

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

ESTUDIO DE COORDINACIÓN DEL SISTEMA DE PROTECCIONES ASOCIADOS AL CIRCUITO DE DISTRIBUCIÓN A4 DE LA SUBESTACIÓN ELEGGUA 12,47 kV.

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
por el Br. Revetti R., Rogelio R.
para optar al Título de
Ingeniero Electricista

Caracas, 2010

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

ESTUDIO DE COORDINACIÓN DEL SISTEMA DE PROTECCIONES ASOCIADOS AL CIRCUITO DE DISTRIBUCIÓN A4 DE LA SUBESTACIÓN ELEGGUA 12,47 KV.

Prof. Guía: Ing. Vanessa Carlson
Tutor Industrial: Ing. Yand Blanco

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
por el Br. Revetti R., Rogelio R.
para optar al Título de
Ingeniero Electricista

Caracas, 2010

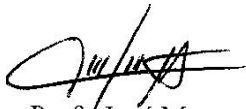
CONSTANCIA DE APROBACIÓN

Caracas, 04 de junio de 2010

Los abajo firmantes, miembros del Jurado designado por el Consejo de Escuela de Ingeniería Eléctrica, para evaluar el Trabajo Especial de Grado presentado por el Bachiller Rogelio R. Revetti R., titulado:

**“ESTUDIO DE COORDINACIÓN DEL SISTEMA DE PROTECCIONES
ASOCIADOS AL CIRCUITO DE DISTRIBUCIÓN A4 DE LA SUBESTACIÓN
ELEGGUA 12,47 kV”**

Consideran que el mismo cumple con los requisitos exigidos por el plan de estudios conducente al Título de Ingeniero Electricista en la mención de Potencia, y sin que ello signifique que se hacen solidarios con las ideas expuestas por el autor, lo declaran APROBADO.



Prof. José Mora
Jurado



Prof. Antonio Clemente
Jurado



Prof. Vanessa Carlson
Prof. Guía

DEDICATORIA

Porque eres la mujer más bella que jamás conocí, porque eres una mujer de fe y esperanza y siempre lo logras transmitir, porque todo lo que soy te lo debo a ti, atribuyo todos mis éxitos en esta vida a las enseñanzas moral, intelectual, y física que he recibido de ti. Es por esto y más, y porque las palabras nunca serán suficientes para expresar todo el agradecimiento que tengo, que dedico esta tesis a ti, mi querida madre Crucita...

Revetti R., Rogelio R.

RECONOCIMIENTOS Y AGRADECIMIENTOS

El mayor agradecimiento es para aquel silencioso amigo llamado Dios, quien me ha dado la paciencia y fortaleza para llegar a esta meta. Agradezco a mi familia, a mí querida madre Crucita Rodríguez, y mi hermano Jimmy Brito, quienes han sabido darme apoyo para no perder la fe. A mi tía Idalia Rodríguez, cuyos consejos me han sido de mucha ayuda. A mi tío Juan Rodríguez, quien siempre me ha apoyado en todo lo que ha podido. A mi tía Tana Rodríguez, quien siempre ha estado cerca para brindarme su colaboración. A mis primos Maricruz Toro, Rosseiling Ramírez, Elvis Gamboa, Gabriel Gamboa, Yuesday Revetti, Zulay Casique, Ángel Casique, Marcos Casique, quienes de una u otra forma han sabido darme las palabras necesarias para continuar con esta carrera.

A mis amigos, Paula de Curtis, Idania Martínez, Alejandra Osorio, José Fariña, Oliver Suhr, Juan Sintclain, Dulcy Navarro, Jesús Villarroel, Jorge Whilchy, Vicente Romerogarcía, William Centeno, Balmore García, Luis Yopez, María Cristina Cabeza, Cinthia Maldonado, Nereida Pimentel, Carlos Bailey, quienes a lo largo de esta carrera me han brindado en diversas oportunidades su valiosa ayuda.

A aquellas personas que tuvieron relacionadas con el desarrollo de esta tesis como lo son, mi tutor industrial, el Ing. Yand Blanco, quien me dio la oportunidad de elaborar este trabajo y siempre me brindó su apoyo y sus conocimientos. A mi prof. Guía, la Ing. Vanessa Carlson, quien me prestó su valiosa colaboración y ayuda para la culminación de este proyecto. Y a quienes de alguna manera tuvieron vinculadas con esta tesis, y cuya ayuda fue de gran importancia como TSU Rafael Piñango, Ing. Lisett Silva, TSU Jesús Delgado, TSU Javier Meneses, TSU Humberto Medina, Ing. José Benavides, y todo el personal que laboran en el equipo de protecciones y controles del C/S El Marques.

Revetti R., Rogelio R.

**ESTUDIO DE COORDINACIÓN DEL SISTEMA DE
PROTECCIONES ASOCIADOS AL CIRCUITO DE DISTRIBUCIÓN
A4 DE LA SUBESTACIÓN ELEGGUA 12,47 kV.**

Prof. Guía: Ing. Vanessa Carlson. Tutor Industrial: Ing. Yand Blanco. Tesis. Caracas. U.C.V. Facultad de Ingeniería. Escuela de Ingeniería Eléctrica. Ingeniero Electricista. Opción: Potencia. Institución: Electricidad de Caracas C.A. 2010. 94 h. + Anexos.

Palabras Claves: Protecciones Eléctricas; Relé de Sobrecorriente; Coordinación de Protecciones; Transferencia Automática de Carga; Registro Oscilográfico; Inrush Current; Sympathetic Inrush Current.

Resumen. Este trabajo de investigación plantea el estudio de la coordinación del sistema de protecciones asociados al circuito de distribución A4 de la subestación ELEGGUA 12,47 kV, motivado a que aguas abajo de este alimentador existen unos interruptores de transferencia automática de carga que cuando realizan la maniobra se genera una perturbación que afecta la operación de las protecciones de dicho circuito. Además, se realizó un registro oscilográfico que facilite el análisis y estudio de la perturbación que ocurre durante dichas transferencias.

ÍNDICE GENERAL

CONSTANCIA DE APROBACIÓN	iii
DEDICATORIA	iv
RECONOCIMIENTOS Y AGRADECIMIENTOS	v
LISTA DE TABLAS	xii
LISTA DE FIGURAS	xiv
LISTAS DE ABREVIATURAS Y SIGLAS	xvi
INTRODUCCIÓN	1
CAPÍTULO I	3
1 FORMULACIÓN DEL PROBLEMA	3
1.1 Planteamiento del Problema	3
1.2 Justificación	4
1.3 Objetivo General	5
1.4 Objetivos Específicos	5
CAPÍTULO II	6
2 GENERALIDADES SOBRE SUBESTACIONES DE DISTRIBUCIÓN	6
2.1 Subestación de Distribución	6
2.2 Tipos de Subestaciones de Distribución	6
2.3 Tipos de Construcción de Subestaciones de Distribución	7
2.4 Elementos que Integran una Subestación	7
CAPÍTULO III	10
3 GENERALIDADES SOBRE FALLAS	10

CAPÍTULO IV	13
4 GENERALIDADES SOBRE SISTEMAS DE PROTECCIONES	13
4.1 Sistemas de Protecciones	13
4.2 Características Funcionales del Sistema de Protección	13
4.3 Zona de Protección.....	14
4.4 Elementos de un Equipo de Protección	15
4.5 Equipos y Dispositivos de Protección.....	17
4.5.1 Relés de Sobrecorriente	17
4.5.2 Reconectores	21
4.5.3 Seccionalizadores.....	22
4.5.4 Fusibles.....	22
CAPÍTULO V	23
5 AJUSTE Y COORDINACIÓN DE LAS PROTECCIONES	23
5.1 Criterios para la Selección de los Ajustes y Coordinación de los Relés de Sobrecorriente.....	24
5.1.1 Ajuste de la Protección Temporizada de Fase	24
5.1.2 Ajuste de la Protección Temporizada del Neutro	26
5.1.3 Ajuste de la Unidad Instantánea de Fase.....	27
5.1.4 Ajuste de la Unidad Instantánea del Neutro.....	28
5.1.5 Coordinación de las Protecciones de Sobrecorriente de Fase y Neutro	28
5.2 Relé de Sobrecorriente General Electric Modelo IFC53B	29
CAPÍTULO VI	32
6 DESCRIPCIÓN DE LA SUBESTACIÓN DE DISTRIBUCIÓN EN ESTUDIO	32

CAPÍTULO VII -----	35
7 PROCEDIMIENTO PARA EL ESTUDIO DE COORDINACIÓN DE LAS PROTECCIONES DE SOBRECORRIENTE EN LA S/E ELEGGUA 69/12,47kV-----	35
7.1 Análisis de Fallas-----	35
7.2 Ajuste de las Protecciones de Sobrecorriente (Temporizadas e Instantáneas) de los Circuitos de Distribución Ubicados a la Salida de la S/E ELEGGUA 12,47 kV-----	36
7.3 Coordinación de las Protecciones de Sobrecorriente Temporizadas de Fase para una Falla Trifásica en la S/E 12,47 kV-----	38
7.3.1 Coordinación de las Protecciones Principales de Sobrecorriente del Transformador de Distribución con las Protecciones de los Circuitos Alimentadores-----	38
7.3.2 Coordinación de las Protecciones en Alta Tensión con las Protecciones Principales del Transformador de Distribución-----	39
7.4 Coordinación de las Protecciones de Sobrecorriente Temporizadas de Fase para una Falla Trifásica en la S/E 69 kV-----	41
7.4.1 Coordinación de las Protecciones a la Salida de la Línea de Subtransmisión con las Protecciones en el Lado de Alta Tensión de los Transformadores de Distribución-----	41
7.5 Coordinación de las Protecciones Temporizadas de Neutro para una Falla Monofásica a Tierra en las Subestaciones 12,47 y 69 kV-----	42
7.5.1 Coordinación de la Protección de Neutro del Transformador de Distribución con la Protección de Neutro de los Circuitos Alimentadores-----	42

7.5.2	Coordinación de la Protección de Neutro a la Salida de la Línea de Subtransmisión con la Protección de Neutro del Transformador de Distribución-----	44
CAPÍTULO VIII-----		45
8	COORDINACIÓN DE LAS PROTECCIONES DE SOBRECORRIENTE EN LA S/E ELEGUA 12,47 kV -----	45
8.1	Análisis de Falla -----	46
8.2	Ajuste de las Protecciones de sobrecorriente de los Circuitos de Distribución Ubicados a la Salida de la S/E 12,47 kV -----	47
8.3	Coordinación de las Protecciones de Sobrecorriente Temporizadas de Fase para una Falla Trifásica en la S/E 12,47 kV -----	50
8.3.1	Coordinación de las Protecciones Principales de Sobrecorriente del Transformador de Distribución con las Protecciones de los Circuitos Alimentadores -----	50
8.3.2	Coordinación de las Protecciones de Fase de Alta Tensión con las Protecciones Principales del Transformador de Distribución-----	52
8.4	Coordinación de las Protecciones de Sobrecorriente Temporizadas de Fase para una Falla Trifásica en la S/E 69 kV -----	56
8.4.1	Coordinación de las Protecciones en la Línea de Subtransmisión con las Protecciones en el Lado de Alta Tensión de los Transformadores de Distribución-----	56
8.5	Coordinación de las Protecciones Temporizadas de Neutro para una Falla Monofásica a Tierra en las Subestaciones 12,47 y 69 kV -----	57
8.5.1	Coordinación de la Protección de Neutro del Lado de Baja del Transformador de Distribución con la Protección de Neutro de los Circuitos Alimentadores -----	57

8.5.2	Coordinación de la Protección de Neutro de la Línea de Subtransmisión con la Protección de Neutro del Transformador de Distribución-----	61
CAPÍTULO IX -----		63
9	REGISTROS OSCILOGRÁFICOS DE LAS TRANSFERENCIAS AUTOMÁTICAS DE CARGA QUE RELACIONAN A LOS CIRCUITOS B4 (PREFERIDO) Y A4 (EMERGENTE) DE LA S/E ELEGGUA 12,47 kV ----	63
9.1	Situación Planteada -----	63
9.2	Inrush Current-----	63
9.3	Sympathetic Inrush Current -----	65
9.4	Equipo Registrador de Fallas y Perturbaciones-----	66
9.5	Procedimiento para el Registro Oscilográfico -----	66
9.5.1	Fase 1 -----	66
9.5.2	Fase 2 -----	67
9.5.3	Fase 3 -----	71
9.5.4	Fase 4 -----	72
9.6	Registros Oscilográficos -----	73
CONCLUSIONES -----		80
RECOMENDACIONES -----		82
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS -----		87
BIBLIOGRAFÍAS -----		90
GLOSARIO -----		93
ANEXOS -----		95

LISTA DE TABLAS

Tabla 5-1. Ajustes Disponibles del TAP de Fase y Neutro del General Electric Modelo IFC53B	31
Tabla 8-1. Datos de los Valores Base y Niveles de Cortocircuito de la S/E 69 kV....	45
Tabla 8-2. Datos de Placa Asociados a los Transformadores de Distribución de la S/E 12,47kV.....	45
Tabla 8-3. Datos Asociados a los Conductores de los Circuitos Alimentadores de la S/E 12,47 kV	46
Tabla 8-4. Ajustes Disponibles de los CT's Ubicados en la S/E en Estudio	46
Tabla 8-5. Magnitudes de las Corrientes de Cortocircuitos debido a una Falla Trifásica o Monofásica en la S/E 12,47 kV	47
Tabla 8-6. Magnitudes de las Corrientes de Cortocircuitos debido a una Falla Trifásica o Monofásica en la S/E 69 kV	47
Tabla 8-7. Ajustes de los Relés de Fase y Neutro Ubicados en cada Circuito Alimentador.....	49
Tabla 8-8. Ajustes de los Relés Principales de Fase Ubicados en el Lado de Baja Tensión de los Transformadores de Distribución	52
Tabla 8-9. Ajustes de los Relés de Fase Ubicados en el Lado de Alta Tensión de los Transformadores de Distribución.....	54
Tabla 8-10. Ajustes de los Relés de Fase Ubicados Tanto a la Salida de la Línea de Subtransmisión Como en el Lado de Alta Tensión de los Transformadores de Distribución para una Falla Trifásica en la S/E 69 kV.....	57
Tabla 8-11. Ajustes del Relé Principal de Neutro Ubicado en el Lado de Baja Tensión de Cada Transformador de Distribución.....	59
Tabla 8-12. Ajustes de los Relés de Neutro Ubicados a la Salida de la Línea de Subtransmisión y en el Lado de Alta Tensión de los Transformadores de Distribución para una Falla Monofásica a Tierra en la S/E 69 kV	62

Tabla 9-1. Porcentaje de Aumento que Sufrirían las Corrientes del Circuito Emergente al Ocurrir 4 y 5 Transferencias 78

LISTA DE FIGURAS

Figura 3-1. Ejemplos de Fallas en Derivación y Serie.....	11
Figura 4-1. Elementos Externos que Conforman a un Relé de Sobrecorriente	18
Figura 4-2. Clasificación Básica de los Relés de Sobrecorriente.....	19
Figura 4-3. Curvas Características de Tiempo-Corriente de los Relés de Sobrecorriente	21
Figura 5-1. Esquema que Permite la Ilustración de la Coordinación del Relé A con el Relé B.....	29
Figura 5-2. Conexión Externa Típica del Relé de Sobrecorriente General Electric Modelo IFC53B	30
Figura 6-1. Diagrama de la S/E ELEGGUA 69/12,47 kV	34
Figura 7-1. Relés de Sobrecorriente de Fase (50/51) y de Neutro (50N/51N) de Cada Circuito Alimentador	36
Figura 7-2. Esquema para Ilustrar la Coordinación entre las Protecciones Principales (Lado de Baja del Transformador) con las Protecciones de los Circuitos Alimentadores	38
Figura 7-3. Esquema para Ilustrar la Coordinación entre las Protecciones en Alta Tensión con las Protecciones Principales del Transformador de Distribución.....	39
Figura 7-4. Esquema para Verificar la Coordinación entre las Protecciones a la Salida de la Línea de Subtransmisión con las Protecciones en Alta Tensión del Transformador de Distribución.....	41
Figura 7-5. Esquema para Ilustrar la Coordinación entre la Protección Principal de Neutro del Transformador de Distribución con la Protección de Neutro de los Circuitos Alimentadores.....	42
Figura 7-6. Esquema para Verificar la Coordinación entre la Protección de Neutro a la Salida de la Línea de Subtransmisión con la Protección de Neutro del Transformador de Distribución.....	44

Figura 8-1. Curvas Características para la Coordinación de las Protecciones Temporizadas de Fase para una Falla Trifásica en la S/E 12,47 kV.....	55
Figura 8-2. Curvas Características para la Coordinación de la Protección de Neutro del Lado de baja del Transformador de Distribución con la Protección de Neutro de los Circuitos Alimentadores.....	60
Figura 9-1. Breve Esquema que Representa la Interacción Entre Transformadores Durante el Fenómeno de la <i>Sympathetic Inrush Current</i>	65
Figura 9-2. Modelo de Carga Utilizada para Modelar la Asociada a cada Interruptor de Transferencia Durante las Simulaciones	68
Figura 9-3. Troncal del Circuito de Distribución en Estudio.....	69
Figura 9-4. Corrientes Trifásicas Presentes en el Circuito Emergente Durante las Transferencias Automáticas de Carga.....	70
Figura 9-5. Breve Esquema de Conexión Para el Registro Oscilográfico	72
Figura 9-6. Registro Oscilográfico de las Señales de Corriente Presentes tanto en el Circuito Preferido (B4) como en el Circuito Emergente (A4), Durante las Transferencias Automáticas de Cargas	75
Figura 9-7. Registro Oscilografico de las Señales de Corriente Presentes en Cada Fase y en el Neutro del Circuito Emergente.....	76
Figura 9-8. Incremento Teórico de la Corriente del Neutro al Ocurrir Cuatro y Cinco Transferencias Automáticas	79

LISTAS DE ABREVIATURAS Y SIGLAS

- ◆ C/S: Centro de Servicio.
- ◆ CT: Transformador de Corriente.
- ◆ Dyn1: Conexión Fasorial del Transformador, Delta-Estrella con neutro puesto a tierra y desfasaje de 30°.
- ◆ E de C: Electricidad de Caracas C.A.
- ◆ ELEGGUA: Electricidad Guarenas-Guatire.
- ◆ EMTP: Electro-Magnetic Transients Program.
- ◆ FC: Factor de Carga.
- ◆ INST: Ajuste de la Unidad Instantánea del Relé.
- ◆ MC: Margen de Coordinación.
- ◆ MCM: Miles de Circular Mils.
- ◆ P/C: Protecciones y Controles.
- ◆ PLT: Polietileno.
- ◆ PT: Transformador de Potencial.
- ◆ pu: Por Unidad.
- ◆ S/E: Subestación.
- ◆ TAP: Corriente Mínima de Operación del Relé Temporizado.
- ◆ TL: Dial de Tiempo.
- ◆ TM: Múltiplo del TAP.

INTRODUCCIÓN

Un sistema de protección tiene como objetivo minimizar los daños y efectos que se derivan de los diferentes tipos de fallas, funcionamiento irregular del sistema, así como también las condiciones indeseadas de los dispositivos que conforman la red. Para ello, es necesario considerar un ajuste y una coordinación entre cada elemento de protección, de manera tal de que se adapte a todas las condiciones de operación normal del sistema de potencia. No obstante, cuando ocurren cambios en las condiciones de operación o en la configuración de la red, pueden ocurrir procesos transitorios que pueden perjudicar la calidad y continuidad del servicio de energía eléctrica, ocasionando que las protecciones operen de manera indeseada debido a las sobrecorrientes que se originan durante dichos transitorios.

En este proyecto de investigación, se realiza el estudio de coordinación del sistema de protecciones asociados al circuito de distribución A4 de la subestación ELEGGUA 12,47 kV. La tarea consiste en verificar los ajustes y la coordinación de las protecciones de sobrecorriente temporizadas e instantáneas, ya que “aguas abajo” este alimentador se encuentra interconectado a través de unos interruptores de transferencia automática con otro alimentador denominado preferido, que cuando ocurre la maniobra, las protecciones del circuito A4 actúan motivado a una posible sobrecorriente que se genera al cambiar el estado de la red debido a las transferencia automáticas. Adicionalmente se realizará un registro oscilográfico que permita dar información acerca de las magnitudes de los parámetros eléctricos presentes durante estas transferencias. Este trabajo está conformado por 9 capítulos, y a lo largo de cada uno de ellos se desarrollará lo siguiente:

En el Capítulo I, se presenta el planteamiento del problema y las causas que motivaron al desarrollo de este trabajo de investigación, además de plantear los objetivos a alcanzar.

En los Capítulos II, III y IV, se definen los principales conceptos básicos que se relacionan con la temática de este trabajo de investigación, como lo son las generalidades de una subestación de distribución, tipos, construcción y elementos que la integran. Fallas, concepto, tipos y sus efectos dañinos que le pueden causar al sistema de potencia. Generalidades de sistemas de protecciones, sus características, elementos que la conforman, y los distintos dispositivos existentes en una red de distribución.

En el Capítulo V, se describe los principales criterios y normas que utiliza la Electricidad de Caracas C.A. para la determinación de los ajustes y la coordinación del sistema de protecciones de sobrecorriente. En el Capítulo VI, se hace una breve descripción de la subestación en estudio, en donde se detalla su configuración, y las características de los principales elementos de potencia y de protección que la conforman. En el Capítulo VII, es en donde se define el procedimiento seguido para la determinación de los ajustes y la coordinación del sistema de protecciones en base a los criterios establecidos en el Capítulo V. Y en el Capítulo VIII, es en donde se realizan los cálculos y determinaciones para alcanzar dicho objetivo.

En el Capítulo IX, es en donde se estudia y analiza el fenómeno transitorio que ocurre durante las transferencias automáticas. En este apartado, se explica el procedimiento seguido para la obtención del registro oscilográfico. Se hace el análisis de las curvas obtenidas y se da una breve descripción de las posibles causas que origina este proceso transitorio que afecta la operación de las protecciones de sobrecorriente.

CAPÍTULO I

1 FORMULACIÓN DEL PROBLEMA

1.1 Planteamiento del Problema

Desde el año 2005 se han venido presentando disparos sin causa aparente en varios circuitos de distribución de la subestación (S/E) ELEGGUA 69/12,47 kV. Esto ha venido afectando la calidad y el tiempo de restablecimiento del servicio, debido a que durante las maniobras de recuperación se sospecha de la ocurrencia de una falla en el circuito de salida (feeder) y al cabo de un cierto tiempo se determina que no hay ningún daño en la red eléctrica. Estos eventos han originado diversos reportes de trabajo, labores de mantenimiento correctivo y empleo de horas hombres, lo cual ha impactado de manera negativa la imagen de la empresa, el servicio prestado al cliente y desde el punto de vista financiero, se han generado incrementos en gastos por actividades de mantenimiento.

Uno de estos eventos tiene que ver específicamente con los circuitos de distribución A4 y B4 de la S/E ELEGGUA 69/12,47 kV. Ambos alimentadores se encuentran interconectados “aguas abajo” por medio de interruptores de transferencia automática. Dichos equipos, transfieren la carga que tienen asignada desde el circuito B4, denominado preferido, al circuito A4, denominado emergente, siempre y cuando exista alguna condición de falla que permita dicha operación. Pero al ocurrir la mencionada maniobra, se provoca la actuación de las protecciones del circuito emergente, quedando ambos alimentadores fuera de servicio. Esto genera las respectivas labores de inspección en la zona, reportándose que las causas que

permitan describir la “falla” del circuito A4, son desconocidas. Esto ha generado inquietud tanto para el personal técnico del centro de servicio (C/S) ELEGGUA como también para el Equipo de Protecciones y Controles (P/C) de la Unidad de Subestaciones del C/S El Marques, y ha sido motivo de investigación, ya que es recurrente la anomalía planteada.

Por consiguiente, la presente propuesta de trabajo de grado opta por realizar un estudio de coordinación del sistema de protecciones de la S/E ELEGGUA 69/12,47 kV, en donde se pretende realizar un análisis oscilográfico que proporcionará información de las magnitudes de aquellas señales presentes durante la maniobra de transferencia automática de carga, y que permitirá verificar que los ajustes requeridos en la protecciones asociadas con el circuito de distribución A4 no se vean afectadas durante la ejecución de la mencionada maniobra, y de esta forma seguir brindando un mejor servicio de suministro de energía eléctrica a los usuarios de la zona afectada.

1.2 Justificación

De lo mencionado anteriormente y motivado por la anomalía presente durante la transferencia automática de carga, se hace necesario verificar los ajustes de los relés de sobrecorriente temporizado e instantáneo, en base a las magnitudes de las señales que se están generando durante la ejecución de la maniobra, y así poder establecer si es viable un nuevo ajuste de las protecciones ó por el contrario el de implementar alguna otra posible solución que permita disminuir las actuaciones de las protecciones debido a las transferencias y así poder seguir brindando un mejor servicio a la zona afectada.

1.3 Objetivo General

Realizar el estudio de coordinación de los sistemas de protecciones asociados al circuito de distribución A4 de la S/E ELEGGUA 12,47 kV de la Electricidad de Caracas C.A.

1.4 Objetivos Específicos

- ◆ Determinar las condiciones de operación de la subestación que estén vinculadas con la transferencia automática de carga del circuito en estudio, con el fin de obtener los límites de no actuación de las protecciones asociadas.
- ◆ Verificar las máximas y mínimas corrientes que pueden alimentar los cortocircuitos, para así cumplir con los criterios de selectividad y sensibilidad de toda coordinación de protección.
- ◆ Efectuar mediciones de campo, a fin de poder realizar un análisis oscilográfico de las señales de tensión y corriente del circuito de distribución, esto con el fin de obtener información relacionada con las magnitudes de las mismas.
- ◆ Realizar la modelación de los dispositivos existentes en el circuito de distribución A4 mediante el software de simulación EMTP-ATP.

CAPÍTULO II

2 GENERALIDADES SOBRE SUBESTACIONES DE DISTRIBUCIÓN

Durante el desarrollo de este trabajo se emplearon términos relacionados con los diferentes dispositivos y componentes presentes en una subestación de distribución. A continuación se presenta una breve síntesis que permitirá una comprensión adecuada de dichos términos.

2.1 Subestación de Distribución

Una subestación de distribución es un conjunto de equipos y dispositivos que tienen como función modificar parámetros asociados a la potencia eléctrica, seccionar el sistema eléctrico y dar confiabilidad de servicio al usuario. En el proceso de generar, transmitir y distribuir la energía eléctrica, las subestaciones de distribución representan el punto en donde el voltaje de transmisión es transformado a un voltaje menor, con el fin de distribuirlo por medio de la red del sistema hasta las instalaciones de los centros de consumo. [1]

2.2 Tipos de Subestaciones de Distribución

Básicamente se pueden distinguir dos tipos [1]:

- ♦ *Tipo No Intemperie.* En donde los equipos se encuentran ubicados en compartimientos que no están diseñados para trabajar a la intemperie.

- ♦ *Tipo Intemperie.* En donde los equipos se encuentran ubicados en celdas modulares diseñadas para trabajar a la intemperie. Este tipo de subestación son las usadas por la Electricidad de Caracas C.A. (E de C)

2.3 Tipos de Construcción de Subestaciones de Distribución

Básicamente se puede distinguir [1]:

- ♦ *Aéreas:* este tipo de construcción tiene su aplicación en aquellas áreas en donde los circuitos de distribución son predominantemente aéreos, ya que el terreno permite la accesibilidad del tendido de los conductores.
- ♦ *Subterráneas:* este tipo de construcción tiene su aplicación en aquellas áreas urbanas en donde la demanda de la carga es alta y el acceso se hace dificultoso para la llegada con líneas aéreas; o por simples disposiciones reglamentarias de organismos municipales, en donde solo se permita este tipo de construcción.
- ♦ *Mixtas:* combinación de las dos anteriores.

2.4 Elementos que Integran una Subestación

Básicamente una subestación de distribución está conformada por los siguientes elementos [1]:

- ♦ *Alimentación o llegada a la subestación,* la cual está conformada por:
 - Pórtico o estructura
 - Caja de conexión en aceite

- ♦ *Unidad de transformación*, la cual se encuentra equipada con:
 - Conectores o Bushings de entrada y salida
 - Cambiador de tomas y regulador de voltaje
 - Equipos de medición y protección

- ♦ *Celdas o tableros eléctricos*. Son estructuras constituidas por módulos de láminas metálicas, donde se encuentran los tableros de control, medición, protección y señalización de alarma. [1] Las celdas de una subestación se denominan en general por la función de utilización a la cual van a ser sometidas, así por ejemplo se obtienen nombres como [2]:
 - Celdas de entrada
 - Celdas de salida
 - Celdas de servicios auxiliares, etc.

En las celdas clasificadas como Protección y Control General se encuentran concentrados fundamentalmente [1]:

- Interruptor principal
 - Circuito de control
 - Sistema de voltaje selectivo
 - Relé de protección de sobrecorriente de fase
 - Relé de protección de sobrecorriente del neutro
 - Relé de bloqueo o lockout de barra
 - Equipos de medición
 - Elementos mecánicos o eléctricos para manejo (motores, palancas, etc.)

