

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA

FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA



**PROTECCIÓN DE LINEA DE TRANSMISIÓN 220 KV
A ACEROS AREQUIPA**

INFORME DE SUFICIENCIA

PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE:

INGENIERO ELECTRICISTA

PRESENTADO POR:

ALBERTO LEONIDAS ORDÓÑEZ ALCALA

**PROMOCIÓN
1988 - I**

**LIMA – PERU
2003**

**A mis Hijas Pamela y Valeria que son el
motivo
de mi superación y esfuerzo, y a mi
Esposa
Susana por su permanente apoyo y
comprensión.**

**PROTECCIÓN DE LÍNEA DE
TRANSMISIÓN 220 KV A
ACEROS AREQUIPA**

SUMARIO

El presente informe ofrece una actualizada visión general, para modernizar sistemas de protección existentes en línea de transmisión con relés del tipo electromecánico por relés del tipo electrónico de tecnología digital, así mismo permite implementar modernos sistemas de protección en proyectos o instalaciones similares a las descritas en este informe. Se hace un análisis de la descripción de la red actual considerando los niveles de la potencia de cortocircuito en la subestación SEIN , así mismo se realiza los cálculos de cortocircuito entre la subestación de salida Independencia y la subestación de llegada de Aceros considerando la máxima y mínima demanda en MVA en el punto de acoplamiento común tomando como referencia la configuración del sistema interconectado del año 2001, además se realiza una descripción técnica de la coordinación de la protección, configuración y programación de los relés digitales , el sistema de enlace de la comunicación entre ambos extremos de la línea protegida abarcando una descripción técnica y finalmente un análisis económico del moderno sistema de protección implementado.

ÍNDICE

PRÓLOGO

CAPÍTULO I

INTRODUCCIÓN

2

1.1 Generalidades

2

1.2 Objetivo

2

1.3 Antecedentes

3

CAPÍTULO II

DESCRIPCIÓN DE LA RED ELÉCTRICA PRINCIPAL

4

2.1 Línea de transmisión 220KV

5

2.2 Transformadores de potencia y distribución

6

2.3 Transformadores de medida

8

2.3.1 Transformadores de tensión

8

2.3.2 Transformadores de corriente

8

CAPÍTULO III

DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE PROTECCIÓN

10

3.1 Tipos de protección en sistemas de potencia

10

3.2 Protección de la línea de transmisión de 220kV

10

3.2.1 Relé de distancia principal (21P)

10

3.2.2	Relé de distancia secundario o de respaldo (21R)	13
3.2.3	Relé de sobrecorriente direccional de tierra (67N)	15
3.3	Protección de transformadores de potencia	16
3.3.1	Protección diferencial (87)	16
3.3.2	Protección térmica (49)	16
3.3.3	Protección de mínima tensión (27)	17
3.3.4	Protección de sobre corriente de fases (50/51)	17
3.3.5	Protección de sobre corriente de tierra (51N)	17

CAPÍTULO IV

CÁLCULO DE NIVELES DE CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO 19

4.1	Cálculo de impedancia de secuencia positiva y cero de la línea	19
4.2	Cálculo de cortocircuito trifásico máxima demanda	23
4.2.1	Cálculo de cortocircuito trifásico en barra 4 – 220 KV	25
4.2.2	Cálculo de cortocircuito trifásico en la barra 1- 10 KV	26
4.2.3	Cálculo de cortocircuito trifásico en la barra 2- 20 KV	27
4.2.4	Cálculo de cortocircuito trifásico en la barra 3- 4.16 KV	28
4.3	Cálculo de cortocircuito monofásico a tierra máxima demanda	29
4.3.1	Cálculo de corriente de cortocircuito monofásico a tierra en barra 4 – 220 KV	31
4.4	Cálculo de corriente de cortocircuito para falla monofásico mínima demanda	38
4.5	Cálculo de corriente de cortocircuito para falla bifásica.	38

5.1.1	Protección de sobrecorriente de fases (50/51)	40
5.1.2	Protecciones de fase a tierra (51N)	41
5.1.3	Protección térmica (49)	41
5.1.4	Protecciones de distancias (21P, 21R)	42
5.1.5	Protección direccional de tierra (67N)	46

CAPÍTULO VI

SISTEMA DE COMUNICACIÓN EN PROTECCIÓN DE LÍNEA DE TRANSMISIÓN

6.1	Generalidades	47
6.2	Sistemas de protección	47
6.3	Sistemas de telecomunicaciones	49
6.4	Sistema de protección tipo comando	49
6.5	Sistema de protección de distancia de bajo alcance con disparo transferido.	50

CAPÍTULO VII

COSTOS EN SISTEMAS DE PROTECCIÓN DE LÍNEA

CONCLUSIONES Y OBSERVACIONES

ANEXOS

ANEXO 1	Cuadro de ajustes de relés de protección	60
ANEXO 2	Planos	72
ANEXO 3	Figuras	75
ANEXO 4	Fotografías	94
ANEXO 5	Descripción Técnica equipo ETI-BBC	99

REFERENCIA BIBLIOGRAFÍA

113

PROLOGO

Durante las décadas anteriores(70 al 90) los sistemas de protección utilizados en instalaciones de alta tensión fueron del tipo electromecánico, con el avance y desarrollo de la electrónica digital y las comunicaciones fueron apareciendo modernos equipos de protección cuyas características de operación ofrecen una serie de cualidades y ventajas sobre los sistemas de protección tradicionales utilizados en protección de líneas de transmisión. El avance tecnológico en el campo de la electricidad y la electrónica asociado a la aparición de software de configuración y programación de equipos hacen al técnico o ingeniero a asumir nuevos retos, permitiéndole realizar su trabajo con mayor flexibilidad soportado en las informaciones que le brindan los equipos los cuales quedan generalmente registradas y permiten analizar cada evento a fin de tomar la acción correspondiente de manera inmediata.

Espero haber contribuido con la elaboración del presente informe en el desarrollo y análisis para quienes pretendan realizar diseños o modernizaciones de sistemas de protección en líneas de alta tensión.

CAPÍTULO I

INTRODUCCIÓN

1.1 GENERALIDADES

La línea de transmisión L217 suministra energía eléctrica en 220 KV desde el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional(SEIN) de la subestación Independencia hacia las instalaciones de Aceros Arequipa ubicado en el departamento de Ica, provincia de Pisco, distrito de Paracas, la línea tiene una longitud de 25.5 Km , la capacidad nominal de la línea de transmisión es de 150 MVA y la máxima demanda actual de la planta Aceros es de 55MW, cuya carga principal son los hornos eléctricos de arco y el tren laminador.

La línea fue construida el año 1982 y viene operando desde el mencionado año, su sistema de protección fue reemplazado y modernizado íntegramente el año 2001 utilizando los modernos sistemas existentes en protección de líneas de transmisión de alta tensión.

1.2 OBJETIVO

Efectuar la selección, adquisición e instalación del nuevo sistema de protección incluyendo los cálculos de cortocircuito y la coordinación de los

relés que forman parte el sistema de protección de la línea de transmisión(L- en 220 KV desde la subestación de salida Independencia hacia la subestación de llegada Aceros Arequipa.

1.3 Antecedentes

Los equipos de sistema de protección (relés electromecánicos) existentes, antes de la modernización, en la línea de transmisión Independencia - Aceros Arequipa son de tecnología antigua (más de 25 años), debido a la obsolescencia de estos, ACEROS AREQUIPA S.A. dentro de sus planes de modernización de sus instalaciones ha visto la necesidad de reemplazar los relés electromecánicos por otros de tecnología digital, siendo para ello necesario realizar los estudios y análisis correspondientes , los cálculos de ajustes de la coordinación de la protección, la adquisición, instalación y la puesta en servicio del nuevo sistema de protección de la red mencionada considerando las actuales condiciones de operación de la planta y la configuración de la red existente del sistema eléctrico interconectado nacional SEIN (Ver Plano N° 1 Diagrama Unifilar del “Sistema de Protección Línea 220 kv”)

CAPÍTULO II

DESCRIPCIÓN DE LA RED ELÉCTRICA PRINCIPAL

El sistema Eléctrico de Aceros Arequipa es alimentado por el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) a través de una línea de transmisión de 220 kV que une la S.E. Independencia perteneciente al SEIN y la S.E. Aceros Arequipa. En esta última subestación existe un transformador de potencia de 220/20 KV, 50 MVA para alimentar exclusivamente los hornos eléctricos de arco, los filtros de compensación de armónicas y los bancos de compensación de potencia reactiva; otro transformador de potencia de 220/10 KV, 16 MVA para la alimentación de las cargas de la planta de laminación , planta de hierro esponja, planta de tratamiento de agua, servicios auxiliares de la planta acería, etc., y por ultimo el transformador de potencia de 220/4.16 KV , 15 MVA perteneciente a la planta de oxígeno de la compañía PRAXAIR.

A continuación se detalla las características técnicas de los principales componentes de la red:

2.1 Línea de Transmisión 220 kv

Independencia – Aceros Arequipa (L-217)

Longitud Total : 25.5 km.

Tensión Nominal = 220 KV

Tipo de conductor: ACAR

Trenza:

Aleación de aluminio :37 hilos/ 3mmØ

Aluminio :24 hilos/3mmØ

Sección del conductor : 431.23 mm²

Peso unitario : 1187 kg/km

Diámetro exterior del conductor : 27 mm

Esfuerzo de rotura mínima : 9,715 KG

Resistencia eléctrica a 20 °C en DC : 0.068 ohm/km

Modulo de elasticidad : 6,250 kg/mm²

Coefficiente de dilatación lineal: 23×10^{-6} °C

Tipo de estructura : Postes de madera con disposición tipo H.

Numero de estructuras : 81, correspondientes a las estructuras de suspensión, retención y ángulo.

Impedancia de secuencia positiva $Z^+ = 12.80 < 80.65^\circ \Omega/\text{fase}$

Impedancia de secuencia cero $Z_0 = 40.27 < 80.55^\circ \Omega/\text{fase}$

2.2 Transformadores de Potencia y Distribución

Los transformadores de potencia de la subestación de llegada son denominados como TR1, TR2 y TR(Praxair), también se incluye adicionalmente los transformadores de distribución(los que están indicados como TR3 y siguientes) correspondiente a la red interna de Aceros Arequipa. Se puede apreciar a continuación en la Tabla N ° 2.1.

**TABLA N° 2.1. Relación de transformadores, la Potencia y
Distribución**

Equipo	Potencia nominal (MVA)	Tensión primaria/ tensión secundaria KV1/KV2	Vcc(%) Tensión de CC	Grupo de conexión
TR1	50	210±4x1.25%/20	12.50	Ynd11
TR2	16	220±8X1.25%/10	12.50	Ynd11
TR(PRAXAIR)	15	220±8X1.25%/4.16	8.00	Ynynd 11
TR3	1.6	10/0.46	5.30	Dyn11
TR4	2.5	10/0.46	6.50	Dyn11
TR5	1.6	10/0.46	5.30	Dyn11
TR6	1.6	10/0.46	5.30	Dyn11
TR7	45	20/0.8276-0.4743	6.63	Yd abierto
TR8	20/24	20/0.174-0.430	5.40	Yd abierto
MC4	2.5	10/0.54	6.00	Dyn11
MC3	2.0	10/0.54	5.14	Dyn11
MC5	1.8	10/0.54	5.14	Dyn11
MC6	1.8	10/0.54	5.14	Dyn11
MC7	2.0	10/0.54	6.50	Dyn11
MC8	2.5	10/0.46	6.50	Dyn11

2.3 Transformadores de Medida y Protección

2.3.1 Transformadores de tensión

En la subestación de salida Independencia y llegada Aceros, es decir en cada extremo de la línea de transmisión, se tiene un transformador de tensión capacitivo de las siguientes características:

Tipo : WE 245 M2

Fabricante : BBC

Tensión primaria : 3x220 KV

Tensión secundaria línea a línea: 3x100 VAC

Tensión secundaria línea a tierra: 57.7 VAC

2.3.2 Transformadores de corriente

Del mismo modo los transformadores de corriente por cada circuito tienen las siguientes características técnicas(ver plano del diagrama eléctrico unifilar):

Tipo : AOT 245

Fabricante : BBC

Tensión nominal : 245 KV

Relación de transformación : 200/1 A (Salida de Independencia)

Relación de transformación : 200/1 A (Llegada Aceros)

Relación de transformación : 150/1 A (Lado TR1)

Relación de transformación : 50/1 A (Lado TR2)

Relación de transformación : 50/1 A(Lado Praxair)

Los transformadores indicados tienen tres bobinas independientes en el lado secundario uno para el sistema de medición y dos para el sistema de protección.

CAPÍTULO III

DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE PROTECCIÓN

3.1 Tipos de Protección en Sistemas de Potencia

En el plano No 1 del anexo 2 se muestra el diagrama unifilar del sistema eléctrico en estudio con todos los relés de protección existentes. A continuación se realiza una breve descripción de cada uno de los tipos de protección de la línea de transmisión y de los transformadores de potencia

3.2 Protección de la Línea de Transmisión de 220 K

3.2.1 Relé de distancia principal (21P)

La protección principal está compuesta por el sistema de protección DLP de General Electric –USA , relé digital basado en microprocesadores diseñado para proveer protección rápida y selectiva ante fallas en las líneas de transmisión. El sistema DLP está diseñado para ser usado en líneas de transmisión sin compensación de capacitores en serie. La función principal de este relé es proveer protección de distancia, para ello cuenta con cuatro zonas de operación de característica de operación tipo Mho independientes para ambos tipos de falla (fase-fase y fase-tierra) y seis diferentes esquemas de protección.

Los esquemas de protección disponibles y configurables en el sistema DLP son los siguientes:

- ◆ Esquema de protección simple de distancia por escalón(Step Distance)
- ◆ Esquema de protección de distancia con extensión de la 1era zona.
- ◆ Esquema de protección de distancia de sobrealcance permisivo(POTT) con disparo transferido.
- ◆ Esquema de protección de distancia de subalcance permisivo(PUTT) con disparo transferido.
- ◆ Esquema de protección de distancia con bloqueo.
- ◆ Esquema de protección de distancia tipo híbrido.

Además permite realizar la medición de impedancia en las siguientes zonas:

- ◆ Cuatro zonas con funciones de protección de distancia entre fase y tierra.
- ◆ Zona 2, 3 y 4 incluye temporizadores independientes para protección de distancia entre fase y tierra.

Sólo en la primera zona para fallas a tierra se puede seleccionar opcionalmente la característica reactancia supervisado por una característica M_{ho} lográndose un mayor alcance y sensibilidad para las fallas con contacto a tierra que se produzcan en la línea y la cuarta zona puede ser orientada hacia delante o hacia atrás.

A continuación haremos una breve descripción de cada función habilitada en el sistema de protección principal DLP.

A.- Función de falla de fusible del transformador de tensión (PTFF)

Esta función asegura una alarma y bloqueo de la unidad de distancia (SELFFB =YES). Si no es habilitada sólo asegura una alarma. Los ajustes son de fábrica, la tensión de arranque está fijado en $75\%V_n$ y la relación de arranque por dropout es virtualmente 100%

Esta función no opera en casos de falla en la línea de transmisión.

B.- Line Pickup

Provee un disparo inmediato en la eventualidad de que se energice la línea con una falla existente. Si la línea es energizada y no hay falla, después de 25 ms queda inhabilitada esta función hasta que la línea salga nuevamente fuera de servicio.

C.- Función de reenganche o recierre (79)

Esta función opcional puede ser ajustado para proveer uno o dos intentos de reenganche, siendo el primero, monofásico o trifásico y el segundo siempre trifásico.

El reenganchador no hace diferencia si la señal que lo activa es externa vía ingreso digital o interna

En nuestro caso, se está usando la opción de reenganche monofásico para fallas monofásicas que sean detectadas en la línea protegida, para otro tipo de fallas (bifásica, trifásica) no existe reenganche.

Finalmente, otra de las características del sistema DLP es la localización de las fallas.

Mayor información sobre las características del relé se podrá encontrar en la Guía del Usuario GEK-105549 (DLP DIGITAL TRANSMISSION LINE RELAYING SYSTEM WITH SINGLE PHASE TRIPPING)

3.2.2 Relé de distancia secundario o de respaldo (21R)

El Avanzado Sistema de Protección de Línea (ALPS), de General Electric es un relé digital basado en microprocesadores diseñado para proveer protección en líneas con o sin compensación en serie. Este relé está disponible para aplicaciones de disparo monofásico o trifásico. Los tiempos típicos de operación son de 1 ciclo del periodo de la onda sinusoidal.

La función principal de este relé es proveer protección de distancia con cuatro zonas de operación de característica mho independientes para ambos tipos de falla (fase-fase y fase-tierra), de los cuales sólo en la primera zona para fallas a tierra se puede seleccionar opcionalmente la característica adaptiva de reactancia supervisado por la característica mho lográndose un mayor alcance y sensibilidad para las fallas con contacto a tierra que se produzcan en la línea. La cuarta zona puede ser orientada hacia delante o hacia atrás. Este sistema cuenta con seis esquemas lógicos de protección, similar a la descrita anteriormente en el sistema de protección principal DLP.

A continuación haremos una breve descripción de cada función habilitada en el relé de protección de respaldo:

A.- Función de falla de fusible del transformador de tensión (PTFF)

Cuando la función falla fusible es detectada se bloquea los disparos de las funciones distancia y direccional, si estuvieran habilitadas otras funciones no dependientes de la tensión estas quedarán de respaldo.

Los ajustes son de fábrica, la tensión de arranque está fijado en $75\%V_n$ y la relación de arranque por dropout es virtualmente 100%.

Esta función no opera en casos de falla en la línea de transmisión o si una o más fases de la línea está abierta.

B.- Line Pickup (Cierre sobre falla)

En la eventualidad de que se energice la línea con una corriente de falla existente superior al ajuste I1, el detector de corriente arranca y se produce una salida. Si el temporizador Bypass está habilitado se produce inmediatamente el disparo, si no está habilitado, el disparo ocurre después de 45 ms.

Si la línea es energizada y no hay falla, después de 40 ms queda inhabilitada esta función hasta que la línea salga de servicio.

C.- Función de reenganche o recierre (79)

Esta función opcional puede ser habilitado solamente con el ALPS, separadamente con un sistema de relé externo o puede ser usado simultáneamente con ambos. Este reenganchador se utiliza en aplicaciones disparo monofásico o trifásico para proveer hasta cuatro intentos de

reenganche, siendo el primero, monofásico o trifásico y los demás siempre trifásico.

En nuestro caso, se está usando la opción de reenganche monofásico para fallas monofásicas que sean detectadas en la línea protegida, para otro tipo de fallas (bifásica, trifásica) no existe reenganche.

Finalmente, otra de las características del sistema ALPS es la localización de las fallas.

Mayor información sobre las características del relé se podrá encontrar en el manual de instrucción P/N: GEK-105555D (ALPS ADVANCED LINE PROTECTION SYSTEM – INSTRUCCIÓN MANUAL).

3.2.3 Relé de sobre corriente direccional de tierra (67N)

La protección direccional de tierra de la línea de transmisión estará compuesta por el relé electrónico multifunción programable DFP100, marca GENERAL ELECTRIC. A continuación haremos una breve descripción de cada uno de los tipos de función habilitadas en el relé DFP100.

A.- Función de Sobre corriente de Tierra de Tiempo Definido (51ND1)

Posee características de tiempo fijo, es decir, el tiempo de operación no varía con el incremento de la corriente.

B.- Control de Torque de tierra

El control de torque de la función de sobrecorriente de tierra se realiza usando la siguiente señal:

- 67N Direccional de tierra.

El relé DFP100 provee la capacidad de supervisar la función de sobrecorriente de tierra con una unidad direccional de tierra, es decir, necesariamente deben actuar la unidad direccional y sobrecorriente para el disparo del relé.

Mayor información sobre las características del relé se podrá encontrar en el Manual de Instrucción P/N: GEK-105545C.

3.3 Protección de Transformadores de Potencia

A continuación, a manera de referencia, se describen los relés existentes del tipo electromecánico en base a sus funciones utilizadas normalmente en protección de transformadores de potencia, estos relés esta contemplados su modernización en una segunda etapa:

3.3.1 Protección Diferencial (87)

Relé marca BBC tipo D202, relé electromecánico para protección de transformadores de dos devanados. Requiere transformadores de corriente auxiliares externos para la compensación de amplitud y fase. Estos relés protegen a los transformadores de 42/50 y 16 MVA (TR1 y TR2)

3.3.2 Protección Térmica (49)

Protección constituida por relés electromecánicos BBC- del tipo ST, usado para la protección ante calentamientos excesivos de los transformadores.

Los relés térmicos tienen una constante de tiempo calibrado en fábrica que se fija su característica de operación y viene a ser una curva tiempo vs. corriente de sobrecarga similar a la del equipo protegido.

Adicionalmente cuenta con una unidad de sobrecorriente instantáneo.

3.3.3 Protección de mínima tensión (27)

Relé marca BBC tipo UM21-3, relé electromecánico con característica de operación de tiempo fijo. Se usa como protección de respaldo de la protección de sobrecorriente.

3.3.4 Protección de sobrecorriente de fases (50/51)

Las protecciones de sobrecorriente de fase están constituidas por relés electromecánicos BBC – tipo ISM21 con características de operación de tiempo fijo.

3.3.5 Protección de sobre corriente de tierra (51N)

Las protecciones de sobrecorriente de tierra están constituidas por relés electromecánicos BBC- tipo IM3X con características de operación de tiempo fijo.

Estos relés se encuentran instalados en el lado de alta tensión de los transformadores de potencia, los cuales tienen conexión a tierra.

Las funciones recomendables para proteger un transformador de potencia son:

- Protección de sobrecorriente de fases.
- Protección de sobrecorriente a tierra (sugerido cuando el devanado del transformador no está aterrado)
- Protección de sobrecarga.
- Protección diferencial

Las funciones de sobrecorriente de fases y tierra tienen característica de operación de tiempo fijo.

La función de sobrecarga está basada en una réplica térmica del equipo protegido. El incremento de temperatura es monitoreado y supervisado en el relé en dos etapas ($\Delta\theta_1$, $\Delta\theta_2$). La etapa $\Delta\theta_1$ puede ser utilizado para alarma, el valor de restauración es 5% por debajo de $\Delta\theta_1$ y $\Delta\theta_2$ es empleado para disparo. La señal de disparo es aplicado hasta que la temperatura caiga por debajo del valor de en una magnitud ajustable $H\Delta\theta$.

CAPÍTULO IV

CÁLCULO DE NIVELES DE CORRIENTES DE CORTOCIRCUITOS

Los cálculos de los niveles de corrientes de cortocircuitos se han llevado a cabo teniendo en cuenta la configuración de todo el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) para condiciones de máxima y mínima demanda.

En condiciones de máxima demanda, se ha considerado: dos ternas Independencia – San Juan. Dos ternas Independencia – Mantaro, dos transformadores en paralelo, una reactancia en la S.E. Independencia y las reactancias subtransitoria de los generadores.

En condiciones de mínima demanda, se ha considerado: una terna Independencia --San Juan, una terna Independencia – Mantaro, una transformador, una reactancia en la S.E. Independencia y las reactancias transitorias de los generadores.

4.1 Cálculo de Impedancia de Secuencia Positiva y Cero de la Línea.

En línea de transmisión sin cable de guarda o sin conductor de tierra se cumple la siguiente relación:

$$\overline{Z_0} = R_0 + jX_0 \dots\dots\dots (4.1)$$

la resistencia eléctrica efectiva R_0 es:

$$R_0 = R_L + \frac{3\mu_o}{8} w \dots\dots\dots (4.2)$$

Donde:

R_L : Resistencia efectiva del conductor en Ohm/fase

μ_o : constante de inducción de permeabilidad magnética

μ_o : $4\pi \times 10^{-4}$ H/km

w = Frecuencia Angular en s^{-1} .

La reactancia efectiva X_0 es:

$$X_0 = \frac{\mu_o}{2\pi} w \left(3Ln \frac{\delta}{\sqrt[3]{rd^2}} + \frac{\mu_1}{4n} \right) \dots\dots\dots (4.3)$$

$$\text{Donde: } \delta = \frac{1.85}{\sqrt{\mu_o \frac{1}{\delta} w}} \dots\dots\dots (4.4)$$

μ_i : permeabilidad relativa del conductor (generalmente $\mu_i = 1$)

δ : penetración terrestre de la corriente en m,

r : radio del conductor en m.

d : distancia media geométrica en m de los 3 conductores o fases del sistema trifásico.

N: número de conductores parciales en caso de conductores en $\begin{matrix} 1 & 2 & 3 \\ * & * & * \\ R & S & T \end{matrix}$

disposición de la línea de transmisión

$$d = \sqrt[3]{d_{12} \cdot d_{23} \cdot d_{31}} \implies d = \sqrt[3]{6 \cdot 6 \cdot 12} = 6\sqrt[3]{2}$$

$$d = \sqrt[3]{2} \text{ m.}$$

$$d*d = 3 \sqrt[3]{2} \text{ m.}$$

Cálculo de Ro:

$$R_o = R_L + \frac{3\mu_o}{8} W \dots \dots \dots (4.5)$$

De tabla de conductores de aluminio reforzado con aleación de aluminio 620 tipo ACAR a 50°C la resistencia del conductor R_L es 0.0816 ohmios/km, por lo tanto reemplazando en la ecuación (4.5) se obtiene:

$$R_o = 0.0816 \frac{\Omega}{km} + \frac{3 \times 4\pi \times 10^{-4} H}{8 km} \cdot 377 \text{ seg}^{-1}$$

$$W = 2\pi f = 2\pi \times 60 = 377 \text{ seg}^{-1}; L = 25.5 \text{ km}$$

$$\text{Resolviendo se obtiene: } R_o = 0.25925 \frac{\Omega}{km}$$

$$\text{Luego : } R_o = 6.61 \frac{\Omega}{\text{fase}}$$

Cálculo de Xo:

$$X_o = \omega \frac{w\mu_o}{2\pi} \left(3Ln \frac{\delta}{\sqrt[3]{rd^2}} + \frac{\mu_L}{4n} \right) \dots \dots \dots (4.6)$$

$$\delta = \frac{1.85}{\sqrt{4\pi \cdot 10^{-4} \frac{H}{km} \times \frac{1}{\rho} \times 377 \text{seg}^{-1}}} \dots \dots \dots (4.7)$$

donde ρ ; resistividad del suelo o terreno de la línea de transmisión en $\Omega\cdot m$.

$\rho = 50 \Omega\cdot m$, terreno cultivable y zona agrícola parcialmente zona desértica con un nivel de 100 m.s.n.m.

se calcula; $\delta = 0.6010 \text{ m}$

$$x_0 = 1.564 \frac{\Omega}{km}$$

$$x_0 = 39.73 \frac{\Omega}{fase}$$

$$\text{luego: } \overline{Z_0} = 6.61 + j 39.73 = 40.27/80.55^\circ \frac{\Omega}{fase}$$

Cálculo de la impedancia $\overline{Z_L}$ de la línea de transmisión

$$\overline{Z_L} = R_L + jX_L \dots \dots \dots (4.8)$$

donde:

R_L : resistencia eléctrica del conductor en $\frac{\Omega}{fase}$

$R_L = 0.0816 \Omega/km$, Para conductores ACAR, $S = 431 \text{ mm}^2$ en AC y 60°C de temperatura del conductor.

X_L ; Reactancia de inducción del conductor $X_L = \omega L$

L = coeficiente de autoinducción en H/km

ω = frecuencia angular en s^{-1}

Se cumple:

$$X_L = [0,5 + 4.6 \text{ Log}D/r] \times 10^{-4} \cdot \omega \quad \Omega/km \dots \dots \dots (4.9)$$

$$\omega = 377 \text{ s}^{-1}$$

D = separación media geométrica entre fases de la línea; $D = d\sqrt[3]{2}$,
reemplazando en la ecuación (4.9) se obtiene:

$$X_L = \left[0.5 + 4.6 \text{ Log} \frac{6\sqrt[3]{2}m}{\frac{13.5mm \cdot m}{1000 mm}} \right] \times 10^{-4} \times 377 \Omega/\text{km}$$

$$X_L = 0.496436 \Omega/\text{km}$$

Por lo tanto la impedancia de la línea es:

$$\overline{Z}_{\pm} = 0.0816 + j 0.495436 \Omega/\text{km}$$

$$\overline{Z}_{\pm} = 2.0808 + j 12.63 \Omega/\text{fase}$$

$$\overline{Z}_L = \mathbf{12.80 \angle 80.65^\circ}$$

Esta impedancia de la línea de transmisión es igual a la impedancia de secuencia positiva e impedancia de secuencia negativa

$$\overline{Z}_L = \overline{Z}_{1L} = \overline{Z}_{2L}$$

4.2 Cálculo de Cortocircuito Trifásico Máxima Demanda

La línea de transmisión L-217 es alimentada desde la subestación Independencia, este a su vez es alimentada en anillo por 2 líneas de transmisión L-203 y L-231 Mantaro e Independencia y por 2 líneas L-207 y L-2 Lima – Independencia

En condiciones Máxima Demanda se considera una potencia de cortocircuito de 1,400 MVA en las Barras de la Subestación Independencia (Sistema Grande); y en condiciones de Mínima Demanda se considera una potencia de cortocircuito de 1,100 MVA, ver a continuación la figura No4.1

El diagrama unifilar es:

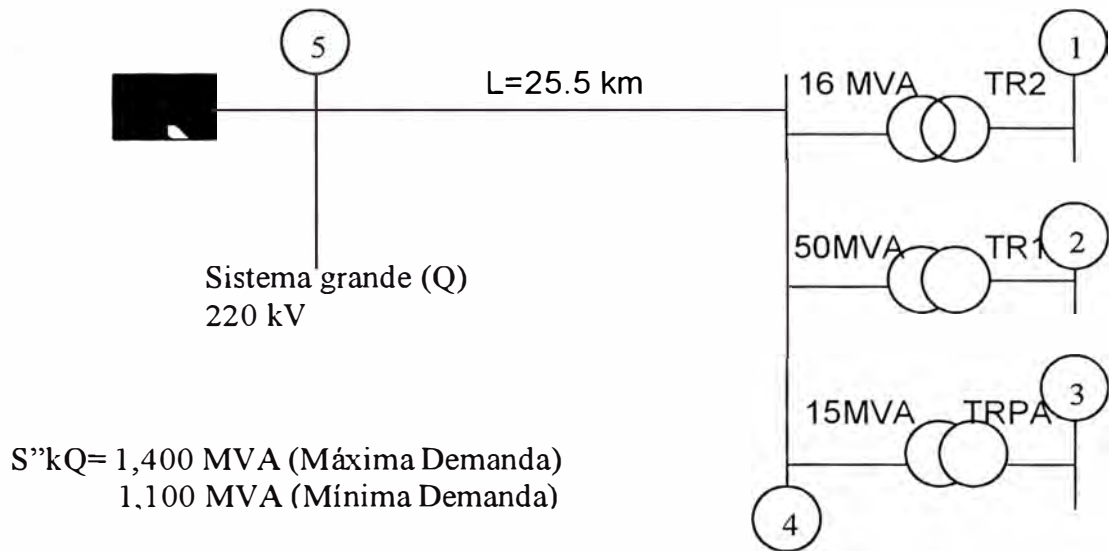


Figura 4.1: Diagrama unifilar básico del sistema en estudio

Donde:

Transformador TR1 210/20KV, 50 MVA

Transformador TR2 210/10KV, 16 MVA

Transformador TRPA 210/4.16KV, 15MVA

La corriente de cortocircuito se calcula solamente para la condición de máxima demanda con la finalidad de tener el mayor nivel de corrientes de falla en toda la red de Aceros Arequipa. En este caso la red en estudio es radial, debido a que la contribución de las corrientes es de un solo lado (S.E. Independencia).

Primero se calcula la impedancia del sistema grande Z_{\varnothing} , la impedancia de la línea Z_L es conocido.

