



**UNIVERSIDAD DE LOS ANDES  
FACULTAD DE INGENIERÍA  
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA**

**REVISIÓN Y REAJUSTE DEL SISTEMA DE PROTECCIONES  
DE LA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA DE ALTA TENSIÓN  
(SEAT)**

Br. Rafael A. Lozada Q.

Mérida, Abril 2010

**UNIVERSIDAD DE LOS ANDES  
FACULTAD DE INGENIERÍA  
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA**

**REVISIÓN Y REAJUSTE DEL SISTEMA DE PROTECCIONES  
DE LA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA DE ALTA TENSIÓN  
(SEAT)**

Trabajo de Grado presentado como requisito parcial para optar al título de Ingeniero  
Electricista

Br. Rafael A. Lozada Q.  
Tutores: Prof. Dávila Marisol  
Prof. Ernesto J. Mora

Mérida, Mayo 2010

UNIVERSIDAD DE LOS ANDES  
FACULTAD DE INGENIERÍA  
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

**REVISIÓN Y REAJUSTE DEL SISTEMA DE PROTECCIONES  
DE LA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA DE ALTA TENSIÓN  
(SEAT)**

Br. Rafael A. Lozada Q.

Trabajo de Grado, presentado en cumplimiento parcial de los requisitos exigidos para optar al título de Ingeniero Electricista, aprobado en nombre de la Universidad de Los Andes por el siguiente Jurado.

---

Prof. Stephen Ricardo  
CI:15175313

---

Prof. Marisol Dávila  
CI: 10.107.821

---

Prof. Ernesto Mora  
CI: 3.499.666

## **DEDICATORIA.**

**A mis padres** Manuel Lozada e Isolina de Lozada.  
Por brindarme su confianza, su amor y apoyo incondicional  
**Mi triunfo es triunfo de ustedes.**

**Lozada Q. Rafael A. Revisión y reajuste del sistema de protecciones de la subestación eléctrica de alta tensión (SEAT),** Universidad de los Andes, Tutores: Dra. Marisol Dávila, MSc. Ernesto. Mora, Marzo 2010

### Resumen.

Este trabajo consiste en la revisión y reajuste del sistema de protecciones de la subestación eléctrica de alta tensión (SEAT) que alimenta al trolebús. Donde se procede a conocer los diferentes equipos de potencia como de protección existente en la SEAT, así como el estudio y familiarización con el paquete de simulación Neplan, el estudio de flujo de carga para determinar la situación eléctrica actual del sistema, el estudio de cortocircuito para determinar la máxima y mínima corriente de falla y el ajuste de los relés y sus tiempos de operación que aseguren la adecuada coordinación de protección. Esto se logra por medio de la recolección de los datos del sistema de potencia como del sistema de protección. Donde se realiza finalmente la coordinación del sistema de protección por medio del paquete de simulación Neplan permitiendo observar cualquier tipo de falla en el sistema, las secuencias de operación de los relés y curvas de coordinación de los relés de sobrecorriente.

Descriptores: Flujo de carga, Coordinación de Protecciones, Cortocircuito, Subestación, Relé

## ÍNDICE GENERAL

<b>APROBACIÓN</b>	ii
<b>DEDICATORIA</b>	iv
<b>RESUMEN</b>	v
<b>CAPITULO</b>	<b>pp.</b>
<b>1. JUSTIFICACIÓN DEL PROBLEMA</b>	<b>3</b>
1.1. INTRODUCCIÓN	3
1.2. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	3
1.3. OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN	4
1.3.1. Objetivo General	4
1.3.2. Objetivo Especifico	4
1.4. METODOLOGÍA	4
<b>2. DESCRIPCIÓN DE LOS EQUIPOS ELÉCTRICOS Y DE PROTECCIÓN QUE CONFORMAN EL SISTEMA DE LA SEAT</b>	<b>6</b>
2.1. Introducción	6
2.2. Equipos de Protección	6
2.2.1. Tipos de relés existentes en la SEAT	7
2.2.2. Equipos de protección Diferencial trifásico para fallas de Transformador (DTP)	7
2.2.3. Equipos de Protección Digital de Alimentación GE (MIF)	9
2.2.4. Equipo Digital Numérico de Protección y Control (DMS)	10
2.2.4. Reheleé Multifunción (D60)	12
2.3. Equipos Eléctricos	13
2.3.1. Características de Diseño	14
2.3.2. Regulador de Tensión VR-32	16
2.3.3. Regulador de Tensión Tipo VC-100-BU3	15
2.4. Criterios para la selección de ajustes y coordinación de las protecciones	17
2.5. Criterios para la selección de ajustes de los relés de sobrecorriente	17
2.5.1. Unidad temporizada	17
2.5.2. Unidad instantantanea	18
2.6. Criterios de coordinación	18
2.6.1. Coordinación relé-relé	18
2.6.2. Coordinación relé sobrecorriente-fusible	19
<b>3. ESTUDIO DE CORTOCIRCUITO Y DE LOS RELÉS DE PROTECCIÓN</b>	<b>21</b>
3.1. Introducción	21
3.2. Estudio de cortocircuito	22
3.2.1. Estudio de flujo de carga por medio del modulo de NEPLAN	22
3.2.2. Cálculo de cortocircuito por medio del modulo de NEPLAN	27
3.2.3. Parámetros	29
3.2.4. Seleccionar las variables de los resultados	35
3.3. Resultado de cortocircuito de la (SEAT)	34
3.4. Configuración del sistema de protección por medio del modulo de NEPLAN	36

3.4.1. Protección de Sobrecorriente	36
3.4.2. Descripción funcional	36
3.4.3. Editor de módulo de protecciones	36
3.5. Editor de diagrama	38
3.5.1. La caja de dialogo del diagrama	38
3.6. Configuración actual del sistema de protección de la (SEAT)	40
<b>4. ESTUDIO Y COORDINACIÓN DE PROTECCIÓN DE LA SEAT</b>	
4.1. Introducción	46
4.2. Esquema de Protección	46
4.2.1. Línea de llegada de 115 kV	46
4.2.2. Transformador de Potencia	46
4.2.3. Área de media tensión 13,8	47
4.3. Coordinación de Protección	48
4.3.1. Ajuste y Criterio para la coordinación de los relés de protección.	50
4.3.2. Coordinación de la unidad temporizada de fase (51F). Cabina A1.2	50
4.3.3 Coordinación de la unidad temporizada de fase (50F). Cabina A1.2	51
4.3.4 Coordinación de la unidad temporizada de tierra (51N)	51
4.4. Previsión de ajustes para la coordinación de los relés de protección al conectar las cargas de las estaciones faltantes.	57
<b>CONCLUSIONES</b>	<b>61</b>
<b>RECOMENDACIONES</b>	<b>62</b>
<b>REFERENCIAS</b>	<b>63</b>
<b>ANEXOS</b>	<b>64</b>

## ÍNDICE DE FIGURAS

<b>Figura</b>	<b>pp</b>
2.1. Equipo de Protección Diferencial.	7
2.2. Equipo de Protección de sobrecorriente instantánea Temporizada.	9
2.3. Equipo de Protección multifuncional DMS.	10
2.4. Equipo de protección de sobrecorriente D60.	12
2.5. Regulador de tensión de paso VR-32.	15
2.6. Equipo Regulador de tensión VC-100-BU.	16
2.7. Esquema de coordinación relé-relé	18
2.8. Curva coordinación relé-relé	19
2.9. Esquema de coordinación relé- fusible	19
2.10. Curva de coordinación relé- fusible	20
3.1. Opción del modulo de flujo de carga	23
3.2. Selección de parámetro de flujo de carga.	24
3.3. Selección de las variables de los resultados.	24
3.3A Selección de las variables de los resultados.	25
3.4. Diagrama unificar SEAT.	25
3.5. Opciones del modulo de cortocircuito.	28
3.6. Selección de los parámetros de cortocircuito.	29
3.7. Selección del tipo de red.	31
3.8. Selección de falla especial.	32
3.9. Variables de los resultados.	33
3.10. Cuadro de dialogo editor de modulo de protección	36
3.11. Cuadro de dialogo característica disponible	37
3.12. Opciones del modulo de protección de sobrecorriente.	39
3.12A. Diagrama de selectividad de protección de sobrecorriente.	39
3.13. Diagrama de selectividad para cortocircuito en Barra 13.8kV.de la unidad temporizada de fase	41
3.13A. Tiempo de disparo de reheleé temporizado de fase para un cortocircuito en barra 13,8 kV	42
3.14. Diagrama de selectividad para cortocircuito aguas debajo de la unidad temporizada de fase.	42
3.14A. Tiempo de disparo de reheleé para un cortocircuito aguas abajo	43
3.15. Diagrama de selectividad para cortocircuito barra 13,8 de ola unidad temporizada de neutro.	43
3.15A. Tiempo de disparo de réle para un cortocircuito en barra 13,8kV.de la unidad temporizada de neutro	44
3.16. Diagrama de selectividad para cortocircuito en barra 115 kV de la unidad temporizada de neutro	44
3.16A.. Tiempo de disparo para cortocircuito en barra 115kV de la unidad temporizada de neutro	44
4.1. Diagrama de protección SEAT	47
4.2. Diagrama de selectividad para cortocircuito en barra 13,8 kV de la unidad temporizada de fase	53



4.2A. Tiempo de disparo de relé para un cortocircuito en barra 13,8 kV	53
4.3. Diagrama de selectividad para cortocircuito aguas debajo de la unidad temporizada de fase	54
4.3.A Tiempo de disparo de relé para un cortocircuito aguas abajo	54
4.4. Diagrama de selectividad para cortocircuito en barra de 13,8.kV de la unidad temporizada de neutro	55
4.4A. Tiempo de disparo de relé para un cortocircuito en barra 115 kV.de la unidad temporizada de fase	55
4.5 Diagrama de la selectividad para un cortocircuito en barra 115 kV.de la unidad temporizada de neutro	56
4.5A Tiempo de disparo de relé para un cortocircuito en barra 115 kV.de la unidad temporizada de neutro	56
4.6 Tiempo de disparo de relé para un cortocircuito en barra 13,8 kV	58
4.6A Diagrama de selectividad para cortocircuito en barra 13,8 kV de la unidad temporizada de fase	59
4.7 Diagrama de selectividad para cortocircuito aguas debajo de la unidad temporizada de fase	59
4.7 A Tiempo de disparo de relé para un cortocircuito aguas abajo	60

## ÍNDICE DE TABLAS

<b>Tabla</b>	<b>pp.</b>
2.1. Característica de diseño a nivel de 115 kV.	14
2.2. Característica de diseño a nivel de 13, kV.	14
2.3. Característica de regulador de tensión de paso VR-32.	16
3.1. Resultado de flujo de carga ejecutado por NEPLAN	26
3.2. Corriente de falla Barra 115kV	35
3.2A Corriente de falla Barra B	35
3.3. Configuración del sistema de protección actual	40
4.1. Valores que toman los coeficiente que corresponde a cada curva inversa	48
4.2. Valores de la In de los transformadores que componen el sistema de potencia	49
4.3. Corrientes correspondiente a cada sección de la subestación SEAT	50
4.4. Ajuste de los relés de sobrecorriente	52
4.5. Ajuste de los relés de sobrecorriente al conectar las cargas de las estaciones faltantes	57

# INTRODUCCIÓN

La función de todo sistema de protección es poder controlar y monitorear permanentemente el funcionamiento eléctrico de los elementos que componen el sistema de potencia de tal manera que al momento de ocurrir una perturbación o desperfecto eléctrico (falla) los detecte y elimine dejando fuera de servicio solo la parte del sistema que presente las falla, afectando la menor parte posible del sistema eléctrico.

Para realizar este proceso de protección se cuentan con una serie de dispositivos como son los relés de protección que monitorean los valores corriente, tensión, frecuencia y otras magnitudes eléctricas, y al momento de detectar un desperfecto dan la orden de disparo a un al dispositivo de apertura, por ejemplo al disyuntor, el cual permite aislar el tramo del sistema eléctrico bajo falla. La selección de estos dispositivos de protección debe realizarse en una etapa previa a la concepción de toda una red eléctrica lo que permitirá la ubicación y selección adecuada de todos los dispositivos de protección atendiendo prioridades como rapidez, selectividad y fiabilidad lo que le permitirá brindarle a la red eléctrica que lo constituye la protección adecuada para su buen funcionamiento.

Para realizar coordinación y ajuste de protecciones en un sistema eléctrico se debe hacer previamente estudio de flujo de carga y cortocircuitos, lo que amerita toda una recolección de datos de los equipos eléctricos que conforman el sistema, para agilizar el desarrollar de este estudio, nace la necesidad de desarrollar programas que permitan calcular en forma sencilla y eficaz todos estos estudios entre ellos se tienen el NEPLAN, ETAP y POWER FACTORY entre otros.

En el caso del desarrollo del trabajo de grado que lleva por nombre revisión y readecuación del sistema de protección del sistema de potencia que alimenta al trolebús. Se procede a utilizar el programa NEPLAN con una licencia universitaria que permite estudiar sistemas eléctricos de hasta 50 nodos.

Para mayor comprensión de los estudios aquí realizados, este trabajo de grado se encuentra estructurado en cuatro capítulos, de la siguiente forma: En el capítulo I, se realiza especificación y justificación del problema, donde se describe y plantean todos los objetivos del trabajo así como la metodología seguida para desarrollar el tema. En el capítulo II, se describen todos los equipos que conforman el sistema eléctrico de la subestación (SEAT), así como donde se encuentra ubicada y la configurada de dicha subestación. Luego en el capítulo III, se hace un estudio de el flujo de carga, cortocircuito y equipo de protección del la subestación implementando el programa de simulación NEPLAN, haciendo la descripción general de los paquetes de cortocircuito, flujo de carga y protección aplicado al sistema de potencia en estudio. En el capítulo IV se realiza el ajuste y coordinación del sistemas de protecciones y finalmente se presentan las conclusiones y recomendaciones.

# **CAPITULO I**

## **JUSTIFICACIÓN DEL PROBLEMA**

### **1.1.- INTRODUCCIÓN**

En este capítulo se describe y plantea todos los objetivos metodológicos a utilizar para desarrollar el presente trabajo

### **1.2 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA**

La puesta en marcha del Trolebús trajo consigo beneficios a las comunidades de ciudad de Mérida y Ejido al colocar en funcionamiento sus unidades de transporte masivo prestando así un servicio rápido, cómodo y confiable para la movilización de los usuarios que utilizan el transporte público. Este sistema de transporte masivo cuenta con la alimentación de Subestación Eléctrica de Alta Tensión (SEAT), la cual a su vez es energizada por una acometida trifásica aérea de 115kV, sin aislamiento proveniente de CADELA. La Subestación Eléctrica de Alta Tensión es la encargada de suministrar la corriente alterna al puesto de rectificación (PRs), donde se procederá a realizar la conversión de la corriente alterna a corriente continua, que permite alimentar las unidades de transporte, además, ésta subestación alimenta otras cargas conectadas al sistema como son: transformadores de servicios auxiliares que proveen de energía alterna a los sistemas trifásicos Terminal, C.C.O, sistemas reguladores de tensión y patio de talleres.

Este sistema requiere de un funcionamiento continuo y seguro, por tanto es necesario realizar un estudio del sistema de protección y mando de la SEAT, con el fin de verificar el correcto funcionamiento de los relés de protección que conforman el sistema. En una investigación

preliminar se realizó un estudio y coordinación del sistema de protecciones de la SEAT, pero debido a incorporación de carga al sistema durante la puesta en funcionamiento se debe realizar una nueva coordinación y ajustes necesarios en los diversos equipos que conforman el sistemas de protecciones de la mencionada subestación, para garantizar su óptimo funcionamiento, con la finalidad de tener siempre la mejor confiabilidad para el servicio de la Línea 1 del Sistema de Transporte masivo de Mérida.

### **1.3. OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN**

#### *1.3.1. General:*

Revisar y proponer el reajuste del Sistema de Protecciones de la Subestación Eléctrica de Alta Tensión (SEAT), desarrollando este en base a los parámetros y carga adicionados al sistema a lo largo de la puesta en funcionamiento de la SEAT.

#### *1.3.2. Específicos:*

- Conocer los diferentes equipos de potencia instalados en la Subestación Eléctrica Alta Tensión (SEAT), entre ellos: seccionadores, disyuntores, transformadores de potencia y de medida, reguladores y los elementos de protección.
- Estudiar y calcular los diferentes parámetros de cortocircuito considerando todas las modificaciones hechas al sistema.
- Realizar la coordinación de protecciones considerando todas las modificaciones hechas al sistema, utilizando un software especializado.

### **1.4. METODOLOGÍA:**

Para lograr cubrir los objetivos de este trabajo en una fase se procedió a la recopilación y comprobación de la información referentes a los equipos de la Subestación Eléctrica de Alta Tensión (SEAT), de la información obtenida se tiene: diagrama unifilar de alta y media tensión de la SEAT, 115 kV y 13,8 kV respectivamente, extrayendo de ahí los niveles de

tensión al cual trabajan los equipos que la conforma, carga conectada al sistema de media tensión 13,8 kV, manual de operación de todos los equipos de protección que conforman el sistema, así como también con el software asociado a la programación y configuración de las protecciones .

Se tomaron las medidas de distancia estimada entre PRs, Terminal, CCO, patios y talleres; también así los datos presentes en la placa de los transformadores.

Por otro lado se obtiene información del manejo del software de simulación Neplan (Sistema de Análisis, Optimización y Planeamiento de Redes Eléctricas) el cual es utilizado para la simulación de redes eléctricas y para la calibración y coordinación de las protecciones del sistema actual. Una vez culminada esta fase se procede a introducir en el paquete de simulación Neplan todos los componentes que conforman el diagrama unifilar de alta media tensión de la (SEAT) de donde se calculara el flujo de carga a partir de introducir los parámetros del circuito de secuencia positiva, secuencia cero, todo estos se realizaran por medio de los módulos de flujo de carga y modulo de corto circuito, a partir de estos resultados arrojados por el paquete de simulación Neplan se procederá a coordinar y reajustar las protecciones de la (SEAT), utilizando los criterios de coordinación pertinentes.

## **CAPITULO II**

### **DESCRIPCIÓN DE LOS EQUIPOS ELÉCTRICOS Y DE PROTECCIÓN QUE CONFORMAN EL SISTEMA DE LA SEAT**

#### **2.1.-INTRODCCIÓN**

La Subestación Eléctrica de Alta Tensión (SEAT) en un principio estaba diseñada para ser alimentada por dos ternas de 115 kV cada una. Provenientes una de la Subestación Mérida I y la otra de Subestación Ejido. Donde actualmente la SEAT esta siendo alimentada por la acometida trifásica aérea, de 115 kV. Con aislamiento tipo seco que proviene de la Subestación Mérida I. Configurando la subestación en forma radial. Para Subestación Mérida I, su alimentación proviene de la planta de generación José Antonio Páez.

El conjunto de equipo de 115 kV (transformador de potencia, transformadores de potencial, disyuntores, descargadores, seccionadores y transformadores de corriente) todos instalado en la SEAT están a la intemperie, mientras que los equipos de 13,8Kv (Relés de protección, disyuntores, seccionadores de puesta a tierra, transformadores de corriente, transformadores de potencial, y aparatos en general) se encuentran dispuestos en el interior del edificio de la SEAT.

#### **2.2.-EQUIPOS DE PROTECCIÓN**

Los equipos de protección tienen como función despejar una falla del sistema por medio del relé de protección que este asociado a la zona o el equipo de potencia donde las condiciones de funcionamiento se han vuelto anormales.



Los equipos de protección que conforman la SEAT en su mayoría son de tipo digital, lo que en cierta forma brinda grandes ventajas al sistema de potencia que ha de proteger, en cuanto a la versatilidad y fácil maniobra a la hora de despejar una falla.

### 2.2.1. Tipos de Relés existentes en la SEAT

Como ya se había expuesto en la sección anterior los equipos de protección de la SEAT son de tipo digital entre los cuales se pueden mencionar los siguientes:

- Relé de protección diferencial. Trifásica
- Relé de sobreintensidad Instantánea y Temporizada
- Relé de distancia.
- Relé de protección multifunción de control y medida.
- Relé de protección multifunción D60

### 2.2.2. Equipo de Protección Diferencial Trifásica Para Fallas de Transformador (DTP) (General Eléctric, Manual, 2004).



**Figura 2.1- Equipo de protección Diferencial** (General Eléctric, 2004).

En la figura 2.1 se muestra el equipo DTP, que es un relé de protección de tecnología digital para los transformadores de potencia, se caracteriza por proporcionar protección diferencial trifásica entre fallas internas del transformador y para evitar los disparos por desequilibrios provocados por fallas externas de gran magnitud.

El DTP dispone de siete entradas y ocho salidas, tanto las entradas como las salidas son digitales y configuradas por el usuario, por medio del programa (GE-INTRO), que permite la asignación de las entradas/salidas, alarmas y lógica de control. Las entradas configurables también pueden utilizarse para implementar diferentes esquemas utilizando compuertas lógicas con las entradas, y para la salida pueden configurarse utilizando compuerta lógica basado en los estados internos de protección. Existen diferentes modelos de DTP para la protección de transformadores de dos, tres o cuatro devanados. Entre las funciones que ofrece el DTP se tienen:

**a) Protección y control:**

- Protección Diferencial de intensidad trifásica con frenado porcentual (87), se utiliza para evitar los disparos debido a los desequilibrios producidos por la falla externa de gran magnitud.
- Frenados por armónicos utilizando el segundo y quinto armónico de la intensidad diferencial para evitar disparos durante la energización o sobre excitación del transformador debido a los cambios de tensión en la red.
- Sobreintensidad instantánea sin frenado (87R). Actúa como una protección de respaldo ante fallas interna muy severas, sin realizar algún tipo de frenado.
- Compensación del grupo de transformador. Ajuste interno y externo para la compensación de desfase y eliminación de componentes de secuencia cero.