- Interruptor de los circuitos o alimentadores
 - Circuito de control
 - Relé de protección de sobrecorriente de fase
 - Relé de protección de sobrecorriente del neutro
 - Relé de bloqueo o lockout de barra
 - Equipos de medición
 - Elementos mecánicos o eléctricos para manejo

- ◆ *Transformadores y equipos auxiliares*
 - Transformadores de corriente (CT)
 - Transformadores de potencial (PT)
 - Anunciadores de alarma
 - Baterías y cargadores
 - Transformadores de servicio

CAPÍTULO III

3 GENERALIDADES SOBRE FALLAS

Se denomina falla en una red eléctrica, a cualquier evento que interfiera con el flujo normal de corriente en el sistema. Un cortocircuito, es considerado como un tipo de falla, y el mismo es una condición anormal de la red, el cual produce un aumento considerable del valor de la intensidad de corriente. En general, se dice que se ha producido un cortocircuito, cuando se establece una conexión accidental o intencionada, de dos o más puntos de un circuito que operan a diferente potencial. Los efectos que pueden provocar los cortocircuitos son perjudiciales para el sistema, debido al enorme incremento de las corrientes, que por lo general superan en varios órdenes de magnitud a los valores de intensidad en operación normal, además de que en ocasiones pueden provocar fenómenos de sobretensiones en la red. [3], [4]

Dependiendo de la naturaleza y duración de la falla, del punto de la instalación que es afectado, y de la magnitud de la intensidad de corriente, los principales efectos dañinos que provocan los cortocircuitos son [3]:

- ♦ Sobrecalentamiento excesivo de los conductores, debido al aumento de las pérdidas por efecto Joule, lo cual puede ocasionar deterioros irreversibles en el aislante e incluso en los conductores mismos.
- ♦ Variaciones de la tensión del sistema, las cuales se presentan con fuertes depresiones de voltaje en las fases involucradas y una elevación en las fases sanas.

- ♦ Sobreesfuerzos electrodinámicos, las elevadas temperaturas causan debilitamiento en la resistencia mecánica conllevando a la posible rotura o desplazamientos bruscos de los conductores, las cuales pueden ocasionar nuevas fallas.

Debido a lo anterior, toda red eléctrica debe estar protegida contra cortocircuitos, la determinación de la intensidad de corriente de falla, y los aportes de cada uno de los elementos a la misma, debe calcularse para cada uno de los niveles del sistema eléctrico para así poder obtener resultados más precisos en la coordinación de las protecciones del sistema de distribución. Básicamente las fallas pueden ser clasificadas como (*figura 3-1*):

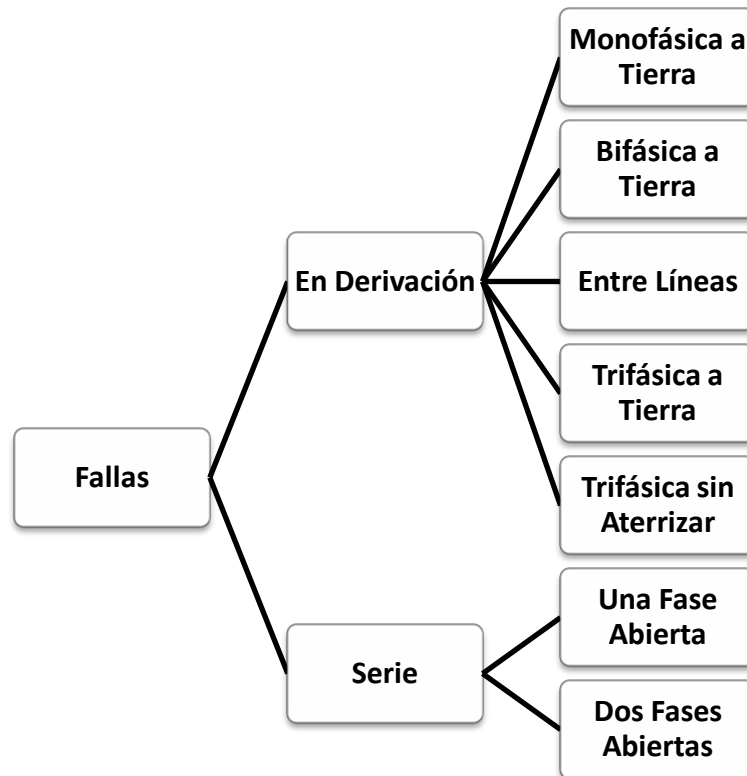


Figura 3-1. Ejemplos de Fallas en Derivación y Serie

Las fallas en derivación, por lo general son consideradas bajo la denominación de cortocircuitos, y son ocasionadas por problemas de aislamiento en el conductor, y cuya conexión se puede presentar por medio de una impedancia relativamente baja. Por el contrario, una falla serie, es ocasionada por una maniobra de apertura en una o dos de las fases del sistema, ocasionando un desbalance en la red, y haciendo fluir corrientes asimétricas en las fases cerradas, en consecuencia, se puede producir la actuación de las protecciones por problemas de sobrecarga. [4], [5]

En una red de distribución, en donde el objetivo es el de determinar los ajustes y la coordinación de las protecciones de sobrecorriente, para efectos de evaluar las máximas intensidades de cortocircuitos sólo se calcularán las magnitudes de las corrientes de cortocircuito trifásico y monofásico. En el caso en donde se estudiará la anomalía presente por las transferencias automática de carga, la misma será considerada por definición como una falla del tipo serie.

CAPÍTULO IV

4 GENERALIDADES SOBRE SISTEMAS DE PROTECCIONES

4.1 Sistemas de Protecciones

Son sistemas desarrollados para detectar fallas, condiciones anormales de operación y sobrecargas en el sistema eléctrico de potencia. En general un sistema de protección debe realizar todas aquellas funciones que permitan evitar que se afecte la calidad y continuidad del servicio eléctrico. [6]

Un sistema de protección se encuentra constituido por las protecciones *principales*, que constituyen la primera línea de defensa en una zona de protección, las cuales deben tener una actuación lo más rápido posible; las protecciones de *respaldo*, que constituyen la segunda instancia de actuación, las cuales poseen un retraso de tiempo intencional que permita la actuación de las protecciones principales. [4], [6]

4.2 Características Funcionales del Sistema de Protección

Para cumplir con los requerimientos fundamentales, toda protección debe presentar las siguientes características principales [3], [4], [6]:

- ♦ **Confiabilidad.** Es tener la suficiente seguridad que garantice que a la hora de la ocurrencia de una falla, la misma sea despejada, y que la protección siempre este a la disposición del sistema cuando éste lo requiera.
- ♦ **Selectividad.** Es operar para lo que se requiere que opere, es decir, es la cualidad que le permite distinguir entre aquellas condiciones para las cuales está diseñado operar y aquellas para las cuales no debe actuar.
- ♦ **Sensibilidad.** Es tener esa propiedad de ser lo suficientemente sensible para detectar fallas, funcionamiento anormal del sistema y condiciones indeseadas de los equipos.
- ♦ **Velocidad.** Debe ser diseñada con un tiempo de operación adecuado para despejar la falla según su funcionamiento (principal o de respaldo), además que debe actuar tan rápido de manera que se minimice los daños al sistema.
- ♦ **Estabilidad.** Debe ser lo suficientemente confiable para no actuar innecesariamente, es decir, no operar para los niveles máximos de carga y cortocircuitos ajenos a su zona de protección, y debe evitar aislar elementos que están en correcto funcionamiento del sistema eléctrico.

4.3 Zona de Protección

Básicamente una zona de protección es aquella área física del sistema de potencia limitada por uno o más equipos y dispositivos de protección encargados de aislarla a la hora de la ocurrencia de una falla. En general, toda protección es diseñada para operar en dos formas distintas, como protecciones unitaria, las cuales detectan fallas en una zona de protección, y como protección no unitarias o graduadas, que

detectan fallas en más de una zona de protección. [4] Las protecciones unitarias se caracterizan por lo siguiente:

- ♦ Son totalmente selectivas, es decir solo detectan fallas en su zona de operación.
- ♦ No desempeñan funciones de respaldo, ya que no son sensibles a fallas fuera de su zona de protección.

Las protecciones no Unitarias se caracterizan por:

- ♦ Son relativamente selectivas, ya que detectan fallas en más de una zona de operación.
- ♦ Desempeñan funciones de respaldo ya que detectan fallas en las zonas vecinas o adyacentes a su zona de protección.

4.4 Elementos de un Equipo de Protección

Un sistema de protección incluye todos aquellos elementos que permiten realizar las funciones de detectar, analizar e interrumpir la falla. Los principales componentes que lo conforman son [3], [4]:

- ♦ *Batería de alimentación:* Es lo que garantiza la continuidad del suministro de energía necesaria para el buen funcionamiento del sistema de protección.
- ♦ *Transformadores de medida para protección:* Son los elementos que permiten reducir a niveles adecuados los parámetros de entrada que reflejan el estado de la red. En función del parámetro que transforman, los transformadores de medida para protección pueden ser:

- *Transformadores de potencial (PT)*: Básicamente poseen el mismo principio de funcionamiento que los transformadores de potencia. Por lo general la tensión nominal del secundario es de 120V.
- *Transformadores de corriente (CT)*: Se conectan en serie con el conductor por donde circula la corriente que se desea medir, su corriente nominal del secundario es generalmente de 5A.
- ◆ *Relé de protección*: Es el elemento más importante de todo el equipo de protección. En sentido figurado, es el que desempeña la función de cerebro, ya que es el que recibe la data, la procesa, toma las respectivas decisiones y ordena la actuación según sea el caso. En la actualidad, según la tecnología utilizada, existen básicamente tres tipos de relés, los analógicos, los digitales y los numéricos.
 - *Relés Analógicos*: Son aquellos en los cuales los parámetros medidos son convertidos en cantidades de valor reducido como réplica de la cantidad medida, las cuales son combinadas o comparadas directamente con valores referenciales, en detectores de nivel para producir la salida deseada.
 - *Relés Digitales*: Son aquellos en los cuales los parámetros medidos son manipulados primeramente como los relés analógicos y luego convertidos en señales de onda cuadrada. Circuitos lógicos o microprocesadores comparan la relación de fase entre las ondas cuadradas para decidir la actuación del relé.
 - *Relés Numéricos*: Son aquellos en los cuales los parámetros medidos son secuencialmente muestreados y convertidos en una base de datos

numérica. Un microprocesador es el que realiza las operaciones matemáticas y/o lógicas con la data para decidir la operación del relé.

- ♦ *Interruptor automático*: Es el elemento que realiza la función de interrupción, es decir, permite abrir o cerrar un circuito estando energizado, interrumpiendo así la corriente circulante. Opera bajo el control de la protección, y su apertura es coordinada con otros interruptores, lo que permite aislar de manera efectiva la falla en cuestión.

4.5 Equipos y Dispositivos de Protección

4.5.1 Relés de Sobrecorriente

Son dispositivos de protección capaces de identificar corrientes de falla. Su función consiste en la comparación del valor de la intensidad de corriente utilizada como dato de entrada a la protección con un valor de referencia. Este valor de referencia es establecido según las condiciones existentes en el punto donde es instalado el relé, por lo que debe ser chequeado y reajustado convenientemente, si en dado caso se presentan cambios en la configuración de la red. Este dispositivo opera, si y sólo si, el valor de intensidad de corriente supera al de referencia. Externamente se componen de un transformador de corriente y de un disyuntor que permite la interrupción de intensidad mediante cámaras de extinción del arco (*véase figura 4-1*). [3], [7], [8]

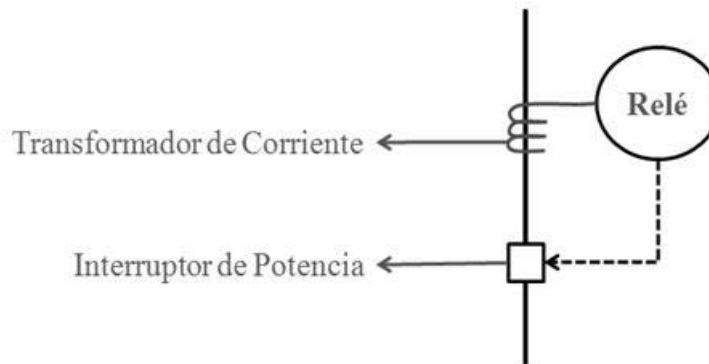


Figura 4-1. Elementos Externos que Conforman a un Relé de Sobrecorriente

De acuerdo a su característica de tiempo de operación, los relés de sobrecorriente pueden clasificarse en [3], [7]:

- ♦ *Relés de sobrecorriente instantáneos* (función 50). Son aquellos que operan de manera inmediata, es decir, no introducen intencionalmente ningún tiempo de retraso en su operación, sino que actúan desde el mismo instante que la corriente de entrada sobrepasa el valor de referencia.

- ♦ *Relés de sobrecorriente temporizados* (función 51). Son aquellos en donde se introduce intencionalmente un tiempo de retraso en su operación. Cuando este tiempo de retraso es independiente del valor de la corriente de entrada, el relé es denominado protección de sobrecorriente de tiempo definido. En cambio, si el tiempo de retraso es función de la intensidad de corriente de entrada, entonces se denominan protecciones de sobrecorriente de tiempo inverso. La *figura 4-2*, muestra de manera esquemática y breve dicha clasificación.

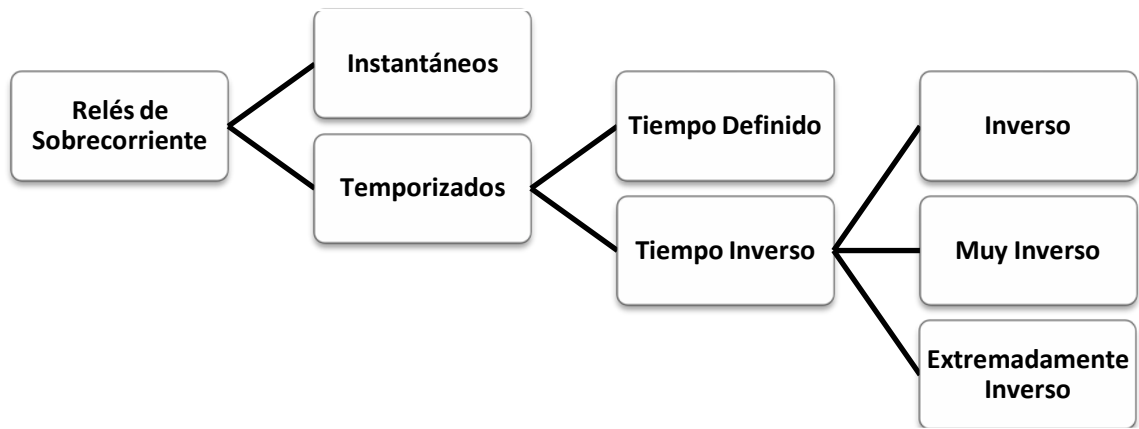


Figura 4-2. Clasificación Básica de los Relés de Sobrecorriente

En la *figura 4-3*, se muestran las curvas correspondientes a los distintos tipos de relé según su característica tiempo-corriente empleada, en ella puede observarse como las protecciones de tiempo inverso varían en función de la pendiente, la cual es inversamente proporcional al valor de la corriente. Cada unidad de relé debe ser ajustada dentro del rango para el que ha sido diseñada en base a los factores que definen sus curvas características. [3] Por tal motivo, cada protección dispone de una familia de curvas, que cuando la protección va a ser instalada, es necesario ajustarla para que funcione con aquella curva que mejor responda a las condiciones particulares del punto en donde va a ser ubicada, y la que mejor se adecue a las necesidades de coordinación con otras protecciones. En base a esto, cada curva tiempo-corriente generalmente es utilizada en [9]:

- ♦ *Tiempo definido*. Este tipo de curva es aplicada donde no exista la necesidad de coordinar con otros dispositivos de protección, y en donde la corriente de cortocircuito no varíe para condiciones de generación máxima y mínima, ni para ubicaciones locales y remotas de la falla. En este caso el tiempo de operación del relé es independiente de la magnitud de la corriente de falla.

- ♦ *Tiempo inverso.* Es usada en donde existen grandes variaciones de la corriente de falla por cambios en generación o por conexión/desconexión de líneas. Este tipo de curva tiende a hacer el relé menos dependiente del valor de la corriente de falla. Si hay falta de información sobre el sistema, esta curva es la que proporciona la mayor protección y selectividad con otros relés. El tiempo de operación del relé es inversamente proporcional a la magnitud de la corriente de falla.

- ♦ *Tiempo muy inverso.* Es utilizada para coordinar con fusibles. Su aplicación es conveniente donde existan variaciones pequeñas de cortocircuitos y se requiera un tiempo rápido de despeje en caso de falla cercana. Igual que en el caso anterior, el tiempo de operación del relé es inversamente proporcional a la magnitud de la corriente de falla.

- ♦ *Tiempo extremadamente inverso.* Es la curva que mejor se coordina con fusibles de potencia, interruptores de distribución y reconectores del mismo circuito. También proporciona la tolerancia máxima para no operar por corriente transitoria de restablecimiento en frío y corriente de irrupción de transformadores (*Inrush*). Igual que en el caso anterior, el tiempo de operación del relé es inversamente proporcional a la magnitud de la corriente de falla.

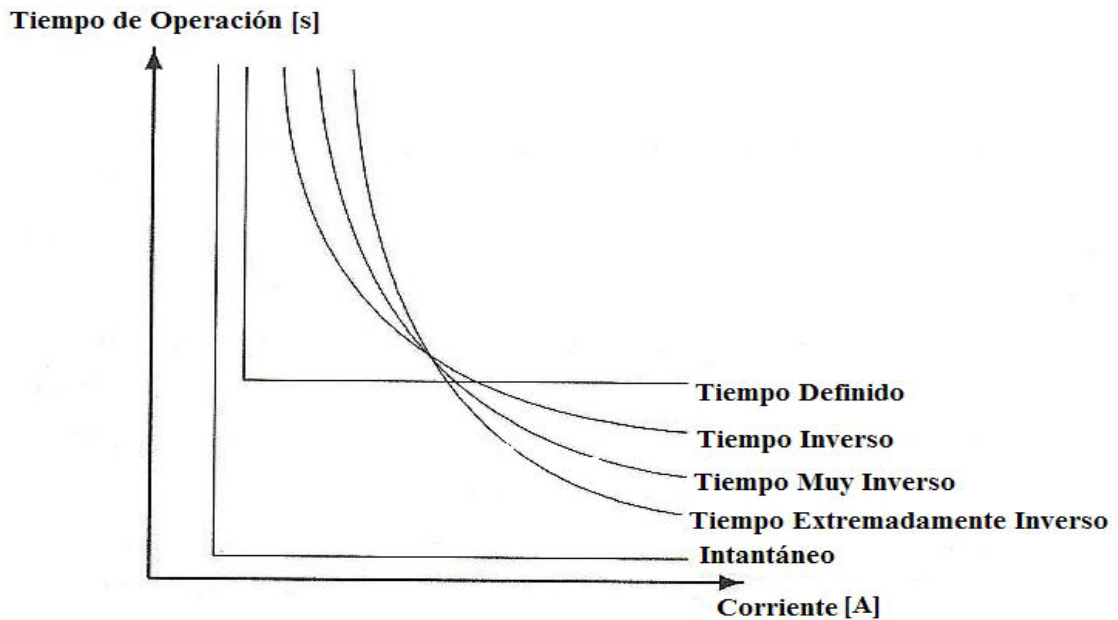


Figura 4-3. Curvas Características de Tiempo-Corriente de los Relés de Sobrecorriente

Los ajustes requeridos para el buen funcionamiento de los relés de sobrecorriente son el TAP, el Dial de tiempo (TL) y la unidad instantánea (INST). El TAP es una derivación de la bobina de entrada de la corriente, dicha bobina tiene un número de vueltas que es ajustable. El TL es un ajuste de la posición del resorte del contacto móvil del equipo, lo que permite variar el tiempo para un mismo nivel de corriente. El INST permite interrumpir corrientes de cortocircuito sin retardo intencional de tiempo. [7], [8]

4.5.2 Reconectores

Son dispositivos capaces de detectar, interrumpir y reconectar automáticamente el circuito bajo condiciones de fallas. Su principal ventaja consiste en su capacidad de discriminar entre fallas transitorias y fallas permanentes. Al

despejar fallas transitorias permite que el circuito mantenga la continuidad del servicio, mientras que al despejar fallas permanentes aísla el sector donde se registra la falla, permitiendo el suministro en el tramo de línea no fallado. Básicamente un reconectador es un interruptor con reconexión automática, el cual es instalado preferentemente en líneas de distribución. Este dispositivo, está dotado de un control que le permite realizar las sucesivas reconexiones, en donde abrirá en forma definitiva después de un número programado de reconexiones. [7]

4.5.3 Seccionalizadores

Son dispositivos diseñados para trabajar en conjunto con otro equipo de reconexión automática, ya sea un relé con reenganche o un reconectador. Este equipo tiene la capacidad de sensar la corriente de falla más no es capaz de interrumpirla. Estos equipos no poseen curvas características de operación tiempo-corriente, y generalmente son instalados en circuitos ramales trifásicos, en donde es requerida una alta selectividad. [7]

4.5.4 Fusibles

Son elementos de protección capaces de interrumpir corrientes de cortocircuito o de sobrecarga mediante la fusión de un “elemento fusible”. En los sistemas de distribución aéreos de media tensión, los fusibles se utilizan para proteger tramos de circuitos ramales, transformadores de potencia, de distribución o de potencias reducidas. Los fusibles tiene la ventaja de ser de fácil aplicación e instalación, además que su costo es apreciablemente menor que el resto de los elementos de protección antes mencionados. El tiempo y la intensidad mínima de fusión del elemento dependen del ambiente en que se encuentre y de la intensidad de la corriente en el instante anterior a la sobrecarga. [7]

CAPÍTULO V

5 AJUSTE Y COORDINACIÓN DE LAS PROTECCIONES

Para definir la operación del sistema de protección, se debe considerar un ajuste que sea totalmente adaptado a todas las condiciones de operación normal del sistema eléctrico, y además, se requiere una coordinación para asegurar que las fallas, el funcionamiento irregular del sistema, así como también las condiciones indeseadas de los dispositivos presentes, sean aisladas afectando al mínimo las partes asociadas al sistema.

Ajustar la protección significa, definir los límites o umbrales de las señales de entrada, que permitirán determinar la operación de la protección. Para ello es necesario tomar en cuenta la capacidad y el comportamiento de los equipos e instalaciones del sistema eléctrico, en todas las condiciones de operación, ya sean temporales como permanentes.

Coordinar la protección significa, definir los tiempos de operación de la misma para permitir la actuación priorizada según el tipo de función que posea, ya sea principal o de respaldo. La coordinación está determinada por la necesaria graduación de los tiempos para una correcta y oportuna ejecución de todas las protecciones.

5.1 Criterios para la Selección de los Ajustes y Coordinación de los Relés de Sobrecorriente

Los ajustes requeridos para los relés de sobrecorriente comprenden los siguientes parámetros:

5.1.1 Ajuste de la Protección Temporizada de Fase

La protección temporizada de fase tiene dos ajustes: la *corriente mínima de operación* (TAP) y el *Dial de Tiempo* (TL). Para la corriente mínima de operación, se requiere que el ajuste sea de modo tal que la protección no opere para una intensidad primaria del transformador de corriente inferior a 1,5 veces la capacidad nominal máxima del elemento a ser protegido, ya que así se evitará la actuación de la protección en condiciones normales de operación. [7], [8] Para ello se determinará primero la relación de transformación de corriente (CT) a utilizar, la cual viene dada por la siguiente expresión:

$$CT = 1,5 \times I_n$$

Ecuación 5-1

Donde I_n es la corriente nominal del dispositivo a proteger. Cabe destacar que, el CT calculado se deberá aproximar a los valores de CT's disponibles en los circuitos de distribución estudiados. Una vez hecho esto, el ajuste del TAP de fase estará determinado por medio de la siguiente expresión:

$$TAP = 1,5 \times \frac{I_n}{CT}$$

Ecuación 5-2

Sin embargo, si el elemento a proteger es la línea del circuito de distribución, es necesario hacer otras consideraciones, es decir, el ajuste del TAP de fase vendrá

dado de acuerdo a la capacidad de emergencia del conductor. [10] Este hecho se debe, a que si bien es cierto que generalmente la mayoría de los conductores son operados cerca de su capacidad nominal, hay ocasiones en donde es sobrecargado bajo condiciones de emergencia. Por lo tanto, la protección debe ser ajustada en base a las características del conductor y no de la carga. En consecuencia, el TAP de fase estará dado por la siguiente expresión:

$$TAP = 1,20 \times \frac{I_E}{CT}$$

Ecuación 5-3

Donde I_E es la capacidad de emergencia del conductor, y por criterio de la empresa, esta corriente en condición de emergencia debe ser igual a un 25% por encima de la corriente nominal del conductor, es decir

$$I_E = 1,25 \times I_n$$

Ecuación 5-4

Recuérdese que el TAP es una bobina que posee un número de vueltas que es ajustable, por tal motivo el TAP calculado se deberá aproximar a los valores disponibles de TAP's especificados por el fabricante (*véase tabla 5-1*).

El ajuste del TL de la curva característica temporizada de la protección de fase debe ser tal que la curva seleccionada coordine con la curva característica de los elementos de protección “aguas abajo”, y que además sirva como respaldo efectivo de estas protecciones.

5.1.2 Ajuste de la Protección Temporizada del Neutro

El valor mínimo de operación de los relés de tierra debe ser tal que no opere para la corriente residual producida por el máximo desbalance del sistema. [7], [8] Por lo tanto se debe considerar un desbalance entre las fases del circuito igual a un 30% de la corriente nominal, es decir:

$$TAP = 0,3 \times \frac{I_n}{CT}$$

Ecuación 5-5

Sin embargo, en algunos casos se puede utilizar como criterio para la capacidad mínima de operación, el de obligar a que el relé sea capaz de detectar la corriente mínima en el extremo más lejano del circuito troncal, asegurando así un respaldo total sobre las protecciones intermedias y fijándose de este modo un límite máximo para el valor del TAP del neutro. [7] Por lo tanto el ajuste quedará como:

$$\frac{I_d}{CT} < TAP < \frac{I_{falla\ minima\ extremo\ mas\ lejano}}{CT}$$

Ecuación 5-6

Donde I_d es la corriente residual de desbalance del sistema eléctrico. El ajuste del TL de la curva característica temporizada de la protección del neutro debe ser tal que la curva seleccionada permita la coordinación con los elementos de protección “aguas abajo” y que además sirva como respaldo efectivo de estas protecciones.

5.1.3 Ajuste de la Unidad Instantánea de Fase

El ajuste debe ser de modo tal que la protección no opere para la corriente transitoria de restablecimiento en frío y no debe ser sensible a fallas que otros equipos “aguas abajo” puedan detectar, ya que no sería posible la coordinación en tiempo. [7], [8] En caso de que no existan elementos de protección “aguas abajo” del interruptor de la subestación, la unidad instantánea de fase (INST) deberá ajustarse a 2,5 veces la corriente nominal del circuito, es decir:

$$INST = 2,5 \times \frac{I_n}{CT}$$

Ecuación 5-7

Por otra parte, cuando existan protecciones “aguas abajo” se podrá ajustar el INST de fase entre 1,25 ó 1,5 veces el valor máximo de corriente de cortocircuito trifásico, en el punto donde se encuentra el próximo dispositivo de protección, es decir:

$$INST = (1,25 \text{ ó } 1,5) \times \frac{I_{cc3\phi}}{CT}$$

Ecuación 5-8

Donde $I_{cc3\phi}$ es la corriente de cortocircuito trifásico. Cuando el relé de sobrecorriente sea utilizado para alimentadores largos, la corriente de ajuste del INST puede seleccionarse para que sea sensible a fallas hasta un 80% del tramo del circuito que va desde el punto donde se encuentra el relé hasta el punto donde se encuentra el próximo dispositivo de protección. [7] Cuando en el alimentador existan grandes cargas industriales, el ajuste deberá estar comprendido entre 4 y 10 veces la corriente nominal, y así evitar que el mismo se dispare ante las fuertes corrientes de arranque de los motores. [8]

5.1.4 Ajuste de la Unidad Instantánea del Neutro

El ajuste debe ser tal que no sea sensible a fallas que otros dispositivos “aguas abajo” puedan detectar, ya que no sería posible la coordinación en tiempo, [7] por lo tanto:

$$INST = 1,25 \times \frac{I_{cc1\phi}}{CT}$$

Ecuación 5-9

Donde $I_{cc1\phi}$ es la corriente de cortocircuito monofásico. En el caso de que existan grandes cargas industriales el ajuste deberá estar comprendido entre 3 y 8 veces la corriente nominal del alimentador. [8]

5.1.5 Coordinación de las Protecciones de Sobrecorriente de Fase y Neutro

Tal como se puede observar en la *figura 5-1*, para que exista coordinación entre las protecciones que ordenan la apertura de los interruptores A y B, se debe cumplir que para fallas entre las barras 1 y 2, zona de protección del relé B, el interruptor B opere más rápido que el relé que maneja el interruptor A. Esto puede expresarse matemáticamente como:

$$t_{op\ relé\ A} = t_{op\ relé\ B} + MC$$

Ecuación 5-10

Donde

$t_{op\ relé\ A}$: tiempo de operación del relé A para una falla en la zona de protección del relé B.

