

Universidad Nacional de Ingeniería

Facultad de Ingeniería Eléctrica y Electrónica.



**COORDINACIÓN DE LA PROTECCIÓN DEL SISTEMA
ELÉCTRICO 66 kV CORONGO - PALLASCA.**

INFORME DE INGENIERÍA

Para optar el Título Profesional de
INGENIERO ELECTRICISTA

CARLOS ALBERTO INOPE MANTERO

Promoción 89-II

Lima - Perú.

1998

A mi esposa, padres y hermanos.

**COORDINACIÓN DE LA PROTECCIÓN DEL SISTEMA
ELÉCTRICO 66 kV CORONGO - PALLASCA**

SUMARIO.

El presente trabajo presenta una situación real ocurrida durante la construcción de un proyecto en el que se presentan problemas para la coordinación de los dispositivos de protección nuevos a instalarse con los equipos existentes del sistema eléctrico al que se conectaría.

La solución implementada y que se desarrolla en el presente trabajo parte de utilizar los sistemas convencionales de solución de problemas de calibración de protecciones, cálculo de parámetros, cálculo de corrientes de cortocircuito y calibración de curvas de protección, para luego afinar dicha calibración con los requerimientos del sistema y las dificultades que, tanto los equipos instalados como los existentes, imponen al sistema de protección.

Los resultados son probados mediante un análisis de operatividad de los relés de protección y mediante fallas simuladas en la red. Dichos resultados son analizados y comentados.

INDICE

PRÓLOGO	1
CAPÍTULO I	
DATOS GENERALES DEL PROYECTO	2
1.1 Objetivo del Proyecto.	2
1.2 Área de influencia del Proyecto.	3
CAPÍTULO II	
MARCO TEÓRICO	5
2.1 Consideraciones sobre los relés de protección de sobrecorriente.	5
2.2 Consideraciones sobre los relés de protección de distancia.	8
2.3 Denominación de los relés de protección.	10
CAPÍTULO III	
DESCRIPCIÓN DE LA RED ELÉCTRICA CORONGO-PALLASCA	12
3.1 Alcances del Proyecto.	12
3.2 Características del Sistema	12
3.3 Características del Sistema Eléctrico.	14
3.3.1 Línea de Transmisión	14
3.3.2 Subestaciones	15

CAPÍTULO IV

DETERMINACIÓN DE LOS PARÁMETROS ELÉCTRICOS

DEL SISTEMA CORONGO-PALLASCA	16
4.1 Parámetros de la Línea de Transmisión Corongo-Pallasca.	17
4.2 Parámetros de los equipos involucrados en el sistema	
Transformadores de potencia	19
4.3 Cálculo de Corrientes de cortocircuito.	20

CAPÍTULO V

SISTEMA DE PROTECCIÓN CORONGO-PALLASCA

5.1 Descripción del sistema de protección.	21
5.1.1 Subestación Huallanca - Línea Minas El Águila.	21
5.1.2 Subestación La Pampa.	22
5.1.3 Subestación Pallasca.	22
5.2 Principio de Operación del Sistema de Protección.	23
5.2.1 Protección de distancia (Relé 21)	26
5.2.2 Protección de sobrecorriente y sobrecorriente a tierra.	
(Relé 50/51N)	28

CAPÍTULO VI

COORDINACIÓN DE LA PROTECCIÓN SISTEMA ELÉCTRICO

CORONGO-PALLASCA	31
6.1 Calibración de los relés de falla entre fases.	31
6.2 Calibración de los relés de falla a tierra.	31
6.3 Protección de distancia.	37

CAPÍTULO VII	
PRUEBAS DEL SISTEMA DE PROTECCIÓN.	39
7.1 Observaciones del cliente a la solución presentada.	39
7.2 Análisis de la solución presentada.	40
7.3 Prueba de Operación de los Relés ante falla simulada.	40
CONCLUSIONES	43
ANEXO A	
DIAGRAMA DE ESTRUCTURAS.	46
ANEXO B	
CÁLCULO DE LOS PARÁMETROS DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN	50
ANEXO C	
DIAGRAMA UNIFILAR EASY POWER CORRIENTES DE CORTOCIRCUITO	62
ANEXO D	
SOLUCIÓN GRÁFICA DE COORDINACIÓN DE RELÉS DE PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE.	65
ANEXO E	
CURVAS DE CALIBRACIÓN DE RELÉS COOPER	71
ANEXO F	
METODOLOGÍA PARA MEDICIÓN DE PARÁMETROS ELÉCTRICOS DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN	74
BIBLIOGRAFÍA	86

PRÓLOGO.

El presente trabajo pretende presentar una situación real, que ocurre comunmente en sistemas eléctricos nuevos y en antiguos que sufren modificaciones, cuando se trata de efectuar recalibraciones de los relés de protección.

Se ha utilizado los métodos tradicionales de solución de problemas de protecciones. Para el caso del cálculo de corrientes de cortocircuito de ha utilizado un programa especializado, con el fin de evitar ser tedioso en la exposición del tema, considerando además que el tema del presente trabajo no es determinar la coordinación del sistema de protección sino exponer lo que sucedió al tratar de implementar dicha solución en el sistema.

CAPÍTULO I DATOS GENERALES DEL PROYECTO.

1.1 Objetivo del Proyecto.

La obra Línea de Transmisión 66 kV Corongo-Pallasca tiene como objetivo el suministro de Energía Eléctrica a los Pequeños Sistemas Eléctricos de Corongo, Pallasca y Santiago de Chuco, con suministro proveniente de la Central Hidroeléctrica del Cañón del Pato.

Para ello se ha realizado una derivación en “T” desde la línea de transmisión de 66 kV Huallanca-Minas El Aguila en la provincia de Corongo. Configurando así una red radial que va desde la C.H. Huallanca a la S.E. Pallasca.

Los trabajos realizados para el Proyecto comprenden las siguientes instalaciones :

- Línea de Transmisión 66 kV La Pampa-Pallasca.
- Subestación La Pampa 66/13.2 kV, 3 MVA.
- Subestación Pallasca 66/22.9/10 kV, 7 MVA.
- Sistema de Comunicaciones.

Este trabajo muestra un caso en el que se presentaron dificultades para lograr la coordinación de los elementos de protección del nuevo sistema, básicamente de sobrecorriente y de distancia, en su integración al sistema existente y que requirieron para su solución la adopción de criterios definidos, cuyas discusiones se presentan.

Del estudio de las alternativas analizadas se han considerado algunas conclusiones que podrán servir de ayuda en la solución de futuros proyectos que requieran de una derivación en “T” para su conexión a un sistema, similares al Proyecto de Corongo-Pallasca.

1.2 Area de influencia del Proyecto.

Se presentan a continuación las características climáticas y geográficas del proyecto. El área del proyecto se ubica en las provincias de Corongo y Pallasca del departamento de Ancash. En la figura No. 1.1 se muestra la ubicación geográfica del proyecto.

a) Características climáticas y geográficas.

Humedad relativa máxima	:	70%
Temperatura mínima	:	5 °C
Temperatura máxima	:	30 °C
Temperatura promedio anual	:	12 °C
Altitud	:	1800 - 3150 msnm
Velocidad máxima del viento	:	:84.5km/h 10m altura.
Precipitación pluvial	:	200 mm
Condición de hielo	:	Ninguna
Contaminación	:	:La atmósfera no es corrosiva.
Nivel isoceraúnico	:	:40 días tormenta-año el tramo Llapo-Pallasca

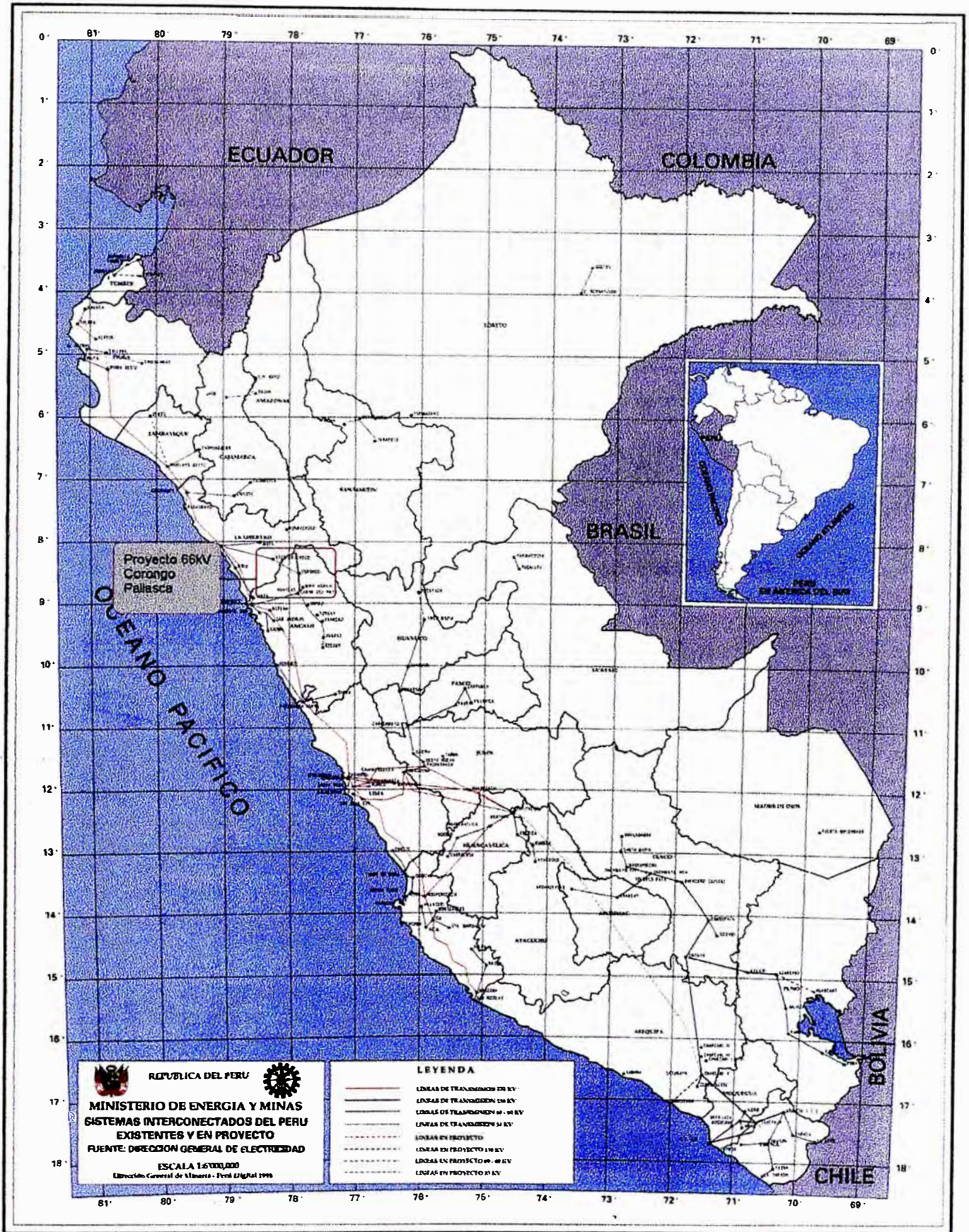


Figura No. 1.1 : Ubicación Geográfica del Proyecto.

CAPÍTULO II MARCO TEÓRICO.

2.1 Consideraciones sobre los relés de protección de sobrecorriente.

Es común confundir un relé de sobrecorriente con un relé de sobrecarga, la diferencia radica en que el primero actúa bajo condiciones de falla del sistema (falla a tierra, falla bifásica, falla trifásica, etc.) y en el segundo no necesariamente debe ocurrir una falla para que actúe sino un incremento en los requerimientos de carga del sistema. En todo caso se debe tener en cuenta que un relé de sobrecorriente sea utilizado como tal.

En un sistema eléctrico los valores de corriente de falla varían a lo largo de su topología, debido a la presencia de transformadores de potencia y a que la impedancia de las líneas de transmisión varía en función a la longitud de las mismas. En una red radial los elementos de sobrecorriente se conectan en series de tal manera que puedan discriminar las fallas en cada una de las ramas de su topología. En una red multilazo los relés de sobrecorriente deberán tener un elemento direccional para despejar correctamente la falla.

Según el “Protective Relays Application Guide” de GEC Measurements (General Electric Co.) [1], la información necesaria para efectuar un estudio de ajuste y coordinación de relés de sobrecorriente es la siguiente :

- 1) Diagrama unifilar del sistema eléctrico incluyendo los relés con sus características y transformadores de corriente asociados. En los transformadores de

corriente multirrelación es muy importante conocer en que relación de transformación se encuentran al momento de efectuar el estudio.

2) Las impedancias en ohms, en porcentaje o por unidad de todos los transformadores, generadores, máquinas rotativas y líneas de transmisión. Estos datos van a permitir determinar los valores de corriente de falla de cortocircuito (Trifásico, bifásico, bifásico a tierra y monofásico a tierra). En los casos en los que se estudian sistemas que se integran a un sistema principal, como es el caso del presente trabajo, será necesario conocer las potencias de cortocircuito de la barra de conexión y la relación X/R y X_o/R_o del sistema al cuál se está conectando una nueva red eléctrica.

3) Los valores máximos y mínimos de las corrientes de falla que van a circular por cada uno de los dispositivos de protección. Los valores máximos se obtienen para valores de generación máxima y viceversa. Como se mencionó los relés de sobrecorriente operan con corrientes de falla, por lo que los valores de demanda (carga) no deben ser considerados para el ajuste y coordinación de los relés.

4) Las corrientes de arranque de los motores de inducción, así como sus tiempos de encendido y parada. Esta información es utilizada para evitar que cuando motores de inducción de potencia importante arranquen, no hagan actuar las protecciones asociadas a sus barras.

Es importante tener presente que la función principal de los relés de sobrecorriente es aislar las fallas de cortocircuito del sistema, discriminándola de aquellos ramales que pueden continuar prestando servicio. Dicha discriminación se efectúa en función al tiempo de operación del relé y al valor de la corriente de falla, de tal manera que se obtenga los menores tiempos de operación para valores máximos de corriente de falla de cortocircuito.

En redes radiales, que tienen generación en sólo uno de sus extremos, los valores de corriente de cortocircuito van disminuyendo conforme se va alejando de la fuente de generación. En ese caso los relés que se ubican más cerca de la generación tendrán tiempos de operación mayores que aquellos que se encuentran en los extremos alejados de la fuente de generación.

En cuanto a la diferencia de tiempo que debe existir entre la operación de un relé de sobrecorriente y otro adyacente, GEC Measurements [1] recomienda que éste debe ser igual al 25% del tiempo de operación del relé adyacente más un margen de 0.25 segundos. Dicho margen considera los errores de operación del relé por una falsa actuación por energía almacenada en su sistema (sea electromecánico o estático), el tiempo de operación de los interruptores de potencia asociados y los errores de medición de los transformadores de corriente. En cualquier caso esta diferencia no debe ser menor a 0.35 segundos.

Actualmente los relés estáticos poseen curvas de operación normalizadas y que responden a expresiones matemáticas definidas, lo cuál permite determinar el tiempo de operación de los relés de forma muy exacta. Estas curvas de operación son .

Estandar Inversa	$t = K \cdot \frac{0,14}{(I_s^{0.02}-1)}$ seg.
------------------	------------------------------------------------

Muy Inversa	$t = K \cdot \frac{13,5}{(I_s-1)}$ seg.
-------------	-----------------------------------------

Extrema Inversa	$t = K \cdot \frac{80}{(I_s^2-1)}$ seg.
-----------------	-----------------------------------------

Tiempo Definido	$t = K \cdot 2, K \cdot 4 \text{ o } K \cdot 8$ seg.
-----------------	------------------------------------------------------

- Donde :
- K** : Constante que indica el valor del dial de tiempo (TDS) o curva empleada.
 - Is** : Relación entre la corriente de cortocircuito (I_{cc}) y la corriente de base (IB) que viene a ser el valor primario de la relación de transformación del TC.
 - t** : Tiempo de actuación en segundos.

Siendo las curvas en cada tipo paralelas, es recomendable, para relés de sobrecorriente instalados en serie, considerar un solo tipo de curva de operación (inversa, muy inversa, etc.), ya que permite, con la modificación de un solo parámetro, **K**, la separación entre las mismas para lograr su correcta coordinación.

En el caso de que los relés de sobrecorriente posean distinto tipo de curva, es probable que la coordinación de dichos relés se obtenga modificando dos parámetros, el parámetro **K** y la relación de transformación de los TC (transformadores de corriente) asociados.

Los relés de sobrecorriente además cuentan con un elemento instantáneo que operará al alcanzar cierto valor de corriente. Este valor también puede ser seleccionado a un valor infinito si se considera que no es necesaria su operación. Sin embargo, debe tomarse en cuenta que un accionamiento instantáneo es un tiempo entre 0 y 250 ms.

2.2 Consideraciones sobre los relés de protección de distancia.

El relé de distancia fundamenta su operación en el principio de que la impedancia de las líneas de transmisión varía en función a su longitud. Dado que son relés de tiempo de actuación muy pequeños, son considerados la protección principal de líneas de transmisión.

Su principio de funcionamiento le permite evaluar, en todo momento, la impedancia de la línea y compararla con las impedancias (de secuencia positiva y homopolar) que se le ha ingresado como información al relé. Una diferencia leída en dichos parámetros hará actuar al relé. Es importante que al relé se ingrese información exacta (parámetros medidos) del sistema para que no se originen falsos arranques del mismo.

Los relés de distancia son capaces de discriminar fallas en función a la distancia en la que ocurren las mismas, determinando zonas de actuación (alcances) que pueden estar separadas por intervalos de tiempo definidos por el usuario del relé, bajo el principio de operación a menores tiempos en zonas más cercanas al relé y viceversa. Esto permite su operación coordinada en sistemas multilazo con comunicación vía onda portadora u otro sistema de envío de datos como vía microondas u sistema de fibra óptica.

En cuanto a la delimitación de las zonas de actuación es regular que la primera zona sea calibrada al 80% del valor de la impedancia de la línea. Esto permite tener un margen de seguridad contra posibles sobrealcances, es decir que el relé actúe por fallas que no ocurren en la línea de transmisión que protege sino por fallas ocurridas más allá de su alcance. Esto puede ser ocasionado por transitorios de corriente, errores en los transformadores de medida o, menos común, variaciones temporales de la impedancia de la línea.

El 20% restante de la línea es protegido por la segunda zona del relé de distancia a la que se añade el 50% de la línea de transmisión adyacente, si existen varias líneas se designará la línea más corta para evitar sobrealcances en la misma. Si existen

transformadores conectados a la barra deberá tomarse en cuenta su impedancia para ser comparado con el de las líneas adyacentes.

La tercera zona del relé de distancia toma el 100% de la línea adyacente más larga a la barra de llegada de la línea principal y el 25% de la siguiente línea adyacente siguiente más larga.

En segunda y tercera zona es conveniente utilizar el relé de distancia como respaldo de otras protecciones, que deberán actuar primero para evitar la actuación innecesaria del relé de distancia en los casos de sistemas radiales.

En el gráfico No. 2.1 se pueden observar las zonas de delimitación del relé de distancia.

2.3 Denominación de los relés de protección.

Con la finalidad de simplificar la identificación de los relés de protección, éstos han sido denominados en base a números y letras. A continuación se describen algunas de ellas que serán de utilidad en el seguimiento del presente trabajo.

Relé	21	Relé de distancia.
	32	Relé de potencia inversa.
	50BF	Relé de falla de interruptor.
	50/51	Relé de sobrecorriente entre fases.
	50/51N	Relé de sobrecorriente a tierra.
	67N	Relé direccional de falla a tierra.
	79	Relé de recierre.

