

**UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA
FACULTAD DE INGENIERIA MECANICA**



**“CONSTRUCCIÓN Y MONTAJE DE LA
SUBESTACION MINA RAURA 33 kV, 10 MVA”**

**INFORME DE INGENIERIA PARA OPTAR EL TITULO
PROFESIONAL DE INGENIERO MECANICO
ELECTRICISTA**

ARNALDO VILLARREYES CALDERON

PROMOCION 84-1

Lima – Perú

2002

INDICE

PROLOGO.	1
CAPITULO 1	
INTRODUCCIÓN.	3
1.1. Generalidades.	3
1.2. Ubicación.	4
1.3. Objetivo.	4
1.4. Alcances.	4
1.5. Aspectos Geográficos.	5
CAPITULO 2	
EVALUACION PRELIMINAR TECNICA ECONOMICA.	7
2.1. Recursos Actuales Aprovechables.	7
2.2. Generación de la Energía Existente.	8
2.3. Costo de Inversión.	9
2.4. Confiabilidad del Sistema Eléctrico Raura.	11
2.5. Ampliación de la Oferta Eléctrica.	11

CAPITULO 3**CRITERIOS DE DISEÑO PARA LA NUEVA SUBESTACIÓN MINA**

RAURA.	12
3.1. Generalidades.	12
3.2. Nivel de Aislamiento.	12
3.3. Consideraciones Básicas de Diseño.	14
3.3.1. Factor de corrección por altura.	14
3.3.2. Factor de corrección de los pararrayos.	15
3.3.3. Margen de seguridad.	16
3.3.4. Distancias mínimas de seguridad.	16

CAPITULO 4

EQUIPAMIENTO DE LA SUBESTACIÓN MINA RAURA.	18
4.1. Generalidades.	18
4.2. Características Generales.	18
4.3. Características del Equipamiento de la Subestación.	20
4.3.1. Transformador de potencia de 33/10 kV.	20
4.3.2. Interruptor de potencia. de 33 kV.	23
4.3.3. Seccionador de línea con Cuchilla de puesta a tierra	23
4.3.4. Transformadores de Tensión de 33 kV.	24
4.3.5. Pararrayos	25
4.3.6. Transformador de Servicios Auxiliares, 100 kVA, 10 / 0,23 kV	26
4.3.7. Seccionadores fusibles CUT OUT, 10 kV 100 amperios	27

4.3.8.	Pórtico de Llegada.	27
4.3.9.	Celdas de 10 kV.	28
4.3.10.	Tableros de Mando y Protección.	29
4.3.11.	Tablero de Servicios Auxiliares en Corriente Alterna.	31
4.3.12.	Tablero de Servicios Auxiliares en Corriente Continua.	32
4.3.13.	Equipos de Sincronización.	32
4.3.14.	Sistema de Corriente Continua.	33
4.3.15.	Cables de Energía y Terminales para Cables.	33
4.3.16.	Terminales para Cables de Energía en 10 kV.	33
4.3.17.	Cables de Control.	34
4.3.18.	Sistema de Iluminación.	34
4.3.19.	Red de Tierra.	34

CAPITULO 5

PROCEDIMIENTOS DEL MONTAJE Y PRUEBAS DE EQUIPOS.	36
5.1. Actividades y trabajos preliminares.	36
5.1.1. Generalidades.	36
5.1.2. Trabajos Colaterales del Contratista.	38
5.1.3. Organización del trabajo.	44
5.2. Montaje de Equipos.	46
5.2.1. Montaje de transformador de potencia; de 10 MVA, 33/10kV.	46
5.2.2. Montaje del Interruptor de Potencia.	55
5.2.3. Montaje de Seccionadores.	56

5.2.4.	Montaje de Equipo Menor.	58
5.2.5.	Montaje de Celdas de Distribución de 10 kV.	58
5.2.6.	Montaje de Tableros de Control, Protección y Medición.	59
5.2.7.	Montaje de Tablero de Servicios Auxiliares.	60
5.2.8.	Montaje de Banco y Cargador de Baterías.	61
5.2.9.	Tendido y conectado de Cables de Control.	62
5.2.10.	Sistema de iluminación.	64
5.2.11.	Colocación del Sistema de Puesta a Tierra.	65
5.2.12.	Cables de Energía.	67
5.3	Inspección y Pruebas de Aceptación de la Subestación.	68
5.3.1.	Alcance.	68
5.3.2.	Personal en Pruebas.	68
5.3.3.	Responsabilidades.	69
5.3.4.	Equipo de pruebas.	70
5.3.5.	Operación experimental.	71
CAPITULO 6		
COSTOS		72
6.1.	Metrado y Presupuesto Base.	72
CONCLUSIONES.		77
BIBLIOGRAFÍA.		79
ANEXOS		81
PLANOS.		93

PROLOGO

La subestación indicada en el presente informe de ingeniería, forma parte de un proyecto de ampliación de la frontera eléctrica de la Minera Raura, el cual fue concebido dentro del proyecto de mejoramiento y aumento de la producción minera que se viene ejecutando a través de su Gerencia de proyectos, el cual permitirá brindar el servicio de energía con la capacidad suficiente.

Esta subestación de 33 kV, 10 MVA permitirá abastecer de energía a las diversas áreas de explotación y producción minera; como son: las bocaminas, talleres, planta concentradora, almacenes, campamentos y oficinas administrativas.

Otro aspecto importante de este proyecto es que permitirá reemplazar la energía térmica que se generaba mediante cuatro grupos térmicos existentes de bajo rendimiento y altos costos de operación y mantenimiento, por lo que esta nueva subestación eliminó estos altos costos reduciéndolos en un 80 %, ya que esta energía es proveniente de la Central Hidroeléctrica del Mantaro y su Central Hidráulica Cashaucro.

El presente informe tiene la finalidad de brindar a futuros profesionales, un aporte técnico para tener en cuenta en este tipo de trabajos.

Este informe ha sido elaborado en seis capítulos, con la finalidad de brindar un mejor entendimiento y describir mejor los procedimientos de la construcción y montaje de una subestación de 33 kV, 10 MVA.

Expreso mi mas sincero agradecimiento a la Minera Raura a través de su gerencia de Proyectos, a la Empresa Consultora Proyectos Especiales Pacifico S.A. (PEPSA), a la Constructora Balarezo Contratista Generales S.A. por haberme brindado el apoyo y la confianza para ejecutar este trabajo.

CAPITULO 1

INTRODUCCION

1.1. GENERALIDADES.

La nueva subestación Mina Raura forma parte de un proyecto global de integración del sistema eléctrico de la Minera Raura con el sistema interconectado del Centro Norte (SICM). Después de realizar los estudios técnicos de su sistema de energía eléctrica se decidió la construcción de una nueva subestación de llegada la misma que estaría ubicada en las cercanías del asiento minero a una altitud de 4.600 metros sobre el nivel del mar (m.s.n.m.)

Para integrar el sistema eléctrico de la minera Raura, se construyó una línea de transmisión en 33 kV de la Subestación de 138 /33 kV. de Uchuchacua a la subestación Cashaucro; además se realizó la ampliación de las subestaciones Uchuchacua y Cashaucro para adecuarlas a las necesidades requeridas.

El presente informe solamente se refiere a la construcción y montaje de la nueva subestación Mina Raura.

1.2. UBICACIÓN.

La ubicación donde se desarrolló el presente proyecto fue en el asiento minero Raura perteneciente al distrito de San Miguel de Cajas, Provincia de Huánuco, Departamento de Huánuco, siendo su comunicación permanente con la Provincia de Oyón, Departamento de Lima debido a la única carretera de acceso a la mina.

1.3. OBJETIVO.

El objetivo del presente informe de ingeniería, es describir los procedimientos a tener en cuenta en la construcción y el montaje de una subestación de Transformación en 33/10kV, y una potencia de 10 MVA.

1.4. ALCANCES.

Los alcances del proyecto, materia del presente informe de ingeniería, son los siguientes:

- Evaluación económica.
- Obras civiles necesarias.
- Equipamiento mínimo de una subestación.
- Procedimiento de montaje de equipos de patio y sala de control.

1.5. ASPECTOS GEOGRAFICOS.

El área del proyecto esta limitada por las siguientes coordenadas geográficas.

Latitud Norte	76° 15´
Latitud Este	10° 28´

La zona del proyecto es accesible, desde la costa por vía terrestre, desde la carretera Panamericana, en el desvío a Sayán en Huaura pasando por Sayán, Churín Oyón y finalmente se llega al Centro Minero Raura, La distancia de Lima a Raura es de aproximadamente 380 Kms.

El clima de la zona es frío, existiendo frecuentemente precipitaciones fluviales con descargas atmosféricas moderadas.

Las temperaturas ambientales determinadas como límite en la localidad de Raura son:

Temperatura Mínima	- 10 °C.
Temperatura Media :	10 °C.
Temperatura Máxima	20 °C.

Viento Máximo	60 Kms/hora.
---------------	--------------

Humedad Relativa	90 %.
------------------	-------

El Centro Minero Raura se encuentra ubicado a una altitud de 4.600 metros sobre el nivel del mar, por lo que, para fines de diseño se ha tenido en cuenta el factor de corrección por altura.

CAPITULO 2

EVALUACION PRELIMINAR TECNICA ECONOMICA

2.1. RECURSOS ACTUALES APROVECHABLES.

La Empresa Minera Raura tiene una antigüedad de aproximadamente 30 años, durante este tiempo se han desarrollado varios programas de implementación de su frontera eléctrica y actualmente cuenta con la siguiente infraestructura:

- a.- Una central térmica con cuatro grupos de 600 kVA, cada uno.
- b.- Una central hidroeléctrica de 4.8 MVA instalados.
- c.- Una subestación de transformación de 33/10 kV, 10 MVA.
- d.- Una subestación de transformación de 33/10 kV, 3.2 MVA.
- e.- Una Línea de Transmisión de 33 kV. de Cashaucro Raura, de ~~20~~ 20 Kms.
- f.- Varias subestaciones de distribución en media tensión de 10/0.44 kV y 10/0.23 kV.

La infraestructura mencionada conforma los recursos aprovechables de la Empresa Minera Raura, siendo actualmente, la fuente de energía más aprovechable la Central Hidroeléctrica Cashaucro; la misma que suministra el 70 % de la energía que consume todo el centro minero, el otro 30 % lo abastece el sistema interconectado centro Norte (SICN).

2.2. GENERACIÓN DE LA ENERGÍA EXISTENTE.

Las principales fuentes de generación de energía son las siguientes:

- **Central Hidroeléctrica Cashaucro:**

Es la principal fuente de energía propia de la Minera Raura, la misma que abastece permanentemente al centro minero y representa un ahorro económico muy considerable a la empresa minera ya que únicamente genera gastos de operación y mantenimiento siendo el costo de consumo nulo.

Esta central hidroeléctrica se encuentra ubicada en la localidad de Cashaucro, a 2 Km de la provincia de Oyón en el Departamento de Lima.

Actualmente esta central hidroeléctrica cuenta con cuatro grupos de generación de 1,200 kVA cada uno, como potencia nominal.

- **Central Térmica:**

Esta Central Térmica, con la interconexión al sistema eléctrico del Mantaro, ha quedado en Stanby y entra en servicio cuando se presenta algún problema en la Central Hidroeléctrica Cashaucro ó sale fuera de servicio el sistema Interconectado.

Actualmente cuenta con 4 grupos térmicos de 600 kVA, cada uno. Debido a su alto costo de operación y mantenimiento la empresa tomó la decisión de conectarse al sistema interconectado y realizar los trabajos de adecuación pertinentes, siendo uno de ellos la construcción de la nueva subestación Mina Raura.

2.3. COSTO DE INVERSIÓN:

Para poder realizar la tarea de interconexión con el sistema interconectado se elaboró todo un proyecto integral, que fue dividido en dos etapas; en la primera etapa se contemplaba la implementación de las siguientes infraestructuras:

a.- Ampliación de la subestación Uchuchacua.

b.- Línea de Transmisión Uchuchacua Cashaucro, 20 Km.

El costo de los trabajos anteriores demandó una inversión de U.S.\$ 1'400.000,00, quedando las instalaciones listas para ejecutar la segunda etapa del proyecto que fue la nueva subestación Mina Raura.

La segunda etapa demandó una inversión de U.S.\$ 475 805,20 desagregados de la siguiente manera:

	U.S.\$
1. Costo de Equipamiento	
-Un Transformador de 10 MVA, 33/10 kV.	
-Un Interruptor de potencia de 33 kV	
-Un Transformador de servicios auxiliares de 10/ 0,230 kV., 250 kVA.	
-Un Seccionador de 33 kV.	
-Tres Pararrayos de 33 kV.	
-Tableros de Control y Mando y tableros de servicios auxiliares.	
-Cables de Energía y Control	263.030,00
2. Obras Civiles y Metal Mecánicas	
Montaje de Equipos, Puesta en servicio	160.949,19
3. Derivación y adecuación de Línea de 33 KV.	16.826,01
4. Gastos Adicionales	35.000,00
Costo total de la inversión U.S. \$	475.805,20

2.4. CONFIABILIDAD DEL SISTEMA ELECTRICO RAURA.

Con la Implementación de estos nuevos proyectos que permite al sistema eléctrico Raura integrarse al sistema interconectado Centro Norte, proveniente del Mantaro y a la vez, teniendo en operatividad los centros de generación térmica é hidráulica, propios de la minera Raura, garantizan el 100% de confiabilidad del sistema, puesto que las operaciones de la mina están garantizadas en su funcionamiento.

2.5. AMPLIACIÓN DE LA OFERTA ELECTRICA.

La Empresa Minera Raura tiene tres aspectos bien marcados de uso primordial de la energía eléctrica.

Mina	2,6 MVA.
Planta Concentradora	2,7 MVA.
Oficinas y campamentos	0,7 MVA.
TOTAL:	6,0 MVA.

La Capacidad del Transformador instalado es de 10 MVA. Lo que permite a la minera tener una reserva de energía de 4 MVA, energía que puede ser aprovechable en futuras ampliaciones de la mina.

CAPITULO 3

CRITERIOS DE DISEÑO PARA LA NUEVA SUBESTACIÓN

MINA RAURA

3.1. GENERALIDADES.

Las consideraciones básicas para el diseño de esta subestación fueron inicialmente la ubicación, costos, equipos y la mano de obra para la ejecución del proyecto, además de los procedimientos técnicos que se tienen en consideración para este tipo de diseños.

Los cálculos previos determinaron las condiciones mínimas eléctricas que deberían cumplir los equipos a instalar, permitiendo así determinar las características técnicas y la distribución física de los mismos, respetando las condiciones existentes del sistema.

3.2. NIVEL DE AISLAMIENTO.

La IEC ha normalizado un número de niveles de aislamiento de los cuales se puede escoger el más conveniente, considerando las condiciones específicas que prevalecen en el sistema.

Para tensiones inferiores a 52 kV, la IEC a normalizado un valor para cada nivel de aislamiento, siendo fácil determinar la tensión de prueba de impulso atmosférico y a la frecuencia industrial con solo conocer la tensión máxima normalizada correspondiente al sistema

Para niveles de tensión hasta 245 kV existen hasta dos y tres valores normalizados, su selección depende de los criterios de diseño de cada proyectista.

El nivel de aislamiento determinado para esta Subestación se muestra en el siguiente cuadro:

DESCRIPCIÓN		ALTA TENSIÓN	BAJA TENSIÓN
		kV	kV
-	Tensión Nominal del sistema	33	10
-	Clase de aislamiento	52	17.5
-	Tensión de resistencia a la frecuencia industrial	95	38
-	Tensión de resistencia a la onda de impulso	250	95

CUADRO N° 3.1.-

Nivel de aislamiento considerado para la subestación Mina Raura.

3.3. CONSIDERACIONES BASICAS DE DISEÑO.

Esta subestación podría considerarse muy especial por su ubicación geográfica, siendo la altura de operación de 4.600 m.s.n.m. Además del nivel de aislamiento seleccionado, se debe tener presente la selección dieléctrica de los equipos y su comportamiento a tensiones mayores del sistema.

El costo por reposición de los equipos de una subestación es muy alto, por lo que es muy importante seleccionar bien los equipos de protección. Para tal efecto se debe tener en consideración los siguientes factores:

3.3.1. Factor de corrección por altura:

Siendo la altura de operación de los equipos de 4.600 Metros sobre el nivel del mar (m.s.n.m), a cada equipo se le ha afectado por el siguiente factor de corrección de altura:

$$F_{ch} = 1 + 0,125 \frac{(h - 1000)}{1000}$$

donde : h = altura expresada en metros.

m.s.n.m = metros sobre el nivel del mar

Este factor de corrección es igual a la unidad para alturas menores a 1.000 m.s.n.m.

3.3.2 Factor de corrección de los Pararrayos:

El factor de corrección de los pararrayos es el llamado Tensión de operación continua, la cual se determina de la siguiente manera:

Tensión de operación continua (COV)

$$COV = 1,1 \frac{Um}{\sqrt{3}}$$

$$COV = 20,95 \text{ kV.}$$

- Tensión Nominal (Ur):

$$Ur = \frac{COV}{0,8}$$

$$Ur = 26.19 \text{ kV.}$$

donde: Um = 33 kV es la tensión máxima del sistema.

Con estos parámetros, se seleccionaron los siguientes pararrayos:

Marca	=	ABB
Tipo	=	EXLIMMQ030 – CV036
Clase	=	10 kV
Año de fabricación	=	1998
Tensión Nominal	=	33 kV
Tensión de Operación continua	=	24 kV

3.3.3. Margen de seguridad:

Llamado factor de seguridad, y relaciona el nivel básico de aislamiento de los equipos (BIL) y el nivel de protección contra impulsos del tipo atmosférico (NPR) y tiene un rango que varía entre 1,2 y 1,4, siendo 1,25 un valor comúnmente adoptado para niveles de tensión superiores a 52 kV y para niveles inferiores a 52 kV se considera el valor de 1,4.

El factor o margen de seguridad que compara la tensión de prueba a la frecuencia industrial de los equipos con tensión máxima de cebado correspondiente del pararrayos se comprobó que es mayor a la unidad.

3.3.4. Distancias mínimas de seguridad:

Las normas IEC 71-1 y 71-3 definen las siguientes distancias mínimas de seguridad a tener en consideración:

Descripción	Unid.	Tensión de servicio		
		Alta	Media	Baja
-Distancias mínimas entre fases	mm	1.620	220	120
-Conductores Rígidos a partes aterradas	mm	1.620	220	120
-Base de aislador del equipo al nivel del terreno	mm	2.300	2.300	2.300
-Conductores desnudos de fase y la calzada dentro de la subestación	mm	4.000	2.500	2.500

CUADRO N° 3.2.-

Distancia mínima de seguridad

En el presente diseño de la nueva subestación Mina Raura, se han considerado mayores distancias a las mínimas indicadas, con la finalidad de dar una mayor seguridad a los equipos.

CAPITULO 4

EQUIPAMIENTO DE LA SUBESTACION MINA RAURA

4.1. GENERALIDADES.

En el presente capítulo se definen las características técnicas de todos los equipos que conforman la nueva subestación Mina Raura, considerando a la vez una descripción de ejecución de las obras.

4.2. CARACTERÍSTICAS GENERALES.

La subestación Mina Raura será una subestación de llegada instalada en el extremo de la línea de 33 kV, que comunica la Central Hidroeléctrica Cashaucro con el Centro Minero.

La subestación tendrá un transformador con una potencia nominal de 10 MVA, Refrigeración Natural (ONAN) para una tensión nominal de 33 kV en el lado de alta tensión y de 10 kV en el lado de baja tensión.

- **Regulación de tensión.**

La regulación de tensión se realizará mediante un conmutador de tomas en vacío con rango de regulación de $\pm 4 \times 2.5 \%$ en el lado de alta tensión.

- **Aislamiento Nominal de los equipos de alta tensión:**

Considerando la altura donde se construirá la Nueva subestación Mina Raura 4.600,00 m.s.n.m., se ha adoptado para los equipos los siguientes niveles de aislamiento:

Descripción		Alta Tensión KV	Baja Tensión. KV
-	Tensión Nominal del sistema	33	10
-	Clase de aislamiento	52	17.5
-	Tensión de resistencia a la frecuencia industrial	95	38
-	Tensión de resistencia a la onda de impulso	250	95

CUADRO N° 4.1.-

Aislamiento escogidos para los equipos de la subestación Mina Raura.

- **Servicios auxiliares**

Para la alimentación de los servicios auxiliares de la subestación se ha considerado la implementación de los sistemas de servicios auxiliares en 220 Voltios alternos (AC) y 125 Voltios continuos (DC) respectivamente.

- **Mando y señalización.**

Para el mando de los interruptores de potencia de la subestación, tanto en 33 kV como en 10 kV, se ha previsto que habrá mando en el mismo equipo y en la sala de control, los demás equipos tendrán mando manual.

4.3. CARACTERISTICAS DEL EQUIPAMIENTO DE LA SUBESTACIÓN.

En general, el equipamiento electromecánico de la subestación, será el apropiado para soportar las condiciones ambientales previstas en el área del proyecto, cumplirá con las recomendaciones especificadas por las normas de la comisión electrotecnia internacional (IEC), con los requerimientos del Código Nacional de Electricidad de las normas relacionadas.

4.3.1. Transformador de potencia de 33/10 kV

a. Características Generales

El transformador de potencia instalado, será trifásico, para instalación exterior, sumergido en aceite, con sistema de

refrigeración natural (ONAN), conmutador de tomas en vacío.

b. Características eléctricas

Item	Descripción	Subestación Raura
1.	Potencia Nominal : Refrigeración Natural Refrigeración Forzada	10 MVA 12 MVA
2.	Relación de Transformación : Tensión primaria Tensión secundaria	33 +/-4 x 2.5 % kV 10 kV
3.	Frecuencia :	60 HZ
4.	Grupo de conexión :	YNd5
5.	Tensión de cortocircuito	8.00 % aprox.
6.	Conexión Neutro Primario	Sólidamente a tierra (Con aisladores pasatapas)
7.	Tensión Auxiliar : Para motores Para Control	220 Voltios, 60 Hz, 3 hilos, 3o 125 voltios DC.
8.	Corriente secundaria de T.C. :	5 amper.
T.C. =	Transformador de Corriente	

CUADRO N° 4.2.-

Características del transformador de potencia.

c. Nivel de aislamiento.

Descripción	Unid.	Primario	Secundario
Tensión Nominal	kV	33	10
Aislamiento Interno			
Clase de aislamiento	kV	36	12
Tensión de prueba a frecuencia industrial	kV	70	28
Prueba a la tensión de impulso	kV	170	75
Aislamiento Externo			
Clase de aislamiento	kV	52	17.5
Tensión de prueba a frecuencia industrial	kV	95	38
Prueba a tensión de impulso	kV	250	95

CUADRO N° 4.3.-

Nivel de aislamiento del transformador de potencia.

d. Transformadores de corriente :

Descripción	Devanado de Protección	Devanado de medición
Bushing de 33 kV :		
Rango	200 – 300 / 5 / 5 A	
Cantidad	6 (2 x fase)	
Consumo	30 VA	
Clase de Precisión	5P20	
Bushing de 10 kV :		
Rango		600 – 800 / 5 A
Cantidad		3 (1 x fase)
Consumo		30 VA
Clase de Precisión		0.5

CUADRO N° 4.4.-

Características del transformador de corriente.

4.3.2. Interruptor de potencia de 33 kV.

El interruptor será tripolar para instalación al exterior, con cámara de extinción de arco de hexafluoruro de azufre (SF6) y tendrá las siguientes características :

Características	
• Tensión Nominal del Sistema	33 kV
• Máxima Tensión del Sistema	36 kV
• Frecuencia	60 HZ
• Nivel de Aislamiento.	52 kV
• Tensión de Resistencia a la onda de impulso	325 kV pico
• Tensión de Resistencia a la Frecuencia Industrial	140 kV efectivo
• Corriente Nominal	800 Amper.
• Mínima Corriente Simétrica de Ruptura	12.5 KA.

CUADRO N° 4.5.-

Características básicas del Interruptor de potencia.

4.3.3. Seccionador de línea con Cuchilla de puesta a tierra.

El seccionador será de apertura tripolar, con cuchillas de puesta a tierra, con mando motorizado para las cuchillas principales y mando local para las cuchillas de puesta a tierra, serán de montaje vertical para instalación al exterior, el mismo que deberá cumplir con las características anotadas en el siguiente cuadro:

Características	
• Tensión Nominal del Sistema	33 kV
• Máxima Tensión de Servicio	36 kV
• Frecuencia	60 HZ
• Nivel de aislamiento	52 kV
• Tensión de Resistencia a la Onda de Impulso	250 kV pico
• Corriente de Resistencia a la frecuencia Industrial	95 kV efectivo
• Corriente Nominal	800 A.
• Corriente Nominal de corta Duración	12.5 KA

CUADRO N° 4.6.-

Características básicas del Seccionador de Potencia.

4.3.4. Transformadores de Tensión en 33 kV.

Los transformadores de tensión serán del tipo inductivo para instalación al exterior, conectados entre fases y tierra, deberá cumplir con las siguientes características:

Características	
• Tensión Nominal	33 kV
• Máxima Tensión de Servicio	36 kV
• Frecuencia	60 HZ
• Nivel de aislamiento	52 kV
Tensión de Resistencia a la Onda de Impulso	250 kV Pico
Tensión de Resistencia a la Frecuencia Industrial	95 KV efec.
• Relación de Transformación	
Primario	$33 / \sqrt{3}$ kV
Secundario medición	$0.11 / \sqrt{3}$ kV
Secundario protección	$0.11 / \sqrt{3}$ kV
• Consumo y clase de precisión de arrollamientos para	
- Protección	200 VA 3P
- Medición	200 VA cl. 0.5
• Rango de tensión de operación para precisión garantizada de 33/ 3 kV	80% al 120%
• Tensión de prueba de cortocircuito	2.0 kV (rms) 1 min

CUADRO N° 4.7.-

Características del transformador de tensión exterior.

4.3.5. Pararrayos.

Los Pararrayos serán del tipo oxido metálico, para sistemas con neutro a tierra y estarán provistos de un contador de operaciones.

Características	
• Tensión Nominal del Sistema	33 kV
• Frecuencia Industrial	60 HZ
• Nivel de aislamiento	52 kV
Tensión de Resistencia a la Onda de Impulso	250 kV
Tensión de Resistencia a la frecuencia Industrial	95 kV
• Tensión Nominal del Pararrayo	30kV
• Tensión de Operación continua (COV)	24 kV
• Corriente Nominal de Descarga	10 KA pico
• Clase de Descarga	3

CUADRO N° 4.8.-

Características de los Pararrayos.

4.3.6. Transformador de servicios Auxiliares, 100 kVA, 10/0.23 kV:

El transformador de servicios auxiliares estará de acuerdo con las recomendaciones de la IEC, toda modificación a lo establecido por estas normas deberá manifestarse claramente indicando la diferencia entre lo establecido y lo que se propone, en ningún caso será de un nivel de exigencia inferior a la IEC.

Características	
1. Potencia Nominal :	100 kVA
2. Relación de Transformación :	
Tensión primaria	10 + 2 x 2.5 % kV
Tensión secundaria	0.23 kV
3. Frecuencia :	60 HZ
4. Grupo de conexión :	Dy5
5. Tensión de cortocircuito	3.00 % aprox.
6. Conexión Neutro Primario	Accesible
7. Tensión Auxiliar :	220 Voltios, 60 Hz, 3 hilos, 3o
Para Control :	125 voltios D.C.

CUADRO 4. 9.-

Características del transformador de servicios auxiliares.

4.3.7. Seccionadores fusibles CUT OUT, 10 kV - 100 amperios.

Los Seccionadores fusibles serán de instalación exterior sobre estructura metálica, de accionamiento manual mediante pértiga. El elemento fusible estará constituido por un fusible tipo K , para una corriente nominal de 100 amperios.

4.3.8. Pórtico de Llegada.

Todo el conjunto fue previsto, calculado y construido de una manera que cumpla con las características y especificaciones Técnicas.

Todas las estructuras soporte serán metálicas, diseñadas para soportar la llegada de la línea, los equipos de protección y medición, las estructuras metálicas deberán cumplir con las normas ASTM A36.

4.3.9. Celdas de 10 kV.

El sistema de recepción y distribución en 10 kV. (Barras de llegada y Salida) estará instalado en celdas metálicas blindadas del tipo metal enclosed, para uso interior.

Los equipos de maniobra, control, medida y protección estarán ubicados en cada una de las celdas, de manera que su disposición y uso sea el más adecuado; por lo que el fabricante de este tipo de celdas debe ser una empresa de reconocida experiencia.

Para un mejor control de la distribución de la energía en el presente proyecto se consideraron las siguientes celdas de control en 10 kV.

- Celda de llegada:

Sirve para conectar las barras de distribución de 10 kV con los bornes del transformador

- **Celda de salida en 10 kV hacia la planta concentradora:**
Sirve para el enlace desde las barras colectoras hacia la línea de distribución de la planta Concentradora.

- **Celda de Salida a la Subestación N°1 Mina y Campamentos.**
Conecta las barras de distribución en 10 kV con la Subestación N° 1 de distribución a minas, talleres oficinas y campamento.

- **Celda de enlace con la central térmica:**
Servirá para unir las barras en 10 kV correspondiente a los grupos térmicos existentes con el lado secundario del transformador de 10 MVA.

4.3.10. Tableros de Mando y Protección.

Los tableros de mando y protección de la subestación es del tipo autoportado y para instalación al interior de la caseta de control (Casa de Fuerza).

El Tablero construido, se ha previsto dejar una reserva del 20 % de las bornas instaladas con el fin de prever futuras ampliaciones.

Desde este tablero se controla el mando y la protección de la subestación, para tal fin se consideraron los siguientes equipos:

- 01 Relé de bloqueo (86), para operar conjuntamente con la protección propia del transformador, con reposición manual.
- 01 Relé diferencial (87) trifásico para protección del transformador de potencia, corriente nominal 5 amperios.
- 03 Relés monofásicos de sobre corriente (50/51), corriente nominal de 5 amperios, del tipo de tiempo inverso.
- 01 Relé de sobrecorriente a tierra 51 N, corriente nominal 5 amperios, del tipo del tiempo inverso.
- 03 Relés monofásicos ó un relé trifásico de mínima tensión (27), Tensión nominal $110/\sqrt{3}$ Vac. Fase a neutro y tensión auxiliar de 125 V cc \pm 20 %.
- 01 voltímetro ó conmutador voltimétrico para la lectura de la tensión de llegada de la línea en el lado de 33 kV.
- 01 Bloque de señalización para 36 alarmas, del tipo de estado sólido con sus respectivos pulsadores de prueba de lámparas, reconocimientos y cancelación para 125 VDC, con alarma sonora.
- 01 lote de relés auxiliares, borneras, interruptores, cableado y todo lo necesario para cumplir con las funciones del equipo.

- 01 lámpara indicadora de la señalización abierto - cerrado de seccionador de tierra 33 kV.
01 conmutador con lámpara indicadora para operación y señalización abierto cerrado de seccionador de 33 kV.
- 01 conmutador con lámpara indicadora para operación y señalización abierto - cerrado del interruptor de 33 kV.
- 04 conmutadores con lámpara indicadora para operación y señalización abierto cerrado de interruptores de los circuitos de llegada del transformador, de enlace con los grupos existente, de enlace con la subestación N°1 y de la salida a la planta concentradora en el lado de 10 kV.

Los equipos anteriores fueron escogidos para cumplir con las funciones de control, medición y protección de la subestación, materia del presente informe.

4.3.11. Tablero de servicios auxiliares en corriente alterna:

Este tablero tiene la función de suministrar energía a la sala de control para iluminación, fuerza, así también al patio exterior de la subestación; también se incluyen los circuitos de alimentación a los mandos, protección, medición y calefacción.

La alimentación de este tablero en corriente alterna de 220 voltios, se deriva del transformador de servicios auxiliares de 100 kVA, instalado.

4.3.12.Tablero de servicios auxiliares en corriente continua:

Este tablero contendrá los circuitos de mando y protección de los relés instalados además se ha previsto incluir un circuito de iluminación de emergencia en corriente continua para el patio de maniobras y sala de control.

4.3.13.Equipos de Sincronización :

El equipo de sincronización será electrónico digital, programable, con sistema de medición dual, con dispositivos necesarios para realizar las funciones de chequeo de la sincronización.

Tiene los accesorios adecuados para la eliminación de armónicos y transitorios de la tensión de entrada ú otras fuentes.

A este equipo se le a incluido la opción de cierre cuando cualquiera de los circuitos a conectar esta desenergizado.

4.3.14.Sistema de corriente continua:

El sistema de corriente continua comprende las baterías y rectificador – cargador de corriente continua para 125 voltios DC.

Para el control, mando y disparo de los equipos de la subestación se utilizarán 125 voltios DC.

4.3.15.Cables de energía y terminales para Cables.

Los Cables de energía a instalarse en los bushing de 10 kV del transformador y a la salida de cada celda de 10 kV, es del tipo unipolar N2XSY seco, con aislamiento de polietileno, de 12/20 kV, 1 x 120 mm².

4.3.16.Terminales para cables de energía en 10 kV

Los terminales a instalarse deben ser del tipo termoretractil, adecuados para el tipo de cable N2XSY, para una sección de 120 mm².

Se utilizarán en la terminación de los cables que distribuirán la energía desde el transformador de potencia de 33/10 kV a las celdas principales de 10 kV y a las salidas de estas hacia los circuitos de distribución a alimentar.

4.3.17.Cables de Control.

Los cables diseñados para el cableado de los circuitos de control del mando, medida, y protección de la subestación son del tipo CCBT de 2 x 4 mm², CCBT de 4 x 4 mm², CCTB 7 x 4 mm², los mismos que se instalarán de acuerdo al número de circuitos del equipo.

4.3.18.Sistema de iluminación

El suministro de los equipos de iluminación destinado a la subestación deberá cumplir con los requerimientos de uso en el interior de la sala de control y en el patio de maniobras.

4.3.19.Red de tierra.

La red de tierra, tanto profunda como la superficial, con todas sus conexiones entre ambas y los equipos, serán suministrados e instalados de acuerdo a las normas técnicas para este tipo de trabajos.

El conductor escogido para la malla es del tipo, cobre desnudo temple semi duro de 70 mm² de sección, y el propósito es llegar alcanzar un valor de 5 Ω y así garantizar un buen funcionamiento de los equipos.

La red de malla profunda se realizará mediante una malla enterrada a un metro de la superficie la misma que se unirá mediante soldadura exotérmica (Cadwell o similar), de la misma debe derivarse conductores los mismos que se empalmaran a los equipos.

La red de tierra superficial deberá llevarse por ductos, canaletas y deberá conectar todas las estructuras metálicas no vivas, tanto interiores como exteriores.

CAPITULO 5

PROCEDIMIENTOS DEL MONTAJE Y PRUEBAS DE EQUIPOS.

5.1. ACTIVIDADES Y TRABAJOS PRELIMINARES.

5.1.1. Generalidades.

El presente capítulo esta destinado a describir en forma detallada los procedimientos teóricos - prácticos, así como normas a seguir para el montaje de equipos en subestaciones de media ó alta tensión.

5.1.1.1.- Alcances de las especificaciones.

Las especificaciones técnicas para los procedimientos de montaje describen ó definen las principales actividades que debe ejecutar el constructor para el montaje electromecánico de los equipos de la subestación, tiene por objeto definir las exigencias y características de trabajo a realizar en algunos casos los procedimientos a seguir.

El contratista puede mejorar, en algunos casos, los procedimientos a seguir, de acuerdo a su experiencia y disponibilidad de equipos mayores para el montaje, de tal manera que garantice un buen funcionamiento, operación y puesta en servicio de los equipos.

5.1.1.2.- Discrepancias en las especificaciones.

Cuando el constructor encuentra alguna discrepancia entre las especificaciones técnicas y alguna cláusula del contrato, la prioridad la tienen las especificaciones técnicas, por lo que es muy importante tener en cuenta antes de la firma de un contrato, la verificación del equipo a instalar y tomar las pautas necesarias y los seguros necesarios para el transporte ó montaje.

5.1.1.3.- Documentos que debe solicitar el contratista.

Para asegurar una correcta ejecución del montaje de equipos y con el fin de deslindar responsabilidades en el transporte, manipuleo y montaje, el contratista debe solicitar al consultor ó propietario la siguiente documentación.

Copia de los documentos técnicos del proyecto.

- Planos y especificaciones técnicas de fabricación referente a todos los equipos .
- Plano de detalle de las obras civiles. i

- Lista de equipos, con las características de dimensiones y pesos.
- Tablas de datos técnicos.

Memoria descriptiva de los métodos del procedimiento de montaje de los equipos y aparatos electromecánicos del fabricante de los equipos. Asimismo los procedimientos para la ejecución de las pruebas y puesta en servicio.

Calendario de entrega de equipos.

5.1.2. Trabajos colaterales del Contratista.

Todo contratista debe tener presente que, para estos tipos de trabajos, se deben considerar varias tareas preliminares que muchas veces no son indicadas por el proyectista, pero que, influyen en los gastos de la obra.

5.1.2.1. - Alcance de los trabajos.

Los alcances para la ejecución del montaje, están contenidos en los planos, expedientes técnicos, información dada por el fabricante para tal fin el constructor deberá efectuar los trabajos ó tareas que sean necesarios para construir la subestación, en forma tal que al concluir los trabajos, se entregue al propietario una instalación completa y funcionando.

A continuación se enumeran algunas tareas que se debe considerar para ejecutar los trabajos de montaje.

- a) Recepción en el lugar que se indique todo el equipo ó material que se le será entregado, debiendo comprobar en presencia de un representante del propietario ó supervisor de obra el estado y cantidad de estos.
- b) Realizar el transporte hacia de los almacenes de obra, realizar el almacenamiento y custodia y conservación del equipo y material entregado por propietario.
- c) Ejecución de las obras a entera satisfacción del propietario.
- d) Transporte a los almacenes del propietario de los materiales repuestos y equipos excedentes.
- e) Todos los trabajos de reparaciones y arreglos pertinentes, aun después de terminado el montaje deberá realizarlos el contratista sin costo alguno para el propietario, por lo que es muy importante en este tipo de trabajo, que el personal técnico debe tener la suficiente experiencia con la finalidad de no tener que realizar constantes reparaciones por trabajos mal ejecutados.

- f) Pruebas y puesta en servicio y de aceptación definidas en los documentos técnicos de ejecución de la obra.

Lo enunciado anteriormente no es limitativo, el contratista debe ejecutar otros trabajos colaterales necesarios para que subestación quede en perfecto funcionamiento.

5.1.2.2.- Provisión de equipos y servicios.

Para este tipo de trabajos se debe contar con los equipos y herramientas para el montaje adecuado, prever los materiales consumibles, vehículos de transporte y dotar al personal de los implementos de seguridad, asimismo, dentro de la obra deberá existir la señalización correspondiente para evitar accidentes.

En toda obra se requiere de los servicios de luz, agua, combustibles, teléfonos, etc., por lo que es necesario que el constructor elegirá a empresas responsables para suministrar estos servicios.

5.1.2.3.- Suministros del contratista.

El constructor suministrará los equipos, materiales y herramientas para la buena ejecución de la obra.

- a) Concreto simple y reforzado, incluyendo todos los materiales que se requieran para su preparación, colocación, según se especifica tales como: cemento, agregados, agua, aditivos, acero de refuerzo, encofrados, entubados, alambres de amarre, además todas las herramientas y equipos que se requieran para mezclar, transportar, vaciar y curar el concreto.
- b) Equipos de construcción pesados, incluyendo pero sin limitaciones a : Camiones, tractores, grúas, compresoras de aire, martillos neumáticos, winches compactadores, camionetas.
- c) Todas las herramientas y equipos que se requieran para la construcción completa de la subestación : Instrumentos de prueba y montaje para equipos de medición, protección, señalización, control y alarmas de tableros de control, bancos de baterías, transformadores de potencia, equipos de seccionamiento y corte, resistividad del terreno, así como de cualquier otro equipo ó aditamento que fuera necesario para efectuar el montaje de los equipos.

5.1.2.4.- Trámites.

El constructor esta obligado a efectuar los tramites legales, autorización, durante la ejecución de la obra, al igual de los permisos para traslado de equipos, lo que deben realizarse con la debida anticipación.

5.1.2.5.- Medidas de Seguridad.**a.- Plan de seguridad.**

En un plazo inmediato, el contratista deberá efectuar, bajo su responsabilidad, un plan de seguridad, el que deberá comprender entre otros, lo siguiente:

La seguridad del personal del contratista, del personal del propietario destacado en la obra, del personal de control y administración, así como de terceros.

- Medicinas y equipos de primeros auxilios.
- Medios de transporte adecuados para el transporte de heridos ó enfermos.
- Higiene en las zonas de trabajo.
- Seguridad de las instalaciones contra agentes atmosféricos, animales, bichos y acción de terceros.
- Riesgos contra la electrocución del personal de obra.

Medidas de seguridad comunes que pueden ser necesarios por la presencia de varios contratistas en la zona de trabajo.

b.- Prevención de accidentes.

- El personal del contratista deberá llevar documentos de identificación que permitan controlar su presencia y estará previsto de cascos, uniforme, botas de seguridad.

Todo el personal relacionado con las pruebas eléctricas deberá tener conocimiento sobre como interrumpir el suministro eléctrico y como auxiliar a víctimas de descarga eléctrica.

Los equipos de hasta 40 Kg deben ser manipulados por dos operarios, cualquier otro equipo mas pesado debe ser manipulado por grúas ó poleas.

Las herramientas de excavación deben tener mangos de madera dura al igual los martillos, no deben tener bordes mellados.

Los cinceles y herramientas cortantes similares no tendrán menos de 15 cm de longitud.

- Sólo deben usarse llaves corona, dados con palanca, quedando prohibido el uso de tubos para aumentar el brazo de palanca.

El desenvolvimiento de los carretes de cables se hará estando este ubicado en una cuna metálica firmemente ajustado.

- Antes de realizar el tendido del conductor, debe asegurarse que todas las tomas de tierra en cada estructura soporte, estén conectadas a tierra, de preferencia no usar escaleras metálicas.
- Adecuar ambientes para servicios y de aseo para el personal.

c.- Trabajos en equipo energizado.

Cuando las condiciones de trabajo obligan al contratista a alterar, modificar, reemplazar, ó en alguna otra forma entrar a zonas existentes con energía, se debe elaborar un programa del procedimiento a seguir indicando paso a paso el método para realizar el trabajo requerido.

5.1.3. Organización del trabajo.

5.1.3.1.- Horario de Trabajo.

El contratista deberá coordinar con los encargados el horario de trabajo a adoptar, de manera que se permita el continuo control de los trabajadores sin mayores dificultades.

5.1.3.2.- Programa de trabajo.

Todo contratista antes del inicio de las obras debe elaborar el diagrama PERT-CPM, de todas las actividades a desarrollarse, incluyendo la relación del personal que participara en la obra.

Este diagrama será lo mas detallado posible y debe tener una estrecha relación con las partidas del presupuesto y el cronograma valorizado.

5.1.3.3.- Dirección Técnica.

El contratista debe designar a un profesional con experiencia en este tipo de trabajos, dado el alto costo de reposición de los equipos, cualquier maniobra ó instalación mal ejecutada es de responsabilidad de la empresa constructora, por tal motivo la dirección técnica tiene que elegirse adecuadamente al igual que los operarios a cargo del montaje.

5.2 MONTAJE DE EQUIPOS.

5.2.1. Montaje de transformador de potencia de 10 MVA, 33/10 kV.

5.2.1.1. - Descripción.

Esta especificación de montaje se aplicará a los transformadores sumergidos en aceite, servicio a la intemperie, auto enfriado y enfriamiento forzado para 60 hz, 65°C y -65°C de elevación de temperatura, que conforma el presente proyecto.

5.2.1.2. - Disposiciones.

Los equipos que se montaran en este concepto fueron suministrados por el propietario, estando el contratista obligado a ejecutar las siguientes actividades:

Revisión interior.

Maniobras para su colocación en sitio.

Montaje de aisladores pasatapas (Bushing), gabinetes de control y accesorios.

Tratamiento preliminar de alto vacío.

Tratamiento de secado del aislamiento.

Llenado de aceite.

Aplicación de pintura anticorrosivo y de acabado.

Fijación de los gabinetes centralizadores de control y de cambiador de derivaciones.

Conexión del transformador al gabinete de control local y conexión a barras, la conexión de cables de control y fuerza de los gabinetes locales a los gabinetes centralizadores se considera dentro del concepto "Tendido y conectado de cable de control".

5.2.1.3. - Ejecución.

Los transformadores de potencia de alta tensión y grandes capacidades son empacados en fábrica para facilidad de transporte sin aceite aislante, accesorios separados, y en algunos casos en secciones modulares, para preservación de los aislamientos y evitar la entrada de humedad de los mismos durante su transporte el tanque se llena con nitrógeno ó aire seco a presión positiva.

Cuando se recibe un transformador para su instalación se debe efectuar una minuciosa inspección exterior con el fin de verificar que no haya daños externos, se debe revisar las condiciones de presión, contenido de oxígeno y el punto de rocío del nitrógeno ó aire seco según sea el caso.

Si el transformador fue empacado en fabrica y transportado con las bobinas inmersas en aceite aislante y siendo el resultado de la inspección exterior favorable, no será necesario efectuar la inspección interior.

Al iniciar el armado del transformador se debe verificar si no tiene daños internos, en el caso de solicitar esta prueba se debe proceder de la siguiente manera:

Tomar las precauciones para evitar riesgos de sofocación o contaminación por gas, para lo cual se debe evacuar el gas con una bomba de vacío y sustituirlo con aire seco, la presión del gas es cero ó negativo y el contenido de oxígeno y punto de rocío mayores que los esperados, existe la posibilidad de que los aislamientos del transformador estén contaminados con aire y humedad de la atmósfera, por lo que será necesario someter al transformador a un riguroso proceso de secado después de su armado.

El transformador no se deberá abrir en circunstancia que permita la entrada de humedad (días lluviosos), no se dejara abierto por tiempo prolongado, sino el tiempo

estrictamente necesario para lo cual, se considera que son suficientes dos horas como máximo.

Para prevenir la entrada de humedad al abrir el transformador, se realizara un llenado que cubra las bobinas con aceite aislante desgasificado y deshidratado a una temperatura de 30 °C, calentando el núcleo ó bobinas para reducir la posibilidad de condensación de humedad, para mayor seguridad de este llenado preliminar, puede hacerse utilizando el método de alto vacío.

Evitar que objetos extraños caigan ó queden dentro del transformador, las herramientas que se usan deberán ser amarradas al tanque con cintas de algodón.

Las actividades más relevantes que se realizaran en la revisión interna serán las siguientes:

Verificación Minuciosa sobre la sujeción del núcleo y bobinas, así como posible desplazamiento.

Verificación del número de conexiones a tierra del núcleo, revisando su conexión y probando su resistencia.

Inspección visual de terminales, barreras entre fases, estructuras y soportes aislantes, conexiones y conectores.

Revisión de los transformadores de corriente y terminales de bushing, comprobando sus partes y conexiones.

Revisar que no haya vestigios de humedad, polvo, partículas, metálicas ó cualquier material extraño y ajeno al transformador.

Cualquier daño detectado durante la revisión interna, debe ser informado.

Las partes que vienen separadas del transformador deben estar selladas con tapas provisionales las que se irán quitando durante el proceso de armado. Si los trabajos internos se prolongan mas de un día, el transformador deberá sellarse y presurizarse al terminar la jornada.

El manejo e instalación de los businhg se harán siempre en posición vertical y deben estar limpios y secos. Durante el proceso de montaje debe tenerse cuidado de causar roturas y daños a la porcelana y realizar las respectivas pruebas de aislamiento antes del montaje.

Antes de montarse los radiadores deben lavarse con aceite dieléctrico limpio y caliente (25 – 35°C), lo mismo se hará con el tanque conservador, tuberías, válvulas de aceite y se aplicará exteriormente una mano de pintura para acabado.

Los empaques de corcho neoprene se deben limpiar y su montaje se hará con cuidado, comprimiéndolos uniformemente para garantizar un sello perfecto.

Una vez terminado el armado del transformador se procederá a verificar su hermeticidad, para ello se realiza un proceso de presurizado con aire ó nitrógeno seco a una presión de 0.7 Kg/ cm^2 comprobando que no existan fugas en todas las uniones de soldadura, juntas y empaques mediante la aplicación de una solución jabonosa.

Con el objeto de eliminar en los aislamientos la humedad y los gases el transformador debe someterse a un tratamiento de secado que le permita restaurar sus características optimas de rigidez dieléctrica y vida térmica de sus aislamientos. Para tal fin se pueden aplicar cualquiera de los siguientes procedimientos de secado:

- Secado con alto vacío y calor continuo.
- Secado con alto vacío y calor cíclicos.
Secado con alto vacío continuo.
- Secado con aire caliente.
Secado con aceite caliente.

El aceite aislante que se usará para el llenado definitivo del transformador, deberá ser un aceite deshidratado desgasificado, con un contenido máximo de agua de 10 parte por millón (p.p.m.), el resto de las pruebas del aceite, tanto químicas como físicas estarán dentro de los límites de especificación de un aceite dieléctrico nuevo.

Para prevenir descargas electrostáticas debidas a la circulación del aceite aislante, todos los terminales externos del transformador, toda la masa, incluso el equipo de tratamiento deben colocarse sólidamente a tierra durante el llenado de aceite.

El aceite debe ser calentado a 20 °C y preferentemente a una temperatura mayor a la del ambiente y se introducirá en el tanque a una altura sobre el núcleo y bobinas por un punto opuesto a la toma de succión de la bomba de vacío, de tal manera el chorro del aceite no pegue directamente sobre el aislamiento de papel. La admisión será controlada por medio de válvulas para controlar el flujo y conservar una presión positiva, controlando la velocidad de llenado y evitar así el ingreso de burbujas a los arrobamientos.

En una sola operación del llenado se deberá alcanzar a cubrir el núcleo y devanado, si por alguna razón se interrumpe el proceso, se deberá vaciar el transformador y reiniciar el llenado.

Finalmente el aceite será obligado a reciclar a través de la planta de tratamiento durante 8 horas continuas, o un equivalente a dos veces el volumen total del aceite del transformador, con el objeto de eliminar la humedad residual y gases sueltos, durante este proceso se tendrán operadas las bombas de aceite, al terminar esta operación se dejará en reposo el aceite por un mínimo de 24 horas para efectuar las siguientes pruebas y verificaciones:

- Prueba de resistencia de aislamiento de cada uno de los devanados a tierra y entre devanados.
- Prueba de factor de potencia de cada devanado a tierra y entre devanado.
- Prueba de factor de potencia a todos los bushing equipados con TAP de pruebas ó TAP capacitivo.
- Prueba de relación de transformación en todas las derivaciones.
- Medición de la resistencia óhmica en todos los devanados utilizando un puente doble Kelvin.

Pruebas de rigidez dieléctrica, factor de potencia, resistividad tensión interfacial, y acidez del aceite aislante.

Pruebas de contenido de agua y contenido total de gases de aceite aislante.

- Verificación de operación de los dispositivos indicadores de temperatura del aceite y punto caliente.
- Verificación de operación de los equipos auxiliares, como bombas de aceite, ventiladores e indicadores de flujo.
- Verificación de alarmas y dispositivos de protección propios del transformador, así como los esquemas de protección diferencial y de respaldo.

5.2.1.4. - Recursos para el montaje de un transformador.

- Grúa telescópica de 30 toneladas.

Equipo de tratamiento de aceite dieléctrico con bomba de vacío, calentamiento de aceite y cámara de desgasificación con capacidad mayor de 2,000 litros por hora.

Equipo para medición de la rigidez dieléctrica del aceite.

Cuba ó bolsa de goma para tratamiento de aceite con capacidad para 15,000 litros.

Mangueras para aceite.

Mangueras para vacío.

- Un cilindro con nitrógeno o aire seco con válvula reguladora.

Herramientas diversas

Material consumible: alcohol, limpiador SS25, Bencina, etc.

5.2.2. Montaje del Interruptor de Potencia.

5.2.2.1. - Descripción.

Esta especificación de montaje se aplica a interruptores de potencia para servicio a la intemperie, auto soportados, trifásicos con medio de extinción con gas, para una frecuencia de 60 HZ.

Se entenderá por interruptor trifásico al conjunto de tres unidades de interrupción que podrán estar integrados en una sola estructura o bien estar constituido por tres interruptores monofásicos que operan en un sistema trifásico.

5.2.2.2.- Ejecución.

Los interruptores deben recibirse de fábrica empacados para facilitar su traslado al lugar donde se efectuara el montaje. Y su desembalaje se hace ordenadamente en función del proceso de montaje.

Para iniciar el montaje es imprescindible contar con una grúa, con el fin de evitar deterioros al hacerlo en forma manual.