$t_{op\ relé\ B}$: tiempo de operación del relé B para una falla en la zona de protección del mismo.

MC: margen de coordinación.

El margen de coordinación viene expresado por medio de:

$$MC = t_{op\ Int\ B} + t_{sv\ relé\ A} + t_s$$

Ecuación 5-11

Donde

$t_{op\ Int\ B}$: tiempo de operación del interruptor B.

$t_{sv\ relé\ A}$: tiempo de sobre viaje del relé A, para relés electromecánicos este tiempo es aproximadamente igual a 0,1 s.

t_s : factor de seguridad, por lo general está entre 0,1 y 0,3 s.

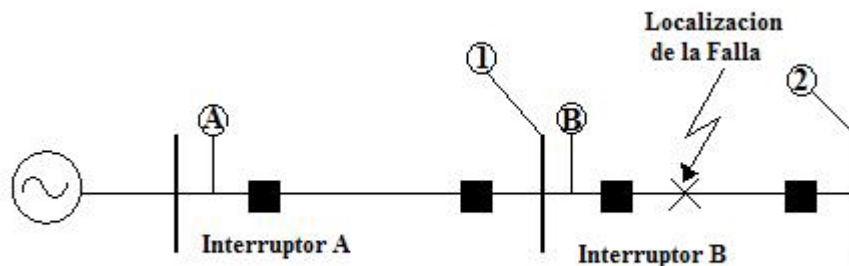


Figura 5-1. Esquema que Permite la Ilustración de la Coordinación del Relé A con el Relé B

5.2 Relé de Sobrecorriente General Electric Modelo IFC53B

Los relés de sobrecorriente temporizados IFC53B, utilizados en la subestación en estudio, son de una fase. Este modelo posee como curva característica tiempo-corriente la del tipo tiempo *muy inverso*. El mismo, incluye una unidad de sobrecorriente instantánea con armadura articulada, que le proporciona el

accionamiento instantáneo a altos niveles de corriente. Este tipo de relé es utilizado extensamente para la protección de equipos y sistemas de distribución de energía y con frecuencia en la protección contra sobrecargas en otras ubicaciones. La característica de tiempo *muy inverso* le proporciona una protección total y más rápida en aplicaciones donde la magnitud de la corriente de falla no varía mucho debido a que la capacidad de generación es relativamente constante. [9]

La aplicación general de este modelo de relé requiere del uso de tres unidades por fase para la protección contra fallas y de uno adicional, separado residualmente, para la protección contra fallas del tipo monofásicas a tierra. La conexión externa típica para este tipo de aplicación se muestra en la *figura 5-2*. Con este tipo de relé se tiene la ventaja del uso de la protección para puesta a tierra, ya que puede ser ajustado para proporcionar una protección más sensible contra fallas monofásicas. [9]

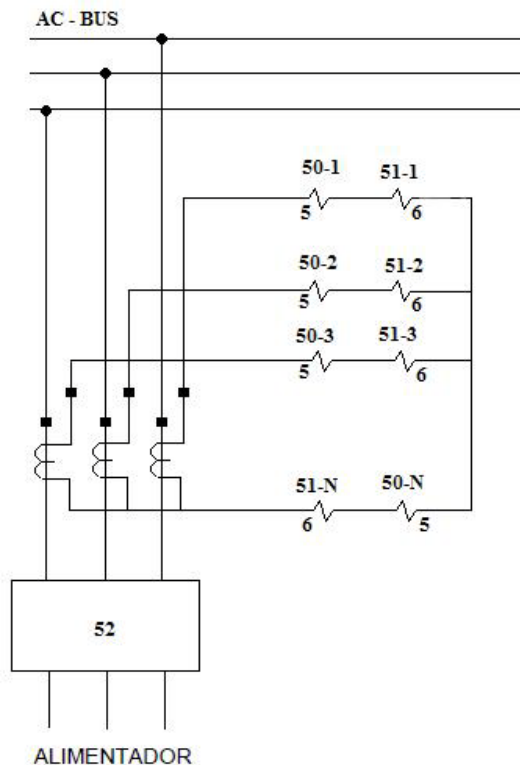


Figura 5-2. Conexión Externa Típica del Relé de Sobrecorriente General Electric Modelo IFC53B

Al ajustar estos relés para que se coordinen con los relés ubicados “aguas abajo”, se permite un MC que va desde 0,25 hasta 0,40 segundos, dependiendo del tiempo de despeje del interruptor involucrado y que tan preciso puede ser estimado el tiempo del relé. Estos tiempos de coordinación incluyen, además del tiempo de despeje del interruptor, 0,10 segundos para el sobreviaje del relé (t_{sv}), y 0,17 segundos para el factor de seguridad (t_s). [9]

Las tomas de corriente se seleccionan con dos tornillos opresores en un bloque de derivación etiquetado alfabéticamente. Estos ajustes disponibles se presentan en la *tabla 5-1*. [9]

Tabla 5-1. Ajustes Disponibles del TAP de Fase y Neutro del General Electric Modelo IFC53B

Fase [A]	1	1,2	1,5	2	2,5	3	4	5	6	7	8	10	12
Neutro [A]	0,5	0,6	0,7	0,8	1	1,2	1,5	2	2,5	3	4		

CAPÍTULO VI

6 DESCRIPCIÓN DE LA SUBESTACIÓN DE DISTRIBUCIÓN EN ESTUDIO

La subestación radial de distribución ELEGGUA se encuentra alimentada en forma aérea a un nivel de tensión de 69 kV desde el sistema de subtransmisión. Posee una relación de transformación de 69/12,47 kV, según los niveles normalizados de tensión para subestaciones de distribución de la E de C. La misma, está conformada por dos interruptores principales, dos transformadores de potencia de 15/28MVA, cada uno con conexión delta-estrella y neutro sólidamente puesto a tierra, y de configuración fasorial Dyn1, un interruptor unión de barra y ocho circuitos de distribución mixtos (aéreos y subterráneos). Esta subestación posee un esquema de bajo voltaje selectivo (función 27), es decir, la operación del interruptor unión de barra ocurre en ausencia de tensión por la salida de alguno de los transformadores, iniciándose así el proceso de apertura del interruptor principal y el de cierre del mismo.

Para el lado de alta del transformador de distribución, se tiene un relé diferencial para transformadores (87T), que actúa sobre un relé de disparo con reposición manual (86T) encargado de enviar la señal de apertura a los interruptores de alta y baja tensión del transformador; este relé diferencial actúa como protección principal; adicionalmente se tiene un relé de sobrecorriente para fallas de fase (51) con unidad instantánea (50) y un relé de sobrecorriente para fallas de tierra (51N) con unidad instantánea (50N), los cuales actúan sobre el mismo relé de disparo con reposición manual (86T), estos relés actúan como protección de respaldo. Para el lado de baja del transformador de distribución, se tiene un relé de sobrecorriente para fallas de fase (51) y un relé de sobrecorriente para fallas de tierra (51N), que actúan

sobre un relé de disparo con reposición manual (86B) encargado de enviar la señal de apertura al interruptor del lado de baja del transformador (interruptor principal en barra 12,47 kV), y los interruptores de salida de la barra asociada; estos relés actúan como protección principal de la barra, y como de respaldo para fallas de los circuitos alimentadores. Para protecciones contra fallas internas del transformador, se tiene un relé de sobrecarga térmica (49), y un relé de presión.

Cada circuito de distribución se encuentra protegido por relés de sobrecorriente instantáneo y temporizados tanto de fase (50/51) como de tierra (50/51N). La protección principal del alimentador, queda representada por la unidad instantánea, y la de respaldo por la unidad temporizada. Como son circuitos mixtos, cada uno posee un relé de recierre (79) para intentar una reconexión del mismo una vez que haya salido de servicio por acción de las protecciones de sobrecorriente. Todos estos equipos son de tecnología electromecánicos.

La unión de barra por ser normalmente abierta, no posee ningún tipo de protección de sobrecorriente, ni existe protección diferencial asociadas a las barras en 12,47 kV, ya que los relés (51) y (51N) del interruptor principal, cumplen con la función de protegerlas. [11] La *figura 6-1*, muestra el diagrama de la S/E 12,47 kV.

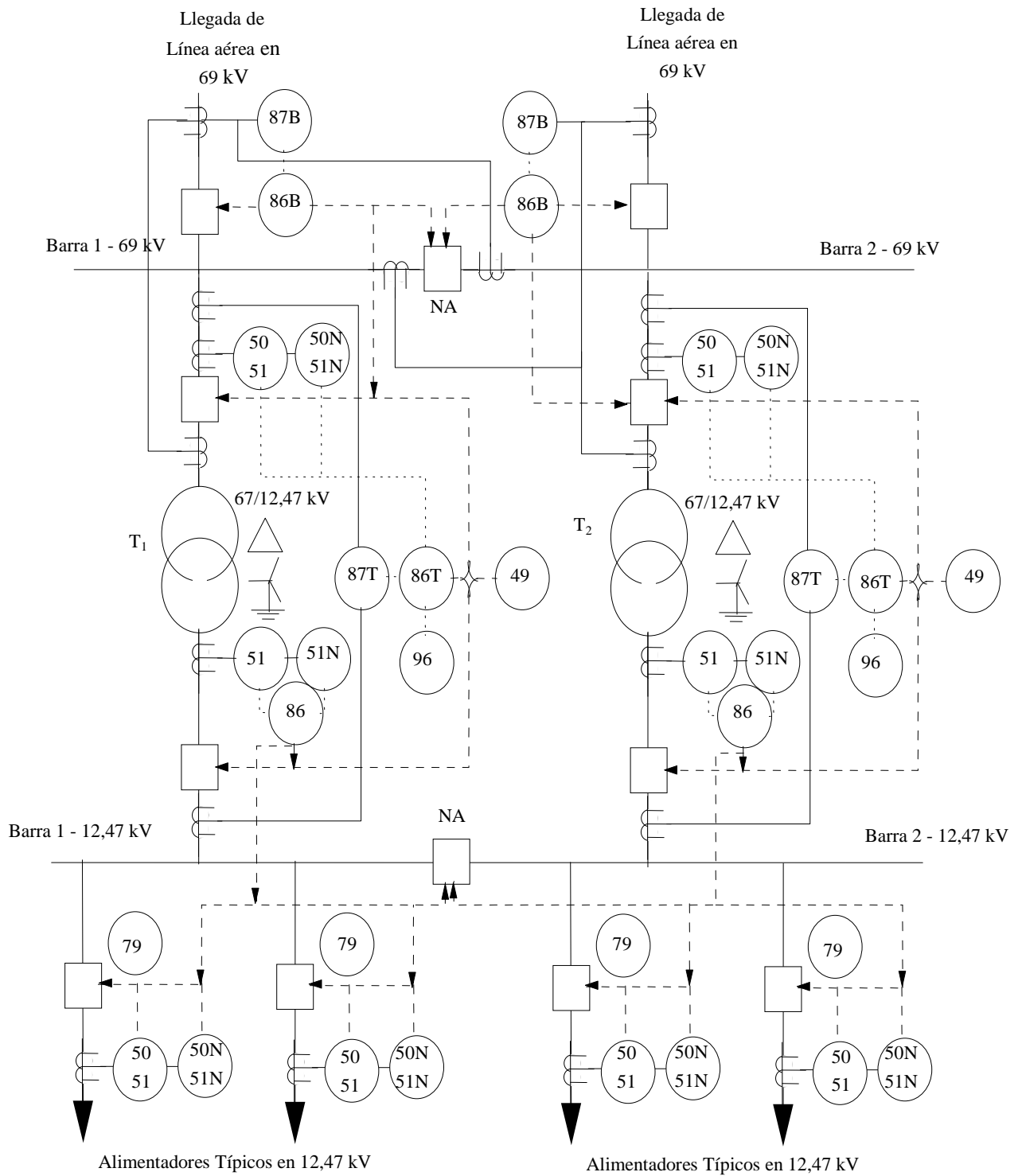


Figura 6-1. Diagrama de la S/E ELEGUA 69/12,47 kV

CAPÍTULO VII

7 PROCEDIMIENTO PARA EL ESTUDIO DE COORDINACIÓN DE LAS PROTECCIONES DE SOBRECORRIENTE EN LA S/E ELEGGUA 69/12,47kV

Tal como se ha mencionado, toda coordinación de protecciones en una red eléctrica consiste en seleccionar las características y ajuste de los equipos de protección en función de los requerimientos de sensibilidad, rapidez, selectividad, confiabilidad y seguridad. Para ello, se tomó determinados criterios en base a la información y requerimientos técnicos por parte de la empresa. A continuación se describirán brevemente el procedimiento seguido para el estudio y revisión de las protecciones temporizadas e instantánea de fase y neutro en la S/E ELEGGUA 69/12,47 kV.

7.1 Análisis de Fallas

El objetivo de esta parte es el de determinar las máximas y mínimas corrientes de fallas que deben de servir para ajustar los relés de sobrecorriente, así como también el de coordinar los tiempos de operación de cada unidad. Las magnitudes de las fallas, se deben de determinar en los distintos niveles de tensión de la subestación. Por lo tanto, se determinará:

- ♦ La magnitud de la corriente de cortocircuito debido a una falla trifásica ocurrida en las barras de 12,47 y 69 kV.
- ♦ La magnitud de la corriente de cortocircuito debido a una falla monofásica a tierra ocurrida en las barras de 12,47 y 69 kV.

7.2 Ajuste de las Protecciones de Sobrecorriente (Temporizadas e Instantáneas) de los Circuitos de Distribución Ubicados a la Salida de la S/E ELEGGUA 12,47 kV

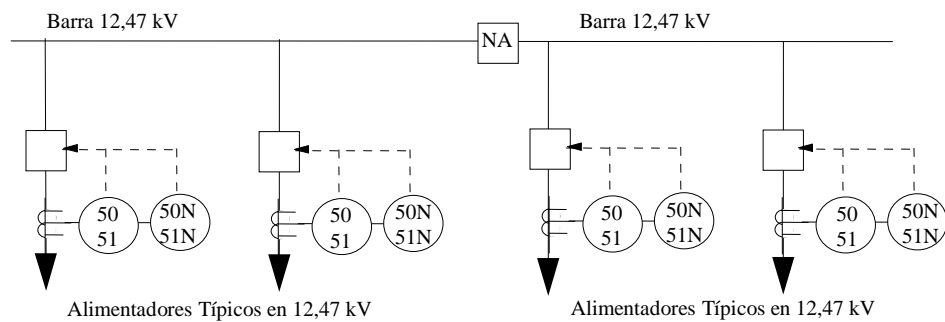


Figura 7-1. Relés de Sobrecorriente de Fase (50/51) y de Neutro (50N/51N) de Cada Circuito Alimentador

En base a la *figura 7-1*, se determinará:

- ♦ El CT que alimentará las protecciones ubicadas en cada circuito de distribución (*ecuación 5-1*), ajustando el resultado obtenido a los valores disponibles de los transformadores instalados en la S/E, (*véase tabla 8-4*).
- ♦ El TAP de la unidad temporizada de fase (*ecuación 5-3*). Se deberá aproximar el resultado obtenido a los valores de TAP's disponibles en el General Electric modelo IFC53B, (*véase tabla 5-1*).

- ♦ El TAP de la unidad temporizada de neutro (*ecuación 5-5*). Al igual que en el caso anterior se verificarán los valores disponibles (*tabla 5-1*).
- ♦ El ajuste del INST de fase y de neutro.
- ♦ El múltiplo del TAP (TM) de fase y de neutro según las siguientes expresiones:

Para la unidad temporizada de fase:

$$TM = \frac{I_{cc3\phi}}{CT \times TAP}$$

Ecuación 7-1

Para la unidad temporizada de neutro:

$$TM = \frac{I_{cc1\phi}}{CT \times TAP}$$

Ecuación 7-2

- ♦ El TL a través de la curva característica tiempo-corriente (*ver anexo 1*) al que será ajustado la unidad temporizada de fase y de neutro. Con el dial de tiempo seleccionado, se obtendrá el tiempo de operación de la unidad temporizada de fase y de neutro, tanto para una falla trifásica como monofásica, respectivamente.

7.3 Coordinación de las Protecciones de Sobrecorriente Temporizadas de Fase para una Falla Trifásica en la S/E 12,47 kV

7.3.1 Coordinación de las Protecciones Principales de Sobrecorriente del Transformador de Distribución con las Protecciones de los Circuitos Alimentadores

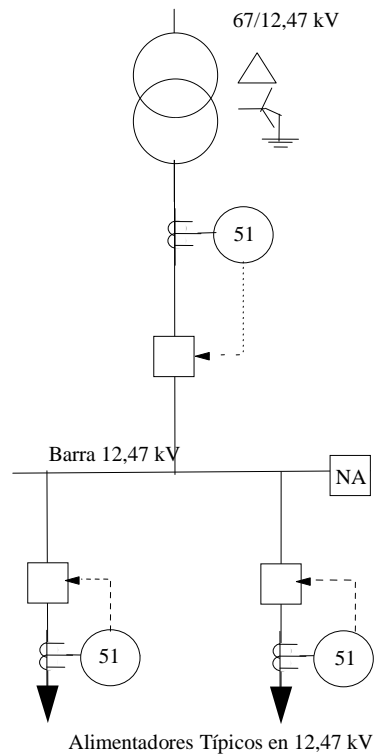


Figura 7-2. Esquema para Ilustrar la Coordinación entre las Protecciones Principales (Lado de Baja del Transformador) con las Protecciones de los Circuitos Alimentadores

En base a la *figura 7-2*, se determinará:

- ♦ El CT que alimentará a la protección principal de fase ubicada en el lado de baja tensión de cada transformador.

- ♦ El TAP de la unidad temporizada de fase (*ecuación 5-2*).
- ♦ Estimar el tiempo de operación de la unidad principal de fase ubicada en el lado de baja del transformador (*ecuación 5-10*), debido a una falla trifásica en la S/E 12,47 kV.
- ♦ El TM de fase (*ecuación 7-1*), tomando en cuenta la magnitud de la corriente de cortocircuito que pasa por el lado de baja tensión del transformador debido a una falla trifásica en la S/E 12,47 kV.
- ♦ Con el tiempo de operación estimado y el TM, se determinará el dial de tiempo de la curva característica al que será ajustado el relé de sobrecorriente temporizado de fase. Con el TL seleccionado, se obtendrá el tiempo de operación del relé para una falla trifásica en la S/E 12,47 kV.

7.3.2 Coordinación de las Protecciones en Alta Tensión con las Protecciones Principales del Transformador de Distribución

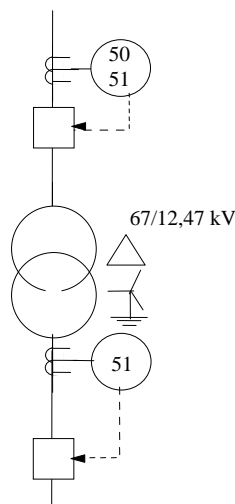


Figura 7-3. Esquema para Ilustrar la Coordinación entre las Protecciones en Alta Tensión con las Protecciones Principales del Transformador de Distribución

En base a la *figura 7-3*, se determinará:

- ♦ El CT que alimentará a la protección de fase ubicada en el lado de alta tensión de cada transformador.
- ♦ El TAP de la unidad temporizada de fase.
- ♦ Estimar el tiempo de operación de la unidad temporizada ubicada en el lado de alta del transformador debido a una falla trifásica en la S/E 12,47 kV.
- ♦ El ajuste del INST de fase (*ecuación 5-8*), para una falla trifásica en la S/E 12,47kV, cuya magnitud debe ser referida al lado de alta del transformador.
- ♦ El TM de fase, tomando en cuenta la magnitud de la corriente de cortocircuito que pasa por el lado de alta tensión del transformador debido a una falla trifásica en la S/E 12,47 kV.
- ♦ Con el tiempo de operación estimado y el TM, se determinará el dial de tiempo de la curva característica al que será ajustado el relé de sobrecorriente temporizado de fase. Con el TL seleccionado, se obtendrá el tiempo de operación del relé para una falla trifásica en la S/E 12,47 kV.
- ♦ Finalmente se realizará un grafico de tiempo-corriente, donde se mostrará el ajuste seleccionado de la curva característica de cada relé, desde la protección del circuito alimentador hasta la protección del lado de alta del transformador de distribución, verificándose así que se mantiene el margen de coordinación establecido entre cada elemento de protección.

7.4 Coordinación de las Protecciones de Sobrecorriente Temporizadas de Fase para una Falla Trifásica en la S/E 69 kV

7.4.1 Coordinación de las Protecciones a la Salida de la Línea de Subtransmisión con las Protecciones en el Lado de Alta Tensión de los Transformadores de Distribución

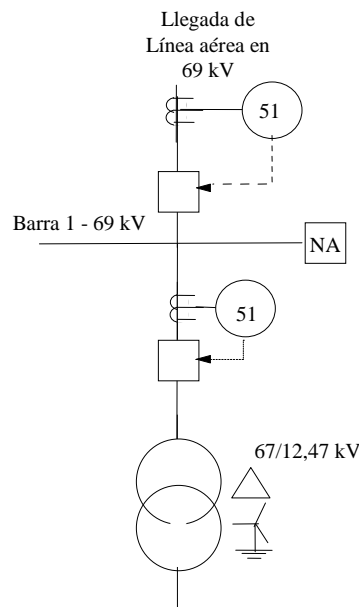


Figura 7-4. Esquema para Verificar la Coordinación entre las Protecciones a la Salida de la Línea de Subtransmisión con las Protecciones en Alta Tensión del Transformador de Distribución

En base a la *figura 7-4*, se determinará:

- ♦ El TM de fase para los relés ubicados en el lado de alta tensión de cada transformador, debido a una falla trifásica en la S/E 69 kV.
- ♦ El tiempo de operación de las protecciones de fase, debido a una falla trifásica en la S/E 69 kV, ubicadas en el lado de alta de cada transformador.

- ♦ El TM de fase para los relés ubicados a la salida de la línea de subtransmisión.
- ♦ El tiempo de operación de las protecciones de fase ubicadas a la salida de la línea de subtransmisión.

7.5 Coordinación de las Protecciones Temporizadas de Neutro para una Falla Monofásica a Tierra en las Subestaciones 12,47 y 69 kV

7.5.1 Coordinación de la Protección de Neutro del Transformador de Distribución con la Protección de Neutro de los Circuitos Alimentadores

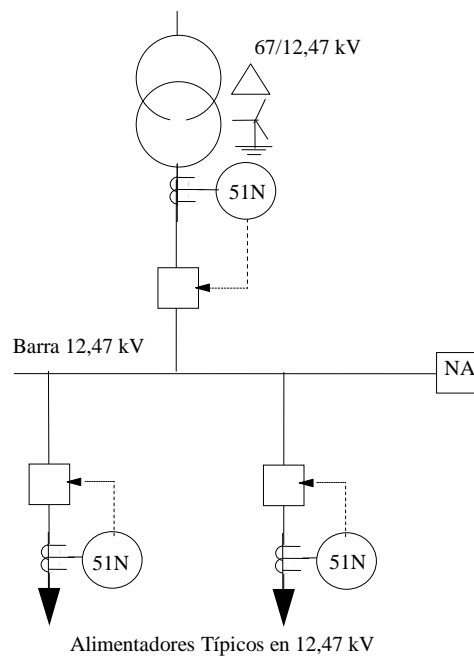


Figura 7-5. Esquema para Ilustrar la Coordinación entre la Protección Principal de Neutro del Transformador de Distribución con la Protección de Neutro de los Circuitos Alimentadores

En base a la *figura 7-5*, se determinará:

- ♦ El TAP de la unidad temporizada de neutro (*ecuación 5-5*).
- ♦ El tiempo de operación de la protección de neutro ubicada en los circuitos alimentadores, debido a una falla monofásica en la S/E 12,47 kV. Con este tiempo más el margen de coordinación, se estimará el tiempo de operación de la unidad de neutro ubicada en el lado de baja del transformador.
- ♦ El TM de neutro (*ecuación 7-2*), tomando en cuenta la magnitud de la corriente de cortocircuito que pasa por el lado de baja tensión del transformador debido a una falla monofásica en la S/E 12,47 kV.
- ♦ Con el tiempo de operación estimado y el múltiplo del TAP, se determinará el TL de la curva característica al que será ajustado el relé de sobrecorriente temporizado de neutro. Con el dial de tiempo seleccionado, se obtendrá el tiempo de operación del relé para una falla trifásica en la S/E 12,47 kV.
- ♦ Estimar el tiempo de operación de la unidad del relé de tierra (función 51G) ubicada en el neutro de cada transformador para protección contra fallos a tierra. Con este tiempo más el TM obtenido en el paso anterior, se determinará el TL del 51G, el cual debe estar muy por encima del TL de la unidad de neutro.
- ♦ Por último, se realizará el grafico tiempo-corriente, donde se indique los ajustes de las curvas características de las protecciones de neutro ubicadas en el circuito alimentador y en el lado de baja tensión del transformador, verificándose así que se mantiene el margen de coordinación establecido entre las dos protecciones.

7.5.2 Coordinación de la Protección de Neutro a la Salida de la Línea de Subtransmisión con la Protección de Neutro del Transformador de Distribución

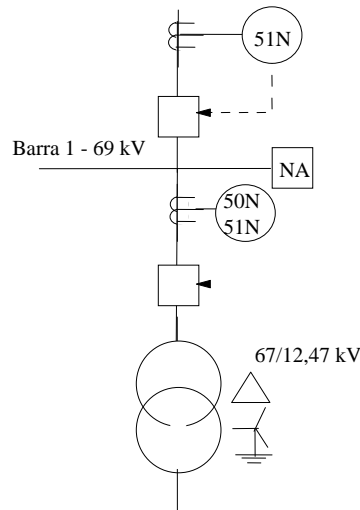


Figura 7-6. Esquema para Verificar la Coordinación entre la Protección de Neutro a la Salida de la Línea de Subtransmisión con la Protección de Neutro del Transformador de Distribución

En base a la *figura 7-6*, se determinará:

- ♦ El TAP, INST y TL de la protección de neutro ubicada en el lado de alta del transformador.
- ♦ El TM de la protección de neutro ubicada en el lado de alta del transformador debido a una falla monofásica a tierra en la S/E 69 kV, para luego determinar el tiempo de operación para la cual actuará dicha protección.
- ♦ El TM de la protección de neutro ubicada a la salida de la línea de subtransmisión debido a una falla monofásica a tierra en la S/E 69 kV, para luego determinar el tiempo de operación para la cual actuará dicha protección, y así verificar el margen de coordinación.

CAPÍTULO VIII

8 COORDINACIÓN DE LAS PROTECCIONES DE SOBRECORRIENTE EN LA S/E ELEGGUA 12,47 kV

A continuación, se presentan los datos del sistema utilizados para el cálculo de los ajustes y posterior coordinación de las protecciones de sobrecorriente en la S/E ELEGGUA 12,47 kV (*tabla 8-1*).

Tabla 8-1. Datos de los Valores Base y Niveles de Cortocircuito de la S/E 69 kV

Voltaje Base (V_{base})	69 kV
Potencia Base (S_{base})	100 MVA
Nivel de Cortocircuito Trifásico en la S/E 69 kV	715,20 MVA
Nivel de Cortocircuito Monofásico en la S/E 69 kV	100,86 MVA

En la *tabla 8-2*, se muestran los valores de placa de los transformadores de distribución ubicados en la S/E en estudio.

Tabla 8-2. Datos de Placa Asociados a los Transformadores de Distribución de la S/E 12,47kV

Potencia Nominal S_n	15 MVA
Relación De Tensión	67 / 12,47 kV
Impedancia TRX 1	7,62% @ 15 MVA
Impedancia TRX 2	7,61% @ 15 MVA
Capacidad Máxima (Ventilación Forzada)	28 MVA

La *tabla 8-3*, muestra los calibres de los conductores asociados a la salida de los circuitos de distribución de la S/E en estudio, así como también la capacidad nominal y de emergencia de cada uno de ellos [12]. Con respecto al valor de la capacidad de emergencia, se tomo como criterio el mencionado en la *ecuación 5-4*.

Tabla 8-3. Datos Asociados a los Conductores de los Circuitos Alimentadores de la S/E 12,47 kV

Tipo	Características	Capacidad Nominal [A]	Capacidad de Emergencia [A]
Aéreo	4/0 Al Desnudo, 15 kV	360	450
Subterráneo	500 MCM Cu, PLT, 15 kV, FC: 100%, 6 ductos ocupados	430	537,5

La *tabla 8-4*, muestra los ajustes disponibles de los CT's ubicados en la S/E en estudio.

Tabla 8-4. Ajustes Disponibles de los CT's Ubicados en la S/E en Estudio

Ubicación	Relación de Transformación Disponibles [A]
Circuitos Alimentadores	600– 300 / 5
Lado de Baja Tensión de los Transformadores de Distribución	2000– 1600– 1200– 800– 400 / 5
Lado de Alta Tensión de los Transformadores de Distribución	2000– 1600– 1200– 800– 400 / 5

8.1 Análisis de Falla

Las *tablas 8-5* y *8-6*, presentan un resumen de las magnitudes de las corrientes de cortocircuitos de cada una de las barras de la subestación en estudio. En

el Anexo N°2, se muestra en detalle el procedimiento seguido para determinar dichas corrientes.

