ESCUELA POLITECNICA NACIONAL

ESCUELA DE INGENIERIA

DISEÑO DEL SISTEMA DE PROTECCIONES PARA EL SISTEMA ELECTRICO DE LA EMPRESA ELECTRICA REGIONAL SUCUMBIOS S.A.

PROYECTO PREVIO A LA OBTENCION DEL TITULO DE INGENIERO ELECTRICO

JORGE ENRIQUE ESTRADA CENTENO

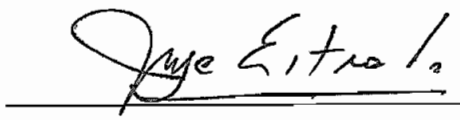
DIRECTOR: ING. MILTON TOAPANTA

Quito, julio de 2001

DECLARACION

Yo, Jorge Enrique Estrada Centeno, declaro bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentado para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

A través de la presente declaración cedo mis derechos de propiedad intelectual correspondientes a este trabajo, a la Escuela Politécnica Nacional, según lo establecido por la Ley de Propiedad Intelectual, por su Reglamento y por la normatividad institucional vigente.



Jorge Enrique Estrada Centeno

CERTIFICACION

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Jorge Enrique Estrada Centeno, bajo mi supervisión.

Ing. Milton Toapanta

DIRECTOR DE PROYECTO

CONTENIDO

Pág.

CAPITULO 1

INTRODUCCIÓN 1

1.1 Antecedentes 1

1.2 Objetivos 4

1.3 Alcance 5

CAPITULO 2

RECOPILACION DE LA INFORMACION 6

2.1 Conformación del sistema eléctrico 6

2.2 Diagrama unifilar 7

2.3 Parámetros de los generadores 7

2.4 Parámetros de los transformadores de potencia 9

2.5 Parámetros de las líneas de subtransmisión 13

2.5.1 Líneas con hilo de puesta a tierra 19

2.5.2 Líneas sin hilo de puesta a tierra 26

CAPITULO 3

ESTUDIOS DE FLUJOS DE POTENCIA Y CORTOCIRCUITOS 38

3.1 Flujo de potencia para demanda mínima 40

3.2 Flujo de potencia para demanda máxima 40

3.2.1 Presentación de los resultados 41

3.2.2 Análisis de los resultados 41

3.2.3 Requerimientos de equipo adicional 43

3.3 Cortocircuitos para las condiciones de configuración y generación dadas 57

3.3.1 Presentación de los resultados 57

3.3.2 Análisis de los resultados 57

CAPITULO 4

ESTUDIO DEL SISTEMA DE PROTECCIONES 65

4.1 Descripción del sistema de protecciones 67

4.1.1 Características del equipo de protección y seccionamiento 68

4.2 Coordinación de las protecciones del sistema eléctrico 78

4.3 Presentación de los resultados 96

4.4 Análisis de los resultados 96

CAPITULO 5

DISEÑO DEL NUEVO SISTEMA DE PROTECCIONES 115

5.1 Definición de los esquemas de protección 115

5.2 Evaluación técnica y económica para los esquemas propuestos 123

5.3 Selección del esquema óptimo 124

5.4 Coordinación de las protecciones 125

5.5 Selección de los equipos 126

CAPITULO 6

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES 137

RESUMEN

El sistema eléctrico de la Empresa Eléctrica Regional Sucumbíos S.A. no está incorporado al S.N.I.; el mismo, fue diseñado para que funcione con un centro de generación y por medio de un sistema de subtransmisión, se sirva a la carga situada en diferentes centros poblados. Por el incremento de la demanda, con una tasa de crecimiento superior a la proyectada, hubo la necesidad de modificar al sistema: se habilitaron centrales de generación, se construyeron líneas de subtransmisión y distribución. Como consecuencia, el sistema de protecciones que fue diseñado para el sistema eléctrico original, el mismo que no ha cambiado y que está en funcionamiento actualmente, es no selectivo, haciendo que el sistema eléctrico en conjunto sea poco confiable.

Por lo indicado, es necesario un estudio técnico actualizado de las condiciones de operación del sistema eléctrico; así como también, el diseño de un nuevo sistema de protecciones que tome como base al existente y pueda implementarse en el sistema eléctrico de la E. E. Regional Sucumbíos S.A.

En el primer capítulo, se presenta una descripción de la situación y administración de la Empresa Eléctrica Regional Sucumbíos S.A.: una breve reseña histórica; su área de influencia, población servida y demás datos que ayuden a tener una visión de las condiciones en que la Empresa presta el servicio de energía eléctrica a los usuarios; y, de los problemas técnicos que se pretenden solucionar con la elaboración de este estudio.

En el segundo capítulo, se recopila la información técnica del sistema eléctrico. Los datos son obtenidos directamente de los archivos de la Empresa y otros, por medio de una investigación de campo. A nivel de generación se incluyen todas las centrales: tres termoeléctricas y una minicentral hidráulica. El diagrama unifilar considera líneas y subestaciones de subtransmisión a 69 kV y a 13.8 kV. Se calculan los parámetros de las líneas, siguiendo procedimientos universalmente aceptados. Los valores de los parámetros de los generadores,

se toman los típicos, los cuales se hallan tabulados en la bibliografía existente relacionada con el tema. Los datos de los transformadores de potencia, son los proporcionados por el fabricante.

En el capítulo tres, se realizan los estudios de flujos de potencia para las condiciones de mínima y máxima demandas; con ello, se pueden determinar las condiciones normales de operación del sistema, los requerimientos de nuevas instalaciones para mantener los parámetros básicos de potencia dentro de valores normales de operación, niveles de voltaje, cargabilidad de líneas de subtransmisión y de subestaciones, ubicación de compensación reactiva o reguladores de voltaje. Se realizan también los estudios de cortocircuitos, obteniéndose de esta manera las corrientes de falla en las barras del sistema eléctrico. Para los dos tipos de estudios, se presentan y analizan los resultados.

El capítulo cuatro se dedica a la descripción y análisis del sistema de protecciones existente en el sistema eléctrico, se indican las características de los equipos de protección y seccionamiento instalados y se realiza la coordinación de los mismos.

En el capítulo cinco, se proponen esquemas alternativos del sistema eléctrico y el diseño de sus protecciones, tomando como base lo existente; se realiza un análisis técnico y económico de los mismos, se selecciona a aquel que representa las mejores condiciones para la Empresa Eléctrica Regional Sucumbíos S.A. a fin de optimizar y mejorar el funcionamiento de todo el sistema y la dotación de servicio de energía eléctrica a los usuarios sea la adecuada. Se selecciona los equipos y se realiza la coordinación de las protecciones del esquema escogido.

En el capítulo seis, se presentan las conclusiones y recomendaciones que se derivan de la elaboración del presente trabajo.

CAPITULO 1

INTRODUCCION

1.1 ANTECEDENTES

El 14 de junio de 1989, se crea la Empresa Eléctrica Regional Sucumbíos S.A., para dar el servicio público de energía eléctrica en su área de concesión, de conformidad con la Ley Básica de Electrificación y demás leyes de la República vigentes en ese momento.

Hasta la fecha de constitución de la Empresa Eléctrica Regional Sucumbíos S.A., el servicio eléctrico de la Provincia de Sucumbíos y de la zona nororiental de la Provincia del Napo, era abastecido por el Sistema Eléctrico Lago Agrio, administrado por INECEL. El suministro de energía eléctrica se realizaba con la operación aislada de unidades de generación termoeléctricas, ubicadas en las poblaciones de: Lago Agrio, Shushufindi, Joya de los Sachas, Coca, Cascales, Pacayacu y Dureno.

Con el propósito de integrar a los pequeños sistemas, se construyeron y entraron en funcionamiento líneas a 13.8 kV. Debido al crecimiento y focalización de la demanda en Lago Agrio, Coca y Shushufindi, fue necesario que en el año 1994 entre en funcionamiento un sistema de subtransmisión a 69 kV entre la Central Térmica Jivino y las poblaciones mencionadas.

Al momento, la Empresa Eléctrica Regional Sucumbíos S.A., maneja un sistema de distribución aislado (no incorporado al S.N.I.), que no tiene conexión con el Sistema Nacional de Transmisión. Para el efecto, el suministro de energía eléctrica se realiza desde un sistema de generación con tres centrales termoeléctricas y una minicentral hidráulica.

El área de influencia de la Empresa comprende:

PROVINCIA	CANTONES	PARROQUIAS
Sucumbíos	Lago Agrio	Dureno
		Nueva Loja
		El Eno
		Pacayacu
		General Farfán
		Santa Cecilia
		Jambelí
	Shushufindi	Shushufindi
		San Pedro de los Cofanes
		Siete de Julio
	Cascales	El Dorado de Cascales
		Sevilla
	Gonzalo Pizarro	Lumbaquí
		Gonzalo Pizarro
		El Reventador
Francisco de Orellana	Fco. de Orellana	Puerto Fco. de Orellana
	Joya de los Sachas	Joya de los Sachas
		Enokanki
		San Carlos
		San Sebastián del Coca
	Loreto	Loreto

Además, los denominados "Sistemas Menores" administrados por INECEL, de acuerdo a la Ley de Régimen del Sector Eléctrico (LRSE); y, cuando la vida jurídica de este Organismo culminó, se anexaron a la Empresa Eléctrica Regional Sucumbíos S.A.; estos sistemas son: Dayuma, Taracoa, Tiputuni, Nuevo

Rocafuerte, Puerto El Carmen Putumayo, Palma Roja y Tarapoa en las provincias de Francisco de Orellana y Sucumbíos.

A octubre del año 2000, la Empresa presenta las siguientes características técnicas:

Potencia instalada	23.2 MW
Potencia efectiva	14.76 MW
Energía generada bruta	50,239 MWh
Energía neta	47,847 MWh
Energía facturada	32,610 MWh
Demanda máxima	14.49 MW
Pérdidas	32 % (incluyen el autoconsumo: 5%)
Longitud línea subtransmisión, 69 kV	93 km
Población servida	44.26 %

El sistema eléctrico diseñado originalmente, debido al crecimiento de la demanda con una tasa mayor a la proyectada, a variado:

- Han entrado en funcionamiento nuevos grupos de generación, otros han dejado de operar por haber terminado su vida útil.

- Implementación de una línea de subtransmisión doble circuito y su correspondiente subestación a 13.8 kV.

- Incremento de nuevos alimentadores a 13.8 kV.

Como consecuencia, se ha modificado la operación y confiabilidad del sistema eléctrico; el sistema de protecciones existente no cumple con las funciones para las cuales fue implementado. Por lo indicado anteriormente, es necesario un estudio técnico actualizado de las condiciones de operación del sistema eléctrico, considerando las modificaciones y proyecciones previstas; así como también, la implementación de un nuevo sistema de protecciones. Ese es el propósito de este trabajo, disponer de los elementos técnicos necesarios y aportar a la solución de

los problemas presentes en el sistema eléctrico de la Empresa Eléctrica Regional Sucumbíos S.A. para optimizar el suministrc de energía eléctrica.

1.2 OBJETIVOS

Como primer paso, se debe definir el sistema eléctrico:

En lo que respecta a la conformación del sistema de generación, se consideran todas las centrales termoeléctricas y una minicentral hidráulica, que a pesar de su poco aporte de potencia, cumple la función de mantener el voltaje en niveles aceptables en el lugar donde se ubica.

Forman parte del sistema, las subestaciones de subtransmisión a 69 / 13.8 kV, una subestación de elevación 13.8 / 69 kV y las de distribución a 13.8 kV; así como también, las líneas de subtransmisión a 69 kV y a 13.8 kV.

Una vez definido el sistema eléctrico, es necesario realizar un diagnóstico del mismo; para ello, se deben hacer estudios de flujos de carga y cortocircuitos con las condiciones de mínima y máxima demandas.

El análisis de los resultados del estudio de flujos de potencia permite determinar las condiciones normales de operación del sistema; el porcentaje de la capacidad de utilización de las líneas de distribución, transformadores de fuerza; los requerimientos de nuevas instalaciones para mantener los parámetros básicos de potencia dentro de valores normales; y, la ubicación de compensación reactiva ó reguladores de voltaje. El estudio de cortocircuitos proporciona los valores de las corrientes de falla en las barras del sistema eléctrico.

Los resultados de los estudios mencionados, permiten analizar el sistema de protecciones instalado y su adecuada coordinación. Son considerados todos los relés del sistema de subtransmisión.

Se propone también, un esquema de protecciones mejorado para del Sistema Eléctrico de la Empresa Eléctrica Regional Sucumbíos S.A.

1.3 ALCANCE

El motivo del trabajo, es la aplicación de los conceptos de análisis de sistemas de potencia a un caso particular como lo es el sistema eléctrico de la Empresa Eléctrica Regional Sucumbíos S.A; específicamente en lo que se refiere a cálculo de los parámetros de las líneas de subtransmisión, flujos de potencia y cortocircuitos.

Otra razón para la elaboración de la presente Tesis de Grado, es la utilización práctica de los esquemas de protección, en la adecuada coordinación de las protecciones de un sistema eléctrico.

Se pretende también, diseñar un sistema de protecciones alternativo, o complementario, evaluarlo técnica y económicamente; el cual podrá ser implementado en el Sistema Eléctrico de la Empresa Eléctrica Regional Sucumbíos S.A.; de esta manera, se dará solución a los problemas presentes, se mejorará la confiabilidad del sistema en conjunto; y, la dotación de energía eléctrica a las zonas de influencia de la Empresa, será la adecuada.

CAPITULO II

RECOPILACION DE LA INFORMACION

2.1 CONFORMACION DEL SISTEMA ELECTRICO

Los datos referentes a las características básicas de los grupos electrógenos de generación, de las líneas de subtransmisión y de las subestaciones que conforman el sistema eléctrico definido, se los obtiene directamente de los archivos de la Empresa y, por medio de una investigación de campo. Los demás parámetros necesarios para realizar los estudios previstos, se calculan siguiendo los procedimientos universalmente aceptados; ó, se toman valores típicos en los casos que no se tenga la información necesaria.

El sistema eléctrico está conformado como se describe a continuación:

El sistema de generación consta de tres centrales termoléctricas: la Central Celso Castellanos, ubicada a 5 km de la Ciudad Nueva Loja; la Central Jivino, ubicada en el centro de la vía que une las ciudades de Nueva Loja y Francisco de Orellana, en el sitio denominado El Proyecto; y, la Central Payamino, ubicada en la Ciudad Francisco de Orellana.

La minicentral hidráulica Lumbaquí ubicada en el centro poblado del mismo nombre, forma también parte del sistema de generación. A pesar que el aporte de potencia de esta central es mínimo, como ya se indicó anteriormente, cumple la función de mantener el voltaje en niveles aceptables en los sectores aledaños al lugar donde se ubica.

En las subestaciones se incluyen las barras a 13.8 kV, los alimentadores que parten de cada una de ellas y las barras a 69 kV; así como los transformadores de potencia trifásicos.

Forman parte también del sistema, las líneas de subtransmisión a 69 kV y a 13.8 kV.

El sistema eléctrico, en resumen, está conformado por todo lo que está en funcionamiento, sin ninguna excepción.

2.2 DIAGRAMA UNIFILAR

El sistema eléctrico definido, es un sistema radial; el diagrama unifilar del mismo, se presenta en el DIAGRAMA No. 1.

2.3 PARAMETROS DE LOS GENERADORES

La central termoeléctrica Jivino, dispone de cuatro unidades de generación de 3,125 MVA cada una; la central termoeléctrica Celso Castellanos tiene tres grupos de generación de la misma potencia; la central termoeléctrica Payamino dispone de un grupo de 1,875 MVA, uno de 3,125 MVA y dos de 0,8125 MVA. Los motores de todos los grupos de generación, son de combustión interna que consumen diesel en el arranque y en funcionamiento.

La minicentral hidráulica Lumbaquí dispone de dos unidades de 0,25 MVA cada una.

La Empresa Eléctrica Regional Sucumbíos S.A., tiene una potencia instalada de 29,0 MVA. En el CUADRO No. 1 que se indica a continuación, se muestran las características del sistema de generación y el resumen de la disponibilidad de potencia activa de la Empresa, a octubre del año 2000.

Para el año 2000, se tiene proyectada una demanda máxima de 15,0 MW, con la energía efectiva disponible en el momento y la necesidad urgente de mantenimiento en los grupos de generación; el abastecimiento de la carga está en

el límite; por ello, si la tendencia de incremento de carga para el mes de diciembre se cumple y tiende al valor proyectado, habrá que realizar un racionamiento de energía para la hora pico. Si ocurre alguna contingencia en algún grupo de generación, el seccionamiento de carga tendrá que ser similar a la energía que no se genere.

CUADRO No.1: Disponibilidad de potencia activa

CENTRAL	UNIDADES	POTENCIA INSTALADA (MVA)	POTENCIA EFECTIVA (MVA)	OBSERVACIONES
CELSO CASTELLANOS	G. MOTORS No. 1	3.125	2.2	Necesario el enrinado y descarbonizado.
	G. MOTORS No. 2	3.125	2.8	
	G. MOTORS No. 4	3.125	2.8	
JIVINO	ALCO No. 1	3.125		Fuera de servicio
	ALCO No. 2	3.125	2.3	Overhaul urgente, retraso 11,000 h.
	ALCO No. 3	3.125	2.3	Overhaul urgente, retraso 4,000 h.
	ALCO No. 4	3.125	1.8	
PAYAMINO	G. MOTORS No. 1	1.875	1.0	Trabaja a media carga
	G. MOTORS No. 2	3.125	2.3	Overhaul
	CATERPILLAR No. 1	0.8125		Fuera de servicio
	CATERPILLAR No. 2	0.8125	0.65	Overhaul urgente, retraso 7000 h.
LUMBAQUI	TURBINA No. 1	0.25	0.15	
	TURBINA No. 2	0.25	0.15	

Para realizar los estudios previstos, se necesitan los valores de las reactancias sincrónicas Xd, Xq; las reactancias transitorias X'd, X"d y la reactancia de secuencia cero X0 de los generadores. En los datos proporcionados por el fabricante, no se incluyen estos parámetros; por lo que es necesario considerar

valores típicos, los cuales se encuentran tabulados en la bibliografía existente referente a este tema.

" El rango que generalmente toma valor Xd, en por unidad, es de 0,6 a 2,2; Xq tiene típicamente un rango en por unidad de 0,4 a 1,4; y, X0 (reactancia de secuencia cero) puede variar de 0,01 a 0,25 en por unidad.

Para máquinas de polos salientes, X'q es igual a Xq; X'd es menor que X'q; X"q es mucho menor que X'q; X"q es en general ligeramente mayor que X"d. Para máquinas de polos salientes sin devanados de amortiguamiento X"q es igual a X'q, la cual es igual a Xq.

Para máquinas de rotor liso, el cambio de las reactancias debido a las corrientes de los ejes de cuadratura debe ser representado como la suma de dos exponenciales, una de las cuales es rápida y la otra lenta. La transitoria lenta da X'q cuando se extrapola al tiempo cero y la transitoria inicial de la rápida proporciona X"q.

En el caso de algunas máquinas, X"q es ligeramente menor que X'q, y X'q no toma valores entre X'd y Xq . " REFERENCIA BIBLIOGRAFICA (6) págs. 101, 102.

Con lo expuesto anteriormente, los valores de las reactancias se presentan en el CUADRO No. 2, los cuales fueron tomados de la referencia bibliográfica (6) pág. 492.

Otra información importante referente a los grupos de generación, es el tipo de conexión a tierra. Todos los grupos de generación de la Empresa Eléctrica Regional Sucumbíos S.A., están sólidamente puestos a tierra.

2.4 PARAMETROS DE LOS TRANSFORMADORES DE POTENCIA

Debido a que la corriente magnetizante de un transformador es, por lo general, insignificante comparada con la corriente de plena carga, la admitancia en paralelo

se suprime normalmente en el circuito equivalente del transformador; en consecuencia, los transformadores se modelan como una impedancia asociada a un transformador ideal que toma en consideración los cambios debidos a los taps.

Las subestaciones de 69 / 13.8 kV que forman parte del sistema de subtransmisión son: Jivino, Lago Agrio, Coca y Shushufindi. Las características de los transformadores de fuerza que forman parte del patio de 69 kV, se las describe a continuación:

SUBESTACION JIVINO

TRANSFORMADOR DE FUERZA 12/16 MVA

Marca:	CENEMESA	
Año:	1989	
Serie No:	62487	
No de fases:	3	
Frecuencia:	60 Hz	
Potencia:	12 / 16 MVA	ONAN / ONAF
kV alta:	69 ± 2 x 2.5 %	
kV baja:	13.8	
BIL alta:	325 kV	
BIL baja:	95 kV	
Grupo de conexión:	Dyn1	
Impedancia Z:	7.75 %	

SUBESTACION LAGO AGRIO

TRANSFORMADOR DE FUERZA 5/6.25 MVA

Marca:	CENEMESA
Año:	1989
Serie No:	60273

No de fases:	3	
Frecuencia:	60 Hz	
Potencia:	5 / 6.25 MVA	ONAN / ONAF
kV alta:	69 ± 2 x 2.5 %	
kV baja:	13.8	
BIL alta:	325 kV	
BIL baja:	95 kV	
Grupo de conexión:	Dyn1	
Impedancia Z:	7.75 %	

SUBESTACION COCA

TRANSFORMADOR DE FUERZA 5/6.25 MVA

Marca:	CENEMESA	
Año:	1989	
Serie No:		
No de fases:	3	
Frecuencia:	60 Hz	
Potencia:	5 / 6.25 MVA	ONAN / ONAF
kV alta:	69 ± 2 x 2.5 %	
kV baja:	13.8	
BIL alta:	325 kV	
BIL baja:	95 kV	
Grupo de conexión:	Dyn1	
Impedancia Z:	7.75 %	

SUBESTACION SHUSHUFINDI

TRANSFORMADOR DE FUERZA 2.5 MVA

Marca:	ALSTHOM

Año:	1987
Serie No:	68505/003
No de fases:	3
Frecuencia:	60 Hz
Potencia:	2.5 MVA
kV alta:	69 ± 2 x 2.5 %
kV baja:	14.35
BIL alta:	350 kV
BIL baja:	110 kV
Grupo de conexión:	Dyn11
Impedancia Z:	6.86 %

Los grupos de generación están conectados al circuito de medio voltaje, a través de transformadores; éstos, forman parte del patio de 13.8 kV.

En el CUADRO No. 3, se indican las características y parámetros de los transformadores de potencia que forman parte del sistema eléctrico de la Empresa Eléctrica Regional Sucumbíos S.A.

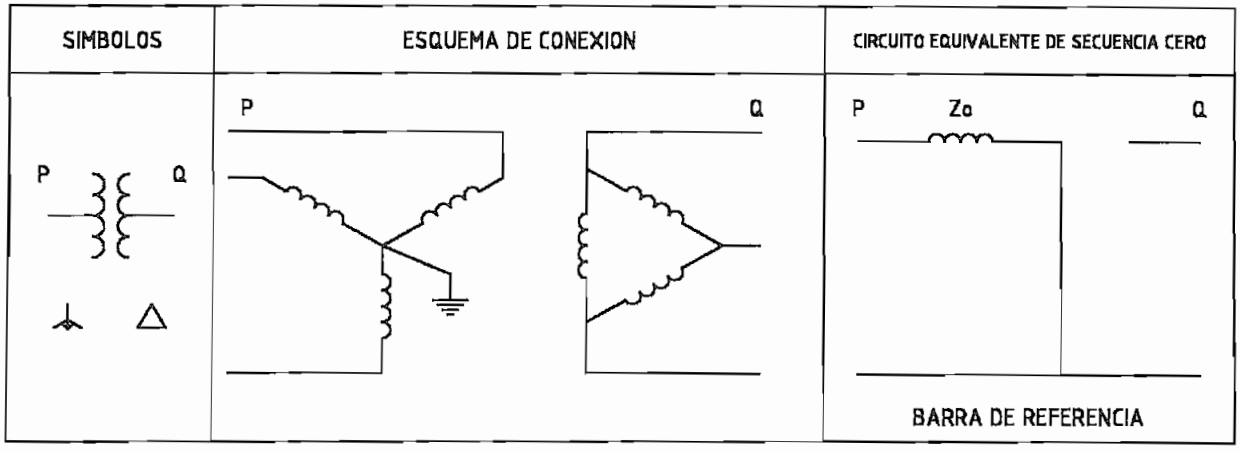
Los circuitos equivalentes de secuencia cero de los transformadores, dependen del tipo de conexión y si están o no puestos a tierra.

Los transformadores de potencia descritos anteriormente, tiene la conexión Y-Δ, puesta a tierra la Y; en este caso, las corrientes de secuencia cero tienen camino a tierra a través de la conexión en estrella, ya que las corrientes inducidas correspondientes pueden circular en la conexión en triángulo. La corriente de secuencia cero que circula en el Δ para equilibrar la corriente se secuencia cero en la Y, no puede circular en las líneas conectadas al Δ. El circuito equivalente debe proporcionar un camino desde la línea en el lado en Y, a través de la resistencia equivalente y reactancia de pérdida del transformador, hasta la barra de referencia. Es necesario que haya un circuito abierto entre la línea y la barra de referencia en el lado en Δ. Si la conexión del neutro a tierra contiene una

impedancia Zn, el circuito equivalente de secuencia cero debe tener una impedancia 3Zn en serie, con la resistencia equivalente y la reactancia de pérdida del transformador para conectar la línea en el lado en Y a tierra.

En el gráfico No. 1 se puede observar, el circuito equivalente de secuencia cero de transformadores trifásicos, los esquemas de conexiones y los símbolos para el diagrama unifilar de la conexión Y-Δ, puesta a tierra la Y.

GRAFICO No. 1



2.5 PARAMETROS DE LAS LINEAS DE SUBTRANSMISION

Las líneas del sistema de subtransmisión de la Empresa Eléctrica Regional Sucumbíos S.A. al nivel de 69 kV: Jivino - Lago Agrio, Jivino Shushufindi y Jivino - Coca, integran la Central Térmica Jivino con las subestaciones de 69 / 13.8 kV en Lago Agrio, Shushufindi y Coca.

La Central Térmica Celso Castellanos se conecta al sistema de subtransmisión por medio de una línea doble circuito a 13,8 kV, que une la subestación La Laguna con la subestación Lago Agrio.

La Central Hidráulica Lumbaquí, se integra al sistema de subtransmisión a través de una línea a 13,8 kV, entre las subestaciones Lumbaquí y Lago Agrio. Existen poblaciones que se abastecen de energía eléctrica de la línea en mención, estos

centros de carga son: Santa Cecilia, Jambelí, Sevilla y Cascales; en el sistema eléctrico, son representados como barras ficticias de carga a 13.8 kV.

En el CUADRO No. 4, se indica la descripción general de las líneas de subtransmisión de la Empresa Eléctrica Regional Sucumbíos S.A.

En el gráfico No. 2, se indica la disposición predominante (torre tipo Acacia 200/F4/3TA) en las líneas de subtransmisión a 69 kV: subestación Jivino – subestación Shushufindi y subestación Jivino – subestación Lago Agrio.

En el gráfico No. 3, se muestra la disposición predominante (en poste de hormigón: tipo S1G) en la línea de subtransmisión a 69 kV subestación Jivino – subestación Coca.

En el gráfico No. 4, se puede observar la estructura LVA1 – D (según las Normas para Sistemas de Distribución, Parte B, de La Empresa Eléctrica Quito) en la línea a 13.8 kV que une la subestación Laguna con la subestación Lago Agrio.

En el gráfico No. 5, se indica la estructura LVA1 en la línea a 13.8 kV que une la subestación Lago Agrio con la subestación Lumbaquí.

Uno de los parámetros importantes que se necesita conocer de una línea de subtransmisión ó de distribución, es la capacidad de conducción de la misma; es decir, la cantidad de corriente que puede pasar por la línea a determinada temperatura, presión barométrica, velocidad del viento; y, de acuerdo al tipo y calibre del conductor.