Para el montaje del gabinete de control, se debe tener cuidado con los equipos de accionamiento y verificar antes el estado de los equipos de control y protección del interruptor, además tener mucho cuidado en no humedecer las partes internas del gabinete.

- El montaje del interruptor se debe hacer en posición vertical, tratando de no dañar las columnas de aisladores y evitar algún deterioro en la porcelana.
- Las conexiones eléctricas se limpiarán antes de soldarse o unirse a los conectores.
- El cableado del gabinete debe hacerse de acuerdo a lo especificado por el fabricante, usando para ello el conductor extraflexible CCBT.
- Las pruebas de apertura y cierre deben hacerse usando la tensión continua, para ello pueden usarse el banco de baterías.

5.2.3. Montaje de Seccionadores.

5.2.3.1. - Descripción.

Esta especificación se aplica a seccionadores de apertura Vertical ú horizontal para servicios a la intemperie, auto soportados ó instalados sobre el pórtico, trifásicos para trabajo a la frecuencia nominal de 60 HZ.

5.2.3.2. - Ejecución.

Los Seccionadores vienen empacados de fábrica, en tal forma de facilitar su identificación, transporte y su montaje, por lo que es necesario revisar minuciosamente su contenido con el fin de que no hayan ocurrido daños.

El procedimiento a seguir para el montaje de un seccionador es el siguiente:

Ejecutar las maniobras adecuadas para su traslado al sitio de Montaje.

Realizar las adaptaciones necesarias para fijar los equipos a la estructura ó base.

Verificar la nivelación de bancadas ó bases.

Calibración y ajuste de cuchillas de apertura y cierre.

Colocación y conexionado de los gabinetes de control, conexión a barras y al sistema de puesta a tierra, se debe tener mucho cuidado al montar estos gabinetes en condiciones climáticas desfavorables debido a que se puede humedecer las partes internas de los gabinetes.

Las pruebas y verificación del funcionamiento indicadas en los planos é instructivos del fabricante serán ejecutada por personal idóneo.

5.2.4. Montaje de Equipo Menor.

5.2.4.1. - Descripción.

Dentro de este concepto se considera la colocación y conexión de los pararrayos, aisladores, soporte tipo columna, transformadores de corriente, trampas de onda, dispositivos de potencial y transformadores de potencial monofásicos del tipo pedestal para servicios a la Interprete y tensión nominal hasta 33 kV. y frecuencia de 60 hz.

5.2.5. Montaje de Celdas de Distribución de 10 kV.

5.2.5.1.- Descripción

Se entiende por celdas de distribución de 10 kV, al conjunto de paneles y/o gabinetes que contienen todos los aparatos de seccionamiento, registro, medición y control de las funciones eléctricas de los circuitos de alimentación en 10 kV, instalados en la subestación.

5.2.5.2. - Ejecución.

Las celdas vienen en paneles ensamblados y cableados de fábrica, por lo que el contratista las montará y nivelará en el sitio indicado de acuerdo a lo especificado en los planos.

Se debe poner especial cuidado en el conexionado de estas celdas con los equipos de patio, cualquier error puede causar el deterioro de los equipos de medición y control.

5.2.6. Montaje de Tableros de Control, Protección y Medición.

5.2.6.1. - Descripción.

Se entiende por tablero de control, al conjunto de paneles y/o gabinetes que contienen todos los aparatos que registran, miden y controlan las funciones eléctricas de todos los equipos instalados en una subestación.

5.2.6.2. - Ejecución.

El Tablero viene ensamblado y alambrado de fábrica, por lo que en obra únicamente se procede a montarlo en su base, nivelarlo y posteriormente realizar el conexionado del mismo por personal capacitado.

El montaje de este tipo de equipo se realiza con mucho cuidado para evitar el deterioro de los equipos de control y medida que se encuentran instalados.

5.2.7. Montaje de Tablero de Servicios Auxiliares.

5.2.7.1.- Descripción.

Se entiende por Tablero de Servicios auxiliares a los centros de carga para corriente alterna y corriente continua y se ubican en la caseta de control.

5.2.7.2.- Ejecución.

Los tableros de servicios auxiliares se deben ubicar en un lugar adecuado de manera tal que su acceso sea libre y así poder efectuar las operaciones sin ninguna dificultad.

El cableado de los circuitos de este tablero hacia los equipos de la subestación se debe realizar sobre la base del diagrama funcional de cada equipo, asimismo, el cableado de este tablero a los tableros de control y mando se debe realizar de acuerdo a los diagramas de los equipos de control, protección y medida

Debe tenerse en consideración que en toda subestación debe existir, por separado un tablero de servicios auxiliares de corriente alterna y un tablero de servicios auxiliares de corriente continua.

Ambos tableros se alimentan de un circuito independiente que sale de la tensión de servicios de 10 kV, con un transformador de 10 / 0.23 kV.

5.2.8. Montaje de Banco y Cargador de Baterías.

5.2.8.1.- Descripción.

En toda subestación de Potencia es necesario tener fuentes de corriente directa para que en caso de emergencia satisfacer las necesidades de protección, medición, y alumbrado.

De acuerdo con la capacidad y características de la subestación se diseñan los bancos de baterías, que pueden ser del tipo plomo ácido ó alcalino y según las capacidades de los bancos de baterías, se determinan los cargadores para mantenerlos a una tensión adecuada.

5.2.8.2.- Ejecución.

Se armará y colocará en su sitio los elementos que formen la estructura para soportar el banco, de acuerdo con la disposición mostrada en los planos.

Terminado el montaje de la estructura soporte, se colocarán las baterías y se conectarán los terminales, luego se procederá a

la colocación del cargador de baterías, conectándose entre sí y el tablero de servicios auxiliares de corriente continua.

Después de terminado el montaje se debe verificar lo siguiente:

El nivel del agua electrolítica en las Celdas de las baterías debe ser el recomendado por el fabricante, verificando que los agujeros de ventilación para el escape de gas y los tapones de las celdas de baterías no estén obstruidos.

Aplicar al banco una carga de igualación y se debe tomar las lecturas de voltaje durante la carga, observando que las tensiones de cada una de las celdas del banco, así como la tensión en terminales, la suma de tensión por celda, no deberá ser diferente al voltaje en terminales por mas de 0.05 voltios en un banco de 52 celdas.

5.2.9. Tendido y conectado de Cables de Control.

5.2.9.1.- Descripción.

Se entiende por cables de control, a los conductores que unen los gabinetes de los equipos que se montarán en la parte exterior de la subestación con los instrumentos y aparatos que se localicen en los tableros de control, ubicados en la sala de control.

Los conductores vienen integrados en cables y se componen de 3, 4,5,6,7,8,10,12, conductores por cable, están aislados con polietileno y a su vez el cable esta protegido exteriormente con neoprene para un aislamiento de 600 voltios.

5.2.9.1.-Ejecución.

Los cables de control se instalan en soportes localizados en canaletas siguiendo la trayectoria indicada en los planos del proyecto, formando capas de cables unidos a los soportes mediante hilo de cáñamo para así darles una alineación adecuada.

Después de tendidos los cables, se conectaran a las borneras de interconexión de los tableros de control, mediante conectores del tipo ojo presión, empleándose para ello las herramientas adecuadas.

Después de tender todos los cables se les debe identificar y señalar mediante placas señalizadoras, colocadas en los extremos de cada cable, de acuerdo a la lista de cableado.

Cuando se realiza este tipo de trabajo, el cableado debe hacerse de equipo a tablero y nunca se debe permitir la realización de empalmes.

Para asegurarse del buen estado del cable, estos se les debe hacerles una prueba de Megado con un equipo adecuado.

5.2.10.Sistema de Iluminación.

5.2.10.1.- Descripción.

Dentro este concepto se considera la instalación, colocación, conexión, pruebas y puesta en servicio del sistema de iluminación exterior é interior del patio y la sala de control en la subestación incluyendo el alumbrado de emergencia.

5.2.10.2.- Ejecución.

Los equipos de iluminación se colocarán mediante soportes adecuados a las paredes ó techos y se ubicarán de acuerdo a lo dispuestos en planos.

Los cables de los circuitos alimentadores de las luminarias deben llevarse a través de canaletas ó tuberías y conectándose los interruptores termomagnéticos de los tableros.

Al existir dos circuitos de iluminación, uno en corriente alterna y otro en corriente continua, la ubicación de las luminarias debe realizarse con un criterio técnico de tal manera que las zonas en el patio de maniobras como en las salas de control tengan una iluminación adecuada y la ubicación de las lámparas de emergencia debe hacerse de tal manera que garanticen una adecuada iluminación.

5.2.11.Colocación del Sistema de Puesta a Tierra.

5.2.11.1.- Descripción.

Los sistemas de potencia están expuestos a fenómenos que provocan fallas en los aislamientos y daños al equipo.

La forma más eficaz para reducir estas causas, es un sistema adecuado de conexión a tierra, al cual se conectarán las estructuras y equipos de la subestación.

El sistema de tierra consiste en una cuadrícula de conductores de cobre enterrados y conectados entre sí mediante soldadura exotérmica, conectando los extremos a las varillas de cobre localizados en la periferia de la cuadrícula.

Al ocurrir un fenómeno atmosférico, un buen sistema de tierra reducirá los voltajes peligrosos, limitará las elevaciones de

potencial a tierra, permitirá operar los relés de falla a tierra, ahorrará costos de equipos y mantendrá niveles adecuados de aislamiento.

5.2.11.2.- Ejecución.

Para el tendido del conductor se trazará la cuadrícula efectuando una excavación con una profundidad no menor a 70 centímetros con un ancho de 40 centímetros tendiéndose el cable en la zanja y hacer el relleno con tierra de chacra.

La construcción de la malla se realiza conjuntamente con la excavación y construcción de la cimentación, de tal manera que los cables que lo atraviesan pasen por debajo de ellas, se debe tener cuidado de colocar los cables de conexionado a las estructuras y equipos de modo tal que resulten embebidos en concreto.

Los empalmes en cruz y en T de la malla, así como las salidas de ella al exterior y en general todas las conexiones internas y externas de la malla, deberán ser efectuadas mediante un tipo de soldadura de proceso exotérmico ó similar. Recomendando para ello las soldaduras tipo Cadweld.

La medida final de la malla de tierra en la subestación no debe sobrepasar los 5 ohm.

5.2.12. Cables de Energía.

5.2.12.1.- Cables de Energía.

Se entiende por cables de energía, a los conductores de cobre suave y cableado, con pantalla de vinilo PVC, capa semiconductor, recubiertos con pantalla de cobre y cubierta exterior de PVC, para uso de tensión de 10 kV.

5.2.12.2.- Ejecución.

Los cables de energía se instalarán dentro de las canaletas apoyados en bandejas diseñadas para soportar el peso de estos cables.

Se acostumbra colocar estos cables en la parte inferior de las canaletas, para así evitar interferencia con los circuitos de control.

Debido a que estos cables tienen una pantalla de cobre, se recomienda manipular los cables con mucho cuidado para así evitar daños internos, al desarrollarlos ó sacarlos de los carretes se evitará someterlos a curvas innecesarias, debiendo, en lo posible, ser tendidos en forma recta.

Los extremos de estos conductores se les coloca terminales termoretractiles diseñados para evitar el ingreso de humedad al cable y evitar fugas de corriente.

5.3. INSPECCION Y PRUEBAS DE ACEPTACION DE LA SUB ESTACION.

5.3.1. Alcance.

Las pruebas de aceptación de las subestaciones tienen por objeto la verificación por parte del propietario de la buena calidad de los materiales y el correcto montaje y mantenimiento de todas las instalaciones de acuerdo con el contrato y las especificaciones técnicas.

Las pruebas se realizan una vez concluidas las obras, para lo cual se elabora un protocolo de pruebas de cada de los equipos, y durante el desarrollo de éstas se concluye que las obras han sido ejecutadas de acuerdo a las normas técnicas y especificaciones de montaje señaladas:

5.3.2. Personal en Pruebas.

Antes de iniciar el protocolo de pruebas se debe nombrar una comisión encargada de aprobar y desaprobado el documento técnico que contiene el protocolo de pruebas

Para la ejecución de las pruebas el contratista deberá disponer además de su Ingeniero representante, de los técnicos y operarios necesarios, los mismos que tendrán que ejecutar las conexiones de los equipos de prueba, asimismo toda prueba debe realizarse en presencia de un ingeniero Supervisor y un ingeniero representante del propietario.

5.3.3. Responsabilidades.

El representante del contratista será la persona encargada de conducir el desarrollo de las pruebas.

Cualquier defecto de montaje ó equipo defectuoso que haya comprobado durante las pruebas, debe ser reparado dentro del lapso que se indique por el propietario.

Cualquier daño que puedan resultar en los equipos é instalaciones como consecuencia del procedimiento de ensayos impropios, es responsabilidad del contratista debiendo reparar ó reemplazar el equipo ó material dañado por cuenta propia.

Con el fin de conciliar las pruebas realizadas el contratista debe llevar un registro de todos los eventos y pruebas realizadas a los equipos, indicando en cada registro los equipos empleados para la ejecución de la prueba, las personas que intervinieron,

los materiales consumibles usados y el tipo de prueba que se realiza, documentos que formarán parte del acta de aceptación ó recepción de los trabajos.

Los ajustes de la tensión y frecuencia los debe realizar el contratista de acuerdo a las cargas instaladas por el propietario.

5.3.4. Equipo de Pruebas.

Los equipos de prueba necesarios para la realización de las pruebas de puesta en servicio y recepción estarán de acuerdo con las especificaciones de montaje de los equipos

La precisión de los instrumentos para la medición de las corrientes y tensiones aplicadas durante las pruebas serán como máximo de clase 1.0.

La precisión de los patrones utilizados para la comprobación de los otros equipos de medida deberán ser de las siguientes clases de precisión:

Clase de Instrumento	Clase de Precisión Mínima
1.5	1.0
1.0	0.5
0.5	0.2

TABLA N° 5.1.

Nota :

En el anexo N°2, se adjuntan los resultados de las pruebas realizadas a los equipos mayores como transformador de potencia de 10 MVA 33/10 kV, interruptor de potencia de apertura con carga de 33 kV. Seccionador de 33 kV.

5.3.5. Operación Experimental.

Una vez concluido satisfactoriamente el proceso de inspección y pruebas de aceptación de la subestación y suscrita el acta respectiva, empezará a correr el tiempo para la operación experimental del sistema según el acuerdo de constructor y propietario.

Este tiempo de operación experimental mayormente se estipula un mínimo de 3 meses calendario.

CAPITULO 6

COSTOS.

6.1. METRADO Y PRESUPUESTO BASE.

Para la ejecución del proyecto la Empresa Minera Raura adquirió todos los equipos y materiales necesarios para la ejecución de la obra.

Los equipos adquiridos por la Minera Raura se muestran en la tabla N° 6.1 siguiente:.

TABLA N° 6.1
PRESUPUESTO

PROYECTO : NUEVA SUBESTACION RAURA MINA 33/10 KV

Rubro : Obras civiles y Montaje Electromecánico

Ubicación : Centro Minero Raura.

Partida N°	DESCRIPCION	METRADO		COSTO	
		UNID	CANT	P.UNIT US\$	P.TOTAL US\$
1	Obras preliminares				
1.1	Replanteo	m2	600.00	1.00	600.00
1.2	Desmontaje y limpieza del terreno	m2	600.00	0.90	540.00
2	Excavación y movimiento de tierras				
2.1	Corte en material suelto	m3	76.00	10.00	760.00
2.2	Corte en roca	m3	40.00	40.00	1,600.0
2.3	Relleno	m3	30.00	8.00	240.00
2.4	Demolición de muro de concreto armado	m3	5.00	25.00	125.00
2.5	Construcción de muro de contención 1.5 m. de alto	m	20.00	144.00	2,880.0
2.6	Reubicación de carretera de 6.0 m.	Km	0.0325	27,000.00	877.50
3	Patio de llaves				
3.1	Base del transformador	Gbl.	1.00	3,111.00	3,111.0
3.2	Base del interruptor	Gbl.	1.00	1,191.00	1,191.0
3.3	Base de pórtico	Gbl.	1.00	1,203.00	1,203.0
3.4	Malla de tierra profunda (*)	m	400.00	22.00	8,800.0
3.5	Ductos, buzones y canaletas	Cjto.	1.00	8,270.00	8,270.0
3.6	Sistema de iluminación y fuerza (*)	Cjto.	1.00	822.00	822.00
3.7	Nivelación de terreno y grava	Cjto.	1.00	1,536.00	1,536.0
3.8	Sistema de drenaje	Cjto.	1.00	954.00	954.00
3.9	Cerco perimetral	m	45.00	170.00	7,650.0
4	Obras civiles Sala de control				
4.1	Cimentación de muros, muros	Cjto.	1.00	2,070.00	2,070.0
4.2	Vigas, columnas	Cjto.	1.00	1,740.00	1,740.0
4.3	Ductos y canaletas interior sala de control	Cjto.	1.00	2,280.00	2,280.0
4.4	Acabados, pisos, paredes, techos, puertas y ventanas	Cjto.	1.00	7,670.00	7,670.0
4.5	Sistema de iluminación y fuerza interior (*)	Cjto.	1.00	1,363.00	1,363.0
4.6	Sistema de agua y desagüe	Cjto.	1.00	370.00	370.00
5	Montaje electromecánico				
5.1	Transporte y seguro de equipos	Gbl.	1.00	4,970.00	4,970.0
5.2	Suministro y montaje de pórtico de salida	Cjto.	1.00	6,018.00	6,018.0
5.3	Montaje de transformador de potencia	Cjto.	1.00	8,670.00	8,670.0
5.4	Montaje de interruptor de potencia 52 kV	Cjto.	1.00	1,533.00	1,533.0
5.5	Montaje de seccionador tripolar con p/t 52 kV.	Cjto.	1.00	513.00	513.00
5.6	Montaje de transformador de tensión	Und.	3.00	148.00	444.00
5.7	Montaje de pararrayos 30 kV	Und.	3.00	70.00	210.00
5.8	Conexión a derivación de línea	Cjto.	1.00	500.00	500.00

Partida N°	DESCRIPCION	METRADO		COSTO	
		UNID	CANT	P.UNIT US\$	P.TOTAL US\$
5.9	Montaje de transformador de SS.AA.	Cjto.	1.00	390.00	390.00
5.10	Instalación de cables de energía 12/20 kV	m	650.00	23.59	15,333.50
5.11	Montaje de celdas de 10 kV	Und.	4.00	779.00	3,116.0
5.12	Montaje de tablero de protección y mando	Und.	1.00	817.00	817.00
5.13	Montaje de tablero de SS.AA.	Und.	2.00	446.00	892.00
5.14	Montaje de banco de baterías y cargador rectificador	Cjto.	1.00	1,596.00	1,596.0
5.15	Cableado y conexión de cables de control (*)	Cjto.	1.00	6,650.00	6,650.0
5.16	Cableado y conexión de cables de fuerza (*)	Cjto.	1.00	2,820.00	2,820.0
5.17	Caja de agrupamiento, con llave	Und.	1.00	800.00	800.00
6	Pruebas y operación experimental				
6.1	Pruebas de funcionamiento	Gbl.	1.00	1,500.00	1,500.0
6.2	Puesta en servicio	Gbl.	1.00	7,500.00	7,500.0
6.3	Operación experimental	Gbl.	1.00	1,500.00	1,500.0
7	Obras complementarias				
7.1	Conexión de sala subterránea a línea aérea	Jgo.	2.00	300.00	600.00
7.2	Instalación de línea aérea en 10 kV	Km	0.05	20,000.00	1,000.0
7.3	Retiro de línea aérea en 10 kV existente	Km	0.10	8,000.00	800.00
7.4	Reubicación de Transf. De SS.AA. existente	Jgo.	1.00	488.00	488.00
7.5	Retiro de pórtico existente	Jgo.	1.00	940.00	940.00
7.6	Otros (***)				
8	Campamentos	Gbl.	1.00	3,000.00	3,000.0
	COSTO DIRECTO			U. S. \$	130,853.00
	Gastos generales y utilidades 23%				30,096.19
	TOTAL (No incluye I.G.V. 18%)			U. S. \$	160,949.19

(*) Incluye el suministro de materiales

(**) El metrado es referencial, el Postor deberá verificar el metrado en conformidad con los planos

(***) Se entiende que el presupuesto es a suma alzada, por lo tanto el postor deberá incluir el suministro y/o actividades que a su juicio no han sido incluidas en la presente tabla de cantidades, y que son necesarias para cumplir con los alcances solicitados en las bases del concurso.

TABLA 6.2.
PRESUPUESTO

PROYECTO : NUEVA SUBESTACION MINA RAURA 33/10 KV

Rubro : Derivación Línea 33 kV Mina Raura

PARTIDA N°	DESCRIPCION	METRADO		COSTO	
		UNID.	CANT	P.UNIT US\$	P.TOTAL US\$
1	TRABAJOS PRELIMINARES				
1.1	Transporte de materiales y equipos	Glb	1	1,000.0	1,000.00
1.2	Replanteo topográfico y ubicación de estructuras	Km	0.70	270.00	189.00
2	MOVIMIENTO DE TIERRAS				
2.1	Excavaciones en terreno normal	m3	13.00	28.00	364.00
2.2	Excavaciones en roca	m3	2.50	66.00	165.00
2.3	Relleno compactado	m3	9.70	15.00	145.50
3	CONCRETO				
3.1	Solado de concreto simple	m3	2.50	95.00	237.50
3.2	Concreto Armado (175 kg/cm2)	m3	2.30	252.00	579.60
3.3	Acero fy=4500	kg	140.90	1.20	169.08
4	TENDIDO DEL CONDUCTOR Y CABLE DE GUARDA				
4.1	Tendido y puesta en flecha del conductor AAAC de 95 mm2	km	0.70	850.00	595.00
4.2	Tendido y puesta en flecha del cable de guarda	km	0.70	500.00	350.00
5	ESTRUCTURA DE SOPORTE				
5.1	Instalación de estructura tipo "A1"	Und	2.00	190.00	380.00
5.2	Instalación de estructura tipo "A2"	Und	3.00	125.00	375.00
6	CADENA DE AISLADORES				
6.1	Cadena de aisladores de anclaje (Normales e invertida)	Und	30.00	8.00	240.00
7	PUESTA A TIERRA				
7.1	Instalación de sistema de puesta a tierra (Armado G1 y G2)	Und	5.00	822.00	4,110.00
8	RETENIDAS				
8.1	Instalación de retenidas (incluye excavación)	Und	28.00	135.00	3,780.00
9	PRUEBAS Y PUESTA EN SERVICIO				
9.1	Supervisión, Pruebas y Puesta en Servicio	Cjto.	1.00	1,000.0	1,000.00
	COSTO DIRECTO				13,679.68
	Gastos generales y utilidades 23%				3,146.33
	TOTAL (No incluye I.G.V. 18%)				16,826.01

Nota:

- (*) El metrado es referencial, el Postor deberá verificar el metrado en conformidad con los planos
- (**) Se entiende que el presupuesto es a suma alzada, por lo tanto el postor deberá incluir el suministro y/o actividades que a su juicio no han sido incluidas en la presente tabla de cantidades, y que son necesarias para cumplir con los alcances solicitados en las bases del concurso

TABLA 6.3
PRESUPUESTO

PROYECTO : NUEVA SUBESTACION MINA RAURA 33/10 KV

Rubro : Equipamiento.

PARTIDA N°	DESCRIPCIÓN	METRADO		COSTO	
		UNIDAD	CANT	P.UNIT US\$	P.TOTA US\$
1	EQUIPOS DE PATIO.				
1.1	Transformador de potencia 33 / 10 KV. 10 MVA.	Unid.	1.00	45,000.00	45,000.
1.2	Interruptor de potencia de 33 KV.	Unid.	1.00	15,000.00	15,000.
1.3	Seccionador de Linea de 33 KV.con mando motorizado.	Unid.	1.00	12,500.00	12,500.
1.4	Seccionador de Tierra de 33 KV.con mando manual.	Unid.	1.00	6,500.00	6,500.
1.5	Pararrayos de 33 KV.	Unid.	6.00	1,800.00	10,800.
1.6	Transformadorfes de Tensión de 33 / 0.22 KV.	Unid.	3.00	8,500.00	25,500.
1.7	Transformadores de corriente de 33 / 0.22 KV.	Unid.	3.00	8,500.00	25,500.
1.8	Transformador de servicios Auxiliares 100 KVA. 10/0.22 KV.	Unid.	1.00	5,000.00	5,000.
2	TENDIDO DEL CONDUCTOR Y CABLE DE GUARDA				
2.1	Conductor AAAC de 95 mm2	km	2.10	1,300.00	2,730.
2.2	Tendido y puesta en flecha del cable de guarda	km	1.00	400.00	400.
3	TABLEROS DE CONTROL				
3.1	Tablero de Control y Mando de la Subestación	Und	1.00	33,500.00	33,500.
3.2	Celdas de Control de 10 KV.	Und	4.00	12,500.00	50,000.
3.3	Tablero de Servicios Auxiliares de Corriente Alñterna 220 Volt.	Und	1.00	8,500.00	8,500.
3.4	Tablero de Servicios Auxiliares de Corriente continua 125 Volt.	Und	1.00	7,000.00	7,000.
	DERIVACION LINEA DE TRANSMICION DE 33 KV.				
4	FERETERIA ELECTRICA:				
4.1	Cadena de aisladores de anclaje (Normales e invertida)	Und	120.00	10.00	1,200.0
4.2	Grapas Pistolas, Pernos ojo, Etc. Postes .	Glob.	1.00	8,500.00	8,500.0
4.3	Postes de Madera de 18 mts. de Pino Clase 5.	Und	12.00	450.00	5,400.0
	Total de Costo de Equipamiento de la Subestación.			U.S. \$	263,030.0

CONCLUSIONES

1. La subestación permite eliminar las limitaciones por capacidad de transformación que existía en la antigua subestación N°1 de 3.45 MVA, puesto que proporciona una capacidad de transformación de 10 MVA.
2. Permite que la demanda total sea cubierta completamente por la generación hidráulica de la C.H. Cashaucro y con energía proveniente del Sistema Interconectado Centro Norte (SICN), las cuales son de mucho menor costo que la energía térmica que produce la CT de Raura.
3. Por lo anterior, la subestación proporciona al proyecto de interconexión el beneficio económico necesario para volverlo rentable.
4. El proyecto incluye tres celdas de distribución en 10 kV que permiten agrupar las cargas de una manera más conveniente para el control y

deja preparado el camino para una posterior implementación de un sistema de rechazo de carga.

5. La subestación está preparada para realizar la sincronización semiautomática entre el sistema y la central térmica de ser necesario.
6. La subestación cuenta con un sistema de protección de última generación calibrado, de manera tal que asegura la correcta coordinación con los demás elementos de protección instalados en el sistema aguas arriba.

BIBLIOGRAFIA

1. **ELECTRICAL TRANSMISIÓN AND DISTRIBUTION REFERENCE BOOK.** Westinhouse Electric Corporati3n. East Pittsburgh, Pennsylvania. Westinghouse.
2. **CARLOS FELIPE RAMIREZ G.** Subestaciones de alta y Extra alta tensi3n, Impreso en editorial cadena S.A., Editor Mejía Villegas S.A., Primera edici3n Diciembre de 1989. Primera Edici3n Corregida Setiembre de 1991.
3. **NATIONAL ELECTRICAL CODE 1993–NATIONAL FIRE PROTECTION ASSOCIATION** – Editorial battery March ParK, Quincy Ma D2269.
4. **NATIONAL ELECTRICAL SAFETY CODE 1993** – NESC. Published by The Institute of Electrical and Electronics Engineer. Inc. August 3, Añ3 1992.

5. CODIGO ELCTRICO NACIONAL.

Ministerio de Energía y minas – Dirección General de Electricidad.

TOMO I Prescripciones Generales.

TOMO IV Sistema de Distribución.

TOMO V Sistema de Utilización.

6. NORMAS IEC.

7. SWITCHGEAR MANUAL - ABB Switchgear - ABB.

8. ESTACIONES TRANSFORMADORAS Y DISTRIBUCIÓN.

Gaudencio Zoppeti Judez – Editorial Gustavo GILI S.A, - Barcelona.

ANEXOS

ANEXOS N° 1

RELACION DE NORMAS DE DISEÑO

RELACION DE NORMAS DE DISEÑO

1. NORMAS APLICABLES.

Excepto en los casos en que se especifique lo contrario, los equipos serán diseñados, construidos y probados de acuerdo a la última edición ó revisión de las siguientes normas.

ASME	American Society of Mechanical Engineers.
ASTM	American Society for testing and Materials.
CNE	Código Nacional de Electricidad.
DIN	Deutsche industriennormen.
IEC	International Electrotechnical Comisión.
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers.
ITINTEC	Instituto de Investigación Tecnológico Industrial y de normas técnicas del Perú.
NEC	National Electric Code.
NEMA	National Electric Manufacturers Association.
NESC	National Electric Safety Code.
VDE	Verband Deutsche Elektrotechniker.
UTE	Union Technique de Electricite.
CCITT	Comité Consultatif International Telegraphique et Telephonique

2. NORMAS EQUIVALENTES.

Si el contratista utilizara normas equivalentes ó normas diferentes a las antes mencionadas, o en el caso de que las especificaciones técnicas no las prescriban explícitamente, el contratista deberá solicitar la aprobación del supervisor, para lo cual deberá enviar dos copias de la norma que desee aplicar.

3. NORMAS ESPECIALES.

Los rendimientos, características, procedimientos de las pruebas, las pruebas mismas etc., para los aparatos eléctricos, interruptores, instrumentos y otros equipos eléctricos deberán satisfacer las recomendaciones de la comisión Electrotécnica Internacional (IEC); excepto en casos en los que se defina de otra forma en las especificaciones técnicas particulares de cada equipo.

4. PRIMACIA DE NORMAS.

En el caso de que los documentos contractuales consideren la aplicación de dos o mas normas prescritas en las especificaciones técnicas tendrán primacía sobre cualquier otra Norma. Salvo decisión contraria tomada por el supervisor.

5. TRANSFORMADORES DE POTENCIA.

- IEC 50 (1975) Vocabulario electrotécnico Internacional.
- IEC 76-1 (1976) Power Transformers Part. 1: General.
- IEC 76-2 (1976) Power Transformers Part. 2 : Temperature Rise.
- IEC 76-3 (1980) Power Transformers Part. 3 : Insulation Levels and Dielectric tests.
- IEC 76-3-1 (1987) Power Transformers Part. 3 : Insulation Levels and Dielectric tests. External Clearances in air.
- IEC 76-4 (1976) Power Transformers Part. 4 : Tapping and connections.
- IEC 76-5 (1976) Power transformers Part. 5 : Ability to withstand short Circuits.
- IEC 354 (1991) Loading guide for oil- immersed power transformers.
- IEC 296 (1982) Specification for unused mineral insulating oils for Transformer and switchgear.
- IEC 137 (1984) Bushings for alternating voltages Above 1000 v.
- ITINTEC 370.002 Transformadores de potencia.

6.- INTERRUPTOR DE POTENCIA.

IEC 50 (1975)	Vocabulario Electrotécnico Internacional.
IEC 56 (1987)	Interruptores de Corriente alterna en alta Tensión.
IEC 60 (1973)	Técnicas de Pruebas de alta Tensión Parte 1 y Parte 2
IEC267 (1968)	Guía para la prueba de interruptores con respecto a la apertura fuera de fase.
IEC 376(1971)	Especificaciones y aceptación de hexafluoruro Nuevo Hexafluoruro de Azufre.
IEC 427	Report on Synthetic Testing of High Voltage Alternating Current Circuit Breaker.

7.- SECCIONADORES.

IEC 50 (1975)	Vocabulario Electrotécnico internacional.
IEC 129 (1984)	Alternating current disconnectors (isolators) and earthing Switches.
IEC 168 (1988)	Test on indoor and outdoor post insulators of ceramic Material or glass for systems with nominal voltages greater than 1000 V.
IEC 265-2(1968)	Part 2 : High-voltage switches for rated voltages of 52 kV and above

IEC 273 (1990) Characteristics of indoor and outdoor post insulator for systems with nominal voltages greater than 1000 V.

8.- TRANSFORMADORES DE SERVICIOS AUXILIARES.

IEC 50 (1975) Vocabulario Electrotécnico Internacional.

IEC 76 Transformadores de Potencia.

9.- TRANSFORMADORES DE TENSIÓN.

IEC 50 (1975) Vocabulario Electrotécnico Internacional.

IEC 156 (1963) Método de determinación de la Resistencia Eléctrica de aceites aislantes.

IEC 186 (1969) Transformadores de tensión y Enmienda N° 1 (1978)

IEC 186 A (1972) Primer suplemento a la Publicación 186.

IEC 156 (1963) Method for the determination of the electric strength of Insulating oils.

10.- TRANSFORMADORES DE CORRIENTE.

IEC 50 (1975) Vocabulario Electrotécnico Internacional.

IEC 185 (1987) Current Transformers.

IEC 296 (1986) Specification for unused mineral insulating oils for transformers and switchgear.

11.- PARARRAYOS.

IEC 50 (1975)	Vocabulario Electrotécnico Internacional.
IEC 99-3 (1990)	Surge arresters Part. Artificial pollution testing of surge Arresters.
IEC 99-4 (1991)	Surge arresters Part 4: Metal oxide surge arresters without gaps for a.c. systems American National Standards Institute (ANSI).
C62-11 (1987)	Pararrayos de oxido metálico para circuitos de potencia de corriente alterna.
C76.1 (1976)	Requerimientos y código de prueba para bornes pasatapas de aparatos para instalación en exteriores.

12.- TABLEROS DE CONTROL, MANDO, PROTECCIÓN Y MEDICION.

IEC 50 (1975)	Vocabulario Electrotécnico Internacional.
IEC 157-1	Interruptores Parte 1(1973) y Suplemento 1 A (1976).
IEC 158-1	Contactores.
IEC 185 (1966)	Transformadores de corriente y Enmienda 1 (1977).
IEC 186 (1969)	Transformadores de Tensión y Enmienda 1 (1978).
IEC 186(1970)	Transformadores de Tensión Suplemento A.
IEC 521	Electrical integrating meters.
IEC 255	Rules for electrical relays in power plants.

13.- SISTEMA DE BARRAS.

IEC 50 (1975)	Vocabulario Electrotécnico Internacional.
IEC 120 (1977)	Recomendaciones para acoplamientos "Casquillo bola". (Ball and Socket) para unidades de cadena de aisladores
IEC 207 (1968)	Conductor de aluminio Trenzado (ASC).
IEC 208 (1966)	Conductor de Aleación de Aluminio Trenzado (AAAC).
IEC 273 (1968)	Dimensiones de Unidades de aisladores Portabarras y Exteriores para sistemas con Tensiones Nominales Mayores a 1000 V y Enmienda N° 1 (1972).
IEC 305 (1975)	Características de las unidades de cadenas de Aisladores del tipo Caperuza y Perno(Caps and Pin).
IEC 372-1(1977)	Parte 1- Dimensiones y requerimientos Generales – Dispositivos de seguro para acoplamientos "Ball and Somet" de unidades de cadena de aisladores.
IEC 383 (1972)	Recomendaciones para Pruebas en Aisladores de cerámica ó vidrio para líneas Aéreas con Tensiones Nominales de 1000 V.

14.- SISTEMA DE PUESTA A TIERRA.

IEEE 80 Seguridad en Puesta a Tierra de Subestaciones.

15.- SISTEMA DE ILIMINACIÓN.

IEC 50 (1975) Vocabulario Electrotécnico Internacional.

16.- SISTEMA DE CABLEADO.

IEC 50 (1975) Vocabulario Electrotécnico Internacional.

IEC 59 (1938) Corriente Nominales Normalizadas.

IEC 173 (1964) Colores de núcleos de Cables y cordones Flexibles.

IEC 189 Low frequency cables and wires with P:V:C.
insulation and P.V.C. sheath.

IEC 227 (1967) Cables y cordones Flexibles aislados con Cloruro
de Polivinilo con conductores circulares y tensión
Nominal que no exceda 750 V. Enmienda 1 (1969)
y Enmienda 2 (1973).

IEC 228 (1978) Secciones Nominales y Composición de
conductores de Cables aislados.

IEC 229 (1966) Pruebas y cubiertas de protección anticorrosivos de
Chaquetas Metálicas de cables y Enmienda 1.

IEC 287(1969) Cálculo de Corriente Nominal Continua de cables.
Enmienda 3(1977) y Enmienda 4(1978).

IEC 540 (1976) Método de Pruebas para aislamiento y chaquetas
de cables y cordones eléctricos.

ANEXOS N° 2

RESULTADOS DE PRUEBAS DE EQUIPOS

**VERIFICACION Y ENSAYOS ANTES DE LA PUESTA EN
SERVICIO**

DE LA S.E. RAURA

HOJA 1/10

PROTOCOLO DE PRUEBAS

DEL TRANSFORMADOR DE POTENCIA

DESIGNACION DE EQUIPO

CLIENTE

FECHA

PARTICIPANTES

NOMBRE

FIRMA

Heber Montos

José Manuel

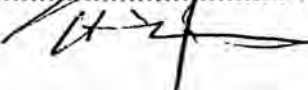
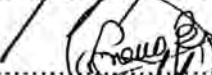
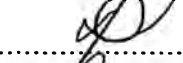
Antonio Villarreyes C

JOSE AGUILA VELANDISE

ANGEL VERANO BULLON

Hidalgo Herrera Amie

HECTOR J. ESPINO C.



PLANILLA DE PRUEBA DE TRANSFORMADOR DE POTENCIA

UBICAC.	S.E. RAURA	CELDA	TRANSFORMACION	FECHA	20/12/1998
---------	------------	-------	----------------	-------	------------

A) DATOS DEL EQUIPO

MARCA	:	ABB
TIPO	:	TD2AN
No. SERIE	:	LD 000536
AÑO DE FABRICACION	:	1998
NORMAS DE FABRICACION	:	IEC Pub. 76
T.c.c.	:	8,0 % +/- 1/10
GRUPO DE CONEXIÓN	:	YNd5
FRECUENCIA	:	60 Hz
REFRIGERACION	:	ONAN/ONAF (Fut)
POTENICA	:	10 MVA
RELACION DE TRANSFORMACION	:	33 000 / 10 000 volt.
ACEITE	:	SHELL DIALA A
ALTURA DE INSTALACION	:	4 800 m.s.n.m.
CALENTAMIENTO	:	60/65 °C
PESO DEL ACEITE	:	3790 KG
PESO TOTAL	:	20 500 KG
CONMUTADOR BAJO CARGA		
TAP	:	9 TAPS

JW

PLANILLA DE PRUEBA DE TRANSFORMADOR DE POTENCIA

UBICACIÓN	S.E.. RAURA	CELDA	TRANSFORMACION	FECHA	20/12/1998
-----------	-------------	-------	----------------	-------	------------

DEVANADO PRIMARIO

TERMINALES	POS.	CONMUTADOR			VOLTS
U	1	U1	V1	W1	36 300
	2	U2	V2	W2	35 475
V	3	U3	V3	W3	34 650
	4	U4	V4	W4	33 825
W	5	U5	V5	W5	33 000
	6	U6	V6	W6	32 175
O	7	U7	V7	W7	31 350
	8	U8	V8	W8	30 525
	9	U9	V9	W9	29 700

BAJA TENSION	
TERMINALES	VOLTS
u	
v	10 000
w	



PLANILLA DE PRUEBA DE TRANSFORMADOR DE POTENCIA

UBICACIÓN	S.E. RAURA	CELDA	TRANSFORMACION	FECHA	20/12/1998
-----------	------------	-------	----------------	-------	------------

B) COMPROBACIONES

B.1. Control Mecánico

<p>* Verificación de las características de placa según protocolo de fábrica</p>	<hr/> OK
<p>* Identificación según planos y diagramas unifilares. Correcta conexión e identificación de los conductores.</p>	<hr/> OK
<p>* Inspección de fugas de aceite alrededor del tanque, radiadores y accesorios.</p>	<hr/> OK
<p>* Verificación de montaje y fijación del trafo, conexiones, conectores y acometidas. (verificar que los terminales no ejerzan esfuerzos mecánicos sobre los aisladores pasantes - Bushings).</p>	<hr/> OK
<p>* Neutro lado mayor tensión: Conexión, calibre del cable, aislamiento y color según diseño.</p>	<hr/> OK
<p>* Puesta a tierra del tanque : Conexión, calibre del cable, aislamiento y color según diseño.</p>	<hr/> OK
<p>* Control de accesorios :</p> <ul style="list-style-type: none"> - Tanque conservador de aceite - Válvulas de drenaje - Caja terminal de menor tensión y de servicios auxiliares - Elemento de entrada de aire seco al tanque del conservador : Hermeticidad y limpieza del filtro, estado de la Silicagel (Azúl, si está en buen estado) 	<hr/> OK
<p>* Verificación de la lubricación y libertad de movimiento del cambiador de Taps, operarlo en todas las posiciones comprobando sus bloqueos en caso de operación inadecuada.</p>	<hr/> OK
<p>* Verificación del estado de los relés Buchholz del transformador y del conmutador.</p>	<hr/> OK
<p>* Verificación del nivel de aceite y posición de las válvulas de cierre en los ductos de aceite y radiadores de refrigeración.</p>	<hr/> OK

JW

PLANILLA DE PRUEBA DE TRANSFORMADOR DE POTENCIA

UBICAC.	S.E. RAURA	CELDA :	TRANSFORMACION	FECHA	20/12/1998
---------	------------	---------	----------------	-------	------------

B.2.- Control Eléctrico :

- * Medición de la resistencia de aislamiento.
 - * La relación de transformación
 - * Grupo de conexionado (trifásico)
 - * Prueba de los transformadores de corriente de los aisladores pasantes (Bushings). Véase protocolo correspondiente.
 - * Prueba de relé Buchholz. Verificación de funcionamiento, disparos y alarmas.
 - * Prueba de los relés de imagen térmica. Verificación de su funcionamiento, disparos y alarmas.
 - * Cambiador de tomas (taps) bajo carga. Verificación de su funcionamiento.
 - * Prueba de los Sistemas de Protecciones del Transformador
-

PLANILLA DE MEDICION DE RESISTENCIA DE AISLAMIENTO DE TRANSFORMADOR DE POTENCIA

UBICACIÓN	S.E. RAURA	CELDA	TRANSFORMACION	FECHA	20/12/199
-----------	------------	-------	----------------	-------	-----------

c) MEDICIONES

1.- Medición de la Resistencia de Aislamiento

a) Resultado de las Mediciones

	RESISTENCIA (MOHM)	TENSION APLICADA (kV)	TIEMPO APLICADO
PRIMARIO A TIERRA	6 000	15	60 seg
SECUNDARIO A TIERRA	4 000	10	60 seg
PRIMARIO - SECUNDARIO	6 000	15	60 seg
TEMPERATURA INICIAL (°C)	12	-	-
TEMPERATURA FINAL (°C)	12,2	-	-

b) Equipos de Pruebas Usados

* Megohmetro

Marca : MEGABRAS
 Tipo : MI 15 KV
 Serie : GL 1734

* Termómetro Patrón Digital

Marca : FLUKE
 Tipo : 52K/J
 Serie : 764712

PLANILLA DE PRUEBAS DE TRANSFORMADORES DE CORRIENTE EN BUSHINGS

UBICACIÓN	S.E. RAURA	CELDA	TRANSFORMACION	FECHA	20/12/1998
-----------	------------	-------	----------------	-------	------------

A) MEDICIONES Y COMPROBACIONES

1) Medición de la Resistencia de Aislamiento (Mega-Ohms)

a) Resultados Obtenidos

UBICACION TC	TENSION APLICADA ENTRE	TC	U	V	W	Temp (°C)
LADO DE ALTA TENSION	Primario Secundario	TC_A	300 000	300 000	300 000	6,1
		TC_B	300 000	300 000	300 000	6,2
		TC_C	-	-	-	-
		TC_D	-	-	-	-
LADO DE BAJA TENSION	Primario-Secundario	TC_A	40 000	40 000	40 000	5,8
		TC_B	-	-	40 000	5,8
		TC_C	-	-	-	-
		TC_D	-	-	-	-
LADO DE ALTA TENSION	Secundario-Tierra	TC_A	20 000	20 000	20 000	6,1
		TC_B	20 000	20 000	20 000	6,1
		TC_C	-	-	-	-
		TC_D	-	-	-	-
LADO DE BAJA TENSION	Secundario-Tierra	TC_A	10 000	10 000	10 000	5,7
		TC_B	-	-	10 000	6
		TC_C	-	-	-	-
		TC_D	-	-	-	-

b) Equipos de medición

<ul style="list-style-type: none"> - Megómetro Marca : MEGABRAS Tipo : MI 15KV Serie : GL 1734M 	<ul style="list-style-type: none"> - Termómetro Patrón Digital Marca : FLUKE Tipo : 52/KJ Serie : 764712
---	--

2) Medición de la resistencia de los arrollamientos secundarios (Ohms)

		U	V	W	°C
Lado alta tensión	1S1-1S2	0,2	0,2	0,2	8,4
	1S1-1S3	0,3	0,3	0,3	8,2
	2S1-2S2	0,3	0,3	0,3	8,5
	2S1-2S3	0,4	0,4	0,4	8,7
Lado baja tensión	1S1-1S2	0,2	0,2	0,2	8,6
	1S1-1S3	0,3	0,3	0,3	8,8
	2S1-2S2	-	-	0,3	8,8
	2S1-2S3	-	-	0,4	8,7

b) Equipo de Prueba Utilizado

Ohmímetro

Marca : FLUKE
Tipo : 87



PLANILLA DE PRUEBAS DE TRANSFORMADORES DE CORRIENTE EN BUSHING

UBICACIÓN	S.E. RAURA	CELDA	TRANSFORMACION	FECHA	21/12/1998
-----------	------------	-------	----------------	-------	------------

3) Verificación de la polaridad

a) Resultado de las Mediciones

		U	V	W
Lado alta tensión	TC-A	OK	OK	OK
	TC-B	OK	OK	OK
	TC-C	-	-	-
	TC-D	-	-	-
Lado baja tensión	TC-A	OK	OK	OK
	TC-B	OK	OK	OK
	TC-C	-	-	-
	TC-D	-	-	-

b) Equipo de Prueba Utilizado

Medidor de polaridad de transformador de corriente

Marca : MULTIAMP

Tipo : CTER-83-E

4) Relación de transformación. Valores medidos directamente

a) Resultado de las Mediciones

		FASE R		FASE S		FASE T		% ERROR FASE R	% ERROR FASE S	% ERROR FASE T
		I_p (A)	I_s (A)	I_p (A)	I_s (A)	I_p (A)	I_s (A)			
LADO ALTA TENSION	1S1-1S2	80	1,998	80	2,001	80	2,002	0,1	0,04	0,09
	1S1-1S3	60	1,01	60	1,01	60	1,01	0,99	0,99	0,99
	2S1-2S2	80	1,998	80	2,003	80	2,002	0,1	0,15	0,09
	2S1-2S3	60	1,01	60	1,01	60	1,01	0,99	0,99	0,99
LADO BAJA TENSION	1S1-1S2	80	0,501	80	0,501	80	0,501	0,1	0,1	0,1
	1S1-1S3	60	0,501	60	0,499	60	0,501	0,19	0,2	0,19
	2S1-2S2	-	-	-	-	80	0,499	-	-	0,2
	2S1-2S3	-	-	-	-	60	0,498	-	-	0,4

Donde : I_p : Corriente Aplicada en lado primario
 I_s : Corriente Aplicada en lado secundario



PLANILLA DE MEDICION DE RELACION DE TRANSFORMACION DE TRANSFORMADOR DE POTENCIA

9/10

UBICACIÓN	S.E. RAURA	CELDA	TRANSFORM.	FECHA	20/11/98
-----------	------------	-------	------------	-------	----------

1) Relación de Transformación Nominal

RELACION DE TRANSF. (v)	
A.T.	B.T.
33000+/-4*2,5%	10 000

2) Mediciones y Comprobaciones

2.1) Relación entre el lado de alta y baja tensión

TAP	RELACION MEDIDA			RELACION TEORICA	%ERROR		
	U_N/X_N	V_N/Y_N	W_N/Z_N		U_N/X_N	V_N/Y_N	W_N/Z_N
1	3,64	3,65	3,64	3,63	-0,28	-0,55	-0,28
2	3,54	3,56	3,53	3,55	0,28	-0,28	0,56
3	3,49	3,48	3,48	3,47	-0,58	-0,29	-0,29
4	3,38	3,36	3,37	3,38	0,00	0,59	0,30
5	3,306	3,305	3,305	3,3	-0,18	-0,15	-0,15
6	3,21	3,23	3,21	3,22	0,31	-0,31	0,31
7	3,13	3,15	3,13	3,14	0,32	-0,32	0,32
8	3,06	3,06	3,04	3,05	-0,33	-0,33	0,33
9	2,96	2,96	2,96	2,97	0,34	0,34	0,34

VERIFICACION DEL GRUPO DE CONEXIÓN

AT	BT
YN	d5

VERIFICACION : OK



**VERIFICACION Y ENSAYOS ANTES DE LA PUESTA EN
SERVICIO**

DE LA S.E. RAURA

HOJA 1/4

PROTOCOLO DE PRUEBAS

DEL INTERRUPTOR DE POTENCIA

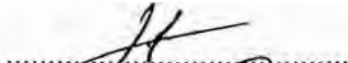
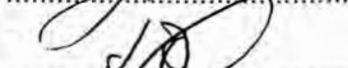
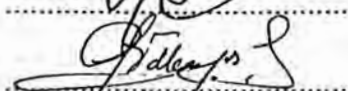
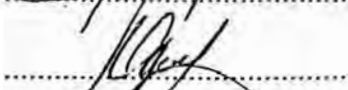
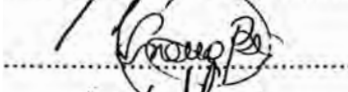

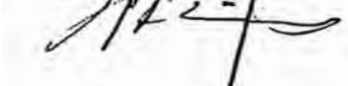
DESIGNACION DE EQUIPO

CLIENTE : FECHA :

PARTICIPANTES

NOMBRE

FIRMA

Heeklor Montes	
Josue Jimenez	
Arnaldo Villarreyes C.	
JOSE AGUILA VELAZQUEZ	
DIOGEL VERDINO BULLON	
Hidelgo Henrich Acuña	
HECTER J. ESPINO CANE	

PLANILLA DE PRUEBA DE INTERRUPTORES DE POTENCIA

HOJA 2/4

UBICACION	S.E. RAURA	CELDA :	LLEGADA EN 33 KV	FECHA	19/12/1998
-----------	------------	---------	------------------	-------	------------

A) DATOS DEL INTERRUPTOR

MARCA : ABB
 TIPO : EDF SK1-1
 No. DE SERIE : 8384771
 AÑO DE FABRICACION : 1998
 TENSION NOMINAL (KV) : 33 KV
 TENSION NOMINAL SOPORTADA AL IMPULSO TIPO RAYO : 250 KV
 NIVEL DE AISLAMIENTO A FREC. INDUSTRIAL (KV) : 90 KV
 CTE. CORTE NOMINAL ASINCRONA (kA) : 25 KA
 CTE. CORTE NOMINAL DE LINEAS AEREAS EN VACIO(A) : 10 A
 TENSION AUXILIAR (VCC) : 125 VCC
 NORMA : IEC 56
 PRESION NOMINAL DEL GAS (MPa) : 0,7 Mpa
 PESO (Kg) : 2 189 KG
 TENSION NOMINAL BOBINA DE CIERRE : 125 VCC
 TENSION NOMINAL BOBINAS DE APERTURA No. 1 Y No.2 : 125 VCC
 TENSION NOMINAL DE MOTOR DE CARGA DE RESORTE : 125 VCC
 TENSION NOMINAL DE CALEFACCION / ILUMINACION : 220 VAC
 CORRIENTE NOMINAL (A) : 2 000 A
 CORRIENTE CORTA DURACION (kA) 3s : 25 KA
 FRECUENCIA (Hz) : 60 Hz
 PODER DE CIERRE : 62,5 KA
 PESO DEL GAS (kg) : 3 Kg
 FACTOR DE POLO : 1,5

B) MEDICIONES Y COMPROBACIONES

1) Medición de Resistencia de Aislamiento

a) Condiciones Ambientales : NORMALES

b) Resultados de las pruebas en Megaohms.