Tabla 8-5. Magnitudes de las Corrientes de Cortocircuitos debido a una Falla Trifásica o Monofásica en la S/E 12,47 kV

	Barra #1		Barra #2	
Tipo de Falla	<i>Lado de Baja Tensión</i>	<i>Lado de Alta Tensión</i>	<i>Lado de Baja Tensión</i>	<i>Lado de Alta Tensión</i>
Trifásica [A]	7.265,2295	1.352,2001	7.272,6171	1.353,5751
Monofásica a Tierra [A]	7.857,0679	1.462,3416	7.865,6487	1.463,9498

Tabla 8-6. Magnitudes de las Corrientes de Cortocircuitos debido a una Falla Trifásica o Monofásica en la S/E 69 kV

	Barras 1 y 2
Tipo de Falla	<i>Lado de Alta Tensión</i>
Trifásica [A]	5.984,3610
Monofásica a Tierra [A]	843,9355

8.2 Ajuste de las Protecciones de sobrecorriente de los Circuitos de Distribución Ubicados a la Salida de la S/E 12,47 kV

Los ajustes requeridos de las protecciones de sobrecorriente para los circuitos de distribución han sido determinados en base al menor valor de corriente en condición de emergencia. De la *tabla 8-3*, dichos ajustes se harán según la capacidad de emergencia del conductor 4/0AL15. La relación del transformador de corriente a utilizar se determina por medio de la *ecuación 5-1*, este valor debe ser ajustado según la disponibilidad mostrada en la *tabla 8-4*, por lo tanto:

$$CT = 1,20 \times I_{E_{4/0Al15}} = 1,20 \times 450A = 540A \quad \therefore CT = 600/5$$

Para el ajuste del TAP de fase, (ecuación 5-3 y tabla 5-1):

$$TAP = 1,20 \times \frac{I_{E_{4/0Al15}}}{CT} = 1,20 \times \frac{450A}{600/5} = 4,5A \quad \therefore TAP = 5,0A$$

Para el ajuste del TAP de neutro, (ecuación 5-5 y tabla 5-1):

$$TAP = 0,3 \times \frac{I_{n_{4/0Al15}}}{CT} = 0,3 \times \frac{360A}{600/5} = 0,9A \quad \therefore TAP = 1,0A$$

Para el ajuste de la unidad instantánea de fase, se tomará en cuenta que su valor no sea menor a la máxima cresta de la corriente de arranque en frío, por lo tanto

$$INST = 4 \times \frac{I_E}{CT} = 4 \times \frac{537,5A}{600/5} = 18 \quad \therefore INST = 20,0A$$

La unidad instantánea del neutro no deberá ser menor al 300% de la corriente nominal del alimentador, por lo tanto:

$$INST = 3 \times \frac{I_{E_{4/0Al15}}}{CT} = 3 \times \frac{360A}{600/5} = 9,0A \quad \therefore INST = 10,0A$$

Para el múltiplo del TAP de fase (ecuación 7-1), se tomará el valor de la máxima corriente de cortocircuito trifásico (tabla 8-5):

$$TM = \frac{I_{CC3\phi}}{CT \times TAP} = \frac{7.265,23A}{\frac{600}{5} \times 5} = 12,11$$

Para el múltiplo del TAP de neutro (*ecuación 7-2*), se tomará el valor de la máxima corriente de cortocircuito monofásico (*tabla 8-5*):

$$TM = \frac{I_{CC1\phi}}{CT \times TAP} = \frac{7.857,67A}{\frac{600}{5} \times 1} = 65,48$$

Debido a que la unidad temporizada del alimentador no coordina con otros elementos de protección aguas abajo (fusibles, reconectores, etc.), se debe estimar un tiempo de operación mínimo permisible que evite falsas operaciones debido a corrientes transitorias elevadas (arranque de motores, $I_{N\ RUSH}$ de transformadores, etc.). Por consiguiente, se estimará un tiempo de operación mínimo de 0,20 s para la unidad temporizada de fase y de 0,15 s para la unidad del neutro. De la curva característica tiempo-corriente (*ver Anexo 1*), se obtuvo un dial de tiempo igual a 1,5 con un tiempo de operación de 0,20 s, para la unidad de fase y un dial de tiempo de 1,5 con un tiempo de operación de 0,14 s, para la unidad de neutro. En la *tabla 8-7*, se presentan los ajustes de los relés de fase y neutro de cada circuito alimentador.

Tabla 8-7. Ajustes de los Relés de Fase y Neutro Ubicados en cada Circuito Alimentador

Parámetro	Fase	Neutro
CT	600/5	600/5
TAP [A]	5,0	1,0
INST [A]	20,0	10,0
TM	12,11	65,48
TL [s]	1,5	1,5
t_{op} [s]	0,20	0,14

8.3 Coordinación de las Protecciones de Sobrecorriente Temporizadas de Fase para una Falla Trifásica en la S/E 12,47 kV

8.3.1 Coordinación de las Protecciones Principales de Sobrecorriente del Transformador de Distribución con las Protecciones de los Circuitos Alimentadores

Para el ajuste de los relés de sobrecorriente ubicados en el lado de baja de cada transformador de distribución, es necesario tomar en cuenta el valor de la capacidad máxima de carga de los mismos (*tabla 8-2*), por consiguiente:

$$CT = 1,5 \times I_{n_{max}} = 1,5 \times \frac{28MVA}{\sqrt{3} \times 12,47kV} = 1.944,5638A \quad \therefore CT = 2000/5$$

Para el ajuste del TAP de fase, (*ecuación 5-2 y tabla 5-1*):

$$TAP = 1,5 \times \frac{I_{n_{max}}}{CT} = 1,5 \times \frac{\frac{28MVA}{\sqrt{3} \times 12,47kV}}{2000/5} = 4,8614A \quad \therefore TAP = 5,0A$$

Para estimar el tiempo de operación de la protección temporizada de fase (*ecuación 5-10*) del lado de baja de cada transformador de distribución, se sabe que la protección ubicada en el circuito alimentador, que actúa de manera más lenta para una falla trifásica en la S/E 12,47 kV, tiene un tiempo de operación de 0,20 s; como

margen de coordinación (*ecuación 5-11*), para el General Electric modelo IFC53B, se tomará un tiempo de sobreviaje (t_{sv}) de 0,10 s, y un factor de seguridad (t_s) de 0,17 s [9]; el tiempo de apertura de los interruptores ubicados en la S/E 12,47 kV es de 5 ciclos (0,08 s), por consiguiente:

$$MC = t_{INT_B} + t_{sv} + t_s = 0,08 s + 0,10 s + 0,17 s = 0,35 s$$

$$t_{oprelé A} = t_{oprelé B} + MC = 0,20 s + 0,35 s = 0,55 s$$

El múltiplo del TAP de fase queda determinado por (*ecuación 7-1*):

$$TM = \frac{I_{CC3\phi_2}}{CT \times TAP} = \frac{7.265,2295A}{\frac{2000}{5} \times 5A} \approx 3,64$$

En donde la $I_{CC3\phi_2}$ es la magnitud de la corriente de cortocircuito debido a una falla trifásica en la barra 1 de la S/E 12,47 kV, referida al lado de baja del transformador de distribución (*tabla 8-5*). De la curva característica tiempo-corriente (*ver Anexo 1*), se obtuvo un dial de tiempo igual a 1,5 con un tiempo de operación de 0,62 s, por lo tanto el margen de coordinación obtenido entre ambas protecciones es de

$$MC = 0,62 s - 0,20 s = 0,42 s$$

En la *tabla 8-8*, se presentan los ajustes de los relés principales de fase de cada transformador de distribución necesarios para la coordinación con los relés de fase de los circuitos alimentadores para el caso de una falla trifásica en la S/E 12,47kV.

Tabla 8-8. Ajustes de los Relés Principales de Fase Ubicados en el Lado de Baja Tensión de los Transformadores de Distribución

Parámetro	Relé Principal T₁	Relé Principal T₂
CT	2000/5	2000/5
TAP [A]	5,0	5,0
TM	3,64	3,63
TL [s]	1,5	1,5
t_{op} [s]	0,62	0,62

8.3.2 Coordinación de las Protecciones de Fase de Alta Tensión con las Protecciones Principales del Transformador de Distribución

Al igual que en el caso anterior, los ajustes de las protecciones de sobrecorriente se deben hacer en base a la capacidad máxima del transformador de distribución, referida al lado de alta, por consiguiente:

$$CT = 1,5 \times \frac{I_{n_{max}}}{CT} = 1,5 \times \frac{28MVA}{\sqrt{3} \times 67kV} = 361,9210A \quad \therefore CT = 400/5$$

Para el ajuste del TAP de fase se tiene:

$$TAP = 1,5 \times \frac{I_{n_{max}}}{CT} = 1,5 \times \frac{\frac{28MVA}{\sqrt{3} \times 67kV}}{400/5} = 4,5240A \quad \therefore TAP = 5,0A$$

Para estimar el tiempo de operación de la protección temporizada de fase del lado de alta de cada transformador de distribución, se tiene que la protección ubicada

en el lado de baja de los mismos actúan para una falla trifásica en la barra 1 de la S/E 12,47 kV, en un tiempo de operación de 0,62 s. El margen de coordinación a tomar será el mismo del caso anterior, por consiguiente:

$$t_{op\ relé\ A} = t_{op\ relé\ B} + MC = 0,62\ s + 0,35\ s = 0,97\ s$$

Para el ajuste de la unidad instantánea de fase, se tiene:

$$INST = 1,25 \times \frac{I_{CC3\phi_1}}{CT} = 1,25 \times \frac{1.352,2001A}{400/5} = 21,1281A \quad \therefore INST = 22,0A$$

Donde la $I_{CC3\phi_1}$ es la magnitud de la corriente de cortocircuito debido a una falla trifásica referida al lado de alta del transformador de distribución (*tabla 8-5*). El múltiplo del TAP de fase queda determinado por:

$$TM = \frac{I_{CC3\phi_1}}{CT \times TAP} = \frac{1.352,2001A}{\frac{400}{5} \times 5A} \approx 3,38$$

De la curva característica tiempo-corriente (*ver Anexo I*), se obtuvo un dial de tiempo igual a 2,5 con un tiempo de operación de 1,11 s, obteniéndose un margen de coordinación entre ambas protecciones de 0,49 s. En la *tabla 8-9*, se presentan los ajustes de los relés de alta tensión de fase necesarios para la coordinación con los relés principales de fase de los transformadores de distribución, para el caso de una falla trifásica en la S/E 12,47 kV.

Tabla 8-9. Ajustes de los Relés de Fase Ubicados en el Lado de Alta Tensión de los Transformadores de Distribución

Parámetro	Relé Alta Tensión T₁	Relé Alta Tensión T₂
CT	400/5	400/5
TAP [A]	5,0	5,0
INST [A]	22,0	22,0
TM	3,38	3,38
TL [s]	2,5	2,5
t_{op} [s]	1,11	1,11

En la *figura 8-3*, se presentan los ajustes de las curvas características de los relés de sobrecorriente temporizados de fase ubicados en el circuito de distribución y en el lado de baja y alta del transformador. Obsérvese, que tanto el conductor del circuito alimentador como el transformador de distribución quedan ambos protegidos ya que sus curvas de daño se encuentran ubicadas por encima de las curvas características de los relés de fase. Tanto el relé principal como el relé en alta fueron ambos ajustados para que no operaran en las condiciones de sobrecarga máxima del transformador y corriente de irrupción del mismo ($I_{N\ RUSH}$), esto se puede verificar observando que ambos puntos de operación quedaron ubicados por debajo de las curvas características de los relés temporizados, se es de resaltar que la $I_{N\ RUSH}$ es detectada por los relés mas no operan ya que su tiempo de duración es muy corto en comparación con el de operación de cada relé.

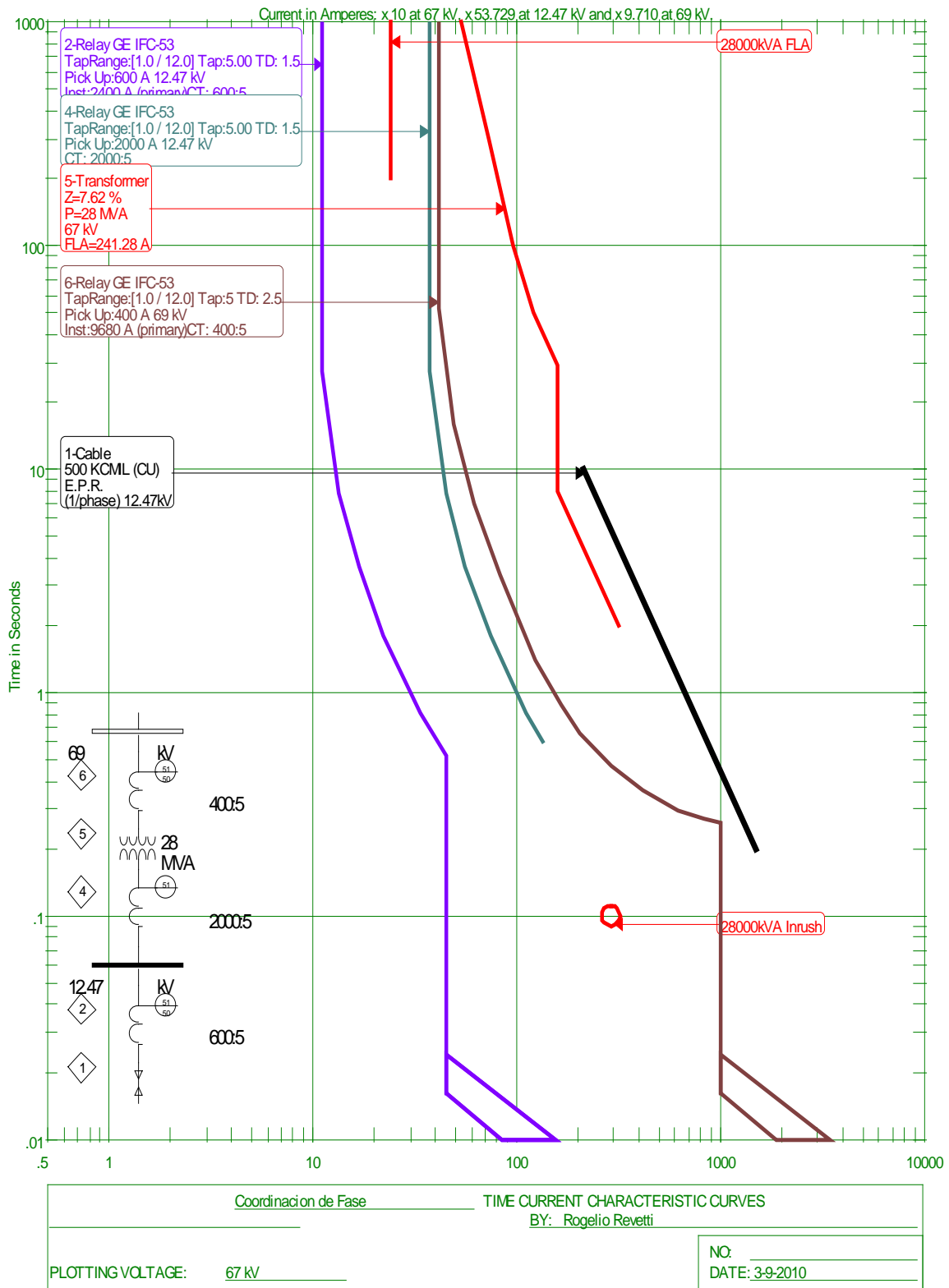


Figura 8-1. Curvas Características para la Coordinación de las Protecciones Temporizadas de Fase para una Falla Trifásica en la S/E 12,47 kV

8.4 Coordinación de las Protecciones de Sobrecorriente Temporizadas de Fase para una Falla Trifásica en la S/E 69 kV

8.4.1 Coordinación de las Protecciones en la Línea de Subtransmisión con las Protecciones en el Lado de Alta Tensión de los Transformadores de Distribución

Se simuló una falla trifásica en la barra de la S/E 69 kV, cuya magnitud de corriente de cortocircuito ($I_{CC3\phi_1}$) se muestra en la *tabla 8-6*. Con este valor de corriente, se determinó TM de fase de las protecciones ubicadas en el lado de alta de cada transformador de distribución, por consiguiente:

$$TM = \frac{I_{CC3\phi_1}}{CT \times TAP} = \frac{5.984,8610 A}{\frac{400}{5} \times 5 A} \approx 15$$

Con este valor de TM, y el dial de tiempo determinado para el caso de una falla trifásica en la S/E 12,47 kV, se obtuvo que las unidades de sobrecorriente del lado de alta de cada transformador actuarán con un tiempo de operación de 0,22 s para el caso de una falla trifásica en la S/E 69 kV. Las protecciones ubicadas a la salida de la línea de subtransmisión tienen un ajuste de CT, TAP y TL de 1500:5 A, 5A y 2 s respectivamente. El TM de fase de las unidades a la salida de la línea de subtransmisión, viene dado por:

$$TM = \frac{I_{CC3\phi_1}}{CT \times TAP} = \frac{5.984,3610 A}{\frac{1500}{5} \times 5 A} \approx 4$$

De la curva característica tiempo-corriente (*ver Anexo I*), se obtuvo un t_{op} de 0,68 s, obteniéndose un margen de coordinación entre ambas protecciones de 0,46 s. En la *tabla 8-10*, se presentan los ajustes de los relés de fase a la salida de la línea de

subtransmisión necesarios para la coordinación con los relés de alta tensión de fase de los transformadores de distribución, para el caso de una falla trifásica en la S/E 69kV.

Tabla 8-10. Ajustes de los Relés de Fase Ubicados Tanto a la Salida de la Línea de Subtransmisión Como en el Lado de Alta Tensión de los Transformadores de Distribución para una Falla Trifásica en la S/E 69 kV

Parámetro	Relé Línea de Subtransmisión	Relé Alta Tensión T₁	Relé Alta Tensión T₂
CT	1500/5	400/5	400/5
TAP [A]	5,0	5,0	5,0
TM	4,0	15,0	15,0
TL [s]	2	2,5	2,5
t_{op} [s]	0,68	0,22	0,22

8.5 Coordinación de las Protecciones Temporizadas de Neutro para una Falla Monofásica a Tierra en las Subestaciones 12,47 y 69 kV

8.5.1 Coordinación de la Protección de Neutro del Lado de Baja del Transformador de Distribución con la Protección de Neutro de los Circuitos Alimentadores

Para realizar la coordinación de las protecciones de neutro se simuló una falla monofásica a tierra en cada una de las barras de la S/E 12,47 kV (*tabla 8-5*). Durante la coordinación de las protecciones temporizadas de fase se determinó el ajuste requerido del transformador de corriente el cual fue de 2000:5. Por otra parte, tal como se había mencionado anteriormente, la protección de neutro del lado de baja tensión no debe operar para la corriente residual máxima del sistema, la cual no debe ser superior al 30% de la máxima corriente nominal del transformador referida al lado de baja, en consecuencia (*ecuación 5-5*):

$$TAP = 0,3 \times \frac{I_{n_{max}}}{CT} = 0,3 \times \frac{\frac{28 \text{ MVA}}{\sqrt{3} \times 12,47 \text{ kV}}}{\frac{2000}{5}} = 0,9723 \text{ A} \quad \therefore TAP = 2,0 \text{ A}$$

Se tomó un ajuste por encima al inmediato superior del resultado obtenido, esto es debido a que mientras mayor sea la corriente de arranque del relé, menor será el ajuste del dial de tiempo. Este tipo de consideraciones son tomadas ya que en el lado de baja de cada transformador de distribución, existe una protección de tierra (función 51G) ubicada en el neutro de los mismos, y por lo tanto para lograr una buena coordinación entre ésta protección y la del neutro es necesario tomar este tipo de ajustes.

Para estimar el tiempo de operación de la protección temporizada de neutro del lado de baja de cada transformador de distribución, se sabe que la protección ubicada en el circuito alimentador, que actúa de manera más lenta para una falla monofásica a tierra en la S/E 12,47 kV, tiene un tiempo de operación de 0,14 s; como margen de coordinación se tomó el mismo utilizado hasta los momentos, por consiguiente:

$$t_{op_{relé A}} = t_{op_{relé B}} + MC = 0,14 \text{ s} + 0,35 \text{ s} = 0,49 \text{ s}$$

El TM de neutro queda determinado como:

$$TM = \frac{I_{CC1\phi_2}}{CT \times TAP} = \frac{7.857,0079A}{\frac{2000}{5} \times 2A} \approx 9,82$$

En donde la $I_{CC1\phi_2}$ es la magnitud de la corriente de cortocircuito debido a una falla monofásica a tierra en la barra 1 de la S/E 12,47 kV, referida al lado de baja del transformador de distribución (*tabla 8-5*). De la curva característica tiempo-corriente (*ver Anexo 1*), se obtuvo un TL igual a 4, con un tiempo de operación de

0,54 s, por lo tanto el margen de coordinación obtenido entre ambas protecciones es de 0,40 s.

$$MC = 0,54 s - 0,14 s = 0,40 s$$

Para el relé de tierra (función 51G) del neutro de cada transformador, el tiempo de operación estimado es de

$$t_{op\ relé\ A} = t_{op\ relé\ B} + MC = 0,54 s + 0,35 s = 0,89 s$$

De la curva característica tiempo-corriente (*ver Anexo 1*), se obtuvo un TL igual a 6,5, con un tiempo de operación de 0,90 s, obteniéndose un margen de coordinación entre ambas protecciones de 0,36 s. En la *tabla 8-11*, se presentan los ajustes del relé principal de neutro de cada transformador de distribución necesarios para la coordinación con el relé de neutro de los circuitos alimentadores para el caso de una falla monofásica a tierra en la S/E 12,47 kV.

Tabla 8-11. Ajustes del Relé Principal de Neutro Ubicado en el Lado de Baja Tensión de Cada Transformador de Distribución

Parámetro	Relé Principal T₁	Relé Principal T₂	Relé de Tierra del T₁ (51G)	Relé de Tierra del T₂ (51G)
CT	2000/5	2000/5	2000/5	2000/5
TAP [A]	2,0	2,0	2,0	2,0
TM	9,82	9,83	9,82	9,83
TL [s]	4	4	6,5	6,5
t_{op} [s]	0,54	0,54	0,90	0,90

La figura 8-4, se muestran los ajustes de las curvas características de los relés de sobrecorriente de neutro del circuito de distribución y del principal de la subestación.

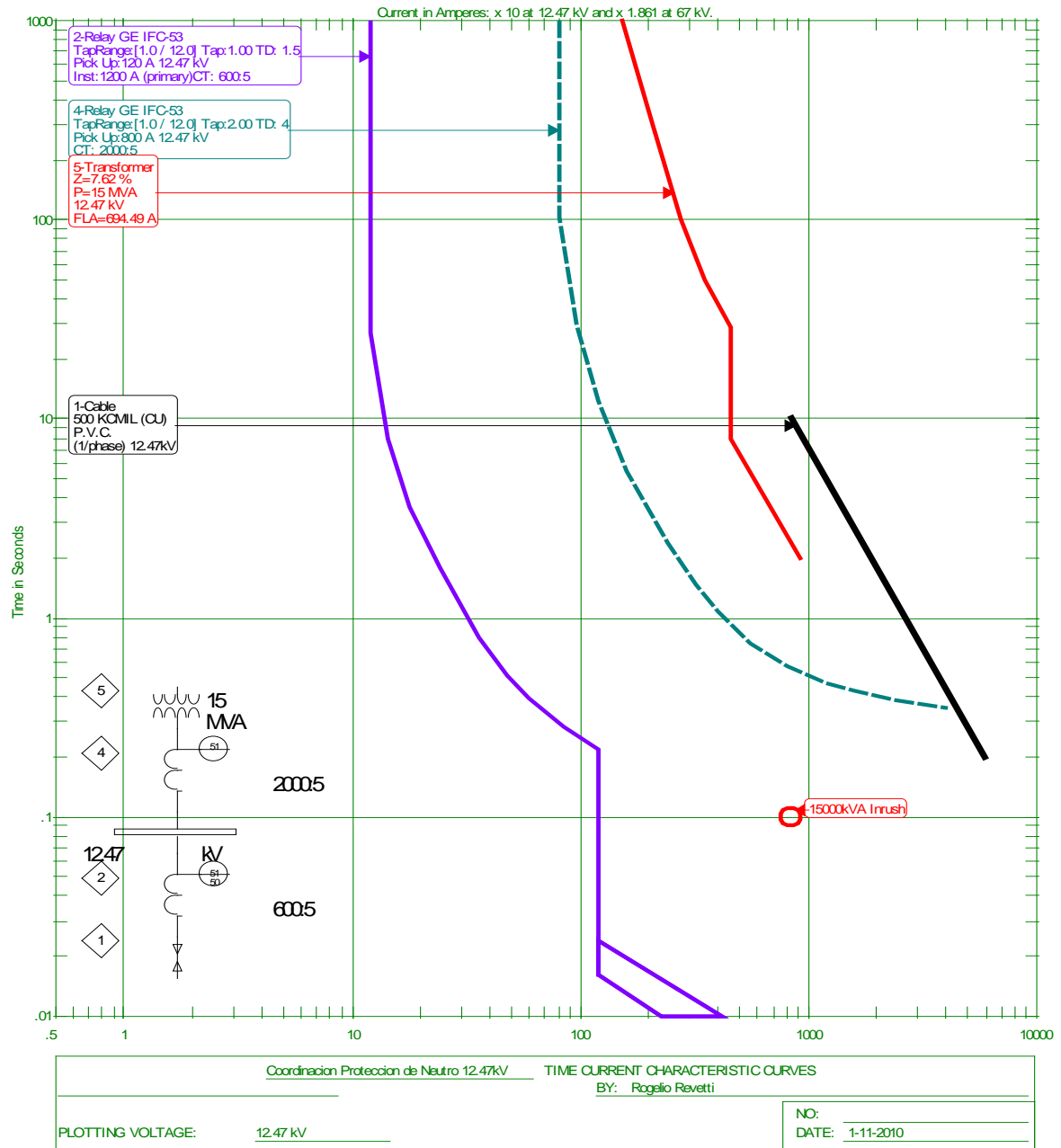


Figura 8-2. Curvas Características para la Coordinación de la Protección de Neutro del Lado de baja del Transformador de Distribución con la Protección de Neutro de los Circuitos Alimentadores

8.5.2 Coordinación de la Protección de Neutro de la Línea de Subtransmisión con la Protección de Neutro del Transformador de Distribución

Para realizar la coordinación de las protecciones de neutro se simuló una falla monofásica a tierra en la barra de la S/E 69 kV (tabla 8-6). Durante la coordinación de las protecciones temporizadas de fase se determinó el ajuste requerido del transformador de corriente el cual fue de 400:5. Al igual que en el caso anterior, la protección de neutro del lado de alta tensión no debe operar para la corriente residual máxima del sistema, la cual no debe ser superior al 30% de la máxima corriente nominal del transformador referida al lado de alta, en consecuencia:

$$TAP = 0,3 \times \frac{I_{n_{max}}}{CT} = 0,3 \times \frac{\frac{28 MVA}{\sqrt{3} \times 69kV}}{\frac{400}{5}} = 0,8785 A \quad \therefore TAP = 1,0 A$$

Para el ajuste del dial de tiempo y la unidad instantánea de la protección de neutro del lado de alta hay que considerar el comportamiento del transformador ante corrientes de secuencia cero, la cual está directamente relacionada con el tipo de conexión de los devanados y de que si el neutro está o no puesto a tierra. Para un transformador de conexión delta estrella con neutro sólidamente puesto a tierra, las corrientes de secuencia cero, en el lado de alta, sólo estarán presente en los devanados de la delta, caso contrario en el lado de baja donde las mismas circularán a través de las líneas [3]. Por tal motivo, el TL e INST se pueden ajustar a sus valores mínimos, es decir

$$TL = 1,0$$

$$INST = 10,0$$

El TM de la unidad de neutro del lado de alta, viene dado por

$$TM = \frac{I_{CC1\phi_1}}{CT \times TAP} = \frac{843,94A}{\frac{400}{5} \times 1A} \approx 10,55$$

De la curva característica tiempo-corriente (*ver Anexo I*), se obtuvo que la unidad de neutro del lado de alta del transformador actúa para una falla monofásica a tierra en la S/E 69 kV en un tiempo de operación de 0,14 s. Las protecciones de neutro ubicadas a la salida de la línea de subtransmisión tienen un ajuste de CT, TAP y TL de 1500:5 A, 1,2 A y 1 s respectivamente. El TM de neutro de la línea de subtransmisión es

$$TM = \frac{I_{CC1\phi_1}}{CT \times TAP} = \frac{843,94A}{\frac{1500}{5} \times 1,2A} \approx 2,35$$

De la curva característica tiempo-corriente (*ver Anexo I*), se obtuvo que la unidad de neutro ubicada a la salida de la línea de subtransmisión actúa para una falla monofásica a tierra en un tiempo de operación de 1 s, por lo tanto el margen de coordinación obtenido entre ambas protecciones es de 0,86 s. En la *tabla 8-12*, se presentan los ajustes del relé de neutro del lado de alta de cada transformador necesarios para la coordinación con el relé de neutro ubicado a la salida de la línea de subtransmisión para el caso de una falla monofásica a tierra en la S/E 69 kV.

