 4.3 Curva de Pérdidas de potencia para cada escenario, en porcentaje. (Fuente Ingenio Monterrey).....	113
Figura 4.4 Diagrama de impedancias del Sistema Eléctrico de Potencia. (Fuente autores.	116
Figura 4.5 Datos de impedancia equivalente del sistema mostrada en Digsilent. (Fuente autores).....	118
Figura 4.6 Curva de perfiles de Voltaje en barras y nodos del SEP, escenario 1. (Fuente autores).....	121
Figura 4.7 Curva de perfiles de Voltaje en barras y nodos del SEP, escenario 2. (Fuente autores).....	122
Figura 4.8 Curva de perfiles de Voltaje en barras y nodos del SEP, escenario 3. (Fuente autores).....	124
Figura 4.9 Curva de perfiles de Voltaje en barras y nodos del SEP, escenario 4. (Fuente autores).....	126
Figura 4.10 Curva de perfiles de Voltaje en barras y nodos del SEP, escenario 5. (Fuente autores).....	128
Figura 5.1 Etapas del estudio y análisis de un cortocircuito. (Fuente autores).....	133
Figura 5.2 Oscilografía de la falla trifásica en la barra del turbogenerador. (Fuente autores).....	134
Figura 5.3 Oscilografía de la falla monofásica en la barra del turbogenerador. (Fuente autores).....	136
Figura 5.4 Factores multiplicadores de fallas trifásicas y de línea a tierra que incluyen efectos de decremento de cd solamente. (Fuente autores).....	138
Figura 5.5 Oscilografía de falla trifásica en el lado de Alta tensión del TR2_1MVA. (Fuente autores).	139
Figura 5.6 Oscilografía de falla monofásica en el lado de Alta tensión del TR2_1MVA. (Fuente autores).	141
Figura 5.7 Factores multiplicadores de fallas de línea a tierra que incluyen efectos de disminución de CA y CC. (Fuente autores).	142



Figura 5.8 Falla trifásica producida en la barra del turbogenerador y aporte de las fuentes de CC. (Fuente autores).....	145
Figura 5.9 Ajuste de tiempo y corriente de pick-up para la protección de sobrecorriente instantáneo del turbogenerador. (Fuente autores).....	146
Figura 5.10 Curva característica de la protección de sobrecorriente instantánea del relé. (Fuente autores).	146
Figura 5.11 Esquema de conexión de los TCs para la función del relé de sobrecorriente. (Fuente autores).	147
Figura 5.12 Curvas de coordinación de fase entre las fuentes de turbogenerador, termo 1-2 y EE. (Fuente autores).	149
Figura 5.13 Curvas de coordinación de falla monofásica para el turbogenerador, termo 1-2 y EE. (Fuente autores).	151
Figura 5.14 Ubicación del transformador bombas Arenal 2 en el diagrama unifilar. (Fuente autores).	153
Figura 5.15 Curva del fusible 12T para protección del transformador TR_21. (Fuente autores).....	153
Figura 5.16 División de zonas de protección. (Fuente autores).....	155
Figura 5.17 Simulación de falla trifásica en el N15.4. (Fuente autores).....	155
Figura 5.18 Curvas de coordinación para una falla trifásica en el N 15.4. (Fuente autores)	156
Figura 5.19 Simulación de falla trifásica en el N 15.4. Despeje de la falla por el interruptor en la zona 3. (Fuente autores)	156
Figura 5.20 Curvas de coordinación de protección para las tres zonas. (Fuente autores)	157
Figura 5.21 Ajuste de protecciones para fase y tierra. (Fuente autores)	158



Cláusula de licencia y autorización para publicación en el Repositorio
Institucional

Ernel Augusto Jiménez Jaramillo en calidad de autor y titular de los derechos morales y patrimoniales del trabajo de titulación "Estudio para la implementación y coordinación de protecciones en las líneas de distribución del Ingenio Monterrey de la ciudad de Catamayo", de conformidad con el Art. 114 del CÓDIGO ORGÁNICO DE LA ECONOMÍA SOCIAL DE LOS CONOCIMIENTOS, CREATIVIDAD E INNOVACIÓN reconozco a favor de la Universidad de Cuenca una licencia gratuita, intransferible y no exclusiva para el uso no comercial de la obra, con fines estrictamente académicos.

Asimismo, autorizo a la Universidad de Cuenca para que realice la publicación de este trabajo de titulación en el repositorio institucional, de conformidad a lo dispuesto en el Art. 144 de la Ley Orgánica de Educación Superior.

Cuenca, septiembre de 2018

Ernel Augusto Jiménez Jaramillo

C.I: 1104193659



Cláusula de Propiedad Intelectual

Ermel Augusto Jiménez Jaramillo, autor del trabajo de titulación "Estudio para la implementación y coordinación de protecciones en las líneas de distribución del Ingenio Monterrey de la ciudad de Catamayo", certifico que todas las ideas, opiniones y contenidos expuestos en la presente investigación son de exclusiva responsabilidad de su autor/a.

Cuenca, septiembre de 2018

A handwritten signature in blue ink, appearing to read "Ermel Augusto Jiménez Jaramillo", written over a horizontal line.

Ermel Augusto Jiménez Jaramillo

C.I: 1104193659



Cláusula de Propiedad Intelectual

Darwin Rigoberto Cuenca Quinde, autor del trabajo de titulación "Estudio para la implementación y coordinación de protecciones en las líneas de distribución del Ingenio Monterrey de la ciudad de Catamayo", certifico que todas las ideas, opiniones y contenidos expuestos en la presente investigación son de exclusiva responsabilidad de su autor/a.

Cuenca, septiembre de 2018

A handwritten signature in blue ink, appearing to read "Darwin Rigoberto Cuenca Quinde", written over a horizontal line.

Darwin Rigoberto Cuenca Quinde

C.I: 1103994685



Cláusula de licencia y autorización para publicación en el Repositorio
Institucional

Darwin Rigoberto Cuenca Quinde en calidad de autor y titular de los derechos morales y patrimoniales del trabajo de titulación "Estudio para la implementación y coordinación de protecciones en las líneas de distribución del Ingenio Monterrey de la ciudad de Catamayo", de conformidad con el Art. 114 del CÓDIGO ORGÁNICO DE LA ECONOMÍA SOCIAL DE LOS CONOCIMIENTOS, CREATIVIDAD E INNOVACIÓN reconozco a favor de la Universidad de Cuenca una licencia gratuita, intransferible y no exclusiva para el uso no comercial de la obra, con fines estrictamente académicos.

Asimismo, autorizo a la Universidad de Cuenca para que realice la publicación de este trabajo de titulación en el repositorio institucional, de conformidad a lo dispuesto en el Art. 144 de la Ley Orgánica de Educación Superior.

Cuenca, septiembre de 2018

Darwin Rigoberto Cuenca Quinde

C.I: 1103994685



UNIVERSIDAD DE CUENCA
INGENIO MONTERREY AZUCARERA LOJANA



El tutor de la Empresa Ingenio Monterrey Azucarera Lojana certifica que el Trabajo de Titulación "Estudio para la implementación y coordinación de protecciones en las líneas de distribución de Ingenio Monterrey de la Ciudad de Catamayo.", ha sido desarrollado por los estudiantes: Darwin Rigoberto Cuenca Quinde con C.I.: 1103994685 y Ermel Augusto Jiménez Jaramillo con C.I.: 1104193659.

Cuenca, Junio de 2018

Ing. Edgar Geovanny Álvarez
JEFE DEL DEPARTAMENTO ELÉCTRICO
TUTOR DEL TRABAJO DE TITULACIÓN



UNIVERSIDAD DE CUENCA
INGENIO MONTERREY AZUCARERA LOJANA



Certifico que el trabajo de titulación "Estudio para la implementación y coordinación de protecciones en las líneas de distribución del Ingenio Monterrey de la Ciudad de Catamayo.", ha sido desarrollado por los estudiantes: Darwin Rigoberto Cuenca Quinde con C.I.: 1103994685 y Ermel Augusto Jiménez Jaramillo con C.I.: 1104193659.

Cuenca, Junio de 2018

Ing. Juan Bautista Sanango Fernández, Mg.
DOCENTE DE LA UNIVERSIDAD DE CUENCA
DIRECTOR DEL TRABAJO DE TITULACIÓN



**ESTA TESIS HA SIDO DESARROLLADA DENTRO DEL CONVENIO ENTRE LA
UNIVERSIDAD DE CUENCA Y LA EMPRESA INGENIO MONTERREY AZUCARERA
LOJANA**



AGRADECIMIENTOS

La vida se encuentra llena de retos y desafíos los cuales no se los llegaría cumplirlos con la ayuda de quienes nos rodean y con ello extendiendo mis agradecimientos en especial a Dios por los dones y virtudes que me ha brindado para poder hacer realidad este sueño, a mi familia que supo brindarme su paciencia , a los compañeros de aula que supieron impartir sus valiosos conocimientos y amistad incondicional y al compañero Ermel Por el empeño y dedicación para sacar adelante nuestro proyecto y de manera especial al Ing. Juan Sanango que con su amplio conocimiento supo guiar de la mejor manera en el desarrollo del presente trabajo, además un agradecimiento sincero a la Empresa Ingenio Monterrey que nos brindó la oportunidad para la ejecución del presente trabajo.

Darwin

A lo largo de todos estos años de formación profesional entendí que el que nunca se da por vencido es aquel que triunfa. A todos mis compañeros de aula mi agradecimiento que a lo largo de este tiempo aportaron con sus valiosos conocimientos y experiencias para mi formación profesional. Sé que en cualquier parte que nos encontremos siempre haremos quedar bien el buen nombre de la institución que nos formó académicamente.

En especial a mi compañero de tesis, Darwin, gracias por tu apoyo desinteresado para culminar el presente trabajo, la vida te recompensará por tu bondad.

Y como olvidar a cada uno de mis profesores de las aulas universitarias que compartieron todos sus conocimientos sin ningún tipo de ego, gracias por su comprensión y ayuda en estos años de formación, ya que existieron momentos en los que pensé abandonar los estudios por dificultades laborales, pero que gracias a su comprensión siempre me brindaron una salida y solución para llegar a feliz término.



Agradezco al Ing. Juan Sanango mi director de tesis, por toda la ayuda brindada en este trabajo de titulación ya que sin su intervención no hubiese sido posible culminar el presente trabajo

Si alguien se me olvida de mencionar en estas cortas palabras, sepan que también les agradezco con esfuerzo y muchas horas de desvelo representan el sacrificio de mucho tiempo invertido para poder culminar con éxito mi carrera profesional.

Ermel



DEDICATORIAS

Dedico el fruto del esfuerzo primeramente a Dios por las virtudes, a mis padres José Antonio y Catalina, a mis hermanos por la paciencia brindada y las niñas Danna y Domenica que son las personas más importantes de mi vida y la razón que me impulso a cumplir este objetivo.

Darwin

Este presente trabajo de titulación quiero dedicarlo primeramente a Dios, creador de todo el universo. Además, quiero dedicar todo el esfuerzo realizado a lo largo de estos años a mi familia por haberme apoyado en mi formación profesional. A mis padres José y Melina porque fueron la base fundamental para que yo tomara la decisión de estudiar la carrera de Ingeniería Eléctrica, gracias a su apoyo, moral, espiritual y sobretodo económico. A mis hermanos Carlos, Gregorio, Patricia y en especial a mi hermano Dino que siempre estuvo allí para darme una mano cuando lo necesite sin esperar recibir nada a cambio. A mi esposa Janeth que ha sido en estos años inspiración para poder dar lo mejor de mí a pesar de las adversidades que muchas de las veces tuvimos que atravesar, a mis hijos Daniela Valentina y José Alejandro que a través de sus miradas y sonrisas son fuente inagotable de inspiración y fuerzas para seguir cada día con deseos de superarme en todo lo que me proponga.

Ermel



CAPÍTULO I: GENERALIDADES

1.1. INTRODUCCIÓN

La industria Ecuatoriana y específicamente la industria azucarera tienen la característica principal de poseer su propia generación de energía eléctrica para su funcionamiento a través de la producción de la energía por medio de calderos y grandes generadores que utilizan el residuo de la caña para la producción de la potencia eléctrica necesaria para su funcionamiento. La energía generada es utilizada en la mayor parte de maquinaria y equipos presentes en los procesos industriales, así como también esta energía es transportada por alimentadores hacia los diferentes puntos donde se encuentran conectadas cargas y sistemas de bombeo que utilizan la energía eléctrica para su funcionamiento.

Dichos alimentadores de energía tienen la particularidad de sufrir interrupciones del servicio de energía llegando a ocasionar la desconexión total de la energía producida debido a la mala coordinación de las protecciones, mal dimensionamiento de los equipos de protección o por no existir las debidas franjas de servidumbre que eviten los cortes de energía causados por la vegetación existente.

En la actualidad existen herramientas que permiten el estudio de flujos de potencia y cargas en un sistema eléctrico, con la particularidad que con estos procedimientos se puede realizar un correcto dimensionamiento y una adecuada selectividad de las protecciones, capaces de despejar las fallas que puedan presentarse dentro del sistema.

Con todos los antecedentes mencionados surge la necesidad de realizar un estudio minucioso de cada uno de los elementos que conforman el Sistema Eléctrico de Potencia (SEP) del Ingenio Monterrey Azucarera Lojana, analizando su comportamiento, las contingencias que puedan presentarse en caso de



fallas, una correcta selectividad de las protecciones y el dimensionamiento de los transformadores de instrumentación y equipos de protección del Sistema Eléctrico de Potencia que son objeto del presente estudio.

1.2. OBJETIVOS

1.2.1. OBJETIVO GENERAL

- Realizar la coordinación de protecciones de las redes eléctricas de distribución de la empresa MALCA mediante los estudios de flujos de potencia y corrientes de cortocircuito.

1.2.2. OBJETIVOS ESPECIFICOS

- Evaluar el comportamiento energético actual del sistema eléctrico de potencia (SEP).
- Proponer un sistema de protecciones mediante relés basados en los estudios de las corrientes de cortocircuito y calibradas mediante software de simulación con la finalidad de garantizar la continuidad del servicio despejando fallas por sobrevoltajes y sobrecorrientes.
- Evaluar la efectividad de las protecciones eléctricas instaladas antes del estudio de implementación de relés de protección.
- Realizar la evaluación de desempeño del nuevo sistema de protección propuesto e identificar sus ventajas operativas.
- Ejecutar un análisis económico de las pérdidas por paradas de producción debido a la falta de continuidad en el servicio eléctrico.



1.3. ALCANCE

El estudio para la implementación y coordinación de las protecciones en las líneas de distribución del Ingenio Monterrey de la Ciudad de Catamayo, es un análisis de flujos de todo el sistema eléctrico del Ingenio Monterrey, así como también un documento, con la selección adecuada de cada uno de los elementos de protección tanto para los generadores, líneas de distribución y cada una de las cargas se contemplan el presente estudio teniendo en cuenta cada aspecto importante y los elementos que puedan influir en la suspensión inesperada del servicio y despachos de energía requerida.

De la misma manera se pretende que con el presente trabajo se implemente la coordinación de protecciones propuesta, que conlleve a tener continuidad del servicio eléctrico dentro de la empresa MALCA disminuyendo en lo posible fallos por desconexión del sistema eléctrico y a su vez evitando pérdidas económicas.

1.4. JUSTIFICACIÓN DEL PROYECTO

Ante las diferentes anomalías que se pueden encontrar en las líneas de Distribución del Ingenio Monterrey es necesario aportar e implementar una adecuada selectividad de protecciones, así como también la correcta coordinación de protecciones con cada uno de los equipos que conforman la red de distribución.

La presente coordinación se basa en la necesidad de contar con un estudio detallado y minucioso de comportamiento del Sistema Eléctrico de Potencia (SEP) del Ingenio Monterrey, las corridas de flujos, determinación de fallas por cortocircuito y adecuada selección de protecciones, es por ello que la principal intención es disponer de un sistema eléctrico operativo en todo momento, analizando varios escenarios para una correcta coordinación de protecciones.



CAPÍTULO II: CONCEPTOS PARA LA COORDINACIÓN DE PROTECCIONES

2.1 INTRODUCCIÓN AL DISEÑO DE PROTECCIONES.

Un sistema de suministro y transporte de Energía Eléctrica debe cumplir con varios requisitos indispensables para prestar un servicio con niveles altos de calidad y seguridad. Esto en parte se cumple mediante la aplicación de normas y procedimientos muy precisos durante las etapas de planeamiento, diseño, construcción y operación de los Sistemas Eléctricos de Potencia.

Dichos sistemas quedarán expuestos a fallas cuyas causas son múltiples, que además de provocar daños severos son muchas veces impredecibles, por lo que es necesario proporcionarles a dichos sistemas los esquemas de protección debidamente calibrados con el fin de minimizar los efectos de las fallas, los tiempos de interrupción y mejorar la continuidad del servicio a los consumidores, así como disminuir el número de usuarios afectados.

Un sistema de protección bien diseñado y adecuadamente coordinado es vital para asegurar que el sistema eléctrico de potencia opere dentro de los requerimientos y parámetros previstos. Al brindarle seguridad a redes y costosos equipos, también se está protegiendo una inversión de capital muy grande y se protege también a las personas.

La operación automática permite aislar las fallas tan rápido como sea posible para minimizar los daños. Los costos económicos y los beneficios de un sistema de protección deben ser tomados en cuenta con el fin de obtener un adecuado balance entre los requerimientos del sistema y los recursos financieros disponibles.

Ante la ocurrencia de una falla o de una condición anormal, el sistema de protección debe ser capaz de detectar el problema inmediatamente y aislar la sección afectada, permitiendo así que el resto del Sistema de Potencia permanezca en servicio y limitar la posibilidad de daño a los otros equipos. La

protección debe ser lo suficientemente sensible para que opere con rapidez aún bajo fallas incipientes. [1]

Los objetivos generales de un sistema de protección se resumen así:

- Proteger efectivamente a las personas y los equipos.
- Reducir la influencia de las fallas sobre las líneas y los equipos.
- Cubrir de manera ininterrumpida el *Sistema de Potencia (SP)*, estableciendo vigilancia el 100% del tiempo.
- Detectar condiciones de falla monitoreando continuamente las variables del Sistema de Potencia (I, V, P, f, Z).

La figura 2.1 muestra el proceso que sigue la señal de falla desde que es detectada por los transformadores de medida hasta que se produce el aislamiento de la falla y los equipos que intervienen. [1]

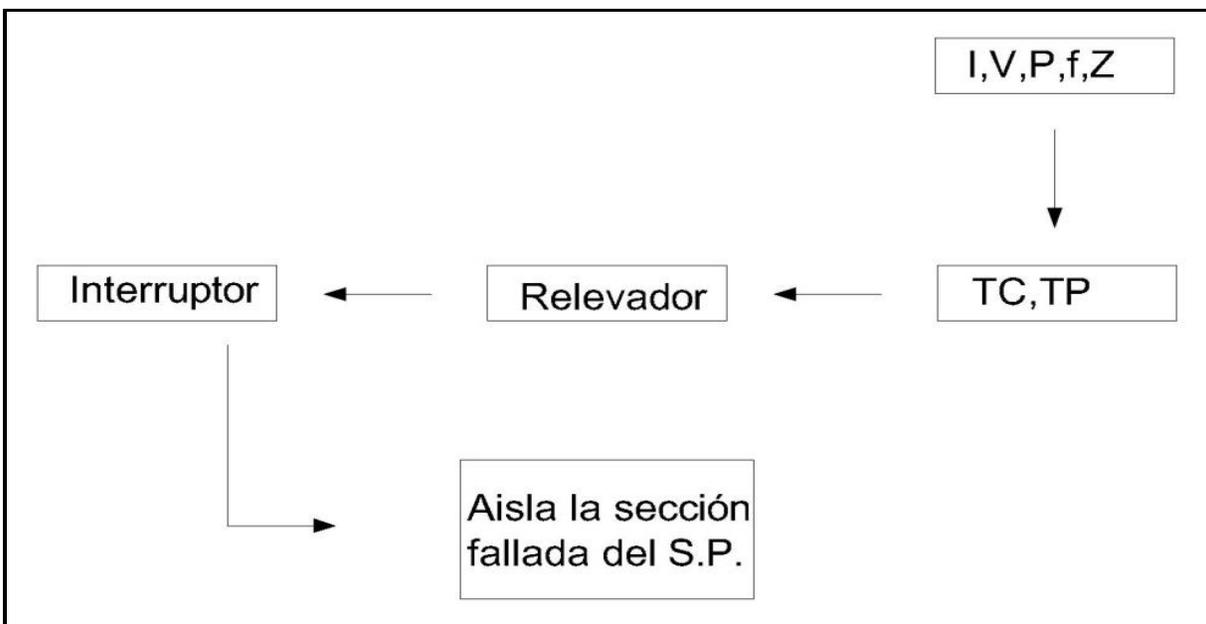


Figura 2.1 Proceso de la señal de falla y los equipos que intervienen. (Fuente autores).



2.2. FILOSOFÍA DE LAS PROTECCIONES

El sistema de protecciones está destinado a minimizar, reducir y mitigar los efectos derivados de los diferentes tipos de fallas o perturbaciones. Este sistema tiene como propósito mantener la calidad y la continuidad del servicio, la protección de los equipos y la protección de las personas. [2]

Un sistema eléctrico de potencia, debe proveer potencia y energía, en las mejores condiciones y al menor costo posible, en lugar y tiempo que se lo requiera, pero a veces se aparta de su funcionamiento normal, entonces es función del sistema de protecciones, mantenerlo el mayor tiempo posible en estado normal. Los disturbios eléctricos en un sistema eléctrico de potencia están comprendidos entre los micro segundos a milisegundos; esto obliga a que su detección y protección tengan que ser confinados a mecanismos automáticos de muy alta velocidad, pues en un sistema manual es imposible que alcance tales velocidades. [3]

2.2.1. CRITERIOS GENERALES DE PROTECCIÓN DE LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS

Las condiciones de operación anormales contra las que se debe proteger los sistemas eléctricos son el cortocircuito y las sobrecargas.

El cortocircuito puede tener su origen en distintas formas, por ejemplo, fallas de aislamiento, fallas mecánicas en el equipo, fallas en el equipo por sobrecargas excesivas y repetitivas, etc.

Las sobrecargas se pueden presentar también por causas muy simples, como pueden ser instalaciones inapropiadas, operación incorrecta del equipo, por ejemplo: arranques frecuentes de motores, ventilación deficiente, períodos largos de arranque de motores, etc.



En el diseño de sistemas eléctricos, se han desarrollado varias técnicas para minimizar los efectos de las anomalías que ocurren en el mismo, de tal forma que se diseña el sistema para que sea capaz de:

- a) Aislar rápidamente la porción afectada del sistema, de manera que se minimice el efecto y se mantenga el servicio tan normal como sea posible.
- b) Reducir el valor de la corriente de cortocircuito, para reducir los daños potenciales al equipo o partes de la instalación.
- c) Proveer al sistema, siempre que sea posible un medio de recierre automático, para minimizar la duración de fallas de tipo transitorio.

De acuerdo con lo anterior, la función de un sistema de protección se puede definir como: "La detección y pronto aislamiento de la porción afectada del sistema, ya sea que ocurra en cortocircuito, o bien, en otra condición anormal que pueda producir daño a la parte afectada o a la carga que alimenta"

La coordinación, es la selección o ajuste, de los dispositivos de protección, para aislar la parte afectada del sistema cuando ocurre alguna anomalía. Este aspecto se debe considerar en cualquier sistema eléctrico bien diseñado.

La protección de los sistemas eléctricos, es uno de los aspectos esenciales que deben ser considerados en el diseño y operación de las instalaciones eléctricas industriales. [4]

2.2.2. CARACTERÍSTICAS DEL SISTEMA DE PROTECCIONES [1]

- **Confiablez:** Capacidad del sistema de protección de realizar su función correctamente cuando se le requiera y evitar operación innecesaria o incorrecta durante las fallas.
- **Velocidad:** Tiempo mínimo de falla y daño mínimo del equipo. Rapidez para despejar las fallas a fin de evitar daños al equipo.



- **Selectividad:** Manteniendo la continuidad del suministro desconectando una sección mínima del circuito para aislar la falla.
- **Seguridad:** Para que no cause desenergización del circuito debido a desbalanceo de carga, corrientes inrush, puesta en marcha de carga en frío, armónicos y otras condiciones de estado estable y transitorio.
- **Sensitividad:** El sistema de protección debe detectar fallas temporales y permanentes y diferenciarlas así estén en puntos muy alejados del interruptor principal del circuito.
- **Economía:** Máxima protección a costo mínimo.
- **Simplicidad:** Equipo y circuitería mínima para garantizar la certeza de operación correcta del sistema de protección.

Exigencias sobre las protecciones: [1]

- Detectar y aislar las fallas.
- Evitar la propagación de la falla.
- Reducir el efecto y daño de la falla.
- Indicar sitio y tipo de falla.
- Proteger vidas, equipo y servicio.
- Disminuir interrupciones, número y duración.
- Evitar operaciones innecesarias.

Aspectos que disminuyen las fallas en un SEP: [1]

- Aislamiento adecuado.
- Coordinación de aislamiento.
- Hilos de guarda y baja resistencia a tierra en apoyos.
- Resistencia mecánica mejorada.
- Operación que evite futuras fallas y mantenimiento preventivo.
- Evitar concentraciones de corriente de cortocircuito.
- Usar impedancias limitando la corriente de falla.
- Adecuados márgenes de seguridad en corriente y voltaje.



- Dispositivos de acción retardada en bajo voltaje.
- Uso de neutralizadores de falla.
- Rápida desconexión, por uso de relés, interruptores para corriente de cortocircuito, fusibles de alta potencia.
- Circuitos alternos, dispositivos de recierre.
- Adecuado margen de seguridad.
- Registros automáticos, inspecciones.

2.2.3. TIPOS DE FALLAS.

Se define el término falla a cualquier cambio no planeado en las variables de operación de un sistema de potencia, también se conoce como perturbación y es causada por cortocircuitos, sobrecargas, fluctuación de carga, rayos, contaminación, sabotajes, daños.

Las tasas de fallas en sistemas de bajo voltaje son mayores que en los sistemas de alto voltaje, debido a la cantidad de elementos y equipos involucrados. [1]

Tabla 2.1. Porcentaje de ocurrencia de fallas en SEP.

TIPOS DE FALLAS EN SISTEMAS ELÉCTRICOS	
Fallas tipo derivación. (flameos)	<p>El 72% de las fallas son monofásicas.</p> <p>El 22% de las fallas involucran dos fases.</p> <p>El 6% de las fallas son trifásicas.</p>
Falla tipo serie - Fase abierta.	Polo abierto de interruptor, rotura del conductor de fase.

2.2.4. CONSECUENCIAS DE LAS FALLAS

Al cambiar las condiciones de operación de un sistema eléctrico se presentan consecuencias no deseadas que alteran el equilibrio esperado [1], ellas son:



- Las corrientes de cortocircuito causan sobrecalentamiento y la quema de conductores y equipos asociados, aumento en las flechas de conductores (efectos térmicos), movimientos en conductores, cadenas de aisladores y equipos (efectos dinámicos).
- Fluctuaciones severas de voltaje.
- Desbalances que ocasionan operación indebida de equipos.
- Fluctuaciones de Potencia.
- Inestabilidad del sistema de potencia.
- Prolongados cortes de energía que causan desde simples incomodidades hasta grandes pérdidas económicas a los usuarios, dependiendo de si este es residencial, comercial o industrial.
- Daños graves a equipos y personas.
- Aparición de voltajes peligrosos en diferentes puntos del sistema.

2.2.5. CONSIDERACIONES BÁSICAS PARA UN SISTEMA DE PROTECCIÓN.

Si fuese posible diseñar y construir un sistema eléctrico y el equipo usado en él de tal manera que no ocurran fallas y prevenir las condiciones de sobrecarga, virtualmente no se necesitaría equipo de protección. Para la mayoría de las causas de las fallas, es evidente que un sistema libre de fallas puede no ser construido económicamente. [1]

CAUSAS DE LAS FALLAS:

- Sobrevoltajes debido a las descargas atmosféricas.
- Sobrevoltajes debido al switcheo y a la ferorresonancia.
- Rompimiento de conductores, aisladores y estructuras de soporte debido a vientos, sismos, hielo, árboles, automóviles, equipos de excavación, vandalismo, etc.
- Daño de aislamientos causado por roedores, aves, serpientes, etc.
- Incendio.



- Fallas de equipos y errores de cableado. [1]

CLASES DE FALLAS:

Fallas temporales: Son las fallas que pueden ser despejadas por los equipos de protección de alta velocidad, antes de que ocurran serios daños. Algunos ejemplos son: arcos en la superficie de los aisladores iniciados por las descargas atmosféricas, balanceo de conductores y contactos momentáneos de ramas de árboles con los conductores. La mayoría de las fallas en líneas aéreas son de carácter temporal, pero pueden convertirse en permanentes si no se despejan rápidamente. [1]

Fallas permanentes: Son aquellas que persisten a pesar de la velocidad a la cual el circuito es desenergizado o el número de veces que el circuito es desenergizado. Algunos ejemplos: cuando dos o más conductores desnudos en un sistema aéreo entran en contacto debido a rotura de conductores, crucetas o postes; los arcos entre fases pueden originar fallas permanentes, ramas de árboles sobre la línea, etc. [1]

TIEMPOS DE ELIMINACIÓN DE FALLAS:

Los tiempos de eliminación de las fallas varían de acuerdo con la tecnología utilizada. El tiempo total de despeje debe ser menor a 100 ms incluyendo el tiempo requerido por el relé (10 a 40 ms). Cuando hay sistemas de Teleprotección hay que agregar de 10 a 30 ms. Los sistemas modernos emplean máximo 50 ms (de 8 a 10 ms para relés y 2 ciclos para apertura del interruptor). [1]

2.2.6. CONDICIONES PARA LA APLICACIÓN DE UN SISTEMA DE PROTECCIÓN.

Es necesaria la siguiente información, la cual debe conocerse de antemano para proceder al diseño y aplicación de sistemas de protección:

- Configuración del sistema.



- Sistemas de protección existentes y sus dificultades.
- Procedimientos y prácticas de operación existentes y expansiones futuras posibles.
- Grado de protección requerido.
- Estudio de fallas.
- Carga máxima, relaciones de los transformadores de corriente.
- Localización, conexiones y relaciones de los transformadores de potencia.
- Impedancia de las líneas y de los transformadores. [1]

2.3. TRANSFORMADORES DE POTENCIAL, CORRIENTE Y SUS APLICACIONES

Se denominan transformadores de instrumento o de medición, a los que se emplean para alimentar circuitos que tienen instrumentos de medición o de protección, el uso de estos transformadores se hace necesario en las redes de alta tensión en donde se requiere reducir los valores de voltaje y corriente a cantidades admisibles para los instrumentos, ya sea por razones de seguridad o por comodidad.

Los propósitos específicos para los que sirven los transformadores de instrumentos son, entre otros, los siguientes:

- Aísla a los instrumentos de medición y protección del circuito primario o de alta tensión, permitiendo así medir altos voltajes y altas corrientes con instrumentos de bajo alcance.
- Da mayor seguridad al personal, al no tener contacto con partes en alta tensión.
- Permite la normalización de las características de operación de los instrumentos.

Existen básicamente dos tipos de transformadores de instrumento tal como se observa en la figura 2.2. Los transformadores de potencial TP que reducen el

voltaje y los transformadores de corriente TC que reducen la corriente, conectados en paralelo y en serie, respectivamente. [4]



Figura 2.2 Transformadores de instrumentación: Transformador de corriente (a la izquierda), [5] transformador de tensión (a la derecha). [6]

2.4. ASPECTOS PARA LA SELECCIÓN DE TRANSFORMADORES DE INSTRUMENTO.

El correcto funcionamiento del sistema de protecciones está directamente relacionado con la información que los relés de protección puedan obtener del sistema eléctrico de potencia en condiciones normales y de falla para una detección y operación adecuada.

Esta información del sistema eléctrico de potencia es transmitida a los distintos relés a través de los transformadores de medida, un transformador de corriente TC colocado en serie y un transformador de potencial TP conectado en paralelo. Estos equipos además de proporcionar señales de información a los relés otorgan aislamiento y una reducción de las cantidades de voltaje y corriente del lado primario.



Los voltajes secundarios de los transformadores de instrumentación más comunes son 100, 110, 115 y 120 V y sus respectivos valores de fase que se obtienen dividiendo para $\sqrt{3}$, además las corrientes secundarias más comunes son 1 A y 5 A. [2]

2.4.1. NORMAS TÉCNICAS:

Los transformadores de voltaje y corriente son equipos que normalmente no necesitan la especificación de requisitos especiales, por lo cual un conocimiento de las principales normas es de gran importancia. Dentro de las normas más utilizadas se puede citar. [7]

- IEC 60044 Instrument Transformers
- IEC 60186 Voltaje Transformers
- IEC 6044-1 Current Transformers
- IEEE Std C57.13 IEEE Standard Requirements for Instrument Transformers.

2.4.2. TRANSFORMADOR DE CORRIENTE TC

El TC se usa para transformar la cantidad de corriente del primario en términos de su magnitud y fase a un valor secundario proporcional al valor del primario. Está conectado al sistema de potencia en serie a través de su devanado, de esta manera la corriente que circula en el devanado primario del transformador está determinada por el sistema de potencia. [2]

Las características para la especificación de un transformador de corriente son las siguientes. [2]

- Corriente primaria asignada.
- Corriente secundaria asignada.
- Clase de precisión.



En la Tabla 2.2 se muestran las relaciones para los transformadores de corriente definidas por la Norma IEEE Std C57.13.

Tabla 2.2. Corriente asignada para transformadores de corriente multi-relación. [2]

CORRIENTE ASIGNADA (A)	TAPS SECUNDARIOS	CORRIENTE ASIGNADA (A)	TAPS SECUNDARIOS
600:5		3000:5	
50:5	X2-X3	300:5	X3-X4
100:5	X1-X2	500:5	X4-X5
150:5	X1-X3	800:5	X3-X5
200:5	X4-X5	1000:5	X1-X2
250:5	X3-X4	1200:5	X2-X3
300:5	X2-X4	1500:5	X2-X4
400:5	X1-X5	2000:5	X2-X5
450:5	X3-X5	2200:5	X1-X3
500:5	X2-X5	2500:5	X1-X4
600:5	X1-X5	3000:5	X1-X5
1200:5		4000:5	
100:5	X2-X3	500:5	X1-X2
200:5	X1-X2	1000:5	X3-X4
300:5	X1-X3	1500:5	X2-X3
400:5	X4-X5	2000:5	X1-X3
500:5	X3-X4	2500:5	X2-X4
600:5	X2-X4	3000:5	X1-X4
800:5	X1-X4	3500:5	X2-X5
900:5	X3-X5	4000:5	X1-X5
1000:5	X2-X5		
1200:5	X1-X5		
2000:5			
300:5	X3-X4	1200:5	X1-X3
400:5	X1-X2	1500:5	X1-X4
500:5	X4-X5	1600:5	X2-X5
800:5	X2-X3	2000:5	X1-X5
1100:5	X2-X4		

Los valores normalizados usados frecuentemente son 1A, 2A y 5A. [2]

El error de corriente viene dado por la ecuación 2.1 y se expresa en porcentaje. [2]



$$\text{Error de corriente} = \frac{K_n i_s - i_p}{i_p} \times 100\% \quad (2.1)$$

Donde:

K_n : Relación de transformación.

i_p : Corriente primaria.

i_s : Corriente secundaria

La clase de precisión de un transformador de corriente está designada por el límite superior del error de corriente expresado en porcentaje, para la corriente primaria y la carga de precisión asignada (es la impedancia del circuito secundario en ohmios indicando su respectivo valor de factor de potencia). [2]

Las clases de precisión normalizadas para un transformador de corriente de acuerdo a la norma IEC 6044-1 son: 0,1 – 0,2 – 0,5 – 1 – 3 – 5. [2]

La relación de transformación de un transformador de corriente se calcula como el cociente entre la corriente nominal primaria y la corriente nominal secundaria, como se muestra en la ecuación 2.2. [2]

$$RTC = \frac{I_{\text{primario}}}{I_{\text{secundario}}} \quad (2.2)$$

2.4.3. TRANSFORMADOR DE POTENCIAL (TP).

El TP tiene como finalidad aislar el circuito de bajo voltaje (secundario) del circuito de alto voltaje (primario) y procurar que los efectos en régimen permanente y transitorio sean reproducidos lo mejor posible en el circuito de bajo voltaje. [2]

Las principales características que necesitan ser especificadas para un transformador de potencial son las siguientes. [2]



- Voltaje primario asignado.
- Voltaje secundario asignado.
- Potencia de precisión.
- Precisión.

Voltaje primario asignado. - En la norma IEC 60186 [6] se establece que el voltaje asignado al primario es igual al voltaje del sistema. En el caso de los transformadores monofásicos el voltaje asignado al primario es igual al voltaje del sistema dividido para $\sqrt{3}$. [2]

Voltaje secundario asignado. - Este voltaje secundario se selecciona de acuerdo con los relés que dispone la empresa que utiliza el transformador. Los voltajes asignados más comunes son: 100 V, 110 V, 115V, 120 V, 200 V, 230 V. [2]

Para transformadores monofásicos son los valores antes mencionados dividido para $\sqrt{3}$. [2]

Potencia de precisión. - Es el valor de potencia aparente en VA que suministra el secundario del transformador a la carga conectada. Los valores normalizados con un factor de potencia 0,8 inductivo son: [2]

Según la norma IEC: 10, 15, 25, 30, 50, 75, 100, 150, 200, 300, 400, 500 VA.

Precisión. - Cuando se habla de precisión hay que considerar los siguientes factores:

- Error de voltaje: Es el error que se introduce en la medida de un voltaje. El error viene dado por la ecuación 2.3 y está expresado en porcentaje. [2]

$$\text{Error de voltaje} = \frac{K_n u_s - u_p}{u_p} \times 100\% \quad (2.3)$$

Donde:



K_n : relación de transformación.

u_p : voltaje primario.

u_s : voltaje secundario.

- **Desfase:** Es la diferencia del ángulo de fase entre el voltaje primario y secundario.
- **Clase de precisión:** Define los límites de error de voltaje y desfase, las clases de precisión según las normas IEC son: [2]
 - 0,1: transformadores de laboratorios.
 - 0,2: medidas de precisión.
 - 0,5: medición comercial.
 - 1,0: medición industrial.
 - 3,0: instrumentación

La clase de precisión para un transformador de potencial usado en protección representa el error máximo expresado en porcentaje. La clase de precisión normalizada según las normas IEC son 3P y 6P los límites de error de voltaje y desfase se muestran en la Tabla 2.3. [2]

Tabla 2.3. Límites de error para transformadores de potencial para protección. [2]

Clases de precisión	Error en la relación de voltaje [%]	Desfase [min]
3P	± 3,0	± 120
6P	± 6,0	± 240

Relación de Transformación de Potencial (RTP). - Se denomina RTP a la relación entre el voltaje nominal primario y el voltaje nominal secundario, como se muestra en la ecuación 2.4. [2]

$$RTP = \frac{V_{primario}}{V_{secundario}} \quad (2.4)$$



La Potencia en la Carga Secundaria. - La potencia nominal de un transformador de potencial, se expresa en VA y su valor se emplea para obtener los límites de la impedancia secundaria Z_s . La carga conectada al secundario opera por lo general a un valor de voltaje normalizado. Cuando se conocen las cargas de los instrumentos conectados al secundario del TP, en ocasiones por facilidad se determina la carga total, solamente sumando los valores individuales en VA. Si se conoce la impedancia Z_s de la carga, la potencia en el secundario se calcula con la ecuación 2.5: [4]

$$P_s = \frac{V_s^2}{Z_2} [VA] \quad (2.5)$$

2.5. EL INTERRUPTOR DE POTENCIA Y SUS CARACTERÍSTICAS.

Los interruptores son los elementos cuya función es desconectar los circuitos bajo condiciones de corriente nominal, vacío o cortocircuito, es decir, en condiciones normales o anormales. Su operación o ciclo de trabajo puede consistir de lo siguiente: [8]

- Desconexión normal.
- Interrupción de corriente de falla.
- Cierre con corrientes de falla.
- Interrupción de corrientes capacitivas.
- Interrupción de pequeñas corrientes inductivas.
- Falla de línea corta (falla kilométrica).
- Oposición de fase durante las salidas del sistema.
- Recierres automáticos rápidos.
- Cambios súbitos de corriente durante las operaciones de maniobra.

Los valores nominales de un interruptor deben considerar las condiciones de operación posibles mencionadas anteriormente, es decir que su diseño debe considerar estos factores y desde luego que debe estar diseñado y construido



para conducir las corrientes de plena carga del sistema en el que se encuentra y soportar los esfuerzos electrodinámicos debidos a las corrientes de cortocircuito. [8]

Las normas internacionales IEEE Std C37.06-2009 y ANSI C37.06.1-200 indican que como mínimo se deben especificar las siguientes características nominales de un interruptor: [8]

- Voltaje nominal y corriente nominal.
- Frecuencia nominal.
- Capacidades de interrupción simétrica y asimétrica.
- Capacidad de cierre en cortocircuito.
- Máxima duración de la corriente de cortocircuito o corriente nominal de tiempo corto.
- Ciclo de operación nominal.

2.5.1. VOLTAJE NOMINAL

Durante las condiciones normales de operación de un sistema la tensión no es constante, por lo que los fabricantes deben garantizar la correcta operación del interruptor al voltaje máximo de diseño, que por lo general es mayor que el voltaje nominal de operación. [8]

El voltaje máximo de diseño de un interruptor es el máximo valor de voltaje para el cual el interruptor está diseñado y representa el límite superior al cual el interruptor puede operar. [8]

En la tabla 2.4 se indican algunos valores de voltajes nominales del sistema y los correspondientes voltajes máximos de diseño.

**Tabla 2.4** Valores de voltajes nominales y voltajes máximos de diseño. [8]

Voltaje nominal (kV)	Voltaje máximo de diseño (kV)
2,2	2,2
4,16	4,16
13, 18	15
23,0	24,6
34,5	38
69	72,5
115	123
230	245
400	420

2.5.2. CORRIENTE NOMINAL

La corriente nominal de un interruptor es el valor eficaz de la corriente expresada en amperes, para el cual está diseñado y que debe ser capaz de conducir continuamente sin exceder los límites recomendables de elevación de temperatura. [8]

2.5.3. FRECUENCIA

La frecuencia nominal de un interruptor es la frecuencia a la cual está diseñado para operar y que corresponde a la frecuencia del sistema del cual se va a conectar. [8]

2.5.4. CAPACIDAD DE INTERRUPCIÓN SIMÉTRICA Y ASIMÉTRICA

Las corrientes de cortocircuito (CC) están formadas de varias componentes, si se toma un oscilograma de una corriente de CC se puede observar que en general son asimétricas con relación a un eje de referencia de tal manera que el valor eficaz de la corriente varía con el tiempo. En la figura 2.3 se indica la forma de un oscilograma. [8]

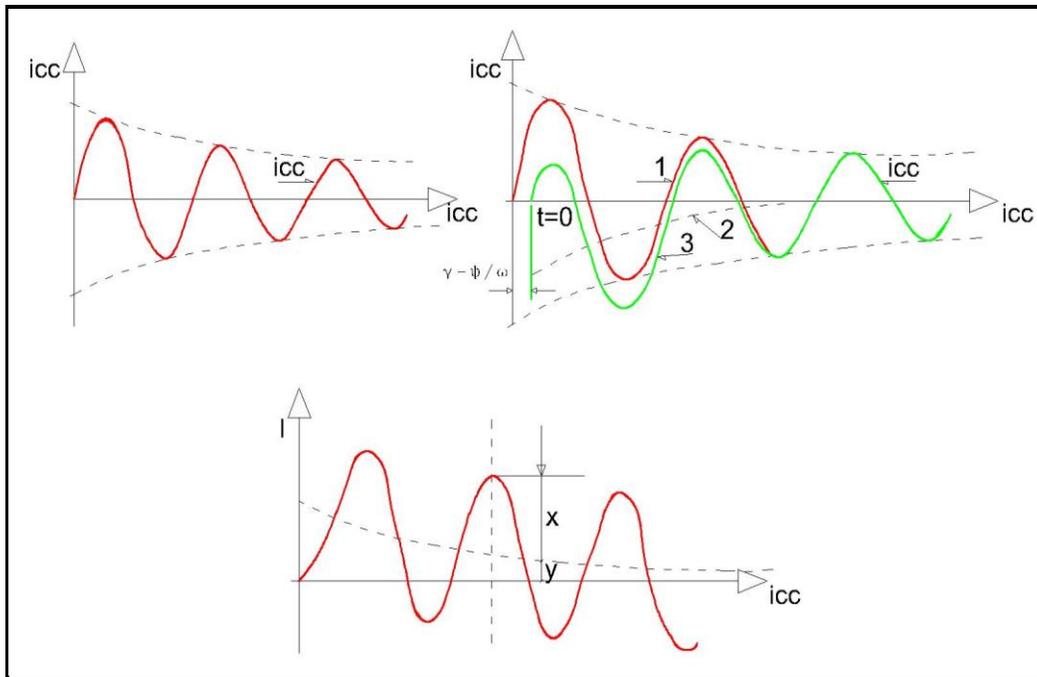


Figura 2.3 Diferentes tipos de curvas observadas en un Oscilograma. (Fuente autores).

Después del instante de la falla la corriente de CC disminuye de un alto valor inicial I_{PK} (corriente subtransitoria) a un valor sostenido, además hay que agregar el tiempo propio de los relés que envían la señal de apertura al interruptor después de la iniciación del CC, por lo que el valor real de la corriente interrumpida por el interruptor es menor que el valor inicial de la corriente de CC. [8]

La IEC (Comisión Internacional Electrotécnica) define la corriente de interrupción como sigue: La corriente de interrupción de un polo de un interruptor es el valor de la corriente en el polo en el instante de separación de los contactos y se expresa por dos valores. [8]

- Corriente simétrica.
- Corriente asimétrica.

La corriente simétrica es el valor eficaz de la componente de corriente alterna del polo en el momento de la separación de los contactos, refiriéndose a la figura 2.3 su valor está dado por la ecuación 2.6. [8]



$$I_{sim} = \frac{ab}{\sqrt{2}} \quad (2.6)$$

La corriente asimétrica es el valor eficaz del valor total de la corriente que comprende las componentes de CA y CD en un polo en el instante de la separación de los contactos, de la figura 2.3 se observa que el valor de la corriente asimétrica y su valor está dado por la ecuación 2.7. [8]

$$I_{asim} = \sqrt{\left(\frac{ab}{\sqrt{2}}\right)^2 + (bc)^2} \quad (2.7)$$

Frecuentemente se expresa la relación entre las corrientes simétrica y asimétrica de CC por medio de un factor de asimetría que se calcula con la ecuación 2.8. [8]

$$I_{asim} = k \times I_{sim} \quad (2.8)$$

k = Factor de simetría.

El valor de k depende de la relación entre la reactancia inductiva y la resistencia del circuito en donde se va a instalar el interruptor y se determina por la ecuación 2.9. [8]

$$k = \rho \frac{X}{R} \quad (2.9)$$

Normalmente este factor de simetría que es adimensional aparece tabulado en tablas. [8]

La capacidad interruptiva de un interruptor se calcula como 3 veces la tensión nominal por la corriente simétrica o asimétrica según el caso con las ecuaciones 2.10 y 2.11. [8]

$$P_{CCSIM} = \sqrt{3} \times kV [I_{SIM}] \quad (2.10)$$



$$P_{CCASIM} = \sqrt{3} \times kV [I_{SIM}] \quad (2.11)$$

O bien con la ecuación 2.12.

$$P_{CCASIM} = k \times P_{CCSIM} \quad (2.12)$$

2.6. INTERRUPCIÓN DE CORTOCIRCUITO

Este valor caracteriza la capacidad de un interruptor para cerrar sus contactos en condiciones de CC en el sistema.

Corrientes de cierre: La corriente de cierre de un interruptor cuando cierra sobre un CC es el valor eficaz de la corriente total (incluyendo las componentes de CA y CD) y que se miden de la envolvente de la onda de corriente en su primer valor cresta, en la figura 2.3 este valor es I_{PK} (corriente subtransitoria). [8]

La corriente de cierre de un interruptor es aquella que corresponde a esta maniobra a la tensión nominal del mismo, la ausencia de este valor en la placa de características del interruptor implica que se debe calcular con las ecuaciones 2.13 y 2.14. [8]

$$\text{Making current} = \text{sobre cortocircuito} = 2.54 \times I_{sim} \quad (2.13)$$

La corriente nominal de tiempo corto de un interruptor es el valor eficaz de corriente que el interruptor puede conducir en posición cerrada sin sufrir daño para intervalos de tiempos – cortos especificados. Estas corrientes se expresan por lo general en kA para un periodo de 1 seg o para 4 seg expresándose como las corrientes de 1 seg y 4 seg estas corrientes por lo regular no se especifican para interruptores de bajo voltaje debido a que están equipados con dispositivos de disparo directo y su objetivo es determinar sus limitaciones térmicas. [8]

Ciclo de operación nominal: El ciclo de operación de un interruptor consiste de un número de operaciones establecidas con intervalos de tiempo dados. En la

figura 2.4 se ilustra las diferentes componentes del tiempo de operación de un interruptor. [8]

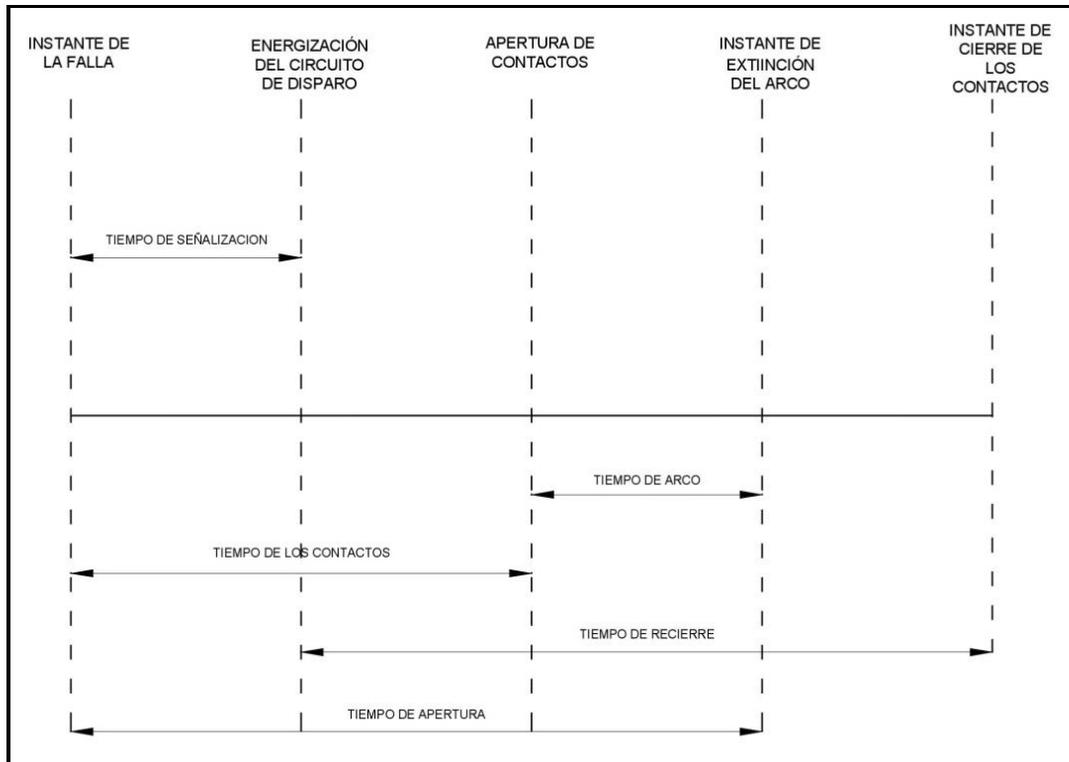


Figura 2.4 Componentes del tiempo de operación de un interruptor. (Fuente autores).

2.7. CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS Y MECÁNICAS DE LOS FUSIBLES

El fusible eléctrico es un dispositivo destinado a proteger una instalación eléctrica y sus componentes contra sobrecorrientes ocurridas aguas abajo de éste, mediante la fusión de uno o varios elementos destinados para este efecto, interrumpiendo el flujo de la corriente eléctrica cuando esta sobrepasa el valor de la corriente de fusión del fusible dentro de un tiempo determinado. [9]

En la figura 2.5 se puede apreciar un seccionador fusible utilizado mayormente en la protección de redes y transformadores de distribución, su instalación y mantenimiento son fácil de realizar.



Figura 2.5 Seccionador fusible utilizado en redes de distribución de media tensión. [10]

Intensidad nominal

Es la cantidad de corriente eléctrica (valor rms) que el fusible es capaz de conducir indefinidamente sin desconectar. Como se ha descrito anteriormente, la circulación de una corriente eléctrica por un conductor, crea una determinada cantidad de calor por efecto Joule. Sin embargo, la circulación de una corriente igual o menor a la indicada como nominal en el fusible, no debe originar una cantidad de calor tal que provoque la destrucción del elemento dentro de un tiempo determinado. [9]

Voltaje Nominal

Es el máximo valor de voltaje al que puede estar sometido el fusible. Con cualquier otro valor de voltaje inferior al nominal hace que el fusible puede trabajar en condiciones normales de operación, por lo tanto el voltaje nominal del fusible debe ser igual o superior al voltaje del circuito donde se aplicará el fusible. [9]

Mínimo tiempo de fusión (mtf).- Es el tiempo desde el inicio del cortocircuito (pre-arco) hasta que el arco se establece. [11]



Tiempo de arco.-Es el tiempo que transcurre desde el inicio del arco hasta su extinción. [11]

Tiempo total de despeje (tt_d).- Tiempo necesario para la eliminación total de la sobrecorriente. [11]

Intensidad Convencional de Fusión (I_f).- Es el valor determinado de la corriente que provoca la fusión del fusible en un tiempo determinado (tiempo convencional). [9]

Intensidad Convencional de no-Fusión (I_{nf}).- Es el valor determinado de la corriente que puede ser soportado por el fusible sin fundir. [9]

Corriente Mínima de Fusión (cmf).

Es el valor mínimo de la corriente que causa la fusión e interrupción del fusible. Para interrumpir una corriente, no basta con que se produzca la fusión del elemento fusible, puesto que para corrientes inferiores a la corriente mínima de fusión, es probable que el fusible derrita, pero no necesariamente interrumpe la corriente debido a que el arco se mantiene. [9]

Corriente máxima de ruptura (cmr).

Esta corresponde a la mayor corriente de falla que el fusible es capaz de interrumpir. [9]

Capacidad de Ruptura (cr).

Es la máxima corriente de cortocircuito que el fusible es capaz de interrumpir a tensión nominal sin que en él se produzcan daños físicos. [9]

Relación de velocidad (Speed Ratio).

Es la relación o el cociente entre la corriente de fusión a 0.1 segundos y la corriente de fusión a 300 segundos. Para corrientes superiores a 100 Amp. nominales, se reemplaza la corriente de 300 segundos por la de 600 segundos.

Este concepto es muy utilizado por la norma ANSI C37.42, 43 para fusibles de expulsión de Alta Tensión. [9]

2.8. RELÉS DE SOBRECORRIENTE

Este dispositivo de protección es uno de los más simples y muy altamente utilizado, en la figura 2.6 se observa un relé digital de sobrecorriente ael cual se utiliza especialmente en alimentadores radiales de distribución (10 a 25kV) y transformadores de poca potencia hasta 4 MVA. Se usa como protección de respaldo en equipos más importantes dentro de un sistema eléctrico de potencia, como generadores, transformadores de gran potencia, líneas de media tensión, etc. El funcionamiento de un relé de sobrecorriente es simple ya que su operación depende de dos variables básicas las cuales describimos a continuación: [12]

- El nivel de corriente mínima de operación (o corriente de pickup), que es aquel valor que produce el cambio de estado del relé.
- La característica de tiempo de operación.



Figura 2.6 Relé digital de Sobrecorriente. [13]

2.8.1. CARACTERÍSTICAS DE OPERACIÓN

- De acuerdo a la característica de tiempo de operación, los relés pueden clasificarse según la figura 2.7 en: [12]



Figura 2.7 Tipos de relés según su característica de tiempo de operación. (Fuente autores).