La mayor intensidad de corriente que puede pasar por el conductor, sin que se afecten sus características electromecánicas, se le denomina Límite Térmico; éste, es la máxima capacidad de conducción de una línea aérea. El límite térmico es el primer parámetro que se va a calcular, siguiendo el procedimiento descrito a continuación, el cual se halla en la referencia bibliográfica (12) pág. 48:

GRAFICO No. 2: Torre tipo Acacia 200/F4/3TA

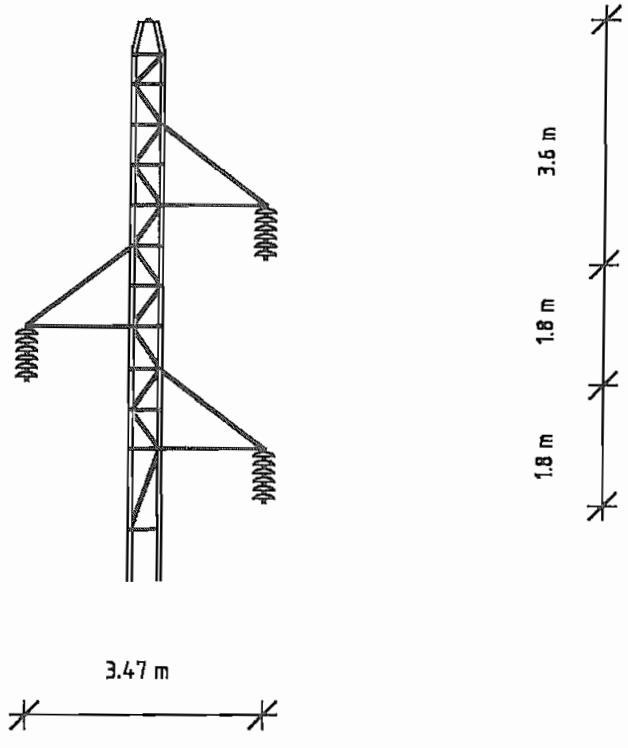


GRAFICO No. 3: Estructura en poste de hormigón, tipo S1G

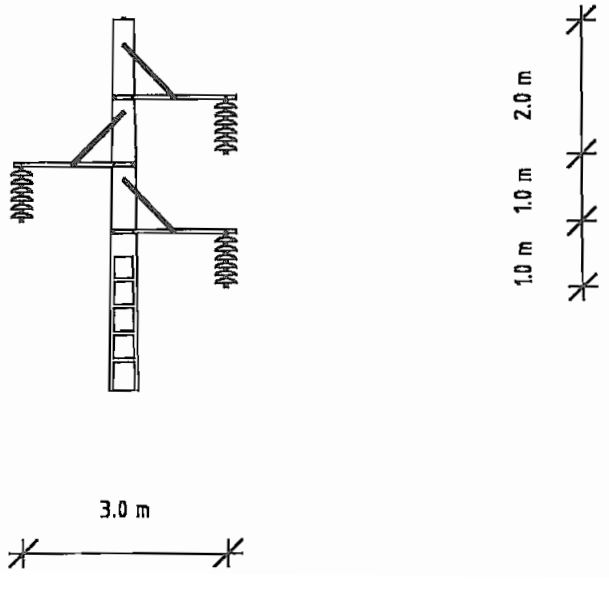


GRAFICO No. 4: Estructura tipo LVA1 - D

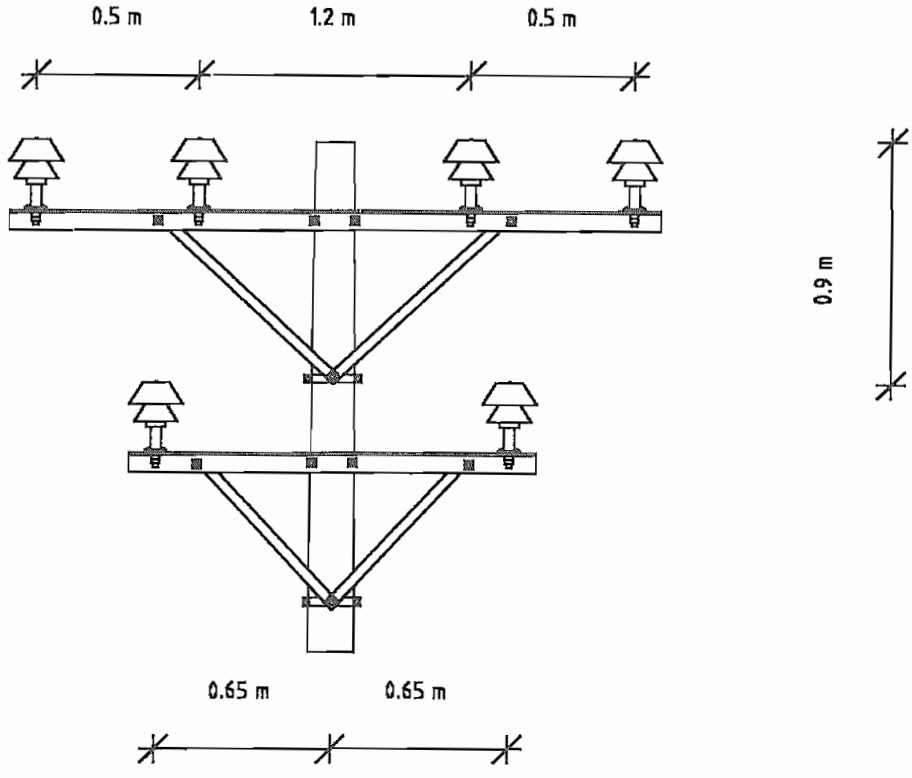
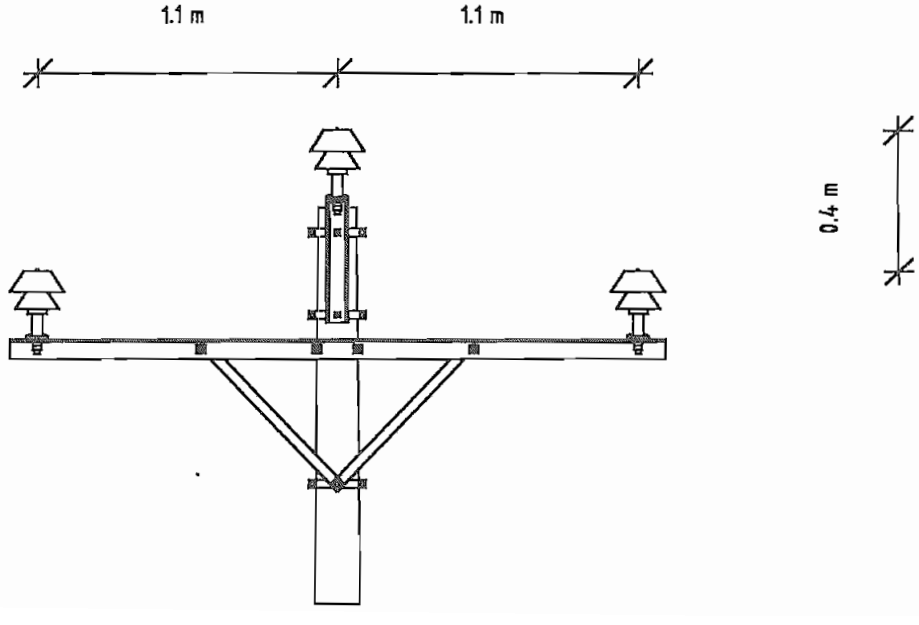


GRAFICO No. 5: Estructura LVA1



$$I^2R = A\ (\ Wc + Wr\ )$$

Donde:

I^2R: pérdidas en la línea

Wc: energía disipada por convección

Wr: energía disipada por radiación

A: área de la superficie del conductor

La energía disipada por convección Wc, puede calcularse de la siguiente expresión:

$$Wc = \frac{0.0128}{Ta^{0.123}} \frac{\sqrt{pv}}{d} \Delta t$$

Donde:

p: presión atmosférica (p = 1.0 atm)

v: velocidad del viento (pie / s)

Ta: temperatura media del ambiente, del conductor y del aire (K)

Δt: incremento de temperatura (K)

d: diámetro exterior del conductor (pulgadas)

En la zona oriental del país, lugar donde se ubica el área de influencia de la Empresa Eléctrica Regional Sucumbíos S.A. y sus instalaciones, la temperatura ambiente promedio es de 30 grados centígrados y la altura promedio sobre el nivel del mar es de 300 m.

Para el cálculo del límite térmico, se toma como base la capacidad de conducción a 75 grados centígrados, un factor de emisividad relativo de 0.5 y la presión barométrica de 1 atm (si se considera una altura de 300 msnm).

La energía disipada por radiación Wr, puede ser determinada de la siguiente ecuación:

$$Wr = 36.8\ E \left[\left(\frac{T}{1000} \right)^4 - \left(\frac{To}{1000} \right)^4 \right]$$

Donde:

E: Factor de emisividad relativa de la superficie del conductor (E = 0.5)

T: Temperatura del conductor (K)

To: Temperatura ambiente

De la ecuación: $I^2R = A\ (\ Wc + Wr\ )$, se puede obtener la capacidad de conducción I de los conductores con que están construidas las líneas del sistema de subtransmisión.

El área de la superficie del conductor:

$$A = \pi \times d \times 1 \text{ pie}$$

Entonces:

$$I = \sqrt{\frac{37.7(Wc + Wr)d}{Ref}}$$

Donde:

Ref.	Resistencia efectiva del conductor	Ω / pie
d	diámetro exterior del conductor	pulgada

Los valores nominales de transmisión de potencia para las líneas de un sistema trifásico (límite térmico), vienen dados por:

$$S = \sqrt{3} \times I \times V$$

Para realizar los estudios de flujos de potencia y cortocircuitos, se necesitan los valores de las impedancias de secuencia positiva, negativa y cero de las líneas de subtransmisión; para calcular los mismos, se utiliza el procedimiento que se resume a continuación:

2.5.1 LINEAS CON HILO DE PUESTA A TIERRA

El efecto que producen los conductores de puesta a tierra, es reducir la inductancia de las líneas. Se debe visualizar este fenómeno considerando el sistema de la línea trifásica como un equivalente del bobinado primario de un transformador y el conductor de tierra, como una carga en el secundario. El mayor efecto del conductor de puesta a tierra, es disminuir la inductancia; en consecuencia, la impedancia de la línea de subtransmisión.

Las impedancias de secuencia positiva Z1 y de secuencia negativa Z2, se calculan de la siguiente manera, procedimiento que se puede ver en la referencia bibliográfica (12), pág. 54:

$$Z1 = Z2 = ra + j\ (Xa + Xd) \qquad \Omega / \text{conductor} / \text{km}$$

Donde:

- ra Resistencia propia del conductor.
- Xa Reactancia inductiva del conductor a 1 pie de espaciamiento, dada por las características propias del conductor.
- Xd Reactancia inductiva del conductor considerando la separación entre conductores.

Xa se puede calcular utilizando la expresión:

$$Xa = - 0.1736 \times \log GMR \qquad \Omega / \text{km}$$

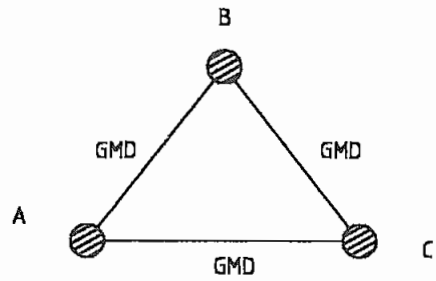
Donde:

GMR Radio geométrico medio.

Xd se obtiene de la ecuación:

$$Xd = 0.1736 \times \log GMD \qquad \Omega / km$$

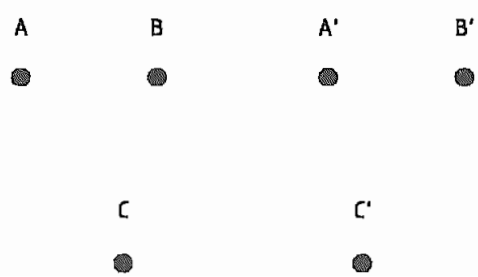
GMD es la distancia media geométrica, depende de la disposición de los conductores. Para el caso de un sistema trifásico, GMD se calcula de la siguiente manera:



$$GMD = \sqrt[3]{dAB \times dAC \times dBC}$$

Con el cálculo de GMD de la manera indicada, se obtiene un sistema trifásico equilibrado donde los tres conductores tienen la misma corriente de retorno.

Cuando se tiene una línea con dos circuitos paralelos en una misma estructura, como en el caso de la línea a 13.8 kV que une la subestación Laguna con la subestación Lago Agrio, se presenta un efecto de inductancia mutua entre los dos circuitos, esto implica un aumento de la reactancia inductiva de la línea. Para este caso, Xa se calcula utilizando la siguiente expresión:



$$Xa = -0.1736 \times \log GMReq \qquad \Omega / km$$

Para obtener el radio geométrico medio equivalente GMReq, se procede de la siguiente forma:

$$GMReq = \sqrt[3]{GMR_{AA'} \times GMR_{BB'} \times GMR_{CC'}}$$

$$GMR_{AA'} = \sqrt[4]{GMR_A \times dAA' \times GMR_{A'} \times dA'A}$$

$$GMR_A = GMR_{A'} \; ; \quad dAA' = dA'A$$

$$GMR_{AA'} = \sqrt{GMR \times dAA'}$$

$$GMR_{BB'} = \sqrt{GMR \times dBB'}$$

$$GMR_{CC'} = \sqrt{GMR \times dCC'}$$

La distancia media geométrica equivalente GMDeq, con la que se calculará la reactancia inductiva Xd del conductor en una línea de doble circuito, puede obtenerse de:

$$GMDeq = \sqrt[3]{GMDeq_{AB} \times GMEDeq_{BC} \times GMDeq_{CA}}$$

$$GMDeq_{AB} = \sqrt[4]{dAB \times dAB' \times dBA \times dBA'}$$

$$GMDeq_{BC} = \sqrt[4]{dBC \times dBC' \times dCB \times dCB'}$$

$$GMDeq_{CA} = \sqrt[4]{dCA \times dCA' \times dAC \times dAC'}$$ REFERENCIA BIBLIOGRAFICA (5).

Para el cálculo de la impedancia de secuencia cero Z0, se utiliza la expresión:

$$Z0 = Zo - \frac{Zo^2(ag)}{Zo(g)}$$ REFERENCIA BIBLIOGRAFICA (12) pág. 44

Donde:

Z0	Impedancia de secuencia cero del circuito, con hilo de puesta a tierra.
Z0(a)	Impedancia propia de secuencia cero del circuito, sin hilo de puesta a tierra.
Z0(ag)	Es la impedancia mutua de secuencia cero entre el circuito y el hilo de puesta a tierra.
Z0(g)	Es la impedancia de secuencia cero propia del conductor de puesta a tierra.

Z0(a), se calcula de la siguiente manera:

$$Z0(a) = ra + re + j\,(Xa + Xe - 2Xd)$$ Ω / conductor / km

Donde:

ra	Resistencia propia del conductor.
Xa	Reactancia inductiva del conductor a 1 pie de espaciamiento, dada por las características propias del conductor.
Xd	Reactancia inductiva del conductor considerando la separación entre conductores.
re, Xe	Factores de corrección que toman en cuenta el retorno por tierra.

" En el año 1926, El Dr. John R. Carson presentó unas fórmulas basadas en complejas soluciones de ecuaciones de campo, para la impedancia propia de un conductor con retorno por tierra y para la impedancia mutua entre dos conductores con retorno por tierra; en dichas ecuaciones, se podían determinar varios factores que tienen influencia en la impedancia. Las ecuaciones están basadas en una

conductividad del suelo uniforme, finita en extensión, terminada por una fase paralela hasta los conductores.

re, Xe son el resultado del uso de tierra como un camino de retorno para las corrientes de secuencia cero. Para calcular dichas cantidades, se derivan de las ecuaciones de Carson y se definen como:

$$re = 0.0029596 \times f \qquad \Omega / fase / km$$

Donde:

$f = 60$ Hz.

Entonces:

$$re = 0.177 \qquad \Omega / fase / km$$

$$Xe = 0.0043385 \times f \times \log (4.6655 \times 10^{6} \times \rho / f) \qquad \Omega / fase / km$$

Donde:

ρ Resistividad del suelo, se toma el valor promedio de 100 Ω / m^2

Entonces:

$Xe = 1.794$ Ω / fase / km " REFERENCIA BIBLIOGRAFICA (16) Pág. 4.13

La impedancia mutua de secuencia cero entre el circuito y el hilo de puesta a tierra Z0(ag), se calcula:

$$Z0(ag) = re + j (Xe - 3Xdg)$$ REFERENCIA BIBLIOGRAFICA (12) pág. 45

Donde:

Xdg Reactancia inductiva considerando la separación entre los conductores y el hilo de puesta a tierra.

La impedancia de secuencia cero propia del conductor de puesta a tierra, Z0(g) viene dada por:

$$Z0(g) = 3rag + re + j (Xe + 3Xag)$$ REFERENCIA BIBLIOGRAFICA (12) pág. 45.

Donde:

rag Resistencia del hilo de tierra
Xag Reactancia inductiva del hilo de tierra

Para el conductor de hilo de guardia, acero galvanizado 5 / 16 " Ø, que se usa en el sistema, se tienen las siguientes características:

La resistencia rag_{cc} de corriente continua del conductor de puesta a tierra se puede calcular siguiendo el procedimiento que se describe a continuación:

$$rag_{cc} = \rho (l / A)$$

Donde:

ρ Resistividad característica del conductor
l Longitud
A Area

Para el acero galvanizado, la resistividad ρ a una temperatura de 20 grados centígrados es de 15×10^{-8} Ω x m. El conductor de acero galvanizado de 5 / 16 " Ø, está formado por 7 hilos cada uno de 2.64 mm de diámetro; esto da un área de

38.317 mm². Entonces, r_{agcc} tiene un valor de 3.915 Ω / km a 20 grados centígrados; como la temperatura promedic del ambiente en la zona oriental es de 30 grados centígrados, se debe considerar el aumento de la resistencia debido a este factor.

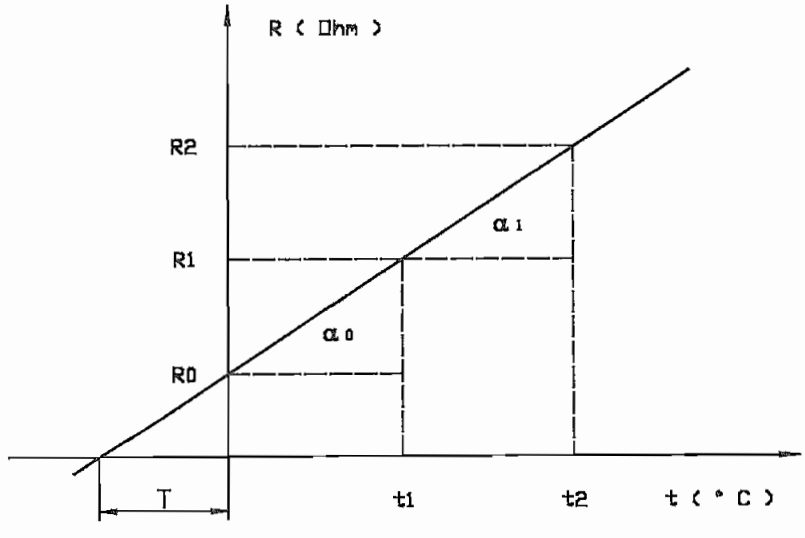
En el gráfico No. 6 se observa la variación de la resistencia de un conductor en función de la temperatura; del mismo, se puede deducir la resistencia a una temperatura diferente.

$$R2 = R1[1 + \alpha 1(t2 - t1)]$$

Donde:

α 1	Coeficiente de temperatura a t1
R2, R1	Resistencias a las temperaturas t1 y t2

GRAFICO No. 6: Variación de la resistencia de un conductor en función de la temperatura.



$$\alpha 0 = 1 / T$$

Donde:

α0	Coeficiente de temperatura a 0 grados centígrados

$\alpha 1 = 1 / (T+t1)$ REFERENCIA BIBLIOGRAFICA (5).

El acero galvanizado tiene una constante T igual a 208.5; entonces, la resistencia de corriente continua del conductor de hilo de guardia a una temperatura de 30 grados centígrados es:

$r_{agcc} = 4.087$ Ω / km

El cálculo de la resistencia de corriente alterna, considera también la variación de la misma debido a la frecuencia, por el efecto skin. En el conductor de puesta a tierra, no se debe considerar este efecto, debido a que el acero es un material magnético y por el tipo de conexión, por él no circula corriente, es un apantallamiento contra descargas atmosféricas. El valor encontrado de r_{agcc}, es el que sirve para calcular la impedancia de secuencia cero propia del conductor de puesta a tierra, Z0(g).

Los conductores de acero tienen alta permeabilidad magnética; por lo tanto, la inductancia propia, es mayor que en los conductores fabricados con material no magnético.

En la tabla VI – A de la referencia bibliográfica (3): CLARKE, Edith; Circuit Analysis of A-C Power Systems; Vol I; General Electric Series; seventh printing; 1961; pág. 519, se indican las características aproximadas de conductores de acero utilizados para conexiones a tierra. Para el cable de acero galvanizado de 5 / 16 " Ø, 7 hilos, el valor de la reactancia inductiva propia del hilo de tierra, es:

$Xag = 0.3107$ Ω / km

2.5.2 LINEAS SIN HILO DE PUESTA A TIERRA

La línea a 13.8 kV doble circuito que une la subestación La Laguna con la subestación Lago Agrio y la línea a 13.8 kV que va de la subestación Lago Agrio a la subestación Lumbaquí, no tienen conductor de puesta a tierra. Para este caso,

CUADRO No. 3 PARAMETROS DE LOS EQUIPOS DE TRANSFORMACION

NOMBRE DE LA SUBESTACION	TIPO T : TRAFO A : AUTO	MARCA	NUMERO DE DEVANADOS	NUMERO DE FASES	POTENCIA (MVA)		TIPO DE CONEXION	REGULACION RTD	VOLTAJE (kV)		REACTANCIA X1 P - S
					OA	FA			PRIMARIO	SECUNDARIO	
PATIO 69 kV											
JIVINO	T	CENEMESA	2	3	12.0	16.0	Dyn1	± 2 x 2.5%	13.8	69.00	7.75%
LAGO AGRIO	T	CENEMESA	2	3	5.0	6.25	Dyn1	± 2 x 2.5%	69.0	13.80	7.75%
COCA	T	CENEMESA	2	3	5.0	6.25	Dyn1	± 2 x 2.5%	69.0	13.80	7.75%
SHUSHUFINDI	T	ALSTHON	2	3	2.5		Dyn11	± 2 x 2.5%	69.0	14.35	6.86%
PATIO 13.8 kV											
JIVINO (4 unid.)	T		2	3	3.125			± 2 x 2.5%	4.16	13.8	5.70%
LAGUNA (3 unid.)	T		2	3	3.5			± 2 x 2.5%	4.16	13.8	5.70%
COCA	T		2	3	3.125			± 2 x 2.5%	4.16	13.8	5.75%
COCA	T		2	3	2.0			± 2 x 2.5%	4.16	13.8	5.20%
COCA	T		2	3	1.25			± 2 x 2.5%	4.16	13.8	5.71%
COCA	T		2	3	0.75			± 2 x 2.5%	0.44	13.8	4.20%
LUMBAQUI	T		2	3	0.5			± 2 x 2.5%	0.44	13.8	4.20%

$\alpha 1 = 1 / (T+t1)$ REFERENCIA BIBLIOGRAFICA (5).

El acero galvanizado tiene una constante T igual a 208.5; entonces, la resistencia de corriente continua del conductor de hilo de guardia a una temperatura de 30 grados centígrados es:

$r_{agcc} = 4.087$ Ω / km

El cálculo de la resistencia de corriente alterna, considera también la variación de la misma debido a la frecuencia, por el efecto skin. En el conductor de puesta a tierra, no se debe considerar este efecto, debido a que el acero es un material magnético y por el tipo de conexión, por él no circula corriente, es un apantallamiento contra descargas atmosféricas. El valor encontrado de r_{agcc}, es el que sirve para calcular la impedancia de secuencia cero propia del conductor de puesta a tierra, Z0(g).

Los conductores de acero tienen alta permeabilidad magnética; por lo tanto, la inductancia propia, es mayor que en los conductores fabricados con material no magnético.

En la tabla VI – A de la referencia bibliográfica (3): CLARKE, Edith; Circuit Analysis of A-C Power Systems; Vol I; General Electric Series; seventh printing; 1961; pág. 519, se indican las características aproximadas de conductores de acero utilizados para conexiones a tierra. Para el cable de acero galvanizado de 5 / 16 " Ø, 7 hilos, el valor de la reactancia inductiva propia del hilo de tierra, es:

$X_{ag} = 0.3107$ Ω / km

2.5.2 LINEAS SIN HILO DE PUESTA A TIERRA

La línea a 13.8 kV doble circuito que une la subestación La Laguna con la subestación Lago Agrio y la línea a 13.8 kV que va de la subestación Lago Agrio a la subestación Lumbaquí, no tienen conductor de puesta a tierra. Para este caso,

el cálculo de las impedancias de secuencia positiva y negativa, Z1 y Z2; es el mismo que para las líneas aéreas que tienen hilo de puesta a tierra.

El cálculo de la impedancia de secuencia cero, Z0; para líneas sin hilo de puesta a tierra, no considera el término de la ecuación donde se encuentra la impedancia mutua entre el circuito y el hilo de tierra, Z0(ag); tampoco, la impedancia propia del conductor de tierra, Z0(g).

En consecuencia:

$$Z0 = Z0(a) = ra + re + j\,(Xa + Xe - 2Xd) \qquad \Omega \text{ / conductor / km}$$

Aplicando los conceptos y ecuaciones indicadas anteriormente, se calculan los parámetros de las líneas a 69 kV y a 13. 8 kV que forman parte del sistema, los cuales se indican en el CUADRO No. 5.

Las cantidades físicas eléctricas como el voltaje, corriente, impedancia, potencia aparente, etc. asociadas con todos los sistemas eléctricos de potencia, tienen una gran variación en magnitud. Expresar estas cantidades en términos de porcentaje o en por unidad respecto de sus valores nominales, simplifican considerablemente el análisis de las redes eléctricas.

Los parámetros de los grupos de generación, de los transformadores de potencia y de las líneas de subtransmisión, hay que expresarlos en por unidad, para realizar los estudios previstos de flujos de potencia y cortocircuitos.

Debido a las características del sistema eléctrico, se considera una potencia aparente base de 10 MVA con los siguientes voltajes base:

- 0.44 kV_B
- 4.16 kV_B
- 13.8 kV_B

- 69 kVB

En el CUADRO No. 6, se indican los valores en p.u. de los parámetros de los transformadores de potencia; en el CUADRO No. 7, el de las líneas de subtransmisión.

En el DIAGRAMA No. 2, se presenta, el diagrama unifilar de secuencia positiva del sistema eléctrico de la Empresa Eléctrica Regional Sucumbíos S.A; en tanto que en el DIAGRAMA No. 3, se puede observar el diagrama unifilar de secuencia cero del sistema.