	R	S	T
ENTRADA-SALIDA	3'000 000	3' 000 000	3' 000 000
SALIDA-TIERRA	3'000 000	3' 000 000	3' 000 000
ENTRADA-TIERRA	3'000 000	3' 000 000	3' 000 000
TEMPERATURA INICIAL (°C)	16,3	15,2	12,8
TEMPERATURA FINAL (°C)	16,2	13,8	13,2
TENSION APLICADA (kV)	15	15	15
TIEMPO DE APLICACIÓN (Seg.)	60	60	60

c) Equipos Utilizados

- Megohmetro

Marca : MEGABRAS
 Tipo : MI 15 KV
 Serie : GL 1734 M

- Termómetro Patrón Digital

Marca : FLUKE
 Tipo : 52 KJ
 Serie : 764712

PLANILLA DE PRUEBA DE INTERRUPTORES DE POTENCIA

HOJA 3/4

UBICACION	S.E. RAURA	CELDA :	LLEGADA EN 33 KV	FECHA	19/12/1998
-----------	------------	---------	------------------	-------	------------

2) Verificación y Cableado

R	S	T
OK	OK	OK

3) Verificación del Mando Eléctrico

	CIERRE	APERTURA -1	APERTURA -2
MANDO A DISTANCIA (*)	OK	OK	OK
MANDO LOCAL	OK	OK	OK

(*) Tres Maniobras

4) Verificación del Antibombeo

	CIERRE
ANTIBOMBEO	OK

5) Verificación del Bloqueo por Baja Presión de Gas SF₆

a) Resultados Obtenidos

ALARMA	OK
BLOQUEO	OK

6) Medición de Tiempos de Operación

a) Resultados Obtenidos

	R	S	T
TIEMPO DE CIERRE (CLOSING TIME) (ms)	51,77	52,34	52,17
TIEMPO DE APERTURA (OPENING TIME) BOBINA 1 (ms)	26,45	27,04	26,39
TIEMPO DE APERTURA (OPENING TIME) BOBINA 2 (ms)	26,38	26,58	26,16

b) Equipos de medición

- Medidor de Tiempos de Interruptores
- Marca : DOBLE
- Tipo : F2252

7) Medición de la Resistencia de Contactos

a) Resultados Obtenidos

	R	S	T
RESISTENCIA DE CONTACTOS (MICRO-OHM)	38	38	38
CORRIENTE APLICADA (A)	100	100	100

b) Equipos de medición

- Microohmimetro digital
- Marca : MEGABRAS
- Tipo : MPK-120A
- Serie : CL 1497 Q

PLANILLA DE PRUEBA DE INTERRUPTORES DE POTENCIA

HOJA 4/4

UBICACION	S.E. RAURA	CELDA :	LLEGADA 33KV	FECHA	19/12/19
-----------	------------	---------	--------------	-------	----------

8) Carga del resorte

tiempo (seg.)	Corriente (A)
5,5	7,6

9) Tensión mínima de operación de bobinas

Tensión (volts)	Cierre	Apertura 1	Apertura 2
112,5 VCC	OK	OK	OK

C) INSPECCION INICIAL Y VERIFICACIONES

DESIGNACION :

ITEM	DESCRIPCION	RESULTADO
1	FUNDACION Y ESTRUCTURA DE SOPORTE	OK
2	LIMPIEZA	OK
3	NIVELACION Y ALINEAMIENTO	OK
4	PORCELANA DE LAS COLUMNAS DE AISLADORES	OK
5	EQUIPAMIENTO DE LA CAJA DE MANDO	OK
6	PUESTA A TIERRA	OK
7	CONEXIONES ELECTRICAS	OK
8	DISTANCIAS ELECTRICAS	OK
9	CONECTORES Y UBICACION SEGUN PLANO	OK
10	PRESION DEL GAS SF ₆	OK
11	CALEFACCION DE LA CAJA DE ACCIONAMIENTO	OK
12	ALUMBRADO DE LA CAJA DE ACCIONAMIENTO	OK
13	VERIFICACION DE CONTACTOS AUXILIARES	OK

OBSERVACIONES

**VERIFICACION Y ENSAYOS ANTES DE LA PUESTA EN
SERVICIO**

DE LA S.E. RAURA

HOJA 1/4

PROTOCOLO DE PRUEBAS

DEL SECCIONADOR DE LINEA

DESIGNACION DE EQUIPO

CLIENTE

FECHA

PARTICIPANTES

NOMBRE

FIRMA

<i>Hubder Montes</i>	<i>H.</i>
<i>Josue Turiso</i>	<i>JT</i>
<i>Araldo Villanueva C.</i>	<i>A. Villanueva</i>
<i>Jose Aguila Uchunza</i>	<i>J. Aguila</i>
<i>ANGEL VERDUGO BULLON</i>	<i>Angel Verdugo</i>
<i>Hidalgo Herrera Acuña</i>	<i>H. Herrera</i>
<i>NECIONADO ESTADISTICO</i>	<i>N. Estadístico</i>

PLANILLA DE PRUEBA DE SECCIONADORES DE LINEA

HOJA 2/4

UBICACIÓN	S.E. RAURA	CELDA	LLEGADA EN 33 KV	FECHA	19/12/1998
-----------	------------	-------	------------------	-------	------------

A) DATOS DEL EQUIPO

DESCRIPCION

MARCA	:	ABB
TIPO	:	NRB
No. SERIE	:	8365083
AÑO DE FABRICACION	:	1998
TENSION NOMINAL (kV)	:	33 KV
CORRIENTE NOMINAL (A)	:	1250 A
CORRIENTE CORTOCIRCUITO (kA) : 1s	:	31,5 KA
NIVEL DE AISLAMIENTO (kV)	:	250 KV
FRECUENCIA (HZ)	:	60 Hz
TIPO DE COMANDO/No. DE SERIE	:	BCM-F / 8365 085
TENSION DE CONTROL	:	125 VCC
TENSION NOMINAL DE MOTOR DE ACCIONAMIENTO	:	125 VCC
TENSION NOMINAL DE BOBINA DE BLOQUEO	:	125 VCC
TENSION NOMINAL DE CALEFACCION	:	220 VAC

B) MEDICIONES Y COMPROBACIONES

1) Medición de Resistencia de Aislamiento

a) Resultados de las Pruebas

	R	S	T
TENSION APLICADA (kV)	15	15	15
TIEMPO DE APLICACIÓN (Seg.)	60	60	60
TEMPERATURA INICIAL (°C)	6,2	5	5,4
TEMPERATURA FINAL (°C)	5,3	5,4	5,6
COLUMNA LADO BARRA (MOHM)	3'000 000	3'000 000	3'000 000
COLUMNA LADO EQUIPO (MOHM)	3'000 000	3'000 000	3'000 000
AISLADOR SOPORTE DE BARRA (MOHM)	3'000 000	3'000 000	3'000 000

b) Equipos de Pruebas

- Megómetro

Marca : MEGABRAS
 Tipo : MI 15KV
 Serie : GL 1734M

- Termómetro Patrón Digital

Marca : FLUKE
 Tipo : 52/KJ
 Serie : 764712

2) Verificación del Mando

	CIERRE	APERTURA
MANDO MANUAL CUCHILLA DE PUESTA A TIERRA	OK	OK
MANDO LOCAL MANUAL	OK	OK
MANDO LOCAL ELECTRICO	OK	OK
ALINEAMIENTO	OK	OK
MANDO A DISTANCIA	OK	OK
ENCLAVAMIENTO AL CIERRE - LOCAL	OK	-
ENCLAVAMIENTO A LA APERTURA - LOCAL	-	OK
ENCLAVAMIENTO AL CIERRE - DISTANCIA	OK	-
ENCLAVAMIENTO A LA APERTURA - DISTANCIA	-	OK

PLANILLA DE PRUEBA DE SECCIONADORES DE POTENCIA

HOJA 3/4

UBICACIÓN	S.E. RAURA	CELDA	LLEGADA EN 33KV	FECHA	19/12/1998
-----------	------------	-------	-----------------	-------	------------

3) Medición de la Resistencia de Contactos

a) Resultados de las Pruebas (Microohmios)

	R	S	T
SECCIONADOR	39	39	40
CORRIENTE APLICADA (A)	100	100	100
CUCHILLAS DE PUESTA A TIERRA	12	12	12
CORRIENTE APLICADA (A)	100	100	100

b) Equipos de Pruebas

- Microhmimetro Digital
Marca : MEGABRAS
Tipo : MPK-120A
Serie : CL1497 Q



C) INSPECCION INICIAL Y VERIFICACIONES

DESIGNACION :

ITEM	DESCRIPCION	RESULTADO
1	FUNDACION Y ESTRUCTURA DE SOPORTE	OK
2	LIMPIEZA	OK
3	NIVELACION Y ALINEAMIENTO	OK
4	PORCELANA DE LAS COLUMNAS DE AISLADORES	OK
5	MANDOS Y ACCIONAMIENTOS	OK
6	PUESTA A TIERRA	OK
7	CONEXIONES ELECTRICAS	OK
8	DISTANCIAS ELECTRICAS	OK
9	CONECTORES Y UBICACION SEGUN PLANO	OK
10	CABLEADO Y BORNES SEGUN LOS PLANOS	OK

OBSERVACIONES

**VERIFICACION Y ENSAYOS ANTES DE LA PUESTA EN
SERVICIO**

DE LA S.E. RAURA

HOJA 1/3

PROTOCOLO DE PRUEBAS

PARARRAYOS EN 33 kV

DESIGNACION DE EQUIPO

CLIENTE **FECHA :**

PARTICIPANTES

NOMBRE

FIRMA

Heubler Montoya

[Signature]

Jaime Tenorio

[Signature]

Armando Villanueva C.

[Signature]

JOSE AGUILA U.

[Signature]

ANGEL VERANO BULLON

[Signature]

Hidalgo Herencia Acuña

[Signature]

NICOLAS J. ESPINO CASTRO

[Signature]

PLANILLA DE PRUEBA DE PARARRAYOS

HOJA 2/3

UBICACION	S.E. RAURA	CELDA	LLEGADA EN 33KV	FECHA :	18/12/1998
-----------	------------	-------	-----------------	---------	------------

A) DATOS DEL EQUIPO

MARCA : ABB
 TIPO : EXLIMMQ030-CV036
 No. SERIE : 75015864 - 75015863 - 75015862
 CLASE : 10 KA
 AÑO DE FABRICACION : 1998
 TENSION NOMINAL (KV) : 33 KV
 CORRIENTE LIMITADOR DE PRESION (KA) : 65 KA

CONTADOR DE DESCARGAS :

MARCA : SURGE COUNTER
 TIPO : EXCOUNT-A
 No. SERIE : 9204

B) MEDICIONES Y COMPROBACIONES

1) Medición de Aislamiento

a) Resultado de las mediciones

	R (MOHM)	S (MOHM)	T (MOHM)	TENSION APLICADA (kV)
ALTA TENSION MASA DEL EQUIPO TIERRA	300 000	300 000	300 000	15
ALTA TENSION DEL EQUIPO TIERRA	300 000	300 000	300 000	15
MASA DEL EQUIPO TIERRA	8 000	8 000	8 000	1
TIEMPO DE APLICACIÓN (Seg.)	60 seg	60 seg	60 seg	60 seg
TEMPERATURA INICIAL (°C)	10,2	6,3	5,1	-
TEMPERATURA FINAL (°C)	8,2	5,1	5,2	-

b) Equipo de prueba utilizado

- Megómetro
 - Marca : MEGABRAS
 - Tipo : MI 15 KV
 - Serie : GL 1734 M

- Termómetro patron digital
 - Marca : FLUKE
 - Tipo : 52 K/J
 - Serie : 764712

2) Contador de Maniobras

	R	S	T
NUMERO DE MANIOBRAS	21	20	20



C) INSPECCION INICIAL Y VERIFICACIONES

DESIGNACION :

ITEM	DESCRIPCION	RESULTADO
1	CONEXION LINEA A TERMINAL AT. DEL PARARRAYO	OK
2	DISTANCIA DE SEGURIDAD	OK
3	AJUSTE DE TERMINALES EN EL PARARRAYO	OK
4	ESTADO DE PORCELANA	OK
5	AISLAMIENTO DEL CABLE PARARRAYO-CONTADOR	OK
6	CONEXION A TIERRA DEL PARARRAYO A TRAVES DEL CONTADOR HACIA LA MALLA DE TIERRA	OK
7	AJUSTES DE TERMINALES DEL CONTADOR	OK
8	LIMPIEZA	OK

OBSERVACIONES



**VERIFICACION Y ENSAYOS ANTES DE LA PUESTA EN
SERVICIO**

DE LA S.E. RAURA

HOJA 1/3

PROTOCOLO DE PRUEBAS

*DEL TRANSFORMADOR DE TENSION
INDUCTIVO*

DESIGNACION DE EQUIPO

CLIENTE

FECHA

PARTICIPANTES

NOMBRE	FIRMA
<i>Hector Montas</i>	
<i>Jaime Tumbalá</i>	
<i>ARNALDO VILLARREY GSC.</i>	
<i>JOSE AGUILA VELAZQUEZ</i>	
<i>DINGEL VERANO BULLON</i>	
<i>Hidalgo Herminia Amara</i>	
<i>NECTON J. ESPINOZA</i>	

PLANILLA DE PRUEBA DE TRANSFORMADORES DE TENSION INDUCTIVO

HOJA 2/3

UBICACION	S.E. RAURA	CELDA	LLEGADA EN 33 KV	FECHA	18/12/1998
-----------	------------	-------	------------------	-------	------------

4) DATOS DEL EQUIPO

DESCRIPCION					
MARCA	ABB	TIPO	EMFC 52		
TENSION NOMINAL (kV)	33 KV	No. SERIE	8373386	8373385	8373387
NIVEL DE AISLAMIENTO (kV)	95/250 KV	DEVANADO	a-n	da-dn	
NORMAS	IEC 186	RELACION DE TRANSF.	33/ 3 /0,11KV	33/ 3 /0,11KV	
FRECUENCIA (HZ)	60	CAPACIDAD (VA)	20	20	
PESO (KG)	145	CLASE	0,2	3P	
AÑO DE FABRICACION	1998				

MEDICIONES Y COMPROBACIONES

1) Medición de Resistencia de Aislamiento (MOHM)

a) Resultado de las mediciones

	R	S	T	TENSION APLICADA (kV)	TEMP. °C
Alta tensión/masa	-	-	-	-	-
Alta tensión/baja tensión 1	900 000	900 000	890 000	15	12,5
Alta tensión/baja tensión 2	800 000	800 000	800 000	15	12,6
Baja tensión 1/Masa	60 000	60 000	60 000	1	12,8
Baja tensión 2/Masa	60 000	60 000	60 000	1	11,9
Baja tensión 1/Baja tensión 2	60 000	60 000	60 000	1	12
Tiempo de aplicación (Seg)	60	60	60	-	-

b) Equipos de medición

- | | |
|---|--|
| - Megómetro
Marca : MEGABRAS
Tipo : MI 15KV
Serie : GL 1734M | - Termómetro Patrón Digital
Marca : FLUKE
Tipo : 52/KJ
Serie : 764712 |
|---|--|

2) Verificación de la Polaridad

a) Resultados obtenidos

	R	S	T
PRIMER DEVANADO	OK	OK	OK
SEGUNDO DEVANADO	OK	OK	OK

b) Equipos de prueba utilizado

- Medidor de polaridad de transformación
 Marca : MULTIAMP
 Tipo : CTER-83-E

3) Medición de la Relación de Transformación

a) Resultados obtenidos

	R	S	T
TENSION EN EL PRIMARIO V	300	300	300
TENSION PRIMER DEVANADO (V)	0,999	0,998	0,999
% DE ERROR	0,1	0,2	0,1
TENSION SEGUNDO DEVANADO (V)	1,006	1,005	1,007
% ERROR	0,59	0,49	0,69

b) Equipos de prueba utilizado

- Medidor de relación de transformación
 Marca : MULTIAMP 1 Tipo : CTER-83-E

PLANILLA DE PRUEBA DE TRANSFORMADORES DE TENSION INDUCTIVO

HOJA 3/3

UBICACION	S.E. RAURA	CELDA	LLEGADA EN 33 KV	FECHA	18/12/1998
-----------	------------	-------	------------------	-------	------------

C) INSPECCION INICIAL Y VERIFICACIONES

DESIGNACION :

ITEM	DESCRIPCION	RESULTADO
1	FUNDACION Y ESTRUCTURA DE SOPORTE	OK
2	CAJA DE TERMINALES	OK
3	TERMINAL DE PUESTA A TIERRA	OK
4	LIMPIEZA	OK
5	PORCELANAS	OK
6	TERMINALES SECUNDARIOS	OK
7	CABLEADO Y BORNES SEGÚN LOS PLANOS	OK
8	IDENTIFICACION DE FASES	OK
9	CAJA DE INTERCONEXION DE 3 FASES	OK
10	PINTURA	OK

OBSERVACIONES

**VERIFICACION Y ENSAYOS ANTES DE LA PUESTA EN
SERVICIO**

DE LA S.E. RAURA

HOJA 1/4

PROTOCOLO DE PRUEBAS

DEL TRANSFORMADOR DE CORRIENTE

DESIGNACION DE EQUIPO

CLIENTE

FECHA :

PARTICIPANTES

NOMBRE

FIRMA

Heubler Montes

Guillermo Tamiolaín

Armando Urdarceyes C.

JOSE AGUIA VEASUCO

ANGEL VERANO BULLON

Hidalgo Herminia Benín

HILTON J. ESPINOZA CARRERA



PLANILLA DE PRUEBA DE TRANSFORMADORES DE CORRIENTE

HOJA 2/4

UBICACION	S.E. RAURA	CELDA	LLEGADA EN 10 KV	FECHA	21/12/1998
-----------	------------	-------	------------------	-------	------------

A) DATOS DEL EQUIPO

MARCA	ABB	TIPO	KOFD24C22	N°. SERIE 0764BE103/1-0764BE103/2-0764BE103/3		
TENSION NOMINAL (KV)	10 KV	DEVANADO	VA	R	S	T
NIVEL DE AISLAMIENTO (KV)	12/28/75 KV	1S1-1S2	10	800/1	5P10	PROTECC.
CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO /3S (KA)	16 KA	2S21-2S2	10	800/1	5P10	PROTECC.
CORRIENTE DINAMICA (KA)	40 KA					
FRECUENCIA (HZ)	60 Hz					
NORMAS	IEC185					

B) MEDICIONES Y COMPROBACIONES

1) Medición de la Resistencia de Aislamiento (MEGA-OHMS)

a) Resultados de las mediciones

	TENSION APLICADA	R	S	T
Alta tensión/masa	5 kv	40 000	40 000	40 000
Alta tensión/baja tensión 1	5 kv	50 000	50 000	50 000
Alta tensión/baja tensión 2	5 kv	50 000	50 000	50 000
Baja tensión 1/masa	1 Kv	20 000	20 000	20 000
Baja tensión 2/masa	1 Kv	20 000	20 000	20 000
Baja tensión 1/ Baja Tensión 2	1 Kv	20 000	20 000	20 000
Temperatura inicial (°C)	-	8,2	8,2	7,9
Temperatura Final (°C)	-	8,3	7,9	7,8

b) Equipos de medición

- Megómetro

Marca : MEGABRAS

Tipo : MI 15KV

Serie : GL 1734M

- Termómetro Patrón Digital

Marca : FLUKE

Tipo : 52/KJ

Serie : 764712

2. Medición de la Resistencia de los Arrollamientos Secundarios (OHMS)

a) Resultados de las mediciones

	R	S	T
1S1-1S2	0,3	0,3	0,3
2S1-2S2	0,3	0,3	0,3

b) Equipo de Prueba Utilizado

Ohmímetro

Marca : FLUKE

Tipo : 87

3. Verificación de la Polaridad

a) Resultados de las mediciones

	R	S	T
P1 P2-1S1 1S2	OK	OK	OK
P1 P2-2S1 2S2	OK	OK	OK

b) Equipos de prueba utilizado

- Medidor de polaridad de transformación

Marca : MULTIAMP

Tipo : CTER-83-E

PLANILLA DE PRUEBA DE TRANSFORMADORES DE CORRIENTE

HOJA 3/4

UBICACION	S.E. RAURA	CELDA	LLEGADA EN 10 KV	FECHA	21/12/1998
-----------	------------	-------	------------------	-------	------------

4. Relación de Transformación Por Aplicación de Tensión Secundaria

a) Resultados de las mediciones

	R		S		T		% ERROR	%ERROR	%ERROR
	V_p	V_s	V_p	V_s	V_p	V_s			
P1P2 1S1-1S2	80	0,1002	80	0,1002	80	0,1002	0,19	0,19	0,19
P1P2 2S1-2S2	80	0,1002	80	0,1002	80	0,1002	0,19	0,19	0,19

b) Equipos de prueba utilizado

- Medidor de polaridad de transformación
- Marca MULTIAMP
- Tipo : CTER-83-E

5. Tensión de Saturación

	FASE R		FASE S		FASE T	
	V_{sm}	V_{st}	V_{sm}	V_{st}	V_{sm}	V_{st}
Bob 1	40	10	40,1	10	40	10
Bob 2	100,02	100	100,03	100	100,03	100

V_{sm} : Tensión de saturación medido

V_{st} : Tensión de saturación teorico

DESIGNACION :

ITEM	DESCRIPCION	RESULTADO
1	FUNDACION Y ESTRUCTURA DE SOPORTE	OK
2	CAJA DE TERMINALES	OK
3	TERMINAL DE PUESTA A TIERRA	OK
4	LIMPIEZA	OK
5	TERMINALES SECUNDARIOS	OK
6	CABLEADO Y BORNES SEGUN LOS PLANOS	OK
7	IDENTIFICACION DE FASES	OK

OBSERVACIONES



ANEXOS N° 3

CATALOGOS DE EQUIPOS DE ALTA TENSION

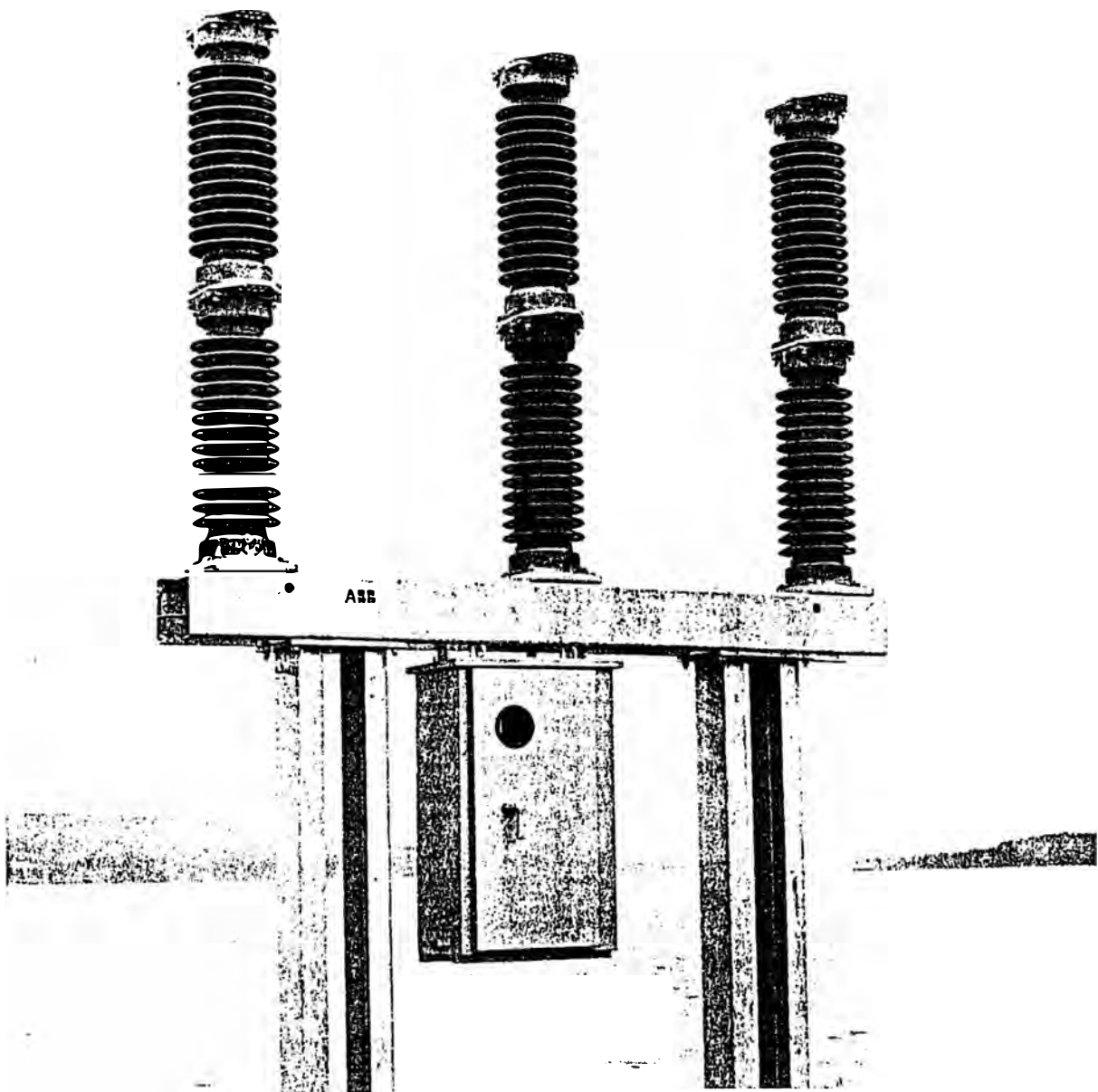
Interrupor SF₆ EDF SK

Publ SESWG/B 2321 Sp
1992-06

Interrupor de SF₆ EDF SK
con " Auto-Puffer™ "
para intemperie

Tensiones nominales
Corrientes nominales
Capacidades nominales de corte
Frecuencias nominales

52—72,5 kV
hasta 2500 A
25—31,5 kA
50 y 60 Hz



EDF SK 1-1, 72,5 kV, con aisladores de porcelana, y con mando a resortes tipo FSA 1.

ABB HV Switchgear

ducción

El interruptor EDF SK es un interruptor de tanque vivo, con gas SF₆, y para una corriente nominal de corte del tipo "puffer", diseñado para tensiones nominales de 52-72,5 kV y capacidades de corte de hasta 31,5 kA.

Los interruptores están dotados de una cámara de corte por polo, y se accionan normalmente con un solo mando. Cuando se requiere operación unipolar, cada polo se acciona con su propio mando.

Principales características y ventajas

El interruptor EDF SK, que satisface las mayores exigencias y cuyos desarrollos están basados en las últimas investigaciones de arcos eléctricos, aporta las siguientes ventajas:

Interrupción sin recebados, de corrientes capacitivas debido a la elevada rigidez dieléctrica inherente del gas SF₆ y la optimización del movimiento de contactos.

Bajas sobretensiones cuando se interrumpen corrientes inductivas como resultado de una extinción óptima al paso por cero de la corriente.

Elevada rigidez dieléctrica con interruptor abierto, incluso a presión atmosférica del gas SF₆, debida a la amplia separación entre contactos.

Baja energía de funcionamiento, lo que reduce tanto los esfuerzos mecánicos como los esfuerzos de reacción sobre la fundación.

Bajo nivel de ruidos, lo que le hace conveniente para instalación en zonas residenciales.

Fácil instalación y puesta en servicio. Cada interruptor suministrado ha sido previamente ensayado en fábrica y se suministra en unidades simples, fáciles de interconectar.

Gran capacidad de cierre incluso en el caso de bancos de condensadores conectados en paralelo

Elevada capacidad sísmica debido al diseño optimizado del polo y la estructura.

Diseño

El polo del interruptor incluye la cámara de interrupción, el aislador soporte de porcelana y la caja de mecanismos. Los tres polos del interruptor van montados sobre una estructura común. El mando va dispuesto bajo dicha estructura. Los polos tienen un sistema de gas común, que se rellena con gas SF₆ a una presión de 0,7 MPa (abs) a la temperatura de 20° C y puede funcionar a temperaturas de hasta -30° C. Para aplicaciones a temperaturas inferiores, hasta -50° C, el interruptor deberá rellenarse con mezcla de gases.

La fiabilidad de funcionamiento y la vida útil en servicio de un interruptor SF₆ dependen de su capacidad para mantener la presión del gas SF₆ y para neutralizar los efectos de la humedad y productos de descomposición del gas.

Se usan dobles juntas tóricas de goma de nitrilo para el sellado, con excelentes resultados.

Cada cámara está provista de un absorbente. El agente absorbente retiene tanto la humedad como los productos de descomposición que se producen durante el proceso de interrupción

Dado que la capacidad de interrupción depende de la densidad del gas SF₆, el interruptor EDF SK está equipado con un manodensostato. El manodensostato, común para los tres polos, consta de un contacto de presión independientemente de la temperatura. Las variaciones de presión, que dependen de la temperatura, en los polos quedarán compensadas por un depósito de gas, de referencia, herméticamente sellado. Por esta razón, cualquier señal de alarma se producirá únicamente si la presión baja debido a fugas de gas.

Mando tipo FSA 1

El interruptor es accionado por un mecanismo de energía almacenada por resortes, tensados a motor, instalado en un armario, a prueba de salpicaduras de agua, de aluminio resistente a la corrosión.

Se usa un FSA 1 para funcionamiento en tripolar.

Se usan tres FSA 1 cuando se pide funcionamiento en unipolar.

Para más detalles, véase catálogo ESSUB/A-2105-4.

Transporte y montaje.

Los polos del interruptor EDF SK se transportan como una unidad completa rellenos de gas SF₆ con ligera sobrepresión. Como el interruptor ya se ha montado y probado en fábrica, el trabajo de montaje en obra es muy simple y puede ser hecho fácilmente en un día.

El rellenado de gas SF₆ a la presión especificada puede

facilitarse utilizando los siguientes equipos:

Una válvula de control especial para conectar a la botella de gas SF₆ y 50 mts. de manguera con conector.

Válvula complementaria de control para conectar la botella de gas N₂ (cuando se use mezcla de gases).

Versiones opcionales del interruptor.

Aisladores de caucho silicón. (Máx. corriente nominal 2000 A).

Aisladores de color gris.

Para instalaciones de transformadores de intensidad tipo IMBD o IHCB:

Soportes para los T/I tipos IMBD o IHCB.

Conexiones primarias entre los T/t IMBD o IHCB y el interruptor EDF SK.

Terminales especiales (el standard es terminal plano):

Cilíndricos de cobre estañado 40/125 mm.

Adaptador NEMA/Cu.

Datos técnicos

Valores de acuerdo con CEI 56 (50Hz) y ANSI C37 (60Hz)

			EDF	25 kA	EDF	31,5 kA
			52	72,5	52	72,5
Tensión nominal	CEI	kV.	52	72,5	52	72,5
	ANSI	kV.		72,5		72,5
Tensión soportada a frecuencia industrial						
— 1 min. seco	CEI	kV.	105	140✓	105	140
— 1 min. bajo lluvia	CEI	kV.	105	140	105	140
— 1 min. seco	ANSI	kV.		160		160
— 10 seg. bajo lluvia	ANSI	kV.		140		140
Tensión soportada a onda tipo rayo						
— Onda plena 1.2/50µs	CEI	kV.	250	325✓	250	325
— Onda cortada 2µs	ANSI	kV.		350		350
— Onda cortada 2µs	ANSI	kV.		452		452
— Onda cortada 3µs	ANSI	kV.		402		402
Linea de fuga a tierra ¹⁾²⁾						
— Normal		mm.	1390	1995/	1390	1995
Linea de fuga sobre elementos de interrupción ¹⁾²⁾						
— Normal		mm.	1995	1995/	1995	1995
Corriente nominal		A.	hasta 2500		hasta 2500	
Corriente nominal de corte		kA.	25		31,5 ³⁾	
Factor del primer polo			1,5	1,5	1,5	1,5
Corriente de cierre (cresta)		kA.	62,5		78,8	
Duración del cortocircuito		seg.	3		3	
Tiempo de cierre		ms.	60		60	
Tiempo de apertura		ms.	35✓		35	
Tiempo de interrupción		ms.	60		60	
Tiempo muerto		ms.	300		300	
Tiempo nominal de reenganche, 60 Hz	ANSI	ciclos	20		20	
Ciclo nominal de maniobra	CEI y ANSI		0 - 0,3 seg. - CO - 3 min. - CO		0 - 0,3 seg. - CO - 3 min. - CO	
	ANSI		CO - 15 seg. - CO		CO - 15 seg. - CO	

¹⁾ Otros valores bajo pedido

²⁾ Tolerancias de acuerdo con CEI 233

³⁾ CEI (50 Hz) y ANSI (50 y 60 Hz). Para CEI (60 Hz) máx. 25 kA.

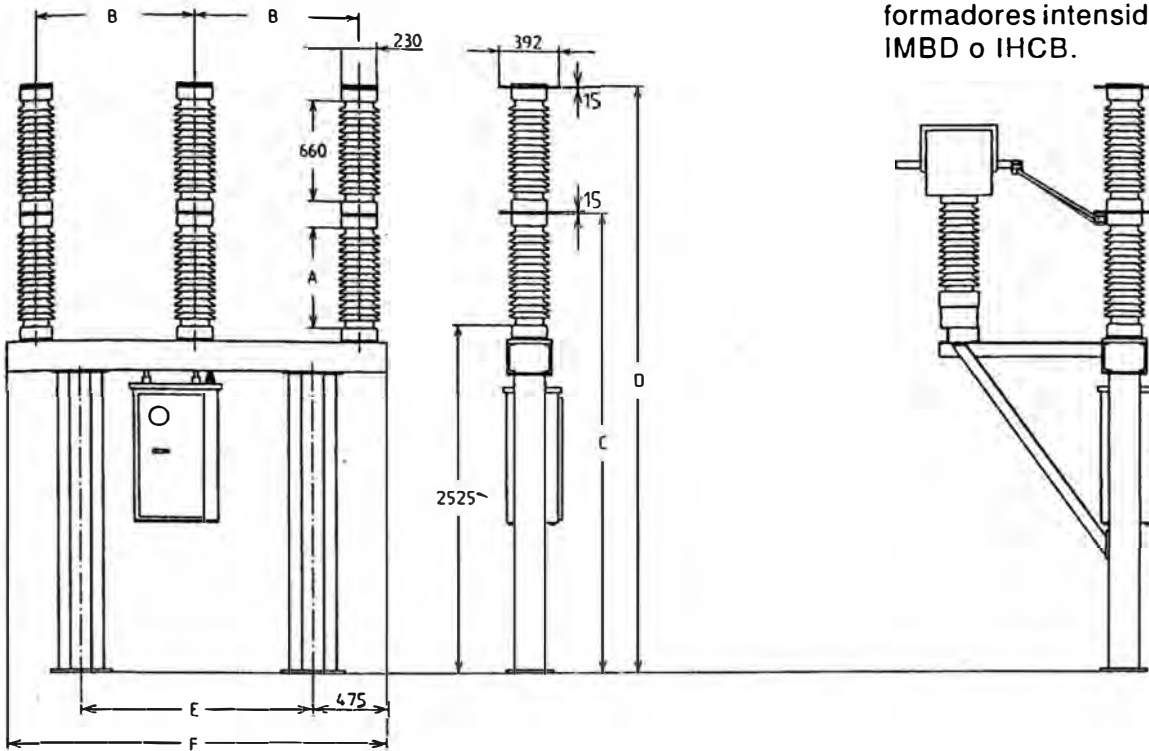
Datos de embalaje

Datos preliminares de embalaje para interruptor con mando tripolar EDF, completo con soportes

Tipo	Número de bultos	Total volumen m. ³	Total Peso bruto kg.	Total Peso neto kg.
EDF SK 52 kV.	2	3,8	1068	818
EDF SK 72,5 kV.	2	3,8	1123	873

**EDF SK 1 - 1 52 - 72,5 kV,
2 columnas soporte,
operación tripolar**

□ El EDF SK 1 - 1, puede ser suministrado con soportes para instalación de transformadores intensidad tipo IMBD o IHCB.



**EDF SK 1 - 1 72,5 kV
2 columnas soporte,
operación unipolar**

Dimensiones, mm.

Interruptor tipo	A	B	C	D	E	F
EDF SK 1 - 1 52	460	700	3065	3940	1200	1795
EDF SK 1 - 1 72,5	660	1050	3265	4140	1500	2495

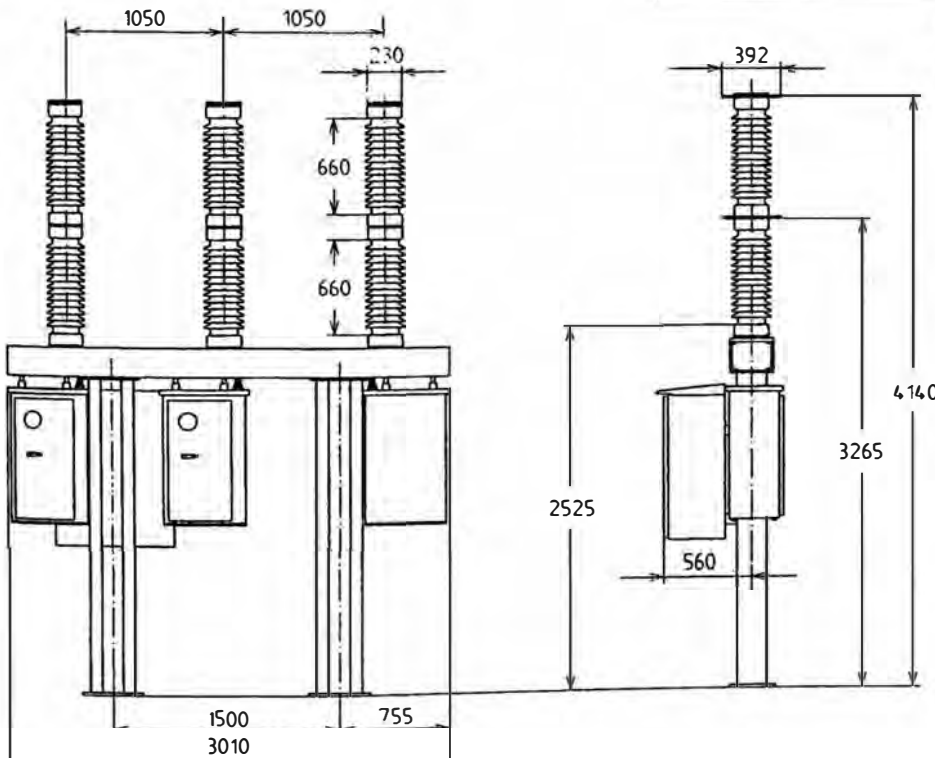


ABB HV Switchgear AB

S-771 80 LUDVIKA, Sweden

Tel. +46 240 82 000

Telex 74507 abblu s

Telefax +46 240 16841

Spring operating mechanism

FSA 1 for SF₆
circuit-breakers

EDF and EDI

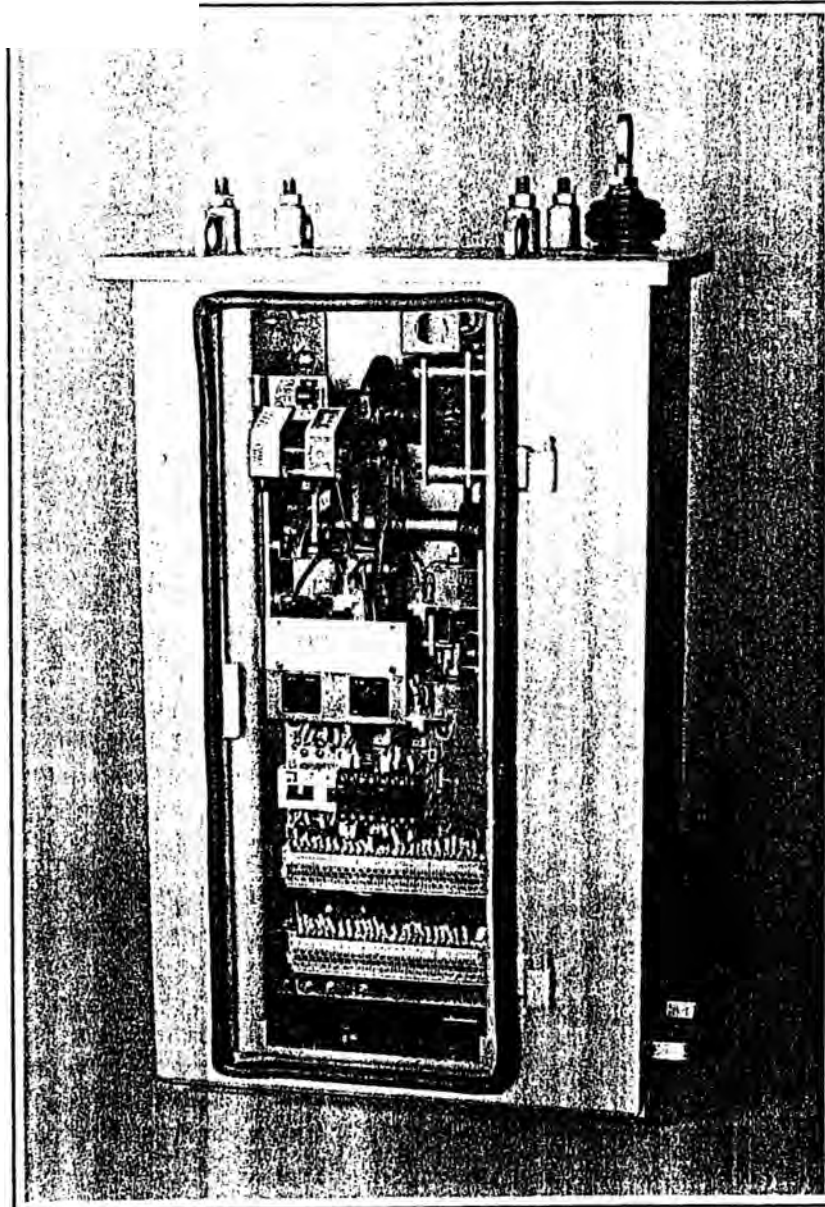


ABB HV Switchgear

ABB
ACER BROWN

General

The operating principle adopted is a further development of the systems which have been successfully in service for medium voltage circuit breakers for more than ten years. Since the new circuit breaker for 72,5 kV now require no more drive energy than medium voltage breakers, the use of similar mechanisms is thus possible.

Design features

- The stored energy is immediately available without losses, thereby ensuring a constant contact travel behavior.
- A minimum of mechanical components increases the availability.
- No seals or valves.

The operating mechanism is characterized by an especially robust, simple, and thereby functionally reliable design of application. It is suitable for three pole as well as single pole application.

- Accessible and clear arrangement of components in the operating mechanism cubicle.
- Easy access to all components without obstruction, after lowering the outer housing.
- The closing spring can be tensioned manually.
- Maximum availability and reliability.
- Minimal maintenance costs.

Design and mode of operation

Design

The principle components and the design can be seen in *Figure 1*. The generously proportioned position and spring tension indicators are readily visible through the observation window in the door, and allow positive identification of the breaker position and of the state of tension of the closing spring. The electrical monitoring and control units are easily accessible after opening the doors. The electrical leads are all taken to the terminal block.

The sheet-metal housing – including the door – can be removed, for ready access to all the internal components. The closing and opening springs are arranged on the two sides. All movements are frictionless damped by means of a dashpot.

Mode of operation

The spring operating mechanism, the design of which is shown schematically in *Figure 2*, consists essentially of two tension spring systems. Closing spring 5 is tensioned by means of motor 13, over the worm-gear drive 21. This provides the energy for a closing operation, and tensions the opening spring 6 during the closing operation.

Charging of closing spring

The main shaft 1 is rotated through 180 degrees via the worm-gear drive 21, by means of the motor 13 or the hand-crank 14, in this way tensioning the closing spring 5.

Maintenance

As far as maintenance is concerned, the spring operating mechanism FSA 1 offers distinct advantages, contribute to a reduction in operational costs.

Closing operation

At the closing signal, the locking-latch 7 is released from the main shaft and closing spring 5 discharges itself. In this way, the transfer cams rotate via the transfer lever 9. Switching shaft 2 is actuated and the breaker closes, simultaneously tensioning and locking the opening spring 6. Motor 13 re-tensions the closing spring 5 after every closing operation. It is controlled via the motor limit switch 16.

Opening operation

With an opening signal locking-latch 8 is released from switching shaft 2 and the opening spring 6 discharges, thereby resulting in opening of the breaker. Auxiliary switch 15 is mechanically linked to the switching units and follows the breaker operation exactly.

Mounting of the operating mechanism

The operating mechanism cubicle (*Figure 1*), containing the spring operating mechanism FSA 1 as well as the control and monitoring units, is easily attached to the circuit-breaker. After mounting the mechanism cubicle to the pole support, the operating rod are coupled to the breaker poles. In case of single pole operation the control and monitoring elements are positioned in each mechanism cubicle. Special provisions for supporting the operating mechanism during assembly are not required.

Lubrication of the transmission shafts and worm-gears as well as the gear wheels, is only required after 2500 CO switching operations, while an overhaul of the complete operating mechanism should be carried out after 5000 CO operations.

Design

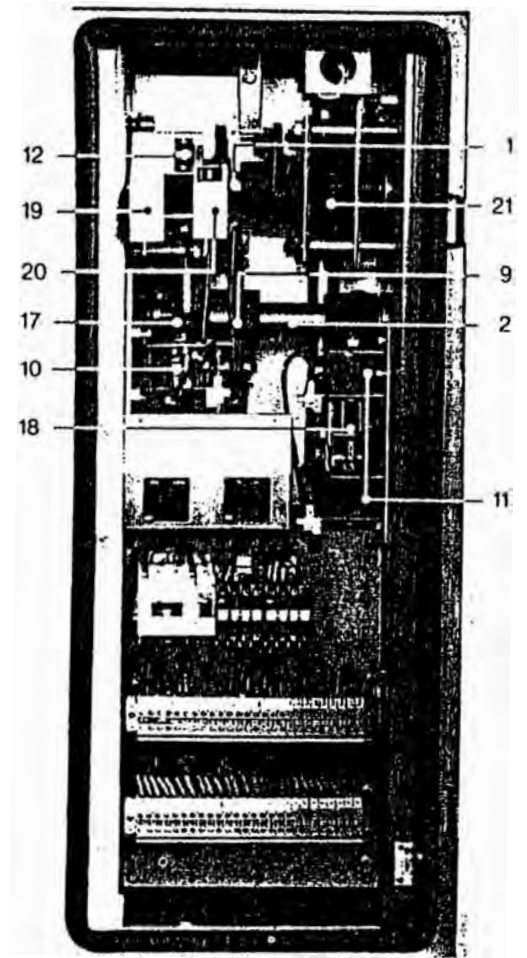
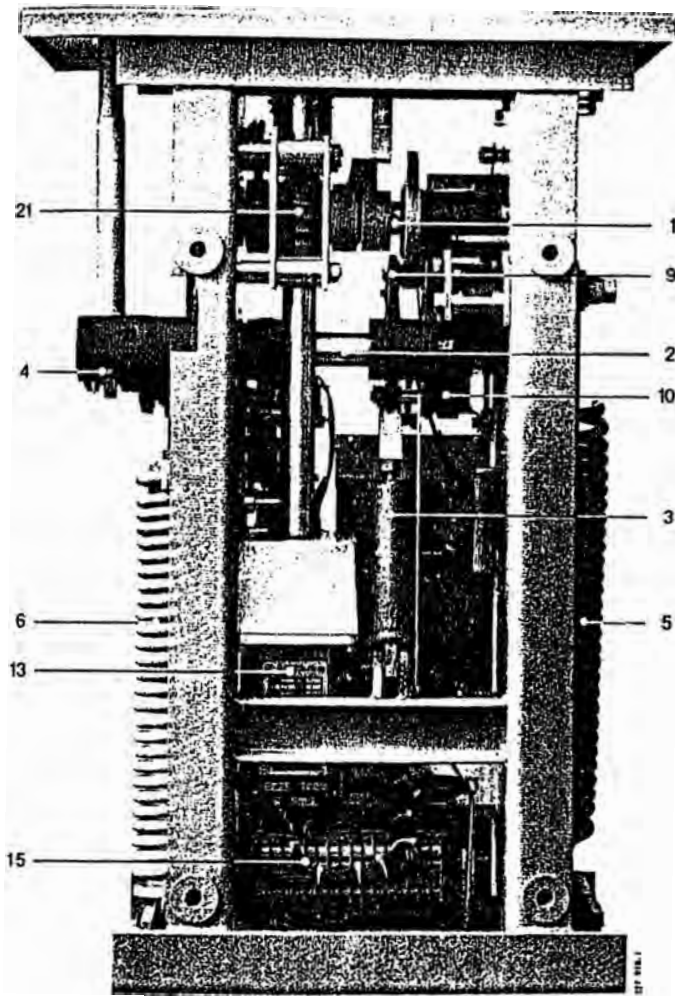


Fig. 1

Design and internal view of the spring operating mechanism FSA 1. References to figures 1 and 2:

1	Main shaft	8	O locking latch	15	Auxiliary switch
2	Switching shaft	9	C transfer lever	16	Motor limit switch
3	Hydraulic damper	10	C release coil	17	C manual operation
4	Discharge lever	11	O trip coil	18	O manual operation
5	Closing spring	12	Breaker operations counter /	19	Spring tension indicator for the CO spring
6	Opening spring	13	Motor	20	Position indicator
7	C locking latch	14	Hand crank (for manual operation)	21	Worm-gear drive

Design

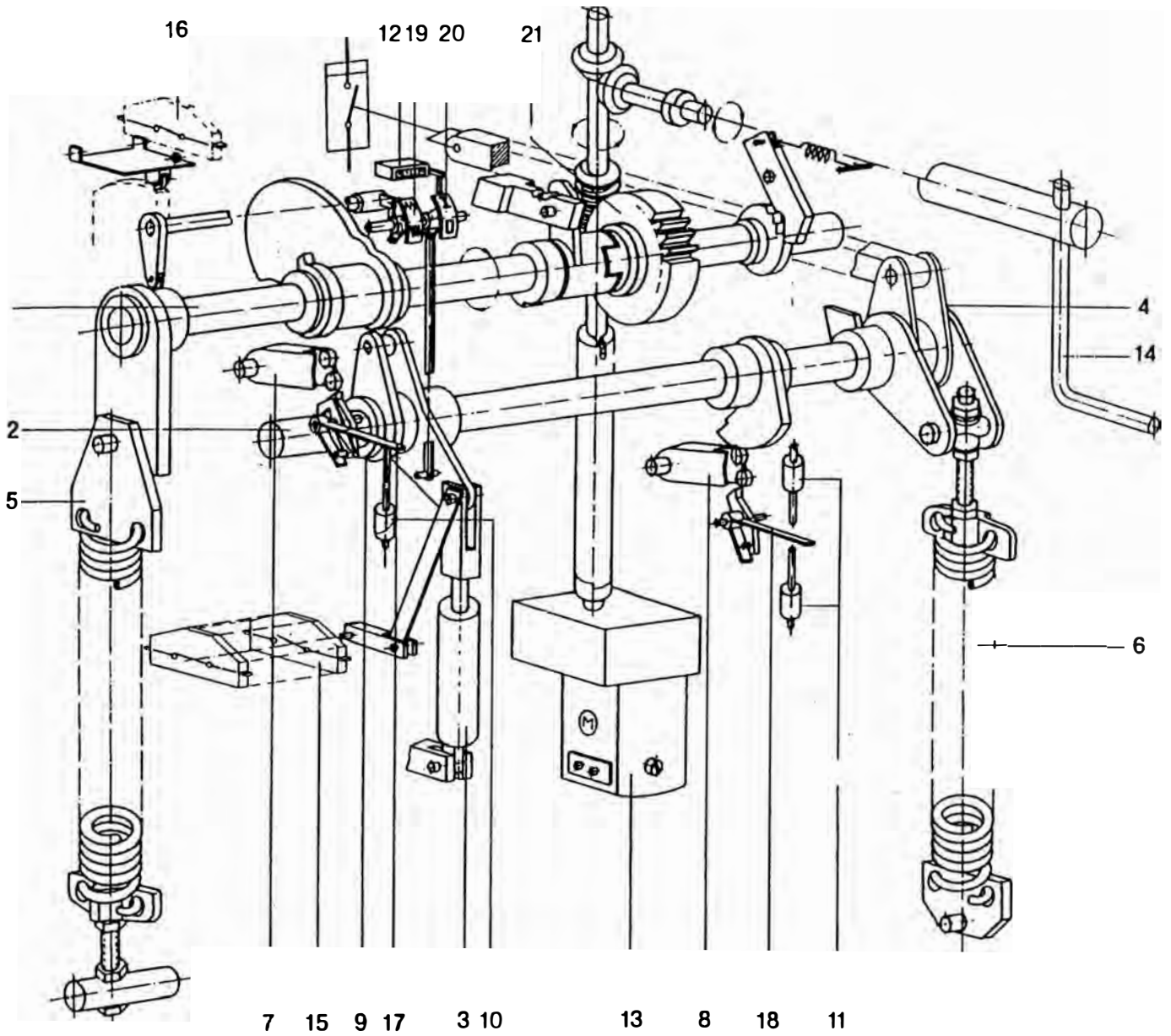


Fig. 2
Schematic layout of the spring operating mechanism FSA 1. Captions see Figure 1

Auxiliary contacts. The operating mechanism can be supplied with 5 N/O plus 4 N/C additional auxiliary contacts.

Protective cover for the terminals (only for the incoming AC cables). Made of transparent plexiglas.