2.8.2. PROTECCIONES DE SOBRECORRIENTE INSTANTÁNEAS

Los relés de unidades aisladas, son pocos usados en los sistemas eléctricos de potencia, normalmente se utilizan en conjunto con otras protecciones, con el propósito de combinar sus características. Se construyen del tipo de armadura succionada, armadura atraída y copa de inducción. El torque de estos elementos responde a una expresión KI^2 , sus tiempos de operación son del orden de los 10 a los 60 *milisegundos*. [12]

2.8.3. PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE DE TIEMPO DEFINIDO

Una protección simple de tiempo definido se puede obtener usando un relé instantáneo en conjunto con un elemento temporizador (T) que produzca un retardo necesario, en la práctica se utiliza muy poco una solución en base a elementos independientes, sino que se usa un relé del tipo disco de inducción cuya curva sea muy poco inversa, de modo que pueda llamarse de tiempo

definido, en este tipo de relé el tiempo se define para 10 veces la corriente de operación, en adelante. Esta característica de operación se consigue utilizando una unidad de medida cuyo núcleo se satura rápidamente. En los relés de estado sólido se utiliza un elemento comparador que actúa a través de un temporizador. El relé opera sólo si la sobrecorriente se mantiene durante el tiempo necesario. En caso contrario, el relé no entra en proceso de operación. [12]

2.8.4. PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE DE TIEMPO INVERSO.

La principal característica de este tipo de relés es, que mientras mayor sea la corriente aplicada, menor es su tiempo de operación. En el caso de los de tipo electromecánico, el relé está basado en una unidad de medida de disco de inducción del tipo espira en cortocircuito. En la figura 2.8 se muestra las curvas de los tres tipos de relés. [12]

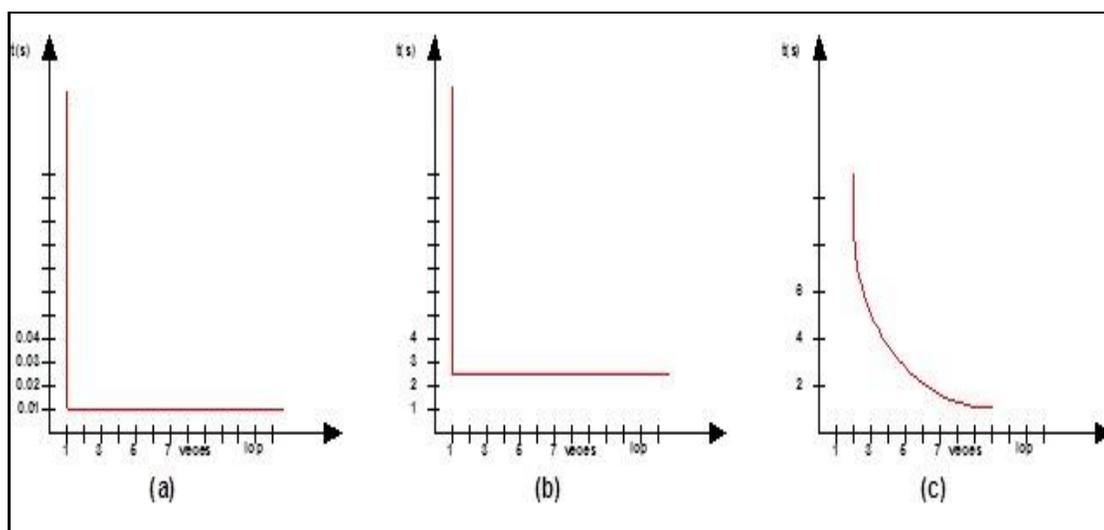


Figura 2.8 Curvas de tiempo-corriente de relés: a) Instantáneo; b) Tiempo definido; c) Tiempo inverso. (Fuente autores).

2.8.5. RELÉ DIFERENCIAL

Es el único dispositivo ideado para la protección de personas y protección contra contactos indirectos, debe tener una correcta toma de tierra para garantizar su

óptimo funcionamiento. Su misión es detectar una corriente eléctrica de defecto (I_{def}), que es una corriente que surge cuando ocurre un defecto en la instalación, ya que en ninguna circunstancia debe circular corriente por el conductor de tierra. Este dispositivo es capaz de detectar la diferencia entre la corriente de entrada y la de salida, abriendo sus contactos cuando los valores de estas corrientes no coinciden. Una de las características principales es la sensibilidad que tiene para detectar el mínimo valor de la corriente de defecto. En la figura 2.9 se puede apreciar un relé digital en el que se puede implementar la protección diferencial. [12]



Figura 2.9 Relé diferencial digital Schneider. [14]

Por motivos prácticos y económicos, este relé es de mayor uso para la protección de máquinas síncronas y asíncronas, transformadores de potencia, barras de subestaciones y líneas cortas, de potencias importantes (de 5 a 8 MVA). Para el caso de líneas largas se utiliza la protección de líneas pilotos. En la figura 2.10. se observa que la corriente que detecta el relé diferencial "R", en las condiciones indicadas, es igual a cero. Cuando ocurre una falla, sea monofásica, bifásica o

trifásica, en la zona protegida (entre los TCs), produciendo una variabilidad que hace circular una corriente diferencial I_d distinta de cero, por el relé R , de modo que éste de la orden de abrir el interruptor correspondiente. [12]

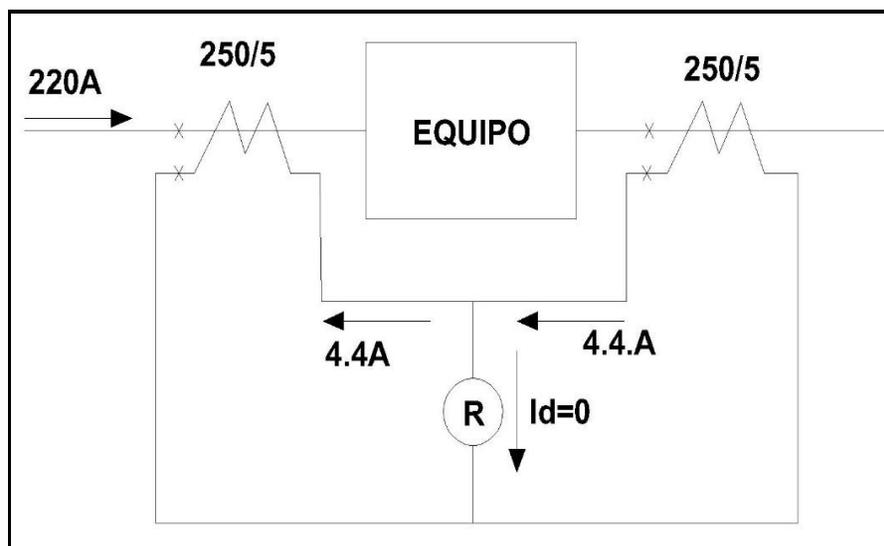


Figura 2.10 Diagrama esquemático de un relé diferencial. (Fuente autores).

2.9. TIPOS DE COORDINACIÓN

2.9.1. COORDINACIÓN DE SOBRECORRIENTE

COORDINACIÓN FUSIBLE – FUSIBLE

En este tipo de coordinación el fusible F2 que se muestra en la figura 2.11 y que se encuentra más cercano a la falla se denomina protección principal y debe terminar su proceso de fundición antes que la protección de respaldo, fusible F1, inicie su proceso de fusión, con lo cual se cumple con uno de los criterios más importantes que es el de selectividad. La coordinación fusible – fusible se logra mediante la selección adecuada del tipo de fusible y su capacidad de manera que el fusible más cercano a la falla se funda antes que el de respaldo, aislando el área con problemas. En la práctica, la coordinación de fusibles dicta que el tiempo total de despeje (ttd) de falla de un fusible no debe exceder el 75% del mínimo tiempo de fusión (mtf) del fusible de respaldo, en el rango posible de

corriente de cortocircuito. Además para la coordinación de un alimentador o circuito eléctrico se debe instalar en lo posible fusibles del mismo tipo (*K, T, N, X, S, etc*) para garantizar una correcta selectividad de las protecciones. [12]

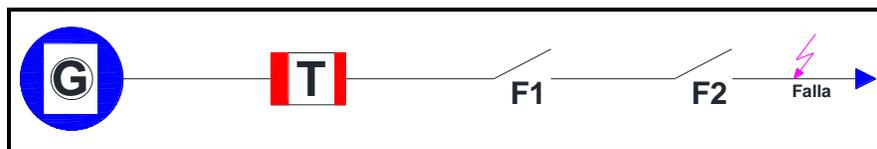


Figura 2.11 Fases de coordinación fusible – fusible. (Fuente autores).

Tómese en cuenta que cuando el fusible es de estaño se debe multiplicar por 1,5 la corriente nominal considerando una sobrecarga, esto depende de los criterios del profesional que realiza dicha coordinación. [12]

RECONNECTADOR – FUSIBLE

Para la coordinación del reconector – fusible se pretende que una falla permanente en el ramal secundario sea liberada por el fusible (a) que protege al circuito aguas abajo y una falla temporal sea liberada por el reconector de cabecera. A continuación, se explica dicha coordinación mediante un ejemplo. En la figura 2.12 se presenta un diagrama unifilar muy sencillo para ejemplificar la correcta coordinación de protecciones que debe existir entre fusible y el reconector de cabecera, tomando en cuenta dos situaciones diferentes a las cuales debe actuar o no un reconector, una falla temporal y una falla permanente que ocurren en el mismo lugar, pero en diferentes ocasiones. [12]

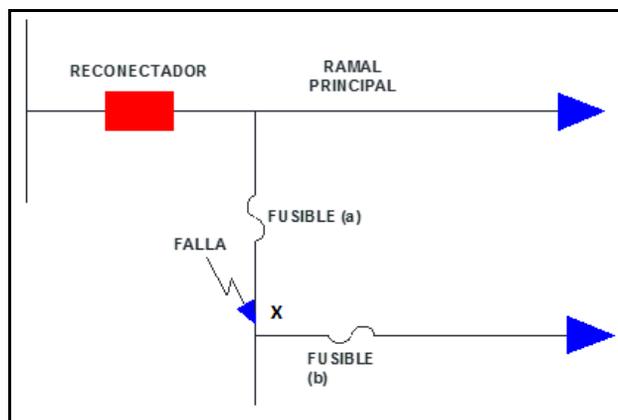


Figura 2.12 Coordinación reconector – fusible. (Fuente autores).

Para comprender el comportamiento de coordinación de protecciones es necesario explicar de una manera gráfica tomando como referencia la figura 2.12, donde se muestran las curvas del reconector y del fusible colocadas para la correcta coordinación. [12]

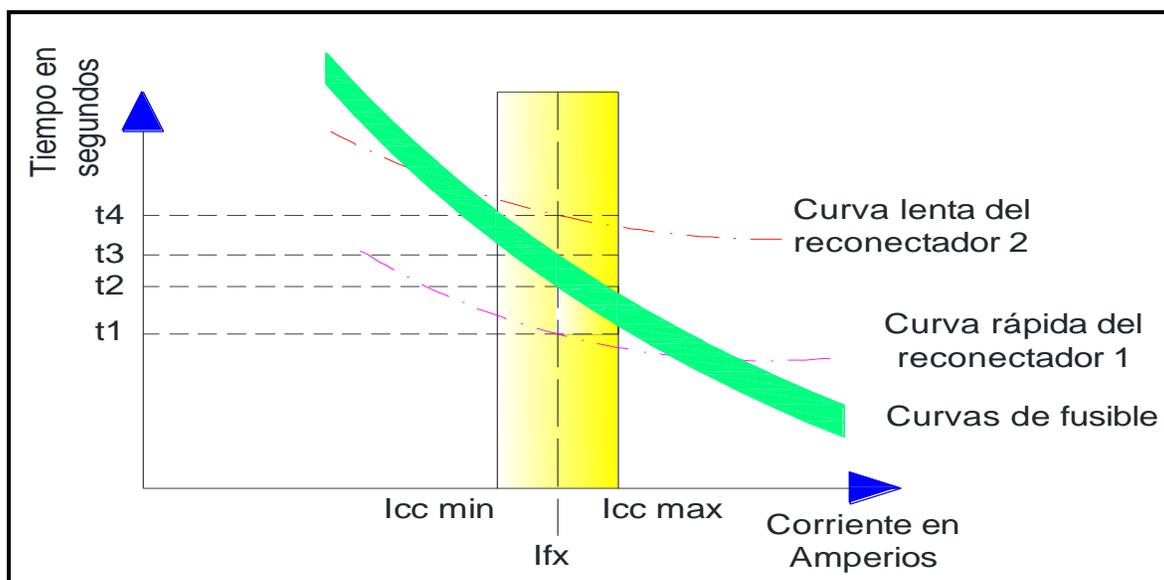


Figura 2.13 Gráfica de coordinación de protecciones Reconector – fusible. (Fuente autores).

En primera instancia se analiza una falla temporal que ocurre en el punto x entre los puntos a y b que son protegidos por el fusible como se muestra en la figura 2.12. Al ocurrir una falla temporal en el punto x la corriente aumenta instantáneamente de valor hasta alcanzar el valor I_{fx} censando primero este aumento de intensidad, la curva 1 que es la curva rápida del reconector esto sucede en un tiempo t_1 lo que provoca en este instante la primera apertura del interruptor, el fusible no detecta el cambio de corriente ya que el valor alcanzado por I_{fx} no llega a alcanzar su curva mínima de fusión (mtf), el reconector cierra automáticamente y como la falla es temporal esta fue liberada, de esta forma se asegura la continuidad del servicio. [12]

En segunda instancia ocurre una falla permanente en el punto x , la corriente sufre un aumento instantáneo significativo. La curva 1 detecta el aumento de



corriente en el tiempo t_1 opera por primera vez una curva rápida interrumpiendo el flujo de corriente, el reconectador cierra sus contactos nuevamente y como la falla es permanente la corriente aumenta de valor instantáneamente, el segundo aumento de corriente ya no lo detecta la curva 1, ahora lo detecta la curva mínima de fusión del fusible en el tiempo t_2 comenzando a fundir en este instante, en el tiempo t_3 el fusible se funde totalmente y la falla es liberada antes que el reconectador opere en la curva lenta 2, de esta forma se asegura la continuidad del servicio a los lugares donde no existe la falla. [12]

Entonces, el personal técnico puede realizar la inspección de la falla y corregirla, ya que en muchos casos estos tipos de fallas se presentan por: [12]

- Postes quebrados por choque de vehículos.
- Vandalismo.
- Líneas reventadas por árboles o fallas de aislamiento o diferentes aspectos que concurren a producir diversos tipos de fallas.

Cuando se tiene dos dispositivos diferentes, la coordinación depende de la ubicación relativa de ellos, es decir en el caso de que el fusible este ubicado del lado de la fuente operaria como protección de respaldo del reconectador o viceversa. [12]

2.9.1.1. FUSIBLE DEL LADO DE LA FUENTE

Como se menciona en la coordinación reconectador - fusible, para este caso la protección principal sería el reconectador, y el fusible desempeña la función de respaldo, todas las operaciones del reconectador deben actuar antes que el fusible, para lo cual el mínimo tiempo de fusión (mtf) del fusible debe ser mayor que el tiempo de despeje lento del reconectador afectado por el factor k , como se puede observar en la figura 2.14. [12]

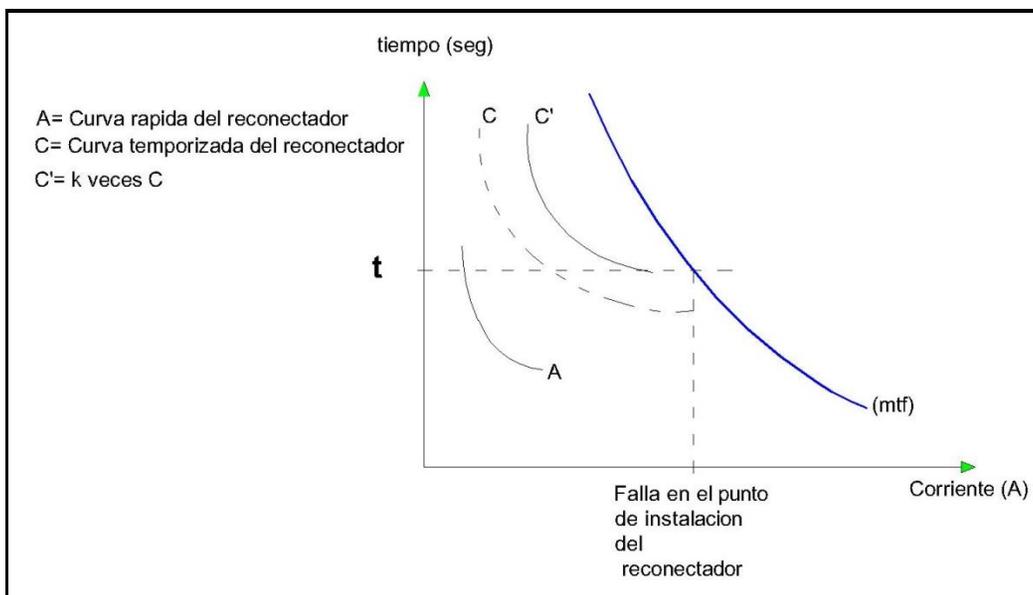


Figura 2.14 Coordinación fusible – reconector. (Fuente autores).

Según Cooper Power Systems, los factores k para esta coordinación dependen del tiempo de recierre en ciclos y del número de intentos, en la tabla 2.5 se presentan algunos valores de dicho factor. [12]

Tabla 2.5 Secuencia de apertura de los reconectores. [12]

SECUENCIA DE APERTURA			
Tiempo de reconexión en segundos	2 Lentas	2 Rápidas – 2 Lentas	1 Rápida – 4 Lentas
25	2,70	3,20	3,70
30	2,60	3,10	3,50
60	2,10	2,50	2,70
90	1,85	2,10	2,20
120	1,70	1,80	1,90
240	1,40	1,40	1,45
600	1,35	1,35	1,35



FUSIBLE DEL LADO DE LA CARGA

Es necesario que el mínimo tiempo de fusión (mtf) del fusible sea mayor que la curva rápida A del reconectador multiplicada por el factor k , cuyos valores se presentan en la tabla 2.6 y las curvas de estos elementos se observan en la figura 2.15. Además el punto máximo de coordinación (PCM) y el tiempo total de despeje (ttd) del fusible deben ser menor que la curva temporizada C del reconectador, en esa condición se obtiene el punto mínimo de coordinación (pmc). [12]

Tabla 2.6 Factor k lado de la carga (Fuente Cooper System). [12]

Tiempo de reconexión en ciclos	Secuencia de apertura	
	2 rápidas, 2 lentas	1 rápida, 3 lentas
25 – 30	1,8	1,25
60	1,35	1,25
90	1,35	1,25
120	1,35	1,25

El reconectador debe tener al menos dos o más operaciones temporizadas o retardadas para evitar la salida del circuito en caso de que el reconectador se dispare cuando el fusible opere. En la figura 2.15 se observa las curvas de coordinación rápida y temporizada entre el fusible y el reconectador. La mejor opción de coordinación entre un reconectador y fusible es ajustando el reconectador con dos operaciones instantáneas seguidas de dos temporizadas. Con la primera operación se logra despejar el 80% de las fallas temporales, la segunda operación despejará un 10 % adicional, dejando claro que los fusibles son coordinados para operar antes del tercer disparo del reconectador, logrando así liberar fallas permanentes. [12]

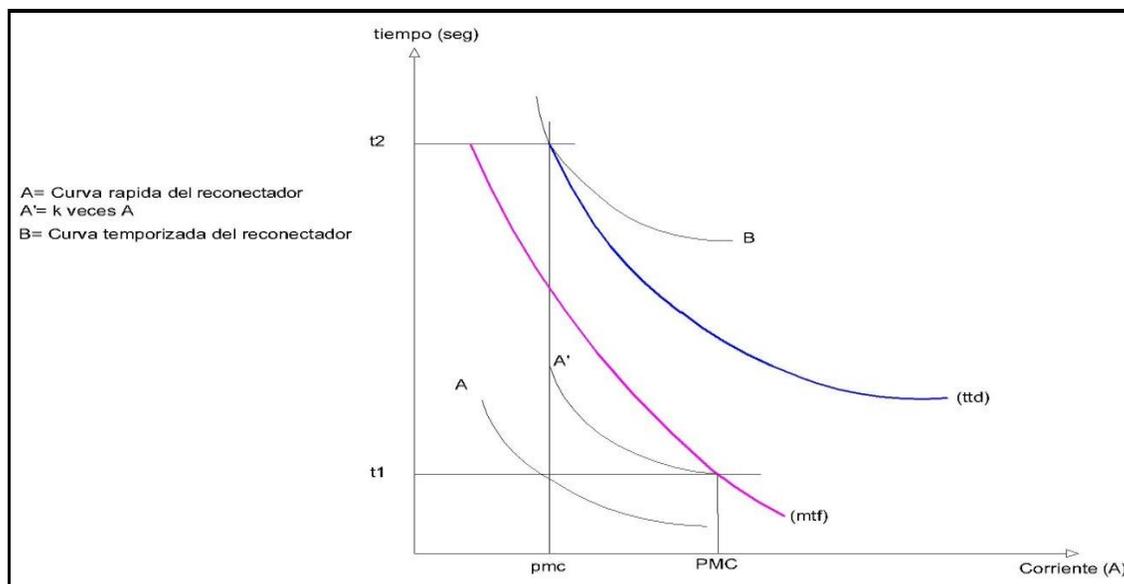


Figura 2.15 Coordinación fusible – reconectador, con curvas temporizadas. (Fuente autores).

RELÉ – FUSIBLE

Para este tipo de coordinación entre un relé de una subestación y un fusible ubicado en un alimentador, se da cuando el fusible opera y despeja la falla antes de que el relé, normalmente el margen de tiempo es de 0,2 a 0,3 segundos entre la curva máxima de despeje del fusible y la curva de tiempo inverso del relé. Esto debe mantenerse con el fin de permitir una correcta selectividad y confiabilidad del relé, además de cualquier error de reproducción de la señal que pueda introducir el transformador de corriente, etc. [12]

Sin embargo, ciertos interruptores tienen relés de recierre, que ejecutan una secuencia de cierres en un intento de despejar fallas temporales. En este caso, la coordinación entre el relé de recierre y el fusible se logra cuando los recierres de despeje operan sin fundir el fusible; una vez dados estos recierres y si la falla persiste, dicho fusible debe fundirse antes de que el relé abra permanentemente el circuito. Cuando un relé es protección de respaldo de un fusible, la curva tiempo – corriente temporizada del relé debe quedar por arriba de la curva de máximo tiempo de despeje (*mtd*) del fusible principal. [12]

Cuando un fusible es respaldado de un relé, la curva de mínimo tiempo de fusión (*mtf*) del fusible debe quedar por arriba de la curva tiempo - corriente temporizada del relé de protección principal. Por último, cuando un relé esté conectado entre dos fusibles, la curva tiempo - corriente temporizada del relé debe quedar por arriba de la curva del tiempo total de despeje (*ttd*) de F1 y también debe estar por debajo de la curva de mínimo tiempo de fusión (*mtf*) F2, esta coordinación se muestra en la gráfica 2.16. [12]

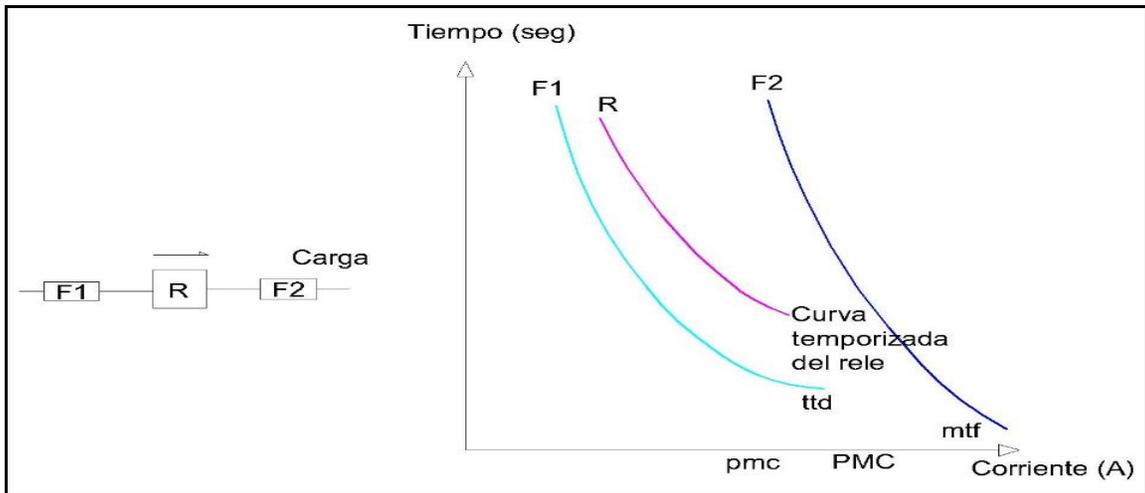


Figura 2.16 Coordinación fusible - relé - fusible. (Fuente autores).

RELÉ – RECONECTADOR

Cuando en una subestación de distribución, las salidas se realizan con disyuntor comandado por relés, y se tiene un reconectador en el alimentador como se observa en la figura 2.17 la coordinación estará dada entre el relé que comanda al disyuntor y el reconectador. [12]

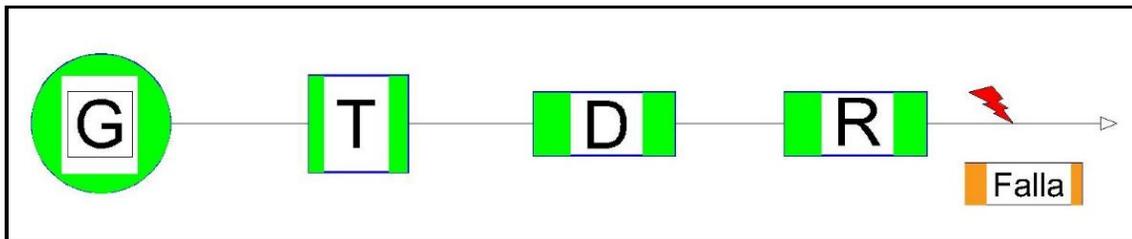


Figura 2.17 Esquema de coordinación relé - reconectador. (Fuente autores).

El reconectador debería actuar cuantas veces sean necesarias pero el relé no debe llegar a completar su ciclo de actuación. La secuencia acumulada de operaciones del reconectador debe ser menor que la curva característica de tiempo – corriente del relé. Este rango de coordinación está limitado por los relés con curvas de tiempo extremadamente inversa, como se visualiza en la figura 2.18. [12]

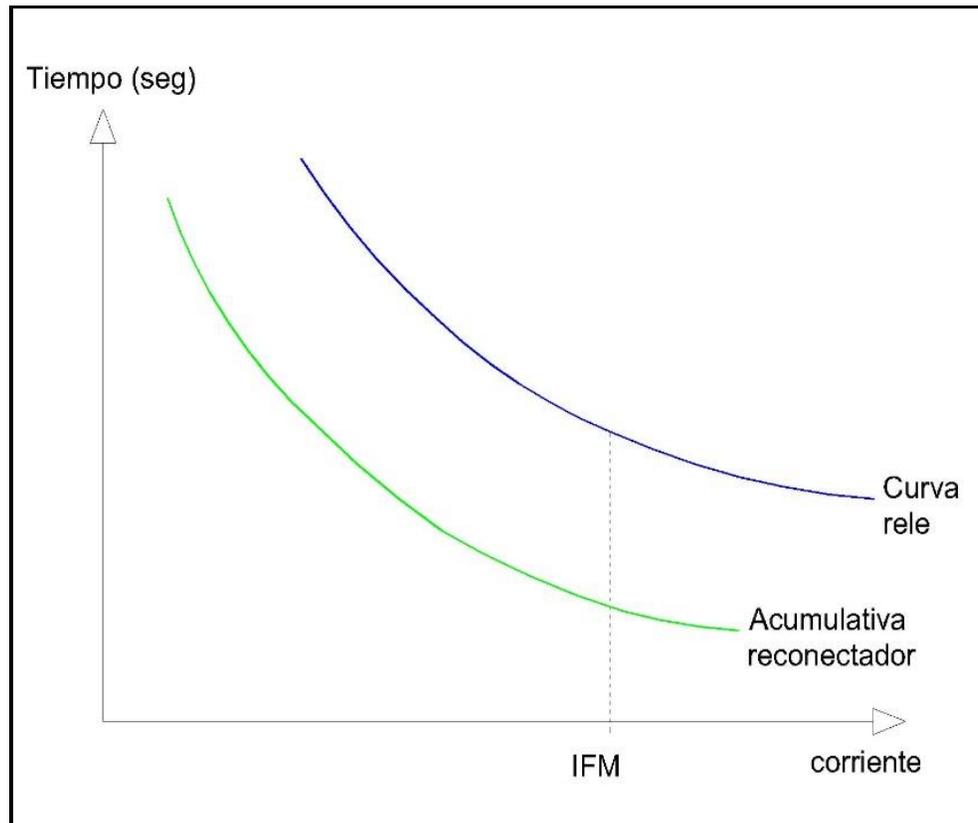


Figura 2.18 Curvas de coordinación relé - reconectador. (Fuente autores).

RELÉ – RELÉ

En la coordinación de relés de sobrecorriente es obtenida a través del establecimiento de la corriente mínima de disparo y del retardo de tiempo, de manera que exista sensibilidad para poder detectar los diferentes tipos de fallas que se pueden presentar en líneas de distribución, selectividad para poder discriminar fallas en zonas de protección primarias y secundarias (de respaldo). Para que la operación de los relés en conjunto sea selectiva, es preferible utilizar

curvas de tiempo inverso con el mismo grado de inversión (curvas inversas, muy inversas, extremadamente inversas, etc.) [12]

Para lograr una correcta coordinación de relés de sobrecorriente, primero se debe establecer límites en las zonas de protección que dichos equipos deberán actuar; segundo, conocer todos los datos necesarios de los equipos de protección, como marca, modelo, número de partes del relé, transformadores de corriente; y tercero, conocer las características del sistema eléctrico a proteger, parámetros de las líneas como tipo y distancias, transformadores de potencia, celdas de media tensión y características de los interruptores de potencia. [12]

En este tipo de coordinación para determinar si los relés pueden tener unidad instantánea se debe verificar si la corriente, en el punto hasta donde se quiere que "vea" el relé excedida en un 30%, no sea mayor que la corriente de falla máxima (IFM) en el punto donde se ubicará el mismo, $IFM_2 > IFM$ (punto hasta donde se ve) x 1,3. Para la unidad temporizada, el tap se calibra con un valor adicional a la corriente de carga (varía del 10 al 50% dependiendo del caso), en el punto donde se instala el relé. [12]

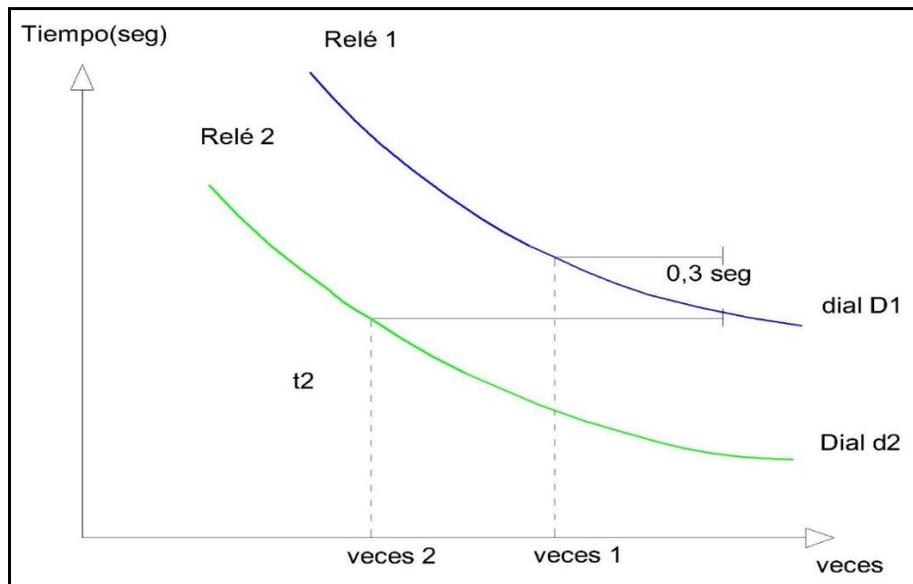


Figura 2.19 Coordinación relé – relé. (Fuente autores).



Como se observa en la gráfica 2.19 el primer relé desde el lado de la carga toma el dial más bajo si no existen otros elementos de protección hacia el lado de carga. El cálculo del dial para los relés siguientes hacia el lado de alimentación se realiza tomando en cuenta un tiempo adicional de 0.3 *segundos*, que corresponde a errores de tolerancia, sobrecarga, etc, que pudieran presentarse en estos. [12]

COORDINACIÓN DIFERENCIAL

Es una de las protecciones de mayor importancia en los sistemas eléctricos de potencia, la misma que consiste en proteger al transformador de potencia de las subestaciones. La protección diferencial se basa en una comparación de corrientes, hace uso del hecho que un objeto protegido siempre lleva la misma corriente a sus dos lados cuando se encuentra en una operación normal, una diferencia en corriente es una clara indicación de una falla entre estas dos secciones. Si la relación del transformador de corriente actual, es la misma, el devanado secundario del transformador de corriente $CT1$ y $CT2$ a los lados del objeto protegido puede ser conectado formando un circuito eléctrico cerrado con una corriente secundaria I ; un elemento de medición M , que es conectado al punto de balance eléctrico, si la diferencia de corriente de secuencia es cero se establece una buena operación. Cuando ocurre una falla en el límite de la zona del transformador de corriente, una corriente $i1 + i2$, que es proporcional a la corriente de falla $I1 + I2$ fluyendo en ambos lados del elemento de medida. Como resultado, el circuito mostrado en la figura 2.20 asegura un confiable disparo de la protección, si la corriente de falla fluye dentro de la zona de protección, durante una gran falla para el elemento de medida M . [12]

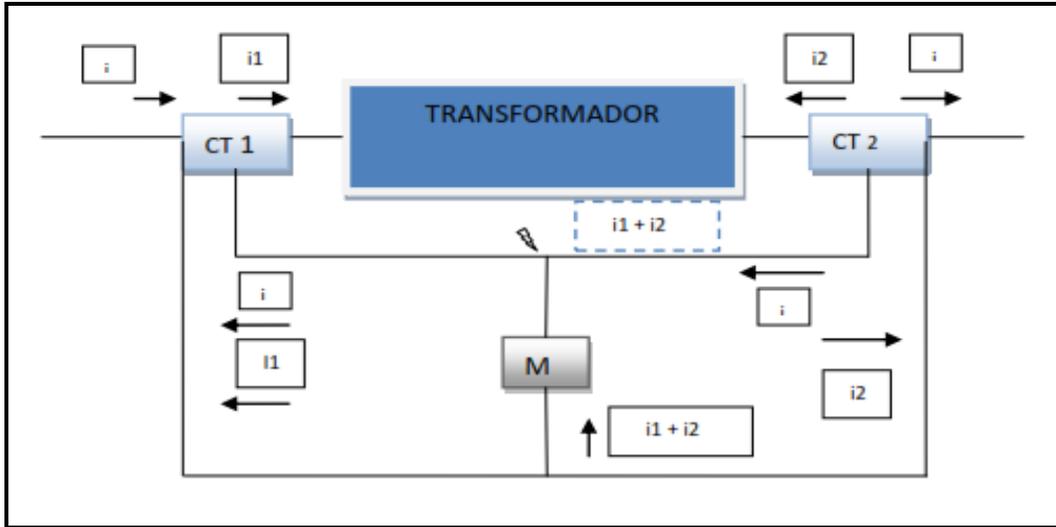


Figura 2.20 Protección diferencial. [12]

La gráfica 2.21 muestra un esquema simplificado de un sistema de protección utilizando los transformadores de corriente TC y potencial mediante TP, el relé adquiere las señales de corriente y tensión y según su configuración puede enviar una orden al elemento auxiliar que normalmente se trata de una bobina de corriente continua para que accione el interruptor de potencia (52) aislando de esta manera el circuito fallado. [12]

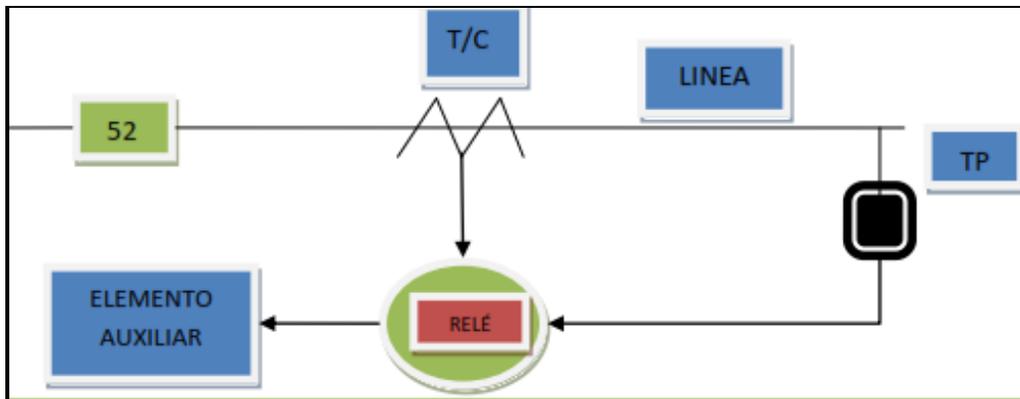


Figura 2.21 Componentes de un sistema de protección. [12]



CAPITULO III. CONCEPTOS BÁSICOS DEL ESTUDIO DE CORTOCIRCUITO

3.1. PROTECCIÓN DE GENERADORES.

Al ser los generadores fuentes que aportan energía a pequeños y grandes sistemas eléctricos, se los debe proteger, pero bajo condiciones que requieren desconexión inmediata (deficiencias en aislamientos en el estator o rotor), y otras en las cuales se da cierta bondad para que continúen funcionando por un lapso de tiempo (relacionadas con operaciones anormales). Así mismo, se presentan fallas externas a los devanados asociadas a la forma de conexión del neutro a tierra. [4]

Se presentan varios esquemas según el tamaño de generador a protegerse, pero primero se los clasifica en: [4]

➤ **Generadores pequeños**

Con potencia máxima de 500 a 1000 kVA máximo y voltaje hasta 600 V.

➤ **Generadores medianos**

Hasta 12500 kVA y sin importar el voltaje.

➤ **Generadores grandes**

Hasta 50 MVA aproximadamente.

El esquema de protección para el primer tipo de generador está conformado por los dispositivos que se detallan en la tabla 3.1. [4]

Tabla 3.1 Dispositivos para esquema de protección de un generador pequeño. [4]

DISPOSITIVO	FUNCIÓN
51G	Relé de tiempo-sobrecorriente de respaldo.
32	Relé de potencia inversa para protección de anti-motorización.
87	Relé de sobrecorriente diferencial (proporciona protección diferencial de autoequilibrio).

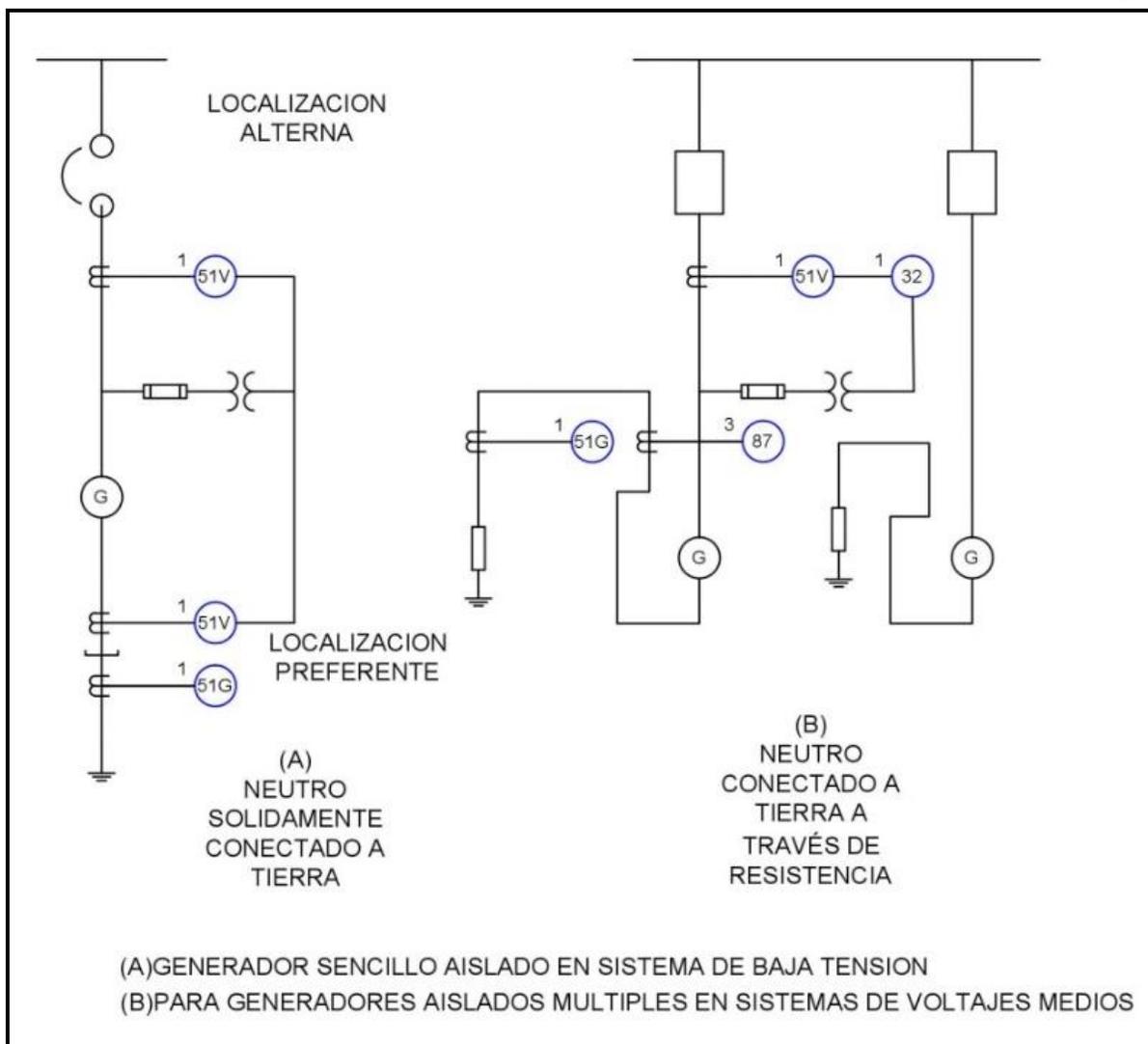


Figura 3.1 Esquema típico de protección para generadores pequeños. (Fuente autores).

El esquema para protección de generadores de tamaño mediano poseen básicamente los dispositivos de protección que se indican en la tabla 3.2:

Tabla 3.2 Dispositivos para esquema de protección de un generador mediano. [4]

NÚMERO DE DISPOSITIVOS	DISPOSITIVO	FUNCIÓN
3	51V	Relé de sobrecorriente de respaldo, con restricción de voltaje o del tipo de voltaje controlado.
1	51G	Relé de sobrecorriente tiempo de respaldo.
1	32	Relé de potencia inversa para protección antimotorización.
1	40	Relé de impedancia tipo MHO para protección contra pérdida de campo.
1	46	Relé de sobrecorriente de secuencia negativa producida por corrientes de desbalance.
1	87	Relé diferencial del tipo porcentual fijo o variable.

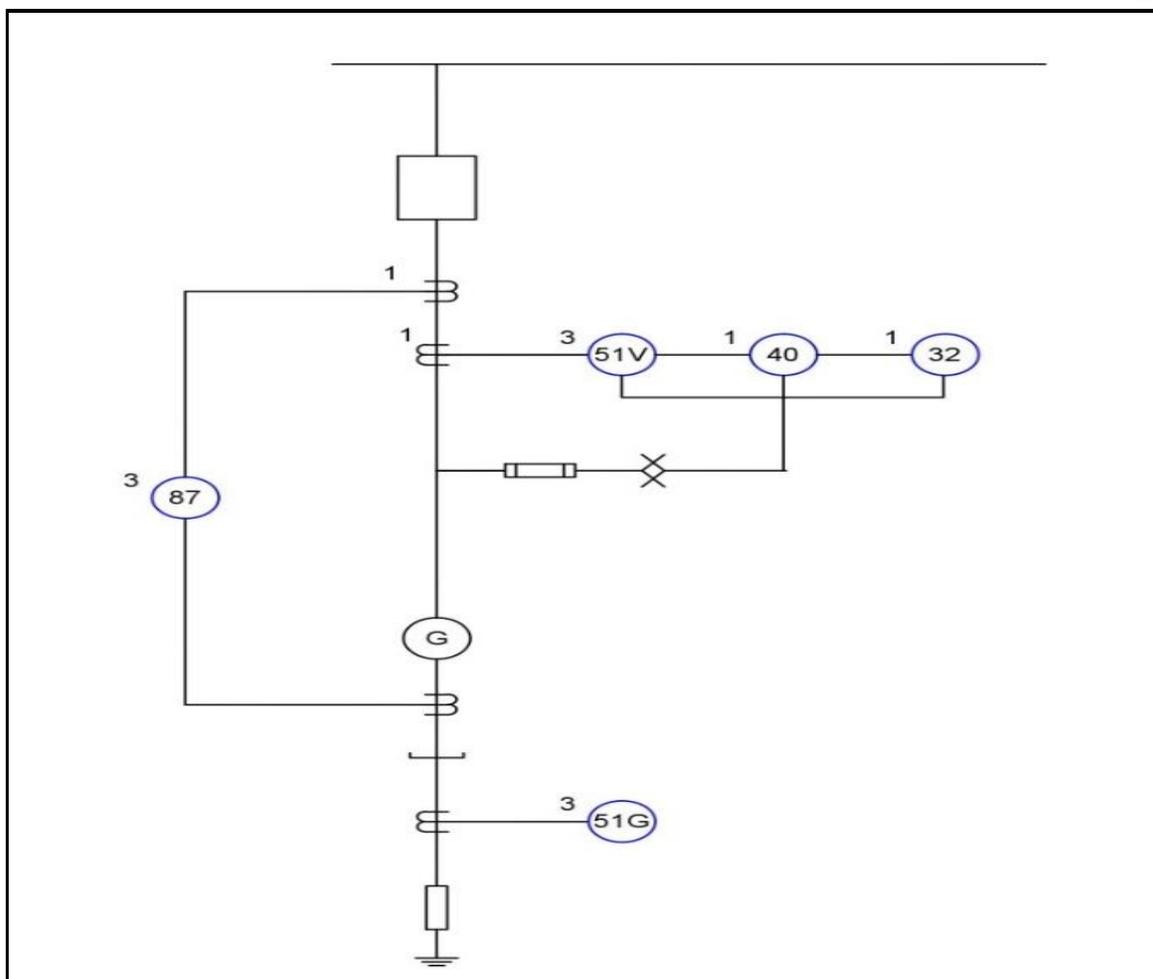


Figura 3.2 Esquema típico de protección para generadores medianos. (Fuente autores).

Las protecciones básicas que poseen los generadores grandes se indican en la tabla 3.3.

Tabla 3.3 Dispositivos para esquema de protección de un generador grande. [4]

NÚMERO DE DISPOSITIVOS	DISPOSITIVO	FUNCIÓN
3	51V	Relé de sobrecorriente de respaldo, tipo voltaje restringido o controlado.
1	51G	Sobrecorriente a tierra-tiempo.
3	32	Relé de potencia inversa para protección anti motorización.
1	40	Relé tipo MH0 para protección contra pérdida de campo.
1	46	Contra sobrecorriente de secuencia negativa producida por corrientes de desbalance.
1	87	Relé diferencial del tipo porcentaje fijo o variable.

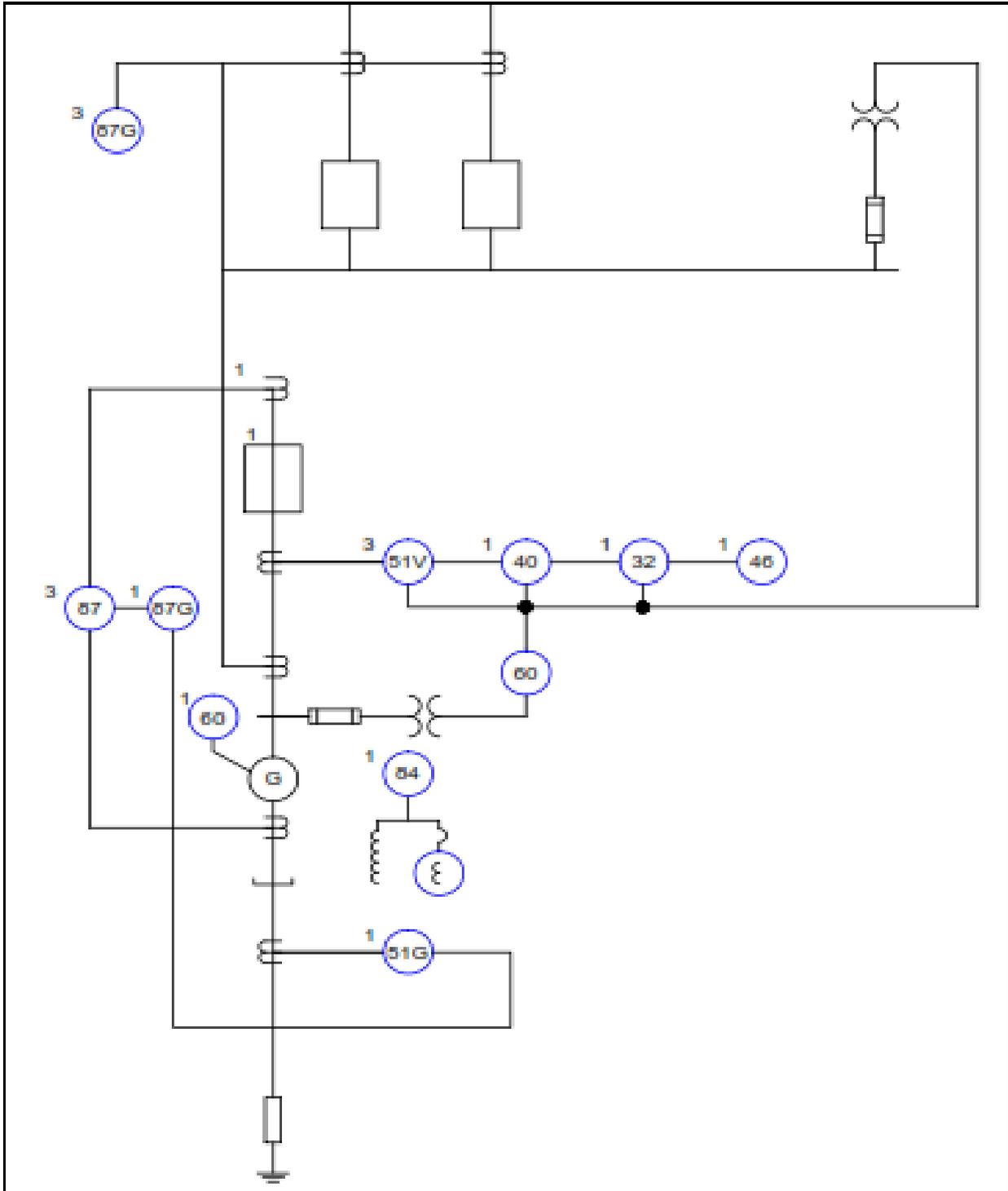


Figura 3.3 Esquema típico de protección para generadores grandes. (Fuente autores).

Asegurar la integridad y correcto funcionamiento de un generador implica el considerar el máximo número de variables que pueden intervenir bajo condiciones de funcionamiento anormal. La mayoría de estas fallas pueden ser



detectadas y corregidas mientras el equipo funciona. Por mencionar algunas de estas fallas: [1]

- Falla en devanados.
- Pérdida de excitación.
- Efecto motor de los generadores.
- Sobrecarga, sobrecalentamiento y sobrevelocidad.
- Operación desbalanceada.
- Operación fuera de sincronismo.

Las fallas se producen entre dos puntos que se encuentran a una diferencia de potencial, si la rigidez dieléctrica entre los dos puntos es insuficiente inminentemente se producirá la falla mediante una descarga eléctrica. Del mismo modo si la trayectoria que atraviesa la corriente de falla presenta una resistencia baja, se pueden ocasionar grandes e irreparables daños. Algunos tipos de fallas que suelen presentarse en el sistema de aislamiento de los devanados de un generador son: [1]

- Cortocircuitos entre fases y entre espiras.
- Falla a tierra del estator y del rotor.
- Cortocircuitos entre espiras en el rotor.

En la tabla 3.4, se presenta un cuadro de las protecciones para el generador en función del tipo de falla:

Tabla 3.4. Protecciones para generadores de acuerdo al tipo de falla. [1]

	Origen de la Falla	Efecto	Protección	Principal	Respaldo
EXTERNAS	Maniobra	Sobrevoltaje	Relé de Voltaje		59G/27G
	Atmosférico	Sobrevoltaje	Pararrayos	PY	Coord. – Aisl.
	Cortocircuito	Sobrecorriente	Relé >I, >I-<V	51/51V-27G	
	Sobrecarga	Sobrecorriente	Relé > I. Imagen Térmica	49G	51V-49E
	Carga asimétrica	Sobrecorriente Sec (-)	Relé. Sec (-)	46G	46G
	Inversión carga	Motriz, Z.	Relé pot-inversa.	32G	32G
INTERNAS	Estator F- ϕ - ϕ	Sobrecorriente	Relé – Diferencial. Relé de Impedancia (Z)	87G	87GT 21G
	Estator F- Espiras	Sobrecorriente	Relé Diferencial.	87G	87GT
	Estator F- ϕ -T	Sobrecorriente, Sobrevoltaje	Relé Diferencial. Relé >I, >V Neutro	87G 64N	87GT 59
	Rotor F- ϕ -T	Sobrecorriente T Pérd/sincronismo.	Relé de tierra Relé Pérd. Campo	64E	49R 40G
	Exct. – Perd	Sobrevelocidad	Relé >veloc Frenos (hid)		12
	Perd. Veloc.	Transitorios	Relé <Frec. Relé de impedancia (Z)	81G	78-21G
OTRAS	Refrig. – Maq.	Sobretemperatura	Sensores de temperatura		
	Refrig. Cojinet.	Sobretemperatura	Sensores temperatura		
	Vibraciones	Sobre-mu.	Sensores vibración		
	Sobretemperatura	Humos	Sensores de humo		
	Fuego	Incendio	Contraincendios-CO2		

3.2. PROTECCIÓN DE TRANSFORMADORES

Al igual que los generadores, los transformadores deben ser protegidos, pero se cuenta con cierta ventaja ya que los transformadores sólo pueden sufrir cortocircuitos internos de devanados o sobrecalentamiento. Aun así, no se suele proteger contra los cortocircuitos internos porque resultan ser de menor incidencia, ni contra sobrecalentamiento ya que se disponen de ventiladores



que resuelven estos problemas, tanto es así que se debe proteger contra fallas externas. [1]

Los tipos de transformadores que se suele proteger son los siguientes: [1]

- Transformadores y autotransformadores de potencia.
- Transformadores de regulación.
- Reguladores de voltaje escalonados.
- Transformadores de puesta a tierra.
- Transformadores de hornos de arco eléctrico.
- Transformadores rectificadores.

PROTECCIÓN CONTRA SOBRECALENTAMIENTO.

Se logra con el uso de sensores térmicos en la parte superior del tanque, dentro de un compartimiento en el cual se coloca un calentador pequeño (representa una imagen de la temperatura del devanado que siempre es mayor que la del aceite en la parte superior) o resistencia térmica que a su vez son alimentados por un TC del terminal de bajo voltaje de cada fase. [1]

También se utiliza un termómetro de dial (tubo capilar) que al ser puesto en contacto con el aceite indica el cambio de temperatura. La figura 3.4 muestra el esquema eléctrico del proceso para obtener la temperatura del devanado del transformador. [1]

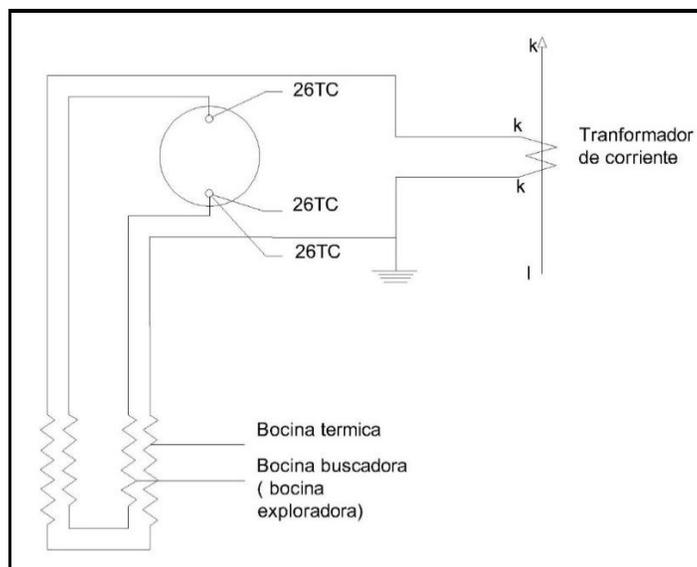


Figura 3.4 Relé de sobretemperatura. (Fuente autores).

