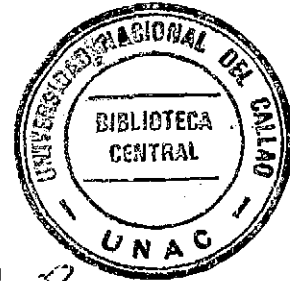
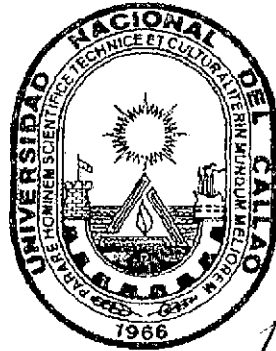


7/6224/0224

# **UNIVERSIDAD NACIONAL DEL CALLAO**

**FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA**



1878

## **ESTUDIO DE COORDINACION DE PROTECCIONES DE LA LINEA DE TRANSMISIÓN A 220 KV TRUJILLO NORTE – CAJAMARCA NORTE**

**TESIS**

**PARA OPTAR AL TITULO PROFESIONAL DE**

**INGENIERO ELECTRICISTA**

**ADAIA GABRIELA GAMARRA RIVERA**

**LIMA-PERU**

**2002**

**ESTUDIO DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES DE LA  
LÍNEA DE TRANSMISIÓN A 220 KV TRUJILLO NORTE-  
CAJAMARCA NORTE**

**AUTOR: BACHILLER ADAIA GABRIELA GAMARRA RIVERA**

**TESIS PARA OPTAR EL TITULO DE INGENIERO ELECTRICISTA**

**FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA Y ELECTRONICA**

**UNIVERSIDA NACIONAL DEL CALLAO**

**LIMA**

**2002**

**A mis padres  
Lorenzo y Rosalía  
con gratitud**

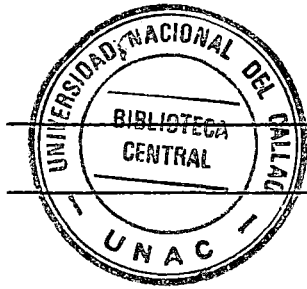
***“Antes que naciesen los  
montes y formases la tierra y  
el mundo, desde el siglo y  
hasta el siglo, tú eres Dios”.***  
*Salmos 90:2*

## **AGRADECIMIENTO**

Deseo agradecer en primer término a Dios por el privilegio de haberle conocido. Asimismo, mencionar a la empresa Electricidad de Potencia (EDP S.A.C.) por todas las facilidades que me otorgaron, especialmente al Ing. Bernardino Rojas Vera por su generosidad en mi formación de esta especialidad, también a mi asesor el Ing. Manuel Casas Salazar, por sus sugerencias y la elaboración de la Introducción del presente trabajo.

Finalmente y de forma especial quiero agradecer a mi amado esposo, Víctor por sus sugerencias y apoyo.





<b>Introducción</b> .....	<b>i</b>
<b>Resumen</b> .....	<b>iii</b>
<b>Capítulo I Generalidades</b> .....	<b>1</b>
1.1 Introducción.....	1
1.2 Descripción de la red eléctrica .....	1
1.2.1 Características de las líneas de transmisión .....	1
1.2.2 Transformador de potencia de la subestación Cajamarca Norte .....	3
1.2.3 Transformador de medida .....	4
1.2.4 Interruptores de potencia .....	6
<b>Capítulo II Estudios de niveles de carga y tensiones para la operación de la línea de transmisión de 220 kV Trujillo Norte – Cajamarca Norte</b> .....	<b>7</b>
2.1 Introducción.....	7
2.2 Criterios y metodología de análisis .....	7
2.3 Análisis de los casos simulados.....	8
2.3.1 Caso 1: Máxima demanda 2001 (caso base) .....	9
2.3.2 Caso 2: Demanda punta 2001 (caso base) .....	9
2.3.3 Caso 3: Media demanda 2001 (caso base) .....	10
2.3.4 Caso 4: Demanda base 2001 .....	10
2.3.5 Contingencia, salida SVC de Trujillo Norte. Máxima	

demanda 2001 .....	10
2.3.6 Caso 6: Contingencia, salida de una terna de la línea de 220 kV Trujillo Norte – Chimbote 1. Máxima demanda 2001 .....	11
2.3.7 Caso 7: Contingencia, salida de una terna de la línea de 220 kV Trujillo Norte – Chimbote 1. Máxima demanda 2001.....	11
2.3.8 Caso 8: Caso de maniobra, energización de la línea de Trujillo Norte.....	12
2.3.9 Caso 9: Contingencia , salida línea de 220 kV Trujillo Norte – Guadalupe. Máxima demanda 2001.....	12
2.3.10 Caso10: Contingencia, salida línea de 220 kV Chimbote – Paramonga. Máxima demanda 2001.....	13
2.3.11 Caso 11: Carga de 40 MW en la subestación La Pajuela. Máxima Demanda 2001.....	13
Capítulo III <i>Niveles de corriente de cortocircuito</i> .....	15
3.1 Introducción.....	15
3.2 Conexiones a tierra de los neutros del sistema.....	15
3.3 Equivalente del Sistema Interconectado.....	16
3.4 Criterios para los cálculos de los niveles de corriente de cortocircuito.....	17
3.5 Verificación de la capacidad de ruptura de los interruptores de potencia.....	18
3.6 Verificación de la clase de precisión de los transformadores de corriente dedicados a los sistemas de protección.....	19
Capítulo IV <i>Estudio de coordinación del Sistema de protección</i> .....	21
4.1 Introducción.....	21

4.2	Descripción y criterios de cálculo de coordinación del sistema de Protecciones.....	21
4.2.1	Línea de transmisión de 220 kV Trujillo Norte – Cajamarca Norte.....	21
4.2.2	Transformador de potencia T1.....	24
4.2.3	Líneas de 60 kV (L1 y L2).....	26
4.3	Tipos de protección.....	26
4.3.1	Protección de distancia principal de la línea de transmisión de 220 kV... 26	
	4.3.1.1 Cálculo de ajustes de la protección principal 21P.....	30
4.3.2	Protección de distancia secundaria de la línea de transmisión 220 kV.... 37	
	4.3.2.1 Cálculo de ajustes de la protección secundaria 21S.....	41
4.3.3	Esquema de reenganche .....52	
	4.3.3.1 Cálculo de ajustes del relé de reenganche.....	52
4.3.4	Protección del transformador de potencia de la S.E. Cajamarca Norte..... 54	
	4.3.4.1 Relé diferencial del transformador (87T).....	54
	4.3.4.2 Relés de sobrecorriente de fases y tierra (50/51, 50N/51N).....	59
	4.3.4.3 Relés de sobretensión de barras (59A y 59B).....	61
4.3.5	Protecciones de las líneas de 60 kV.....	62
	4.3.5.1 Cálculo de ajustes de la protección de distancia.....	65
	4.3.5.2 Cálculo de ajustes de la protección de sobrecorriente de fases y tierra.....	66
4.4	Sistema de sincronización automática.....	67
	4.4.1 Cálculo de ajustes del relé de sincronismo.....	67

Capitulo V	<i>Coordinación de aislamiento de equipos de alta tensión</i> .....	69
5.1	Introducción.....	69
5.2	Generalidades.....	69
5.3	Fundamentos de las sobretensiones.....	70
5.3.1	Sobretensiones temporales.....	71
5.3.2	Sobretensiones por maniobra.....	72
5.3.3	Sobretensiones por descargas atmosféricas.....	73
5.4	Protección contra las sobretensiones.....	74
5.4.1	Protección contra sobretensiones temporales.....	74
5.4.2	Protección contra las sobretensiones por maniobra.....	74
5.4.3	Protección contra sobretensiones por descarga atmosférica.....	75
5.5	Dispositivos de protección.....	77
5.5.1	Pararrayos.....	79
5.6	Selección de pararrayos – Datos y cálculos.....	79
Capitulo VI	<i>Implementación de los sistemas de control, mando y Protección</i> .....	86
6.1	Introducción.....	86
6.2	Cronograma.....	86
6.3	Inspección y toma de datos.....	87
6.4	Desarrollo de ingeniería de detalle.....	87
6.4.1	Esquemas eléctricos – subestación Cajamarca Norte – línea 1 220 kV....	88
6.4.2	Esquemas eléctricos – subestación Cajamarca Norte – Transformador de Potencia 220/60/10 kV.....	96

6.4.3	Fichas de cableado interno y externo.....	100
6.5	Montaje y conexionado de equipos de patio y tableros de protección y Control.....	101
6.6	Pruebas en blanco de los equipos de protección y medida.....	102
6.7	Pruebas en blanco del sistema de control y mando.....	102
6.7.1	Comandos y señalización.....	102
6.7.2	Interbloqueos.....	103
6.7.3	Bloqueos por transferencia de disparos.....	103
6.7.4	Disparos.....	103
6.7.5	Inyección secundaria.....	103
6.7.6	Alarmas.....	104
6.7.7	Simulación falla real.....	104
6.8	Pruebas de puesta en servicio.....	104
6.8.1	Condiciones iniciales.....	104
6.8.2	Secuencia de maniobras.....	105
6.8.3	Verificación de parámetros eléctricos.....	105
<b>Capítulo VII Costos del sistema de protección, control y mando.....</b>		<b>106</b>
7.1	Introducción.....	106
7.2	Costo de la ingeniería de detalle de control, mando y protecciones.....	107
7.3	Costo del estudio de coordinación del sistema de protecciones.....	107
7.4	Costo del montaje de los sistemas de control y protecciones.....	107
7.5	Costo de pruebas en blanco y puesta en servicio.....	108

Capítulo VIII <i>Observaciones y conclusiones</i> .....	109
8.1 Observaciones.....	109
8.2 Conclusiones.....	109

## Apéndices

Apéndice N° 1 Medición de parámetros de líneas

Apéndice N° 2 Determinación de parámetros de línea con el programa ATP (Alternative Transient Program)

Apéndice N° 3 Filosofía del reenganche automático

## Anexos

Anexo N° 1 Cuadros de ajustes de la protección de distancia principal (21P) y unidad de tierra de alta impedancia (67N) de la línea de 220 kV

Anexo N° 2 Cuadros de ajustes de la protección de distancia secundaria (21R) de la línea de 220 kV

Anexo N° 3 Cuadros de ajustes de los relés de reenganche (79) de la línea de 220 kV

Anexo N° 4 Cuadro de ajustes del relé diferencial (87T) de la subestación Cajamarca Norte

Anexo N° 5 Cuadros de ajustes de los relés de sobrecorriente de fases y tierra (50/51, 50/51N) de la subestación Cajamarca Norte.

Anexo N° 6 Cuadros de ajustes de los relés de sobretensión de barras (59) de la subestación Cajamarca Norte

Anexo N° 7 Cuadros de ajustes de los relés de distancia (21), sobrecorriente de fases (50/51) y sobrecorriente de tierra de alta impedancia (67N) de las líneas de 60 kV

Anexo N° 8 Cuadros de ajustes de los relés de sincronismo

Anexo N° 9 Esquemas eléctricos – Subestación Cajamarca Norte – Línea 1 220 kV

Anexo N° 10 Esquemas eléctricos – Subestación Cajamarca Norte – Transformador de potencia 220/60/10 kV

Anexo N° 11 Protocolos de los equipos de protección

Anexo N° 12 Protocolos de los equipos de medición

## **BIBLIOGRAFÍA**

---

## INTRODUCCION

---

El sistema de potencia de la compañía minera Yanacocha ha sido diseñada como una demanda de carga industrial a ser satisfecha por el sistema de transmisión de la empresa RED DE ENERGÍA DEL PERÚ (REP) desde la subestación de Trujillo Norte, mediante la línea Trujillo Norte-Cajamarca Norte 220 kV de 137 km y un transformador de potencia de 75 MVA.

Para asegurar el máximo retorno de las inversiones en su línea de transmisión y subestaciones, y para contar con un servicio confiable, es necesario controlar las fallas, que podrían ocasionar daños. Es aquí necesario contar con un sistema de protección, de tal manera que el equipo de protección opere instantáneamente para desconectar la parte fallada, protegiendo así al sistema de fallas permanentes que podrían ocasionar grandes daños al centro minero Yanacocha, y así minimizar las interrupciones del servicio.

Al respecto, el ESTUDIO DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN A 220 KV TRUJILLO NORTE-CAJAMARCA NORTE, presentado como proyecto de tesis de grado, cubre 3 aspectos del sistema de potencia:

- Operación normal
- Prevención de fallas eléctricas
- Mitigación de los efectos de las fallas eléctricas.

El primero está cubierto por los flujos de carga y sus contingencias del capítulo II. El segundo aspecto está relacionado con los cálculos de cortocircuito del capítulo III. El



tercero y más importante se da por el Coordinamiento de la Protección y del aislamiento, del capítulo IV y V respectivamente, los cuales tienden a minimizar el daño al equipo é interrupciones de servicio cuando ocurren fallas. Dentro de los límites económicos, el sistema de potencia eléctrico de la carga minera fue diseñado, tal que éste pueda ser adecuadamente protegido.

El autor ha tenido la libertad de presentar el presente trabajo como TESIS DE GRADUACIÓN, ha ser tomado en cuenta por el Jurado asignado por la UNIVERSIDAD NACIONAL DEL CALLAO.

Ing. Manuel Casas Salazar

PROFESOR - ASESOR

**ESTUDIO DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES DE LA LÍNEA DE  
TRANSMISIÓN A 220 KV TRUJILLO NORTE-CAJAMARCA NORTE**

**AUTOR: BACHILLER ADAIA GABRIELA GAMARRA RIVERA**

**TESIS PARA OPTAR EL TITULO DE INGENIERO ELECTRICISTA**

**FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA Y ELECTRONICA**

**UNIVERSIDA NACIONAL DEL CALLAO**

**LIMA, 2002**

El sistema de protecciones es un aspecto esencial en el diseño de un sistema eléctrico y debe ser considerado en forma simultanea con los temas relacionados a los equipos de alta tensión y operación de la línea de transmisión. Existe una tendencia errada de considerar a los estudios de los sistemas de protecciones como un complemento a veces irrelevante a la definición de otros aspectos que también son esenciales.

A pesar que los sistemas de protecciones pueden llegar a estandarizarse dependiendo del equipo que protegen, es necesario analizar el comportamiento de estos no solamente desde el punto de vista de protección ante fallas en el equipo, sino también desde el punto de vista operativo del equipo dado que los sistemas de protección con tecnología digital están reemplazando actividades operativas hasta ahora consideradas como tradicionales.

Obviar alguno de estos aspectos, sencillamente conlleva a que se tenga como resultado una deficiente protección del equipo, falta de selectividad de los dispositivos de protección o ineficacia en la operación de los sistemas eléctricos.

Teniendo en cuenta que el propósito básico del diseño del sistema eléctrico de potencia es suministrar energía eléctrica a los usuarios en forma segura, confiable y económica, se debe examinar las interrogantes del sistema de protección en cada etapa del planeamiento del diseño y desarrollar un sistema de protección completamente integrada, la que debe ser capaz de ser coordinada apropiadamente, y sea suficientemente flexible para futuras ampliaciones del sistema eléctrico.

La presente tesis desarrolla los aspectos que fueron analizados como parte del desarrollo del proyecto : L.T. a 220 kV Trujillo Norte – Cajamarca Norte en lo que respecta al estudio de calculo de selectividad de protecciones.

En el capítulo 1, se describe el sistema eléctrico y las características técnicas de los principales componentes de la red.

En el capítulo 2, se analiza el comportamiento del sistema en estado estable, mediante simulaciones de flujos de carga, así como posibles contingencias que se pudieran presentar.

En el capítulo 3, se han efectuados los cálculos de las corrientes de cortocircuito, en condiciones extremas de operación.

En el capítulo 4, se describe el sistema de protección implementado y se efectúan los cálculos de coordinación indicándose los criterios seguidos para cada una de las protecciones.

En el capítulo 5, se verifica la coordinación de aislamiento de los equipos principales, para lo cual previamente se realizan los cálculos de selección de las características técnicas de los pararrayos para el nivel de 220 kV.

En el capítulo 6, se explica el desarrollo de la ingeniería de detalle referente a los sistemas de protecciones y control, tomando como referencia la subestación Cajamarca Norte, la línea de 220 kV y el transformador de potencia. Igualmente, se describe las pruebas en blanco de los equipos de protección, medida, sistema de control, mando y pruebas de puesta en servicio.

En el capítulo 7, se muestran los cuadros de costos de: a) la ingeniería de detalle de control, mando y protecciones, b) coordinación del sistema de protecciones, c) montaje de los sistemas de control y protecciones, y d) pruebas en blanco y puesta en servicio.

Finalmente, en el capítulo 8, se dan a conocer las conclusiones y recomendaciones a las que se han llegado con el desarrollo de la presente tesis.

Se incluyen tres apéndices y doce anexos sobre puntos considerados de importancia y la bibliografía utilizada.

---

**Generalidades****1.1 Introducción**

El sistema eléctrico analizado forma parte del Sistema Interconectado Nacional; el alcance y las características técnicas de los principales componentes de la red son descritos en el presente capítulo.

**1.2 Descripción de la red eléctrica**

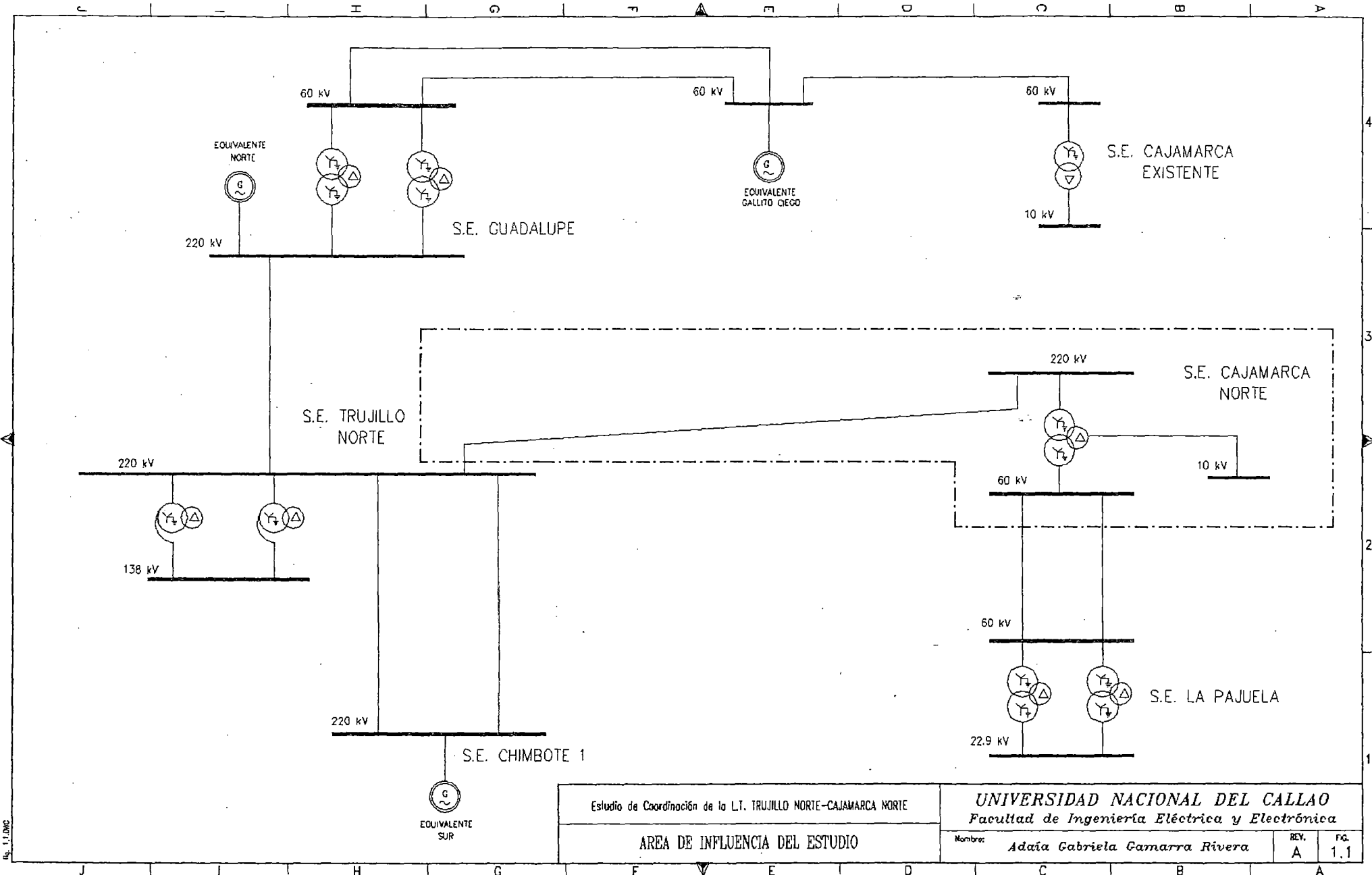
El proyecto comprende a la línea de transmisión a 220 kV Trujillo Norte – Cajamarca Norte, subestación Cajamarca Norte con un transformador de potencia de tres devanados de 75/75/10 MVA, 220/60/10 kV y dos líneas de 60 kV que unen las subestaciones de Cajamarca Norte y La Pajuela de propiedad de la compañía minera Yanacocha.

Inicialmente la configuración de la red del proyecto será radial y transmitirá la energía al complejo minero Yanacocha desde la subestación Trujillo Norte, tal como se muestra en la fig.1.1. En la subestación Cajamarca Norte, la configuración de barras de 220 kV inicialmente es de barra simple.

A continuación describiremos cada una de las características técnicas de los principales componentes de la red:

**1.2.1 Características de las líneas de transmisión**

En el cuadro 1.1, se muestra los datos constructivos de las líneas de transmisión.



Estudio de Coordinación de la L.T. TRUJILLO NORTE-CAJAMARCA NORTE

AREA DE INFLUENCIA DEL ESTUDIO

**UNIVERSIDAD NACIONAL DEL CALLAO**  
 Facultad de Ingeniería Eléctrica y Electrónica

Nombre:	Adaia Gabriela Camarra Rivera	REV.	FIG.
		A	1.1

Ms. 11.DNC

Código	L-2260	L1 / L2
Nivel de tensión	220 kV	60 kV
Número de circuitos	1	2
Disposición	Triángular (*)	Vertical (*)
Longitud	137.002 km	10.21 km
Tipo de conductor	ACAR 557.42 mm <sup>2</sup>	AAAC 349.91 mm <sup>2</sup>
Número de conductores por fase	1	1
Número de hilos del conductor	61	37
Diámetro del conductor	30.70 mm	24.29 mm
Radio del conductor	15.35 mm	12.145 mm
Resistencia eléctrica a 20°C	0.0533 Ω/km	0.09573 Ω/km
Resistencia del cable de guarda	4.52 Ω/km	4.52 Ω/km
Resistividad del terreno promedio	150 Ω-m	

Cuadro 1.1 Características de las líneas de transmisión

Nota: (\*) La disposición indicada corresponde al armado típico.

Los resultados de las mediciones de los parámetros eléctricos efectuadas a las líneas de transmisión se muestran en el siguiente cuadro:

Código	L-2260	L1	L2
kV	220 kV	60 kV	60 kV
Z+ (Ω/km)	0.05847 + j 0.52616	0.09124 + j 0.49265	0.09176 + j 0.50821
Zo (Ω/km)	0.29315 + j 1.53793	0.62282 + j 1.58374	0.61244+ j 1.58932

Cuadro 1.2 Parámetros eléctricos obtenido de las mediciones

Las conexiones utilizadas para efectuar las mediciones, se muestran en el apéndice N° 1.

Sólo para efectos de verificación de los parámetros eléctricos obtenidos de las mediciones de la línea de 220 kV, se calcularon estos valores haciendo uso de los datos indicados en el cuadro 1.1 y del programa ATP (Ver Apénd. N° 2)

Los resultados se muestran en el siguiente cuadro:

Resultados	Programa ATP	Mediciones
$Z_+$ ( $\Omega/\text{km}$ )	$0.0547574 + j0.492697$	$0.05847 + j 0.52616$
$Z_0$ ( $\Omega/\text{km}$ )	$0.293387 + j 1.53914$	$0.29315 + j 1.53793$

Cuadro 1.3 Parámetros eléctricos de la línea L-2260

Se observa una pequeña diferencia entre ambos resultados, esto se debe a que el programa ATP considera un solo tipo de armado (armado típico) y resistividad uniforme a lo largo de la línea, lo cual es una aproximación de lo existente.

Para el cálculo de los alcances de la protección de distancia, se utilizarán los parámetros eléctricos obtenidos en las mediciones efectuadas.

### 1.2.2 Transformador de potencia de la subestación Cajamarca Norte

En el siguiente cuadro se muestra los datos del transformador de potencia

Fabricante	ABB (Perú)
Niveles de tensión nominal	220+12/-4x1.25% / 60 / 10 kV
Potencia nominal (ONAN)	60/60/10 MVA
Potencia nominal (ONAF)	75/75/12.5 MVA
Grupo de conexión	Yn/yn/d11
Tensión de cortocircuito	Vcc 1-2: 13.3% (60MVA)
	Vcc 1-3: 4.0% (10MVA)
	Vcc 2-3: 6.6% (10MVA)



Aislamiento en arrollamiento	AT : 395/900 BIL kV
	NAT : 140/325 BIL kV
	BT : 140/325 BIL kV
	NBT : 95/250 BIL kV
	TERC: 28/75 BIL kV
Aislamiento en borne	AT : 570/1300 BIL kV
	NAT : 230/550 BIL kV
	BT : 230/550 BIL kV
	NBT : 95/250 BIL kV
	TERC: 70/170 BIL kV
Altitud	3 615 m.s.n.m.
Norma	CEI Public. 76

Cuadro 1.4 Datos de placa del transformador de potencia

### 1.2.3 Transformadores de medida

#### Transformadores de corriente

Subestación	Cajamarca Norte	Cajamarca Norte
Ubicación	L-2260/Lado 220kV T1	L1 /L2
Fabricante	HAEFELY TRENCH	HAEFELY TRENCH
Tipo	IOSK 362	IOSK 123
Relación (A)	600/1-1	400/1-1
Potencia (VA)	50 – 50	50 - 50
Clase de precisión	5P20 - 0.2	5P20 - 0.2
Corriente térmica	31.5 kA por 1 s	31.5 kA por 1 s
Frecuencia nominal (Hz)	60	60
Tensión máx. serv. (kV)	362	72.5
Tensión de prueba (kV)	570/1300	230/550

Subestación	Cajamarca Norte	Cajamarca Norte	Trujillo Norte
Ubicación	Lado 60 kV T1	Lado 10 kV T1	L-2260
Fabricante			HAEFELY TRENCH
Tipo			IOSK 245
Relación (A)	1000-750/1-1-1	800/1-1	300-600/1-1
Potencia (VA)	50 - 50 - 50	50 - 50	50 - 50
Clase de precisión	0.5 - 5P20 - 5P20	5P20 - 0.2	5P20 - 0.2
Corriente térmica	31.5 kA por 1 s	31.5 kA por 1 s	31.5 kA por 1 s
Frecuencia nominal (Hz)	60	60	60
Tensión máx. serv. (kV)	72.5		245
Tensión de prueba (kV)	230/550		460/1050

Cuadro 1.5 Transformadores de Corriente

Transformadores de tensión

Subestación	Cajamarca Norte	Cajamarca Norte	Trujillo Norte
Ubicación	L-2260	Lado 60 kV T1	L-2260
Fabricante	HAEFELY TRENCH	HAEFELY TRENCH	HAEFELY TRENCH
Tipo	230HHA	69H	230HHA
Relación	$220000/\sqrt{3}/0.1/\sqrt{3}/0.1/\sqrt{3}$	$60000/\sqrt{3}/0.1/\sqrt{3}/0.1/\sqrt{3}$	$220000/\sqrt{3}/0.1/\sqrt{3}/0.1/\sqrt{3}$
Potencia (VA)	50 - 50	50 - 50	50 - 50
Clase de precisión	3P - 0.2	3P - 0.2	3P - 0.2
Factor de tensión	1.5 Vn a 30s	1.5 Vn a 30s	1.5 Vn a 30s
Capacitancia nominal (pF)	6200	20800	6200
Frecuencia nom. (Hz)	60	60	60
Tensión nominal (kV)	245	72.5	245
Tensión de prueba (kV)	570/1300	230/550	460/1050

Cuadro 1.6 Transformadores de Tensión

## 1.2.4 Interruptores de potencia

Subestación	Cajamarca Norte	Cajamarca Norte	Trujillo Norte
Ubicación	L-2260/Lado 220 kV T1	Lado 60 kV T1	L-2260
Fabricante	ABB	ALSTOM	ABB
Tipo	LTB420E2	S1-100F1	HPL245B1
Tensión nominal (kV)	420	100	245
Corriente nominal (A)	4000	2500	4000
Corriente de corte (kA)	40	31.5	40
Frecuencia nom. (Hz)	60	60	60
Secuencia de maniobras	O-0.3s-CO-3min-CO	O-0.3s-CO-3min-CO	O-0.3s-CO-3min-CO
Tensión de prueba (kV)	610/1425	185/450	460/1050

Cuadro 1.7 Interruptores de potencia

---

## ***Estudio de niveles de carga y tensiones para la operación de la línea de transmisión de 220 kV Trujillo Norte – Cajamarca Norte***

### **2.1 Introducción**

El presente capítulo tiene como finalidad el análisis del sistema eléctrico en estado estable ante la inclusión de la nueva línea de transmisión de 220 kV Trujillo Norte – Cajamarca Norte y la subestación Cajamarca Norte de 220/60/10 kV que servirá como nuevo punto de alimentación al complejo minero Yanacocha.

Los resultados se muestran en forma gráfica y en cuadros correspondientes y se usan entre otros, principalmente para definir los límites de carga en estado estable, verificar la relación de los transformadores de potencia (taps), verificar la relación de los transformadores de corriente, verificar las corrientes de operación de los relés de sobrecorriente (pick-up) y como punto de partida para los cálculos de los niveles de corriente de cortocircuito.

De acuerdo a la información proporcionada por las empresas involucradas, se han analizado varias configuraciones de operación así como se han simulado casos de contingencias en el área de influencia de la nueva línea de transmisión.

### **2.2 Criterios y metodología del análisis**

Para evaluar los resultados de los flujos de potencia se considera como criterio de calidad y confiabilidad que el sistema debe satisfacer las siguientes condiciones:

a) Niveles de tensión:

Niveles de tensiones en barras	
Operación normal	$\pm 5\%V_N$
Operación en contingencia	$\pm 10\%V_N$

b) Cargas:

	En líneas de Transmisión	En transformadores de potencia
Operación normal	100% MVA nom.	100% MVA nom.
Operación en contingencia	120% MVA nom.	120% MVA nom.

### 2.3 Análisis de los casos simulados

La relación de casos simulados se presenta en el siguiente cuadro.

Caso	Condición de Demanda	Descripción del Caso	Figura
Caso1	MÁXIMA DEMANDA	CASO BASE – MÁX. DEMANDA	2.1
Caso2	DEMANDA PICO	CASO BASE – PUNTA	2.2
Caso3	MEDIA DEMANDA	CASO BASE – MEDIA	2.3
Caso4	DEMANDA BASE	CASO BASE – BASE	2.4
Caso5	MÁXIMA DEMANDA	SALIDA SVC TRUJILLO	2.5
Caso6	MÁXIMA DEMANDA	SALIDA 1 TERNA TRUJILLO-CHIMBOTE	2.6
Caso7	MÁXIMA DEMANDA	SALIDA CARGA DESDE CAJAMARCA 60	2.7
Caso8	MÁXIMA DEMANDA	PARALELO EN CAJAMARCA DESDE TRUJILLO 220 KV	2.8
Caso9	MÁXIMA DEMANDA	SALIDA LINEA TRUJILLO-GUADALUPE 220 KV	2.9
Caso10	MÁXIMA DEMANDA	SALIDA LINEA CHIMBOTE-PARAMONGA 220 KV	2.10
Caso11	MÁXIMA DEMANDA	CARGA EN CONENHUA60: 40 MW – F.P. = 0.97	2.11

Cuadro 2 1: Descripción de casos - 2001

El despacho de las centrales para los casos base se presenta en el Cuadro 2.2 y los resultados de las simulaciones se presentan en diagramas unifilares en los cuales se precisan los flujos de potencia activa y reactiva en líneas y transformadores de potencia y los niveles de tensiones en las barras.

### **2.3.1 Caso 1: Máxima demanda 2001 (caso base)**

Representa al sistema actual en máxima demanda incluyendo la línea Trujillo Norte – Cajamarca Norte, el transformador de potencia de 220/60/10 kV y las dos líneas de 60 kV.

En la figura 2.1, se muestran los niveles de tensiones y flujos de potencia activa y reactiva en el área de influencia del proyecto y en el cuadro 2.3 los niveles de tensiones y la compensación en derivación necesaria.

Los niveles de tensiones y flujos de potencia se encuentran por debajo de los límites establecidos en el punto 2.2

### **2.3.2 Caso 2: Demanda punta 2001 (caso base)**

Representa al sistema actual en demanda punta incluyendo la línea Trujillo Norte – Cajamarca Norte, el transformador de potencia de 220/60/10 kV y las dos líneas de 60 kV.

En la figura 2.2 se muestran los niveles de tensiones y flujos de potencia activa y reactiva en el área de influencia del proyecto y en el cuadro 2.3 los niveles de tensiones y la compensación en derivación necesaria.

Los niveles de tensiones y flujos de potencia se encuentran por debajo de los límites establecidos en el punto 2.2

### **2.3.3 Caso 3: Media demanda 2001(caso base)**

Representa al sistema actual en media demanda incluyendo la línea Trujillo Norte – Cajamarca Norte, el transformador de potencia de 220/60/10 kV y las dos líneas de 60 kV.

En la figura 2.3 se muestran los niveles de tensiones y flujos de potencia activa y reactiva en el área de influencia del proyecto y en el cuadro 2.3, los niveles de tensiones y la compensación en derivación necesaria.

En este caso, las tensiones en el área norte son mayores que en los casos anteriores. Esto se debe a que a la compensación en derivación (inductancias) se ha considerado fuera de servicio.

### **2.3.4 Caso 4: Demanda base 2001**

Representa al sistema actual en demanda base incluyendo la línea Trujillo Norte – Cajamarca Norte, el transformador de potencia de 220/60/10 kV y las dos líneas de 60 kV.

En la figura 2.4 se muestran los niveles de tensiones y flujos de potencia activa y reactiva en el área de influencia del proyecto y en el cuadro 2.3 los niveles de tensiones y la compensación en derivación necesaria.

Los niveles de tensiones y flujos de potencia se encuentran por debajo de los límites establecidos en el punto 2.2

### **2.3.5 Caso 5: Contingencia, salida SVC de Trujillo Norte. Máxima demanda 2001**

Representa al sistema actual en máxima demanda con la contingencia de la salida de servicio del SVC de Trujillo Norte, incluyendo la línea Trujillo

Norte – Cajamarca Norte, el transformador de potencia de 220/60/10 kV y las dos líneas de 60 kV.

En la figura 2.5 se muestran los niveles de tensiones y flujos de potencia activa y reactiva en el área de influencia del proyecto y en el cuadro 2.4 los niveles de tensiones y la compensación en derivación necesaria.

Los niveles de tensiones y flujos de potencia se encuentran por debajo de los límites establecidos en el punto 2.2

#### **2.3.6 Caso 6: Contingencia, salida de una terna de la línea de 220 kV Trujillo Norte – Chimbote 1. Máxima demanda 2001**

Representa al sistema actual en máxima demanda con la contingencia de la salida de servicio de una terna de la línea Trujillo Norte – Chimbote, incluyendo la línea Trujillo Norte – Cajamarca Norte, el transformador de potencia de 220/60/10 kV y las dos líneas de 60 kV.

En la figura 2.6 se muestran los niveles de tensiones y flujos de potencia activa y reactiva en el área de influencia del proyecto y en el cuadro 2.4 los niveles de tensiones y la compensación en derivación necesaria.

Los niveles de tensiones y flujos de potencia se encuentran por debajo de los límites establecidos en el punto 2.2

#### **2.3.7 Caso 7: Contingencia, desconexión de carga en subestación La Pajuela. Máxima demanda 2001**

Representa al sistema actual en máxima demanda con la contingencia de la salida de la carga de Yanacocha en el nivel de 60 kV de la subestación La Pajuela.



En la figura 2.7 se muestran los niveles de tensiones y flujos de potencia activa y reactiva en el área de influencia del proyecto y en el cuadro 2.4 los niveles de tensiones y la compensación en derivación necesaria.

Los niveles de tensiones y flujos de potencia se encuentran por debajo de los límites establecidos en el punto 2.2

### **2.3.8 Caso 8: Caso de maniobra, energización de la línea desde Trujillo Norte.**

Representa al sistema actual en máxima demanda con la línea Trujillo Norte – Chimbote energizada en vacío, con fines de verificar la tensión de llegada en Cajamarca Norte, situación que ocurrirá antes de una maniobra de puesta en servicio del transformador de potencia de Cajamarca Norte.

En la figura 2.8 se muestran los niveles de tensiones y flujos de potencia activa y reactiva en el área de influencia del proyecto y en el cuadro 2.4 los niveles de tensiones y la compensación en derivación necesaria.

Los niveles de tensiones y flujos de potencia se encuentran por debajo de los límites establecidos en el punto 2.2

### **2.3.9 Caso 9: Contingencia, salida línea de 220 kV Trujillo Norte – Guadalupe. Máxima demanda 2001**

Representa al sistema actual en máxima demanda con la contingencia de la salida de servicio de la línea Trujillo Norte – Guadalupe. En esta contingencia el sistema se separa en dos subsistemas.

En la figura 2.9 se muestran los niveles de tensiones y flujos de potencia activa y reactiva en el área de influencia del proyecto y en el cuadro 2.4 los niveles de tensiones y la compensación en derivación necesaria.

Los niveles de tensiones y flujos de potencia se encuentran por debajo de los límites establecidos en el punto 2.2

#### **2.3.10 Caso 10: Contingencia, salida línea de 220 kV Chimbote – Paramonga. Máxima demanda 2001**

Representa al sistema actual en máxima demanda con la contingencia de la salida de servicio de la línea Chimbote – Paramonga. Al igual que en el caso anterior, en esta contingencia el sistema también se separa en dos subsistemas.

En la figura 2.10 se muestran los niveles de tensiones y flujos de potencia activa y reactiva en el área de influencia del proyecto y en el cuadro 2.4 los niveles de tensiones y la compensación en derivación necesaria.

Los niveles de tensiones y flujos de potencia se encuentran por debajo de los límites establecidos en el punto 2.2

#### **2.3.11 Caso 11: Caso máxima demanda, carga de 40 MW en la subestación La Pajuela.**

Representa al sistema actual en máxima demanda considerando una carga de 40 MW a un factor de potencia de 0.97 en el nivel de 60 kV de la subestación La Pajuela. Este caso no corresponde a una condición del presente año. La simulación se ha hecho con fines de comprobar alguna sobrecarga en las líneas o transformadores de la red existente.

En la figura 2.1 se muestran los niveles de tensiones y flujos de potencia activa y reactiva en el área de influencia del proyecto y en el cuadro 2.4 los niveles de tensiones y la compensación en derivación necesaria.

Los niveles de tensiones y flujos de potencia se encuentran por debajo de los límites establecidos en el punto 2.2

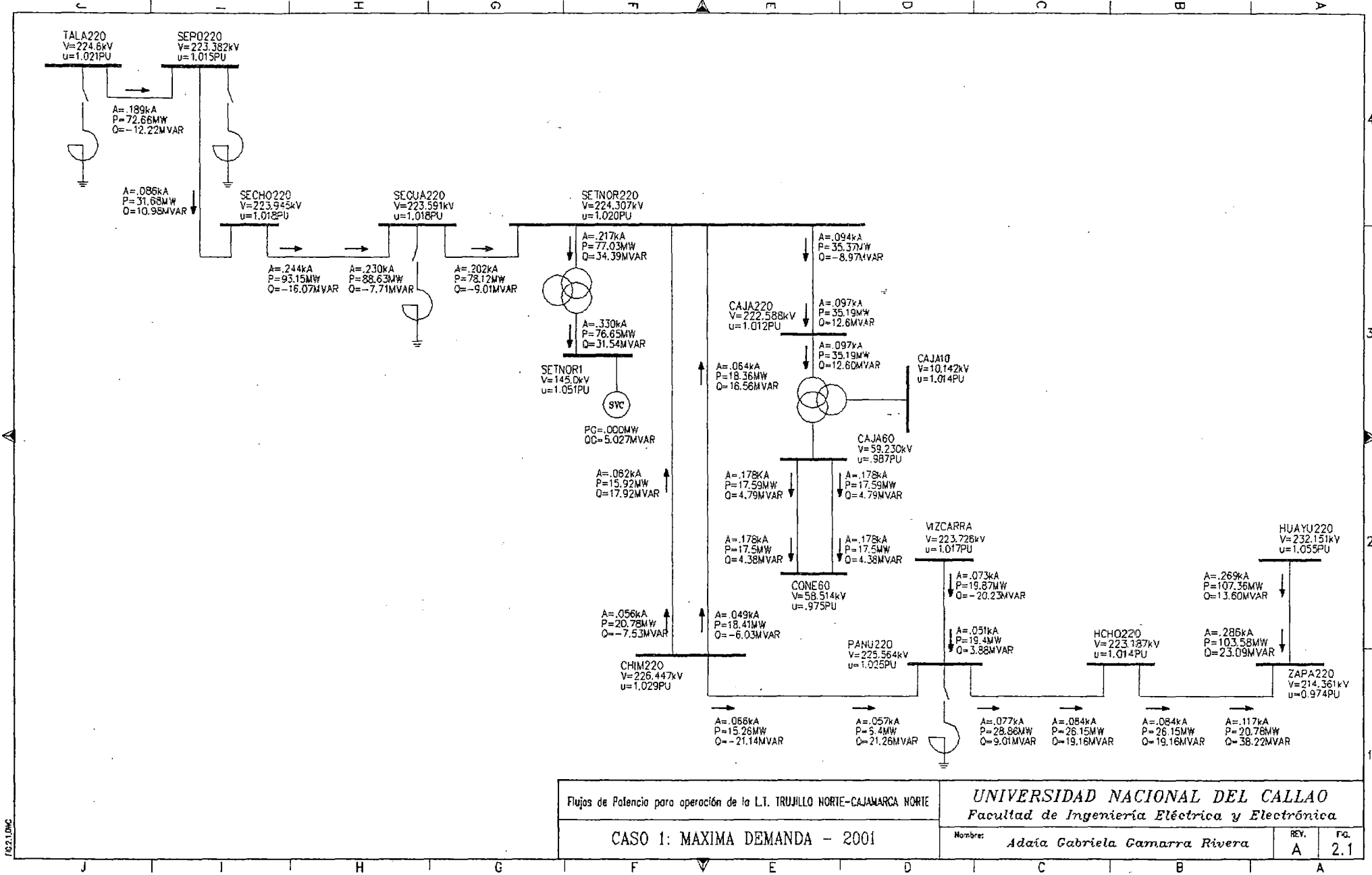
Cuadro 2.3: Niveles de tensión Casos Base

BARRA	CASO 1		CASO 2		CASO 3		CASO 4	
	Máxima Demanda kV	Shunt MVAR	Demanda Punta kV	Shunt MVAR	Media Demanda kV	Shunt MVAR	Demanda Base kV	Shunt MVAR
RESTI220	239.289	0	235.108	0	233.885	0	233.827	0
CARMI220	239.221	0	235.031	0	233.839	0	233.780	0
CATARUSE	235.808	222.421	237.013	224.702	240.975	174.207	234.849	220.617
HVELI220	234.549	0	230.675	0	230.817	0	231.844	0
HUAYU220	232.151	0	228.557	0	229.189	0	229.928	0
CHIMA220	231.123	0	223.626	0	230.596	0	230.998	0
YANA220	229.919	0	224.099	0	230.465	0	231.052	0
CHIM220	226.447	0	226.166	0	227.615	0	220.507	0
ONU220	225.961	0	223.376	0	226.070	0	227.574	0
PACHA220	225.934	0	223.385	0	225.969	0	227.240	0
CARHU220	225.685		225.037	0	232.432	0	227.749	0
SER21	225.605	0	220.670	0	225.110	0	217.136	0
SER22	225.605	0	220.670	0	225.110	0	217.136	0
PANU220	225.564	0	225.325	0	221.458	0	214.650	0
ZORRI220	225.490	0	235.299	0	241.604	0	222.597	0
POMAC220	225.087	0	222.757	0	225.196	0	226.633	0
HUIN220	224.888	0	222.178	0	222.921	0	218.652	0
TALA_220	224.600	0	233.533	0	240.038	0	220.712	19.486
SETNOR1	224.307	0	224.476	0	230.790	0	223.538	0
MAT220	224.062	0	223.223	0	223.220	0	223.612	0
SECHO220	223.945	0	225.036	0	235.811	0	227.716	0
AGUA220	223.753	0	221.382	0	222.426	0	221.538	0
VIZCARRA	223.726	0	225.796	0	217.295	0	212.116	0
TVCAR220	223.668	0	232.495	0	234.780	0	230.360	0
SEGUA220	223.591	0	224.431	0	233.691	0	226.335	0
TMAR220	223.517	0	222.203	0	220.627	0	218.694	0
SOCA220	223.434	0	229.363	0	231.638	0	226.414	0
SEPO220	223.382	0	230.313	0	241.204	0	221.144	19.562
HCHO220	223.187	0	222.721	0	220.906	0	215.474	0
MONT220	223.007	0	231.749	0	234.026	0	229.622	0
CAJA220	222.588	0	223.176	0	230.360	0	223.518	0
PUNO220	221.385	0	238.294	0	233.384	0	229.629	0
IND220	220.419	0	218.079	0	220.651	0	222.887	0
CALL220	220.315	0	219.277	0	220.847	0	221.382	0
CALLA220	220.284	0	219.254	0	220.817	0	221.347	0
ANTA220	217.612	0	222.167	0	214.307	0	209.022	0
SER11	217.486	0	223.172	0	233.161	0	222.866	0
SER12	217.486	0	223.172	0	233.161	0	222.866	0
TACN22	216.627	0	231.758	0	234.404	0	230.714	0
ICA220	215.602	0	212.788	0	216.099	0	218.668	0
REFZN220	214.451	0	213.566	0	215.612	0	215.930	0
ZAPA220	214.361	0	213.743	0	216.258	0	215.846	0
VENT220	212.627	0	212.149	0	215.007	0	214.986	0
ROSA220	212.249	0	211.899	0	214.836	0	215.112	0
SJNLS220	212.129	0	212.164	0	214.946	0	216.471	0
CHAVA220	211.947	0	211.519	0	214.515	0	214.652	0
BAL220	210.784	0	211.102	0	213.901	0	215.926	0
BARSI220	210.744	0	210.253	0	231.611	0	213.857	0
MARC220	204.623	0	200.019	0	204.079	0	205.865	0
TOCA138	146.274	0	144.620	0	145.015	0	144.982	0
SETNOR1	145.000	0	145.000	0	145.000	0	145.000	0
AUCA138	144.995	0	143.374	0	143.686	0	143.603	0
CAO138	144.535	0	144.581	0	149.393	0	144.747	0
PORV138	144.263	0	144.338	0	149.211	0	144.576	0
MOLL138	144.260	0	148.641	0	146.697	0	143.820	0
TR_SUR138	143.015	0	143.219	0	148.394	0	143.858	0
HUALL138	142.856	0	142.019	0	142.965	0	142.097	0
VIRU138	142.741	0	142.978	0	148.224	0	143.716	0
SOCA138	142.658	0	147.179	0	146.134	0	143.342	0
CVER138	142.613	0	147.103	0	145.993	0	143.131	0

Cuadro 2.4: Niveles de tensión Casos Contingencias

BARRA	CASO 5	CASO 6	CASO 7	CASO 8	CASO 9	CASO 10	CASO 11
	kV	kV	kV	kV	kV	kV	kV
RESTI220	239.282	239.280	239.253	239.253	239.162	239.170	239.288
CARMI220	239.214	239.212	239.184	239.185	239.093	239.100	239.22
CATARUSE	235.802	235.801	235.782	235.782	235.716	235.722	235.807
HVELI220	234.535	234.531	234.463	234.464	234.340	234.323	234.55
HUAYU220	232.132	232.127	232.113	232.113	231.692	231.818	232.142
CHIMA220	231.115	231.113	231.082	231.082	231.005	231.006	231.122
YANA220	229.909	229.906	229.864	229.865	229.761	229.761	229.919
ONU220	225.940	225.935	225.835	225.836	225.667	225.645	225.962
PACHA220	225.911	225.906	225.815	225.816	225.592	225.593	225.933
CHIM220	225.615	225.362	226.877	226.870	224.597	224.051	226.298
SER21	225.597	225.595	225.566	225.567	225.471	225.479	225.604
SER22	225.597	225.595	225.566	225.567	225.471	225.479	225.604
CARHU220	225.534	225.554	225.794	225.792	225.534	225.712	225.661
PANU220	225.301	225.223	225.046	225.044	223.466	220.818	225.545
ZORRI220	225.289	225.315	225.634	225.632	222.508	223.076	225.458
POMAC220	225.064	225.058	224.960	224.961	224.721	224.723	225.086
HUIN220	224.868	224.863	224.877	224.878	224.154	224.530	224.870
TALA_220	224.405	224.431	224.739	224.737	221.718	222.261	224.568
MAT220	224.037	224.032	223.964	223.965	223.648	223.699	224.055
AGUA220	223.731	223.725	223.813	223.812	223.258	223.336	223.734
SECHO220	223.679	223.714	224.135	224.132	223.681	223.992	223.902
TVCAR220	223.665	223.664	223.656	223.655	223.624	223.627	223.667
VIZCARRA	223.618	223.586	223.703	223.702	222.332	221.726	223.689
TMAR220	223.470	223.456	223.648	223.647	222.439	222.610	223.477
SOCA220	223.430	223.430	223.418	223.418	223.378	223.382	223.434
SEPO220	223.203	223.226	223.509	223.508	221.860	222.415	223.353
MONT220	223.004	223.003	222.995	222.995	222.963	222.967	223.007
HCHO220	222.990	222.933	222.566	222.565	221.276	219.691	223.187
SETNOR220	222.970	223.148	225.260	225.248	223.509	223.707	224.09
SEGUA220	222.909	223.000	224.077	224.070	222.654	223.633	223.48
PUNO220	221.382	221.382	221.375	221.374	221.248	221.351	221.384
CAJA220	221.170	221.362	228.950	228.865	221.745	221.955	221.266
IND220	220.390	220.382	220.262	220.262	219.912	219.936	220.418
CALL220	220.284	220.277	220.191	220.192	219.790	219.854	220.307
CALLA220	220.253	220.246	220.160	220.162	219.759	219.823	220.276
ANTA220	217.500	217.467	217.588	217.587	216.164	215.536	217.573
SER11	217.483	217.482	217.473	217.472	217.437	217.441	217.486
SER12	217.483	217.482	217.473	217.472	217.437	217.441	217.486
TACN22	216.628	216.627	216.623	216.623	216.609	216.612	216.627
ICA220	215.570	215.562	215.429	215.430	215.046	215.072	215.601
REFZN220	214.413	214.404	214.307	214.308	213.725	213.845	214.441
ZAPA220	214.306	214.291	214.118	214.118	213.412	213.428	214.356
VENT220	212.583	212.571	212.453	212.453	211.748	211.874	212.618
ROSA220	212.211	212.202	212.135	212.136	211.382	211.615	212.235
SJNLS220	212.094	212.085	211.997	211.997	211.394	211.548	212.120
CHAVA220	211.906	211.896	211.796	211.796	211.104	211.261	211.937
BAL220	210.749	210.741	210.653	210.654	210.056	210.209	210.774
BARSI220	21.703	210.692	210.591	210.592	209.892	210.051	210.734
MARC220	204.587	204.577	204.422	204.423	203.976	204.006	204.623
TOCA138	146.251	146.243	146.529	146.529	145.091	145.775	146.221
AUCA138	144.973	144.965	145.247	145.247	143.825	144.502	144.943
MOLL138	144.258	144.258	144.252	144.252	144.231	144.233	144.260
SETNOR1	143.883	145.000	145.000	145.000	145.000	145.000	145.000
CAO138	143.414	144.535	144.535	144.535	144.535	144.535	144.535
PORV138	143.136	144.263	144.263	144.263	144.263	144.263	144.263
HUALL138	142.753	142.722	142.909	142.908	142.628	142.560	142.838
SOCA138	142.657	142.656	142.651	142.651	142.631	142.633	142.658
CVER138	142.611	142.611	142.605	142.605	142.585	142.587	142.613

BARRA	CASO 5	CASO 6	CASO 7	CASO 8	CASO 9	CASO 10	CASO 11
SHUNT COT.(MVAR)	222.411	222.408	222.372	222.372	222.249	222.260	222.420



Flujos de Potencia para operación de la L.I. TRUJILLO NORTE-CAJAMARCA NORTE

CASO 1: MAXIMA DEMANDA - 2001

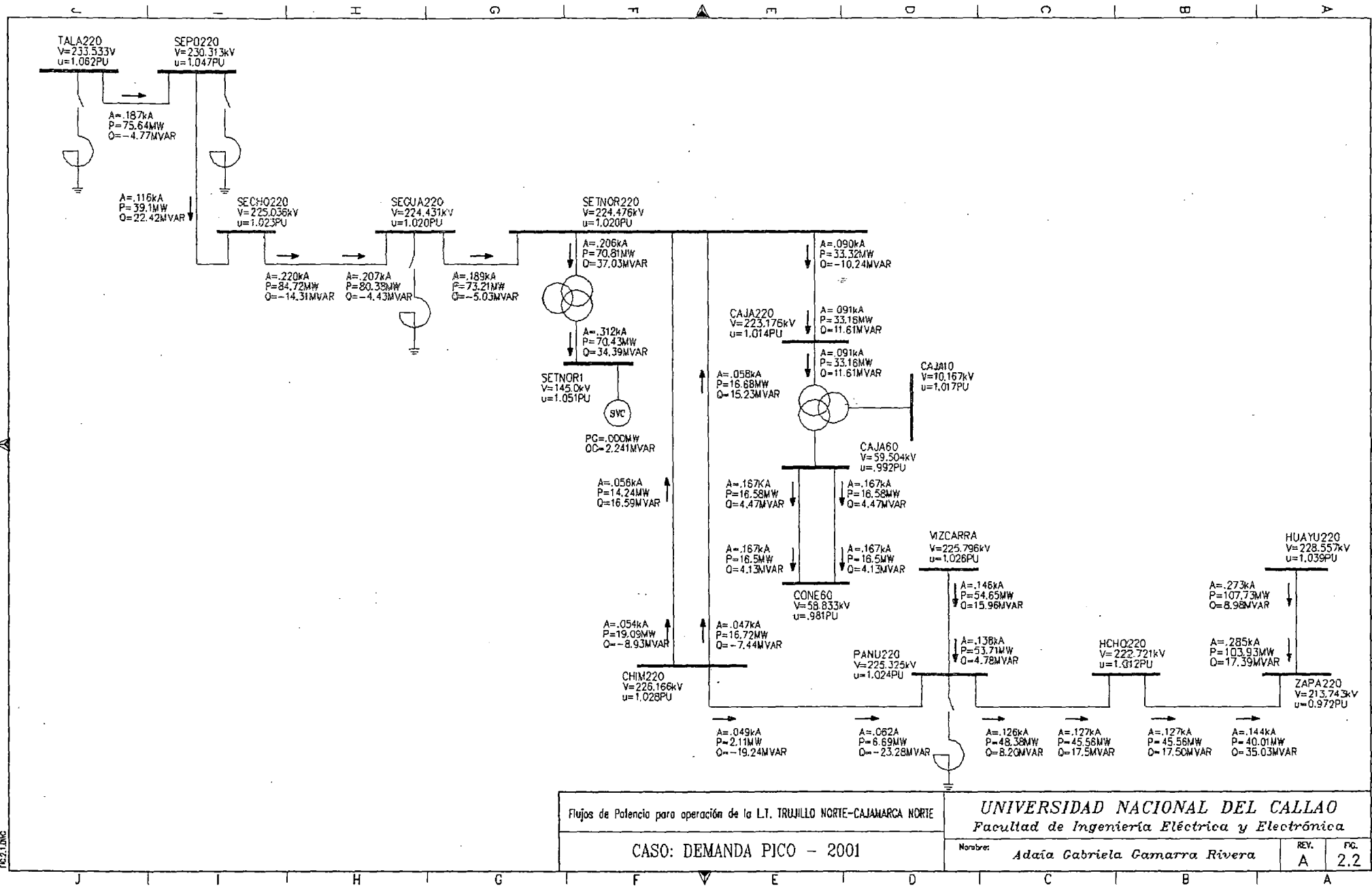
UNIVERSIDAD NACIONAL DEL CALLAO  
 Facultad de Ingeniería Eléctrica y Electrónica

Nombre: *Adaia Gabriela Gamarra Rivera*

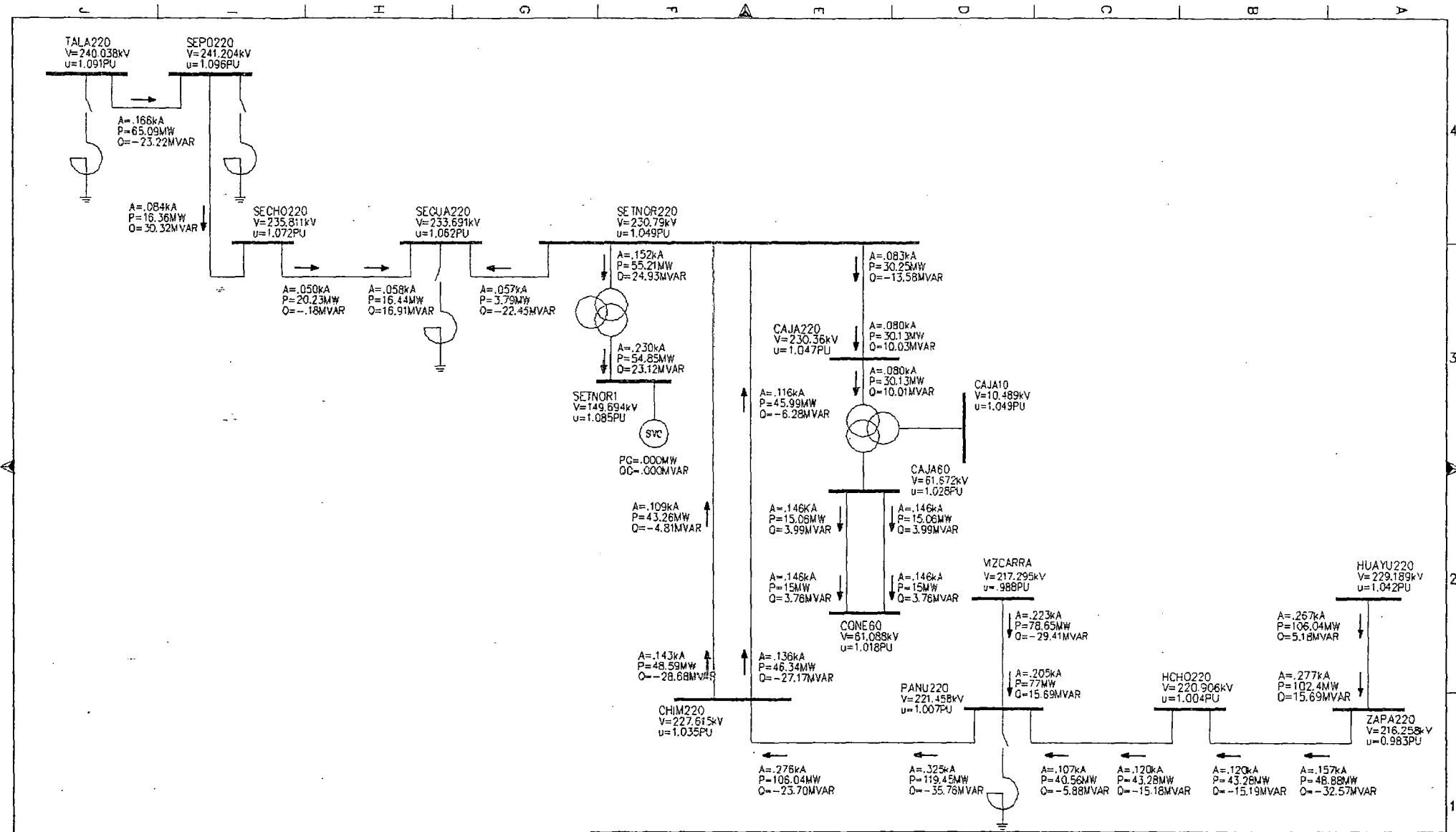
REV. A

Fig. 2.1

1621.DMC



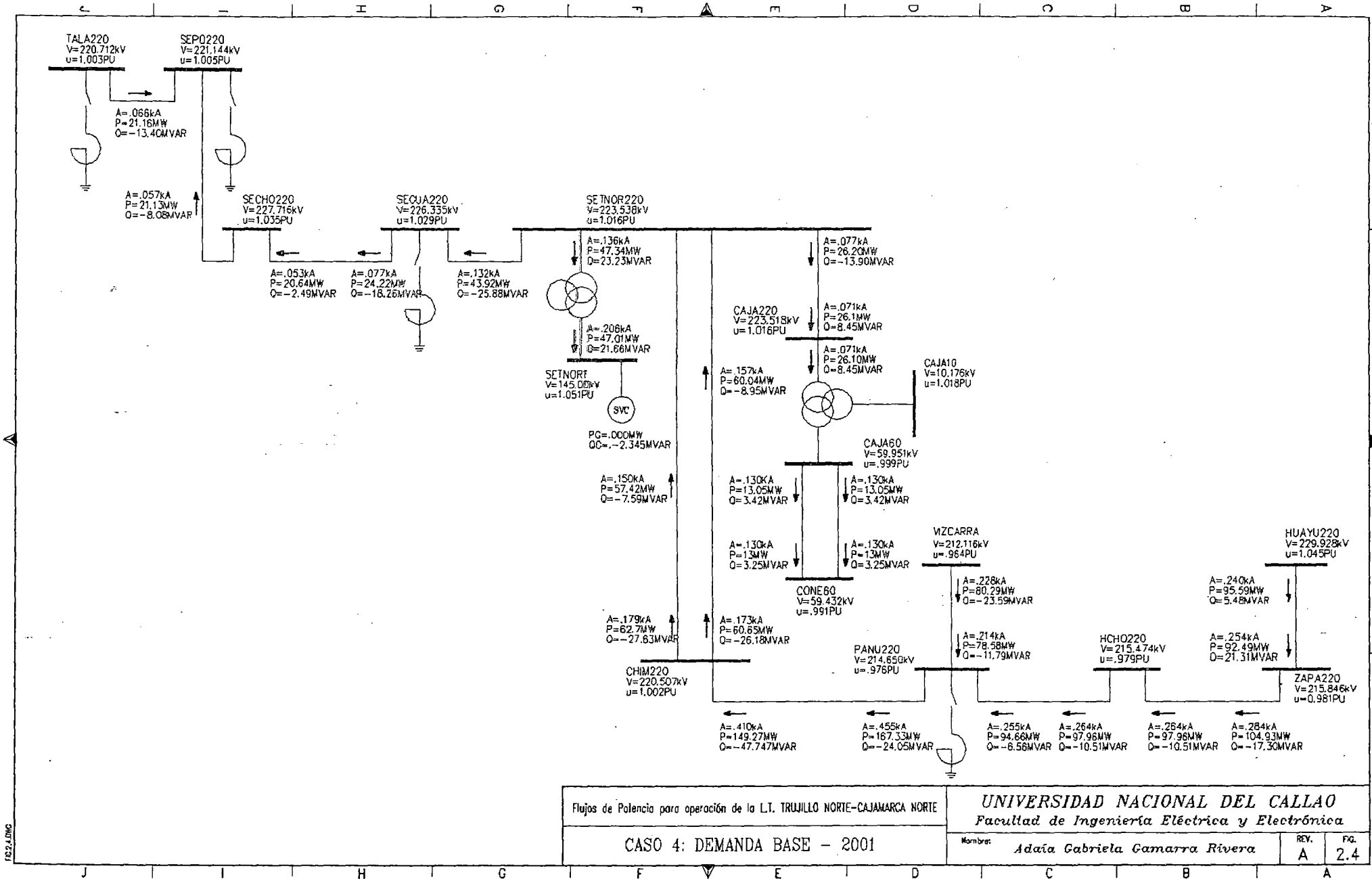
P&Z.LDMC



Flujos de Potencia para operación de la L.T. TRUJILLO NORTE-CAJAMARCA NORTE		UNIVERSIDAD NACIONAL DEL CALLAO	
CASO 3: MEDIA DEMANDA - 2001		Facultad de Ingeniería Eléctrica y Electrónica	
Nombre: Adaia Gabriela Camarra Rivera		REV. A	FIG. 2.3

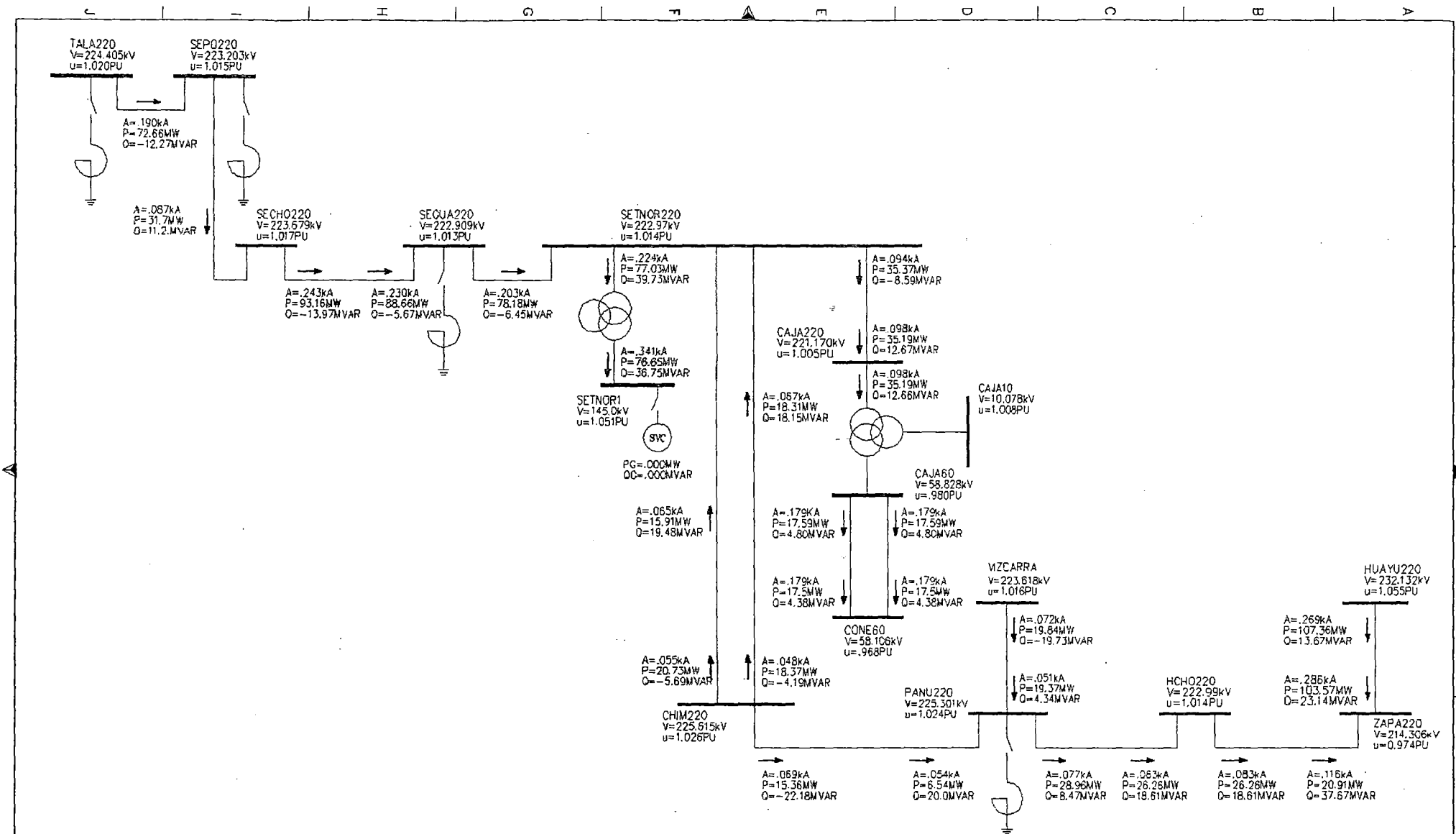
P221.DWG





Flujos de Potencia para operación de la L.T. TRUJILLO NORTE-CAJAMARCA NORTE		UNIVERSIDAD NACIONAL DEL CALLAO	
		Facultad de Ingeniería Eléctrica y Electrónica	
CASO 4: DEMANDA BASE - 2001		Nombre:	Adaia Gabriela Camarra Rivera
		REV.	FIG.
		A	2.4

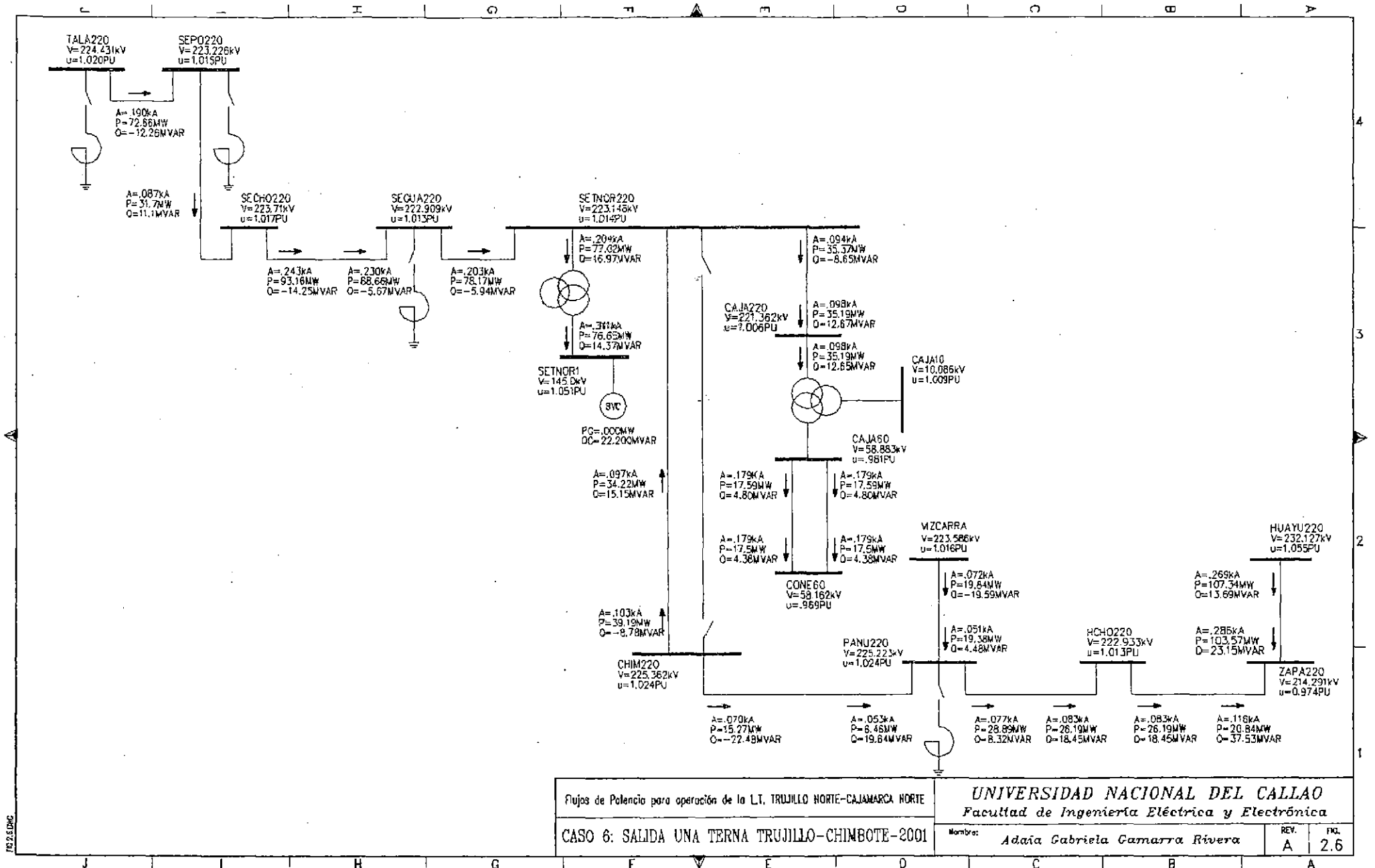
1822.LONG



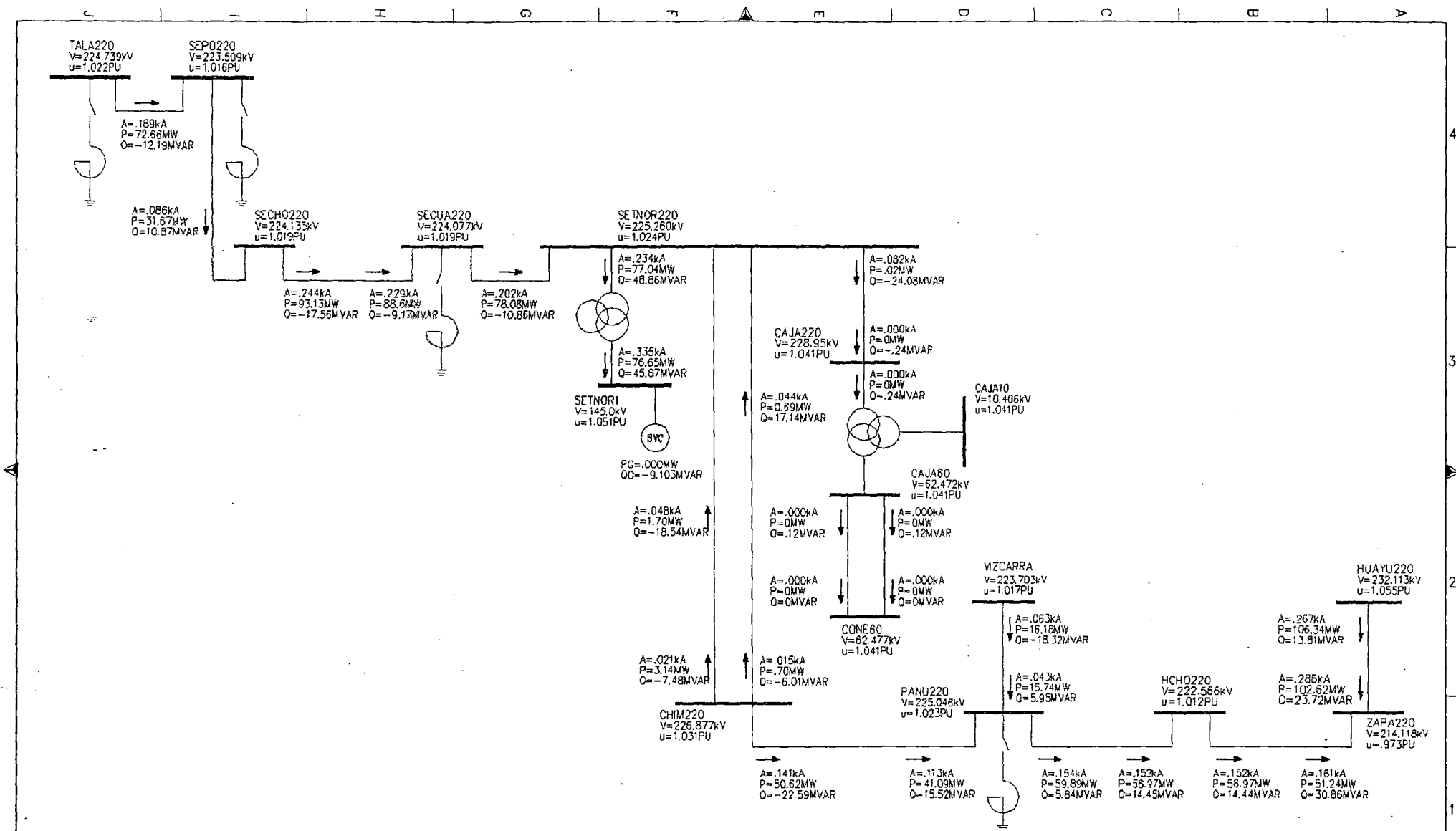
Flujos de Potencia para operación de la L.I. TRUJILLO NORTE-CAJAMARCA NORTE		UNIVERSIDAD NACIONAL DEL CALLAO	
Caso: SALIDA SVC DE TRUJILLO - 2001		Facultad de Ingeniería Eléctrica y Electrónica	
Nombre:	Adaia Gabriela Camarra Rivera	REV.:	FIG.
		A	2.5

REC.5.DMG

J I H G F V E D C B A



7025DNC



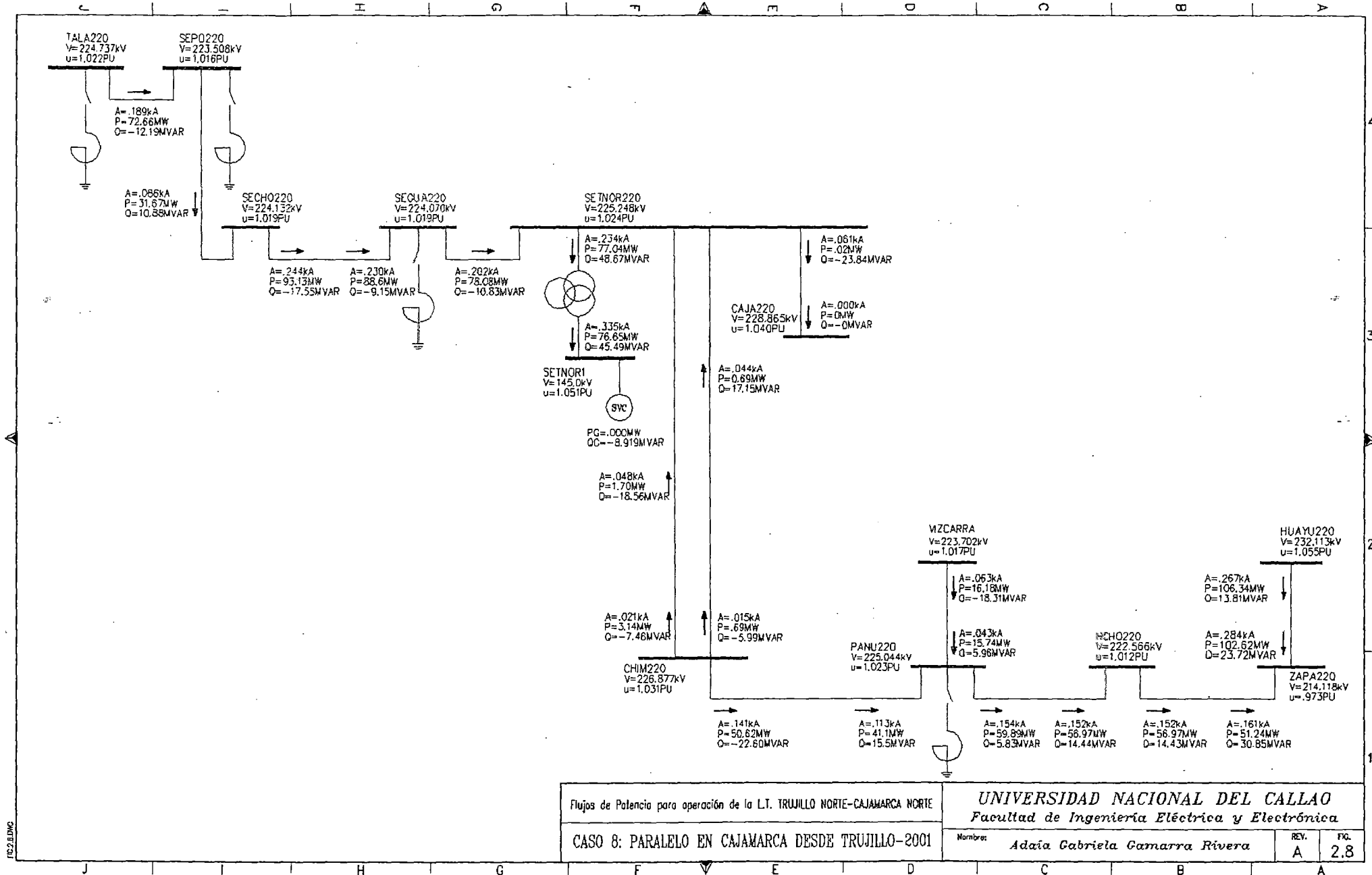
Flujos de Potencia para operación de la L.I. TRUJILLO NORTE-CAJAMARCA NORTE

**CASO 7: SALIDA CARGA DESDE CAJAMARCA-2001**

**UNIVERSIDAD NACIONAL DEL CALLAO**  
 Facultad de Ingeniería Eléctrica y Electrónica

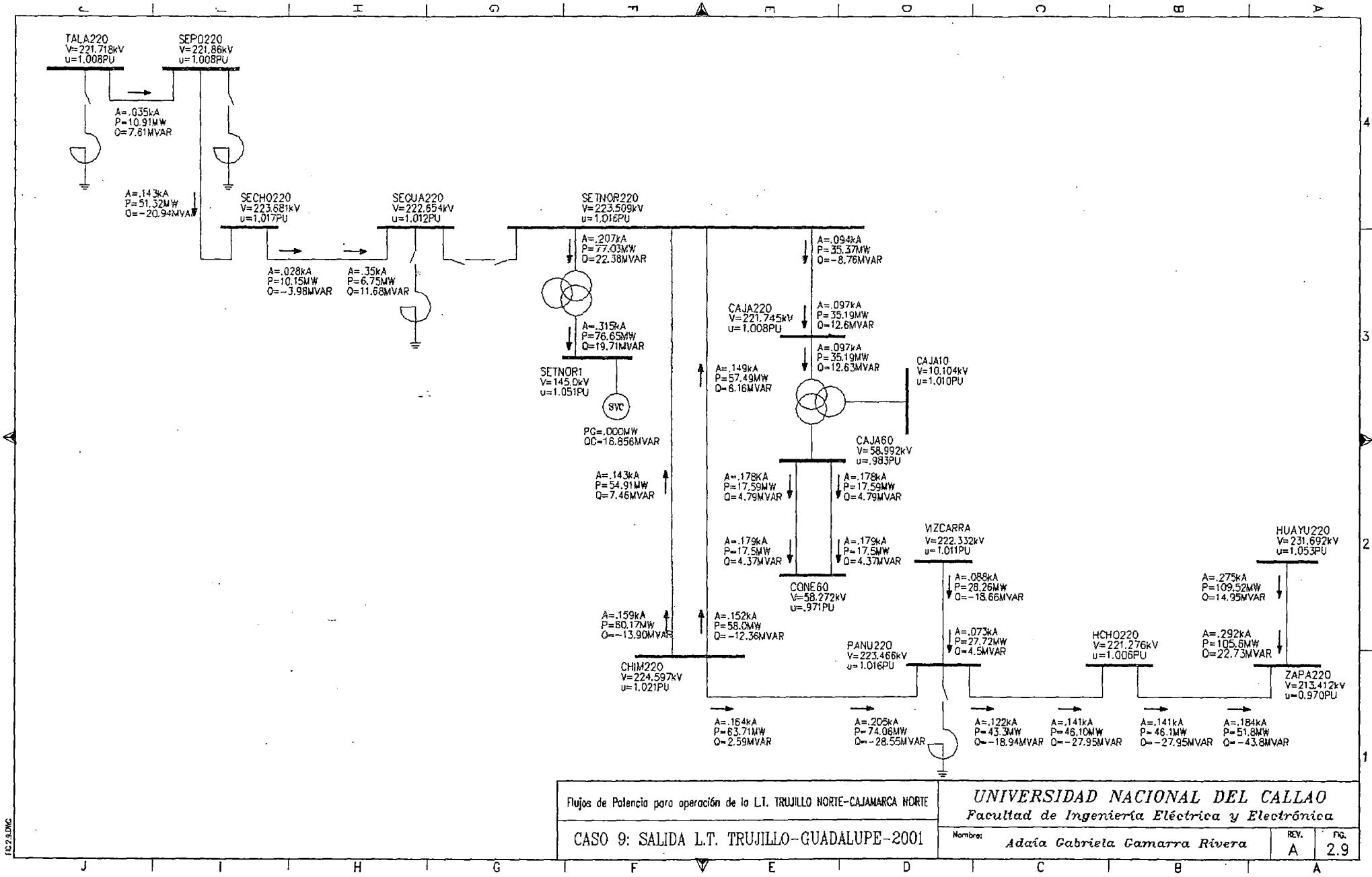
Nombre:	Adaía Gabriela Comarra Rivera	REV.	PG.
		A	2.7

FIG. 2.10.MG

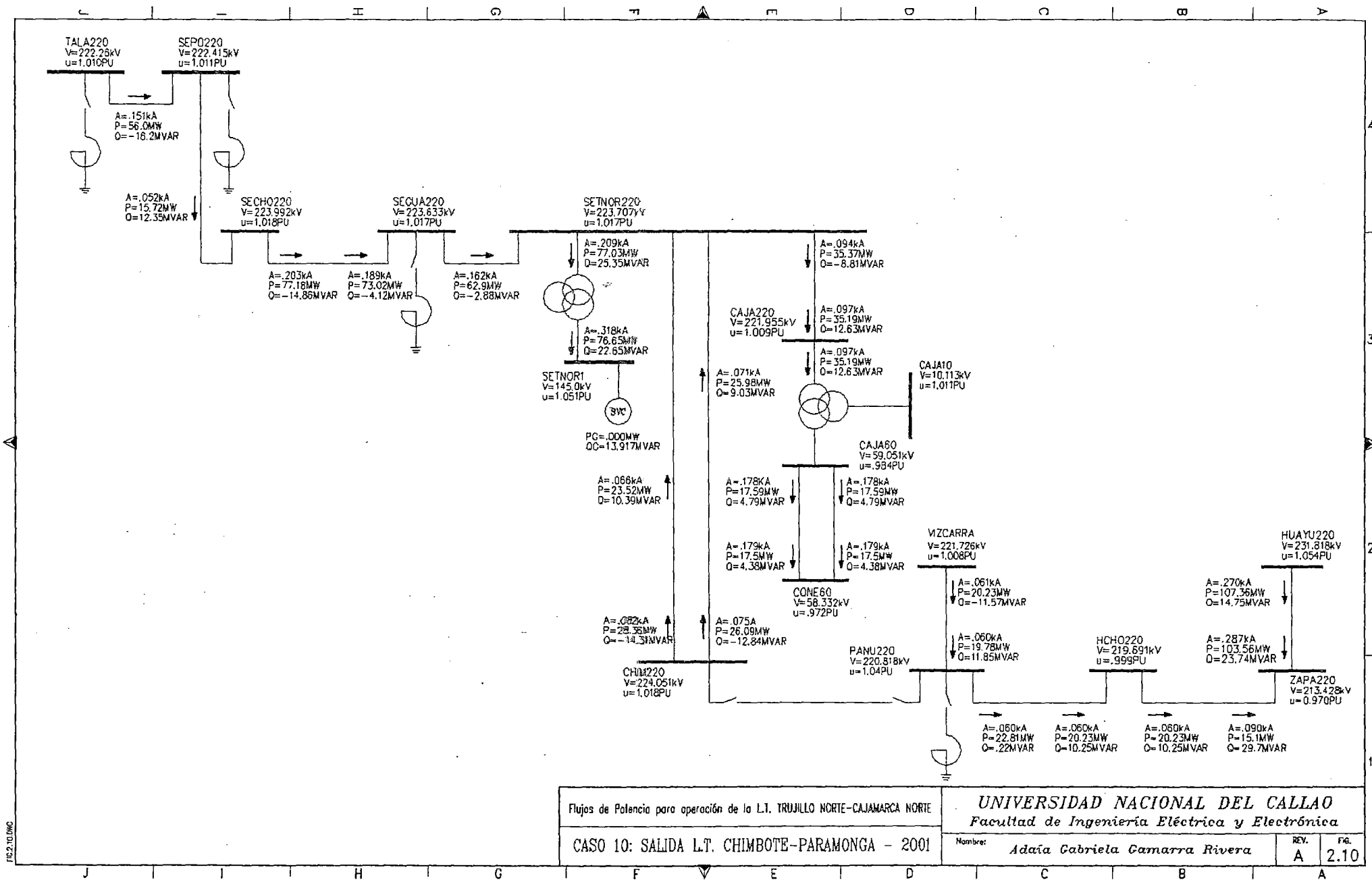


Flujos de Potencia para operación de la L.T. TRUJILLO NORTE-CAJAMARCA NORTE		<b>UNIVERSIDAD NACIONAL DEL CALLAO</b>	
		Facultad de Ingeniería Eléctrica y Electrónica	
CASO 8: PARALELO EN CAJAMARCA DESDE TRUJILLO-2001		Nombre: <i>Adaía Gabriela Gamarra Rivera</i>	REV. <b>A</b>
			FIG. <b>2.8</b>

1622.B.D.M.C



1023.DWG



Flujos de Potencia para operación de la L.T. TRUJILLO NORTE-CAJAMARCA NORTE

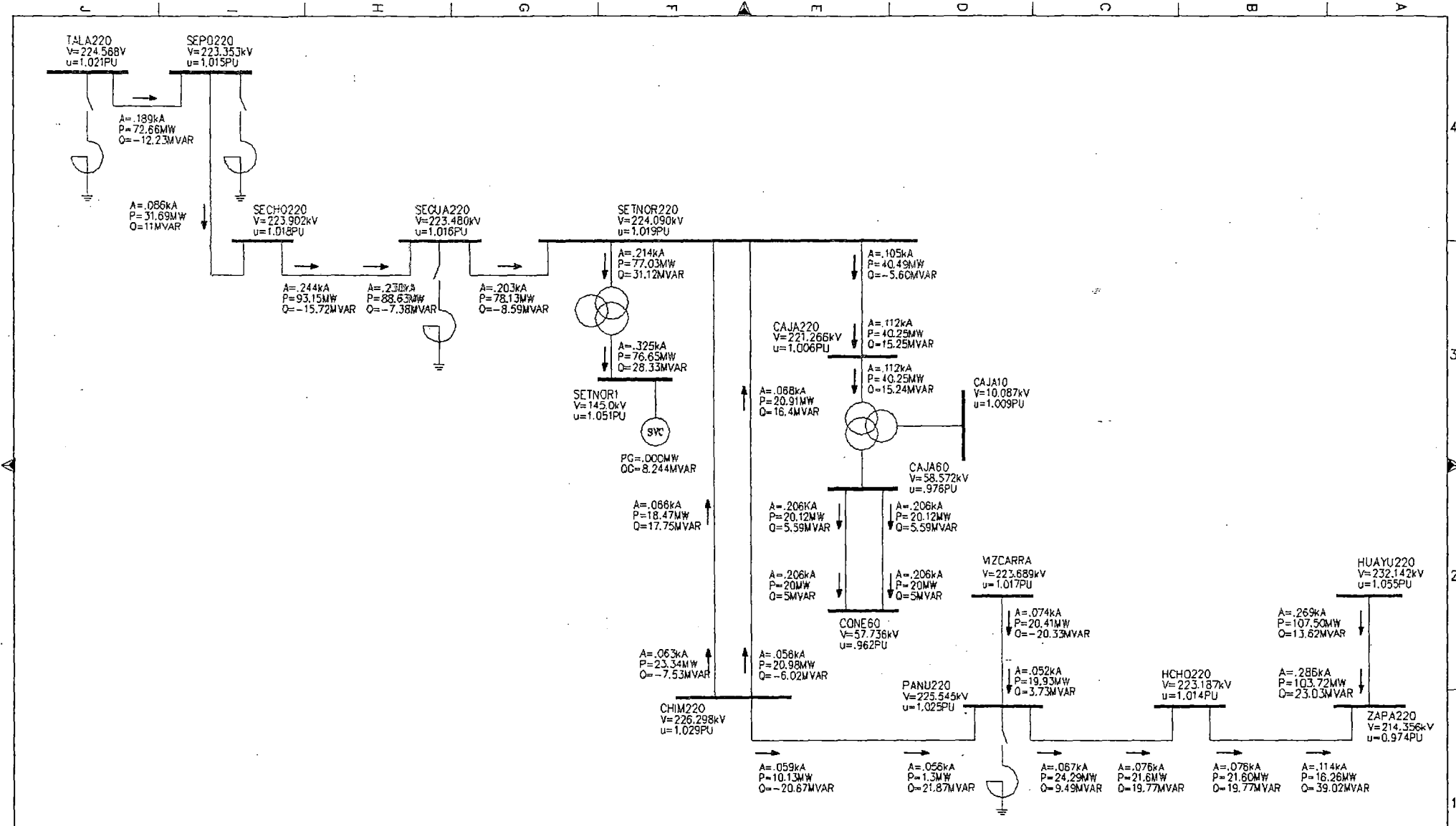
CASO 10: SALIDA L.T. CHIMBOTE-PARAMONGA - 2001

UNIVERSIDAD NACIONAL DEL CALLAO  
 Facultad de Ingeniería Eléctrica y Electrónica

Nombre: *Adaía Gabriela Camarra Rivera*

REV.	FOL.
A	2.10

FIC 2.10.DWG



Flujos de Potencia para operación de la L.T. TRUJILLO NORTE-CAJAMARCA NORTE		<b>UNIVERSIDAD NACIONAL DEL CALLAO</b> Facultad de Ingeniería Eléctrica y Electrónica	
CASO 11: CARGA EN CONENHUA 400MW, FP 0.97- 2001		Nombre:	Adaia Gabriela Camarra Rivera
REV.	FIG.	A	2.11

FE2.11.DWG



## ***Niveles de corriente de cortocircuito***

### **3.1 Introducción**

Para el cálculo de los niveles de corriente de cortocircuitos se ha considerado la configuración completa del Sistema Interconectado nacional para el año 2001.

Los resultados de las corrientes de cortocircuito se usarán en los cálculos de selectividad de las protecciones de sobrecorriente, en la verificación de las capacidades de ruptura de los interruptores de potencia y la clase de precisión de los transformadores de corriente destinado a las protecciones.

### **3.2 Conexiones a tierra de los neutros del sistema**

En los cálculos de niveles de corrientes de cortocircuito, es importante tener en cuenta las fuentes que originan las corrientes de cortocircuito entre fases y de fase a tierra.

En el caso de fallas entre fases sin contacto a tierra (trifásica y bifásica), las fuentes que alimentan a la falla son los generadores. En el caso de fallas con contacto a tierra, además de los generadores con neutro a tierra, también son fuentes de corrientes de secuencia cero, los puntos de conexión a tierra tal como sucede con las conexiones en estrella con neutro a tierra de los transformadores de potencia.

En el sistema eléctrico involucrado en el estudio, las puestas a tierra están definidas de la siguiente manera:

ante fallas en las líneas adyacentes, se está considerando equivalentes en dos puntos, ubicados en las barras de 220 kV de las SS.EE. Guadalupe (equivalente Norte) y Chimbote Nueva (equivalente Sur). Ver cuadro 3.1.

	MÁXIMA DEMANDA 2001		MÍNIMA DEMANDA 2001	
	SEGUA	SECHIM	SEGUA	SECHIM
<b>TRIFASICA</b>				
MVA	495.9316	535.733	446.5578	366.349
KA	1.3015	1.4059	1.1719	0.9614
R1	6.3221	11.1166	6.6729	18.3634
X1	97.3891	89.6569	108.179	130.832
<b>MONOFASICA</b>				
MVA	519.1	562.3	481.6	420.4
KA	1.3623	1.4756	1.2638	1.1032
R1	6.3221	11.1166	6.6729	18.3634
X1	97.3891	89.6569	108.179	130.832
R2	6.2862	13.3795	6.6599	22.6588
X2	99.5663	15.332	110.555	149.975
R0	5.4594	3.2363	5.4594	3.2369
X0	82.1839	61.7494	82.1839	61.748

Cuadro 3.1: Equivalente en las barras de 220 kV de las subestaciones Guadalupe y Chimbote Nueva

### 3.4 Criterios para los cálculos de los niveles de corrientes de cortocircuito.

A diferencia de los flujos de potencia, los niveles de corrientes de cortocircuitos deben ser calculados para las condiciones de operación extremas de la red. Por esta razón, se han considerado los siguientes casos:

- Condiciones de Máxima Demanda: Se ha tomado el despacho de generación para máxima demanda del mes de abril de 2001. Se han simulado fallas trifásicas y monofásicas considerando las reactancias sub transitorias de los generadores.
- Condiciones de Mínima Demanda en estiaje: Se ha tomado el despacho de generación para mínima demanda del mes de septiembre de 2001. Se han simulado fallas bifásicas y monofásicas considerando las reactancias transitorias de los generadores.

