

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA

FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA



USO DE SOFTWARE COMPUTACIONAL PARA EL CÁLCULO DE LA COORDINACIÓN DE LAS PROTECCIONES

INFORME DE SUFICIENCIA

PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE:

INGENIERO ELECTRICISTA

PRESENTADO POR:

CHRISTIAN ORLANDO INGA CHUCOS

**PROMOCIÓN
2005 - I**

**LIMA – PERÚ
2010**

**USO DE SOFTWARE COMPUTACIONAL PARA EL
CÁLCULO DE LA COORDINACIÓN DE LAS
PROTECCIONES**

A mis Padres y Hermanos por su amor y apoyo incondicional, por su lucha día a día, privándose de muchas cosas por darme lo mejor, por hacer de mí lo que soy.

SUMARIO

El objetivo de este informe es presentar una metodología para elaborar estudios de coordinación de las protecciones, empleando uno de los programas mas utilizados a nivel profesional.

El Digsilent Power Factory permite representar de manera gráfica todos los elementos del sistema eléctrico y del mismo modo introducir los parámetros necesarios para asegurar una simulación mas real. Por estas razones, se procedió a simular los escenarios de estudio, así como el análisis de fallas con el uso de este software.

Seguidamente se empleó la información resultante de los cálculos de flujo de potencia y análisis de fallas con el objetivo de determinar, tanto las impedancias como las magnitudes de corriente vistas por cada relé.

Procesando esta información y siguiendo los criterios de ajustes descritos en el material bibliográfico, es posible determinar el ajuste de los relés que asegure confiabilidad y selectividad en el sistema, lo cuál podrá se comprueba cuando se analiza la actuación del sistema de protección propuesto para los diversos tipos de falla en los escenarios planteados inicialmente.

ÍNDICE

PROLOGO	1
CAPÍTULO I	2
ASPECTOS GENERALES	2
1.1. Antecedentes	2
1.2. Objetivo.....	2
1.3 Alcances	2
CAPÍTULO II	3
DESCRIPCIÓN DE LA METODOLOGÍA	3
2.1 Introducción	3
2.2 Análisis de Flujo de Potencia	3
2.2.1 Formulación clásica del flujo de carga	3
2.2.2 Formulación del flujo de carga con DlgSILENT Power Factory	9
2.3 Análisis de Cortocircuito.....	13
2.3.1 Análisis de cortocircuito con DlgSILENT	14
2.4 Criterios de Ajuste y Coordinación de las Protecciones	21
2.4.1 Fallas por cortocircuitos de fase o entre fases	21
2.4.2 Protección de Distancia	22
2.4.3 Criterios Generales de Coordinación de las Protecciones.....	22
CAPÍTULO III	25
APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA	25
3.1. Descripción General del Proyecto	25
3.1.1 Subestación El Mojón (Código Abreviado: MJN)	25
3.1.2 Línea De Conexión	25
3.1.3 Subestación Santa María (Código Abreviado: SMA).....	26
3.1.4 Descripción del Estudio.....	28
3.1.5 Zona de Influencia	28
3.2 Análisis de Flujos de Potencia	29
3.2.1 Tap de Operación del Transformador de la Mina	29
3.2.2 Conclusiones del Análisis de Flujo de Potencia	30
3.3 Análisis de Cortocircuito.....	30
3.3.1 Análisis de Resultados	31

3.4.	Estudio de Coordinación de las Protecciones.....	32
3.4.1	Sistema de Protección Existente	32
3.4.2	Sistema de Protección Propuesto	34
CAPÍTULO IV	46
RESULTADOS DE LA APLICACIÓN	46
4.1	Fallas Trifásicas	46
4.1.1	Falla Trifásica en Amerrisque 138kV.....	46
4.1.2	Falla Trifásica en Santa María 138kV.....	47
4.1.3	Falla Trifásica en Mojón 138 kV	47
4.1.4	Falla Trifásica en Mojón 13.8 kV	48
4.1.5	Falla Trifásica en Mojón 4.16 kV	48
4.2	Fallas Monofásicas.....	52
4.2.1	Falla Monofásica en S.E Amerrisque 138kV.....	52
4.2.2	Falla Monofásica en S.E Santa María 138kV	52
4.2.3	Falla Monofásica en S.E Mojón 138 kV	52
4.2.4	Falla Monofásica en Mojón 13.8 kV.....	53
4.2.5	Falla Monofásica en Mojón 4.16 kV.....	53
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	57
ANEXOS	58
BIBLIOGRAFÍA	99

PROLOGO

La coordinación de las protecciones de los elementos que conforman los sistemas eléctricos de potencia, son de principal importancia para la operación de estos sistemas.

La función del sistema de protección es sacar de servicio, aquellos elementos en cortocircuito o cuando comienzan a interferir con la operación normal del resto del sistema, tan pronto como sea posible; para estas tareas se requiere de la actuación de los interruptores de potencia.

Un problema en sistemas eléctricos de potencia, consiste en determinar los perfiles de tensión, es decir, el cálculo de las tensiones asociadas a las diferentes barras a lo largo del mismo, la distribución de potencia activa y reactiva en los diferentes circuitos de transmisión y distribución del sistema. En resumen, la evaluación del sistema para diferentes condiciones de operación y este problema es conocido como Análisis de Flujo de Carga.

El problema de flujo de carga, es resuelto generalmente por medio de un método iterativo llamado Newton Raphson, el cual presenta en promedio una alta convergencia, resultando un algoritmo apropiado para el desarrollo de programas comerciales, siendo el DlgSILENT Power Factory uno de los mas usados a nivel mundial.

Este software permite además simular todo tipo de fallas: trifásicas, línea a tierra, línea a línea y línea - línea a tierra en cada una de las barras y tramos de línea que se requiere. El análisis de cortocircuitos tiene como finalidad verificar que las capacidades de cortocircuito en los equipos del sistema eléctrico soporten cualquier condición anormal (perturbación y/o falla) que pudiera presentarse.

En base a estos dos análisis, es posible plantear un esquema de coordinación de las protecciones que otorgue los niveles de confiabilidad y selectividad que el sistema requiere.

En el presente Informe, como aplicación, se realizó el estudio de Coordinación de las Protecciones para la Mina Orosí, ubicada en Nicaragua.

CAPÍTULO I

ASPECTOS GENERALES

1.1. Antecedentes

El Estudio de Coordinación de Protecciones forma parte del Estudio de Pre Operatividad y es requerido anticipadamente para otorgar la conformidad de los Operadores del Sistema en diversos países. El Estudio de Pre-operatividad tiene como objetivo determinar y evaluar el impacto de una nueva instalación en la operación, en la capacidad así como en la fiabilidad y calidad de las operaciones de sus Sistemas.

1.2. Objetivo

El objetivo de este Informe de Suficiencia se centrará en presentar la metodología para elaborar estudios de coordinación de las protecciones empleando una de las herramientas computacionales presentes en el mercado.

1.3 Alcances

El alcance de este informe se enfocará en analizar el sistema de potencia de la Mina Orosí, realizar un análisis de fallas y emplear éstos resultados para coordinar el sistema de protección, considerando los criterios de selectividad y confiabilidad en el sistema.

CAPÍTULO II

DESCRIPCIÓN DE LA METODOLOGÍA

2.1 Introducción

En este capítulo se describe el marco teórico como sustento de la metodología para la elaboración de un estudio de coordinación de protecciones. Esta metodología abarca el análisis de flujo de potencia y el cálculo de las corrientes de cortocircuito debido a que, como se explica mas adelante, ambos constituyen la base sobre la cuál se configura el sistema de protecciones.

2.2 Análisis de Flujo de Potencia

Este análisis comprende el cálculo de las tensiones y de los flujos de carga de un sistema de potencia, tanto para condiciones normales de operación como de emergencia, lo que permite una evaluación continua del sistema en las etapas de planificación y operación.

Para el modelamiento, debe considerarse todas las restricciones en los diferentes elementos del sistema, tales como límite de la capacidad de los generadores, límite en el cambio de tomas de los transformadores, límite térmico de las líneas de transmisión, entre otros.

Para su resolución, se utiliza programas comerciales basados en su mayoría en el algoritmo de Newton Raphson el cual presenta excelentes características de convergencia.

2.2.1 Formulación clásica del flujo de carga

En la solución del problema de flujo de potencia se usa la matriz de admitancia [1], el punto de partida para las magnitudes y los ángulos de las tensiones, generalmente son 1 y 0° en por unidad, respectivamente. Una corriente de nodo, representa la corriente neta inyectada a la red en una barra dada, desde una fuente o carga externa a la red. A partir de esta definición, una corriente entrando a la red desde una fuente, es positiva en signo, mientras que una corriente saliendo de la red a la carga es negativa. En consecuencia, la corriente neta inyectada es la suma algebraica de ambas corrientes.

De la misma manera se puede hacer referencia a la potencia neta inyectada en un nodo o barra. Así, de la barra mostrada en la figura 2.1 se obtiene el siguiente balance de potencia:

$$\bar{S}_i = \bar{P}_i + j\bar{Q}_i = (P_{Gi} - P_{Di}) + j(Q_{Gi} - Q_{Di}) = \bar{S}_{Ti} = P_{Ti} + jQ_{Ti} \quad (2.1)$$

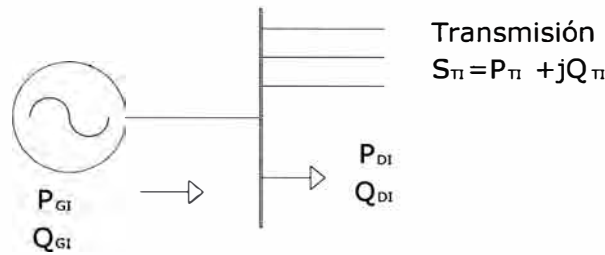


Fig. N° 2.1 Balance de Potencia en la Barra i-ésima

Donde:

\bar{S}_i : Potencia neta inyectada en la barra i-ésima.

\bar{P}_i : Potencia activa neta inyectada.

\bar{Q}_i : Potencia reactiva neta inyectada.

P_{Gi} : Potencia activa generada.

Q_{Gi} : Potencia reactiva generada.

P_{Di} : Potencia activa absorbida por la carga.

Q_{Di} : Potencia reactiva absorbida por la carga.

\bar{S}_{Ti} : Potencia compleja transmitida desde la barra i-ésima

Debido a que las cargas generalmente son representadas por una potencia activa y reactiva constante, las corrientes inyectadas son determinadas en términos de la potencia neta inyectada en cada barra del sistema, que pueden representarse de la siguiente manera:

$$\bar{I}_i = \frac{\bar{S}_i^*}{\bar{V}_i} = \sum \bar{Y}_{ik} \times \bar{V}_k \quad (2.2)$$

Donde:

\bar{I}_i : Corriente neta inyectada en la barra i-ésima.

\bar{S}_i : Potencia neta inyectada en la barra i-ésima.

\bar{V}_i : Voltaje de la barra i-ésima.

\bar{V}_k : Voltaje de la barra k-ésima.

\bar{Y}_{ik} : Elemento de la matriz de admitancia.

Luego, a partir de la ecuación (2.2) se puede deducir una expresión para determinar las potencias netas inyectadas:

$$\bar{S}_i^* = \bar{V}_i^* \times \sum_{k=1}^n \bar{Y}_{ik} \times \bar{V}_k \quad (2.3)$$

En forma polar se tiene:

$$\bar{S}_i^* = \bar{V}_i \angle(-\varphi_i) \times \sum_{k=1}^n \bar{Y}_{ik} \times V_k \angle(-\varphi_k) \quad (2.4)$$

$$\bar{S}_i^* = V_i \cdot \sum_{k=1}^n \bar{Y}_{ik} \cdot V_k \angle(\varphi_k - \varphi_i) = V_i \cdot \sum_{k=1}^n \bar{Y}_{ik} \cdot V_k \angle(\varphi_{ki}) = V_i \cdot \sum_{k=1}^n \bar{Y}_{ik} \cdot V_k \angle(-\varphi_{ik}) \quad (2.5)$$

A partir de la ecuación (2.5) se puede desacoplar las potencias activas y reactivas de la forma siguiente:

$$P_i^{SP} = V_i^2 \cdot G_{ik} + V_i \cdot \sum_{\substack{k=1 \\ k \neq i}}^n (G_{ik} \cdot \cos \theta_{ik} + B_{ik} \cdot \text{sen} \theta_{ik}) V_k \quad (2.6)$$

$$Q_i^{SP} = -V_i^2 \cdot B_{ik} + V_i \cdot \sum_{\substack{k=1 \\ k \neq i}}^n (G_{ik} \cdot \text{sen} \theta_{ik} - B_{ik} \cdot \cos \theta_{ik}) V_k \quad (2.7)$$

Considerando que:

$$\bar{Y} = G_{ik} + jB_{ik} \quad (2.8)$$

$$\theta_{ik} = \theta_i - \theta_k \quad (2.9)$$

$$\cos \theta_{ik} = \cos \theta_{ki} \quad (2.10)$$

$$\text{sen} \theta_{ik} = -\text{sen} \theta_{ki} \quad (2.11)$$

El sistema de ecuaciones no-lineales obtenido en las ecuaciones (2.6) hasta el (2.11), puede resolverse mediante el método iterativo de Newton Raphson, el cual presenta buenas características de convergencia.

a) Método de Newton Raphson

El algoritmo del Método de Newton Raphson es bastante empleado en la solución de las ecuaciones de flujo de carga. Previamente es necesario escribir estas ecuaciones del siguiente modo:

$$F(X) = B \quad \text{ó} \quad G(X) = F(X) - B = 0 \quad (2.12)$$

La forma mas conveniente es la representada en las ecuaciones (2.6) y (2.7), en las cuales la potencia activa y reactiva neta inyectada en las barras del sistema, son expresadas en forma desacoplada en función del ángulo y la magnitud de las tensiones en las barras, es decir:

$$P_i^{SP} = P_i(\theta, V) \quad (2.13)$$

$$Q_i^{SP} = Q_i(\theta, V) \quad (2.14)$$

Donde θ y V representan los vectores correspondientes a los ángulos y las magnitudes de las tensiones en las barras.

El conjunto de ecuaciones no-lineales (2.13) y (2.14) pueden ser linealizados al punto de operación y expresado como un sistema de ecuaciones lineales, tal como se muestra a continuación:

$$\Delta P_i = \sum_{k=1}^n \frac{\partial P_i}{\partial \theta_k} \Delta \theta_k + \sum_{k=1}^n \frac{\partial P_i}{\partial V_k} \Delta V_k \quad (2.15)$$

$$\Delta Q_i = \sum_{k=1}^n \frac{\partial Q_i}{\partial \theta_k} \Delta \theta_k + \sum_{k=1}^n \frac{\partial Q_i}{\partial V_k} \Delta V_k \quad (2.16)$$

Donde ΔP_i y ΔQ_i representan físicamente la diferencia entre el valor especificado de P_i , Q_i y sus valores calculados, es decir, los errores en las potencias activa y reactiva en las diferentes barras del sistema de potencia.

El número de ecuaciones depende del tipo de barra. Así, en las barras de carga donde la potencia activa y la reactiva son especificadas, resultan dos ecuaciones; en las barras de generación tipo PV, en donde la potencia reactiva no es especificada, resulta solamente una ecuación en términos de ΔP_i , mientras que en la barra de compensación o de referencia, en donde el ángulo y la magnitud de la tensión son los parámetros especificados, ninguna ecuación es requerida. Por lo tanto, el número total de ecuaciones se determina a partir de:

$$\text{Número de ecuaciones} = 2 \cdot n - 1 - g \quad (2.17)$$

Donde:

n: Número total de barras

g: Número total de barras de generación

Las ecuaciones anteriores pueden ser expresadas de la forma matricial siguiente:

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = [J] \cdot \begin{bmatrix} \Delta \theta \\ \Delta V \end{bmatrix} \quad (2.18)$$

La expresión anterior considera lo siguiente:

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} : \text{Vector error} \quad (2.19)$$

$$\begin{bmatrix} \Delta \theta \\ \Delta V \end{bmatrix} : \text{Vector corrección} \quad (2.20)$$

$$[J] : \text{Matriz jacobiana} \quad (2.21)$$

La ecuación (2.18) también se puede expresar como:

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} H & N' \\ J & L' \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \Delta \theta \\ \Delta V \end{bmatrix} \quad (2.22)$$

Los elementos de cada una de las submatrices en que ha sido dividida la matriz Jacobiana son:

$$H_{ii} = \frac{\partial P_i}{\partial \theta_i} = -Q_i^{sp} - V_i^2 \times B_{ii} \quad (2.23)$$

$$H_{ik} = \frac{\partial P_i}{\partial \theta_k} = V_i (G_{ik} \text{sen} \theta_{ik} - B_{ik} \text{cos} \theta_{ik}) V_k \quad (2.24)$$

$$N'_{ii} = \frac{\partial P_i}{\partial V_i} = 2V_i \times G_{ii} + \sum_{\substack{k=1 \\ k \neq i}}^n (G_{ik} \text{cos} \theta_{ik} + B_{ik} \text{sen} \theta_{ik}) V_k \quad (2.25)$$

$$N'_{ik} = \frac{\partial P_i}{\partial V_k} = V_i (G_{ik} \text{cos} \theta_{ik} + B_{ik} \text{sen} \theta_{ik}) \quad (2.26)$$

$$J_{ii} = \frac{\partial Q_i}{\partial \theta_i} = P_i^{sp} - V_i^2 \times G_{ii} \quad (2.27)$$

$$J_{ik} = \frac{\partial Q_i}{\partial \theta_k} = -V_i (G_{ik} \text{cos} \theta_{ik} + B_{ik} \text{sen} \theta_{ik}) V_k = -N_{ik} \quad (2.28)$$

$$L'_{ii} = \frac{\partial Q_i}{\partial V_i} = -2V_i \times B_{ii} + \sum_{\substack{k=1 \\ k \neq i}}^n (G_{ik} \text{sen} \theta_{ik} - B_{ik} \text{cos} \theta_{ik}) V_k \quad (2.29)$$

$$L'_{ik} = \frac{\partial Q_i}{\partial V_k} = V_i (G_{ik} \text{sen} \theta_{ik} - B_{ik} \text{cos} \theta_{ik}) \quad (2.30)$$

Para obtener una matriz jacobiana más simple, simétrica y conservando la misma identidad, los términos N' y L' se deben multiplicar por la magnitud de la tensión y las correcciones de la magnitud de los voltajes divididos por el mismo factor, es decir:

$$\frac{\partial P}{\partial V} \Delta V = N' \Delta V = V \frac{\partial P}{\partial V} \frac{\Delta V}{V} = N \frac{\Delta V}{V} \quad (2.31)$$

$$\frac{\partial Q}{\partial V} \Delta V = L' \Delta V = V \frac{\partial Q}{\partial V} \frac{\Delta V}{V} = L \frac{\Delta V}{V} \quad (2.32)$$

Así, los nuevos términos N y L son determinados a partir de:

$$N_{ii} = V_i \frac{\partial P_i}{\partial V_i} = 2V_i^2 \times G_{ii} + V_{ii} \sum_{\substack{k=1 \\ k \neq i}}^n (G_{ik} \text{cos} \theta_{ik} + B_{ik} \text{sen} \theta_{ik}) V_k = P_i^{sp} + V_i^2 \times G_{ii} \quad (2.33)$$

$$N_{ik} = V_k \frac{\partial P_i}{\partial V_k} = V_i (G_{ik} \text{cos} \theta_{ik} + B_{ik} \text{sen} \theta_{ik}) V_k \quad (2.34)$$

$$L_{ii} = V_i \frac{\partial Q_i}{\partial V_i} = -2V_i^2 \times B_{ii} + V_i \sum_{\substack{k=1 \\ k \neq i}}^n (G_{ik} \text{sen} \theta_{ik} - B_{ik} \text{cos} \theta_{ik}) V_k = Q_i^{sp} - V_i^2 \times B_{ii} \quad (2.35)$$

$$L_{ik} = V_k \frac{\partial Q_i}{\partial V_k} = V_i (G_{ik} \text{sen} \theta_{ik} - B_{ik} \text{cos} \theta_{ik}) V_k = H_{ik} \quad (2.36)$$

Las correcciones son representadas ahora por las variables $\Delta\theta$ y $\Delta V/V$ a partir de lo cuál puede redefinirse la ecuación (2.22) de la siguiente manera:

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} H & N \\ J & L \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \Delta\theta \\ \frac{\Delta V}{V} \end{bmatrix} \quad (2.37)$$

Las ecuaciones anteriores pueden ser utilizadas para determinar en forma iterativa el voltaje complejo en las diferentes barras de un sistema de potencia considerando un conjunto arbitrarios de valores iniciales. En el caso de la barra de referencia o de compensación el voltaje complejo es conocido.

Para todas las barras de carga se calcula ΔP_i y ΔQ_i . En las barras de generación, la potencia reactiva Q_i no es especificada pero se conoce sus límites, de tal modo que si el valor calculado permanece dentro de esos límites solamente se calculará ΔP_i . En caso de superar el límite correspondiente, se asume el valor especificado y se procede a calcular ΔQ_i restando al valor límite, el valor de Q_i calculado.

Luego, si en la n -ésima iteración del proceso iterativo, θ^n y V^n representan una buena aproximación a la solución exacta θ^* y V^* , entonces una mejor aproximación podrá ser obtenida en la iteración $n+1$ a partir de:

Barras PQ

$$\theta^{n+1} = \theta^n + \Delta\theta^{n+1} \quad (2.38)$$

$$V^{n+1} = V^n (1 + (\Delta V/V)^{n+1})$$

Barras PV

$$\theta^{n+1} = \theta^n + \Delta\theta^{n+1} \quad (2.39)$$

Donde $\Delta\theta^{n+1}$ y $(\Delta V/V)^{n+1}$ representan las correcciones de los ángulos y la magnitud de tensión, respectivamente.

b) Limitaciones del Método de Newton Raphson

La principal limitación que se presenta en el proceso iterativo de Newton Raphson es debido a que los elementos de la matriz jacobiana son calculados mediante un gran número de derivadas parciales, las cuáles deben ser procesadas y almacenadas, lo cuál representa un alto requerimiento en términos de tiempo de computación y en capacidad de almacenamiento.

La implementación práctica del método de Newton Raphson requiere de una gran destreza en la programación, debiéndose evitar el almacenamiento de los elementos nulos, durante el proceso de cálculo.

En consecuencia, cualquier herramienta computacional basada en el método de Newton Raphson deberá considerar los elementos discutidos anteriormente e incluir características tales como almacenamiento compacto de la matriz Jacobiana (almacenando únicamente los elementos no nulos) y esquemas de ordenamiento óptimo de las barras del sistema.

2.2.2 Formulación del flujo de carga con DlgSILENT Power Factory

En el DlgSILENT Power Factory [7], la solución del flujo de carga es formulada en forma ligeramente diferente. En este caso, en lugar de definir características particulares para cada barra del sistema (PV, PQ, referencia), se utiliza control de tensión, balance de potencia, etc.

Por lo tanto, los parámetros normalmente especificados en las barras de un sistema de potencia en programas clásicos de flujo de carga, podrían ser encontrados en el DlgSILENT en los datos de entrada correspondientes a otros elementos del sistema de potencia. Así, las máquinas síncronas, por ejemplo, son simuladas mediante la especificación de una de las siguientes características de control:

- Factor de potencia controlado ($\cos \varphi$), potencia activa y reactiva constante (PQ).
- Voltaje constante y potencia activa constante (PV).
- Control secundario de la frecuencia (SL).

Además de estas características, también pueden ser especificados los límites de potencia reactiva, los cuáles pueden ser automáticamente considerados por el programa de acuerdo a la opción seleccionada.

Del mismo modo: máquinas asíncronas, cargas, FACTS, cambiadores de tomas y otros elementos del sistema de potencia, son también simuladas especificando sus características funcionales de estado permanente.

La formulación matemática del problema de flujo de carga, resulta en un conjunto de ecuaciones de la forma:

$$\begin{bmatrix} \sum I = \bar{0} \\ f(V, I, X) = 0 \end{bmatrix} \quad (2.40)$$

El primer conjunto de ecuaciones representa la Ley de Corrientes de Kirchoff, mientras que el segundo conjunto de ecuaciones define las características de cada uno de los elementos del sistema de potencia.

El conjunto de ecuaciones resultantes se resuelven mediante el método de Newton Raphson. Dado que la convergencia del método depende de la solución inicial del vector (U, I, X) , un método altamente sofisticado para estimar inicialmente el vector desconocido ha sido desarrollado e implementado en el DlgSILENT.

A continuación, se resume los aspectos mas importantes en el modelamiento de los elementos de la red para el cálculo del flujo de carga:

a) Generador Síncrono

Como se observa en la figura N°2.2, una máquina síncrona puede ser modelada en estado estacionario como una fuente de tensión equivalente junto a la reactancia síncrona con su impedancia interna. Sin embargo, para el cálculo de flujo de carga es inconveniente especificar la tensión y el ángulo de fase por lo que, usualmente, es preferible especificar la potencia activa y reactiva generada.

En dicha figura se muestra un generador síncrono regulado y modelado para el cálculo de flujo de carga. No obstante, recordemos que en realidad la potencia activa es controlada por el gobernador de la turbina en una central hidroeléctrica, las variaciones de temperatura o de presión en una turbina a gas o vapor respectivamente.

Para el control de la potencia reactiva, es posible distinguir entre el control de tensión y el control del factor de potencia. Los generadores grandes, usualmente son requeridos para entregar potencia reactiva al sistema. Esta potencia reactiva es necesaria para controlar la tensión en los terminales del generador (o en el lado de alta tensión del transformador de la central) a un valor predeterminado, lo que constituye el control primario de tensión. Estos generadores pueden ser modelados con una característica de control PV (control de tensión y potencia).

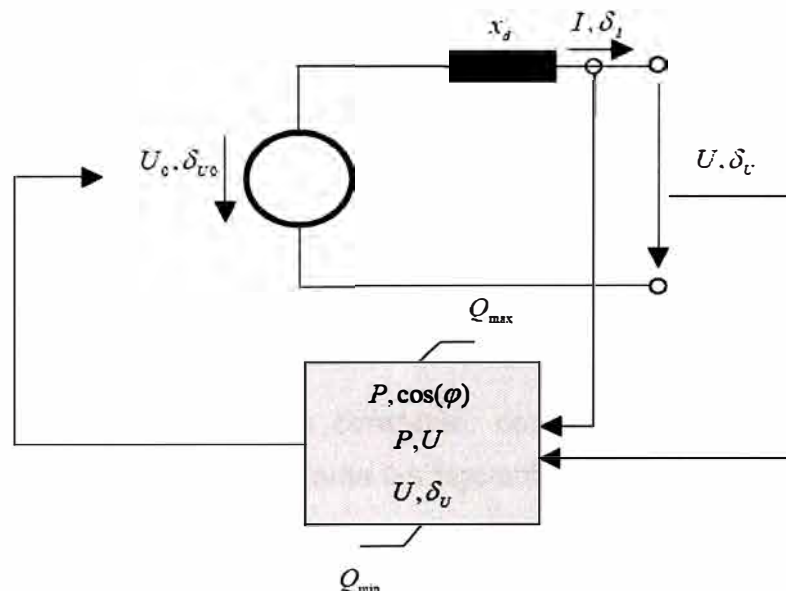


Figura N° 2.2 Modelamiento del Generador Síncrono

Los generadores de menor potencia, que usualmente son operados a un factor de potencia constante y tan cerca como sea posible a 1, pueden ser representados como fuentes PQ (en este caso se especifica la potencia activa y reactiva).

