

UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE ANZOÁTEGUI
ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS
DEPARTAMENTO DE ELECTRICIDAD



EVALUACIÓN DE LOS AJUSTES DE PROTECCIÓN
DE SOBRECORRIENTE ASOCIADOS A LOS CIRCUITOS DE
PLANTA ELÉCTRICA EN 13.8 KV DE LA REFINERÍA PUERTO LA CRUZ

REALIZADO POR:
MARINEL DELVALLE SIFONTES HERNÁNDEZ

TRABAJO DE GRADO PRESENTADO COMO REQUISITO
PARCIAL PARA OPTAR AL TÍTULO DE
INGENIERO ELECTRICISTA

BARCELONA, ABRIL DE 2010

UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE ANZOÁTEGUI
ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS
DEPARTAMENTO DE ELECTRICIDAD



**EVALUACIÓN DE LOS AJUSTES DE PROTECCIÓN
DE SOBRECORRIENTE ASOCIADOS A LOS CIRCUITOS DE
PLANTA ELÉCTRICA EN 13.8 KV DE LA REFINERÍA PUERTO LA CRUZ**

TESIS APROBADA POR LOS ASESORES:

Prof. Hernán Parra
(Asesor Académico)

Ing. José Ochoa
(Asesor Industrial)

BARCELONA, ABRIL DE 2010

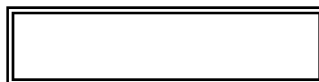
UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE ANZOÁTEGUI
ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS
DEPARTAMENTO DE ELECTRICIDAD



**EVALUACIÓN DE LOS AJUSTES DE PROTECCIÓN
DE SOBRECORRIENTE ASOCIADOS A LOS CIRCUITOS DE
PLANTA ELÉCTRICA EN 13.8 KV DE LA REFINERÍA PUERTO LA CRUZ**

TESIS APROBADA POR EL DEPARTAMENTO DE ELECTRICIDAD DE LA
ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS

CALIFICACIÓN OBTENIDA:



Prof. Luís Suárez
(Jurado Principal)

Prof. Lenin Natera
(Jurado Principal)

BARCELONA, ABRIL DE 2010

RESOLUCIÓN

De acuerdo al artículo 41 del reglamento de Trabajos de Grado de la *Universidad de Oriente*:

*“Los **Trabajos de Grado** son de exclusiva propiedad de la Universidad y sólo podrán ser utilizados para otros fines con el consentimiento del **Consejo de Núcleo** respectivo, el cual participará al **Consejo Universitario**”.*

DEDICATORIA

*A Mi Padre DIOS Todopoderoso,
quien nos AMA infinitamente y
me ha regalado ésta VICTORIA!*

A toda mi querida familia.

A mis ahijados Henry Mario, Daleska y Loren.

A la memoria de mis seres queridos:

*Papabuelo, tío Mario, tío José, tío Francisco, tío Luis Carlos,
Henrito primo amado, y a mi muy querida y extrañada Sra. Ivonne Amaral.*

¡Mi Triunfo les pertenece, les dedico éste y los venideros!

*“Mas en todas estas cosas vencemos por aquel que nos amó, porque seguro estoy de
que ni la muerte, ni la vida, ni los ángeles, ni los príncipes, ni lo presente, ni lo
venidero, ni las virtudes, ni la altura, ni la profundidad, ni ninguna criatura
podrá arrancarnos el amor de Dios en Cristo Jesús, Nuestro Señor”*

Romanos, 8:37-39.

AGRADECIMIENTO

“Sólo un exceso es recomendable en el mundo: el exceso de gratitud”.

Jean de la Brüyere.

Gracias MI **SEÑOR JESUSCRISTO**, por ser misericordiosamente bueno conmigo, reconozco que sin tu ayuda milagrosa no hubiese podido concebirse este proyecto, sin las personas y las herramientas que pusiste en mi camino, sin la sabiduría y la paciencia que sembraste en mi y sobretodo sin la fuerza celestial que infundiste en mi durante este largo periodo nada de esto sería hoy una hermosa realidad. ¡¡**GLORIA A DIOS!!!**

*Gracias a tres personas fundamentales en mi vida: **Mami**, jamás existirá una forma de agradecer una vida de lucha, sacrificio y esfuerzos constantes, es mi deseo que sepas que el logro mío es el logro tuyo y que mi esfuerzo es inspirado en ti. ¡Te amo! **Papi**, gracias por tu aliento y estímulo, que posibilitaron la conquista de esta meta. Tu apoyo y tus consejos constituyen lo más valioso que puedo recibir. **Mamá**, eres el motivo más grande que me ha impulsado a lograr este objetivo, gracias por tu AMOR.*

A mis queridos hermanos **Francisco, Víctor, Jesús Manuel, Gehymar y Daniela**, para quienes espero con “gran anhelo” que este logro represente un horizonte que ayude definir en ellos metas futuras, similares o superiores!

Por su incondicional cariño a mis tíos, quienes han depositado amor, apoyo y confianza en mí, siendo eso el mejor de los regalos: **Vallita**, estímulo infinito de mi triunfo y apoyo incondicional, te admiro como a nadie tía. Así mismo a **Juan y Henry**, invalorable y ejemplares hombres, parte importante de mi formación y principios; también a **Carmen, Carlina, Chano y Oswaldo**; son ustedes una bendición para mí.

Porque eres de esa clase de personas que todo lo comprenden y dan lo mejor de sí mismos sin esperar nada a cambio, ¡gracias **Vice!**, por escucharme y brindarme tu mano siempre que la he necesitado.

A todos mis primos por el apoyo moral y el cariño brindado, en especial a **Marivi**, eres indescriptiblemente especial, inagotable fuente de apoyo en todos los aspectos de mi vida; también a **José, Veru y Erika**; los amo mucho.

Al **Ing. José Lozada**, gracias por tu ayuda incondicional, tu apoyo y tu ejemplo, estaré por siempre agradecida.

Uno puede devolver un préstamo de oro, pero la invaluable amistad que me han brindado **Yoselyn Crespo** y **Andry Romero** me pone en deuda de por vida, pues no hay con que pagar la lealtad y hermandad que ambas me han demostrado en todo momento.

Antes de llegar a ésta, la primera de mis metas más grandes, he superado otras etapas durante las cuales tuve el honor de conocer a una persona admirable, que colaboró a la formación de mis valores, mis ideales y mis principios, esta es la **Prof. Anyuanett Morales**.

Ing. Aracelys Lezama, un ángel enviada del cielo, gracias por tus oraciones que son la herramienta fundamental por la cual me encuentro ahora aquí.

A la ilustre *Universidad de Oriente*, la Casa más Alta; en particular al Núcleo de Anzoátegui, institución donde recibí mi formación profesional.

Al *Departamento de Electricidad* de la Escuela de Ingeniería y Ciencias Aplicadas, en especial a los profesores *Ing. Hernán Parra*, de quien se beneficia enormemente esta tesis, apreciado asesor académico siempre consecuente en la etapa que hoy finalizo, gracias a Ud este trabajo está lleno de aciertos, sin embargo, no es Ud. responsable de los errores que pueda tener, éstos son sólo míos. *Ing. Luis Suárez* por la formación, orientación académica y la confianza que depositó en mi; y al *Ing. Lenin Natera*, por el apoyo y por las aportaciones técnicas que han sido un granito de arena muy significativo. Así mismo en este departamento, a los profesores *Verena Mercado*, por su muy valiosa colaboración, *Pedro López* y *Santiago Escalante* y a la *Sra. Carmensita* por su buena atención.

A mis compañeros más especiales por su generosa colaboración durante toda mi carrera y por los inolvidables momentos de “relax”: *Neyfi*, ¿qué puedo decir de tu amistad?, pues deberías tener un certificado ISO porque eres una amiga de ¡¡¡CALIDAD!!! =); *Liliana*, gracias por todas las veces que me prestaste tu súper ayuda, de pana eres una muy buena compañera. Y los máááááááááááááááááááá PANAS de todos: *Gianni, Yuli, Rosybel, Saúl, Gerardo, Gina, Daniel, Colombiano, Alexdys, Nelsis, Giancarlo, Libia, Yobani, Otilio, Vinicio, Haydee, Renzo, Kamal, Sigifredo, John, Antonio, Ana, Julio, Hoover, Adgelmir, Héctor, María, Katherine, Enrico, Félix, Yasmilen, Juan, Neal, José, Elba, Renny, Johana, Samuel, Bemar, Carlos, Rafael y Luis.*

A la empresa *Petróleos de Venezuela, S.A.*, por darme la oportunidad de realizar este Trabajo de Grado en las instalaciones de la **Refinería Puerto La Cruz**, en particular a la **Sección de Electricidad** de la Suptcia. de Ingeniería de Instalaciones donde recibí valiosos conocimientos por parte del **Ing. Agustín Rodríguez** quien fue mi asesor industrial, y de los ingenieros **José Ochoa, Rodrigo Barría y del Sr. Manuel Gil**, gracias por las enseñanzas impartidas.

A los ingenieros **Lenin González, Reinaldo Heredia y Francis Sosa** de Servicios Eléctricos de Oriente Refinación, por recibirme calurosamente en la Subestación “A” y por contribuir en la adquisición de nuevos conocimientos.

Por el interés demostrado y por ofrecerme un excelente ambiente de trabajo a los compañeros **Ing. Arelys Castiblanco, Ing. Edito León, Ing. Daniel Villanueva;** y a mis súper compañeros de pasantías: **Hernán, Iliana, Javier, Julio, José, Gabriel, Cristian y Milvia.**

También en la RPLC al **Sr. Jaimen Betancourt, el Sr. Correa y la Sra. Magda León** por la colaboración proporcionada durante mis pasantías.

A mis padrinos mágicos!, **Ing. Magalis Regnault y Tec. Omar Oropeza**, por ayudarme en todo lo que he necesitado durante la recta final de este proyecto con mucha paciencia y total disposición.

Por último pero no menos importante quiero extender un especial agradecimiento a las siguientes personas: **Sra. Belkis Amundarai, Tía Lisbeth, Sra. Mariela Ruiz, Sra. Carmen Maleno y Sr. Jesús Barroso**, por mucho o poco que hayan hecho es necesario expresarles mi gratitud.

Señor Jesús bendice a todas las personas que tu sabes me han tendido la mano y a las que no lo hicieron también; continua acompañándome en los transcurso de mi vida, te necesitare siempre. Alabado seas por los siglos de los siglos. Amén.

¡Muchas Gracias a Todos!

Marinel Delvalle Sifontes Hernández

“Justo es el Señor en todas sus disposiciones, y santo en todas sus obras”.

Salmo 143-17.

INDICE

RESOLUCIÓN	iv
DEDICATORIA	v
AGRADECIMIENTO	vi
INDICE	xi
ÍNDICE DE FIGURAS.....	xv
ÍNDICE DE TABLAS	xviii
RESUMEN	xix
INTRODUCCIÓN	xx
CAPÍTULO I	23
LA EMPRESA Y EL PROBLEMA.	23
SISTEMA ELÉCTRICO DE LA REFINERÍA PUERTO LA CRUZ.	23
1.1. Petróleos de Venezuela, S.A.	23
1.1.1. Refinería Puerto La Cruz.....	24
1.2. Planteamiento del Problema.	44
1.3. Objetivos.	46
1.3.1. Objetivo General.	46
1.3.2. Objetivos Específicos.	46
1.4. Alcance y Limitaciones.....	46
1.5. Justificación.	47
CAPÍTULO II	48
INFORMACIÓN NECESARIA PARA LA COORDINACIÓN DE PROTECCIONES DE SOBRECORRIENTE EN PPE 13.8 KV	48
2.1. Datos Generales para la Representación del Sistema Eléctrico de la Refinería Puerto la Cruz.	48
2.1.1. Datos de los Generadores	48

2.1.2. Datos de las Fuentes de Suministro.....	49
2.1.3. Datos de los Transformadores.....	51
2.2. Escenario de Simulación.....	51
2.2.1 Escenario de simulación N° 1 (Condición de Fuera de Diseño):	53
2.2.2 Escenario de simulación N°2 (Condición Normal de Operación):.....	54
2.3. Fallas en los Sistemas de Potencia.....	54
2.3.1. Fallas a Tierra.....	55
2.4. Herramienta Computacional de Análisis de Efectos Transitorios.....	59
2.4.1. Módulo de Cortocircuito (Short Circuit).....	60
2.4.2. Módulo de Coordinación de Protecciones (Star-ETAP®).....	62
2.5. Análisis de Cortocircuitos en PPE 13.8 kV mediante el programa ETAP®. 62	
2.5.1. Generalidades de los Cortocircuitos.....	64
2.5.2. Consideraciones para el cálculo de los niveles de cortocircuito.....	72
2.5.3. Resultados del Estudio de Cortocircuito.....	73
2.6. Sistemas de Protecciones.....	75
2.6.1. Características del sistema de protección:.....	75
2.6.2. Zonas de Protección.....	78
2.6.3. Tipos de Protecciones.....	79
2.6.4. Simbologías típicas.....	81
2.6.5. Dispositivos Asociados a los Sistemas de Protección.....	82
2.6.6. Protecciones Mínimas Requeridas por PDVSA.....	93
2.6.7. Características Tiempo-Corriente de los Relés de Sobrecorriente.....	94
2.6.8. Definición del tipo de curva a utilizar:.....	98
2.7.1. Generadores.....	101
2.7.2. Transformadores.....	103
2.7.3. Protección de Barras.....	108
2.7.4. Protección de las entradas o de las salidas de alimentaciones.....	109
2.8. Resumen de los Relés Instalados en el Sistema en estudio.....	110
2.8.1. Descripción de los Relés Bajo Estudio.....	113

CAPÍTULO III.....	121
SITUACIÓN ACTUAL DE LAS PROTECCIONES	121
DE SOBRECORRIENTE Y RECOMENDACIÓN DE.....	121
NUEVOS AJUSTES EN LOS RELÉS DE PROTECCIÓN.....	121
3.1. Reglas generales para calcular los ajustes de los relés de sobrecorriente....	122
3.1.1. Relés de fase.....	122
3.1.2. Relés de tierra.....	124
3.2. Modelado de mediante la Herramienta Computacional ETAP® 6.0.0.....	124
3.2.1. Introducción de datos en el programa.	124
3.2.1.1. Para transformadores de corriente.....	124
3.2.1.2. Para Relés de Sobrecorriente de Fase y Neutro	126
3.3.2. Obtención de Curvas. Ajustes Actuales.....	130
3.4. Coordinación de Protecciones en los Circuitos de Salida de PPE 13.8kV.	139
3.4.1 Márgenes de coordinación entre dispositivos de sobrecorriente.	139
CAPÍTULO IV.....	149
REQUERIMIENTOS TÉCNICOS PROPUESTOS PARA LA ACTUALIZACIÓN TECNOLÓGICA DEL SISTEMA	149
DE PROTECCIONES DE PPE 13.8 KV	149
4.1. Protección Electromecánica Vs. Protección Digital.	150
4.1.1. Dispositivos Electromecánicos.....	150
4.1.2. Dispositivos Electrónicos	151
4.1.3. Dispositivos de Control Numéricos.	152
4.2. Tecnología utilizada actualmente en sistemas de protección: Relés Multifuncionales de Estado Sólido con Microprocesadores.....	153
4.3. Ventajas de los Relevadores y Sistemas Digitales de Protección.	156
4.4. Razones que Justifican la Automatización del Principal Centro de Distribución de Potencia de la Refinería Puerto La Cruz (PPE 13.98kV).....	157
4.4.1. Obsolescencia.....	158
4.4.2 Desempeño Reducido.....	159

CONCLUSIONES	160
RECOMENDACIONES.....	162
BIBLIOGRAFÍA	164
METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:	166

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1. Sede de PDVSA Exploración y Producción. Maracaibo, Edo. Zulia.....	24
Figura 1.2. Vista panorámica de las instalaciones de la RPLC.	25
Figura 1.3. Proyecto VALCOR. Esquema del Proceso.	27
Figura 1.4. Estructura Organizativa de la RPLC.	28
Figura 1.5. Diagrama unifilar del sistema eléctrico general que alimenta a la refinería	31
Figura 1.6. Sala de Celdas en Planta Eléctrica 13.8 kV.....	34
Figura 1.7. Turbogenerador 8 y 7 en Planta Eléctrica	36
Figura 1.8. Turbogenerador 6 en Planta Eléctrica	37
Figura 1.9. Diagrama Unifilar Planta Eléctrica 13.8 kV.....	38
Figura 1.10. Esquema operacional de subestación “A” Refinería Puerto La Cruz 230/ 34.5KV.....	40
Figura 1.11. Esquema de conexión entre el proyecto VALCOR y la Refinería Puerto la Cruz.....	43
Figura 2.1. Transformador Pauwels Trafo Asia, 554 MVA, 230/34.5 kV	51
Figura 2.2. Esquema de conexión entre el proyecto VALCOR y PPE 13.8kV.....	53
Figura 2.3. Neutro conectado directamente a tierra.....	56
Figura 2.4. Representación de Sistemas Aislados de Tierra.....	58
Figura 2.5. Contribuciones de varias fuentes a la corriente de cortocircuito.....	65
Figura 2.7. Tipos de Cortocircuitos.	68
Figura 2.8. Efecto de asimetría en la corriente de cortocircuito	70
Figura 2.9. Esquema de Selectividad.....	77
Figura 2.10. Yuxtaposición de curvas características del funcionamiento de los relés.	78
Figura 2.11. Representaciones de Zonas de Protección.....	79

Figura 2.11. Simbología Típica de Protecciones.	82
Figura 2.12. Transformador de Corriente.	83
Figura 2.13. Curvas de Magnetización de los TC.	86
Figura 2.14. Transformadores de Corriente (Tiroides).	87
Figura 2.15. Transformador de Potencial.	88
Figura 2.16. Diferentes Relés de protección.	89
Tabla 2.6 Numeración ANSI de los relés más comunes.	92
Figura 2.17. Tipos de rele según su Característica de Opeación.	95
Figura 2.18. Curvas de Tiempo Corriente de Relés Instantáneo.	95
Figura 2.19. Selectividad con protecciones de Tiempo definido.	97
Figura 2.20. Selectividad con protecciones de Tiempo Inverso.	98
Figura 2.21. Curvas Tiempo Corriente Representativas.	99
Figura 2.22. Curva Categoría I.	105
Figura 2.23. Curva Categoría II.	106
Figura 2.24. Curva Categoría III.	106
Figura 2.25. Curva Categoría IV.	107
Figura 2.26. Corriente “inrush” del transformador.	108
Figura 2.27. Protección de Alimentadores en régimen de neutro aislado.	110
Figura 2.28. Celdas de los Relés de Los circuitos de Salida instalados en PPE.	111
Figura 2.29. Relé Vamp 255.	114
Figura 2.30. Relés GE 12SFC178B6A.	115
Figura 2.31. Relé GE SR 489.	116
Figura 2.32. Relé GE L90.	117
Figura 2.33. Relé GE T60.	118
Figura 2.34. Relé GE IFCV.	119
Figura 3.1. Relés de Sobrecorriente de Fase en un mismo Sistema Lineal.	122
Figura 3.2 Ventana de Datos Identificación del Relé.	125
Figura 3.3 Ventana de Relación de Transformación del Tc.	126
Figura 3.4 Ventana de Identificación del Relé.	126

Figura 3.5 Ventana del interruptor de Acción para relés	127
Figura 3.6 Ventana de Marca y modelo del relé	127
Figura 3.7 Ventana de ajustes del relé.	128
Figura 3.8. Ventana de Información de Cortocircuito para el relé.	128
Figura 3.9. Ventana Principal del Diagrama Unifilar en ETAP 6.0.0.	129
Figura 3.11. Ventana para escoger el circuito referencial para fase aguas arriba....	133
Figura 3.12. Ventana de comparación entre los relés a coordinar para fase y la referencia aguas arriba.	134
Figura 3.13. Ventana del circuito a coordinar para fase, con referencia aguas abajo.	135
Figura 3.14. Ventana para escoger el circuito referencial para neutro aguas arriba	136
Figura 3.15. Ventana de comparación entre los relés a coordinar para neutro y la referencia aguas arriba.	137
Figura 3.16. Ventana del circuito a coordinar para neutro, con referencia aguas abajo.	138

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1.1. Datos de la Empresa.....	26
Tabla 1.2. Características de Carga de loa Circuitos que conforman Planta Eléctrica 13.8 kV.	30
Tabla 1.3. Valores placa de los generadores del sistema eléctrico.	36
Tabla 1.4. Características de Placa de los Transformadores S/E “A” – PPE 13.8 kV.	41
Tabla 2.1. Datos de la Fuente de Suministro	49
Tabla 2.2. Datos de los Generadores.....	50
Tabla 2.3. Estándares ANSI/IEEE para el Cálculo de Corriente de Cortocircuito....	61
Figura 2.6. Corrientes de cortocircuito simétricas de algunas fuentes	67
Tabla 2.4. Valores Obtenidos de Cortocircuitos.	74
Tabla 2.5. Límite de erros trasformadores de intensidad para protección	84
Tabla 2.7. Protección principal (referencial) según el tamaño del transformador en aceite.....	103
Tabla 2.7. Relés Instalados en los Circuitos de Salida de PPE 13.8kV.	112
Tabla 2.8. Relés Instalados en los Circuitos de Entrada de PPE 13.8kV.....	113

RESUMEN

El estudio desarrollado en éste trabajo permitió evaluar las protecciones de sobrecorriente (50/51 de fase y neutro) asociadas a los circuitos de Planta Eléctrica en 13.8kV (PPE 13.8 kV), sala de generación y distribución ubicada en la Refinería Puerto La Cruz (RPLC), mediante la utilización del programa ETAP® (Electrical Transient Analysis Program) versión 6.0.0, en el que se simplificó el sistema actualizando la base de datos existente. Se plantearon objetivos como realizar análisis cortocircuito, dato necesario para llevar a cabo la selección de los ajustes que deben tener los relés en el esquema de protección contra sobrecorrientes para aumentar la selectividad del sistema. Finalmente se proponen requerimientos técnicos para la actualización tecnológica del sistema de protecciones estudiado.

INTRODUCCIÓN

Indiscutiblemente los sistemas de potencia representan el principal aporte para el desarrollo y avance de un país, ya que el mismo se mueve en función de su expansión industrial, la cual consume grandes cantidades de energía que debe ser entregada en una forma económica y segura, con la mínima interrupción posible. Puesto que una condición anormal en el sistema pone en peligro los equipos y demás elementos que lo componen produciendo efectos sobre los usuarios por las interrupciones de suministro de energía los efectos y condiciones anormales deben ser disminuidos mediante diseños de esquemas de protección y mantenimientos preventivos en el sistema, sin embargo, nunca pueden ser evitadas del todo.

Los sistemas de protección tienen la función de salvaguardar a las instalaciones eléctricas de los efectos destructivos que se presentan en caso de condiciones anormales en el sistema, bajo estas situaciones, la detección de las condiciones anormales de funcionamiento debe hacerse en forma segura y oportuna, para luego ordenar la actuación de los dispositivos de interrupción. Considerando que los sistemas de protección juegan un papel muy importante en los sistemas de potencia, y por ser el objetivo principal de este trabajo, se debe comprobar que el mismo cumpla con los requisitos básicos para considerarlos como eficiente; requisitos como la: sensibilidad, selectividad, velocidad y confiabilidad. Se pretende que sean aislados de las fuentes de suministro aquellos sectores o elementos estrictamente afectados por la falla, para ello es preciso que únicamente opere el dispositivo de interrupción más inmediato al punto de falla y si ello no fuese posible, que opere el siguiente asociado y así sucesivamente.

El sistema eléctrico de la Refinería Puerto La Cruz (RPLC) debe estar, en la medida de lo posible, ¡libre de fallas!, debido a la importancia que demuestran sus cargas, ya que una parada no programada representa pérdidas monetarias millonarias y de producción a la empresa, por lo que se debe contar con un sistema de protección completamente selectivo.

El presente trabajo de grado tiene como objetivo principal realizar una evaluación de la coordinación de protecciones del sistema eléctrico de la RPLC para la obtención e implementación de los ajustes de los dispositivos de protecciones existentes. El ajuste de las protecciones, de manera que se logren los objetivos señalados, requiere de conocer las magnitudes de las corrientes que se generan para diferentes tipos de fallas; por tal fin la empresa cuenta con herramientas como el software ETAP® (Electrical Transient Analysis Program), el cual fue utilizado para llevar a cabo los estudios de cortocircuito y la coordinación de protecciones mediante la módulo Star Device del software.

A través de este informe se presenta el resultado de la investigación realizada y el logro de los objetivos aquí planteados, lo cual se detalla en los siguientes capítulos:

En el Capítulo I, se presentan las generalidades de la Empresa en la cual se realizó este proyecto, además, se describe el sistema eléctrico a ser sometido a evaluación, se expone el problema objeto de estudio, la justificación, alcance y objetivos del mismo.

En el Capítulo II, se muestra de manera detalla, la información suministrada acerca de las unidades de protección existentes y los datos obtenidos por el estudio de cortocircuito en la barra seccionada de Planta Eléctrica 13.8 KV, a demás, se exponen las bases teóricas para la realización de los estudios de protecciones y se mencionan los estándares y normas empleados.

En el Capítulo III, se exponen los criterios para realizar el estudio de coordinación de protecciones en los circuitos bajo estudio, se muestran los resultados obtenidos y se representan las gráficas de las curvas tiempo-corriente obtenidas del estudio de coordinación de protecciones.

En el Capítulo IV, se añaden diversos requerimientos como propuesta para la actualización tecnológica del sistema de protecciones de Planta Eléctrica 13.8 kV y se explican algunas razones para dicha actualización.

CAPÍTULO I

LA EMPRESA Y EL PROBLEMA. SISTEMA ELÉCTRICO DE LA REFINERÍA PUERTO LA CRUZ.

1.1. Petróleos de Venezuela, S.A.

Venezuela posee algunas de las cuencas sedimentarias más prolíficas del mundo; aun cuando el primer registro de producción de crudo data de 1878, fue a partir de 1914 cuando se inició el desarrollo comercial de éste hidrocarburo.

La empresa Petróleos de Venezuela Sociedad Anónima (PDVSA) surge como resultado de un proceso de integración de empresas llevado a cabo por el gobierno nacional, creada el 30 de agosto de 1975 y registrada el 15 de septiembre del mismo año, contó inicialmente con 14 filiales que al año siguiente son nacionalizadas y empiezan a operar como subsidiarias de PDVSA. A finales de 1997 la corporación energética venezolana creó la empresa de PDVSA Petróleo y Gas, la cual está constituida por tres (3) grandes divisiones: PDVSA Exploración y Producción, PDVSA Manufactura y Mercadeo, y PDVSA Servicios, cada una de estas divisiones a su vez está integrada por diversas empresas y unidades de negocio, ubicadas tanto en Venezuela como en el exterior.

En la actualidad, PDVSA está dividida geográficamente en cuatro (4) grandes sectores: Occidente, Centro, Oriente y Sur; en los cuales se encuentra inmerso el sistema de refinación de la empresa de la siguiente manera: Centro de Refinación Paragauná (Edo. Flacón), considerado el más grande del mundo con una producción de 956 Mil Barriles por Día (MBD); la Refinería Puerto La Cruz (Edo. Anzoátegui) con una capacidad de 210 MBD, y El Palito (Edo. Carabobo) con 140 MBD de

producción. En la figura 1.1 se observa la entrada de una de las sedes de PDVSA Exploración y Producción, ubicada en la avenida 5 de Julio de la ciudad de Maracaibo.



Figura 1.1. Sede de PDVSA Exploración y Producción. Maracaibo, Edo. Zulia.

Fuente: WWW.PDVSA.COM

El objetivo principal de PDVSA es la integración de actividades de exploración, refinación, transporte y comercialización nacional e internacional del crudo, gas natural y productos derivados del proceso de refinación de hidrocarburos.

1.1.1. Refinería Puerto La Cruz.

La Refinería Puerto La Cruz (RPLC) es uno de los centros de procesamiento de crudo más importantes de PDVSA e integra un circuito de manufactura de petróleo extraído en los campos de los estados Monagas y Anzoátegui. Comprende lo que fue inicialmente la Venezuela Gulf Company, teniendo el respaldo de los grandes consorcios Menegrande Oil Company y la Texas Petroleum Company. Geográficamente esta planta abarca tres (3) áreas operacionales: Puerto La Cruz, El Chaure y San Roque, ubicadas en el norte y centro del estado Anzoátegui, con una capacidad total de procesamiento de crudo de 210 MBD; el manejo de estos ingentes

volúmenes de producción requiere de 129 tanques de almacenamiento con capacidad para 13.5 millones de barriles de crudo y productos que son despachados a otras partes del país y al extranjero por el Terminal Marino de Guaragua. En la figura 1.2 se observan las instalaciones de la RPLC captadas durante un hermoso atardecer en la ciudad de Puerto La Cruz.



Figura 1.2. Vista panorámica de las instalaciones de la RPLC.

Fuente: WWW.PDVSA.COM

En 1950 la RPLC inicia su funcionamiento con la Unidad de Destilación Atmosférica 1 (DA-1), en disponibilidad de procesar 44 MBD, ampliando progresivamente su capacidad y plantas de procesos hasta el año 2000 cuando se sitúa en su capacidad actual. La producción de ésta refinería está dividida en: fuel oil 43%, destilados 34%, gasolina 15%, crudo reconstruido 7% y otros 1%; provenientes de las siguientes plantas: Unidad de Alquilación, Unidad de Craqueo Catalítico Fluidizado,

STG, Unidades de Destilación Atmosférica, Servicios Industriales, Unidad de Neutralización de Efluentes de Alquilarción, Unidades de Fraccionamiento de Nafta y la Unidad de Tratamiento MEROX.

En la tabla 1.1, se observan algunos datos generales de la RPLC, refinería modelo reconocida por su seguridad, calidad, rentabilidad, trabajo en equipo y búsqueda de normas cada vez más altas, planta de procesos de clase mundial, reconocida por su eficiencia, disciplina y el objeto de consolidar un patrimonio de orgullo nacional.

Tabla 1.1. Datos de la Empresa.

Fuente: **Autor.**

Nombre (razón social)	PDVSA PETROLEO, S.A.
Actividad Industrial	Refinación de Petróleo
Dirección	Refinería Puerto la Cruz. Calle El Taladro. El Pensil
Municipio	Sotillo
Ciudad	Puerto La Cruz
Estado	Anzoátegui
Localización	10 12 48 – 10 15 13 Latitud Norte 64 35 13 – 64 36 05 Latitud Oeste
Teléfono	+58 281 2605403
Fax	+58 281 6033333
Área Total (m²)	9.800.000
Área Construida de Planta (m²)	5.560.546
Área de Actividades a Cielo Abierto (m²)	4.239.454
Acta Constitutiva	Registro Mercantil Segundo de la Circunscripción Judicial Distrito Federal y Estado Miranda, 09-05-2001
Unidad de Protección Ambiental	Gerencia de Seguridad Industrial, Higiene y Ambiente

En el año 2004 entró en funcionamiento el Proyecto VALCOR (Valorización de Corrientes de Refinación), el cual permite mediante diversos procesos químicos aprovechar los subproductos de la refinación que antes se vendían como desechos a

otras refinerías, además contribuye actualizar la refinería a las nuevas exigencias, normativas y tratados nacionales e internacionales firmados por PDVSA y sus clientes sobre la calidad de los combustibles y su impacto en el medio ambiente. En la figura 1.3 se observa un esquema del proceso del proyecto VALCOR, que le otorga a la refinería de Puerto La Cruz una prórroga de su vida útil y una importancia renovada en la industria petrolera venezolana.

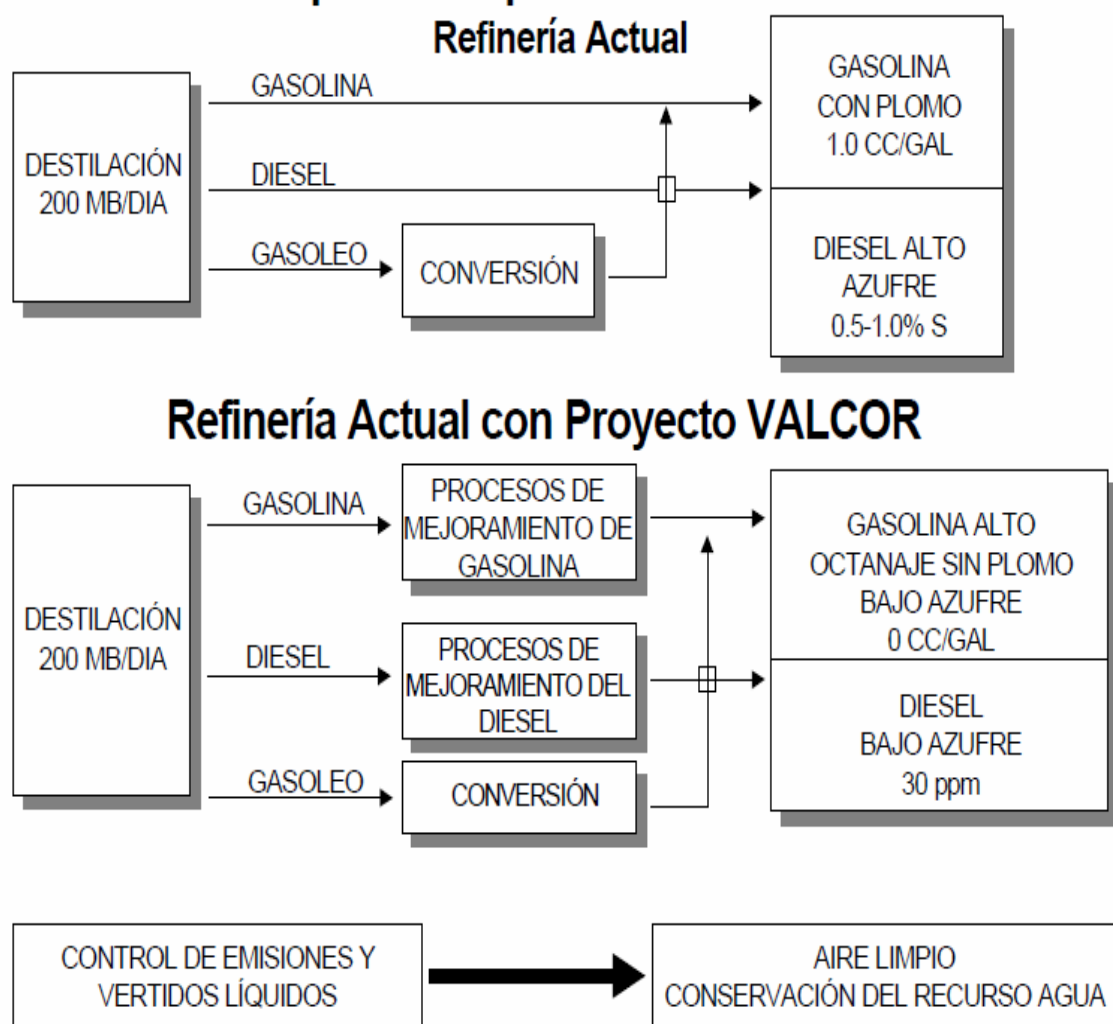


Figura 1.3. Proyecto VALCOR. Esquema del Proceso.

Fuente: WWW.PDVSA.COM

1.1.1.1. Estructura Organizativa.

El Trabajo de Grado se llevó a cabo con el apoyo de la *Sección de Electricidad* de la *Superintendencia de Ingeniería de Instalaciones*, que depende de la *Gerencia Técnica*. Ésta sección se encarga de proveer de los servicios de asistencia técnica e ingeniería en la disciplina de Ingeniería Eléctrica a las tres (3) refinerías que conforman la RPLC (Puerto La Cruz, El Chaure y San Roque). La estructura organizativa de RPLC se puede apreciar en la figura 1.4, donde se distinguen las diferentes gerencias y sus dependencias, las cuales tienen como función principal mantener altos niveles de productividad y garantizar el buen funcionamiento de las instalaciones.