Cálculo de la impedancia equivalente \bar{Z}_Q del Sistema Grande :

$$\bar{Z}_Q = R_1 + jX_Q \quad \dots\dots\dots(4.10)$$

$$Z_Q = \frac{1.1xU_n^2}{S'' k_Q} = \frac{1.1 x 220^2 \text{ kV}^2}{1,400 \text{ MVA}} = 38.028\Omega$$

Si se considera: $R_Q = 0.1X_Q$ y $Z_Q = \sqrt{R_Q^2 + X_Q^2} \quad \dots\dots(4.11)$

Se deduce: $\bar{Z}_Q = 3.78388 + j37.8388 \Omega/\text{fase}$

4.2.1 Cortocircuito trifásico en la barra 4-220kV

Se considera una falla simétrica por lo tanto se cumple:

$$I_{CC4} = \frac{1.1U_n}{\sqrt{3} x |\bar{Z}_{eq.4}|} \quad \dots\dots\dots(4.12)$$

Donde

U_n = tensión nominal del sistema en kV

$\bar{Z}_{eq.4}$ = impedancia equivalente en el punto de falla 4

Cálculo de $\bar{Z}_{eq.4}$

$$\bar{Z}_{eq.4} = \bar{Z}_Q + \bar{Z}_L = 3.78388 + j37.8388 + 2.0808 + j12.63$$

$$\bar{Z}_{eq.4} = 5.86468 + j50.4724\Omega/\text{fase} = 50.81 \angle 83.37 \Omega/\text{fase}$$

$$\text{Luego: } I_{CC4} = \frac{1.1x220kV}{\sqrt{3} x 50.81 \frac{\Omega}{\text{fase}}}$$

$$I_{CC4} = 2,749.8 \text{ amp.}$$

4.2.2 Cálculo de Cortocircuito trifásico en la barra 1-10kV

Los datos del transformador de potencia TR2 es:

$$U_{\text{nom.p}} : 210 \text{ kV}$$

$$U_{\text{nom.s}} : 10 \text{ kV}$$

$$S_{\text{NTR2}} : 16 \text{ MVA}$$

$$U_z : 12.5\%$$

$$U_r : 0.5\%$$

Conexión : YNd11 (lado 220 KV puesta a tierra)

Se cumple:

$$U_z = \sqrt{U_r^2 + U_x^2} \dots\dots\dots(4.13)$$

$$\text{Luego; } U_{x\text{TR2}} = \sqrt{U_{z\text{TR2}}^2 - U_{r\text{TR2}}^2} = \sqrt{12.5^2 - 0.5^2} = 12.48$$

$$R'_{\text{TR2}} = \frac{U_r U_{\text{nom.s}}^2}{100\% S_{\text{NTR2}}} = \frac{0.5\% \cdot 10^2 \text{ kV}^2}{100\% 16\text{MVA}} = 0.03125\Omega$$

$$X'_{\text{TR2}} = \frac{U_x U_{\text{nom.s}}^2}{100\% S_{\text{NTR2}}} = \frac{12.489\% \cdot 10^2 \text{ kV}^2}{100\% 16\text{MVA}} = 0.78056\Omega$$

$$\bar{Z}_{\text{TR2}} = 0.03125 + j 0.78056 \Omega/\text{fase}$$

La impedancia \bar{Z}_{eq4} calculada en 2.1.1 debe ser reflejada en el lado 10 kV

$$\bar{Z}'_{eq4} = \bar{Z}_{eq4} \left(\frac{U_{\text{nom.s}}}{U_{\text{nom.p}}} \right)^2 = (5.86468 + j50.4724) (10/210)^2$$

$$\bar{Z}'_{eq4} = 0.013298 + j 0.114450 \Omega/\text{fase}$$

luego: la impedancia equivalente \bar{Z}'_{eq4} en la barra 1-10kV es

$$\bar{Z}'_{eq1} = \bar{Z}'_{eq4} + \bar{Z}'_{\text{TR2}} = 0.013298 + j0.114450 + 0.03125 + j0.78056$$

$$\bar{Z}'_{eq1} = 0.044548 + j0.89501 = \underline{0.896|87.15^\circ}$$

Por lo tanto la corriente trifásica I_{cc1} en la barra 1 es:

$$I_{cc1} = \frac{1.1Un}{\sqrt{3}|\bar{Z}'_{eq.1}|} = \frac{1.1 \times 10kV}{\sqrt{3} \cdot 0.896}$$

$$I_{cc1} = \mathbf{7,088 \text{ amp.}}$$

4.2.3 Cálculo de Cortocircuito trifásico en la Barra 2-20kV.

Los datos del transformador TR1 es:

$$U_{nom,p} : 210 \text{ kV}$$

$$U_{nom,s} : 20 \text{ kV}$$

$$S_{NTR2} : 50 \text{ MVA}$$

$$U_z : 12.5\%$$

$$U_r : 0.5\%$$

Conexión : YNd11 (lado 220KV puesta a tierra)

Del mismo modo se calcula:

$$R'_{TR1} = \frac{U_r U_{nom,s}^2}{100\% S_{NTR1}} = \frac{0.5\% \cdot 20^2 \text{ kV}^2}{100\% 50MVA} = 0.04\Omega$$

$$X'_{TR1} = \frac{U_x U_{nom,s}}{100\% S_{NTR1}} = \frac{12.489\% \cdot 20^2 \text{ kV}^2}{100\% 50MVA} = 0.999\Omega$$

$$\bar{Z}'_{TR1} = 0.04 + j 0.999\Omega/\text{fase}$$

La impedancia \bar{Z}_{eq4} calculada en 2.1.1 debe ser reflejada en el lado 20 kV

$$\bar{Z}'_{eq4} = \bar{Z}_{eq4} \left(\frac{U_{nom.s}}{U_{nom.p}} \right)^2 = (5.86468 + j50.4724) (20/210)^2$$

$$\bar{Z}'_{eq4} = 0.05319 + j 0.4578 \Omega/\text{fase}$$

luego: la impedancia equivalente \bar{Z}'_{eq2} en la barra 2-20kV es

$$\bar{Z}'_{eq2} = \bar{Z}'_{eq4} + \bar{Z}'_{TR1} = 0.05319 + j0.4578 + 0.04 + j0.999$$

$$\bar{Z}'_{eq2} = 0.09319 + j1.4568 = 1.4598 \angle 86.34^\circ$$

por lo tanto la corriente trifásica I_{cc2} en la barra 2 es:

$$I_{cc2} = \frac{1.1 U_n}{\sqrt{3} |\bar{Z}'_{eq2}|} = \frac{1.1 \cdot 20 kV}{\sqrt{3} \cdot 1.4598}$$

$$I_{cc2} = \mathbf{8,700 \text{ amp.}}$$

4.2.4 Cálculo de Cortocircuito trifásico en la Barra 3- 4.16kV.

Los datos del transformador TRPA es:

$$U_{nom.p} : 210 \text{ kV}$$

$$U_{nom.s} : 4.16 \text{ kV}$$

$$S_{NTR2} : 15 \text{ MVA}$$

$$U_z : 8\%$$

$$U_r : 0.7\%$$

Conexión : YNd11 (lado 220 kV puesto a tierra)

Del mismo modo se calcula:

$$R'_{TRPA} = \frac{U_r U_{nom.s}^2}{100\% S_{NTRPA}} = \frac{0.7\% \cdot 4.16^2 \text{ kV}^2}{100\% \cdot 15 \text{ MVA}} = 0.008076 \Omega$$

$$X'_{TRPA} = \frac{Ux U_{nom.s}^2}{100\% S_{NTRPA}} = \frac{07.969\% \cdot 4.16^2 kV^2}{100\% 15MVA} = 0.91938 \Omega$$

$$\bar{Z}'_{TRPA} = 0.008076 + j 0.091938 \Omega/fase$$

$$0.008076 + j0.091938$$

La impedancia \bar{Z}_{eq3} calculada en 4.2.1 debe ser reflejada en el lado 4.16 kV

$$\bar{Z}'_{eq4} = \bar{Z}_{eq4} \left(\frac{U_{nom.s}}{U_{nom.p}} \right)^2 = (5.86468 + j50.4729) (4.16/210)^2$$

$$\bar{Z}'_{eq4} = 0.0023 + j 0.0198 \Omega/fase$$

Luego: la impedancia equivalente \bar{Z}'_{eq3} en la barra 3- 4.16kV es:

$$\bar{Z}'_{eq3} = \bar{Z}'_{eq4} + \bar{Z}'_{TRPA} = 0.00232 + j0.0198 + 0.008076 + j0.091938 \Omega/fase$$

$$\bar{Z}'_{eq3} = 0.01037 + j0.111738 = 0.1122 \angle 84.69^\circ \Omega/fase$$

Por lo tanto la corriente trifásica I_{cc3} en 3 es:

$$I_{cc3} = \frac{1.1Un}{\sqrt{3}|\bar{Z}'_{eq3}|} = \frac{1.1 \cdot 4.16 kV}{\sqrt{3} \cdot 0.1122}$$

$$I_{cc3} = \mathbf{23,547 \text{ amp.}}$$

4.3 Cálculo de Cortocircuito Monofásico a Tierra Máxima Demanda

En los casos revisados de corto circuito trifásico el Sistema esta balanceado, por lo tanto el estudio por fase y el análisis de red de secuencia positiva es suficiente.

En sistemas desbalanceados como es el caso de cortocircuitos asimétricos, falla línea a tierra o falla bifásica a tierra se utilizarán el análisis de componentes simétricas de secuencia positiva, negativa y cero.

Las impedancias cero de los transformadores son importantes para el cálculo de la corriente de circuitos desbalanceados.

En transformadores trifásicos con conexión YNd y núcleo de 3 columnas, se cumple:

$$\frac{X_0}{X_1} = 0.85 \text{ (Manual BBC, página 55)} \dots\dots\dots(4.15)$$

Este valor depende de la estructura del núcleo del transformador y de la conexión de los arrollamientos.

Las impedancias de secuencia positiva y negativa de transformadores son iguales y se calcula del modo siguiente:

$$\bar{Z}_T = R_T + jX_T \dots\dots\dots(4.16)$$

$$\frac{\mu_{KN}}{100\%} \frac{U_{NT}^2}{S_{NT}} \dots\dots\dots(4.17)$$

$$R_T = \frac{\mu_{RN}}{100\%} \frac{U_{NT}^2}{S_{NT}} \dots\dots\dots(4.18)$$

$$X_T = \sqrt{Z_T^2 - R_T^2} \dots\dots\dots 4.19)$$

Con respecto a la red de Aceros Arequipa, la configuración es la misma para las condiciones de máxima y mínima demanda.

Este tipo de falla se ha calculado en condiciones de máxima y mínima demanda en el nivel de 220 kV. Debido a la puesta a tierra del neutro de los transformadores de potencia de las SS.EE. Independencia y Aceros Arequipa en el devanado de 220 kV, existe contribución a la falla por ambos extremos.

4.3.1 Cálculo de corriente de cortocircuito monofásico a tierra en barra 4-220KV.

Se tiene el siguiente esquema unifilar ver figura 4.2 :

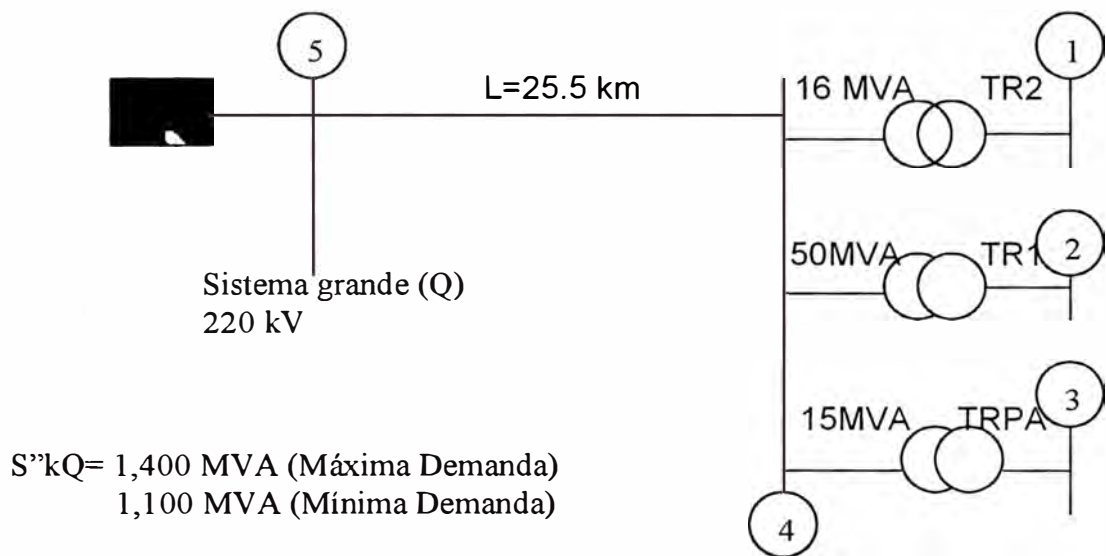


Figura No 4.2. Diagrama Unifilar básico del Sistema en estudio

Transformador TR1 210/20KV, 50 MVA, YNd11

Transformador TR2 210/10KV, 16 MVA, YNd11

Transformador TRPA 210/4.16KV, 15MVA,YNyn11(Transformador de 3 devanados, en el lado de carga 4.16KV el neutro esta conectado a tierra a través de una resistencia de 6 ohm.

Este tipo de falla es considerado asimétrica por lo que se realizara los cálculos y análisis considerando las componentes de secuencia positiva(índice 1), negativa(índice 2) y cero(índice 0).

En el capítulo 4.1 y 4.2 se calcularon las impedancias del sistema grande (Q) para condiciones de máxima demanda, así como también la impedancia de la línea de transmisión, así se obtuvieron los siguientes valores:

Sistema grande o Infinito(Q):

$$Z_Q = 3.78388 + j37.8388 = 38.027 \angle 84.29^\circ \Omega/\text{fase}, \quad Z_{Q1} = Z_{Q2} = Z_Q$$

Línea de transmisión:

$$Z_L = Z_{L1} = Z_{L2} = 2.0808 + j12.6396 = 12.80 \angle 80.65^\circ \Omega/\text{fase}.$$

$$Z_{L0} = 6.61 + j39.73 = 40.27 \angle 80.55^\circ \Omega/\text{fase}$$

A continuación se indica los esquemas de secuencia positiva , negativa y cero para el diagrama unificar mostrado y considerando un cortocircuito monofásico en la barra 4 de la subestación de llegada de Aceros Arequipa:

Esquema de Secuencia Positiva:

Grupo de conexión de transformadores : YNd 11

Se efectuará el análisis y el cálculo considerando los componentes simétricos es decir las redes de secuencia positiva, negativa y cero.

Anteriormente se calcularon los siguientes valores:

Sistema grande (Q)

Línea de transmisión:

$$\bar{Z}_Q = 3.78388 + j37.8388 \Omega / \text{fase} \quad \bar{Z}_1 = \bar{Z}_2 = \bar{Z}_C = 2.0808 + j12.6396 \Omega / \text{fase}$$

$$= 38.027 \angle 84.289^\circ \quad = 12.80 \angle 80.65^\circ$$

$$\bar{Z}_Q = \bar{Z}_{Q1} = \bar{Z}_{Q2};$$

$$\bar{Z}_Q = 6.61 + j39.73 = 40.27 \angle 80.55^\circ \Omega / \text{fase}$$

DIAGRAMA UNIFILAR SECUENCIA POSITIVA, VER FIGURA 4.3

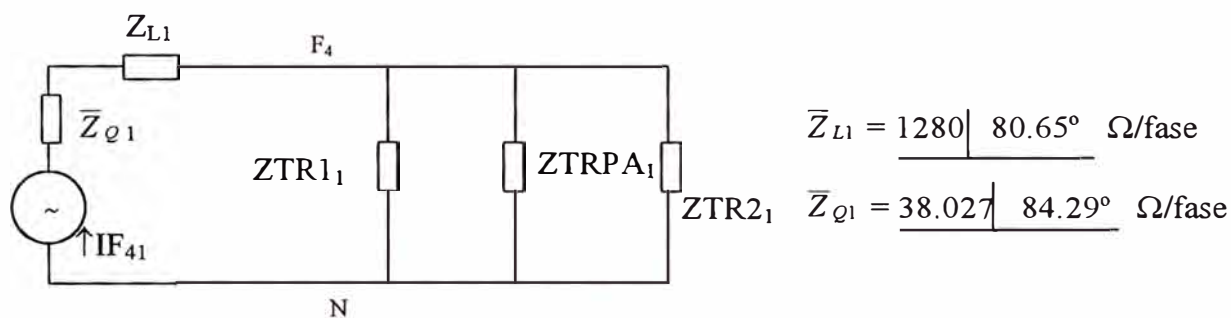


FIGURA 4.3

Se calcula \bar{Z}_{eq1} Total con respecto a F4.

$$\bar{Z}_{eq1} = \bar{Z}_{L1} + \bar{Z}_{Q1} = 50.8179 \angle 83.37^\circ$$

A este valor se debe calcular las impedancias en paralelo de los tres transformadores de potencia

Anteriormente se calcularon los siguientes valores:

Sistema grande (Q)	Línea de transmisión:
$\bar{Z}_Q = 3.78388 + j37.8388 \Omega / \text{fase}$ $= \underline{38.027 \mid 84.289^\circ}$	$\bar{Z}_1 = \bar{Z}_2 = \bar{Z}_c = 2.0808 + j12.6396 \Omega / \text{fase}$ $= 12.80 \mid 80.65^\circ$
$\bar{Z}_Q = \bar{Z}_{Q1} = \bar{Z}_{Q2};$	$\bar{Z}_Q = 6.61 + j39.73 = 40.27 \mid 80.55^\circ \Omega / \text{fase}$

DIAGRAMA UNIFILAR SECUENCIA POSITIVA, VER FIGURA 4.3

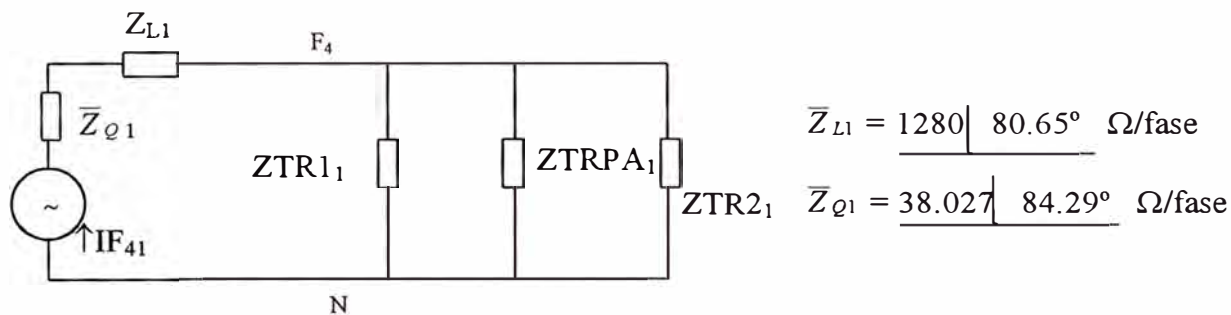


FIGURA 4.3

Se calcula \bar{Z}_{eq1} Total con respecto a F_4 .

$$\bar{Z}_{eq1} = \bar{Z}_{L1} + \bar{Z}_{Q1} = 50.8179 \mid 83.37^\circ$$

A este valor se debe calcular las impedancias en paralelo de los tres transformadores de potencia

Se calcula de la impedancia de cortocircuito de los transformadores de potencia.

$$\bar{Z}_{LO} = 40.27 \angle 80.55^\circ \quad \Omega / \text{fase}$$

$$\bar{Z}_{TR1} = 110.25 \angle 87.70^\circ \quad \Omega / \text{fase}$$

$$\bar{Z}_{TR2} = 344.53 \angle 87.70^\circ \quad \Omega / \text{fase}$$

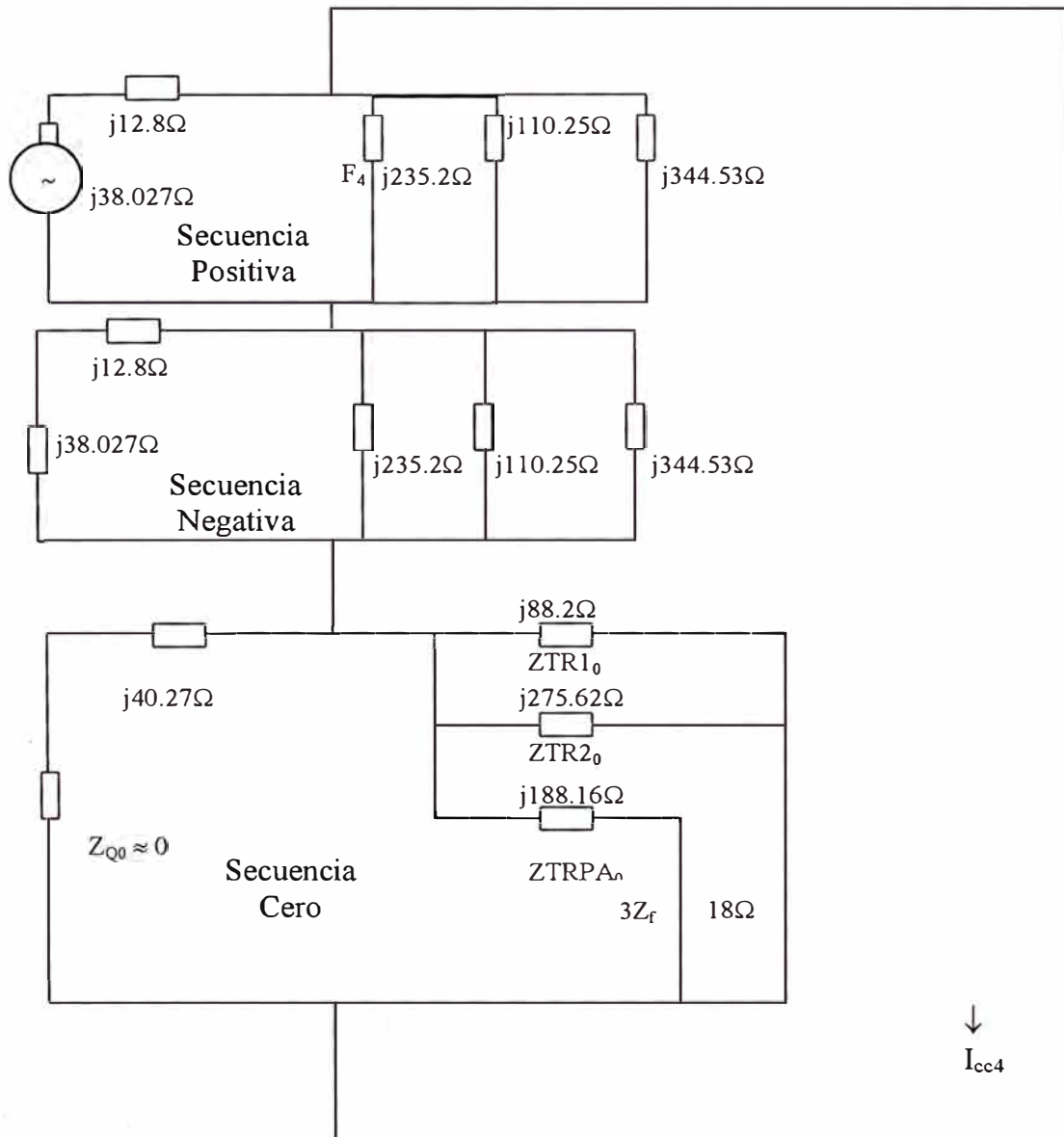
$$\bar{Z}_{TRPA} = 235.2 \angle 84.98^\circ \quad \Omega / \text{fase}$$

La impedancia de secuencia positiva y negativa de los transformadores son iguales. Los fabricantes de transformadores de potencia indican que la impedancia de secuencia cero de los transformadores es como 0.8 veces la impedancia calculada anteriormente.

$$\bar{Z}_{ccTR1_0} = 0.8 \bar{Z}_{CCTR11} \dots\dots\dots(4.20)$$

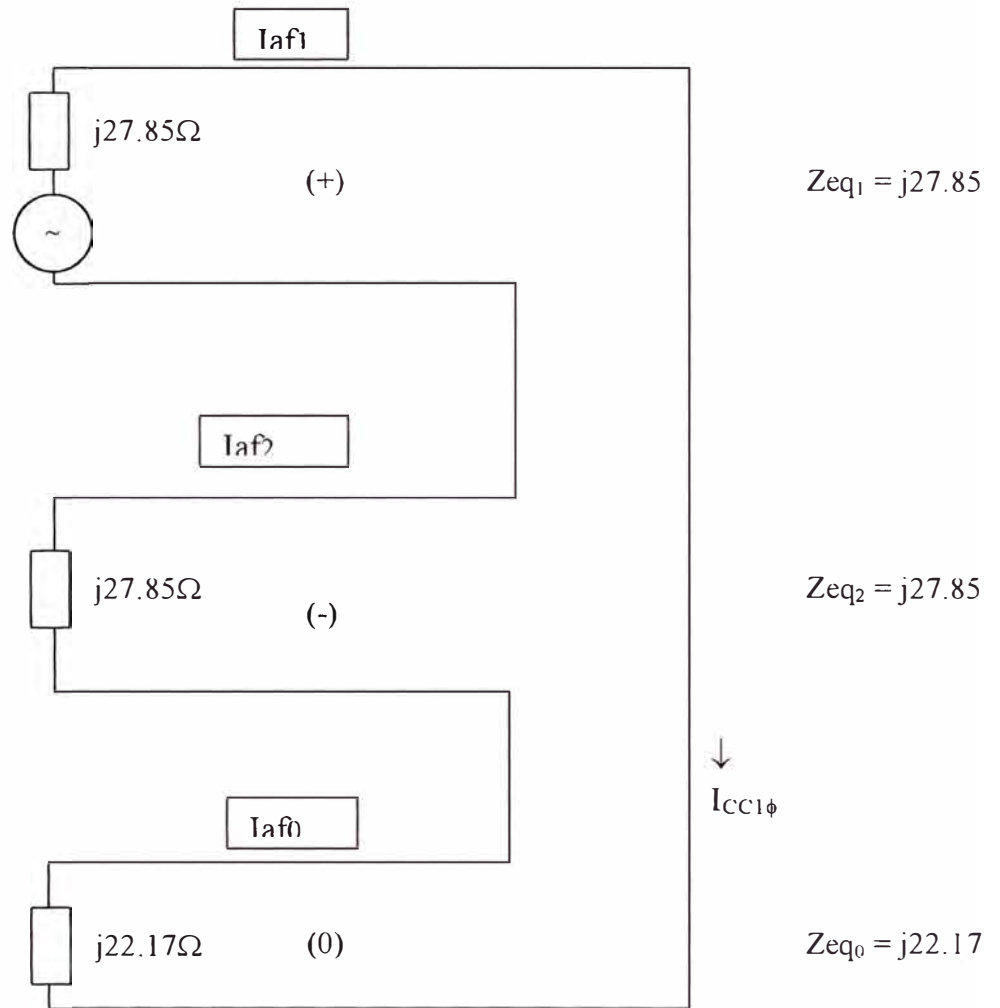
Luego interconectamos las redes de secuencia positiva, negativa y cero; a fin de facilitar los cálculos despreciamos las resistencias de los transformadores, así como de la línea y del sistema grande Q; se reduce tal como se muestra a continuación en la figura No 4.5 :

Figura 4.5. Diagrama de redes de secuencia positiva, negativa y cero



Resolviendo se reduce a la figura N° 4.6:

Figura 4.6. Circuito final reducido de secuencia positiva, negativa y cero.



Luego la corriente de cortocircuito homopolar $I_{cc1\phi}$ para falla monofásica a tierra en la barra 4 – Subestación de Llegada de Aceros es:

$$I_{cc1\phi 4} = \frac{V_4 (KV)}{|Z_{eq_1} + Z_{eq_2} + Z_{eq_0}|} = \frac{220 KV}{|j27.85 + j27.85 + j22.17|}$$

$I_{cc1\phi 4} = \frac{220 KV}{ j77.87 }$	\rightarrow	$I_{cc1\phi 4} = 2.80 KA$
---	---------------	---------------------------

En un cortocircuito monofásico de línea a tierra (fallas asimétricas), se cumple la siguiente relación:

$$\begin{bmatrix} I_{af1} \\ I_{af2} \\ I_{af0} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & a & a^* \\ 1 & a^* & a \\ 1 & 1 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_{af} \\ I_{bf} \\ I_{cf} \end{bmatrix} ;$$

Considerando que la falla ocurre en la fase "a", entonces $I_{bf} = 0$,

$$I_{cf} = 0$$

Donde la corriente de falla de secuencia positiva, negativa y cero (I_{af1} , I_{af2} , I_{af0}) son iguales y es denominada corriente homopolar el cual es igual al calculado como $I_{cc1\phi4}$.

Entonces se cumple la siguiente relación:

$$I_{cc1\phi4} = I_{af1} = I_{af2} = I_{af0} = \frac{1}{3} I_{af}$$

Luego:

$$I_{af} = 3 I_{af0}$$

Reemplazando valores se obtiene:

$$I_{af} = 8.4 \text{ KA}$$

I_{af} = Corriente de falla o cortocircuito monofásico de Fase "a" a tierra.

Del mismo modo se calcula la corriente de cortocircuito en F4 para Mínima demanda en la Barra principal Q (Sistema grande); es decir para 1100 MVA

$$I_{cc1\phi4} = 4.65 \text{ KA}$$

4.2 Cálculo de Corriente de Cortocircuito para Falla Monofásica Mínima Demanda.

Los cálculos se realizan de la misma forma del análisis realizado en la parte 4.3, se considera la potencia de cortocircuito de mínima demanda de 1100 MVA en la barra de la subestación independencia, sistema grande (Q) o barra infinita. Los valores calculados fueron:

- Corriente de cortocircuito monofásico en la barra 4: 4,650 A
- Ver figura N°5 del anexo 3 donde se pueden apreciar las contribuciones de los transformadores de potencia cuyo neutros están aterrados.

4.5 Cálculo de Corriente de Cortocircuito para Falla Bifásica

Calculada para las condiciones de mínima demanda con la finalidad de tener el menor nivel de corrientes entre fases. Estos valores se usarán principalmente para determinar el ajuste de los elementos instantáneos de la protección de fase. Los cálculos se realizan considerando el análisis de la redes de secuencia positiva, negativa y cero. Los resultados de las corrientes de cortocircuito se muestran en las Figuras N° 2,4 del anexo 3 (Máxima demanda) para las corrientes de cortocircuito trifásico y monofásico respectivamente y en las figuras N° 3,5 del anexo 3 (Mínima demanda) para las corrientes de cortocircuito bifásico y monofásico respectivamente. Esta información se usará especialmente para el cálculo de la coordinación de sobre corriente de fases.

CAPÍTULO V

PROTECCIÓN DE LÍNEA DE TRANSMISIÓN

5.1 Criterios Adoptados para el Cálculo de la Coordinación de los Relés de protección

5.1.1 Protección de sobrecorriente de fases (50/51)

Para el cálculo de ajustes de las protecciones de sobrecorriente básicamente se han seguido los siguientes criterios:

Corriente de arranque.- se ha ajustado teniendo en cuenta un 120 a 130% de sobrecarga del equipo que protege.

Los valores de corrientes de arranque así determinados, se han chequeado con el nivel mínimo de falla, es decir, con las corrientes de falla bifásicas asegurando de esta manera su operación.

Temporización.- Se ha determinado de modo que las protecciones despejen la falla en forma selectiva considerando un tiempo de escalonamiento de 0.4 s.

Las protecciones de fases de los lados de 220 y 20 kV del transformador de potencia TR1 actúan con un tiempo de escalonamiento de 0.4 s , esta situación se debe a que el efecto de la apertura del interruptor general de 20

kV debe ser primero antes que el interruptor de 220 kV (ambos desconectan la carga totalmente). Lo mismo ocurre con las protecciones de fases de los lados de 220 y 10 kV del transformador de potencia TR2.

Elemento instantáneo.- los ajustes de estos elementos se ha hecho teniendo en cuenta la corriente de falla mínima, es decir, la corriente de falla bifásica (Fig. 3 del anexo 3), de modo que las mismas sean eliminadas en forma instantánea.

En las Figs. 6, 7 y 8 del anexo 3 se muestran las curvas de coordinación de las protecciones de fases.

5.1.2 Protecciones de fase a tierra (51N)

En el nivel de 220 KV, se han ajustado los valores de corriente y tiempo en un tiempo mayor a la operación de los relés de distancia (protección de respaldo), de modo que el primero en despejar la falla de fase a tierra en la línea debe ser la protección de distancia, por tal motivo incrementamos el tiempo de operación de los relés ubicados en el lado de alta tensión de los transformadores TR2 (de 0.5 a 0.8s) y Praxair (de 0.7 a 0.8s) y el tiempo del relé ubicado en el lado de alta tensión del transformador TR1 en 0.8s.

5.1.3 Protección térmica (49)

De estas protecciones, sólo la unidad instantánea ha sido revisada teniendo en cuenta la magnitud de las corrientes de falla mínimas. Los demás ajustes no requieren ser coordinados con las otras protecciones, por ser

protecciones cuyos cálculos de ajustes dependen solamente de las características propias del equipo que protegen, a excepción de la unidad de sobrecorriente instantáneo de fases.

Los ajustes de todas las protecciones, correspondiente a los transformadores de potencia de la S.E. Aceros Arequipa, a excepción de la protección de la línea, se dan en el Cuadro N°1 del anexo 1.

5.1.4 Protecciones de distancias (21P, 21R)

Tal como se puede observar en el diagrama unifilar numero 1 del anexo 2, la protección de la línea de transmisión está compuesta por dos relés de distancia, uno de los cuales se denomina protección principal (21P), relé DLP y el otro es la protección de respaldo (21R), relé ALPS.

Como está previsto que ambos sistemas de protección detecten la falla al mismo tiempo, en realidad, se trata de dos protecciones redundantes en lo que a relés de distancia se refiere, esta configuración es con la finalidad de dar una mayor confiabilidad al sistema de protección de la línea 220 KV.

La línea protegida se puede considerar como "línea corta", por lo que el efecto de la impedancia de carga no tiene mayor importancia. Sin embargo, la resistencia de falla tiene una gran incidencia en la impedancia total de falla, ya que la aumenta y la desplaza hacia el eje R, pudiendo sacarla del alcance del relé. Para este tipo de fallas (fallas a tierra de alta impedancia), se tiene la característica reactancia supervisado por una características Mho lográndose un mayor alcance y sensibilidad para las fallas con contactos a

tierra que se produzcan en la línea en la primera zona de los relés de distancia y si esto no es suficiente se tiene la protección de sobrecorriente direccional de tierra (67N) como protección de respaldo.

La protección de distancia trabajará bajo el esquema de protección de disparo transferido con su subalcance permisivo (PUTT), con apoyo de la onda portadora. Cualquier falla a lo largo de la línea protegida deberá ser eliminada en forma instantánea por la protección de distancia y la apertura de los interruptores de línea correspondiente.