Lockable cover for control panel. A hinged lockable cover protects the entire operator's panel.

Cubicle light.

Fuses. UK 10,3-HESi or HRC fuse link. Quantity, type and position in circuit diagram, to be stated when ordering.

Central control cubicle. If three-pole operation is required for single phase operated breakers, a central control cubicle is needed.

Technical data

Motor

Universal series motor for voltage 110-125 V or 220-250 V, a.c or d.c.

Rated voltage	Starting current	
	Instantaneous approx. A	Normal current at d.c. approx. A
110	20	4
220	40	8

Spring charging time 10-15 s

Heating elements

Rated voltage V, AC	Power consumption	
	Continuously connected W	Thermostatically controlled W
210-240	50	200
110-127	50	200

Operating coils

Operating coil	Rated voltage V, d.c	Power consumption approx. W
Closing coil	110-125, 220-250	450
Opening coil	110-125, 220-250	450

Voltage operating range for the motors and the operating coils meet the requirements in IEC 56 and ANSI C 37.

Power frequency test, one minute, 50 Hz

Auxiliary circuit	2.0 kV
Motor	1.5 kV

Auxiliary contacts

Rated voltage	Rated current A	Closing current A	Breaking current	
			DC L/R = 40 ms A	AC $\cos\phi = 0.95$ A
110	25	20	4	25
220	25	10	2	25

Degree of protection

as per IEC 529 IP 55

Terminal blocks

Type Phoenix UK 10
Connectable cable area 2x6 mm²

Cable-entry plate

Size 135 x 200 mm

The operating mechanism normally includes 5 N/O and 7 N/C spare auxiliary contacts.

Testing

The spring mechanism has passed type testing according to IEC 56 and ANSI C 37.

Mechanical life test is performed up to 10 000 operations.

Before delivery each operating mechanism has to pass

rigorous routine testing.

For each breaker a routine test report is issued showing the actual test result.

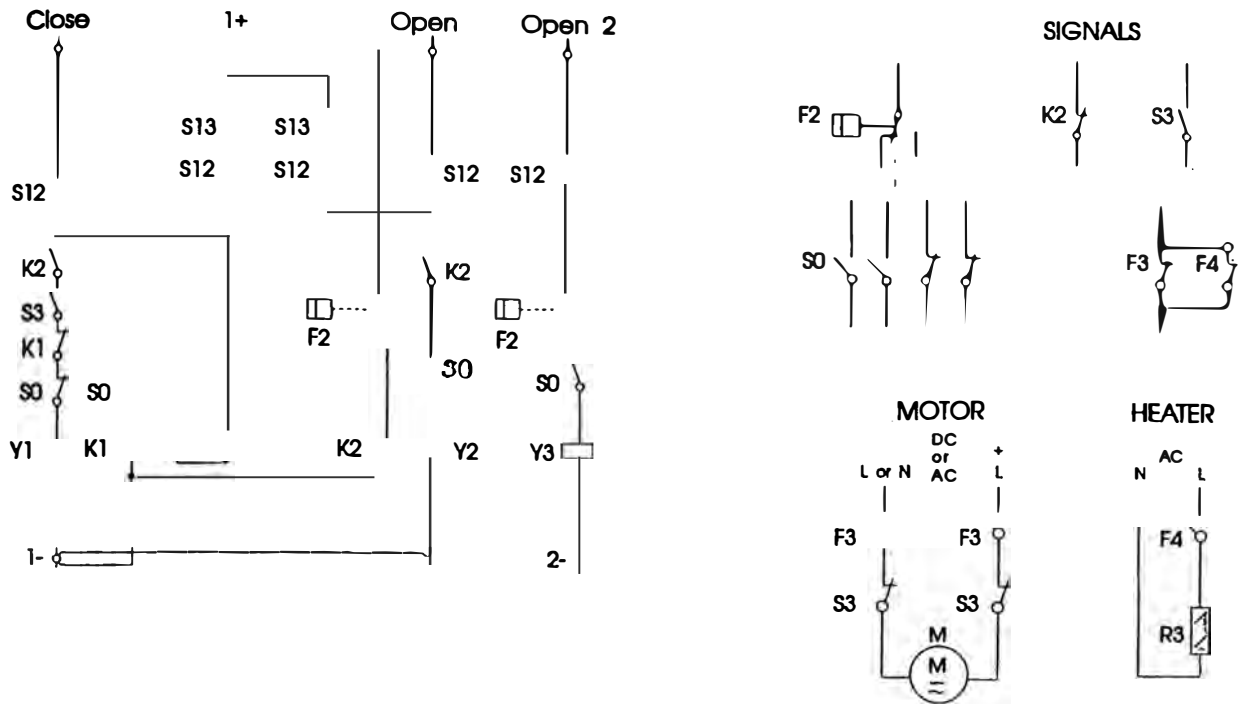


Fig. 3
Basic diagram of the electrical components in the spring operating mechanism FSA 1

F2	Density switch	S0	Auxiliary contact
F3	Direct-on-line motorstarter	S3	Limit switch
F4	Moulded case breaker	S12	Selector switch
K1	Antipumping relay	S13	Control switch
K2	Interlocking relay, Close and Trip	Y1	Closing coil
M	Motor	Y2	Shunt trip coil 1
R3	Heater	Y3	Shunt trip coil 2

Circuit diagram shows operating mechanism when circuit-breaker is in off position, not pressurized, closing springs uncharged, no power supply connected and selector switch in position: LOCAL

Electrical functions

The basic functions of the electrical components of the operating mechanism are shown in the basic circuit diagram (Figure 3)

Closing circuit

The closing coil Y1 can be activated manually via the operating switch 17 (Figure 1) in the operating mechanism, or electrically by means of local or remote control.

Interlocking at close

Auxiliary contact S0 ensures that the closing signal is only transmitted when the breaker is fully open. The gas-density monitor contact F2 controls auxiliary contactor K2 and blocks the switching command when the SF₆ pressure is too low. Anti-pumping relay K1 cancels the persistent closing signal after successful completion of the closing operation.

Tripping circuits

The breaker is equipped with two tripping coils Y2 and Y3, each independent from the other. These can be manually activated via the manual switch 18 (Figure 1) in the operating mechanism, or electrically by means of local or remote control.

Interlocking at trip

Auxiliary contacts S0 ensure that the tripping coils Y2 and Y3 only can be energized when the breaker is closed.

In the event of too low SF₆ density, the tripping circuits would be interrupted via the gas-density monitor contact in F2.

Monitoring and signalling

In order to monitor the operating condition of the SF₆ gas and the operating mechanism, electrical signals are employed for remote indication:

- SF₆ gas density too low
- Replenishment of SF₆ gas
- Protection switch "Motor supply" tripped
- Protection switch "Heating supply" tripped
- Phase discrepancy via auxiliary contacts S0 (only for single pole operated breakers).

Heating circuit

The operating mechanism cubicle is fitted with a continuous heating system in order to avoid water condensation.

For low temperature operation an extra thermostatically controlled heater is supplied. (only for applications lower than -30°C)

INFORMACION DE PRODUCTOS
5309 894SP-1

SECCIONADOR TIPO NRB 12-72,5/1250-2500 B
CON MECANISMO DE OPERACION DE MOTOR,
TIPO BCM-F O ALTERNATIVAMENTE CON
MECANISMO DE OPERACION MANUAL, TIPO BCH-F

BD 96-01-24

El seccionador puede estar provisto concuchillas de puesta a tierra.

Seccionador	NRB 12-72,5/1250 - 2500 B	5309 851SP
Cuchilla de puesta a tierra		5309 852SP
Mecanismo de operación de motor BCM-F		5275 826SP-23
Mecanismo de operación manual BCH-F		5275 826SP-24
Enclavamiento mecanico		5275 862SP-1
Lubricación		5409 506SP

INSTRUCCIONES PARA USO
SECCIONADOR TRIPOLAR TIPO NRB ../...B

DESIGNACIONES Y REFERENCIAS

Al pedir repuestos, así como también al solicitar informes y en toda correspondencia referente a estos seccionadores, deberá darse el número de esta Instrucción, especificando al mismo tiempo los repuestos correspondientes, según el siguiente ejemplo: 'Contacto 5309 851: AA-6'

LISTA DEL CONTENIDO

DESCRIPCION GENERAL	PAGINA
Construcción	2
Fuerza de tiro permisible de los cables de bajada en terminales	2
Base con cojinete	3
Portador de corriente para 1250 A	3
Presión de contacto	4
Portador de corriente para 2500 A	5
Presión de contacto	5
Operación	5
Alternativas de montaje	7
Cuchillas de puesta a tierra	8
MONTAJE	8
Unidades de entrega	8
Control de entrega	11
Almacenamiento antes de montaje	11
Erección del seccionador	12
Bastidor para la erección de los polos	12
Acoplamiento del sistema de maniobras	12
Acoplamiento de los polos entre sí	15
Acoplamiento del mecanismo de accionamiento	16
Maniobras de ensayo	17
MANTENIMIENTO	17
Limpieza	18
Lubricación	18
Pasta de Contacto	18

DESCRIPCION GENERAL

Los seccionadores se fabrican para las siguientes combinaciones de voltajes y corrientes nominales:

12, 24, 36, 52, 72.5 kV y 1250 A

12, 24, 36, 52 kV y 2500 A

Construcción

Un seccionador completo generalmente se compone de tres polos interconectados a una unidad tripolar por medio de varillas de accionamiento. Sin embargo, los seccionadores pueden también suministrarse para operación unipolar y bipolar.

Cada polo del seccionador se compone de: Base AA-1, sobre la cual van montados el aislador rotativo AA-2 con su cojinete AA-3 y los dos aisladores soporte fijos AA-4. La cuchilla AA-5 del seccionador va montada sobre el aislador rotativo, mientras que los contactos AA-6 con sus planchas terminales AA-7 van montados sobre los aisladores soporte fijos.

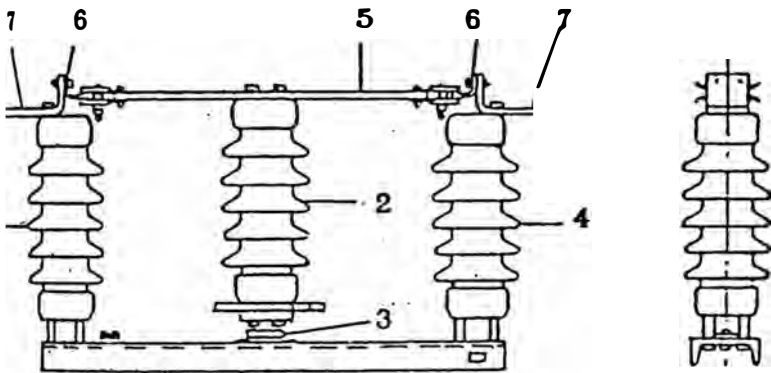


Figura AA

Polo del seccionador

AA-1	Base
AA-2	Aislador rotativo
AA-3	Cojinete
AA-4	Aislador soporte
AA-5	Cuchilla del seccionador
AA-6	Contacto
AA-7	Plancha terminal

1

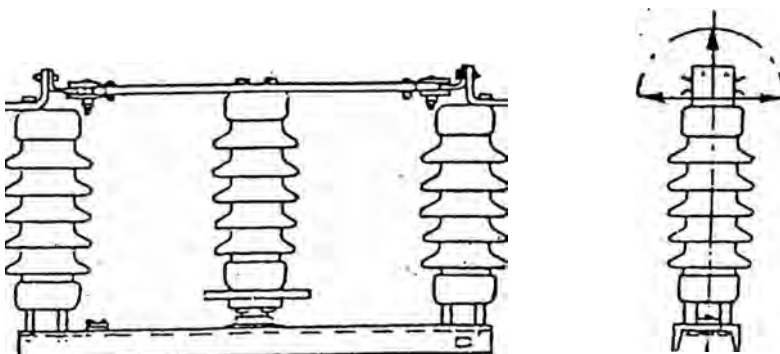
Fuerza de tiro permisible de los cables de bajada

Las fuerzas de tiro o de presión sobre los terminales no debe exceder de 100 kp en cualquier dirección. Véase la Figura AB.

Figura AB

Fuerza de tiro permisible de los cables de bajada

100 kp



Base con cojinete

La base AC-1 para el seccionador se compone de una viga en U (UNP 12) provista de agujeros para el cojinete AC-2, los aisladores soporte AC-3 y el brazo de accionamiento AC-4, e igualmente agujeros AC-5 para fijar el polo del seccionador a la fundación. Dicha base también está provista de un dispositivo de puesta a tierra AC-6 para la conexión de un cable a tierra de máximo 15 mm de diámetro.

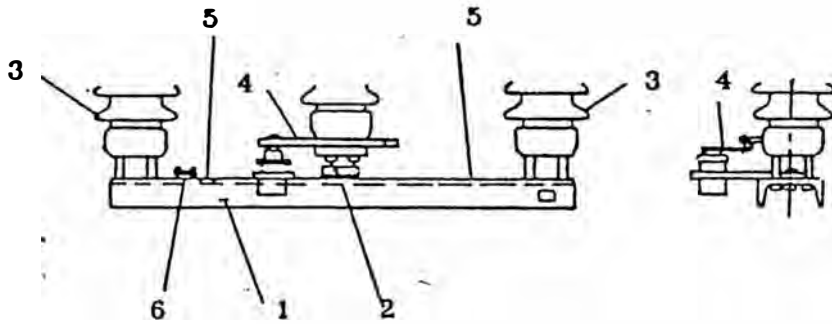


Figura AC

Base con cojinete

AC-1	Base (AA-1)
AC-2	Cojinete (AA-3)
AC-3	Aislador soporte (AA-4)
AC-4	Brazo de accionamiento
AC-5	Agujeros para fijación
AC-6	Dispositivo de puesta a tierra

La Figura AD muestra una sección del cojinete para el aislador rotativo. El eje AD-1 está asentado en el rodamiento a bolillas AD-2. El anillo retén AD-4 previene que el eje se mueva axialmente hacia arriba.

Los dos rodamientos a bolillas AD-2 son de collar sencillo y tienen anillos guardapolvo en ambos lados. Se suministran de fábrica ya llenos de grasa suficiente para su lubricación durante toda la vida del rodamiento.

Por medio de la construcción del eje AD-1 en forma de tapa con una brida de sellado en laberinto en la parte superior del alojamiento del cojinete AD-3 se protege éste contra la entrada de polvo, mientras que en la parte inferior está éste protegido por medio de una tapa de sellado AD-5.

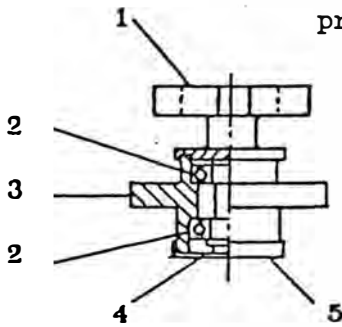


Figura AD

Cojinete

AD-1	Eje	AD-3	Alojamiento del cojinete
AD-2	Rodamiento a bolillas	AD-4	Anillo retén
		AD-5	Tapa protectora

Portador de corriente para 1250 A

Los componentes principales del portador de corriente son la cuchilla AE-1 con los dedos resiliantes de contacto AE-2, planchuelas AE-5, resortes AE-4, barras de contacto AE-3, planchas terminales AE-6 y aisladores AE-7 (AA-2, AA-4)

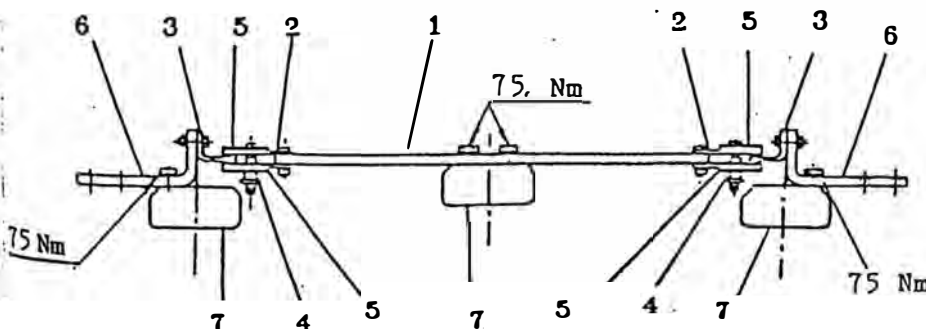


Figura AE

Portador de corriente para 1250

AE-1	Cuchilla
AE-2	Dedo de contacto
AE-3	Barras de contacto
AE-4	Resorte
AE-5	Planchuela
AE-6	Plancha terminal
AE-7	Aisladores

La cuchilla AE-1 consiste en una plancha de aluminio de 75x12 mm para 1250 A y una plancha de cobre de 75x12 para 2500 A.

Los dedos de contacto AE-2 están hechos de plancha de cobre de 75x5 mm recubiertas de una gruesa capa de plata. Los dedos de contacto para 1250 A van montados en los dos extremos de la cuchilla con arandelas bimetálicas Cu-Al para prevenir el contacto directo entre las partes de cobre y de aluminio mientras las arandelas bimetálicas de 2500 A están hechas de Cu-Ag. A fin de conseguir la menor resistencia posible al paso de corriente, todas las juntas entre partes de cobre y aluminio inclusive las arandelas bimetálicas se limpian bien y se les aplica pasta de contacto (Véase Instrucción para el Montaje 1643 854). Al estar el seccionador en la posición cerrada, los dedos de contacto AE-2 quedan en contacto con las barras de contacto AE-3. Con el fin de asegurar un buen contacto entre las dos partes, los dedos de contacto AE-2 están provistos de abolladuras, en los extremos para obtener un contacto lineal.

Las barras de contacto AE-3 están hechas de planchas de cobre revestidas de una gruesa capa de plata. Las barras van atornilladas a las planchas terminales AE-6. El contacto directo entre el cobre (AE-3) y el aluminio (AE-6) también aquí es prevenido por medio de arandelas bimetálicas colocadas entre las partes (Véase la Instrucción para el Montaje 1643 854). Los cantos de las barras de contacto son biselados con el fin de que los dedos de contacto AE-2 puedan deslizarse fácilmente sobre ellas.

El resorte AE-4 es colocado de manera que presiona los dos dedos de contacto AE-2 uno contra el otro. Su función es producir presión entre los dedos y barras de contacto, suficiente para la transmisión de la corriente nominal.

La presión de contacto apropiada es de alrededor de 10 kg por punto de contacto, lo cual es graduado en la fábrica antes del despacho del seccionador.

Las planchas AE-5 están hechas de plancha de acero al carbono relativamente blando, protegido contra la corrosión mediante la galvanización al calor. Las planchas tienen la doble función de por un lado guiar los dedos de contacto AE-2 contra las barras de contacto AE-3 y por otro lado aumentar la presión de contacto de manera electro-magnética en caso de producirse corto circuito.

Por medio de las abolladuras para firmeza de contacto en las planchuelas AE-5 se consigue que la presión de contacto se localice correctamente.

Las planchas terminales AE-6 están hechas de plancha de aluminio. Estas planchas están atornilladas a los aisladores soporte AA-4, y sirven también para sujetar las barras de contacto AE-3.

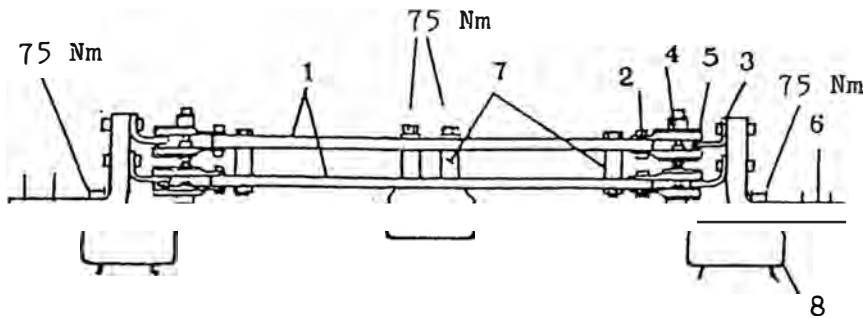
Los aisladores AE-7 (AA-2, AA-4) son del tipo de poste con corazón homogéneo para todos los tamaños de seccionadores, con excepción de aquéllos para 12 kV, los cuales tienen aisladores del tipo con cabezal y espiga.

ABB Switchgear

Portador de corriente para 2500 A

El portador de corriente para 2500 A es en su mayor parte el portador de corriente para 1250 A en duplicado a menos que consiste de cobre. El portador de corriente se muestra en la Figura AF.

Figura AF



Portador de corriente para 2500 A

AF-1	Cuchilla
AF-2	Dedo de contacto
AF-3	Barra de contacto
AF-4	Resorte
AF-5	Planchuela
AF-6	Plancha terminal
AF-7	Elemento distanciador
AF-8	Aisladores

La cuchilla AF-1 consta en este caso de dos cuchillas paralelas para 1250 A. La distancia entre las dos cuchillas está fijada por medio de los elementos distanciadores AF-7.

Las cuchillas AF-1, los dedos de contacto AF-2, las barras de contacto AF-3, resortes AF-4 y las planchuelas AF-5 son idénticos a las correspondientes partes en el portador de corriente para 1250 A.

Las planchas terminales AF-6 en el portador de corriente para 2500 A están hechas de barra de aluminio.

Los elementos distanciadores AF-7 son tubitos de una aleación de aluminio estirado al frío.

Los aisladores AF-8 en los seccionadores para 2500 A, en lo que se refiere al tipo y dimensiones son iguales a los aisladores para los voltajes nominales correspondientes en los seccionadores para 1250 A (Véase la Figura AE-7).

Por lo general la presión de contacto apropiado, o sea alrededor de 10 kg, en el portador de corriente para 2500 A se gradúa en la fábrica antes del despacho del seccionador (Véase el punto AE-4 para el portador de corriente de 1250

Operación

La operación de seccionadores unipolares, bipolares o tripolares se hace normalmente dando una vuelta completa de 190° en el eje vertical de accionamiento AG-2 por medio del mecanismo de accionamiento provisto para este fin. 180° de estos se utilizan para la maniobra misma; es decir, para dar una vuelta de 90° al aislador rotativo y con eso a la cuchilla del seccionador; mientras que 5° en cada una de las posiciones extremas se utilizan para obtener un bloqueo de codillo en los mecanismos de accionamiento.

El mecanismo de accionamiento puede ser del tipo manual o mecanismo de accionamiento a motor.

Como accesorio para el mecanismo de accionamiento a motor se incluye una palanca suelta para operación manual, la cual puede servir como reserva en caso de falla en el suministro de fuerza eléctrica o en casos cuando por alguna otra razón sea preferible operar el seccionador manualmente.

Tanto los mecanismos de accionamiento manual como los de a motor se pueden completar con contactos auxiliares, magneto de enclavamiento y/o dispositivos de bloqueo (tipo Castell).

La palanca del mecanismo de accionamiento manual se puede voltear hacia abajo en cualquiera de las posiciones extremas y ser bloqueada por medio de un candado.

Cuando la palanca para operación manual que se incluye con el mecanismo de accionamiento a motor no se está utilizando para efectuar las maniobras, se deberá colgar en un dispositivo que para este fin está provisto al frente del mecanismo, donde también se puede trancar por medio de un candado.

Las ménsulas de los mecanismos de accionamiento tienen agujeros para fijar dichos mecanismos a las patas de la estructura o algo similar.

Las posiciones "CERRADO" y "ABIERTO" respectivamente están marcadas por medio de placas indicadoras.

Una descripción más detallada de la construcción y función de los mecanismos de accionamiento puede verse en las Instrucciones para Uso de los respectivos mecanismos.

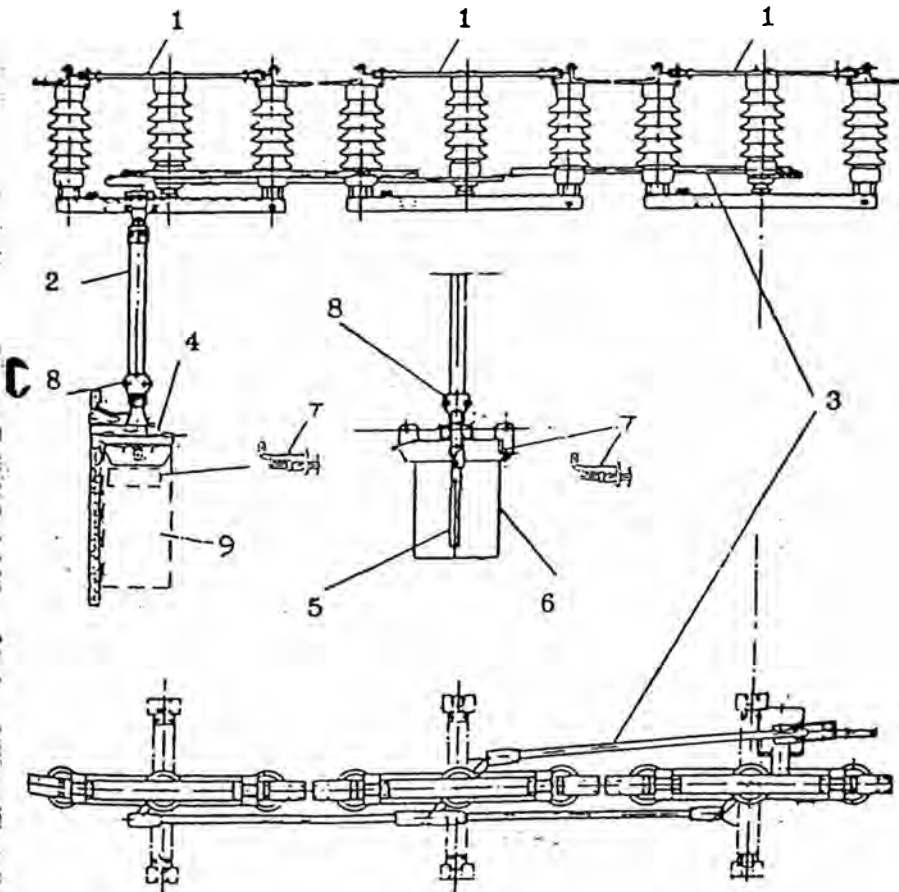


Figura AG

Operación

- | | |
|------|------------------------------------|
| AG-1 | Polos del seccionador |
| AG-2 | Eje de accionamiento |
| AG-3 | Varilla de accionamiento |
| AG-4 | Mecanismo de accionamiento manual |
| AG-5 | Palanca de acero para maniobras |
| AG-6 | Mecanismo de accionamiento a motor |
| AG-7 | Magneto de enclavamiento |
| AG-8 | Acople universal |
| AG-9 | Contacto auxiliar |

Alternativas de montaje

Para el seccionador NRB ../.... B existen tres alternativas:

- montaje horizontal en paralelo, mostrado en la Figura AH
- montaje vertical en paralelo, mostrado en la Figura AK
- montaje horizontal en "fila india," mostrado en la Figura A

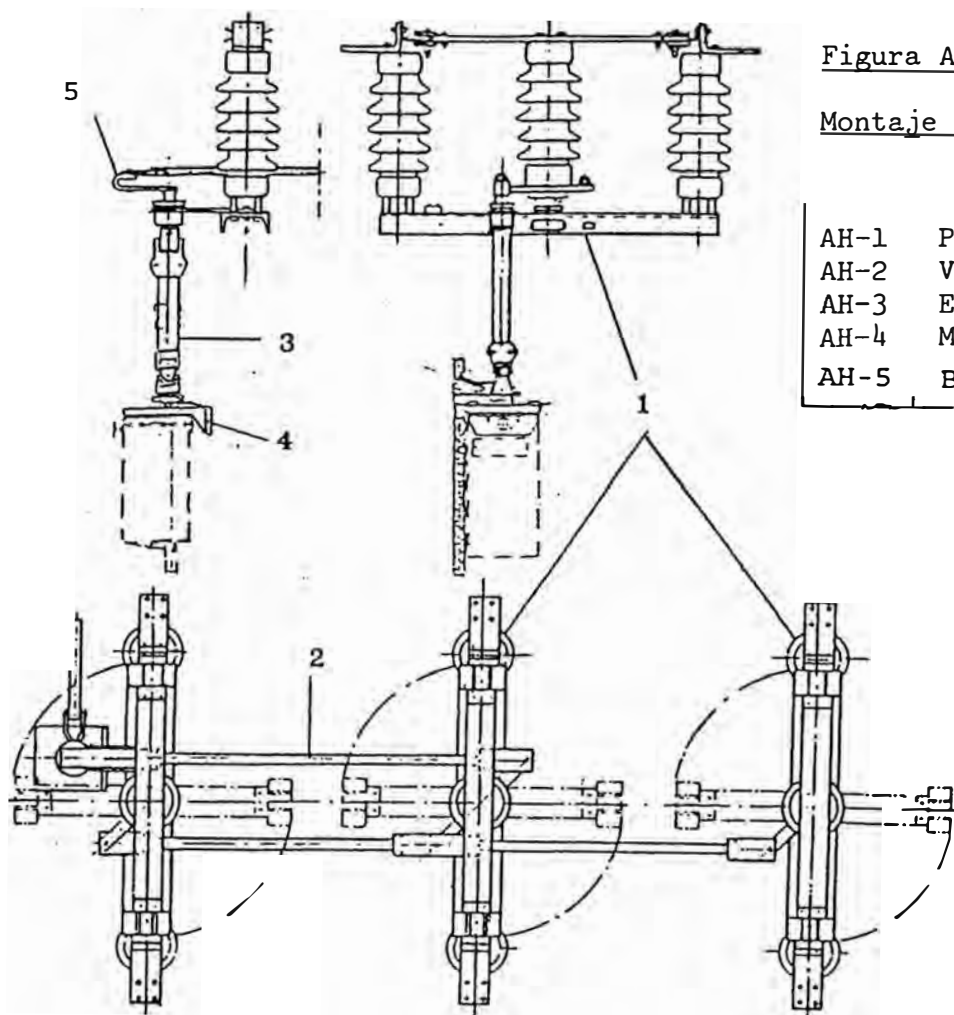


Figura AH

Montaje horizontal en paralelo

- | | |
|------|----------------------------|
| AH-1 | Polos del seccionador |
| AH-2 | Varilla de accionamiento |
| AH-3 | Eje de accionamiento |
| AH-4 | Mecanismo de accionamiento |
| AH-5 | Brazo de accionamiento |

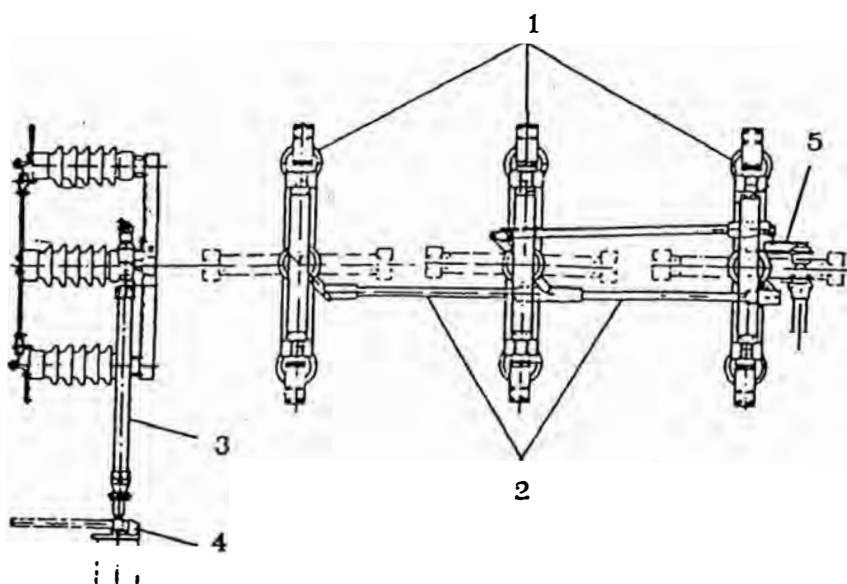


Figura AK

Montaje vertical en paralelo

- | | |
|------|----------------------------|
| AK-1 | Polos del seccionador |
| AK-2 | Varilla de accionamiento |
| AK-3 | Eje de accionamiento |
| AK-4 | Mecanismo de accionamiento |
| AK-5 | Brazo de accionamiento |

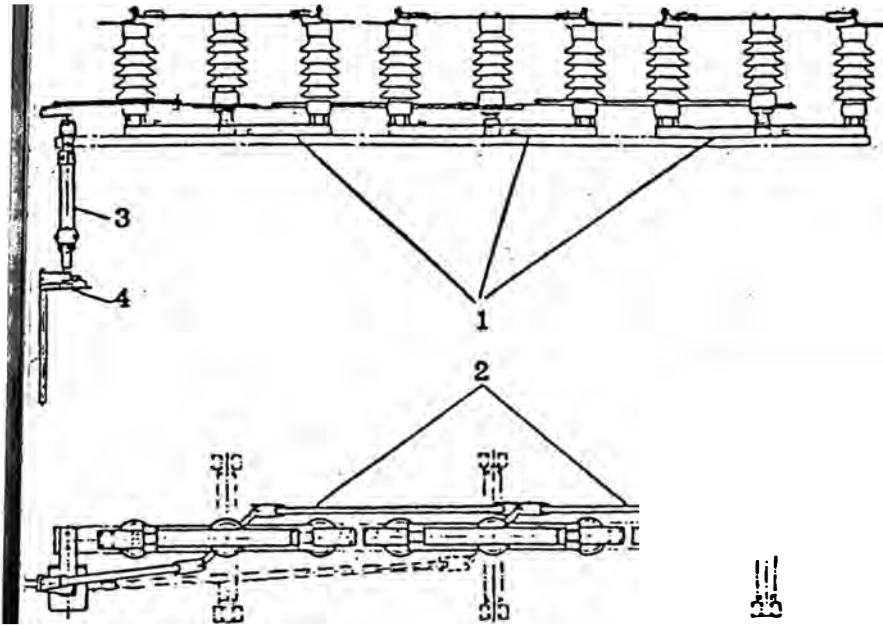


Figura AL

Montaje horizontal en "fila india"

AL-1	Polos del seccionador
AL-2	Varilla de accionamiento
AL-3	Eje de accionamiento
AL-4	Mecanismo de accionamiento

Para información sobre dimensiones, etc., favor referirse al dibujo de dimensiones correspondiente a cada alternativa de montaje.

Cuchillas de Puesta a tierra

En caso de ser requerido, los seccionadores se pueden suministrar con cuchillas de puesta a tierra unipolares, bipolares o tripolares.

Las cuchillas de puesta a tierra se maniobran por medio de mecanismos de accionamiento del tipo manual o a motor del mismo diseño que el de los usados para maniobrar los seccionadores.

Para las cuchillas de puesta a tierra hay Instrucciones de Uso por separado.

MONTAJE

El montaje se hará de acuerdo con el dibujo de dimensiones correspondiente.

Unidades de Entrega

Un seccionador tripolar consta de los siguientes componentes:

- A. Tres polos, cada uno compuesto de una "base con cojinete" BA-1, brazos de accionamiento BA-7 con sujetadores para varillas (véase la Figura BH), tres aisladores y un portador de corriente.

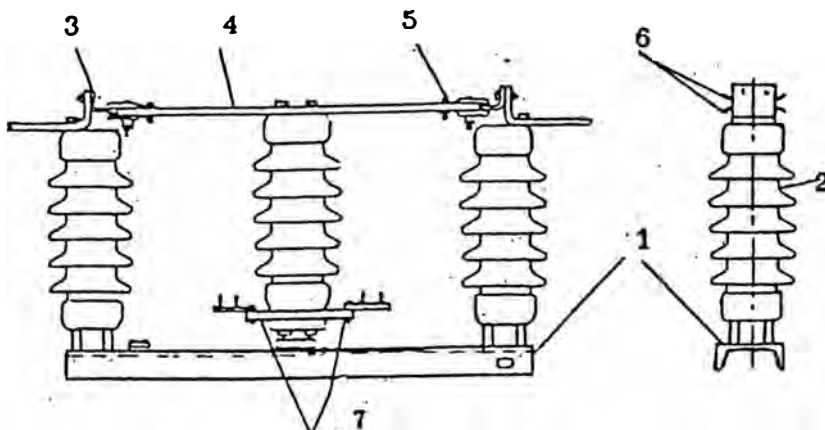


Figura BA

Polo del seccionador

BA-1	Base con cojinete
BA-2	Aisladores
BA-3	Contactos
BA-4	Cuchilla
BA-5	Dedos de contacto
BA-6	Planchas guía
BA-7	Brazos de accionamiento

B. Un brazo de accionamiento con cojinete y sujetador

El brazo de accionamiento mostrado en la Figura BB es la parte del sistema de accionamiento donde el movimiento rotativo del mecanismo de accionamiento y del eje vertical de accionamiento es transferido al sistema de varillas y brazos que actúan directamente sobre los aisladores rotativos de los polos del seccionador.

Para el montaje vertical el brazo de accionamiento se completa con un codo sujetador BB-6 y un acople universal BB-5 entre el brazo y la varilla que va hacia el aislador del centro del seccionador.

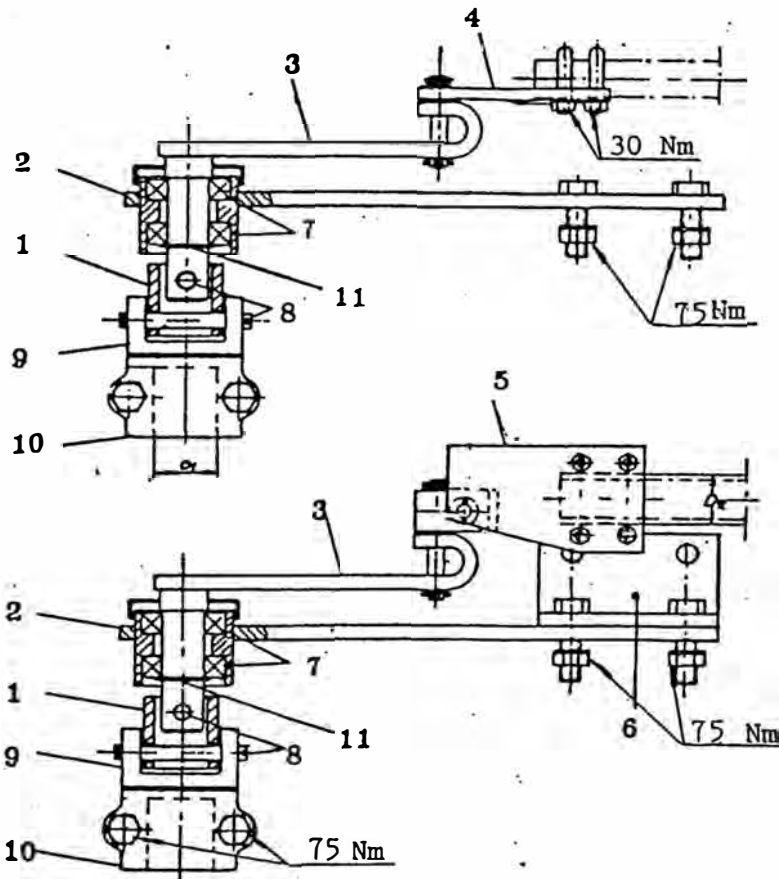


Figura BB

Brazo de accionamiento con cojinete

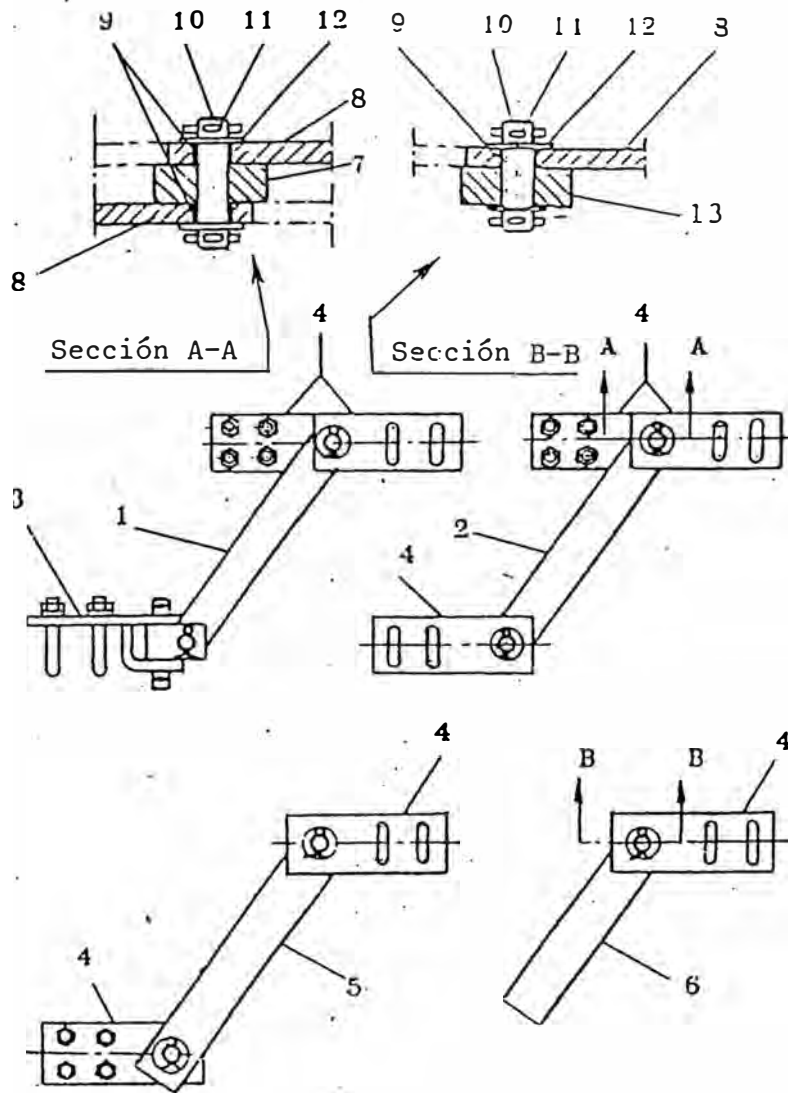
BB-1	Acople universal
BB-2	Cojinete y barra sujetadora
BB-3	Brazo
BB-4	Sujetador de varillas
BB-5	Sujetador de varillas con acople universal
BB-6	Codo sujetador
BB-7	Rodamiento a bolillas
BB-8	Pasadores cilíndricos
BB-9	Sujetador del eje de accionamiento
BB-10	Abrazadera
BB-11	Anillo de retención

C. Acople universal para acoplar tubo vertical de accionamiento al mecanismo de accionamiento

El sistema de maniobras se puede arreglar de diferentes maneras tal como mostrado en los dibujos de dimensiones que corresponden a las diferentes alternativas de montaje. En ciertos casos el brazo de accionamiento mostrado en la Figura BB se coloca sobre una viga de soporte adicional ubicada a cierta distancia de cualquiera de los polos exteriores del seccionador. La viga adicional de soporte es igual a las normalmente usadas para las bases del seccionador.

Figura BC

Brazos y piezas de unión



BC-1	Brazo para polo del centro Montaje vertical
BC-2	Brazo para polo del centro Montaje horizontal
BC-3	Sujetador de varilla con acople universal
BC-4	Sujetador de varilla para movimiento en un plano
BC-5	Brazo doble
BC-6	Brazo sencillo
BC-7	Brazo (BC-1, BC-2)
BC-8	Sujetador de varilla
BC-9	Buje
BC-10	Pasador cilíndrico
BC-11	Chaveta hendida
BC-12	Arandela
BC-13	Brazo (BC-5, BC-6)

La varilla de accionamiento según la Figura BB puede en este caso ser acoplada entre el brazo y el aislador rotativo de uno de los polos extremos. Los sujetadores para las varillas se pueden fácilmente ubicar en cualesquiera de los diferentes polos para formar la combinación deseada, tal como mostrado por los ejemplos en los dibujos para montajes diferentes.

D. Mecanismos de accionamiento manuales o a motor

Los seccionadores se pueden maniobrar ya sea por medio de mecanismos de accionamiento manual o a motor (Véase la Sección "Operación" y la Figura AG).

En los casos en los cuales el seccionador está provisto de cuchilla de puesta a tierra, generalmente las maniobras del seccionador se efectúan por medio de un mecanismo de accionamiento a motor, mientras que la cuchilla de puesta a tierra se maniobra con un mecanismo de accionamiento manual. Sin embargo, se puede muy bien utilizar el mismo tipo de mecanismo de accionamiento (manual o a motor) tanto para el seccionador como para la cuchilla de puesta a tierra.

El mecanismo de accionamiento manual se puede completar, si se desea, con contacto auxiliar de doble vía, ya sea de dos o de seis polos. También se puede completar con magneto de enclavamiento o con dispositivo de enclavamiento mecánico del tipo Castell; y como otra alternativa, tanto con magneto de enclavamiento como con mecanismo de bloqueo mecánico en el mismo dispositivo de enclavamiento.

Tanto el contacto auxiliar como el dispositivo de enclavamiento son suplementos que se incorporan al mecanismo de accionamiento manual. Las dimensiones de estos suplementos se indican en dibujo de dimensiones por separado.

El mecanismo de accionamiento a motor siempre va provisto de un contacto auxiliar de doble vía, de seis polos, incorporado al mecanismo. Este mecanismo puede también ser provisto de un dispositivo de enclavamiento con exactamente las mismas funciones que el dispositivo incorporado al mecanismo de accionamiento manual.

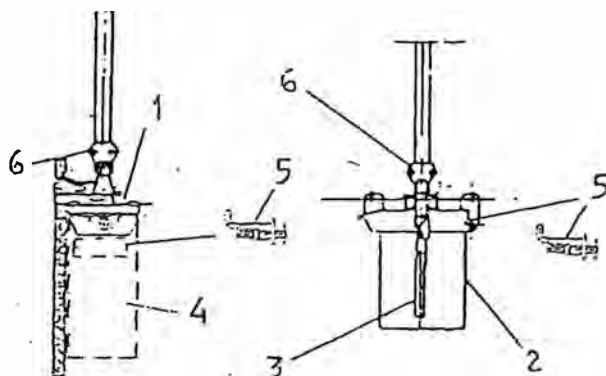


Figura BD

Mecanismo de accionamiento

BD-1	Mecanismo de accionamiento manual
BD-2	Mecanismo de accionamiento a motor
BD-3	Palanca de maniobras
BD-4	Contacto auxiliar
BD-5	Magneto de enclavamiento
BD-6	Acople universal

E. Los tubos de maniobras, o sean las varillas de accionamiento verticales y horizontales, están hechos de tubos de acero galvanizado (Véase, por ejemplo, AG-2 y AG-3) y normalmente no se incluyen como accesorios al suministrar los seccionadores. Las longitudes y diámetros de los tubos se indican en los dibujos de dimensiones correspondientes.

Empaque para el transporte de las Unidades de Entrega arriba mencionadas

Los componentes del seccionador mencionados en los puntos A, B, C, D y E de la Sección "Unidades de Entrega" son empacados en fábrica por el departamento correspondiente de la manera que sea más conveniente en cada caso.

Control de entrega

Al desempacar hay que controlar con la lista de empaque que todas las partes hayan sido recibidas. Eventuales daños durante el transporte o almacenamiento deberán ser verificados y reportados. Se debe controlar especial y minuciosamente que el vidriado de los aisladores de porcelana no se haya requebrajado o astillado.

Almacenamiento antes del montaje

En caso de ser necesario el almacenamiento del seccionador antes del montaje, deberá observarse lo siguiente:

El mecanismo de accionamiento a motor y el magneto de enclavamiento deberán almacenarse en un local interior bien seco. El resto del equipo de maniobras y los polos del seccionador podrán almacenarse a la intemperie, provisto que se coloquen en un lugar seco y que se cubran con lona impermeable o algo semejante.

Erección del Seccionador

La erección se hará de acuerdo con el dibujo de dimensiones correspondiente. El seccionador NRB/... B generalmente se suministra con polos completos; es decir, la entrega incluye, además de las bases (A C-1... 6) y los portadores de corriente (AE-1...6 y AF-1...7 respectivamente), también los aisladores (BA-2).

Con respecto a los portadores de corriente, su presión de contacto se gradúa a la presión correcta antes del despacho. Al instalar la cuchilla seccionadora (AA-5) en el aislador rotativo (AA-2) se controla en fábrica que la cuchilla en alguna de sus dos posiciones extremas haga buen contacto con las barras de contacto (AE-3).

De lo anterior se desprende que la erección no comprende ningunas manipulaciones "internas" en el polo mismo sino que sólo se limita a la colocación de los polos sobre las fundaciones del cliente y acoplamiento del sistema de maniobras (Fig BB, BC y BD).

Bastidor para la erección de los polos

La fundación (bastidor del cliente) para los polos del seccionador tiene que ser plana y suficientemente firme. No deberán permitirse desplazamientos laterales, por lo cual cualquier desviación en las medidas del bastidor y/o de las bases del seccionador deberán ser corregidas por medio de placas distanciadoras.

Los polos serán instalados de manera que el acoplamiento con el sistema de maniobras esté de acuerdo con alguna de las alternativas de acoplamiento mostradas a continuación esquemáticamente.

Los acoples universales acoplados tanto al brazo de accionamiento mostrado en la Figura BB como al mecanismo de accionamiento mostrado en la Figura BD, permiten una inclinación de 10° (175 mm/m) en cualquiera dirección en el eje vertical de accionamiento.

Acoplamiento del sistema de maniobras

Montaje horizontal en paralelo

La Figura BE muestra algunas alternativas de seccionadores en montaje horizontal en paralelo. - La diferencia entre las diferentes alternativas consiste en la ubicación que se le dé al brazo de accionamiento (mostrado en la Figura BB) y en si se se usa o no una viga adicional de soporte (BE-3).

Una regla de la cual no se permite ninguna excepción es que si el brazo de accionamiento BE-2 (Figura BB) se monta directamente en un polo del seccionador, la varilla de accionamiento proveniente del brazo no deberá operar hacia el aislador rotativo del mismo polo sino que el movimiento deberá ser transmitido al siguiente polo (en la Figura BEA, el polo del centro, y en la Figura BEB, uno de los polos a los extremos).

Si se usa una viga adicional de soporte, es necesario asegurarse de que la distancia mínima al centro del brazo de accionamiento no sea menor que la medida indicada en el dibujo de dimensiones correspondiente (Figura BEC).

En lugar de usar una viga adicional de soporte, el bastidor sobre el cual se va a colocar el seccionador puede ser diseñado de manera que el brazo de accionamiento BE-2 se pueda afianzar atornillándolo directamente al bastidor. En este caso no se deberá olvidar que el mecanismo de accionamiento se deberá colocar debajo y no muy fuera del centro del brazo de accionamiento (Véase la observación en la página 12 sobre la desviación máxima permitida).

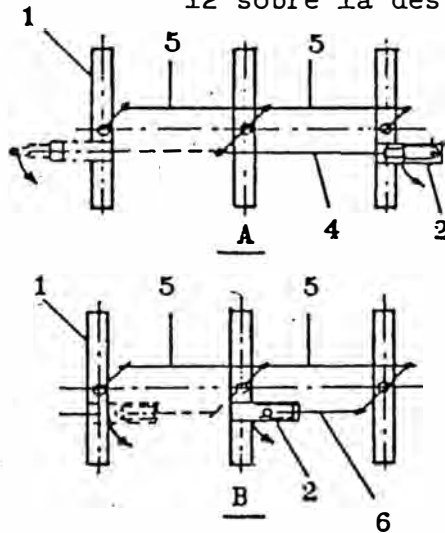
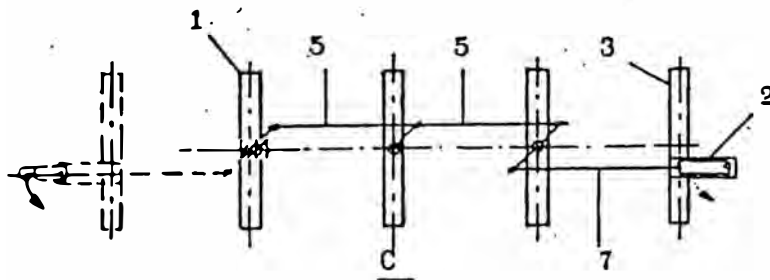


Figura BE

Montaje horizontal en paralelo

BE-1	Polo del seccionador
BE-2	Brazo de accionamiento
BE-3	Viga adicional de soporte
BE-4	Varilla de accionamiento
BE-5	Varilla de accionamiento
BE-6	Varilla de accionamiento
BE-7	Varilla de accionamiento



Montaje vertical en paralelo (Ver Fig BF en página 14)

La Figura BF muestra unas alternativas de seccionadores NRB ../....B en montaje vertical en paralelo. Las variaciones en el montaje son esencialmente las mismas en este tipo de montaje como en el montaje horizontal en paralelo. Sin embargo, hay una diferencia bien importante. La varilla de accionamiento entre el brazo BF-2 y el polo del seccionador al cual la varilla está acoplada, se mueve tanto horizontalmente como verticalmente. Por esta razón tanto el brazo de accionamiento como el brazo del aislador rotativo tienen que estar provistos de acoples universales (Véase la Figura BB inferior y la Figura BC-3).