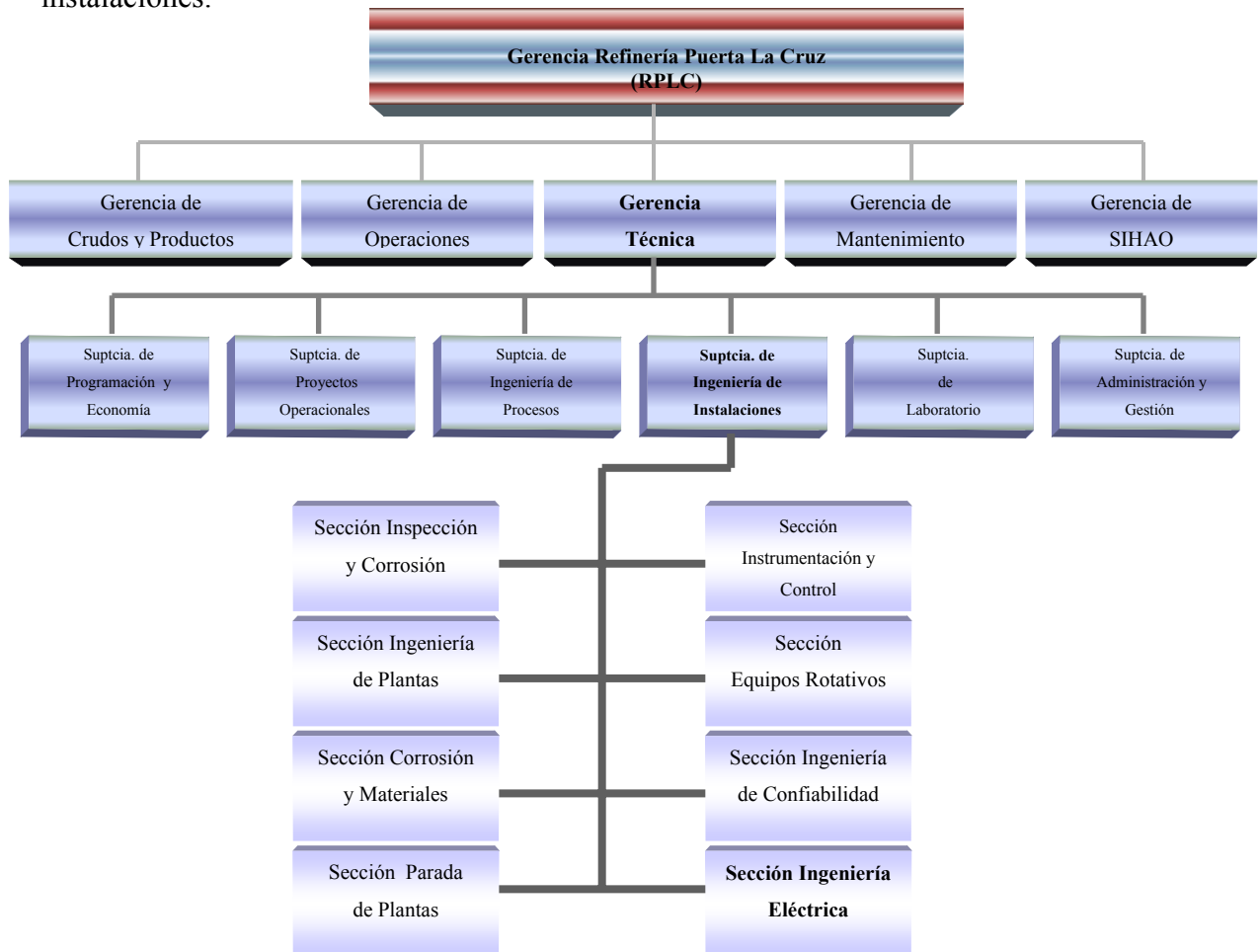


Figura 1.4. Estructura Organizativa de la RPLC.

Fuente: **Autor**

1.1.1.2. Sistema Eléctrico de la Refinería Puerto La Cruz.

El Sistema Eléctrico de la RPLC se fundamenta en un sistema de potencia tipo secundario selectivo, lo integran dos (2) barras enlazadas con un interruptor de transferencia, está provisto de dos (2) turbinas de 24.44 MVA (TG-7 y TG-8) y una (1) de 18.47 MVA (TG-6), además de contar con dos (2) enlaces (circuitos 4A y 4B) con la red utilitaria, CADAFE; todo ésto diseñado en una sala de generación-distribución llamada Planta Eléctrica en 13.8 KV (PPE 13.8 KV). Opera a un nivel de tensión primaria de 13.8kV, llevando la energía desde los turbogeneradores duales (gas/diesel) hasta las subestaciones (S/E's) establecidas cerca de los centros de consumo; en éstas subestaciones, la tensión se reduce a los niveles requeridos por los diferentes tipos de cargas del sistema: 480V, 2.4kV ó 4.16kV.

Existen también, aguas abajo de PPE 13.8 KV, tres (3) patios de celdas de potencia (PDC) o subestaciones, llamados RPLC, Osamco (Optimización de Sistemas de Almacenamiento y Manejo de Crudos Oriente) y El Chaure (muelle y terminal), de donde se distribuye la energía a los centros de consumo a los niveles de tensión antes mencionados.

En la Refinería Puerto La Cruz las cargas están clasificadas en tres (3) grupos: críticas, semi-críticas y no críticas; bajo esta clasificación tenemos que las cargas de procesos (cargas de fuerza motores de inducción y sincrónicos para aplicaciones mecánicas o de bombeo) pueden encontrarse dentro del grupo de cargas críticas o semi-críticas, mientras que las cargas generales (iluminación, aire acondicionado, etc.) son consideradas no críticas.

. El sistema en forma general está constituido esencialmente por redes radiales, excepto algunos circuitos que se encuentran anillados debido a los requerimientos de confiabilidad que requieren las cargas conectadas a ellos. En la figura 1.5 se aprecia

un diagrama unifilar que representa de manera sintetizada el sistema eléctrico general que alimenta la refinería

La carga promedio en la Refinería Puerto La Cruz se encuentra estimada en la actualidad en el orden de los 22MW. En la tabla 1.2 se observan el resumen de los circuitos que conforman Planta Eléctrica 13.8 KV nombrando sus cargas típicas.

Tabla 1.2. Características de Carga de loa Circuitos que conforman
Planta Eléctrica 13.8 kV.

Fuente: **Autor**

Circuitos	Características	Especificación de Carga	Demanda (MW)		
			Máxima	Promedio	Mínima
3A		Servicios Industriales (CCM: compresores, bombas, ventiladores)	2.1	0.7	0.6
3B			1.9	0.7	0.5
6A		PDC El Chaure	1.4	0.7	0.6
6B			1.8	0.7	0.6
7A		Alquilación FCC	2.0	0.9	0.9
7B			2.4	1.2	1.0
9A		DA-1, DA-2, Bunker Principal, Bunker SRG-1, Planta STG	1.7	0.9	0.9
9B			1.5	0.3	0.3
10A		Edif. Operaciones, Ingeniería y Mantenimiento, RRHH, Talleres, Clínica Industrial, CIED, Guardia Nacional	1.0	0.5	0.4
10B			1.6	0.7	0.3
16A		PDC RPLC (PDC OSAMCO)	3.9	1.0	0.4
16B			5.8	1.5	0.7

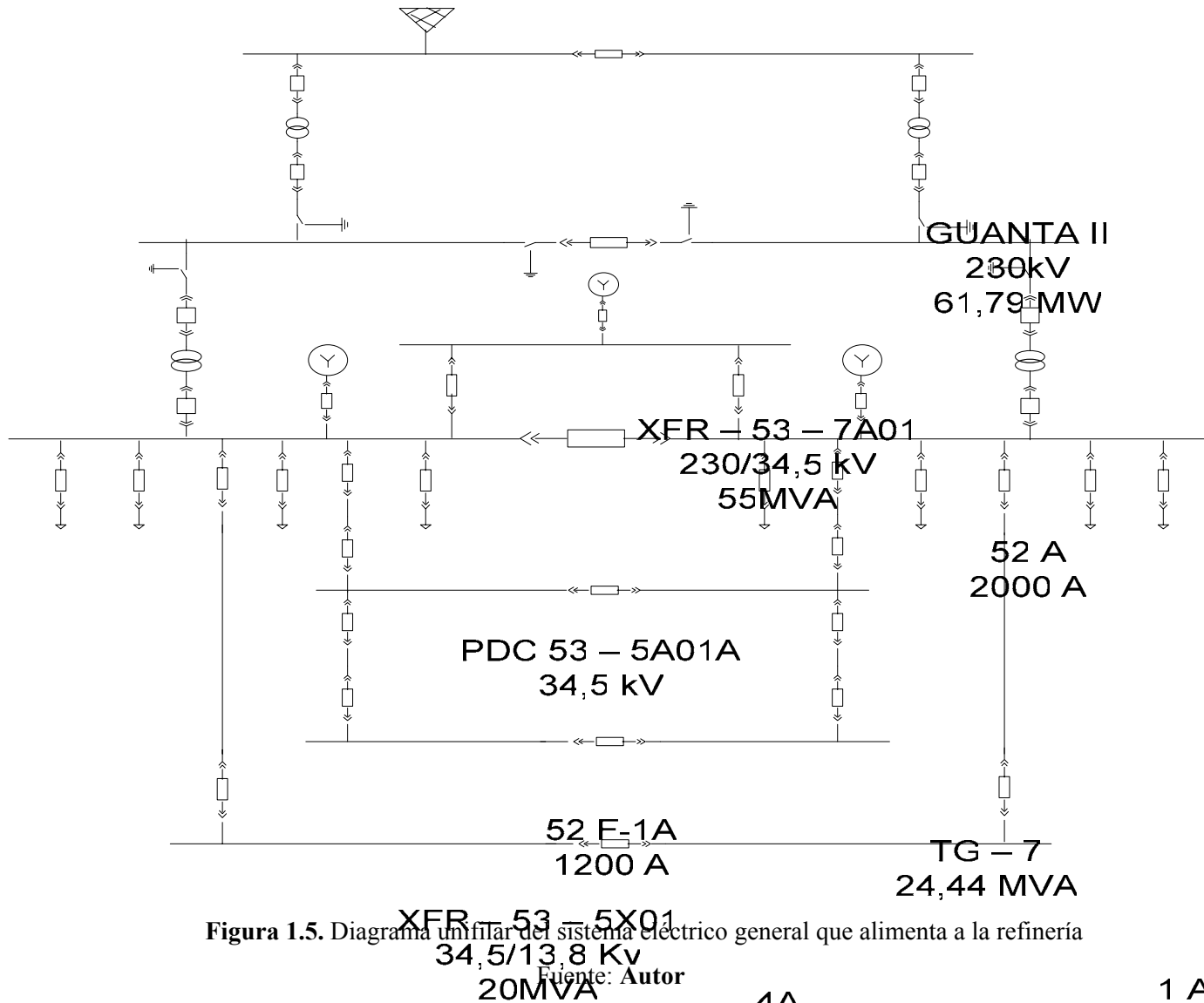


Figura 1.5. Diagrama unifilar del sistema eléctrico general que alimenta a la refinería

Fuente: Autor

PPE BARRA "A"
13,8 kV

10 A 9 A 6 A 7 A 16 A 3 A

1.1.1.2.1 Circuitos Alimentados a través de Planta Eléctrica 13.8 KV.

La energía generada es suministrada en la barra principal a un nivel de tensión de 13.8KV, la cual se encuentra seccionada a través de un interruptor de aire de 1200 amperios (D-530), el cual se encuentra normalmente abierto. Esta barra seccionada está designada con los nombres de *Barra "A"* y *Barra "B"*, en cada sección, y representa el inicio de la repartición de carga hacia el resto del sistema. En condiciones de emergencia o de mantenimiento el interruptor de enlace (D-530) permite conectar las dos (2) secciones de la barra permitiendo así que las mismas operen conjuntamente hasta regresar al funcionamiento normal. De ésta barra seccionada se alimentan los siguientes circuitos:

w **Circuitos 3A y 3B** (Servicios Industriales), representan una de las cargas más importantes de la refinería, ya que alimentan la planta de servicios, donde se encuentran dos (2) Centro de Control de Motores CCM a 2400 V y 480 V, los cuales manejan compresores, bombas de alimentación de aguas para calderas, ventiladores para calderas y bombas de agua fresca.

w **Circuitos 5A y 5B** (Reserva), este circuito se encuentra proyectado para ser utilizado en el futuro y representa un punto de reserva.

w **Circuitos 6A y 6B:** (Patio de Celdas El Chaure), se realiza la interconexión entre planta eléctrica y el PDC El Chaure. Cada circuito llega a una sección de barra diferente denominadas Barra "G" y Barra "H", las cuales se encuentran interconectadas por un interruptor de aire de 1200 amperios normalmente abierto. Alimenta el campo residencial El Chaure y circuitos de iluminación, S/E planta DA-3, CCM DA-3 2400V, S/E bombas de cargas muelle, Bunker múltiple norte, compresor de aire planta TEL, S/E servicio automotriz El Chaure, área de tanques, S/E bombas de transferencia El Chaure, estación de antenas repetidoras, llenadero de

asfalto, bombas de carga, S/E bombas de agua salada y CCM bombas agua salada 2400V.

w **Circuitos 7A y 7B** (Procesos), representan otra de las cargas importantes de la refinería, ya que alimentan diferentes plantas, donde se encuentran CCM que manejan compresores. Estos circuitos alimentan específicamente a las siguientes cargas de S/E Alquilación, bomba contra incendios, planta de Alquilación, Bunker SRG-2, Torres de Enfriamiento. 1, 2 y 3, y la unidad 051/052 FCC.

w **Circuitos 9A y 9B** (Unidades de Destilación), se encargan de alimentar diferentes plantas de destilación, tales como la unidad DA-1, planta STG, unidad DA-2, Bunker SRG y Bunker Principal de refinería P.L.C.

w **Circuitos 10A y 10B** (Servicios), se encarga de llevar energía a cargas estáticas. Específicamente estos circuitos alimentan las cargas de oficinas, CIED, talleres, comedor R.P.L.C, edificio de Ing. General, Clínica Industrial, iluminación áreas externas de R.P.L.C., planta STEP y laboratorio principal R.P.L.C.

w **Circuitos 16A y 16B:** (Patio de Celdas RPLC), el patio de celdas de refinería es alimentado por los circuitos 16A/16B, cada uno de estos circuitos se encarga de alimentar a cada una de las dos (2) secciones denominadas Barra “E” y Barra “F”, las cuales se encuentran acopladas por medio de un interruptor de aire de 1200 amperios. Algunas de sus cargas más importantes son: PDC OSAMCO, S/E SISO, las bombas JET-A1 R.P.L.C, las cuales consta de dos (2) motores de 1500 hp cada uno.

Los puntos en los cuales se genera la electricidad y los centros a los que se alimentan, están enlazados por medio de líneas y cables en disposición aérea y subterránea. De las dos (2) barras A y B de distribución a 13.8 kV, se derivan dieciocho (18) alimentadores subterráneos, dos (2) alimentadores aéreos que

dependen de la sala de celdas (figura 1.6) y son continuaciones de tramos subterráneos, además de una línea doble terna que interconecta al patio de celdas el Chaure con la sala de planta eléctrica. Algunos de los alimentadores que salen de planta eléctrica son:

- w 3A-3B; calibre 350 MCM, 15 kV.
- w 5A-5B; calibre 350 MCM, 15 kV
- w 6A-6B; calibre 500 MCM, 15 kV.
- w 7A-7B; calibre 500 MCM, 15 kV.
- w 8A-8B; calibre 500 MCM, 15 kV.
- w 9A-9B; calibre 500 MCM, 15 kV.
- w 10A-10B, calibre 350 MCM, 15 kV.
- w 16A-16B; calibre 500 MCM, 15 kV.



Figura 1.6. Sala de Celdas en Planta Eléctrica 13.8 kV

Fuente: Supticia. de Ingeniería de Instalaciones. RPLC.

Las cargas eléctricas de la refinería son en su mayoría motores de corriente alterna del tipo de inducción, cuyas aplicaciones fundamentales están referidas a sistemas de bombeo y sistemas mecánicos. Además, también existen cargas residenciales y de oficina de gran importancia, de las cuales las mayores están conformadas por el campo residencial Guaraguao, campo residencial El Chaure y el Edificio Sede de PDVSA. El sistema eléctrico está diseñado y construido para prestar un servicio seguro para el personal y los equipos, de fácil mantenimiento y operación, mínima pérdida de potencia, protección mecánicas de los equipos y adición de futuras cargas.

1.1.1.2.2. Sistema de Generación.

El servicio de energía eléctrica de la Refinería PLC, está constituido por tres (3) turbogeneradores, TG-6, TG-7 y TG-8 (valores de placa disponibles en la tabla 1.3) duales, pueden trabajar tanto a gas como a diesel, ubicados en Planta Eléctrica en 13.8 kV (PPE 13.8kV), generando a niveles de tensión de 13,8 KV, representando una capacidad de generación instalada de 55.7 MW.

Las unidades turbogeneradoras No. 7 y No. 8 (figura 1.7) se encuentran acopladas a dos (2) secciones de barra, A y B respectivamente, que, en operación normal, permanecen conectadas mediante un interruptor de enlace normalmente abierto (NA), mientras que la unidad No. 6 (figura 1.8) posee un mecanismo de acople tanto con la sección A como con la sección B, según sea el tipo de maniobra que requiera el sistema; en condición de emergencia o de mantenimiento en alguna de las barras el interruptor permite separar las dos secciones de barra, logrando de esta forma que las mismas operen de manera independiente.

Tabla 1.3. Valores placa de los generadores del sistema eléctrico.

Fuente: **Autor**

	TG-6	TG-7	TG-8
Marca	Westinghouse	General Electric	AEG KANIS/GE
Modelo	W-191G	MS-5001	MS-5001
Potencia de Salida del Generador (MW)	15.7	20	20
Voltaje (V)	13.800	13.800	13.800
Tiempo en Servicio (Años)	17	09	09
Antigüedad (Años)	18	28	28
Combustible	Dual (Gas/Diesel)	Dual (Gas/Diesel)	Dual (Gas/Diesel)
Potencia de Salida de la Turbina (KW)	17.7	23.4	23.4
Consumo de Combustible (MBTU/H)	232.0	292.7	292.7



Figura 1.7. Turbogenerador 8 y 7 en Planta Eléctrica

Fuente: **Supticia. de Ingeniería de Instalaciones. RPLC**



Figura 1.8. Turbogenerador 6 en Planta Eléctrica

Fuente: Supticia. de Ingeniería de Instalaciones. RPLC

. Los TG's alimentan el sistema de distribución que está conformado por los tres (3) patios de celda de potencia (subestaciones) antes mencionados, como se puede observar en la figura 1.9 que describe en detalle un unifilar de PPE 13.8kV.

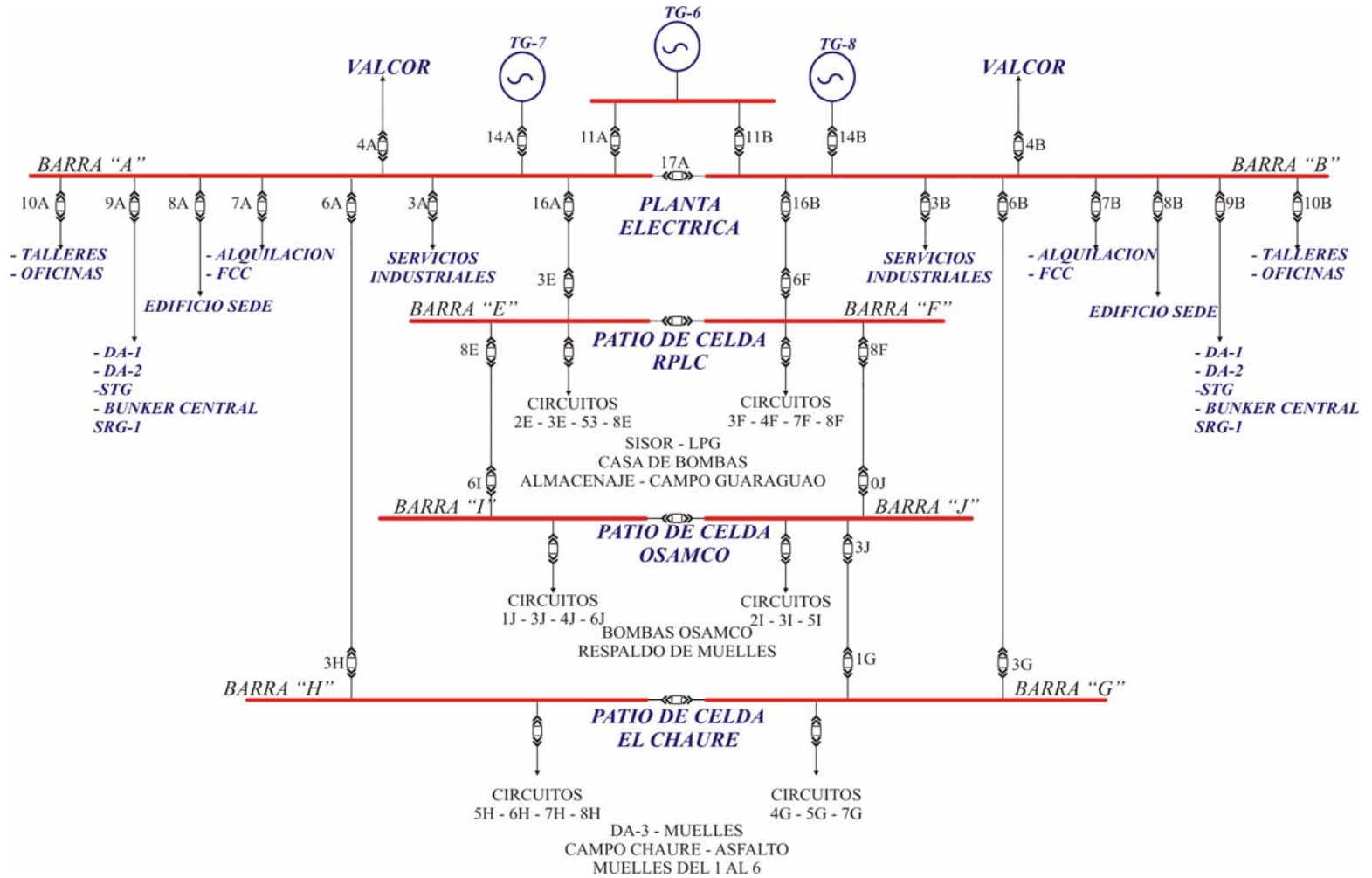


Figura 1.9. Diagrama Unifilar Planta Eléctrica 13.8 kV

Fuente: S/E "A". RPLC

1.1.1.2.3. Interconexión con el Sistema Interconectado Nacional (SIN).

La Refinería de PLC también dispone de un suministro desde la red eléctrica nacional, como alternativa aceptada para cubrir los requerimientos de energía eléctrica demandados por el proyecto VALCOR, dicho suministro es a través de una línea de doble terna de 230 kV provenientes de la Subestación Guanta II (CADAPE), las cuales alimentan la subestación principal Refinería Puerto La Cruz (S/E “A”), que representa el centro de distribución eléctrica desde el Centro de Distribución de Potencia (PDC) en 34.5kV a través de dieciséis (16) circuitos o salidas para las subestaciones de cada una de las unidades de procesos del proyecto VALCOR.

La interconexión eléctrica con PPE 13.8kV, se hace mediante dos (2) circuitos en 34.5 kV provenientes también de la subestación “A” y a través de dos (2) transformadores de 34,5/13,8 kV, donde, en caso de cualquier contingencia como paradas forzadas de mantenimiento o de cualquier otra índole, la S/E “A” pasa a suministrar la energía a toda la carga existente en la refinería. En la actualidad solo pueden operar dos (2) unidades generadoras y una (1) interconexión proveniente de VALCOR, esto se debe a que si operan las tres (3) unidades al mismo tiempo sobrepasarían los niveles de cortocircuito para los cuales está diseñada la barra seccionada (31.5kA). En la figura a continuación (1.6) se puede ver el esquema operacional de subestación “A” Refinería Puerto La Cruz 230/ 34.5kV.

En la Refinería Puerto la Cruz se destacan dos (2) transformadores de 230 a 34.5 kV identificados como XFR-53-7A01 y XFR-53-7A02 (figura 1.10), éstos interconectan a la subestación “A” con la subestación VALCOR a través de los interruptores 52A y 52B, respectivamente.. En la Tablas 1.4 se muestran las características principales de dichos transformadores.

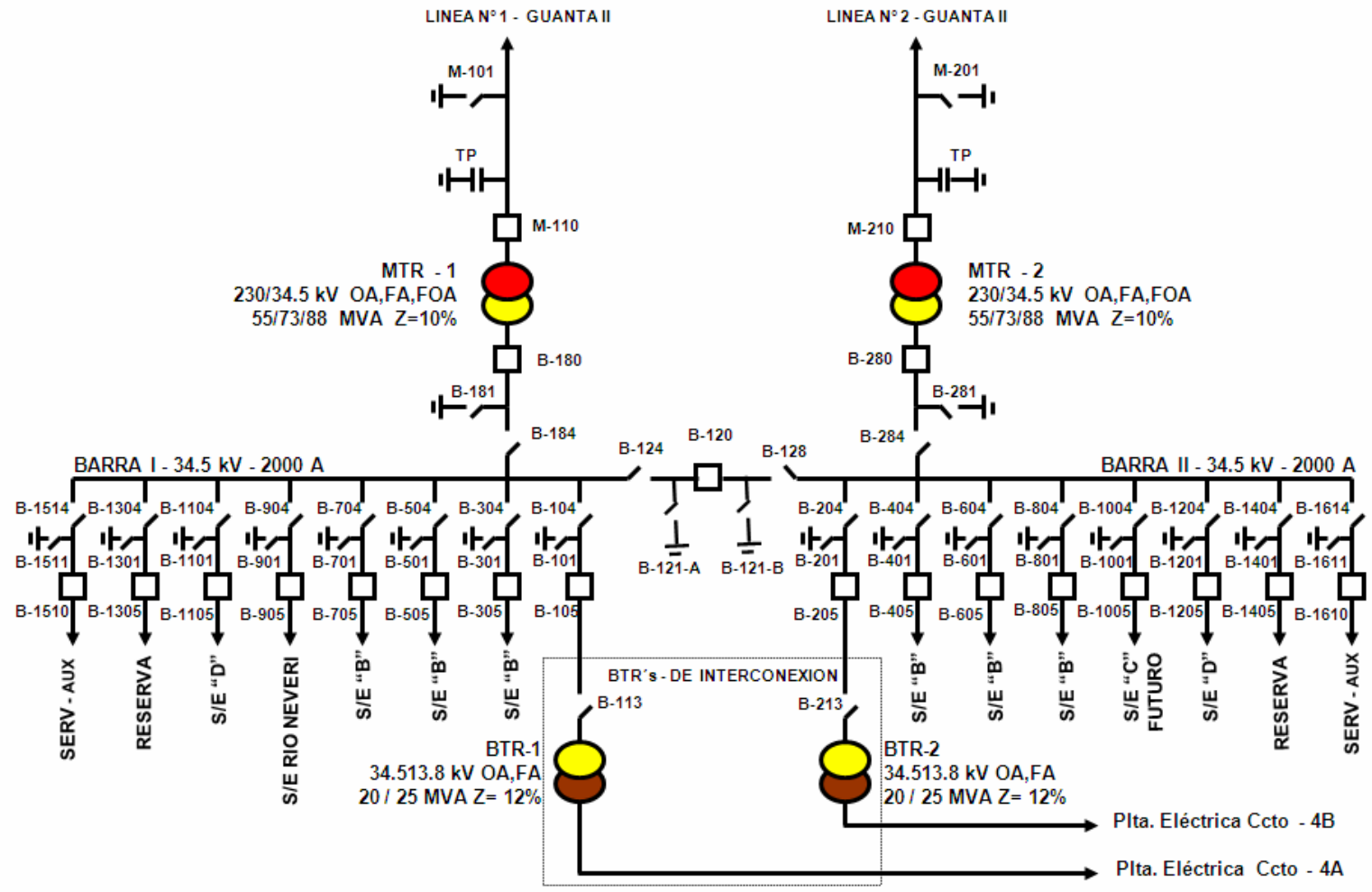


Figura 1.10. Esquema operacional de subestación "A" Refinería Puerto La Cruz 230/ 34.5KV.

Fuente: Servicios Eléctricos de Oriente (SEO)

El circuito de interconexión de la barra principal en 13.8 kV (Planta Eléctrica) con VALCOR, se completa a través de dos transformadores de potencia de 34.5 a 13.8 kV conectados a los circuitos 4A y 4B respectivamente. Estos transformadores están identificados con las siglas XFR-53-5X01 y XFR-53-5X02 (figura 1.10); para efectos de este trabajo se referirán como T1 y T2 respectivamente. En la Tablas 1.4 se especifican las características más resaltantes de los equipos nombrados en los párrafos anteriores.

Tabla 1.4. Características de Placa de los Transformadores S/E “A” – PPE 13.8 kV.

Fuente: Autor

	XFR-53-7A01	XFR-53-7A02	XFR-53-5X01	XFR-53-5X02
Marca	P.T. Pauwels Trafo Asia	P.T. Pauwels Trafo Asia	P.T. Pauwels Trafo Asia	P.T. Pauwels Trafo Asia
Tipo	OVR 88/395	OVR 88/395	ORF 25/70	ORF 25/70
Potencia Nominal (MVA)	55/73/88	55/73/88	20/25	20/25
Enfriamiento	OA/FA/FOA	OA/FA/FOA	OA/FA	OA/FA
KV Nominal Primario	230	230	34.5	34.5
KV Nominal Secundario	34.5	34.5	13.8	13.8
Año de Fabricacion	2001	2001	2002	2002
TAG	XFR-52-7A01	XFR-52-7A02	XFR-53-5X01	XFR-53-5X02
Devanado del OLTC	Primario	Primario	Primario	Primario
Devanado del DTC	Secundario	Secundario	-----	-----
Conexión P / Aterramiento	Y/Solido	Y/Solido	Delta/ Abierto	Delta/ Abierto
Conexión S / Aterramiento	Y/Resistor 400 Amp	Y/Resistor 400 Amp	Y/ Resistor 400 Amp	Y/ Resistor 400 Amp

1.1.1.2.4. Modo Normal de Operación del Sistema Eléctrico de la Refinería Puerto La Cruz.

La figura 1.11 muestra de forma simplificada el esquema de conexión entre el proyecto VALCOR y la Refinería Puerto la Cruz, en la que se puede observar la conexión de los transformadores encargados de convertir los niveles de tensión desde las líneas provenientes de Guanta II a una tensión de 230 kV la cual es transformada a 34.5 kV y finalmente llega a un transformador trifásico reduciendo este último nivel a 13.8 kV, y se conecta a los circuitos 4A y 4B ubicados en la barras A y B respectivamente, de planta eléctrica.

Existen dos (2) modos de operación normal en 13.8 kV entre la S/E Refinería PLC y Planta Eléctrica de acuerdo a esquemas operacionales definidos por T&D Eléctrica, los cuales se describen a continuación:

Modo No. 1: La condición operativa en la S/E Refinería PLC, es con los dos (2) transformadores de S/E “A” energizados (XFR-53-7A01/XFR-53-7A02) y en el PDC-53-5A01, el interruptor de enlace de barras B-120 cerrado. Los dos (2) transformadores de interconexión T1 y T2 (XFR-53-5X01/XFR-53-5X02) energizados. La condición operativa de Planta Eléctrica será con los generadores TG-7 y TG-8 en operación, conectados a la barra A y sincronizados con el transformador XFR-53-5X01 (Barra A) a través del circuito 4A, el enlace de barras D530 cerrado. El generador TG-6 fuera de servicio, y el interruptor de circuito 4B abierto. Este esquema de operación se muestra en la figura 1.11 (a).

Modo No. 2: La condición operativa en la S/E Refinería PLC, es con los dos (2) transformadores de S/E “A” energizados (XFR-53-7A01/XFR-53-7A02) y en el PDC-53-5A01, el interruptor de enlace de barras B-120 cerrado. Los dos (2) transformadores, de interconexión T1 y T2 (XFR-53-5X01/XFR-53-5X02) energizados. La condición operativa de Planta Eléctrica será con los generadores TG-6 y TG-7 en operación conectados a la barra A y sincronizados con el transformador XFR-53-5X01 (Barra A) a través del circuito 4A. El generador TG-8 en operación, conectado a la barra B y sincronizado con el transformador XFR-53-5X02 a través del circuito 4B, el enlace de barras D530 abierto. Este esquema de operación se muestra en la figura 1.11 (b).

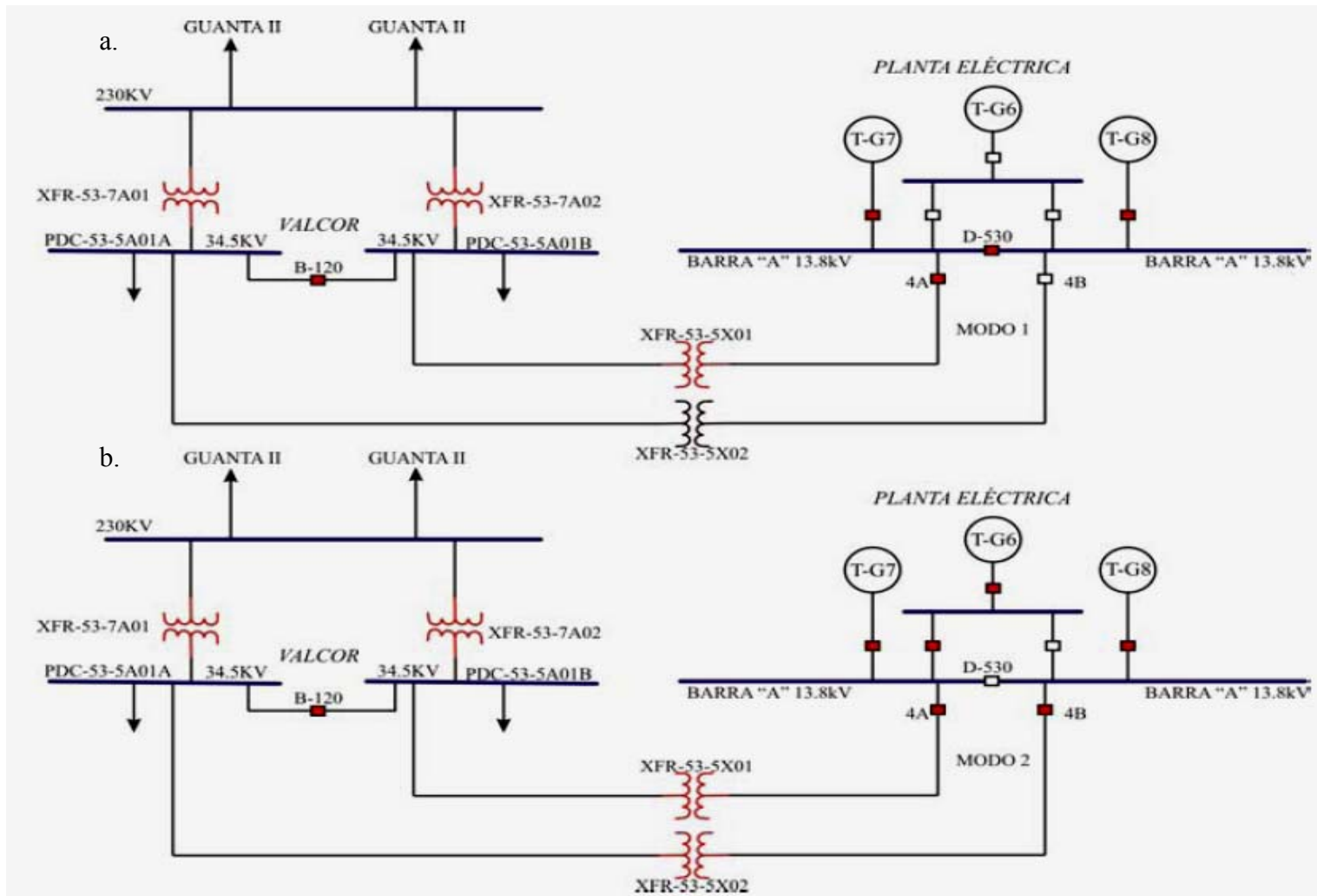


Figura 1.11. Esquema de conexión entre el proyecto VALCOR y la Refinería Puerto la Cruz

Fuente: S/E "A". RPLC

1.2. Planteamiento del Problema.

Petróleos de Venezuela Sociedad Anónima (PDVSA) es una empresa estatal venezolana que se dedica a la exploración, explotación, producción, refinación, petroquímica, mercadeo y distribución del petróleo venezolano. Se crea en 1960 y se rige según la Ley Orgánica que reserva al Estado la Industria y el Comercio de los Hidrocarburos. El Sistema de Refinación de PDVSA está conformado por el Centro de Refinación Paraguaná, considerado el más grande del mundo con una producción de 956 Mil Barriles por Día (MBD); la Refinería Puerto La Cruz (RPLC) con una capacidad de 210 MBD y El Palito con 140MBD de producción. Así como otras 16 refinerías propias o con participación localizadas en EEUU, Europa y El Caribe.

El Sistema Eléctrico de la RPLC se fundamenta en un sistema de potencia de tipo secundario selectivo el cual lo integran dos (2) barras enlazadas con un interruptor de transferencia, constituido por tres turbogeneradores (TG's) a combustible dual (gas, aceite destilado) identificados como TG-6, TG-7 y TG-8, con potencias de 15,7 MW, 20 MW y 20 MW respectivamente; presentando una capacidad instalada de 55.7 MW a un nivel de tensión de 13,8 kV. Asimismo, la refinería cuenta con un sistema de respaldo energía eléctrica; consiste en una interconexión con el Sistema Interconectado Nacional (SIN) mediante la compañía eléctrica CADAFE, del cual llega una línea aérea en doble terna a 230kV, proveniente de la subestación "Guanta II" a la subestación "A", de 230/34,5 kV, ubicada dentro de las instalaciones de la refinería, nivel de tensión que luego es transformado (34,5/13,8 kV) para poder acoplarse a la barra colectora de generación en 13.8 kV en Planta Eléctrica (PPE 13.8 kV), donde cada terna tiene la capacidad de suministrar una potencia de 20 MW debido a los transformadores de acoplamiento que, en condiciones de contingencia, pueden transmitir hasta 25 MW por cada una cuando actúa la ventilación forzada.