Las corrientes de cortocircuito se han calculado en las barras de 220, 60 y 10 kV involucradas en el estudio.

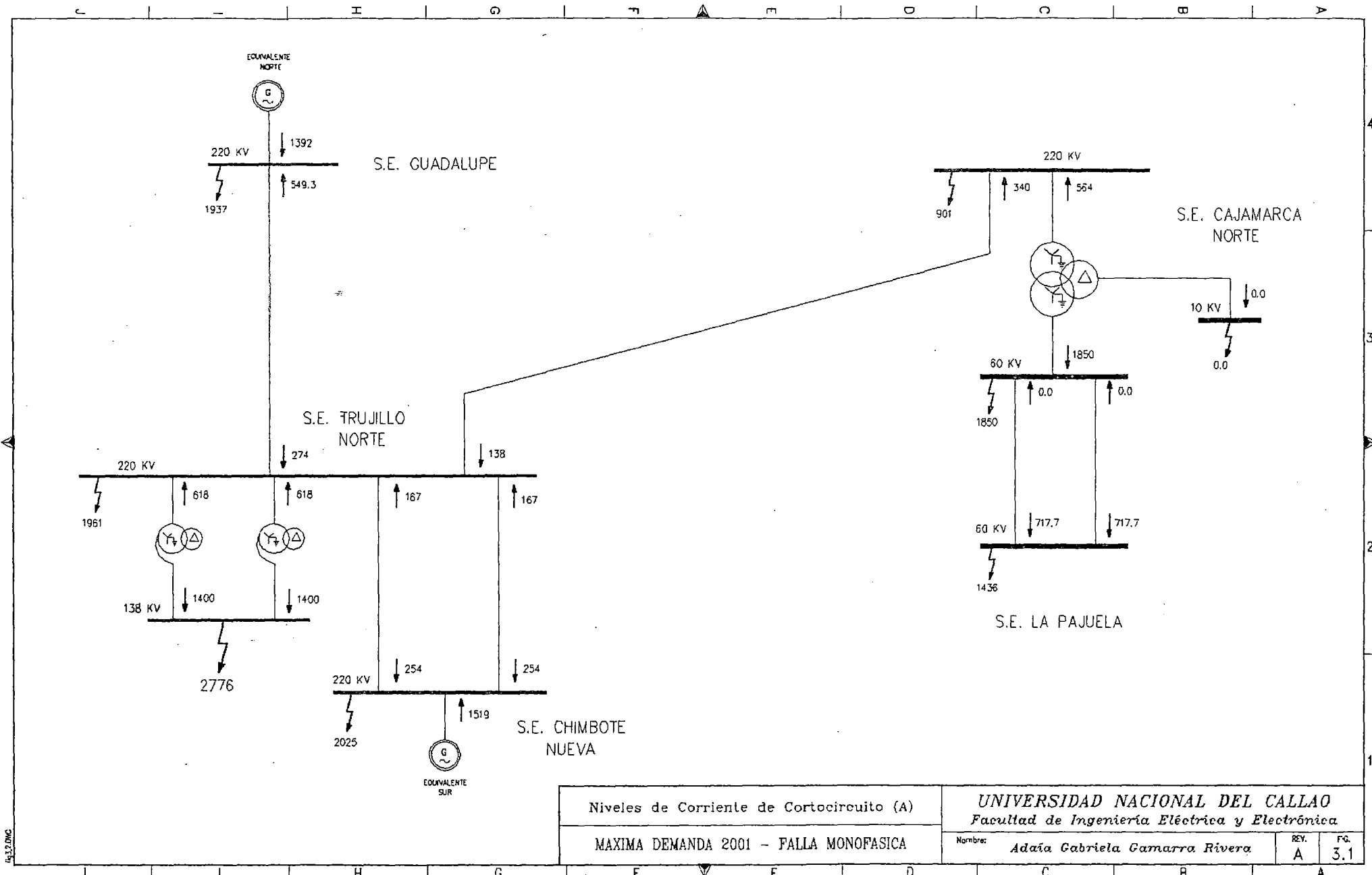
Asimismo, se han tomado en cuenta las siguientes consideraciones:

- La frecuencia del sistema es igual a 60 Hz.
- De acuerdo a las normas IEC 909 y VDE 0102, el método de cálculo efectuado es estacionario en el tiempo, es decir, la corriente de cortocircuito inicial se calcula sobre la base de una configuración conocida.

Los resultados se muestran en las figuras 3.1 al 3.4

### **3.5 Verificación de la capacidad de ruptura de los interruptores de potencia**

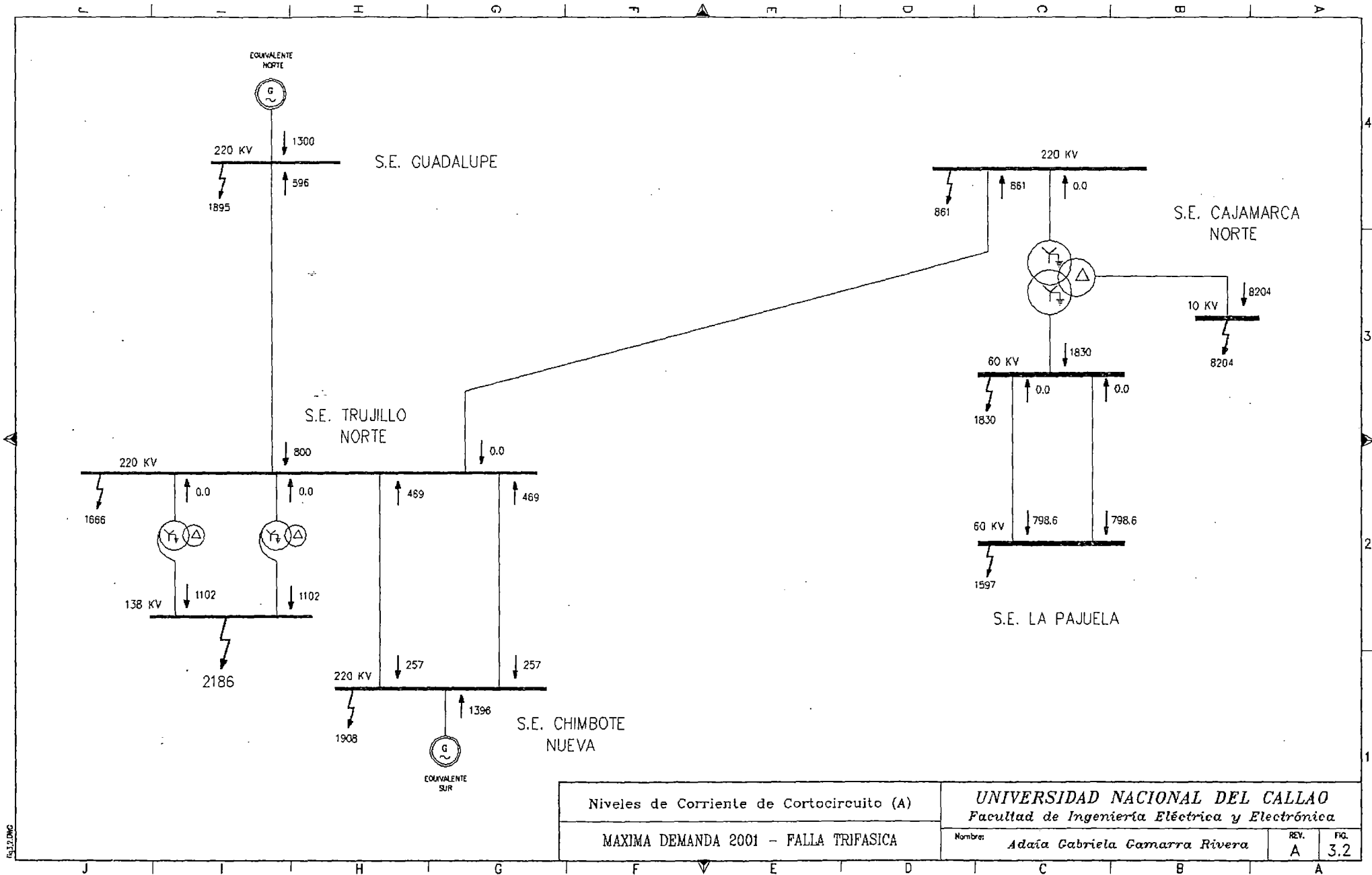
En el cuadro 1.7, se muestran las características técnicas de los interruptores de potencia. Una de las características que está necesariamente relacionado con los niveles de las corrientes de cortocircuito es la capacidad de ruptura (también denominado capacidad de cortocircuito o corriente de corte) y son valores normalizados de acuerdo a la norma europea IEC- 56 o la norma americana ANSI-C37-06.



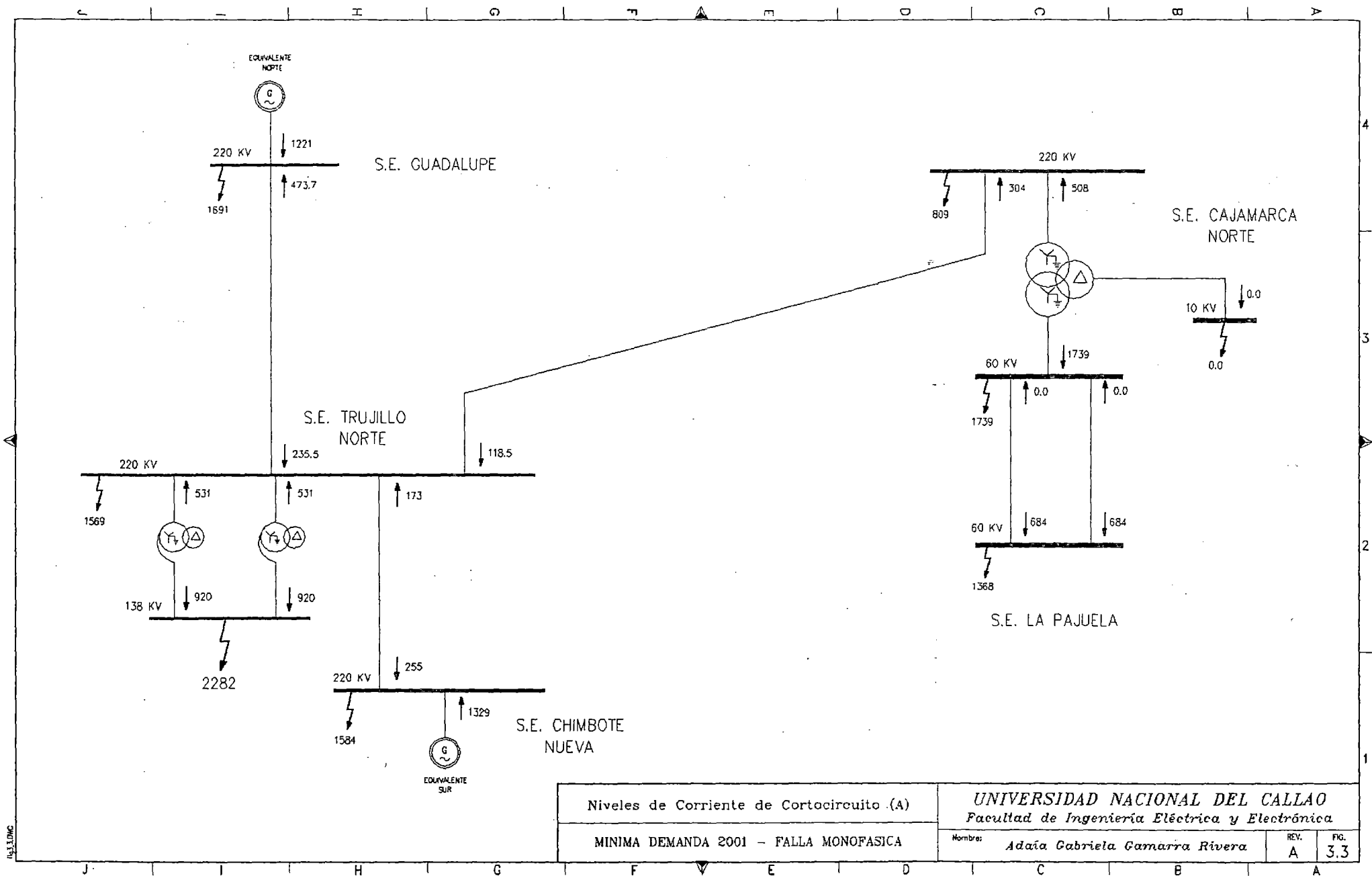
Niveles de Corriente de Cortocircuito (A)
MAXIMA DEMANDA 2001 - FALLA MONOFASICA

UNIVERSIDAD NACIONAL DEL CALLAO	
Facultad de Ingeniería Eléctrica y Electrónica	
Nombre:	Adaía Gabriela Gamarra Rivera
REV. A	FG. 3.1

54312.DWG



Niveles de Corriente de Cortocircuito (A)		UNIVERSIDAD NACIONAL DEL CALLAO	
MAXIMA DEMANDA 2001 - FALLA TRIFASICA		Facultad de Ingeniería Eléctrica y Electrónica	
Nombre:	Adaia Gabriela Camarra Rivera	REV.:	FIG.
		A	3.2



Niveles de Corriente de Cortocircuito (A)

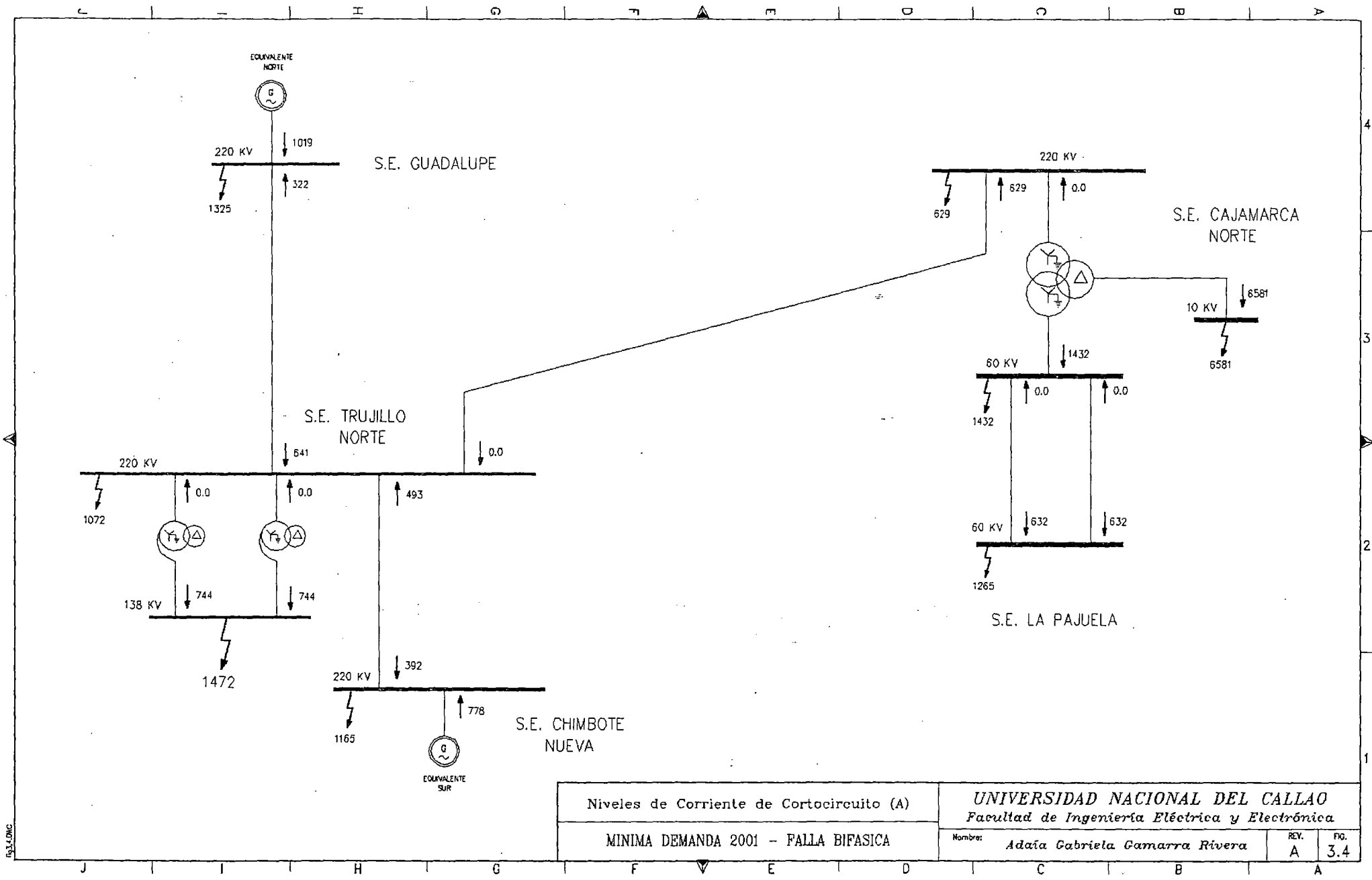
MINIMA DEMANDA 2001 - FALLA MONOFASICA

UNIVERSIDAD NACIONAL DEL CALLAO  
Facultad de Ingeniería Eléctrica y Electrónica

Nombre: *Adaía Gabriela Gamarra Rivera*

REV. A

FIG. 3.3



Niveles de Corriente de Cortocircuito (A)		UNIVERSIDAD NACIONAL DEL CALLAO	
MINIMA DEMANDA 2001 - FALLA BIFASICA		Facultad de Ingeniería Eléctrica y Electrónica	
Nombre:	Adaíza Gabriela Gamarra Rivera	REV:	A
		FIG:	3.4

19.3.10NC

Se puede observar que el interruptor de menor capacidad de ruptura es el que está ubicado en la subestación Cajamarca Norte con un valor igual 31.5 kA. La máxima corriente de cortocircuito en esta subestación es igual a 1.85 kA, valor mucho menor a lo precisado en el interruptor.

Luego de efectuar una comparación similar entre los niveles de corrientes de cortocircuito y las capacidades de ruptura de los interruptores, concluimos que no hay problemas de carencia de capacidad de ruptura en los interruptores de potencia antes indicados.

De existir algún problema en el interruptor en momentos de su operación ya sea por acción manual o por acción de los sistemas de protecciones en caso de fallas, podría deberse básicamente por falta de mantenimiento, por ejemplo, que se haya superado el número de operaciones permitido, algún punto con resistencia de contactos alta, etc.

### **3.6 Verificación de la clase de precisión de los transformadores de corriente dedicados a los sistemas de protecciones.**

Los transformadores de corriente dedicados a los sistemas de protecciones de acuerdo a la norma IEC-185 y ANSI C57.13, tienen una característica técnica especial que expresa la precisión y está relacionada principalmente a la curva de saturación.

Los datos técnicos de los transformadores de corriente se muestran en el cuadro 1.5, se puede observar que todos los transformadores de corriente tiene definidas sus clases de precisión de acuerdo a la norma IEC, es decir:

#1 P #2, donde:



#1: Porcentaje de precisión cuando la corriente alcanza el valor expresado por #2

P: Significa que el devanado esta diseñado para Protección

#2: Número de veces de la corriente nominal que el transformador puede soportar conservando el error en porcentaje expresado por #1. Este valor es que se debe comparar con los niveles de corrientes de cortocircuito.

De los cuadros antes indicados, se observa que los valores de corrientes de cortocircuito son inferiores al valor #2.

Como ejemplo, analizaremos al transformador de corriente ubicado en el lado de 220 kV:

Relación: 600/1 A

Clase : 5P20

De los valores de corriente de calculados, el máximo valor corresponde a la corriente de cortocircuito monofásico  $I_{falla} = 901 \text{ A}$

$\Rightarrow 901/600 = 1.5 \ll 20.$



## ***Estudio de coordinación del sistema de protección***

### **4.1 Introducción**

En el presente capítulo desarrollaremos los cálculos de coordinación del sistema de protecciones de la línea a 220 kV Trujillo Norte – Cajamarca Norte, el transformador de potencia de 220/60/10 kV y las líneas de 60 kV que unen las subestaciones Cajamarca Norte y La Pajuela del Complejo minero Yanacocha.

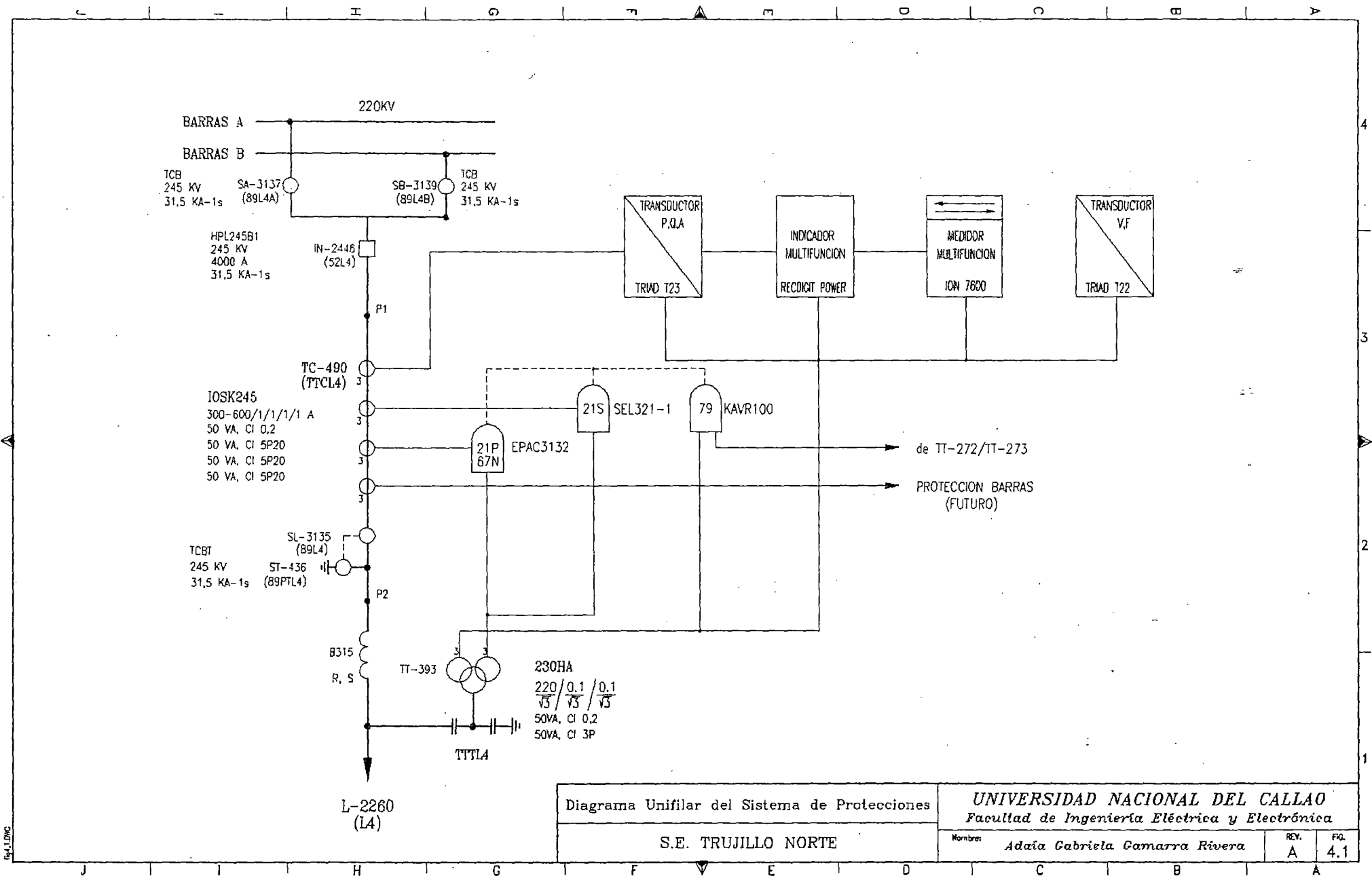
### **4.2 Descripción y criterios de cálculo de coordinación del sistema de protecciones**

#### **4.2.1 Línea de transmisión de 220 kV Trujillo Norte – Cajamarca Norte**

##### **A.- Relés de distancia (21P, 21S)**

Tal como se puede observar en los diagramas unifilares 4.1 y 4.2, la protección de la línea está compuesta por dos relés de distancia, uno de los cuales se denomina protección principal (21P) y el otro protección secundaria (21S). Como está previsto que ambas protecciones detecten la falla al mismo tiempo, en realidad se trata de dos protecciones redundantes en lo que a relés de distancia se refiere. Al ocurrir cualquier tipo de falla dentro de su primera zona de operación (Z1), ocasionará la operación de ambos relés (21P y 21S) los cuales ordenarán la apertura de los interruptores ubicados en ambos extremos de la línea.

Ambas protecciones cuentan con cuatro zonas de medición independientes



L-2260  
(L4)

Diagrama Unifilar del Sistema de Protecciones		UNIVERSIDAD NACIONAL DEL CALLAO Facultad de Ingeniería Eléctrica y Electrónica	
S.E. TRUJILLO NORTE		Nombre: Adaia Gabriela Gamarra Rivera	REV. A
			FIG. 4.1

Fig. 4.1.DWG

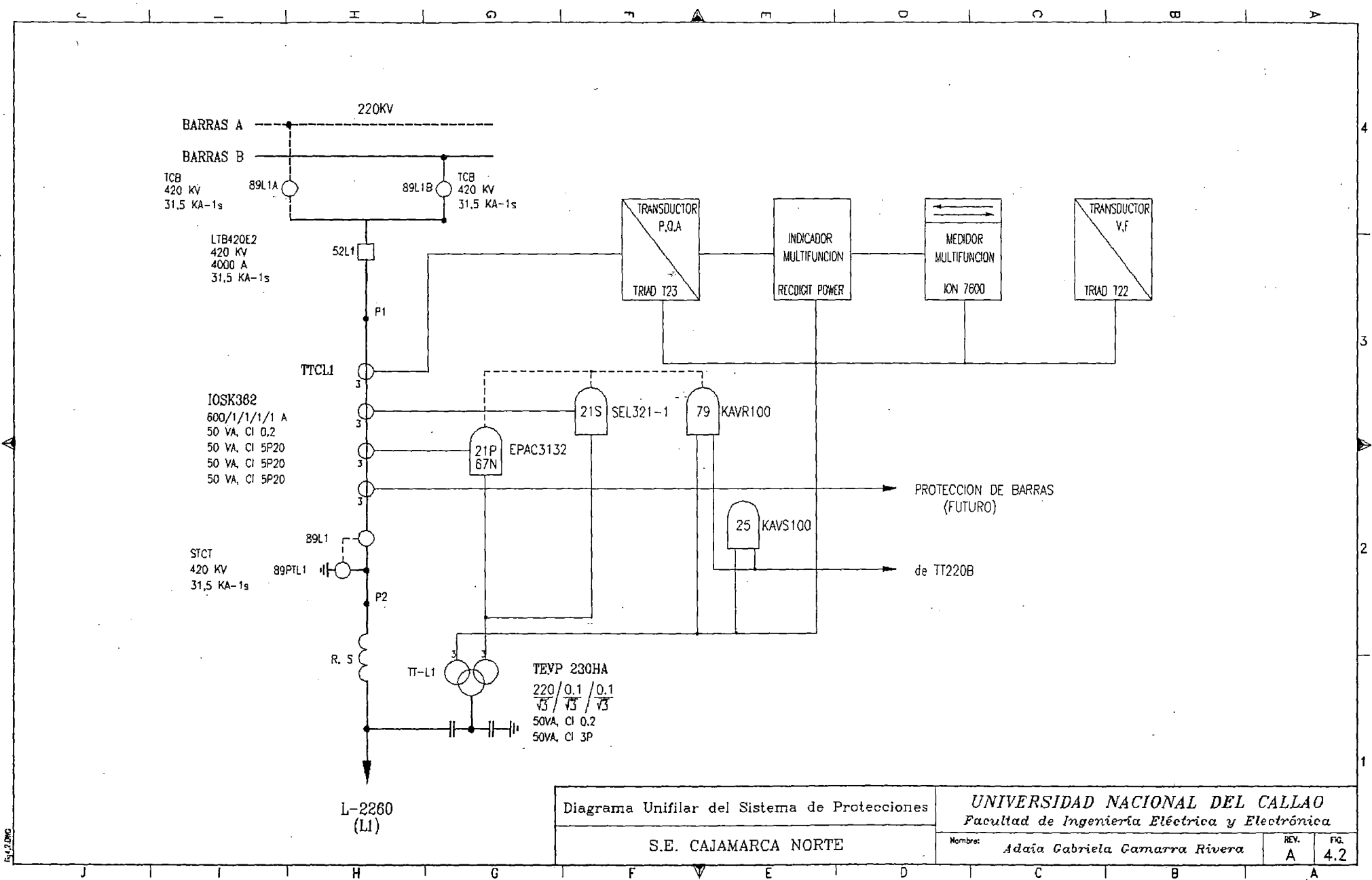


Diagrama Unifilar del Sistema de Protecciones

S.E. CAJAMARCA NORTE

UNIVERSIDAD NACIONAL DEL CALLAO  
Facultad de Ingeniería Eléctrica y Electrónica

Nombre: *Adaia Gabriela Camarra Rivera*

REV.	FIG.
A	4.2

E4-2.DWG

en lo referente a impedancia y tiempo.

#### B.- Relé de reenganche (79)

Para el uso de la filosofía de reenganche automático de los interruptores ante fallas transitorias en la línea, se cuenta con el relé de reenganche (79), el cual es activado por el cambio de posición de los contactos del interruptor y la operación de cualquiera de los relés de distancia (21P ó 21S), los cuales sólo lo activarán cuando las fallas ocurran en primera zona y sean monofásicas. El relé de reenganche al ser activado, luego de 0.5 s (tiempo que incluye el "tiempo muerto" ajustado en el relé de reenganche y el tiempo de apertura del interruptor), enviará una señal de cierre a su respectivo interruptor los cuales volverán a cerrar. Si la falla se ha extinguido durante los 0.5 s, el reenganche de los interruptores será exitoso y la línea quedará en servicio; si la falla no es eliminada durante los 0.5 s, se producirá la apertura trifásica definitiva de los interruptores inmediatamente después del reenganche.

Si por algún motivo las ordenes de los relés de distancia fueran distintas, el relé de reenganche sólo se iniciará con una orden de disparo monofásico y 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, el relé de reenganche quedará bloqueado y la apertura de los interruptores será en forma tripolar y definitiva. Cualquier orden de disparo trifásico posterior hará que el relé de reenganche se bloquee. De recibir el relé de reenganche ordenes con diferencia de tiempos, el tiempo muerto empieza a contar a partir de la primera orden. Está previsto que

cualquier anomalía del relé de reenganche o que simplemente este se encuentre fuera de servicio, el disparo de los relés de distancia será trifásico definitivo para cualquier tipo de falla.

#### C.- Unidad de sobrecorriente a tierra direccional (67N)

Como una protección complementaria a la protección de distancia para fallas a tierra con alta impedancia, se dispone de una unidad de sobrecorriente a tierra direccional (67N) en la protección principal 21P, que en caso de operar, la apertura de los interruptores de la línea será tripolar y en forma definitiva. La temporización ajustada en el relé 67N (200 ms) permite darle tiempo a la protección de distancia principal y secundaria para que eliminen las fallas y se cumpla el ciclo del reenganche monofásico.

#### D.- Esquema de teleprotección

El esquema de ayuda de la teleprotección establecido en ambos relés de distancia es el de “transferencia de disparo con subalcance permisivo” (PUTT), lo que permite que todas las fallas en la línea sean eliminadas en un tiempo de primera zona (ver fig. 4.3).

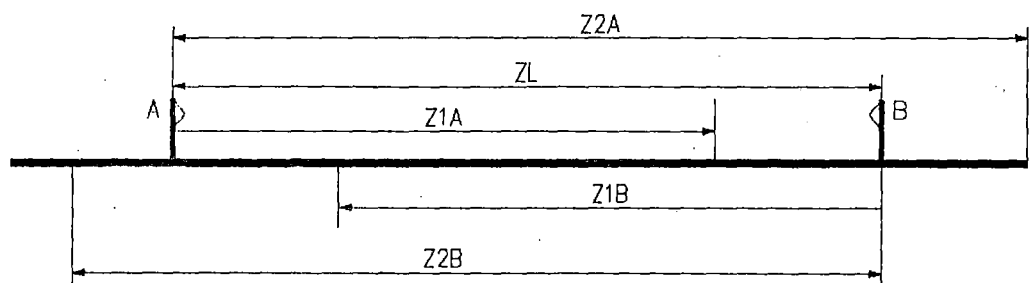
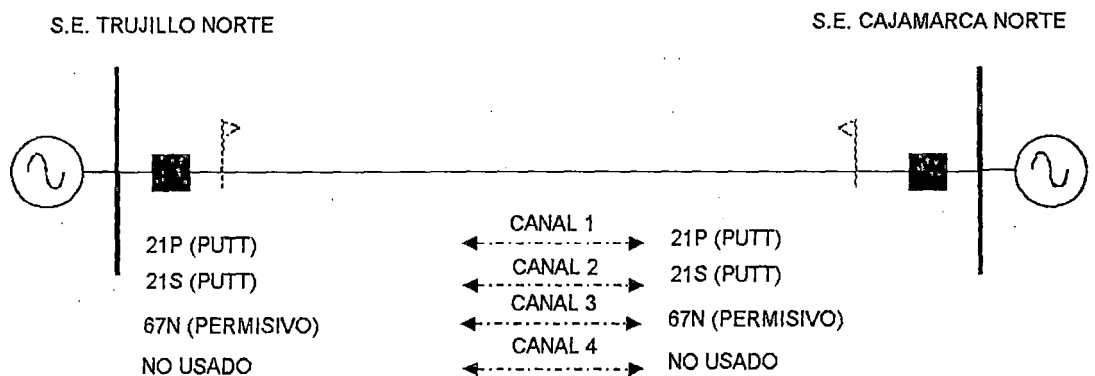


Fig. 4.3. Esquema de teleprotección “transferencia de disparo con sub alcance permisivo”

En la protección de respaldo (67N) se usa el esquema de comparación direccional permisivo, para evitar su operación con fallas externas, usando un canal de teleprotección independiente de las protecciones de distancia.

En la línea se dispone de cuatro canales de teleprotección de las cuales tres canales son usados por el sistema de protección descrito en los párrafos anteriores, quedando una canal libre para la protección de falla de interruptor que conjuntamente con la protección de barras se ha de implementar en el futuro en la subestación Cajamarca Norte.



#### 4.2.2 Transformador de potencia T1

En la fig. 4.4 se muestra el diagrama unifilar del sistema de protecciones del transformador de potencia de la S.E. Cajamarca Norte, el cual cuenta con la protección diferencial (87T) y como protecciones de respaldo los relés de sobrecorriente de fases y tierra no direccionales en los lados de 220, 60 kV. En el lado de 10 kV solamente se tiene activado la protección de sobrecorriente de fases debido a la conexión en triángulo del devanado.

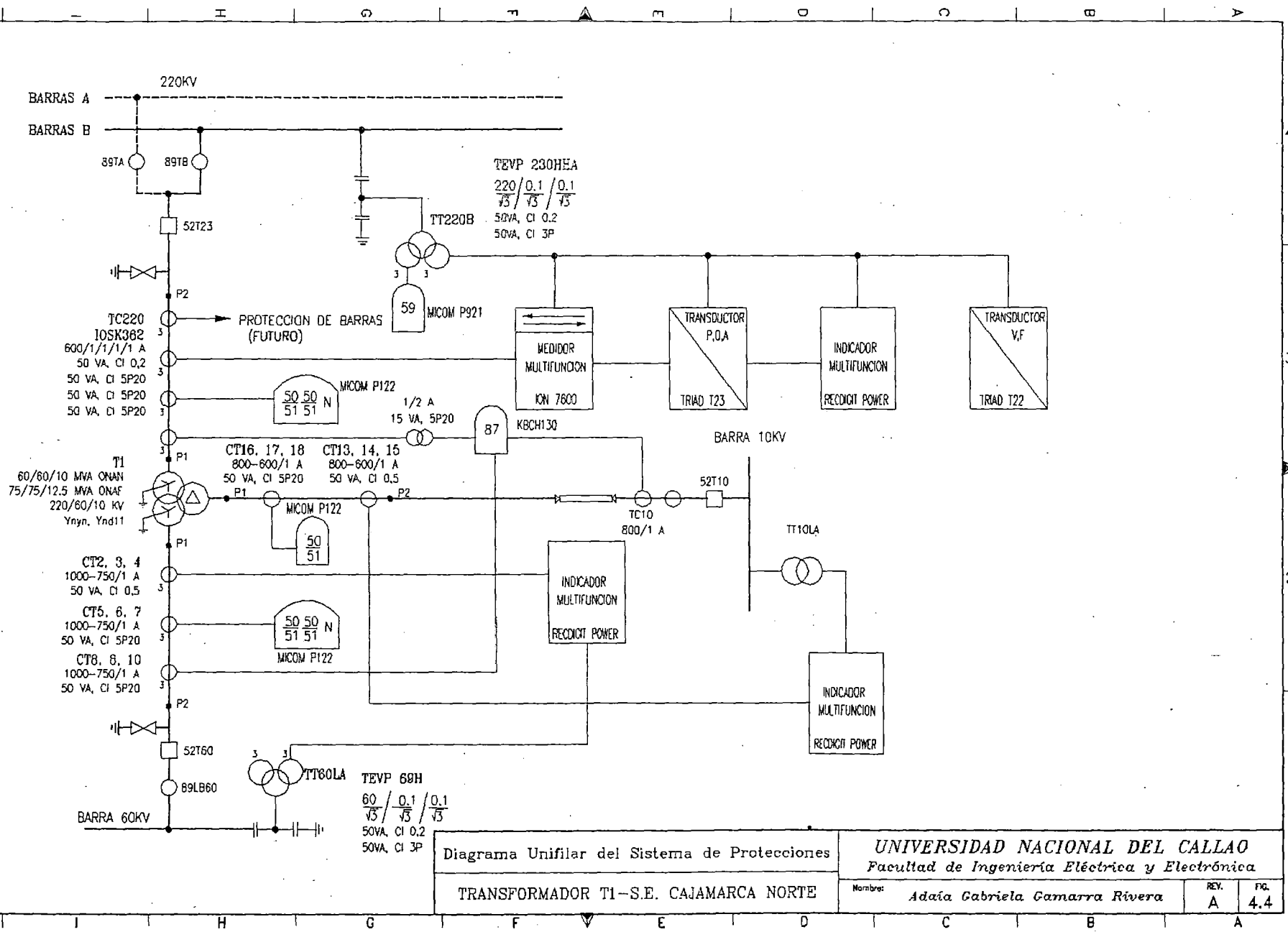


Diagrama Unifilar del Sistema de Protecciones

TRANSFORMADOR T1-S.E. CAJAMARCA NORTE

UNIVERSIDAD NACIONAL DEL CALLAO  
 Facultad de Ingeniería Eléctrica y Electrónica

Nombre:	Adaia Gabriela Gamarra Rivera	REV.	A	FIG.	4.4
---------	-------------------------------	------	---	------	-----

154.4.DWG



En la barra de 220 kV de la subestación Cajamarca Norte, se cuenta con protecciones de sobretensión con la finalidad de proteger el transformador de potencia ante eventuales sobretensiones de larga duración.

La protección diferencial es una de las protecciones más selectivas, su zona de operación se encuentra limitada por la ubicación de los transformadores de corriente que lo alimentan, en nuestro caso detectara las fallas que se produzcan tanto en el interior del transformador como en sus conexiones externas. Toda falla que ocurra dentro de su zona de operación será despejada de forma inmediata por los interruptores asociados a la protección, los cuales sacarán fuera de servicio al transformador de potencia. Los relés de sobrecorriente protegerán al transformador de potencia contra cortocircuitos externos y servirá de respaldo de la protección diferencial. Sus ajustes dependen de la configuración del sistema y necesariamente debe coordinar con otras protecciones similares. El objetivo de la coordinación es localizar la falla de manera que el dispositivo de protección más cercano sea el primero en operar, pero cada dispositivo de protección precedente aguas arriba de la fuente debe ser capaz, dentro de sus ajustes, proveer un respaldo y efectuar el despeje si la falla persiste.

Asimismo, el transformador cuenta con las protecciones propias como son: el relé buchholz, relés de temperatura de aceite y devanados y sistema de sobrepresión. Los cálculos de ajustes de estas protecciones no son parte del presente estudio debido a que los mismos son efectuados por el fabricante del transformador.

### 4.2.3 Líneas de 60 kV (L1 y L2)

En la fig. 4.5 se muestra el diagrama unifilar del sistema de protecciones de las líneas en 60 kV de la subestación Cajamarca Norte. Cada una de las líneas cuenta con una protección de distancia multifunción que tiene activadas las funciones de distancia (21P), sobrecorriente de fases (51) y sobrecorriente a tierra direccional (67N).

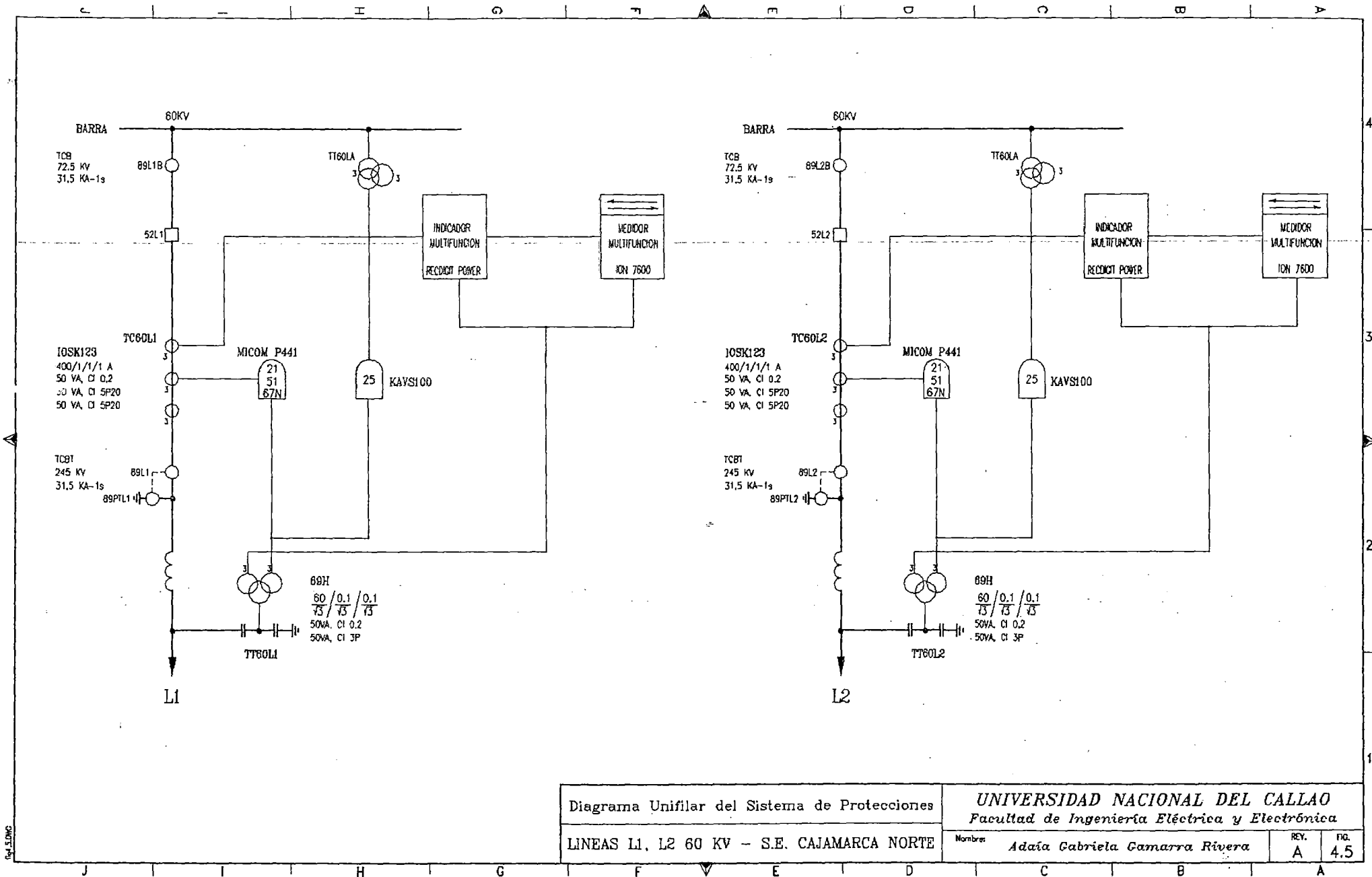
Para cualquier tipo de falla en las líneas se producirá la apertura trifásica definitiva de los interruptores debido a que estos son de operación tripolar y no está previsto implementar el esquema de reenganche trifásico por no contar con el apoyo de la teleprotección.

## 4.3 Tipos de protección

### 4.3.1 Protección de distancia principal de la línea de transmisión de 220 kV

La protección principal (21P) está compuesta por un relé de distancia numérico ALSTOM-EPAC 3132 diseñado para proveer protección rápida y selectiva ante fallas en las líneas de transmisión. La función principal de este relé es proveer protección de distancia con una característica poligonal que permite el ajuste independiente de la reactancia y la resistencia de falla, lográndose un mayor alcance y sensibilidad para las fallas con contacto a tierra que se produzcan en la línea.

El relé dispone de cinco zonas de protección independientes para ambos tipos de falla (fase-fase y fase-tierra). De los cuales la tercera zona puede ser orientada hacia delante o hacia atrás y la quinta zona siempre tiene dirección inversa.



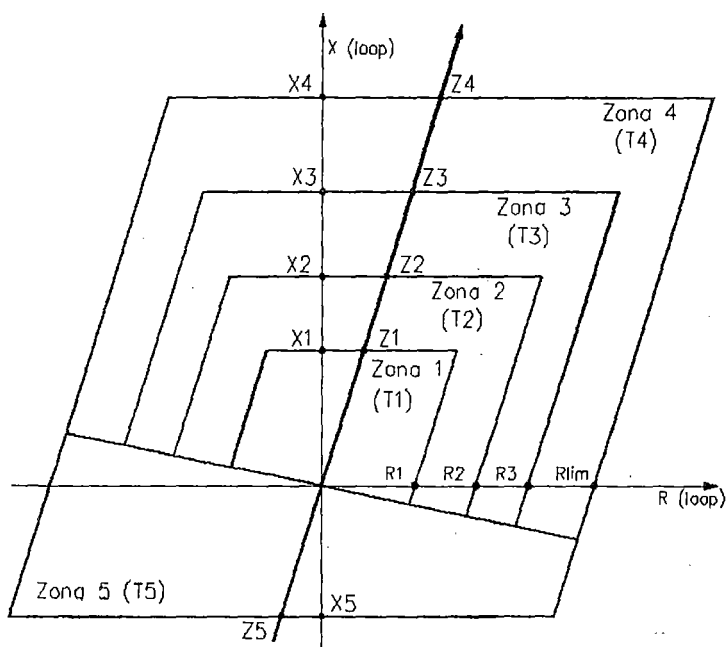


Fig. 4.6 Característica de operación fases – fase, fase – tierra, con ajuste de Zona 3 hacia delante, del relé EPAC 3132

A continuación haremos una breve descripción de las funciones adicionales habilitadas:

#### Función de falla de fusible

El relé EPAC efectúa un permanente monitoreo de las tensiones de alimentación alterna. Si estando la línea en servicio se produce la operación del interruptor termomagnético por falla en el circuito de tensión o en forma accidental por intervención del operador, el relé realiza lo siguiente:

- Inhibe todos los disparos del equipo de protección.
- Si la indicación de falla de fusible aun está presente cuando el temporizador configurable ha expirado, se usa una señal en el panel de alarmas confirmando la falla del fusible.

### Función de bloqueo de oscilaciones de potencia

El elemento de oscilación de potencia es usado para detectar alguna oscilación de potencia o pérdida de sincronismo próximo a la característica de operación de la unidad de distancia. Esta unidad previene de disparos indeseados por la unidad de distancia ante alguna perturbación en el sistema.

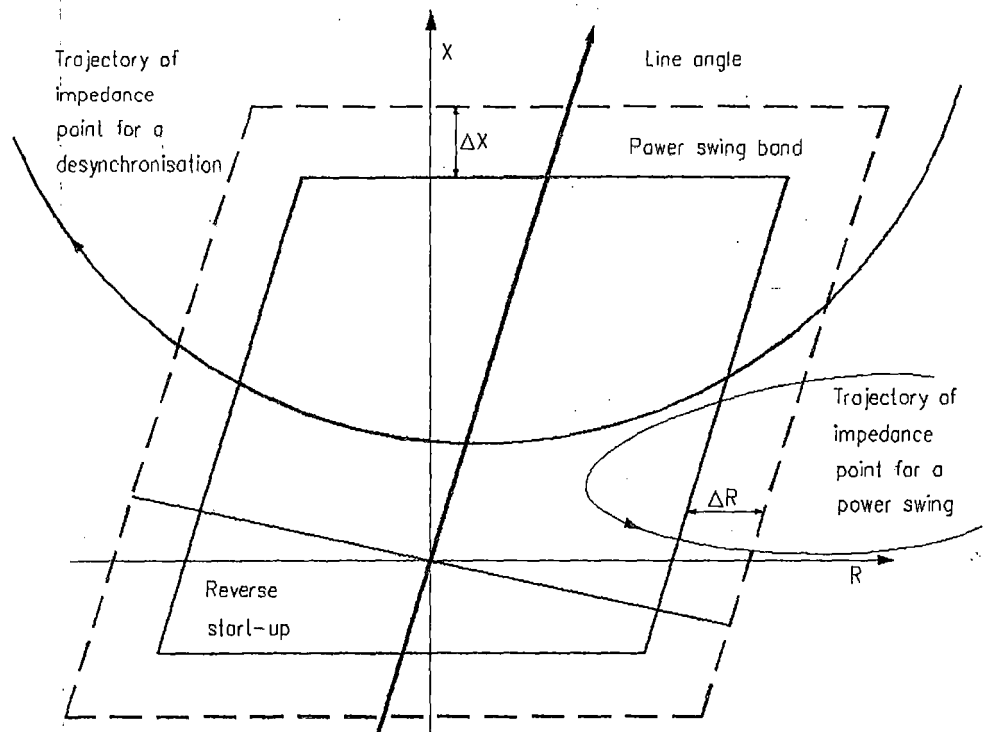


Figura 4.7 Oscilación de Potencia

Bajo las condiciones de operación radial que tendrá la L.T. Trujillo Norte – Cajamarca Norte no se presentarán problemas de oscilaciones de potencia. Sin embargo, considerando un flujo de potencia futuro en la línea (cuando se interconecte la central Carhuaquero), se han efectuado los cálculos correspondientes.

### Función de sobrecorriente a tierra direccional (67N)

Esta función, también llamada DEF (Directional Earth fault), es usada para

proteger a la línea contra fallas a tierra con alta impedancia las que generalmente no son detectadas correctamente por la protección de distancia. Esta protección usa lo siguiente:

- En modo de operación principal, una protección de comparación direccional,
- En modo de operación de respaldo, una protección de sobrecorriente de tiempo inverso o una protección de potencia de secuencia cero con característica de tiempo inverso.

En nuestro caso estamos usando en modo de operación principal: La protección de comparación direccional opera conjuntamente con dos protecciones remotas. El canal de comunicación es independiente al usado por los elementos de distancia.

La dirección de la falla es determinada por el ángulo entre la tensión y corriente residual.

#### Función de cierre sobre falla

Esta función evita el cierre del interruptor sobre una falla permanente. Al detectar un nivel de corriente que se ajusta a un valor mayor a la corriente capacitiva de la línea y el cambio de posición del interruptor se producirá un disparo trifásico definitivo en forma instantánea.

#### Otras funciones

El relé EPAC tiene otras funciones como la de sobretensión (59), mínima tensión (27), sobrecorriente de fases (50/51) y sobrecorriente de tierra (50N/51N). Estas funciones no se han habilitado porque consideramos que no son necesarias en la protección de la L.T. Trujillo Norte – Cajamarca

Norte.

Mayor información sobre las características del relé se podrá encontrar en el manual Commissioning and Maintenance Guide MS/M 1.6882-B (EPAC 3100/3500 Versión V5E Numerical Distance Relay).

#### 4.3.1.1 Cálculos de ajustes de la protección de distancia principal 21P

MARCA : ALSTOM  
 MODELO : EPAC 3132  
 S.E : Trujillo Norte, Cajamarca Norte  
 Línea protegida : Trujillo Norte – Cajamarca Norte  
 Identificación : 21PL4 (Trujillo Norte)  
 21PL1 (Cajamarca Norte)

##### a) Características de la línea

Longitud de la línea : 137.0 Km

Parámetros de la línea ( $\Omega$ ). Lado Primario

- Secuencia positiva : 72.5273  $\angle$ 83.66°
- Secuencia homopolar : 214.4899  $\angle$ 79.21°

Relación del transformador de tensión:  $kV_1/kV_2 = (220/\sqrt{3})/(0.1/\sqrt{3}) = 2200$

Relación del transformador de corriente:  $I_1/I_2 = 600/1 = 600$

Relación de impedancia :  $K_z = (kV_1/kV_2)/(I_1/I_2) = 2200/600 = 3.6667$

Parámetros de la línea ( $\Omega$ ). Lado Secundario

- Secuencia positiva : 19.78  $\angle$ 83.66°
- Secuencia homopolar : 59.49  $\angle$ 79.21°

##### b) Alcances de las zonas de protección

Zona 1:

El ajuste de la primera zona cubrirá el 90% de la línea protegida (se está considerando esquema de teleprotección PUTT):

$$Z1 = 0.9 \times 19.78 = 17.80 \Omega$$

Zona 2:

La segunda zona debe ser ajustada al 130% de la impedancia de la línea protegida, lo que nos asegura la cobertura total de la línea.

$$Z2 = 1.3 \times 19.78 = 25.71 \Omega$$

Zona 3:

La tercera zona debe ser ajustada al 180% de la impedancia de la línea protegida. El relé ubicado en Trujillo Norte no tiene ningún problema de sobrealcances porque se tiene el transformador de potencia en Cajamarca Norte. El alcance del relé ubicado en la subestación Cajamarca Norte esta llegando hasta el 98% de la línea Trujillo Norte – Guadalupe que es la línea más corta adyacente sin considerar el efecto “infeed” ocasionados por la contribución a la falla desde Chimbote y autotransformadores de potencia de Trujillo Norte.

$$Z3 = 1.8 \times 19.78 = 35.60 \Omega$$

Zona 4:

La cuarta zona no debe sobrepasar la impedancia del transformador de potencia de la subestación Cajamarca Norte para el relé ubicado en Trujillo Norte y la impedancia de los autotransformadores de Trujillo Norte para el caso del relé ubicado en Cajamarca Norte.

$$Z4 = 2.2 \times 19.78 = 43.52 \Omega$$



Zona 5:

Esta zona está orientada hacia atrás, es decir, detecta las fallas que se producen en la barra de 220 kV.

Según el fabricante, debe ser mayor o igual al 20% de  $R_{lim}$ . En el acápite (d.3) se determina que el valor de  $R_{lim}$  es igual a  $74 \Omega$

$$Z5 = 0.5 \times 19.78 = 9.89 \Omega, \text{ se selecciona } 10 \Omega$$

c) Ajustes de los temporizadores

En general, los tiempos de ajuste de las zonas de respaldo deben ser coordinados con los tiempos de las protecciones de respaldo del resto del sistema.

- De la zona 1,  $T1 = 0.0 \text{ ms}$
- De la zona 2,  $T2 = 400 \text{ ms}$
- De la zona 3,  $T3 = 800 \text{ ms}$
- De la zona 4,  $T4 = 1500 \text{ ms}$
- De la zona 5,  $T5 = 2000 \text{ ms}$

d) Alcance resistivo de las zonas de protección

El alcance resistivo debe ser un valor que permita cubrir un valor considerable de resistencia de falla sin interferir con la impedancia de carga. Con la finalidad de estimar el alcance resistivo, a continuación vamos a calcular los valores de resistencia siguiendo el procedimiento indicado por el fabricante.

d.1) Cálculo de la resistencia de falla a tierra ( $R_{1m}$ ):

$$R_{1m} = R_{\text{arco}} + R_{\text{torre}} \dots (1)$$

Donde:

$R_{1m}$  : Alcance resistivo para fallas a tierra de la zona 1

$R_{\text{arco}}$  : Resistencia de arco

$R_{\text{torre}}$  : Resistencia de puesta a tierra = 25  $\Omega$

Haciendo uso de la formula aceptada para estimar la resistencia de arco, se tiene:

$R_{\text{arco}} = 76 \cdot V^2 / S_{sc}$  ... (2) (Ref. "Distance protection aspects of transmission lines equipped with series compensation capacitors", Clint T. Summers)

Donde:

$V$  : Tensión de línea en kV

$S_{sc}$  : Potencia de cortocircuito en KVA

Si :  $S_{sc} = 598$  MVA falla 1 $\phi$  en Trujillo Norte (SETNOR), mínima demanda

$S_{sc} = 308$  MVA falla 1 $\phi$  en Cajamarca Norte (SECANOR), mínima demanda

De estos dos valores de corrientes de cortocircuito, el mas desfavorable es el producido en SECANOR. En consecuencia, la resistencia de arco la calcularemos con la potencia de 308 MVA, es decir:

$$\Rightarrow \text{De (2)} \quad R_{\text{arco}} = 76 \times 220^2 / 308000 = 11.94 \Omega$$

$$\text{De (1)} \quad R_{1m} = 11.94 \Omega + 25 \Omega = 36.94 \Omega$$

En el lado secundario será :  $R_{1m} = 10.0 \Omega$

#### d.2) Cálculo de la resistencia para fallas entre fases ( $R_{1b}$ ):

Este valor puede ser estimado solamente considerando la sumatoria

de la resistencia de la línea y la resistencia de arco, es decir:

En el lado primario:  $7.5 + 11.94 = 19.44 \Omega$

En el lado secundario  $R_{1b} = 5.3 \Omega$

d.3) Cálculo del límite de arranque resistivo ( $R_{lim}$ ):

Considerando la potencia a transmitir por la línea igual a 130 MVA

(futuro):

$$\Rightarrow Z = (0.9 \text{ kV})^2 / \text{MVA} = (0.9 \times 220)^2 / 130 = 301.57 \Omega$$

En el lado secundario será:  $Z = 82.23 \Omega$

El alcance máximo de la resistencia  $R_{lim}$  debe ser hasta un 10% menos de la impedancia de carga, es decir:

$$R_{lim} = 0.9 \times 82.23 = 74 \Omega$$

De los cálculos anteriores podemos concluir que se tiene bastante margen para el ajuste del alcance resistivo de cada uno de los escalones.

Para la subestación Trujillo Norte podemos optar por considerar el alcance resistivo para todos los escalones igual a un 40% de la impedancia de carga y para la subestación Cajamarca Norte a un 60%, esta última debido a la poca contribución de corrientes de secuencia cero del lado de Yanacocha, en consecuencia:

$$\text{Trujillo Norte} \quad R = 0.4 \times 74 = 29.6 \Omega, \text{seleccionamos } R = 30 \Omega$$

$$\text{Cajamarca Norte} \quad R = 0.6 \times 74 = 44.4 \Omega, \text{seleccionamos } R = 44.4 \Omega$$

En las figuras 4.8 y 4.9 se muestran las características de operación con los alcances calculados. Se debe recalcar que sólo se muestran una representación lineal, es decir no se están graficando los efectos de las alimentaciones intermedias, los cuales modifican considerablemente las

magnitudes de las impedancias "vistas" por la unidad de distancia.

e) Parámetros de teleprotección

El esquema de teleprotección seleccionado será: Subalcance permisivo.

El tipo de disparo seleccionado es: Disparo monofásico para la primera zona y disparo trifásico para las otras zonas.

f) Función de sobrecorriente a tierra direccional (67N)

Los principales ajustes son:

Umbral de tensión residual : 0.02 Vn

Umbral de corriente residual : 0.1 In

Tipo de disparo : Trifásico

Canal de teleprotección independiente

Esquema de disparo : Permisivo

Tiempo de operación : 200 ms

Los ajustes umbrales son bastante sensibles, lo cual permite detectar fallas a tierra de alta impedancia.

La zona de operación tiene ajuste de fábrica:  $-14^\circ \leq \theta \leq +166^\circ$  (giro antihorario)

g) Parámetros de falla fusible

La información de falla de fusible seleccionado, es través del cálculo interno de la ecuación característica de corriente y tensión, es decir sí:

- La tensión residual Vr está por debajo de un valor umbral predefinido de 0.75 Vn,
- Las corrientes de secuencia negativa y cero (I<sub>0</sub>, I<sub>2</sub>) están por encima de un valor umbral seleccionado en 0.05 In

- La corriente de línea está por encima de un valor umbral fijo de  $2.5I_n$

La temporización seleccionada para emitir una alarma es de 5 s

h) Función de bloqueo por oscilaciones de potencia

El ancho de banda necesario para determinar la presencia de una oscilación de potencia está dada por la ecuación:

$$\Delta P = 0.00785 \cdot F \cdot (4R_{lim}^2 + X_{res}^2) / X_{res}$$

Donde:

F : Frecuencia de oscilación de potencia.

R lim : Resistencia límite de la característica.

Xres : Impedancia de la red correspondiente a la suma de los alcances hacia delante y hacia atrás.

Siendo:

$$F = 5 \text{ Hz}$$

$$R_{lim} = 30 \Omega \text{ (Trujillo Norte)}, 44.4 \Omega \text{ (Cajamarca Norte)}$$

$$X_{res} = (X_4 + X_5) = (43.53 + 10) = 53.53 \Omega$$

De la ecuación:

$$\Delta P = 4.74 \Omega \Rightarrow \text{Seleccionamos } \Delta P = 5 \Omega \text{ (Trujillo Norte)}$$

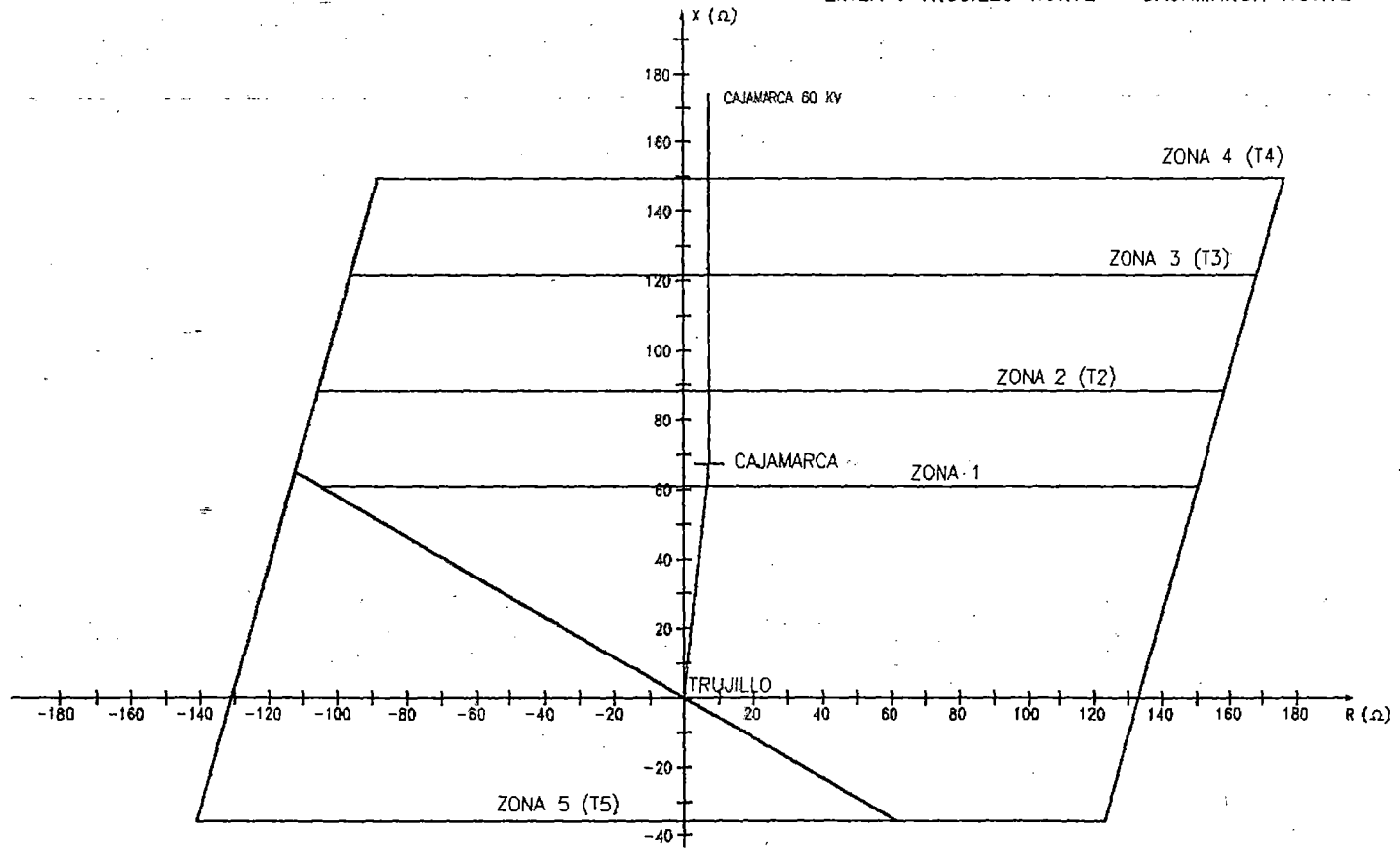
$$\Delta P = 7.88 \Omega \Rightarrow \text{Seleccionamos } \Delta P = 8 \Omega \text{ (Cajamarca Norte)}$$

En las figuras 4.8 y 4.9 se muestran las características de operación del relé EPAC ubicados en la subestación Trujillo Norte y Cajamarca Norte y en el Anexo 1 los cuadros de ajustes correspondientes.

Con la finalidad de verificar los alcances de las zonas, se ha calculado la impedancia "vista" por el relé de Trujillo para fallas en la barra de 60 kV.

S.E. : TRUJILLO NORTE

LINEA : TRUJILLO NORTE - CAJAMARCA NORTE



Característica de Operación

RELE DE DISTANCIA EPAC 3132

UNIVERSIDAD NACIONAL DEL CALLAO  
Facultad de Ingeniería Eléctrica y Electrónica

Nombre:

Adaía Gabriela Camarra Rivera

REV.

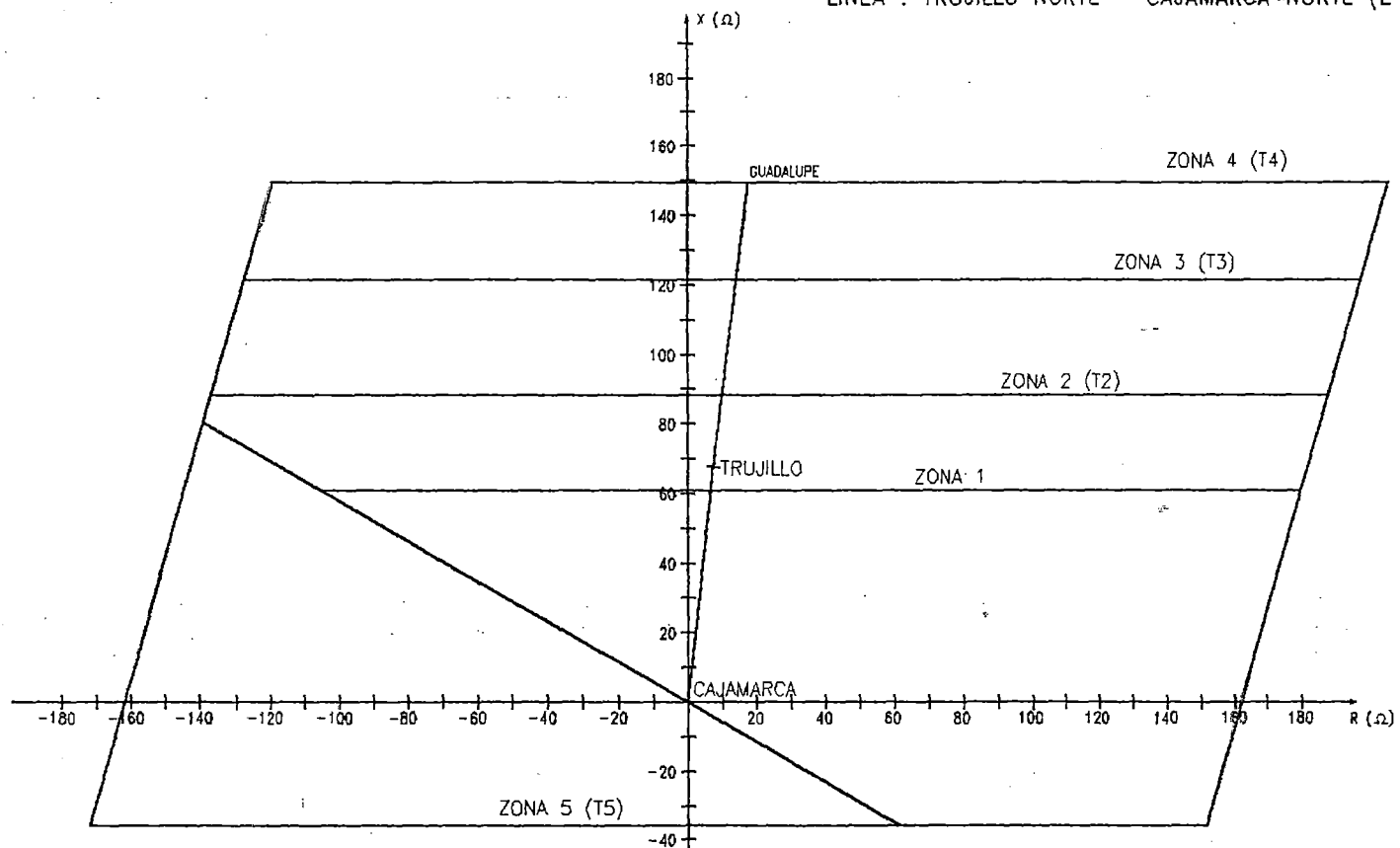
A

FIG.

4.8

S.E. : CAJAMARCA NORTE

LINEA : TRUJILLO NORTE - CAJAMARCA NORTE (L-2260)



Característica de Operación

RELE DE DISTANCIA EPAC 3132

UNIVERSIDAD NACIONAL DEL CALLAO  
Facultad de Ingeniería Eléctrica y Electrónica

Nombre: *Adaia Gabriela Gamarra Rivera*

REV.  
A

FIG.  
4.9

Para falla trifásica la impedancia tiene un valor de  $169 \Omega$  y para fallas a tierra  $154 \Omega$ , se puede ver que ambos valores están fuera de los alcances del relé tal como previsto.

Igualmente, la impedancia “vista” por el relé de Cajamarca para una falla monofásica muy cercana a Trujillo es de  $81 \Omega$ , valor que cae dentro de la segunda zona, la cual es acelerada por la teleprotección despejando las fallas monofásicas en tiempos de primera zona tanto en Trujillo como en Cajamarca.

#### 4.3.2 Protección de distancia secundaria de la línea de transmisión de 220 kV

La protección de distancia secundaria 21S esta compuesta por un relé de distancia de tecnología digital modelo SEL-321-1 de Schweitzer Engineering Laboratories, Inc. Para fallas entre fases cuenta con cuatro zonas mho (figura 4.10) y para fallas a tierra puede ser seleccionada entre tipo “Mho”, “Poligonal” o ambas (figura 4.11). La característica de operación poligonal provee una alta sensibilidad para fallas a tierra de alta impedancia, con compensación de corriente de carga que previene el sub y sobrealcance. Posee cuatro zonas de protección de distancia de fase y tierra y cualquiera de las zonas puede ser ajustada con dirección “directa” o dirección “inversa” con elementos independientes para las funciones de protección de fases y de tierra y polarización por memorización de secuencia positiva, así mismo tiene temporizadores internos y ajustables para las protecciones de zonas 2, 3 y 4, tanto para la protección de fase como para la protección de tierra; elementos independientes para detección de sobrecorriente temporizados de fase, de secuencia negativa y corriente residual, con cuatro niveles de



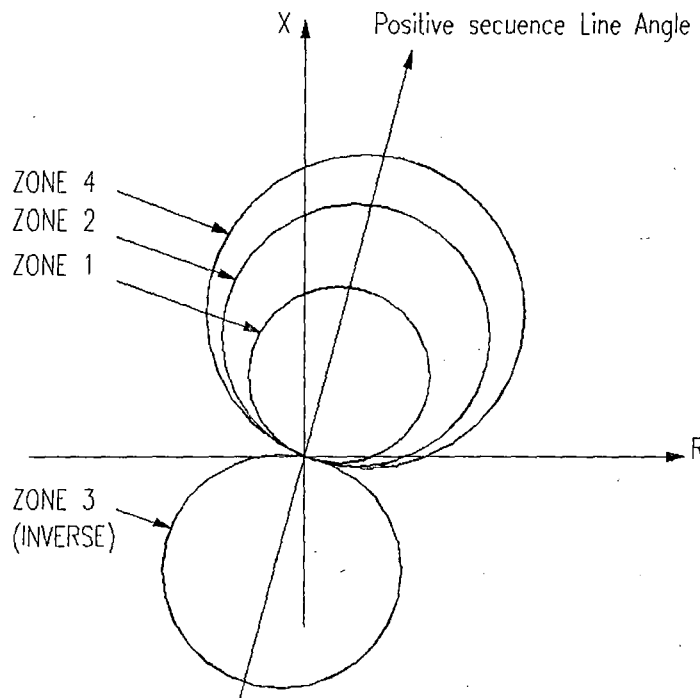


Fig. 4.10 Three-Phase and Phase-Phase Distance Characteristics

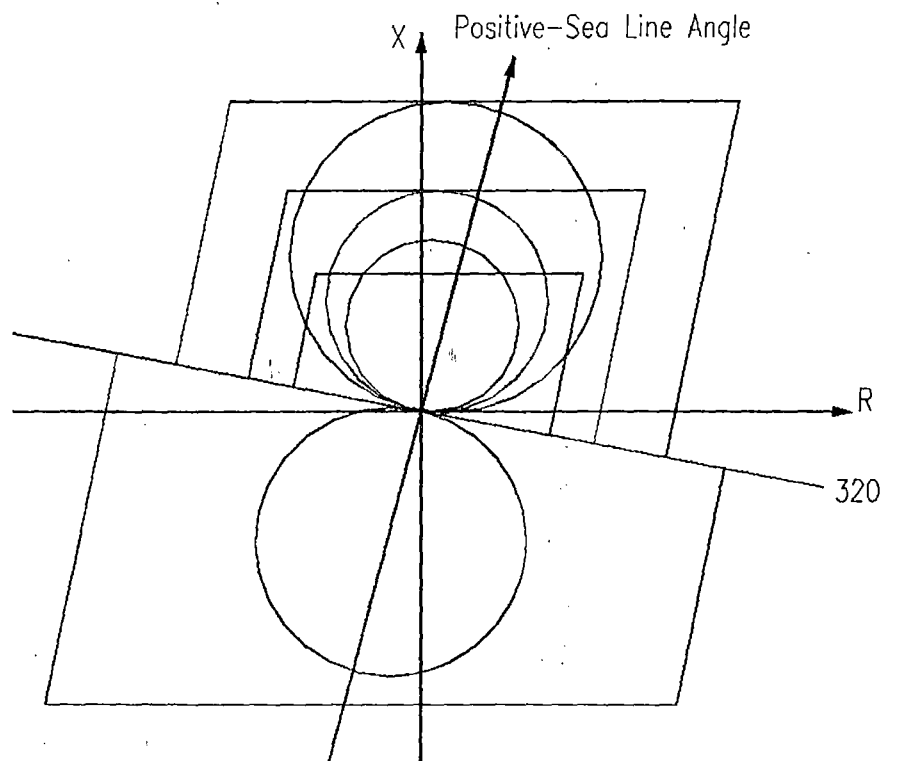


Fig. 4.11 Ground Distance Characteristics

sobrecorriente instantáneo y de tiempo definido para corrientes de secuencia negativa y residual.

Adicionalmente, cuenta con la función de bloqueo del elemento de distancia por oscilaciones de potencia en el sistema eléctrico (OSB). Esta lógica usa dos polígonos concéntricos, tal como se muestra en la figura 4.12.

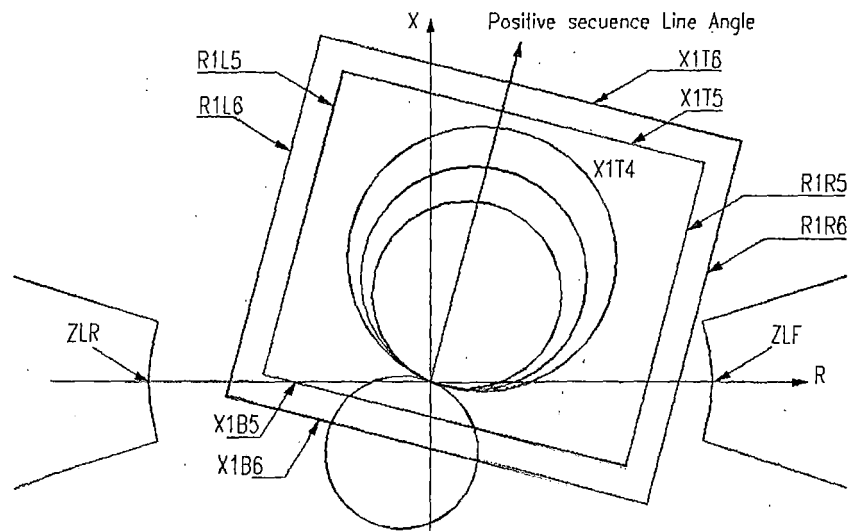


Fig. 4.12: Oscilación de Potencia – SEL321

Ambas zonas miden la impedancia de secuencia positiva ( $Z_1$ ). La zona interna 5 detecta fallas u oscilaciones inestables. La zona externa 6 activa dos temporizadores, si ingresa alguna impedancia en sus límites, un temporizador es usado para detectar oscilaciones estables (OSBD), mientras que el otro es usado para detectar oscilaciones inestables (OSTD). Si durante una oscilación de potencia estable, ocurre una falla desbalanceada, operará el detector de nivel de corriente de secuencia negativa (50Q) y de no detectar la condición de simple polo abierto, la

lógica OSB quedará deshabilitada y se desbloqueará los elementos de distancia de fases. Así mismo, el relé SEL-321 puede detectar una oscilación de potencia durante un periodo de fase abierta, seguido de un disparo monofásico y bloquear los elementos de distancia de fase y tierra. En caso de ocurrir una falla durante este periodo, mediante la diferencia angular entre la medida  $I_0$  e  $I_2$  detectará la falla y desbloqueará los elementos de distancia.

También se cuenta con la característica de invasión de carga que previene la operación de los elementos de distancia de fase bajo condiciones de máxima transferencia de carga. Finalmente, se cuenta con: función de apertura trifásica por cierre de interruptor con presencia de falla en la línea, función de bloqueo del elemento de distancia por fallas fusible y múltiples esquemas de comunicaciones seleccionables para asistir a la protección de distancia: POTT (sobrealcance permisivo con transferencia de disparo), DCUB (sin bloqueo de la comparación direccional) y DCB (con bloqueo de la comparación direccional), los cuales requieren que la zona 2 se ajuste en dirección hacia delante y que la zona 3 se ajuste en dirección inversa. Se pueden desarrollar otros esquemas de comunicaciones como el PUTT (sub-alcance permisivo con transferencia de disparo), usando las entradas y salidas lógico-programables. Finalmente, cuenta con localizador de fallas en función a la impedancia de la línea, elementos con funciones de sobretensión y mínima tensión, 16 contactos de entradas programables y 32 contactos de salidas programables y funciones de oscilografía y registro de eventos.

### 4.3.2.1 Cálculos de ajustes de la protección de distancia secundaria 21S

#### Datos del sistema

1) RELID Identificación del relé

Trujillo Norte : 21S/L4

Cajamarca Norte : 21S/L1

2) TRMID Identificación del terminal

Trujillo Norte : SETNOR

Cajamarca Norte : SECANOR

3) Z1MAG Impedancia de secuencia positiva reflejado al secundario de los transformadores de medida

$$Z1MAG = 19.78 \Omega$$

4) Z1ANG Angulo de la impedancia de secuencia positiva

$$Z1ANG = 83.66^\circ$$

5) Z0MAG Impedancia de secuencia homopolar reflejado al secundario de los transformadores de medida

$$Z0MAG = 59.49 \Omega$$

6) Z0ANG Angulo de la impedancia de secuencia positiva

$$Z0ANG = 75.21^\circ$$

7) LOCAT Función localizador de fallas activo en km

$$LOCAT = Y$$

8) LL Longitud de la línea

$$LL = 137.0$$

9) CTR Relación de transformación de los transformadores de corriente

$$CTR = 600 \text{ (relación TC: 600/1 A)}$$

## 10) PTR Relación de transformación de los transformadores de tensión

$$\text{PTR} = 2200 \text{ (relación TT: 220/0.1 kV)}$$

Zonas activas

## 11) PMHO Zonas activas protección de fases tipo Mho

$$\text{PMHO} = 4$$

## 12) GMHO Zonas activas protección de tierra tipo Mho

$$\text{GMHO} = 4$$

## 13) QUADZ Zonas activas protección de fases tipo poligonal

$$\text{QUADZ} = N$$

Ajustes de las direcciones de las zonas de protección

Todos los escalones de protección deben ser ajustados en dirección de la línea protegida con excepción de la tercera zona que tiene dirección inversa.

## 14) DIR1 @ DIR4 Dirección de las zonas de protección.

$$\text{DIR1} = F \quad (\text{dirección de la línea protegida})$$

$$\text{DIR2} = F \quad (\text{dirección de la línea protegida})$$

$$\text{DIR3} = R \quad (\text{dirección inversa})$$

$$\text{DIR4} = F \quad (\text{dirección de la línea protegida})$$

Calibración de los elementos de protección de fases tipo MHO

## 15) Z1P @ Z4P Impedancias de las zonas de protección

Trujillo Norte (L4)

$$\text{Z1P} = 0.9 \times 19.78 = 17.80 \, \Omega \quad (\text{90\% impedancia de la línea})$$

$$\text{Z2P} = 1.3 \times 19.78 = 25.71 \, \Omega \quad (\text{130\% impedancia de la línea})$$

$$\text{Z3P} = 0.27 \times 19.78 = 5.34 \, \Omega \quad (\text{27\% impedancia de la línea})$$

$$\text{Z4P} = 1.8 \times 19.78 = 35.6 \, \Omega \quad (\text{180\% impedancia de la línea})$$

Cajamarca Norte (L1)

$$Z1P = 0.9 \times 19.78 = 17.80 \, \Omega \quad (90\% \text{ impedancia de la línea})$$

$$Z2P = 1.3 \times 19.78 = 25.71 \, \Omega \quad (130\% \text{ impedancia de la línea})$$

$$Z3P = 0.27 \times 19.78 = 5.34 \, \Omega \quad (27\% \text{ impedancia de la línea})$$

$$Z4P = 1.8 \times 19.78 = 35.60 \, \Omega \quad (180\% \text{ impedancia de la línea})$$

Calibración de la supervisión de sobrecorriente de los elementos MHO de fase

Los elementos de protección de fases operan cuando reciben una señal permisiva de los elementos de supervisión de sobrecorriente. Estos elementos de supervisión deben arrancar cuando se presenta cualquier condición de falla, para este efecto se utiliza los niveles de corrientes de fallas bifásicas calculadas en condiciones de mínima demanda.

## 16) 50PP1 Supervisión de corriente zona 1.

La corriente de falla mínima de zona 1 es definida como la menor corriente de falla que ocurre entre las barras de Trujillo Norte y Cajamarca Norte, en este caso es la corriente de falla que circula por el interruptor de línea cuando la falla se produce en Trujillo Norte ó Cajamarca Norte.

La corriente de supervisión debe ser 1.73 veces la corriente nominal o la corriente mínima de falla multiplicada por 0.6. Debido a que las corrientes de cortocircuito serán siempre mayores que la corriente de carga, el cálculo se basará en la corriente nominal multiplicada por 1.73.

$$\text{Corriente nominal de carga} = 196.82 \, \text{A (75 MVA)}$$

$$50PP1 = 0.5 \, \text{A} \quad (50PP1 = 1.73 \times 196.82 / 600 = 0.56 \, \text{A}; \text{seleccionamos } 0.5)$$

## 17) 50PP2 Supervisión de corriente zona 2.

Se calcula bajo el mismo criterio que el utilizado para 50PP1.

$$50PP2 = 0.5 \text{ A}$$

## 18) 50PP3 Supervisión de corriente zona 3.

Se calcula bajo el mismo criterio que el utilizado para 50PP1.

$$50PP3 = 0.5 \text{ A}$$

## 19) 50PP4 Supervisión de corriente zona 4.

Se calcula bajo el mismo criterio que el utilizado para 50PP1.

$$50PP4 = 0.5 \text{ A}$$

Calibración de los elementos Mho de tierra

## 20) Z1MG @ Z4MG Elementos Mho de tierra zonas 1 @ 4.

El cálculo de Z1MG1 @ Z1MG4 se basa en la impedancia de secuencia positiva de la línea, estos parámetros son afectados por el factor de compensación de secuencia cero (K01M).

Trujillo Norte (L4)

$$Z1MG = 0.9 \times 19.78 = 17.80 \ \Omega \quad (90\% \text{ impedancia de la línea})$$

$$Z2MG = 1.3 \times 19.78 = 25.71 \ \Omega \quad (130\% \text{ impedancia de la línea})$$

$$Z3MG = 0.27 \times 19.78 = 5.34 \ \Omega \quad (27\% \text{ impedancia de la línea})$$

$$Z4MG = 1.8 \times 19.78 = 35.60 \ \Omega \quad (180\% \text{ impedancia de la línea})$$

Cajamarca Norte (L1)

$$Z1MG = 0.9 \times 19.78 = 17.80 \ \Omega \quad (90\% \text{ impedancia de la línea})$$

$$Z2MG = 1.3 \times 19.78 = 25.71 \ \Omega \quad (130\% \text{ impedancia de la línea})$$

$$Z3MG = 0.27 \times 19.78 = 5.34 \ \Omega \quad (27\% \text{ impedancia de la línea})$$

$$Z4MG = 1.8 \times 19.78 = 35.60 \ \Omega \quad (180\% \text{ impedancia de la línea})$$

### Calibración de la supervisión de sobrecorriente de tierra

Los elementos de distancia de tierra, operan cuando reciben una señal permisiva de los elementos de supervisión de sobrecorriente. Estos elementos de supervisión de fase y de tierra, deben arrancar cuando se presenta cualquier condición de falla, para este efecto, se han llevado a cabo cálculos de cortocircuito para diversos escenarios de operación.

#### 21) 50L1 Supervisión de corriente de fase zona 1 para falla a tierra.

La corriente de supervisión debe ser 1.73 veces la corriente nominal o la corriente mínima de falla multiplicada por 0.6. Para el caso de fallas a tierra, esta unidad debe asegurar la operación de la protección de distancia de tierra por lo que el ajuste se determina sobre la base de la corriente de falla a tierra considerando una falla en el extremo de la línea con una resistencia de 30 Ohms.

##### Trujillo Norte (L4) (falla en Cajamarca)

Corriente de fase para falla a tierra = 687 A

50L1 = 0.5A (50L1 =  $0.6 \times 687 / 600 = 0.687$  A; seleccionamos 0.5)

##### Cajamarca Norte (L1) (falla en Trujillo)

Corriente de fase para falla a tierra = 178 A

50L1 = 0.15A (50L1 =  $0.6 \times 178 / 600 = 0.178$  A; seleccionamos 0.15)

#### 22) 50L2 Supervisión de corriente zona 2.

Se calcula bajo el mismo criterio que el utilizado para 50L1.

50L2 = 0.5 A (Trujillo Norte)

50L2 = 0.15 A (Cajamarca Norte)

#### 23) 50L3 Supervisión de corriente zona 3.



Se calcula bajo el mismo criterio que el utilizado para 50L1.

$$50L3 = 0.5 \text{ A (Trujillo Norte)}$$

$$50L3 = 0.15 \text{ A (Cajamarca Norte)}$$

24) 50L4 Supervisión de corriente zona 4.

Se calcula bajo el mismo criterio que el utilizado para 50L1.

$$50L4 = 0.5 \text{ A (Trujillo Norte)}$$

$$50L4 = 0.15 \text{ A (Cajamarca Norte)}$$

25) 50G1 Supervisión de corriente residual zona 1.

La corriente de supervisión debe ser 1.73 veces la corriente nominal o la corriente mínima de falla multiplicada por 0.6. Debido a que se trata de proteger prácticamente todas las fallas a tierra, el ajuste de esta unidad lo seleccionamos al valor de 0.1 A, lo que equivale a 60 A en el lado primario.

$$50G1 = 0.1 \text{ A (Trujillo Norte)}$$

$$50G1 = 0.1 \text{ A (Cajamarca Norte)}$$

26) 50G2 Supervisión de corriente residual zona 2.

Se calcula bajo el mismo criterio que el utilizado para 50G1.

$$50G2 = 0.1 \text{ A (Trujillo Norte)}$$

$$50G2 = 0.1 \text{ A (Cajamarca Norte)}$$

27) 50G3 Supervisión de corriente residual zona 3.

Se calcula bajo el mismo criterio que el utilizado para 50G1.

$$50G3 = 0.1 \text{ A (Trujillo Norte)}$$

$$50G3 = 0.1 \text{ A (Cajamarca Norte)}$$

28) 50G4 Supervisión de corriente residual zona 4.

Se calcula bajo el mismo criterio que el utilizado para 50G1.

$$50G4 = 0.1 \text{ A (Trujillo Norte)}$$

$$50G4 = 0.1 \text{ A (Cajamarca Norte)}$$

#### Calibración del factor de compensación de secuencia cero

El relé SEL 321 utiliza dos factores de compensación de secuencia cero. El elemento de distancia de tierra zona 1 tiene un factor de compensación (K01) mientras que el resto de las zonas de tierra usan factores de compensación separadas (K0).

#### 29) K01M Factor de compensación de secuencia cero zona 1.

Ambos factores de compensación serán iguales. Estos factores se basan en la relación de impedancias de la línea y se calcula de acuerdo a la siguiente ecuación:

$$K_0 = (Z_0 - Z_1)/(3Z_1)$$

$$K_0 = (11.137 + j58.438 - 2.185 - j19.659)/(3 \times (2.185 + j19.659))$$

$$K_0 = 0.671 \angle -6.658^\circ$$

$$K_{01} = K_0 = 0.671 \angle -6.658^\circ \quad \text{de donde:}$$

$$K_{01M} = 0.671$$

$$K_{01A} = -6.658$$

$$K_{0M} = 0.671$$

$$K_{0A} = -6.658$$

#### 30) T Angulo de corrección

Este ángulo de corrección sirve para mejorar la respuesta del elemento de distancia con característica poligonal. Al simular fallas en los extremos de la línea, el valor del ángulo de la corriente que mide el relé

de distancia tiene prácticamente el mismo valor que el ángulo de la corriente de falla total, razón por la cual debemos ajustar al valor cero.

$$T = 0$$

Calibración del bloqueo de los elementos de distancia por oscilaciones de potencia.

Inicialmente la línea tendrá una operación radial alimentando la carga de Cajamarca desde la subestación Trujillo Norte por lo que la función de bloqueo de oscilaciones de potencia inicialmente no es necesario activarla.

31) EOOS Lógica de bloqueo de oscilaciones de potencia.

$$EOOS = N$$

Sin embargo, considerando en un futuro la interconexión con la Central Hidroeléctrica Carhuaquero se debe considerar lo siguiente:

- Máximo flujo de carga de 130 MVA en ambos sentidos, entonces:

$$Z_{ILF} = V^2/S_{IFMAX} = (220 \times 10^3)^2 / (130 \times 10^6) = 372.3 \, \Omega \text{ (primario)}$$

$$101.53 \, \Omega \text{ (secundario)}$$

$$Z_{ILR} = V^2/S_{IRMAX} = (220 \times 10^3)^2 / (130 \times 10^6) = 372.3 \, \Omega \text{ (primario)}$$

$$101.53 \, \Omega \text{ (secundario)}$$

- Impedancia fuente de secuencia positiva en SETNOR:

$$Z_{1S} = 83.844 \angle 82.5^\circ \, \Omega \text{ (prim.)}$$

- Impedancia fuente de secuencia positiva en SECANOR: Esta impedancia debe ser calculada considerando la interconexión futura de la Central Hidroeléctrica de Carhuaquero, motivo por el cual dejaremos indicado este valor como  $Z_{1R}$

32) R1R6 Alcance resistivo derecho de la zona 6

$R1R6 \leq Z_{1LF}/C_1$ , donde:  $C_1=1.2$ , para líneas con longitud entre 80.5 y 161 km.

$$R1R6 = 101.53/1.2 = 84.6 \Omega \text{ (secundario)}$$

33) R1L6 Alcance resistivo izquierdo de la zona 6

Se calcula bajo el mismo criterio que el utilizado para R1R6

$$R1L6 = 101.53/1.2 = 84.6 \Omega \text{ (secundario)}$$

34) R1R5 Alcance resistivo derecho de la zona 5

$$R1R5 = \frac{Z_{1S} + Z_{1L} + Z_{1R}}{2 \cdot \tan(\text{angR5}/2)} \dots (\beta)$$

Asumiendo que el máximo desliz de la frecuencia ( $f_{\text{slip}}$ ) para bloquear la protección de distancia mho es 2.5 Hz (0.4 segundos). Ajuste OSBD = 2 ciclos (ajuste típico entre 1 a 3 ciclos)

Entonces:

$$\text{AngR5} = \frac{360(\text{deg.}) \cdot f_{\text{slip}} \text{ (Hz)} \cdot \text{OSBD}}{60(\text{Hz})} + \text{AngR6} \dots (\alpha)$$

Donde:

$$\text{AngR6} = 2 \cdot a \cdot \tan\left(\frac{Z_{1S} + Z_{1L} + Z_{1R}}{2 \cdot R1R6}\right)$$

Reemplazando:

$$\text{AngR6} = 2 \cdot a \cdot \tan\left(\frac{83.844 \times \text{Sen}(82.5) + 19.789 \times \text{Sen}(83.4) + Z_{1R} \times \text{Sen}(\theta)}{2 \times 84.6}\right)$$

Reemplazando en ( $\alpha$ ) y ( $\beta$ ), obtenemos el valor de R1R5

35) R1L5 Alcance resistivo izquierdo de la zona 5

Se calcula bajo el mismo criterio que el utilizado para R1R5

36) X1T5 Alcance reactivo superior de la zona 5

$$X1T5 = 1.1 \times Z4MG = 1.1 \times 35.62 = 39.18 \Omega \text{ (secundario)}$$

37) X1B5 Alcance reactivo inferior de la zona 5

$$X1B5 = 1.1 \times Z3MG = 1.1 \times 5.34 = 5.87 \Omega \text{ (secundario)}$$

38) X1T6 Alcance reactivo superior de la zona 6

$$X1T6 = X1T5 + 0.5 \Omega = 39.68 \Omega \text{ (secundario)}$$

39) X1B6 Alcance reactivo inferior de la zona 6

$$X1B6 = X1B5 + 0.5 \Omega = 6.37 \Omega \text{ (secundario)}$$

40) 50ABC Supervisión de corriente de secuencia positiva para zonas 5 y 6

$$50ABC \leq I_1^{\min}$$

Donde:

$I_1^{\min}$  = sobrecorriente mínima de secuencia positiva para una falla en el extremo del mayor sobrealcance ( $I_1^{\min} > I_{\text{carga}}$ )

$$I_{\text{carga\_max}} = \frac{130.10^3}{\sqrt{3} \cdot 220} = 341.16 \text{ A}$$

Para el relé ubicado en la S.E. Trujillo Norte:

$$I_{\text{falla } 2\phi} = 629 \text{ A, falla en Cajamarca Norte}$$

$$\text{Seleccionamos: } I_1^{\min} = 480 \text{ A (primario), } \Rightarrow I_1^{\min} = 0.8 \text{ A (secundario)}$$

- Para el relé ubicado en la S.E. Cajamarca Norte: Esta corriente debe ser calculada considerando la interconexión futura de la Central Hidroeléctrica de Carhuaquero, motivo por el cual dejaremos indicado este valor como  $I_{\text{falla } 2\phi}$

41) OSBD Tiempo de bloqueo

El ajuste del OSBD de acuerdo al ajuste del blindaje resistivo es el siguiente:

$$\text{OSBD} = \frac{(\text{Ang5R} - \text{Ang6R})60(\text{Hz})}{360.F_{\text{slip}}(\text{Hz})},$$

considerando una frecuencia típica durante oscilaciones estables de 2.5 Hz (0.4 segundos)

42) OSTD Tiempo de disparo

El ajuste del OSBD de acuerdo al ajuste del blindaje resistivo es el siguiente:

$$\text{OSTD} = \frac{(\text{Ang5R} - \text{Ang6R})60(\text{Hz})}{360.F_{\text{slip}}(\text{Hz})},$$

considerando una frecuencia típica durante oscilaciones inestables de 10 Hz (0.1 segundos).