CUADRO No. 2 PARAMETROS DE LOS GRUPOS DE GENERACION

CENTRAL	UNIDADES	POTENCIA INSTALADA (MVA)	VOLTAJE NOMINAL (V)	VELOCIDAD SINC. (RPM)	REACTANCIAS (p.u.)				
					Xd	X'd	X"d	Xq	Xo
CELSO CASTELLANOS	GENERAL MOTORS No. 1	3.125	4160	900	1.25	0.3	0.2	0.7	0.18
	GENERAL MOTORS No. 2	3.125	4160	900	1.25	0.3	0.2	0.7	0.18
	GENERAL MOTORS No. 4	3.125	4160	900	1.25	0.3	0.2	0.7	0.18
JIVINO	ALCO No. 1	3.125	4160	900	1.25	0.3	0.2	0.7	0.18
	ALCO No. 2	3.125	4160	900	1.25	0.3	0.2	0.7	0.18
	ALCO No. 3	3.125	4160	900	1.25	0.3	0.2	0.7	0.18
	ALCO No. 4	3.125	4160	900	1.25	0.3	0.2	0.7	0.18
PAYAMINO	GENERAL MOTORS No. 1	1.875	4160	900	1.25	0.3	0.2	0.7	0.18
	GENERAL MOTORS No. 2	3.125	4160	900	1.25	0.3	0.2	0.7	0.18
	CATERPILLAR No. 1	0.8125	440	1800	1.25	0.27	0.18	0.7	0.16
	CATERPILLAR No. 2	0.8125	4160	1800	1.25	0.27	0.18	0.7	0.16
LUMBAQUI	TURBINA No. 1	0.25	440	900			0.14		0.12
	TURBINA No. 2	0.25	440	900			0.14		0.12

CUADRO No. 4 DESCRIPCION GENERAL DE LAS LINEAS DE SUBTRANSMISION

LINEA DE SUBTRANSMISION		NUMERO	VOLTAJE	LONGITUD	CONDUCTOR	CONDUCTOR	DISPOSICION
DE	A	CIRCUITOS	(kV)	(km)	FASES	HILO GUARDIA	PREDOMINANTE
S/E JIVINO	S/E LAGO AGRIO	1	69	31	266,8 mcm ACSR	Acero Galvanizado 5/16 " Ø	200/F4/3TA
S/E JIVINO	S/E SHUSHUFINDI	1	69	20	266,8 mcm ACSR	Acero Galvanizado 5/16 " Ø	200/F4/3TA
S/E JIVINO	S/E COCA	1	69	42	266,8 mcm ACSR	Acero Galvanizado 5/16 " Ø	SG1
S/E LAGUNA	S/E LAGO AGRIO	2	13.8	5	2/0 ACSR		LVA1 - D
S/E LAGO AGRIO	BARRA STA. CECILIA	1	13.8	12	1/0 ACSR		LVA1
BARRA STA. CECILIA	BARRA JAMBELI	1	13.8	11	1/0 ACSR		LVA1
BARRA JAMBELI	BARRA SEVILLA	1	13.8	6	1/0 ACSR		LVA1
BARRA SEVILLA	BARRA CASCALES	1	13.8	10	1/0 ACSR		LVA1
BARRA CASCALES	S/E LUMBAQUI	1	13.8	15	1/0 ACSR		LVA1

CUADRO No. 5 PARAMETROS DE LAS LINEAS DE SUBTRANSMISION

LINEA DE SUBTRANSMISION		NUMERO	VOLTAJE	LONGITUD	LIM. TERMICO	CONDUCTOR	R1 = R2		R0		X1 = X2		X0	
DE	A	CIRCUITOS	(kV)	(km)	(MVA)	FASES	(Ω/km)	(Ω)	(Ω/km)	(Ω)	(Ω/km)	(Ω)	(Ω/km)	(Ω)
S/E JIVINO	S/E LAGO AGRIO	1	69	31	51.67	266,8 mcm ACSR	0.239	7.409	0.506	15.686	0.479	14.849	1.650	51.150
S/E JIVINO	S/E SHUSHUFINDI	1	69	20	51.67	266,8 mcm ACSR	0.239	4.780	0.506	10.120	0.479	9.580	1.650	33.000
S/E JIVINO	S/E COCA	1	69	42	51.67	266,8 mcm ACSR	0.239	10.038	0.527	22.134	0.454	19.068	1.693	71.106
S/E LAGUNA	S/E LAGO AGRIO	2	13.8	5	6.36	2/0 ACSR	0.556	2.780	0.733	3.665	0.239	1.195	1.733	8.665
S/E LAGO AGRIO	BARRA STA. CECILIA	1	13.8	12	5.50	1/0 ACSR	0.696	8.352	0.873	10.476	0.525	6.300	1.968	23.616
BARRA STA. CECILIA	BARRA JAMBELI	1	13.8	11	5.50	1/0 ACSR	0.696	7.656	0.873	9.603	0.525	5.775	1.968	21.648
BARRA JAMBELI	BARRA SEVILLA	1	13.8	6	5.50	1/0 ACSR	0.696	4.176	0.873	5.238	0.525	3.150	1.968	11.808
BARRA SEVILLA	BARRA CASCALES	1	13.8	10	5.50	1/0 ACSR	0.696	6.960	0.873	8.730	0.525	5.250	1.968	19.680
BARRA CASCALES	S/E LUMBAQUI	1	13.8	15	5.50	1/0 ACSR	0.696	10.440	0.873	13.095	0.525	7.875	1.968	29.520

CUADRO No. 6 **PARAMETROS DE LOS EQUIPOS DE TRANSFORMACION**
VALORES EN p.u.

NOMBRE DE LA SUBESTACION	TIPO T : TRAFO A : AUTO	NUMERO DE DEVANADOS	NUMERO DE FASES	POTENCIA (MVA)		REGULACION RTD			VOLTAJE (kV)		REACTANCIA X1 p.u.	REACTANCIA X0 p.u.
				OA	FA	MINIMA	NORMAL	MAXIMA	PRIMARIO	SECUNDARIO		
PATIO 69 kV												
JIVINO	T	2	3	12.0	16.0	0.95	1.0	1.05	13.8	69.00	0.06458	0.06458
LAGO AGRIO	T	2	3	5.0	6.25	0.95	1.0	1.05	69.0	13.80	0.15500	0.15500
COCA	T	2	3	5.0	6.25	0.95	1.0	1.05	69.0	13.80	0.15500	0.15500
SHUSHUFINDI	T	2	3	2.5		0.91352	0.9616	1.00968	69.0	14.35	0.29671	0.29671
PATIO 13.8 kV												
JIVINO (4 unid.)	T	2	3	3.125		0.95	1.0	1.05	4.16	13.8	0.18240	0.18240
LAGUNA (3 unid.)	T	2	3	3.5		0.95	1.0	1.05	4.16	13.8	0.16286	0.16286
COCA	T	2	3	3.125		0.95	1.0	1.05	4.16	13.8	0.18400	0.18400
COCA	T	2	3	2.0		0.95	1.0	1.05	4.16	13.8	0.26000	0.26000
COCA	T	2	3	1.25		0.95	1.0	1.05	4.16	13.8	0.45680	0.45680
COCA	T	2	3	0.75		0.95	1.0	1.05	0.44	13.8	0.56000	0.56000
LUMBAQUI	T	2	3	0.5		0.95	1.0	1.05	0.44	13.8	0.84000	0.84000

CUADRO No. 7 PARAMETROS DE LAS LINEAS DE SUBTRANSMISION
VALORES EN p.u.

LINEA DE SUBTRANSMISION		NUMERO	SBASE	VBASE	ZBASE	R1 = R2	R0	X1 = X2	X0
DE	A	CIRCUITOS	(MVA)	(kV)	(Ω)	(p.u.)	(p.u.)	(p.u.)	(p.u.)
S/E JIVINO	S/E LAGO AGRIO	1	10	69	476.10	0.01556	0.03295	0.03119	0.10744
S/E JIVINO	S/E SHUSHUFINDI	1	10	69	476.10	0.01004	0.02126	0.02012	0.06931
S/E JIVINO	S/E COCA	1	10	69	476.10	0.02108	0.04649	0.04005	0.14935
S/E LAGUNA	S/E LAGO AGRIO	2	10	13.8	19.04	0.14598	0.19245	0.06275	0.45500
S/E LAGO AGRIO	BARRA STA. CECIL	1	10	13.8	19.04	0.43856	0.55009	0.33081	1.24008
BARRA STA. CECILI	BARRA JAMBELI	1	10	13.8	19.04	0.40202	0.50425	0.30325	1.13674
BARRA JAMBELI	BARRA SEVILLA	1	10	13.8	19.04	0.21928	0.27505	0.16541	0.62004
BARRA SEVILLA	BARRA CASCALES	1	10	13.8	19.04	0.36547	0.45841	0.27568	1.03340
BARRA CASCALES	S/E LUMBAQUI	1	10	13.8	19.04	0.54820	0.68762	0.41352	1.55009

CAPITULO 3

ESTUDIOS DE FLUJOS DE POTENCIA Y CORTOCIRCUITOS

El flujo de potencia es la denominación que se da a la solución de estado estable de un sistema de potencia bajo condiciones preestablecidas de generación, carga y topología de la red. La información que se obtiene de un estudio de cargas, es normalmente, el módulo y el ángulo de fase de los voltajes en cada barra, el flujo de potencia activa y de potencia reactiva por los elementos del sistema y las pérdidas. Se utiliza en la planificación de la expansión de los sistemas eléctricos de potencia; así como también, en la operación y en el control de tiempo real de los mismos.

La realización del estudio de flujo de potencia y el análisis de los resultados obtenidos, permitirá conocer el estado actual del sistema eléctrico, las condiciones normales de operación, el porcentaje de la capacidad de utilización de las líneas de subtransmisión y de los transformadores de potencia. Se podrá también determinar los requerimientos de nuevas instalaciones y la posible ubicación de compensación reactiva ó si es necesario, reguladores de voltaje.

Posteriormente al estudio de flujo de potencia, se realizan los estudios de cortocircuitos para determinar los valores máximos y mínimos de corrientes de falla, necesarios en el análisis del sistema de protecciones existente en el sistema y en su adecuada coordinación. En este estudio, se analizarán las fallas trifásicas y monofásicas a tierra.

Los programas digitales que se utilizan para la ejecución de los estudios son:

Flujo de potencia: POWER FLOW. Chapter seven.
Reference: J. D. Glover & M. Sarma.

corresponde al voltaje base de 13.8 kV_{BASE}. En el estudio de flujos de potencia, este parámetro permanecerá constante para los diferentes casos.

3.1 FLUJO DE POTENCIA PARA DEMANDA MINIMA

Para esta condición de funcionamiento del sistema, se pueden dar dos opciones de generación; la una es que operen las centrales Lumbaquí, Jivino y Payamino; y, la otra, que también entre en el sistema la Central Celso Castellanos. Para ambos casos, además, se realiza la corrida de flujos de potencia, sin el aporte de la minicentral hidráulica Lumbaquí.

En el CUADRO No. 8 se indican los datos de generación y carga para la corrida de flujos de potencia para demanda mínima, CASO BASE UNO. En el CUADRO No. 9, los datos para cuando no se tiene el aporte de la Central Lumbaquí.

En el CUADROS No. 10 y 11 se pueden observar los datos de generación y carga para la corrida de flujos de potencia para demanda mínima, CASO BASE DOS, con y sin el funcionamiento de la Central Lumbaquí en el sistema.

3.2 FLUJO DE POTENCIA PARA DEMANDA MAXIMA

Los datos de las condiciones de generación y carga que se utilizan para la corrida de flujos de potencia son los correspondientes al día 17 de octubre de 2000, fecha en la que ocurre la máxima demanda para ese año, a las 19h00.

En el flujo de potencia para demanda máxima, en el CASO BASE, la generación se realiza con todos los grupos disponibles del sistema. En el CUADRO No. 12 se indican los datos de generación y carga utilizados para la corrida del flujo.

La segunda corrida de flujos de carga para demanda máxima, considera que la Central Lumbaquí no está aportando potencia al sistema; es decir, que no está en funcionamiento. Esta es una situación que se ha presentado y seguirá

presentándose; en este SEGUNDO CASO (CUADRO No.13), se analizará los efectos en el sistema de la no-inclusión ó de la salida del paralelo de la minicentral Lumbaquí. Los datos de generación y carga son los mismos que en el caso base; por su puesto, la potencia de la minicentral Lumbaquí no se tomará en cuenta.

3.2.1 PRESENTACION DE LOS RESULTADOS

En los diagramas correspondientes, se indica gráficamente el flujo de potencia activa y reactiva, los voltajes en cada una de las barras, la generación y la carga; así como también, el resumen del total de la generación, del total de la carga y las pérdidas.

3.2.2 ANALISIS DE LOS RESULTADOS

El flujo de potencia para demanda mínima, CASO BASE UNO nos indica que el nivel de pérdidas en potencia activa es del orden del 0.34 %; y de potencia reactiva del 18.74 %, debido a las componentes inductivas de las líneas de subtransmisión y de los transformadores. Los niveles de voltaje en todas las barras del sistema excepto en la barra ficticia de Cascales se encuentran dentro del rango aceptable de - 0.05 p.u. El problema surge cuando la minicentral hidráulica Lumbaquí no está en funcionamiento, esto podemos comprobarlo en la corrida de flujo de potencia CASO BASE UNO SIN EL APORTE DE LA CENTRAL LUMBAQUI, el voltaje en la barra de Lumbaquí es del orden del 0.91 p.u., en la barra Cascales 0.92 p.u., en las barras Sevilla y Jambelí 0.93 p.u.; todos estos valores por debajo de los aceptables. La pérdidas de potencia activa son el 0.53 % y las pérdidas de potencia reactiva el 20.37 %.

En el flujo de potencia para demanda mínima, CASO BASE DOS como ya se indicó, se diferencia del anterior debido a que funciona un grupo de la Central Celso Castellanos, esto hace que se mejore el nivel de voltaje en todo el sistema: en todas las barras el voltaje es mayor a 0.95 p.u. ó menor a 1.05 p.u. Las

pérdidas de potencia activa son del 0.71 % y de potencia reactiva del orden del 13.1 %. En la corrida del CASO BASE DOS SIN EL APORTE DE LA CENTRAL LUMBAQUI, se puede observar que en las barras de Lumbaquí y Cascales se tiene un voltaje menor al aceptable, 0.93 p.u. y 0.94 p.u. respectivamente. Las pérdidas de potencia activa son del orden del 0.9 % y las pérdidas de potencia reactiva son del 14.0 %.

Comparando los valores obtenidos para los diferentes casos en demanda mínima, se puede indicar que el problema es el bajo voltaje en las barras de Lumbaquí, Cascales y Sevilla cuando no funciona la minicentral hidráulica Lumbaquí. Esto puede atenuarse cuando en el sistema funciona la Central Celso Castellanos.

Al analizar los resultados de la corrida de flujo de potencia para demanda máxima, CASO BASE, se puede indicar que las pérdidas de potencia activa son del orden del 2.36 % y las pérdidas de potencia reactiva del orden del 18.83 %. Las pérdidas de potencia activa son aceptables, las pérdidas de potencia reactiva pueden disminuirse si se instalan bancos de condensadores en las barras de carga.

Las líneas de subtransmisión a 69 kV y a 13.8 kV no se encuentran sobrecargadas; los transformadores igual, excepto el de la subestación Shushufindi cuya potencia nominal es de 2.5 MVA, debido a los requerimientos de la carga, específicamente en la corrida de flujo estudiada, por el transformador está circulando una potencia de 2.34 MVA; es decir, está con un 93.8 % de su carga. Existen registros en la subestación Shushufindi de cargas en la hora pico de hasta 2.5 MW, si el factor de potencia de la carga es 0.96, se tiene una potencia de 2.6 MVA; en cuyo caso, el transformador ya estaría con una sobrecarga del orden del 4 %. Se deberá pensar en corto plazo realizar el cambio del transformador existente por otro de mayor capacidad.

Si bien el voltaje en la barra de 13.8 kV en Lago Agrio es de 0.97 p.u., a muy corto tiempo ese valor bajará, debido al incremento de la carga y porque que la energía es suministrada por la Central Celso Castellanos conectada a través del doble circuito que une la subestación Laguna con la subestación Lago Agrio; precisamente, el doble circuito a 13.8 kV, con conductor tipo ACSR # 2/0 AWG de

Transformador de una potencia mayor a 2.5 MVA para la subestación Shushufindi, con un nivel de voltaje primario de 69 kV y un secundario de 13.8 kV.

Ubicación de reguladores de voltaje en la línea que une a 13.8 kV la subestación Lago Agrio con la subestación Lumbaquí.

Línea a 69 kV que una la Central Celso Castellanos al sistema de subtransmisión, ello implica la ubicación de una subestación a 69 kV en la subestación Laguna y una subestación a 13.8 kV en la misma subestación para que el doble circuito existente sirva como primario de distribución y se pueda servir la carga de una parte de Lago Agrio.

CUADRO No. 8 FLUJO DE POTENCIA PARA DEMANDA MINIMA

CASO BASE UNO

GENERACION Y CARGA

SUBESTACION	BARRA		VOLTAJE	GENERACION		CARGA	
	DENOMINACION	No.	(kV)	P (p.u)	Q (p.u)	P (p.u)	Q (p.u)
JIVINO	OSCILANTE	1	4.16				
LUMBAQUI	LUM044	2	0.44	0.010	0.0062		
PAYAMINO	G. MOTORS 1	7	4.16	0.200	0.0490		
PAYAMINO	CAT. 2	6	4.16	0.050	0.0240		
JIVINO	JIVI 13.8	9	13.8			0.0630	0.0180
PAYAMINO	PAYA 13.8	10	13.8			0.1480	0.0430
SHUSHUFINDI	SHUSHU 13.8	11	13.8			0.0830	0.0240
LAGO AGRIO	LAGO 13.8	12	13.8			0.2000	0.0580
LUMBAQUI	LUMBA 13.8	13	13.8			0.0120	0.0024
	CASCALES	14	13.8			0.0072	0.0015
	SEVILLA	15	13.8			0.0048	0.0010
	JAMBELI	16	13.8			0.0032	0.0006
	STA. CECILIA	17	13.8			0.0070	0.0020

CUADRO No. 10 FLUJO DE POTENCIA PARA DEMANDA MINIMA

CASO BASE DOS

GENERACION Y CARGA

SUBESTACION	BARRA		VOLTAJE	GENERACION		CARGA	
	DENOMINACION	No.	(kV)	P (p.u)	Q (p.u)	P (p.u)	Q (p.u)
JIVINO	OSCILANTE	1	4.16				
LUMBAQUI	LUM044	2	0.44	0.010	0.0062		
LAGUNA	G. MOTORS 2	4	4.16	0.200	0.0550		
PAYAMINO	G. MOTORS 1	7	4.16	0.150	0.0560		
JIVINO	JIVI 13.8	9	13.8			0.0630	0.0180
PAYAMINO	PAYA 13.8	10	13.8			0.1480	0.0430
SHUSHUFINDI	SHUSHU 13.8	11	13.8			0.0830	0.0240
LAGO AGRIO	LAGO 13.8	12	13.8			0.2000	0.0580
LUMBAQUI	LUMBA 13.8	13	13.8			0.0120	0.0024
	CASCALES	14	13.8			0.0072	0.0015
	SEVILLA	15	13.8			0.0048	0.0010
	JAMBELI	16	13.8			0.0032	0.0006
	STA. CECILIA	17	13.8			0.0070	0.0020

CUADRO No. 11 FLUJO DE POTENCIA PARA DEMANDA MINIMA

CASO BASE DOS SIN APORTE CENTRAL LUMBAQUI

GENERACION Y CARGA

SUBESTACION	BARRA		VOLTAJE	GENERACION		CARGA	
	DENOMINACION	No.	(kV)	P (p.u)	Q (p.u)	P (p.u)	Q (p.u)
JIVINO	OSCILANTE	1	4.16				
LUMBAQUI	LUM044	2	0.44	0.000	0.0000		
LAGUNA	G. MOTORS 2	4	4.16	0.200	0.0550		
PAYAMINO	G. MOTORS 1	7	4.16	0.150	0.0550		
JIVINO	JIVI 13.8	9	13.8			0.0630	0.0180
PAYAMINO	PAYA 13.8	10	13.8			0.1480	0.0430
SHUSHUFINDI	SHUSHU 13.8	11	13.8			0.0830	0.0240
LAGO AGRIO	LAGO 13.8	12	13.8			0.2000	0.0580
LUMBAQUI	LUMBA 13.8	13	13.8			0.0120	0.0024
	CASCALES	14	13.8			0.0072	0.0015
	SEVILLA	15	13.8			0.0048	0.0010
	JAMBELI	16	13.8			0.0032	0.0006
	STA. CECILIA	17	13.8			0.0070	0.0020

CUADRO No. 12 FLUJO DE POTENCIA PARA DEMANDA MAXIMA

CASO BASE

GENERACION Y CARGA

SUBESTACION	BARRA		VOLTAJE	GENERACION		CARGA	
	DENOMINACION	No.	(kV)	P (p.u)	Q (p.u)	P (p.u)	Q (p.u)
JIVINO	OSCILANTE	1	4.16				
LUMBAQUI	LUM044	2	0.44	0.030	0.0186		
LAGUNA	G. MOTORS 1	3	4.16	0.150	0.0330		
LAGUNA	G. MOTORS 2	4	4.16	0.250	0.0360		
LAGUNA	G. MOTORS 3	5	4.16	0.250	0.0360		
PAYAMINO	CAT. 2	6	4.16	0.050	0.0240		
PAYAMINO	G. MOTORS 1	7	4.16	0.170	0.0820		
PAYAMINO	G. MOTORS 2	8	4.16	0.090	0.0440		
JIVINO	JIVI 13.8	9	13.8			0.170	0.0500
PAYAMINO	PAYA 13.8	10	13.8			0.400	0.1200
SHUSHUFINDI	SHUSHU 13.8	11	13.8			0.225	0.0660
LAGO AGRIO	LAGO 13.8	12	13.8			0.565	0.1650
LUMBAQUI	LUMBA 13.8	13	13.8			0.030	0.0061
	CASCALES	14	13.8			0.018	0.0036
	SEVILLA	15	13.8			0.012	0.0024
	JAMBELI	16	13.8			0.008	0.0016
	STA. CECILIA	17	13.8			0.018	0.0036

CUADRO No. 13 FLUJO DE POTENCIA PARA DEMANDA MAXIMA

SEGUNDO CASO

GENERACION Y CARGA

SUBESTACION	BARRA		VOLTAJE	GENERACION		CARGA	
	DENOMINACION	No.	(kV)	P (p.u)	Q (p.u)	P (p.u)	Q (p.u)
JIVINO	OSCILANTE	1	4.16				
LUMBAQUI	LUM044	2	0.44	0.000	0.0000		
LAGUNA	G. MOTORS 1	3	4.16	0.150	0.0330		
LAGUNA	G. MOTORS 2	4	4.16	0.250	0.0360		
LAGUNA	G. MOTORS 3	5	4.16	0.250	0.0360		
PAYAMINO	CAT. 2	6	4.16	0.050	0.0240		
PAYAMINO	G. MOTORS 1	7	4.16	0.170	0.0820		
PAYAMINO	G. MOTORS 2	8	4.16	0.090	0.0440		
JIVINO	JIVI 13.8	9	13.8			0.170	0.0500
PAYAMINO	PAYA 13.8	10	13.8			0.400	0.1200
SHUSHUFINDI	SHUSHU 13.8	11	13.8			0.225	0.0660
LAGO AGRIO	LAGO 13.8	12	13.8			0.565	0.1650
LUMBAQUI	LUMBA 13.8	13	13.8			0.030	0.0061
	CASCALES	14	13.8			0.018	0.0036
	SEVILLA	15	13.8			0.012	0.0024
	JAMBELI	16	13.8			0.008	0.0016
	STA. CECILIA	17	13.8			0.018	0.0036

3.3 CORTOCIRCUITOS PARA LAS CONDICIONES DE CONFIGURACION Y GENERACION DADAS

Como ya se indicó anteriormente, se analizará la falla trifásica a tierra, la cual produce la mayor corriente de falla; el conocimiento del valor de la misma, servirá para especificar los equipos de corte, especialmente de los interruptores. La corriente de falla trifásica es uno de los parámetros que se debe tomar en cuenta para realizar el diseño de las mallas de puesta a tierra; se utiliza también, para el dimensionamiento de barras.

El otro tipo de falla que se estudiará, será la monofásica a tierra. Este tipo de fuga es la que más frecuentemente ocurre y se utilizará en la coordinación de las protecciones del sistema eléctrico.

Los dos tipos de fallas indicados, se realizan en todas las barras del sistema, para los diferentes casos en condiciones de máxima y mínima demandas.

3.3.1 PRESENTACION DE LOS RESULTADOS

En los CUADROS 14, 15, 16, 17, 18, 19 se indican los resultados del estudio de cortocircuitos en donde se indican las corrientes para falla trifásica y monofásica, en todas las barras del sistema eléctrico, para los diferentes casos de generación y carga que se corrieron en el análisis de flujos de potencia.

3.3.2 ANALISIS DE LOS RESULTADOS

Se puede observar que las corrientes de cortocircuito, tanto de la falla trifásica como de la monofásica, en las barras de las subestaciones a 13.8 kV en la Central Celso Castellanos, en Lago Agrio, en Coca y en Jivino, son del mismo orden; en las subestaciones Lumbaquí y Shushufindi las corrientes son menores. Lo indicado anteriormente se debe, a que en los extremos del circuito en los sectores de Lago

Agrio, Coca y Jivino se encuentran puntos de generación que aportan con corrientes de cortocircuito; el aporte de la Central Lumbaquí es menor y en Shushufindi no hay generación.

Debido a la configuración del sistema y del tipo de conexión de los transformadores de potencia, en las barras de 69 kV en las subestaciones de Jivino, Lago Agrio y Shushufindi la corriente de cortocircuito monofásica es despreciable.

CUADRO No. 14 ESTUDIO DE CORTOCIRCUITOS

SISTEMA PARA DEMANDA MINIMA

CASO BASE UNO

SUBESTACION	BARRA		VOLTAJE	IBASE	FALLA TRIFASICA		FALLA MONOFASICA	
	DENOMINACION	No.	(kV)	(A)	I (p.u)	I (kA)	I (p.u)	I (kA)
JIVINO	OSCILANTE	1	4.16	1,387.86	11.768	16.332	11.501	15.962
LUMBAQUI	LUM044	2	0.44	13,121.60	14.513	190.434	15.120	198.399
PAYAMINO	G. MOTORS 1	3	4.16	1,387.86	7.184	9.970	6.519	9.047
PAYAMINO	G. MOTORS 2	4	4.16	1,387.86	6.452	8.954	6.100	8.466
JIVINO	JIVI 13.8	5	13.8	418.37	7.434	3.110	9.765	4.085
PAYAMINO	PAYA 13.8	6	13.8	418.37	1.627	0.681	1.523	0.637
SHUSHUFINDI	SHUSHU 13.8	7	13.8	418.37	6.399	2.677	7.806	3.266
LAGO AGRIO	LAGO 13.8	8	13.8	418.37	2.112	0.884	2.407	1.007
LUMBAQUI	LUMBA 13.8	9	13.8	418.37	3.261	1.364	3.915	1.638
JIVINO	JIVI 69	10	69.0	83.67	6.516	0.545	0.000	0.000
PAYAMINO	PAYA 69	11	69.0	83.67	6.120	0.512	6.973	0.583
SHUSHUFINDI	SHUSHU 69	12	69.0	83.67	5.755	0.482	0.000	0.000
LAGO AGRIO	LAGO 69	13	69.0	83.67	5.528	0.463	0.000	0.000

CUADRO No. 15 ESTUDIO DE CORTOCIRCUITOS

SISTEMA PARA DEMANDA MINIMA

CASO BASE UNO SIN EL APORTE DE LA CENTRAL LUMBAQUI

SUBESTACION	BARRA		VOLTAJE	IBASE	FALLA TRIFASICA		FALLA MONOFASICA	
	DENOMINACION	No.	(kV)	(A)	I (p.u)	I (kA)	I (p.u)	I (kA)
JIVINO	OSCILANTE	1	4.16	1,387.86	11.569	16.056	11.373	15.784
PAYAMINO	G. MOTORS 1	2	4.16	1,387.86	7.143	9.913	6.496	9.016
PAYAMINO	G. MOTORS 2	3	4.16	1,387.86	6.441	8.939	6.093	8.456
JIVINO	JIVI 13.8	4	13.8	418.37	7.150	2.991	9.436	3.948
PAYAMINO	PAYA 13.8	5	13.8	418.37	6.281	2.628	7.689	3.217
SHUSHUFINDI	SHUSHU 13.8	6	13.8	418.37	2.070	0.866	2.370	0.992
LAGO AGRIO	LAGO 13.8	7	13.8	418.37	2.848	1.192	3.493	1.461
LUMBAQUI	LUMBA 13.8	8	13.8	418.37	0.539	0.226	0.316	0.132
JIVINO	JIVI 69	9	69.0	83.67	6.133	0.513	0.000	0.000
PAYAMINO	PAYA 69	10	69.0	83.67	5.837	0.488	6.725	0.563
SHUSHUFINDI	SHUSHU 69	11	69.0	83.67	5.454	0.456	0.000	0.000
LAGO AGRIO	LAGO 69	12	69.0	83.67	5.140	0.430	0.000	0.000

CUADRO No. 16 ESTUDIO DE CORTOCIRCUITOS

SISTEMA PARA DEMANDA MINIMA

CASO BASE DOS

SUBESTACION	BARRA		VOLTAJE	IBASE	FALLA TRIFASICA		FALLA MONOFASICA	
	DENOMINACION	No.	(kV)	(A)	I (p.u)	I (kA)	I (p.u)	I (kA)
JIVINO	OSCILANTE	1	4.16	1,387.86	6.845	9.500	6.329	8.784
LUMBAQUI	LUM044	2	0.44	13,121.60	14.533	190.696	15.135	198.595
LAGUNA	G. MOTORS 1	3	4.16	1,387.86	6.702	9.301	6.247	8.670
PAYAMINO	G. MOTORS 1	4	4.16	1,387.86	6.546	9.085	6.155	8.542
JIVINO	JIVI 13.8	5	13.8	418.37	5.501	2.301	7.286	3.048
LAGUNA	LAGU 13.8	6	13.8	418.37	5.190	2.171	5.995	2.508
PAYAMINO	PAYA 13.8	7	13.8	418.37	4.846	2.027	6.028	2.522
SHUSHUFINDI	SHUSHU 13.8	8	13.8	418.37	2.032	0.850	2.337	0.978
LUMBAQUI	LUMBA 13.8	9	13.8	418.37	1.672	0.700	1.550	0.648
LAGO AGRIO	LAGO 13.8	10	13.8	418.37	5.182	2.168	6.047	2.530
JIVINO	JIVI 69	11	69.0	83.67	5.811	0.486	0.000	0.000
PAYAMINO	PAYA 69	12	69.0	83.67	5.354	0.448	6.160	0.515
SHUSHUFINDI	SHUSHU 69	13	69.0	83.67	5.198	0.435	0.000	0.000
LAGO AGRIO	LAGO 69	14	69.0	83.67	5.498	0.460	0.000	0.000