PROTECCIÓN DE FALLA A TIERRA RESTRINGIDA.

Aplicada en transformadores con devanados conectados en estrella (Y). Se hace una sumatoria de corrientes y como resultado se tiene que las corrientes de fase son balanceadas en relación a la corriente del neutro; por lo tanto el relé no actuará ante fallas externas al devanado. En la figura 3.5 se observa el tipo de protección de falla a tierra restringida. [1]

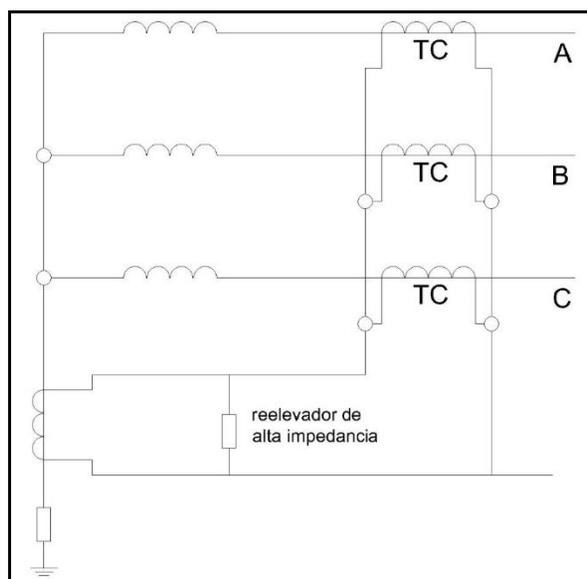


Figura 3.5 Protección de falla a tierra restringida para devanado conectado en estrella (Y). (Fuente autores).



PROTECCIÓN DIFERENCIAL

Se logra con facilidad puesto que los relés son muy eficientes y las fallas fase a fase (menos comunes), fase a tierra y fase entre espiras, deben ser determinadas en el menor tiempo posible de tal forma que se eviten esfuerzos intensos o consecuentes incendios. [1]

Las fallas más comunes se presentan en el núcleo como consecuencia del deterioro de las láminas que lo constituyen. [1]

La protección diferencial aplica varios principios dentro de los cuales se debe tomar en consideración: [1]

- **Relación de transformación:** En los lados primario y secundario, las corrientes nominales son inversas a los voltajes que les corresponden, por ello se debe balancear a través de relaciones de transformación para los TC sobre los mismos lados. Los TC por su parte deben contar con valores nominales correspondientes a las corrientes del devanado del transformador al cual ellos son aplicados, y las corrientes secundarias se aproximen tanto como sea posible. [1]
- **Conexiones del transformador:** Al ser conectado en estrella-delta, se produce un desplazamiento de fase de un múltiplo de 30° en la corriente secundaria y este puede ser compensado por las conexiones secundarias del TC, en tanto que la corriente de secuencia cero puede ser despreciada, por ello los valores secundarios deben afectarse por $\sqrt{3}$ y esto a su vez balancea a las corrientes secundarias de los TC conectados en estrella. [1]
- **Cambiador de derivaciones:** Existe la posibilidad de variar la relación de transformación, por lo tanto, cualquier sistema de protección podría encarar esta variación. Se vuelve indispensable el incluir formas de polarización en el sistema de protección junto con marcas de



identificación de los terminales de entrada de corriente de mayor magnitud. [1]

- **Corriente inrush de magnetización:** Fenómeno que aparece cuando se energiza al transformador o cuando el voltaje primario vuelve a su valor original luego de resolver una falla externa, ya que produce flujo de corriente en el devanado primario que no se puede compensar en el secundario. El relé diferencial puede no diferenciar la corriente de magnetización de la de falla y por ello se debe disponer de un método que garantice esta diferenciación. Estos métodos proponen: [1]
 - Emplear relés diferenciales que puedan contrarrestar a la corriente de magnetización para cubrir el periodo del pico inrush inicial.
 - Utilizar a la par de la unidad diferencial, una unidad de restricción de armónicos o una de supervisión.
 - Inhibir el relé diferencial mientras se energiza al transformador.

La protección de los transformadores es función de su tamaño, voltaje e incluso su importancia dentro del sistema en el que opere. Existen varios tipos de protecciones que son: [2]

- Protecciones Eléctricas
 - 51: Relé de sobrecorriente temporizado.
 - 87: Relé diferencial.
- Protecciones Mecánicas
 - Protección por sobrecarga / por sobretemperatura.
 - Protección por sobrepresión / protección Buchholz.

El relé Buchholz basa su funcionamiento en la presencia de gases y vapor que se liberan al producirse fallas internas. Al detectar la presencia de estos fluidos hace sonar una alarma, esto a su vez permite la desconexión inmediata en función de la propagación lenta o rápida del gas. [15]



3.3. PROTECCIÓN DE ALIMENTADORES Y REDES DE DISTRIBUCIÓN.

En redes de distribución se puede aplicar la protección unitaria en lugar de ajustes escalonados, pues estos presentan dos desventajas: [1]

- Se pueden ajustar tiempos de disparo demasiado altos para prevenir daños o algún corte del servicio.
- Un escalonamiento “perfecto” es difícil de lograr, sobre todo si se trata de redes complejas.

En la protección unitaria se vuelve al principio de la protección diferencial, y, cuando se cuente con alimentadores cortos, la información será transmitida por esquemas de hilo piloto, es así que estos estiman que la corriente capacitiva es nula, ya que los valores instantáneos tanto de la corriente que fluye en un conductor sano en un terminal, como de la corriente instantánea que fluye fuera del conductor en el otro extremo son iguales. Estos sistemas se clasifican en: [1]

- Sistema de corriente circulante.
- Sistema de voltaje balanceado.
- Sistema de comparación de fase.

3.3.1. SISTEMAS DE CORRIENTE CIRCULANTE

Se han aplicado en mayor proporción en alimentadores monofásicos, aunque resulta poco efectivo porque necesita que se inicie un disparo desde un relé ubicado en el centro del circuito de protección. Aquí los TC tienen igual relación de transformación y sus devanados conectados en serie para eventos en los que bajo fallas externas, sus voltajes se suman para producir una corriente circulante en el circuito de hilo piloto como se muestra en la figura 3.6. [1]

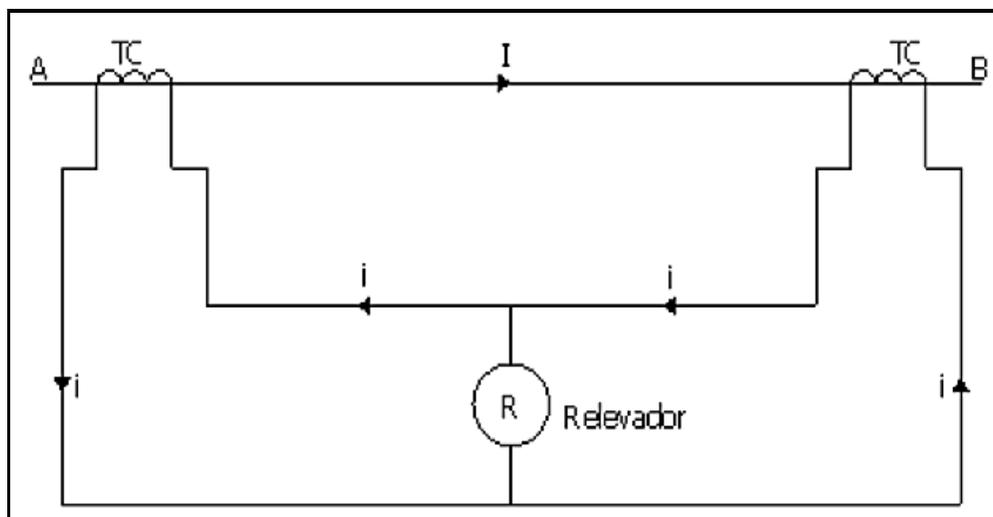


Figura 3.6 Sistema de corriente circulante. (Fuente autores).

Para solventar el inconveniente del disparo se diseña un sistema de autocompensación, donde los relés de cada extremo están conectados por un tercer hilo piloto y las corrientes capacitivas del piloto en el relé son niveladas como se muestra en la figura 3.7. [1]

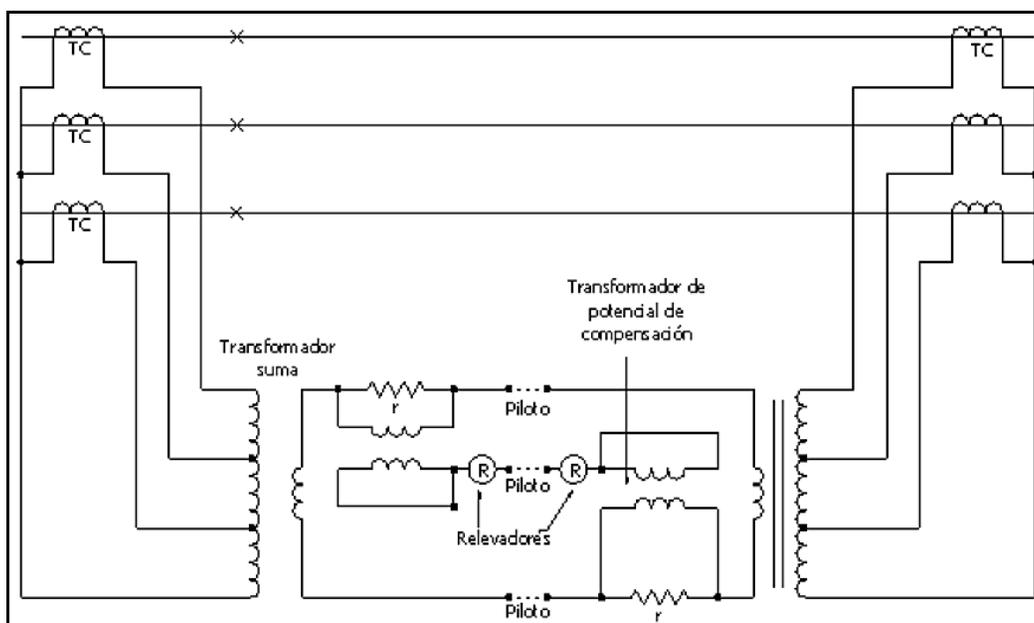


Figura 3.7 Autocompensación para el sistema de corriente circulante. [1]

3.3.2. SISTEMAS DE VOLTAJE BALANCEADO.

Aplicados a alimentadores monofásicos al igual que el sistema de corriente circulante, aunque aquí los TC disponen sus devanados conectados en serie de

tal forma que, ante fallas externas no exista corriente en el relé conectado al hilo piloto y, ante fallas internas, los voltajes de los TC son opuestos y pequeños, por ello la función del relé es desconectar del sistema el circuito que ha fallado. Esto se ilustra en la figura 3.8. [1]

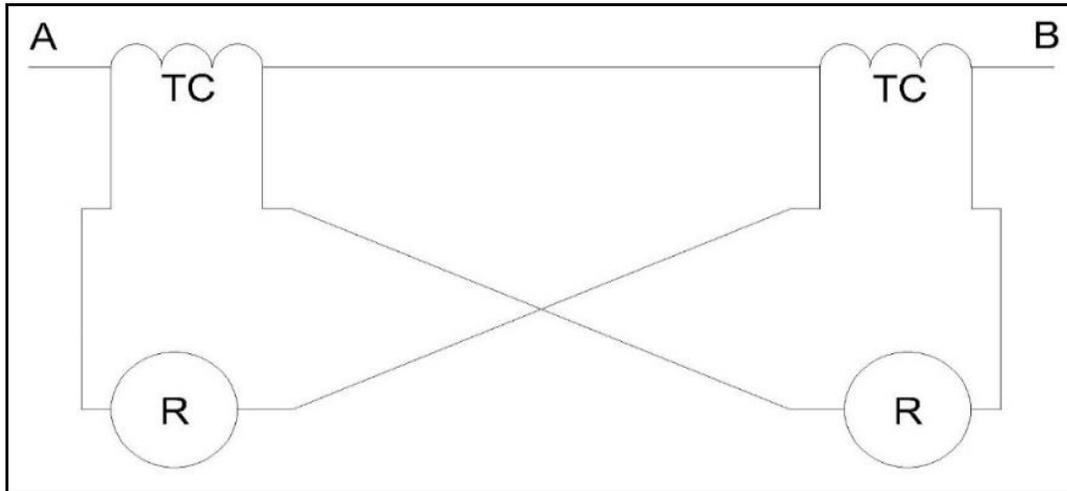


Figura 3.8 Sistema de voltaje balanceado. (Fuente autores).

3.3.3. SISTEMAS DE COMPARACIÓN DE FASE.

Es un tipo de protección para fallas internas y externas. Si es interna, la corriente en el relé tendrá una magnitud tal, que una señal de portadora es transmitida sólo durante un semiciclo positivo de la onda de corriente a ambos extremos (A y B), como se muestra en la figura 3.9. [1]

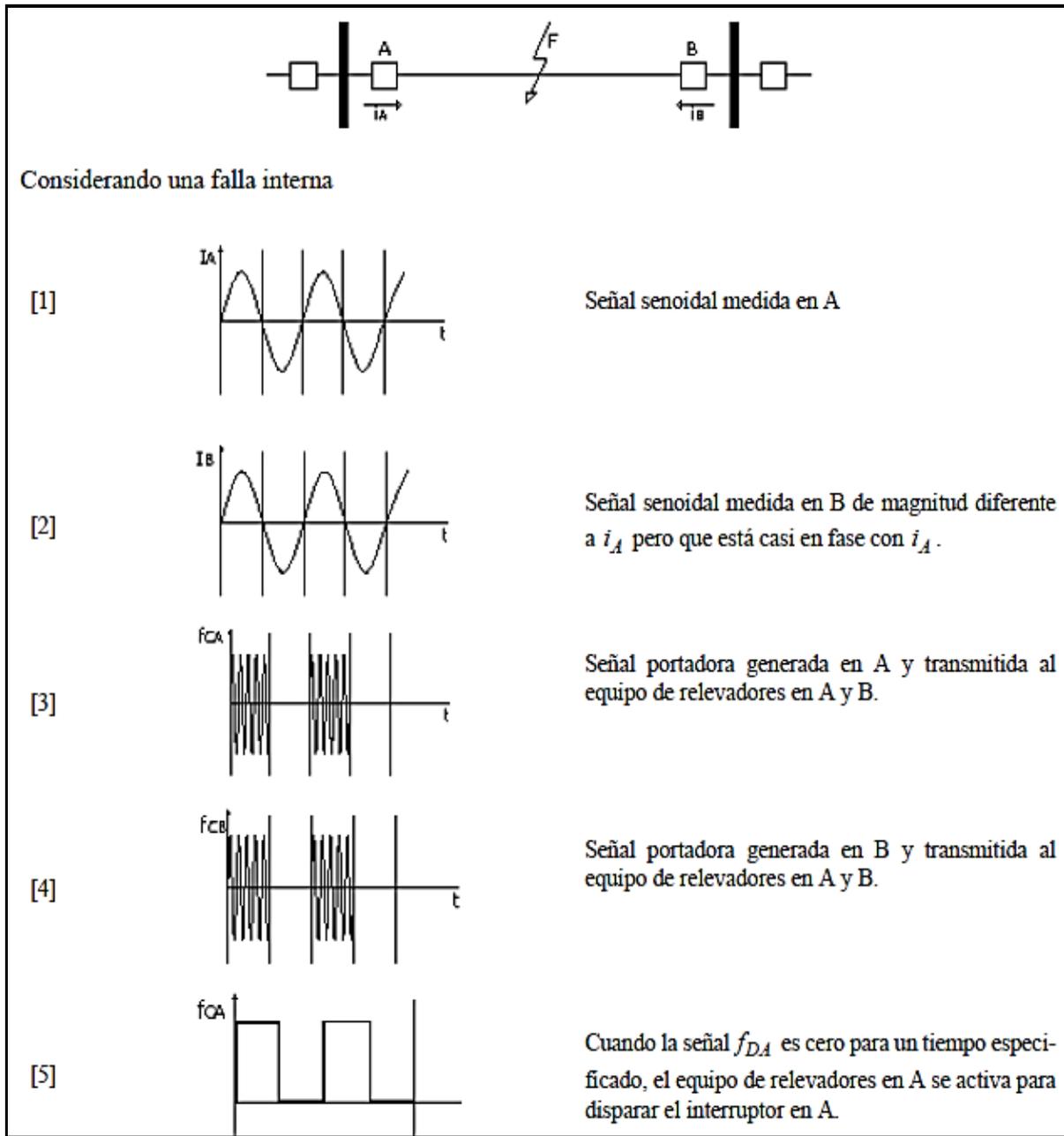


Figura 3.9 Principio de comparación de fase ante una falla interna. [1]

Si la falla es externa, la secuencia es en sentido contrario a la falla interna, por tanto el interruptor no dispara en A. La figura 3.10 ilustra de mejor manera lo expuesto. [1]

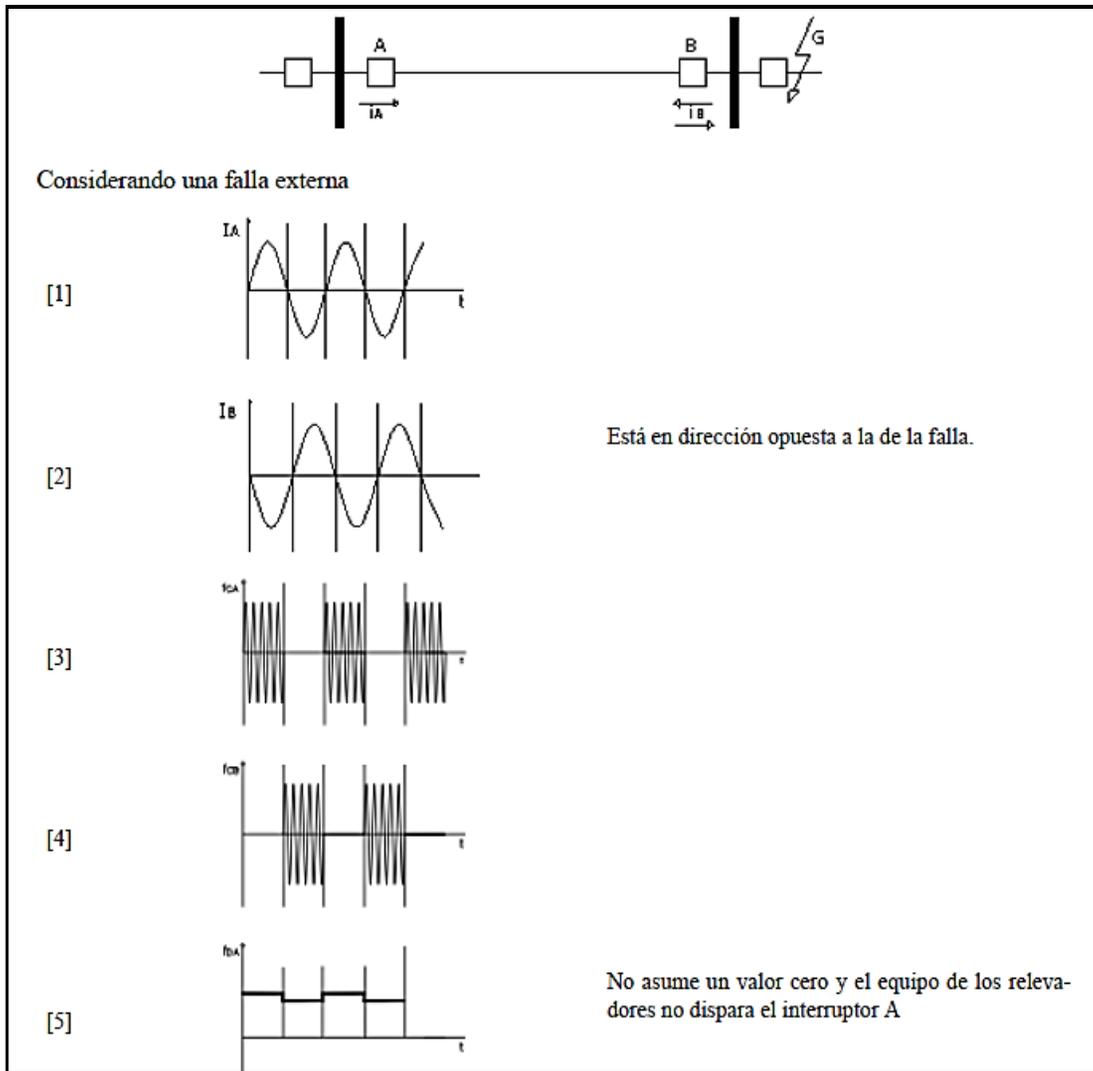


Figura 3.10 Principio de comparación de fase ante una falla externa. [1]

3.3.4. PROTECCIÓN DE REDES DE DISTRIBUCIÓN

Se las protege contra sobrecorriente ya que la mayoría de fallas que se producen son de origen permanente, por lo tanto, el no proteger un circuito puede derivar en un corte del suministro de energía a los consumidores que se sirven desde el alimentador, y como consecuencia la confiabilidad en el servicio disminuye. Para evitar todo esto se presentan dos alternativas: [1]

- Reducir al mínimo el número de fallas con el diseño, construcción y operación de sistemas eficientes.



- Minimizar el efecto de las fallas que pudieran generarse al instalar el equipo de protección contra sobrecorriente.

3.3.4.1. ESTRUCTURA DE UN SISTEMA DE PROTECCIÓN CONTRA SOBRECORRIENTE.

La tabla 3.5 indica como se deben emplear los dispositivos de protección contra sobrecorriente en función de la ubicación del elemento dentro del sistema eléctrico.

Tabla 3.5. Estructura de sistemas de protección contra sobrecorriente. [1]

DISPOSITIVO	UBICACIÓN
Alimentador trifásico principal.	Subestación (Protegido por un interruptor de potencia o restaurador tripolar)
Restaurador central y circuitos laterales mono o trifásicos	En alimentador principal con seccionadores o fusibles

Además dentro del sistema eléctrico para brindar una mayor confiabilidad, se emplean elementos seccionadores que operan de forma manual o remota de tal manera que se puedan abrir o cerrar por emergencia circuitos alimentadores complementarios. [1]

FUNCIONES QUE DEBE CUMPLIR UN SISTEMA DE PROTECCIÓN CONTRA SOBRECORRIENTE.

AISLAR FALLAS PERMANENTES

Se puede aislar las fallas al fusionar un elemento fusible lateral o por acción de un seccionador. El restaurador empleado aísla la sección no fallada ya que el número de personas afectadas es alto, por tanto se debe reducir las fallas en el alimentador. [1]

MINIMIZAR EL NÚMERO DE FALLAS PERMANENTES Y DE SALIDAS.

Para esto se quita la energía a las fallas transitorias a fin de que no se vuelvan permanentes, aunque esto en la realidad es poco probable de cumplir por el escaso tiempo que se dispone al determinar las fallas transitorias y al desenergizar



la zona fallada. En el mejor de los casos sólo debería producirse un apagón pero por un lapso corto. [1]

MINIMIZAR EL TIEMPO DE LOCALIZACIÓN DE FALLAS.

Para ello se debe instalar dispositivos de seccionalización en zonas laterales y alimentador principal, de tal forma que quienes sufran por la suspensión de energía también contribuyan a la localización de la falla; por lo tanto estos dispositivos contarán con una coordinación tal que sólo el dispositivo que se encuentre próximo a la falla permanente opere e ingrese a la posición de bloqueo. [1]

PREVENIR DAÑOS AL EQUIPO.

Cada elemento de un sistema de distribución cuenta con una curva de daño que representa la duración de la falla y la intensidad de corriente generada en la misma. Se las debe tomar en cuenta al calibrar los dispositivos protectores ya que de esta curva depende la vida útil del elemento. [1]

REDUCIR PROBABILIDAD DE CAÍDA DE CONDUCTORES.

Debido a un arqueo en el punto de falla el conductor puede quemarse y caer a tierra. El estimar los valores de corriente que pueden afectar a los conductores involucra condiciones como velocidad y dirección del viento, calibre de conductores y tiempo de despeje de los dispositivos de protección. [1]

MINIMIZAR FALLAS INTERNAS DE LOS EQUIPOS.

Si se coloca adecuadamente fusibles limitadores de corriente, se reduce la posibilidad de ocurrencia de fallas disruptivas (sobrepresiones, fuego y expulsión de aceites), especialmente en equipos cuyo contacto con fluidos es inminente (transformadores y capacitores). [1]



REDUCIR ACCIDENTES MORTALES.

Es indispensable que el contingente humano sea protegido, pero aún con los grandes avances tecnológicos no se ha conseguido reducir la cantidad de tragedias mortales ya que no se puede estimar la totalidad de conductores caídos en un sistema con neutro multiaterrizado, pues estos suelen caer aún sin un contacto de baja impedancia. [1]

3.4. PROTECCIÓN DE MOTORES.

Existen diversos dispositivos para garantizar la integridad de motores eléctricos, pero antes de ponerlos en marcha se debe evaluar el tipo de falla al que puede someterse ya que pueden operar por encima de su capacidad térmico-mecánica, pero sin excederse. [16]

3.4.1. TIPOS DE PROTECCIONES

CONTRA FALLA DE FASE

Por lo general se emplean relés de sobrecorriente de tipo instantáneo no direccionales y se deben ajustar por encima de la corriente simétrica de rotor bloqueado y por debajo de la mínima corriente de falla. [16]

SOBRECORRIENTE INSTANTÁNEA DE FASE.

Se logra con los mismos dispositivos utilizados en la falla de fase, y de forma básica pretende determinar en el menor tiempo posible condiciones de falla, a la par se logra lo siguiente: [16]

- Limitar daños en el punto de falla.
- Limitar la magnitud del voltaje que origina la falla.
- Reduce margen de posibilidad a que la falla ocasione fuego o explosión.



SOBRECORRIENTE DE FASE CON RETARDO DE TIEMPO.

Se utilizan relés con retardo de tiempo y se busca estimar: [16]

- Fallas en velocidad en arranque o frenado del motor.
- Condiciones de reposo del motor.
- Condiciones de fallas de baja magnitud.

SOBRECARGA

La tabla 3.6 resume el porcentaje de ajuste para protección de motores frente a sobrecarga que pueden ocurrir por aumentos temporales de corriente y que en la mayor parte de los casos son transitorias. Es importante que los dispositivos de protección no reaccionen a este tipo de corrientes, sin embargo las sobrecargas continuas que pueden ser ocasionadas por motores defectuosos o circuitos cargados deben ser aisladas por los dispositivos de protección: [16]

Tabla 3.6. Porcentaje de ajuste para protección contra sobrecarga. Fuente: [16].

PROTECCIÓN POR SOBRECARGA	
Especificaciones	Ajuste máximo en %
Si el factor de servicio $(FS) \geq 1.15$ ó $T \leq 40^{\circ}\text{C}$.	140
Resto de motores.	130

Aquí, FS es el factor de servicio y T es la elevación de la temperatura. [16]

SELECCIÓN DE LA PROTECCIÓN EN MOTORES.

En la protección de motores es muy típico el uso de interruptores termomagnéticos y electromagnéticos. [4]

INTERRUPTORES TERMOMAGNÉTICOS

Combinan un disparo térmico y magnético instantáneo que permite un retraso en el tiempo para valores elevados de sobrecorrientes y sobrecargas para operar de forma rápida ante cortocircuitos. En la figura 3.11 se muestra la curva característica de disparo para este tipo de interruptores. [16]

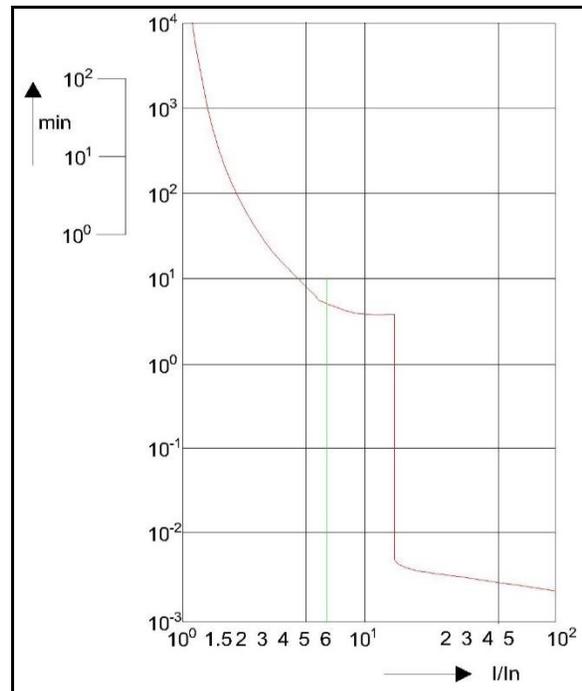


Figura 3.11 Curva característica de disparo de un interruptor termomagnético. (Fuente autores).

INTERRUPTORES ELECTROMAGNÉTICOS.

Brindan una protección secundaria de los transformadores, centros de carga y centros de control de motores. Varían de acuerdo a cada fabricante y cuentan con características diferentes, entre estos se pueden encontrar:

- De tiempo largo diferido (L).
- De tiempo corto diferido (S).
- Instantáneo (I).
- De protección contra fallas a tierra (G).



PROTECCIÓN DE FALLA A TIERRA.

En la protección de falla a tierra existen algunos relés que brindan protección para tal fin, además existen diferentes métodos para la detección de falla a tierra. A continuación se mencionan algunos relés de protección que brindan esta función. [17]

- Protección 50 N
- Protección 50 G
- Protección 50 Q
- Protección 51 N
- Protección 51 G
- Protección 51 Q
- Protección 67 N
- Protección 67 Q
- Protección 59 N
- Protección 59 Q
- Protección 46 Q

En general el uso de la letra N indica una protección que está basada en la corriente por el neutro de algún transformador en la mayoría de los casos, por otro lado el sufijo G hace referencia a protección basada en la corriente de puesta a tierra y el sufijo Q hace referencia al uso de las componentes de secuencia negativa. [17]

Las protecciones de sobrecorriente incluyen a los elementos 50/51 ya sea de fase, de falla a tierra o secuencia negativa. Las protecciones por sobrecorriente son las protecciones más sencillas y las de mayor uso en los SEP, puesto que su operación contempla únicamente la sobrecorriente, es decir la protección no opera solamente cuando la entrada de corriente supera un valor previamente establecido, dicho valor debe ser menor a la mínima corriente de falla. [17]



En general existen dos tipos de relés de sobrecorriente como son:

- Protección de sobrecorriente instantánea (50).
- Protección de sobrecorriente de tiempo definido (51).

Protección 50N/51N

Este tipo de relés basan su funcionamiento en la corriente de secuencia cero, al igual que los relés de fase 50/51F estos operan cuando el relé recibe a la entrada una magnitud de corriente mayor a la establecida como mínimo para operar, con cierto retardo de tiempo para la unidad con 51N. [17]

Existen dos métodos principales de monitoreo para una falla a tierra mediante uno de estos relés 50N/51N. [17]

- **Protección residual.**_ comúnmente utilizada en sistemas de media tensión, este método hace uso de los tres TCs interconectados entre sí, como se observa en la figura 3.12, de esta manera se obtiene la corriente residual para una falla a tierra, además en condiciones balanceadas esta corriente es igual a cero. [17]

Ventaja

Una falla de línea a tierra será detectada con facilidad ya que en este caso la suma vectorial de los fasores será diferente de cero. [17]

Desventaja

En un sistema de tres hilos tres fases, una falla entre fases no podrá verse reflejada en la corriente residual, ya que la suma vectorial de los fasores resulta cero. [17]

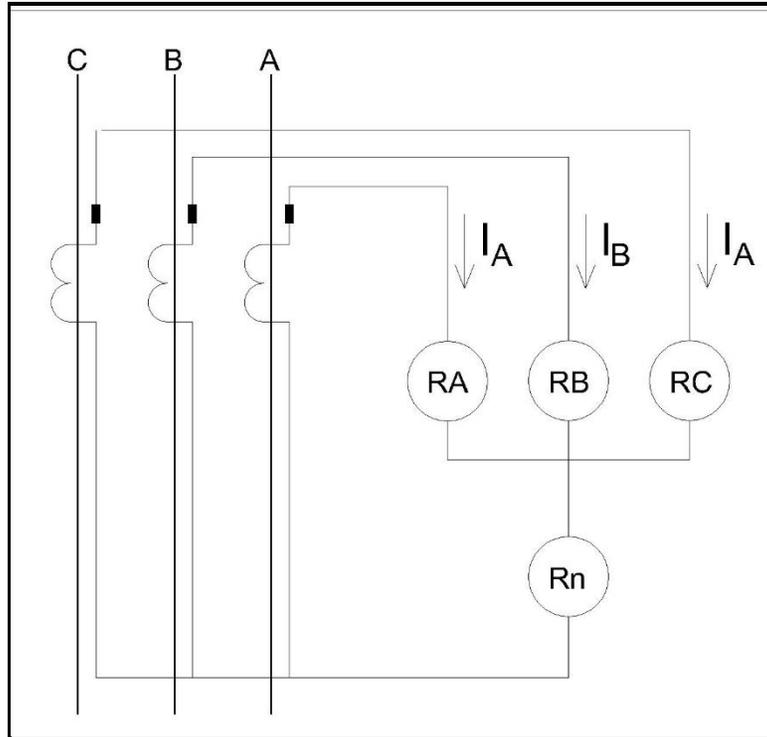


Figura 3.12 Protección de sobrecorriente de falla a tierra con el método residual. (Fuente autores).

- **Núcleo balanceado.** Este método presenta mayor selectividad que el método anterior y está basado en la sumatoria vectorial total de los flujos de corriente, además este método utiliza solo un transformador con el cual sensan las tres fases del sistema y del neutro si es que este existe. [17]

Ventaja

Este método utiliza un solo TC de menor capacidad ya que en el caso anterior los TCs monitorean la corriente de carga de cada fase, sin embargo este se limita a medir corrientes solo para los casos de desbalance. [17]

Desventaja

Ante condiciones de fallas entre fases por ejemplo trifásica, la corriente que circula por el TC será de cero, por tanto, la única forma de ver una

corriente circulando será ante una falla a tierra como lo muestra la figura 3.13. [17]

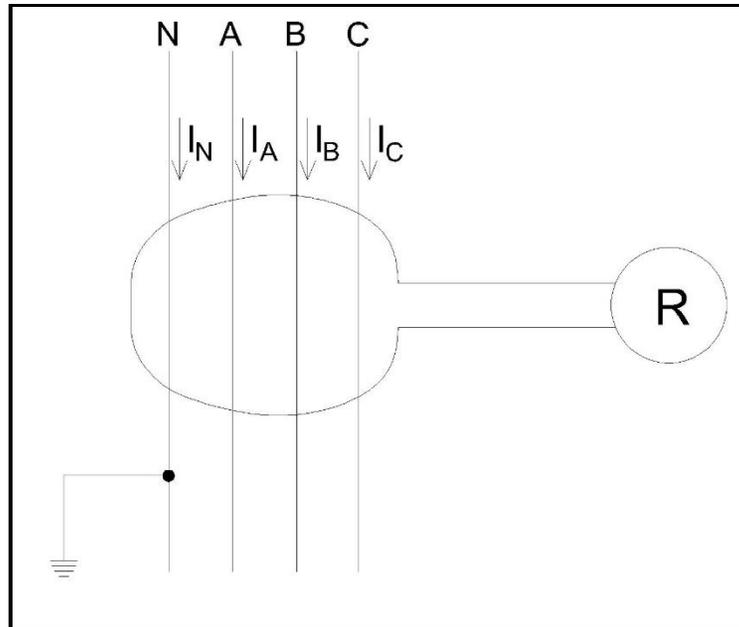


Figura 3.13 Protección de sobrecorriente de falla a tierra con uso del método de núcleo balanceado. (Fuente autores).

Influencia de la impedancia de Neutro

Si se introduce una impedancia Z_n entre el neutro y la tierra de una carga trifásica conectada en estrella entonces la suma de las corrientes de línea es igual a la corriente I_n (corriente en el neutro) en la trayectoria de retorno a través del neutro. Esto es, $I_n = I_A + I_B + I_C$ si se expresan las corrientes de línea desbalanceadas en términos de sus componentes simétricas, se obtiene: [18]

$$I_n = (I_A^0 + I_A^+ + I_A^-) + (I_B^0 + I_B^+ + I_B^-) + (I_C^0 + I_C^+ + I_C^-) \quad (3.1)$$

$$I_n = (I_A^0 + I_B^0 + I_C^0) + (I_A^+ + I_B^+ + I_C^+) + (I_A^- + I_B^- + I_C^-) \quad (3.2)$$

$$I_n = 3I_A^0 + 0 + 0 = 3I_A^0 \quad (3.3)$$

Como las corrientes de secuencia positiva y negativa suman cero por separado en el punto neutro n , no puede haber ninguna corriente de secuencia positiva o negativa en las conexiones desde el neutro a la tierra, independientemente del valor de Z_n . Además la combinación de todas las corrientes de secuencia cero en el punto neutro da $3I_A^0$, lo que resulta en una caída de tensión de $3I_A^0 \times Z_n$ entre el neutro y la tierra como se observa en la figura 3.14. [18]

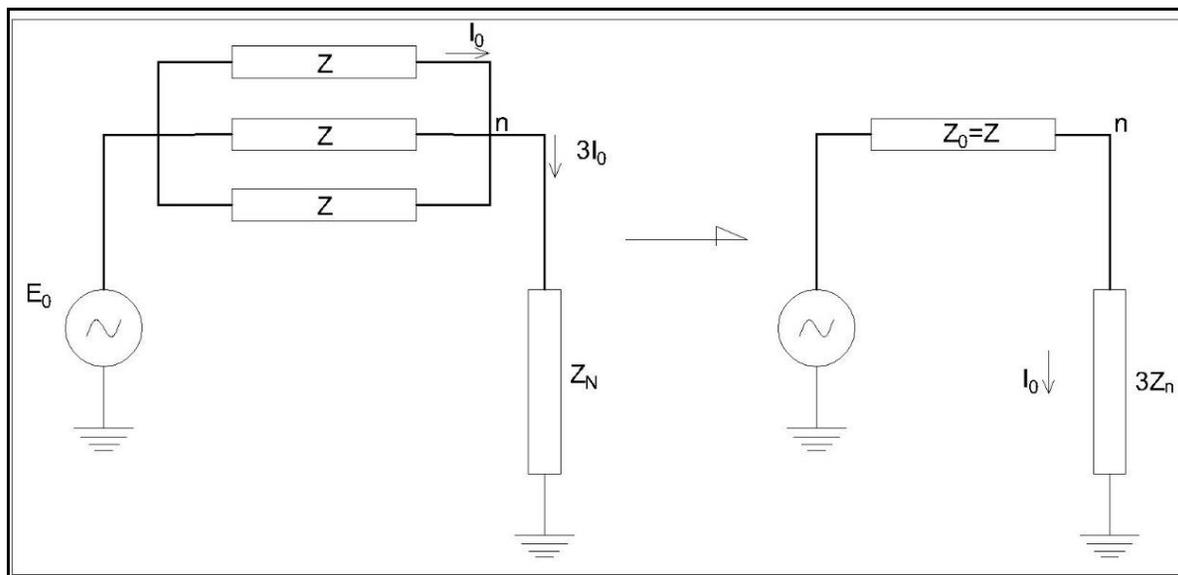


Figura 3.14 Circulación de la corriente $3I_0$ a través de la impedancia del neutro. (Fuente autores).

Si no hay conexión entre el neutro y la tierra no puede haber flujo de corriente de secuencia cero porque entonces $Z_n = \infty$, lo que se indica a través del circuito abierto entre el neutro y el nodo de referencia en el circuito de secuencia cero. [18]

PROTECCIÓN DE BAJO VOLTAJE (27).

Un bajo voltaje deriva en una disminución en la potencia de arranque del motor. Para estos casos se sugiere el uso de relés de bajo voltaje de tiempo inverso como una protección extra. [4]



3.5. TIPOS DE FALLAS Y DETERMINACIÓN DE LAS CAPACIDADES INTERRUPTIVAS.

Las fallas o cortocircuitos pueden ocurrir de más de una forma, por lo tanto, es indispensable que el elemento protector sea capaz de soportar estas fallas. Se toma como modelo la falla trifásica que, si bien es la peor por su ocurrencia accidental, permite establecer un modelo protector ante cualquier falla. [1]

Los tipos de fallas en los sistemas eléctricos son:

FALLA TRIFÁSICA SÓLIDA.

Es la base para el cálculo de las corrientes de cortocircuito dentro de los sistemas eléctricos, es la más severa aunque la de menor ocurrencia, y se produce cuando las tres fases se unen en una sola como si se hubiesen soldado. [4]

FALLA DE FASE A FASE SÓLIDA.

El porcentaje de esta falla corresponde al 87 % de la corriente de falla trifásica sólida, entonces, al no representar el máximo valor, no es indispensable el cálculo de esta falla. [4]

FALLA DE LÍNEA A TIERRA SÓLIDA.

Es el tipo de falla más común, originado por las descargas atmosféricas o por los conductores al hacer contacto con las estructuras aterrizadas, o con la tierra misma. [19]

Su magnitud suele ser muy próxima a la falla sólida trifásica cuando el sistema tiene conectado el neutro a tierra; y suele variar cuando se conectan neutros a tierra a través de un valor elevado de impedancia. [19]

3.5.1. DETERMINACIÓN DE LAS CAPACIDADES INTERRUPTIVAS.

Para calcular las capacidades interruptivas de fusibles e interruptores de bajo voltaje, se debe determinar ciertos factores (elementos de bajo o alto voltaje)



que dependen de una relación X/R para a su vez estimar un valor de asimetría de la corriente del cortocircuito. [4]

Si se cuenta con fusibles o interruptores en bajo voltaje se suele tomar en cuenta el primer ciclo de la corriente de cortocircuito y por tanto sólo se utiliza la reactancia subtransitoria para generadores y motores. [4]

Generalmente se emplea la “regla del dedo” en ciertos casos donde la contribución a la falla del motor equivalente en bajo voltaje no se pueda obtener por falta de datos. Esta regla está gobernada por la siguiente expresión: [4]

$$I_m = 4x(\Sigma \text{ de corrientes nominales de los motores conectados al bus fallado}) \quad \mathbf{(3.1)}$$

Si se desea calcular los cortocircuitos que dan una pauta para dimensionar la potencia de los interruptores de bajo voltaje, no es necesario tomar en cuenta la relación X/R ; entonces se emplea directamente la corriente de cortocircuito simétrica, salvo estos casos: [4]

- Generación local al voltaje de los interruptores en capacidades por encima de 500 KVA.
- Transformadores tipo seco o cargas mayores o iguales a 250 KVA.
- Transformadores de 2500 KVA o más.
- Red eléctrica del sistema de alimentación.
- Transformadores cuyas impedancias sean mucho más altas que los estándares.
- Reactores limitadores de corriente al voltaje del interruptor en lado de la fuente.
- Buses ducto limitadores de corriente al voltaje del interruptor en lado de la fuente.



Los factores que se muestran en la tabla 3.7 se pueden emplear sin importar cual fuese la excepción:

Tabla 3.7. Factores de multiplicación. [4]

Factor de potencia (%)	Relación X/R del sistema.	FACTOR DE MULTIPLICACIÓN	
		Con interruptores sin fusibles adicionales	Con interruptores y fusibles.
20	4.9 o menos	1	1
15	6.6	1	1.07
12	8.27	1.04	1.11
10	9.95	1.07	1.15
8.5	11.72	1.09	1.18
7.5	14.25	1.11	1.21
8	20 o más	1.15	1.26

Si el fusible es dimensionado con base en la corriente total, los factores de multiplicación varían como se indica: [1]

- Factor = 1.55 en la mayoría de los casos.
- Factor= 1.20 para casos especiales como cortocircuitos en redes de distribución o fusibles de potencia, pero sólo cuando la relación X/R es menor a 4 y la tensión del sistema sea igual o menor a 15 kV.

CAPACIDADES INTERRUPTIVAS EN PRIMER CICLO PARA INTERRUPTORES DE MEDIO Y ALTO VOLTAJE.

Siempre que se disponga de interruptores con voltajes nominales por encima de 1000 V, la capacidad interruptiva será determinada usando las reactancias para las máquinas que se señala en la tabla 3.8: [4]

Tabla 3.8 Reactancias de máquinas para estudios de cortocircuito en medio y alto voltaje. [4]

REACTANCIAS DE MÁQUINAS PARA ESTUDIOS DE CORTOCIRCUITO EN MEDIO Y ALTO VOLTAJE	
Turbogeneradores, condensadores síncronos e hidrogeneradores con devanados de amortiguamiento	X_d''
Hidrogeneradores sin devanados de amortiguamiento.	$0.75X_d''$



	Motores síncronos	X''_d
Motores de inducción	Por encima de 1000 HP a 1800 RPM	X''_d
	Por encima de 250 HP a 36000 RPM	
	Por encima de 50 HP	$1.2X''_d$
	Por debajo de 50 HP	Despreciable

CAPACIDADES INTERRUPTIVAS PARA INTERRUPTORES DE MEDIO Y ALTO VOLTAJE.

Es importante estimar el tiempo que recorren o actúan los contactos (intervalo de tiempo entre inicio de cortocircuito y la presencia del arco entre contactos en el inicio de la desconexión). A través de la figura 3.14 y tabla 3.9 se indica los elementos necesarios para obtener este tiempo, así como la relación entre el tiempo de interrupción y tiempo de separación de los contactos. [4]

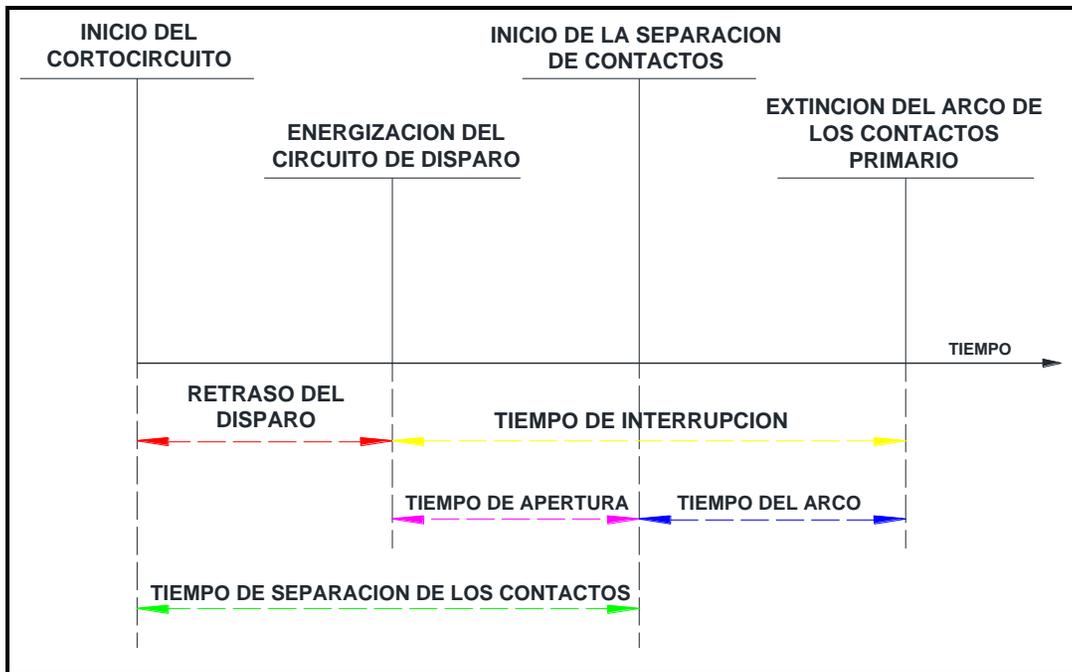


Figura 3.14 Elementos para calcular el tiempo de actuación de los contactos. (Fuente autores).

Tabla 3.9. Relación entre tiempo de interrupción y tiempo mínimo de separación de los contactos. [4]

TIEMPO DE INTERRUPCION	TIEMPO MÍNIMO DE SEPARACIÓN ENTRE CONTACTOS
2 ciclos	1.5 ciclos
3 ciclos	2 ciclos

UNIVERSIDAD DE CUENCA



5 ciclos	3 ciclos
8 ciclos	4 ciclos



CAPITULO IV. ANÁLISIS Y EVALUACIÓN DEL SEP Y ESTUDIO DE CC

4.1. CRITERIOS Y ALCANCE CONSIDERADOS PARA EL ESTUDIO

Para aislar un cortocircuito o una sobrecarga, se requiere de la aplicación de equipo de protección que pueda cumplir con ambas funciones, para desconectar la parte afectada del sistema. [4]

En algunos casos, el elemento sensor y el dispositivo de interrupción son elementos completamente separados e interconectados solo por los cables de control; en otros, los sensores y los dispositivos de interrupción se encuentran en un mismo dispositivo. Un fusible cumple con ambas funciones, es un elemento sensor y de interrupción, se conecta en serie con el circuito y responde a los efectos térmicos producidos por la circulación de corriente a través del mismo. [4]

Los interruptores son solo dispositivos de interrupción que se deben usar necesariamente con relés de protección. [4]

Un conocimiento exacto de los riesgos de falla es la condición previa para la concepción de un dispositivo de protección económicamente rentable y técnicamente óptimo. [7]

Conociendo las estadísticas de los daños en los años precedentes, es posible obtener las indisponibilidades promedio por unidad de tiempo (año), las cuales permiten cifrar el riesgo en unidades monetarias e implican: [7]

- Material defectuoso.
- Gastos de reparación (trabajo).
- Pérdida de energía.
- Peligro para hombres y animales.

En el cálculo del precio de un dispositivo de protección, no solo hay que tener en cuenta el precio de compra del propio relé, también se debe tener



en cuenta el precio proporcional de todos los aparatos asociados al mismo (transformadores de instrumentación, batería, etc). La proporción depende de su utilización en la protección considerada y de los gastos de explotación (mantenimiento, controles periódicos y disparos indeseados eventuales provocados por la protección y que dan lugar a falta de energía) [7]

Para el estudio de coordinación de protecciones de las redes de distribución de energía eléctrica de la empresa MALCA se analizará los diferentes tipos de cortocircuitos que pueden presentarse y se propondrá los dispositivos y métodos que existen para protegerlas.

Utilizando el software computacional PowerFactory de DigSILENT, se modelará el Sistema Eléctrico de Potencia para las posibles fallas considerando los transformadores de potencia y distribución que existen desde la fuente hasta los sistemas de bombeo en campo. Con ello se obtendrá los flujos de potencia y las magnitudes de cortocircuito requeridos para la coordinación de protecciones.

El análisis de la protección diferencial en los transformadores de potencia de 1250 kVA, y 1000 kVA, esta fuera del alcance de este estudio, ya que no justifica económicamente utilizar este tipo de protección en transformadores con una potencia inferior a los 5 MVA.

Finalmente se probará el correcto desempeño del sistema de protecciones mediante las simulaciones para los diferentes tipos de falla y escenarios.

4.2. ANTECEDENTES DEL SISTEMA ACTUAL

El Ingenio Monterrey Azucarera Lojana MALCA es una empresa con capitales privados ubicada en la Ciudad de Catamayo Provincia de Loja, que brinda trabajo a más de 600 familias del Cantón Catamayo y profesionales de otras provincias.



El Ingenio Azucarero es un referente industrial en la provincia de Loja ya que lleva más de 50 años de producción. Su principal producto de elaboración es el azúcar entre otros derivados como la melaza. Para este proceso de elaboración se requiere gran cantidad de energía eléctrica, indispensable para alimentar a las cargas (motores) que requieren los diferentes procesos como son, bombas, picadoras, molinos, bandas de transportación, ventiladores, centrifugas, entre otras.

El consumo energético cada año va en incremento, así como la producción de sacos de azúcar, de ahí se entiende que la producción va ligada proporcionalmente al consumo de energía.

Según datos proporcionados por el Ingenio Monterrey y que se presentan en la tabla 4.1 se muestran las cantidades de toneladas de caña molida, y en la tabla 4.2 la producción de sacos de azúcar, para un mismo período de tiempo.

Tabla 4.1 Toneladas de caña molida en MALCA. (Fuente Ingenio Monterrey).

AÑO	TONELADAS MOLIDAS	AÑO	TONELADAS MOLIDAS
2010	259366	2014	289697
2011	265231	2015	298460
2012	272123	2016	308333
2013	281155	2017	316221

Tabla 4.2 Sacos de azúcar producidos en MALCA. (Fuente Ingenio Monterrey).

AÑO	SACOS DE AZÚCAR PRODUCIDOS	AÑO	SACOS DE AZÚCAR PRODUCIDOS
2010	563468	2014	597595
2011	572030	2015	607860
2012	580453	2016	616429
2013	588074	2017	625454



En la tabla 4.2 se observa claramente que la producción de sacos de azúcar del Ingenio Monterrey ha ido en crecimiento año por año en función de la materia disponible, lo que se traduce en un aumento del consumo de energía cada vez mayor.

4.3. DESCRIPCIÓN GENERAL DEL SISTEMA ELÉCTRICO EXISTENTE

En la actualidad MALCA consume un promedio de energía de 6000 MWh/año, que demanda todo el proceso para la obtención de la azúcar blanca. Los voltajes de servicio que utiliza para los diferentes procesos industriales son a 440 V.

Para abastecer toda la demanda de energía MALCA posee tres fuentes de energía eléctrica. De las cuales dos de ellas son fuentes propias y la tercera fuente es un alimentador de la Empresa Eléctrica Regional del Sur (EERSSA) que suministra la energía a una tensión de 13,8 kV, como lo indica la figura 4.1.

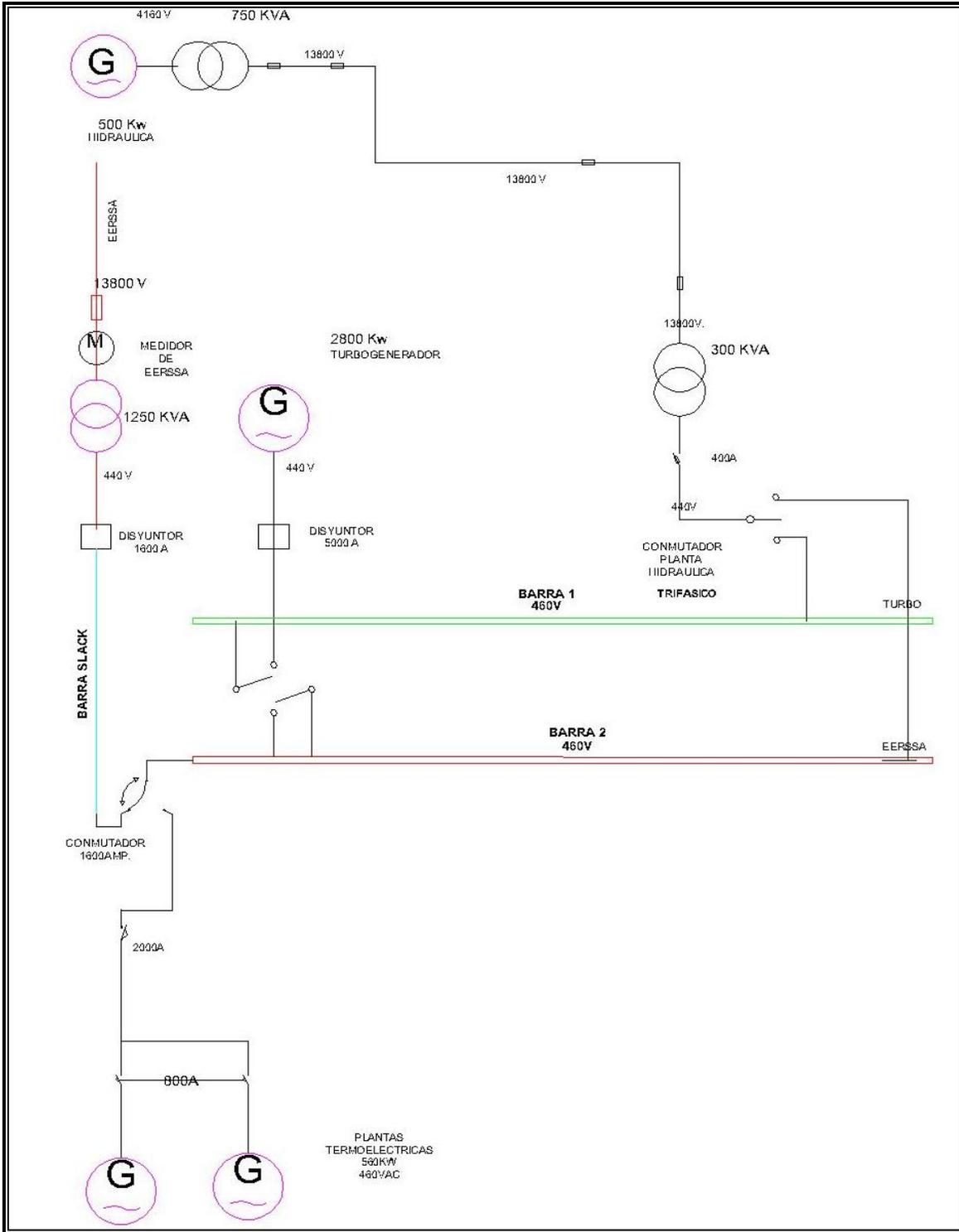


Figura 4.1 Fuentes de energía de la empresa MALCA. (Fuente autores).