Según recomendación del fabricante el ajuste OSTD debe ser entre 0.5 y 2 ciclos.

43) Zonas que son bloqueadas por oscilación de potencia

$$\text{OSB1} = \text{OOSB2} = \text{OOSB3} = \text{OOSB4} = Y$$

44) Calibración de la lógica de usurpación de carga.

Los ajustes de los parámetros correspondientes a esta lógica se determinan considerando una carga de transporte de la línea de 130 MVA y factor de potencia de 0.95. Esta unidad será de utilidad sólo cuando la línea transporte grandes bloques de carga.

$$\text{Impedancia de carga} = (0.9 \times 220)^2 / 130 = 301.56 \text{ Ohms (lado primario)}$$

$$\text{Impedancia de carga} = 301.56 / 3.6667 = 82.23 \text{ Ohms (lado secundario)}$$

45)  $ELE = Y$

46)  $ZLF = 82.23 \Omega$

47)  $ZLR = 82.23 \Omega$

48)  $PLAF = 30^\circ$

49)  $NLAF = -30^\circ$

50)  $PLAR = 150^\circ$

51)  $NLAR = 210^\circ$

Calibración de los elementos de temporizados.

$Z2PD = 24 \text{ ciclos} \quad (400 \text{ ms})$

$Z3PD = 150 \text{ ciclos} \quad (2500 \text{ ms})$

$Z4PD = 48 \text{ ciclos} \quad (800 \text{ ms})$

En las figuras 4.13 y 4.14 se muestran las características de operación de los relés de distancia SEL 321-1 y en el Anexo 2 los cuadros de ajustes.

Los valores calculados para las impedancias "vistas" por el relé EPAC también son válidas para el relé SEL 321.

#### 4.3.3 Esquema de reenganche

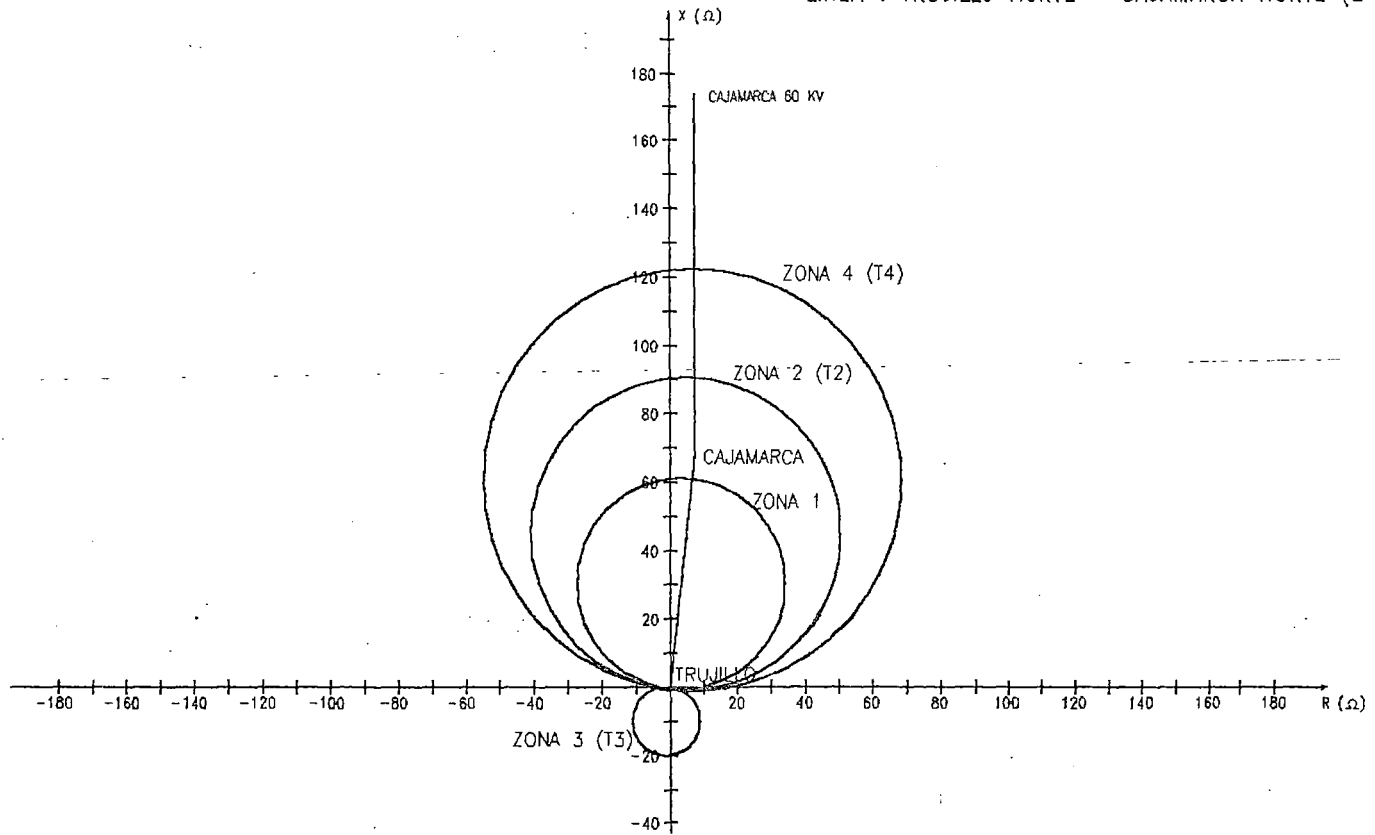
El relé de reenganche marca ALSTOM tipo KVAR 130, dispone de varios intentos de reenganche con monitoreo de tensión y chequeo de sincronismo integral, el cual es utilizado para líneas de transmisión y sub transmisión. Puede ser ajustado para uno, dos, tres o cuatro intentos de recierre; el primer intento de recierre puede ser monofásico, trifásico o mofásico/trifásico y es iniciado por la operación de un relé de protección.

##### 4.3.3.1 Cálculo de ajustes del relé de reenganche

Según el esquema previsto se está habilitando el reenganche monofásico que

S.E. : TRUJILLO NORTE

LÍNEA : TRUJILLO NORTE - CAJAMARCA NORTE (L-2260)



Característica de Operación

RELE DE DISTANCIA SEL 321-1

UNIVERSIDAD NACIONAL DEL CALLAO  
Facultad de Ingeniería Eléctrica y Electrónica

Nombre: *Adaia Gabriela Gamarra Rivera*

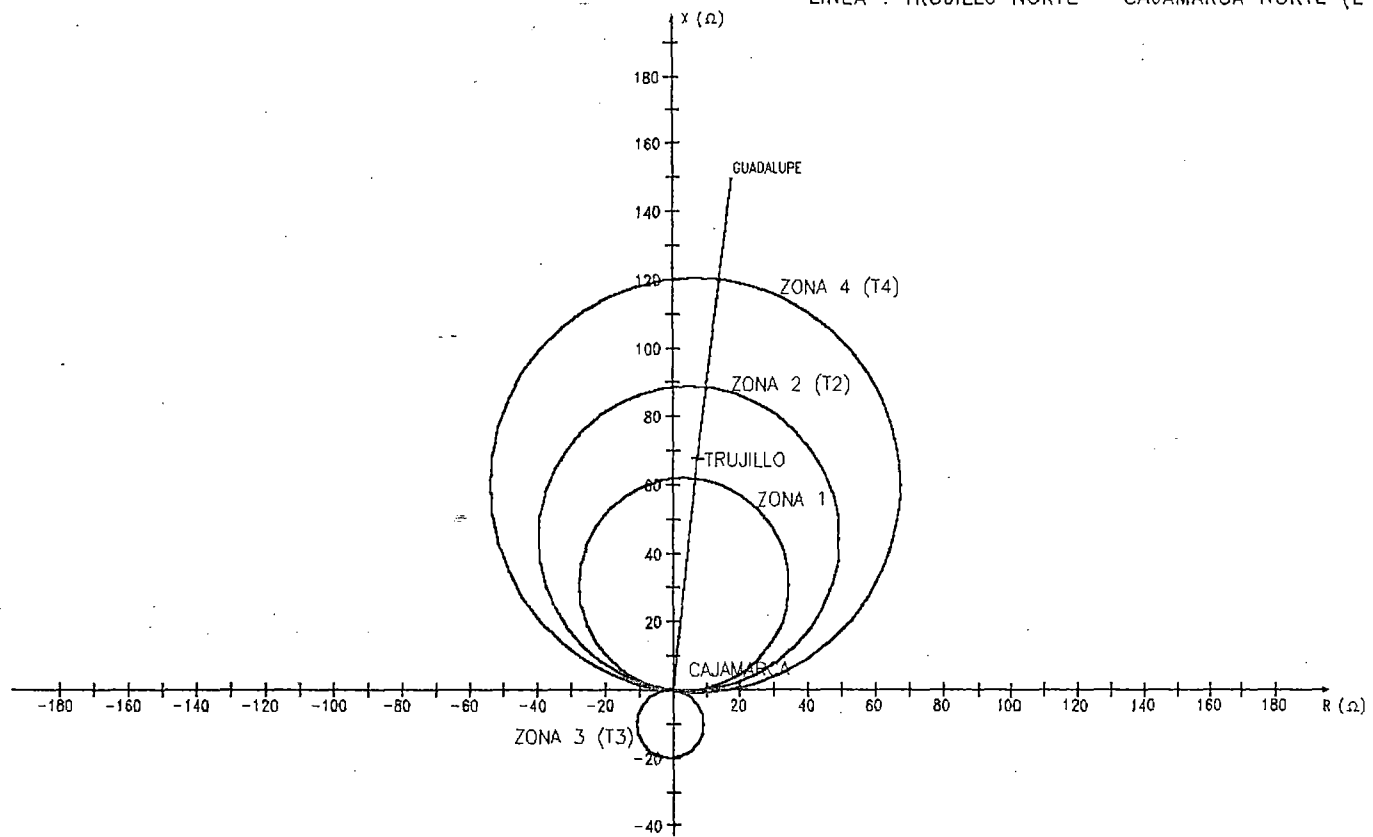
REV. A  
PG. 4.13

104.11006



S.E. : CAJAMARCA NORTE

LINEA : TRUJILLO NORTE - CAJAMARCA NORTE (L-2260)



Característica de Operación

RELE DE DISTANCIA SEL 321-1

UNIVERSIDAD NACIONAL DEL CALLAO  
Facultad de Ingeniería Eléctrica y Electrónica

Nombre: *Adaia Gabriela Camarra Rivera*

REV. A

FIG. 4.14

REV. 14.01.01

permite la eliminación de fallas a tierra fugaces.

A continuación se indican los ajustes

- Modo de reenganche:

1Ph AR Select = ON (Reenganche monofásico)

- Intentos de reenganche:

Shot = 1 (un solo intento de reenganche)

- Tiempo muerto:

1Ph D Time (tiempo muerto para reenganches monofásicos)

El tiempo muerto considerado para un reenganche monofásico está entre los 400 y 500 ms, debido a que sólo se desconecta la fase fallada desde ambos extremos, mientras que las fases sanas quedan en servicio, induciendo tensión sobre la línea con falla y retrasando la extinción del arco eléctrico.

Es decir:  $1\text{Ph D Time} + \text{Tiempo de corte del interruptor} = 450\text{ms}$

De las características técnicas del interruptor:

Tiempo de cierre (T1) = 90 ms

Tiempo de corte (T2) = 60 ms

Tiempo de tensado = 13 s

De la ecuación:  $1\text{Ph D Time} = 450 - T2 = 450 - 60 = 390\text{ ms}$

Seleccionamos:  $1\text{Ph D Time} = 400\text{ ms}$

- Duración de la orden de cierre: Close Pulse = 200 ms

- Tiempo de bloqueo: Reclaim Time = 20 s (se considera el tiempo de tensado del interruptor)

Los ajustes se muestran en el Anexo N° 3.

#### 4.3.4 Protecciones del transformador de potencia de la subestación

##### Cajamarca Norte

##### Datos del Transformador de potencia

Potencia : 60/60/10 MVA (ONAN)

75/75/12.5 MVA (ONAF)

Relación : 220+12/-4 x 1.25% / 60/ 10 kV

Conexión : Ynynd11

TC Lado 220 kV: 600/1 A, 1/2 A

TC Lado 60 kV : 1000/1 A

TC Lado 10 kV : 800/1 A

##### 4.3.4.1 Relé diferencial del transformador (87T)

La protección diferencial está constituida por un relé numérico modelo KBCH 130 - ALSTOM (para transformadores de tres devanados), el cual tiene un elemento diferencial polarizado por fase con una característica de operación tal como se muestra en la figura 4.15.

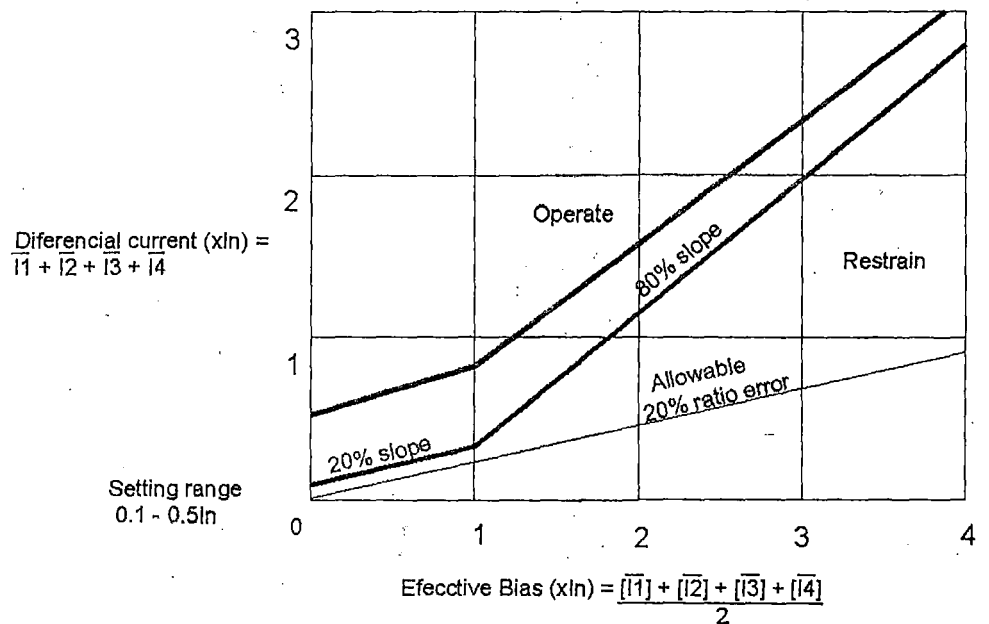


Fig. 4.15 Característica de diferencial polarizada

El KBCH tiene doble pendiente característica polarizada, la pendiente inicial de 20% que va desde cero hasta la corriente nominal, nos asegura sensibilidad para fallas, aunque permitiendo errores de hasta el 15% ocasionados por la posición extrema del tap del transformador de potencia y errores del transformador de corriente, sin que la protección opere, por no tratarse de condiciones de falla. Las corrientes superiores a la corriente nominal, introducen errores adicionales como resultado de la saturación del núcleo del transformador de corriente, motivo por el cual la pendiente de polarización se incrementa al 80% para compensarlo.

Finalmente, incluye un elemento de corriente de inserción y sobreflujo, los cuales son usados para inhibir la operación del relé y prevenir disparos indeseados bajo estas condiciones.

#### Cálculo de ajustes

Los cálculos de los ajustes de la protección diferencial se hace sobre la base de la característica del equipo que protege, no siendo necesario coordinar con otro equipo de protección.

La compensación de amplitud y fase son parte de la programación del relé por lo que no requiere de transformadores intermedios.

#### Datos del relé

Tipo	:	K
Fabricante	:	ALSTHOM
Modelo	:	KBCH130

Manual de Ref. : R8530CXS

A continuación se dan los cálculos de los factores de corrección de corriente secundaria del relé diferencial

1) El cálculo de la corriente a plena carga para el devanado primario se calcula en el tap intermedio y para los devanados secundario y terciario se está considerando las cargas de 62.5 y 12.5 MVA respectivamente.

$$I_{HV} = \frac{75000KVA}{\sqrt{3} \times 220KV} = 196.82A$$

$$I_{LV1} = \frac{62500KVA}{\sqrt{3} \times 60KV} = 601.4A$$

$$I_{LV2} = \frac{12500KVA}{\sqrt{3} \times 10KV} = 721.68A$$

En el secundario del Transformador de Corriente:

$$i_{HV} = 196.82 \times \frac{1}{300} = 0.656A$$

$$i_{LV1} = 601.4 \times \frac{1}{1000} = 0.6014A$$

$$i_{LV2} = 721.68 \times \frac{1}{800} = 0.9021A$$

2) Ajuste del Factor de Compensación para la corriente nominal del relé en ambos lados en el tap intermedio.

Se está considerando que las cargas (MVA2 y MVA3) del segundo y tercer devanado del transformador de potencia son 62.5 y 12.5 MVA respectivamente, es decir, si MVA1 es la capacidad del primer devanado, MVA2 = 0.8333 MVA1 y MVA3 = 0.1666 MVA1. Entonces:

$$FC_{HV} = \frac{1}{0.656} = 1.524 \quad \Rightarrow \text{Valor Seleccionado 1.5}$$

$$FC_{LV1} = \frac{0.8333 \times 1}{0.6014} = 1.385 \quad \Rightarrow \text{Valor Seleccionado 1.4}$$

$$FC_{LV2} = \frac{0.1666 \times 1}{0.9021} = 0.1847 \Rightarrow \text{Valor Seleccionado 0.18}$$

Se podría haber seleccionado 1.38 para factor de compensación en MT ( $FC_{LV1}$ ) pero 1.4 origina una corriente de desequilibrio menor.

3) Cálculo de la corriente en el lado de alta tensión a plena carga en ambos extremos.

$$i_{HV.Tap1} = \frac{75000}{\sqrt{3} \times 1.15 \times 220} \times \frac{1}{300} = 0.5705A$$

$$i_{HV.Tap27} = \frac{75000}{\sqrt{3} \times 0.95 \times 220} \times \frac{1}{300} = 0.6906A$$

$$\text{Corriente corregida en el tap 1 : } 1.5 \times 0.5705 = 1.141 A$$

$$\text{Corriente corregida en el tap 17: } 1.5 \times 0.6906 = 1.0359 A$$

4) Determinación de la Corriente Diferencial en ambos extremos

$$FC_{LV1} = 0.6014 \times 1.4 = 0.84196A \quad \text{Corriente en M.T. corregida}$$

$$FC_{LV2} = 0.9021 \times 0.18 = 0.16237A \quad \text{Corriente en B.T. corregida}$$

$$\Rightarrow FC_{LV1} + FC_{LV2} = 0.84196 + 0.16237 = 1.004$$

$$I_{diff.Tap1} = 1.141 - 1.004 = 0.137A$$

$$I_{diff.Tap17} = 1.141 - 1.0531 = 0.0879A$$

5) Determinación de la Corriente de Bias en ambos extremos (con factor de corrección en tap central).

$$I_{bias} = \frac{1}{2} (I_{hv} + I_{lv})$$

$$\text{Tap 1: } I_{\text{bias.Tap1}} = \frac{1}{2}(1.004 + 1.141) = 1.0725\text{A}$$

$$\text{Tap 17: } I_{\text{bias.Tap17}} = \frac{1}{2}(1.0359 + 1.004) = 1.0199\text{A}$$

En valores por unidad (PU)

$$I_{\text{bias.Tap1}} = \frac{1.0725}{1} = 1.0725\text{PU}$$

$$I_{\text{bias.Tap17}} = \frac{1.0199}{1} = 1.0199\text{PU}$$

6) Determinación de la Corriente de Operación,  $I_{\text{op}}$

Tap1: Asumimos  $I_s = 0.2\text{ PU}$

$$I_{\text{op}} = I_s + 0.2I_{\text{bias}} = 0.2 + 0.2(1.0725) = 0.4145\text{PU}$$

Tap17: Asumimos  $I_s = 0.2\text{ PU}$

$$I_{\text{op}} = I_s + 0.2(I_{\text{bias}} - 1) \times 0.8 = 0.2 + 0.2(1.0199 - 1) \times 0.8 = 0.2032\text{PU}$$

7) Comprobación de que la corriente diferencial es menor que la corriente

de operación por un margen de un 10% para cada extremo del tap

asumiendo  $I_s = 0.2\text{ PU}$ .

$$\text{Tap 1: } I_{\text{diff}} = 0.137\text{A}, \quad I_{\text{op}} = 0.4145\text{PU} \times 1\text{A} = 0.4145\text{A}$$

$$0.9I_{\text{op}} = 0.9 \times 0.4145 = 0.373\text{A}$$

Se debe cumplir que:  $I_{\text{diff}} < 0.9I_{\text{op}}$ ,

Reemplazando  $0.137 < 0.373$  OK

$$\text{Tap 17: } I_{\text{diff}} = 0.0879\text{A}, \quad I_{\text{op}} = 0.2032\text{PU} \times 1\text{A} = 0.2032\text{A}$$

$$0.9I_{\text{op}} = 0.9 \times 0.2032 = 0.1828\text{A}$$

Se debe cumplir que:  $I_{\text{diff}} < 0.9I_{\text{op}}$ ,

Reemplazando  $0.0879 < 0.1828$  OK

En la figura 4.16 se muestra la compensación de amplitud y fase en el relé KBCH130 con los ajustes calculados.

Los ajustes de la protección diferencial se muestran en el Anexo 4.

#### 4.3.4.2 Relé de sobrecorriente de fases y tierra (50/51, 50N/51N)

Esta protección está constituida por los relés MiCOM P122, los cuales utilizan técnicas numéricas para realizar las funciones de protección y control. Dentro de las funciones de protección, los relés MiCOM P122 disponen de 03 umbrales de ajuste para la unidad de sobrecorriente instantáneo y temporizado de fases (50/51) y tierra (50N/51N). Las unidades temporizadas tienen característica de operación seleccionable entre tiempo fijo o tiempo inverso.

##### Datos del relé

Tipo	:	MiCOM
Fabricante	:	ALSTOM
Modelo	:	P122
Manual de Ref.	:	TG 2 1509

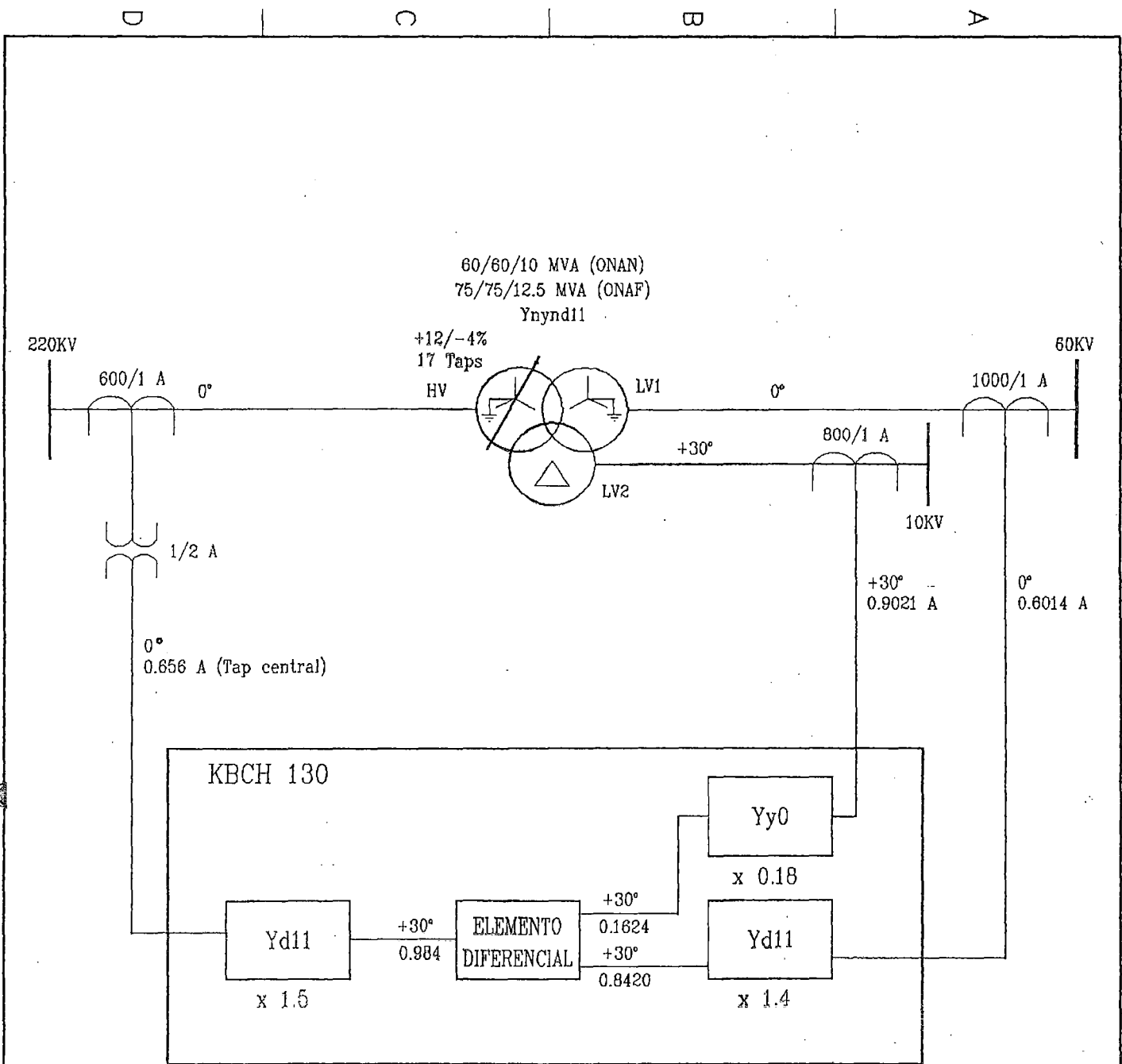
##### Unidad de Fases

Los cálculos de los ajustes esta unidad, se han efectuado teniendo en cuenta las siguientes consideraciones:

##### a) Corriente de operación:

Se está considerando un factor de sobrecarga de 120% del transformador para conseguir la selectividad con los equipos de protección existentes.





Para el cálculo se considera lo siguiente:

- Devanado primario en táp intermedio
- Devanado secundario y terciario con cargas de 62.5 y 12.5 MVA respectivamente.

Diagrama Unifilar de la Protección Diferencial

RELE DIFERENCIAL KBCH 130

UNIVERSIDAD NACIONAL DEL CALLAO  
Facultad de Ingeniería Eléctrica y Electrónica

Nombre: *Adalía Gabriela Gamarra Rivera*

REV.  
A

FIG.  
4.16

b) Temporización:

La característica de operación es de tiempo normalmente inverso. La selección de la curva se ha efectuado sobre la base de las corrientes de cortocircuito y la relación de transformación de los transformadores de corriente, considerando un diferencial de tiempo igual a 0.4s.

c) Instantáneo:

No se está habilitando esta unidad en el relé ubicado en el lado de 220kV, a fin de evitar posibles disparos indeseados cuando se energice el transformador de potencia. Así mismo no se está habilitando en los relés ubicados en las salidas de 60 kV, por tratarse de relés de respaldo de las protecciones de distancia.

Las curvas de operación de los relés deben necesariamente estar ubicados por debajo de la capacidad térmica del transformador de potencia y por encima de los valores de las corrientes de energización que estimamos en 8 veces la corriente nominal con un tiempo de duración aproximado de 0.2 s.

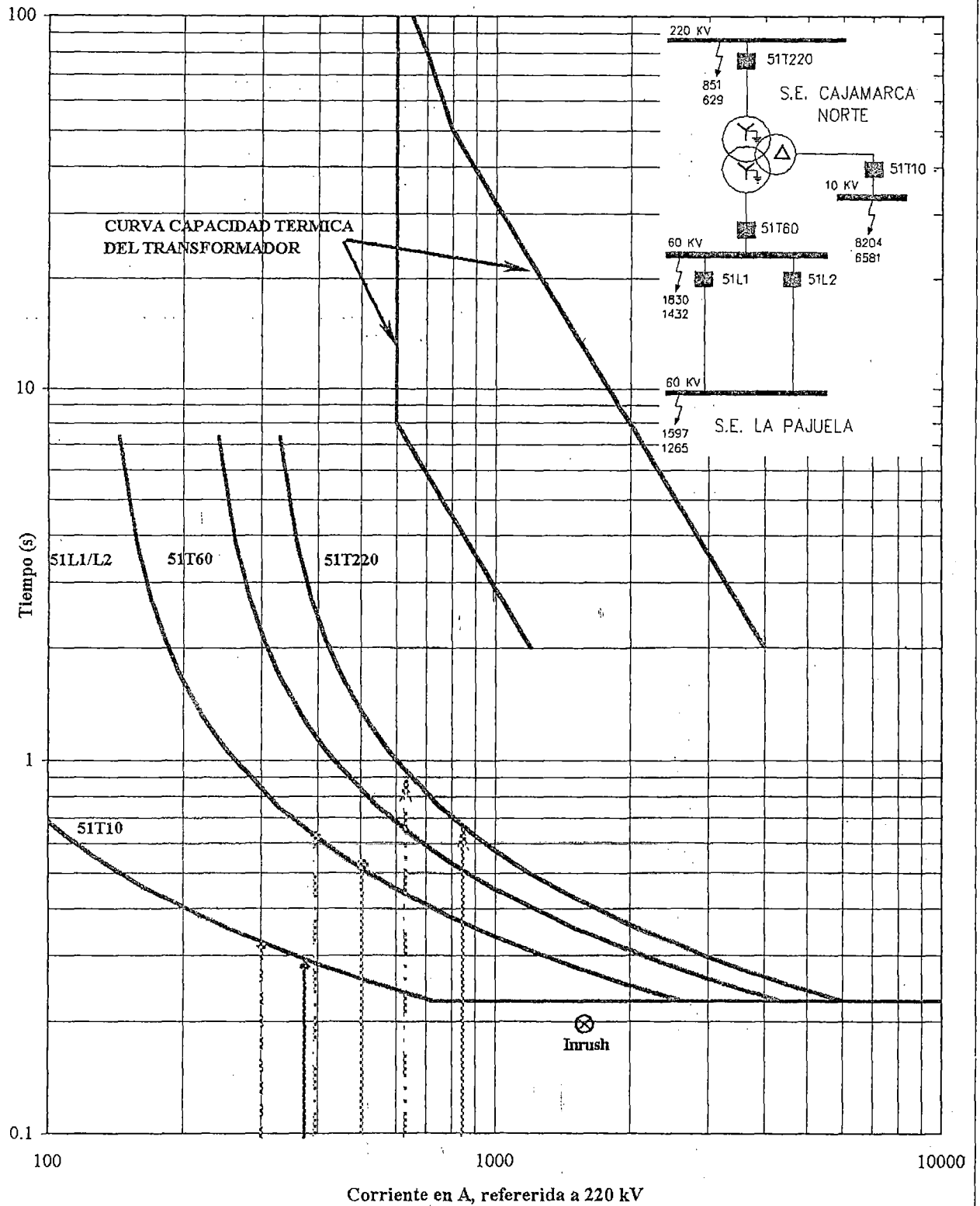
En la figura 4.17 se muestran las curvas de coordinación de las protecciones de sobrecorriente de fases de las barras de 220, 60 y 10 kV. Se observa las curvas están por debajo de la capacidad térmica del transformador y a un tiempo mayor a los 0.2 s para una corriente de  $8xI_n = 5773 \text{ A}$  (60 kV).

### Unidad de Tierra

Los cálculos de los ajustes esta unidad, se han efectuado teniendo en cuenta las siguientes consideraciones:

a) Corriente de operación:

Fig. 4.17 PROTECCION DE SOBRECORRIENTE DE FASES



N° RELE	MODELO	T.C.	I <sub>op</sub> (A)	Ajuste Temporizado			Ajuste Instantáneo		
				TAP	TMS	CURVA	TAP	t(s)	
51L1/L2	P441	400/1	480	1.2	0.1	SI (IEC)	OFF	--	
51T10	P122	800/1	800	1	0.1	SI (IEC)	OFF	--	
51T60	P122	1000/1	800	0.8	0.1	SI (IEC)	OFF	--	
51T220	P122	600/1	300	0.5	0.1	SI (IEC)	OFF	--	

LEYENDA	
----->	FALLA TRIFASICA BARRA 220 KV
----->	FALLA BIFASICA BARRA 220 KV
----->	FALLA TRIFASICA BARRA 60 KV
----->	FALLA BIFASICA BARRA 60 KV
----->	FALLA TRIFASICA BARRA 10 KV
----->	FALLA BIFASICA BARRA 10 KV

Ha sido ajustada entre 0.2 a 0.25 veces la corriente nominal del relé con la finalidad de que pueda operar con las corrientes de fallas calculadas.

b) Temporización:

Con el mismo criterio que para la protección de sobrecorriente de fases, se ha seleccionado la curva de tiempo normalmente inverso, considerando un diferencial de tiempo igual a 0.4s.

c) Instantáneo:

Con el mismo criterio que para la protección de sobrecorriente de fases, no se está habilitando esta función en los relés.

Las curvas de operación de los relés deben necesariamente estar ubicados por debajo de la capacidad térmica del transformador de potencia y por encima de los valores de las corrientes de energización que estimamos en 8 veces la corriente nominal con un tiempo de duración aproximado de 0.2 s. En la figura 4.18 se muestran las curvas de coordinación de las protecciones de sobrecorriente de tierra de las barras de 220, 60 y 10 kV.

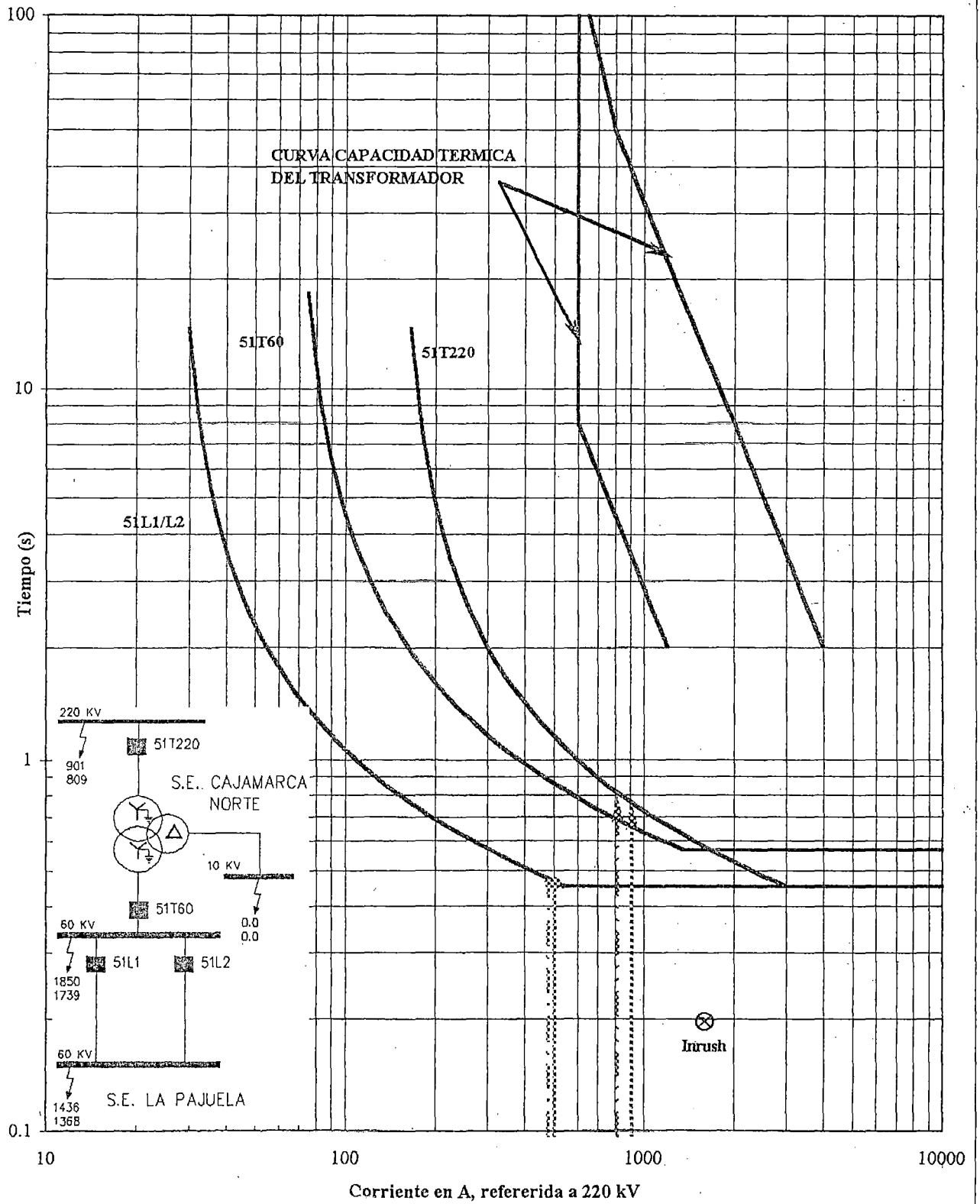
Los ajustes propuestos deben ser considerados en los cálculos de las protecciones de la subestación La Pajuela, de modo que pueda existir selectividad con las protecciones existentes de la red de 22.9 kV.

Los ajustes de las protecciones de sobrecorriente del transformador de potencia se muestran en el Anexo 5.

#### 4.3.4.3 Relés de sobretensión de barras (59A y 59B)

Esta protección está constituida por los relés MiCOM P921, los cuales tienen tres unidades independientes para tensiones de fases y una unidad de tensión homopolar. Las funciones de protección disponibles son:

Fig. 4.18 PROTECCION DE SOBRECORRIENTE DE TIERRA



N° RELE	MODELO	T.C.	Iop (A)	Ajuste Temporizado			Ajuste Instantáneo	
				TAP	TMS	CURVA	TAP	t(s)
51L1/L2	P441	400/1	100	0.25	0.2	SI (IEC)	OFF	—
51T60	P122	1000/1	250	0.25	0.25	SI (IEC)	OFF	—
51T220	P122	600/1	150	0.25	0.2	SI (IEC)	OFF	—

**LEYENDA**

- FALLA MONOFASICA MAX 220 KV
- FALLA MONOFASICA MIN 220 KV
- FALLA MONOFASICA MAX 60 KV
- FALLA MONOFASICA MIN 60 KV

sobretensión (59), subtensión (27) y sobretensión de secuencia homopolar (59N), cada una de las cuales puede ser habilitadas o deshabilitadas independientemente.

#### Datos del relé

Tipo : MiCOM  
Fabricante : ALSTOM  
Modelo : P921

Las barras de 220 kV de la subestación Cajamarca Norte cuenta con relés de protección de sobretensión y básicamente sirve para desconectar el transformador de potencia en los casos de sobretensión de larga duración.

Se ha considerado dos escalones de protección: la primera a un 115% temporizado a 3 s y la segunda a 130% y 0.1 s.

Se observa de los flujos de potencia que para el caso de mínima demanda y sin carga en Cajamarca se tiene una tensión de 228.8 kV en las barras de 220 kV. Como se podrá observar en condiciones normales de operación (línea energizada desde Trujillo Norte), no habrá operación de los relés de sobretensión.

Los ajustes de los relés de sobretensión se muestran en el Anexo 6.

#### **4.3.5 Protecciones de las líneas de 60 kV**

La protección de cada una de las líneas está compuesta por un relé numérico ALSTOM-MiCOM P441 diseñado para proveer protección rápida y selectiva ante fallas en las líneas de transmisión. El relé MiCOM P441 puede

ser usado en sistemas conectados a tierra. La función principal de este relé es proveer protección de distancia con una característica poligonal que permite el ajuste independiente de la reactancia y la resistencia de falla, lográndose un mayor alcance y sensibilidad para las fallas con contacto a tierra que se produzcan en la línea. El relé dispone de cinco zonas de protección independientes para ambos tipos de falla (fase-fase y fase-tierra), de los cuales la zona P puede ser orientada hacia delante o hacia atrás y la cuarta zona siempre tiene dirección inversa. Ver Fig. 4.19

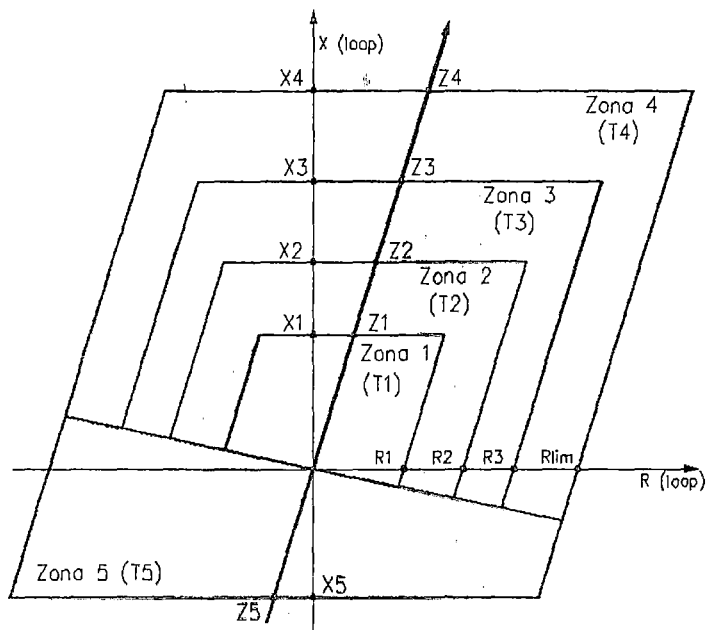


Figura 4.19. Característica cuadrilateral para fallas fase-fase y fase-tierra, relé MiCOM P441

A continuación haremos una breve descripción de las funciones habilitadas en los relés:

#### Función de falla de fusible

El relé MiCOM P441 efectúa un permanente monitoreo de la condición del

interruptor termomagnético ubicado en la caja de formación del transformador de tensión. Si abre el interruptor termomagnético, el relé realiza lo siguiente:

- Inhibe todos los disparos del equipo de protección.
- Si la indicación de falla de fusible aun está presente cuando el temporizador configurable ha expirado, se usa una alarma confirmando la falla del fusible.

#### Función de bloqueo de oscilación de potencia (OSB)

La presencia de oscilaciones de potencia puede hacer operar algunas de las zonas de operación del relé de distancia. Para evitar esta operación indebida, el relé MiCOM P441 tiene el elemento de bloqueo por oscilaciones de potencia que puede ser seleccionado para una o varias zonas de medida o bloquear totalmente todas las zonas o proveer una indicación solamente. Esta función no se activará en los relés debido a la operación radial de la red de 60 kV.

#### Función de reenganche (79)

El elemento de reenganche automático del interruptor tiene la posibilidad de seleccionar reenganches monofásicos y/o trifásico, este último con ayuda del chequeo de sincronismo.

Al no disponer las líneas sistemas de teleprotección, esta unidad no se usará.

#### Función sobrecorriente direccional a tierra (DEF o 67N)

Para la detección de fallas a tierra con alta resistencia, el relé tiene un elemento de sobrecorriente a tierra direccional (DEF), esta opción puede usar un canal independiente o compartido con el esquema de protección de



la unidad de distancia. En caso de usar un canal compartido el esquema de distancia debe ser sobrealcance permisivo o bloqueo. Para polarizar este elemento se puede seleccionar entre tensión de secuencia cero o negativa.

Para sensibilizar el ajuste de esta protección es necesario disponer del apoyo de la teleprotección, de lo contrario podría operar con fallas fuera del ámbito de las líneas de 60 kV.

#### Función sobrecorriente de fases (50/51)

Para la detección de fallas entre fases, el relé tiene un elemento de sobrecorriente de fases (50/51). Esta unidad sirve de respaldo a la unidad de distancia y las protecciones de sobrecorriente ubicadas aguas abajo.

#### Función cierre sobre falla

Esta función (SOFT) provee un disparo trifásico instantáneo para cualquier falla detectada inmediatamente después de un cierre manual del interruptor. La protección SOFT permanece habilitado 500 ms después del cierre del interruptor.

Mayor información sobre las características del relé se podrá encontrar en la Guía del Usuario TG 1.1671 (Operation Guide MiCOM P441 & P442 Distance Protection Relays).

#### **4.3.5.1 Cálculos de ajustes de la protección de distancia**

Para la protección de las líneas de 60 kV se hace uso de la función de distancia (21) como protección principal, la función de sobrecorriente de fases (50/51) y sobrecorriente direccional a tierra (67N) como protección de respaldo para fallas entre fases y tierra respectivamente.

El procedimiento de cálculo de ajustes del relé de distancia MICOM 441 es igual al del relé EPAC detallado anteriormente, por esta razón en esta parte solamente planteamos los alcances de cada una de las zonas. Cabe recalcar que las protecciones de ambas líneas son exactamente iguales.

#### Alcances

Zona 1 (Z1)	:	90% Zlínea
Zona 2 (Z2)	:	120% Zlínea
Zona 3 (Z3)	:	150% Zlínea
Zona 4 (Z4)	:	200% Zlínea
Zona 5 (Zp)	:	27% Zlínea (dirección inversa)

El alcance resistivo para todas las zonas será de  $20\Omega$ .

#### Temporización

Zona 1 (tZ1)	:	0.0 s
Zona 2 (tZ2)	:	0.4 s
Zona 3 (tZ3)	:	0.8 s
Zona 4 (tZ4)	:	2.0 s
Zona 5 (tZp)	:	10.0 s

#### **4.3.5.2 Cálculos de ajustes de la protección de sobrecorriente de fases y tierra**

Respecto a las unidades de sobrecorriente de fases y tierra se han descrito conjuntamente con las protecciones de sobrecorriente del transformador de potencia. En las figuras 4.17 y 4.18 se presentan las curvas de selectividad conjuntamente con las protecciones de sobrecorriente del transformador de potencia.

Para conseguir una buena selectividad en la operación de las protecciones de sobrecorriente, se recomienda que los tiempos de operación de los relés ubicados en la subestación La Pajuela sean menores que los tiempos de los relés de Cajamarca.

Los ajustes de las funciones de impedancia y sobrecorriente se muestran en el Anexo 7.

#### 4.4 Sistema de sincronización automática

Las líneas de 220 y 60 kV cuentan con relés de sincronismo automático para las maniobras de operación. En la subestación Trujillo Norte la línea se acopla al sistema de sincronización existente y en la subestación Cajamarca Norte está previsto la sincronización con los interruptores de las líneas de 220 y 60 kV (figuras 4.2 y 4.5).

Los relés de chequeo de sincronismo marca ALSTOM tipo KAVS100, son usados con esquemas de cierre manual o automático de interruptores, tiene incorporados dos circuitos de medida de tensiones y varios comparadores, los cuales pueden ser seleccionados vía la interfase del usuario para dar señales de salida requeridos para una aplicación específica. A continuación se indican los comparadores que cuenta este relé: mínima tensión, diferencia de tensión, chequeo de ángulo de fase, desliz del sistema, chequeo del ángulo del sistema, línea muerta / barra viva, línea viva / barra muerta, línea muerta / barra muerta.

##### 4.4.1 Cálculo de ajustes del relé de sincronismo

###### Datos del relé

Fabricante	:	ALSTOM
Tipo	:	KAVS100

Fabricante : ALSTOM  
 Tipo : KAVS100  
 Manual de Ref. : R6524A

#### Cálculo de ajustes

Los cálculos de los ajustes del relé de sincronismo se hace sobre la base de las condiciones de operación en paralelo de los dos sistemas de generación que une la línea de transmisión de 220 y 60 kV.

#### Datos del sistema

Línea de transmisión Trujillo Norte – Cajamarca Norte

Tensión nominal ( $V_n$ ) : 220 kV

Relación del transformador de tensión :  $kV_1/kV_2 = (220/\sqrt{3})/(0.1/\sqrt{3}) = 2200$

#### Ajustes

- 1) VT Ratio : 2200 (relación del transformador de tensión)
- 2) Phase angle :  $20^\circ$
- 3) Slip Freq. : 0.1 Hz
- 4) Synch Timer : 1.1 s
- 5) Split angle :  $170^\circ$
- 6) Split timer : 1.0 s
- 7) V. B/L Live : 100.1 kV (45.5%  $V_n$ )
- 8) V. B/L Dead : 28.60 kV (13%  $V_n$ )
- 9) Undervoltage : 88 kV (40%  $V_n$ )
- 10) Diff. Voltage : 13.2 kV (6%  $V_n$ )

## ***Coordinación de aislamiento***

### **5.1 Introducción**

El alcance del presente capítulo es verificar la coordinación de aislamiento de los equipos principales cuyas características se han precisado en el capítulo 1, para lo cual se realizarán los cálculos de selección de las características técnicas de los pararrayos adquiridos para el nivel de 220 kV.

### **5.2 Generalidades**

La coordinación de aislamiento es una disciplina que permite realizar el mejor compromiso técnico económico en la protección de las personas y del material contra las sobretensiones que pueden aparecer en las instalaciones eléctricas, sobretensiones que pueden tener por origen la red o el rayo.

La coordinación de aislamiento en subestaciones y líneas de transmisión en su concepción más simple, comprende cuatro partes fundamentales que son:

- Estudio de las sobretensiones que pueden presentarse en un determinado sitio del sistema de potencia.
- Estudio y selección de los dispositivos de protección que se ajusten a los niveles de sobretensiones esperados.
- Selección de la rigidez dieléctrica del equipo, de tal forma que se mantengan los márgenes de seguridad.
- Requisitos de aislamiento para la seguridad humana.

### 5.3 Fundamentos de las sobretensiones

El principal objetivo de los estudios de sobretensiones es el estimar el esfuerzo eléctrico sobre los aislamientos regenerativos de las líneas y de los equipos de maniobra y sobre los aislamientos no regenerativos de los transformadores y reactores con el fin de hacer la coordinación de aislamiento estadístico de dichas componentes. Los estudios son por lo tanto enfocados a buscar las condiciones más críticas dentro de las sobretensiones esperadas con mayor probabilidad como consecuencia de los disturbios que puedan presentarse.

Una sobretensión es una tensión variable con el tiempo, entre fase y tierra o entre fases cuyo valor de cresta es superior al valor de cresta de la tensión máxima de un sistema.

Es necesario tener en cuenta tanto la amplitud de la tensión como el tiempo de duración de las sobretensiones que provocan los esfuerzos dieléctricos en los materiales aislantes.

La mayor parte de las salidas de los sistemas eléctricos de potencia se deben:

- Sobretensiones transitorias originadas por maniobras del sistema, las cuales son generalmente controlables
- Descargas atmosféricas, las cuales son impredecibles
- Sobretensiones temporales a frecuencia industrial (60 Hz.)

La selección adecuada del aislamiento requiere un conocimiento del valor de las sobretensiones esperadas. Estas pueden ser obtenidas a partir de mediciones reales en el sistema, lo cual es muy confiable, pero requiere de un sistema ya construido, o por análisis y medidas en un modelo analógico o digital del sistema de potencia.

### 5.3.1 Sobretensiones temporales

Ésta se caracteriza por ser oscilatorias fase-tierra o fase-fase. Son relativamente de larga duración y no amortiguada o débilmente amortiguada a frecuencia industrial.

Las sobretensiones temporales pueden ser ocasionadas por:

- Ocurrencia de fallas fase a tierra, dos fases a tierra, fase a fase y trifásicas. De estas fallas las que más problemas ocasionan en la red debido a la asimetría, son las fallas a tierra y el caso más severo es la falla línea a tierra.

El modo de puesta a tierra del neutro del sistema es un factor determinante en la magnitud de las sobretensiones por falla fase a tierra.

Los modos de puesta a tierra pueden ser clasificados de la siguiente manera:

- a. Sistema con neutro aislado: Aquellos en los cuales no existe ninguna conexión intencional del neutro a tierra, excepto a través de dispositivos o aparatos de muy alta impedancia.
- b. Sistemas no efectivamente puestos a tierra: Son aquellos en los cuales el neutro es puesto a tierra a través de una reactancia, teniendo esta un valor tal, que durante una falla monofásica a tierra, la corriente inductiva a frecuencia industrial que pasa a través de la reactancia, neutraliza sustancialmente la componente capacitiva a frecuencia industrial de la corriente de falla a tierra.
- c. Sistemas efectivamente puestos a tierra: Son aquellos en los cuales el neutro es puesto a tierra, en forma sólida a través de una resistencia o

una reactancia de bajo valor, suficiente para reducir materialmente cualquier oscilación transitoria y para asegurar las condiciones de protección selectiva de falla a tierra.

- Otras causas son: Cambios súbitos de carga, efecto Ferranti, resonancia, ferorrresonancia, conductores abiertos, resonancia inducida de circuitos acoplados, energización de transformadores terminales de línea.

Las sobretensiones temporales pueden tener varios efectos sobre el sistema; entre los cuales están los flameos en aislamientos externos o perforación de aislamientos internos si la magnitud es lo suficientemente alta y el calentamiento de núcleos de transformadores y reactores debido a la saturación que causa.

### 5.3.2 Sobretensiones por maniobra

Denominadas también sobretensiones internas, son aquellas que están localizadas en un punto dado debido a operaciones de maniobra o fallas. Generalmente son altamente amortiguadas y de corta duración presentando diferentes formas de onda.

La amplitud y duración de las sobretensiones por maniobra dependen de la configuración del sistema y de los parámetros del equipo, además del ajuste y modo de alteración del sistema.

Las sobretensiones por maniobra son originadas comúnmente por la energización o recierre de líneas, por ocurrencia y despeje de una falla, por modificación de corrientes inductivas o capacitivas, por corrientes circulando por el primario de un transformador sin carga en el devanado secundario y



en general por operaciones especiales de condensadores en serie y de circuitos resonantes y ferromagnetos.

### 5.3.3 Sobretensiones por descargas atmosféricas

Denominadas también sobretensiones externas. Es la existente entre fase y tierra o entre fase y fase debida a una descarga atmosférica específica. Tales sobretensiones usualmente son unidireccionales y de muy corta duración (1-100 $\mu$ s).

Una descarga atmosférica puede tomarse como una fuente de corriente, capaz de hacer circular una corriente permanente a través de una impedancia. La tensión dada por la descarga es el producto de la corriente por la impedancia por donde esta circula.

Las sobretensiones producidas por descargas atmosféricas pueden afectar tanto a las subestaciones como a las líneas de transmisión. Las subestaciones pueden ser afectadas por descargas directas en ellas como por descargas directas en sus líneas cercanas.

- Sobretensiones por descargas atmosféricas sobre el conductor de fase

Las corrientes debidas a estas descargas circulan en ambos sentidos a partir del punto de incidencia a través de la impedancia impulso del conductor de fase produciendo así una sobretensión por falla del apantallamiento.

- Sobretensiones por descargas directas sobre el cable de guarda o la torre

Son las más comunes y también denominadas sobretensiones producidas por descargas disruptivas inversas (flameo inverso). La corriente que circula por la estructura, desarrolla una tensión en la

resistencia de puesta a tierra de la torre y por lo tanto, el potencial eléctrico de la torre se eleva, mientras el potencial en los conductores no se ve afectado por la descarga atmosférica resultando una tensión eléctrica entre la torre y el conductor de fase.

- Sobretensiones electromagnéticas inducidas

Estas sobretensiones son producidas por inducción electromagnética desde objetos cercanos que se encuentran aterrizados en donde se han presentado descargas atmosféricas.

## **5.4 Protección contra las sobretensiones**

La protección de un sistema contra las sobretensiones puede realizarse por medio de varios métodos y la coordinación de protección con los aislamientos de los equipos debe estudiarse para así realizar una selección técnico-económica adecuada de las protecciones del sistema.

### **5.4.1 Protección contra sobretensiones temporales**

El conocimiento de estas sobretensiones es de fundamental importancia para la ordenada selección de los pararrayos, ya que la tensión nominal de éstos debe ser siempre superior a la máxima tensión eficaz que pueda aparecer en el sistema entre fase y tierra.

En sistemas efectivamente puestos a tierra la máxima sobretensión de fase a tierra, en valor eficaz, no superará el valor de 1.4 veces, la tensión simple.

### **5.4.2 Protección contra las sobretensiones por maniobra**

El conocimiento de estas sobretensiones es de especial interés para establecer el nivel de aislamiento de líneas largas en alta y extra-altas tensiones y para determinar las exigencias que deben satisfacer los

interruptores de potencia en los procesos de maniobras sin que se produzcan reencendidos del arco. La protección contra las sobretensiones de maniobra en líneas largas en vacío mediante pararrayos de tipo de soplado magnético puede en algunos casos suministrar protección adecuada. Para limitar las sobretensiones producidas por la desconexión rápida de las líneas a valores de 2.5 a 3. p.u., se incorporan a veces a la instalación de transformadores de potencial del tipo inductivo en vez de los del tipo capacitivo. También se instalan resistencias de preinserción entre los contactos de los interruptores para limitar los reencendidos en los mismos, evitando así grandes sobretensiones.

#### 5.4.3 Protección contra sobretensiones por descarga atmosférica

Para efectuar una evaluación de la protección contra descargas atmosféricas es necesario determinar el nivel cerámico de la región, el cual da el número de días en el año en que probablemente haya tormentas. El nivel cerámico es en general más bajo cerca de los polos terrestres, y más alto en los trópicos.

Para proteger la subestación contra descargas directas de los rayos se utilizan cables de guarda cuando el nivel cerámico es medianamente alto. La protección de los equipos de la subestación contra rayos que caen en las líneas y penetran en la subestación, consiste en instalar explosores o cuernos de arco en los equipos de la subestación. Esta medida se justifica en regiones con moderados niveles isocerámicos o instalaciones en las que no se justifica económicamente adoptar otros medios de protección más completos y costosos.

La distancia disruptiva se calibra para una tensión de descarga variable entre el 70 y el 80% del nivel de aislamiento del aparato a proteger. Si los transformadores se protegen con pararrayos y se utilizan además explosores como defensa secundaria o de reserva, las distancias de ajuste deberán ser superiores para evitar que los electrodos se “ceben” con sobretensiones de origen interno.

La protección más completa y segura para limitar sobretensiones de origen atmosférico a valores no peligrosos para el aislamiento del equipo, se obtiene con la instalación de pararrayos.

Los pararrayos son especialmente empleados:

- a. Para protección de los transformadores de potencia y de bobinas de reactancia especialmente cuando tiene un aislamiento reducido.
- b. En instalaciones en extra-altas tensiones para reducir el nivel de aislamiento de los interruptores.
- c. Para protección del neutro de los transformadores de potencia cuando operan con el punto neutro aislado y los arrollamientos tienen aislamiento gradual.

**Para efectos de coordinación del nivel de aislamiento, el pararrayos fija el nivel de protección de la instalación.**

El nivel de protección de la instalación se define como la tensión máxima que aparece entre sus terminales en las condiciones de ensayo con ondas de impulso normalizadas representativas de las condiciones reales de servicio.

El nivel de protección de la onda de impulso determinado por el pararrayos queda caracterizado por el valor más elevado de las siguientes tensiones:

- tensión de cebado para la onda plena de impulso normalizada
- tensión residual para la corriente de descarga nominal.

Para que el pararrayos realice una protección eficaz su instalación deberá cumplir con los siguientes requisitos:

- Que las conexiones entre el punto de unión del pararrayos y tierra sean suficientemente cortas y se disponga de una baja resistencia de tierra.
- Que la distancia entre el pararrayo y el equipo a proteger sea mantenida dentro de un valor adecuado.

## 5.5 Dispositivos de protección

Para la selección del equipo de protección y el cual pretende establecer los niveles de protección adecuados los cuales significan la relación entre el nivel de aislamiento no disruptivo del equipo y los niveles de sobretensión que pueden presentarse en el sistema, se utiliza el método de la coordinación de aislamiento convencional.

Alcanzar estos niveles de protección sin la utilización del pararrayos u otros dispositivos, resulta una decisión antieconómica por lo tanto se requiere implementar el uso de los mismos.

La función de los aparatos de protección contra las sobretensiones son:

- Limitar la tensión que puede presentarse en el equipo protegido.
- Localizar las descargas disruptivas en sitios donde no puedan producirse daños.

La protección óptima se obtiene al localizar el dispositivo de protección tan cerca como sea posible del equipo a proteger.

Lógicamente, los dispositivos de protección, deben soportar continuamente el voltaje normal para el cual están diseñados. Su habilidad de protección se reconoce en el factor denominado "Relación de protección", definido como la razón entre el valor máximo del impulso de voltaje que se presenta durante la descarga y el máximo voltaje de cresta que soporta después de la descarga.

El margen de protección frente a sobretensiones externas  $C_i$ , viene dado por:

$$C_i = N_{ti}/N_i.$$

Donde:

$N_{ti}$  : Nivel de aislamiento no disruptivo del equipo debido a sobretensiones de origen externo o BIL en kV.

$N_i$  : Máxima sobretensión de origen externo en kV.

El margen de protección  $C_i$  se encuentra en el intervalo de 1.2 a 1.4 tomándose generalmente valores entre 1.2 y 1.25.

El margen de protección frente a sobretensiones por maniobra  $C_s$ , puede expresarse por:

$$C_s = N_{ts}/N_s.$$

Donde:

$N_{ts}$  : Nivel de aislamiento no disruptivo del equipo debido a sobretensiones por maniobra o BSL en kV.

$N_s$  : Máxima sobretensión por maniobra en kV.

El margen de protección  $C_s$ , se encuentra en el intervalo 1.10 a 1.20 tomándose generalmente como valores entre 1.12 y 1.15.

Debe tenerse en cuenta que para alturas superiores a la del nivel del mar y para el aislamiento externo, la tensión no disruptiva disminuye de acuerdo a la densidad del aire, entre tanto el nivel de protección del equipo protector no es afectado por

la altura. Es por ello que los márgenes de protección  $C_i$  y  $C_s$ , deben permanecer constantes para diferentes alturas sobre el nivel del mar.

### 5.5.1 Pararrayos

Con el nombre de pararrayos o descargadores de sobretensión se conocen los dispositivos destinados a proteger el equipo eléctrico contra sobretensiones transitorias elevadas en los circuitos eléctricos, limitando la duración y la amplitud de la corriente subsiguiente. El término "pararrayos" o descargadores de sobretensión incluye cualquier separación externa, en serie con el pararrayos, esencial para el funcionamiento adecuado del aparato instalado, sin tener en cuenta si es o no una parte íntegra de él.

Los pararrayos son clasificados de acuerdo a su uso y su rango de tensión de aplicación como se muestra en la tabla siguiente:

CLASE	USO	RANGO DE TENSION
Estación	Subestaciones grandes	138 kV hacia arriba
Intermedio	Subestaciones pequeñas, líneas de sub-transmisión, fin de líneas.	138 kV hacia abajo
Distribución	Subestaciones pequeñas de distribución, barras de distribución.	44 kV hacia abajo

### 5.6 Selección de pararrayos – Datos y cálculos

Los cálculos se hacen en primer lugar para la subestación Trujillo Norte que se encuentra dentro de los 1000 m.s.n.m.

Consideraciones:

- Sistema sólidamente aterrizado.
- Pararrayos de Oxido de Zinc (ZnO).

- Tensión máxima de 245 kV.

a. Cálculo de la tensión nominal de los pararrayos de ZnO: R

Se tiene en cuenta los siguientes parámetros:

a.1 Tensión Continua de Operación (COV):

$$COV = \frac{U_m}{\sqrt{3}} = \frac{245kV}{\sqrt{3}} = 141.45kV$$

a.2 Sobretensión Temporal (TOV):

$$TOV = K_e * COV = 1.4 * 141.45 = 198.03kV$$

Como es un sistema sólidamente aterrizado,  $K_e=1.4$

La tensión nominal del pararrayos R, se elige seleccionando el mayor valor entre  $R_o$  y  $R_e$ .

$$R_o = \frac{COV}{K_o} = \frac{141.45}{0.8} = 176.81kV$$

donde  $K_o$  es el factor de diseño según el fabricante el cual debe ser especificado por este. Un valor de  $K_o$  normalmente encontrado es 0.8.

$$R_e = \frac{TOV}{K_t} = \frac{198.03kV}{1.10} = 180.02kV$$

donde  $K_t$  es la capacidad del pararrayos contra sobretensiones temporales el cual depende del tiempo de duración de la sobretensión.

$K_t = 1.15$  para 1 segundo.

$K_t = 1.10$  para 10 segundos.

$K_t = 0.95$  para 2 horas.

El mayor entre  $R_o$  y  $R_e$ , es  $R_e$  por lo consiguiente R es igual a:

$$R = R_e * 1.05 = 180.02kV * 1.05 = 189.03kV$$



b. Nivel de protección para impulso tipo atmosférico (NPR o LIPL)

El NPR de un pararrayos ZnO es considerado, en términos generales y para efectos de coordinación de aislamiento como el mayor entre los siguientes valores:

- Tensión máxima residual para impulsos escarpados (1/(2-20) m s) de corriente dividido en 1.15. Para efectos prácticos es igual a  $1.1 \cdot \text{Tensión máxima residual } 8/20\text{m s}$ .
- Tensión máxima residual para impulsos atmosféricos a la corriente nominal de descarga 8/20m s.

10 kA ( $U_m \leq 420\text{kV}$ )

15 kA ( $420\text{kV} < U_m \leq 550\text{kV}$ )

20 kA ( $U_m > 550\text{kV}$ )

c. Nivel de protección para impulso de maniobra (NPM o SIPL)

El NPM para un pararrayos de ZnO se obtiene así:

- Sistema con tensión máxima menor de 145kV, máximo voltaje residual con impulso de corriente de maniobra (30/60m s) de 0.5 kA.
- Sistema con tensiones entre 145kV y 362kV el impulso de corriente de maniobra debe ser de 1kA.
- Sistemas con tensiones superiores, el impulso de corriente de maniobra debe ser de 2kA.

De acuerdo al Cuadro 5.1, la tensión nominal del pararrayo R, queda normalizada:

### Guaranteed protective characteristics

Recomm. for system voltage	Rated voltage	Max. Cont. Operating Voltage	MCOV as per ANSI tests	TOV capability for		Max. Residual voltage with current wave						
				1 sec.	10 sec.	Switching surges			8/20 ms			
						1kA	2kA	3kA	5kA	10kA	20kA	40kA
kVrms	kVrms	KVrms	kVrms	kVrms	kVrms	kVrms	kVrms	kVrms	kVrms	kVrms	kVrms	kVrms
EXLIM P-A and P-B												
123	90	72	72	104	99	175	182	186	196	207	226	249
	96	77	77	111	106	187	194	198	209	221	241	266
	108	78	84	125	119	210	217	223	235	249	271	299
	120	78	98	139	130	235	242	248	261	276	302	332
	132	78	106	153	145	257	266	272	288	304	332	365
	138	78	111	160	152	269	278	285	301	318	347	381
145	108	86	86	125	119	210	217	223	235	249	271	299
	120	92	98	139	130	235	242	248	261	276	302	332
	132	92	106	153	145	257	266	272	288	304	332	365
	138	92	111	160	152	269	278	285	301	318	347	381
	144	92	115	167	158	280	290	297	314	332	362	398
	170	132	106	106	153	145	257	266	272	288	304	332
144		108	115	167	158	280	290	297	314	332	362	398
162		108	130	188	178	315	326	334	353	373	407	448
168		108	131	195	185	327	338	346	366	387	422	464
245	180	144	144	209	198	351	362	371	392	414	452	497
	<b>192</b>	<b>154</b>	<b>154</b>	<b>223</b>	<b>211</b>	<b>374</b>	<b>386</b>	<b>396</b>	<b>418</b>	<b>442</b>	<b>482</b>	<b>530</b>
	198	156	160	230	218	386	398	408	431	456	497	547
	210	156	170	244	231	409	423	433	457	483	528	580
	219	156	177	254	241	426	441	452	477	504	550	605
	228	156	180	264	251	444	459	470	496	525	573	630
	300	216	174	174	251	238	421	435	445	470	497	543
228		182	182	264	251	444	459	470	496	525	573	630
240		191	191	278	264	467	483	495	522	552	603	663
258		191	209	299	284	502	519	532	562	594	648	712
264		191	212	306	290	514	531	544	575	608	663	729
276		191	220	320	304	537	555	569	601	635	693	762
288		191	230	334	317	561	579	594	627	663	723	795
294		191	235	341	323	572	591	606	640	677	738	812
362		258	209	209	299	284	502	519	532	562	594	648
	264	211	212	306	290	514	531	544	575	608	663	729
	276	221	220	320	304	537	555	569	601	635	693	762
	288	230	230	334	317	561	579	594	627	663	723	795
	294	230	235	341	323	572	591	606	640	677	738	812
	300	230	243	348	330	584	603	618	653	690	753	828
	312	230	245	362	343	607	628	643	679	718	784	862
	330	230	267	383	363	642	664	680	718	759	829	911
	336	230	272	390	370	654	676	693	731	773	844	928

Cuadro 5.1 Características de protección garantizadas

Valor Normalizado R : 192 kV.

Nivel de protección del pararrayos a impulsos de maniobras (NPM) : 374 kV

(Switching surges, 1 kA)

Nivel de protección del pararrayos a impulsos atmosféricos (NPR) : 442 kV

(8/20  $\mu$ s, 10 kA)

Los pararrayos seleccionados para ambas subestaciones tiene la tensión normalizada de 198 kV, lo cual está de acuerdo con los resultados anteriores.

De acuerdo al cuadro 5.2, obtenemos lo siguiente:

Tabla 5. Niveles de aislamiento normalizados por IEC

Tensiones Nominales del Sistema kV	Tensión Máxima para el equipo KV ef.	Nivel de Aislamiento al Impulso		Nivel de aislamiento Baja Frecuencia	
		Aislamiento Pleno kV pico	Aisl. Reducido KV pico	Aislamiento Pleno kV ef.	Aisl. Reducido kV ef.
88 - 94	100	450	380	185	150
110 - 115	123	550	450	230	185
132 - 138	145	650	550	275	230
			450		185
150 - 161	170	750	650	325	275
			550		230
220 - 230	245	1050	900	460	395
			825		360
			750		325
275 - 287	300		1175		510
			1050		460
			900		395
330 - 345	362		1300		570
			1175		510
			1050		460
380 - 400	420		1675		740
			1550		680
			1450		630
			1300		570
500	525		1800		790
			1675		740
			1550		680
			1425		630

Cuadro 5.2: Niveles de aislamiento normalizados por IEC

Tensión máxima	: 245 kV
Nivel básico de asilamiento (BIL)	: 1050 kV
Nivel de tensión límite a frecuencia industrial	: 460 kV

En el capítulo 1, ítem 1.2.3, 1.2.4 se observa que los equipos principales ubicados en la subestación Trujillo Norte al tener un nivel de aislamiento de 1050/460, cumplen con las exigencias de la norma IEC.

Para el aislamiento de los equipos ubicados en la subestación Cajamarca Norte debe considerarse el factor de altura.

La subestación se encuentra a una altura de 3500 m.s.n.m., del cuadro 5.3 (tabla 441-4 del Código Nacional de Electricidad Suministro 2001, pág. 208395), obtenemos el factor de altura:

Tabla 441-4  
Factor de corrección por altitud  
(Véase la regla 441 en su totalidad)

Altitud (m)	factor de corrección
900	1,00
1 200	1,02
1 500	1,05
1 800	1,08
2 100	1,11
2 400	1,14
2 700	1,17
3 000	1,20
3 600	1,25
4 200	1,30
4 800	1,35
5 400	1,39
6 000	1,44

Cuadro 5.3 Factor de corrección por altitud

Por lo que el factor de altura es igual a  $\delta = 1.25$

La tensión máxima y los niveles de aislamiento encontrados para la subestación Trujillo Norte deben afectarse por el factor  $\delta$  y servir de referencia para que de acuerdo al Cuadro 5.1 seleccionar los nuevos niveles de aislamiento de los equipos ubicados en la subestación Cajamarca Norte. Estos nuevos valores son:

Tensión máxima  $1.25 \times 245 = 306.25$  kV , normalizando : 362 kV

Nivel básico de aislamiento (BIL) : 1300 kV

Nivel de tensión límite a frecuencia industrial : 570 kV

Igualmente en el capítulo 3 se observa que los equipos principales ubicados en la subestación Cajamarca Norte al tener un nivel de aislamiento de 1300/570 cumplen con la norma (Cuadro 5.2).

## ***Implementación de los sistemas de control, protección y medida***

### **6.1 Introducción**

La etapa primordial del proyecto es el desarrollo de la ingeniería de detalle (esquemas funcionales), documento que si se ha concebido adecuadamente y elaborado en estrecha coordinación con el fabricante y el cliente, en las próximas etapas del proyecto no debería tenerse mayor problema.

En la etapa de puesta en servicio se comprueba físicamente la lógica concebida en los esquemas funcionales y es momento de efectuar algunas modificaciones necesarias que se presentan muchas veces por no conocer a profundidad las características de operación de un equipo determinado.

En el presente capítulo, se realizará la descripción de la etapa de implementación de los sistemas de control, protección y medida.

### **6.2 Cronograma**

Los trabajos efectuados se desarrollaron de acuerdo a un cronograma, el cual por la cantidad de actividades y días empleados, se muestran en dos cuadros 6.1 y 6.2.

Se observa que, algunos trabajos necesariamente se tuvieron que desarrollar en forma secuencial, por ejemplo: antes de la construcción de los tableros de protección, control y medida, se debe elaborar los esquemas funcionales, en los cuales se determina que equipos de protección, control y medida se han de

implementar, cantidad y disposición de estos en cada tablero; mientras que algunos trabajos se pueden desarrollar en forma simultánea, tal es el caso de la construcción de los tableros y la elaboración del estudio de coordinación, del cual se obtiene los ajustes de los equipos de protección (ver cuadro 6.1).

Del cuadro 6.2, como ejemplo de trabajos secuenciales mencionaremos a la medición de la malla de puesta a tierra de la subestación el cual debe ser realizado antes de efectuar las conexiones a tierra. Luego de concluidas las mediciones se deben realizar las conexiones a tierra previstas en la subestación para efectuar la medición de los parámetros de la línea de transmisión.

### **6.3 Inspección y toma de datos**

El objetivo de este trabajo es la recolección de información de los datos requeridos para el desarrollo del proyecto.

- Verificación del área disponible para la instalación de los tableros en la subestación donde es necesario solamente ampliarla. En este caso se trata de la subestación Trujillo Norte, dado que la subestación Cajamarca Norte es parte del nuevo proyecto y por ende nace con todo lo necesario para la instalación de los sistemas de control y protecciones.
- Puntos accesibles en la instalación existente para interconectar con los nuevos circuitos de control.

### **6.4 Desarrollo de ingeniería de detalle**

El desarrollo de la ingeniería consiste en elaborar los esquemas funcionales de los equipos en su conjunto. Del buen desarrollo de esta etapa depende en la práctica





Cuadro 6.2

## CRONOGRAMA DE PRUEBAS SS.EE. TRUJILLO NORTE - CAJAMARCA NORTE

EQUIPO	IDENT.	DÍAS																						
		146	147	148	149	150	151	152	153	154	155	156	157	158	159	160	161	162	163	164	165	166	167	168
S.E. TRUJILLO NORTE																								
EQUIPOS DE PATIO																								
TRANSF. DE TENSION 220 KV	TT1L4	M	P	P																				
TRANSF. DE CORRIENTE 220 KV	TTCL4	M	P																					
PARARRAYOS 220 KV	PRL4	M																						
SECCIONADOR DE LINEA 220 KV	89L4		M	P	P																			
SECCIONADOR DE BARRAS A 220 KV	89L4A		M	P																				
SECCIONADOR DE BARRAS B 220 KV	89L4B		M		P																			
INTERRUPTOR 220 KV	52L4 (IN-2446)			M	P	R	T																	
RELES Y TABLEROS																								
INYECCION SECUNDARIA		P	P	P	P																			
CONTROL Y MANDO						P																		
L.T. 220 KV TRUJILLO - CAJAMARCA	L-2260					P																		
MEDICION DE PARAMETROS								P	P															
SIST. ONDA PORTADORA TRUJ-CAJ																								
TRANSFERENCIA DE DATOS TRUJILLO								P	P	P	P	P	P											
TRANSF. DE DATOS CAJAMARCA								P	P					P	P	P								
S.E. CAJAMARCA NORTE																								
EQUIPOS DE PATIO																								
TRANSF. DE TENSION 220 KV	TTL1					M	P																	
TRANSF. DE TENSION 220 KV	TT220B					M	P																	
TRANSF. DE CORRIENTE 220 KV	TCL1					M		P																
PARARRAYOS 220 KV	PRL1					M																		
PARARRAYOS 220 KV	PRT1-220														M									
SECCIONADOR DE LINEA 220 KV	89L1						M	P																
SECCIONADOR DE BARRAS B 220 KV	89L1B						M		P															
SECCIONADOR DE BARRAS B 220 KV	89TB						M			P														
INTERRUPTOR 220 KV	52L1						M			P	R	T												
INTERRUPTOR 220 KV	52T23						M			P	R	T												
RELES Y TABLEROS																								
INYECCION SECUNDARIA								P	P	P	P	P	P	P										
CONTROL Y MANDO																					P	P		
CELDA 10 KV																								
TRANSF. SS.AA.	52T10														M	P								
BATERIAS																								
RECTIFICADORES																					P			
TABLERO DE TRANSFERENCIA																							P	
MEDICION MALLA DE PUESTA A TIERRA						P	P	P																
LL.TT. 60KV CAJAMARCA - LA PAJUELA	L180 / L260																							
MEDICION DE PARAMETROS																					P	P		
ENERGIZACION																								
SOLICITUD DE ENERGIZACION LINEA 220 KV																								
ENERGIZACION LINEA 220 KV																								
SOLICITUD DE ENERGIZACION TRANSF. T1																								
ENERGIZACION TRANSFORMADOR T1																								
SOLICITUD DE ENERGIZACION LINEAS 60 KV																								
ENERGIZACION LINEAS 60 KV																								
TOMA DE CARGA																								

P: Pruebas

M Megado  
S. SolicitudR: Resistencia de contactos  
A: AprobaciónT: Medición de tiempos  
E: Energización

el buen funcionamiento de las instalaciones, claro esta, que en la etapa de montaje y sobre todo en las pruebas de puesta en servicio, pueden ser corregidos ligeramente los esquemas dependiendo de la experiencia del ingeniero a cargo del montaje y del ingeniero de puesta en servicio respectivamente.

Para la elaboración de los esquemas funcionales, se ha tenido especial cuidado de obtener los siguientes objetivos:

- Visión general de las instalaciones de cada subestación.
- Ubicación e identificación de equipos de cada módulo que se requiere supervisar.
- Codificación y uso de simbología según normas, en este caso se uso las normas IEC.

Para una mejor comprensión del desarrollo de la ingeniería analizaremos los planos típicos de una subestación. Tomaremos como referencia la subestación Cajamarca Norte, la cual tiene mayor variedad de bahías o módulos (salida líneas en 220 y 60 kV y salida transformador de potencia). Los esquemas desarrollados en este proyecto fueron:

#### **6.4.1 Esquemas eléctricos - Subestación Cajamarca Norte – Línea 1 (220 kV)**

##### **A) Esquemas Unifilares**

Plano 1201-SECANOR-L1-22 (hojas E1 y E2)

Estos planos detallan:

- La ubicación de la línea de transmisión dentro de la subestación Cajamarca Norte (hoja E1). Se observa que a futuro se implementará el sistema de doble barra con su respectivo interruptor de acoplamiento.

- El diagrama unifilar de protección y medición de la línea de transmisión (hoja E2). Se observa que el transformador de tensión de línea tiene dos núcleos, uno de medida (Cl. 0.2) y otro de protección (Cl. 3P). Con el núcleo de medida alimentamos al contador de energía multifunción ION7600, el indicador multifunción RECDIGIT POWER y los transductores TRIAD T23 y T22. Con el núcleo de protección alimentamos a los relés EPAC3132 (21P), SEL-321-1 (21S), KVAR 130 (79) y KVAS100 (25), así mismo, el transformador de corriente tiene cuatro núcleos, uno de medición (Cl. 0.2) y tres de protección (Cl. 5P20). A través del núcleo de medición se alimentan al contador de energía multifunción ION7600, el indicador multifunción RECDIGIT POWER y el transductor TRIAD T23; con el primer núcleo de protección se alimenta al relé de distancia principal EPAC3132 (21P), con el segundo núcleo de protección se alimenta a la protección de distancia de respaldo SEL-321-1 (21S) y el tercer núcleo se empleará a futuro para alimentar la protección de barras.

#### B) Lógica de operación de los equipos de maniobra

Plano 1201-SECANOR-L1-22 (hojas F1 a F8)

Estos planos detallan:

- La lógica de operación para el cierre y apertura del interruptor (hojas F1 y F2 respectivamente)
- La lógica de operación para el cierre y apertura del seccionador de línea, (hojas F3 y F4, respectivamente)
- La lógica de operación para el cierre y apertura del seccionador de barra "A" (hojas F5 y F6, respectivamente)

- La lógica de operación para el cierre y apertura del seccionador de barra "B" (hojas F7 y F8, respectivamente)

Como ejemplo analizaremos el diagrama lógico para el cierre del interruptor (hoja F1)

Para que la orden de cierre del interruptor sea ejecutada es necesario que se cumplan los siguientes requisitos simultáneamente:

**Si la orden se efectúa en modo local (mando en tablero propio del equipo)**

- 1) El conmutador Local / Remoto del interruptor ubicado en patio de llaves, debe estar en posición local

S4(52L1) (LOCAL)  $\rightarrow 1$ ,

- 2) El conmutador del interruptor ubicado en patio de llaves, debe estar en posición de cierre

S1(52L1) (I)  $\rightarrow 1$

**Si la orden se efectúa en modo distante (mando en tablero ubicado en la Sala de Control)**

Existen dos formas de cumplir las condiciones:

1. Efectuado a través del relé de sincronismo

- 1.1 El conmutador Local / Remoto del interruptor ubicado en patio de llaves, debe estar en posición remoto

S4(52L1) (REMOTO)  $\rightarrow 1$ ,

- 1.2 No importa la posición de los seccionadores de línea y de barras (89L1, 89L1A, 89L1B) los cuales pueden estar abiertos o cerrados indistintamente, pero si es necesario que sólo llegue una sola posición, nunca ambos (cierre y apertura simultáneamente)

89(L1) (OPEN o CLOSE) → 1

89(L1A) (OPEN o CLOSE) → 1

89(L1B) (OPEN o CLOSE) → 1

1.3 El conmutador 52CSL1 del interruptor ubicado en la Sala de Control, debe estar en posición de cierre

52CSL1 (I) → 1,

1.4 El conmutador de sincronismo 25CSL1, debe estar en posición de cierre

25CSL1 (SI) → 1,

1.5 La llave Local / Remoto 43L/RX1L1 debe estar en posición local

43L/R(LOCAL) → 1,

1.6 El relé de sincronismo 25L1 debe actuar, cerrando su contacto (34-36)

25 (SINCRONISMO) → 1

## 2. Efectuado a través del relé de reenganche

2.1 Se debe cumplir el ítem 1.1

2.2 El relé de reenganche debe actuar, cerrando su contacto

79L1(TRIP) → 1,

2.3 El conmutador de transferencia de disparo no debe estar en posición de transferencia

43TRL1 (NO) → 1

**Si la orden se efectúa en modo remoto (mando ubicado en Centro de Control)**

1. Se debe cumplir el ítem 1.1, 1.2 y 1.6

2. El conmutador Local / Remoto debe estar en posición remoto

43L/R(REMOTO) → 1,

3. Un contacto del RTU programado para cierre de interruptor debe estar cerrado

KC7(RTU) (ACTIVADO) → 1

### C) Medición

Plano 1201-SECANOR-L1-22 (hojas 05 y 06)

Estos planos detallan:

- Los circuitos de corriente, tensión y alimentación continua de dos transductores y un indicador multifunción (hoja 05). En el caso de los transductores, se muestra adicionalmente la conexión de los contactos de salida, a través de los cuales se envía información al RTU.
- Los circuitos de corriente, tensión y alimentación continua del medidor multifunción (hoja 06). Adicionalmente, se observa un relé auxiliar 27L1, el cual es utilizado para el bloqueo de los seccionadores de línea, cuando el seccionador de tierra está cerrado, este bloqueo se activa sólo si el relé auxiliar detecta pérdida de tensión.

### D) Protección /alimentación

Plano 1201-SECANOR-L1-22 (hojas 11, 12 y 15)

Estos planos detallan:

- Los circuitos de corriente y tensión de las protecciones principal 21PL1 (hoja 11), respaldo 21RL1 (hoja 12) y del relé de recierre 79L1 (hoja 15). Se debe recalcar que el circuito de tensión implementado para el relé de recierre, se utilizará cuando en un futuro se implemente recierre trifásico, lo cual se realizará con chequeo de sincronismo.

### E) Mandos

## Plano 1201-SECANOR-L1-22

Estos planos detallan:

- El cierre manual del interruptor de línea, realizado a distancia o a través de telemando (hoja 21). Se observa que cumple con la lógica de cierre descrita en el ítem B (hoja F1). A sí mismo se observa el cierre automático (recierre), el cual está condicionado a la actuación de la unidad de recierre KVAR 130 (79L1). Si se efectúa la transferencia, la orden de cierre al interruptor por actuación del relé de reenganche es cambiado al interruptor de acoplamiento.
- El sincronismo para cierre remoto desde el Centro de Control (hoja 22), el cual es realizado a través de un contacto previamente programado en el RTU (CL). La orden de cierre, tal como se indicó en el ítem B, está condicionado a la actuación del relé de sincronismo 25L1 (la única excepción es el cierre local, es decir, mando en tablero propio del equipo); de no actuar este relé durante un intervalo de tiempo previamente programado en el relé auxiliar KCS1, se deshabilita la orden de cierre. Si se desea cancelar la orden de sincronismo, esta orden se efectúa a través del relé auxiliar KCS3.
- Apertura de la bobina 1 del interruptor (hoja 23). Esta orden es efectuada de manera local, a distancia y a través de telemando, todas estas ordenes ocasionan un disparo trifásico. Los equipos de protección también pueden ocasionar la apertura del interruptor, se observa que la orden de disparo por la protección de distancia principal 21PL1 es por fase, en cambio el disparo por orden de la protección de barras el cual se implementará en futuro,

ocasionará un disparo trifásico. Si se activa la transferencia de disparos, los disparos de la protección de distancia ocasionarán la apertura del interruptor de acoplamiento.

- Supervisión de la bobina 1 del interruptor (hoja 24). Es efectuada por el relé de supervisión de circuito MVAX21, el cual activa una alarma audible y una indicación visual, si el circuito de disparo falla o el mecanismo no opera.
- Apertura de la bobina 2 del interruptor (hoja 25). Su funcionamiento es similar al descrito anteriormente (hoja 23), con la diferencia que no es activado por la protección principal, sino la de respaldo 21RL1.
- Supervisión de la bobina 2 del interruptor (hoja 26). Es similar a lo indicado anteriormente (hoja 24).
- Mandos de los seccionadores de línea, barra A y barra B (hojas 27, 28 y 29 respectivamente). Su operación se describe en los diagramas lógicos indicados anteriormente (hojas del F3 al F8).
- Circuito de sincronización (hoja 36). Se muestra la alimentación auxiliar y las tensiones de línea y barra. Se observa que la tensión de barra depende de la posición de los seccionadores de barras A o B (en futuro se implementará barra A).

## **F) Protección**

Plano 1201-SECANOR-L1-22

Estos planos detallan:

- Entradas y salidas digitales de la protección principal (hoja 41). Para la correcta operación del equipo de protección, es necesario una adecuada conexión de sus contactos. En los catálogos del equipo, el fabricante indica



que contactos son fijos (no programables) y que contactos se pueden programar de acuerdo a un uso específico. En esquema mostrado la programación de los contactos de ingreso (TS) y salida (TC), los contactos que habilitan los ingresos y los contactos o relés que son habilitados por contactos de salida. Por ejemplo el contacto de ingreso TS3, programado para recepción de HF, es activado por el contacto RX (bornes X21:10-9) ubicado en el tablero de Onda Portadora (OP). Las conexiones de los contactos indicadas en la ingeniería debe coincidir con la programación del relé (ver Anexo 2).

- Entradas y salidas digitales de la protección de respaldo (hoja 42). Similar a lo indicado anteriormente.
- Entradas y salidas digitales del relé de recierre (hoja 43). Similar a lo indicado anteriormente.
- Relé de recierre – Bloqueos (hoja 44). En este esquema se muestra las conexiones para el arranque y bloqueo del relé de recierre por parte de ambas protecciones (principal y respaldo). Se observa que el arranque es por fase (recierre monofásico).

#### G) Alarmas y Telealarmas

Plano 1201-SECANOR-L1-22

Estos planos detallan:

- Agrupamiento de alarmas y telealarmas – Protecciones (hoja 46). El esquema muestra los contactos de salida de las protecciones, las cuales son enviadas al panel de alarma o al RTU (telealarmas). Se observa que los

contactos que activan las alarmas y telealarmas, pueden ser del relé directamente o a través de un relé auxiliar.

- Alarmas - Panel de alarmas (hoja63). Se muestra las conexiones al panel de alarmas, el cual se encuentra ubicado en el Tablero de Control.
- Telealarmas – Unidad Terminal Remota (hoja 66). Se muestra las conexiones al Tablero del RTU.

#### **6.4.2 Esquemas eléctricos – Subestación Cajamarca Norte – Transformador de potencia 220/60/10 kV**

##### **A) Esquemas Unifilares**

Plano 1201-SECANOR-T1-22 (hojas E1 y E2)

Estos planos detallan:

- La ubicación del transformador de potencia dentro de la subestación Cajamarca Norte (hoja E1).
- El diagrama unifilar de protección y medición del transformador de potencia (hoja E2). Los transformadores de corriente mostrados dentro de la línea punteada se encuentran ubicados en los bushing del transformador de potencia. La zona de operación de la protección diferencial cubre el cable ubicado en el lado de 10 kV.

##### **B) Lógica de operación de los equipos de maniobra**

Plano 1201-SECANOR-T1-22 (hojas F1 a F8)

Estos planos detallan:

- La lógica de operación para el cierre y apertura del interruptor ubicado en el lado de 220 kV (hojas F1 y F2 respectivamente)

- La lógica de operación para el cierre y apertura del seccionador de barra "A" del transformador de potencia ubicado el lado de 220 kV (hojas F3 y F4, respectivamente)
- La lógica de operación para el cierre y apertura del seccionador de barra "B" del transformador de potencia ubicado el lado de 220 kV (hojas F5 y F6, respectivamente)
- La lógica de operación para el cierre y apertura del interruptor ubicado en el lado de 60 kV (hojas F7 y F8 respectivamente)
- La lógica de operación para el cierre y apertura del seccionador ubicado en el lado de 60 kV (hojas F9 y F10 respectivamente)

#### C) Medición

Plano 1201-SECANOR-T1-22 (hojas 06 a 09)

Estos planos detallan los circuitos de corriente, tensión y alimentación continua de los transductores e indicador multifunción, en los niveles de 220, 60 y 10 kV. En el caso de los transductores, se muestra adicionalmente la conexión de los contactos de salida, a través de los cuales se envía información al RTU.

#### D) Protección /alimentación

Plano 1201-SECANOR-T1-22 (hojas 11, 12 y 13)

Estos planos detallan:

- Los circuitos de corriente de las protecciones "A" 87T (hoja 11) y "B" 50/51 (hoja 12), en los tres niveles de tensión.
- Los circuitos de tensión de la protección "C" 59BA y 59BB (hoja 13), los cuales se encuentran ubicados en el nivel de 220 kV.

#### E) Mandos

## Plano 1201-SECANOR-T1-22

### Interruptor 52T23 (220 kV)

Estos planos detallan:

- El cierre manual del interruptor, realizado de manera local, a distancia o a través de telemando (hoja 21). Su operación se describe en los diagramas lógicos indicados anteriormente (hoja F1), y está condicionado a la ausencia de tensión en los niveles de 220 y 60 kV (relés auxiliares 27B220 y 27B60) y a la no operación de la protección diferencial el cual, de actuar, interrumpe el cierre a través del relé de bloqueo MVAJ23 (86X).
- Apertura de la bobina 1 (hoja 22). Esta orden es efectuada de manera local, a distancia y a través de telemando, todas estas ordenes ocasionan un disparo trifásico. La protección diferencial KBCH130 (87T) también ocasiona la apertura del interruptor, lo realiza a través del relé 86X.
- Supervisión de la bobina 1 (hoja 23). Es efectuada por el relé de supervisión de circuito MVAX21, el cual activa una alarma audible y una indicación visual, si el circuito de disparo falla o el mecanismo no opera.
- Apertura de la bobina 2 (hoja 24). Su funcionamiento es similar al descrito anteriormente (hoja 22), con la diferencia de que además de ser activado a través del relé 86X, también es activado por las protecciones de sobrecorriente MiCOM P122 y sobretensión MiCOM P921.
- Supervisión de la bobina 2 (hoja 25). Es similar a lo indicado anteriormente (hoja 23).

### Seccionador de barra A 89TA (220 kV)

Estos planos detallan los mandos de los seccionadores de las barras A y B (hojas 27 y 28 respectivamente). Su operación se describe en los diagramas lógicos indicados anteriormente (hojas del F3 al F6).

#### Interruptor 52T60 (60 kV)

Este plano detalla el cierre y apertura manual del interruptor, realizado de manera local, a distancia o a través de telemando (hoja 31). Su operación se describe en los diagramas lógicos indicados anteriormente (hojas F9 y F10).

El cierre está condicionado a la ausencia de tensión en los niveles de 220 y 60 kV (relés auxiliares 27B220 y 27B60) y a la no operación de la protección diferencial el cual, de actuar, interrumpe el cierre a través del relé de bloqueo 86X.

La apertura también es activada por la protección 87T a través del relé 86X y por la protección de sobrecorriente MiCOM P122.

#### Seccionador de barra B 89LB60 (60 kV)

Este plano detalla los mandos del seccionador de la barra B (hojas 33). Su operación se describe en los diagramas lógicos indicados anteriormente (hojas F9 y F10).

#### Interruptor 52T10 (10 kV)

Este plano detalla el cierre y apertura manual del interruptor, realizado de manera local, a distancia o a través de telemando (hoja 36).

El cierre está condicionado a la no operación de la protección diferencial el cual, de actuar, interrumpe el cierre a través del relé de bloqueo 86X.

La apertura también es activada por la protección 87T a través del relé 86X y por la protección de sobrecorriente MiCOM P122.

## **F) Protección**

Plano 1201-SECANOR-T1-22

Estos planos detallan:

- Las conexiones de la protección “A” T1 (hoja 41). Se observa que los contactos de salida de la protección 87T y de las protecciones propias del transformador, activan al relé de bloqueo 86X y a través de sus contactos se activa el disparo y el bloqueo de los interruptores ubicados en los lados de 220, 60 y 10 kV.
- El circuito de alimentación de las protecciones “B” (hoja 42). Sus contactos de salida se utilizan para ordenar la apertura de su respectivo interruptor (hojas 24, 31 y 36).

## **G) Alarmas y Telealarmas**

Plano 1201-SECANOR-T1-22

Estos planos detallan:

- Agrupamiento de alarmas y telealarmas – Protecciones “B” y “C” (hoja 50). El esquema muestra los contactos de salida de las protecciones, las cuales son enviadas al panel de alarma o al RTU (telealarmas).
- Alarmas - Panel de alarmas (hoja 65). Se muestra las conexiones al panel de alarmas, el cual se encuentra ubicado en el Tablero de Control.
- Telealarmas – Unidad Terminal Remota (hoja 69). Se muestra las conexiones al Tablero del RTU.

### **6.4.3 Fichas de cableado interno y externo**

A) Ficha de cableado interno.- Se describe el cableado entre equipos en un mismo tablero o bastidor considerando lo siguiente (ver cuadro 6.1):

- Equipo
- Borne
- Código
- Sección
- Conexión (hilo por hilo)
- Observaciones.