Tabla 8-12. Ajustes de los Relés de Neutro Ubicados a la Salida de la Línea de Subtransmisión y en el Lado de Alta Tensión de los Transformadores de Distribución para una Falla Monofásica a Tierra en la S/E 69 kV

Parámetro	Relé Alta Tensión T₁	Relé Alta Tensión T₂	Relé a la Salida de la Línea de Subtransmisión
CT	400/5	400/5	1500/5
TAP [A]	1,0	1,0	1,2
INST [A]	10,0	10,0	10,0
TM	10,55	10,55	2,35
TL [s]	1	1	1
t_{op} [s]	0,14	0,14	1

CAPÍTULO IX

9 REGISTROS OSCILOGRÁFICOS DE LAS TRANSFERENCIAS AUTOMÁTICAS DE CARGA QUE RELACIONAN A LOS CIRCUITOS B4 (PREFERIDO) Y A4 (EMERGENTE) DE LA S/E ELEGGUA 12,47 kV

9.1 Situación Planteada

Como se mencionó anteriormente, dos de los circuitos pertenecientes a la S/E ELEGGUA 12,47 kV, se encuentran interconectados “aguas abajo”, a través de interruptores de transferencia automática. Dichos equipos tienen la función de transferir la carga que tienen asignada desde un circuito denominado preferido (B4), a otro circuito denominado emergente (A4), siempre y cuando, exista alguna condición que pueda considerarse como una falla, según los valores de los parámetros necesarios para la configuración de dichos interruptores. Pero al ocurrir este tipo de maniobras, el circuito emergente experimenta una sobrecorriente que ocasiona la actuación de las protecciones del mismo. Por consiguiente, se planteó como propuesta colocar un registrador de fallas en ambos alimentadores y realizar una prueba en vivo, en donde se simule la apertura del circuito preferido, y así poder registrar el comportamiento de los parámetros eléctricos del circuito emergente.

9.2 Inrush Current

La “*Inrush Current*”, ó corriente de conexión de transformadores, es una elevada corriente de corta duración, la cual se presenta en el instante de energizar los transformadores de distribución. Su magnitud y duración depende de factores externos y de diseño tales como:

- ♦ La capacidad en kVA del transformador
- ♦ Tipo de conexión de los arrollados
- ♦ La resistencia del sistema del cual es energizado
- ♦ Las propiedades magnéticas del núcleo
- ♦ El flujo de remanencia existente en el núcleo magnético
- ♦ El valor de la onda de tensión al momento de cerrar el circuito.

Aunque usualmente considerada una consecuencia de la conexión de un transformador al sistema de energía, la *Inrush Current*, puede ser causada por algún cambio abrupto en el voltaje de magnetización, estos cambios pueden ser ocasionados por:

- ♦ Ocurrencia de una falla externa
- ♦ Restablecimiento súbito del voltaje después de haberse despejado una falla
- ♦ Cambio en la condición de una falla, por ejemplo, cuando una falla monofásica a tierra evoluciona a una bifásica a tierra.

La *Inrush Current*, tiene efectos sobre la operación de los relés y fusibles ubicados cerca del transformador, sin embargo, la misma no es considerada una condición de falla y las protecciones deben permanecer estables durante este transitorio. [13], [14], [15]

9.3 Sympathetic Inrush Current

La conexión de un transformador a una red en presencia de otros transformadores, los cuales se encuentran ya en operación, conduce a un fenómeno denominado *Sympathetic Inrush*. Esta perturbación es de especial importancia debido a su inusual característica de que puede persistir en la red por un tiempo relativamente mayor que en el caso de la *Inrush Current*. Suponiendo que se tiene la situación representada en la *figura 9-1*, cuando un transformador B, es conectado a una red eléctrica, donde los transformadores A y C están ya operativos y alimentando una carga, la corriente transitoria de irrupción que fluye a través del transformador B, hace experimentar inesperadamente una saturación a los transformadores A y C. Esta saturación, la cual es causada por la caída del nivel de voltaje DC a través de la resistencia del sistema, demanda compensar una corriente de magnetización de mayor magnitud en los transformadores A y C. La magnitud y duración de este fenómeno depende de los mismos factores externos y de diseño del caso anterior. [14], [16], [17]

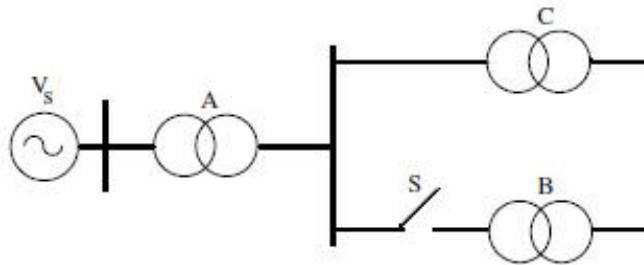


Figura 9-1. Breve Esquema que Representa la Interacción Entre Transformadores Durante el Fenómeno de la *Sympathetic Inrush Current*

9.4 Equipo Registrador de Fallas y Perturbaciones

El equipo que fue utilizado como registrador de fallas es el *ABB Indactic 650 fault recorder*, el cual es una unidad digital de adquisición de datos utilizada para el monitoreo y análisis de fallas y perturbaciones en redes eléctricas. Esencialmente se compone de estaciones de adquisición de datos diseñadas para 9 entradas analógicas y 16 digitales, pudiendo ser extendido el sistema agregando más unidades, según el número de señales y las necesidades futuras de la instalación. La transmisión de datos desde la unidad de adquisición a la unidad de evaluación se realiza por medio de una interfaz serie RS-232, para su posterior análisis. Esta unidad requiere de dos software que trabajan bajo ambiente *Windows*, uno para la comunicación del equipo, y el otro para la visualización y evaluación de los datos adquiridos (*WinCom* y *WinEve*). [18]

9.5 Procedimiento para el Registro Oscilográfico

Debido a las características del fenómeno a estudiar, se definió un simple procedimiento, el cual se puede desglosar en breves fases.

9.5.1 Fase 1

Con el fin de simular la situación lo más parecido posible al momento en que ocurrió la problemática planteada y, debido a que el fenómeno está relacionado con la carga que se encuentre conectada al sistema eléctrico, la cual tiene dependencia con la hora del día, se recopiló información relacionada con los registros históricos de fallas, en donde se pudo constatar la hora típica en que generalmente ha ocurrido este tipo de evento. Por consiguiente, se optó por realizar las pruebas a la hora del medio día, ya que es en donde se registran niveles altos de carga en el sistema. Adicionalmente, se obtuvo información relacionada con los planos eléctricos de operación para estar al tanto de cuantas transferencias automáticas deben actuar al

momento en que se realice las mediciones. El equipo P/C, se encargó de gestionar la fecha y hora para realizar las mediciones pertinentes.

9.5.2 Fase 2

Como las posibles causas de las operaciones de los relés de sobrecorriente del circuito emergente no estaban del todo claras, se realizó la modelación de la red eléctrica en estudio mediante el software ATP. Para ello se recopiló información clave acerca de los dispositivos presentes en el circuito A4, tales como características de los cables y conductores, capacidad de los transformadores de distribución, la carga nominal que este alimenta, parámetros de los interruptores de transferencia automáticas, entre otros. La modelación del sistema consistió en obtener las señales trifásicas de corriente presentes en el troncal del circuito emergente, para el instante en donde se conecta un modelo de carga que caracteriza a la asociada con las transferencias automáticas, para ello se dispuso en el ATP del modelo de un transformador del tipo saturable, el cual permite el ingreso como dato la curva de magnetización en términos de la corriente inyectada y el flujo magnético. La *figura 9-2*, muestra el modelo de carga utilizado durante las simulaciones que permitió modelar la carga asociada a cada interruptor de transferencia automática, la misma consistió en un banco de transformadores monofásicos conectados en Yyn que alimenta una impedancia trifásica con factor de potencia de 0,8.

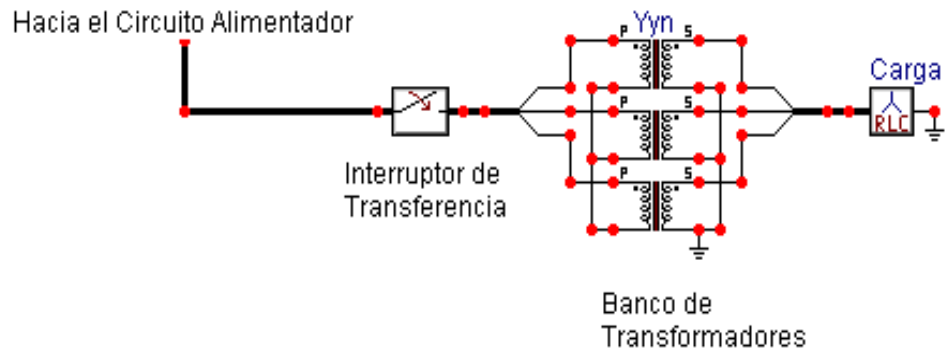


Figura 9-2. Modelo de Carga Utilizada para Modelar la Asociada a cada Interruptor de Transferencia Durante las Simulaciones

En lo que respecta al circuito de distribución en general, el mismo fue modelado mediante los cables y conductores que este posee a lo largo de su troncal, la fuente de tensión de alimentación utilizada consistió en una señal sinusoidal trifásica con un nivel de tensión igual 12,47 kV. En la *figura 9-3*, se presenta una parte del troncal del circuito alimentador utilizado durante las simulaciones en el ATP, nótese que a lo largo del mismo salen ramales, cuya carga equivalente ubicada en cada uno de ellos, fue modelada mediante bancos de transformadores también del tipo saturable, lo que permitía una mejor aproximación en los resultados obtenidos. En la *figura 9-4*, se muestra las corrientes de cada fase del troncal del circuito emergente, en ella se observa una perturbación que es producto de la no linealidad del modelo de carga utilizado.

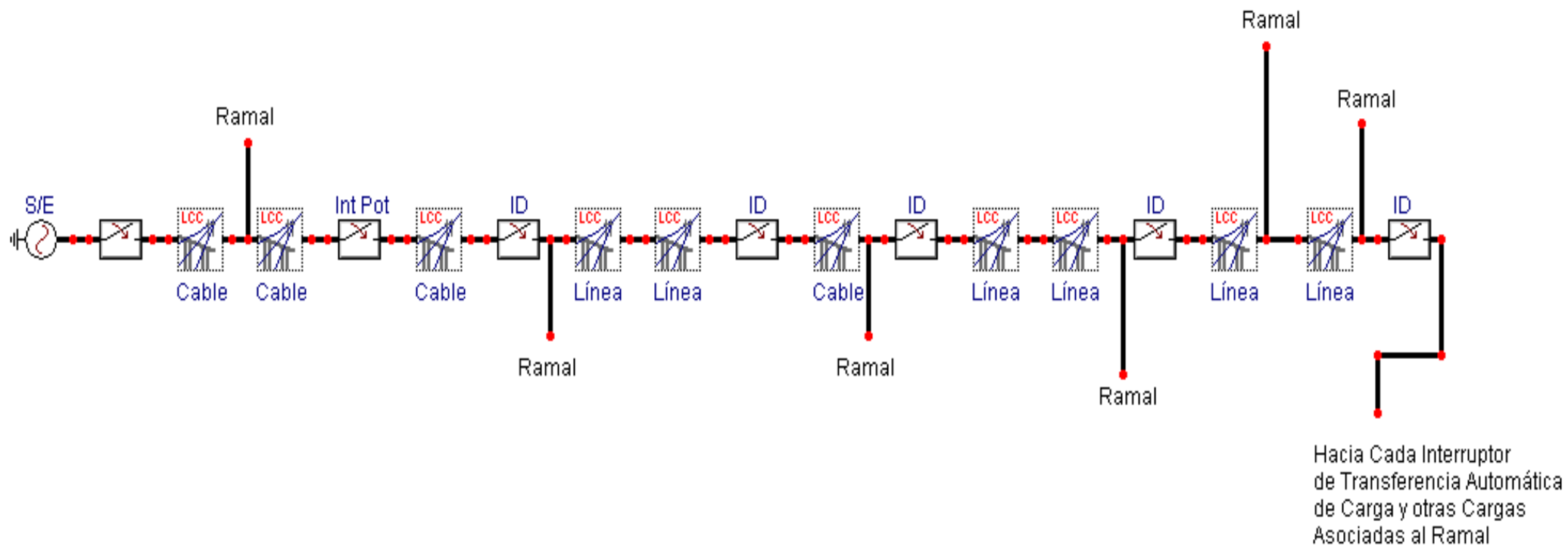


Figura 9-3. Troncal del Circuito de Distribución en Estudio

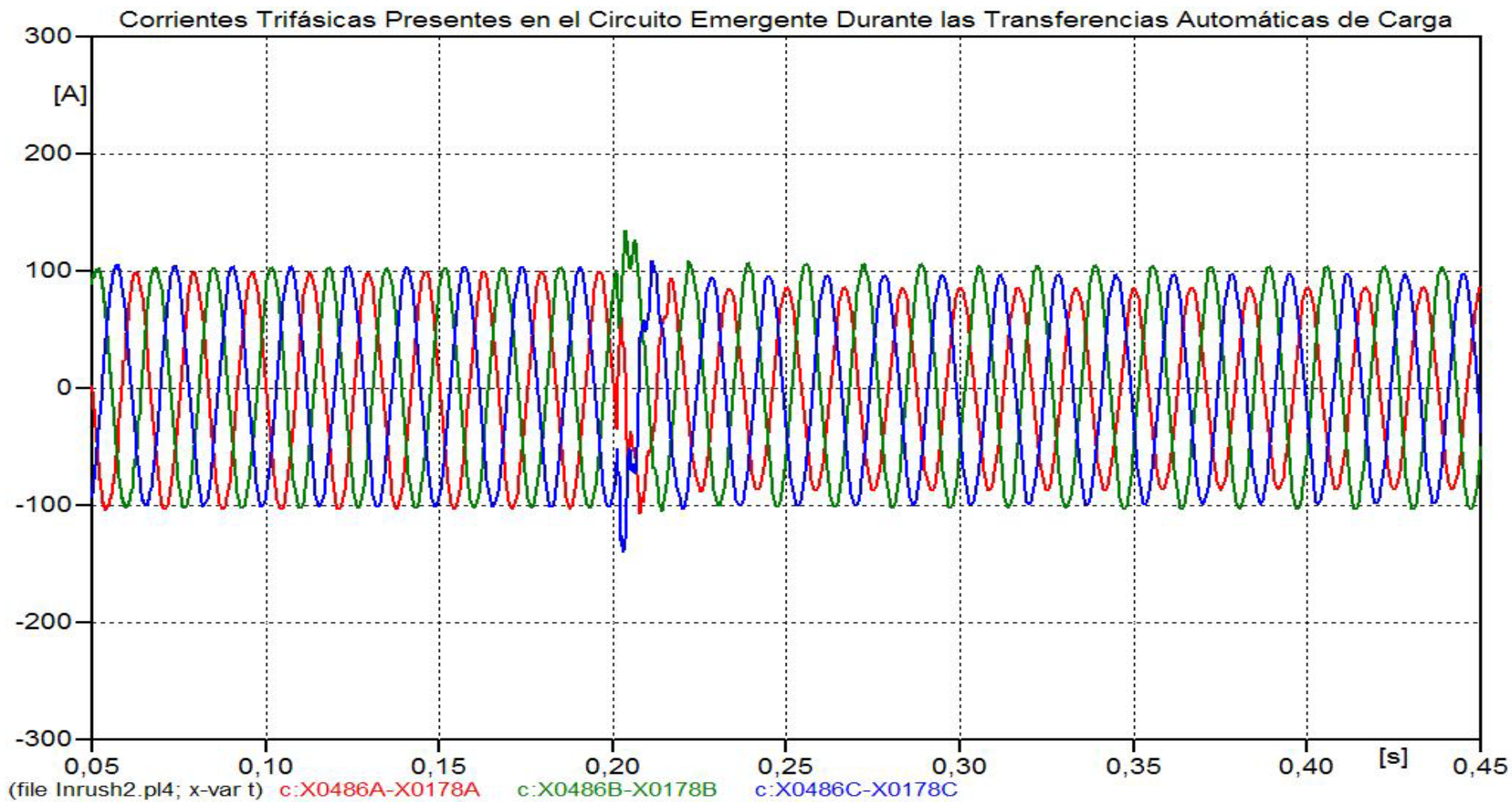


Figura 9-4. Corrientes Trifásicas Presentes en el Circuito Emergente Durante las Transferencias Automáticas de Carga

Cabe destacar que el modelo utilizado está basado en un enfoque del circuito equivalente del sistema en estudio, lo que ocasiona que el mismo no proporcione una suficiente precisión de la asimetría del fenómeno en cuestión. Por lo tanto, las simulaciones obtenidas arrojaron resultados aproximados de las verdaderas magnitudes que pueden estar presentes durante la anomalía planteada. El uso de esta herramienta nos permitió sustentar la hipótesis de que la posible causa de la sobrecorriente presente en el circuito emergente, sea producto de la re-conexión de los transformadores asociados a las transferencias automáticas. Para un futuro estudio más detallado, remítase a los *Anexos N°5, 6 y 7*, en donde se presentan los archivos ATP-files utilizados para la simulación.

9.5.3 Fase 3

Para la obtención de los registros oscilográficos, se planteó un esquema sencillo en donde el registrador de fallas, *ABB Indactic 650*, debe estar ubicado en serie con las protecciones de cada circuito, ya que de esta manera se asegura que se están obteniendo las señales que “ven” los relés de sobrecorriente, y así poder tener un mejor criterio de la causa de sus disparos. Para ello fue necesario acondicionar el equipo, verificando cableado y conexiones antes de ir a la S/E. Se le hizo pruebas de confiabilidad, inyectándole niveles de corriente y de tensión y así poder descartar cualquier tipo de fallas en el equipo. El diagrama unifilar de la *figura 9-5*, muestra de manera simplificada la conexión utilizada para la obtención del registro oscilográfico. Obsérvese, que el equipo fue conectado en serie con los relés de sobrecorriente y los demás dispositivos de medición de ambos circuitos, a través de un *test block*. El registrador de fallas, sensó básicamente, las señales de corriente de cada fase de ambos alimentadores tomadas de sus respectivos CT, así como también las señales de tensión de cada fase tomada directamente de uno de los PT, ya que se supuso desde un principio que el nivel de tensión debería ser el mismo para ambos circuitos.

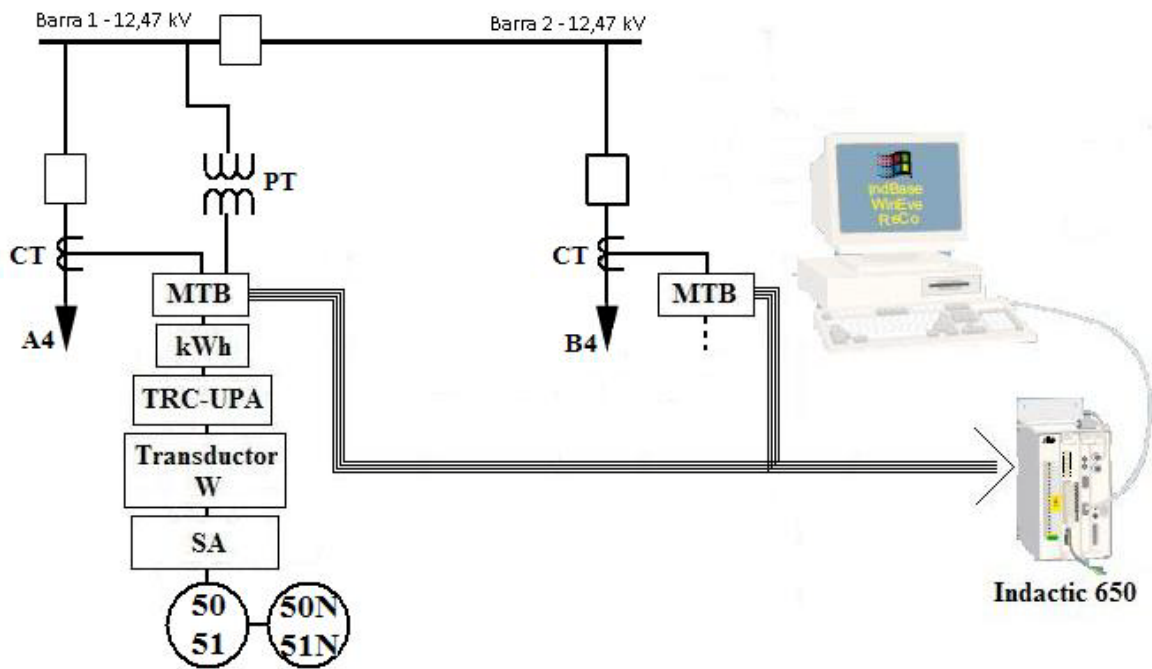


Figura 9-5. Breve Esquema de Conexión Para el Registro Oscilográfico

9.5.4 Fase 4

Ya para el momento de realizar la prueba en vivo, se procedió en primer lugar a instalar los equipos, verificando nuevamente tanto el cableado como las conexiones, ya que un mínimo error podría causar el disparo innecesario de las protecciones. Se realizaron mediciones de los niveles de corriente en ambos circuitos, esto con el fin de ajustar los parámetros de arranque del *ABB Indactic 650*, dándole un nivel de ajuste del 10% por debajo para la magnitud de las señales de corriente del circuito preferido y un 10% por encima a las mismas pero del circuito emergente; esto permitiría que el equipo registre cualquier perturbación justo en el instante en que se disparan intencionalmente las protecciones del circuito B4, obteniendo así un amplio margen que permita determinar el tiempo en que actuaron las transferencias automáticas. Adicionalmente se verificó los valores de PT y CT a ser configurados en

el equipo, así como también se le dio ajuste a la hora y fecha. Una vez realizada la prueba se solicitó información acerca de cuantas transferencias estaban operativas para ese día y de que si las mismas actuaron para el instante en que se realizó las mediciones.

9.6 Registros Oscilográficos

En la *figura 9-6*, se muestra el registro oscilográfico de las señales de corriente presentes tanto en el circuito preferido (B4) como en el emergente (A4). En ella se observa, justo el instante en donde se disparan intencionalmente las protecciones del circuito preferido. Después de transcurrir un breve periodo de tiempo, aproximadamente de 2 segundos, se registra una perturbación transitoria y desproporcional en las tres fases del circuito emergente.

La *figura 9-7*, muestra el mismo registro pero con mayor detalle de la perturbación en las tres fases y el neutro del circuito emergente. Obsérvese, como la sobrecorriente ocasiona un incremento de la corriente residual circulante por el neutro, la cual, según la gráfica, posee una magnitud de aproximadamente de 5 veces el múltiplo del TAP de la unidad temporizada del neutro, lo que ocasiona la posible actuación de dicha protección.

La perturbación registrada, puede ser relacionada con el fenómeno de la *Sympathetic Inrush Current*, ya que cuando el circuito preferido cae bajo condición de falla, los transformadores asociados a los interruptores de transferencia automática, pierden de manera progresiva su nivel de tensión de alimentación, y por ende de magnetización. Transcurrido un intervalo de tiempo relativamente corto,

estos transformadores son nuevamente energizados a través del circuito emergente. Esta reconexión abrupta, es la que ocasiona la aparición de la corriente de *Inrush* en dichos transformadores, y la que posiblemente haga experimentar una saturación en los transformadores adyacentes y que se encuentran ya energizados del circuito emergente. Cabe destacar, que los interruptores de transferencia automática están configurados para transferir por ausencia de tensión en 2 segundos, y la perturbación fue registrada aproximadamente en el mismo tiempo. En las *figuras 9-6 y 9-7*, se observa también que la *Inrush* registrada es distinta en las tres fases, esto es debido a que en sistemas trifásicos las ondas de voltaje correspondientes a las fases están separadas 120° , y el cierre del interruptor de transferencia es simultaneo en sus tres polos, por lo que en el momento de ocurrir la maniobra, las tres ondas de voltaje se encuentran en diferentes puntos, lo que ocasiona tal diferencia.

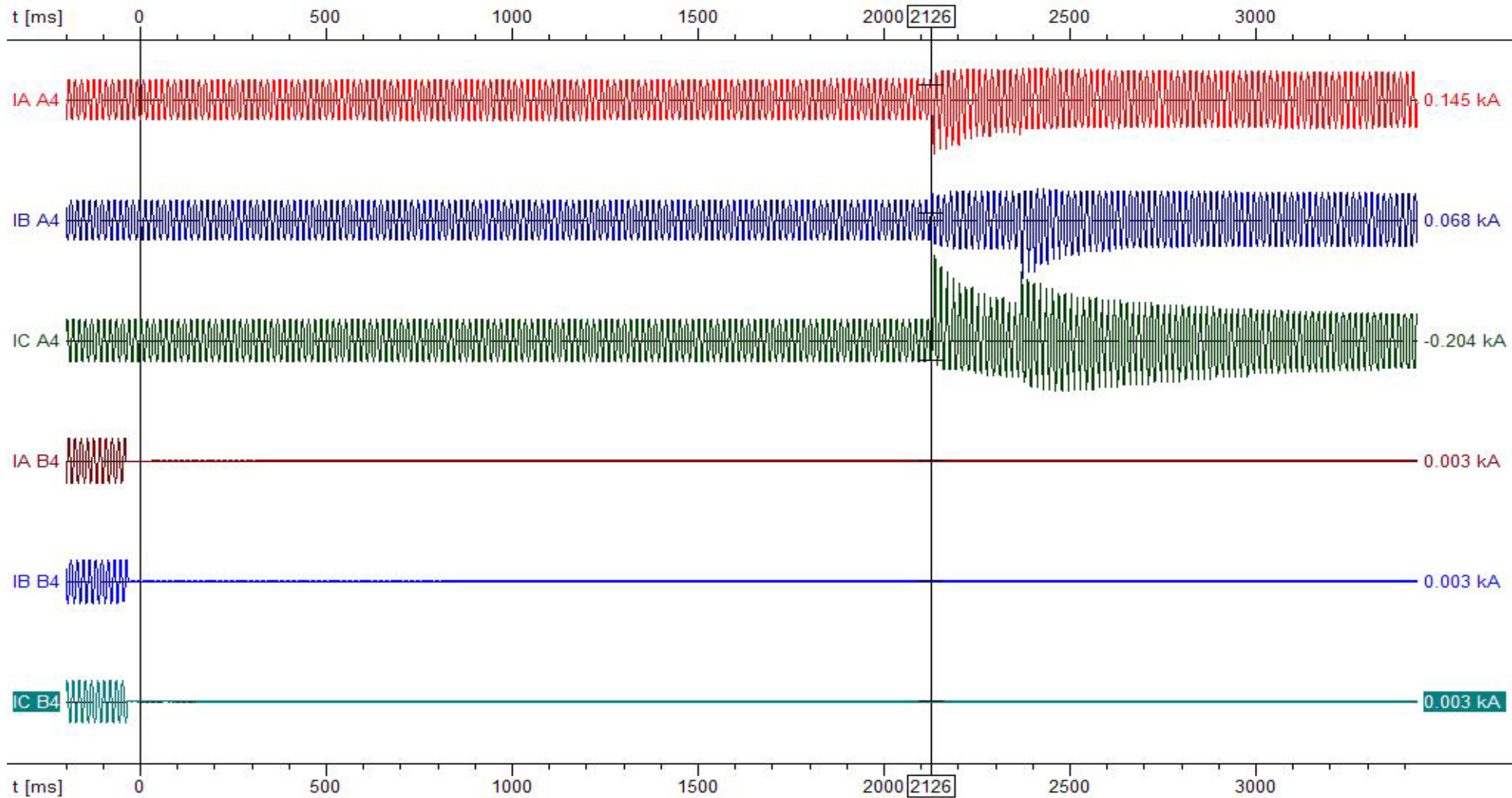


Figura 9-6. Registro Oscilográfico de las Señales de Corriente Presentes tanto en el Circuito Preferido (B4) como en el Circuito Emergente (A4), Durante las Transferencias Automáticas de Cargas

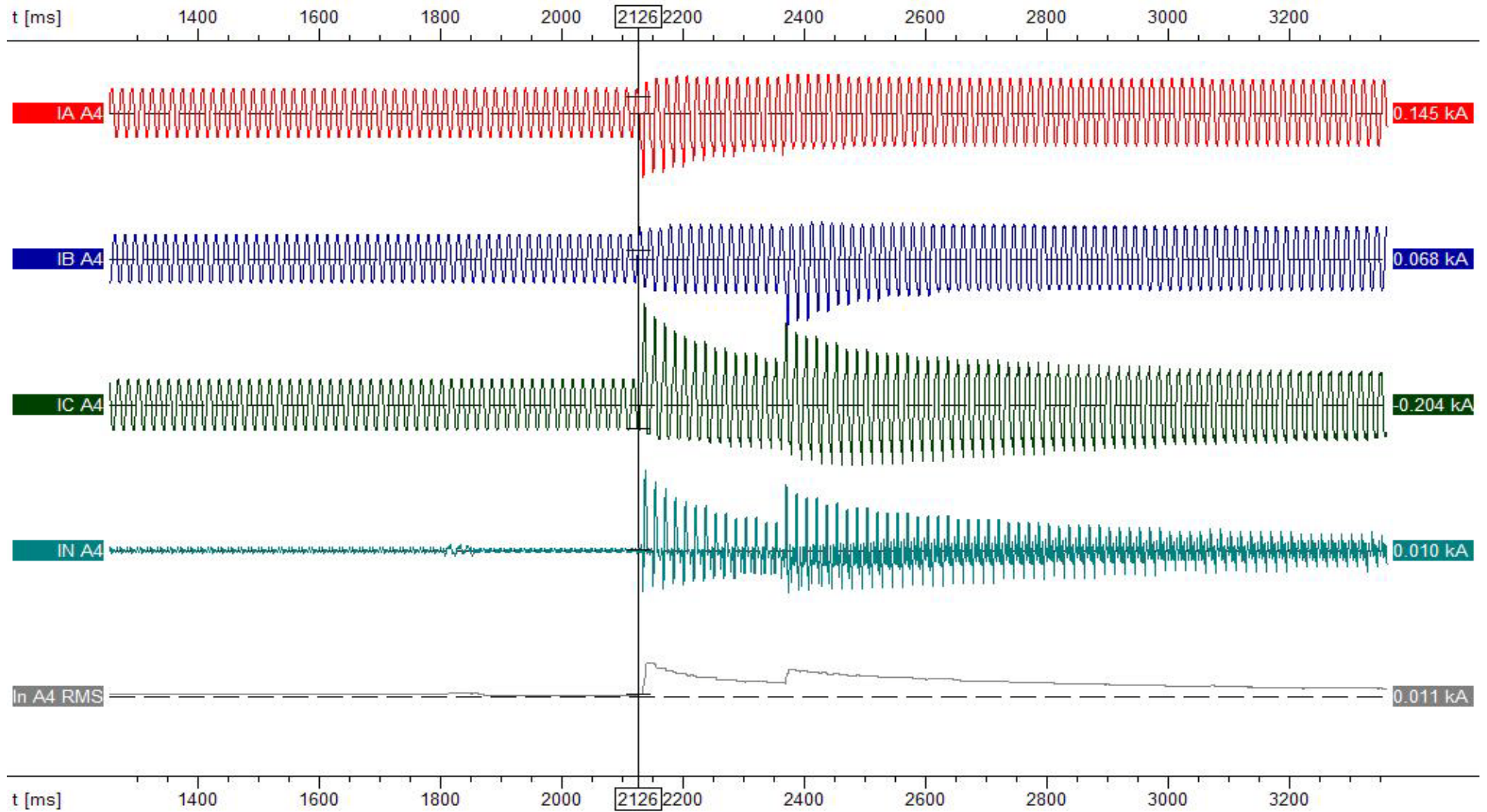


Figura 9-7. Registro Oscilografico de las Señales de Corriente Presentes en Cada Fase y en el Neutro del Circuito Emergente

El fenómeno de *Sympathetic Inrush Current*, puede ocasionar falsas operaciones en los relés de sobrecorriente, ya que según las condiciones del sistema, pueden generarse en ocasiones grandes magnitudes, además de que esta anomalía tiene la particularidad de tener una duración mayor en la red eléctrica, tal como se puede observar en la *figura 9-7*, en donde la perturbación en la corriente residual tiene una duración un poco mayor de un segundo. Adicionalmente, los valores picos de la *Sympathetic Inrush Current* se incrementan ligeramente para cargas con factor de potencia bajo, [16] y como los transformadores asociados a los interruptores de transferencia automática alimentan cierta carga pesada como aires acondicionados, motores, calentadores eléctricos, lámparas fluorescentes, etc., las cuales pueden activarse y desactivarse en momentos aleatorios, de tal manera que sólo una fracción de la carga total es posible que esté conectada al sistema en cualquier momento, hace que el fenómeno afecte la confiabilidad y seguridad del sistema eléctrico.