**b) Medidas y Monitorización:**

- Medición de la intensidad de la línea para cada devanado y fase en modulo y ángulo.
- Muestra la medición de intensidad diferencial para cada fase.
- Intensidad de paso para cada fase.
- Intensidad del segundo y quinto armónico.
- Secuencia del registro de eventos almacenado los ultimo 166 eventos, fecha, hora, tipo de suceso.

- Oscilografía con una relación de muestra por ciclo almacenando cuatro registros.

### 2.2.3. Equipo de Protección Digital de de alimentadores. (MIF). (General Electric, 2005)



**Figura 2.2 Equipo de protección sobrecorriente instantánea y temporizada**

El MIF es un relé de protección de sobrecorriente instantánea y temporizada basada en microprocesadores, utilizado como protección auxiliar y de respaldo para transformadores, generadores, motores y para protección de circuitos primarios en redes de distribución a cualquier nivel de tensión. Este equipo se puede ver en la figura 2.2.

El MIF incluyen dos entradas y seis salidas digitales todas ellas fijas. Los registros de sucesos, oscilografías y la configuración del equipo se hace a través de la comunicación vía P.C por medio del protocolo (Modbus RTU) utilizando el puerto frontal RS232 y un puerto trasero RS485 los que permite monitorización, modificación de ajuste, información y configuración apoyados en el programa (M+PC) que es suministrado con el equipo. Entre las funciones que ofrece el equipo MIF se tienen:

#### **a) Protección:**

- Elementos de sobrecorriente temporizado ajustable entre 0.1 y 2.4 veces la corriente nominal para fase y tierra (51P), (51N) respectivamente, brinda la posibilidad de

seleccionar cuatro curva de sobre intensidad y una configurada por el usuario temporizada ANSI o IEC, aplicando para cada curva distintos diales de tiempo.

- Elementos de sobreintensidad instantáneo, dos por fase y dos para tierra (50 PH, 50 PL), (50NH, 50NL), respectivamente. Cada unida de es ajustable de forma separada, permitiendo fijar la corriente de arranque desde 0.1 a 30 veces la corriente nominal.
- Unidad de imagen térmica que protege al equipo (transformador, motor etc.) contra sobre calentamiento debido a una carga excesiva. En función de las constantes de tiempo se pueden configurar algunas curvas de calentamiento.
- Ajuste que permiten a los usuarios acceder a las funciones principales del relé y a los ajustes avanzados.

#### **b) Medidas:**

- Medición de de intensidad de fase y tierra.
- Registro de eventos que facilita el diagnostico de operación del relé.
- Protección de fallo de apertura.
- Estado del interruptor.

#### *2.2.3 Equipo Digital numérico de protección y control (DMS) (General Electric, 2005).*



**Figura 2.3 Equipo de protección multifunción DMS (General Electric, 2005).**

En la figura 2.3 se muestra DMS es un equipo de protección de control y medida digital multifuncional basado en microprocesadores, que concentran todas las funciones que realiza la

protección en una subestación. El DMS forma parte de la familia de productos DDS que es un sistema que se basa en el nivel 1 que es de protección y de control y nivel dos que es esta diseñada para operar como unidades de campo de sistemas.

Cada modulo de DMS contiene sub.módulos por tarjetas de adquisición para la función de protección y control, para la adquisición de señales analógicas y digitales cada una controladas por CPU separados. Especificando cada función, donde cada función de protección es seleccionada en relación a la aplicación que se le va a dar.

La plataforma de hardware de los equipos DMS es basada en la arquitectura de los PLCs pudiendo adoptar distintas configuraciones utilizados en cada caso. Función que ofrece el equipo.

#### **a) Protección y Control:**

- Configuración de salida y entrada
- Esta disponible para distintas aplicaciones de posición. protección de sobreintensidad instantánea y temporizadas de fase (51P, 50P) Y tierra (51N, 50N), unidades direccionales (67, 67N) esta puede ajustarse independiente para cada unidad.
- Unidades de máxima y mínimas tensión trifásica (59, 27), la unidad de fallo de interruptor que esta relacionada con la de mínima tensión. Y máxima tensión de tierra (59N Y 64).
- Unidad de mínima y máxima frecuencia esta se mide sobre la tensión de una sola fase
- Permite su configuración utilizando el software **(GE-INTRO)** para configurar las maniobras. Para cada maniobra el DMS permite configura parámetros tales como:
- Condición de fallo que es la definida que aparecerá en el momento del fallo.
- Tiempo de Fallo, es el tiempo que el programa espera, tras realizar la maniobra.

#### **b) Medidas:**

- Las medidas que realiza el DMS pueden visualizarse directamente en el panel frontal del equipo o a través del software del equipo de comunicación **(GE-LOCAL)**. El DMS realiza

medidas precisas de corriente, voltajes, potencia activa, reactiva, factor de potencia y frecuencia definidas. Estas medidas varían de equipo debido a que cada uno esta sujeta para lo que es diseñada, por lo tanto un relé de tensión y uno de sobre corriente manejan distintas magnitudes

#### 2.2.4 Relé Multifunción D60 (Manual, General Electric.2005)



**Figura2.4** Equipo de protección de distancia D60 (Manual, General Electric.2005)

Este equipo digital que se muestra en la figura 2.4, protege las líneas de transmisión de CA de cualquier nivel de tensión. El D60 ofrece esquema de automatización, control, comunicación, monitoreo de avanzada tecnología fácil de usar. El relé también proporciona elementos de sobrecorriente diferencial a tierra que son comúnmente utilizados como sistema general de protección de línea.

#### **a) Aplicaciones**

- Protege las línea de transmisión a cualquier nivel de tensión
- Protección integrada y unidades de medición fasorial
- Soporte completo de aplicaciones de interruptores múltiples

#### **b) Protección**

- Ofrece protección al sistema de transmisión de sobrecorriente de tierra, neutro y fase utilizando las familia de curva inversa IEC, IEEE, las de tiempo definido, tipo IAC

- Protección de sobre voltaje, secuencia negativa, direccional, bajo voltaje, función direccional (fase y neutro), función de sincronismo
- Detecta sobre tensión causada por la operación del interruptor en el extremo remoto.
- Operación segura antes fallas externas
- Permite construir códigos personalizado utilizando compuertas NOT, XOR, OR, AND, NOR, NAND, soportando 512 líneas de códigos.

#### **c) Automatización.**

- Múltiples opciones de E/S, de lógica de programación (FlexLogic), flexibilidad de aplicación
- Dispositivos multifunción que integra funciones de protección y de control, botones programables y LEDs de estados y interfaces de comunicación.

#### **d) Monitoreo.**

- Sincronización de medición de tensión y corriente fundamental y componentes de secuencias.
- Funcionalidad completa de medición.
- Diagnostico avanzado de dispositivo. Esta diseñado para tomar mediciones del rele en forma continua y señalar por alarmas valores críticos

### **2.3. EQUIPOS ELÉCTRICOS:**

Las condiciones eléctricas de los equipos de 115 Kv. Deberán ajustarse a la característica de la red central de suministro de energía eléctrica de CADELA

Para los equipos de 115 kV serán de tipo exterior la cual estarán ligados a los equipos de la subestación de CADELA, todos los equipos deberán cumplir con los reglamentos y la normalización en Venezuela y en particular con las normas CEI y ANSI. Permitiendo la operación segura de los equipos.

### 2.3.1. Características de Diseño

Las características básicas de diseño utilizadas para la elección de los equipos de A.T. Y M.T que se mostraran a continuación en la tabla 2.1 y tabla 2.2 para la instalación de la SEAT, serán las siguientes: (Datos obtenidos de la memoria de instalación eléctrica de alta y media tensión de la SEAT suministrada por CYMI).

#### A) Niveles de 115 kV

**Tabla 2.1. Característica de diseño a niveles de 115kV**

Potencia nominal	15MVA
Potencia de cortocircuito	600MVA/3seg.
Tensión de servicio eficaz	115kV
Tensión nominal de aislamiento eficaz	123kV
Tensión prueba	230kV(CEI 694)
Tensión onda de impulso.(1.2/50 $\mu$ s)	550kV(CEI 694)
Frecuencia nominal.	60 Hz
Corriente de corta duración admisible	31.5Ka/3Seg
Corriente de cresta	79kA
Corriente nominal eficaz	400A(Equipo)/500A(Barra)

#### B) Niveles de 13,8kV

**Tabla 2.2. Característica de diseño a niveles de 13,8kV**

Tensión de servicio eficaz	13,8kV
Tensión nominal de aislamiento eficaz	15kV
Tensión prueba	38kV(CEI 694)
Tensión onda de impulso.(1.2/50 $\mu$ s)	95kV(CEI 694)
Frecuencia nominal.	60 Hz
Corriente de corta duración admisible	25Ka/3Seg
Corriente de cresta	63kA
Corriente nominal eficaz	200A(Barra)



Las especificaciones de los equipos de 115 kV y los equipos de 13,8 kV tales como: Característica de los materiales de 115 kV, cadena de aisladores, disyuntor tripolar, seccionador tripolar de apertura central, transformador de potencial capacitivo (lado de la línea), transformador de potencial inductivo (lado de barra), transformador de corriente (Nivel 115 kV tramo tranfo), transformador de corriente (llegada de línea), descargador, transformador de potencia, trampa de onda, transformador tipo pedestal. (Servicios auxiliares), transformador tipo acorazado. (Servicios auxiliares), se muestran en anexos.

### 2.3.2. Regulador de Tensión de paso VR-32.



**Figura 2.5 Regulador de tensión de paso VR-32**

Estos reguladores que se muestran en la figura 2.5. Son autotransformadores con cambiadores de taps que se encuentran conectados junto a la barra de 13,8 kV con la finalidad de monitorear y regular constantemente el voltaje de línea de transmisión en  $\pm 10\%$ , en 32 pasos con  $5/8\%$  por paso aproximadamente, satisfaciendo las necesidades de tensiones necesaria que se debe suministrar a la red.

El consta de un circuito sensor de voltaje, que al momento de ocurrir una desajuste de tensión en el sistema permitirá que el regulador cambie los taps para así poder mantener constante la

tensión que suministrara a las líneas de transmisión donde se muestra en la tabla 2.3 las características de dicho equipo.

**Tabla 2.3. Característica de Regulador de tensión de paso VR-32**

Capacidad nominal	276/309 kVA
Voltaje nominal	13,8 kV
Frecuencia	60 Hz
Relación TC	200:0.2
Corriente nominal del cambiador de tomas	350Amps
Regulación limitada a % de la carga	5% 6.1/4% 7.1/2% 8.3/4% 10%
Voltaje	120V
Relación de taps	115:1

### 2.3.3. Regulador de Tensión tipo VC-100-BU



**Figura 2.6 Equipo Regulador de tensión VC-100-BU**

Este equipo que se muestra en la figura 2.6. Permite el ajuste de regulación de transformadores con cambiadores de tap con carga. El regulador puede ser parametrizado a través de la interfaz serial (RS232), ofreciendo un software apropiado para la PC. Permite la transmisión de datos a distancia y el ajuste de los parámetros de servicio por medio un puerto auxiliar de fibra óptica. La indicación de los siguientes datos:

- Diferencia de regulación.
- Posición de cambiador de tomas
- Frecuencia
- Angulo de fase
- Potencia activa reactiva y aparente
- Factor de potencia
- Corriente medida.
- Tensión medida

#### **Cada celda de 13,8 Kv deberá estar equipada por**

- Disyuntor, interruptores ABB HD4
- Transformadores de corriente 5P20 y de potencial 0.2
- Juego de barra de conexión, Boquilla de acoplamiento.
- Equipos de protección.

### **2.4 Criterios para la selección de Ajustes y coordinación de las protecciones**

La actuación de las protecciones se inicializa al momento de ocurrir una falla operando con un tiempo de actuación mínimo, ya que el ajuste de la protección está determinado por la capacidad y comportamiento de los equipos que conforman el sistema eléctrico. Y se deben tomar en cuenta todas las condiciones de operación del sistema eléctrico.

### **2.5 Criterios para la selección de ajustes de los relés de sobrecorriente**

#### *2.5.1 Unidad temporizada*

Se ajusta por medio de la corriente mínima de operación (TAP), escogiéndose de tal manera que el relé no opere para una corriente menor a 1.25 veces la corriente máxima de carga en el circuito protegido y por medio del dial de la curva de operación, ajustándose para que las características de operación permitan la coordinación con otros dispositivos de protección y así sirva de respaldo de otras protecciones.

### 2.5.2 Unidad instantánea

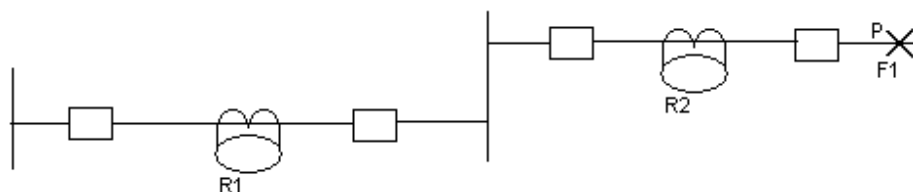
Debe permitir la coordinación en tiempo, con otros equipos alejados no operando para corrientes transitorias de restablecimiento. Definiendo una un tiempo de actuación cuando resulte conveniente.

$$I_{arr} > 10I_{nom}$$

2.1

## 2.6 Criterios de coordinación.

### 2.6.1 Coordinación relé-relé



**Figura 2.7 Esquema de coordinación relé-relé**

Este criterio consiste en que al momento de ocurrir una falla F1 en el punto P como se muestra en la figura 2.1, que se encuentran protegidos por un relé R2 este opere mas rápido que al relé R1 que protege las zonas adyacentes al punto donde ocurrió la falla. Lo que permitirá dejar fuera de servicio el mínimo número de circuito. asociados al sistema de potencia Garantizándose este criterio si se cumple la siguiente desigualdad que se muestra en la ecuación 2.2:

$$t1(I_{ccmax p}) > t2(I_{ccmax p}) + tc$$

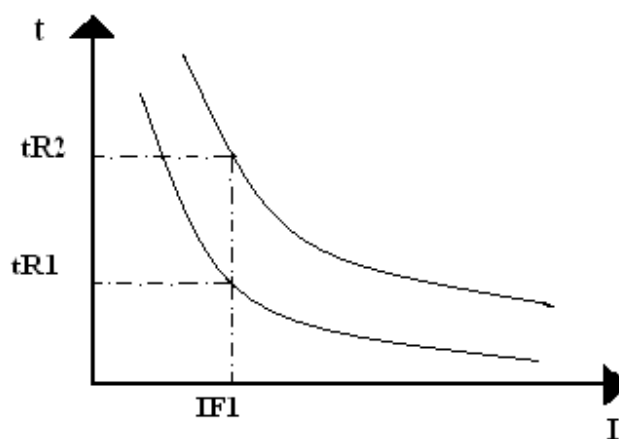
2.2

Donde:

***T1***: Tiempo de operación del relé 1(R1) para una falla en el punto p

***T2***: Tiempo de operación del relé 2(R2) para una falla en el punto p

***tc***: Tiempo de coordinación



**Figura 2.8** Curva de coordinación relé-relé

### 2.6.2 Coordinación relé de sobrecorriente-fusible



**Figura 2.9** Esquema de coordinación relé-fusible

Esta coordinación consiste en que el relé de sobrecorriente opere y el interruptor despeje la falla evitando daños en el fusible considerando que el relé tiene unidad instantánea. Y si se coordina con el fusible, la unidad instantánea debe operar y el interruptor se debe abrir antes de que el fusible sufra daños.

$$t_{mf}(I_{fmax}) \geq (t_{instantánea}(I_{fmax}) + t_{interruptor})/F_c$$

**2.3**

Al quedar desactivada la unidad instantánea, debe cumplirse que el fusible despeje la falla sin que el relé opere. Si el relé tiene unidad instantánea,

$$t_{\text{sobrecorriente}}(I_{\text{fmax}}) \geq t_{\text{MD}}(I_{\text{fmax}}) + \Delta t$$

2.4

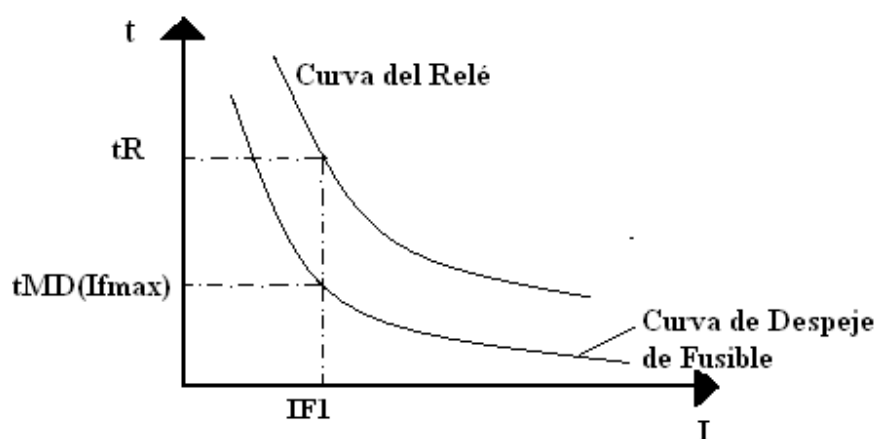


Figura 2.10 Curva de coordinación relé-fusible

# CAPITULO III

## ESTUDIO DE CORTOCIRCUITO Y DE LOS RELÉ DE PROTECCIÓN

### 3.1.-INTRODCCIÓN

El paquete de simulación NEPLAN es usado para el análisis, optimización y manejo de redes de sistemas de potencias, agua, gas y calefacción .Para este estudio sólo se basará en la ayuda que presta este programa para análisis y manejo de sistemas de potencia, siendo esta área la que permite ingresar, calcular y evaluar cualquier tipo de red a todos los niveles de voltaje con cualquier número de nodos con referencia a la licencia que se tenga .Para este caso se tiene la licencia universitaria de cincuenta (50) nodos .

NEPLAN es un programa que desde su creación esta en continuo mejoramiento por las empresa BCP en Suiza en conjunto con la ABB y el instituto federal Suizo de tecnología en Zurich ETH. Presentando así módulos referentes a la parte de electricidad que permite desarrollar estudios tales como, análisis de cortocircuitos, estabilidad transitoria, flujo de carga y otras aplicaciones ya mencionadas anteriormente. En este capitulo solo se hará referencia a los módulos de interés, en este caso el modulo de electricidad, para complementar información referente a este programa ver anexo.

#### **Módulos básicos para el análisis de Sistemas de Potencia:**

- Flujo de carga
- Análisis de cortocircuito
- Flujo de carga con perfiles de carga
- Análisis de de contingencias

- Análisis de armónicos
- Arranques de motores
- Cálculo de parámetros de líneas
- Reducción de redes

#### **Módulos de protección:**

- Sobre corriente(Análisis de selectividad)
- Protección de distancia
- Ubicación de falla
- Cálculo de Arc flash
- Saturación de transformador de corriente
- Análisis térmico de línea y cable.

### **3.2.-ESTUDIO DE CORTOCIRCUITO.**

Antes de realizar el cálculo de cortocircuito se procedió a realizar el estudio de flujo de carga lo que permite conocer las corrientes y tensiones en los diferentes puntos del sistema de potencia. El cálculo de flujo de carga se realizó por medio del programa NEPLAN, permitiendo agilizar la realización de los cálculos. A continuación se mostrara en detalladamente el modulo de flujo de carga describiendo cada uno de los parámetros que permitirá la correcta configuración para realizar la corrida del paquete de simulación.

#### *3.2.1-Estudio de flujo de carga por medio del modulo de NEPLAN (Manual de NEPLAN\_Flujo de Carga)*

En la figura 3.1 se muestra el modulo de flujo de carga, que se ubica en la barra de opciones de menú, específicamente en análisis, se abre el dialogo de de flujo de carga. Haciendo clic sobre parámetros (figura 3.1) se despliegan las opciones que permite su configuración para realizar el cálculo de flujo de carga. Estas configuraciones se muestran detalladamente en la (Figura 3.2)





**Figura 3.1 Opciones del modulo de Flujo de carga**

A continuación se explicaran las opciones que permite la configuración para desarrollar el flujo de carga

**a) Método de cálculo:** Es el que se utiliza para resolver el sistema de ecuación cuadrático para los voltajes de nodos desconocidos entre los métodos se tiene: Newton Raspón, Newton Raspón extendido, Inyección de corriente, Caída de voltaje, Flujo de Carga CC

**c) Número de Iteraciones:** Aquí permite seleccionar y modificar el número máximo de iteraciones que desea que haga el programa.

**Archivo de resultados:** Permite seleccionar un archivo de resultado \*.rlf, el cual podría leerse y editarse posteriormente en un editor externo o con Excel

**c) Regulación automática de transformador:** Permite definir si son transformadores con cambiadores de TAP bajo carga lo cual deben ser regulados automáticamente durante el calculo del flujo de carga.