Sin embargo, al menos un generador debe asegurarse que la suma de todas las potencias generadas, cargas y pérdidas sean iguales a cero. Este balance de potencia es generalmente función del generador de referencia (slack o swing), el cuál en un sistema real es normalmente desempeñado por un número reducido de generadores. Por esta razón, en muchas aplicaciones es usual definir uno o un grupo de generadores con control secundario de potencia como los encargados de hacer el balance de potencia.

Cabe indicar que el rango permisible de operación de una máquina síncrona es un diagrama PQ, dato de entrada para el programa, es usualmente definido por las siguientes variables:

- Límite máximo de potencia de la turbina.
- Límites de corriente del estator y el rotor.
- Límites de estabilidad en estado estacionario.
- Niveles mínimos de excitación

b) Red Externa

Una red externa representa un sistema reducido y en principio puede ser tratado como un generador y ser definido como slack o barra de balance. Si varias redes externas están conectadas al mismo tiempo, sólo una de esas redes será considerada como referencia (slack) y las otras serán consideradas como grandes generadores con controles PV.

c) Carga general

Todas las cargas diferentes a los motores, son modeladas como cargas generales; las cuáles bajo condiciones normales son modeladas como cargas constantes PQ. Bajo condiciones anormales, debe considerarse la dependencia de éstas a las variaciones de tensión. El programa emplea un modelo exponencial para simular este tipo de dependencias.

$$P + jQ = P_0 \cdot \left(\frac{U}{U_0} \right)^{k_{pu}} + Q_0 \cdot \left(\frac{U}{U_0} \right)^{k_{qu}} \quad (2.41)$$

Los casos especiales a potencia constante, corriente constante e impedancia constante pueden ser considerados mediante las siguientes elecciones de los parámetros k_{pu} y k_{qu} :

- $k_{pu}=k_{qu}=0$, potencia activa y reactiva constante o independencia de la tensión
- $k_{pu}=k_{qu}=1$, corriente activa y reactiva constante o dependencia lineal de la tensión
- $k_{pu}=k_{qu}=2$, impedancia constante o dependencia cuadrática de la tensión

d) Motores

En comparación a las máquinas síncronas, las máquinas asíncronas no cuentan con un devanado de excitación, por lo que no es posible efectuar un control de tensión o

potencia reactiva. Por lo tanto, en una máquina asíncrona no es posible especificar la potencia activa y reactiva independientemente o controlar la tensión en bornes.

El circuito equivalente de la máquina asíncrona es mostrado en la figura N°2.3. De éste se deduce que, en estado estacionario, una máquina asíncrona puede ser modelada con una impedancia función del deslizamiento (s). Precisamente, la potencia activa depende del valor específico de esta variable. El flujo de potencia activa resultante a través de la reactancia del motor influye además sobre los requerimientos de potencia reactiva.

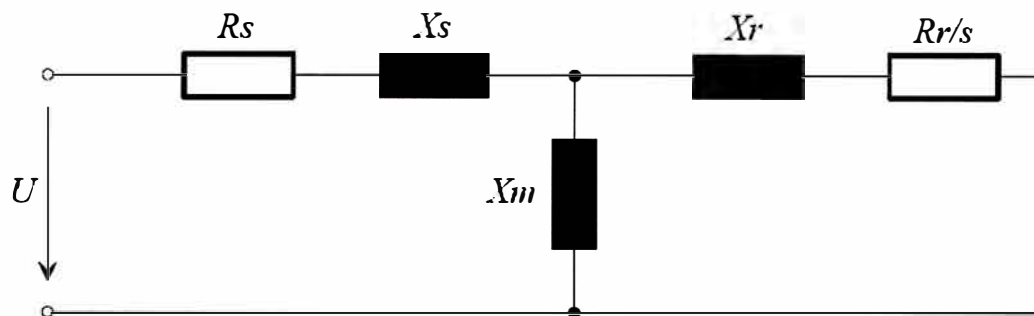


Figura N° 2.3 Modelamiento de la Máquina Asíncrona

Desafortunadamente, los valores de resistencia y reactancia del motor no son usualmente conocidos salvo por el fabricante, por lo que el programa permite hacer el cálculo aproximado mientras se introduzca los datos de potencia nominal, factor de potencia, tensión, número de polos y el máximo torque admisible.

e) Líneas de Transmisión

El diagrama unifilar equivalente es mostrado en la figura N°2.4 donde los parámetros están expresados por unidad de longitud. El programa permite dividir las líneas por tramos y secciones.

Los tramos son empleados si se conectan más elementos, por ejemplo cargas, a lo largo de la línea. Las secciones son utilizadas, cuando existen varios tramos de diferente impedancia, por ejemplo un cable conectado a una línea de transmisión. En el punto de transición.

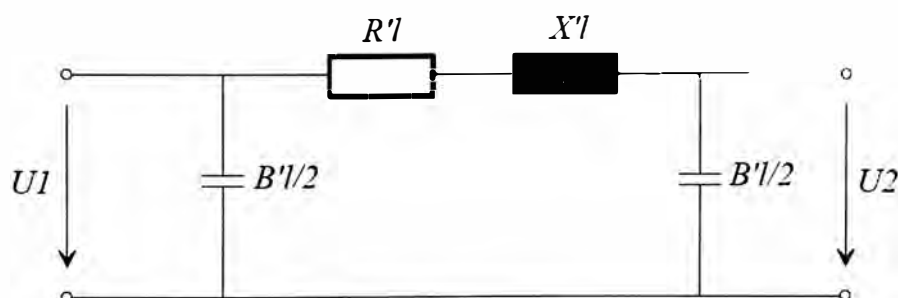


Figura N° 2.4 Modelamiento de la Línea de Transmisión

f) Transformadores

En la figura N°2.5 se observa el diagrama unifilar en secuencia positiva del transformador en por unidad. La suma de las impedancias serie corresponden a la impedancia de cortocircuito del transformador. Las impedancia serie r_H y r_L son proporcionales a las pérdidas en el cobre. La corriente magnetizante y las pérdidas en el hierro son modelada con los parámetros b_m y g_m respectivamente. El programa calcula los valores de resistencia y reactancia automáticamente con los resultados de tensiones de cortocircuito, las pérdidas en el cobre, la corriente en vacío y las pérdidas en el hierro. El transformador ideal en el lado de alta tensión, representa el cambiador de taps, el cuál puede ser ajustado en magnitud y ángulo de fase.

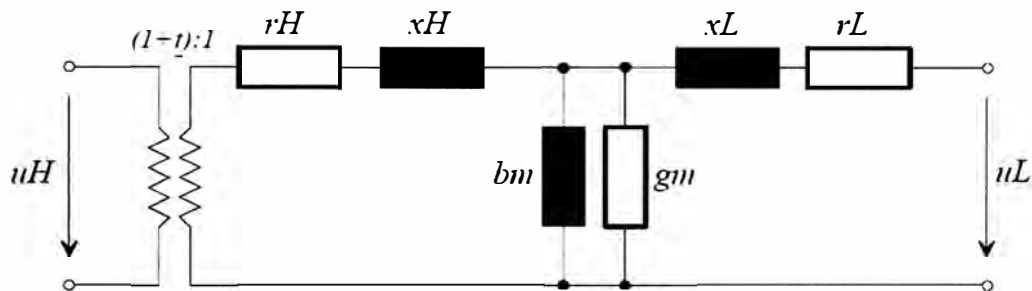



Figura N° 2.5 Modelamiento del Transformador

Ajustando la parte real de 't', puede controlarse la tensión o la potencia reactiva y, de manera análoga, cambiando la parte imaginaria de 't' puede controlarse la potencia activa. Para el cambiador de taps, debe especificarse el número de pasos, la variación de tensión por paso y el ángulo de 't' dentro de los parámetros del transformador.

Ejecución del Flujo de Carga.

Luego de modelar el sistema de potencia considerando los elementos mencionados en el subcapítulo 2.2.2, puede procederse a ejecutar la rutina de Flujo de carga desde el menú principal ("Calculation-Load Flow") o presionando el botón de flujo de potencia 

2.3 Análisis de Cortocircuito

El análisis de cortocircuito es junto al cálculo del flujo de carga, uno de los procedimientos más comunes en el análisis de sistemas de potencia. Entre sus principales aplicaciones, destacan:

- Nivel de cortocircuito de las subestaciones existentes
- Elección y ajuste de las protecciones
- Dimensionamiento de las mallas de tierra
- Capacidad térmica de cables
- Verificación de suficiente nivel de cortocircuito en determinados puntos de carga
- Problemas de inducción producidos por fallas asimétricas
- Verificación de los límites de cortocircuito en caso de reconfiguración

- Localización de fallas basadas en la impedancia de falla
- Comprensión de las operaciones fallidas de protecciones

Para el cálculo de las corrientes de cortocircuito, el método de la fuente equivalente de tensión en el punto de falla ha sido generalmente el más aceptado en el Oeste de Europa, de acuerdo a la norma IEC 909. Una versión revisada fue publicada como la norma IEC 60909 en Julio del 2001 [8]. Este método funciona independientemente del flujo de carga y emplea factores de corrección a la tensión e impedancias para converger a una respuesta satisfactoria.

Para el cálculo de cortocircuitos enfocado a la operación de sistemas requiere que se conozcan las condiciones exactas de operación. Si la precisión del cálculo relativo a la norma IEC60909 no es suficiente o para verificar los resultados, puede emplearse el método de la superposición, que calcula las corrientes de cortocircuito basado en las condiciones iniciales de operación.

2.3.1 Análisis de cortocircuito con DigSILENT

a) Cálculo de cortocircuito en barras

El cálculo puede ser iniciado desde el diagrama unifilar seleccionando una o más barras y/o líneas y pulsando el botón derecho del ratón, lo que despliega la opción: Calculate->Short circuit [7].

Dependiendo del número de elementos seleccionados, existen dos posibles modos de menús desplegables:

- Cuando sólo una barra ha sido seleccionada, la referencia "Fault Location" es fijada en la barra seleccionada.
- Cuando se han seleccionado mas barras, la referencia "Fault Location" es fijado a un objeto, que contiene una lista de las barras seleccionadas.

De cualquier modo, las opciones de cálculo pueden ser modificadas. Debe considerarse que seleccionando la opción de "fallas múltiples" puede cambiarse la selección de la ubicación de fallas a múltiples posibilidades. Luego de seleccionar la opción de ejecución puede observarse los resultados gráficamente en el diagrama unifilar.

b) Cálculo de cortocircuito en líneas de transmisión

Para simular el cortocircuito en una línea, dentro del programa debe procederse de la siguiente manera:

- Seleccionamos la línea donde se simulará la falla.
- Con el botón derecho seleccionamos la opción de calcular cortocircuito y definimos la distancia de falla como un porcentaje de la longitud total de la línea.

- Cuando ejecutamos el cálculo, observaremos en el diagrama unifilar que aparece una caja de texto al lado de la línea presentando los resultados del cálculo.

Corto Circuito en la Línea/Trayecto de Línea	
Distancia de la Falla al	Longitud de la Línea: 30. km
Terminal i: ... s1\ENATREL\SMA138	Absoluto 15. km
Terminal j: ... ubestación1\MJN138	Relativo 50. %

Figura N° 2.6 Opciones para el cortocircuito en una línea

c) Modelamiento de elementos

En esta sección se presentará el modelamiento empleado por el DigSilent para el cálculo de cortocircuitos, el cuál equivale a una simplificación de acuerdo al contexto de la norma IEC.

Red Externa

En el caso de una red externa, el modelo representado en la figura N°2.7 considera:

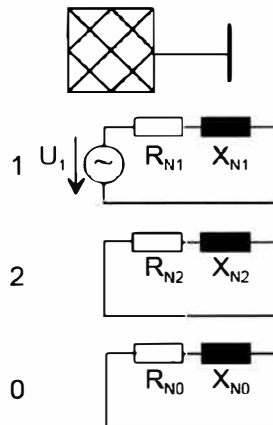


Figura N° 2.7 Parámetros de Red Externa para el cálculo de cortocircuito

$$Z_{N1} = Z_{N2} = \frac{c \cdot U_n}{\sqrt{3} \cdot I_k} \quad (2.42)$$

R_{N1}, X_{N1} de acuerdo a la relación $\frac{R_{N1}}{X_{N1}}$

R_{N0}, X_{N0} de acuerdo a $\frac{Z_{N0}}{Z_{N1}}$ y $\frac{R_{N0}}{X_{N0}}$

Líneas de Transmisión

El modelamiento en el caso de una línea de transmisión considera:

R_{L1}, X_{L1} de acuerdo a los datos geométricos proporcionados por el fabricante.

$Z_{L1} = Z_{L2}$ igual impedancia en secuencia positiva y negativa.

R_{L0}, X_{L0} de acuerdo a la geometría del conductor bajo consideración de conductores adicionales en paralelo y enterrados.

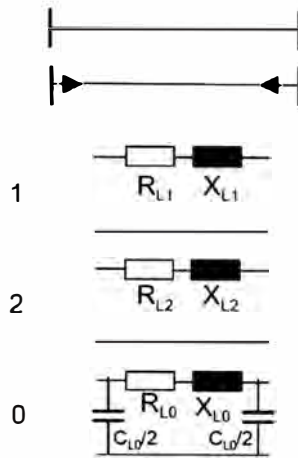


Figura N° 2.8 Parámetros de una línea para el cálculo de cortocircuito

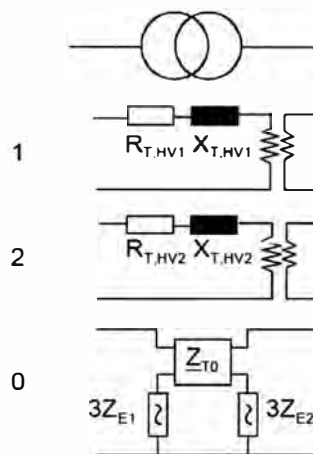


Figura N° 2.9 Parámetros de un transformador de dos devanados para el cálculo de cortocircuito

Transformador de dos devanados

Para este caso, debe considerarse lo siguiente:

$$Z_{T,HV1} = u_{kr} \cdot \frac{U_{rT,HV}^2}{S_{rT}} \quad (2.43)$$

$$R_{T,HV1} = u_{Rr} \cdot \frac{U_{rT,HV}^2}{S_{rT}} \quad (2.44)$$

$$Z_{T,HV2} = Z_{T,HV1} \quad (2.45)$$

El circuito equivalente en secuencia cero depende del grupo vectorial del transformador y su representación puede observarse en la figura N°2.9.

Transformador de tres devanados

El modelo considera:

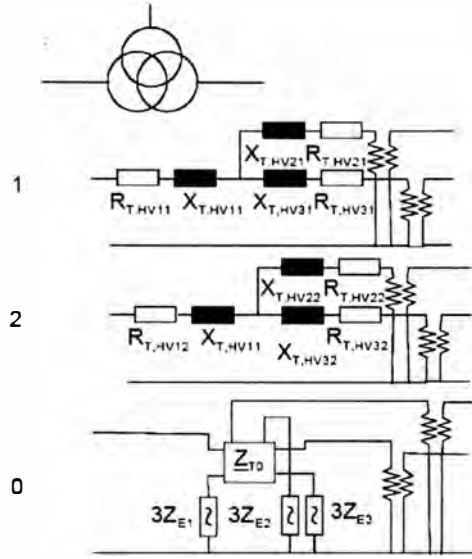


Figura N° 2.10 Parámetros de un transformador de tres devanados para el cálculo de cortocircuito

$$Z_{\Sigma 12,1} = u_{kr12} \cdot \frac{U_{rT,HV}^2}{S_{rT12}} \quad (2.46)$$

$$R_{\Sigma 12,1} = u_{Rr12} \cdot \frac{U_{rT,HV}^2}{S_{rT12}} \quad (2.47)$$

$$Z_{\Sigma 23,1} = u_{kr23} \cdot \frac{U_{rT,HV}^2}{S_{rT23}} \quad (2.48)$$

$$R_{\Sigma 23,1} = u_{Rr23} \cdot \frac{U_{rT,HV}^2}{S_{rT23}} \quad (2.49)$$

$$Z_{\Sigma 31,1} = u_{kr31} \cdot \frac{U_{rT,HV}^2}{S_{rT31}} \quad (2.50)$$

$$R_{\Sigma 31,1} = u_{Rr31} \cdot \frac{U_{rT,HV}^2}{S_{rT31}} \quad (2.51)$$

$$Z_{T,HV11} = \frac{1}{2} (Z_{\Sigma 12,1} - Z_{\Sigma 23,1} + Z_{\Sigma 31,1}) \quad (2.52)$$

$$Z_{T,HV21} = \frac{1}{2} (Z_{\Sigma 12,1} + Z_{\Sigma 23,1} - Z_{\Sigma 31,1}) \quad (2.53)$$

$$Z_{T,HV31} = \frac{1}{2} (-Z_{\Sigma 12,1} + Z_{\Sigma 23,1} + Z_{\Sigma 31,1}) \quad (2.54)$$

$$Z_{T,HVi,2} = Z_{T,HVi,1} \quad (2.55)$$

El circuito equivalente en secuencia cero depende del grupo vectorial del transformador, tal como puede apreciarse en la figura 2.10.

Reactancia Serie

El modelo, que se muestra en la figura N°2.11, considera:

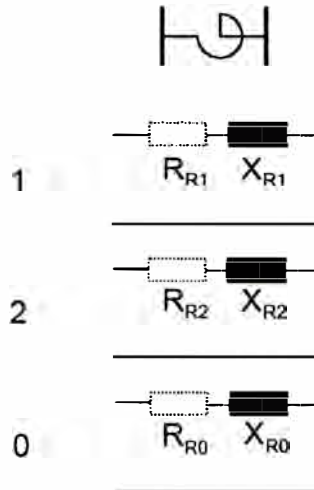


Figura N° 2.11 Parámetros de una reactancia serie para el cálculo de cortocircuitos.

$$Z_{R,1} = u_{kr} \cdot \frac{U_n^2}{\sqrt{3} \cdot I_{rR}} \quad (2.56)$$

$$R_{R,1} = u_{Rr} \cdot \frac{U_{rT}^2}{S_{rT}} \quad (2.57)$$

Para un sistema balanceado:

$$Z_{R0} = Z_{R1} = Z_{R2} \quad (2.58)$$

Máquinas Síncronas

El modelo considera:

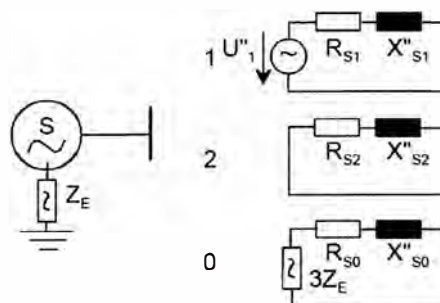


Figura N° 2.12 Parámetros de una máquina síncrona

$$Z_S = R_S + jX''_d \quad (2.59)$$

Como información adicional:

$$Z_{S2} = R_S + jX''_2 = R_S + jX_2 \quad (2.60)$$

$$\text{Normalmente se asume que: } X_2'' = X_2 = \frac{1}{2} \cdot (x_d'' + x_q'') \quad (2.61)$$

Máquinas Asíncronas

El modelo considera:

$$Z_{AK} = \frac{1}{\left(\frac{I_{LR}}{I_{rM}} \right)} \cdot \frac{U_{rM}^2}{S_{rM}} \quad (2.62)$$

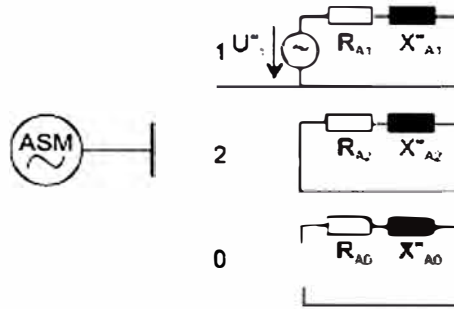


Figura N° 2.13 Parámetros de una máquina asíncrona

Cargas y Compensadores Shunt estáticos

El circuito equivalente completo de las cargas es usado únicamente con el método de superposición. De acuerdo a la norma IEC 60909, las cargas no son reflejadas en los diagramas de secuencia positiva y negativa, pero deben ser consideradas en el diagrama de secuencia cero, tal como se muestra en la figura N° 2.14.

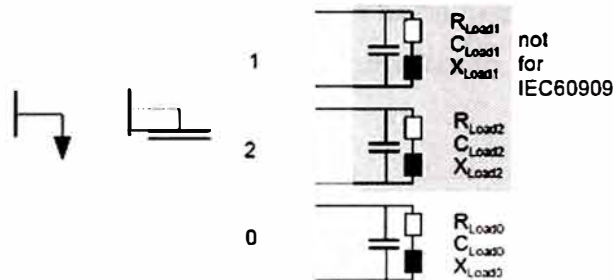


Figura N° 2.14 Parámetros de cargas y compensadores síncronos para el cálculo de cortocircuitos.

d) Consideraciones adicionales

Método de Superposición

El método de superposición es, en términos de modelamiento, un método preciso. Las corrientes de falla del cortocircuito son determinadas al superponer los resultados del flujo de carga antes de la falla, con la condición que todos las fuentes de tensión son fijadas a cero y la tensión negativa de operación es conectada al punto de falla.

El punto de inicio es la condición de operación del sistema antes del cortocircuito. Esta condición representa las condiciones de excitación de los generadores, la posición

del tap de los transformadores con regulación y el estado de operación de los interruptores en la planta. Desde esta condición prefalla, puede calcularse la tensión prefalla en la barra fallada.

Desde la condición de falla, el estado del sistema se calcula para la situación en la que la tensión negativa prefalla en la barra fallada es conectada al punto de falla y todas las demás fuente o generadores son ajustados a cero.

Dado que las impedancias de la red son asumidas como lineales, la condición postfalla puede ser determinada por superposición (suma vectorial) de las condiciones prefalla y en falla.

Método IEC 60909

El método de la fuente de tensión equivalente en el punto de falla es una simplificación del método de superposición con la ventaja de simular un cortocircuito sin la necesidad del flujo de carga previo ni la certeza de conocer las condiciones actuales de operación.

Entre las principales ventajas respecto al método de superposición destacan:

- Se asumen las condiciones nominales de operación en toda la red.
- Se desprecian las corrientes en todas las cargas.
- Se emplea un modelo de red simplificado y las cargas no son consideradas en los diagramas de secuencia positiva ni negativa.
- Para asegurar que los resultados estimados converjan, se aplica un factor de corrección "c" que es aplicado a la tensión de la barra fallada. Este factor difiere para los cálculos de máximas y mínimas corrientes de cortocircuito.

Este factor se calcula del siguiente modo:

$$I_k'' = \frac{U_k''}{\sqrt{3} \cdot Z_k} = \frac{c \cdot U_n}{\sqrt{3} \cdot (k \cdot Z_k)} = I_{k,IEC}'' \quad (2.63)$$

Los valores que toma el factor "c" son listados en la siguiente tabla:

TABLA N° 2.1 Factor 'c' como función de la tensión nominal

Tensión Nominal	Máximos cortocircuitos C_{máx}	Mínimos cortocircuitos C_{min}
Un < 1kV	1.05 (si U _{max} <1.06Un) 1.10 (si U _{máx} <1.10Un)	0.95
1kV<Un<35kV	1.10	1.00
35kV<Un	1.10 Si Un no está definido: C _{max} .Un→Um	1.00 Si Un no está definido: C _{min} .Un→0.9xUm

En general debe asegurarse que $C_{max.Un} < U_m$, donde U_m equivale a la máxima tensión nominal del sistema.

2.4 Criterios de Ajuste y Coordinación de las Protecciones

Al momento de diseñar el sistema de protección debe tomarse en cuenta las recomendaciones descritas en las referencias [1],[2],[3],[4] y que para el presente Informe se resume en los siguientes subtítulos:

2.4.1 Fallas por cortocircuitos de fase o entre fases

Las fallas monofásicas, bifásicas o trifásicas en las líneas de transmisión son producidas por diversas causas; pero, las más frecuentes son accidentales, sea por acción de terceros o por falla humana del personal propio.

También ocurren fallas por fenómenos naturales como en el caso de las descargas atmosféricas, las cuáles afectan a una o dos fases, pero a veces evolucionan a fallas trifásicas.

PRINCIPIO DE DETECCION

La Protección de Sobrecorriente es el tipo de protección más sencillo, el cual mide permanentemente la corriente de cada fase con la finalidad de detectar las sobrecorrientes que se presentan si se tiene un cortocircuito. El tiempo de actuación de esta protección es una función del valor de la corriente y puede ser:

- Tiempo Definido.- Cuando se supera un umbral previamente calibrado. En este caso su operación puede ser instantánea (función 50) o temporizada (función 51).
- Tiempo Inverso.- Se refiere a la función 51, la cuál sigue una función exponencial según quedó establecida en las normas, de acuerdo a la siguiente expresión.

$$t = TMS \cdot \left(\left(\frac{k}{\left(\frac{I}{I_s} \right)^\alpha - 1} \right) + c \right) \quad (2.64)$$

Donde:

- T: Tiempo de actuación del relé (variable dependiente)
- I: Corriente que mide el relé (variable independiente)
- α : Constante de la curva característica de operación del relé
- I_s : Corriente de arranque del relé
- TMS: Constante de ajuste del relé
- K: Constante propia de la característica del relé
- c: Constante propia de la característica del relé

La protección de sobrecorriente puede ser usada para medir no solamente el valor de la corriente sino también su sentido; es decir, el sentido del flujo de la potencia entregada, para lo cual se toma como referencia la tensión del sistema, conformando una protección de Sobrecorriente Direccional (función 67).

La protección de sobrecorriente se aplica cuando se tiene líneas radiales donde el sentido de la corriente es siempre el mismo y su dirección es irrelevante. En cambio, cuando se tiene líneas de interconexión los valores de las corrientes no son los mismos en ambos sentidos, por tanto, es necesario tener una protección de sobrecorriente direccional.

Las normas establecen las curvas características de operación del Relé según el exponente α al cuál están asociados los demás parámetros del relé, conforma se indica en la tabla N°2.2.

2.4.2 Protección de Distancia

La Protección de Distancia emplea las corrientes y tensiones para calcular permanentemente las impedancias vistas en el extremo de la línea: De esta manera, al producirse una falla dentro de la línea se puede determinar si la impedancia medida por el relé está dentro de la zona protegida por el relé (que es la impedancia total o parcial de la línea).

En operación normal, se tiene la línea con su carga conectada al final de la misma; luego, si se produce una falla dentro de la línea, la impedancia vista por el relé será una fracción de la Impedancia de la Línea. El relé tiene la capacidad de ver fallas mas allá de la línea protegida; pero su actuación dependerá de su ajuste.

La protección de distancia se prefiere ante la protección de sobrecorriente porque la utilización de esta última depende fundamentalmente de las corrientes de cortocircuito, por lo cuál resulta a veces muy difícil de aplicar.