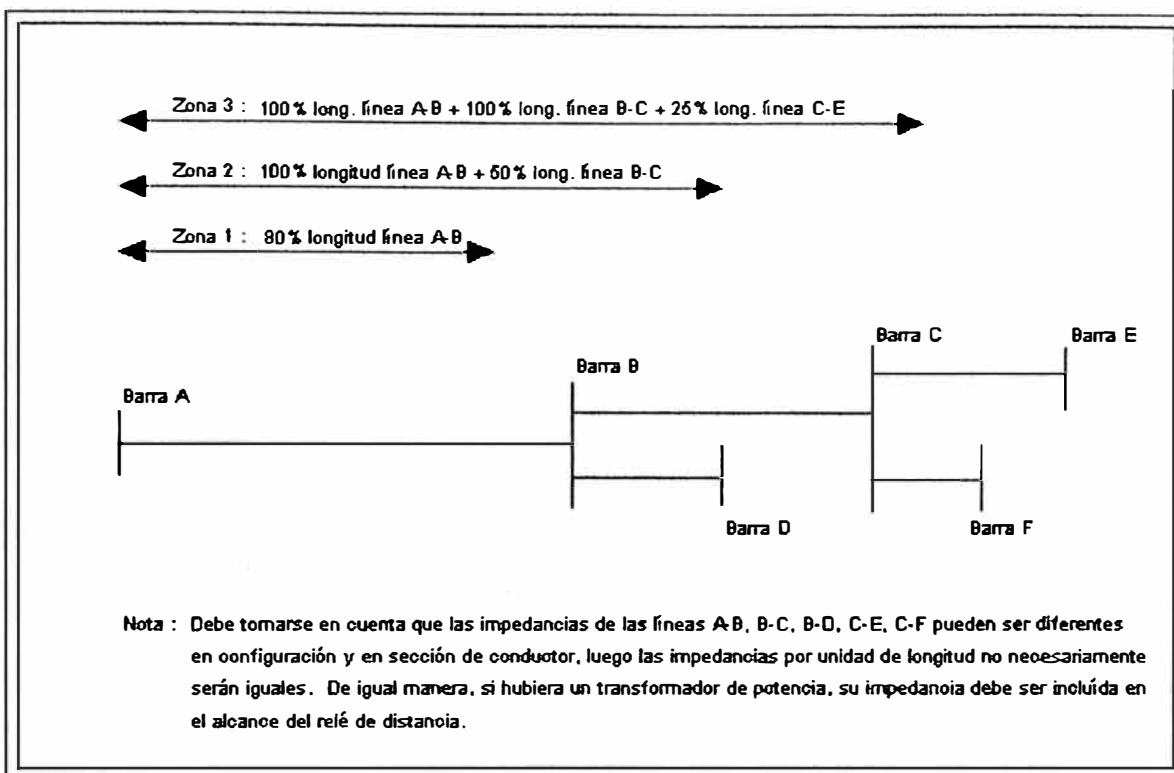


Gráfico No. 2.1 : Zonas de protección del relé de distancia.

Elaboración : Propia.

CAPÍTULO III

DESCRIPCIÓN DE LA RED ELÉCTRICA CORONGO-PALLASCA

3.1 Alcances del proyecto.

Para satisfacer la demanda de energía eléctrica de las localidades involucradas en los Pequeños Sistemas Eléctricos de Corongo, Pallasca y Santiago de Chuco, se ha ejecutado el proyecto Línea de Transmisión 66 kV La Pampa-Pallasca y las subestaciones La Pampa y Pallasca.

3.2 Características del Sistema.

La Línea de Transmisión en 66 kV que parte desde la Central Hidroeléctrica del Cañón del Pato hasta la Mina El Aguila es en simple terna, en estructuras metálicas y conductor ACSR 2/0 AWG, con una longitud de 47 km.

A 20 km de la subestación Huallanca de la línea existente que va a Minas El Aguila se ha realizado una derivación en T, teniendo una longitud de 2.56 km hasta la subestación 66/13.2 kV denominada SUBESTACION LA PAMPA, que tiene las siguientes instalaciones:

Celda de Línea de salida 66 kV.

Equipo de protección y control del equipamiento de 66 kV.

Un sistema de barra simple en 66 kV.

Un sistema de barra simple en 13.2 kV.

Una celda de transformación de 66/13.2 kV, 3 MVA ONAN, 4 MVA ONAF (futuro), para suministrar energía eléctrica a los centros poblados de la provincia de Corongo.

Transformador de Servicios Auxiliares, 50 kVA 13.2/0.4-0.23 kV

Tablero de Servicios Auxiliares.

Banco de baterías de 220 Vcc con el respectivo rectificador.

Cables de control.

Otras instalaciones conexas.

Red de tierra superficial y profunda.

La Línea de Transmisión La Pampa-Pallasca, de 59 km de longitud, en estructuras de madera, tiene, en los primeros 27.80 km, a partir de la derivación de la L.T. que va a Minas El Aguila, estructuras en simple terna hasta la localidad de LLapo, en los siguientes 31.20 km es una línea de doble terna también en postera de madera, cuyos niveles de tensión son 66 kV para transmisión y 22.9 para el sistema de distribución.

A partir de la subestación La Pampa parte la línea de transmisión 66 kV cuya longitud es de 56.3 km hasta la localidad de Pallasca en la cuál se establece al SUBESTACION PALLASCA, ésta tiene las siguientes instalaciones:

Celda de llegada en 66 kV

Transformador de potencia 66/22.9/10 kV 7/7/2 MVA

ONAN y 9/9/2.5 MVA ONAF (futuro).

Celda (1) de transformador en 22.9 kV y dos (2) celdas de salida a 22.9 kV.

Celda (1) de transformador en 10 kV.

Tableros de protección, control, medición, alarma y señalización de la subestación.

Transformador de servicios auxiliares.

Banco de baterías de 220 Vcc con el respectivo rectificador.

Red de tierra superficial y profunda de la subestación.

3.3 Características del Sistema Eléctrico.

3.3.1 Línea de Transmisión.

a) Tramo L.T. Derivación (Huallanca-Minas El Aguila) a LLapo.

- Nivel de tensión	:	66 kV
- Número de ternas	:	1
- Frecuencia del sistema	:	60 Hz
- Longitud	:	27.17 km
- Conductor	:	AAAC- 120 mm ²
- Estructuras	:	Postes de madera en H.
- Aisladores	:	Clase 52-3, Standard.
- Cable de guarda	:	No tiene.
- Número de estructuras	:	80

b) Tramo L.T. Llapo - Pallasca.

- Nivel de tensión	:	66 kV - 22.9 kV
- Número de ternas	:	1 en 66 kV - 1 en 22.9 kV.
- Frecuencia del sistema	:	60 Hz
- Longitud	:	30.53 km
- Conductor	:	AAAC- 120 mm ² - 35 mm ²
- Estructuras	:	Postes de madera en H.

- Aisladores : Clase 52-3, Standard.
- Cable de guarda : A°G° de 5/16" diám.
- Número de estructuras : 115

3.3.2. Subestaciones.

a) Subestación La Pampa.

- Potencia : 3 MVA
- Relación de transformación : 66/13.2 kV
- Regulación : Manual, sin carga.
- Conexión : Dyn5
- Salidas en 66 kV : 1
- Entrada al transf. 66 kV : 1
- Salidas en 13.2 kV : 3
- Sistema de barra simple
- Salidas exteriores al transformador de servicios auxiliares.

b) Subestación Pallasca.

- Potencia : 7/7/2 MVA
- Relación de transformación : 66+-13x1.25%/22.9/10 kV
- Regulación : Automática bajo carga.
- Conexión : Yn0 / Yn0 /d5
- Entrada al transf. 66 kV : 1
- Salidas en 22.9 kV : 2
- Salidas en 10 kV : 1
- Salidas exteriores al transformador de servicios auxiliares y los transformadores de tensión para medición en 22.9 kV.

CAPÍTULO IV

DETERMINACIÓN DE LOS PARÁMETROS ELÉCTRICOS DEL SISTEMA CORONGO - PALLASCA.

La determinación de los requerimientos de protección de un sistema eléctrico parte del cálculo de los parámetros eléctricos : las impedancias de secuencia positiva y homopolar de sus líneas de transmisión y transformadores de sus subestaciones, además deben conocerse los parámetros del sistema al cuál se va a conectar. En la mayoría de los casos es suficiente indicar para la barra de conexión las potencias de cortocircuito trifásico y monofásico a tierra y la relación X/R y X_0/R_0 en la barra de conexión.

Durante la etapa de estudio básico y de factibilidad de un proyecto se determinan las características y clase de dispositivos a ser usados para el sistema de protección. Es en la etapa final, constructiva, en donde se determinan los requerimientos y ajustes definitivos de las protecciones.

Las pruebas finales de la línea de transmisión construída determinan los parámetros eléctricos reales de la instalación. No es inusual que los datos medidos difieran de los teóricos, sobretodo en el caso de los parámetros homopolares. Si bien las características físicas de la línea no difieren considerablemente de los cálculos teóricos, son los parámetros de puesta a tierra del sistema los que requieren ser cuidadosamente determinados y aplicados al sistema de protección.

A continuación se realizará el cálculo de los parámetros del sistema. Para la línea de transmisión se efectuará el ejercicio de comparar los datos teóricos con los resultados reales después de ejecutadas las pruebas finales.

4.1 Parámetros de la Línea de Transmisión Corongo-Pallasca.

Para la determinación de los parámetros teóricos de una línea de transmisión se requieren, como mínimo, los siguientes datos : longitud de la línea, distribución y geometría de los armados de las estructuras y datos de los conductores de línea y del cable de guarda. Información adicional referente a la resistividad del terreno, resistencia de puesta a tierra y condiciones climáticas serán también de utilidad para el cálculo.

En la línea Corongo-Pallasca, en el 53% del recorrido de la línea, la separación horizontal de los conductores es de 3,81 m (Estructuras HA, HAG, H2B y H2BG). Un 31% del recorrido se hace con una separación de 3,20 m (Estructuras HS y HSG). El 16% faltante se efectúa con separaciones variables de 4,00 a 4,50 m (Estructuras E y EG). Los diagramas de cada una de las estructuras pueden ser revisados en el Anexo A.

Aproximadamente 31,76 km del recorrido se hacen en doble terna, una en 66 kV y la otra en 22,9 kV, por lo que el total de la línea tendrá dos valores de impedancia distintos, los cuáles se tomarán como dos impedancias en serie, tanto para la secuencia positiva como para la impedancia de secuencia cero.

Siendo la ubicación de las estructuras en el tramo con doble terna determinado por el cable de 22,9 kV, es claro que existirán mayor número de estructuras que en el lado de simple terna, ésto determinara una mayor variedad de separaciones entre conductores de línea.

Si denominamos D a la distancia entre fases, d al diámetro del conductor y H la distancia entre fase y tierra, para las estructuras del proyecto Corongo-Pallasca se tiene que $D \gg d$ y $H \gg d$, pero H no es mucho mayor que D , por lo tanto debemos determinar el valor de la impedancia de la línea por el método de imágenes. Dicho cálculo se presenta en el anexo B, los resultados obtenidos se presentan en el cuadro a continuación. En el mismo cuadro se indican los resultados obtenidos en las pruebas finales, los que denominaremos parámetros medidos.

Es posible observar una diferencia porcentual aproximada entre 10 y 11% entre los datos medidos y los datos teóricos en el caso de la línea de transmisión La Pampa-Pallasca, para la derivación de la LT Huallanca-Minas el Águila a La Pampa se han tomado los datos proporcionados por EGENOR. Para el cálculo de las corrientes de cortocircuito se utilizarán los datos medidos. En el Anexo F se muestran los esquemas de medición de parámetros utilizado para el presente proyecto.

Parámetros eléctricos de la LT 66kV Corongo-Pallasca.			
	Datos Teóricos (Anexo B)	Datos Medidos en Pruebas (Anexo F)	
LT La Pampa - Pallasca.			
Reactancia por fase sec.pos.	0.4643	0.511	Ohm/km
Resistencia por fase sec.pos.	0.3027	0.268	Ohm/km
Reactancia homopolar.	0.8035	0.7485	Ohm/km
Resistencia homopolar.	0.649	0.6271	Ohm/km
LT Huallanca-Derivación La Pampa			
Reactancia por fase sec.pos.	0.6017	0.6017	Ohm/km
Resistencia por fase sec.pos.	0.4213	0.4213	Ohm/km
Reactancia homopolar.	3.1088	3.1088	Ohm/km
Resistencia homopolar.	1.5162	1.5162	Ohm/km

Cuadro No. 4.1 : Parámetros eléctricos de líneas del Sist. Corongo-Pallasca.
Elaboración : Propia.

4.2 Parámetros de los equipos involucrados en el Sistema - Transformadores de potencia.

Las tensiones de cortocircuito de los transformadores son datos proporcionados por el fabricante por lo que el cálculo de sus impedancias reflejados al lado de 66 kV se determina por :

$$|Z| = \frac{V_{cc} \cdot V_{nom}^2}{100 \text{ MVA}} \quad R = \frac{U_{rn} \cdot U_{nt}^2}{100 \text{ MVA}}$$

Donde :

V_{cc} : Tensión de cortocircuito referida a la impedancia del transformador.

V_{nom}, U_{nt} : Tensión nominal fase-fase de barra primaria (66kV)

U_{rn} : Tensión de cortocircuito referida a la resistencia del transformador.

Los detalles de cálculo se muestran en el anexo B. En el cuadro a continuación se muestran los parámetros eléctricos de los transformadores.

	Impedancia S.Positiva	Resistencia	Impedancia S.Homopolar	Resistencia Homopolar
S.E. La Pampa	100.19	14.52	95.28	14.52
S.E. Pallasca				
Primario-Secundario	51.96	4.67	363.72	4.67
Primario-Terciario	102.81	19.602	102.81	19.602
Secundario-Terciario	30.49	19.602	30.49	19.602

Cuadro No. 4.2 : Impedancias de Transformadores
Elaboración : Propia.

4.3 Cálculo de Corrientes de cortocircuito.

Para el cálculo de las corrientes de cortocircuito del sistema se utilizará el software “Easy Power ® LT”[2]. Este software requiere como información el diagrama unifilar del sistema así como los datos que han sido calculados en el anexo B. En el anexo C se muestra el diagrama unifilar, corrientes de falla trifásicas y corrientes de falla a tierra monofásicas, las cuáles detallamos en los cuadros a continuación.

	Icc Trifásica (kA)	Icc Monofásica a Tierra (kA)
S.E. Huallanca 66 kV(1)	1.225	1.925
S.E. La Pampa 66 kV(2)	0.825	0.884
S.E. La Pampa 13.2kV (3)	1.307	1.479
S.E. Pallasca 66 kV (4)	0.486	0.663
S.E. Pallasca 22.9kV (5)	1.023	1.515
S.E. Pallasca 10 kV (6)	1.948	0

Cuadro No. 4.3 : Corrientes de falla de cortocircuito del Sistema.

Elaboración : Propia.

Fuente : Easy Power - LT.

Esta será la información que se utilizará para determinar la coordinación de las protecciones de sobrecorriente del sistema. Previo a ello se realizará una descripción de los dispositivos de protección instalados.

CAPÍTULO V

SISTEMA DE PROTECCIÓN CORONGO-PALLASCA

5.1 Descripción del Sistema de Protección.

Se describirá a continuación tipo y características de las protecciones existentes en cada una de las subestaciones involucradas en el sistema.

5.1.1. Subestación Huallanca-Línea Minas El Águila.

En la S.E. Huallanca se encuentran instalados los siguientes dispositivos de protección:

- a) Relé de sobrecorriente de fase, tipo ICM 22P, marca BBC
- b) Relé Direccional de sobrecorriente a tierra, tipo KR D, marca Westinghouse.

Los settings de estos relés, comunicados por EGENOR al inicio del proyecto se muestran a continuación:

Ubicación	Tensión	Relé	Tipo	Relación Transformación	TAP	TDS (K)
Huallanca (1)	66	Sobrecorriente	ICM22P	75/5	0.8	0.05
Huallanca (1)	66	Sobrecorriente direccional a tierra	KRD	50/5	0.5	Instantáneo.

Cuadro No. 5.1 : Settings de calibración de relés de la S.E. Huallanca.

Elaboración : Propia.

Fuente : EGENOR (Electroperú O/UNCP-0363-95).

5.1.2. Subestación La Pampa.

a) Protección de Distancia (Relé 21) EPAC 3000 para la línea La Pampa-Pallasca, marca Gec-Alsthom, tipo numérico con procesador, con posibilidad de utilizarse con algoritmo de alta velocidad o convencional y capacidad de recierre monofásico o trifásico.

b) Protección de sobrecorriente (Relé 50/51N), tipo MCGG82, marca Gec-Alsthom en la línea La Pampa-Pallasca, 66 kV y tipo MCGG22 en el interruptor de barras de 13.2 kV y en cada una de las salidas de 13.2 kV. La protección de sobrecorriente con unidades para falla entre fases y fase-tierra. Cada unidad con elemento temporizado y de tipo instantáneo. El elemento temporizado se utiliza para fallas con corrientes relativamente bajas y el instantáneo para fallas severas con corrientes de falla de alto valor.

c) Protección de mínima tensión en barras (Relé 27) de 66 kV con relé de mínima tensión Gec-Alsthom TVNIII. Desconecta el interruptor de salida a la línea 66 kV La Pampa-Pallasca. Sin embargo, no opera el interruptor de 13.2 kV de la S.E. La Pampa.

d) La protección del transformador de La Pampa se ha efectuado mediante Seccionadores de potencia, tipo cartucho en el lado de alta tensión.

5.1.3 Subestación Pallasca.

a) Protección Diferencial del Transformador de Potencia (Relé 87). Para 3 devanados por fase, marca Gec Alsthom tipoo DT31, electrónico con rangos de ajuste de corriente mínima y polarización adaptable a cualquier grupo de conexión del transformador de potencia y conexiones de los transformadores de medida.

b) Protección de sobrecorriente (Relé 50/51N). Tipo instantáneo y temporizado para falla entre fases y fase - tierra, tipo MCGG82 en la barra de 66 kV y MCGG22 en la salida de 10 kV. El interruptor de barra de 22.9 kV, sólo opera por protección diferencial y cuando actúa el relé de bloqueo 86. Es decir, el relé 86 opera al actuar el relé diferencial o el relé de sobrecorriente del lado de 66 kV.

Las salidas (03) de 22.9 kV poseen protección de relés marca Cooper de sobrecorriente incorporados a interruptores de recierre.

En el gráfico No. 5.1 se puede observar la ubicación de los relés así como sus transformadores de medida relacionados.

5.2 Principio de Operación del Sistema de Protección.

El Sistema Corongo-Pallasca es una red radial cuya fuente es la C.H. Huallanca. Se han determinado dos principios de operación, el principio básico es la selectividad, desde los de 22.9 kV de Pallasca hasta la Subestación de Huallanca. El segundo principio de operación es un mínimo de intervención en el sistema de la C.H. Huallanca. En ese sentido se considera una actuación más veloz de los dispositivos de protección más alejados de la fuente disminuyendo en forma progresiva conforme se acercan a ella. Ninguna falla en el sistema de Corongo-Pallasca debe afectar a la línea C.H. Huallanca-Minas El Águila.

Bajo esos dos principios de operación de los sistemas de protección se procede a definir la actuación de cada uno de los relés involucrados en el nuevo sistema. Como se ha mencionado se revisará únicamente los casos del relé de distancia y la protección de sobrecorriente.