CUADRO No. 17 ESTUDIO DE CORTOCIRCUITOS

SISTEMA PARA DEMANDA MINIMA

CASO BASE DOS SIN EL APORTE DE LA CENTRAL LUMBAQUI

SUBESTACION	BARRA		VOLTAJE	IBASE	FALLA TRIFASICA		FALLA MONOFASICA	
	DENOMINACION	No.	(kV)	(A)	I (p.u)	I (kA)	I (p.u)	I (kA)
JIVINO	OSCILANTE	1	4.16	1,387.86	6.794	9.429	6.300	8.744
LAGUNA	G. MOTORS 1	2	4.16	1,387.86	6.515	9.042	6.137	8.517
PAYAMINO	G. MOTORS 1	3	4.16	1,387.86	6.517	9.045	6.139	8.520
JIVINO	JIVI 13.8	4	13.8	418.37	5.382	2.252	7.146	2.990
LAGUNA	LAGU 13.8	5	13.8	418.37	4.835	2.023	5.671	2.373
PAYAMINO	PAYA 13.8	6	13.8	418.37	4.790	2.004	5.970	2.498
SHUSHUFINDI	SHUSHU 13.8	7	13.8	418.37	2.010	0.841	2.317	0.969
LUMBAQUI	LUMBA 13.8	8	13.8	418.37	0.584	0.244	0.327	0.137
LAGO AGRIO	LAGO 13.8	9	13.8	418.37	4.769	1.995	5.645	2.362
JIVINO	JIVI 69	10	69.0	83.67	5.630	0.471	0.000	0.000
PAYAMINO	PAYA 69	11	69.0	83.67	5.220	0.437	6.041	0.505
SHUSHUFINDI	SHUSHU 69	12	69.0	83.67	2.052	0.172	0.000	0.000
LAGO AGRIO	LAGO 69	13	69.0	83.67	5.295	0.443	0.000	0.000

CUADRO No. 18 ESTUDIO DE CORTOCIRCUITOS

SISTEMA PARA DEMANDA MAXIMA

CASO BASE

SUBESTACION	BARRA		VOLTAJE	IBASE	FALLA TRIFASICA		FALLA MONOFASICA	
	DENOMINACION	No.	(kV)	(A)	I (p.u)	I (kA)	I (p.u)	I (kA)
JIVINO	OSCILANTE	1	4.16	1,387.86	18.004	24.987	17.410	24.163
LUMBAQUI	LUM044	2	0.44	13,121.60	14.403	188.990	14.994	196.745
LAGUNA	G. MOTORS 1	3	4.16	1,387.86	8.440	11.714	7.132	9.898
LAGUNA	G. MOTORS 2	4	4.16	1,387.86	8.440	11.714	7.132	9.898
LAGUNA	G. MOTORS 3	5	4.16	1,387.86	8.440	11.714	7.132	9.898
PAYAMINO	CAT. 2	6	4.16	1,387.86	7.871	10.924	6.853	9.511
PAYAMINO	G. MOTORS 1	7	4.16	1,387.86	6.582	9.135	6.153	8.540
PAYAMINO	G. MOTORS 2	8	4.16	1,387.86	7.367	10.224	6.591	9.147
JIVINO	JIVI 13.8	9	13.8	418.37	11.853	4.959	14.948	6.254
PAYAMINO	PAYA 13.8	10	13.8	418.37	9.272	3.879	11.003	4.603
SHUSHUFINDI	SHUSHU 13.8	11	13.8	418.37	2.407	1.007	2.646	1.107
LAGO AGRIO	LAGO 13.8	12	13.8	418.37	9.997	4.182	9.982	4.176
LUMBAQUI	LUMBA 13.8	13	13.8	418.37	1.693	0.708	1.556	0.651
LAGUNA	LAGU 13.8	14	13.8	418.37	11.300	4.728	13.306	5.567
JIVINO	JIVI 69	15	69.0	83.67	10.846	0.908	0.000	0.000
PAYAMINO	PAYA 69	16	69.0	83.67	9.194	0.769	9.512	0.796
SHUSHUFINDI	SHUSHU 69	17	69.0	83.67	8.872	0.742	0.000	0.000
LAGO AGRIO	LAGO 69	18	69.0	83.67	9.580	0.802	0.000	0.000

CUADRO No. 19 ESTUDIO DE CORTOCIRCUITOS

SISTEMA PARA DEMANDA MAXIMA

SEGUNDO CASO

SUBESTACION	BARRA .		VOLTAJE	IBASE	FALLA TRIFASICA		FALLA MONOFASICA	
	DENOMINACION	No.	(kV)	(A)	I (p.u)	I (kA)	I (p.u)	I (kA)
JIVINO	OSCILANTE	1	4.16	1,387.86	17.977	24.950	17.393	24.139
LAGUNA	G. MOTORS 1	2	4.16	1,387.86	8.382	11.633	7.104	9.859
LAGUNA	G. MOTORS 2	3	4.16	1,387.86	8.382	11.633	7.104	9.859
LAGUNA	G. MOTORS 3	4	4.16	1,387.86	8.382	11.633	7.104	9.859
PAYAMINO	CAT. 2	5	4.16	1,387.86	7.869	10.921	6.852	9.510
PAYAMINO	G. MOTORS 1	6	4.16	1,387.86	6.581	9.134	6.153	8.540
PAYAMINO	G. MOTORS 2	7	4.16	1,387.86	7.366	10.223	6.590	9.146
JIVINO	JIVI 13.8	8	13.8	418.37	11.811	4.941	14.903	6.235
PAYAMINO	PAYA 13.8	9	13.8	418.37	9.260	3.874	10.992	4.599
SHUSHUFINDI	SHUSHU 13.8	10	13.8	418.37	2.403	1.005	2.643	1.106
LAGO AGRIO	LAGO 13.8	11	13.8	418.37	9.588	4.011	9.658	4.041
LUMBAQUI	LUMBA 13.8	12	13.8	418.37	0.616	0.258	0.332	0.139
LAGUNA	LAGU 13.8	13	13.8	418.37	10.966	4.588	12.993	5.436
JIVINO	JIVI 69	14	69.0	83.67	10.766	0.901	0.000	0.000
PAYAMINO	PAYA 69	15	69.0	83.67	9.149	0.766	9.479	0.793
SHUSHUFINDI	SHUSHU 69	16	69.0	83.67	8.819	0.738	0.000	0.000
LAGO AGRIO	LAGO 69	17	69.0	83.67	9.483	0.793	0.000	0.000

CAPITULO 4

ESTUDIO DEL SISTEMA DE PROTECCIONES

En cualquier sistema eléctrico, se presentan diferentes tipos de situaciones que interfieren con la normal operación del mismo. Las condiciones anormales predominantes en sistemas de subtransmisión son las fallas en las líneas, los sobrevoltajes de origen externo, los sobrevoltajes de origen interno, las sobrecargas y las fallas en los equipos.

Las causas de las fallas en las líneas pueden ser los vientos que ponen en contacto los conductores o que lanzan ramas o árboles a las líneas. La Empresa Eléctrica Regional Sucumbíos S.A., tiene su área de influencia en la región oriental del país, en esta zona debido al cambio brusco de temperatura, se producen vientos casi huracanados que hacen que se produzcan fallos continuamente en el sistema eléctrico; además, la vegetación exuberante contribuye a ello.

Los sobrevoltajes de origen externo son aquellos que se originan fuera del sistema eléctrico y que prácticamente son independientes de éste. Bajo esta clasificación se tienen a los sobrevoltajes de origen atmosférico.

Los sobrevoltajes de origen interno son aquellos que se originan dentro del sistema, como resultado del cambio de las condiciones operativas del mismo y que tienen relación con la configuración y voltaje nominal del sistema. Bajo esta clasificación se tienen a los sobrevoltajes a frecuencia industrial (fallas a tierra, ferroresonancia, pérdida de carga, etc.) y, a los sobrevoltajes de maniobra (energización, recierre, etc.).

Las fallas en los equipos pueden deberse a descargas atmosféricas, deterioro en el aislamiento, mal diseño, mala aplicación, etc.

En la mayoría de los casos de las fallas descritas, se producen sobrecorrientes y caídas de voltaje en los elementos del sistema; el incremento de la corriente

produce calor que destruye al elemento fallado y a los demás componentes del sistema que no son afectados directamente por la falla. Así, las fallas y anormalidades de un sistema son no deseables y crean la posibilidad de una suspensión prolongada, total o parcial del servicio de energía eléctrica.

Para garantizar un servicio seguro y confiable al consumidor, es necesario detectar lo más rápido posible el sitio de la falla y aislarlo del resto del sistema, restableciendo las condiciones normales de operación. Para esto, es necesario utilizar dispositivos automáticos que realicen las operaciones y protejan al sistema y a sus elementos de los daños que pueden producir las fallas; estos dispositivos son los relés.

Para proteger cualquier parte de un sistema eléctrico de potencia mediante relés, se deben tener en cuenta los siguientes principios:

Confiabilidad: cuando ocurre alguna anormalidad, el relé siempre debe operar dentro de los tiempos de disparo garantizados.

Selectividad: el relé de protección solo debe aislar la parte de la instalación alcanzada por la falla.

Velocidad: mínimo tiempo de disparo.

Simplicidad: mínimo equipo y circuitos asociados.

Economía: máxima protección a un mínimo costo.

Cumplir todos estos requerimientos al mismo tiempo es difícil, por lo que es necesario evaluar la mejor opción; la demasiada protección es tan mala como la escasa, existe un punto de equilibrio que hace a un sistema de protecciones óptimo.

4.1 DESCRIPCION DEL SISTEMA DE PROTECCIONES

Como se indicó en el segundo capítulo del presente trabajo, el sistema eléctrico de la Empresa Eléctrica Regional Sucumbíos S.A. se concibió para que fuera radial, con un foco de generación único en Jivino y por medio del sistema de subtransmisión servir a la carga concentrada en las Ciudades de Lago Agrio, Francisco de Orellana y Shushufindi principalmente. El sistema de protecciones fue diseñado para esta configuración.

Con el incremento desmedido de la carga, se tubo que rehabilitar grupos en la Central Payamino e instalar nuevos grupos en la Central Celso Castellanos, esto hizo que la configuración del sistema cambie; por lo tanto, el sistema de protecciones dejó de ser confiable.

En el sistema de protecciones el equipo de corte y seccionamiento existente consta de disyuntores, seccionadores y fusibles. En el diagrama No. 10 se indica con mayor detalle la ubicación del equipo en mención.

Para la protección de los generadores, donde hay un amplio rango de variación de las condiciones de generación y donde la corriente mínima de falla puede ser menor que la corriente máxima de carga, se utilizan los relés de sobrecorriente con control de voltaje. Los relés existentes en el sistema para la protección de los generadores son General Electric Tipo IJCV.

Para la protección de las líneas de subtransmisión se utilizan las protecciones de sobrecorriente, las mismas que son aptas para detectar fallas entre fases y fallas a tierra. Los relés existentes en el sistema para este propósito, son los Relés de Sobreintensidad marca General Electric tipo IAC.

Siendo el transformador de potencia uno de los elementos importantes de un sistema eléctrico, es necesario tener un conocimiento de sus características constructivas y de las condiciones del sistema en que se lo instale para seleccionar el tipo de protección más adecuada. Las fallas eléctricas que pueden ocurrir en los

transformadores incluyen las fallas a tierra y entre fases en los bobinados; también, en sus conexiones externas e internas, contorneo en los bushings, fallas entre espiras, fallas en el núcleo y sobrecalentamiento de los devanados. Un transformador de alto voltaje conectado a una línea aérea muy probablemente estará sujeto a voltajes de impulso de frente de onda.

Los transformadores de potencia con un voltaje de 13.8 kV en bajo voltaje y 69 kV en el lado de alto voltaje de la subestación Jivino, de la subestación Payamino y de la subestación Lago Agrio, se protegen con relés de protección diferencial de transformadores marca General Electric tipo STD-15C-3, estos transformadores tienen una potencia mayor o igual que 5 MVA.

En el diagrama No. 11 se puede observar la ubicación de los transformadores de corriente y los relés de protección del sistema eléctrico en estudio.

4.1.1 CARACTERISTICAS DEL EQUIPO DE PROTECCION Y SECCIONAMIENTO

La notación aceptada internacionalmente, identifica a los equipos de protección, corte y seccionamiento con los siguientes números:

50 Relé instantáneo de sobrecorriente
51 Relé de sobrecorriente – tiempo
52 Disyuntores
67 Relé direccional de sobrecorriente
87 Relé para protección diferencial de transformadores
N Prefijo utilizado para indicar conexión a tierra.

A continuación se indican la ubicación y características del equipo de corte y seccionamiento instalado en el sistema de la Empresa Eléctrica Regional Sucumbíos S.A.

SUBESTACION JIVINO

1 POSICION DE TRANSFORMADOR DE POTENCIA

INTERRUPTOR DE 69 kV.

Marca:	ALSTHOM (Francia)
Tipo:	FX10 Ortofluor
Voltaje:	72.5 kV
Corriente:	1200 A
Serie:	AO15467-3
BIL:	350 kV
Frecuencia:	60 Hz
Presión:	3.7 kg
Año:	1987.

SECCIONADOR TRIPOLAR 69 kV.

Cantidad:	Uno
Marca:	ASEA
Tipo:	SG3C – 72/800
Voltaje:	72.5 kV
I Nominal:	800 A
Serie:	D-88-109
BIL:	325 kV.

2 POSICION DE 69 kV A LAGO AGRIO

SECCIONADOR TRIPOLAR 69 kV.

Cantidad:	Dos
Marca:	MESA GATICA
Tipo:	SG3C – 72/800
Voltaje:	72.5 kV
I Nominal:	800 A
Serie secc. barra:	D-88-116

Serie secc. By-pass:	D-88-109
BIL:	325 kV.

SECCIONADOR TRIPOLAR 69 kV.

Cantidad:	Uno
Marca:	MESA GATICA
Tipo:	SG3CT – 72/800
Voltaje:	72.5 kV
I Nominal:	800 A
Serie secc. línea:	D-88-120
BIL:	325 kV.

INTERRUPTOR DE 69 kV.

Marca:	CENEMESA
Tipo:	72IWE20
Serie:	EH88AO5GO1/89-16210
Mecanismo tipo:	MWE250
No. De mecanismo:	16210

3 POSICION DE 69 kV AL COCA

SECCIONADOR TRIPOLAR 69 kV.

Cantidad:	Dos
Marca:	MESA GATICA
Tipo:	SG3C – 72/800
Voltaje:	72.5 kV
I Nominal:	800 A
Serie secc. barra:	D-88-100
Serie secc. By-pass:	D-88-104
BIL:	325 kV.

SECCIONADOR TRIPOLAR 69 kV.

Cantidad:	Uno
Marca:	MESA GATICA
Tipo:	SG3CT – 72/800
Voltaje:	72.5 kV
I Nominal:	800 A
Serie secc. línea:	D-88-119
BIL:	325 kV.

INTERRUPTOR DE 69 kV.

Marca:	CENEMESA
Tipo:	72IWE20
Serie:	EH88AO5GO1/89-16206
Mecanismo tipo:	MWE250
No. De mecanismo:	16206

4 POSICION DE 69 kV A SHUSHUFINDI

SECCIONADOR TRIPOLAR 69 kV.

Cantidad:	Dos
Marca:	MESA GATICA
Tipo:	SG3C – 72/800
Voltaje:	72.5 kV
I Nominal:	800 A
Serie secc. barra:	D-88-111
Serie secc. By-pass:	D-88-107
BIL:	325 kV.

SECCIONADOR TRIPOLAR 69 kV.

Cantidad:	Uno

Marca:	MESA GATICA
Tipo:	SG3CT – 72/800
Voltaje:	72.5 kV
I Nominal:	800 A
Serie secc. línea:	D-88-124
BIL:	325 kV.

INTERRUPTOR DE 69 kV.

Marca:	CENEMESA
Tipo:	72IWE20
Serie:	EH88AO5GO1/89-16206
Mecanismo tipo:	MWE250
No. De mecanismo:	16209

5 SWITCHGEAR 13.8 kV

INTERRUPTOR DE 13.8 kV

Marca:	NOUVA MAGRINI GALILEO
No. Serie:	538696
Tipo:	24-GI16
V nominal:	24 kV
I nominal:	1250 A
BIL:	125 kV

SUBESTACION LAGO AGRIO

1 POSICION DE 69 kV

SECCIONADOR TRIPOLAR 69 kV.

Cantidad:	Dos

Marca:	MESA GATICA
Tipo:	SG3C – 72/800
Voltaje:	72.5 kV
I Nominal:	800 A
BIL:	325 kV.

SECCIONADOR TRIPOLAR 69 kV.

Cantidad:	Uno
Marca:	MESA GATICA
Tipo:	SG3CT – 72/800
Voltaje:	72.5 kV
I Nominal:	800 A
BIL:	325 kV.

INTERRUPTOR DE 69 kV.

Marca:	CENEMESA
Tipo:	72IWE20
Serie:	EH88AO5GO1/89-16206
Mecanismo tipo:	MWE250

2 SWITCHGEAR 13.8 kV

INTERRUPTOR DE 13.8 kV

Marca:	NOIJVA MAGRINI GALILEO
No. Serie:	538702
Tipo:	24-GI16
V nominal:	24 kV
I nominal:	1250 A
BIL:	125 kV

SUBESTACION COCA

1 POSICION DE 69 kV

SECCIONADOR TRIPOLAR 69 kV.

Cantidad:	Dos
Marca:	MESA GATICA
Tipo:	SG3C – 72/800
Voltaje:	72.5 kV
I Nominal:	800 A
BIL:	325 kV.

SECCIONADOR TRIPOLAR 69 kV.

Cantidad:	Uno
Marca:	MESA GATICA
Tipo:	SG3CT – 72/800
Voltaje:	72.5 kV
I Nominal:	800 A
BIL:	325 kV.

INTERRUPTOR DE 69 kV.

Marca:	CENEMESA
Tipo:	72IWE20
Serie:	EH88AO5GO1/89-16206
Mecanismo tipo:	MWE250

2 SWITCHGEAR 13.8 kV

INTERRUPTOR DE 13.8 kV

Marca:	NOUVA MAGRINI GALILEO

No. Serie:	
Tipo:	24-GI16
V nominal:	24 kV
I nominal:	1250 A
BIL:	125 kV

SUBESTACION SHUSHUFINDI

1 POSICION DE 69 kV

SECCIONADOR TRIPOLAR 69 kV.

Cantidad:	Uno
Marca:	MESA GATICA
Tipo:	SG3CT – 72/800
Voltaje:	72.5 kV
I Nominal:	800 A
BIL:	325 kV.

2 FUSIBLE MONOPOLAR DE 69 kV

Cantidad:	Tres
Marca:	S&C
V nominal:	69 kV
I nominal:	100 A
BIL:	350 kV

3 INTERRUPTOR DE 13.8 kV

Marca:	NOUVA MAGRINI GALILEO
No. Serie:	538701

Tipo:	24-GI16
V nominal:	24 kV
I nominal:	1250 A
BIL:	125 kV

Las características de los relés de protección utilizados en las diferentes partes del sistema eléctrico, se indican a continuación:

RELES DE SOBREINTENSIDAD TIPO IAC (GENERAL ELECTRIC)

Los relés tipo IAC son relés de sobreintensidad, monofásicos, no direccionales, de disco de inducción, con característica de tiempo inverso y se utilizan para la protección contra fallas en las fases y fallas fase – tierra.

En los relés tipo IAC existe la posibilidad de cinco tipos de curvas características distintas. Cada una de estas curvas características determina la aptitud de coordinación de la actuación del relé con otros elementos de protección, tales como fusibles, interruptores, etc., y el relé se selecciona así en función de su curva característica.

Los relés existentes en el sistema son del tipo IAC54, funcionan con característica muy inversa, son utilizados en los sistemas eléctricos donde la magnitud de la corriente de cortocircuito prácticamente se mantiene constante a pesar de cambios en la fuente de generación, también puede decirse que el valor de la corriente de falla depende más del lugar de cortocircuito con relación a la posición del relé que de las variaciones de generación del sistema.

RELES PARA PROTECCION DIFERENCIAL DE TRANSFORMADORES (GENERAL ELECTRIC)

Los existentes en el sistema son del tipo STD, son relés diferenciales provistos de pendiente porcentual ajustable y frenado por armónicos. Una unidad de operación estática gobierna un pequeño relé telefónico que proporciona los contactos de

salida. La primera de las características permite distinguir con gran precisión, entre fallas internas y externas al transformador, con grandes intensidades.

El frenado por armónicos, evita la operación del relé al producirse la avalancha de intensidad magnetizante en su conexión o desconexión (o en otras circunstancias que provocan bruscas variaciones en el flujo creado en el transformador). El relé diferencia la avalancha de intensidad magnetizante de la corriente que provoca la existencia de una falla interna.

Los relés STD, son unidades monofásicas. El STD15C, se emplea para protección de transformadores de dos devanados; tiene dos circuitos de frenado y uno diferencial.

RELES DE SOBREINTENSIDAD CON CONTROL DE VOLTAJE TIPO IJCV (GENERAL ELECTRIC)

Los relés tipo IJCV son de disco de inducción, tiempo – sobrecorriente, con restricción de voltaje y característica de tiempo inverso. Los relés de este tipo son diseñados con el propósito de proveer de protección de respaldo contra fallas externas al generador.

Se presentan al final del capítulo, la información respecto a características adicionales proporcionadas por los fabricantes, de los relés descritos anteriormente.

4.2 COORDINACION DE LAS PROTECCIONES DEL SISTEMA ELECTRICO

Se realizará la coordinación de las protecciones de sobrecorriente, para ello se debe considerar la magnitud de la corriente de falla, los tiempos de operación y, la combinación de magnitudes y tiempos de operación.

Para facilitar el acoplamiento en la operación entre los relés de sobrecorriente, fusibles y reconectadores automáticos, se tiene los relés de sobrecorriente con diferentes características, como se indicó, los relés existentes en el sistema, tienen la característica de tiempo muy inverso.

Se debe definir algunos términos que se utilizarán en el desarrollo de este capítulo, los cuales, se aplican a todos los relés de sobrecorriente:

Tap: Es una toma del relé que permite definir la sensibilidad del mismo. Se designa en amperios y definen el valor mínimo de corriente de operación.

Corriente de arranque: Es el valor mínimo de corriente que hace cambiar de estado de reposo a movimiento del relé.
Dial: Se refiere a la posición de reposo del contacto móvil en un relé de disco de inducción, permitiendo variar los tiempos de operación para una misma toma.

Sobrecarrera: Los elementos electromecánicos intrínsecamente tienen cierta inercia, que una vez que ha desaparecido la corriente de falla (operación), puede todavía producir su operación; este término se refiere, al tiempo que puede sobregirar el disco.

Margen de coordinación: Es el tiempo entre dos curvas de operación de relés contiguos, de manera que se garantice una adecuada selectividad. Este margen debe ser suficiente para acomodar el tiempo de operación del disyuntor, la sobrecarrera y los posibles errores en el cálculo de fallas, en la calibración de los relés o los errores en los transformadores de corriente. El tiempo recomendado es de 0.4 segundos, considerando que los interruptores deben disparar en un máximo de 8 ciclos.

Los datos requeridos para un estudio de calibración son:

- Corriente de falla máxima y mínima en las barras del sistema eléctrico.
- Corriente máxima de carga a través de cada equipo.
- Curvas de corriente transitoria de generadores.

- Curvas de saturación de transformadores de corriente.
- Curvas de operación de los relés a calibrarse, así como rangos de las tomas y de los transformadores de corriente.
- Características de operación de las protecciones de respaldo de las subestaciones adyacentes.

Con la información indicada, se determina inicialmente la calibración del tap al máximo valor de corriente de falla y posteriormente se determina el tiempo de operación con corriente mínima de falla.

Debe tomarse en cuenta que el relé debe detectar fallas por lo menos hasta el extremo final de la sección de circuito siguiente a la que se está protegiendo. El tap se elegirá de modo que la corriente de arranque sea mayor que la de máxima carga y que detecte fallas mínimas en respaldo. En protecciones de tierra este valor de calibración puede ser menor que los de fase.

El ajuste de la selectividad se lo hace en condiciones de corriente máxima de falla porque así se tiene la certeza de que también lo será con corriente mínima.

Determinada la corriente de operación se define el tiempo de operación con máxima corriente de falla y se verifica la operación actuando como protección de respaldo.

Existen diferentes errores que son inherentes a la protección de sobrecorriente, como son errores en la transformación de corriente, errores en el tap, sobrecarrera y errores en los tiempos de operación. Como interesa que todos los tiempos de coordinación sean lo más cortos posible, una de las condiciones que se debe cumplir entre las características de operación es que los tiempos deben ser mínimos sin la posibilidad de tener discoordinación.

Los intervalos de tiempo mínimos entre la actuación de los sucesivos relés deben ser iguales al tiempo que tarda el interruptor en despejar la falla desde que recibe la señal de actuación del relé más el tiempo de sobremarcha del relé y un margen

de seguridad. Generalmente es suficiente un valor comprendido entre 0.3 y 0.4 segundos. Se puede también utilizar tiempos dados por:

$t' = 0.25\ t + 0.25\ s$ REFERENCIA BIBLIOGRAFICA (9)

Donde:

t : Tiempo de operación del relé más cercano a la falla.

Si en un sistema, debido a variaciones de la generación existen incrementos en los aportes de corrientes de falla a través del relé para las diferentes condiciones, se debe considerar las condiciones más desfavorables para asumir los tiempos de coordinación.

El sistema de protecciones a coordinarse es el que se presenta en el Diagrama 11, el cual se encuentra en funcionamiento en el sistema eléctrico en estudio.

Relé 1 (50,51): R1, relé de sobrecorriente, protege la línea que une la subestación Lago Agrio a 13.8 kV con la subestación Lumbaquí.

Corriente de carga máxima: 104.6 A

Selección del TAP:

$I_{R1} = I_{NOM.} \times$ % sobrecarga $\times$ 1 / RTC

$I_{R1} = 104.6 \times 1.3 \times 5/300 = 2.26$; entonces se selecciona el TAP: 2.5

Para este valor de TAP, por la línea circulará una corriente de 150 A.

Calibración del tiempo:

Se considera una corriente de falla de 2000 A, entonces: $I_{FALLA} = 2000$ A.

$I_{RELE} = 2000 \times 5/300 = 33.33$ A, es la intensidad de corriente de cortocircuito referida al secundario.

La relación: 33.33 / 2.5 = 13.2 veces el valor de la toma seleccionada, se pasa a la curva característica, se elegirá la curva más baja que permita una correcta coordinación con relés, reconectadores o fusibles situados en el escalón inmediato inferior, para el caso del relé a calibrarse, no hay requisitos de coordinación, se elegirá el DIAL 2, que corresponde a un tiempo de actuación del relé de 0.25 s.

Elección de la toma del elemento instantáneo:

Para calibrar la unidad instantánea se tiene que la corriente de cortocircuito en la barra a 13.8 de la subestación Lago Agrio es de 4182 A:

$$I_{RELE} = 4182 \times 5/300 = 69.7 \text{ A}$$

Calibración R1:

TAP:	2.5 A
DIAL:	2
Punto de calibración:	2000 A, 0.25 s.
ITT:	70 A.

Para poder observar la discriminación de tiempo y corriente con otros relés del sistema, es necesario realizar la gráfica de la operación del relé, transformando los múltiplos de la toma de arranque a valores de intensidad de corriente; para un tiempo determinado, de la siguiente manera:

I = Valor del múltiplo de la toma de arranque x RTC x TAP (A)

Tiempo (s)	Múltiplo toma arranque	RTC	TAP	I (A)
6	1.5	60	2.5	225
2.75	2	60	2.5	300
0.7	4	60	2.5	600
0.4	8	60	2.5	1200
0.2	35	60	2.5	5250

En el GRAFICO No. 7, se muestra el funcionamiento del relé con la calibración realizada.