2.4.3 Criterios Generales de Coordinación de las Protecciones

La coordinación de las protecciones consiste en definir las graduaciones de tiempo necesarias para la operación debidamente priorizada del sistema de protección con la finalidad de que su actuación sea en el mínimo tiempo posible y respetando los criterios de selectividad y confiabilidad necesarios.

En tal sentido, se requiere considerar las coordinaciones entre las protecciones principales y las protecciones de respaldo, las cuáles deben ser físicamente independientes y de preferencia alimentados desde transformadores de medida diferentes, con el propósito de darle un mayor margen de confiabilidad al esquema de protección.

TABLA N° 2.2 Curvas características de sobrecorriente

	IEC	ANSI
Normal Inverse	$t = \frac{0.14}{\left(\frac{I}{I_p}\right)^{0.02} - 1} \cdot T_p$	$t = \left[\frac{8.9341}{\left(\frac{I}{I_p}\right)^{2.0938} - 1} + 0.17966 \right] \cdot D$
Very Inverse	$t = \frac{13.5}{\left(\frac{I}{I_p}\right)^1 - 1} \cdot T_p$	$t = \left[\frac{3.922}{\left(\frac{I}{I_p}\right)^2 - 1} + 0.0982 \right] \cdot D$
Extremely Inverse	$t = \frac{80}{\left(\frac{I}{I_p}\right)^2 - 1} \cdot T_p$	$t = \left[\frac{5.64}{\left(\frac{I}{I_p}\right)^2 - 1} + 0.02434 \right] \cdot D$
Long Inverse	$t = \frac{120}{\left(\frac{I}{I_p}\right)^1 - 1} \cdot T_p$	$t = \left[\frac{5.6143}{\left(\frac{I}{I_p}\right)^1 - 1} + 2.18592 \right] \cdot D$
	t: Tripping time Tp ó D: Setting value of the time multiplier I: Fault current Ip: Setting value of the current	

Para determinar la coordinación con la protección de respaldo, se debe considerar la secuencia de eventos mostrada en la figura N°2.15, según la referencia [6]:

- Al producirse una falla se inicia la actuación de la protección principal que tiene un tiempo de actuación mínimo (t_R), sin ningún retraso adicional, que termina dando una orden de apertura al Interruptor.
- La falla se extingue después de la operación de apertura de la corriente de falla por parte del interruptor que tiene un tiempo de operación (t_{52}).
- Si la falla no se extingue, la protección de respaldo debe actuar, para lo cual se debe considerar un margen previo. En este margen se debe incluir el tiempo de reposición del relé (t_r) más un adicional (t_M), después del cual se envía un orden de apertura al interruptor.

- La falla será extinguida por la protección de respaldo después del tiempo de apertura del interruptor (t_{S2}).

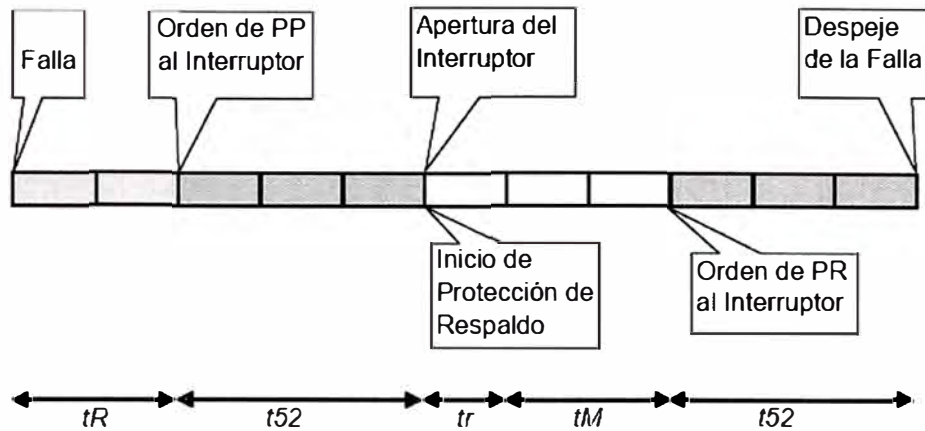


Fig. N° 2.15 Coordinación entre protección principal y de respaldo

De acuerdo a lo expuesto, el tiempo de ajuste de la protección de respaldo (t_{PR}) vendrá dado por la siguiente expresión:

$$t_{PR} = t_R + t_{S2} + t_r + t_M \quad (2.65)$$

Los valores usuales para los tiempos antes mencionados están indicados en la siguiente tabla [6]:

TABLA N° 2.3 Tiempos de Operación

Relés		Tiempo del relé T_R	Reposición del relé T_r	Margen de Operación T_M
Digitales	Ciclos	2	1	4
	Milisegundos	33	17	67
Electromecánicos	Ciclos	4	8	8
	Milisegundos	67	133	133

Los tiempos de operación de los interruptores dependen de su tecnología. Los interruptores antiguos en aceite tenían tiempos de 5 y hasta 8 ciclos; sin embargo, los modernos equipos tienen los tiempos que se indican en la Tabla N°2.4.

TABLA N° 2.4 Tiempos de Interrupción por nivel de tensión.

Nivel de Tensión	Tensiones	Tiempo de Interrupción
Muy alta tensión	550kV-362kV	2 ciclos : 33ms
Alta tensión	245kV-145kV	3 ciclos : 50ms
Media y Alta Tensión	72.5kV-36kV	4 ciclos : 83 ms

CAPÍTULO III

APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA

La Mina Orosí está localizada en el municipio de La Libertad, departamento de Chontales, Nicaragua. Dentro de sus planes de desarrollo se contempló la ejecución de obras para el suministro de electricidad desde una subestación propia en 138 kV, la cuál será conectada al Sistema Nacional de Transmisión (SNT). Las obras incluyen una subestación de transformación, una línea de transmisión en 138 kV y una subestación de switcheo (o enlace). La fecha para la entrada en operación de las obras es el primer trimestre del 2010.

La normativa de transporte de electricidad de Nicaragua establece que, para solicitar la conexión al SNT, el agente interesado deberá presentar estudios del comportamiento del sistema en el área de influencia del proyecto, para verificar la factibilidad técnica de la Solicitud. En ese sentido, en el presente capítulo se resume los resultados de los estudios realizados con el fin de sustentar el proyecto ante el ente regulador (ENATREL).

3.1. Descripción General del Proyecto

A continuación se describe, de manera general las obras componentes del proyecto, las cuáles pueden observarse con mayor detalle en el Anexo C.

3.1.1 Subestación El Mojón (Código Abreviado: MJN)

Esta subestación estará emplazada en el sitio de operación de la mina y contará con un transformador de potencia de 12.5 / 15,0 MVA, barras de 13,8 kV y 4,16 kV. La carga conectada a la barra de 4.16 kV totaliza 4.7 MW, siendo su componente principal dos motores síncronos de 2,250 HP cada uno. La carga en la barra de 13.8 kV consiste en 1.22 MW de carga general.

3.1.2 Línea De Conexión

Se construirán 30 kilómetros de línea de transmisión en 138 kV, soportada en torres metálicas en estructuras tipo celosía. Esta línea se conectará en derivación a la línea L8240 (S/E Amerrisque – S/E Acoyapa).

El punto de conexión será entre las torres 277 y 278, a 7.5 kilómetros de la subestación Amerrisque y llevará la denominación de Subestación Santa María de 138 kV.

3.1.3 Subestación Santa María (Código Abreviado: SMA)

Constituye una subestación de switcheo, para controlar la conexión de la línea al punto de derivación. Esta subestación se localizará en el punto de conexión a la línea L8240. La figura N° 3.1 ilustra la forma en que se enlazaré el proyecto al sistema nacional de transmisión.

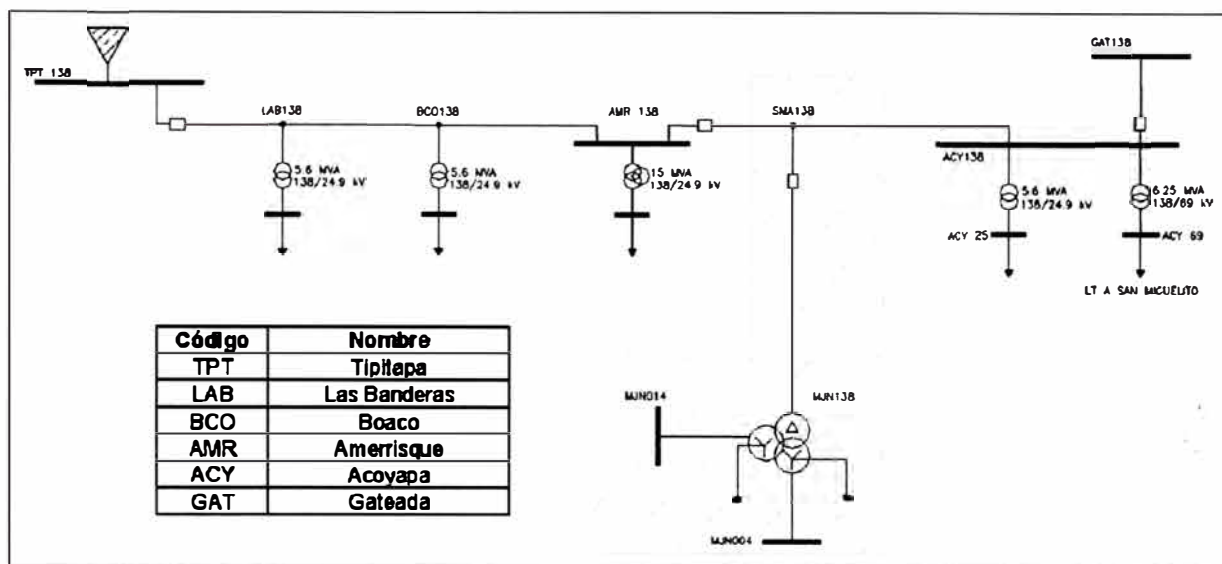


Figura N° 3.1: Conexión del proyecto al sistema de transmisión (SIN)

A continuación se presenta las características de los elementos más relevantes:

Tabla N°3.1 Características de los Motores

Ubicación	S.E El Mojón
Tipo	Motores Síncronos
Bus de conexión	4953 (MJN-4.16)
Cantidad	2
Voltaje nominal (kV)	4.0
Potencia Mecánica (HP)	2,250
Potencia Eléctrica Máxima (KW)	1,552.5
Factor de Potencia	1.0
Método de arranque	Directo
Conexión del estator	Estrella-Neutro flotante
Reactancia síncrona	$x_d = 0.66 \text{ pu}$
Reactancia transitoria	$X' = 0.30 \text{ pu}$ $T'd = 5.02 \text{ s}$
Reactancia sub-transitoria	$X'' = 0.28 \text{ pu}$ $T''d = 0.04 \text{ s}$
Velocidad	240 rpm
Constante de inercia	$H = 2.85 \text{ s}$

Tabla N°3.2 Características del Transformador

Ubicación	S.E El Mojón		
Tipo	Tres devanados		
Tensión nominal	138/13.8/4.16		
Capacidad MVA [ONAN/ONAF]	Primario	Secundario	Terciario
	12.5/15	3/3.6	12.5/15
Refrigeración	ONAN/ONAF		
Grupo de conexión	Dyn11yn11		
Reactancias	3.52% (P-S)	9.78% (P-T)	0.87% (S-T)
Taps	+2 x 2.5% / -4 x 2.5% NLTC		
Lado controlado	138kV		
Observaciones:	<ul style="list-style-type: none"> - Neutro del secundario sólidamente aterrizado. - Neutro del terciario aterrizado con Rg=12ohmio. - Reactancias referidas a la mínima potencia de ambos lados del trafo. 		

Tabla N°3.3 Línea de Transmisión

Voltaje Nominal	138		
Longitud (km)	30		
Número de circuitos	1		
Datos del conductor			
Nombre	Cairo		
Sección nominal (mm ²)	235.806		
Diámetro exterior (mm)	19.86		
Peso (kg/km)	650.2		
Resistencia eléctrica a 20 °C	0,132		
Capacidad térmica	570		
Cable de guarda tipo OPGW			
Número de Fibras ópticas	24		
Sección Nominal	79.0 mm ²		
Diámetro Exterior	12 mm		
Peso (kg/km)	478		
Resistencia eléctrica a 20 °C	0.77		
Cap. Cortocircuito en 0.5 Seg.	8.7 kA		
Clase de Descarga Atmosférica	100°C		
Parámetros de la línea (pu/longitud)			
	R	X	B
	0,024863474	0,082125604	0,01896
	0,069733249	0,27357698	0,01053

Tabla N° 3.4 Cargas Generales

<i>Barra</i>	<i>kV</i>	<i>P[MW]</i>	<i>Cos ϕ</i>
MJN014	13.8	1.226	0.85
MJN004	4.16	1.609	0.90

Tabla N° 3.5 Compensación Reactiva

<i>Barra</i>	<i>kV</i>	<i>Q[MVAR]</i>
MJN004	4.16	2.10

3.1.4 Descripción del Estudio

El Estudio analiza el comportamiento de los parámetros del Sistema Nacional de Transmisión, con el fin de determinar el efecto de la operación de los elementos relacionados al proyecto en su zona de influencia.

La simulación de la operación del sistema interconectado se realizó empleando las rutinas incluidas en el DigSilent e incluye los siguientes análisis:

- Flujos de potencia.
- Cálculo de cortocircuito.
- Coordinación de las Protecciones.

Para fines de este informe, se ha visto conveniente considerar los dos casos descritos a continuación:

- Caso 1: Año 2010 - Máxima demanda
- Caso 2: Año 2010 - Mínima demanda

3.1.5 Zona de Influencia

Se definió la zona de influencia como todos los elementos conectados al sistema radial que se inicia en el nodo de envío de potencia TPT-138 (S.E Tipitapa) y se extiende hasta la subestación Gateada (GAT-138), operando a un nivel de 138 kV.

La zona de influencia incluye todos los elementos del sistema de transmisión para los cuales se revisará el comportamiento de los parámetros de calidad, seguridad y desempeño ante la operación de las nuevas instalaciones.

En el Diagrama Unifilar del Anexo C, se muestra tanto el equipamiento incluido en la zona de influencia como las redes de distribución que se derivan de él. En su gran mayoría, las redes de distribución en Nicaragua están en el nivel de 69kV y 24,9kV.

Es necesario resaltar, que en América Central el sistema eléctrico está interconectado en el nivel de 230kV siendo supervisado por el SIEPAC (Sistema de Interconexión Eléctrica para América Central).

Las siguientes tablas contienen los elementos incluidos en la zona de influencia.

Tabla N° 3.6 Nodos de la zona de influencia

Nombre	kV nominal	Nombre
ACY-138	138	ACoyapa-138
AMR-138	138	Amerrisque-138
BCO-138	138	BOACO-138
LAB-138	138	LAS_BANDERAS-138
GAT-138	138	LA_GATEADA-138
TPT-138	138	TIPITAPA-138

Tabla N° 3.7 Líneas de Transmisión en la zona de influencia

Nombre	Tensión	Desde	Hacia
L8100	138	TPT-138	LAB-138
L8100	138	LAB-138	BCO-138
L8100	138	BCO-138	AMR-138
L8240	138	AMR-138	ACY-138
L8180	138	ACY-138	GAT-138

3.2 Análisis de Flujos de Potencia

El sistema en proyecto se conectará al sistema radial entre las subestaciones de Amerrisque y Acoyapa, en el nivel de 138kV. En total este sistema radial tiene una longitud de 184 kilómetros. El objetivo del estudio de flujos de potencia es determinar la carga de los elementos del sistema, las pérdidas y la tensión en los nodos. Las normativas de operación del sistema eléctrico de Nicaragua, establecen que en operación normal (sin contingencias), el nivel de tensión en los nodos debe mantenerse dentro de un rango del +/- 5% del valor nominal. Las simulaciones de flujo se realizaron con el método Newton-Raphson y un error máximo aceptable de 1kVA en nodos.

3.2.1 Tap de Operación del Transformador de la Mina

El transformador de potencia instalado en la mina es tipo NLTC (No load tap changer), con 7 posiciones de tap y un rango de regulación de 0.9 pu. a 1.05 pu. (pasos - 2.5%x4, 0, +2.5x2). Para la realización de las flujos de potencia, se fijó el tap de operación en la posición neutro (tap 0) luego del respectivo análisis que determinó la conveniencia del ajuste en este tap basado en el criterio de obtener tensiones aceptables en los nodos de carga de la mina, es decir, que aseguren tensiones en el rango comprendido entre 0,95 y 1,05 pu, según recomienda el operador del sistema.

Los resultados de flujo de potencia elaborados mediante la rutina respectiva del software DigSilent están incluidos en el Anexo A.

A partir de los resultados de los flujos de potencia, en la siguiente tabla se resume los efectos de la operación del proyecto en la zona de influencia, delimitada de la forma como se indica en el subtítulo 3.1.5.

Tabla N°3.8 Análisis de Flujo de Potencia

	Caso	$V < 0.95pu$	$V > 1.05pu$	Observaciones
1	2010 Max.Dem	No	No	No se producen violaciones de voltaje en nodos, ni sobrecargas provocadas por la operación del proyecto.
2	2010 Min.Dem	No	No	No se producen violaciones de voltaje en nodos, ni sobrecargas provocadas por la operación del proyecto.

3.2.2 Conclusiones del Análisis de Flujo de Potencia

- La operación del proyecto no provoca sobrecarga en elementos localizados en la zona de influencia ni fuera de esta.
- La operación del proyecto no es causa de alteración en los voltajes de los nodos tales que violen el rango establecido para la condición de operación normal del sistema de transmisión.
- Por lo tanto, del análisis de Flujo de Potencia se concluye que el ingreso del proyecto no sólo no perjudicará la operación del sistema en el área de influencia, sino que permitirá incrementar las utilidades como resultado de los ingresos por peaje en el sistema de transmisión 138kV.

3.3 Análisis de Cortocircuito

Para este estudio, se realizaron simulaciones de cortocircuito trifásico y monofásico a tierra empleando la rutina de cortocircuito del software DigSilent aplicado sobre ambos escenarios descritos en el subcapítulo 3.1.4.

El objetivo del análisis de cortocircuito es determinar los nuevos niveles de corriente en la zona de influencia del proyecto ante una eventual falla trifásica o monofásica a tierra.

Un aspecto relevante en la simulación es el modelamiento del transformador de potencia de la subestación El Mojón. Este transformador tiene conexión Delta –Estrella – Estrella (Dyn11yn11). El neutro del devanado secundario (13.8 kV) está aterrado

sólidamente, mientras que el neutro del devanado terciario (4.16 kV) es aterrado a través de una resistencia $R_g = 12$ ohmios (69.3417 pu). Este valor de resistencia, al ser modelado como una resistencia de secuencia cero, corresponde a un valor $R_0 = 208.025$ pu, siendo $R_0 = 3 \cdot R_g$.

3.3.1 Análisis de Resultados

A continuación se presenta, en forma tabulada el resumen de los resultados tanto para fallas trifásicas como para fallas monofásicas y empleándose las consideraciones descritas en el ítem 2.3.1.

Tabla N°3.9 Cortocircuitos Trifásicos

I(kA)	I _{cc} máx	I _{cc} min
ACY138	0,98	0,89
AMR138	1,25	1,14
BCO138	1,86	1,72
GAT138	0,77	0,69
LAB138	2,70	2,55
MJN004	12,36	11,28
MJN014	2,77	2,53
MJN138	0,97	0,88
TPT138	5,00	5,00

Tabla N°3.10 Cortocircuitos Monofásicos

I(kA)	I _{máx}	I _{min}
ACY138	0,61	0,58
AMR138	0,80	0,76
BCO138	1,21	1,19
GAT138	0,47	0,44
LAB138	1,80	1,90
MJN004	0,22	0,20
MJN014	2,57	2,35
MJN138	0,60	0,56
TPT138	3,62	5,01

De acuerdo a los resultados, se observa que los niveles de cortocircuito no son muy elevados, lo cuál es característico de un sistema débil y predominantemente radial. Estos resultados, detallados en el Anexo B, constituyen los datos de entrada para efectuar la coordinación de las protecciones.

3.4. Estudio de Coordinación de las Protecciones

Con el ingreso de la Mina Orosí será necesario abrir la línea L-8240 y construir la nueva subestación Santa María, adicionándole una derivación hacia la S.E Mojón. Estos cambios podrían ocasionar que se modifique los ajustes de los relés existentes tanto en la S.E Amerrisque como en la S.E Tipitapa y son descritos a continuación, junto a los nuevos ajustes propuestos para el relé de Santa María.

3.4.1 Sistema de Protección Existente

En esta sección se describirá el sistema de protección existente ubicado dentro de la zona de influencia, definida desde el nodo de envío de potencia (TPT138) hasta el bus de carga más próximo localizado después del punto de conexión del proyecto (ACY138).

Esta información fue remitida por ENATREL en Diciembre del 2008 y se incluirá en el Anexo F.

a) LT 138kV TIPITAPA-AMERRISQUE: Protección de Distancia

En la celda de salida de la línea se cuenta con dos relés de distancia Siemens tipo 7SA5221 y que actúan bajo la característica cuadrilateral. Dentro de las características relevantes para el ajuste del relé, destacan:

- Longitud de la línea : 101.3 Km
- Impedancia sec. Pos : $17.05 + j 49.95 \Omega$ (lado primario)
- Impedancia sec. Pos : $9.89 + j 28.96 \Omega$ (lado secundario)
- Relación del transformador de tensión: $kV1/kV2 = (138/\sqrt{3})/(0.1/\sqrt{3}) = 1380$
- Relación del transformador de corriente: $I1/I2 = 800/1 = 800$
- Angulo de la línea : 71.15°

Alcances de las zonas de protección

En la siguiente tabla se resume los alcances (Ω .sec) y retardos (s) existentes en ambos relés de distancia de la línea L-8100 Tipitapa-Amerrisque, dirigidos en dirección hacia la S.E Amerrisque.

Tabla N°3.11 Ajuste existente – 21R0

TIPITAPA (21R0)	ZONA 1	ZONA 1B	ZONA 2	ZONA 3
Resistencia (R=RE)	49,2276	62,4651	62,4651	80,6658
Reactancia (X)	24,6138	31,2325	31,2325	40,3329
T(s)	0,10	0,10	0,50	1,00

b) LT 138kV AMERRISQUE-ACUYAPA: Protección de Distancia

En la celda de salida se cuenta con un relé de distancia ABB tipo REL 316 y un relé de respaldo ABB de sobrecorriente tipo SPAC 538C. El relé de distancia actúa con una característica poligonal. Dentro de las características relevantes para el seteo destacan:

- Longitud de la línea : 36,27 Km
- Impedancia sec. pos : 6,15 + j 18,019 Ω (lado primario)
- Impedancia sec. pos : 0,891 + j 2,611 Ω (lado secundario)
- Relación del transformador de tensión: $kV1/kV2 = (138/\sqrt{3})/(0,1/\sqrt{3}) = 1380$
- Relación del transformador de corriente: $I1/I2 = 200/1 = 200$

Alcances de las zonas de protección

En la siguiente tabla se resume los alcances (Ω .sec) y retardos (seg) existentes en el relé de distancia de la línea L-8240 Amerrisque-Acoyapa.

Tabla N°3.12 Ajuste existente – 21R1

AMERRISQUE (21R1)	ZONA 1	ZONA 2	ZONA 3
Resistive reach (RR=RRE)	3,52	5,75	11,16
Pickup line resistance (R)	0,67	1,10	2,14
Pickup line reactance (X)	1,76	2,87	5,58
Time delay (s)	0,0	0,5	1,0

En lo siguientes dos ítems, se presentará los ajustes de sobrecorriente direccional de fases y fase-tierra existentes, que son empleados principalmente como protección de respaldo en el caso de las líneas en 138kV.

c) LT 8100 TIPITAPA-AMERRISQUE 138kV: Protección de sobrecorriente

Se ha habilitado la protección de sobrecorriente de emergencia, de tal modo que cuando cualquiera de los dos relés de protección de la línea pierda la señal de los transformadores de medida, la protección actúe instantáneamente.

Tabla N°3.13 Ajuste existente – 51R0

Dirección	Ajuste	Unidad
Arranque de fase	0.78	A.sec
Arranque de neutro	0.31	A.sec
Tiempo de Operación	0.00	s

d) LT AMERRISQUE-ACOYAPA 138kV: Protección de Sobrecorriente

En la celda de salida se cuenta con un relé de distancia ABB tipo REL 316 y un relé de respaldo ABB de sobrecorriente tipo SPAC 538C. El relé de sobrecorriente está ajustado con las siguientes características:

Función de sobrecorriente direccional de fase

- Código : 67R1
- Función : 67
- CT : 200/1 A

Tipo de curva	: Tiempo definido
Sobrecorriente (I/In)	: 0,78
Tiempo de operación (s)	: 1,50
Sobrecorriente Alta (I/In)	: 1,00
Tiempo de operación (s)	: 0,05

Función de sobrecorriente direccional de tierra

Código	: 67R1
Función	: 67N
CT	: 200/1
Tipo de curva	: Tiempo definido
Sobrecorriente (I/In)	: 0,31
Time dial (s)	: 1,50
Sobrecorriente Alta (I/In)	: OFF
Tins	: OFF

3.4.2 Sistema de Protección Propuesto

En esta sección se describirá los ajustes del sistema de protección proyectado así como las modificaciones a los del sistema de protección existente.

a) LT 138kV TIPITAPA-AMERRISQUE: Protección de Distancia

- Alcances de las zonas de protección

Zona 1

Actualmente el ajuste de la primera zona tiene un alcance aproximado del 85% de la impedancia de la línea protegida (L8100).

$$X_{z1} = 0,85 \times 49,95 = 42,46 \Omega.\text{prim} = 24,61 \Omega.\text{sec}$$

Este ajuste se considera adecuado y no sería necesario modificarlo.

Zona 2

El ajuste de la segunda zona equivale al total de la impedancia de la línea protegida (L8100) más aproximadamente un 22% de la impedancia de la línea siguiente Amerrisque-Acoyapa (L8240).

$$X_{z1} = 1 \times 49,95 + 21,7\% \times 36,27 \times 0,50 = j 53,88 \Omega.\text{prim} = j 31,23 \Omega.\text{sec}$$

Se comprueba que este ajuste teóricamente alcanza a la subestación Santa María (a 7,5km de Amerrisque). Sin embargo, en la práctica se observa que lo estimado no es tan exacto, debido a las derivaciones existentes en las subestaciones de Las Banderas, Boaco y Amerrisque. Luego de realizar las consultas respectivas con el operador del sistema, se optó por mantener temporalmente este ajuste debido principalmente a que estaba en proceso la actualización del Estudio de Coordinación de Protecciones, donde se actualizarían el sistema considerando los nuevos proyectos.

Zona 3

El ajuste de la tercera zona equivale a la suma de las impedancias de las líneas protegidas (L8100 y L8240) más aproximadamente un 7% de la impedancia de la línea siguiente Acoyapa-Gateada (L8180).

$$X_{Z1} = 49,95 + 18,019 + 6,7\% \times 41,6922 = j 69,57 \Omega.\text{prim} = 40,33 \Omega.\text{sec}$$

Se demuestra que este ajuste alcanza tanto a la subestación Acoyapa como a la nueva subestación Mojón por lo que se decide conservar estos valores.