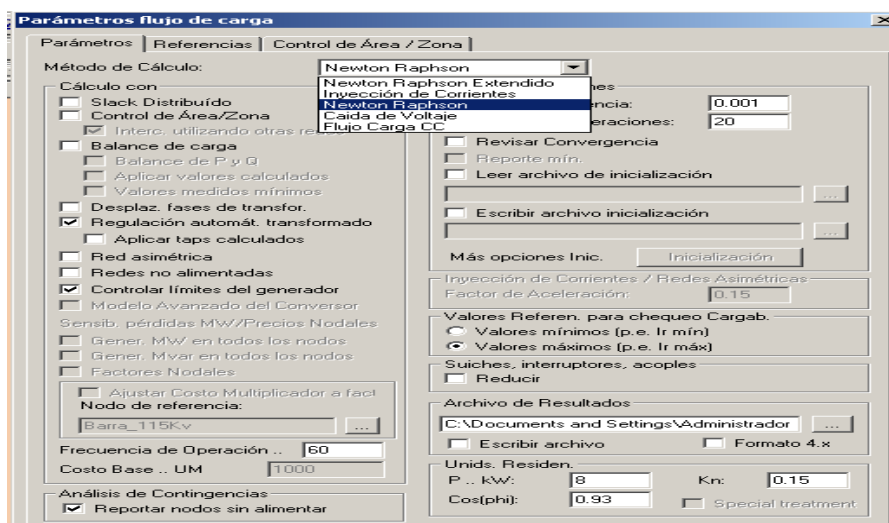


Figura 3.2 Selección de Parámetros de Flujo de carga

Una vez seleccionado todos los parámetros pertinentes para realizar el flujo de carga se presiona el botón O.K lo que le permitirá salir de la ventana parámetros.

**Seleccionar las variables de los resultados:** Una vez finalizada la selección de los parámetros se puede seleccionar la variable de los resultados.

- Se ubica en la barra de opciones de menú, específicamente en editar, se abre el dialogo propiedades de Diagrama (figura 3.3 (A))
- Seleccione la pestaña flujo de carga (figura 3.3 (B))

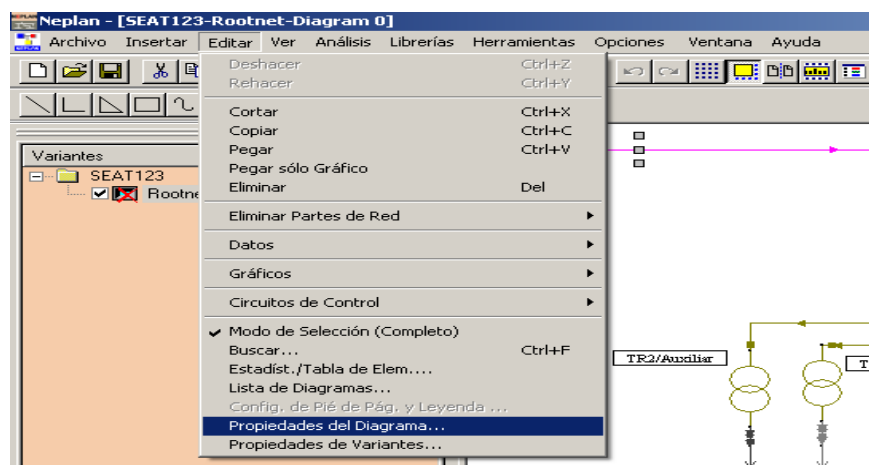


Figura 3.3 Selección de las variables de los resultados

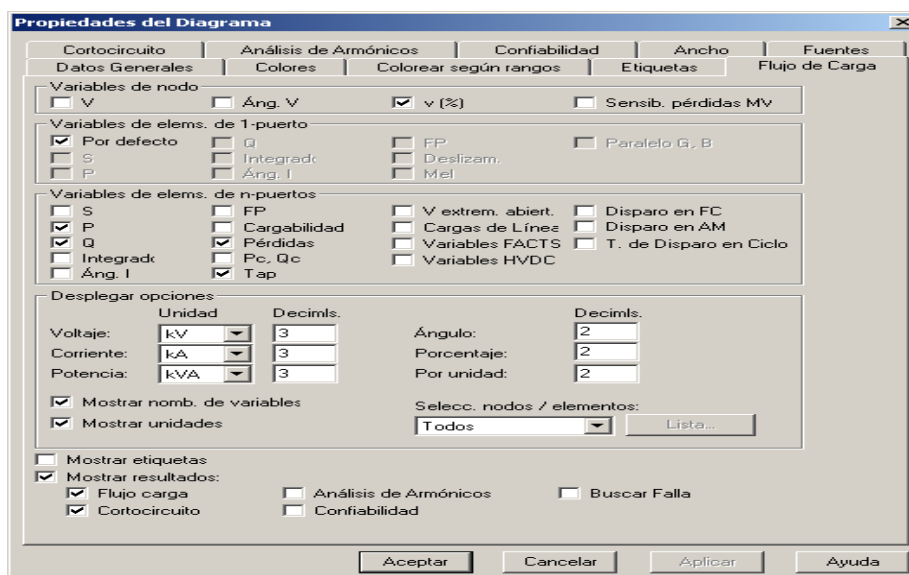


Figura 3.3 A Selección de las variables de los resultados

- Seleccione las variables a desplegar en el diagrama unifilar para nodos y elementos.
- Defina las unidades y el número de dígitos decimales para los resultados de las variables

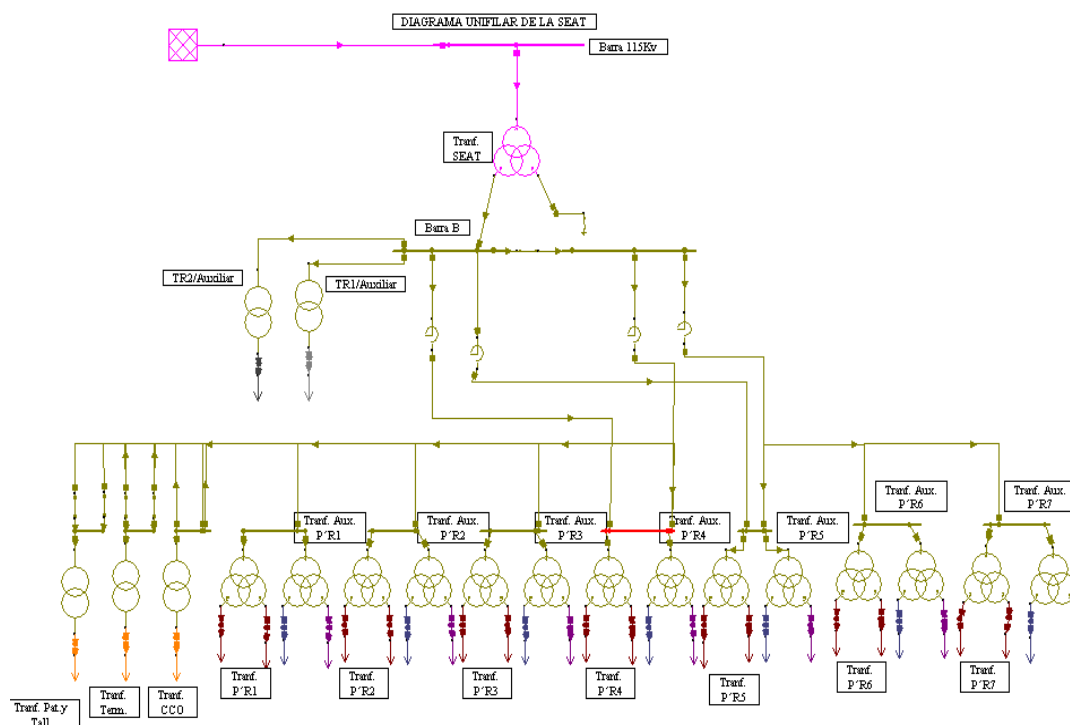


Figura 3.4 Diagrama unifilar SEAT

En la figura anterior (3.4), se muestra el diagrama unifilar editado por medio del programa Neplan, por el cual se desarrollaran los estudios de flujo de carga, cortocircuito y Protección.

Luego de haber realizado las selecciones como se indica en la sección anterior se puede procederá ejecutar el cálculo de flujo de carga. Mostrándose en la tabla 3.1 los resultados de flujo de carga obtenidos al ser ejecutado por NEPLAN.

**Tabla 3.1 Resultados de flujo de carga ejecutado por NEPLAN**

NOMBRE	Tensión kV	U	V áng.	P Carga	Q Carga	PGen	Q Gen
		%		MW	MVar	MW	MVar
Nodo_P*R41	13.616	98.66	-1.3	0	0	0	0
Nodo_P*R42	13.616	98.66	-1.3	0	0	0	0
Nodo_P*R21	13.612	98.64	-1.3	0	0	0	0
Nodo_P*R22	13.612	98.64	-1.3	0	0	0	0
Nodo_P*R21.1	13.612	98.64	-1.3	0	0	0	0
Nodo_P*R22.2	13.612	98.64	-1.3	0	0	0	0
NodoTRAAuxi_P*R12	0.469	97.77	-1.6	0.013	0.006	0	0
NodoTRAAuxi_P*R13	0.271	97.88	-1.5	0.008	0.004	0	0
NodoTRA_P*R12	0.576	99.87	-1.5	0.055	0.027	0	0
Nodo TRA_P*R13	0.576	99.8	-1.4	0.072	0.035	0	0
Nodo P*R11	13.611	98.63	-1.3	0	0	0	0
Nodo P*R12	13.611	98.63	-1.3	0	0	0	0
Nodo P*R11.1	13.611	98.63	-1.3	0	0	0	0
Nodo P*R12.2	13.611	98.63	-1.3	0	0	0	0
Barra_115Kv	115	100	0	0	0	0.755	0.389
B-798682	0.118	98.51	-1.4	0.049	0.024	0	0
B-798680	0.213	98.95	-0.7	0.025	0.012	0	0
Barra B	13.751	99.64	-0.3	0	0	0	0
NodoTRAAuxi_P*R32	0.47	98	-1.5	0.009	0.005	0	0
NodoTRAAuxi_P*R33	0.272	98.02	-1.5	0.009	0.002	0	0
Nodo TRA_P*R32	0.567	98.24	-1.4	0.06	0.029	0	0
Nodo TRA_P*R33	0.567	98.26	-1.4	0.045	0.022	0	0
N799240	13.731	99.5	-0.5	0	0	0	0
Barra_ A	13.751	99.64	-0.3	0	0	0	0
NodoTRA_AuxiP*R42	0.47	97.96	-1.5	0.01	0.005	0	0
NodoTRA_AuxiP*R43	0.271	97.98	-1.5	0.008	0.004	0	0
Nodo TRA_P*R42	0.567	98.3	-1.4	0.043	0.021	0	0

**Continuación de la tabla 3.1 Resultados de flujo de carga ejecutando por NEPLAN**

Nodo_P*R31	13.614	98.65	-1.3	0	0	0	0
Nodo_P*R32	13.614	98.65	-1.3	0	0	0	0
Nodo TR_ SEAT	13.792	99.94	-0.1	0	0	0	0
Nodo TRA_ P*R43	0.567	98.25	-1.4	0.056	0.027	0	0
Nodo_P*R31.1	13.614	98.65	-1.3	0	0	0	0
Nodo_P*R32.2	13.614	98.65	-1.3	0	0	0	0
Barra_ P*R5	13.731	99.5	-0.5	0	0	0	0
Nodo_P*R41.1	13.616	98.66	-1.3	0	0	0	0
Nodo_P*R42.2	13.616	98.66	-1.3	0	0	0	0
Nodo_ Patio y Talleres	13.611	98.63	-1.3	0	0	0	0
NodoTRAAuxi_P*R53	0.268	96.8	-1.1	0.046	0.022	0	0
NodoTRAAuxi_P*R52	0.47	97.98	-0.9	0.007	0.003	0	0
Nodo_ Terminal	13.611	98.63	-1.3	0	0	0	0
Nodo_ C.C.O	13.611	98.63	-1.3	0	0	0	0
Nodo_ CCO	0.577	98.28	-1.5	0.04	0.02	0	0
N_ Term	0.574	97.82	-1.7	0.025	0.012	0	0
NPa y talleres	0.576	98.18	-1.6	0.049	0.024	0	0
NodoTRA_P*R52	0.573	99.38	-0.5	0.014	0.007	0	0
NodoTRA_P*R53	0.573	99.36	-0.5	0.019	0.009	0	0
NodoTRAAuxi_P*R22	0.47	97.91	-1.5	0.011	0.005	0	0
NodoTRAAuxi_P*R23	0.271	97.95	-1.5	0.008	0.004	0	0
NodoTRA_P*R22	0.568	98.37	-1.4	0.038	0.018	0	0
Nodo TRA_ P*R23	0.568	98.37	-1.4	0.032	0.016	0	0
Nodo TRA_ P*R13	0.576	99.8	-1.4	0.072	0.035	0	0

*3.2.2 Cálculo de Cortocircuito por medio del modulo de NEPLAN [Manual de NEPLAN\_Cortocircuitos, 2004]*

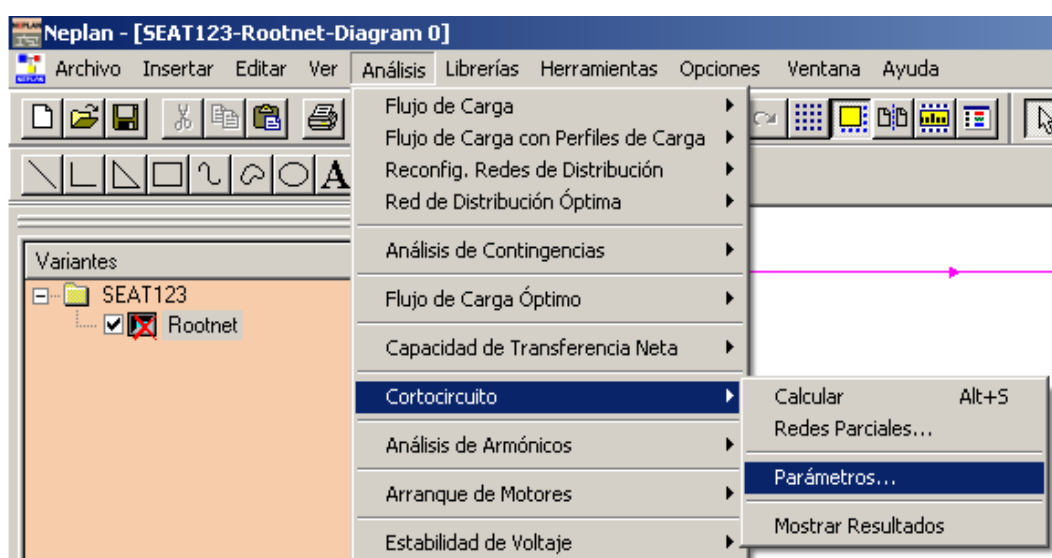
Las corrientes de cortocircuito tienen un impacto directo sobre el sistema eléctrico y a la vez afecta su buen funcionamiento, la cual amerita cálculo y estudio. El cálculo de cortocircuito se realiza por medio del modulo de NEPLAN que es un programa de software especializado que facilita y acelera el cálculo con la finalidad de conocer las corrientes de fallas trifásicos, monofásico y bifásico de cualquier nodo bajo falla que conforman al diagrama unifilar de la (SEAT).

Para realizar el estudio de cortocircuito se debe tener actualizado en el diagrama unifilar los siguientes datos:

- Longitud del conductor
- Calibre del conductor así como sus respectivas impedancias de secuencias
- Datos de transformadores
- Datos de generadores
- Datos de la red equivalente que alimenta al sistema

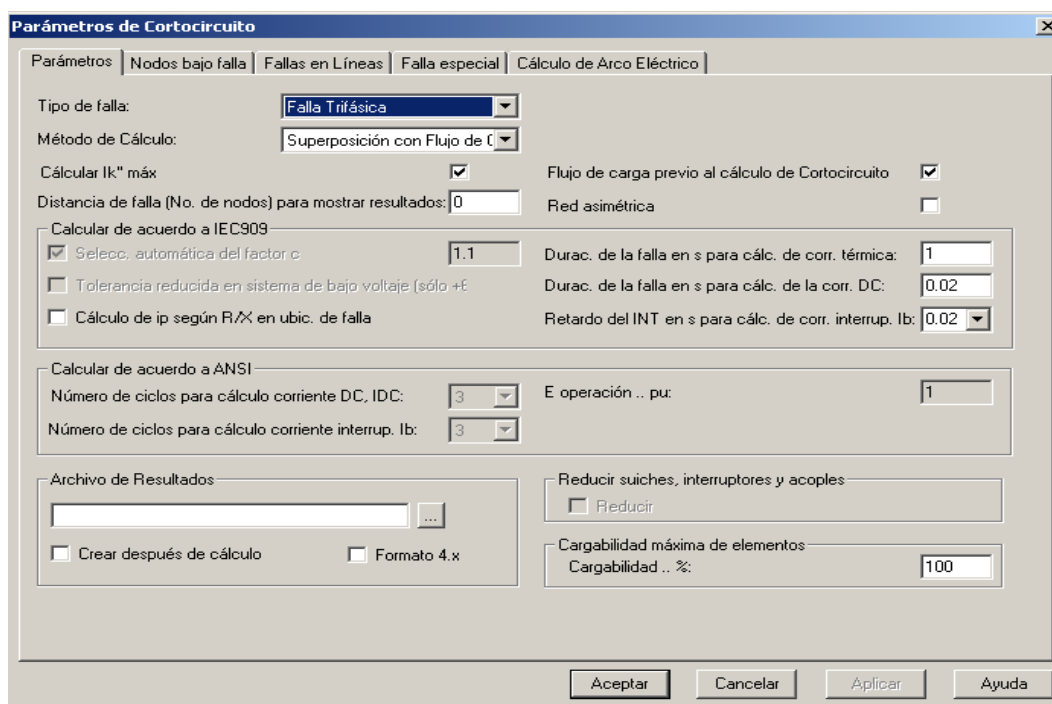
A continuación se explicara la característica del modulo de cortocircuito de NEPLAN que permitirá simular las fallas:

El modulo de cortocircuito se ubica en la barra de opciones de menú, específicamente en análisis, se abre el dialogo de parámetros de cortocircuito mostrando los distintos módulos que permite ejecutar el paquete de simulación entre esos el de cortocircuito como se observa a continuación en la figura 3.5



**Figura 3.5 Opciones del modulo de cortocircuito**

Haciendo clic sobre la pestaña parámetros figura 3.5 se despliegan a continuación las opciones que permite la configuración para realizar el cálculo de cortocircuito. Por medio de la Figura 3.6 se muestra los parámetros a seleccionar para realizar el cortocircuito.



**Figura 3.6 Selección de los parámetros de cortocircuito**

Entre las opciones a seleccionar se encuentran pestaña de:

### 3.2.3 Parámetro:

**a) Tipo de fallas:** Aquí permite seleccionar el tipo de falla a estudiar durante la ejecución del cortocircuito, entre las fallas a seleccionar se tiene:

- Fallas Trifásicas
- Fallas Monofásicas
- Fallas Bifásicas
- Fallas Bifásicas a tierra
- Falla Especial
- Fallas en todas las fases existentes.

**b) Método de cálculo:** Se selecciona la norma que se le aplica al estudio de cortocircuito, para el cálculo de la corriente  $I_k$  entre las normas a seleccionar tenemos:

- IEC60909 2001
- IEC909 1988
- Superposición con flujo de carga
- Superposición sin flujo de carga
- ANSI C37.10
- ANSI C37.13

**c) Calculote  $I_k$ ” max:** Permite calcular la corriente de cortocircuito máxima al seleccionarla como opción de calculo de lo contrario al no seleccionarla se calculara por defecto la corriente de cortocircuito mínima, esta selección se realiza en la caja de dialogo de los parámetros de cálculo. Se tendrá la máxima corriente de cortocircuito si se marca “SI” de lo contrario se obtendrá la mínima corriente de cortocircuito.