B) Ficha de cableado externo.- Se describe el cableado hacia las borneras de frontera (enlace entre armarios o enlace entre bastidores) considerando lo siguiente (ver cuadro 6.2):

- Denominación
- Marca de cable
- Longitud
- Origen
- Destino
- Conexión (hilo por hilo)
- Observaciones.

## **6.5 Montaje y conexionado de equipos de patio y tableros de protección y control**

Una vez terminada la ingeniería de detalle (incluido fichas de cableado interno y externo) y su posterior aprobación, se realiza el montaje de los equipos en cada subestación contemplada en el proyecto. El montaje de los equipos así como la integración de los nuevos componentes en los equipos existentes a ser modificados se realiza bajo la supervisión de una empresa contratada por el cliente.

## **6.6 Pruebas en blanco de los equipos de protección y medida**

La realización de las pruebas en blanco se realizó considerando:

- los ajustes propuestos en el estudio de coordinación para el caso de los equipos de protección,
- los valores nominales de los transformadores de tensión y corriente para el caso de los indicadores y medidores y
- los procedimientos indicados en los protocolos de pruebas.

En los protocolos se describe el procedimiento de las pruebas, las funciones habilitadas, los valores teóricos referenciales que se deben hallar y los equipos de pruebas a ser utilizados.

Adicionalmente se verifica la señalización correspondiente a la función probada del funcionamiento individual de cada equipo suministrado y del cumplimiento de los requisitos funcionales y características técnicas establecidas. Estas pruebas tienen por objetivo verificar la bondad de la instalación, el éxito del ensamblaje de las diferentes unidades y como consecuencia la verificación de los parámetros del sistema.

## **6.7 Pruebas en blanco del sistema de control y mando**

La realización de las pruebas de control y mando considera los siguientes aspectos:

**6.7.1 Comandos y señalización. Ejecución de los mandos de cierre y apertura de los equipos de patio (interruptor, seccionadores de barras y línea):**

- Mando local
- Mando a distancia



- Mando remoto

El seccionador de tierra recibe mando sólo de manera local por razones de seguridad.

Se verifica la señalización de cada mando ejecutado.

**6.7.2 Interbloqueos.** Se verifica los bloqueos (eléctricos) entre equipos de patio (interruptor y seccionadores). Por ejemplo el seccionador de barra B (89B) está bloqueado si el interruptor de línea (52L) se encuentra cerrado.

**6.7.3 Bloqueo por transferencia de disparo.** Cuando en una bahía se ha realizado la transferencia de disparo hacia el interruptor de acoplamiento ya se ha de manera local o remota (desde el Centro de Control) se bloquean todos los mandos de los equipos (seccionadores e interruptor)

**6.7.4 Disparos.** Se verifica los disparos (apertura del interruptor) por orden de los equipos de protección. Si el estado es de no transferencia los disparos son asociados al interruptor de línea. Si el estado es de transferencia los disparos son asociados al interruptor de acoplamiento.

**6.7.5 Inyección secundaria.**

- Transformador de tensión: Se desconecta los cables de los bornes secundarios de salida de cada transformador de tensión monofásico y se aplica en estos tensión trifásica con neutro, la misma que será verificada en todos los instrumentos (relés, medidores, indicadores). Esta prueba se efectúa para todos los devanados secundarios, uno por uno. El objetivo es verificar continuidad del circuito y correspondencia de fases.
- Transformador de corriente: Se desconecta los cables de los bornes secundarios de salida de cada transformador de corriente monofásico y se

aplica en estos corriente trifásica con neutro, la misma que será verificada en todos los instrumentos (relés, medidores, indicadores). Esta prueba se efectúa para todos los devanados secundarios. El objetivo es verificar continuidad del circuito y correspondencia de fases.

**6.7.6 Alarmas.** Para la verificación de las alarmas, se cortocircuita los contactos que la activan y/o se fuerzan los equipos a un estado de alarma, se verifica la correcta señalización en el panel de alarmas.

**6.7.7 Simulación falla.** Esta prueba tiene como objetivo verificar la correcta operación de los equipos de protección e interruptor. Con ayuda de enchufes de prueba se aíslan los circuitos de tensión y/o corriente que alimentan al equipo de protección y con equipos de pruebas aplicamos tensión y/o corriente con el objeto de simular fallas (monofásicas o bifásicas); los equipos de protección deben actuar ordenado la apertura del interruptor y estos deben abrir despejando la falla. Ambas acciones (orden de disparo del equipo de protección y apertura del interruptor) deben señalizarse correctamente.

## **6.8 Pruebas de puesta en servicio**

Las pruebas de puesta en servicio consideran los siguientes aspectos:

**6.8.1 Condiciones iniciales.** Se verifica las condiciones previas a la energización, es decir, por ejemplo si se va a energizar un módulo de línea, se verifica que las barras a la cual la línea va ha ser conectada se encuentre energizada.

**6.8.2 Secuencia de maniobras.** Se sigue un procedimiento previamente indicado en el protocolo de puesta en servicio. Siguiendo con el ejemplo anterior la secuencia sería:

1. Cierre del seccionador de barra (actualmente existe sólo una barra).
2. Cierre del seccionador de línea.
3. Cierre del interruptor de línea.

**6.8.3 Verificación de Parámetros Eléctricos.** Finalmente se verifican los parámetros eléctricos de los componentes del sistema involucrado a través de los indicadores, para nuestro ejemplo sería:

1. Tensión de barra.
2. Tensión en la línea.
3. Corriente en la línea.
4. Potencia activa y reactiva de la línea, teniendo en cuenta el sentido del flujo de potencia.

## ***Costos del sistema de protección, control y mando***

### **7.1 Introducción**

En el presente capítulo se describe los costos relacionados al suministro de los tableros de control, protección y mando totalmente equipados de ambas subestaciones, suministro e instalación de la Unidad de Transmisión Remota (RTU) y automatización de las celdas en 60 kV de la subestación Cajamarca Norte, ampliación de la RTU ubicada en la subestación Trujillo Norte, servicio de sincronización del GPS con los relés SEL321 y EPAC3132 en ambas subestaciones, pruebas y puesta en servicio de la línea de transmisión de la RTU ubicado en la subestación Cajamarca Norte, de todos los equipos de protección y medición de ambas subestaciones y medición de puesta a tierra de la subestación Cajamarca Norte.

Asimismo el costo por la elaboración de la ingeniería de detalle del sistema de control, mando y protecciones y del estudio de coordinación del sistema de protecciones.

Se debe recalcar que en estos costos no están considerados los equipos de patio asociados a los equipos de protección (interruptores, transformadores de corriente y transformadores de tensión).

## 7.2 Costo total del sistema de control, protección y mando

Descripción	Costo Total
Proyecto: L. T. Trujillo Norte - Cajamarca Norte	S/. 1,634,037.00

## 7.3 Costo de la ingeniería de detalle de control, mando y protecciones

Descripción	Costo	% Costo Total
Elaboración de la Ingeniería de detalle del sistema de Control, Mando y Protecciones.	S/. 52,968.00	3.24%

## 7.4 Costos del estudio de coordinación del sistema de protecciones

Descripción	Costo	% Costo Total
Elaboración del Estudio de Coordinación del Sistema de Protecciones	S/. 18,500.00	1.13%

## 7.5 Costo del montaje del sistema de control y protecciones

Descripción	Costo	% Costo Total
* Suministro tablero de protección L.T. 220 kV Trujillo Norte-Cajamarca Norte	S/. 1,368,697.00	83.76%
* Suministro e instalación RTU y automatización celdas 60 kV S.E. Cajamarca Norte		
* Ampliación RTU - S.E. Trujillo Norte		
* Sincronización GPS con relés SEL321 y EPAC3132		
* Supervisión y montaje subestaciones Trujillo Norte -Cajamarca Norte		

**7.6 Costo de pruebas y puesta en servicio**

Descripción	Costo	% Costo Total
* Pruebas y puesta en servicio L.T. Trujillo Norte- Cajamarca Norte		
* Pruebas y puesta en servicio RTU Subestación Cajamarca Norte	S/. 193,872.00	11.86%
* Medición de puesta a tierra-Subestación Cajamarca Norte		
* Asistencia técnica - S.E. Cajamarca Norte		

---

*Observaciones y Conclusiones***8.1 Observaciones**

- La magnitud de carga prevista para el complejo minero Yanacocha es el siguiente:

Potencia máxima : 35 MW

Potencia media : 30 MW

Potencia base : 26 MW

Proyección próximo año : 40 MW (máxima)

El factor de potencia varía entre 0.96 y 0.98, por lo que en el presente estudio hemos considerado un factor de potencia promedio de 0.97

- Los cálculos de ajustes efectuados sólo son válidos para las relaciones de transformación de los transformadores de corriente indicados en los diagramas unifilares (figuras 4.1, 4.2, 4.4 y 4.5).

**8.2 Conclusiones**

- La puesta en servicio de la línea de transmisión 220 kV Trujillo Norte – Cajamarca Norte, la subestación Cajamarca Norte y líneas de 60 kV, no origina sobrecarga en las líneas existentes, debido al incremento de flujo de potencia desde las centrales de generación.
- La compensación reactiva existente cumple con los requerimientos de operación con la inclusión de la línea de transmisión, es decir, el sistema operará dentro de los márgenes permitidos.

- De los resultados obtenidos en el cálculo de las corrientes de cortocircuito, no existe la posibilidad de saturación de los transformadores de corriente involucrados en el estudio (Cuadro 1.5).
- De las comparaciones efectuadas entre los niveles de corrientes de cortocircuito calculados y las capacidades de ruptura de los interruptores, concluimos que no hay problemas de carencia de capacidad de ruptura en los interruptores de potencia indicados en el cuadro 1.7
- La configuración de la red considerada en el estudio es radial (se transmite la energía al complejo minero Yanacocha desde la subestación Trujillo Norte), cuando en un futuro se interconecte con la Central Hidroeléctrica Carhuaquero se debe habilitar la unidad de oscilación de potencia de las protecciones de distancia (del relé principal y respaldo) y revisar los ajustes de las protecciones de sobrecorriente (de fases y tierra).
- Se debe revisar los ajustes de las protecciones de sobrecorriente de los relés ubicados en la subestación La Pajuela, tomando como referencia los ajustes de los relés de ubicados en las líneas de 60 kV. Los tiempos de operación de los relés ubicados en la subestación La Pajuela deben ser menores que los tiempos de los relés de Cajamarca.
- El nivel de aislamiento seleccionado para los equipos principales de ambas subestaciones (S.E. Trujillo Norte: 1050/460 kV y S.E. Cajamarca Norte: 1300/570 kV), cumplen con las exigencias de la norma IEC.



---

## BIBLIOGRAFIA

---

1. ATP Alternative Transients Program, Curso básico sobre utilización del ATP, Jorge Amon Filho – Marco Polo Pereira, Noviembre 1996.
2. Commissioning and Maintenance Guide MS/M 1.6882-B (EPAC 3100/3500 Version V5E Numerical Distance Relay).
3. KBCH 120, 130, 140 Transformer Differential Protection Relay – Service Manual R8530D.
4. MiCOM P120, P121, P123 Relés de Sobreintensidad – Guía Técnica TG 2.1509, June 2000.
5. MiCOM P441 & P442 Distance Protection Relays – Technical Guide TG 1.1671.
6. MiCOM P921, P922 & P923 Voltage and frequency relays - Technical Guide TG 1.1530, August 2000.
7. Phase & Ground distance relay, type SEL 321-1, Schweitzer Engineering Laboratories, Inc – Instruction manual, March 20, 1998.
8. Relatoria sobre coordinación de aislamiento – Ing. Germán Moreno – 14/03/2001
9. Type KVAR 130 Auto-reclose Relay, Technical Guide.
10. Type KVAS100 Check Synchronism Relay, Scheme Description R6524A.

## **Apéndice N° 1**

### **Medición de parámetros de líneas**

## ***Medición de los parámetros de líneas***

### **1.1 MEDICIONES Y COMPROBACIONES**

1. Resistencia de aislamiento
2. Resistencia de conductores en corriente continua, continuidad y correspondencia de fases
3. Impedancia de secuencia positiva
4. Impedancia propia y mutua
5. Impedancia de secuencia homopolar
6. Impedancias de secuencia homopolar mutua

### **1.2 PERSONAL REQUERIDO**

1. Extremo de la línea (donde se encuentran ubicados los equipos de prueba)
  - 01 Ingeniero Supervisor
  - 01 Ingeniero de campo
  - 01 Liniero
2. Extremo opuesto de la línea
  - 01 Ingeniero de campo
  - 02 Linieros

### 1.3 EQUIPOS DE PRUEBA

1. 01 Megómetro 5000V
2. 02 Multímetros digitales de precisión
3. 01 Vatímetro
4. 01 Fuente de tensión continua
5. 01 Fuente de tensión alterna
6. 01 Termómetro
7. Cables de conexión

### 1.4 COMUNICACIONES

1. Equipo de comunicación en ambos extremos de la línea

### 1.5 CONEXIONES

Ver figuras 1 al 6

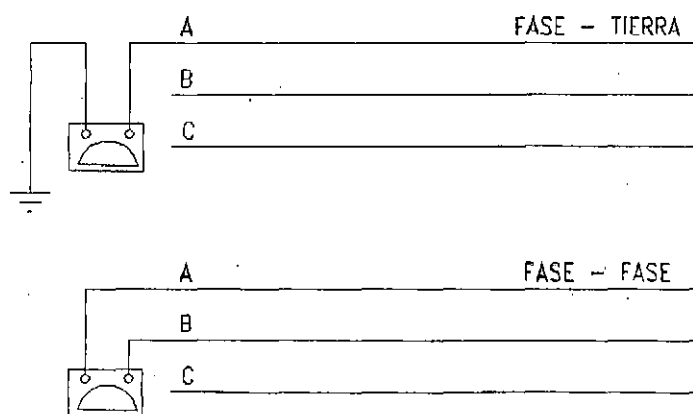


Figura 1. Esquema de conexión: Medición de la resistencia de aislamiento

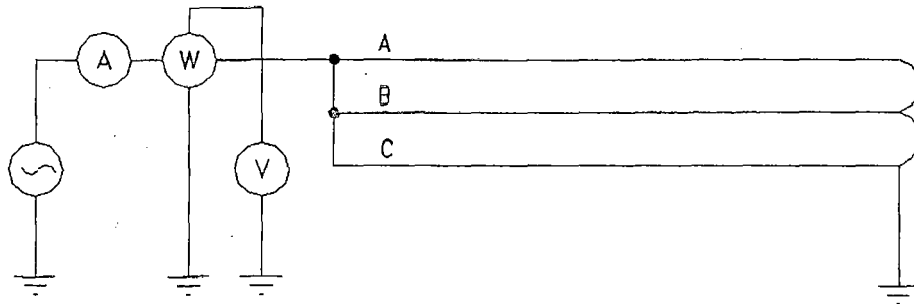


Figura 5. Esquema de conexión: Medición de la impedancia de secuencia homopolar

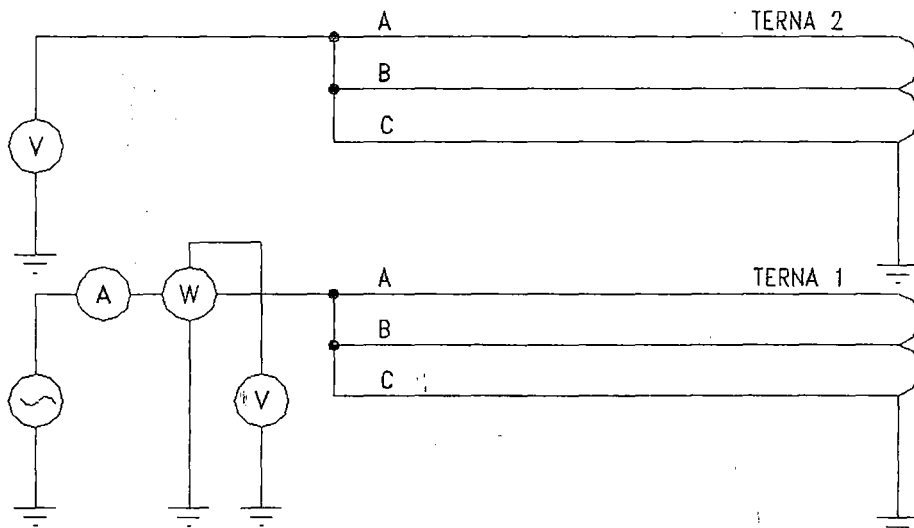


Figura 6. Esquema de conexión: Medición de la impedancia de secuencia homopolar

mutua

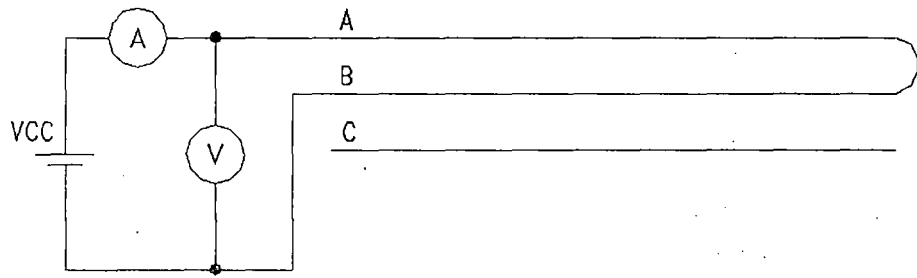


Figura 2. Esquema de conexión: Medición de la resistencia en corriente continua

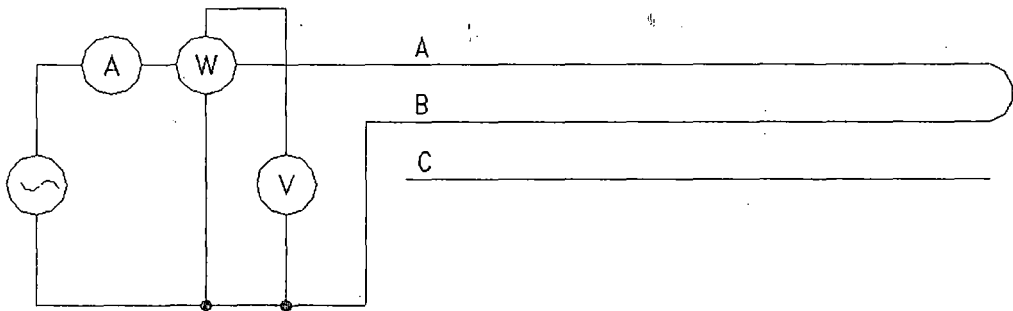


Figura 3. Esquema de conexión: Medición de la impedancia de secuencia positiva

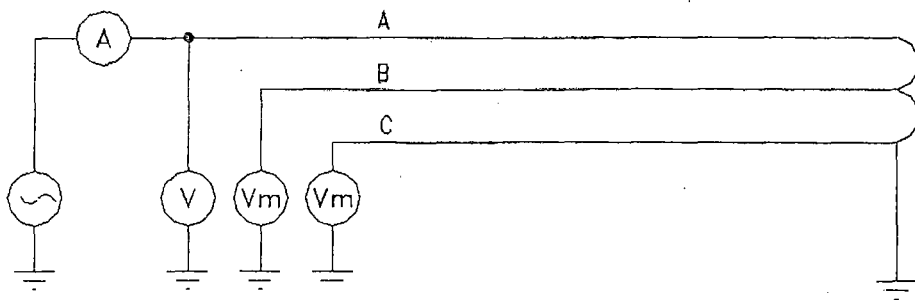


Figura 4. Esquema de conexión: Medición de las impedancias propia y mutua

PLANILLA DE MEDICION DE PARAMETROS DE LINEA DE TRANSMISION

CLIENTE:	Conenhua	CELDA:	Linea L1 SECANOR - La Pajuela 60 KV	FECHA:	28/10/01
----------	----------	--------	-------------------------------------	--------	----------

DATOS DE LA LINEA

Código de equipo: L1-60

Tensión nominal (kV):	60	Tipo de conductor:	ACAR
Capacidad de transporte (MVA):		Sección (mm <sup>2</sup> ):	
Longitud (Km):	10.21	Resistencia DC teórica a 20 °C (Ω/Km):	0.0957
		Disposición:	Triangular
		Número de cadenas promedio/fase:	R: 33 S: 33 T: 33
Observaciones:			

MEDICIONES Y COMPROBACIONES:

RESISTENCIA DE AISLAMIENTO (MΩ) (Circuito N° 1)

Lugar, fecha y hora: Cajamarca, 26/10/01, 11:00 h T°: 16.3 %Hr: 60.5

Tensión aplicada (V): 5 000 Tiempo: Nublado, viento en Cajamarca

	RESIST. TOTAL (MΩ)	RESIST./CAD (MΩ/CAD)
R - tierra:	2,900	95,700
S - tierra:	2,700	89,100
T - tierra:	2,600	85,800
R - S:	3,600	
S - T:	3,600	
T - R:	4,200	

Observaciones: MEDIDAS EFECTUADAS ENTRE TERMINALES DE SECCIONADORES DE LINEA EN SECANOR Y T-26

RESISTENCIA EN CORRIENTE CONTINUA (Ω) (Circuito N° 2)

Lugar, fecha y hora: Cajamarca, 26/10/01, 11:15 h T°: 16.3 %Hr: 60.5

	V (V)	I (A)	R=V/I	V (V)	I (A)	R=V/I	V (V)	I (A)	R=V/I
R - S:	1.9568	1.0004	0.98	2.9431	1.5047	0.98	1.9568	1.0006	0.98
S - T:	1.9600	1.0002	0.98	2.9372	1.50020	0.98	1.9569	1.0016	0.98
T - R:	1.9545	1.0006	0.98	2.7435	1.40480	0.98	1.9561	1.0003	0.98

Rmed	R/km
0.98	0.09578

Observaciones: CONTINUIDAD Y CORRESPONDENCIA DE FASES: BIEN  
MEDIDAS EFECTUADAS ENTRE TERMINALES DE SECCIONADORES DE LINEA EN SECANOR Y T-26

PLANILLA DE MEDICION DE PARAMETROS DE LINEA DE TRANSMISION

CLIENTE:	Conenhua	CELDA:	Línea L1 SECANOR - La Pajuela 60 KV	FECHA:	28/10/01
----------	----------	--------	-------------------------------------	--------	----------

L1-60

IMPEDANCIA DE SECUENCIA POSITIVA ( $\Omega$ ) (Circuito N° 3)

Lugar, fecha y hora:  T°:  %Hr:

	V (V)	I (A)	P+ (W)	Z-med=V/(2*I)	R-med=P+/(2*I^2)
R - S:	10.276	1.0040	1.9	5.1175	0.9424
	10.263	1.0025	1.8	5.1187	0.8955
S - T:	10.271	1.0051	1.9	5.1094	0.9404
	10.265	1.0048	1.9	5.1080	0.9409
T - R:	10.329	1.0087	1.9	5.1200	0.9337
	10.312	1.0071	1.9	5.1197	0.9367

Z+ prom	R+ prom	X+ prom	ANG+
5.1155	0.9316	5.0300	79.51

Observaciones:

IMPEDANCIAS PROPIA Y MUTUA ( $\Omega$ ) (Circuito N° 4)

Lugar, fecha y hora:  T°:  %Hr:

R			S			T		
I (A):	V (V):	Vm (V):	I (A):	V (V):	Vm (V):	I (A):	V (V):	Vm (V):
1.0048	9.301				4.294			3.743
1.0013	9.418				4.232			3.737
		4.311	1.0050	9.307				4.274
		4.230	1.0001	9.269				4.235
		3.782			4.274	1.0069	9.331	
		3.790			4.348	1.0044	9.328	

Zpropia	Zmutua
9.291	4.089

Observaciones:



PLANILLA DE MEDICION DE PARAMETROS DE LINEA DE TRANSMISION

CLIENTE:	Conenhua	CELDA:	Linea L1 SECANOR - La Pajuela 60 KV	FECHA:	28/10/01
----------	----------	--------	-------------------------------------	--------	----------

L1-60

IMPEDANCIA HOMOPOLAR ( $\Omega$ ) (Circuito N° 5)

Lugar, fecha y hora:

T°:

%Hr:

V (V)	I (A)	P <sub>3</sub> (W)	Z <sub>3</sub> = 3*V/I (VA)	R <sub>3</sub> = 3P <sub>3</sub> /I <sup>2</sup> (W)
5.812	1.0045	2.1	17.36	6.24
5.816	1.0031	2.1	17.39	6.26
5.804	1.0022	2.2	17.37	6.57

Z <sub>0</sub>	R <sub>0</sub>	X <sub>0</sub>	ANG <sub>0</sub>
17.375	6.359	16.170	68.53

Observaciones:

L1-60

IMPEDANCIA HOMOPOLAR MUTUA ( $\Omega$ ) (Circuito N° 6)

Lugar, fecha y hora:

T°:

%Hr:

V (V)	I (A)	P <sub>3</sub> (W)	Z <sub>3</sub> = V/(3I) (W)

Observaciones:

Por: Conenhua	Por: La Supervisión	Por: Consorcio GyM-Cosapi LT-TCP	Por: EdPSAC

## PLANILLA DE MEDICION DE PARAMETROS DE LINEA DE TRANSMISION

CLIENTE:	Conenhua	CELDA:	Linea L2 SECANOR - La Pajuela 60 KV	FECHA:	28/10/01
----------	----------	--------	-------------------------------------	--------	----------

<b>DATOS DE LA LINEA</b>		Código de equipo:		L2-60	
Tensión nominal (kV):	60	Tipo de conductor:	ACAR		
Capacidad de transporte (MVA):		Sección (mm <sup>2</sup> ):			
Longitud (Km):	10,21	Resistencia DC teórica a 20 °C (Ω/Km):	0.0957		
		Disposición:	Triangular		
		Número de cadenas promedio/fase:	R:	33	
			S:	33	
			T:	33	
Observaciones:					

## MEDICIONES Y COMPROBACIONES:

## RESISTENCIA DE AISLAMIENTO (MΩ) (Circuito N° 1)

Lugar, fecha y hora: Cajamarca, 26/10/01, 15:00 h

T°: 15.9

Hr: 04.3

Tensión aplicada (V): 5 000

Tiempo: Nublado en Cajamarca, luego de lluvia

	RESIST. TOTAL (MΩ)	RESIST./CAD (MΩ/CAD)
R - tierra:	1,500	49,500
S - tierra:	1,460	48,180
T - tierra:	1,140	37,620
R - S:	4,200	
S - T:	3,400	
T - R:	2,600	

Observaciones: MEDIDAS EFECTUADAS ENTRE TERMINALES DE SECCIONADORES DE LINEA EN SECANOR Y T-26

## RESISTENCIA EN CORRIENTE CONTINUA (Ω) (Circuito N° 2)

Lugar, fecha y hora: Cajamarca, 26/10/01, 16:10 h

T°: 11.7

Hr: 80.2

	V (V)	I (A)	R=V/2I	V (V)	I (A)	R=V/2I	V (V)	I (A)	R=V/2I
R - S:	2.1151	1.0041	1.05	2.1469	1.0166	1.06	2.9789	1.4110	1.06
S - T:	2.1268	1.0030	1.06	2.9715	1.4020	1.06	2.1239	1.0007	1.06
T - R:	2.1864	1.0133	1.08	3.0187	1.3981	1.08	2.1685	1.0047	1.08

Rmed	R/km
1.06	0.10414

Observaciones: CONTINUIDAD Y CORRESPONDENCIA DE FASES: BIEN  
MEDIDAS EFECTUADAS ENTRE TERMINALES DE SECCIONADORES DE LINEA EN SECANOR Y T-26

Electricidad de Potencia SAC

## PLANILLA DE MEDICION DE PARAMETROS DE LINEA DE TRANSMISION

CLIENTE:	Conenhua	CELDA:	Linea L2 SECANOR - La Pajuela 60 KV	FECHA:	28/10/01
----------	----------	--------	-------------------------------------	--------	----------

L2-60

IMPEDANCIA DE SECUENCIA POSITIVA ( $\Omega$ ) (Circuito N° 3)

Lugar, fecha y hora: Cajamarca, 28/10/01, 15:35 h

T°: 11

%Hr: 99.9

	V (V)	I (A)	P+ (W)	Z-med=V/(2*I)	R-med=P+/(2*I <sup>2</sup> )
R - S:	10.215	1.0015	1.9	5.0999	0.9472
	10.210	1.0012	1.8	5.0989	0.8978
S - T:	10.275	1.0081	1.9	5.0962	0.9348
	10.205	1.0008	1.9	5.0984	0.9485
T - R:	11.273	1.0025	1.9	5.6224	0.9453
	11.252	1.0010	1.9	5.6204	0.9481

Z+ prom	R+ prom	X+ prom	ANG+
5.2727	0.9369	5.1888	79.76

Observaciones:

IMPEDANCIAS PROPIA Y MUTUA ( $\Omega$ ) (Circuito N° 4)

Lugar, fecha y hora: Cajamarca, 28/10/01, 16:15 h

T°: 11

%Hr: 99.9

R			S			T		
I (A):	V (V):	Vm (V):	I (A):	V (V):	Vm (V):	I (A):	V (V):	Vm (V):
1.0000	9.240				4.227			3.810
1.0034	9.315				4.225			3.819
		4.238	1.0017	9.285				4.221
		4.250	1.0013	9.263				4.230
		3.767			4.320	1.0069	9.322	
		3.772			4.235	1.0062	9.316	

Zpropia	Zmutua
9.260	4.080

Observaciones:

PLANILLA DE MEDICION DE PARAMETROS DE LINEA DE TRANSMISION

CLIENTE:	Conenhua	CELDA:	Linea L2 SECANOR - La Pajuela 60 KV	FECHA:	28/10/01
----------	----------	--------	-------------------------------------	--------	----------

L2-60

IMPEDANCIA HOMOPOLAR ( $\Omega$ ) (Circuito N° 5)

Lugar, fecha y hora:

T°:

%Hr:

V (V)	I (A)	P <sub>0</sub> (W)	Z <sub>0</sub> = 3*V/I (VA)	R <sub>0</sub> = 3P <sub>0</sub> /I <sup>2</sup> (W)
5.810	1.0015	2.1	17.40	6.28
5.812	1.0029	2.1	17.39	6.26
5.834	1.0069	2.1	17.38	6.21

Z <sub>0</sub>	R <sub>0</sub>	X <sub>0</sub>	ANG <sub>0</sub>
17.391	6.253	16.227	68.93

Observaciones:

L2-60

IMPEDANCIA HOMOPOLAR MUTUA ( $\Omega$ ) (Circuito N° 6)

Lugar, fecha y hora:

T°:

%Hr:

V (V)	I (A)	P <sub>0</sub> (W)	Z <sub>0</sub> = V/(3I) (W)

Observaciones:

Por: Conenhua	Por: La Supervisión	Por: Consorcio GyM-Cosapi LT-TCP	Por: EdPSAC

## **Apéndice N° 2**

### **Determinación de parámetros de línea con el programa ATP (Alternative Transient Program)**

## ***Determinación de parámetros de línea con el programa ATP (Alternative Transients Program)***

### **2.1 Generalidades**

Los transitorios electromagnéticos involucran una amplia gama de fenómenos, provocados por variaciones súbitas de tensión o corriente en los sistemas eléctricos, inicialmente en la mayoría de casos, en estado de régimen permanente.

Esas variaciones súbitas de tensión o corriente son provocadas por descargas atmosféricas, perturbaciones en el sistema u operación de los interruptores.

El programa ATP permite simular los transitorios electromagnéticos en redes polifásicas, con arbitrarias configuraciones, por un método que utiliza la matriz de admitancia de barras.

El programa permite realizar una representación no lineal, elementos con parámetros concentrados, elementos con parámetros distribuidos, transformadores, reactores, etc.

En general, los parámetros son considerados en componentes de fase y en secuencia, homopolar y positiva, dependiendo del modelo.

### **2.2 Cálculo de parámetros de líneas de transmisión**

En el capítulo 1, ítem 1.2.1, se indica el uso del programa ATP para el cálculo de los parámetros de la línea en 220 kV. A continuación se muestra los datos de ingreso necesarios para modelar la línea con el programa ATP

```

BEGIN NEW DATA CASE
$CLOSE, UNIT=7 STATUS=DELETE
$OPEN, UNIT=7 FILE=MACOSA.DAT FORM=FORMATTED STATUS=UNKNOWN
LINE CONSTANTS
BRANCH TRUJIACA JAMATRUJIBCA JAMBTRUJICCA JAMC
C -----
C LINEA 220 KV      TRUJILLO NORTE - CAJAMARCA NORTE
C -----
METRIC
C
C CONDUCTOR CARDS
C
C      1      2      3      4      5      6      7      8
C 34567890123456789012345678901234567890123456789012345678901234567890
C < Sk>< Rcc ><>      < Diam >< Horiz>< VTow >< VMid >
C
C      00.500  4.520  4      0.952  -3.22  30.28  22.68
C      1.2997 0.05351 4      3.070  -4.290  24.08  14.93
C      2.2997 0.05351 4      3.070  -4.790  17.73   8.58
C      3.2997 0.05351 4      3.070   4.790  17.73   8.58
BLANK CARD ENDING CONDUCTORS CARDS
C FIN DE DATOS CONDUCTORES
C FREQUENCY CARDS
C
C      1      2      3      4      5      6      7      8
C 34567890123456789012345678901234567890123456789012345678901234567890
C
C <Rter>< Freq ><FCAR ><ICPR><IZPR> < DIST><IP> <><><><>
C      150.  60.      1  111 111  0 137. 1111      44
$PUNCH
BLANK CARD ENDING FREQUENCY CARDS
BLANK CARD ENDING LINE CONSTANT DATA CASE
BEGIN NEW DATA CASE

```

Los resultados se muestran a continuación

Sequence	Surge impedance		Attenuation	velocity	Wavelength	Resistance	Reactance	Susceptance
	magnitude (ohm)	angle (degr.)	db/km	km/sec	km	ohm/km	ohm/km	mho/km
Zero :	8.35056E+02	-5.39605E+00	1.53263E-03	2.01812E+05	3.36353E+03	2.93387E-01	1.53914E+00	2.24697E-06
Positive:	3.84285E+02	-3.17085E+00	6.19782E-04	2.92687E+05	4.87812E+03	5.47574E-02	4.92697E-01	3.35691E-06

## **Apéndice N° 3**

### **Filosofía del Reenganche Automático**



## ***Filosofía del Reenganche Automático***

### **3.1 Introducción**

Los reenganches automáticos de los interruptores de las líneas de transmisión pueden ser trifásicos, monofásicos o ambos; depende de la selección que se haga en los relés de distancia, ya que éstos son los que activan a los relés de reenganche que pueden estar instalados en forma separada o ser parte de los mismos relés de distancia.

En el SINAC en las líneas de 220 kV se usa el reenganche monofásico cuando se tiene fuente de alimentación en ambos extremos y trifásicos cuando son líneas radiales. En líneas de 60 kV se usan reenganches trifásicos solamente por la característica de operación de los interruptores.

### **3.2 Características principales de los reenganches**

Los esquemas de reenganche tienen una lógica de operación basada en la medición de los tiempos y pueden trabajar en forma independiente, si la línea de transmisión tiene fuente de alimentación en un solo extremo y ligado a la teleprotección, si la línea tiene alimentación por ambos extremos.

En la figura 3.1 se muestra la secuencia de eventos durante un reenganche en base al cual definiremos los siguiente tiempos:

**a) Tiempo de operación del relé (TR)**

Es el tiempo que el relé demora en detectar la falla hasta el envío de la señal de apertura del interruptor.

En los relés digitales este tiempo está entre 10 a 50ms.

Como se puede observar en el gráfico, la señal de apertura del interruptor también activa el relé de reenganche.

**b) Tiempo de apertura del interruptor (TAI)**

Es el tiempo que demora el interruptor desde que recibe la señal del relé hasta la extinción del arco dentro del interruptor.

En interruptores de 220 kV, este tiempo está entre 20 a 60 ms, dependiendo de la magnitud de la corriente de falla y el punto de la onda en que empieza la apertura del interruptor.

**c) Tiempo de duración de la falla (TF)**

Es el tiempo desde el inicio de la falla hasta que el arco es extinguido por la apertura del interruptor.

Siempre se cumplirá :  $TF = TR + TAI$

**d) Temporización del relé de reenganche (TD)**

Los relés de reenganche pueden temporizarse de modo que al cumplirse el tiempo ajustado envíe la señal de cierre al interruptor.

En la figura se puede observar que este tiempo abarca la recepción de la señal del relé de distancia hasta la orden de cierre del interruptor.

En nuestro medio, este tiempo se ajusta entre 0.4 a 0.5 s para los reenganches monofásicos y entre 0.3 a 0.4 s para los reenganche trifásicos.

e) **Tiempo de cierre del interruptor (TCD)**

Es el tiempo que demora el interruptor desde la recepción de la señal del relé de reenganche hasta el cierre de los contactos principales del interruptor.

f) **Tiempo de espera (TM)**

Este tiempo (también denominado tiempo muerto), es el tiempo que la fase permanece desconectada, es decir, desde la apertura hasta el cierre del interruptor.

g) **Tiempo total de duración de la perturbación (TP)**

Es el tiempo que transcurre desde el inicio de la falla hasta que el interruptor queda totalmente cerrado.

Siempre se cumplirá:  $TP = TF + TM$

h) **Tiempo de bloqueo del reenganche (TB)**

Los dispositivos de mando de los interruptores de las líneas de transmisión luego de una maniobra de apertura y cierre requieren de un tiempo para almacenar la energía necesaria para las maniobras siguientes.

Este tiempo se cuenta a partir de la señal de apertura del relé de distancia y generalmente es del orden de 12 s, es por ello que los relés de reenganche tiene un temporizador ajustable, de modo que luego de un reenganche exitoso del interruptor y presencia de fallas consecutivas no se produzca nuevamente una secuencia de reenganches sino que la apertura sea trifásica y definitiva, es decir, la lógica de reenganche quede bloqueada mientras dure el tiempo TB.

Luego de cumplirse el tiempo de bloqueo TB, el interruptor queda expedito para una nueva secuencia de reenganche. Normalmente el tiempo de bloqueo TB en nuestro medio se ajusta entre 10 a 20's.

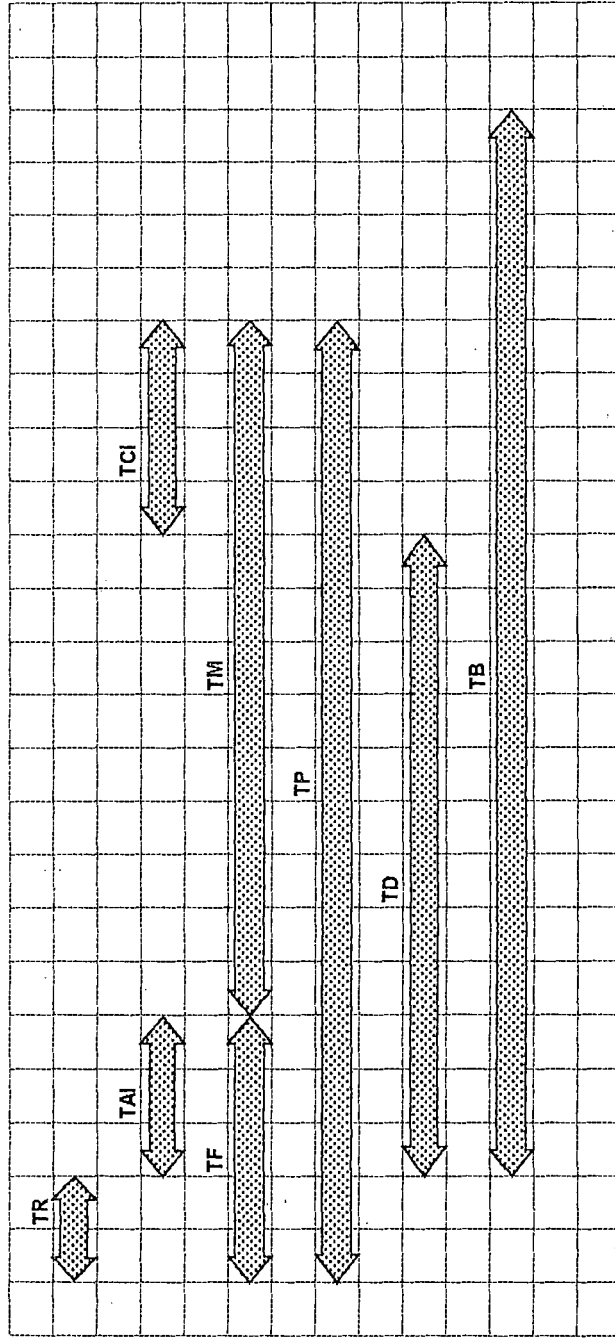


Fig. 3.1 Secuencia de eventos durante un reenganche

## **Apéndice N° 4**

### **Protocolos de los Equipos de Protección**

## PROTOCOLO DE PRUEBAS

Subestación	<b>CAJAMARCA NORTE</b>
Marca	<b>ALSTOM</b>
Tipo	<b>EPAC 3132</b>

Circuito:	<b>L-1</b>
Código:	<b>21PL1</b>
Nº Serie:	<b>104695</b>

**Datos Nominales :**

Vn. :	100 Vac	In. :	1 Amp.	CTR :	600
Vaux. :	110 Vdc	Fn :	60 Hz.	PTR :	2200

**AJUSTES DE OPERACIÓN**

**UNIDAD DE DISTANCIA**

**IMPEDANCIA DE LINEAS**

Z1 (Ω)	19.780	AZ1 (°)	83.66	Z0 (Ω)	59.490	AZ0 (°)	79.21
--------	--------	---------	-------	--------	--------	---------	-------

**ZONAS (Ohm)**

Z1	17.800
Z2	25.710
Z3	35.600
Z4	43.520
DIZ3	Adelante
Z5	10.000
R1M	
R1B	44.400
R2	44.400
R3	44.400
R1m	44.400

**UNIDAD DE OSC. DE POTENCIA**

Bdpm	
Tver	
Z1 in	
Vrem	
vert	
tdor	
Scir	
Ir %	
Scim	
Imax	
Sci	
Ii %	
Dec	

**UNIDAD TIERRA DIRECCIONAL.**

Acti	Yes	
Vrd	0.02	Vn
Ied	0.1	In
Dec		
Tfon	200	ms
Cane		
Type	Three-pole	
Typi	Permissive	
Trande		ms
Traide		
Acti		
Ie		
TyCb ANSI		
TyCb		
Ie		In
Coel		
Coep		

**TEMPORIZACION (s)**

T1	0.00
T2	0.40
T3	0.80
T4	1.50
T5	2.00

**UNIDAD FALLA FUSIBLE**

S ffi	0.05
T ffs	1

Notas :

Subestación		Fecha	Nombre	Firma	<b>RELE DE DISTANCIA 21P (MULTIFUNCION)</b>			
CAJAMARCA NORTE	Diseño	6-10-01	AGR					
Documento	Verificado	6-10-01	CCC		<b>CONTRATO :</b>			
EDP-CN-P-01-21P	Aprobado	6-10-01	BRV					

## PROTOCOLO DE PRUEBAS

### RESULTADOS DE PRUEBAS

UNIDAD DE DISTANCIA

MONOFASICO

#### ZONA 1

				ANGULO 83.66							
Fases	Teor.	Med.	Error	Fases	Teor.	Med.	Error				
RN	44.40	44.61	0.48%	RN	17.80	17.83	0.15%				
SN	44.40	44.70	0.67%	SN	17.80	17.81	0.07%				
TN	44.40	44.78	0.86%	TN	17.80	17.82	0.12%				

#### ZONA 2

				ANGULO 83.66							
Fases	Teor.	Med.	Error	Fases	Teor.	Med.	Error				
				RN	25.71	25.86	0.59%				
				SN	25.71	25.69	-0.10%				
				TN	25.71	25.70	-0.04%				

#### ZONA 3

				ANGULO 83.66							
Fases	Teor.	Med.	Error	Fases	Teor.	Med.	Error				
				RN	35.60	35.86	0.74%				
				SN	35.60	35.99	1.09%				
				TN	35.60	35.93	0.92%				

#### ZONA 4

				ANGULO 83.66							
Fases	Teor.	Med.	Error	Fases	Teor.	Med.	Error				
				RN	43.52	43.69	0.40%				
				SN	43.52	42.93	-1.34%				
				TN	43.52	43.44	-0.18%				

#### ZONA 5

				ANGULO 83.66							
Fases	Teor.	Med.	Error	Fases	Teor.	Med.	Error				
				RN	10.00	10.13	1.26%				
				SN	10.00	10.16	1.58%				
				TN	10.00	10.17	1.69%				

ANGULO

83.66

Notas :

Subestación		Fecha	Nombre	Firma	RELE DE DISTANCIA 21P (MULTIFUNCION)			
CAJAMARCA NORTE	Diseño	6-10-01	AGR					
Documento	Verificado	6-10-01	CCC		CONTRATO :			
EDP-CN-P-01-21P	Aprobado	6-10-01	BRV					

**PROTOCOLO DE PRUEBAS**

**RESULTADOS DE PRUEBAS**

UNIDAD DE DISTANCIA

BIFASICO

ZONA 1											
				ANGULO 83,66							
Fases	Teor.	Med.	Error	Fases	Teor.	Med.	Error				
RS	44.40	44.46	0.13%	RS	17.80	17.88	0.43%				
ST	44.40	44.50	0.22%	ST	17.80	17.89	0.52%				
TR	44.40	44.04	-0.80%	TR	17.80	17.82	0.09%				
ZONA 2											
				ANGULO 83,66							
				Fases	Teor.	Med.	Error				
				RS	25.71	25.69	-0.07%				
				ST	25.71	25.74	0.12%				
				TR	25.71	25.76	0.21%				
ZONA 3											
				ANGULO 83,66							
				Fases	Teor.	Med.	Error				
				RS	35.60	35.84	0.67%				
				ST	35.60	35.77	0.49%				
				TR	35.60	35.81	0.58%				
ZONA 4											
				ANGULO 83,66							
				Fases	Teor.	Med.	Error				
				RS	43.52	44.17	1.49%				
				ST	43.52	44.34	1.89%				
				TR	43.52	45.03	3.48%				
ZONA 5											
				ANGULO 83,66							
				Fases	Teor.	Med.	Error				
				RS	10.00	10.13	1.32%				
				ST	10.00	10.15	1.52%				
				TR	10.00	10.22	2.17%				

Notas :

Subestación		Fecha	Nombre	Firma	RELE DE DISTANCIA 21P (MULTIFUNCION)			
CAJAMARCA NORTE	Diseño	6-10-01	AGR					
Documento	Verificado	6-10-01	CCC		CONTRATO :			
EDP-CN-P-01-21P	Aprobado	6-10-01	BRV		A4	FOLIO	3	4





## PROTOCOLO DE PRUEBAS

Subestación : **CAJAMARCA NORTE**  
 Marca : **SEL**  
 Tipo : **SEL-321**

Circuito : **L-2260**  
 Codlgo : **21RL1**  
 N° Serie : **2001080094**

**Datos Nominales :**

Vn. : **67 FN ac**  
 Vaux. : **85-264 Vac**  
           **85-350 Vdc**

In. : **1 Amp.**  
 Fn : **60 Hz.**  
 Logic Input : **250 Vdc**

CTR : **600**  
 PTR : **2200**

**AJUSTES DE OPERACIÓN**

**UNIDAD DE DISTANCIA**

Z1 (Ω)      19.78

**IMPEDANCIA DE LINEAS**

Z1 (°)      83.66

Z0 (Ω)      59.49

Z0 (°)      79.21

**ZONAS (Ohm)**

Z1P (Ohm)	17.80
Z2P (Ohm)	25.71
Z3P (Ohm)	5.34
Z4P (Ohm)	35.60
Z1MG (Ohm)	17.80
Z2MG (Ohm)	25.71
Z3MG (Ohm)	5.34
Z4MG (Ohm)	35.60
KO1M	0.67
KO1A (ANG)	-6.66

**CONTROL DE TIEMPOS**

(CICLOS)	
ZONA 1	0
ZONA 2	24
ZONA 3	48
ZONA 4	90
ZONA 5	4

**SUPERVISION DE CORRIENTE**

50L1	0.2
50L2	0.2
50L3	0.2
50G1	0.1
50G2	0.1
50G3	0.1

**OTROS**

EPOTT	Y
EZ1EXT	N
EREJO	N
ESOTF	Y
ELOP	Y

**Show L :**

V =	
W =	
X =	
Y =	
Z =	

Communications-aided trip	MTCS =	M2P+Z2G
Unconditional trip	MTU =	M1P+Z1G+M2PT+Z2GT+M3PT+Z3GT+M4PT+Z4GT
Switch-onto-fault trip	MTO =	M1P+M2P+Z1G+Z2G+50H
Even report triggering	MER =	M2P+Z2G+51NP+51QP+50H+LOP*52AA1

OUT1 =	TPA	OUT9 =	67N*3PT	OUT17 =	TPA	OUT17 =	
OUT2 =		OUT10 =	TPA	OUT18 =	TPB	OUT18 =	
OUT3 =	TPB	OUT11 =	TPB	OUT19 =	TPC	OUT19 =	
OUT4 =		OUT12 =	TPC	OUT20 =	67N*3PT	OUT20 =	
OUT5 =	TPC	OUT13 =	TPA+TPB+TPC+3PT	OUT21 =	ILOP	OUT21 =	
OUT6 =		OUT14 =	67N*3PT	OUT22 =	OSB (Oscilac. de Pot.)	OUT22 =	
OUT7 =	KEY Transmision Tx	OUT15 =	OSB (Oscilac. de Pot.)	OUT23 =		OUT23 =	
OUT8 =		OUT16 =	Defecto interno	OUT24 =		OUT24 =	

**Show G :**

IN1 =	CLOSE
IN2 =	PTXFR
IN3 =	PT
IN4 =	SPTE

IN5 =	
IN6 =	
IN7 =	
IN8 =	

IN9 =	
IN10 =	
IN11 =	
IN12 =	

IN13 =	
IN14 =	
IN15 =	
IN16 =	

Notas : Password : ACCES-OTTER/2ACCES-TAIL

Subestación		Fecha	Nombre	Firma	<b>RELE DE DISTANCIA 21P (MULTIFUNCION)</b>			
<b>CAJAMARCA NORTE</b>	Diseño	6-10-01	AGR					
Documento	Verificado	6-10-01	CCC		CONTRATO :			
	Aprobado	6-10-01	BRV		A4	FOLIO	1	2

**PROTOCOLO DE PRUEBAS**

**RESULTADOS DE PRUEBAS**

**UNIDAD DE DISTANCIA  
MONOFASICO**

**ZONA 1**

				ANGULO 83.66							
Fases	Teor.	Med.	Error	Fases	Teor.	Med.	Error	Fases	Teor.	Med.	Error
RN				RN	17.80	17.777	-0.13%	RN			
SN				SN	17.8	17.659	-0.79%	SN			
TN				TN	17.8	17.793	-0.04%	TN			

**ZONA 2**

				ANGULO 83.66							
Fases	Teor.	Med.	Error	Fases	Teor.	Med.	Error	Fases	Teor.	Med.	Error
RN				RN	25.71	25.437	-1.06%	RN			
SN				SN	25.71	25.311	-1.55%	SN			
TN				TN	25.71	25.647	-0.24%	TN			

**ZONA 3**

				ANGULO 83.66							
Fases	Teor.	Med.	Error	Fases	Teor.	Med.	Error	Fases	Teor.	Med.	Error
RN				RN	5.34	5.30	-0.79%	RN			
SN				SN	5.34	5.32	-0.32%	SN			
TN				TN	5.34	5.28	-1.11%	TN			

**ZONA 4**

				ANGULO 83.66							
Fases	Teor.	Med.	Error	Fases	Teor.	Med.	Error	Fases	Teor.	Med.	Error
RN				RN	35.60	35.240	-1.01%	RN			
SN				SN	35.60	35.225	-1.05%	SN			
TN				TN	35.60	35.240	-1.01%	TN			

ANGULO  
ANGULO  
ANGULO

83.66

Notas :

Subestación <b>CAJAMARCA NORTE</b>		Fecha	Nombre	Firma	<b>RELE DE DISTANCIA 21P (MULTIFUNCION)</b>		
	Diseño	6-10-01	AGR				
Documento	Verificado	6-10-01	CCC		CONTRATO :		
	Aprobado	6-10-01	BRV		<b>A4</b>	FOLIO	2

**PROTOCOLO DE PRUEBAS**

**RESULTADOS DE PRUEBAS**

**UNIDAD DE DISTANCIA**

**BIFASICO**

<b>ZONA 1</b>											
				ANGULO 83.66							
Fases	Teor.	Med.	Error	Fases	Teor.	Med.	Error	Fases	Teor.	Med.	Error
RS				RS	17.80	17.754	-0.26%	RS			
ST				ST	17.8	17.883	0.47%	ST			
TR				TR	17.8	17.797	-0.02%	TR			

<b>ZONA 2</b>											
				ANGULO 83.66							
Fases	Teor.	Med.	Error	Fases	Teor.	Med.	Error	Fases	Teor.	Med.	Error
RS				RS	25.71	25.634	-0.29%	RS			
ST				ST	25.71	25.646	-0.25%	ST			
TR				TR	25.71	25.507	-0.79%	TR			

<b>ZONA 3</b>											
				ANGULO 83.66							
Fases	Teor.	Med.	Error	Fases	Teor.	Med.	Error	Fases	Teor.	Med.	Error
RS				RS	5.34	5.28	-1.07%	RS			
ST				ST	5.34	5.33	-0.26%	ST			
TR				TR	5.34	5.37	0.55%	TR			

<b>ZONA 4</b>											
				ANGULO 83.66							
Fases	Teor.	Med.	Error	Fases	Teor.	Med.	Error	Fases	Teor.	Med.	Error
RS				RS	35.60	35.594	-0.02%	RS			
ST				ST	35.60	35.680	0.23%	ST			
TR				TR	35.60	35.663	0.18%	TR			

**TEMPORIZACION (s)**

T1			T2			T3			T4		
Teórico	Medido	Error	Teórico	Medido	Error	Teórico	Medido	Error	Teórico	Medido	Error
	0.021		0.400	0.417	4.25%	0.800			1.500	1.520	1.33%

Notas :

Subestación <b>CAJAMARCA NORTE</b>		Fecha	Nombre	Firma	<b>RELE DE DISTANCIA 21P (MULTIFUNCION)</b>			
	Diseño	6-10-01	AGR					
Documento	Verificado	6-10-01	CCC		CONTRATO :			
	Aprobado	6-10-01	BRV		A4	FOLIO	3	4

**PROTOCOLO DE PRUEBAS**

**RESULTADOS DE PRUEBAS**

<b>UNIDAD FALLA FUSIBLE</b>	<input type="text" value="OK"/>
<b>CIERRE SOBRE FALLA</b>	<input type="text" value="OK"/>
<b>APERTURA DE INTERRUPTOR</b>	<input type="text" value="OK"/>
<b>TELEPROTECCION</b>	<input type="text" value="OK"/>
<b>SEÑALIZACION</b>	<input type="text" value="OK"/>

**EQUIPOS DE PRUEBA**

Marca: <u>          DOBLE          </u>	Tipo : <u>          F2500          </u>	N/S : <u>          059475765          </u>
Marca: <u>          DOBLE          </u>	Tipo : <u>          F2500          </u>	N/S : <u>          059475865          </u>
Marca: <u>          DOBLE          </u>	Tipo : <u>          F2500          </u>	N/S : <u>          059475965          </u>

Fecha:
Nombre:
Firma:
<b>EDP SAC</b>

Fecha:
Nombre:
Firma:
<b>COSAPI</b>

Fecha:
Nombre:
Firma:
<b>SUPERVISION</b>

Notas :

Subestación		Fecha	Nombre	Firma	<b>RELE DE DISTANCIA 21P</b>		
<b>CAJAMARCA NORTE</b>	Diseño	6-10-01	AGR		<b>(MULTIFUNCION)</b>		
Documento	Verificado	6-10-01	CCC		CONTRATO :		
	Aprobado	6-10-01	BRV		<b>A4</b>	<b>FOLIO</b>	<b>4</b>

## **Apéndice N° 5**

### **Protocolos de los Equipos de Medición**

PROTOCOLO DE PRUEBAS  
INDICADOR MULTIFUNCION

Subestación  
Marca  
Tipo

CAJAMARCA NORTE
ENERDIS
REGDIGIT

Circuito:  
Codigo:  
N° Serie:

T1-220KV
F153T23
10001453G

Datos Nominales :

Vn. :	100 Vac
Vaux. :	90-360 Vdc

In. :	1 Amp.
Fn :	60 Hz.

CTR :	600
PTR :	2200

VERIFICACION DE MAGNITUDES

	Transd.	Ø A (o ØA-N)	Ø B (ØB-N)	Ø C (o ØC-N)
Valor inyectado circuito secundario (100%), fp = 0.8	W	46.18	46.18	46.18
	VAR	34.64	34.64	34.64
	V	57.73	57.73	57.73
	A	1	1	1
Valor reflejado circuito primario	MW	60.90	61.02	61.11
	MVAR	45.68	45.77	45.83
	kV	126.8	128.9	127
	A	600.4	601.1	601.5
Valor inyectado circuito secundario (50%) fp=0.8	MW	23.09	23.09	23.09
	VAR	17.32	17.32	17.32
	kV	57.73	57.73	57.73
	A	0.5	0.5	0.5
Valor reflejado circuito primario	MW	30.46	30.51	30.52
	MVAR	22.85	22.88	22.89
	kV	126.8	126.9	127
	A	300.3	300.5	300.4

EQUIPOS DE PRUEBA

Marca: DOBLE	Tipo: F2500	N/S: 059475765
Marca: DOBLE	Tipo: F2500	N/S: 059475865
Marca: DOBLE	Tipo: F2500	N/S: 059475965

Fecha: 28/10/01  
Nombre:  
Firma: *B. Rojas*  
EDP SAC

Fecha:  
Nombre:  
Firma:  
COSAPI

Fecha:  
Nombre:  
Firma:  
SUPERVISION

Notas :

Subestación	Fecha	Nombre	Firma	INDICADOR MULTIFUNCION			
CAJAMARCA NORTE	Oct-01	AG		REGDIGIT			
Documento	Verificado	Oct-01	CCC	CONTRATO :			
EDP-CN-C-01-IND	Aprobado	Oct-01	BRV	A4	FOLIO	1	--

**PROTOCOLO DE PRUEBAS  
CONTADOR DE ENERGIA**

Subestación: **CAJAMARCA NORTE**  
 Marca: **POWER MEASUREMENT**  
 Tipo: **ION7600**

Circuito: **L-2260**  
 Codigo: **F154L1**  
 Nº Serie: **PL-0103A059-01**

**Datos Nominales :**

Vn.: **57-347 Vac**      In.: **0.01-10 Amp.**      CTR: **600**  
 Vaux.: **110-330 Vdc**      Fn.: **47-63 Hz.**      PTR: **2200**

**VERIFICACION DE MAGNITUDES**

	Transd.	Ø A (o ØA-N)	Ø B (ØB-N)	Ø C (o ØC-N)
Valor inyectado circuito secundario (100%), fp = 0.8	W	46.18	46.18	46.18
	VAR	34.64	34.64	34.64
	V	57.73	57.73	57.73
	A	1	1	1
Valor reflejado circuito primario	MW	61.05	61.02	60.50
	MVAR	45.58	45.8	45.89
	kV	127.15	127.25	127.31
	A	600.67	600.95	600.58
Valor inyectado circuito secundario (50%) fp=0.8	W	23.09	23.09	23.09
	VAR	17.32	17.32	17.32
	kV	57.73	57.73	57.73
	A	0.5	0.5	0.5
Valor reflejado circuito primario	MW	30.46	30.44	30.52
	MVAR	22.92	22.89	22.01
	kV	127.15	127.25	127.31
	A	300.48	300.14	300.48

**EQUIPOS DE PRUEBA**

Marca: DOBLE      Tipo: F2500      N/S: 059475765  
 Marca: DOBLE      Tipo: F2500      N/S: 059475865  
 Marca: DOBLE      Tipo: F2500      N/S: 059475965

Fecha: 28/10/01  
 Nombre: B. Rojas Vera  
 Firma: [Firma]  
**EDP SAC**

Fecha: \_\_\_\_\_  
 Nombre: \_\_\_\_\_  
 Firma: \_\_\_\_\_  
**COSAPI**

Fecha: \_\_\_\_\_  
 Nombre: \_\_\_\_\_  
 Firma: \_\_\_\_\_  
**SUPERVISION**

**Notas :**

Subestación	Fecha	Nombre	Firma	CONTADOR DE ENERGIA			
CAJAMARCA NORTE	Diseño	7-10-01	AG	ION7600			
Documento	Verificado	7-10-01	CCC	CONTRATO :			
EDP-CN-P-01-CE	Aprobado	7-10-01	BRV	A4	FOLIO	1	--



Substation name	TRUJILLO_NORTE
Feeder name	L_2260
Equipment	DISTANCE_PROT
Model	EPAC
EPAC version	V6.E M
License	6E179Z A8AFB6E9
EPAC Language	Español
Distance unit	km
Fault distance unit in	km
Local printer	TTY

---

## SOFTWARE OPTIONS

POWER SWING DETECTION  
BACKUP PROTECTION  
SYNCH CHECK  
LCD FRONT PANEL MMI  
FAULT LOCATION  
AUTORECLOSER  
4 SETTING GROUPS  
MAX U / I, MIN U  
16 OUTPUTS - 8 INPUTS ADDITIONAL BOARD  
AC BOARD  
COURIER COMMUNICATION  
COURIER DISTURBANCE RECORDING  
IRIG B  
LOCAL PRINTER  
BROKEN CONDUCTOR DETECTION  
CT SUPERVISION

---

## HARDWARE ACTIVATION

ADDITIONAL I/O BOARD  
AC BOARD

Nominal frequency	60	Hz
Nominal voltage	100	V
Nominal current	1	A
Line length	137	km
Voltage ratio (Ku)	2200	
Current ratio (Ki)	600	
R1 positive sequence Resistance	2.184	Ohm LV
X1 positive sequence Reactance	19.659	Ohm LV
Z1 Positive sequence Impedance	19.78	Ohm LV
Argument of Z1	84	Degree
R01 zero sequence Resistance	11.137	Ohm LV
X01 zero sequence Reactance	58.438	Ohm LV
Z01 Zero sequence Impedance	59.49	Ohm LV
Argument of Z01	79	Degree
R02 zero sequence Resistance	11.137	Ohm LV
X02 zero sequence Reactance	58.438	Ohm LV
Z02 Zero sequence Impedance	59.49	Ohm LV
Argument of Z02	79	Degree
K01r Real of K01	0.66	
K01x Imaginary of K01	-0.07	
K02r Real of K02	0.66	
K02x Imaginary of K02	-0.07	

## **Anexo N° 1**

**Cuadros de ajustes de la protección de distancia principal (21P) y unidad de tierra de alta impedancia (67N) de la línea de 220 kV**

# ALSTOM

ZONE SETTING

Zone 1 impedance	17.8	Ohm LV
Zone 2 impedance	25.71	Ohm LV
Zone 3 impedance	35.6	Ohm LV
Zone 4 impedance	43.52	Ohm LV
Zone 5 impedance	10	Ohm LV
Zone 3 Direction	Forwards	
Zone 1 time delay (T1)	0	ms
Zone 2 time delay (T2)	400	ms
Zone 3 time delay (T3)	800	ms
Zone 4 time delay (T4)	1500	ms
Zone 5 time delay (T5)	2000	ms
Phase-earth resistance zone 1	36.08	Ohm LV
Phase-phase resistance zone 1	36.08	Ohm LV
Limit resistance for zone 2	36.08	Ohm LV
Limit resistance for zone 3	36.08	Ohm LV
Starting Limit Resistance	36.08	Ohm LV

---

Tripping type	Single Pole trip at T1
Distance protection scheme	Permissive underreach mode
HF presence/unblocking	None
Emission type	Zone 1

---

## FUSE FAILURE SETTING

I0 and I2 threshold detection	0.05	In
Fuse failure alarm time delay	1	s

## CURRENT TRANSFORMER SUPERVISION

## BROKEN CONDUCTOR SETTINGS

## OTHER PARAMETERS

Trip Seal-In on Presence of Line Current		
Seal-In threshold	1	In
Delayed auto-recloser blocking mode	at T2	
Reclose threshold on fault	1	In
Reverse guard timer	90	ms

---

Power swing detection boundary	5 Ohm LV
Unblocking time delay on power swing	500 ms
Tripping mode	3 Poles
Blocking Type	Blocking all zones

---

## HIGH RESISTANT FAULT RELAY

Directional comparison	
Residual voltage threshold	0.02 Vn
Residual forward current threshold	0.1 In
Independant teleprotection channel	
Tripping type	Three-pole
Tripping scheme	Permissive
Operation time	200 ms
Back-up relay activation	No

---

## AUTORECLOSER

1-phase reclosing, 1st dead time	0.1 s
3-phase reclosing, 1st dead time	0.4 s
Further dead times	1 s
Closing command duration	0.1 s
Reclaim time	1 s
Backup protection reclaim time	20 s
Reclosing mode on single-phase tripping	None
Reclosing mode on three-phase tripping	None
Reclosing mode on backup protection tripping	None
Discrimination Timer	0.1 s

---

---

Synch check scheme

None

---

## OVERLOAD RELAYS

Relays activation

None

Overload relay

None

---

COURIER COMMUNICATION

Protection address

2

Comms level

1

Function links

0000000110001001

Remote setting changes

Remote change of setting group

Extra event logging

Reset of trip counters



---

Substation name	CAJAMARCA_NORTE
Feeder name	L_2260
Equipment	DISTANCE_PROT
Model	EPAC
EPAC version	V6.E M
License	6E179Z A8AFB7EA
EPAC Language	Español
Distance unit	km
Fault distance unit in	km
Local printer	TTY

---

## SOFTWARE OPTIONS

POWER SWING DETECTION  
BACKUP PROTECTION  
SYNCH CHECK  
LCD FRONT PANEL MMI  
FAULT LOCATION  
AUTORECLOSER  
4 SETTING GROUPS  
MAX U / I, MIN U  
16 OUTPUTS - 8 INPUTS ADDITIONAL BOARD  
AC BOARD  
COURIER COMMUNICATION  
COURIER DISTURBANCE RECORDING  
IRIG B  
LOCAL PRINTER  
BROKEN CONDUCTOR DETECTION  
CT SUPERVISION

---

## HARDWARE ACTIVATION

ADDITIONAL I/O BOARD  
AC BOARD

Nominal frequency	60	Hz
Nominal voltage	100	V
Nominal current	1	A
Line length	137	km
Voltage ratio (Ku)	2200	
Current ratio (Ki)	600	
R1 positive sequence Resistance	2.184	Ohm LV
X1 positive sequence Reactance	19.659	Ohm LV
Z1 Positive sequence Impedance	19.78	Ohm LV
Argument of Z1	84	Degree
R01 zero sequence Resistance	11.137	Ohm LV
X01 zero sequence Reactance	58.438	Ohm LV
Z01 Zero sequence Impedance	59.49	Ohm LV
Argument of Z01	79	Degree
R02 zero sequence Resistance	11.137	Ohm LV
X02 zero sequence Reactance	58.438	Ohm LV
Z02 Zero sequence Impedance	59.49	Ohm LV
Argument of Z02	79	Degree
K01r Real of K01	0.66	
K01x Imaginary of K01	-0.07	
K02r Real of K02	0.66	
K02x Imaginary of K02	-0.07	

Zone 1 impedance	17.8	Ohm LV
Zone 2 impedance	25.71	Ohm LV
Zone 3 impedance	35.6	Ohm LV
Zone 4 impedance	43.52	Ohm LV
Zone 5 impedance	10	Ohm LV
Zone 3 Direction	Forwards	
Zone 1 time delay (T1)	0	ms
Zone 2 time delay (T2)	400	ms
Zone 3 time delay (T3)	800	ms
Zone 4 time delay (T4)	1500	ms
Zone 5 time delay (T5)	2000	ms
Phase-earth resistance zone 1	44.4	Ohm LV
Phase-phase resistance zone 1	44.4	Ohm LV
Limit resistance for zone 2	44.4	Ohm LV
Limit resistance for zone 3	44.4	Ohm LV
Starting Limit Resistance	44.4	Ohm LV

---

Tripping type	Single Pole trip at T1
Distance protection scheme	Permissive underreach mode
HF presence/unblocking	None
Emission type	Zone 1

---

## FUSE FAILURE SETTING

I0 and I2 threshold detection	0.05	In
Fuse failure alarm time delay	1	s

## CURRENT TRANSFORMER SUPERVISION

## BROKEN CONDUCTOR SETTINGS

## OTHER PARAMETERS

Trip Seal-In on Presence of Line Current		
Seal-In threshold	1	In
Delayed auto-recloser blocking mode	at T2	
Reclose threshold on fault	1	In
Reverse guard timer	90	ms

---

Power swing detection boundary	8 Ohm LV
Unblocking time delay on power swing	500 ms
Tripping mode	3 Poles
Blocking Type	Blocking all zones

---

## HIGH RESISTANT FAULT RELAY

Directional comparison	
Residual voltage threshold	0.02 Vn
Residual forward current threshold	0.1 In
Independant teleprotection channel	
Tripping type	Three-pole
Tripping scheme	Permissive
Operation time	200 ms
Back-up relay activation	No

---

## AUTORECLOSER

1-phase reclosing, 1st dead time	0.1 s
3-phase reclosing, 1st dead time	0.4 s
Further dead times	1 s
Closing command duration	0.1 s
Reclaim time	1 s
Backup protection reclaim time	20 s
Reclosing mode on single-phase tripping	None
Reclosing mode on three-phase tripping	None
Reclosing mode on backup protection tripping	None
Discrimination Timer	0.1 s

---

Synch check scheme

None

---

## OVERLOAD RELAYS

Relays activation

None

Overload relay

None

---

COURIER COMMUNICATION

Protection address	1
Comms level	1
Function links	0000000110001001
Remote setting changes	
Remote change of setting group	
Extra event logging	
Reset of trip counters	

## **Anexo N° 2**

### **Cuadros de ajustes de la protección de distancia secundaria (21S) de la línea de 220kV**



SETTINGS SHEET  
FOR THE SEL-321/321-1 RELAY  
(1A NOMINAL RELAY)

Page 1 OF 5

Date \_\_\_\_\_

Line Terminal Settings

Relay Identifier: (17 Characters)	RELID = SEL 321-1 21S/L4	_____
Terminal Identifier: (39 Characters)	TRMID = SETNOR	_____
Positive-Seq. Line Impedance Magnitude: (0.25 - 1275 $\Omega$ sec.)	Z1MAG = 19.78	_____
Positive-Seq. Line Impedance Angle: (40° - 90°)	Z1ANG = 83.66	_____
Zero-Seq. Line Impedance Magnitude: (0.25 - 1275 $\Omega$ sec.)	Z0MAG = 59.49	_____
Zero-Seq. Line Impedance Angle: (40° - 90°)	Z0ANG = 75.21	_____
Fault Location Enable: (Y,R,N)	LOCAT = Y	_____
Line Length: (0.1 - 999 unitless)	LL = 137.00	_____
Current Transformer Ratio: (1 - 6000)	CTR = 600	_____
Potential Transformer Ratio: (1 - 10000)	PTR = 2200	_____

Enable Zones of Distance Settings

Number Distance Zones: Mho Phase: (N,1,2,3,4)	PMHOZ = 4	_____
Mho Ground: (N,1,2,3,4)	GMHOZ = 4	_____
Quad. Ground: (N,1,2,3,4)	QUADZ = N	_____

Distance Zones and Overcurrent Levels Direction Settings

Distance Zone 1/Overcurrent Level 1 Direction: (F/R)	DIR1 = F	_____
Distance Zone 2/Overcurrent Level 2 Direction: (F/R)	DIR2 = F	_____
Distance Zone 3/Overcurrent Level 3 Direction: (F/R)	DIR3 = R	_____
Distance Zone 4/Overcurrent Level 4 Direction: (F/R)	DIR4 = F	_____

Mho Phase Distance Settings

Impedance Reach: Zone 1: (0.25 - 320 $\Omega$ sec.)	Z1P = 17.8	_____
Zone 2: (0.25 - 320 $\Omega$ sec.)	Z2P = 25.71	_____
Zone 3: (0.25 - 320 $\Omega$ sec.)	Z3P = 5.34	_____
Zone 4: (0.25 - 320 $\Omega$ sec.)	Z4P = 35.6	_____

Mho Phase Distance Overcurrent Supervision Settings

Phase-to-Phase Overcurrent: Zone 1: (0.2 - 34 amps sec.)	50PP1 = 0.5	_____
Zone 2: (0.2 - 34 amps sec.)	50PP2 = 0.5	_____
Zone 3: (0.2 - 34 amps sec.)	50PP3 = 0.5	_____
Zone 4: (0.2 - 34 amps sec.)	50PP4 = 0.5	_____

---

SETTINGS SHEET  
FOR THE SEL-321/321-1 RELAY  
(1A NOMINAL RELAY)

Page 2 OF 5  
Date \_\_\_\_\_

Mho Ground Distance Settings

Impedance Reach:	Zone 1: (0.25 - 320 $\Omega$ sec.)	Z1MG	=	17.80	_____
	Zone 2: (0.25 - 320 $\Omega$ sec.)	Z2MG	=	25.71	_____
	Zone 3: (0.25 - 320 $\Omega$ sec.)	Z3MG	=	5.34	_____
	Zone 4: (0.25 - 320 $\Omega$ sec.)	Z4MG	=	35.60	_____

Ground Distance Overcurrent Supervision Settings

Phase Overcurrent Supervision:	Zone 1: (0.1 - 20 amps sec.)	50L1	=	0.5	_____
	Zone 2: (0.1 - 20 amps sec.)	50L2	=	0.5	_____
	Zone 3: (0.1 - 20 amps sec.)	50L3	=	0.5	_____
	Zone 4: (0.1 - 20 amps sec.)	50L4	=	0.5	_____
Residual Overcurrent Supervision:	Zone 1: (0.1 - 20 amps sec.)	50G1	=	0.1	_____
	Zone 2: (0.1 - 20 amps sec.)	50G2	=	0.1	_____
	Zone 3: (0.1 - 20 amps sec.)	50G3	=	0.1	_____
	Zone 4: (0.1 - 20 amps sec.)	50G4	=	0.1	_____

Zero-Sequence Compensation Factor Settings

Zone 1 Zero-Sequence Comp. Factor 1 Magnitude: (0 - 4 unitless)	k01M	=	0.671	_____
Zone 1 Zero-Sequence Comp. Factor 1 Angle: ( $\pm 180^\circ$ )	k01A	=	-6.658	_____
Zones 2, 3, & 4 Zero-Sequence Comp. Factor 2 Mag.: (0 - 4 unitless)	k0M	=	0.671	_____
Zones 2, 3, & 4 Zero-Sequence Comp. Factor 2 Angle: ( $\pm 180^\circ$ )	k0A	=	-6.658	_____
Non-Homogeneous Correction Angle: ( $\pm 20^\circ$ )	T	=	0	_____

Out-of-Step Blocking and Tripping Settings

Enable OOS: (Y/N)	EOOS	=	N	_____
-------------------	------	---	---	-------

Load-Encroachment Settings

Enable Load-Encroachment: (Y/N)	ELE	=	Y	_____	
Load Impedance:	Forward: (0.25 - 320 $\Omega$ sec.)	ZLF	=	82.23	_____
	Reverse: (0.25 - 320 $\Omega$ sec.)	ZLR	=	82.23	_____
Load Angle:	Positive Forward: ( $-90^\circ$ to $+90^\circ$ )	PLAF	=	30	_____
	Negative Forward: ( $-90^\circ$ to $+90^\circ$ )	NLAF	=	-30	_____
	Positive Reverse: ( $+90^\circ$ to $+270^\circ$ )	PLAR	=	150	_____
	Negative Reverse: ( $+90^\circ$ to $+270^\circ$ )	NLAR	=	210	_____

SETTINGS SHEET  
FOR THE SEL-321/321-1 RELAY  
(1A NOMINAL RELAY)

Page 3 OF 5  
Date \_\_\_\_\_

Negative-Sequence Directional Element Settings

Forward Directional Z2 Threshold: ( $\pm 320 \Omega$ sec.)	Z2F	=	5 _____
Forward Directional Current Threshold: (0.05 - 1 amps sec., $3I_2$ )	50QF	=	0.2 _____
Reverse Directional Z2 Threshold: ( $\pm 320 \Omega$ sec.)	Z2R	=	30 _____
Reverse Directional Current Threshold: (0.05 - 1 amps sec., $3I_2$ )	50QR	=	0.2 _____
Positive-Sequence Current Restraint Factor: (0.02 - 0.5 unitless)*	a2	=	0.5 _____

Phase Time-Overcurrent Element Settings

Phase Time Overcurrent Element: Enable: (Y/N)	E51P	=	N _____
---	------	---	---------

Residual Time-Overcurrent Element Settings

Residual Time Overcurrent Element: Enable: (Y/N/S)	E51N	=	N _____
--	------	---	---------

Residual Overcurrent Element Settings

Enable Number of Residual Instantaneous Overcurrent Levels: (N,1,2,3,4)	E50N	=	N _____
---	------	---	---------

Negative-Sequence Time Overcurrent Element Settings

Negative-Sequence Time Overcurrent: Enable: (Y/N/S)	E51Q	=	N _____
---	------	---	---------

Negative-Sequence Overcurrent Element Settings

Enable Number of Neg.-Sequence Inst. Overcurrent Levels: (N,1,2,3,4)	E50Q	=	N _____
--	------	---	---------

Voltage Element Settings

Enable Voltage Elements: (Y/N)	EVOLT	=	N _____
--------------------------------	-------	---	---------

Time Step Backup Time Delay Settings

Zone 2 Phase Long Time Delay (TDPU): (0 - 2000 cycles)	Z2PD	=	24 _____
Zone 3 Phase Time Delay (TDPU): (0 - 2000 cycles)	Z3PD	=	150 _____
Zone 4 Phase Time Delay (TDPU): (0 - 2000 cycles)	Z4PD	=	48 _____
Zone 2 Ground Long Time Delay (TDPU): (0 - 2000 cycles)	Z2GD	=	24 _____
Zone 3 Ground Time Delay (TDPU): (0 - 2000 cycles)	Z3GD	=	150 _____
Zone 4 Ground Time Delay (TDPU): (0 - 2000 cycles)	Z4GD	=	48 _____

SETTINGS SHEET  
FOR THE SEL-321/321-1 RELAY  
(1A NOMINAL RELAY)

Page 4 OF 5  
Date \_\_\_\_\_

Permissive Overreaching Scheme Settings

Enable Permissive Overreaching Transfer Trip Scheme: (Y/N)	EPOTT = Y _____
Zone 3 Reverse Block Time Delay (TDDO): (0 - 2000 cycles)	Z3RBD = 5 _____
Echo Block Time Delay (TDDO): (0 - 2000 cycles)	EBLKD = 10 _____
Echo Time Delay Pickup Time Delay (TDPU): (0 - 2000 cycles)	ETDPU = 2 _____
Echo Duration Time Delay (TDDO): (0 - 2000 cycles)	EDURD = 4 _____
Weak-Infeed Enable: (Y/N)	EWFC = N _____

Directional Comparison Unblocking Scheme Settings

Enable DCUB: (Y/N)	EDCUB = N _____
--------------------	-----------------

Directional Comparison Blocking Scheme Settings

Enable DCB: (Y/N)	EDCB = N _____
Zone 3 Dropout Extension Time Delay (TDDO): (0 - 2000 cycles)	Z3XD = _____

Zone 1 Extension Settings

Enable Zone 1 Extension: (Y/N)	EZ1EXT = N _____
--------------------------------	------------------

Remote-End-Just-Opened Settings

Enable: (Y/N)	EREJO = N _____
---------------	-----------------

Switch-Onto-Fault Settings

Enable: (Y/N)	ESOTF = Y _____
Enable Close Logic: (Y/N)	ENCLO = Y _____
Close Enable Time Delay (TDPU): (0 - 8000 cycles)	CLOEND = 12 _____
Enable 52A Logic: (Y/N)	EN52A = N _____
52A Enable Time Delay (TDPU): (0 - 8000 cycles)	52AEND = 10 _____
Time Duration (TDDO): (0.5 - 8000 cycles)	SOTFD = 36 _____
High-Set Phase Overcurrent Pickup: (0.1 - 20 amps sec.)	50H = 2.5 _____

Loss-of-Potential Settings

Enable Loss-Of-Potential: (Y, N, N1, Y1, Y2)	ELOP = Y _____
Loss-Of-Potential Time Delay (TDPU): (1 - 60 cycles)	LOPD = 3 _____
Medium-Set Phase Overcurrent Pickup: (0.1 - 20 amps sec.)	50M = 1.0 _____
Negative-Sequence Voltage LOP supervision: (0 - 150 V sec., V2)	59QL = 2.5 _____
Positive-Sequence Voltage LOP supervision: (0 - 150 V sec., V1)	59PL = 2.5 _____

---

SETTINGS SHEET  
FOR THE SEL-321/321-1 RELAY  
(1A NOMINAL RELAY)

Page 5 OF 5  
Date \_\_\_\_\_

Miscellaneous Scheme Settings

Pole-Discordance Enable: (Y/N)	EPOLD = N _____
Single-Pole Trip Pole-Discordance Time Delay (TDPU): (0 - 8000 cycles)	SPPDD = _____
Single-Pole Trip Enable: (Y/N/Y1/N1)	ESPT = Y _____
Single-Pole Open Enable: (Y/N)	ESPO = N _____
Single-Pole Open Time Delay (TDDO): (0 - 8000 cycles)	SPOD = _____
Three-Pole Open Time Delay (TDDO): (0 - 8000 cycles)	3POD = _____
Enable Stub Protection: (Y/N)	ESTUB = N _____
Stub Protection Time Delay (TDPU): (0 - 2000 cycles)	50MFD = _____
Trip Unlatch Option: (N,1,2,3,4)	TULO = N _____

Miscellaneous Timers

Minimum Trip Duration Time Delay (TDDO): (0 - 2000 cycles)	TDURD = 9 _____
Trip During Open Pole Time Delay (TDDO): (0 - 8000 cycles)	TOPD = 30.0 _____
Relay Element X Time Delay Pickup (TDPU): (0 - 8000 cycles)	TXPU = 0 _____
Relay Element X Time Delay Dropout (TDDO): (0 - 8000 cycles)	TXDO = 0 _____
Relay Element Y Time Delay Pickup (TDPU): (0 - 8000 cycles)	TYPY = 0 _____
Relay Element Y Time Delay Dropout (TDDO): (0 - 8000 cycles)	TYDO = 0 _____
Relay Element Z Time Delay Pickup (TDPU): (0 - 8000 cycles)	TZPU = 0 _____
Relay Element Z Time Delay Dropout (TDDO): (0 - 8000 cycles)	TZDO = 0 _____
Instantaneous Trip Time Declaration Delay (TDPU): (0 - 60 cycles)	ITTD = 0 _____

Logic Variables

LOGIC V = NA \_\_\_\_\_

LOGIC W = NA \_\_\_\_\_

LOGIC X = NA \_\_\_\_\_

LOGIC Y = NA \_\_\_\_\_

LOGIC Z = NA \_\_\_\_\_

Tripping Logic

MTCS = M2P + Z2G \_\_\_\_\_

MTU = M1P + Z1G + M2PT + Z2GT + 51NT + 51QT + 50MF \_\_\_\_\_

MTO = M1P + M2P + Z1G + Z2G + 50H \_\_\_\_\_

SETTINGS SHEET  
FOR THE SEL-321/321-1 RELAY  
(1A NOMINAL RELAY)

Page 1 OF 5  
Date \_\_\_\_\_

Line Terminal Settings

Relay Identifier: (17 Characters) RELID = SEL 321-1 21S/L1 \_\_\_\_\_  
Terminal Identifier: (39 Characters) TRMID = SECANOR \_\_\_\_\_

Positive-Seq. Line Impedance Magnitude: (0.25 - 1275  $\Omega$  sec.) Z1MAG = 19.78 \_\_\_\_\_  
Positive-Seq. Line Impedance Angle: (40° - 90°) Z1ANG = 83.66 \_\_\_\_\_  
Zero-Seq. Line Impedance Magnitude: (0.25 - 1275  $\Omega$  sec.) Z0MAG = 59.49 \_\_\_\_\_  
Zero-Seq. Line Impedance Angle: (40° - 90°) Z0ANG = 75.21 \_\_\_\_\_  
Fault Location Enable: (Y,R,N) LOCAT = Y \_\_\_\_\_  
Line Length: (0.1 - 999 unitless) LL = 137.00 \_\_\_\_\_  
Current Transformer Ratio: (1 - 6000) CTR = 600 \_\_\_\_\_  
Potential Transformer Ratio: (1 - 10000) PTR = 2200 \_\_\_\_\_

Enable Zones of Distance Settings

Number Distance Zones: Mho Phase: (N,1,2,3,4) PMHOZ = 4 \_\_\_\_\_  
Mho Ground: (N,1,2,3,4) GMHOZ = 4 \_\_\_\_\_  
Quad. Ground: (N,1,2,3,4) QUADZ = N \_\_\_\_\_

Distance Zones and Overcurrent Levels Direction Settings

Distance Zone 1/Overcurrent Level 1 Direction: (F/R) DIR1 = F \_\_\_\_\_  
Distance Zone 2/Overcurrent Level 2 Direction: (F/R) DIR2 = F \_\_\_\_\_  
Distance Zone 3/Overcurrent Level 3 Direction: (F/R) DIR3 = R \_\_\_\_\_  
Distance Zone 4/Overcurrent Level 4 Direction: (F/R) DIR4 = F \_\_\_\_\_

Mho Phase Distance Settings

Impedance Reach: Zone 1: (0.25 - 320  $\Omega$  sec.) Z1P = 17.8 \_\_\_\_\_  
Zone 2: (0.25 - 320  $\Omega$  sec.) Z2P = 25.71 \_\_\_\_\_  
Zone 3: (0.25 - 320  $\Omega$  sec.) Z3P = 5.34 \_\_\_\_\_  
Zone 4: (0.25 - 320  $\Omega$  sec.) Z4P = 35.60 \_\_\_\_\_

Mho Phase Distance Overcurrent Supervision Settings

Phase-to-Phase Overcurrent: Zone 1: (0.2 - 34 amps sec.) 50PP1 = 0.5 \_\_\_\_\_  
Zone 2: (0.2 - 34 amps sec.) 50PP2 = 0.5 \_\_\_\_\_  
Zone 3: (0.2 - 34 amps sec.) 50PP3 = 0.5 \_\_\_\_\_  
Zone 4: (0.2 - 34 amps sec.) 50PP4 = 0.5 \_\_\_\_\_

---

SETTINGS SHEET  
FOR THE SEL-321/321-1 RELAY  
(1A NOMINAL RELAY)

Page 2 OF 5

Date \_\_\_\_\_

Mho Ground Distance Settings

Impedance Reach:	Zone 1: (0.25 - 320 $\Omega$ sec.)	Z1MG	=	17.80	_____
	Zone 2: (0.25 - 320 $\Omega$ sec.)	Z2MG	=	25.71	_____
	Zone 3: (0.25 - 320 $\Omega$ sec.)	Z3MG	=	5.34	_____
	Zone 4: (0.25 - 320 $\Omega$ sec.)	Z4MG	=	35.60	_____

Ground Distance Overcurrent Supervision Settings

Phase Overcurrent Supervision:	Zone 1: (0.1 - 20 amps sec.)	50L1	=	0.15	_____
	Zone 2: (0.1 - 20 amps sec.)	50L2	=	0.15	_____
	Zone 3: (0.1 - 20 amps sec.)	50L3	=	0.15	_____
	Zone 4: (0.1 - 20 amps sec.)	50L4	=	0.15	_____
Residual Overcurrent Supervision:	Zone 1: (0.1 - 20 amps sec.)	50G1	=	0.1	_____
	Zone 2: (0.1 - 20 amps sec.)	50G2	=	0.1	_____
	Zone 3: (0.1 - 20 amps sec.)	50G3	=	0.1	_____
	Zone 4: (0.1 - 20 amps sec.)	50G4	=	0.1	_____

Zero-Sequence Compensation Factor Settings

Zone 1 Zero-Sequence Comp. Factor 1 Magnitude: (0 - 4 unitless)	k01M	=	0.671	_____
Zone 1 Zero-Sequence Comp. Factor 1 Angle: ( $\pm 180^\circ$ )	k01A	=	-6.658	_____
Zones 2, 3, & 4 Zero-Sequence Comp. Factor 2 Mag: (0 - 4 unitless)	k0M	=	0.671	_____
Zones 2, 3, & 4 Zero-Sequence Comp. Factor 2 Angle: ( $\pm 180^\circ$ )	k0A	=	-6.658	_____
Non-Homogeneous Correction Angle: ( $\pm 20^\circ$ )	T	=	0	_____

Out-of-Step Blocking and Tripping Settings

Enable OOS: (Y/N)	EOOS	=	N	_____
-------------------	------	---	---	-------

Load-Encroachment Settings

Enable Load-Encroachment: (Y/N)	ELE	=	Y	_____	
Load Impedance:	Forward: (0.25 - 320 $\Omega$ sec.)	ZLF	=	82.23	_____
	Reverse: (0.25 - 320 $\Omega$ sec.)	ZLR	=	82.23	_____
Load Angle:	Positive Forward: ( $-90^\circ$ to $+90^\circ$ )	PLAF	=	30	_____
	Negative Forward: ( $-90^\circ$ to $+90^\circ$ )	NLAF	=	-30	_____
	Positive Reverse: ( $+90^\circ$ to $+270^\circ$ )	PLAR	=	150	_____
	Negative Reverse: ( $+90^\circ$ to $+270^\circ$ )	NLAR	=	210	_____

SETTINGS SHEET  
FOR THE SEL-321/321-1 RELAY  
(1A NOMINAL RELAY)

Page 3 OF 5  
Date \_\_\_\_\_

Negative-Sequence Directional Element Settings

Forward Directional Z2 Threshold: ( $\pm 320 \Omega$ sec.)	Z2F	=	3.85	_____
Forward Directional Current Threshold: (0.05 - 1 amps sec., $3I_2$ )	50QF	=	0.1	_____
Reverse Directional Z2 Threshold: ( $\pm 320 \Omega$ sec.)	Z2R	=	27.25	_____
Reverse Directional Current Threshold: (0.05 - 1 amps sec., $3I_2$ )	50QR	=	0.1	_____
Positive-Sequence Current Restraint Factor: (0.02 - 0.5 unitless)	a2	=	0.07	_____

Phase Time-Overcurrent Element Settings

Phase Time Overcurrent Element: Enable: (Y/N)	E51P	=	N	_____
---	------	---	---	-------

Residual Time-Overcurrent Element Settings

Residual Time Overcurrent Element: Enable: (Y/N/S)	E51N	=	N	_____
--	------	---	---	-------

Residual Overcurrent Element Settings

Enable Number of Residual Instantaneous Overcurrent Levels: (N,1,2,3,4)	E50N	=	N	_____
---	------	---	---	-------

Negative-Sequence Time Overcurrent Element Settings

Negative-Sequence Time Overcurrent: Enable: (Y/N/S)	E51Q	=	N	_____
---	------	---	---	-------

Negative-Sequence Overcurrent Element Settings

Enable Number of Neg.-Sequence Inst. Overcurrent Levels: (N,1,2,3,4)	E50Q	=	N	_____
--	------	---	---	-------

Voltage Element Settings

Enable Voltage Elements: (Y/N)	EVOLT	=	N	_____
--------------------------------	-------	---	---	-------

Time Step Backup Time Delay Settings

Zone 2 Phase Long Time Delay (TDPU): (0 - 2000 cycles)	Z2PD	=	24	_____
Zone 3 Phase Time Delay (TDPU): (0 - 2000 cycles)	Z3PD	=	150	_____
Zone 4 Phase Time Delay (TDPU): (0 - 2000 cycles)	Z4PD	=	48	_____
Zone 2 Ground Long Time Delay (TDPU): (0 - 2000 cycles)	Z2GD	=	24	_____
Zone 3 Ground Time Delay (TDPU): (0 - 2000 cycles)	Z3GD	=	150	_____
Zone 4 Ground Time Delay (TDPU): (0 - 2000 cycles)	Z4GD	=	48	_____



SETTINGS SHEET  
FOR THE SEL-321/321-1 RELAY  
(1A NOMINAL RELAY)

Page 4 OF 5

Date \_\_\_\_\_

Permissive Overreaching Scheme Settings

Enable Permissive Overreaching Transfer Trip Scheme: (Y/N)	EPOTT = Y _____
Zone 3 Reverse Block Time Delay (TDDO): (0 - 2000 cycles)	Z3RBD = 5 _____
Echo Block Time Delay (TDDO): (0 - 2000 cycles)	EBLKD = 10 _____
Echo Time Delay Pickup Time Delay (TDPU): (0 - 2000 cycles)	ETDPU = 2 _____
Echo Duration Time Delay (TDDO): (0 - 2000 cycles)	EDURD = 4 _____
Weak-Infeed Enable: (Y/N)	EWFC = N _____

Directional Comparison Unblocking Scheme Settings

Enable DCUB: (Y/N)	EDCUB = N _____
--------------------	-----------------

Directional Comparison Blocking Scheme Settings

Enable DCB: (Y/N)	EDCB = N _____
Zone 3 Dropout Extension Time Delay (TDDO): (0 - 2000 cycles)	Z3XD = _____

Zone 1 Extension Settings

Enable Zone 1 Extension: (Y/N)	EZ1EXT = N _____
--------------------------------	------------------

Remote-End-Just-Opened Settings

Enable: (Y/N)	EREJO = N _____
---------------	-----------------

Switch-Onto-Fault Settings

Enable: (Y/N)	ESOTF = Y _____
Enable Close Logic: (Y/N)	ENCLO = Y _____
Close Enable Time Delay (TDPU): (0 - 8000 cycles)	CLOEND = 30 _____
Enable 52A Logic: (Y/N)	EN52A = N _____
52A Enable Time Delay (TDPU): (0 - 8000 cycles)	52AEND = 10 _____
Time Duration (TDDO): (0.5 - 8000 cycles)	SOTFD = 120 _____
High-Set Phase Overcurrent Pickup: (0.1 - 20 amps sec.)	50H = 2.5 _____

Loss-of-Potential Settings

Enable Loss-Of-Potential: (Y, N, N1, Y1, Y2)	ELOP = Y _____
Loss-Of-Potential Time Delay (TDPU): (1 - 60 cycles)	LOPD = 5 _____
Medium-Set Phase Overcurrent Pickup: (0.1 - 20 amps sec.)	50M = 0.50 _____
Negative-Sequence Voltage LOP supervision: (0 - 150 V sec., V2)	59QL = 2.80 _____
Positive-Sequence Voltage LOP supervision: (0 - 150 V sec., V1)	59PL = 2.80 _____

---

SETTINGS SHEET  
FOR THE SEL-321/321-1 RELAY  
(1A NOMINAL RELAY)

Page 5 OF 5

Date \_\_\_\_\_

Miscellaneous Scheme Settings

Pole-Discordance Enable: (Y/N)	EPOLD = N _____
Single-Pole Trip Pole-Discordance Time Delay (TDPU): (0 - 8000 cycles)	SPPDD = _____
Single-Pole Trip Enable: (Y/N/Y1/N1)	ESPT = Y _____
Single-Pole Open Enable: (Y/N)	ESPO = N _____
Single-Pole Open Time Delay (TDDO): (0 - 8000 cycles)	SPOD = _____
Three-Pole Open Time Delay (TDDO): (0 - 8000 cycles)	3POD = _____
Enable Stub Protection: (Y/N)	ESTUB = N _____
Stub Protection Time Delay (TDPU): (0 - 2000 cycles)	50MFD = _____
Trip Unlatch Option: (N,1,2,3,4)	TULO = N _____

Miscellaneous Timers

Minimum Trip Duration Time Delay (TDDO): (0 - 2000 cycles)	TDURD = 9 _____
Trip During Open Pole Time Delay (TDDO): (0 - 8000 cycles)	TOPD = 30.0 _____
Relay Element X Time Delay Pickup (TDPU): (0 - 8000 cycles)	TXPU = 0 _____
Relay Element X Time Delay Dropout (TDDO): (0 - 8000 cycles)	TXDO = 0 _____
Relay Element Y Time Delay Pickup (TDPU): (0 - 8000 cycles)	TYPY = 0 _____
Relay Element Y Time Delay Dropout (TDDO): (0 - 8000 cycles)	TYDO = 0 _____
Relay Element Z Time Delay Pickup (TDPU): (0 - 8000 cycles)	TZPU = 0 _____
Relay Element Z Time Delay Dropout (TDDO): (0 - 8000 cycles)	TZDO = 0 _____
Instantaneous Trip Time Declaration Delay (TDPU): (0 - 60 cycles)	ITTD = 0 _____