Planta Eléctrica 13.8 kV alimenta subestaciones, centros de control de motores (CCM's), etc., cargas que implican una importancia tal que cuando se producen fallas, internas o externas, en el servicio eléctrico se crean inconvenientes que impactan directamente sobre las plantas de procesos y los servicios industriales que funcionan en la refinería, lo que luego puede traducirse en pérdidas económicas para la empresa. En los últimos años las fallas originadas en el SIN son las más comunes y se caracterizan por ser perturbaciones que han provocado la actuación de los dispositivos de protección de PPE 13,8 kV. Por otro lado, están las fallas internas, donde los eventos eléctricos originados aguas abajo del sistema ocasionan actuaciones poco selectivas asociadas a la barra principal con respecto a la interconexión y a los turbogeneradores y cuando las fallas no son despejadas a tiempo los TG's pueden perder sincronismo y/o ocasionar pérdidas en equipos debido a las altas corriente cortocircuito que no son despejadas a tiempo. La operación poco selectiva de los sistemas de protección de la Refinería Puerto La Cruz trae como consecuencia que la calidad del servicio eléctrico no sea eficiente, ya que se deja sin energía partes del sistema que no son afectadas directamente en caso de ocurrencia de una falla.

Debido a las condiciones descritas en el párrafo anterior, es necesario proceder a revisar y proponer mejoras a los ajustes de las unidades de protección presentes en la instalación para que el sistema pueda operar de manera selectiva; es también finalidad de este estudio plantear la actualización tecnológica de las protecciones asociadas a los circuitos de planta eléctrica en 13,8 kV, ya que los automatismos tienen una acción determinante en el tratamiento de las variables de medición mejorando la confiabilidad operacional del sistema eléctrico.

1.3. Objetivos.

1.3.1. Objetivo General.

Evaluar los Ajustes de Protección de Sobrecorriente asociados a los Circuitos de Planta Eléctrica en 13.8 kV de la Refinería Puerto La Cruz.

1.3.2. Objetivos Específicos.

1. Calcular los valores de cortocircuito de la red en cuestión, utilizando el software computacional ETAP® (Electrical Transient Analysis Program).
2. Determinar la situación de la coordinación de protecciones de sobrecorriente asociadas a los circuitos de PPE 13.8kV, considerando los valores actuales de los dispositivos de protección, mediante el software computacional ETAP® (Electrical Transient Analysis Program).
3. Establecer los ajustes en los relés de sobrecorriente de los esquemas de protección para la selectividad del sistema eléctrico de la RPLC, empleando el software computacional ETAP® (Electrical Transient Analysis Program).
4. Establecer requerimientos técnicos de los relés en la actualización tecnológica del sistema de protecciones de PPE 13.8kV.

1.4. Alcance y Limitaciones.

El alcance del presente proyecto cubre los siguientes aspectos:

w Obtener la información y condición actual de los dispositivos de protección y cargas asociadas a las dos (2) barras colectoras primarias de energía del sistema eléctrico de la Refinería Puerto la Cruz.

w Realizar el análisis para determinar los niveles de cortocircuito máximos en la barra principal del sistema en estudio.

w Definir los ajustes de las unidades de protección contra sobrecorriente de las líneas de fase y neutro ubicados en los circuitos en estudio.

El presente trabajo se ve limitado en la aplicación de ciertos conceptos que tienen relación estrecha con el tema de las protecciones eléctricas, pero que por lo extenso y complejo de estudiar no se hace mención en esta tesis. Las restricciones de giran en torno al estudio de las fallas y protecciones de diferentes índoles, a las que se exponen en esta evaluación, es decir, sólo se desglosarán fundamentos referentes a las protecciones de sobrecorriente instantáneas y de tiempos de fase y de neutro en la barra colectora de potencia a un nivel de 13.8kV; el resto de tipos de protecciones, relés y otros dispositivos asociados a los esquemas de protección, no se desarrollarán en este estudio evaluativo.

1.5. Justificación.

Mediante el reconocimiento de los niveles de cortocircuito de la red y del estado actual de los sistemas de protección contra cortocircuitos de la Refinería Puerto La Cruz será posible determinar cuáles son las pautas a seguir para corregir los problemas que presenta actualmente, asegurando la eficiente selectividad de las protecciones y suspendiendo el suministro de energía eléctrica sólo a las partes realmente afectadas por la falla, aumentando la confiabilidad del servicio eléctrico y reducción de la frecuencia de interrupción en los circuitos principales ubicados en planta eléctrica.

CAPÍTULO II

INFORMACIÓN NECESARIA PARA LA COORDINACIÓN DE PROTECCIONES DE SOBRECORRIENTE EN PPE 13.8 KV

2.1. Datos Generales para la Representación del Sistema Eléctrico de la Refinería Puerto la Cruz.

Los siguientes datos han sido incorporados, previo al estudio de protecciones, en la base de datos existente del sistema eléctrico de RPLC y pueden ser utilizados para otros estudios. Estos datos están definidos de la siguiente manera:

2.1.1. Datos de los Generadores

Los datos de placa de los generadores necesarios para la corrida de cortocircuito y la simulación de las protecciones se exponen en la tabla 1.3 del capítulo anterior,

La información de los parámetros necesarios para el modelado dinámico de los turbogeneradores de RPLC y el modelo del gobernador de turbinas de vapor y gas de los turbogeneradores se encontraban disponible en la base de datos existente.

De igual manera, la representación del sistema de excitación y del regulador automático de voltaje (AVR).

Los turbogeneradores de la RPLC operan en modo Control Mvar, lo que significa que el generador está a su carga base (modo DROOP con MW fijado) con excitación de campo fijada (sin acción del AVR).

La función de transferencia equivalente usada para los sistemas de excitación y AVR y sus parámetros son proporcionados por los fabricantes de la excitatriz o de acuerdo con los tipos recomendados por el IEEE en el Std. 421.5-2005 “IEEE Recommended Practice for Excitation System Models for Power System Stability Studies”, IEEE Power Engineering Society, 2005. En la tabla 2.2 se muestra un resumen de los datos existentes.

2.1.2. Datos de las Fuentes de Suministro

Se tomaron para los datos de la fuente de suministro (tabla 2.1), valores registrados en documentos de la empresa, los cuales fueron suministrados por la empresa CADAFE.

Tabla 2.1. Datos de la Fuente de Suministro

Fuente: **CADAFE**

Id.	Guanta II
kV	230
MW	61,79
MVAR	30.52
MVASC Trifásico	5612
MVASC Monofásico	1222
X/R	15.3

Tabla 2.2. Datos de los GeneradoresFuente: **Sección de Electricidad de la RPLC**

Iden. N°	Descripción	Fabricante	Tipo	Voltaje	Fases	Fp	Xd''	Amp	Modelo Excitatriz
		Modelo		Capacidad	F.L.A	Hz	R.P.M	Conex.	
TG-6	Turbo 6	Westinghouse	Gas/Diesel	13,8 kV	Trifásico	85%	26 %	0 A.	ST1
		W-191g		18 Mva	753,1 A.	60	900	Y-Abierta	
TG-7	Turbo 7	GE	Gas/Diesel	13,8 kV	Trifásico	90%	10,6%	400 A – 10 S	ST1
		Ms-5001		24,44 Mva	1022 A	60	3600	Y-Resist	
TG-8	Turbo 8	AEG KANIS / GE	Gas/Diesel	13,8 kV	Trifásico	90%	10,6%	400 A – 10 S	ST1
		Ms-5001		24,44 MVA	1022 A	60	3600	Y-Resist	

2.1.3. Datos de los Transformadores

Se tomaron los valores de placa de los transformadores 34.5/13.8 kV que están conectados en los circuitos 4A y 4B y de los transformadores de 230/34.5kV de la S/E “A” (figura 2.1) del sistema eléctrico de la Refinería Puerto La Cruz y que son requeridos para simular en la herramienta computacional ETAP®. Los datos obtenidos fueron tabulados y se muestran en la tabla 1.4 del capítulo anterior.



Figura 2.1. Transformador Pauwels Trafo Asia, 554 MVA, 230/34.5 kV

Fuente: S/E “A”

2.2. Escenario de Simulación

El sistema eléctrico de la Refinería Puerto La Cruz tiene diferentes modos de operación, puesto que en ocasiones se debe prescindir de alguno de los elementos de generación debido a mantenimientos preventivo o correctivo, o fallas externas.

Estudios anteriores realizados en la Refinería Puerto La Cruz, han demostrado que durante la operación en conjunto de los tres (3) turbogeneradores y la interconexión RPLC- VALCOR se excede el valor de corriente de cortocircuito nominal de la barra principal en Planta Eléctrica. Una medida para solucionar este problema es la colocación de un reactor limitador de corriente en el enlace de la barra, aunque en la actualidad esta medida no se ha llevado a cabo y no se incluyó en la simulación de este escenario de peor condición.

Las condiciones para la simulación que se plantean en este trabajo están basadas bajo condiciones normales de operación, por lo que se mostrará un escenario de “peor condición” según lo descrito en el párrafo anterior, para conocer las máximas corrientes de los circuitos bajo estudio y un escenario de operación normal, bajo el cual se realizará la evaluación a las protecciones de sobrecorriente, pues es el que aporta mayor flujo de potencia sin violentar los valores de diseño.

Los circuitos alimentados aguas abajo a los niveles de tensión de 4.16, 2.4 y 0.48 kV se encuentran en funcionamiento normal.

La figura 2.2 muestra, de forma simplificada, el esquema de conexión entre el proyecto VALCOR y Planta Eléctrica en 13.8kV, en la que se puede observar la conexión de los transformadores encargados de convertir los niveles de tensión desde las líneas provenientes de Guanta II a una tensión de 230kV, la cual es transformada a 34.5kV y finalmente llega a un transformador trifásico, reduciendo este último nivel a 13.8kV, y se conecta a los circuitos 4A y 4B ubicados en la barras A y B, respectivamente.

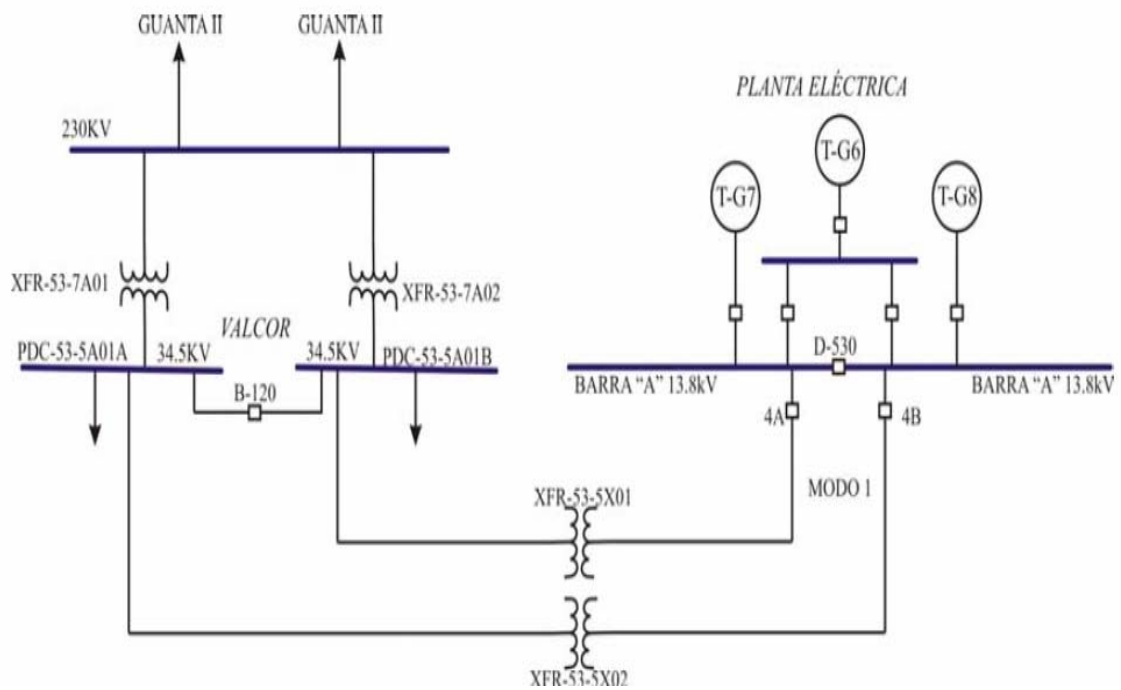


Figura. 2.2. Esquema de conexión entre el proyecto VALCOR y PPE 13.8kV.

Fuente: S/E "A".

2.2.1 Escenario de simulación N° 1 (Condición de Fuera de Diseño):

- w XFR-53-7A01 y XFR-53-7A02 energizados.
- w El interruptor de enlace de barras B-120 cerrado.
- w Los generadores T-G7 Y T-G8 en operación, conectados y sincronizados con el transformador T1 (XFR-53-5X01, Barra A) a través del circuito 4A y con el transformador T2. (XFR-53-5X02, Barra B) a través del circuito 4B, respectivamente.
- w El enlace de barras D530 abierto.

w El generador T-G6 en operación, conectado y sincronizado con TG-7 y T1, en la barra A y con TG-8 y T2 en la barra B.

2.2.2 Escenario de simulación N°2 (Condición Normal de Operación):

w T1 y T2 (XFR-53-7A01/XFR-53-7A02) energizados.

w En el PDC-53-5A01, el interruptor de enlace de barras B-120 cerrado.

w Los generadores T-G6 Y T-G7 en operación, conectados a la barra A y sincronizados con el transformador XFR-53-5X01 (BARRA A) a través del circuito 4A.

w El generador T-G8 en operación, conectado a la barra B y sincronizado con el transformador XFR-53-5X02 a través del circuito 4B.

w El enlace de barras D530 abierto.

w El generador T-G6 en operación, conectado y sincronizado con TG-7 y T1, en la barra A.

2.3. Fallas en los Sistemas de Potencia.

Las fallas en un sistema son originadas por pérdidas del aislamiento, causado por contactos eléctricos entre las fases o entre fase y tierra. Los efectos de las fallas sobre el sistema son variados, entre los cuales se pueden mencionar:

a) Originan, debido a las corrientes elevadas que se producen, efectos dinámicos y térmicos sobre los equipos, pudiendo destruirlos si las fallas no son despejadas rápidamente.

b) Las fallas generalmente producen depresiones transitorias de tensión, que causan problemas a muchos procesos industriales y cuya gravedad está relacionada con la magnitud y duración de la misma.

c) Producen oscilaciones en los rotores de las máquinas sincrónicas, que pueden poner en peligro la estabilidad del sistema.

El estudio de coordinación de protecciones comprende a los flujos básicos (máxima, media y mínima) más las contingencias operativas que definan, en cada caso, los límites para el ajuste.

Dentro del sistema eléctrico de la RPLC ocurren ciertas variaciones con respecto a la generación y la potencia que se consume. Esto se debe a ciertas fluctuaciones en la red eléctrica que alimenta a la refinería desde la subestación A CADAFE 230/34.5 kV. Esto se hace más notable durante las horas de la noche, o por la salida de servicio de alguno de los alimentadores. Para corregir estas variaciones se va a contar en un futuro, la puesta en marcha de una planta generadora que llevara el nombre de Planta Alberto Lovera (PAL), que reducirá en gran porcentaje las pequeñas variaciones del nivel de voltaje encontradas en el sistema eléctrico.

2.3.1. Fallas a Tierra.

El objetivo que pretende todo sistema de gestión del régimen de neutro en las instalaciones eléctricas de media tensión (MT) es el limitar los valores de las tensiones o corrientes de paso en caso de defecto a tierra, que es precisamente el defecto más frecuente en las líneas de MT.

No siempre es posible lograr las condiciones más favorables para la seguridad del personal en materia de fallas a tierra en sistemas de alta tensión, pues para ello

haría falta en algunos casos protecciones selectivas y sensibles hasta el orden de miliamperios. Por ello, las subestaciones siempre son lugares restringidos a personal capacitado y con herramientas e implementos apropiados.

Existen diferentes tipos de sistemas según su tratamiento en lo referente a puesta a tierra:

- w Sistemas con neutro conectado directamente a tierra.
- w Sistemas con neutro conectado a tierra a través de impedancia de bajo valor.
- w Sistemas con neutro conectado a tierra a través de impedancia de alto valor.
- w Sistemas aislados de tierra.

2.3.1.1. Sistemas con neutro conectado directamente a tierra.

Estos sistemas son los más apropiados cuando las sobretensiones son un problema, como ocurre en alta y extra alta tensión.

En los sistemas con neutro conectado directamente a tierra (figura 2.3), las corrientes de falla a tierra son de magnitudes comparables con las corrientes de falla fase-fase, así que la detección vía relé de tierra conectado en el punto neutro de la estrella formada por los transformadores de corriente es usualmente muy efectiva (esta conexión es también llamada conexión residual).

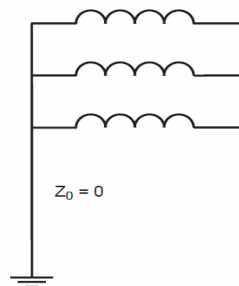


Figura 2.3. Neutro conectado directamente a tierra

Fuente: **Schneider**

Así mismo, puede colocarse a un costo algo mayor un transformador de corriente (TC) en la conexión del neutro a tierra para detección de corriente y consiguiente disparo a través de un relé 51G (ANSI Sobrecorriente de Tiempo de Tierra). En el caso en estudio, todos los circuitos a los cuales se protege contra sobrecorrientes tienen colocadas también protecciones de tipo 51G.

2.3.1.2. Sistemas con neutro conectado a tierra a través de impedancia de bajo valor.

Estos sistemas son similares a los sistemas con neutro directamente conectados a tierra en cuanto a su comportamiento frente a sobretensiones. La diferencia es que la impedancia de puesta a tierra limita la corriente de falla a tierra, reduciendo el grado de daño cuando ocurre una falla a tierra. La magnitud de la impedancia debe ser seleccionada para lograr suficiente corriente de falla como para polarizar con seguridad las protecciones.

En sistemas industriales es frecuente la puesta a tierra resistiva ya que permite un mejor control de las sobretensiones en el sistema, el resistor es más sencillo que un reactor y menos susceptible a fallas; es en sí mismo un dispositivo de protección, pues *limita* la magnitud de corriente de falla.

Las conexiones de relés y TC's son similares al caso anterior.

2.3.1.3. Sistemas con neutro conectado a tierra a través de impedancia de alto valor.

En este sistema las magnitudes de las corrientes de falla a tierra son limitadas a valores muy pequeños. El rango de corrientes de falla a tierra es reducido y predecible. Esto es útil desde el punto de vista del ajuste de protecciones.

La impedancia suele ser una resistencia, o un transformador de distribución en cuyo secundario se conecta una resistencia. Así, la resistencia puede ser de baja tensión (240 V o 120 V nominales). El neutro se debería aislar a plena tensión, como las fases.

Una de las razones para utilizar este sistema es mantener el suministro eléctrico a pesar de que el sistema presente una falla monofásica. Dado que la corriente de falla podría ser tan pequeña como 1 o 2 amperios, el sistema podría seguir operando hasta que la más próxima condición operativa permita su desconexión a efectos de mantenimiento correctivo.

EL CEN, en el Artículo 250, posee importantes indicaciones acerca de la puesta a tierra de estos sistemas. Esta filosofía es apta para sistemas industriales, donde la autoridad que tiene jurisdicción, ha decidido que sólo personal capacitado tendrá acceso a las instalaciones así tratadas y ejecutará las labores de operación y mantenimiento del mismo.

2.3.1.4. Sistemas aislados de tierra:

La corriente de falla a tierra es de miliamperios o a lo sumo de pocos amperios, pues corresponde al valor de corriente que deje circular el acoplamiento capacitivo del sistema con tierra. Estos sistemas suelen ser en delta, o en estrella con neutro flotante (figura.2.4). El neutro se debería aislar a plena tensión, como las fases.

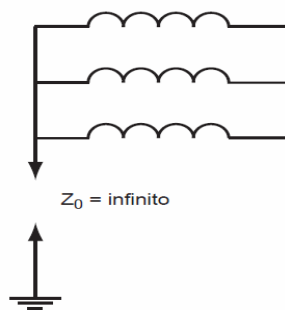


Figura 2.4. Representación de Sistemas Aislados de Tierra

Fuente. **Schneider**

Una de las razones de utilizar este sistema es mantener el suministro eléctrico a pesar de que el sistema presente una falla monofásica. Dado que la corriente de falla podría ser tan pequeña como miliamperios, el sistema podría seguir operando hasta que la más próxima condición operativa permita su desconexión a efectos de mantenimiento correctivo.

2.4. Herramienta Computacional de Análisis de Efectos Transitorios.

ETAP® PowerStation es un programa gráfico de análisis transitorios de sistemas eléctricos, puede correr bajo ambiente Microsoft® Windows®, en sus últimas versiones provee el desempeño de más alto nivel para aplicaciones exigentes, el usuario debe ser autorizado como determinado por el administrador del sistema operativo.

El programa ETAP® en su versión 6.0.0 permite almacenar y acceder a los datos de forma rápida y estructurada. En este trabajo se hará el estudio con la base de datos existente en la refinería almacenada en el programa, con datos actualizados de los valores físicos de los equipos y en general de los mismos como valores de placa, ajustes de operación, etc.

El programa ETA®P que permite desarrollar estudios de:

- w Flujo de Carga.
- w Flujo de Carga Desbalanceado.
- w ***Estudio de Cortocircuito.***
- w Arranque de Motores.
- w Estabilidad Transitoria.
- w ***Coordinación de Protecciones.***
- w Análisis de Armónicos.

- w Flujo de Carga Óptimo.
- w Confiabilidad.
- w Flujo de Carga DC.
- w Cortocircuito AC.
- w Sistemas de Puesta a Tierra.
- w Sistemas Subterráneos.
- w Bote de Carga Inteligente.

En el desarrollo de este proyecto se utilizaron módulos de cortocircuito y coordinación de protecciones.

Mediante algoritmos de gran rapidez como el Newton-Raphson desacoplado se realizan cálculos en tiempo real. La validación de las simulaciones de cortocircuito, arranque de motores y el análisis de flujo de carga se rigen por las siguientes normas:

- w Norma ANSI/IEEE C37 series.
- w IEC 60056,60282, 61363, 60781, 60909, 60947.
- w IEEE Standars: 141, 242 & 399, UL 389.

2.4.1. Módulo de Cortocircuito (Short Circuit).

El método del cálculo ANSI/IEEE proporciona una lista de información de complacencia normal y ambos general, y detalla las descripciones de métodos del cálculo el programa, en donde las simulaciones de cortocircuito pueden ser realizadas a $\frac{1}{2}$, 1.5-4 y 30 ciclos conectada a la red, calculo ANSI que multiplica los factores, y voltaje alto y cortocircuitos de bajo voltaje momentáneos. La sección de los datos requerida describe que datos son necesarios para realizar los cálculos de cortocircuito y donde entrar en ellos. Después de realizar los cálculos de cortocircuito el simulador ETAP® emite un informe e ilustra los resultados del estudio.

Las características principales de este modulo son:

w El análisis de cortocircuito se puede desarrollar aplicando las normas: ANSI/IEEE Toolbar, después de realizar el estudio de cortocircuito, se puede abrir y ver el informe arrojado por el ETAP®.

w El cortocircuito Caso Editor sección que explica como se puede crear un nuevo caso de estudio, que parámetros se exigen especificar y como ponerlos.

w La sección de opciones de despliegues explica que opciones están disponibles para desplegar.

ETAP para el cálculo de cortocircuito por los estándares ANSI/IEEE, cumple completamente con las versiones ANSI/IEEE y UL que se muestran en la tabla (2.3) a continuación:

Tabla 2.3. Estándares ANSI/IEEE para el Cálculo de Corriente de Cortocircuito.

Fuente: **IEEE**

Estándar	Publicación	Titulo
IEEE C37.04	1979	Standard Rating Structure for Ac High Voltage generator Circuit Breaker Rated on a symmetrical Current Basis and supplements
IEEE C37.04f	1990	
IEEE C37.04g	1986	
IEEE C37.04h	1990	
IEEE C37.04i	1991	
IEEE C37.04	1999	
IEEE C37.010	1979, 1988, 1999	IEEE Applications Guide for Ac High Voltage generator Circuit Breaker Rated on a symmetrical Current Basis and supplements
IEEE C37.010b	1985	
IEEE C37.010e	1985	
IEEE C37.13	1990	Standard for Low-Voltage AC Power Circuit Breaker Used in Enclosures
IEEE C37.013	1997	Standard for Ac High Voltage generator Circuit Breaker Rated on a symmetrical Current Basis
IEEE C37.20.1	2002	Standard for Metal Enclosed Low-Voltage Power Circuit Breaker

		Switchgear
IEEE Std 399	1990, 1997	Power Systems Analysis – Te Brown Book
IEEE Std 141	1986, 1986, 2002	Electric Power Distribution for Industrials Plants – The Red Book
IEEE Std 242	1986, 2001	IEEE Recommended Practice for Protection and Coordination of Industrial and Commercial Power Systems – The Buff Book
UL 489_9	1996, 2000, 2002	Standard for Safety for Molded-Case Circuit Breakers, Molded Case Switches and Circuit Breakers Enclosures

2.4.2. Módulo de Coordinación de Protecciones (Star-ETAP®).

Las potencialidades del Módulo STAR de ETAP® son las siguientes:

- w Totalmente integrado al módulo de edición de diagramas unifilares.
- w Amplia librería de elementos de protección (relés, interruptores, O/L y fusibles) y la posibilidad de ampliar la librería por parte del usuario.
- w Curvas de Coordinación de Protecciones en fase y tierra.
- w Presentar curvas de arranque de motores.
- w Curvas de daño de motores, transformadores y alimentadores.
- w Verificación de márgenes de coordinación.
- w Verificación de secuencia de eventos al simular fallas en elementos del sistema.

2.5. Análisis de Cortocircuitos en PPE 13.8 kV mediante el programa ETAP®.

Desde un punto de vista de aplicación de relevadores (relés) es esencial conocer la distribución de las corrientes de falla a través del sistema y las tensiones de falla en las diferentes partes del sistema debido a la falla.

Para los otros circuitos eléctricos de la red afectada o de redes próximas: o bajadas de tensión durante el tiempo de la eliminación del defecto, de algunos milisegundos a varias centenas de milisegundos; o desconexión de una parte más o menos importante de la instalación, según el esquema y la selectividad de sus protecciones; o inestabilidad dinámica y/o pérdida de sincronismo de las máquinas; o perturbaciones en los circuitos de mando y control; o etc.

Es indispensable la implementación de sistemas de protecciones adecuados y con los ajustes correctos propensos a minimizar los tiempos de duración de las fallas. Para esto se deben realizar estudios de ajuste y coordinación de protecciones orientados a garantizar lo siguiente:

w Que los cortocircuitos sean detectados y despejados por elementos de protección rápidos (instantáneos o de tiempo definido con baja temporización, por ejemplo, < 300 ms). Los fusibles correctamente seleccionados son una protección excelente contra cortocircuito, dado los tiempos bajos de despeje de falla que garantizan (en muchos casos inferiores a un ciclo). Los elementos de protección contra sobrecarga operan normalmente en tiempos de varios segundos, por lo cual no son adecuados para cortocircuitos.

w Que la instalación y el equipo eléctrico se encuentren correctamente protegidos contra cortocircuitos y sobrecargas, es decir, que los tiempos de actuación de las protecciones son inferiores a los tiempos que el equipo eléctrico puede soportar la falla o la sobrecarga.

w Que las fallas a tierra sean detectadas y despejadas en un tiempo inferior al utilizado para el cálculo de las tensiones de toque y de paso, que normalmente es de 500 ms.

w Que las fallas a tierra en sistemas no aterrizados sólidamente (aterrizados con alta o baja impedancia) son detectadas y aisladas.

2.5.1. Generalidades de los Cortocircuitos.

Un cortocircuito es un fenómeno eléctrico que ocurre cuando dos (2) puntos, entre los cuales existe una diferencia de potencial, se ponen en contacto entre sí, caracterizándose por elevadas corrientes circulantes hasta el punto de falla.

La magnitud de la corriente que fluirá a través de un cortocircuito depende principalmente de dos (2) factores:

- 1) Las características y el número de fuentes que alimentan al cortocircuito.
- 2) La oposición o resistencia que presente el propio circuito de distribución.

Cuando se realiza un estudio de cortocircuito, es muy importante considerar todas las fuentes de cortocircuito y que las características de las impedancias de estas fuentes sean conocidas. La contribución de estas fuentes se observa en la figura 2.5.

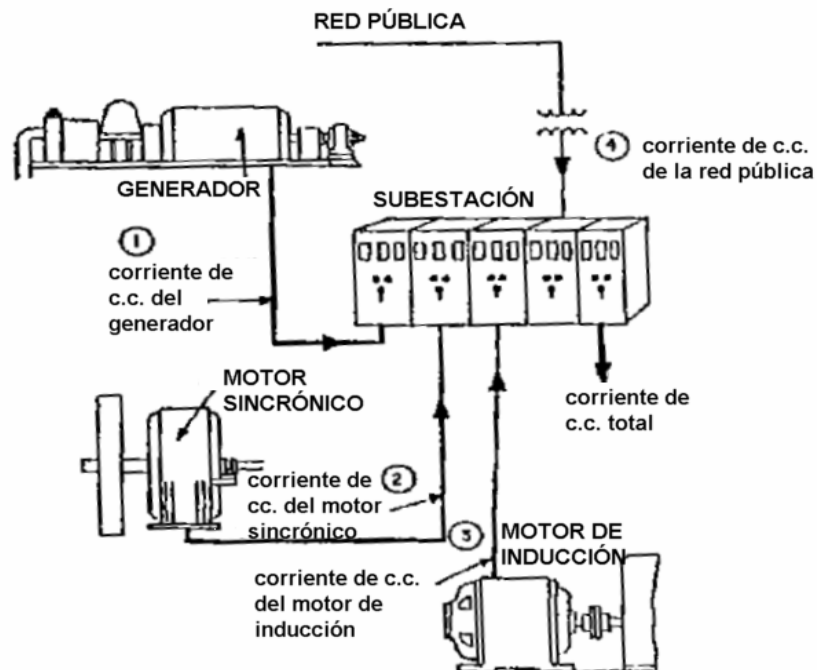


Figura 2.5. Contribuciones de varias fuentes a la corriente de cortocircuito

Fuente: **IEEE 241-1990**

Al momento de una falla, los equipos antes nombrados aportan corriente de cortocircuito de la siguiente manera:

a) **Generadores:** Los generadores eléctricos están accionados por turbinas o primomotores, de tal forma que cuando ocurre un cortocircuito en el circuito alimentado por el generador, este tiende a seguir produciendo voltaje debido a que la excitación del campo se mantiene y el primo-motor continúa accionado al generador a la velocidad nominal, el voltaje generado produce una corriente de cortocircuito de gran magnitud que circula del generador o de los generadores al punto donde ocurre la falla. El valor de ésta corriente se encuentra limitada sólo por la impedancia del generador y la del circuito entre el generador y el punto de falla; si se trata de una falla en los terminales del generador, la corriente de falla sólo estará limitada por la propia impedancia del generador.

b) **Motores Sincrónicos:** El valor de la corriente de cortocircuito producida por el motor depende de la impedancia del mismo y de la del sistema al punto donde ha ocurrido la falla.

c) **Motores de Inducción:** El flujo de rotor en un motor de inducción permanece normal en la medida que se le aplica voltaje al estator, sin embargo, si se extrae súbitamente la fuente, tal como sucede cuando ocurre una falla, el flujo en el rotor no puede decaer instantáneamente.

d) **Alimentación de la Compañía Suministradora de Energía:** La compañía suministradora de energía en el punto de conexión a la industria, representa un equivalente de Thevenin de toda la red que se encuentra detrás, por lo que es en realidad una fuente importante de contribución de la corriente de cortocircuito. Ésta debe proporcionar en el punto de conexión el valor de la potencia a la corriente de

cortocircuito, como un valor equivalente de la red o sistema detrás de ese punto. El valor total de la corriente de cortocircuito en un punto de la red, es la sumatoria de las contribuciones de cada uno de los elementos, con la intensidad y duración de cada caso.

La forma en que las distintas fuentes alimentan al cortocircuito se muestra en la figura 2.6. A causa de que las corrientes de las máquinas rotativas decrecen a medida que se reduce el flujo después del cortocircuito, la corriente de cortocircuito total decae con el tiempo. Considerando solamente la parte simétrica de la corriente de cortocircuito, la magnitud es máxima en el primer medio ciclo luego del cortocircuito y de un valor más bajo unos pocos ciclos después. Nótese que el componente del motor de inducción desaparecerá completamente luego de uno o dos ciclos, exceptuando los motores más grandes en la cual se puede presentar por más de cuatro (4) ciclos.

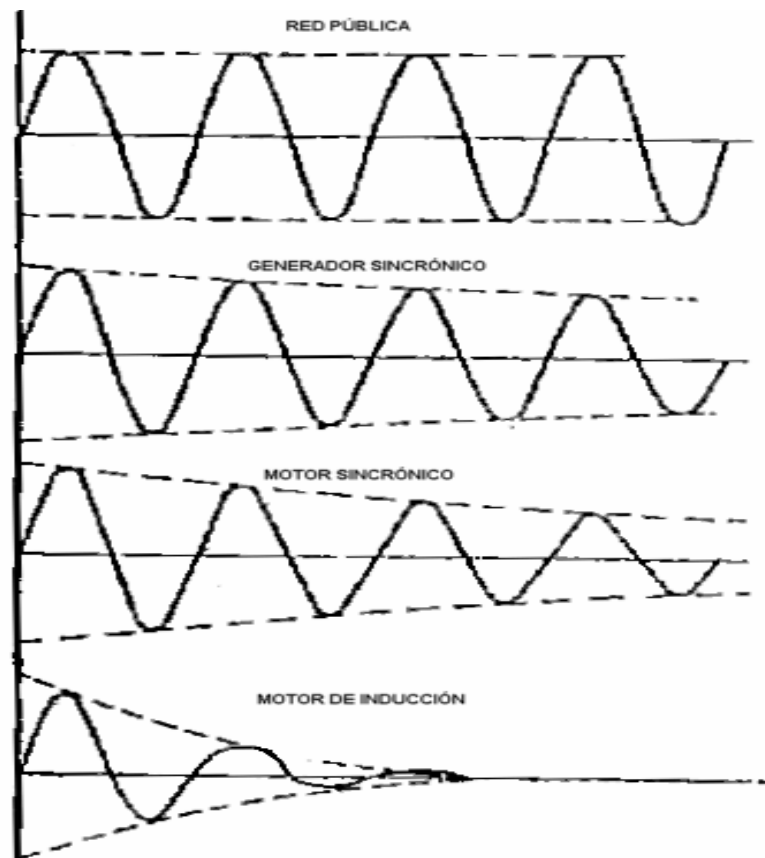


Figura 2.6. Corrientes de cortocircuito simétricas de algunas fuentes

Fuente: IEEE 241-1990

2.5.1.1. Tipos De Cortocircuito

La gran mayoría de los estudios de cortocircuito en sistemas industriales y comerciales referencia uno o más de los siguientes tipos de cortocircuito (figura 2.7):

- w Falla trifásica (a).
- w Falla de fase a fase (b).
- w Falla de doble fase a tierra (c).
- w Falla de fase a tierra (d).

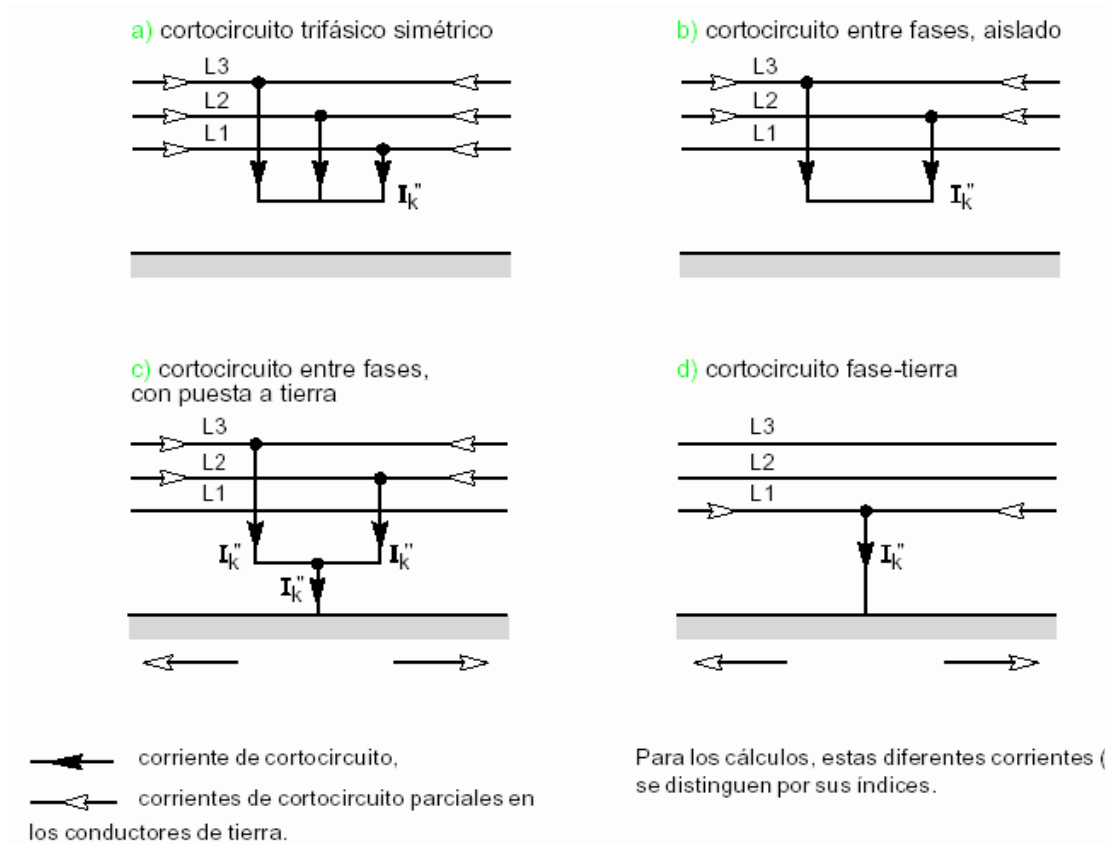


Figura 2.7. Tipos de Cortocircuitos.