La observación en la Sección anterior (BE) referente al montaje de los brazos y los mecanismos de accionamiento deberá tenerse también presente para el montaje vertical en paralelo. También en este caso es importante tener presente el mantener la medida mínima indicada en el dibujo de dimensiones correspondiente.

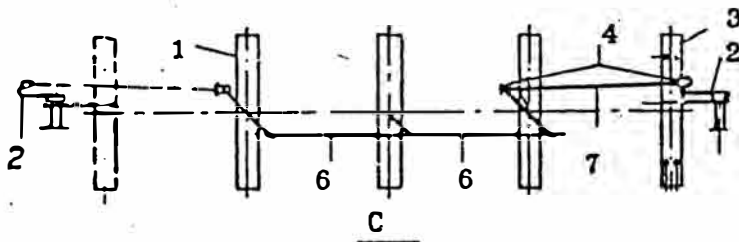
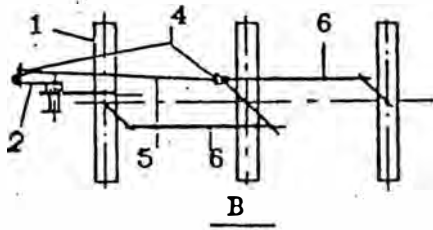
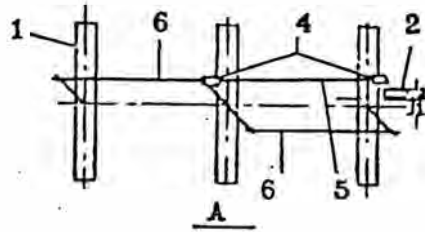


Figura BF

Montaje vertical en paralelo

BF-1	Polo del seccionador
BF-2	Brazo de accionamiento
BF-3	Viga adicional de soporte
BF-4	Acople universal
BF-5	Varilla de accionamiento
BF-6	Varilla de accionamiento
BF-7	Varilla de accionamiento

Montaje horizontal en "fila india"

La Figura BG muestra algunas alternativas de montaje para los seccionadores NRB/.... en "fila india."

Como demostrado en las formas de montaje descritas anteriormente (montaje horizontal en paralelo y vertical en paralelo, respectivamente), la diferencia entre las alternativas de montaje consiste en la ubicación que se le dé al brazo de accionamiento (Figura BB).

Tal como indicado por el rubro, en esta alternativa de montaje los polos del seccionador se colocan en fila sobre una viga U larga, o algo semejante,

También se puede, en lugar de usar una viga adicional de soporte, fijar el brazo de accionamiento BG-2 (Figura BB) directamente sobre la viga del bastidor alargada para este fin. En este caso hay que asegurarse de que el brazo de accionamiento quede a un nivel que permita que la varilla de accionamiento entre el brazo y el polo más cercano se mueva en el mismo plano que las otras varillas de accionamiento. Para este propósito se incluye en el suministro un distanciador.

Igualmente en esta alternativa de montaje es de importancia el mantener las medidas mínimas indicadas en el dibujo de dimensiones correspondiente.

También hay que observar que el mecanismo de accionamiento (ya sea manual o a motor) deberá instalarse debajo del brazo de accionamiento, bien centrado respecto a éste (Ver observación sobre la desviación máxima permitida, en la página 12).

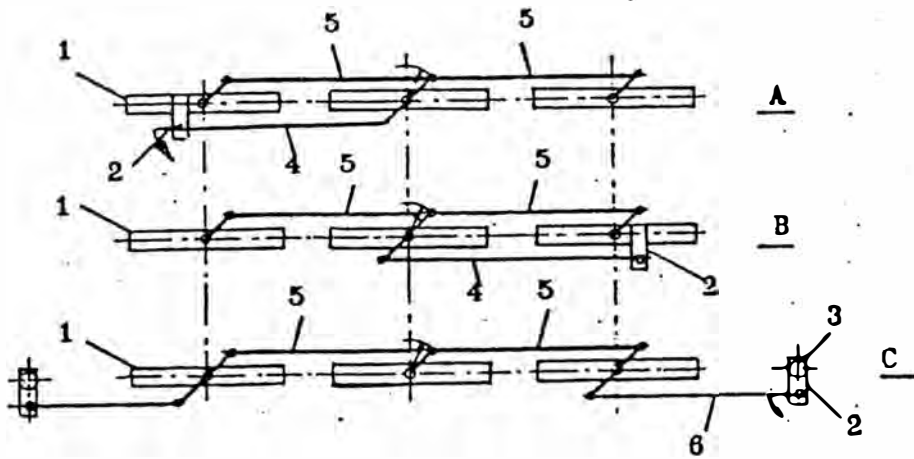


Figura BG

Montaje horizontal en "fila india"

BG-1	Polo del seccionador
BG-2	Brazo de accionamiento
BG-3	Distanciador
BG-4	Varilla de accionamiento
BG-5	Varilla de accionamiento
BG-6	Varilla de accionamiento

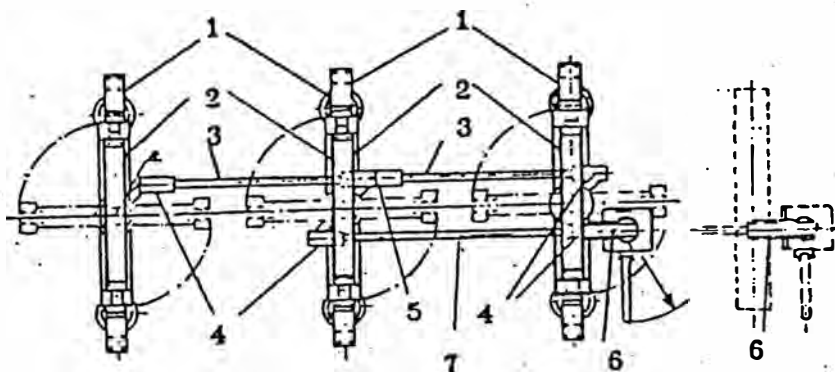
Acoplamiento de los polos entre sí

Una vez que el seccionador se haya colocado sobre el bastidor y que cada polo se haya enderezado y alineado individualmente y en relación a los otros polos del seccionador, y luego de haberlos atornillado a sus bases, se acoplan dichos polos entre sí por medio de las varillas de accionamiento. Las varillas se cortan a las longitudes que deban ser, según las medidas indicadas en los dibujos de dimensiones correspondientes. Como material para las varillas se usan tubos de acero galvanizado al calor.

Las cuchillas de los polos del seccionador se ponen primero en la posición completamente cerrada antes de colocar las varillas de accionamiento en sus abrazaderas (Véase el punto C en la Sección "Unidades de Entrega") para atornillarlas ligeramente.

Figura BH

Acoplamiento de los polos entre sí

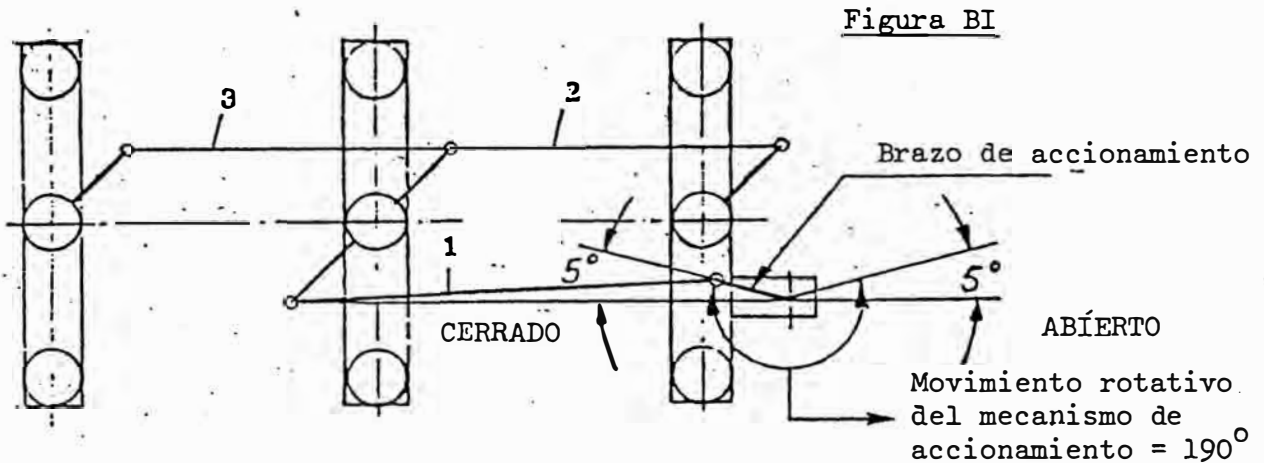


BH-1	Polo del seccionador
BH-2	Cuchilla del seccionador
BH-3	Varilla de accionamiento
BH-4	Abrazaderas sencillas
BH-5	Abrazadera doble
BH-6	Brazo de accionamiento
BH-7	Varilla de accionamiento

Al mismo tiempo que se colocan y se acoplan los polos entre sí, se instala también el brazo de accionamiento BH-6 (Figura BB) en su sitio de acuerdo con alguna de las alternativas mostradas anteriormente. El brazo se pone en la posición mostrada en la Figura BH, acoplándolo luego al polo del centro por medio de la varilla de accionamiento BH-7.

emplamiento del mecanismo de accionamiento

Para operar el seccionador se utiliza cualquiera de los mecanismos de accionamiento descritos en la Sección "Unidades de Entrega," punto D. La ubicación del mecanismo de accionamiento en el bastidor del seccionador tiene que ser cerca de la línea céntrica de la abrazadera para el eje vertical de accionamiento. La desviación permisible de la línea céntrica vertical es de 10° , lo que corresponde a una desviación de 175 mm por metro en la distancia entre los dos acoples universales para el mecanismo de accionamiento.



Para el acoplamiento del sistema de maniobras se recomienda el siguiente procedimiento:

El mecanismo de accionamiento y el brazo de accionamiento se acoplan entre sí por medio del tubo vertical de accionamiento BIA-2, apretando las dos abrazaderas ligeramente. Los polos del seccionador y el mecanismo de accionamiento se ponen en la posición CERRADO. El brazo superior de accionamiento BIA-3 se pone en la posición CERRADO, como mostrado en la Figura BI (5° al otro lado del centro muerto) y se aprietan bien las abrazaderas en el tubo vertical de accionamiento. De esta manera se obtiene un bloqueo a codillo de 5° en ambas posiciones extremas. Las varillas de accionamiento se afianzan de manera que las varillas 1 y 2 empujen sin contragolpe y la varilla 3 hale también sin contragolpe.

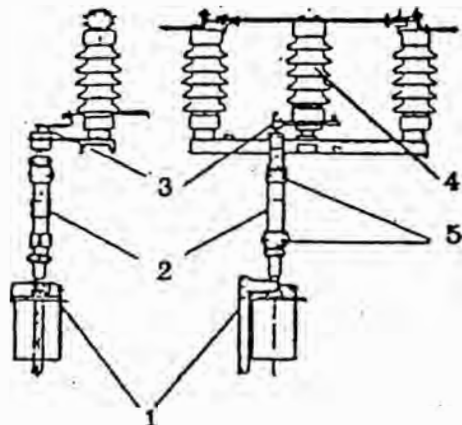


Figura BIA

Acoplamiento del mecanismo de accionamiento

BIA-1	Mecanismo de accionamiento
BIA-2	Eje de accionamiento
BIA-3	Brazo de accionamiento
BIA-4	Aislador rotativo
BIA-5	Abrazadera

Las abrazaderas para fijar el tubo vertical de accionamiento están provistas de arandelas estriadas de acero endurecido para prevenir rotación del tubo. Dichas arandelas dejan marcadas unas ranuras verticales en el tubo. En caso de ser necesario un reajuste de la posición se puede hacer girar un poco el tubo aflojando uno de los pernos y apretando el otro. Para poder voltear más el tubo hay que mover la abrazadera al espacio de una ranura o quitarlas por completo, cambiando las de posición de arriba para abajo, con lo cual las arandelas estriadas cambian también por completo su posición de agarre

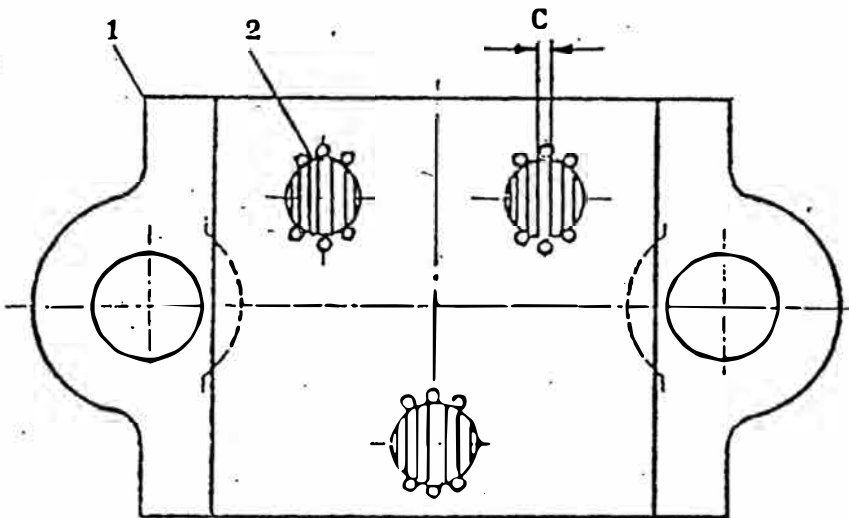


Figura BK

BK-1	Abrazadera
BK-2	Arandela estriada

Maniobras de ensayo

Una vez que el seccionador haya sido instalado sobre su bastidor, que el sistema de maniobras haya sido acoplado y que se hayan hecho los ajustes preliminares, el seccionador estará listo para las maniobras de ensayo.

Esto se hace con el mecanismo de accionamiento del seccionador mismo. Si éste es mecanismo de accionamiento a motor, se hacen las maniobras utilizando la palanca de accionamiento manual que viene con dicho mecanismo.

En estas maniobras de ensayo se deberá controlar que los dedos de contacto entren en las barras de contacto sin golpear, y que cada cuchilla al estar en la posición CERRADO quede alineada en un plano imaginario a través del centro del polo. Puede que sea necesario hacer un ajuste suplementario de la varilla 1 en la Figura BI, con el fin de obtener la posición correcta de CERRADO.

MANTENIMIENTO

Aumento de resistencia en los pasos de corriente principales

En seccionadores que han estado por largo tiempo en la posición CERRADO, la resistencia en los pasos principales de corriente se aumenta debido a oxidación en las superficies de contacto. Esta capa de oxidación se quita más fácilmente maniobrando el seccionador unas dos veces sin carga.

mpieza

Los contactos se deben lavar más o menos una vez por año con algún disolvente, por ejemplo, tricloretileno. Las superficies de contacto mismas se bruñen luego ligeramente con una esponjilla fina de acero, poniéndoles luego una ligera capa de grasa SV.

Los aisladores también deberán limpiarse alguna vez por año, o quizás más a menudo si están expuestos a mucha contaminación del aire, o si están instalados cerca del mar, en donde siempre existe el riesgo de que se les deposite una capa de salitre.

Para la limpieza se usan paños limpios que no larguen pelusa, los cuales se pueden humedecer con agua si por ejemplo hay que quitarles el salitre a los aisladores.

La hilaza de algodón no deberá usarse para la limpieza de los aisladores por la tendencia que tiene a largar pelusa.

lubricación

La ménsula del cojinete para el aislador rotativo y para el brazo superior de accionamiento está provista de rodamientos a bolillas con anillos guardapolvo dobles. Estos rodamientos se suministran de fábrica ya llenos de suficiente grasa para toda la vida del rodamiento. Por esta razón el cojinete no está provisto de agujeros para su lubricación.

El sistema de varillaje y las juntas se lubrican con aceite ABB B.

Los cojinetes en las uniones que forman parte del sistema de varillaje están sin embargo provistos de un "Buje Glacial" el cual tiene una superficie de deslizamiento de teflón. Estos cojinetes generalmente no necesitan lubricación.

Para la selección de lubricantes, véase la Instrucción 5409 506 SP.

Posto de Contacto

1. Qútese todo residuo de grasa y pasto de contacto que haya quedado sobre las superficies de contacto.
2. Utiliza nylon para sacar brillo en las superficies articulo no. 6846 5528-10.
3. Inmediatamente después se los aplica:
 - A los superficies de aluminio - Posto de contacto articulo no. 1171 4016-610 elfell.
 - A los superficies de cobre - Posto de contacto 1 6901-201, articulo no. 1269 0012-201. Antes de aplicarlo, lo pasto deberá ser agitado cuidadosamente.
4. Se reúnan las superficies de contacto teniendo aun lo pasto de contacto encima.
5. Después del armado, se quita todo excedente de lo pasto de contacto

OBSERVACION! Los placas bimeláticos se colocan de manera que sus lados de aluminio queden contra los superficies de aluminio, y sus lados de cobre contra las superficies de cobre o superficies plateados.

Info No. No.4756 053SP-007
De/Fecha SESWG/IV 1994-02-21
Pagina 1

**Instrucciones de operación y mantenimiento de transformadores de
tensión tipo EMFC 36 E - 84**

- Contenido:
1. Recepción del transformador de tensión
 2. Montaje
 3. Verificaciones después del montaje
 4. Mantenimiento
Anexo: Lista de Chequeo
 5. Prueba del aceite
Anexo: Plano 9549 297

1. RECEPCIÓN DEL TRANSFORMADOR DE TENSIÓN

La mercancía debe controlarse a su llegada por eventuales daños de transporte

Inspeccione el embalaje ya que daños en éste pueden ser indicaciones de manejo brusco. Tome nota de eventuales daños (si es posible tome fotos) y póngase en contacto con la compañía de seguros.

Inspeccione los transformadores. Busque especialmente por rastros de pérdidas de aceite y daños en la porcelana. Verifique el nivel de aceite en el indicador (aproximadamente en el medio de la mirilla).

Si el vidrio tiene color claro, esto indica que el nivel de aceite es demasiado bajo. Eventuales escapes tienen que localizarse sin demora.

Tome contacto con ABB antes de hacer reparación alguna en un transformador dañado.

Para desembalaje y elevación use los orificios de sujeción en la base del transformador (para EMFC 52-84, véase la instrucción 4765 063)

2. MONTAJE

Antes de colocar el transformador en la estructura de soporte se debe verificar que esta sea plana, ya que en otro caso el transformador puede torcerse al ser montado causando fugas. Desigualdades se corrigen con arandelas entre la estructura de soporte y el transformador.

Medidores, relés, etc. se conectan a los terminales secundarios. El diagrama de conexiones se encuentra en la placa de datos. Considere la carga nominal así como una eventual carga máxima de cada arrollamiento. La precisión de medida del transformador se garantiza solamente para los rangos de carga según las normas para cada clase de precisión. Si algún arrollamiento no se usa, debe dejarse abierto.

En la caja de terminales secundarios hay un terminal para la puesta a tierra de arrollamientos secundarios y terciarios.

La conexión primaria debe hacerse limitando la carga mecánica estática en el terminal primario. La carga estática maximalmente permitida es 500 N.

El terminal para la puesta a tierra del transformador se encuentra en el tanque (en la base) del EMFC 36 E. En el EMFC 52-84 se encuentra en una o dos de las patas de la base del transformador y se puede mover en la pata deseada.

3. VERIFICACIONES DESPUÉS DEL MONTAJE

Después de terminar el montaje se recomienda una repetición de las siguientes verificaciones en el transformador:

- nivel de aceite
- rastros de fugas de aceite
- daños en la porcelana, etc.
- conexiones correctamente hechas
- ningún arrollamiento cortocircuitado

4. MANTENIMIENTO

Ya que los transformadores están hermeticamente cerrados, el mantenimiento requerido es mínimo. Normalmente es completamente suficiente con un chequeo visual; véase la lista de chequeo adjunta y los siguientes comentarios a algunos de los puntos de esa lista:

Punto 2. Rastros de fugas de aceite

El transformador debe examinarse en las siguientes partes:

- la mirilla de nivel y la brida de relleno de aceite
- las empaquetaduras en las uniones hacia la porcelana (arriba y abajo)
- la empaquetadura entre el tanque y la tapa
- la caja de terminales secundarios

Punto 3. Daños en el transformador

Las partes de metal y de porcelana se examinan. Daños de corrosión en partes metálicas se pulen y cubren con una pintura rica en zinc.

La porcelana se limpia cuando sea necesario. Daños en las aletas de porcelana se reparan con epóxido. Instrucciones mostrando como reparar daños en la porcelana, pueden ser obtenidas de ABB.

Punto 4. Nivel de aceite correcto

Si el vidrio de la mirilla tiene color claro o si el nivel del aceite no se puede ver en el vidrio existe una fuga. Esta tiene que detectarse y subsanarse urgentemente ya que una fuga implica el riesgo que humedad entre al transformador.

Punto 5. Conexión primaria

Verifíquese el apriete

Punto 6. Circuitos secundarios

La caja de terminales secundarios se examina para comprobar su estanqueidad. Si agua de lluvia entra en la caja, la empaquetadura de su tapa debe cambiarse. Asegúrese que el orificio de drenaje en el fondo no se haya tapado.

Verifique el apriete los tornillos de los terminales y que no presenten corrosión. Si hay fusibles, verifique que sus contactos estén limpios y en buen estado ya que una alta resistencia de contacto puede influir en la precisión de medición. Los arrollamientos secundarios de los transformadores de tensión nunca deben ser controcircuitados.

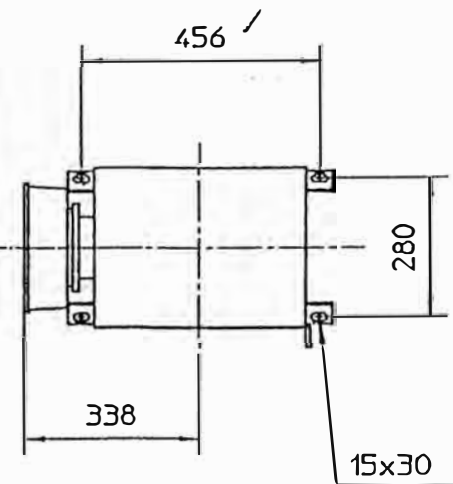
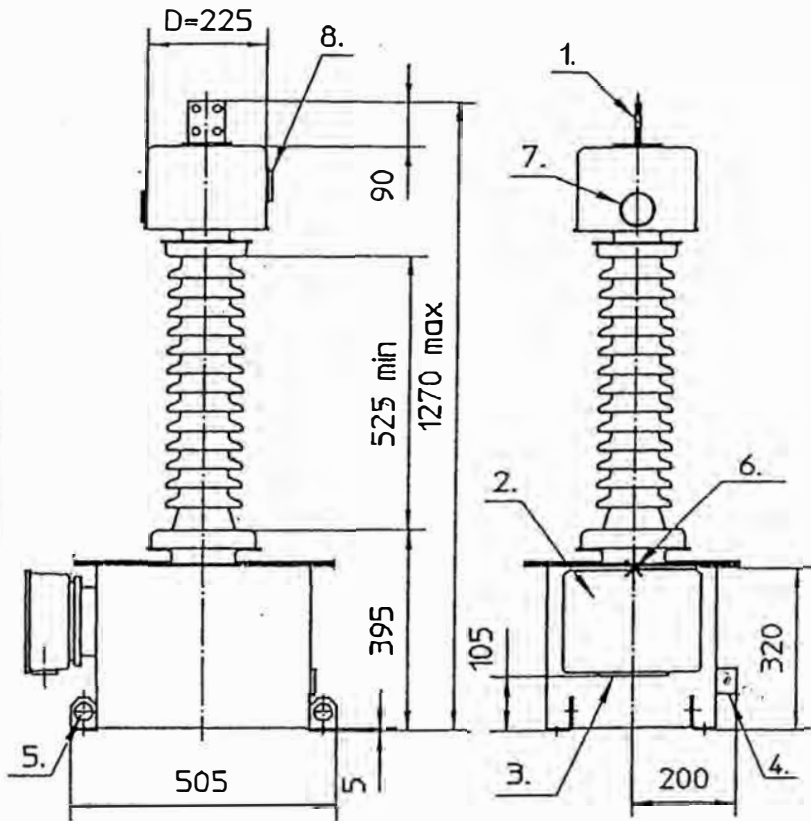
Punto 7. Conexiones de puesta a tierra.

Verifique el apriete de los terminales de puesta a tierra en la caja del transformador

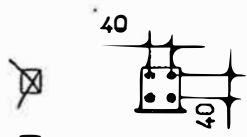
Punto 9. Pruebas de aceite

Después de un largo tiempo en servicio (20 a 25 años) o cuando haya sospechas de posibles fallas, por ejemplo, después de un problema mayor de servicio, se puede tomar una prueba de aceite del transformador para verificar el contenido de gas y de humedad del aceite.

we reserve all rights in this document and in the information contained therein. Reproduction, use or disclosure to third parties without express authority is strictly forbidden. ABB (Sweden)



1. Terminal primario



Conector para conductores D=8-25 mm

- Diseño especial, ver dibujo.
- 2. Caja de bornes secundarios.
- 3. Brida desmontable
 - Sin agujeros (Standard)
 - Diseño especial, ver dibujo.
- 4. Conexión a tierra
 - Para conductores D=5-16 mm
 - Diseño especial, ver dibujo.
- 5. Dispositivo para izamiento D=40 mm.
- 6. Centro de gravedad.
- 7. Indicador de nivel de aceite. Siempre oscuro para nivel correcto. Claro cuando nivel es demasiado bajo.
- 8. Terminacion para llenado de aceite.

Peso total: 145 kg max
 Peso del aceite: 15 kg max
 Min distancia de fuga 1030 mm

Design checked by: Year and Dept: Year Week Cont:

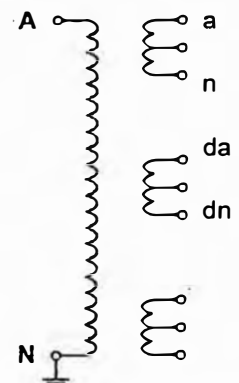
Prepared	A HENRIKSSON	95-12-18	Responsible department	IF
Approved	G EMANUELSSON	95-12-18	Take over department	
Revision				

BINDANDE	Eder ref. Your ref.
MÅTTSKISS	Minera Raurva
DEFINITE DIMENSION PRINT	Vår ref. Our ref.
	717046-20
Title	
TRANSF DE TENSION	
EMFC 52	
Document no.	1HSE 42300-G
Sheet	1SP
Cont	-

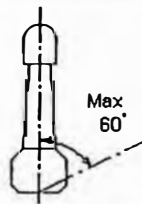
ABB ABB Switchgear

Transformador de tensión	Tipo	EMFC 52	No.8350 220-227
Nivel de aislamiento 95-250 kV	Tensión max	52 kV	60 Hz
Normas IEC 186	Factor de tensión	1.5 / 30s	
Masa total 145 kg	Año de producción	1998	

A-N	a-n	da-dn			
33000/V3	110/V3	110/V3			V
Potencia	200	200			VA
Clase	0.2	3P			



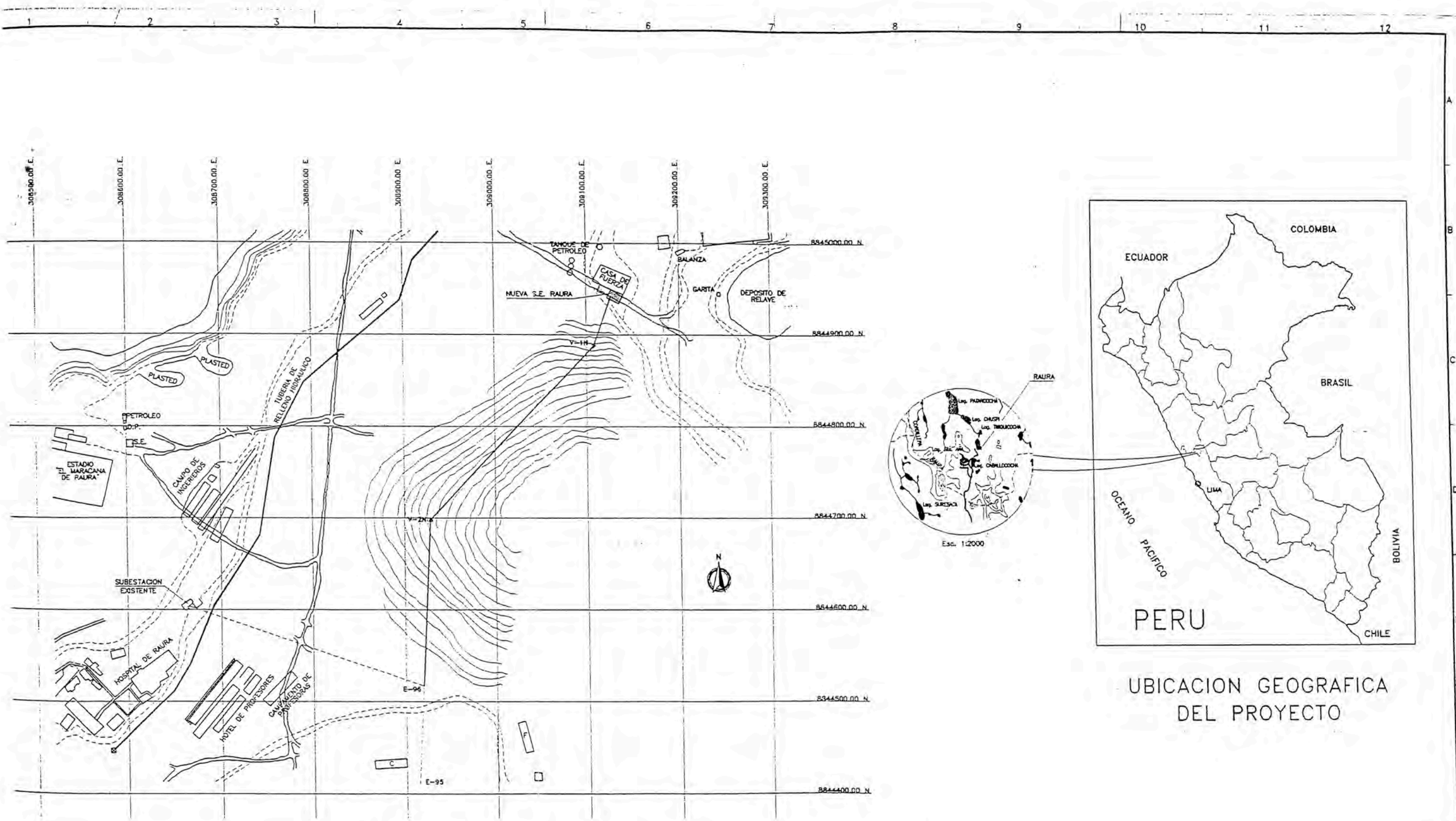
Inclinación max 60° durante transporte o almacenaje.



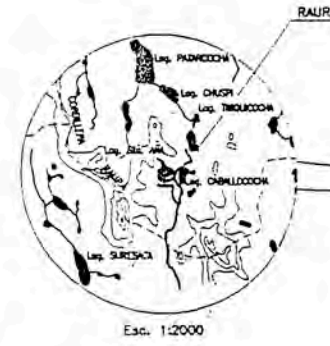
1998/04

Prepared E.Artiles	Responsible dep. SWG/IV	Year 98	Week 04	Title PLACA DE DATOS	Language SP
Approved E.Artiles 980217	Take over department			Order no 717046-20	
Revision 1. Power freq.voltage changed to 95-250				XL no XL 430 022-FFL	Sheet 1

PLANOS



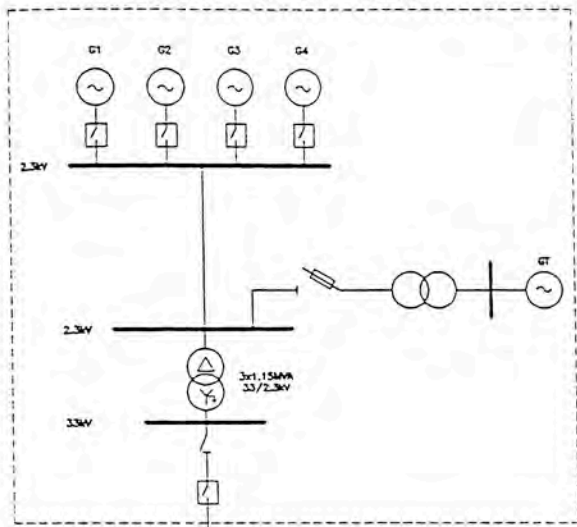
ZONA DE DESARROLLO DEL PROYECTO
Esc. 1:2000



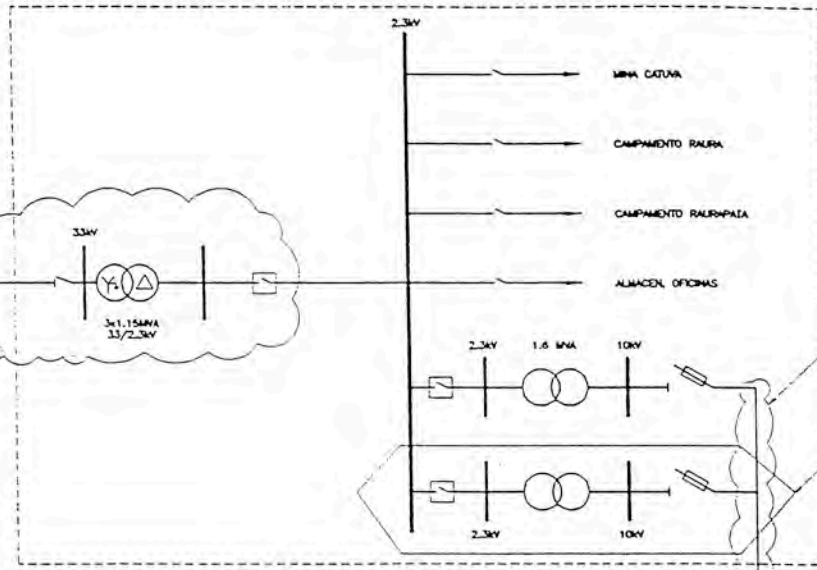
UBICACION GEOGRAFICA DEL PROYECTO

DIBUJO: DISEÑO: PEPSA REVISO: ESCALA: INDICADA FECHA: ENERO/ 2000	 UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA FACULTAD DE INGENIERIA MECANICA ESPECIALIDAD MECANICA ELECTRICA	TITULO: NUEVA SUBESTACION RAURA MINA SUBESTACION RAURA 33/10 kV UBICACION SUBESTACION PLANO N°: RA-G-001
---	---	--

C.H. CASHAUCRO



S.E. N° 1



LEYENDA	
	TRANSFORMADOR DE POTENCIA
	GRUPO GENERADOR
	INTERRUPTOR
	SECCIONADOR
	SECCIONADOR FUSIBLE UNIPOLAR CUT-OUT
	CONEXION A TIERRA
	AREA COMPRENDIDA DENTRO DEL ALCANCE DEL PROYECTO EJECUTADO

VER NOTA 1

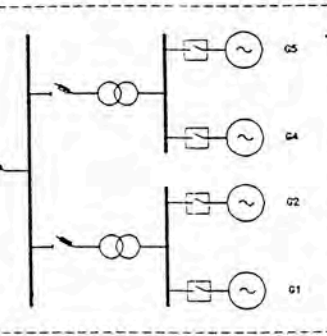
DERIVACION DE LINEA EN 33kV

VER NOTA 3

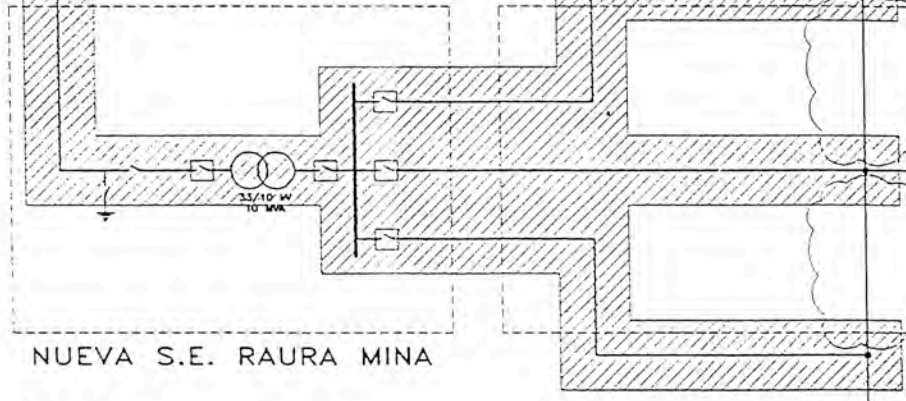
VER NOTA 2

INSTALACIONES A SER RETRADAS EN EL PRESENTE PROYECTO

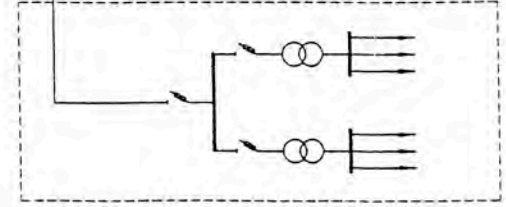
C.T. RAURA



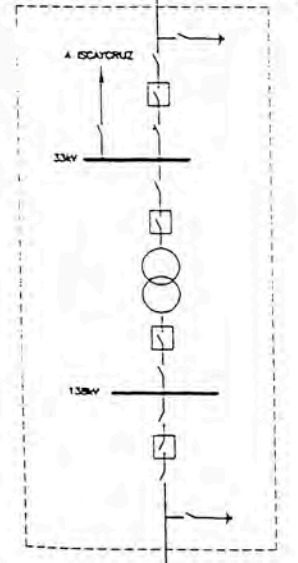
NUEVA S.E. RAURA MINA



PLANTA CONCENTRADORA



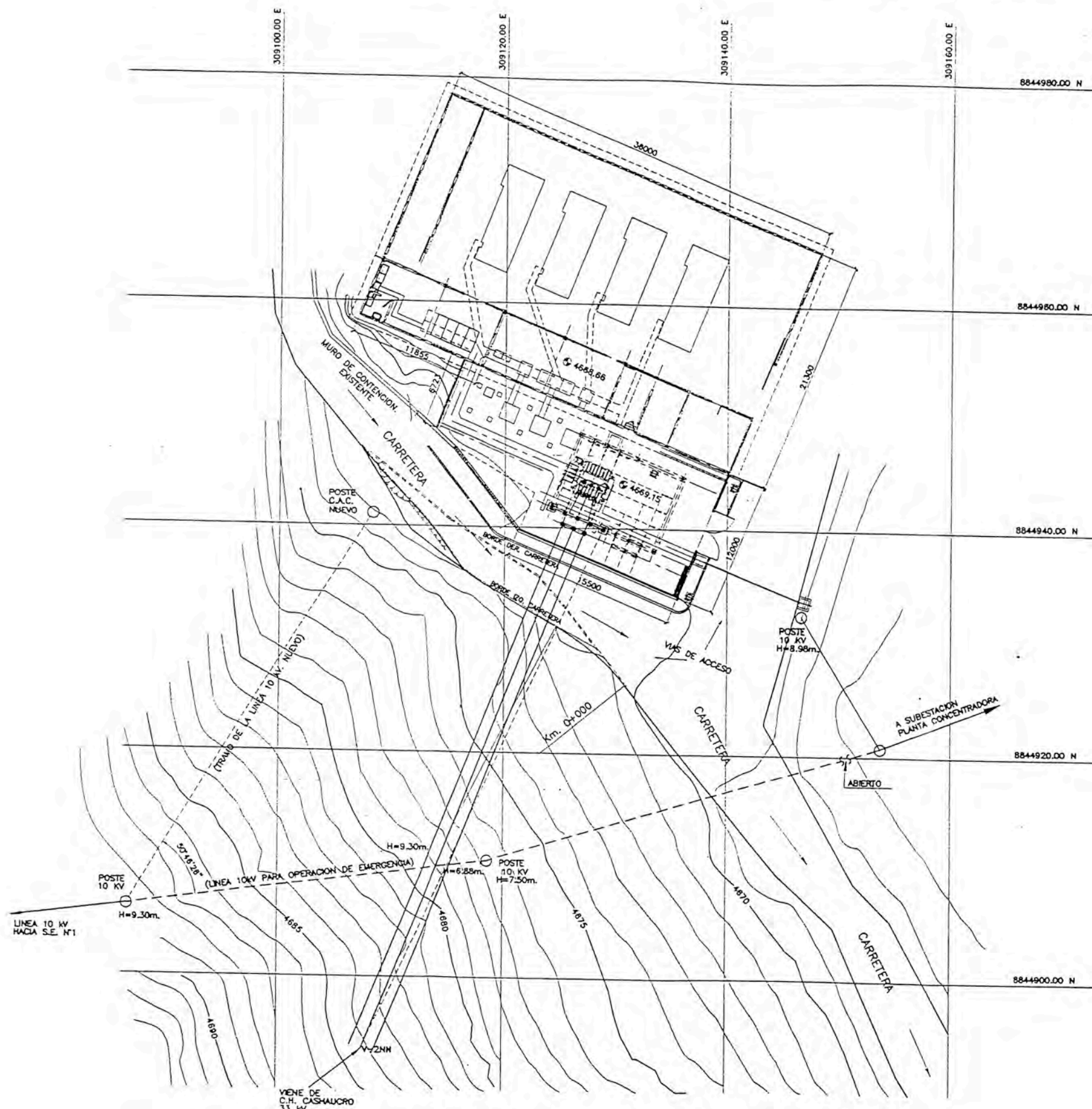
S.E. UCHUCCHACUA




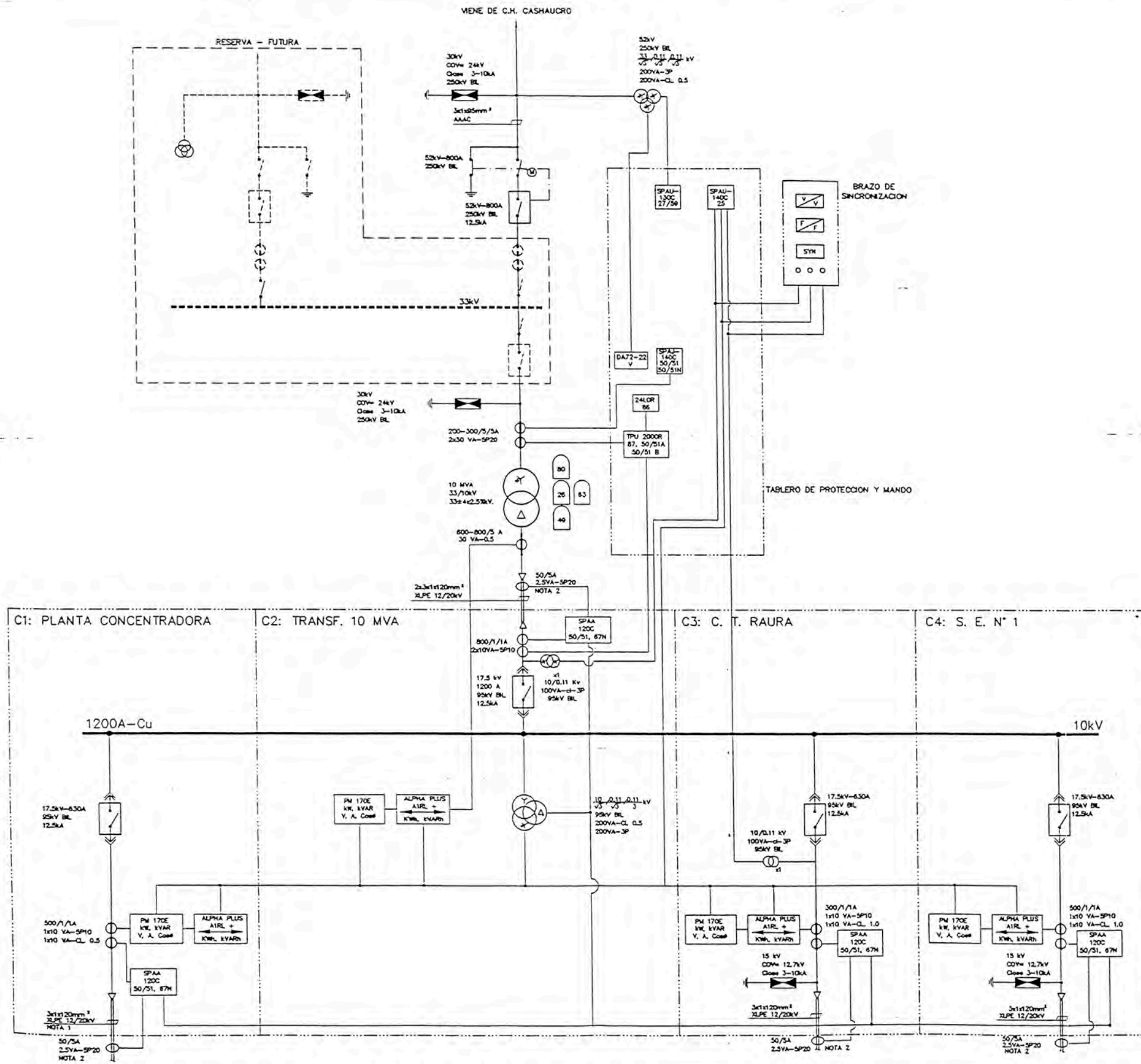
VENIR DE S.E. PARACOMA

- NOTA
- 1.- EQUIPOS E INSTALACIONES A SER RETRADOS.
 - 2.- TRANSFORMADOR 10/2.3 kV INSTALADO POR RAURA EN LA S.E. RAURA N°1, PARA AMPLIAR LA CAPACIDAD EN LA BARRA DE 2.3kV
 - 3.- REFORZADA POR RAURA
 - 4.- LOS TRANSFORMADORES DE 33/2.3 kV DE LA S.E. N°1 SERAN RETRADOS Y LLEVADOS PARA SU INSTALACION EN CASHAUCRO
 - 5.- LOS TRABAJOS INDICADOS EN LAS NOTAS 1, 2 Y 3 HAN SIDO EJECUTADOS POR RAURA

DIBUJO:	UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA FACULTAD DE INGENIERIA MECANICA ESPECIALIDAD MECANICA ELECTRICA	TITULO:
DISEÑO: PEPSA		NUEVA SUBESTACION RAURA MINA
REVISO:		SUBESTACION RAURA 33/10 kV
ESCALA: 5/E		ESQUEMA UNIFILAR GENERAL
FECHA: DNERO/ 2000		PLANO N°: RA-G-002



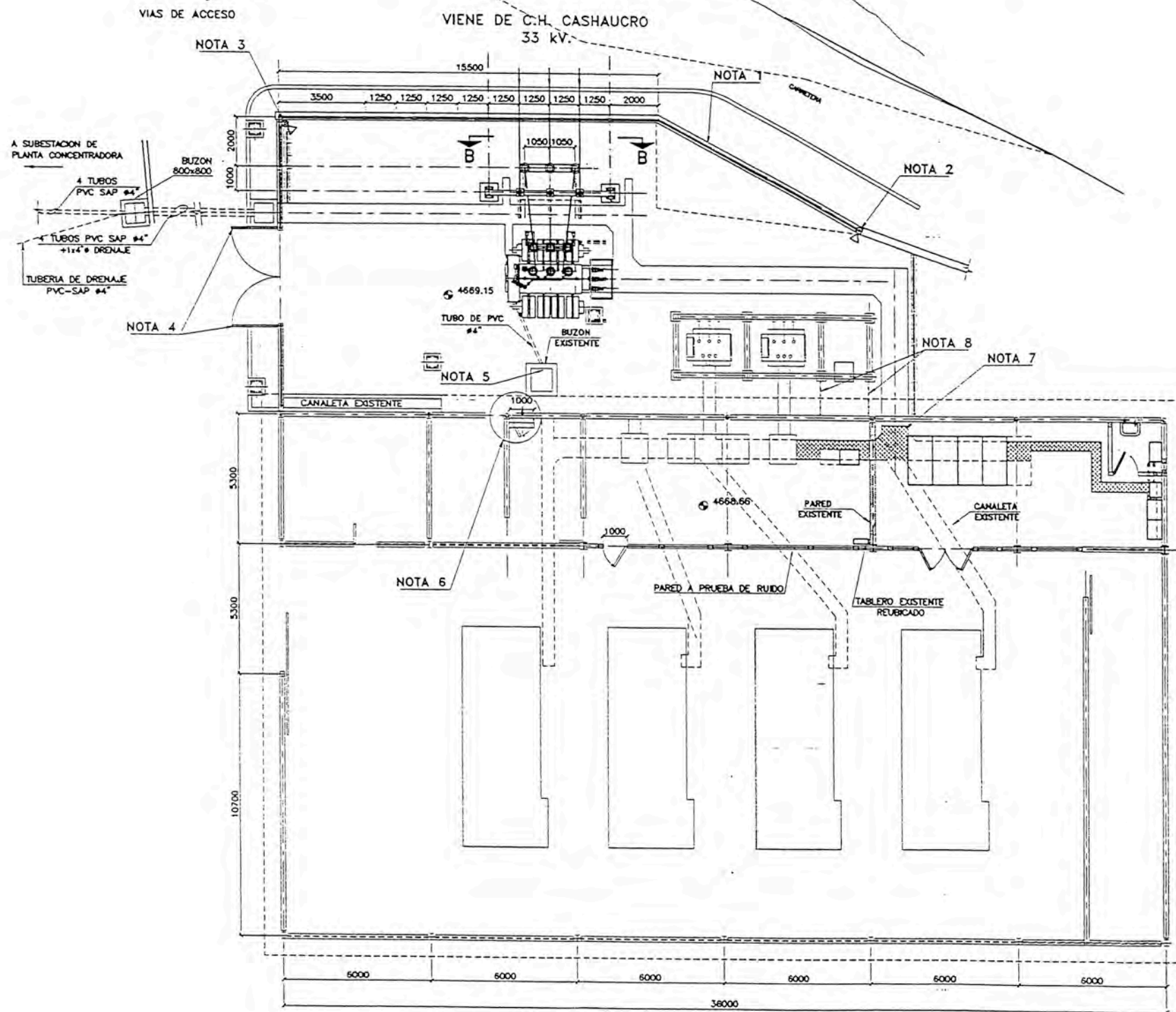
DIBUJO:	 UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA FACULTAD DE INGENIERIA MECANICA ESPECIALIDAD MECANICA ELCTRICA	TITULO:
DISEÑO: PEPSA		NUEVA SUBSTACION RAURA MIMA
REVISO:		SUBSTACION RAURA 33/10 KV
ESCALA: 1:200		UBICACION SUBSTACION
FECHA: ENERO / 2000		PLANO N°: RA-G-003



LEYENDA			
SIMBOLO	DESCRIPCION	MARCA	TIPO
	INTERRUPTOR AUTOMATICO, TRIFASICO TRIPOLAR CON MANDO MOTORIZADO, 52kV	ABB	EDF-SK-1-1
	SECCIONADOR DE LINEAS, TRIPOLAR CON CUCHILLAS DE PUESTA A TIERRA Y MANDO MOTORIZADO, 52kV	ABB	NBR 52/12508
	PARARRAYOS POLIMERICOS 30kV	ABB	EXLIM 0030-CV036
	TRANSFORMADOR DE TENSION 52kV PARA PROTECCION Y MEDICION	ABB	EMFC-52
	TRANSFORMADOR DE POTENCIA CON CT'S EN BUSHINGS	ABB	TD2AN
	INTERRUPTOR TIPO EXTRABLE CON MANDO MOTORIZADO	ABB	VD4
	TRANSFORMADOR DE TENSION 10kV PARA PROTECCION Y MEDICION	ABB	
	TRANSFORMADOR DE TENSION 10kV PARA SINCRONIZACION	ABB	
	TRANSFORMADOR DE CORRIENTE 10kV	ABB	
	TERMINAL TERMORRETRACTIL PARA CABLES		
	TRANSFORMADOR DE CORRIENTE TIPO TOROIDAL	ABB	
	MEDIDOR DE ENERGIA BIDIRECCIONAL DOBLE TARIFA (kWh, kVArh)	QUANTUM	A1RL +
	MEDIDOR MULTIFUNCION kW, kVAR, V, A, Cosφ	SELSA	PM 170E
	VOLTIMETRO DIGITAL LADO DE 33 kV	SELSA	DA-72-22
	VOLTIMETRO DOBLE		
	FRECUENCIOMETRO DOBLE		
	SINCRONOSCOPIO		
	RELE MULTIFUNCION PARA PROTECCION DE LINEA (50/51, 50H/51H)	ABB	SPAU-140C
	RELE MULTIFUNCION PARA PROTECCION DE LINEA (50/51, 67N)	ABB	SPAA-120C
	RELE DE CHECKEO DE SINCRONISMO (2S, SYNC)	ABB	SPAU-140C
	RELE DE MINIMA Y MAXIMA TENSION LADO DE 33kV	ABB	SPAU-130C
	RELE MULTIFUNCION DE PROTECCION DE TRANSFORMADOR: 87k, 87T, 50/51A, 50/51B	ABB	TPU-2000R
	RELE DE BLOQUEO DEL TRANSFORMADOR	ELECTRO SWITCH	24 LOR

NOTAS:
 1.- ESTOS CIRCUITOS ALIMENTAN LINEAS AEREAS, SE HAN INSTALADO PARARRAYOS EN LA PRIMERA ESTRUCTURA DE DICHAS LINEAS SEGUN PROYECTO.
 2.- LOS TRANSFORMADORES TOROIDALES SE HAN INSTALADO EN LA CANALETA, NO EN LAS CELDAS.