Logic Variables

LOGIC V = NA \_\_\_\_\_

LOGIC W = NA \_\_\_\_\_

LOGIC X = NA \_\_\_\_\_

LOGIC Y = NA \_\_\_\_\_

LOGIC Z = NA \_\_\_\_\_

Tripping Logic

MTCS = M2P + Z2G \_\_\_\_\_

MTU = M1P + Z1G + M2PT + Z2GT + 51NT + 51QT + 50MF \_\_\_\_\_

MTO = M1P + M2P + Z1G + Z2G + 50H \_\_\_\_\_

## **Anexo N° 3**

### **Cuadros de ajustes de los relés de recierre (79) de la línea de 220 kV**

Courier  
Setting  
1.0  
KAVR13001L12J EJ

TRUJILLO L-2260

00 SYSTEM DATA

0002	SYS Password	****
0003	SYS Fn. Links	0000000010000001
0004	SYS Description	REENGANACHE
0005	SYS Plant Ref.	TRUJILLO L-2260
0006	SYS Model No.	KAVR13001L12J EJ
0008	SYS Serial No.	814884M
0009	SYS Frequency	60 Hz
000A	SYS Comms Level	1
000B	SYS Rly Address	2
000C	SYS Plant Status	0000000000000001
000D	SYS Ctrl Status	0000000000101000
0011	SYS Software Ref	KAVR OP SYS 2.24
0012	SYS Ladder Ref	KAVR130ED C1.64
0020	SYS Opto Status	10000000
0021	SYS Relay Status	00001000
0022	SYS Alarms	00000000

01 USER CONTROLS

02 CONTROL OUTPUTS

0201	CTL DTim in Prog	OFF
0202	CTL Reclm inProg	OFF
0203	CTL A/R Lockout	OFF
0204	CTL Maint Alarm	ON
0205	CTL MaintLockout	OFF
0206	CTL 1P AR Select	ON
0207	CTL 3P AR Select	OFF
0208	CTL AR Off	OFF
0209	CTL ManCl AR Inh	OFF
020A	CTL CB FailClose	OFF
020B	CTL AR Success	OFF

03 EVENT RECORDS

04 MEASUREMENTS

0401	MES Line Voltage	130.2kV
0402	MES Bus Voltage	130.8kV
0403	MES Phase Angle	-187.5mdeg
0404	MES System Frq	60.04 Hz

0405 MES Slip Frq 0 Hz

05 COUNTER VALUES

0501 CNV Total 1Ph AR 110  
0502 CNV Total 3Ph AR 27  
0503 CNV APh to MLock 0  
0504 CNV BPh to MLock 4  
0505 CNV CPh to MLock 0

06 SCHEME ALARMS

07 CHECK SYNCH STGS

0701 CSS Fn. Links 0010111100000011  
0702 CSS VT Ratio 2200:1  
0703 CSS Phase Angle 20.00 deg  
0704 CSS Slip Freq. 100.0mHz  
070B CSS V. B/L Live 100.1kV  
070C CSS V. B/L Dead 28.60kV  
070D CSS UnderVoltage 88.00kV  
070E CSS Diff.Voltage 13.20kV

08 TIMER SETTINGS

0801 TMR 1Ph D Time 400.0ms  
0802 TMR 3Ph D Time 1 10.00 s  
0803 TMR Dead Time 2 60.00 s  
0804 TMR Dead Time 3 180.0 s  
0805 TMR Dead Time 4 180.0 s  
0806 TMR Close Pulse 200.0ms  
0807 TMR Reclaim Time 20.00 s  
0808 TMR SynCh Window 5.000 s  
0809 TMR SprCh Window 5.000 s  
080A TMR ManCl AR Inh 5.000 s  
080B TMR Autoreset 600.0 s  
080C TMR TripFail Tim 10.00 s  
080D TMR Max Holdoff 1800 s  
080E TMR ManCl Window 10.00 s

09 COUNTER SETTINGS

0901 CNS Shots 1  
0902 CNS Z1Ext Trips 0  
0903 CNS Maint Alarm 99  
0904 CNS MaintLockout 100

0A LOGIC FUNCTIONS

0A01 Scheme Fn.Lnks 1 0001000100000110  
0A02 Scheme Fn.Lnks 2 0011001110001110  
0A03 LOG Input Status 0000000000000001  
0A04 LOG OutputStatus 0001001100101000  
0A05 LOG DefaultDsply Description  
0A06 LOG Rotation Every 5 seconds

0A07 LOG TEST RELAYS Select 00000000  
0A08 LOG TEST RELAYS = [0]

0B INPUT MASKS

0B01 INP CB AuxSwitch 10000000  
0B02 INP Prot A Phase 00000010  
0B03 INP Prot B Phase 00000100  
0B04 INP Prot C Phase 00001000  
0B05 INP SpringCharge 00000001  
0B06 INP Manual CB Cl 00010000  
0B07 INP Incr M.Count 00000000  
0B08 INP Block AR 00100000  
0B09 INP Trip 2/3Ph 00000000  
0B0A INP Holdoff 00000000  
0B0B INP Select 1P AR 00000000  
0B0C INP Select 3P AR 00000000  
0B0D INP ResetLockout 01000000  
0B0E INP Reset M.Cntr 00000000

0C RELAY MASKS

0C01 RLY AR In Prog 00000000  
0C02 RLY CB Close Sig 11100000  
0C03 RLY PSB Inhibit 00000000  
0C04 RLY PSB Enable 00000000  
0C05 RLY AR Lockout 00000000  
0C06 RLY Inhibit Z1Ex 00000000  
0C07 RLY Enable Z1Ext 00000000  
0C08 RLY 1PhAR InProg 00000000  
0C09 RLY DEF+PlDis OK 00000000  
0C0A RLY Maint Alarm 00000000  
0C0B RLY MaintLockout 00000000  
0C0C RLY CB Trip 3Ph 00000000  
0C0D RLY Allow 1PTrip 00001000  
0C0E RLY MC SysCh OK 00000000  
0C0F RLY 3Ph AR only 00000000  
0C10 RLY AR Off 00000011

0D RESET COUNTERS

0D01 RST APH FltTrips 146  
0D02 RST BPh FltTrips 96  
0D03 RST CPh FltTrips 151  
0D04 RST Total 1Ph AR 110  
0D05 RST Total 3Ph AR 27  
0D09 RST Sequence Cnt 0

0E RECORDER

0E01 REC Control Running  
0E02 REC Capture Samples  
0E03 REC Post Trig 32 samples  
0E04 REC Trig ON 0000000000000000

Courier  
Setting  
1.0  
KAVR13001L12J EJ

CAJAMARCA L-2260

00 SYSTEM DATA  
0002 SYS Password \*\*\*\*  
0003 SYS Fn. Links 0000000010000001  
0004 SYS Description REENGANCHE  
\* 0005 SYS Plant Ref. CAJAMARCA L-2260  
0006 SYS Model No. KAVR13001L12J EJ  
0008 SYS Serial No. 814884M  
0009 SYS Frequency 60 Hz  
000A SYS Comms Level 1  
000B SYS Rly Address 2  
000C SYS Plant Status 0000000000000001  
000D SYS Ctrl Status 0000000000101000  
0011 SYS Software Ref KAVR OP SYS 2.24  
0012 SYS Ladder Ref KAVR130ED C1.64  
0020 SYS Opto Status 10000000  
0021 SYS Relay Status 00001000  
0022 SYS Alarms 00000000

01 USER CONTROLS

02 CONTROL OUTPUTS  
0201 CTL DTim in Prog OFF  
0202 CTL Reclm inProg OFF  
0203 CTL A/R Lockout OFF  
0204 CTL Maint Alarm ON  
0205 CTL MaintLockout OFF  
0206 CTL 1P AR Select ON  
0207 CTL 3P AR Select OFF  
0208 CTL AR Off OFF  
0209 CTL ManCl AR Inh OFF  
020A CTL CB FailClose OFF  
020B CTL AR Success OFF

03 EVENT RECORDS

04 MEASUREMENTS  
0401 MES Line Voltage 130.2kV  
0402 MES Bus Voltage 130.8kV  
0403 MES Phase Angle -187.5mdeg  
0404 MES System Frq 60.04 Hz

0405 MES Slip Frq 0 Hz

05 COUNTER VALUES

0501	CNV Total 1Ph AR	110
0502	CNV Total 3Ph AR	27
0503	CNV APh to MLock	0
0504	CNV BPh to MLock	4
0505	CNV CPh to MLock	0

06 SCHEME ALARMS

07 CHECK SYNCH STGS

0701	CSS Fn. Links	0010111100000011
0702	CSS VT Ratio	2200:1
0703	CSS Phase Angle	20.00 deg
0704	CSS Slip Freq.	100.0mHz
070B	CSS V. B/L Live	100.1kV
070C	CSS V. B/L Dead	28.60kV
070D	CSS UnderVoltage	88.00kV
070E	CSS Diff.Voltage	13.20kV

08 TIMER SETTINGS

0801	TMR 1Ph D Time	400.0ms
0802	TMR 3Ph D Time 1	10.00 s
0803	TMR Dead Time 2	60.00 s
0804	TMR Dead Time 3	180.0 s
0805	TMR Dead Time 4	180.0 s
0806	TMR Close Pulse	200.0ms
0807	TMR Reclaim Time	20.00 s
0808	TMR SynCh Window	5.000 s
0809	TMR SprCh Window	5.000 s
080A	TMR ManCl AR Inh	5.000 s
080B	TMR Autoreset	600.0 s
080C	TMR TripFail Tim	10.00 s
080D	TMR Max Holdoff	1800 s
080E	TMR ManCl Window	10.00 s

09 COUNTER SETTINGS

0901	CNS Shots	1
0902	CNS Z1Ext Trips	0
0903	CNS Maint Alarm	99
0904	CNS MaintLockout	100

0A LOGIC FUNCTIONS

0A01	Scheme Fn.Lnks 1	0001000100000110
0A02	Scheme Fn.Lnks 2	0011001110001110
0A03	LOG Input Status	0000000000000001
0A04	LOG OutputStatus	0001001100101000
0A05	LOG DefaultDsply	Description
0A06	LOG Rotation	Every 5 seconds



OA07 LOG TEST RELAYS Select 00000000  
OA08 LOG TEST RELAYS = [0]

OB INPUT MASKS

OB01 INP CB AuxSwitch 10000000  
OB02 INP Prot A Phase 00000010  
OB03 INP Prot B Phase 00000100  
OB04 INP Prot C Phase 00001000  
OB05 INP SpringCharge 00000001  
OB06 INP Manual CB Cl 00010000  
OB07 INP Incr M.Count 00000000  
OB08 INP Block AR 00100000  
OB09 INP Trip 2/3Ph 00000000  
OB0A INP Holdoff 00000000  
OB0B INP Select 1P AR 00000000  
OB0C INP Select 3P AR 00000000  
OB0D INP ResetLockout 01000000  
OB0E INP Reset M.Cntr 00000000

OC RELAY MASKS

OC01 RLY AR In Prog 00000000  
OC02 RLY CB Close Sig 11100000  
OC03 RLY PSB Inhibit 00000000  
OC04 RLY PSB Enable 00000000  
OC05 RLY AR Lockout 00000000  
OC06 RLY Inhibit Z1Ex 00000000  
OC07 RLY Enable Z1Ext 00000000  
OC08 RLY 1PhAR InProg 00000000  
OC09 RLY DEF+PlDis OK 00000000  
OC0A RLY Maint Alarm 00000000  
OC0B RLY MaintLockout 00000000  
OC0C RLY CB Trip 3Ph 00000000  
OC0D RLY Allow 1PTrip 00001000  
OC0E RLY MC SysCh OK 00000000  
OC0F RLY 3Ph AR only 00000000  
OC10 RLY AR Off 00000011

OD RESET COUNTERS

OD01 RST APh FltTrips 146  
OD02 RST BPh FltTrips 96  
OD03 RST CPh FltTrips 151  
OD04 RST Total 1Ph AR 110  
OD05 RST Total 3Ph AR 27  
OD09 RST Sequence Cnt 0

OE RECORDER

OE01 REC Control Running  
OE02 REC Capture Samples  
OE03 REC Post Trig 32 samples  
OE04 REC Trig ON 0000000000000000

## **Anexo N° 4**

### **Cuadros de ajustes del relé diferencial (87T) de la S.E. Cajamarca Norte**

Courier

Setting

1.0

KBCH13001P12LSH  
CAJAMARCA NORTE

## 00 DATOS SISTEMA

0002	SIS Contraseña	****
0003	SIS Enlaces Fn	0000000010001011
0004	SIS Descripción	DIFERENCIAL T1
0005	SIS Ref. Planta	CAJAMARCA NORTE
0006	SIS No modelo	KBCH13001P12LSH
0008	SIS No serie	814897M
0009	SIS Frecuencia	60 Hz
000A	SIS Nivel Com	1
000B	SIS Direc. Rele	3
000C	SIS Est. Planta	0000000000000000
000D	SIS Est. Ctrl	0000000000000000
000E	SIS Grp Ajustes	1
0011	SIS S/W Ref 1	18 KBCH100 XXS K
0012	SIS S/W Ref 2	18KBCH001G
0020	SIS Est. Logico	00000000
0021	SIS Est. Rele	00000000
0022	SIS Alarmas	00000000

## 09 FUNCIONES LOGICA

0902	LOG tAUX0	1.000 s
0903	LOG tAUX1	1.000 s
0904	LOG tAUX2	1.000 s
0905	LOG tAUX3	1.000 s
0906	LOG tAUX4	1.000 s
0907	LOG tAUX5	1.000 s
0908	LOG tAUX6	1.000 s
0909	LOG tAUX7	1.000 s
090A	LOG tPRUEBA	2.000 s
090B	LOG tTomaSubir	1.000 s
090C	LOG tTomaBajar	1.000 s
090D	LOG VisualPorDef	ATIaIbIc

## 0A MASCARAS ENTRADA

0A07	ENT Blq V/f Dsp	00000000
0A08	ENT Blq V/f Alm	00000000
0A09	ENT Aux 0	00000001
0A0A	ENT Aux 1	00000010
0A0B	ENT Aux 2	00000100
0A0C	FNT Aux 3	00001000

0A0D	ENT Aux 4	00010000
0A0E	ENT Aux 5	00100000
0A0F	ENT Aux 6	01000000
0A10	ENT Aux 7	10000000
0A11	ENT Grp Aj 2	00000000

0B MASCARAS RELES

0B01	RELE Id>A	00011111
0B02	RELE Id>B	00011111
0B03	RELE Id>C	00011111
0B04	RELE Id>>A	00011111
0B05	RELE Id>>B	00011111
0B06	RELE Id>>C	00011111
0B07	RELE Io> AT	00011111
0B08	RELE Io> BT1	00011111
0B09	RELE Io> BT2	00011111
0B0A	RELE Aux0	00000000
0B0B	RELE Aux1	00000000
0B0C	RELE Aux2	00000000
0B0D	RELE Aux3	00000000
0B0E	RELE Aux4	00000000
0B0F	RELE Aux5	00000000
0B10	RELE Aux6	00000000
0B11	RELE Aux7	00000000
0B12	RELE TomaSubir	00000000
0B13	RELE TomaBajar	00000000
0B15	RELE Alm SE	00000000
0B16	RELE V/f Disparo	00000000
0B17	RELE V/f Alarma	00000000

0C REGISTRADOR

0C01	REC Control	Funcionando
0C02	REC Captura	Muestras
0C03	REC Des Iniciado	200 muestras
0C04	REC Inicia Logica	0000000000000000
0C05	REC Inicia Rele	0000000010001000

0D PRUEBA/CONTROL

0D01	PBA Est Logica	00000000
0D02	PBA Est Rele	00000000
0D03	Reles Selec Para Probar	11111111
0D04	Probar Reles =[0]	
0D05	PBA Control Toma	Inactivo

01 Group 1

05 AJUSTES(1)

0501	AJ1 Fn. Links	0000000110111110
0502	AJ1 Config	AT+BT1+BT2
0503	AJ1 Rel TT AT	300.0:1

0504	AJ1	Rel	TI BT1	1000:1
0505	AJ1	Rel	TI BT2	800.0:1
0506	AJ1	Cor	TI AT	1.500
0507	AJ1	Cor	Vec. AT	Yd11 (+30 deg)
0508	AJ1	Cor	TI BT1	1.400
0509	AJ1	Cor	Vec. BT1	Yd11 (+30 deg)
050A	AJ1	Cor	TI BT2	180.0e-3
050B	AJ1	Cor	Vec. BT2	Yy0 (0 deg)
050C	AJ1	Id>		200.0e-3PU
050D	AJ1	Id>>		10.00PU
050E	AJ1	Io>	AT	1.000PU
050F	AJ1	Io>	BT1	1.000PU
0510	AJ1	Io>	BT2	1.000PU
0515	AJ1	V/f (Dsp)	Car	IDMT
0516	AJ1	V/f (Dsp)		2.420
0518	AJ1	V/f (Dsp)	AMT	1
0519	AJ1	V/f (Alm)		2.310
051A	AJ1	tV/f (Alm)		10.00 s

02 Group 2

## **Anexo N° 5**

**Cuadros de ajustes de los relés de  
sobrecorriente de fases y tierra (50/51, 50/51N)  
de la S.E. Cajamarca Norte**

**ModBus  
SettingList**

P122 - Bxxxxxx V4

**OP PARAMETERS**

Reference            220  
Frequency            60 Hz  
Software Version    4.E

**CONFIGURATION**

**DISPLAY**

Default Display    RMS Ia  
Phase A Text       L1  
Phase B Text       L2  
Phase C Text       L3  
E/Gnd Text         N

**CT RATIO**

Line CT primary    600  
Line CT sec         1  
E/Gnd CT primary   600  
E/Gnd CT sec        1

**LED 5**

LED 5 part 1       I>  
                     tI>  
                     I>>  
                     tI>>  
                     I>>>  
                     tI>>>  
                     Ie>  
                     tIe>  
                     Ie>>  
                     tIe>>  
                     Ie>>>  
                     tIe>>>  
                     Therm Trip  
                     Brkn Cond.  
                     CB Fail  
LED 5 part 2       Input 1  
                     Input 2  
                     Input 3  
                     tAux1  
                     tAux2

**LED 6**

LED 6 part 1       I>  
                     tI>  
                     I>>

- tI>>
- I>>>
- tI>>>
- Ie>
- tIe>
- Ie>>
- tIe>>
- Ie>>>
- tIe>>>
- Therm Trip
- Brkn Cond.
- CB Fail
- LED 6 part 2
  - Input 1
  - Input 2
  - Input 3
  - tAux1
  - tAux2
- LED 7
  - LED 7 part 1
    - I>
    - tI>
    - I>>
    - tI>>
    - I>>>
    - tI>>>
    - Ie>
    - tIe>
    - Ie>>
    - tIe>>
    - Ie>>>
    - tIe>>>
    - Therm Trip
    - Brkn Cond.
    - CB Fail
  - LED 7 part 2
    - Input 1
    - Input 2
    - Input 3
    - tAux1
    - tAux2
- LED 8
  - LED 8 part 1
    - I>
    - tI>
    - I>>
    - tI>>
    - I>>>
    - tI>>>
    - Ie>
    - tIe>
    - Ie>>
    - tIe>>
    - Ie>>>



LED 8 part 2

<input type="checkbox"/>	tIe>>>
<input type="checkbox"/>	Therm Trip
<input type="checkbox"/>	Brkn Cond.
<input type="checkbox"/>	Cb Fail
<input type="checkbox"/>	Input 1
<input type="checkbox"/>	Input 2
<input type="checkbox"/>	Input 3
<input type="checkbox"/>	tAux1
<input type="checkbox"/>	tAux2

GROUP SELECT

Group Change Pulse

ALARM

Self-Acknowledge Instantly No  
Battery Alarm Yes

LOGIQ INPUT

Pulse Up

<input checked="" type="checkbox"/>	Input 1
<input checked="" type="checkbox"/>	Input 2
<input checked="" type="checkbox"/>	Input 3

Logic Input Voltage DC

PHASE REVOLUTION

Phase Revolution A\_B\_C

PROTECTION G1

[50/51] PHASE OC

Function I> Yes  
I> 0.50 In  
Delay Type IDMT  
Idmt SI (IEC)  
Tms 0.100  
t Reset 0.04 s  
Function I>> No  
Function I>>> No

[50N/51N] E/Gnd

Function Ie> Yes  
Ie> 0.250 Ien  
Delay Type IDMT  
Idmt SI (IEC)  
Tms 0.200  
t Reset 0.04 s  
Function Ie>> No  
Function Ie>>> No

[49] THERM OL

Therm OL ? No

[37] UNDER CURRENT

Function I< No

PROTECTION G2

[50/51] PHASE OC

Function I> No  
Function I>> No

Function I>>> No  
[50N/51N] E/Gnd  
Function Ie> No  
Function Ie>> No  
Function Ie>>> No

[49] THERM OL  
Therm OL ? No

[37] UNDER CURRENT  
Function I< No

AUTOMAT. CTRL

TRIP COMMANDS

Trip Commands  tI>  
 tI>>  
 tI>>>  
 tIe>  
 tIe>>  
 tIe>>>  
 tI<  
 Thermal Teta  
 Brkn. Cond  
 tAux1  
 tAux2

LATCH FUNCTIONS

Latch Functions  tI>  
 tI>>  
 tI>>>  
 tIe>  
 tIe>>  
 tIe>>>  
 tI<  
 Thermal Teta  
 Brkn. Cond  
 tAux1  
 tAux2

BLOCKING LOGIC 1

Blocking Logic 1  tI>  
 tI>>  
 tI>>>  
 tIe>  
 tIe>>  
 tIe>>>  
 Thermal Teta  
 Brkn. Cond  
 tAux1  
 tAux2

BLOCKING LOGIC 2

Blocking Logic 2  tI>  
 tI>>

ModBus  
SettingList

P122 - Bxxxxxxx V4

OP PARAMETERS

Reference 60KV  
Frequency 60 Hz  
Software Version 4.E

CONFIGURATION

DISPLAY

Default Display RMS Ia  
Phase A Text L1  
Phase B Text L2  
Phase C Text L3  
E/Gnd Text N

CT RATIO

Line CT primary 1000  
Line CT sec 1  
E/Gnd CT primary 1000  
E/Gnd CT sec 1

LED 5

LED 5 part 1  I>  
 tI>  
 I>>  
 tI>>  
 I>>>  
 tI>>>  
 Ie>  
 tIe>  
 Ie>>  
 tIe>>  
 Ie>>>  
 tIe>>>  
 Therm Trip  
 Brkn Cond.  
 CB Fail

LED 5 part 2  Input 1  
 Input 2  
 Input 3  
 tAux1  
 tAux2

LED 6

LED 6 part 1  I>  
 tI>  
 I>>  
 tI>>  
 I>>>  
 tI>>>  
 Ie>

- tIe>
- Ie>>
- tIe>>>
- Ie>>>>
- tIe>>>>
- Therm Trip
- Brkn Cond.
- CB Fail
- LED 6 part 2
  - Input 1
  - Input 2
  - Input 3
  - tAux1
  - tAux2
- LED 7
  - LED 7 part 1
    - I>
    - tI>
    - I>>
    - tI>>>
    - I>>>>
    - tI>>>>
    - Ie>
    - tIe>
    - Ie>>
    - tIe>>>
    - Ie>>>>
    - tIe>>>>
    - Therm Trip
    - Brkn Cond.
    - CB Fail
  - LED 7 part 2
    - Input 1
    - Input 2
    - Input 3
    - tAux1
    - tAux2
- LED 8
  - LED 8 part 1
    - I>
    - tI>
    - I>>
    - tI>>>
    - I>>>>
    - tI>>>>
    - Ie>
    - tIe>
    - Ie>>
    - tIe>>>
    - Ie>>>>
    - tIe>>>>
    - Therm Trip
    - Brkn Cond.
    - Cb Fail
  - LED 8 part 2
    - Input 1
    - Input 2
    - Input 3
    - tAux1
    - tAux2

GROUP SELECT

Group Change Pulse

ALARM

Self-Acknowledge Instantly No  
Battery Alarm No

LOGIQ INPUT

Pulse Up  Input 1  
 Input 2  
 Input 3

Logic Input Voltage DC

PHASE REVOLUTION

Phase Revolution A\_B\_C

PROTECTION G1

[50/51] PHASE OC

Function I> Yes  
I> 0.80 In  
Delay Type IDMT  
Idmt SI (IEC)  
Tms 0.100  
t Reset 0.04 s  
Function I>> No  
Function I>>> No

[50N/51N] E/Gnd

Function Ie> Yes  
Ie> 0.250 Ien  
Delay Type IDMT  
Idmt SI (IEC)  
Tms 0.250  
t Reset 0.04 s  
Function Ie>> No  
Function Ie>>> No

[49] THERM OL

Therm OL ? No

[37] UNDER CURRENT

Function I< No

PROTECTION G2

[50/51] PHASE OC

Function I> No  
Function I>> No  
Function I>>> No

[50N/51N] E/Gnd

Function Ie> No  
Function Ie>> No  
Function Ie>>> No

[49] THERM OL

Therm OL ? No

[37] UNDER CURRENT

Function I< No

AUTOMAT.CTRL

TRIP COMMANDS

Trip Commands  tI>  
 tI>>  
 tI>>>  
 tIe>  
 tIe>>  
 tIe>>>  
 tI<  
 Thermal Teta  
 Brkn. Cond  
 tAux1  
 tAux2

LATCH FUNCTIONS

Latch Functions  tI>  
 tI>>  
 tI>>>  
 tIe>  
 tIe>>  
 tIe>>>  
 tI<  
 Thermal Teta  
 Brkn. Cond  
 tAux1  
 tAux2

BLOCKING LOGIC 1

Blocking Logic 1  tI>  
 tI>>  
 tI>>>  
 tIe>  
 tIe>>  
 tIe>>>  
 Thermal Teta  
 Brkn. Cond  
 tAux1  
 tAux2

BLOCKING LOGIC 2

Blocking Logic 2  tI>  
 tI>>  
 tI>>>  
 tIe>  
 tIe>>  
 tIe>>>  
 Thermal Teta  
 Brkn. Cond  
 tAux1  
 tAux2

LOGIC SELECT.1

Logic Select 1  tI>>  
 tI>>>  
 tIe>>  
 tIe>>>

t Sel 1 0.00 s

LOGIC SELECT.2

Logic Select 2  tI>>  
 tI>>>

**ModBus  
SettingList**

P122 - Bxxxxxx V4

**OP PARAMETERS**

Reference 10KV  
Frequency 60 Hz  
Software Version 4.E

**CONFIGURATION**

**DISPLAY**

Default Display RMS Ia  
Phase A Text L1  
Phase B Text L2  
Phase C Text L3  
E/Gnd Text N

**CT RATIO**

Line CT primary 800  
Line CT sec 1  
E/Gnd CT primary 800  
E/Gnd CT sec 1

**LED 5**

LED 5 part 1  I>  
 tI>  
 I>>  
 tI>>  
 I>>>  
 tI>>>  
 Ie>  
 tIe>  
 Ie>>  
 tIe>>  
 Ie>>>  
 tIe>>>  
 Therm Trip  
 Brkn Cond.  
 CB Fail  
LED 5 part 2  Input 1  
 Input 2  
 Input 3  
 tAux1  
 tAux2

**LED 6**

LED 6 part 1  I>  
 tI>  
 I>>  
 tI>>  
 I>>>  
 tI>>>  
 Ie>

- tIe>
- Ie>>
- tIe>>
- Ie>>>
- tIe>>>
- Therm Trip
- Brkn Cond.
- CB Fail
- LED 6 part 2  Input 1
- Input 2
- Input 3
- tAux1
- tAux2
  
- LED 7
- LED 7 part 1  I>
- tI>
- I>>
- tI>>
- I>>>
- tI>>>
- Ie>
- tIe>
- Ie>>
- tIe>>
- Ie>>>
- tIe>>>
- Therm Trip
- Brkn Cond.
- CB Fail
- LED 7 part 2  Input 1
- Input 2
- Input 3
- tAux1
- tAux2
  
- LED 8
- LED 8 part 1  I>
- tI>
- I>>
- tI>>
- I>>>
- tI>>>
- Ie>
- tIe>
- Ie>>
- tIe>>
- Ie>>>
- tIe>>>
- Therm Trip
- Brkn Cond.
- Cb Fail
- LED 8 part 2  Input 1
- Input 2
- Input 3
- tAux1
- tAux2



GROUP SELECT

Group Change Pulse

ALARM

Self-Acknowledge Instantly No

Battery Alarm No

LOGIQ INPUT

Pulse Up  Input 1

Input 2

Input 3

Logic Input Voltage DC

PHASE REVOLUTION

Phase Revolution A\_B\_C

PROTECTION G1

[50/51] PHASE OC

Function I> Yes

I> 1.00 In

Delay Type IDMT

Idmt SI (IEC)

Tms 0.100

t Reset 0.04 s

Function I>> No

Function I>>> No

[50N/51N] E/Gnd

Function Ie> No

Function Ie>> No

Function Ie>>> No

[49] THERM OL

Therm OL ? No

[37] UNDER CURRENT

Function I< No

PROTECTION G2

[50/51] PHASE OC

Function I> No

Function I>> No

Function I>>> No

[50N/51N] E/Gnd

Function Ie> No

Function Ie>> No

Function Ie>>> No

[49] THERM OL

Therm OL ? No

[37] UNDER CURRENT

Function I< No

AUTOMAT. CTRL

TRIP COMMANDS

Trip Commands  tI>

tI>>

tI>>>

tIe>

tIe>>

- tIe>>>
- tI<
- Thermal Teta
- Brkn. Cond
- tAux1
- tAux2

**LATCH FUNCTIONS**

Latch Functions

- tI>
- tI>>
- tI>>>
- tIe>
- tIe>>
- tIe>>>
- tI<
- Thermal Teta
- Brkn. Cond
- tAux1
- tAux2

**BLOCKING LOGIC 1**

Blocking Logic 1

- tI>
- tI>>
- tI>>>
- tIe>
- tIe>>
- tIe>>>
- Thermal Teta
- Brkn. Cond
- tAux1
- tAux2

**BLOCKING LOGIC 2**

Blocking Logic 2

- tI>
- tI>>
- tI>>>
- tIe>
- tIe>>
- tIe>>>
- Thermal Teta
- Brkn. Cond
- tAux1
- tAux2

**LOGIC SELECT.1**

Logic Select 1

- tI>>
- tI>>>
- tIe>>
- tIe>>>

t Sel 1

0.00 s

**LOGIC SELECT.2**

Logic Select 2

- tI>>
- tI>>>
- tIe>>
- tIe>>>

t Sel 2

0.00 s

**OUTPUT RELAYS**

## **Anexo N° 6**

**Cuadros de ajustes de los relés de sobretensión  
de barras (59) de la S.E. Cajamarca Norte**

**ModBus  
SettingList**

P921 - xAxxxxxx

**OP PARAMETERS**

Reference                B\_A  
Software Version        1.E  
Frequency                60 Hz

**CONFIGURATION**

**GENERAL**

Connection              3 Vpn  
Protection               Protect P-P  
Default Display         RMS Vb

**VT RATIO**

Main VT Primary         220000 V  
Main VT Sec'y            100.0 V

**LED 5**

LED 5 Part 1     U<  
                   tU<  
                   U<<  
                   tU<<  
                   U<<<  
                   tU<<<  
                   U>  
                   tU>  
                   U>>  
                   tU>>  
                   U>>>  
                   tU>>>  
                   Vo>  
                   tVo>  
                   Vo>>  
                   tVo>>  
LED 5 Part 2     Vo>>>  
                   tVo>>>  
                   tAux1  
                   tAux2

**LED 6**

LED 6 Part 1     U<  
                   tU<  
                   U<<  
                   tU<<  
                   U<<<  
                   tU<<<  
                   U>  
                   tU>  
                   U>>  
                   tU>>  
                   U>>>

LED 6 Part 2

- tU>>>
- Vo>
- tVo>
- Vo>>
- tVo>>
- Vo>>>
- tVo>>>
- tAux1
- tAux2

LED 7

LED 7 Part 1

- U<
- tU<
- U<<
- tU<<
- U<<<
- tU<<<
- U>
- tU>
- U>>
- tU>>
- U>>>
- tU>>>
- Vo>
- tVo>
- Vo>>
- tVo>>

LED 7 Part 2

- Vo>>>
- tVo>>>
- tAux1
- tAux2

LED 8

LED 8 Part 1

- U<
- tU<
- U<<
- tU<<
- U<<<
- tU<<<
- U>
- tU>
- U>>
- tU>>
- U>>>
- tU>>>
- Vo>
- tVo>
- Vo>>
- tVo>>

LED 8 Part 2

- Vo>>>
- tVo>>>
- tAux1
- tAux2

PROTECTION

[27] UNDERVOLTAGE

Function U< No

Function U<< No  
Function U<<< No

[59] OVERVOLTAGE

Function U> OR  
U>> 115.0 V  
Delay Type DMT  
tU> 3.00 s  
Function U>> OR  
U>>> 130.0 V  
tU>>> 0.10 s  
Function U>>>> No  
Hysteresis 0.95

[59N] RESIDUAL O/V

Function Vo> No  
Function Vo>> No  
Function Vo>>>> No

AUTOMAT. CTRL

TRIP OUTPUT RLY

Trip  tU<  
 tU<<  
 tU<<<  
 tU>  
 tU>>  
 tU>>>>  
 tVo>  
 tVo>>  
 tVo>>>>  
 tAux1  
 tAux2  
 Equation A  
 Equation B

LATCH OUTPUTS

Latch  tU<  
 tU<<  
 tU<<<  
 tU>  
 tU>>  
 tU>>>>  
 tVo>  
 tVo>>  
 tVo>>>>  
 tAux1  
 tAux2  
 Equation A  
 Equation B

BLOCKING LOG1 t

Block 1  tU<  
 tU<<  
 tU<<<  
 tU>  
 tU>>  
 tU>>>>  
 tVo>

**ModBus  
SettingList**

P921 - xAxxxxx

OP PARAMETERS

Reference            B\_B  
Software Version    1.E  
Frequency            60 Hz

CONFIGURATION

GENERAL

Connection            3 Vpn  
Protection            Protect P-P  
Default Display       RMS Vb

VT RATIO

Main VT Primary       220000 V  
Main VT Sec'y          100.0 V

LED 5

LED 5 Part 1     U<  
                   tU<  
                   U<<  
                   tU<<  
                   U<<<  
                   tU<<<  
                   U>  
                   tU>  
                   U>>  
                   tU>>  
                   U>>>  
                   tU>>>  
                   Vo>  
                   tVo>  
                   Vo>>  
                   tVo>>  
LED 5 Part 2     Vo>>>  
                   tVo>>>  
                   tAux1  
                   tAux2

LED 6

LED 6 Part 1     U<  
                   tU<  
                   U<<  
                   tU<<  
                   U<<<  
                   tU<<<  
                   U>  
                   tU>  
                   U>>  
                   tU>>  
                   U>>>

- tU>>>
- Vo>
- tVo>
- Vo>>
- tVo>>
- LED 6 Part 2  Vo>>>
- tVo>>>
- tAux1
- tAux2
  
- LED 7
- LED 7 Part 1  U<
- tU<
- U<<
- tU<<
- U<<<
- tU<<<
- U>
- tU>
- U>>
- tU>>
- U>>>
- tU>>>
- Vo>
- tVo>
- Vo>>
- tVo>>
- LED 7 Part 2  Vo>>>
- tVo>>>
- tAux1
- tAux2
  
- LED 8
- LED 8 Part 1  U<
- tU<
- U<<
- tU<<
- U<<<
- tU<<<
- U>
- tU>
- U>>
- tU>>
- U>>>
- tU>>>
- Vo>
- tVo>
- Vo>>
- tVo>>
- LED 8 Part 2  Vo>>>
- tVo>>>
- tAux1
- tAux2

PROTECTION

[27] UNDERVOLTAGE

Function U< No



Function U<< No  
Function U<<< No

[59] OVERVOLTAGE

Function U> OR  
U>> 115.0 V  
Delay Type DMT  
tU> 3.00 s  
Function U>> OR  
U>>> 130.0 V  
tU>>> 0.10 s  
Function U>>>> No  
Hysteresis 0.95

[59N] RESIDUAL O/V

Function Vo> No  
Function Vo>> No  
Function Vo>>>> No

AUTOMAT. CTRL

TRIP OUTPUT RLY

Trip  tU<  
 tU<<  
 tU<<<  
 tU>  
 tU>>  
 tU>>>>  
 tVo>  
 tVo>>  
 tVo>>>>  
 tAux1  
 tAux2  
 Equation A  
 Equation B

LATCH OUTPUTS

Latch  tU<  
 tU<<  
 tU<<<  
 tU>  
 tU>>  
 tU>>>>  
 tVo>  
 tVo>>  
 tVo>>>>  
 tAux1  
 tAux2  
 Equation A  
 Equation B

BLOCKING LOG1 t

Block 1  tU<  
 tU<<  
 tU<<<  
 tU>  
 tU>>  
 tU>>>>  
 tVo>

Courier  
Setting  
1.0  
P441211B1A0030A

CAJAMARCA L-1-60

00 SYSTEM DATA

0001	Language	English
0002	Password	****
0003	Sys Fn Links	00000000
0004	Description	MiCOM P440
0005	Plant Reference	CAJAMARCA L-1-60
0006	Model Number	P441211B1A0030A
0008	Serial Number	104528N
0009	Frequency	60 Hz
000A	Comms Level	2
000B	Relay Address	10
000C	Plant Status	0000000000000010
000D	Control Status	0000000000000000
000E	Active Group	1
0010	CB Trip/Close	No Operation
0011	Software Ref. 1	A2.7
0020	Opto I/P Status	0000000001000001
0021	Relay O/P Status	00000000000000000000
0022	Alarm Status	00000000000000000000000000000000
00D0	Access Level	2
00D1	Password Control	2
00D2	Password Level 1	****
00D3	Password Level 2	****

07 CB CONTROL

0701	CB Control by	Local
0702	Close Pulse Time	5.000 s
0703	Trip Pulse Time	200.0ms
0704	Man Close Delay	5.000 s
0705	Healthy Windows	10.00 s
0706	C/S Window	2.000 s

08 DATE AND TIME

0801	Date/Time	Tuesday 09 April 2002 14:03:55.274 GMT
0806	Battery Status	Healthy
0807	Battery Alarm	Enabled

09 CONFIGURATION

0901	Restore Defaults	No Operation
0902	Setting Group	Select via Menu

0903	Active Settings	Group 1
0904	Save Changes	No Operation
0905	Copy From	Group 1
0906	Copy To	No Operation
0907	Setting Group 1	Enabled
0908	Setting Group 2	Disabled
0909	Setting Group 3	Disabled
090A	Setting Group 4	Disabled
090D	Dist. Protection	Enabled
0910	Power-Swing	Disabled
0911	Back-up I>	Enabled
0912	Neg Sequence O/C	Disabled
0913	Broken Conductor	Enabled
0914	Earth Fault O/C	Enabled
0915	Aided D.E.F	Disabled
0916	Volt Protection	Disabled
0917	CB Fail & I<	Disabled
0918	Supervision	Enabled
0919	System Checks	Enabled
0924	Internal A/R	Disabled
0925	Input Labels	Visible
0926	Output Labels	Visible
0928	CT & VT Ratios	Visible
0929	Recorder Control	Visible
092A	Disturb Recorder	Visible
092B	Measure't Setup	Visible
092C	Comms Settings	Visible
092D	Commission Tests	Visible
092E	Setting Values	Secondary

0A CT AND VT RATIOS

0A01	Main VT Primary	60.00kV
0A02	Main VT Sec'y	100.0 V
0A03	C/S VT Primary	60.00kV
0A04	C/S VT Secondary	100.0 V
0A07	Phase CT Primary	400.0 A
0A08	Phase CT Sec'y	1.000 A
0A0D	MComp CT Primary	400.0 A
0A0E	MComp CT Sec'y	1.000 A
0A0F	C/S Input	A-N
0A10	Main VT Location	Line

0C DISTURB RECORDER

0C01	Duration	1.500 s
0C02	TriggerPosition	30.00%
0C03	TriggerMode	Single
0C04	AnalogChannel1	VA
0C05	AnalogChannel2	VB
0C06	AnalogChannel3	VC
0C07	AnalogChannel4	VN

0C08	AnalogChannel5	IA
0C09	AnalogChannel6	IB
0C0A	AnalogChannel7	IC
0C0B	AnalogChannel8	IN
0C0C	DigitalInput1	Relay Label 01
0C0D	Input1Trigger	Trigger L/H
0C0E	DigitalInput2	Relay Label 02
0C0F	Input2Trigger	Trigger L/H
0C10	DigitalInput3	Relay Label 03
0C11	Input3Trigger	Trigger L/H
0C12	DigitalInput4	Relay Label 04
0C13	Input4Trigger	No trigger
0C14	DigitalInput5	Relay Label 05
0C15	Input5Trigger	No trigger
0C16	DigitalInput6	Relay Label 06
0C17	Input6Trigger	No trigger
0C18	DigitalInput7	Relay Label 07
0C19	Input7Trigger	No trigger
0C1A	DigitalInput8	Relay Label 08
0C1B	Input8Trigger	No trigger
0C1C	DigitalInput9	Relay Label 09
0C1D	Input9Trigger	No trigger
0C1E	DigitalInput10	Relay Label 10
0C1F	Input10Trigger	No trigger
0C20	DigitalInput11	Relay Label 11
0C21	Input11Trigger	Trigger L/H
0C22	DigitalInput12	Relay Label 12
0C23	Input12Trigger	Trigger L/H
0C24	DigitalInput13	Relay Label 13
0C25	Input13Trigger	Trigger L/H
0C26	DigitalInput14	Relay Label 14
0C27	Input14Trigger	Trigger L/H
0C28	DigitalInput15	Opto Label 01
0C29	Input15Trigger	No trigger
0C2A	DigitalInput16	Opto Label 02
0C2B	Input16Trigger	Trigger L/H
0C2C	DigitalInput17	Opto Label 03
0C2D	Input17Trigger	No trigger
0C2E	DigitalInput18	Not used
0C30	DigitalInput19	Not used
0C32	DigitalInput20	Not used
0C34	DigitalInput21	Not used
0C36	DigitalInput22	Not used
0C38	DigitalInput23	Not used
0C3A	DigitalInput24	Not used
0C3C	DigitalInput25	Not used
0C3E	DigitalInput26	Not used
0C40	DigitalInput27	Not used
0C42	DigitalInput28	Not used
0C44	DigitalInput29	Not used

OC46 DigitalInput30 Not used  
OC48 DigitalInput31 Not used  
OC4A DigitalInput32 Not used

OD MEASURE'T SETUP

OD01 Default Display PlantReference  
OD02 Local Values Primary  
OD03 Remote Values Primary  
OD04 Measurement Ref VA  
OD05 Measurement Mode 0  
OD06 Demand Interval 15.00 min  
OD07 Distance Unit Kilometres  
OD08 Fault Location Distance

OE COMMUNICATIONS

OE01 Rear Protocol Courier  
OE02 Remote Address 10  
OE03 Inactivity Timer 15.00 min

OF COMMISSION TESTS

OF01 Opto I/P Status 0000000001000001  
OF02 Relay O/P Status 00000000000000000000  
OF03 Test Port Status 00000000  
OF04 LED Status 00000000  
OF05 Monitor Bit 1 64  
OF06 Monitor Bit 2 65  
OF07 Monitor Bit 3 66  
OF08 Monitor Bit 4 67  
OF09 Monitor Bit 5 68  
OF0A Monitor Bit 6 69  
OF0B Monitor Bit 7 70  
OF0C Monitor Bit 8 71  
OF0D Test Mode Disabled  
OF0E Test Pattern 00000000000000000000  
OF0F Contact Test No operation  
OF10 Test LEDs No operation  
OF11 Autoreclose Test No Operation

10 CB MONITOR SETUP

1001 Broken I^ 2.000  
1002 I^ Maintenance Alarms Disabled  
1004 I^ Lockout Alarms Disabled  
1006 No CB Ops Maint Alarms Disabled  
1008 No CB Ops Lock Alarms Disabled  
100A CB Time Maint Alarms Disabled  
100C CB Time Lockout Alarms Disabled  
100E Fault Freq Lock Alarms Disabled  
1011 Lockout Reset No  
1012 Reset Lockout By CB Close  
1013 Man Close RstDly 5.000 s

01 Group 1

30 GROUP 1 DISTANCE ELEMENT

3001 GROUP 1 Line Setting  
3002 Line Length 10.21km  
3004 Line Impedance 3.701 Ohm ( 655.4mOhm)  
3005 Line Angle 79.80 deg (j 3.643 Ohm)  
3006 GROUP 1 Zone Setting  
3007 Zone Status 11010  
3008 kZ1 Res Comp 985.0e-3  
3009 kZ1 Angle -10.30 deg  
300A Z1 2.960 Ohm  
300C R1G 20.00 Ohm  
300D R1Ph 20.00 Ohm  
300E tZ1 0 s  
300F kZ2 Res Comp 985.0e-3  
3010 kZ2 Angle -10.20 deg  
3011 Z2 4.440 Ohm  
3012 R2G 20.00 Ohm  
3013 R2Ph 20.00 Ohm  
3014 tZ2 400.0ms  
3015 kZ3/4 Res Comp 985.0e-3  
3016 kZ3/4 Angle -10.20 deg  
3017 Z3 5.551 Ohm  
3018 R3G-R4G 20.00 Ohm  
3019 R3Ph-R4Ph 20.00 Ohm  
301A tZ3 800.0ms  
301B Z4 7.402 Ohm  
301C tZ4 2.000 s  
3024 GROUP 1 Fault Locator  
3025 kZm Mutual Comp 0  
3026 kZm Angle 0 deg

31 GROUP 1 DISTANCE SCHEMES

3101 Program Mode Standard Scheme  
3102 Standard Mode P.U.P Z2  
3103 Fault Type Both enabled  
3108 tReversal Guard 20.00ms  
3109 Unblocking Logic None  
310A SOTF/TOR Mode 0000001  
310B Z1Ext Fail Disabled  
310C GROUP 1 Weak Infeed  
310D WI:Mode Status Disabled

35 GROUP 1 BACK UP I>

3501 I>1 Function IEC S Inverse  
3502 I>1 Directional Non Directional  
3504 I>1 Current Set 1.200 A  
3507 I>1 TMS 100.0e-3

350A	I>1 tReset	0 s
350B	I>2 Function	Disabled
350D	I>2 VTS Block	Block
3515	I>3 Status	Disabled
3518	I>4 Status	Disabled

37 GROUP 1 BROKEN CONDUCTOR

3701	Broken conductor	Enabled
3702	I2/I1 Setting	200.0e-3
3703	I2/I1 Time delay	4.000 s

38 GROUP 1 EARTH FAULT O/C

3801	IN>1 Function	IEC S Inverse
3802	IN>1 Directional	Directional FWD
3803	IN>1 VTS Block	Block
3804	IN>1 Current Set	250.0mA
3807	IN>1 TMS	200.0e-3
380A	IN>1 tReset	0 s
380B	IN>2 Status	Disabled
3811	GROUP 1 IN> DIRECTIONAL	
3812	IN Char Angle	-45.00 deg
3813	Polarisation	Zero sequence

46 GROUP 1 SUPERVISION

4601	GROUP 1 VT SUPERVISION	
4602	VTS Time Delay	2.000 s
4603	VTS I2 & IO Inh	100.0mA
4604	Detect 3P	Disabled
4607	GROUP 1 CT SUPERVISION	
4608	CTS Status	Enabled
4609	CTS VN< Inhibit	3.000 V
460A	CTS IN> Set	80.00mA
460B	CTS Time Delay	5.000 s

48 GROUP 1 SYSTEM CHECKS

4801	Chk scheme A/R	100
4802	Chk scheme ManCB	100
4803	V< Dead Line	15.00 V
4804	V> Live Line	44.00 V
4806	V> Live Bus	44.00 V
4807	Diff Voltage	17.00 V
4808	Diff Frequency	100.0mHz
4809	Diff Phase	30.00 deg
480A	Bus-Line Delay	1.700 s

4A GROUP 1 INPUT LABELS

4A01	Opto Input 1	L1-52A
4A02	Opto Input 2	L2-BP Gas
4A03	Opto Input 3	L3-Falla Fusible
4A04	Opto Input 4	L4-Cierre Manual

Courier  
Setting  
1.0  
P441211B1A0030A

CAJAMARCA L-2-60

00 SYSTEM DATA

0001	Language	English
0002	Password	****
0003	Sys Fn Links	00000000
0004	Description	MiCOM P440
0005	Plant Reference	CAJAMARCA L-2-60
0006	Model Number	P441211B1A0030A
0008	Serial Number	104529N
0009	Frequency	60 Hz
000A	Comms Level	2
000B	Relay Address	11
000C	Plant Status	0000000000000001
000D	Control Status	0000000000000000
000E	Active Group	1
0010	CB Trip/Close	No Operation
0011	Software Ref. 1	A2.7
0020	Opto I/P Status	0000000001000000
0021	Relay O/P Status	00000000000000000000
0022	Alarm Status	00000000000000000000000000000000
00D0	Access Level	2
00D1	Password Control	2
00D2	Password Level 1	****
00D3	Password Level 2	****

07 CB CONTROL

0701	CB Control by	Local
0702	Close Pulse Time	5.000 s
0703	Trip Pulse Time	200.0ms
0704	Man Close Delay	5.000 s
0705	Healthy Windows	10.00 s
0706	C/S Window	2.000 s

08 DATE AND TIME

0801	Date/Time	Tuesday 09 April 2002 12:35:56.588 GMT
0806	Battery Status	Healthy
0807	Battery Alarm	Enabled

09 CONFIGURATION

0901	Restore Defaults	No Operation
0902	Setting Group	Select via Menu



0903	Active Settings	Group 1
0904	Save Changes	No Operation
0905	Copy From	Group 1
0906	Copy To	No Operation
0907	Setting Group 1	Enabled
0908	Setting Group 2	Disabled
0909	Setting Group 3	Disabled
090A	Setting Group 4	Disabled
090D	Dist. Protection	Enabled
0910	Power-Swing	Disabled
0911	Back-up I>	Enabled
0912	Neg Sequence O/C	Disabled
0913	Broken Conductor	Enabled
0914	Earth Fault O/C	Enabled
0915	Aided D.E.F	Disabled
0916	Volt Protection	Disabled
0917	CB Fail & I<	Disabled
0918	Supervision	Enabled
0919	System Checks	Enabled
0924	Internal A/R	Disabled
0925	Input Labels	Visible
0926	Output Labels	Visible
0928	CT & VT Ratios	Visible
0929	Recorder Control	Visible
092A	Disturb Recorder	Visible
092B	Measure't Setup	Visible
092C	Comms Settings	Visible
092D	Commission Tests	Visible
092E	Setting Values	Secondary

0A CT AND VT RATIOS

0A01	Main VT Primary	60.00kV
0A02	Main VT Sec'y	100.0 V
0A03	C/S VT Primary	60.00kV
0A04	C/S VT Secondary	100.0 V
0A07	Phase CT Primary	400.0 A
0A08	Phase CT Sec'y	1.000 A
0A0D	MComp CT Primary	400.0 A
0A0E	MComp CT Sec'y	1.000 A
0A0F	C/S Input	A-N
0A10	Main VT Location	Line

0C DISTURB RECORDER

0C01	Duration	1.500 s
0C02	TriggerPosition	30.00%
0C03	TriggerMode	Single
0C04	AnalogChannel1	VA
0C05	AnalogChannel2	VB
0C06	AnalogChannel3	VC
0C07	AnalogChannel4	VN

0C08	AnalogChannel5	IA
0C09	AnalogChannel6	IB
0C0A	AnalogChannel7	IC
0C0B	AnalogChannel8	IN
0C0C	DigitalInput1	Relay Label 01
0C0D	Input1Trigger	Trigger L/H
0C0E	DigitalInput2	Relay Label 02
0C0F	Input2Trigger	Trigger L/H
0C10	DigitalInput3	Relay Label 03
0C11	Input3Trigger	Trigger L/H
0C12	DigitalInput4	Relay Label 04
0C13	Input4Trigger	No trigger
0C14	DigitalInput5	Relay Label 05
0C15	Input5Trigger	No trigger
0C16	DigitalInput6	Relay Label 06
0C17	Input6Trigger	No trigger
0C18	DigitalInput7	Relay Label 07
0C19	Input7Trigger	No trigger
0C1A	DigitalInput8	Relay Label 08
0C1B	Input8Trigger	No trigger
0C1C	DigitalInput9	Relay Label 09
0C1D	Input9Trigger	No trigger
0C1E	DigitalInput10	Relay Label 10
0C1F	Input10Trigger	No trigger
0C20	DigitalInput11	Relay Label 11
0C21	Input11Trigger	Trigger L/H
0C22	DigitalInput12	Relay Label 12
0C23	Input12Trigger	Trigger L/H
0C24	DigitalInput13	Relay Label 13
0C25	Input13Trigger	Trigger L/H
0C26	DigitalInput14	Relay Label 14
0C27	Input14Trigger	Trigger L/H
0C28	DigitalInput15	Opto Label 01
0C29	Input15Trigger	No trigger
0C2A	DigitalInput16	Opto Label 02
0C2B	Input16Trigger	Trigger L/H
0C2C	DigitalInput17	Opto Label 03
0C2D	Input17Trigger	No trigger
0C2E	DigitalInput18	Not used
0C30	DigitalInput19	Not used
0C32	DigitalInput20	Not used
0C34	DigitalInput21	Not used
0C36	DigitalInput22	Not used
0C38	DigitalInput23	Not used
0C3A	DigitalInput24	Not used
0C3C	DigitalInput25	Not used
0C3E	DigitalInput26	Not used
0C40	DigitalInput27	Not used
0C42	DigitalInput28	Not used
0C44	DigitalInput29	Not used

0C46 DigitalInput30 Not used  
0C48 DigitalInput31 Not used  
0C4A DigitalInput32 Not used

0D MEASURE'T SETUP

0D01 Default Display PlantReference  
0D02 Local Values Primary  
0D03 Remote Values Primary  
0D04 Measurement Ref VA  
0D05 Measurement Mode 0  
0D06 Demand Interval 15.00 min  
0D07 Distance Unit Kilometres  
0D08 Fault Location Distance

0E COMMUNICATIONS

0E01 Rear Protocol Courier  
0E02 Remote Address 11  
0E03 Inactivity Timer 15.00 min

0F COMMISSION TESTS

0F01 Opto I/P Status 0000000001000000  
0F02 Relay O/P Status 0000000000000000000000  
0F03 Test Port Status 00000000  
0F04 LED Status 00000000  
0F05 Monitor Bit 1 64  
0F06 Monitor Bit 2 65  
0F07 Monitor Bit 3 66  
0F08 Monitor Bit 4 67  
0F09 Monitor Bit 5 68  
0FOA Monitor Bit 6 69  
0FOB Monitor Bit 7 70  
0FOC Monitor Bit 8 71  
0FOD Test Mode Disabled  
0FOE Test Pattern 0000000000000000000000  
0FOF Contact Test No operation  
0F10 Test LEDs No operation  
0F11 Autoreclose Test No Operation

10 CB MONITOR SETUP

1001 Broken I^ 2.000  
1002 I^ Maintenance Alarms Disabled  
1004 I^ Lockout Alarms Disabled  
1006 No CB Ops Maint Alarms Disabled  
1008 No CB Ops Lock Alarms Disabled  
100A CB Time Maint Alarms Disabled  
100C CB Time Lockout Alarms Disabled  
100E Fault Freq Lock Alarms Disabled  
1011 Lockout Reset No  
1012 Reset Lockout By CB Close  
1013 Man Close RstDly 5.000 s

01 Group 1

30 GROUP 1 DISTANCE ELEMENT

3001 GROUP 1 Line Setting  
3002 Line Length 10.21km  
3004 Line Impedance 3.701 Ohm ( 655.4mOhm)  
3005 Line Angle 79.80 deg (j 3.643 Ohm)  
3006 GROUP 1 Zone Setting  
3007 Zone Status 11010  
3008 kZ1 Res Comp 985.0e-3  
3009 kZ1 Angle -10.30 deg  
300A Z1 2.960 Ohm  
300C R1G 20.00 Ohm  
300D R1Ph 20.00 Ohm  
300E tZ1 0 s  
300F kZ2 Res Comp 985.0e-3  
3010 kZ2 Angle -10.20 deg  
3011 Z2 4.440 Ohm  
3012 R2G 20.00 Ohm  
3013 R2Ph 20.00 Ohm  
3014 tZ2 400.0ms  
3015 kZ3/4 Res Comp 985.0e-3  
3016 kZ3/4 Angle -10.20 deg  
3017 Z3 5.551 Ohm  
3018 R3G-R4G 20.00 Ohm  
3019 R3Ph-R4Ph 20.00 Ohm  
301A tZ3 800.0ms  
301B Z4 7.402 Ohm  
301C tZ4 2.000 s  
3024 GROUP 1 Fault Locator  
3025 kZm Mutual Comp 0  
3026 kZm Angle 0 deg

31 GROUP 1 DISTANCE SCHEMES

3101 Program Mode Standard Scheme  
3102 Standard Mode P.U.P Z2  
3103 Fault Type Both enabled  
3108 tReversal Guard 20.00ms  
3109 Unblocking Logic None  
310A SOTF/TOR Mode 0000001  
310B Z1Ext Fail Disabled  
310C GROUP 1 Weak Infeed  
310D WI:Mode Status Disabled  
3111 GROUP 1 Loss Of Load  
3112 LoL:Mode Status Disabled

35 GROUP 1 BACK UP I>

3501 I>1 Function IEC S Inverse  
3502 I>1 Directional Non Directional

3504 I>1 Current Set 1.200 A  
3507 I>1 TMS 100.0e-3  
350A I>1 tReset 0 s  
350B I>2 Function Disabled  
350D I>2 VTS Block Block  
3515 I>3 Status Disabled  
3518 I>4 Status Disabled

37 GROUP 1 BROKEN CONDUCTOR

3701 Broken conductor Enabled  
3702 I2/I1 Setting 200.0e-3  
3703 I2/I1 Time delay 4.000 s

38 GROUP 1 EARTH FAULT O/C

3801 IN>1 Function IEC S Inverse  
3802 IN>1 Directional Directional FWD  
3803 IN>1 VTS Block Block  
3804 IN>1 Current Set 250.0mA  
3807 IN>1 TMS 200.0e-3  
380A IN>1 tReset 0 s  
380B IN>2 Status Disabled  
3811 GROUP 1 IN> DIRECTIONAL  
3812 IN Char Angle -45.00 deg  
3813 Polarisation Zero sequence

46 GROUP 1 SUPERVISION

4601 GROUP 1 VT SUPERVISION  
4602 VTS Time Delay 2.000 s  
4603 VTS I2 & I0 Inh 100.0mA  
4604 Detect 3P Disabled  
4607 GROUP 1 CT SUPERVISION  
4608 CTS Status Enabled  
4609 CTS VN< Inhibit 3.000 V  
460A CTS IN> Set 80.00mA  
460B CTS Time Delay 5.000 s

48 GROUP 1 SYSTEM CHECKS

4801 Chk scheme A/R 100  
4802 Chk scheme ManCB 100  
4803 V< Dead Line 15.00 V  
4804 V> Live Line 44.00 V  
4806 V> Live Bus 44.00 V  
4807 Diff Voltage 17.00 V  
4808 Diff Frequency 100.0mHz  
4809 Diff Phase 30.00 deg  
480A Bus-Line Delay 1.700 s

4A GROUP 1 INPUT LABELS

4A01 Opto Input 1 L1-52A  
4A02 Opto Input 2 L2-BP Gas

## **Anexo N° 8**

### **Cuadros de ajustes de los relés de Sincronismo**

Courier  
Setting  
1.0  
KAVS10001L12JEL

L-2260

00 SYSTEM DATA  
0002 SYS Password \*\*\*\*\*  
0003 SYS Fn. Links 0000000010000001  
0004 SYS Description SINCRONISMO  
0005 SYS Plant Ref. L-2260  
0006 SYS Model No. KAVS10001L12JEL  
0008 SYS Serial No. 814894M  
0009 SYS Frequency 60 Hz  
000A SYS Comms Level 1  
000B SYS Rly Address 2  
000C SYS Plant Status 0000000000000000  
000D SYS Ctrl Status 0000000001100000  
0011 SYS Software Ref KAVR OP SYS 2.24  
0012 SYS Ladder Ref KAVS100E0 C1.64  
0020 SYS Opto Status 00000000  
0021 SYS Relay Status 00110000  
0022 SYS Alarms 01000000

02 CONTROL OUTPUTS  
0201 CTL Start Synch OFF  
0202 CTL Check Syn OK OFF  
0203 CTL SystemSyn OK OFF  
0204 CTL D.Line/L.Bus OFF  
0205 CTL L.Line/D.Bus OFF  
0206 CTL D.Line/D.Bus ON  
0207 CTL Undervoltage ON  
0208 CTL Diff Voltage OFF  
0209 CTL System Split OFF  
020A CTL Auto Sys Syn OFF  
020B CTL Sync Blocked OFF  
020C CTL VLVB Healthy OFF

04 MEASUREMENTS  
0401 MES Line Voltage 0 V  
0402 MES Bus Voltage 0 V  
0403 MES Phase Angle 0 deg  
0404 MES System Frq 60.00 Hz  
0405 MES Slip Frq 4.000mHz

06 SCHEME ALARMS

```
07    CHECK SYNCH STGS
0701  CSS Fn. Links      0011011100011111
0702  CSS VT Ratio      2200:1
0703  CSS Phase Angle   20.00 deg
0704  CSS Slip Freq.    100.0mHz
0705  CSS Synch Timer   1.100 s
0706  CSS Split Angle   170.0 deg
0707  CSS Split Timer   1.000 s
070B  CSS V. B/L Live   100.1kV
070C  CSS V. B/L Dead   28.60kV
070D  CSS UnderVoltage  88.00kV
070E  CSS Diff.Voltage  13.20kV

0A    LOGIC FUNCTIONS
0A01  Scheme Fn.Lnks 1  0000000100111000
0A03  LOG Input Status  0000000000000000
0A04  LOG OutputStatus  0100100001100000
0A05  LOG DefaultDsply  Description
0A06  LOG Rotation      Every 5 seconds
0A07  LOG TEST RELAYS  Select 00000000
0A08  LOG TEST RELAYS  = [0]

0B    INPUT MASKS
0B01  INP Start ChSyn   00000001
0B02  INP Start SysSyn  00000010
0B04  INP Inh DLLB/ChS  00000000
0B05  INP Inh LLDB/ChS  00000100
0B06  INP Inh DLDB/ChS  00000000
0B08  INP Inh DLLB/SyS  00010000
0B09  INP Inh LLDB/SyS  00100000
0B0A  INP Inh DLDB/SyS  01000000
0B0B  INP Inh SysSplit  10000000

0C    RELAY MASKS
0C01  RLY Start Synch   00000000
0C02  RLY Check Syn OK  00000011
0C03  RLY SystemSyn OK  00000000
0C04  RLY D.Line/L.Bus  10000000
0C05  RLY L.Line/D.Bus  01000000
0C06  RLY D.Line/D.Bus  00100000
0C07  RLY Undervoltage  00010000
0C08  RLY Diff Voltage  00001000
0C09  RLY System Split  00000000
0C0A  RLY DLLB/ChSyn    00000000
0C0B  RLY LLDB/ChSyn    00000000
0C0C  RLY DLDB/ChSyn    00000000
0C0D  RLY DLLB/SysSyn   00000000
0C0E  RLY LLDB/SysSyn   00000000
0C0F  RLY DLDB/SvsSvn   00000000
```



0C10 RLY VLVB Healthy 00000000

0E RECORDER

0E01 REC Control Running  
0E02 REC Capture Samples  
0E03 REC Post Trig 32 samples  
0E04 REC Trig ON 0000000000000000  
0E05 REC Trig OFF 0000000000000000

90 DISTURBANCE REC.

9001 DIS Record No. 0  
9002 DIS Trigger Time 0  
9003 DIS Ch Available 0000001100000011  
9004 DIS Ch Types 0000000011111111  
9005 DIS Upload Channel Offsets  
9006 DIS Upload Scaling Factors  
9010 DIS Rec Length 511  
9011 DIS Trigger Posn 377  
9012 DIS Time Base 800.0ns  
9014 DIS Upload Timer  
9020 DIS Upload Channel 0  
9021 DIS Upload Channel 1  
9022 DIS Upload Channel 2  
9023 DIS Upload Channel 3  
9024 DIS Upload Channel 4  
9025 DIS Upload Channel 5  
9026 DIS Upload Channel 6  
9027 DIS Upload Channel 7  
9028 DIS Upload Inputs  
9029 DIS Upload Outputs

BF COM SYSTEM DATA

BF01 COM Rec Ctrl 0E00  
BF02 COM Rec Load 9000

01 Group 1

Courier  
Setting  
1.0  
KAVS10001L12JEL

CAJAMARCA L1-60

00 SYSTEM DATA

0002	SYS Password	****
0003	SYS Fn. Links	0000000010000001
0004	SYS Description	Synchro Check
0005	SYS Plant Ref.	CAJAMARCA L1-60
0006	SYS Model No.	KAVS10001L12JEL
0008	SYS Serial No.	814893M
0009	SYS Frequency	60 Hz
000A	SYS Comms Level	1
000B	SYS Rly Address	4
000C	SYS Plant Status	0000000000000000
000D	SYS Ctrl Status	0000000001100000
0011	SYS Software Ref	KAVR OP SYS 2.24
0012	SYS Ladder Ref	KAVS100EO C1.64
0020	SYS Opto Status	00000000
0021	SYS Relay Status	00110000
0022	SYS Alarms	01000000

02 CONTROL OUTPUTS

0201	CTL Start Synch	OFF
0202	CTL Check Syn OK	OFF
0203	CTL SystemSyn OK	OFF
0204	CTL D.Line/L.Bus	OFF
0205	CTL L.Line/D.Bus	OFF
0206	CTL D.Line/D.Bus	ON
0207	CTL Undervoltage	ON
0208	CTL Diff Voltage	OFF
0209	CTL System Split	OFF
020A	CTL Auto Sys Syn	OFF
020B	CTL Sync Blocked	OFF
020C	CTL VLVB Healthy	OFF

04 MEASUREMENTS

0401	MES Line Voltage	0 V
0402	MES Bus Voltage	0 V
0403	MES Phase Angle	0 deg
0404	MES System Frq	60.00 Hz
0405	MES Slip Frq	4.000mHz

06 SCHEME ALARMS

07 CHECK SYNCH STGS  
0701 CSS Fn. Links 0011011100011111  
0702 CSS VT Ratio 600.0:1  
0703 CSS Phase Angle 20.00 deg  
0704 CSS Slip Freq. 100.0mHz  
0705 CSS Synch Timer 1.100 s  
0706 CSS Split Angle 170.0 deg  
0707 CSS Split Timer 1.000 s  
070B CSS V. B/L Live 27.30kV  
070C CSS V. B/L Dead 7800 V  
070D CSS UnderVoltage 24.00kV  
070E CSS Diff.Voltage 3600 V

0A LOGIC FUNCTIONS  
0A01 Scheme Fn.Lnks 1 0000000000111000  
0A03 LOG Input Status 0000000000000000  
0A04 LOG OutputStatus 0100100001100000  
0A05 LOG DefaultDsply Measure  
0A06 LOG Rotation Every 5 seconds  
0A07 LOG TEST RELAYS Select 00000000  
0A08 LOG TEST RELAYS = [0]

0B INPUT MASKS  
0B01 INP Start ChSyn 00000001  
0B02 INP Start SysSyn 00000010  
0B04 INP Inh DLLB/ChS 00000000  
0B05 INP Inh LLDB/ChS 00000100  
0B06 INP Inh DLDB/ChS 00000000  
0B08 INP Inh DLLB/SyS 00010000  
0B09 INP Inh LLDB/SyS 00100000  
0B0A INP Inh DLDB/SyS 01000000  
0B0B INP Inh SysSplit 10000000

0C RELAY MASKS  
0C01 RLY Start Synch 00000000  
0C02 RLY Check Syn OK 00000011  
0C03 RLY SystemSyn OK 00000000  
0C04 RLY D.Line/L.Bus 10000001  
0C05 RLY L.Line/D.Bus 01000000  
0C06 RLY D.Line/D.Bus 00100000  
0C07 RLY Undervoltage 00010000  
0C08 RLY Diff Voltage 00001000  
0C09 RLY System Split 00000000  
0C0A RLY DLLB/ChSyn 00000000  
0C0B RLY LLDB/ChSyn 00000000  
0C0C RLY DLDB/ChSyn 00000000  
0C0D RLY DLLB/SysSyn 00000000  
0C0E RLY LLDB/SysSyn 00000000  
0C0F RLY DLDB/SvsSyn 00000000

0C10 RLY VLVB Healthy 00000000

OE RECORDER

OE01 REC Control Running  
OE02 REC Capture Samples  
OE03 REC Post Trig 32 samples  
OE04 REC Trig ON 0000000000000000  
OE05 REC Trig OFF 0000000000000000

90 DISTURBANCE REC.

9001 DIS Record No. 0  
9002 DIS Trigger Time 0  
9003 DIS Ch Available 0000001100000011  
9004 DIS Ch Types 0000000011111111  
9005 DIS Upload Channel Offsets  
9006 DIS Upload Scaling Factors  
9010 DIS Rec Length 511  
9011 DIS Trigger Posn 252  
9012 DIS Time Base 800.0ns  
9014 DIS Upload Timer  
9020 DIS Upload Channel 0  
9021 DIS Upload Channel 1  
9022 DIS Upload Channel 2  
9023 DIS Upload Channel 3  
9024 DIS Upload Channel 4  
9025 DIS Upload Channel 5  
9026 DIS Upload Channel 6  
9027 DIS Upload Channel 7  
9028 DIS Upload Inputs  
9029 DIS Upload Outputs

BF COM SYSTEM DATA

BF01 COM Rec Ctrl 0E00  
BF02 COM Rec Load 9000

01 Group 1

Courier  
Setting  
1.0  
KAVS10001L12JEM

CAJAMARCA L2-60

00 SYSTEM DATA

0002	SYS Password	****
0003	SYS Fn. Links	0000000010000001
0004	SYS Description	Synchro Check
0005	SYS Plant Ref.	CAJAMARCA L2-60
0006	SYS Model No.	KAVS10001L12JEM
0008	SYS Serial No.	882779M
0009	SYS Frequency	60 Hz
000A	SYS Comms Level	1
000B	SYS Rly Address	5
000C	SYS Plant Status	0000000000000000
000D	SYS Ctrl Status	0000000001100000
0011	SYS Software Ref	KAVR OP SYS 2.25
0012	SYS Ladder Ref	KAVS100EP C1.64
0020	SYS Opto Status	00000000
0021	SYS Relay Status	00110000
0022	SYS Alarms	01000000

02 CONTROL OUTPUTS

0201	CTL Start Synch	OFF
0202	CTL Check Syn OK	OFF
0203	CTL SystemSyn OK	OFF
0204	CTL D.Line/L.Bus	OFF
0205	CTL L.Line/D.Bus	OFF
0206	CTL D.Line/D.Bus	ON
0207	CTL Undervoltage	ON
0208	CTL Diff Voltage	OFF
0209	CTL System Split	OFF
020A	CTL Auto Sys Syn	OFF
020B	CTL Sync Blocked	OFF
020C	CTL VLVB Healthy	OFF

04 MEASUREMENTS

0401	MES Line Voltage	0 V
0402	MES Bus Voltage	0 V
0403	MES Phase Angle	0 deg
0404	MES System Frq	60.00 Hz
0405	MES Slip Frq	4.000mHz

06 SCHEME ALARMS

```
07 CHECK SYNCH STGS
0701 CSS Fn. Links 0011011100011111
0702 CSS VT Ratio 600.0:1
0703 CSS Phase Angle 20.00 deg
0704 CSS Slip Freq. 100.0mHz
0705 CSS Synch Timer 1.100 s
0706 CSS Split Angle 170.0 deg
0707 CSS Split Timer 1.000 s
070B CSS V. B/L Live 27.30kV
070C CSS V. B/L Dead 7800 V
070D CSS UnderVoltage 24.00kV
070E CSS Diff.Voltage 3600 V

0A LOGIC FUNCTIONS
0A01 Scheme Fn.Lnks 1 0000000000111000
0A03 LOG Input Status 0000000000000000
0A04 LOG OutputStatus 0100100001100000
0A05 LOG DefaultDsply Measure
0A06 LOG Rotation Every 5 seconds
0A07 LOG TEST RELAYS Select 00000000
0A08 LOG TEST RELAYS = [0]

0B INPUT MASKS
0B01 INP Start ChSyn 00000001
0B02 INP Start SysSyn 00000010
0B04 INP Inh DLLB/ChS 00000000
0B05 INP Inh LLDB/ChS 00000100
0B06 INP Inh DLDB/ChS 00000000
0B08 INP Inh DLLB/SyS 00010000
0B09 INP Inh LLDB/SyS 00100000
0B0A INP Inh DLDB/SyS 01000000
0B0B INP Inh SysSplit 10000000

0C RELAY MASKS
0C01 RLY Start Synch 00000000
0C02 RLY Check Syn OK 00000011
0C03 RLY SystemSyn OK 00000000
0C04 RLY D.Line/L.Bus 10000001
0C05 RLY L.Line/D.Bus 01000000
0C06 RLY D.Line/D.Bus 00100000
0C07 RLY Undervoltage 00010000
0C08 RLY Diff Voltage 00001000
0C09 RLY System Split 00000000
0C0A RLY DLLB/ChSyn 00000000
0C0B RLY LLDB/ChSyn 00000000
0C0C RLY DLDB/ChSyn 00000000
0C0D RLY DLLB/SysSyn 00000000
0C0E RLY LLDB/SysSyn 00000000
0C0F RLY DLDB/SvsSyn 00000000
```

OC10 RLY VLVB Healthy 00000000

OE RECORDER

OE01 REC Control Running  
OE02 REC Capture Samples  
OE03 REC Post Trig 32 samples  
OE04 REC Trig ON 0000000000000000  
OE05 REC Trig OFF 0000000000000000

90 DISTURBANCE REC.

9001 DIS Record No. 0  
9002 DIS Trigger Time 0  
9003 DIS Ch Available 0000001100000011  
9004 DIS Ch Types 0000000011111111  
9005 DIS Upload Channel Offsets  
9006 DIS Upload Scaling Factors  
9010 DIS Rec Length 511  
9011 DIS Trigger Posn 410  
9012 DIS Time Base 800.0ns  
9014 DIS Upload Timer  
9020 DIS Upload Channel 0  
9021 DIS Upload Channel 1  
9022 DIS Upload Channel 2  
9023 DIS Upload Channel 3  
9024 DIS Upload Channel 4  
9025 DIS Upload Channel 5  
9026 DIS Upload Channel 6  
9027 DIS Upload Channel 7  
9028 DIS Upload Inputs  
9029 DIS Upload Outputs

BF COM SYSTEM DATA

BF01 COM Rec Ctrl OE00  
BF02 COM Rec Load 9000

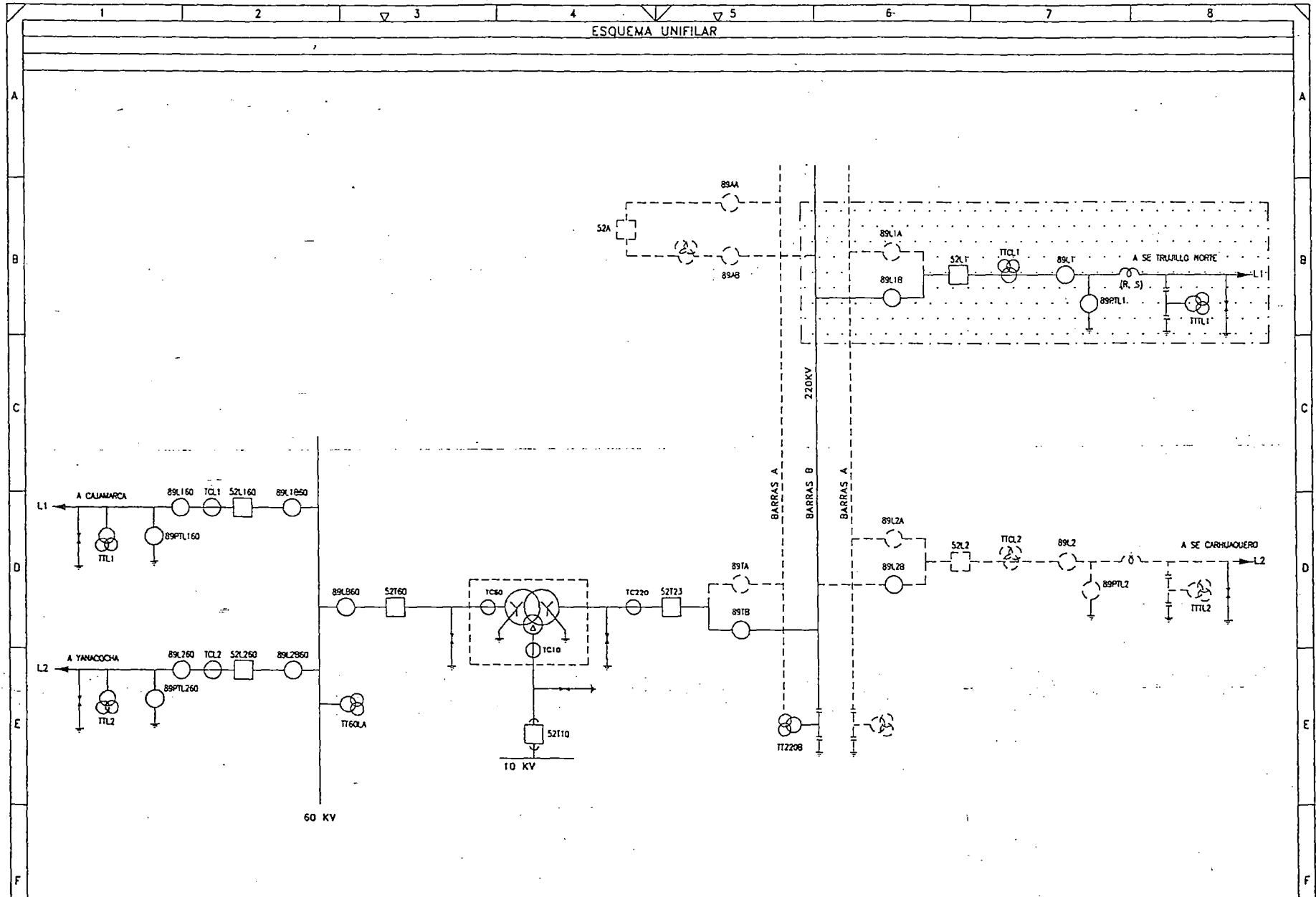
01 Group 1

## **Anexo N° 9**

# **Esquemas eléctricos Subestación Cajamarca Norte Línea 1 220kV**



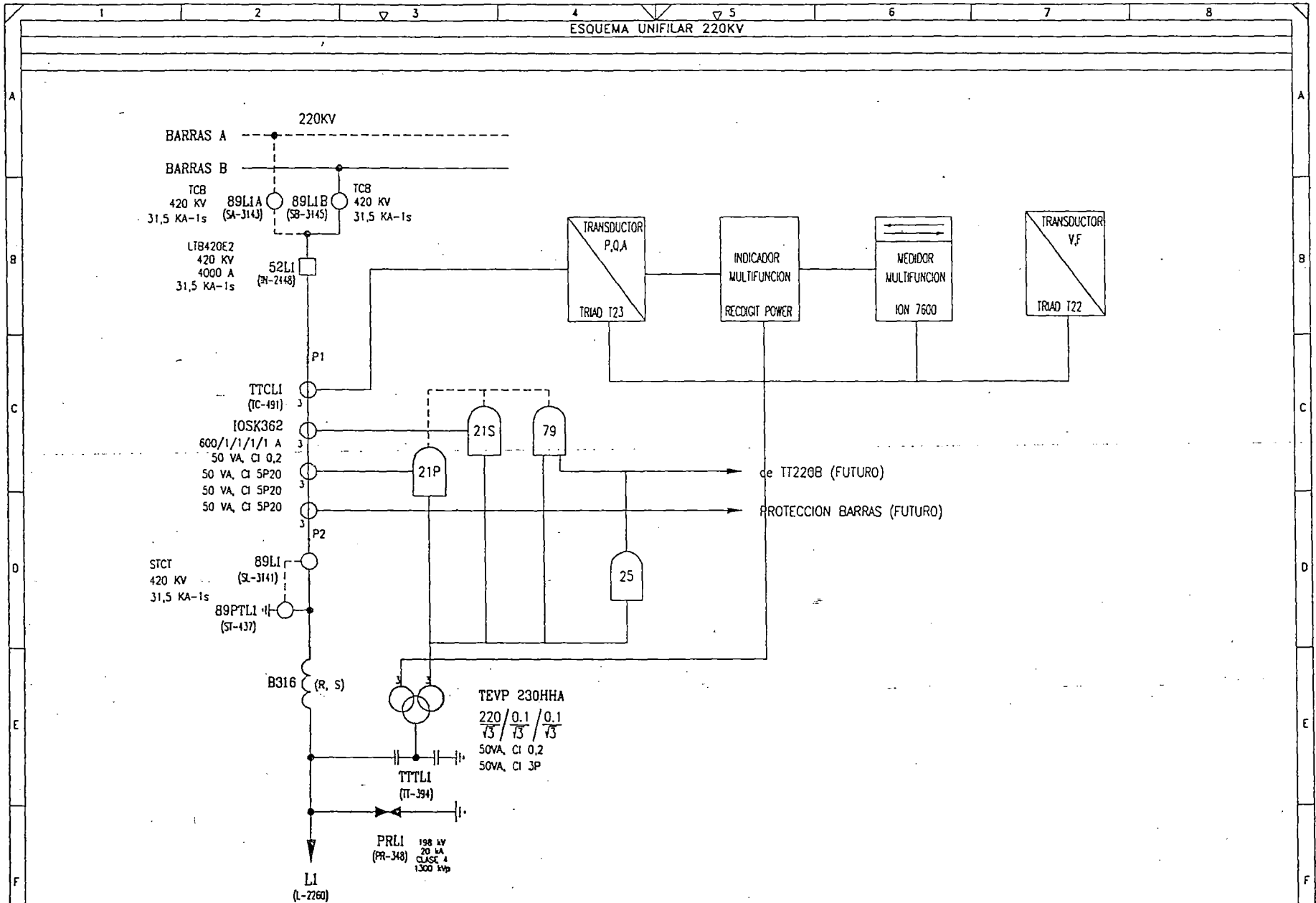
ESQUEMA UNIFILAR



D	COMO CONSTRUIDO	10/11/01	EDR	FECHA	12.03.01	CONENHUA CONSORCIO ENERGETICO HUANCAMELICA S.A.	LINEA 1 220 KV ESQUEMA UNIFILAR 220/60/10KV	CONTRATO		LINEA CAJAMARCA NORTE 220KV	
C	TABLEROS, COMO MONTADO	26/06/01	DCO	DISEÑO				1201-SECANOR-L1-22		E1	E2
B	PARA CONSTRUCCION	23/06/01	EDR	VERIFICADO		SUBSTACION CAJAMARCA NORTE 220KV	Electricidad de potencia S.A.C.				
E	ESTADO MODIFICACION	FECHA	NOM								

LIBE10.DWG

ESQUEMA UNIFILAR 220KV



D	COMO CONSTRUIDO	10/11/01	EOR	FECHA	12.03.01
C	TABLEROS, COMO MONTADO	26/06/01	DCO	DISEÑO	
B	PARA CONSTRUCCION	23/05/01	EOR	VERIFICADO	
ESTADO	MODIFICACION	FECHA	NOM		

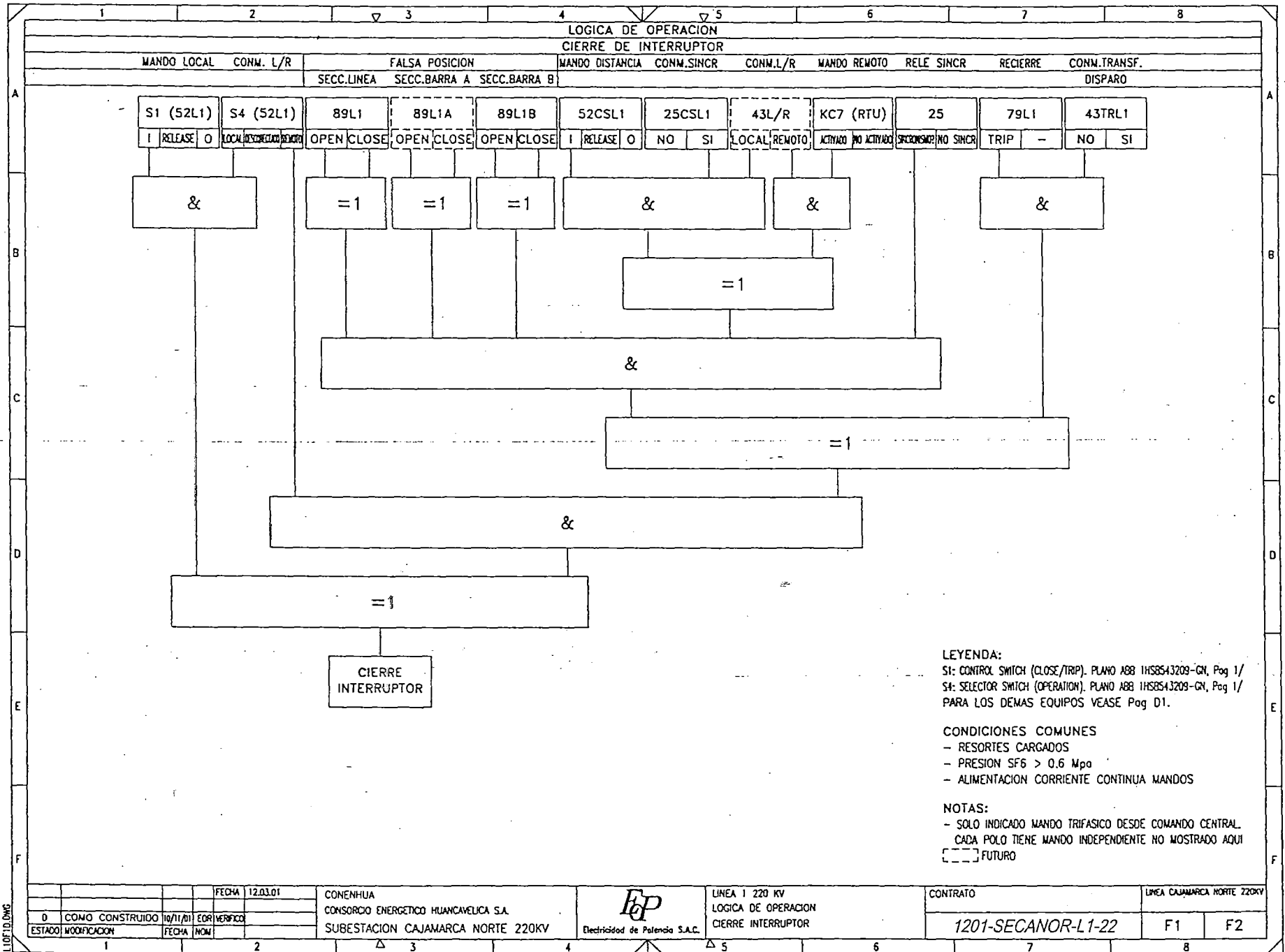
CONENHUA  
 CONSORCIO ENERGETICO HUANCAYELCA S.A.  
 SUBESTACION CAJAMARCA NORTE 220KV

**EP**  
 Electricidad de Potencia S.A.C.

LINEA 1 220 KV  
 ESQUEMA UNIFILAR 220KV  
 PROTECCION Y MEDICION

CONTRATO	LINEA CAJAMARCA NORTE 220KV
1201-SECANOR-L1-22	E2 F1

L10070.DWG

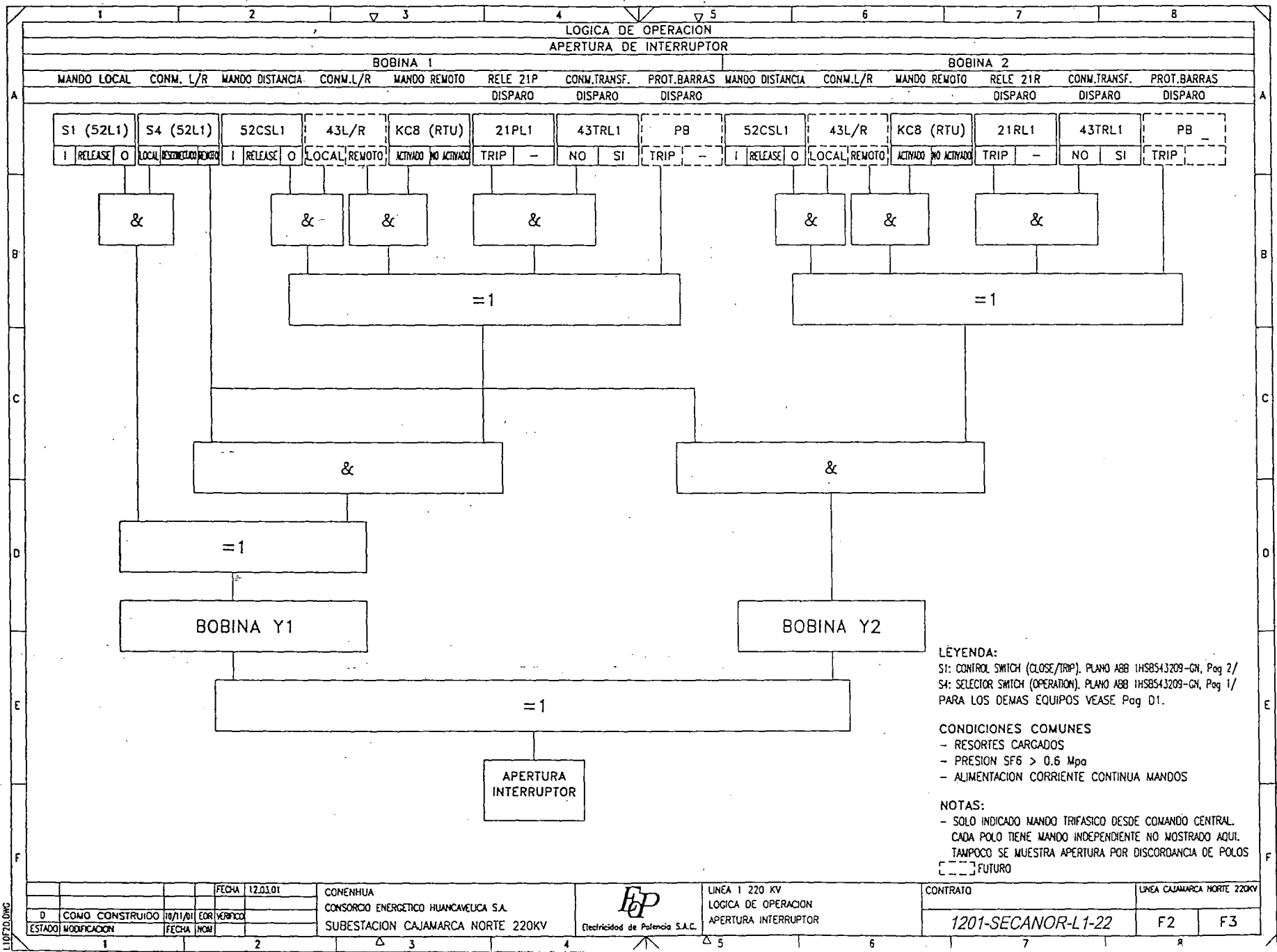


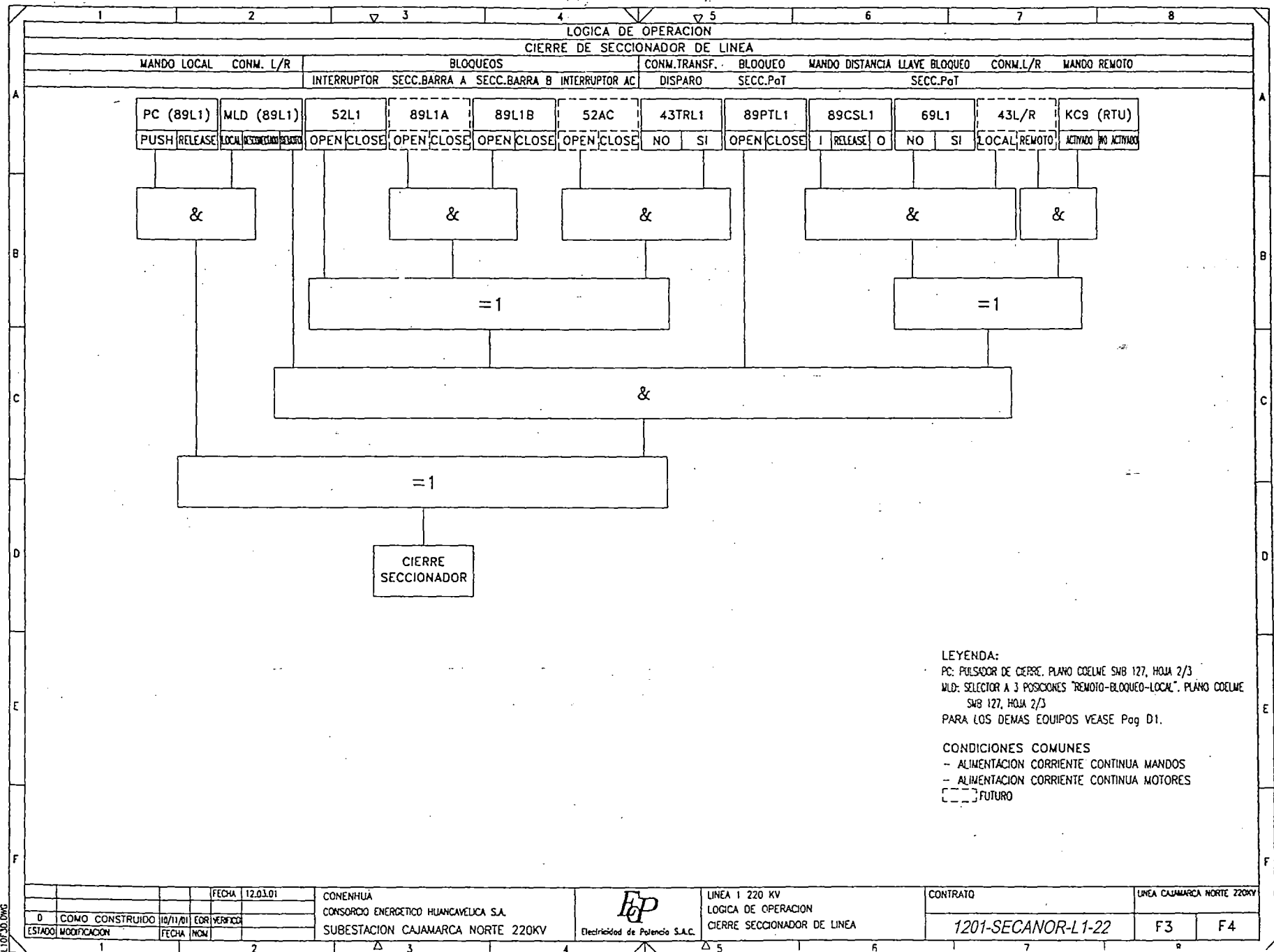
**LEYENDA:**  
 S1: CONTROL SWITCH (CLOSE/TRIP). PLANO 888 1HSBS43203-GN, Pag 1/  
 S4: SELECTOR SWITCH (OPERATION). PLANO 888 1HSBS43203-GN, Pag 1/  
 PARA LOS DEMAS EQUIPOS VEASE Pag D1.