Para el uso de la filosofía de reenganche automático de los interruptores ante fallas transitorias en la línea, se ha habilitado la función de reenganche (79) en ambas protecciones de distancia y actuará sólo cuando las fallas ocurran en primera zona y sean monofásicas, es decir, enviará una orden de cierre del polo abierto del interruptor por una sola vez. Cuando la falla afecte más de una fase o la falla monofásica persista luego del reenganche, la unidad de reenganche quedará bloqueado y la apertura de los interruptores será en forma tripolar y definitiva.

Los ajustes de la unidad de reenganche que dependen de la red protegida son el tiempo de espera (tiempo muerto) y el tiempo de bloqueo del relé.

El tiempo de espera se ha ajustado a 0.40 s que sumado al tiempo de cierre del interruptor se tendrá un tiempo necesario para la extinción de la falla monofásica transitoria.

El tiempo de bloqueo del relé depende del tiempo que tardan los interruptores en reponerse para efectuar un nuevo ciclo de apertura-cierre-apertura. En nuestro caso se ha ajustado a 15 s este tiempo permite al

interruptor de potencia estar nuevamente en condiciones de cumplir con otro proceso de reenganche. Si durante este tiempo se produjera una falla monofásica transitoria, el relé de reenganche no intervendrá por estar bloqueado, siendo en consecuencia la apertura de los interruptores en forma trifásica y definitiva.

Además de lo mencionado, se han seguido los siguiente criterios (Fig. No 9 del anexo 3):

- La primera zona tiene un ajuste del 90% de la longitud de la línea protegida para el relé ubicado en la S.E. Aceros Arequipa. El relé ubicado en la S.E. Independencia tiene un alcance del 100%, considerado que para fallas entre fases la contribución a la falla por parte de Aceros Arequipa es prácticamente nula (similar a una línea radial). En ambos casos con un tiempo máximo de eliminación de falla de aproximadamente 80 ms (tiempo del interruptor + tiempo del relé). La características de operación seleccionada para fallas a tierra es reactancia supervisado por característica Mho, cuyo alcance ha sido calculado teniendo en consideración el máximo flujo de carga que atraviesa la línea.
- El alcance de la segunda zona se ha determinado siguiendo la recomendación del fabricante para una línea de dos terminales, es decir el 200% de la impedancia de secuencia positiva de la línea protegida. El tiempo de operación seleccionado es 0.4s.

- El alcance de la tercera zona para los relés ubicados en las SS.EE: Aceros Arequipa e Independencia son 257% y 315% de la longitud de la línea protegida respectivamente. Para la determinación de este alcance, se ha tomado en cuenta la cobertura de las fallas a lo largo de las líneas siguientes a la línea protegida (Líneas largas comparadas con la línea protegida; con la finalidad de cubrir aproximadamente un 85% de la longitud de la línea adyacente) y sin sobrepasar los transformadores de potencia evitando de esta manera la interferencia con la operación de las protecciones ubicadas en los niveles de 20 y 10 kV y no intervenir con la impedancia de carga. El tiempo de operación de la tercera zona es 0.8 s.
- El alcance de la cuarta zona se ha ajustado al 170% de la longitud de la línea protegida con dirección inversa, con la finalidad de trabajar como protección de respaldo de los transformadores de potencia de Aceros Arequipa y de la línea adyacente a la subestación Independencia. El tiempo de operación es 3.5 s.

Los ajustes y los gráficos de las características de operación de la protección DLDP de ambas subestaciones se dan en el Cuadro N° 2 del anexo 1 y en las Figs. 10, 11 y 14, 15 del anexo 3.

Al igual que en la protección principal, para la protección de respaldo también se ha graficado las características de operación del relé ALPS, y se presentan en las Figs. 12, 13 y 16, 17 del anexo 3. Asimismo, los ajustes se dan en el Cuadro N°3 del anexo 1.

5.1.5 Protección direccional de tierra (67N)

Como una protección complementaria a la protección de distancia para fallas a tierra con alta impedancia, se cuenta con la protección de sobrecorriente direccional de tierra (67N) con un ajuste de corriente de operación bastante sensible para que puedan detectar fallas de hasta 100Ω y la temporización (0.2 s) permite darle tiempo a la protección de distancia principal y de respaldo para elimine las fallas y se cumpla el ciclo de reenganche monofásico.

De actuar el relé (67N), la apertura de los interruptores de línea será tripolar y en forma definitiva. Para evitar su operación con fallas externas, se utilizará un canal de teleprotección independiente, de este modo condicionamos el disparo del interruptor a la actuación del relé y a la recepción por onda portadora del extremo remoto.

Los ajustes se dan en el cuadro N° 4 del anexo 1.

CAPÍTULO VI

SISTEMA DE COMUNICACIÓN EN PROTECCIÓN DE LÍNEA DE TRANSMISIÓN

6.1 Generalidades

En sistemas de protección de líneas de alta y muy tensión por razones de estabilidad y selectividad es importante asegurar un disparo rápido y casi simultáneamente en ambos extremos de la línea, con el fin de aclarar una falla en cualquier punto de la línea protegida. Se requiere igualmente un disparo simultáneo con el fin de reducir los daños en la subestación, minimizar los efectos en las centrales de generación que se encuentran interconectados al sistema así como para poder realizar los recierres de los interruptores a alta velocidad.

6.2 Sistemas de Protección

La información que pueden transmitir los sistemas de protección se pueden clasificar en tipo analógico o tipo comando. En el sistema de protección tipo analógico la información es transmitida por el sistema de telecomunicaciones en forma analógica o digital, la señal análoga es procesada en cada extremo de la línea y es comparado con los valores locales con el fin de determinar si hay falla interna o externa. La comparación es realizada sobre los valores instantáneos de las cantidades eléctricas de la línea. Un sistema de protección es absolutamente selectiva.

En el sistema de protección tipo comando la información es una señal de mando que se transmite a través del sistema de comunicaciones, este sistema se basa en un sistema relativamente selectivo. Existen dos métodos básicos que utilizan las señales de mando en los sistemas de protección; dar mando de disparo(permisivo o directo) o dar mando de no disparo (bloqueo).

En los esquemas permisivos el mando es enviado desde un extremo de la protección que detecta la falla. En el extremo receptor el disparo depende también de la operación de la protección en este extremo.

En los esquemas de bloqueo la señal de mando se envía al otro extremo en caso de una falla externa , con el fin de bloquear el disparo en el extremo remoto. la determinación de si es una falla interna o externa se hace mediante protecciones de comparación de fase o distancia, la primera de las cuales se utiliza sola o en combinación con una protección adicional de baja impedancia.

6.3 Sistemas de Telecomunicaciones

Los sistemas de telecomunicaciones utilizados pueden ser hilo piloto , portadora por línea de potencia PLC, microondas o fibra óptica. El sistema utilizado en la línea L217 es enlace por onda portadora a través de la línea de alta tensión, utilizando el equipo DPLC 45.

6.4 Sistema de Protección tipo Comando.

Los sistemas de protección de distancia utilizando telecomunicaciones pueden clasificarse dentro de las siguientes categorías:

- Sistemas de protección de distancia de bajo alcance permisivo.
- Sistemas de protección de distancia de bajo alcance con disparo transferido. **Este esquema es utilizado en la protección de la L217.**
- Sistemas de protección de distancia con bajo alcance acelerado.
- Sistemas de protección de distancia con sobre alcance permisivo.
- Sistemas de protección de distancia con bloqueo del sobre alcance.
- Sistemas de protección de distancia con desbloqueo del sobre alcance

En estos esquemas normalmente las funciones básicas de la protección de distancia permanecen como respaldo de la zona que utiliza telecomunicaciones. Es decir, si hay una falla en el sistema de telecomunicaciones, la protección de distancia operara en su función básica(protección de zonas escalonada).

6.5 Sistema de Protección de Distancia de Bajo Alcance con Disparo Transferido

En este esquema de protección ante una falla cerca en el extremo "A" en la salida de la línea , el sistema de protección en "A" detecta la falla en su zona 1, opera y dispara el interruptor local en "A", además simultáneamente se envía una señal de disparo al otro extremo.

En el extremo receptor " B", el sistema de protección en "B" detecta en su segunda zona , dispara el interruptor correspondiente y es realizado por

el telecomando recibido de "A". Este esquema también se conoce como sistema de protección de distancia de bajo alcance no permisivo, por esto se requiere una transmisión de señal muy confiable a fin de evitar disparos indeseados, aun en presencia de ruidos.

A continuación se indican los parámetros ajustados en el sistema o equipo electrónico de comunicación DPLC- 45 de la onda portadora donde se puede apreciar 4 canales de comunicación:

Canal1: Canal de supervisión o frecuencia de guarda 3315 a 3400 Hz

Canal 2: Operación del Relé DLP, Frecuencia de 2315 Hz a 2400 Hz.

Canal 3: Operación del Relé ALPS, Frecuencia de 2515 Hz a 2600 Hz.

Canal 4: Operación del Relé DPF 100, Frecuencia de 2715 Hz a 2800 Hz.

Los ajustes de los equipos de comunicación se aprecian en las tablas No 6.1, 6.2 así como en la figura No 6.1.

El equipo de onda portadora ETI 21 (Potencia de 20 vatios, 1 solo canal para voz y dato), tiene un rango de operación de RF entre 24 a 500 KHZ; el transmisor y receptor de los 2 equipos ETI de la línea L-217 está ajustado en 240 KHZ y 244 KHZ respectivamente, es decir la señal se envía y recibe en un ancho de banda de 4 KHZ.

Así mismo el ancho de banda AF del ETI tiene un rango entre 300 a 3480 HZ (ver información adjunta) – "Single – Sideband Power Line Carrier Equipment Type ETI".

Los valores ajustados de los rangos frecuencia AF en el Canal de tele protección 1, 2, 3 y 4 en el equipo PLC 45, son tal como se indico

anteriormente(2,315 a 3400 HZ) es decir están dentro del ancho de banda de frecuencia AF a la entrada del equipo ETI.

Cuando actúa un rele (Ej. Protección de distancia principal), el equipo de tele protección PLC 45, reconoce el equipo que ha actuado a través de la entrada digital correspondiente y emite una señal de AF en el rango de frecuencia que esta configurado, es decir, para este ejemplo, una señal de 2315 a 2400 HZ(canal 2) para el rele de distancia principal, esta información ingresa al equipo de onda portadora ETI con un nivel de señal de -5 dB y frecuencia en el rango indicado y, a través del Multiplexor de AF, la Unidad Básica del Power line Carrier y el amplificador de Potencia del ETI, esta señal es amplificada y se transmite por la línea de 220 KV en el rango de RF de frecuencia 240 KHZ + (2.35 a 2.4) KHZ; en el otro extremo el equipo ETI recibe esta señal el cual está dentro del rango de operación ajustado en el equipo para transmisión y recepción (240 a 244 KHZ), posteriormente esta señal es convertida en el rango de AF correspondiente (2,315Hz a 2,400Hz) por el equipo ETI, el cual es recibida y procesada por el otro equipo de teleproteccion PLC 45 del extremo Remoto, el cual ordenará a través de su salida digital correspondiente la operación del relé y por consiguiente la apertura del interruptor.

CONFIGURACIÓN DE EQUIPO DE COMUNICACIÓN DPLC-45

Tabla 6.1

¡# PARAMETER	SETTING	# PARAMETER	SETTING
¡999 System Label	ACEROS AQP ==>L- 217	PASS:BCELNR	
¡001 Channel 1	Single		
¡002 Tone 1 Tx Freq	3315 Hz 3400Hz		
¡003 Transmit Level	-11.00 dBm	004 Boost Level	0 dB
¡005 Tone 1 Rx Freq	3315 Hz 3400 Hz		
¡006 Rx Bandwidth	85 Hz	007 Rx Level	-10 dBm
¡008 Rx Alarm	-33 dBm	009 AM Noise (SNR)	12 dB
¡010 FM Noise	15%		
¡016 Channel 2	Single		
¡017 Tone 2 Tx Freq	2315 Hz 2400 Hz		
¡018 Transmit Level	-5.00 dBm	019 Boost Level	0 dB
¡020 Tone 2 Rx Freq	2315 Hz 2400 Hz		
¡021 Rx Bandwidth	85 Hz	022 Rx Leve	-5 dBm
¡023 Rx Alarm	-33 dBm	024 AM Noise (SNR)	9 dB
¡025 FM Noise	15%		
¡031 Channel 3	Single		
¡032 Tone 3 Tx Freq	2515 Hz 2600 Hz		
¡033 Transmit Level	-5.00 dBm	034 Boost Level	0 dB
¡035 Tone 3 Rx Freq	2515 Hz 2600 Hz		
¡036 Rx Bandwidth	85 Hz	037 Rx Leve	-5 dBm
¡038 Rx Alarm	-33 dBm	039 AM Noise (SNR)	9 dB
¡--press any key --			
¡046 Channel 4	Single		
¡047 Tone 4 Tx Freq	2715 Hz 2800 Hz		
¡048 Transmit Level	-5.00 dBm	049 Boost Level	0 dB
¡050 Tone 4 Rx Freq	2715 Hz 2800 Hz		
¡051 Rx Bandwidth	85 Hz	052 Rx Level	-5 dBm
¡053 Rx Alarm	-33 dBm	054 AM Noise (SNR)	9dB
¡055 FM Noise	15%		
!060 Opt Status Board	No	061 EE Pot J10	
¡062 Chan delay alarm	8 ms	063 Year	2001
¡064 Date	01/06	065 Time	20:15:24
¡066 Hour Adjust	0	067 Local Address	123
¡068 Remote Address	234	069 Reset Log	

CONFIGURACIÓN DE EQUIPO DE COMUNICACIÓN DPLC-45

Tabla 6.2

# PARAMETER	SETTING	# PARAMETER	SETTING
¡999 System Label	SEIN ==> L- 217	PASS:BCELNR	
¡001 Channel 1	Single		
¡002 Tone 1 Tx Freq	3315 Hz 3400Hz		
¡003 Transmit Level	-11.00 dBm	004 Boost Level	0 dB
¡005 Tone 1 Rx Freq	3315 Hz 3400 Hz		
¡006 Rx Bandwidth	85 Hz	007 Rx Level	-10 dBm
¡008 Rx Alarm	-33 dBm	009 AM Noise (SNR)	12 dB
¡010 FM Noise	15%		
i			
¡016 Channel 2	Single		
¡017 Tone 2 Tx Freq	2315 Hz 2400 Hz		
¡018 Transmit Level	-5.00 dBm	019 Boost Level	0 dB
¡020 Tone 2 Rx Freq	2315 Hz 2400 Hz		
¡021 Rx Bandwidth	85 Hz	022 Rx Level	-5 dBm
¡023 Rx Alarm	-33 dBm	024 AM Noise (SNR)	9 dB
¡025 FM Noise	15%		
i			
¡031 Channel 3	Single		
¡032 Tone 3 Tx Freq	2515 Hz 2600 Hz		
¡033 Transmit Level	-5.00 dBm	034 Boost Level	0 dB
¡035 Tone 3 Rx Freq	2515 Hz 2600 Hz		
¡036 Rx Bandwidth	85 Hz	037 Rx Level	-5 dBm
¡038 Rx Alarm	-33 dBm	039 AM Noise (SNR)	9 dB
¡--press any key --			
¡046 Channel 4	Single		
¡047 Tone 4 Tx Freq	2715 Hz 2800 Hz		
¡048 Transmit Level	-5.00 dBm	049 Boost Level	0 dB
¡050 Tone 4 Rx Freq	2715 Hz 2800 Hz		
¡051 Rx Bandwidth	85 Hz	052 Rx Level	-5 dBm
¡053 Rx Alarm	-33 dBm	054 AM Noise (SNR)	9dB
¡055 FM Noise	15%		
¡060 Opt Status Board	No	061 EE Pot J10	
¡062 Chan delay alarm	8 ms	063 Year	2001
¡064 Date	01/06	065 Time	17:02:24
¡066 Hour Adjust	0	067 Local Address	123
¡068 Remote Address	234	069 Reset Log	

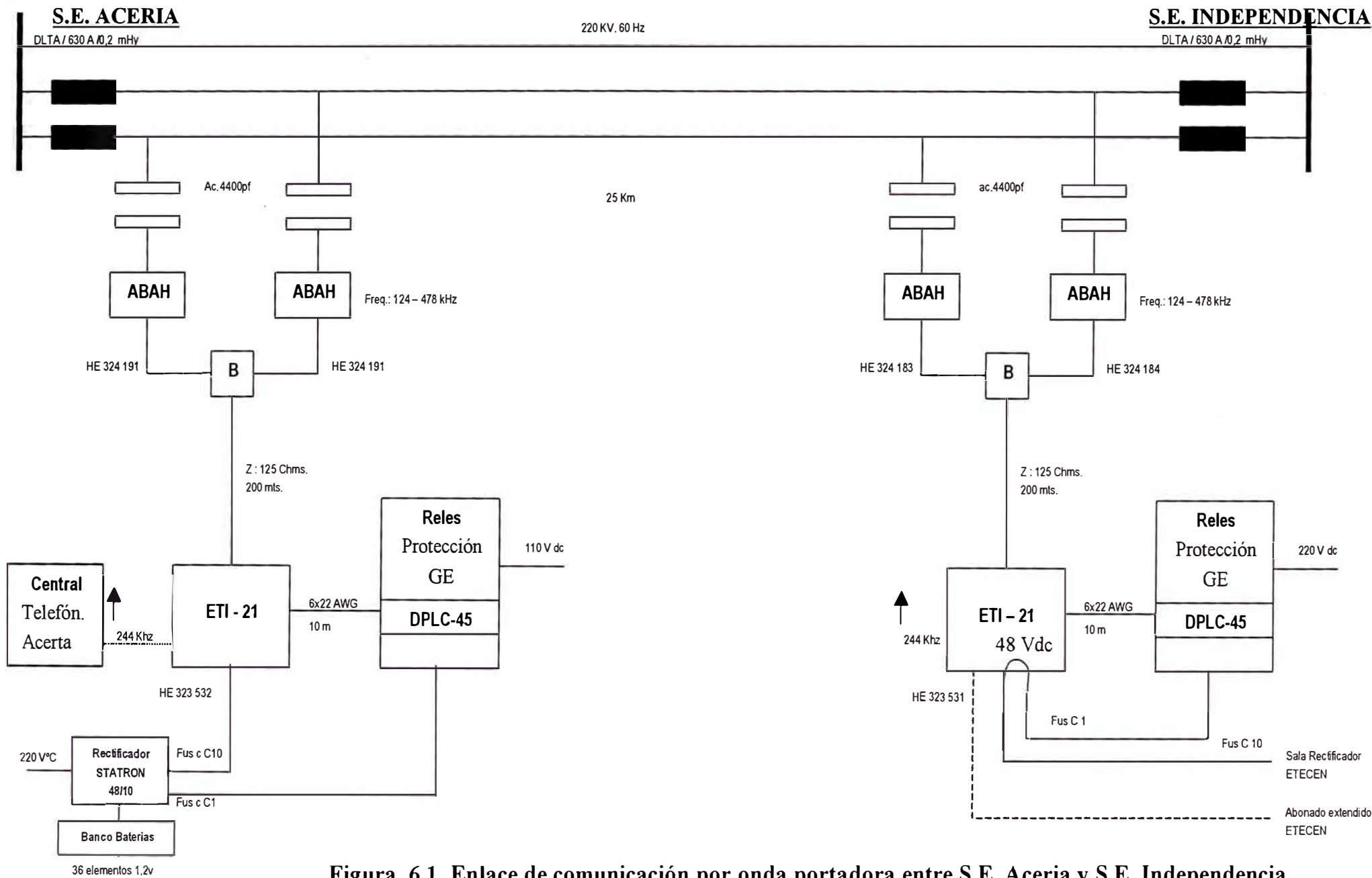


Figura 6.1. Enlace de comunicación por onda portadora entre S.E. Aceria y S.E. Independencia

CAPÍTULO VII

COSTOS EN SISTEMAS DE PROTECCIÓN DE LÍNEA.

La inversión del sistema de protección en líneas de transmisión deben contemplar todo el equipamiento necesario considerando inclusive las unidades de respaldo a fin de asegurar una buena confiabilidad en la operación de la línea, en esta modernización del sistema de protección del la línea L-217 no se considera en la estimación de la inversión los equipos auxiliares tales como:

Equipo de comunicación por onda portadora, para transmisión de voz y dato.

Transformador de tensión capacitivo, con dispositivos de acoplamiento

Trampas de onda o filtros.

Sala de baterías 48 VDC.

Los equipos indicados se encuentran tanto en la subestación de salida SEIN así como en la subestación de llegada de Aceros Arequipa.

Estos equipos se instalaron en la etapa inicial del proyecto(año 1982) cuando se implementaron los relés de distancia del tipo electromecánico.

Los equipos considerados en la modernización del sistema de protección se muestran en la pagina siguiente a través de la tabla 7.1.

PROTECCION DE LINEA DE TRANSMISION 220 KV

Cuadro 7.1.- COSTOS DEL SISTEMA DE PROTECCION

Descripción	Cantidad	UM	Precio Unitario	Precio total
a.- EQUIPOS				
1.- Relé de distancia principal DLP	2	un	7,700.00	15,400.00
2.- Relé de distancia secundario ALPS	2	un	10,000.00	20,000.00
3.- Relé de sobrecorriente direccional de tierra DFP 100	2	un	2,000.00	4,000.00
4.- Equipos de teleproteccion DPLC 45	2	un	11,500.00	23,000.00
5.- Relés auxiliares y accesorios varios	1	Jg	12,000.00	12,000.00
Costo Subtotal importado FOB US \$				74,400.00
Costo Subtotal Nacionalizado US \$				93,000.00
b.- INSTALACION				
1.- Ingenieria de detalle	1	jg	8,500.00	8,500.00
2.- Actualización de la coordinación de la protección	1	jg	4,000.00	4,000.00
3.- Suministro de 2 tableros de protección	1	jg	7,000.00	7,000.00
4.- Supervisión de montaje	1	jg	5,000.00	5,000.00
5.- Pruebas del sistema de protección	1	jg	5,000.00	5,000.00
6.- Ajustes de la comunicación canal de supervision y disparo	1	jg	4,000.00	4,000.00
Costo Subtotal de instalación US \$				33,500.00
Costo total del sistema de protección de línea US \$				126,500.00

CONCLUSIONES Y OBSERVACIONES

1. Los cálculos de las corrientes de cortocircuito se han efectuado teniendo en consideración la potencia de cortocircuito de 1400 MVA para condiciones de máxima demanda y 1100 MVA para condiciones de mínima demanda en las barras de la subestación Independencia del sistema Interconectado Eléctrico Nacional (configuración 2001), dato de ELECTROPERÚ con quien Aceros Arequipa tiene contrato de suministro de electricidad.

2. Para la correcta operación del sistema de protección de la línea de transmisión, a través de los relés digitales, es indispensable mantener las resistencia de puesta a tierra de las estructuras o postes de la línea con valores bajos o permisibles de acuerdo a los estándares que se tienen en este tipo de instalaciones de alta tensión, el valor recomendado de la resistencia debe estar entre 20 a 30 ohms, es decir el mantenimiento de los pozos a tierra deben conservar las características y condiciones iniciales de diseño, de lo contrario influenciara en el valor de la impedancia de secuencia cero y por lo tanto en el calculo de la corriente de cortocircuito para la detección de las fallas monofásicas de línea a tierra podría tener alguna incidencia o variación en la detección por le sistema de protección para la funciones de apertura y recierre de los interruptores de 220 KV.

3. Los relés electrónicos tipo digital ofrecen una serie de ventajas frente los relés electromecánicos para protección de línea de transmisión en alta tensión, permiten realizar los recierres de interruptores con bastante rapidez y exactitud, así mismo permite detectar la zona o la ubicación en Km de la línea o fase con falla, además con el software disponible permite realizar su configuración y programación del equipo con bastante facilidad a través de una PC.

4. De los resultados obtenidos en el cálculo de las corrientes de cortocircuito, existe la posibilidad de saturación de los transformadores de corriente ubicados en la instalación en estudio, sobre todo cuando las fallas no son eliminadas a tiempo. Por ejemplo, en los transformadores de corriente ubicados en la red de 10 kV, la clase de precisión de los devanados de protección es 5P10, es decir, conservan el error de 5% hasta una corriente de falla menor o igual a 10 veces su corriente nominal.

Sin embargo, el uso de los elementos instantáneos de las protecciones de sobrecorriente, podrían hacer que no lleguen a saturarse los transformadores de corriente.

5. La característica de operación de tiempo fijo de los relés electromecánicos de sobrecorriente tipo ISM 21 BBC instalados no son los más adecuadas para la protección de la red, en especial en el lado primario de los transformadores de potencia debido a que con el arranque de un motor grande tal como el de la planta laminación, o por una caída de carga

en los hornos eléctricos de arco, que por su corriente de arranque requiere de un relé de tiempo inverso para evitar la operación del mismo durante el arranque, estos relés deben ser reemplazados por otros de tecnología digital multifunción con características de operación de tiempo inverso, así mismo deben permitir registros oscilograficos de tensiones y corrientes para el análisis y evaluación de las fallas las protecciones térmicas de los transformadores (49), las protecciones diferenciales de los transformadores (87), no requieren ser coordinados con las otras protecciones, por ser protecciones cuyos cálculos de ajustes dependen solamente de las características propias del equipo que protegen, por esta razón en el presente estudio nos limitamos a recopilar y ordenar los datos del relé con sus respectivos ajustes a excepción de la unidad instantánea de la protección térmica el cual ha sido revisado teniendo en cuenta la magnitud de las corrientes de falla mínimas.

ANEXO No 1

ANEXO No. 1

CUADROS DE AJUSTE DE RELES DE PROTECCION

CUADRO N° 1	Ajuste de protecciones subestación de llegada
CUADRO N° 2	Ajuste de protección de Relé de distancia principal DLP
CUADRO N° 3	Ajuste de protección de Relé de distancia de respaldo ALPS
CUADRO N° 4	Ajuste de protección de Relé direccional de tierra DFP

PROTECCION DE LINEA DE TRANSMISION 220 KV

CUADRO DE AJUSTES DE RELES DE PROTECCION

CUADRO N°1

Item	Celda	Equipo protegido	Nº	TC	ITC	Nº IEEE	Protección Nombre	Fase	Tipo	Modelo	Relé Serie	In/Vn	Rangos de Ajustes	Ajustes	Observ.	
1	AP-14 1/2 220/1	Alimentación Principal 220kV	11	200/1A 50 VA 5P20	220/0.1kV 50 VA 3P	21P	distancia	RST	DLP GENERAL ELECTRIC	DLP1122hDH		1 A/100 V	Ver Cuadro Correspondiente			
			12	200/1A 50VA 5P20	220/0.1kV 50 VA 3P	21S	Distancia	RST	ALPS GENERAL ELECTRIC	ALPSDA110222HSCR		1 A/100 V	Ver Cuadro Correspondiente			
			13	200/1A 50VA 5P20	220/0.1kV 50 VA 3P	67N	Direccional de tierra	N	DFP GENERAL ELECTRIC	DFP10B1M100GB		1 A/100 V	Ver Cuadro Correspondiente			
2	AP-14 1/3 220/2	Salida TR1-220kV 50 MVA 210/20 kV	21	150/1A 50 VA 5P 20		50/51	Sobrecorriente de fase	R	ISM 21 BBC	AK 42684	HE 320700-30659/1	1A	xIn 1 2xIn Inst 3 - 4 - 5 - 6xIn - ∞ t 0.2 11 s	1.1 6 0.6	6F21	
			22	150/1A 50 VA 5P 20		49	Térmico	S	ST BBC	AK 420302		65573334		t 80 mIm x160° 4 5 Inst 3 10 x I60. - ∞ At 0 120°C	80 4.6 6.5 60	6F31
			23	150/1A 50 VA 5P 20		50/51	Sobrecorriente de fase	T	ISM 21 BBC	AK 426684	HE 321642-07050/3		1A	xIn 1 2xIn Inst 3 - 4 - 5 - 6xIn - ∞ t 0.2 11 s	1.1 6 0.6	6F51
			24	150/1A 50 VA 5P 20 150/1A 30 VA 5P 10		87	Diferencial de Transformador	R.S.T.	D202 BBC	HESG 323370	HE 320700-69360		1A	V% 20 - 30 - 40 - 50 g% 20 - 30 - 40 - 50	50 30	7F71
			25	150/1A 50 VA 5P 20		51N	Sobrecorriente de tierra	N	IM3X BBC	HESG 432900/330	HE 320700-69364/1		0.5 A	xI 1-1.2-1.4-1.6-1.8-2xI t 0.5s	2 0.8	6F81
3	AP-14 1/1 220/3	Salida TR2-220kV 16MVA, 220/10 kV	31	50/1A 50 VA 5P 20		50/51	Sobrecorriente de fase	R	ISM 21 BBC	AK 426684	HE 320700-69383/3	1A	xIn 1 2xIn Inst 3 - 4 - 5 - 6xIn - ∞ t 0.2 11 s	1 6 0.8	6F21	
			32	50/1A 50 VA 5P 20		49	Térmico	S	ST BBC	AK 420302		B5573346		t 80 mIm x160° 4 5 Inst 3 10 x I60. - ∞ At 0 120°C	80 4.4 9 70	6F31
			33	50/1A 50 VA 5P 20		50/51	Sobrecorriente de fase	T	ISM 21 BBC	AK 426684	HE 320700-69363/1		1A	xIn 1 2xIn Inst 3 - 4 - 5 - 6xIn - ∞ t 0.2 11 s	1 6 0.8	6F51
			34	50/1A 50 VA 5P 20 1200/1A 15 VA 5P 10		87	Diferencial de Transformador	R.S.T.	D202 BBC	HESG 323370	HE 320700-69380/1		1A	V% 20 - 30 - 40 - 50 g% 20 - 30 - 40 - 50	50 30	7F71
			35	50/1A 50 VA 5P 20		51N	Sobrecorriente de tierra	N	IM3X BBC	HESG 432900/330	HE 320700-69384/1		0.5 A	xI 1-1.2-1.4-1.6-1.8-2xI t 0 5s	2 0.8	6F81
4	AP-14 1/11	Alimentación Principal 20 kV TR1-20kV, 45/50MVA	41	1500/1A 30 VA 5P 10		50/51	Sobrecorriente de fase	R	ISM 21 BBC	AK 426684	HE 321642-07050/5	1A	xIn 1 2xIn Inst 3 - 4 - 5 - 6xIn - ∞ t 0.2 11 s	1.2 ∞ 0.6	F6	
			42	1500/1A 30 VA 5P 10		50/51	Sobrecorriente de fase	T	ISM 21 BBC	AK 426684	HE 321642-07050/1		1A	xIn 1 2xIn Inst 3 - 4 - 5 - 6xIn - ∞ t 0.2 11 s	1.2 ∞ 0.6	F7
			43		20/0.1kV 90 VA CL 1	27	Mínima Tensión	R.S.T.	UM21-3 BBC	HESG 426974	HE 32700-69400/1		100V	xUn 0.7 1Un	0.7	F8