DIBUJO: DISENO: PEPSA		TITULO: NUEVA SUBSTACION RAURA MINA SUBSTACION RAURA 33/10 kV DIAGRAMA UNIFILAR
REVISO: ESCALA: 5/E FECHA: ENERO/ 2000		FACULTAD DE INGENIERIA MECANICA ESPECIALIDAD MECANICA ELECTRICA PLANO N°: RA-E-001

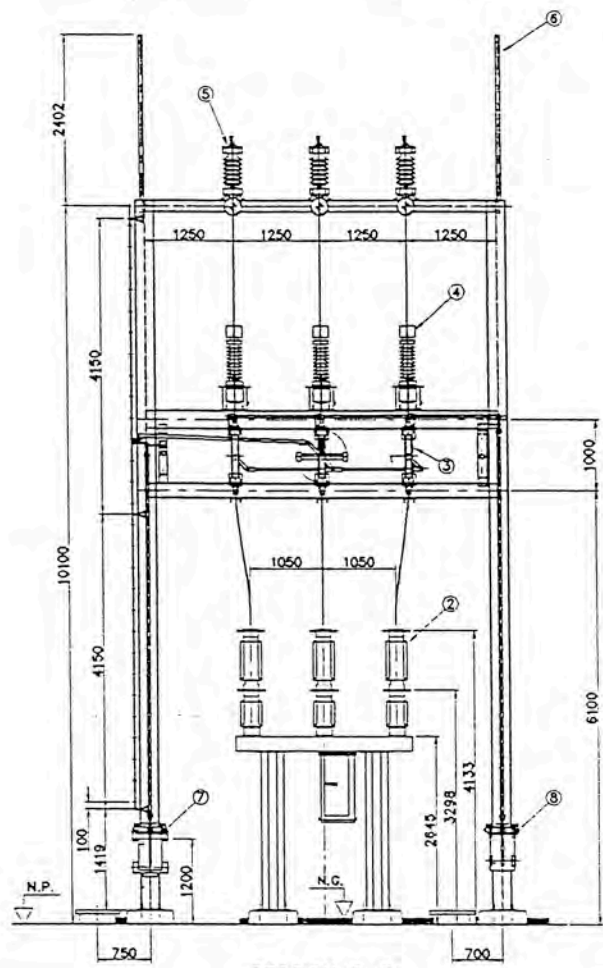


PLANTA
ESCALA 1:100

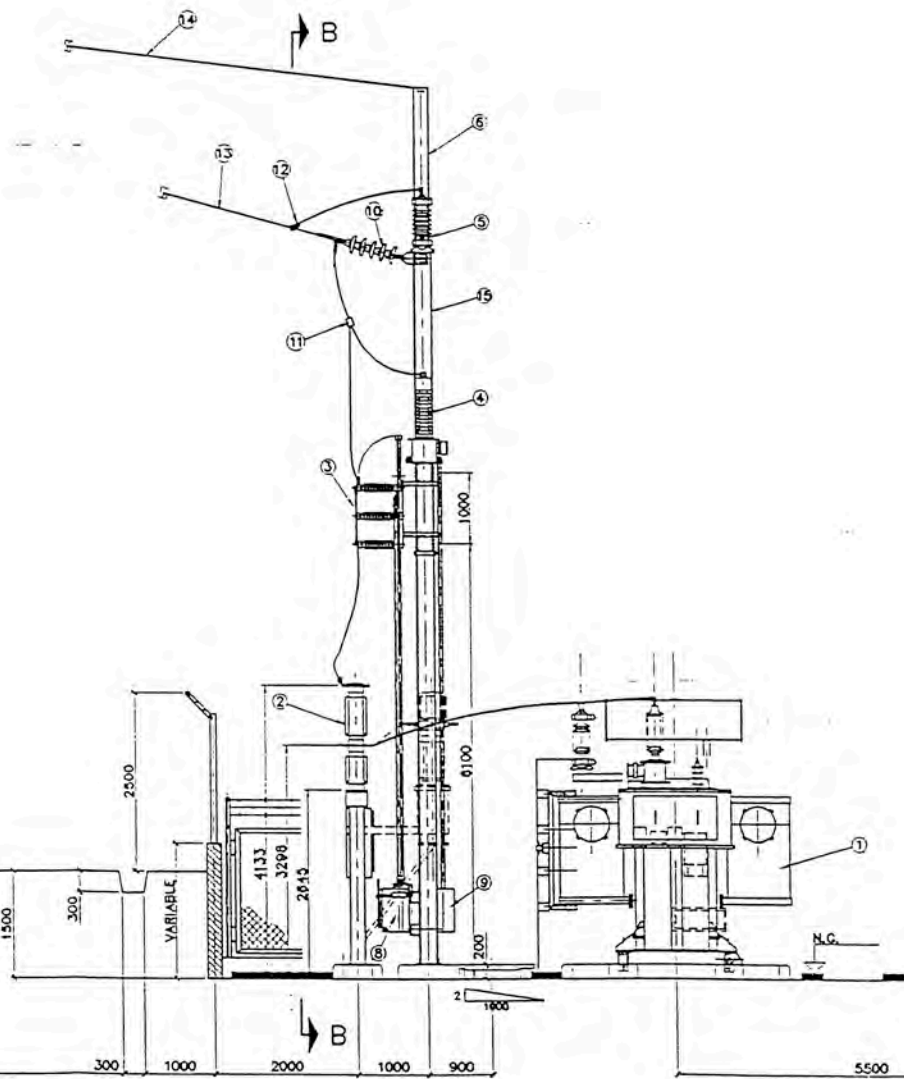
NOTAS:

- 1.- MURO DE CONCRETO ARMADO HASTA UNA ALTURA APROXIMADA DE 1200mm. CON RELACION AL NIVEL DE CARRETERA ADYACENTE.
- 2.- SOPORTE DE LUMINARIA DE FG DE #3"x5000mm.
- 3.- SOPORTE DE LUMINARIA DE FG DE #4"x7000mm.
- 4.- RUEDAS METALICAS EN LOS EXTREMOS DE LAS PUERTAS Y LA CORRESPONDIENTE LOZA CON CARRIL PARA MANOBRAS DE PUERTA.
- 5.- VALVULAS DE PASO DE #3" EN TUBERIA DE DRENAJE.
- 6.- REUBRICADO DE ACUERDO A LO INDICADO POR EL PROPIETARIO.
- 7.- DIQUE DE 100mm. EN LA BASE DEL EXTREMO DE CANALETA EXTERIOR.
- 8.- MALLA DE PROTECCION DE TRANSFORMADOR DE SS.AA. UTILIZANDO MATERIAL DE CERCO RETIRADO.

DIBUJO:	UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA FACULTAD DE INGENIERIA MECANICA ESPECIALIDAD MECANICA ELECTRICA	TITULO:
DISERO: PEPSA		NUEVA SUBSTACION RAURA MINA
REVISO:		SUBSTACION RAURA 33/10KV
ESCALA: 1:100		ARREGLO GENERAL
FECHA: ENERO/2000		PLANTA
		PLANO N°: RA-E-002



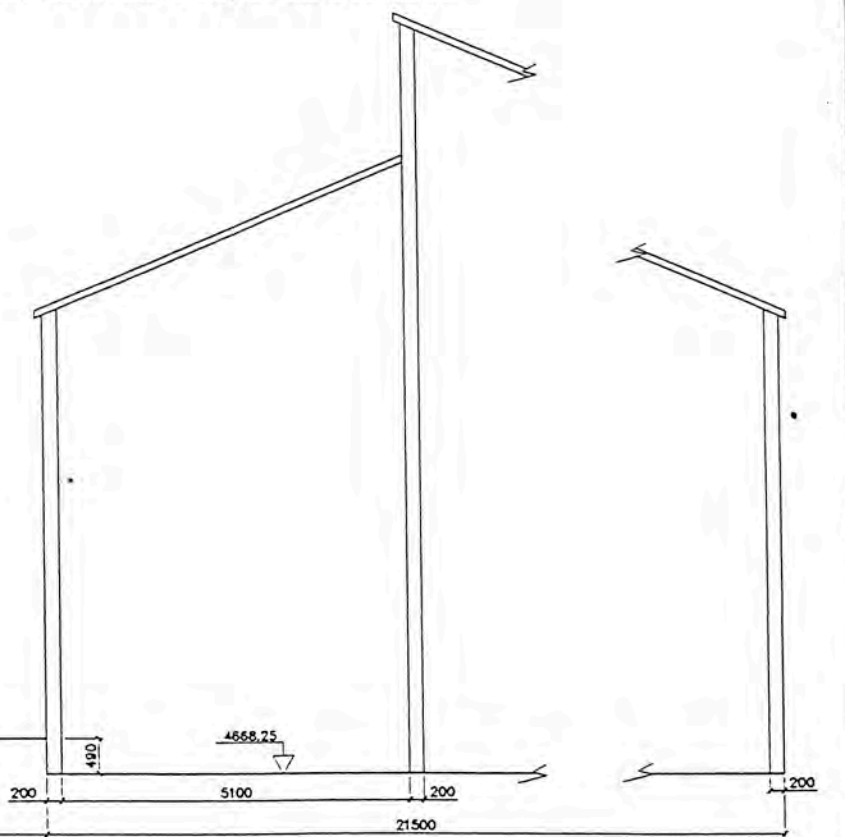
SECCION B-B
Esc. 1:50



SECCION A-A
Esc. 1:50

LEYENDA				
SIMBOLO	DESCRIPCION	MARCA	TIPO	CANT.
①	TRANSFORMADOR DE POTENCIA 33/10kV, 10-12MVA ONAN-ONAF	ABB	TD2AN	1u
②	INTERRUPTOR AUTOMATICO	ABB	EDF-SK-1-1	1u
③	SECCIONADOR DE LINEA TRIPOLAR CON CUCHILLAS DE PUESTA A TIERRA	ABB	NRB52/1250B	1u
④	TRANSFORMADOR DE TENSION 33kV	ABB	EMFC-52	3u
⑤	PARARRAYOS	ABB	EXLIM 0030-CV036	3u
⑥	SOPORTE DE CABLE DE GUARDA F' G'	-	-	2u
⑦	UNIDAD DE MANDO MOTORIZADO DE SECCIONADOR (CUCHILLAS PRINCIPALES)	ABB	BCM-F	1u
⑧	UNIDAD DE MANDO MANUAL DE SECCIONADOR (CUCHILLAS DE PUESTA A TIERRA)	ABB	BCH-F	1u
⑨	ARMARIO DE CAMPO	-	-	1u
⑩	CADENA DE AISLADORES	LAPP	ANSI 52-3	3u
⑪	CONECTOR BIFILAR	-	-	3u
⑫	CONECTOR EN T	-	-	3u
⑬	CONDUCTOR DE ALEACION DE ALUMINIO 95mm ²	CONAL	AAAC	60m
⑭	CABLE DE ACERO 5/16" #	SURMIN	ACERO G' 5/16"	-
⑮	PORTICO			

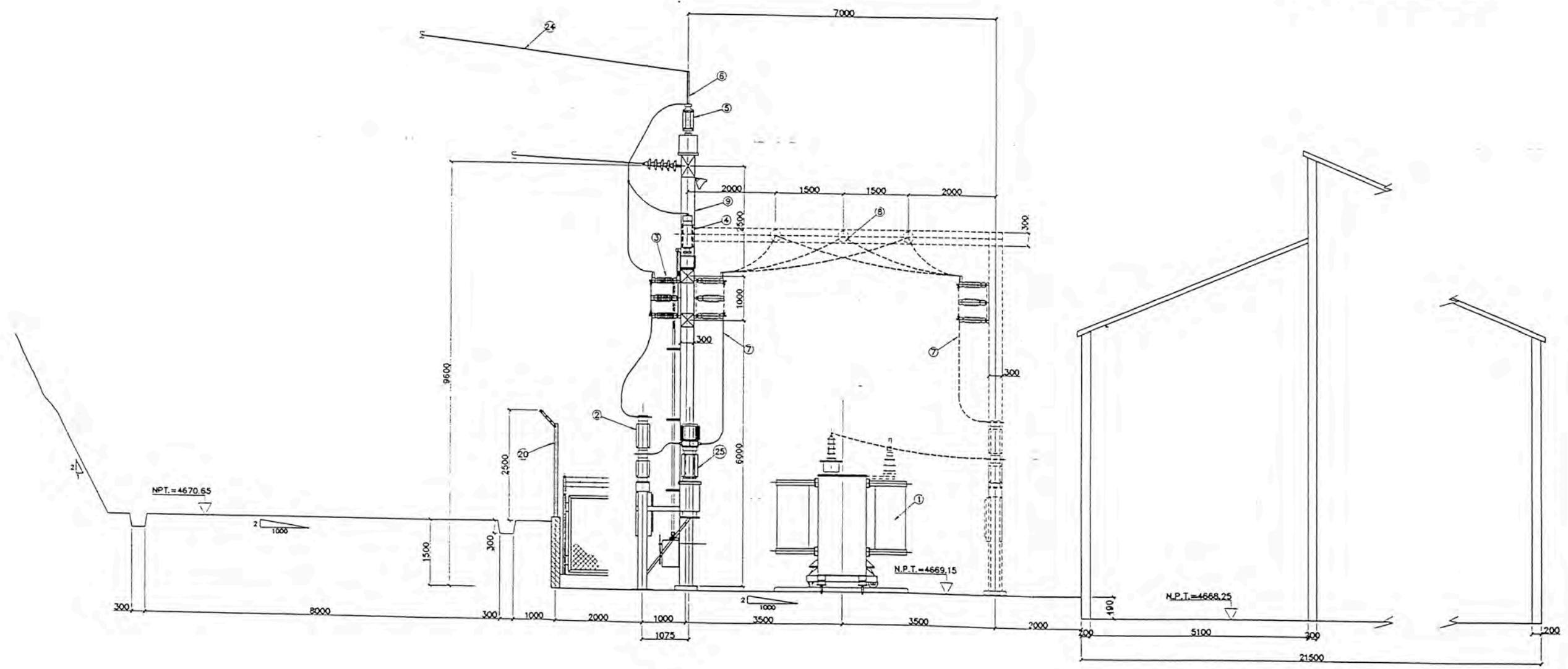
NOTA:
1.- TODAS LAS DIMENSIONES ESTAN EN MILIMETROS, EXCEPTO LAS INDICADAS.



DIBUJO:	UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA FACULTAD DE INGENIERIA MECANICA ESPECIALIDAD MECANICA ELCTRICA	TITULO:
DISEÑO: PEPSA		NUEVA SUBSTACION RAURA MINA
REVISO:		SUBSTACION RAURA 33/10kV
ESCALA: 1:50		ARREGLO GENERAL
FECHA: ENERO/2000		SECCIONES
		PLANO N°: RA-E-003

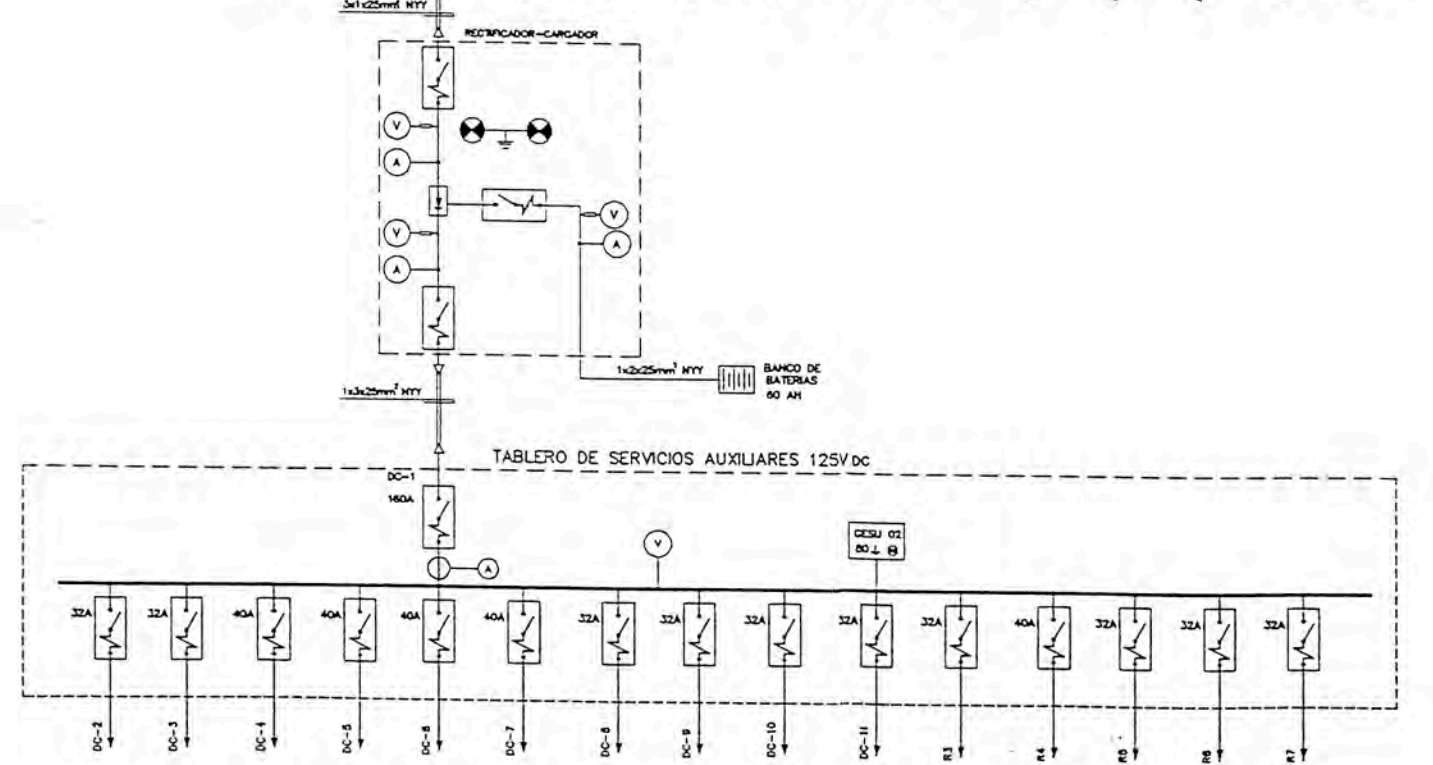
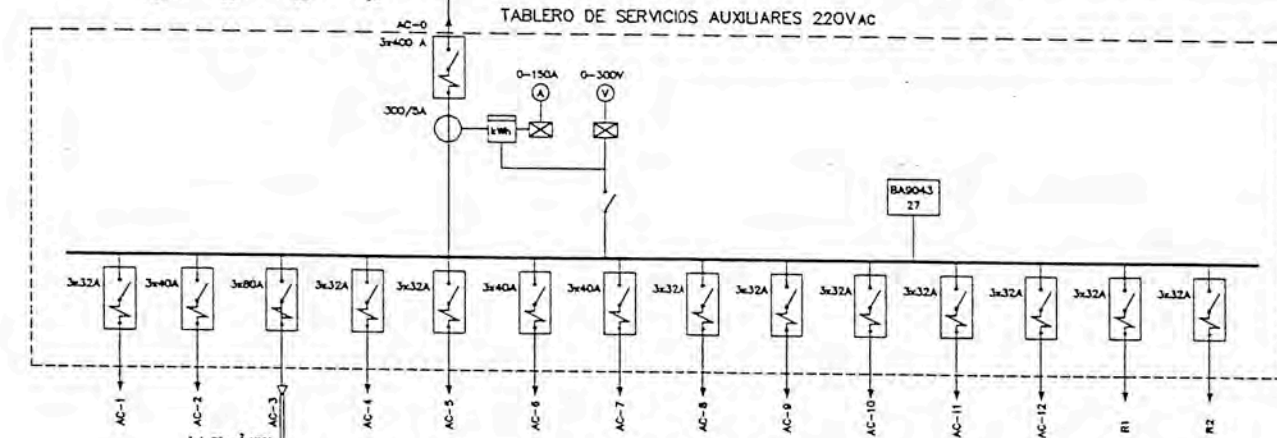
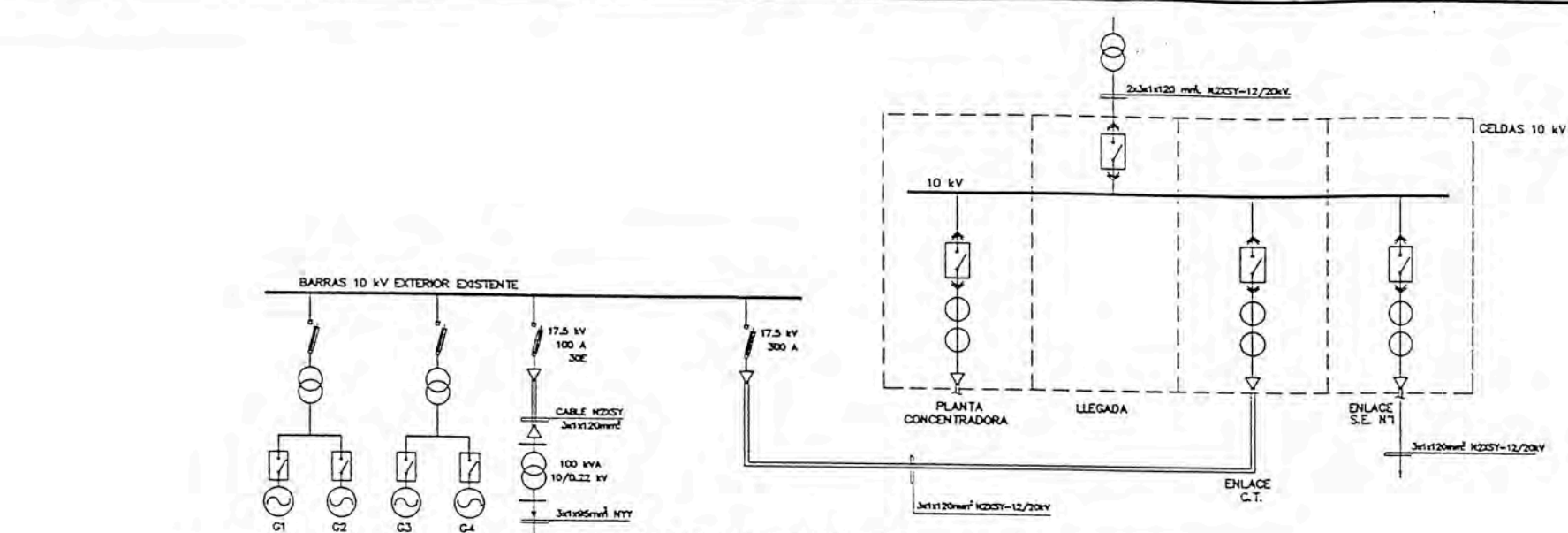
LEYENDA

- ① TRANSFORMADOR DE POTENCIA 33/10kV.
- ② INTERRUPTOR DE POTENCIA 33 kV.
- ③ SECCIONADOR DE LINEA CON PUESTA A TIERRA 33 kV.
- ④ TRANSFORMADOR DE TENSION 33 kV.
- ⑤ PARARRAYOS
- ⑥ SOPORTE CABLE DE GUARDA
- ⑦ SECCIONADOR DE BARRAS (FUTURO)
- ⑧ SISTEMA DE BARRAS FLEXIBLES (FUTURO)
- ⑨ PORTICO
- ⑩ CERCO PERIMETRICO
- ⑫ TRANSFORMADOR DE CORRIENTE (FUTURO)



SECCION A-A (FUTURO)
Esc. 1:50

DIBUJO:	 UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA FACULTAD DE INGENIERIA MECANICA ESPECIALIDAD MECANICA ELECTRICA	TITULO:
DESEÑO: PEPISA		MUEVA SUBSTACION RAURA WIMA
REVISO:		SUBSTACION RAURA 33/10KV
ESCALA: 1:50		ARREGLO GENERAL SECCION A-A
FECHA: ENERO/2000		FUTURO
		PLANO N°: RA-E-004



- LEYENDA**
- Fuelle.
 - ⊙ Amperímetro
 - ⊕ Voltímetro
 - ⊗ Conmutador.
 - BA9043 27 Relé de mínima tensión.
 - DESU 02 80 L 8 Relé de mínima tensión corriente continua con Relé de detección de fallas a tierra y Lámpara de señalización de puesta a tierra.
 - ⊗ Interruptor termomagnético.
 - ⊕ Transformador de S.S.A.A.
 - ⊕ Transformador de Corriente.
 - ⊕ Transformador de Tensión.

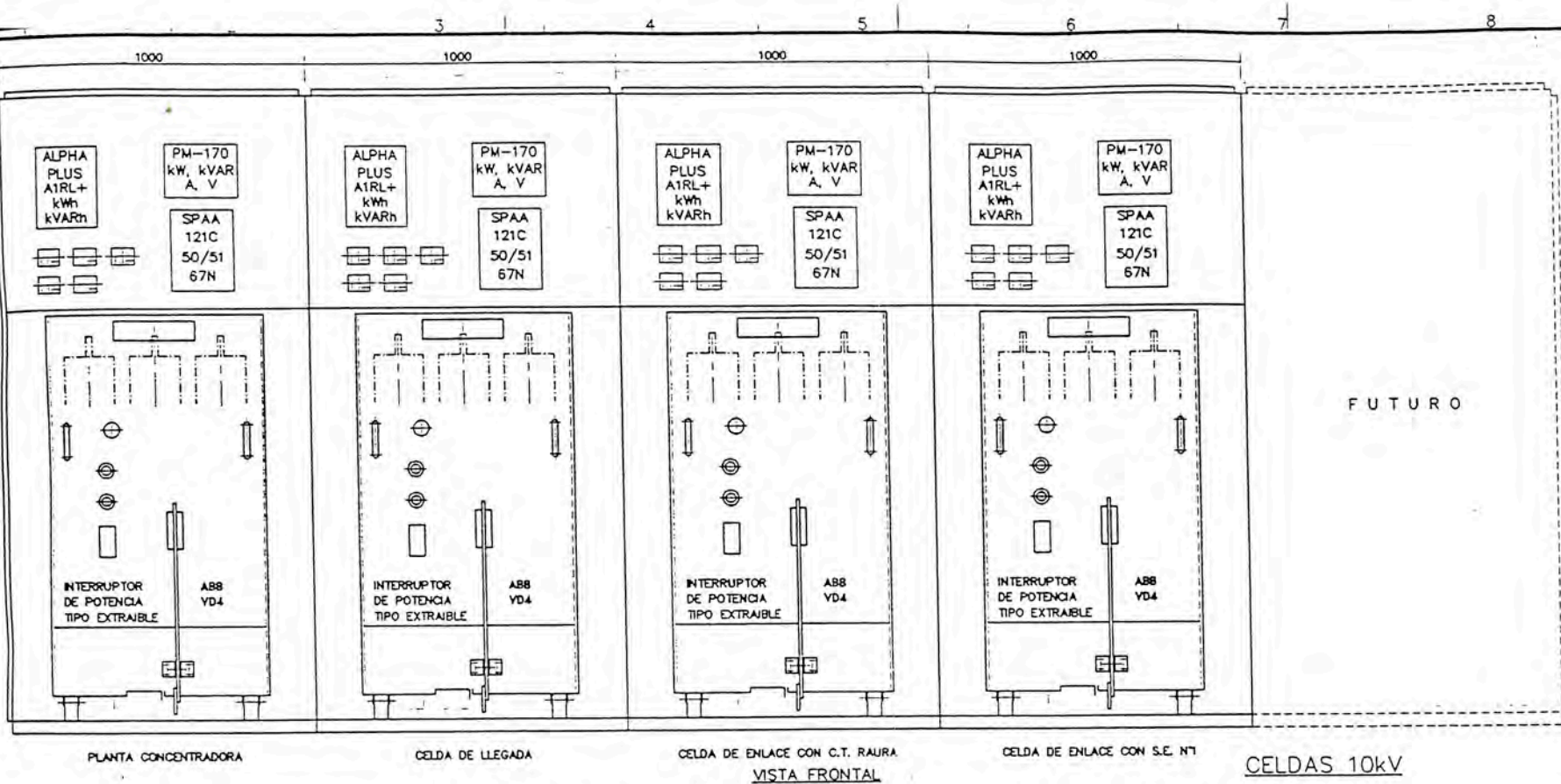
CUADRO DE CARGAS
Tablero de Servicios Auxiliares 220V AC

N°	Circuito Descripción	Interruptor		Conductor		Tubería	
		Tipo	Capac. Amp.	Tipo	Calibre mm²	Tipo	Diametro mm.
AC-0	Interruptor General AC.	termo-magnético	3x400	NYY	3x95	—	—
AC-1	Iluminación Exterior.	termo-magnético	3x32	NYY	2x4	—	—
AC-2	Tomacorriente Exterior.	termo-magnético	3x32	NYY	2x4	—	—
AC-3	Rectificador - Cargador	termo-magnético	3x80	NYY	3x25	—	—
AC-4	Iluminación Interior	termo-magnético	3x32	TW	2.5 PVC-SAP	25	—
AC-5	Tomacorrientes Interior.	termo-magnético	3x32	TW	2.5 PVC-SAP	25	—
AC-6	Calefacción e Iluminación Celdas y Tableros.	termo-magnético	3x32	NYY	4	—	—
AC-7	Calefacción e Iluminación Interruptor y Seccionador.	termo-magnético	3x32	NYY	4	—	—
AC-8	Calefacción e Iluminación Transformador de Potencia	termo-magnético	3x40	NYY	4	—	—
AC-9	Iluminación Exterior Emergencia	termo-magnético	3x32	NYY	4	—	—
AC-10	Iluminación Interior Emergencia	termo-magnético	3x32	TW	2.5 PVC-SAP	25	—
AC-11	Alarma Servicios Auxiliares	termo-magnético	3x40	NYY	2x4	—	—
AC-12	Iluminación y Calefacción SS.AA.	termo-magnético	3x40	NYY	2x4	—	—
R2	Reserva Equipada	termo-magnético	3x32	—	—	—	—
R3	Reserva Equipada	termo-magnético	3x32	—	—	—	—

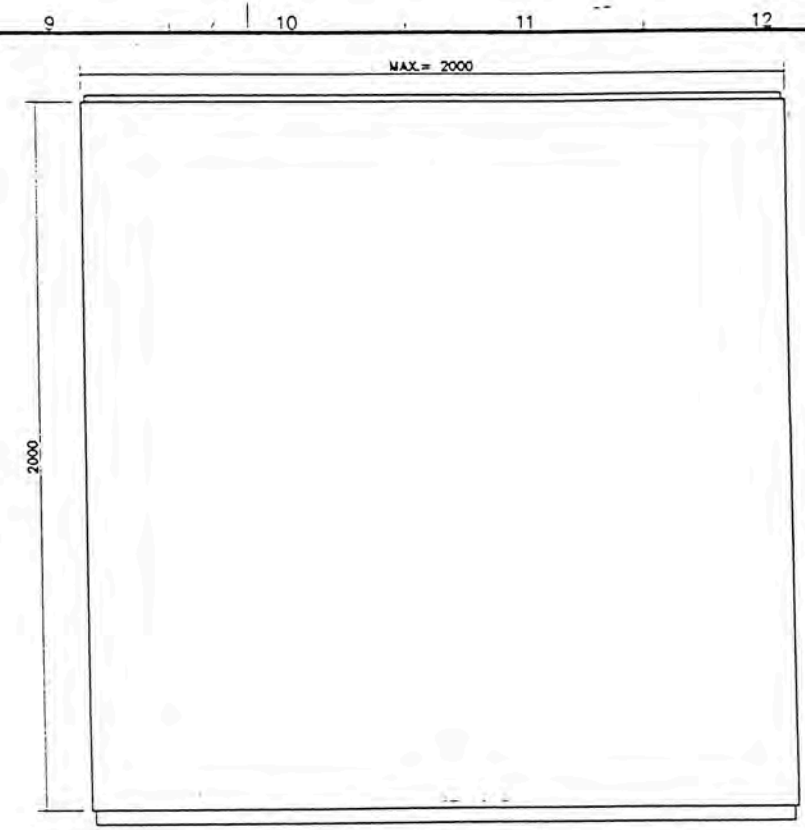
CUADRO DE CARGAS
Tablero de Servicios Auxiliares 125V DC

N°	Circuito Descripción	Interruptor		Conductor		Tubería	
		Tipo	Capac. Amp.	Tipo	Calibre mm²	Tipo	Diametro mm.
DC-1	Interruptor General AC.	termo-magnético	160	NYY	1x3x25	—	—
DC-2	Motor Interruptor 33kV	termo-magnético	32	NYY	2x6	—	—
DC-3	Motor Seccionador 33kV	termo-magnético	40	NYY	2x6	—	—
DC-4	Celda de Salida a Planta Concentradora	termo-magnético	40	NYY	2x4	—	—
DC-5	Celda de Llegada de Transf. de Potencia	termo-magnético	32	NYY	2x4	—	—
DC-6	Celda de Enlace con C.T.	termo-magnético	40	NYY	2x4	—	—
DC-7	Celda de Salida a S.E. N° 1	termo-magnético	32	NYY	2x4	—	—
DC-8	Transformador de Potencia.	termo-magnético	32	NYY	2x4	—	—
DC-9	Tomacorrientes Interior Emergencia	termo-magnético	32	NYY	2x6 PVC-SAP	—	—
DC-10	Tablero de Protección	termo-magnético	32	NYY	2x6	—	—
DC-11	Iluminación Exterior de Emergencia	termo-magnético	32	NYY	2x4	—	—
R3	Reserva Equipada	termo-magnético	32	—	—	—	—
R4	Reserva Equipada	termo-magnético	40	—	—	—	—
R5	Reserva Equipada	termo-magnético	40	—	—	—	—
R6	Reserva Equipada	termo-magnético	32	—	—	—	—
R7	Reserva Equipada	termo-magnético	32	—	—	—	—

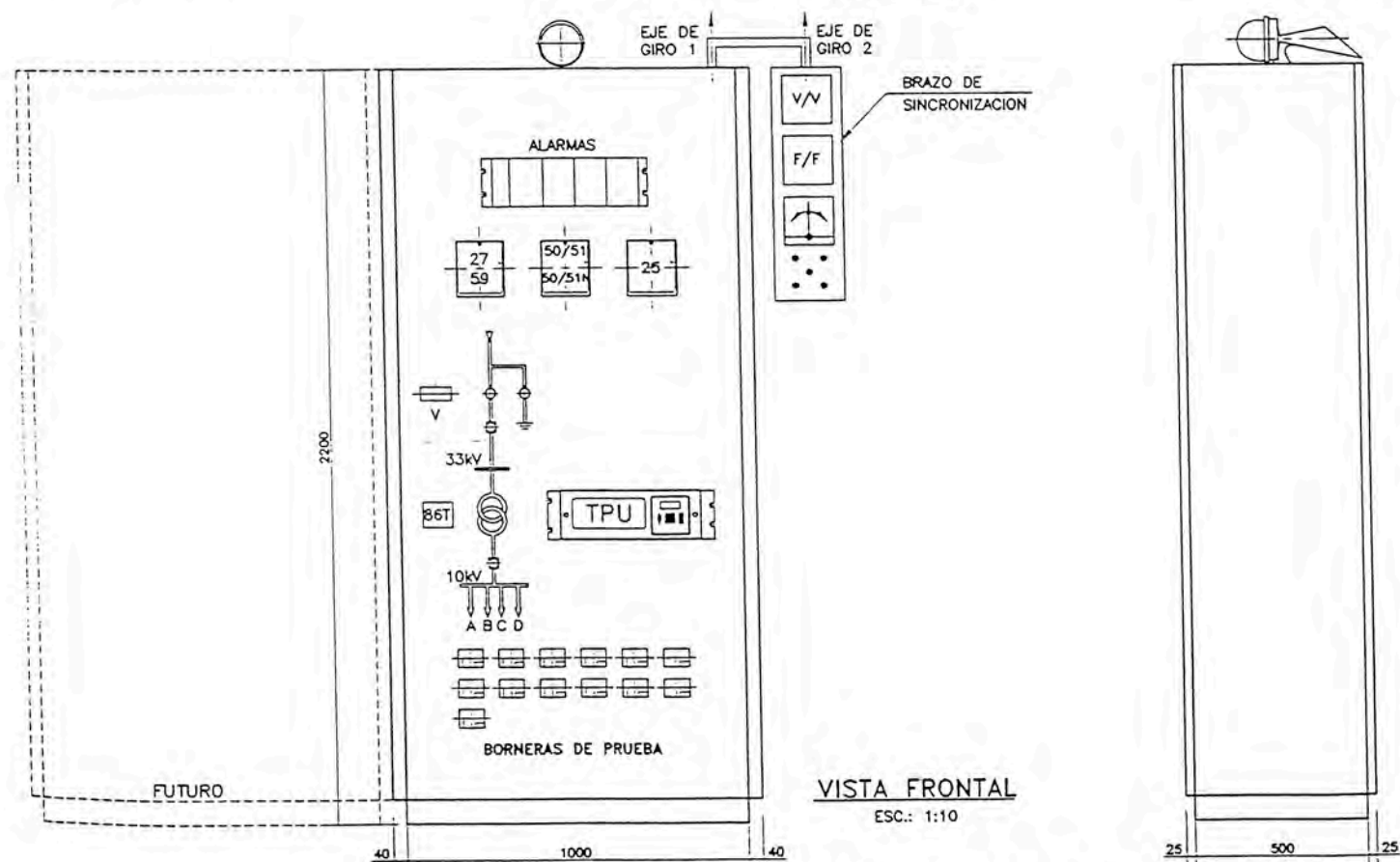
DIBUJO:		TITULO:
DISEÑO: PEPISA		NUEVA SUBESTACION RAURA 10kV
REVISO:		SUBESTACION RAURA 33/10kV
ESCALA: S/E		DIAGRAMA UNIFILAR
FECHA: DNERO/2000	FACULTAD DE INGENIERIA MECANICA ESPECIALIDAD MECANICA ELECTRICA	SERVICIOS AUXILIARES
		PLANO N°: RA-E-005



PLANTA CONCENTRADORA CELDA DE LLEGADA CELDA DE ENLACE CON C.T. RAURA VISTA FRONTAL CELDA DE ENLACE CON S.E. N°1 CELDAS 10kV

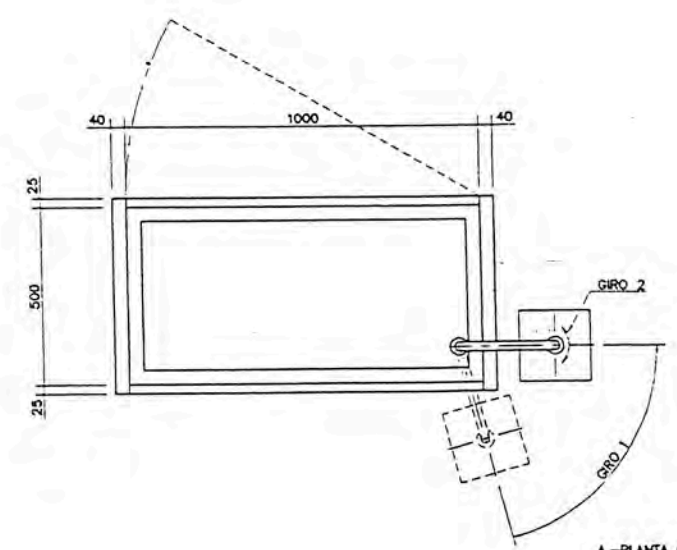


VISTA LATERAL



VISTA FRONTAL ESC.: 1:10 VISTA LATERAL ESC.: 1:10

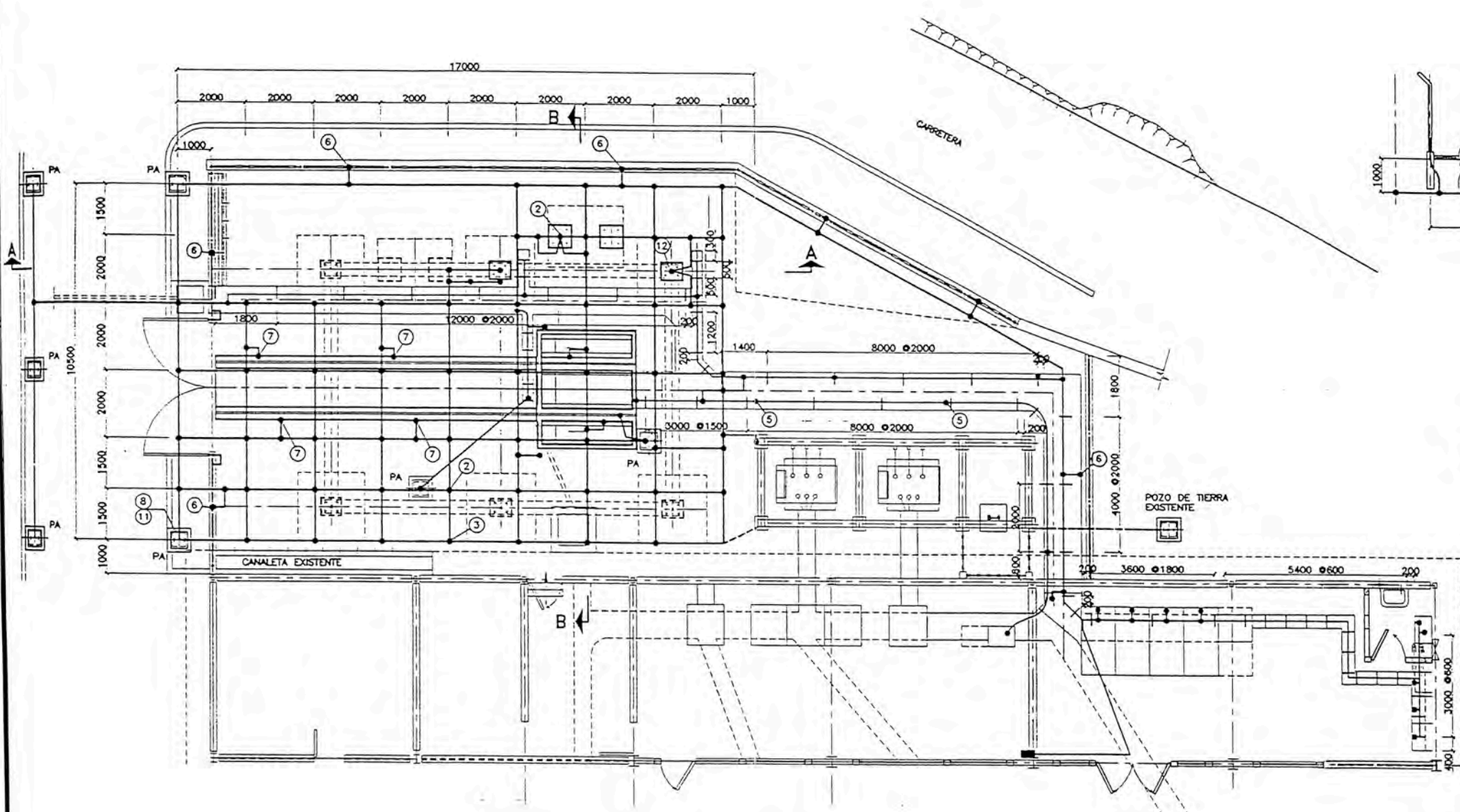
TABLERO DE PROTECCION Y MANDO



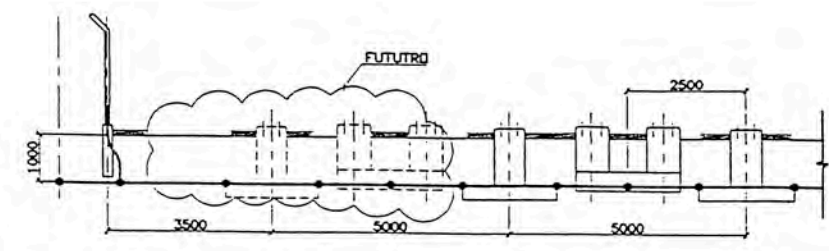
PLANTA ESC.: 1:10

- A.-PLANTA CONCENTRADORA
- B.-ENLACE CON C.T. RAURA
- C.-ENLACE CON S.E. N°1
- D.-RESERVA

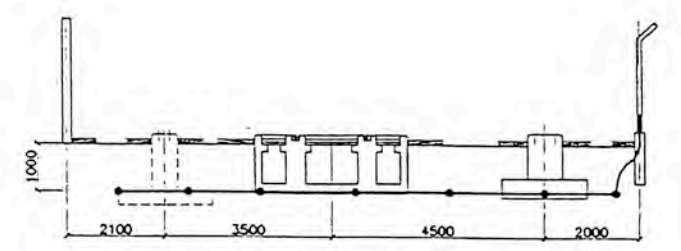
DIBUJO:	UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA FACULTAD DE INGENIERIA MECANICA ESPECIALIDAD MECANICA ELECTRICA	TITULO:
DISEÑO: PEPSA		NUEVA SUBSTACION RAURA MIHA
REVISO:		SUBSTACION RAURA 33/10kV
ESCALA: 1:10		DISTRIBUCION DE CELDAS Y TABLEROS
FECHA: ENERO/2000	PLANO N°:	RA-E-006



PLANTA
ESCALA 1:75



SECCION A-A
ESCALA 1:75

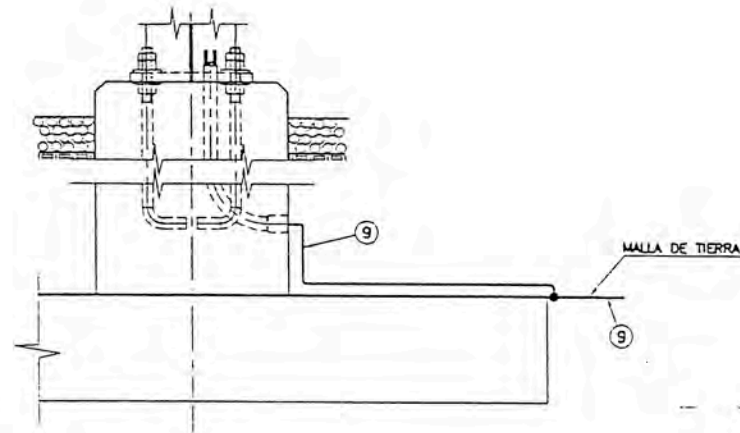
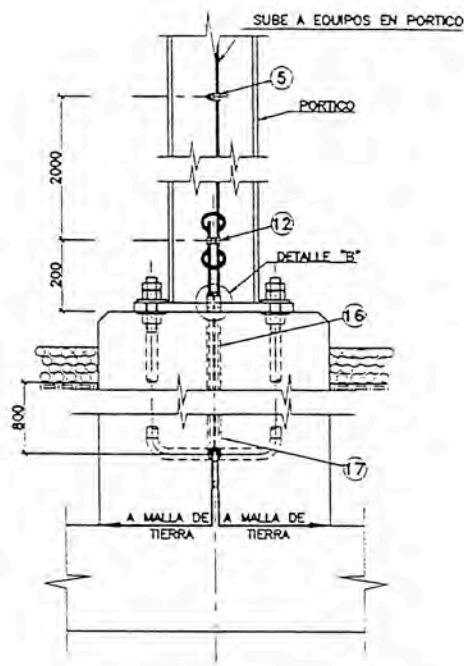


SECCION B-B
ESCALA 1:75

LISTA DE MATERIALES			
ITEM	DESCRIPCION	CATALOGO	CANT.
1	VARILLA DE COPPERWELD #5/8" x 2400mm	NAE-054	303050 8
2	CONEXION EN CRUZ	BURNDY	CCX 45
3	CONEXION EN T	BURNDY	CC2 60
4	CONEXION CABLE A CABLE	BURNDY	CC1 10
5	CONECTOR CABLE A SUPERFICIE	BURNDY	GBM26 70
6	CONECTOR CABLE A BARRA	BURNDY	GZ26-38 10
7	CONEXION A RIEL	BURNDY	R1 4
8	TERMINAL DE Cu PARA SOLDAR o EMPERNAR	-	- 20
9	CONDUCTOR DE Cu 70mm ²	-	- 500m.
10	CONECTOR VARILLA CABLE	BURNDY	GRC 58 35
11	GRAPA PARALELA	BURNDY	GM26 30
12	GRAPA DE TIERRA DOBLE	SIMEL	STN 48/75-4 067710 6
13	CONECTOR TUBO-CORDON FLEXIBLE DE Cu	BURNDY	GG18-2 4
14	CONECTOR TUBO-CORDON FLEXIBLE DE Cu	BURNDY	GG20-2 4
15	CORDON FLEXIBLE DE Cu	BURNDY	B2F12 6
16	TUBO PVC-SAP #1 1/2"	-	- 15m.
17	CODO 90° PVC-SAP #1 1/2"	-	- 15

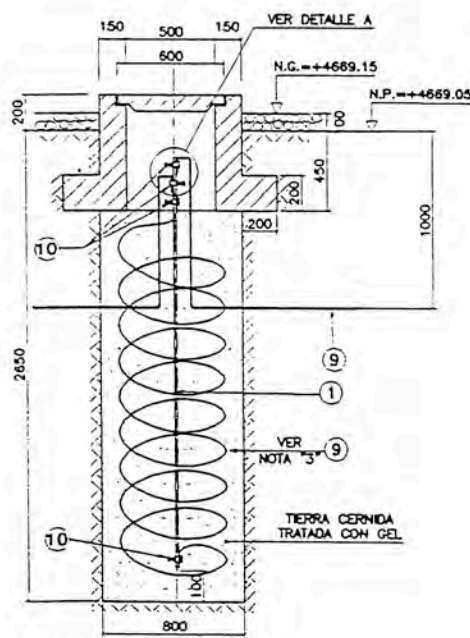
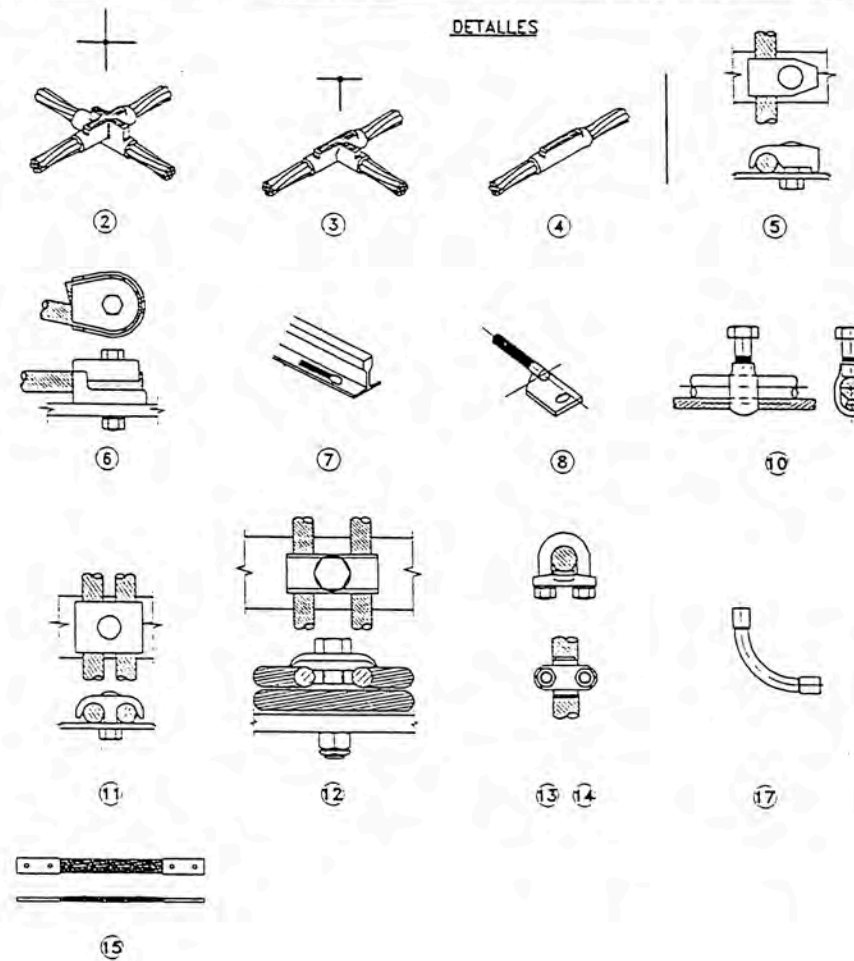
- NOTAS:
- TODAS LAS DIMENSIONES ESTAN EN MILIMETROS, SALVO LAS INDICADAS.
 - LA MALLA DE TIERRA PROFUNDA, HA SIDO UNDO A LA MALLA EXISTENTE DE LA CASA DE FUERZA, EN LOS PUNTOS DE COINCIDENCIA QUE SE ENCONTRARON AL MOMENTO DEL MONTAJE.