- Ajustes de los temporizadores

Se mantendrán los retardos existentes descritos a continuación:

De la zona 1: $T1 = 100 \text{ ms}$;

De la zona 2: $T2 = 500 \text{ ms}$;

De la zona 3: $T3 = 1 \text{ s}$.

En conclusión, se decide mantener los ajustes actuales de los relés de protección existentes en Tipitapa porque no interferirán con la actuación de los relés ubicados aguas abajo.

b) LT 138kV AMERRISQUE-ACOYAPA: Protección de Distancia

- Alcances de las zonas de protección

Zona 1

El ajuste actual de la primera zona alcanza al 67% de la línea L8240 Amerrisque-Acoyapa.

$$X_{Z1} = 0,674 \times 18,0189 = 12,14 \Omega.\text{prim} = 1,76 \Omega.\text{sec}$$

Obsérvese que este ajuste también se extiende hasta aproximadamente el 53% de la línea Santa María-Mojón:

$$X_{Z1} = 0,497 \times 7,50 + 53,22\% \times 0,5271 \times 30 = 12,14 \Omega.\text{prim} = 1,76 \Omega.\text{sec}$$

El hecho de que la primera zona observe fallas en la línea Santa María-Mojón 138kV, resta selectividad al sistema, sin embargo, tampoco sería conveniente reducir su alcance debido a que su función principal es proteger en primera zona la línea L8240, por lo que se plantea conservar los alcances pero modificando los temporizadores, como se detallará en la sección de ajuste de temporizadores.

Zona 2

El ajuste de la segunda zona se mantendrá en el valor actual del 100% de la línea Amerrisque-Acoyapa sumada a aproximadamente el 7% de la línea siguiente L8180 Acoyapa-Gateada.

$$X_{Z1} = 0,4968 \times 36,27 + 10,45\%(0,5037 \times 47) = 20,49 \Omega.\text{prim} = 2,97 \Omega.\text{sec}$$

Este ajuste alcanza al devanado de 138kV del transformador de la subestación Mojón.

Zona 3

El ajuste de la tercera zona se mantendrá en el valor actual del total de la línea L8240 Amerrisque-Acoyapa sumada a aproximadamente el 87% de la línea siguiente L8180 Acoyapa-Gateada.

$$X_{z1} = 0,4968 \times 36,27 + 86,5\%(0,5037 \times 47) = 38,50 \Omega.\text{prim} = 5,58 \Omega.\text{sec}$$

Este ajuste alcanza, pero no supera al devanado de 138kV del transformador de la subestación Mojón.

□ Ajustes de los temporizadores

Como se mencionó en el ajuste del alcance de la primera zona, se recomienda incrementar el retardo en la actuación de la primera zona del relé con el fin de que coordine con los nuevos relés a instalarse en la subestación Santa María. Basado en lo anterior, se propone los siguientes ajustes:

$$\text{Zona 1: } T1 = 0,20 \text{ s}$$

$$\text{Zona 2: } T2 = 0,50 \text{ s}$$

$$\text{Zona 3: } T3 = 1 \text{ s}$$

Incrementar el tiempo de operación de la primera zona permite la coordinación entre los relés de las subestaciones Santa María y Amerrisque, a la vez que mantiene habilitado las protecciones de distancia y recierre automático en la línea L-8240.

c) LT 138kV SANTA MARÍA-MOJÓN: Protección de Distancia

En la celda de salida se contará con un relé de distancia SEL 311C como protección principal y un relé de sobrecorriente SEL 351A como respaldo. En el caso del relé de distancia, se tomará en consideración que para el ajuste de fases (21) la protección cuenta con la característica mho mientras que para el ajuste fase-tierra el relé permite emplear la característica cuadrilateral. Dentro de las características relevantes para el seteo destacan:

Longitud de la línea : 30 Km

Impedancia sec. pos : $4,79 + j 15,81 \Omega$ (lado primario)

Impedancia sec. pos : $0,32 + j 1,05 \Omega$ (lado secundario)

Impedancia sec. cero : $13,43 + j 52,68 \Omega$ (lado primario)

Impedancia sec. cero : $0,90 + j 3,51 \Omega$ (lado secundario)

Relación del transformador de tensión: $kV1/kV2 = (138/\sqrt{3})/(0,115/\sqrt{3}) = 1200$

Relación del transformador de corriente: $I1/I2 = 400/5 = 80$

Angulo de la línea : $73,16^\circ$

□ Arranque de la detección de fallas de la protección de distancia

La mínima sensibilidad de la protección de distancia es controlada por el arranque de la corriente de supervisión para cada zona.

Para este relé, proponemos que la detección de fallas comience desde un valor de corriente de supervisión igual al 125% de la corriente nominal, como se describe a continuación:

$$50PP1: 125\%(15/(\sqrt{3} \cdot 138)) = 78,44 \text{ A.prim} = 0,98 \text{ A.sec}$$

Del mismo modo, para el caso de fallas a tierra, se ajustará el setting 50L1 con un valor de arranque desde el 64% de la corriente nominal, de la siguiente manera:

$$50L1: 64\%(15/(\sqrt{3} \cdot 138)) = 40,16 \text{ A.prim} = 0,50 \text{ A.sec}$$

El ajuste 50L1 esta fijado en el mínimo valor del rango disponible por el relé en base a la relación del CT (400/5).

En el caso de las otras zonas, los ajustes 50PP2, 50PP3, 50L2 y 50L3 serán calculados automáticamente por el relé, al seleccionar el setting EADVS=N.

- Alcances de las zonas de protección

Zona 1

El ajuste de la primera zona cubrirá el 120% de la línea protegida.

$$X_{z1} = 1,2 \times 15,814 = 18,98 \Omega \text{ (lado primario)} = 1,10 \Omega \text{ (lado secundario)}$$

Debido a la característica mho del relé, el ajuste debe indicarse en función de la magnitud de la impedancia (setting Z1P, para el caso del relé SEL-311C) que se calcula como la proyección, en el plano R-X, del valor de reactancia calculada sobre la impedancia de la línea, lo cuál resulta:

$$Z1P = 19,15 \Omega.\text{prim} = 1,11 \Omega.\text{sec}$$

Zona 2

La segunda zona será ajustada al 100% de la impedancia de la línea protegida más el 15% de la impedancia del transformador de la S.E Mojón 138/13.8/4.16kV

$$X_{z2} = 1 \times 15,814 + 0,15 \times 94,69 = 30,02 \Omega.\text{prim} = 1,74 \Omega \text{ (lado secundario)}$$

De igual modo que en el ítem anterior, se calcula el valor de ajuste a continuación:

$$Z2P = 30,59 \Omega.\text{prim} = 1,77 \Omega.\text{sec}$$

Zona 3

La tercera zona será ajustada al 100% de la impedancia de la línea protegida más el 30% de la impedancia del transformador de la S.E Mojón 138/13.8/4.16kV

$$X_{z3} = 1 \times 15,814 + 0,30 \times 94,69 = 44,22 \Omega.\text{prim} = 2,56 \Omega \text{ (lado secundario)}$$

De igual modo que en el ítem anterior, se calcula el valor de ajuste a continuación:

$$Z3P = 45,36 \Omega.\text{prim} = 2,63 \Omega.\text{sec}$$

- Ajustes de los temporizadores

Con el objetivo de despejar cualquier falla en el sistema línea-transformador en el mínimo tiempo posible, se propone los siguientes ajustes:

De la zona 1: $T1 = 0,00$ s (Ajuste Z1PD= 0 ciclos)

De la zona 2: $T2 = 0,25$ s (Ajuste Z2PD= 15 ciclos)

De la zona 3: $T3 = 0,50$ s (Ajuste Z3PD= 30 ciclos)

En conclusión, los ajustes para la protección de distancia entre fases (21) del relé SEL 311C reflejados al lado secundario, serán los siguientes:

Tabla N° 3.12 Ajuste propuesto - 21R2 (fase)

R2.SMA	Zona 1	Zona 2	Zona 3
Z (Ω .sec)	1,11	1,77	2,63
Time (s)	0,00	0,25	0,50

□ **Determinación del ajuste del alcance resistivo**

Para estos casos debe considerarse que el alcance resistivo de la protección fase-tierra (21N) no interfiera con la impedancia de carga.

Resistencia de falla entre fase y tierra ($R_{falla1\phi}$)

De las simulaciones resumidas en las Tabla N°3.9 y 3.10, se tiene que la corriente mínima de cortocircuito para la primera zona es de 0,88 kA (Caso: Falla monofásica en Santa María-2011MIN).

Emplearemos las siguientes ecuaciones para el cálculo:

$$R_{falla1f} = 1.2 \left[\left(1 + \frac{I_2}{I_1} \right) \frac{R_{arc} + R_{tf}}{1 + \frac{R_E}{R_L}} \right] \quad \Omega \quad (3.1)$$

$$R_{arc} = \frac{V_{arc} \cdot S}{I_{cc}} \quad \Omega \quad (3.2)$$

Donde:

$R_{falla1\phi}$: Resistencia de falla entre fase y tierra, en ohms;

1,2 : Margen de seguridad del 20%;

R_{arc} : Resistencia de arco, en ohms;

V_{arc} : Tensión de arco por longitud (aprox. 2.5kV/m);

S : Distancia entre fases (2.4m para LT 138kV);

I_{cc} : Mínima corriente de falla en la primera zona, en kA;

R_{TF} : Resistencia de puesta a tierra al pie de la torre (25 ohm);

I_1 : Contribución de corriente local a la falla, en kA;

I_2 : Contribución de corriente remota a la falla, en kA;

R_E/R_L : $(R_0/R_1-1)/3$.

Del análisis de cortocircuito se extrae los siguientes datos:

Contribución de corriente local (I1)	:	0,88 kA
Contribución de corriente remota (I2)	:	0 kA
Resistencia de secuencia positiva (R1)	:	0,16 Ω
Resistencia de secuencia homopolar (R0)	:	0,45 Ω

Luego, considerando lo anterior y aplicando las ecuaciones (3.1) y (3.2) se obtiene:

$$R_{falla1\phi} = 30,52 \Omega \quad (\text{lado primario})$$

Determinación de la impedancia de carga

Emplearemos la siguiente ecuación para el cálculo de la impedancia de carga:

$$Z_{C-MIN} = \frac{(0.85 \cdot U_n)^2}{P_{max cc}} \quad \Omega \quad (3.3)$$

Considerando que la máxima potencia a transmitir por la línea de transmisión es igual a 15 MVA, entonces, aplicando la ecuación (3.3) se tiene:

$$Z_{c-min} = 917.30 \Omega$$

Basado en el cálculo de la resistencia de falla y la impedancia de carga se obtienen los valores límites recomendados para el alcance resistivo fase-tierra ($R_{falla1\phi}$).

Para seleccionar los valores de ajuste se sabe que, en la práctica, la relación entre el ajuste de la resistencia y la reactancia está en el orden de 1 a 2, entonces se considerará que para las fallas fase a tierra la relación $R/X=2$ (donde X es la reactancia X_{Zi} calculada en el ítem 'c'), obteniéndose los siguientes valores:

Tabla N° 3.13 Alcance Resistivo – 21R2 (tierra)

Alcance Resistivo	Mínimo Ohms	Máximo ohms	1° Zona Ohms	2° Zona ohms	3° Zona ohms
Fase y tierra	30,52	917,30	37,95	60,03	88,44

En conclusión, los ajustes fase-tierra de la protección de distancia (21N) tendrán una característica cuadrilateral de acuerdo a los siguientes valores:

Tabla N° 3.14 Ajuste propuesto – 21R2 (tierra)

R2.SMA	Zona 1	Zona 2	Zona 3
R (Ω .sec)	2,20	3,48	5,13
X (Ω .sec)	1,10	1,74	2,56
T(s)	0,00	0,25	0,50

d) LT 8100 TIPITAPA-AMERRISQUE 138kV: Protección de Sobrecorriente

Se mantiene el ajuste de sobrecorriente de emergencia existente, puesto que no interfiere con la actuación del sistema de protección proyectado.

e) LT AMERRISQUE-ACUYAPA 138kV: Protección de Sobrecorriente

Para efectos de este estudio se conservarán los ajustes actuales, sin embargo, se recomendó que se evalúe incrementar el pickup en vista del aumento del flujo de carga en la línea.

f) LT SANTA MARÍA-MOJÓN 138kV: Protección de Sobrecorriente

Esta protección actuará como respaldo a la protección de distancia y, debido a la importancia de mantener el suministro eléctrico a las localidades aledañas, se ha previsto que actúen en tiempo instantáneo para una falla en cualquier punto de la línea de transmisión Santa María-Mojón, tal como muestra en las Figuras N° 4.1 y 4.4. Se propone los siguientes ajustes a las funciones de sobrecorriente direccional de fases y fase-tierra:

□ Función de sobrecorriente de fase

Código	: 67R2
Función	: 67
CT	: 400/5 A
Tipo de curva	: IEC Standard Inverse (C1)
Sobrecorriente (I>)	: 0,71 A.sec
Time dial (s)	: 0,23
Sobrecorriente Alta (I>>)	: 7,38 A.sec
Tins (s)	: 0,00

□ Función de sobrecorriente de tierra

Código	: 67R2
Función	: 67G
CT	: 400/5
Tipo de curva	: IEC Very Inverse (C2)
Sobrecorriente (I>)	: 0,25 A.sec
Time dial (s)	: 0,15
Sobrecorriente Alta (I>>)	: 6,25 A.sec
Tins (s)	: 0,00

g) S.E MOJÓN 138kV: Protección de Sobrecorriente

Debido a la corta longitud de la línea de transmisión, se propone ajustar el relé R3 con los mismos valores primarios del relé R2, tal como se detalla a continuación.

□ Función de sobrecorriente de fase

Código	: 51R3
Función	: 50/51
CT	: 100/5
Tipo de curva	: IEC Standard Inverse (C1)

Sobrecorriente (I>)	: 2,84 A.sec
Time dial (s)	: 0,23
Sobrecorriente Alta (I>>)	: 29,12 A.sec
Tins (s)	: 0,00

□ Función de sobrecorriente de tierra

Código de función	: 51R3
Función	: 50N/51N
CT	: 100/5
Tipo de curva	: IEC Very Inverse (C2)
Sobrecorriente (I>)	: 1,00 A.sec
Time dial (s)	: 0,15
Sobrecorriente Alta (I>>)	: 25 A.sec
Tins (s)	: 0.00

El relé R3 empleará el sistema de disparo transferido para actuar sobre el interruptor de la subestación Santa María. Nótese además que, según la Figura N° 4.1, también existe un seccionador fusible de característica PM 100 Amperios - 138kV como un segundo respaldo para fallas en el devanado de 138kV.

h) S.E MOJÓN 13,8kV: Protección de Sobrecorriente

En el lado 13,8kV se ha proyectado instalar un relé de sobrecorriente de fases (R4) del tipo F650 General Electric en la celda de 13,8kV y adicionalmente un relé de sobrecorriente (R5) del tipo SEL351A en la conexión a tierra del devanado estrella del transformador.

Para el relé ubicado en la celda 13,8kV

Se propone ajustar este relé de tal modo que ante una falla en la línea o en la barra de 13,8kV la protección actúe en instantáneo. Se adopta este criterio debido a la alta probabilidad de que si ocurriera una falla, ésta ocurra en la línea, lo cuál haría necesario la actuación en tiempo instantáneo del relé R4.

□ Función de sobrecorriente de fase

Código	: 51R4
Función	: 51
CT	: 400/5
Tipo de curva	: IEC Extremely Inverse ("C")
Sobrecorriente (I>)	: 2,40 A.sec
Time dial (s)	: 0,24
Sobrecorriente Alta (I>>)	: 16.90 A.sec
Tins	: 0,00 s

- Función de sobrecorriente de tierra
 - Código de función : 51R4
 - Función : 51G
 - CT : 400/5
 - Tipo de curva : IEC Normal Inverse ("A")
 - Sobrecorriente (I>) : 0,38 A.sec
 - Time dial (s) : 0,05
 - Sobrecorriente Alta (I>>) : 11,30 A.sec
 - Tins (s) : 0,00

Adicionalmente, se ha visto conveniente habilitar una de las funciones de sobrecorriente disponibles en el relé diferencial, de tal modo que sirva como respaldo al relé R4 y ordene, en última instancia, abrir el interruptor 138kV de Santa María. Esta función contará con los siguientes ajustes:

- Función de sobrecorriente de fase
 - Código : 51R4.87T
 - Función : 51
 - CT : 400/5
 - Tipo de curva : IEC Class B Very Inverse ("C2")
 - Sobrecorriente (I>) : 2,64 A.sec
 - Time dial (s) : 0,28
 - Sobrecorriente Alta (I>>) : OFF
 - Tins : OFF

Para el relé ubicado en la conexión a tierra del devanado estrella 13,8kV:

- Función de sobrecorriente de tierra
 - Código de función : 51R5
 - Función : 51G
 - CT : 400/5
 - Tipo de curva : IEC Normal Inverse
 - Sobrecorriente (I/In) : 0,38 A.sec
 - Time dial (s) : 0,24
 - Sobrecorriente Alta (I/In) : OFF
 - Tins : OFF

Se prevé que ante fallas monofásicas en la línea 13,8kV, primero actúe el relé R4 sobre el interruptor local (13,8kV) y posteriormente, a modo de respaldo, actúe el relé R5 mediante disparo transferido sobre el interruptor principal en 138kV de la subestación Santa María.

i) **S.E MOJÓN 4,16kV: Protección de Sobrecorriente**

Se cuenta con un relé existente de sobrecorriente de fases (R6) del tipo 735 SR Feeder Relay de General Electric en la celda de 4,16kV y con el relé de sobrecorriente (R7) del tipo SEL 351A en la conexión a tierra del devanado estrella del transformador, en serie con la resistencia de puesta a tierra de características: 200A -12Ω / 10seg.

Para el relé ubicado en la celda 4,16kV:

□ Función de sobrecorriente de fase

Código	: 51R6
Función	: 50/51
CT	: 2000/5
Tipo de curva	: IEC Normal Inverse (Ajuste LO)
Sobrecorriente (I/In)	: 4,50 A.sec (Ajuste: 90% CT)
Time dial (s)	: 0,16 (Ajustes S=0,8 y M=2)
Sobrecorriente Alta (I/In)	: 40 A-s (Ajuste: 8 x CT)

Se ha ajustado este relé de tal modo que ante una falla en la barra 4,16kV, la protección actúe en aproximadamente 570 milisegundos, de tal modo que sirva de respaldo tanto a los relés de los alimentadores principales como a los fusibles ubicados en los circuitos que se derivan de ellos.

□ Función de sobrecorriente de tierra

Debido a la elevada relación de transformación, se deshabilitará esta función y se trabajará exclusivamente con el relé R7.

Para el relé ubicado en la conexión a tierra del devanado estrella 4,16kV:

□ Función de sobrecorriente de tierra 51R7-1

Código de función	: 51R7-1
Función	: 51G
CT	: 100/5
Tipo de curva	: IEC Normal Inverse
Sobrecorriente (I/In)	: 4.30 A.sec
Time dial (s)	: 0,06
Sobrecorriente Alta (I/In)	: OFF
Tins	: OFF

□ Función de sobrecorriente de tierra 51R7-2

Código de función	: 51R7-2
Función	: 51G
CT	: 100/5
Tipo de curva	: IEC Normal Inverse

Sobrecorriente (I/In) : 4.30 A.sec
 Time dial (s) : 0,09
 Sobrecorriente Alta (I/In) : OFF
 Tins : OFF

Se observa que se han ajustado dos funciones de sobrecorriente de tierra en el relé R7 y que básicamente se diferencian en los diales y en el modo de actuación.

En caso de fallas a tierra, la función 51R7-1 actuará primero sobre el interruptor local (4,16kV) y luego de un segundo retardo de tiempo y en caso no se despeje la falla, la función 51R7-2 enviará el disparo transferido al interruptor de la subestación Santa María.

j) Ajustes de la Protección Diferencial (87T)

La protección diferencial opera calculando la diferencia de las corrientes que entran y salen de la zona protegida. Para ello se debe tener presente que algunas de las diferencias de corriente no son imputables a una falla, como es el caso de las originadas por corrientes de magnetización, errores de relación de transformación y saturación de los transformadores de corriente.

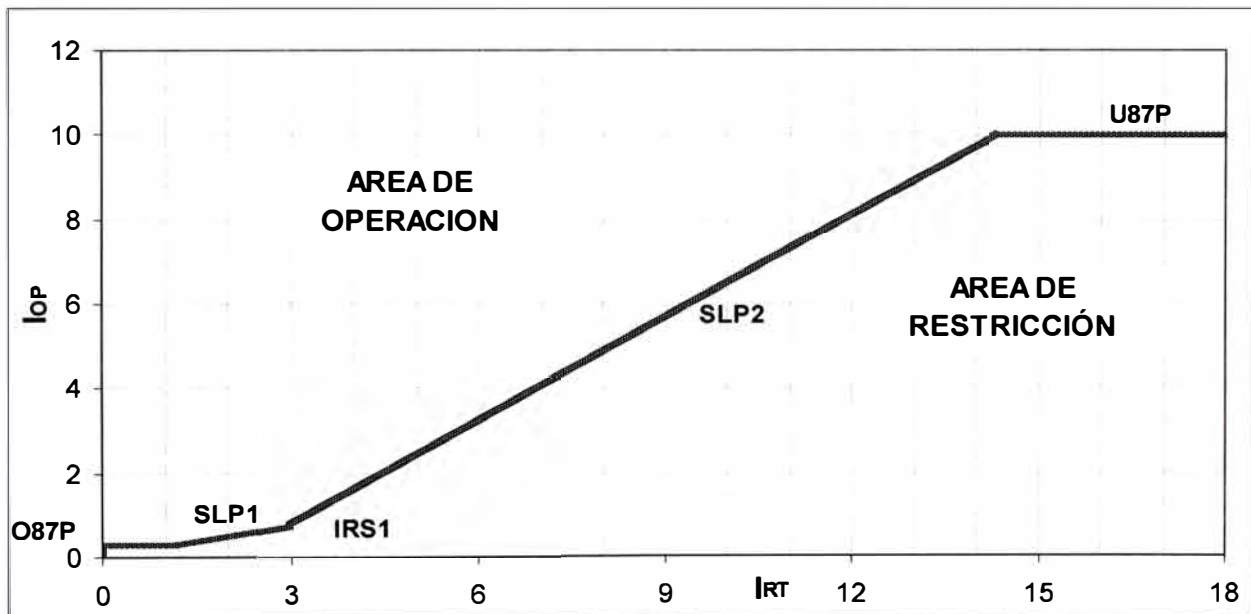


Figura N° 3.2: Característica de operación de la protección diferencial

Considerando lo anterior y ante la necesidad de proveer de una protección unitaria al transformador, se ha previsto implementarle protección diferencial bajo los siguientes criterios

<u>Criterio</u>	: <u>Setting</u>
87 I> Pickup = 0.30 p.u	: O87P
87 I>> Pickup = 10 p.u	: U87P
87 Slope 1 = 25 %	: SLP1

87 Slope 2 = 70 % : SLP2

Restraint Current Slope 1 Limit= 3 : IRS1

Restricción para Armónicos Pares = 15% : PCT2/PCT4

Restricción para el Armónicos Quinto = 30% : PCT5

Bajo éstos ajustes, es posible obtener la característica de operación de la protección diferencial mostrada en la figura N° 3.2.

CAPÍTULO IV

RESULTADOS DE LA APLICACIÓN

De acuerdo con el objetivo del proyecto, se analizará la coordinación de las protecciones en el nivel de 138kV desde la subestación Tipitapa hasta los relés principales en cada devanado de la S.E Mojón 138/13.8/4.16kV, para lo que se empleará la siguiente notación:

- R0: Relé de distancia de la línea L8100 Tipitapa-Amerrisque 138kV;
- R1: Relé de distancia de la línea L8240 Amerrisque-Acoyapa 138kV;
- R2: Relé de distancia de la línea Santa María-Mojón 138kV;
- R3: Relé de sobrecorriente en la celda de llegada LT Santa María-Mojón;
- R4: Relé de sobrecorriente de la celda 13,8kV de la S.E Mojón;
- R5: Relé de sobrecorriente de tierra del devanado estrella - Lado 13.8kV;
- R6: Relé de sobrecorriente de la celda 4,16kV de la S.E Mojón;
- R7: Relé de sobrecorriente de tierra del devanado estrella - Lado 4,16kV;

Para una mejor comprensión de los eventos, en éste capítulo se incluirá las gráficas de las protecciones de sobrecorriente mientras que las gráficas de actuación de las protecciones de distancia serán incluidas en el Anexo E.

4.1 Fallas Trifásicas

Para una mejor comprensión del evento, en la notación se antepondrá la función de protección a la cuál se haga referencia.

4.1.1 Falla Trifásica en Amerrisque 138kV

De los ajustes propuestos, una falla en la S.E Amerrisque será despejada por la 2° zona de los relés de distancia de la S.E Tipitapa en 500 ms.

Tabla N° 4.1. Falla 3 ϕ -Amerrisque 138kV

AMERRISQUE 138kV		Relé
Zona/kA	t(s)	
2° Zona	0,50	21R0

Recordar lo mencionado en el ítem 3.4.1, en relación a que en caso falle la lectura en los transformadores de medida de la central térmica de Tipitapa, eso traerá como

consecuencia el disparo instantáneo mediante la función S/C de emergencia habilitado en los relés de distancia de la central.

4.1.2 Falla Trifásica en Santa María 138kV

En caso se presente una falla en la S.E Santa María, ésta deberá ser despejada por la 1° zona del relé de distancia de la S.E Amerrisque y, en caso ésta no opere, se prevé que actúe la 2° zona del relé de Tipitapa o el ajuste de sobrecorriente del relé de Amerrisque, tal como se indica en la siguiente tabla.

Tabla N° 4.2. Falla 3 ϕ -Santa María 138kV

SANTA MARÍA 138 kV		Relé
Zona/kA	t(s)	
1° Zona	0,20	21R1
3° Zona	1,00	21R0
1,18 kA	1,50	67R1

De presentarse la falla delante del relé de la Subestación Santa María, la protección de distancia de la SE Santa María lo despejará en 1° zona, es decir, en tiempo instantáneo.

4.1.3 Falla Trifásica en Mojón 138 kV

De presentarse una falla trifásica en el lado 138 kV de la Subestación Mojón, ésta será despejada en instantáneo por actuación de la primera zona del relé de distancia de la subestación Santa María, quedando como respaldo las funciones de sobrecorriente tal como se muestra en la figura N° 4.1 y en la siguiente tabla:

Tabla N° 4.3. Falla 3 ϕ -Mojón 138kV

MOJÓN 138kV		Relé
Zona/kA	t(s)	
1° Zona	0,00	21R2
0,97 kA	0,00	67R2
0,97 kA	0,00	51R3
0,97 kA	0,27	100E
2° Zona	0,50	21R1
3° Zona	1,00	21R0
0,97 kA	1,50	67R1

Obsérvese que se ha ajustado las protecciones principal y de respaldo en la Subestación Santa María de tal modo que actúen antes que la segunda zona del relé de

distancia de la subestación Amerrisque, garantizando de este modo la continuidad del servicio a las localidades cercanas.