Debido a circunstancias ajenas a nuestra voluntad, para el día de la prueba se percató que de las cinco transferencias que relacionan los circuitos A4 y B4 de la S/E ELEGGUA 12,47 kV, sólo tres se encontraban operativas. Este detalle hace considerar que la magnitud y duración de la *Sympathetic Inrush Current*, pudo haber sido mayor que la registrada. Por consiguiente, haciendo algunas consideraciones y aproximaciones teóricas, se logró determinar cuál sería el incremento en porcentaje de magnitud de la perturbación si ocurrieran cuatro y cinco transferencias, los mismos se muestran en la *tabla 9-1*. Para mayor detalle del procedimiento seguido para determinar estas magnitudes, remítase al *Anexo N°3*.

Tabla 9-1. Porcentaje de Aumento que Sufrirían las Corrientes del Circuito Emergente al Ocurrir 4 y 5 Transferencias

Número de Transferencias	% de Aumento
4	15,7
5	31,4

La *figura 9-8*, muestra el incremento teórico de la onda de corriente circulante por el neutro si ocurrirían las cuatro o cinco transferencias automáticas de carga. Cabe destacar que este estudio se hizo para el peor caso, en donde se supuso que los transformadores estaban trabajando a su capacidad nominal. Modificando la señal registrada en el neutro durante la prueba, e incrementándola en un 15 y 30 % en magnitud, se les hizo pruebas en el laboratorio a un relé de sobrecorriente de neutro IFC53B, inyectándole estas nuevas señales en la bobina temporizada del mismo. Los resultados fueron que para cuatro y cinco transferencias el relé dio la orden de apertura del circuito.

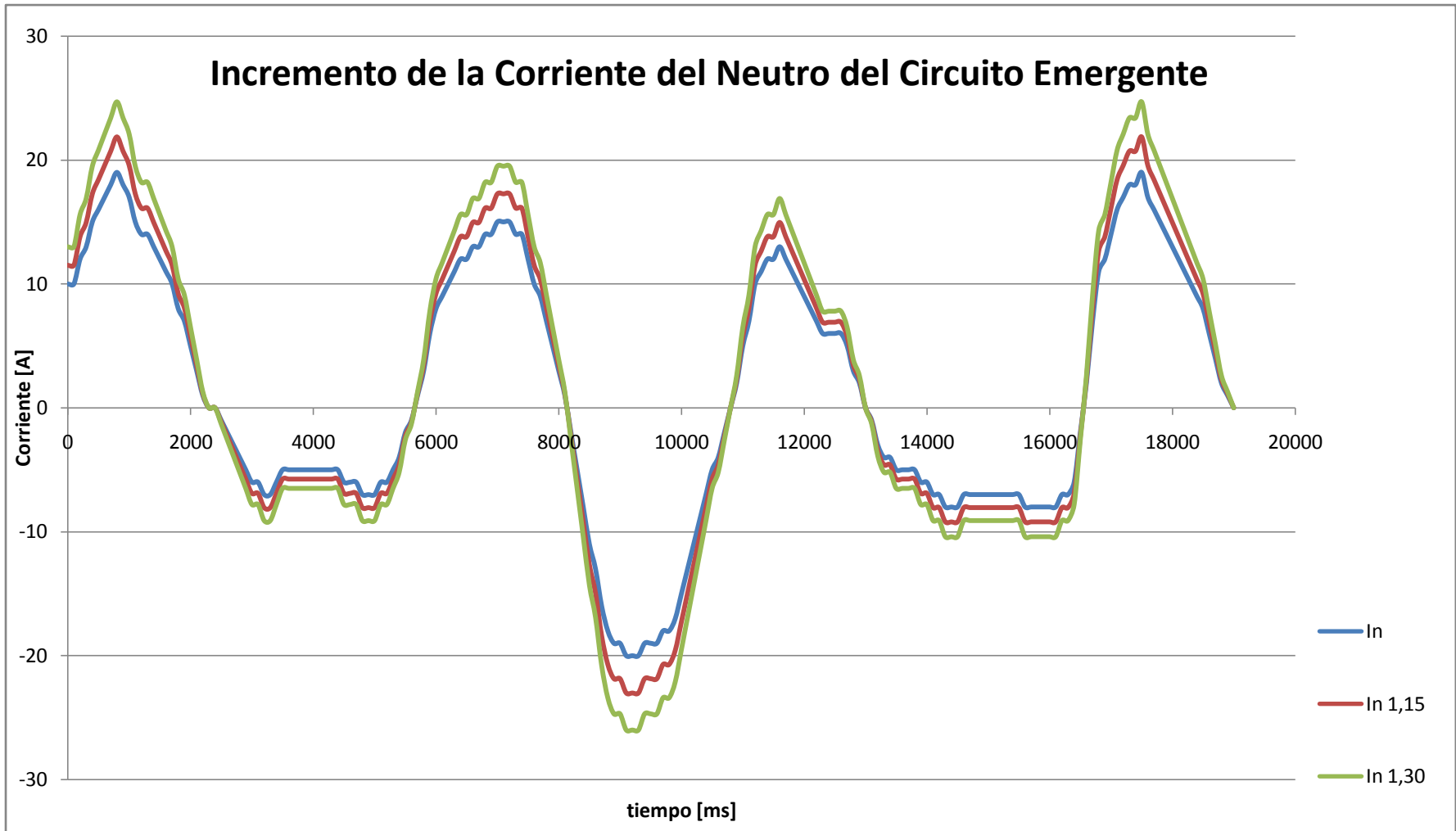


Figura 9-8. Incremento Teórico de la Corriente del Neutro al Ocurrir Cuatro y Cinco Transferencias Automáticas

CONCLUSIONES

El que se dispare sin causa alguna el relé de sobrecorriente del neutro del circuito emergente, hizo pensar que existe un problema de coordinación del sistema de protecciones. Durante el desarrollo de este trabajo de investigación, se hizo el estudio y revisión de los ajustes y la coordinación de las protecciones asociadas a la S/E ELEGGUA, corroborando que las falsas operaciones no son productos de una mala coordinación, sino que al contrario, realmente existe una sobrecorriente que es detectada por el relé, la cual se pudo verificar durante la obtención de los registros oscilográficos.

Este fenómeno de sobrecorriente, tiene el mismo comportamiento que describen las literaturas especializadas como *Sympathetic Inrush Current* [14], [15], [16], [17]. Esta perturbación es producto de las transferencias automáticas de cargas, ya que cuando el circuito preferido cae bajo condición de falla la tensión de las fases afectadas se ven reducidas, haciendo que los interruptores de transferencia realicen la maniobra de cambio al circuito emergente, después de un tiempo relativamente corto, provocando una súbita recuperación de la tensión de alimentación, y por ende de magnetización, que ocasiona una corriente de *Inrush* en los transformadores entrante, la cual no es tan severa como la que ocurriría durante la conexión de los mismos, pero que si puede generar una caída de tensión lo suficientemente significativa que provoque una *Inrush* asociada con la carga conectada, adicional a la *Inrush* de magnetización de los transformadores entrantes.

Esta situación hace que los transformadores, ya operativos y que se encuentran alimentando una carga, del circuito emergente, sufran una inesperada saturación haciendo que su corriente de magnetización se incremente generando una perturbación de mayor prolongación en la red eléctrica. La magnitud y duración de esta anomalía, depende de muchos factores, en los que se puede mencionar el bajo factor de potencia de la carga asociada a los transformadores entrante, como por ejemplo, aires acondicionados, motores, calentadores, lámparas fluorescentes, etc., que hacen que la misma tenga un comportamiento más inductivo, y mientras más bajo es el factor de potencia, mas se incrementa los valores picos de la *Sympathetic Inrush Current*. [16]

La mayoría de las condiciones para que se presente este fenómeno son aleatorias, lo que lo hace perjudicial a la confiabilidad y seguridad del sistema de protecciones, ya que según la magnitud y duración de la misma puede provocar la operación indeseada de los relés del circuito emergente. Hoy en día existen alternativas que atacan este tipo de anomalías, la cual no se considera como un tipo de falla, pero la solución a tomar dependerá de los riesgos en que pueda afectar algún cambio en la configuración de los elementos existente en la red eléctrica.

RECOMENDACIONES

1. Reajuste del TAP de la Unidad Temporizada del Neutro

La unidad temporizada del neutro del circuito emergente, posee un ajuste mínimo del 30% de la corriente nominal, esto es debido a que la misma no debe operar para la corriente residual producida por el máximo desbalance del sistema. [8] Es posible reajustar la unidad a un valor del TAP que sea el inmediato superior al que posee, pero esto permitiría un mayor desbalance en el circuito emergente, lo que ocasionaría una pérdida de la sensibilidad para detectar fallas de alta impedancia en el extremo más lejano del circuito troncal.

2. Relé de Característica Tiempo-Corriente Extremadamente Inverso

Los relés IFC53B de la *General Electric*, poseen una característica de tiempo-corriente muy inverso (*very inverse*), lo que le proporciona un tiempo de despeje rápido para fallas cercanas, además de que son recomendables donde la magnitud de la corriente de falla posee pequeñas variaciones. Pero cuando se tiene que lidiar con corrientes transitorias de irrupción (*Inrush Current*), la *General Electric*, recomienda utilizar el relé IFC77B, el cual posee una característica de tiempo-corriente extremadamente inversa (*extremely inverse*), esto le permite una mayor tolerancia para la captación de corrientes de *Inrush*. [9] Es evidente que mientras más inversa es la característica de tiempo, más adecuado es el relé para protecciones de alimentadores contra cortocircuitos, ya que hace que el mismo sea

más dependiente de la magnitud de la corriente de falla. Sin embargo, una característica extremadamente inversa puede no siempre solucionar el problema, esto es debido a que la carga de un alimentador tiene tendencia a crecer, y puede existir un punto en donde el relé no pueda detectar todas las fallas, en este caso se tendría que utilizar reconectores “aguas abajo”.

3. Relé Numérico

Es posible el uso de relés numéricos, ya que funcionalmente poseen múltiples aspectos en su configuración, entre las que se puede nombrar tenemos:

- ♦ Temporizadores que habilitan un algoritmo de captación de corrientes de *Inrush*, después de que el interruptor de potencia fue abierto por un periodo de tiempo definido
- ♦ Cada relé numérico posee en un mismo paquete las unidades de fase y neutro de sobrecorriente, y pueden ser ajustadas individualmente cada una con sus respectivos valores picos en dicho algoritmo
- ♦ Detectores de sobrecorriente para sensar el instante en que los valores de la *Inrush* decaen por debajo de los valores ajustados en dicho algoritmo, y de esta manera deshabilitar el modo *Cold Load Pickup Logic* y restaurar los valores de sobrecorriente al que fueron ajustadas las unidades de fase y neutro
- ♦ Temporizadores que permiten el reinicio automático de la unidad en el caso de que se presente una falla justo en el momento de la captación de la *Inrush*

- ♦ Nuevas configuraciones pueden ser seleccionadas temporalmente durante la re-energización de un alimentador
- ♦ La función de deshabilitar cualquiera de los elementos de sobrecorriente
- ♦ Posee un algoritmo que permite modificar la curva característica de tiempo para permitir momentáneamente la captación de la *Inrush Current*.

Sin embargo, la expansión en las funcionalidades incrementa la complejidad en las configuraciones y el riesgo de falsas operaciones. Por ejemplo, el cambiar la forma de la curva característica puede no ser deseable, ya que influenciaría en la coordinación de las protecciones que están aguas arriba. Por otra parte, los relés numéricos, pueden identificar la presencia del fenómeno de *Inrush* en base al contenido de los segundos armónicos que esta posee. Este contenido es comparado con la fundamental de la misma corriente, y si el valor es mayor a un límite previamente ajustado, se considerará como *Inrush*, y se inhibirá la operación del relé. Pero, estudios han demostrado, que el fenómeno de *Sympathetic Inrush Current*, puede no tener un suficiente contenido de segundos armónicos, por lo general un 30% de la fundamental, como para prevenir el disparo del relé. [17]

4. Reajuste de las Transferencias Automáticas de Carga

Como se mencionó anteriormente, “aguas abajo” de la S/E ELEGGUA existen tres transferencias automáticas de carga que tienen a los circuitos B4 y A4 como preferido y emergente, respectivamente. Estos interruptores, cuando son accionados para ejecutar la maniobra, reconectan a cinco bancos de transformadores de mediano tamaño casi simultáneamente, ocasionando una corriente transitoria de

irrupción tal como se vio reflejado en los registros oscilográficos. En vista de que siempre se presentará este tipo de fenómenos transitorios al reconectar un transformador a la red eléctrica, es posible idear que las transferencias se ejecuten secuencialmente y no simultáneamente, y de esta forma se generaría el mismo fenómeno pero con magnitudes inferiores, ya que son los primeros picos lo que afecta la falsa operación del relé.

En base a los registros oscilográficos obtenidos, la peor condición de la *Inrush Current* tiene un tiempo de duración de 250 ms aproximadamente. Según esto, se podría configurar, que cada transferencia se haga entre 250 y 500 ms, comenzando por los transformadores de menor capacidad, ya que de esta forma al reconectar el segundo banco de transformadores, habrá transcurrido suficiente tiempo para que decaiga en magnitud la corriente de irrupción generada por el primer banco, garantizando que el incremento de la segunda *Inrush Current* no sea tan abrupto. Es importante destacar que se debe energizar primero los bancos de menor tamaño, ya que la capacidad de un transformador define en gran medida la duración y magnitud de la corriente de *Inrush*, cuanto mayor sea la capacidad mayor tiempo permanece la anomalía en la red. [16], [17] En el *Anexo N°4*, se da una explicación detallada de cómo se vería la corriente circulante en el neutro, si las transferencias se hicieran de forma secuencial. La tabla siguiente es un cuadro resumen en donde se evalúan los *pro* y *contras* de las recomendaciones expuestas.

Tabla Resumen de las Recomendaciones

Recomendación	Descripción	Inconvenientes
Reajuste del TAP de la Unidad Temporizada del Neutro	Modificar el valor del TAP del neutro a uno mayor para que no detecte la abrupta sobrecorriente generada por las transferencias.	Permitiría un desbalance mayor al 30% de lo establecido por norma en el sistema, lo que conllevaría a otros posibles problemas en la red.
Relé de Característica Tiempo-Corriente Extremadamente Inverso	Cambiar los relés de curvas tiempo-corriente muy inversas por unidades de características tiempo-corriente extremadamente inversas, ya que estos tienden a captar mejor las corrientes de <i>Inrush</i> .	A medida de que la demanda del alimentador vaya creciendo, puede existir un punto en donde el relé no sea capaz de detectar todas las fallas, lo que generaría el uso de reconectores y/o fusibles aguas abajo generando un costo adicional en el sistema.
Relé Numérico	Cambiar las unidades electromecánicas por relés del tipo numérico, aprovechando las ventajas que estos tienen, como la de bloquearse por corrientes de <i>Inrush</i> .	El uso de relés con curvas tiempo-corriente adaptables a la demanda del feeder podría en un momento dado generar inconvenientes en la coordinación “aguas arriba” de la red, además de generarse un costo elevado por la adquisición de estos equipos.
Reajuste de las Transferencias Automáticas de Carga	Cambiar el modo en que son realizadas las transferencias automáticas de carga, en vez de ser en forma simultánea, a una que sea de forma secuencial. Tomando en cuenta el tiempo requerido entre una y otra transferencia, para así disminuir la magnitud de los primeros picos tan abruptos que se generan.	En teoría sería la más conveniente ya que no se generaría gastos adicionales por la implementación de esta opción, además de que no se establece inconvenientes en la red, y se incrementaría la confiabilidad y seguridad del sistema de protecciones.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

[1] DNI ND-E-D-05-95. *Norma Funcionamiento de Subestaciones de Distribución de 69/12,47kV y 100MVA de Capacidad Firme*. --Caracas: C.A. La Electricidad de Caracas SACA: Departamento Normas de Ingeniería: división normas de diseño: sección obras eléctricas: 2003. pp. 7-10 y 52.

[2] O/C 1286/1172. *Manual de Operación y Mantenimiento de Subestación Nivel 12,47kV Proyecto AEG "Tableros de Distribución"*. --Maracay: AEG Venezolana S.A.: 1988. p. 5.

[3] Gómez, Antonio. *Análisis y Operación de Sistemas de Energía Eléctrica*. --Madrid: España: McGraw-Hill, 2002. pp. 463-464, 506-509, 512-514 y 518-520.

[4] Gavotti, Nicolás. *Sistemas de Protección*. --Caracas: Universidad Central de Venezuela: Facultad de Ingeniería: Escuela de Ingeniería Eléctrica, 1984. pp. 4-6 y 11-15.

[5] Gil, Rafael. *Estudio en Sistemas de Potencia, Trabajo de Ascenso*.--Caracas: Universidad Central de Venezuela: Facultad de Ingeniería Eléctrica, 2000. pp.

[6] Palacios, Antonio. *Protección de Sistemas de Potencia*. --Valencia: Universidad de Carabobo: Facultad de Ingeniería: Escuela de Ingeniería Eléctrica, (S.f.). pp. 3-6 y 9-11.

[7] Aponte, José, Monsalve, Luisa y Silveira, Patricia. *Estudio de Sistemas de Protecciones en Sistemas de Distribución*. --Caracas: C.A. La Electricidad de Caracas, 1995. pp. 4-9 y 12-14.

[8] Norma de Diseño (IID) 4 – 2006. *Protección de Alimentadores Primarios de Distribución*. --Caracas: C.A. La Electricidad de Caracas, Departamento de Normas de Ingeniería, División Normas de Diseño, 2006. pp. 7-10.

[9] General Electric MULTILIN. *Relés de Sobrecorriente de Tiempo Tipos IFC51 y 51B, IFC53A y 53B, IFC77A y 77B* [Instrucciones]. --Canadá: GE Multilin, (S.f.). pp. 3-6 y 20-27.

[10] IEEE STD 242-1986. *IEEE Recommended Practice for Protection and Coordination of Industrial and Commercial Power Systems*. --New York: The Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc., 2001. p. 314.

[11] Constant Alejandro, Cruz Carlos, Pérez Luis, Rivas Richard y Sorrentino Elmer. *Descripción de la Filosofía General de Protecciones del Sistema de la C.A. La Electricidad De Caracas*. --Caracas: C.A. La Electricidad de Caracas, Departamento de Normas de Ingeniería, 1994. pp. 90-108.

[12] Norma de Diseño (I) 3 – 2006. *Capacidad de Cargas de Conductores en Circuitos de Distribución*. --Caracas: C.A. La Electricidad de Caracas, Departamento de Normas de Ingeniería, División Normas de Diseño, 2006. pp. 37 y 50.

[13] Norma de Diseño (IID) 3 – 2006. *Protección Complementaria de Alimentadores Primarios de Distribución*. --Caracas: C.A. La Electricidad de Caracas, Departamento de Normas de Ingeniería, División Normas de Diseño, 2006. p. 6.

[14] Kulkarni, S. y Khaparde S. *Transformer Engineering, Design and Practice*. --Mumbai: India: Marcel Dekker, Inc., 2004. Pp. 56-67.

[15] Harlow, James. *Electric Power Transformer Engineering*. --United State of America: CRC Press LLC, 2004. Pp. 42-43.

[16] Kumbhar, G. y Kulkarni, S. *Analysis of Sympathetic Inrush Phenomena in Transformers Using Coupled Field-Circuit Approach*. --Indian Institute of Technology Bombay: IEEE: December 2, 2008.

[17] Segül M., Alboyaci B., Öztürk S. y Cetinkaya H. *Case Study of Sympathetic Interaction Between Transformers Caused by Inrush Transients*. --Presented at the International Conference on Power Systems Transients, Montreal: Canada, June 19-23, 2005, Paper No. IPST05-125.

[18] ABB Power Automation Ltd. *Indactic 650 Disturbance Fault Recorder [Operating Instructions]*. --Suiza: ABB Power Automation, 2001. Pp 6-28 y 59-60.

BIBLIOGRAFÍAS

- ♦ ABB, Power and Productivity for a Better World. 2010. [Página en línea]. Disponible en: <http://www.ve.abb.com>
- ♦ CENTELSA, Cables de Energía y Telecomunicaciones S.A. 2010. [Página en línea]. Disponible en: <http://www.centelsa.com.co/>
- ♦ Chapman, Stephen. *Máquinas Eléctricas*, Bogotá: Editorial McGraw-Hill Interamericana, 2000.
- ♦ CYME International T&D Inc. *CYMTCC for Windows: User's Guide and Reference Manual*. Versión (3.8). --Canadá, 2004.
- ♦ Department of Profesional Development and Conference Services, Continuing Education and Extension. *Modeling Power Electronics in Power Systems Using EMTP, a short course*. --Canada: University of Minnesota. 1993.
- ♦ Duque, Virginia. *Aplicación de Relé de Tecnología Digital en la Solución de Problemas del Sistema de Protección de las Líneas de Subtransmisión y Transformadores de Potencia 69-12,47kV del Sistema de la Electricidad de Caracas Aplicación y Ventajas/ Duque Virginia (Tesis)*.--Caracas: Universidad Central de Venezuela, 1999.
- ♦ EC-30. *Manual Unifilar de Subestación de Transmisión y Distribución*. --Caracas: C.A. La Electricidad de Caracas, Departamento Normas de Ingeniería, División Normas de Diseño. Caracas, 1996.

- ♦ ELECON, Electroconductores C.A. 2010. [Página en línea]. Disponible en: <http://www.elecon.com.ve/>
- ♦ EMTP Rule Book, Canadian-American, EMTP User Group. 1995.
- ♦ EMTP Theory Book. Canadian-American, EMTP User Group. 1995.
- ♦ GE, General Electric, Imagination at work. 2010. [Página en línea]. Disponible en: <http://www.ge.com/ve/>
- ♦ General Electric MULTILIN. *Distribution System Feeder Overcurrent Protection*. --Canadá: GE Publication GET-6450, (S.f.).
- ♦ General Electric MULTILIN. *Relay Selection Guide*. --Canadá: GE Publication GET-8048A, (S.f.).
- ♦ Grainger, John y Stevenson, William. *Análisis de Sistemas de Potencia*, Ed. México: McGraw-Hill, 2007.
- ♦ IEEE Std 141-1993. *IEEE Recommended Practice for Electric Power Distribution for Industrial Plants*. --New York: The Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc., 1997.
- ♦ Jiménez, Esteban. *Fenómenos Transitorios Asociados a la Energización de un Transformador*. 2009. --Colombia: Universidad Nacional de Colombia.
- ♦ Kasztenny, Bogdan y Kulidjian, Ara. *An Improved Transformer Inrush Restraint Algorithm Increases Security While Maintaining Fault Response Performance*. -- College Station, Texas, Abril 11-13, 2000.

- ♦ László Prikler y Hans Kr. HØidalen. *ATPDraw for Windows 3.1x/95/NT version 1.0, User's Manual*.--Noruega: SINTEF Energy Research. November, 1998.
- ♦ Lou van der Sluis. *Transients in Power Systems*, Editorial John Wiley & Sons Ltd, 2001.
- ♦ S&C, Electric Company. 2010. [Página en línea]. Disponible en: <http://www.sandc.com/>
- ♦ Suelves, Francese. *Relés Eléctricos*. Dic. 2003. --España: Universidad Politécnica de Cataluña, Departamento de Ingeniería Electrónica.
- ♦ Valderrama, Germán. *Notas Sobre Coordinación de Dispositivos de Protección de Sobrecorriente en Sistemas Eléctricos de Potencia*. --Caracas: C.A. La Electricidad de Caracas, 1985.
- ♦ Zapata, Carlos y Mejía, Germán. *Coordinación de Relés de Sobrecorriente en Sistemas Radiales Utilizando Programación Lineal*. Oct. 2003. --Colombia: Universidad Tecnológica de Pereira.

GLOSARIO

Alimentador (*feeder*): circuito de distribución en media tensión.

Capacidad de Emergencia: es la carga máxima que puede soportar un conductor durante la contingencia sin sufrir daños irreversibles.

Capacidad Nominal de un Conductor: es la carga máxima que puede soportar un conductor en operación normal sin que se reduzca su vida útil.

Corriente a Plena Carga: es la corriente nominal de los transformadores de distribución.

Corriente de Conexión de Transformadores (*Inrush*): es una corriente muy elevada y de corta duración que se presenta al energizar un transformador de distribución.

Corriente de Magnetización: es la corriente transitoria requerida para satisfacer los requerimientos del flujo instantáneo de los transformadores cuando son energizados.

Corriente de Reenergización en Frío (*cold load pickup*): es una corriente superior a la de demanda máxima, que ocurre al energizar un circuito luego de una interrupción superior a 20 minutos. Es ocasionada por la pérdida de la diversidad existente antes de la interrupción.

Corriente Residual: es la suma de las tres corrientes de fase.

Dial de Tiempo: es un ajuste de la posición del resorte del contacto móvil del relé que permite variar el tiempo de actuación del relé para un mismo nivel de corriente.

Disyuntor: es un dispositivo de protección que tiene la capacidad de interrumpir corrientes de fallas seccionando el sistema mediante la separación de sus contactos.

Falla Permanente: es aquella falla que persiste en el circuito a pesar de la velocidad de operación de los dispositivos de protección y de la cantidad de veces que estos actúen.

Falla Temporal: es una falla que se despeja por si misma o después de la interrupción momentánea del circuito.

Función 27: es una protección de mínima tensión que mide permanentemente la corriente de cada fase con la finalidad de detectar las tensiones que son menores a las del rango normal de operación.

Función 49: relé de protección térmica de transformadores.