Fuente: **Trabajo sobre Estabilidad. RPLC.**

El cortocircuito trifásico en ocasiones puede convertirse en el más severo de todos. Las corrientes de cortocircuito línea a línea son aproximadamente el 87% de las corrientes de cortocircuito trifásico. Las corrientes de cortocircuito línea a tierra

Cortocircuito trifásico simétrico
 Cortocircuito entre fases, aislado
 Cortocircuito doble fase a tierra
 Cortocircuito fase a tierra

pueden alcanzar en sistemas de uso público desde un poco porcentaje hasta posiblemente 125% del valor trifásico. [5]

Asumir la condición de cortocircuito trifásico simplifica los cálculos. El sistema, incluyendo el cortocircuito, permanece simétrico sobre el punto neutro, con o sin el punto neutro aterrado a pesar de la conexión estrella o delta del

transformador. El cortocircuito balanceado puede ser calculado usando un circuito unifilar equivalente que tiene solo voltaje línea a neutro e impedancia.

2.5.1.2. Características de los cortocircuitos

Para estudiar el sistema en estado transitorio se divide el período de ocurrencia de la falla en una serie sucesiva de intervalos “casi estacionarios” los cuales son el período subtransitorio, transitorio y estacionario o permanente, y se aplica el concepto de impedancia para determinar la corriente correspondiente a cada uno de estos estados o intervalos.

En las máquinas rotativas de corriente alterna generalmente la impedancia puede modelarse como una reactancia inductiva debido a la naturaleza inductiva de sus arrollados, por lo que generalmente se consideran tres (3) reactancias (X) asociadas a cada uno de los intervalos en los que se divide la falla:

- 1) La reactancia subtransitoria X_d'' que es la reactancia aparente del arrollado del estator en el instante del cortocircuito y determina el flujo de corriente en los primeros 30 ciclos (hasta $\frac{1}{2}$ segundo) aproximadamente.
- 2) La reactancia transitoria X_d' que determina la corriente durante el período siguiente al subtransitorio y abarca el rango de tiempo entre $\frac{1}{2}$ y 2 segundos después de la ocurrencia del cortocircuito.
- 3) La reactancia sincrónica X_d , la cual determina el flujo de corriente cuando se establece el período estacionario.

Dependiendo de la magnitud y defasaje en el tiempo entre las ondas de tensión y corriente de un sistema en el instante del cortocircuito, la corriente de falla puede presentar características de asimetría (ver figura 2.8) con respecto al eje normal de la corriente; en general esto ocurre cuando la onda de tensión normal se encuentra en un

valor distinto a su pico máximo en el momento de ocurrencia de la falla. Para producir la máxima asimetría el cortocircuito siempre debe ocurrir cuando la onda de tensión se encuentre pasando por cero (magnitud cero). En un sistema trifásico balanceado (con tres (3) tensiones desfasadas 120°), la máxima corriente asimétrica ocurre solamente en una de las fases del sistema (cualquiera de las tres). Como se observa en la figura 2.8, el valor máximo de la corriente asimétrica ocurre cerca del medio ciclo a partir del instante del cortocircuito.

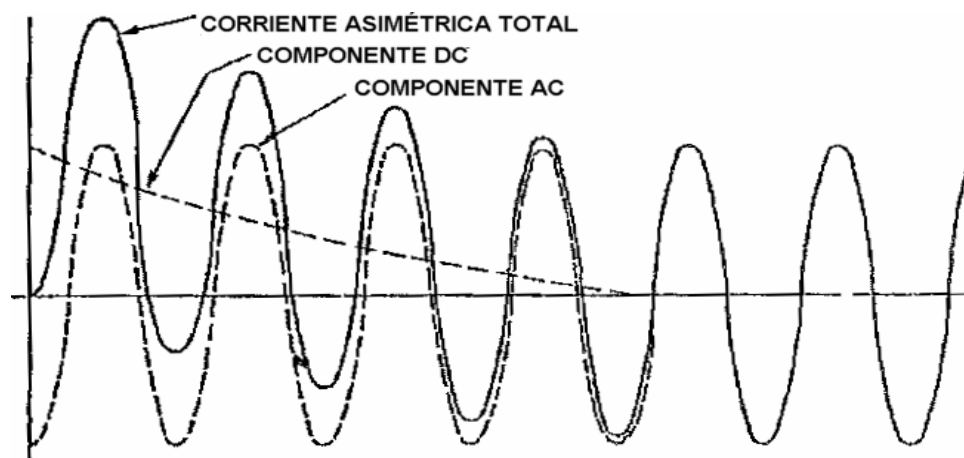


Figura 2.8. Efecto de asimetría en la corriente de cortocircuito

Fuente: IEEE 241-1990

La asimetría de la corriente de cortocircuito surge debido a que bajo las condiciones explicadas anteriormente, la corriente que fluye tiene dos (2) componentes: el componente de corriente alterna (componente AC) y un componente de corriente directa (componente DC) tal como ocurre en los circuitos RL de corriente alterna. Este componente DC decrece a medida que pasa el tiempo ya que su energía se disipa en forma de calor por la resistencia del circuito (efecto Joule). Motivado a esto, la tasa de decrecimiento es inversamente proporcional a la relación entre la resistencia y reactancia del circuito (X/R) (entre más baja es la relación X/R , más rápido es el decrecimiento).

2.5.1.3. Cálculo de Corriente de Cortocircuito Momentánea (½ Ciclo).

En el cálculo de cortocircuito ANSI/IEEE, una fuente de voltaje equivalente en la ubicación de la falla, la cual es igual al voltaje prefalla en esa ubicación, reemplazando todas las fuentes de voltaje externas e internas de las máquinas.

Todas las máquinas son representadas por sus impedancias internas. Las capacitancias de las líneas y las cargas estáticas son despreciadas.

Tres (3) impedancias de red diferentes son formadas para el cálculo de cortocircuito momentáneo, interrupción y estado estable. Estas redes son: red de ½ ciclo (subtransitoria), red de 1,5-4 ciclos (transitoria) y la red a 30 ciclos (estado estable).

La corriente de cortocircuito momentánea a ½ ciclo representa el valor más alto o máximo de la corriente de cortocircuito antes de que sus componentes AC y DC decaigan hacia el valor de estado estable. Aunque en la realidad la máxima corriente de cortocircuito actualmente ocurre ligeramente antes del ½ ciclo.

El siguiente procedimiento es usado para el cálculo de la corriente de cortocircuito momentánea:

a. Cálculo del valor simétrico rms de la corriente de cortocircuito usando la siguiente fórmula:

$$I_{\text{mom,rms,symm}} = \frac{V_{\text{prefalla}}}{\sqrt{3}Z_{\text{eq}}}$$

2.1.

Donde Z_{eq} es la impedancia equivalente en la barra fallada de la red a ½ ciclo.

b. Cálculo del valor asimétrico rms de la corriente de cortocircuito momentánea usando la siguiente ecuación:

$$I_{\text{mom,rms,asymm}} = MF_m I_{\text{mom,rms,symm}}$$

2.2.

Donde MF_m es el factor multiplicador momentáneo calculado por,

$$MF_m = \sqrt{1 + 2e^{\frac{2\pi}{X/R}}}$$

2.3.

c. Calculo del valor pico de la corriente de cortocircuito momentánea usando la siguiente fórmula:

$$I_{\text{mom,peak}} = MF_p I_{\text{mom,rms,symm}}$$

2.4.

Donde MF_p es el factor multiplicador pico, calculado por,

$$MF_p = \sqrt{2 \left(1 + e^{\frac{\pi}{X/R}} \right)}$$

2.5.

2.5.2. Consideraciones para el cálculo de los niveles de cortocircuito.

w La metodología a seguir para realizar el estudio, está basada en la evaluación de los niveles de cortocircuito momentáneo simétrico máximo existente en las barra principales del sistema eléctrico de la refinería Puerto la Cruz, (nivel 13.8kV), para así escoger la condición que aporte mayor flujo de corriente para evaluar la capacidad adecuada de los equipos de protección y los dispositivos de interrupción asociados, en los escenarios operacionales planteados.

w PDVSA ha realizado estudios previos para verificar los niveles de cortocircuito, sin embargo, esos estudios eran realizados sin tomar en cuenta las expansiones que ha tenido el sistema eléctrico de la refinería Puerto la Cruz aguas abajo. En este proyecto

se realiza el estudio de cortocircuito tomando en cuenta todas las cargas actualmente instaladas, la generación y la interconexión con la red utilitaria, para así determinar el valor máximo del flujo de corriente a través de la barra principal de Planta Eléctrica, con las herramientas del programa ETAP.

w Los derechos para el cálculo de fallas con ETAP están en conformidad con las ediciones más recientes de los estándar ANSI/IEEE (C37series) y los IEC (IEC 909 y otros). En este estudio se aplicó la metodología basada en los estándares ANSI/IEEE., En el cálculo de cortocircuito ANSI/IEEE, una fuente de voltaje equivalente en la ubicación de la falla, la cual es igual al voltaje prefalla en esa ubicación, reemplazando todas las fuentes de voltaje externas e internas de las máquinas.

w En el sistema eléctrico de la Refinería Puerto la Cruz, los transformadores que manejan los niveles de tensión de 34.5/13.8kV, están solidamente conectados a tierra, en el lado de alto voltaje bajo condiciones específicas según la norma PDVSA N°90619.1.053.

w Se despreciaron las contribuciones de las cargas pasivas a la corriente de cortocircuito.

w Se despreciaron las impedancias de barras colectoras, transformadores de corriente y conexiones.

w Todas las máquinas son representadas por sus impedancias internas. Las capacitancias de las líneas y las cargas estáticas son despreciadas.

2.5.3. Resultados del Estudio de Cortocircuito

Se calcularon los máximos valores de corriente de cortocircuito simétrico y de línea a tierra para el primer medio ciclo con la configuración en planta eléctrica que

describe el escenario N°2 el cual es el escenario escogido para realizar los ajustes a los dispositivos de protección.

Tabla 2.4. Valores Obtenidos de Cortocircuitos.

Fuente: **Autor.**

Ubicación	Barra	Vnominal kV	Icc kAcc 3Φ (1/2 ciclo)	Icc kAcc 1Φ sym (1/2 ciclo)	Icc kAcc 3Io
PPE BARRA_A	-	13,8	40,89	1,61	1,61
16A	A	13,8	1,31	0,034	0
10A	A	13,8	0,075	0,002	0
9A	A	13,8	0,29	0,008	0
7A	A	13,8	0,47	0,012	0
6A	A	13,8	0,33	0,008	0
4A	A	13,8	5,31	0,271	0,402
14A	A	13,8	9,74	0,393	0,403
3A	A	13,8	0,44	0,011	0
1A	A	13,8	2,92	0,081	0
PPE BARRA_B	-	13,8	40,89	1,61	1,61
1B	B	13,8	0	0	0
3B	B	13,8	0,21	0,005	0
14B	B	13,8	9,74	0,393	0,403
4B	B	13,8	5,31	0,271	0,402
6B	B	13,8	0,32	0,008	0
7B	B	13,8	0,60	0,016	0
9B	B	13,8	0,18	0,005	0
10B	B	13,8	0,25	0,006	0
16B	B	13,8	3,46	0,089	0

Los valores obtenidos de las corrientes de cortocircuito trifásico simétrico máximo en las barras principales de las subestaciones bajo estudio a un nivel de tensión de 13.8kV, superan la corriente nominal de la barra, demostrándose que durante la operación en conjunto de los tres (3) turbogeneradores y la interconexión RPLC- VALCOR se excede el valor de corriente de cortocircuito nominal de la barra principal en Planta Eléctrica. Una medida para solucionar este problema es la colocación de un reactor limitador de corriente en el enlace de la barra, proyecto que está siguiendo las etapas ingenieriles para ser construido y ejecutado.

Para más detalle, en el anexo A se muestran los resultados en el formato arrojado por el programa del estudio de falla de línea a tierra; y para los resultados de cortocircuito simétricos máximo obtenidos en las barras restantes del sistema eléctrico.

2.6. Sistemas de Protecciones.

Es el conjunto de equipos y dispositivos eléctricos cuya finalidad es proteger al sistema de potencia de daños causados por sobrecorrientes y sobretensiones transitorias que pueden ocasionar la pérdida de equipos, fallas en el sistema y que representan un peligro para el personal.

Un sistema de protecciones es necesario por las siguientes razones:

- w Protección a las Personas.

- w Reducción de costos asociados a la reparación o reemplazo de los equipos fallados.

- w Reducción de costos asociados a la pérdida de producción o interrupción del servicio.

- w Minimizar los efectos adversos sobre el balance del sistema.

- w Evitar el esparcimiento de la falla a equipos adyacentes.

- w Disminuir el período de indisponibilidad del equipo fallado.

2.6.1. Características del sistema de protección:

Características indispensables:

- w *Seguridad*, el hecho de que el sistema de protección actúe no debe ser peligroso para las personas o para el resto de los equipos.

Características deseables:

- w *Rapidez*, el sistema de protección debe actuar antes de que los elementos se deterioren por la sobrecorriente.

- w *Confiabilidad*, el sistema de protección debe actuar ante fallas y no ante corrientes y sobrecorrientes normales en el sistema, las de arranque de motores y las de energización de transformadores (inrush).

- w *Sensibilidad*, el sistema de protección debe detectar la falla aunque la misma sea leve.

- w *Selectividad*, que actúe la protección eléctricamente más cercana a la falla de manera de dejar sin servicio la menor porción de red (idea: dejar fuera de servicio la menor cantidad posible de carga).

En el ejemplo de la figura 2.9 se dice que hay selectividad entre los dispositivos de protección A y B y entre B y C si para cualquier falla aguas abajo de A sólo abre el dispositivo A (aunque la corriente de falla I_d haya sido detectada también por B y C).

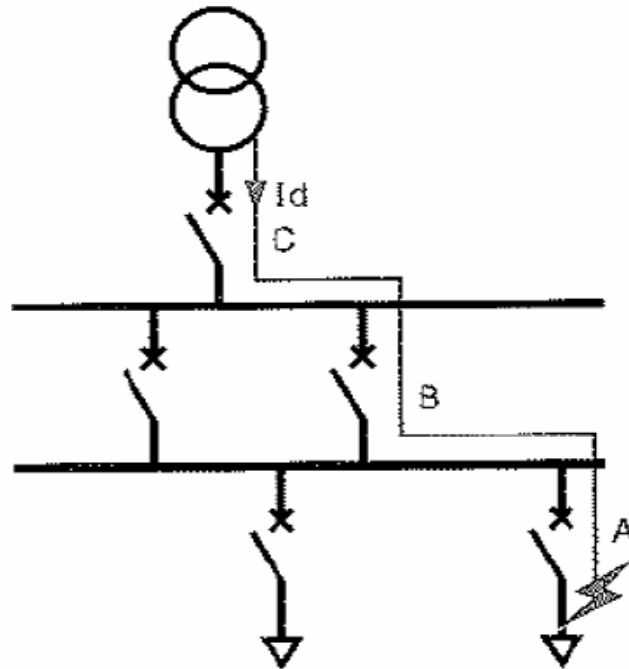


Figura 2.9. Esquema de Selectividad.

Fuente: **Schneider.**

Una red de AT alimenta muchísimos consumidores para los que una interrupción de la alimentación puede ser grave. Una buena coordinación de las protecciones contra los cortocircuitos fase-fase, las sobrecargas, los defectos fase-tierra, permite una continuidad de la explotación óptima. La coordinación de las protecciones puede requerir un estudio bastante complejo. En los casos muy simples, redes en antena, la selectividad al disparo, se limita a verificar cuándo se tienen sobreintensidades.

Se consigue la selectividad si, para todas las corrientes superiores a las de regulación de los distintos relés que detectan el defecto, el tiempo más allá del cual el proceso de disparo del interruptor de ruptura aguas arriba es ya irreversible, es superior al tiempo total de ruptura del interruptor aguas abajo.

Esta condición se verifica fácilmente por yuxtaposición de las curvas características de funcionamiento de los relés (figura 2.10).

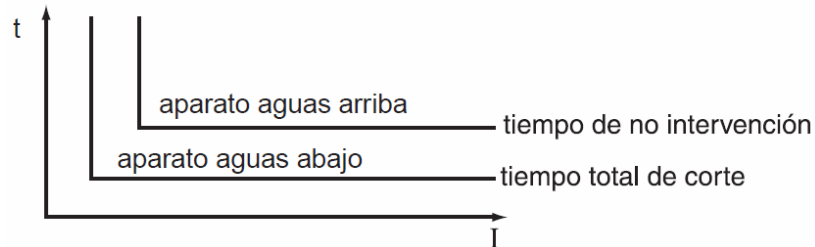


Figura 2.10. Yuxtaposición de curvas características del funcionamiento de los relés.

Fuente: **Schneider**

2.6.2. Zonas de Protección

Área física de un sistema eléctrico limitada por el mínimo número de interruptores necesarios para despejar cualquier falla en dicha zona.

w *Protección principal y protección de respaldo*: la principal y otra por si acaso la principal no actúa. Ejemplos:

– Motor: la protección principal contra sobrecargas es el relé térmico. Sin embargo, el fusible (protección contra cortocircuito) proporcionará algo de protección de respaldo contra sobrecargas.

w *Respaldo local* (figura 2.11).

– Interruptores en serie: el interruptor ubicado aguas arriba proporcionará protección de respaldo contra cortocircuito al equipo protegido por el interruptor ubicado aguas abajo.

w *Respaldo remoto* (figura 2.11).

-*Protección unitaria* (figura 2.11): sólo es capaz de detectar fallas en su zona, así que no requiere coordinación (ej.: protección diferencial de transformador).

-*Protección no unitaria*: es capaz de detectar fallas fuera de su zona; por lo tanto, sí requiere coordinación.

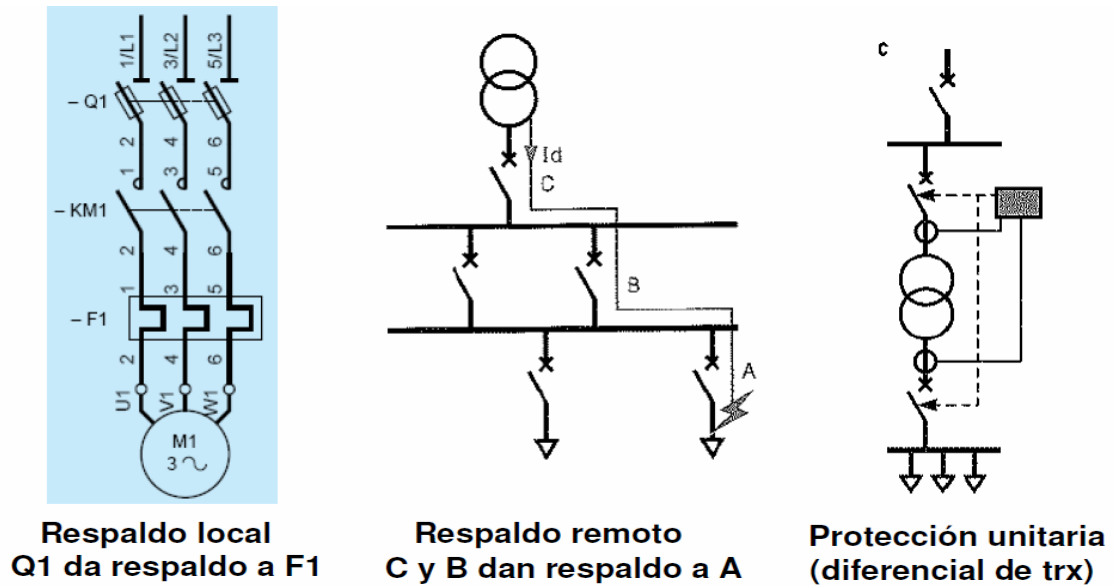


Figura 2.11. Representaciones de Zonas de Protección.

Fuente: **Schneider**.

2.6.3. Tipos de Protecciones.

Las principales protecciones en los sistemas de potencia dependen del equipo o circuito que se requiere proteger y del tipo de falla de la cual se solicita resguardar, de manera general, entre las protecciones principales se tiene:

- w Protecciones contra sobrecorrientes a tiempo constantes o inverso.
- w Direccionales.
- w Diferenciales.

Otras protecciones especifican por ejemplo, contra frecuencia baja, contra sobre velocidad, contra retorno de potencia, contra impedancia mínima, etc.

Estas protecciones se completan con automatismos del tipo: inversores de fuente, desconectores/reconectores de cargas cuya actuación atenúa o provoca transitorios de potencia en la red.

Objeto de este trabajo son las protecciones de sobrecorriente de las cuales se especifica más información a continuación.

2.6.3.1. Protecciones de Sobrecorriente.

El objetivo de la protección en sobrecorriente es la aplicación sistemática de ciertos criterios para ajustar los dispositivos de sobrecorriente de tal manera que las fallas de cortocircuito en las diversas zonas sean removidas colocando fuera de servicio la menor cantidad posible de cargas y equipos (es decir, sólo la *zona de protección* afectada).

Parte de los criterios son aquellas condiciones y guías establecidas en el Código Eléctrico Nacional vigente. En el caso venezolano, éste corresponde a una versión de NEC de USA, Standard NFPA-70 del año 1996:

w La coordinación de sobrecorriente se inicia en las cargas (ramales y terminaciones de la red eléctrica bajo estudio), hasta llegar a la(s) acometida(s) o entrada(s) principal(es). El alimentador/ramal con mayor carga de una barra determina la coordinación del dispositivo de sobrecorriente inmediatamente aguas arriba (la entrada o alimentador de dicha barra), y así sucesivamente. Si el ramal más grande, con rango de disparo más alto, coordina con los dispositivos hacia el suministro, entonces la coordinación de los ramales más pequeños está asegurada.

w La representación gráfica tiempo-corriente de los dispositivos de protección y las curvas de límite térmico de los equipos permiten determinar el grado de protección ofrecido a transformadores, motores y demás componentes del sistema.

w En la búsqueda de la máxima selectividad y protección se presentan con frecuencia situaciones conflictivas que obligan a sacrificar alguno de los objetivos. Para cada uno de estos casos prevalecen criterios prácticos de ingeniería, aunque en general el de protección priva sobre el de selectividad.

w Las corrientes momentáneas se utilizan para determinar la selección y los ajustes de los dispositivos instantáneos.

w La corriente máxima de interrupción se utiliza para determinar el intervalo máximo de coordinación (corriente de coordinación); la corriente mínima de interrupción es necesaria para garantizar que los dispositivos seleccionados y ajustados posean suficiente sensibilidad.

w La corriente máxima (y su dirección fasorial) que circula por los enlaces entre áreas en caso de oscilaciones de potencia y otros fenómenos transitorios se utiliza para verificar el compromiso entre selectividad y protección en aquellos casos de enlaces entre áreas diferentes, cada una con generación propia (sistemas interconectados). Este examen es necesario para impedir que fenómenos externos (arranques de motores muy grandes de áreas vecinas, oscilaciones de potencia) separen las áreas o disparen en forma espúrea alguna(s) carga(s) en una o varias de las áreas interconectadas.

2.6.4. Simbologías típicas.

Para representar los diferentes tipos de protecciones según su función (figura 2.11) se tiene que:



$I >$	Protección de máximo de corriente (50 / 51)
$I \leftarrow$	Protección direccional de corriente (67)
$I_o >$	Protección de máximo de corriente homopolar (50N / 51N)
$I_o \leftarrow$	Protección direccional de tierra (67N)
I_i	Protección de máximo de componente inversa / desequilibrio (46)
I	Protección de imagen térmica (49)
ΔI	Protección diferencial (87)
$\Delta I_o >$	Protección diferencial de tierra (87G)
$U <$	Protección de mínimo de tensión (27)
$> f >$	Protección de máxima y mínima frecuencia (81)
$U >$	Protección de máxima tensión (59)
$P \leftarrow$	Protección contra retorno de potencia activa (32P)
$Q \leftarrow$	Protección contra retorno de potencia reactiva o desexcitación (32Q / 40)
$U_o >$	Protección de máxima tensión homopolar (59N)
	Relé Buchholz (63/71)
	

Figura 2.11. Simbología Típica de Protecciones.

Fuente: **Schneider.**

2.6.5. Dispositivos Asociados a los Sistemas de Protección.

Estos son los equipos requerido para detectar, localizar e iniciar el despeje de una perturbación; incluye: TC's, TP's, cableado de AC y DC, relés, fusibles. Excluye: interruptores, bancos de baterías, etc.

2.6.5.1. El Transformador de Intensidad.

Es un equipo perteneciente a los denominados transformadores de medida que nos permite reducir el valor de la corriente que circula por un conductor a un valor proporcionalmente más bajo para que pueda ser utilizado por los instrumentos de medida o protección. Otra de las funciones que tienen los transformadores de

corriente (figura 2.12) es la de aislar los sistemas de baja tensión, donde se encuentran los instrumentos de medida, de los sistemas de alta tensión.

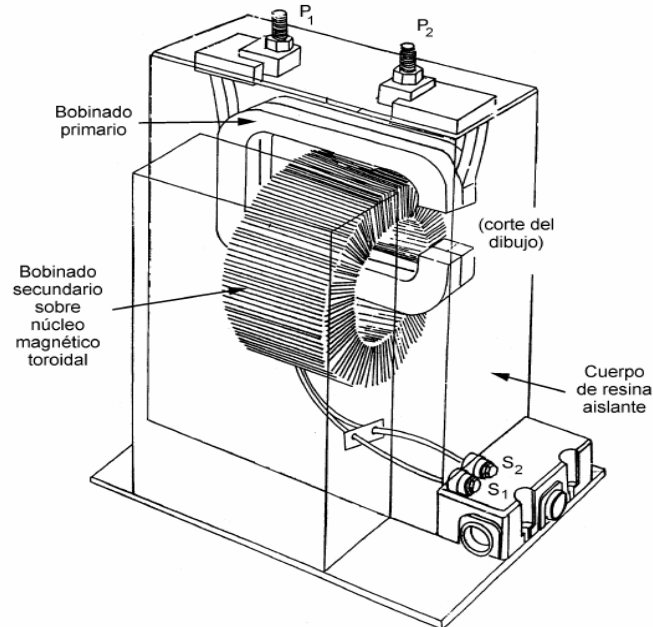


Figura 2.12. Transformador de Corriente.

Fuente: **Schneider**.

En Media y Alta Tensión, los transformadores de corriente (en adelante TC) cumplen la doble función de reducir la corriente a medir y/o controlar, a un valor suficientemente pequeño para poder ser aplicado a los aparatos de medida o de protección, y con un potencial a masa de valor no peligroso para el aislamiento de los aparatos y para las personas.

Por tanto, reducen la corriente y a la vez establecen una separación galvánica entre la corriente de MT o AT a controlar y la corriente aplicada a los aparatos de medida o de protección. En consecuencia, en MT y AT, siempre son necesarios los TC, sea cual sea el valor de la corriente de MT o AT a medir o controlar.

La relación entre las magnitudes primaria y secundaria debiese ser FIJA e invariante en el tiempo y también invariante con la magnitud de la señal.

Las Normas que rigen el diseño y la construcción de los transformadores de corriente son las siguientes:

w ANSI/IEEE C57.13-1978 IEEE Standard Requirements for Instrument Transformer.

w IEC 185 Transformadores de Intensidad.

Habitualmente, los TC deben poder funcionar en permanencia con intensidad hasta 20% superior a su nominal primaria y secundaria, o sea hasta $1,2I_n$, sin calentarse por encima de su límite admisible, y en los TC para medida manteniendo su clase de precisión, según se desprende de la tabla de errores admisibles (tabla 2.5).

Tabla 2.5. Límite de errores transformadores de intensidad para protección

Fuente: **Schneider**.

Clase de Preescisión	Error de Intensidad (I primaria asignada en %)	Desfase		Error Compuesto (I primaria asignada en %)
		Minutos	Centirradiantes	
5P	+1	+60	+1.8	50
10P	+3	-	-	10

2.6.5.1.1. Selección y Chequeo de Transformadores de Corriente (Tc's).

La característica de magnetización de cualquier transformador posee dos zonas principales:

w Zona lineal (que comienza cercana a cero corriente primaria, y culmina con la corriente que marca el inicio del codo de saturación).

w Zona no lineal (que comienza en la zona del codo de saturación y continúa en toda la zona de saturación).

Primero se establecer la relación de transformación (N_1 / N_2) más conveniente. Para ello debemos considerar la corriente nominal primaria como base, y la corriente nominal secundaria debería ser alguno de estos dos valores normalizados: 5 A y 1 A (normalmente utilizamos 5 A).

En resumen, *se calcular y especificar los TC's para que éstos operen en la zona lineal en el rango esperado de corrientes de operación y falla.*

Para lograrlo, se conocer: la carga total de cada TC (incluyendo impedancia de cables, relés, instrumentos de medición y cuanto dispositivo conectemos en serie en el secundario); las características del transformador de corriente que pensamos utilizar; el rango de corrientes primarias esperado. Calculando la tensión inducida interna para la máxima corriente posible, lograremos ver si el TC preseleccionado es aplicable.

En la práctica, esto suele traducirse habitualmente en el equivalente a asegurar la linealidad del TC (figura en un rango cuyo máximo está en unas 20 veces la corriente nominal primaria del mismo, con una precisión igual o mejor que 5%.

Especial cuidado ha de tenerse con la saturación producida por la componente de C.C. de la corriente de falla; lo correcto es evitar la saturación para este caso.

Así se ven las curvas características de magnetización (figura 2.13):

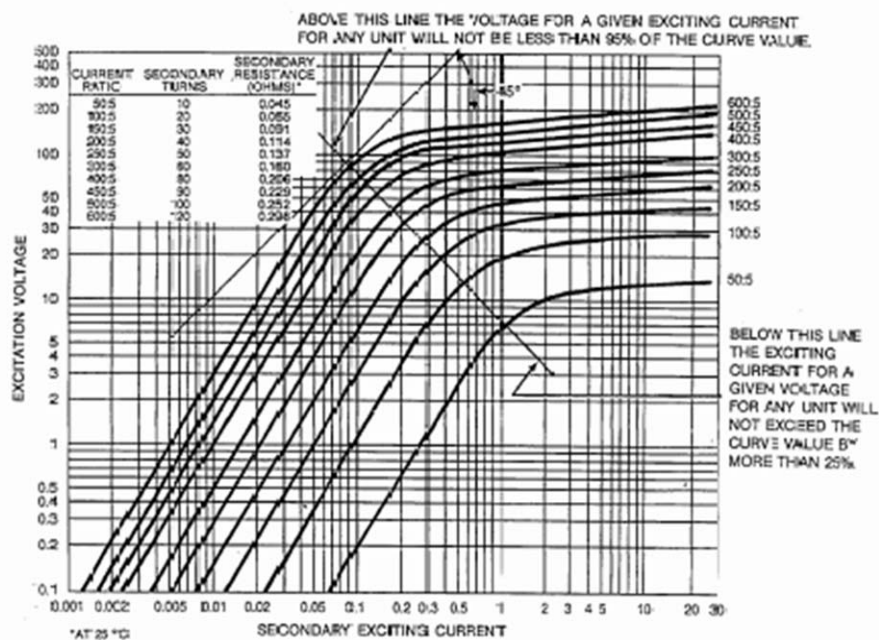


Figura 2.13. Curvas de Magnetización de los TC.

Fuente. Schneider

2.6.5.1.2. Criterios para la Verificación de Transformadores de Corriente dentro del Estudio de Coordinación de protecciones.

Los transformadores de corriente (figura 2.14) en este estudio se utilizan para medir o monitorear la corriente en una línea y para aislar el equipo de medición y el relé conectados al secundario. Se deben tomar en cuenta los siguientes aspectos que son primordiales al momento de coordinar las protecciones:

w Si la I_{cc} excede $20 \times I_n = 20 \times 200 = 4\text{KA}$, el TC satura y el relé no detecta la falla.

w El TC es capaz de soportar $I_{cc}^2 \times 3\text{seg}$.

w El tiempo que puede circular la corriente de carga sin dañar el TC es:

$$t = (I_{cc}^2 \times 3) / (I_{carga})^2$$

2.7.

w La Impedancia del TC se obtiene considerando la I_{carga} multiplicada por 1,2 y seleccionando el normalizado por arriba.

w Una vez obtenido de las normas este valor, se deben chequear los TC de protección para determinar si no saturan para la máxima corriente de cortocircuito, la ecuación es:

$$I_{np} \geq I_{ccmax} / 20$$

2.8.

Es decir el TC debe soportar una I_{cc} menor a $20 \times I_{ncarga}$.

w Si la corriente nominal del TC no es mayor que la I_n de carga se debe verificar si térmicamente es estable. El diseño de los TC se hace para que soporten la I_{cc} durante tres segundos, su constante termica por lo tanto será:

$$I_{cc}^2 \times 3\text{seg} = k$$

2.9.

Para cualquier corriente el tiempo que puede circular una corriente sin que dañe el TC por efecto termico viene dado por la siguiente ecuación:

$$t = (I_{cc}^2 \text{ de diseño} \times 3\text{seg}) / (I^2 \text{ que se quiere verificar})$$

Ec. 2.10.

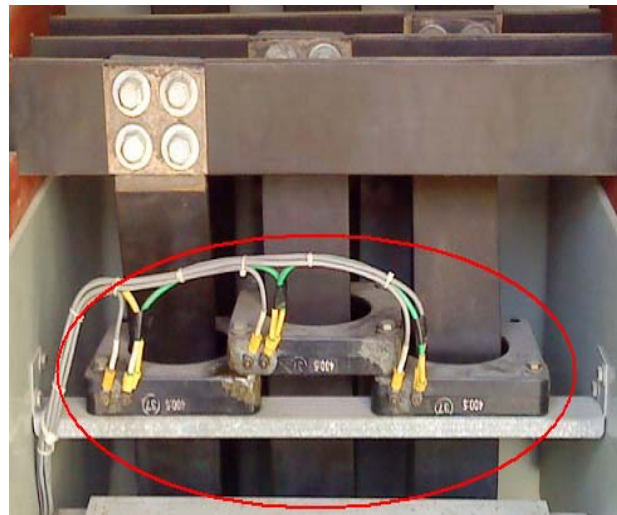


Figura2.14. Transformadores de Corriente (Tiroides).

Fuente: RPLC.

2.6.5.2. El Transformador de Tensión.

Los sistemas de protección tienen varias funciones que son cubiertas por diferentes equipos dentro de un esquema de protección dado, en este sentido, los interruptores cumplen la función interruptora, los relés la función detectora y en el caso que nos ocupa los transformadores de tensión (figura 2.15) la función reductora.

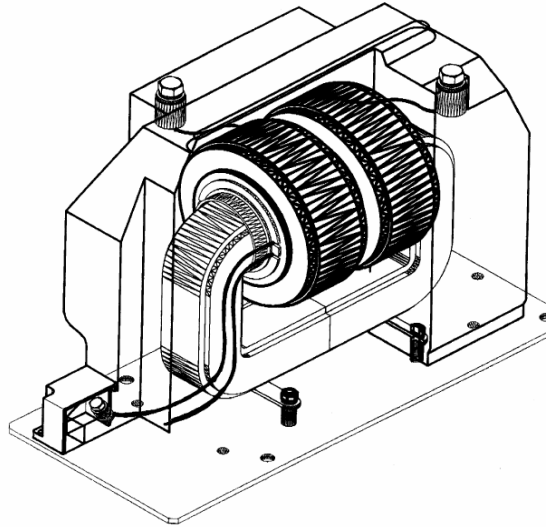


Figura 2.15. Transformador de Potencial.

Fuente: **Schneider**.

Es un equipo perteneciente a los denominados transformadores de medida que nos permite reducir el valor de la tensión de un circuito en alta tensión a un valor proporcionalmente más bajo para que pueda ser utilizado por los instrumentos de medida o protección.

Las Normas que rigen el diseño y la construcción de los transformadores de tensión son las siguientes:

w ANSI/IEEE C57.13-1978 IEEE Standard Requirements for Instrument Transformer

w IEC 186 Transformadores de tensión.

2.6.5.3. Relés De Protección

El Instituto de Ingenieros Electricistas y Electrónicos (IEEE) define al relevador (figura 2.16) como "un mecanismo eléctrico que está diseñado para interpretar condiciones específicas, se encuentra para responder a la operación de cierre a causa de un cambio abrupto o hechos similares asociados con circuitos eléctricos de control". El funcionamiento general de los relés de protección es tal que, al sobrepasar o descender por debajo de un valor de la magnitud de acción que ellos vigilan, hace dispararse al interruptor de potencia. Los relevadores son utilizados en todas las partes importantes de los sistemas eléctricos de potencia, acompañados por lo regular con fusibles para la detección de las condiciones intolerables.



Figura 2.16. Diferentes Relés de protección.

Fuente: Schneider.

La detección de las condiciones de falla y el aislamiento del disturbio tan rápido como sea posible, es la función de los dispositivos de protección. Su correcta aplicación depende de muchos factores que involucran estudios y experiencia. En la

generación de potencia eléctrica, distribución en alta tensión y protección del equipo principal, los dispositivos de protección se usan en forma extensiva, uno de los principales son los relés que se diseñan para distintas aplicaciones y en distintos tipos.