Para reducir o elevar a los voltajes de servicio que se utilizan en fábrica y en campo se utilizan transformadores. Las principales fuentes de energía eléctrica del Ingenio Azucarero se describen a continuación.

4.3.1. ENERGÍA TURBO ELÉCTRICA

MALCA en el año 2005 incorpora a sus instalaciones un turbogenerador marca WEG de fabricación brasileña, que posee una potencia nominal de 3.5 MVA ($fp = 0,8$; $2,8MW$), para proveerse así misma de energía eléctrica.

Aprovechando los residuos del bagazo de caña producido por efecto de la molienda, este se utiliza como combustible dentro de una caldera que produce vapor de agua a alta presión 200 *PSI*, que entra a la turbina y se reduce a 30 *PSI* en su salida, vapor de agua de baja presión que luego se utiliza para los procesos de tratamiento del jugo de caña crudo, hasta transformarlo en azúcar blanco. En este caso se obtiene un doble beneficio, el de producir vapor para procesos industriales, así como el de generar energía eléctrica para autoconsumo.

La tabla 4.3 describe las características técnicas del turbogenerador:

Tabla 4.3 Características técnicas del turbogenerador marca WEG. (Fuente Ingenio Monterrey).

Marca	WEG	Temperatura ambiente	40°C
Modelo	SSW.560	Altitud	1000 msnm
Clase	Industrial	Rotación	Horario
KVA	3500	Corriente de cortocircuito pp	70427 A
kW	2800	Corriente de cortocircuito eff	27666 A
Factor de potencia	0,8	Distorsión armónica	5,0%
Número de polos	4	Factor de interferencia telefónica	3,0%
RPM	1800	Xd	303,3%
Frecuencia	60 Hz	X'd	24,1%
Número de fases	3	X''d	16,6%
Voltaje	440 V	Xq	298,6%
Amperaje	4592,6 A	X''q	20%
Conexión	4Y	Xo	4,6%
Protección	IP 54	Sobrecarga	1,1 In por 1h cada 6h
Factor de construcción	B3E	Sobrecarga momentánea	2In por 20 seg
Enfriamiento	IC 81 W7	Sobrevelocidad	1,25 n por 120 seg
Excitación	Brushless	X2	18,1%
Regulador	GRPM04-1	Protección	IEC 34.5 NBR 6146
Carcasa	560	Tolerancia	ISO 286 NBR 61582
Registro	S1	Masa aproximada	9400 kg
Aislamiento	F	Refrigeración	Aire - Agua
Incremento de temperatura	100°C		

La cantidad de energía eléctrica que produce el turbogenerador está en la capacidad de abastecer todas las cargas, tanto de producción, como las cargas que se encuentran en campo (sistemas de bombeo para riego) a través de sus redes de media tensión que llevan la energía a un nivel de 13,8 kV.

4.3.2. ENERGÍA TERMOELÉCTRICA

La energía termoeléctrica se utiliza como energía de respaldo en caso de que la producida por el turbogenerador no sea la suficiente o cuando la red de la Empresa eléctrica y a la vez la energía del turbogenerador este



indisponible, como sucede una vez al año cuando se dan las paradas por mantenimiento mayor.

La empresa MALCA posee dos plantas termoeléctricas a diésel de una potencia nominal de 750 kVA cada una de marca SDMO, las mismas producen un voltaje de salida de 440 Voltios a 60 Hz. La tabla 4.4 muestra las características de las plantas termoeléctricas.

Tabla 4.4 Tabla de características de las plantas termoeléctricas. (Fuente Ingenio Monterrey)

Marca	SDMO – D600U
Voltaje	480/277 V
Frecuencia	60 Hz
Potencia	750 kVA
Factor de potencia	0,8
Amperaje	902
Nº de fases	3
Velocidad	1800 rpm
Temperatura Amb.	27°C
Altitud de operación	100 msnm
Peso	4640 kg
Año de fabricación	2011

4.3.3. ENERGÍA DEL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO

El Ingenio Azucarero Monterrey posee un alimentador de la Empresa Eléctrica Regional del Sur (EERSSA) que es capaz de suministrar toda la energía para el proceso de industrialización de la caña de azúcar en el caso de que el turbogenerador llegara a fallar por alguna situación. El alimentador de 13,8 kV de voltaje es reducido a un nivel de 440 Voltios en su secundario a través de un transformador de potencia de 1,25 MVA con tipo de enfriamiento ON (Oil Natural) y que se conecta a una de las barras del



tablero de distribución general mediante un interruptor magneto térmico de 1600 A.

La tabla 4.5 muestra las impedancias del equivalente Thevenin en condiciones de máxima generación.

Tabla 4.5 Características eléctricas del alimentador. (Fuente Empresa Eléctrica)

IMPEDANCIA DE THEVENIN (en Ohmios)					
R_0	X_0	R_1	X_1	R_2	X_2
3.4479	5.2364	2.1541	3.0125	2.1543	3.0149

En la tabla 4.6 se muestran las corrientes de cortocircuito para diferentes tipos de falla: trifásica, bifásica a tierra, bifásica y monofásica a tierra. Datos proporcionados por la Empresa Eléctrica Regional del Sur S.A.

Tabla 4.6 Corrientes de C.C en el punto de entrega. (Fuente Empresa Eléctrica).

CORRIENTES DE CORTOCIRCUITO (kA)			
$I''_{k-3\phi}$	$I''_{k-2\phi-t}$	$I''_{k-2\phi}$	$I''_{k-1\phi-t}$
2.371242	2.227785	2.050246	1.924673

En la tabla 4.7 se indican algunas características eléctricas y físicas del alimentador de la Empresa Eléctrica Regional del Sur S.A.

Tabla 4.7 Características eléctricas y físicas del alimentador de la EERSSA. (Fuente Empresa Eléctrica)

Alimentador	3Ø
Voltaje	13,8 kV
Calibre de conductor	2 AWG
Tipo de Conductor	ASCR



4.3.4. DISTRIBUCIÓN

El sistema eléctrico de la empresa MALCA cuenta con un tablero de distribución general a 440 Voltios – 60 Hz, el mismo que consiste de dos barras existentes, una de ellas utiliza la energía del turbogenerador y la segunda barra conecta de forma excluyente a una de las dos fuentes de energía de respaldo que son:

1. Las plantas termoeléctricas de 750 kVA cada una.
2. La red de energía de la Empresa Eléctrica (EERSSA).

En las paradas por mantenimiento mayor que se realizan de forma anual, se aprovecha para realizar mantenimientos correctivos a todos los motores y cargas que están involucrados dentro del proceso de industrialización de la caña de azúcar.

Normalmente cuando se da la parada por mantenimiento mayor, se abastece de energía eléctrica a través de la red de la Empresa Eléctrica para las diferentes actividades en talleres, laboratorios, alumbrado, entre otros servicios generales, ya que en este momento el turbogenerador también queda fuera de servicio para mantenimiento y pruebas.

4.3.5. REDES DE DISTRIBUCIÓN

Para el voltaje de 13,8 kV, MALCA posee un transformador elevador de 1000 kVA que en su primario recibe 440 V y lo eleva a 13,8 kV para poder llevar la energía a los sistemas de bombeo en campo mediante dos líneas de distribución de 15 km y 5 km respectivamente. La empresa MALCA cuenta con sistemas de riego en diferentes puntos estratégicos en campo, para ello utiliza bombas de agua con motores trifásicos, que van desde los 50 hp hasta los 100 hp y que son las encargadas de enviar el agua a través de grandes tuberías hasta reservorios construidos para almacenar gran cantidad de



agua que luego será utilizada para realizar el riego de la caña de azúcar mediante gravedad.

Estos sistemas de bombeo al encontrarse en campo están distantes de la fuente de energía como para ser alimentados mediante voltajes del orden de los *voltios*, por ello es necesario la utilización de redes de distribución en medio voltaje del orden de los *kilovoltios*, específicamente de 13,8 kV.

Desde los patios del Ingenio Monterrey hay alimentadores que van hacia varios puntos en el campo agrícola a un nivel de voltaje de 13,8 kV. En la tabla 4.8 y 4.9 se realizan una descripción de los alimentadores que salen desde la fuente hasta las diferentes cargas distribuidas en el campo agrícola.

Tabla 4.8. Descripción del alimentador La Vega con sus cargas. (Fuente Ingenio Monterrey).Parte 1.

ALIMENTADOR	DISYUNTOR PRINCIPAL (A)	POTENCIA (kVA)	BANCO	UBICACIÓN
LA VEGA	1600	1000	Transformador elevador trifásico 440/13800 V	Patios del Ingenio Azucarero.
		100	Transformador trifásico 13800/240 V	Patio tratamiento de semillas.
		75	Transformadores monofásicos de 25 kVA c/u 13800/240 V.	Villas del personal.
		300	Transformadores, banco de monofásicos de 100 kVA c/u 13800/240 V.	Campo Medardo Jaramillo.
		112,5	Transformadores, banco de monofásicos de 37,5 kVA c/u 13800/240 V.	Campo Mirador bajo.
		75	Transformadores trifásico de 25 kVA 13800/227 V.	Campo Mirador alto.



Tabla 4.8. Descripción del alimentador La Vega con sus cargas. (Fuente Ingenio Monterrey).Parte 2.

ALIMENTADOR	DISYUNTOR PRINCIPAL (A)	POTENCIA (kVA)	BANCO	UBICACIÓN
LA VEGA	1600	150	Transformador trifásico de 50 kVA 13800/220 V.	Campo Valle hermoso #2.
		300	Transformadores, banco transformadores monofásicos de 100 kVA c/u 13800/240 V.	Campo Valle hermoso #1.
		45	Transformadores, banco de 2 monofásicos de 10 y 1 de 25 kVA 13800/240 V.	Campo El poroto.
		150	Transformadores monofásicos de 50 kVA c/u 13800/220 V.	Campo El Arenal.
		225	Transformadores monofásicos de 75 kVA c/u 13800/220 V.	Campo El Arenal.

Tabla 4.9. Descripción del alimentador Planta Hidráulica con sus cargas. (Fuente Ingenio Monterrey)

ALIMENTADOR	DISYUNTOR PRINCIPAL (A)	POTENCIA (kVA)	BANCO	UBICACIÓN
Planta hidráulica	400	300	Transformador elevador trifásico, banco de 3 monofasicos de 100 kva c/u 440/13800 V	Patios del Ingenio Azucarero.
		112,5	Transformadores, banco de monofásicos de 37,5 kVA c/u 13800/240 V	Campo: Vallesteros.
		25	Transformador monofásico 13800/240 V.	Oficina campo.
		50	Transformador monofasico 13800/240 V.	Hotel.
		30	Transformadores, banco de monofásicos de 10 kVA c/u 13800/240 V.	Campo: Hacienda
		15	Transformador monofásico 13800/240 V.	Campo: Helipuerto.
		30	Transformadores monofásicos de 10 kVA c/u 13800/240 V.	Campo: Vicente Jaramillo.
		30	Transformadores monofásicos de 10 kVA c/u 13800/240 V.	Campo: Conventillo.



4.3.6. DIAGRAMA UNIFILAR

El Sistema Eléctrico de Potencia del Ingenio Monterrey de la ciudad de Catamayo está constituido por medio de subsistemas de generación eléctrica (turbogenerador y generadores de emergencia), líneas de distribución para sistemas de bombeo en campo agrícola y cargas eléctricas.

En la Figura 4.2 se aprecia de manera sintetizada el SEP del Ingenio Monterrey de la Ciudad de Catamayo con cada uno de sus elementos.



4.4. RECOPIACIÓN DE DATOS DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE LA EMPRESA MALCA

Las tablas 4.10 y 4.11 muestran las características eléctricas de los transformadores de potencia de 1,25 MVA y 1 MVA respectivamente.

Tabla 4.10. Datos y características transformador de 1,25 MVA. (Fuente ingenio Monterrey)

Pauwels Trafo	Tipo T3DU6
Potencia nominal	1250 kVA
Voltaje	13200/440 V
Frecuencia	60 Hz
Impedancia	5,66 %
Grupo de conexión	DY5
Año de fabricación	1974
Tipo de enfriamiento	ON
Peso	3445 kg

Tabla 4.11. Datos y características del transformador de 1 MVA. (Fuente Ingenio Monterrey).

Inatra:	TTP-100682	Año de fabricación:	2011
Norma:	ANSI	Altitud de operación:	3000 msnm
Potencia nominal:	1000 kVA	Temp. Ambiente:	30°C
Voltaje:	13200/470 V	BIL:	95 kV
Frecuencia:	60 Hz	Aceite:	Mineral
Impedancia:	5,66 %	Tipo de enfriamiento:	ONAN
Grupo de conexión:	Yd5	Peso:	1800 kg

4.5. DETERMINACIÓN DE FALLAS EN EL SEP Y REDES DE DISTRIBUCIÓN DE LA EMPRESA.

La empresa MALCA es una industria que labora las 24 horas del día en el procesamiento de la caña de azúcar, con empleados distribuidos en horarios de 8 horas diarias de trabajo, por lo tanto, es indispensable la continuidad del servicio eléctrico para todos los procesos de



industrialización de la azúcar, así como de servicios complementarios como alumbrado, laboratorios, oficinas, telecomunicaciones entre otros.

Como se mencionó en el acápite 4.3.1 el turbogenerador es la máquina capaz de suministrar toda la energía necesaria dentro del Ingenio Monterrey, pero hay ocasiones en las que se han presentado fallas en la operación y han derivado en aperturas indeseables e innecesarias del interruptor principal de 5000 A, que conecta al turbogenerador con las barras del tablero general de distribución. Al suceder este evento todas las cargas dentro de la fábrica como las cargas del campo quedan sin energía, hasta que se realicen las maniobras manuales ya sea para reponer nuevamente el servicio o para transferir las cargas al alimentador de la Empresa Eléctrica (EERSSA) mediante los conmutadores que poseen cada uno de los gabinetes de potencia que se encuentran en la sala de control.

Este tiempo de desconexión sin duda paraliza todos los procesos de elaboración de la caña de azúcar, ya que el tiempo que toma en rehabilitar nuevamente el servicio depende de la pericia del operador de turno, así como de la rapidez con que se ejecuten las maniobras de transferencia de carga ya que todas se las debe realizar manualmente. Si se cuantifica en términos monetarios cada uno de los procesos industriales que se paralizan, estos se traducen en pérdidas económicas para la empresa.

Dentro de la bitácora se registran eventos que han hecho desconectar al disyuntor principal de 5000 A, debido a fallas como cortocircuitos en los alimentadores, también se registran eventos de fallas que han sucedido en campo y éstas no han podido ser despejadas por las protecciones de los seccionadores fusibles que se encuentran a lo largo de la línea, haciendo que esa falla se refleje en la fuente y por ende el disparo del disyuntor del turbogenerador.



En la tabla 4.12 se muestran algunas de las fallas que han hecho disparar el turbogenerador.

Tabla 4.12. Registro de disparos del disyuntor del turbogenerador. (Fuente del Ingenio Monterrey).

GRUPO MONTERREY							
HISTORICO DE TIEMPOS PERDIDOS POR AREA/SECCION/EQUIPO							
FECHA	ANO	MES	DIA	AREA	SECCION	DETALLE	HORAS
03/07/2016 0:00	2016	07	03	FABRICA	GENERACION ELECT.	Generacion Electrica - Disparado Turbo-Generador / Abierto fusible de la EERSSA(07:00-08:10)	1.167
16/08/2016 0:00	2016	08	16	FABRICA	GENERACION ELECT.	Generacion Electrica - Disparado Turbo - Generador / Corto en circuito de las Villas / Disparado Disyuntor Turbo - Generador (13:02-13:34)	0.533
17/07/2016 0:00	2016	07	17	FABRICA	GENERACION ELECT.	Generacion Electrica - Disparado Turbo-Generador / Falla electrica - Trip turbina (20:38-20:48)	0.167
22/07/2016 0:00	2016	07	22	FABRICA	GENERACION ELECT.	Generacion Electrica - /Falla electrica quemado fusible de linea salida a la Vega (02:28-02:33)	0.083
02/06/2017 0:00	2017	06	02	FABRICA	GENERACION ELECT.	Generacion Electrica - Disparado Generador por falla electrica desde campo (09:47-10:11)	0.4
14/06/2017 0:00	2017	06	14	FABRICA	GENERACION ELECT.	Generacion Electrica - Disparado turbo Generador por falla electrica, salida planta hidraulica (06:43-06:51)	0.133
18/07/2017 0:00	2017	07	18	FABRICA	GENERACION ELECT.	Generacion Electrica - Disparado Turbo- Generador por corto circuito en la línea de media tensión salida planta hidráulica (01:27-01:47)	0.333
24/10/2017 0:00	2017	10	24	FABRICA	GENERACION ELECT.	Generacion Electrica - Turbina/ Se dispara el turbo por daño en el fusible de alta tensión (2334-2348)	0.233
30/11/2017 00:00	2017	11	30	FABRICA	GENERACION ELECT.	Generacion Electrica - Disparado Turbo - Generador / Disparado disyuntor del centro de carga salida a la Vega por fusible quemado (09:44-09:59)	0.25
07/01/2018 0:00	2018	01	07	FABRICA	GENERACION ELECT.	Generacion Electrica - Disparado Generador / Disparado breaker principal de la salida a la planta hidraulica (01:14-01:28)	0.233
25/01/2018 0:00	2018	01	25	FABRICA	GENERACION ELECT.	Generacion Electrica - Disparado Generador / Por sobrevoltaje en transformador de campo salida a la vega (22:00-22:13)	0.217
							3.749

Analizando las causas de disparos según el registro de la bitácora proporcionada por el personal de operación del Ingenio Monterrey se puede indicar que las fallas principalmente son por cortocircuitos en las redes de distribución a 13,8 kV y por defectos en los fusibles instalados como protecciones. Además no existe coordinación y selectividad en las protecciones por lo tanto, no están cumpliendo su función de proteger y aislar la sección fallada.

4.6. ESTUDIO DE FLUJO DE CARGA

Los grandes sistemas eléctricos industriales requieren que la operación de todo el sistema en condiciones normales de estado estable permanezca sin interrupciones en el servicio eléctrico. La mayoría de las industrias debido a la elevada demanda de energía y por confiabilidad, poseen 2 o más puntos de entrega para abastecer su demanda y evitar sobre todo tener pérdidas de producción ante fallas en uno de los puntos de frontera.



Los estudios de flujo de potencia se realizan para obtener el dimensionamiento de equipos de protección, conductores, bancos de capacitores, factibilidad del incremento de carga (Motores trifásicos, monofásicos), etc. Algo importante que se obtiene del estudio de flujo de potencia es la cantidad de la demanda que puede ser abastecida con cada uno de los puntos de entrega del sistema, o si el sistema puede operar en estado estable en isla eléctrica con el 100% de la demanda de la industria.

En la realización del flujo de potencia se verifica que el sistema cumple con los siguientes puntos:

1. La generación abastece la demanda más las pérdidas que pueden ser hasta un 5% de la potencia generada.
2. Para mantener la frecuencia constante se deben cumplir con la ecuación de balance entre energía producida, consumida y pérdidas.
3. La regulación del CONELEC 004/01 del año 2001 en referencia a la Calidad del Servicio Eléctrico de Distribución, establece que los niveles de voltaje no deben exceder del $\pm 5\%$ del voltaje nominal suministrado.
[4]
4. Los generadores operan dentro de los límites especificados de potencia activa y reactiva de acuerdo con la curva de Capacidad.
5. Las líneas de distribución y transformadores no se encuentren sobrecargados.

El programa de computadora para análisis de sistemas eléctricos de potencia DigSILENT, es la herramienta utilizada para la investigación y análisis. En el programa se determinan las magnitudes de voltajes y ángulos en cada una de las barras del sistema en condiciones tanto balanceadas como desbalanceadas. La necesidad de la instalación de bancos de



capacitores para la compensación, el tap adecuado para los transformadores trifásicos y bancos monofásicos, etc.

En la tabla 4.13 se indican los despachos de potencia para las diferentes cargas conectadas al SEP, mediante la simulación en el software DigSilent.

Tabla 4.13. Despacho de Energía hacia las cargas conectadas al SEP. (Fuente Ingenio Monterrey). (Parte1)

Nombre	Potencia [kW]	Potencia Reactiva [kVAR]	Potencia Aparente [kVA]	Corriente [A]	Factor de Potencia	Tipo de carga.
Alcohol y Bunker	182,234	55,595	190,526	250,00	0,956	Inductiva
Alumbrado	74,419	16,425	76,210	100,00	0,977	Inductiva
B. Hidalgo	10,00	2,917	10,417	27,3	0,960	Inductiva
B. Capacitor	0,00	-50,00	50,00	65,6	-1,00	Capacitiva
B. el Poroto	29,250	8,009	30,327	79,6	0,965	Inductiva
B. el Arenal 1	80,00	21,610	82,867	217,5	0,965	Inductiva
B. el Arenal 2	125,00	43,006	132,191	346,9	0,946	Inductiva
C. Continuas Tacho 1	223,258	49,274	228,631	300,0	0,977	Inductiva
Cald. Nueva	331,217	88,922	342,946	450,0	0,966	Inductiva
C. Vallesteros	80,00	31,618	86,022	225,7	0,930	Inductiva
Centrifugas	160,645	59,969	171,473	225,0	0,937	Inductiva
Conventillo	20,00	4,061	20,408	53,6	0,980	Inductiva
Desfibrador A	178,271	67,227	190,526	250,0	0,936	Inductiva
Desfibrador B	285,209	107,628	304,841	400,0	0,936	Inductiva
Helipuerto	10,00	3,287	10,526	27,6	0,950	Inductiva
Hacienda	20,00	4,061	20,408	53,6	0,980	Inductiva
Hotel	35,00	8,772	36,082	94,7	0,970	Inductiva
M. Jaramillo	120,00	120,00	40,913	126,783	332,7	Inductiva
Mirador Alto	40,00	15,095	42,753	112,2	0,936	Inductiva
Mirador Bajo	55,00	16,878	57,531	151,0	0,956	Inductiva
Molino 1 Picador A y B	260,281	58,326	266,736	350,00	0,976	Inductiva
Molino 2 y 3	221,533	56,526	228,631	300,00	0,969	Inductiva
Molino 4 y 5	342,518	17,126	342,946	450,00	0,999	Inductiva
Mol B. Vacío	225,544	37,441	228,631	300,0	0,986	Inductiva
Ofic. Campo	17,00	3,452	17,347	45,5	0,980	Inductiva
P. grua	148,714	33,411	152,421	200,0	0,976	Inductiva



Tabla 4.13. Despacho de Energía hacia las cargas conectadas al SEP. (Fuente Ingenio Monterrey). (Parte2)

Taller Indust.	263,135	43,681	266,736	350,0	0,987	Inductiva
Trat. Semillas	65,00	20,427	68,134	178,8	0,954	Inductiva
V. Jaramillo	20,00	6,574	21,053	55,2	0,950	Inductiva
Vallehermoso	75,00	20,259	77,688	203,9	0,965	Inductiva
Valleherm #1	175,00	47,915	181,441	476,2	0,965	Inductiva
Villas	35,00	12,703	37,234	97,7	0,940	Inductiva
Total carga (kW)	3908,228					

Para cada escenario se indica la potencia total producida por las fuentes de energía, además se toma en consideración para cada caso la contingencia originada con lo cual se puede analizar el cambio de los flujos de potencia en las diferentes fuentes de energía conectadas al SEP. En la tabla 4.14 se indica la potencia producida para cada escenario.

Tabla 4.14. Generación de energía eléctrica en cada escenario. (Fuente autores)

UNIDAD DE GENERACIÓN	ESCENARIO 1 (kW)	ESCENARIO 2 (kW)	ESCENARIO 3 (kW)	ESCENARIO 4 (kW)	ESCENARIO 5 (kW)
EE	25,00	827,15	0	0	799,40
EE 2	1000,00	0	1000,01	0	1600,00
GEN. 2.8 MW	1800,00	2000,02	1819,90	2825,50	0
TERMO 1	500,00	500,00	500,00	500,00	600,00
TERMO 2	500,00	500,00	500,00	500,00	600,00
GEN 500 kW	100,00	100,00	100,00	100,00	350,00
TOTAL GENERACIÓN	3925,000	3927,17	3919,907	3925,500	3949,400

4.7. PÉRDIDAS DEL SISTEMA

La determinación de las pérdidas de potencia por distribución de la energía ha sido determinada en cada uno de los escenarios simulados con el software.

Considerando que la demanda máxima coincidente total de la industria es de 3.908,288 kW, las pérdidas se resumen en la tabla 4.15.

Tabla 4.15. Pérdidas de energía eléctrica en cada escenario. (Fuente autores)

PÉRDIDAS POR GENERACIÓN PARA LOS DIFERENTES ESCENARIOS					
	ESCENARIO	ESCENARIO	ESCENARIO	ESCENARIO	ESCENARIO
	1	2	3	4	5
PÉRDIDAS (kW)	16,77	18,94	11,68	17,27	41,17
PÉRDIDAS %	0,43	0,48	0,29	0,44	1,04

Las pérdidas por distribución de la potencia oscilan entre 11,68 kW y 41,17 kW lo que representa el 0,28% y 1,24% de la potencia total generada más la entregada por los puntos de interconexión con la empresa eléctrica distribuidora (EERSSA). Las pérdidas deben ser menores al 5%, lo que representa la operación exitosa del sistema en demanda máxima.

La mayor cantidad de pérdidas de potencia se obtiene en el escenario #5 donde el generador de mayor capacidad se encuentra fuera de servicio. Esto se debe a que en este escenario el flujo de la potencia que fluye por el transformador TR-20 de 1,25 MVA se encuentra operando al 80% de su capacidad nominal. En la figura 4.3 se muestra la curva de las pérdidas de potencia para cada escenario.

**Figura 4.3** Curva de Pérdidas de potencia para cada escenario, en porcentaje. (Fuente Ingenio Monterrey).



4.7.1. ANÁLISIS DE PÉRDIDAS ECONÓMICAS POR PARADAS DEL TURBOGENERADOR

Según el registro de la bitácora de operación del Ingenio Monterrey que se muestra en la tabla 4.12 se puede evidenciar que el turbogenerador de 3.5 MVA ha salido de operación en 11 ocasiones en el período del 3 de Julio del 2016 al 25 de enero del 2018, contabilizando un total de 3,749 horas perdidas de producción debido a la ausencia de energía en los procesos de industrialización de la caña de azúcar.

Según la tabla 4.2 en el año 2017 se produjeron 625.454 sacos de azúcar durante 11 meses de producción, ya que dentro del año la empresa se paraliza un mes completo para realizar actividades de mantenimiento mayor programado. Además, se estima que un número de 30 personas laboran dentro de fábrica entre personal técnico, y obreros los mismos que se encargan de controlar los niveles de llenado, pesaje, estibación y transporte del producto elaborado, por lo que cuando los procesos se paralizan por la ausencia de energía dicho personal no puede continuar con sus labores, restando de esta manera la producción.

Se estima que un obrero que no sea personal calificado percibe un sueldo de aproximadamente \$700.00 mensuales, laborando un total de 240 horas al mes. Si se toma como base esta cantidad se puede calcular a cuánto asciende por concepto de pérdidas económicas la paralización de la producción de la caña de azúcar.

La producción de sacos de azúcar por hora es de aproximadamente 79 quintales, según el dato estadístico de producción del año 2017, y considerando que un saco de azúcar de 100 libras dentro de la fábrica tiene un valor aproximado de \$22 se puede calcular las pérdidas como sigue.



Pérdidas por sacos no producidos durante la sumatoria de tiempos de paralización del turbogenerador.

$$Pérdidas_1 = \frac{79 \text{ qq}}{h} \times 3,749 \text{ h} \times \frac{\$ 22}{1 \text{ qq}} = \$ 6.515,76$$

Pérdidas por concepto de paralización de obreros dentro de fábrica.

$$Pérdidas_2 = \frac{\$ 700}{240 \text{ h}} \times 30 \times 3,749 \text{ h} = \$ 328,03$$

La sumatoria por pérdidas económicas debido a la indisponibilidad del turbogenerador asciende a un valor de \$6.843,79 que dejó de percibir la empresa por el tiempo de parada del turbogenerador equivalente a 3,749 horas. Además, cabe recalcar que hay otros costos indirectos que también inciden, como pérdidas dentro del cálculo y se refieren a horas extras que se deben cancelar al personal de mantenimiento eléctrico para que verifique en campo si las redes de distribución no sufrieron algún desperfecto.

4.8. IMPEDANCIA EQUIVALENTE DEL SISTEMA ELÉCTRICO

Todo sistema eléctrico puede ser representado por el equivalente Thévenin visto de la barra del sistema en análisis, es decir, puede representarse por una impedancia en serie con una fuente de voltaje. Este diagrama se obtiene del diagrama unifilar del sistema, reemplazando cada elemento por su impedancia, y conservando su interconexión. [4]

En el diagrama de impedancias de la figura 4.4 aparecen los dos puntos de interconexión (EE y EE2) con la empresa eléctrica distribuidora (EERSSA), representado a través de una fuente de voltaje equivalente Thevenin

conectada en serie con una impedancia. Además se muestran las impedancias del Turbogenerador de 2,8 MW, del generador de la planta hidráulica de 500 kW y de los dos generadores térmicos de 750 kW.

En la figura 4.4 se muestra el diagrama de impedancias del sistema eléctrico vista desde la barra principal de 0,44 kV.

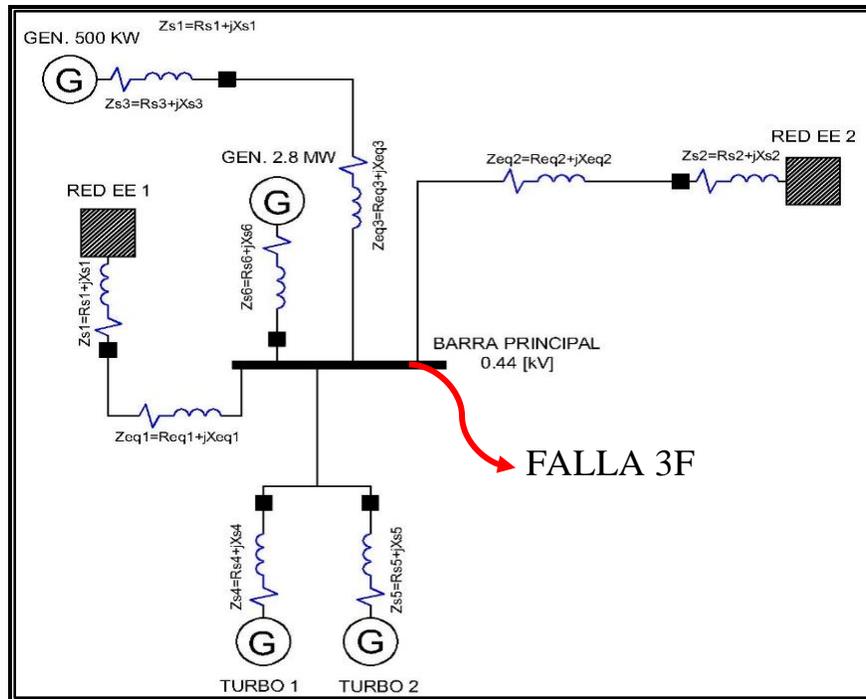


Figura 4.4 Diagrama de impedancias del Sistema Eléctrico de Potencia. (Fuente autores).

El cálculo Z_{s1} es la impedancia equivalente del alimentador de la empresa eléctrica denominado como *EE1* hasta el punto de frontera del interruptor. La impedancia equivalente Z_{eq1} es la impedancia de la red eléctrica aérea calculada a partir del interruptor hasta la barra principal de 0,44 kV. La impedancia Z_{s2} es la impedancia equivalente del alimentador aéreo de la empresa eléctrica denominado como *EE2*. La impedancia equivalente Z_{eq2} es la impedancia calculada a partir del interruptor hasta la barra principal de 0,44 kV y comprende el alimentador trifásico denominado La Vega. La impedancia Z_{s3} es la



impedancia del generador hidráulico hasta el punto de frontera del interruptor de salida, la impedancia equivalente Z_{eq3} es la impedancia de la red eléctrica aérea que corresponde al alimentador denominado como planta hidráulica. La impedancia Z_{s6} es la impedancia equivalente del turbogenerador de 2,8 MW hasta la barra principal de 0,44 kV. La impedancia Z_{s4} y la impedancia Z_{s5} corresponden a los generadores térmicos de 750 kW que se encuentran conectados en paralelo.

$$Z_{s1} = 1.180207 + j 1.650514 [pu]$$

$$Z_{eq3} = 0.168038 + j 1.540560 [pu]$$

$$Z_{eq1} = 0.203926 + j 4.646981 [pu]$$

$$Z_{s4} = 3.75 + j 25 [pu]$$

$$Z_{s2} = 1.180207 + j 1.650515 [pu]$$

$$Z_{s5} = 3.75 + j 25 [pu]$$

$$Z_{eq2} = 3.693292 + j 5.913113 [pu]$$

$$Z_{s6} = 0.268078 + j 5.356921 [pu]$$

$$Z_{s3} = 0.026012 + j 2.601251 [pu]$$

Los valores de impedancia fueron obtenidos del programa DigSILENT al producir una falla trifásica en la barra de 0.44 kV, en la figura 4.5 se observa los parámetros obtenidos de la simulación. Las medidas se encuentran en por unidad ($p.u$) con respecto a la base de cada zona del sistema.

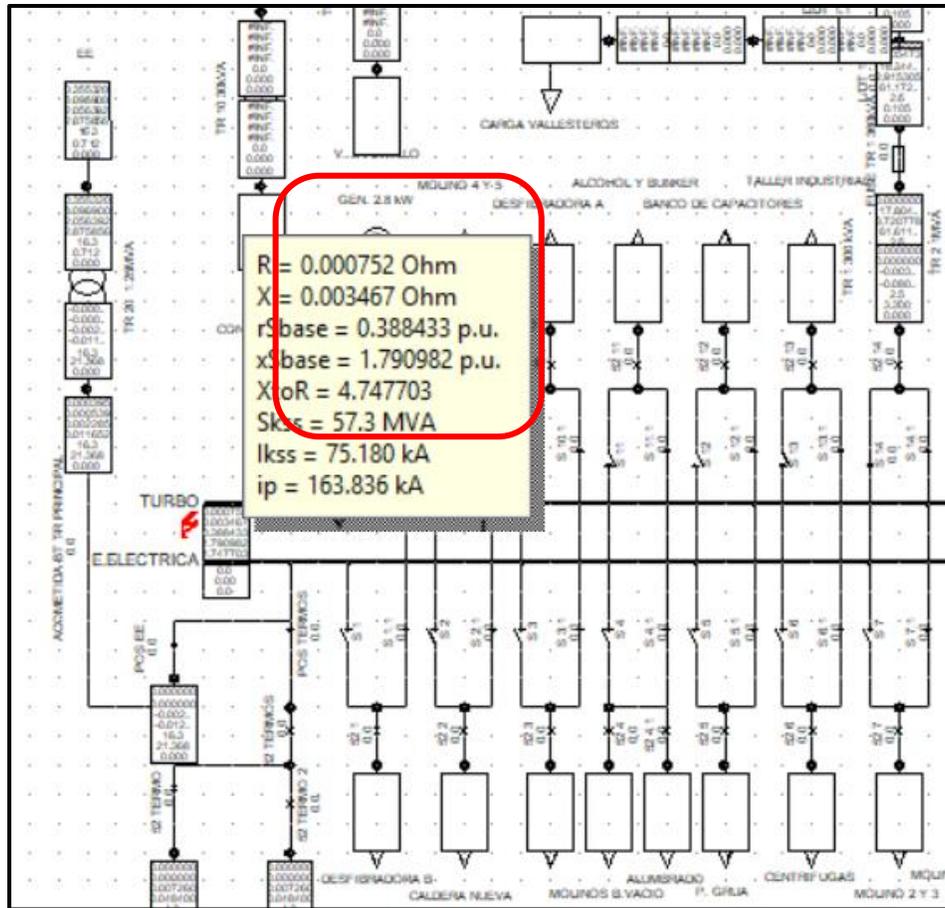


Figura 4.5 Datos de impedancia equivalente del sistema mostrada en Digilent. (Fuente autores).

Al obtener la impedancia equivalente del diagrama unifilar, se obtiene la impedancia de cortocircuito o impedancia Thévenin vista desde la barra TURBOGENERADOR.

$$Z_{eq} = (Z_{S1} + Z_{eq1}) // (Z_{S2} + Z_{eq2}) // (Z_{S3} + Z_{eq3}) // Z_{S4} // Z_{S5} // Z_{S6}$$

$$Z_{eq} = 0.388449 + j 1.790949 [pu]$$

4.9. SOFTWARE PARA LA SIMULACIÓN

Para el análisis de flujos de potencia existe una gran infinidad de programas que acorde a las necesidades se emplean para el respectivo análisis de comportamiento de sistemas eléctricos de potencia y entre los programas más utilizados se encuentra DigSILENT Power Factory .



Este programa permite alcanzar objetivos para la optimización y para la planeación en redes eléctricas, manejo de cargas, manejo de una gran cantidad de barras que por su confiabilidad, fácil manejo y manipulación lo hacen muy versátil en el momento de realizar estudios de manera real.

Entre las opciones principales el software permite desarrollar lo siguiente:

- Análisis de flujos de carga.
- Flujos de carga.
- Análisis de cortocircuitos.
- Control secundario.
- Análisis nodal.
- Cálculo de niveles de cortocircuitos en una línea.
- Sincronizaciones.
- Estabilidad de sistemas eléctricos.
- Definición de contingencias y eventos.
- Creación e Impresión de tablas y gráficas.

Para el análisis de cortocircuitos, flujos de potencia y la coordinación de protecciones, el presente trabajo utiliza el Software DigSILENT definiendo cada uno de las variables a utilizarse en el presente estudio.

4.10. ANÁLISIS DE RESULTADOS DEL FLUJO DE POTENCIA.

Para la simulación de los flujos de potencia se consideró un valor de demanda máxima consistente de 3,908.23 kW, los mismos que fueron distribuidos de acuerdo con los valores nominales de los equipos de protección y transformadores.

En el sistema se ha considerado dos modelos de cargas; de Corriente Constante y de Potencia Constante. Las cargas de Corriente Constante se encuentran conectadas en las barras del Turbogenerador y de la Empresa



Distribuidora, mientras que las Cargas de Potencia Constante están distribuidas en el resto del sistema.

El modelo de Potencia Constante fue tomado para cargar a los transformadores monofásicos, bancos monofásicos y trifásicos con un porcentaje de sus capacidades nominales, mientras que el modelo de Corriente Constante como un porcentaje de la capacidad de corriente de los disyuntores instalados.

4.10.1. POTENCIA ENTREGADA POR LAS FUENTES

El despacho de potencia Activa en cada uno de los escenarios analizados se resume en la tabla 4.16.

Tabla 4.16. Despacho de potencia activa en escenarios analizados. (Fuente autores)

	ESCENARIO 1 (kW)	ESCENARIO 2 (kW)	ESCENARIO 3 (kW)	ESCENARIO 4 (kW)	ESCENARIO 5 (kW)
EE	25,00	827,15	0	0	799,4
EE 2	1.000,00	0	1.000,00	0	1.600,00
GEN. 2.8 MW	1.800,00	2.000,02	1.819,90	2.825,5	0
TERMO 1	500,00	500,00	500,00	500,00	600,00
TERMO 2	500,00	500,00	500,00	500,00	600,00
GEN 500 kW	100,00	100,00	100,00	100,00	350,00

La potencia reactiva fue ajustada para mantener los niveles de voltajes dentro de los límites de operación conforme se visualiza en la tabla 4.13.

4.11. RESULTADOS DE ESCENARIOS ANALIZADOS EN LAS CONTINGENCIAS

ESCENARIO 1

El primer escenario de simulación en el software DigSilent está formado por todas fuentes Equivalentes y de Generación conectadas al sistema. Se consideran los Taps de los transformadores ubicados en la posición central.



Se hacen las siguientes consideraciones para la simulación del escenario 1:

- Los niveles de Voltajes en las barras de los Sistemas Equivalentes correspondientes a la Empresa Distribuidora con 1,01 p.u. El generador de 3,5 MVA conectado a un nodo PV con un nivel de voltaje de 1,018 p.u.
- Las cargas máximas y los transformadores en un rango del 40% al 65% de cargabilidad respecto de su potencia nominal.
- El nodo donde se encuentra conectado la fuente equivalente a 13,2 kV como SLACK, la fuente equivalente a 13,8 kV como barra PV y los generadores de menor potencia conectados a nodos PQ.
- Flujo de potencia asimétrico AC.
- Método utilizado por el programa Newton-Raphson (Ecuaciones de Corrientes).

Los niveles de voltajes se encuentran en un rango entre 0,995 y 1,025 p.u.

En la figura 4.6 se muestran los niveles de voltaje en las barras y nodos del SEP.



Figura 4.6 Curva de perfiles de Voltaje en barras y nodos del SEP, escenario 1. (Fuente autores).

En el Anexo 1 y Anexo 2, se visualizan cada uno de los perfiles de voltaje correspondientes a cada barra y Nodo del SEP analizado en el escenario 1 así como también los valores de ángulo de desfase respectivamente para este escenario.

ESCENARIO 2

En el escenario 2 se desconecta la fuente equivalente EE2 de la Empresa Eléctrica distribuidora (EERSSA), que tiene un voltaje a 13,2 kV y todas fuentes de generación conectadas a la red. Los Taps de los transformadores ubicados al otro extremo de L/DT La Vega en la posición número 2.

Se realizaron las siguientes consideraciones para el escenario 2:

- El nivel de Voltaje en la barra del Sistema Equivalente correspondiente a la Empresa Distribuidora con 1,01 p.u. El generador de 3,5 MVA conectado a un nodo PV con un nivel de voltaje de 1,018 p.u.
- Las cargas máximas y los transformadores en un rango del 40% al 65% de su potencia nominal.
- El nodo donde se encuentra conectado la fuente equivalente a 13,2 kV se define como barra SLACK y los generadores de menor potencia conectados a nodos PQ.
- Flujo de potencia asimétrico AC.
- Método utilizado por el programa Newton-Raphson (Ecuaciones de Corrientes).

Los niveles de voltajes se encuentran en un rango entre 0,995 y 1,025 p.u.

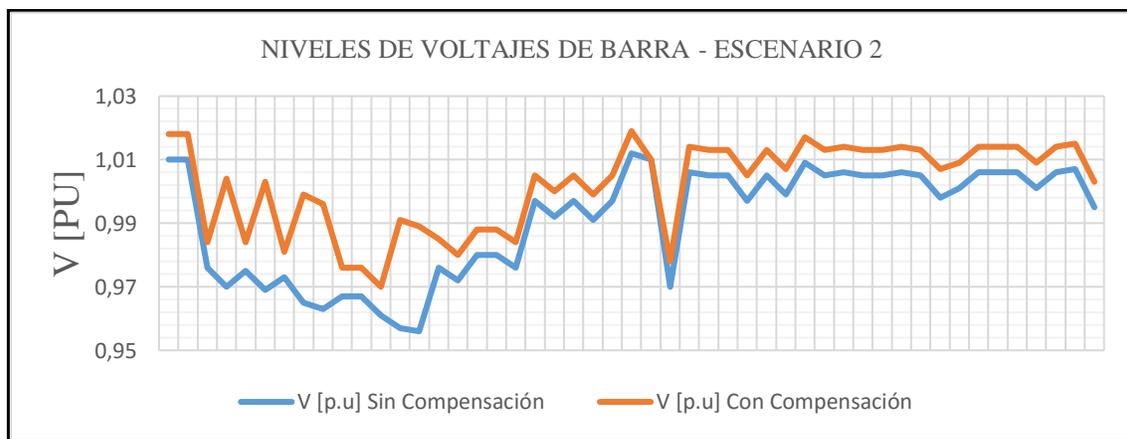


Figura 4.7 Curva de perfiles de Voltaje en barras y nodos del SEP, escenario 2. (Fuente autores).



Para el escenario 2, se puede visualizar en la figura 4.7 el comportamiento de los perfiles de Voltaje en cada una de las barras y nodos así como también los ángulos de desfase en el Anexo 3 y Anexo 4 respectivamente.

La línea azul que muestra la figura 4.7 corresponde a los niveles de Voltajes en las barras del sistema una vez que el punto de entrega a 13,8 kV es desconectado. Se ubicaron entonces los Taps de los transformadores más alejados en la posición 2 elevando los voltajes dentro del rango permitido, la línea de color naranja en la figura 4.7 muestra el desplazamiento de los voltajes en los nodos y barras.

Otra forma de mantener los Voltajes dentro del rango de operación en el escenario 2, es ubicando el TAP del transformador *TR_2_1MVA* (ver Anexo 11) en la posición número 4, esta acción permite realizar la menor cantidad de maniobras en el SEP.

ESCENARIO 3

En el escenario 3 se considera desconectada la fuente EE de la empresa eléctrica distribuidora que está a un nivel de 13,2 kV y todas las demás fuentes de generación conectadas a la red. Los Taps de los transformadores ubicados en la posición central.

Se realizaron las siguientes consideraciones:

- El nivel de Voltaje en la barra EE2 del Sistema Equivalente correspondiente a la Empresa Distribuidora con 1,01 p.u. El generador de 3,5 MVA en este caso cumple con la función de estar conectado como barra SLACK con un nivel de voltaje de 1,018 p.u.
- Las cargas máximas y los transformadores en un rango del 40% al 65% de su potencia nominal.



- El nodo donde se encuentra conectado la fuente equivalente a 13,8 kV como *PV* y los generadores de menor potencia conectados a nodos *PQ*.
- Flujo de potencia asimétrico AC.
- Método utilizado por el programa Newton-Raphson (Ecuaciones de Corrientes).

Los niveles de voltajes se encuentran en un rango entre 0,985 y 1,02 p.u.

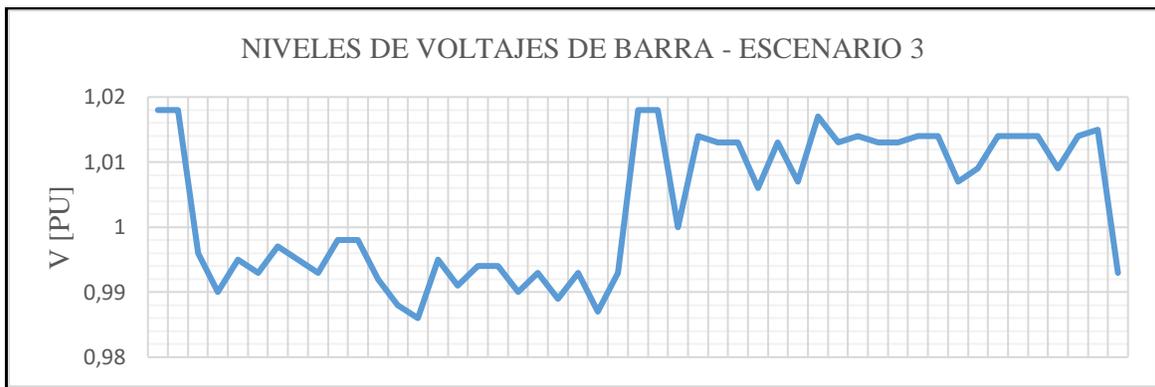


Figura 4.8 Curva de perfiles de Voltaje en barras y nodos del SEP, escenario 3. (Fuente autores).

Para el escenario 3, se observa en el Anexo 3 los perfiles de Voltajes en las barras y nodos analizados para este escenario y en el Anexo 4 se visualizan los ángulos de desfase de dichos voltajes.

ESCENARIO 4

El escenario 4 está formado únicamente con las fuentes de Generación de conectadas al SEP y las fuentes correspondientes a la Empresa Eléctrica distribuidora EE y EE2 desconectadas de la red.

Se realizaron las siguientes consideraciones:



- El generador de 3,5 MVA en este caso cumple la función de estar conectado como barra SLACK a una con un nivel de voltaje de 1,018 p.u.
- Las cargas máximas y los transformadores en un rango del 40% al 65% de su potencia nominal.
- Los generadores térmicos de menor potencia conectados a nodos PQ.
- Flujo de potencia asimétrico AC.
- Método utilizado por el programa Newton-Raphson (Ecuaciones de Corrientes).

Los niveles de Voltajes se encuentran en un rango entre 0,98 y 1,02 p.u.

El Generador de 3,5 MVA abastece al 75% de la carga total conectada al sistema. El análisis de este escenario resulta muy importante debido a que la mayor parte de la operación del SEP dentro de la empresa del Ingenio Monterrey se da en esta topología. En este escenario implica que el turbogenerador produce una mayor cantidad de energía y estaría trabajando a su capacidad nominal mientras que el despacho de los generadores térmicos se mantiene en 500 kW lo que indica que no hay incremento de consumo de combustible lo cual es beneficioso para la empresa ya que no estaría consumiendo energía de los alimentadores de la Empresa Eléctrica distribuidora, sin embargo debe realizarse un análisis de la contaminación que estos producen y que no están considerados dentro del análisis del presente estudio. En la figura 4.9 se observan las curvas de perfiles de voltaje para el escenario 4.

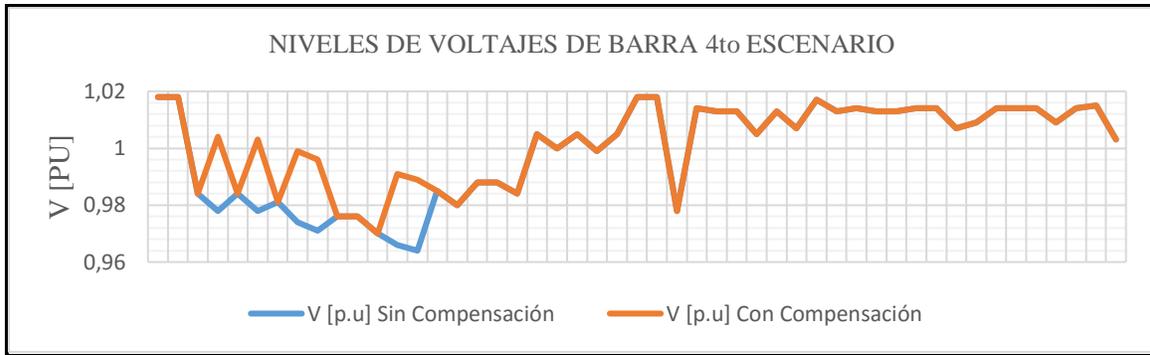


Figura 4.9 Curva de perfiles de Voltaje en barras y nodos del SEP, escenario 4. (Fuente autores).

Los perfiles de voltajes y su comportamiento con los datos del escenario 4, se los puede visualizar en el Anexo 4 y en el Anexo 5 se presentan los ángulos de desfase de Voltajes.

La línea azul de la figura 4.9 corresponde a los niveles de Voltajes en las barras del sistema cuando los puntos de entrega a 13,8 kV y a 13,2 kV son desconectados. Se ubicaron entonces los TAPs de los transformadores más alejados en la posición número 2 elevando los Voltajes dentro del rango permitido, la línea de color naranja de la figura 4.9 muestra el desplazamiento de los voltajes en los nodos y barras.

De igual manera que en el escenario número 2, otro modo de mantener los voltajes dentro del rango de operación es ubicando el TAP del transformador *TR_2_1MVA* (ver Anexo 11) en la posición número 4.

ESCENARIO 5

En el escenario número 5 el generador de mayor capacidad es retirado de la red. Los Taps de los transformadores ubicados al otro extremo de la línea de distribución La Vega se encuentran en la posición central.

Se realizaron las siguientes consideraciones para este escenario:



- Los niveles de Voltajes en las barras de los Sistemas Equivalentes correspondientes a la Empresa Distribuidora con 1,02 p.u.
- Las cargas máximas y los transformadores en un rango del 40% al 65% de su potencia nominal.
- El nodo EE donde se encuentra conectado la fuente equivalente a 13,2 kV como SLACK y los generadores térmicos de menor potencia conectados a nodos PQ.
- Flujo de potencia asimétrico AC.
- Método utilizado por el programa Newton-Raphson (Ecuaciones de Corrientes).

Los niveles de Voltajes se encuentran en un rango entre 0,975 y 1,025 p.u.

En este escenario se presentó la necesidad de que los generadores conectados sean re-despachados con el propósito de evitar una sobrecarga en el transformador *TR_20_1,25 MVA*.

Debido al re-despacho de los generadores térmicos existe una producción de energía mayor en estos, lo que se traduce en un aumento del consumo de combustible, por lo tanto, mayor contaminación. Además, el consumo de energía de los alimentadores EE y EE2 de la empresa distribuidora son alrededor de 2.500 kW que representa un consumo significativo en términos monetarios para la empresa, por ello es indispensable que el turbogenerador esté disponible la mayor cantidad de tiempo mientras el proceso de industrialización de la caña de azúcar está dándose. En la figura 4.10 se observa la curva de perfiles de Voltaje en las barras y nodos del SEP, cuando el turbogenerador es desconectado.

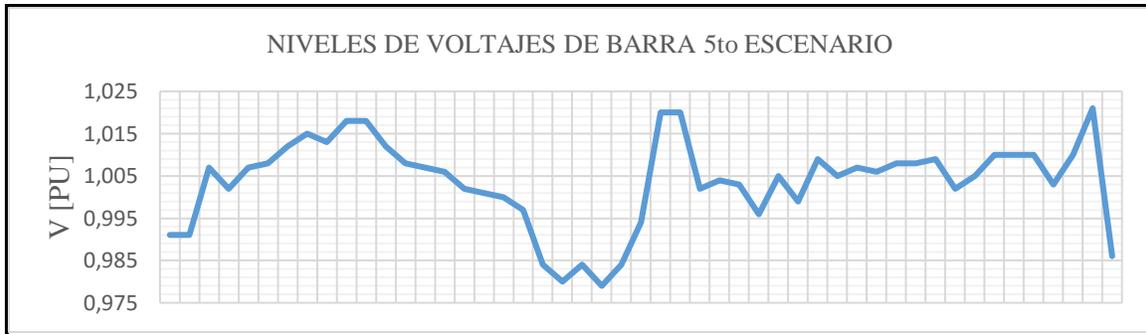


Figura 4.10 Curva de perfiles de Voltaje en barras y nodos del SEP, escenario 5. (Fuente autores).

Con las consideraciones configuradas para el escenario 5, se observa los perfiles de Voltaje en nodos y barras del SEP dentro del Anexo 4 y los ángulos de desfase de voltajes en el anexo 5.



CAPÍTULO V. COORDINACIÓN DE LAS PROTECCIONES

La coordinación de protecciones de sobrecorrientes está basado en el análisis y estudio muy bien organizado tiempo – corriente de cada uno de los dispositivos que conforman una red desde la carga hasta la fuente, dicho de otra manera, es la aplicación ampliada y sistemática de los dispositivos que conforman dicha coordinación que actúan por corriente en un sistema eléctrico y en este caso es la coordinación realizada a la Líneas de distribución del Ingenio Monterrey de la Ciudad de Catamayo.