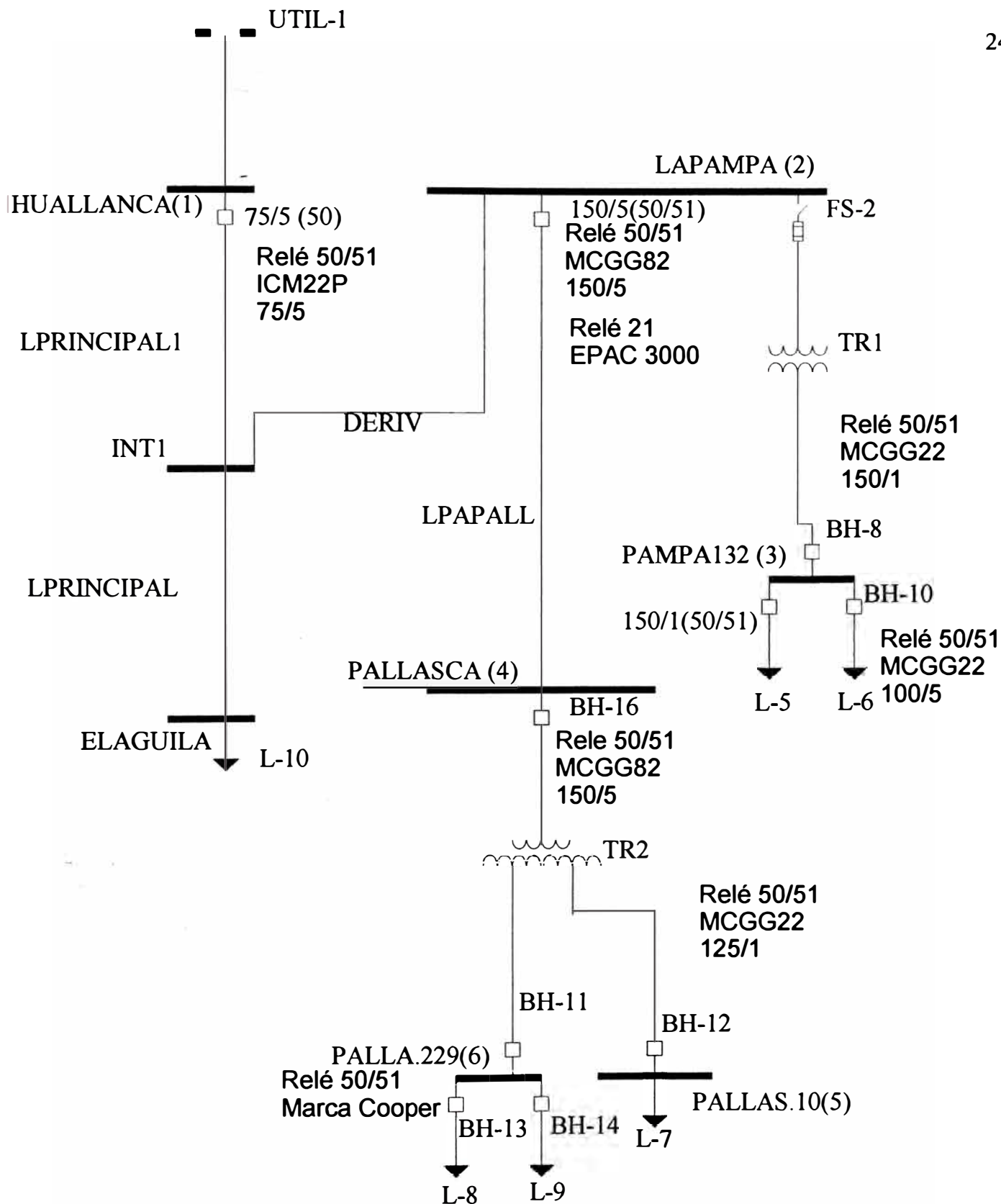


Gráfico No. 5.1 : Ubicación de relés de protección.

Elaboración : Propia.

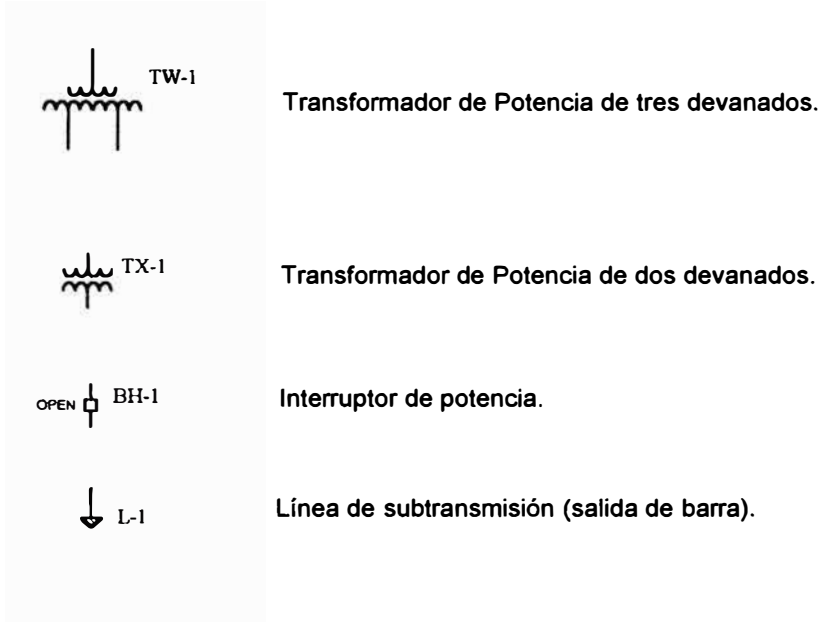


Gráfico No. 5.1 : Ubicación de relés de protección (Leyenda)

Elaboración : Propia.

5.2.1 Protección de Distancia (Relé 21)

Siendo un dispositivo de mayor precisión y sensibilidad, la protección principal de la línea Corongo-Pallasca es el relé de distancia ubicado en La Pampa. Es usual que la primera zona de protección de un relé de distancia se defina al 80% de la longitud total de la línea y no al 100% de la misma, para evitar lo que se denomina el sobrealcance¹ (“over-reach”), que, por razones de corrientes transitorias o por los errores de medición de tensión y corriente puedan producirse. En esta zona el relé deberá actuar más rápido que cualquier relé de sobrecorriente de La Pampa. Se ha considerado la actuación del relé en esta zona en tiempo $t=0$, es decir, instantáneo. Considerando que no existe interruptor de llegada a barras de 66 kV desde la C.H. Huallanca, el relé de distancia deberá tener en primera zona la mayor cobertura posible de la L.T. La Pampa-Pallasca, para no afectar al sistema de la C.H. Huallanca.

Esto puede lograrse con una calibración apropiada del relé de sobrecorriente en la salida de la S.E. La Pampa a Pallasca, o ampliando el alcance de la primera zona del relé de distancia, lo cuál no es recomendable, pues se pierde la selectividad al crear un umbral en el que no se define qué protección actuará primero, sobretodo, en el caso de que de barras de 66 kV de la S.E. Pallasca se determinen en el futuro líneas adicionales en esa tensión. La cobertura de 80% da un margen de seguridad suficiente para evitar dicha situación.

El 20% restante será cubierto por la segunda zona del relé de distancia y como respaldo por el relé de sobrecorriente de la S.E. La Pampa, cuyos tiempos de

¹ Se denomina over-reach del relé de distancia cuando su zona de actuación principal sobrepasa la longitud de la línea a la que está protegiendo, lo cuál puede ocurrir debido a errores de medición de los transformadores de tensión y corriente y también por la presencia de corrientes transitorias durante la falla.

operación serán mayores, pero impedirán que la falla sea leída por el relé de Huallanca.

La operación de cada una de las protecciones por lo general es identificada en el panel señalizador de alarmas, la zona de ubicación de la falla es definida por el relé, que en el caso del relé de distancia indica adicionalmente la corriente de falla, lo cual permite, con los cálculos de corriente de cortocircuito, identificar mejor la zona de falla.

En segunda zona, definida al 120%, funcionará como respaldo del relé de sobrecorriente de 66 kV ubicado en la S.E. Pallasca y deberá ser menos rápido que éste para fallas en barras de 66 kV de la S.E. Pallasca. De igual manera ocurre para la tercera zona, definida al 150%. La razón de ello es que la impedancia del transformador de la S.E. Pallasca es mayor que la del total de la línea (más del 100%), por lo que la segunda y tercera zonas estarían definidas en barras de la subestación Pallasca y en esa zona el relé que debe actuar más rápido es el de sobrecorriente de 66 kV, según el criterio establecido de selectividad de los circuitos.

La cuarta zona se ha definido al 200% del valor de la línea de tal manera que pueda ser respaldo de los reclosers de 22.9 kV, del interruptor de 10 kV y del interruptor de 66 kV de la S.E. Pallasca, en el caso de que ninguna de las tres protecciones mencionadas actúe. Este respaldo es compartido por el interruptor de 66kV de la S.E. La Pampa.

Los tiempos de actuación de la segunda, tercera y cuarta zona se definirán una vez coordinados los relés de sobrecorriente.

Durante la etapa constructiva del proyecto, se efectuó una consulta por parte del cliente respecto a un cambio en la ubicación del relé de distancia del proyecto. El relé

EPAC 3000 permite proteger líneas que se encuentran en derivaciones en T. Sin embargo siendo la línea de transmisión Huallanca-Minas El Águila de menor importancia (en servicio) que el sistema Corongo-Pallasca, se recomienda la ubicación del relé de protección principal en la S.E. La Pampa.

5.2.2 Protección de sobrecorriente y sobrecorriente a tierra (Relé 50/51N)

Para la coordinación de la protección por sobrecorriente del sistema se ha tomado en cuenta lo siguiente :

a) El setting de los relés de la línea Huallanca - Minas El Águila en la barra de 66 kV (mostrado en el cuadro No. 5.1) y sus curvas de calibración, mostradas en el anexo

E. La revisión de esta información nos permite indicar lo siguiente :

- El TAP del relé de sobrecorriente de fase es muy reducido así como el TMS (Time Setting) del mismo, 5%.
- La corriente máxima de regulación, tanto del relé de sobrecorriente entre fases como del relé direccional de falla a tierra es 2 Amperios, aún cuando la relación del transformador de corriente es de 75/5 y/o 150/5. Esto equivale a indicar un tap de operación del relé de $0.4I_n$.
- Por otro lado el relé direccional de falla a tierra está calibrado en tiempo instantáneo. En términos prácticos ésto significa que cualquier falla a tierra en el sistema Corongo-Pallasca podrá hacer actuar este relé, a pesar de contar con relés de falla a tierra ubicados en barras del sistema.

b) Los interruptores suministrados para las salidas de 22.9 kV en la S.E. Pallasca son recloser controlados por un sistema de relés de sobrecorriente con curva de operación fija, tanto para la sobrecorriente entre fases y a tierra. Los dispositivos

de protección Cooper suministrados para el proyecto cambian su curva de operación y la corriente mínima de disparo con resistencias intercambiables. Los interruptores instalados tienen lo siguiente :

- Corriente mínima de disparo falla fase-fase : 100 A.
- Corriente mínima de disparo falla fase-tierra : 25 A.
- Curvas de operación del relé falla fase-fase : A y L
- Curvas de operación del relé falla fase-tierra : 1 y 8

El principio de protección de sobrecorriente es la discriminación y eliminación de la falla evitando involucrar otras zonas del sistema.

- c) Por determinación de EGENOR (Empresa Generadora de la S.E. Huallanca), los settings de los relés de la barra de 66 kV deberán ser desplazados el mínimo posible. Como se verá más adelante esta será la mayor dificultad en lograr la coordinación adecuada para el Sistema, razón por la cuál se implementó una solución provisional hasta que se realizaron los cambios indicados posteriormente en el presente trabajo.
- d) Se ha definido que la protección principal de la línea Corongo-Pallasca será la protección de distancia y que la protección de sobrecorriente trabaje como respaldo.
- e) La protección del transformador de La Pampa se ha efectuado mediante Seccionadores de potencia, tipo cartucho en el lado de alta tensión y un interruptor de barras en el lado de baja tensión, adicionalmente cuenta con protecciones internas.
- f) El transformador de potencia de la Subestación Pallasca además de contar con interruptores de barra en 66 kV y en 10 kV, cuenta con un relé diferencial además

de sus protecciones internas. Como ya se mencionó dicha subestación no cuenta con protección de sobrecorriente en el interruptor de barra de 22.9 kV.

Luego, dos son las consideraciones a tomar en cuenta para la calibración de estos relés: el punto de partida son los reclosers de 22.9kV y el relé de sobrecorriente de salida de la S.E. Pallasca deberá actuar como respaldo del relé de distancia en primera zona.

CAPÍTULO VI COORDINACIÓN DE LA PROTECCIÓN SISTEMA ELÉCTRICO CORONGO - PALLASCA.

6.1 Calibración de los relés de falla entre fases.

La primera solución se muestra en el cuadro No. 6.1 y sus gráficos asociados pueden encontrarse bajo el título de primera solución en el anexo D. Se observará que el TAP del relé de sobrecorriente de Huallanca tendrá que modificarse a un valor de 2 A (antes era 0.8 A) y el multiplicador de la curva (TDS) a un valor de 0,40 (antes 0,05). La relación de transformación de sus transformadores de corriente deberá cambiar de 75/5 a 150/5.

Aún así se observa que las curvas de operación de los relés de sobrecorriente de la C.H. Huallanca y de la S.E. La Pampa en 66kV se superponen para corrientes de cortocircuito menores a 250 A. De los cálculos de corriente de cortocircuito observamos que la corriente trifásica en la barra de La Pampa es de 825 A, superior a 250 A, verificándose que para la corriente de falla trifásica en la barra El Águila el tiempo de operación del relé de la C.H. Huallanca será de 1.041 s.

6.2 Calibración de los relés de falla a tierra.

Una consideración adicional debe tomarse para este caso. El relé de protección de falla a tierra de la C.H. Huallanca es un relé direccional de sobrecorriente. Su

**SOLUCIÓN PARA FALLA TRIFÁSICA. - PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE.
PRIMERA SOLUCIÓN.**

Relé/Ubicación	Icc (Lado 66kV)	TC	IB	IS=Icc/IB	TAP	K (TDS)	Tinv. (seg)	Inst. (seg)
Huallanca (1) 66 kV								
Falla en 66 La Pampa	825.00	150/5	60	13.7500	2A	0.400	1.041	oo
Falla en 13.2 La Pampa	261.40	150/5	60	4.3567	2A	0.400	1.875	
Falla en 22.9 Pallasca	354.95	150/5	60	5.9158	2A	0.400	1.547	
Falla en 10 Pallasca.	295.15	150/5	60	4.9192	2A	0.400	1.730	
La Pampa (2) 66 kV								
Falla en 66 Pallasca	486.00	150/5	150	3.2400	1	0.150	0.883	oo
Falla en 22.9 Pallasca	354.95	150/5	150	2.3663	1	0.150	1.209	
Falla en 10 Pallasca	295.15	150/5	150	1.9677	1	0.150	1.541	
La Pampa (3) 132								
	261.40	150/1	150	1.7427	1	0.125	1.567	oo
La Pampa S.132								
	261.40	100/5	100	2.6140	1	0.050	0.361	oo
Pallasca (4) 66								
Falla en 66 Pallasca.	486.00	150/5	150	3.2400	1	0.075	0.441	oo
Falla en 22,9 Pallasca	354.95	150/5	150	2.3663	1	0.075	0.604	
Falla en 10 Pallasca	295.15	150/5	150	1.9677	1	0.075	0.770	
Pallasca (5) 10								
	295.15	125/1	125	2.3612	1	0.050	0.404	oo
Pallasca S. 229								
	300.00						0.100	

Cuadro No. 6.1 : Solución de coordinación de relés para falla trifásica.

Elaboración : Propia.

calibración en corriente es de $0.5 I_n$, siendo $I_n = 5 \text{ A}$ y la relación del transformador de corriente de 50/5, seteado en tiempo $t=0$, instantáneo.

Además se toma en cuenta la zona de protección de cada relé instalado en el sistema, dichas zonas se muestran en el gráfico No. 6.1.

Como puede observarse la zona que se ha denominado I, debe coordinar con la zona II y así sucesivamente entre zonas adyacentes, por otro lado esta zona I debe proteger, además, la línea C:H.Huallanca-Minas El Águila.

La metodología a utilizar será : coordinar los demás relés de falla a tierra para luego determinar los settings del relé direccional de sobrecorriente en C.H.Huallanca. La primera solución se muestra en el cuadro No. 6.2 y sus gráficos asociados se muestran también en el anexo D.

Ahora se determinará el rango de operación del relé direccional de sobrecorriente. El cálculo de corriente de cortocircuito a tierra indica un valor de 443 A para la barra de El Águila. Este valor podría ser menor si es que la falla a tierra no es franca sino a través de alguna resistencia (árboles, etc.) . Por ello es aceptable establecer un valor conservador para estas consideraciones. Se establece un valor de 60% equivalente a aproximadamente 250 A. Con lo que el setting de corriente de arranque del relé direccional será de $I_{op} = 12.5 I_n$ (en vez de $0.5 I_n$). Si el relé no tuviera ese rango de operación, debe cambiarse la relación de transformación de los transformadores de corriente asociados.

Para determinar el tiempo de operación de este relé, se considera inicialmente una operación a tiempo determinado de 1.0 s, mayor al tiempo de operación del relé de sobrecorriente a tierra de la S.E. La Pampa.

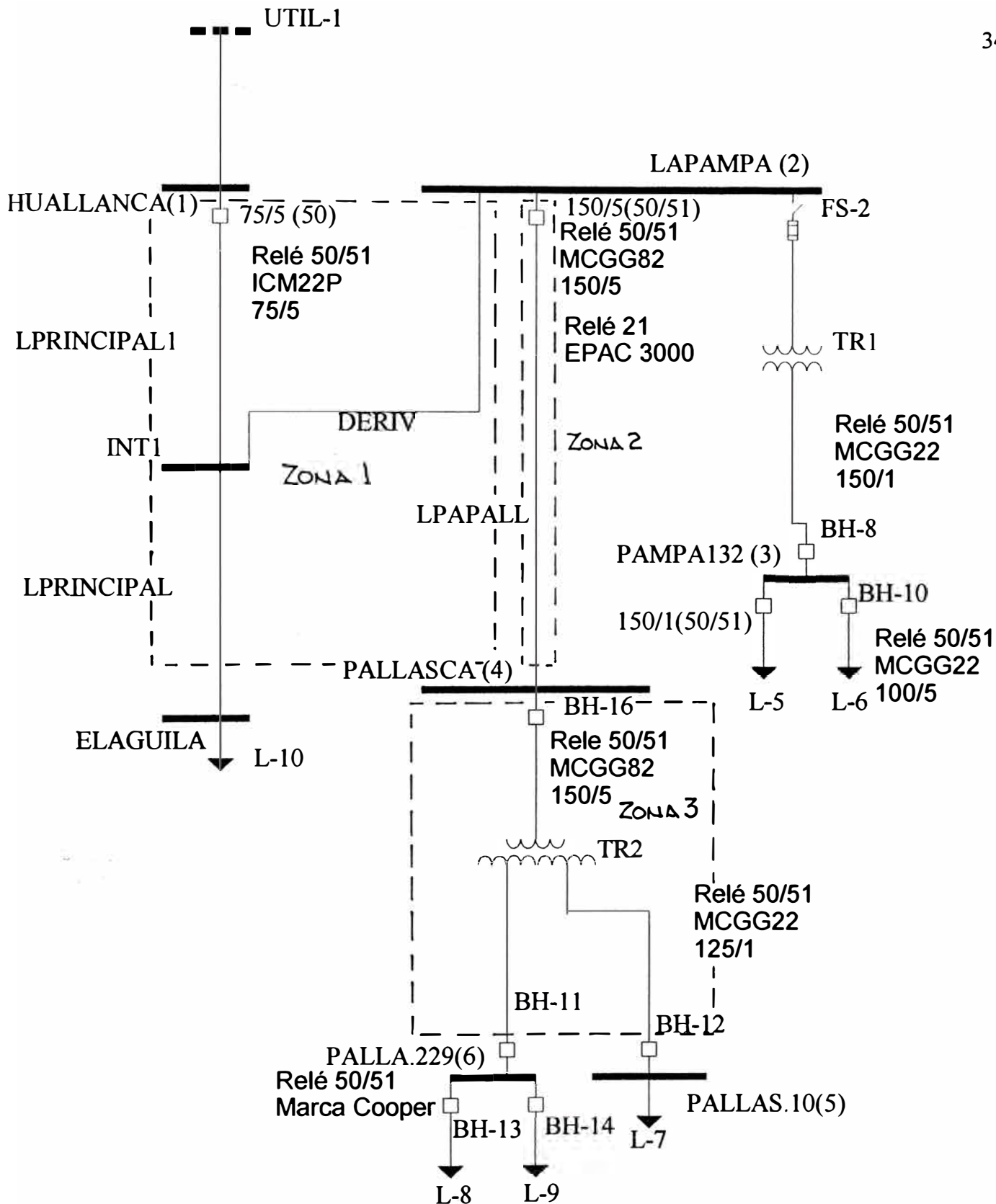


Gráfico No. 6.1 : Zonas o sectores de protección.