PROTECCIÓN DE LÍNEA DE TRANSMISIÓN 220 KV

CUADRO DE AJUSTE DE RELÉS DISTANCIA PRINCIPAL DLP

CUADRO N°2

NÚMERO PARÁMETRO	DESCRIPCIÓN	STACIÓN LINE	ACEROS AREQUIPA L-217	INDEPENDENCIA L-217
GENERAL INFORMATION				
TYPE OF RELAY			DLP D	DLP D
N° SERIE			AD4A9900171	AD4A9900170
In			1A	1A
Vn			100-120V	100-120V
MANUAL OF REFERENCE			GEK - 105549	GEK - 105549
SET	DESCRIPTION	RANGE		
(01)	ZONE 1 DISTANCE FUNCTIONS. Z1 DIST			
(0101)	SELECT ZONE 1 GROUND, ZELZ1G	YES, NO	YES	YES
(0102)	SELECT ZONE 1 PHASE, ZELZ1P	YES, NO	YES	YES
(0103)	REACH SERRING (M1) ZONE 1 PHASE, Z1R	0.01-250.00 (0.01)	0.99	1.11
(0104)	REACH SETTING (M1G) ZONE 1 GROUND, Z1GR	0.01-250.00 (0.01)	0.99	1.11
(0105)	SELECT ZONE 1 GROUND UNIT, SELZ1U	0(MHO), 1(REACT)	1	1
(0106)	REACH SETTING OF HO UNIT, Z1SU	0.01-250.00 (0.01)		
(0107)	ZERO-SEQUENCE CURRENT COMPENSATION, Z1KO	1.0-7.0(0.1)	2.4	2.4
(0108)	ZONE 1 EXTENSION REACH RESET TIMER, Z1ERST	0.0-80.0 s	NOT APPLICABLE	NOT APPLICABLE
(02)	ZONE 2/PILOT ZONE, Z2DIST.			
(0201)	SELECT ZONE 2 GROUND, ZELZ2G	YES, NO	YES	YES
(0202)	SELECT ZONE 2 PHASE, ZELZ2P	YES, NO	YES	YES
(0203)	REACH SERRING (MT) ZONE 2 PHASE, Z2R	0.01-250.00 (0.01)	2.22	2.22
(0204)	REACH SETTING (M1G) ZONE 2 GROUND, Z2GR	0.01-250.00 (0.01)	2.22	2.22
(0205)	SELECT ZONE 2 GROUND UNIT, SELZ2U	0: (MHO). 1:(GDOC). 2:(MHOGDOC)	0	0
(0206)	SELECT ZONE 2 TIMERS, SELZ2T	YES, NO	YES	YES
(0207)	PHASE TIMER SETTING, PUTL2P	0.10-3.00(0.01)s	0.4	0.4
(0208)	GROUND TIMER SETTING, PUTL2P	0.10-3.00(0.01)s	0.4	0.4
(0209)	PHASE CHARACTERISTIC ANGLE, Z2PANG	90, 105, 120	90	90
(0210)	GROUND CHARACTERISTIC ANGLE, Z2GANG	90, 105, 120	90	90
(03)	ZONE 3 DISTANCE FUNCTIONS. Z3 DIST			
(0301)	SELECT ZONE 3 GROUND, ZELZ3G	YES, NO	YES	YES
(0302)	SELECT ZONE 3 PHASE, ZELZ3P	YES, NO	YES	YES
(0303)	REACH SETTING (M3) ZONE 3 PHASE, Z3R	0.01-250.00 (0.01)	2.86	3.5
(0304)	REACH SETTING (M3G) ZONE 3 GROUND, Z3GR	0.01-250.00 (0.01)	2.86	3.5
(0305)	PHASE TIMER SETTING, PUTL3P	0.10-10.00(0.01)s	0.8	0.8
(0306)	GROUND TIMER SETTING, PUTL3P	0.10-10.00(0.01)s	0.8	0.8
(0307)	PHASE CHARACTERISTIC ANGLE, Z3PANG	90, 105, 120	90	90
(0308)	GROUND CHARACTERISTIC ANGLE, Z3GANG	90, 105, 120	90	90
(04)	ZONE 4 DISTANCE FUNCTIONS. Z4 DIST			
(0401)	SELECT ZONE 4 GROUND, ZELZ4G	YES, NO	YES	YES
(0402)	SELECT ZONE 4 PHASE, ZELZ4P	YES, NO	YES	YES
(0403)	REACH SETTING (M4) ZONE 4 PHASE, Z4R	0.01-250.00 (0.01)	1.89	1.89
(0404)	REACH SETTING (M4G) ZONE 4 GROUND, Z4GR	0.01-250.00 (0.01)	1.89	1.89
(0405)	PHASE OFFSET REACH, Z4OR	0.00-0.40(0.01)	0.0	0.0
(0406)	SELEC ZONE 4 TIMERS, SELZ4T	YES, NO	YES	YES
(0407)	PHASE TIMER SETTING, PUTL4G	0.10-10.00(0.01)s	3.5	3.5
(0408)	GROUND TIMER SETTING, PUTL4G	0.10-10.00(0.01)s	3.5	3.5
(0409)	PHASE CHARACTERISTIC ANGLE, Z4PANG	80,90,95,105,110,120	90	90
(0410)	GROUND CHARACTERISTIC ANGLE, Z4GANG	80,90,95,105,110,120	90	90
(0411)	SELECT DIRECTION, SELZ4D	0:(FORWARD) 1:(REVERS)	1	1
(05)	OVERCURRENT SUPERVISION, CURSUPVIS			
(0501)	GROUND PILOT TRIP (1PT) OVERCORRENTE, PUIPT	0.10-1.00(0.01)	NOT APLICABLE	NOT APLICABLE
(0502)	GROUND PILOT BLOCK (IBP) OVERCORRENTE, PUIPB	0.05-0.75(0.01)	NOT APLICABLE	NOT APLICABLE
(0503)	TRIP SUPERVISION (TT) OVERCORRENTE, PUIT	0.04-0.80(0.01)	NOT APLICABLE	NOT APLICABLE
(0504)	BLOCK SUPERVISION (IB) OVERCORRENTE, PUIB	0.04-0.08(0.01)	NOT APLICABLE	NOT APLICABLE

PROTECCIÓN DE LÍNEA DE TRANSMISIÓN 220 KV

CUADRO DE AJUSTE DE RELÉS DISTANCIA PRINCIPAL DLP

CUADRO N°2

NUMERO PARAMETER	DESCRIPCION	STATION LINE	ACEROS AREQUIPA L-217	INDEPENDENCIA L-217
SET	DESCRIPTION	RANGE		
(06)	OVERCURRENT BACKUP. OVERCUR			
(0601)	SELECT PHASE INST. OC(PH4), SELPH4	YES.NO	NO	NO
(0602)	PHASE INST. OVERCURRENT SETTING. PUPH4	0.4-20.0(0.1)	NOT APLICABLE	NOT APLICABLE
(0603)	SELECT GROUND INST. OC(IDT), SELIDT	YES.NO	NO	NO
(0604)	DIRECTIONAL CONTROL OF IDT, SELDIDT	YES.NO	NO	NO
(0605)	GROUND INST. OVERCURRENT SETTING. PUIDT	0.1-18.0(0.1)	NOT APLICABLE	NOT APLICABLE
(0606)	SELECT GROUND TIME OC (TOC), SELTOC	YES.NO	NO	NO
(0607)	DIRECTIONAL CONTROL OF TOC SELTOC	YES. NO	NO	NO
(0608)	GROUND TIME OVERCURRENT SETTING, PUTOC	0.04-3.00(0.1)	NOT APLICABLE	NOT APLICABLE
(0609)	GROUND TIME OVERCURRENT TIME DIAL, TDTOC	0.5-10.00(0.1)	NOT APLICABLE	NOT APLICABLE
(0610)	DEFINITE TIME CURVE DELAY SETTING. PUTTM	0.5-30.00(0.1)s	NOT APLICABLE	NOT APLICABLE
(0611)	SELECT TOC CURVE. SELCURV	0(INV), 1(V-INV), 2(E-INV) 3(CUSTOM), 4(DEFT)	NOT APLICABLE	NOT APLICABLE
(0612)	GROUND INST.POS-SEQ.RESTRAINT.KDCONST	0.0-0.3(0.1)	NOT APLICABLE	NOT APLICABLE
(07)	BLOCK RECLOSING. BLK ECOLS			
(0701)	SELECT ALL SELALL	YES.NO	YES	YES
(0702)	OUT-OT-SEPT BLOCK RBOSB	YES.NO	YES	YES
(0703)	ALL ZONE 2 PHASE FUNCTIONS, RB3PH	YES.NO	YES	YES
(0704)	GROUND TIME OVERCURRENT, RBTOC	YES.NO	YES	YES
(0705)	ZONE 2 TIMERS, RBZ2T	YES.NO	YES	YES
(0706)	ZONE 3 TIMERS, RBZ3T	YES.NO	YES	YES
(0707)	ZONE 4 TIMERS, RBZ4T	YES.NO	YES	YES
(0708)	ANY ZONE 1 PHASE FUNCTIONS, RBZ1 PH	YES.NO	YES	YES
(0709)	ANY ZONE 2 PHASE FUNCTIONS, RBZ2PH	YES.NO	YES	YES
(0710)	CONFIGURABLE TRIP BUS BLOCK RECLOSING, RBCTB	YES.NO	YES	YES
(08)	OUT-OF-STEP BLOCKING (OSB).OUTOFSETP			
(0801)	SELECT PHASE UNIT TO COORD. WIHT. SELPTZ	0(ZONE 2), 1(ZONE 3), 2(ZONE 4).	ZONE 3	ZONE 3
(0802)	CARACTERISTIC ANGLE , MOBANG	30-130(1)	70	70
(0803)	SELECT BLOCK TRIP ACTIONS, SELOSB	0(BLKALL), 1(BLKDIST) 2(BLKPHAS), 3(BLKNONE)	2	2
(0804)	SELECT ZONE 1 BLOCK, OSBLKZ1	YES.NO	YES	YES
(0805)	SELECT ZONE 2 BLOCK, OSBLKZ2	YES.NO	YES	YES
(0806)	SELECT ZONE 3 BLOCK, OSBLKZ3	YES.NO	YES	YES
(0807)	SELECT ZONE 4 BLOCK, OSBLKZ4	YES.NO	YES	YES
(09)	LINE PICKUP, LINEPU			
(0901)	SELECT LINE PICKUP, SELLPU	YES.NO	YES	YES
(0902)	SELECT TIMER BYPASS, SELTBP	YES.NO	YES	YES
(0903)	POSITIVE-SEQUENCE OC (11) SETTING, PUI1	0.2-0.3(0.1)A	1.4	1.4
(10)	REMOTE OPEN DETECTOR (ROD), REMOTE OPEN			
(1001)	SELECT REMOTE OPEN DETECTOR, SELROD	YES.NO	NO	NO
(1002)	TIMER (TL20) DELAY SETTING, PUTL20	10-100(1) ms	NOT APLICABLE	NOT APLICABLE
(1003)	BLOCK TRIPPING FOR FUSE FAILURE, SELFFB	YES.NO	YES	YES
(11)	LINE OVERLOAD, LINE AVRLD			
(1101)	SELECT UNE OBERLOAD, SELOVL	YES.NO	NO	NO
(1102)	LEVEL 1 OVERCURRENT SETTING, PULV1	0.5-4.0(0.1)A	NOT APLICABLE	NOT APLICABLE
(1103)	LEVEL 2 OVERCURRENT SETTING, PULV2	1.0-8.0(0.1)A	NOT APLICABLE	NOT APLICABLE
(1104)	LEVEL 1 TIME DELAY, PULT31	10-990(1)s	NOT APLICABLE	NOT APLICABLE
(1105)	LEVEL 2 TIME DELAY, PULT32	10-99(1)s	NOT APLICABLE	NOT APLICABLE
(12)	SCHEME SELECTION, SCHEMESEL			
(1201)	SELECT SCHEME, SELSCM	0(STEPOST), 1(POTT) 2(PUTT), 3(HYBRID) 4(BLK), 1(NE1EXT)	2(PUTT)	2(PUTT)
(1202)	NUMBER OF RECEIVERS, NUMRCVR	0,1,2	1	1
(1203)	TRIP MODE, TRPMODE	0(3POLE), 1(POLE) 2(1POLE)	1(1POLE)	1(1POLE)

PROTECCIÓN DE LÍNEA DE TRANSMISIÓN 220 KV

CUADRO DE AJUSTE DE RELÉS DISTANCIA PRINCIPAL DLP

CUADRO N°2

NÚMERO PARAMETER	DESCRIPCIÓN	STATION LINE	ACEROS AREQUIPA L-217	INDEPENDENCIA L-217
SET	DESCRIPTION	RANGE		
(13)	SCHEME LOGIC TIMERS. SCHEMETIM			
(1301)	TRIP INTEGRATOR (TL1) PICKUP. PUTL1	1-50(1)ms	3	3
(1302)	52/B CONTAC COORDINATION (TL5) PU. PUTL5	0-200(1)ms	80	80
(1303)	52/B CONTAC COORDINATION (TL5) PU. DOTL5	0-200(1)ms	100	100
(1304)	52/B CONTAC COORDINATION (TL6) PU. PUTL6	0-200(1)ms	100	100
(1305)	52/B CONTAC COORDINATION (TL6) PU. DOTL6	0-200(1)ms	100	100
(1306)	POTT COORDINATION (TL4) PICKUP. PUTL4	0-50(1)ms	0	0
(1307)	POTT COORDINATION (TL4) DROPOUT. DOTL4	0-50(1)ms	0	0
(1308)	WEAK-IN-FEED TRIP (TL16) PICKUP. PUTL16	8-99(1) ms	NOT APLICABLE	NOT APLICABLE
(1309)	CONFIGURABLE INPUT # 4 PICKUP TIME	8-99(1)ms	0	0
(1310)	CONFIGURABLE INPUT # 4 DROPOUT TIME	8-99(1)ms	0	0
(14)	LINE QUANTITIES. LINE QTY			
(1401)	POS-SEQUENCE ANGLE OF MAX REACH. POSANG	45-90(1)	80	80
(1402)	ZERO SEQUENCE ANGLE OF MAX REACH. ZERANG	45-90(1)	80	80
(1403)	POSITIVE-SEQUENCE IMPEDANCE. ZP	0.01-250.00(0.01)	1.16	1.16
(1404)	ZERO-SEQUENCE CURRENT COMPENSATION.KO	1.0-7.0 (01)	2.5	2.5
(1405)	LINE LENGHT. LINELEN	0.0-322.0(0.1)	25.5	25.5
(15)	CONFIGURATION. CONFIG			
(1501)	UNIT ID NUMBER. UNITID	0-9999	0	0
(1502)	SYSTEM FREQUENCY. SYSTREQ	50.60	60	60
(1503)	NUMBER OF BREAKERS. NUMBKRS	1,2	1	1
(1504)	TRIP CIRCUIT MONITOR. TRIPCIRC	0(NONE), 1 (BKR1) 2(BKR2), 3 (BOTH)	1(BKR)	1(BKR)
(1505)	SELECT PRIMARY/SECONDARY UNITS. SELPRIM	0(CVTPRI), 1(CVTSEC) 2(PTR1), 1(PTSEC)	0	0
(1506)	CURRENT TRANSFORMER RATIO. CTRATIO	1-5000	200	200
(1507)	POTENTIAL TRANSFORMER RATIO. PTRATIO	1-7000	2200	2200
(1508)	UNITS OF DISTANCE, DISTUNIT	0,(MILES) 1 (Km)	1	1
(1509)	COMUNICATIONS PORT. COMMPORT	BAUD RATE.(XX) XX=03, 12,24,48,96 PARIDAD:Y 0(NONE), 1(ODD), 2(EVEN) STOP BITS: Z 1,2 (XXYZ)	9601	9601
(1510)	PHASE DESIGNATION. PHASEDESG	0(A-B-C)	0	0
(1511)	SELECT TIME SYNCHRONIZATION. SELTSYNC	0(NONE), 1 (BKR1) 1(IRIG-B) 2(G-NET)	0	0
(1512)	NUMBER OF FAULT. NUMFLTS	2, 4, 7, 14	7	7
(1513)	NUMBER OF PRE-FAULT CYCLES. PREFLT	1-8	6	6
(1514)	OSCILLOGRAPHY TRIGGER. QSCTRIG	0(UNUSED), 1(FLTDET) 2 (ANYZ2), 3(NAYZ3) 4(ANYZ4), 5(OUTSTP) 6(Y1DET)	4	4
(1515)	CURRENT UNBALANCE ALARM. UNBALALM	YES. NO	YES	YES
(16)	SCADA DTA INTERFASE. SCADA DTA			
(1601)	SCADA DTA FAULT LOCATION LOCK FLT LOCK	0-99.9 s	10	10
(1602)	SCADA DTA FAULT LOCATION RESET. FLT RESET	0-999 min	5	5
(17)	CONFIGURABLE INPUT. CNFGINPUTS			
(1701)	CONFIGURABLE INPUT MODE. CONCCI	0 - 8	8	8
(1702)	SETTING GROUP. SETGRP	0 - 4	1	1

AJUSTES DE LA PROTECCIÓN DE DISTANCIA RELÉ ALPS

CUADRO N°3

				STATION LINE	ACEROS AREQUIPA L-217	ACEROS AREQUIPA L-217
GENERAL INFORMATION						
TYPE OF RELAY					ALPSDA11U122HSOR	ALPSDA11U122HSOR
N° SERIE						
In					1A	1A
Vn					120 V	120 V
MANUAL OF REFERENCE					GEK-10555D	GEK-10555D
N°	Mnemonic	Description	Range	User Setting	User Setting	User Setting
Z1 DISTANCE						
101	Z1 PHASE	Z1 Phase Distance	NO, YES	YES		YES
102	Z1 PHREACH	Z1 Phase Reach	0.05-250.0(0.05) Ω	0.99		1.11
104	Z1 GROUND	Z1 Ground Distance	NO, YES	YES		YES
105	Z1GRDREACH	Z1 Ground Reach	0.05-250.0(0.05) Ω	0.99		1.11
106	Z1GRDCHAR	Z1 Ground Characteristic	MHO, REACT, QUAD.	REACT		REACT
107	Z1SUREACH	Z1 Ground Reactio Mho Supervision Reach	0.05-250.0(0.05) Ω	1.43		1.43
108	Z1GROUNDK0	Z1 Ground K0	1.0-7.0 (0.1)	2.4		2.4
Z2 DISTANCE						
201	Z2PHASE	Z2 Phase Distance	NO, YES	YES		YES
202	Z2PHREACH	Z2 Phase Reach	0.05-250.0(0.05) Ω	2.22		2.22
203	Z2PCHARANG	Z2 Phase Characteristic Angle	90-120(5)	90		90
204	Z2GROUND	Z2 Ground Distance	NO, YES	YES		YES
205	Z2GRCHAR	Z2 Ground Characteristic	MHO, GDOC, MHO GDOC MHO2GDOC	MHO		MHO
206	Z2GREACH	Z2 Ground Reach	0.05-250.0(0.05) Ω	2.22		2.22
207	Z2CHARANG	Z2 Ground Characteristic Angle	80-155(5)	90		90
208	Z2TIMERS	Z2 Timer	NO, YES	YES		YES
209	Z2P_TIME	Z2 Phase Timer	0.10-3.0 (0.01)s	0.4		0.4
210	Z2G_TIME	Z2 Ground Timer	0.10-3.0 (0.01)s	0.4		0.4
Z3 DISTANCE						
301	Z3PHASE	Z3 Phase Distancia	NO, YES	YES		YES
302	Z3PHREACH	Z3 Phase Reach	0.05-250.0(0.05) Ω	2.86		3.5
303	Z3PCHARANG	Z3 Phase Characteristic Angle	90-120(5)	90		90
304	Z3GROUND	Z3 Ground Distance	NO, YES	YES		YES
305	Z3GRDRACH	Z2 Ground Reach	0.05-250.0(0.05) Ω	2.86		3.5
306	Z3GCHARANG	Z2 Ground Characteristic Angle	80-155(5)	90		90
307	Z3P_TIME	Z3 Phase Timer	0.10-10.0(0.01)s	0.8		0.8
308	Z3G_TIME	Z3 Ground Timer	0.10-10.0(0.01)s	0.8		0.8
Z4 DISTANCE						
401	Z4PHASE	Z4 Phase Distance	NO, YES	YES		YES
402	Z4PHREACH	Z4 Phase Reach	0.05-250.0(0.05) Ω	1.89		1.89
403	Z4PCHARANG	Z4 Phase Characteristic Angle	80-120(5)	90		90
404	Not used					
405	Z4GROUND	Z4 Ground Distance	NO, YES	YES		YES
406	Z4GRDREACH	Z4 Ground Reach	0.05-250.0(0.05) Ω	1.89		1.89
407	Z4GCHARANG	Z4 Ground Characteristic Angle	80-120(5)	90		90
408	Z4DIRECTN	Z4 Direction	FORWRD, REVERS	REVERSE		REVERSE
409	Z4_TIMERS	Z4 Timer	NO, YES	YES		YES
410	Z4P_TIME	Z3 Phase Timer	0.10-10.0(0.01)s	3.5		3.5
411	Z4G_TIME	Z3 Ground Timer	0.10-10.0(0.01)s	3.5		3.5
CURVSUPVISN						
501	IT_PICKUP	Trip Supervision Current	0.04-0.8(0.01)A	NOT APPLICABLE		NOT APPLICABLE
502	IB_PICKUP	Block Supervision Current	0.04-0.8(0.01)A	NOT APPLICABLE		NOT APPLICABLE
503	IPT_PICKUP	GDOC Trip Current	0.01-1.0(0.01)A	NOT APPLICABLE		NOT APPLICABLE
504	IPB_PICKUP	GDOC Block Current	0.05-0.75(0.1)A	NOT APPLICABLE		NOT APPLICABLE
505	IPBKFACTOR	IPB I1 Restraint	0.0, 0.066	NOT APPLICABLE		NOT APPLICABLE
506	NT_OFFSET	NT/NB Offset	0.00-100(0.01) Ω	NOT APPLICABLE		NOT APPLICABLE
507	UNBALARM	Unbalanced Current Alarm	NO YES	YES		YES
OVERCURRENT						
60	50	Phase Instantaneous Overcurrent	NO, YES	NO		NO
605	50G	Ground Instantaneous Overcurrent	NO, YES	NO		NO
610	51G	Ground Timer Overcurrent	NO, YES	NO		NO

AJUSTES DE LA PROTECCIÓN DE DISTANCIA RELE ALPS

CUADRO N°3

N°	Mnemonic	Description	Range	User Setting	User Setting
VOLTAGE					
701	RATED VOLTS	Rated Per Unit Voltage	100, 105, 110, 115, 120 V	100	100
702	PHASEOVER	Select Phase Overvoltage	NO, YES	NO	NO
714	FUSEFAIL	Potential Fuse Failure Bloking	NO, YES	YES	YES
BLK RECLOSES					
801	ALL_BELOW	Block reclosing for any function	NO, YES	YES	YES
802	AOUTOFSTEP	Block for Out of Step	NO, YES	YES	YES
803	ALL_3_Z2PH	Block for 3 phase faults	NO, YES	YES	YES
804	50G_BLOCK	Block for 50 G trip	NO, YES	YES	YES
805	Z2TIMETRIP	Block for Z2 Time Delayed Trip	NO, YES	YES	YES
806	Z3TIMETRIP	Block for Z3 Time Delayed Trip	NO, YES	YES	YES
807	Z4TIMETRIP	Block for Z4 Time Delayed Trip	NO, YES	YES	YES
808	Z1PHASTRIP	Block for any Z1 Phase Fault	NO, YES	YES	YES
809	ANYZ2PHASE	Block for any Z2 Phase Fault	NO, YES	YES	YES
810	CONFGTRIP	Block For Configurate Trip Logic	NO, YES	YES	YES
LINEPICKUP					
901	LINEPICKUP	Select Line Pickup	NO, YES	YES	YES
902	BYPSSL3	Bypass Line Pickup Time Delay	NO, YES	YES	YES
903	I1PICKUP	I1 Pickup	0.2-3.0(0.1)A	1.4	1.4
REMOTEOPEN (THREE-PHASE SYSTEMS ONLY)					
1001	REMOTEOPEN	Select Remote Open Detector	NO, YES	NO	NO
1002	TL20PICKUP	Remote Open Detector Time Delay	10-100(1)ms	NOT APPLICABLE	NOT APPLICABLE
LINEOVERLD					
1101	LINEOVERLD	Select Line Overload Protection	NO, YES	NO	NO
1102	LEVEL1PU	Level 1 pickup current	0.5-4.0(0.1)A	NOT APPLICABLE	NOT APPLICABLE
1103	LEVEL2PU	Level 2 pickup current	1.0-8.0(0.1)A	NOT APPLICABLE	NOT APPLICABLE
1104	LEVEL1TOLY	Level 1 time Delay	10-200(1)s	NOT APPLICABLE	NOT APPLICABLE
1105	LEVEL2TOLY	Level 2 time Delay	10-99(1)s	NOT APPLICABLE	NOT APPLICABLE
SCHEME					
1201	PICKSCHEME	Select a scheme logic	STEPDST, PUTT, POTT POTI2, HYBRID, BLOCK HYBRIDP	PUTT	PUTT
1202	NUMRCVR	Select a number of receivers	0, 1, 2, 3, 4	1	1
1203	TRIPMODE	1-phase / 3-phase Trip Mode	3 POLE, 1 POLE, 1 POLE Z2	1 POLE	1 POLE
SCHMTIMERS					
1301	TL1PICKUP	Trip Integrator	1-200(1) ms	3	3
LINE INFO					
1401	POSSEQANG	Positive Sequence Impedance Angle	25 to 90 deg (1)	80	80
1402	ZERSEQANG	Zero Sequence Impedance Angle	25 to 90 deg (1)	80	80
1403	ZLINE	Positive Sequence Line Impedance in sec. ohms	0.05 to 250.0 ohms (0.1)	1.16	1.16
1404	ZERSEQK0	Z0/Z1 Ratio	1.0 to 7.0 0.01	3.15	3.15
1405	LINELENGTH	Line Length	0.0 to 500.0 (0.1)	25.5	25.5
1406	LINEUNIT	Units of Length	MILES, KM, PERCENT	KM	KM
1407	CTRATIO	CT Ratio	1 to 5000 (1)	200	200
1408	PTRATIO	PT Ratio	1 to 7000 (1)	2200	2200
SCADA DTA					
1501	FLTLOCK	Hold Time	0 to 99.9 sec. step 0.1	10	10
1502	FLTRESET	Fault Location Reet Time	0 to 99.9 minutes step 0.1	5	5
DS BLOCKING					
1601	MOBZONE	Coordinating Zone	ZONE2, ZONE3 ZONE 4	ZONE 3	ZONE 3
1602	MOBCHARANG	MOB Characteristi Angle	30 to 130 deg. (1)	70	70
1603	BLOCKWHAT	Block during OS	BLKALL, BLKDIST BLKPHAS, BLKNONE	BLKPHAS	BLKPHAS
1604	BLKZ1	Block all Zone 1 Functions	NO, YES	YES	YES
1605	BLKZ2	Block all Zone 2 Functions	NO, YES	YES	YES
1606	BLKZ3	Block all Zone 3 Functions	NO, YES	YES	YES
1607	BLKZ4	Block all Zone 4 Functions	NO, YES	YES	YES

AJUSTES DE LA PROTECCIÓN DE DISTANCIA RELE ALPS CUADRO N°3

N°	Mnemonic	Description	Range (A)	User Setting	User Setting
RECLOSER					
1801	RECLMODE	Select Reclosing Option	OFF, NONE, INTERNAL EXTERNAL, BOTH	INTERNAL	INTERNAL
1802	RECTYPE	Set Rectosing Type	1 POLE, 3 POLE, 1 POLE / 3 POLE	1 POLE	1 POLE
1803	NUM1P	Number of Attempts Following 1P Trip	1-4 (1)	1	1
1804	1PDELAY1	1 Pole First Delay	0.1-300(0.1)s	0.4	0.4
1805	1PDELAY2	1 Pole Second Delay	0.1-300(0.1)s	NOT APPLICABLE	NOT APPLICABLE
1806	1PDELAY3	1 Pole Thir Delay	0.1-300(0.1)s	NOT APPLICABLE	NOT APPLICABLE
1807	1PDELAY4	1 Pole Fouth Delay	0.1-300(0.1)s	NOT APPLICABLE	NOT APPLICABLE
1808	NUM3P	Number of Attempts Following 3P Trip	1-4(1)	NOT APPLICABLE	NOT APPLICABLE
1809	3PDELAY1	3 Pole First Delay	0.1-300(0.1) s	NOT APPLICABLE	NOT APPLICABLE
1810	3PDELAY2	3 Pole Second Delay	0.1-300(0.1) s	NOT APPLICABLE	NOT APPLICABLE
1811	3PDELAY3	3 Pole Third Delay	0.1-300(0.1) s	NOT APPLICABLE	NOT APPLICABLE
1812	3PDELAY4	3 Pole Fouth Delay	0.1-300(0.1) s	NOT APPLICABLE	NOT APPLICABLE
1813	RESETTIME	Reset Time	0.1-300(0.1) s	1.5	1.5
1814	DWELLTIME	Contact Dwell Time	0.1-2.0(0.1) s	0.3	0.3
1815	HOLD	Inhibit Hold Select	YES, NO	NO	NO
1816	HOLDTIME	Inhibit Hold Time	1-1000(1) s	NOT APPLICABLE	NOT APPLICABLE
1817	HOLDENSE	Contact Input Status	CC, CO	NOT APPLICABLE	NOT APPLICABLE
1824	SP1DELAY2	Supervie 2nd 3P Reclose after 1P Trip	YES, NO	NOT APPLICABLE	NOT APPLICABLE
1825	SP1DELAY3	Supervie 3rd 3P Reclose after 1P Trip	YES, NO	NOT APPLICABLE	NOT APPLICABLE
1826	SP1DELAY4	Supervie 4th 3P Reclose after 1P Trip	YES, NO	NOT APPLICABLE	NOT APPLICABLE
NONCRIT_AL					
1901	NCANIN1	Non-Critical Alarm Input # 1	0 - 256 (1)	0	0
1902	NCANIN2	Non-Critical Alarm Input # 2	0 - 256 (1)	0	0
1903	NCANIN3	Non-Critical Alarm Input # 3	0 - 256 (1)	0	0
1904	NCANIN4	Non-Critical Alarm Input # 4	0 - 256 (1)	0	0
1905	NCANIN5	Non-Critical Alarm Input # 5	0 - 256 (1)	0	0
1906	NCANIN6	Non-Critical Alarm Input # 6	0 - 256 (1)	0	0
1907	NCANIN7	Non-Critical Alarm Input # 7	0 - 256 (1)	0	0
1908	NCANIN8	Non-Critical Alarm Input # 8	0 - 256 (1)	0	0
OUTPUTS					
2001	T1	T1 Contact	0 - 256 (1)	33	33
2002	T2	T2 Contact	0 - 256 (1)	34	34
2003	T3	T3 Contact	0 - 256 (1)	35	35
2004	T4	T4 Contact	0 - 256 (1)	33	33
2005	T5	T5 Contact	0 - 256 (1)	34	34
2006	T6	T6 Contact	0 - 256 (1)	35	35
2007	A1 (Configurable)	A1 Contact	0 - 256 (1)	146	146
2008	A2 (Configurable)	A2 Contact	0 - 256 (1)	41	41
2009	A3 (Configurable)	A3 Contact	0 - 256 (1)	44	44
2010	A4 (Configurable)	A4 Contact	0 - 256 (1)	163	163
2011	A5 (Configurable)	A5 Contact	0 - 256 (1)	33	33
2012	A6 (Configurable)	A6 Contact	0 - 256 (1)	34	34
2013	A7 (Configurable)	A7 Contact	0 - 256 (1)	35	35
2014	A8 (Configurable)	A8 Contact	0 - 256 (1)	161	161
2015	A9 (Configurable)	A9 Contact	0 - 256 (1)	162	162
2016	A10 (Configurable)	A10 Contact	0 - 256 (1)	120	120
2017	A11 (Configurable)	A11 Contact	0 - 256 (1)	12	12
2018	A12 (Configurable)	A12 Contact	0 - 256 (1)	37	37
2019	C1 (Configurable)	C1 Contact	0 - 256 (1)	115	115
2020	C2 (Configurable)	C2 Contact	0 - 256 (1)	0	0
2021	KT1 (Configurable)	KT1 Contact	0 - 256 (1)	39	39
2022	KT2 (Configurable)	KT2 Contact	0 - 256 (1)	0	0
2023	KT3 (Configurable)	KT3 Contact	0 - 256 (1)	0	0
2024	KT4 (Configurable)	KT4 Contact	0 - 256 (1)	0	0
2025	CONFTRIP	Initiate Three phase Trip with Input from X pression Builder	0 - 256 (1)	0	0
2026	CONFSOC	Initiate Oscilography Capture with X pression Builder Input	0 - 256 (1)	0	0

AJUSTES DE LA PROTECCIÓN DE DISTANCIA RELE ALPS CUADRO N°3

N°	Mnemonic	Description	Range (1A)	User Setting	User Setting
CONFIGURE					
101	UNITID	Unit ID	0000 - 9999 (1)	0	0
102	SYSFREQ	System Frequency	50 Hz, 60 Hz	60	60
103	PHASROTATE	Phase Rotation	ABC, ACB	ABC	ABC
104	TIMES SYNCH	Time Synchroniza	INTERNAL, IRIG-B	INTERNAL	INTERNAL
105	NUM_BKR	Number of Breakers	1,2	1	1
106	NUM_TC	Number of Trip Circuits	1,2	1	1
107	NUM_MON	Number of Trip Circuit Monitor	0(on), 1(off)	0	0
108	DISPLAYVAL	Value Display Mode	PRI, SEC	PRI	PRI
109	LANGUAGE	Language Option	ENGLISH, SPANISH	SPANISH	SPANISH
COMMPOTS					
201	COMPORT 1	Communications Port # 1 Settings		9601	9601
202	COMPORT 2	Communications Port # 2 Settings		9601	9601
204	PROTOCOL 1	Communications Port # 1 Protocol		GE-MODM	GE-MODM
205	PROTOCOL 2	Communications Port # 2 Protocol		ASCII	ASCII
206	PROTOCOL 3	Communications Port # 3 Protocol			
OSC_GRAPHY					
301	NUMFAULTS	Number of Fault Records	2,4,8,12	12	12
302	PREFALT	Number of Pre-fault Cycles	1-8	6	6
303	SPLITREC	1-SPLITREC	0-100	0	0
BRKR DUTY					
401	EXPONENT	Exponent In It calculation	1.0-2.0(0.1)	2	2
402	MAX_OP	Max. Number of Breaker Operatins for a Break	0-9999(1)	9999	9999
403	MAX_XT	Max. Breaker Duty for a Breaker	0-9999999 (100) A ^x sec.	0	0
404	IXTPHASEA	Accumulated Breaker Duty, Phase A	0-9999999 (100) A ^x sec.		
405	IXTPHASEB	Accumulated Breaker Duty, Phase B	0-9999999 (100) A ^x sec.		
406	IXTPHASEC	Accumulated Breaker Duty, Phase C	0-9999999 (100) A ^x sec.		
407	NUM_OP_A	Present Number of Breaker Op. for Phase A	0-9999 (1)		
408	NUM_OP_B	Present Number of Breaker Op. for Phase B	0-9999 (1)		
409	NUM_OP_C	Present Number of Breaker Op. for Phase C	0-9999 (1)		
INPUTS					
501	CC1	Contact Converter 1	0 - 32 (1)	RCVR1	RCVR1
502	CC2	Contact Converter 2	0 - 32 (1)		
503	CC3	Contact Converter 3	0 - 32 (1)		
504	CC4	Contact Converter 4	0 - 32 (1)	0	0
505	CC5	Contact Converter 5	0 - 32 (1)	ETRP3P	ETRP3P
506	CC6	Contact Converter 6	0 - 32 (1)		
507	CC7	Contact Converter 7	0 - 32 (1)	52B-1A	52B-1A
508	CC8	Contact Converter 8	0 - 32 (1)	52B-1B	52B-1B
509	CC9	Contact Converter 9	0 - 32 (1)	52B-1C	52B-1C
510	CC10	Contact Converter 10	0 - 32 (1)		
511	CC11	Contact Converter 11	0 - 32 (1)		
512	CC12	Contact Converter 12	0 - 32 (1)		