Relé 2 (50,51): R2, relé de sobrecorriente, protege la línea doble circuito que une la subestación Laguna (En la Central Celso Castellanos) a 13.8 kV con la subestación Lago Agrio a 13.8 kV.

Corriente de carga máxima: Para una potencia máxima de 8.82 MVA que puede generar la Central Celso Castellanos, se tiene una intensidad de corriente de 370 A.

Selección del TAP:

$I_{R2} = 370 \times 5/600 = 3.08$ A; entonces se selecciona el TAP: 3.5

Para este valor de TAP, por la línea circulará una corriente de 420 A.

Calibración del tiempo:

Se considera una corriente de falla de 2600 A, entonces: $I_{FALLA} = 2600$ A.

$I_{RELE} = 2600 \times 5/600 = 21.67$ A, es la intensidad de corriente de cortocircuito referida al secundario.

La relación: 21.67 / 3.5 = 6.19 veces el valor de la toma seleccionada, se pasa a la curva característica y se elige el DIAL 1 que corresponde a un tiempo de operación del relé de 0.225 s.

Elección de la toma del elemento instantáneo:

Para calibrar la unidad instantánea se tiene que la corriente de cortocircuito en la barra a 13.8 de la subestación Lago Agrio es de 4182 A:

$I_{RELE} = 4182 \times 5/600 = 34.85$ A

Calibración R2:

TAP:	3.5 A
DIAL:	1
Punto de calibración:	2600 A, 0.225 s.
ITT:	35 A

Tiempo (s)	Múltiplo toma arranque	RTC	TAP	I (A)
3	1.5	120	3.5	630
0.8	2.5	120	3.5	1050
0.3	4.5	120	3.5	1890
0.2	7	120	3.5	2940
0.15	12	120	3.5	5040

En el GRAFICO No. 7 , se muestra el funcionamiento del relé.

Relé 3 (50,51): R3, relé de sobrecorriente, debe coordinarse independientemente con los relés R1 y R2, actúa como respaldo de los mismos.

Corriente de carga máxima: Para una potencia máxima de 6.25 MVA, potencia nominal FA del transformador de la subestación Lago Agrio, se tiene una corriente de carga de 261.48 A.

Selección del TAP:

$I_{R3} = 261.48 \times 1.3 \times 5/350 = 4.85$ A; entonces se selecciona el TAP: 5

Calibración del tiempo:

Se considera una corriente de falla de 3000 A, entonces: I_{FALLA} = 3000 A.

I_{RELE} = 3000 x 5/350 = 42.86 A, es la intensidad de corriente de cortocircuito referida al secundario.

La relación: 42.86 / 5 = 8.57 veces el valor de la toma seleccionada, se pasa a la curva característica y se marca este punto para un tiempo de 0.65, se tiene que el DIAL aproximado es el 4.

Elección de la toma del elemento instantáneo:

Para calibrar la unidad instantánea se tiene que la corriente de cortocircuito en la barra a 13.8 de la subestación Lago Agrio es de 4182 A:

I_{RELE} = 4182 x 5/350 = 59.74 A

Calibración R3:

TAP:	5 A
DIAL:	4
Punto de calibración:	3000 A, 0.65 s.
ITT:	60 A

Tiempo (s)	Múltiplo toma arranque	RTC	TAP	I (A)
6	2	70	5	700
1	5	70	5	1750
0.6	10	70	5	3500
0.4	30	70	5	10500

En el GRAFICO No. 7, se muestra el funcionamiento del relé R3 en coordinación con los relés R1 y R2.

Relé 4 (50,51): R4, protege la línea de subtransmisión a 69 kV, que une la subestación Jivino con la subestación Lago Agrio; debe coordinarse con el relé R3.

Corriente de carga máxima: Para una potencia máxima de 6.25 MVA, potencia nominal FA del transformador de la subestación Lago Agrio, se tiene una corriente de carga de 52.3 A con un voltaje de 69 kV.

Selección del TAP:

$I_{R4} = 52.3 \times 1.3 \times 5/100 = 3.4$ A; se selecciona el TAP: 4

Calibración del tiempo:

Se considera una corriente de falla de 700 A, entonces: $I_{FALLA} = 700$ A.

$I_{RELE} = 700 \times 5/100 = 35$ A, es la intensidad de corriente de cortocircuito referida al secundario.

La relación: 40 / 4 = 8.75 veces el valor de la toma seleccionada, se pasa a la curva característica y se marca este punto para un tiempo de 1 s, se tiene que el DIAL aproximado es el 6.

Elección de la toma del elemento instantáneo:
Para calibrar la unidad instantánea se tiene que la corriente de cortocircuito en la barra a 69 kV de la subestación Lago Agrio es de 802 A.

$I_{RELE} = 802 \times 5/100 = 40.1$ A

Calibración R4:

TAP:	4 A
DIAL:	6

Punto de calibración: 700 A, 1 s.
ITT: 40 A

Tiempo (s)	Múltiplo toma arranque	RTC	TAP	I (A)
5	2.5	20	4	200
3.5	3	20	4	240
1	8	20	4	640
0.9	10	20	4	800
0.6	30	20	4	2400

En el GRAFICO No. 7, se muestra el funcionamiento del relé R4 en coordinación con el relé R3.

La secuencia de coordinación para los relés que protegen las subestaciones Shushufindi y Coca, es similar a la que se realizó para los relés R1, R2, R3 y R4, se debe considerar adicionalmente a los relés de protección de las líneas, la coordinación en cada caso con un relé que protege un alimentador primario de distribución en cada subestación.

Relé A (50,51): R4, de sobrecorriente, protege un alimentador de distribución a 13.8 kV que sale de la subestación Shushufindi.

RTC: 150/5
Corriente de carga: 62.7 A
I_{FALLA} = 800 A.
Corriente de cortocircuito en la barra de la S/E Shushufindi a 13.8 kV = 1007 A

Calibración RA:
TAP: 3 A
DIAL: 2
Punto de calibración: 800 A, 0.3 s.
ITT: 34 A

Tiempo (s)	Múltiplo toma arranque	RTC	TAP	I (A)
6	1.5	30	3	135
2.5	2	30	3	180
0.7	4	30	3	360
0.4	8	30	3	720
0.2	35	30	3	3150

Relé 5 (50,51): R5, de sobrecorriente, debe coordinarse con RA, actúa como respaldo del mismo.

RTC: 300/5

Corriente de carga: 104.59 A

I_{FALLA} = 1007 A.

Corriente de cortocircuito en la barra de la S/E Shushufindi a 13.8 kV = 1007 A

Calibración R5:

TAP:	2.5 A
DIAL:	3
Punto de calibración:	1000 A, 0.55 s.
ITT:	17 A

Tiempo (s)	Múltiplo toma arranque	RTC	TAP	I (A)
8	1.5	60	2.5	225
4	2	60	2.5	300
1	4	60	2.5	600
0.5	8	60	2.5	1200
0.3	30	60	2.5	4500

Relé 6 (50,51): R6, protege la línea de subtransmisión a 69 kV, que une la subestación Jivino con la subestación Shushufindi; debe coordinarse con el relé R5.

RTC: 100/5

Corriente de carga: 20.91 A, a 69 kV

I_{FALLA} = 742 A, a 69 kV

Corriente de cortocircuito en la barra de la S/E Shushufindi a 69 kV = 742 A

Calibración R6:

TAP:	1.5 A
DIAL:	5
Punto de calibración:	742 A, 0.8 s.
ITT:	37 A

Tiempo (s)	Múltiplo toma arranque	RTC	TAP	I (A)
7	2	20	1.5	60
4	2.5	20	1.5	75
1.5	4.5	20	1.5	135
0.6	15	20	1.5	450
0.5	30	20	1.5	900

En el GRAFICO No. 8, se muestra el funcionamiento del relé R6 en coordinación con el relé R5 y éste a la vez en coordinación con el relé RA.

Relé B (50,51): R4, de sobrecorriente, protege un alimentador de distribución a 13.8 kV que sale de la subestación Coca.

RTC: 300/5

Corriente de carga: 104.6 A

I_{FALLA} = 2000 A.

Corriente de cortocircuito en la barra de la S/E Payamino a 13.8 kV = 3879 A

Calibración RB:

TAP:	2.5 A
DIAL:	2
Punto de calibración:	2000 A, 0.25 s.
ITT:	65 A

Tiempo (s)	Múltiplo toma arranque	RTC	TAP	I (A)

6	1.5	60	2.5	225
2.5	2	60	2.5	300
0.7	4	60	2.5	600
0.4	8	60	2.5	1200
0.2	35	60	2.5	5250

Relé 7 (50,51): R7, de sobrecorriente, debe coordinarse con RB, actúa como respaldo del mismo.

RTC: 350/5

Corriente de carga: 261.48 A

I_{FALLA} = 3000 A.

Corriente de cortocircuito en la barra de la S/E Coca a 13.8 kV = 3879 A

Calibración R7:

TAP:	5 A
DIAL:	4
Punto de calibración:	3000 A, 0.65 s.
ITT:	55 A

Tiempo (s)	Múltiplo toma arranque	RTC	TAP	I (A)
6	2	70	5	700
1	5	70	5	1750
0.6	10	70	5	3500
0.4	30	70	5	10500

Relé 8 (50,51): R8, protege la línea de subtransmisión a 69 kV, que une la subestación Jivino con la subestación Coca; debe coordinarse con el relé R7.

RTC: 100/5

Corriente de carga: 52.3 A, a 69 kV

I_{FALLA} = 600 A, a 69 kV

Corriente de cortocircuito en la barra de la S/E Coca a 69 kV = 769 A

Calibración R8:

TAP:	4 A
DIAL:	6
Punto de calibración:	600 A, 1 s.
ITT:	38 A

Tiempo (s)	Múltiplo toma arranque	RTC	TAP	I (A)
5	2.5	20	4	200
3.5	3	20	4	240
1	8	20	4	640
0.9	10	20	4	800
0.6	30	20	4	2400

En el GRAFICO No. 9, se muestra el funcionamiento del relé R8 en coordinación con el relé R7 y éste a la vez en coordinación con el relé RB.

Una vez realizada la coordinación de las protecciones (50,51) para los relés de sobrecorriente de fase existentes en el sistema, se deben realizar la coordinación de los relés para la detección de fallas a tierra (50N,51N). Para este propósito, se puede usar un relé que responda solamente a la corriente residual del sistema puesto que ésta existe solamente durante una falla que involucre tierra; la corriente residual no es afectada por la corriente de carga balanceada, muy poco por la desbalanceada, de manera que dependerá principalmente de las características del sistema. De esta forma, la calibración de esta protección se la podrá hacer más sensible que los relés de sobrecorriente de fase.

La coordinación seguirá la secuencia desarrollada para los relés de protección (50,51), se considerará corrientes de carga del 30% de las normales. La denominación de los relés es la misma que para los relés de fase, se añade el sufijo N, para denotar que se trata de relé de protección a tierra.

Cabe indicar que para los relés R1N, R2N, R3N, R4N, R8N los pasos de la toma de arranque son: 1.5 , 2 , 2.5 , 3 , 3.5 , 4.5 , 5 , 6. Para los relés RAN, RBN, R5N, R6N, R7N los pasos son: 0.5 , 0.6 , 0.7 , 0.8 , 1 , 1.2 , 1.5 , 2.

Relé 1N (50N,51N):

Calibración R1N:

TAP:	1.5 A
DIAL:	2
Punto de calibración:	600 A, 0.35 s.
ITT:	20 A.

Tiempo (s)	Múltiplo toma arranque	RTC	TAP	I (A)
6	1.5	60	1.5	135
2.75	2	60	1.5	180
0.7	4	60	1.5	360
0.4	8	60	1.5	720
0.2	35	60	1.5	3150

Relé 2N (50N,51N):

Calibración R2N:

TAP:	1.5 A
DIAL:	1
Punto de calibración:	780 A, 0.2 s.
ITT:	11 A.

Tiempo (s)	Múltiplo toma arranque	RTC	TAP	I (A)
3	1.5	120	1.5	270
0.8	2.5	120	1.5	450
0.3	4.5	120	1.5	810
0.2	7	120	1.5	1260

0.15	12	120	1.5	2160

Relé 3N (50N,51N):

Calibración R3N:

TAP:	1.5 A
DIAL:	4
Punto de calibración:	900 A, 0.65 s.
ITT:	18 A.

Tiempo (s)	Múltiplo toma arranque	RTC	TAP	I (A)
6	2	70	1.5	210
1	5	70	1.5	525
0.6	10	70	1.5	1050
0.4	30	70	1.5	3150

Relé 4N (50N,51N):

Calibración R4N:

TAP:	1.5 A
DIAL:	6
Punto de calibración:	210 A, 0.9 s.
ITT:	12 A.

Tiempo (s)	Múltiplo toma arranque	RTC	TAP	I (A)
5	2.5	20	1.5	75
3.5	3	20	1.5	90
1	8	20	1.5	240
0.9	10	20	1.5	300
0.6	30	20	1.5	900

En el GRAFICO No. 10, se muestra el funcionamiento del relé R3N en coordinación con el relé R3N, y este en coordinación con los relés R1N y R2N.

Relé AN (50N,51N):

Calibración RAN:

TAP:	1 A
DIAL:	2
Punto de calibración:	240 A, 0.4 s.
ITT:	10 A.

Tiempo (s)	Múltiplo toma arranque	RTC	TAP	I (A)
6	1.5	30	1	45
2.5	2	30	1	60
0.7	4	30	1	120
0.4	8	30	1	240
0.2	35	30	1	1050

Relé 5N (50N,51N):

Calibración R5N:

TAP:	0.7 A
DIAL:	3
Punto de calibración:	302 A, 0.45 s.
ITT:	7 A.

Tiempo (s)	Múltiplo toma arranque	RTC	TAP	I (A)
8	1.5	60	0.7	63
4	2	60	0.7	84
1	4	60	0.7	168
0.5	8	60	0.7	336
0.3	30	60	0.7	1260

Relé 6N (50N,51N):

Calibración R6N:

TAP:	0.5 A
DIAL:	5
Punto de calibración:	222 A, 0.7 s.
ITT:	11 A.

Tiempo (s)	Múltiplo toma arranque	RTC	TAP	I (A)
7	2	20	0.5	20
4	2.5	20	0.5	25
1.5	4.5	20	0.5	45
0.6	15	20	0.5	150
0.5	30	20	0.5	300

En el GRAFICO No. 11, se muestra el funcionamiento del relé R6N en coordinación con el relé R5N, y este en coordinación con el relé RAN.

Relé BN (50N,51N):

Calibración RBN:

TAP:	0.7 A
DIAL:	2
Punto de calibración:	600 A, 0.25 s.
ITT:	19 A.

Tiempo (s)	Múltiplo toma arranque	RTC	TAP	I (A)
6	1.5	60	0.7	63
2.5	2	60	0.7	84
0.7	4	60	0.7	168
0.4	8	60	0.7	336
0.2	35	60	0.7	1470

Relé 7N (50N,51N):

Calibración R7N:

TAP:	1.5 A
DIAL:	4
Punto de calibración:	900 A, 0.65 s.
ITT:	16 A.

Tiempo (s)	Múltiplo toma arranque	RTC	TAP	I (A)
6	2	70	1.5	210
1	5	70	1.5	525
0.6	10	70	1.5	1050
0.4	30	70	1.5	3150

Relé 8N (50N,51N):

Calibración R8N:

TAP:	1.5 A
DIAL:	6
Punto de calibración:	600 A, 1.4 s.
ITT:	11 A.

Tiempo (s)	Múltiplo toma arranque	RTC	TAP	I (A)
5	2.5	20	1.5	75
3.5	3	20	1.5	90
1	8	20	1.5	240
0.9	10	20	1.5	300
0.6	30	20	1.5	900

En el GRAFICO No. 12, se muestra el funcionamiento del relé R8N en coordinación con el relé R7N, y este en coordinación con el relé RBN.

4.3 PRESENTACION DE LOS RESULTADOS

En el CUADRO No. 20 se indica el resumen de la coordinación de las protecciones (50,51) y (50N,51N) para el sistema eléctrico de la Empresa Eléctrica Regional Sucumbíos S.A.

4.4 ANALISIS DE LOS RESULTADOS

Al observar las curvas de funcionamiento de los relés, se puede observar que el mayor problema surge en la coordinación de la protección de la línea que une la Central Celso Castellanos con la subestación Lago Agrio, esta línea doble circuito entra a la subestación indicada por medio de un alimentador de distribución, en su momento, cuando se realizó esta conexión por el incremento de la carga fue la que menor costo requería. Una falla en el doble circuito provocaría corrientes de cortocircuito en ambos sentidos del mismo orden, la protección de los generadores es individual por medio de su propio disyuntor, sin el respaldo de un disyuntor general que debería existir en la salida de la subestación de la Central Celso Castellanos.

Igual caso al indicado con anterioridad se da en la línea que une la minicentral hidráulica Lumbaquí con la subestación Lago Agrio; pero, al aportar dicha central una mínima corriente de falla, se puede proteger este tramo del sistema como que si fuera radial.

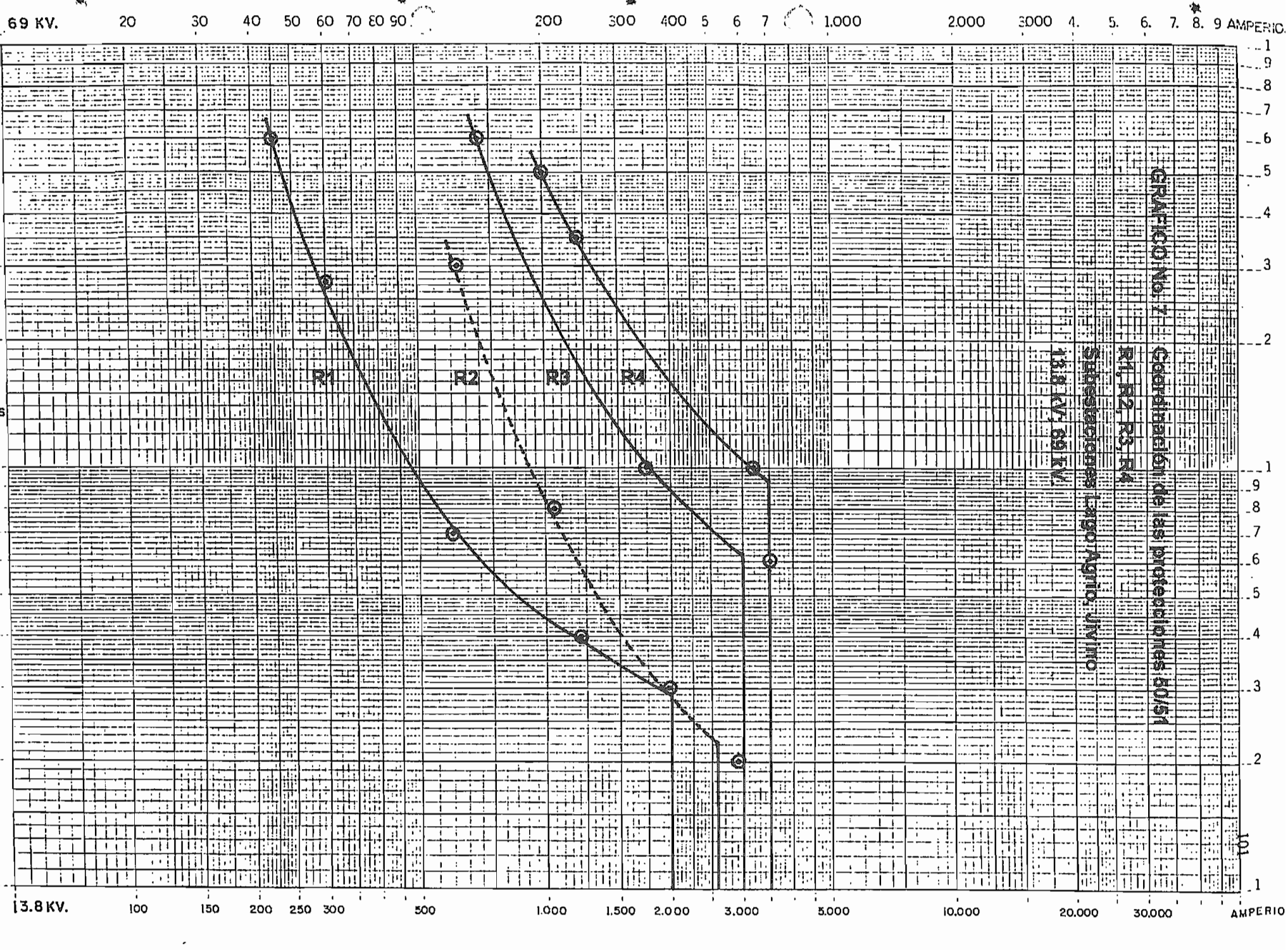
Existe también problemas en la protección de las líneas Jivino – Lago Agrio y Jivino – Coca, ambas con un nivel de voltaje de 69 kV. Para la protección de estas líneas, se requiere la utilización de relés direccionales. EL sistema de protección existente se coordinó como que si fuera radial.

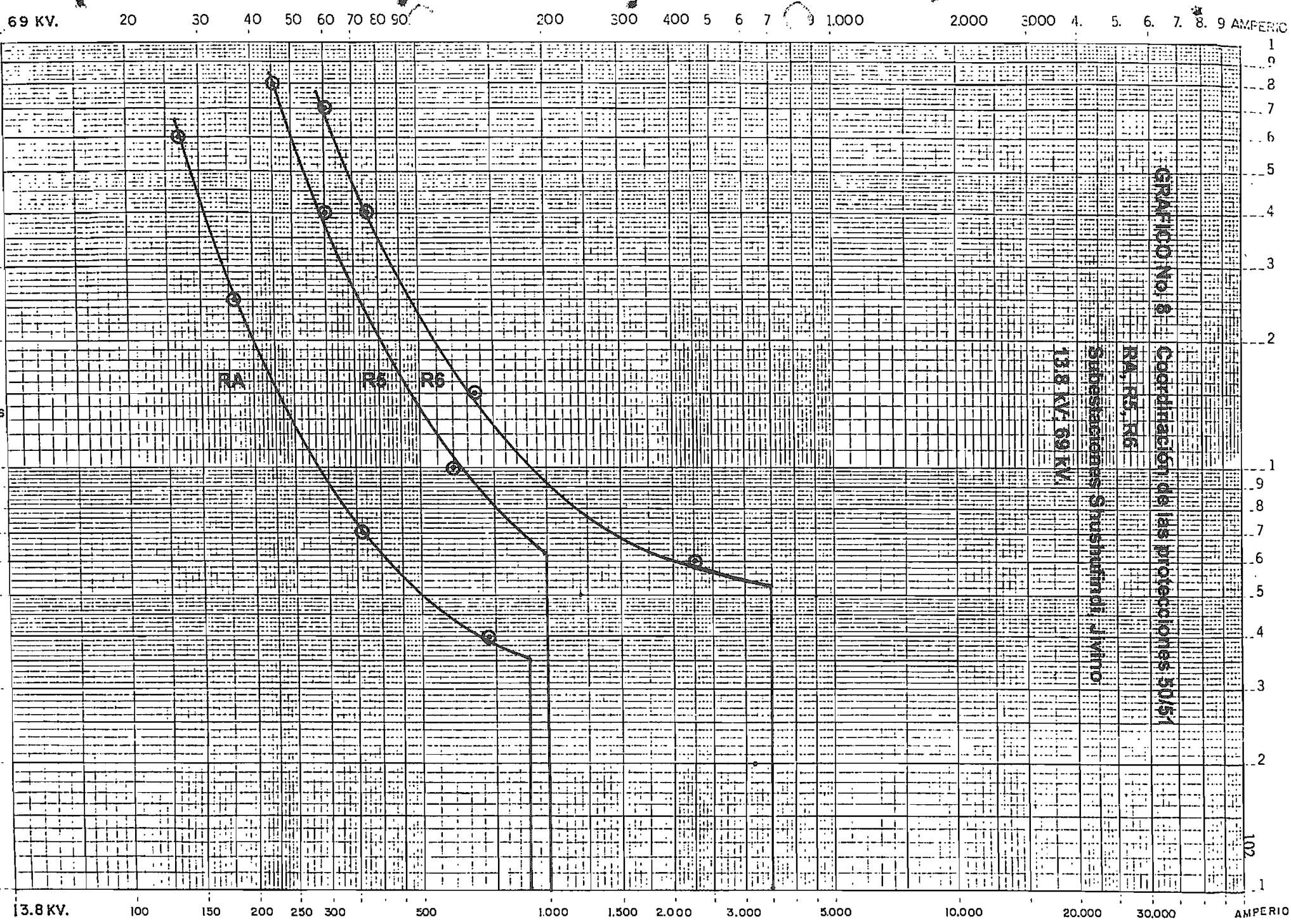
Al coordinar la protección de la línea Jivino – Shushufindi, de la subestación Shushufindi y del alimentador primario de distribución no se tiene ningún

inconveniente puesto que es completamente radial, al no existir en la subestación Shushufindi generación.