Elaboración : Propia.


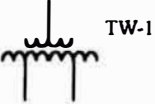
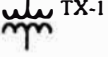
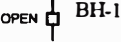

	Barra de Subestación.
	Transformador de Potencia de tres devanados.
	Transformador de Potencia de dos devanados.
	Interruptor de potencia.
	Línea de subtransmisión (salida de barra).

Gráfico No. 6.1 : Zonas o sectores de protección (Leyenda).

Elaboración Propia.

**SOLUCIÓN PARA FALLA MONOFÁSICA A TIERRA. - PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE.
PRIMERA SOLUCIÓN.**

Relé/Ubicación	I _{cc} (Lado 66kV)	TC	IB	IS=I _{cc} /IB	TAP	K (TDS)	T _{inv.} (seg)	Inst. (seg)
La Pampa (2) 66 kV								
Falla en 66 Pallasca	589.00	150/5	135	4.3630	0.9	0.150	0.702	∞
Falla en 22.9 Pallasca	471.53	150/5	135	3.4928	0.9	0.150	0.829	
Falla en S.22.9 Pallasca	235.77	150/5	135	1.7464	0.9	0.150	1.873	
La Pampa (3) 132	292.00	150/1	120	2.4333	0.8	0.075	0.585	∞
La Pampa S.132	292.00	100/5	60	4.8667	0.6	0.050	0.218	∞
Pallasca (4) 66								
Falla en 66 Pallasca.	589.00	150/5	112.5	5.2356	0.75	0.075	0.312	∞
Falla en 22,9 Pallasca	471.53	150/5	112.5	4.1914	0.75	0.075	0.361	
Falla en S. 22.9 Pallasca	235.77	150/5	112.5	2.0957	0.75	0.075	0.704	
Pallasca (5) 10	0.00	125/1	125	0.0000	1	0.050		∞
Pallasca S. 229	235.77						0.189	

Cuadro No. 6.2 : Solución de Coordinación para falla monofásica a tierra.

Elaboración : Propia.

6.3 Protección de Distancia.

Una vez definidos los tiempos de operación de los relés de sobrecorriente y con la definición de las zonas de protección del relé de distancia hechas en el capítulo anterior se procederá a definir los tiempos de operación del relé de distancia.

Zona 1. Siendo el relé de distancia la protección principal de la línea de transmisión entre la S.E. La Pampa y Pallasca, se definirá el tiempo de actuación de este relé en esta zona en tiempo instantáneo $t=0$.

Zona 2. En segunda zona el relé de distancia será respaldo del relé de sobrecorriente de la S.E. Pallasca, luego deberá actuar en mayor tiempo que dicho relé para cualquier falla dentro de la barra de 66kV. El mayor tiempo de operación del relé de sobrecorriente es de 0,441 s para falla la barra de 66 kV de la S.E. Pallasca, luego si se determina un tiempo de 0,800 s, se obtendrá buena cobertura para servir de respaldo al relé de sobrecorriente de la S.E. Pallasca.

Zona 3. Esta zona está determinada en las barras de 22.9 kV y 10 kV de la S.E. Pallasca (como se ha mencionado la impedancia del transformador equivale a más del 100% de la impedancia de la línea de transmisión). Luego se debe escoger un tiempo mayor al mayor tiempo de operación del relé de sobrecorriente del lado 66kV de la S.E. Pallasca. Dicho relé opera en 0,770 s para falla en la barra de 10 kV. Luego si se determina un tiempo de operación de 1,000 s para la zona 3 se obtiene un tiempo de operación intermedio entre la operación del relé de sobrecorriente de 66 kV de la S.E. Pallasca y el relé de sobrecorriente de la S.E. La Pampa para la misma falla, sea en barra de 10 kV o en 22.9 kV de la S.E. Pallasca. Sin embargo se debe aclarar que siendo respaldo del relé de sobrecorriente de la S.E. Pallasca, no existe diferencia entre

su actuación y la actuación del relé de sobrecorriente del lado 66kV de la S.E. La Pampa.

Zona 4. En Zona 4 se ha definido una actuación en 2,000 s para asegurar que definitivamente ninguna falla afecte el sistema de la C.H. Huallanca.

CAPÍTULO VII PRUEBAS DEL SISTEMA DE PROTECCIÓN.

7.1 Observaciones del cliente a la solución presentada.

Previo al análisis de la solución presentada y la descripción de las pruebas efectuadas posteriormente, se indicarán las observaciones que se hicieron a dicha solución por parte del cliente :

a) EGENOR señaló que el relé de sobrecorriente ICM22P de la C.H. Huallanca lado 66kV estaba coordinado con sus respectivos relés de 138 kV y no era posible modificar el setting de 0,05 de TDS a un valor 0,4. Aceptaban como solución alternativa un máximo de desplazamiento de dicha curva hasta 0,20.

b) Ya que EGENOR se encontraba en situación de emergencia (estaban operando con un transformador de reemplazo) no se iba a modificar la actuación del relé direccional de falla a tierra del tiempo instantáneo.

Ante estas dos observaciones, se tomaron medidas de emergencia : se calibraron al mismo setting, los relés de sobrecorriente en 66 kV de la S.E. La Pampa y la S.E. Pallasca, de esta manera se impedía que una falla entre fases sea leída por el relé de sobrecorriente de la C.H. Huallanca. En lo que respecta a falla a tierra se mantuvo los settings previstos en la primera solución, ya que manteniéndose en tiempo instantáneo el relé direccional de falla a tierra de la C.H. Huallanca era imposible coordinar la operación de los demás relés con él.

Sin embargo dicha situación de emergencia tuvo un corto período de duración y posteriormente se tomaron los settings definitivos de la primera solución.

7.2 Análisis de la solución presentada.

Si bien durante el corto período de operación de emergencia hubo algunas actuaciones del relé direccional de falla a tierra de la C.H. Huallanca, dicha situación era previsible. Cuando dos relés se encuentran en posición instantánea, tiempo de actuación menor a 250 ms, es impredecible cuál será el de mayor rapidez de actuación. Sin embargo una vez normalizada la situación, se hicieron algunas pruebas y ocurrieron algunas fallas que se comentarán a continuación.

7.3 Prueba de Operación de los Relés ante falla simulada.

Una vez normalizada la situación de emergencia y con el sistema operando con todas sus líneas de transmisión y subtransmisión, se efectuó una prueba de operación de los relés ante fallas simuladas fase-fase y fase-tierra.

a) Falla fase-fase. Simulada entre las fases S y T de una de las salidas de 22.9kV a Pampas. En la S.E. Pallasca no operó ninguna protección. En la S.E. La Pampa operó el relé de sobrecorriente en 66 kV, registrándose falla en fases S y T, pero sin la actuación del relé de distancia.

b) Falla fase-tierra. Simulada en la fase S de la misma línea de subtransmisión a Pampas, registrándose lo siguiente : Operación del interruptor principal de llegada a barras en 22.9 kV, operación del relé de sobrecorriente e interruptor de 66 kV de S.E. Pallasca, en el cuadro de alarmas señaló relé de sobrecorriente 66 kV y relé de bloqueo 86. Tampoco hubo actuación del relé de distancia.

En ambas simulaciones se observa un hecho común, la no operación de los interruptores en las salidas de 22.9 kV ni para falla entre fases ni para falla a tierra.

Investigado este hecho se llegó a la conclusión de que los dispositivos de protección no se habían reseteado o normalizado, modificando esto, los interruptores comenzaron a operar ante condiciones de falla.

El relé de distancia de la S.E. La Pampa estaba desconectado en el momento de la ocurrencia de las fallas simuladas. Sin embargo cabe indicar que las fallas se efectuaron en la zona 4 del relé de distancia.

Sin embargo la no actuación del relé de sobrecorriente de 66kV de la S.E. Pallasca no obtuvo respuesta sino hasta una verificación posterior de los settings de todos los relés. El setting del relé de 66 kV de la S.E. La Pampa se había mantenido similar al de la S.E. Pallasca (según la solución de emergencia implementada), por lo que al tener la misma curva de operación, la secuencia de actuación de cualquiera de los dos era imprevisible.

Para la simulación de la falla a tierra, la actuación del interruptor de barras de 22,9 kV (como se ha mencionado dicho interruptor no posee relés de protección) se explica por la actuación del relé de sobrecorriente de 66kV. Dicho relé hace actuar además al relé 86, el cuál ordena la apertura simultánea de todos los interruptores de llegada y salida del transformador de potencia. Dicha situación obligó al cliente a recomendar que la actuación del relé 86 únicamente estuviera gobernada por la operación del relé diferencial 87 del transformador.

Posteriormente a dichas pruebas ocurrió una situación de falla real en una de las salidas de 22.9 kV, ante las cuáles tampoco operaron los interruptores de 22.9 kV y el interruptor de 66 kV de la S.E. Pallasca. El dispositivo que operó fue nuevamente el relé de sobrecorriente de la S.E. La Pampa. El cliente solicitó una explicación a dicha situación.

Fue en esta situación en donde se detectó que los setting de los relés de la S.E. La Pampa se habían mantenido iguales a los de la S.E. Pallasca. Nuevamente se detectó falla en los operadores de la S.E. Pallasca al no resetear los relés de los interruptores de 22.9 kV (Recloser). Como en las simulaciones de falla, la no operación del relé de distancia se explica porque la falla ocurrió en una de las salidas de 22.9 kV, que viene a ser la zona 4 definida para el relé de distancia, cuyo tiempo de actuación es de 2000 ms, tiempo superior a los 1201 ms que tiene el relé de sobrecorriente de la S.E. La Pampa ante fallas en las salidas de 22.9 kV.

El análisis de las pruebas efectuadas y las fallas ocurridas en el sistema de 22.9 kV de Pallasca, permiten determinar las siguientes conclusiones:

a) Instrucción a los operadores de la S.E. Pallasca la correcta operación de los interruptores de salida de 22.9 kV. Es importante que los operadores estén capacitados para operar todos los equipos de la subestación y tengan la capacidad de determinar qué tipo de falla está ocurriendo en el sistema.

b) Corrección de la operación del relé 86, únicamente para fallas detectadas en el relé diferencial 87 del transformador de potencia.

CONCLUSIONES

1. Se evidencian dificultades al instalar un sistema en derivación de una línea de transmisión que pertenece a una empresa distinta, no obstante es comprensible que dicha empresa tome las precauciones ante posibles actuaciones de sus protecciones debidas a dicha derivación, para evitar la interrupción del servicio a otros clientes. Es recomendable que con el estudio de ingeniería del proyecto se incluya un estudio de protección indicando además la coordinación que tendrán los relés del nuevo sistema respecto del existente, además de las modificaciones necesarias para dicho sistema, situación que no ocurrió en el proyecto de Corongo-Pallasca, sino que fue parte de la ingeniería de detalle constructiva.

2. Los dispositivos de protección de los interruptores son probados antes y después de su instalación y sus seteos de operación. Una conclusión a la que se llega después de lo experimentado en este proyecto es la necesidad de un procedimiento aceptado por las partes para simular fallas reales y observar el comportamiento del sistema de protección.

3. Es necesaria una adecuada capacitación del personal a cargo de la operación de las subestaciones. En el presente proyecto el desconocimiento de la operación de los interruptores por parte de los operadores originó varios informes inconsistentes que ocasionaron desinformación a los especialistas dedicados a buscar la solución al problema.

4. La coordinación en la operación de los dispositivos de control debe ser adecuada a las necesidades de operación del sistema. Las soluciones de coordinación de la protección de un sistema son múltiples, pero son las necesidades del sistema las que determinan cuál o cuáles de las soluciones son aparentes para su funcionamiento.

5. De lo anterior es posible indicar también que el seteo o calibración de los relés de protección no son definitivos. Las continuas modificaciones en la topología de las redes (incluyendo reducciones) obligan a efectuar modificaciones y estudios adicionales para obtener un sistema de protección que responda en la forma que el sistema eléctrico requiere. A esto se le denomina frecuentemente “filosofía de protección”, que no es otra cosa que aplicar reglas lógicas de funcionamiento del sistema de protección ante fallas ocurridas en el sistema.

6. Es importante la elección del transformador de corriente para el sistema de protección. Es preferible que tengan dos relaciones de transformación y, de ser posible, determinar que los transformadores de corriente ubicados en las barras colectoras (de la subestación) sean de mayor relación de transformación que los de sus correspondientes salidas o circuitos. Esto permite una mejor coordinación entre los relés de sobrecorriente respectivos, cuando se escoge curvas de calibración similares.

ANEXOS

ANEXO A
DIAGRAMA DE ESTRUCTURAS.

Estructuras utilizadas en el Proyecto.

Se utilizan estructuras tipo H compuestas de 2 y 3 postes de madera tratada de 55 y 60 pies de altura, clase 3 y 4, que admiten esfuerzos máximos a la rotura por flexión de 1,362 y 1,090 kg respectivamente, las que permiten una distribución óptima en el perfil de la línea de transmisión. En el cuadro A.1 se muestran los tipos de estructuras previstos para el proyecto.

Las estructuras tipo HS, HSG, HA y HAG están provistas de brazos X para incrementar su resistencia transversal y así soportar vanos vientos mayores habiéndose optimizado la ubicación en la estructura.

TIPO	UTILIZACIÓN	No. POSTES	RETENIDAS
HS,HSG	Suspensión en alineamiento	2	-
HA,HAG	Retención en alineamiento	2	4 longitudinales
H2B,H2BG	Retención angular y terminal	3	6 longitudinales (+2 transversales en las estructuras H2BG)
E,EG	Retención especial, vanos grandes en alineamiento	3	12 Cruzadas

Cuadro No. A.1 : Descripción de Estructuras utilizadas en el Proyecto.

Elaboración : Propia.

Las estructuras tipo H provocan reacciones opuestas de compresión y arrancamiento del terreno en cada poste. Los efectos de hundimiento del terreno por compresión han sido anulados mediante el vaciado de un solado de concreto en el fondo de la excavación para cada poste. El efecto de arrancamiento del poste opuesto se ha evitado chequeando la correcta relación entre el vano viento y el vano gravante dentro de los límites estables.

Las retenidas longitudinales se han agregado a las estructuras tipos HA y HAG para soportar los desbalances de los tiros unilaterales de los conductores y la eventual rotura de un conductor o cable de guarda.

Las estructuras tipos H2B y H2BG también están provistas de retenidas longitudinales, orientadas en la dirección del tiro de los conductores para anular el efecto de éstos. Las estructuras tipo H2BG poseen adicionalmente retenidas transversales para compensar el tiro transversal, debido al ángulo de línea, del cable de guarda.

Las estructuras tipos E y EG tienen 4 retenidas cruzadas por poste para compensar simultáneamente las cargas longitudinales de los conductores y el efecto del viento transversal sobre éstos y el poste. En todos los casos se verificó que las retenidas no produzcan pandeo en los postes.

Se utilizan crucetas dobles en las estructuras HS, HSG, HA y HAG para soportar adecuadamente las cargas verticales y longitudinales, provocadas por el peso y tiro horizontal de los conductores. Se utilizan crucetas simples en los demás armados donde sirven sólo para fijar los cuellos muertos de las cadenas de anclaje.

En los gráficos A.1 y A.2 se muestra una estructura típica de 2 postes y 3 postes, que se ha utilizado como base para el cálculo de postes. En el cuadro A.2 se muestran las distancias óptimas calculadas para la configuración de los postes, por cada uno de los tipos mencionados.

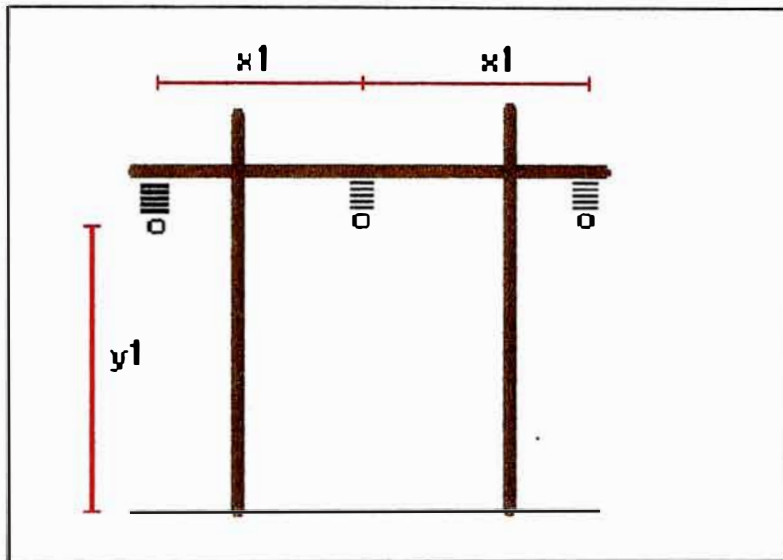


Gráfico A1.1 : Diagrama de estructura biposte.
Elaboración : Propia.

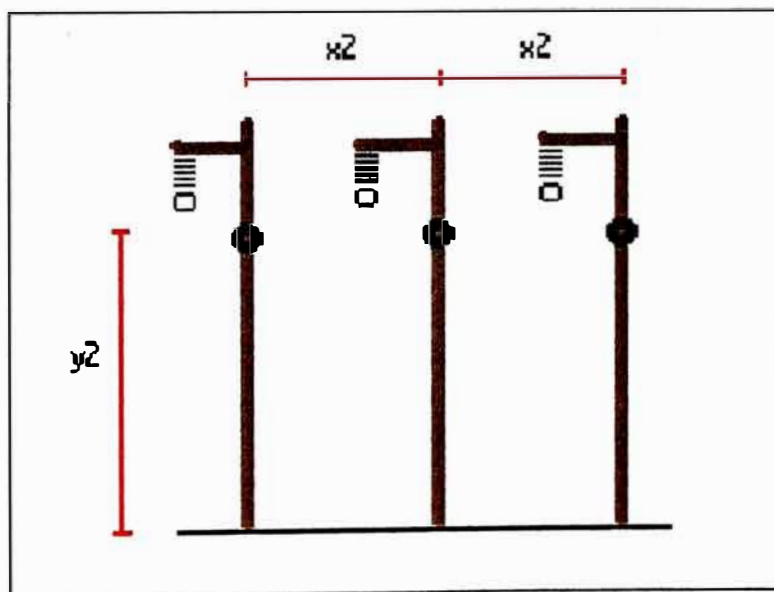


Gráfico A1.2 : Diagrama de estructura de tres postes.
Elaboración : Propia.

Estructura	Altura de Conductor (y1,y2)	Distancia entre conductores (x1, x2)
HS	10	3.2
HSG (Con cable de guarda)	10	3.2
H2B	10	3.81
H2BG	10	3.81
E	12	4.5
EG	12	4.5

Cuadro No. A1.2 : Distancias de configuración de Estructuras.

Elaboración : Propia.

ANEXO B CÁLCULO DE LOS PARÁMETROS DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN.

A. Tramo Derivación LT - S.E. La Pampa - S.E. Pallasca.

1. Determinación de la Inductancia por fase.

Como se ha mencionado, existen en el recorrido de la línea de transmisión dos valores de impedancia diferentes, debido a la presencia de la línea de 22.9 kV en parte de su recorrido. Si embargo con la finalidad de simplificar el cálculo se está despreciando el efecto de la línea de 22.9 kV sobre los valores de inductancia de la línea de 66kV.

a) Inductancia de la línea por fase.

En el anexo A se presentan los esquemas de las estructuras utilizadas en el proyecto. Como se observa, las distancias entre fases varían según el tipo de estructura, así como su distancia al terreno. Sin embargo ésta última se está considerando similar para todos los tipos de estructuras. Para efectos de cálculo, la distancia entre fases se considerará como el promedio ponderado del número de estructuras y su distancia entre fases.

Del cuadro puede establecerse que la separación promedio ponderado entre fases es de 3.72 m.

Tipo de Estructura	Porcentaje #Est./Total	Separación (m)
HS, HSG	33.75%	3.20
HA, H2BG	50.00%	3.81
E, EG	16.25%	4.50

Cuadro No.B.1: Distribución de Estructuras Tramo I: Der.M.El Águila-Llapo.
Fuente : Est.Definitivo LT Corongo-Pallasca
Elaboración : Propia.