**d) istancia de falla (Numero (No) de nodos):**Es la distancia que hay del nodo de falla a n veces No de nodos donde se mostraran los resultados de los n veces No de nodos .Si No de nodos es 0 solo se mostrara resultados del nodo bajo falla

**e) Cálculo de acuerdo a la norma IEC 909:**

Es un método simplificado, que tiene la ventaja de que no es necesario conocer los voltaje de pre-falla para obtener resultados preciso, al seleccionar esta opción de cálculo el programa ajusta por definición los voltajes de nodo bajo falla, donde toma un valor del factor de voltaje (factor c) de acuerdo a la norma o de lo contrario el usuario debe definir el (factor c). Para el cálculo de cortocircuito para este método puede distinguir entre dos tipo de falla una que ocurre cerca de la fuente donde la corriente de cortocircuito tiene decaimiento de la componente AC y la que ocurre lejos de la fuente que no tiene decaimiento de la componente a.c, así como también se puede seleccionar los tipo de red enmallada, no enmallada y automática que son las red con una sola fuente de alimentación que es el presente caso de estudio



### f) Cálculo de acuerdo a la norma ANSI:

Al seleccionar esta opción de cálculo el programa ajusta por definición los voltaje bajo falla se debe entrar el número de ciclo para el cálculo de la componente dc de la corriente de cortocircuito. También el número de ciclo para el cálculo de la corriente de interrupción  $I_b$  igual que la norma IEC 909 no es necesario conocer los voltajes de pre-fallo, permite seleccionar el tipo de red como se muestra en la figura 3.7

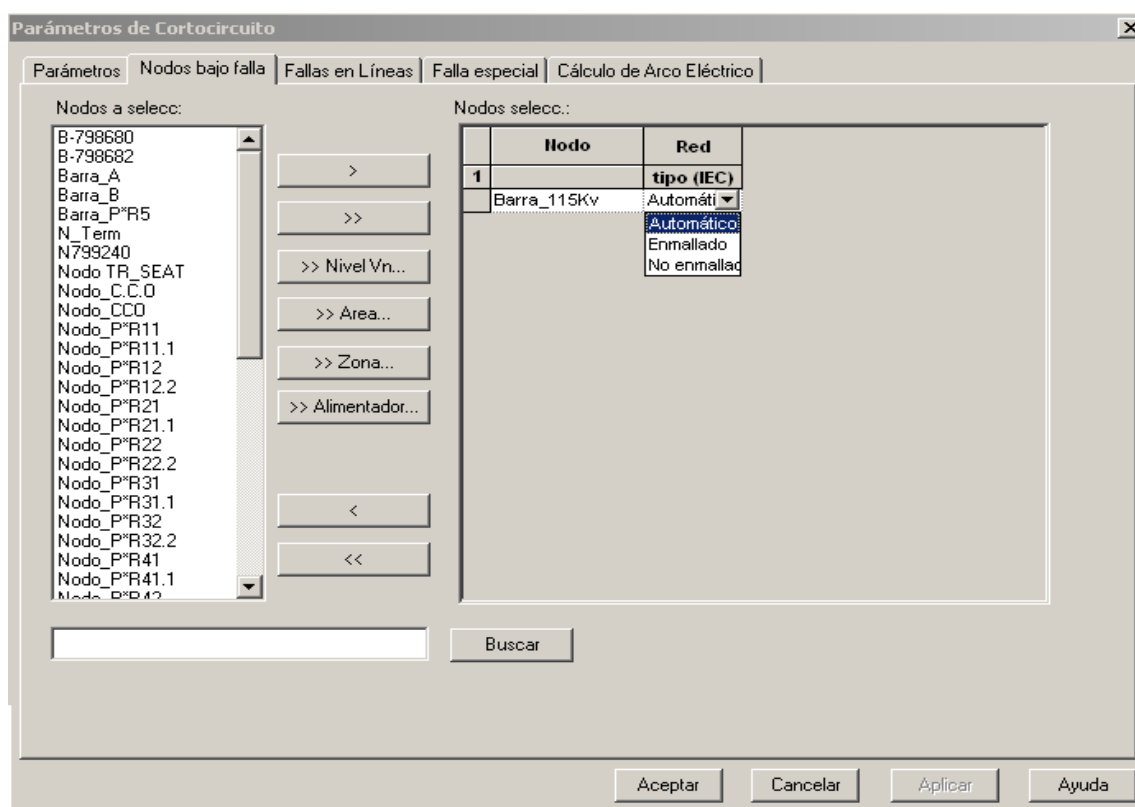


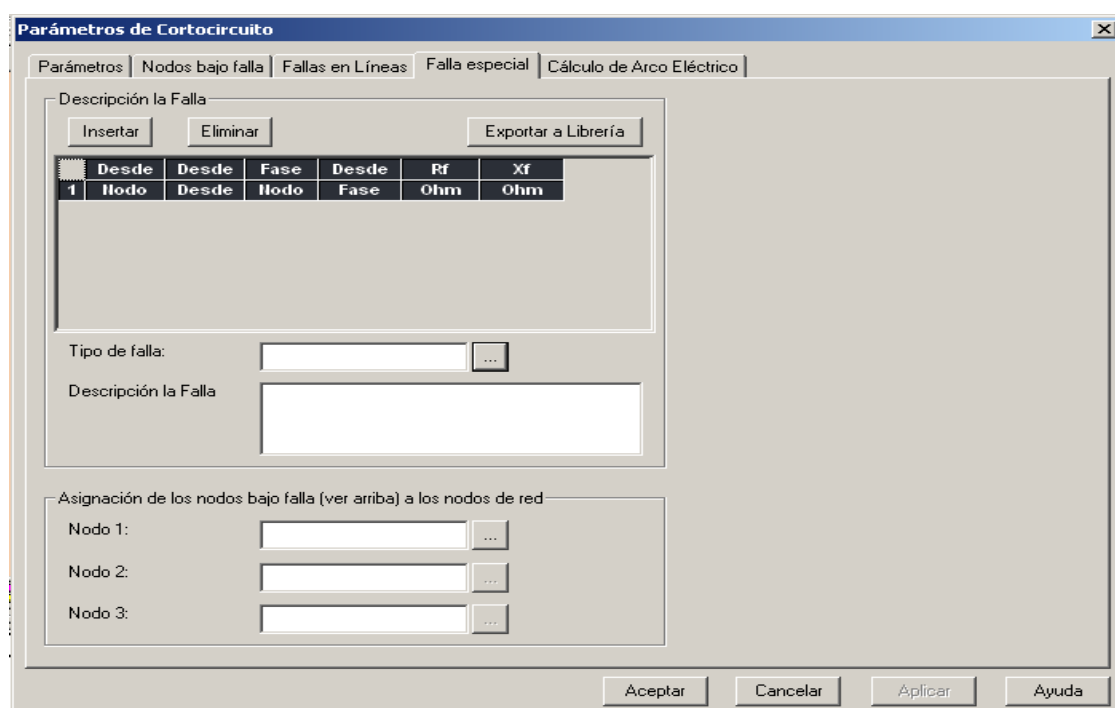
Fig.3.7. Selección del tipo de red y nodo bajo falla

**g) Nodos bajo Falla:** Esta pestaña se encuentra en los parámetros de cortocircuito permitiendo al usuario seleccionar el nodo que el considere bajo fallo .Donde se realizara un cálculo de cortocircuito para cada nodo en falla. Estos nodos se seleccionaran a partir de una lista de todos los nodos existente en el diagrama unifilar ver figura 3.7

**h) Fallas en Líneas:** Esta pestaña se encuentra en los parámetros de cortocircuito permitiendo al usuario seleccionar la línea que el considere bajo fallo .Donde se realizara un calculo de cortocircuito para cada línea en falla. Estas líneas se seleccionaran a partir de una lista de todas las líneas existente en el diagrama unifilar.

La norma IEC909 Y ANSI se aplica tanto para las fallas de nodos como para las fallas de líneas

**i) Fallas Especial:** Esta pestaña se encuentra en la caja de dialogo parámetro de cortocircuitos donde se permite la entrada de una nueva descripción de falla tomando un numero arbitrario de conexiones. Ver figura 3.8.



**Fig.3.8. Selección de falla especial**

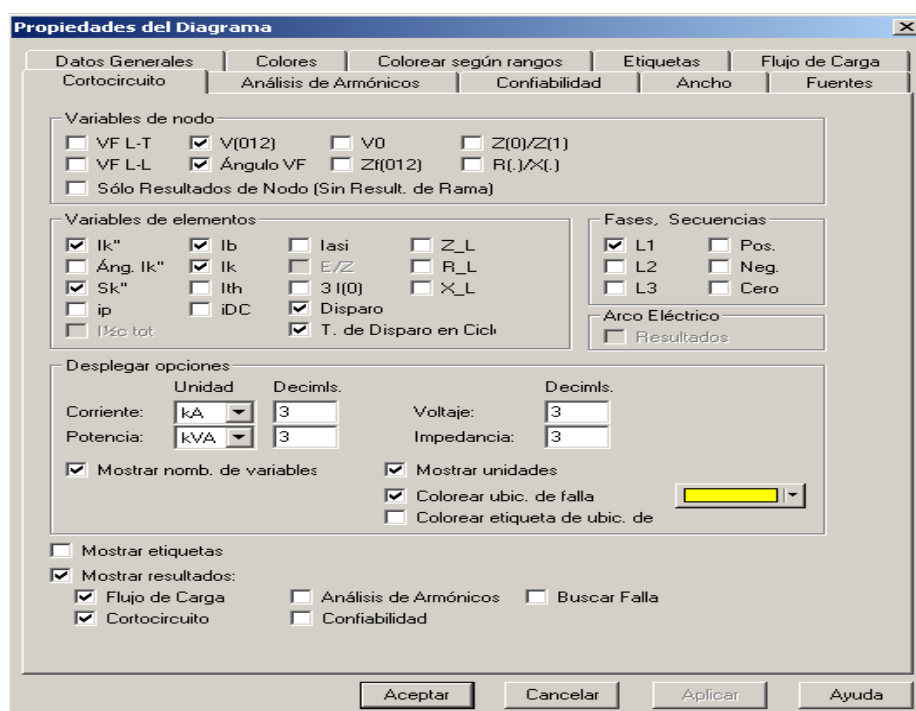
**j) Descripción de falla:** con este botón permite describir brevemente en que consiste la falla e insertar un nuevo tipo de falla, así como la selección del número arbitrario de conexión. Por medio del botón eliminar se borra un tipo de falla antes seleccionada si así se desea

**k) Asignación de los nodos bajo fallas:** Permite asignar el nodo de falla a los nodos de la red tomando un máximo de tres nodos bajo falla

### 3.2.4 Seleccionar las variables de los resultados

Una vez realizados la selección de los cálculos se pueden seleccionar las variables que se desplegaran en cada uno de los nodos y elementos en la red de estudio. Esta se ubica en la barra de opción de menú específicamente en editar se abre el diagrama propiedades de del diagrama se selecciona la pestaña cortocircuito Sobre estas variables podrán definirse las unidades y el número de dígito decimal para sus respectivos resultados y se puede decidir si desea ver solo los resultados de cortocircuito o al mismo tiempo los de cálculo de flujo de carga

Estos resultados se desplegarán en una caja de dialogo que se mostrara en el diagrama unifilar. También podrán mostrarse en una tabla de datos de resultados la cual a su vez podrá exportarse en un archivo que luego podrán editarse con un editor externo o con Excel



**Fig.3.9 Variable de los resultados**

Descripción de las variables de salidas que puede mostrar los resultados, variables que se observan en la figura 3.9:

- Tipo: Tipos de elementos que contiene la red eléctrica
- Vn: Voltaje nominal del sistema para los nodos
- VL\_E (RST) Voltaje de falla (línea a tierra), en el sistema de fases
- Ang V (RST) Angulo de voltaje de falla, en el sistemas de fases.
- Ik'' (RST) Corriente inicial de cortocircuito, en el sistemas de fases
- Ang. IK'' (RST) ángulo de IK'', en el sistemas de fases
- Ip: Corriente pico en magnitud (Ka), en el sistema de fase no disponible cuando se realiza cálculos según normas ANSI/IEE
- Ib: Corriente de interrupción o corriente ib según normas ANSI, x ciclos, (kA), en el sistema de fases
- Ik: Corriente de estado estable o corriente ik según normas ANSI, 30 ciclos, (kA) en el sistema de fase
- Ith: Corriente de cortocircuito térmico Ith en (kA), En el sistemas de fase. No disponible cuando se realizan cálculos según las normas ANSI/IEEE.
- iDC: Componente D.C de la corriente de cortocircuito en (kA) en el sistemas de fases
- Iasi: Corriente de interrupción asimétrica de 0.5 ciclos según norma ANSI EN (kA), en el sistemas de fases.
- SK'': Potencia de cortocircuito en el sistema s de fase. No disponible cuando se realizan los cálculos según las normas ANSI/IEEE.
- Tipo de Falla tipo de falla utilizada para el calculo de Cortocircuito
- Método: Norma por la cual se procede hacer el calculo de cortocircuito
- Zf: Impedancia (en Ohmios) de la red en el nodo bajo falla de secuencia positiva, negativa y cero

Una vez seleccionado los parámetros de la sección anterior se puede realizar el cálculo

- Se ubica en la barra de opción de menú análisis\_cortocircuito\_calcular

### 3.3 Resultados de cortocircuitos de la (SEAT)

El objetivo del estudio de cortocircuito del sistema es determinar las máximas y mínimas corrientes de falla lo que permitirá el ajuste de los relés y determinar su tiempo de operación que asegura la adecuada coordinación de protección. Las corrientes de cortocircuito han sido calculadas por medio del programa de simulación NEPLAN, utilizando el método IEC 60909 siendo explicado este método en apartados anterior.

Se selecciona la barra de 115 kV como nodo de falla trifásica y monofásica para realiza la simulación de cortocircuito por medio del paquete de Neplan. Arrojando las corrientes de falla correspondiente a cada nodo que se ve afectada por el cortocircuito. Como se puede ver en la tabla 3.2. Aplicando de igual forma para la barra de 13,8 kV, ver resultado en la tabla 3.2 A

**Tabla 3.2 Corrientes de fallas Barra de 115 kV**

Falla en la Barra de 115 kV							
Ub. Falla		Nombre	Vn	Ik''(RST)	AIk''(RST)	Falla	Método
Desde	Hasta Nodo	Elemento	kV	kA	⊖	Tipo	
Barra 15kV	En falla		115.	3.012	73.36	<b>Trifásica</b>	<b>IEC60909</b>
Barra 115kV	Barra_115Kv	Red.CADAFE		3.012	106.58		
Barra 115kV	Barra_B	TR_SEAT			75.49		
						<b>Monofásica</b>	<b>IEC60909</b>
Barra 115kV	En falla			2.717			
Barra 115kV	Barra_115Kv	Red.CADAFE		2.717			
Barra 115kV	Barra_B	TR_SEAT		0.850			

**Tabla 3.2 A Corriente de falla en la barra de 13,8 kV**

Falla en la Barra de 13.8 kV							
Ub. Falla		Nombre	Vn	Ik''(RST)	AIk''(RST)	Falla	Método
Desde	Hasta Nodo	Elemento	kV	kA	⊖	Tipo	
<b>Barra 13.8kV</b>	En falla		13.8.	4.742	-82.44	<b>Trifásica</b>	<b>IEC60909</b>
<b>Barra 13.8kV</b>	Barra_115Kv	TR_SEAT		4742	97.58		
<b>Barra 13.8kV</b>	Barra_B	Barra_A			75.49		
						<b>Monofásica</b>	<b>IEC60909</b>
<b>Barra 13.8kV</b>	En falla			3.947			
<b>Barra 13.8kV</b>	Barra_115Kv	TR_SEAT		2..644			

### 3.4 Configuración del sistemas de protecciones por medio del modulo de NEPLAN [Manual de NEPLAN\_Protecciones]

La función de todo sistema de protección es la de mantener el buen funcionamiento del sistema de transmisión, subtransmisión y distribución al momento de ocurrir una falla en el sistema al cual este asociado.

#### 3.4.1 Protección de sobrecorriente:

Una vez obtenidas las corrientes de falla se procede a realizar el ajuste de las protecciones de sobre corriente que se le introducirá al modulo de protecciones de Neplan, detallado a continuación

#### 3.4.2 Descripción Funcional:

Este tipo de protección detecta una corriente la cual lo hará actuar si dicha corriente es superior o anormal a la corriente de operación (nominal) del sistema. Esta corriente anormal ocurre generalmente cuando se produce un cortocircuito en el sistema [Romero Carlos & Stephens Ricardo, 1995].

Una característica de protección de sobrecorriente posee una variable de medida, una condición de arranque y una función de disparo. Las Variable a ser medida puede ser magnitud de corriente de cualquier elemento de la red.

#### 3.4.3 Editor de módulos de protección

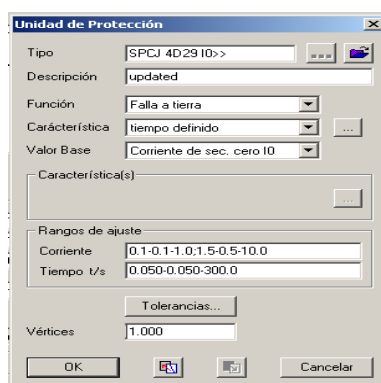




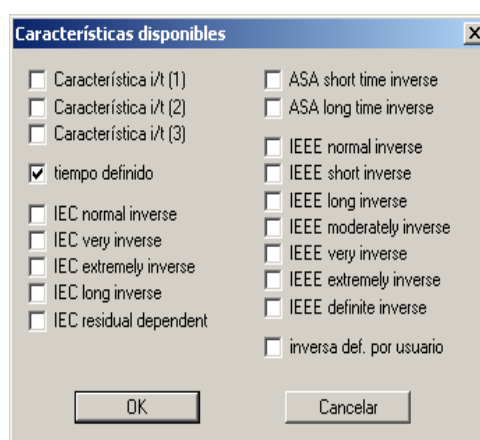
Figura 3.10 Cuadro de dialogo editor de modulo de protección

Una vez insertado el relé de protección se despliega el menú de dialogo que permitirá configurara los parámetros del relé. El usuario podrá entrar: el nombre del relé, el tipo que haciendo clic sobre “...” se desplegara la lista predefinida [Manual de NEPLAN]. En la figura 3.10 se muestran cada uno de los apartados predefinidos del cuadro de dialogo que se explicara a continuación:


**a) Tipo:** Permite cargar los datos del modulo a partir del la librería haciendo doble clic sobre el icono  se tomara el tipo a partir de la librería, la librería se abrirá a haciendo clic sobre el icono  que permite copiar y pegar los datos del modulo

**b) Función:** Este es el campo que permite la selección para la función de protección; las opciones disponibles son:

- Falla a tierra
- Sobrecorriente
- Sobrecarga
- Sobrecorriente Direccional
- Sobrecorriente Inversa
- Falla a tierra
- Falla a tierra direccional
- Falla a tierra inversa



**Figura 3.11 Cuadro de dialogo características disponible**

**c) Característica:** Es el Campo de selección para las características, haciendo clic sobre el icono  desplegara las características disponible ver en la figura 3.11

**d). Valores base:** Es el campo de selección para el valor de referencia del ajuste de corriente.

Opciones disponibles:

- Corriente nominal
- Corriente base  $I_b$
- Corriente de total  $I_o$
- Corriente de base  $I_{bo}$
- Corriente de la primera etapa  $I_o$
- Corriente valor absoluto kA

**e) Rango de Ajuste:** Definición de los rango de ajuste de corriente y tiempo de la protección seleccionada

**f) Tolerancia:** Entrada de la tolerancia negativa y positiva. Solo se desplegara si el modulo tiene i/t se ha definido como opción posible en las característica disponibles del relé; el botón "...llama el dialogo para la selección/entrada de característica

### 3.5 Editor de Diagrama

#### 3.5.1 La caja de dialogo del diagrama

El editor de diagrama se ubica en la barra de opción de menú, específicamente en análisis.

Muestra seguidamente el conjunto de menú que contiene el dialogo de protección grafico del ultimo calculo lo que mostrara una el diagrama de selectividad que es las curva del relé en operación.



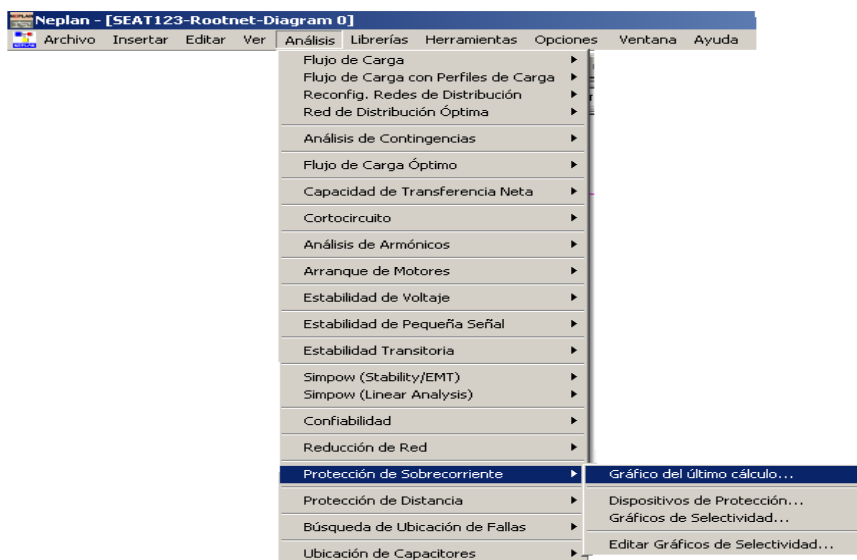


Figura 3.12 Opciones del módulo de Protección de Sobrecorriente

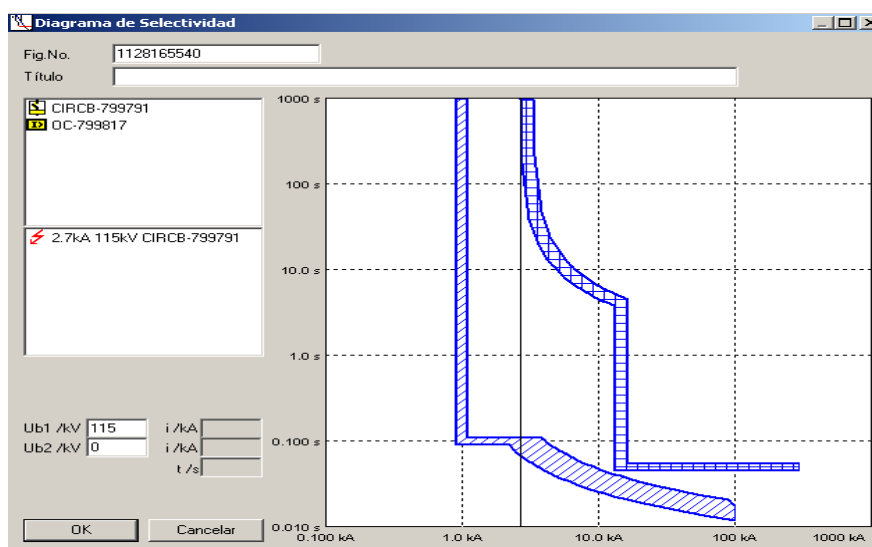


Figura 3.12.A Diagrama de selectividad de Protección de Sobrecorriente

Esta caja contiene elementos que permitirán dejar identificado y configurado el diagrama.