Función 50: relé de protección instantánea de sobrecorriente.

Función 51: relé de protección temporizada de sobrecorriente.

Función 79: relé de recierre, (*recloser*).

Función 86: protección que manda disparos a los interruptores de líneas, barras y transformadores, que requieran ser aislados de la falla. No es un relé de protección, pero está asociado a otros relés en esquemas de protección.

Función 87: relé de protección diferencial del transformador de distribución.

Función 96: relé de protección de presión súbita del transformador de distribución.

Interruptores de Distribución (ID): son elementos seccionadores o de transferencia del sistema.

Nivel de Cortocircuito: se define como la máxima corriente de cortocircuito que se puede presentar en un determinado punto del sistema, de acuerdo al tipo de falla.

Protecciones de Distribución (PD): son cada uno de los dispositivos que operan bajo la ocurrencia de una falla o sobretensión con el fin de proteger los equipos.

Ramal: derivación del troncal de un circuito.

Sobrecarga: es la condición de funcionamiento que provoca un aumento de temperatura en los equipos y una sobrecorriente en un circuito eléctrico no dañado.

Sobrecorriente: Se define como a cualquier valor que excede a la corriente nominal de operación de un dispositivo.

Transformador de Distribución: es el equipo que une al circuito primario con el circuito secundario de distribución, transformando la tensión al nivel requerido por el usuario del servicio eléctrico.

Troncal: ruta de mayor carga de un circuito.

Unidad Instantánea: dispositivo del relé de sobrecorriente que permite interrumpir las corrientes de cortocircuitos sin retardo intencional de tiempo.

ANEXOS

ANEXO N°1. [Curvas Característica Tiempo-Corriente de los Relés Muy Inverso de la General Electric Modelo IFC53B].

ANEXO N°2. [Cálculo de las Corrientes de Cortocircuito].

ANEXO N°3. [Cálculo del Porcentaje de Incremento en Magnitud de la Perturbación si Ocurrieran Cuatro y Cinco Transferencias Automáticas de Carga].

ANEXO N°4. [Modelación Teórica de la Señal de Corriente del Neutro para el Caso en donde las Transferencias Automáticas de Carga se Realicen en Forma Secuencial].

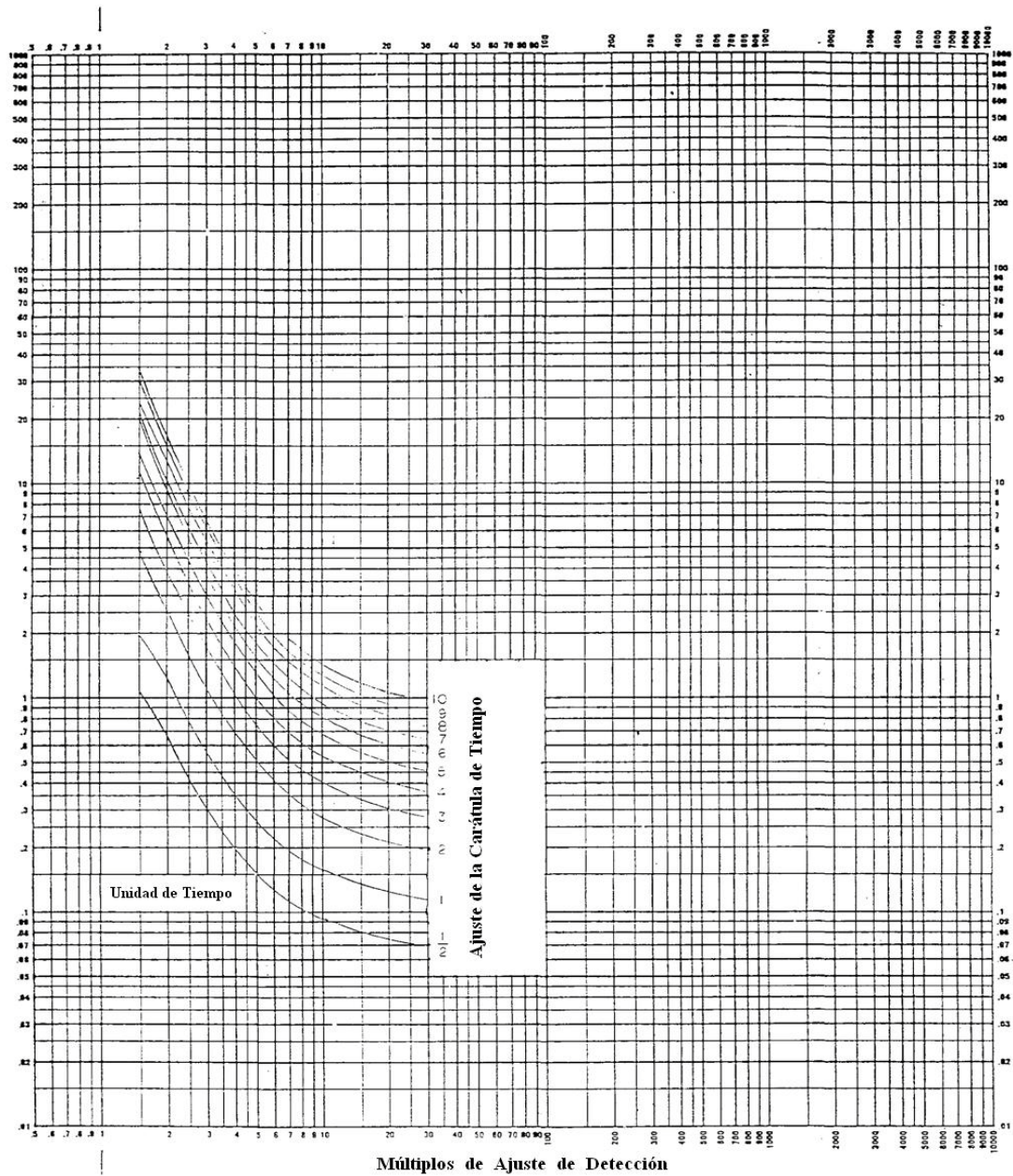
ANEXO N°5. [Archivo ATP-file del Circuito en Estudio].

ANEXO N°6. [Archivo ATP-file Utilizado para la Subrutina CABLE PARAMETERS].

ANEXO N°7. [Archivo ATP-file Utilizado para la Subrutina CABLE CONSTANTS].

[ANEXO N°1]

[Curvas Característica Tiempo-Corriente de los Relés Muy Inverso de la General Electric Modelo IFC53B]



[ANEXO N°2]

[Cálculo de las Corrientes de Cortocircuito]

A continuación se presenta el procedimiento seguido para determinar las magnitudes de las corrientes de cortocircuito presentes en cada barra de la subestación en estudio. Muchas de las consideraciones tomadas durante el cálculo están referenciadas de la norma IEEE std. 242-1986. Para la determinación de las intensidades presentes en la barra 2 de cada subestación se procedió idénticamente igual al caso analizado de la barra 1.

- ♦ **Corriente de Cortocircuito debido a una Falla Trifásica en la barra 1 de la S/E 12,47 kV**

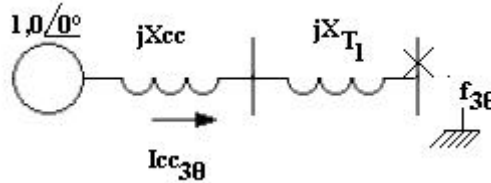
La impedancia de cortocircuito en por unidad, se determina por la siguiente expresión:

$$\bar{X}_{CC} = \frac{S_{base}}{N_{CC3\phi}} = \frac{100MVA}{715,2MVA} = j0,1398 pu$$

El valor de la impedancia del transformador T_1 (véase figura 6-1) referida a los valores bases del sistema, es:

$$\bar{X}_{T1} = j0,0762 pu \times \left(\frac{67kV}{69kV}\right)^2 \times \left(\frac{100MVA}{15MVA}\right) = j0,4789 pu$$

[Corriente de Cortocircuito debido a una Falla Trifásica en la Barra 1 de la S/E 12,47 kV]



De la figura anterior, la magnitud en por unidad de la corriente de cortocircuito trifásico viene dada por la siguiente expresión:

$$|\bar{I}_{CC3\phi}| = \frac{1}{|\bar{X}_{CC} + +\bar{X}_{T1}|} = \frac{1}{|j0,1398 + j0,4789|} = 1,6160 pu$$

Por lo tanto, el valor de la corriente de cortocircuito trifásico referida al lado de baja tensión de transformador de distribución será:

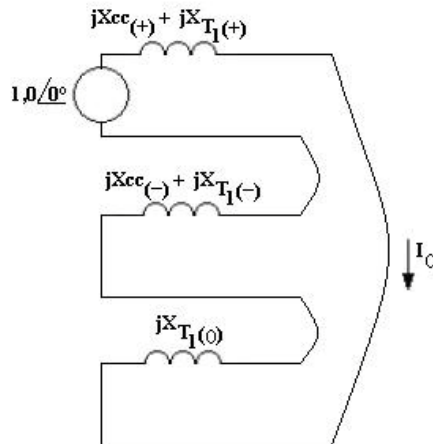
$$I_{CC3\phi_{2barra1}} = |\bar{I}_{CC3\phi}| \times I_{base2} = 1,6160 pu \times \frac{100MVA}{\sqrt{3} \times 69kV \times \frac{12,47}{67}} = 7.265,2295A$$

Y para el lado de alta:

$$I_{CC3\phi_{1barra1}} = |\bar{I}_{CC3\phi}| \times I_{base1} = 1,6160 pu \times \frac{100MVA}{\sqrt{3} \times 69kV} = 1.352,2001A$$

- ♦ Corriente de Cortocircuito debido a una Falla Monofásica en la barra 1 de la S/E 12,47 kV

[Redes de Secuencia para el Cálculo de la Corriente de Cortocircuito Monofásica en la Barra 1 de la S/E 12,47 kV]



De la figura anterior, y debido a que las corrientes de secuencia cero, por definición, son iguales en magnitud y desplazadas 360° en las tres fases, la magnitud de la corriente de falla que fluirá en un circuito con neutro sólidamente puesto a tierra es de tres veces la corriente de secuencia cero [10], por consiguiente se tiene:

$$|\bar{I}_0| = \frac{1}{|2 \times (\bar{X}_{CC(+)} + \bar{X}_{T1(+)} + \bar{X}_{T1(0)})|} = 0,5825 pu$$

$$|\bar{I}_{CC1\phi}| = 3 \times |\bar{I}_0| = 3 \times 0,5825 pu = 1,7476 pu$$

De donde la magnitud de la corriente de cortocircuito monofásica referida al lado de baja tensión del transformador de distribución es

$$|\bar{I}_{CC1\phi_{2barras1}}| = |\bar{I}_{CC1\phi}| \times I_{base2} = 1,7476 \times \frac{100MVA}{\sqrt{3} \times 69kV \times \frac{12,47}{67}} = 7.857,0079A$$

Y para el lado de alta:

$$\left| \bar{I}_{CC1\phi_{1barra1}} \right| = |\bar{I}_{CC1\phi}| \times I_{base1} = 1,7476 \times \frac{100MVA}{\sqrt{3} \times 69kV} = 1.462,3416A$$

- ♦ **Corriente de Cortocircuito debido a una Falla Trifásica en la barra 1 de la S/E 69 kV**

Para el caso de una falla trifásica en la barra 1 de la S/E 69 kV, la magnitud de la corriente de cortocircuito viene dada por:

$$|\bar{I}_{CC3\phi}| = \frac{1}{|\bar{X}_{CC}|} = \frac{1}{|j0,1398|} = 7,1519 pu$$

En donde la magnitud de la corriente de cortocircuito trifásico referida al lado de alta tensión del transformador de distribución será:

$$\left| \bar{I}_{CC3\phi_{1barra1}} \right| = |\bar{I}_{CC3\phi}| \times I_{base1} = 7,1519 \times \frac{100MVA}{\sqrt{3} \times 69kV} = 5.984,3610A$$

- ♦ **Corriente de Cortocircuito debido a una Falla Monofásica en la S/E 69kV**

Para el caso de una falla monofásica en la barra 1 de la S/E 69 kV, la magnitud de la corriente de cortocircuito viene dada por:

$$|\bar{I}_{CC1\phi}| = \frac{1}{|\bar{X}_{CC}|} = \frac{1}{\left| j \frac{100MVA}{100,86MVA} \right|} = 1,0086pu$$

En donde la magnitud de la corriente de cortocircuito monofásico referida al lado de alta tensión del transformador de distribución es:

$$\left| \bar{I}_{CC1\phi_{barras_1}} \right| = |\bar{I}_{CC1\phi}| \times I_{base_1} = 1,0086 \times \frac{100MVA}{\sqrt{3} \times 69kV} = 843,9355A$$

[ANEXO N°3]

[Cálculo del Porcentaje de Incremento en Magnitud de la Perturbación si Ocurrieran Cuatro y Cinco Transferencias Automáticas de Carga]

Debido a circunstancias ajenas a nuestra voluntad, para el día de la prueba se percató de que de las cinco transferencias que relacionan los circuitos A4 y B4 de la S/E ELEGGUA 12,47 kV, sólo tres se encontraban operativas. Este detalle hace considerar que la magnitud y duración de la *Sympathetic Inrush Current*, pudo haber sido mayor que la registrada. Considerando que para el día de la medición, los transformadores que fueron transferidos trabajaban a su capacidad nominal, y que la misma da un total de

$$S_{3\text{Transf}} = 750\text{kVA} + 750\text{kVA} + 1500\text{kVA} = 3000\text{kVA}$$

Ecuación 1

Y sabiendo que los otros dos transformadores poseen una carga nominal de 1000,5kVA cada uno, se determinará el porcentaje en que se incrementan las corrientes de fase, y por ende la del neutro, del circuito emergente al ocurrir cuatro y cinco transferencias respectivamente. El incremento que sufre cada corriente de fase al ocurrir tres transferencias viene dada por

$$I_{\Phi_{\text{despues 3}}} = I_{\Phi_{\text{antes}}} + I_{3\text{Transf}}$$

Ecuación 2

Donde

$I_{\Phi_{\text{despues 3}}}$: corriente después de las tres transferencias

$I_{\Phi \text{ antes}}$: corriente antes de ocurrir las transferencias

$I_{3 \text{ Transf}}$: corriente generada por las tres transferencias.

Haciendo la misma deducción al ocurrir cuatro transferencias, se tiene

$$I_{\Phi \text{ despues } 4} = I_{\Phi \text{ antes}} + I_{4 \text{ Transf}}$$

Ecuación 3

La relación que existe entre las corrientes que se generan con tres y cuatro transferencias viene dada por

$$\frac{S_{4 \text{ Transf}}}{S_{3 \text{ Transf}}} = \frac{I_{4 \text{ Transf}}}{I_{3 \text{ Transf}}} = \frac{4}{3}$$

Ecuación 4

De las *ecuaciones 2, 3 y 4*, se deduce que

$$I_{\Phi \text{ despues } 4} = I_{\Phi \text{ despues } 3} + \frac{1}{3} \times I_{3 \text{ Transf}}$$

Ecuación 5

De la *ecuación 2*, se puede deducir que la relación existente entre las corrientes después de haber ocurrido las tres transferencias y la que se genera con las mismas, en función de la potencia es la siguiente

$$\frac{I_{\Phi \text{ despues } 3}}{I_{3 \text{ Transf}}} = 1 + \frac{S_{3\Phi \text{ antes}}}{S_{3\Phi 3 \text{ Transf}}}$$

Ecuación 6

Donde

$S_{3\Phi \text{ antes}}$: potencia en kVA antes de ocurrir las transferencias

$S_{3\phi 3Transf}$: potencia en kVA de las tres transferencias.

Despejando $I_{3 Transf}$ de la *ecuación 6*, y haciendo la sustitución en la *ecuación 5*, se tiene

$$I_{\phi despues 4} = \left(1 + \frac{1}{3} \times \frac{S_{3\phi 3 Transf}}{S_{3\phi antes} + S_{3\phi 3 Transf}} \right) \times I_{\phi despues 3}$$

Ecuación 7

Haciendo la misma deducción cuando ocurren las cinco transferencias se tiene

$$I_{\phi despues 5} = \left(1 + \frac{2}{3} \times \frac{S_{3\phi 3 Transf}}{S_{3\phi antes} + S_{3\phi 3 Transf}} \right) \times I_{\phi despues 3}$$

Ecuación 8

Durante las mediciones se registraron los valores de capacidad de corriente que tenía el circuito emergente antes de realizar la prueba, estos se muestran en la *tabla 1*.

Tabla 1 Corrientes Presentes en el Circuito Emergente Antes de Realizar la Prueba

	Corriente [A]
Fase A	152,40 ± 0.01
Fase B	153,60 ± 0.01
Fase C	162,00 ± 0.01
Neutro	10,38 ± 0.01

Antes de realizar la prueba, el circuito emergente tenía en promedio una carga conectada de aproximadamente 3.370 kVA. Por lo tanto, de las *ecuaciones 7 y 8*, se tiene que el incremento de la magnitud de la corriente en cada fase, y por ende en el neutro, es de aproximadamente, *véase tabla 2*.

Tabla 2. Porcentaje de Aumento que Sufrirían las Corrientes del Circuito Emergente al Ocurrir 4 y 5 Transferencias

Número de Transferencias	% de Aumento
4	15,7
5	31,4

[ANEXO N°4]

[Modelación Teórica de la Señal de Corriente del Neutro para el Caso en donde las Transferencias Automáticas de Carga se Realicen en Forma Secuencial]

Una de las recomendaciones propuesta para la problemática planteada en este trabajo especial de grado, es la de implementar las transferencias automáticas de carga en forma secuencial y no simultanea. A continuación se determinará como se debería ver la señal de corriente circulante por el neutro del circuito emergente si se aplica una maniobra de transferencia automática de forma secuencial.

Para obtener dicha curva, fue necesario tomar ciertas consideraciones, como por ejemplo, que los bancos de transformadores asociados a los interruptores de transferencia automática están trabajando a su capacidad nominal. Adicionalmente, ya en el *Anexo N°3*, se determinó el incremento teórico de la corriente circulante por el neutro si ocurrían las cinco transferencias, el cual fue de un valor aproximado del 30%. La magnitud de la corriente una vez ejecutada la maniobra de transferencia viene dada por la suma de dos intensidades, es decir

$$I_{POST} = I_{PRE} + I_{TRANSF}$$

Donde

I_{POST} : corriente en el neutro después de las transferencias

I_{PRE} : corriente en el neutro antes de las transferencias

I_{TRANSF} : corriente que es contribuida a través de las transferencias

Ésta corriente resultante es producto de la sumatoria de las corrientes individuales de cada banco de transformadores, es decir

$$I_{TRANSF} = I_{1500} + I_{2x750} + I_{2x1000,5}$$

Donde

I_{1500} : corriente contribuida por el banco de 1500 kVA

I_{2x750} : corriente contribuida por los dos bancos de 750 kVA

$I_{2x1000,5}$: corriente contribuida por los dos bancos de 1000,5 kVA

El objetivo se centra en obtener el porcentaje aproximado del valor de cada corriente que es contribuida al reconectar los cinco bancos de transformadores en base al valor de la corriente transferida. Suponiendo que la contribución del banco de 1500 kVA es aproximadamente igual a la contribución de los dos bancos de 750kVA, es decir

$$I_{1500} \approx I_{2x750}$$

Y que

$$\frac{S_{2x1000,5}}{S_{1500}} = \frac{I_{2x1000,5}}{I_{1500}} \approx \frac{4}{3}$$

Sustituyendo estas dos últimas expresiones en la relación de la I_{TRANSF} se tiene

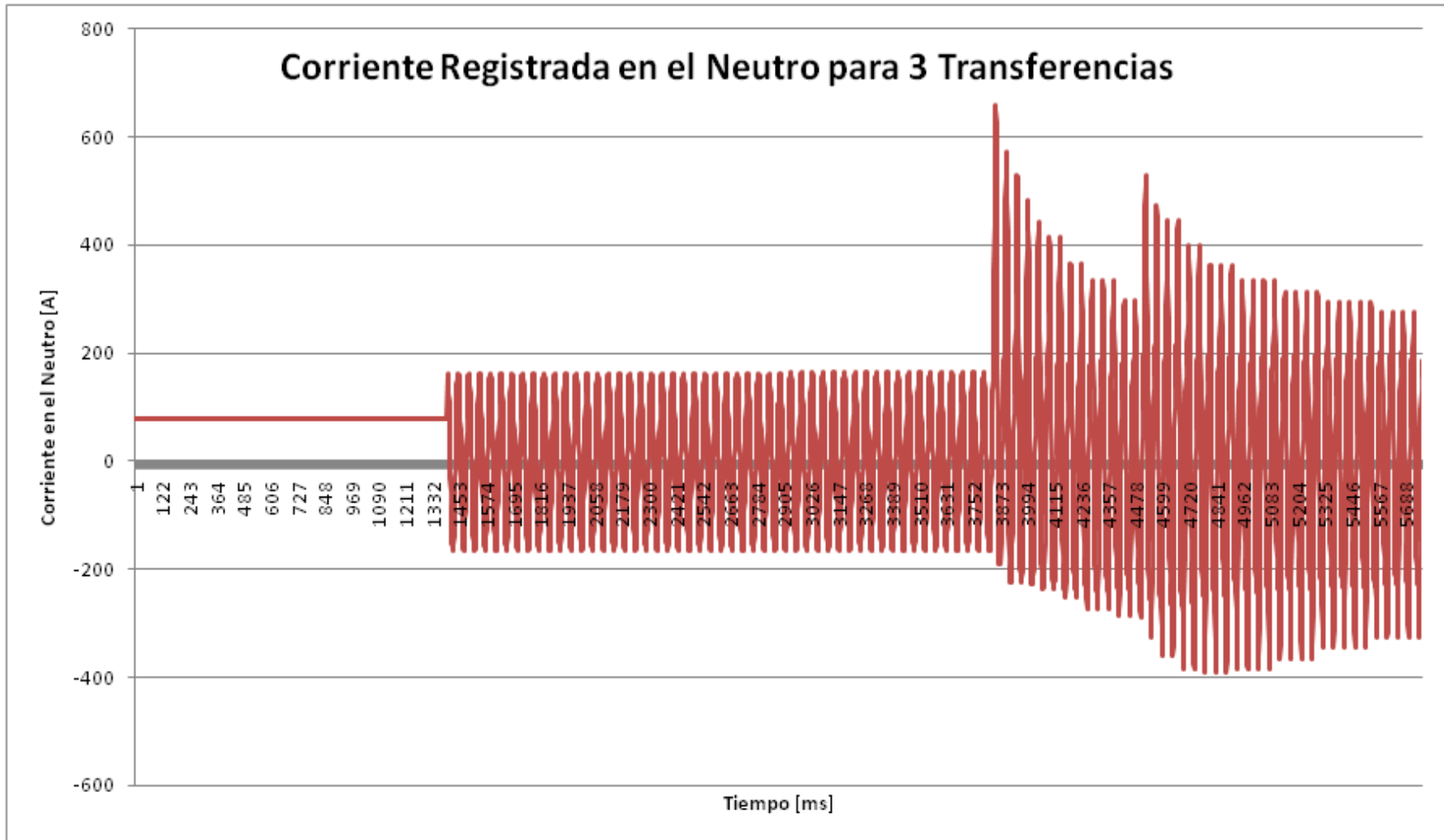
$$I_{1500} = 30\%I_{TRANSF}$$

$$I_{2x750} = 30\%I_{TRANSF}$$

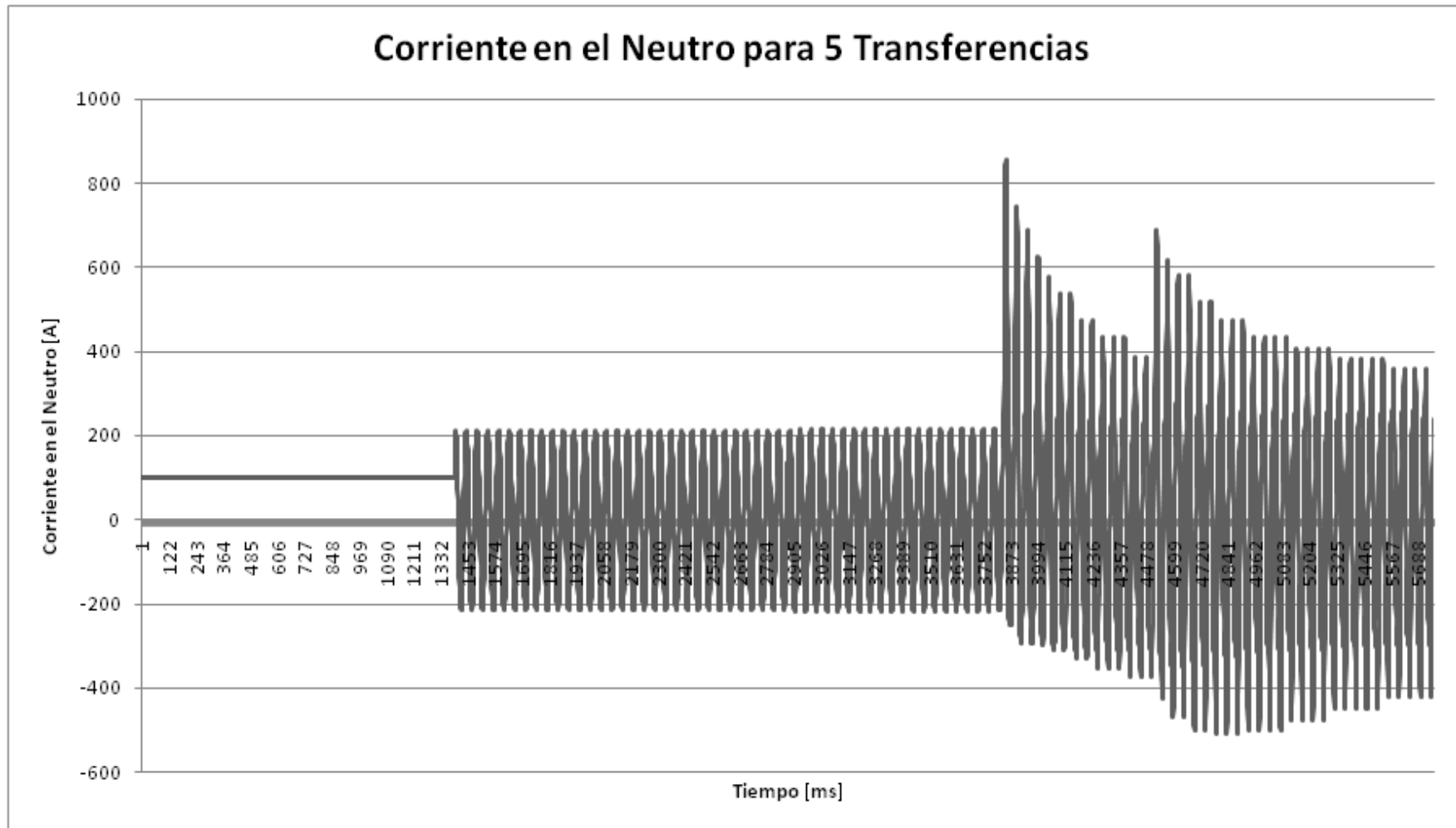
$$I_{2x1000,5} = 40\%I_{TRANSF}$$

Las graficas siguientes, representan la corriente en el neutro para los casos de tres y cinco transferencias y sí se hiciera de forma secuencial las mismas.