Utilizando el método de imágenes para la determinación de la inductancia de la línea en este tramo se obtiene la matriz de inductancias de la línea trifásica, la cuál determina la inductancia por fase. Dicha matriz se muestra en la figura No.B.1

L11	M12	M13
M21	L22	M23
M31	M32	L33

Figura No. B.1
Matriz de Inductancias - LT Corongo-Pallasca
Elaboración : Propia

Por simetría de los circuitos:

$$L_{11} = L_{22} = L_{33} = 2 \times 10^{-4} \ln(2H/r') = L \quad (1)$$

$$M_{12} = M_{21} = M_{23} = M_{32} = 2 \times 10^{-4} \ln[(4H^2 + D^2)^{1/2}/D] \quad (2)$$

$$M_{13} = M_{31} = 2 \times 10^{-4} \ln[(4H^2 + 4D^2)^{1/2}/(2D)] \quad (3)$$

Donde,

L_{ii} : Inductancia propia de la fase $i=1,2,3$ (R,S,T)

M_{ij} : Inductancia mutua entre las fases i e j .

- H : Altura del conductor sobre el terreno.
- D : Distancia media geométrica entre conductores.
- r' : Radio medio geométrico del conductor.

Existiendo una transposición en el recorrido de la línea de transmisión y con la finalidad de simplificar el cálculo es posible tomar el promedio de las inductancias mutuas como:

$$M = (M_{12} + M_{21} + M_{13})/3$$

Entonces la matriz presentada en la figura No.B.1 puede ser representada por una nueva matriz presentada en la figura No.B.2. Dicha matriz, en un sistema balanceado, se transforma en la matriz de la figura No.B.3, que es finalmente de donde obtenemos el valor de la inductancia de la línea de transmisión para este primer tramo, utilizando las ecuaciones (1), (2) y (3). Dichos resultados se presentan en el cuadro B.2.

L	M	M
M	L	M
M	M	L

Figura No. B.2

L-M	0	0
0	L-M	0
0	0	L-M

Figura No. B.3

	Henrios/km
L	0.001528
M12 = M21	0.00034
M13	0.000211
M	0.000297
Lt = L-M	0.001232
Xt = w.Lt	0.464289 Ohm/km

Cuadro No. B.2 : Determinación de la Inductancia por fase - Tramo I.
Elaboración : Propia.

Para el segundo tramo se debería tener en cuenta la segunda terna de conductores de 22.9 kV. Para este caso la matriz de inductancias se forma como se indica en la figura No. B.4.

L11	M12	M13	M14	M15	M16
M21	L22	M23	M24	M25	M26
M31	M32	L33	M34	M35	M36
M41	M42	M43	L44	M45	M46
M51	M52	M53	M54	L55	M56
M61	M62	M63	M64	M65	L66

Figura No. B.4
Matriz de inductancia - Doble circuito.
Elaboración : Propia.

Con las siguientes simplificaciones es posible agilizar el cálculo.

$$L_{11} = L_{22} = L_{33} = 2 \times 10^{-4} \ln (2H/r'_1) = L \quad (1)$$

$$L_{44} = L_{55} = L_{66} = 2 \times 10^{-4} \ln (2h/r'_2) = L \quad (2)$$

$$M_{12} = M_{21} = M_{23} = M_{32} = 2 \times 10^{-4} \ln [(4H^2+D^2)^{1/2}/D] = M_1 \quad (3)$$

$$M_{13} = M_{31} = 2 \times 10^{-4} \ln [(4H^2+4D^2)^{1/2}/(2D)] = M_2 \quad (4)$$

Considerando la transposición de la línea : $M = (2 M_1 + M_2)/3$ y además:

$$M_{14}=M_{41}=M_{25}=M_{52}=M_{36}=M_{63}= 2 \times 10^{-4} \text{ Ln} \left[\frac{((H+h)^2+D^2)^{1/2}}{(H-h)} \right] = M_3 \quad (5)$$

$$M_{15}=M_{51}=M_{24}=M_{42}=M_{26}=M_{62}=2 \times 10^{-4} \text{ Ln} \left[\frac{((H+h)^2+D^2)^{1/2}}{((H-h)^2+D^2)^{1/2}} \right] = M_4 \quad (6)$$

$$M_{16}=M_{61}=M_{34}=M_{43}= 2 \times 10^{-4} \text{ Ln} \left[\frac{((H+h)^2+4D^2)^{1/2}}{((H-h)^2+4D^2)^{1/2}} \right] = M_5 \quad (7)$$

Este ejercicio se puede simplificar si se considera que las corrientes en el segundo circuito son balanceadas y que las inductancias mutuas son iguales al promedio de ellas, a falta de información respecto a la conformación fasorial de corrientes del circuito de 22.9 kV, dichas consideraciones serán tomadas en cuenta. En ese caso, la inductancia es igual a la obtenida en el primer tramo y se muestra en el cuadro B.2.

2. Determinación de la resistencia por fase.

Las características del conductor de fase son las mostradas en el cuadro B.3.

Material	AAAC (Aleación de Aluminio)
Sección Nominal	120 mm ²
Sección Efectiva	121.2 mm ²
Número de hilos - diám.	19 x 2.85 mm
Diámetro exterior	14.25 mm
Resistencia eléctrica	0.282 Ohm/km a 20°C
Capacidad de corriente	389 A
Módulo de Elasticidad	5700 kg/mm ²
Coef.de dilatación lineal	23 x 10 ⁻⁶ 1/°C
Coef. térmico de resistencia	36 x 10 ⁻⁴ 1/°C

Cuadro No. B.3

Características del Conductor de fase LT 66 kV

Elaboración : Propia

La resistencia de un conductor aéreo es afectada por tres parámetros la temperatura del conductor, la frecuencia y la densidad de corriente.

Según los datos del conductor : $R_{dc}(20^{\circ}\text{C}) = 0.282 \text{ Ohm/km}$, considerando una temperatura promedio de 50°C , tendremos que $R_{dc}(50^{\circ}\text{C}) = R_{dc}(20^{\circ}\text{C}) \times \{1 + 0,0036(50-20)\}$.

$$R_{dc}(50^{\circ}\text{C}) = 0.3023 \text{ Ohm/km}$$

Se conoce como efecto "Skin" a la variación del flujo de corriente en un conductor que es variable con el tiempo. Este efecto produce un flujo mayor de corriente en la zona externa del conductor que en la zona interna, lo que provoca un incremento de la resistencia del conductor al variar la sección efectiva por la que circula la corriente total. Para evaluar dicho efecto, se han establecido tablas de cálculo que permiten determinar dichas variaciones.

$$R(60\text{Hz}) = K \cdot R_{dc}(50^{\circ}\text{C})$$

El valor de K se obtiene del cuadro No. B.4

El valor de X se calcula mediante :

$$X = 0,050138 \{ \mu \cdot f \cdot R_{dc}^{-1} \}^{-1/2} \quad f = 60 \text{ Hz} \quad \mu = 1$$

$$X = 0,70 \quad K = 1,00124 \text{ (de tabla B.4)}$$

Donde,

- μ : permeabilidad del material ($\mu = 1$ para materiales no magnéticos).
- f : frecuencia en ciclos por segundo.
- R_{dc} : Resistencia del conductor en corriente continua a una temperatura determinada.

CUADRO No. B.4: TABLA DE CÁLCULO DEL FACTOR DE EFECTO SKIN

X	K	X	K	X	K	X	K
0.0	1.00000	1.0	1.00519	2.0	1.07816	3.0	1.31809
0.1	1.00000	1.1	1.00758	2.1	1.09375	3.1	1.35102
0.2	1.00001	1.2	1.01071	2.2	1.11126	3.2	1.38504
0.3	1.00004	1.3	1.01470	2.3	1.13069	3.3	1.41999
0.4	1.00013	1.4	1.01969	2.4	1.15207	3.4	1.45570
0.5	1.00032	1.5	1.02582	2.5	1.17538	3.5	1.49202
0.6	1.00067	1.6	1.03323	2.6	1.20056	3.6	1.52879
0.7	1.00124	1.7	1.04205	2.7	1.22753	3.7	1.56587
0.8	1.00212	1.8	1.05240	2.8	1.25620	3.8	1.60314
0.9	1.00340	1.9	1.06440	2.9	1.28644	3.9	1.64051

Fuente : Electrical Transmission & Distribution
Reference Book - Westinghouse 1950, pp.53

El valor de la Resistencia a 60 Hz será : 0,3027 Ohm/km

La impedancia por unidad de longitud de línea estará expresada entonces por :

$$z_{ll} = 0,3027 + j 0,464289 \text{ Ohm/km.}$$

Luego el valor de la impedancia de la línea de transmisión será :

a) Derivación a S.E. La Pampa (2.56 km)

$$Z_{L1} = 0.775 + j 1.189 \text{ Ohm} \quad Z_{L1} = 1.419 \angle -56.897^\circ$$

b) S.E. La Pampa a S.E. Pallasca

Longitud de la línea : 56.37 km

$$Z_{L1} = 17.063 + j 26.172 \text{ Ohm} \quad Z_{L1} = 31.243 \angle -56.897^\circ$$

3. Cálculo de la resistencia e inductancia de secuencia cero.

Para el cálculo de estos parámetros utilizaremos las siguientes fórmulas prácticas:

$$Z_o = R_o + j X_o, \quad \text{donde, } R_o = R_L + 3 \cdot \mu_o \cdot w / 8$$

$$y \quad X_o = (1/2) \cdot w \cdot (\mu_o / p) \cdot \{3 \ln[\delta \cdot (rd^2)^{-1/3}] + (1/4) \cdot (\mu L/n)\}$$

$$\delta = 1.85 (\mu_o \cdot (1/r) \cdot w)^{-1/2}$$

Donde,

- w : 2.3,1416.f (f=60 Hz).
- p : Resistividad aparente del terreno.
- R_L : Resistencia en Ohms del conductor.
- μ_o : Permeabilidad del espacio (4.3,1415.10⁻⁴)
- μ : Permeabilidad del conductor.
- L : Inductancia propia del conductor.
- r : Radio medio geométrico.
- d : Distancia media geométrica entre conductores.
- n : Número de alambres en la configuración del conductor.

Esta ecuación es válida para una línea de simple circuito sin cable de guarda. La LT La Pampa-Pallasca cuenta con cable de guarda desde la localidad de Llapo, lo que representa más del 50% del recorrido total. La presencia del cable de guarda reduce el valor de la impedancia homopolar. Se ha considerado tomar en cuenta este efecto para mejorar la precisión del cálculo teórico, en ese caso el valor de la impedancia homopolar se afecta de la siguiente forma :

$$Z_{0lg} = Z_0 - 3.(Z_{as}^2/Z_s), \text{ donde,}$$

$$Z_{as} = (w.\mu_0/8) + j w.\mu_0.(1/2p). \ln(d/(d_{as}))$$

$$\text{y } Z_s = RL + w.(\mu_0/8) + w.\mu_0.(1/2p)\{\ln[d/r] + (1/4).(\mu_s/n)\}$$

Reemplazando los valores de :

$p = 750 \text{ Ohm.m}$ Tomado referencialmente de las mediciones de resistividad del terreno.

$$d = 4.536 \text{ m}$$

$$r = 7.125 \text{ mm}$$

$$d = 73.609, \quad \text{obtenemos que,}$$

$$Z_{0lg} = 0.6490 + j 0.8035 \text{ Ohm/km.}$$

B. Tramo C.H. Huallanca - Derivación a S.E. La Pampa

Esta información fue proporcionada por EGENOR.

Longitud de línea hasta la derivación : 20 km

$$z_{l2} = 0.4213 + j 0.6017 \text{ Ohm/km}$$

$$z_{l02} = 1.5162 + j 3.1088 \text{ Ohm/km}$$

Luego :

$$Z_{L2} = 8.426 + j 12.034 \text{ Ohm} \quad Z_{L2} = 14.691 \angle -55.001^\circ$$

$$Z_{L02} = 30.324 + j 62.176 \text{ Ohm} \quad Z_{L02} = 69.177 \angle -64.001^\circ$$

C. Datos de Barra de la C.H. Huallanca (Datos proporcionados por EGENOR).

La potencia de cortocircuito en la barra de 66 kV de la C.H. Huallanca es de 140 MVA (trifásico) por lo que su contribución en impedancia es:

$$I_{cc} = 140,000 \times [3^{-1/2} \times 66] = 1,225 \text{ A}$$

$$|Z| = 66,000 \times [3^{-1/2} \times 1,225] = 31.11 \text{ Ohm}$$

Considerando un $\text{Cos}\vartheta = 0,15$, tendremos que la relación X/R será 6.95. Para la falla fase a tierra EGENOR informa que la potencia de cortocircuito es de 220 MVA.

El lado de 66 kV del transformador de Huallanca es conexión estrella, cuyo neutro está puesto a tierra, es decir existe un valor de Z0.

Puede considerarse que el valor de reactancia homopolar es mucho mayor que el valor de resistencia homopolar, por lo que el ángulo de fase de su impedancia es muy cercano a los 90°. Se asumirá un valor de $\text{Cos } \theta$ de 0.05, con lo que la relación X_0/R_0 será de 19.97.

D. Impedancia de los Transformadores de Potencia.

a. Transformador de S.E. La Pampa.

La tensión de cortocircuito del transformador de la pampa es de 6.9%. Para transformadores de dos devanados, es suficiente este dato para el cálculo de la impedancia directa del transformador.

$$Z_t = 6.9 \% \cdot 66^2 / (100 \cdot 3) = 100.19 \text{ Ohm}$$

De acuerdo al Switchgear Manual de ABB, la resistencia R_t también está dada por un valor porcentual en función a la potencia del transformador, en este caso 3 MVA. Según dicha tabla para 3 MVA corresponde 1.0%, luego la resistencia de dicho transformador será :

$$R_t = 1.0 \% \cdot 66^2 / (100 \cdot 3) = 14.52 \text{ Ohm.}$$

$$X_t = 99.13 \text{ Ohm.}$$

El mismo manual indica que para transformadores con conexión Dy (como el transformador de La Pampa), puede considerarse lo siguiente :

$$R_{ot} \sim R_t \quad y \quad X_{ot} \sim X_t$$

Luego,

$$R_{ot} = 14.52 \text{ Ohm} \quad y \quad X_{ot} = 94.1735 \text{ Ohm}$$

$$Z_{ot} = 95.2863 \text{ Ohm (6.56\%)}$$

b. Transformador de la S.E. Pallasca.

Las tensiones de cortocircuito del transformador de Pallasca son :

Primario-Secundario : 8.35% 7 MVA

Primario-Terciario : 4.72% 2 MVA

Secundario-Terciario : 1.40% 2 MVA

Según la tabla anterior mencionada, las resistencias serán (en porcentaje):

Primario-Secundario : 0.75% 7 MVA

Primario-Terciario : 0.90% 2 MVA

Secundario-Terciario : 0.90% 2 MVA

Luego siguiendo el mismo procedimiento que el tomado para el transformador de la S.E. La Pampa tenemos :

	Impedancia Z	Resistencia R	Reactancia %
Primario-Secundario	51.96	4.6671	8.32 %
Primario-Terciario	102.8	19.6021	4.63 %
Secundario-Terciario	30.492	19.6021	1.07 %

Cuadro No. B.5 : Impedancia del Transformador de Pallasca.

Elaboración : Propia.

Para las impedancias homopolares se tomarán las mismas consideraciones del transformador de la S.E. La Pampa, pero para la conexión Yy (Primario-Secundario) se tomará en cuenta lo recomendado en el Switchgear Manual de ABB, que la reactancia homopolar es 7 veces la impedancia directa del transformador.

Los datos que se requieren para ingresar al software a ser utilizado para el cálculo de las corrientes de cortocircuito son las tensiones de cortocircuito y las reactancias y resistencias expresadas en %.

ANEXO C

**DIAGRAMA UNIFILAR EASY POWER
CORRIENTES DE CORTOCIRCUITO**

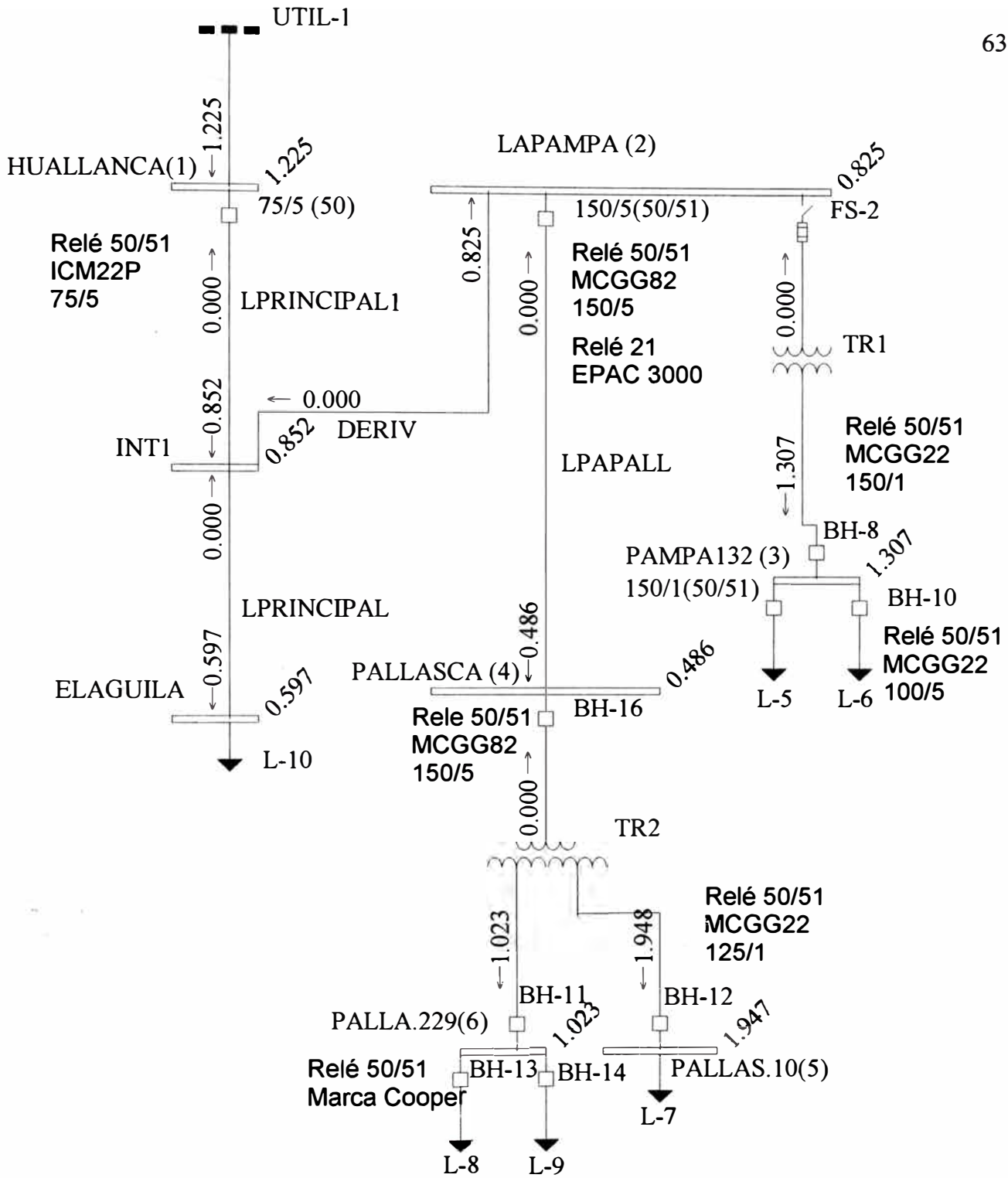


Gráfico C.1 : Diagrama Unifilar - Corrientes de Cortocircuito.

Falla trifásica.

Fuente : Easy Power LT.