AJUSTES DE LA PROTECCIÓN DIRECCIONAL DE TIERRA DFP - 100
ACEROS AREQUIPA & INDEPENDENCIA SUBSTATIONS
CUADRO N° 4

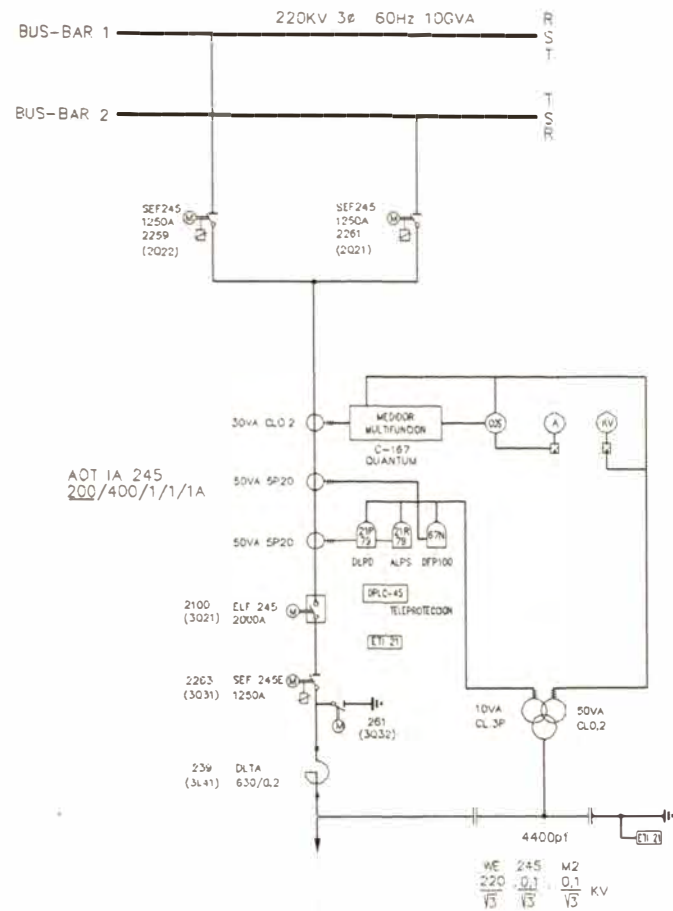
Setting Name	Set		Range	
Definite Time				
Phase Definite Time High	Disable			
Pickup Phase Definite Time High		1 amps	1	160
Delay Phase Definite Time High		0 seconds	0	100
Phase Definite Time Low	Disable			
Pickup Phase Definite Time Low		1 amps	1	160
Delay Phase Definite Time Low		0 seconds	0	100
Ground Definite Time High	Enable			
Pickup Ground Definite Time High		0.5 amps	1	160
Delay Ground Definite Time High		0.2 seconds	0	100
Ground Definite Time Low	Disable			
Pickup Ground Definite Time Low		1 amps	1	160
Delay Ground Definite Time Low		0 seconds	0	100
Torque Control				
GND Torque Control	67 N			
Negative Sequence Level		0.2 amps	0.1	2
Phase Torque Control	Disable			
21 PT Signal	Disable			
21 PT Reach		5 ohms	0.05	50
59QV Pickup		100 volts	40	150
27UV Pickup		50 volts	40	150
59 Time Delay		0.2 seconds	0	240
27 Time Delay		0.2 seconds	0	240
Fault Location				
Positive Seq. Impedance		1.16 Ohms	0.05	50
Positive Seq. Impedance Angle		80 Degrees	10	90
K0 Ratio (Z0/ Z1)		2.5	0.5	5
Zero Seq. Impedance Angle		80 Degrees	10	90
Line Length Units	Kilometer			
Line Length		25.5 KM or Mile	1	100
General				
Relay	Enable			
Frequency	60Hz			
Phase CT Ratio		200	1	2000
Ground CT Ratio		200	1	2000
VT Ratio		2000	1	2000
Breaker Number		0		
Default Setting Group	Group 1			
Phase Rotation	ABC			
Relay Identification		0		
Cold Load Pickup Delay		0 seconds	0	240
Cold Load Dropout Delay		0 seconds	0	240
52 b Wired	No			
Voltage transformer connection	Wye Wye			

**AJUSTES DE LA PROTECCIÓN DIRECCIONAL DE TIERRA DFP
ACEROS AREQUIPA & INDEPENDENCIA SUBSTATIONS
CUADRO N° 4**

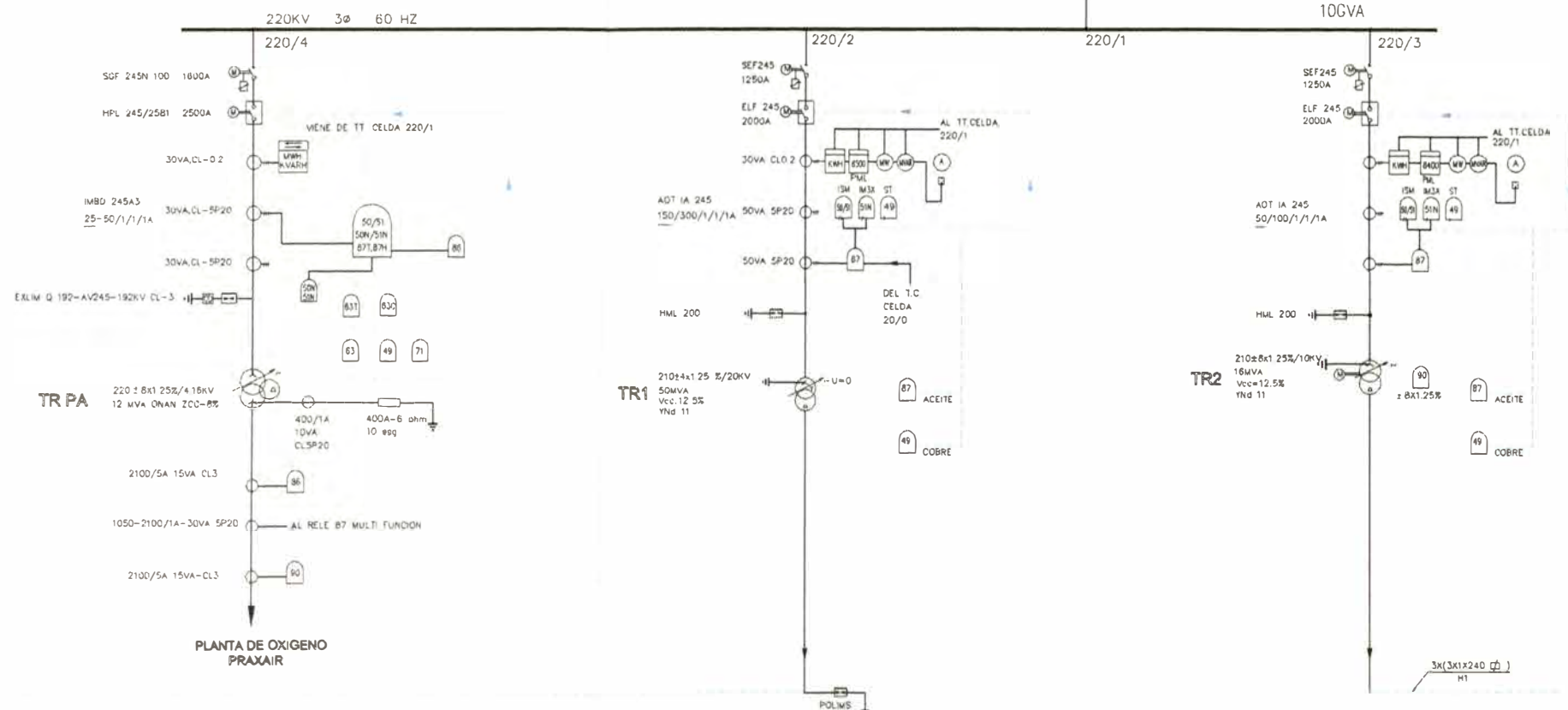
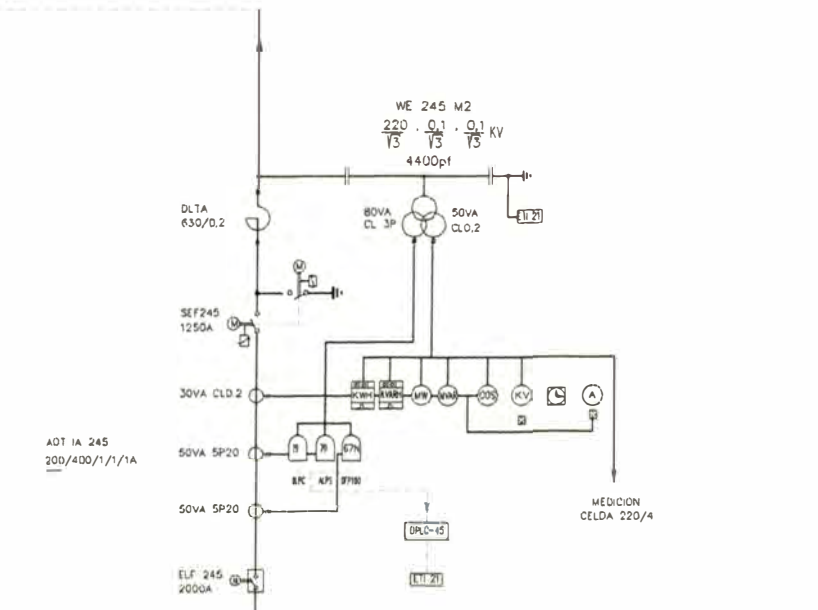
Setting Name	Set	Range
Configurable Outputs		
OUT2.1	TRIP	
OUT2.2		
OUT2.3		
OUT2.4		
OUT2.5		
OUT2.6		
OUT2.7		
OUT2.8		
OUT2.9		
OUT2.10		
OUT2.11		
OUT2.12		
OUT2.13		
OUT2.14		
OUT2.15		
OUT2.16		
OUT3.1	TRIP	
OUT3.2		
OUT3.3		
OUT3.4		
OUT3.5		
OUT3.6		
OUT3.7		
OUT3.8		
OUT3.9		
OUT3.10		
OUT3.11		
OUT3.12		
OUT3.13		
OUT3.14		
OUT3.15		
OUT3.16		
OUT4.1	TRIP	
OUT4.2		
OUT4.3		
OUT4.4		
OUT4.5		
OUT4.6		
OUT4.7		
OUT4.8		
OUT4.9		
OUT4.10		
OUT4.11		
OUT4.12		
OUT4.13		
OUT4.14		
OUT4.15		
OUT4.16		
Timer (output 1) Pick Up	0 Seconds	0 100
Timer (output 1) Drop Out	0 Seconds	0 100
Timer (output 2) Pick Up	0 Seconds	0 100
Timer (output 2) Drop Out	0 Seconds	0 100
Timer (output 3) Pick Up	0 Seconds	0 100
Timer (output 3) Drop Out	0 Seconds	0 100
Timer (output 4) Pick Up	0 Seconds	0 100
Timer (output 4) Drop Out	0 Seconds	0 100
Communications		
Relay Number	255	1 255
Baudrate (Remote Port P3)	2400 Baud	
Baudrate (Local Port P1&P2)	2400 Baud	
Stop Bits (Remote)	1	
Stop Bits Local)	1	

ANEXO No. 2

INDEPENDENCIA



ACERÍA



UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA Y ELECTRONICA				
Dib.:	Rev.:	Aprob.:	Fecha:	Hoja
ALBERTO ORDÓZ A	A. G. A.		11/11/02	
Archivo N°:				Escala
SISTEMA DE PROTECCION LINEA 220 KV				1:1
LAYOUT				
Dwg número:			Revisión	Formato
			00	hoja A3

ANEXO No. 2

PLANOS

PLANO No 1: Diagrama Unifilar Sistema de Protección Línea KV- L217

ANEXO No. 3

ANEXO No 3

FIGURAS

FIGURA N°2, Niveles de corriente de cortocircuito en KA. Máxima demanda-
Falla trifásica.

FIGURA N°3, Niveles de corriente de cortocircuito en KA. Mínima demanda-
Falla bifásica

FIGURA N°4, Niveles de corriente de cortocircuito en KA. Máxima
demanda- Falla monofásica

FIGURA N°5, Niveles de corriente de cortocircuito en KA. Mínima demanda-
Falla monofásica

FIGURA N°6, Niveles de corriente de cortocircuito. Protección de
sobrecorriente entre fases transformador TR1, 220/20KV.

FIGURA N°7, Niveles de corriente de cortocircuito. Protección de
sobrecorriente entre fases transformador TR2, 220/10KV.

FIGURA N°8, Niveles de corriente de cortocircuito, Circuito 10 KV.

FIGURA N°9, Esquemas de los alcances de las protecciones de distancia

FIGURA N°10,Característica de operación tipo Mho(falla entre fases)- Relé

DLPD- S.E Aceros Arequipa.

FIGURA N°11,Característica de operación (falla fase a tierra)- Relé

DLPD- S.E Aceros Arequipa.

FIGURA N°12,Característica de operación tipo Mho(falla entre fases)-

Relé ALPS- S.E Aceros Arequipa.

FIGURA N°13,Característica de operación(falla fase a tierra)- Relé

ALPS- S.E Aceros Arequipa.

FIGURA N°14,Característica de operación tipo Mho(falla entre fases)- Relé

DLPD- S.E Independencia.

FIGURA N°15,Característica de operación(falla fase a tierra)- Relé

DLPD- S.E Independencia.

FIGURA N°16,Característica de operación tipo Mho(falla entre fases)- Relé

ALPS- S.E Independencia.

FIGURA N°17,Característica de operación (falla fases a tierra)- Relé

ALPS- S.E Independencia.

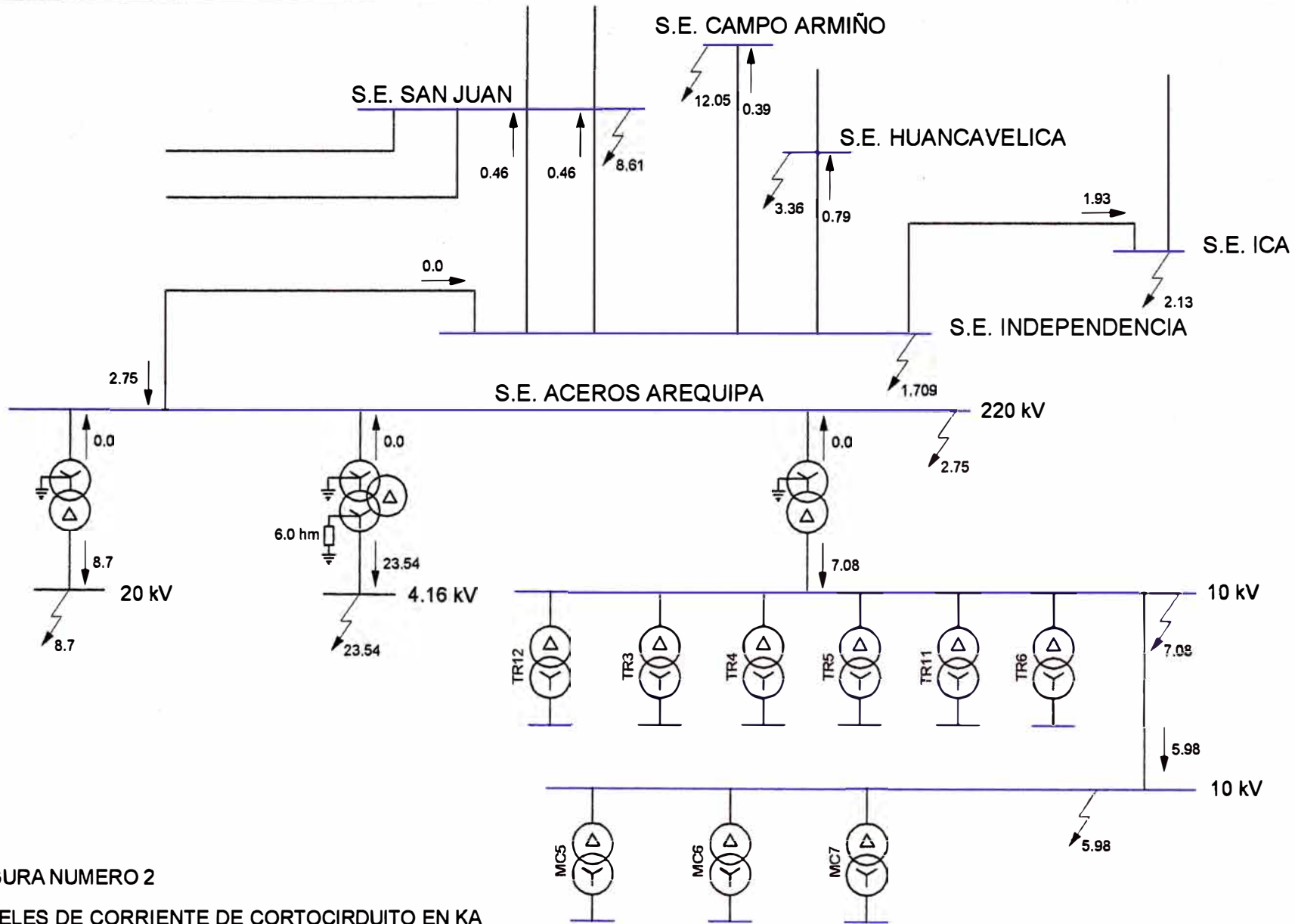


FIGURA NUMERO 2
 NIVELES DE CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO EN KA
 MAXIMA DEMANDA - FALLA TRIFASICA

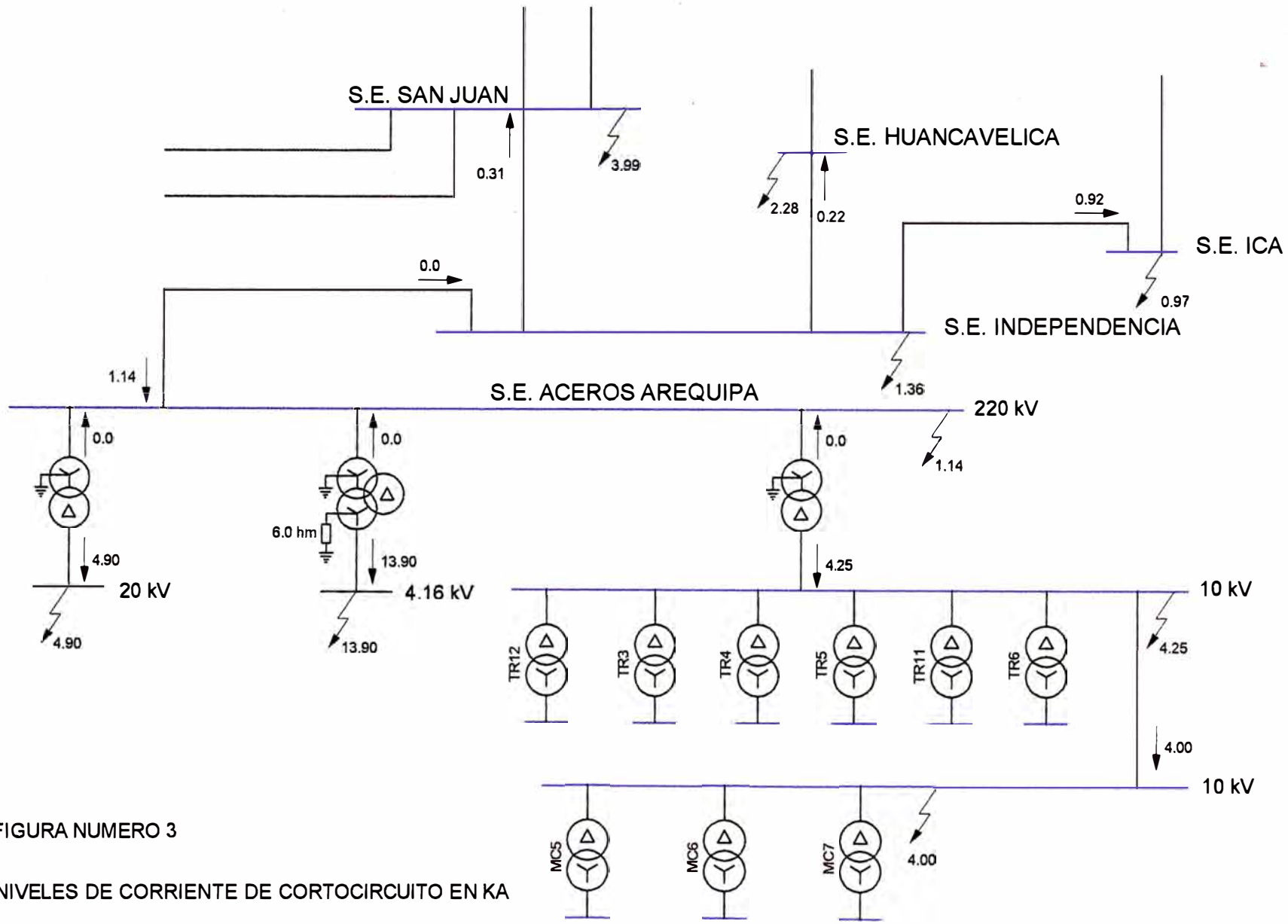


FIGURA NUMERO 3

NIVELES DE CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO EN KA

MINIMA DEMANDA - FALLA BIFASICA

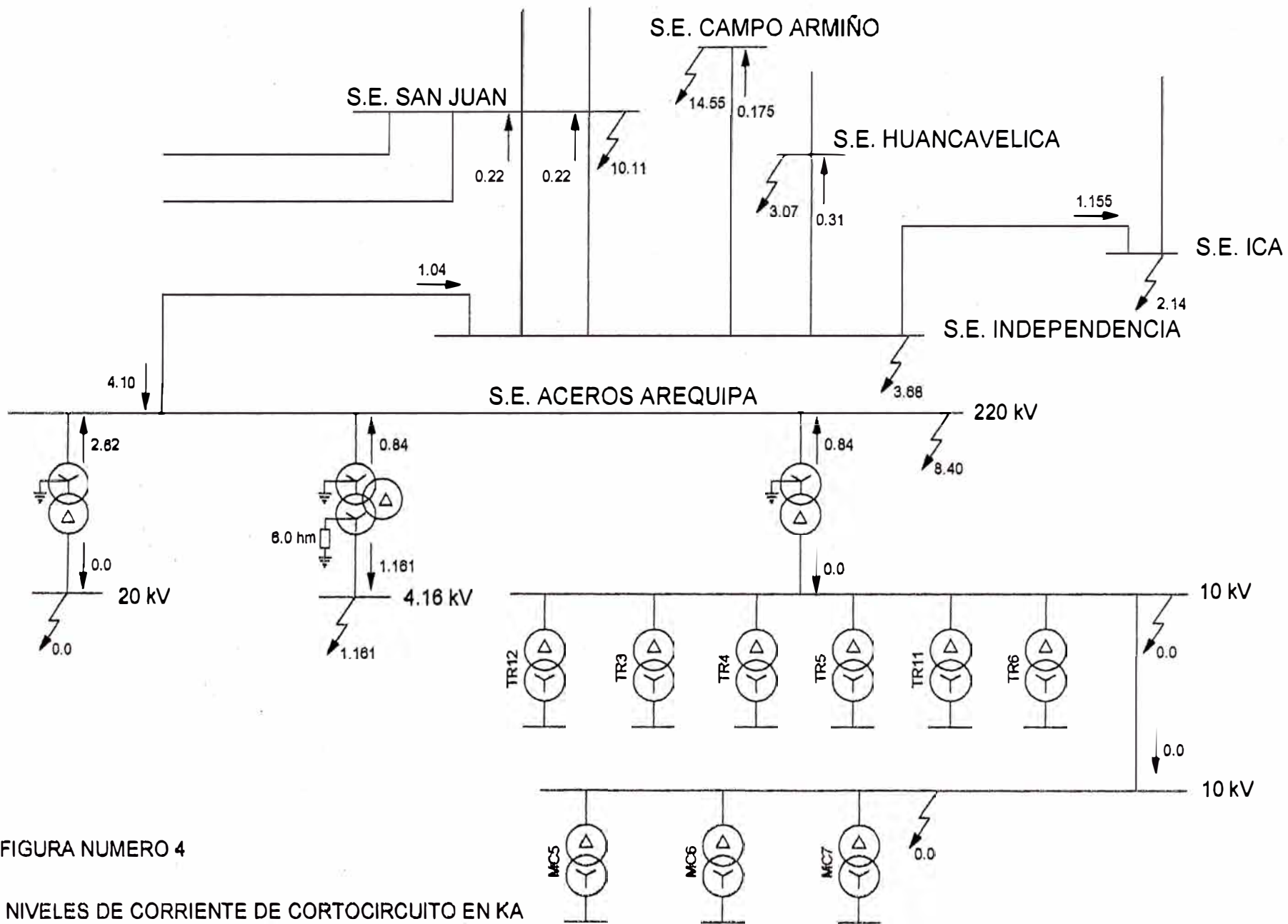


FIGURA NUMERO 4

NIVELES DE CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO EN KA

MAXIMA DEMANDA - FALLA MONOFASICA

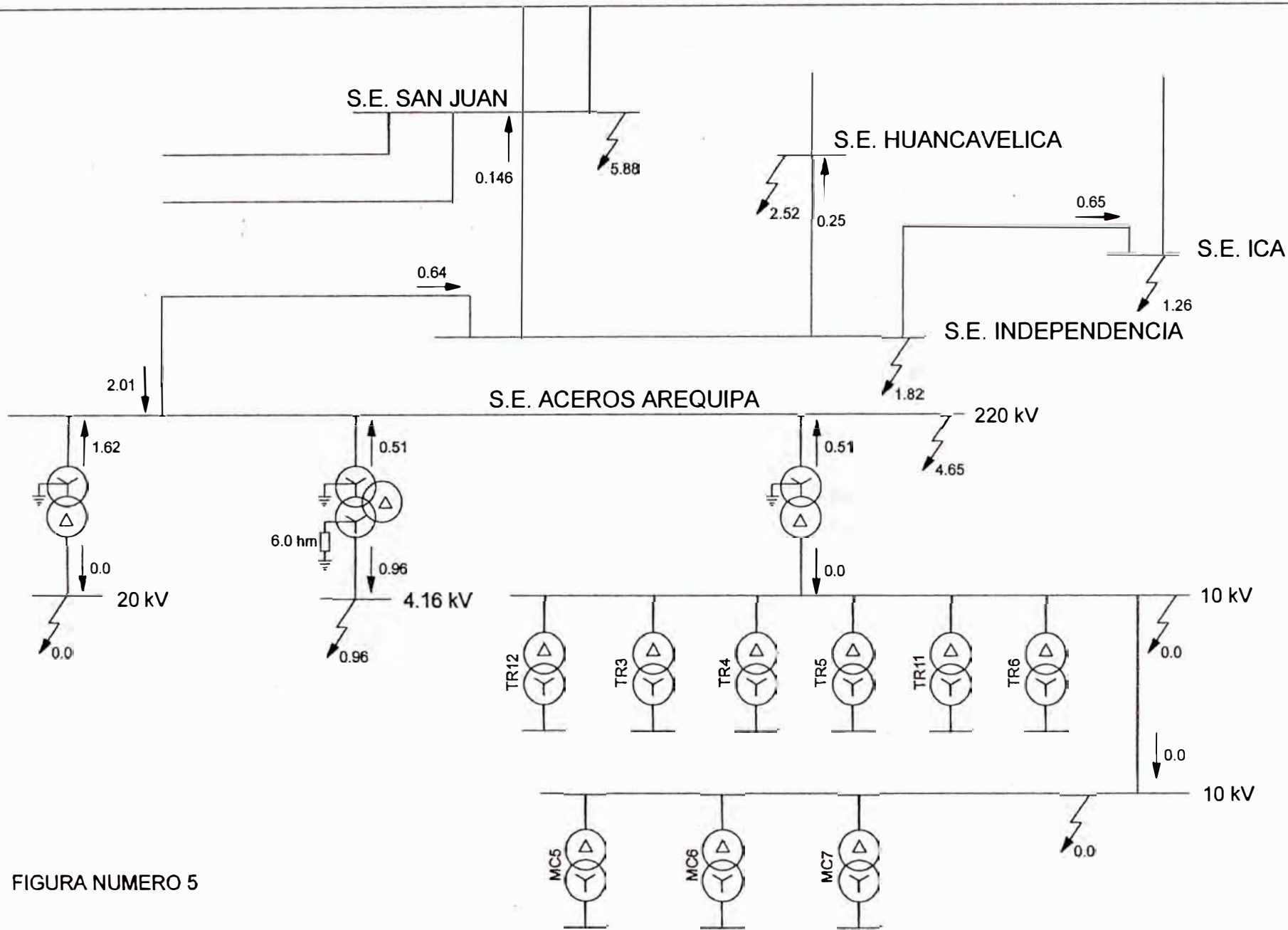
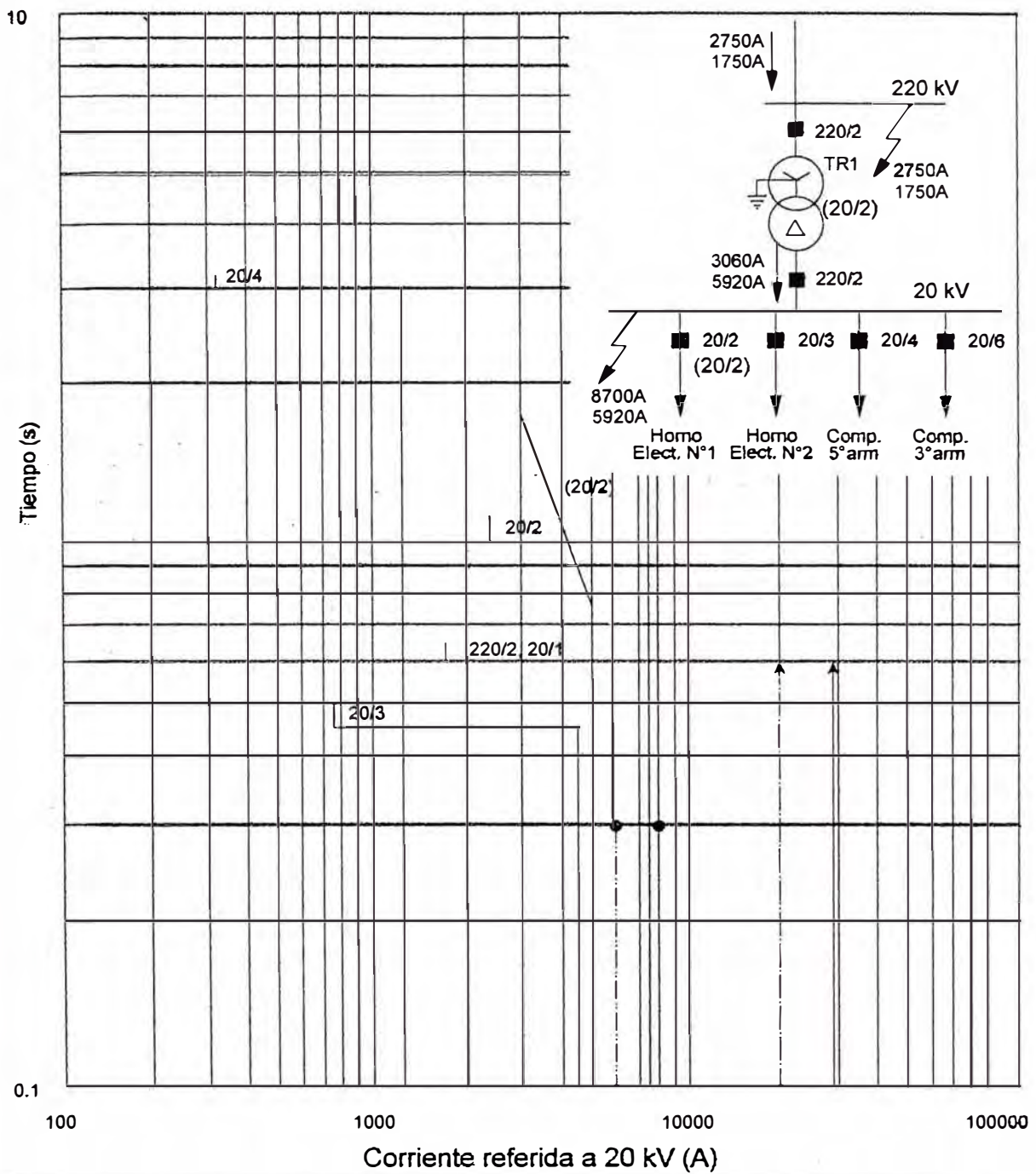


FIGURA NUMERO 5

NIVELES DE CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO EN KA

MINIMA DEMANDA - FALLA MONOFASICA

ACEROS AREQUIPA - PROTECCION DE SOBRECORRIENTE ENTRE FASES



N° RELE	TIPO	T.C.	Iop (A)	Ajuste Temporizado		Ajuste Instantáneo	
				TAP	TMS	TAP	t(s)
220/2	ISM 21	150/1	185	1.1	0.6	6	INST.
20/1	ISM 21	1500/1	1800	1.2	0.6	∞	-
20/2	ISM 21	1500/5	2400	1.6	1	5	INST.
(20/2)	SPAJ141C	1500/5	1995	1.33	0.1	3.3	0.3
20/3	ISM 21	750/5	750	1	0.45	6	INST.
20/4	ISM 21	250/1	313	1.25	3	5	INST.
20/6	SPAJ160C	750/1	938	1.25	3	6	INST.