El estudio de los relés es todo un tratado, por lo que no se considera dentro del alcance de este trabajo.

2.6.5.3.1. Características de los Relés

Cualquiera que sea el tipo de relé o su principio de funcionamiento, su aplicación en la protección debe cumplir con las siguientes características:

a) *Selectividad*: los relés deben distinguir entre una falla en su zona de protección y una falla externa; y solo despejarla si está dentro de su zona de protección.

b) *Sensibilidad*: es la propiedad por la cual los relés deben operar para la falla mínima que se presente.

c) *Confiabilidad*: un relé es confiable si opera para todo tipo de falla para el cual fue diseñado. Los relés permanecen inactivos durante mucho tiempo, por lo tanto, deben estar en buenas condiciones para operar cuando se presente la falla.

d) *Velocidad*: un relé debe operar lo más rápido posible, para despejar una falla y minimizar los daños; sería inútil que un relé opere cuando se han causado daños considerables en el sistema.

2.6.5.3.2. Clasificación de los Relés de Protección.

Para estudiar con provecho las posibilidades de utilización de los relés de protección se ha de intentar una clasificación sistemática de estos relés, lo cual resulta un extremo difícil por la gran variedad de tipos existentes por lo que solo se definirán

los conceptos necesarios para el desarrollo del presente trabajo. Utilizando diferentes criterios de clasificación:

w Por las características constructivas: relés electromagnéticos, relés de inducción, relés electrodinámicos, relés electrónicos y relés térmicos.

Los *relés electromagnéticos* están basados en la fuerza de atracción ejercida entre piezas de material magnético. Esta fuerza mueve una pieza móvil en sentido de la disminución de la reluctancia del circuito magnético.

Los *relés de inducción*, su estructura básica consta de un disco móvil que gira sobre un eje y que deja un entrehierro con respecto a los núcleos magnéticos de las bobinas inductoras. Estos relés son de aplicación general por las múltiples combinaciones que admiten.

Los *relés electrodinámicos*, están basados en el mismo principio, si no muy similar, al de los aparatos de medida tipo galvanómetro se trata de la acción que una bobina fija ejerce sobre una bobina móvil, induciendo la primera un par motor que hará girar un ángulo determinado el conjunto de la bobina móvil. A estos relés también se les conoce como *relés ferrodinámicos*.

Los *relés electrónicos* recurren, para su funcionamiento, a dispositivos eléctricos tales como válvulas, diodos, tiristores, transistores, etc. Estos relés se emplean en la técnica de la protección desde hace relativamente poco tiempo y aun no se ha cubierto todas las posibilidades que los dispositivos electrónicos pueden proporcionar en la protección de maquinas y redes.

w Por la magnitud eléctrica que controlan o miden: relés de intensidad, relés de tensión, relés de producto, relés de cociente, relés diferenciales y relés de frecuencia.

w Por las características del tiempo de funcionamiento: relés de acción instantánea y relés de acción diferida.

w Por la forma de funcionamiento: relés directos y relés indirectos

w Por la forma de desconexión: relés de desconexión mecánica y relés de desconexión eléctrica.

w Por la forma de conexión: relés de reenganche automático y relés de bloqueo.

2.6.5.3.3. Código ANSI de Relés.

Los relés generalmente se designan por un número de acuerdo a su función (tabla 2.6). A continuación veremos algunos (los más usados en esta tesis) de los números y su descripción. En el anexo B se puede observar la numeración ANSI en su totalidad.

Tabla 2.6 Numeración ANSI de los relés más comunes.

Fuente: **Harper E.**

Código	Definición
2	Relé de tiempo diferido
21	Relé de mínima impedancia (o mínima distancia)
27	Relé de mínima tensión
32	Relé direccional de potencia
37	Relé de mínima corriente (o mínima potencia)
49	Relé térmico para máquinas o transformadores
50	Relé instantáneo de máxima corriente
51	Relé de máxima corriente
59	Relé de máxima tensión
64	Relé de falta a tierra
67	Relé direccional de máxima corriente
68	Relé de bloqueo
76	Relé de máxima corriente continua
81	Relé de frecuencia
87	Relé diferencial
92	Relé direccional de tensión y potencia

2.6.6. Protecciones Mínimas Requeridas por PDVSA

2.6.6.1. Bajo Voltaje (Dispositivo 27).

Esta protección es ajustada por decrecimientos de voltajes para accionar los contactos a un voltaje específico. Los usos más típicos en este tipo de protección son:

- a) Protección de bajo voltaje en la barra.
- b) Esquemas de transferencias automáticas.
- c) Funciones de bloqueo
- d) Protección de respaldo y
- e) Aplicaciones con retardo de tiempo (temporizadas).

2.6.6.2. Secuencia de Fase de Voltaje (Dispositivo 47).

Esta función de protección es usada para proteger máquinas ac de bajos voltajes y prevenir arranques con fases abiertas o secuencias invertidas; también puede proporcionar protección contra sobre voltaje. Ésta protección monitorea el voltaje de la barra y así se puede proteger a un grupo de motores.

2.6.6.3. Protección Contra Sobrecorriente Temporizada e Instantánea (Dispositivo 50/51).

Es la más comúnmente utilizada en los esquemas de protección. Puede ser usada como protección primaria y de respaldo y están presente en toda la zona de protección del sistema. La protección contra sobrecorriente temporizada con retardo de tiempo es seleccionada para dar un disparo con retardo de tiempo deseado a cierto valor de corriente. Mientras que la protección contra sobrecorriente instantánea, es seleccionado para producir un disparo a muy alta velocidad a un valor de corriente específico.

2.6.6.4. Sobrevoltaje (Dispositivo 59).

Este tipo de protección es típicamente usada para monitorear niveles de voltaje en barras o generadores para iniciar maniobras u operaciones de disparo. Otras de las aplicaciones de este tipo de protección están la protección simple contra sobrevoltaje en la barra y la detección de falla a tierra.

2.6.6.5. Sobrecorriente Direccional (Dispositivo 67).

Esta protección es usada para producir disparos sensibles a corriente de fallas en una dirección y no en la dirección contraria a la ajustada.

2.6.6.6. Relé de Frecuencia (Dispositivo 81).

Esta protección opera para valores predeterminados de frecuencia, tanto por debajo como por encima del valor nominal o normal de frecuencia del sistema. Cuando opera para valores de frecuencia por encima del valor ajustado, es llamado relé de sobrefrecuencia; cuando opera para valores por debajo del valor nominal es llamado relé de bajafrecuencia; ambas funciones son muchas veces incluidas en el mismo caso, pero son utilizada para propósitos distintos.

2.6.7. Características Tiempo-Corriente de los Relés de Sobrecorriente

El funcionamiento de un relé de sobrecorriente es simple ya que su operación depende de dos (2) variables básicas

El nivel de corriente mínima de operación (o corriente de Pick-Up), que es aquel valor que produce el cambio de estado del relé.

La característica de tiempo de operación, es decir la forma en que el relé responde en cuanto al tiempo.

De acuerdo a la característica de tiempo de operación, los relés pueden clasificarse, en general, tal como se muestra en la figura 2.17:

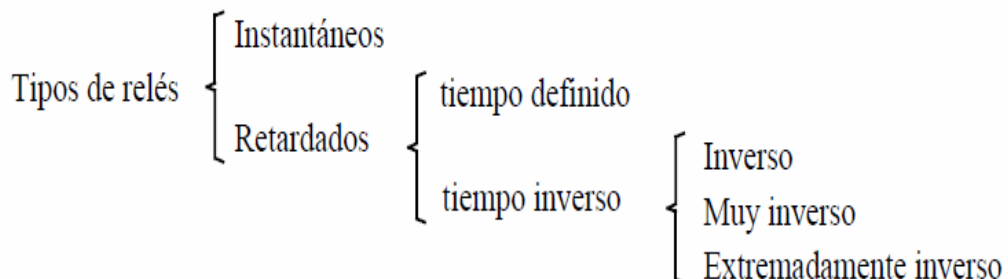


Figura 2.17. Tipos de rele según su Cracteristica de Opeación.

Fuente: **Harper E.**

2.6.7.1. Relé de Sobrecorriente Instantáneo (dispositivo 50).

Una protección simple de tiempo definido podría obtenerse usando un relé instantáneo en conjunto con un elemento temporizador (T) que produzca el retardo necesario. Este tipo de relé se diseña para operar sin retraso intencional, cuando el valor de la corriente excede al valor ajustado en el relé. El rango de tiempo en la operación de éste tipo de relé varía en un rango entre 0.016 segundos y 0.10 segundos; su característica se expresa mediante un diagrama tiempo-corriente como el que se muestra en la figura 2.18.

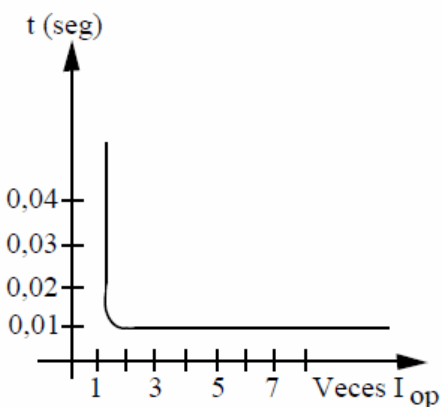


Figura 2.18. Curvas de Tiempo Corriente de Relés Instantáneo.

Fuente: **Harper E.**

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 solo si la sobrecorriente se mantiene durante el tiempo necesario. En caso contrario, el relé se repone.

2.6.7.2. Relé de Sobrecorriente con Retraso de Tiempo (dispositivo 51)

Este tipo de relé presenta una característica de tiempo definido e inverso, el cual opera cuando la corriente excede un valor determinado, por lo general, a mayor corriente implica menor tiempo para enviar la señal de disparo.

La principal características de este tipo de relés es que mientras mayor sea la corriente aplicada, menor es su tiempo de operación. Este principio da origen a una variedad de relés con diversas características de tiempo de operación y pequeñas diferencias de diseño eléctricas y mecánicas. En el caso de los de tipo electromecánico, el relé está basado en una unidad de medida de disco de inducción, ya sea del tipo de espira en cortocircuito o wattmétrica.

2.6.7.2.1 Tiempo Definido

Los relés con este tipo de curva se aplican en donde no existe la necesidad de coordinar con otros dispositivos y en donde la corriente de falla prácticamente no varía entre un valor máximo y un valor mínimo, o bien, entre una falla local o en una burra remota

En este método se utiliza un intervalo de tiempo entre cada uno de los relés que controlan los interruptores del sistema, para asegurar que opere primero el que está más cerca de la falla. En la figura 2.19 se muestra una aplicación donde la condición de operación selectiva es que los relés van aumentando su tiempo de operación a

medida que se acercan a la fuente, lo que permite que opere primero el que está más cerca del punto de falla.

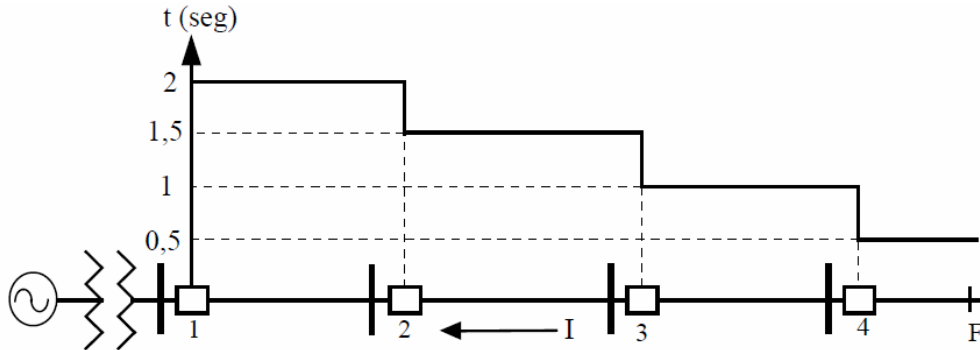


Figura 2.19. Selectividad con protecciones de Tiempo definido.

Fuente: **Schneider**.

Este método se usa preferentemente en líneas radiales o en líneas en anillo, donde la corriente de falla entre las diversas secciones no difiere mucho. Esta forma de dar selectividad se consigue con relés de tiempo definido, en los cuales la unidad de sobrecorriente juega el papel de iniciar el conteo del tiempo. Por esta razón se les denomina como relés con retardo independiente (del tiempo). Su uso está más difundido en Europa, pero tiene la desventaja que el tiempo de despeje de las fallas es cada vez mayor hacia las proximidades de la fuente, justamente donde el nivel de falla es mayor y donde se debiera actuar con más rapidez.

2.6.7.2.2. Tiempo Inverso

En instalaciones eléctricas en donde por cambios en la potencia inyectada o modificaciones en los elementos del circuito (conexión y desconexión de elementos) se presentan variaciones importantes en la corriente de falla, es recomendable la utilización de relé con este tipo de curva.

Como una forma de solucionar las deficiencias que presenta el método anterior, se ha desarrollado otro en base a relés de sobrecorriente de tiempo inverso, tal como se muestra en la figura 2.20.

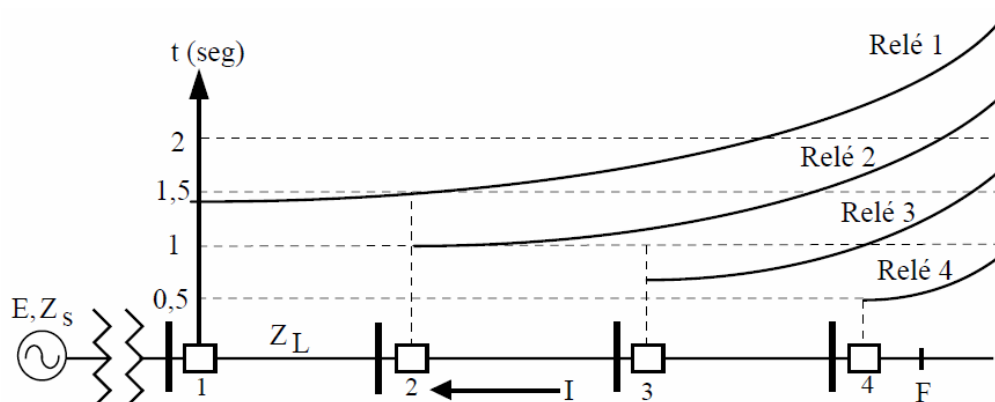


Figura 2.20. Selectividad con protecciones de Tiempo Inverso

Fuente: **Schneider.**

Las desventajas en la aplicación de protecciones de tiempo inverso, se dan cuando la razón t_1/t_2 no es apreciablemente menor que la unidad y cuando Z_s varía apreciablemente con la capacidad de generación conectada al sistema

2.6.7.2.3. Tiempo Muy Inverso.

En instalaciones eléctricas, en donde para fallas pequeñas, existen variaciones de corriente y el tiempo de interrupción es pequeño, o bien, se requiere coordinar con las curvas de fusibles; esta característica resulta ser la adecuada.

2.6.7.2.4. Tiempo Extremadamente Inverso.

Esta característica es recomendable en las redes de distribución de las compañías eléctricas, ya que es la mejor que se coordina con restauradores y fusibles de un mismo circuito, que es una aplicación típica de las redes de distribución aérea.

2.6.8. Definición del tipo de curva a utilizar:

Existen varios juegos de curvas normalizados (figura 2.21) como se observó en la sección anterior, que pueden ser escogidos, y que varían en su grado de inversidad: w Curvas ANSI: inversa, muy inversa, extremadamente inversa, moderadamente inversa.

w Curvas IEC: Curva C, Curva B, Curva A, inversa corta.

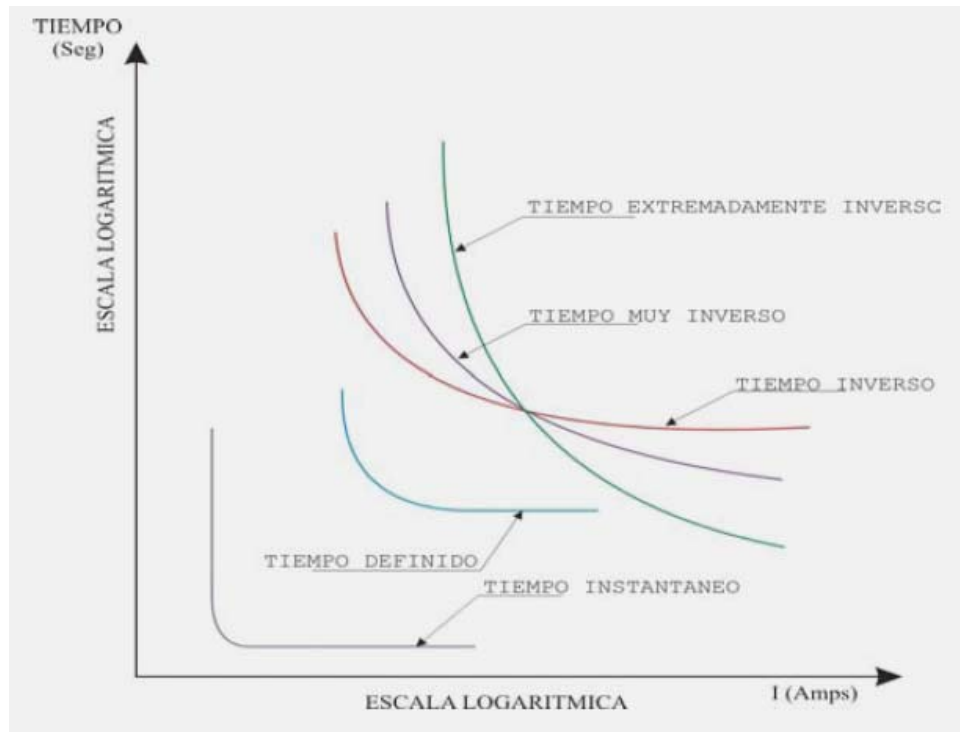


Figura 2.21. Curvas Tiempo Corriente Representativas.

Fuente: **Harper E.**

2.6.8.1. Términos Importantes para la Selección de la Curva y del los Ajustes de los Relés en General.

w *Pick-up (ajuste I):*

Con este término se designa el parámetro de ajuste que le dice al relé el valor de corriente a partir del cual comienza a ser operante la curva de protección de sobrecorriente. Este es, en otras palabras, el punto a partir del cual el conteo de tiempo se inicia. Estas curvas son de característica inversa (con diversos grados de inversidad) en los ejes tiempo (eje de las ordenadas) y corriente (eje de las abcisas).

w ***Time-dial (ajuste 2):***

Con este término se designa el parámetro de ajuste que le dice al relé la posición de la curva entre los ejes corriente-tiempo. Ajustando apropiadamente el mismo, se logra el desplazamiento de la curva inversa hacia arriba del plano tiempo-corriente, o en dirección contraria. Un desplazamiento hacia arriba implica desensibilización; en dirección contraria implica sensibilización y por ende mayor velocidad de operación.

2.6.8.2. Bases de Estudio de Protecciones para Escoger la Curva Característica.

w ***Curva Inversa:***

Protección de sobrecorriente de fase o tierra en Redes de Suministro Eléctrico o en Sistemas Eléctricos Industriales. Especialmente aplicables en aquellos puntos donde la magnitud de la falla depende de la capacidad de cortocircuito del sistema a una topología específica: el relé presenta una característica t-I casi plana a altas corrientes, lo cual implica pequeños cambios en los tiempos de operación sobre un amplio rango de corrientes de falla.

w ***Curva Muy Inversa:***

Protección de sobrecorriente de fase o tierra en Redes de Suministro Eléctrico o en Sistemas Eléctricos Industriales. Especialmente aplicables en líneas de subtransmisión y distribución, donde la magnitud de la corriente de falla es principalmente una función de la localización relativa de la falla con respecto al relé. Además, provee mejor coordinación con interruptores de baja tensión o como respaldo de otros relés.

w ***Curva Extremadamente Inversa:***

Utilizada en Alimentadores de Suministro Eléctrico de Distribución Primaria para coordinar con fusibles y reconectores principales y ramales.

w ***Curva Tiempo Corto:***

Diseñada para proveer protección contra sobrecorriente cuando se requiere despeje rápido de fallas, tales como en protección residual de tierra, o cuando la rapidez es un factor clave para la estabilidad transitoria del Sistema Eléctrico. También aplicado en algunos casos a los esquemas diferenciales de barras y generadores cuando la restricción de armónicas no es necesaria.

w ***Curva Moderadamente Inversa:***

Aplicada con frecuencia en la protección de motores, para evitar problemas en motores con largo tiempo de arranque.

w ***Curva Tiempo Definido:***

Para uso en aquellos casos en que las corrientes de falla y la capacidad de generación varían sensiblemente en un amplio rango. La función es de tiempo fijo (una línea recta horizontal en el gráfico t-I) a partir de unas 10 veces la corriente de pick-up.

2.7. Elementos del Sistema en Estudio y sus Características de Protección.

En los circuitos asociados a Planta Eléctrica en 13.8kV de la refinería Puerto La Cruz existen diferentes dispositivos de protección para cada equipo mayor, líneas y barras que se encuentran instalados, esto lo veremos como se muestra a continuación:

2.7.1. Generadores.

La actuación de las protecciones de un generador obliga a:

- w Abrir el interruptor principal.
- w Abrir el interruptor de campo.
- w Cerrar el paso del combustible a la maquina motriz.
- w En ciertas situaciones aplicar frenos.

En las protecciones de estos equipos se consideran los esquemas principal y de respaldo, para fallas entre fases y residuales, así como las funciones de protección propias de las unidades generadoras, dentro de estas últimas se consideran las funciones:

2.7.1.1. Elementos de Corriente.

- w *Sobrecorriente Instantáneo “offline” (50G).*

Esta función protege la máquina durante el arranque y sólo está activa en condiciones “offline” (no conectada a barra). Debido a que no tiene que diferenciar para fallas aguas abajo, cuando está en línea, se logra un ajuste bastante sensitivo.

- w *Sobrecorriente de tierra (50 / 51 G).*

Esta protección para el caso en estudio debe coordinarse con el alimentador 16/A Y 16/B que alimenta el Patio de Celdas de RPLC.

- w *Secuencia Negativa (46).*

El SR489 posee una alarma en tiempo definido y un disparo por sobrecorriente de tiempo inverso, para proteger el rotor del generador de sobrecalentamiento por presencia de corrientes de secuencia negativa.

Las curvas vienen expresadas en función de una constante “K”, la cual varía entre 1 y 100. Es responsabilidad del fabricante, quien conoce las variaciones térmicas del equipo, suministrar el valor de “K”.

w *Energización Inadvertida.*

Esta protección ayuda a limitar el daño que puede ocurrir si el generador es accidentalmente conectado a línea, mientras está fuera de servicio.

w *High set phase O/C (Instantáneo de sobrecorriente).*

Esta protección normalmente se deshabilita para evitar falsos disparos por fallas que pueden ocurrir aguas abajo de Planta Eléctrica.

w *Sobrecorriente de Fase, restringida por voltaje (51 V)*

Esta protección se coordina con las protecciones correspondientes a los alimentadores de salida en Planta Eléctrica 16A y 16B. Por su restricción de voltaje permite discriminar entre fallas lejanas a las barras de Planta Eléctrica y fallas cercanas utilizando un monitoreo del voltaje operacional.

2.7.2. Transformadores.

La protección principal habitual (referencial) según el tamaño del transformador en aceite se puede observar en la siguiente tabla 2.7:

Tabla 2.7. Protección principal (referencial) según el tamaño del transformador en aceite.

Fuente: **Ramirez M.**

CAPACIDAD 3 F	PROTECCIÓN (según PDVSA-ExxonMobil)
Todos (*)	Protección contra sobretensiones (Surge Arresters, TVSSs)
< 500 kVA	Fusibles
≥ 500 kVA	Presión súbita/ventilación forzada/dispositivos térmicos/suiche de nivel de aceite
	Relés de sobrecarga y sobrecorriente de fase y tierra.
≥ 10000 kVA ó ≥ 34,5 kV	Relés de sobrecarga, sobrecorriente, restricción de armónicos, protección diferencial porcentual
Transf. Principales o ≥ 500 kVA	Desconexión por desbalance de voltaje/pérdida de fase

Otras condiciones	PROTECCIÓN (según PDVSA-ExxonMobil)
2,4 / 4,16 / 13,8 / 34,5 kV	Resistencia de puesta a tierra (alto ó bajo valor)
> 500-750 kVA 3F	Ventilación forzada

2.7.2.1. Protecciones utilizadas.

w *Sobrecorriente (Relé 50: Sobrecorriente instantáneo).*

Este relé no debe operar para la corriente inrush o para fallas en el secundario del transformador (aguas abajo).

El ajuste generalmente utilizado es 175% (aunque puede variar entre 125% y 200%) de la falla máxima trifásica esperada en el secundario del transformador.

w *Sobrecorriente temporizado (Relé 51:).*

El ajuste de la función 51 debe permitir la sobrecarga del transformador cuando sea necesario y en condiciones de operación aceptables.

El ajuste “pick-up” generalmente utilizado varía entre 125% y 600% de la capacidad mínima del transformador, considerando un 115% de la máxima sobrecarga aceptable.

Para los fines de coordinación de protecciones *la característica tiempo-corriente debe coordinarse con la curva de daño del transformador*, curva ANSI para lo cual se clasifican los transformadores en categorías. Los límites de soporte de transformadores son ampliamente discutidos en dos (2) estándares que son: El Estándar IEEE C57.109-1985 aplicable a transformadores con bobinas inmersas en líquidos y el Estándar IEEE C57.12.20-1988, este último es aplicable para transformadores secos.

w Categoría I (figura 2.22):

Los transformadores de esta categoría pueden ser representados con la curva térmica.

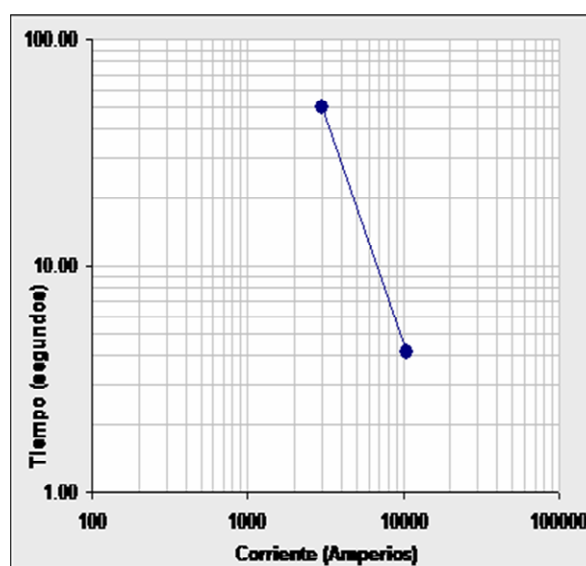


Figura 2.22. Curva Categoría I

Fuente: **Chigne D.**

w Categoría II (Figura 2.23):

Los transformadores de esta categoría generalmente se representan con las curvas térmica y mecánica, caracterizado por la ocurrencia frecuente de fallas (más de 10 en el período de vida útil).

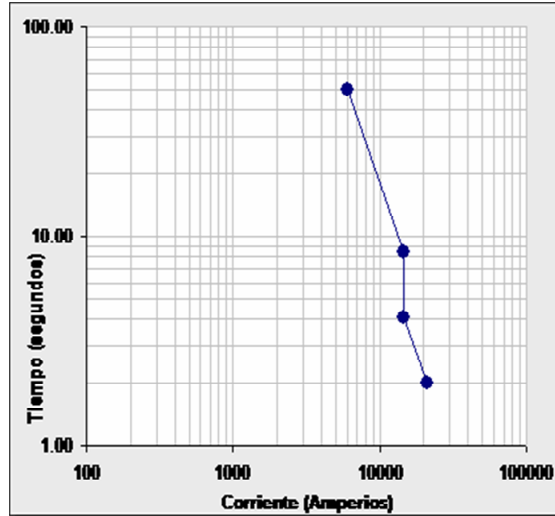


Figura 2.23. Curva Categoría II.

Fuente: **Chigne D.**

w Categoría III (figura 2.24):

Los transformadores de esta categoría generalmente se representan con las curvas térmica y mecánica, caracterizado por la ocurrencia frecuente de fallas (más de 5 en el período de vida útil). Los puntos de la curva son calculados de la siguiente manera:

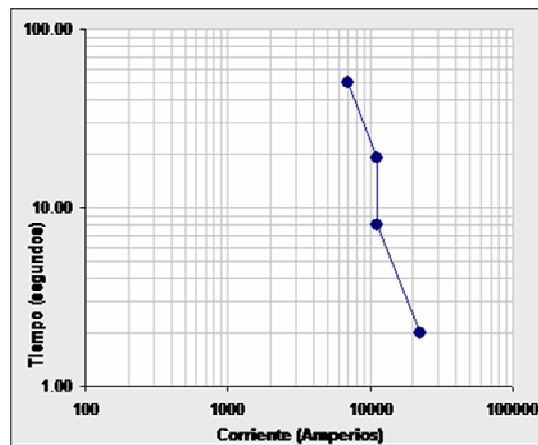


Figura 2.24. Curva Categoría III

Fuente: **Chigne D.**

w Categoría IV(figura 2.25):

Los transformadores de esta categoría son clasificados como susceptibles a la ocurrencia frecuente de fallas, por lo que se representan con ambas (térmica y mecánica).

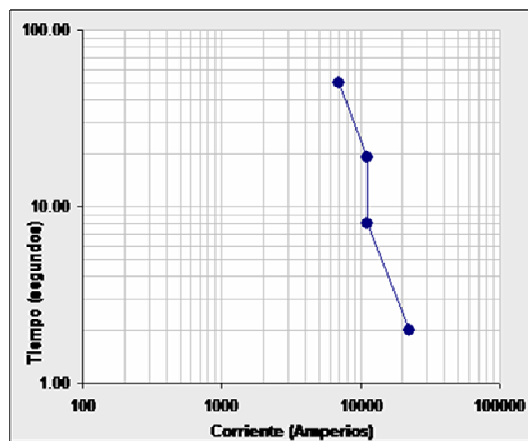


Figura 2.25. Curva Categoría IV.

Fuente: **Chigne D.**

2.7.2.2. Corriente “Inrush” de energización.

La corriente “inrush” de energización se representa mediante un punto, el cual aproxima el efecto de la corriente inrush sobre la operación de los dispositivos de protección asociados.

La corriente “inrush” depende de la capacidad del transformador y generalmente se dibuja en 0.1 segundos y puede ser estimada de la siguiente manera (figura 2.26):

KVA	CORRIENTE "INRUSH" (RMS)
500-2500	8 x Corriente Nominal
> 2500	(10 – 12) x Corriente Nominal

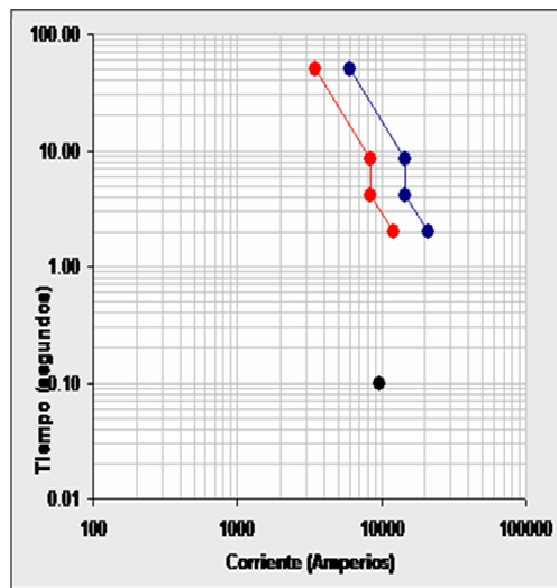


Figura 2.26. Corriente "inrush" del transformador.

Fuente: **Chigne D.**

2.7.3. Protección de Barras.

Las fallas en barras (subestaciones exteriores o interiores, switchgears, MCC's, etc.) suelen ser escasas, pero tan destructivas y peligrosas, que requieren de toda la prevención posible: diseño de barras apropiado para el sitio y condiciones de operación (apropiada resistencia a cortocircuitos externos durante el tiempo necesario, apropiado apretado de conexiones), relés o fusibles de alta velocidad y apropiada sensibilidad en esquemas de protección respaldados, adecuada protección contra sobretensiones en el sistema, apropiada puesta a tierra.

2.7.3.1. Protecciones utilizadas.

w Relés de Sobrecorriente (51/ 51N):

Hoy en día no es necesariamente el más económico; por causa de su economía fue desarrollada en la época de los relés electromecánicos. Las mismas previsiones que han de tomarse para el caso de la protección diferencial porcentual aplican para

este caso. El esquema es más lento en operar que los otros disponibles, lo cual representa una desventaja.

En este tipo de protecciones se consideran todos los esquemas para fallas entre fases y residuales. Principalmente, las protecciones diferenciales de barra y su relé auxiliar de barra. Adicionalmente se debe entregar la información de las protecciones de sobretensión (59) u otras protecciones que estén instaladas en las barras y den activación del relé auxiliar diferencial (86B).

2.7.4. Protección de las entradas o de las salidas de alimentaciones.

2.7.4.1. En régimen neutro impedante.

w Un (1) relé de intensidad máxima a tiempo independiente bipolar, contra los cortocircuitos fase-fase.

w Un (1) relé de intensidad máxima a tiempo independiente, unipolar, insensible a los terceros armónicos, contra los defectos fase-tierra.

w Dos (2) relés de intensidad máxima direccionales sobre cada entrada en paralelo.

2.7.4.2. En régimen de neutro aislado.

Un relé de máxima intensidad a tiempo independiente tripolar contra los defectos fase-fase, bajo determinadas condiciones: empleo de un relé de corriente máxima a tiempo independiente unipolar, insensible al tercer armónico contra los defectos fase-tierra, o empleo de un relé direccional homopolar. Se recuerda que la detección del primer defecto es obligatoria (figura 2.27).

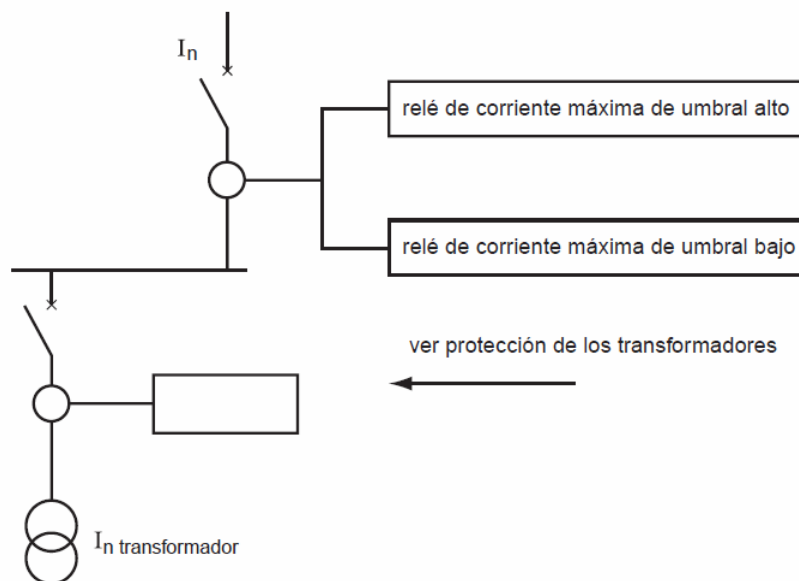


Figura 2.27. Protección de Alimentadores en régimen de neutro aislado.

Fuente: **Schneider.**

Si la celda de llegada alimenta una salida correspondiente a un transformador de gran potencia, se añadirá un relé de intensidad máxima a tiempo independiente bipolar o tripolar de umbral bajo. El objetivo de este relé es el de asegurar una protección complementaria contra los cortocircuitos que se producen en los bornes del secundario del transformador.

La protección de sobrecarga de la red, aguas abajo, es otra aplicación de este relé. Otras protecciones, tales como: relé de frecuencia, relé de tensión, relé a retorno de corriente, equipan a menudo estas celdas.

2.8. Resumen de los Relés Instalados en el Sistema en estudio.

La tarea de recolectar información sobre los equipos de protección del alimentador, barras, tableros principales, generadores y grandes motores fue necesaria para la elaboración del estudio de coordinación de protecciones y se obtuvo de las

placas de los equipos, planos, folletos de los fabricantes y informes técnicos sobre protecciones eléctricas.

Las salidas de los circuitos de planta eléctrica están protegidas por relés electromecánicos y electrónicos de antigua generación (figura 2.28), en las tablas a continuación (2.7 y 2.8) se observan las principales características de los relés de esta sala.



Figura. 2.28. Celdas de los Relés de Los circuitos de Salida instalados en PPE.