**CONDICIONES COMUNES**  
 - RESORTES CARGADOS  
 - PRESION SF6 > 0.6 Mpa  
 - ALIMENTACION CORRIENTE CONTINUA MANDOS

**NOTAS:**  
 - SOLO INDICADO MANDO TRIFASICO DESDE COMANDO CENTRAL.  
 CADA POLO TIENE MANDO INDEPENDIENTE NO MOSTRADO AQUI  
 [ ] FUTURO

		FECHA	12.03.01	CONENHUA			LINEA 1 220 KV LOGICA DE OPERACION CIERRE INTERRUPTOR	CONTRATO		LINEA CAJAMARCA NORTE 220KV	
D	COMO CONSTRUIDO	19/11/01	EDR VERIFICADO	CONSORCIO ENERGETICO HUANCAYELCA S.A.				Electricidad de Patencia S.A.C.		1201-SECANOR-L1-22	
ESTADO MODIFICACION		FECHA	NOM	SUBSTACION CAJAMARCA NORTE 220KV							





LEYENDA:

PC: PULSADOR DE CIERRE. PLANO COELME SWB 127, HOJA 2/3

MLD: SELECTOR A 3 POSICIONES "REMOTO-BLOQUEO-LOCAL". PLANO COELME SWB 127, HOJA 2/3

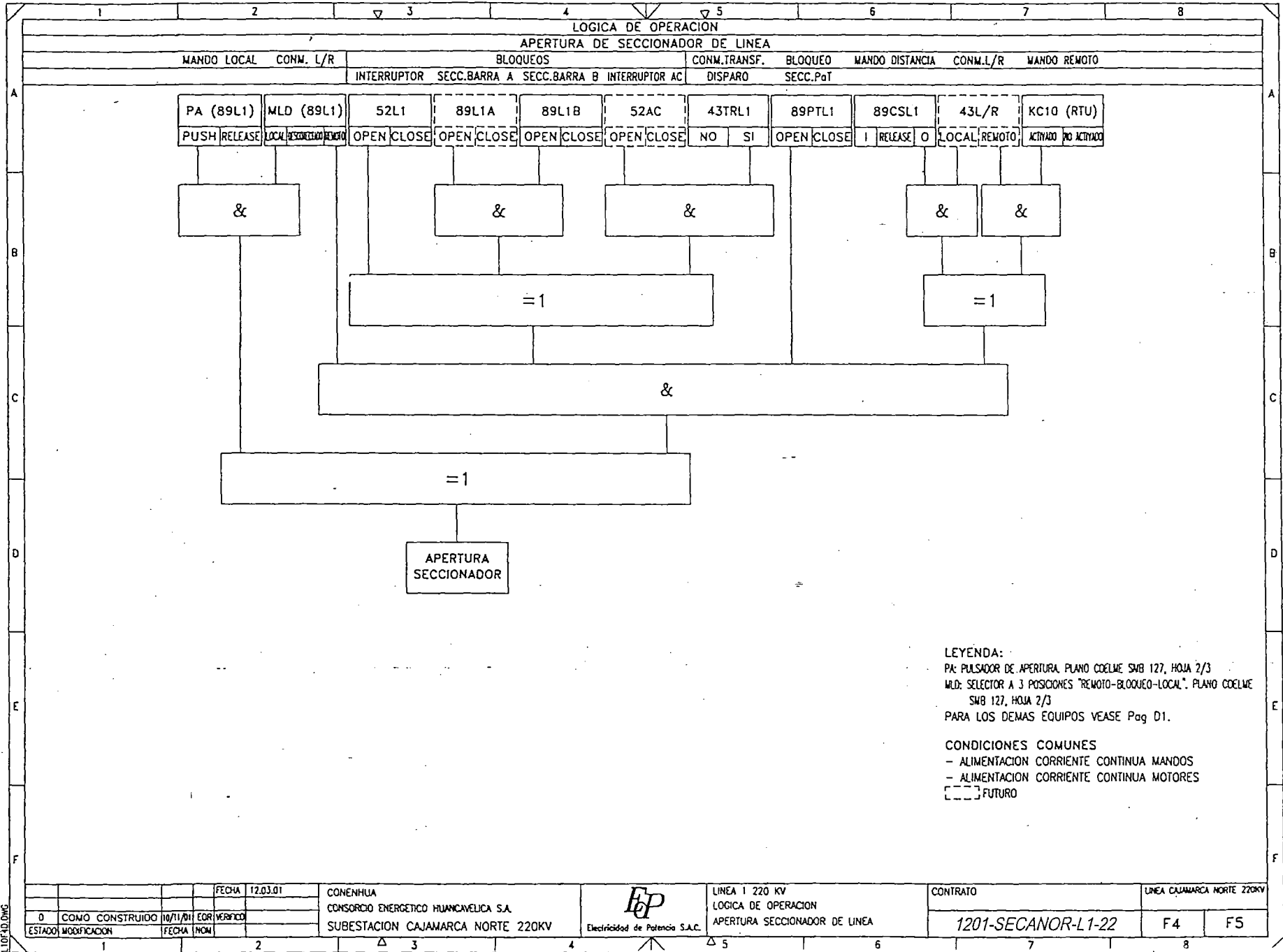
PARA LOS DEMAS EQUIPOS VEASE Pag D1.

CONDICIONES COMUNES

- ALIMENTACION CORRIENTE CONTINUA MANDOS
- ALIMENTACION CORRIENTE CONTINUA MOTORES

[---] FUTURO

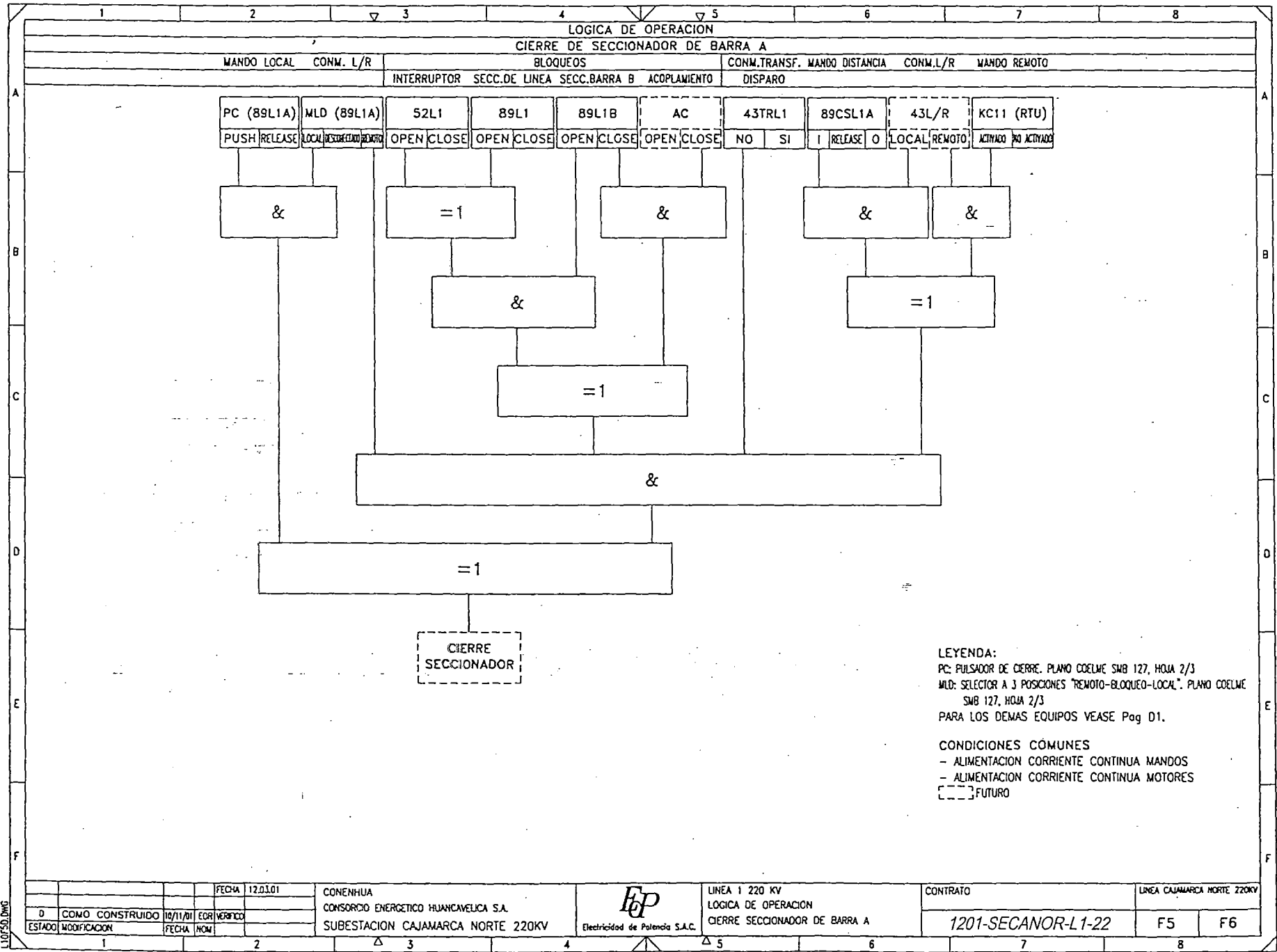
FECHA	12.03.01	CONENHUA		LINEA 1 220 KV	CONTRATO	LINEA CAJAMARCA NORTE 220KV	
COMO CONSTRUIDO		CONSORCIO ENERGETICO HUANCAYELICA S.A.	Electricidad de Palencia S.A.C.	LOGICA DE OPERACION	1201-SECANOR-L1-22	F3	F4
ESTADO MODIFICACION	FECHA NOM	SUBESTACION CAJAMARCA NORTE 220KV		CIERRE SECCIONADOR DE LINEA			



**LEYENDA:**  
 PA: PULSADOR DE APERTURA. PLANO COELME SWB 127, HOJA 2/3  
 MLD: SELECTOR A 3 POSICIONES "REMOTO-BLOQUEO-LOCAL". PLANO COELME SWB 127, HOJA 2/3  
 PARA LOS DEMAS EQUIPOS VEASE Pag D1.

**CONDICIONES COMUNES**  
 - ALIMENTACION CORRIENTE CONTINUA MANDOS  
 - ALIMENTACION CORRIENTE CONTINUA MOTORES  
 [ ] FUTURO

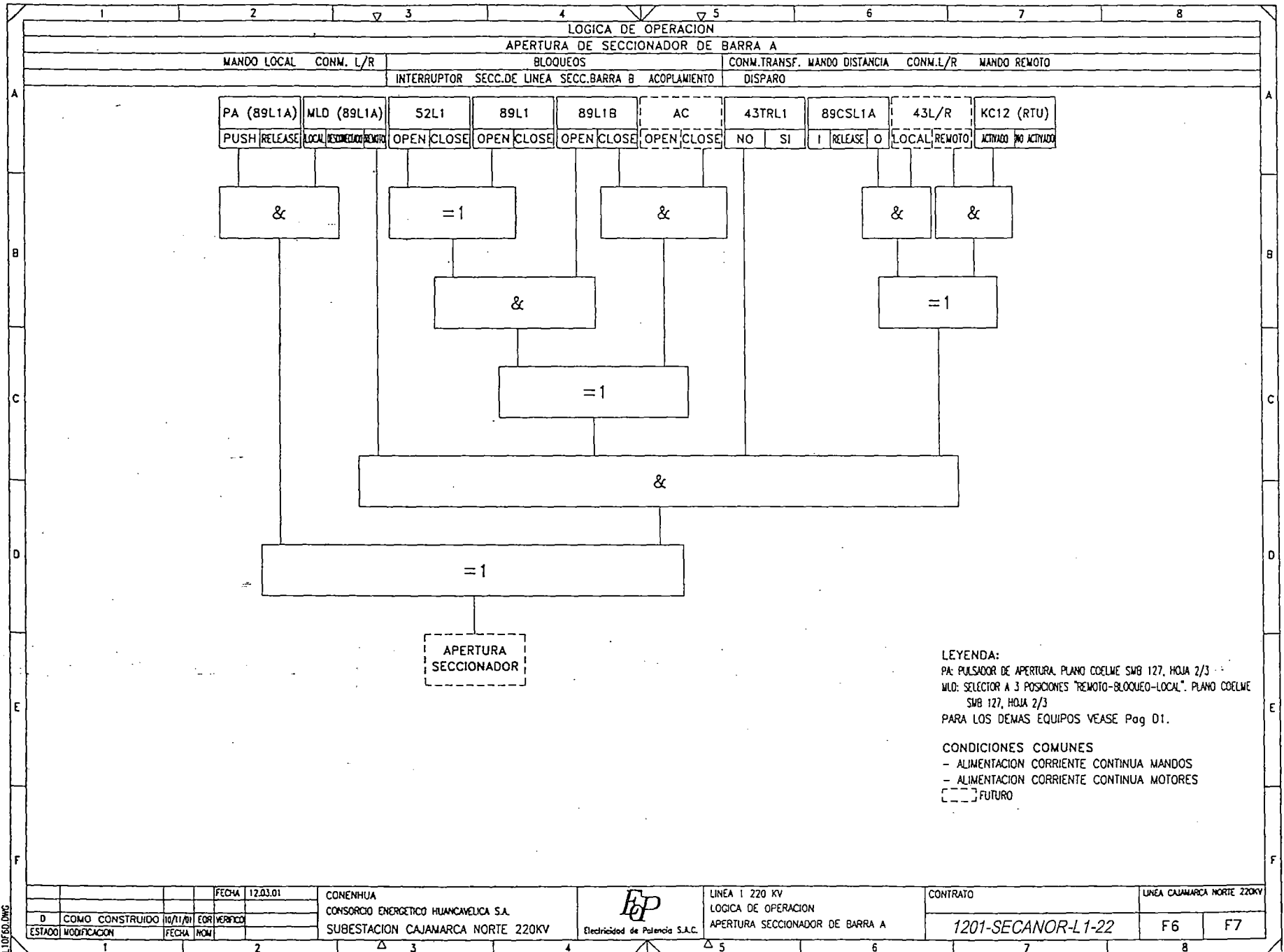
	FECHA	12.03.01	CONENHUA	LINEA 1 220 KV	CONTRATO	LINEA CAJAMARCA NORTE 220KV
	COMO CONSTRUIDO	10/11/01	CONSORCIO ENERGETICO HUANCAYELICA S.A.	LOGICA DE OPERACION		
	ESTADO MODIFICACION	FECHA NOM	SUBSTACION CAJAMARCA NORTE 220KV	APERTURA SECCIONADOR DE LINEA		
			<b>Electricidad de Patencia S.A.C.</b>	1201-SECANOR-L1-22	F4	F5



**LEYENDA:**  
 PC: PULSADOR DE CIERRE. PLANO COELME SMB 127, HOJA 2/3  
 MLD: SELECTOR A 3 POSICIONES "REMOTO-BLOQUEO-LOCAL". PLANO COELME SMB 127, HOJA 2/3  
 PARA LOS DEMAS EQUIPOS VEASE Pag 01.

**CONDICIONES COMUNES**  
 - ALIMENTACION CORRIENTE CONTINUA MANDOS  
 - ALIMENTACION CORRIENTE CONTINUA MOTORES  
 [ ] FUTURO

		FECHA 12.01.01		CONENHUA		 LINEA 1 220 KV LOGICA DE OPERACION CIERRE SECCIONADOR DE BARRA A		CONTRATO		LINEA CAJAMARCA NORTE 220KV	
D COMO CONSTRUIDO		10/11/01 EDR VERONICO		CONSORCIO ENERGETICO HUANCAMELCA S.A.				1201-SECANOR-L1-22		F5	
ESTADO MODIFICACION		FECHA NOM		SUBESTACION CAJAMARCA NORTE 220KV							



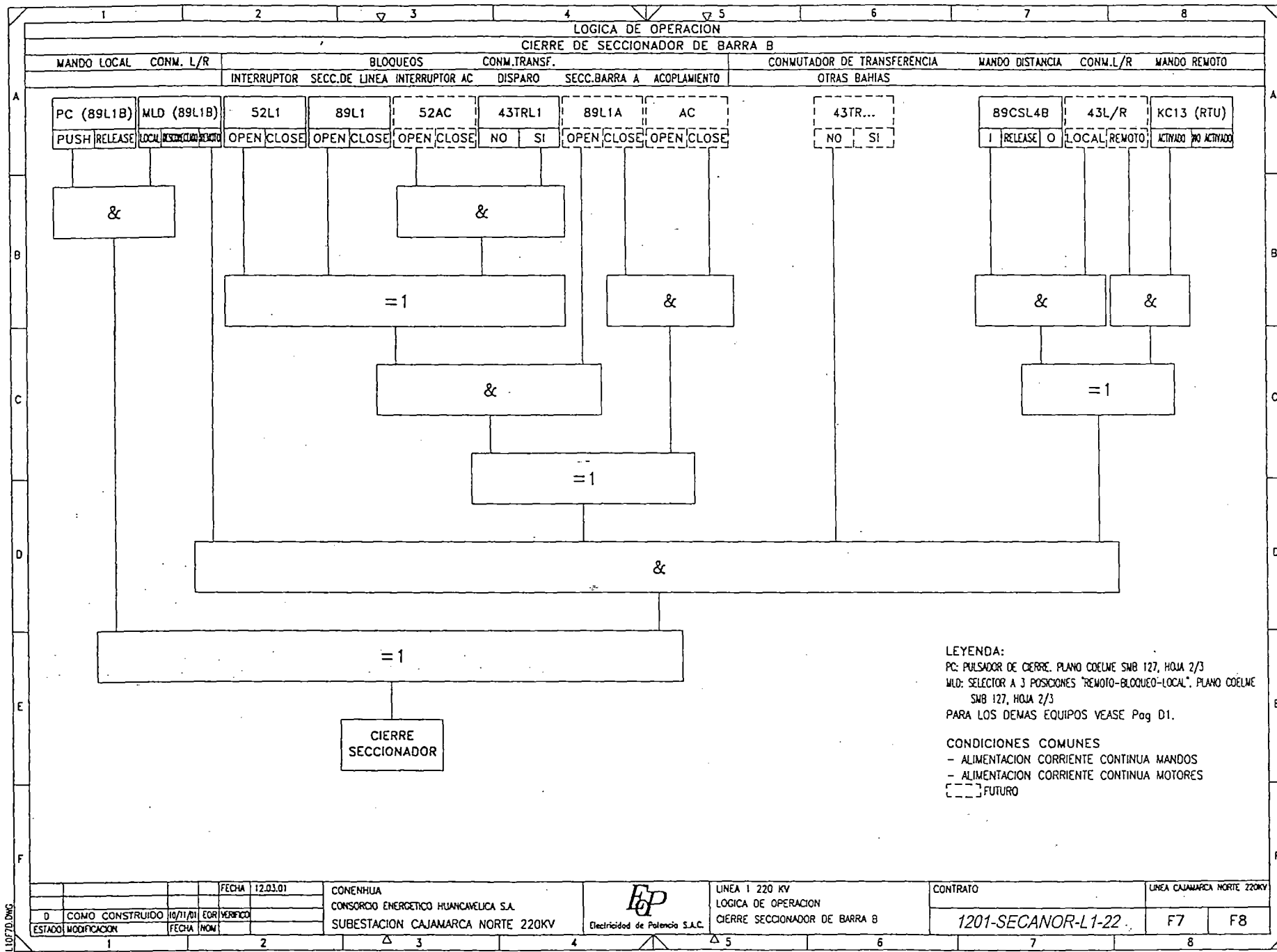
**LEYENDA:**  
 PA: PULSADOR DE APERTURA. PLANO COELME SWB 127, HOJA 2/3  
 MLD: SELECTOR A 3 POSICIONES "REMOTO-BLOQUEO-LOCAL". PLANO COELME SWB 127, HOJA 2/3  
 PARA LOS DEMAS EQUIPOS VEASE Pag D1.

**CONDICIONES COMUNES**  
 - ALIMENTACION CORRIENTE CONTINUA MANDOS  
 - ALIMENTACION CORRIENTE CONTINUA MOTORES  
 [---] FUTURO

	FECHA	12.03.01	CONENHUA CONSORCIO ENERGETICO HUANCAYELICA S.A.	 Electricidad de Palencia S.A.C.	LINEA 1 220 KV LOGICA DE OPERACION APERTURA SECCIONADOR DE BARRA A	CONTRATO	LINEA CAJAMARCA NORTE 220KV
D	COMO CONSTRUIDO	10/11/01	EDR VERIFICADO			1201-SECANOR-L1-22	F6   F7
ESTADO	MODIFICACION	FECHA	MON				

L10760.DWG



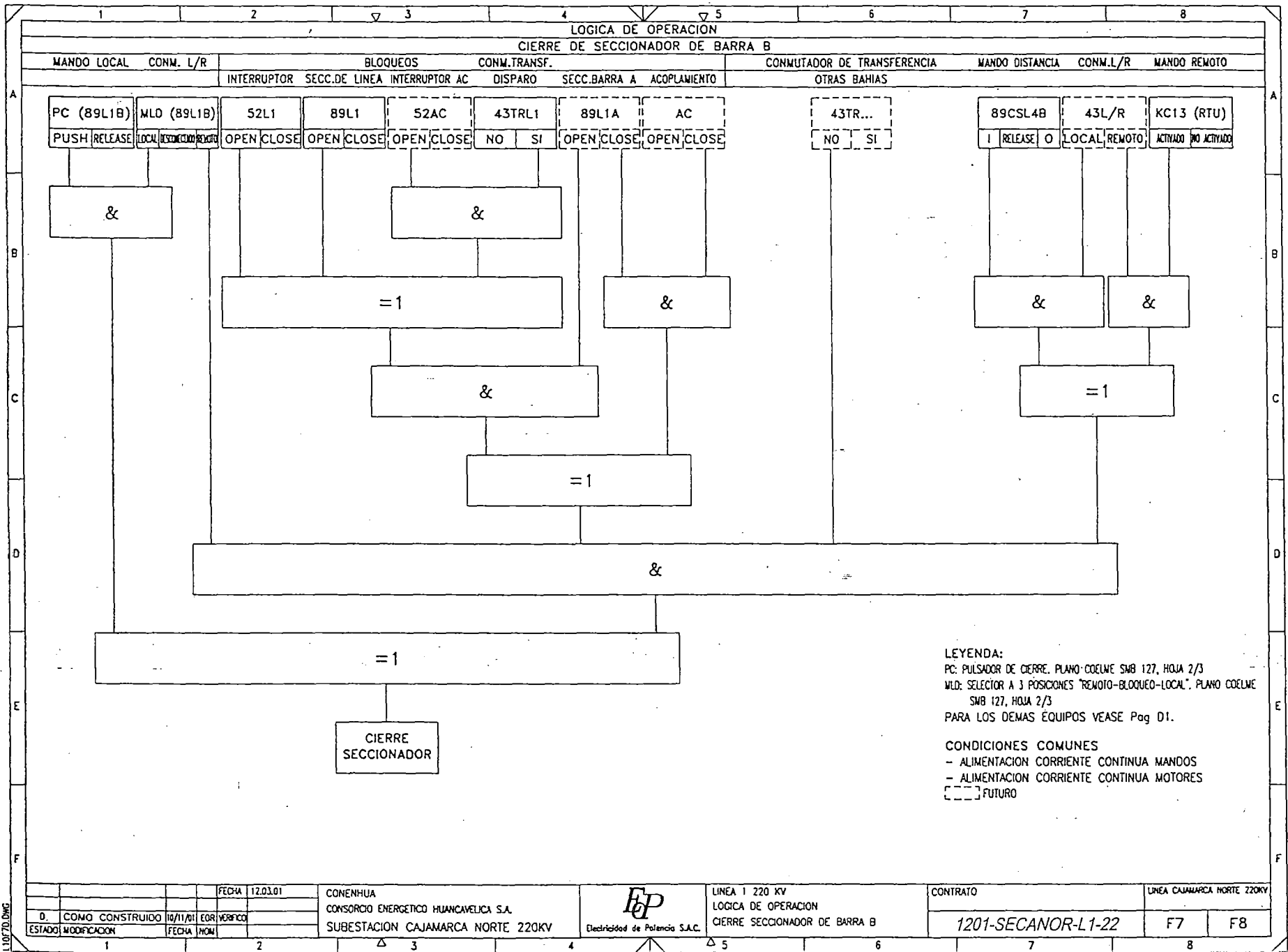


**LEYENDA:**  
 PC: PULSADOR DE CIERRE. PLANO COELME SWB 127, HOJA 2/3  
 MLD: SELECTOR A 3 POSICIONES "REMOTO-BLOQUEO-LOCAL". PLANO COELME SWB 127, HOJA 2/3  
 PARA LOS DEMAS EQUIPOS VEASE Pag D1.

**CONDICIONES COMUNES**  
 - ALIMENTACION CORRIENTE CONTINUA MANDOS  
 - ALIMENTACION CORRIENTE CONTINUA MOTORES  
 [ ] FUTURO

		FECHA 12.03.01	CONENHUA		LINEA 1 220 KV	CONTRATO	LINEA CAJAMARCA NORTE 220KV
			CONSORCIO ENERGETICO HUANCAMELICA S.A.	Electricidad de Patencia S.A.C.	LOGICA DE OPERACION		
			SUBESTACION CAJAMARCA NORTE 220KV		CIERRE SECCIONADOR DE BARRA B	1201-SECANOR-L1-22	F7 F8

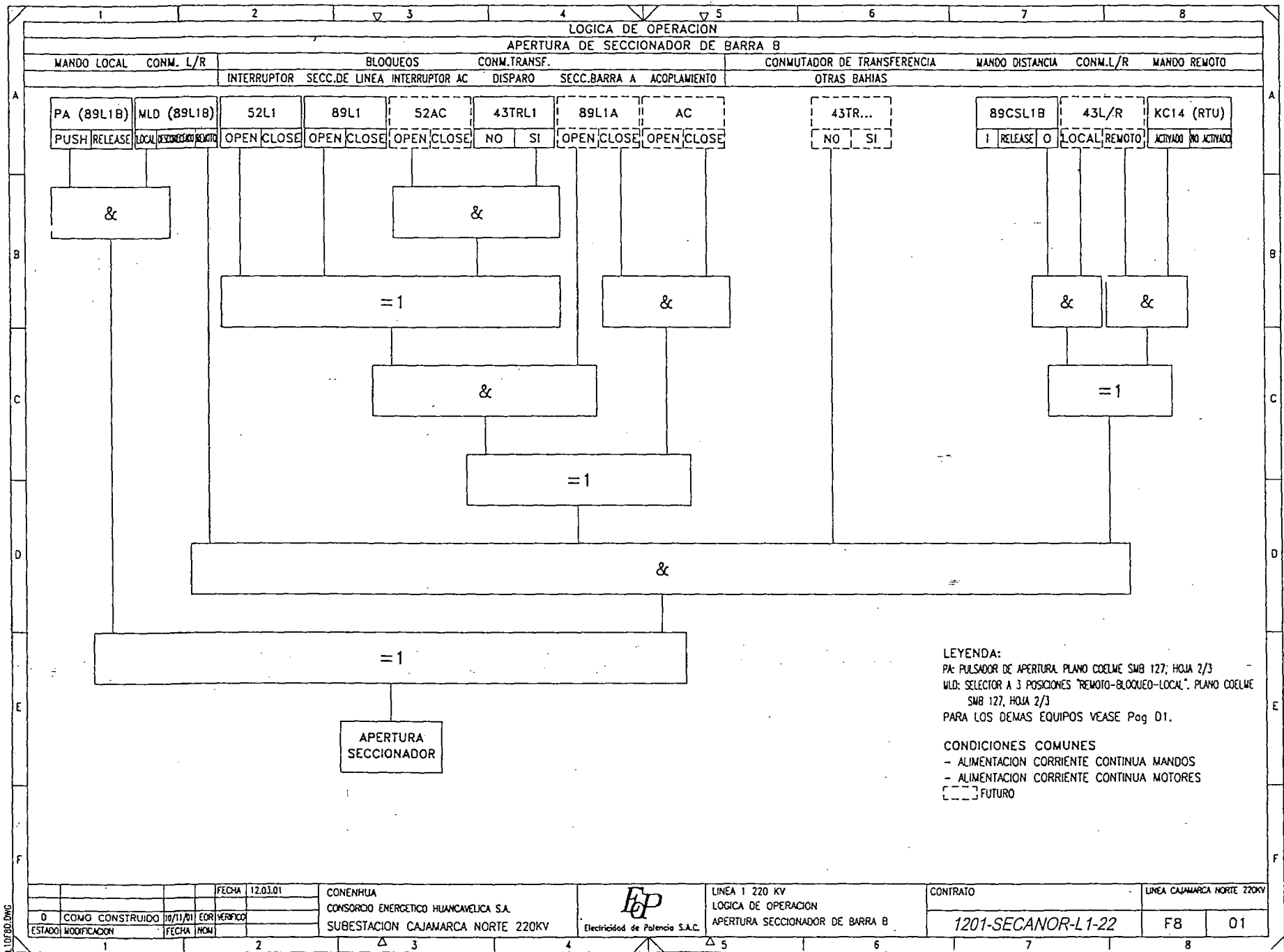
L1070.DWG



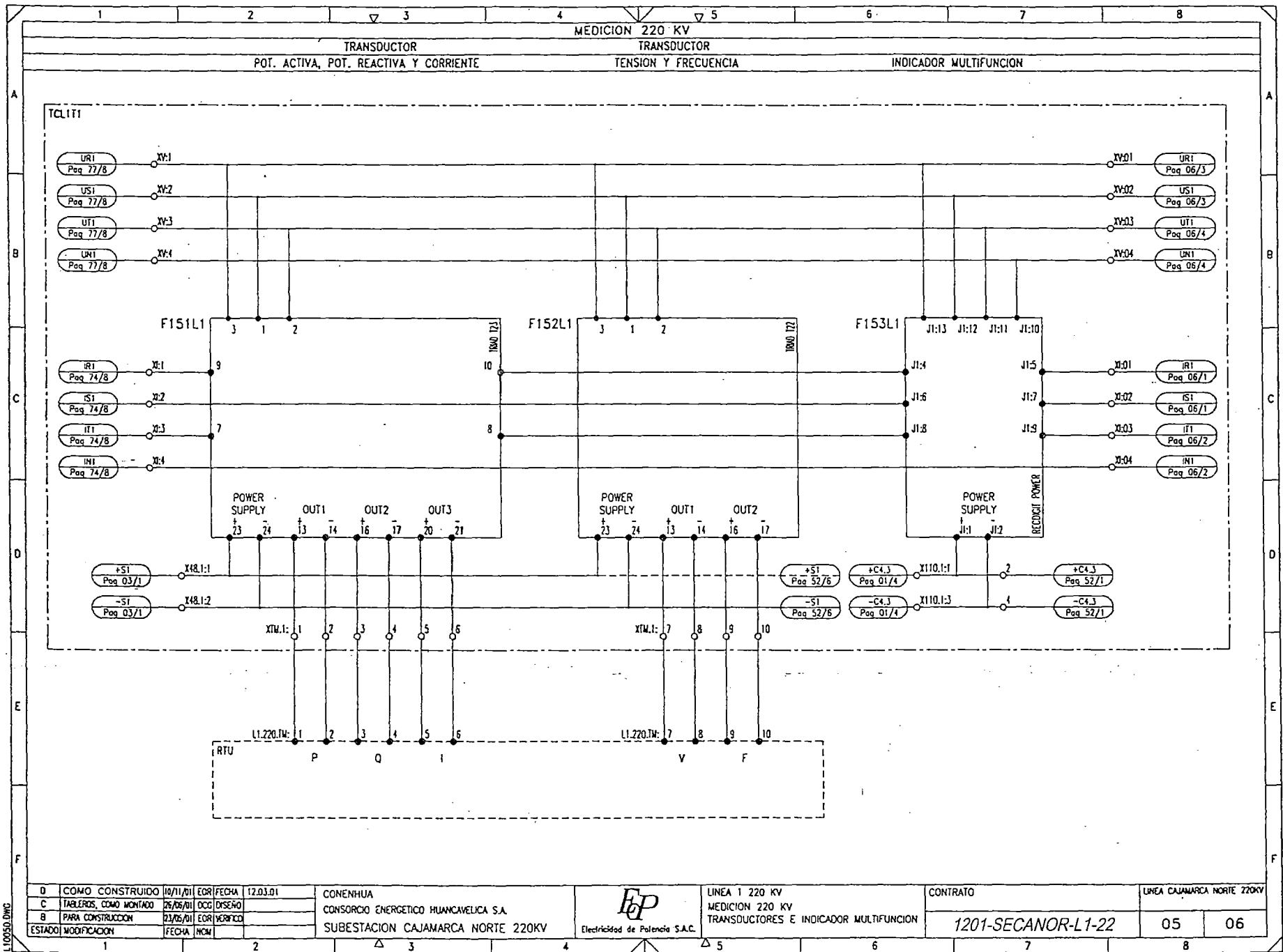
**LEYENDA:**  
 PC: PULSADOR DE CIERRE. PLANO COELME SMB 127, HOJA 2/3  
 MLD: SELECTOR A 3 POSICIONES "REMOTO-BLOQUEO-LOCAL". PLANO COELME SMB 127, HOJA 3/3  
 PARA LOS DEMAS EQUIPOS VEASE Pag D1.

**CONDICIONES COMUNES**  
 - ALIMENTACION CORRIENTE CONTINUA MANDOS  
 - ALIMENTACION CORRIENTE CONTINUA MOTORES  
 [ ] FUTURO

		FECHA	12.03.01	CONENHUA		CONTRATO	LINEA CAJAMARCA NORTE 220KV	
D.	COMO CONSTRUIDO	10/11/01	EOR/VERIFICADO	CONSORCIO ENERGETICO HUANCAYELICA S.A.		 Electricidad de Potencia S.A.C.	LINEA 1 220 KV	
ESTADO:	MODIFICACION	FECHA	MON	SUBESTACION CAJAMARCA NORTE 220KV			LOGICA DE OPERACION	
						CIERRE SECCIONADOR DE BARRA B		
						1201-SECANOR-L1-22		
						F7	F8	



		FECHA 12.03.01	CONENHUA		LINEA 1 220 KV	CONTRATO	LINEA CAJAMARCA NORTE 220KV
			CONSORCIO ENERGETICO HUANCAMELICA S.A.		LOGICA DE OPERACION		
			SUBSTACION CAJAMARCA NORTE 220KV		APERTURA SECCIONADOR DE BARRA B		
						1201-SECANOR-L1-22	F8 01



D	COMO CONSTRUIDO	10/11/01	EOR	FECHA	12.03.01
C	TABLEROS, COMO MONTADO	26/06/01	OCG	DISEÑO	
B	PARA CONSTRUCCION	23/06/01	EOR	VERIFICADO	
E	ESTADO MODIFICACION		FECHA	NCM	

CONENHUA  
 CONSORCIO ENERGETICO HUANCAMELICA S.A.  
 SUBSTACION CAJAMARCA NORTE 220KV

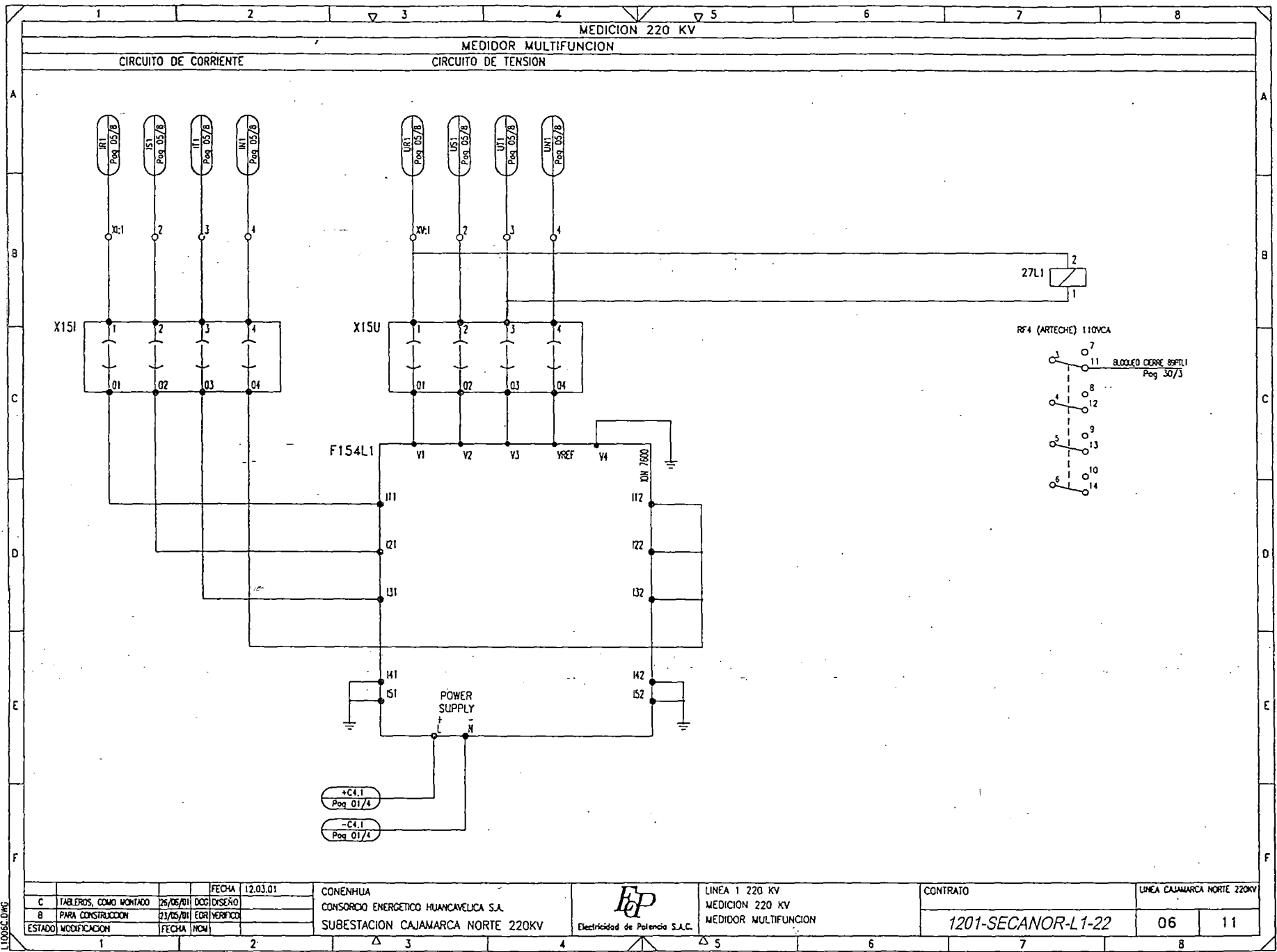


LINEA 1 220 KV  
 MEDICION 220 KV  
 TRANSDUCTORES E INDICADOR MULTIFUNCION

CONTRATO  
 1201-SECANOR-L1-22

LINEA CAJAMARCA NORTE 220KV  
 05 06

L10050.DWG



		FECHA	12.03.01
C	TABLEROS, COMO MONTADO	26/05/01	DCS DISEÑO
B	PARA CONSTRUCCION	23/05/01	EDR VERIFICADO
ESTADO	MODIFICACION	FECHA	NOVA

CONENHUA  
 CONSORCIO ENERGETICO HUANCAYELICA S.A.  
 SUBESTACION CAJAMARCA NORTE 220KV

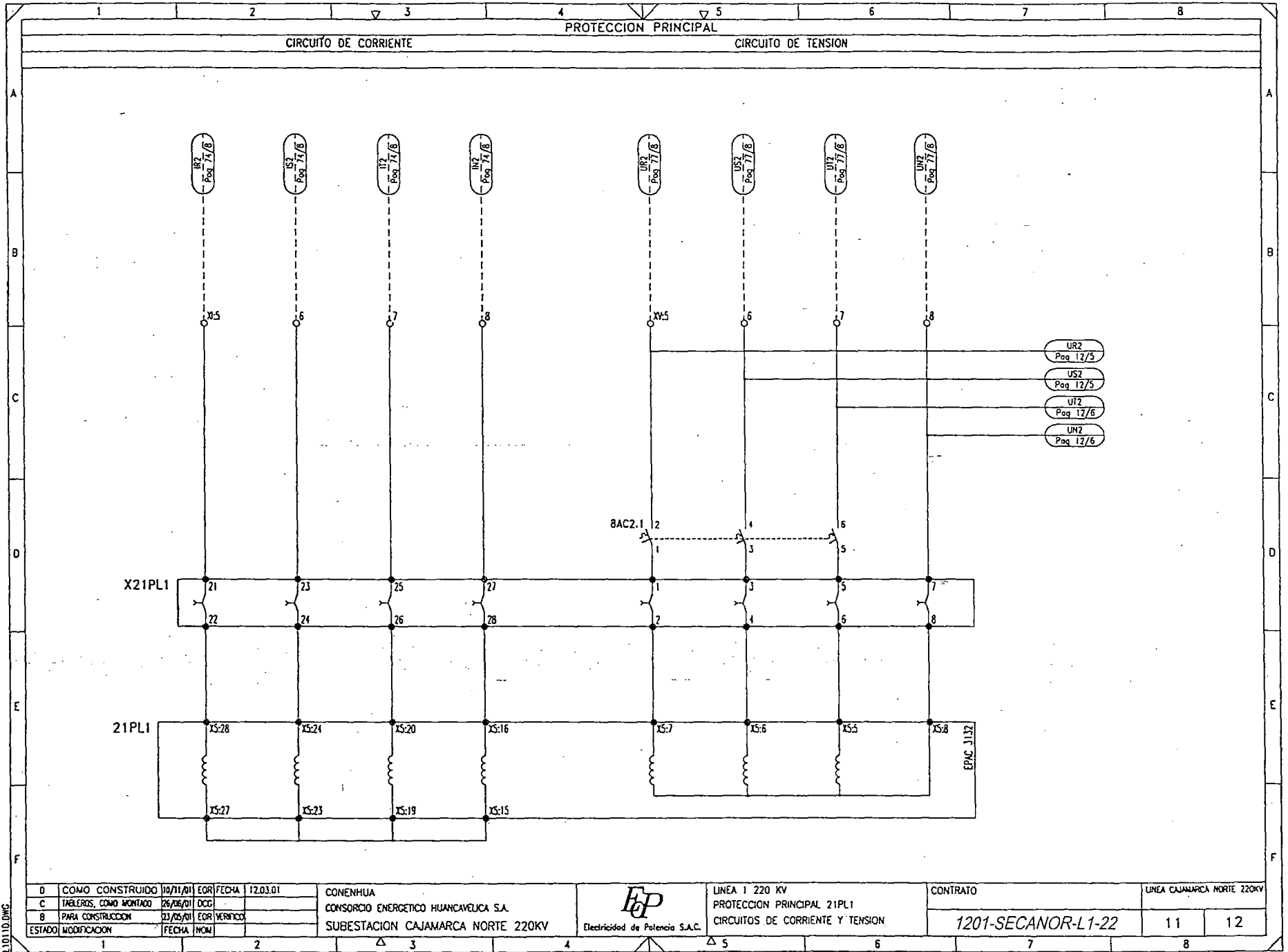


LINEA 1 220 KV  
 MEDICION 220 KV  
 MEDIDOR MULTIFUNCION

CONTRATO  
**1201-SECANOR-L1-22**

LINEA CAJAMARCA NORTE 220KV	
06	11

L1008C.DWG



D	COMO CONSTRUIDO	10/11/01	EOR	FECHA	12.03.01
C	TABLEROS, COMO MONTADO	26/06/01	DCC		
B	PARA CONSTRUCCION	21/05/01	EOR	VERIFICADO	
ESTADO	MODIFICACION	FECHA	MONI		

CONENHUA  
 CONSORCIO ENERGETICO HUANCAYELCA S.A.  
 SUBSTACION CAJAMARCA NORTE 220KV

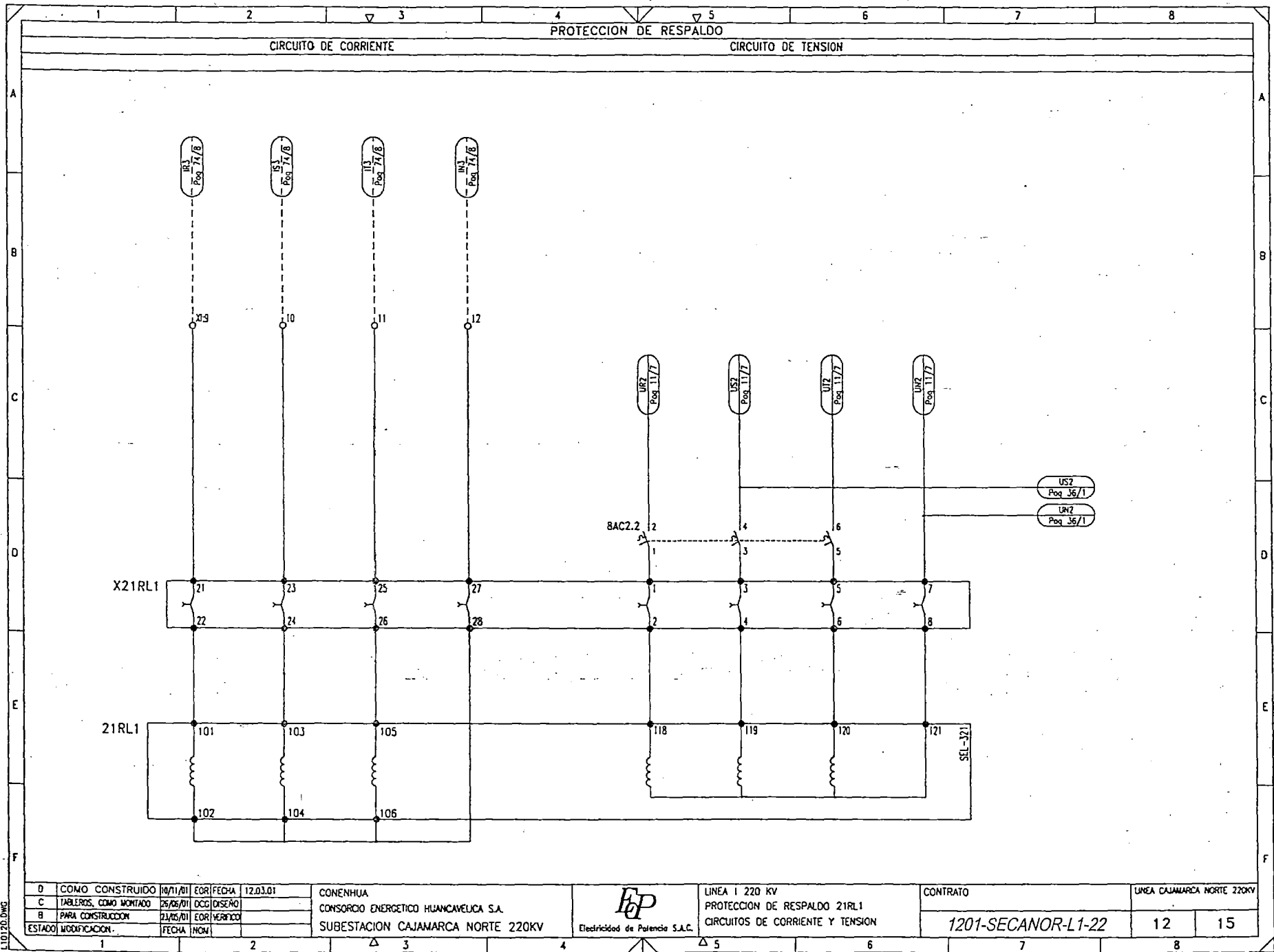


LINEA 1 220 KV  
 PROTECCION PRINCIPAL 21PL1  
 CIRCUITOS DE CORRIENTE Y TENSION

CONTRATO  
 1201-SECANOR-L1-22

LINEA CAJAMARCA NORTE 220KV	
11	12

L10110.DWG



D	COMO CONSTRUIDO	10/11/01	EOR	FECHA	12.03.01
C	TABLEROS, COMO MONTADO	25/06/01	DCG	DISENO	
B	PARA CONSTRUCCION	21/05/01	EOR	VERIFICO	
A	ESTADO MODIFICACION	FECHA	MON		

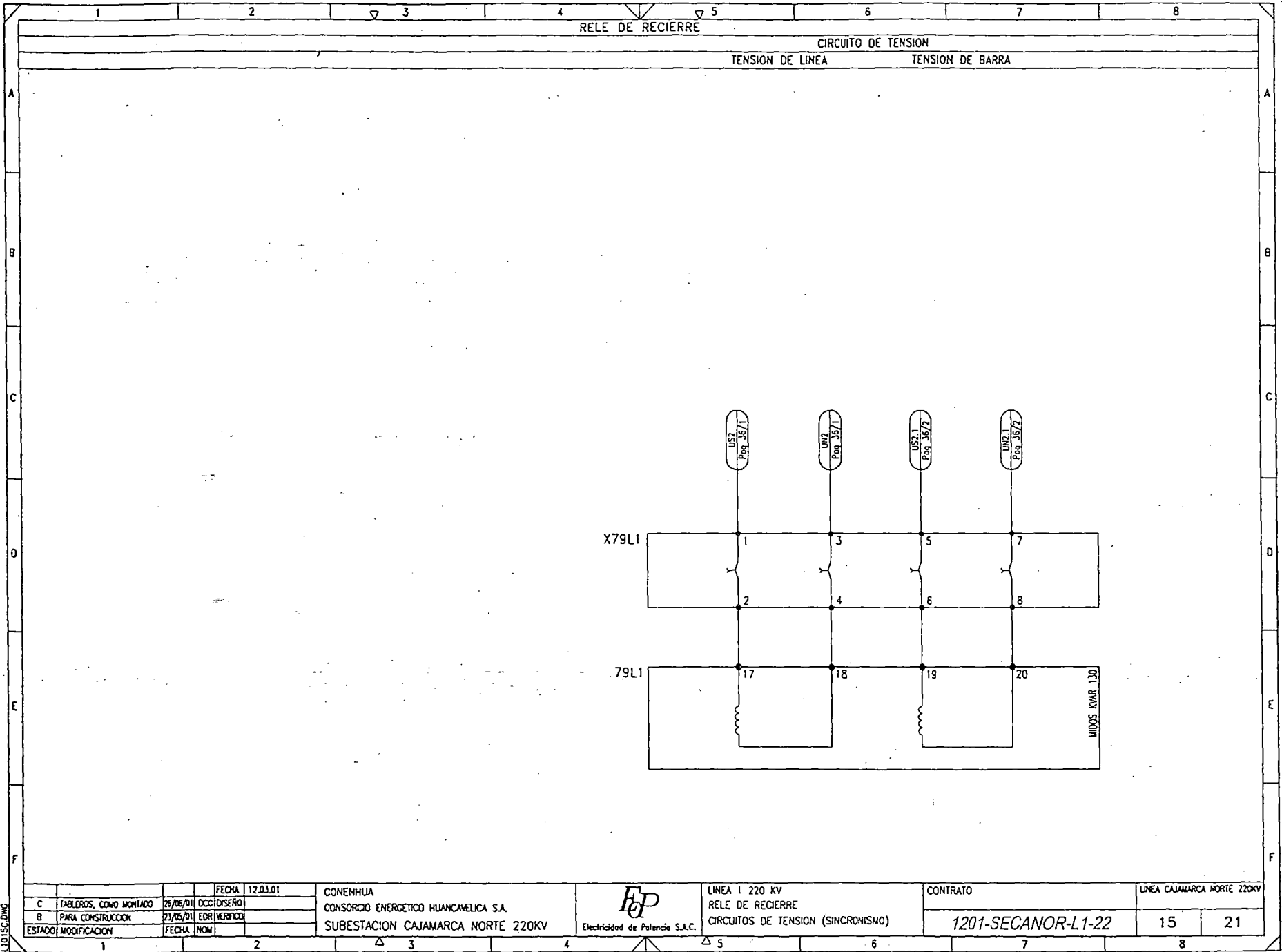
CONENHUA  
 CONSORSIO ENERGETICO HUANCAYELICA S.A.  
 SUBSTACION CAJAMARCA NORTE 220KV



LINEA I 220 KV  
 PROTECCION DE RESPALDO 21RL1  
 CIRCUITOS DE CORRIENTE Y TENSION

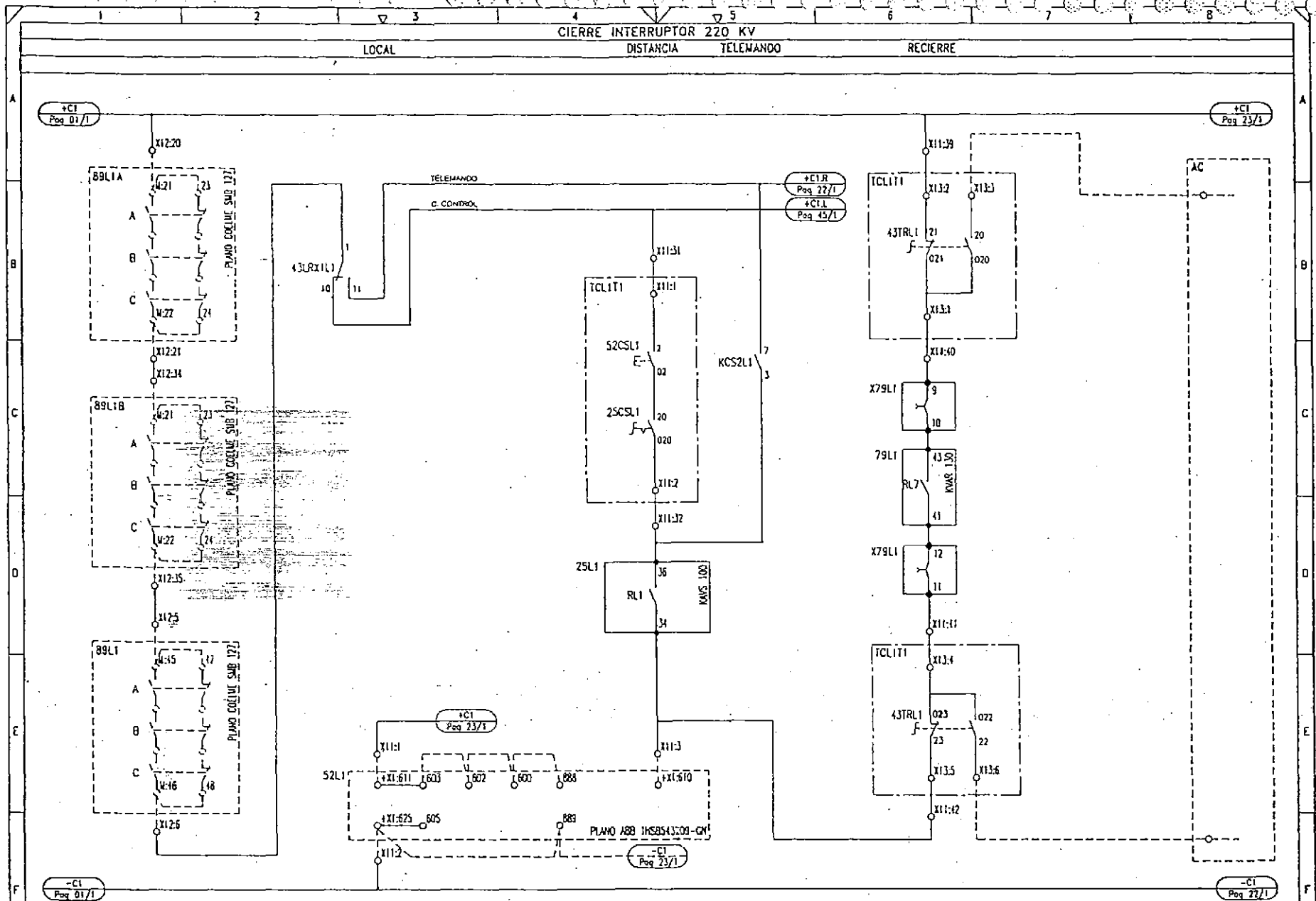
CONTRATO	LINEA CAJAMARCA NORTE 220KV
1201-SECANOR-L1-22	12 15

L10120.DWG



L.O.I.S.C. DWG	C		TABLEROS, COMO MONTADO	26/05/01	DCC	DISEÑO	FECHA	12.03.01	CONENHUA CONSORCIO ENERGETICO HUANCAMELICA S.A. SUBSTACION CAJAMARCA NORTE 220KV	 Electricidad de Potencia S.A.C.	LINEA 1 220 KV RELE DE RECIERRE CIRCUITOS DE TENSION (SINCRONISMO)	CONTRATO		LINEA CAJAMARCA NORTE 220KV		
	B		PARA CONSTRUCCION	23/05/01	EDR	VERIFICADO						1201-SECANOR-L1-22		15	21	
	ESTADO		MODIFICACION	FECHA	NOM											
	1	2	3	4	5	6	7	8								





D	COMO CONSTRUIDO	18/11/01	EDR	FECHA	12.03.01
C	TABLEROS, COMO MONTADO	25/06/01	DCC		
B	PARA CONSTRUCCION	21/06/01	EDR	VERIFICADO	
A	MODIFICACION	FECHA	NON		

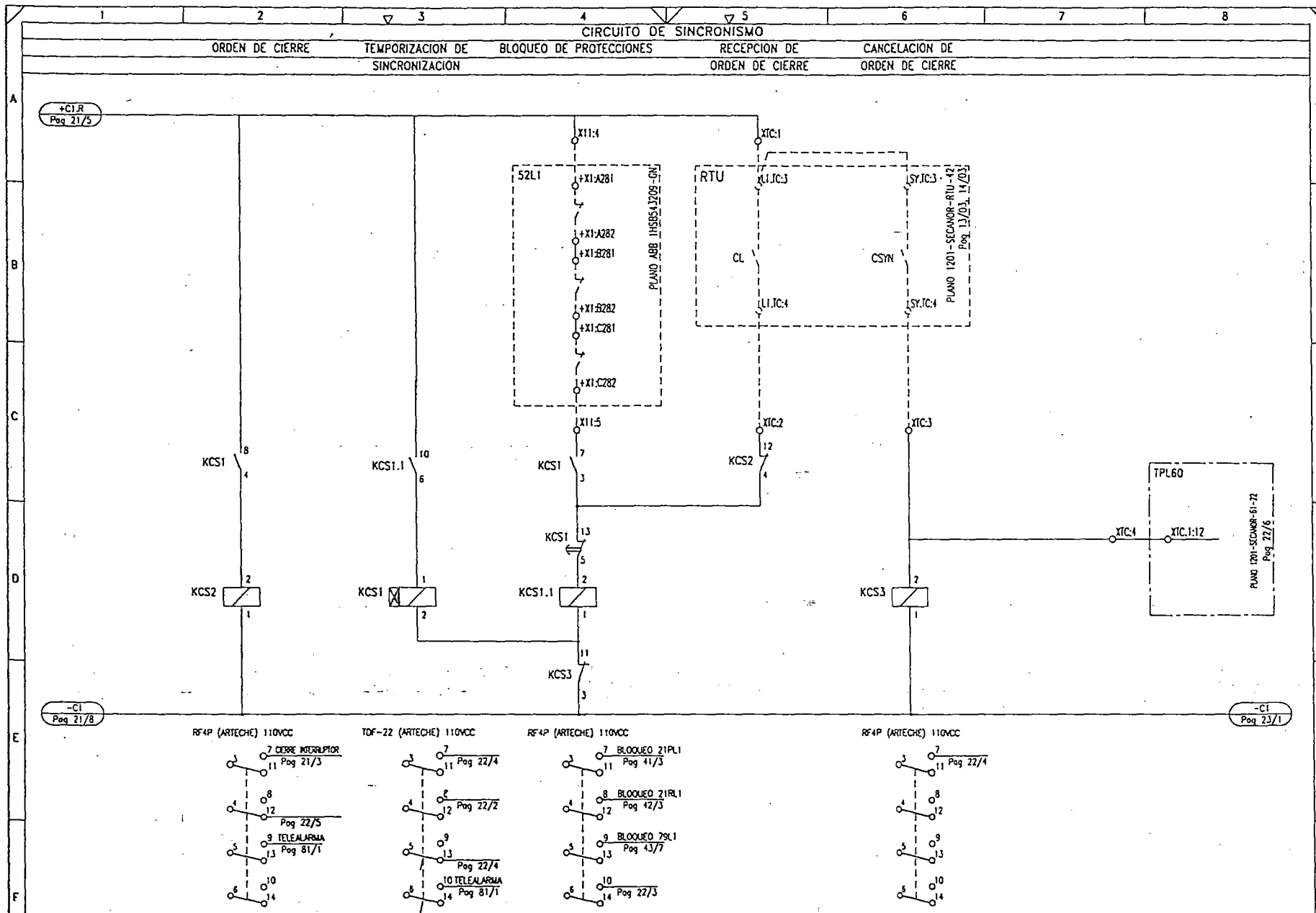
CONENHUA  
 CONSORCIO ENERGETICO HUANCAYELICA S.A.  
 SUBSTACION CAJAMARCA NORTE 220KV

EP  
 Electricidad de Patencia S.A.C.

LÍNEA 1 220 KV  
 INTERRUPTOR 52L1  
 CIERRE Y RECIERRE

CONTRATO	LÍNEA CAJAMARCA NORTE 220KV
1201-SECANOR-L1-22	21 22

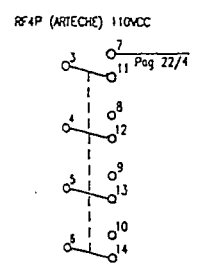
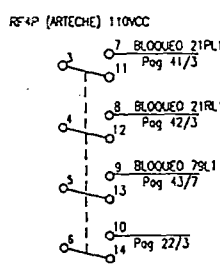
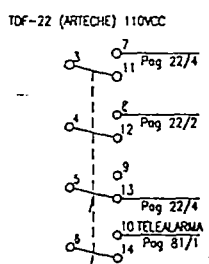
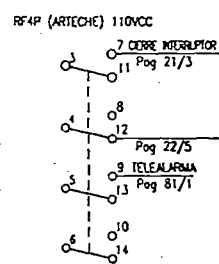
S.T.U. ENG



+CI/R  
Pag 21/5

-CI  
Pag 21/8

-CI  
Pag 23/1



D	COMO CONSTRUIDO	10/11/01	EDR	FECHA	12.03.01
C	TABLEROS, COMO MONTADO	26/06/01	DCC	DISERIO	
B	PARA CONSTRUCCION	21/05/01	EDR	VERIFICADO	
A	ESTADO MODIFICACION	FECHA	NOV		

CONENHUA  
CONSORCIO ENERGETICO HUANCAYELICA S.A.  
SUBESTACION CAJAMARCA NORTE 220KV

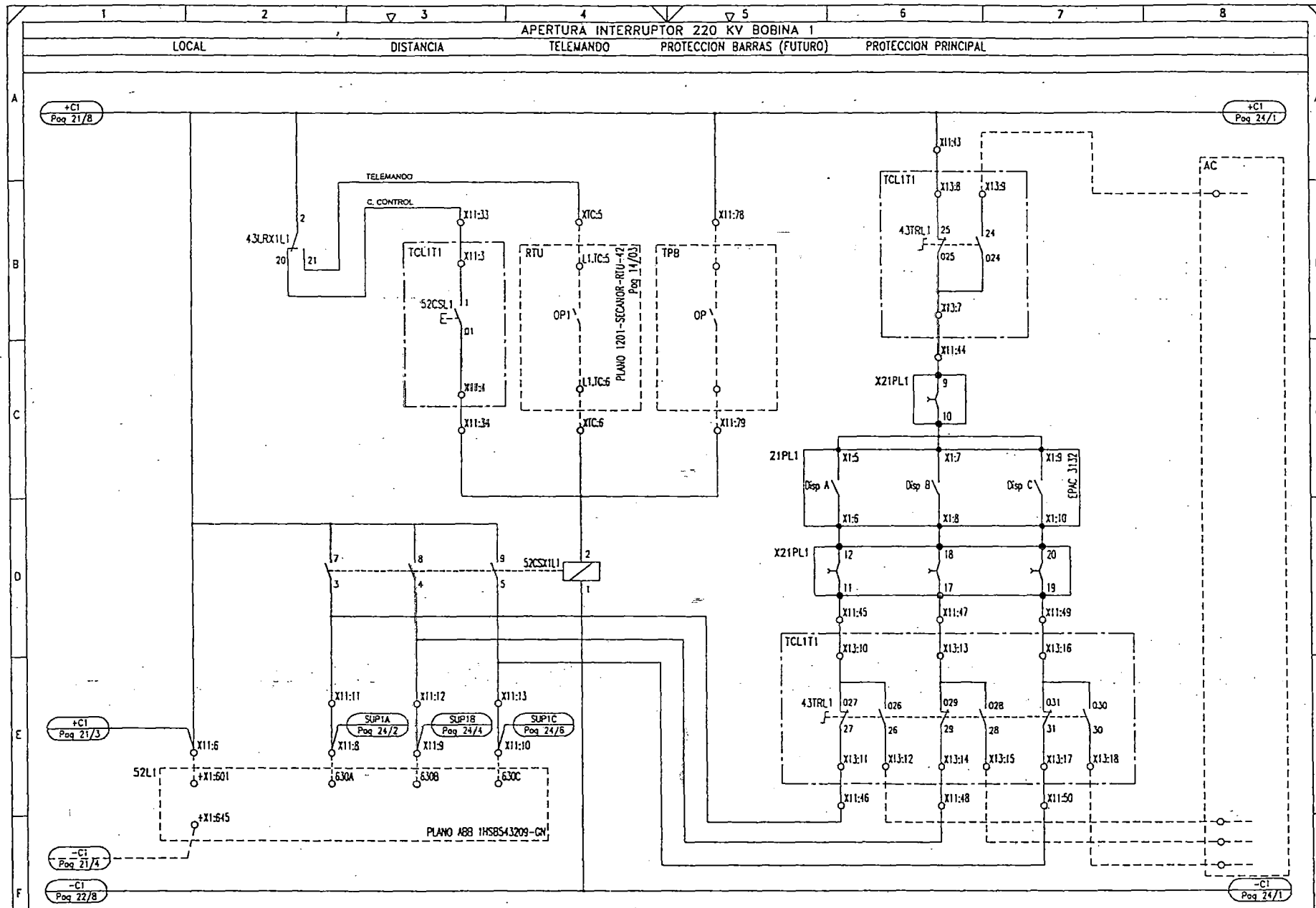


LINEA 1 220 KV  
INTERRUPTOR 52L1  
SINCRONISMO PARA CIERRE REMOTO

CONTRATO  
**1201-SECANOR-L1-22**

LINEA CAJAMARCA NORTE 220KV	
22	23

10220.DWG



22.10.DWG

D	COMO CONSTRUIDO	10/11/01	EOR	FECHA	12.03.01
C	TABLEROS, COMO MONTADO	26/06/01	DCC	DISEÑO	
B	PARA CONSTRUCCION	21/05/01	EOR	VERIFICADO	
E	ESTADO MODIFICACION	FECHA	NON		

CONENHUA  
 CONSORCIO ENERGETICO HUANCAMELICA S.A.  
 SUBSTACION CAJAMARCA NORTE 220KV

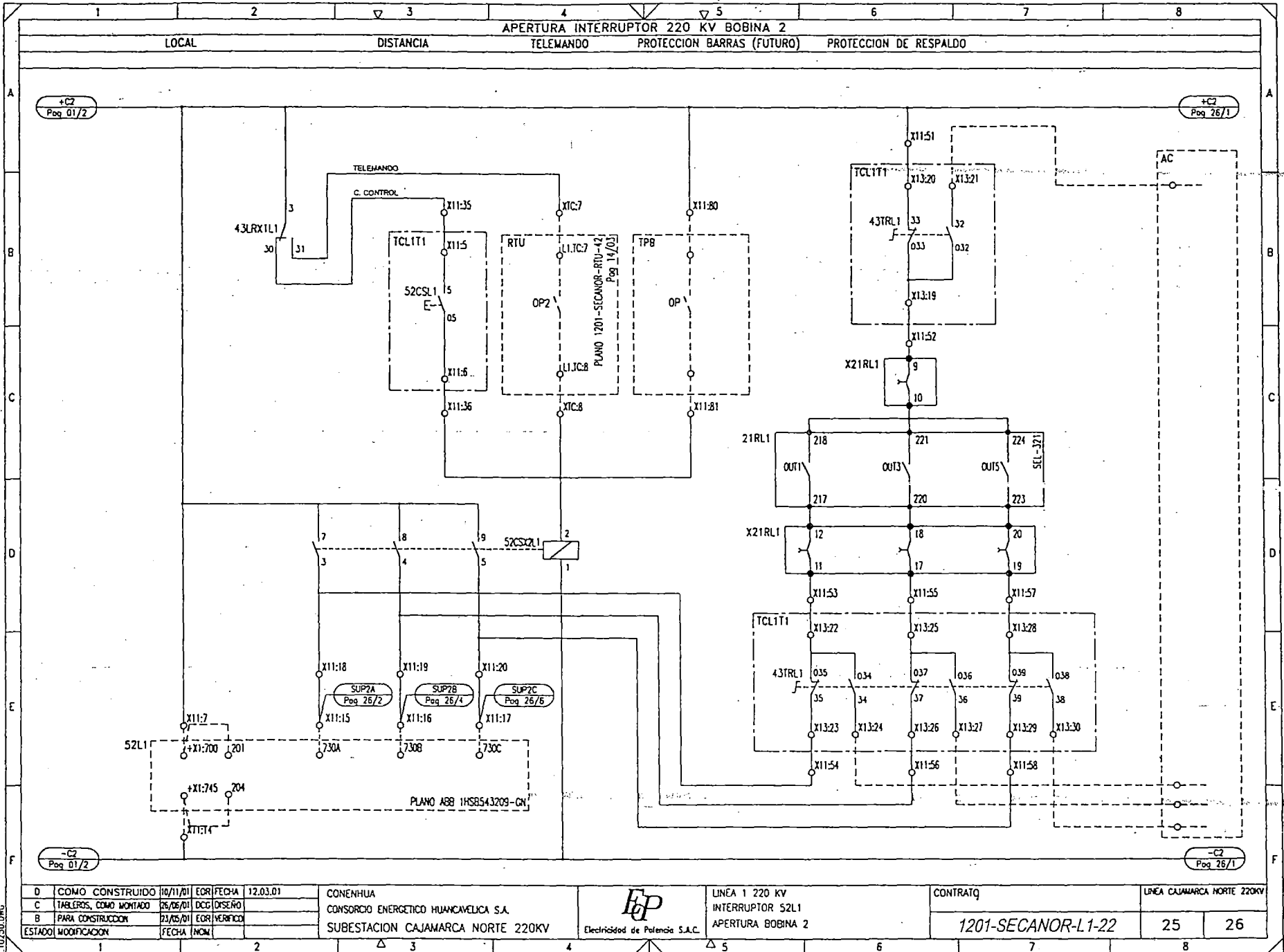


LINEA 1 220 KV  
 INTERRUPTOR 52L1  
 APERTURA BOBINA 1

CONTRATO  
 1201-SECANOR-L1-22

LINEA CAJAMARCA NORTE 220KV	23	24
-----------------------------	----	----





D	COMO CONSTRUIDO	10/11/01	ECR/FECHA	12.03.01
C	TABLEROS, COMO MONTADO	26/05/01	DCG/ DISEÑO	
B	PARA CONSTRUCTOR	23/05/01	ECR/VERIFICADO	
E	ESTADO MODIFICACION	FECHA INOM		

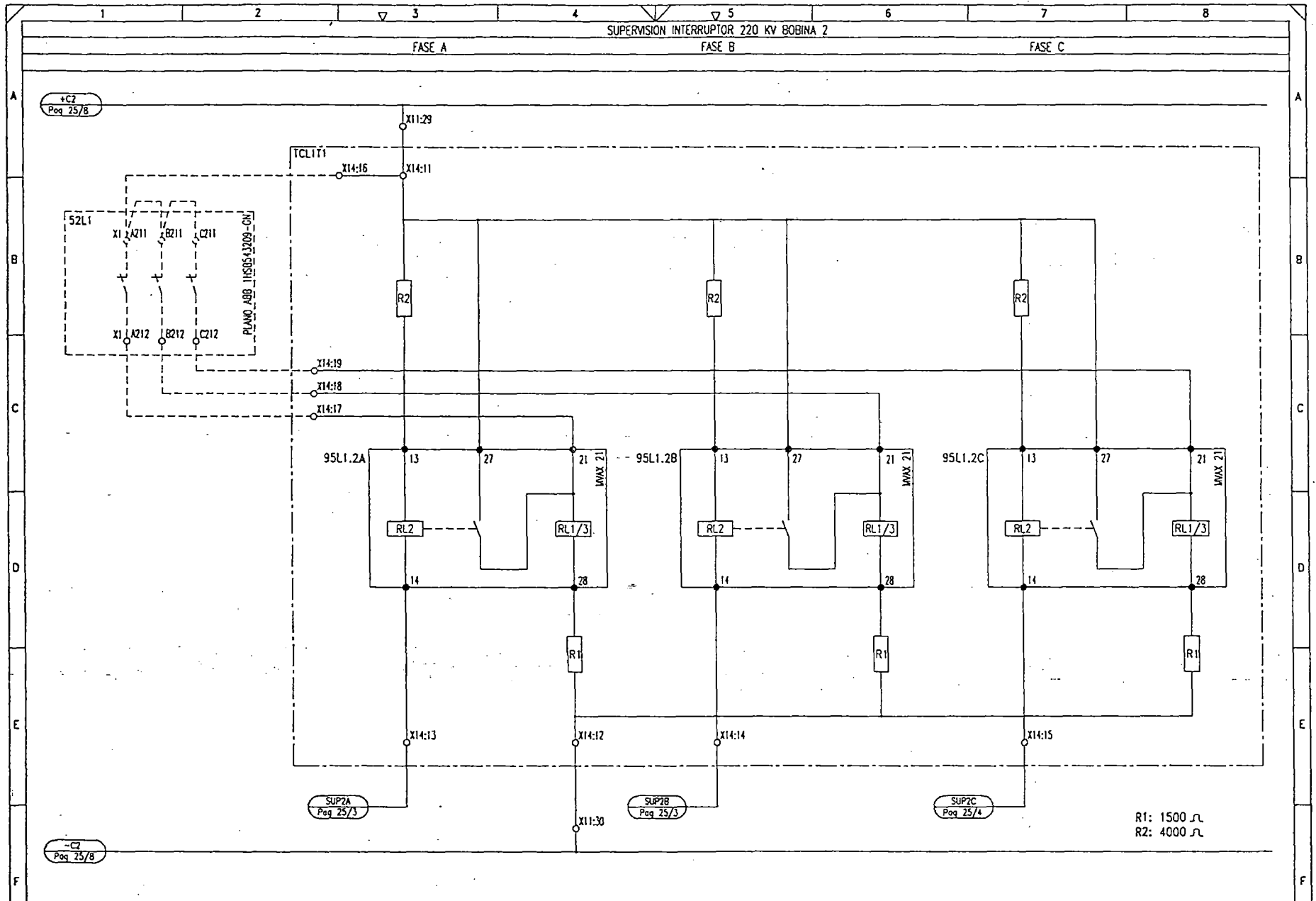
CONENHUA CONSORCIO ENERGETICO HUANCAMELICA S.A. SUBESTACION CAJAMARCA NORTE 220KV
---



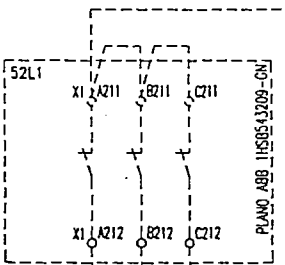
LÍNEA 1 220 KV INTERRUPTOR S2L1 APERTURA BOBINA 2
---

CONTRATO <b>1201-SECANOR-L1-22</b>
---------------------------------------

LÍNEA CAJAMARCA NORTE 220KV <b>25</b>   <b>26</b>
--



+C2  
Pag 25/8



SUP2A  
Pag 25/3

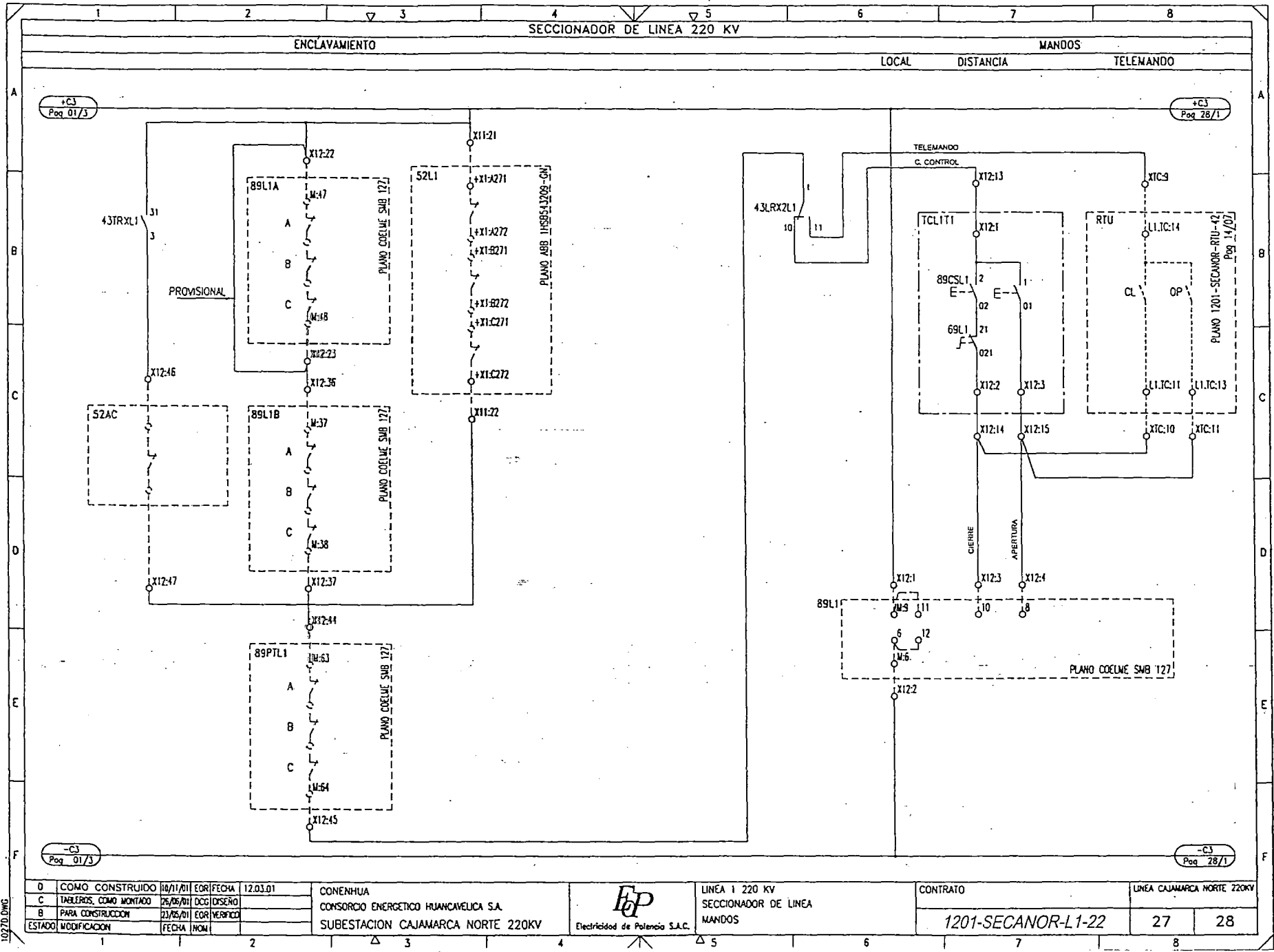
SUP2B  
Pag 25/3

SUP2C  
Pag 25/4

R1: 1500 Ω  
R2: 4000 Ω

-C2  
Pag 25/8

DISEÑO		FECHA 12.03.01		CONENHUA		LINEA 1 220 KV		CONTRATO		LINEA CAJAMARCA NORTE 220KV	
C	TABLEROS COMO MONTADO	26/06/01	DCG	DISEÑO	CONSORCIO ENERGETICO HUANCAMELICA S.A.	INTERRUPTOR 52L1		1201-SECANOR-L1-22		26	27
B	PARA CONSTRUCCION	23/05/01	EOR	VERIFICADO	SUBESTACION CAJAMARCA NORTE 220KV	SUPERVISION BOBINA 2					
ESTADO	MODIFICACION	FECHA	INOM			Electricidad de Potencia S.A.C.					



+C3  
Pag. 01/3

+C3  
Pag. 28/1

-C3  
Pag. 01/3

-C3  
Pag. 28/1

D	COMO CONSTRUIDO	18/11/01	EOR	FECHA	12.03.01
C	TABLEROS COMO MONTADO	26/06/01	DCG	DISEÑO	
B	PARA CONSTRUCCION	21/05/01	EOR	VERIFICADO	
A	ESTADO MODIFICACION	FECHA	NOM		

CONENHUA  
 CONSORCIO ENERGETICO HUANCAMELICA S.A.  
 SUBSTACION CAJAMARCA NORTE 220KV

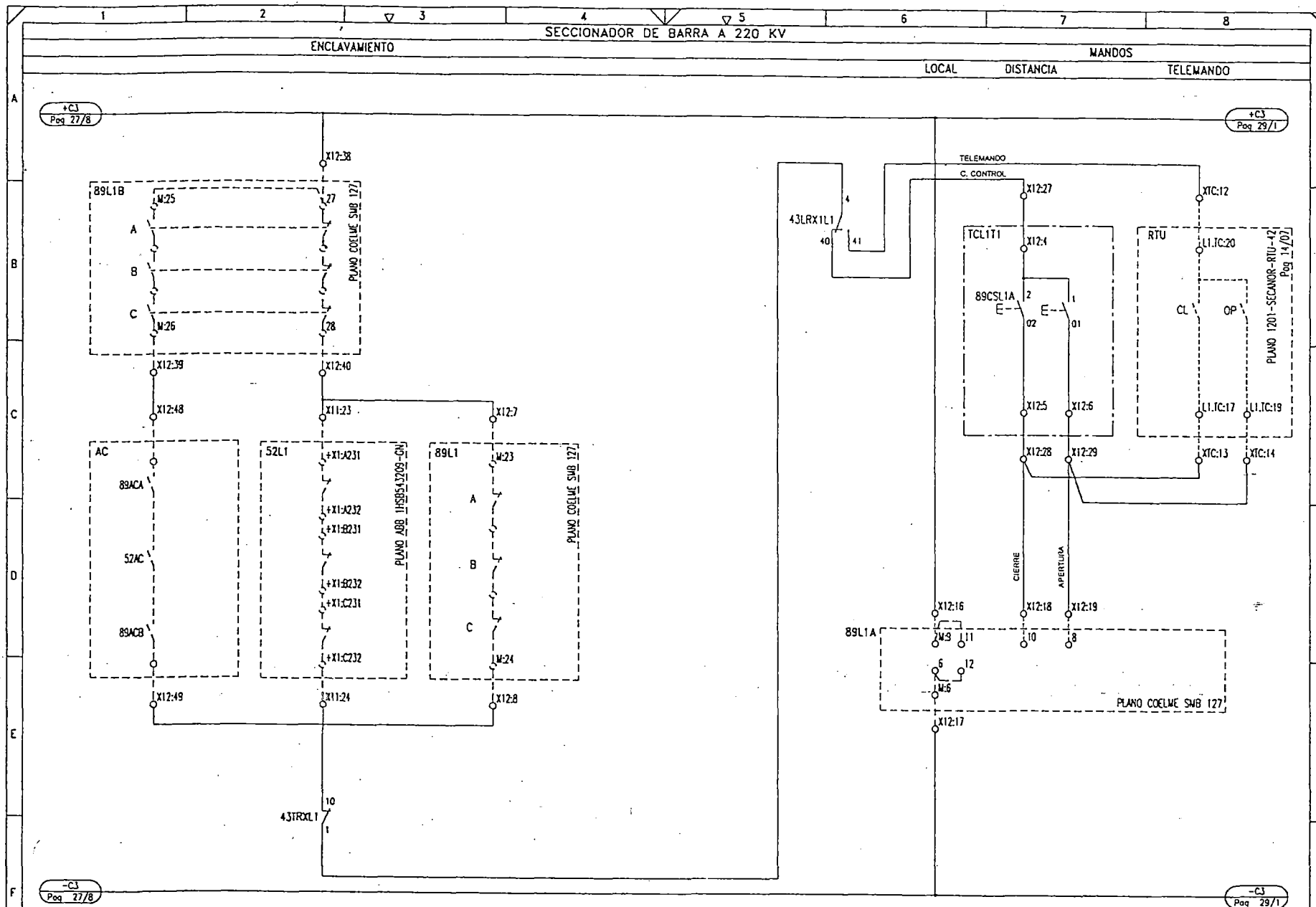


LINEA 1 220 KV  
 SECCIONADOR DE LINEA  
 MANDOS

CONTRATO  
 1201-SECANOR-L1-22

LINEA CAJAMARCA NORTE 220KV	
27	28

10270.DWG



D	COMO CONSTRUIDO	10/31/01	EGR	FECHA	12.03.01
C	TABLEROS, COMO MONTADO	26/06/01	DCC	DISENO	
B	PARA CONSTRUCTOR	23/05/01	EGR	VERIFICO	
E	ESTADO MODIFICACION	FECHA	MON		

CONENHUA  
 CONSORCIO ENERGETICO HUANCAYELICA S.A.  
 SUBESTACION CAJAMARCA NORTE 220KV



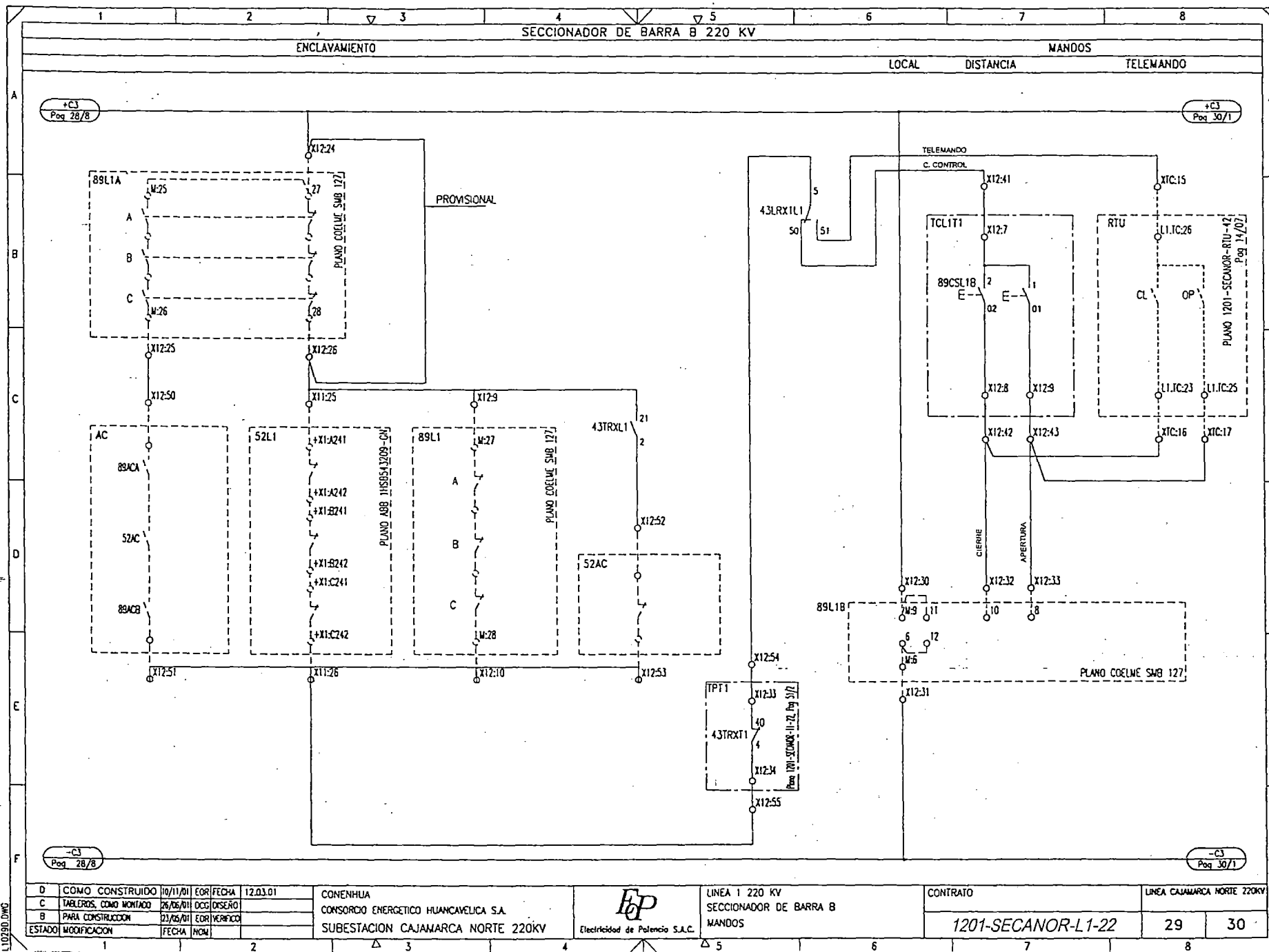
LINEA 1 220 KV  
 SECCIONADOR DE BARRA A (FUTURO)  
 MANDOS

CONTRATO  
 1201-SECANOR-L1-22

LINEA CAJAMARCA NORTE 220KV	
28	29

03.030.DWG





D	COMO CONSTRUIDO	10/11/01	EOR	FECHA	12.03.01
C	TABLEROS, COMO MONTADO	26/06/01	DCG	DISEÑO	
B	PARA CONSTRUCCION	21/05/01	EOR	VERIFICADO	
ESTADO	MODIFICACION	FECHA	NOM		

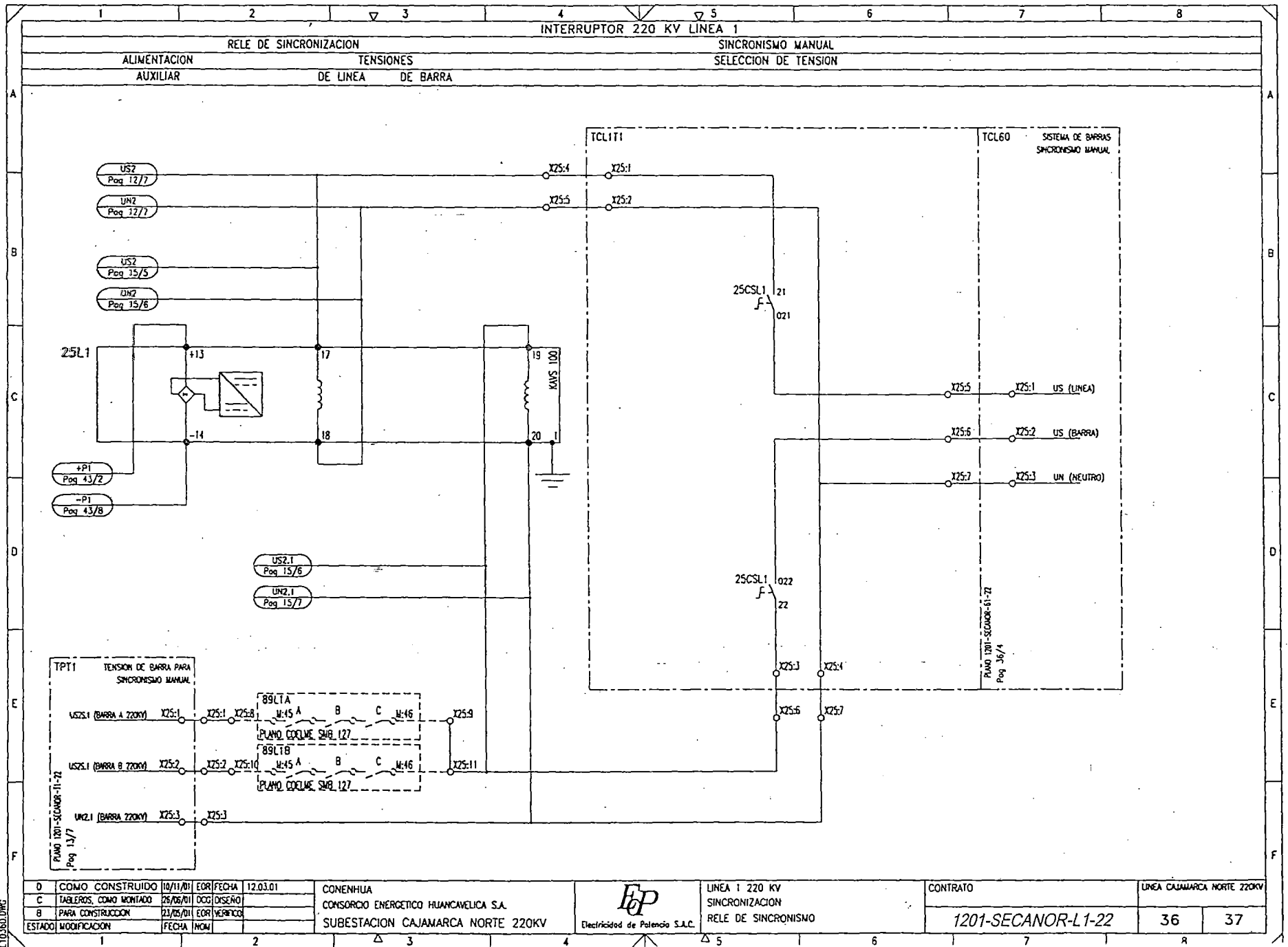
CONENHUA  
 CONSORCIO ENERGETICO HUANCAMELICA S.A.  
 SUBSTACION CAJAMARCA NORTE 220KV



LINEA 1 220 KV  
 SECCIONADOR DE BARRA B  
 MANDOS

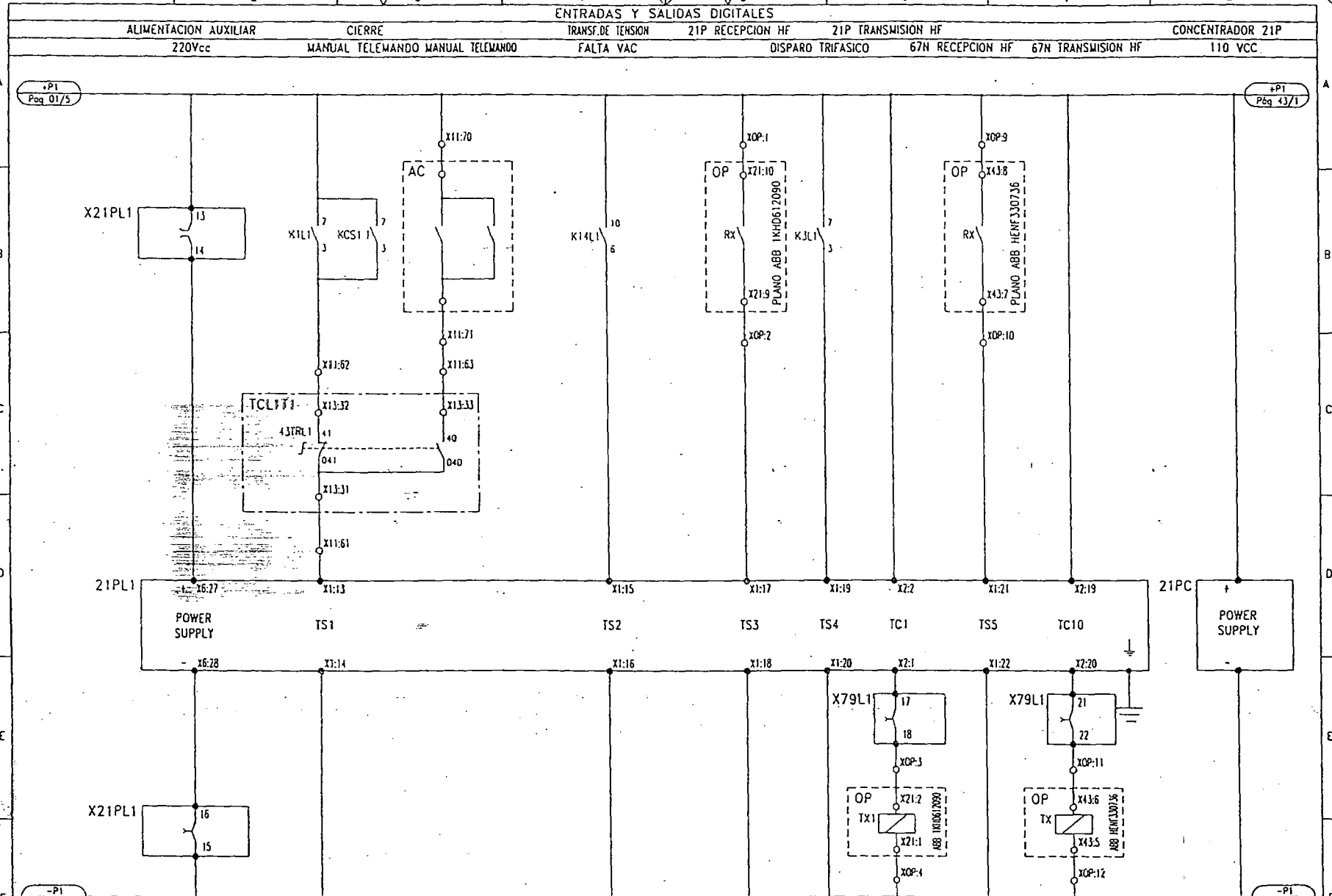
CONTRATO	LINEA CAJAMARCA NORTE 220KV
1201-SECANOR-L1-22	29 30

L1201.DWG



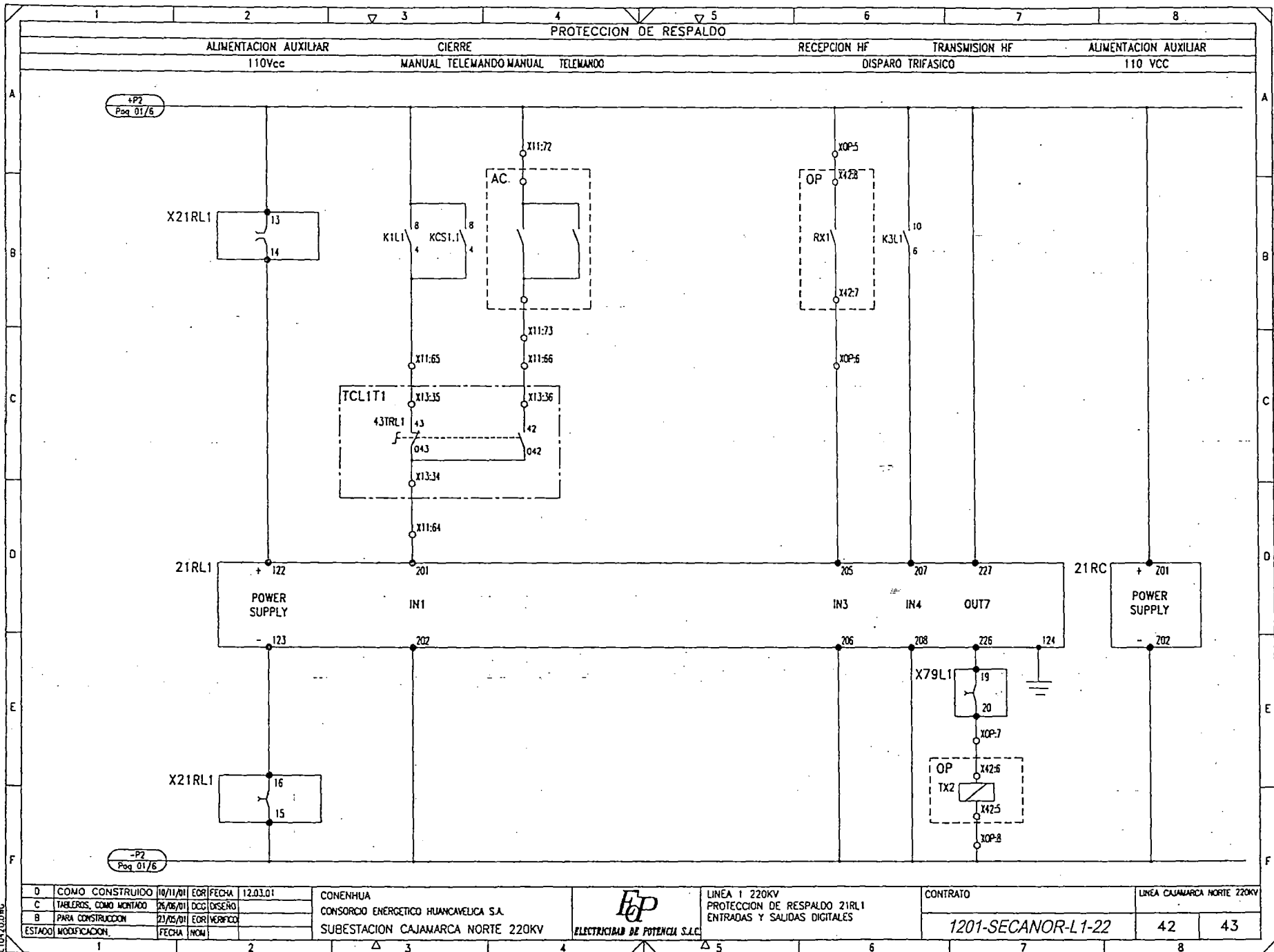
D	COMO CONSTRUIDO	10/11/01	EOR	FECHA	12.03.01	CONENHUA	 LINEA 1 220 KV SINCRONIZACION RELE DE SINCRONISMO	CONTRATO	LINEA CAJAMARCA NORTE 220KV	
C	TABLEROS, COMO MONTADO	26/06/01	DCG	DISENO		CONSORCIO ENERGETICO HUANCAMELICA S.A.		1201-SECANOR-L1-22	36	37
B	PARA CONSTRUCCION	23/05/01	EOR	VERIFICACION		SUBESTACION CAJAMARCA NORTE 220KV				
E	ESTADO MODIFICACION	FECHA	NOVA							

L10360.DWG



-P1 Pag 01/5								-P1 Pag 43/1	
D	COMO CONSTRUIDO	10/11/01	EOR	FECHA	12 03 01	CONENHUA			
C	TABLEROS, COMO MONTADO	26/06/01	DCC	DISEÑO		CONSORCIO ENERGETICO HUAICAVELICA S.A.			
B	PARA CONSTRUCCION	01/05/01	EOR	VERFICO		SUBSTACION CAJAMARCA NORTE 220KV			
E	ESTADO MODIFICACION	FECHA	NOV			ELECTRICIDAD DE POTENCIA S.A.C.			
						LINEA 1 220KV PROTECCION PRINCIPAL 21P1 ENTRADAS Y SALIDAS DIGITALES		CONTRATO <b>1201-SECANOR-L1-22</b>	
						LINEA CAJAMARCA NORTE 220KV		41	42

LDA.D.D.M.C.