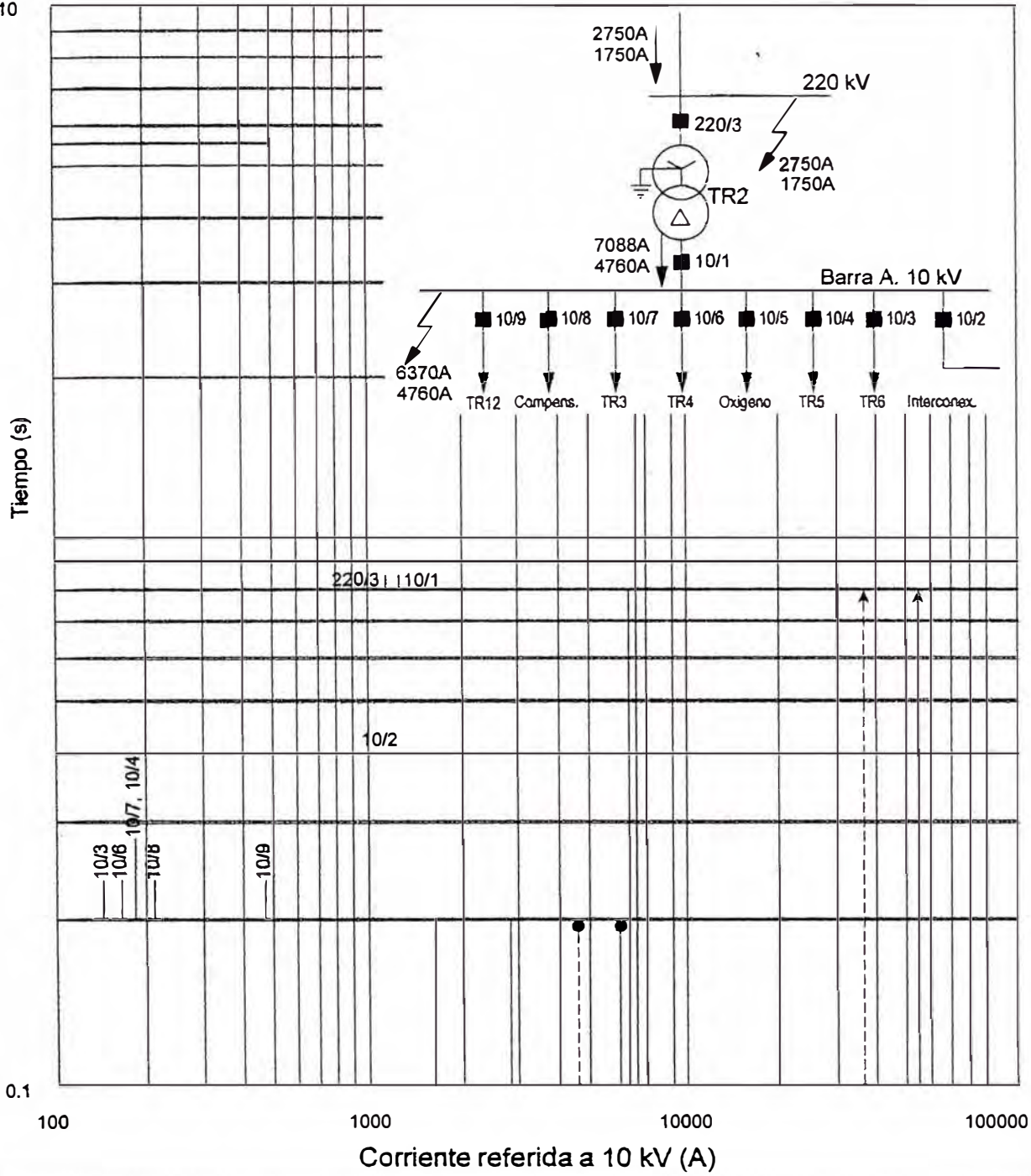
LEYENDA

- Falla en Barra 220 kV. Max. Demanda
- - - → Falla en Barra 220 kV. Min. Demanda
- Falla en Barra 20 kV. Max. Demanda
- - - ● Falla en Barra 20 kV. Min. Demanda

FIGURA NUMERO 6

ACEROS AREQUIPA - PROTECCION DE SOBRECORRIENTE ENTRE FASES

10



0.1

100

1000

10000

100000

Corriente referida a 10 kV (A)

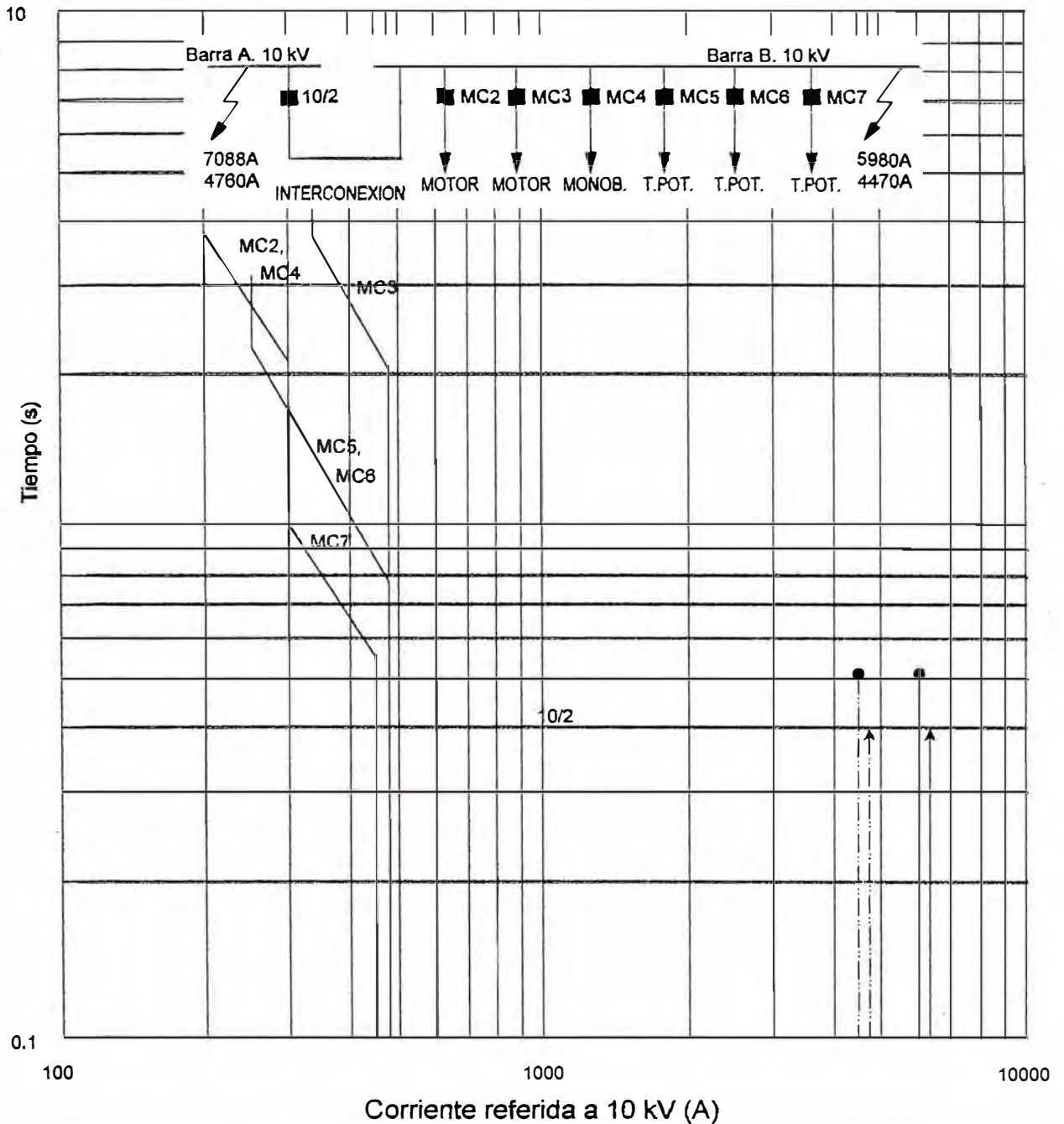
N° RELE	TIPO	T.C.	Iop (A)	Ajuste Temporzado		Ajuste Instantáneo	
				TAP	TMS	TAP	t(s)
220/3	ISM 21	50/1	50	1	0.8	6	INST.
10/1	ISM 21	1200/1	1200	1	0.8	∞	-
10/2	ISM 21	600/1	900	1.5	0.4	∞	-
10/3	ISM 21	150/1	150	1	0.2	10	INST.
10/4	ISM 21	150/1	180	1.2	0.2	10	INST.
10/5	ISM 21	50/1	95	1.9	5.5	10	INST.
10/6	ISM 21	150/1	185	1.1	0.2	10	INST.
10/7	ISM 21	150/1	180	1.2	0.2	10	INST.
10/8	ISM 21	150/1	210	1.4	0.2	10	INST.
10/9	MCX 913	400/1	420	1.05	0.2	7	INST.

LEYENDA

- Falla en Barra 220 kV. Max. Demanda
- Falla en Barra 220 kV. Min. Demanda
- Falla en Barra 20 kV. Max. Demanda
- Falla en Barra 20 kV. Min. Demanda

FIGURA NUMERO 7

ACEROS AREQUIPA - PROTECCION DE SOBRECORRIENTE ENTRE FASES



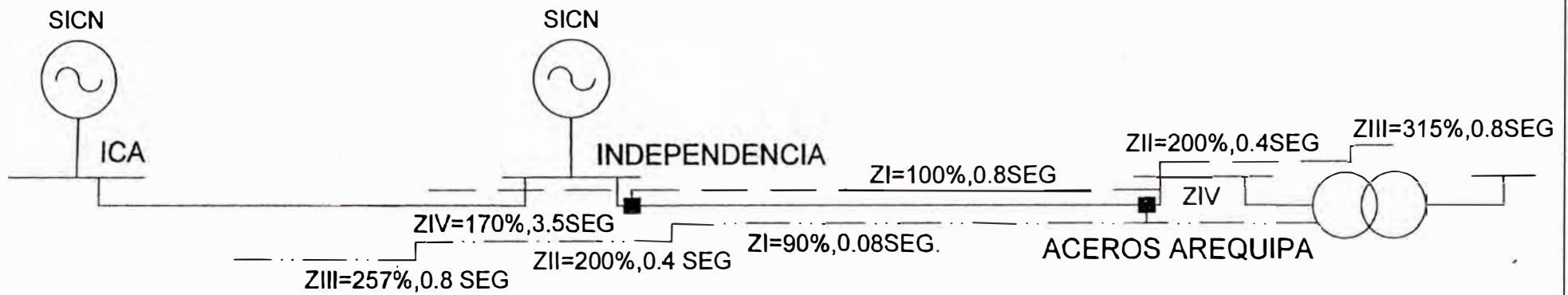
N° RELE	TIPO	T.C.	I _{op} (A)	Ajuste Temporizado		Ajuste Instantáneo	
				TAP	TMS	TAP	t(s)
10/2	ISM 21	600/1	900	1.5	0.4	∞	-
MC2	ICM22p	100/5	100	5	0.34	3	INST.
MC3	ICM22p	100/5	160	8	0.34	3	INST.
MC4	ICM22p	100/5	100	5	0.34	3	INST.
MC5	ICM22p	150/5	120	4	0.2	4	INST.
MC6	ICM22p	150/5	120	4	0.2	4	INST.
MC7	ICM22p	150/5	150	5	0.02	3	INST.

LEYENDA

- Falla en Barra 220 kV. Max. Demanda
- Falla en Barra 220 kV. Min. Demanda
- Falla en Barra 20 kV. Max. Demanda
- Falla en Barra 20 kV. Min. Demanda

FIGURA NUMERO 8

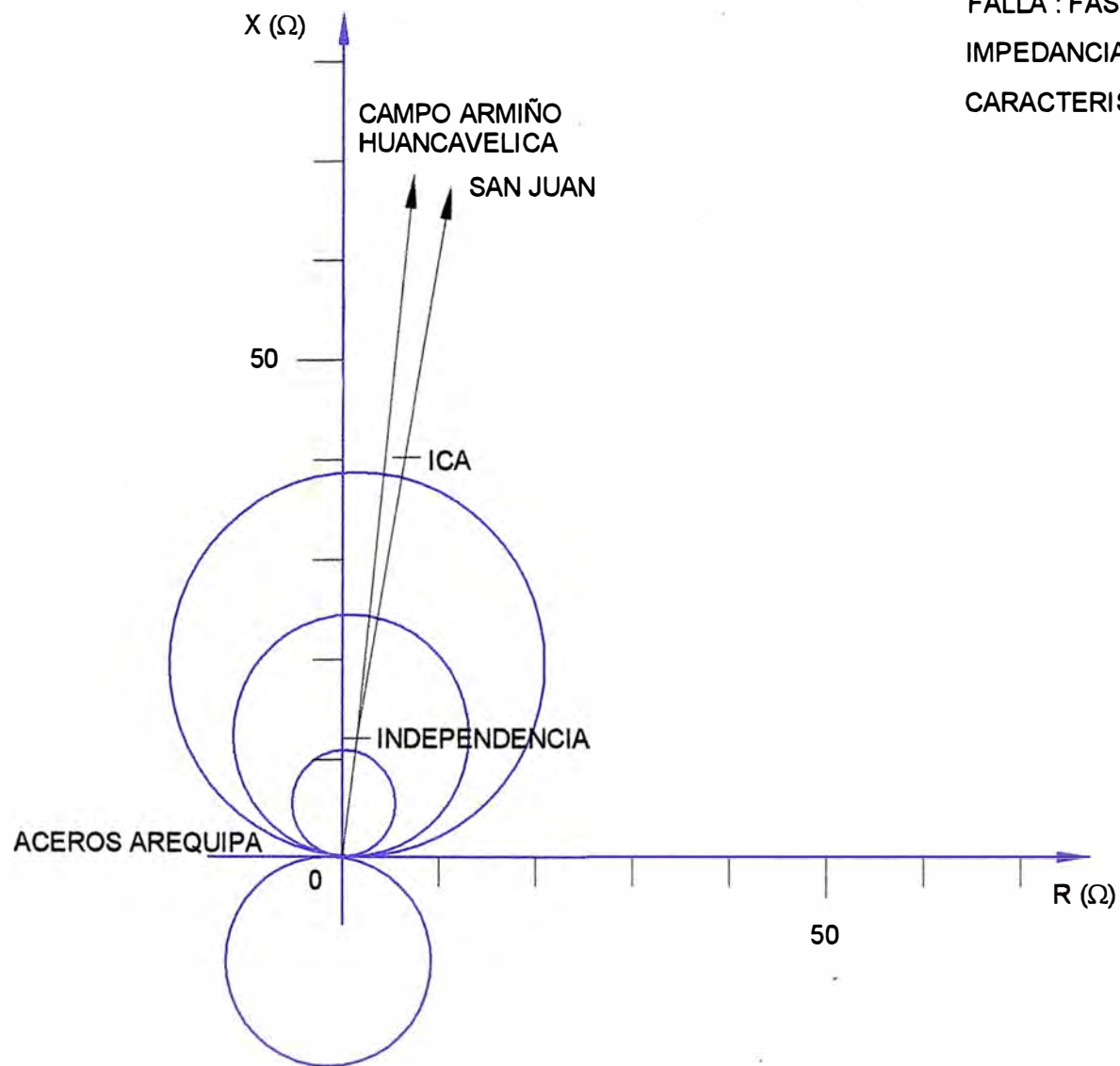
ESQUEMA DE LOS ALCANCE DE LAS PROTECCIONES DE DISTANCIA



NOTA: FIGURA No 9

Se muestra la línea adyacente a la S.E. Independencia más corta.

FIGURA NUMERO 10



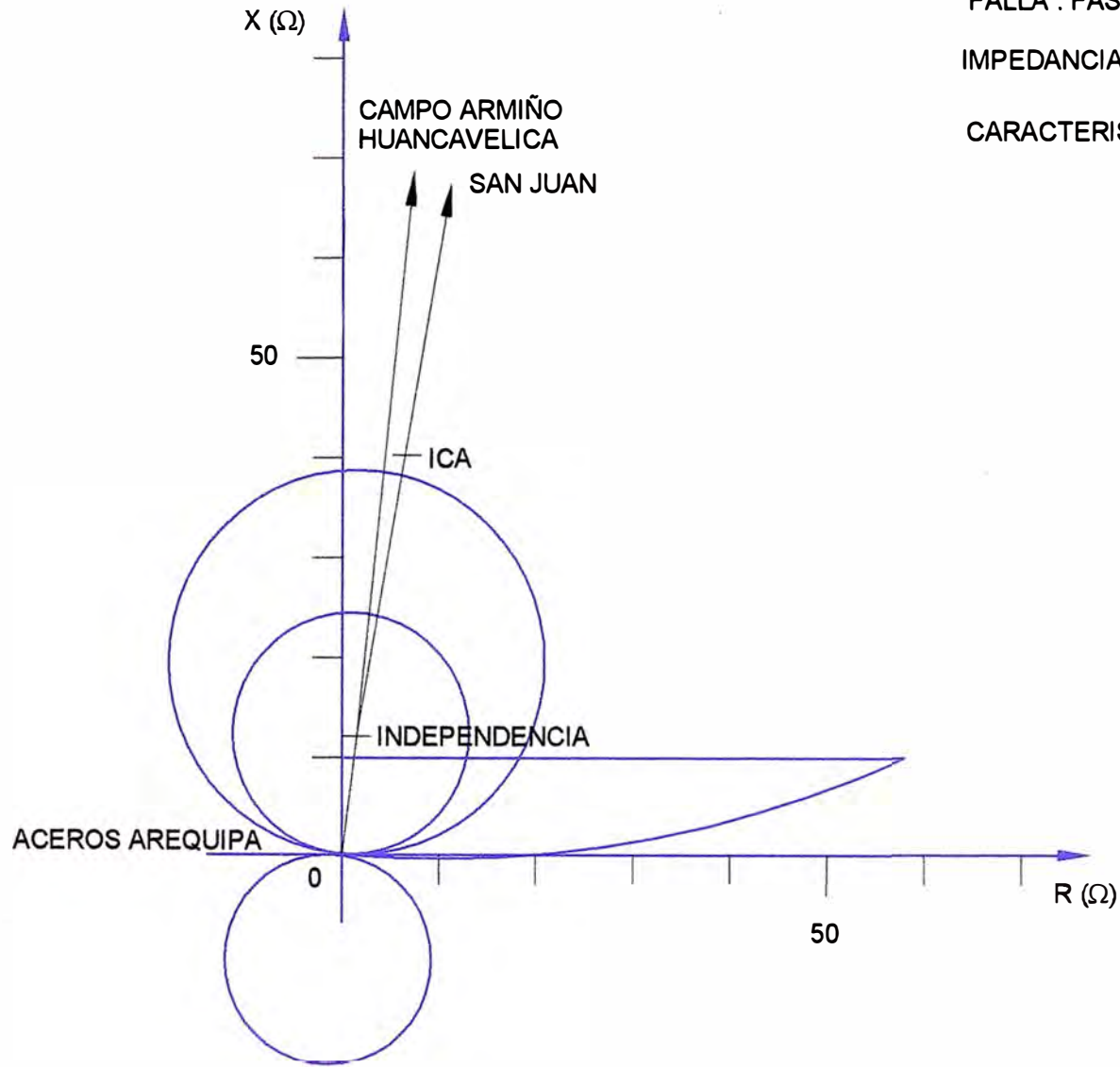
LINEA : ACEROS AREQUIPA - INDEPENDENCIA

FALLA : FASE - FASE

IMPEDANCIA REFERIDA AL PRIMARIO 220 KV

CARACTERISTICA DE OPERACION RELE DLPD

FIGURA NUMERO 11



LINEA : ACEROS AREQUIPA - INDEPENDENCIA

FALLA : FASE - TIERRA

IMPEDANCIA REFERIDA AL PRIMARIO 220 KV

CARACTERISTICA DE OPERACION RELE DLPD

LINEA : ACEROS AREQUIPA - INDEPENDENCIA

FALLA : FASE - FASE

IMPEDANCIA REFERIDA AL PRIMARIO 220 KV

CARACTERISTICA DE OPERACION RELE ALPS

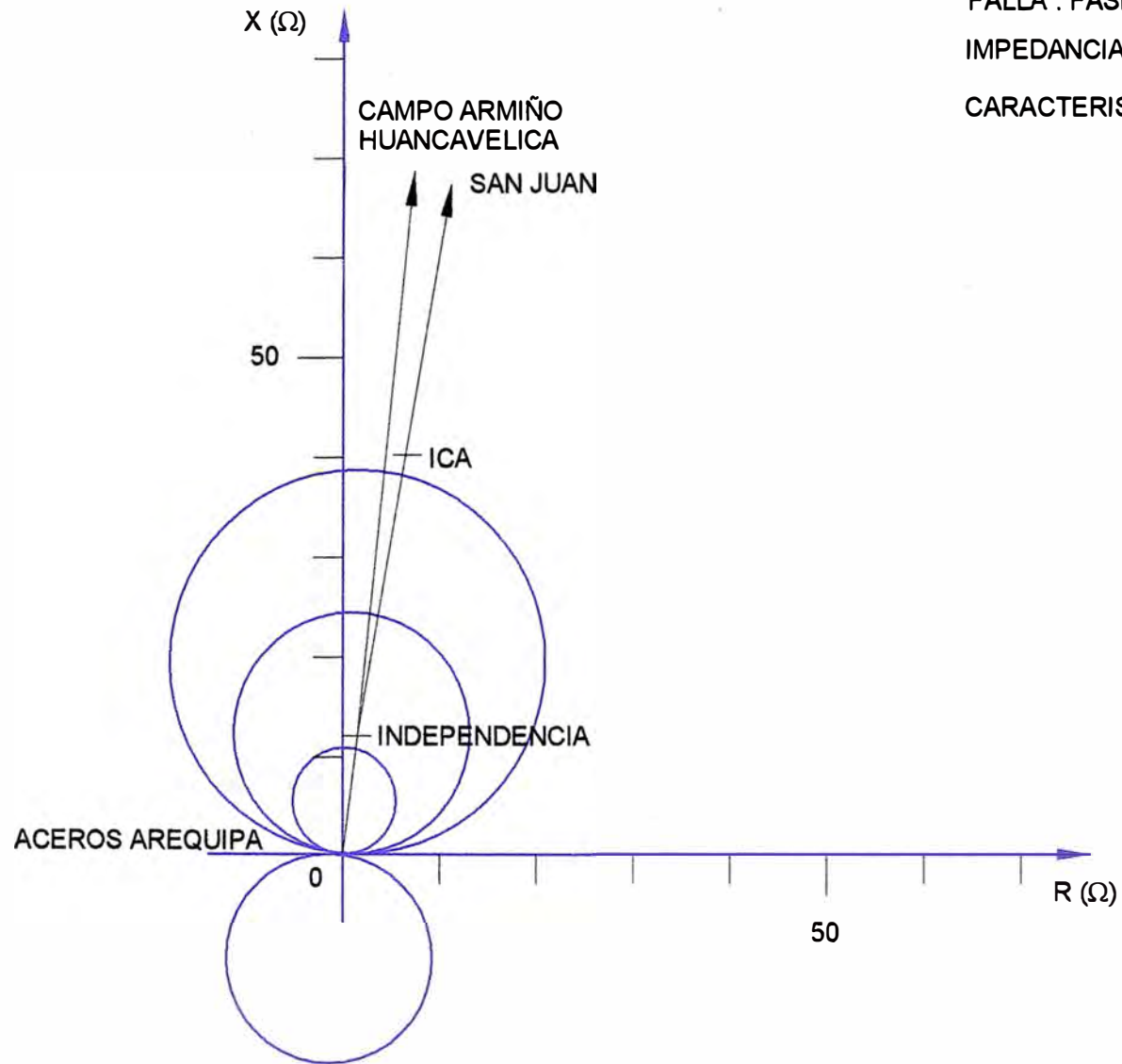
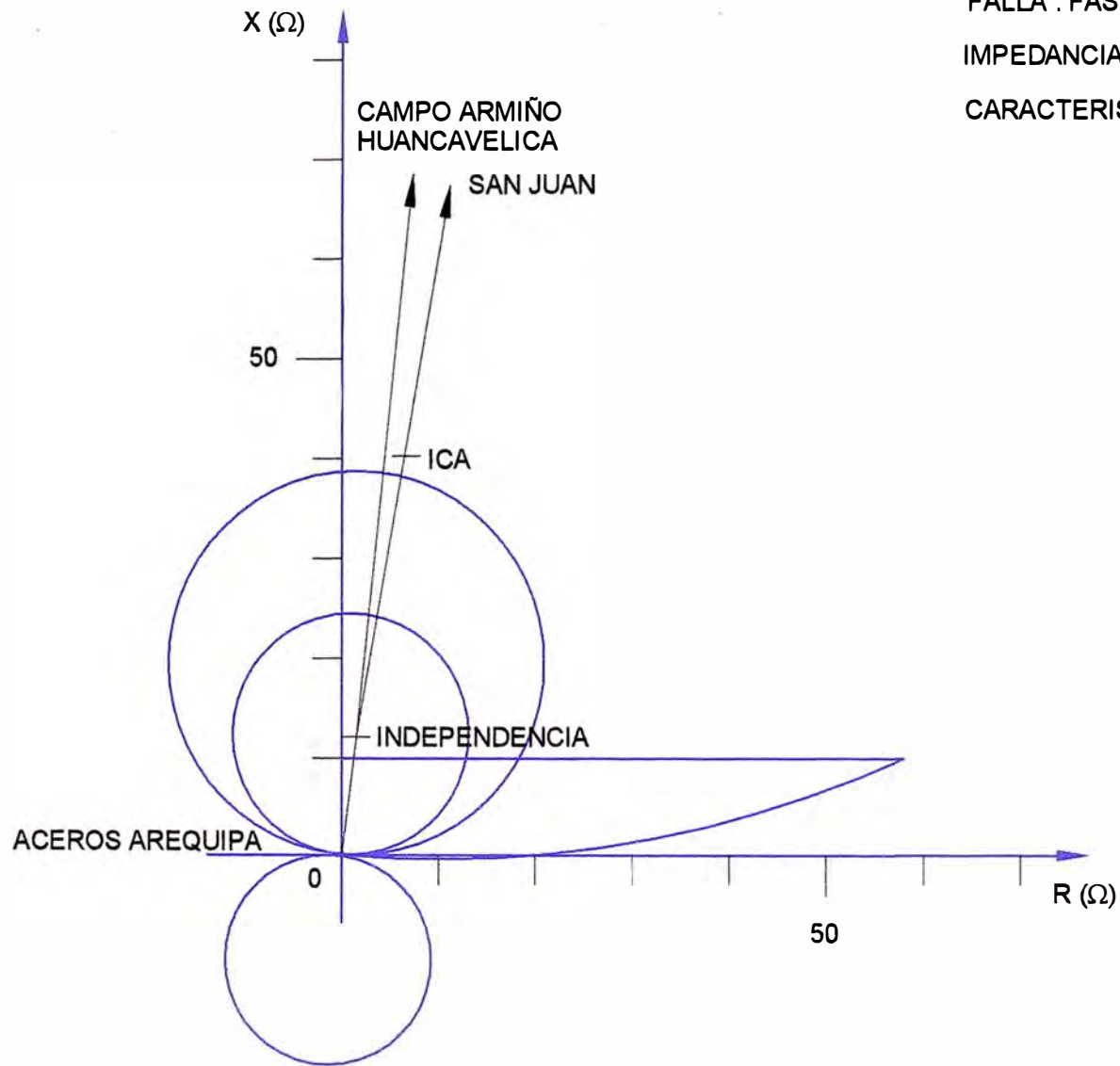