5.1. ANÁLISIS TÉCNICO PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE PROTECCIONES

5.1.1. ESTUDIO DE CORTOCIRCUITO

Los sistemas eléctricos de potencia en plantas industriales, centros comerciales y grandes edificios, se diseñan para alimentar las cargas en una forma segura y confiable. Uno de los aspectos a los que se les pone mayor atención en el diseño de los sistemas de potencia, es el control adecuado de los cortocircuitos o de las fallas, como se les conoce comúnmente, ya que estas pueden producir interrupciones de servicios vitales y desde luego el riesgo de daño a personas, equipos e instalaciones. Los sistemas eléctricos de potencia se diseñan para estar tan libres de fallas como sea posible, mediante el uso de equipos especializados, diseños completos y cuidadosos, así como técnicas modernas de construcción y mantenimiento apropiado. [4]

Aún con todas las precauciones y medidas antes mencionadas, las fallas ocurren, algunas de las causas principales son las siguientes:

- Sobrevoltajes de origen atmosférico.
- Envejecimiento prematuro de los aislamientos.
- Falsos contactos y conexiones.
- Presencia de elementos corrosivos.



- Humedad.
- Presencia de roedores.
- Errores humanos.
- Y aun las llamadas causas desconocidas.

Cuando ocurre un cortocircuito, se presentan situaciones e inconvenientes que se manifiestan con distintos fenómenos, como son:

- En el punto de la falla se pueden presentar un fenómeno de arco eléctrico o fusión de componentes metálicos.
- Las corrientes de cortocircuito CC circulan de las fuentes (alimentación de la red y máquinas rotatorias) hacia el punto de la falla.
- Todas las componentes de la instalación por donde circulan las corrientes de cortocircuito CC, se ven sujetas a esfuerzos térmicos y dinámicos; estos varían con el cuadrado de la corriente (I^2) y de la duración de la corriente (seg).
- Las caídas de Voltaje en el sistema están en proporción a la magnitud de las corrientes de cortocircuito CC. La caída de voltaje máxima se presenta en el punto de ocurrencia de la falla (es prácticamente cero para el valor máximo de la falla).

Por todos los disturbios que produce la ocurrencia de un cortocircuito, las fallas se deben remover tan rápido como sea posible, y esta es justamente la función de los dispositivos de protección (interruptores, fusibles, etc). De hecho, para cumplir con esta función, los dispositivos de protección, deben tener la capacidad de interrumpir la máxima corriente de cortocircuito CC que pueda circular para una falla en el punto de localización del dispositivo de interrupción.



El máximo valor de la corriente de cortocircuito CC está directamente relacionada al tamaño y capacidad de la fuente de potencia, y es independiente de la corriente de carga del circuito protegido por el dispositivo de protección.

Entre mayor es la capacidad de cortocircuito de la fuente de potencia, mayor es la corriente de cortocircuito CC. [4]

El sistema eléctrico del Ingenio Monterrey debido a la alta confiabilidad que requiere por el proceso de industrialización de la caña de azúcar, se encuentra conectado a un sistema de potencia externo del cual recibe energía por dos alimentadores trifásicos provenientes de la Empresa Eléctrica distribuidora (EERSSA), a pesar de que posee un sistema de generación eléctrico propio a través de un tubogenerador que produce energía a un Voltaje de 440 V para ser utilizado dentro de la empresa. Este sistema externo se encuentra sometido continuamente a variaciones en su topología de operación debido al incremento de la matriz energética las nuevas construcciones de proyectos de generación, expansión de instalaciones, transmisión, subtransmisión y distribución produce que las industrias permanentemente realicen estudios de cortocircuito y coordinación de protecciones para el correcto funcionamiento de estos.

La capacidad de cortocircuito juega un papel importante a la hora de realizar los estudios de flujo de carga y coordinación de protecciones. La finalidad del estudio de cortocircuito en este capítulo permite realizar el dimensionamiento de los equipos de protecciones, medición, interruptores, y aislamiento de los equipos a proteger.



5.2. ANÁLISIS DE CORTOCIRCUITO

En este análisis se calculan los valores de Potencia y Corriente de Corto Circuito CC en los nodos o ramales de las zonas más importantes del sistema, los mismos que se manifiestan en el primer ciclo y varios ciclos después de haber ocurrido la falla. Se analizan los modelos de operación de todos los escenarios simulados en el software DigSilent dentro del sistema, para obtener las capacidades interruptivas de los equipos de desconexión.

En la tabla 5.1 se resumen los valores obtenidos en la simulación para fallas trifásicas y monofásicas a tierra, el análisis de cortocircuito es ejecutado utilizando el método de acuerdo con la norma IEC60909 publicada en el 2001. Se han creado eventos de fallas en DigSILENT para cada uno de los nodos y se tomaron los valores instantáneos durante el primer ciclo de falla y de las corrientes del periodo de estado estable.

Tabla 5.1. Magnitudes de fallas trifásicas y monofásicas. (Fuente atutores).

BARRA	TIPO DE FALLA	I_{intA} [kA]	I_{intB} [kA]	I_{intC} [kA]	I_{3I0} [kA]	Sk_{ss} [MVA]	Ik_{ss} [kA]
TURBO	3F	156,9	213,6	172,4	0	57,3	75,18
	1F-T	210,5	0	0	101,1	25,67	101,1
N-15.2	3F	1.777	2.639	2.662	0	32,5	1.361
	1F-T	1.829	0	0	1.427	11,37	1.427
N-15.2	3F	1.923	2.555	2.541	0	34,1	1.428
	1F-T	1.897	0	0	1,41	11,2	1,41
N-15.6	3F	2.554	2.876	2.827	0	45,9	1.919
	1F-T	2.159	0	0	1.615	12,87	1.615
N-15.8	3F	2.919	3.242	3.176	0	52,5	2.197
	1F-T	2.431	0	0	1.819	14,49	1.819
N-15.10	3F	2.343	2.508	2.457	0	43	1.801
	1F-T	1.858	0	0	1.411	11,24	1.411
N15.11	3F	1.127	1.199	1,18	0	21,4	0,894
	1F-T	0,878	0	0	0,676	5,38	0,676
N-14.2	3F	0,824	1.506	1.545	0	13,2	0,552
	1F-T	0,989	0	0	0,654	5,21	0,654
N-14.4.1	3F	0,837	1.345	1.368	0	12,7	0,529
	1F-T	0,964	0	0	0,615	4,9	0,615
N-14.6	3F	0,826	1,43	1.462	0	12,8	0,536
	1F-T	1,02	0	0	0,648	5,16	0,648
N-14.10	3F	0,803	1.377	1.415	0	12,4	0,518
	1F-T	1.014	0	0	0,646	5,15	0,646

Las fallas realizadas fueron con una resistencia de falla $R_{falla} = 0[\text{ohm}]$ y considerando el escenario en el cual se encuentran conectados todas las fuentes de corriente (Generadores y sistemas equivalentes).

Debido a que la impedancia equivalente del sistema ante una falla monofásica a tierra en la barra principal es mucho menor que la impedancia de secuencia positiva equivalente para fallas trifásicas, la magnitud de la corriente trifásica resulta menor que la corriente $3I_0$.

En la figura 5.1 se sintetiza la utilidad de las corrientes para el estudio de cortocircuito.

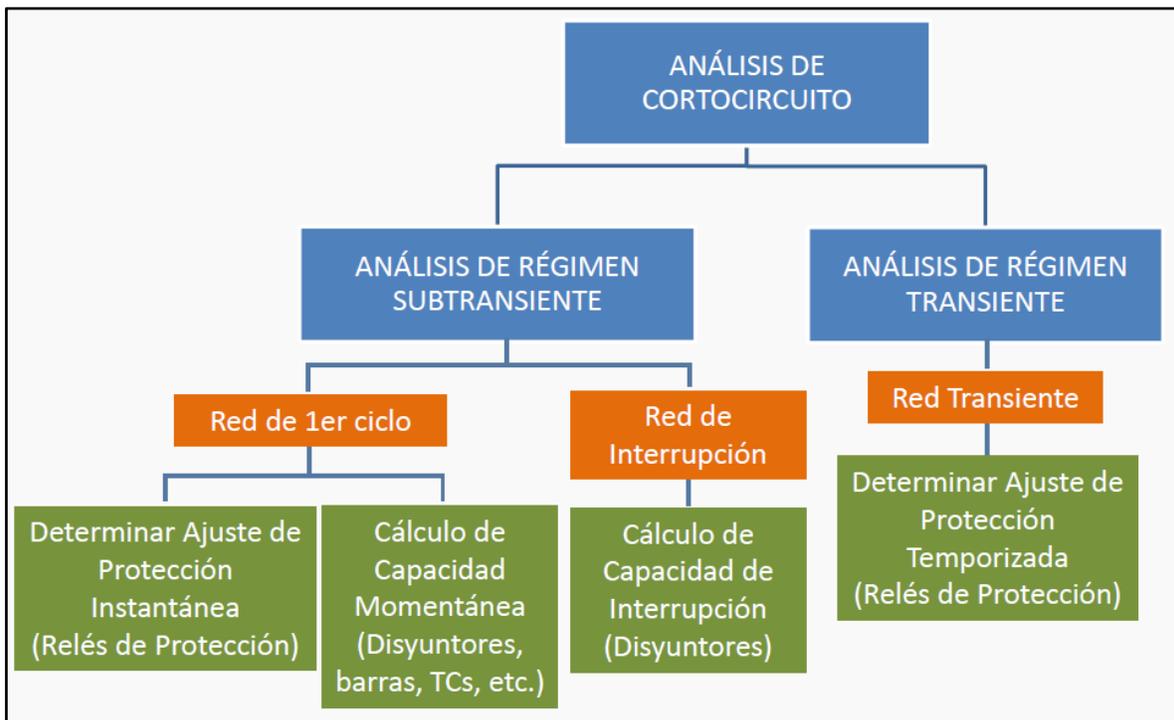


Figura 5.1 Etapas del estudio y análisis de un cortocircuito. (Fuente autores).

5.3. DETERMINACIÓN DE LA CAPACIDAD DEL INTERRUPTOR Y CÁLCULO DE LOS TCs.

El sistema de protección del turbogenerador debe contar con un grupo de transformadores de corriente, los cuales deben ser dimensionados de

acuerdo con la máxima corriente de cortocircuito presente, con la finalidad de evitar la saturación de estos.

Para la determinación de las relaciones de transformación de los TC's se realizaron dos tipos de falla en el programa de simulación DigSilent cuyos resultados se muestran a continuación.

5.3.1. FALLA TRIFÁSICA SÓLIDA EN LA BARRA DEL TURBOGENERADOR

La corriente de cortocircuito de falla trifásica en la barra del turbogenerador produce que por el interruptor del generador denominado como 52 GEN circule la Componente AC Simétrica de Cortocircuito, de magnitud:

$$I''_{ACsim} = 25.686 \text{ kA}$$

La corriente corresponde a la red de primer ciclo de acuerdo con el análisis subtransiente.

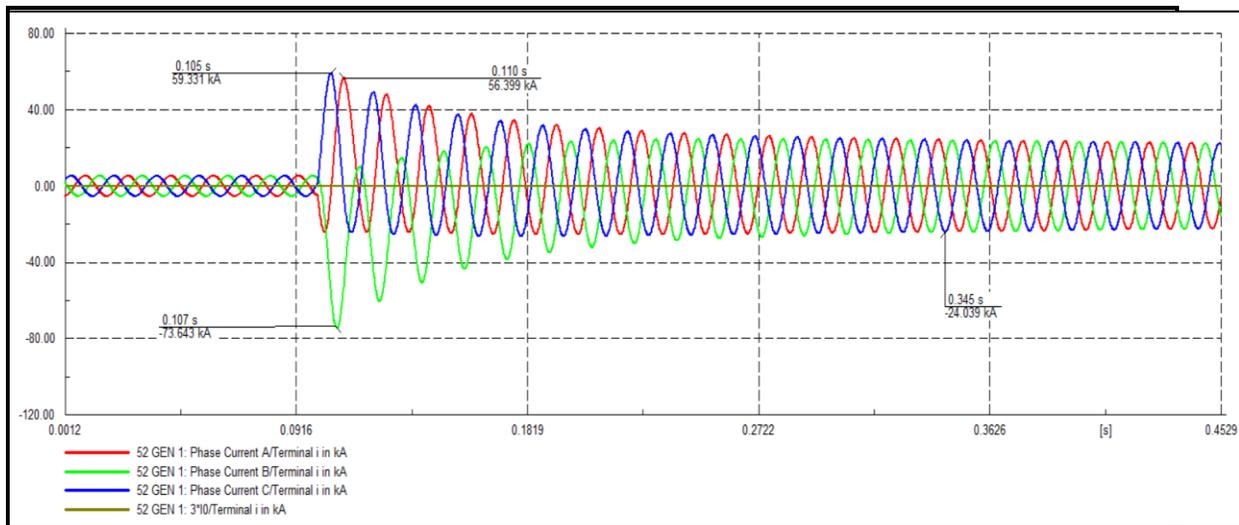


Figura 5.2 Oscilografía de la falla trifásica en la barra del turbogenerador. (Fuente autores).

La Corriente Momentánea I_{pico} que se muestra en la figura 5.2 corresponde al valor instantáneo de la máxima Corriente de Cortocircuito CC en la red de primer ciclo durante el evento de falla, este valor es:



$$I_{pico} = 73.643 \text{ kA}$$

La norma IEEE señala que la Corriente Momentánea (I_{pico}) es 2.7 veces la componente AC Simétrica de Cortocircuito, este factor es llamado Factor de Asimetría ($F_{asim-pico}$). Debido a que se ha realizado el evento de falla en el programa de simulación se puede determinar el valor de $F_{asim-pico}$.

$$F_{asim-pico} = \frac{I_{pico}}{I''_{ACsim}} = \frac{73,64 \text{ kA}}{25,68 \text{ kA}} = 2.86$$

5.3.2. FALLA MONOFÁSICA SÓLIDA EN LA BARRA DEL TURBOGENERADOR

La corriente de falla monofásica en la barra produce que por el interruptor del generador 52 GEN circulen:

$$I''_{ACsim} = 39,763 \text{ kA}$$

En la figura 5.3 se observa la onda de cortocircuito de la etapa subtransitoria cuya magnitud es:

$$I_{pico} = 85,83 \text{ kA}$$

Por la fase fallada, esta corriente corresponde a la red de primer ciclo de acuerdo con el análisis subtransiente, el Factor de Asimetría se calcula por lo tanto:

$$F_{asim-pico} = \frac{I_{pico}}{I''_{ACsim}} = \frac{85,833 \text{ kA}}{39,763 \text{ kA}} = 2.16$$

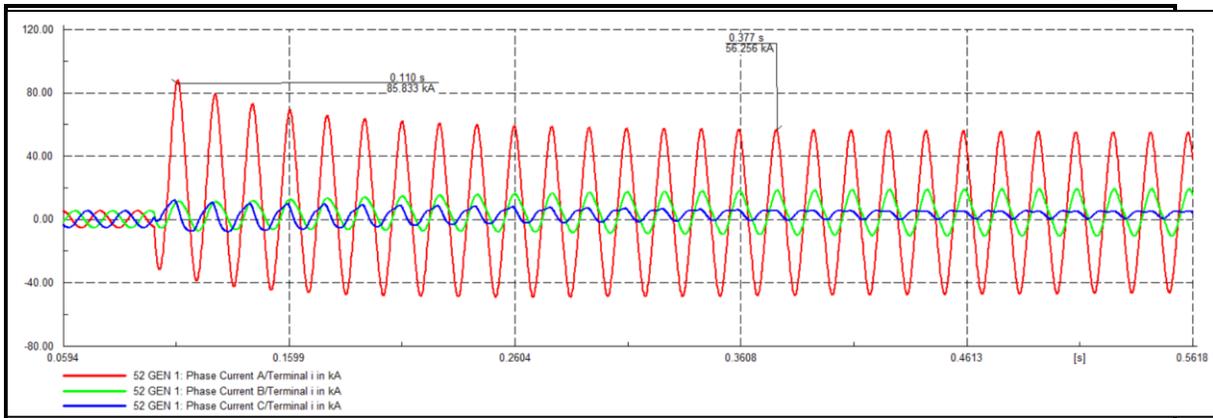


Figura 5.3 Oscilografía de la falla monofásica en la barra del turbogenerador. (Fuente autores).

El transformador de corriente TC es seleccionado tomando en cuenta algunas consideraciones que se detallan en la norma IEEE C57.13-1993 (R2003):

- El TC debe operar de forma continua dentro del rango de corriente primaria definida.
- La corriente primaria debe ser seleccionada considerando un margen de seguridad de 10% al 40% sobre la corriente de operación normal.
- La corriente primaria debe ser superior a la máxima corriente de cortocircuito dividida para 20.
- La temperatura de operación no debe sobrepasar de los 30°C, caso contrario debe utilizarse mecanismos de ventilación o refrigeración.
- La altitud de operación no debe sobrepasar los 1000 m ya que su rendimiento puede verse afectado, caso contrario deben utilizarse factores de corrección para mejorarlo.
- El Voltaje de operación del TC debe ser igual o superior al del sistema.
- El nivel básico de aislamiento BIL debe ser el adecuado.
- El ambiente de operación debe estar libre de humedad excesiva, gases, polvo o vapores corrosivos.



La corriente del sistema hacia la falla corresponde a la máxima corriente que podría fluir a través del TC y disyuntor en el caso de una falla en la barra o una falla muy cercana a la barra A, donde la protección de zona de barra la pueda detectar.

La corriente momentánea máxima o corriente pico I_{pico} que se obtuvo de la falla monofásica y que en el cálculo fue mayor a la corriente de falla trifásica producida en la barra del turbogenerador, se utiliza para calcular la relación de transformación del TC:

$$I_{pico} = 85,833 \text{ kA}$$

$$I_{prim} = \frac{I_{pico}}{20} = \frac{85,33 \text{ kA}}{20} = 4.29 \text{ kA}$$

La corriente nominal del turbogenerador según datos de placa de calcula de la siguiente manera:

$$I_{NGEN} = \frac{3.5 \text{ MVA}}{\sqrt{3} * 0.44 \text{ kV}} = 4.59 \text{ kA}$$

En base a las corrientes obtenidas en los cálculos, se elige un TC clase C-400 según la norma IEEE STD C57.13-1993 (R2003) el cual cumple con las características técnicas, y la relación de transformación es de 5000:5.

Para el diseño del interruptor que forma parte del sistema de protección, es necesario determinar la capacidad de Interrupción del Interruptor y la capacidad momentánea máxima que fue calculada anteriormente.

La relación X/R en el punto de falla es:

$$\frac{X}{R} = \frac{0.1875}{0.009375} = 20$$

La corriente I''_{ACsim} del periodo subtransiente de acuerdo con los resultados de la simulación para la falla monofásica en la barra del turbogenerador es:

$$I''_{ACsim} = 39.763 \text{ kA}$$

La corriente de interrupción es el producto de un factor de interrupción que se obtiene de la figura 5.4 obtenida de la Norma IEEE Std C37.010-1999.

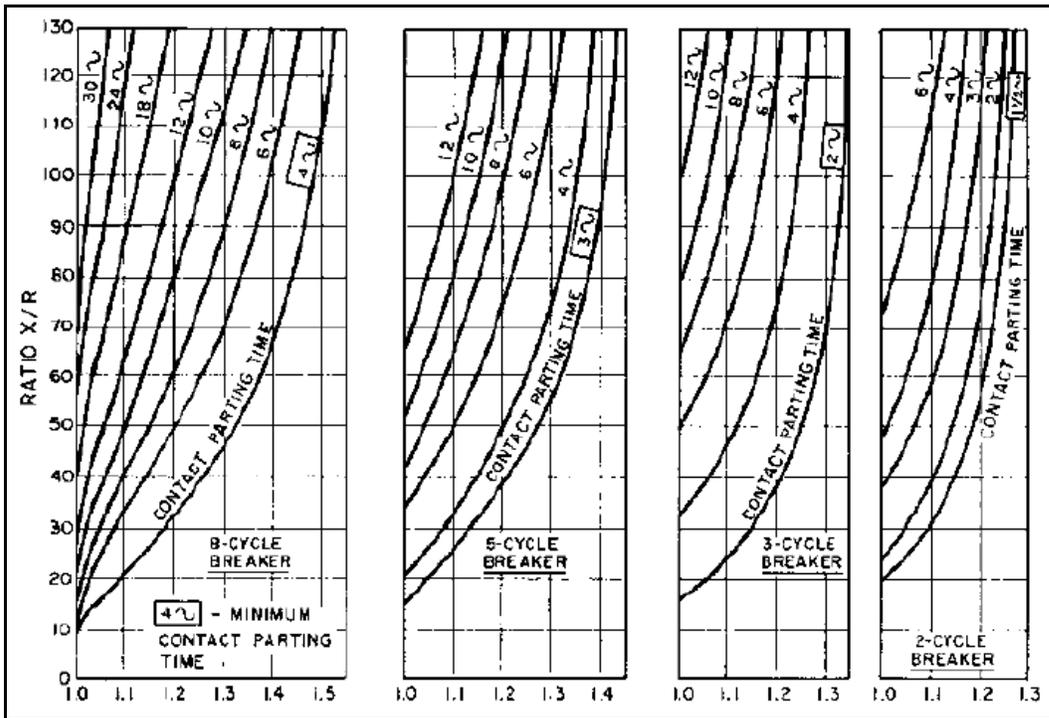


Figura 5.4 Factores multiplicadores de fallas trifásicas y de línea a tierra que incluyen efectos de decremento de cd solamente. (Fuente autores).

Para un Interruptor cuyo tiempo de apertura es de 5 ciclos, según la figura 5.4 le corresponde un factor de 1,05 por lo tanto la corriente de interrupción es:

$$I_{int} = 39.763 \text{ kA} * 1.05 = 41.75 \text{ kA}$$

5.3.3. CÁLCULO DE TRANSFORMADOR DE CORRIENTE AT TR2_1MVA

Un sistema de protección para fallas externas aguas abajo del lado de Alto voltaje del Transformador TR2_1MVA es necesaria, este brindará protección al Transformador y la línea de distribución La Vega que alimenta al centro de carga ubicado a 4,6 km.

La relación de transformación de los TC's, la capacidad momentánea y de interrupción son determinados en base a los resultados de la simulación de falla Trifásica y Monofásica en el lado de Alto voltaje del Transformador TR2.

5.3.3.1. FALLA 3F SÓLIDA EN EL LADO DE AT DEL TR2_1 MVA

La corriente de falla trifásica en el lado de 13,8 kV produce que por el interruptor circule la Componente AC Simétrica de Cortocircuito:

$$I''_{ACsim} = 1.296 \text{ kA}$$

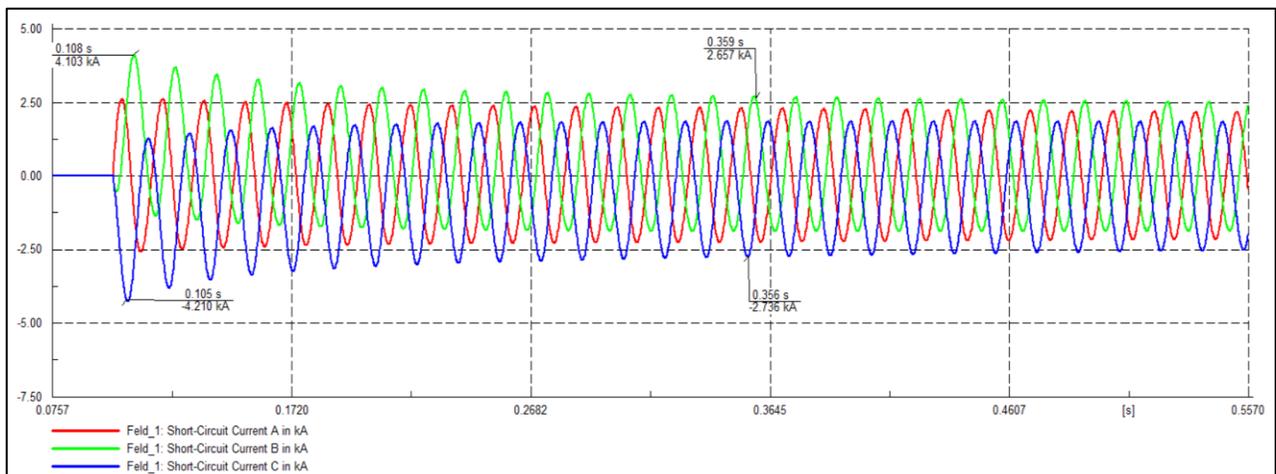


Figura 5.5 Oscilografía de falla trifásica en el lado de Alta tensión del TR2_1MVA. (Fuente autores).

La Corriente Momentánea I_{pico} corresponde al valor instantáneo de la máxima corriente de cortocircuito en la red de primer ciclo del período subtransitorio durante el evento de falla, como se observa en la figura 5.5 la magnitud es:



$$I_{pico} = 4.210 \text{ kA}$$

Factor de Asimetría ($F_{asim-pico}$)

$$F_{asim-pico} = \frac{I_{pico}}{I''_{ACsim}} = \frac{4.210 \text{ kA}}{1.296 \text{ kA}} = 3.25$$

5.3.3.2. FALLA 1F SÓLIDA EN EL LADO DE AT TR2_1 MVA

La corriente de falla monofásica producida en el lado de alta tensión del transformador produce que por el interruptor del generador circulen:

$$I''_{ACsim} = 1.688 \text{ kA}$$

$$I_{pico} = 3.424 \text{ kA}$$

Por la fase fallada, esta corriente corresponde a la red de primer ciclo de acuerdo con el análisis subtransiente, en la figura 5.6 puede observarse la magnitud de la corriente pico, el Factor de Asimetría se calcula por lo tanto:

$$F_{asim-pico} = \frac{I_{pico}}{I''_{ACsim}} = \frac{3.424 \text{ kA}}{1.688 \text{ kA}} = 2.03$$

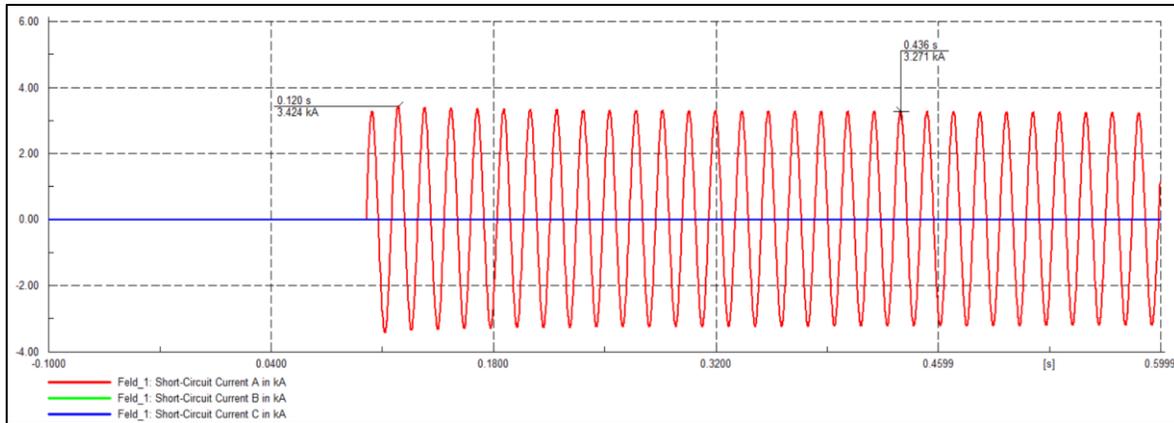


Figura 5.6 Oscilografía de falla monofásica en el lado de Alta tensión del TR2_1MVA. (Fuente autores).

La corriente del sistema hacia la falla corresponde a la máxima corriente que podría fluir a través del transformador de corriente (TC) y disyuntor en el caso de una falla en la barra o una falla muy cercana a la barra, donde la protección de zona de barra la pueda detectar.

La corriente momentánea I_{mom} máxima o corriente pico I_{pico}

$$I_{pico} = 3.424 \text{ kA}$$

$$I_{prim} = \frac{I_{pico}}{20} = \frac{3.424 \text{ kA}}{20} = 171.2 \text{ A}$$

Corriente nominal del lado de AT del Transformador:

$$I_{N_AT_TR} = \frac{1 \text{ MVA}}{\sqrt{3} * 13.8 \text{ kV}} = 41.8 \text{ A}$$

En base a lo obtenido anteriormente, se elige un TC clase C-400 que se ajusta a las características técnicas según la norma IEEE STD C57.13-1993 y con una relación de transformación de 200:5.

Para el diseño del interruptor que forma parte del sistema de protección, es necesario determinar la capacidad de Interrupción del Interruptor.

La relación X/R en el punto de falla es:

$$\frac{X}{R} = \frac{0.01948}{0.000487} = 40$$

La corriente I''_{ACsim} del período subtransiente de acuerdo con los resultados de la simulación es:

$$I''_{ACsim} = 1.688 \text{ kA}$$

La corriente de interrupción es el producto de un factor de interrupción que se obtiene de la figura 5.7 según la Norma IEEE Std C37.010-1999.

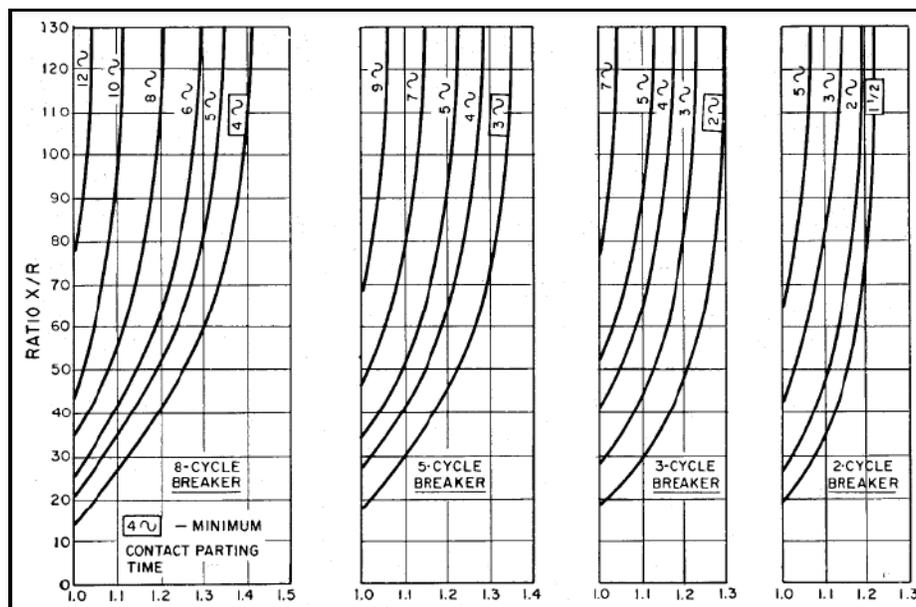


Figura 5.7 Factores multiplicadores de fallas de línea a tierra que incluyen efectos de disminución de CA y CC. (Fuente autores).

Para un Interruptor cuyo tiempo de apertura es de 5 ciclos y una relación X/R de 40, el factor multiplicador se escoge igual a 1,17 por lo tanto la corriente de interrupción se calcula:

$$I_{Int} = 1,688 * 1,17 [kA] = 1,97 \text{ kA}$$



5.4. DETERMINACIÓN DE LOS PARÁMETROS PARA LOS RELÉS DE PROTECCIÓN.

En esta parte se muestra el procedimiento utilizado para el ajuste de los relés de sobrecorriente de función instantánea y temporizada no direccionales (50/51) tanto de fase como de tierra.

5.4.1. CONFIGURACIÓN DE LA PROTECCIÓN INSTANTÁNEA DE FASE (50)

La protección es “instantánea” debido a que no tiene retardo intencional. En los relés numéricos puede ajustarse este tiempo con la finalidad de utilizar una o más funciones instantáneas para una coordinación que lo requiera.

La operación de la protección instantánea se da en el primer medio ciclo del cortocircuito. Por lo tanto, su ajuste de pickup esta basado en la componente RMS total de la etapa subtransitoria de la corriente de cortocircuito $I''_{rms\,TOTAL}$.

Para un evento de falla trifásica en la barra principal de 0,44 kV se tiene las siguientes corrientes de falla circulando por los equipos que brindan protección primaria, como se muestra en la figura 5.8:

- Corrientes de cortocircuito a través del 52-EE.
- Corrientes de cortocircuito a través del 52-GEN.
- Corrientes de cortocircuito a través del 52-TERMO 1.
- Corrientes de cortocircuito a través del 52-TERMO2.

5.4.1.1. CÁLCULO DE CORRIENTES DE APORTE DE LAS FUENTES DE CORTOCIRCUITO

En la figura 5.8 se observa las magnitudes de las corrientes de cortocircuito ($I_{k_{SS}}$, establecida así por defecto en el software DigSilent) que atraviesan los



interruptores de las diferentes fuentes de aporte y que se obtienen de la simulación producida con el software DigSilent Power Factory. Las corrientes son producto de la falla trifásica sólida que se produce en la barra del turbogenerador.

$$Ik_{SS_{BAHÍA\ GEN.2.8MW}} = 25.686\ kA$$

$$Ik_{SS_{BAHÍA\ TURBO\ 1}} = 5.45\ kA$$

$$Ik_{SS_{ACOMETIDA\ PRINC.}} = 21.368\ kA$$

$$Ik_{SS_{BAHÍA\ TURBO\ 2}} = 5.45\ kA$$

$$RTC_{BAHÍA\ TURBO\ 1} = 2000/5$$

$$RTC_{BAHÍA\ GEN.2.8MW} = 5000/5$$

$$RTC_{BAHÍA\ TURBO\ 2} = 2000/5$$

$$RTC_{ACOMETIDA\ PRINC.} = 2000/5$$

5.4.1.2. CÁLCULO DE LAS CORRIENTES DE PICK-UP PARA LOS RELÉS DE PROTECCIÓN

La corriente de pick-up, tap o corriente de arranque determina el valor de la corriente a partir de cual el relé de sobrecorriente empieza a operar.

$$I_{pick-up\ 50P_{BAHÍA\ GEN.2.8MW}} = \frac{Ik_{SS_{BAHÍA\ GEN.2.8MW}}}{RTC_{BAHÍA\ GEN.2.8MW}} = \frac{25.686}{5.000/5} = 25,68\ A$$

$$I_{pick-up\ 50P_{ACOMETIDA\ PRINC.}} = \frac{Ik_{SS_{ACOMETIDA\ PRINC.}}}{RTC_{ACOMETIDA\ PRINC.}} = \frac{21.368}{2.000/5} = 53,42\ A$$

$$I_{pick-up\ 50P_{BAHÍA\ TURBO\ 1}} = \frac{Ik_{SS_{BAHÍA\ TURBO\ 1}}}{RTC_{BAHÍA\ TURBO\ 1}} = \frac{5.450}{2.000/5} = 13,62\ A$$

$$I_{pick-up\ 50P_{BAHÍA\ TURBO\ 2}} = \frac{Ik_{SS_{BAHÍA\ TURBO\ 2}}}{RTC_{BAHÍA\ TURBO\ 2}} = \frac{5.450}{2.000/5} = 13,62\ A$$

Cabe recalcar que el ajuste de las protecciones depende del tipo de relé que se esté calibrando, debido a que el ajuste es diferente para cada marca de equipo.

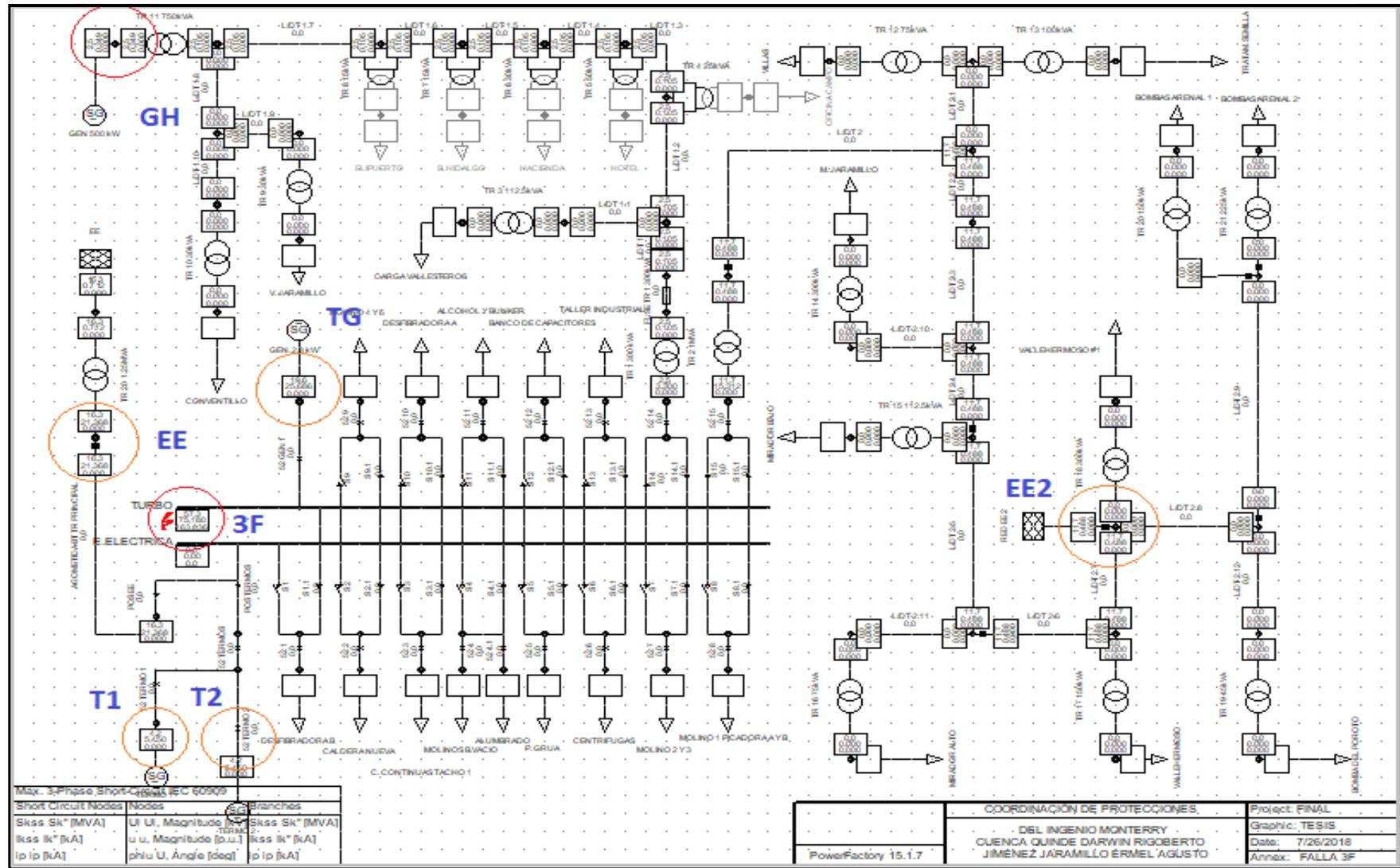


Figura 5.8 Falla trifásica producida en la barra del turbogenerador y aporte de las fuentes de CC. (Fuente autores)



Ajuste de los parámetros de arranque del relé de sobrecorriente para la función instantánea. La figura 5.9 muestra los valores de ajuste de la protección así como el tiempo de operación para el relé.

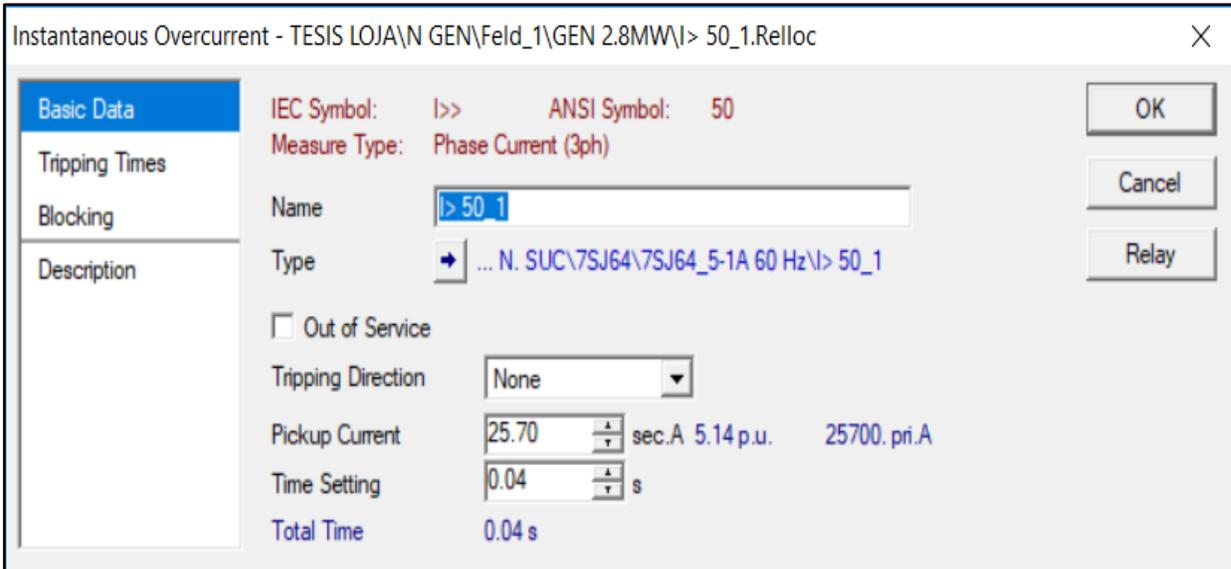


Figura 5.9 Ajuste de tiempo y corriente de pick-up para la protección de sobrecorriente instantáneo del turbogenerador. (Fuente autores).

La figura 5.10 muestra la curva característica de tiempo – corriente de la protección instantánea de sobrecorriente ANSI 50P.

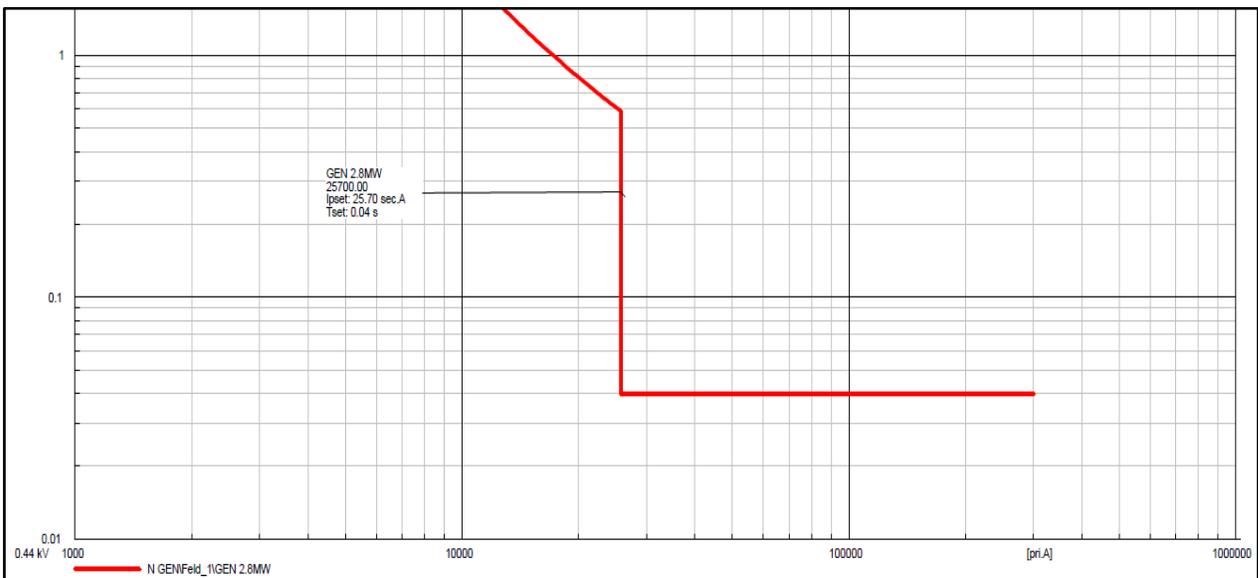


Figura 5.10 Curva característica de la protección de sobrecorriente instantánea del relé. (Fuente autores).

5.4.2. CONFIGURACIÓN DE LA PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE DE FASE ANSI 51P

El ajuste de la protección ANSI 51P está basado en la componente simétrica de la etapa transiente de la corriente de cortocircuito $I'_{AC sim}$.

La característica esta basada también en curvas de Tiempo Inverso (Normalmente Inverso, Muy Inverso y Extremadamente Inverso).

La figura 5.11 muestra cómo se realiza la conexión de un relé con las características ANSI 50/51 de fase. Los relés numéricos hoy en día con un solo elemento dan protección a las 3 fases y para protección de neutro puede habilitarse la opción de calcular la corriente de secuencia cero ($3I_0$) como se explico en la sección 3.4.1 proteccion de falla a tierra.

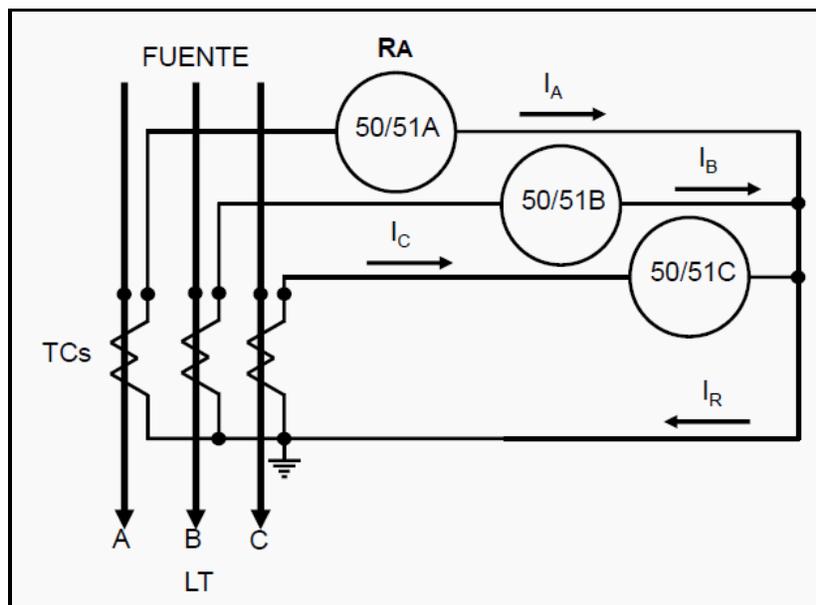


Figura 5.11 Esquema de conexión de los TCs para la función del relé de sobrecorriente. (Fuente autores).

El criterio tomado para la protección de fase 51P se basa en considerar la corriente máxima con valor de sobrecarga del 10 al 15% de la corriente nominal del componente o equipo a proteger.



La coordinación de esta característica se la realiza siempre desde la carga hacia la fuente de generación y el tiempo para la selectividad se ha tomado entre 250 y 300 ms.

Los valores de corriente de pick-up para un ejemplo son:

$$Inom_{BAHÍA\ GEN.2.8MW} = 4.693\ kA$$

$$RTC_{BAHÍA\ GEN.2.8MW} = 5000/5$$

$$Inom_{ACOMETIDA\ PRINC.} = 1.640\ kA$$

$$RTC_{ACOMETIDA\ PRINC.} = 2000/5$$

$$Inom_{BAHÍA\ TURBO\ 1} = 0.984\ kA$$

$$RTC_{BAHÍA\ TURBO\ 1} = 2000/5$$

$$Inom_{BAHÍA\ TURBO\ 2} = 0.984\ kA$$

$$RTC_{BAHÍA\ TURBO\ 2} = 2000/5$$

$$I\ pick - up\ 51P_{BAHÍA\ GEN.2.8MW} = \frac{Inom_{BAHÍA\ GEN.2.8MW} * 1.10}{RTC_{BAHÍA\ GEN.2.8MW}} = \frac{5162}{5000/5} = 5.2\ A$$

$$I\ pick - up\ 51P_{ACOMETIDA\ PRINC.} = \frac{Inom_{ACOMETIDA\ PRINC.} * 1.15}{RTC_{ACOMETIDA\ PRINC.}} = \frac{1886}{2000/5} = 4.71\ A$$

$$I\ pick - up\ 51P_{BAHÍA\ TURBO\ 1} = \frac{Inom_{BAHÍA\ TURBO\ 1} * 1.15}{RTC_{BAHÍA\ TURBO\ 1}} = \frac{1132}{2000/5} = 2.83\ A$$

$$I\ pick - up\ 51P_{BAHÍA\ TURBO\ 2} = \frac{Inom_{BAHÍA\ TURBO\ 2} * 1.15}{RTC_{BAHÍA\ TURBO\ 2}} = \frac{1132}{2000/5} = 2.83\ A$$

Una vez determinado la corriente $I\ pick - up$ se ajusta el parámetro time setting, el cual dependerá de la coordinación con las características adyacentes aguas arriba y aguas abajo del relé de protección que se encuentre instalado.

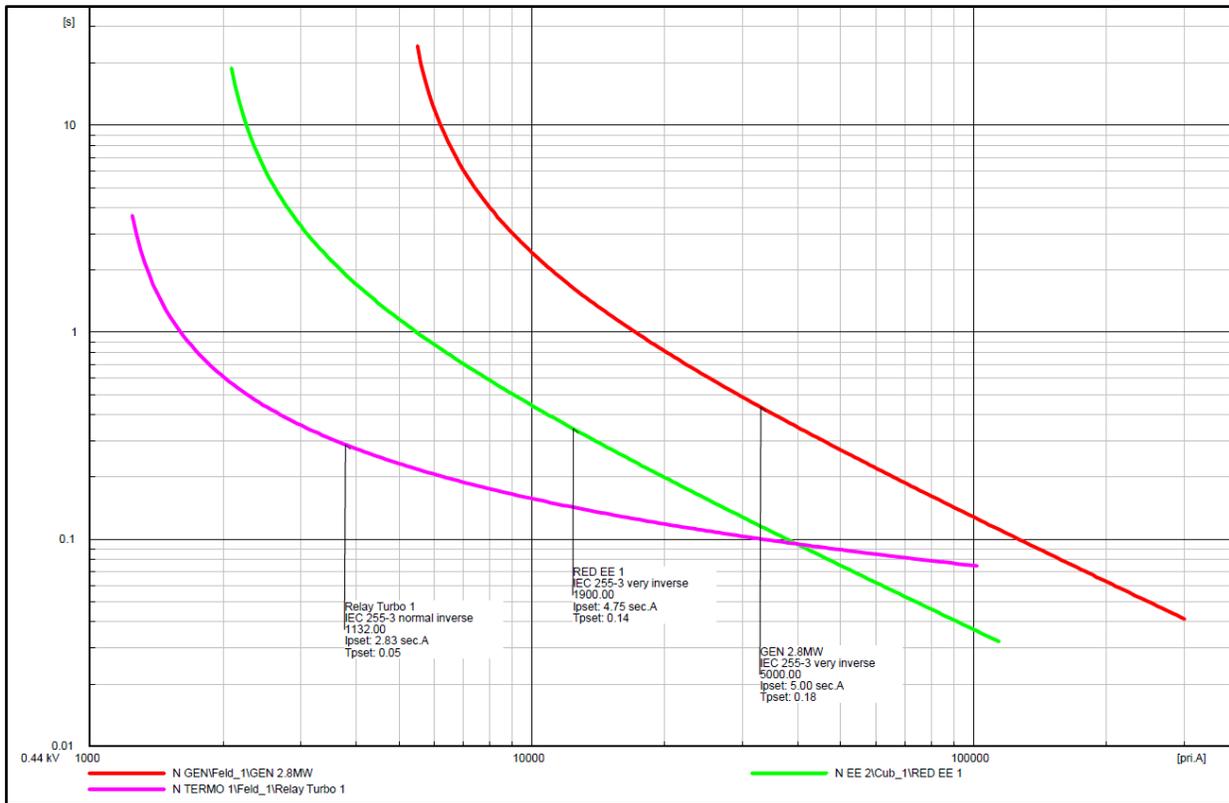


Figura 5.12 Curvas de coordinación de fase entre las fuentes de turbogenerador, termo 1-2 y EE. (Fuente autores).

5.4.3. CONFIGURACIÓN DE LA PROTECCIÓN (ANSI 50/51N) DE NEUTRO

Las probabilidades de la existencia de fallas monofásicas a tierra son mayores que las fallas trifásicas. Las fallas a tierras ocurren cuando una de las fases del sistema entra en contacto directo a tierra o con alguna parte metálica que se encuentre aterrizada.

El desbalance en el sistema trifásico produce una circulación de corriente de secuencia cero en el neutro del sistema llamada corriente $3I_0$. En condiciones normales de operación debe protegerse la magnitud de esta componente realizando el ajuste de la característica ANSI 51N.

La magnitud de la corriente de falla a tierra dependerá de manera importante del esquema de puesta a tierra que se esté empleando en la



industria. El sistema considerado para el estudio de coordinación de protecciones es un sistema estrella (Y) conectado sólidamente a tierra.

Para el ajuste de la característica de neutro ANSI 51N se toma como referencia los valores de pick-up de la función de sobrecorriente de fase, mientras que para la función ANSI 50N se toma la corriente máxima $3I_0$ ante eventos de fallas de fase a tierra.

$$3I_{0max_{BAHÍA\ GEN.2.8MW}} = 52.58\ kA$$

$$RTC_{BAHÍA\ GEN.2.8MW} = 5000/5$$

$$3I_{0ACOMETIDA\ PRINC.} = 6.68\ kA$$

$$RTC_{ACOMETIDA\ PRINC.} = 2000/5$$

$$3I_{0BAHÍA\ TURBO\ 1} = 20.9\ kA$$

$$RTC_{BAHÍA\ TURBO\ 1} = 2000/5$$

$$3I_{0BAHÍA\ TURBO\ 2} = 20.90\ kA$$

$$RTC_{BAHÍA\ TURBO\ 2} = 2000/5$$

$$I_{pick - up\ 50N_{BAHÍA\ GEN.2.8MW}} = \frac{3I_{0max_{BAHÍA\ GEN.2.8MW}}}{RTC_{BAHÍA\ GEN.2.8MW}} = \frac{52580}{5000/5} = 52.58\ A$$

$$I_{pick - up\ 50N_{ACOMETIDA\ PRINC.}} = \frac{3I_{0max_{ACOMETIDA\ PRINC.}}}{RTC_{ACOMETIDA\ PRINC.}} = \frac{6680}{2000/5} = 16.7\ A$$

$$I_{pick - up\ 50N_{BAHÍA\ TURBO\ 1}} = \frac{3I_{0max_{BAHÍA\ TURBO\ 1}}}{RTC_{BAHÍA\ TURBO\ 1}} = \frac{20900}{2000/5} = 52.25\ A$$

$$I_{pick - up\ 50N_{BAHÍA\ TURBO\ 2}} = \frac{3I_{0max_{BAHÍA\ TURBO\ 2}}}{RTC_{BAHÍA\ TURBO}} = \frac{20900}{2000/5} = 52.25\ A$$

$$I_{pick - up\ 51N_{BAHÍA\ GEN.2.8MW}} = I_{pick - up\ 51P_{BAHÍA\ GEN.2.8MW}} * 0.4 = 2.08\ A$$

$$I_{pick - up\ 51N_{ACOMETIDA\ PRINC.}} = I_{pick - up\ 51P_{ACOMETIDA\ PRINC.}} * 0.4 = 1.88\ A$$

$$I_{pick - up\ 51N_{BAHÍA\ TURBO\ 1}} = I_{pick - up\ 51P_{BAHÍA\ TURBO\ 1}} * 0.4 = 1.13\ A$$



$$I_{pick-up} 51N_{BAHIA\ TURBO\ 2} = I_{pick-up} 51P_{BAHIA\ TURBO\ 2} * 0.4 = 1.13\ A$$

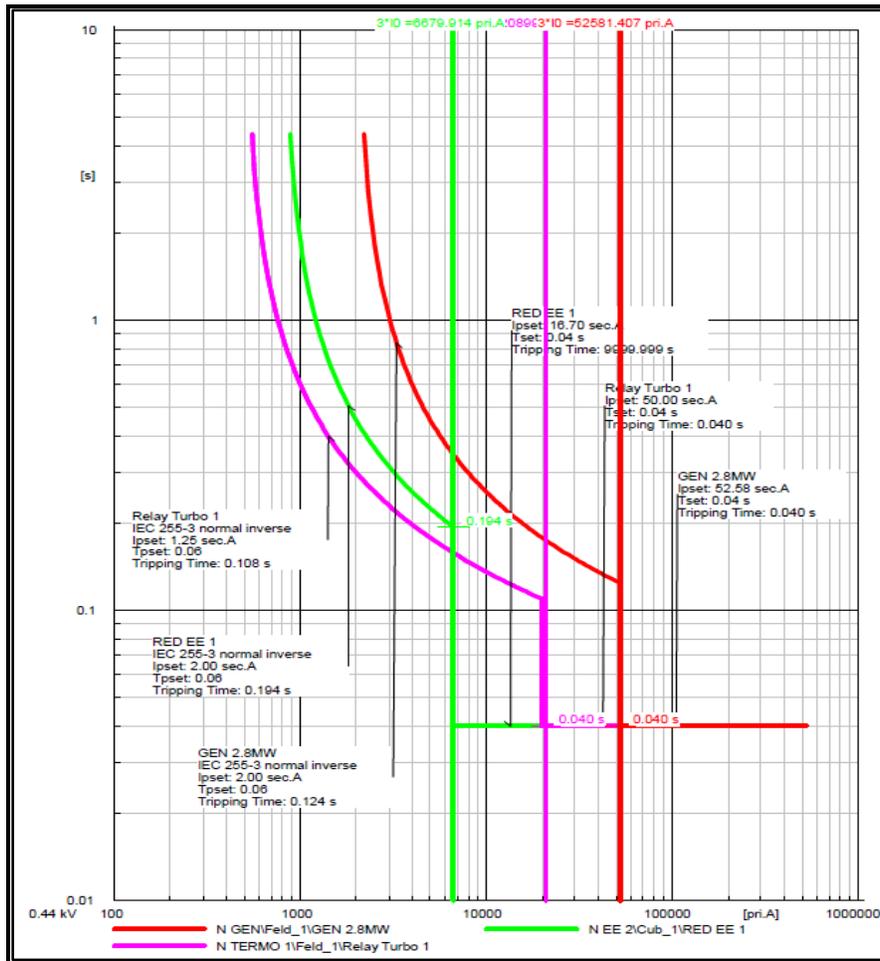


Figura 5.13 Curvas de coordinación de falla monofásica para el turbogenerador, termo 1-2 y EE. (Fuente autores).