CUADRO No. 20 COORDINACION DE LAS PROTECCIONES

SUBESTACION	DENOMINACION RELE	COORDINACION	RTC	TAP	DIAL	ITT	CALIBRACION		CALIBRACION UNID. INST.	
							I(A)	t(s)	I(A)	t(s)
LAGO AGRIO	R1	50,51	300/5	2.5	2	70	2000	0.25	4182	
LAGO AGRIO	R2	50,51	600/5	3.5	1	35	2600	0.25	4182	
LAGO AGRIO	R3	50,51	350/5	5	4	60	3000	0.65	4182	
JIVINO	R4	50,51	100/5	4	6	40	700	1.00	802	
SHUSHUFINDI	RA	50,51	150/5	3	2	34	800	0.30	1007	
SHUSHUFINDI	R5	50,51	300/5	2.5	3	17	1000	0.55	1007	
JIVINO	R6	50,51	100/5	1.5	5	37	700	0.80	742	
COCA	RB	50,51	300/5	2.5	2	65	2000	0.25	3879	
COCA	R7	50,51	350/5	5	4	55	3000	0.65	3879	
JIVINO	R8	50,51	100/5	4	6	38	600	1.00	769	
LAGO AGRIO	R1N	50N,51N	300/5	1.5	2	20	600	0.35	1255	
LAGO AGRIO	R2N	50N,51N	600/5	1.5	1	11	780	0.20	1255	
LAGO AGRIO	R3N	50N,51N	350/5	1.5	4	18	900	0.65	1255	
JIVINO	R4N	50N,51N	100/5	1.5	6	12	210	0.90	241	
SHUSHUFINDI	RAN	50N,51N	150/5	1	2	10	240	0.40	302	
SHUSHUFINDI	R5N	50N,51N	300/5	0.7	3	7	302	0.45	302	
JIVINO	R6N	50N,51N	100/5	0.5	5	11	222	0.70	222	
COCA	RBN	50N,51N	300/5	0.7	2	19	600	0.25	1164	
COCA	R7N	50N,51N	350/5	1.5	4	16	900	0.65	1164	
JIVINO	R8N	50N,51N	100/5	1.5	6	11	180	1.40	231	


69 KV.
20
30
40
50
60
70
80
90
200
300
400
5
6
7
1.000
2.000
3000
4.
5.
6.
7.
8.
9
AMPERIO
GRÁFICO No. 7 Coordinación de las protecciones 50/51
R1, R2, R3, R4
Subestaciones Lago Agrio, Univio
13.8 KV, 69 KV.
R1
R2
R3
R4
13.8 KV.
100
150
200
250
300
500
1.000
1.500
2.000
3.000
5.000
10.000
20.000
30.000
AMPERIO


69 KV.
20
30
40
50
60
70
80
90
200
300
400
5
6
7
9
1.000
2.000
3000
4.
5.
6.
7.
8.
9 AMPERIO
GRAFICO No. 8 Coordinación de las protecciones 50/51
R4, R5, R6
138 KV. 69 KV.
Subestaciones Shushufindi, Jivino
R4
R5
R6
13.8 KV.
100
150
200
250
300
500
1.000
1.500
2.000
3.000
5.000
10.000
20.000
30.000
AMPERIO

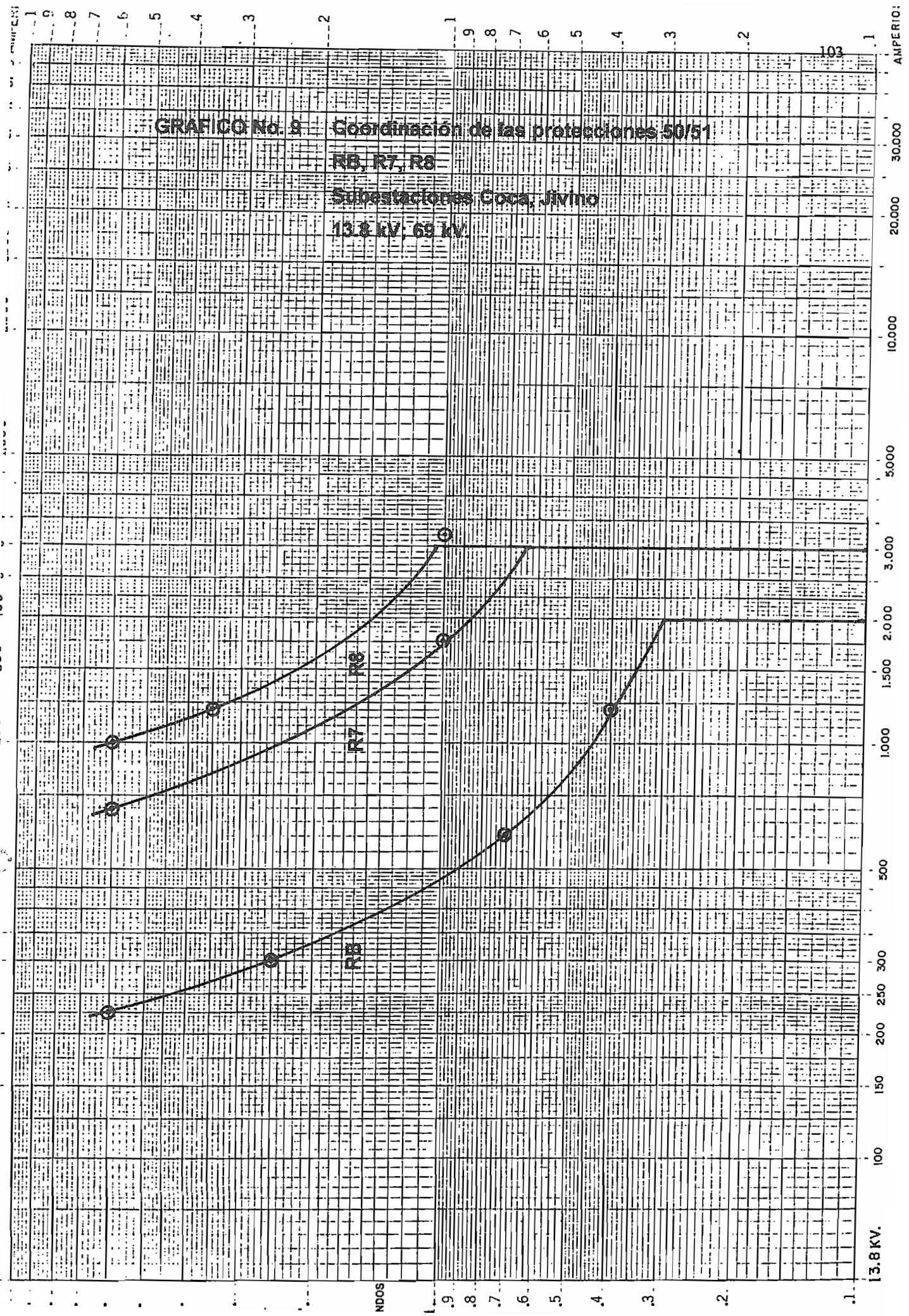
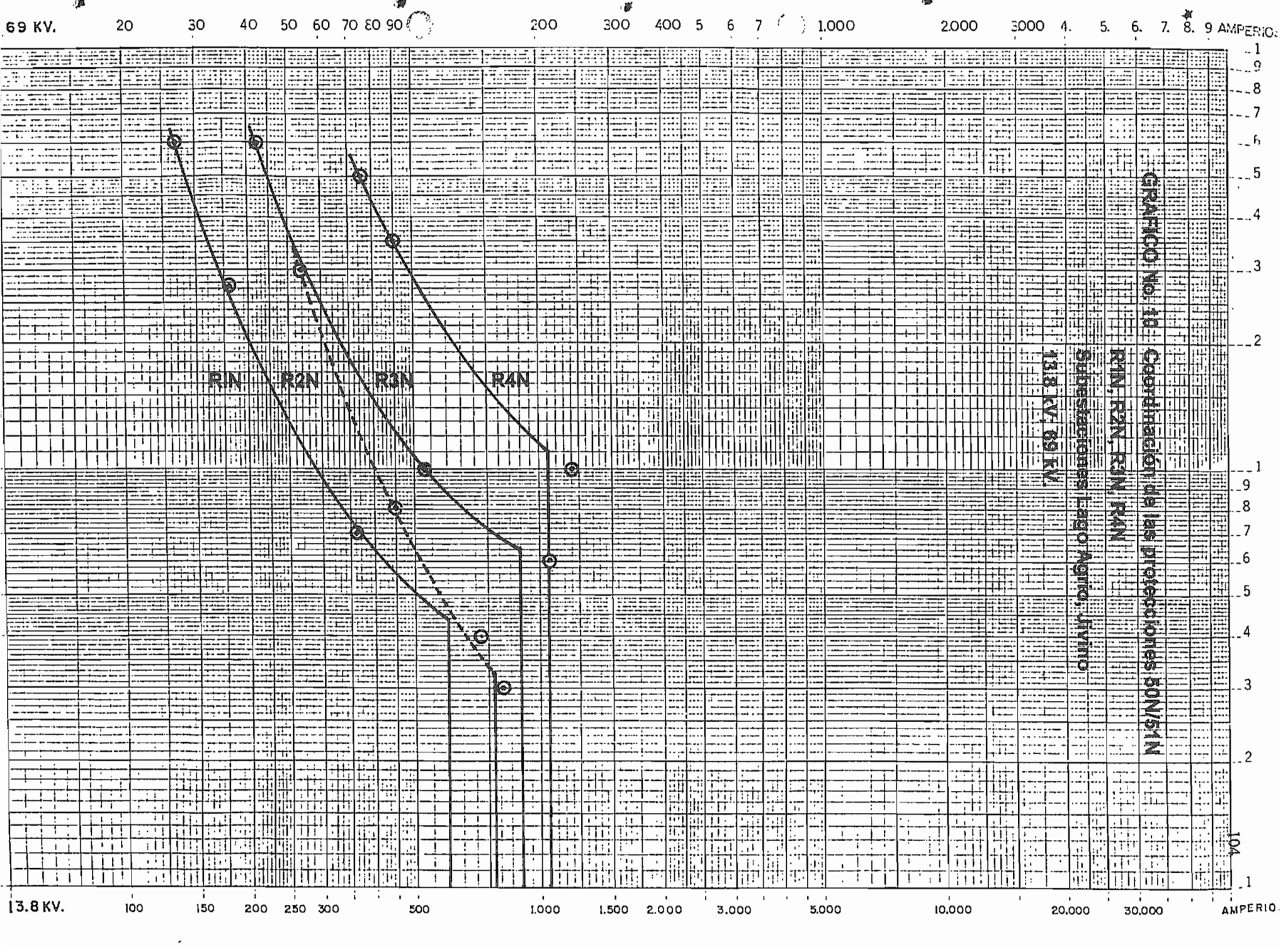
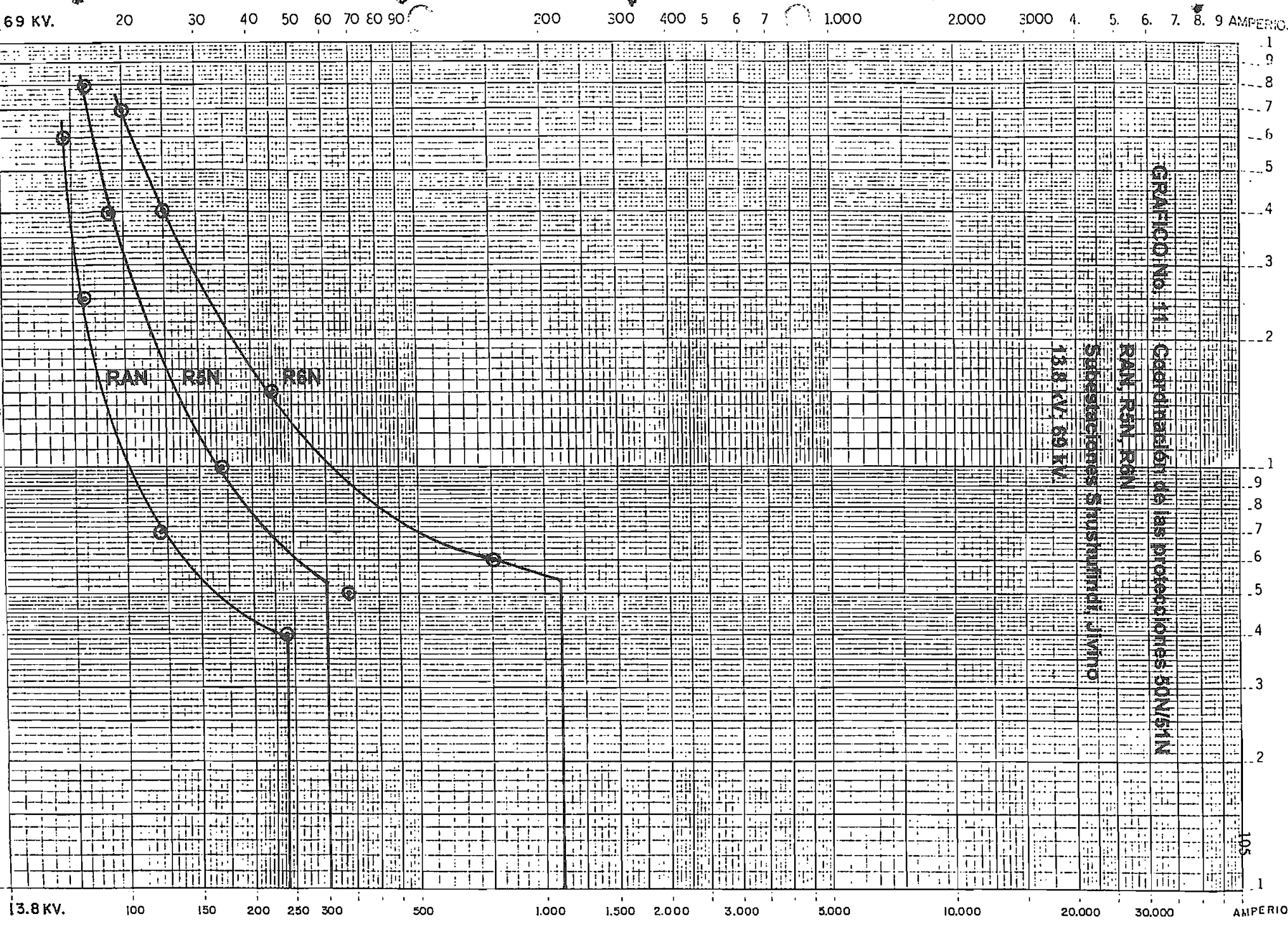


GRAFICO No. 9 Coordinación de las protecciones 50/51
RB, R7, R8
Subestaciones Coca, Jivino
13.8 kV; 69 kV.
R8
R7
RB
AMPERIOS
30.000
20.000
10.000
5.000
3.000
2.000
1.500
1.000
500
300
250
200
150
100
13.8 KV.


69 KV.
20 30 40 50 60 70 80 90 200 300 400 5 6 7 1.000 2.000 3000 4. 5. 6. 7. 8. 9 AMPERIOS
GRAFICO No. 10 Coordinación de las protecciones 50N/51N
13.8 KV. 69 KV.
Subestaciones Lago Agrio, Jivino
R1N, R2N, R3N, R4N
R1N
R2N
R3N
R4N
13.8 KV.
100 150 200 250 300 500 1.000 1.500 2.000 3.000 5.000 10.000 20.000 30.000
AMPERIOS


69 KV.
20
30
40
50
60
70
80
90
200
300
400
5
6
7
1.000
2000
3000
4.
5.
6.
7.
8.
9
AMPERIO.
GRAFICO No. 11 Coordinación de las protecciones 50N/51N
RAN, R5N, R6N
13.8 KV, 69 KV.
Subestaciones Shushufindi Jivino
RAN
R5N
R6N
13.8 KV.
100
150
200
250
300
500
1.000
1.500
2.000
3.000
5.000
10.000
20.000
30.000
AMPERIO

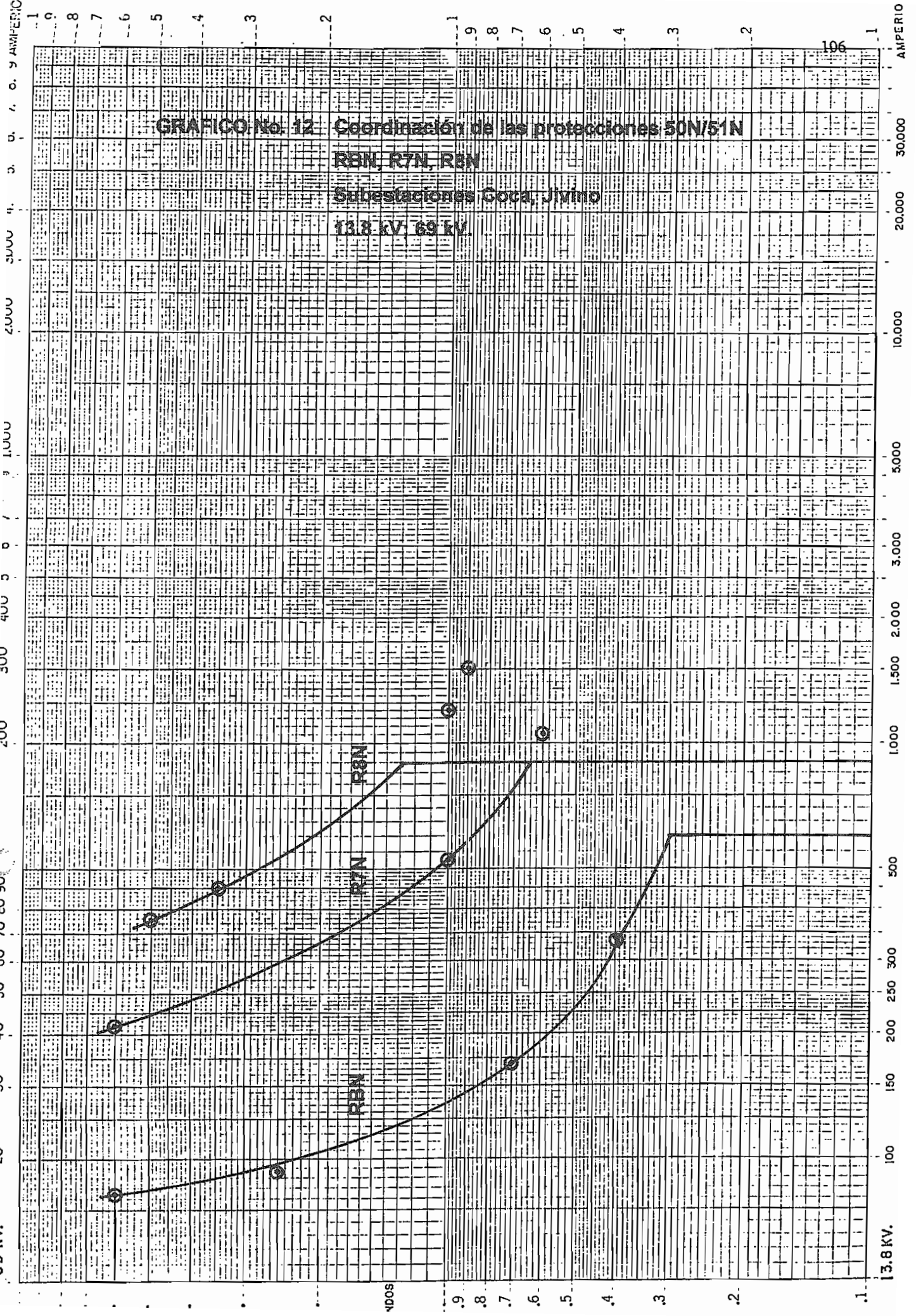
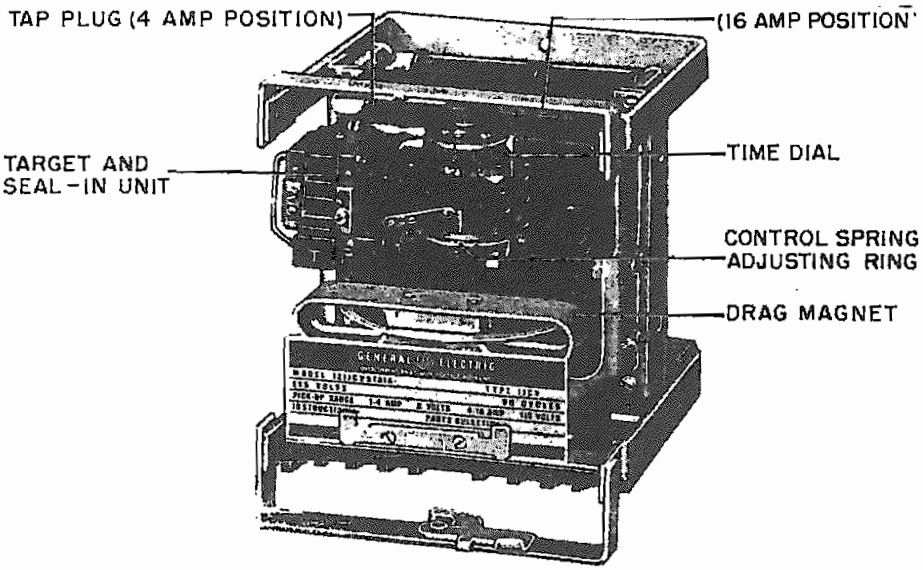
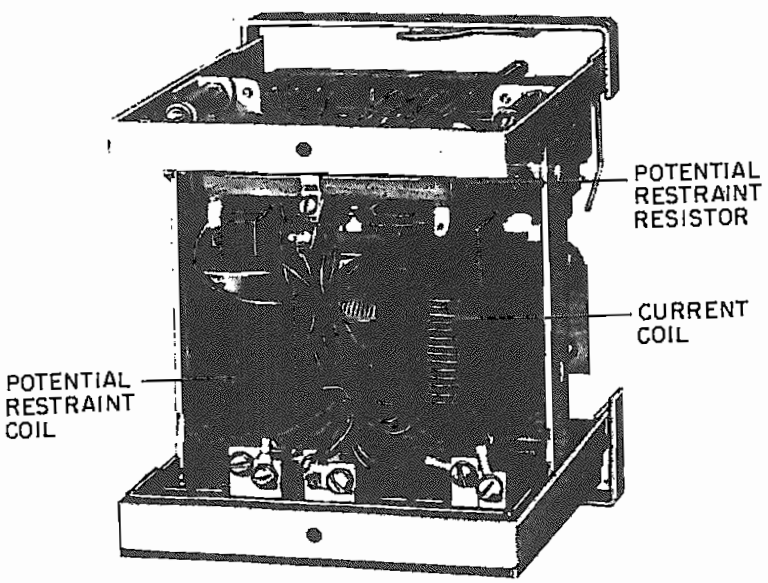


GRAFICO No. 12 Coordinación de las protecciones 50N/51N
RBN, R7N, R8N
Subestaciones Coca, Jivino
13.8 kV; 69 kV.
R8N
R7N
RBN
AMPERIO
13.8 KV.



A - Front View



B - Back View

Fig. 1 IJCV51A Relay Removed from Case

Fig. 1 (8026498) Back View

Fig. 1 (8026496) Front Vi

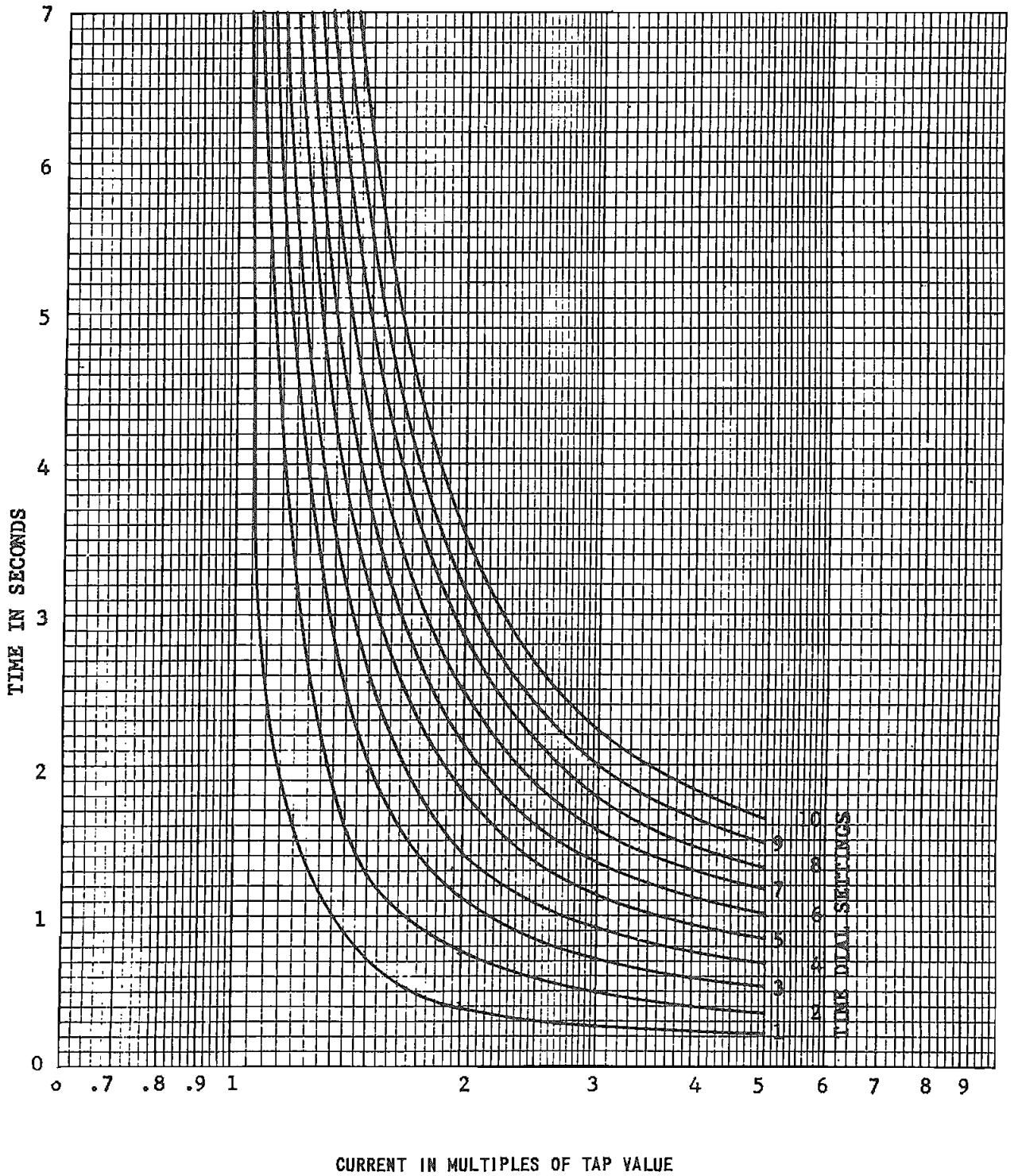


Fig. 8 Typical Time-Current Characteristic of Type IJCV Relays with 100% of Rated Restraint Voltage, Unity Power Factor and Current Pickup Equal to 100% Tap Setting

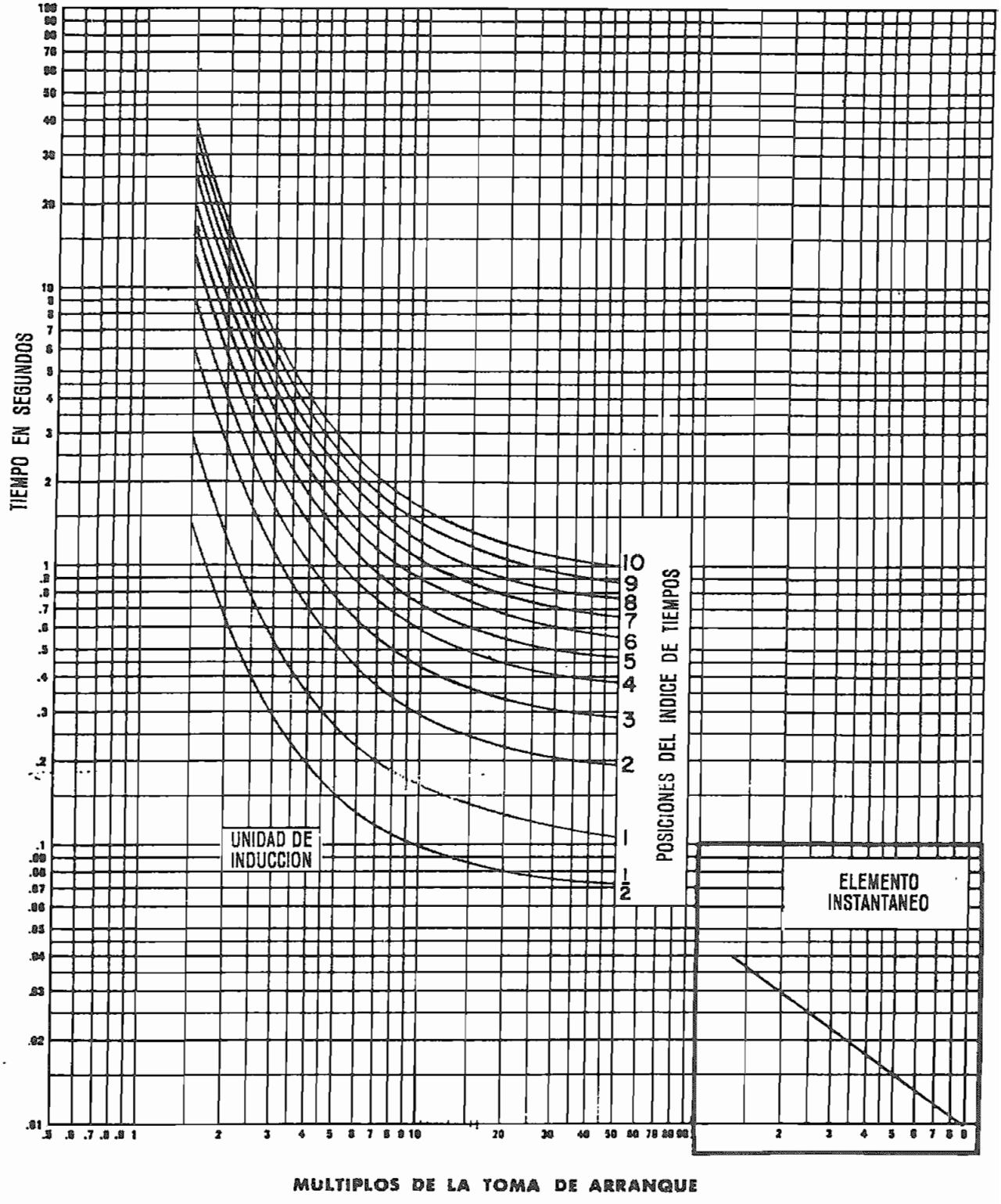


Fig.13.Curvas de funcionamiento con Característica Muy Inversa.
Relés IAC53-IAC54-IAC43.