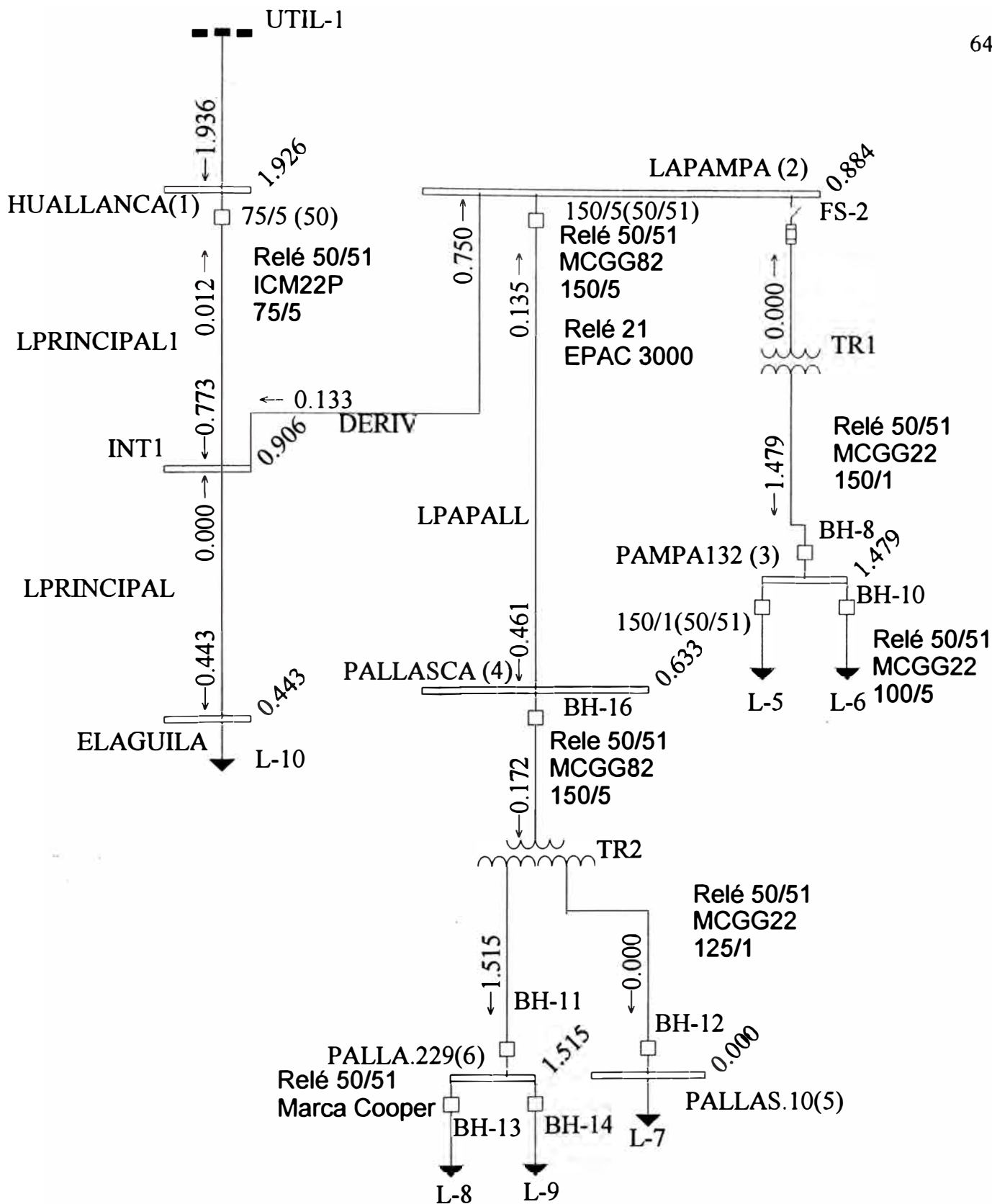


Gráfico C.2 : Diagrama Unifilar - Corrientes de Cortocircuito.

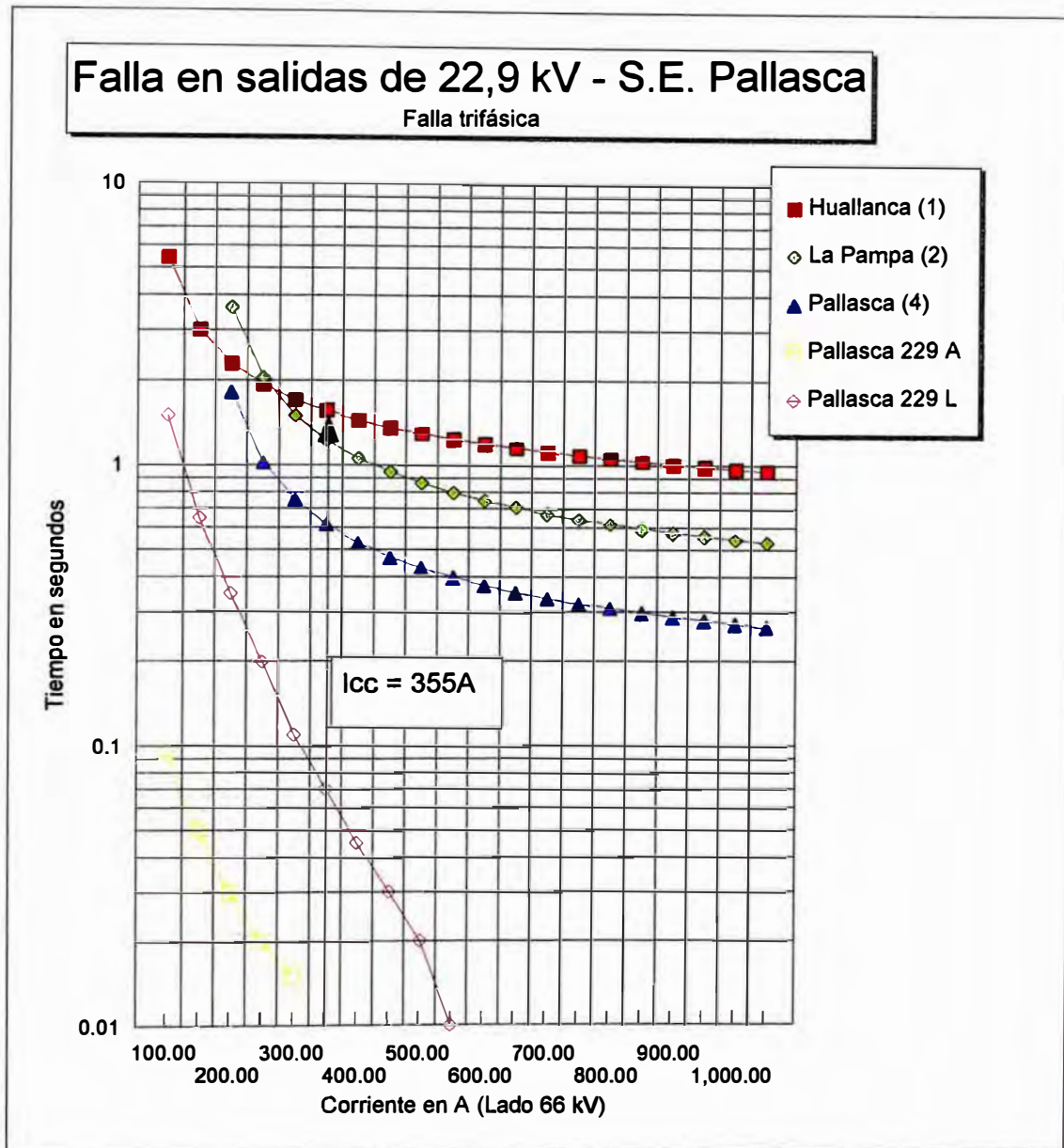
Falla monofásica a tierra.

Fuente : Easy Power LT

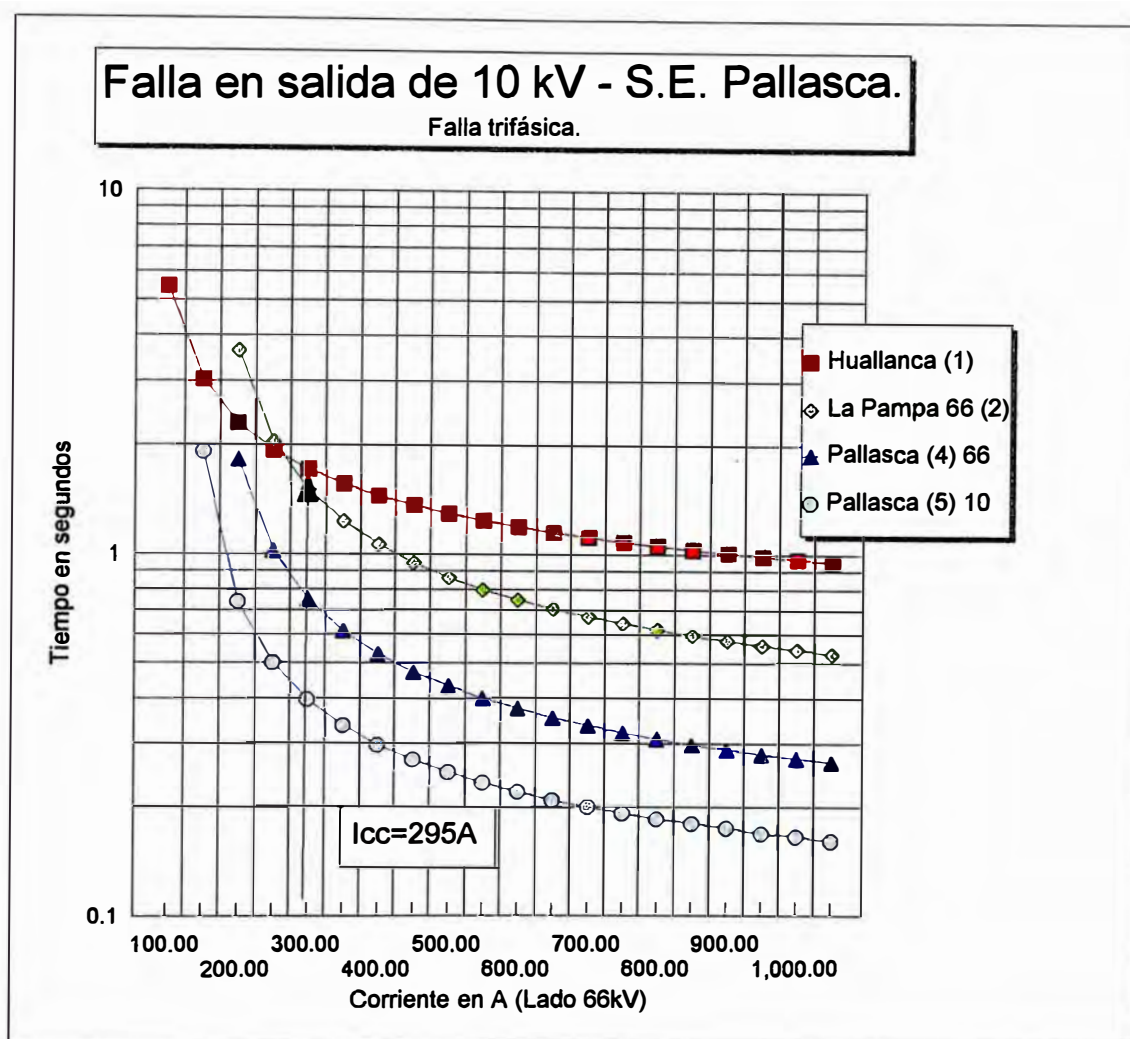
ANEXO D

SOLUCIÓN GRÁFICA DE COORDINACIÓN DE RELÉS DE PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE.

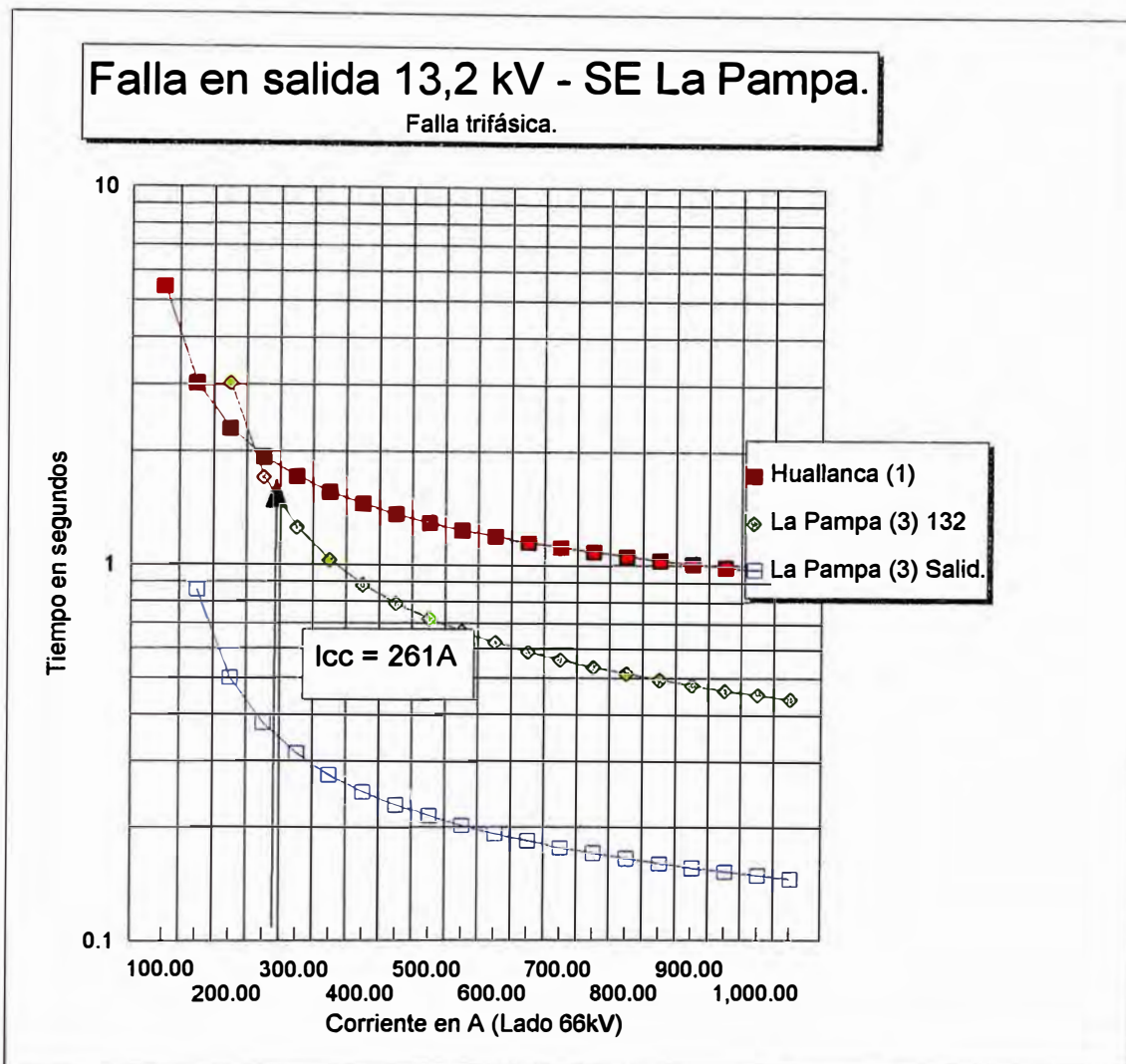
- Falla en salidas de 22,9 kV - SE Pallasca (Falla trifásica)
- Falla en salida de 10 kV - SE Pallasca (Falla trifásica)
- Falla en salida de 13,2 kV - SE La Pampa (Falla trifásica)
- Falla en salida de 22,9 kV - SE Pallasca (Falla monofásica a tierra)
- Falla en salida de 13,2 kV - SE La Pampa (Falla monofásica a tierra)



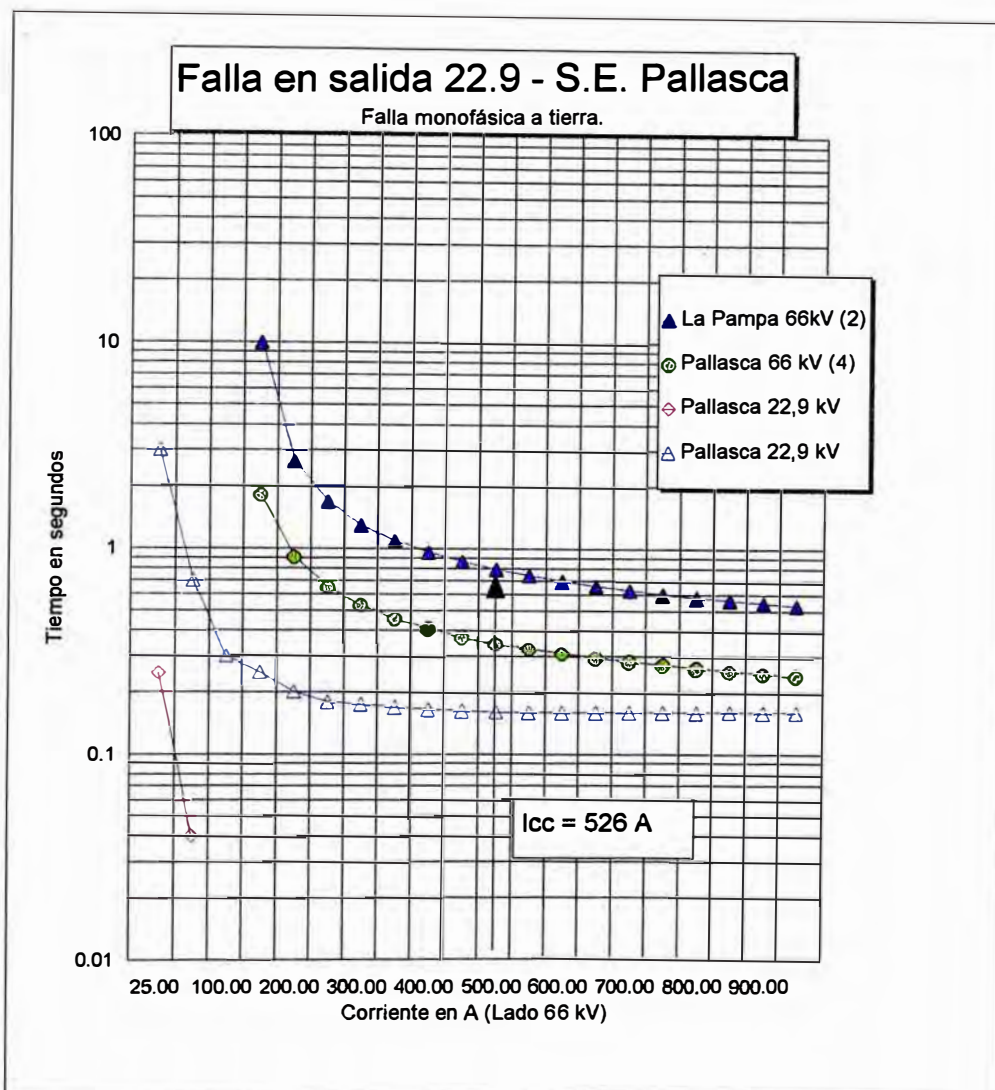
Nota : La corriente de cortocircuito en salida de 22.9 kV es de 355A, vista en el lado de 66kV. A este valor de corriente, el relé de la salida de 22.9 kV opera casi en tiempo instantáneo, y sus respaldos operan a 500 ms de él. Se observa que la operación del relé de 66kV de la SE La Pampa y el relé de Huallanca tienen operaciones poco separadas.