DIBUJO:	UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA FACULTAD DE INGENIERIA MECANICA ESPECIALIDAD MECANICA ELECTRICA	TITULO:
DISEÑO: PEPSA		NUEVA SUBSTACION RAURA MIRA
REVISO:		SUBSTACION RAURA 33/10KV
ESCALA: INDICADA		SISTEMA DE PUESTA A TIERRA
FECHA: ENERO/2000		PLANTA Y SECCIONES
		PLANO N°: RA-E-007



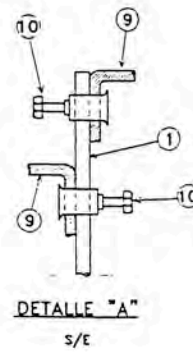
PUESTA A TIERRA DE PORTICO Y SUBIDA A EQUIPOS

ESCALA 1:10



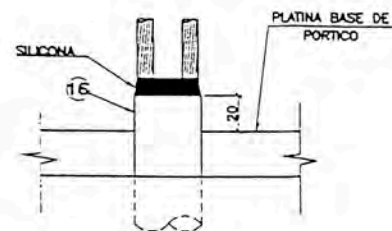
POZO A TIERRA TIPO "PA"

ESCALA 1:20



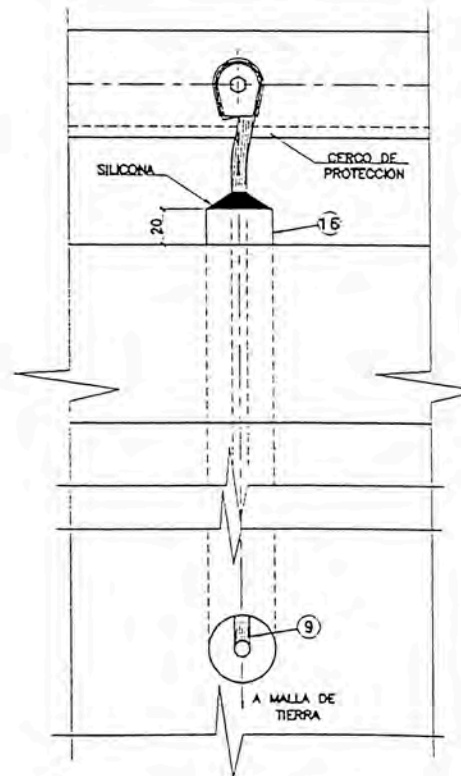
DETALLE "A"

S/E



DETALLE "B"

ESCALA 1:2



DETALLE TIPO PUESTA A TIERRA DE CERCO DE PROTECCION

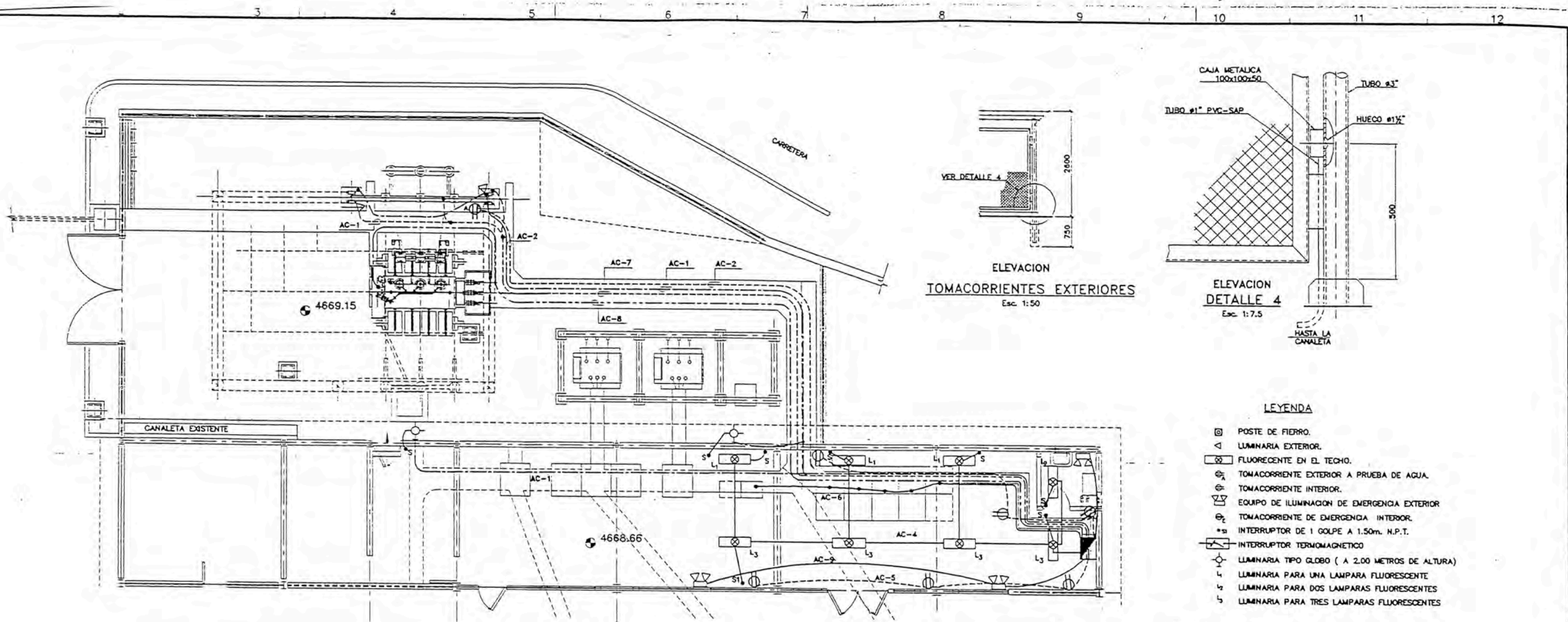
ESCALA 1:2

LISTA DE MATERIALES			
ITEM	DESCRIPCION	CATALOGO	CANT.
1	VARILLA DE COPPERWELD #5/8" x 2400mm	NAE-054	303050 8
2	CONEXION EN CRUZ	BURNDY	CCX 45
3	CONEXION EN "T"	BURNDY	CC2 60
4	CONEXION CABLE A CABLE	BURNDY	CC1 10
5	CONECTOR CABLE A SUPERFICIE	BURNDY	GBM26 70
6	CONECTOR CABLE A BARRA	BURNDY	GZ26-38 10
7	CONEXION A RIEL	BURNDY	R1 4
8	TERMINAL DE Cu PARA SOLDAR o EMPERNAR	-	- 20
9	CONDUCTOR DE Cu 70mm ²	-	- 500m.
10	CONECTOR VARILLA CABLE	BURNDY	GRC 58 35
11	GRAPA PARALELA	BURNDY	OCM26 30
12	GRAPA DE TIERRA DOBLE	SIMEL	STN 48/75-4 067710 6
13	CONECTOR TUBO-CORDON FLEXIBLE DE Cu	BURNDY	OG18-2 4
14	CONECTOR TUBO-CORDON FLEXIBLE DE Cu	BURNDY	GG20-2 4
15	CORDON FLEXIBLE DE Cu	BURNDY	BZF12 6
16	TUBO PVC-SAP #1 1/2"	-	- 15m.
17	CODO 90° PVC-SAP # 1 1/2"	-	- 15

NOTAS:

- 1- TODAS LAS DIMENSIONES ESTAN EN MILIMETROS, SALVO LAS INDICADAS.
- 2- LA MALLA DE TIERRA PROFUNDA, SE UNIRA A LA MALLA EXISTENTE DE LA CASA DE FUERZA, EN LOS PUNTOS DE COINCIDENCIA QUE SE ENCUENTREN AL MOMENTO DEL MONTAJE.
- 3- EN LOS POZOS DE TIERRA SE ARROLLARA UN CABLE DE Cu 70mm² EN FORMA DE ESPIRAL, TAL COMO SE INDICA.

DIBUJO:		TITULO:
DISENO: PEPSA		NUEVA SUBSTACION RAURA MINA
REVISO:		SUBSTACION RAURA 33/10kV
ESCALA: INDICADA		SISTEMA DE PUESTA A TIERRA
FECHA: ENERO/2000	FACULTAD DE INGENIERIA MECANICA ESPECIALIDAD MECANICA ELECTRICA	DETALLES
		PLANO N°: RA-E-008



SISTEMA DE ILUMINACION Y FUERZA SUMINISTRO NORMAL 220 VAC

Esc. 1:75

ELEVACION TOMACORRIENTES EXTERIORES
Esc. 1:50

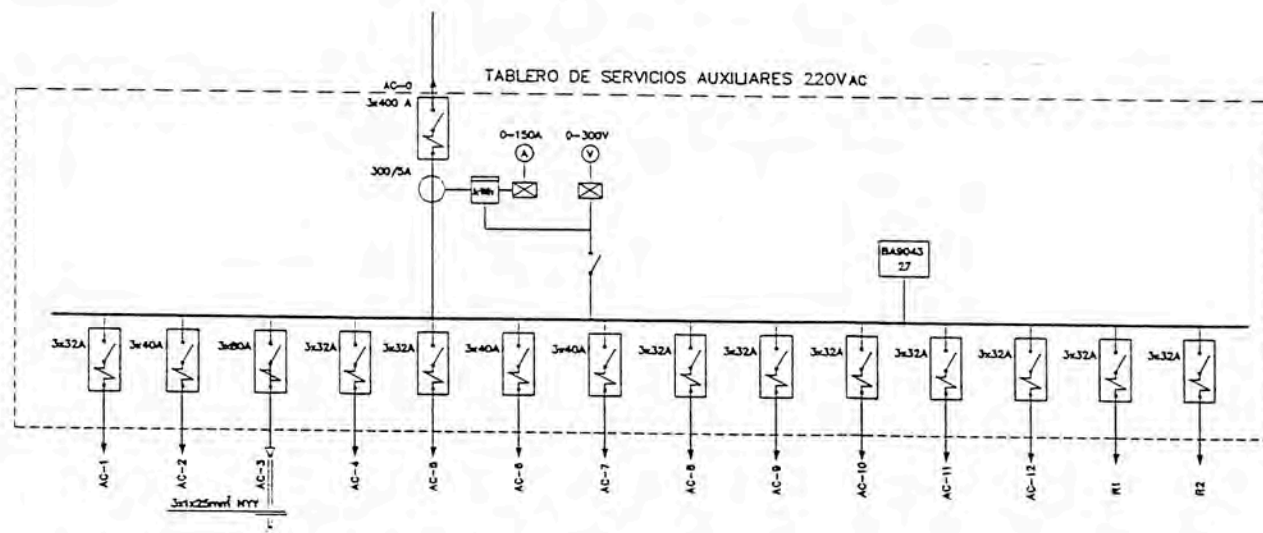
ELEVACION DETALLE 4
Esc. 1:7.5

LEYENDA

- ⊗ POSTE DE FIERRO.
- ◁ LUMINARIA EXTERIOR.
- ⊗ FLUORESCENTE EN EL TECHO.
- ⊗ TOMACORRIENTE EXTERIOR A PRUEBA DE AGUA.
- ⊗ TOMACORRIENTE INTERIOR.
- ⊗ EQUIPO DE ILUMINACION DE EMERGENCIA EXTERIOR
- ⊗ TOMACORRIENTE DE EMERGENCIA INTERIOR.
- ⊗ INTERRUPTOR DE 1 GOLPE A 1.50m. N.P.T.
- ⊗ INTERRUPTOR TERMOMAGNETICO
- ⊗ LUMINARIA TIPO GLOBO (A 2.00 METROS DE ALTURA)
- L LUMINARIA PARA UNA LAMPARA FLUORESCENTE
- L LUMINARIA PARA DOS LAMPARAS FLUORESCENTES
- L LUMINARIA PARA TRES LAMPARAS FLUORESCENTES

CUADRO DE CARGAS
Tablero de Servicios Auxiliares 220VAC

N°	Circuito Descripción	Interruptor		Conductor		Tubería	
		Tipo	Capac. Amp.	Tipo	Calibre mm²	Tipo	Diámetro mm.
AC-0	Interruptor General AC.	Termo-magnético	3x400	NYN	3x95	—	—
AC-1	Iluminación Exterior.	Termo-magnético	3x32	NYN	2x4	—	—
AC-2	Tomacorriente Exterior	Termo-magnético	3x32	NYN	2x4	—	—
AC-3	Rectificador - Cargador	Termo-magnético	3x80	NYN	3x25	—	—
AC-4	Iluminación Interior	Termo-magnético	3x32	TW	2.5 PVC-SAP	25	—
AC-5	Tomacorrientes Interior.	Termo-magnético	3x32	TW	2.5 PVC-SAP	25	—
AC-6	Calefacción e Iluminación Caidas y Tableros.	Termo-magnético	3x32	NYN	4	—	—
AC-7	Calefacción e Iluminación Interruptor y Seccionador.	Termo-magnético	3x32	NYN	4	—	—
AC-8	Calefacción e Iluminación Transformador de Potencia	Termo-magnético	3x40	NYN	4	—	—
AC-9	Iluminación Exterior Emergencia	Termo-magnético	3x32	NYN	4	—	—
AC-10	Iluminación Interior Emergencia	Termo-magnético	3x32	TW	2.5 PVC-SAP	25	—
AC-11	Alarma Servicios Auxiliares	Termo-magnético	3x40	NYN	2x4	—	—
AC-12	Iluminación y Calefacción SS.AA.	Termo-magnético	3x40	NYN	2x4	—	—
R2	Reserva Equipada	Termo-magnético	3x32	—	—	—	—
R3	Reserva Equipada	Termo-magnético	3x32	—	—	—	—



NOTAS

- 1.- TODAS LAS DIMENSIONES ESTAN EN mm. SALVO LAS INDICADAS.
- 2.- LAS LUMINARIAS PARA LA ILUMINACION EXTERIOR HAN SIDO INSTALADAS SOBRE EL PORTICO EXISTENTE
- 3.- LOS CIRCUITOS 4, 5, 9 Y 10 ESTAN EMPOTRADOS EN LA PARED O TECHO AQUELLOS CIRCUITOS QUE ESTAN INSTALADOS EN EL TECHO ESTAN PROTEGIDOS POR TUBERIAS, CAJAS Y ACCESORIOS DE FIERRO GALVANIZADO LOS CIRCUITOS EMPOTRADOS ESTAN PROTEGIDOS CON TUBERIAS DE PVC-SAP
- 4.- TODOS LOS TOMACORRIENTES EN AC TIENEN TOMA A TIERRA

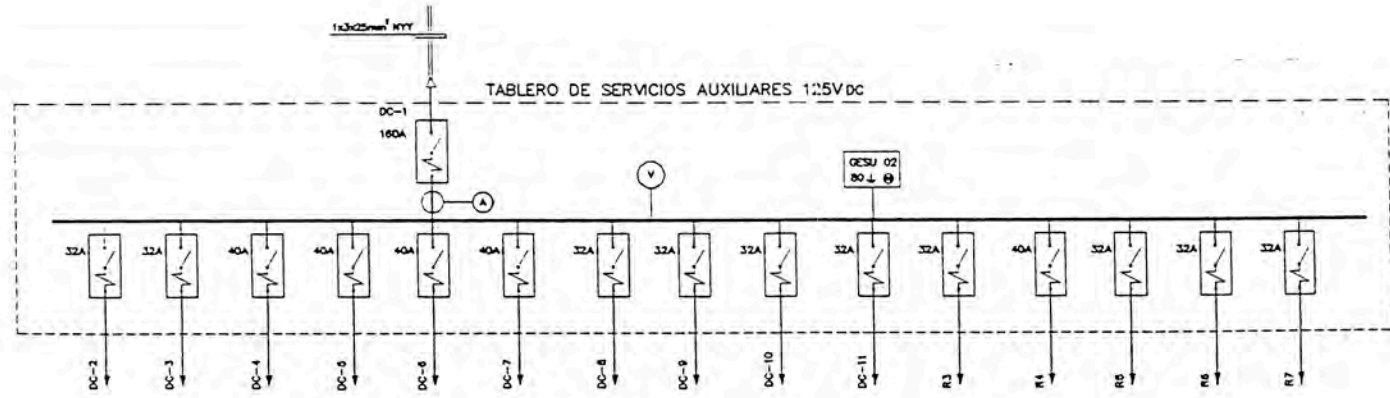
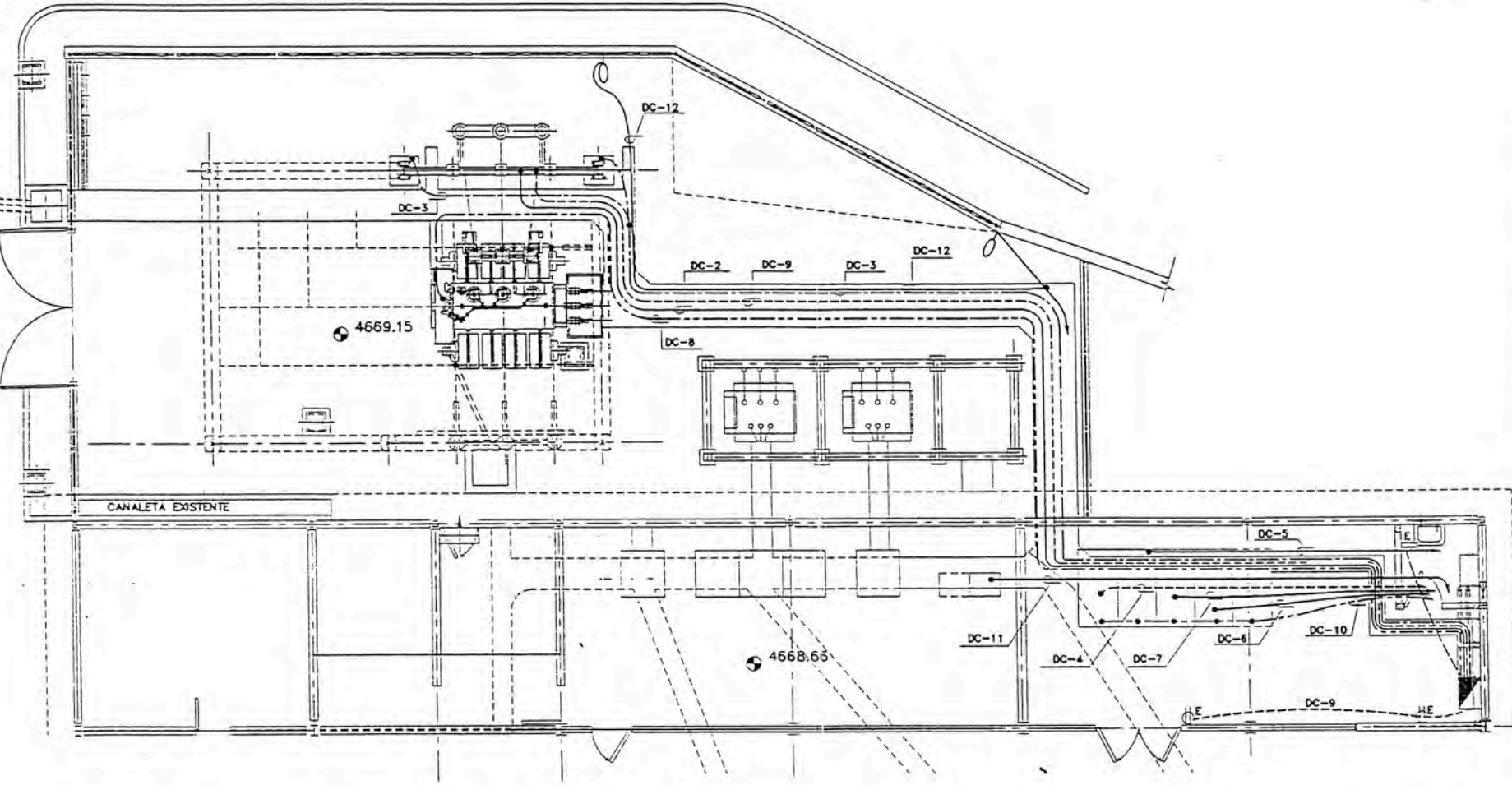
CUADRO DE CARGAS
Tablero de Servicios Auxiliares 125V dc

N°	Circuito Descripción	Interruptor		Conductor		Tubería	
		Tipo	Capac. Amp.	Tipo	Calibr. mm	Tipo	Diámetro mm.
DC-1	Interruptor General AC.	Termo-magnético	160	NYN	1x3x25	—	—
DC-2	Motor Interruptor 33kV	Termo-magnético	32	NYN	2x6	—	—
DC-3	Motor Seccionador 33kV	Termo-magnético	40	NYN	2x6	—	—
DC-4	Celda de Salida a Planta Concentradora	Termo-magnético	40	NYN	2x4	—	—
DC-5	Celda de Llegada de Transf. de Potencia	Termo-magnético	32	NYN	2x4	—	—
DC-6	Celda de Enlace con C.T.	Termo-magnético	40	NYN	2x4	—	—
DC-7	Celda de Salida a S.E. N° 1	Termo-magnético	32	NYN	2x4	—	—
DC-8	Transformador de Potencia	Termo-magnético	32	NYN	2x4	—	—
DC-9	Tomacorrientes Interior Emergencia	Termo-magnético	32	NYN	2x6	PVC-SAP	—
DC-10	Tablero de Protección	Termo-magnético	32	NYN	2x6	—	—
DC-11	Iluminación Exterior de Emergencia	Termo-magnético	32	NYN	2x4	—	—
R3	Reserva Equipada	Termo-magnético	32				
R4	Reserva Equipada	Termo-magnético	40				
R5	Reserva Equipada	Termo-magnético	40				
R6	Reserva Equipada	Termo-magnético	32				
R7	Reserva Equipada	Termo-magnético	32				

LEYENDA

- ⊗ POSTE DE FIERRO.
- ◁ LUMINARIA EXTERIOR.
- ⊗ FLUORESCENTE EN EL TECHO.
- ⊗ TOMACORRIENTE EXTERIOR A PRUEBA DE AGUA.
- ⊗ TOMACORRIENTE INTERIOR.
- ⊗ EQUIPO DE ILUMINACION DE EMERGENCIA EXTERIOR
- ⊗ TOMACORRIENTE DE EMERGENCIA INTERIOR.
- *SI INTERRUPTOR DE 1 GOLPE A 1.50m. N.P.T.
- ⊗ INTERRUPTOR TERMOMAGNETICO
- ⊗ LUMINARIA TIPO GLOBO (A 2.00 METROS DE ALTURA)
- ⊗ REFLECTOR PARA ILUMINACION DE EMERGENCIA CON LAMPARA INCANDESCENTE
- ⊗ LUMINARIA PARA UNA LAMPARA FLUORESCENTE
- ⊗ LUMINARIA PARA DOS LAMPARAS FLUORESCENTES
- ⊗ LUMINARIA PARA TRES LAMPARAS FLUORESCENTES

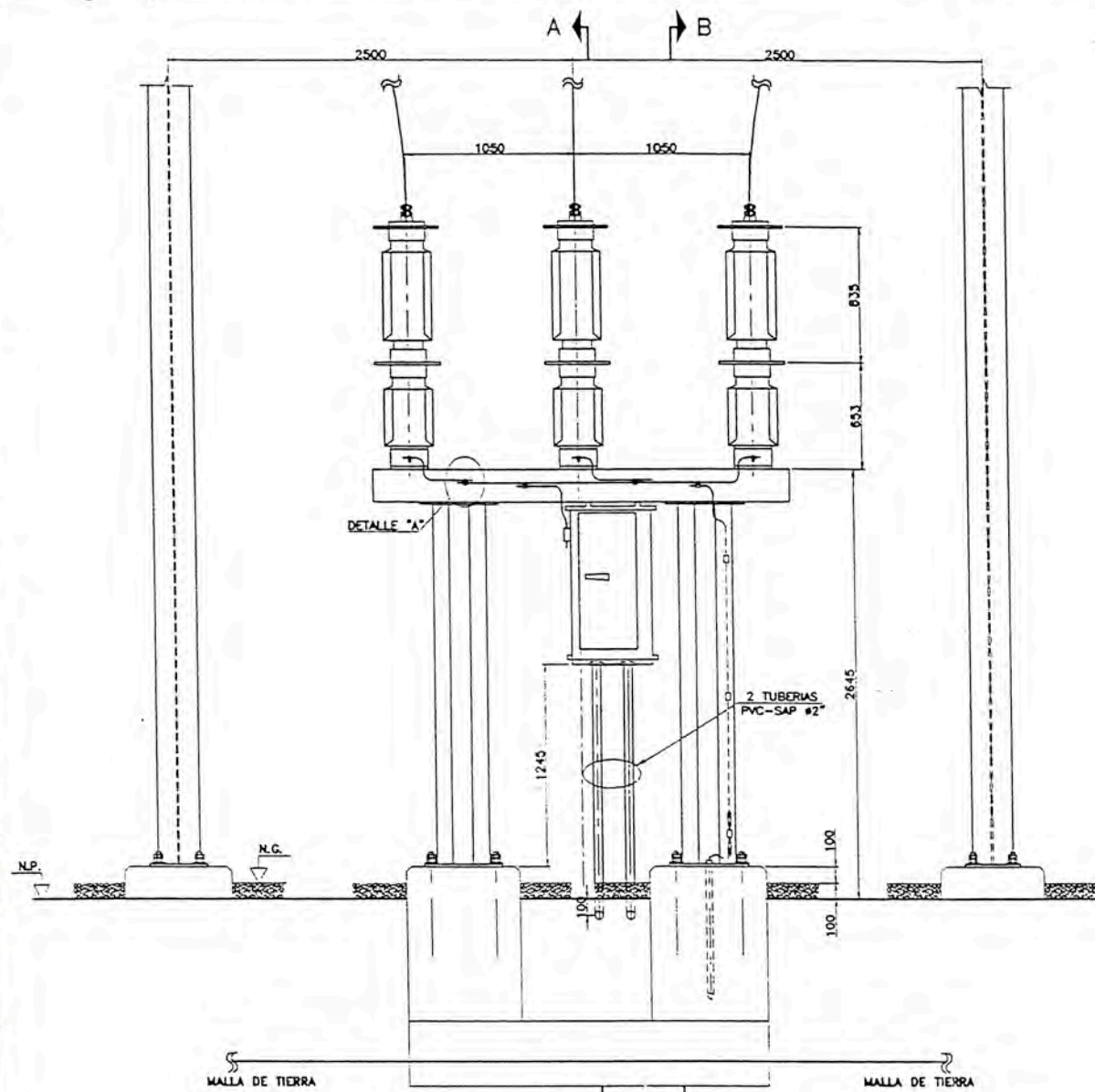
SISTEMA DE ILUMINACION Y FUERZA EMERGENCIA 125VDC
Esc. 1:75



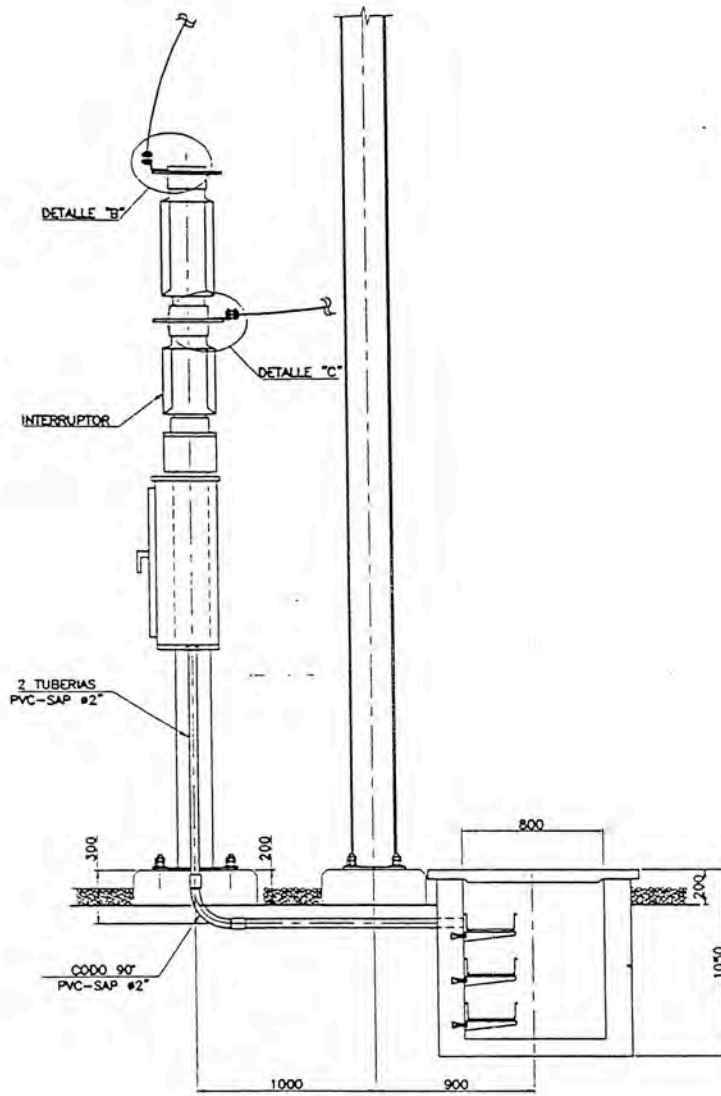
NOTAS

- 1.- TODAS LAS DIMENSIONES ESTAN EN MM. SALVO LAS INDICADAS.
- 2.- EL CONTRATISTA TOMARA LAS MEDIDAS NECESARIAS PARA CONducIR LOS CABLES EN LOS CASOS NO ESPECIFICADOS.

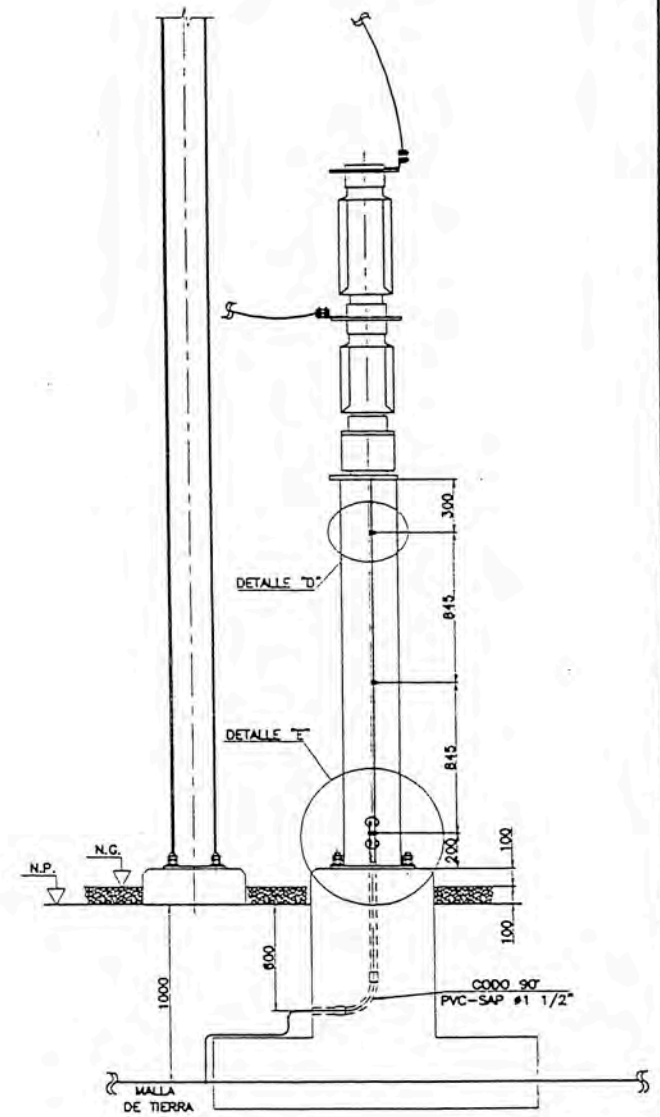
DIBUJO:	UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA FACULTAD DE INGENIERIA MECANICA ESPECIALIDAD MECANICA ELECTRICA	TITULO:
DISEÑO: PEPISA		NUEVA SUBSTACION RAURA MINA
REVISO:		SUBSTACION RAURA 33/10KV
ESCALA: S/E		SISTEMA DE ILUMINACION Y FUERZA DC
FECHA: ENERO/2000		PLANO N°RA-E-009 (2/2)



ELEVACION
Esc. 1:20

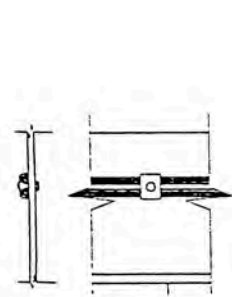


SECCION A-A
Esc. 1:20

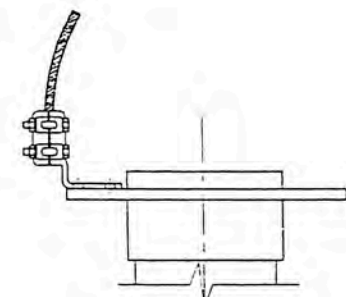


SECCION B-B
Esc. 1:20

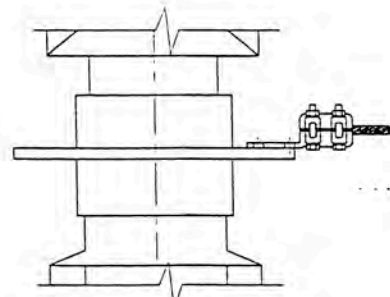
INTERRUPTOR EDF SK 1-1 (OPERACION TRIPOLAR)
Esc. 1:20



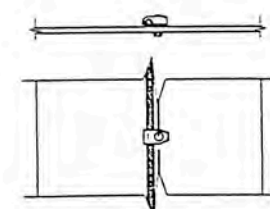
DETALLE "A"
Esc. 1:5
GRAPA PARALELA



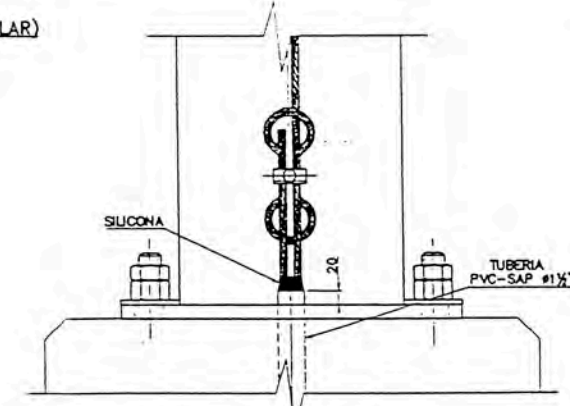
DETALLE "B"
Esc. 1:5



DETALLE "C"
Esc. 1:5



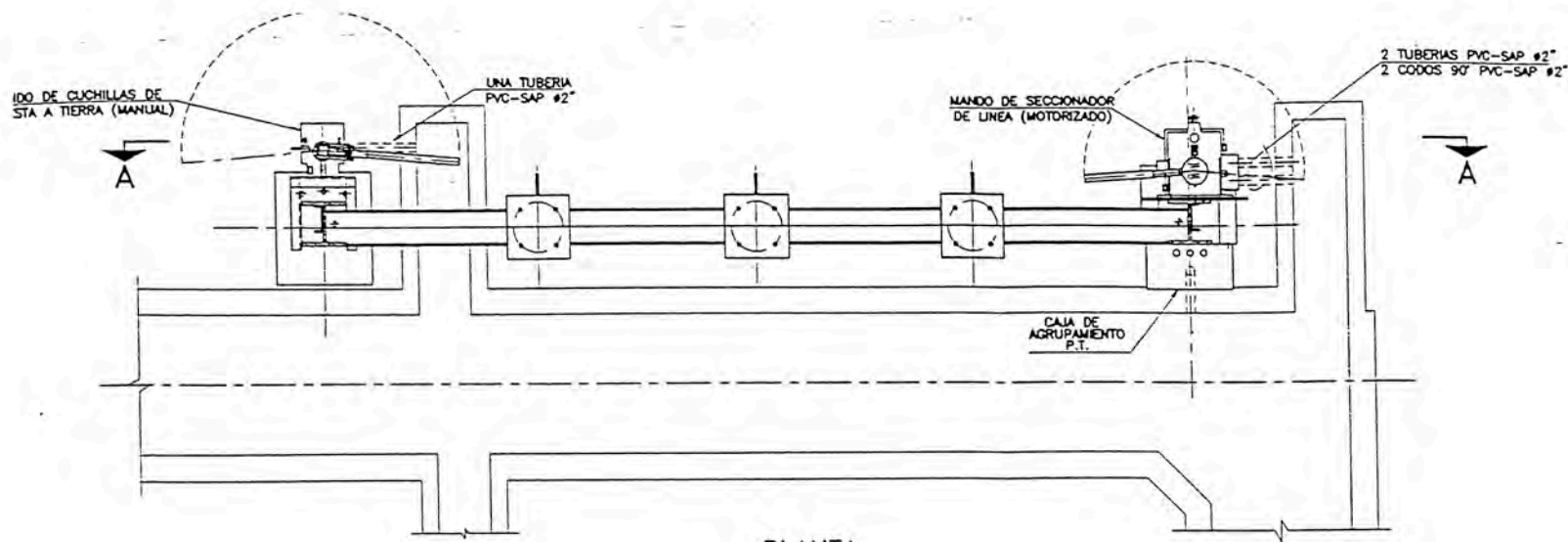
DETALLE "D"
Esc. 1:5
CONECTOR CABLE A SUPERFICIE



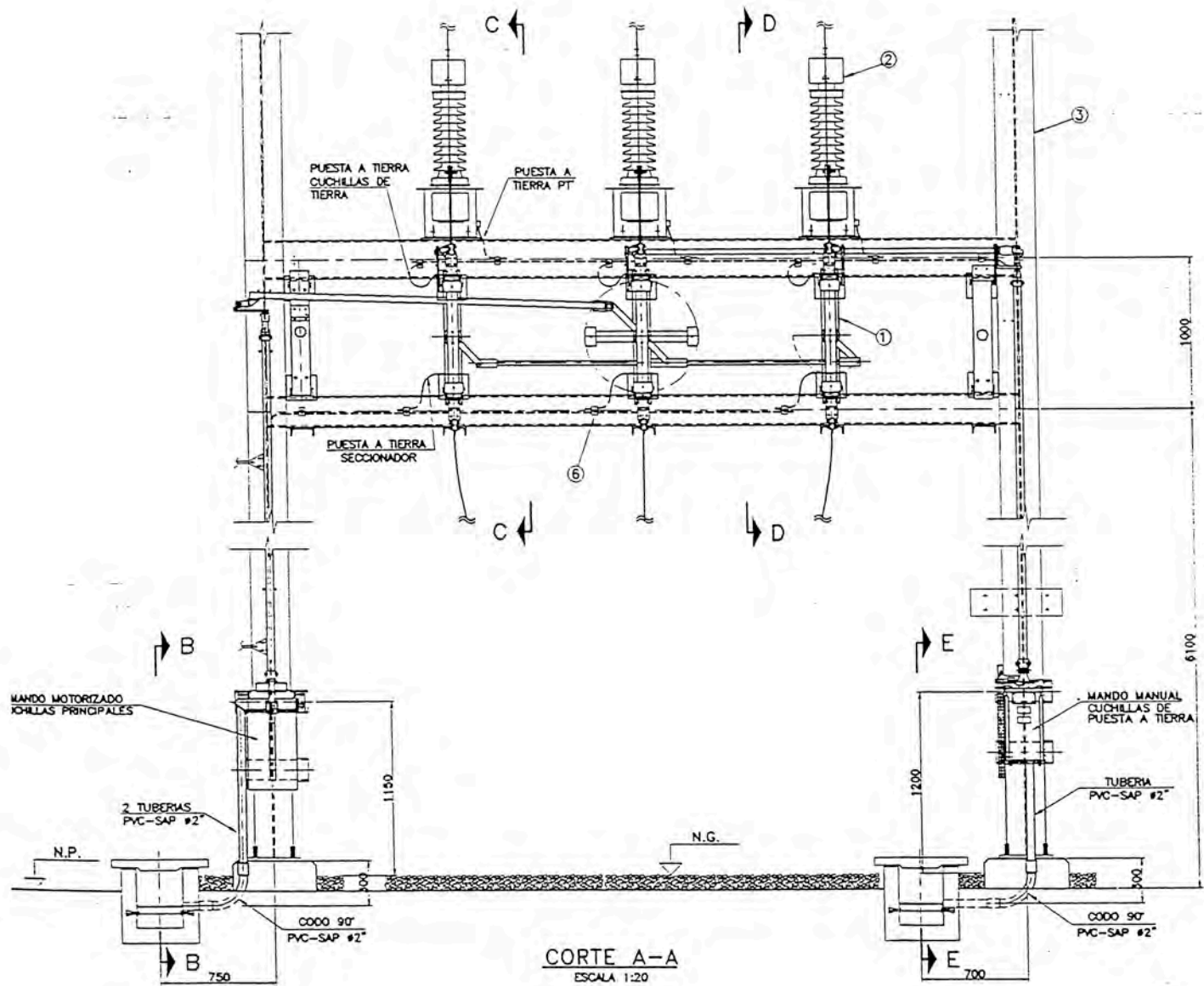
DETALLE "E"
Esc. 1:5
GRAPA DE TIERRA DOBLE

- NOTAS:
1.-TODAS LAS DIMENSIONES ESTAN EN MILIMETROS EXCEPTO LAS INDICADAS.
2.-CONSIDERAR LOS SIGUIENTES NIVELES:
N.P.: NIVEL DE PLATAFORMA = 4669.05
N.G.: NIVEL DE GRAVA = 4669.15

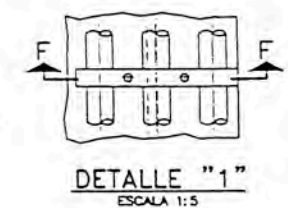
DIBUJO:	UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA FACULTAD DE INGENIERIA MECANICA ESPECIALIDAD MECANICA ELECTRICA	TITULO:
DESERO: PEPSA		NUEVA SUBSTACION RAURA MINA
REVISO:		SUBSTACION RAURA 33/10KV
ESCALA: S/E		DETALLE DE MONTAJE
FECHA: ENERO/2000		INTERRUPTOR
		PLANO N°: RA-E-010



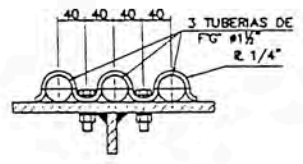
PLANTA
 ESCALA 1:20



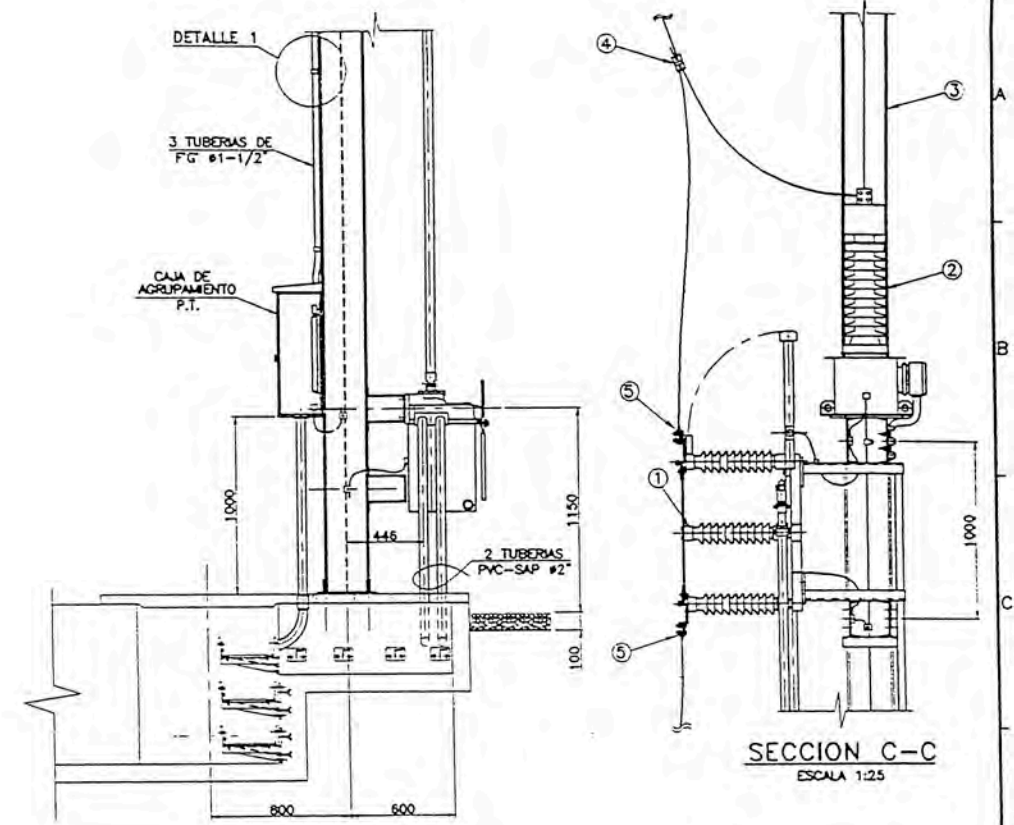
CORTE A-A
 ESCALA 1:20



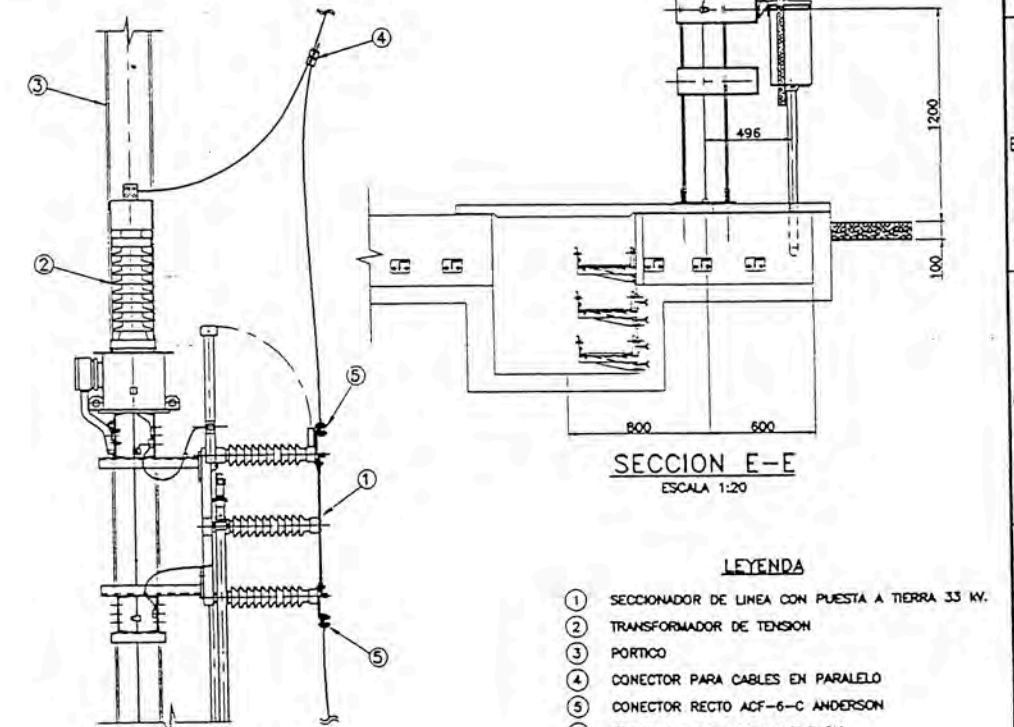
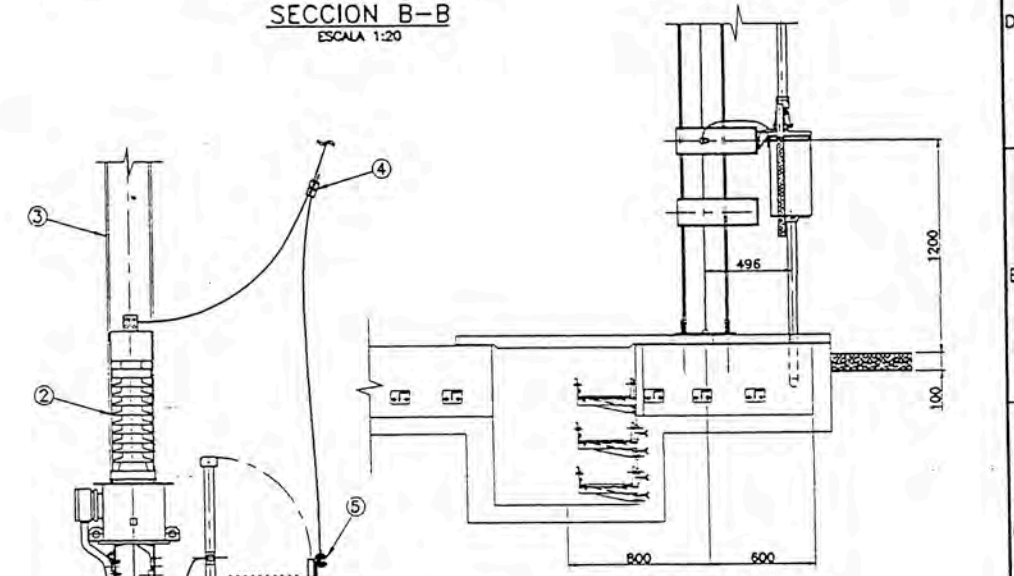
DETALLE "1"
 ESCALA 1:5