5.4.4. PROTECCIÓN DE TRANSFORMADORES CON FUSIBLES

En el sistema de protección se ha incorporado en gran mayoría fusibles para la protección de transformadores monofásicos y trifásicos debido a que no se justifica la protección con relés para las capacidades existentes en el Ingenio Monterrey. Los fusibles tienen la ventaja de ser económicos y requieren poco mantenimiento.

De acuerdo con la norma IEEE Std C37.91-2000 los fusibles pueden proteger de manera confiable algunos transformadores de potencia contra daños



por fallas externas primarias y secundarias. Los fusibles se han utilizado con transformadores de elevada potencia, dependiendo de las clasificaciones de amperes de fusible actualmente disponibles. Los fusibles principales para transformadores de potencia no se aplican para la protección de sobrecarga, su principal función es la protección contra fallas. Debe reconocerse que el soplado de un fusible en un sistema trifásico no necesariamente desenergiza la falla. Si la falla no se desenergiza, el servicio monofásico resultante puede ser perjudicial para los motores polifásicos conectados y otras cargas. Si es necesario, se debe agregar protección especial para las condiciones de una sola fase.

Para la selección de los fusibles se han considerado los siguientes factores:

- Capacidad de interrupción del fusible disponible, corriente de falla del sistema.
- Corriente máxima de carga.
- Corriente pico de carga fría.
- Corriente de falla del sistema disponible e impedancia del transformador.
- Coordinación con el equipo de protección del lado de la fuente o aguas arriba.
- Coordinación con el equipo de protección aguas abajo.
- Conexión del transformador e impedancia de neutro.
- Corriente de magnetización Inrush.

La figura 5.14 corresponde al ajuste de un fusible tipo T para el transformador TR-21 del sector Bombas Arenal 2. En la figura 5.15 se observa la curva de actuación del fusible tipo T, además se presenta la curva de daño del transformador para fallas frecuentes e infrecuentes.

La corriente de Magnetización o Excitación Transitoria (INRUSH) que puede fluir en el devanado del transformador se considera de 8 a 12 veces la corriente nominal I_{nom} .

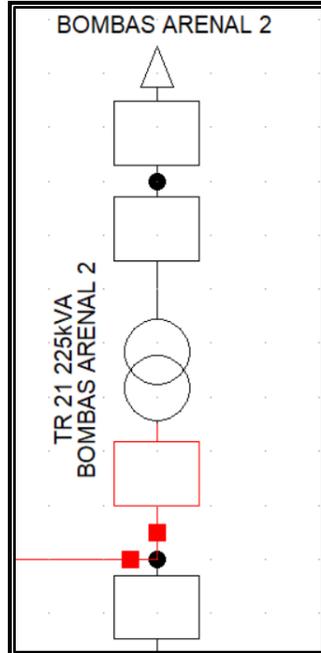


Figura 5.14 Ubicación del transformador bombas Arenal 2 en el diagrama unifilar. (Fuente autores).

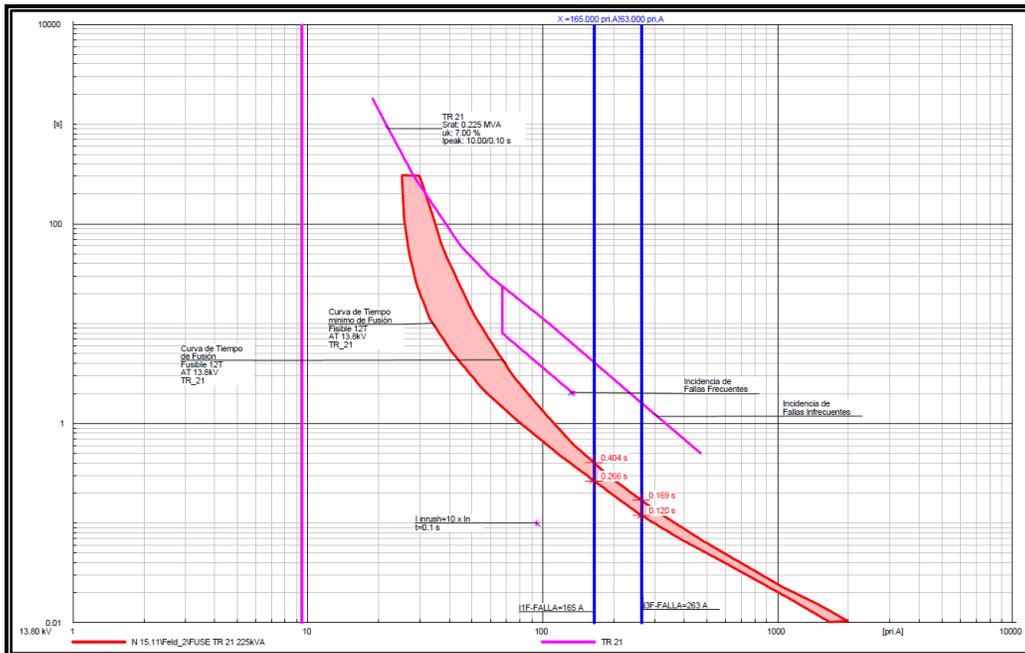


Figura 5.15 Curva del fusible 12T para protección del transformador TR_21. (Fuente autores).



5.4.5. EQUIPO DE PROTECCIÓN DIRECCIONAL NOJA POWER

Los eventos de falla en la zona de 13.8 kV del lado del transformador TR-2 de 1 MVA, tienen la particularidad de que el flujo de la corriente de falla es en ambas direcciones del alimentador principal. La necesidad de un equipo que brinde protección direccional ha llevado a encontrar en el mercado un elemento que sea selectivo ante fallas aguas arriba y aguas abajo del punto de instalación.

El equipo de Protección Noja Power cumple con las características de operabilidad en este sistema, cuenta con medición de voltaje en la entrada y salida del interruptor lo que permite realizar la función de sincronismo y protección direccional.

El punto de instalación adecuado dentro del sistema eléctrico del Ingenio Monterrey fue seleccionado considerando la pérdida de la menor carga posible en el momento de su operación.

El primer equipo debe instalarse en el nodo N-15.6, en el lado primario del transformador TR-2 de 1 MVA y para la coordinación fue necesario dividir el sistema eléctrico por zonas, como se observa en figura 5.16 en donde el sistema se encuentra dividido en 3 zonas.

Las características ANSI 50/51 de fase y de tierra pueden ser ajustadas en las dos direcciones del equipo. Se debe procurar que en cada zona actué en primera instancia su protección primaria y luego la protección de respaldo, es decir, la protección instantánea cubrirá únicamente un porcentaje de la zona correspondiente mientras que la característica temporizada actuará para fallas dentro y fuera de su zona de protección y debe estar coordinada con la protección de respaldo para asegurar una correcta selectividad y confiabilidad.

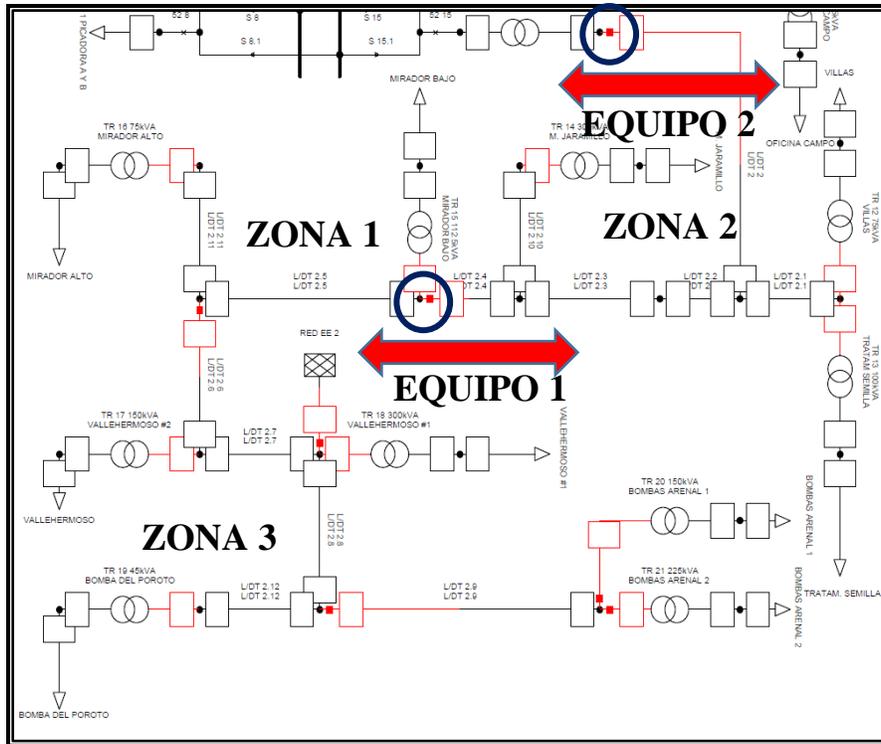


Figura 5.16 División de zonas de protección. (Fuente autores).

En la figura 5.17 se observa la apertura de los interruptores de la zona 1 y zona 2 al aplicar una falla trifásica en el nodo N-15.4 ubicado en la zona 2.

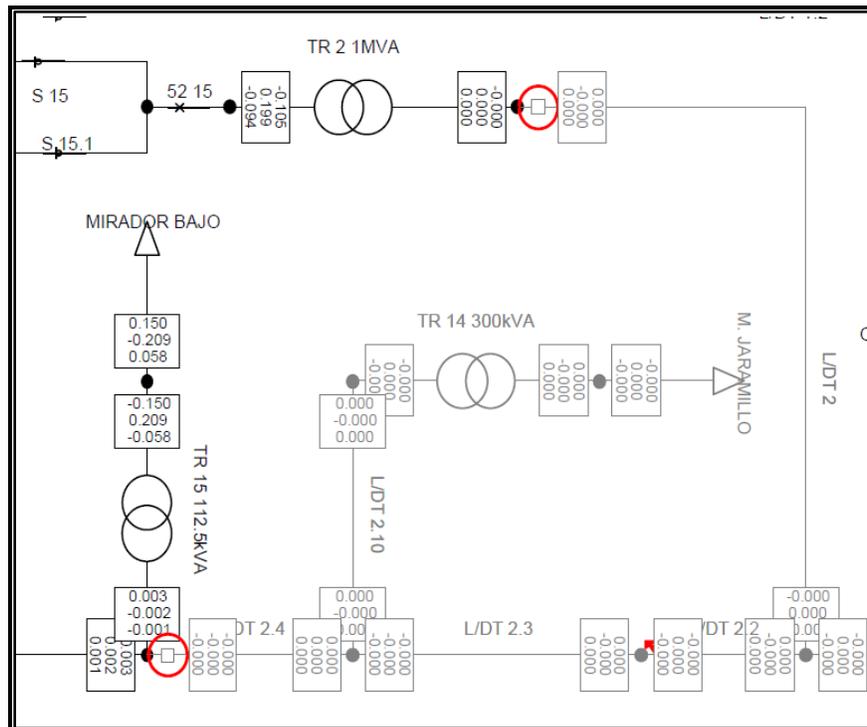


Figura 5.17 Simulación de falla trifásica en el N15.4. (Fuente autores)

En la figura 5.18 se observa las curvas de coordinación de tiempos de operación ante una falla trifásica en el nodo N-15.4.

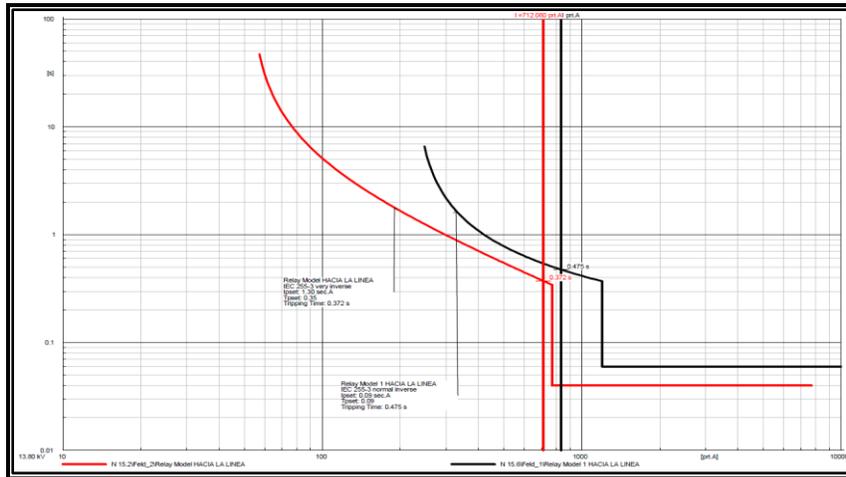


Figura 5.18 Curvas de coordinación para una falla trifásica en el N 15.4. (Fuente autores)

Estas dos características de las curvas de la protección instantánea y temporizada corresponden a la protección primaria de la zona 2, por lo tanto, no guardan coordinación entre ellas.

Ahora se realiza una falla trifásica en el nodo N-15.4, los interruptores correspondientes al sistema de protección primaria en la zona 3 despejan la falla y mantienen la continuidad del servicio en la zona 1 y 2.

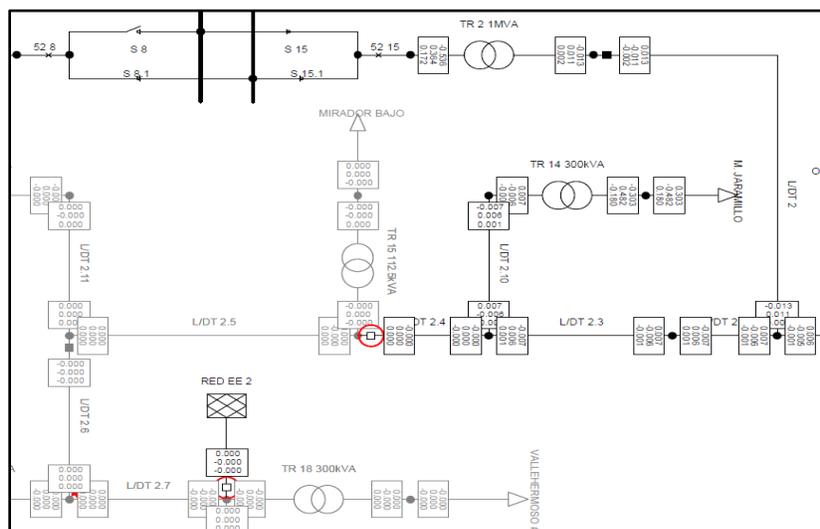
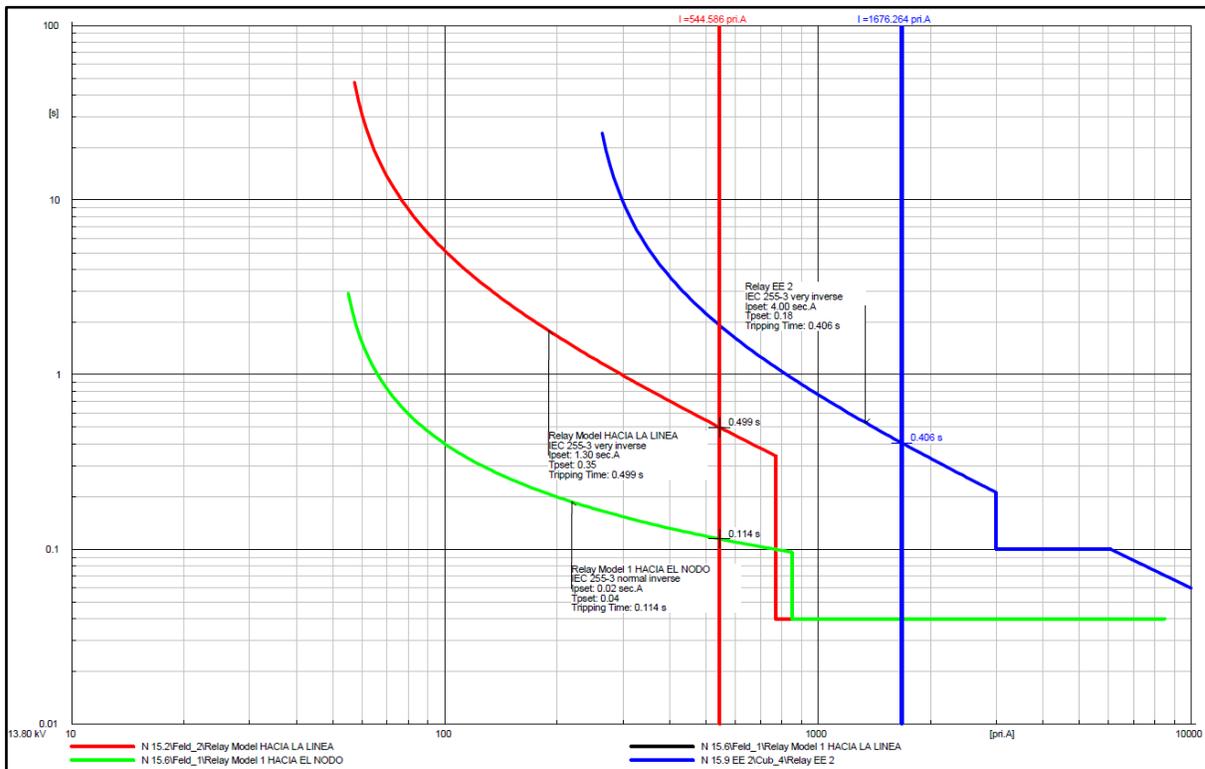


Figura 5.19 Simulación de falla trifásica en el N 15.4. Despeje de la falla por el interruptor en la zona 3. (Fuente autores)

En este caso debe existir selectividad entre el equipo 1 y 2 a la hora de existir una falla en cualquier punto de la zona 3. El tiempo de actuación de la protección primaria en este ejemplo es de 114 ms y 406 ms, mientras que la protección de respaldo se encuentra 385 ms más arriba, operando en 499 ms en el caso de fallar la protección primaria.



El ajuste de la protección de fase y de tierra 50/51 depende de la instalación del equipo reconector que protege a la línea de salida llamado como alimentador La Vega, y que opera a un nivel de voltaje de 13,8 kV. Esto es debido a que la orientación de los polos del reconector esta directamente relacionada con las funciones de direccionalidad para la protección de sobrecorriente. Para una dirección debe ajustarse:

- OC1+ (ANSI 51P), OC3+ (ANSI 50P, EF1+ (ANSI 51N) y EF3+ (ANSI 50N).
- Mientras que para el sentido inverso el ajuste debe ser en OC1- (ANSI 51P), OC3- (ANSI 50P, EF1- (ANSI 51N) y EF3- (ANSI 50N).

Donde:

- OC: Sobrecorriente de fase.
- EF: Sobrecorriente de neutro.
- +: Proteccion a la derecha.
- -: Proteccion hacia la izquierda.
- 1: Protección temporizada ANSI 51.
- 3: Protección temporizada ANSI 50.

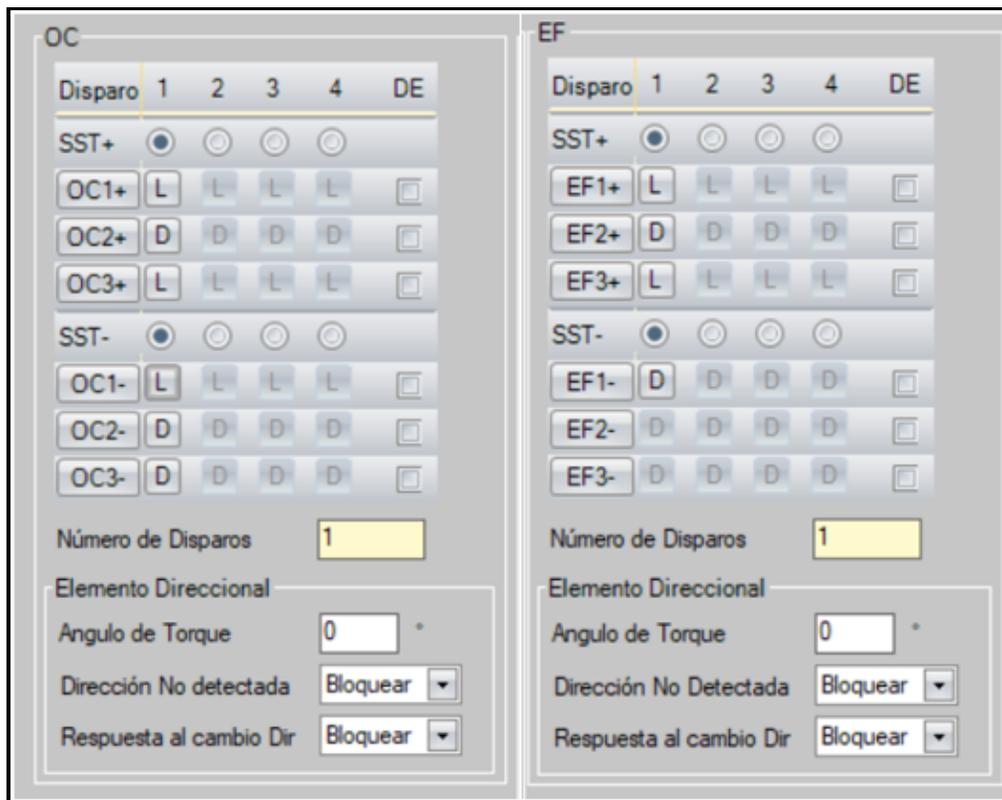


Figura 5.21 Ajuste de protecciones para fase y tierra. (Fuente autores)

5.5. RESUMEN DE SETTINGS

La tabla 5.2 contiene el resumen de los ajustes de los relés de sobrecorriente (50/51) de fase y neutro correspondiente a las bahías donde se deberá incorporar el sistema de protección por relés, además se indican las relaciones de los TCs que se deben utilizar para cada bahía.



Tabla 5.2. Valores de ajuste para los relés de sobre corriente y reconectador. (Fuente autores).

Posición	TCs	Voltaje [kV]	Fabricante	Función	Estado	TAP [A]	Dial	Curva
ACOMETIDA BT TR PRINCIPAL	2000/5	0,44	GE-F650	50P	HABILITADA	21368		T.DEFIN
				51P	HABILITADA	1900	0,14	IEC V.I
				50N	HABILITADA	6680		T.DEFIN
TERMO 1	2000/5	0,44		51N	HABILITADA	800	0,06	IEC N. I
				51P	HABILITADA	1132	0,05	IEC N.I
				50P	HABILITADA	5452		T.DEFIN
TERMO 2	2000/5	0,44		51N	HABILITADA	500	0,06	IEC N.I
				50N	HABILITADA	20000		T.DEFIN
				51P	HABILITADA	1132	0,05	IEC N.I
GEN 2.8 MW	5000/5	0,44		50P	HABILITADA	5452		T.DEFIN
				51N	HABILITADA	500	0,06	IEC N.I
				50N	HABILITADA	20000		T.DEFIN
TR-2 HACIA EL NODO	200/5	13,8	NOJA POWER	51P	HABILITADA	5000	0,18	IEC V.I
				50P	HABILITADA	25700		T.DEFIN
				51N	HABILITADA	2000	0,06	IEC N.I
TR-2 HACIA LA LINEA	200/5	13,8	NOJA POWER	50N	HABILITADA	52580		T.DEFIN
				OC1-	HABILITADA	52	0,08	IEC V.I
				OC3-	HABILITADA	480		T.DEFIN
TR-2 HACIA EL NODO	200/5	13,8	NOJA POWER	EF1-	HABILITADA	52	0,05	IEC V.I
				EF3-	HABILITADA	400		T.DEFIN
				OC1-	HABILITADA	52	0,69	IEC E.I
N-15.6 HACIA EL NODO	200/5	13,8	NOJA POWER	OC3-	HABILITADA	1000		T.DEFIN
				EF1-	HABILITADA	52	0,81	IEC E.I
				EF3-	HABILITADA	880		T.DEFIN
N-15.6 HACIA LA LINEA	200/5	13,8	NOJA POWER	OC1+	HABILITADA	50	0,37	IEC E.I
				OC3+	HABILITADA	800		T.DEFIN
				EF1+	HABILITADA	50	0,4	IEC E.I
RED EE-2	300/5	13,8	GE-F650	EF3+	HABILITADA	700		T.DEFIN
				OC1+	HABILITADA	225		IEC N.I
				OC3+	HABILITADA	1200		T.DEFIN.
RED EE-2	300/5	13,8	GE-F650	EF1+	HABILITADA	150	0,06	IEC N.I
				EF3+	HABILITADA	1000		T. DEFIN
				51P	HABILITADA	240	0,18	IEC V.I
				50P1	HABILITADA	3000	0,1	T.DEFIN.
				50P2	HABILITADA	13000		T.DEFIN.
RED EE-2	300/5	13,8	GE-F650	51N	HABILITADA	150	0,25	IEC V.I
				50N	HABILITADA	2400	0,1	T.DEFIN.

En tabla 5.3 se indican los tipos de fusibles utilizados para la protección de transformadores y tramos de la línea de distribución de 13.8 kV.



Tabla 5.3. Valores de los fusibles para los transformadores de distribución. (Fuente autores)

Transformador	Voltaje [kV]	Tipo de Fusible
TR 1 300 kVA	13.8	25 T
TR 3 112.5kVA VALLESTEROS	13.8	8 T
L/DT 1.3	13.8	12 T
L/DT 1.7	13.8	25 T
L/DT 1.8	13.8	40 T
TR 10 30kVA CONVENTILLO	13.8	3 K
TR 9 30kVA V. JARAMILLO	13.8	3 K
TR 12 75kVA VILLAS	13.8	8 T
TR 13 100kVA TRATAM SEMILLA	13.8	8 T
TR 14 300kVA M. JARAMILLO	13.8	15 T
TR 15 112.5kVA MIRADOR BAJO	13.8	10 T
TR 16 75kVA MIRADOR ALTO	13.8	8 T
TR 17 150kVA VALLEHERMOSO #2	13.8	12 T
TR 19 45kVA BOMBA DEL POROTO	13.8	6 K
TR 18 300kVA VALLEHERMOSO #1	13.8	15 T
L/DT 2.9	13.8	40 T
TR 20 150kVA BOMBAS ARENAL 1	13.8	10 T
TR 21 225kVA BOMBAS ARENAL 2	13.8	12 T



CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

CONCLUSIONES:

- La ausencia de un estudio de cortocircuitos y coordinación de protecciones en el Sistema Eléctrico de Potencia del Ingenio Monterrey ha ocasionado que las protecciones no cumplan con dos de los requisitos primordiales que son el de selectividad y sensibilidad para despejar las fallas que se producen dentro de las instalaciones eléctricas, lo que conlleva a desconexiones del interruptor principal del turbogenerador para aislar la falla y proteger los equipos, instalaciones y redes de distribución asociadas al SEP. Además se identifica que lo más crítico de la ausencia del estudio de cortocircuitos es exponer a los transformadores de 1,25 MVA y 1 MVA a daños en el aislamiento ya que al no despejar la falla en el tiempo adecuado la corriente de cortocircuito puede superar a la curva del límite térmico de daño del transformador, lo que ocasionaría un gran perjuicio económico por la indisponibilidad del equipo y el tiempo que tomaría su reparación o reemplazo.
- La utilización del software DigSilent Power Factory permite calcular las corrientes de cortocircuito de régimen subtransitorio, transitorio y permanente de una forma rápida y confiable en cualquier punto del sistema. Además en función de las características eléctricas de los transformadores permite obtener las curvas de límite térmico de daño del transformador, información que es valiosa al momento de realizar la coordinación de las protecciones.
- El cálculo de las corrientes de cortocircuitos máximas de régimen subtransitorio permiten dimensionar y seleccionar el equipamiento adecuado como transformadores de instrumentación, interruptores de potencia y fusibles, y el cálculo de las corrientes de cortocircuito



de régimen transitorio se utilizan para calibrar y ajustar las protecciones.

- En el presente estudio se toma en consideración únicamente la falla trifásica y monofásica; la primera por ser la más severa en magnitud, y la segunda por ser la que con mayor frecuencia puede presentarse dentro de los sistemas eléctricos por ello es importante detectarlas y proteger los sistemas contra ellas.
- Con el estudio de coordinación de protecciones se garantiza que las fallas sean despejadas por las protecciones más cercanas, lo que conlleva a que las desconexiones afecten al menor número de equipos y por ende se pueda maximizar la utilización de la energía dentro de los procesos de industrialización de la caña de azúcar.
- Con la corrida de flujos de potencia para cada escenario se analiza que los voltajes en las barras y nodos se mantienen dentro del límite permitido $\pm 5\%$, por lo que no se requiere de bancos de compensación reactiva, pero si se debe tomar muy en cuenta las condiciones que en este estudio se presentan para operar el SEP en cada escenario.
- Para el correcto desempeño del Sistema Eléctrico de Potencia del Ingenio Monterrey, es indispensable utilizar las características de los transformadores de corriente e interruptores de potencia que en este estudio se señalan, así como los elementos fusibles que se indican para cada punto del SEP, esto garantiza que las fallas sean despejadas por los elementos (fusibles) más cercanas a estas, obteniendo la selectividad de las protecciones.
- La aplicación del presente estudio garantiza la coordinación de las protecciones dentro de todo el sistema fuente – línea – carga, la utilización de diferentes elementos como el reconectador y los fusibles pueden ocasionar un mal comportamiento del Sistema Eléctrico de



Potencia, derivando en desconexiones indeseadas y paradas por escasa selectividad y sensibilidad de las protecciones.

**RECOMENDACIONES:**

- Se recomienda al Ingenio Monterrey implementar el estudio de cortocircuitos y coordinación de protecciones con los equipos y elementos que en este estudio se detallan con la finalidad de mejorar las protecciones del Sistema Eléctrico de Potencia y de esta manera tener un punto de partida en la operación del mismo. Además se recomienda crear rutinas de registro específico de fallas con el objetivo de identificar lo más puntual posible las fallas que se producirán mas adelante, ya que bien es conocido que ningún SEP esta exento de fallas, pero dicha información servirá para realizar un reajuste a las protecciones en caso de ser necesario.
- Al personal técnico de operación y mantenimiento del Ingenio Monterrey se recomienda mantener limpia la franja de servidumbre a lo largo de la línea, teniendo en cuenta la legislación del Ministerio del Medio Ambiente y de la Empresa Eléctrica distribuidora, todo ello para garantizar la seguridad de los seres vivos y la confiabilidad del sistema eléctrico.
- La ausencia de la coordinación de protecciones ha sometido a los transformadores de potencia de 1,25 MVA y de 1 MVA a fallas repetitivas y considerando que estos transformadores son activos muy importantes del Ingenio Monterrey, se recomienda realizar un estudio básico mediante pruebas eléctricas de resistencia de aislamiento, relación de transformación, factor de potencia y rigidez dieléctrica del aceite, para tener un punto de partida y un dato estadístico con el objetivo de programar mantenimientos periódicos anuales y de esta manera complementar la operación adecuada del sistema de protecciones.
- La inspección del aislamiento tipo cerámico en las redes eléctricas de medio voltaje así como el estado de los propios conductores, es una



actividad importante dentro del mantenimiento preventivo por ello se recomienda implementar esta actividad de una manera periódica lo que ayudará a reducir las fallas producidas por aislamiento defectuoso o conductores rotos en el sistema de distribución a 13,8 kV mejorando notablemente la confiabilidad del sistema eléctrico y el desempeño de las protecciones eléctricas, lo que minimizará las pérdidas económicas por paradas indeseables.

- Por último se recomienda realizar un estudio de cortocircuitos y flujos de potencia a nivel de bajo voltaje con la finalidad de realizar una evaluación a las protecciones eléctricas instaladas para las diferentes cargas y verificar sus curvas de actuación de tiempo - corriente, ya que existen cargas trifásicas importantes que demandan una gran cantidad de potencia para su operación.



Bibliografía

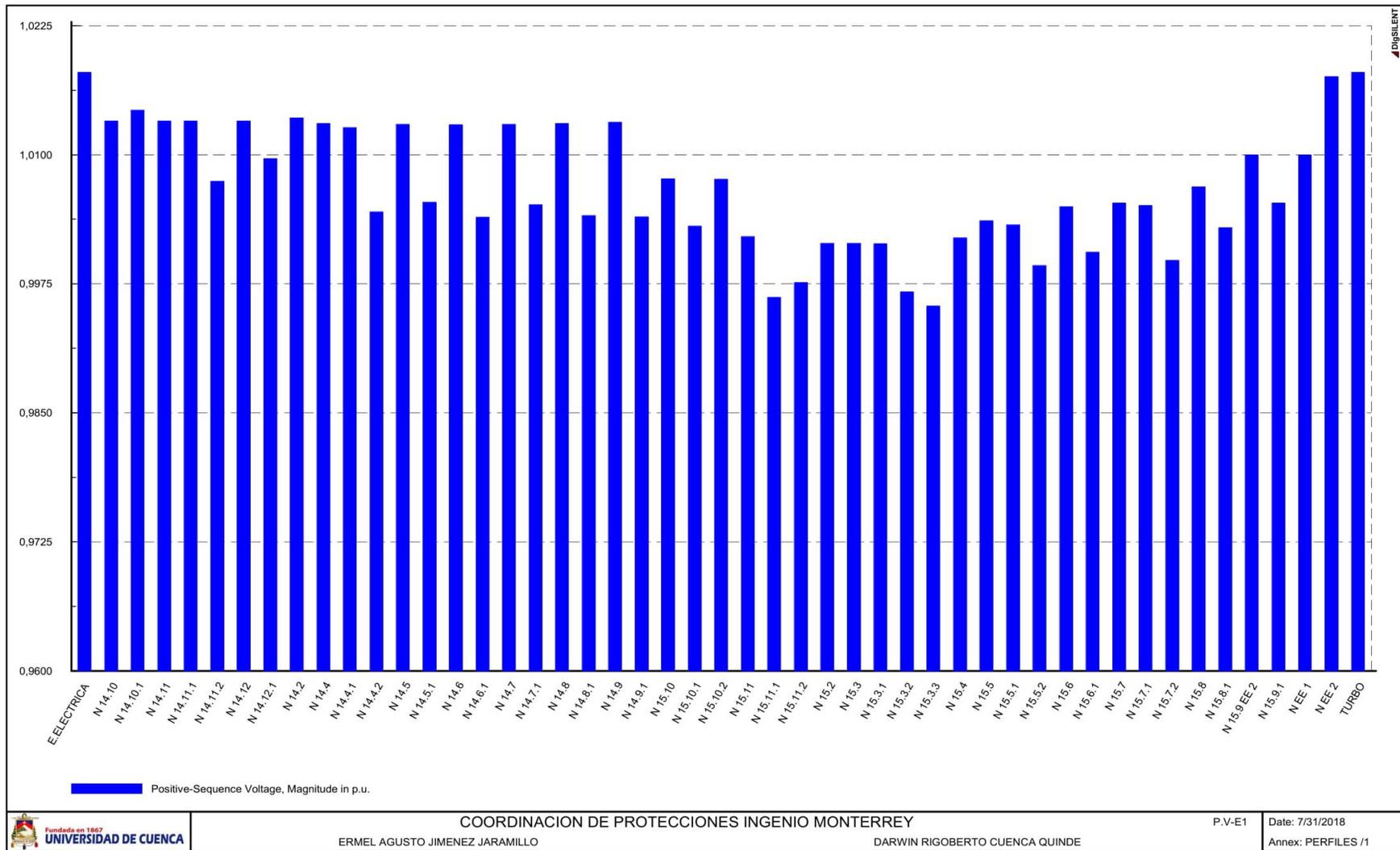
- [1] S. R. Castaño, Protección de Sistemas Eléctricos, Primera ed., Manizales, Manizales.
- [2] J. P. García Benítez, «Estudio de coordinación de protecciones en el sistema de subtransmisión a 46 kV de la empresa eléctrica Quito considerando la conexión en paralelo de los transformadores T1 y T2 de la subestación Vicentina y la puesta en servicio de la línea Miraflores,» s.f 01 2018. [En línea]. Available: <http://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/19076?mode=full>. [Último acceso: Mayo 2018].
- [3] H. Carrillo y W. F. Mogrovejo, «Sistemas de Protecciones Eléctricas,» Cuenca, 2017.
- [4] G. E. Harper, Protección de Instalaciones Eléctricas Industriales y Comerciales, Segunda ed., Mexico: Limusa, 2003.
- [5] «Rymel,» [En línea]. Available: <http://www.rymel.com.co/index.php/productos/transformadores-de-corriente>. [Último acceso: Julio 2018].
- [6] «Elektro werke,» 2016. [En línea]. Available: <http://www.electrowerke.com.pe/producto/transformador-de-tension-vef-121752436/>. [Último acceso: julio 2018].
- [7] C. F. Ramírez, Substaciones de Alta y Extra Alta Tensión, Segunda ed., I. g. Ltda, Ed., Medellín, 2003.
- [8] G. E. Harper, Elementos de Diseño de Subestaciones Eléctricas, Limusa.
- [9] [En línea]. Available: http://www.fusibles.cl/files/memorias/mem_1_1252620101.pdf. [Último acceso: Julio 2018].
- [10] 2017. [En línea]. Available: https://nanopdf.com/download/boletin-descriptivo-242-32s_pdf. [Último acceso: Julio 2018].
- [11] W. F. Mogrovejo y H. Carrillo , «Sistemas de protecciones eléctricas,» Cuenca, 2017.
- [12] E. S. Arce Lozano, («<https://dspace.ups.edu.ec/>») Febrero 2010. [En línea]. Available: <https://dspace.ups.edu.ec/bitstream/123456789/309/14/UPS-CT001693.pdf>. [Último acceso: Abril 2018].
- [13] «Alibaba,» 1999-2018. [En línea]. Available: <https://spanish.alibaba.com/product-detail/overcurrent-relay-with-reclosing-50003698229.html>. [Último acceso: Agosto 2018].



- [14] «Alphatronic,» 2018. [En línea]. Available:
http://www.alphatronic.com.br/produtos.php?menu=produtos&sub=5&sub_sub=11.
[Último acceso: Julio 2018].
- [15] F. N. Valdivieso Reinoso, «Protección para devanados de transformadores,»
Noviembre 1979. [En línea]. Available:
<http://bibdigital.epn.edu.ec/bitstream/15000/6150/1/T839.pdf>. [Último acceso: Marzo
2018].
- [16] R. Galván Hernández, F. J. Rosas Reyes y J. Santana García, «Coordinación de
protecciones para un sistema eléctrico industrial,» Diciembre 2009. [En línea].
Available: tesis.ipn.mx/jspui/bitstream/123456789/6507/1/COORDPROTECCION.pdf.
[Último acceso: Abril 2018].
- [17] A. García Godínez, Uso de corrientes de secuencia negativa en la protección de
fallas a tierra, México D.F, 2015.
- [18] «<http://materias.fi.uba.ar/6509/CompSim-Versi%F3n%2031-3-08.pdf>,» 31 Marzo 2008.
[En línea]. Available: <http://materias.fi.uba.ar/6509/CompSim-Versi%F3n%2031-3-08.pdf>. [Último acceso: Julio 2018].
- [19] «<https://manautomata.files.wordpress.com/2012/10/capitulo8.pdf>,» [En línea].
Available: <https://manautomata.files.wordpress.com/2012/10/capitulo8.pdf>. [Último
acceso: Julio 2018].
- [20] IEEE, Aplicación Guide for AC High, 1999.
- [21] IEEE, Guide for Protección Power Trasformers, 2000.
- [22] CONELEC , Regulación N° 004/01 , 2001.
- [23] IEEE, Manual Recolector Automatico, 2010.
- [24] Universidad Tecnica Salesiana, Estudio de Coordinación de Protecciones en alta y
media tensión., Machala, 2010.



ANEXO 1. Perfiles de voltaje , Barras y nodos en el escenario 1





ANEXO 2. Reporte de perfiles de voltaje , Barras y nodos en el escenario 1.(Parte 1)

COORDINACIÓN DE PROTECCIONES INGENIO MONTERREY Jiménez Jaramillo Ermel Augusto Cuenca Quinde Darwin Rigoberto		DigSILENT PowerFactory 15.1.7	Project: TESIS Date: 7/31/2018
Load Flow Calculation		Complete System Report: Voltage Profiles	
AC Load Flow, unbalanced, 3-phase (ABC)	Yes	Automatic Model Adaptation for Convergence	No
Automatic Tap Adjust of Transformers	No	Max. Acceptable Load Flow Error for Nodes	1,00 kVA
Consider Reactive Power Limits		Model Equations	0,03 %
Grid: TESIS LOJA	System Stage: TESIS LOJA	Study Case: Berechnungsfall	Annex: ESCENARIO1 / 1
rtd.V [kV]	Bus - voltage [p.u.]		Voltage - Deviation [%]
		-10 -5 0 +5 +10	
E.ELECTRICA	0,44 1,017	0,45-150,08	
TURBO	0,44 1,017	0,45-150,08	
N 14.2	13,80 1,011	13,88 -1,28	
N 15.2	13,80 1,001	13,80 0,30	
N 14.4	13,80 1,009	13,87 -1,30	
N 14.4.1	13,80 1,009	13,87 -1,30	
N 14.4.2	0,22 1,010	0,22 -32,15	
N 14.6	13,80 1,009	13,87 -1,31	
N 14.7	13,80 1,009	13,87 -1,31	
N 14.8	13,80 1,009	13,87 -1,30	
N 14.9	13,80 1,009	13,87 -1,29	
N 14.10	13,80 1,010	13,87 -1,27	
N 14.5.1	0,22 1,005	0,13 -2,27	
N 14.6.1	0,22 1,004	0,13 -2,36	
N 14.7.1	0,22 1,005	0,13 -2,29	
N 14.8.1	0,22 1,004	0,13 -2,24	



ANEXO 2. Reporte de perfiles de voltaje , Barras y nodos en el escenario 1.(Parte 2)

Grid: TESIS LOJA	System Stage: TESIS LOJA				Study Case: Berechnungsfall			Annex: ESCENARIO01 / 2	
	rtd.V [kV]	Bus - [p.u.]	voltage [kV] [deg]		-10	-5	Voltage - Deviation [%] 0 +5 +10		
N 14.9.1	0,22	1,004	0,13	-2,23			█		
N 14.10.1	4,16	1,019	4,21	-30,65			██████		
N 14.11	13,80	1,010	13,87	-1,27			██		
N 14.11.1	13,80	1,010	13,87	-1,27			██		
N 14.12	13,80	1,010	13,87	-1,27			██		
N 14.12.1	0,22	1,002	0,22-151,73						
N 14.11.2	0,22	0,999	0,22-151,73						
N 15.3	13,80	1,001	13,80	0,30					
N 15.3.1	13,80	1,001	13,80	0,30					
N 15.3.2	0,22	0,997	0,22	-30,42			█		
N 15.3.3	0,22	0,996	0,22	-30,76			█		
N 15.4	13,80	1,001	13,81	0,44					
N 15.5	13,80	1,003	13,84	0,86			█		
N 15.5.2	0,22	1,000	0,22	-29,80					
N 15.6	13,80	1,005	13,86	1,02			█		
N 15.6.1	0,22	1,001	0,22	-29,78					
N 15.7	13,80	1,005	13,87	1,06			█		
N 15.7.2	0,22	1,000	0,22	-29,74					
N 15.8	13,80	1,007	13,89	1,19			█		
N 15.8.1	0,22	1,003	0,22	-29,62			█		
N 15.9 EE 2	13,80	1,010	13,94	1,41			████		
N 15.9.1	0,22	1,005	0,22	-29,53			█		
N 15.10									

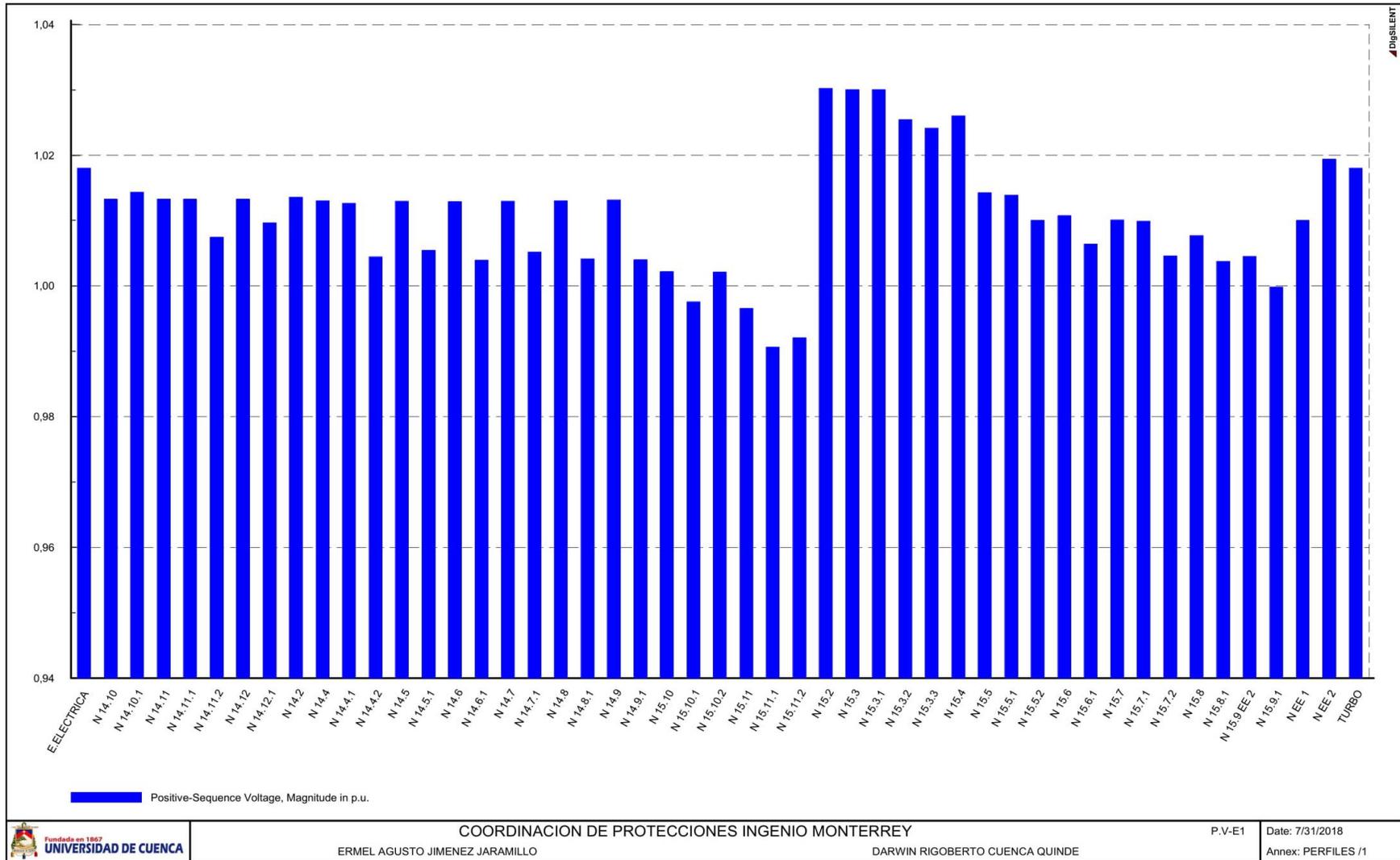


ANEXO 2. Reporte de perfiles de voltaje , Barras y nodos en el escenario 1.(Parte 3)

Grid: TESIS LOJA		System Stage: TESIS LOJA			Study Case: Berechnungsfall			Annex: ESCENARIO1 / 3	
	rtd.V [kV]	Bus - [p.u.]	voltage [kV]	[deg]	-10	-5	Voltage - Deviation [%] 0	+5	+10
N 15.10.1	13,80	1,008	13,90	1,38					
N 15.11	0,22	1,003	0,22	-29,54					
N 15.11.1	13,80	1,002	13,82	1,32					
N 15.11.2	0,22	0,996	0,22	-29,65					
N 15.5.1	0,22	0,998	0,22	-29,61					
N 15.7.1	13,80	1,003	13,84	0,86					
N 15.10.2	13,80	1,005	13,86	1,06					
N EE 2	13,80	1,008	13,90	1,38					
N EE 1	0,44	1,016	0,45	-150,06					
N 14.5	13,20	1,010	13,33	-0,02					
	13,80	1,009	13,87	-1,31					



ANEXO 3. Perfiles de voltaje , Barras y nodos en el escenario 2





ANEXO 4. Reporte de perfiles de voltaje , Barras y nodos en el escenario 2.(Parte 1)

	COORDINACIÓN DE PROTECCIONES INGENIO MONTERREY Jiménez Jaramillo Ermel Augusto Cuenca Quinde Darwin Rigoberto	DigSILENT PowerFactory 15.1.7	Project: TESIS
			Date: 7/31/2018

Load Flow Calculation		Complete System Report: Voltage Profiles	
AC Load Flow, unbalanced, 3-phase (ABC) Automatic Tap Adjust of Transformers Consider Reactive Power Limits	Yes No	Automatic Model Adaptation for Convergence Max. Acceptable Load Flow Error for Nodes Model Equations	No 1,00 kVA 0,03 %

Grid: TESIS LOJA	System Stage: TESIS LOJA			Study Case: Berechnungsfall			Annex: ESCENARIO2 / 1		
	rtd.V [kV]	Bus - voltage [p.u.]	[kV]	[deg]	-10	-5	Voltage - Deviation [%] 0	+5	+10
E.ELECTRICA	0,44	1,017	0,45	-152,79					
TURBO	0,44	1,017	0,45	-152,79					
N 14.2	13,80	1,011	13,88	-3,99					
N 15.2	13,80	1,030	14,20	-4,68					
N 14.4	13,80	1,009	13,87	-4,01					
N 14.4.1	13,80	1,009	13,87	-4,01					
N 14.4.2	0,22	1,010	0,22	-34,85					
N 14.6	13,80	1,009	13,87	-4,02					
N 14.7	13,80	1,009	13,87	-4,01					
N 14.8	13,80	1,009	13,87	-4,01					
N 14.9	13,80	1,009	13,87	-3,99					
N 14.10	13,80	1,010	13,87	-3,98					
N 14.5.1	0,22	1,005	0,13	-4,97					
N 14.6.1	0,22	1,004	0,13	-5,07					
N 14.7.1	0,22	1,005	0,13	-4,99					
N 14.8.1	0,22	1,004	0,13	-4,95					



ANEXO 4. Reporte de perfiles de voltaje , Barras y nodos en el escenario 2.(Parte 2)

Grid: TESIS LOJA	System Stage: TESIS LOJA				Study Case: Berechnungsfall			Annex: ESCENARIO02 / 2	
	rtd.V [kV]	Bus - [p.u.]	voltage [kV]	[deg]	-10	-5	Voltage - 0	Deviation [%] +5	+10
N 14.9.1	0,22	1,004	0,13	-4,94					
N 14.10.1	4,16	1,019	4,21	-33,36					
N 14.11	13,80	1,010	13,87	-3,98					
N 14.11.1	13,80	1,010	13,87	-3,98					
N 14.12	13,80	1,010	13,87	-3,98					
N 14.12.1	0,22	1,002	0,22	-154,44					
N 14.11.2	0,22	0,999	0,22	-154,44					
N 15.3	13,80	1,030	14,19	-4,68					
N 15.3.1	13,80	1,030	14,19	-4,68					
N 15.3.2	0,22	1,026	0,23	-35,35					
N 15.3.3	0,22	1,025	0,23	-35,68					
N 15.4	13,80	1,025	14,14	-4,73					
N 15.5	13,80	1,013	13,97	-4,86					
N 15.5.2	0,22	1,011	0,22	-35,52					
N 15.6	13,80	1,009	13,92	-4,90					
N 15.6.1	0,22	1,007	0,22	-35,72					
N 15.7	13,80	1,009	13,91	-4,91					
N 15.7.2	0,22	1,005	0,22	-35,72					
N 15.8	13,80	1,006	13,88	-4,94					
N 15.8.1	0,22	1,004	0,22	-35,78					
N 15.9 EE 2	13,80	1,003	13,83	-4,97					
N 15.9.1	0,22	1,000	0,22	-35,97					
N 15.10									

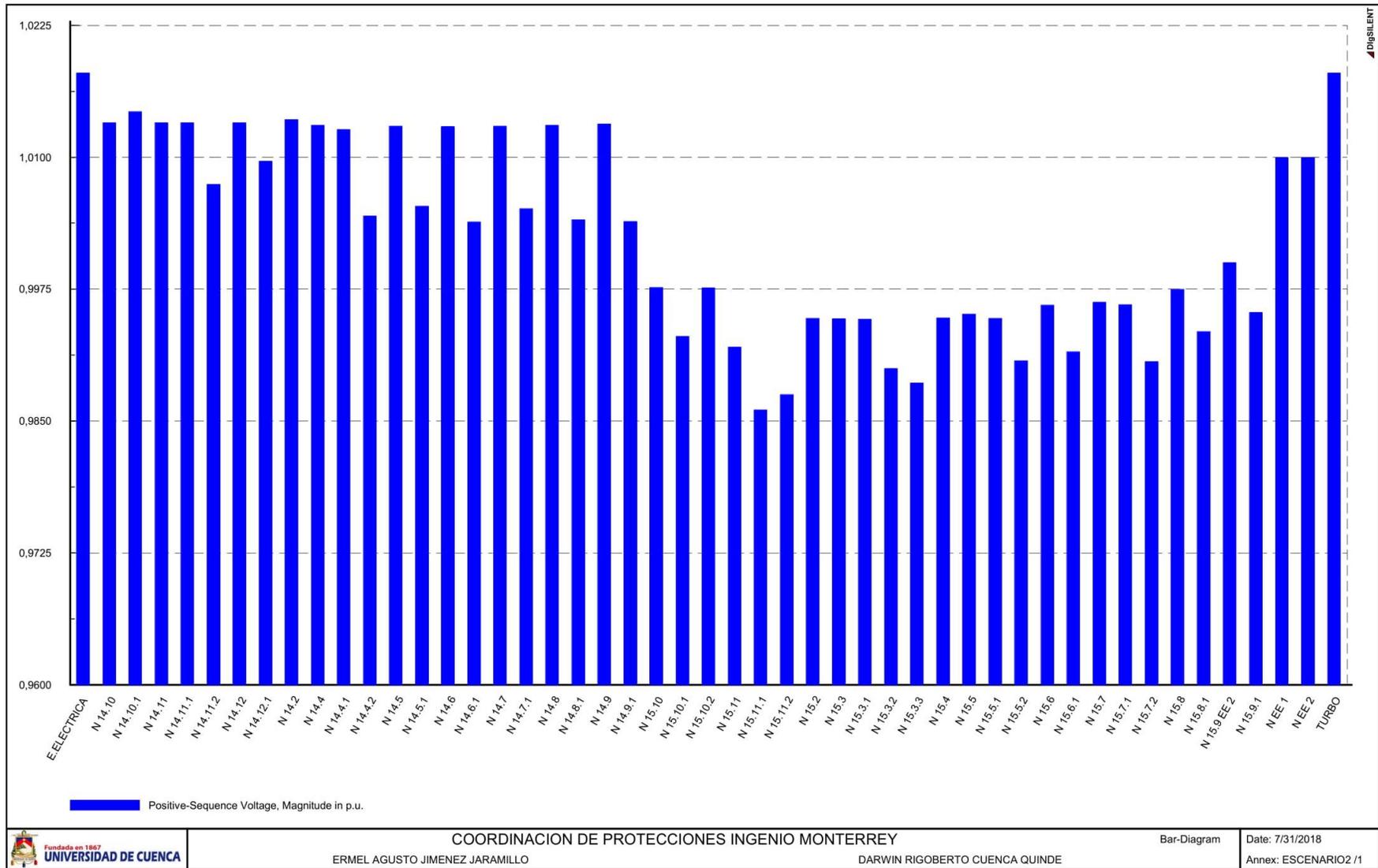


ANEXO 4. Reporte de perfiles de voltaje , Barras y nodos en el escenario 2.(Parte 3)