TABLA 2 – CARACTERISTICA MUY INVERSA – Sellado 0,2 –2,0 A – Tamaño caja S–1

Rangoen amperios unidad temporizada.	Rango en amperios unidad instantanea.	Modelo nimero 50 Hz	60 Hz	Esquema de conexiones
4–16	40–160	IAC54B 149A	IAC54B 124A	
4–16	20–80	108A	104A	
4–16	10–40	105A	101A	
4–16	4–16	158A	122A	
1,5–6	20–80	151A	118A	301A5673
1,5–6	10–40	106A	102A	
1,5–6	4–16	202A	21A	
1,5–6	2–8	203A	23A	
0,5–2	10–40	7A	3A	
0,5–2	4–16	14A	13A	
0,5–2	2–8	201A	20A	
4–16	40–160	IAC54BB 149A	IAC54B 124A	
4–16	20–80	108A	104A	
4–16	10–40	105A	101A	
4–16	4–16	158A	122A	
1,5–6	20–80	151A	118A	301A5532
~~1,5–6~~	~~10–40~~	106A	~~102A~~ ←	
1,5–6	4–16	202A	21A	
1,5–6	2–8	203A	23A	
0,5–2	10–40	7A	3A	
~~0,5–2~~	~~4–16~~	14A	~~13A~~ ←	
0,5–2	2–8	201A	20A	

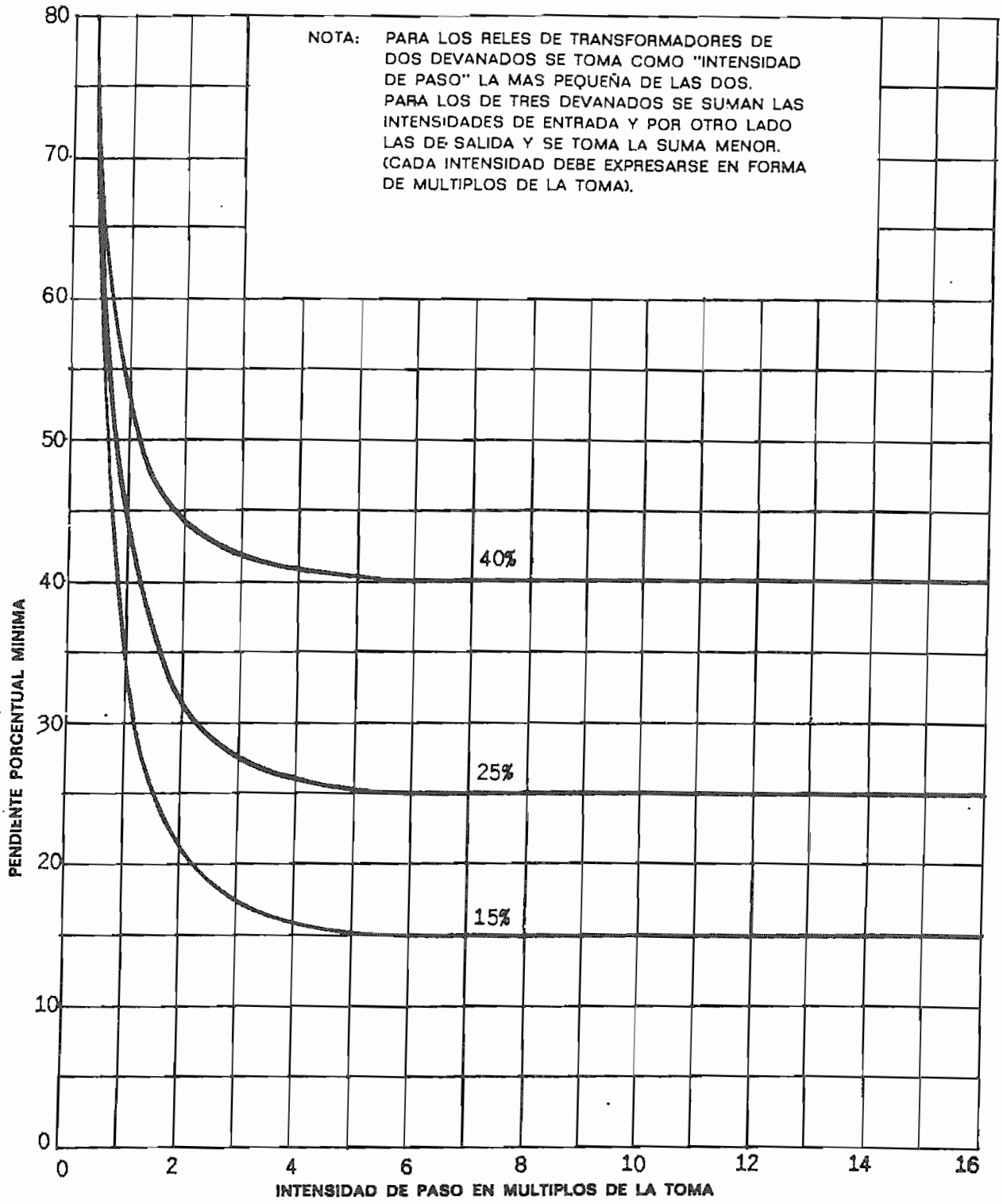


Fig. 2. Curvas características de la pendiente en los relés STD para valores bajos de intensidades.

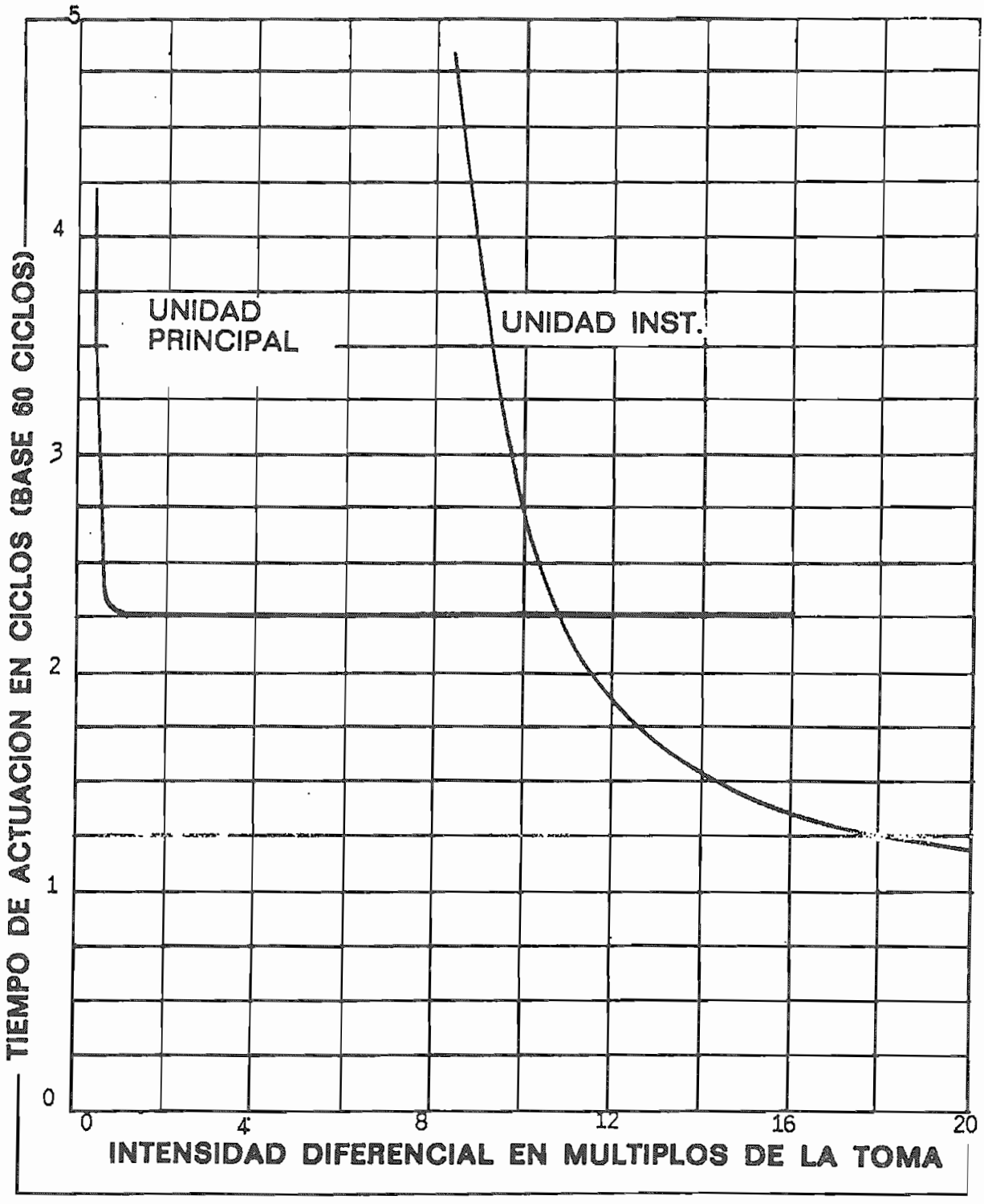


Fig. 3. Tiempo de operación del relé STD.

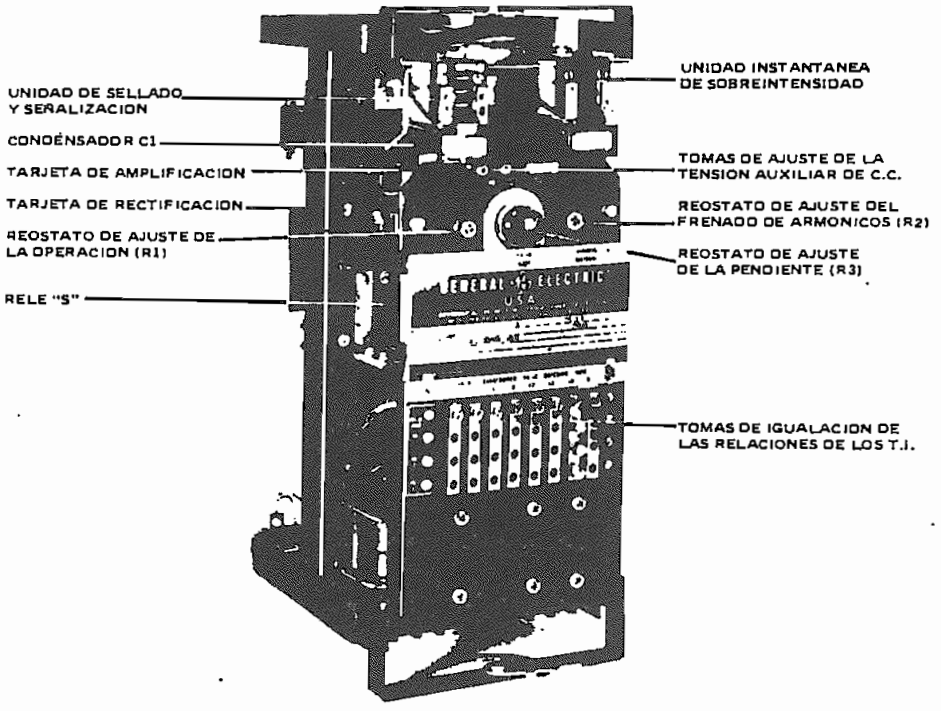


Fig. 5A Relé tipo STD16C fuera de su caja.

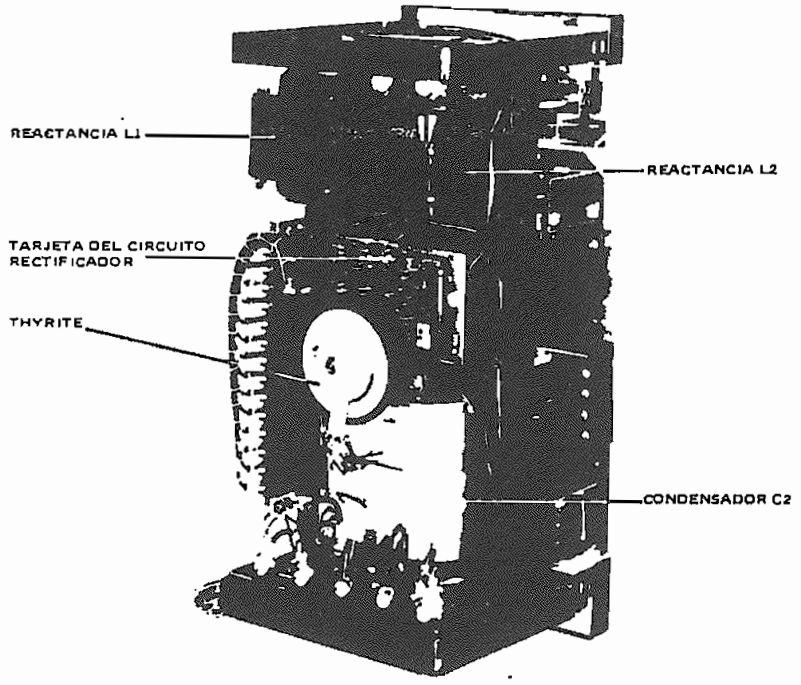


Fig. 5B Relé tipo STD16C fuera de su caja.

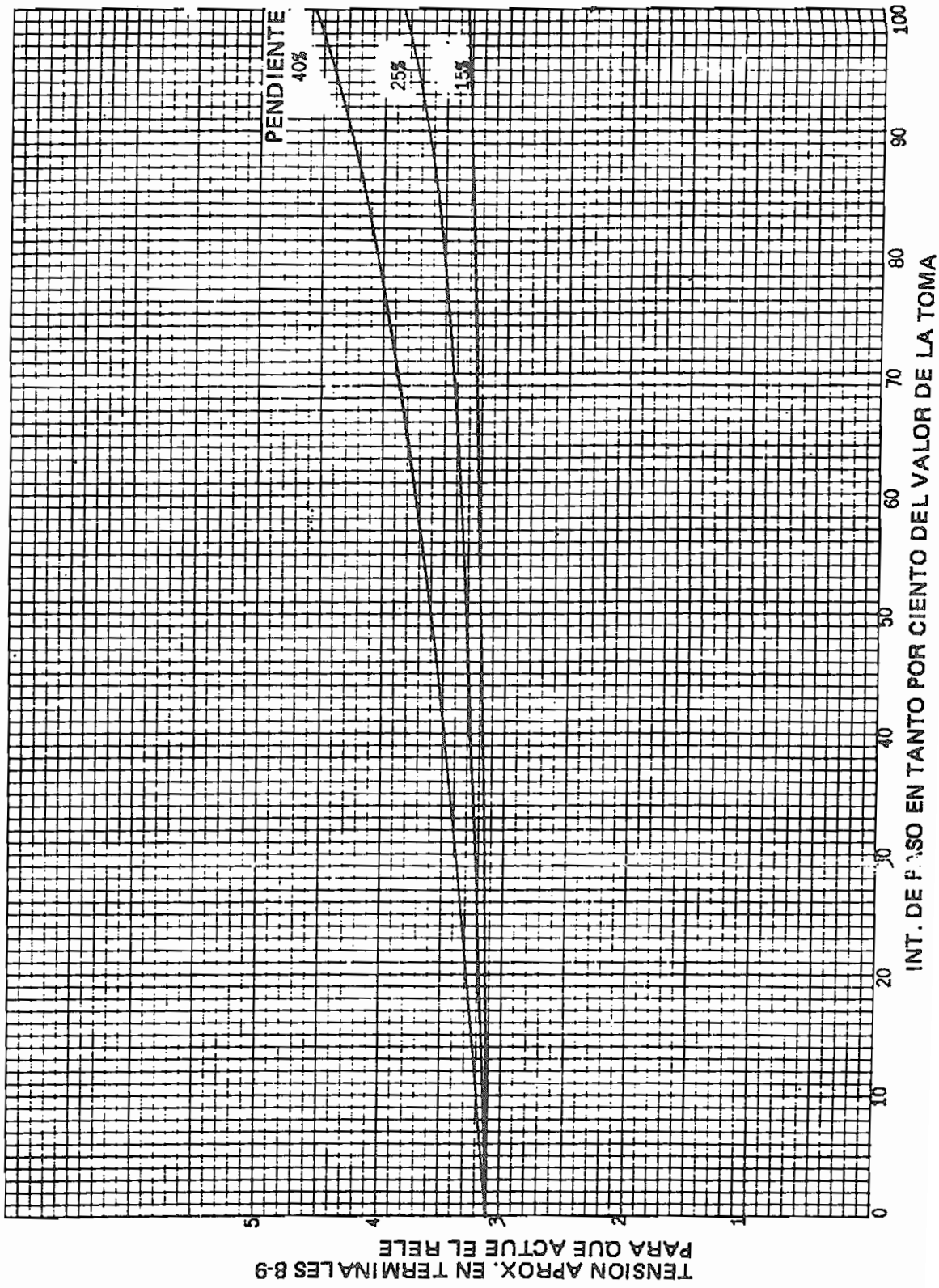


Fig. 17 Característica de la tensión diferencial de operación de relé tipo STD.

CAPITULO 5

DISEÑO DEL NUEVO SISTEMA DE PROTECCIONES

En el desarrollo del presente trabajo, se han observado las deficiencias del sistema eléctrico de la Empresa Eléctrica Regional Sucumbíos S.A.; el sistema de protecciones se ha adaptado a un mal diseño del sistema eléctrico, haciendo de éste, como ya se indicó, un sistema que no brinda la seguridad para un buen funcionamiento del sistema eléctrico y protección de sus instalaciones y equipos.

Para tener un sistema que proporcione energía eléctrica de buena calidad a los usuarios y para que las protecciones del mismo funcionen correctamente, será necesario modificar el sistema mismo. El sistema de protecciones a diseñarse, debe dar solución a los problemas a corto plazo y tendrá que funcionar adecuadamente en lo posterior. La inversión que se realice deberá ser la estrictamente necesaria debido a que la Empresa como todo el Sector Eléctrico del país atraviesa una crisis económica severa.

5.1 DEFINICION DE LOS ESQUEMAS DE PROTECCION

El mayor problema que tiene el sistema eléctrico, y por ende la protección en ese sector, es la conexión de la central Celso Castellanos con la subestación Lago Agrio; como ya se indicó, el doble circuito entra a la subestación por medio de un alimentador de distribución.

Otro problema a solucionarse, es la protección de las líneas donde se tiene generación a los extremos, esto es en las líneas Jivino – Coca y Jivino – Lago Agrio; el esquema propuesto, deberá considerar la protección por medio de relés direccionales.

Los relés de sobrecorriente son hechos direccionales para simplificar el problema de obtener selectividad cuando aproximadamente puede fluir corriente de falla de magnitud igual en el lugar donde se ubica el relé. No será posible obtener selectividad en tales circunstancias, si el relé de sobrecorriente opera para flujos de corriente en cualquier dirección. En líneas radiales no se requerirá que el relé sea direccional, así como en los casos en que la corriente por el relé para fallas en un sentido sea mucho mayor que para el otro.

Los relés direccionales son básicamente equipos medidores de potencia en donde el voltaje del sistema se usa como referencia para establecer la dirección o fase de la corriente de falla. Estos relés constan de dos unidades una direccional y otra de sobrecorriente normal que es iniciada en su operación por la primera.

El efecto de grandes corrientes y voltajes desbalanceados, hace que los torques desarrollados en los diversos relés de fase varíen ampliamente y difieran aún en signo si las cantidades de polarización y operación no se seleccionan cuidadosamente. Con este fin los relés de fase son polarizados con voltaje que no se reduce excesivamente, excepto en una falla trifásica cercana y que se mantienen en un valor satisfactorio con respecto a las corrientes en todas las otras condiciones.

" Se define como ANGULO DE TORQUE MAXIMO (ATM), como aquel en el que la corriente del relé deberá estar desplazado del voltaje aplicado para producir torque máximo, en condiciones de carga con factor de potencia uno. La condición ideal de ATM es la que corresponde al ángulo característico de la línea (la corriente retrasada respecto al voltaje) " REFERENCIA BIBLIOGRAFICA (9). Aunque el elemento direccional es inherentemente un medidor de potencia, sus características pueden ser variadas por aumento de elementos defasadores con el objeto de dar al ATM el ángulo de fase requerido.

Se define una serie de conexiones con el objeto de obtener el ATM deseado. Cada uno de estos arreglos tiene por objeto analizar las condiciones límite de operación de corriente y voltaje para todas las condiciones de falla considerando las posibles impedancias de las fuentes, transformadores y líneas.

RELES DE SOBRECORRIENTE DIRECCIONAL DE FASE

Si se tuviera que tratar de proteger solamente contra fallas trifásicas, habrían muchas soluciones en cuanto al potencial y al ATM del elemento direccional. Pero para obtener correcta operación en cortocircuitos no equilibrados las conexiones posibles de usar son restringidas a voltajes defasados en 30, 60 y 90 grados respecto a la corriente correspondiente, en condiciones de carga con factor de potencia uno.

CONEXION CON ATM DE 30 GRADOS

El relé de fase A, es alimentado con la corriente I_a y el voltaje Vac. El flujo debido al voltaje atrasa en 90 grados, de manera que el ATM ocurre cuando la corriente I_a atrasa al voltaje Van en 30 grados. Esto da una zona de operación de 60 grados en adelanto a 120 grados en atraso de la corriente I_a con respecto al voltaje Va.

El ATM más satisfactorio para esta conexión, que asegura una operación correcta cuando se aplica a alimentadores es de 0 grados, y se demuestra que da correcta discriminación para todo tipo de falla en líneas.

Pero si se aplica para protección de transformadores, existe la probabilidad de que uno de los tres relés de fase operaría para fallas en dirección reversa. Por esta razón este tipo de conexión no se debería aplicar para la protección de transformadores.

También existe la posibilidad de operación incorrecta cuando se utilizan dos relés de fase y uno de tierra. Supongamos una falla B-C, que produce un fuerte torque de operación en el elemento B que se alimenta de I_b y Vab; pero si la corriente tiene un factor de potencia bajo el elemento C que opera con I_c y Vcb tendrá un torque casi nulo. Entonces, si el relé omitido es el de la fase B la operación de la protección dependerá del relé C.

CONEXION CON ATM DE 60 GRADOS

El relé de fase A tiene alimentación de la corriente Iab y voltaje Vac. El ángulo de torque máximo se produce cuando la corriente atrasa al voltaje Va en 60 grados. La zona de operación está dentro de una zona de 30 grados en adelanto y 150 grados en atraso. El torque a factor de potencia uno es 0.5 del máximo y a factor de potencia 0 es 0.866 del máximo.

Se ha demostrado que el ATM de 0 grados para esta conexión es el que más asegura una correcta discriminación con un mínimo de riesgo de mala operación. Esta conexión puede ser recomendada con seguridad para protección de alimentadores

CONEXION CON ATM DE 90 GRADOS

Tenemos tipos básicos dentro de esta clase de relés direccionales:

Característica desplazada en 30 grados:

El relé de fase A, se alimenta con Ia y con un voltaje Vbc desplazado en 30 grados en dirección antihoraria. El torque del relé a factor de potencia uno es 0.5 del máximo y a factor de potencia 0 es 0.866.

Un relé diseñado para tener un ATM a 30 grados se recomienda cuando se trata de cubrir alimentadores que tienen fuente con impedancia de secuencia cero delante del relé.

Característica desplazada en 45 grados:

Similar al anterior pero con 45 grados de desplazamiento. El máximo torque se tiene cuando Ia atrasa a Van en 45 grados, lo que da una zona de operación en un

rango de 45 grados en adelanto y 135 grados en atraso. El torque a factor de potencia uno y cero es 0.707 del máximo.

Esta conexión se recomienda en la protección de alimentadores y de transformadores.

RELES DE SOBRECORRIENTE DIRECCIONALES DE TIERRA

Este tipo de protección utiliza como cantidad operante la corriente residual del sistema y como fuente de polarización un voltaje residual o una corriente o ambos en otros casos.

La característica de la magnitud de polarización debe ser tal que tiene que tener una dirección constante independiente de la ubicación de la falla.

La corriente residual de operación se puede obtener de la línea, mientras que la cantidad polarizante puede ser el voltaje residual. Este voltaje residual será cero para voltajes balanceados; para otros casos es igual a tres veces la caída de voltaje de secuencia cero desde la fuente y por eso se encuentra desfasado de la corriente residual por el ángulo característico de la impedancia de la fuente.

Cuando el neutro del sistema se encuentra puesto a tierra a través de una resistencia, ésta será la impedancia dominante, será satisfactorio un relé que tenga un ATM de 0 grados.

Cuando el neutro del sistema se encuentra puesto sólidamente a tierra, la impedancia de la fuente será predominante reactiva por lo que es deseable que el relé tenga algún grado de compensación. Valores comunes de ATM son de 45 y 60 grados.

El problema principal en la aplicación de relés direccionales de tierra es encontrar una fuente apropiada de polarización que debe asegurar que siempre tendrá un

mismo sentido y además debe ser amplia en magnitud para que el relé opere en todos los casos.

Polarización por corriente:

Puede ser usado en aquellos puntos del sistema donde existan transformadores de poder que tengan conexión a tierra, en los casos que el voltaje de polarización sea insuficiente para hacerlo, o si el transformador disponible no satisface las condiciones para proveer voltaje residual, entonces se puede usar como fuente de polarización la corriente que fluye por el neutro del transformador de potencia. En este caso la corriente residual del neutro y de la línea se encuentran en fase y el relé deberá dar máximo torque para esta condición. La corriente del neutro siempre fluirá de tierra hacia el sistema, mientras que dependiendo de la posición de la falla, la corriente residual podrá fluir en cualquier dirección en el relé.

También se puede tomar como cantidad de polarización la corriente del terciario del transformador, y en otros a base de combinaciones de corrientes obtenidas de los neutros de los bobinados de alta y baja del transformador.

El hecho de que el banco de transformadores esté conectado a tierra no asegura una buena corriente de referencia, siendo necesario conocer en forma completa las conexiones y aún las características del sistema.

Una conexión Δ / Y, puesta a tierra la Y; como es el caso de los transformadores de potencia del sistema en estudio, es una fuente apropiada de polarización por corriente. Un TC simple colocado en el neutro proporciona la corriente $3I_0$ del sistema.

Polarización de voltaje:

Puede usarse en aquellos casos donde no se dispone polarización por corriente o se desea tener una doble polarización. La magnitud de voltaje de polarización que

generalmente es un voltaje residual puede variar dentro de amplios rangos. Este voltaje que aparece que aparece en el sistema será una función de la impedancia total de secuencia cero del sistema y es máximo en el lugar de la falla y disminuye en magnitud conforme el lugar de la falla se aleja del relé. En sistemas sólidamente puestos a tierra, el voltaje de polarización máximos y mínimos deben verificarse para fallas dentro de la zona de protección del relé.

Polarización doble:

Actualmente todos los relés direccionales sean estáticos o electromecánicos son diseñados para operar con polarización de corriente, o de voltaje o ambos. La posibilidad de tener la opción de una doble polarización ofrece ventajas sobre la simple. En ciertas condiciones de operación resulta conveniente que el relé opere con corriente de polarización mientras que en otras puede ser mejor tener voltaje. También puede suceder que una de las fuentes de polarización se puede perder debido a la desconexión del elemento (transformador) de donde se obtiene.

En todo caso la sensibilidad del relé depende de la magnitud de la cantidad polarizante, y con polarización doble se tiene más sensibilidad debido a que la corriente residual será alta cuando el voltaje de secuencia cero es bajo y viceversa.

A continuación se ponen en consideración esquemas de configuración del sistema eléctrico y de sus protecciones, los cuales deberán analizarse y escoger el que pueda implementarse en el menor tiempo posible, a un costo relativamente bajo y que cumpla con el propósito para el cual fue diseñado :

ESQUEMA 1

Protección de los generadores y transformadores de fuerza: los mismos existentes en el sistema; para los generadores, protección de sobrecorriente con restricción de voltaje y para los transformadores de potencia mayores o iguales a 5 MVA de potencia, protección diferencial .

Protección de la línea que une la Central Lumbaquí con la Subestación Lago Agrio, protección de la línea Jivino – Shushufindi: radiales, el sistema de protecciones que está en funcionamiento, sobrecorriente con unidades de tiempo inverso e instantáneas para fases y protección contra fallas a tierra.

Cambiar la entrada del doble circuito a la subestación Lago Agrio, de la barra de carga, a la barra de 13.8 kV en el lado de bajo voltaje del transformador de potencia. Implementar a la salida de la barra de 13.8 kV de la Central Celso Castellanos, un interruptor de 13.8 kV. La protección de la línea doble circuito, debería ser por medio de relés de sobrecorriente direccionales

En las líneas Jivino – Coca y Jivino – Lago Agrio, a 69 kV, la protección por medio de relés direccionales.

ESQUEMA 2

Construcción de una línea a 69 kV de la subestación Lago Agrio a la Central Celso Castellanos; esto implica, la instalación de una subestación terminal de 69 / 13.8 kV en dicha Central; además se requiere una posición de salida de 69 kV en la subestación Lago Agrio. El doble circuito existente, se convertiría en dos alimentadores primarios de distribución que abastecerían a parte de la carga en la ciudad de Nueva Loja, formando éstos, parte de la subestación terminal y se deberán conectar con la barra de 13.8 kV de generación de la Central Celso Castellanos.

La protección del transformador de potencia de 5 / 6.25 MVA de la subestación Laguna, serán las convencionales para dicha potencia; esto es, diferencial para protección de fallas en el transformador, buchols para sobrepresión y protección de temperatura de los devanados.

La protección de las líneas de subtransmisión Laguna – Lago Agrio y Jivino – Coca, como en el Esquema 1, por medio de relés direccionales.

Las protecciones del resto del sistema eléctrico, las mismas que están en funcionamiento actualmente.