- Nombre y título de la figura
- Diagrama corriente-tiempo para desplegar las características del dispositivo de protección
- El eje de corriente es determinado automáticamente por el programa
- Las características de los dispositivos de protección se convierten al voltaje base

- Lista los dispositivos de protección desplegados
- Lista de las corrientes desplegadas al seleccionar un valor se marca en el diagrama al hacer doble clic en valor de corriente, el dialogo se abre para editarlo
- Despliegue de las coordenadas del cursor del mause
- El botón “resultado de corrientes” solo aparece cuando los resultados de calculo estén disponibles al trabajar con la grafica interactiva

### 3.6 Configuración actual del sistema de protecciones de la subestación (SEAT)

En esta sección se muestra la configuración actual del sistema de protección de la subestación (SEAT) .La protección de la SEAT esta dividida en zona a la vez cada zona se encuentra constituida por cabina de la siguiente manera: Zona 1 esta compuesta por la cabina (A1.2, A1.3, B1.2, B1.3) estas conformada por los equipos que alimenta las PRs, la zona 2 esta compuesta por los acoplamiento de barra, cabina (E1.2), la zona 3 compuesta por los alimentadores de barra A y B, cabina (A1.1 y B1.1), la zona 4 se encuentra los la alimentación de 13,8 kV , cabina (A0), la zona 5 esta compuesta por el tramo del transformador del lado de 115 kV y la zona 6 esta la llegada de la línea de 115 kV. Teniéndose los tiempos de operación mas rápido en los equipos de protección que se encuentran en la zona 1 tomando una diferencia entre zonas de 200 ms a medida que se vaya cambiando de zona. Ejecutando un estudio para poder tomar en cuenta las consideraciones que permitirán la coordinación y ajuste adecuados de los parámetros de protección de la subestación (SEAT), a realizarse en el presente trabajo. Los datos de la tabla 3.3 son tomados de los libro de datos de la empresa CYMI.

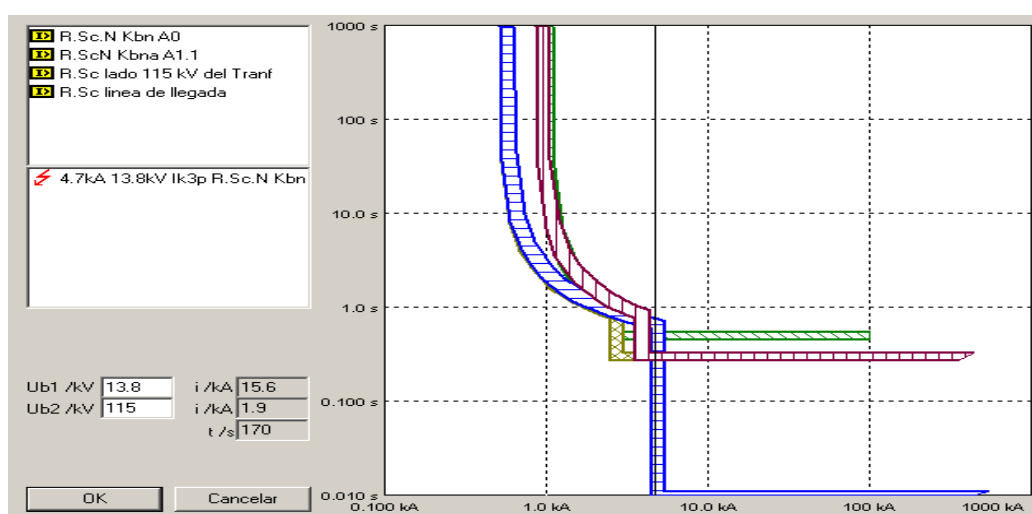
**Tabla 3.3 Configuración del Sistemas de Protección actual**

Línea de Llegada 115 kV					
Grupo de Ajuste de protección				T.C	
Función	51F	50F	51N	Potencia.	30VA
Int. Arranq	3.7	14	0.4 A	Clase	5p20
Curva	Inversa	NA	T.Def.	Rel.	150/5
Dial	4	NA	NA	I.ter	31.5 kA
Tiem. Def.	NA	0.2 seg.	0.4seg.	I.din	79 kA

**Continuación de la Tabla 3.3 Configuración del Sistemas de Protección actual**

Tranf.SEAT(Lado 115kV)					
Grupo de Ajuste de protección				T.C	
<b>Función</b>	<b>51F</b>	<b>50F</b>	<b>51N</b>	<b>Potencia.</b>	30VA
<b>Int. Arranq</b>	3.38	30	0.1 A	<b>Clase</b>	5p20
<b>Curva</b>	Inversa	NA	T.Def.	<b>Rel.</b>	100/5
<b>Dial</b>	0.4	NA	NA	<b>I.ter</b>	31.5 kA
<b>Tiem. Def.</b>	NA	0 seg.	0.3seg.	<b>I.din</b>	79 kA
Cabinas A1.2 (PR 1 a 4) 13,8 kV					
Grupo de Ajuste de protección				T.C	
<b>Función</b>	<b>51F</b>	<b>50F</b>	<b>51N</b>	<b>Potencia.</b>	30VA
<b>Int. Arranq</b>	3	15	0.1 A	<b>Clase</b>	5p20
<b>Curva</b>	Inversa	NA	T.Def.	<b>Rel.</b>	400/5
<b>Dial</b>	0.1	NA	NA	<b>I.ter</b>	31.5 kA
<b>Tiem. Def.</b>	NA	0.1 seg.	0.1 seg.	<b>I.din</b>	79 kA
Cabinas B1.1 (Alimentación a Barra 13,8 kV)					
Grupo de Ajuste de protección				T.C	
<b>Función</b>	<b>51F</b>	<b>50F</b>	<b>51N</b>	<b>Potencia.</b>	30VA
<b>Int. Arranq</b>	2.82	14	0.1 A	<b>Clase</b>	5p20
<b>Curva</b>	Inversa	NA	T.Def.	<b>Rel.</b>	1000/5
<b>Dial</b>	0.3	NA	NA	<b>I.ter</b>	31.5 kA
<b>Tiem. Def.</b>	NA	0.5 seg.	0.5 seg.	<b>I.din</b>	79 kA

Los gráficos que se muestran a continuación son obtenidos por medios de el programa Neplan realizando la simulación donde se tomaran los parámetros de ajuste de protecciones mostrados en la tabla 3.3.

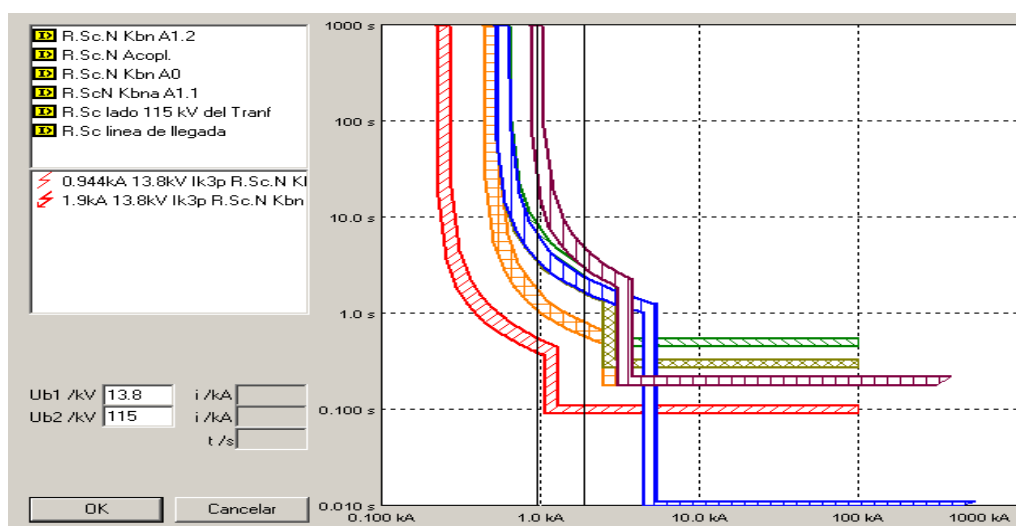


**Figura 3.13 Diagrama de selectividad para cortocircuito en Barra 13.8 kV de la unidad temporizada de fase**

	Nombre	Desde Hodo	Tipo	Hodo en Falla	Tiempo disp.	V L-E (RST)	AV L-E (RST)	Ik"(RST)	Alk"(RST T)	Zona	Área
					s	kV	°	kA	°		
1	R.Sc lado 115	Barra_115Kv	Relé de Sobr	Barra_B	0.083	13.799	170.90	0.569	-82.52	Zona 1	Área 1
2	R.Sc N Kbn A	Barra_B	Relé de Sobr	Barra_B	0.300	8.764	180.00	4.742	97.48	Zona 1	Área 1
3	R.Sc línea de l	Barra_115Kv	Relé de Sobr	Barra_B	0.300	13.799	170.90	0.569	97.48	Zona 1	Área 1
4	R.Sc N Kbn A0	Barra_B	Relé de Sobr	Barra_B	0.500	8.764	180.00	4.742	97.48	Zona 1	Área 1

**Figura 3.13A** Tabla de tiempo de disparo de relé Temporizado de fase para un cortocircuito en Barra 13.8 kV

La figura 3.13 muestra las curvas tiempo versus corriente de selectividad de los relés de protección y la figura 3.13A muestra la tabla de tiempo de disparo, los voltaje en magnitud y ángulos, así como los valores de corriente cortocircuito al momento que ocurra una falla trifásica en la barra de 13,8 Kv. Donde se observan que no hay una secuencia de operación adecuada del relé al momento de ocurrir la falla ocasionando disparo del relé de sobrecorriente instantánea ubicado en el transformador de lado de 115 kV antes que el relé ubicado en la cabina A1.1 que corresponde a los alimentadores de barra de 13,8kV. Esto debido a que la falla ocasiona una corriente de cortocircuito de 4,7 kA y los relés de sobrecorriente instantáneo están calibrados para un valor de corriente de arranque menor ocasionado así el disparo de los mismos en lugar de actuar los temporizados.



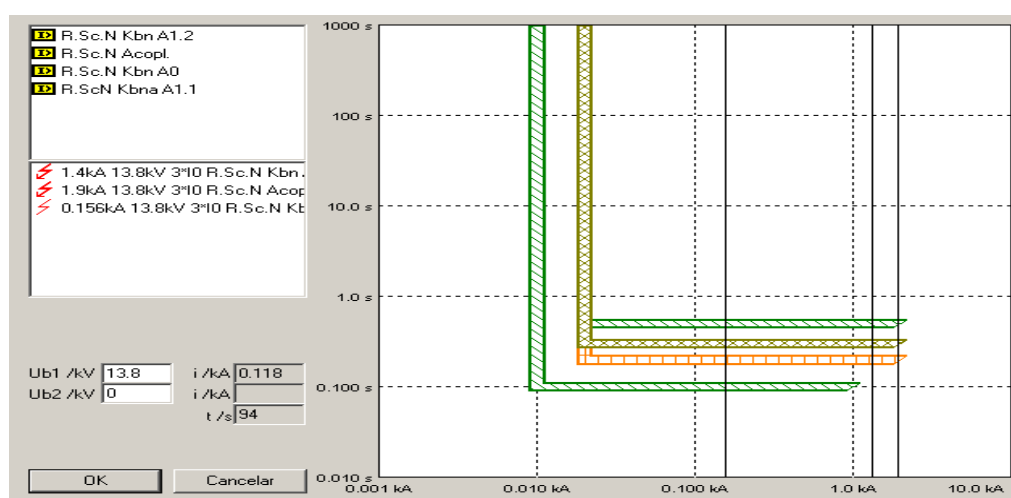
**Figura 3.14** Diagrama de selectividad para cortocircuito aguas abajo de la unidad temporizada de fase

	Hombre	Desde Nodo	Tipo	Nodo en Falla	Tiempo disp.	V L-E (RST)	AV L-E (RST)	Ik <sup>2</sup> (RST)	AIk <sup>2</sup> (RST)
					s	kV	°	kA	°
1	R.Sc.N Kbn A1	Barra_B	Relé de Sobr	Nodo_P*R42	0.478	3.507	177.74	0.944	-84.73
2	R.Sc.N Acopl.	Barra_A	Relé de Sobr	Nodo_P*R42	1.410	3.507	177.72	0.954	95.16
3	R.Sc.N Kbn A	Barra_B	Relé de Sobr	Nodo_P*R42	2.071	3.507	177.74	1.898	95.21
4	R.Sc lado 115	Barra_115Kv	Relé de Sobr	Nodo_P*R42	2.128	5.522	168.63	0.228	-84.79
5	R.Sc.N Kbn A0	Barra_B	Relé de Sobr	Nodo_P*R42	2.701	3.507	177.74	1.898	95.21
6	R.Sc línea de ll	Barra_115Kv	Relé de Sobr	Nodo_P*R42	3.969	5.522	168.63	0.228	95.21

**Figura 3.14A** Tabla de tiempo de disparo de relé para un cortocircuito aguas abajo

Análogamente en la figura 3.14A Y 3.14B que muestra curvas tiempo versus corriente de selectividad y la tabla de tiempo de disparo respectivamente, se observa una correcta operación de los relés de sobrecorriente en caso de una falla trifásica en el circuito aguas abajo, actúan primeramente el relé que se encuentra en la cabina A1.1 que es la alimentación a las PRs. Disparándose los otros dispositivos como protección de respaldo en caso que falle la principal.

Continuación se muestra en la figura 3.15, el diagrama de selectividad para cortocircuito en la barra de 13,8 kV en la figura 3.15A, se muestra la tabla de los tiempo de disparo de los relé para un cortocircuito en la barra de 13,8 kV.



**Figura 3.15** Diagrama de selectividad para cortocircuito en barra de 13,8 kV de la unidad temporizada de neutro

	Nombre	Desde Nodo	Tipo	Nodo en Falla	Tiempo disp.	V L-E (RST)	AV L-E (RST)	$I_k''$ (RST)	$A I_k''$ (RS T)
					s	kV	°	kA	°
9	R.Sc.N Kbn A1.2	Barra_B	Relé de Sobr	Barra_B	0.100	8.764	180.00	0.452	98.65
10	R.Sc.N Acopl.	Barra_A	Relé de Sobr	Barra_B	0.200	8.764	180.00	0.648	-78.67
11	R.Sc.N Kbn A1.1	Barra_B	Relé de Sobr	Barra_B	0.300	8.764	180.00	2.644	104.59
12	R.Sc.N Kbn A0	Barra_B	Relé de Sobr	Barra_B	0.500	8.764	180.00	2.644	104.59

Figura 3.15A Tabla de tiempo de disparo de relé para un cortocircuito en Barra 13.8 kV de la unidad temporizada de neutro

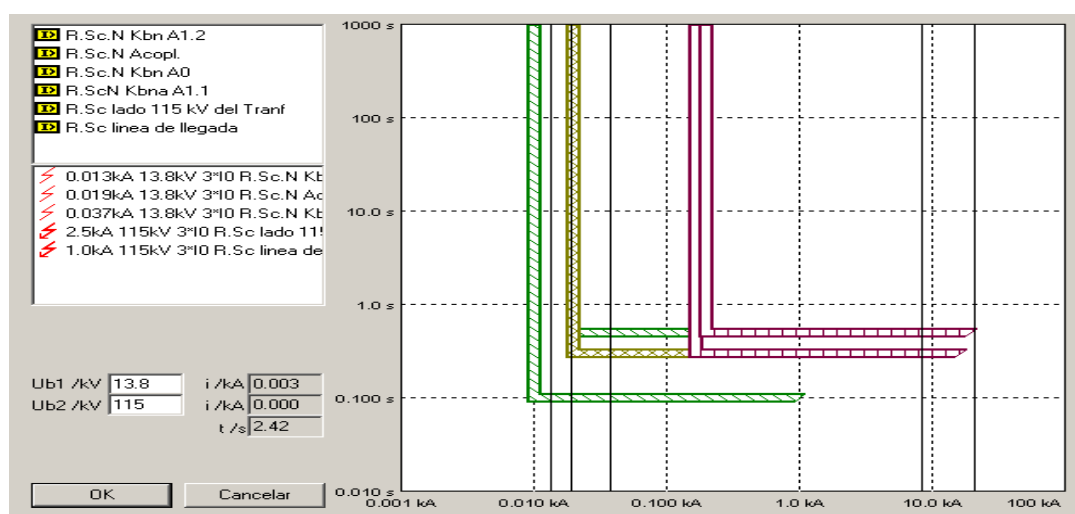


Figura 3.16 Diagrama de selectividad para cortocircuito en barra de 115 kV de la unidad temporizada de neutro

	Nombre	Desde Nodo	Tipo	Nodo en Falla	Tiempo disp.	V L-E (RST)	AV L-E (RST)	$I_k''$ (RST)	$A I_k''$ (RS T)
					s	kV	°	kA	°
13	R.Sc.N Kbn A1.2	Barra_B	Relé de Sobr	Barra_115Kv	0.100	6.925	178.24	0.004	185.00
14	R.Sc.N Acopl.	Barra_A	Relé de Sobr	Barra_115Kv	0.180	6.925	178.24	0.006	7.69
15	R.Sc.N Kbn A1.1	Barra_B	Relé de Sobr	Barra_115Kv	0.300	6.925	178.24	0.012	7.76
16	R.Sc lado 115 kV del Tranf	Barra_115Kv	Relé de Sobr	Barra_115Kv	0.300	73.035	180.00	0.850	102.71
17	R.Sc.N Kbn A0	Barra_B	Relé de Sobr	Barra_115Kv	0.500	6.925	178.24	0.012	7.76
18	R.Sc línea de llegada	Barra_115Kv	Relé de Sobr	Barra_115Kv	0.500	73.035	180.00	2.717	105.07

Figura 3.16A Tabla de tiempo de disparo para un cortocircuito en Barra 115 kV de la unidad temporizada de neutro

La Figura 3.16 muestra las curvas tiempo versus corriente de selectividad de los relés de protección y la figura 3.16A muestra la tabla de tiempo de disparo, los voltaje en magnitud y ángulos, así como los

valores de corriente cortocircuito al momento que ocurra una falla monofásica en la barra de 13,8 Kv. Así como en la barra de 115 kV Donde se observan que hay una secuencia de operación adecuada del relé al momento de ocurrir la falla. Pero con tiempos de operación lentos para la exigencia del sistema de operación actual.

# CAPITULO IV

## ESTUDIO Y COORDINACIÓN DE PROTECCIÓN DE LA (SEAT)

### 4.1.-INTRODCCIÓN.

En este capítulo se presentara en forma detallada el estudio y la coordinación de los relé de protección del sistema, donde se dispondrá de una coordinación de protección que ubique de forma rápida y correcta, la existencia de una falla en una zona de protección determinada, con la finalidad de proteger los equipos de potencia y mantener el servicio de energía eléctrica del sistema.

### 4.2 Esquemas de protección

#### 4.2.1 línea de Llegada 115 kV

- Relé (D60) multifunción protección principal de distancia de línea.
- Relé de protección de respaldo multifunción (DMS).
- Disyuntor (SB6).
- Seccionador Motorizado.

#### 4.2.2 Transformador de Potencia

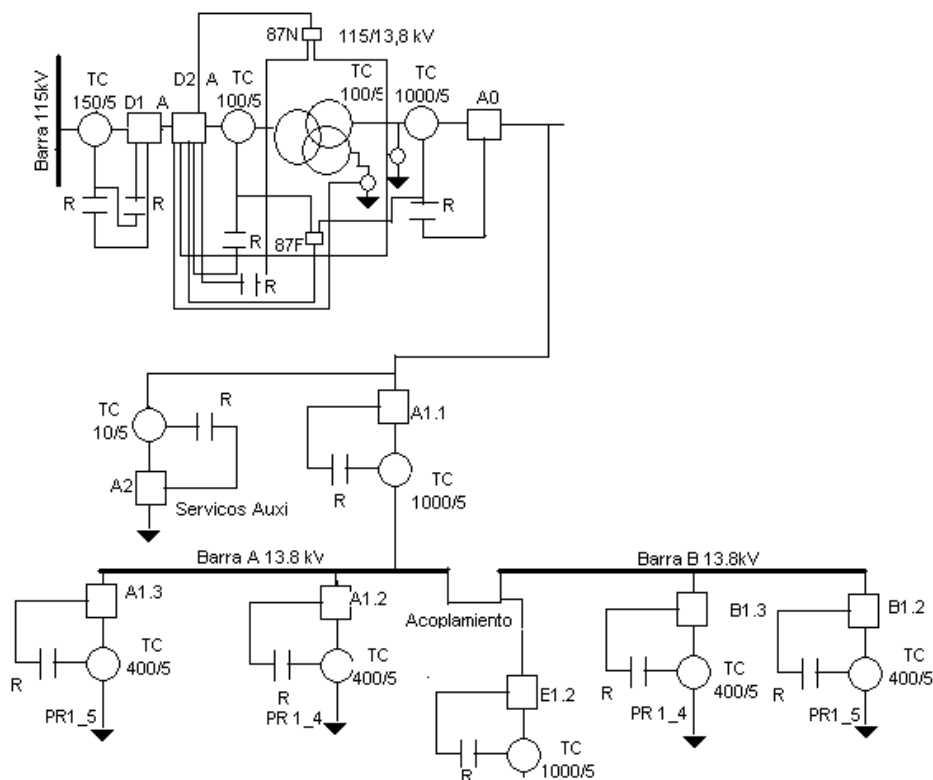
- Disyuntor (SB6) perteneciente al lado de alta del transformador de potencia.
- Rele de protección de sobreintensidad (MIF) neutro al lado de Alta
- Rele de protección de sobreintensidad (MIF) neutro al lado de Baja
- Rele de protección masa \_Cuba (MIF).
- Rele de protección diferencial (DTP).
- Rele multifunción (DMS) de lado de baja del transformador



#### 4.2.3 Área de media tensión 13.8kV

- Relé multifunción (DMS) acoplado al alimentador de barra de 13.8kV
- Relé multifunción (DMS) acoplado al alimentador de servicios auxiliares
- Relé multifunción (DMS) acoplado a la salida de la línea en 13.8kV para la alimentación de las PR 1-4
- Relé multifunción (DMS) acoplado a la salida de la línea en 13.8kV para la alimentación de las PR 5-8
- Relé multifunción (DMS) acoplado al enlace de barra A de 13,8kV.
- Relé multifunción (DMS) acoplado al enlace de barra B de 13,8kV

En la figura 4.1 se observa como se encuentran ubicados los equipos del sistema de protección ubicados en la SEAT. Es importante acotar que para estos momento solo se encuentra en funcionamiento la estaciones del trolebús que comprende el tramo de las PR 1-4, y del tramo de la PR 5-8 solo se encuentra en funcionamiento la estación de la PR 5



**Figura 4.1 Diagrama de Protección SEAT**

### 4.3 Coordinación de Protección

Los estudios realizados de cortocircuito y flujo de carga en la SEAT son tomados como base para lograr realizar el ajuste y coordinación de las protecciones del sistema. Para empezar a realizar dicho estudio se procederá a calcular las corrientes nominales por medio de los equipos de potencia, en este caso los transformadores que conforman de cada una de las cabinas, así como los parámetros de ajuste de los relés que se encuentran en la SEAT.