Fuente: **Supticia. de Ingeniería de Instalaciones. RPLC.**

Tabla 2.7. Relés Instalados en los Circuitos de Salida de PPE 13.8kV.Fuente: **Autor**

Circuito	Relé			Función		
	Marca	Modelo	Tipo	Protección	Control	Registro
16A	VAMP	255	Numérico	50/51, 50/51n, 81	A/C INT	ACTIVO
10A	GEC-M	MVAX	Electromecánico	95	NA	NA
	GE	12SFC178B6A	Electromecánico	50/51	NA	NA
	GE	SFF204B1A	Electromecánico	81	NA	NA
9A	GE	12SFC178B3A	Electromecánico	50/51	NA	NA
	GE	12SFFS31A1A	Electromecánico	81	NA	NA
8A	GEC-M	MVAX	Electromecánico	95	NA	NA
	GE	12SFC178B6A	Electromecánico	50/51	NA	NA
	GE	SFF204B1A	Electromecánico	81	NA	NA
7A	GE	12SFC178B3A	Electromecánico	50/51	NA	NA
	GE	12SASB11A1A	Electromecánico	81	NA	NA
6A	GEC-M	MVAX	Electromecánico	95	NA	NA
	GE	12SFC178B6A	Electromecánico	50/51	NA	NA
	GE	SFF204B1A	Electromecánico	81	NA	NA
5A	GEC-M	MVAX	Electromecánico	95	NA	NA
	GE	12SFC178B6A	Electromecánico	50/51	NA	NA
	GE	SFF204B1A	Electromecánico	81	NA	NA
3A	GEC-M	MVAX	Electromecánico	95	NA	NA
	GE	12SFC178B6A	Electromecánico	50/51	NA	NA
	GE	SFF204B1A	Electromecánico	81	NA	NA
1A	GEC-M	MVAX	Electromecánico	95	NA	NA
16B	VAMP	255	Numérico	50/51, 50/51n, 81	A/C INT	ACTIVO
10B	GEC-M	MVAX	Electromecánico	95	NA	NA
	GE	12SFC178B6A	Electromecánico	50/51	NA	NA
	GE	SFF204B1A	Electromecánico	81	NA	NA
9B	GE	12SFC178B3A	Electromecánico	50/51	NA	NA
	GE	12SFFS31A1A	Electromecánico	81	NA	NA
8B	GEC-M	MVAX	Electromecánico	95	NA	NA
	GE	12SFC178B6A	Electromecánico	50/51	NA	NA
	GE	SFF204B1A	Electromecánico	81	NA	NA
7B	GE	12SFC178B3A	Electromecánico	50/51	NA	NA
	GE	12SASB11A1A	Electromecánico	81	NA	NA
6B	GEC-M	MVAX	Electromecánico	95	NA	NA
	GE	12SFC178B6A	Electromecánico	50/51	NA	NA
	GE	SFF204B1A	Electromecánico	81	NA	NA
5B	GEC-M	MVAX	Electromecánico	95	NA	NA
	GE	12SFC178B6A	Electromecánico	50/51	NA	NA
	GE	SFF204B1A	Electromecánico	81	NA	NA
3B	GEC-M	MVAX	Electromecánico	95	NA	NA
	GE	12SFC178B6A	Electromecánico	50/51	NA	NA
	GE	SFF204B1A	Electromecánico	81	NA	NA
1B	GEC-M	MVAX	Electromecánico	95	NA	NA

Tabla 2.8. Relés Instalados en los Circuitos de Entrada de PPE 13.8kV.Fuente: **Autor**

Círcuito	Relé			Función		
	Marca	Modelo	Tipo	Protección	Control	Registro
1A / 1B	GE	SR 489	Numérico	12, 21, 24, 27, 50, 32, 38, 39, 40, 46, 47, 49, 50, 51, 59, 60, 67, 76, 81, 87	ACTIVO	ACTIVO
4A	GE	L90	Numérico	21, 27, 50/51 PG,67, 68, 78, 79, 81	ACTIVO	ACTIVO
	GE	T60	Numérico	24, 27, 59, 50/51PG,67PN,81, 87	ACTIVO	ACTIVO
4B	GE	L90	Numérico	21, 27, 50/51 PG,67, 68, 78, 79, 81	ACTIVO	ACTIVO
	GE	T60	Numérico	24, 27, 59, 50/51PG,67PN,81, 87	ACTIVO	ACTIVO
14A	GE	IFCV	Electromecánico	41, 51, 52, 86	NA	NA
14B	GE	SR 489	Numérico	12, 21, 24, 27, 50, 32, 38, 39, 40, 46, 47, 49, 50, 51, 59, 60, 67, 76, 81, 87	ACTIVO	ACTIVO

2.8.1. Descripción de los Relés Bajo Estudio

En este apartado se describirán los relés existentes en los circuitos de planta eléctrica, cabe destacar que estos dispositivos realizan las funciones principales de protección del sistema eléctrico.

El levantamiento es realizado con la finalidad de describir y conocer como se encuentra actualmente el sistema eléctrico de la RPLC y los principales CDP que la

integran, así como también los equipos de interrupción y protección actualmente instalados.

La metodología utilizada para tal fin, consiste en un levantamiento y búsqueda de información en campo, utilizando como base planos y documentos existentes en la empresa.

2.8.1.1. Relés multifuncionales de alimentador y de motor VAMP 255.

El relé de protección de alimentador y de motor, es un equipo digital diseñado con una variedad de funciones de protección que va desde redes de distribución aéreas hasta motores, alimentadores subterráneos, banco de reactores y capacitores.

Asimismo, el relé multifuncional (figura 2.29) incluye un registro de perturbación, además registra la frecuencia del sistema de potencia y ajusta el rango de muestreo para mantener la precisión en todo momento.



Figura 2.29. Relé Vamp 255.

Fuente: www.vamp.co.za

En los circuitos restantes que integran planta eléctrica, actualmente están instalados relés electromecánicos GE los cuales imposibilitan la comunicación con el sistema de supervisión y control.

2.8.1.2. Relés Electromecánicos de sobrecorriente GE 12SFC178B6A, 12SFC178B3A, 12SFF31A1A, SFF204B1A:

Son Relés monofásicos con una unidad de sobrecorriente estática (figura 2.30), y una unidad opcional de instantáneo de sobrecorriente (figura 2.30), la cual proporciona disparo a altos niveles de corrientes.

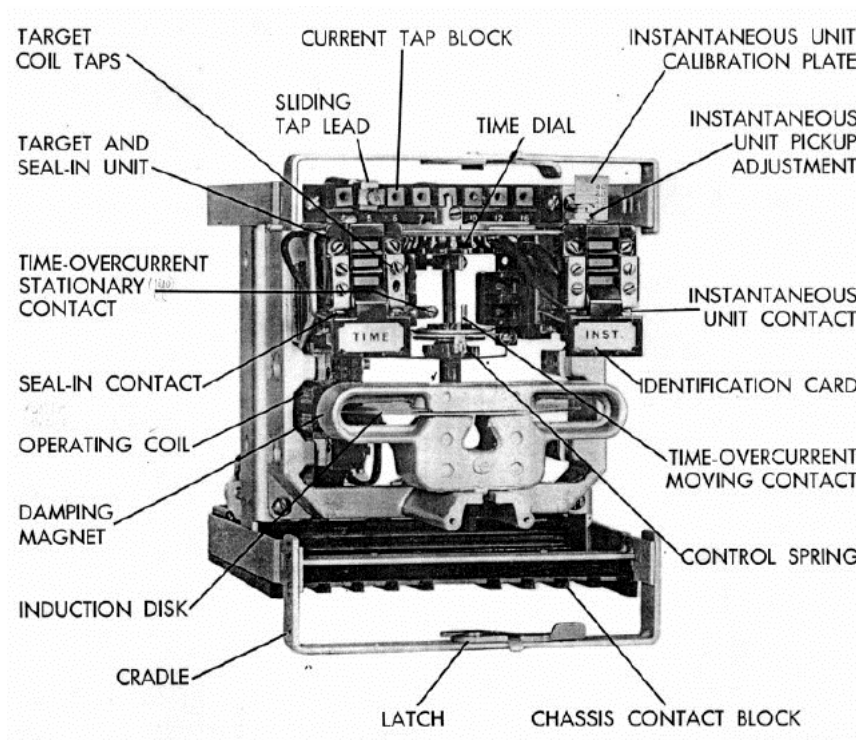


Figura 2.30. Relés GE 12SFC178B6A.

Fuente: PPE 13.8kV.

El relé de sobrecorriente es usado para la protección de alimentadores, líneas de transmisión, maquinas de corriente alterna, transformadores y otro números de aplicaciones donde la medida exacta de corriente y tiempo es necesaria. Este relé

ofrece un desempeño eficiente, pero en lo que a tecnología se refiere está un poco obsoleto ya que no poseen puerto de comunicación para comunicar con otros dispositivos.

La característica de la curva de operación del relé es extremadamente inversa.

2.8.1.2. Relé Multifunción de Generador SR 489.

El SR489 (figura 2.31) Sistema Generador de Protección, un miembro de la familia de SR de relés, proporciona protección, control y comunicaciones avanzadas en la industria un costo-efectivas que conduzcan a establecer la construcción. Diseñado para pequeñas y medianas generadores, el 489 ofrece avanzadas de protección, incluyendo la protección diferencial del estator del generador. El 489 también incluye información de diagnóstico detallada que permita la solución de problemas de tiempo reducido.



Figura 2.31. Relé GE SR 489.

Fuente: www.gedigitalenergy.com

El 489 ofrece una protección integral, medición y monitoreo de las pequeñas y medianas generadores sincrónicos o de inducción que operan a 25, 50 o 60 Hz. El 489 es ideal para la protección del generador principal o de reserva, así como para su uso en aplicaciones de cogeneración.

2.8.1.3. Relé de Protección Diferencial L90.

Los relés UR de GE Multilin son soluciones basadas en microprocesador que utilizan el protocolo estándar standard EPRI UCA™ MMS/Ethernet. Todos los productos UR combinan capacidad de comunicación de alta velocidad punto a punto con modularidad, flexibilidad y control de lógica programable en campo FlexLogic™ para automatización de subestaciones. Los productos UR incluyen la diferencial de barras B30, la protección de barras B90, el controlador C30, el controlador de interruptor C60, los relés de distancia D30 y D60, las protecciones de alimentador F35 y F60, la protección de generador G60, el relé de comparación de fases L60, *el diferencial de línea L90*, la protección de motor M60, y *las protecciones de transformador T60* y T35..

La L90 (figura 2.32) ofrece una alta velocidad de la protección diferencial de corriente adecuada para líneas de transmisión y los cables de los distintos niveles de tensión. El L90 utiliza sincronizado de muestreo en cada relé para limitar el impacto de los problemas de comunicación del canal. L90 apoya la comunicación entre los relés de protección a través de fibra directa, así como diferentes interfaces.



Figura 2.32. Relé GE L90.

Fuente: www.gedigitalenergy.com

L90 tiene una variedad de versátiles funciones, una verdadera integración de protección, control, medición, comunicación y control en un solo dispositivo fácil de usar.

2.8.1.4. Relé de Protección Diferencial L90.

El T60 relé para protección de transformador es un relé basado en microprocesadores, diseñado para proteger transformadores de potencia trifásico de pequeño, mediano y gran tamaño. El relé puede ser configurado con un máximo de cuatro (4) entradas trifásicas de corriente y cuatro entradas de corriente de tierra, y puede satisfacer las aplicaciones con transformadores con devanados conectados entre dos interruptores, como en las configuraciones de barra en anillo o de interruptor y medio. El T60 (figura 2.33) ejecuta compensación de desfase de ángulos y magnitud internamente, eliminando la conexión de transformadores de corriente de compensación externa o de transformadores auxiliares.



Figura 2.33. Relé GE T60.

Fuente: www.gedigitalenergy.com.

El elemento diferencial porcentual es el elemento principal de protección en el T60. El relé también cuenta con la protección diferencial instantánea, voltios por hertz, falla a tierra restringida y muchos elementos de protección basados en corriente, voltaje y frecuencia. El T60 incluye dieciséis comparadores universales

completamente programables o FlexElements. (elementos flexibles), los cuales proporcionan flexibilidad adicional ofreciendo al usuario la capacidad de personalizar sus propias funciones de protección las cuales responden a cualquier señal medida o calculada por el relé.

2.8.1.5. Relé De Sobreintensidad con Limitación de la Tensión IFCV.

El relé tipo IFCV51AD (figura 2.34) es un relé monofásico de rango extendido, de tiempo inverso, de sobreintensidad de corriente, con limitación de la tensión. La unidad del tiempo de sobreintensidad de corriente es similar al relé IFC51A, excepto que se ha agregado un imán en forma de U y una bobina de limitación de tensión que produce una torsión (torque) de limitación que se opone al de la bobina de operación.

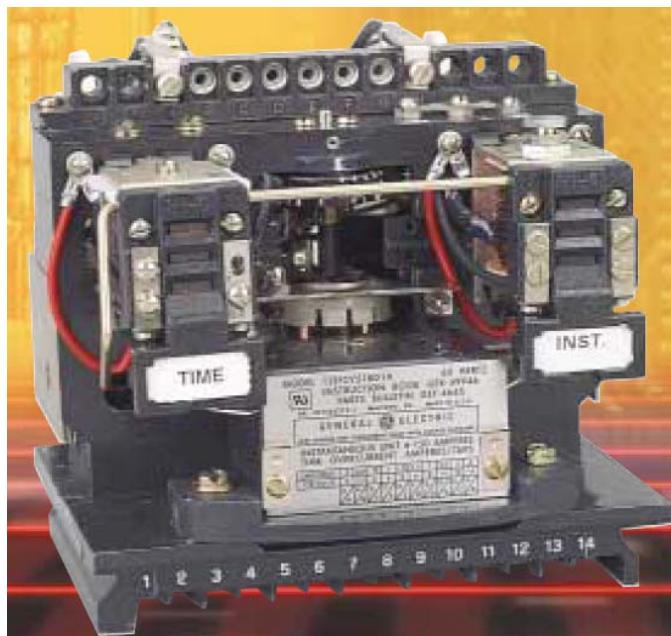


Figura 2.34. Relé GE IFCV.

Fuente: www.gedigitalenergy.com.

El sistema se debe proteger contra la contribución prolongada del generador a una falla en el sistema. Esta protección de respaldo se hace lo mejor posible en la fuente de contribución de la corriente, el generador. El relé IFCV es uno de varios

relés diseñados específicamente para este uso, o aplicados para proporcionar tal protección de respaldo. Otros son el relé de tensión controlada de sobreintensidad de corriente del tipo IFCS, o tres (3) relés monofásicos de distancia con un cronómetro (para protección de respaldo en caso de falla balanceada), y los relés tipo INC o SGC para protección de respaldo en caso de falla desbalanceada.

CAPÍTULO III

SITUACIÓN ACTUAL DE LAS PROTECCIONES DE SOBRECORRIENTE Y RECOMENDACIÓN DE NUEVOS AJUSTES EN LOS RELÉS DE PROTECCIÓN

Esta etapa se basó en el análisis de los ajustes y la coordinación de protecciones actualmente existente en cada circuito de los casos necesarios del sistema estudiado. Se construyeron las curvas tiempo – corriente (TCC) de los dispositivos de protección mediante el uso del módulo Star Device del programa ETAP® 6.0.0, y se analizó la coordinación de sobrecorrientes de fase y neutro en los relés que no cumplieron con la selectividad esperada, para ser coordinados sin modificar la secuencia de operación con respecto a las protecciones inmediatas ubicadas en las zonas de protección aguas abajo hacia la carga.

Se tomó como premisa para ser presentada en este proyecto la sección B de la barra principal de PPE 13.8 kV; como ejemplo de protección 51 de fase se utilizó el circuito 16B y de la protección 51 de neutro se utilizó el circuito 16A, circuitos que resultaron no cumplir con los ajustes requeridos para lograr selectividad en la actuación de las protecciones del sistema. Para ampliar la información de los resultados obtenidos se introduce el estudio del resto de los circuitos en el anexo B.

Para la ejecución de este proyecto y cumplir con los objetivos planteados se tomaron como base los siguientes estándares y normas:

w IEEE “Institute of Electrical and Electronics Engineers” Std IEEE 242-2001. Protection and Coordination of Industrial and Commercial Power Systems. Buff.

- w Código Eléctrico Nacional.
- w Normas ANSI C57.12.00-2000.

3.1. Reglas generales para calcular los ajustes de los relés de sobrecorriente

El cálculo de ajustes de relés de sobrecorriente debe dar finalmente el valor de “*tap*” y de “*lever*” a que debe ajustarse cada relé. En los casos que se consulte elemento instantáneo, también debe entregar el valor al cual debe ajustarse éste. Para obtener el resultado final es necesario cumplir una serie de etapas previas, que se resumen a continuación, ya que se dispone del diagrama unilineal del sistema, que el tipo de relé (inverso, muy inverso, etc.) está ya decidido y que se conocen las razones de los TT/CC a usar, como es el caso.

Las etapas son las siguientes:

3.1.1. Relés de fase.

El relé de fase debe detectar fallas por lo menos hasta el extremo final de la sección de circuito siguiente a la que está protegiendo. Por ejemplo, en la Figura 3.1, el relé R_1 debe detectar fallas mínimas en el sector del relé R_3 .

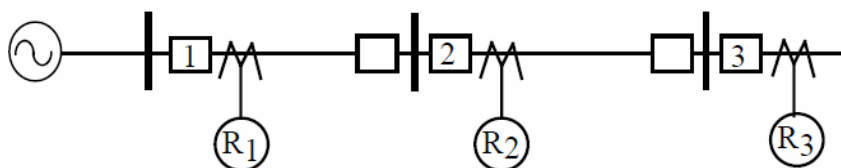


Figura 3.1. Relés de Sobrecorriente de Fase en un mismo Sistema Lineal.

Fuente: **Autor.**

- a) El *tap* debe elegirse de modo que el *pick-up* sea mayor que la corriente máxima de carga y detecte fallas mínimas en respaldo. Además de esto, en algunos casos, al relé de sobrecorriente se le da el carácter de relé de

sobrecarga eligiendo entonces un ajuste de 1,2 a 1,5 veces la corriente nominal del equipo. Es necesario tener cuidado en esto último, ya que si se abusa de esta posibilidad se puede limitar mucho la posibilidad de sobrecarga controlada que puede dar el equipo protegido. Al elegir el valor del tap, debe tenerse en cuenta las posibles variaciones que respecto a este valor tiene el pick-up.

- b) El *lever* (ajuste de tiempo) debe elegirse dando el tiempo más corto posible al relé más alejado de la fuente. Si éste no coordina con otros elementos (fusibles, relés térmicos, etc.), debe dársele el lever mínimo permisible que evite falsas operaciones por vibraciones. Este lever se recomienda sea 1 para los americanos y 0,1 para los europeos, pero puede ser hasta 0,5 o 0,05, respectivamente. El resto de los relés debe coordinarse con los que le anteceden, dándole el tiempo de paso más el tiempo del relé con que se coordina, en el punto que corresponda a la máxima falla. Como tal se considera generalmente una falla trifásica, con máxima generación justo después de la siguiente barra o el pick-up del instantáneo del relé con el que se está coordinando. Por ejemplo, en la figura anterior (3.1), el lever del relé R_2 debe calcularse con el tiempo del relé R_3 más el tiempo de paso, con una falla máxima en F (barra siguiente al relé R_2). En todo caso, debe verificarse la coordinación para otro tipo de fallas.

Todo lo explicado es válido para sistemas radiales. En puntos donde no hay suficiente diferencia entre la corriente de los alimentadores fallados y no fallados que llegan a una misma barra de subestación, o en sistemas en anillo o con líneas de doble circuito debe usarse relés con control direccional.

3.1.2. Relés de tierra.

Para estos relés son válidos los mismos puntos mencionados antes, excepto lo indicado al comienzo, el punto a). En efecto, como estos relés son alimentados con las corrientes de secuencia cero, las que valen cero para condiciones normales de operación, puede elegirse un tap de valor inferior a las corrientes normales de carga.

3.2. Modelado de mediante la Herramienta Computacional ETAP® 6.0.0.

El procedimiento de coordinación de protecciones consiste en el análisis gráfico para probar la selectividad. Este método involucra el trazado de las curvas características de los dispositivos de protección que se encuentra en el camino de coordinación para observar si algunas de las curvas se cruzan, lo que indica desde luego que el proceso no es selectivo. A continuación se describen los datos necesarios para graficar las curvas tiempo-corriente (TCC):

3.2.1. Introducción de datos en el programa.

La información recolectada sobre los equipos de protección de la barra y tableros principales, generadores y transformadores, fue la necesaria para la elaboración del estudio de coordinación de protecciones y se obtuvo en las placas de los equipos, planos y folletos de los fabricantes, e informes anteriores sobre protecciones eléctricas de la Refinería Puerto La Cruz realizados se han revisado para tener conocimientos de antecedentes.

A continuación ejemplos de introducir los datos en ETAP según dispositivos:

3.2.1.1. Para transformadores de corriente.

Para descargar mediante el ETAP® 6.0.0 los datos obtenidos en campo de los transformadores de corriente existentes en PPE 13.8 kV, se procedió de la siguiente manera:

w Se identificó el equipo, asegurándose de que el nombre otorgado no coincidiera con otro equipo en la base de datos del programa.

w Se colocó el equipo en servicio y se especificó el estándar al cual pertenece.

w Se especificó si el equipo de medición era de fase o neutro (tierra).

Los tres (3) pasos mencionados se observan en la próxima figura (3.2).

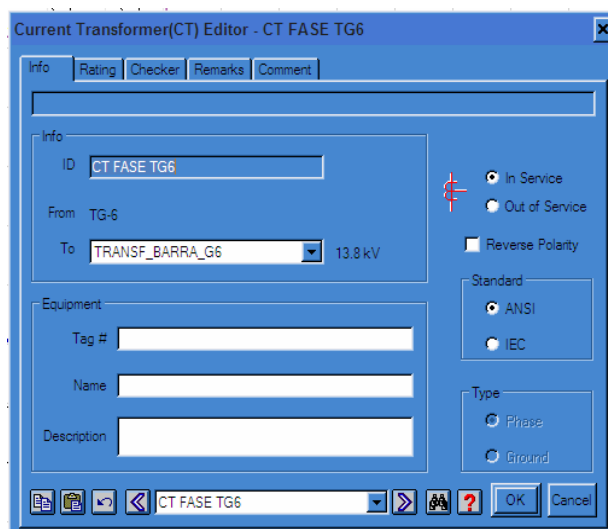


Figura 3.2 Ventana de Datos Identificación del Relé.

Fuente: Autor

w Se suministró al sistema la relación de la corriente nominal de servicio del transformador (figura 3.3) y su corriente nominal en el secundario (ratio), como también la capacidad de carga que se puede conectar al transformador (burden).

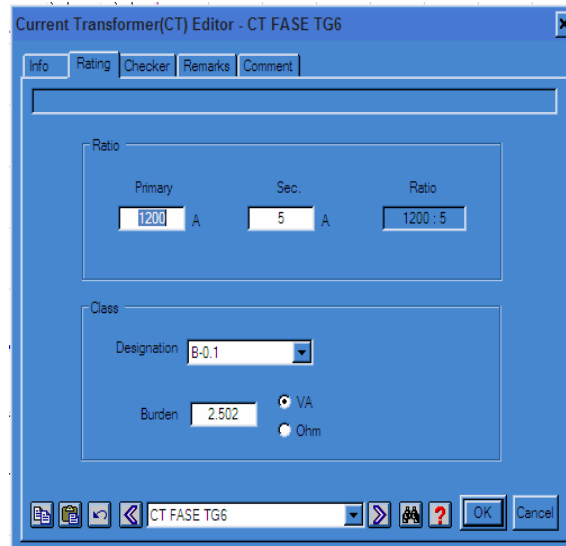


Figura 3.3 Ventana de Relación de Transformación del Tc

Fuente: Autor

3.2.1.2. Para Relés de Sobrecorriente de Fase y Neutro

Para descargar en ETAP® 6.0.0 los datos obtenidos en campo de los relés de sobrecorriente de fase y neutro existentes, se procedió de la siguiente manera:

w Se identificó el equipo (figura 3.4), asegurándose de que el nombre otorgado no coincidiera con el de otro equipo en la base de datos del programa.

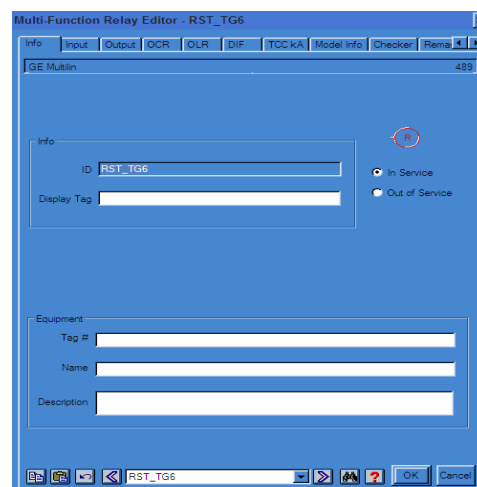


Figura 3.4 Ventana de Identificación del Relé.

Fuente: Autor

w Se asoció el relé con su respectivo interruptor (figura 3.5).

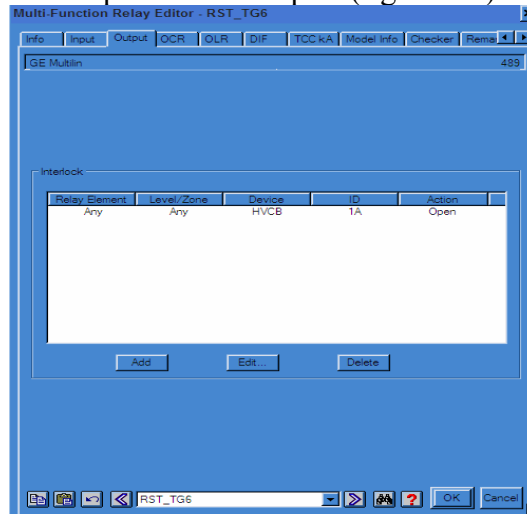


Figura 3.5 Ventana del interruptor de Acción para relés

Fuente: Autor

w Mediante la librería del ETAP® 6.0.0 se seleccionó el tipo de relé según su estándar, manufactura, modelo y función (figura 3.6).

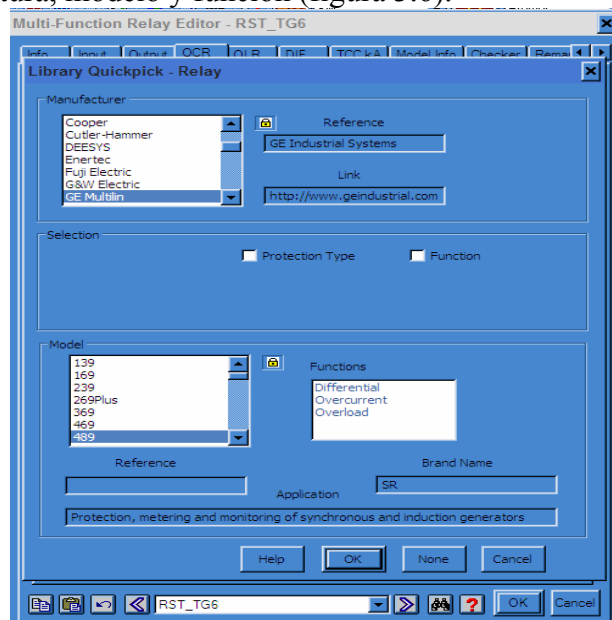


Figura 3.6 Ventana de Marca y modelo del relé.

Fuente: Autor

w Se introducen los ajustes actuales obtenidos en el levantamiento de campo (tipo de curva, dial, pick-up, instantáneo), tanto de fase como de neutro (figura 3.7).

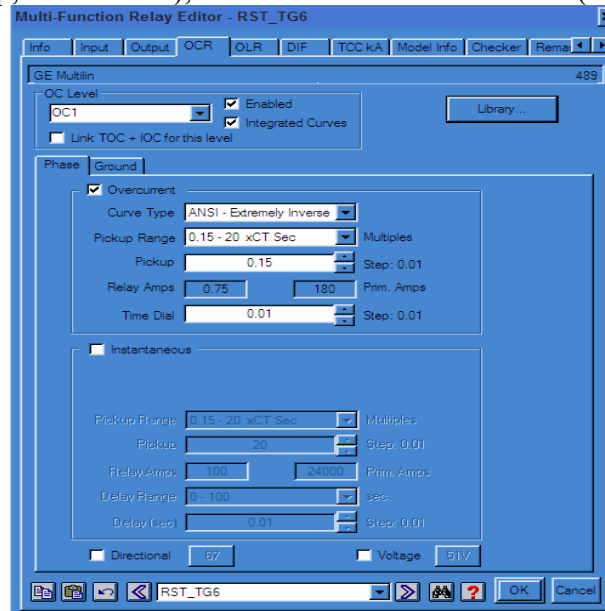


Figura 3.7 Ventana de ajustes del relé.

Fuente: Autor.

w Se le coloca el máximo valor de corriente de cortocircuito como límite para cortar la curva en la grafica a obtener (figura 3.8)..

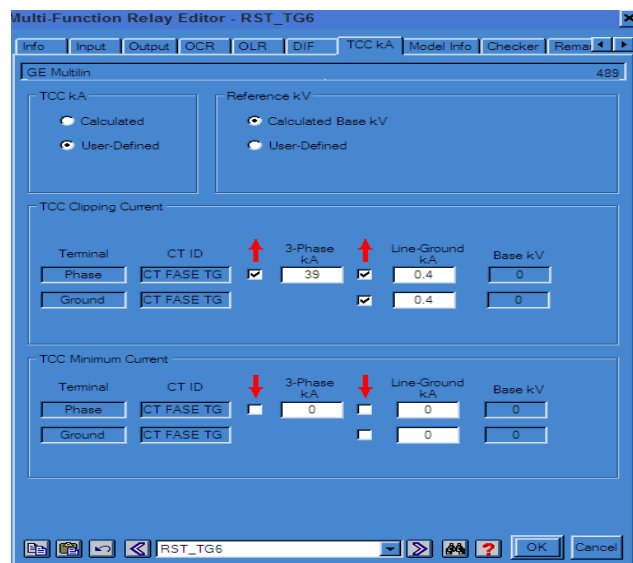


Figura 3.8. Ventana de Información de Cortocircuito para el relé.

Fuente: Autor

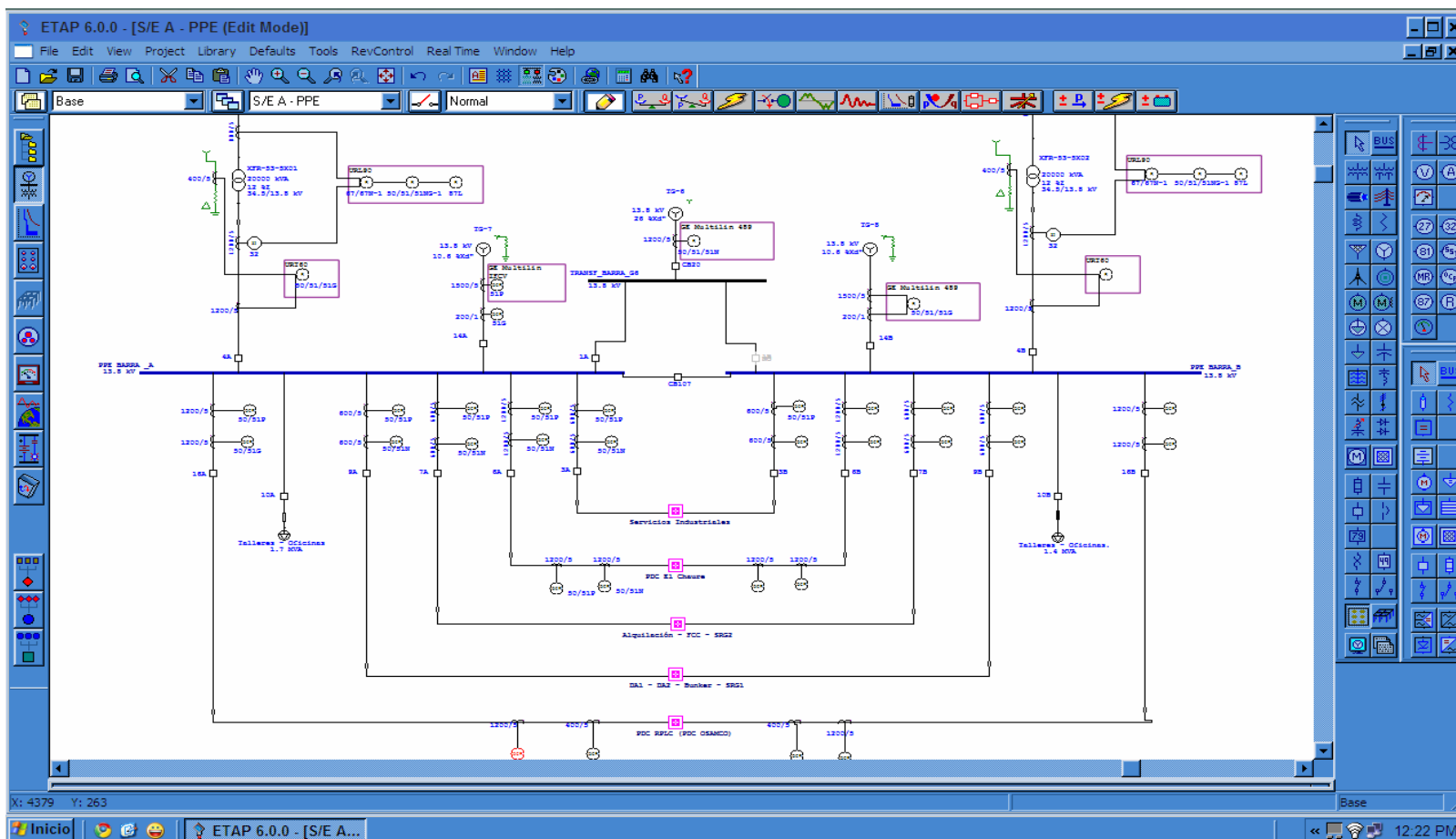


Figura 3.9. Ventana Principal del Diagrama Unifilar en ETAP 6.0.0.

Fuente: Autor.

3.3.2. Obtención de Curvas. Ajustes Actuales.

A continuación se describirán los procedimientos realizados para obtener las curvas actuales de sobrecorriente de fase y neutro mediante la herramienta computacional ETAP® 6.0.0 en los circuitos seleccionados del sistema eléctrico estudiado dentro de la Refinería Puerto La Cruz:

1. Primeramente se seleccionó la parte del sistema que requiere coordinación. En la figura 3.10 se observa que está en color rojo todo el sistema, se debe a que ETAP en su módulo de protecciones ofrece la opción de suprimir la parte de la red que se necesita, esto es la pantalla donde se muestran las gráficas.
2. Se corrió el módulo de vista *star* en el menú del ETAP para crear las gráficas tiempo-corriente. Con la particularidad de ese sistema y de los objetivos a cumplir en esta tesis, se procede a estudiar las curvas de todos los elementos inmediatos aguas arriba de la barra seccionada de PPE, con el objeto de ubicar la curva más baja, para que sea la referencia aguas arriba de la coordinación a realizar (figura 3.11).
3. La curva escogida es la del relé del turbogenerador no. 6. Se seleccionaron nuevamente todos los circuitos sin los equipos mayores ue fueron despreciado. Entonces es en esta pantalla (figura 3.12) donde se observa con detalle a los circuitos de salida de PPE diagnosticando la coordinación en ellos.
4. Se observa que el circuito 16B está fuera de selectividad, pues sus dispositivos de protección actúan luego del relé del TG-6, más aun luego de la curva de daño del turbo. Al circuito sometido a ajustes se le coloca la información necesaria de los relés inmediatos aguas abajo para que sean la referencia inferior (figura 3.13). Sucede de esta manera ya que los relés aguas debajo de

el interruptor 16B pertenecen a otra zona de protección ya debidamente coordinada, por lo que los ajustes a los mismos están fuera del alcance de este proyecto. De esta manera se obtiene la curva actual del relé del circuito 16B.

Nota: Se toma como referencia el relé del circuito de llegada a la barra F (6F), pues instalados están en cascada luego de los relés del 16B, al mismo nivel de tensión (13.8kV) y protegen al sistema de barrajes y cargas aguas abajo.

5. En la figura 3.14 se observa que se procede de igual modo para las protecciones de neutro, siendo la curva más baja esta vez la del relé T60 del T1 (XFR-53-5X01).
6. En la pantalla donde se seleccionan todos los circuitos de salida para ser corridos en Star Device se obtiene que el circuito 16A está fuera de coordinación (figura 3.15)
7. Se grafican entonces las curvas actuales de los relés del transformador T1, del circuito 16A y del circuito 3F, tomando también el criterio de la nota del punto no 4 (figura 3.16).

El programa ETAP nos permite visualizar los ajustes de las protecciones actuales mediante reportes de las corridas, dichos reportes se encuentran disponibles en anexo B.

El resto de las curvas se pueden visualizar en el anexo B.