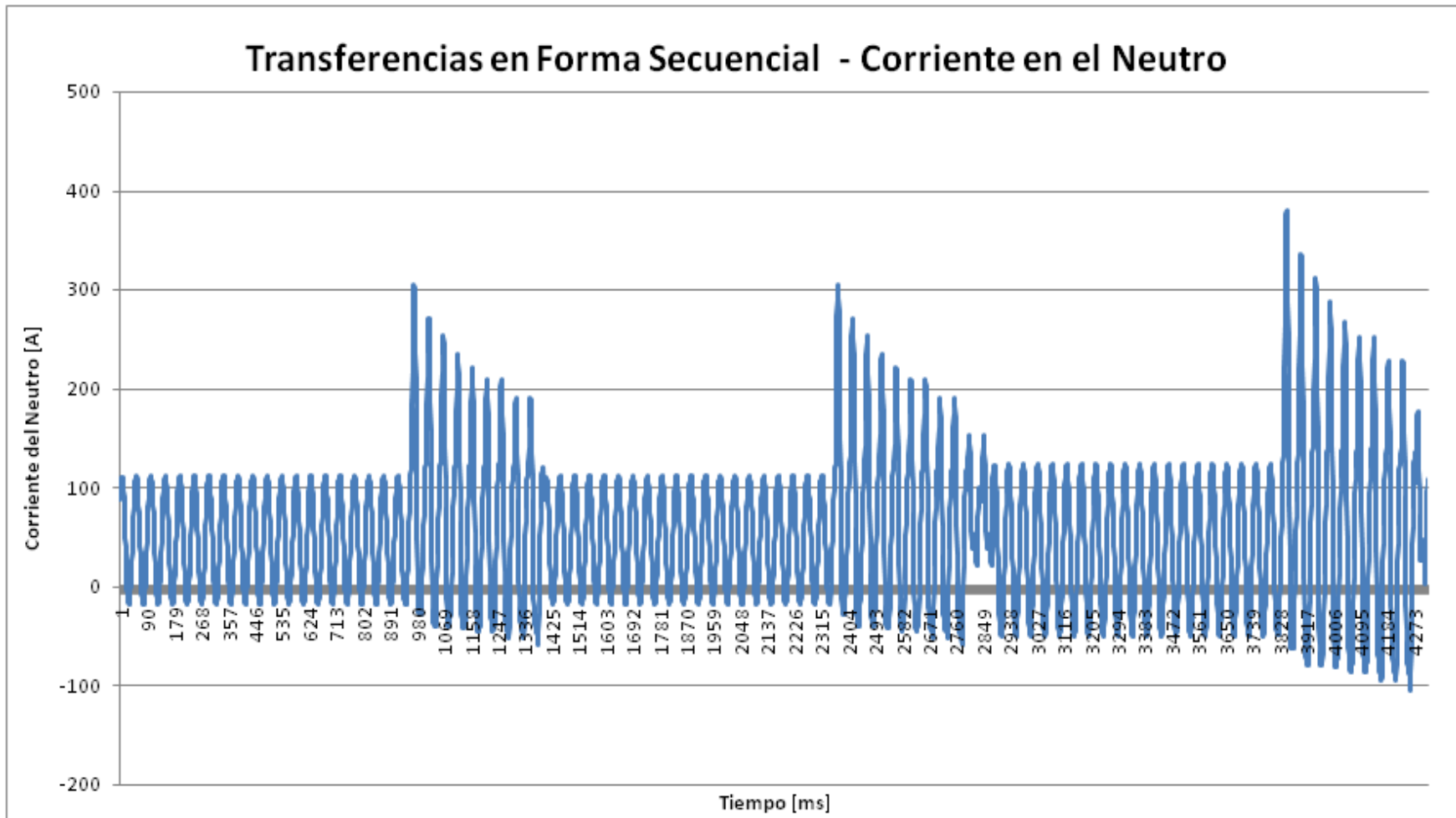
[Corriente Registrada en el Neutro Durante las Tres Transferencias de Carga]



[Corriente Aproximada Vista en el Neutro Durante las Cinco Transferencias de carga]



[Corriente Vista en el Neutro Sí las Transferencias de Carga se Realizaran de Forma Secuencial]



[ANEXO N°5]

[Archivo ATP-file del Circuito en Estudio]

A continuación se presenta el archivo .DAT generado a través del ATPDraw en donde se muestran los principales datos utilizados para la modelación de los distintos equipos y dispositivos presentes en el circuito en estudio.

```
BEGIN NEW DATA CASE
C -----
C Generated by ATPDRAW Junio, Lunes 14, 2010
C A Bonneville Power Administration program
C Programmed by H. K. Høidalen at SEFAS - NORWAY 1994-2003
C -----
POWER FREQUENCY                60.
$DUMMY, XYZ000
C dT >> Tmax >< Xopt >< Copt >
  2.35E-6      .5      60.      60.
    500      1      1      1      1      0      0      1      0
C      1      2      3      4      5      6      7      8
C 34567890123456789012345678901234567890123456789012345678901234567890
/BRANCH
C < n 1>< n 2><ref1><ref2>< R >< L >< C >
C < n 1>< n 2><ref1><ref2>< R >< A >< B ><Leng><><>0
TRANSFORMER                    169.021301.1TX00011.94E5      0
    103.3                      867.37
    114.11                     954.11
    125.03                     1040.8
    137.07                     1127.6
    151.36                     1214.32
    169.02                     1301.06
    9999
1X0001AXX0495                   8.71  6.19 7200.
2X0005A                          .00081.00172 120.
TRANSFORMER                    169.021301.1TX00021.94E5      0
    103.3                      867.37
    114.11                     954.11
    125.03                     1040.8
    137.07                     1127.6
    151.36                     1214.32
    169.02                     1301.06
    9999
1X0001BXX0495                   8.71  6.19 7200.
2X0005B                          .00081.00172 120.
TRANSFORMER                    169.021301.1TX00031.94E5      0
    103.3                      867.37
    114.11                     954.11
    125.03                     1040.8
```

137.07	1127.6	
151.36	1214.32	
169.02	1301.06	
9999		
1X0001CXX0495	8.71 6.19 7200.	
2X0005C	.00081.00172 120.	
TRANSFORMER	169.021301.1TX00041.94E5	0
103.3	867.37	
114.11	954.11	
125.03	1040.8	
137.07	1127.6	
151.36	1214.32	
169.02	1301.06	
9999		
1X0001AXX0535	8.71 6.19 7200.	
2X0013A	.00081.00172 120.	
TRANSFORMER	169.021301.1TX00051.94E5	0
103.3	867.37	
114.11	954.11	
125.03	1040.8	
137.07	1127.6	
151.36	1214.32	
169.02	1301.06	
9999		
1X0001BXX0535	8.71 6.19 7200.	
2X0013B	.00081.00172 120.	
TRANSFORMER	169.021301.1TX00061.94E5	0
103.3	867.37	
114.11	954.11	
125.03	1040.8	
137.07	1127.6	
151.36	1214.32	
169.02	1301.06	
9999		
1X0001CXX0535	8.71 6.19 7200.	
2X0013C	.00081.00172 120.	
TRANSFORMER	169.021301.1TX00071.45E5	0
103.3	867.37	
114.11	954.11	
125.03	1040.8	
137.07	1127.6	
151.36	1214.32	
169.02	1301.06	
9999		
1X0017AXX0575	6.53 4.65 7200.	
2X0021A	.0006.00129 120.	
TRANSFORMER	169.021301.1TX00081.45E5	0
103.3	867.37	
114.11	954.11	
125.03	1040.8	
137.07	1127.6	
151.36	1214.32	
169.02	1301.06	
9999		
1X0017BXX0575	6.53 4.65 7200.	
2X0021B	.0006.00129 120.	
TRANSFORMER	169.021301.1TX00091.45E5	0
103.3	867.37	
114.11	954.11	
125.03	1040.8	
137.07	1127.6	
151.36	1214.32	
169.02	1301.06	
9999		
1X0017CXX0575	6.53 4.65 7200.	
2X0021C	.0006.00129 120.	
TRANSFORMER	169.021301.1TX00102.58E5	0
103.3	867.37	

	114.11	954.11	
	125.03	1040.8	
	137.07	1127.6	
	151.36	1214.32	
	169.02	1301.06	
	9999		
1X0025AXX0615		11.62 8.26 7200.	
2X0029A		.00108.00229 120.	
TRANSFORMER		169.021301.1TX00112.58E5	0
	103.3	867.37	
	114.11	954.11	
	125.03	1040.8	
	137.07	1127.6	
	151.36	1214.32	
	169.02	1301.06	
	9999		
1X0025BXX0615		11.62 8.26 7200.	
2X0029B		.00108.00258 120.	
TRANSFORMER		169.021301.1TX00122.58E5	0
	103.3	867.37	
	114.11	954.11	
	125.03	1040.8	
	137.07	1127.6	
	151.36	1214.32	
	169.02	1301.06	
	9999		
1X0025CXX0615		11.62 8.26 7200.	
2X0029C		.00108.00229 120.	
TRANSFORMER		169.021301.1TX00132.58E5	0
	103.3	867.37	
	114.11	954.11	
	125.03	1040.8	
	137.07	1127.6	
	151.36	1214.32	
	169.02	1301.06	
	9999		
1X0025AXX0655		11.62 8.26 7200.	
2X0037A		.00108.00229 120.	
TRANSFORMER		169.021301.1TX00142.58E5	0
	103.3	867.37	
	114.11	954.11	
	125.03	1040.8	
	137.07	1127.6	
	151.36	1214.32	
	169.02	1301.06	
	9999		
1X0025BXX0655		11.62 8.26 7200.	
2X0037B		.00108.00229 120.	
TRANSFORMER		169.021301.1TX00152.58E5	0
	103.3	867.37	
	114.11	954.11	
	125.03	1040.8	
	137.07	1127.6	
	151.36	1214.32	
	169.02	1301.06	
	9999		
1X0025CXX0655		11.62 8.26 7200.	
2X0037C		.00108.00229 120.	
X0005A		.046 .026	0
X0005B		.046 .026	0
X0005C		.046 .026	0
X0013A		.046 .026	0
X0013B		.046 .026	0
X0013C		.046 .026	0
X0021A		.038 .019	0
X0021B		.038 .019	0
X0021C		.038 .019	0
X0029A		.055 .039	0

X0029B	.055	.039	0
X0029C	.055	.039	0
X0037A	.055	.039	0
X0037B	.055	.039	0
X0037C	.055	.039	0
TRANSFORMER	169.021301.1X0250A1.94E5		0
103.3	867.37		
114.11	954.11		
125.03	1040.8		
137.07	1127.6		
151.36	1214.32		
169.02	1301.06		
9999			
1X0719AXX0251	8.71.0008112470.		
2X0723A	6.19.00172 208.		
TRANSFORMER X0250A		X0250B	
1X0719BXX0251			
2X0723B			
TRANSFORMER X0250A		X0250C	
1X0719CXX0251			
2X0723C			
X0723A	.03678.02759		0
X0723B	.03678.02759		0
X0723C	.03678.02759		0
TRANSFORMER	169.021301.1TX00161.94E6		0
103.3	867.37		
114.11	954.11		
125.03	1040.8		
137.07	1127.6		
151.36	1214.32		
169.02	1301.06		
9999			
1X0041AXX0741	87.12 61.95 7200.		
2X0045A	.00807 .0172 120.		
TRANSFORMER	169.021301.1TX00171.94E6		0
103.3	867.37		
114.11	954.11		
125.03	1040.8		
137.07	1127.6		
151.36	1214.32		
169.02	1301.06		
9999			
1X0041BXX0741	87.12 61.95 7200.		
2X0045B	.00807 .0172 120.		
TRANSFORMER	169.021301.1TX00181.94E6		0
103.3	867.37		
114.11	954.11		
125.03	1040.8		
137.07	1127.6		
151.36	1214.32		
169.02	1301.06		
9999			
1X0041CXX0741	87.12 61.95 7200.		
2X0045C	.00807 .0172 120.		
X0045A	.46148.34611		0
X0045B	.46148.34611		0
X0045C	.46148.34611		0
TRANSFORMER	169.021301.1TX00195.16E5		0
103.3	867.37		
114.11	954.11		
125.03	1040.8		
137.07	1127.6		
151.36	1214.32		
169.02	1301.06		
9999			
1X0049AXX0787	23.23 16.52 7200.		
2X0053A	.00215.00459 120.		
TRANSFORMER	169.021301.1TX00205.16E5		0

103.3	867.37	
114.11	954.11	
125.03	1040.8	
137.07	1127.6	
151.36	1214.32	
169.02	1301.06	
9999		
1X0049BXX0787	23.23 16.52 7200.	
2X0053B	.00215.00459 120.	
TRANSFORMER	169.021301.1TX00215.16E5	0
103.3	867.37	
114.11	954.11	
125.03	1040.8	
137.07	1127.6	
151.36	1214.32	
169.02	1301.06	
9999		
1X0049CXX0787	23.23 16.52 7200.	
2X0053C	.00215.00459 120.	
TRANSFORMER	169.021301.1TX00221.29E6	0
103.3	867.37	
114.11	954.11	
125.03	1040.8	
137.07	1127.6	
151.36	1214.32	
169.02	1301.06	
9999		
1X0049AXX0827	58.08 41.3 7200.	
2X0061A	.00538 .0115 120.	
TRANSFORMER	169.021301.1TX00231.29E6	0
103.3	867.37	
114.11	954.11	
125.03	1040.8	
137.07	1127.6	
151.36	1214.32	
169.02	1301.06	
9999		
1X0049BXX0827	58.08 41.3 7200.	
2X0061B	.00538 .0115 120.	
TRANSFORMER	169.021301.1TX00241.29E6	0
103.3	867.37	
114.11	954.11	
125.03	1040.8	
137.07	1127.6	
151.36	1214.32	
169.02	1301.06	
9999		
1X0049CXX0827	58.08 41.3 7200.	
2X0061C	.00538 .0115 120.	
TRANSFORMER	169.021301.1TX00251.94E6	0
103.3	867.37	
114.11	954.11	
125.03	1040.8	
137.07	1127.6	
151.36	1214.32	
169.02	1301.06	
9999		
1X0049AXX0867	87.12 61.95 7200.	
2X0069A	.00807 .0172 120.	
TRANSFORMER	169.021301.1TX00261.94E6	0
103.3	867.37	
114.11	954.11	
125.03	1040.8	
137.07	1127.6	
151.36	1214.32	
169.02	1301.06	
9999		
1X0049BXX0867	87.12 61.95 7200.	

2X0069B	.00817 .0172 120.	
TRANSFORMER	169.021301.1TX00271.94E6	0
103.3	867.37	
114.11	954.11	
125.03	1040.8	
137.07	1127.6	
151.36	1214.32	
169.02	1301.06	
9999		
1X0049CXX0867	87.12 61.95 7200.	
2X0069C	.00807 .0172 120.	
X0053A	.11537.08653	0
X0053B	.11537.08653	0
X0053C	.11537.08653	0
X0069A	.23074.17306	0
X0069B	.23074.17306	0
X0069C	.23074.17306	0
X0061A	.46148.34611	0
X0061B	.46148.34611	0
X0061C	.46148.34611	0
X0917A	62.2 46.65	0
X0917B	62.2 46.65	0
X0917C	62.2 46.65	0
TRANSFORMER	169.021301.1TX00283.87E6	0
103.3	867.37	
114.11	954.11	
125.03	1040.8	
137.07	1127.6	
151.36	1214.32	
169.02	1301.06	
9999		
1X0073AX0073C	174.24123.8912470.	
2XX0929XX0931	.0161 .0344 240.	
XX0929XX0931	4.608 3.456	0
TRANSFORMER	169.021301.1TX00293.87E6	0
103.3	867.37	
114.11	954.11	
125.03	1040.8	
137.07	1127.6	
151.36	1214.32	
169.02	1301.06	
9999		
1X0073AXX0941	174.24123.89 7200.	
2X0081A	.0161 .0344 120.	
TRANSFORMER	169.021301.1TX00303.87E6	0
103.3	867.37	
114.11	954.11	
125.03	1040.8	
137.07	1127.6	
151.36	1214.32	
169.02	1301.06	
9999		
1X0073BXX0941	174.24123.89 7200.	
2X0081B	.0161 .0344 120.	
TRANSFORMER	169.021301.1TX00313.87E6	0
103.3	867.37	
114.11	954.11	
125.03	1040.8	
137.07	1127.6	
151.36	1214.32	
169.02	1301.06	
9999		
1X0073CXX0941	174.24123.89 7200.	
2X0081C	.0161 .0344 120.	
X0081A	1.1537.86528	0
X0081B	1.1537.86528	0
X0081C	1.1537.86528	0
TRANSFORMER	169.021301.1TX00323.87E6	0

103.3	867.37	
114.11	954.11	
125.03	1040.8	
137.07	1127.6	
151.36	1214.32	
169.02	1301.06	
9999		
1X0073AXX0989	174.24123.89 7200.	
2X0089A	.0161 .0344 120.	
TRANSFORMER	169.021301.1TX00333.87E6	0
103.3	867.37	
114.11	954.11	
125.03	1040.8	
137.07	1127.6	
151.36	1214.32	
169.02	1301.06	
9999		
1X0073BXX0989	174.24123.89 7200.	
2X0089B	.0161 .0344 120.	
TRANSFORMER	169.021301.1TX00343.87E6	0
103.3	867.37	
114.11	954.11	
125.03	1040.8	
137.07	1127.6	
151.36	1214.32	
169.02	1301.06	
9999		
1X0073CXX0989	174.24123.89 7200.	
2X0089C	.0161 .0344 120.	
X0089A	1.1537.86528	0
X0089B	1.1537.86528	0
X0089C	1.1537.86528	0
TRANSFORMER	169.021301.1TX00351.29E6	0
103.3	867.37	
114.11	954.11	
125.03	1040.8	
137.07	1127.6	
151.36	1214.32	
169.02	1301.06	
9999		
1X0073AXX1035	58.08 41.3 7200.	
2X0097A	.00538 .0115 120.	
TRANSFORMER	169.021301.1TX00361.29E6	0
103.3	867.37	
114.11	954.11	
125.03	1040.8	
137.07	1127.6	
151.36	1214.32	
169.02	1301.06	
9999		
1X0073BXX1035	58.08 41.3 7200.	
2X0097B	.00538 .0115 120.	
TRANSFORMER	169.021301.1TX00371.29E6	0
103.3	867.37	
114.11	954.11	
125.03	1040.8	
137.07	1127.6	
151.36	1214.32	
169.02	1301.06	
9999		
1X0073CXX1035	58.08 41.3 7200.	
2X0097C	.00538 .0115 120.	
X0097A	.23074.17306	0
X0097B	.23074.17306	0
X0097C	.23074.17306	0
TRANSFORMER	169.021301.1TX00383.87E6	0
103.3	867.37	
114.11	954.11	

125.03	1040.8	
137.07	1127.6	
151.36	1214.32	
169.02	1301.06	
9999		
1X0101AXX1087	174.24123.89 7200.	
2X0105A	.0161 .0344 120.	
TRANSFORMER	169.021301.1TX00393.87E6	0
103.3	867.37	
114.11	954.11	
125.03	1040.8	
137.07	1127.6	
151.36	1214.32	
169.02	1301.06	
9999		
1X0101BXX1087	174.24123.89 7200.	
2X0105B	.0161 .0344 120.	
TRANSFORMER	169.021301.1TX00403.87E6	0
103.3	867.37	
114.11	954.11	
125.03	1040.8	
137.07	1127.6	
151.36	1214.32	
169.02	1301.06	
9999		
1X0101CXX1087	174.24123.89 7200.	
2X0105C	.0161 .0344 120.	
X0105A	1.1537.86528	0
X0105B	1.1537.86528	0
X0105C	1.1537.86528	0
TRANSFORMER	169.021301.1TX00413.87E6	0
103.3	867.37	
114.11	954.11	
125.03	1040.8	
137.07	1127.6	
151.36	1214.32	
169.02	1301.06	
9999		
1X0109AXX1033	174.24123.89 7200.	
2X0113A	.0161 .0344 120.	
TRANSFORMER	169.021301.1TX00423.87E6	0
103.3	867.37	
114.11	954.11	
125.03	1040.8	
137.07	1127.6	
151.36	1214.32	
169.02	1301.06	
9999		
1X0109BXX1033	174.24123.89 7200.	
2X0113B	.0161 .0344 120.	
TRANSFORMER	169.021301.1TX00433.87E6	0
103.3	867.37	
114.11	954.11	
125.03	1040.8	
137.07	1127.6	
151.36	1214.32	
169.02	1301.06	
9999		
1X0109CXX1033	174.24123.89 7200.	
2X0113C	.0161 .0344 120.	
X0113A	1.1537.86528	0
X0113B	1.1537.86528	0
X0113C	1.1537.86528	0
TRANSFORMER	169.021301.1X0407A1.45E5	0
103.3	867.37	
114.11	954.11	
125.03	1040.8	
137.07	1127.6	

151.36	1214.32	
169.02	1301.06	
9999		
1X1163AXX0408	6.53 4.6512470.	
2X1167AX1167B	.0006.00129 480.	
TRANSFORMER X0407A	X0407B	
1X1163BXX0408		
2X1167BX1167C		
TRANSFORMER X0407A	X0407C	
1X1163CXX0408		
2X1167CX1167A		
X1167A	.06144.04608	0
X1167B	.06144.04608	0
X1167C	.06144.04608	0
TRANSFORMER	169.021301.1X0416A1.94E5	0
103.3	867.37	
114.11	954.11	
125.03	1040.8	
137.07	1127.6	
151.36	1214.32	
169.02	1301.06	
9999		
1X1163AXX0417	8.71 6.1912470.	
2X1173A	.00081.00172 208.	
TRANSFORMER X0416A	X0416B	
1X1163BXX0417		
2X1173B		
TRANSFORMER X0416A	X0416C	
1X1163CXX0417		
2X1173C		
X1173A	.03461.02596	0
X1173B	.03461.02596	0
X1173C	.03461.02596	0
TRANSFORMER	169.021301.1TX00441.94E6	0
103.3	867.37	
114.11	954.11	
125.03	1040.8	
137.07	1127.6	
151.36	1214.32	
169.02	1301.06	
9999		
1X0117AX0117C	87.12 61.9512470.	
2XX1175XX1177	.00807 .0172 480.	
XX1175XX1177	7.37285.5296	0
TRANSFORMER	169.021301.1TX00451.94E6	0
103.3	867.37	
114.11	954.11	
125.03	1040.8	
137.07	1127.6	
151.36	1214.32	
169.02	1301.06	
9999		
1X0121AX0121C	87.12 61.9512470.	
2XX1185XX1187	.00807 .0172 240.	
XX1185XX1187	1.84321.3824	0
X0125A	65.45949.094	0
X0125B	64.94848.711	0
X0125C	61.5846.185	0
TRANSFORMER	169.021301.1TX00465.16E5	0
103.3	867.37	
114.11	954.11	
125.03	1040.8	
137.07	1127.6	
151.36	1214.32	
169.02	1301.06	
9999		
1X0125AXX1193	23.23 16.52 7200.	
2X0129A	.00215.00459 120.	

TRANSFORMER	169.021301.1TX00475.16E5	0
103.3	867.37	
114.11	954.11	
125.03	1040.8	
137.07	1127.6	
151.36	1214.32	
169.02	1301.06	
9999		
1X0125BXX1193	23.23 16.52 7200.	
2X0129B	.00215.00459 120.	
TRANSFORMER	169.021301.1TX00485.16E5	0
103.3	867.37	
114.11	954.11	
125.03	1040.8	
137.07	1127.6	
151.36	1214.32	
169.02	1301.06	
9999		
1X0125CXX1193	23.23 16.52 7200.	
2X0129C	.00215.00459 120.	
X0129A	.11537.08653	0
X0129B	.11537.08653	0
X0129C	.11537.08653	0
\$INCLUDE, C:\ATP\project\lcc\CD1424~1.LIB, X0457A, X0457B, X0457C, X0459A \$\$		
, X0459B, X0459C		
\$INCLUDE, C:\ATP\project\lcc\CD1246~1.LIB, X0459A, X0459B, X0459C, X0461A \$\$		
, X0461B, X0461C		
\$INCLUDE, C:\ATP\project\lcc\CD1247~1.LIB, X0463A, X0463B, X0463C, X0465A \$\$		
, X0465B, X0465C		
\$INCLUDE, C:\ATP\project\lcc\LD1247~1.LIB, X0041A, X0041B, X0041C, X0469A \$\$		
, X0469B, X0469C		
\$INCLUDE, C:\ATP\project\lcc\LD1247~2.LIB, X0469A, X0469B, X0469C, X0471A \$\$		
, X0471B, X0471C		
\$INCLUDE, C:\ATP\project\lcc\CD1789~1.LIB, X0473A, X0473B, X0473C, X0475A \$\$		
, X0475B, X0475C		
\$INCLUDE, C:\ATP\project\lcc\LD1789~1.LIB, X0477A, X0477B, X0477C, X0109A \$\$		
, X0109B, X0109C		
\$INCLUDE, C:\ATP\project\lcc\LD1388~1.LIB, X0109A, X0109B, X0109C, X0481A \$\$		
, X0481B, X0481C		
\$INCLUDE, C:\ATP\project\lcc\LD1132~1.LIB, X0483A, X0483B, X0483C, X0117A \$\$		
, X0117B, X0117C		
\$INCLUDE, C:\ATP\project\lcc\LD1132~2.LIB, X0117A, X0117B, X0117C, X0121A \$\$		
, X0121B, X0121C		
\$INCLUDE, C:\ATP\project\lcc\LD1174~1.LIB, X0489A, X0489B, X0489C, X0125A \$\$		
, X0125B, X0125C		
\$INCLUDE, C:\ATP\project\Lcc\CD1246~2.LIB, X0725A, X0725B, X0725C, X0715A \$\$		
, X0715B, X0715C		
/SWITCH		
C < n 1>< n 2>< Tclose ><Top/Tde >< Ie ><Vf/CLOP >< type >		
X0455AX0457A	.005 10.	0
X0455BX0457B	.005 10.	0
X0455CX0457C	.005 10.	0
X0461AX0463A	10.	0
X0461BX0463B	10.	0
X0461CX0463C	10.	0
X0465AX0041A	10.	0
X0465BX0041B	10.	0
X0465CX0041C	10.	0
X0471AX0473A	10.	0
X0471BX0473B	10.	0
X0471CX0473C	10.	0
X0475AX0477A	10.	0
X0475BX0477B	10.	0
X0475CX0477C	10.	0
X0481AX0483A	10.	0
X0481BX0483B	10.	0
X0481CX0483C	10.	0
X0121AX0489A	10.	0

X0121BX0489B		10.		0
X0121CX0489C		10.		0
X0709AX0001A	.2	10.		0
X0709BX0001B	.2	10.		0
X0709CX0001C	.2	10.		0
X0721AX0455A			MEASURING	1
X0721BX0455B			MEASURING	1
X0721CX0455C			MEASURING	1
X0715AX0719A		10.		0
X0715BX0719B		10.		0
X0715CX0719C		10.		0
X0709AX0017A	.2	10.		0
X0709BX0017B	.2	10.		0
X0709CX0017C	.2	10.		0
X0709AX0025A	.2	10.		0
X0709BX0025B	.2	10.		0
X0709CX0025C	.2	10.		0
X0475AX0073A		10.		0
X0475BX0073B		10.		0
X0475CX0073C		10.		0
X0041AX0049A		10.		0
X0041BX0049B		10.		0
X0041CX0049C		10.		0
X0073AX0917A		10.		0
X0073BX0917B		10.		0
X0073CX0917C		10.		0
X0073AX0101A		10.		0
X0073BX0101B		10.		0
X0073CX0101C		10.		0
X0481AX1163A		10.		0
X0481BX1163B		10.		0
X0481CX1163C		10.		0
X0125AX0709A		10.		0
X0125BX0709B		10.		0
X0125CX0709C		10.		0
X0459AX0725A			MEASURING	1
X0459BX0725B			MEASURING	1
X0459CX0725C			MEASURING	1

/SOURCE

C < n 1><<	Ampl.	>> Freq.	>>Phase/T0>>	A1	>>	T1	>> TSTART	>> TSTOP	>
14X0721A	010181.7124	60.							10.
14X0721B	010181.7124	60.	-120.						10.
14X0721C	010181.7124	60.	120.						10.

/OUTPUT

BLANK BRANCH
BLANK SWITCH
BLANK SOURCE
BLANK OUTPUT
BLANK PLOT
BEGIN NEW DATA CASE
BLANK

[ANEXO N°6]

[Archivo ATP-file Utilizado para la Subrutina CABLE PARAMETERS]

El siguiente archivo .DAT representa la subrutina CABLE PARAMETERS la cual permite modelar el comportamiento de un cable subterráneo a través del ATPDraw.

```

BEGIN NEW DATA CASE
CABLE CONSTANTS
CABLE PARAMETERS
BRANCH  IN__AOUT__AIN__BOUT__BIN__COUT__C
      3  -1   3      1      1   7   0   0
      0.0672 0.07065 0.09565 1.E13 1. 1.00059 5.
      0.047925 223.88 0.047925 270. 0.047925 316.13
      3   3   3
      0.0 0.010325 0.010735 0.01518 0.01599 0.016245 0.018275
1.7241E-8 1. 1. 2.1 1.E12 1. 1. 2.1
1.7241E-8 1. 1. 2.29
      0.0 0.010325 0.010735 0.01518 0.01599 0.016245 0.018275
1.7241E-8 1. 1. 2.1 1.E12 1. 1. 2.1
1.7241E-8 1. 1. 2.29
      0.0 0.010325 0.010735 0.01518 0.01599 0.016245 0.018275
1.7241E-8 1. 1. 2.1 1.E12 1. 1. 2.1
1.7241E-8 1. 1. 2.29
      0.89305
      200. 60. 66250. 1
BLANK CARD ENDING FREQUENCY CARDS
$PUNCH
BLANK CARD ENDING CABLE CONSTANTS
BEGIN NEW DATA CASE
BLANK CARD

```

[ANEXO N°7]

[Archivo ATP-file Utilizado para la Subrutina CABLE CONSTANTS]

El siguiente archivo .DAT representa la subrutina CABLE CONSTANTS la cual permite modelar el comportamiento de una línea aérea de distribución a través del ATPDraw.

```
BEGIN NEW DATA CASE
LINE CONSTANTS
$ERASE
$UNITS,      60.,      60.
BRANCH  IN__AOUT__AIN__BOUT__BIN__COUT__C
METRIC
  1  0.0  0.312  0  0.3128  1.325  0.0  22.35  0.0
  2  0.0  0.312  0  0.3128  1.325  1.35  22.35  0.0
  3  0.0  0.312  0  0.3128  1.325  1.9  22.35  0.0
BLANK CARD ENDING CONDUCTOR CARDS
  200.      60.      000000 100000 0  20.5
$PUNCH
BLANK CARD ENDING FREQUENCY CARDS
BLANK CARD ENDING LINE CONSTANT
BEGIN NEW DATA CASE
BLANK CARD
```