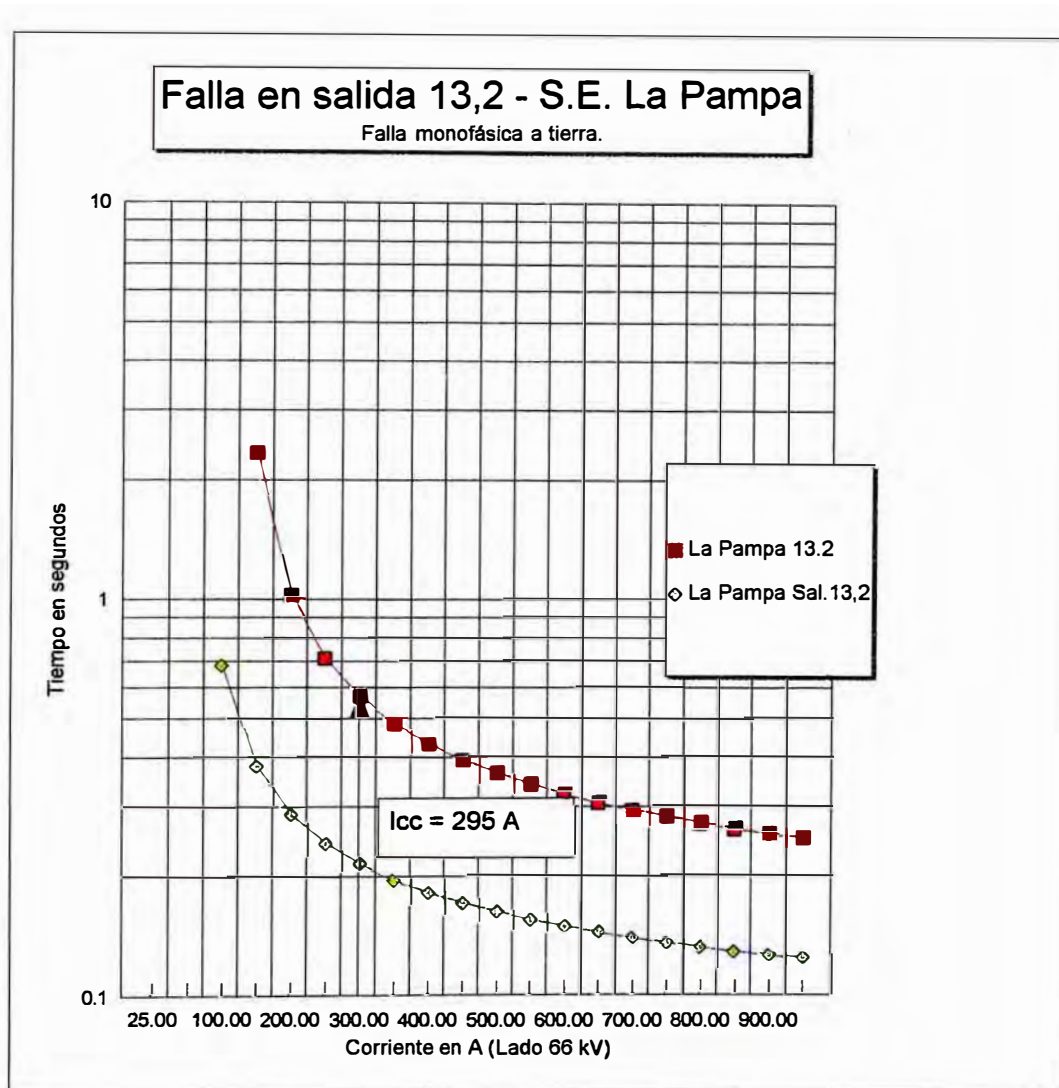
Nota : La corriente de cortocircuito en barra de 10 kV es de 1948A que vista del lado de 66 kV viene a ser de 295. A este valor de corriente el relé de 10 kV de la SE Pallasca(5) opera primero a 400 ms, dando un margen de actuación de 350ms al segundo relé que sería el del interruptor de 66kV de la SE Pallasca (4), que es su respaldo. El relé de la SE La Pampa tiene un margen de 500ms. Esta es la segunda zona del relé de distancia, que opera a 800 ms.



Nota : La corriente de cortocircuito en barra de salida de 13,2 kV es de 1307 A, que vista en el lado de 66kV viene a ser de 261A (para ver una corriente de cortocircuito reflejada en el lado de alta tensión se multiplica dicha corriente por la relación inversa de tensiones E_j : $1307 \times 13.2/66 = 261A$). A este valor de corriente el relé de la salida de 13,2 kV actúa en aprox. 350 ms, y su respaldo, el relé de barra de 13,2 kV de la SE La Pampa actúa en 1600 ms. Este es un caso crítico, pues las curvas de la SE La Pampa y la SE Huallanca casi se superponen (diferencia de 350ms) impidiendo la correcta coordinación de ambos relés.



Nota : Para falla a tierra se observa que el tiempo de holgura de operación entre el relé de 22.9kV y el de 66kV es de únicamente 200 ms, tiempo que no es suficiente para garantizar una correcta coordinación de la operación de los relés.



Nota : El tiempo de holgura de operación entre ambos relés es de 300 ms,

ANEXO E

CURVAS DE CALIBRACIÓN DE RELÉS COOPER.

Type ME Electronic Control Time-Current Curves

R280-91-25

**Phase Trip—Socket No. 1 Plugs
Control Response Time**

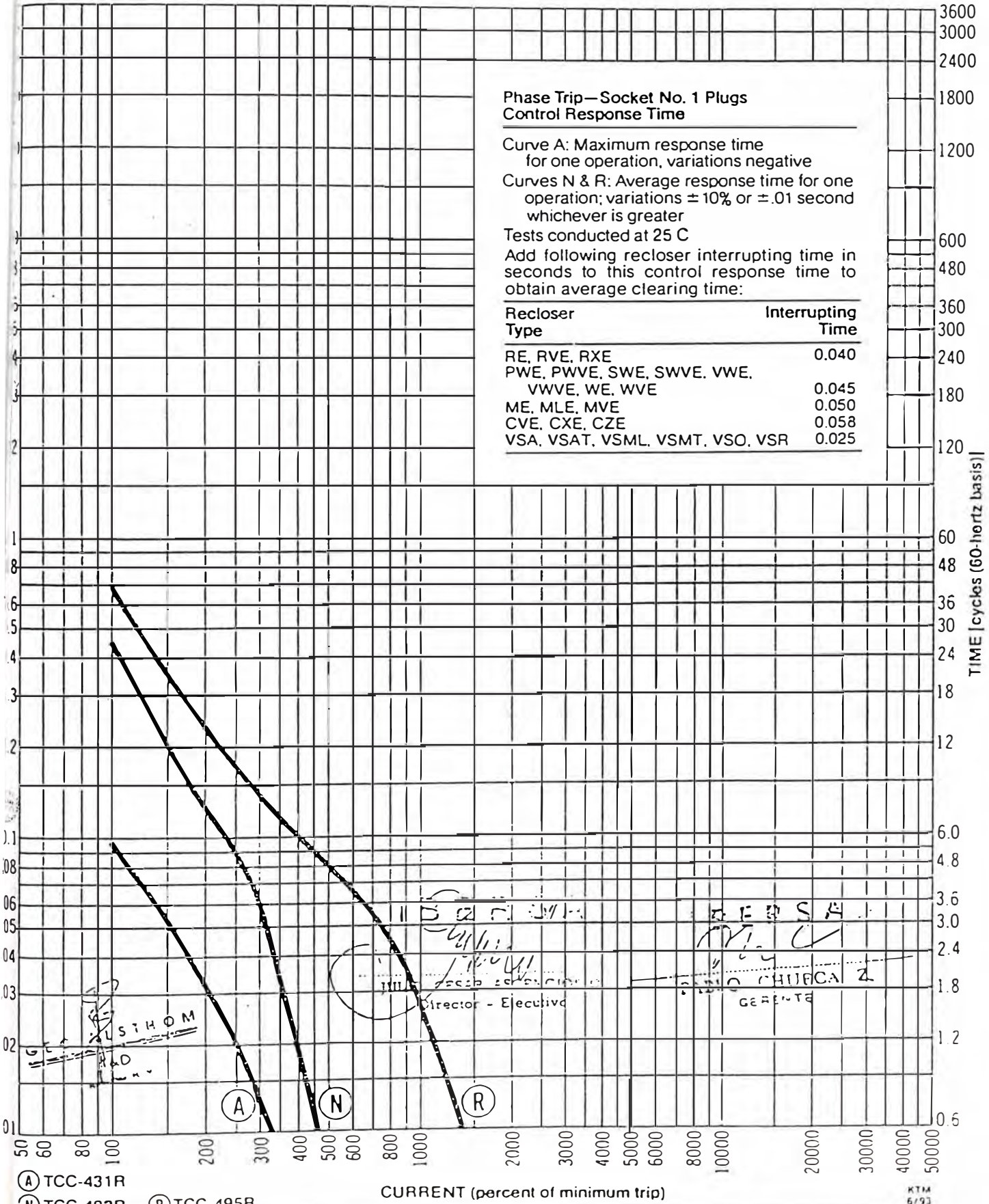
Curve A: Maximum response time for one operation, variations negative

Curves N & R: Average response time for one operation; variations $\pm 10\%$ or $\pm .01$ second whichever is greater

Tests conducted at 25 C

Add following recloser interrupting time in seconds to this control response time to obtain average clearing time:

Recloser Type	Interrupting Time
RE, RVE, RXE	0.040
PWE, PWVE, SWE, SWVE, VWE, VWVE, WE, WVE	0.045
ME, MLE, MVE	0.050
CVE, CXE, CZE	0.058
VSA, VSAT, VSML, VSMT, VSO, VSR	0.025



(A) TCC-431R
(N) TCC-492R (R) TCC-495R

CURRENT (percent of minimum trip)

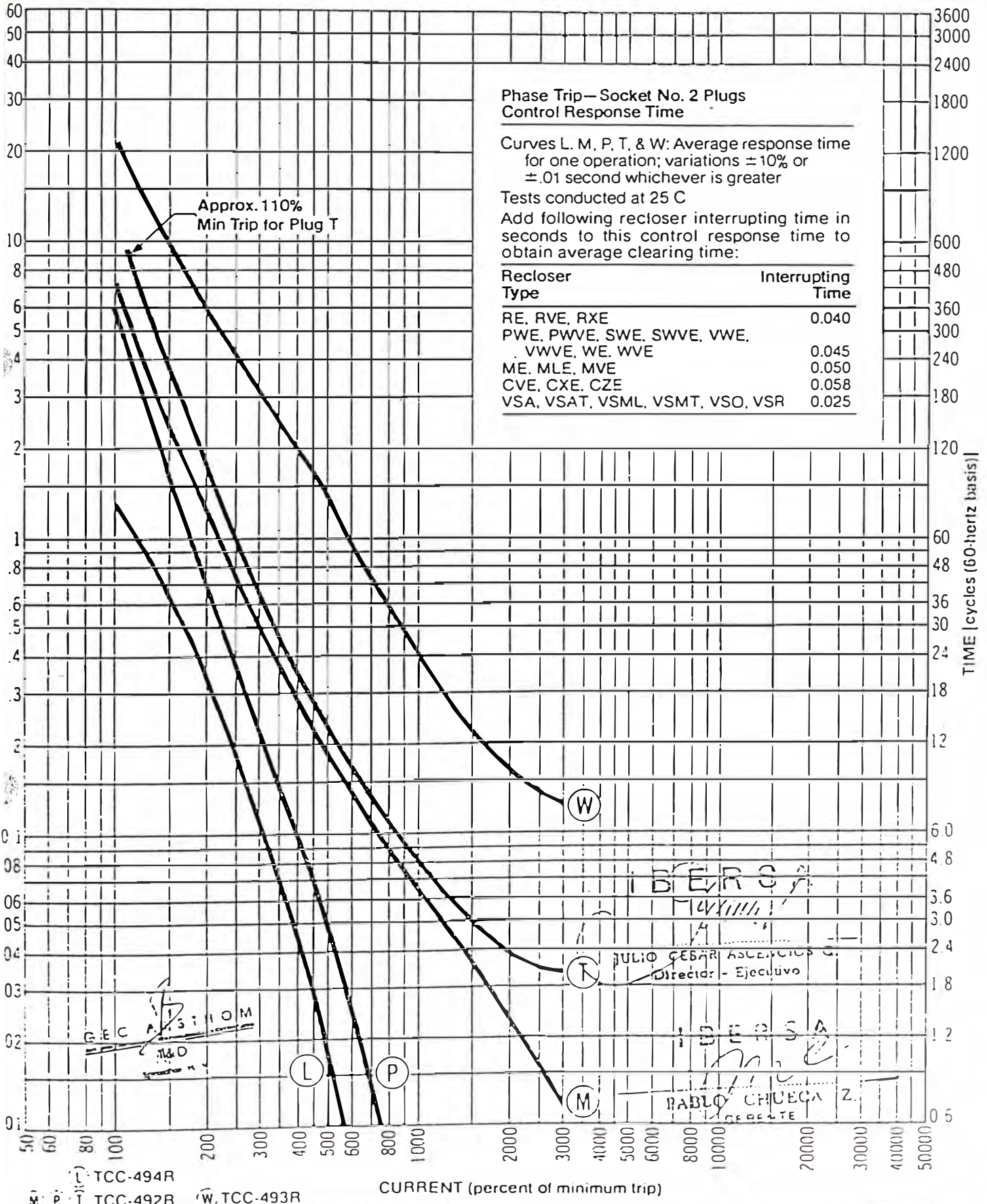
KTM
6/93

Reclosers

Type ME Electronic Control Time-Current Curves

Reference Data

R280-91-25



ANEXO F

METODOLOGÍA PARA MEDICIÓN DE PARÁMETROS ELÉCTRICOS DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN.

Lima, 21 ABR. 1980

GG- 021 80

Vistos los antecedentes y documentos presentados por la Gerencia de Distribución y Comercialización, la Gerencia General de ELECTRO PERU,

RESUELVE :

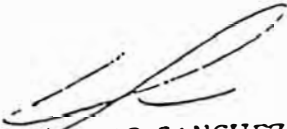
1. APROBAR la Norma Técnica " CONTROL DE LA EJECUCION DE OBRAS EN SUBESTACIONES DE SISTEMAS DE TRANSMISION Y PROTOCOLO DE PRUEBAS PARA SU RECEPCION ", Código: 353-001, cuyo Índice de Contenido es el siguiente :

1. Objeto
 2. Alcance
 3. Dispositivos y Normas a Consultar
 4. Definiciones
 5. Generalidades
 6. Responsabilidades
 7. Inspección de la Ejecución y Control de las Obras
 8. De las Pruebas y Recepción
 9. De la Puesta en Servicio
 10. Equipos de Prueba
 11. Miscelánea
 12. Protocolo de Pruebas
- Anexo.

2. De conformidad con la Orden Interna # 65, a partir de la fecha, los Centros de Responsabilidad de la Empresa, en cuanto sea de su competencia, deberán dar cumplimiento al dispositivo aprobado.



VºBº
GDC


Ingº. RICARDO SANCHEZ SOBERO
Gerente General
ELECTRO PERU

10.5 Relación de Equipos

La siguiente relación de equipos tiene la intención de ser sólo orientativa, el número requerido de cada uno de ellos y sus características según las mediciones que se tomarán, será determinado por la parte responsable de suministrarlos.

- a. Megóhmetro . -
Tendrán una escala tal que permitan efectuar las siguientes mediciones :
Megóhmetro de 2.500 V c.c.; 1 a 50 megóhms
Megóhmetro de 5.000 V c.c.; 2 a 100 megóhms
Preferentemente se hará uso de un megóhmetro motorizado.
- b. Cronómetro antimagnético o digital.
- c. Transformador trifásico de relación 380/220 ó 380/110 V, la potencia máxima del transformador se calculará considerando la impedancia directa del tramo más corto de línea que se probará.
- d. Los voltímetros para medición de tensión alterna o continua serán - instrumentos de preferencia del tipo rectificador, equipados con lunas que no produzcan reflexión de la luz, los rangos de las escalas serán las adecuadas a las mediciones de tensión que se realizarán en las pruebas.
Para la medición de los parámetros de la línea, estos rangos serán - de 0 - 150 V ó 0 - 400 V.
- e. Los amperímetros para medición de corriente continua podrán ser a bobina móvil, equipados con lunas que no produzcan reflexión de la luz, los rangos de las escalas serán los adecuados a las mediciones de corriente que se realizarán en las pruebas.
Para la medición de los parámetros de la línea, estos rangos serán - de 0 - 20 A.
- f. Los amperímetros para medición de corriente alterna serán de preferencia del tipo a hierro móvil, con rangos de escala adecuados a las mediciones de corriente que se tendrán en las pruebas y equipados con lunas que no produzcan reflexión de la luz.
Para la medición de los parámetros de la línea, estos rangos serán de 0 - 20 A.
- g. Vatímetro de inducción de escalas apropiadas a las mediciones que se tomarán y serán trifásicos o monofásicos, según el caso.
Para la medición de los parámetros de la línea, estos rangos serán de 0 - 2000 W.
- h. Vármetero de inducción, de escalas apropiadas a las mediciones que se tomarán, será trifásico.
- i. Una fuente de alimentación de c.c., puede ser una batería de automóvil o la batería de una subestación.
- j. Frecuencímetro de lenguetas o digital.

- k. Argavistas para inspección ocular.
- l. Termómetro para medición de temperatura ambiente de 0° a 50° C.
- l. Detector portátil de radio - interferencia.
- ll. Equipo portátil de comunicación inalámbrica.
- m. Para los ensayos de la capacidad portante del terreno se podrá emplear un penetrómetro que estará constituido por lo siguiente :
 - Penetrómetro de 5 cm (2") de diámetro y 45 cm (18 ") mínima de longitud, tipo muestreador de barra partida (Split Spoon Barrel Sampler)
 - Martillo de 64 kg (140 lbs.) de peso y 76 cm (30 ") de caída libre.
 - Malacate o winche mecánico y trípode.
 - Envases para muestras.

11. MISCELANEA

- 11. Para efecto de los diversos plazos considerados en la Norma, se tomará en cuenta lo siguiente :
 - a. Fecha de presentación de cualquier documentación es aquella en que ELECTROPERU reciba la documentación completa en sus oficinas de recepción correspondiente.
 - b. Fecha de atención es aquella en que ELECTROPERU entregue o despache la documentación respectiva al representante del Contratista o Ejecutor, sea personalmente o en la dirección que se especifique en el Contrato respectivo.
- 11.2 Los reclamos respecto a asuntos incursos en la presente Norma, deberán ser formulados por escrito por el Contratista o Ejecutor ante ELECTROPERU, la cual deberá examinarlos y satisfacer aquellos atendibles o denegar los improcedentes, dentro de un plazo no mayor de quince (15) días útiles contados desde la fecha de recepción de los mismos.

12. PROTOCOLO DE PRUEBAS

El siguiente Protocolo reúne las Pruebas y verificaciones que pueden realizarse durante la Recepción, contiene sólo la relación de ellas para considerar con las mínimas exigencias de aceptación las instalaciones, ELECTROPERU podrá ampliar el número de ellas, según lo considere necesario.

Las pruebas y mediciones desde 12.3 hasta 12.9 deben efectuarse sobre cada tramo de línea entre dos (2) Subestaciones, siempre que sea posible, particularmente en lo que concierne a las pruebas de aislamiento. De lo contrario será necesario dividir el tramo en dos (2) secciones aproximadamente iguales, tomando en consideración un soporte de anclaje.

Las mediciones de los parámetros según 12.7 a 12.9 son sólo aconsejables y no tienen carácter de obligatorias.

12.1 Verificación del Proyecto

Se examinará o comprobará, de acuerdo al Proyecto entre otras especificaciones técnicas las siguientes :

- Reserva de transmisión
- Trazo
- Protección contra rayos
- Distancias de seguridad
- Valores de puesta a tierra
- Accesos
- Servidumbres y defensas
- Comprobación de flechas
- Alineamiento.

12.2 Características de Montaje

Se comprobará las características de todos y cada uno de los materiales suministrados, tomando como referencia las bases de diseño y especificaciones (Memoria Descriptiva y Especificaciones Técnicas), Protocolos de Prueba de los materiales, realizada por el Contratista o Terceros, resultado de pruebas mecánicas de estructuras típicas, especificaciones e información técnica de los proveedores de los componentes de la línea (Material y Equipo), para compararlas a las especificadas y ofertadas.

12.2.1 Se realizará una inspección estructura por estructura con escalamiento y comprobación de estructuras, de ser posible se comprobará la cimentación y montaje de todas y cada una de las instalaciones y materiales utilizados, para determinar posibles errores u omisiones ocurridos durante la ejecución de la Obra.

Se hará una inspección visual minuciosa en todo el recorrido de la línea, siendo inspeccionadas con largavista las cadenas de aisladores, las juntas o empalmes de conductores, superficie externa del conductor y cable de guarda; se verificará las distancias de seguridad, alineamiento y limpieza de los aisladores.