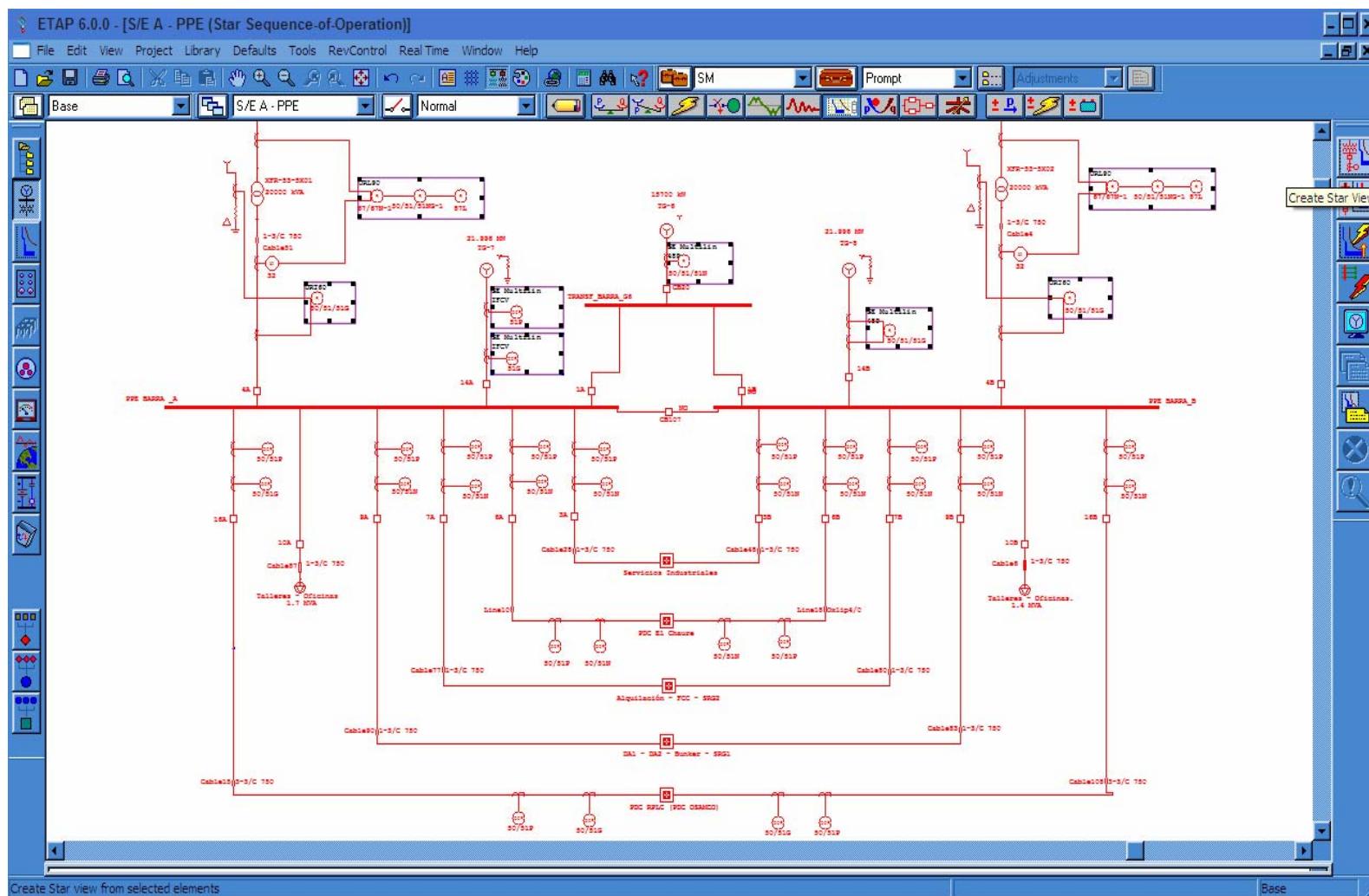


Figura: 3.10. Ventana de Selección de los Circuitos a Coordinar.

Fuente: Autor.

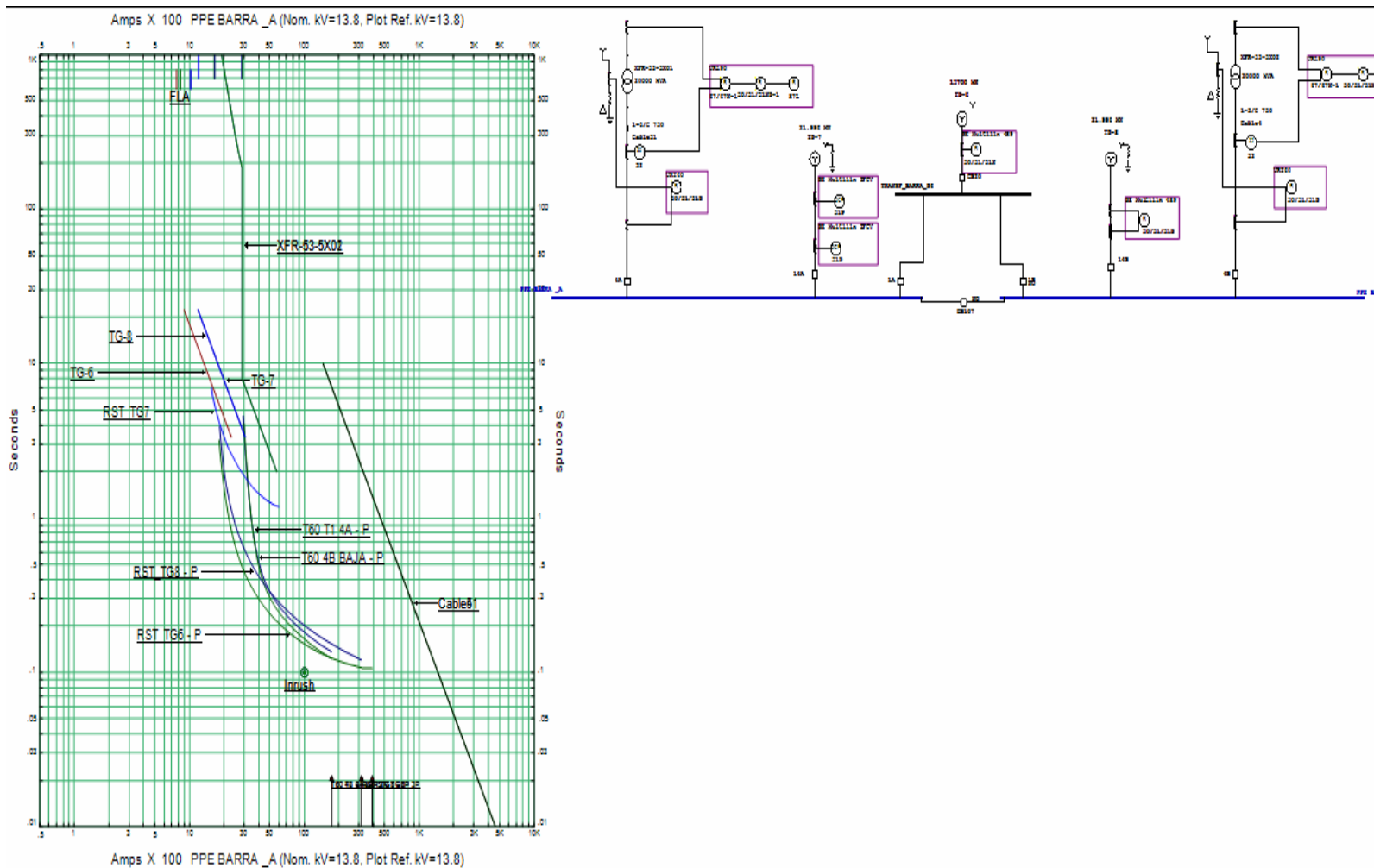


Figura 3.11. Ventana para escoger el circuito referencial para fase aguas arriba.

Fuente: Autor

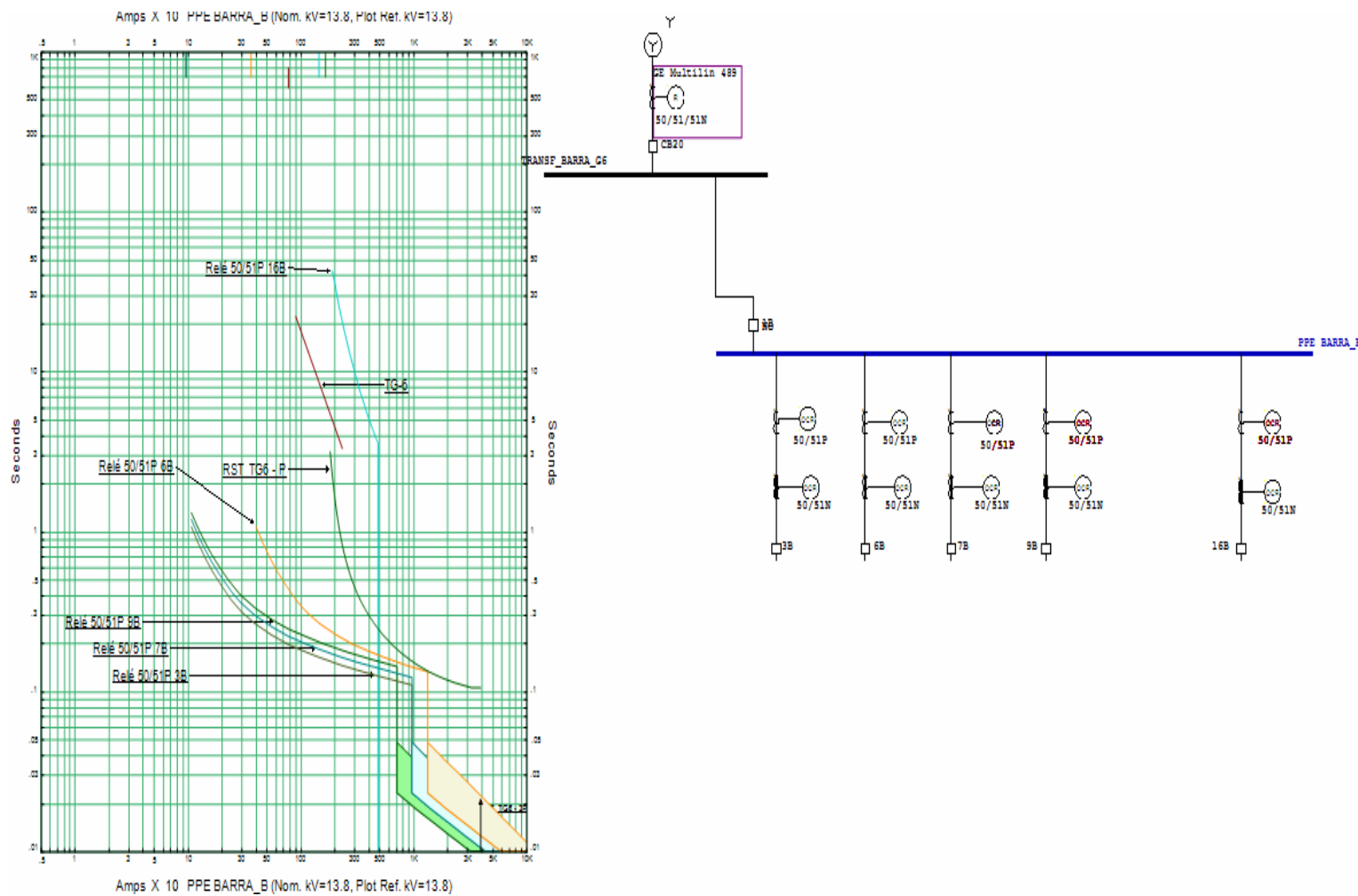


Figura 3.12. Ventana de comparación entre los relés a coordinar para fase y la referencia aguas arriba.

Fuente: Autor

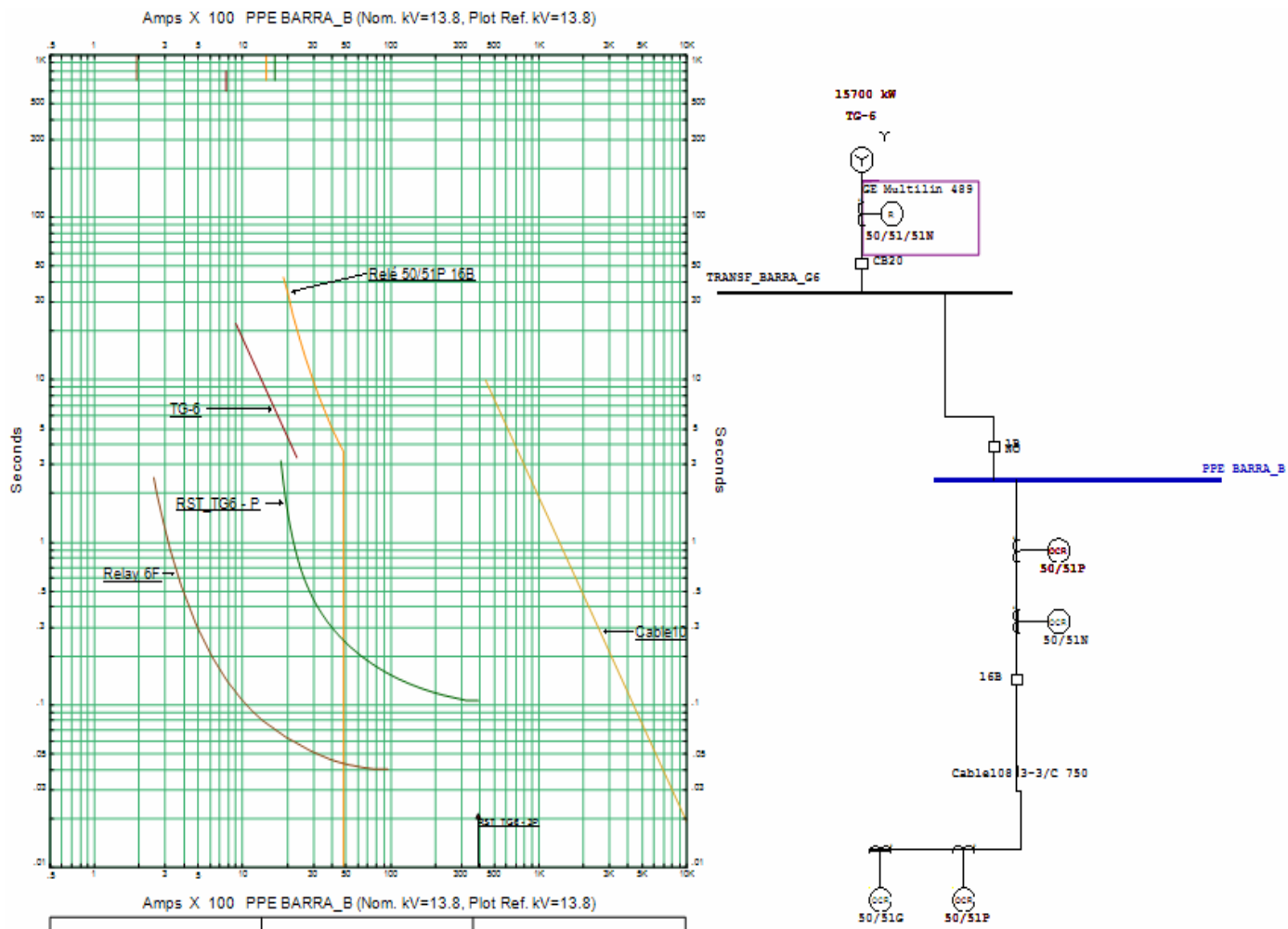


Figura 3.13. Ventana del circuito a coordinar para fase, con referencia aguas abajo.

Fuente: Autor

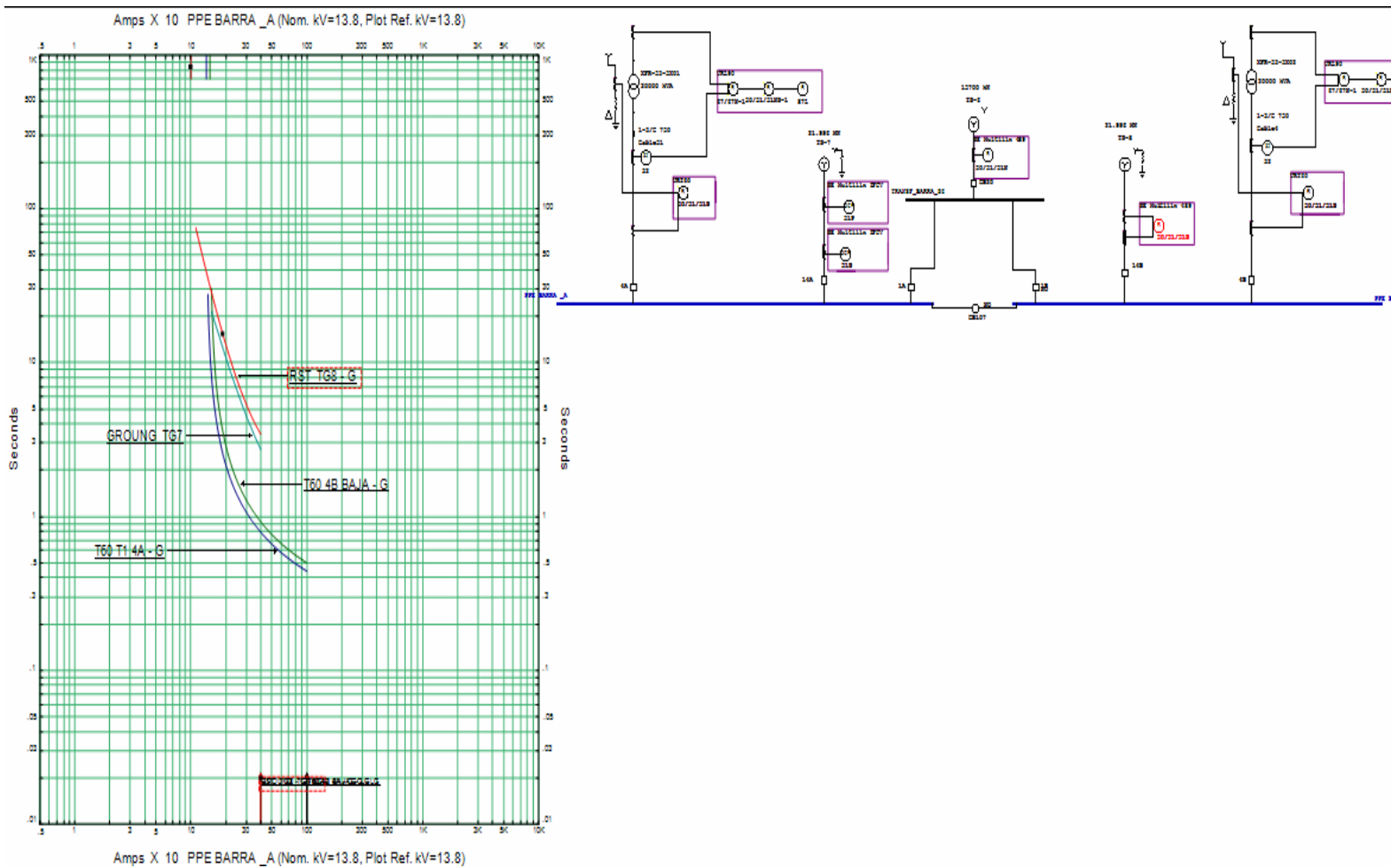


Figura 3.14. Ventana para escoger el circuito referencial para neutro aguas arriba

Fuente: Autor

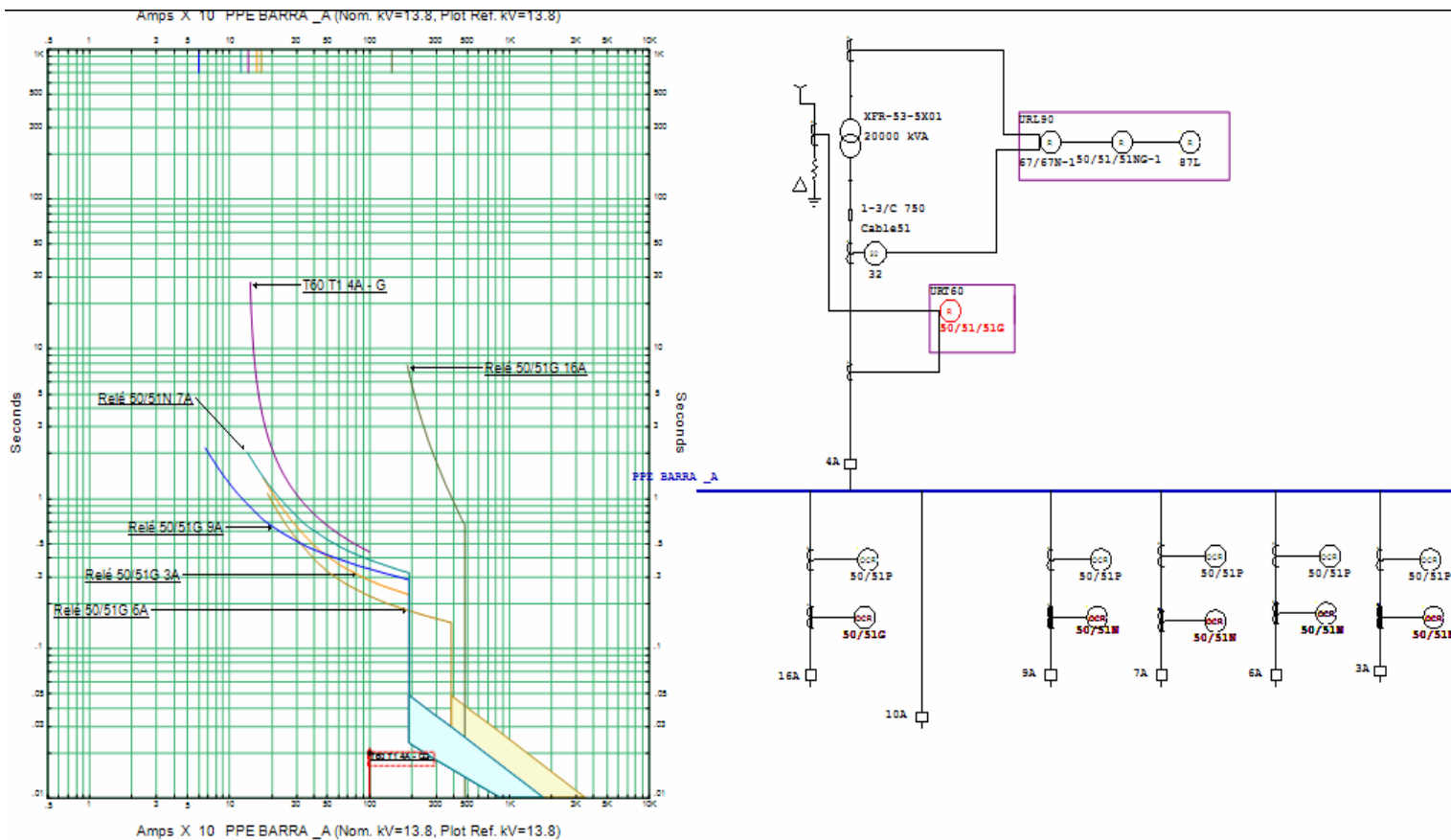


Figura 3.15. Ventana de comparación entre los relés a coordinar para neutro y la referencia aguas arriba.

Fuente: Autor

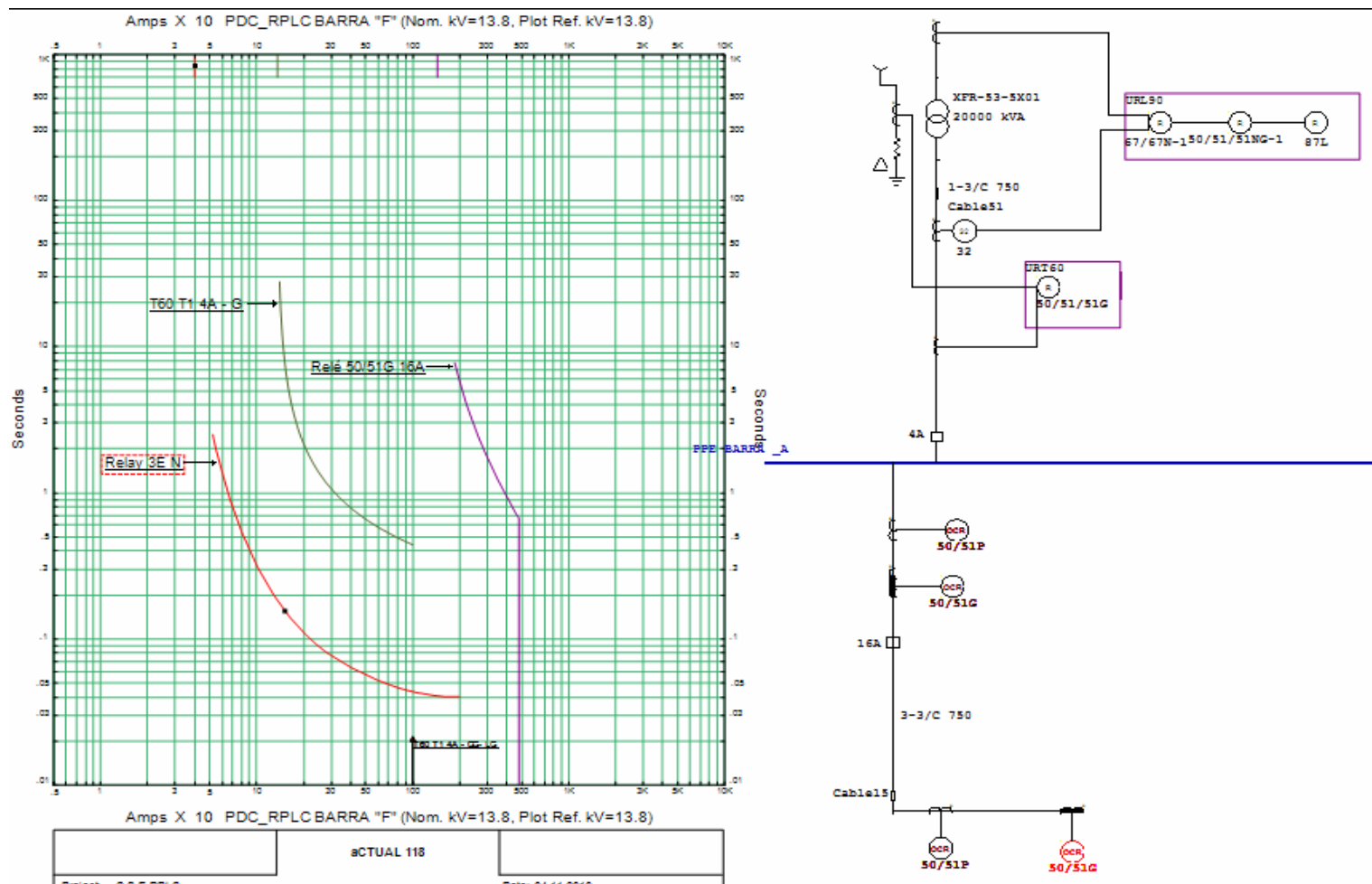


Figura 3.16. Ventana del circuito a coordinar para neutro, con referencia aguas abajo.

Fuente: Autor

3.4. Coordinación de Protecciones en los Circuitos de Salida de PPE 13.8kV.

El objetivo de un estudio de coordinación, es por lo tanto, determinar las características, los rangos y los ajustes de los dispositivos de sobrecorriente, para asegurar una selectividad adecuada donde quiera que se produzca una falla o una sobrecarga.

Es la operación selectiva de los diferentes dispositivos de protección, de manera que éstos actúen en secuencia, permitan la localización de las condiciones de falla y se saque de servicio solamente la parte afectado.

El estudio fue realizado mediante la herramienta Computacional ETAP® 6.0.0, en este sentido, se tomaron en cuenta las recomendaciones de los estándares y normas mencionados anteriormente.

En el caso de los relés Vamp 255 que hay en el sistema fueron sustituido por Whestinghouse CO-HI I la corrida, ya que el programa no dispone de las curvas de ese relé e investigación previas a este trabajo arrojaron el que el Whestinghouse posee curvas casi idénticas a las del vamp

3.4.1 Márgenes de coordinación entre dispositivos de sobrecorriente.

Intervalos de tiempo mínimos han de ser dejados entre las curvas de sobrecorriente inversas para asegurar la operación secuencial de los dispositivos, es decir, que un relé aguas arriba opere *después* de un relé aguas abajo frente a la misma falla.

Las razones para establecer estos intervalos mínimos son:

- a. El segundo dispositivo de protección en la cadena de selectividad continúa viendo la corriente de falla hasta que el interruptor asociado al primer dispositivo opere y extinga el arco (contribución al margen: 0,08 s).
- b. El dispositivo en sí mismo posee su tiempo de actuación y su margen de error natural (contribución promedio al margen: 0,085 s).
- c. Para relés electromecánicos la sobrecarrera del relé es un elemento adicional (añadir 0,1 s al margen).

Si hay TCs de diferente clase de precisión y/o tipo y/o fabricante involucrados, esto debería ser estudiado para añadir al margen un intervalo de tiempo adicional para cubrir las diferencias de precisión porcentual y cómo ello se traduce en términos de tiempo en segundos. A igualdad de TC's en la instalación, se considera el error adicional por precisión de TC's como compensado.

Con base en lo dicho anteriormente, se establecen los siguientes márgenes:

w Entre relés de sobrecorriente temporizados de estado sólido, curva inversa, el margen de coordinación será igual o mayor a 0,2 segundos. Este es el mínimo, y debería ser corregido con base en las peculiaridades del Proyecto, verificado utilizando los manuales del relé, y también corregido si las consideraciones explicadas en los párrafos anteriores aplican. En el caso de curvas muy inversas o extremadamente inversas, debería añadirse 50 ms, para llegar a 0,25 segundos para el límite inferior.

w Entre unidades instantáneas (50) y unidades temporizadas (51) el margen de coordinación es igual a 0,25 segundos. Se ha considerado un tiempo máximo de 3 ciclos (50 ms) para operación del relé instantáneo. En consecuencia, el tiempo

mínimo permisible para un relé temporizado en el punto de máxima falla es 0,3 segundos.

w Todos del mismo modelo/tipo y fabricante, verificando en las tablas de coordinación si el mismo garantiza la coordinación entre los interruptores principales y ramales en los distintos tableros y subtableros. Si no es posible cumplir con la primera premisa, es necesario asegurarse de la coordinación entre los mismos (asegurarse que las bandas de protección de estos dispositivos no se cruzan o solapan).

3.4.2. Nuevos Ajustes propuestos para PPE 13.8kV.

De acuerdo a lo antes mencionado, se intentó en lo posible aplicar criterios de margen de seguridad en tiempo entre los dispositivos, trabajando con el rango de ajustes de los mismos equipos. En la mayoría de los casos resultaron coordinados los circuitos, mas no atendiendo a los criterios de coordinación y; en el circuito que se diagnosticó fuera de selectividad se ambicionó lograr la misma según los márgenes de seguridad presentados, pero existen diferentes razones por las cuales no se pudo alcanzar una coordinación completa entre los dispositivos, ellas van desde la antigüedad que presentan los elementos de protección, hasta los criterios propios que demanda el sistema y sus topologías de operación, la característica tiempo - corriente de protecciones aguas abajo (interruptores) y aguas arriba (fusibles) y al rango de ajuste que poseen, fue la razón determinante para el resultado obtenido.

Cabe mencionar, que los relés de protección de sobrecorrientes de fase y neutro con los que actualmente cuentan la mayoría de las Subestaciones estudiadas dentro de la Refinería Puerto La Cruz, tienen un alto grado obsolescencia con respecto a la tecnología actual, son equipos de tipo electromecánicos, los cuales presentan la desventaja de no poder ser ajustados a valores más precisos, sino que se les ajusta a valores aproximados.

3.4.2.1. Ajustes para la protección contra sobrecorriente de fase para las salidas de planta eléctrica.

Los circuitos de salida 16A y 16B de Planta Eléctrica se ajustaron de la siguiente manera:

w No se logrón considerar 0.2 segundos como intervalo de coordinación, entre las llegadas al PDC RPLC (3E y 6F) y estas salidas para despejar máximas corrientes de fallas simétrica máxima, por lo que el Δt se escogió el más cercano posible, aun sin cumplir con la norma.

w La corriente de Arranque ($I_{(pick-Up)}$) para la protección de fase (51P), debería permitir el paso de la corriente de carga máxima ($I_{Max Load}$), dato que se puede obtener de la tabla de resultados de flujo de carga (tabla 3.1) obtenidos de ETAP (anexo).

Tabla 3.1. Valores flujo de carga para el Modo de Operación Bajo Estudio

Fuente: **Autor**

Ubicación	Vnominal (kV)	Icarga (Amp)	% Fp	Carga (MVA)
16A	13,8	140,5	86,3	3,4
10A	13,8	27,5	85,4	0,7
9A	13,8	40,9	85,4	1
7A	13,8	70,4	85,3	1,7
6A	13,8	41,3	87,5	1
3A	13,8	49,8	85,5	1,2
3B	13,8	22,4	85,8	0,5
6B	13,8	39,4	87,2	0,9
7B	13,8	99,9	84,8	2,4
9B	13,8	24,4	85,7	0,6
10B	13,8	131,1	86,3	3,1
16B	13,8	405,5	71,6	9,7

$$I_{arr} = 1.2 \times I_{Max Load}$$

$$I_{arr} = 1.2 \times 405,5 = 487 \text{ A}$$

. 3.2

Por tal motivo se ajusto a un 75% de la corriente primario del TC, es decir:

$$I_{(pick-Up)} = 0.75 \times RTC$$

. 3.3

$$I_{(pick-Up)} = 0.75 \times 1200 = \mathbf{900 \text{ A}}$$

3.4

w El ajuste del instantáneo debe ser deshabilitado en estos circuitos, ya que no se recomienda la activación del mismo cerca de los puntos de generación de energía.

w El tipo de curva que permite estos tiempos de despeje y que se puede ajustar en el tipo de relé que se está trabajando es la CO9 (very inverse) para lo que el dial ajustado es $K = \text{dial} = 0.5$

3.4.2.2. Ajustes ara la protección contra sobrecorriente de Neutro y de tierra para las salidas de planta eléctrica.

w La corriente de arranque ($I_{(pick-Up)}$) para la protección de neutro y de tierra permite un 10% de corriente en caso de desbalance de fases, es decir, se intentó ajustar a un 10% de la corriente primaria del TC, es decir:

$$I_{(pick-Up)} = 0.1 \times RTC$$

.3.5

$$I_{(\text{pick-Up})} = 0.1 \times 1200 = 120 \text{ A}$$

3.6

w Se consideró 0.3 segundos como intervalo de coordinación entre llegadas al PDC RPLC y estas salidas para despejar máxima corriente de falla de línea a tierra.

w El ajuste del instantáneo debe ser deshabilitado en estos circuitos, ya que no se recomienda la activación del mismo cerca de los puntos de generación de energía.

w El tipo de curva que nos permite estos tiempos de despeje y que se puede ajustar en el tipo de relé que se está trabajando es la CO2 Short Inverse para esto el dial ajustado es de: $K=\text{dial}=1$.

En las figuras a continuación se expone una muestra de las coordinaciones realizadas, el resto están disponible en el anexo D.

En muchos casos no es posible lograr la protección de un equipo o sistema particular de manera satisfactoria y hay que vivir con la probabilidad de ocurrencia y en otros casos si el equipo o sistema es muy importante se incorporan protecciones adicionales de mayor sensibilidad

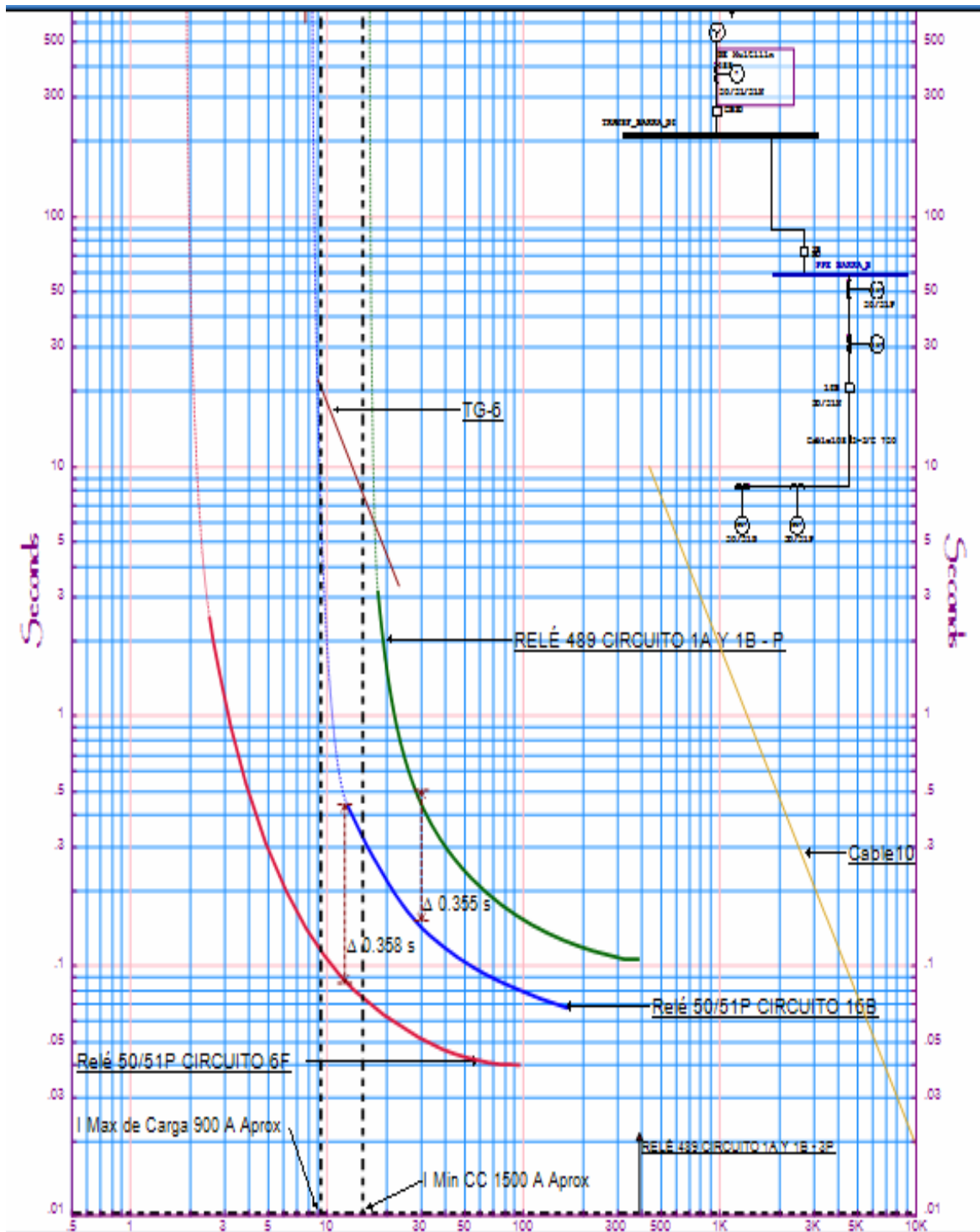


Figura 3.17. Nuevos ajustes de fase para el circuito 16B.