Para la coordinación hecha con los relés DMS se tomaron en cuenta su característica de funcionamiento, las cuales se seleccionan entre las siguientes curvas: Inversa, Muy inversa, extremadamente inversa y de tiempo definido. Estas características inversas que se mencionaron anteriormente se crean de acuerdo a la ecuación 4.1.

$$t : TD \left| \frac{K}{M^{\alpha} - 1} \right| \quad 4.1$$

Donde:

- **t**: tiempo en segundos
- **TD**: dial de tiempo de la curva (0.05 para la curva inferior de la curva superior).
- **M**: Veces la intensidad de arranque ajustada para la unidad.
- **K, α**: los coeficientes que identifican a las curvas seleccionadas mostrados en la tabla 4.1

**Tabla 4.1 Valores que toman los coeficientes que corresponden a cada curva inversa**

Curva	Característica	K	α
3	Inversa	0.13	0.02
2	Muy Inversa	16	1
1	Extremadamente Inversa	96	2

Para el cálculo de los parámetros de los relés de sobrecorriente temporizados de fase como los de neutro son utilizadas las ecuaciones 4.2 y 4.3. Por medio de la cual se calcula la corriente nominal (**In**) y las veces de la intensidad de arranque ajustada para la unidad (**M**)

respectivamente presentadas a continuación y tomadas del la guía de protección de sistemas de potencia Romero A. y Stephen R.

$$I_n : \frac{S_n}{V_n * \sqrt{3}} \quad 4.2$$

$$M : \frac{I_{cc}}{R_{tc} * T_{ap}} \quad 4.3$$

Se cálculo las corrientes nominales de los transformadores que componen el sistema eléctrico del trolebús utilizando la ecuación 4.2. Donde los valores de tensión y potencia son tomados de los datos de placa de los transformadores.

Calculo de la  $I_n$  de los transformadores ubicados en las PR,s.

$$\text{Transformador} \quad I_n : \frac{0.11MVA}{13,8kV * \sqrt{3}} : 4.602A$$

$$\text{Transformador Auxiliar} \quad I_n : \frac{1.1MVA}{13,8kV * \sqrt{3}} : 46.02067A$$

Así como se calculo las corrientes nominales en los transformadores de las PRs también se procede para el cálculo de los demás transformadores que componen el sistema de potencia que alimentan al trolebús, mostrados a continuación en la tabla 4.2

**Tabla 4.2 Valores de la  $I_n$  de los transformadores que componen el sistema de potencia**

<b>Transformadores</b>	<b><math>S_n</math> (MVA)</b>	<b><math>V_n</math> (V)</b>	<b><math>I_n</math> (A)</b>
<b>CCO</b>	<b>0.5</b>	<b>13.8</b>	<b>20.91848</b>
<b>Terminal</b>	<b>0.15</b>	<b>13.8</b>	<b>6.2755</b>
<b>Patios y Talleres</b>	<b>0.5</b>	<b>13.8</b>	<b>20.91848</b>
<b>Servicios Auxiliares</b>	<b>0.15</b>	<b>13.8</b>	<b>6.2755</b>
	<b>0.128</b>	<b>13.8</b>	<b>5.355</b>

La tabla 4.3 muestra a continuación los valores de corriente nominal que corresponden a cada sección de la subestación

**Tabla 4.3 Corrientes total nominal correspondiente a cada sección de la subestación SEAT**

Cabinas A1.2 Alimentadores de los Transformadores: Pr 1-4, patio y tall, Terminal, CCO	<b>250.6</b>
Cabina E Acoplamiento:Cabina A1_4 Pr5	<b>301.223</b>
Cabina A1.1 Y B1.1:Alimentación de barra de 13,8	<b>602.44</b>
Cabina A2:Transformadores de servicios Auxiliares	<b>11.6306</b>
Cabina A0:Salida de 13,8kV	<b>614.0706</b>
Transformador de lado 115kV	<b>73.6885</b>

#### 4.3.1 Ajustes y Criterios para la coordinación de los relés de protección

##### 4.3.2. Coordinación de la unidad Temporizada de fase (51F).Cabina A1.2 Alimentadores PR,s 1 a 4

Se inicia la realización de estos ajustes asignando el dial mas bajo al relé que se encuentra en la salida de 13,8 kV, cabinas A1.2 tomando dial 0.05 y la curva inversa. Dependiendo de la corriente nominal máxima que circule por los alimentadores se obtiene la relación de transformación de los transformadores de corriente, la corriente de arranque del relé multiplicado por un factor de seguridad y las veces de la intensidad de arranque.

$$\begin{aligned}
 I_{carga} &= 250,603\text{A} \\
 RTC &= 80 \\
 TAP &= \frac{250,603}{80} * 1.25 = 3.9156
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 I_{Arranque} &= 313.25^a \\
 M &= \frac{944}{80 * 309156} = 3.013
 \end{aligned}$$

Con la intensidad de arranque y el dial 0.05 y curva inversa seleccionado se procede a obtener el tiempo de disparo (4.1). Tomando en cuenta el valor de los coeficientes que le corresponde a cada curva (Tabla 4.3)

$$t = 0.05 * \left| \frac{0.13}{3.013^{0.02} - 1} \right| = 0.263$$

Utilizando el procedimiento anterior se calculan los parámetros de ajuste correspondiente al relé temporizados de fase que se encuentran en las diferentes cabinas de la SEAT, mostrándose estos valores de ajuste en la tabla 4.3.

#### *4.3.3 Coordinación de la unidad Instantánea de fase (50F). Cabina A1.2 Alimentadores PRs 1 a 4*

Para este ajuste, el tiempo se define como un valor pequeño empezando desde 0.1 s incrementando dicho tiempo de 0,1 s para cada etapa y para la corriente se asume 5 a 10 veces la corriente tomada como valor base para los relés de protección instantánea. Lo que permitirá asegurar una buena coordinación de dichas unidades

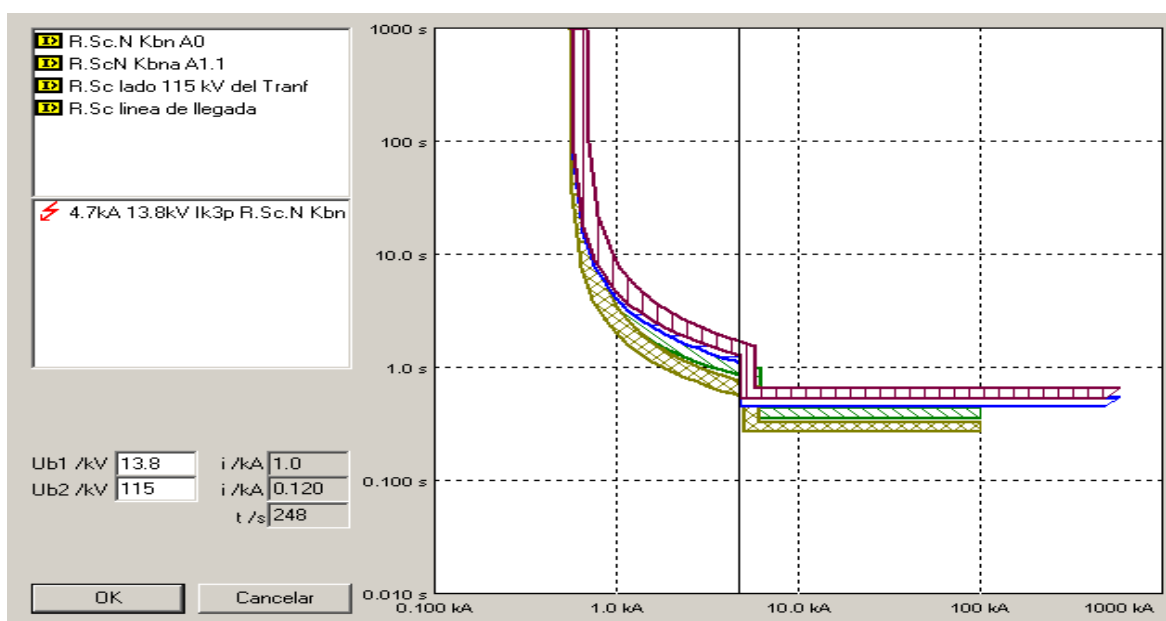
#### *4.3.4 Coordinación de la unidad Temporizados de Tierra (51N).*

Para la coordinación de los relés de neutro temporizado hay una limitante de la corriente de entrada del relé ya que oscilan entre 0.5 y 6 A donde se multiplicara la corriente por un factor de 10% al 20% dependiendo del valor de la corriente nominal. Debido a la limitante mencionada de las corrientes de entrada se realizara los cálculos de coordinaciones multiplicando por 10 % la corriente nominal correspondiente a cada cabina donde se encuentre el relé dividiendo dicha corriente nominal por la corriente pick up lo que permitirá mantener la corriente de entrada al relé dentro de los parámetros establecido por el fabricante.

La tabla 4.4, a continuación permite ver los ajustes de todos los relés de sobrecorriente que se encuentran en cada zona de la SEAT

Tabla 4.4 Ajuste de los relé de sobrecorriente

Cabinas A1.2 (PR 1 a 4) 13,8 kV					
Grupo de Ajuste de protección				T.C	
Función	51F	50F	51N	Potencia.	30VA
Int. Arranq (A)	3,9156	1566	6.4	Clase	5p20
Curva	Inversa	NA	NA	Rel.	400/5
Dial	0.05	NA	NA	I.ter	31.5 kA
Tiem. Calc. (Seg.)	0.263	NA	NA		
Tiem. Def.(seg.)	NA	0.1.	0.1 A	I.din.	79 kA
Cabinas E Acople					
Grupo de Ajuste de protección				T.C	
Función	51F	50F	51N	Potencia.	30VA
Int. Arranq (A)	1.883	1882	16	Clase	5p20
Curva	Inversa	NA	NA	Rel.	100/5
Dial	0.085	NA	NA	I.ter	31.5 kA
Tiem. Calc. (Seg.)	0.518	NA	NA		
Tiem. Def. (Seg.)	NA	0.2	0.2	I.din	79 kA
Cabinas A1.1 (Alimentación a Barra 13,8 kV)					
Grupo de Ajuste de protección				T.C	
Función	51F	50F	51N	Potencia.	30VA
Int. Arranq (A)	3.83	5.65	15.03	Clase	5p20
Curva	Inversa	NA	NA	Rel.	1000/5
Dial	0.207	NA	NA	I.ter	31.5 kA
Tiem. Calc. (Seg.)	0.69	NA	NA		
Tiem. Def. (Seg.)	NA	0.3.	0.3	I.din	79 kA
Cabinas A0 (Alimentación a Barra 13,8 kV)					
Grupo de Ajuste de protección				T.C	
Función	51F	50F	51N	Potencia	30VA
Int. Arranq (A)	3,84	5.757	15.35	Clase	5p20
Curva	Inversa	NA	NA	Rel.	1000/5
Dial	0.3	NA	NA	I.ter	31.5kA
Tiem. Calc. (Seg.)	1.011	NA	NA		
Tiem. Def. (Seg.)	NA	0.4	0.47	I.din	79kA
Tranf.SEAT(Lado 115kV)					
Grupo de Ajuste de protección				T.C	
Función	51F	50F	51N	Potencia.	30VA
Int. Arranq (A)	4.6	644.7	16	Clase	5p20
Curva	Inversa	NA	NA	Rel.	400/5
Dial	0.4	NA	NA	I.ter	31.5 kA
Tiem. Calc. (Seg.)	1.349	NA	NA		
Tiem. Def. (Seg.)	NA	0.5	0.2	I.din	79 kA
Línea de Llegada 115 kV					
Grupo de Ajuste de protección				T.C	
Función	51F	50F	51N	Potencia.	30VA
Int. Arranq (A)	3.03	644.7	16	Clase	5p20
Curva	Inversa	NA	NA	Rel.	150/5
Dial	0.45	NA	NA	I.ter	31.5 kA
Tiem. Calc. (Seg.)	1.551	NA	NA		
Tiem. Def. (Seg.)	NA	0.6.	0.3	I.din	79 kA

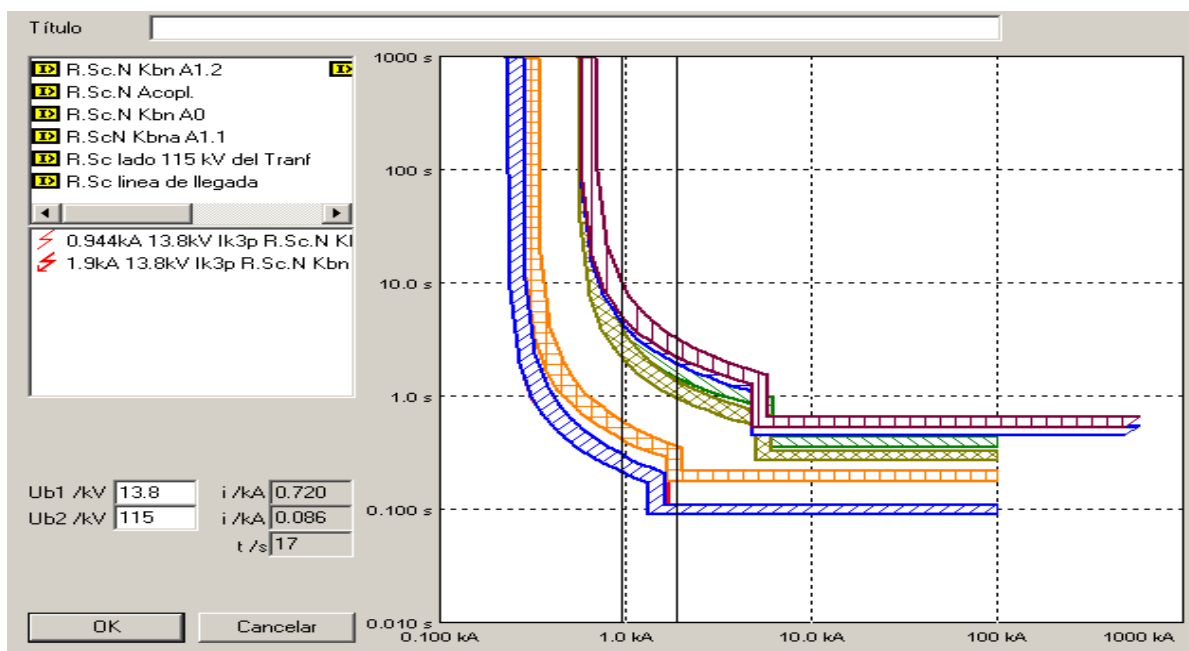


**Figura 4.2 Diagrama de selectividad para cortocircuito en Barra 13.8 kV de la unidad temporizada de fase**

	Nombre	Desde Nodo	Tipo	Nodo en Falla	Tiempo disp.	V L-E (RST)	AV L-E (RST)	$I_k''(RST)$	$A I_k''(RST)$
					s	kV	°	kA	°
1	R.Sc.N Kbn A1.1	Barra_B	Relé de Sobr	Barra_B	0.668	8.764	180.00	4.742	97.48
2	R.Sc.N Kbn A0	Barra_B	Relé de Sobr	Barra_B	1.011	8.764	180.00	4.742	97.48
3	R.Sc lado 115 kV del Tranf	Barra_115Kv	Relé de Sobr	Barra_B	1.349	13.799	170.90	0.569	-82.52
4	R.Sc línea de llegada	Barra_115Kv	Relé de Sobr	Barra_B	1.551	13.799	170.90	0.569	97.48

**Figura 4.2A Tabla de tiempo de disparo de relé para un cortocircuito en Barra 13.8 kV**

Luego de haber realizado los cálculos de los parámetros de coordinación se observa por medio de las curvas característica del diagrama de selectividad correspondiente a cada relé ubicados en sus respectiva cabina figura 4.2 y las tablas de tiempo de disparo figura 4.2A que hay una secuencia de operación adecuada de los relé al momento de ocurrir una falla en la barra de 13.8 kV. También se puede observar tiempos de operación mas cortos entre relé principal y los relé que actuaran como respaldo para tal falla. En el caso de que al haber valores de corriente de cortocircuitos elevado mayor a 4,742 kA actuaran los relés de unidades instantáneo pertinentemente.



**Figura 4.3 Diagrama de selectividad para cortocircuito aguas abajo de la unidad temporizada de fase.**

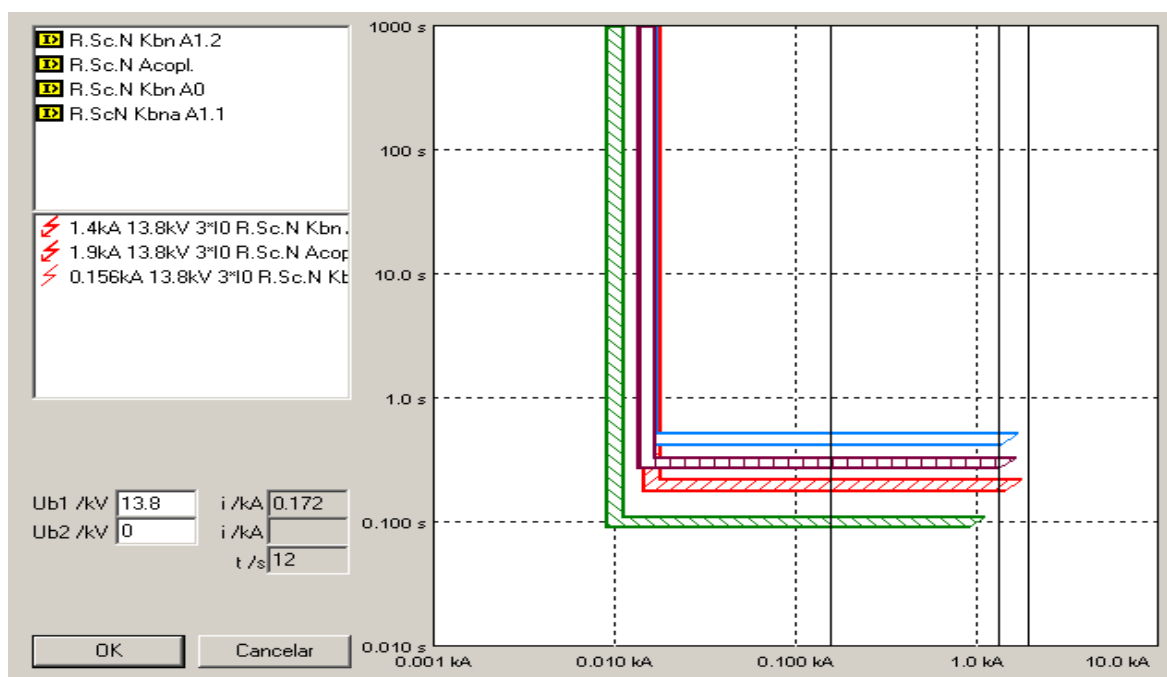
	Nombre	Desde Nodo	Tipo	Nodo en Falla	Tiempo disp.	V L-E (RST)	AV L-E (RST)	$I_k^{(RST)}$	$A I_k^{(RST)}$
					s	kV	°	kA	°
1	R.Sc.N Kbn A1.2	Barra_B	Relé de Sobr	Nodo_P*R42	0.263	3.507	177.74	0.944	-84.73
3	R.Sc.N Acopl.	Barra_A	Relé de Sobr	Nodo_P*R42	0.518	3.507	177.72	0.954	95.16
4	R.Sc.N Kbn A1.1	Barra_B	Relé de Sobr	Nodo_P*R42	1.221	3.507	177.74	1.898	95.21
5	R.Sc.N Kbn A0	Barra_B	Relé de Sobr	Nodo_P*R42	1.865	3.507	177.74	1.898	95.21
6	R.Sc lado 115 kV del Tranf	Barra_115Kv	Relé de Sobr	Nodo_P*R42	2.487	5.522	168.63	0.228	-84.79
7	R.Sc línea de llegada	Barra_115Kv	Relé de Sobr	Nodo_P*R42	2.860	5.522	168.63	0.228	95.21

**Figura 4.3A Tabla de tiempo de disparo de relé para un cortocircuito aguas abajo**

Luego de haber realizado los cálculos de los parámetros de coordinación se observa por medio de las curvas característica del diagrama de selectividad correspondiente a cada relé ubicados en sus respectiva cabina figura 4.3 y las tablas de tiempo de disparo figura 4.3A que hay una secuencia de operación adecuada de los relé al momento de ocurrir una falla en el circuito aguas abajo considerando que al momento de ocurrir la falla los tiempos operario entre relé



son mas cortos, lo que permitiera el despeje mas rápido de la falla lo que permitirá el buen funcionamiento del sistemas.