FIGURA NUMERO 13



LINEA : ACEROS AREQUIPA - INDEPENDENCIA

FALLA : FASE - TIERRA

IMPEDANCIA REFERIDA AL PRIMARIO 220 KV

CARACTERISTICA DE OPERACION RELE ALPS

FIGURA NUMERO 14

LINEA : INDEPENDENCIA - ACEROS AREQUIPA

FALLA : FASE - FASE

IMPEDANCIA REFERIDA AL PROMARIO 220 KV

CARACTERISTICA DE OPERACION RELE DLPD

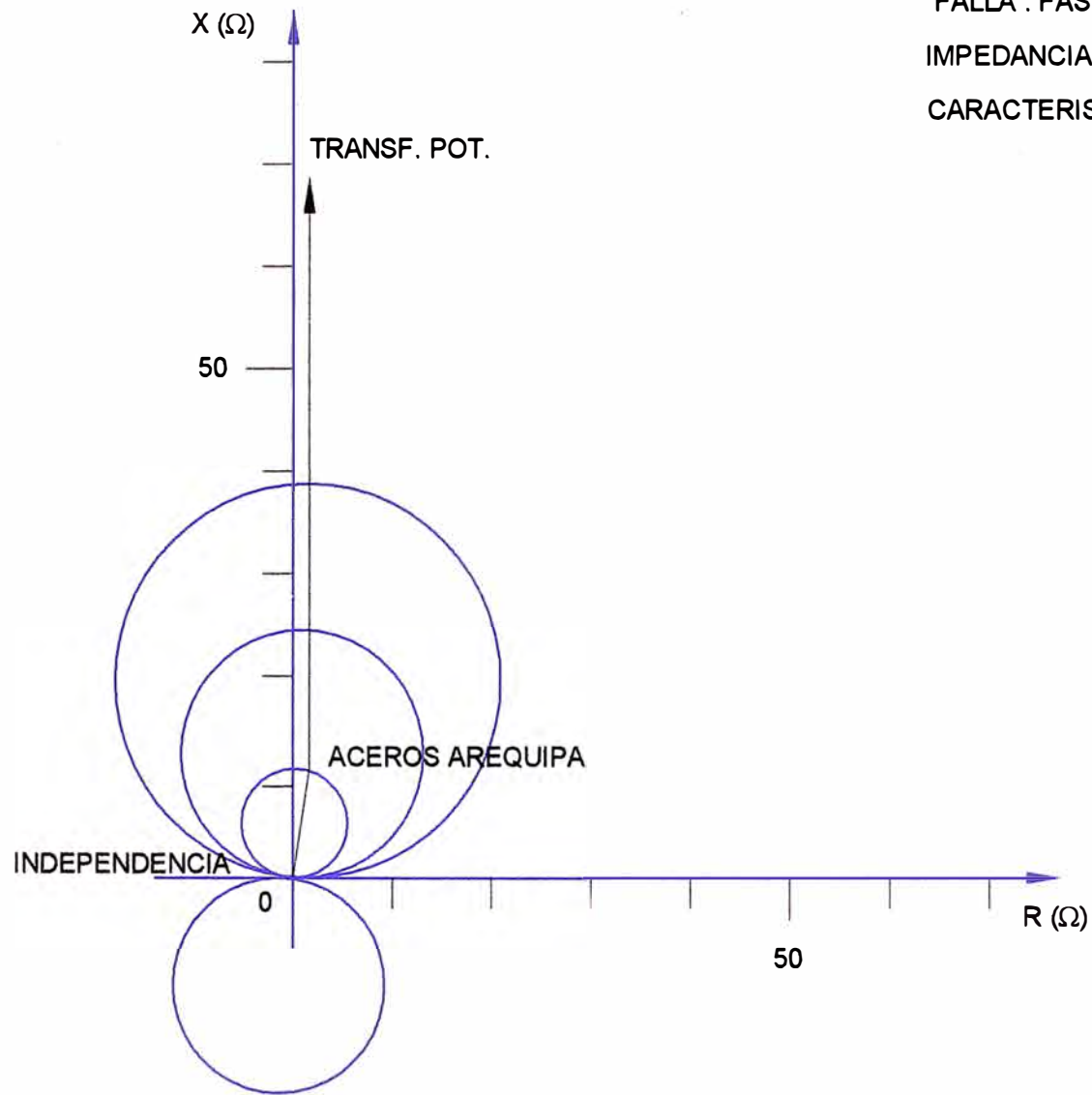


FIGURA NUMERO 15

LINEA : INDEPENDENCIA - ACEROS AREQUIPA

FALLA : FASE - TIERRA

IMPEDANCIA REFERIDA AL PRIMARIO 220 KV

CARACTERISTICA DE OPERACION RELE DLPD

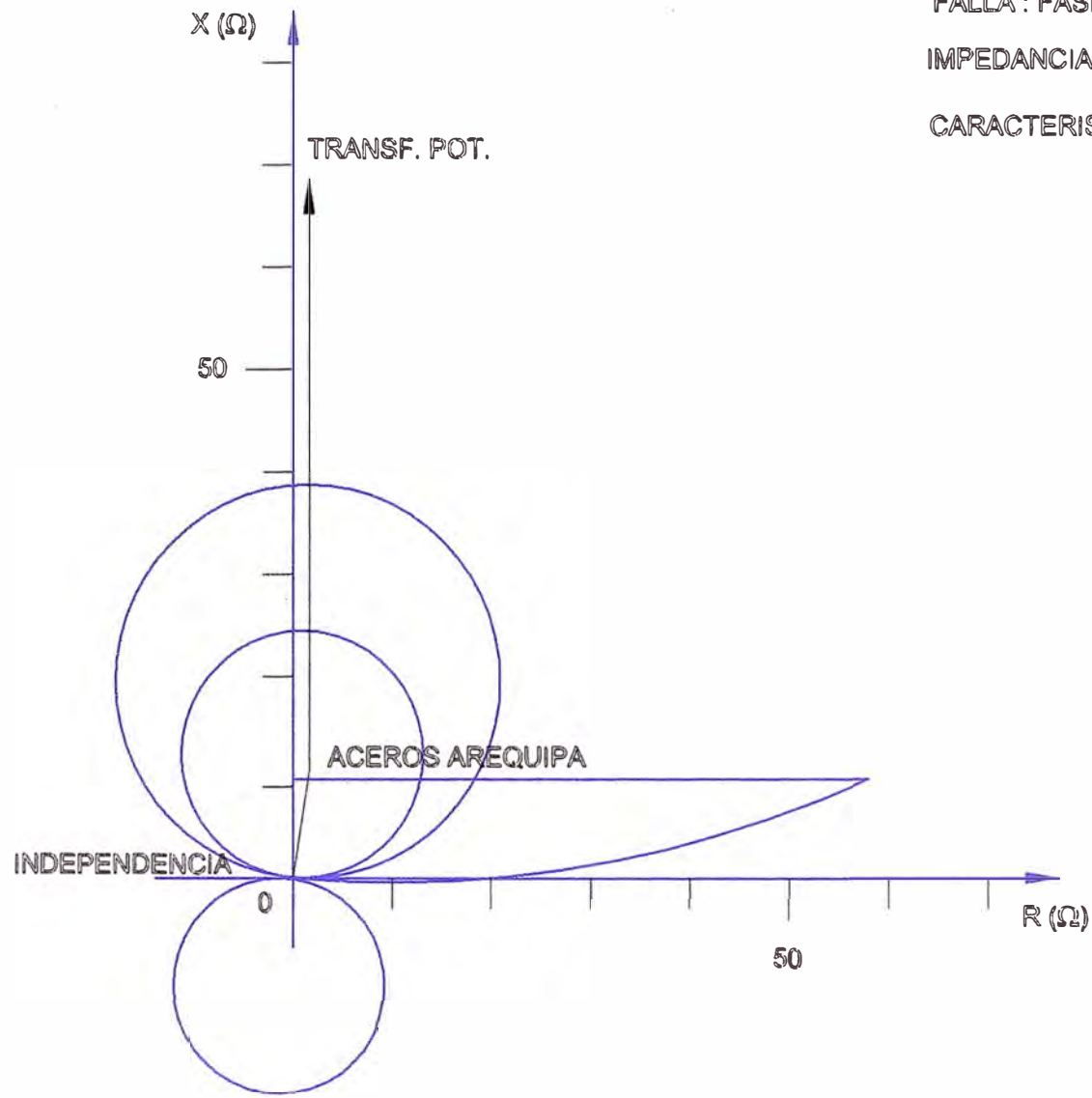


FIGURA NUMERO 16

LINEA : INDEPENDENCIA - ACEROS AREQUIPA

FALLA : FASE - FASE

IMPEDANCIA REFERIDA AL PRIMARIO 220 KV

CARACTERISTICA DE OPERACION RELE ALPS

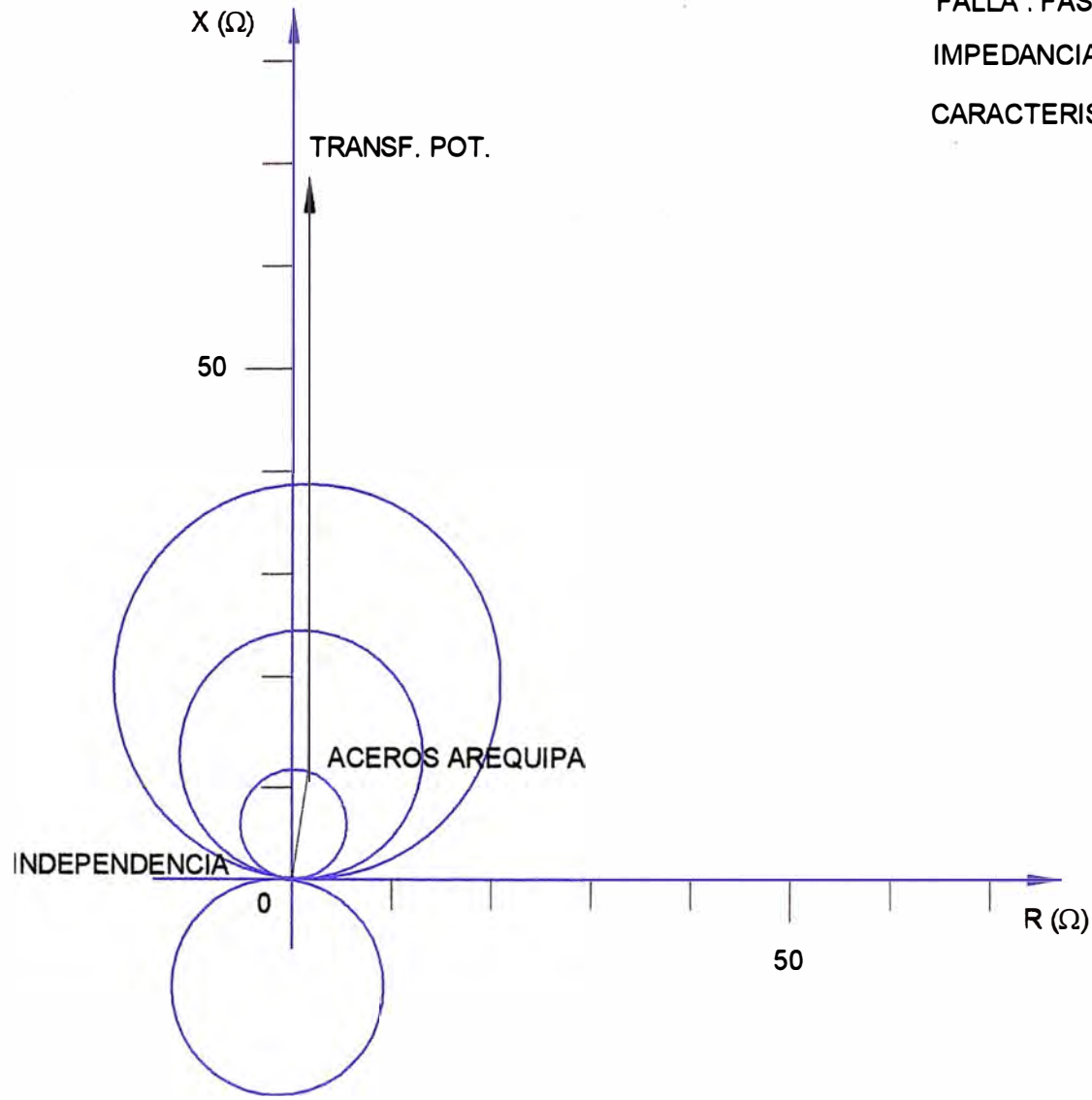


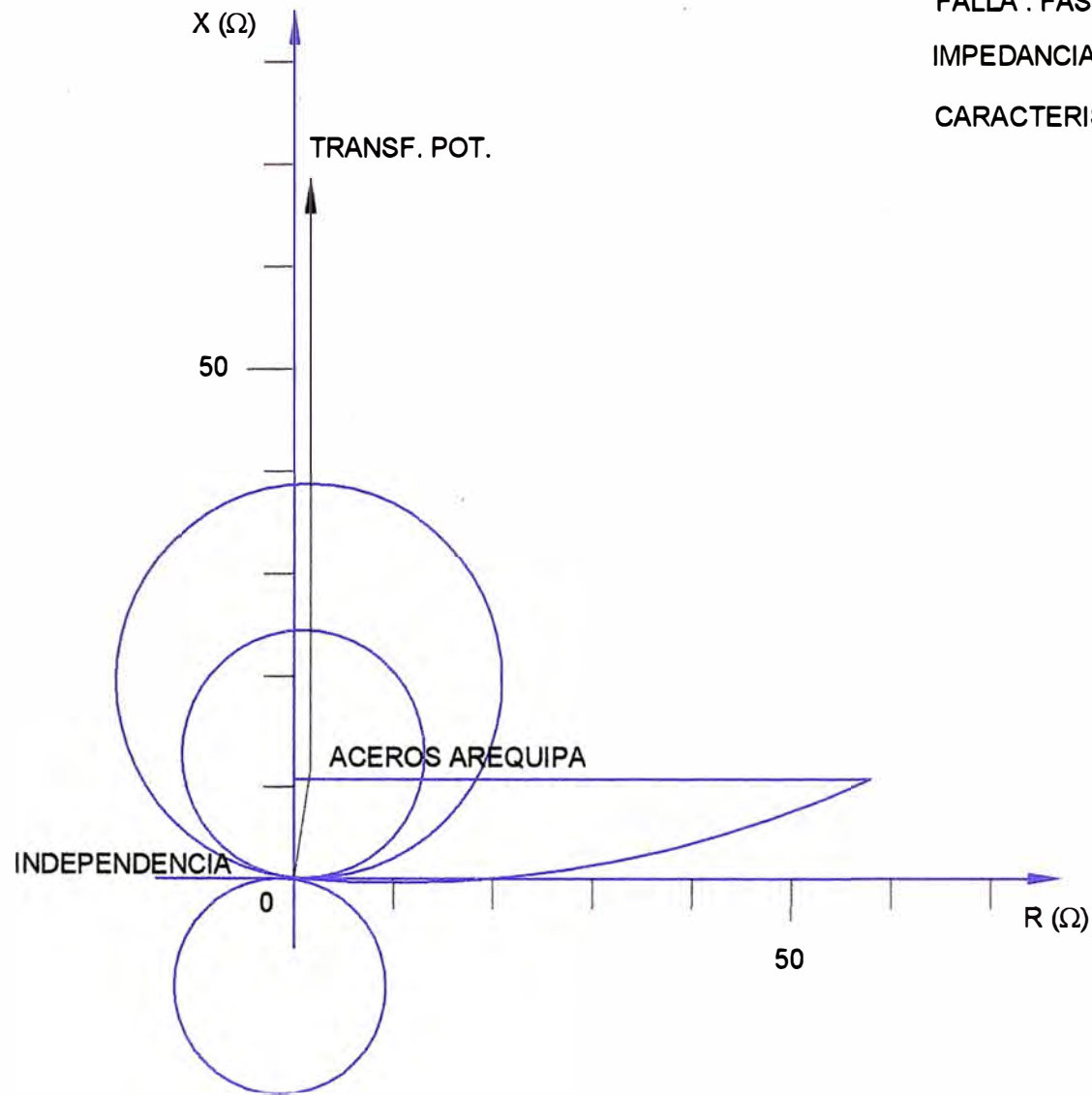
FIGURA NUMERO 17

LINEA : INDEPENDENCIA - ACEROS AREQUIPA

FALLA : FASE - TIERRA

IMPEDANCIA REFERIDA AL PRIMARIO 220 KV

CARACTERISTICA DE OPERACION RELE ALPS

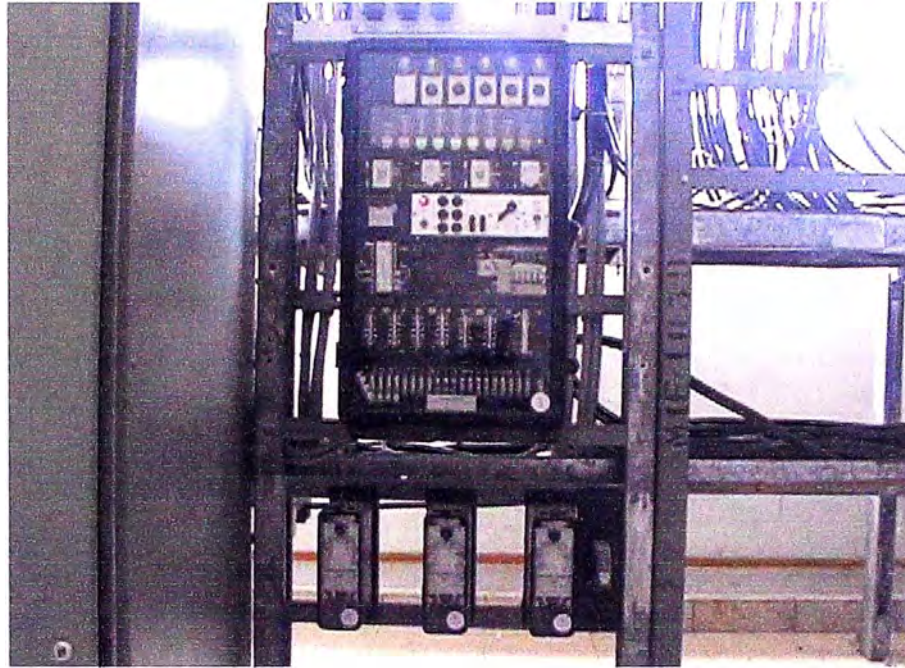


ANEXO No. 4

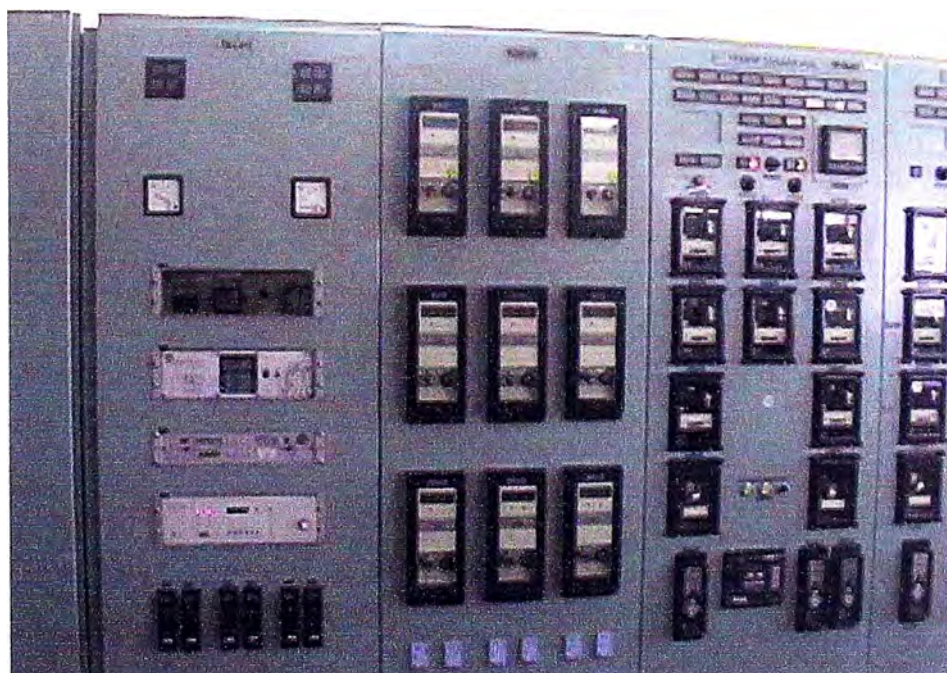
ANEXO No. 4
FOTOGRAFÍAS

1. Relé electromecánico de distancia de tecnología antigua.
2. Tablero de protección L217 con nuevo relés digitales salida SEIN
3. Nuevos relés digitales de distancia tipo DLP y ALPS
4. Tablero de protección L217 con nuevos relés digitales llegada a Aceros Arequipa
5. Línea de transmisión 220 KV
6. Subestación principal de llegada SEIN 220 KV salida de línea L217

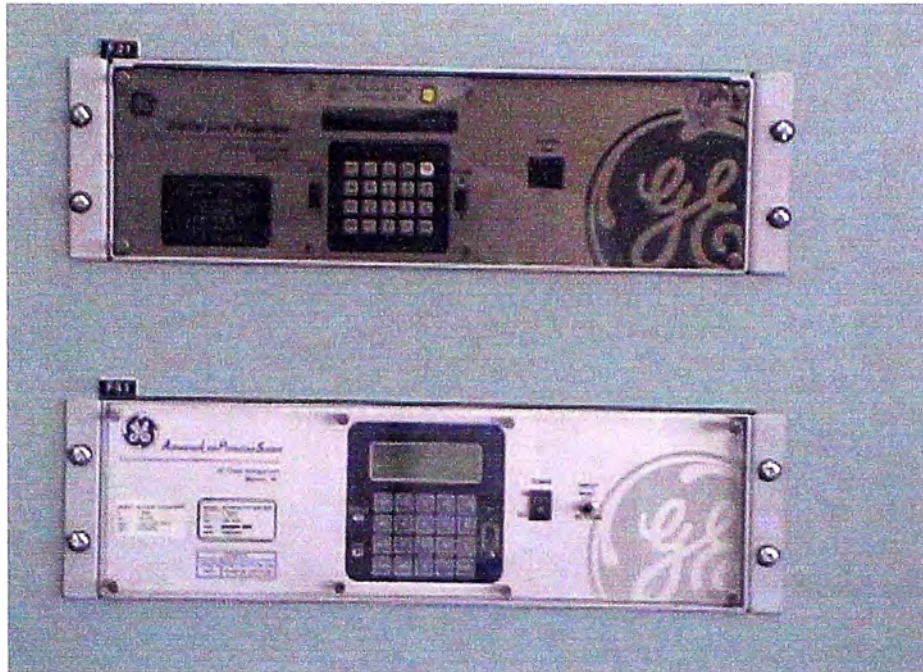
RELÉ ELECTROMECAÁNICO DE DISTANCIA DE TECNOLOGÍA ANTIGUA



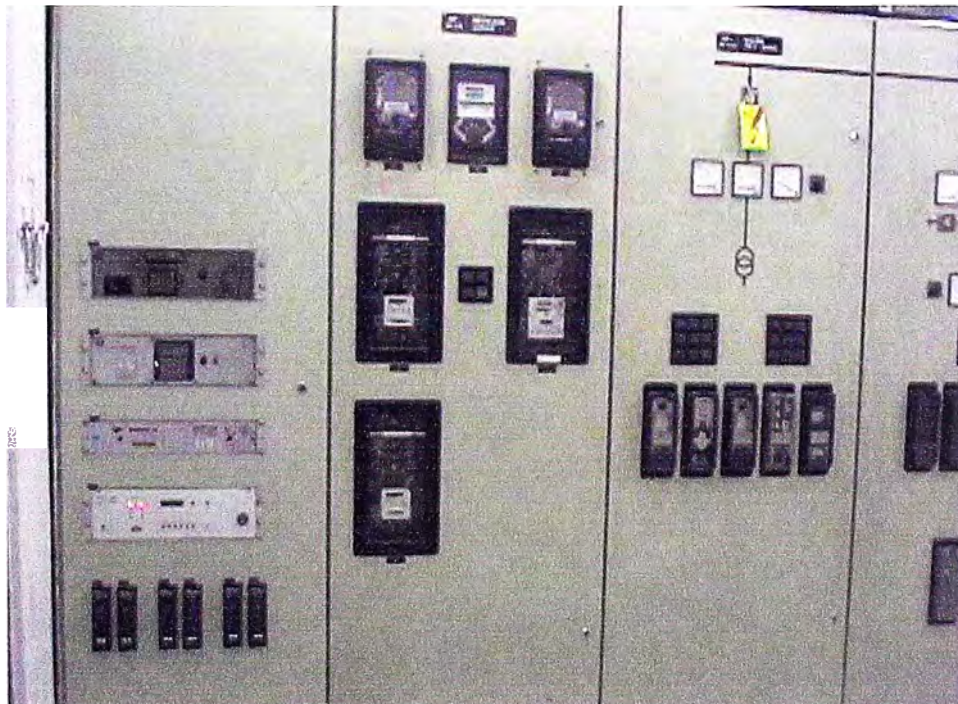
TABLERO DE PROTECCIÓN L217 CON NUEVO RELÉS DIGITALES SALIDA SEIN



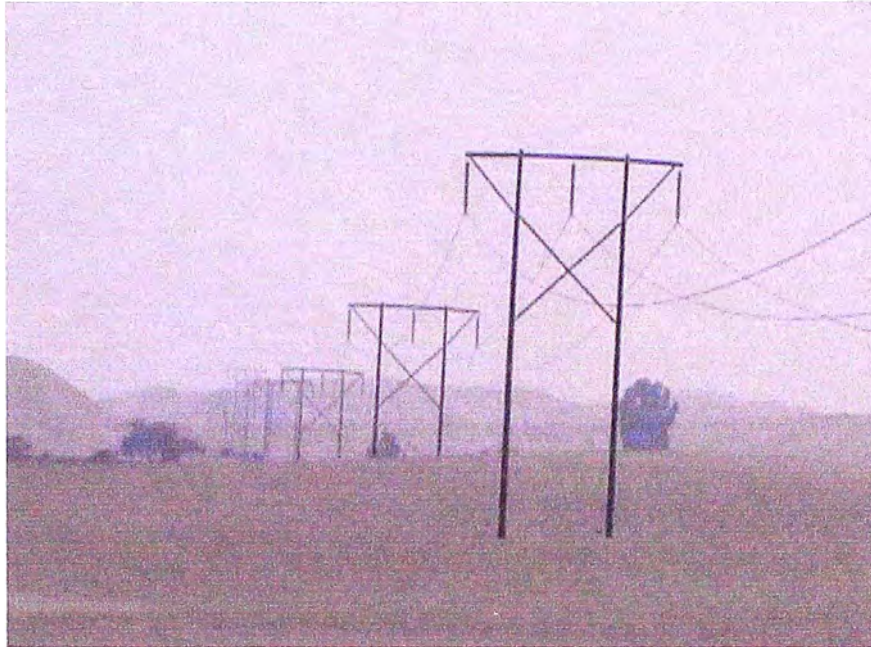
NUEVOS RELÉS DIGITALES DE DISTANCIA TIPO DLP Y ALPS



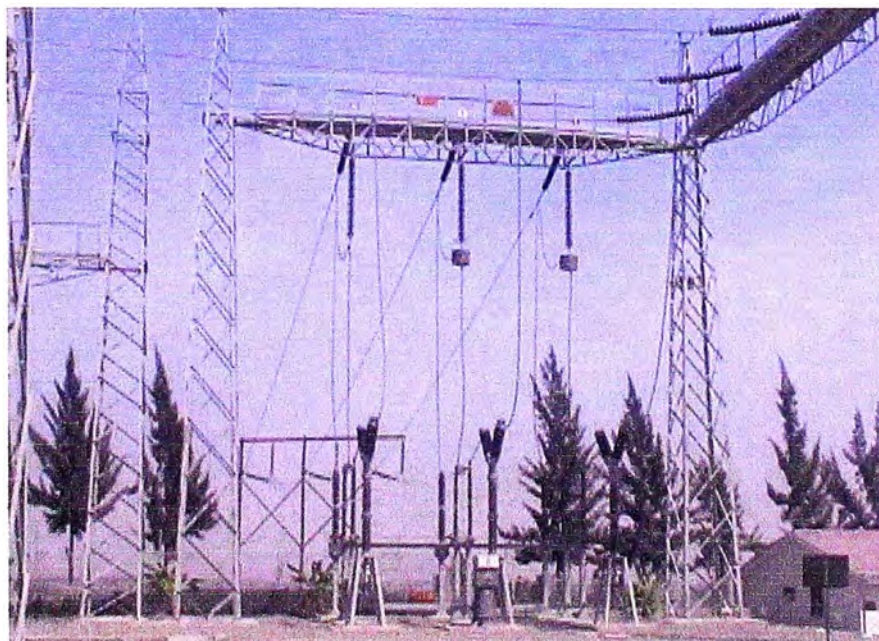
TABLERO DE PROTECCIÓN L217 CON NUEVOS RELÉS DIGITALES LLEGADA A ACEROS AREQUIPA



LÍNEA DE TRANSMISIÓN 220 KV.



SUBESTACIÓN PRINCIPAL SEIN 220KV SALIDA DE LÍNEA L217



ANEXO No. 5

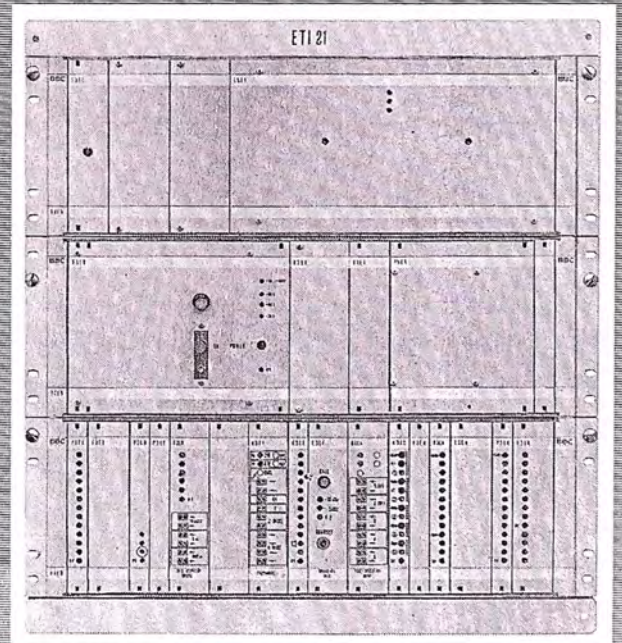
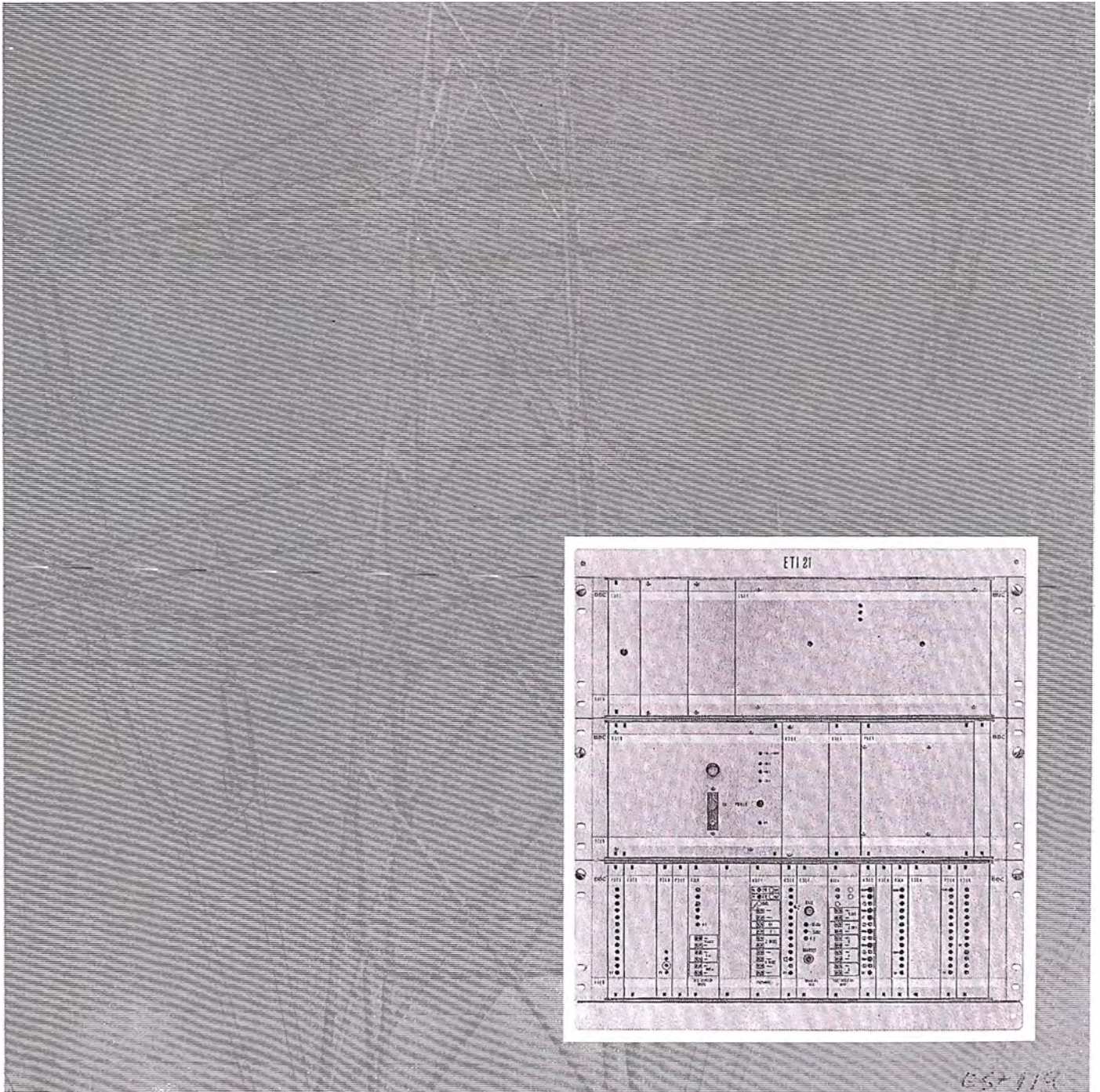
ANEXO No. 5

DESCRIPCIÓN TÉCNICA DE EQUIPO ETI – BBC

Single-Sideband Power Line Carrier Equipment Type ETI

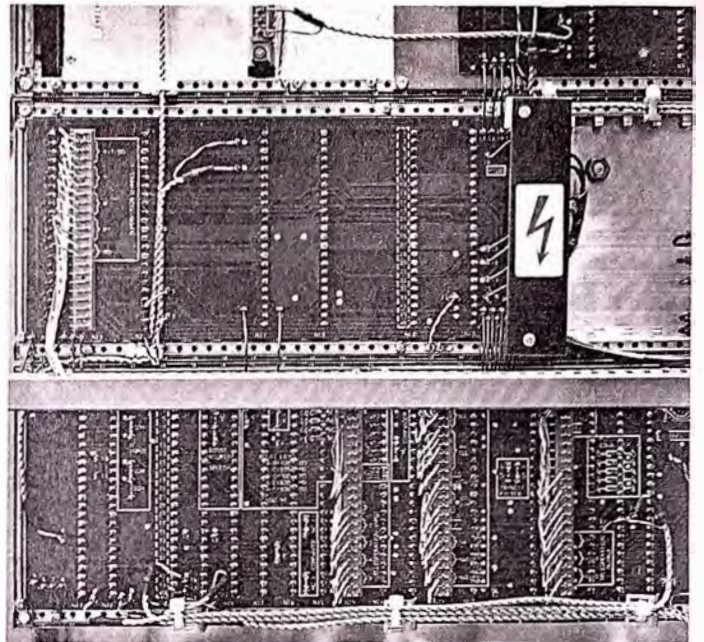
Publication No. CH-E 7.2 0289.2 E

Description Technical Data



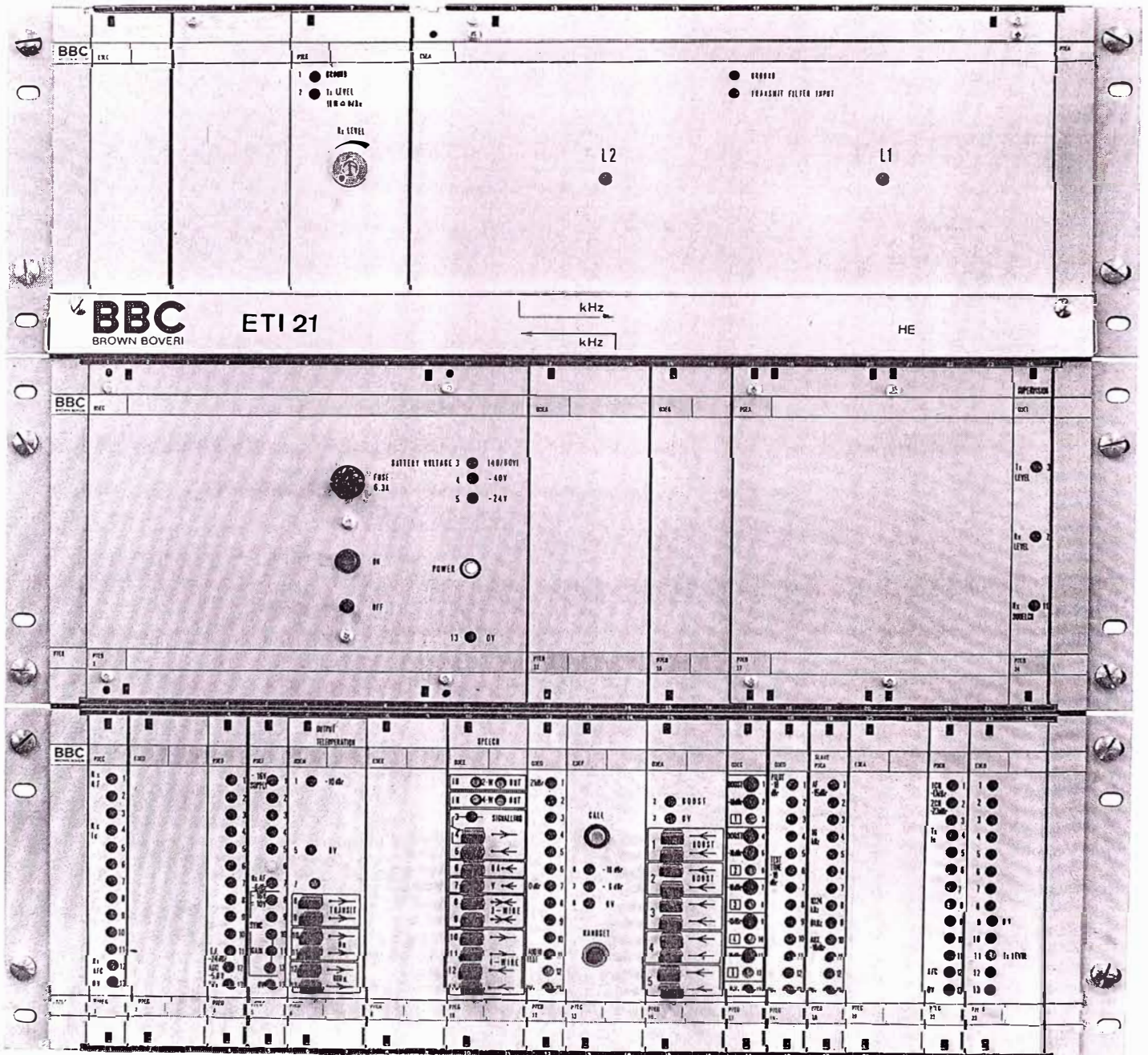
Contents

General	3
Application	3
Features	5
Brief description	6
Transmitter	7
Receiver	7
Central carrier generation	7
Remote tripping	7
Test facilities	7
Monitoring, alarms	8
Power supplies	8
Mechanical design	8
Technical data	9
System data	9
Transmitter data	10
Receiver data	10
Power supplies	10
Type designations	11
Weights	11
Dimensions	11



BROWN BOVERI

174 006.1



Single-sideband PLC unit, type ETI 21
Front and back views

171 298.1

General

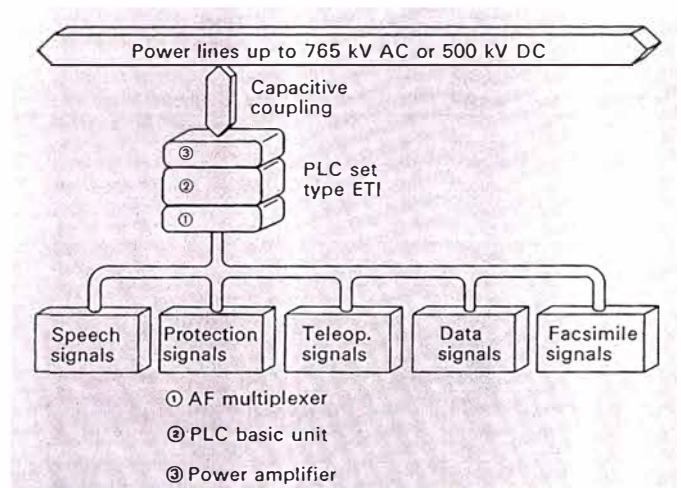
Brown Boveri power line carrier links form the information transmission backbone of many energy supply authorities throughout the world. The system, known as PLC for short, has been of considerable value in network control over the years, since it presents an economical solution to many information transmission problems. Among the signals which can be transmitted safely and reliably by means of PLC are speech, teleprinting, telemetry, remote control, regulation, meter reading and line protection. With new systems coming into operation, and existing networks being continually extended, it has become increasingly important that PLC equipment be compatible and of modular design. The new range of Brown Boveri PLC units, type ETI, described herein, fulfils these requirements. They are the product of the continuing development of well-proved equipment and embody the most recent system concepts and solid-state technology.