4.1.4 Falla Trifásica en Mojón 13.8 kV

En caso se presente alguna falla en el lado de 13.8kV del transformador y delante del fusible de mayor capacidad, el sistema de protección actuará del siguiente modo:

Tabla N° 4.4. Falla 3 ϕ -Mojón 13,8kV

MOJÓN 13,8kV		Relé
kA	t(s)	
2,77	0,00	51R4
0,28	0,31	R4.87T
0,28	1,00	51R3
0,28	1,00	67R2
0,28	1,50	67R1

Obsérvese que este tipo de falla recién será detectado en 1,5 segundos por el relé de la subestación Amerrisque, lo que da al sistema de protección de la mina el tiempo necesario para actuar coordinadamente, como se muestra también en la figura N° 4.2.

4.1.5 Falla Trifásica en Mojón 4.16 kV

En caso se presente una falla en el lado de 4,16kV del transformador el sistema de protección actuará del siguiente modo:

Tabla N° 4.5. Falla 3 ϕ -Mojón 4,16kV

MOJÓN 4,16kV		Relé
kA	t(s)	
12,36	0,57	51R6
0,37	0,84	51R3
0,37	0,84	67R2
0,37	1,50	67R1
0,37	2,94	100E

Al igual que en el ítem anterior, la protección de sobrecorriente de Amerrisque detectará la falla en 1,50 segundos, lo que da al sistema el lapso suficiente para que las protecciones locales despejen la falla, tal como muestra en la figura N° 4.3.

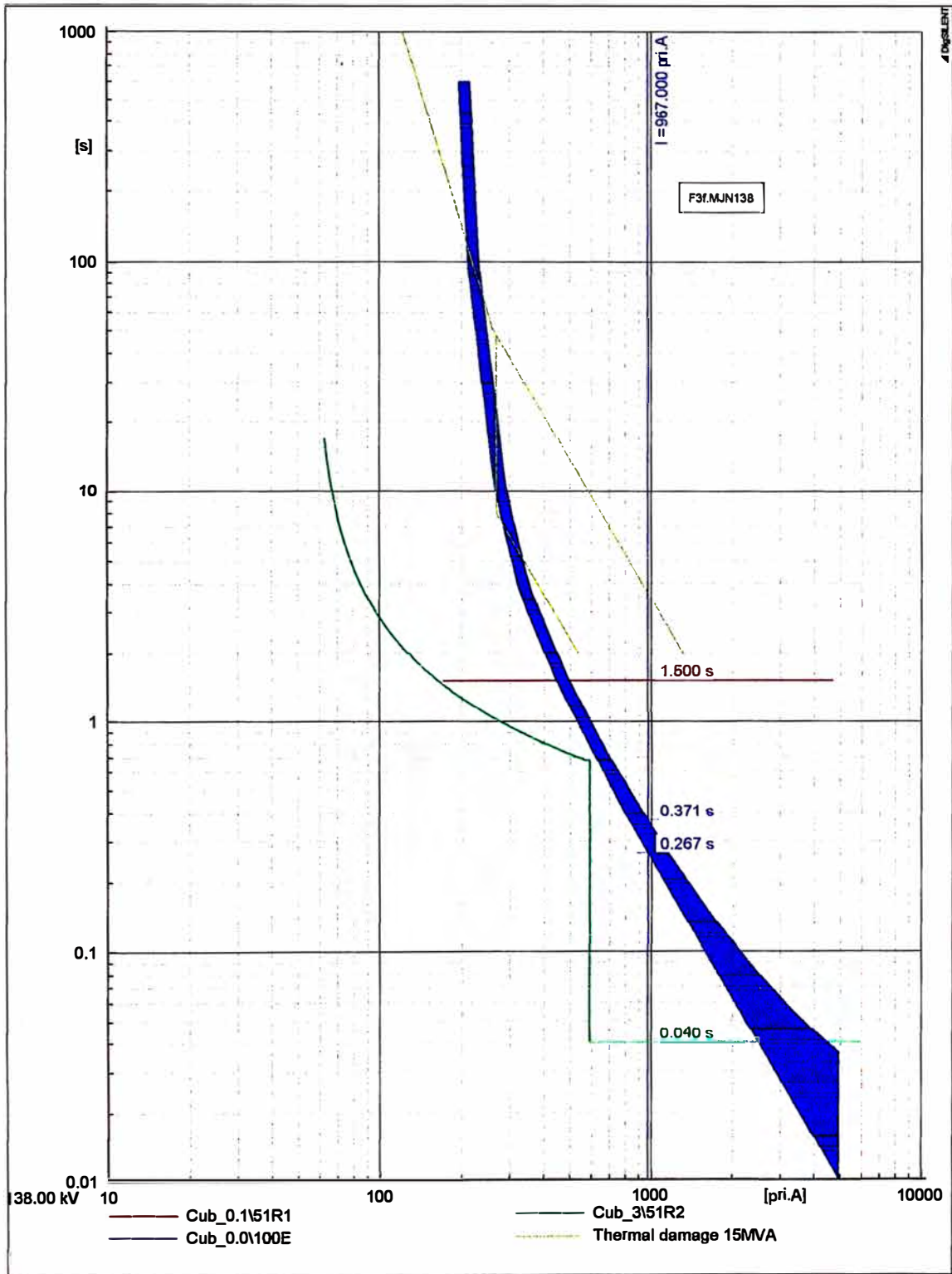


Figura N° 4.1 Falla Trifásica: Mojón 138kV

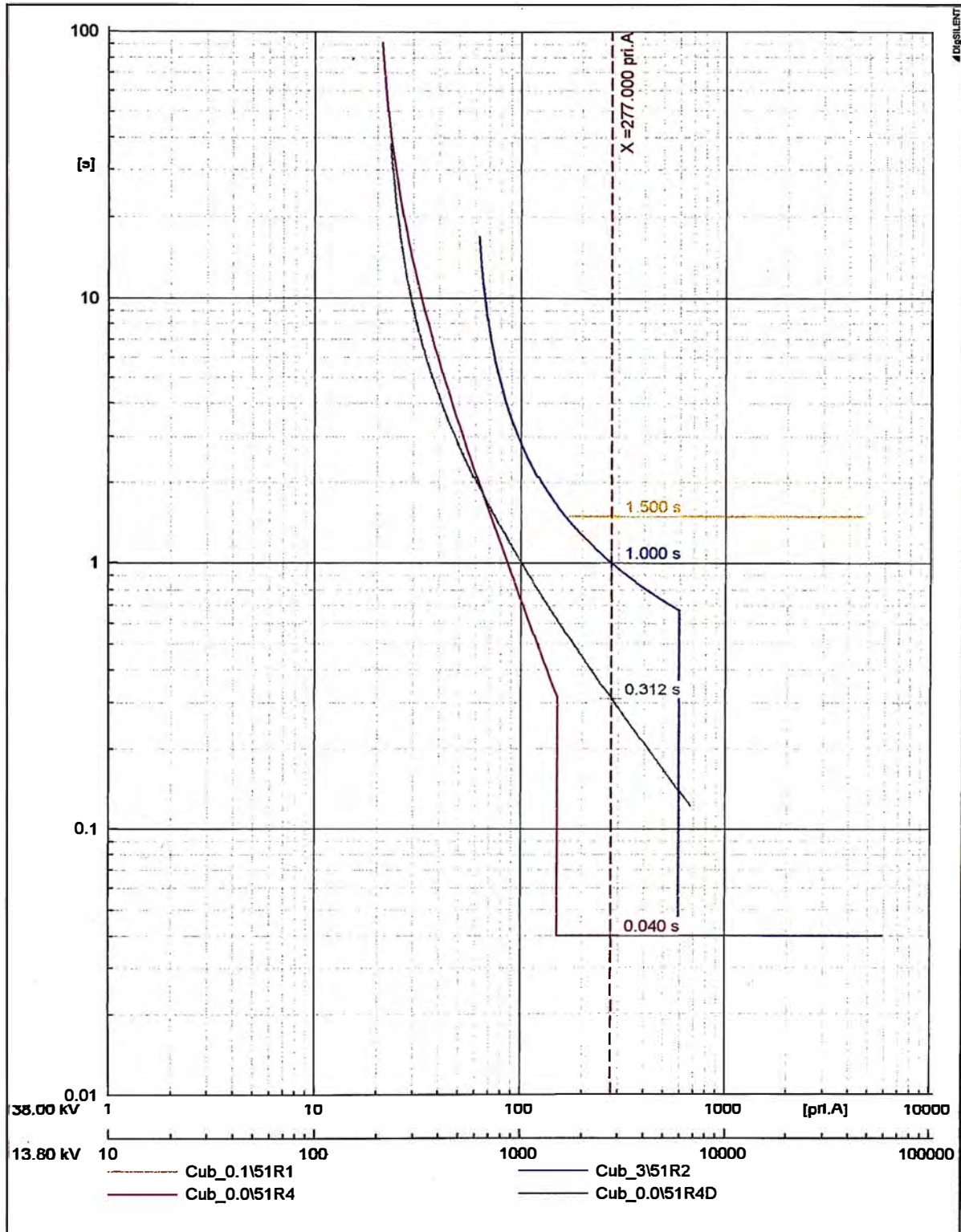


Figura N° 4.2 Falla Trifásica: Mojón 13,8kV

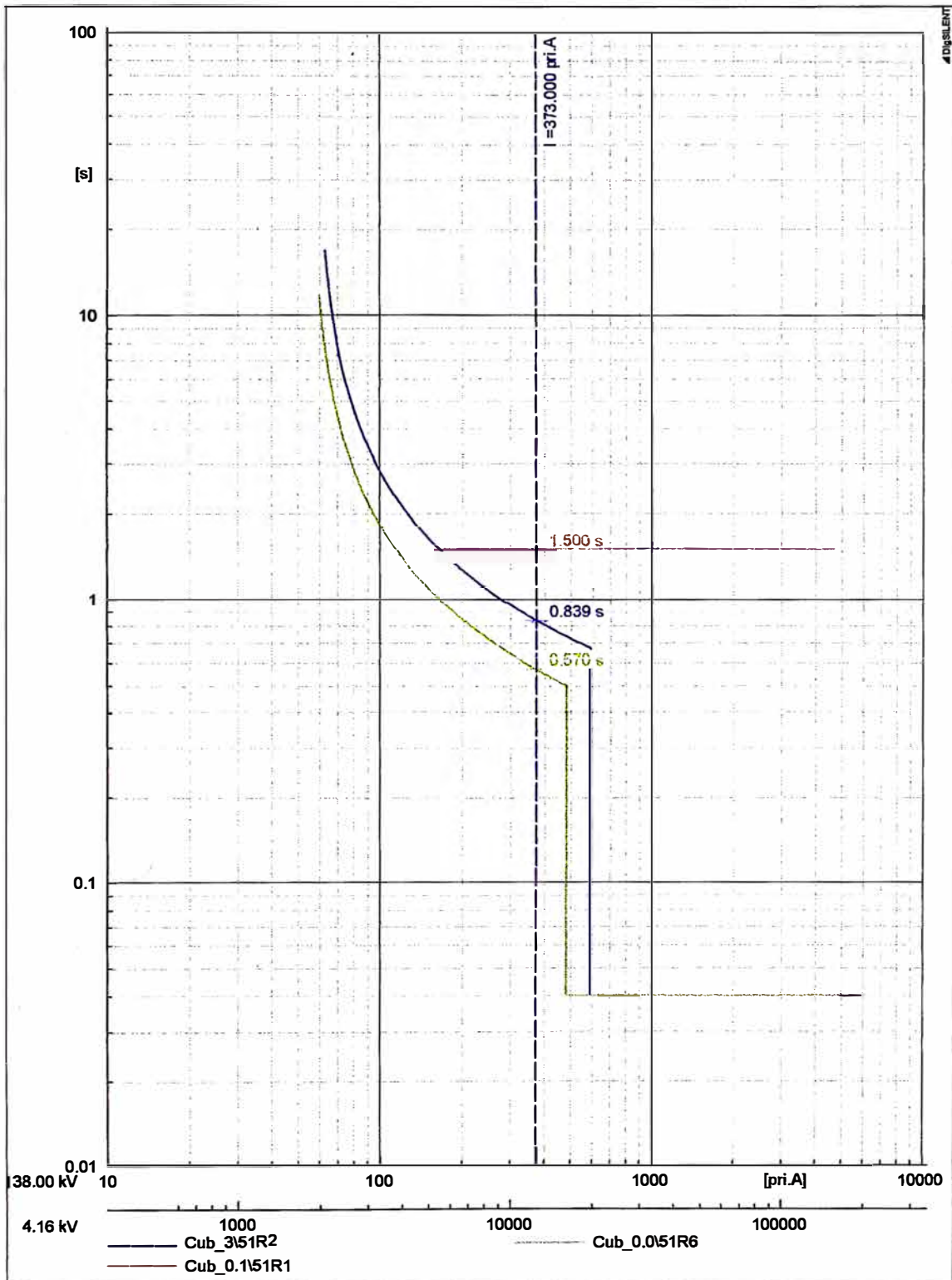


Figura N° 4.3 Falla Trifásica: Mojón 4,16kV

4.2 Fallas Monofásicas

4.2.1 Falla Monofásica en S.E Amerrisque 138kV

De los ajustes propuestos; una falla en la subestación Amerrisque será despejada por la segunda zona del relé de Tipitapa en 500 ms.

Tabla N° 4.6. Falla 1 ϕ -Amerrisque 138kV

AMERRISQUE 138kV		Relé
Zona/kA	t(s)	
2° Zona	0,50	21R0

4.2.2 Falla Monofásica en S.E Santa María 138kV

En caso se presente una falla en la subestación Santa María, ésta deberá ser despejada por la primera zona del relé de distancia de la subestación Amerrisque y, en caso éste no opere, se prevé que actúe la 2° zona del relé de Tipitapa o la función de sobrecorriente del relé de Amerrisque, tal como se indica en la siguiente tabla.

Tabla N° 4.7. Falla 1 ϕ -Santa María 138kV

SANTA MARÍA 138 kV		Relé
Zona/kA	t(s)	
1° Zona	0,20	21R1
3° Zona	1,00	21R0
0,75 kA	1,50	67R1

De presentarse la falla delante del relé de la Subestación Santa María, la protección de distancia (21R2) lo despejará en 1° zona, es decir, en tiempo instantáneo.

4.2.3 Falla Monofásica en S.E Mojón 138 kV

Tabla N° 4.8. Falla 1 ϕ -Mojón 138kV

MOJÓN 138kV		Relé
Zona/kA	t(s)	
1° Zona	0,00	21R2
0,60 kA	0,00	67R2
0,60 kA	0,00	51R3
2° Zona	0,50	21R1
3° Zona	1,00	21R0
0,60 kA	1,50	67R1

En caso se presente una falla monofásica en el lado 138 kV de la subestación, ésta será despejada en tiempo instantáneo por los relés principal y de respaldo de la subestación Santa María, tal como se muestra en la Tabla N° 4.8 y en la figura N° 4.4.

4.2.4 Falla Monofásica en Mojón 13.8 kV

De ocurrir alguna falla en el lado de 13,8kV del transformador de la subestación Mojón, ésta será despejada por las protecciones locales, considerando que los relés de la subestación Santa María no detectarán la falla debido a la conexión delta del transformador.

Basado en los ajustes propuestos, se comprueba que las protecciones locales actuarán como se indica en la siguiente tabla y en la figura N° 4.5.

Tabla N° 4.9. Falla 1 ϕ -Mojón 13,8kV

MOJÓN 13,8kV		Relé
kA	t(s)	
2,57	0,00	51R4
2,57	0,27	51R5

4.2.5 Falla Monofásica en Mojón 4.16 kV

De presentarse alguna falla en el lado de 4,16kV del transformador de la S.E Mojón, ésta deberá ser despejada por las protecciones locales, considerando que el relé de la subestación Santa María no detectará la falla debido a la conexión delta del transformador.

De acuerdo al ajuste propuesto en el ítem 7.2.2.6, se comprueba que las protecciones locales actuarán como se indica en la siguiente tabla y en la figura N° 08:

Tabla N° 4.10. Falla 1 ϕ -Mojón 4,16kV

MOJÓN 4,16kV		Relé
kA	t(s)	
0,22	0,30	51R7-1
0,22	0,60	51R7-2

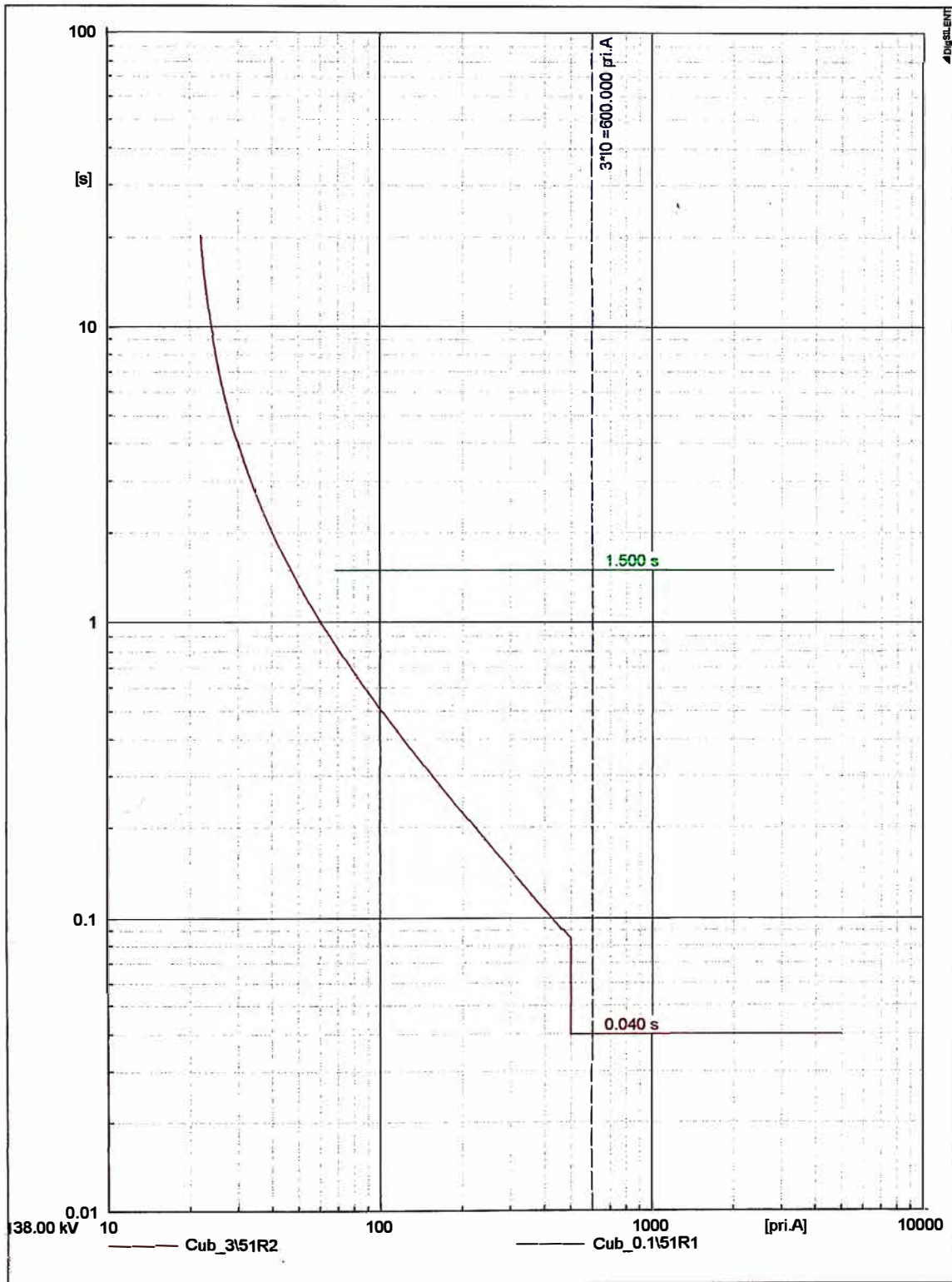


Figura N°4.4 Falla Monofásica: Mojón 138kV

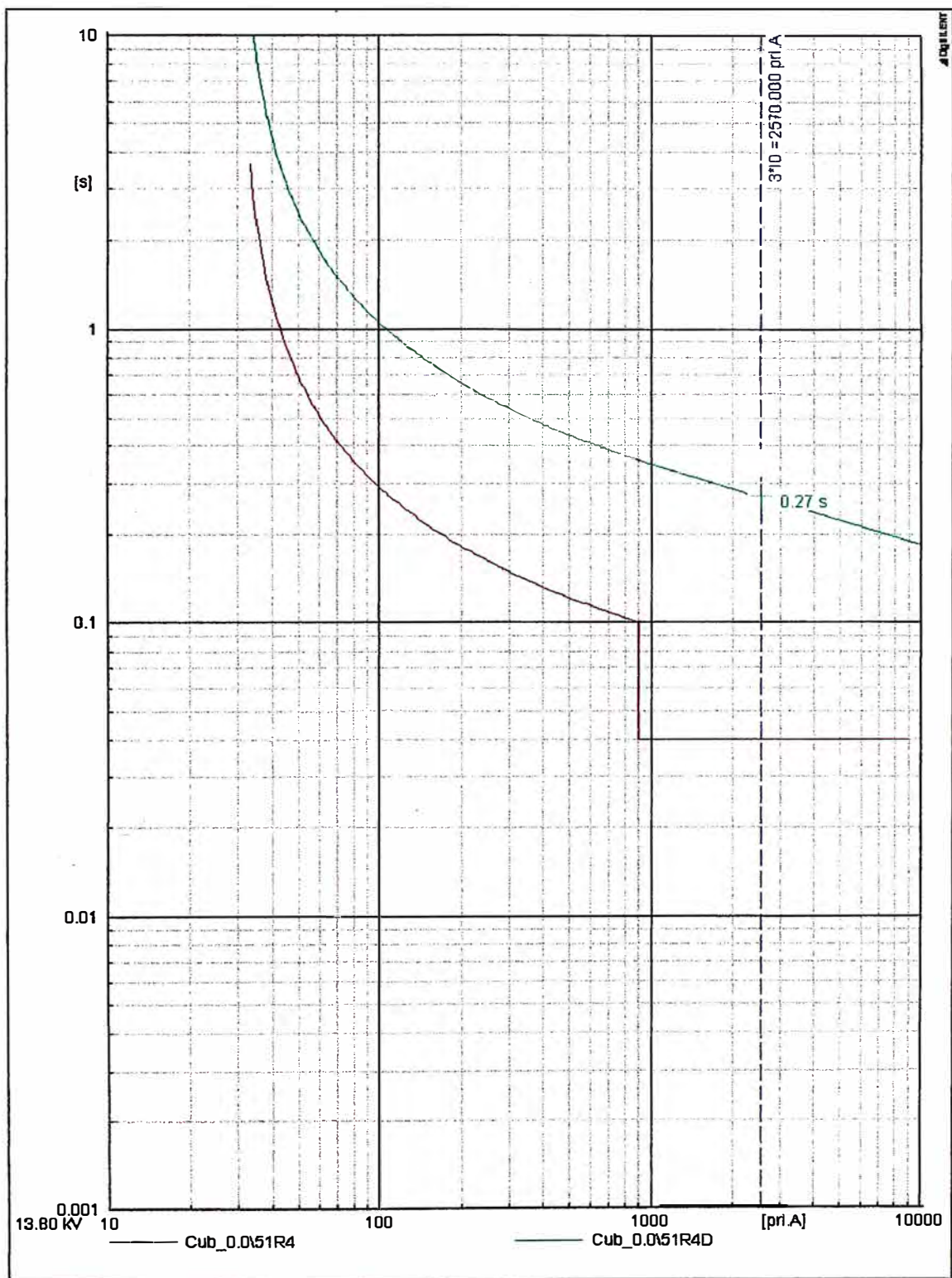


Figura N°4.5 Falla Monofásica: Mojón 13.8kV

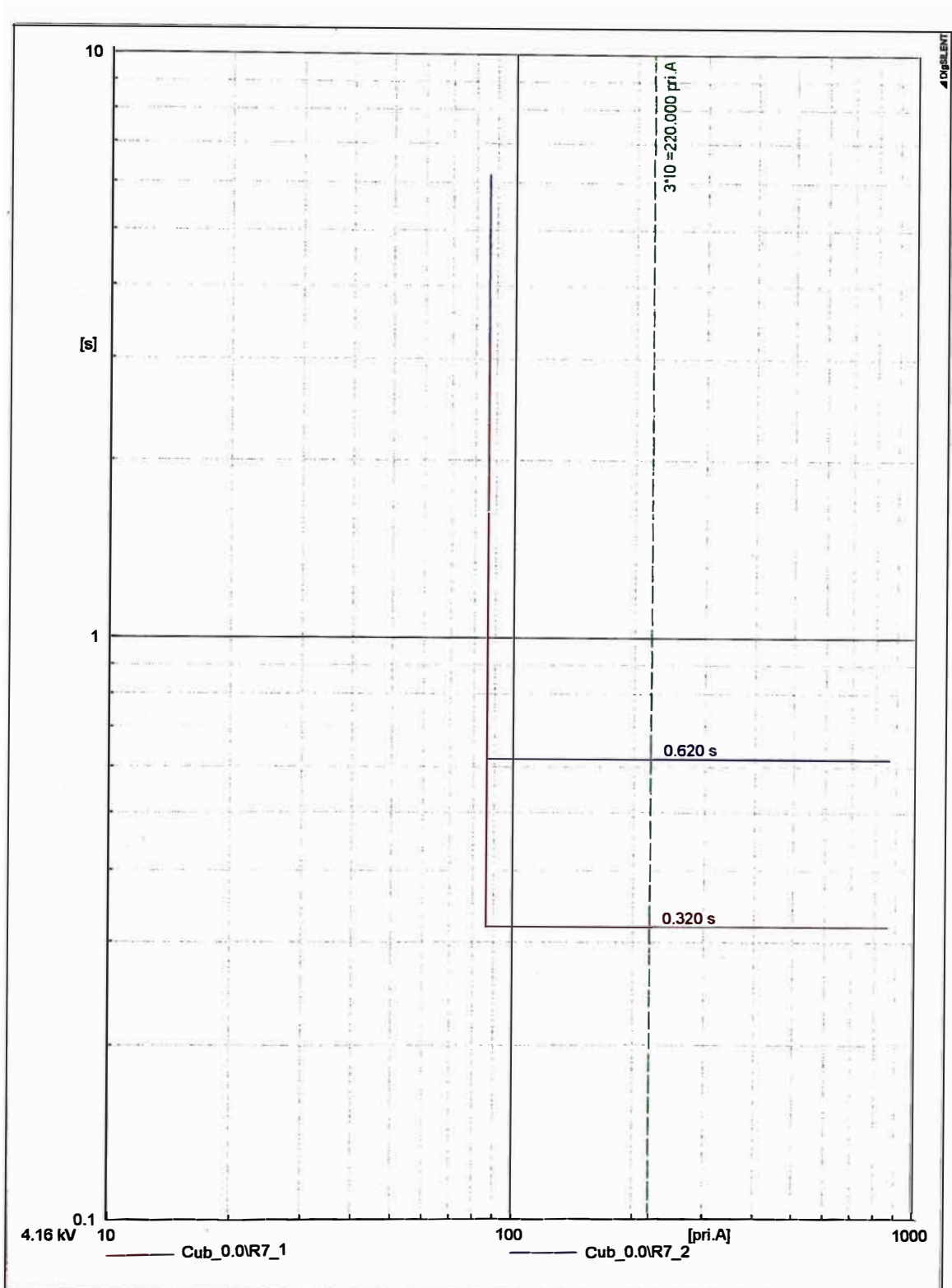


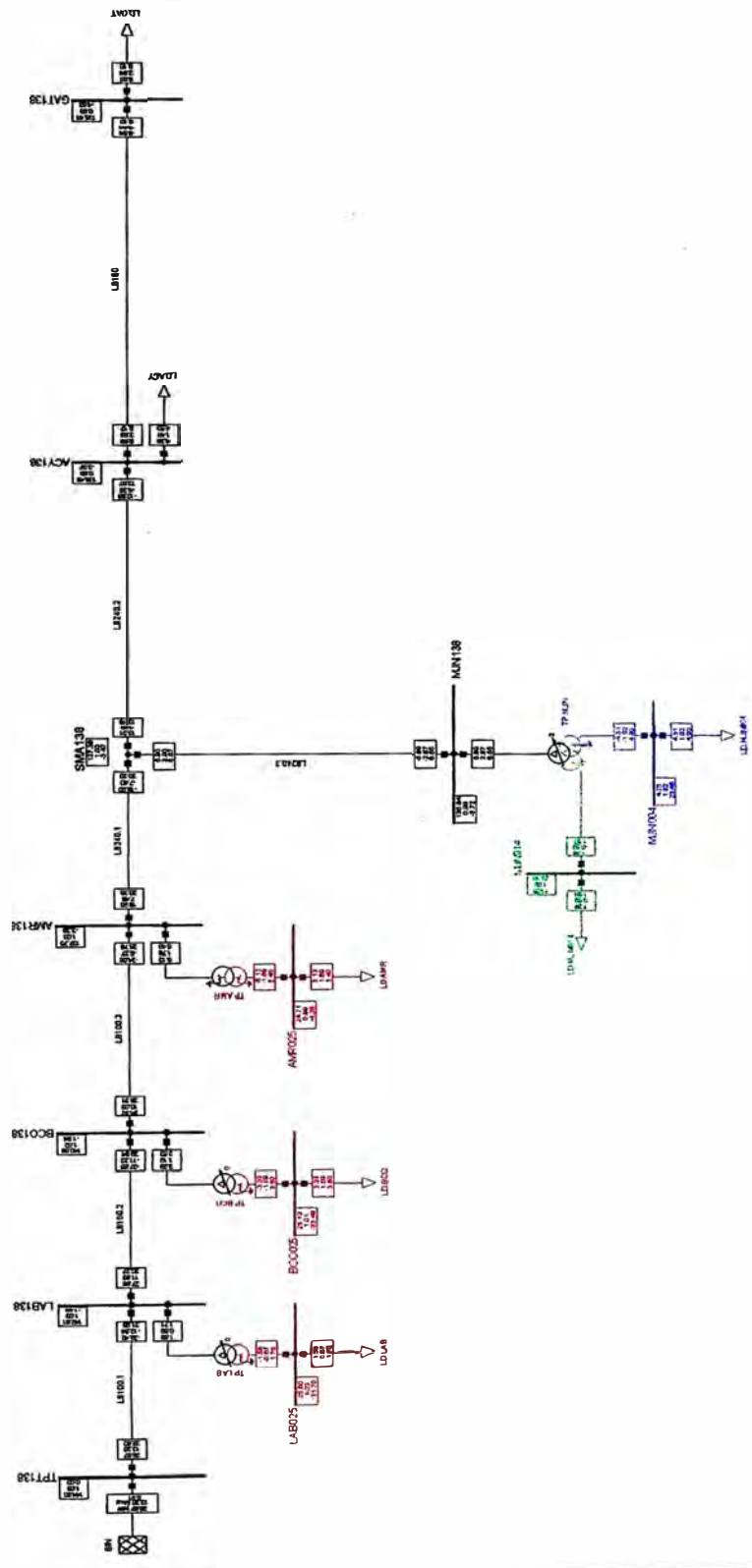
Figura N°4.6 Falla Monofásica: Mojón 4.16kV

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- En el lado de 138kV, se ha ajustado las protecciones en la subestación Santa María de tal modo que cualquier falla que se presente en la línea o dentro del transformador, sean despejados en tiempo instantáneo.
- En los lados de 13,8 y 4,16kV de la subestación Mojón, se han ajustado las protecciones locales de tal modo que despejen la falla antes de la actuación de las protecciones existentes en el lado de 138kV.
- En conclusión, se ha ajustado el sistema de protección del proyecto tomado como caso de estudio, de modo que actúe coordinadamente con el sistema de protección existente.
- Durante la adquisición de los nuevos equipos de protección, es importante solicitar al fabricante toda la información referente a su construcción y funcionamiento para realizar el montaje de los mismos; además de pedir las garantías en caso de mal funcionamiento.
- Es importante codificar los dispositivos de protección, para ubicarlos inmediatamente en caso de presentarse alguna eventualidad, para posteriormente dar soluciones, mediante normas y procedimientos.
- Es necesario realizar periódicamente el mantenimiento del nuevo Sistema de Protecciones, para verificar que se encuentra operando normalmente dentro de lo programado.
- Con la implementación de los nuevos relés digitales, se hace necesario su integración al Sistema para Supervisión, Control y Adquisición de Datos (SCADA), debido a que esto permitiría aprovechar al máximo la potencialidad de dichos relés.

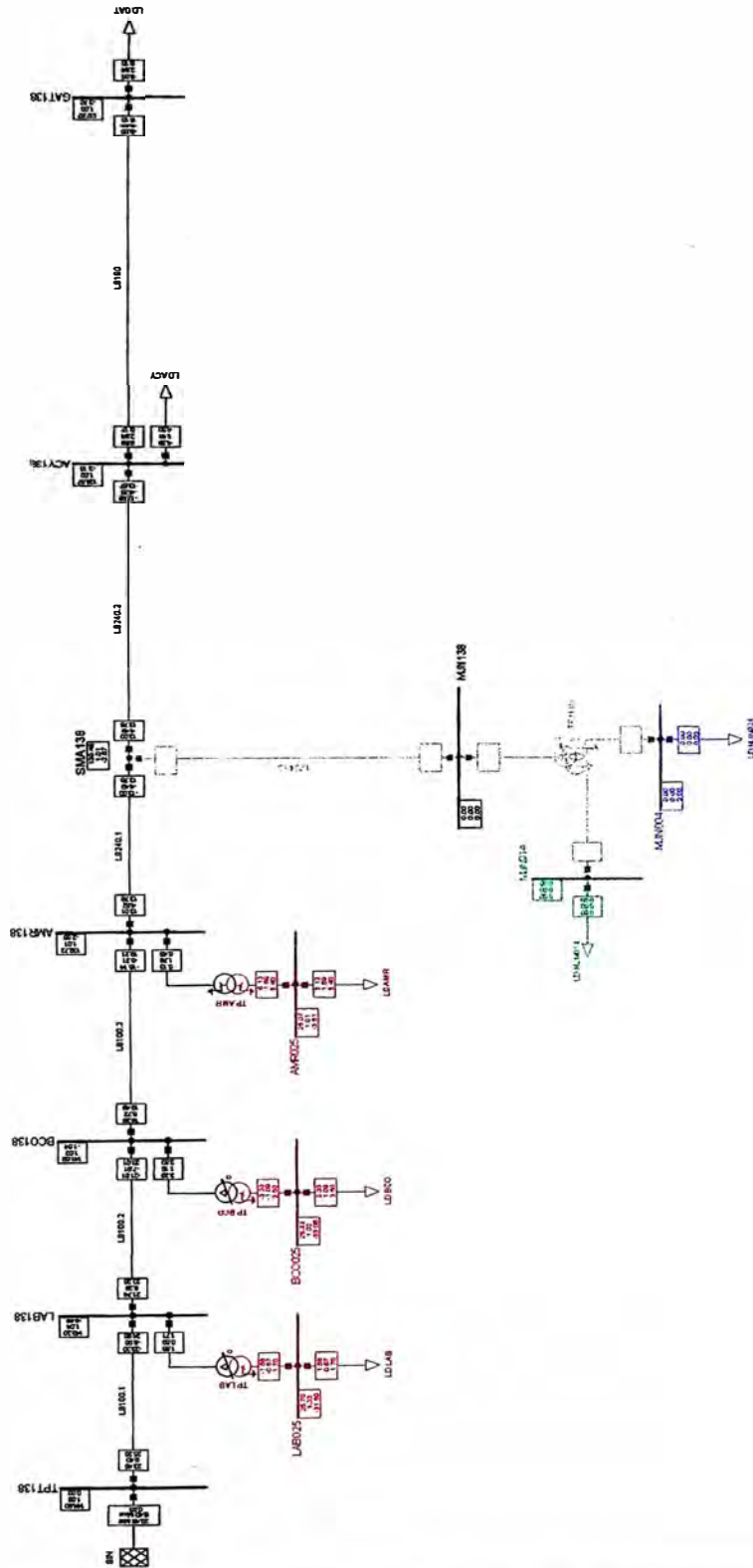
ANEXOS

ANEXO A. ANÁLISIS DE FLUJO DE CARGA



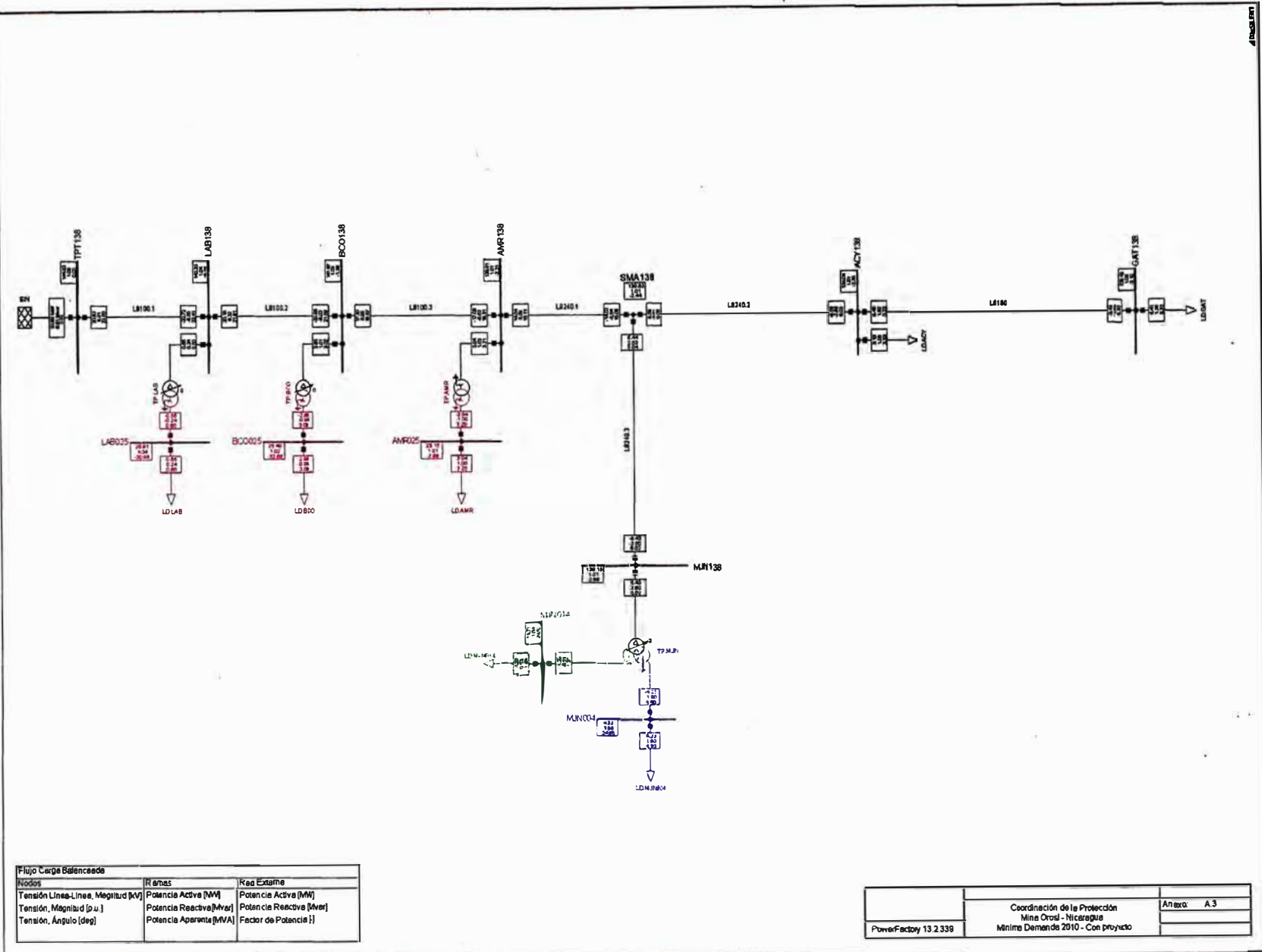
FILED Carga de la Celda		Reli Espinosa	
NOSES	RENOS	Potencia Activa (MW)	Potencia Activa (MW)
Tension Lineal (kV)	Potencia Reactiva (Mvar)	Potencia Reactiva (Mvar)	Potencia Reactiva (Mvar)
Tension Magnitud (p.u.)	Potencia Activa (MW)	Factor de Potencia (%)	Factor de Potencia (%)
Tension Angulo (deg)			

PowerFactory 13.2.330	Arreglo: A.1
Coordinación de la Protección Min. Cost - Nicaragua Módulo Demanda 2010 - Con Proyecto	



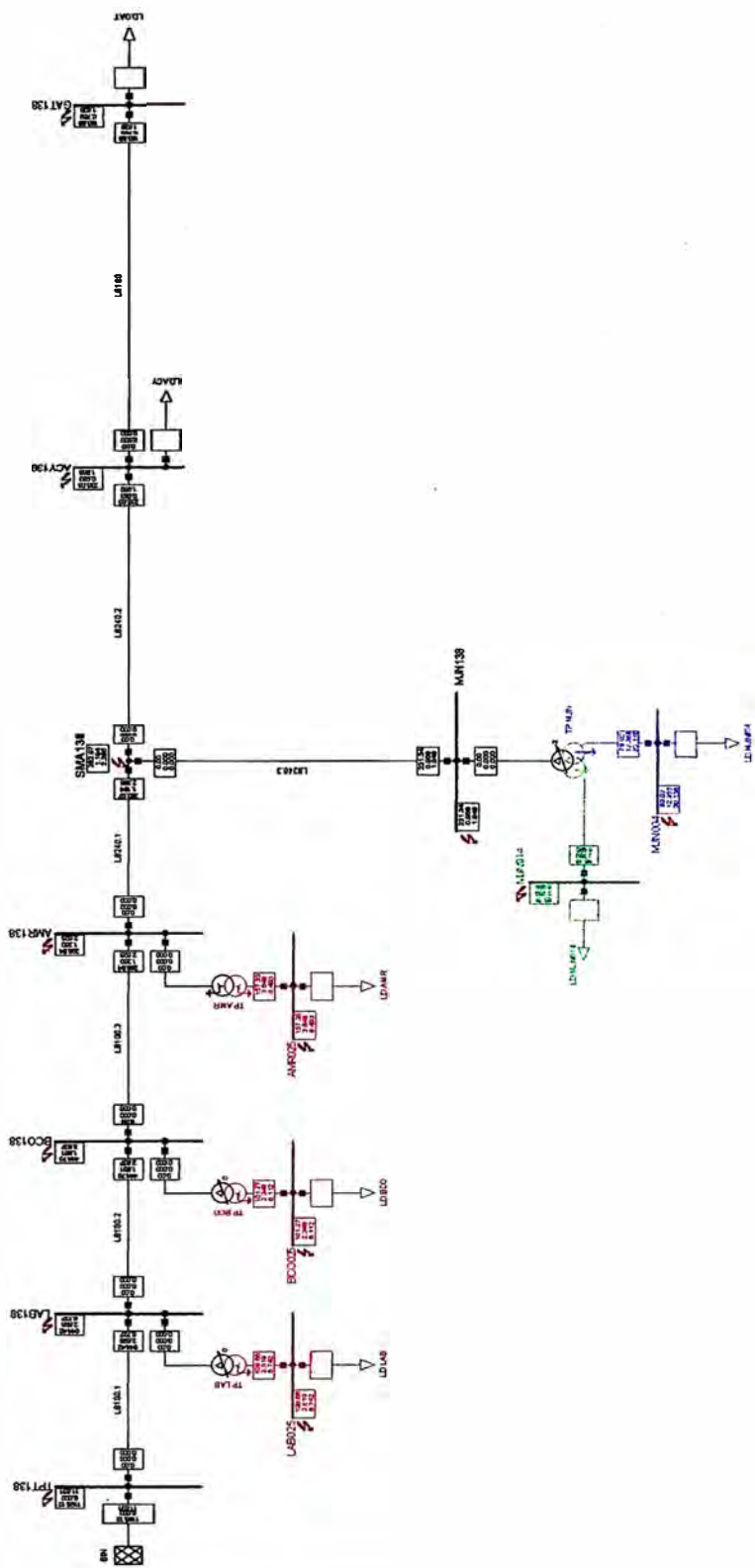
Flujo Campo Balmaceda		Red Estima	
Nodo	Clase	Potencia Activa (MW)	Potencia Reactiva (Mvar)
Tensión Línea-Línea (KV)	Potencia Activa (MW)		
Tensión Magnitud (p.u.)	Potencia Reactiva (Mvar)		
Tensión Ángulo (deg)	Potencia Aparente (MVA)		
	Factor de Potencia		

PowerFactory 13.2.339	Configuración de Producción Mina Copal - Micro Máquina Demanda 210 - Sin proyecto	Ataque - A.2
-----------------------	-----------------------------------------------------------------------------------------	--------------



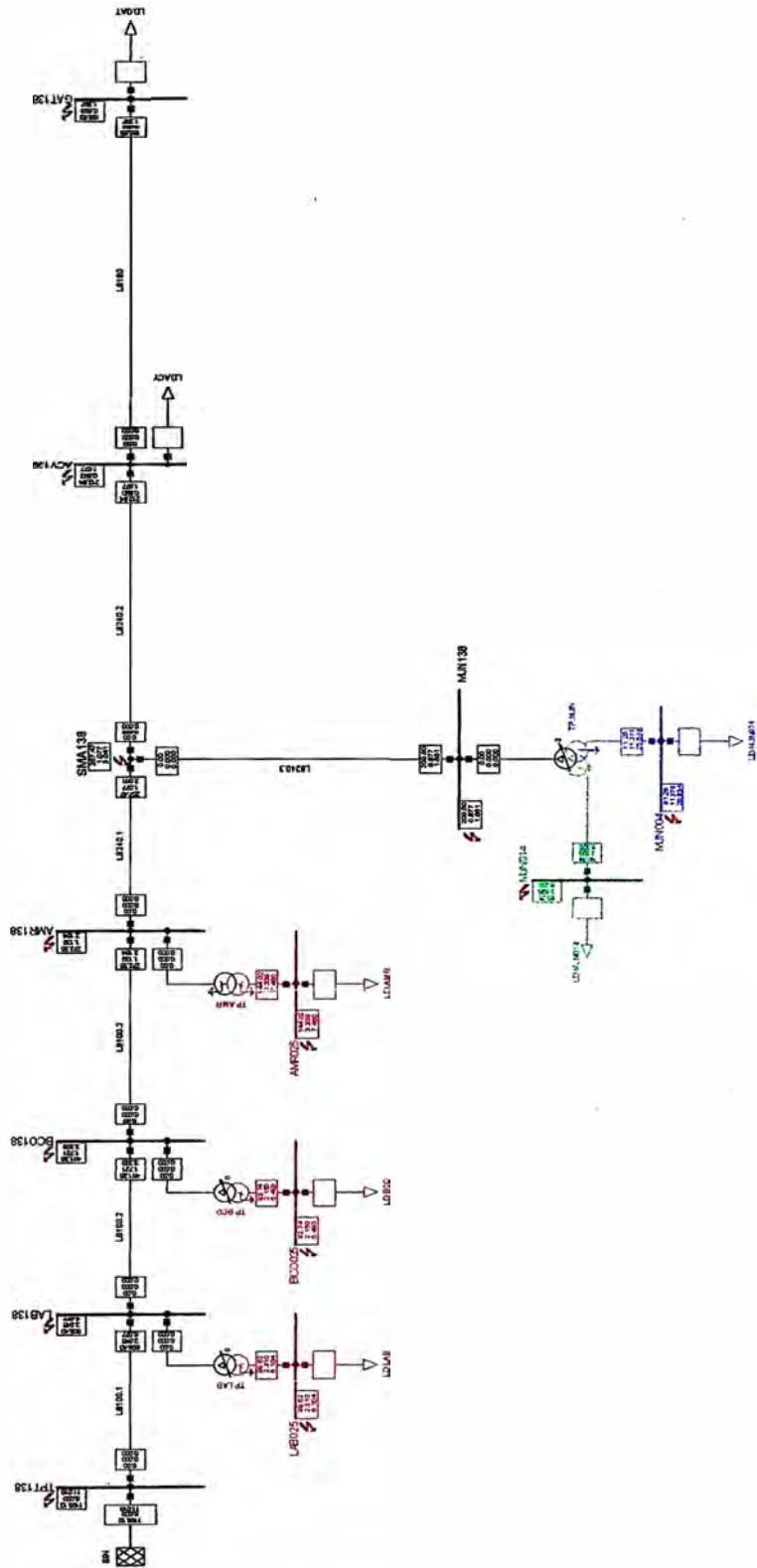
Flujo Carga Balanceada		
Nodos	Rehas	Reg Estable
Tensión Línea-Línea, Megavolt (KV)	Potencia Activa (MW)	Potencia Activa (MW)
Tensión, Magnitud (p.u.)	Potencia Reactiva (Mvar)	Potencia Reactiva (Mvar)
Tensión, Angulo (deg)	Potencia Aparente (MVA)	Factor de Potencia (f)

ANEXO B. ANÁLISIS DE CORTOCIRCUITO



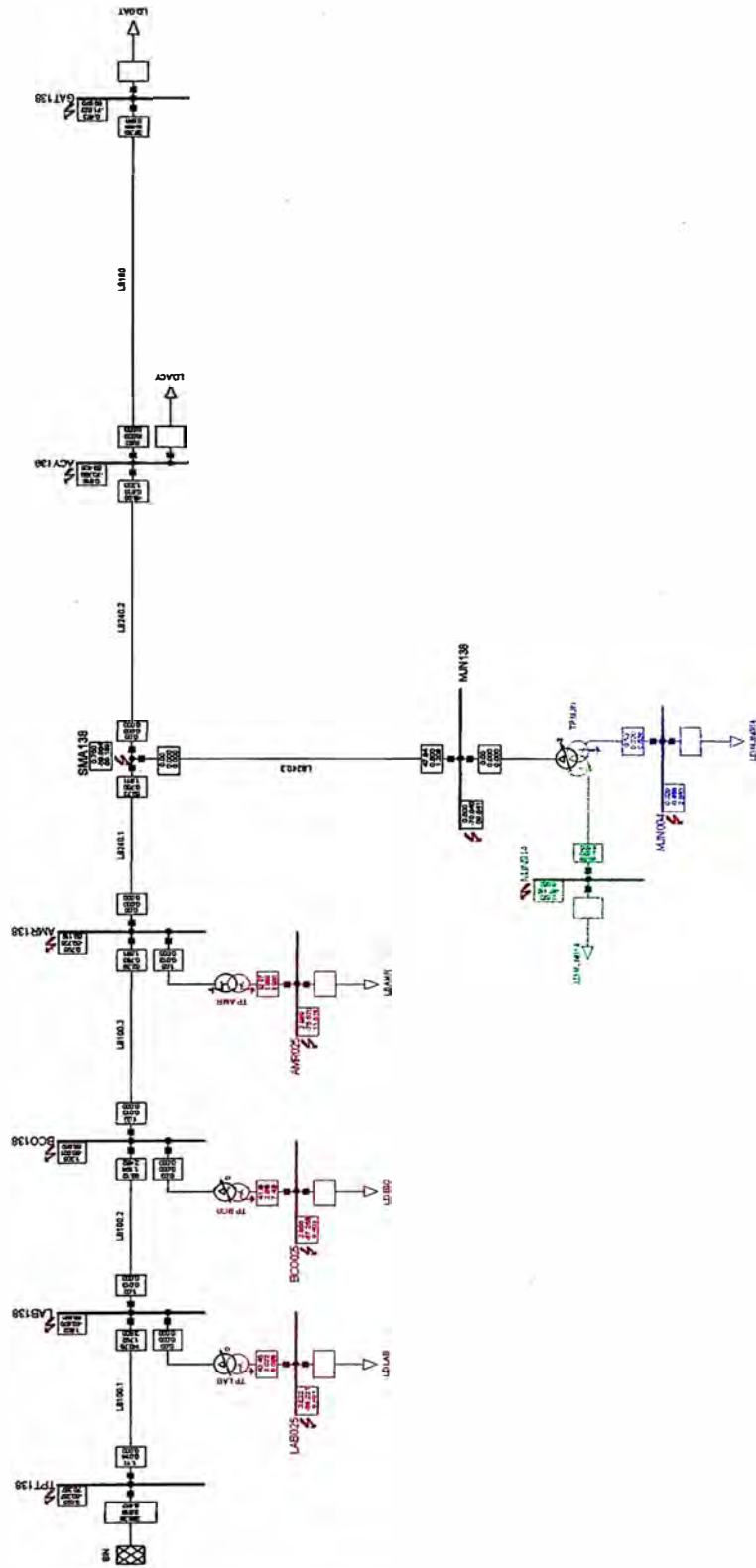
[Módulo Corto Circuito Trifásico según IEC]	
Modulo de Corto Circuito	Trifases
Potencia Inicial de Corto Circuito [MVA]	Potencia Inicial de Corto Circuito [MVA]
Comienzo Inicial de Corto Circuito [s]	Comienzo Inicial de Corto Circuito [s]
Comienzo Pico de Corto Circuito [s]	Comienzo Pico de Corto Circuito [s]

Configuración de la Protección para el estudio de Cortocircuitos	
Módulos Conexión de Cortocircuito Trifásico	
PowerFactory 13.2.339	Área: B.1



Mín. Corto Circuito Típicos según IEC	
Nombre de Corto Circuito	Ramas
Potencia Inicial de Corto Circuito (MVA)	Potencia Inicial de Corto Circuito (MVA)
Corriente Inicial de Corto Circuito (kA)	Corriente Inicial de Corto Circuito (kA)
Corriente Pico de Corto Circuito (kA)	Corriente Pico de Corto Circuito (kA)