Se procederá a la verificación de las flechas en donde la inspección visual hubiese detectado algunas anomalías.

12.2.2 Se realizará una inspección ocular de los accesos, fajas de servidumbre y defensas, y otras inspecciones necesarias para energizar la línea.

Se verificará los caminos de acceso a todas las estructuras, con pendientes no mayores de 12% y plataforma de volteo en la cumbre para los vehículos de inspección y/o mantenimiento.

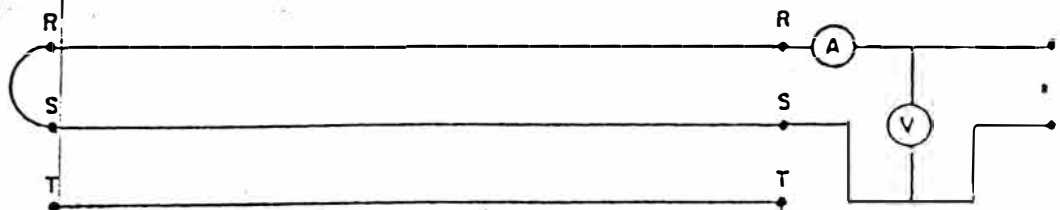
Las fajas de servidumbre estarán totalmente despejadas, y los árboles próximos a la faja deberán estar talados; se tendrán las autorizaciones de paso y las escrituras de los terrenos ocupados por las estructuras, accesos, etc., y las indemnizaciones debidas al montaje.

Se observará que existan las defensas adecuadas para la protección contra ríos, huaycos, avenidas, deslizamientos, etc., incluyendo

drenajes y otros, la existencia de albergues y almacenes adecuados para las brigadas de inspección y/o mantenimiento incluyendo equipos de comunicación de ser necesario y las plantas de tratamiento de agua adecuadas para el lavado de aisladores de la línea, si fuera necesario.

12.3 Determinación de la Secuencia de Fases

- 12.3.1 El Contratista o Ejecutor deberá efectuar mediciones para demostrar que la posición relativa de los conductores de cada fase corresponde a lo prescrito en los planos del Proyecto.
- 12.3.2 En una de las extremidades del tramo de línea en prueba se conectará entre sí los conductores de dos (2) fases. En la extremidad de la línea entre las dos (2) mismas fases se conecta una fuente de corriente continua (puede ser una batería de automóvil o la batería de la subestación). La corriente continua que circulará en el circuito formado por las dos (2) fases conectadas debe ser por lo menos de 1 A, de manera de poder detectar las eventuales conexiones intermedidas defectuosas.
- 12.3.3 Como medida de protección contra sobre-intensidades se deberá insertar en el circuito, en el lado de la fuente, un fusible o un pequeño interruptor de calibre aprobado.
- 12.3.4 El hecho de considerar que una corriente circula en el circuito de prueba, sirve para verificar al mismo tiempo que en cada extremidad de la línea, las dos (2) mismas fases son involucradas. Después de haber permutado las fases y hecho las pruebas sobre las tres (3) combinaciones posibles, queda probado que la referencia de fases es correcta.



Esquema del circuito de prueba para determinar la secuencia de fases

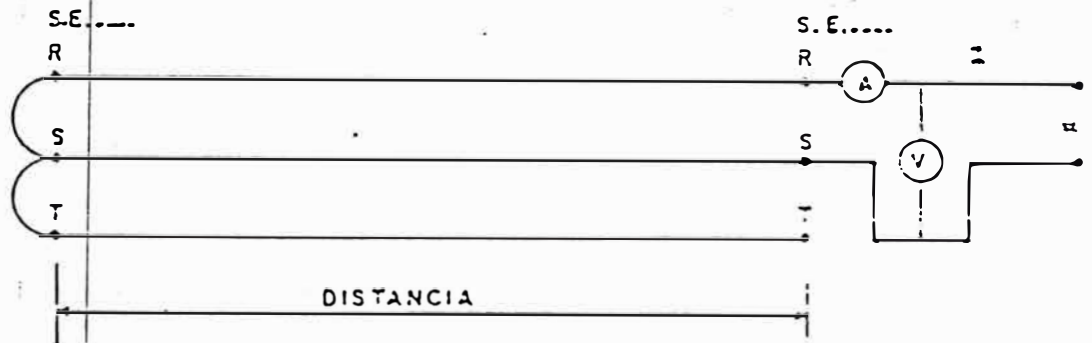
12.4 Medida de la Resistencia Eléctrica de los Conductores de Fase

- 12.4.1 Consistirá en la medida de la resistencia eléctrica de los conductores por fase del tramo de la línea en prueba, se utilizará el método Voltímetro-amperímetro con corriente continua.
- 12.4.2 Estas pruebas tendrán como finalidad controlar los valores medidos con relación al valor teórico, siendo la tolerancia del valor de la resistencia eléctrica de los conductores después del montaje no mayor de 5% con respecto al teórico. Igualmente se deberá controlar las tres (3) medidas de la resistencia y deberán ser confrontadas

entre ellas verificándose que la diferencia entre los valores medidos no sean superiores a 3%.

12.4.3 En una de las extremidades del tramo de la línea en prueba, se conectará entre sí los conductores de dos (2) fases. En la otra extremidad de la línea entre las dos (2) mismas fases se conecta a una fuente de corriente continua.

La corriente continua que circulará en el circuito por las dos (2) fases conectadas debe ser al menos de 1 A, de manera de poder detectar las eventuales conexiones intermedias defectuosas.



Esquema del circuito de prueba para medición de resistencia eléctrica por fase.

$$R = \frac{V}{2 I}$$

R = Resistencia por fase
 V = Tensión medida en el voltímetro
 I = Corriente medida en el amperímetro.

12.5 Medida de la Resistencia a Tierra de un Soporte

12.5.1 Se efectuará únicamente en el caso de que la resistencia a tierra de cada soporte no haya sido medida durante la construcción.

12.5.2 La prueba se realizará con un megóhmetro de 5,000 V c.c., con la línea sin tensión y con el cable de guarda desconectado, si existe.

12.5.3 La medición se deberá efectuar por el método " caída de potencia"

12.5.4 La lectura debe ser más o menos firme en el megóhmetro, al aplicarlo por un tiempo no menor de un (1) minuto.

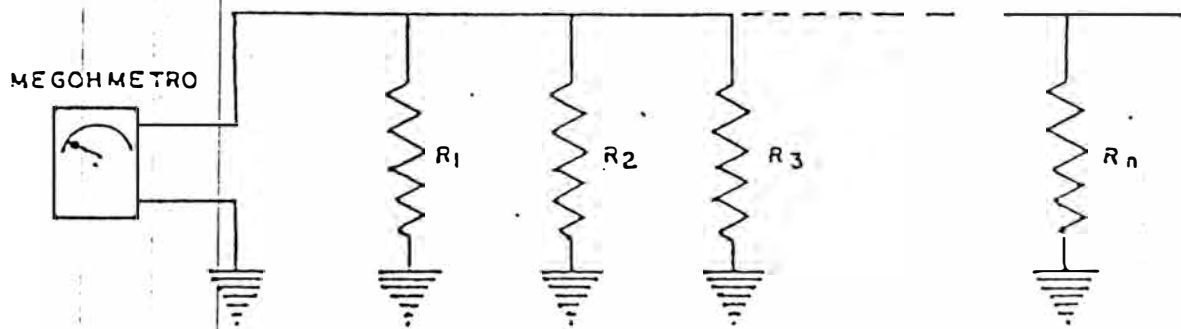
12.5.5 Se podrá realizar esta prueba por algún otro método, siempre que sea aprobado por el Director de Pruebas.

12.6 Medida de la Resistencia Dieléctrica (Aislamiento) entre Conductores

12.6.1 Se medirá la resistencia dieléctrica separadamente de las tres (3) fases contra tierra y confrontar los tres (3) valores que deben ser sensiblemente del mismo orden de magnitud.

12.6.2 El valor medido deberá ser comparado con el obtenido por medición en una cadena de aisladores iguales a los instalados, que esté completamente limpia. Tener en cuenta la variación con las condiciones ambientales (humedad relativa, temperatura, etc.)

12.6.3 Se utilizará un megóhmetro para medida bajo 5,000 V c.c., aplicándolo por un tiempo no menor de un (1) minuto.



Esquema del circuito de prueba para medir la resistencia dieléctrica

$$R_c = n R$$

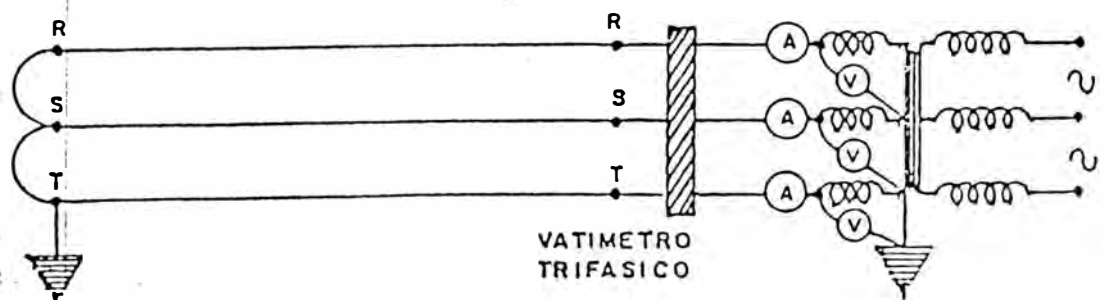
R_c = Resistencia de la cadena de aisladores
 n = Número de cadenas de aisladores por fase del tramo que se mide.
 R = Resistencia medida con el megóhmetro.

12.7 Medida de la Impedancia Directa

12.7.1 Se alimentará el tramo de la línea por medio de un transformador auxiliar (380/220 V ó 380/110 V), 60 Hz, poniendo la otra extremidad de la línea en cortocircuito. Conectar a tierra el punto de cortocircuito y el punto neutro del transformador.

12.7.2 Se medirá las tres (3) corrientes y las tres (3) tensiones de fase hacia el punto neutro. Medir igualmente la potencia activa.

12.7.3 La medida de la potencia activa tiene por objeto determinar dos (2) componentes, resistiva y reactiva de la impedancia.



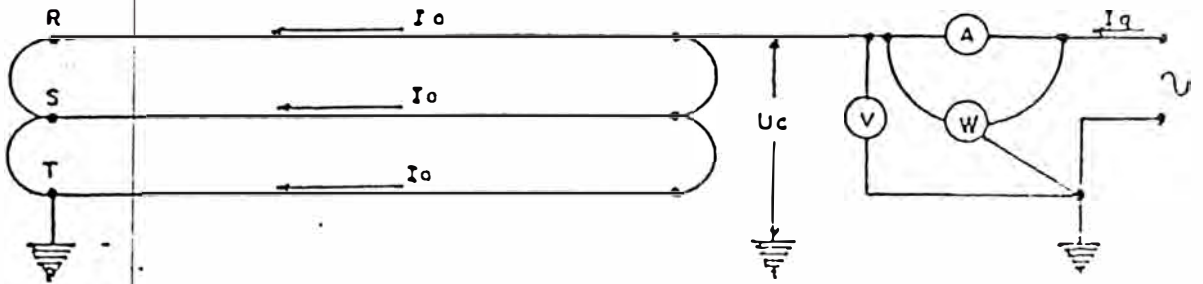
Esquema del circuito de prueba para medir la Impedancia Directa

$$Z = \frac{V}{I}$$

Z = Impedancia directa/fase
 V = Valor de tensión medida
 I = Valor de la corriente medida.

12.8 Medida de la Impedancia Homopolar

- 12.8.1 Se deberá cortocircuitar las tres (3) fases en las dos (2) - extremidades de la línea.
- 12.8.2 Alimentar al sistema de esta manera cortocircuitada por medio de un transformador monofásico o por medio de una fase del transformador que ha servido para la medida de la impedancia directa.
- 12.8.3 El retomo de la corriente se efectúa por tierra.
- 12.8.4 La corriente durante esta medición será sensiblemente la misma que para la medida de la impedancia directa, por consiguiente es posible utilizar el transformador y el mismo equipo de medida.
- 12.8.5 Se medirá la corriente alterna, la tensión y la potencia activa.
- 12.8.6 Para determinar la impedancia homopolar, no omitir de multiplicar por un factor de tres (3) la impedancia medida por el voltímetro y amperímetro.



Esquema del circuito de prueba para medir la Impedancia Homopolar

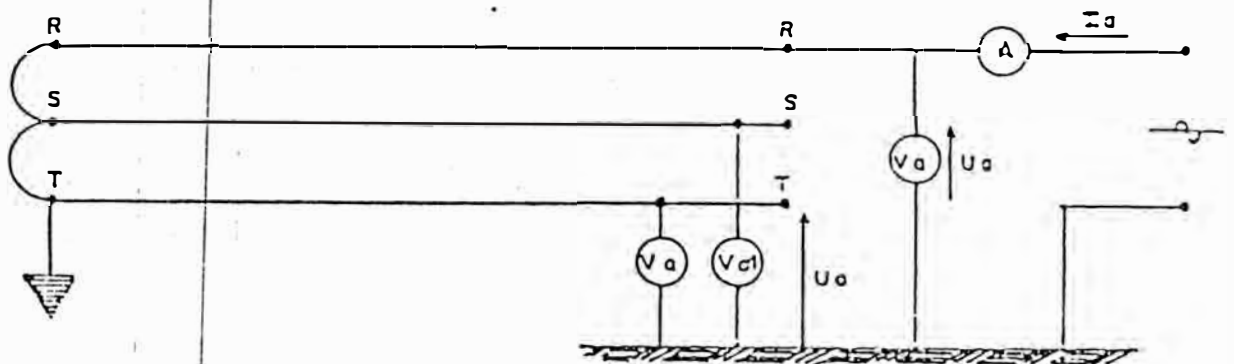
$$Z_0 = \frac{U_a}{I_0}$$

$$Z_0 = \frac{3 U_a}{I_a}$$

Impedancia homopolar Ω /fase

12.9 Medida de la Impedancia Mutua y Propia

- 12.9.1 Se deberán cortocircuitar las tres (3) fases en una de las dos (2) extremidades de la línea, en la otra extremidad se alimentará al tramo de la línea por medio de un transformador monofásico o por medio de una fase del transformador trifásico.
- 12.9.2 El retorno de la corriente se efectuará por tierra.
- 12.9.3 Es posible utilizar el mismo transformador y equipo de medida que se utilizaron en la medición de la impedancia directa.
- 12.9.4 Se medirán tensiones y corrientes.



Esquema del circuito de prueba para medir la Impedancia Mutua y Propia

Impedancia Mutua (Z_m)

$$Z_m = \frac{U_o}{I_a} \quad , \quad \Omega / \text{fase}$$

Impedancia Propia (Z_a)

$$Z_a = \frac{U_a}{I_a} \quad , \quad \Omega / \text{fase.}$$

12.10 Prueba de Tensión Gradual

- 12.10.1 La línea será energizada, empezando con la tensión más baja que las instalaciones existentes lo permitan, incrementándola gradualmente hasta alcanzar aproximadamente la mitad de la tensión nominal, manteniendo este valor por un período que permita hacer las observaciones del caso, tomándose mediciones de la tensión y corriente de cada fase en el punto de alimentación de la línea ; potencia activa trifásica, potencia reactiva y frecuencia.
- 12.10.2 Se incrementará gradualmente la tensión, desde el nivel anterior,

hasta alcanzar aproximadamente un 15% en exceso de la tensión nominal. En cada incremento de 10 ó 20 kV se mantendrá la tensión el tiempo necesario que permite hacer las mediciones y observaciones del caso.

12.10.3 Se disminuirá la tensión hasta alcanzar el valor nominal de la línea, se efectuarán las mediciones y observaciones del caso. El representante de ELECTROPERU y el Contratista recorrerán la ruta de Línea provistos de un detector portátil de radio-interferencia, aprobado por el representante de ELECTROPERU, para determinar posibles defectos localizados en el conductor, los aisladores y la ferretería.

12.10.4 Se reducirá la tensión gradualmente, para volver el sistema a su estado inicial.

12.11 Prueba de Tensión Brusca

12.11.1 La línea estará sin carga (en vacío)

12.11.2 Se pondrá en tensión directamente a la plena tensión nominal $\pm 10\%$, tomándose mediciones de la tensión y corriente de cada fase en el punto de alimentación de la línea, potencia activa trifásica, potencia reactiva y frecuencia.

12.12 Prueba en Cortocircuito

12.12.1 Para la ejecución de esta prueba, se coordinará lo necesario dentro de ELECTROPERU o con otras empresas, de tal manera que se pueda contar con una fuente de alimentación de tensión regulable, que puede ser un grupo generador.

12.12.2 Se excluirá la protección de distancia de la línea y la protección de mínima impedancia del grupo generador.

12.12.3 El extremo de la línea que no esté conectado a la parte de alimentación del grupo generador, será puesto en cortocircuito trifásico.
El generador estará sin tensión.

12.12.4 Se incrementará gradualmente la tensión del generador, efectuándose chequeos y toma de datos, hasta alcanzar la corriente nominal de la línea. Se medirá la tensión y corriente de cada fase en el punto de alimentación de la línea y la potencia activa trifásica.

12.12.5 La línea permanecerá durante una (1) hora con la corriente nominal, efectuándose observaciones en toda la subestación, casa de máquinas, reactores, etc., existentes entre el grupo generador y la línea que se prueba.

12.12.6 Concluido el tiempo, se reducirá la tensión gradualmente, para volver el sistema a su estado inicial.

12.13 Pruebas de Funcionamiento

El Contratista efectuará pruebas de funcionamiento de la línea dentro del sistema de transmisión al que pertenece, incluyendo las interconexiones con los sistemas propios de ELECTROFERU o de otras empresas.

12.14 Onda Portadora

12.14.1 Pruebas de comunicación en fonía, estando la línea con tensión.

12.14.2 Funcionamiento de la onda portadora con seccionadores de tierra de la línea puestos, estando la línea sin tensión.

12.15 Protección Distanciométrica

12.15.1 Estos equipos generalmente tienen incorporados los dispositivos requeridos para su prueba, por lo tanto se recomienda seguir las instrucciones publicadas en los catálogos del fabricante respectivo. Se hará un control con el dispositivo de prueba interno, estando la línea sin tensión y con tensión.

12.15.2 Se hará una prueba conjunta con el relé de distancia.

12.16 Repuestos y Herramientas

Incluir en la entrega de la Obra el material involucrado en los respuestos contractuales, así como las herramientas, equipos e instrumentos indispensables para el mantenimiento, con inventario valorizado.

12.17 Documentación Técnica

El Ejecutor dará entrega de la siguiente documentación, una vez concluidas las pruebas para su uso exclusivo en la línea de transmisión.

12.17.1 Cuando menos un juego de planos en los que el Ejecutor habrá con signado provisionalmente las correcciones de campo; estos planos son :

- Recorrido de la línea y perfiles topográficos
- Detalle de soportes y accesorios
- Cadena de aisladores
- Amortiguadores de vibración
- Detalles constructivos.

12.17.2 Folletos descriptivos y Manuales de Mantenimiento y Operación.- Se deberá tener, de la línea de transmisión, un archivo técnico - con los planos actualizados, folletos descriptivos, manuales de - mantenimiento y operación y certificados de pruebas de fábrica y Obra, de todo material o elemento existente en la línea de transmisión.

BIBLIOGRAFÍA.

1. GEC, Measurements. "Protective relays application guide" [1]
2. EASY POWER, Software de cálculo de corrientes de cortocircuito y flujo de carga Version 2.2.064. Copyright 1991, Electrical Systems Analysis, Inc. [2]
3. WESTINGHOUSE, Electric Corporation. "Electrical Transmission and Distribution. Reference Book". 1964.
4. CHECA, Luis María. "Líneas de Transporte de Energía". Editorial Marcombo.1986.
5. ABB. Autores varios. "Switchgear Manual". 8va. Edición.
6. ARROYO, Carlos. "Protección de Sistemas de Potencia". Universidad Nacional de Ingeniería. Facultad de Ingeniería Eléctrica y Electrónica.