Application

Carrier sets of the ETI range are multipurpose units. Within the bandwidth of a voice channel, i.e. between 300 and 3480 Hz, they transmit information, either of a particular type or different types, in the well-proved single-sideband mode (Fig. 1).

In power system control the following information must be transmitted:

- Voice communication within the private telephone system.
- Telex communication in the private teleprinter network.
- Protection of lines or objects, i.e. securing power lines as well as heavy current gear.
- Teleoperations such as back indication, telemetry, transmission of regulating and controlling values and meter readings.
- Data transmission for computer and process control.
- Photo-facsimile transmission.



BROWN BOVERI

520167-15

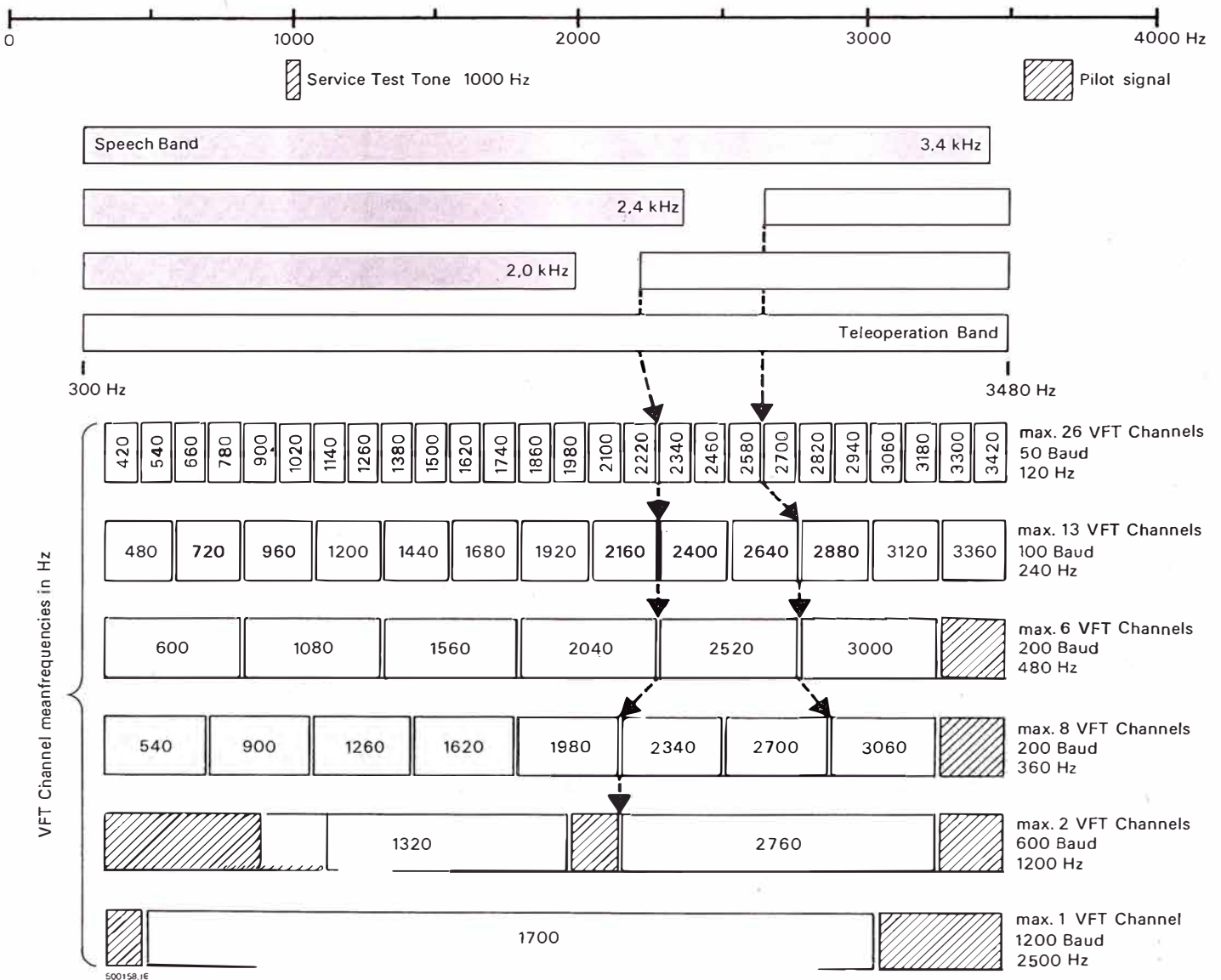
Figure 1
Principle of a PLC transmitter and receiver station

Should the volume of information, despite the use of the double-channel accessory, exceed the transmission capacity of a PLC channel, several ETI units can be connected in parallel to share the coupling on the same power line. In transit stations of in-line systems, information can be picked up, dropped off or passed through in transit.

The selectivity of the ETI unit is so high that the transmitter and receiver of a duplex link can operate at adjacent frequencies. This offers the advantage of economical use of the available carrier spectrum.

The useful bandwidth of a 4 kHz channel extends from 300 to 3480 Hz. Depending on the requirements of the information to be transmitted, this band is divided into speech and teleoperation channels. The pilot signal, at a frequency of 3600 Hz, is used to transmit the telephone dialling pulses and at the same time serves as an internal level reference. Depending on the transmission speed, a single-channel PLC set type ETI, without speech, can transmit a maximum of 26 signals at 50 Baud or 2 signals at 600 Baud (Fig.2).

Figure 2
Possible utilization of a carrier channel with 4 kHz gross bandwidth. Shaded areas of the spectrum may be filled up with VFT channels of lower Baud number.



Features

In addition to the tried and proved basic concept of earlier PLC series, the ETI range has the following advantages and features:

- ▶ **Transmitter powers related to noise levels on power lines**
Power stages of 20 or 100 W
- ▶ **Single or double-channel transmission in duplex mode**
Conversion from single to double-channel by the addition of a double-channel accessory
- ▶ **Simultaneous transmission of local and transit information**
By selectively bridging voice and teleoperation signals at AF levels
- ▶ **Compatible with multi-channel systems of postal authorities**
Voice and teleoperation channels in standard 4 kHz spacings. Other spacings optional
- ▶ **Information transmission by means of a remote AF multiplexer**
When information has to be transferred to other locations over pilot cables
- ▶ **Flexible, expedient system-oriented structure**
Sub-units are functionally organized
PLC basic part
AF multiplexer
Power amplifier (20/100 W)
Double-channel accessory
Cable terminal accessory
- ▶ **Central, programmable frequency generation**
Synthesizer offers flexibility in the choice of frequencies and facilitates frequency changes
- ▶ **Perfect end-to-end synchronization**
 ± 0 Hz by synchronizing all links according to the phase-locked-loop principle. Permits tandem operation of FM data channels without frequency deviation
- ▶ **Improved noise immunity in speech transmission**
Selectable compander in speech channel improves intelligibility
- ▶ **Low power consumption**
High-efficiency integrated circuits require smaller primary power supplies
- ▶ **Simple testing and servicing facilities**
Easily accessible test sockets on front panel
Built-in test oscillator for checking transmitter and receiver
Channel monitoring by means of telephone handset
Transmitter/receiver looping permits all receiver stages to be tested
Modular construction with plug-in units reduces fault location time
- ▶ **High standard of technology**
Discrete silicon semiconductors and silicon integrated circuits, CMOS techniques
- ▶ **Transmission characteristics in accordance with international standards**
ETI units meet the current recommendations of IEC, CCITT, CIGRE
- ▶ **Compact design**
Small dimensions, reduced number of printed circuits. Standard tiers, plug-in modules and printed circuit tier wiring. Cabinet or rack mounting

Brief description

ETI power line carrier sets are adapted to suit the transmission lines with regard to volume of information, range and interference factors. Four different versions are available: ETI 21 with 20 W, ETI 101 with 100 W output power (PEP) in the single-channel mode and the ETI 22 and 102 in the double-channel mode. The carrier frequency range extends from 24 to

500 kHz in steps of 4 kHz. For special applications a 2.5 kHz version is available.

The set operates on the principle of single-sideband modulation with a reduced carrier. The double-channel version has one channel in the upper and the other in the lower sideband (independent sidebands, ISB). Fig.3 shows a block diagram of the ETI power line carrier set. The set consists of an AF multiplexer (1), the PLC basic unit (2) and the power amplifier (3). In voice frequency transmissions via pilot cable or radio links, the AF multiplexer can be used by itself as a separate unit.

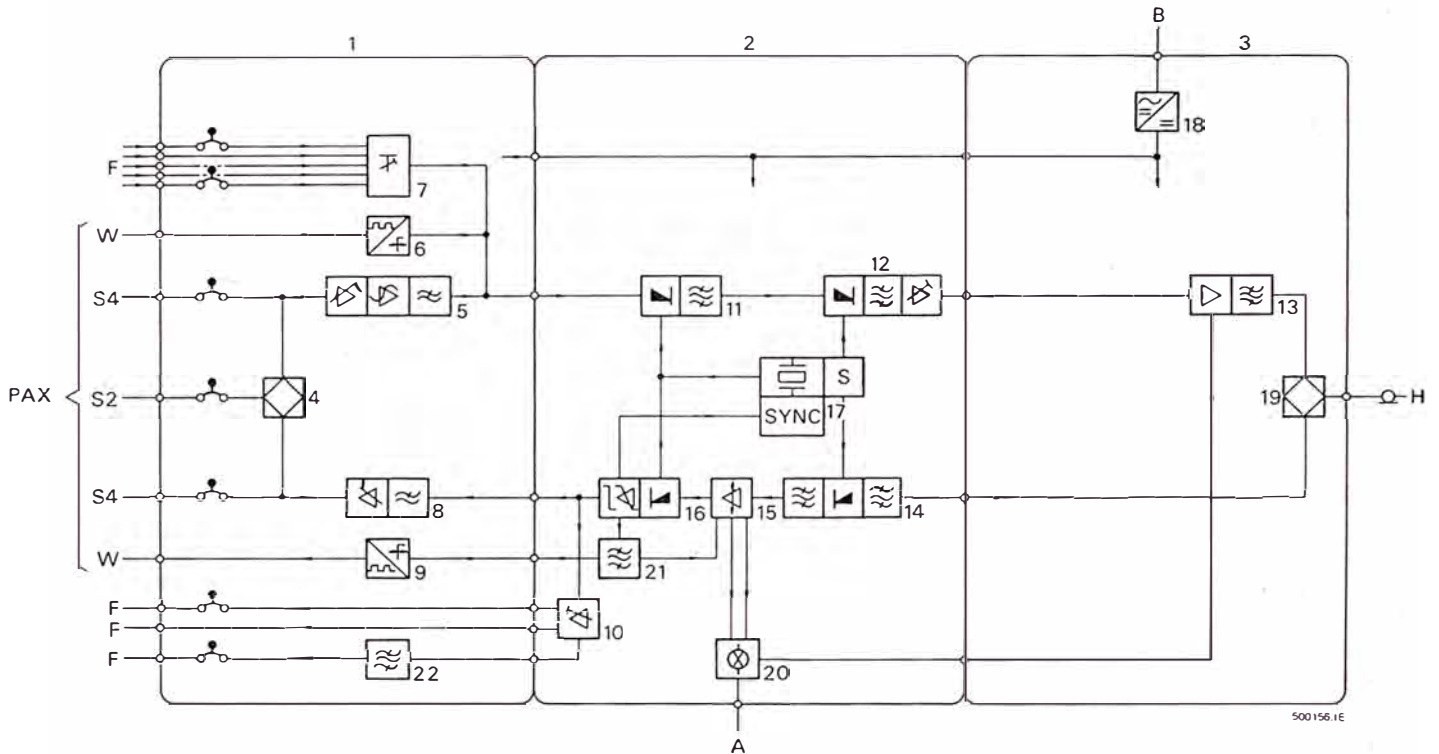


Figure 3
Principle of single-channel multi-purpose equipment type ETI

- 1 = AF multiplexer
 - 2 = Basic PLC equipment
 - 3 = Power equipment 20/100 W
 - 4 = AF hybrid
 - 5 = Speech input circuit
 - 6 = Pilot/signalling oscillator
 - 7 = Teleoperation inputs
 - 8 = Speech output circuit
 - 9 = Signalling receiver
 - 10 = Data receive amplifier
 - 11 = AF/IF converter (Tx)
 - 12 = IF/RF converter (Tx)
 - 13 = RF power amplifier
 - 14 = RF/IF converter (Rx)
 - 15 = AGC amplifier
 - 16 = IF/AF converter (Rx)
 - 17 = Carrier frequency synthesizer
 - 18 = Supply unit
 - 19 = RF hybrid
 - 20 = Monitoring circuit
 - 21 = Pilot filter
 - 22 = AF transit filter
-
- S2 = Two-wire speech
 - S4 = Four-wire speech
 - W = Signalling
 - F = Teleoperation inputs/outputs
 - H = Transmission line to coupling equipment
 - B = Primary supply
 - A = Alarm outputs

Transmitter

Basically, the transmitter has three inputs: for teleoperation, signalling and speech. The teleoperation channel coupler itself has five independent inputs. The level at each input can be individually adjusted. The various signals are then combined and led to a summation amplifier.

The signalling input acts on the pilot oscillator. It is keyed about its frequency in step with the signalling pulses. The pilot frequency lies outside the useful AF band.

Speech inputs may be either two or four-wire. The speech signal is first amplified and then led to the summation amplifier through highpass, limiter and lowpass stages. The two filters limit the speech spectrum to the desired value. The limiter prevents peaks in the speech signal from overdriving the subsequent amplifiers. In addition to bandwidth and amplitude limiting, speech compression is also available as an option.

Teleoperation signals, pilot signal and speech are combined in the summation amplifier and led to the channel converter. A 16 kHz carrier is provided by the central frequency synthesizer. In the subsequent channel filter, the upper sideband generated by the conversion is suppressed. A residual carrier is added to the lower sideband in the next amplifying stage. This residual carrier is necessary for end-to-end synchronization of the link. In the double-channel version, the signals of the second channel are fed in at this stage. After the channel amplifier the signal is converted to the carrier frequency range. The subsequent filter suppresses the undesired sideband and passes the sideband to be transmitted on to the driver stage, the final stage and then on to the transmitting filter. From there the signal passes through the RF hybrid to the line coupling equipment.

Receiver

The incoming signal reaches the receiver filter from the line coupling equipment through the RF hybrid. It is then converted in the carrier frequency converter. The carrier signal is provided by the central frequency synthesizer. The subsequent channel filter separates the lower sideband, which is amplified to a constant level in the gain control amplifier. The pilot signal serves as a reference for automatic gain control. Conversion to the original AF state takes place in the channel converter. An equalizer compensates for distortion caused by the attenuation of the transmission medium.

After equalization, the AF signal is divided. One part is broadband-amplified and led to the teleoperation outputs, either direct to the low-impedance output or, through an impedance converter, to the 600 Ω output. In transit connections, part of the AF signal can be selectively connected-through via a transit filter.

All the teleoperation signals are suppressed in the speech lowpass filter. The subsequent expander improves the signal-to-noise ratio of the remaining speech signal (option). After amplification in the speech amplifier, the signal is passed on either direct to the four-wire output or, through an AF hybrid, to the two-wire output.

The pilot signal is also filtered out of the composite signal after equalization. It is then led to a frequency discriminator and an amplifier. In the frequency discriminator, the signalling pulses are recovered from the frequency-modulated pilot signal and passed on to the signalling output. From the amplifier, the pilot signal is rectified and used as a reference voltage in the automatic gain control amplifier which keeps the output signal constant within ± 0.5 dB for input fluctuations of ± 20 dB.

Central carrier generation and synchronization

In the ETI equipment all the necessary frequencies are provided by a central frequency synthesizer whose basic frequency is obtained from a crystal-controlled oscillator. The synthesizer is a programmable frequency divider which derives all the frequencies required by the set from a crystal-controlled master oscillator. Thus all frequencies have the same accuracy and are absolutely in phase with one another. Additionally, all intermediate frequencies in the complete carrier frequency range can be obtained by re-programming the divider.

In order to transmit the AF signals accurately, the conversion frequencies of transmitter and receiver must be identical. To achieve this the crystal oscillator at one end of a link operates at a fixed frequency (master station) while the oscillator at the other end is varied (slave station) until both frequencies coincide. The reference signal is derived from the phase of the residual carrier which is transmitted.

Remote tripping

In the normal state the entire output power of the transmitter is available for the transmission of speech and teleoperation signals. Important information, such as tripping commands and blocking signals of protection systems for high-voltage power lines, can be transmitted for brief periods with boosted power. During this time the other signals, e.g. speech, are interrupted.

Test facilities

All incoming and outgoing lines are connected through U-links. The lines can thus be simply isolated for the purpose of testing or lining up. Furthermore, all important voltages are led to test sockets at the front of the equipment. With the aid of a 'Quicktest' device all low-frequency signals can be tested and monitored with a telephone handset. A built-in test oscillator is provided for the adjustment of levels and location of faults. It also enables a comprehensive check to be made on the complete link. In addition, the local receiver can be checked by means of a transmitter/receiver loop test. In this test, the transmitter signal, suitably attenuated, is connected to the receiver input and the converter frequencies are adjusted in such a manner that the test signal can be processed in the receiver like a genuine signal. All the levels in the transmitter and receiver can then be checked with a test instrument. The plug-in handset also enables speech monitoring or the use of the link as a service channel for maintenance purposes. The built-in test oscillator is then used for end-to-end calling.

Monitoring, alarms

Several supervisory circuits are provided for detecting and signalling abnormal operating conditions in the equipment and transmission path. In the transmitter, the current of the transmitted signal and its level are monitored. When the current is too high, the set is switched off to prevent overloading. When the signal level is too low, an alarm is given. In the receiver, the signal-to-noise ratio and the level of the pilot signal are monitored. When the level of the pilot signal is too low (at the AGC limit), an alarm is given. When the signal-to-noise ratio is inadequate, the teleoperation and speech outputs are interrupted until the fault has been cleared (squelch). Line protection channels, however, are interrupted with a delay since it is essential that they respond to line faults during which additional noise is likely to occur.

Power supplies

By changing power supply modules, the ETI equipment can be fed from different power sources. With a mains module, the equipment can be connected to 110/220 V, 50/60 Hz mains and with battery modules, it will operate on 24 to 60 V d.c. Battery power supply modules are available with or without galvanic isolation.

Mechanical design

The ETI equipment is designed in accordance with the Brown Boveri electronic system MES (Modular Electronic System). It is divided into functional units which are plugged into tiers. The functional units may comprise single printed circuit boards or complete modules. Standard 19" ASA tiers with a height of 3.5 units contain the functional units. The single-channel version, type ETI 21, uses three tiers; the double-channel version, type ETI 22, uses four.

Due to a rational combination of units according to a building block principle, the ETI equipment can be individually matched to various requirements. The complete tier wiring is effected with printed circuits. This method of tier wiring permits rational production and enhances the reliability (see photo page 2). The external connections are made at the rear of the unit to terminals or strips connected to the tiers by means of cables. ETI units are available mounted in a cabinet (1960×670×420 mm), on a rack (1654×500×650 mm) or as a block of tiers (465×482×252 mm).

Technical data

System data

Operating mode	Single-sideband with reduced carrier
RF range	24 to 500 kHz
Nominal bandwidth	4 kHz (2.5 kHz optional)
Frequency stability	$\pm 20 \times 10^{-6}$ (0 to +55°C)
RF system impedance	50, 75 or 125 Ω , unbalanced Return loss ≥ 12 dB
Permissible line attenuation	65 to 70 dB max. with 20 or 100 W output power. Due to line noise, the attenuation in practice should not exceed 40 dB with 20 W and 47 dB with 100 W.
Frequency spacing	For parallel operation on a common line (4 kHz version) Transmitter to its own receiver ≥ 4 kHz Transmitter to neighbouring transmitter preferred ≥ 12 kHz min. ≥ 16 kHz Transmitter to neighbouring receiver ≥ 8 kHz Receiver to neighbouring receiver ≥ 4 kHz
Useful AF bandwidth	300 to 3480 Hz, 4 kHz version
Frequency response	Referred to 800 Hz Speech channel without compander ± 0.8 dB Speech channel with compander ± 1.2 dB Teleoperation channel ± 0.8 dB
Non-linear distortion	Speech signal, 400 Hz, without compander $\leq 1\%$ at -6 dBm0 Teleoperation signals $\leq 1\%$ at max. gain
Monitoring	Transmitter and receiver signals as well as the internal power supply are monitored (transmitter current and voltage are selectively monitored).
Transmitter alarm	Drop below pre-set value results in alarm.
Receiver alarm	Drop in AGC voltage or signal-to-noise ratio results in alarm. A relay with changeover contact can, at the same time, block particular teleoperation channels as well as the receiver output.
Alarm outputs	Common transmitter/receiver alarm: 1 potential-free changeover contact Hermetically sealed dry reed relay Rating 10 W Transmitter alarm: 1 potential-free changeover contact, alarm lamp Hermetically sealed dry reed relay Rating 10 W Receiver alarm: 1 potential-free changeover contact, alarm lamp (minimum level) Hermetically sealed dry reed relay Rating 10 W Squelch alarm (telephony): 2 potential-free changeover contacts, alarm lamp Hermetically sealed mercury-wetted reed relay Rating 50 W
Ambient conditions	For guaranteed data 0 to +55°C 0 to 90% RH For reliable operation -20 to +55°C 0 to 90% RH

Transmitter data

* PEP = Peak Envelope Power

RF output power	ETI 21, 22	20 W (PEP)*, 43 dBm
	ETI 101, 102	100 W (PEP)*, 50 dBm
	(At coaxial output, including pilot and reduced carrier)	
Harmonic and spurious signal attenuation	Unwanted sidebands	≥80 dB
	Harmonics	≥80 dB
	Intermodulation, referred to PEP	>60 dB
AF inputs		
Speech	Two-wire	-14 dBr (min.), 600 Ω, balanced, potential-free
	Four-wire	-17 dBr (min.), 600 Ω, balanced, potential-free
		Return loss ≥20 dB
Signalling	External contact keys pilot oscillator at 50 Baud max.	
Teleoperations	5 decoupled and individually adjustable inputs, 600 Ω, balanced, potential-free Min. input level for full modulation -1 dBm	

Receiver data

RF sensitivity	-30 dBr on system impedance (20 W)	
	-24 dBr on system impedance (100 W)	
Image rejection	≥80 dB	
IF suppression	≥80 dB	
Automatic gain control	AF output level constant within ±0.5 dB for ±20 dB variation of RF input level	
AF outputs (maximum values)		
Speech	Two-wire	+6 dBr (max.), 600 Ω, balanced, potential-free
	Four-wire	+9 dBr (max.), 600 Ω, balanced, potential-free
		Return loss ≥20 dB
Signalling	Potential-free contact Pulse distortion ±1.5 ms max.	
Teleoperation (max. values)	Output 1	+8 dBm (max.), across 600 Ω (Rq = 600 Ω) balanced, potential-free
	Output 2	+8 dBm (max.), across 600 Ω (Rq = low resistance) balanced, potential-free
	Output 3	+14 dBm (max.), across 600 Ω for transit bandpass (output is potential-free with transit bandpass)

Power supplies

Mains	110 or 220 V a.c., ±15%	
	48 to 65 Hz	
	Average consumption	
	ETI 21, 22	100 VA
	ETI 101, 102	280 VA
Battery		
Not isolated	48 to 60 V d.c., -10/+25%	
	Average consumption	
	ETI 21, 22	100 W
	ETI 101, 102	250 W
Isolated (ET21, 22 only)	24 or 48 V d.c., -10/+25%	
	Average consumption	
	ETI 21, 22	100 W

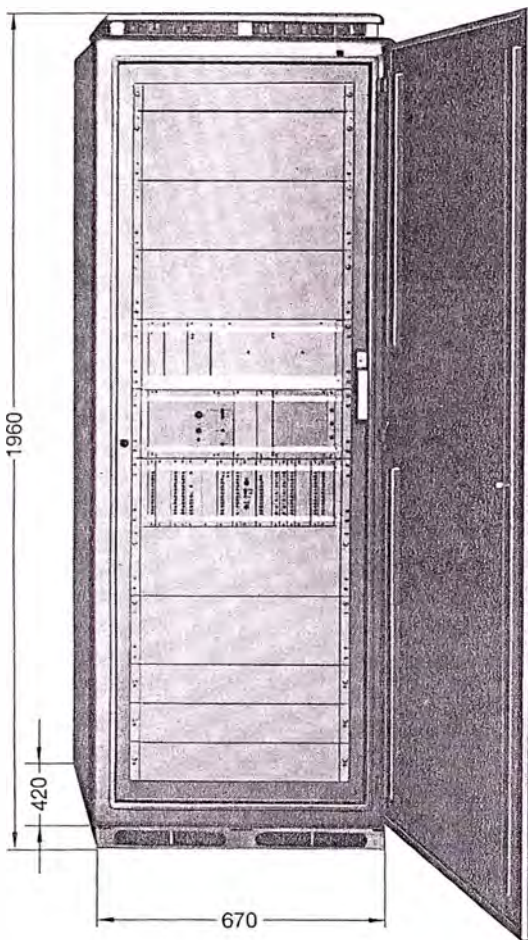
Type designations

ETI 21	single-channel	Output power 20 W (PEP)*
ETI 22	double-channel	
ETI 101	single-channel	Output power 100 W (PEP)*
ETI 102	double-channel	*PEP = Peak Envelope Power

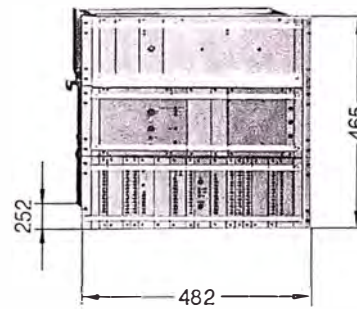
Weights

Block of tiers	ETI 21	24 kg (53 lb)
	ETI 22	31 kg (68 lb)
	ETI 101	42 kg (92 lb)
	ETI 102	49 kg (108 lb)
Cabinet E 35 C	empty	115 kg (253 lb)
Rack MJ 35	empty	20 kg (44 lb)

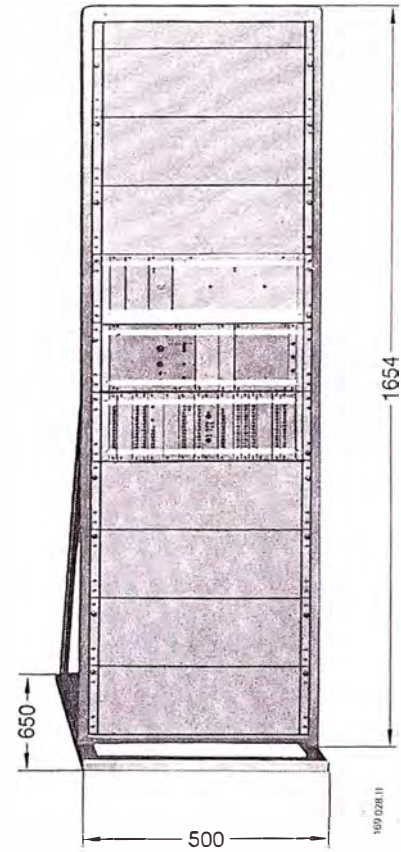
Dimensions



Cabinet E 35 C



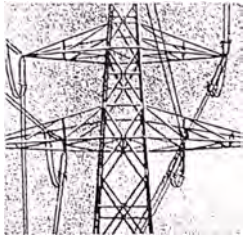
Block of tiers ETI 21



Rack MJ 35

Data subject to change without notice

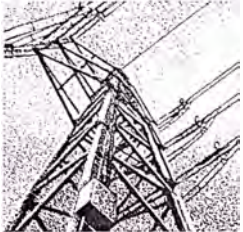
The BBC range of equipment for power system communications comprises:



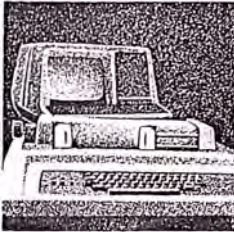
Single sideband equipment for single or double channel communication over power lines (PLC systems). Output powers up to 100 W for operating ranges in the region of 500 km at line voltages up to 750 kV.



Protection signalling equipment for high voltage lines and switchgear. Designed for maximum reliability and security with short transmission times.



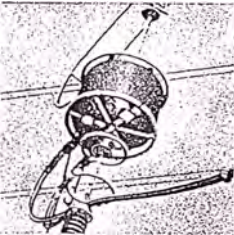
Multi-channel equipment for communication over aerial cables (ACC systems). Output powers of 10 W for operating ranges up to 40 km. Typically for use in regional power networks.



Voice frequency modems for the transmission of binary coded data over cables, overhead lines, PLC, ACC, VHF or microwave links.



Wireless communication as an alternative: UHF and microwave link systems, multiplexing equipment and antenna installations.



Coupling devices for PLC and ACC systems. The complete range of coupling capacitors and capacitive voltage transformers up to 765 kV, line traps up to 4000 A, coupling filters and protective devices.

BBC – for reliable and economical information transmission – worldwide.

For further information please contact your nearest BBC representative or:
BBC Brown Boveri and Company, Ltd.
Sub-division EN, CH-5401 Baden/Switzerland

BBC
BROWN BOVERI

BBC Brown, Boveri & Company, Ltd., CH-5401 Baden/Switzerland
Division E

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1. William Stevenson, Análisis de Sistemas Eléctricos de potencia
2. Gunter Seip, Instalaciones Eléctricas Tomo 1, Siemens segunda edición reelaborada, año 1989.
3. Luces M. Faulkemberry, Electrical Power Distribution and Transmission, Prentice – Hall Inc. primera edición, año 1996
4. Brown Boveri & CIE, Manual de Instalaciones de Distribución de Energía Eléctrica, BBC primera edición en español, año 1983.
5. General Electric, Digital Transmisión Line Relaying DLP, General Electric Multilin GE – 105549, año 1999.
6. General Electric, Advanced Line Protection System ALPS, General Electric Multilin GEK-105555D, año 1999.
6. Carlos Felipe Martínez, Subestaciones de Alta y Extraalta Tensión, Editorial Cadena primera edición corregida, año 1991.
7. Ing. José Zorrilla, Análisis y Protección de sistemas de Potencia de Sistemas de Potencia, apuntes de clase, año 2001.
8. Ing. Carlos Arroyo A, Protección de Sistemas de Potencia, UNI, año 1986.
9. PLC de Venezuela S.A., Equipo de Teleprotección DPLC-45, Edición del mismo fabricante del equipo PLC, año 1997.