PowerFactory 13.2.339	PowerFactory 13.2.339
Conexión de la Protección Mina Oro - Nicaragua	Conexión de la Protección Mina Oro - Nicaragua
Módulo de Cálculo Típico	Módulo de Cálculo Típico
Alcance B.2	Alcance B.2

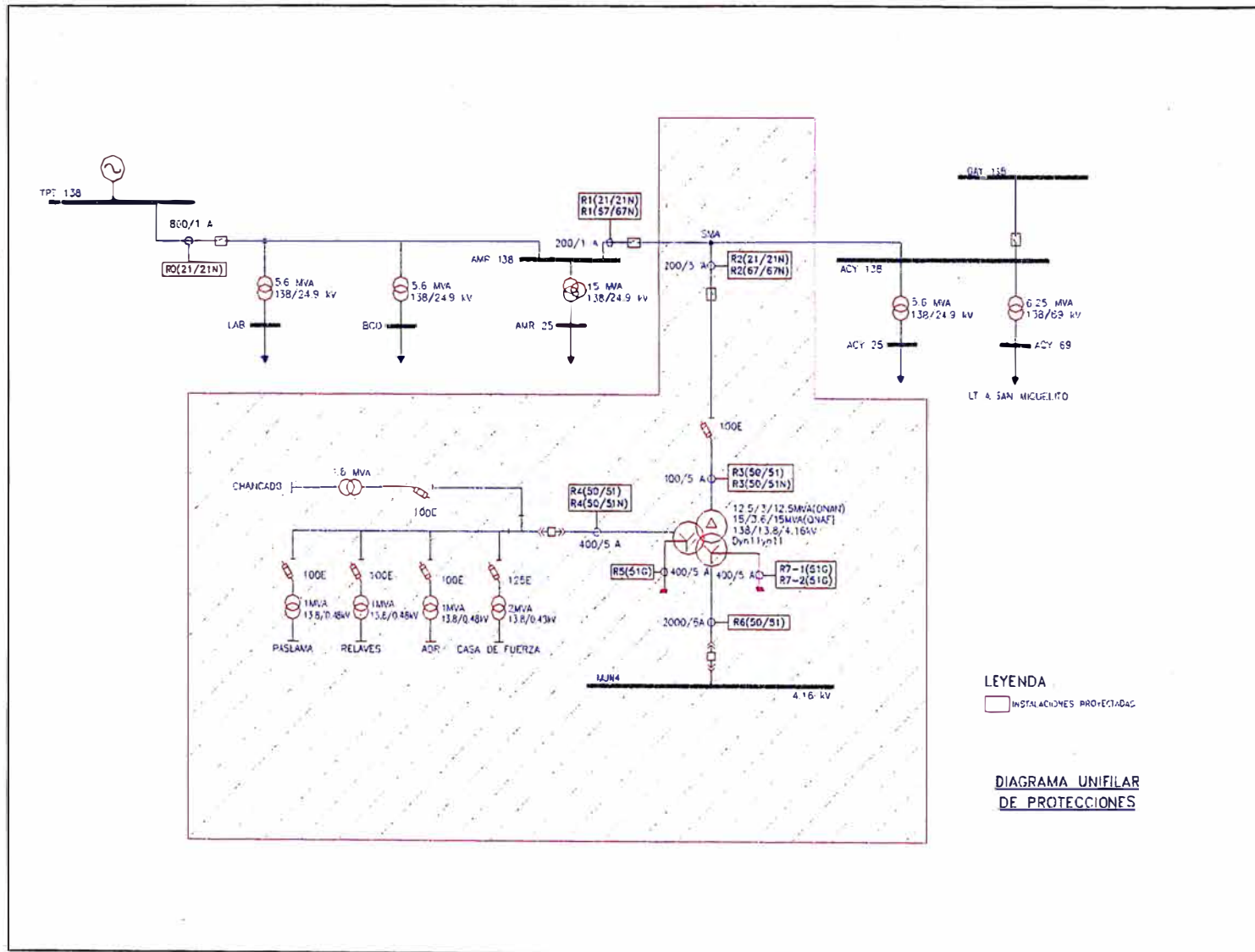


Más: Como Circuito Modificado según IEC Nombre de Circuito: T11111111	
Potencia Inicial de Como Circuito: A [MVA]	Área: B.3
Contenido Inicial de Como Circuito: A [kA]	
Contenido Pico de Como Circuito: A [kA]	

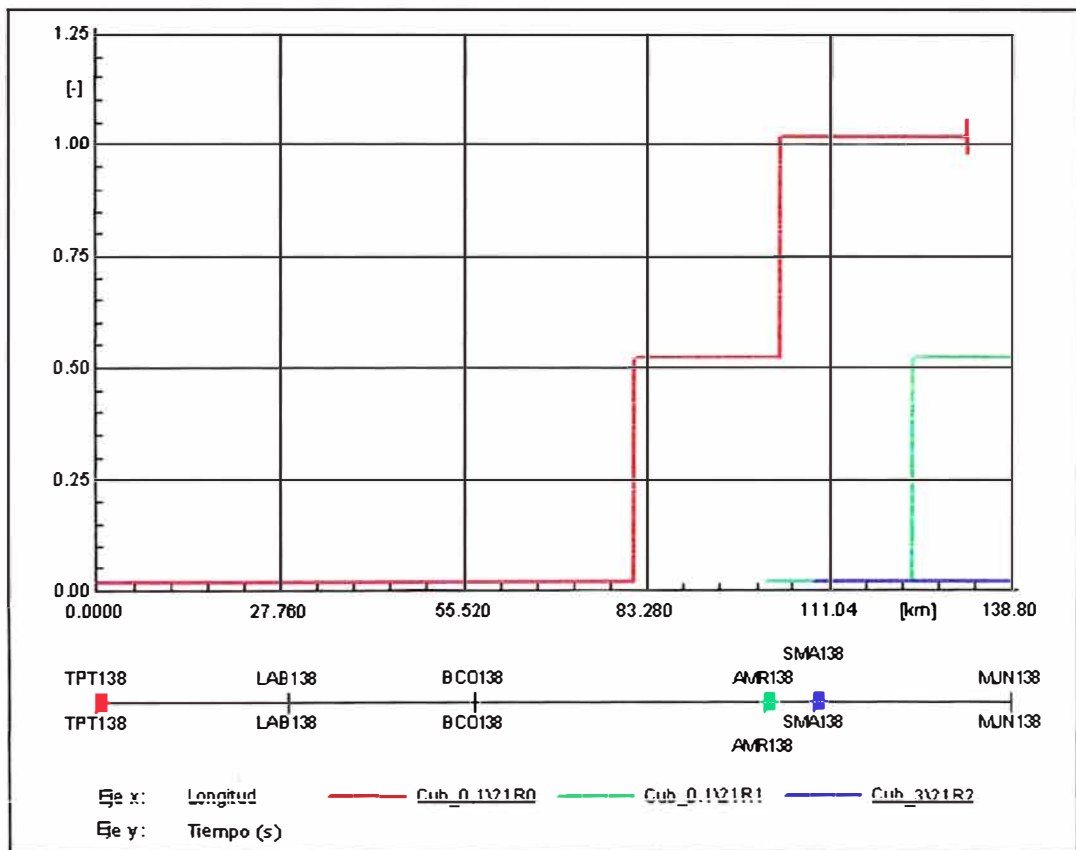
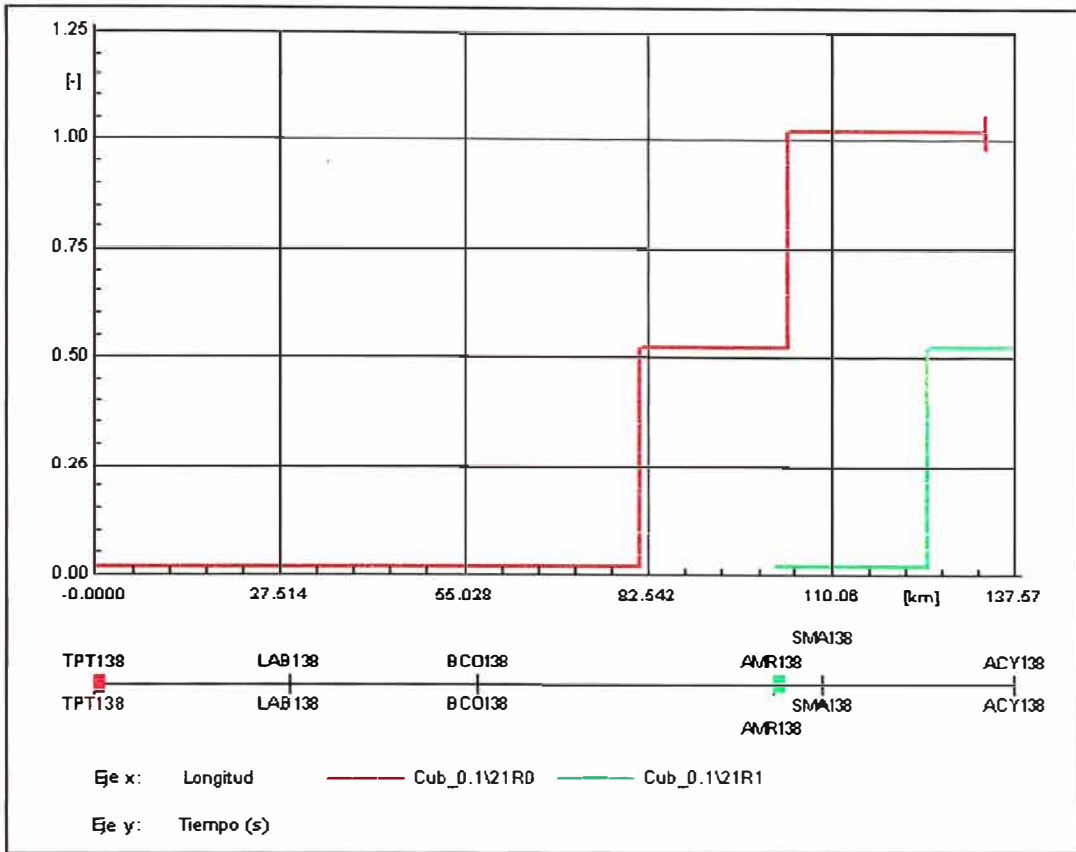
PowerFactory 13.2.3.39	Modificación de Circuito Modificado
Copia de la Procedencia Modificación de Circuito Modificado	Área: B.3

ANEXO C. DIAGRAMA UNIFILAR GENERAL.

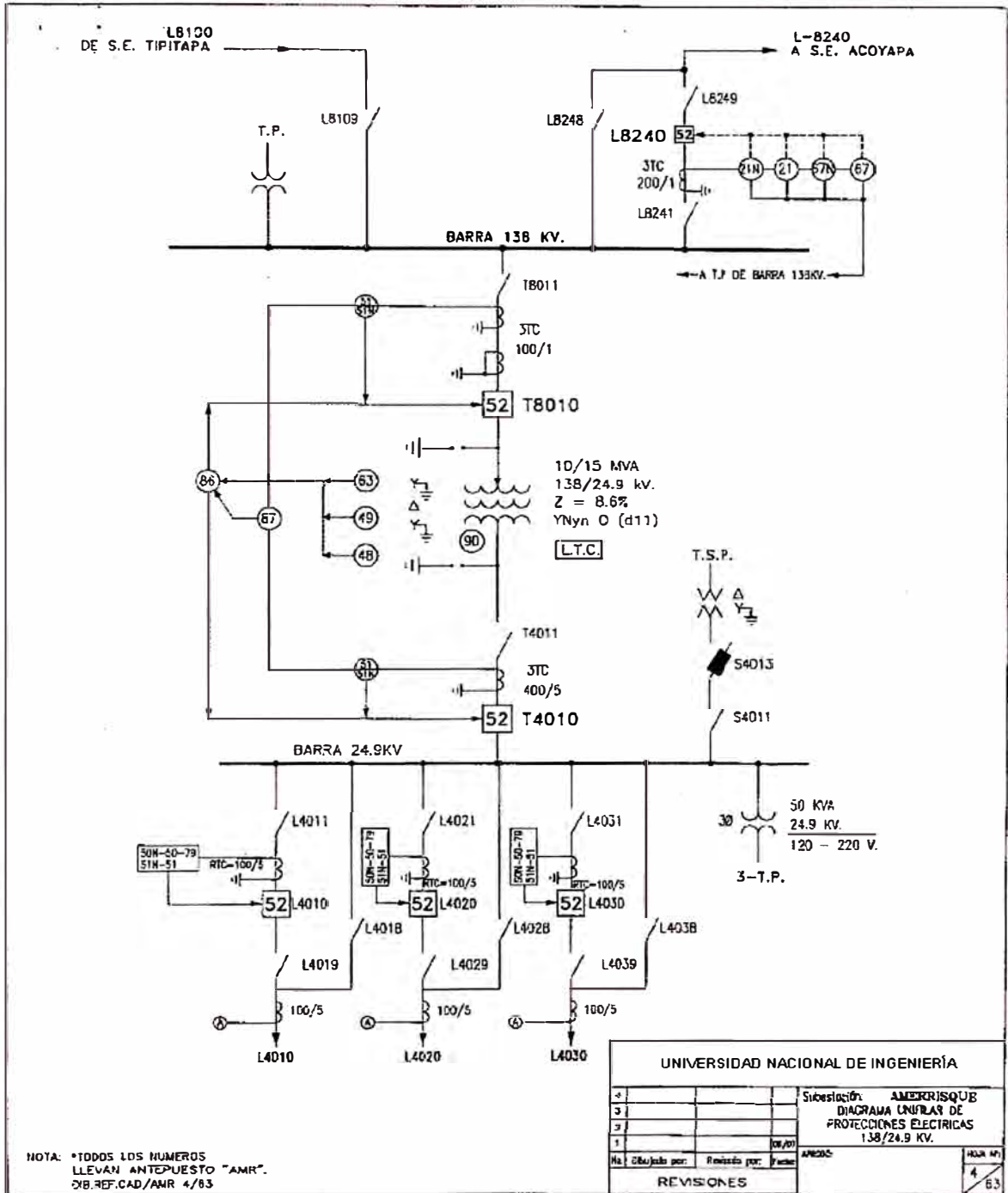
ANEXO D. DIAGRAMA UNIFILAR DE PROTECCIONES

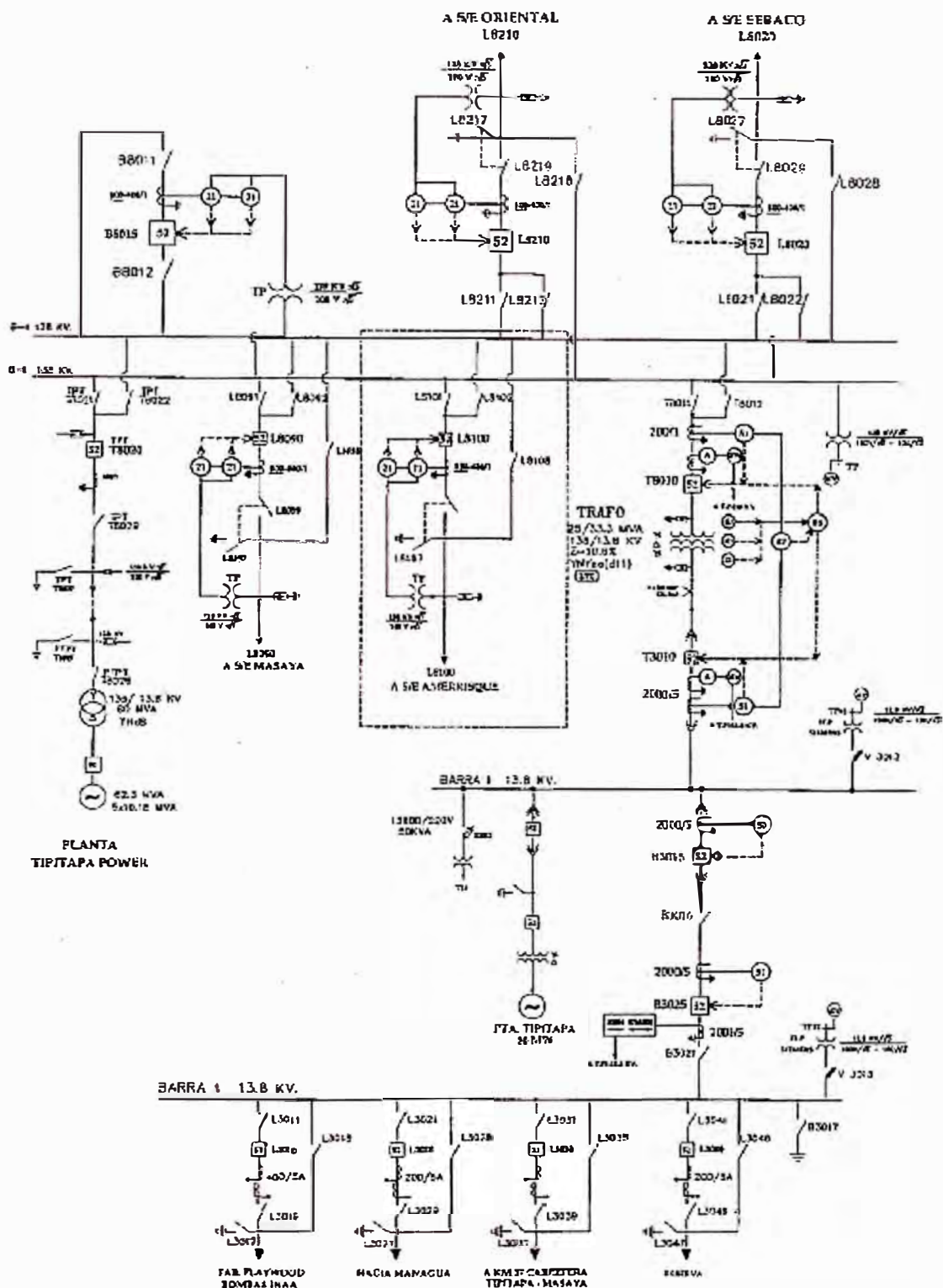


ANEXO E. GRÁFICOS TIEMPO - DISTANCIA.



ANEXO F. INFORMACIÓN RECIBIDA





PLANTA
TIPITAPA POWER

NOTA: TODOS LOS NUMEROS
LLEVAN ANTEPUES TO "PT".
DIBUJ: RUTACAD./IPT 61/63

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA			
1		Subestacion	TIPITAPA
2		Diagrama	UNIDAD DE PROTECCIONES ELECTRICAS
3			13.8/ 63/ 24.9/ 13.8 KV.
4			
5			
6			
7			
8			
9			
10			
11			
12			
13			
14			
15			
16			
17			
18			
19			
20			
21			
22			
23			
24			
25			
26			
27			
28			
29			
30			
31			
32			
33			
34			
35			
36			
37			
38			
39			
40			
41			
42			
43			
44			
45			
46			
47			
48			
49			
50			
51			
52			
53			
54			
55			
56			
57			
58			
59			
60			
61			
62			
63			
64			
65			

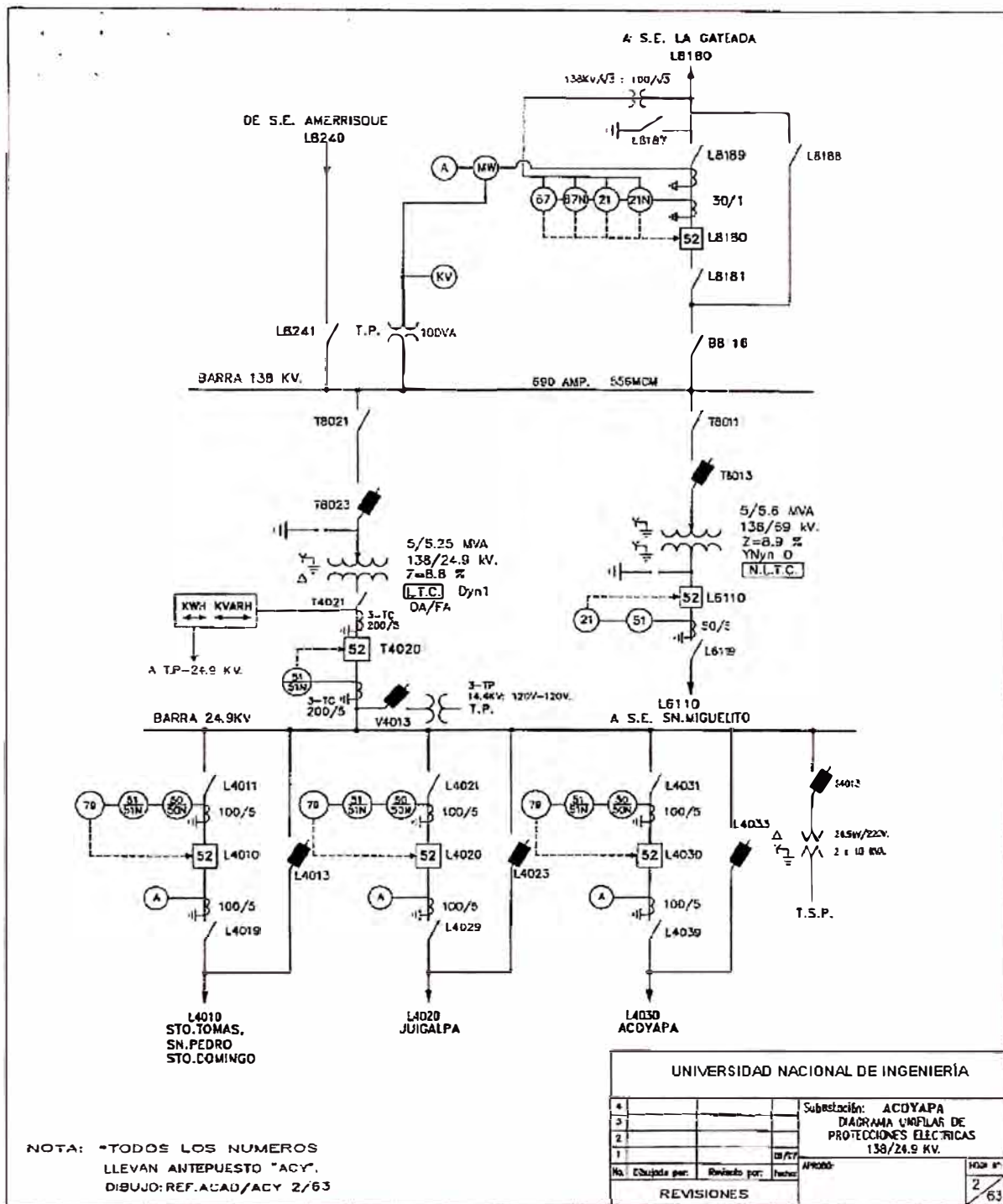


UNIVERSIDAD NACIONAL
DE INGENIERÍA

HOJA DE AJUSTE

UBICACIÓN: S/E AMERRISQUE EQUIPO: AMR-L8240
 RELE: ABB TIPO: REL 318 (Principal)
 REVISIÓN: 26/03/2008

I O/C	1	IN
Delay O/C	2	s
tPSblock	3	s
ComMode	PUTT OR2	Select
3PhTripMode	1Phtrip	Select
SOTFMode	nondlr	Select
SOTF10sec	on	Select
Weak	off	Select
Unblock	off	Select
Echo	off	Select
TransBl	off	Select
ZEMode	off	Select
t1Block	0.04	s
t1TransBl	0.05	s
t2TransBl	3	s
t1EvolFaults	3	s
ChoMeasDir	F	BinaryAddr
Ext Blk Dist	201	BinaryAddr
ExtUZBlk	204	BinaryAddr
Ext Blk PSB	F	BinaryAddr
Ext Blk O/C	F	BinaryAddr
DeadLine	F	BinaryAddr
Manual Close	103	BinaryAddr
ZExtension	F	BinaryAddr
Isol open	F	BinaryAddr
Com Rec	F	BinaryAddr
Com Fai	F	BinaryAddr
1polAR	-f 1 BinC. 1	BinaryAddr
Ext Blk SOTF	-f 1 BinC. 3	BinaryAddr





UNIVERSIDAD NACIONAL
DE INGENIERÍA

AJUSTES PROTECCIONES DISTANCIOMETRICAS S/E TIPTAPA

ARRANQUES

CORRIENTE MINIMA (I_{ph}>): 0.10 A sec
CORRIENTE MIN.DE TIERRA (3I₀>): 0.10 A sec

SOBRECORRIENTE

AJUSTAR LA PROTECCION S/C DE EMERGENCIA CON:

DIRECCION	AJUSTE	
ARRANQUE DE FASE	0.78	A sec
TIEMPO DE OPERACIÓN	0.00	segs.
ARRANQUE DE NEUTRO	0.31	A sec
TIEMPO DE OPERACION	0.00	segs.

RECERRADOR

AJUSTAR PARA 1 RECIERRE MONOPLAR EN ZONA 1B (SOBREALCANCE)

MODO DE DISPARO DEL RELE: MONO/TRIPOLAR

TIEMPO MUERTO: 0.6 SEGS.

TIEMPO DE REPOSICION: 5.0 SEGS.