D	CÓMO CONSTRUIDO	10/11/01	EOR	FECHA	12.03.01
C	TABLEROS, COMO MONTADO	26/06/01	DCC	DISEÑO	
B	PARA CONSTRUCCION	21/05/01	EOR	VERIFICÓ	
ESTADO	MODIFICACION	FECHA	NOM		

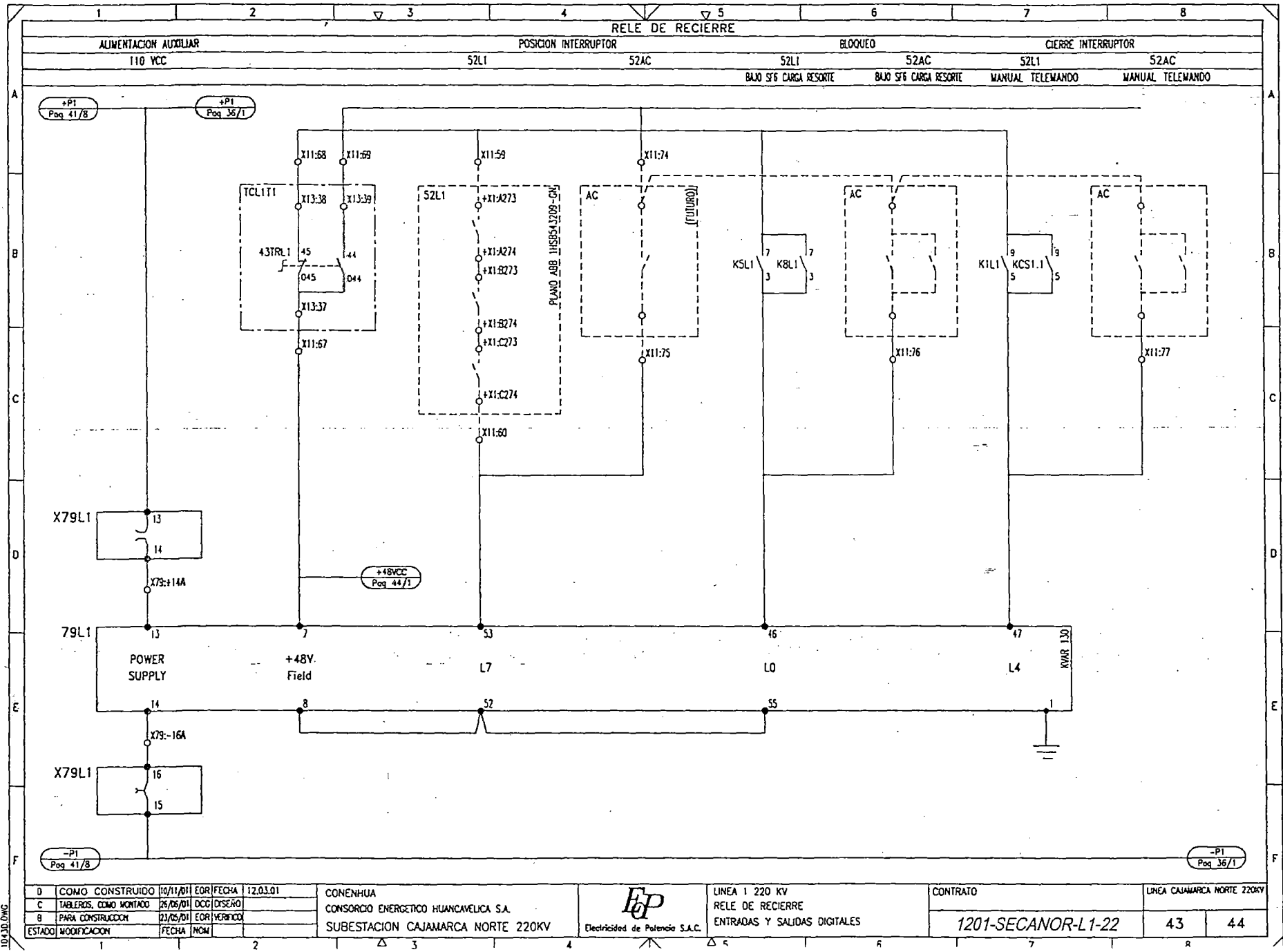
CONENHUA  
 CONSORCIO ENERGETICO HUANCAMELICA S.A.  
 SUBESTACION CAJAMARCA NORTE 220KV



LINEA 1 220KV  
 PROTECCION DE RESPALDO 21RL1  
 ENTRADAS Y SALIDAS DIGITALES

CONTRATO	LINEA CAJAMARCA NORTE 220KV	
1201-SECANOR-L1-22	42	43

L10470.DWG



D	COMO CONSTRUIDO	10/11/01	EOR	FECHA	12.03.01
C	TABLEROS, COMO MONTADO	26/05/01	DCG	DISENO	
B	PARA CONSTRUCCION	23/05/01	EOR	VERIFICADO	
ESTADO	MODIFICACION	FECHA	MON		

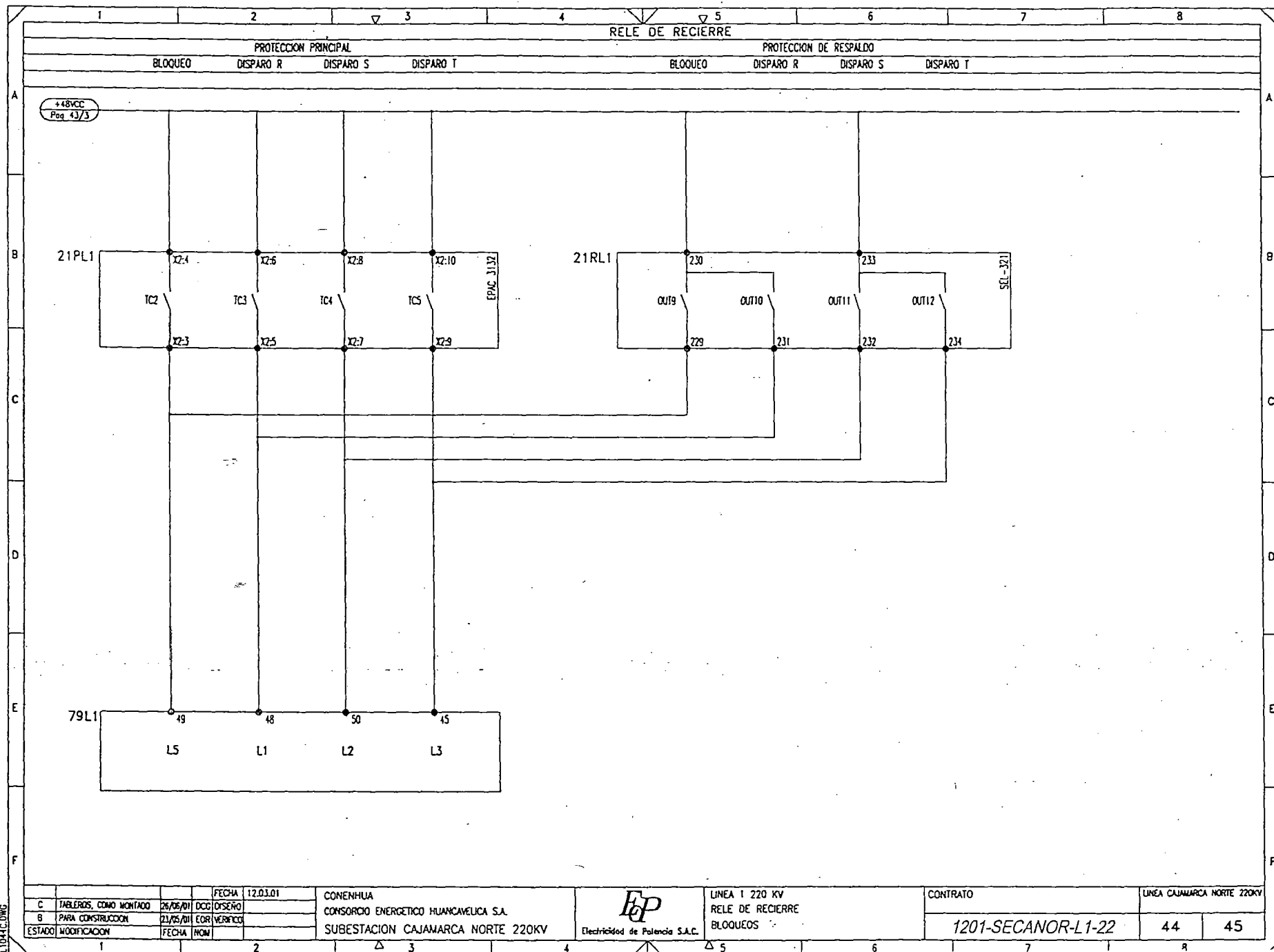
CONENHUA  
 CONSORCIO ENERGETICO HUANCAMELICA S.A.  
 SUBESTACION CAJAMARCA NORTE 220KV



LINEA 1 220 KV  
 RELE DE RECIERRE  
 ENTRADAS Y SALIDAS DIGITALES

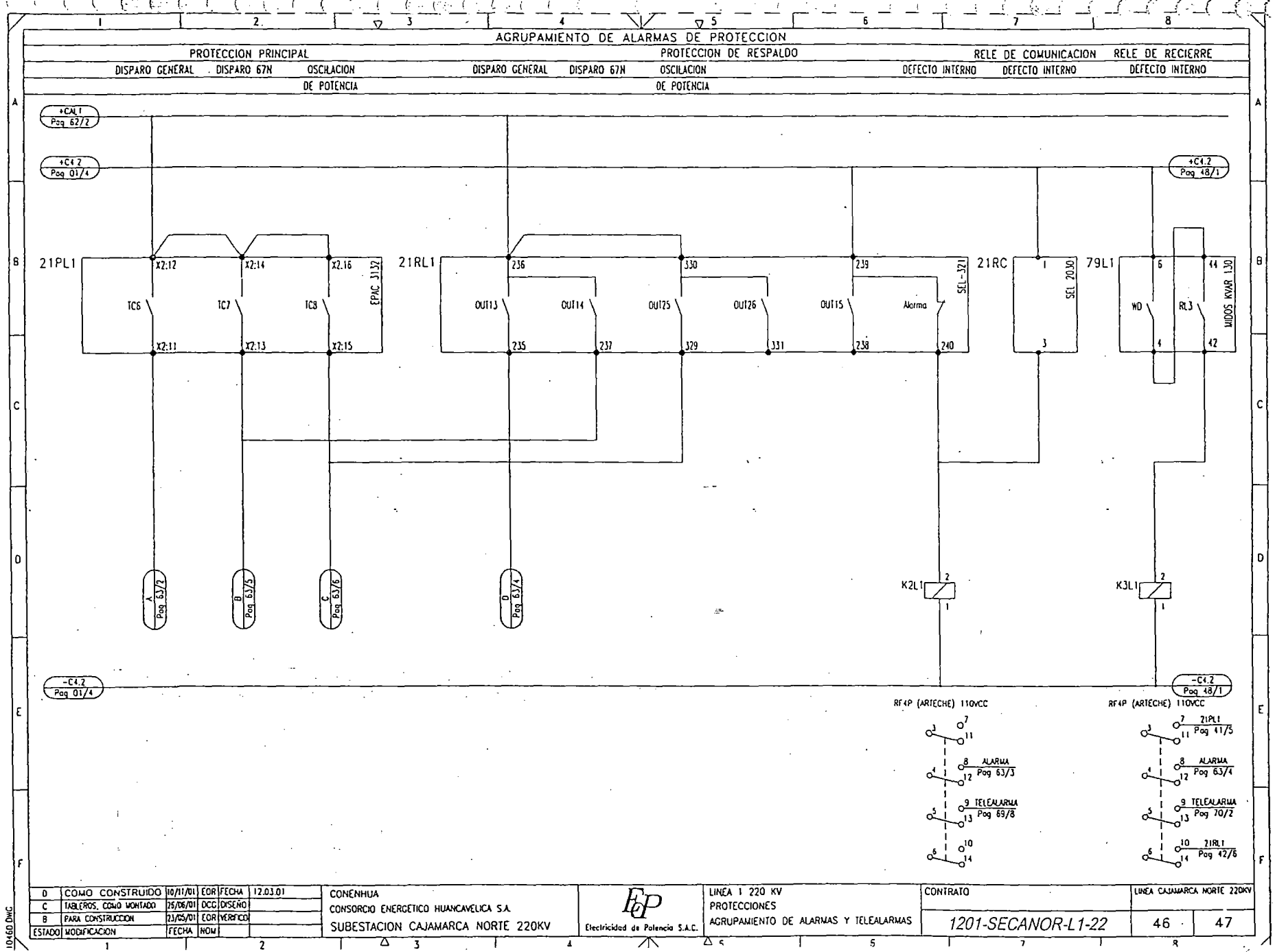
CONTRATO	LINEA CAJAMARCA NORTE 220KV	
1201-SECANOR-L1-22	43	44

10430.DWG



ESTADO	C	TABLEROS, COMO MONTADO	26/05/01	DCG/DISEÑO	CONENHUA	 LINEA 1 220 KV RELE DE RECIERRE BLOQUEOS	CONTRATO		LINEA CAJAMARCA NORTE 220KV	
	B	PARA CONSTRUCCION	21/05/01	EOR/VERIFICADO	CONSORCIO ENERGETICO HUANCAMELCA S.A.		1201-SECANOR-L1-22	44	45	
	A	MODIFICACION	FECHA	NOM	SUBSTACION CAJAMARCA NORTE 220KV			Electricidad de Palencia S.A.C.		

LIBRAC.010



AGRUPAMIENTO DE ALARMAS DE PROTECCION							
PROTECCION PRINCIPAL			PROTECCION DE RESPALDO			RELE DE COMUNICACION	RELE DE RECIERRE
DISPARO GENERAL	DISPARO 67N	OSCILACION DE POTENCIA	DISPARO GENERAL	DISPARO 67N	OSCILACION DE POTENCIA	DEFECTO INTERNO	DEFECTO INTERNO

D	COMO CONSTRUIDO	10/11/01	EOR	FECHA	12.03.01
C	TABLEROS, COMO MONTADO	25/06/01	DCC	DISEÑO	
B	PARA CONSTRUCCION	23/05/01	EOR	VERIFICADO	
ESTADO	MODIFICACION	FECHA	NOM		

CONENHUA  
 CONSORCIO ENERGETICO HUANCAYELICA S.A.  
 SUBSTACION CAJAMARCA NORTE 220KV



LÍNEA 1 220 KV  
 PROTECCIONES  
 AGRUPAMIENTO DE ALARMAS Y TELEALARMAS

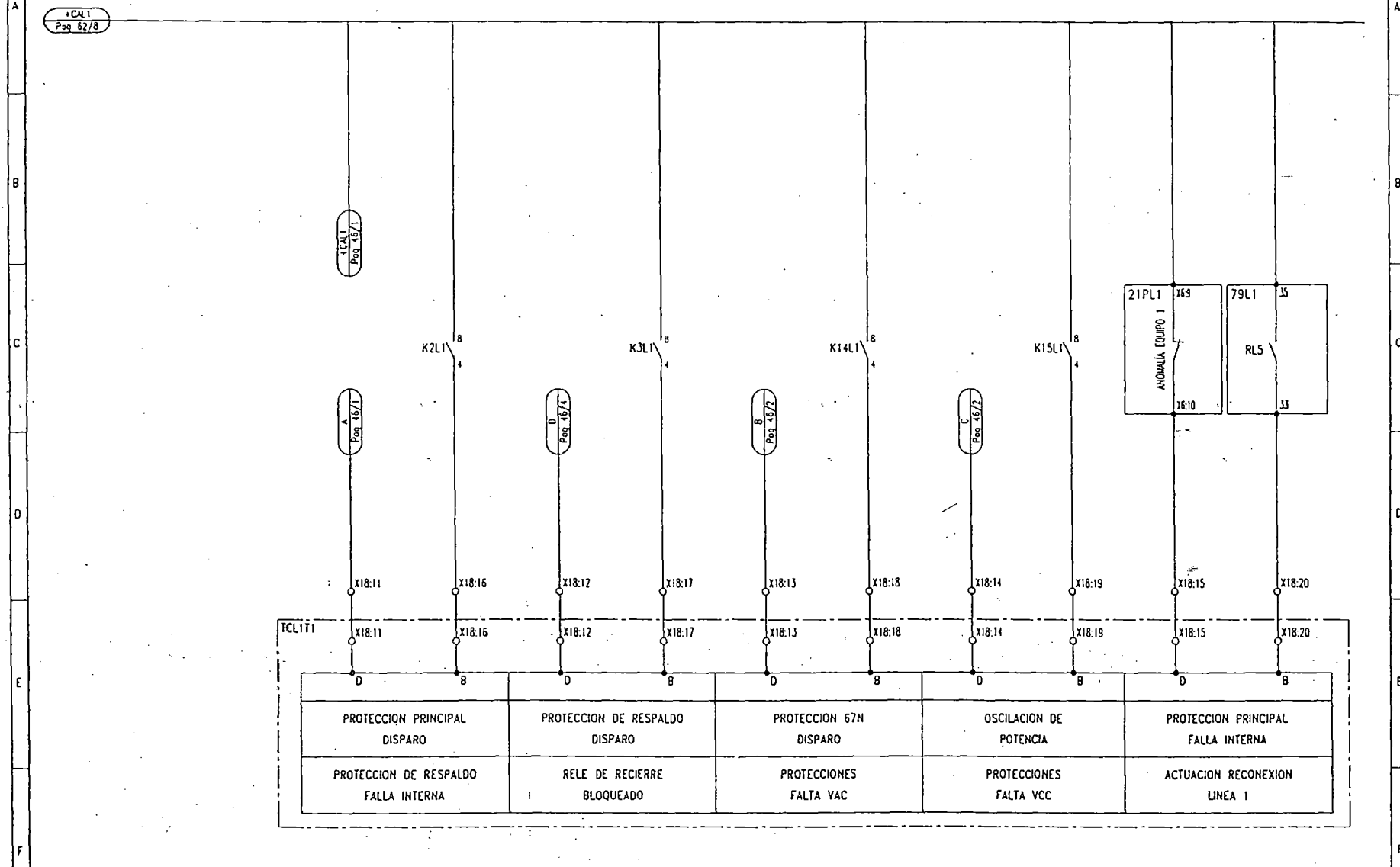
CONTRATO	LÍNEA CAJAMARCA NORTE 220KV
1201-SECANOR-L1-22	46    47

10-60 DWG

ANUNCIADOR DE ALARMAS LINEA L1

ALARMA 11 ALARMA 16 ALARMA 12 ALARMA 17 ALARMA 13 ALARMA 18 ALARMA 14 ALARMA 19 ALARMA 15 ALARMA 20

H1V2 H2V2 H3V2 H4V2 H5V2



D	COMO CONSTRUIDO	10/11/01	EOR	FECHA	12.03.01
C	TABLEROS, COMO MONTADO	26/06/01	DCC	DISENO	
B	PARA CONSTRUCCION	23/05/01	EOR	VERIFICADO	
ESTADO	MODIFICACION	FECHA	NOVA		

CONENHUA  
 CONSORCIO ENERGETICO HUANCAYELICA S.A.  
 SUBESTACION CAJAMARCA NORTE 220KV

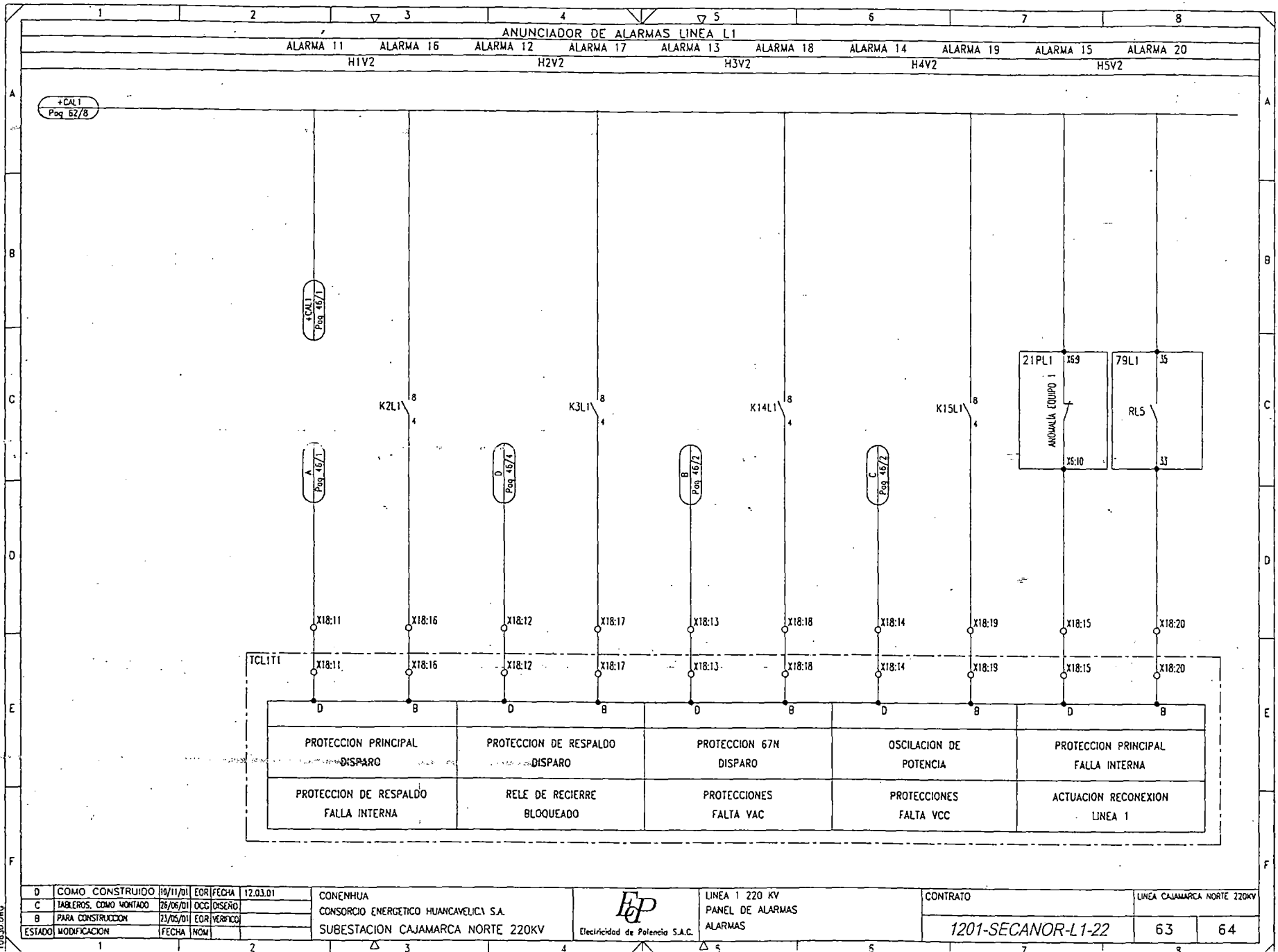


LINEA 1 220 KV  
 PANEL DE ALARMAS  
 ALARMAS

CONTRATO	LINEA CAJAMARCA NORTE 220KV	
1201-SECANOR-L1-22	63	64

10630.DWG





D	COMO CONSTRUIDO	16/11/01	EOR	FECHA	12.03.01
C	TABLEROS, COMO MONTADO	26/06/01	OCG	DISENO	
B	PARA CONSTRUCCION	23/05/01	EOR	VERIFICO	
ESTADO	MODIFICACION	FECHA	NOM		

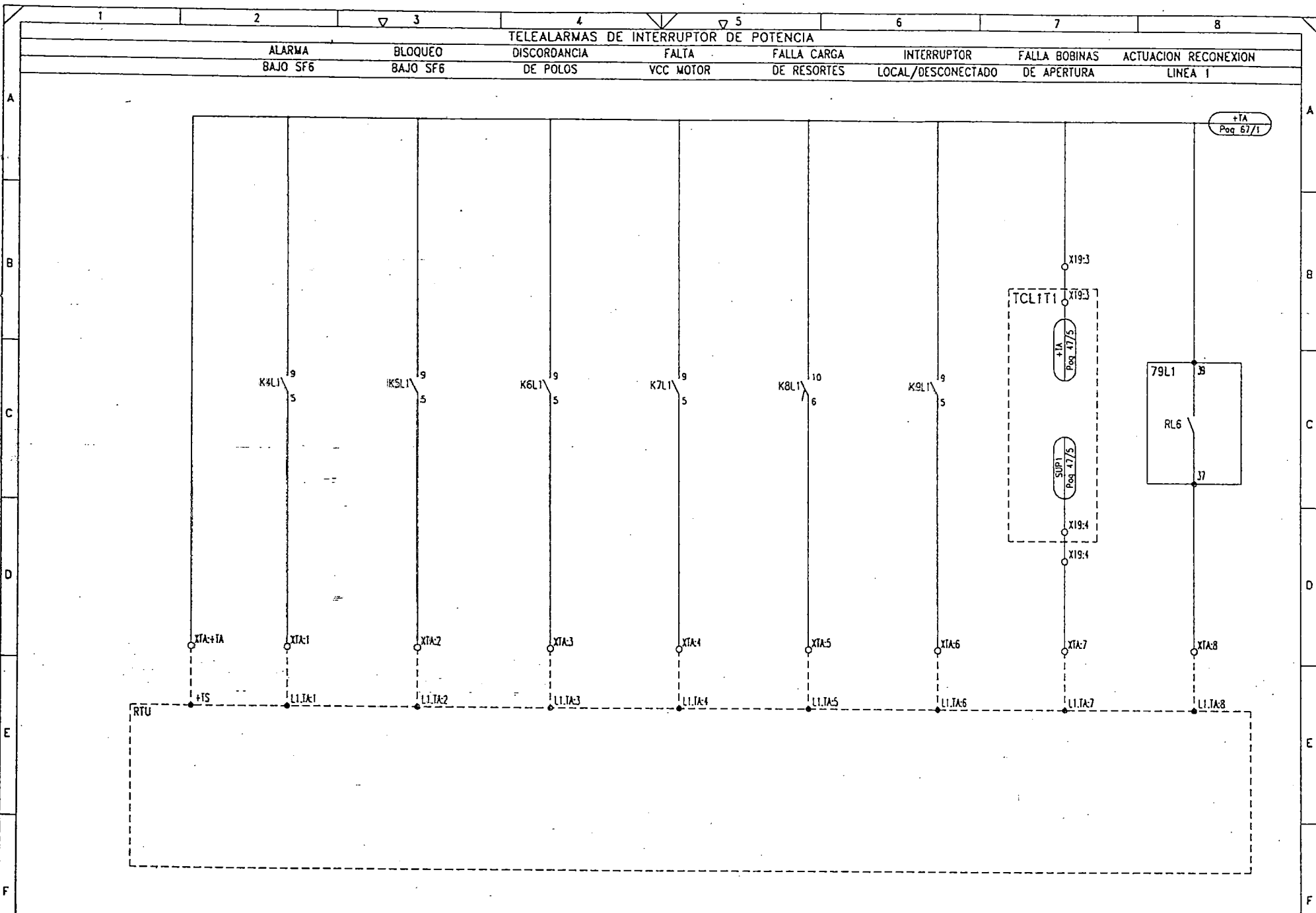
CONENHUA  
 CONSORCIO ENERGETICO HUANCAMELICA S.A.  
 SUBESTACION CAJAMARCA NORTE 220KV



LINEA 1 220 KV  
 PANEL DE ALARMAS  
 ALARMAS

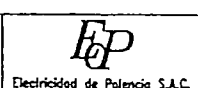
CONTRATO	LINEA CAJAMARCA NORTE 220KV
1201-SECANOR-L1-22	63 64

10530.DWG



ESTADO	MODIFICACION	FECHA	MON
C	TABLEROS, COMO MONTADO	26/06/01	DCC
B	PARA CONSTRUCCION	23/05/01	EGR

FECHA 12.03.01  
 CONENHUA  
 CONSORCIO ENERGETICO HUANCAYELICA S.A.  
 SUBSTACION CAJAMARCA NORTE 220KV



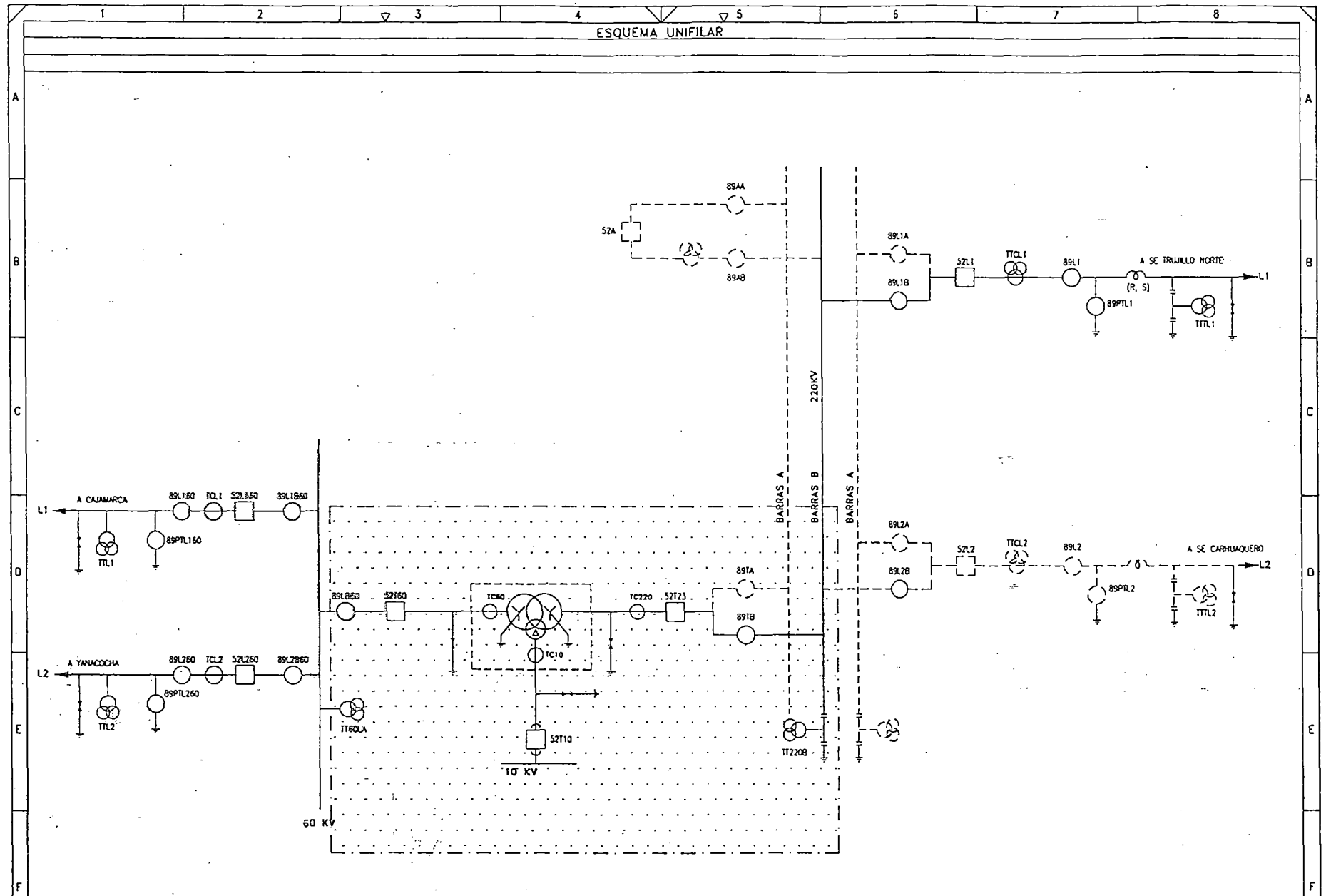
LINEA 1 220 KV  
 UNIDAD TERMINAL REMOTA (RTU)  
 TELEALARMAS

CONTRATO	LINEA CAJAMARCA NORTE 220KV	
1201-SECANOR-L1-22	66	67

166C.DWG

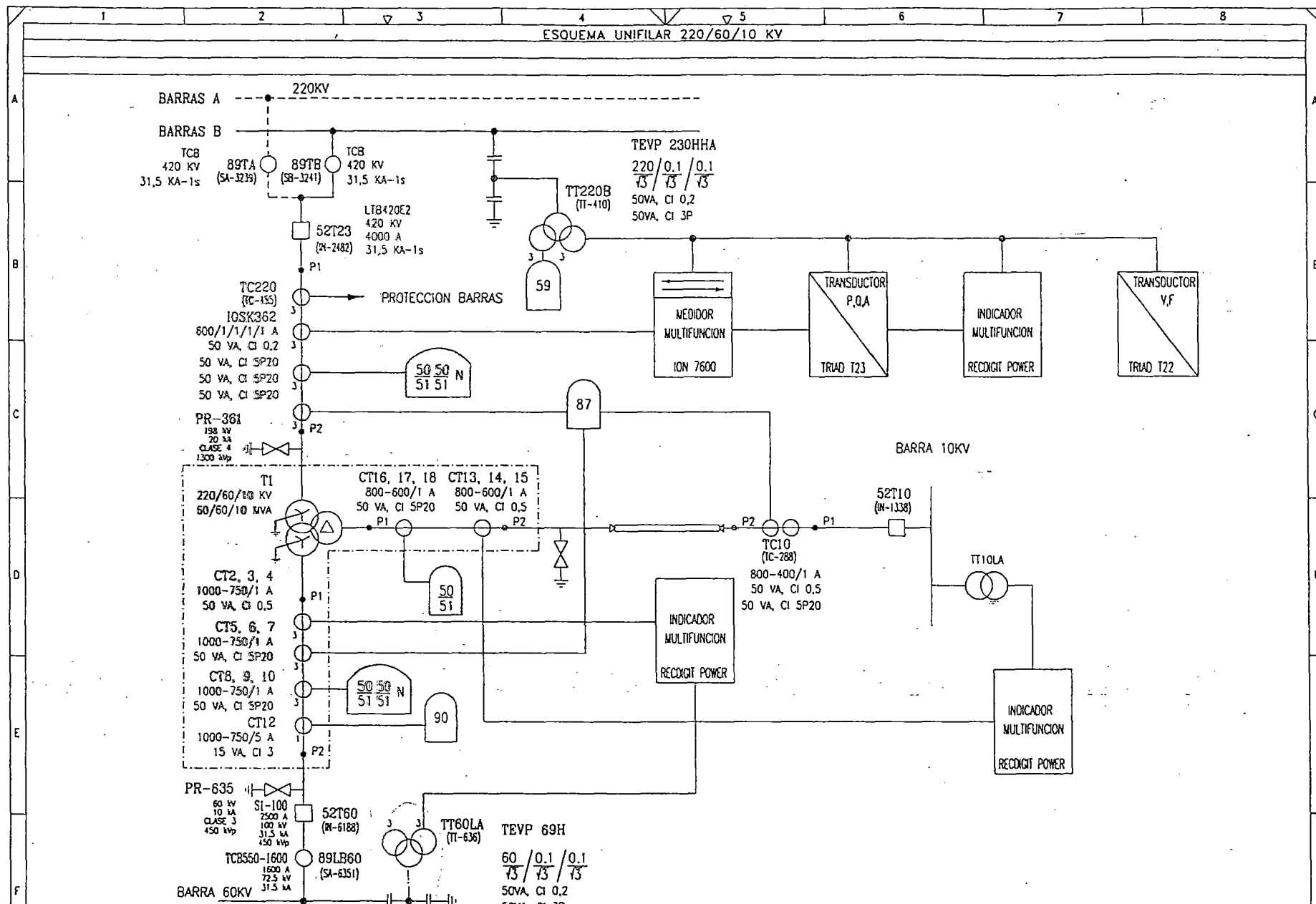
## **Anexo N° 10**

### **Esquemas eléctricos Subestación Cajamarca Norte Transformador de potencia 220/60/10 kV**



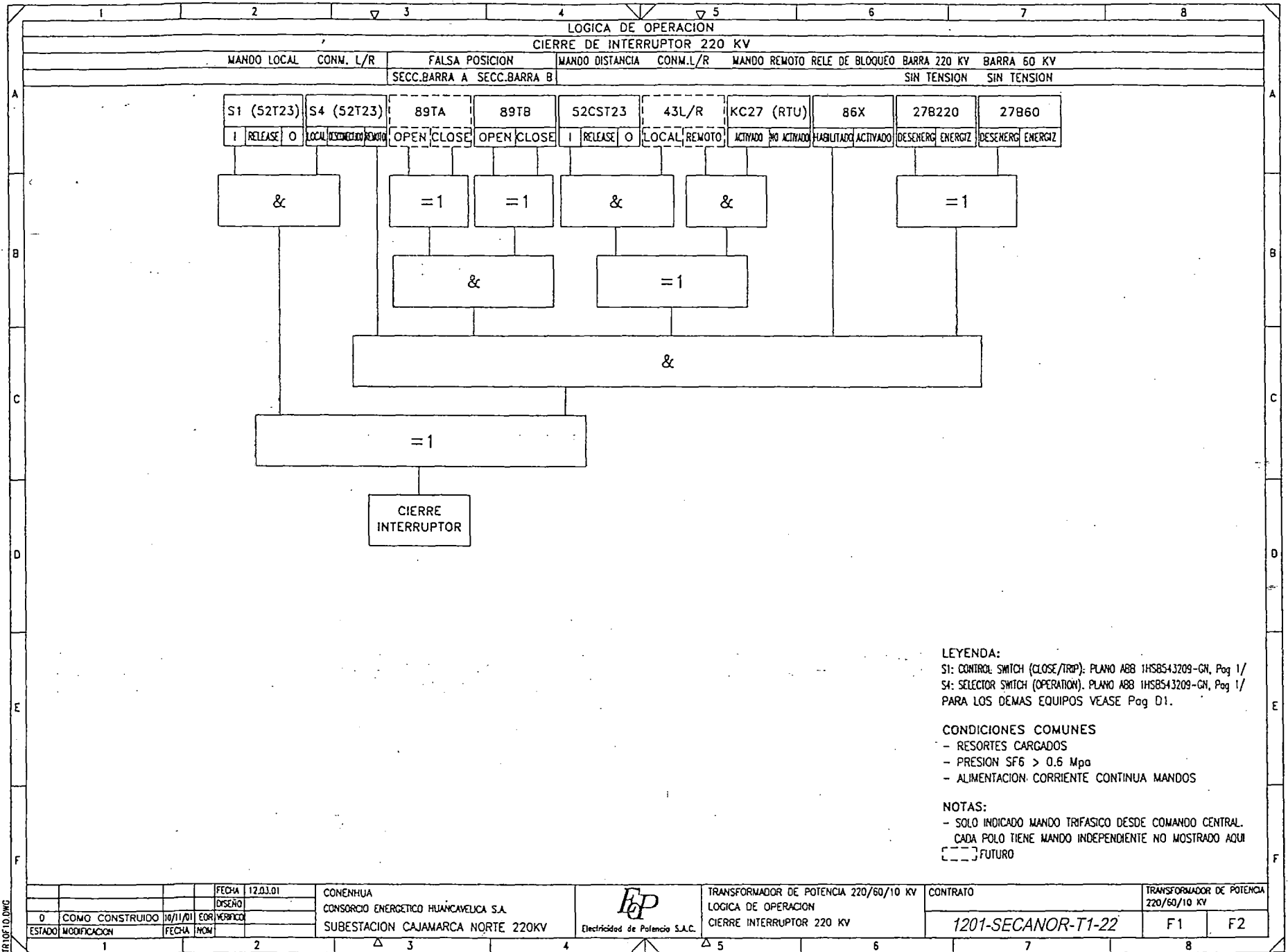
R:\0610.DWG		FECHA 12.03.01		CONENHUA		TRANSFORMADOR DE POTENCIA 220/60/10 KV		CONTRATO		TRANSFORMADOR DE POTENCIA 220/60/10 KV		
D	COMO CONSTRUIDO	10/11/01	EGR	OSERO	CONSORCIO ENERGETICO HUANCAYELCA S.A.		ESQUEMA UNIFILAR 220/60/10KV		1201-SECANOR-T1-22		E1	E2
C	TABLEROS, COMO MONTADO	26/06/01	DCG	VERIFICADO	SUBSTACION CAJAMARCA NORTE 220KV		Electricidad de Palencia S.A.C.					
ESTADO	MODIFICACION	FECHA	NOM									

ESQUEMA UNIFILAR 220/60/10 KV



FECHA 12.03.01		CONENHUA		TRANSFORMADOR DE POTENCIA 220/60/10 KV		CONTRATO		TRANSFORMADOR DE POTENCIA 220/60/10 KV		
D	COMO CONSTRUIDO	10/11/01	ECD	OSERO	ESQUEMA UNIFILAR 220/60/10KV		1201-SECANOR-T1-22		E2	F1
C	TABLEROS, COMO MONTADO	26/06/01	DCG	VERIFICADO	SUBSTACION CAJAMARCA NORTE 220KV		Electricidad de Potencia S.A.C.			
ESTADO MODIFICACION		FECHA	NOM							

TR10E20.DWG

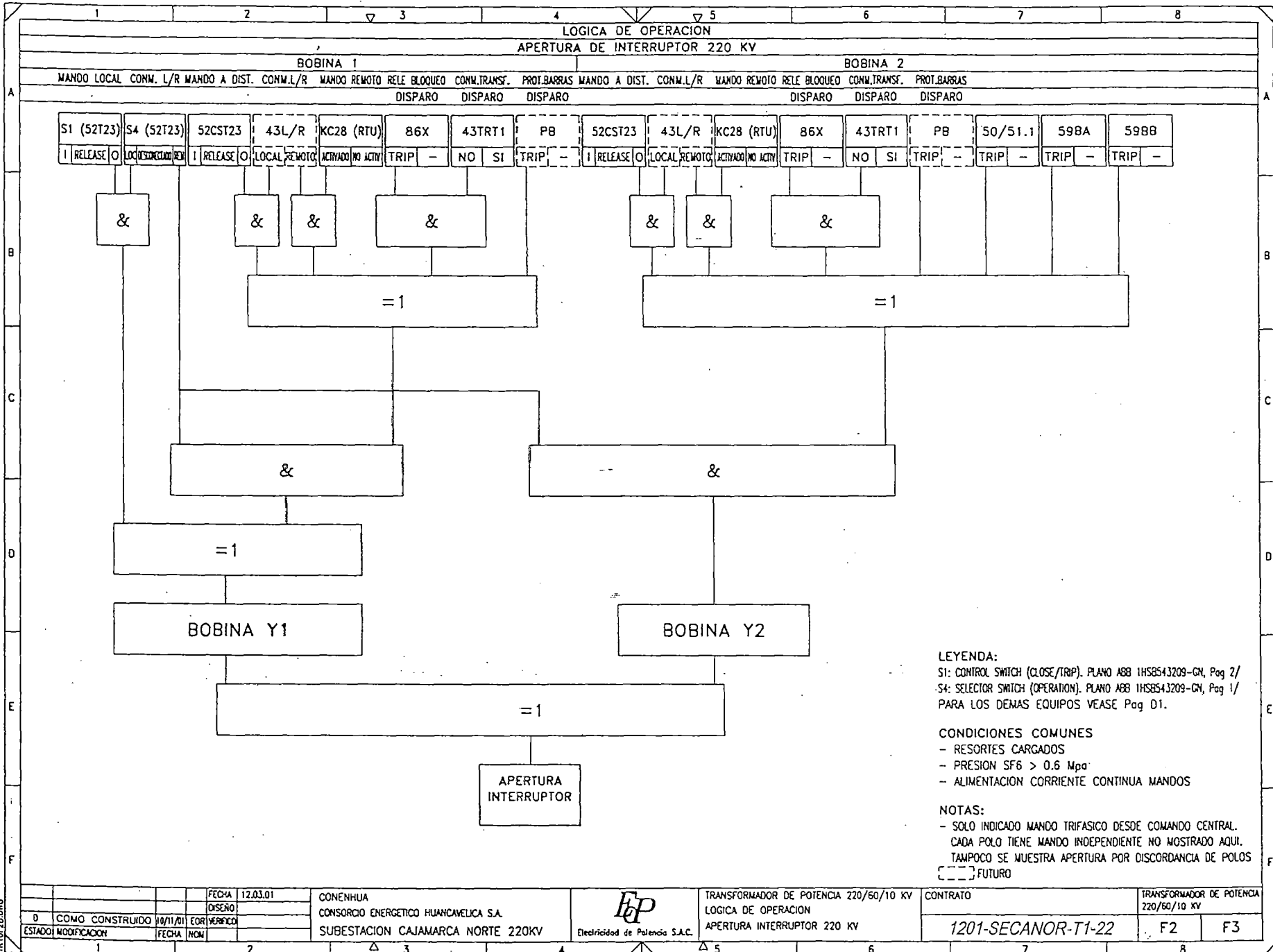


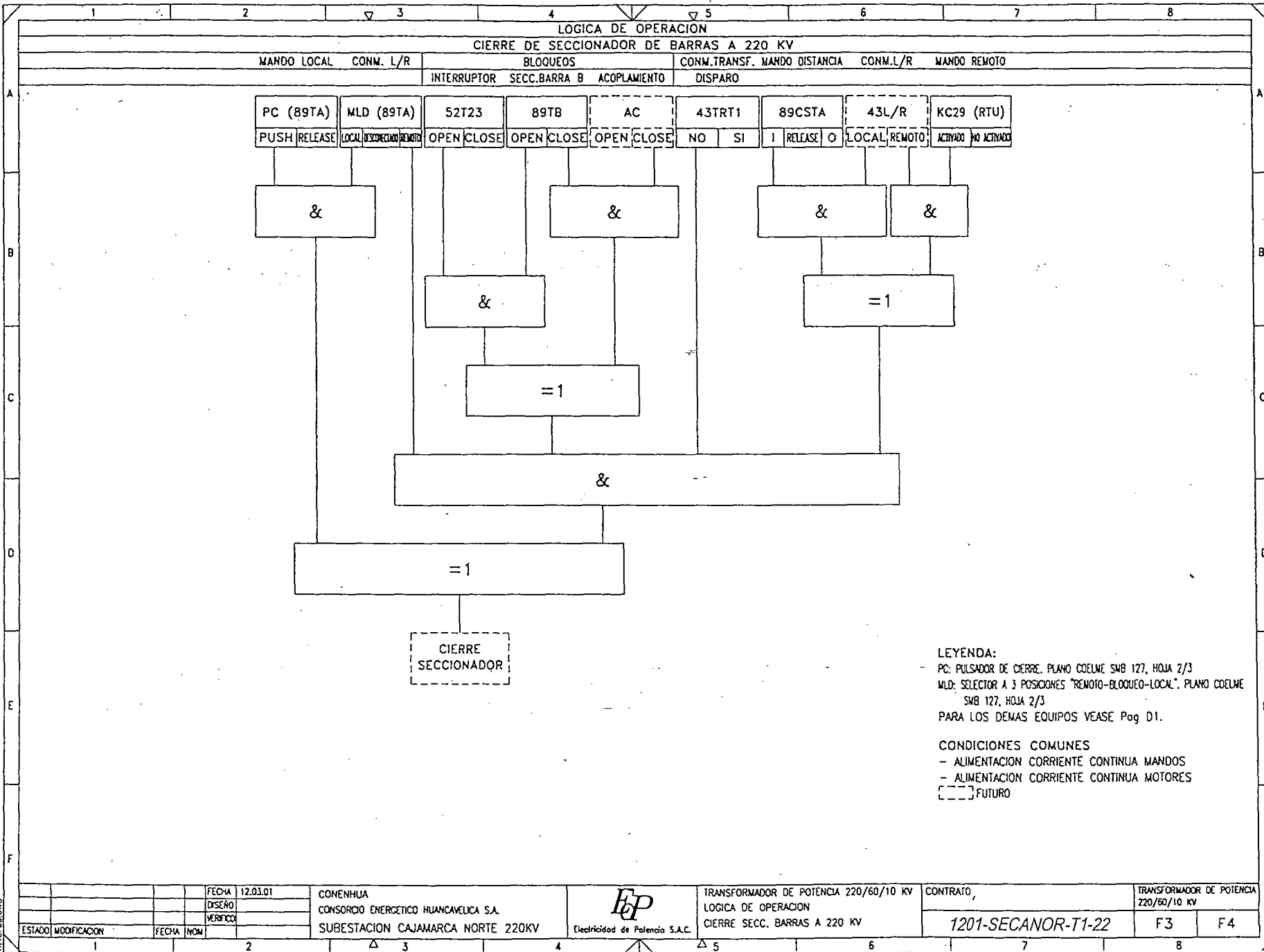
**LEYENDA:**  
 S1: CONTROL SWITCH (CLOSE/TRIP)- PLANO ABB 1HSBS43209-GN, Pag 1/  
 S4: SELECTOR SWITCH (OPERATION). PLANO ABB 1HSBS43209-GN, Pag 1/  
 PARA LOS DEMAS EQUIPOS VEASE Pag D1.

**CONDICIONES COMUNES**  
 - RESORTES CARGADOS  
 - PRESION SF6 > 0.6 Mpa  
 - ALIMENTACION CORRIENTE CONTINUA MANDOS

**NOTAS:**  
 - SOLO INDICADO MANDO TRIFASICO DESDE COMANDO CENTRAL.  
 CADA POLO TIENE MANDO INDEPENDIENTE NO MOSTRADO AQUI  
 [ ] FUTURO

1	2	3	4	5	6	7	8									
<table border="1" style="width:100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <td style="width:50%;">FECHA</td> <td style="width:50%;">12.03.01</td> </tr> <tr> <td>DISEÑO</td> <td></td> </tr> <tr> <td>0 COMO CONSTRUIDO</td> <td>10/11/01 EOR</td> </tr> <tr> <td>ESTADO MODIFICACION</td> <td>FECHA NOM</td> </tr> </table>		FECHA	12.03.01	DISEÑO		0 COMO CONSTRUIDO	10/11/01 EOR	ESTADO MODIFICACION	FECHA NOM	CONENHUA CONSORCIO ENERGETICO HUANCAMELICA S.A. SUBESTACION CAJAMARCA NORTE 220KV		 Electricidad de Patencia S.A.C.	TRANSFORMADOR DE POTENCIA 220/60/10 KV LOGICA DE OPERACION CIERRE INTERRUPTOR 220 KV		CONTRATO TRANSFORMADOR DE POTENCIA 220/60/10 KV F1 F2	
FECHA	12.03.01															
DISEÑO																
0 COMO CONSTRUIDO	10/11/01 EOR															
ESTADO MODIFICACION	FECHA NOM															
						1201-SECANOR-T1-22										





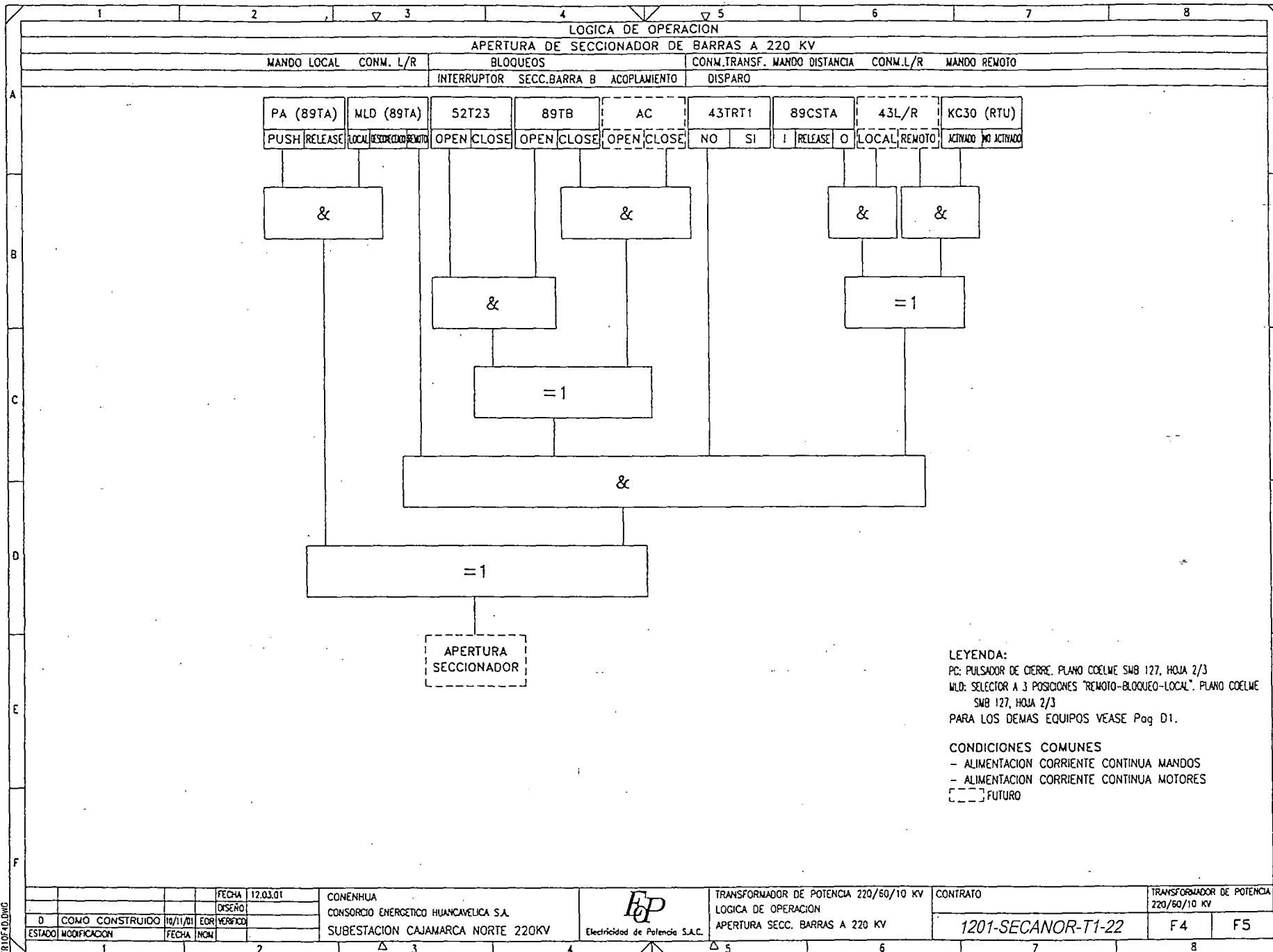
**LEYENDA:**  
 PC: PULSADOR DE CIERRE. PLANO COELME SMB 127, HOJA 2/3  
 MLD: SELECTOR A 3 POSICIONES "REMOTO-BLOQUEO-LOCAL". PLANO COELME SMB 127, HOJA 2/3  
 PARA LOS DEMAS EQUIPOS VEASE Pag 01.

**CONDICIONES COMUNES**  
 - ALIMENTACION CORRIENTE CONTINUA MANDOS  
 - ALIMENTACION CORRIENTE CONTINUA MOTORES  
 [---] FUTURO

	FECHA	12.03.01	CONENHUA CONSORCIO ENERGETICO HUANCAYELCA S.A.	 Electricidad de Polonia S.A.C.	TRANSFORMADOR DE POTENCIA 220/60/10 KV LOGICA DE OPERACION CIERRE SECC. BARRAS A 220 KV	CONTRATO, <b>1201-SECANOR-T1-22</b>	TRANSFORMADOR DE POTENCIA 220/60/10 KV F3	F4
ESTADO	MODIFICACION	FECHA	INOM					

TR 0130.DWG



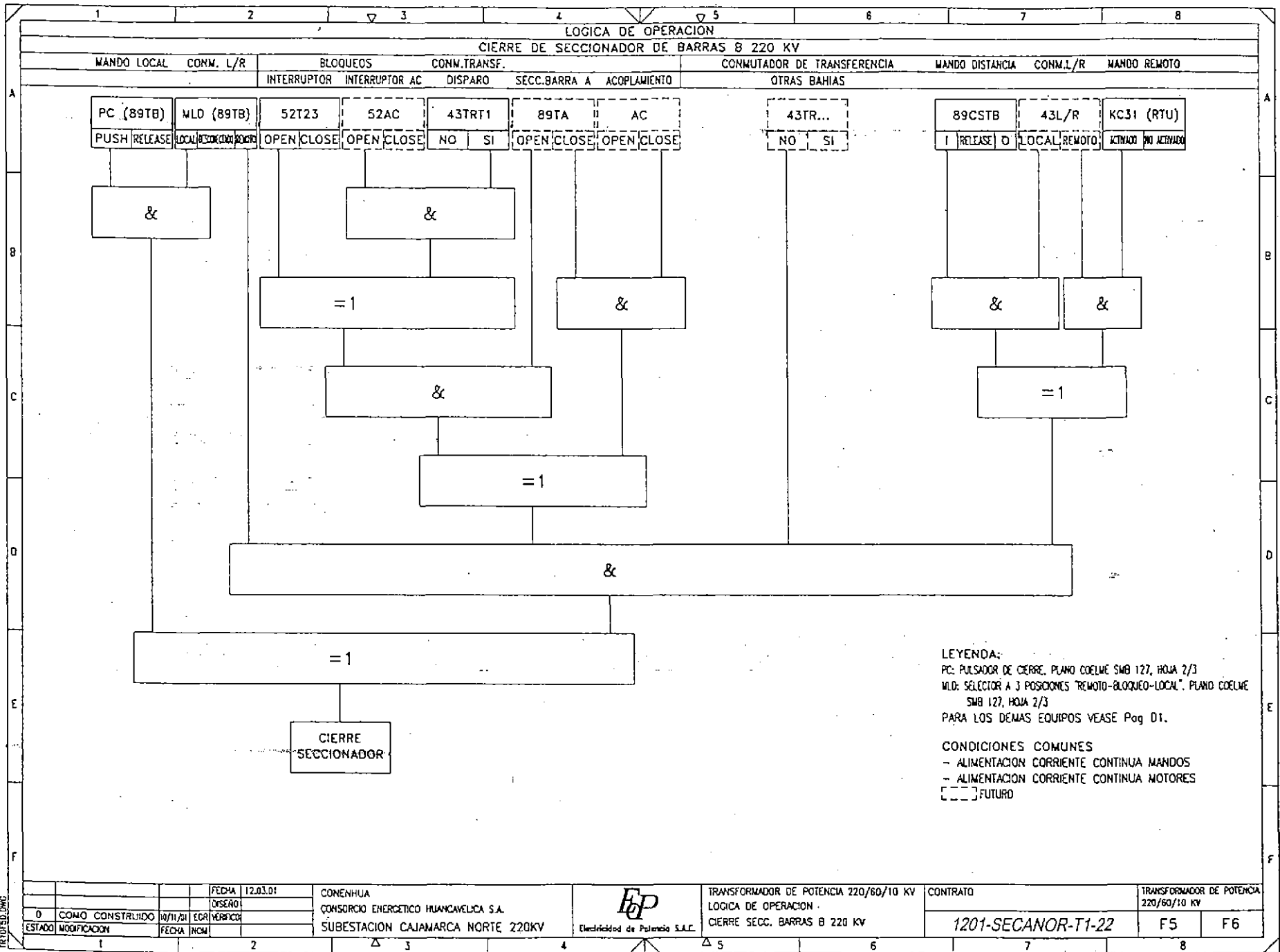


**LEYENDA:**  
 PC: PULSADOR DE CIERRE. PLANO COELME SWB 127, HOJA 2/3  
 MLD: SELECTOR A 3 POSICIONES "REMOTO-BLOQUEO-LOCAL". PLANO COELME SWB 127, HOJA 2/3  
 PARA LOS DEMAS EQUIPOS VEASE Pag D1.

**CONDICIONES COMUNES**  
 - ALIMENTACION CORRIENTE CONTINUA MANDOS  
 - ALIMENTACION CORRIENTE CONTINUA MOTORES  
 [ ] FUTURO

		FECHA	12.03.01	CONENHUA	TRANSFORMADOR DE POTENCIA 220/60/10 KV	CONTRATO	TRANSFORMADOR DE POTENCIA 220/60/10 KV
		DISENO		CONSORCIO ENERGETICO HUANCAYELCA S.A.	LOGICA DE OPERACION		
D	COMO CONSTRUIDO	10/11/01	EOR	VERIFICADO	APERTURA SECC. BARRAS A 220 KV	1201-SECANOR-T1-22	F4 F5
ESTADO	MODIFICACION	FECHA	HCN				

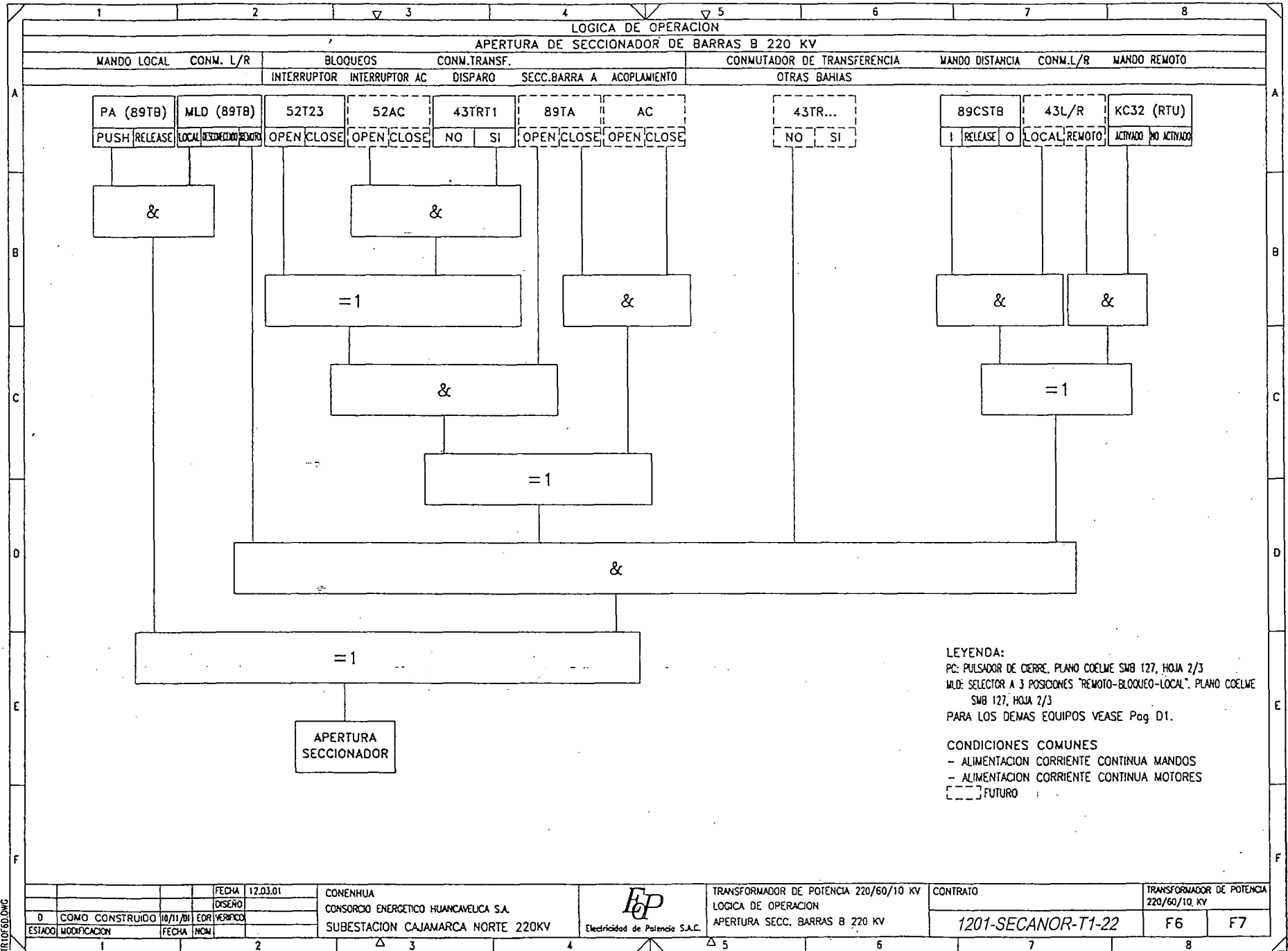
TR:LOF.D.JWG



**LEYENDA:**  
 PC: PULSADOR DE CIERRE, PLANO COELME SMB 127, HOJA 2/3  
 MLD: SELECTOR A 3 POSICIONES "REMOTO-BLOQUEO-LOCAL", PLANO COELME SMB 127, HOJA 2/3  
 PARA LOS DEMAS EQUIPOS VEASE Pag 01.

**CONDICIONES COMUNES**  
 - ALIMENTACION CORRIENTE CONTINUA MANDOS  
 - ALIMENTACION CORRIENTE CONTINUA MOTORES  
 [ ] FUTURO

			FECHA 12.03.01	CONENHUA		TRANSFORMADOR DE POTENCIA 220/60/10 KV	CONTRATO	TRANSFORMADOR DE POTENCIA 220/60/10 KV
0	COMO CONSTRUIDO	10/11/21	EGR	VERIFICADO	Electricidad de Patencia S.A.C.	LOGICA DE OPERACION	1201-SECANOR-T1-22	F5 F6
ESTADO	MODIFICACION	FECHA	INCM	SUBESTACION CAJAMARCA NORTE 220KV		CIERRE SECC. BARRAS B 220 KV		

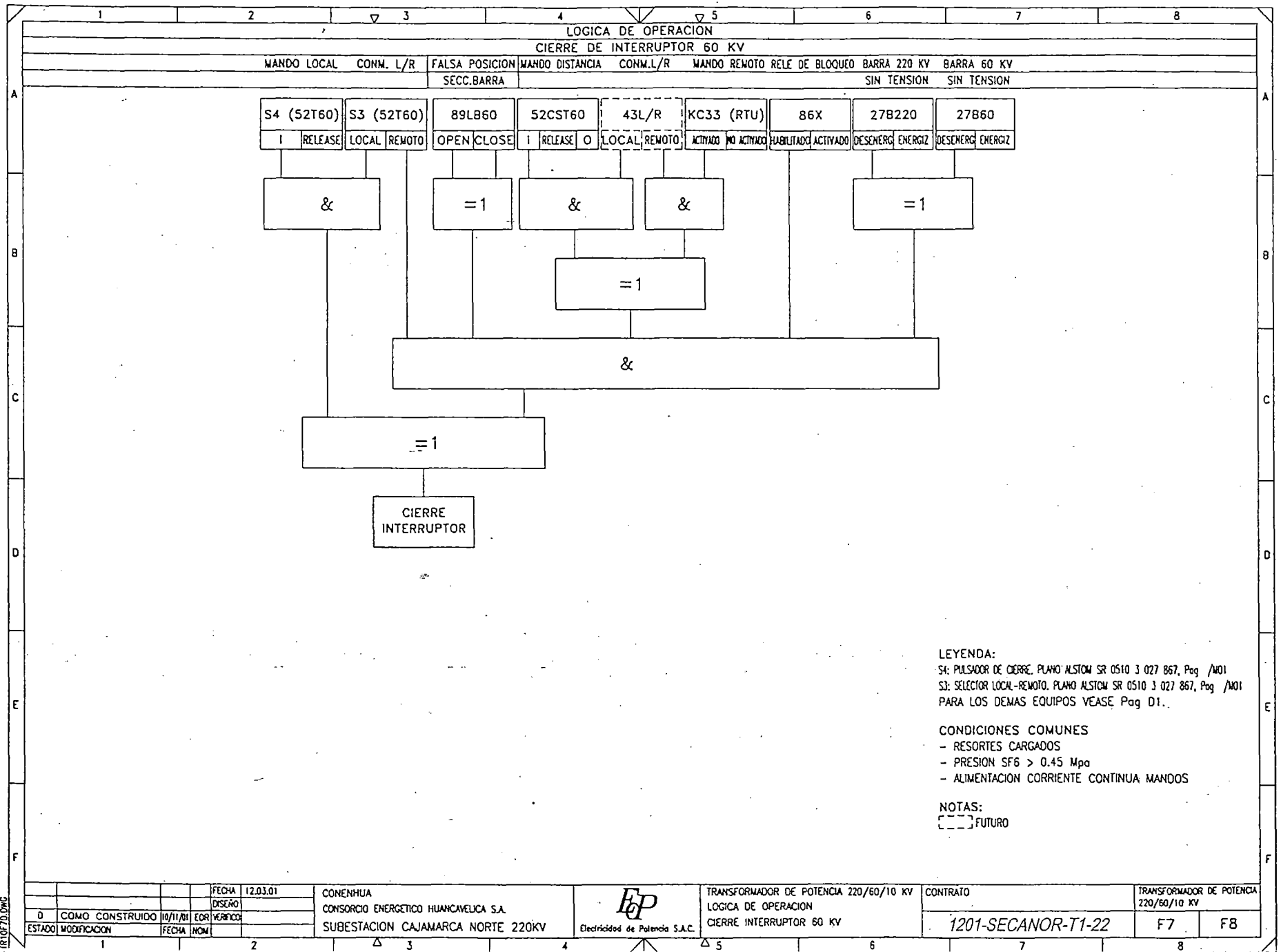


**LEYENDA:**  
 PC: PULSADOR DE CIERRE, PLANO COELME SMB 127, HOJA 2/3  
 MLD: SELECTOR A 3 POSICIONES "REMOTO-BLOQUEO-LOCAL", PLANO COELME SMB 127, HOJA 2/3  
 PARA LOS DEMAS EQUIPOS VEASE Pag D1.

**CONDICIONES COMUNES**  
 - ALIMENTACION CORRIENTE CONTINUA MANDOS  
 - ALIMENTACION CORRIENTE CONTINUA MOTORES  
 [ ] FUTURO

IRLOPED.DWG

			FECHA 12.03.01	CONENHUA		TRANSFORMADOR DE POTENCIA 220/60/10 KV	CONTRATO	TRANSFORMADOR DE POTENCIA 220/60/10, KV
			DISEÑO	CONSORCIO ENERGETICO HUANCAMELICA S.A.		LOGICA DE OPERACION		
0	COMO CONSTRUIDO	10/11/01	VERIFICADO	SUBESTACION CAJAMARCA NORTE 220KV	Electricidad de Patencia S.A.C.	APERTURA SECC. BARRAS B 220 KV	1201-SECANOR-T1-22	F6 F7
ESTADO	MODIFICACION	FECHA	NOM					



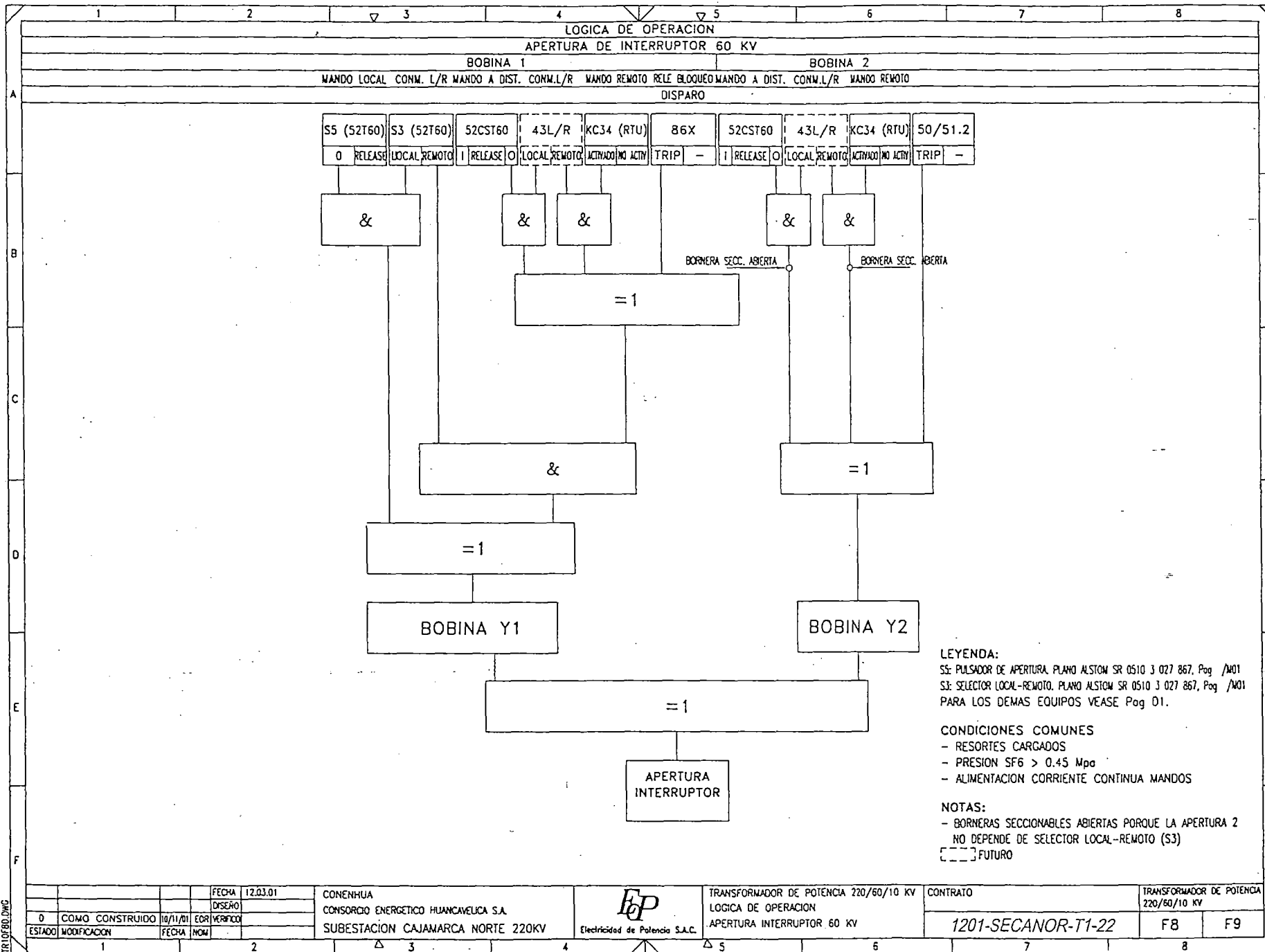
**LEYENDA:**  
 S4: PULSADOR DE CIERRE. PLANO ALSTOM SR 0510 3 027 867, Pag /M01  
 S3: SELECTOR LOCAL-REMOTO. PLANO ALSTOM SR 0510 3 027 867, Pag /M01  
 PARA LOS DEMAS EQUIPOS VEASE Pag D1.

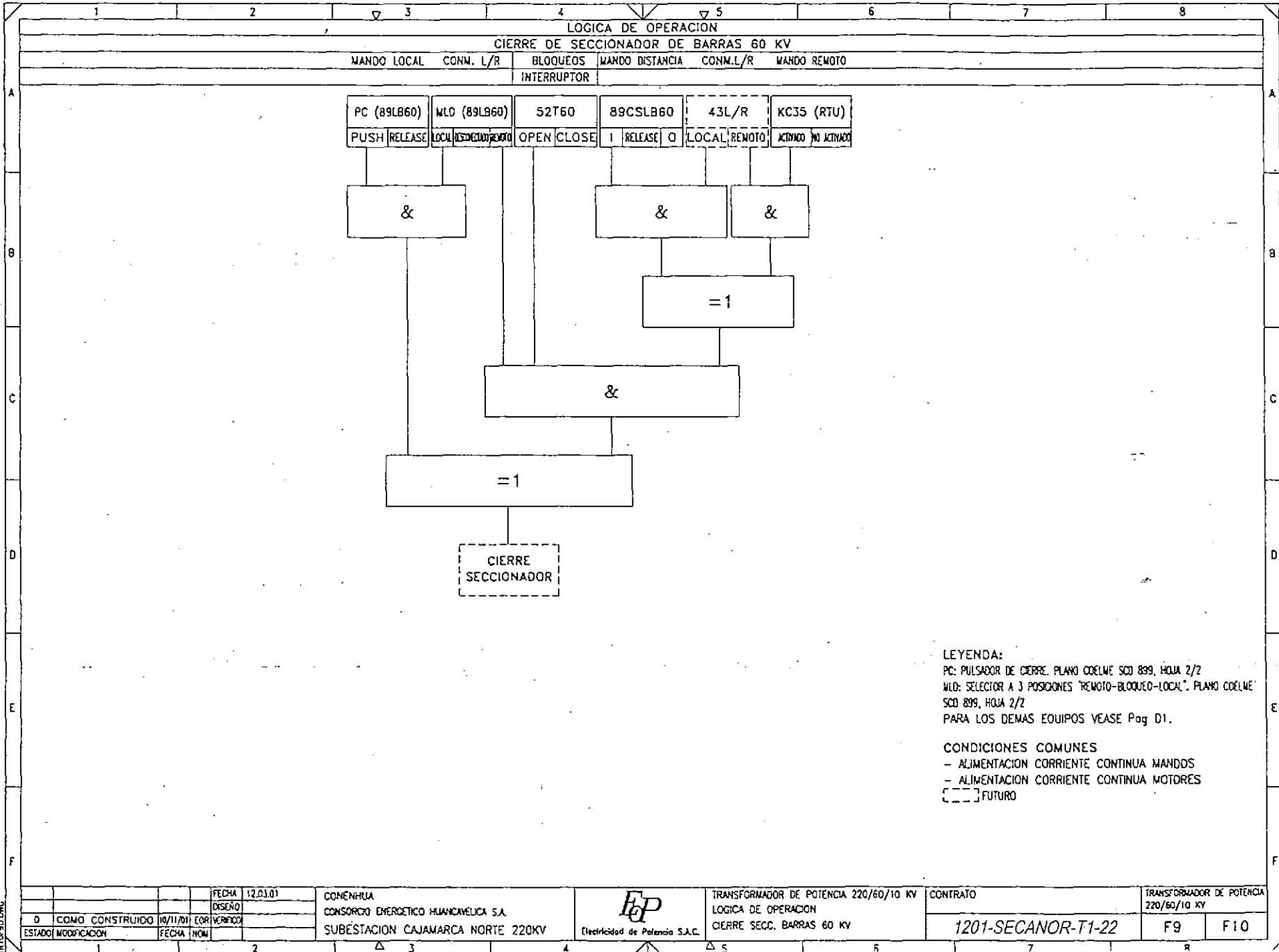
- CONDICIONES COMUNES**
- RESORTES CARGADOS
  - PRESION SF6 > 0.45 Mpa
  - ALIMENTACION CORRIENTE CONTINUA MANDOS

**NOTAS:**  
 [ ] FUTURO

18/07/2010.DWG

		FECHA	12.03.01	CONENHUA	TRANSFORMADOR DE POTENCIA 220/60/10 KV	CONTRATO	TRANSFORMADOR DE POTENCIA 220/60/10 KV
		DISENO		CONSORCIO ENERGETICO HUANCAYELICA S.A.	LOGICA DE OPERACION		
D	COMO CONSTRUIDO	10/11/01	EOR	VERIFICADO	CIERRE INTERRUPTOR 60 KV	1201-SECANOR-T1-22	F7 F8
ESTADO	MODIFICACION	FECHA	NOM	SUBESTACION CAJAMARCA NORTE 220KV	Electricidad de Patencia S.A.C.		



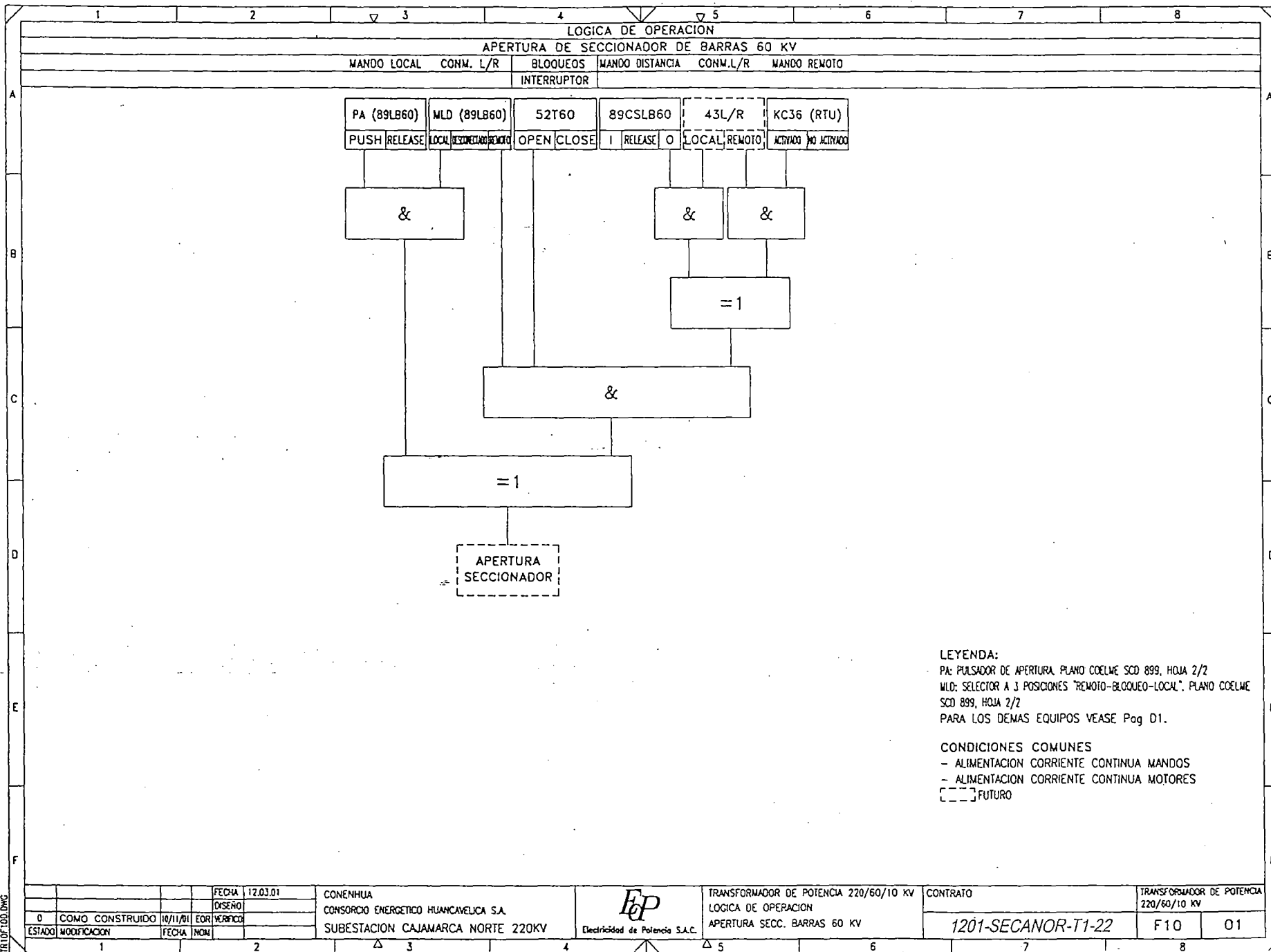


**LEYENDA:**  
 PC: PULSADOR DE CIERRE. PLANO COELME SCD 899, HOJA 2/2  
 WLO: SELECCION A 3 POSICIONES "REMOTO-BLOQUEO-LOCAL". PLANO COELME SCD 899, HOJA 2/2  
 PARA LOS DEMAS EQUIPOS VEASE Pag D1.

- CONDICIONES COMUNES**
- ALIMENTACION CORRIENTE CONTINUA MANDOS
  - ALIMENTACION CORRIENTE CONTINUA MOTORES
  - [---] FUTURO

		FECHA 12.03.01	CONVENIO		TRANSFORMADOR DE POTENCIA 220/60/10 KV	CONTRATO	TRANSFORMADOR DE POTENCIA 220/60/10 KV
		DISEÑO	CONSORCIO ENERGETICO HUANCAYELCA S.A.	Electricidad de potencia S.A.C.	LOGICA DE OPERACION	1201-SECANOR-T1-22	
0	COMO CONSTRUIDO	10/11/01	VERIFICADO		CIERRE SECC. BARRAS 60 KV	F9	F10
ESTADO	MODIFICACION	FECHA	NOM				

1810590.DWG



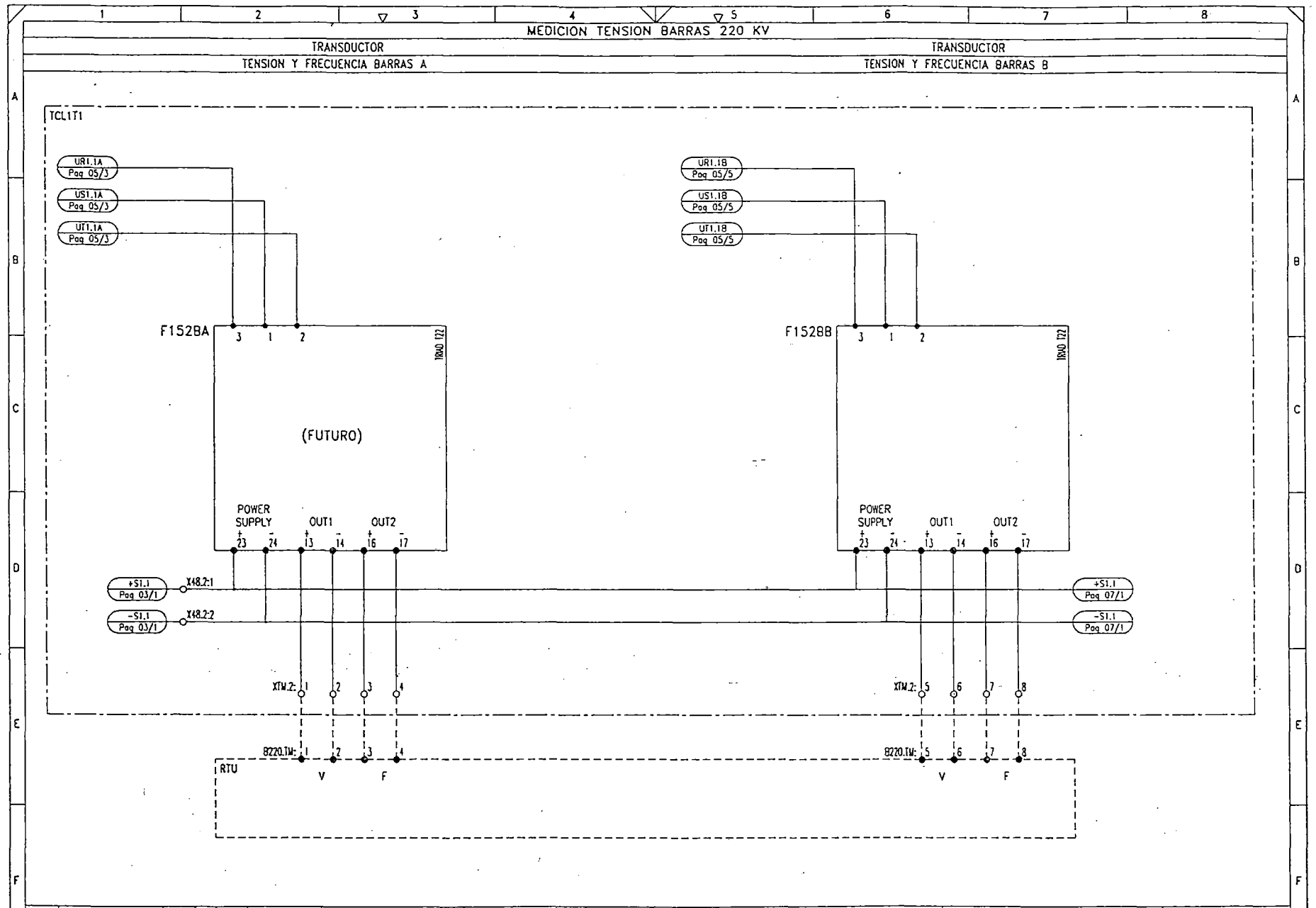
**LEYENDA:**  
 PA: PULSADOR DE APERTURA PLANO COELME SCD 899, HOJA 2/2  
 MLD: SELECTOR A 3 POSICIONES "REMOTO-BLOQUEO-LOCAL", PLANO COELME SCD 899, HOJA 2/2  
 PARA LOS DEMAS EQUIPOS VEASE Pag 01.