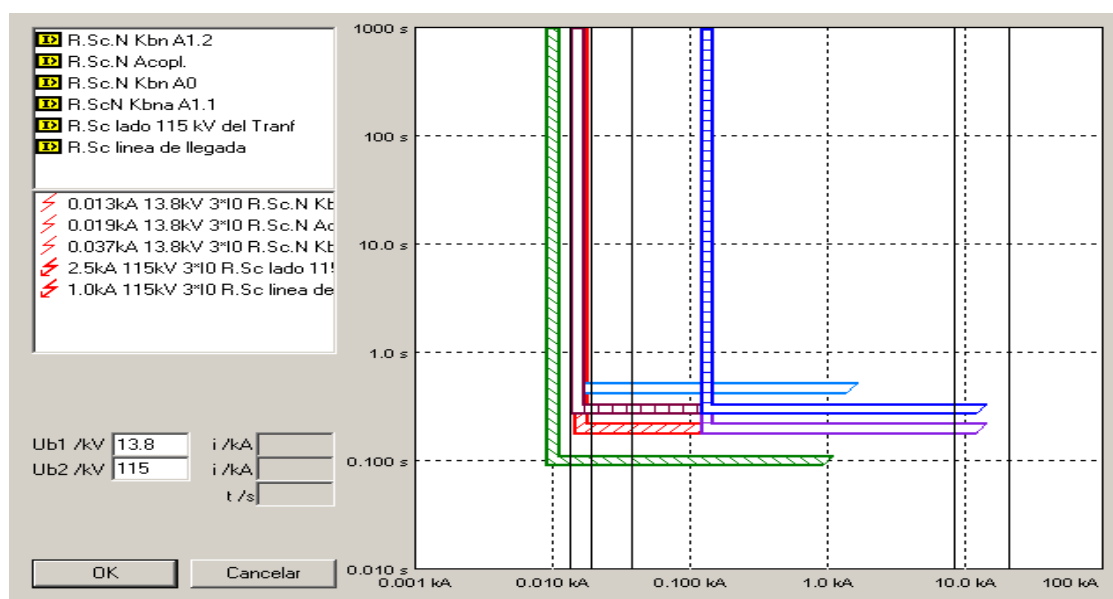


**Figura 4.4 Diagrama de selectividad para cortocircuito en barra de 13,8 kV de la unidad temporizada de neutro**

	Nombre	Desde Nodo	Tipo	Nodo en Falla	Tiempo disp.	V L-E (RST)	AV L-E (RST)	Ik''(RST)	Alk''(RST)
					s	kV	°	kA	°
9	R.Sc.N Kbn A1.2	Barra_B	Relé de Sobrecorrie	Barra_B	0.100	8.764	180.00	0.452	98.65
10	R.Sc.N Acopl.	Barra_A	Relé de Sobrecorrie	Barra_B	0.200	8.764	180.00	0.648	-78.67
11	R.Sc.N Kbn A1.1	Barra_B	Relé de Sobrecorrie	Barra_B	0.300	8.764	180.00	2.644	104.59
12	R.Sc.N Kbn A0	Barra_B	Relé de Sobrecorrie	Barra_B	0.470	8.764	180.00	2.644	104.59

**Figura 4.4A Tabla de tiempo de disparo de relé para un cortocircuito en Barra 115 kV de la unidad temporizada de neutro**

En la figura 4.4 y 4.4 A se muestra la acción de los relés para un cortocircuito en la barra de 115 kV, mostrando el funcionamiento adecuado de cada uno de ellos



**Figura 4.5 Diagrama de selectividad para cortocircuito en barra de 115 kV de la unidad temporizada de neutro**

	Nombre	Desde Nodo	Tipo	Nodo en Falla	Tiempo disp.	V L-E (RST)	AV L-E (RST)	$I_k''$ (RST)	$A I_k''$ (RST T)
					s	kV	°	kA	°
13	R.Sc.N Kbn A1.2	Barra_B	Relé de Sobrecorri	Barra_115Kv	0.100	6.925	178.24	0.004	185.00
14	R.Sc.N Acopl.	Barra_A	Relé de Sobrecorri	Barra_115Kv	0.200	6.925	178.24	0.006	7.69
15	R.Sc lado 115 kV del Tra	Barra_115Kv	Relé de Sobrecorri	Barra_115Kv	0.200	73.035	180.00	0.850	102.71
16	R.Sc.N Kbn A1.1	Barra_B	Relé de Sobrecorri	Barra_115Kv	0.300	6.925	178.24	0.012	7.76
17	R.Sc línea de llegada	Barra_115Kv	Relé de Sobrecorri	Barra_115Kv	0.300	73.035	180.00	2.717	105.07
18	R.Sc.N Kbn A0	Barra_B	Relé de Sobrecorri	Barra_115Kv	0.470	6.925	178.24	0.012	7.76

**Figura 4.5A Tabla de tiempo de disparo de relé para un cortocircuito en Barra 115 kV de la unidad temporizada de neutro**

Al igual que en los casos anteriores se puede observar por medio de la figura 4.5 Y figura 4.5A se obtuvieron resultados satisfactorio este se logra ya que se pudo acortar un los tiempos de disparos de tal manera que permitirá una adecuada coordinación para una falla monofásica en el sistema.

Para las protecciones internas del transformador de potencia de 115 Kv son indicadas a continuación como:

**a) Masa-Cuba:** Es un equipo de la familia (MIF) tiene asociado un transformador de corriente tipo toroidal con una relación de transformación 100/5, se le encuentra asignado una curva con tiempo definido igual a 0.1 s y una corriente de arranque igual a 0.2 A.

**b) Neutro del Transformador:** .Es un equipo de la familia (MIF), tiene asociado un transformador de corriente con una relación de 100/5 donde se le encuentra asignada una curva de tiempo definido igual a 0,1 y una corriente de arranque igual a 0.3.

**c) Diferencial de Neutro Tierra Restringida:** Es un equipo de protección modelo electromecánica GCD52A6A Del General Electric teniendo como parámetros de ajuste siguiente corriente de arranque de 1,07 A y TAP de 0.1 A. Esta coordinación se tomo como están ajustadas en el sistema.

#### 4.4. Previsión de Ajustes para la coordinación de los relés de protección al conectar las carga de las estaciones faltantes.

Para esta previsión se realizo los cálculos de igual manera como en los casos anteriores, tomando en cuenta el incremento de corriente nominal en el sistema ocasionado por la conexión de carga de las estaciones que hasta ahora no se han adicionado al sistema. La figura 4.5, permite ver los ajustes de los relés de sobrecorriente

**Tabla 4.5 Ajuste de los relés de sobrecorriente al conectar las cargas de las estaciones faltante**

Cabinas A1.2 (PR 1 a 4) 13					
Grupo de Ajuste de protección				T.C	
<b>Función</b>	<b>51F</b>	<b>50F</b>	<b>51N</b>	<b>Potencia.</b>	30VA
<b>Int. Arranq (A)</b>	3,9156	1566	6.42	<b>Clase</b>	5p20
<b>Curva</b>	Inversa	NA	NA	<b>Rel.</b>	400/5
<b>Dial</b>	0.05	NA	NA	<b>I.ter</b>	31.5 kA
<b>Tiem. Calc. (Seg.)</b>	0.273	NA	NA		
<b>Tiem. Def.(seg.)</b>	NA	0.1.	0.1 A	<b>I.din.</b>	79 kA
Cabinas E Acople					
Grupo de Ajuste de protección				T.C	
<b>Función</b>	<b>51F</b>	<b>50F</b>	<b>51N</b>	<b>Potencia.</b>	30VA
<b>Int. Arranq (A)</b>	<b>3.13</b>	<b>2882</b>	<b>16</b>	<b>Clase</b>	<b>5p20</b>

Continuación de la Tabla 4.5

<b>Curva</b>	Inversa	NA	NA	<b>Rel.</b>	100/5
<b>Dial</b>	0.1	NA	NA	<b>I.ter</b>	31.5 kA
<b>Tiem. Calc. (Seg.)</b>	0.518	NA	NA		
<b>Tiem. Def. (Seg.)</b>	NA	0.2	0.2	<b>I.din</b>	79 kA
<b>Cabinas A1.1 (Alimentación a Barra 13,8 kV)</b>					
<b>Grupo de Ajuste de protección</b>				<b>T.C</b>	
<b>Función</b>	<b>51F</b>	<b>50F</b>	<b>51N</b>	<b>Potencia.</b>	30VA
<b>Int. Arranq (A)</b>	6.26	6250	16	<b>Clase</b>	5p20
<b>Curva</b>	Inversa	NA	NA	<b>Rel.</b>	1000/5
<b>Dial</b>	0.158	NA	NA	<b>I.ter</b>	31.5 kA
<b>Tiem. Calc. (Seg.)</b>	0.69	NA	NA		
<b>Tiem. Def. (Seg.)</b>	NA	0.3.	0.3	<b>I.din</b>	79 kA
<b>Cabinas A0 (Alimentación a Barra 13,8 kV)</b>					
<b>Grupo de Ajuste de protección</b>				<b>T.C</b>	
<b>Función</b>	<b>51F</b>	<b>50F</b>	<b>51N</b>	<b>Potencia</b>	30VA
<b>Int. Arranq (A)</b>	6.33	6327	16	<b>Clase</b>	5p20
<b>Curva</b>	Inversa	NA	NA	<b>Rel.</b>	1000/5
<b>Dial</b>	0.0.2	NA	NA	<b>I.ter</b>	31.5 kA
<b>Tiem. Calc. (Seg.)</b>	1.011	NA	NA		
<b>Tiem. Def. (Seg.)</b>	NA	0.4	0.47	<b>I.din</b>	79 kA
<b>Tranf.SEAT(Lado 115kV)</b>					
<b>Grupo de Ajuste de protección</b>				<b>T.C</b>	
<b>Función</b>	<b>51F</b>	<b>50F</b>	<b>51N</b>	<b>Potencia.</b>	30VA
<b>Int. Arranq (A)</b>	7.605	760	1.5	<b>Clase</b>	5p20
<b>Curva</b>	Inversa	NA	NA	<b>Rel.</b>	400/5
<b>Dial</b>	0.3	NA	NA	<b>I.ter</b>	31.5 kA
<b>Tiem. Calc. (Seg.)</b>	1.349	NA	NA		
<b>Tiem. Def. (Seg.)</b>	NA	0.5	0.2	<b>I.din</b>	79 kA
<b>Línea de Llegada 115 kV</b>					
<b>Grupo de Ajuste de protección</b>				<b>T.C</b>	
<b>Función</b>	<b>51F</b>	<b>50F</b>	<b>51N</b>	<b>Potencia.</b>	30VA
<b>Int. Arranq (A)</b>	5.07	760	2.4	<b>Clase</b>	5p20
<b>Curva</b>	Inversa	NA	NA	<b>Rel.</b>	150/5
<b>Dial</b>	0.45	NA	NA	<b>I.ter</b>	31.5 kA
<b>Tiem. Calc. (Seg.)</b>	1.517	NA	NA		
<b>Tiem. Def. (Seg.)</b>	NA	0.6.	0.3	<b>I.din</b>	79 kA

A continuación se muestran en la figura 4.6 las curvas de selectividad de los relés y la figura 4.6 A los tiempos de disparos, donde se puede observar que se obtuvo una coordinación satisfactoria al momento de ocurrir una falla en la barra de 13,8, pudiendo observarse también que al ocurrir una falla aguas abajo se obtiene una satisfactoria coordinación de la unidad temporizada de fase como se muestra en la figuras 4.7 y 4.7 A

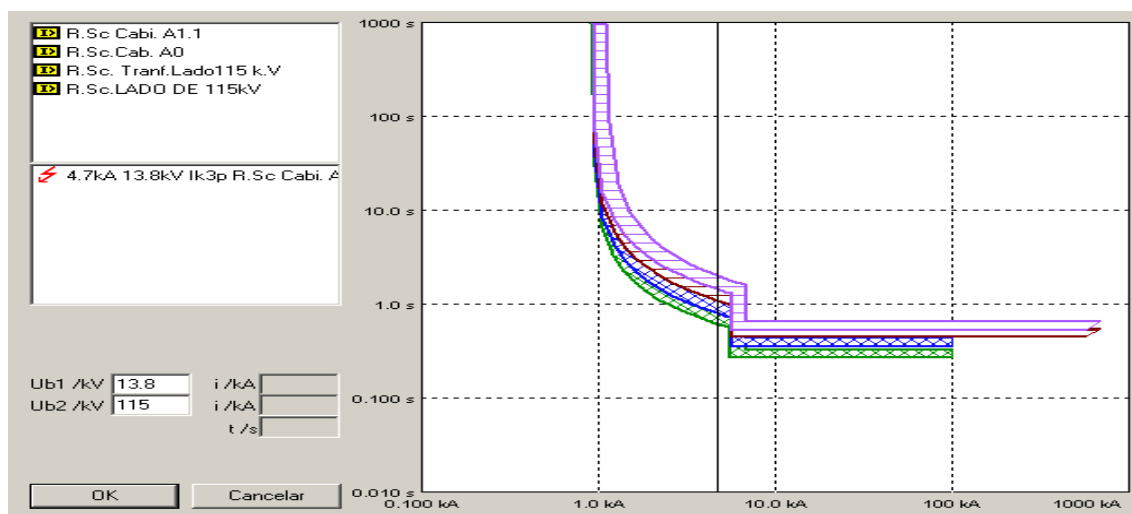


Figura 4.6 Diagrama de selectividad para cortocircuito en Barra 13.8 kV de la unidad temporizada de fase

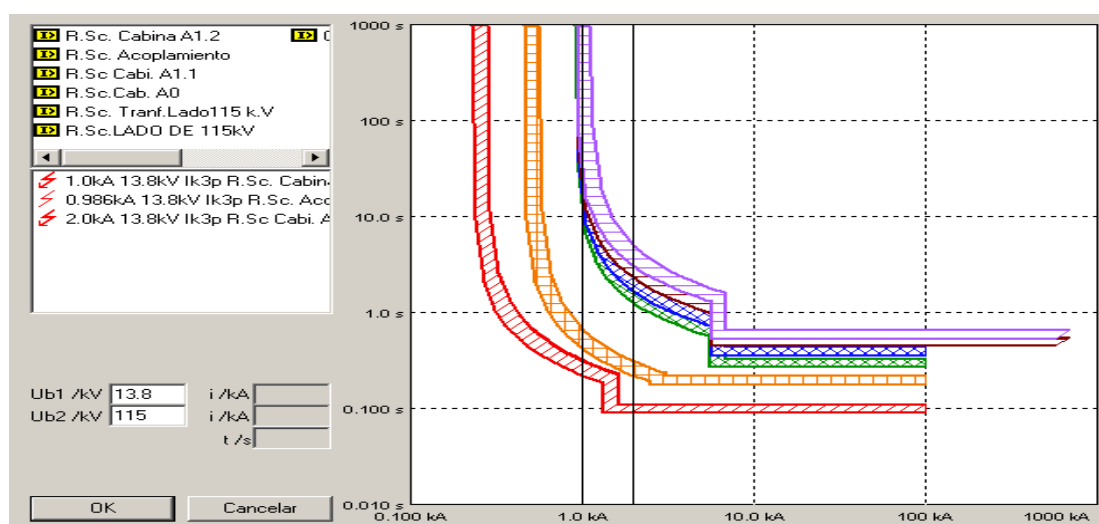


Figura 4.6A Diagrama de selectividad para cortocircuito aguas abajo de la unidad temporizada de fase.

	Nombre	Desde Nodo	Tipo	Nodo en Falla	Tiempo disp.	V L-E (RST)	AV L-E (RST)	Ik <sup>''</sup> (RST)	AIk <sup>''</sup> (RST)
					s	kV	°	kA	°
1	R.Sc Cabi. A1.1	Barra_B	Relé de Sobr	Barra_B	0.750	8.764	180.00	4.742	97.48
2	R.Sc.Cab. A0	Barra_B	Relé de Sobr	Barra_B	0.974	8.764	180.00	4.742	97.48
3	R.Sc. Tranf.Lado115 k.	Barra_115Kv	Relé de Sobr	Barra_B	1.351	13.799	170.90	0.569	-82.52
4	R.Sc.LADO DE 115kV	Barra_115Kv	Relé de Sobr	Barra_B	1.801	13.799	170.90	0.569	97.48

Figura 4.7 Tabla de tiempo de disparo de relé para un cortocircuito en Barra 13.8 kV

	Hombre	Desde Nodo	Tipo	Nodo en Falla	Tiempo disp.	V L-E (RST)	AV L-E (RST)	I <sub>k</sub> <sup>''</sup> (RST)	AI <sub>k</sub> <sup>''</sup> (RST)
					s	kV	°	kA	°
1	OC-805135	Barra_A	Relé de Sobr	Nodo 4	0.273	3.703	176.96	0.986	-85.28
2	R.Sc. Cabina A1.2	Barra_B	Relé de Sobr	Nodo 4	0.273	3.703	176.98	1.017	-85.80
3	R.Sc. Acoplamiento	Barra_A	Relé de Sobr	Nodo 4	0.555	3.703	176.96	0.986	94.72
4	R.Sc Cabi. A1.1	Barra_B	Relé de Sobr	Nodo 4	1.673	3.703	176.98	2.004	94.45
5	R.Sc.Cab. A0	Barra_B	Relé de Sobr	Nodo 4	2.213	3.703	176.98	2.004	94.45
6	R.Sc. Tranf.Lado115 k.V	Barra_115Kv	Relé de Sobr	Nodo 4	3.069	5.830	167.88	0.240	-85.55
7	R.Sc.LADO DE 115kV	Barra_115Kv	Relé de Sobr	Nodo 4	4.091	5.830	167.88	0.240	94.45

**Figura 4.7A** Tabla de tiempo de disparo de relé para un cortocircuito aguas abajo

## CONCLUSIONES

- Para determinar el comportamiento del sistema de potencia que alimenta al trolebús, se precisó de un estudio que permitiera obtener toda la información necesaria para la correcta coordinación de protecciones del sistema.
- En cuanto a los equipos de potencia instalados en la subestación además de encontrarse distribuido de forma adecuada, estos cumplen con los requerimientos de instalación establecidos por las normas, lo garantiza un buen funcionamiento y desarrollo de estos equipos en operación.
- Se puede observar que la configuración del sistema es del tipo radial, lo que no garantiza un nivel de confiabilidad aceptable tomando en cuenta el criterio de continuidad de servicio.
- Para el análisis de cortocircuito y flujo de carga del sistema se procedió a utilizar el programa de simulación Neplan lo que permitió facilitar el cálculo de las corrientes de cortocircuito del sistema en los puntos de fallas, obteniéndose resultados esperados, pues se observó un incremento en las corrientes para una falla aguas abajo, debido a la modificaciones del sistema. Aunque se obtuvo ciertas diferencias en las corrientes de cortocircuito ocasionadas por una falla en las barras de (13,8 y 115) kV, respecto a las que se habían calculado en el estudio previo [], debido a que los métodos de análisis empleados fueron diferentes.
- Una vez obtenidos los resultados de cortocircuito, se ajustaron y coordinaron todas las protecciones del sistema, utilizando el programa de simulación Neplan, arrojando buenos resultados ya que las protecciones actuaron según su calibración, mejorando de manera sustancial la operación del sistema de protección actual.

# RECOMENDACIONES

- Reajustar la coordinación de las protecciones del sistema según los valores propuesto en el estudio, por ejemplo modificar la coordinación de la protección instantánea de fase del transformador de potencia de lado de 115 kV.
- Realizar los tramites necesario que permitan agilizar la puesta en funcionamiento de la conexión de la SEAT a la segunda terna.
- Realizar progresivamente el reajuste de la coordinación de la protección del sistema a medida que se vaya poniendo en funcionamiento las estaciones.



# REFERENCIAS

Abreu, Dulce (2007). **Aplicación del programa Replan al diseño y coordinación del sistemas de protección de un sistemas de potencia.** Trabajo de grado realizado en la Universidad de Los Andes, Mérida - Venezuela.

Altuve, Joshua (2006). **Implantación del sistema de control, mando, protección y medición de la subestación (115/13,8kV) del TROLMERIDA** Trabajo de grado realizado en la Universidad de Los Andes, Mérida - Venezuela.