SI NO ES EXITOSO, AJUSTAR PARA DISPARO TRIFASICO DEFINITIVO



UNIVERSIDAD NACIONAL
DE INGENIERÍA

HOJA DE AJUSTE

UBICACIÓN: S/E AMERRISQUE EQUIPO: AMR-L0240
 RELE: ABB TIPO: REL 316 (Principal)
 REVISION: 26/03/2008

AJUSTES PROTECCION DISTANCIA

Descripción	Ajuste	Unidades
ParSet4..1	P1	Select
Ref Length	0.072	ohms/phase
CT Neutral	Lineside	Select
ReadySigMode	WithDisIBlk	Select
EventRecFull	on	Select
U Input	1	AnalogAddr
I Input	7	AnalogAddr
IO Input	4	AnalogAddr
IOP Input	0	AnalogAddr
StartMode	UZ,OC	Select
PhaseSelMode	solid ground	Select
GndFaultMode	ID	Select
Istart	1	IN
Imin	0.2	IN
3I0min	0.1	IN
3U0min	0	UN
XA	11.2	ohms/phase
XB	-11.2	ohms/phase
RA	22.3	ohms/phase
RB	-22.3	ohms/phase
RLoad	83.4	ohms/phase
AngleLoad	25	deg
Uweak	0.5	UN
X (1)	1.76	ohms/phase
R (1)	0.67	ohms/phase
RR (1)	3.52	ohms/phase
RRE (1)	3.52	ohms/phase
k0 (1)	0.71	1
k0Ang (1)	7.82	deg
Delay(1)	0	s



UNIVERSIDAD NACIONAL
DE INGENIERÍA

**Base de Datos de Relevadores en Subestaciones Amorrisque, Acoyapa
y Nodo TPT-L8100**

SUBESTACION	UBICACIÓN	TIPO DE PROTECCION	CATEGORIA	MARCA DE RELE	TIPO DE RELE	CANTIDAD DE RELE	FUNCIONES ACTIVAS	NIVEL DE TENSION	RTC	RTP
<u>Tipitapa</u>										
Línea L8100	TPT-L8100	Principal	Digital	Siemens	7SA522	1	21	138 KV	800/1	138KV/√3:100V/√3
	TPT-L8100	Respaldo	Digital	Siemens	7SA522	1	21	138 KV	800/1	138KV/√3:100V/√3
<u>Amorrisque</u>										
Línea L8240	AMR-L8240	Principal	Digital	ABB	REL 316	1	21	138 KV	200/1	138KV/√3:100V/√3
	AMR-L8240	Respaldo	Digital	ABB	SPAC 538 C	1	67	138 KV	200/1	138KV/√3:100V/√3
TRAFO 15MVA	AMR-T4010		Digital	ABB	SPAJ 140 C	1	51	24.9 KV	400/5	-
	AMR-T8010		Digital	ABB	SPAJ 140 C	1	51	138 KV	100/1	-
	AMR-T8010/T4010		Electrónico	Siemens	7UT7260	1	87	138/24.9 KV	100/1-400/5	
<u>Acoyapa</u>										
TRAFO 5.8 MVA	ACY-L8110	Principal	Digital	Areva	MICOM P442	1	21	69 KV	50/5	69KV/√3:100V/√3
	ACY-L8110	Respaldo	Digital	ABB	SPAJ 140 C	1	51	69 KV	50/5	-
Línea L8180	ACY-L8180	Principal	Digital	Areva	MICOM P442	1	21	138 KV	30/1.	138KV/√3:100V/√3
	ACY-L8180	Respaldo	Digital	ABB	SPAC 538 C	1	67	138 KV	30/1.	138KV/√3:100V/√3
TRAFO 5MVA	ACY-T4020		Digital	ABB	SPAJ 140 C	1	51	24.9 KV	200/5	-



UNIVERSIDAD NACIONAL
DE INGENIERÍA

AJUSTES PROTECCIONES DISTANCIOMETRICAS S/E TIPITAPA

LINEA:	L8100	<u>S/E TIPITAPA - S/E AMERRISQUE</u>
NODO	TPT-L8100	
MARCA DE RELE:	SIEMENS	
TIPO:	7SA5221	(Principal + Respaldo)
RTC:	800/1	
RTP:	138KV/√3:100V/√3	
LONGITUD DE LA LÍNEA:	101.3 KM	
ANGULO DE LA LÍNEA:	71.15°	

PARAMETROS ELÉCTRICOS:

	R	X	
Impedancia sec.pos. TPT-AMR =	17.0539	49.9525	Ωprim.
Impedancia sec.pos. TPT-AMR =	9.8861	28.9575	Ωsec.
Impedancia sec.pos. TPT-AMR =	0.0976	0.2858	Ωsec/km.

CARACTERÍSTICA DE OPERACIÓN

TIPO:	CUADRILATERAL
<u>ANGULO DE LA CARACTERÍSTICA:</u>	71.15°

ALCANCES DE ZONA

ZONA 1:

REACTANCIA (X1) =	24.6138 Ωsec
RESISTENCIA (R1=RE1) =	49.2276 Ωsec
TIEMPO OPERACIÓN (T1) =	0.10 segs.
DIRECCION OPERACIÓN:	HACIA ADELANTE



UNIVERSIDAD NACIONAL
DE INGENIERÍA

AJUSTES PROTECCIONES DISTANCIOMETRICAS S/E TIPITAPA

ZONA 2:

REACTANCIA (X2) = 31.2325 Ω sec
 RESISTENCIA (R2=RE2) = 62.4651 Ω sec
 TIEMPO OPERACIÓN (T2) = 0.50 segs.
 DIRECCION OPERACIÓN: HACIA ADELANTE

ZONA 3:

REACTANCIA (X3) = 40.3329 Ω sec
 RESISTENCIA (R3=RE3) = 80.6658 Ω sec
 TIEMPO OPERACIÓN (T3) = 1.00 segs.
 DIRECCION OPERACIÓN: HACIA ADELANTE

ZONA 1B (Sobrealcance):

REACTANCIA (X1B) = 31.2325 Ω sec
 RESISTENCIA (R1B=RE1B) = 62.4651 Ω sec
 TIEMPO OPERACIÓN (T1B(F-T)) = 0.10 segs.
 TIEMPO OPERACIÓN (T1B(F-F)) = INFINITO
 DIRECCION OPERACIÓN: HACIA ADELANTE

FACTOR DE COMPENSACION DE TIERRA

$$K_0 = \frac{1}{3} * [(Z_0 / Z_1) - 1]$$

$$K_0 = 0.72$$

$$K_0 \text{ ANG} = 6.72^\circ$$

RESISTENCIA DE CARGA MINIMA

MAXIMA TRANSFERENCIA DE LA LINEA =		150	MVA
VOLTAJE NOMINAL	=	138	KV
R CARGA MIN.=	$(\sqrt{N})^2 / P_{max}$	128.96	Ω prim.
R CARGA MIN.=		73.60	Ω sec
ANGULO, R CARGA MIN. =		30°	



UNIVERSIDAD NACIONAL
DE INGENIERÍA

HOJA DE AJUSTE

UBICACIÓN:
RELE:
REVISIÓN:

S/E AMERRISQUE
ABB
26/03/2008

EQUIPO: AMR-L8240
TIPO: REL 316 (Principal)

X (2)	2.87	ohms/phase	
R (2)	1.1	ohms/phase	
RR (2)	5.75	ohms/phase	
RRE (2)	5.75	ohms/phase	
k0 (2)	0.71		1
k0Ang (2)	7.82	deg	
Delay(2)	0.5	s	
X (3)	5.58	ohms/phase	
R (3)	2.14	ohms/phase	
RR (3)	11.16	ohms/phase	
RRE (3)	11.16	ohms/phase	
k0 (3)	0.71		1
k0Ang (3)	7.82	deg	
Delay(3)	1	s	
X (4/OR)	30	ohms/phase	
R (4/OR)	30	ohms/phase	
RR (4/OR)	30	ohms/phase	
RRE (4/OR)	30	ohms/phase	
k0 (4/OR)	1		1
k0Ang (4/OR)	0	deg	
Delay(4/OR)	1	s	
X (BACK)	0	ohms/phase	
R (BACK)	0	ohms/phase	
RR (BACK)	0	ohms/phase	
RRE (BACK)	0	ohms/phase	
Delay(Def)	1.5	s	
k0m	0		1
k0mAng	0	deg	
UminFault	0.1	UN	
MemDirMode	Block	Select	
DefDirMode	forward	Select	
Block Z1	off	Select	
VTSupMode	off	Select	
VTSupBlkDel	on	Select	
VTSupDebDel	off	Select	
U0min VTSup	0.2	UN	
I0min VTSup	0.5	IN	
U2min VTSup	0.2	UN	
I2min VTSup	0.07	IN	



UNIVERSIDAD NACIONAL
DE INGENIERÍA

HOJA DE AJUSTE

UBICACIÓN: S/E AMERRISQUE
RELE: ABB
REVISIÓN: 26/03/2008

EQUIPO: AMR-L8240
TIPO: SPAC 538 C (Respaldo)

AJUSTES DE PROTECCION SOBRECORRIENTE DIRECCIONAL DE FASE

FUNCION	DESCRIPCION	AJUSTE
$I>(I_n)$	Corriente de Arranque sobrecorriente temporizada de fase. (Múltiplo de I_n)	0.78
$t>(s)$	Tiempo de Operación sobrecorriente temporizada de fase. Característica de Tiempo Definido	1.5
k	Multiplicador de Tiempo sobrecorriente temporizada de fase. Caract. de Tiempo Inverso	-
$I>>(I_n)$	Corriente de Arranque sobrecorriente instantánea 1 de fase. (Múltiplo de I_n)	1
$t>>(s)$	Tiempo de Operación sobrecorriente instantánea 1 de fase. Caract. de Tiempo Definido	0.05
Φ_b	Ajuste de Angulo Base (Grados)	-45
$I>>>(I_n)$	Corriente de Arranque sobrecorriente instantánea 2 de fase. (Múltiplo de I_n)	-
$t>>>(s)$	Tiempo de Operación sobrecorriente instantánea 2 de fase. Caract. de Tiempo Definido	∞

AJUSTES DE PROTECCION SOBRECORRIENTE DIRECCIONAL DE NEUTRO

FUNCION	DESCRIPCION	AJUSTE
$I\phi>/I_n$	Corriente de Arranque sobrecorriente temporizada de neutro. (Múltiplo de I_n)	0.31
$t\phi>(s)$	Tiempo de Operación sobrecorriente temporizada de neutro.	1.5
$I\phi>>/I_n$	Corriente de Arranque sobrecorriente instantánea de neutro. (Múltiplo de I_n)	-
$t\phi>>(s)$	Tiempo de Operación sobrecorriente instantánea de neutro.	∞



UNIVERSIDAD NACIONAL
DE INGENIERÍA

HOJA DE AJUSTE

UBICACIÓN: S/E AMERRISQUE
RELE: ABB
REVISIÓN: 26/03/2008

EQUIPO: AMR-T4010
TIPO: SPAJ 140 C

AJUSTES DE PROTECCION

FUNCION	DESCRIPCION	VALOR
$I>/I_n$	Corriente de Arranque sobrecorriente temporizada de fase. (Múltiplo de I_n)	0.87
$t>$	Tiempo de Operación sobrecorriente temporizada de fase. Característica de Tiempo Definido	-
k	Multiplicador de Tiempo sobrecorriente temporizada de fase. Caract. de Tiempo Inverso	0.15
$I>>/I_n$	Corriente de Arranque sobrecorriente instantánea de fase. (Múltiplo de I_n)	-
$t>>$	Tiempo de Operación sobrecorriente instantánea de fase. Caract. de Tiempo Definido	∞
$I_o>/I_n$	Corriente de Arranque sobrecorriente temporizada de tierra. (Múltiplo de I_n)	0.35
$t_o>$	Tiempo de Operación sobrecorriente temporizada de tierra. Característica de Tiempo Definido	-
k_o	Multiplicador de Tiempo sobrecorriente temporizada de tierra. Caract. de Tiempo Inverso	0.22
$I_o>>/I_n$	Corriente de Arranque sobrecorriente instantánea de tierra. (Múltiplo de I_n)	-
$t_o>>$	Tiempo de Operación sobrecorriente instantánea de tierra. Caract. de Tiempo Definido	∞

AJUSTES SWITCHES DE CONTROL SGF1

SWITCH	DESCRIPCION	VALOR
SGF1/1	Selección de curva característica, protección sobrecorriente temporizada de fase	IEC NORMAL INVERSA
SGF1/2		
SGF1/3		
SGF1/4	Activar Protección Falla Interruptor	-
SGF1/5	Multiplicador de Arranque (x2), Protecc.s/c Inst.($I>>$)	-
SGF1/6	Selección de curva característica, protección sobrecorriente temporizada de tierra	IEC NORMAL INVERSA
SGF1/7		
SGF1/8		



UNIVERSIDAD NACIONAL
DE INGENIERÍA

HOJA DE AJUSTE

UBICACIÓN: S/E AMERRISQUE
RELE: ABB
REVISIÓN: 26/03/2008

EQUIPO: AMR-T8010
TIPO: SPAJ 140 C

AJUSTES DE PROTECCION

FUNCION	DESCRIPCION	AJUSTE
$I>/I_n$	Corriente de Arranque sobrecorriente temporizada de fase. (Múltiplo de I_n)	0.63
$t>$	Tiempo de Operación sobrecorriente temporizada de fase. Característica de Tiempo Definido	-
k	Multiplicador de Tiempo sobrecorriente temporizada de fase. Caract. de Tiempo Inverso	0.29
$I>>/I_n$	Corriente de Arranque sobrecorriente instantánea de fase. (Múltiplo de I_n)	-
$t>>$	Tiempo de Operación sobrecorriente instantánea de fase. Caract. de Tiempo Definido	-
$I_o>/I_n$	Corriente de Arranque sobrecorriente temporizada de tierra. (Múltiplo de I_n)	0.25
$t_o>$	Tiempo de Operación sobrecorriente temporizada de tierra. Característica de Tiempo Definido	-
k_o	Multiplicador de Tiempo sobrecorriente temporizada de tierra. Caract. de Tiempo Inverso	0.41
$I_o>>/I_n$	Corriente de Arranque sobrecorriente instantánea de tierra. (Múltiplo de I_n)	-
$t_o>>$	Tiempo de Operación sobrecorriente instantánea de tierra. Caract. de Tiempo Definido	-

AJUSTES SWITCHES DE CONTROL SGF1

SWITCH	FUNCION	AJUSTE
SGF1/1	Selección de curva característica, protección sobrecorriente temporizada de fase	IEC NORMAL INVERSA
SGF1/2		
SGF1/3		
SGF1/4	Activar Protección Falla Interruptor	-
SGF1/5	Multiplicador de Arranque (x2), Protecc.s/c Inst.($I>>$)	-
SGF1/6	Selección de curva característica, protección sobrecorriente temporizada de tierra	IEC NORMAL INVERSA
SGF1/7		
SGF1/8		



UNIVERSIDAD NACIONAL
DE INGENIERÍA

HOJA DE AJUSTE

UBICACIÓN : AMR-T8010 EQUIPO: 87T
RELE: SIEMENS TIPO: 7UT7260 3AA01CD
REVISIÓN: 21/01/2008

AJUSTES GENERALES

ORDEN	DESCRIPCIÓN	VALOR
1	FRECUENCIA NOMINAL	60 HZ
2	AJUSTE J/JN	0.2



UNIVERSIDAD NACIONAL
DE INGENIERÍA

**AJUSTES LINEA L6110
S/E ACOYAPA - S/E SAN MIGUEL**

**PROTECCION DISTANCIA
AREVA MICOM P442**

RTC= 50/5= 10

RTP= 69 kV:√3/100V:√3 = 690

DESCRIPCION	VALOR
Line Length	75 km
Line Impedance	0.6557Ω
Line Angle	63.51°
Zone Setting	
Zone Status	Bit 1= 1, Bit 3= 1
KZ1 Res Comp	0.62
KZ1 Angle	9.02°
Z1	0.5573 Ω
Z1X	-
R1G	0.9976 Ω
R1Ph	0.9976 Ω
tZ1	0 s
KZ2 Res Comp	0.62
KZ2 Angle	9.02°
Z2	0.7868 Ω
R2G	1.4084 Ω
R2Ph	1.4084 Ω
tZ2	0.5 s
KZ3/4 Res Comp	0.62
KZ3/4 Angle	9.02°
Z3	0.9835 Ω
R3G - R4G	1.7606 Ω
R3Ph - R4Ph	1.7606 Ω
tZ3	1 s
Z4	
tZ4	
Zone P - Direct.	
KZp Res Comp	
KZp Angle	
Zp	
RpG	
RpPh	
TZp	
Fault Locator	
KZm Mutual Comp	
KZm Angle	



UNIVERSIDAD NACIONAL
DE INGENIERÍA

**AJUSTES LINEA L6110
S/E ACOYAPA - S/E SAN MIGUEL**

**PROTECCION DISTANCIA
AREVA MICOM P442**

SOBRECORRIENTE FASE I>

I>1 Function	Tiempo Definido
I>1 Direction	Direccional adelante
I>1 VTS Block	No-Direccional
I>1 Current Set	0.84 x In
I>1 Time Delay	1.5 s
I>1 Time Delay VTS	0 s
I>1 TMS	-
I>1 Time Dial	-
I>1 Reset Char	-
I>1 IRESET	-
I>2 Function	Deshabilitar
I>2 Direction	
I>2 VTS Block	
I>2 Current Set	
I>2 Time Delay	
I>2 Time Delay VTS	
I>2 TMS	
I>2 Time Dial	
I>2 Reset Char	
I>2 IRESET	
I>3 Status	
I>3 Current Set	
I>3 Time Delay	
I>4 Status	
I>4 Current Set	
I>4 Time Delay	



UNIVERSIDAD NACIONAL
DE INGENIERÍA

**AJUSTES LINEA L6110
S/E ACOYAPA - S/E SAN MIGUEL**

**PROTECCION DISTANCIA
AREVA MICOM P442**

SOBRECORRIENTE NEUTRO IN>

IN>1 Function	Tiempo Definido
IN>1 Directional	Direccional adelante
IN>1 VTS Block	No-Direccional
IN>1 Current Set	0.33 x In
IN>1 Time Delay	1.5 s
IN>1 Time Delay VTS	0 s
IN>1 TMS	-
IN>1 Time Dial	-
IN>1 Reset Char	-
IN>1 tRESET	-
IN>2 Status	Deshabilitar
IN>2 Directional	
IN>2 VTS Block	
IN>2 Current Set	
IN>2 Time Delay	
IN>2 Time Delay VTS	
IN> DIRECTIONAL	
IN> Char Angle	
Polarisation	



UNIVERSIDAD NACIONAL
DE INGENIERÍA

UBICACIÓN: S/E ACOYAPA
RELE: ABB
REVISIÓN: 26/03/2008

EQUIPO: ACY-L6110
TIPO: SPAJ 140 C (Respaldo)

AJUSTES DE PROTECCION

FUNCION	DESCRIPCION	AJUSTE
$I>/I_n$	Corriente de Arranque sobrecorriente temporizada de fase. (Múltiplo de I_n)	0.84
$t>$	Tiempo de Operación sobrecorriente temporizada de fase. Característica de Tiempo Definido	2 s
k	Multiplicador de Tiempo sobrecorriente temporizada de fase. Caract. de Tiempo Inverso	-
$I>>/I_n$	Corriente de Arranque sobrecorriente instantánea de fase. (Múltiplo de I_n)	-
$t>>$	Tiempo de Operación sobrecorriente instantánea de fase. Caract. de Tiempo Definido	∞
$I_o>/I_n$	Corriente de Arranque sobrecorriente temporizada de tierra. (Múltiplo de I_n)	0.33
$t_o>$	Tiempo de Operación sobrecorriente temporizada de tierra. Característica de Tiempo Definido	2 s
k_o	Multiplicador de Tiempo sobrecorriente temporizada de tierra. Caract. de Tiempo Inverso	-
$I_o>>/I_n$	Corriente de Arranque sobrecorriente instantánea de tierra. (Múltiplo de I_n)	-
$t_o>>$	Tiempo de Operación sobrecorriente instantánea de tierra. Caract. de Tiempo Definido	∞

AJUSTES SWITCHES DE CONTROL SGF1

SWITCH	FUNCION	AJUSTE
SGF1/1	Selección de curva característica, protección sobrecorriente temporizada de fase	TIEMPO DEFINIDO
SGF1/2		
SGF1/3		
SGF1/4	Activar Protección Falla Interruptor	-
SGF1/5	Multiplicador de Arranque ($\times 2$), Protecc.s/c Inst.($I>>$)	-
SGF1/6	Selección de curva característica, protección sobrecorriente temporizada de tierra	TIEMPO DEFINIDO
SGF1/7		
SGF1/8		



UNIVERSIDAD NACIONAL
DE INGENIERÍA

**AJUSTES LINEA L8180
S/E ACOYAPA - S/E GATEADA**

**PROTECCION DISTANCIA
AREVA MICOM P442**

RTC= 30/1= 30
RTP= 138 kV:√3/100V:√3 = 1,380

DESCRIPCION	AJUSTE
Line Length	47 km
Line Impedance	0.5322Ω
Line Angle	71.16°
Zone Setting	
Zone Status	Bit 1= 1, Bit 3= 1
KZ1 Res Comp	0.72
KZ1 Angle	6.72°
Z1	0.4524 Ω
Z1X	-
R1G	0.8564 Ω
R1Ph	0.8564 Ω
tZ1	0 s
KZ2 Res Comp	0.72
KZ2 Angle	6.72°
Z2	0.6387 Ω
R2G	1.209 Ω
R2Ph	1.209 Ω
tZ2	0.5 s
KZ3/4 Res Comp	0.72
KZ3/4 Angle	6.72°
Z3	0.7984 Ω
R3G - R4G	1.5112 Ω
R3Ph - R4Ph	1.5112 Ω
tZ3	1 s
Z4	
tZ4	
Zone P - Direct.	
KZp Res Comp	
KZp Angle	
Zp	
RpG	
RpPh	
TZp	
Fault Locator	



UNIVERSIDAD NACIONAL
DE INGENIERÍA

**AJUSTES LINEA L8180
S/E ACOYAPA - S/E GATEADA**

**PROTECCION DISTANCIA
AREVA MICOM P442**

SOBRECORRIENTE FASE I>

I>1 Function	Tiempo Definido
I>1 Direction	Direccional adelante
I>1 VTS Block	No-Direccional
I>1 Current Set	4.0 x In
I>1 Time Delay	1.5 s
I>1 Time Delay VTS	0 s
I>1 TMS	-
I>1 Time Dial	-
I>1 Reset Char	-
I>1 IRESET	-
I>2 Function	Deshabilitar
I>2 Direction	
I>2 VTS Block	
I>2 Current Set	
I>2 Time Delay	
I>2 Time Delay VTS	
I>2 TMS	
I>2 Time Dial	
I>2 Reset Char	
I>2 IRESET	
I>3 Status	
I>3 Current Set	
I>3 Time Delay	
I>4 Status	
I>4 Current Set	
I>4 Time Delay	



UNIVERSIDAD NACIONAL
DE INGENIERÍA

**AJUSTES LINEA L8180
S/E ACOYAPA - S/E GATEADA**

**PROTECCION DISTANCIA
AREVA MICOM P442**

SOBRECORRIENTE NEUTRO IN>

IN>1 Function	Tiempo Definido
IN>1 Directional	Direccional adelante
IN>1 VTS Block	No-Direccional
IN>1 Current Set	1.67 x In
IN>1 Time Delay	1.5 s
IN>1 Time Delay VTS	0 s
IN>1 TMS	-
IN>1 Time Dial	-
IN>1 Reset Char	-
IN>1 tRESET	-
IN>2 Status	Deshabilitar
IN>2 Directional	
IN>2 VTS Block	
IN>2 Current Set	
IN>2 Time Delay	
IN>2 Time Delay VTS	
IN> DIRECTIONAL	
IN> Char Angle	
Polarisation	



UNIVERSIDAD NACIONAL
DE INGENIERÍA

HOJA DE AJUSTE

UBICACIÓN: S/E ACOYAPA
RELE: ABB
REVISIÓN: 26/03/2008

EQUIPO: ACY-L8180
TIPO: SPAC 538 C (Respaldo)

AJUSTES DE PROTECCION SOBRECORRIENTE DIRECCIONAL DE FASE

FUNCION	DESCRIPCION	AJUSTE
$\triangleright(I_n)$	Corriente de Arranque sobrecorriente temporizada de fase. (Múltiplo de I_n)	3.49
$\triangleright(s)$	Tiempo de Operación sobrecorriente temporizada de fase. Característica de Tiempo Definido	1.5
k	Multiplicador de Tiempo sobrecorriente temporizada de fase. Caract. de Tiempo Inverso	-
$\triangleright\triangleright(I_n)$	Corriente de Arranque sobrecorriente instantánea 1 de fase. (Múltiplo de I_n)	-
$\triangleright\triangleright(s)$	Tiempo de Operación sobrecorriente instantánea 1 de fase. Caract. de Tiempo Definido	∞
ϕ_b	Ajuste de Angulo Base (Grados)	-45
$\triangleright\triangleright\triangleright(I_n)$	Corriente de Arranque sobrecorriente instantánea 2 de fase. (Múltiplo de I_n)	-
$\triangleright\triangleright\triangleright(s)$	Tiempo de Operación sobrecorriente instantánea 2 de fase. Caract. de Tiempo Definido	∞

AJUSTES DE PROTECCION SOBRECORRIENTE DIRECCIONAL DE NEUTRO

FUNCION	DESCRIPCION	AJUSTE
$I\phi\triangleright/I_n$	Corriente de Arranque sobrecorriente temporizada de neutro. (Múltiplo de I_n)	1.4
$\triangleright(s)$	Tiempo de Operación sobrecorriente temporizada de neutro.	1.5
$I\phi\triangleright\triangleright/I_n$	Corriente de Arranque sobrecorriente instantánea de neutro. (Múltiplo de I_n)	-
$\triangleright\triangleright(s)$	Tiempo de Operación sobrecorriente instantánea de neutro.	∞



UNIVERSIDAD NACIONAL
DE INGENIERÍA

HOJA DE AJUSTE

UBICACIÓN: S/E ACOYAPA
RELE: ABB
REVISIÓN: 26/03/2008

EQUIPO: ACY-T4020
TIPO: SPAJ 140 C

AJUSTES DE PROTECCION

FUNCION	DESCRIPCION	AJUSTE
$I>/I_n$	Corriente de Arranque sobrecorriente temporizada de fase. (Múltiplo de I_n)	0.70
$t>$	Tiempo de Operación sobrecorriente temporizada de fase. Característica de Tiempo Definido	-
k	Multiplicador de Tiempo sobrecorriente temporizada de fase. Caract. de Tiempo Inverso	0.17
$I>>/I_n$	Corriente de Arranque sobrecorriente instantánea de fase. (Múltiplo de I_n)	-
$t>>$	Tiempo de Operación sobrecorriente instantánea de fase. Caract. de Tiempo Definido	∞
$I_o>/I_n$	Corriente de Arranque sobrecorriente temporizada de tierra. (Múltiplo de I_n)	0.28
$t_o>$	Tiempo de Operación sobrecorriente temporizada de tierra. Característica de Tiempo Definido	-
k_o	Multiplicador de Tiempo sobrecorriente temporizada de tierra. Caract. de Tiempo Inverso	0.26
$I_o>>/I_n$	Corriente de Arranque sobrecorriente instantánea de tierra. (Múltiplo de I_n)	-
$t_o>>$	Tiempo de Operación sobrecorriente instantánea de tierra. Caract. de Tiempo Definido	∞

AJUSTES SWITCHES DE CONTROL SGF1

SWITCH	FUNCION	AJUSTE
SGF1/1	Selección de curva característica, protección sobrecorriente temporizada de fase	IEC NORMAL INVERSA
SGF1/2		
SGF1/3		
SGF1/4	Activar Protección Falla Interruptor	-
SGF1/5	Multiplicador de Arranque (x2), Protecc.s/c Inst.($I>>$)	-
SGF1/6	Selección de curva característica, protección sobrecorriente temporizada de tierra	IEC NORMAL INVERSA
SGF1/7		
SGF1/8		

BIBLIOGRAFÍA

- [1] Power System Analysis, Hadi Saadat
- [2] Art & Science of Protecting Relaying, C.R.Mason
- [3] Applied Protective Relaying, Westinghouse Electric Corporation
- [4] Guide for Protective Relay Applications to Transmission Lines, IEEE Std C37.113-1999
- [5] Guide for Protecting Power Transformers, IEEE Std C37.91-2008
- [6] Requerimientos Mínimos de Equipamiento para los Sistemas De Protección, COES-SINAC
- [7] Power Factory Manual versión 13.2, Digsilent
- [8] Short-circuit currents in three-phase a.c. systems, IEC60909
- [9] Aplicación Del Software Digsilent En El Análisis De Sistemas De Potencia, Hernández Jairo – Universidad De Los Andes – Venezuela 2003
- [10] Estudio De Coordinación De Las Protecciones Eléctricas Para Las Plataformas Tivacuno Empleado Relés Digitales Ge Multilin, Potosí Rodrigo – Escuela Politécnica Nacional – Ecuador 2008