Fuente: Autor.

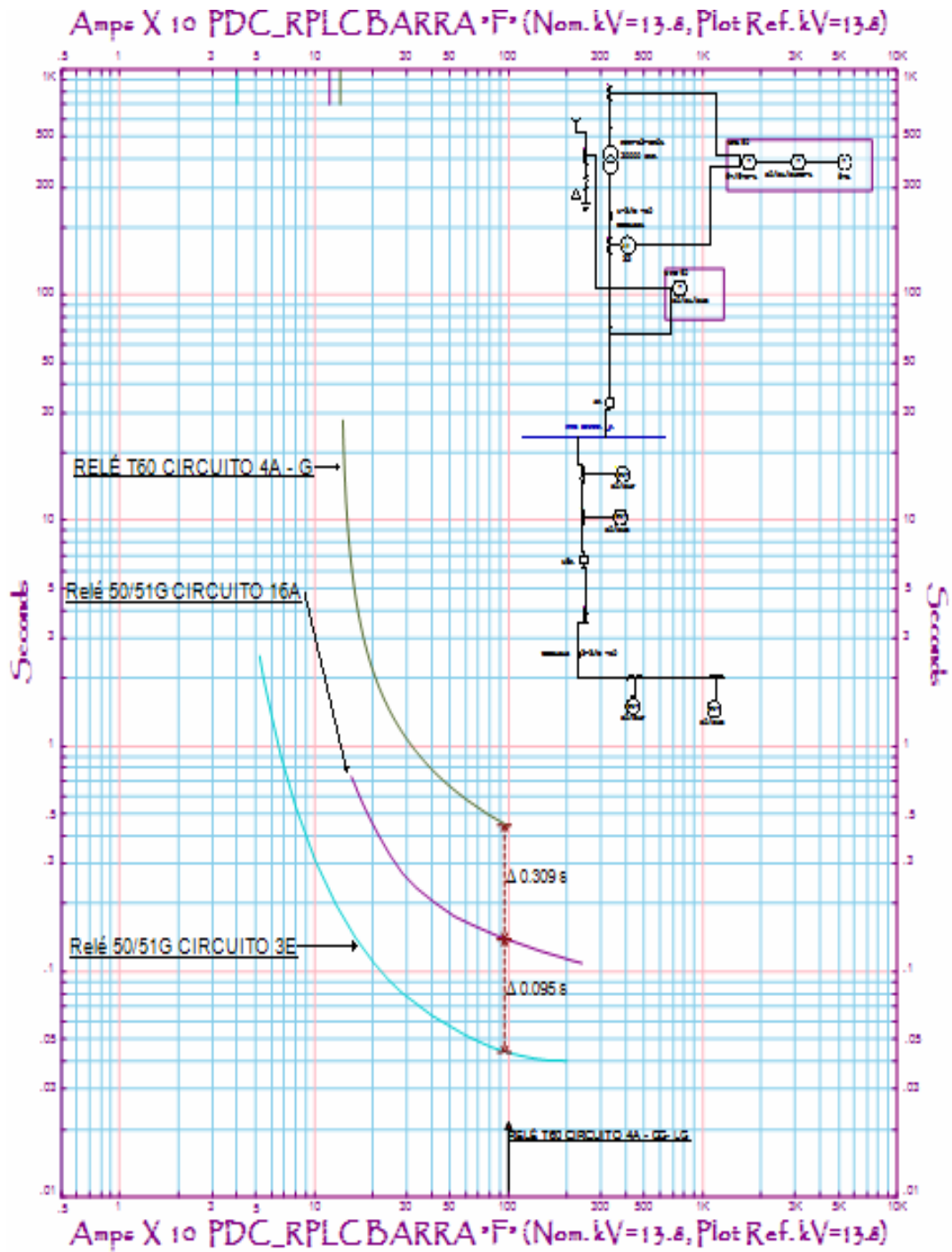


Figura 3.18. Nuevos ajustes de Neutro para el circuito 16B.

Fuente: Autor.

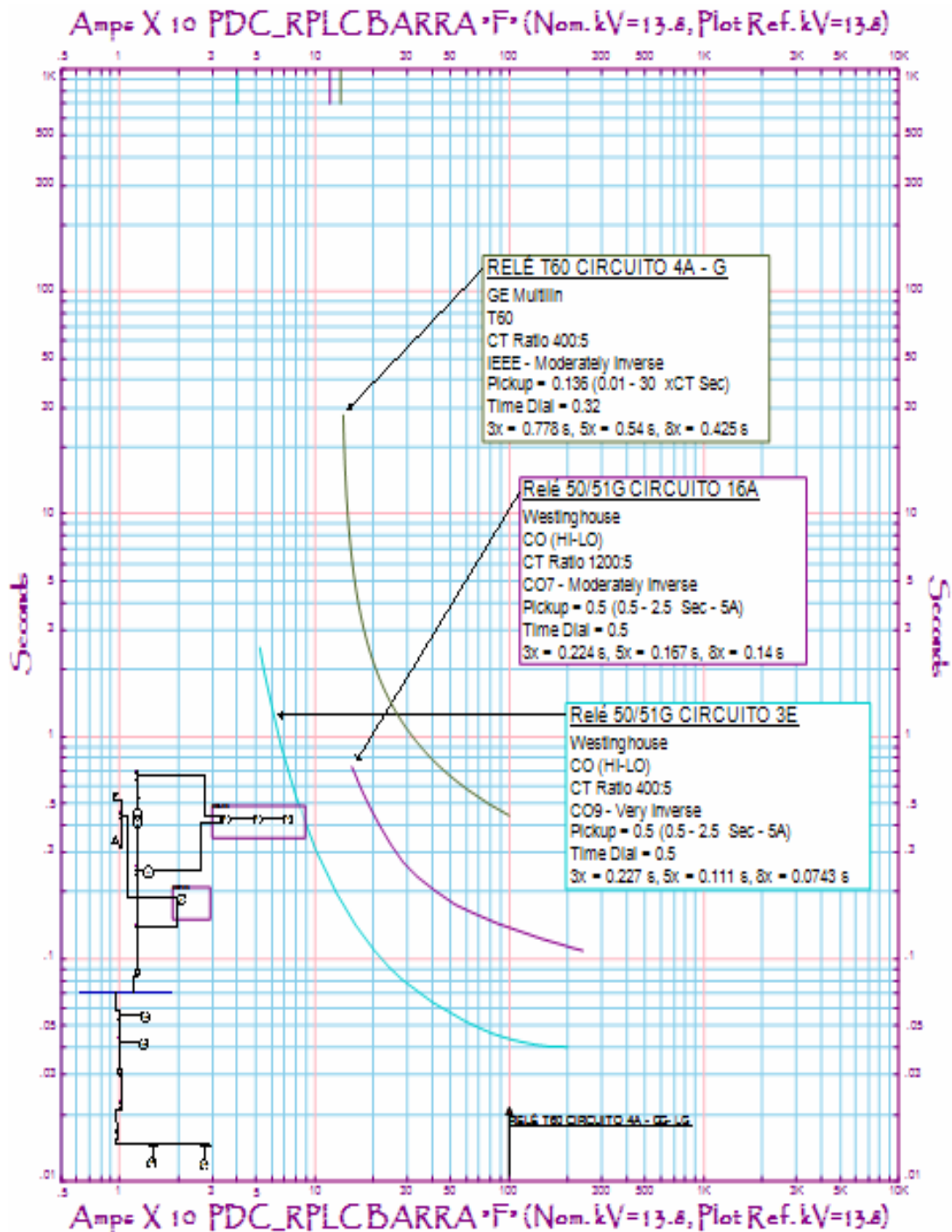


Figura 3.19.. Tablas de Nuevos ajustes de fase para el circuito 16B.

Fuente: Autor.

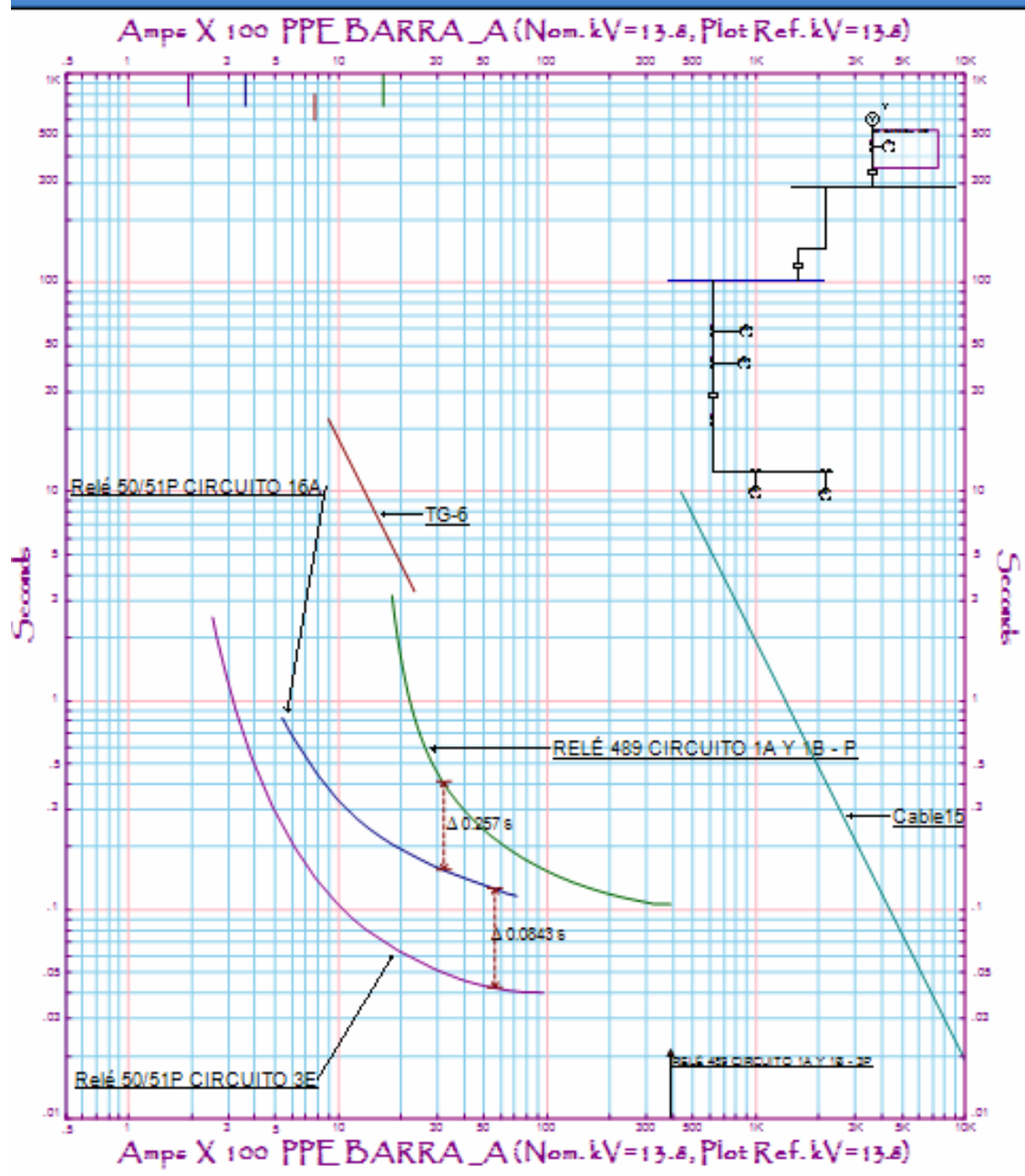


Figura 3.20. Nuevos ajustes de Neutro para el circuito 16A.

Fuente: Autor.

CAPÍTULO IV

REQUERIMIENTOS TÉCNICOS PROPUESTOS PARA LA ACTUALIZACIÓN TECNOLÓGICA DEL SISTEMA DE PROTECCIONES DE PPE 13.8 KV

La complejidad del sistema eléctrico de potencia en la Refinería Puerto La Cruz se ha incrementado considerablemente en los últimos años y cada vez son más los proyectos de ampliación de este centro de procesos de hidrocarburos; ejemplo de ello es el aumento de la capacidad de generación con la construcción en la actualidad de la nueva Planta Alberto Lovera; crece cada vez más la necesidad de transmitir grandes bloques de potencia a través de líneas largas, y el incremento de las restricciones de todo tipo a la construcción de nuevas líneas, lo que tiende a reducir la redundancia de la red de transmisión. Todo esto hace que, tal vez muy pronto, el sistema deba operar en condiciones cercanas a las críticas, e impone a su protección requerimientos muy exigentes en cuanto a velocidad, sensibilidad, selectividad y fiabilidad.

La técnica de la protección de sistemas eléctricos de potencia ha experimentado un desarrollo considerable en las dos (2) últimas décadas. Las investigaciones en esta área pueden subdividirse en dos (2) grandes grupos: los estudios sobre el sistema a proteger y sus elementos en lo referente a su comportamiento en condiciones anormales de operación, y el desarrollo de nuevos principios, sistemas y equipos de protección, y de métodos para su diseño y análisis de operación.

El desarrollo de nuevos principios, sistemas y equipos de protección ha estado favorecido por los avances de la base electrónica disponible. La aplicación de los

dispositivos electrónicos de mediano nivel de integración, que en la década de 1960-70 representó un impulso considerable al desarrollo de los relevadores estáticos de protección, quedó relegada a un' segundo plano con el surgimiento del microprocesador y su utilización para realizar funciones de protección. A ello se suman en la actualidad las posibilidades que brinda la optoelectrónica para el desarrollo de canales de comunicación de gran capacidad con buen aislamiento eléctrico e inmunidad a las interferencias electromagnéticas.

4.1. Protección Electromecánica Vs. Protección Digital.

4.1.1. Dispositivos Electromecánicos.

Estos dispositivos están basados en el uso de dispositivos electrónicos analógicos. Las primeras versiones usaban elementos discretos tales como transistores y diodos además de resistencias, capacitores, inductores, etc.

Los relés electromecánicos fueron un gran salto en tecnología de control por que pudieron satisfacer las necesidades requeridas en su momento, sin embargo, cuando el número de circuitos y elementos a controlar aumentó ya no fueron tan eficaces debido a que de igual manera el número de componentes aumentó y se necesitaba mayor espacio para colocar los controladores.

Una de las ventajas de este tipo de relé es que provee de un aislamiento galvánico entre los circuitos de entrada y salida del dispositivo de una forma sencilla y de bajo costo. Esto es muy importante cuando las señales de salida deben llevar corrientes considerablemente altas.

Por otra parte estos dispositivos fueron presentando una serie de problemas de diseño ya que debían tomarse muchas medidas para prevenir los daños en el equipo electrónico debido a la vulnerabilidad de los mismos en el ambiente de trabajo al cual

estaba sometido y a la interferencia eléctrica que comúnmente se encuentra en una subestación.

Esta sensibilidad del equipo conllevó a tomar en cuenta una importante consideración, diseñar esquemas de alimentación muy confiables y robustos, en donde se implementaba una fuente independiente muy segura para prevenir la mala operación o destrucción de los dispositivos electrónicos durante fallas o maniobras (apertura y/o cierre de interruptores). Para evitar la interferencia debida a la inducción electromagnética los relés eran colocados dentro de cajas metálicas.

Además de lo anterior, este relé tenía una característica particular, gran sensibilidad a descargas estáticas, lo que ocasiona daños que no se perciben instantáneamente sino que se vuelven aparentes mucho tiempo después en forma de fallas prematuras del equipo.

Todas estas fueron causas técnicas que provocaron discontinuar esta clase de equipo, pero la causa más significativa fue el factor económico, dando paso a los dispositivos electrónicos.

4.1.2. Dispositivos Electrónicos

Los microprocesadores y los microcontroladores reemplazaron los circuitos analógicos usados en los relés electromecánicos para implementar sus funciones.

En comparación con los relés electromecánicos, los relés electrónicos introdujeron convertidores analógicos/digitales para todas las mediciones analógicas y microprocesadores que emplean alguna técnica de conteo para implementar los algoritmos de control y protección.

No obstante, los microprocesadores empleados tenían una limitada capacidad de procesamiento y memoria si se les compara con sus sucesores los relés de

protección numérica, pero ofrecían ventajas y funcionalidad adicionales sobre los relés electromecánicos, ya que tenían un rango más amplio de señales, mayor precisión y la capacidad de vincularse a un mando remoto.

La limitada potencia de los microprocesadores restringe el muestreo del tipo de onda que el dispositivo puede realizar por ciclo, lo cual limita la velocidad de operación en ciertas aplicaciones, donde algún equivalente estático puede actuar de manera más rápida y efectiva. Como sea, esta tecnología fue suplantada en los siguientes cinco años por la tecnología numérica.

La diferencia entre los dispositivos electrónicos y los numéricos radica básicamente en finos detalles técnicos sumamente importantes en el área de control y protección. Estos detalles pueden verse como el desarrollo natural de los dispositivos electrónicos debido al avance en la tecnología.

4.1.3. Dispositivos de Control Numéricos.

Los relés numéricos son dispositivos inteligentes que pueden comunicarse e integrarse con otros relés y dispositivos inteligentes de la subestación y del sistema. Poseen múltiples capacidades que realizan funciones de protección, medición, control y supervisión.

Actualmente es bastante común escuchar el término DSP (digital signal processing), esta forma refinada de procesamiento digital de señales es usada por los dispositivos de control numéricos como parte del hardware junto con herramientas avanzadas de software que permiten configurar y parametrizar las unidades de control de bahía. Las señales de entrada analógicas son convertidas a una representación digital y procesadas de acuerdo con un algoritmo matemático apropiado por el DSP. Este procesamiento digital de señales requiere un microprocesador de alta potencia.

Además, con el auge del control numérico se da una reducción considerable de costos; ya que, con el uso de múltiples microprocesadores gran cantidad de funciones que anteriormente eran implementadas en módulos separados como dispositivos de memoria, circuitos de medición, módulos de entrada y salida (I/O), con el control numérico están integrados en un solo dispositivo.

En la actualidad existen factores que impiden aprovechar plenamente las posibilidades potenciales de la protección digital; entre ellos pueden señalarse:

- a) Hay un desarrollo insuficiente de las redes de comunicación, que limita las posibilidades que ofrece la capacidad de comunicación de los relevadores,
- b) El hardware de los relevadores digitales cambia con gran velocidad, lo que dificulta su mantenimiento,
- c) Predomina la utilización de lenguaje ensamblador en los relevadores digitales, lo que limita la transportabilidad de los programas entre distintos relevadores,
- d) Aún hay dificultades para la adaptación de los relevadores digitales a las condiciones ambientales y de interferencias electromagnéticas de una subestación.

4.2. Tecnología utilizada actualmente en sistemas de protección: Relés Multifuncionales de Estado Sólido con Microprocesadores.

La expansión y el crecimiento en complejidad de los sistemas de potencia modernos han traído consigo la necesidad de utilizar relés de protección con características integradas, más sofisticadas y mayor eficiencia. entre las características de estos equipos tenemos las siguientes (tabla 4.1):

Tabla 4.1. Características técnicas que deben garantizar los relés de nueva generaciónFuente: www.geindustrial.com

	CARACTERÍSTICA	UND	• REQUERIDA	NOTAS
1	GENERALES			
1.1	FUNCIÓN		Protección de Alimentadores	
1.2	Principio de funcionamiento		Numérico Digital	
1.3	Frecuencia de operación	Hz	60	
2	ENTRADAS			
2.1	Intensidad de fase	A	1 ó 5	
2.2	Intensidad de tierra	A	1 ó 5	
2.3	Intensidad de tierra sensible	A	1 ó 5	
2.4	Tensión de barra y línea	V	50 a 240 fase-neutro	
3	FUNCIONES DE PROTECCIÓN			
3.1	Función básica (1)		Mínima tensión de barra/línea	
3.2	Función básica (2)		Tensión de secuencia inversa	
3.3	Función básica (3)		Sobrecorriente instantánea	Fase/neutro/tierra
3.4	Función básica (4)		Sobrecorriente temporizada	Fase/neutro/tierra
3.5	Función básica (5)		Máxima tensión de barra/desplazamiento de neutro	
3.6	Función básica (6)		Sobrecorriente Direccional	Fase/neutro/tierra
3.7	Función básica (7)		Mínima frecuencia de barra/relación de cambio	
3.8	Función básica (8)		Restauración automática de mínima tensión	
3.9	Función básica (9)		Restauración automática de mínima frecuencia	
3.10	Función básica (10)		Fallo de interruptor	
3.11	Función básica (11)		Transferencia de barras	
3.12	Función básica (12)		Entradas lógicas programables	
4	FUNCIONES DE CONTROL			
4.1	Función básica (1)		Comprobación de sincronismo	
4.2	Función básica (2)		Nivel de corriente	Fase y neutro
4.3	Función básica (3)		Factor de potencia	
4.4	Función básica (4)		Máxima frecuencia	
4.5	Función básica (5)		Interruptor abierto/cerrado	
4.6	Función básica (6)		Bloqueo de cierre manual	
4.7	Función básica (7)		Bloqueo de arranque en frío	

Tabla 4.1. Características técnicas que deben garantizar los relés de nueva generación. (Cont.)

	CARACTERÍSTICA	UND	• REQUERIDA	NOTAS
4.8	Función básica (8)		Fallo del interruptor	
4.9	Función básica (9)		Fallo de circ. de disparo/cierre	
4.10	Función básica (10)		Int. de arco total del interruptor	
4.11	Función básica (11)		Fallo de tt	
4.12	Función básica (12)		Demanda (a, mw, mvar, mva)	
4.13	Función básica (13)		Entrada analógica	
4.14	Función básica (14)		Registro de eventos	
4.15	Función básica (15)		Contador de disparos	
4.16	Función básica (16)		Salida analógica	
4.17	Función básica (17)		Localizador de fallas	
5	FUNCIONES DE MEDICIÓN			
5.1	Función básica (1)		Valor real de V, A, Hz, Wh, Var, Varh, VA, FP.	
5.2	Función básica (2)		Costos de Wattios/hora	
5.3	Función básica (3)		Presentación por fasores de V e I	
5.4	Función básica (4)		Componentes simétricas de V e I	
5.5	Función básica (5)		Tensión de línea	
5.6	Función básica (6)		Porcentaje de carga-disparo	
5.7	Función básica (7)		Entrada analógica	
5.8	Función básica (8)		Demanda de operación y máxima: A, MW, Mvar, MVA	

El diseño digital es INGENIERÍA y la ingeniería es resolver problemas.

¿Por qué del éxito de los sistemas digitales?:

- w Programables.
- w Flexibilidad y funcionalidad.
- w Mayor velocidad de procesamiento.
- w Mayor inmunidad al ruido.
- w Mayor capacidad de integración.

•

4.3. Ventajas de los Relevadores y Sistemas Digitales de Protección.

La tecnología digital tiene un conjunto de ventajas sobre la analógica, entre las que pueden mencionarse:

- a) Las características de las componentes digitales no cambian con la temperatura, el voltaje de suministro o el envejecimiento.

- b) El comportamiento de las componentes digitales se mantiene invariable en todo el sistema.

- c) Los equipos basados en tecnología digital tienen menos componentes y menos conexiones.

- d) La resolución de un equipo digital depende del número de bits por palabra utilizado en los cálculos aritméticos.

- e) Los equipos digitales no requieren ajuste individual.

- f) La mayoría de los cambios de diseño implican solamente modificaciones de software.

- g) Un sistema digital puede hacer funciones lógicas y aritméticas en el control de un proceso.

- h) Los datos almacenados en un sistema digital no se deterioran, a menos que haya una falla en el sistema.

- i) El costo de los relevadores digitales es ya comparable con el de los analógicos, en algunos casos es menor, su tendencia es a decrecer.

j) Los relevadores digitales tienen capacidad de autodiagnóstico, lo que los hace más confiables que los analógicos.

k) Estos relevadores son totalmente compatibles con la tecnología digital que se está introduciendo en las subestaciones.

l) Tienen una gran flexibilidad funcional, que les permite realizar otras funciones, como las de medición, control y supervisión.

m) Tienen capacidad de comunicación con otros equipos digitales de la subestación y el sistema.

n) Pueden constituir la base de una protección adaptiva, cuyos parámetros de operación cambian automáticamente con las condiciones del sistema.

4.4. Razones que Justifican la Automatización del Principal Centro de Distribución de Potencia de la Refinería Puerto La Cruz (PPE 13.98kV)

En todo proceso de modernización de un sistema determinado, dicho cambio debe justificarse.

La mayoría de los equipos que procesan y almacenan la información que captan las señales procedentes de los PDC y principales circuitos de la refinería son dispositivos analógicos, los cuales introducen un considerable nivel de error en la obtención de la información de interés. Además como cualquier dispositivo electromecánicos o electrónico no está exento de fallas, y si a esto se añade que el equipo no cumple con las especificaciones necesarias para establecer comunicación con el centro de control, se tendrá como resultado que el sistema presente una baja confiabilidad debido a la sensibilidad a las fallas lo cual ocasiona problemas serios en

el servicio brindado, ya que estos dispositivos electromecánicos son muy susceptible a este tipo de eventos.

Algunos de las razones importantes para justificar el cambio de un equipo, es decir, ¿por qué? y ¿cuándo? un dispositivo debe ser reemplazado son las siguientes:

4.4.1. Obsolescencia.

Los avances en la tecnología y la innovación constante de la electrónica moderna hacen que los sistemas continuamente se tengan que estar actualizando; ya que, cada día surge tecnología con mayor capacidad para procesar y almacenar información así como sistemas de monitoreo que permiten visualizar y controlar todas las variables que intervienen dentro de un sistema de energía.

Estos avances tecnológicos van dejando atrás equipos que en su momento fueron los óptimos para el manejo de un determinado sistema. No obstante las exigencias en el control aumentan al punto que el equipo actual debe ser cambiado. A este fenómeno se le conoce como obsolescencia, es decir que el dispositivo empleado queda desactualizado ante la introducción al mercado de otros elementos más modernos y con mayor capacidad. Esta es una característica indeseable en todo sistema.

El hecho de que un equipo esté obsoleto tiene graves repercusiones en el desempeño del sistema; ya que, en caso de falla del mismo el reemplazo del dispositivo fallado no se puede efectuar tan fácilmente, debido a que el fabricante ya no lo está produciendo o es sumamente difícil de conseguir. Además en ciertos casos cuando se logra encontrar el repuesto, este tiene costos muy elevados por las razones expuestas anteriormente.

4.4.2 Desempeño Reducido

Aunque este caso es algo similar al anterior no es del todo igual, cuando un equipo tiene desempeño reducido no precisamente está obsoleto, de igual manera un dispositivo obsoleto no siempre va a tener un desempeño reducido. Estos dos factores tienen mucha relación, pero uno no implica el otro.

El desempeño reducido de un equipo determinado se vuelve un problema significativo cuando el sistema o planta demanda o exige más de lo que puede obtener del sistema de monitoreo y control, en este momento el sistema de control utilizado para manipular el sistema se vuelve insuficiente e ineficiente y no cumple con las características apropiadas para satisfacer las necesidades del sistema para brindar toda la información necesaria al personal de mantenimiento y operación, por lo que esto representa una buena razón para justificar el cambio del equipo.

CONCLUSIONES

w Nada ni nadie puede garantizar la seguridad en un 100% en las instalaciones de un sistema. Una falla produce perturbaciones eléctricas grandes o pequeñas en cada uno de los elementos del sistema. Se necesitan las herramientas necesarias para aplicar los estudios realizados en cualquier edificio o sistema industrial en general. SIEMPRE ha de proveerse algún mecanismo de respaldo. Las diferencias estarán en el costo y sofisticación de tal respaldo.

w Se puede apreciar de los resultados obtenidos de cortocircuito en planta eléctrica unos están muy cercanos al valor de diseño de la misma y otros lo exceden. Los valores de diseño de las barras es el máximo valor de corriente que puede soportar la barra, es decir, que el fabricante aporta el valor simétrico máximo en medio ciclo. El programa utilizado nos ofrece la herramienta *Momentary Duty 1/2 cycle*, que es el valor simétrico máximo en medio ciclo calculado en el sistema, es decir, que la comparación entre los valores de diseño y los aquí calculados se está realizando de manera correcta.

w La coordinación es un caso crítico para la operación apropiada del sistema de distribución eléctrica. Los dispositivos de protección contra sobrecorrientes que se seleccionen y la corriente de falla disponible afecta la coordinación del sistema. Para evitar problemas de coordinación y sus posibles riesgos, la curva tiempo-corriente del dispositivo de sobrecorriente debe ser analizada.

w Los intervalos de tiempos y los criterios de coordinación aquí planteados están basado bajo el Std. IEEE 242-2001. Sin embargo existen situaciones que obligaron a sacrificar tales criterios.

w Los tiempos de coordinación deben fijarse en base a la tecnología de los equipos que intervienen. No es lo mismo coordinar un relé de electromecánico de disco que uno numérico con reposicionamiento. Los criterios de los tiempos de coordinación se fijan generalmente en base a la experiencia de operación con el sistema y la tecnología presente.

w En muchos casos no es posible lograr la protección de un equipo o sistema particular de manera satisfactoria y hay que vivir con la probabilidad de ocurrencia y en otros casos si el equipo o sistema es muy importante se incorporan protecciones adicionales de mayor sensibilidad

RECOMENDACIONES

- w No operar bajo ninguna configuración en la que se tenga que cerrar el enlace entre las barra A y B si se encuentran VALCOR y la Refinería interconectados, a menos que no estén en operación dos de los tres generadores, ya que las magnitudes de las corrientes de falla exceden los valores de diseños en Planta Eléctrica.

- w Aplicar los ajustes a los equipos de protección que fueron definidos en este trabajo.

- w Sustituir los relés electromecánicos instalados en Planta Eléctrica, ya que los mismos son del tipo de inducción y no se pueden coordinar con intervalos de tiempo que se deseen con respecto a los relés ubicados aguas abajo o aguas arriba, los cuales en su mayoría son del tipo numérico a base de microprocesadores.

- w Sustituir el relé principal del turbogenerador TG-7, ya que éste no posee ajustes lo suficientemente altos como para coordinarlo con respecto al relé de enlace de barras ajustes al mismo. Una opción puede ser instalar un nuevo relé con las características similares al del turbogenerador TG-8.

- w El sistema de protección constituye un elemento clave del funcionamiento del sistema eléctrico de la RPLC de manera que su diseño, coordinación y actuación ante las perturbaciones que ocurren en la red condicionan la calidad de suministro a las plantas de procesos, servicios industriales, oficinas, etc., y la estabilidad operativa propia de este sistema.

w Ante cualquier ocurrencia de fallas deberán ser revisados los circuitos afectados, así como los equipos de protección involucrados para proceder al reemplazo efectivo de los componentes perjudicados.

w Hacer uso del Programa Para el Cálculo de Corrientes de Cortocircuito para elegir las características adecuadas de los equipos eléctricos al momento de realizar nuevas instalaciones y/o de hacerse modificaciones al sistema.

BIBLIOGRAFÍA

1. IEEE 241-1990 “**IEEE Recommended Practice for Electric Power Systems in Commercial Buildings**” The Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc. 345 East 47th Street, New York, NY 10017-2394, USA. Año 1.990.
2. IEEE 141-1.993 “**IEEE Recommended Practice For Electric Power Distribution For Industrial Plants**” The Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc. 345 East 47th Street, New York, NY 10017-2394, USA. Año 1.993
3. IEEE 399-1997 “**IEEE Recommended Practice For Industrial And Commercial Power Systems Analysis**”. The Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc. 345 East 47th Street, New York, NY 10017-2394, USA. Año 1.997.
4. HARPER, E. “**Protección De Instalaciones Eléctricas Industriales Y Comerciales**”. Editorial LIMUSA. Año (1.999).
5. IEEE 242-2001 “**Protetion And Coordination Of Industrial And Comercial Power System**”. Publicado por El Instituto De Ingenieros Electricistas Y Electrónicos, INC. IEEE.
6. CHIGNE, D. “**Diseño De Los Sistemas De Control, Protección, Medición Y Señalización De La Subestación Los Bordones 115 Kv / 13,8 Kv**”. Universidad de Sartenejas. Año (2006).

7. RAMIREZ, M. “**Protección de Sistemas Eléctricos de Potencia**”. Universidad de Nuevo león Año (2005).
8. ETAP PowerStation 5.5.5 “**User Guide**”. Junio de 2.006.
9. www.intranet.pdvsa.com
10. www.geindustrial.com
11. www.google.com
12. General Electric Multilin. **Catalogo**
13. ABB. **Catalogo**
14. westinghouse. **Catalogo**

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:

TÍTULO	EVALUACIÓN DE LOS AJUSTES DE PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE ASOCIADOS A LOS CIRCUITOS DE PLANTA ELÉCTRICA EN 13.8 KV DE LA REFINERÍA PUERTO LA CRUZ
SUBTÍTULO	

AUTOR (ES):

APELLIDOS Y NOMBRES	CÓDIGO CULAC / E MAIL
SIFONTES H. MARINEL D..	CVLAC: 17.235.421 E MAIL: md.sifontes@gmail.com
	CVLAC: E MAIL:
	CVLAC: E MAIL:
	CVLAC: E MAIL:

PALÁBRAS O FRASES CLAVES:

Coordinación de Protecciones,

Sobrecorriente,

Fallas,

Selectividad,

Relés

ETAP

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:

ÀREA	SUBÀREA
Ingeniería Y Ciencias Aplicadas	Ingeniería Eléctrica

RESUMEN (ABSTRACT):

El estudio desarrollado en éste trabajo permitió evaluar las protecciones de sobrecorriente (50/51 de fase y neutro) asociadas a los circuitos de Planta Eléctrica en 13.8kV (PPE 13.8 kV), sala de generación y distribución ubicada en la Refinería Puerto La Cruz (RPLC), mediante la utilización del programa ETAP® (Electrical Transient Analysis Program) versión 6.0.0, en el que se simplificó el sistema actualizando la base de datos existente. Se plantearon objetivos como realizar análisis cortocircuito, dato necesario para llevar a cabo la selección de los ajustes que deben tener los relés en el esquema de protección contra sobrecorrientes para aumentar la selectividad del sistema. Finalmente se proponen requerimientos técnicos para la actualización tecnológica del sistema de protecciones estudiado.

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:**CONTRIBUIDORES:**

APELLIDOS Y NOMBRES	ROL / CÓDIGO CVLAC / E MAIL				
	ROL	CA	AS X	TU	JU
OCHOA G. JOSÉ A.	CVLAC:	13.565.013			
	E_MAIL	jaogelec@Gmail.com			
	E_MAIL				
	ROL	CA	AS X	TU	JU
PARRA. HERNÁN.	CVLAC:	4.362.464			
	E_MAIL	hpconsultores@gmail.com			
	E_MAIL				
	ROL	CA	AS	TU	JU X
SUÁREZ F. LUÍS J.	CVLAC:	11.144.624			
	E_MAIL	cerosilicon@gmail.com			
	E_MAIL				
	ROL	CA	AS	TU	JU X
NATERA LENIN.	CVLAC:	14.763.332			
	E_MAIL	Lenin.natera@gmail.com			
	E_MAIL				
	ROL	CA	AS	TU	JU X

FECHA DE DISCUSIÓN Y APROBACIÓN:

2010	04	12
AÑO	MES	DÍA

LENGUAJE. SPA

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:**ARCHIVO (S):**

NOMBRE DE ARCHIVO	TIPO MIME
TESIS.Coordinación Protecciones RPLC.doc	Aplication/msword

CARACTERES EN LOS NOMBRES DE LOS ARCHIVOS: A B C D E F
G H I J K L M N O P Q R S T U V W X Y Z. a b c d e f g h i j k l m n o p q r s t u v
w x y z. 0 1 2 3 4 5 6 7 8 9.

ALCANCE

ESPACIAL: Refinería Puerto La Cruz (OPCIONAL)

TEMPORAL: 9 meses (OPCIONAL)

TÍTULO O GRADO ASOCIADO CON EL TRABAJO:

Ingeniero

NIVEL ASOCIADO CON EL TRABAJO:

Pre-grado

ÁREA DE ESTUDIO:

Departamento de Electricidad

INSTITUCIÓN:

Universidad de Oriente - Núcleo de Anzoátegui

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:**DERECHOS**

De acuerdo al Artículo 41 del reglamento de trabajos de grado de la Universidad de Oriente:

“Los Trabajos de Grado son de exclusiva propiedad de la Universidad y solo podrán ser utilizados para otros fines con el consentimiento del consejo de núcleo respectivo, el cual participará al Consejo Universitario”.

AUTOR**Marinel Sifontes
AUTOR****AUTOR****Hernán Parra
TUTOR****Luis Suárez
JURADO****Lenin Natera
JURADO**

**Verena Mercado
POR LA SUBCOMISION DE TESIS**