CADAFE. (Octubre 2001). **Protecciones Eléctricas**

Capella Robert, (2003). **Publicación Técnico PT-071, Protección Eléctrica en MT.** Schneider Eléctric

Corrales José (2007). **Sistemas de protección. Consultado** en junio 2009. Disponible en: <http://zeus.dci.ubiobio.cl/~cidcie/jcorrales/sprotecciones/Apuntes.htm>

Dávila Marisol. (2008). **Curso de Protecciones a sistemas de Distribución,** Universidad de Los Andes. Mérida – Venezuela

Mora, Ernesto. (1995). **Análisis de Sistemas de Potencia I.** Universidad de los Andes, Mérida- Venezuela

BCP Busarrello + Cott + Partner Inc (2004). Tutorial y Manual

Romero Carlos & Stephens Ricardo, (1995). **Sistemas de Protecciones.** Universidad de Los Andes, Mérida – Venezuela

Hildemaro Briceño. (1995). **Teoría de las líneas aéreas de transmisión de potencia eléctrica** Universidad de los Andes, Mérida-Venezuela

# **ANEXOS**

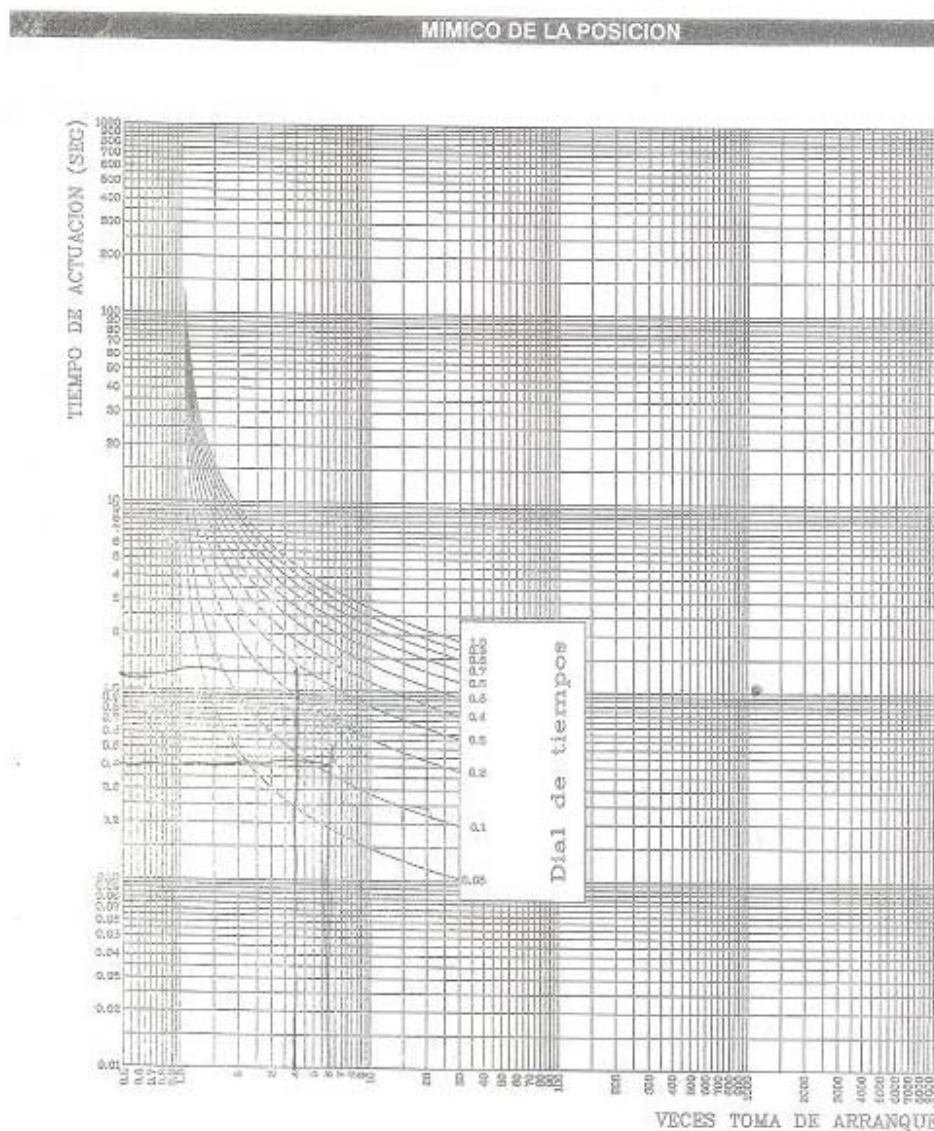


Figura A.1. Curva de funcionamiento con características inversa

### A.1 Especificaciones de los de los equipos de 115 kV y 13,8 kV

#### A.1.2 Nivel 115 kV.

- Potencia Nominal. 15 MVA
- Potencia de cortocircuito. 600 MVA /3seg.
- Tensión de servicio eficaz. 115 kV.
- Tensión nominal de aislamiento eficaz. 123 kV.

• Tensión de prueba.	230 kV. (CEI 694)
• Tensión onda de Impulsos.(1.2/50 $\mu$ s).	550 kV. (CEI 694)
• Frecuencia nominal.	60 Hz.
• Corriente de corta duración admisible.	31,5 kA / 3 seg.
• Corriente de cresta.	79 kA.
• Corriente nominal eficaz.	400A para equipos 500A para barras

### A.1.3 Nivel 13,8 kV.

Las características básicas de diseño utilizadas para la elección de los equipos de M.T. en la instalación serán las siguientes:

• Potencia Nominal.	15 MVA
• Tensión de servicio eficaz.	13,8 kV.
• Tensión nominal de aislamiento eficaz.	15 kV.
• Tensión de prueba.	38 kV. (CEI 694)
• Tensión onda de Impulsos (1.2/50 $\mu$ s).	95 kV. (CEI 694)
• Frecuencia nominal.	60 Hz.
• Corriente de corta duración admisible.	25 kA / 3 seg.
• Corriente de cresta.	63 kA.
• Corriente nominal eficaz.	630A para equipos. 2000A para barras.

### A.2 EQUIPOS EN 115Kv.

## A.2.1- CONEXIONES TENSADAS

### a) Barras 115 kv.

Material	Aluminio Trenzado
Código	Orchid (MCM 636)
Sección Aluminio	322.26 mm <sup>2</sup>
Separación entre conductores	3000 mm
Peso	888 kg. / Km.
Carga de Rotura	5560 daN
Modulo Elástico	5700 daN/mm <sup>2</sup>
Coefficiente de Dilatación por °C	23 °C x 10-6

### b) Líneas y A.T Transformador 115 kv.

Material	Aluminio Trenzado
Código	Tulip (MCM 336.4)
Sección Aluminio	170.45 mm <sup>2</sup>
Separación entre conductores	2700 mm
Peso	469 kg. / km.
Carga de Rotura	2939 daN
Modulo Elástico	5700 daN/mm <sup>2</sup>
Coefficiente de Dilatación por °C	23 °C x 10-6
Corriente admisible con aumento de 50 °C sobre ambiente de 25	515 A

## A.2.2 CADENA DE AISLADORES

<b>a) Material:</b>	Vidrio
Número de aisladores	11Uds
Tipo de aislador	E-100/146 (U 100 BL)
Servicio	Exterior

Paso	146 mm
Diámetro aislador	255 mm
Peso neto aislador	3,75 kg

**b) Nivel de aislamiento por aislador:**

Tensión soportada a frecuencia industrial:

Seco	70 kV.
Bajo lluvia	40 kV.
Tensión soportada a impulsos de choque en seco	100 kV.
Línea de fuga	315 mm.
Longitud línea de fuga (total cadena)	3465 mm

**A.2.3- DISYUNTOR TRIPOLAR**

Fabricación	<b>Margrini (GroupSchneider)</b>
Tipo	SB6-123
Cantidad	3
Servicio	Exterior
Tensión de servicio	115 kV
Tensión nominal	123 kV
Corriente nominal	2 kA
Elemento extintor	SF6
Corriente admisible de corta duración (1 seg.)	31.5 kA
Valor de cresta de corriente admisible	80 kA
Límite dinámico:	
Ciclo nominal de maniobra	O-0.3 seg.-1 min
Nivel de aislamiento:	
Tensión soportada a frecuencia industrial	230 kV
Tensión a onda de choque tipo rayo (1.2/50 $\mu$ s)	550 kV
Línea de fuga entre partes vivas y fase y tierra	2760 mm/V

Accionamiento

#### **A.2.4 SECCIONADOR TRIPOLAR GIRATORIO DE APERTURA CENTRAL CON CUCHILLA DE PUESTA A TIERRA**

Fabricación	Manufacturas Eléctricas S.A. (MESA)
Tipo	SGCT-145/1250
Cantidad	2 Ud
Servicio	Exterior
Número de polos	3 (1 por fase)
Tipo de Aislador	C4-650
Tensión de Servicio	115 kV
Tensión Nominal	145 kV
Corriente Nominal	1250 A
Corriente admisible de corta duración (3 seg.).	31,5 kA
Valor de la cresta de la Corriente admisible de corta duración (1 seg.).	80 kA.
Nivel de aislamiento:	
A tierra y entre polos	
Tensión soportada a frecuencia industrial, 1min. 50 Hz.	230 kV
Tensión soportada a onda de choque tipo rayo (1,2/50 µs.)	650 kV
Sobre la distancia de seccionamiento	
Tensión soportada a frecuencia industrial, 1min. 50 Hz.	265 KV
Tensión soportada a onda de choque tipo rayo (1,2/50 µs.)	630 kV

##### **a) Accionamiento Cuchillas Principales:**

- Tipo	AE-85 (MESA)
- Cantidad	5 Ud.
- Tensión de mando y control	125 Vcc
- Tensión de alimentación	220/127 Vca

##### **b) Accionamiento Cuchillas de Puesta a Tierra:**

- Tipo	AE-85 (MESA)
--------	--------------

- Cantidad	1 Ud.
- Tensión de mando y control	125 Vcc
- Tensión de alimentación	220/127 Vca

### A.3 TRANSFORMADOR DE TENSION CAPACITIVO. (LADO LINEA)

Fabricación	ARTECHE
Tipo	DFG-123
Cantidad	6 Ud.
Servicio	Exterior
Frecuencia de la Red	60 Hz
Tensión primaria	$115/\sqrt{3}$ V.
Tensión secundaria	$110/\sqrt{3}$ - $110/\sqrt{3}$ V
Tensión más elevada para el material	123 kV.

#### a) Nivel de aislamiento:

Tensión soportada a frecuencia industrial 1 min.	60 Hz
en el primario	230 kV.
en el secundario	3 kV.
Tensión soportada a onda de choque tipo rayo (1,2/50 $\mu$ s.)	550 kV.

#### b) Factor de tensión:

- Durante 30 seg.	1,9
- Permanente	1,2

#### c) Potencia y clase de precisión:

- Primer secundario	20 VA cl. 0,2
- Segundo secundario	20 VA cl. 0,5
Longitud de línea de fuga	3.665 mm

### A.4 TRANSFORMADOR DE TENSION INDUCTIVO. (LADO BARRAS)



Fabricación	ARTECHE
Tipo	UTF - 123
Cantidad	6 Ud.
Servicio	Exterior
Frecuencia de la Red	60 Hz.
Tensión primaria	$115/\sqrt{3}$ KV.
Tensión secundaria	$110/\sqrt{3}$ - $110\sqrt{3}$ V
Tensión más elevada para el material	123 kV

**a) Nivel de aislamiento:**

Tensión soportada a frecuencia industrial 1 min.	60 Hz
en el primario	230 kV
en el secundario	3 kV
Tensión soportada a onda de choque tipo rayo (1,2/50 $\mu$ s.)	550 kV

**b) Factor de tensión:**

Durante 30 seg.	1,9
Permanente	1,2

**c) Potencia y clase de precisión:**

Primer secundario	20 VA cl. 0,2
Segundo secundario	20 VA cl. 0,5
Longitud de línea de fuga	3.665 mm

**A.5- TRANSFORMADOR DE CORRIENTE. (LADO TRANSFORMADOR)**

<b>a) Fabricación:</b>	ARTECHE
Tipo	CA – 123
Cantidad	3 Ud
Servicio	Exterior

Relación de transformación	200-100/5-5-5-5 A
Tensión más elevada para el material	123 kV
Corriente limite térmica	25KA - 3 seg.
Corriente limite dinámica	17KA.
Sobre corriente admisible en permanencia	120%.

**b) Nivel de aislamiento:**

Tensión soportada a frecuencia industrial 1 min. en el primario	60 Hz 230 kV.
en el secundario	3 kV.
Tensión soportada a onda de choque tipo rayo (1,2/50 $\mu$ s.)	550 kV.

**c) Potencia y clase de precisión:**

Primer secundario	30VA cl 0,2
Segundo secundario	30VA cl 0,2
Tercer secundario	30VA 5P20
Cuarto secundario	30VA 5P20
Longitud de línea de fuga	3.665 mm

**A.6- TRANSFORMADOR DE CORRIENTE. (LADO LINEA)**

<b>a) Fabricación</b>	ARTECHE
Tipo	CA - 123
Cantidad	6 Ud.
Servicio	Exterior
Relación de transformación	600-300-150/5-5-5 A.
Tensión más elevada para el material	123 kV
Corriente limite térmica	31,5 kA 3seg.
Corriente limite dinámica	79 kA.
Sobre corriente admisible en permanencia	120%

**b) Nivel de aislamiento:**

Tensión soportada a frecuencia industrial 1 min.	60 Hz
en el primario	230 kV
en el secundario	3 kV
Tensión soportada a onda de choque tipo rayo (1,2/50 $\mu$ s.)	550 kV

**c) Potencia y clase de precisión:**

Primer secundario	30VA c1 0,2
Segundo secundario	30VA 5P20
Tercer secundario	30VA 5P20

**d) Longitud de línea de fuga:**

	3.665 mm
Ubicación	1.500 msnm
Cualificación sísmica ambiental	Sí

**A.7 TRANSFORMADOR DE POTENCIA.**

**a) Fabricación:**

	OASA
Tipo	TS/OS-III-7.5-115
Cantidad	1 Ud. (Trifásico)
Servicio	Exterior
Frecuencia	60 Hz.
Potencia con régimen ONAN	7.500 kVA.
Potencia con régimen OFAF	11.250 kVA.
Grupo de Conexión	YN yn 0 d11

**b) Arrollamiento Primario:**

Dimensionado para una potencia de	7.500/11.250 kVA.
Tensión primaria	115.000 $\pm$ 10 % V.
Conexión	En Estrella (con conexión de neutro a tierra)

**c) Nivel de aislamiento:**

Tensión soportada a frecuencia Industrial 1 min.	60 Hz
--	-------

en el devanado	230 kV
en el neutro	38 kV
Tensión soportada a onda de choque 550 kV	
en el devanado	95 kV
en el neutro	95 kV
Tensión soportada a onda de choque tipo rayo (1.2/50 $\mu$ s) 95 kV en el devanado	
en el devanado	550 kV
en el neutro	95 kV

**d) Arrollamiento Secundario:**

Dimensionado para una potencia de	7.500/11.250 kVA
Tensión primaria	13.800 V.
Conexión	En Estrella (con conexión neutra accesible y aislada)

**e) Nivel de aislamiento:**

Tensión soportada a frecuencia industrial 1 min.	60 Hz
en el devanado	38 kV
en el neutro	38 kV
Tensión soportada a onda de choque tipo rayo (1,2/50 $\mu$ s.)	
en el devanado	95 kV

**f) Arrollamiento Terciario de Compensación:**

Dimensionado para una potencia de	2.500/3.750 kVA
Tensión primaria	13.800 V
Conexión	En Triángulo (con 3 bornas de salida)

**g) Nivel de aislamiento:**

Tensión soportada a frecuencia industrial 1 min.	60 Hz
en el devanado	38 kV

**h) Sistema de Ventilación**

Potencia 7,5 MVA	ONAN
Potencia 11,25 MVA	OFAF
Tensión de cortocircuito	10 %
Pérdidas en vacío	12 kW.
Perdidas en el cobre a 75°C	54 kW.
Corriente en vacío	0.9 %
Sobreexcitación prevista en el núcleo	10 %
Nivel de ruido	<80 dB a 0.3 m.

#### **i) Regulación en carga en A.T:**

- Sistema	Dr. Jansen
- Tipo	V III 200 A – Estrella - 76 kV.
- Posiciones de servicio	19 pos.
- Tensión de mando	127V. 60 Hz
- Tensión de alimentación	220V. 60 Hz.

### **A.8 TRAMPA DE ONDA.**

<b>a) Fabricación</b>	ARTECHE
Cantidad	2 Ud. (una por línea 115 kV)
Servicio	Exterior
Tensión de Servicio	115 kV
Tensión Nominal	123 kV
Corriente Nominal	630 A
Corriente admisible de corta duración (1 seg.).	31.5 kA
Valor de la Impedancia	1 mH.

#### **b) Nivel de aislamiento:**

Tensión soportada a frecuencia industrial, 1min. 50 Hz., 230 KV.

Tensión soportada a onda de choque tipo rayo (1,2/50  $\mu$ s.), 550 kV.

**A.9 Transformador tipo pedestal. (Servicios auxiliares)**

Capacidad nominal		160 kVA
Frecuencia		60 Hz
Clase		°C 60
Enfriamiento		ONAN
Potencia en 225/N		32 kVA
Potencia en 215/N		128 kVA
Intensidad 225/N		82.11 A
Intensidad 215/N		343.72 A
BIL AT		95 kV
BIL BT		30 kV
Corriente nominal primario		6.69 A
Fases		3
Tensiones nominales	13800/225/N	13800/215/N
Tensión de cortocircuito 225/N		0.84
Tensión de cortocircuito 215/N		3.5
Aceite COVENIN .128		495 Lts
Grupo de conexión		Dyn5
<b>TAPS:</b>		1: 14490
		2: 14145
		3: 13800
		4: 13455
		5: 13110

**A.10 Transformador tipo acorazado. (Servicios auxiliares)**

Capacidad nominal		160 kVA
Frecuencia		60 Hz
Clase		°C 60

Enfriamiento	ONAN
Potencia en 225/N	32 kVA
Potencia en 215/N	128 kVA
Intensidad 225/N	82.11 A
Intensidad 215/N	343.72 A
BIL AT	95 kV
BIL BT	30 kV
Corriente nominal primario	6.69 A
Fases	3
Tensiones nominales	13800/225/N 13800/215/N
Tensión de cortocircuito 225/N	0.84
Tensión de cortocircuito 215/N	3.5
Aceite COVENIN .128	495 Lts
Grupo de conexión	Dyn5
<b>TAPS:</b>	1: 14490
	2: 14145
	3: 13800
	4: 13455
	5: 13110

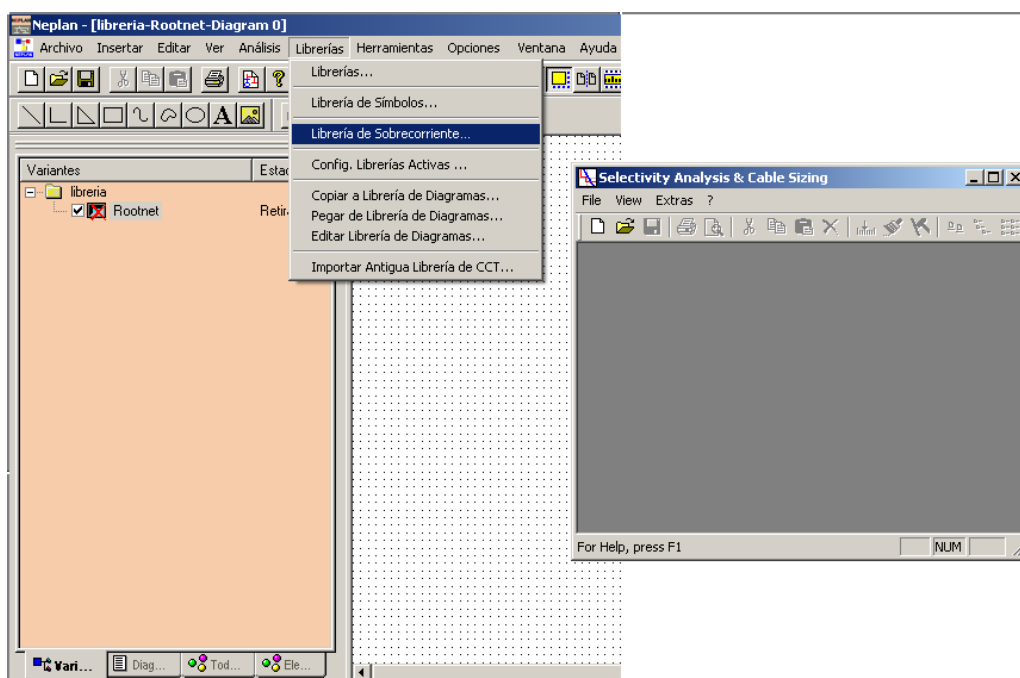
#### **A.9. Procedimiento para crear en el software Neplan las curvas de operación de los relés que se están implementando.**

Para la realización de las protecciones, cada equipo de protecciones tiene definida sus curvas de operación que no se encuentran configuradas como tal en el software de Neplan, siendo necesario implementar y configurar las curvas de operación de cada relee en Neplan para su correcta operación.

A continuación se explicara detalladamente los pasos para crea curvas de los relés.

- Una vez abierto el programa Neplan se ubica en la barra de menú, se selecciona librería.

- Ya abierto el menú de librería se selecciona librería de sobrecorriente. Donde se abre una pantalla de selectividad y análisis. Tal como se muestra en la figura A.2



**Figura A.2 Selección de la librería de sobrecorriente.**

- Ubicado en la pantalla de selectivita y análisis se hace clip en file una vez se despliega el menú mostrando la opción new que es seleccionada las librería de características que se va a crear