**CONDICIONES COMUNES**  
 - ALIMENTACION CORRIENTE CONTINUA MANDOS  
 - ALIMENTACION CORRIENTE CONTINUA MOTORES  
 [---] FUTURO

		FECHA	12.03.01	CONENHUA	TRANSFORMADOR DE POTENCIA 220/60/10 KV	CONTRATO	TRANSFORMADOR DE POTENCIA 220/60/10 KV
		DESERO		CONSORCIO ENERGETICO HUANCAMELICA S.A.	LOGICA DE OPERACION		
0	COMO CONSTRUIDO	10/11/01	EOR	VERIFICADO	APERTURA SECC. BARRAS 60 KV	1201-SECANOR-T1-22	F10 01
ESTADO	MODIFICACION	FECHA	NOM				

TR 017.000.DWG





D	COMO CONSTRUIDO	10/11/01	EGR	FECHA	20.03.01	CONENHUA	TRANSFORMADOR DE POTENCIA 220/60/10 KV	CONTRATO	TRANSFORMADOR DE POTENCIA 220/60/10 KV
C	TABLEROS, COMO MONTADO	26/06/01	DCG	DISEÑO		CONSORCIO ENERGETICO HUANCAYELICA S.A.	MEDICION TENSION BARRAS 220 KV		
B	PARA CONSTRUCCION	21/05/01	EGR	VERIFICADO		SUBESTACION CAJAMARCA NORTE	TRANSDUCTORES	1201-SECANOR-T1-22	06 07
E	ESTADO MODIFICACION	FECHA	MON						

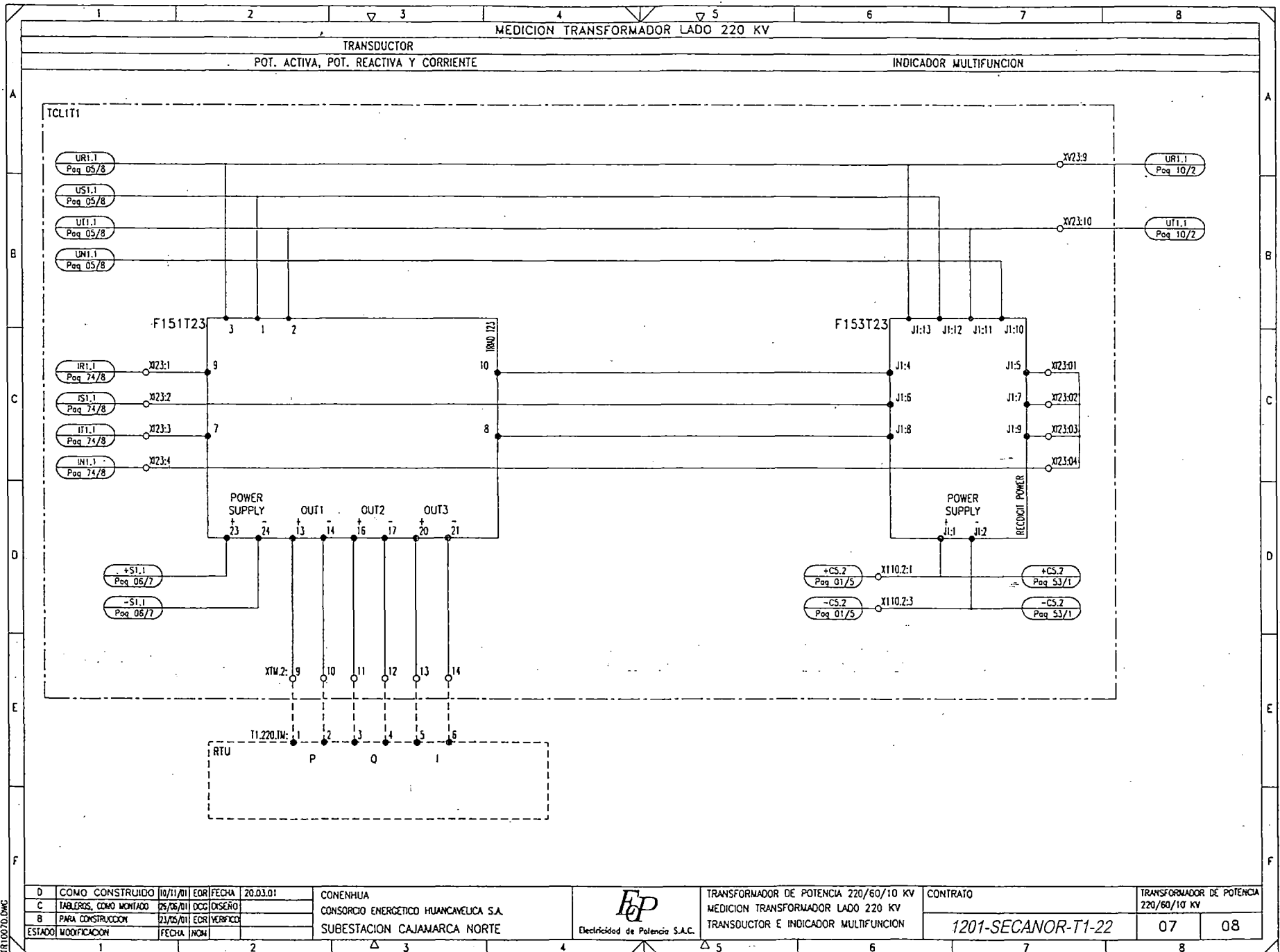
LOGGED DWG



1201-SECANOR-T1-22

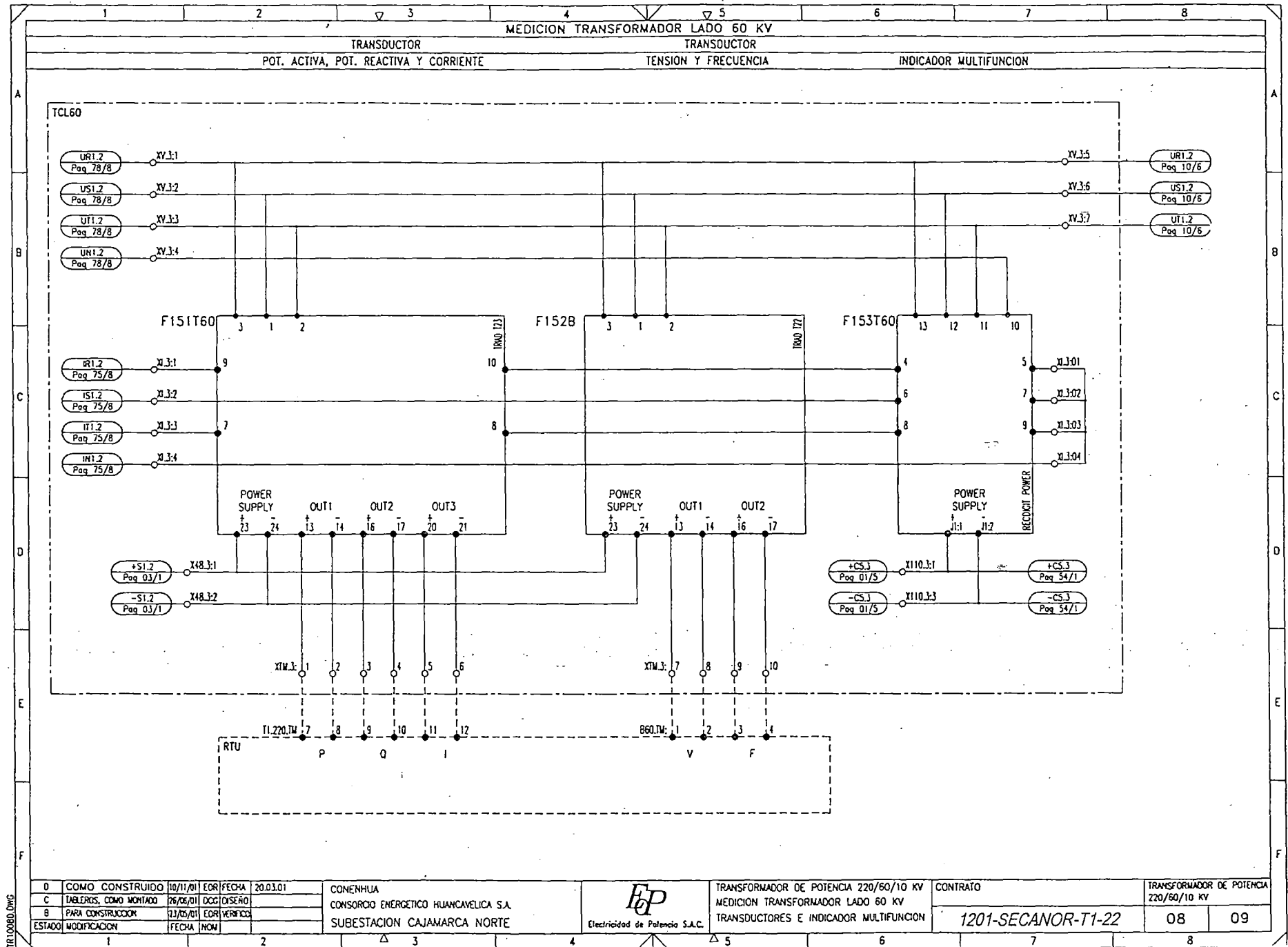
06 07





IR10070.DWG





D	COMO CONSTRUIDO	10/11/01	EGR	FECHA	20.03.01
C	TABLEROS, COMO MONTADO	26/06/01	DCG	DISENO	
B	PARA CONSTRUCCION	21/05/01	EGR	VERIFICACION	
A	ESTADO MODIFICACION	FECHA	INOM		

CONENHUA  
 CONSORCIO ENERGETICO HUANCHAVELICA S.A.  
 SUBESTACION CAJAMARCA NORTE



TRANSFORMADOR DE POTENCIA 220/60/10 KV  
 MEDICION TRANSFORMADOR LADO 60 KV  
 TRANSDUCTORES E INDICADOR MULTIFUNCION

CONTRATO  
**1201-SECANOR-T1-22**

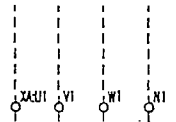
TRANSFORMADOR DE POTENCIA 220/60/10 KV  
 08 09

TR0000.DWG

MEDICION TRANSFORMADOR LADO 10 KV

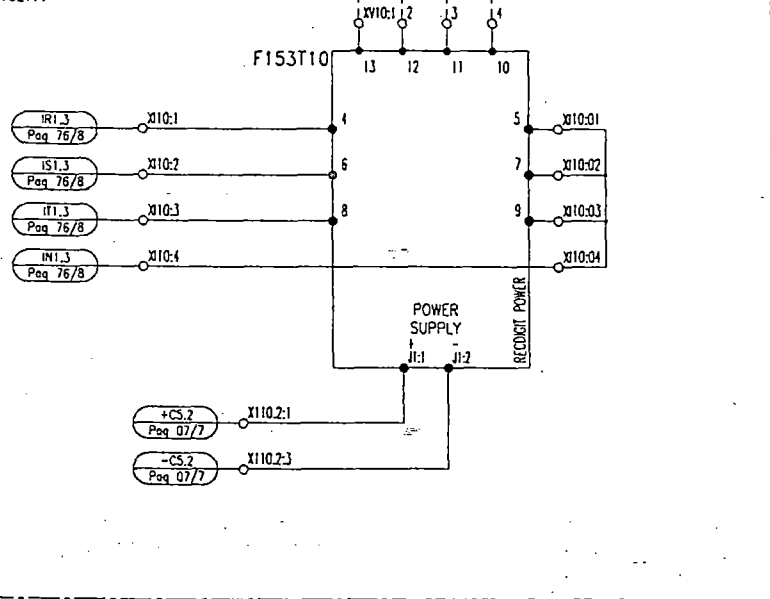
INDICADOR MULTIFUNCION

CELDA 10 KV



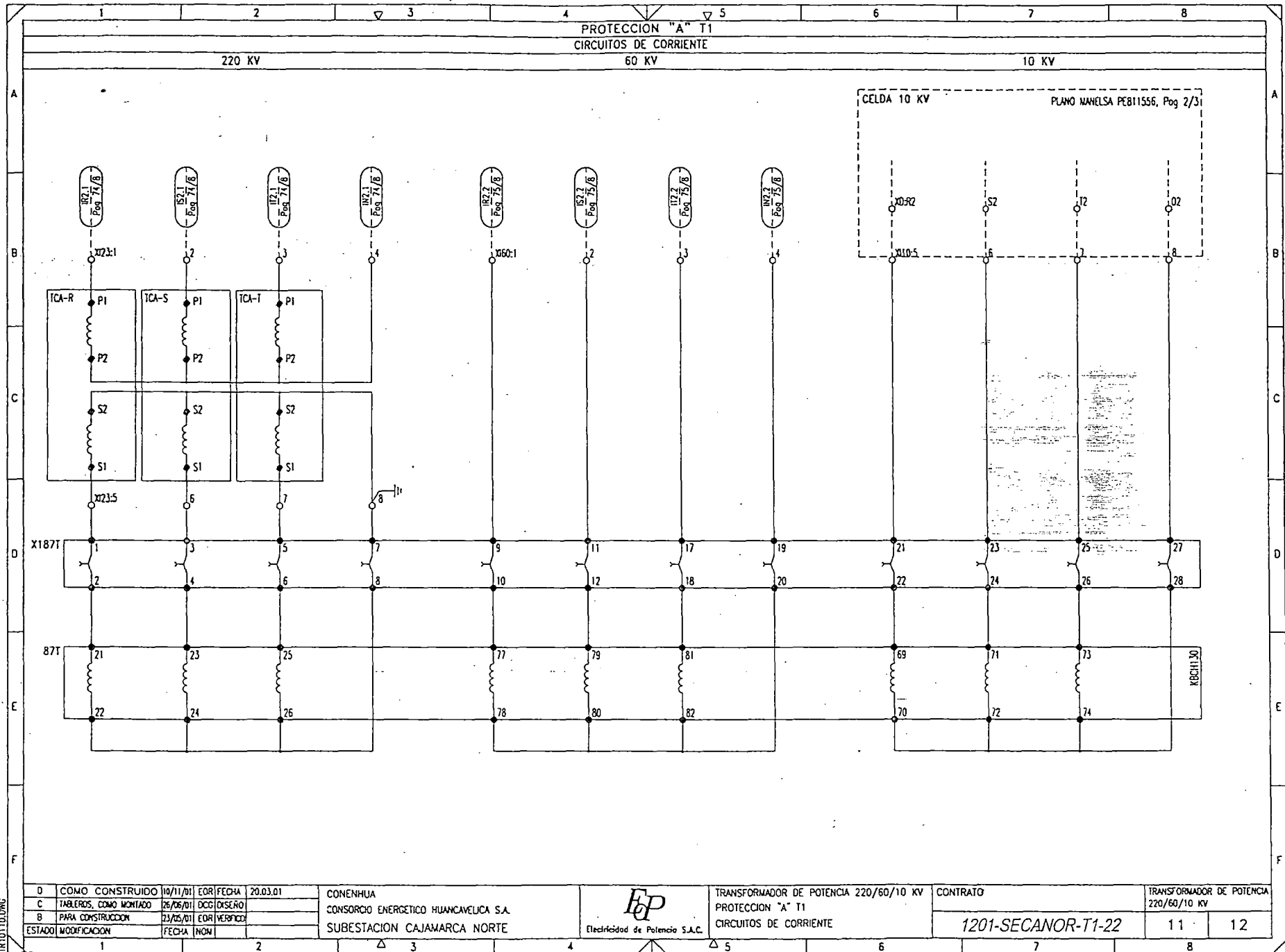
PLANO MANELSA PE811556, Pag 3/4

TCL1T1



TR1000.DWG

D	COMO CONSTRUIDO	10/11/01	EOR/FECHA	20.03.01	CONENHUA	TRANSFORMADOR DE POTENCIA 220/60/10 KV	CONTRATO	TRANSFORMADOR DE POTENCIA 220/60/10 KV
C	TABLEROS, COMO MONTADO	26/06/01	DCC/DISEÑO		CONSORCIO ENERGETICO HUANCAMELICA S.A.	MEDICION TRANSFORMADOR LADO 10 KV		
B	PARA CONSTRUCCION	23/05/01	EOR/VERIFICADO		SUBESTACION CAJAMARCA NORTE	INDICADOR MULTIFUNCION	1201-SECANOR-T1-22	09 10
E	ESTADO MODIFICACION	FECHA	NOVA		Electricidad de Palencia S.A.C.			



D	COMO CONSTRUIDO	10/11/01	EOR	FECHA	20.03.01
C	TABLEROS, COMO MONTADO	26/06/01	DCG	DISENIO	
B	PARA CONSTRUCCION	21/05/01	EDR	VERIFICADO	
E	ESTADO MODIFICACION	FECHA	NOVI		

CONENHUA  
 CONSORCIO ENERGETICO HUAMAVELICA S.A.  
 SUBESTACION CAJAMARCA NORTE

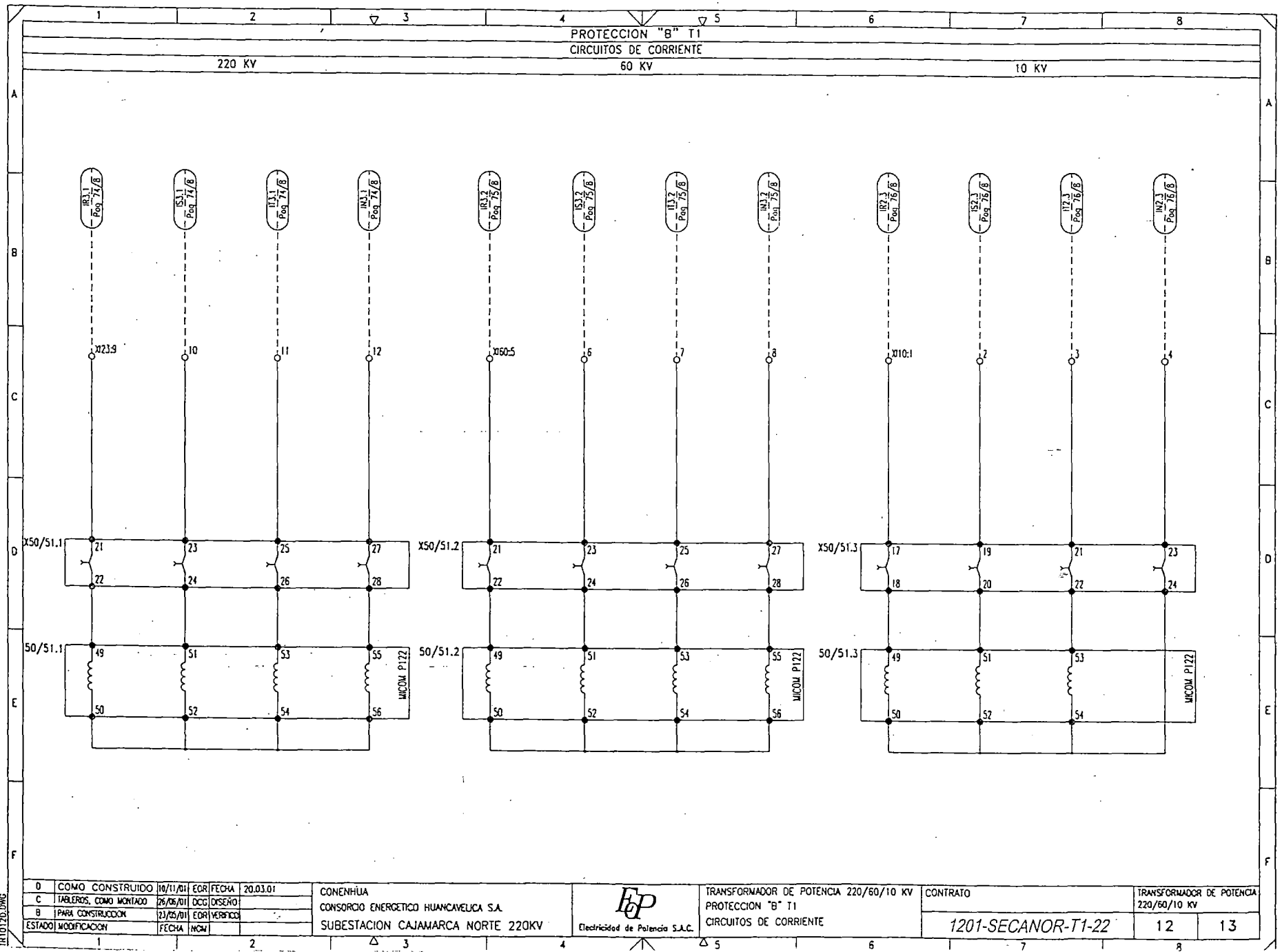


TRANSFORMADOR DE POTENCIA 220/60/10 KV  
 PROTECCION "A" T1  
 CIRCUITOS DE CORRIENTE

CONTRATO  
 1201-SECANOR-T1-22

TRANSFORMADOR DE POTENCIA 220/60/10 KV	
11	12

TR1011.DWG



IR10120.DWG

D	COMO CONSTRUIDO	10/11/01	EOR	FECHA	20.03.01
C	TABLEROS, COMO MONTADO	26/06/01	DCC	DISEÑO	
B	PARA CONSTRUCCION	23/06/01	EOR	VERIFICADO	
E	ESTADO MODIFICACION	FECHA	NGM		

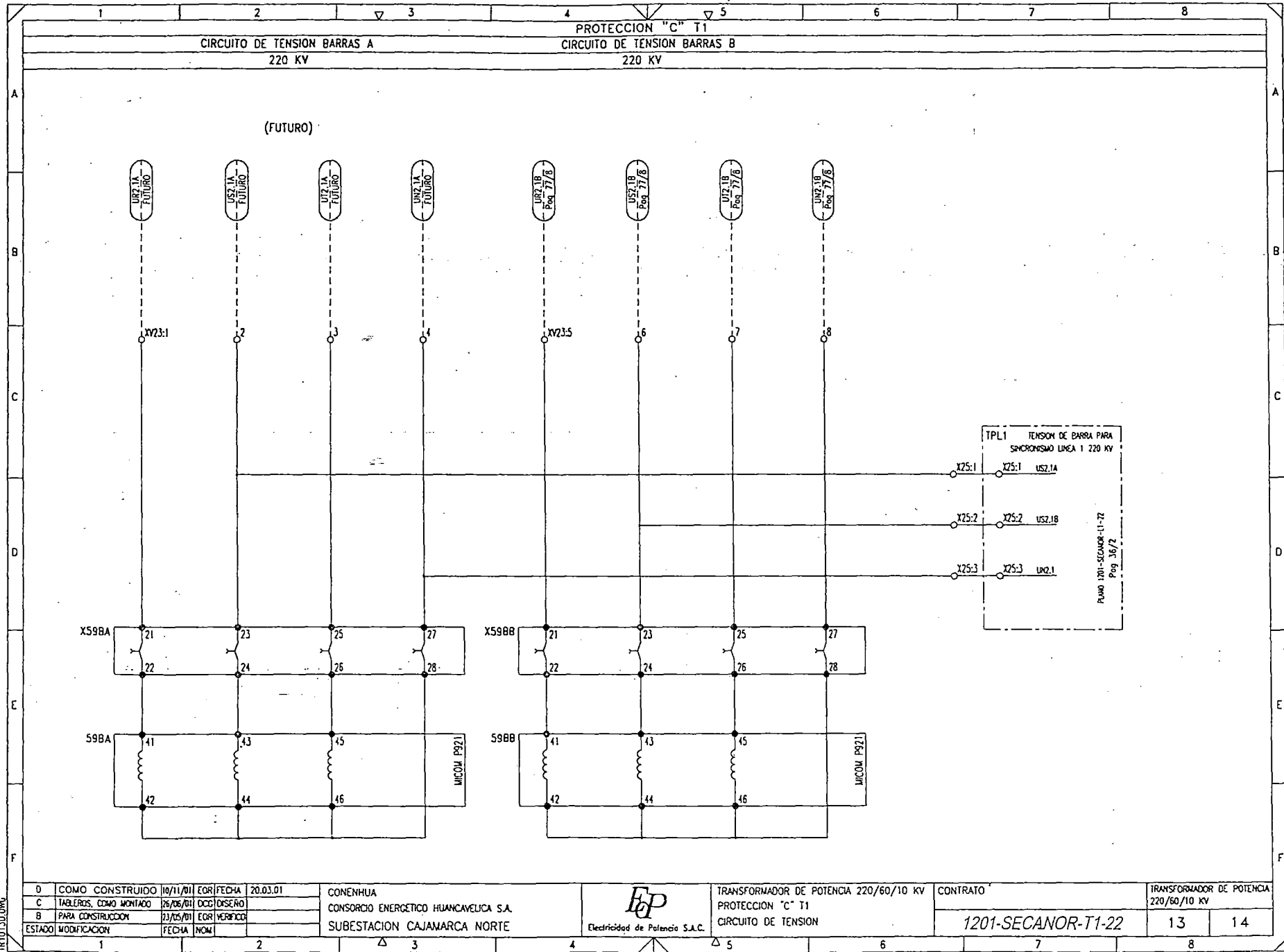
CONENHÚA  
 CONSORCIO ENERGETICO HUANCAMELICA S.A.  
 SUBSTACION CAJAMARCA NORTE 220KV



TRANSFORMADOR DE POTENCIA 220/60/10 KV  
 PROTECCION "B" T1  
 CIRCUITOS DE CORRIENTE

CONTRATO  
 1201-SECANOR-T1-22

TRANSFORMADOR DE POTENCIA 220/60/10 KV	12	13
--	----	----



D	COMO CONSTRUIDO	10/11/01	EOR/FECHA	20.03.01
C	TABLEROS, COMO MONTADO	26/06/01	DCC/DISEÑO	
B	PARA CONSTRUCCION	23/05/01	EOR/VERIFICADO	
E	ESTADO MODIFICACION	FECHA	NOM	

CONENHUA  
 CONSORCIO ENERGETICO HUANCAMELICA S.A.  
 SUBESTACION CAJAMARCA NORTE



TRANSFORMADOR DE POTENCIA 220/60/10 KV  
 PROTECCION "C" T1  
 CIRCUITO DE TENSION

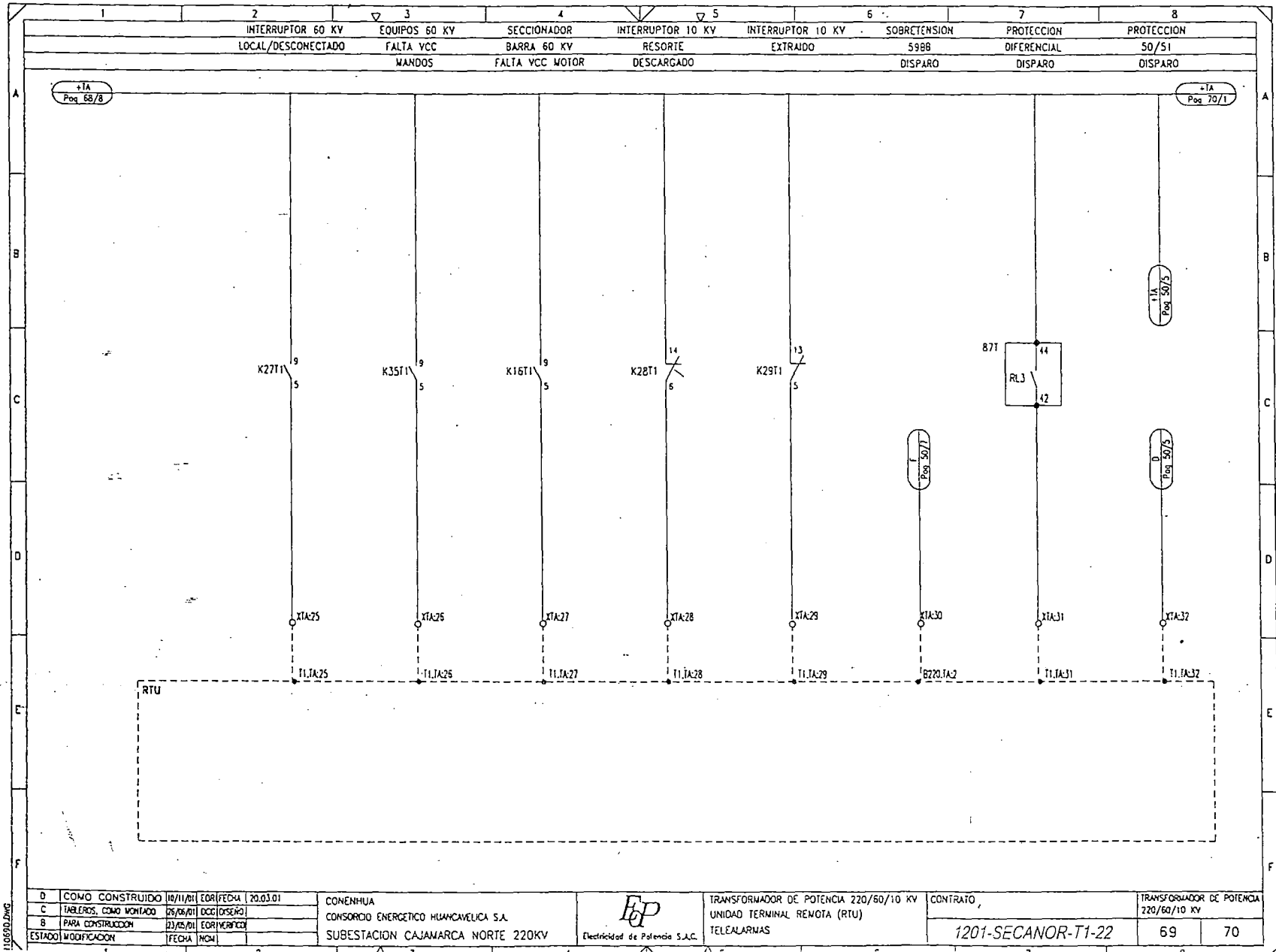
CONTRATO

1201-SECANOR-T1-22

TRANSFORMADOR DE POTENCIA  
 220/60/10 KV

13

14



110690.DWG	D	COMO CONSTRUIDO	10/11/01	EOR	FECHA	20.03.01	CONENHUA	TRANSFORMADOR DE POTENCIA 220/60/10 KV	CONTRATO,	TRANSFORMADOR DE POTENCIA 220/60/10 KV
	C	TABLEROS, COMO MONTADO	25/06/01	DCC	OSERNO		CONSORCIO ENERGETICO HUANCAYELICA S.A.	UNIDAD TERMINAL REMOTA (RTU)		
	B	PARA CONSTRUCCION	21/05/01	EOR	MERCEZ		SUBESTACION CAJAMARCA NORTE 220KV	TELEALARMAS		
		ESTADO MODIFICACION	FECHA	NOI					1201-SECANOR-T1-22	69 70

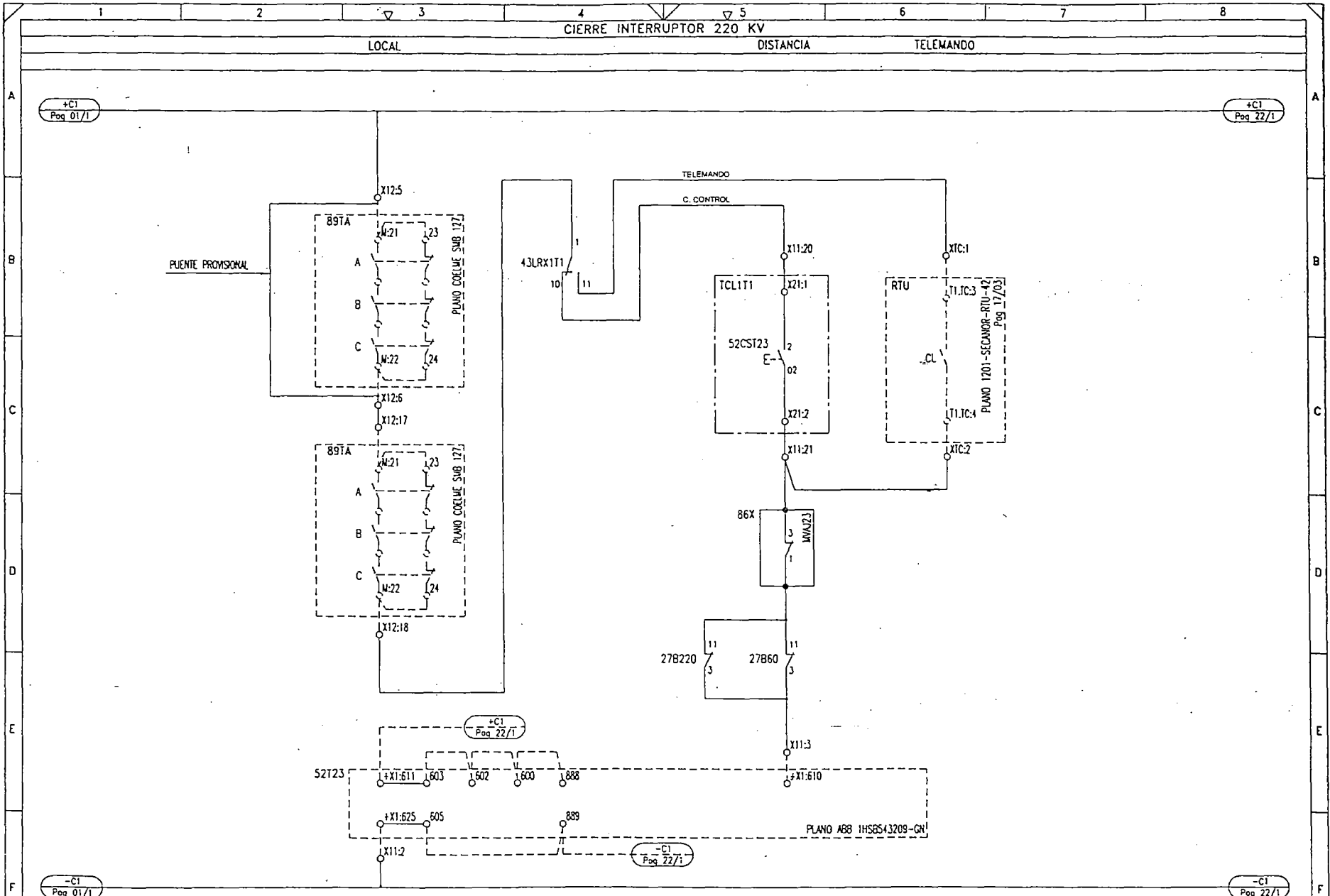


CIERRE INTERRUPTOR 220 KV

LOCAL

DISTANCIA

TELEMANDO



-C1  
Pag 01/1

-C1  
Pag 22/1

D	COMO CONSTRUIDO	19/11/01	EOR	FEC-IA	12.03.01
C	TABLEROS, COMO MONTADO	26/06/01	DCG	DISCERO	
B	PARA CONSTRUCCION	21/05/01	EDR	VERIFICCO	
ESTADO	MODIFICACION	FECHA	NOV		

CONENHUA  
CONSORCIO ENERGETICO HUANCAYELICA S.A.  
SUBESTACION CAJAMARCA NORTE 220KV



TRANSFORMADOR DE POTENCIA 220/60/10 KV  
INTERRUPTOR 52I23  
CIERRE

CONTRATO  
1201-SECANOR-T1-22

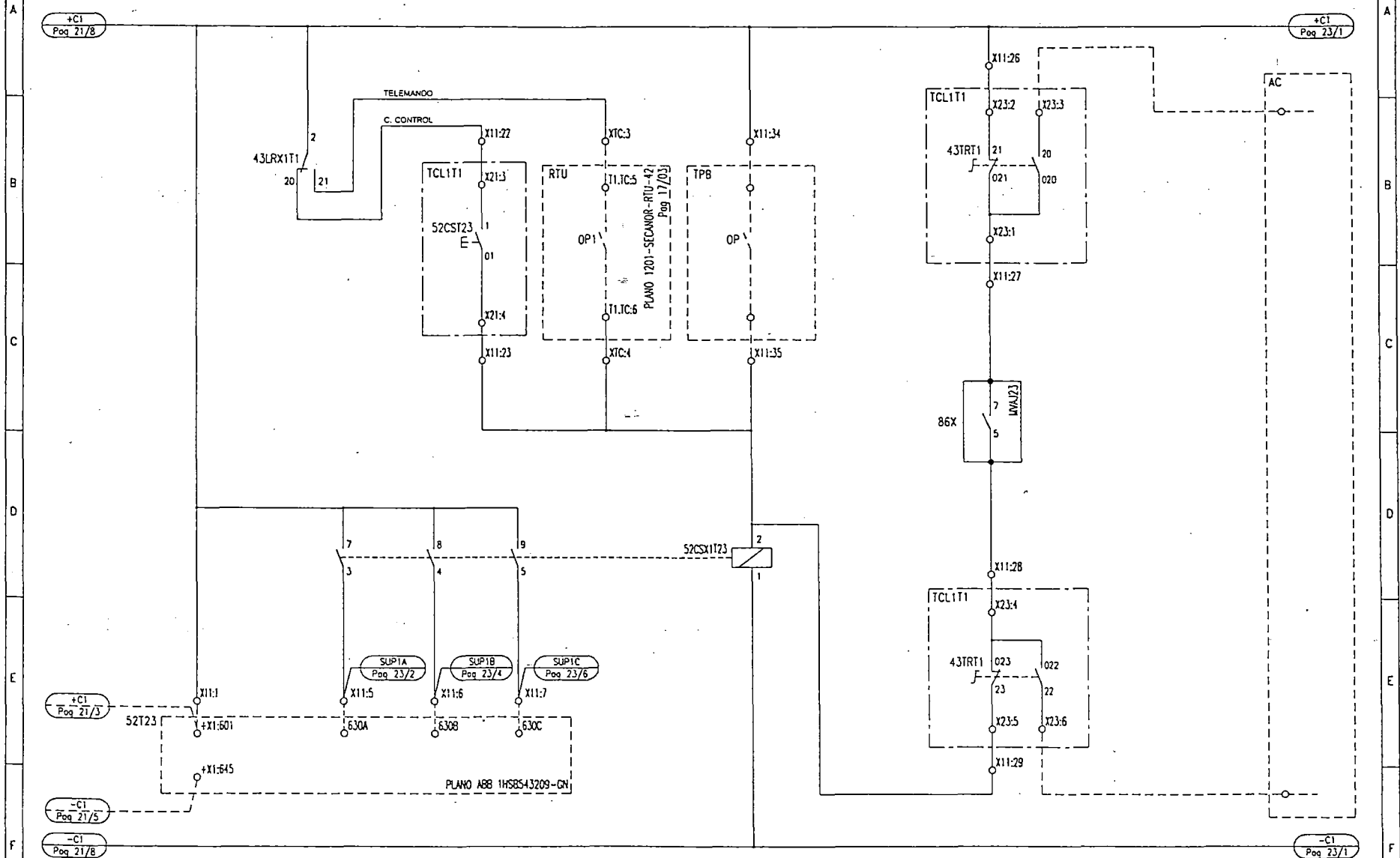
TRANSFORMADOR DE POTENCIA 220/60/10 KV	21	22
--	----	----

R107.DWG



APERTURA INTERRUPTOR 220 KV BOBINA 1

LOCAL DISTANCIA TELEMANDO PROTECCION BARRAS (FUTURO) PROTECCION "A" T1



D	COMO CONSTRUIDO	10/11/01	EDR/FECHA	12.03.01
C	TABLEROS, COMO MONTADO	26/06/01	DCC/DISEÑO	
B	PARA CONSTRUCCION	23/05/01	EDR/VERIFICACION	
E	ESTADO/ MODIFICACION	FECHA	NON	

CONENHUA  
 CONSORCIO ENERGETICO HUANCavelica S.A.  
 SUBESTACION CAJAMARCA NORTE 220KV

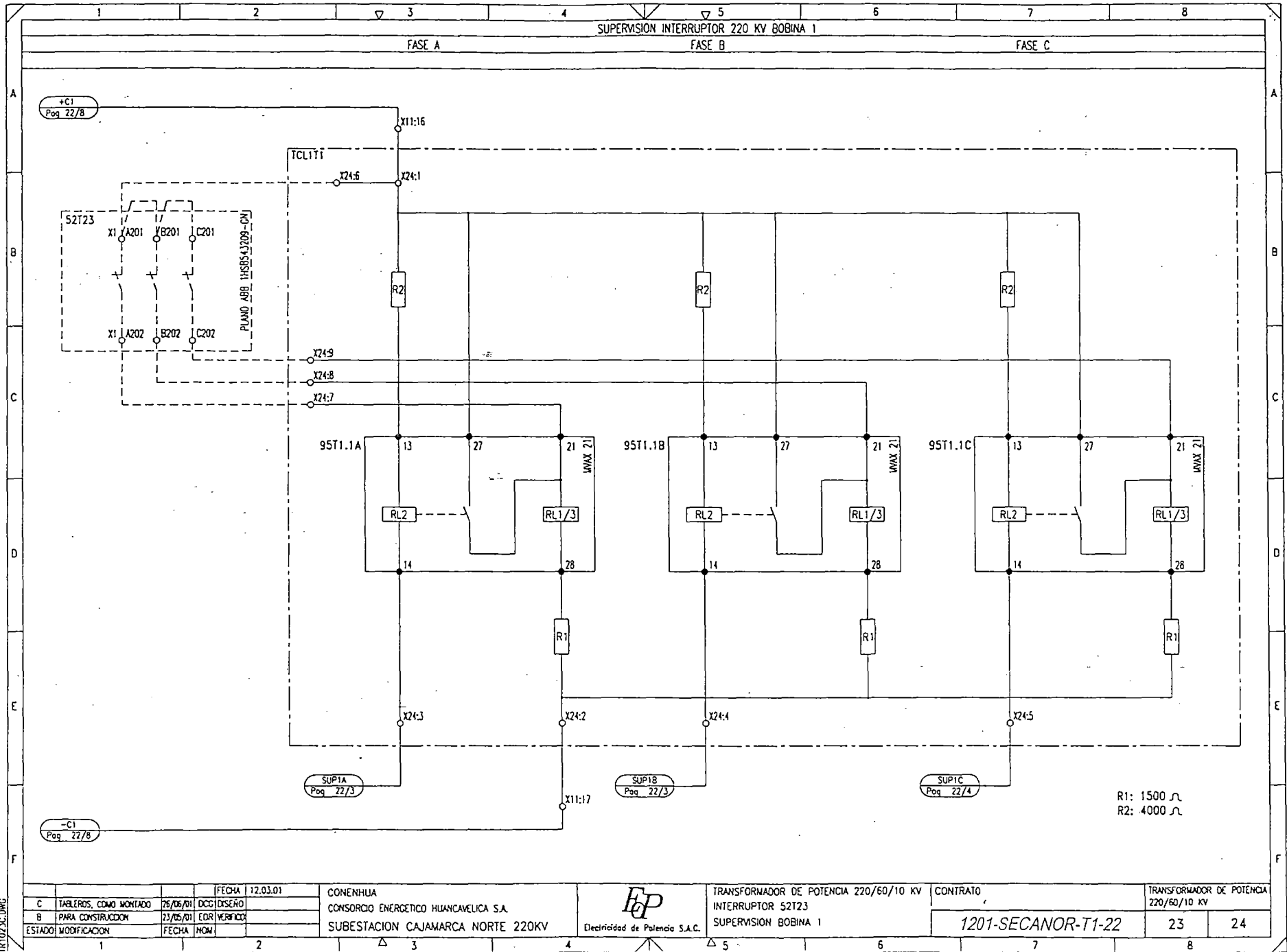


TRANSFORMADOR DE POTENCIA 220/60/10 KV  
 INTERRUPTOR 52T23  
 APERTURA BOBINA 1

CONTRATO  
 1201-SECANOR-T1-22

TRANSFORMADOR DE POTENCIA 220/60/10 KV	22	23
--	----	----

E1.0220.DWG



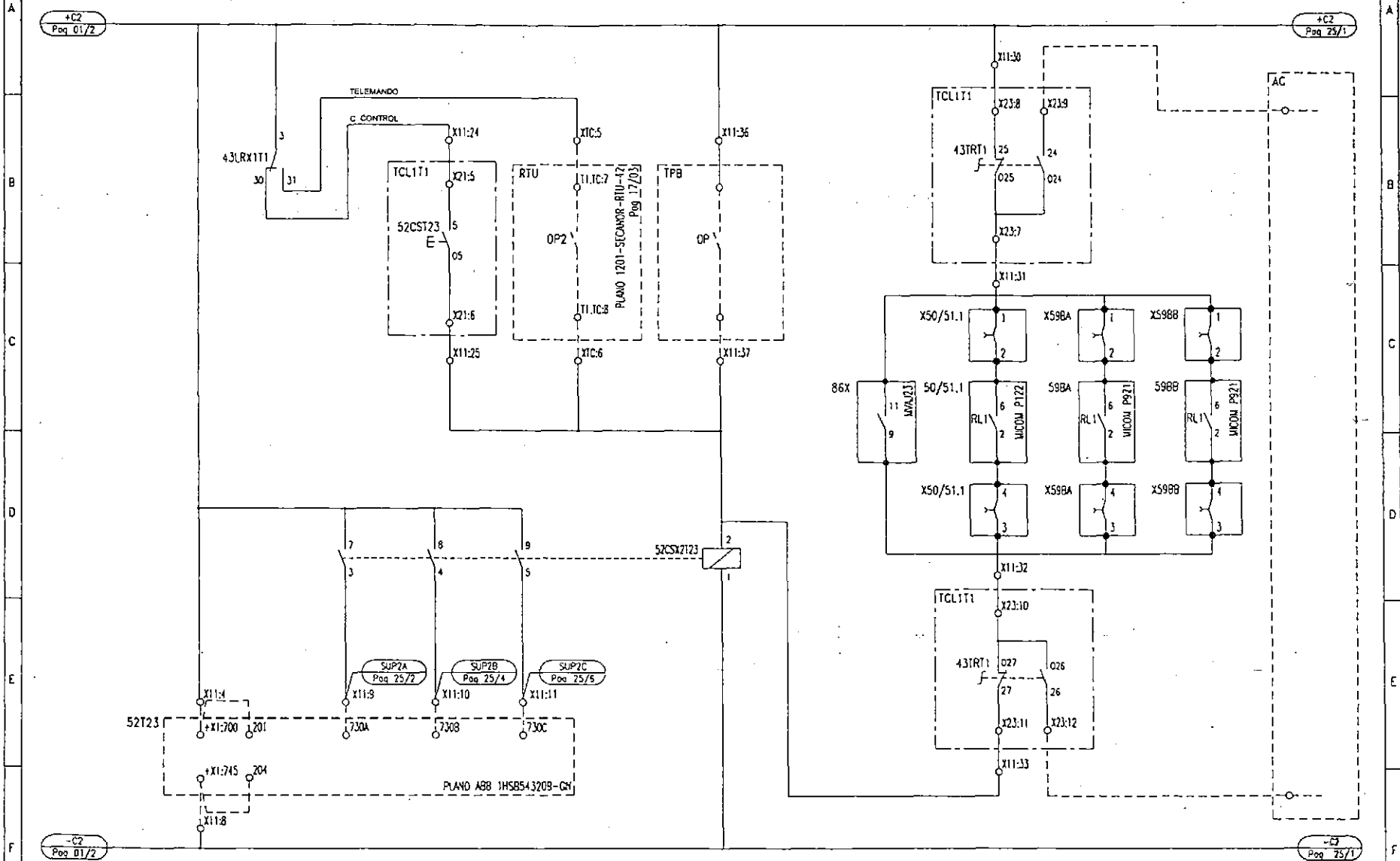
R1: 1500 Ω  
R2: 4000 Ω

		FECHA	12.03.01	CONENHUA		 TRANSFORMADOR DE POTENCIA 220/60/10 KV INTERRUPTOR 52T23 SUPERVISION BOBINA 1	CONTRATO		TRANSFORMADOR DE POTENCIA 220/60/10 KV	
C	TAELEROS, COMO MONTADO	26/06/01	DCC	DISERNO	CONSORCIO ENERGETICO HUANCAMELICA S.A.		1201-SECANOR-T1-22		23	24
B	PARA CONSTRUCCION	23/05/01	EDR	VERIFICADO	SUBESTACION CAJAMARCA NORTE 220KV					
ESTADO MODIFICACION		FECHA	NOM		Electricidad de Potencia S.A.C.					

FR:023C.DWG

APERTURA INTERRUPTOR 52T23 BOBINA 2

DISTANCIA TELEMANDO PROTECCION BARRAS (FUTURO) PROTECCION "A", "B" Y "C" T1



D	COMO CONSTRUIDO	10/11/01	EOR	FECHA	12.03.01
C	TABLEROS, COMO MONTADO	26/05/01	DCO	DISENO	
A	PARA CONSTRUCCION	23/05/01	EOR	VERIFICADO	
E	MODIFICACION	FECHA	INOM		

CONENHUA  
 CONSORCIO ENERGETICO HUANCAMELCA S.A.  
 SUBESTACION CAJAMARCA NORTE 220KV

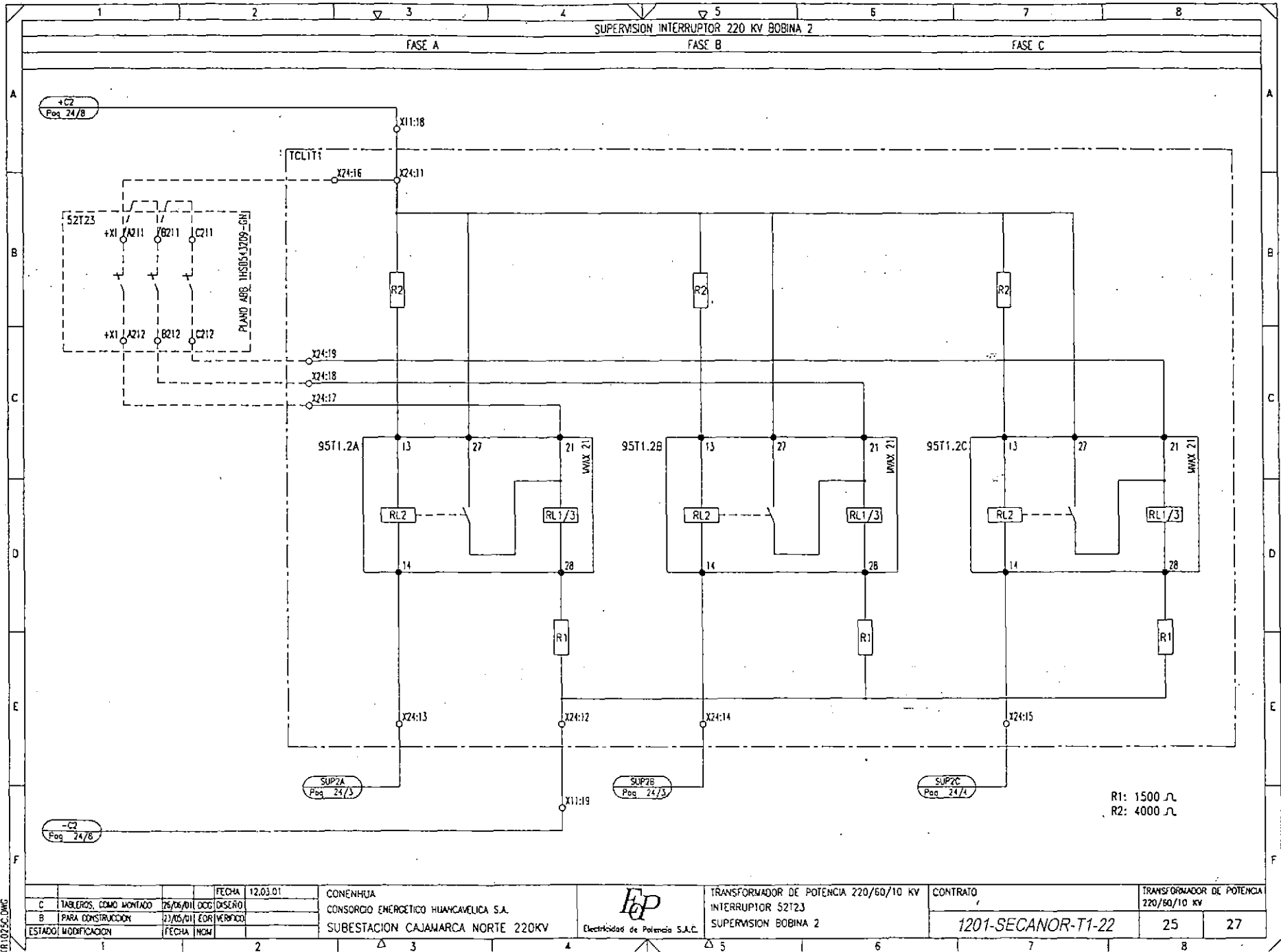


TRANSFORMADOR DE POTENCIA 220/60/10 KV  
 INTERRUPTOR 52T23  
 APERTURA BOBINA 2

CONTRATO  
 1201-SECANOR-T1-22

TRANSFORMADOR DE POTENCIA 220/60/10 KV	24	25
--	----	----

110240.DWG



08.025C.DWG

		FECHA	12.03.01
C	TABLEROS COMO MONTADO	26/06/01	DOC DISCRETO
B	PARA CONSTRUCCION	27/05/01	EOR VCRIFICADO
ESTADO	MODIFICACION	FECHA	INDIC

CONENHUA  
 CONSORCIO ENERGETICO HUANCAMELICA S.A.  
 SUBSTACION CAJAMARCA NORTE 220KV



TRANSFORMADOR DE POTENCIA 220/60/10 KV  
 INTERRUPTOR 52T23  
 SUPERVISION BOBINA 2

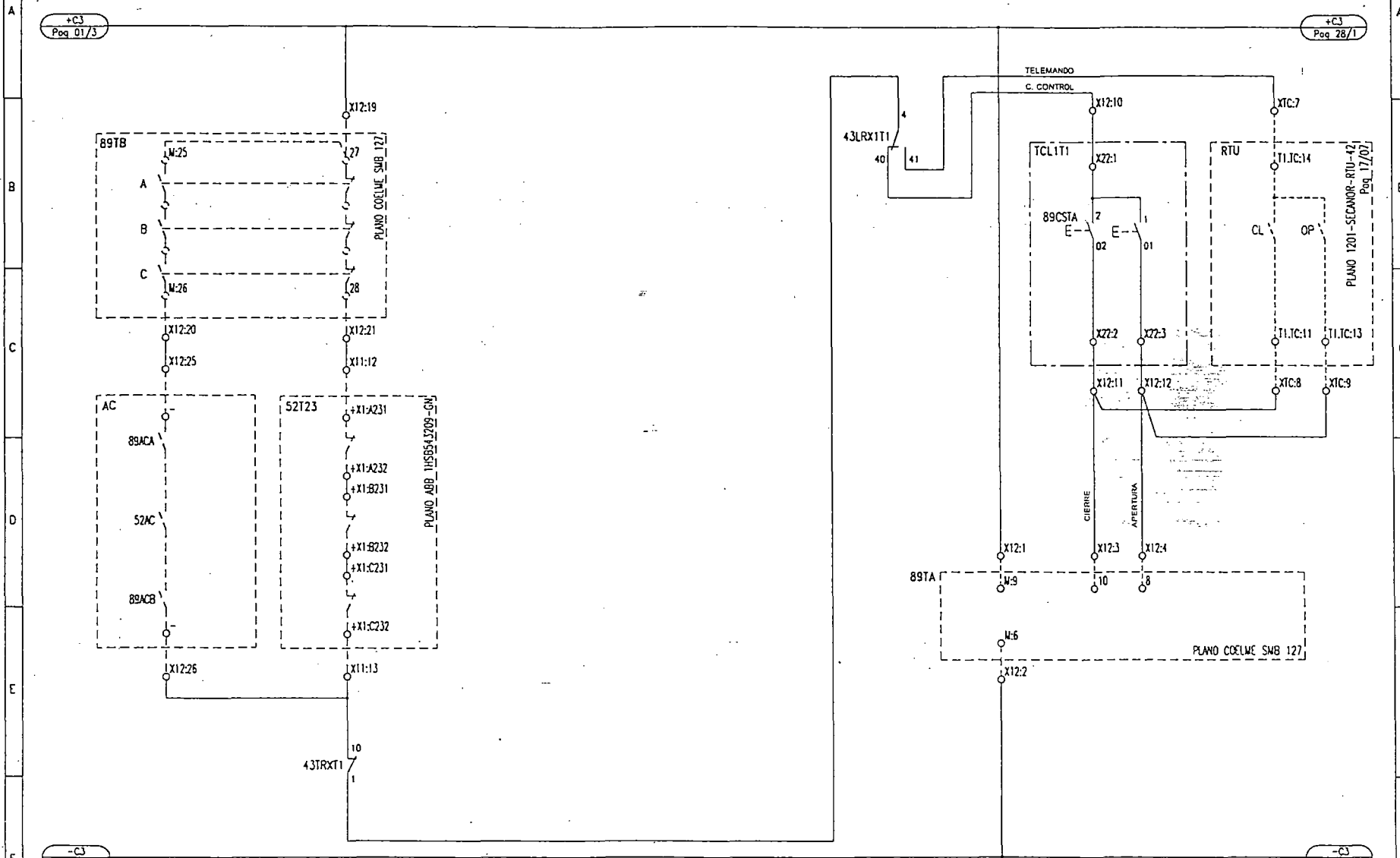
CONTRATO  
 1201-SECANOR-T1-22

TRANSFORMADOR DE POTENCIA 220/60/10 KV	25	27
--	----	----

SECCIONADOR DE BARRA A 220 KV

ENCLAVAMIENTO

MANDOS LOCAL DISTANCIA TELEMANDO



+C3  
Pag 01/3

+C3  
Pag 28/1

D	COMO CONSTRUIDO	10/11/01	EOR	FECHA	12.03.01
C	TABLEROS, COMO MONTADO	26/06/01	DCC	DISEÑO	
B	PARA CONSTRUCCION	23/05/01	EOR	VERIFICADO	
ESTADO	MODIFICACION	FECHA	NOV		

CONENHUA  
CONSORCIO ENERGETICO HUANCAYUECA S.A.  
SUBSTACION CAJAMARCA NORTE 220KV



TRANSFORMADOR DE POTENCIA 220/60/10 KV  
SECCIONADOR DE BARRA A 89TA (FUTURO)  
MANDOS

CONTRATQ  
1201-SECANOR-T1-22

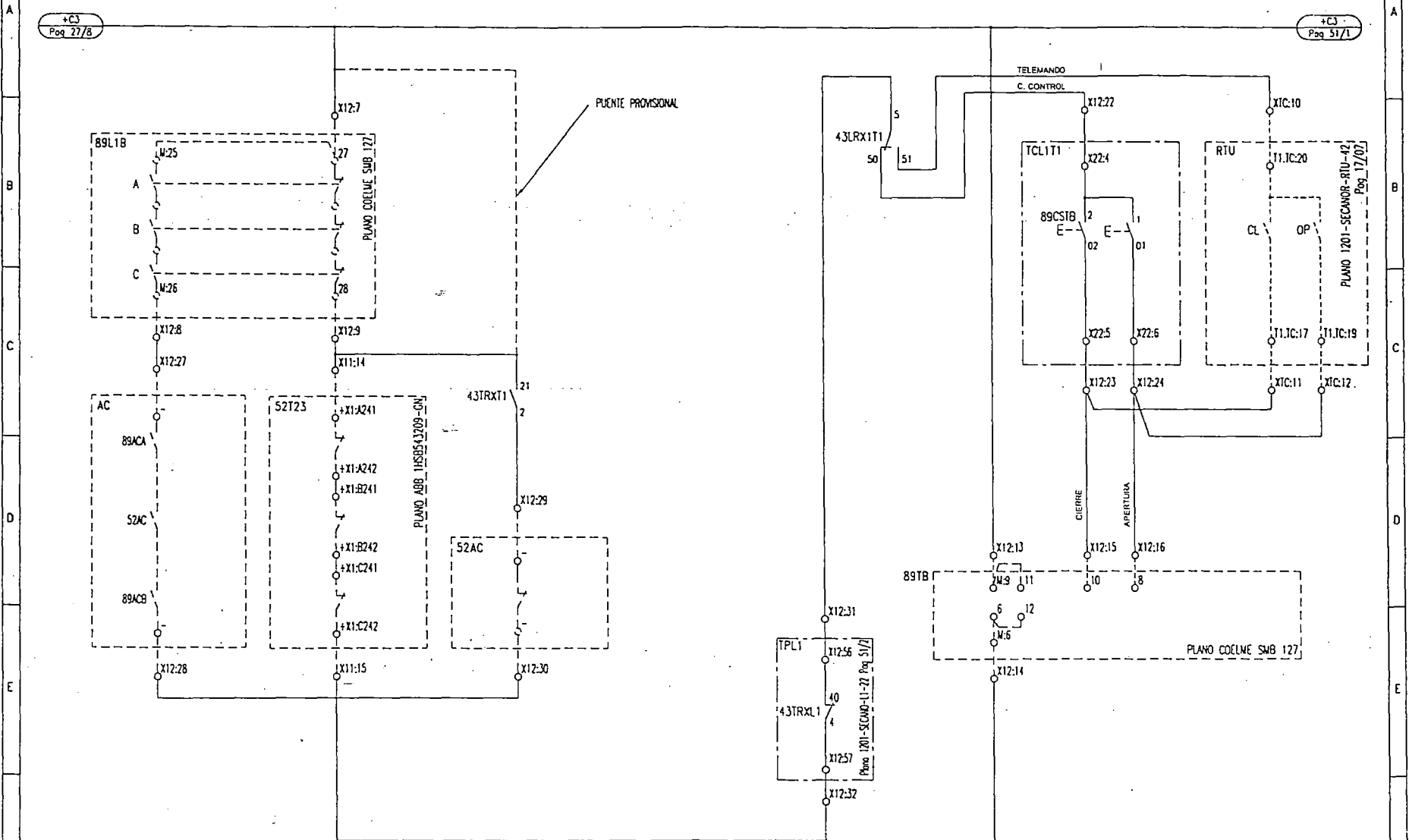
TRANSFORMADOR DE POTENCIA 220/60/10 KV	27	28
--	----	----

110270.DWG

SECCIONADOR DE BARRA B 89TB

ENCLAVAMIENTO

MANDOS LOCAL DISTANCIA TELEMANDO



+C3  
Pag. 27/8

+C3  
Pag. 51/1

-C3  
Pag. 27/8

-C3  
Pag. 51/1

D	COMO CONSTRUIDO	10/11/01	EDR	FECHA	12.03.01
C	TABLEROS, COMO MONTADO	26/06/01	DCG	DISENO	
B	PARA CONSTRUCCION	23/05/01	EDR	VERIFICADO	
E	ESTADO	MODIFICACION	FECHA	NOVA	

CONENHUA  
 CONSORCIO ENERGETICO HUANCAMELICA S.A.  
 SUBESTACION CAJAMARCA NORTE 220KV

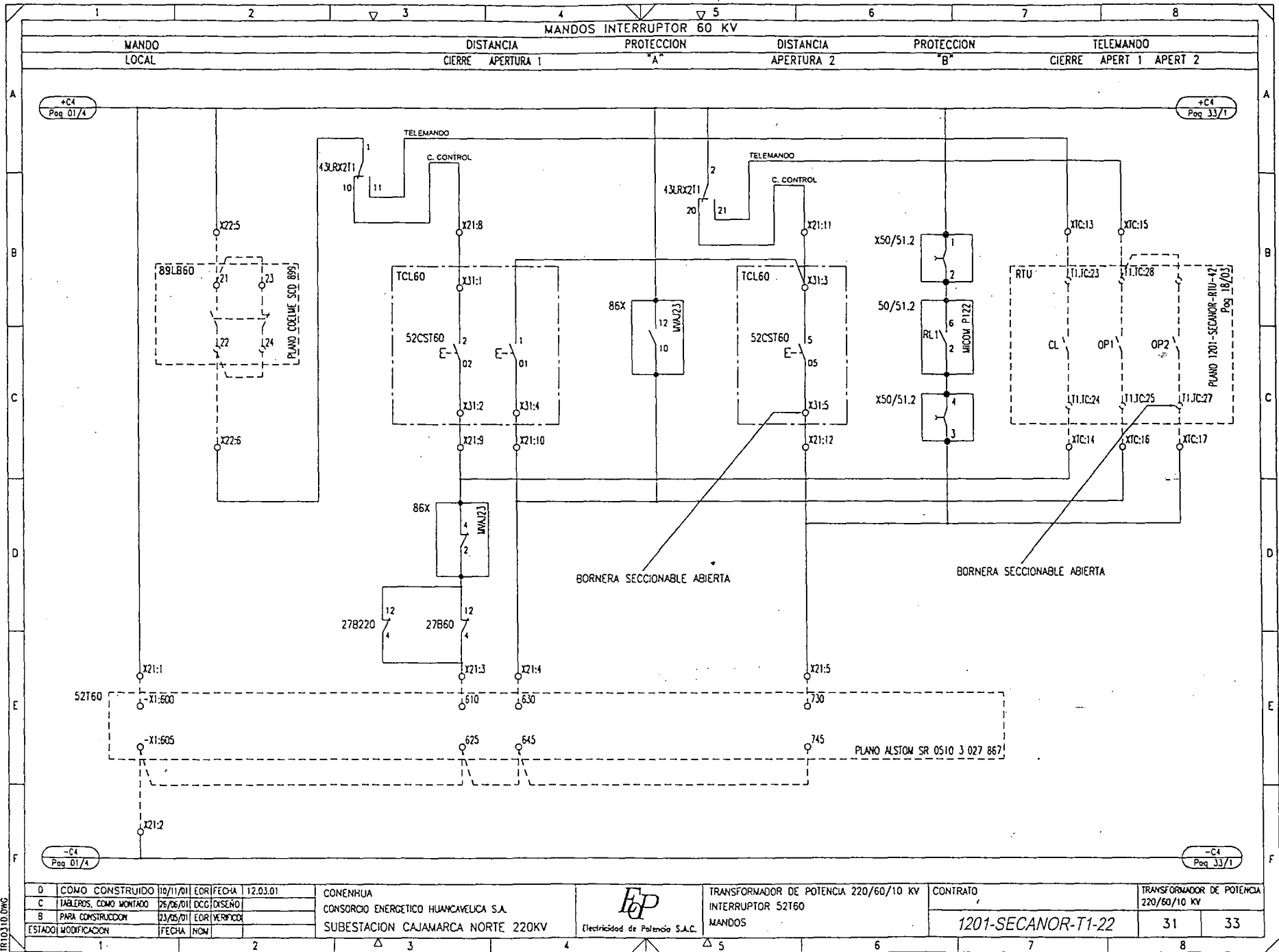


TRANSFORMADOR DE POTENCIA 220/60/10 KV  
 SECCIONADOR DE BARRA B 89TB  
 MANDOS

CONTRATO ,  
 1201-SECANOR-T1-22

TRANSFORMADOR DE POTENCIA 220/60/10 KV	28	31
--	----	----

FR: 025810.DWG



D	CÓMO CONSTRUIDO	10/11/01	EOR/FECHA	12.03.01
C	TABLEROS, COMO MONTADO	26/06/01	DCG/DISEÑO	
B	PARA CONSTRUCCION	23/05/01	EOR/VERIFICADO	
E	ESTADO/MODIFICACION	FECHA	INGEN	

CONENHUA  
 CONSORCIO ENERGETICO HUANCAMELICA S.A.  
 SUBESTACION CAJAMARCA NORTE 220KV



TRANSFORMADOR DE POTENCIA 220/60/10 KV  
 INTERRUPTOR 52T60  
 MANDOS

CONTRATO  
 1201-SECANOR-T1-22

TRANSFORMADOR DE POTENCIA 220/60/10 KV	
31	33

10.03.10.DWG

SECCIONADOR DE BARRA 60KV 89LB60

ENCLAVAMIENTO

MANDOS

LOCAL

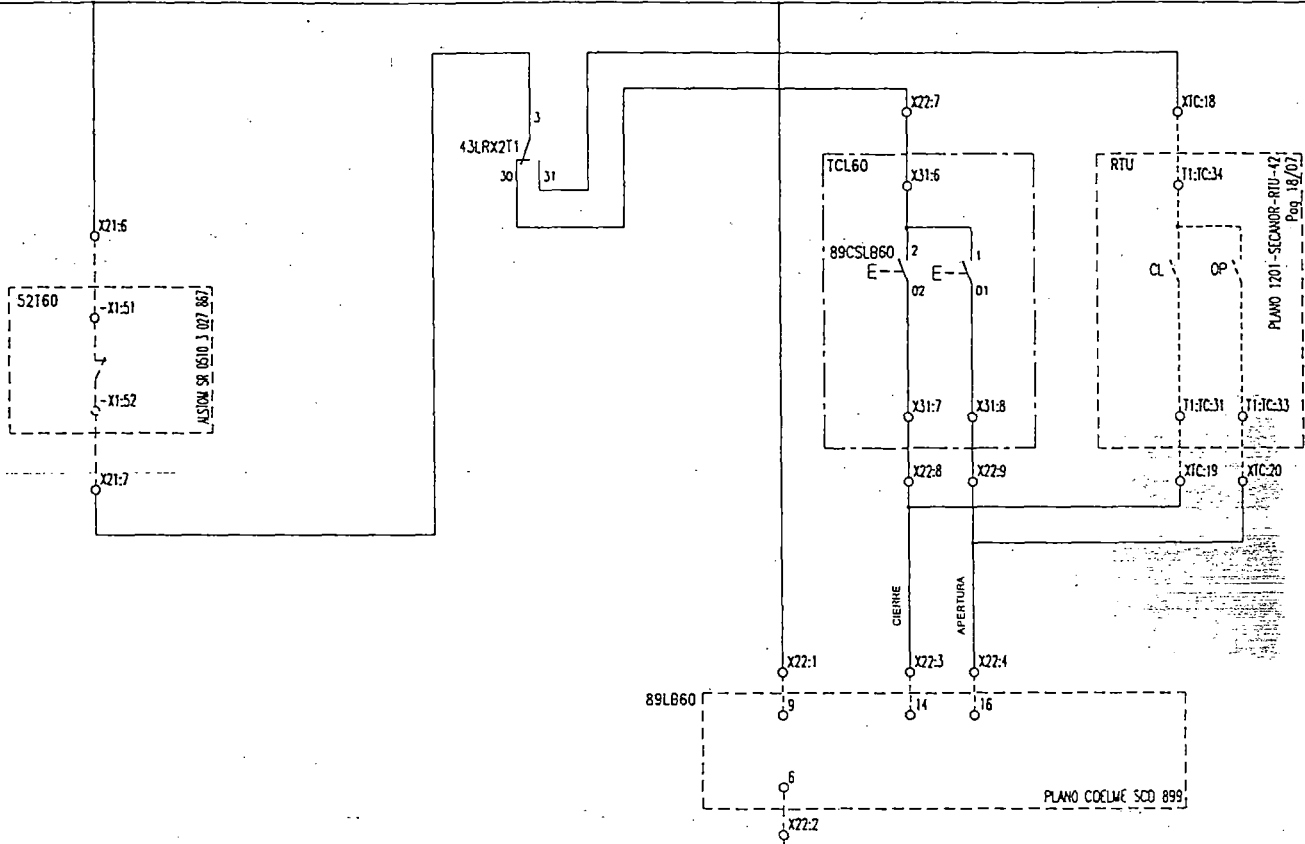
DISTANCIA

TELEMANDO

CIERRE APERTURA

CIERRE APERTURA

+C4  
Pag 31/8



-C4  
Pag 31/8

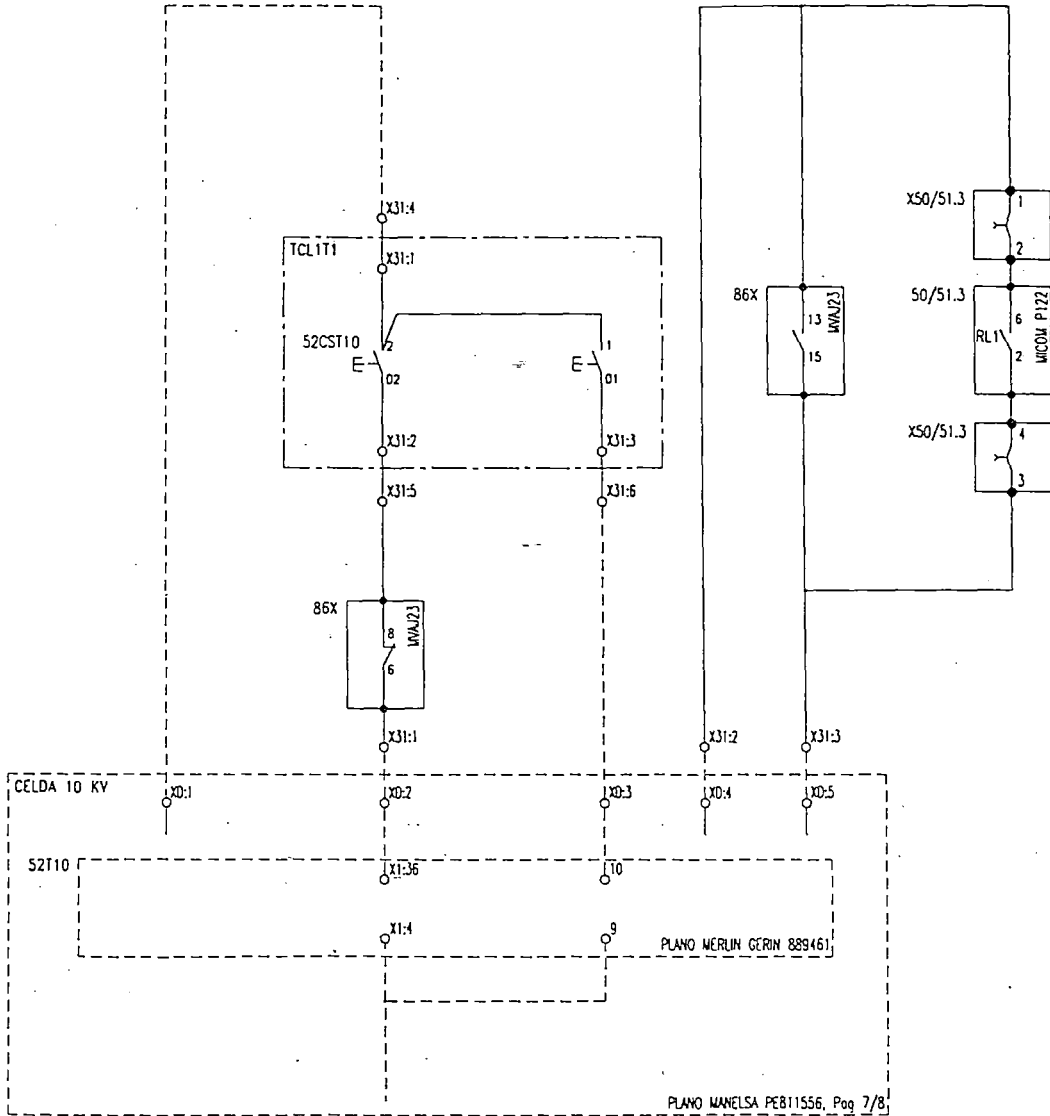
		FECHA	12.03.01	CONENHUA	 TRANSFORMADOR DE POTENCIA 220/60/10 KV SECCIONADOR DE BARRA B 89LB60 MANDOS	CONTRATO ,	TRANSFORMADOR DE POTENCIA 220/60/10 KV	
C	TABLEROS, COMO MONTADO	26/06/01	DCG/DSE/RO	CONSORCIO ENERGETICO HUANCAYELICA S.A.		1201-SECANOR-T1-22	33	36
B	PARA CONSTRUCCION	23/05/01	EOR/VER/FCC	SUBSTACION CAJAMARCA NORTE 220KV				
ESTADO MODIFICACION		FECHA	NOM					

TR033C.DWG



MANDOS INTERRUPTOR 10 KV

MANDO LOCAL      CIERRE DISTANCIA      APERTURA DISTANCIA      PROTECCION "A" Y "B"



PLANO MANEISA PE811556, Pag 7/8

D	COMO CONSTRUIDO	10/11/01	EOR	FECHA	12.03.01
C	TABLEROS, COMO MONTADO	26/06/01	DCG	DISERO	
B	PARA CONSTRUCCION	23/05/01	EOR	VERIFICADO	
E	ESTADO MODIFICACION		FECHA	INOM	

CONENHUA  
 CONSORCIO ENERGETICO HUANCAMELICA S.A.  
 SUBESTACION CAJAMARCA NORTE 220KV

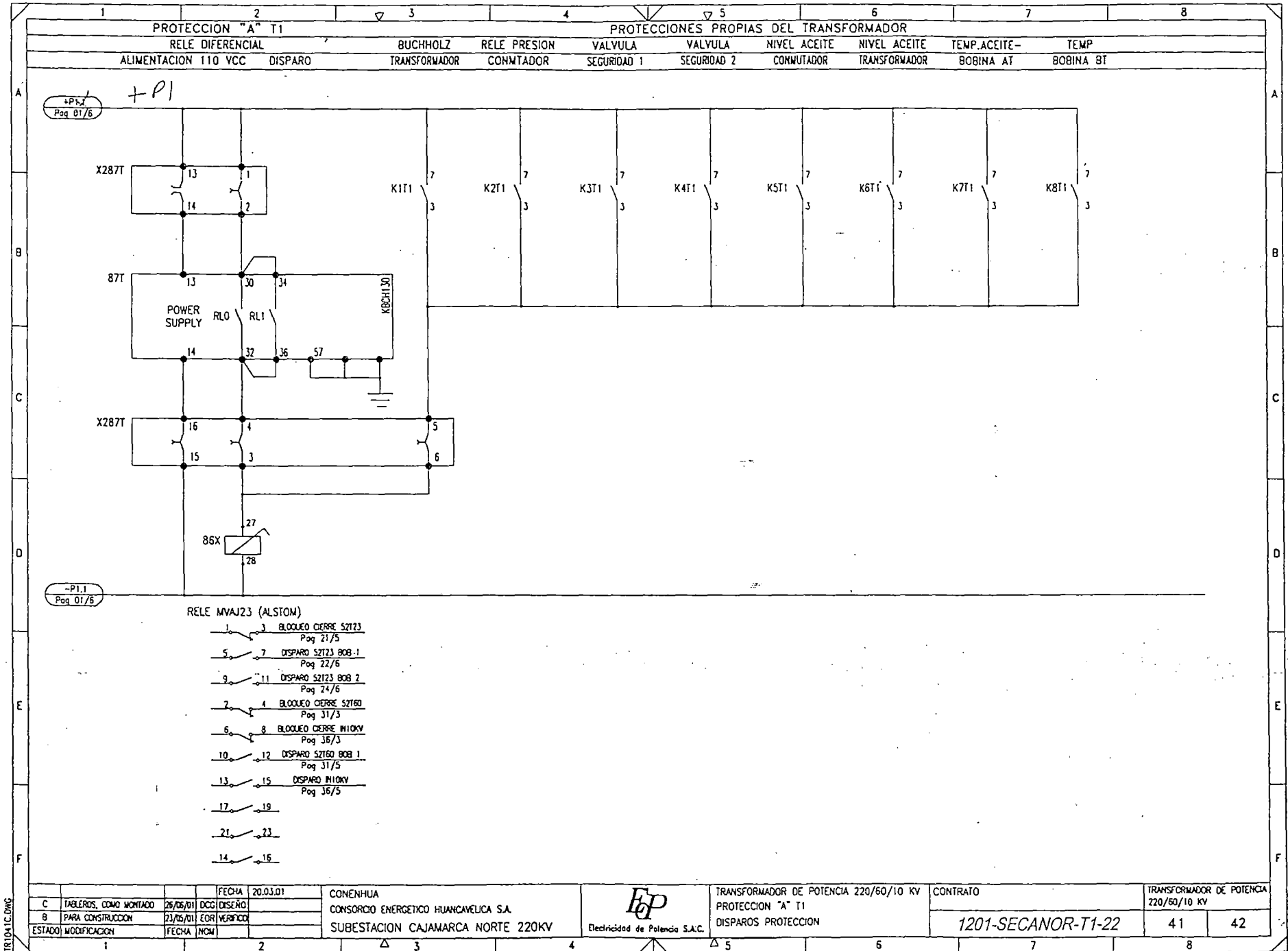


TRANSFORMADOR DE POTENCIA 220/60/10 KV  
 INTERRUPTOR 52T10  
 MANDOS

CONTRATO  
 1201-SECANOR-T1-22

TRANSFORMADOR DE POTENCIA 220/60/10 KV	36	37
--	----	----

TR101350.DWG



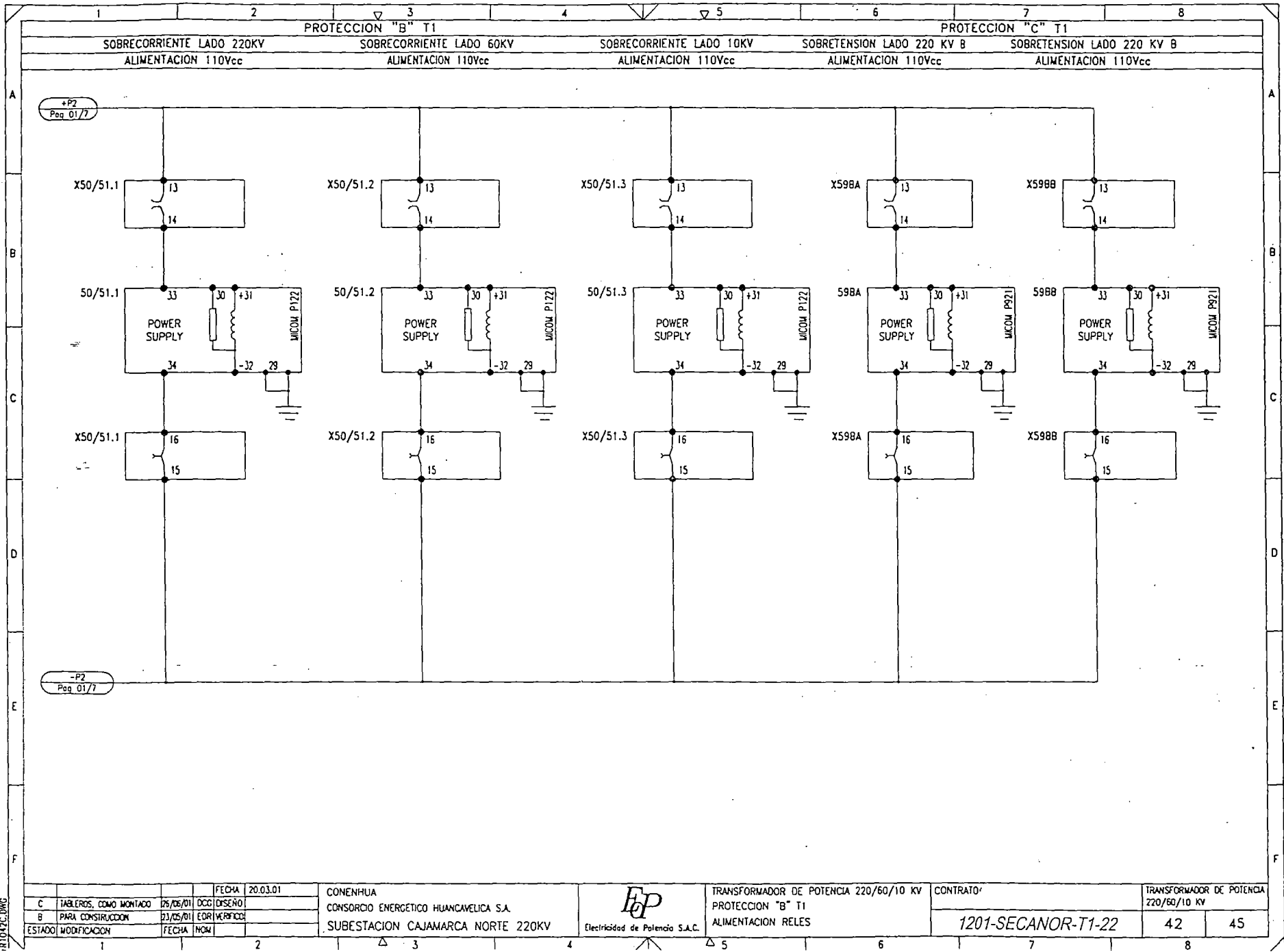
+P1  
Pag 01/6

-P1.1  
Pag 01/6

RELE MVAJ23 (ALSTOM)

- 1 - BLOQUEO CIERRE S2123 Pag 21/5
- 5 - DISPARO S2123 BOB 1 Pag 22/6
- 9 - DISPARO S2123 BOB 2 Pag 24/6
- 7 - BLOQUEO CIERRE S2160 Pag 31/3
- 6 - BLOQUEO CIERRE I110KV Pag 36/3
- 10 - DISPARO S2160 BOB 1 Pag 31/5
- 13 - DISPARO I110KV Pag 36/5
- 17 - 19
- 21 - 23
- 14 - 16

PROYECTO	C	TABLEROS, COMO MONTADO	26/06/01	DCC	FECHA	20.03.01	CONENHUA		TRANSFORMADOR DE POTENCIA 220/60/10 KV	CONTRATO	TRANSFORMADOR DE POTENCIA 220/60/10 KV	
	B	PARA CONSTRUCCION	21/05/01	EOR	FECHA		CONSORCIO ENERGETICO HUANCAMELICA S.A.		PROTECCION "A" T1	1201-SECANOR-T1-22	41	42
	ESTADO	MODIFICACION	FECHA	NOV			SUBSTACION CAJAMARCA NORTE 220KV		DISPAROS PROTECCION			



	FECHA	20.03.01
C	TABLEROS, COMO MONTADO	25/05/01 DCC DISEÑO
B	PARA CONSTRUCCION	23/05/01 EDR VERIFICADO
ESTADO	MODIFICACION	FECHA NOM

CONENHUA  
 CONSORCIO ENERGETICO HUANCAMELVA S.A.  
 SUBESTACION CAJAMARCA NORTE 220KV

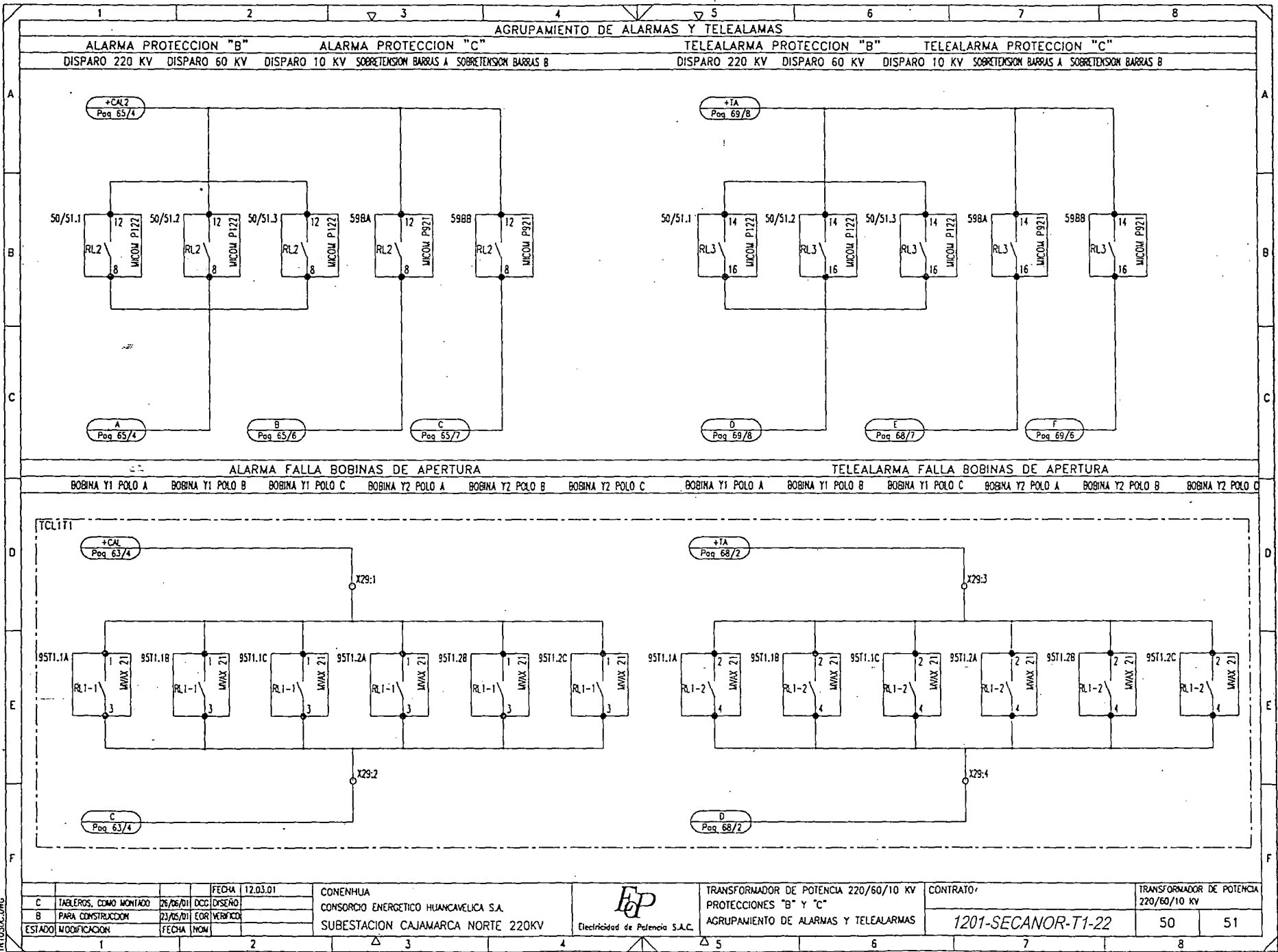


TRANSFORMADOR DE POTENCIA 220/60/10 KV  
 PROTECCION "B" T1  
 ALIMENTACION RELES

CONTRATO  
 1201-SECANOR-T1-22

TRANSFORMADOR DE POTENCIA 220/60/10 KV	42	45
--	----	----

R1042C.DWG



TR:050C.DWG

C	TABLEROS, COMO MONTADO	26/06/01	DCC	DISEÑO	FECHA 12.03.01
B	PARA CONSTRUCCION	23/05/01	EOR	VERIFICADO	
	ESTADO MODIFICACION	FECHA	NOM		

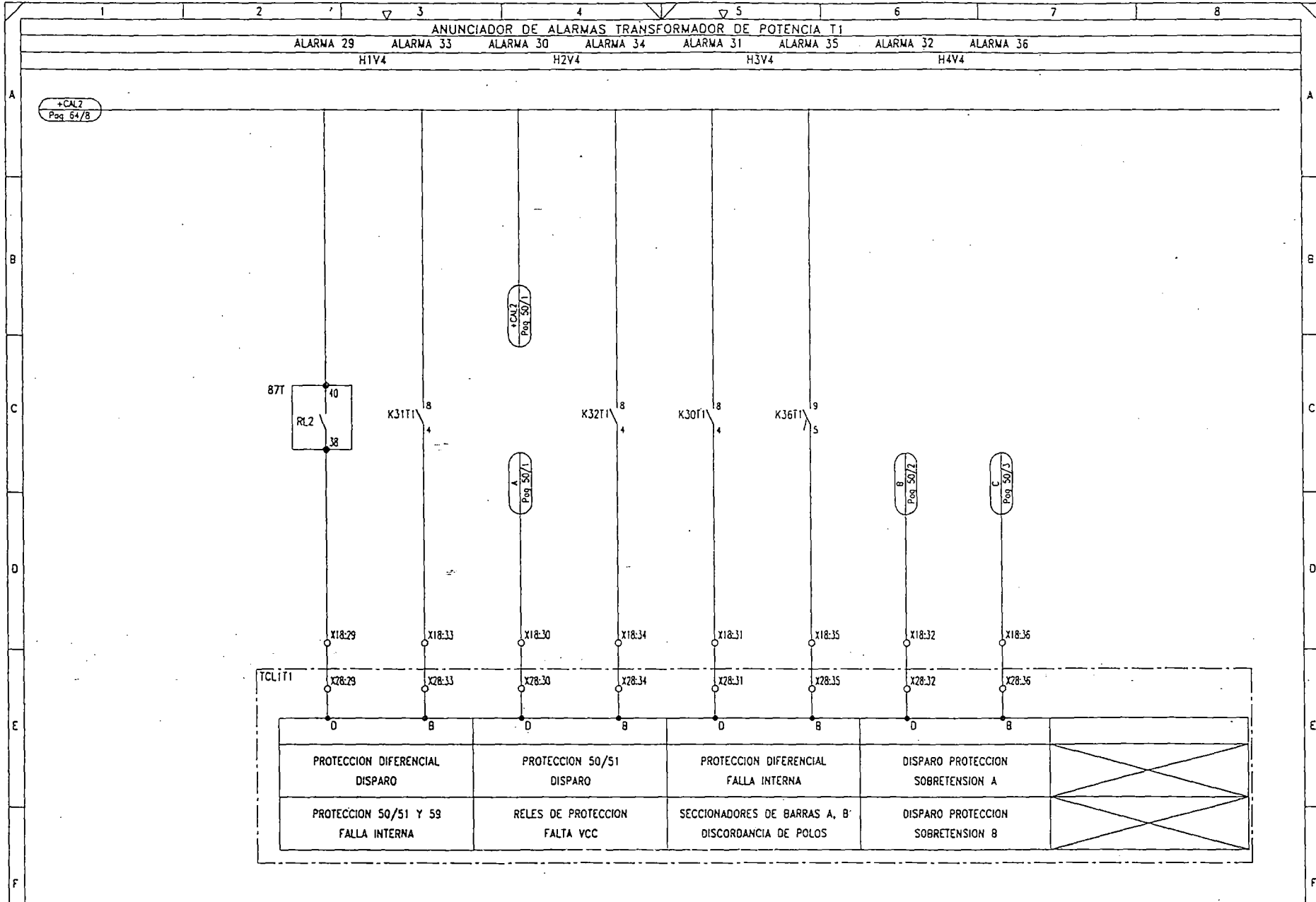
CONENHUA  
 CONSORCIO ENERGETICO HUANCAMELICA S.A.  
 SUBESTACION CAJAMARCA NORTE 220KV



TRANSFORMADOR DE POTENCIA 220/60/10 KV  
 PROTECCIONES "B" Y "C"  
 AGRUPAMIENTO DE ALARMAS Y TELEALARMAS

CONTRATO:  
**1201-SECANOR-T1-22**

TRANSFORMADOR DE POTENCIA 220/60/10 KV		
	50	51



+CAL2  
Pag. 64/8

+CAL2  
Pag. 50/1

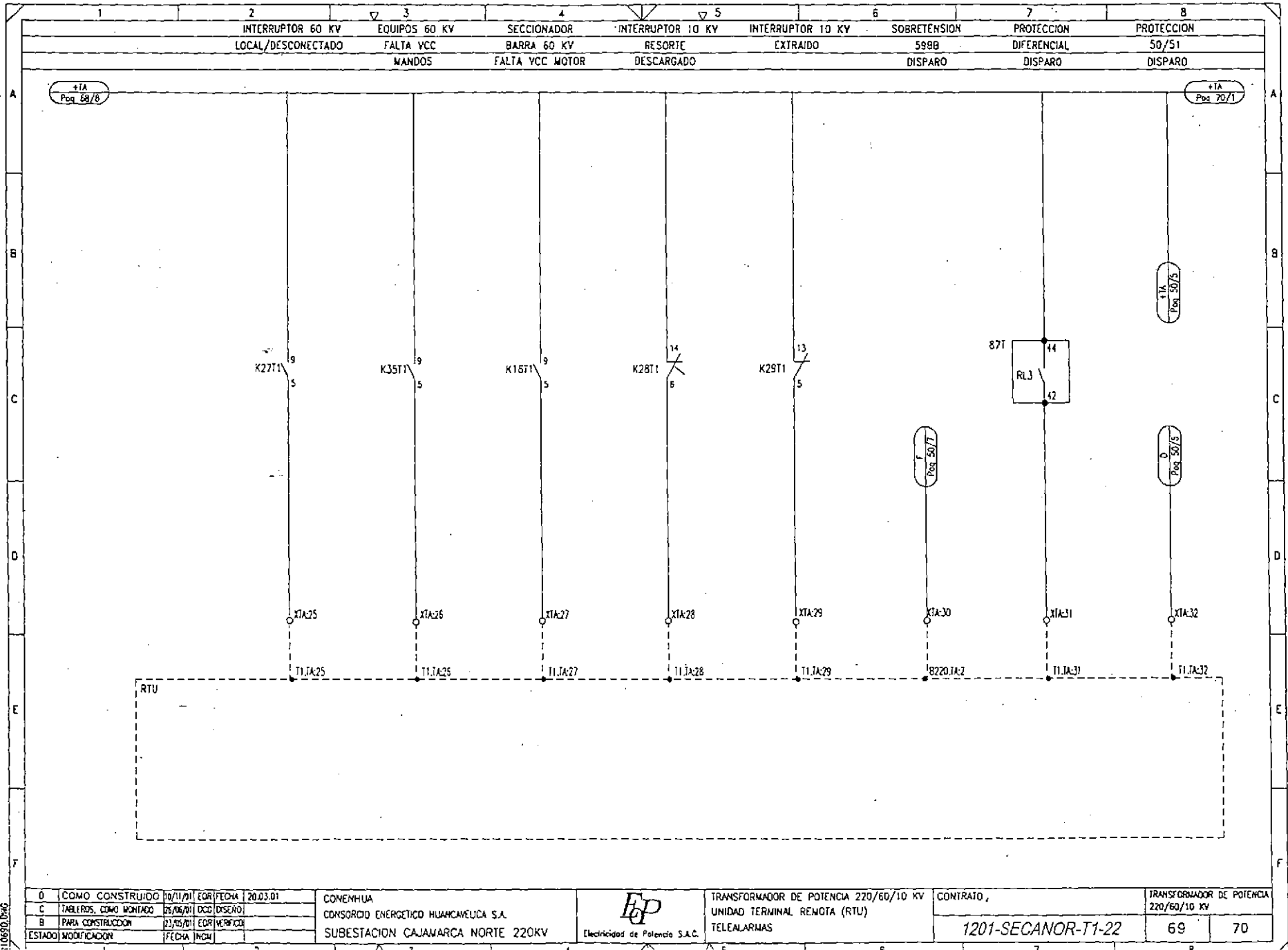
A  
Pag. 50/1

B  
Pag. 50/2

C  
Pag. 50/3

D	COMO CONSTRUIDO	10/11/01	EGR. FECHA	12.03.01	CONENHUA CONSORCIO ENERGETICO HUANCAYELICA S.A. SUBESTACION CAJAMARCA NORTE 220KV		TRANSFORMADOR DE POTENCIA 220/60/10 KV PANEL DE ALARMAS ALARMAS	CONTRATO <b>1201-SECANOR-T1-22</b>	TRANSFORMADOR DE POTENCIA 220/60/10 KV 65	66
C	TABLEROS, COMO MONTADO	26/06/01	DCG. DISEÑO							
B	PARA CONSTRUCCION	23/06/01	EGR. VERIFICADO							
ESTADO	MODIFICACION	FECHA	MON.							

1.06530.DWG



D	COMO CONSTRUIDO	10/11/01	EDR	FECHA	20.03.01
C	TABLEROS, COMO MONTADO	26/06/01	DCS	DISERJO	
B	PARA CONSTRUCCION	23/05/01	EDR	MCAPICHA	
E	ESTADO MODIFICACION	FECHA	INICI		

CONENHUA  
 CONSORCIO ENERGETICO HUANCAMELCA S.A.  
 SUBSTACION CAJAMARCA NORTE 220KV



TRANSFORMADOR DE POTENCIA 220/60/10 KV  
 UNIDAD TERMINAL REMOTA (RTU)  
 TELEALARMIAS

CONTRATO,  
**1201-SECANOR-T1-22**

TRANSFORMADOR DE POTENCIA 220/60/10 KV	69	70
--	----	----

110690.DWG