5.2 EVALUACION TECNICA Y ECONOMICA PARA LOS ESQUEMAS PROPUESTOS

Técnicamente, los dos esquemas indicados son factibles de realizarlos con la diferencia que con el esquema 1, a muy corto tiempo no se podrá satisfacer la demanda creciente del sistema. La subestación Lago Agrio está copada, los alimentadores que sirven a la ciudad de Nueva Loja están próximos a sobrecargarse y no hay posibilidad de incrementar nuevos alimentadores. Otro punto importante a considerarse es que no se podrá mejorar el nivel de voltaje en la subestación Lago Agrio y por ende en todo el sistema.

La implementación del esquema 2, permitirá tener un sistema eléctrico confiable que satisfaga la demanda a futuro, especialmente en la ciudad de Nueva Loja. Como ya se indicó, el doble circuito existente, se convertiría en alimentadores primarios de distribución. Al evacuarse parte de la potencia generada por medio de la línea construida a 69 kV, se mejorará el nivel de voltaje en la subestación Lago Agrio y las pérdidas de potencia activa serán menores .

Si bien la implementación del esquema 1 requiere una menor inversión inicial, en dos años tendría que necesariamente construirse el esquema 2 y realizarse las inversiones que se requieren para que el sistema funcione como se diseñó. Con este simple razonamiento, sería ilógico invertir en un esquema que a muy corto tiempo ya no sería operable.

Los costos referenciales, que incluyen materiales, mano de obra y administración para la implementación del esquema 2, son:

- S/E 5/6.25 MVA, 69/13.8 kV Terminal: US$ 800,000.00
- Posición de línea, 69 kV: US$ 250,000.00

-	L/ST 69 kV, 266.8 MCM, 5 km:	US$	230,000.00
-	Protección direccional:		
	Línea Laguna – Lago Agrio	US$	7,000.00
	Línea Jivino Coca	US$	7,000.00

Cabe indicar que al final del primer año, se deberá realizar una inversión del 60% del costo total; al final del segundo año el restante 40%; y, del final del tercer año en adelante, los desembolsos se deben a gastos de operación y mantenimiento.

5.3 SELECCION DEL ESQUEMA OPTIMO

Por los razonamientos expuestos, no cabe duda que el esquema 2 es el que se deberá implementar. En el Diagrama No. 12, se presenta el diagrama unifilar de cómo sería el sistema eléctrico de la Empresa Eléctrica Regional Sucumbíos.

El sistema de protecciones se muestra en el Diagrama No. 13, el cual consta de los relés y de los transformadores de corriente.

Para conocer las condiciones de operación en estado estable del sistema propuesto, se realiza una corrida de flujo de potencia para las mismas condiciones de demanda máxima que se realizó el en capítulo 3 en el CASO BASE. Los parámetros de la línea de subtransmisión a 69 kV que va de la subestación Laguna a la subestación Lago Agrio son iguales a los de las líneas Jivino – Lago Agrio ó Jivino – Shushufindi, debido a que la Empresa tiene en su bodega torres tipo Acacia 200/F4/3TA; el conductor igual, es 266.8 mcm AWG, tipo ACSR. En la barra de 13.8 kV de la subestación Lago Agrio se instala además, 1 MVAR para compensación reactiva. En el Diagrama No. 14 se indican los resultados de la corrida del flujo de potencia.

Se puede observar que el nivel de voltaje en la barra de 13.8 kV en la subestación Lago Agrio es de 0.99 p.u.; se mejora también el voltaje en las barras de Santa Cecilia, Jambelí, Sevilla, Cascales y Lumbaquí. Las pérdidas de potencia activa

son del orden del 0.62 % y las de potencia reactiva del 6.3 %. Con lo indicado, se verifica que las condiciones de operación del sistema eléctrico han mejorado, el nivel del voltaje en todo el sistema está dentro de lo permisible; excepto, en las barras de Lumbaquí, Cascales y Sevilla que están en el límite.

Resulta necesario también realizar el estudio de cortocircuitos para el sistema propuesto. Los resultados del mismo, se indican en el CUADRO No. 21.

5.4 COORDINACION DE LAS PROTECCIONES

Los mismos criterios indicados en el capítulo 4, así como los procedimientos descritos, sirven para realizar la coordinación del sistema de protecciones diseñado.

El relé R3 debe coordinarse con el relé R1, la calibración de los dos relés es la misma que se realizó con el esquema que está en funcionamiento. Los relés R2 y R2.1 deben operar sin ninguna restricción; en tanto que el relé R4 debe coordinarse con los anteriores.

La calibración de los relés R5 y R6 es igual a la realizada en el capítulo anterior.

R7 y R8, deben coordinarse con el relé RB que protege a un alimentador primario de distribución que sale de la barra de 13.8 kV de la subestación Coca.

La secuencia de coordinación de los relés de falla a tierra es la misma que para los de fase.

En el CUADRO No. 22 se indica la calibración de los relés del esquema de protecciones diseñado.

ABB dispone de relés electromecánicos direccionales de sobrecorriente, tipo CR, polarizados por voltaje entre líneas, para detección de fallas de fase. En el presente caso, se utilizará el relé del tipo CR-9, cuya característica de tiempo es muy inversa. Este tipo de relé consta de una unidad direccional (D) y de una de sobrecorriente (CO).

Para la protección de fallas a tierra, el tipo de relé que se deberá instalar es del tipo CRC, polarizado por voltaje residual; el CRC-9, tiene la característica de tiempo muy inversa.

Las características de estos relés también se pude ver en el CD ROM de la AAB Network Partner: Buyer's Guide 98/99; Protection, Monitoring and Control Descriptive Literature.

CUADRO No. 21 ESTUDIO DE CORTOCIRCUITOS

SISTEMA PROPUESTO. DEMANDA MAXIMA

CASO BASE

SUBESTACION	BARRA		VOLTAJE	IBASE	FALLA TRIFASICA		FALLA MONOFASICA	
	DENOMINACION	No.	(kV)	(A)	I (p.u)	I (kA)	I (p.u)	I (kA)
JIVINO	OSCILANTE	1	4.16	1,387.86	18.155	25.197	17.504	24.293
LUMBAQUI	LUM044	2	0.44	13,121.60	14.379	188.675	14.977	196.522
LAGUNA	G. MOTORS 1	3	4.16	1,387.86	8.439	11.712	7.132	9.898
LAGUNA	G. MOTORS 2	4	4.16	1,387.86	8.439	11.712	7.132	9.898
LAGUNA	G. MOTORS 3	5	4.16	1,387.86	8.439	11.712	7.132	9.898
PAYAMINO	CAT. 2	6	4.16	1,387.86	7.884	10.942	6.860	9.521
PAYAMINO	G. MOTORS 1	7	4.16	1,387.86	6.585	9.139	6.155	8.542
PAYAMINO	G. MOTORS 2	8	4.16	1,387.86	7.375	10.235	6.595	9.153
JIVINO	JIVI 13.8	9	13.8	418.37	12.096	5.061	15.205	6.361
PAYAMINO	PAYA 13.8	10	13.8	418.37	9.338	3.907	11.066	4.630
SHUSHUFINDI	SHUSHU 13.8	11	13.8	418.37	2.429	1.016	2.664	1.115
LAGO AGRIO	LAGO 13.8	12	13.8	418.37	4.249	1.778	4.799	2.008
LUMBAQUI	LUMBA 13.8	13	13.8	418.37	1.639	0.686	1.524	0.638
LAGUNA	LAGU 13.8	14	13.8	418.37	11.296	4.726	13.756	5.755
JIVINO	JIVI 69	15	69.0	83.67	11.318	0.947	0.000	0.000
PAYAMINO	PAYA 69	16	69.0	83.67	9.457	0.791	9.679	0.810
SHUSHUFINDI	SHUSHU 69	17	69.0	83.67	9.186	0.769	0.000	0.000
LAGUNA	LAGU 69	18	69.0	83.67	10.008	0.837	0.000	0.000
LAGO AGRIO	LAGO 69	19	69.0	83.67	10.165	0.851	0.000	0.000

CUADRO No. 22

SISTEMA PROPUESTO
COORDINACION DE LAS PROTECCIONES

SUBESTACION	DENOMINACION RELE	COORDINACION	RTC	TAP	DIAL	ITT	CALIBRACION		CALIBRACION UNID. INST.	
							I(A)	t(s)	I(A)	t(s)
LAGO AGRIO	R1	50,51	300/5	2.5	2	70	2000	0.25	4182	
LAGUNA	R2	50,67	100/5	4	2	42	700	0.50	850	
LAGO AGRIO	R2.1	50,67	100/5	4	2	42	700	0.50	850	
LAGO AGRIO	R3	50,51	350/5	5	4	60	3000	0.65	4182	
JIVINO	R4	50,51	100/5	4	6	40	700	1.00	802	
SHUSHUFINDI	RA	50,51	150/5	3	2	34	800	0.30	1007	
SHUSHUFINDI	R5	50,51	300/5	2.5	3	17	1000	0.55	1007	
JIVINO	R6	50,51	100/5	1.5	5	37	700	0.80	742	
COCA	RB	50,51	300/5	2.5	2	65	2000	0.25	3879	
COCA	R7	50,67	350/5	5	3	55	3000	0.80	3879	
JIVINO	R8	50,67	100/5	4	4	38	600	1.40	769	
LAGO AGRIO	R1N	50N,51N	300/5	1.5	2	20	600	0.35	1255	
LAGUNA	R2N	50N,67N	100/5	1.5	2	13	210	0.40	255	
LAGO AGRIO	R2.1N	50N,67N	100/5	1.5	2	13	210	0.40	255	
LAGO AGRIO	R3N	50N,51N	350/5	1.5	4	18	900	0.65	1255	
JIVINO	R4N	50N,51N	100/5	1.5	6	12	210	0.90	241	
SHUSHUFINDI	RAN	50N,51N	150/5	1	2	10	240	0.40	302	
SHUSHUFINDI	R5N	50N,51N	300/5	0.7	3	7	302	0.45	302	
JIVINO	R6N	50N,51N	100/5	0.5	5	11	222	0.70	222	
COCA	RBN	50N,51N	300/5	0.7	2	19	600	0.25	1164	
COCA	R7N	50N,67N	350/5	1.5	3	16	900	0.8	1164	
JIVINO	R8N	50N,67N	100/5	1.5	4	11	180	1.40	231	

7SJ63 Unit data

Measuring circuits

System frequency	50Hz/60Hz
Current transformer	
Rated current I_{nom}	1 A or 5 A settable
Option: sensitive ground-fault c.t.	$I_{Ns} \leq 1.6$ A
Power consumption at $I_{nom} = 1$ A	< 0.05 VA per phase
Power consumption at $I_{nom} = 5$ A	< 0.3 VA per phase
■ For sensitive ground-fault detection at 1 A	approx. 0.05 VA
Overload capability	
■ Thermical (effective)	100 x I_{nom} for 1 s 30 x I_{nom} for 10 s 4 x I_{nom} continuous
■ Dynamic (impulse current)	250 x I_{nom} (half cycle)
Overload capability if equipped with sensitive ground-fault current transformer	
■ Thermal (effective)	300 A for 1 s 100 A for 10 s 15 A continuous 750 A (half cycle)
Voltage transformer	
Rated voltage V_{nom}	100 V to 208 V
Power consumption at $V_{nom} = 100$ V	< 0.03 VA per phase
Overload capability in voltage path (phase-neutral voltage)	
Thermal (effective)	230 V continuous
Measuring transducer inputs	
■ Input current	DC 0 - 20 mA
■ Input resistance	10 Ω
■ Power consumption	5.8 mW at 24 mA

Auxiliary voltage

Auxiliary voltage supply via integrated DC/DC converter

Rated auxiliary voltage V_{aux}	DC AC	24/48 V	60/125 V	110/250 V 115 V
Permissible tolerance	DC AC	19 - 57 V	48 - 150 V	88 - 300 V 92 - 138 V preferred
Ripple voltage, peak-peak		≤ 12 %		
Power consumption		7SJ631	7SJ632 7SJ633	7SJ635 7SJ636
inactive	approx.	4 W	5.5 W	7 W
energized	approx.	10 W	16 W	20 W
Back-up time during loss/short circuit of auxiliary direct voltage	≥ 50 ms at $V \geq 110$ V DC ≥ 20 ms at $V \geq 24$ V DC ≥ 10 ms at V AC ≥ 1.5 V AC			

Binary inputs/indication inputs

Version	7SJ631	7SJ632	7SJ633	7SJ635	7SJ636
Number	11	24	20	37	33
Voltage range	0 - 250 V DC				
Pickup threshold modifiable by plug-in jumpers					
Pickup threshold DC	17 V DC		73 V DC		
For rated control voltage DC	24/48/60 V DC		110 to 250 V DC		
Power consumption energized	0.9 mA (independent of operating voltage) for BI 1...6, 8...19, 25 ... 36; 1.8 mA for BI 7, 20...24, ...37				

Binary outputs/command outputs

Version	7SJ631	7SJ632	7SJ633	7SJ635	7SJ636
Command/indication relay	8	11	11	14	14
Contacts per command/indication relay	1 NO / form A				
Switching capacity make	1000 W / VA				
break	30 W / VA / 40 W resistive / 25 W at L/R ≤ 50 ms				
Switching voltage	≤ 250 V DC				
Permissible current	5 A continuous 30 A for 0.5 s making current, 2000 switching cycles				
Live status contact	1 NO / NC (jumper) / form A/B				
Switching capacity make	30 W / VA				
break	20 W / VA / 25 W at L/R ≤ 50 ms				
Switching voltage	≤ 250 V DC				
Permissible current	1 A continuous 30 A for 0.5 s making current, 2000 switching cycles				

Power relay (for motor control)

Version	7SJ631	7SJ632 7SJ633 7SJ636	7SJ635
Number	0	4(2)	8(4)
Number of contacts/relay	2 NO / form A		
Switching capacity make	1000 W / VA at 48 V ... 250 V / 500 W at 24 V		
break	1000 W / VA at 48 V ... 250 V / 500 W at 24 V		
Switching voltage	≤ 250 V DC		
Permissible current	5 A continuous 30 A for 0.5 s		

Measuring transducer inputs

Version	7SJ633 7SJ636
Number	2
Technical data see section "measuring circuits"	

Construction

Version	7SJ631	7SJ632	7SJ633	7SJ635 7SJ636
Case	7XP20			
Dimensions	see dimension drawings pages 77 to 81			
Weight in kg/lbs approx.	7.1/16	9.7/22	10.7/24	13.3/30
Degree of protection acc. to IEC 60529 - equipment - operator safety	IP51 IP2X with attached cover			

Siemens SIP 3.1 · 1999

Selection and ordering data

Order No.	Position	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
		7	S	J	6	3	1						

Case, binary inputs (BI) and outputs (BO), measuring transducer	
Case ½19", 11 BI, 8 BO, 1 live status contact	A
Case ½19", 24 BI, 11 BO, 4 power relays, 1 live status contact	B
Case ½19", 20 BI, 11 BO, 2 measuring transducer inputs, 4 power relays, 1 live status contact	C
Case 1/1 19", 37 BI, 14 BO, 8 power relays, 1 live status contact	D
Case 1/1 19", 33 BI, 14 BO, 2 measuring transducer inputs, 8 power relays, 1 live status contact	E
Current transformer I_n	
1 A	1
5 A	5
Auxiliary voltage (power supply, indication voltage)	
24 V to 48 V DC, threshold binary input 17 V	2
60 V to 125 V DC, threshold binary input 17 V	4
110 V to 250 V DC, 115 V AC, threshold binary input 73 V	5
Construction	
Surface-mounting case, plug-in terminals, detached HMI	A
Surface-mounting case, 2-tier terminals top/bottom	B
Surface-mounting case, screw-type terminals, detached HMI	C
Flush-mounting case, plug-in terminals (2/3 pin connector)	D
Flush-mounting case, screw-type terminals (direct connection/ring-type cable lugs)	E
Region-specific default settings/function versions and language settings	
Region DE, 50 Hz IEC, language: German only	M
Region World, 50/60 Hz, IEC/ANSI, language: English only	N
Region US, 60 Hz, ANSI, language: American only	P
Region FR, language: French only (on request)	Q
Region World, language: Spanish only (on request)	R
System port (on rear of device/Port B): Refer to page 48	
No system port	0
Protocols see page 48	9
DIGSI 4/modem port (on rear of device/Port C)	
No rear DIGSI port	0
DIGSI 4, electric RS232	1
DIGSI 4, electric RS485	2
DIGSI 4, optical 820 nm, ST connector	3
Measuring/fault recording	
Slave pointer, mean values, min/max values, fault recording	3

URGENTE !!

7SJ63 Protection function packages

Designation			ANSI No.	Description
Basic version				Control
			50/51	Time-overcurrent protection $I>$, $I>>$, I_p, reverse interlocking
			50N/51N	Ground protection $I_E>$, $I_E>>$, I_{Ep}
			49	Overload protection (with 2 time constants)
			46	Phase balance current protection
			50BF	Circuit-breaker failure protection
			74TC	Trip circuit supervision
				4 setting groups, cold-load pickup
				Inrush blocking
			86	Lock out
■		V/f	27/59	Under/overvoltage
			81 O/U	Under/overfrequency
■	Dir		67/67N	Direction determination for overcurrent, phases and ground
			47	Phase sequence
■	Dir	V/f	67/67N	Direction determination for overcurrent, phases and ground
			47	Phase sequence
			27/59	Under/overvoltage
			81O/U	Under/overfrequency
Directional ground-fault detection	Dir		67/67N	Direction determination for overcurrent, phases and ground
			47	Phase sequence
			67Ns*)	Sensitive ground-fault detection
■			64	Displacement voltage
Directional ground-fault detection ■			67Ns*)	Sensitive ground-fault detection, Directional ground-fault detection
			64	Displacement voltage
Directional ground-fault detection ■	Motor	V/f	67Ns*)	Sensitive ground-fault detection
			64	Displacement voltage
			37	Undercurrent monitoring
			48	Starting time supervision
			66/86	Reclosing lockout
			27/59	Under/overvoltage
			81O/U	Under/overfrequency
Directional ground-fault detection ■	Dir Motor	V/f	67/67N	Direction determination for overcurrent, phases and ground
			47	Phase sequence
			67Ns*)	Sensitive ground-fault detection
			64	Displacement voltage
			37	Undercurrent monitoring
			48	Starting time supervision
			66/86	Reclosing lockout
			27/59	Under/overvoltage
			81O/U	Under/overfrequency
■	Dir Motor	V/f	67/67N	Direction determination for overcurrent, phases and ground
			47	Phase sequence
			37	Undercurrent monitoring
			48	Starting time supervision
			66/86	Reclosing lockout
			27/59	Under/overvoltage
			81O/U	Under/overfrequency
■	Motor		37	Undercurrent monitoring
			48	Starting time supervision
			86	Reclosing lockout
ARC, fault locator				without
			79	with auto reclose
				with fault locator**)
				with auto reclose, with fault locator**)

■ Basic version included

*) For isolated/compensated networks
V/f = Voltage/frequency protection
Dir = directional overcurrent protection
**) not with position 14/15 = FA, HA

CAPITULO 6

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Al terminar de analizar el Sistema Eléctrico de La Empresa Eléctrica Regional Sucumbíos S.A. que se halla en funcionamiento; y luego de diseñar un nuevo sistema eléctrico con sus protecciones, objetivos del presente trabajo; se llega a las conclusiones que se indican a continuación:

- El Sistema Eléctrico de la Empresa Eléctrica Regional Sucumbíos S.A. que se halla operando, no es funcional. El doble circuito que une la Central Celso Castellanos con la subestación Lago Agrio, a 13.8 kV; hace que el nivel de voltaje en dicha subestación esté en el límite de lo permisible. Otras barras que tienen niveles de voltaje bajos son las de Santa Cecilia, Jambelí, Sevilla, Cascales y Lumbaquí; el problema de agrava cuando la minicentral hidráulica Lumbaquí sale del sistema de generación. En las demás barras del sistema; es decir, en las subestaciones de Shushufindi y Coca, los niveles de voltaje son aceptables.

- Con el estudio de flujos de potencia se concluye que las pérdidas de potencia activa y reactiva del sistema de subtransmisión para la demanda máxima en estudio ocurrida el día 17 de octubre de 2000, son del orden del 2.36% y 18.83 % respectivamente. Las líneas de subtransmisión no están sobrecargadas, los transformadores de potencia tampoco, excepto el de la subestación Shushufindi.

- La construcción de la línea propuesta entre la subestación Lago Agrio y la subestación La Laguna a 69 kV; y, la instalación de compensación reactiva capacitiva de 1 MVAR en la subestación Lago Agrio, logra una mejora en el nivel de voltaje en las barras de todo el sistema. Debido a que la transmisión de potencia activa de 6.5 MW que genera la Central Celso Castellanos al sistema sería a 69 kV, se reducen las pérdidas de potencia activa.

- Para demanda mínima, el sistema funciona mejor cuando se genera en las tres centrales térmicas; es decir, en la Central Jivino, en la Central Celso Castellanos y en la Central Payamino; obviamente, la minicentral hidráulica Lumbaquí también debe estar operando.

- Los niveles de cortocircuito no cambian mayormente si se tiene diferentes configuraciones del sistema y de generación.

- Analizado el sistema de protecciones que está en funcionamiento, en lo que se refiere a las protecciones para los grupos electrógenos de generación y para los transformadores de potencia, se puede indicar que es la adecuada; se tiene protección de sobrecorriente con restricción de voltaje para los generadores y protección diferencial para fallas en los transformadores de fuerza mayores o iguales a 5 MVA de potencia.

- Para la protección del sistema de subtransmisión, se usan únicamente relés de sobrecorriente, con unidades de tiempo inverso e instantáneas para la protección de las fases y protección contra fallas a tierra, los cuales no permiten la coordinación óptima debido a que existen en el sistema sectores con puntos de generación en ambos extremos; el sistema en operación, es poco confiable y no selectivo.

- El sistema de protecciones diseñado, toma como base el sistema que está funcionando correctamente: como se indicó, la protección del sistema de generación y de los transformadores de potencia es la adecuada. En la protección del sistema de subtransmisión, en la línea que une la subestación Lago Agrio y la subestación Lumbaquí, a pesar de que existe generación en los extremos, no se requiere protección direccional debido a que el aporte de potencia de cortocircuito de la central Lumbaquí es despreciable con respecto a las corrientes de falla que se producen la barra de la subestación Lago Agrio; por lo tanto este tramo del sistema eléctrico se encuentra bien protegido con relés de sobrecorriente, con unidades de tiempo inverso e instantáneas. De la misma manera, la línea de subtransmisión que conecta la subestación Jivino con la subestación Shushufindi, es netamente radial; la

protección es de sobrecorriente. Las partes indicadas del sistema de protecciones existente, es la que no cambia en el sistema diseñado.

- El nuevo sistema de protecciones, se adapta a la variación en la configuración del sistema eléctrico propuesto. La protección de la línea a 69 kV entre la subestación Lago Agrio y la subestación Laguna (nueva), es direccional. Otro tramo del sistema que requiere protección de sobrecorriente direccional es la línea Jivino – Coca. La incorporación de unidades de sobrecorriente direccionales para la protección de las fases y para la protección de fallas a tierra, permiten una mejora en la confiabilidad y selectividad del sistema de protecciones.

- Los equipos que se eligieron para formar parte del sistema diseñado, tienen características similares a los equipos que se hallan en funcionamiento. En la actualidad, existen unidades electrónicas multifunción, donde se tiene medición, protección de sobrecorriente, direccional, etc., en una sola; pero sería poco práctico cambiar todo el sistema de medición y protección a este tipo de equipo, debido a la limitación económica. El sistema de protecciones diseñado, es el más simple de implementar y el más económico.

- Los relés escogidos, que se pueden encontrar en el mercado son electromecánicos direccionales de sobrecorriente, tipo CR-9, polarizados por voltaje entre líneas, para detección de fallas de fase , cuya característica de tiempo es muy inversa. Para la protección de fallas a tierra, el tipo de relé que se deberá instalar es el CRC-9, polarizado por voltaje residual, la característica de tiempo es muy inversa.

Las recomendaciones que se muestran a continuación, sirven para mejorar el funcionamiento del sistema eléctrico en general:

- La construcción de la línea a 69 kV entre la Central Celso Castellanos y la subestación Lago Agrio, permitirá como ya se dijo, mejorar el voltaje del sistema; además, se contará con nuevos primarios de distribución para

satisfacer la creciente demanda en la ciudad de Nueva Loja (el doble circuito se convertiría en alimentadores de distribución).

- En el alimentador que une la Central Lumbaquí con la subestación Lago Agrio, se requiere un estudio con mayor detalle, con ello, se podrá determinar el sitio adecuado para instalar reguladores de voltaje que mejoren el nivel de voltaje en las poblaciones de Jambelí, Cascales, Sevilla, Jambelí y Santa Cecilia.

- La minicentral hidráulica Lumbaquí siempre deberá estar en funcionamiento.

- El transformador de potencia de 2.5 MVA de la subestación Shushufindi está en el límite de su capacidad de carga. Se requiere urgentemente el cambio por uno de mayor potencia. A pesar que la conexión del sistema eléctrico de la Empresa Eléctrica Sucumbíos S.A. al Sistema Nacional Interconectado por medio de una línea a 138 kV de la subestación Agoyán a la subestación Tena, y de ésta a la subestación Coca; no se desarrolla en el presente estudio; a largo plazo deberá darse, según la proyección y metas del CONELEC para la primera década del nuevo milenio en el sector eléctrico de nuestro país. Para esta situación, la Central Celso Castellanos probablemente dejará de funcionar y toda la demanda requerida por la subestación Lago Agrio pasará por el transformador de potencia de 5 MVA de capacidad; el cual, estaría sobrecargado. Al respecto se recomienda, instalar en la subestación Lago Agrio un transformador de 10 MVA de potencia y el que está actualmente, pasarlo a la subestación Shushufindi.

- En cuanto al sistema de protecciones existente, se puede calibrar los equipos con los valores de coordinación calculados en el desarrollo del estudio.

- Dependiendo de la solución que se opte para mejorar el suministro de energía eléctrica al área de concesión de la Empresa Eléctrica Regional Sucumbíos S.A., ya sea por la propuesta realizada en el presente trabajo u otra que posibilite el mejoramiento del sistema eléctrico, se pueden

implementar el sistema de protecciones diseñado o en su caso, mantener los lineamientos detallados a lo largo de este trabajo.

REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

(1) ARGUELLO, Gabriel; Análisis y control de sistemas eléctricos de potencia; EPN; Quito, Ecuador; 1988.

(2) BERDY, John; Protective Relaying; Power Systems Engineering Course; General Electric; USA.

(3) CLARKE, Edith; Circuit Analysis of A-C Power Systems; Vol I, II; General Electric Series; seventh printing; 1961.

(4) LOAIZA, Luis Felipe; Estudio de las protecciones del Sistema Eléctrico Centro Sur; Tesis de Grado; EPN, Facultad de Ingeniería Eléctrica; Quito, Ecuador; 1985.

(5) OREJUELA, Víctor; Introducción a SEP; Cátedra, semestre octubre marzo; Facultad de Ingeniería Eléctrica, EPN; Quito; Ecuador; 1995.

(6) SARMA, Mulukutla; Synchronous Machines, Their Theory, Stability and Excitación Systems; Gordon and Breach Science Publishers; USA; 1979.

(7) STEVENSON, William; Sistemas Eléctricos de Potencia; McGRAW – HILL LATINOAMERICANA, S.A.; segunda edición; Bogotá, Colombia; 1979.

(8) VARIOS; Applied Protective Relaying; Westinghouse Electric Corporation, Relay – Instrument Division; segunda edición, USA; 1979.

(9) VARIOS; Curso de Protecciones; CESI – INECEL; Quito, Ecuador; 1984.

(10) VARIOS; Buyer's Guide 98/99 Protection, monitoring and Control, Descriptive Literature; ABB Network Partner.

(11) VARIOS; Distribution – System Protection Manual; McGRAW – EDISON COMPANY, Power Systems Division; Bulletin No. 71022.

(12) VARIOS; Electrical Transmission and Distribution Reference Book; Westinghouse Electric Corporation; cuarta edición, USA; 1964.

(13) VARIOS; Manual de relés; General Electric.

(14) VARIOS; Manual de relés; SIEMENS.

(15) VARIOS; Planeamiento y Manutención de Sistemas Eléctricos; TRIEL, Seminario sobre desarrollo de Sistemas de Potencia; Quito, Ecuador; 1984.

(16) VARIOS; Power System Analysis; Power Systems Engineering Course; General Electric; USA.

(17) VARIOS; Teoría y análisis de Máquinas Eléctricas; Editorial Hispano Europea; Barcelona, España; 1975.