Grid: TESIS LOJA		System Stage: TESIS LOJA		Study Case: Berechnungsfall			Annex: ESCENARIO02 / 3		
	rtd.V [kV]	Bus - voltage [p.u.]	[kV]	[deg]	-10	-5	Voltage - Deviation [%] 0	+5	+10
N 15.10.1	13,80	1,001	13,80	-5,00					
N 15.11	0,22	0,998	0,22	-35,98					
N 15.11.1	13,80	0,995	13,72	-5,06			■		
N 15.11.2	0,22	0,991	0,22	-36,09			■		
N 15.5.1	0,22	0,993	0,22	-36,05			■		
N 15.7.1	13,80	1,013	13,97	-4,86			■		
N 15.10.2	13,80	1,009	13,91	-4,91			■		
N EE 2	13,80	1,000	13,80	-5,00					
N EE 1	0,44	1,018	0,45	-152,61			■		
N 14.5	13,20	1,010	13,33	-0,02			■		
	13,80	1,009	13,87	-4,01			■		



ANEXO 5. Perfiles de voltaje , Barras y nodos en el escenario 3





ANEXO 6. Reporte de perfiles de voltaje , Barras y nodos en el escenario 3.(Parte 1)

COORDINACIÓN DE PROTECCIONES INGENIO MONTERREY Jiménez Jaramillo Ermel Augusto Cuenca Quinde Darwin Rigoberto	DigSILENT PowerFactory 15.1.7	Project: TESIS
		Date: 7/31/2018

Load Flow Calculation		Complete System Report: Voltage Profiles	
AC Load Flow, unbalanced, 3-phase (ABC)		Automatic Model Adaptation for Convergence	No
Automatic Tap Adjust of Transformers	Yes	Max. Acceptable Load Flow Error for	1,00 kVA
Consider Reactive Power Limits	No	Nodes	0,03 %
		Model Equations	

Grid: TESIS LOJA	System Stage: TESIS LOJA		Study Case: Berechnungsfall		Annex: ESCENARIO3 / 1	
	rtd.V [kV]	Bus - voltage [p.u.]	[kV]	[deg]	Voltage - Deviation [%]	
					-10	-5
					0	+5
					+10	
E.ELECTRICA	0,44	1,016	0,45	-0,02		
TURBO	0,44	1,016	0,45	-0,02		
N 14.2	13,80	1,011	13,88	148,77		
N 15.2	13,80	0,994	13,71	150,34		
N 14.4	13,80	1,009	13,87	148,75		
N 14.4.1	13,80	1,009	13,86	148,75		
N 14.4.2	0,22	1,010	0,22	117,91		
N 14.5	13,80	1,009	13,86	148,74		
N 14.6	13,80	1,009	13,86	148,74		
N 14.7	13,80	1,009	13,86	148,74		
N 14.8	13,80	1,009	13,86	148,75		
N 14.9	13,80	1,009	13,87	148,76		
N 14.10	13,80	1,010	13,87	148,78		
N 14.5.1	0,22	1,005	0,13	147,78		
N 14.6.1	0,22	1,004	0,13	147,69		
N 14.7.1	0,22	1,005	0,13	147,76		



ANEXO 6. Reporte de perfiles de voltaje , Barras y nodos en el escenario 3.(Parte 2)

Grid: TESIS LOJA	System Stage: TESIS LOJA			Study Case: Berechnungsfall			Annex: ESCENARIO3 / 2		
	rtd.V [kV]	Bus - voltage [p.u.]	voltage [kV] [deg]	-10	-5	Voltage - Deviation [%] 0	+5	+10	
N 14.8.1	0,22	1,004	0,13 147,81			█			
N 14.9.1	0,22	1,004	0,13 147,82			█			
N 14.10.1	4,16	1,019	4,21 119,41			██████			
N 14.11	13,80	1,010	13,87 148,78			████			
N 14.11.1	13,80	1,010	13,87 148,78			████			
N 14.12	13,80	1,010	13,87 148,78			████			
N 14.12.1	0,22	1,001	0,22 -1,67						
N 14.11.2	0,22	0,999	0,22 -1,67						
N 15.3	13,80	0,994	13,71 150,35			█			
N 15.3.1	13,80	0,994	13,71 150,35			█			
N 15.3.2	0,22	0,991	0,22 119,62			████			
N 15.3.3	0,22	0,989	0,22 119,27			████			
N 15.4	13,80	0,994	13,71 150,54			█			
N 15.5	13,80	0,995	13,72 151,11			█			
N 15.5.2	0,22	0,991	0,22 120,44			████			
N 15.6	13,80	0,996	13,74 151,32			█			
N 15.6.1	0,22	0,992	0,22 120,51			████			
N 15.7	13,80	0,996	13,74 151,37			█			
N 15.7.2	0,22	0,991	0,22 120,56			████			
N 15.8	13,80	0,997	13,76 151,55						
N 15.8.1	0,22	0,994	0,22 120,72			█			
N 15.9 EE 2	13,80	1,000	13,80 151,84						
N 15.9.1									

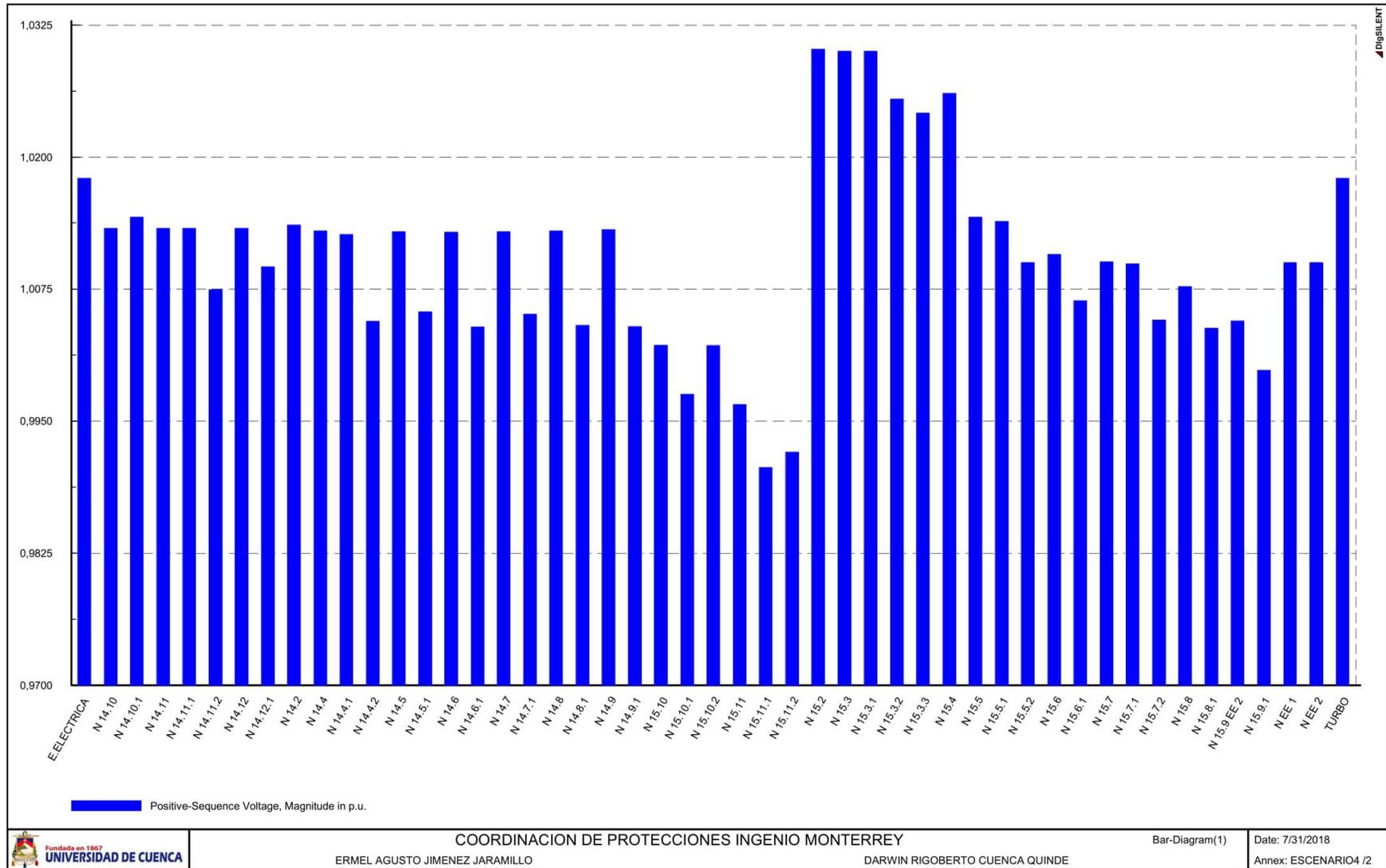


ANEXO 6. Reporte de perfiles de voltaje , Barras y nodos en el escenario 3.(Parte 3)

Grid: TESIS LOJA		System Stage: TESIS LOJA		Study Case: Berechnungsfall			Annex: ESCENARIO3 / 3		
	rtd.V [kV]	Bus - voltage [p.u.]	[kV]	[deg]	-10	-5	Voltage - Deviation [%] 0	+5	+10
N 15.10	0,22	0,995	0,22	120,87			█		
N 15.10.1	13,80	0,998	13,76	151,81			█		
N 15.11	0,22	0,993	0,22	120,86			█		
N 15.11.1	13,80	0,992	13,68	151,75			█		
N 15.11.2	0,22	0,986	0,22	120,75			█		
N 15.5.1	0,22	0,987	0,22	120,79			█		
N 15.7.1	13,80	0,994	13,72	151,11			█		
N 15.10.2	13,80	0,996	13,74	151,37			█		
N EE 2	13,80	0,997	13,76	151,81			█		
N EE 1	0,44	1,010	0,44	-150,00			█		
	13,20	1,010	13,33	0,00			█		



ANEXO 7. Perfiles de voltaje , Barras y nodos en el escenario 4





ANEXO 8. Magnitudes de Voltaje en kV y P.U., Barras y nodos en el escenario 4.(Parte 1)

	COORDINACIÓN DE PROTECCIONES INGENIO MONTERREY Jiménez Jaramillo Ermel Augusto Cuenca Quinde Darwin Rigoberto	DigSILENT PowerFactory 15.1.7	Project: TESIS Date: 7/31/2018

Load Flow Calculation		Complete System Report: Voltage Profiles	
AC Load Flow, unbalanced, 3-phase (ABC) Automatic Tap Adjust of Transformers Consider Reactive Power Limits	Yes No	Automatic Model Adaptation for Convergence Max. Acceptable Load Flow Error for Nodes Model Equations	No 1,00 kVA 0,03 %

Grid: TESIS LOJA	System Stage: TESIS LOJA		Study Case: Berechnungsfall		Annex: ESCENARIO04 / 1	
	rtd.V [kV]	Bus - voltage [p.u.]	[kV]	[deg]	Voltage - Deviation [%] -10 -5 0 +5 +10	
E.ELECTRICA	0,44	1,016	0,45	-0,03		
TURBO	0,44	1,016	0,45	-0,03		
N 14.2	13,80	1,011	13,87	148,76		
N 15.2	13,80	1,030	14,19	148,06		
N 14.4	13,80	1,009	13,86	148,74		
N 14.4.1	13,80	1,009	13,86	148,74		
N 14.4.2	0,22	1,010	0,22	117,90		
N 14.5	13,80	1,009	13,86	148,73		
N 14.6	13,80	1,009	13,86	148,73		
N 14.7	13,80	1,009	13,86	148,73		
N 14.8	13,80	1,009	13,86	148,74		
N 14.9	13,80	1,009	13,86	148,75		
N 14.10	13,80	1,010	13,87	148,77		
N 14.5.1	0,22	1,005	0,13	147,77		
N 14.6.1	0,22	1,004	0,13	147,68		
N 14.7.1	0,22	1,005	0,13	147,75		



ANEXO 8. Magnitudes de Voltaje en kV y P.U., Barras y nodos en el escenario 4.(Parte 2)

Grid: TESIS LOJA	System Stage: TESIS LOJA			Study Case: Berechnungsfall			Annex: ESCENARIO4 / 2		
	rtd.V [kV]	Bus - voltage [p.u.]	voltage [kV]	[deg]	-10	-5	Voltage - Deviation [%] 0	+5	+10
N 14.8.1	0,22	1,004	0,13	147,80			█		
N 14.9.1	0,22	1,004	0,13	147,81			█		
N 14.10.1	4,16	1,019	4,21	119,40			██████		
N 14.11	13,80	1,010	13,87	148,77			████		
N 14.11.1	13,80	1,010	13,87	148,77			████		
N 14.12	13,80	1,010	13,87	148,77			████		
N 14.12.1	0,22	1,001	0,22	-1,67					
N 14.11.2	0,22	0,999	0,22	-1,68					
N 15.3	13,80	1,029	14,19	148,06			██████████		
N 15.3.1	13,80	1,029	14,19	148,06			██████████		
N 15.3.2	0,22	1,027	0,23	117,40			██████████		
N 15.3.3	0,22	1,026	0,23	117,08			██████████		
N 15.4	13,80	1,025	14,13	148,01			██████████		
N 15.5	13,80	1,013	13,96	147,88			████		
N 15.5.2	0,22	1,011	0,22	117,23			████		
N 15.6	13,80	1,009	13,91	147,84			████		
N 15.6.1	0,22	1,008	0,22	117,04			████		
N 15.7	13,80	1,009	13,90	147,83			████		
N 15.7.2	0,22	1,006	0,22	117,03			████		
N 15.8	13,80	1,006	13,87	147,80			████		
N 15.8.1	0,22	1,005	0,22	116,97			████		
N 15.9 EE 2	13,80	1,003	13,83	147,76					
N 15.9.1									

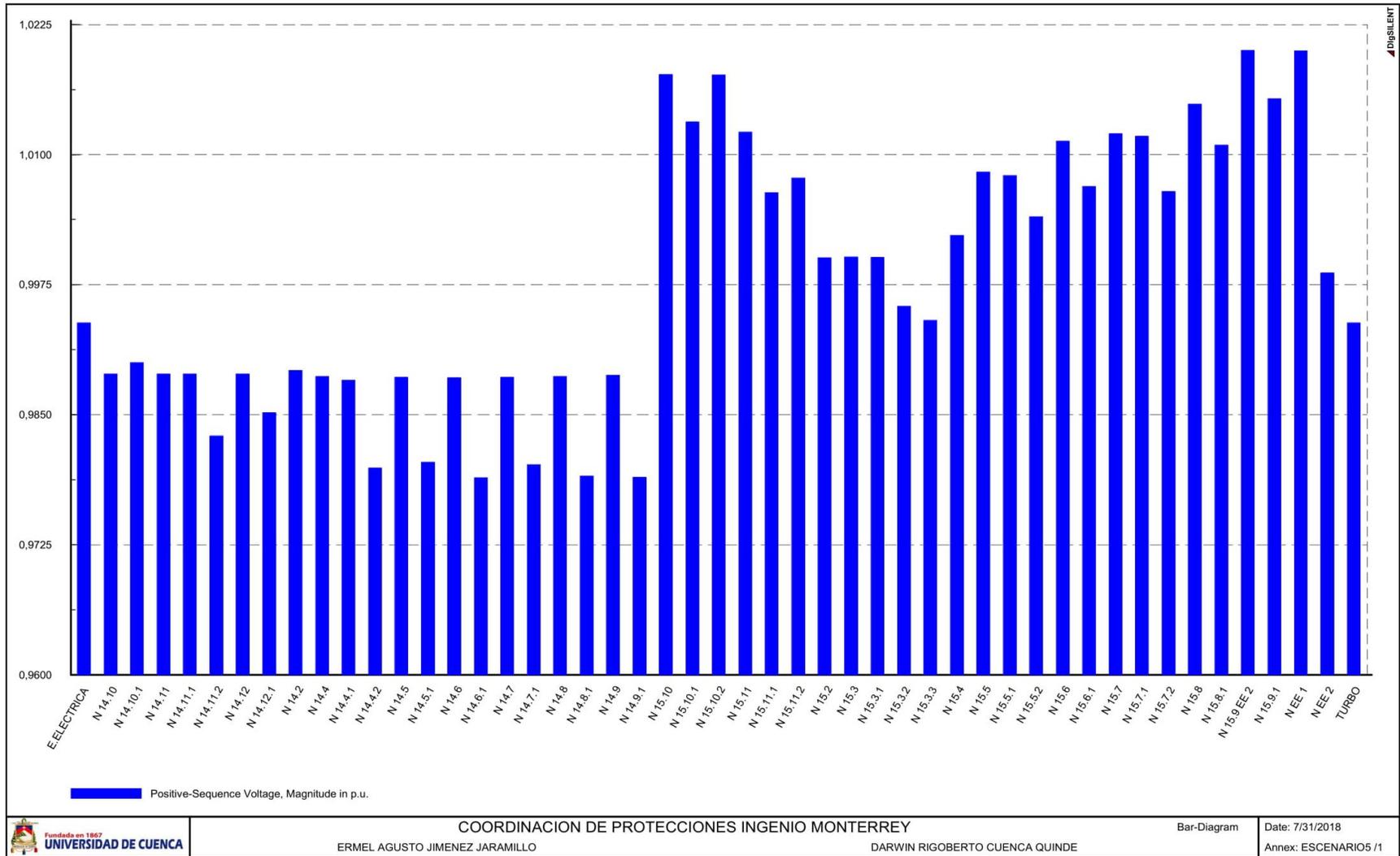


ANEXO 8. Magnitudes de Voltaje en kV y P.U., Barras y nodos en el escenario 4.(Parte 3)

Grid: TESIS LOJA	System Stage: TESIS LOJA		Study Case: Berechnungsfall		Annex: ESCENARIO04		/ 3
	rtd.V [kV]	Bus - voltage [p.u.]	[kV]	[deg]	-10	-5	Voltage - Deviation [%] 0 +5 +10
N 15.10	0,22	1,001	0,22	116,78			
N 15.10.1	13,80	1,000	13,79	147,74			
N 15.11	0,22	0,999	0,22	116,77			
N 15.11.1	13,80	0,995	13,71	147,68			■
N 15.11.2	0,22	0,992	0,22	116,66			■
N 15.5.1	0,22	0,993	0,22	116,70			■
N 15.7.1	13,80	1,013	13,96	147,88			■
N 15.10.2	13,80	1,008	13,90	147,83			■
N EE 2	13,80	1,000	13,79	147,74			
N EE 1	0,44	1,010	0,44	-150,00			■
	13,20	1,010	13,33	0,00			■



ANEXO 9. Perfiles de voltaje , Barras y nodos en el escenario 5





ANEXO 10. Magnitudes de Voltaje en kV y P.U., Barras y nodos en el escenario 5.(Parte 1)

COORDINACIÓN DE PROTECCIONES INGENIO MONTERREY Jiménez Jaramillo Ermel Augusto Cuenca Quinde Darwin Rigoberto		DigSILENT PowerFactory 15.1.7	Project: TESIS Date: 7/31/2018				
Load Flow Calculation			Complete System Report: Voltage Profiles				
AC Load Flow, unbalanced, 3-phase (ABC) Automatic Tap Adjust of Transformers Consider Reactive Power Limits		Yes No	Automatic Model Adaptation for Convergence Max. Acceptable Load Flow Error for Nodes Model Equations				
			No 1,00 kVA 0,03 %				
Grid: TESIS LOJA	System Stage: TESIS LOJA	Study Case: Berechnungsfall	Annex: ESCENARIO5 / 1				
	rtd.V [kV]	Bus - voltage [p.u.] [kV] [deg]	-10	-5	Voltage - Deviation [%] 0	+5	+10
E.ELECTRICA	0,44	0,992	0,44	-154,90			
TURBO	0,44	0,992	0,44	-154,90			
N 14.2	13,80	0,986	13,54	-6,19			
N 15.2	13,80	0,999	13,78	-4,51			
N 14.4	13,80	0,985	13,53	-6,21			
N 14.4.1	13,80	0,984	13,52	-6,21			
N 14.4.2	0,22	0,986	0,21	-37,12			
N 14.5	13,80	0,984	13,52	-6,22			
N 14.6	13,80	0,984	13,52	-6,22			
N 14.7	13,80	0,984	13,52	-6,22			
N 14.8	13,80	0,984	13,52	-6,21			
N 14.9	13,80	0,985	13,52	-6,20			
N 14.10	13,80	0,985	13,53	-6,18			
N 14.5.1	0,22	0,980	0,12	-7,23			
N 14.6.1	0,22	0,979	0,12	-7,33			
N 14.7.1	0,22	0,980	0,12	-7,25			



ANEXO 10. Magnitudes de Voltaje en kV y P.U., Barras y nodos en el escenario 5.(Parte 2)

Grid: TESIS LOJA	System Stage: TESIS LOJA				Study Case: Berechnungsfall			Annex: ESCENARIO05 / 2	
	rtd.V [kV]	Bus - voltage [p.u.]	[kV]	[deg]	-10	-5	Voltage - Deviation [%] 0	+5	+10
N 14.8.1	0,22	0,979	0,12	-7,20			█		
N 14.9.1	0,22	0,979	0,12	-7,19			█		
N 14.10.1	4,16	0,995	4,11	-35,54			█		
N 14.11	13,80	0,985	13,53	-6,18			█		
N 14.11.1	13,80	0,985	13,53	-6,18			█		
N 14.12	13,80	0,985	13,53	-6,18			█		
N 14.12.1	0,22	0,977	0,22	-156,63			█		
N 14.11.2	0,22	0,974	0,22	-156,64			█		
N 15.3	13,80	0,999	13,78	-4,52					
N 15.3.1	13,80	0,999	13,78	-4,52					
N 15.3.2	0,22	0,996	0,22	-35,29			█		
N 15.3.3	0,22	0,994	0,22	-35,63			█		
N 15.4	13,80	1,001	13,81	-4,54					
N 15.5	13,80	1,008	13,90	-4,60			█		
N 15.5.2	0,22	1,004	0,22	-35,27			█		
N 15.6	13,80	1,011	13,95	-4,61			█		
N 15.6.1	0,22	1,007	0,22	-35,41			█		
N 15.7	13,80	1,011	13,96	-4,61			█		
N 15.7.2	0,22	1,007	0,22	-35,41			█		
N 15.8	13,80	1,014	14,00	-4,62			█		
N 15.8.1	0,22	1,011	0,22	-35,42			█		
N 15.9 EE 2	13,80	1,020	14,07	-4,62			█		
N 15.9.1							█		

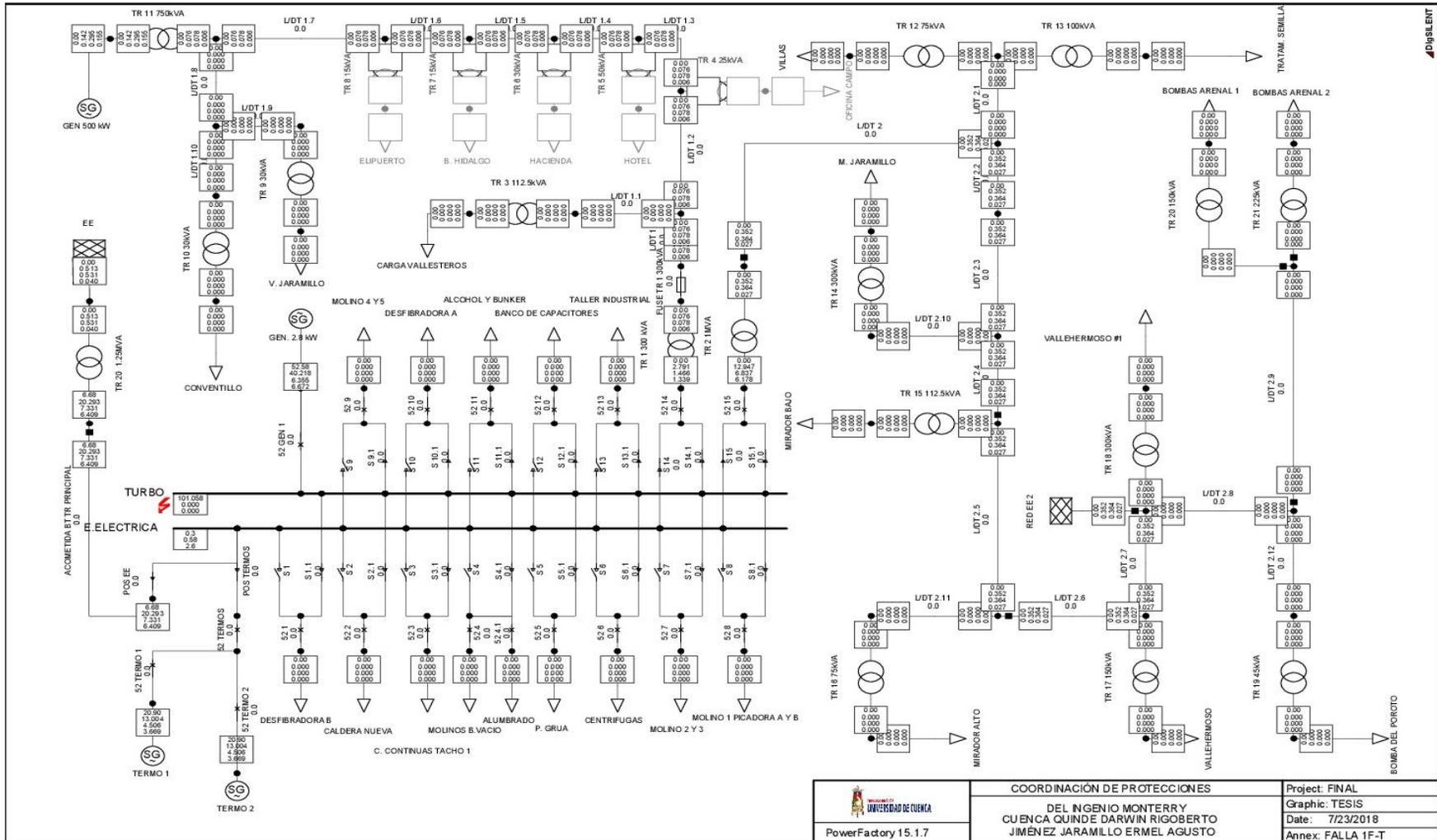


ANEXO 10. Magnitudes de Voltaje en kV y P.U., Barras y nodos en el escenario 5.(Parte 3)

Grid: TESIS LOJA		System Stage: TESIS LOJA		Study Case: Berechnungsfall			Annex: ESCENARIO05 / 3		
	rtd.V [kV]	Bus - voltage [p.u.]	[kV]	[deg]	-10	-5	Voltage - Deviation [%]		
							0	+5	+10
N 15.10	0,22	1,016	0,22	-35,54					
N 15.10.1	13,80	1,018	14,04	-4,65					
N 15.11	0,22	1,013	0,22	-35,55					
N 15.11.1	13,80	1,012	13,96	-4,71					
N 15.11.2	0,22	1,007	0,22	-35,65					
N 15.5.1	0,22	1,008	0,22	-35,61					
N 15.7.1	13,80	1,007	13,90	-4,60					
N 15.10.2	13,80	1,011	13,95	-4,62					
N EE 2	13,80	1,017	14,04	-4,65					
N EE 1	0,44	0,997	0,44	-154,65					
	13,20	1,019	13,46	-0,02					

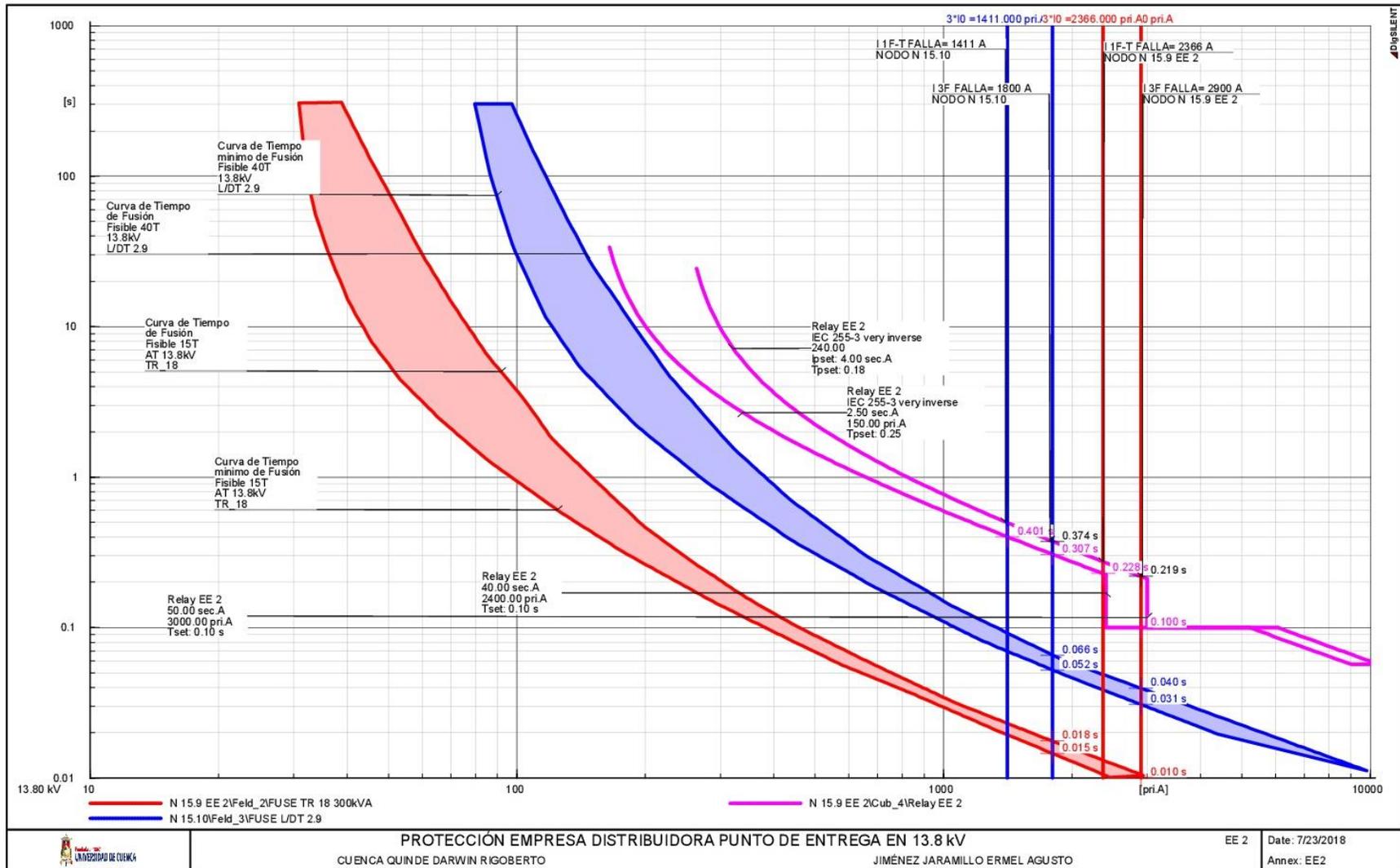


ANEXO 12. Magnitudes de Corrientes de cortocircuito 1F en la barra del Turbogenerador



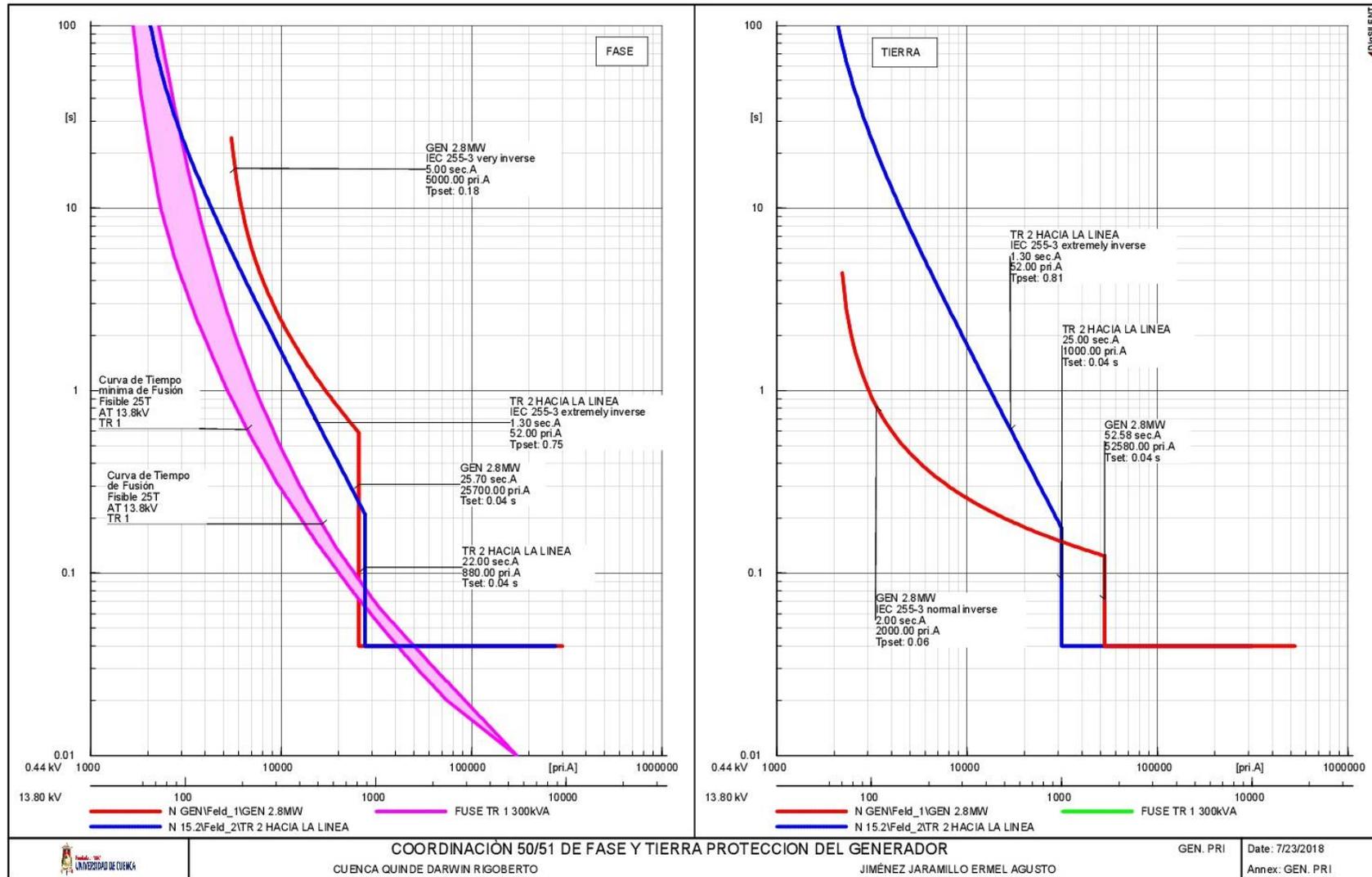


ANEXO 14. Coordinación de protecciones en el punto EE2



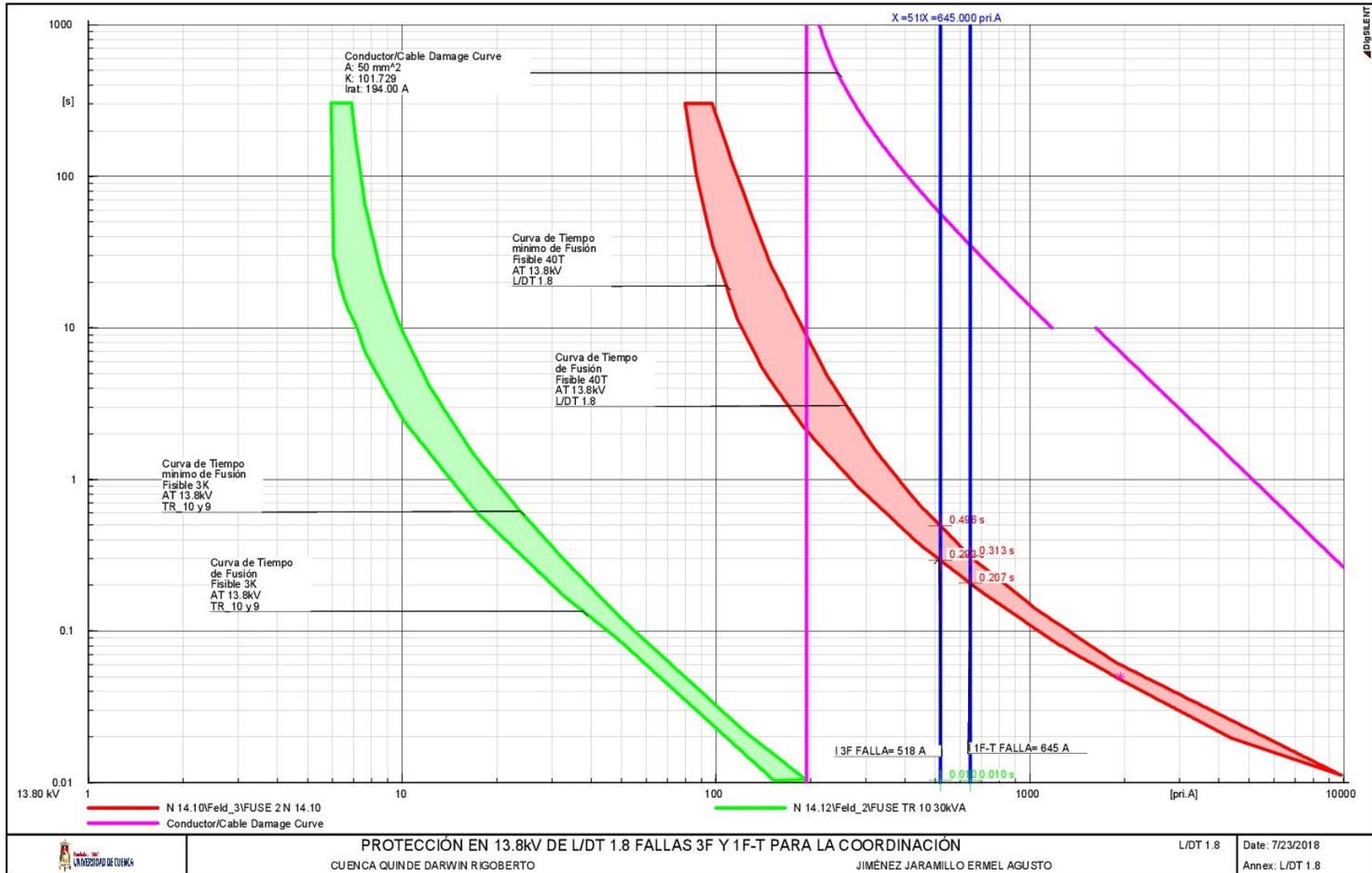


ANEXO 15. Coordinación de protección de SOBRECORRIENTE 50/51 del Turbogenerador



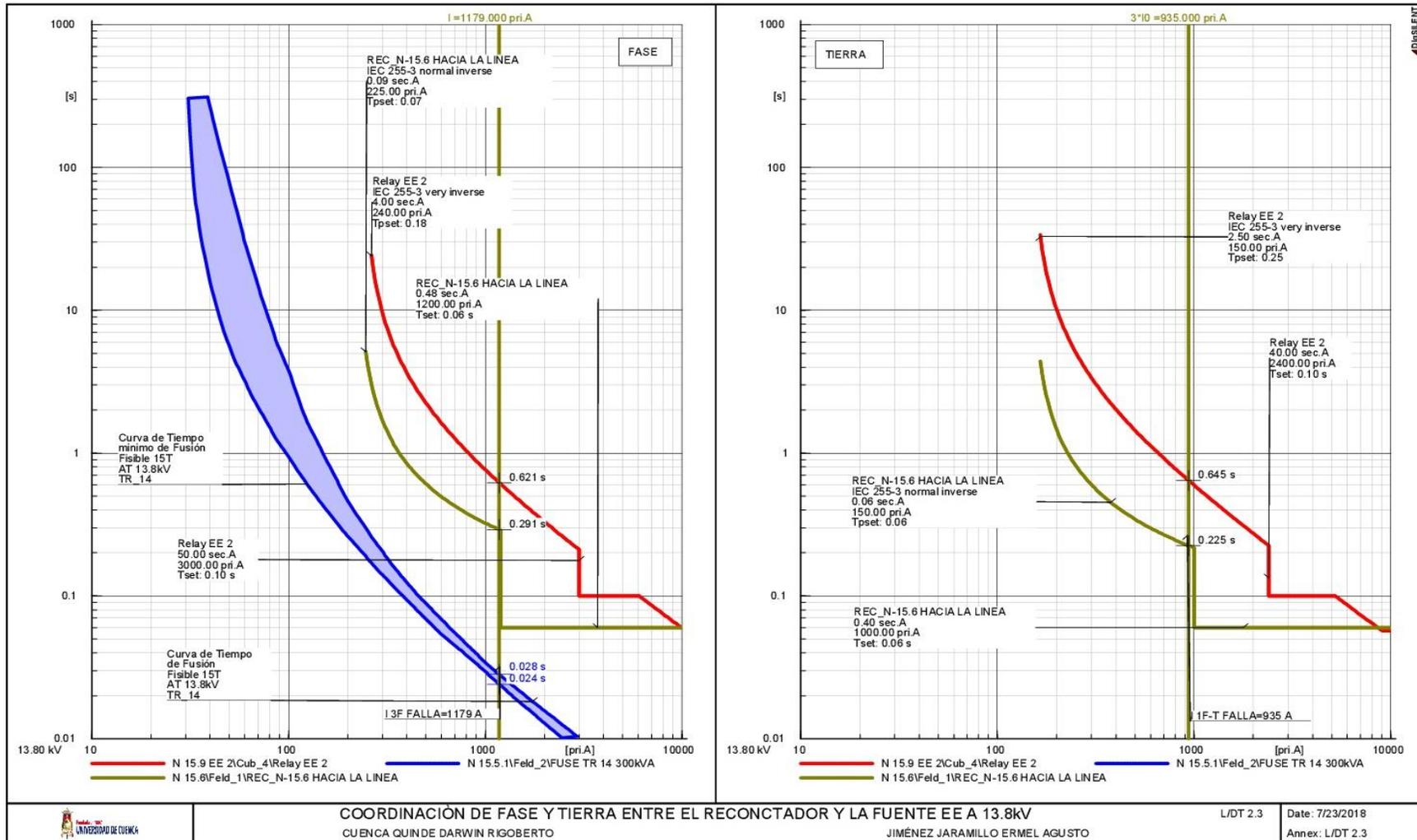


ANEXO 16. Coordinación de protección entre el Nodo 14.10 y 14.12



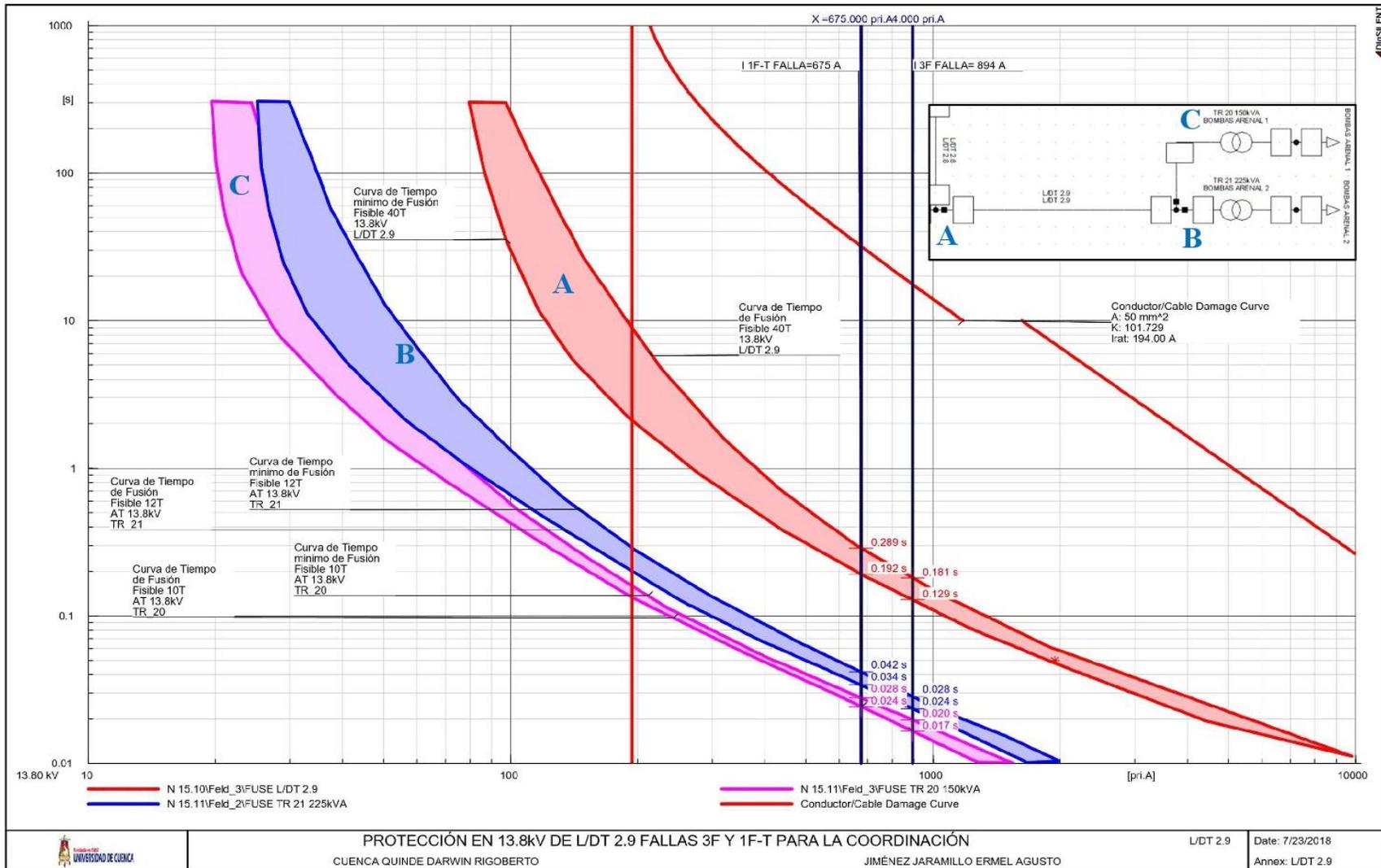


ANEXO 17. Coordinación de protección fase tierra entre el Reconetador y la fuente EE a 13,8 kV



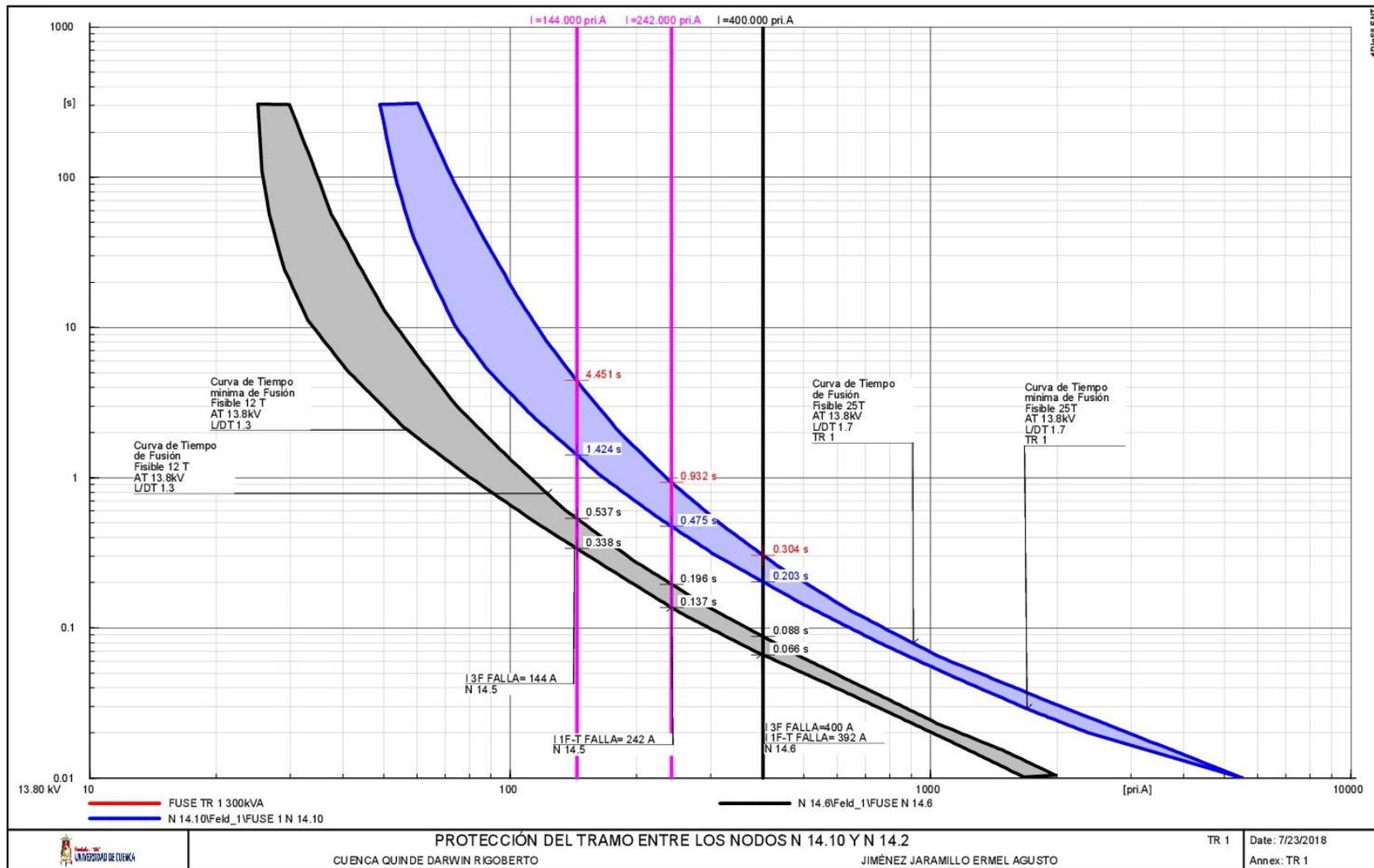


ANEXO 18. Coordinación de protección entre el Nodo 15.10 y 15.11



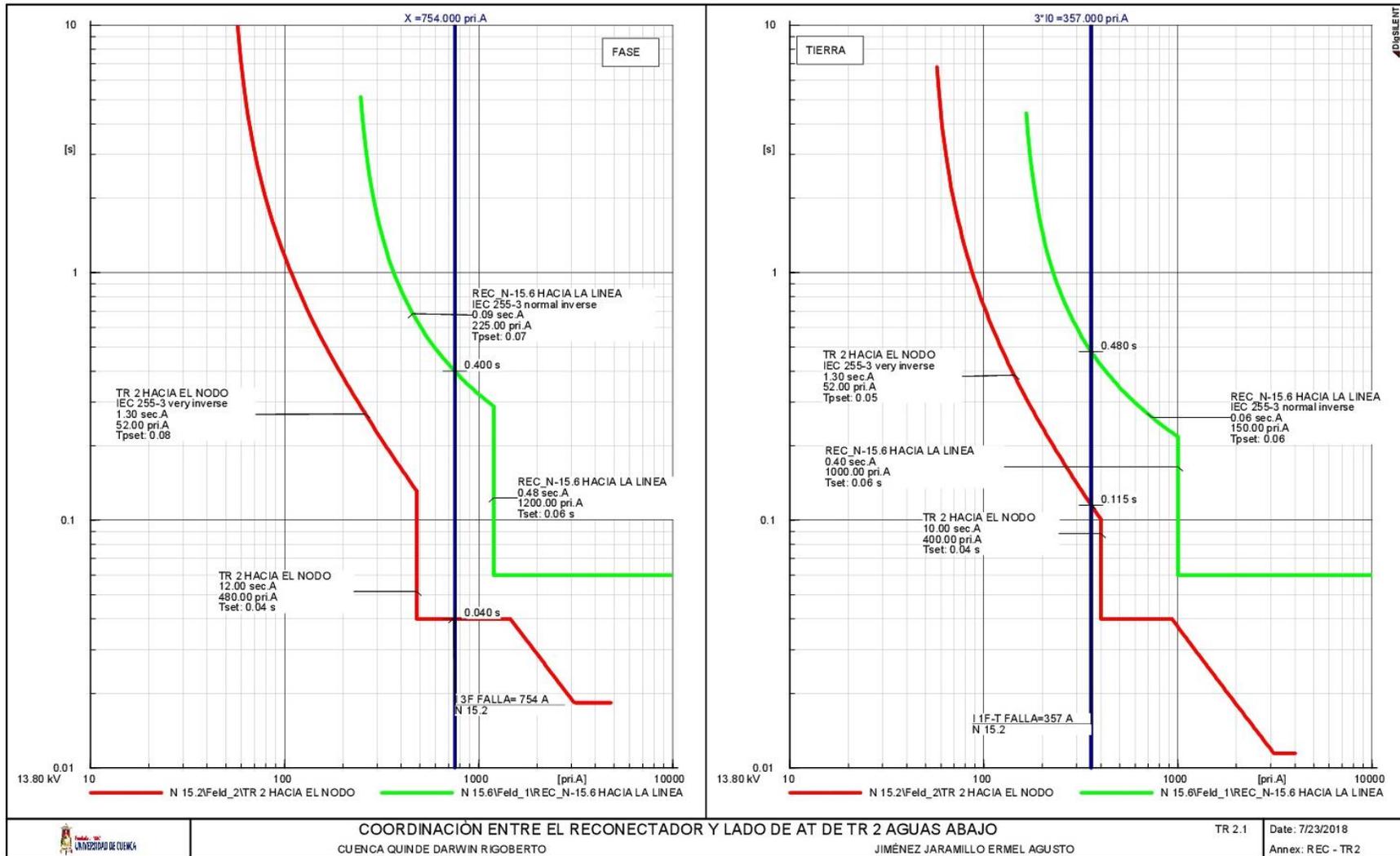


ANEXO 19. Coordinación de protecciones entre el Nodo 14.6 y 14.10



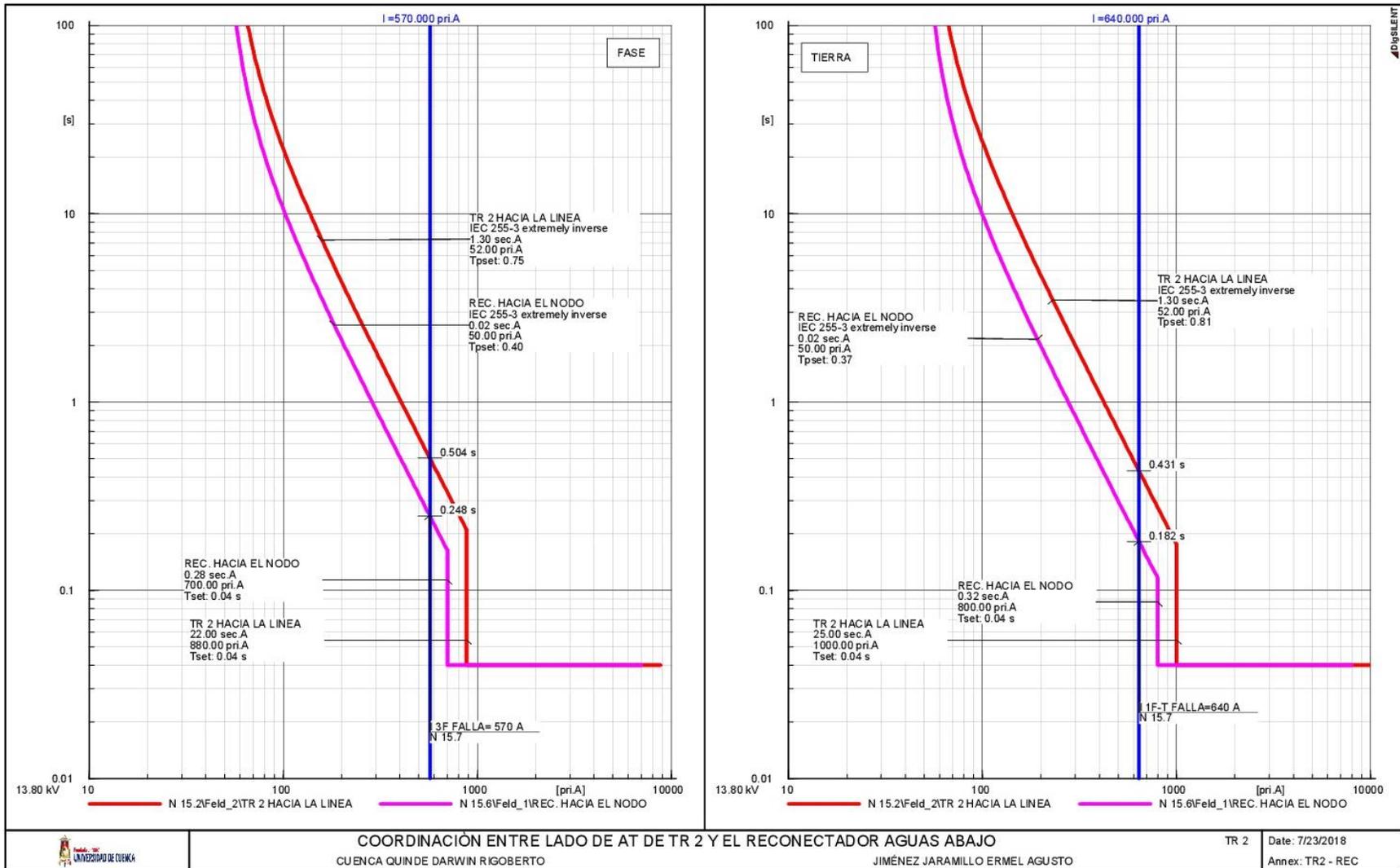


ANEXO 20. Coordinación de protecciones del Reconectador entre el Nodo 15.2 y 15.6



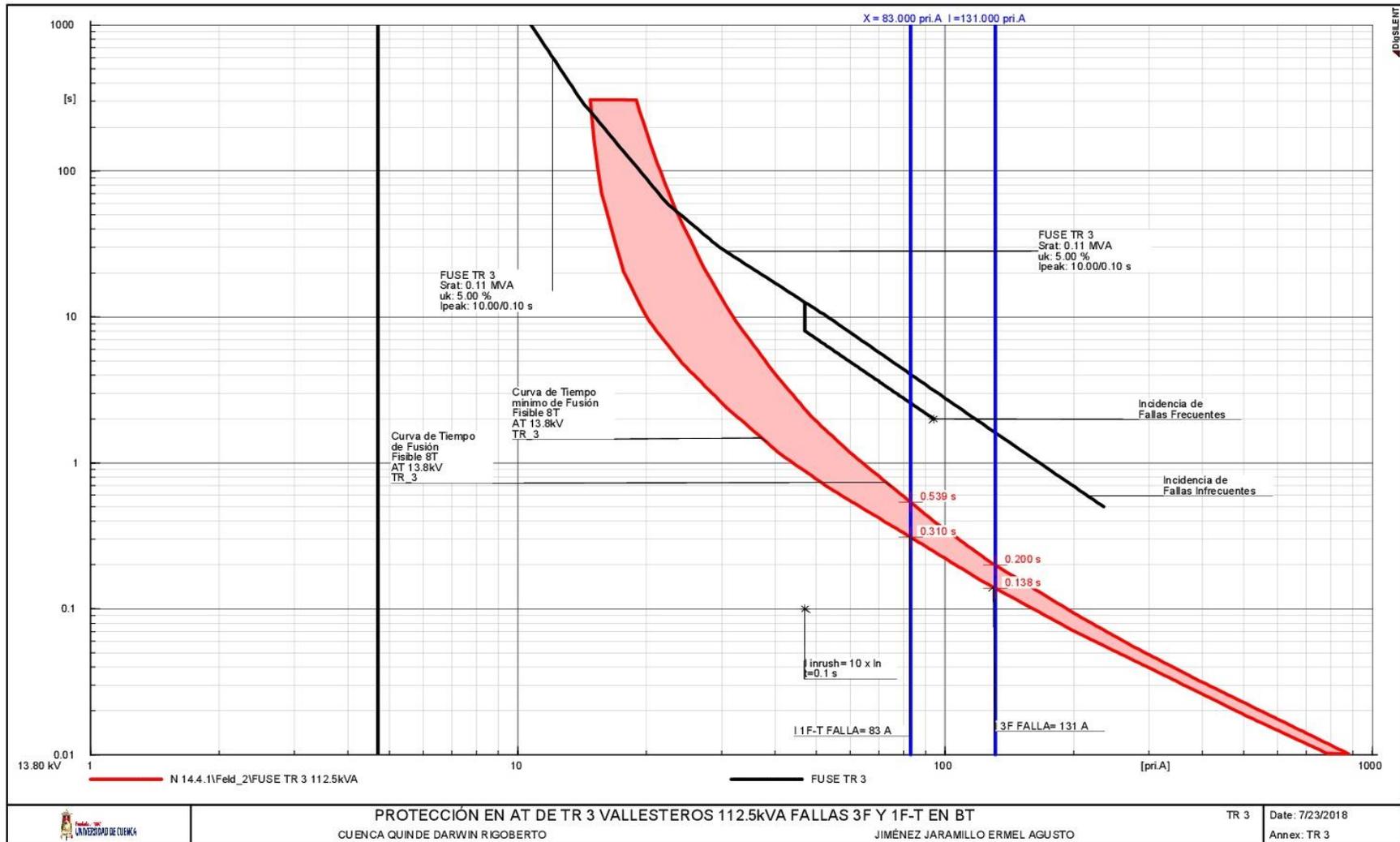


ANEXO 21. Coordinación de protección entre el lado de AT_TR2 y el Reconector Nodo 15.2 y 15.6



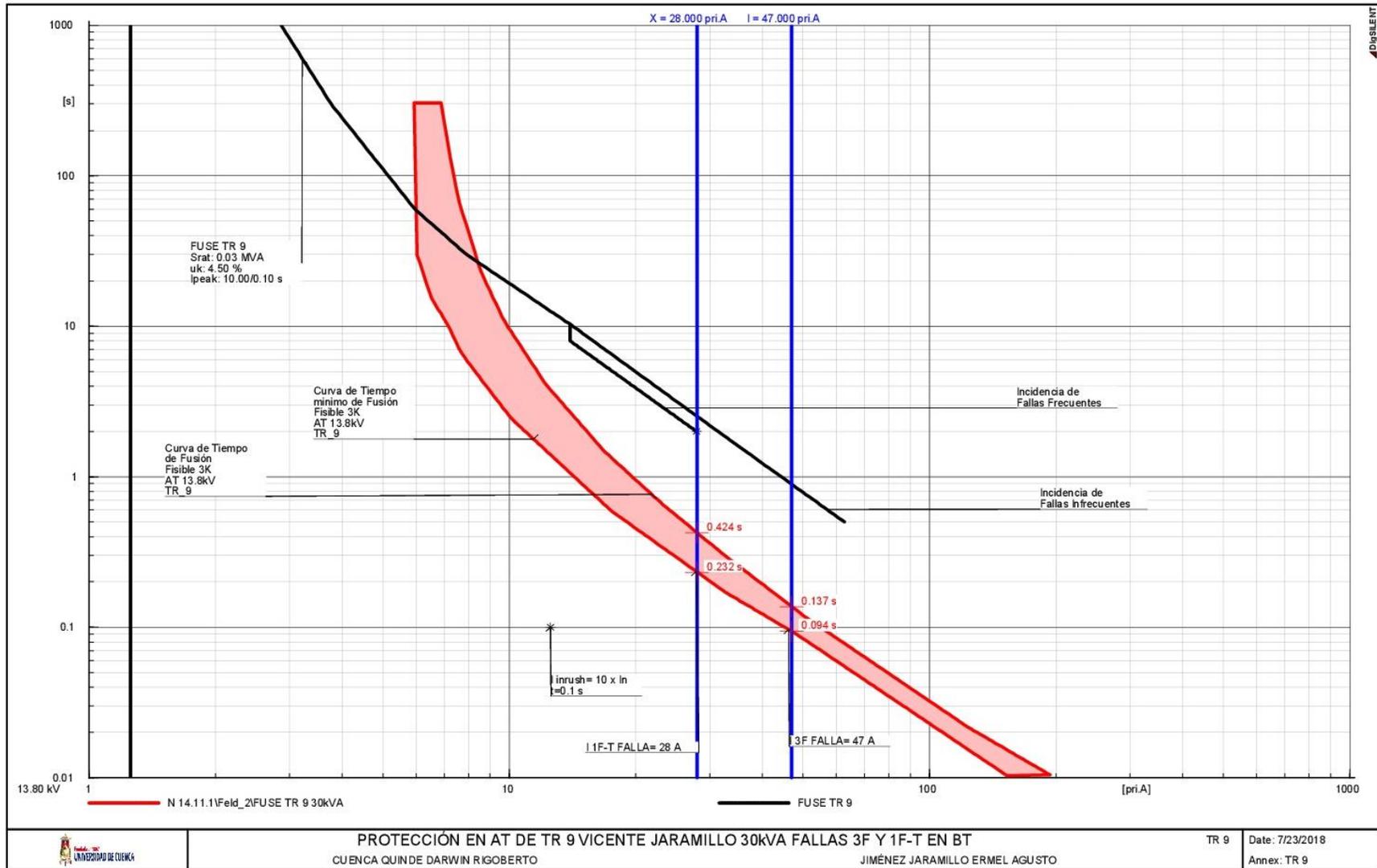


ANEXO 22. Protección mediante Fusible 8T en el lado de AT de TR3 112,5 kVA



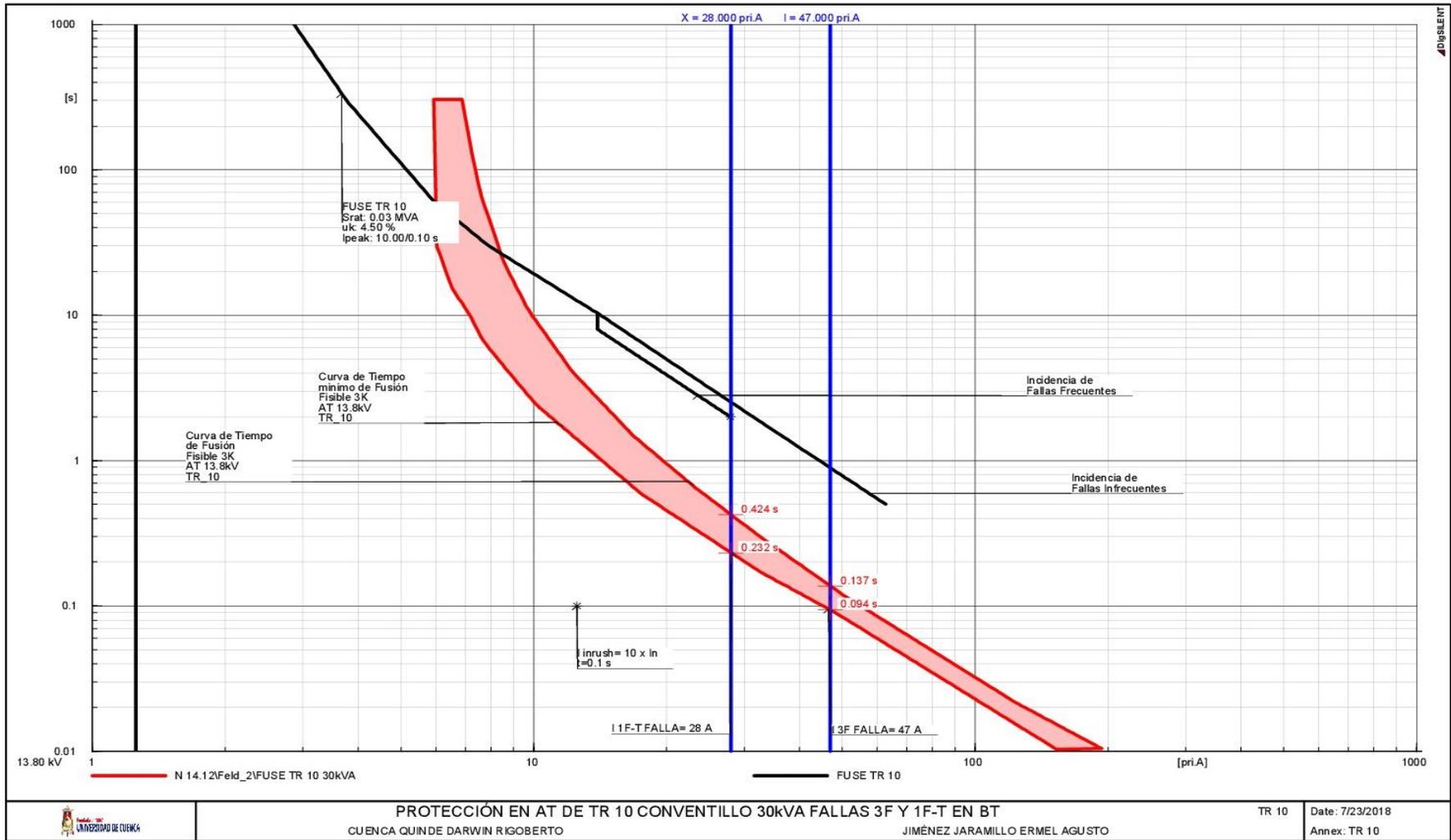


ANEXO 23. Protección mediante Fusible 3K en el lado de AT del TR9 30 kVA



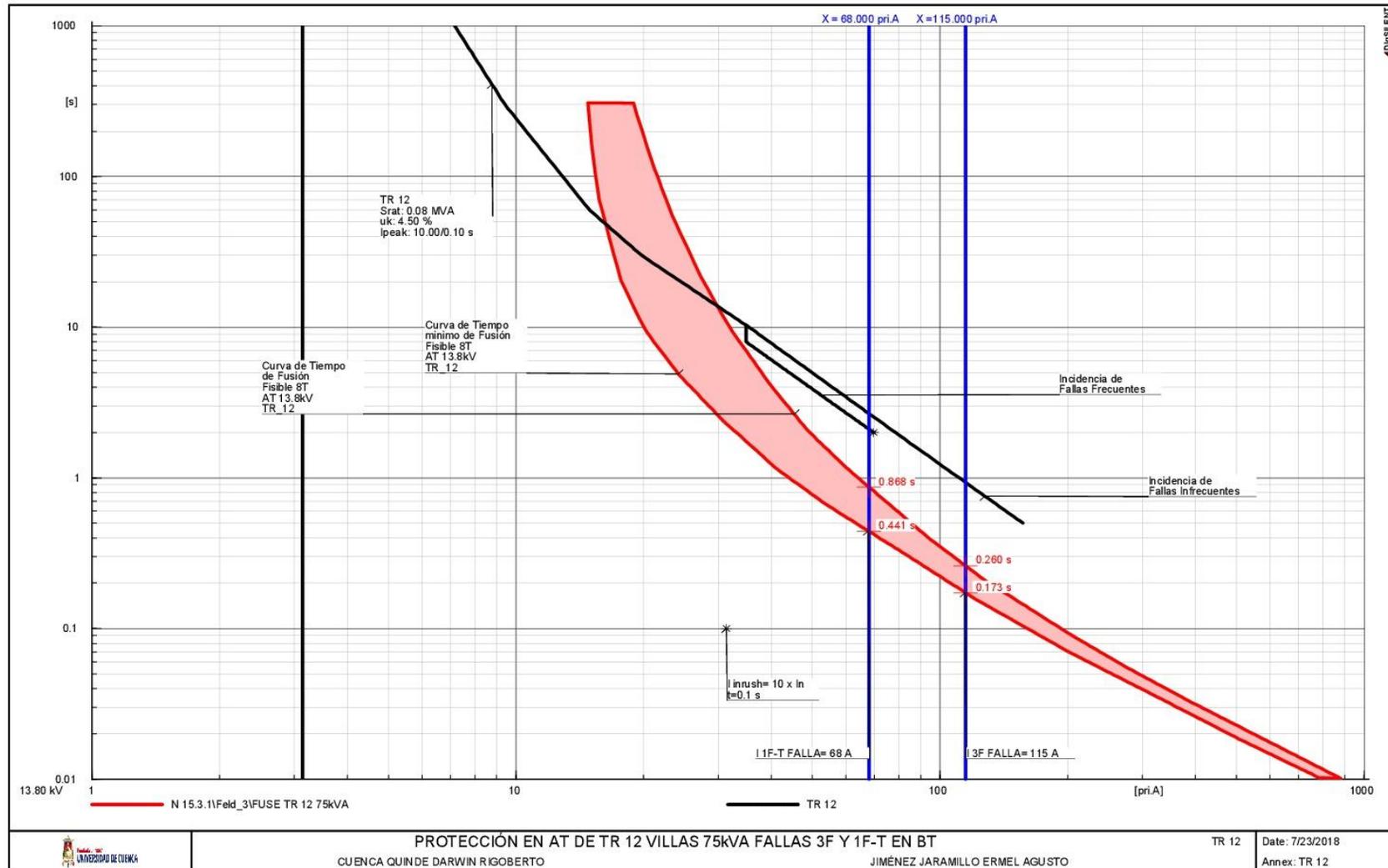


ANEXO 24. Protección mediante Fusible 3K en el lado de AT del TR10 30 kVA



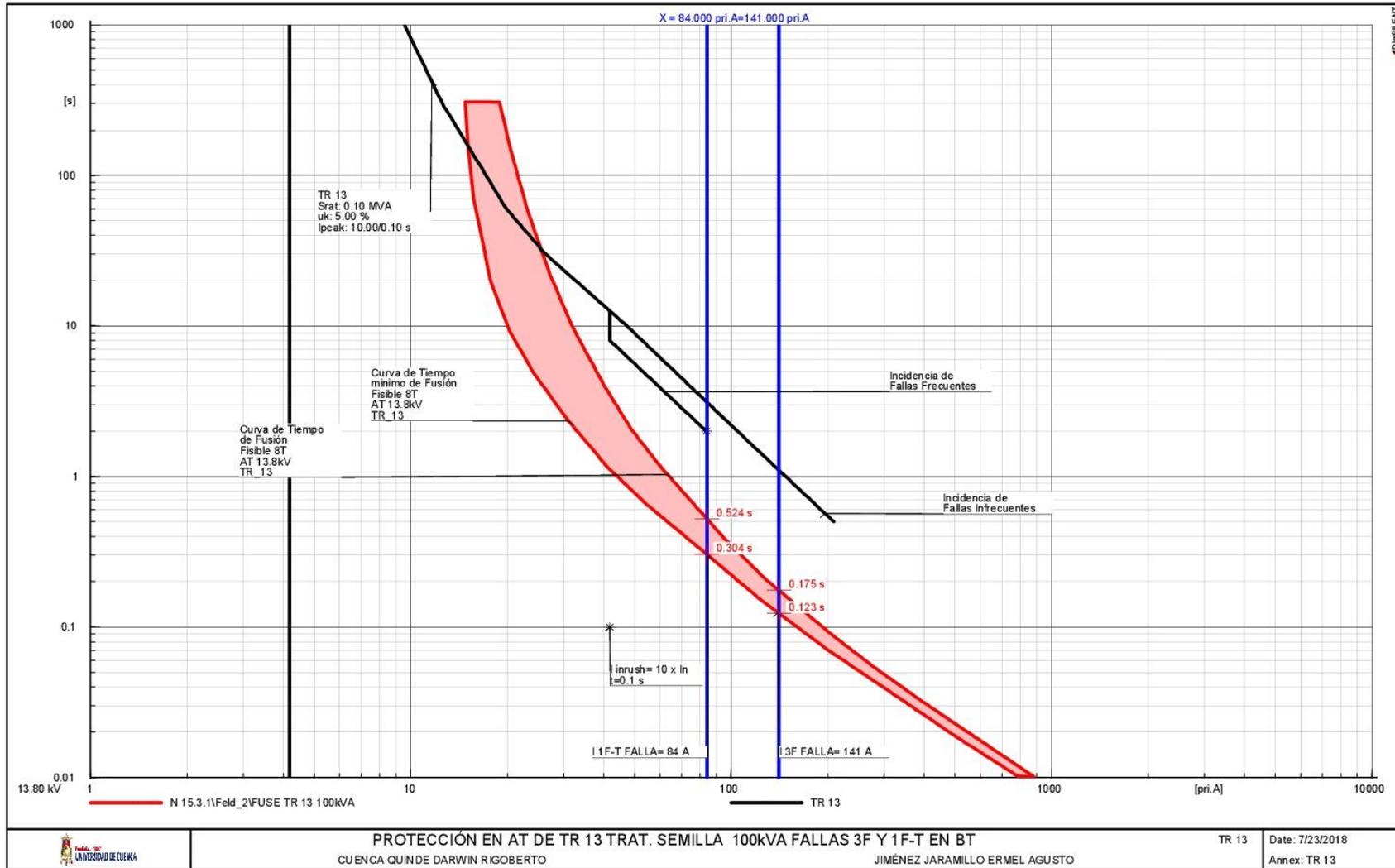


ANEXO 25. Protección mediante Fusible 8T en el lado de AT del TR12 75 kVA



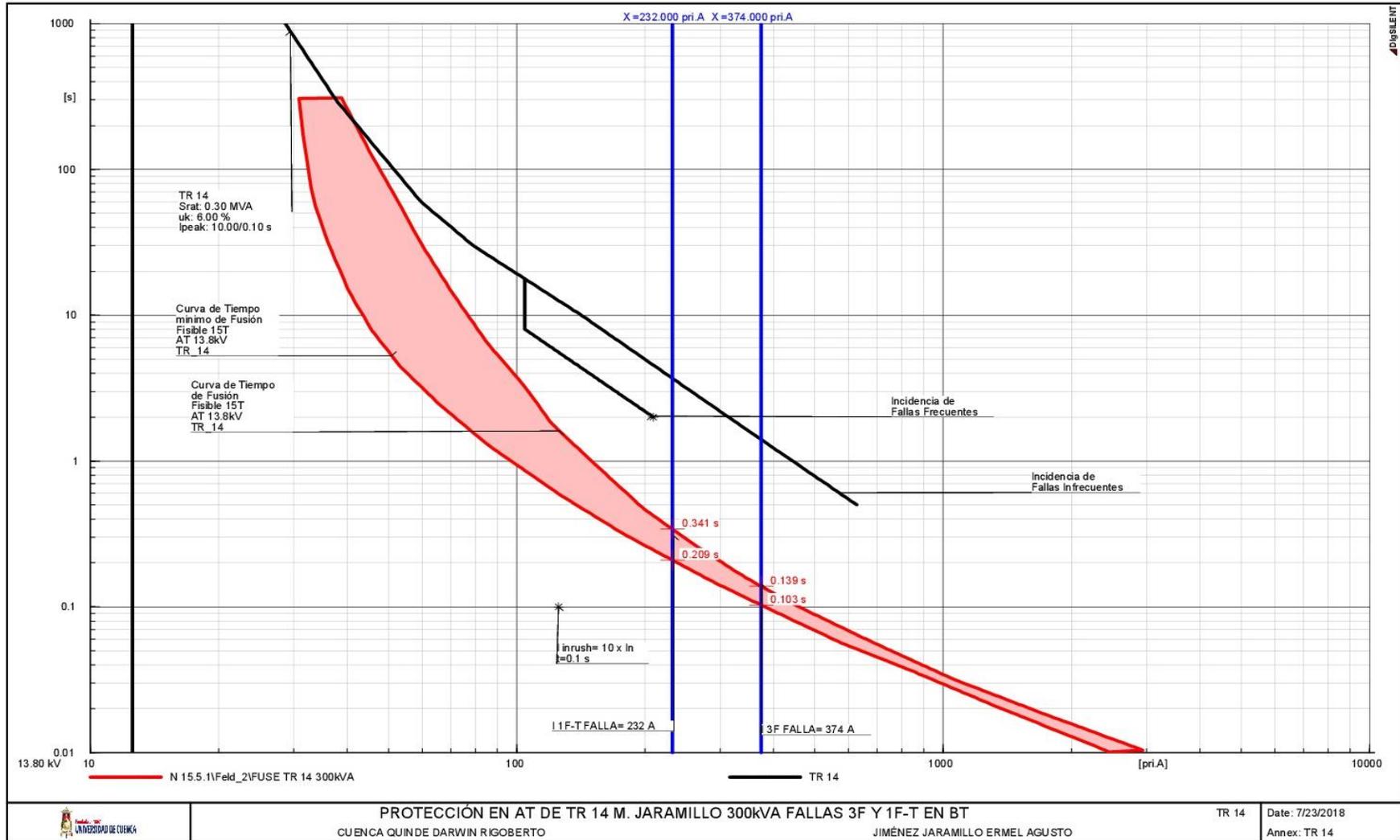


ANEXO 26. Protección mediante Fusible 8T en el lado de AT del TR13 100 kVA



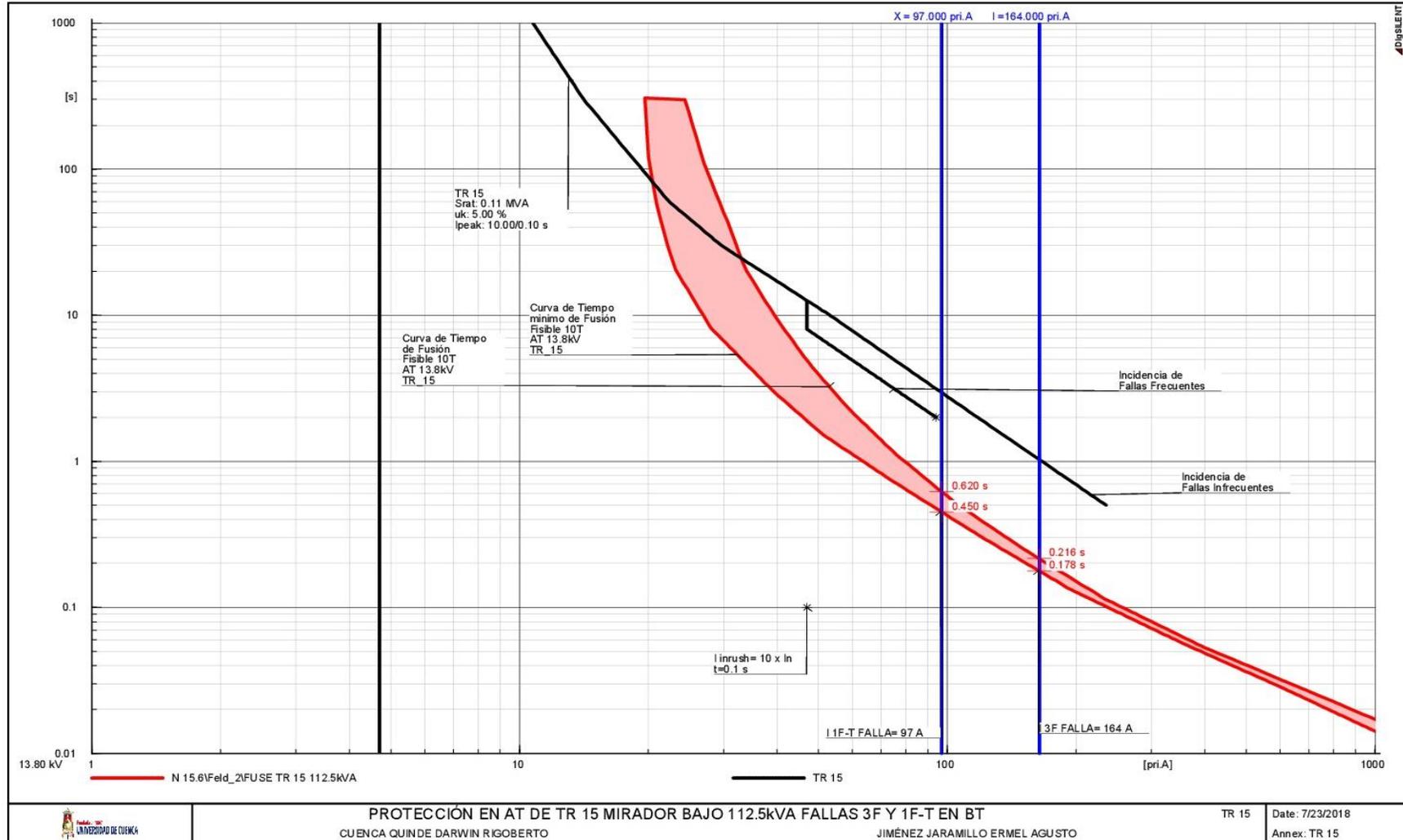


ANEXO 27. Protección mediante Fusible 15T en el lado de AT del TR14 300 kVA



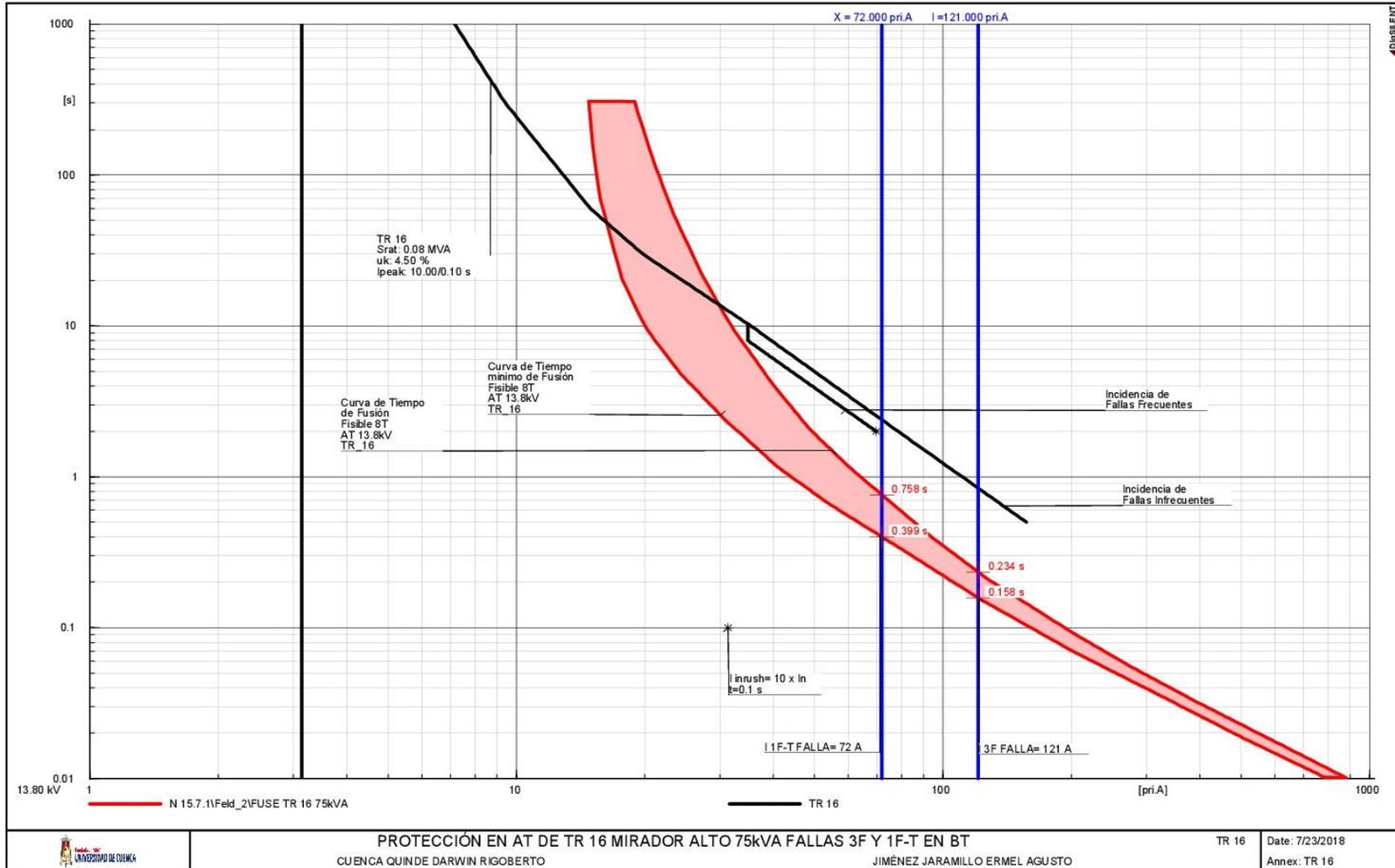


ANEXO 28. Protección mediante Fusible 10T en el lado de AT del TR15 112.5 kVA



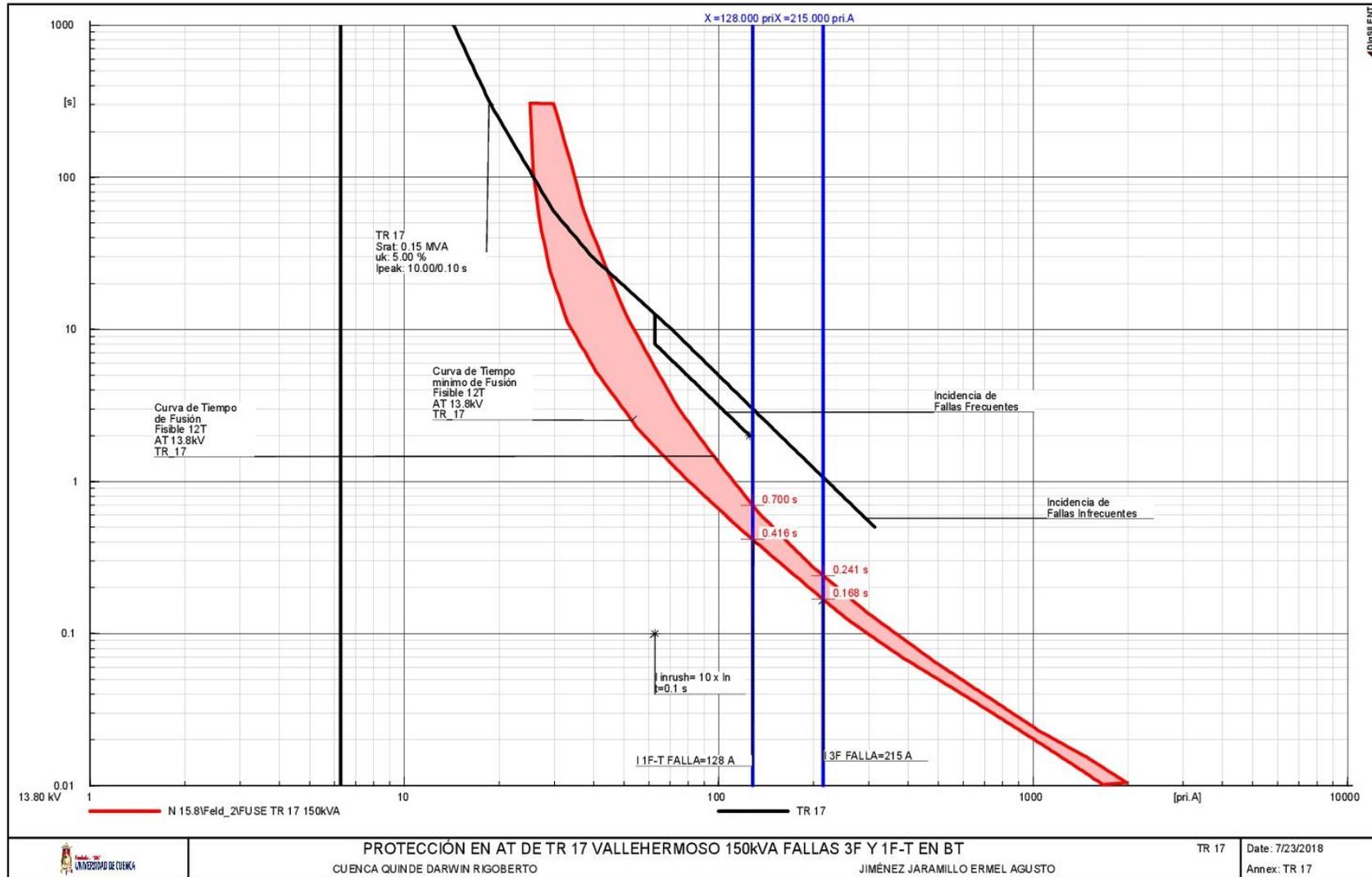


ANEXO 29. Protección mediante Fusible 8T en el lado de AT del TR16 75 kVA



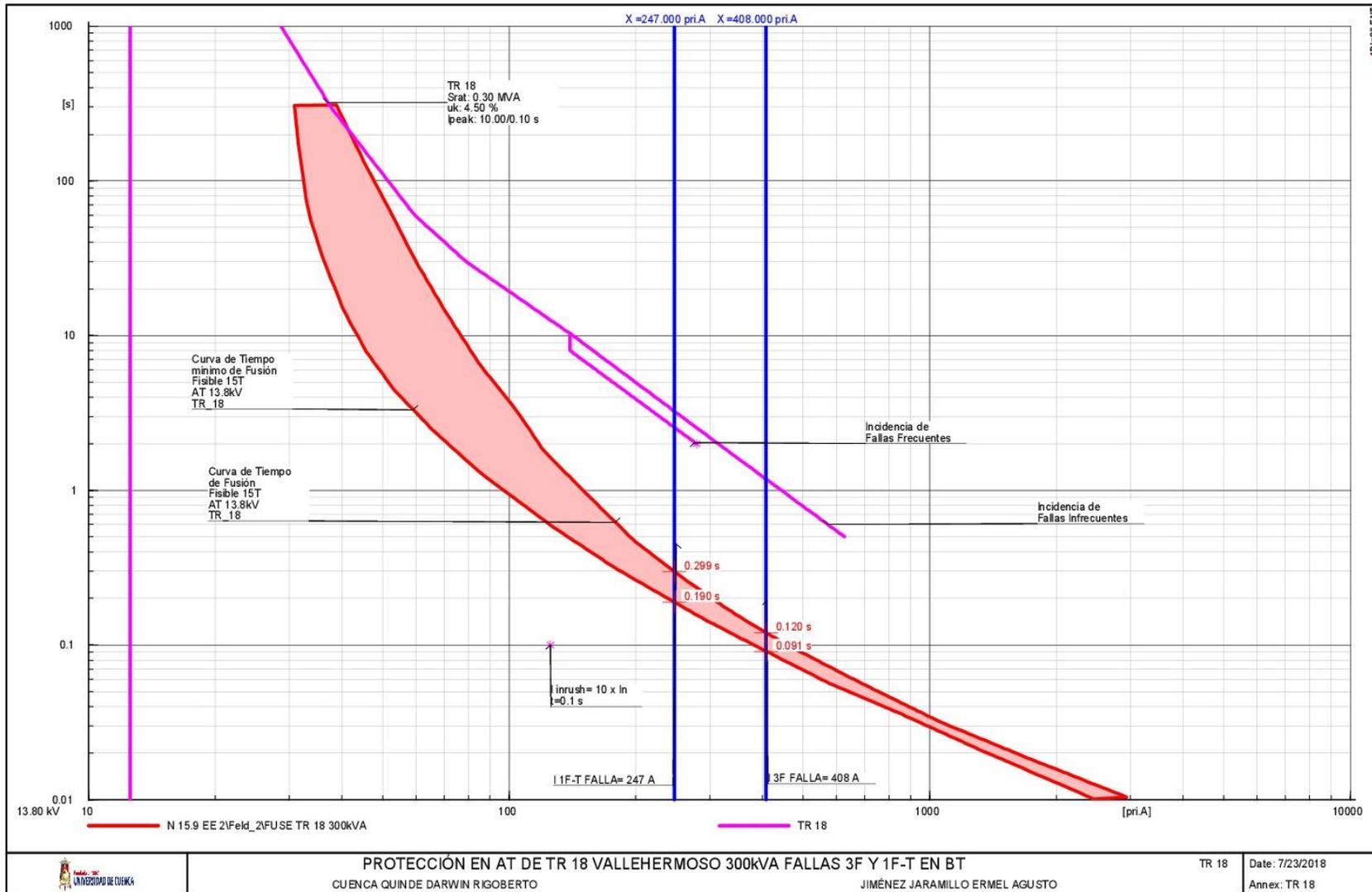


ANEXO 30. Protección mediante Fusible 12T en el lado de AT del TR17 150 kVA



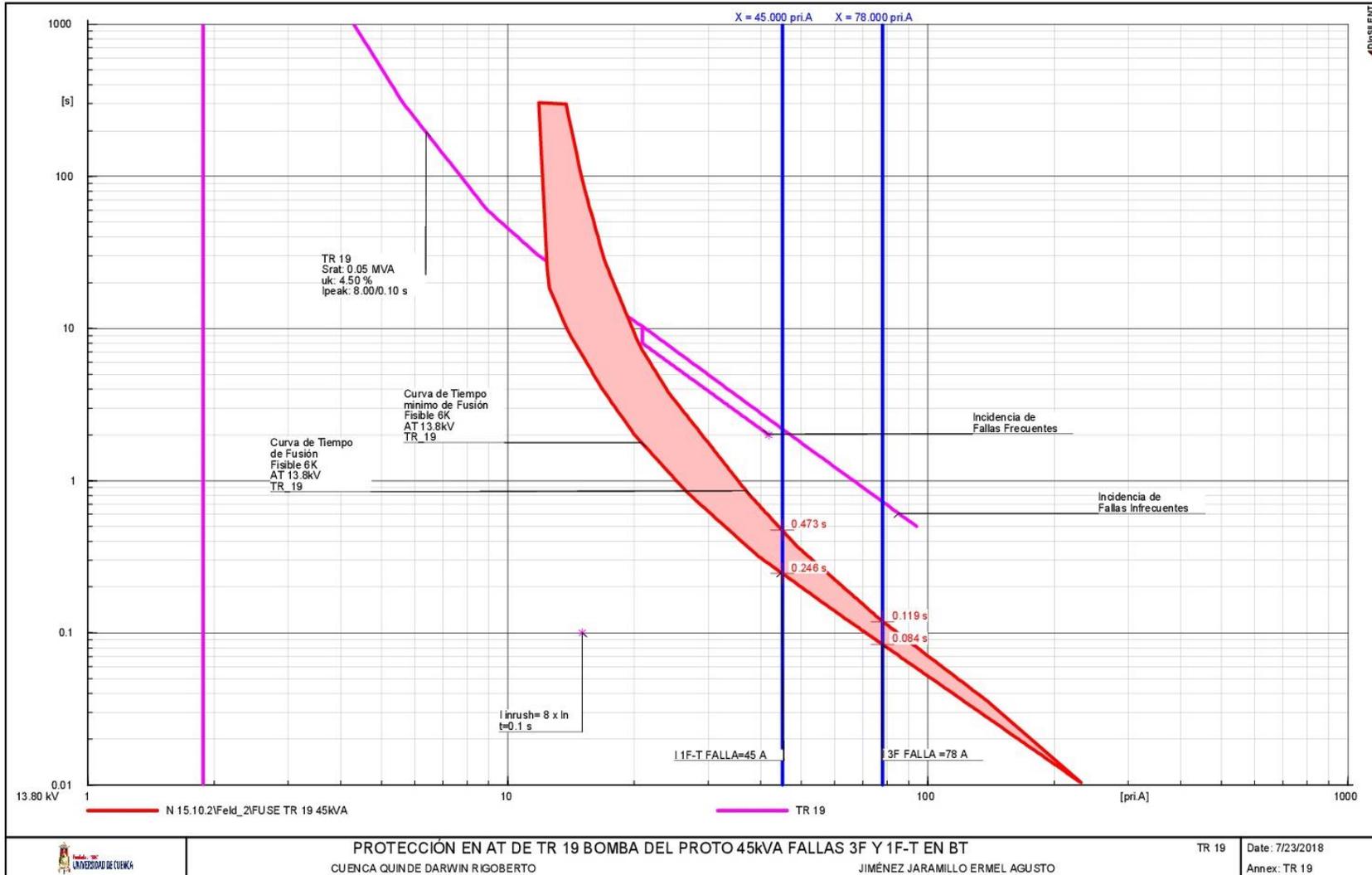


ANEXO 31. Protección mediante Fusible 15T en el lado de AT del TR18 300 kVA



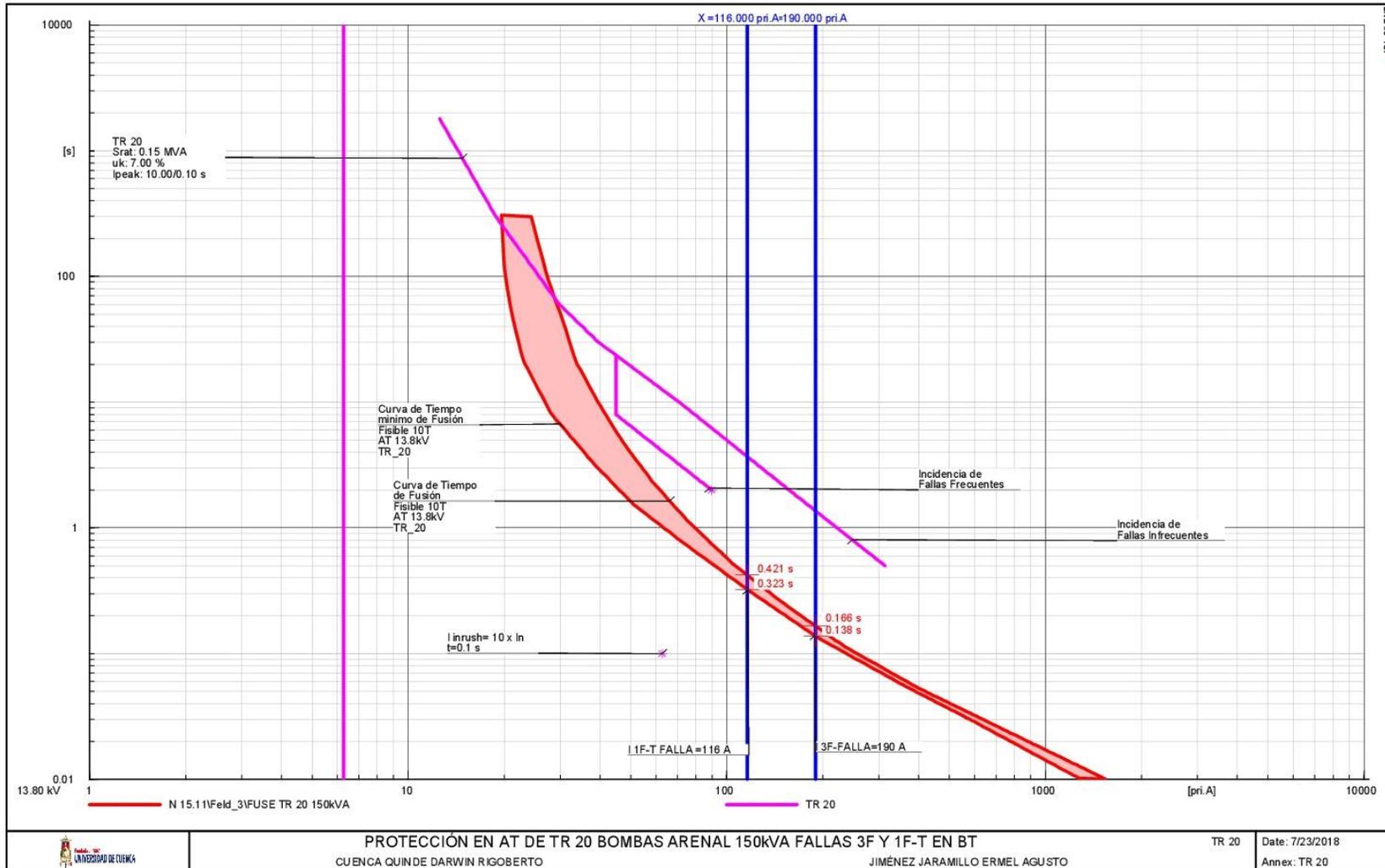


ANEXO 32. Protección mediante Fusible 6T en el lado de AT del TR19 45 kVA



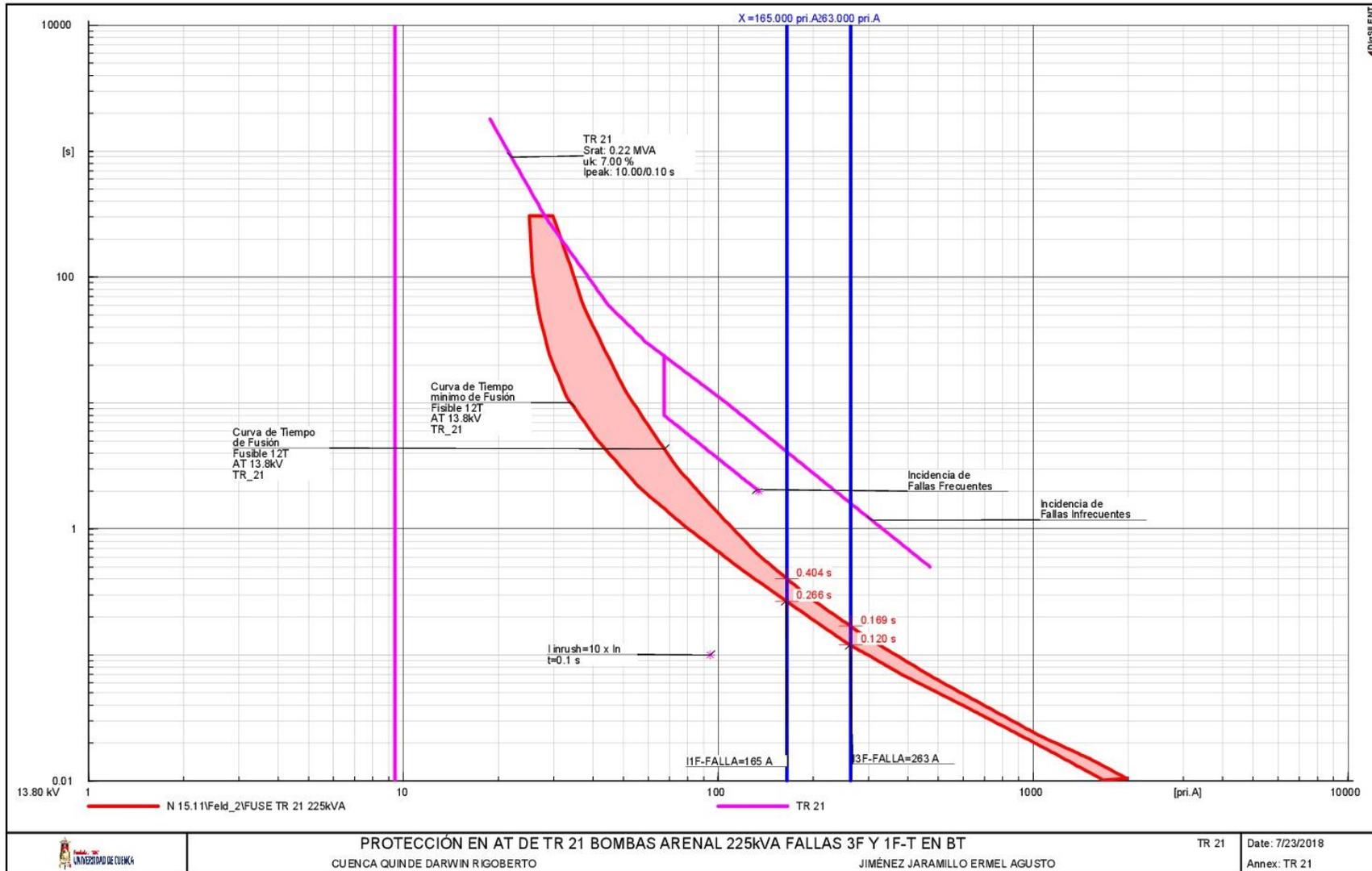


ANEXO 33. Protección mediante Fusible 10T en el lado de AT del TR20 150 kVA



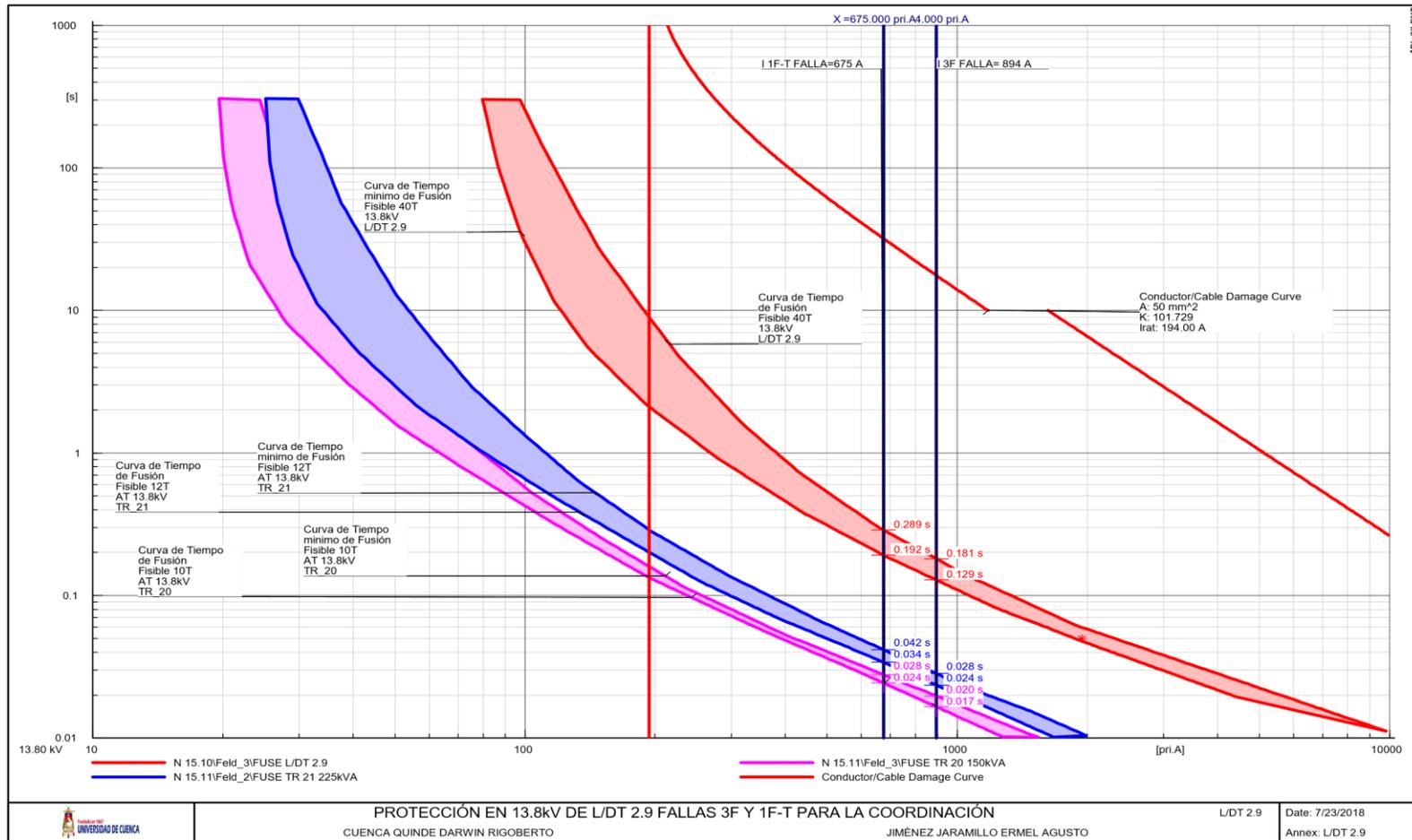


ANEXO 34. Protección mediante Fusible 12T en el lado de AT del TR21 225 kVA





ANEXO 35. Comparación de curvas de protección de los fusibles 10T, 12T, 40T y la curva de daño del conductor de aluminio ACSR 2 de las líneas de distribución.





UNIVERSIDAD DE CUENCA
INGENIO MONTERREY AZUCARERA LOJANA