SECCION F-F
 ESCALA 1:5



SECCION B-B
 ESCALA 1:20



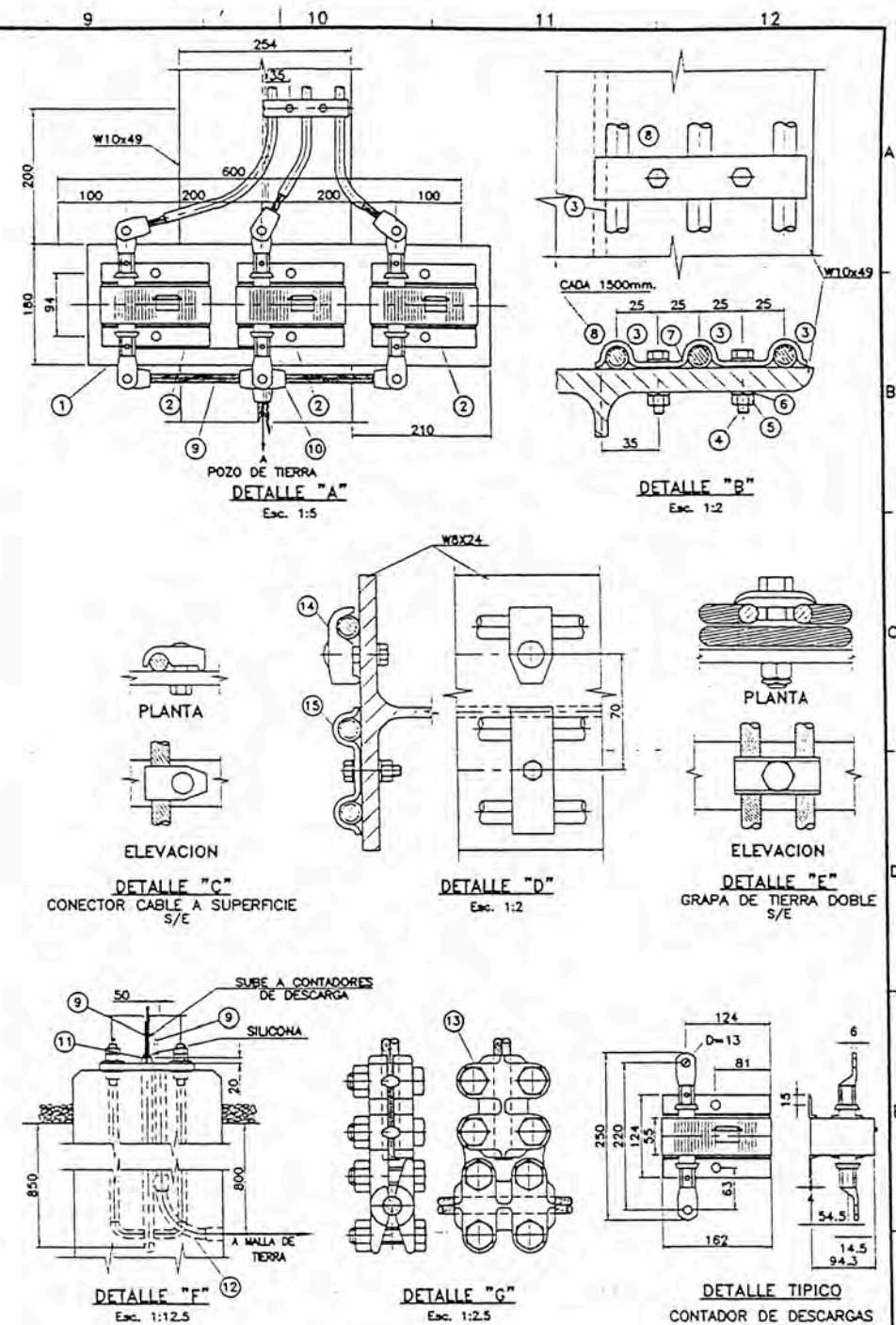
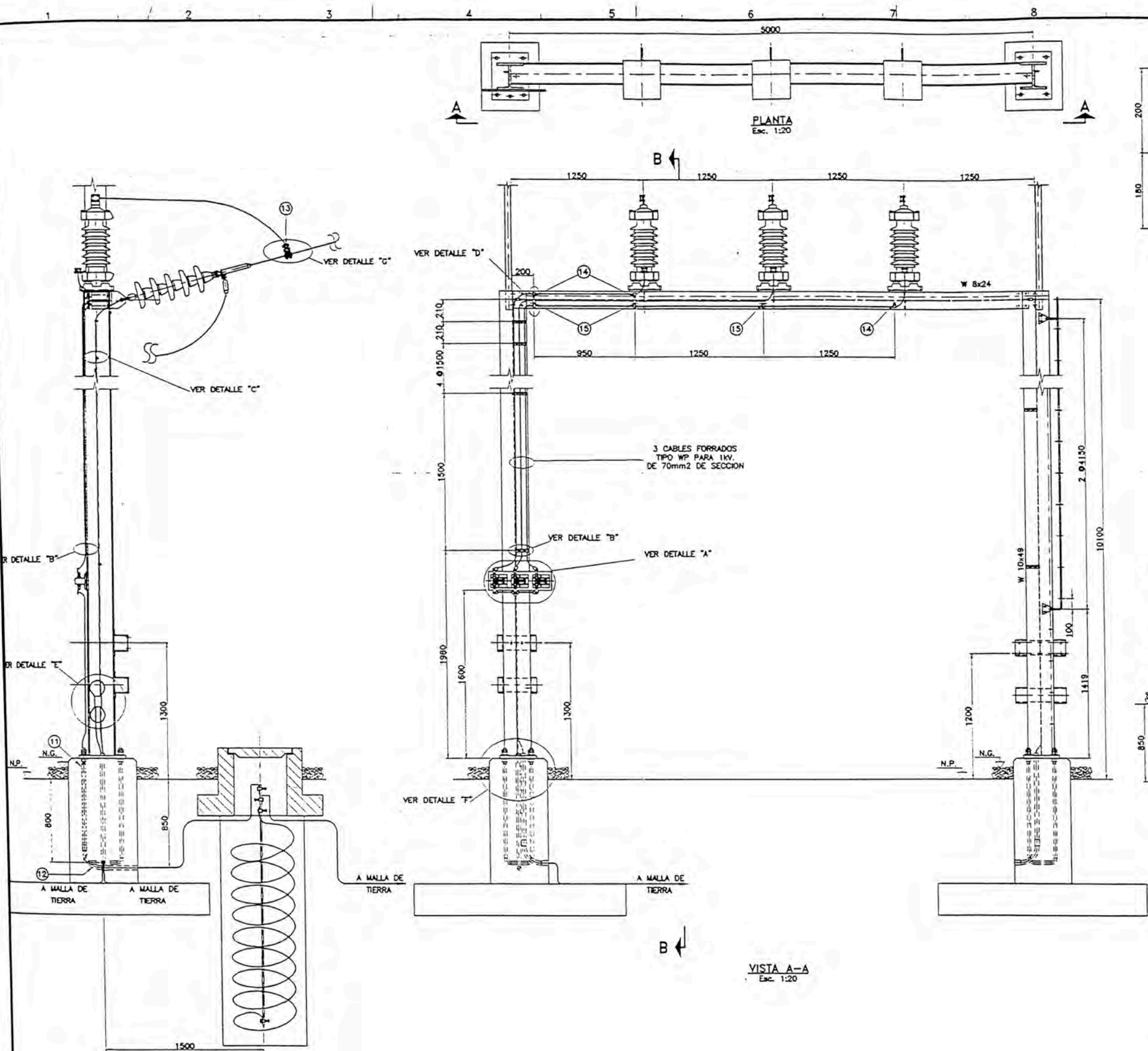
SECCION E-E
 ESCALA 1:20

LEYENDA

- ① SECCIONADOR DE LINEA CON PUESTA A TIERRA 33 KV.
- ② TRANSFORMADOR DE TENSION
- ③ PORTICO
- ④ CONECTOR PARA CABLES EN PARALELO
- ⑤ CONECTOR RECTO ACF-6-C ANDERSON
- ⑥ GRAPA PARALELA GCM26 BURNOY

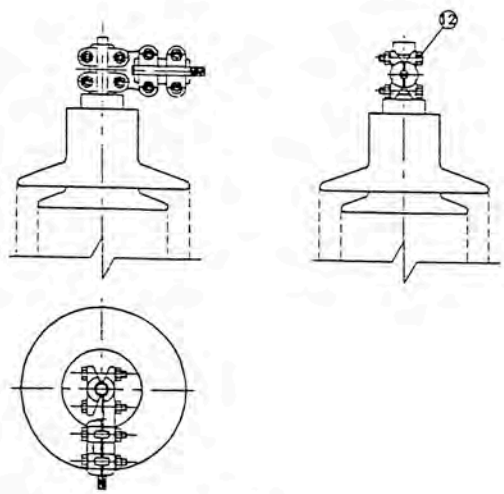
N.G. NIVEL DE GRAVA = 4689.15
 N.P. NIVEL DE PLATAFORMA = 4669.05

DIBUJO:	UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA FACULTAD DE INGENIERIA MECANICA ESPECIALIDAD MECANICA ELECTRICA	TITULO:
DISENO:		NUEVA SUBESTACION RAURA MINA
REVISO:		SUBESTACION RAURA 33/10KV
ESCALA:		MONTAJE DE SECCIONADOR
FECHA:		Y TRANSFORMADORES DE TENSION
EMERO/2000	PLANO N°:	RA-E-011

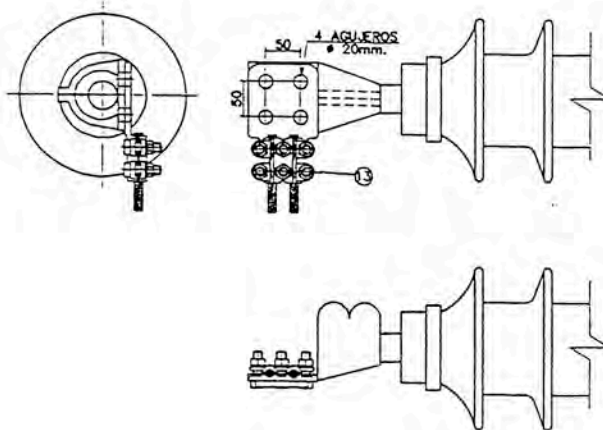


N°	DESCRIPCION	MATERIAL	UNIDAD	CANTIDAD	OBSERVACION
1	PLANCHA 12x180x600mm.	FG	U	1	SOLDADO EN PORTICO
2	CONTADOR DE DESCARGAS	-	U	3	SEGUN DETALLE TIPICO
3	CONDUCTOR TIPO WP-70mm2	Cu	m	50	
4	PERNO #1/4"x1"	FG	U	30	
5	TUERCA HEXAGONAL #1/4"	FG	U	30	
6	ARANDELA DE PRESION #1/4"	FG	U	30	
7	ARANDELA PLANA #1/4"	FG	U	30	
8	PLATINA PREFORMADA 1/8"x1"x130mm.	FG	U	16	
9	CONDUCTOR DE Cu DESNUDO 70mm2	Cu	m	-	
10	TERMINAL DE Cu PARA SOLDAR O EMPERNAR	Cu	U	15	
11	TUBO #1 1/2"	PVC-SAP	m	2	
12	CODO 90° #1 1/2"	PVC-SAP	U	1	
13	CONECTOR EN "T" PARA CONDUCTOR DE 95mm2	Al	U	3	ATCC-66 ANDERSON
14	CONECTOR A TIERRA	Cu	U	3	GBM 29 ANDERSON
15	PLATINA PREFORMADA DE 1/8"x80mm	FG	U	3	

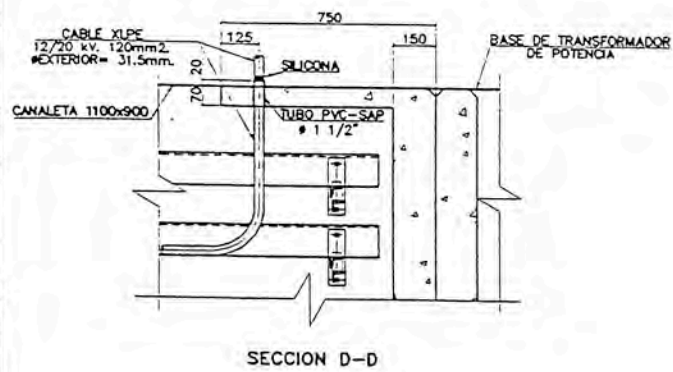
DIBUJO:	UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA	TITULO:	NUEVA SUBSTACION RAURA MIMA SUBSTACION RAURA 33/10KV
DISENO:	PEPSA		DETALLE DE MONTAJE PARARRAYOS
REVSQ:			
ESCALA:	1:50	FACULTAD DE INGENIERIA MECANICA ESPECIALIDAD MECANICA ELECTRICA	PLANO N°: RA-E-012
FECHA:	ENERO/2000		



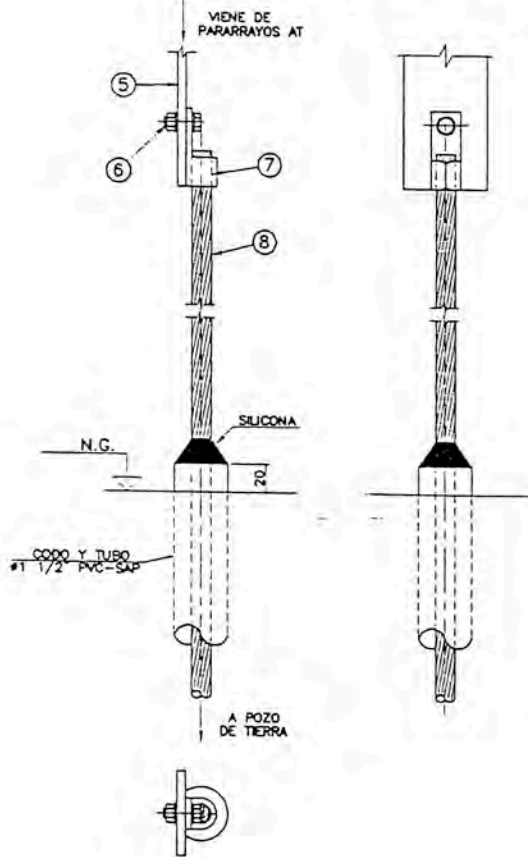
DETALLE 1
ESCALA 1:5



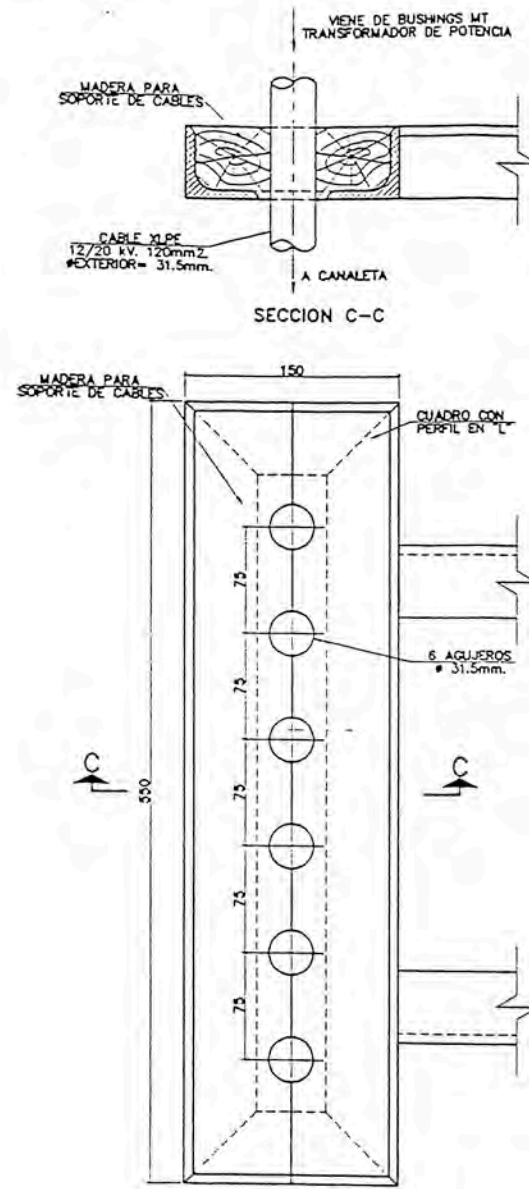
DETALLE 2
ESCALA 1:5



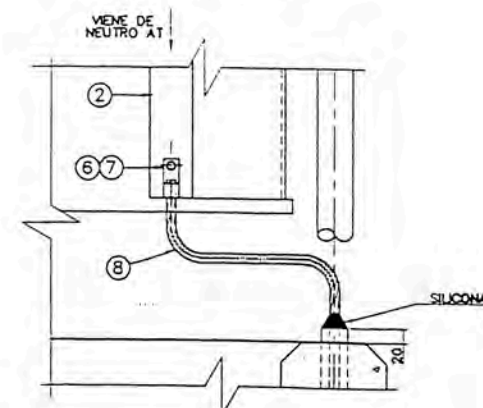
SECCION D-D



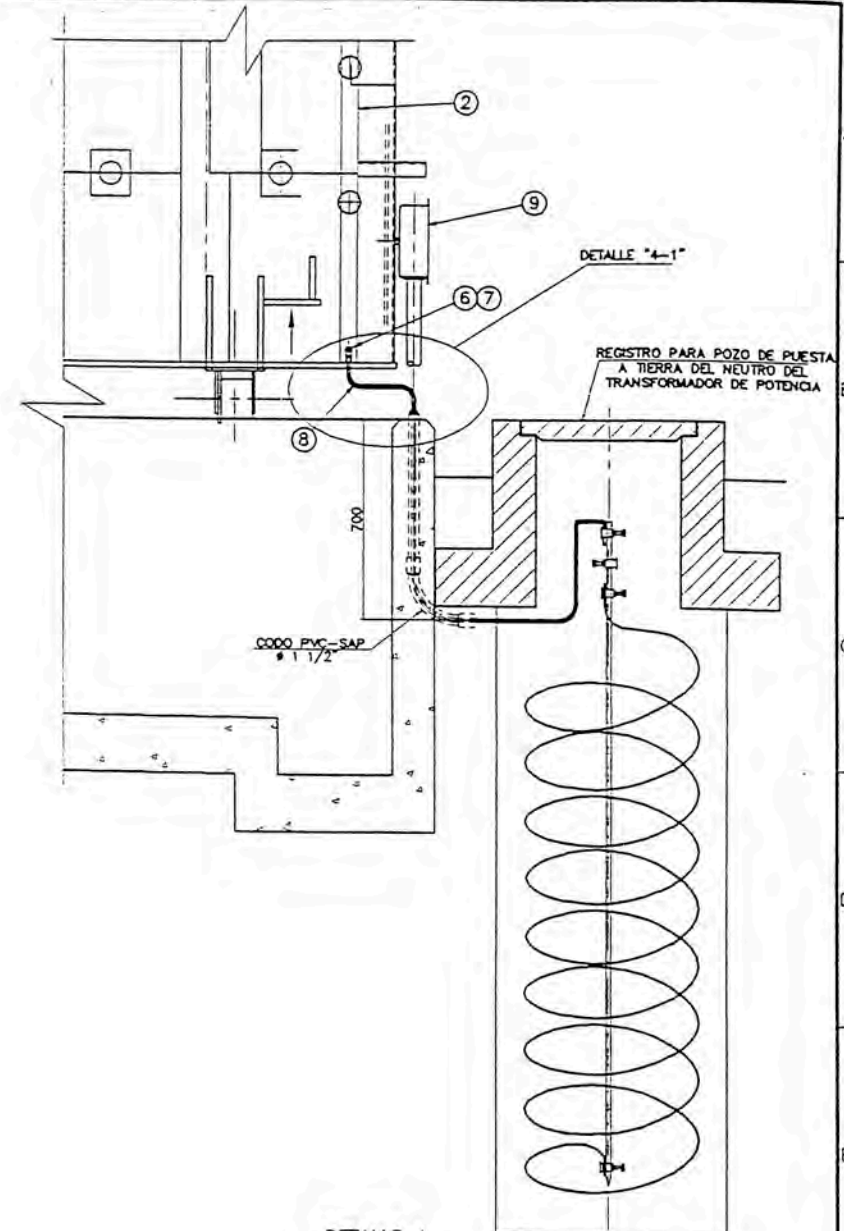
DETALLE 6
ESCALA 1:2.5



PLANTA
DETALLE 3
ESCALA 1:2.5



DETALLE 4-1
ESCALA 1:5

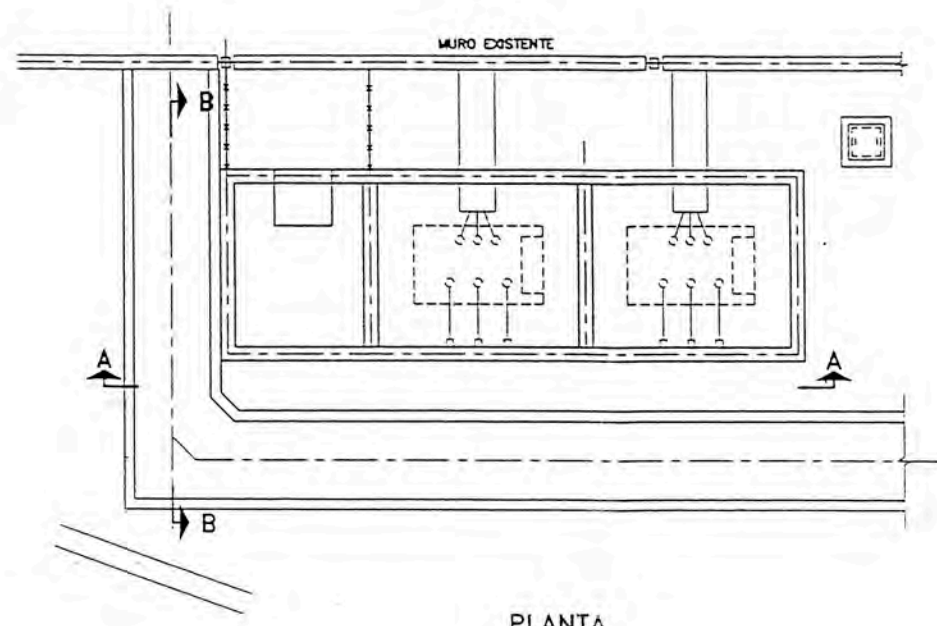


DETALLE 4
ESCALA 1:12.5

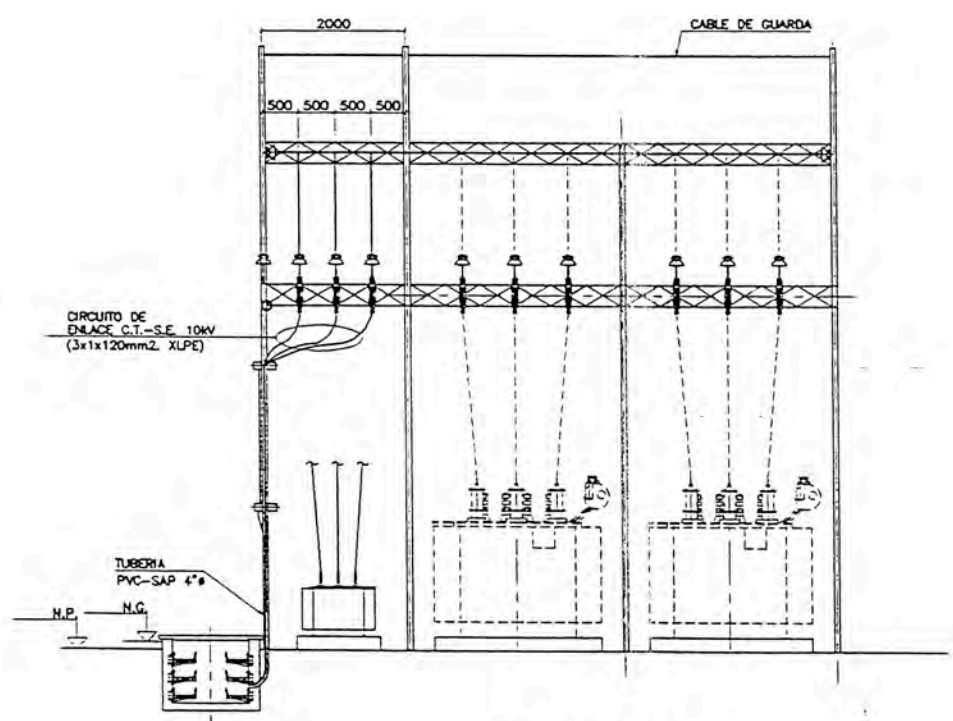
LEYENDA	
1	TERMINAL NEUTRO ALTA TENSION.
2	BARRA DE COBRE 6x50mm. PARA CONEXION DEL NEUTRO A SU POZO DE TIERRA.
3	PARARRAYOS AT.
4	CONTADOR DE DESCARGA.
5	BARRA DE COBRE 6x50mm. PARA CONEXION DE LOS PARARRAYOS Y CONTADORES A LA MALLA DE TIERRA.
6	PERNO, ARANDELA Y TUERCA DE FG DE # 1/4".
7	TERMINAL PARA SOLDAR O EMPERNAR.
8	CONDUCTOR DE COBRE DESNUDO 70mm ² .
9	CAJA DE BORNES - SEÑALES DE LOS TRANSFORMADORES DE CORRIENTE AT Y MT.
10	CAJA DE BORNES - SEÑALES DE PROTECCION Y SUPERVISION PROPIA DEL TRANSFORMADOR DE POTENCIA.
11	SOPORTE PARA CABLES DE POTENCIA.
12	CONECTOR RECTO CABLE PLATINA ABB
13	CONECTOR PARA CABLES DE COBRE SWHD-025-C ANDERSON (NOTA 2)

NOTAS:
 N.G.: NIVEL DE GRAVA = 4669.15 = NIVEL DE LOZA EXISTENTE
 1.- TODAS LAS DIMENSIONES ESTAN DADAS EN MILIMETROS EXCEPTO LAS INDICADAS.
 2.- LA SEPARACION ENTRE AGUJEROS ES DE 50mm. Y LOS DIAMETROS DE LOS AGUJEROS SON DE 20mm.

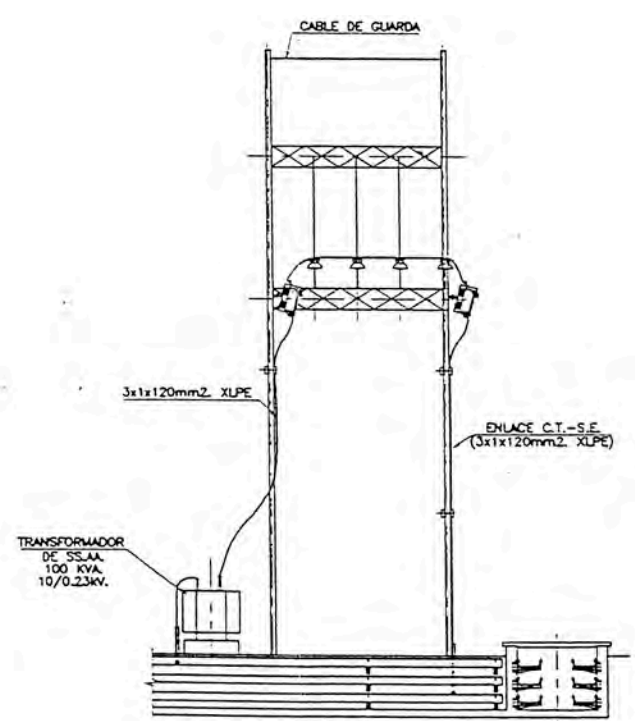
DIBUJO:	UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA FACULTAD DE INGENIERIA MECANICA ESPECIALIDAD MECANICA ELECTRICA	TITULO:
DISEÑO: PEPSA		NUEVA SUBSTACION RAURA MINA
REVISO:		SUBSTACION RAURA 33/10KV
ESCALA: INDICADA		MONTAJE DEL TRANSFORMADOR DETALLES
FECHA: DIERO/2000		PLANO N°: RA-E-014



PLANTA
ESC.: 1:50

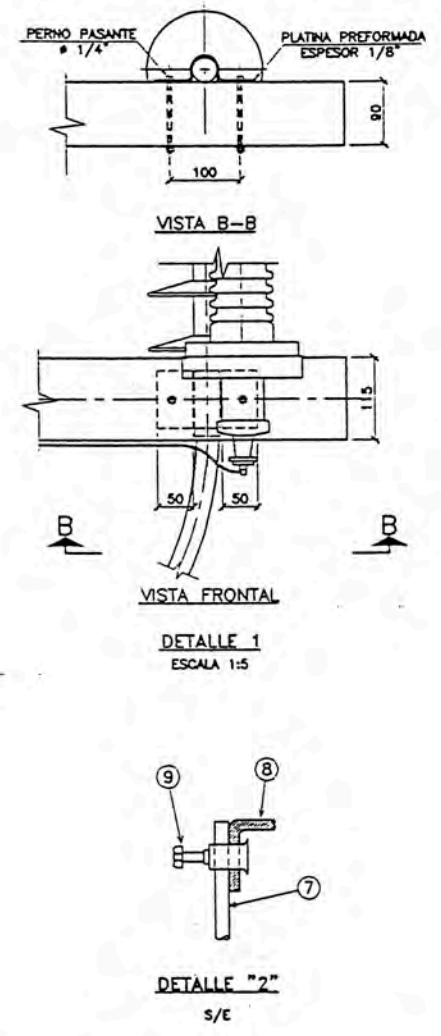
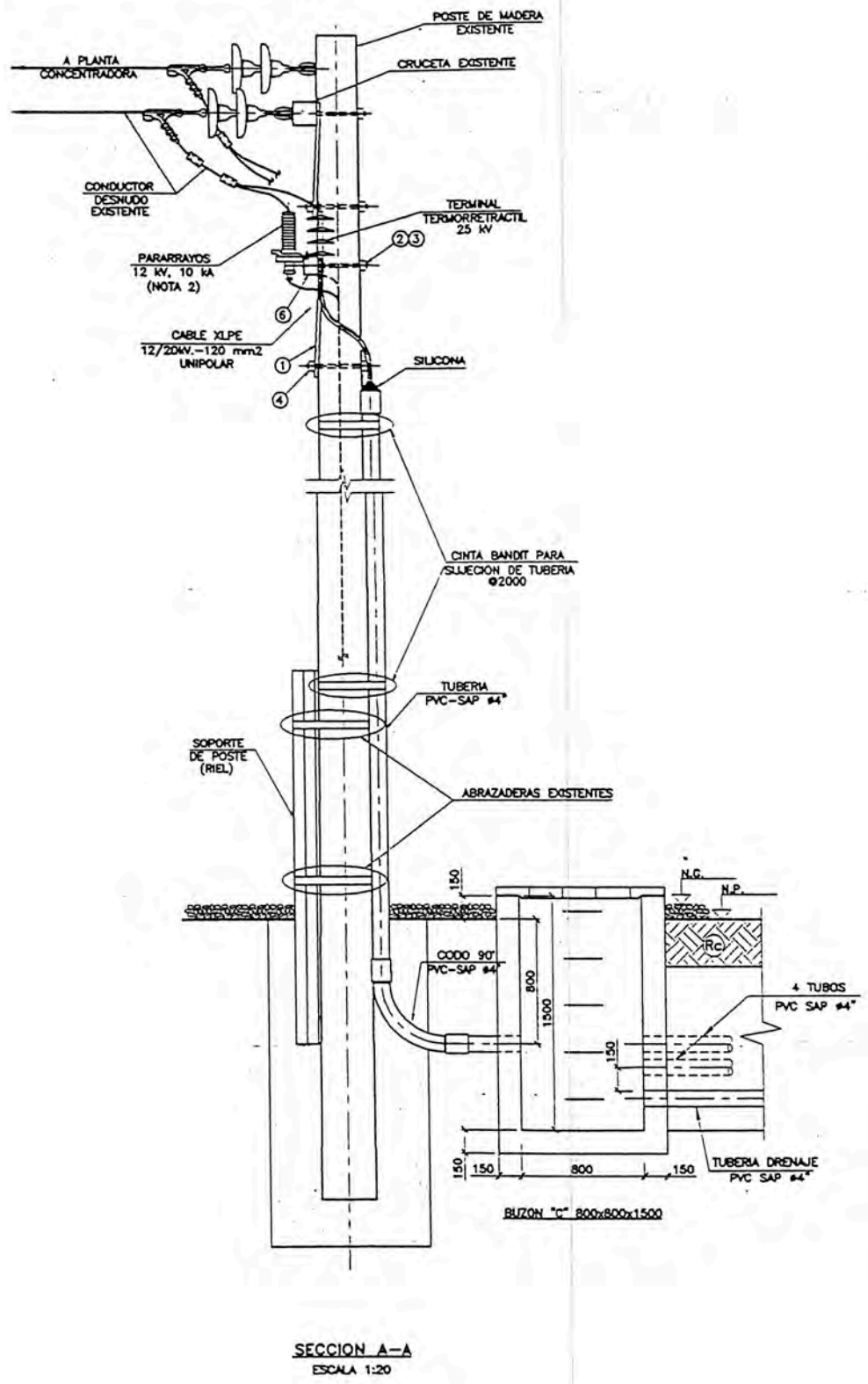
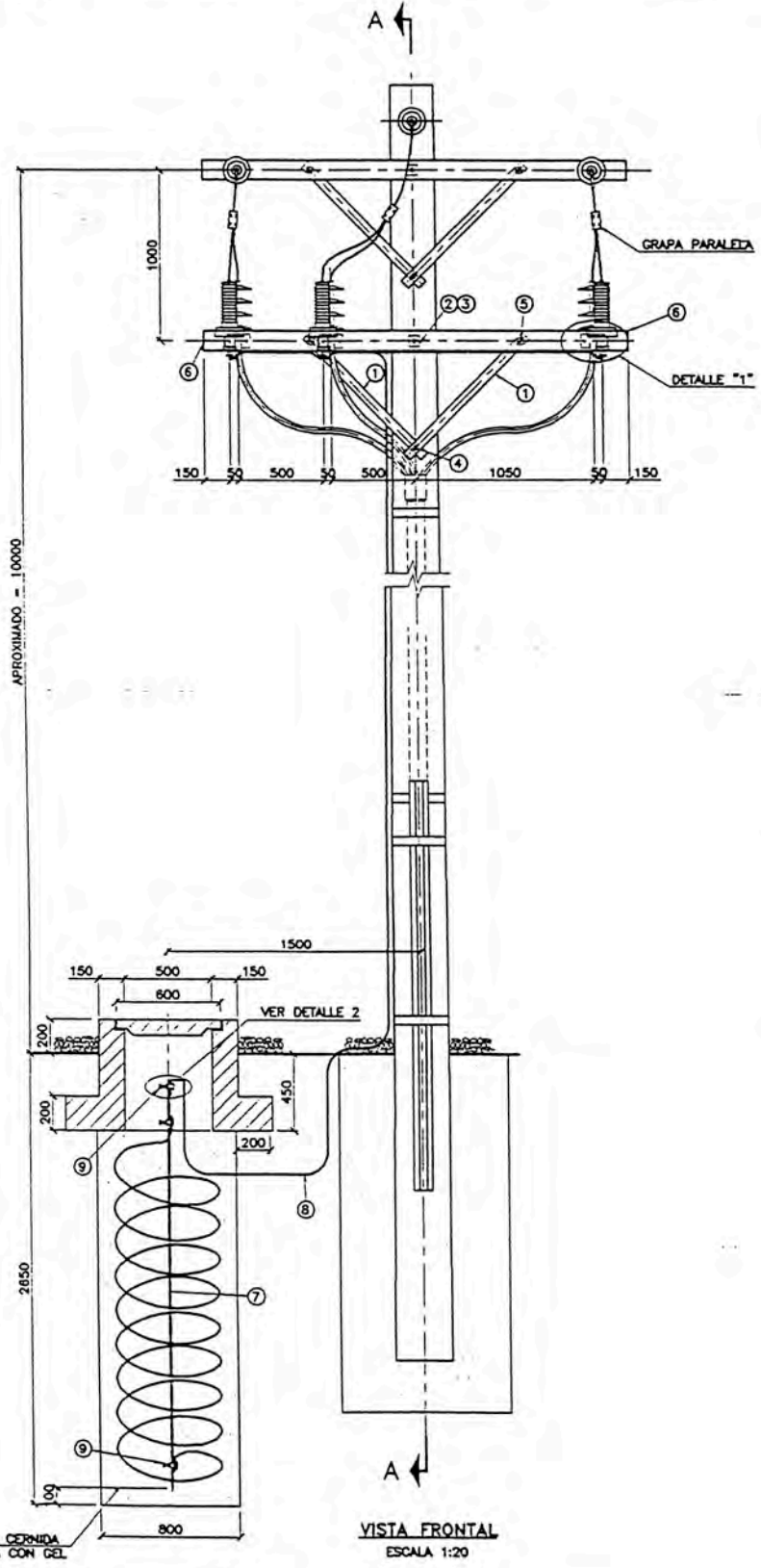


SECCION A-A
ESC.: 1:50



SECCION B-B
ESC.: 1:50

DIBUJO:	<p>UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA</p> <p>FACULTAD DE INGENIERIA MECANICA ESPECIALIDAD MECANICA ELCTRICA</p>	TITULO:
DISEÑO: PEPSA		NUEVA SUBESTACION RAURA MINA
REVISO:		SUBESTACION RAURA 33/10KV
ESCALA: INDICADA		MONTAJE DEL TRANSFORMADOR DE S.S.A.A. Y ENLACE CELDAS 10KV - C.T. RAURA
FECHA: DHERO/2000		PLANO N°: RA-E-015

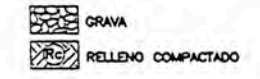


LEYENDA		
ITEM	DENOMINACION	CANTIDAD
1	BRAZO SOPORTE (ROSTRA) DE PERFIL ANGULAR DE A'G DE 38 x 38 x 6mm. SECCION, 710mm. LONG.	2
2	PERNO DOBLE ARMADO DE A'G, #16mm. x 508mm. LONG., CON 4 TUERCAS	1
3	ARANDELA CUADRADA PLANA DE A'G 57 x 57 x 5mm, #18mm. DE AGLIERO	2
4	TIRAFON DE A'G #13mm. x 250mm. LONG.	1
5	PERNO COCHE A'G, #13mm. x 152mm. DE LONG., 76mm. MAG., CON ARANDELA, TUERCA Y CONTRATUERCA	2
6	CRUCETA DE MADERA TRATADA DE 90 x 115mm. SECCION, 2.50m LONG.	1
7	VARILLA DE COPPERWELD # 5/8" x 2400mm.	1
8	CONDUCTOR DE Cu 70mm ² x30m.	1
9	CONECTOR VARILLA - CABLE	3

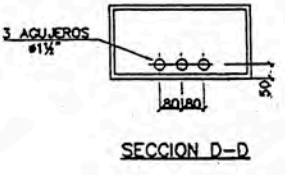
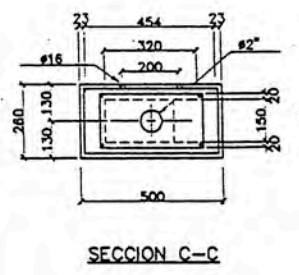
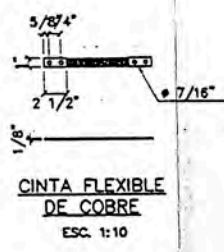
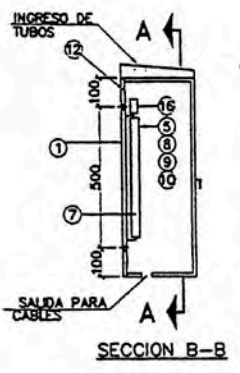
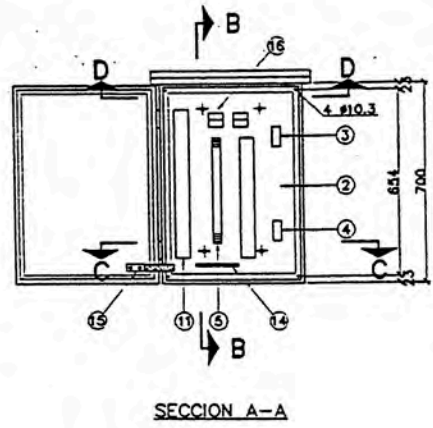
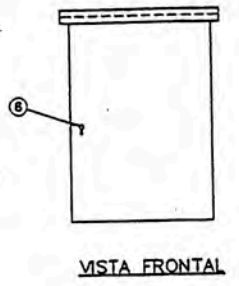
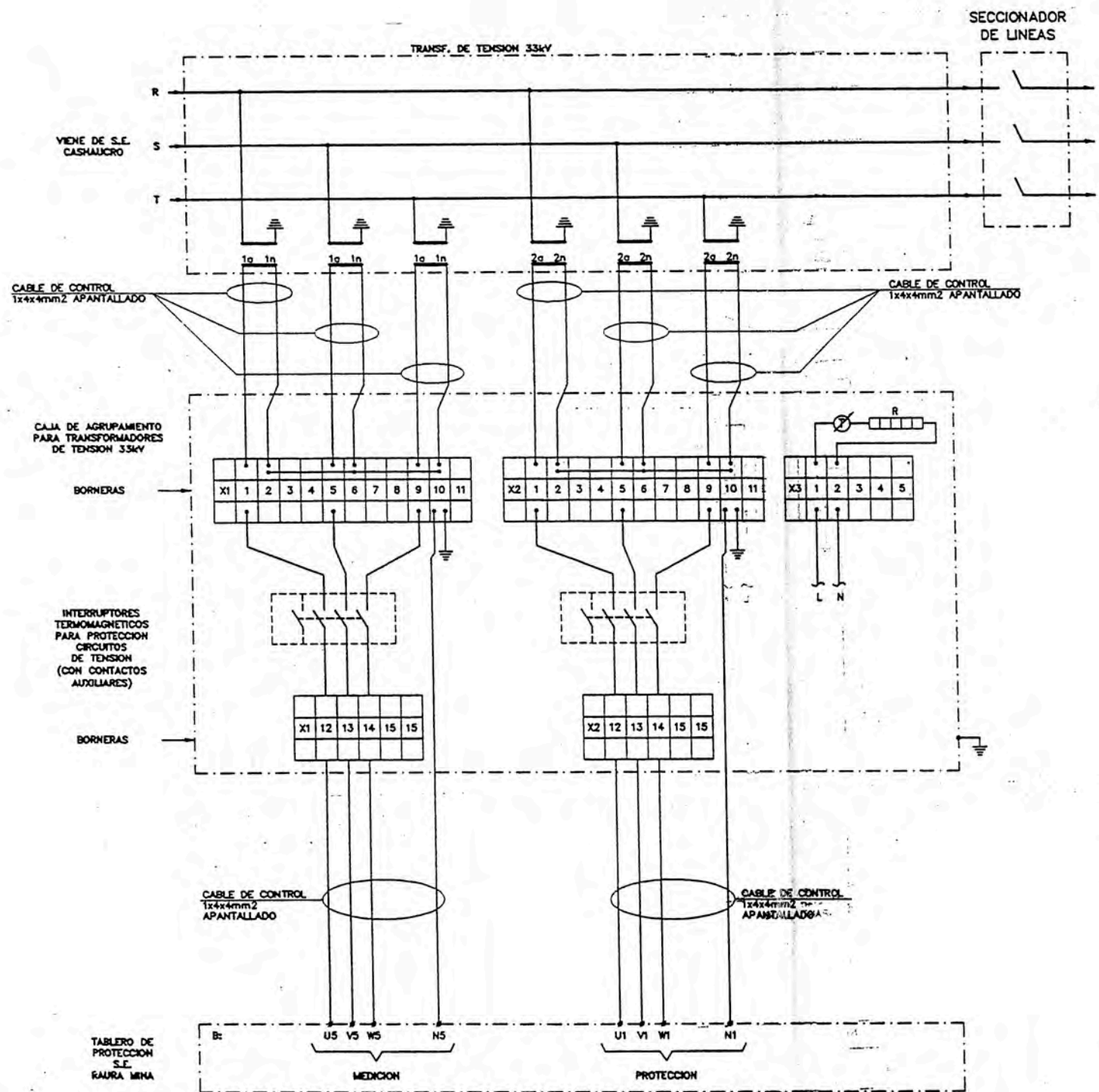
NOTAS:

1.- TODAS LAS DIMENSIONES ESTAN EN MILIMETROS EXCEPTO LAS INDICADAS.

2.- LOS PARARRAYOS (SUMINISTRADOS POR EL CONTRATISTA) SON CLASE 2



DIBUJO:	<p>UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA</p> <p>FACULTAD DE INGENIERIA MECANICA ESPECIALIDAD MECANICA ELECTRICA</p>	TITULO:
DISENO: PEPISA		NUEVA SUBSTACION RAURA MINA
REVISO:		SUBSTACION RAURA 33/10KV
ESCALA: INDICADA		SUBIDA DE CABLES A POSTE EXISTENTE
FECHA: ENERO/2000		CIRCUITO 10KV HACIA PLANTA CONCENTRADORA
		PLANO N°: RA-E-016



GABINETE DE AGRUPAMIENTO - T. TENSION

POS.	CANT.	DESCRIPCION
1	1	ARMARIO EN FcGo. MONTAJE SOBRE COLUMNA-PROTECCION IP-55
2	1	PLACA DE MONTAJE
3	1	TERMOSTATO 0-100°C
4	1	RESISTENCIA
5	35	BORNAS DE PHOENIX
6	1	MANEJA CON CERRADURA Y LLAVE
7	1	PERFIL SOPORTE DE PHOENIX
8	2	SOPORTE FINAL DE PHOENIX
9	1	TAPA FINAL DE PHOENIX
10	1	TAPA FINAL DE PHOENIX
11	2	CANAleta DE CABLES
12	4	TORNILLOS
13		
14	1	PLATINA DE Cu.
15	1	CINTA FLEXIBLE DE COBRE
16	2	INTERRUPTOR TERMOMAGNETICO 3ø, 5A

LEYENDA:
 TERMOSTATO
 RESISTENCIA DE CALEFACCION

DIBUJO:		TITULO:
DISEÑO: PEPSA		NUEVA SUBSTACION RAURA MINA
REVISO:		SUBSTACION RAURA 33/10kV
ESCALA: S/E		CAJA DE AGRUPAMIENTO PARA TRANSFORMADOR DE TENSION EN 33kV
FECHA: ENERO/2000		ESQUEMA DE COMODONES-DETALLES
	FACULTAD DE INGENIERIA MECANICA ESPECIALIDAD MECANICA ELECTRICA	PLANO N°: RA-E-017

TABLERO DE CONTROL Y PROTECCION BORNERA "A"

PROTECCION PROPIA DEL TRANSFORMADOR DE POTENCIA	BUCHHOLZ ALARMA	A: 1	2	1	D:1	TRANSFORMADOR DE POTENCIA SEÑALES DE ALARMA PROTECCION PROPIA
	TEMPERATURA ALARMA	2	3	2	D:2	
	NIVEL DE ACEITE ALARMA	3	4	3	D:3	
	IMAGEN TERMICA ALARMA	4	4	4	D:5	
		5	5	5	D:6	
		6	6	6	D:7	
		7	7	7	D:10	
		8	2	2	D:12	
		9				
		10				
		11				
		12				
ALARMA DE INTERRUPTOR DE POTENCIA (33KV)	ALARMA FALTA TENSION AC	1	2	1	X1:878	INTERRUPTOR DE POTENCIA 33 KV
	ALARMA BAJA PRESION SF6	2	3	2	X1:879	
	BLOQUEO BAJA PRESION SF6	1	1	1	X1:871	
	RESORTE DESTENSADO	2	3	2	X1:872	
		3	4	3	X1:873	
		4	5	4	X0:888	
		5	5	5	X1:889	
		6	1	1	2A:9	
		7	2	2	2A:10	
		8				
ALARMA SISTEMA DE PROTECCION CELDAS 10KV	AUTOSUPERV. SPAA 121C	1	2	1	2B:10	CELDA DE SALIDA A PLANTA CONCENTRADORA
	DISPARO POR SOBRECORRIENTE SPAA 121C	2	3	2	2B:11	
	DISPARO POR DIRECCIONAL SPAA 121C	3	4	3	2B:12	
	AUTOSUPERV. SPAA 121C	4	1	1	2B:13	
	DISPARO POR SOBRECORRIENTE SPAA 121C	2	2	2	2B:14	
	DISPARO POR DIRECCIONAL SPAA 121C	3	1	1	2B:15	
	AUTOSUPERV. SPAA 121C	4	2	2	3B:10	
	DISPARO POR SOBRECORRIENTE SPAA 121C	1	3	3	3B:11	
	DISPARO POR DIRECCIONAL SPAA 121C	2	4	4	3B:12	
	DISPARO POR SOBRECORRIENTE SPAA 121C	3	1	1	3B:13	
ALARMA SISTEMA DE PROTECCION CELDAS 10KV	AUTOSUPERV. SPAA 121C	1	2	1	3B:14	CELDA DE LLEGADA TRANSFORMADOR DE POTENCIA
	DISPARO POR SOBRECORRIENTE SPAA 121C	2	3	2	3B:15	
	DISPARO POR DIRECCIONAL SPAA 121C	3	4	3	4B:10	
	AUTOSUPERV. SPAA 121C	4	1	1	4B:11	
	DISPARO POR SOBRECORRIENTE SPAA 121C	1	2	2	4B:12	
	DISPARO POR DIRECCIONAL SPAA 121C	2	3	3	4B:13	
	AUTOSUPERV. SPAA 121C	3	4	4	4B:14	
	DISPARO POR SOBRECORRIENTE SPAA 121C	4	1	1	4B:15	
	DISPARO POR DIRECCIONAL SPAA 121C	1	2	2	5B:10	
	FALTA TENSION DE SISTEMA DE PROTECCION	2	3	3	5B:11	
ALARMA SISTEMA DE PROTECCION CELDAS 10KV	FALTA TENSION	1	2	1	5B:12	CELDA DE SALIDA A S.E. N°1
	DE SISTEMA DE PROTECCION	2	3	2	5B:13	
		3	4	3	5B:14	
		4	1	1	5B:15	
		5	2	2	2B:16	
		6	3	3	2B:17	
		7	4	4	3B:16	
		8	5	5	3B:17	
		9	6	6	4B:16	
		10	7	7	4B:17	

EQUIPOS EN PATIO DE LLAVES O EN SALA DE CONTROL

TABLERO DE CONTROL Y PROTECCION BORNERA "B"

PROTECCION PROPIA TRANSFORMADOR DE POTENCIA (BLOQ. Y DISPARO A TRAVES DE RELE 80)	DISPARO INTERRUPTOR 33 KV	B: 1	2		
	BLOQUEO INTERRUPTOR 10 KV EN CELDA DE LLEGADA	3	4	1	CC-03-A (1x2x4mm2)
	BLOQUEO INTERRUPTOR 10 KV EN CELDA DE ENLACE (T RAURA)	5	6	2	CC-13 (1x4x4mm2)
	DISPARO INTERRUPTOR 33 KV	7	8		
	DISPARO INTERRUPTOR 10 KV EN CELDA DE LLEGADA	9	10	2	CC-03-A (1x2x4mm2)
	DISPARO INTERRUPTOR 33 KV	11	12	1	CC-03-B (1x2x4mm2)
	DISPARO Y BLOQUEO INTERRUPTOR 33 Y 10 KV	13	14		
	SERIAL DE DISPARO DE RELE BUCHHOLZ	15	16	1	
	SERIAL DE DISPARO POR SOBREPRESION	17	18	2	
	SERIAL DE DISPARO POR TEMPERATURA DE ACEITE	19	20	3	
	SERIAL DE DISPARO POR RELE DE IMAGEN TERMICA	21	22	4	
	BLOQUEO DE RESERVA PARA INTERRUPTOR 33 KV	23	24	5	
CONTROL Y MANDO DE INTERRUPTOR 33KV	BLOQUEO INTRE INT. 10KV CCI 33KV	25	26	3	CC-14 (1x4x4mm2)
	CIERRE REMOTO	33	34	4	
	CIERRE LOCAL	35	36	1	
	APERTURA REMOTA	37	38	2	
	DISPARO POR PROTECCION	39	40	3	
	POLO COMUN (+)	41	42	4	
	APERTURA LOCAL	43	44	5	
	INDICADOR DE POSICION	45	46	6	
	INDICADOR DE POSICION	47	48	7	
	INDICADOR DE POSICION	49	50	8	
CONTROL Y MANDO DE SECCIONADOR 33KV	POLO COMUN (-)	51	52	1	
	BLOQUEO CON INT. DE POTENCIA 33 KV	53	54	2	
	BLOQUEO CON CUCHILLAS DE PUESTA A TIERRA	55	56	3	
	CIERRE REMOTO	46	47	4	
	MANDO LOCAL	48	49	5	
	APERTURA REMOTA	50	51	6	
	POLO COMUN (+)	52	53	7	
	INDICADOR DE POSICION	54	55	8	
	INDICADOR DE POSICION	56	57	9	
	POLO COMUN (-)	58	59	10	
CONTROL DE SECCIONADOR DE PUESTA A TIERRA	CIERRE REMOTO	60	61	1	
	MANDO LOCAL	62	63	2	
	APERTURA REMOTA	64	65	3	
	POLO COMUN (+)	66	67	4	
	INDICADOR DE POSICION	68	69	5	
	INDICADOR DE POSICION	70	71	6	
	POLO COMUN (-)	72	73	7	
	INDICADOR DE POSICION	74	75	8	
	INDICADOR DE POSICION	76	77	9	
	POLO COMUN (+)	78	79	10	

EQUIPOS EN PATIO DE LLAVES O EN SALA DE CONTROL

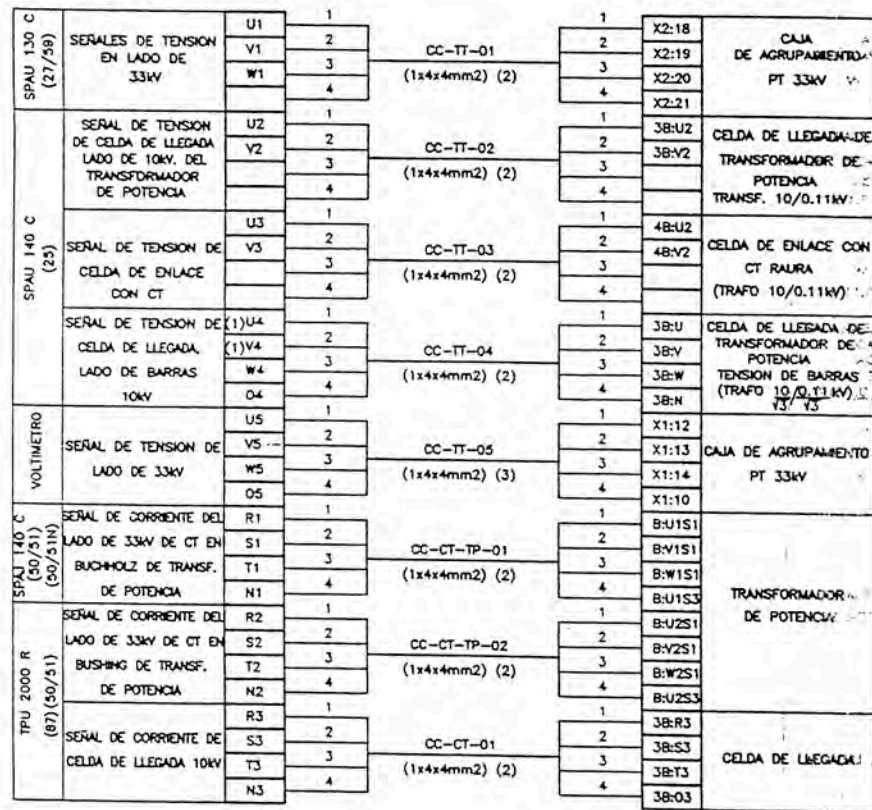
TABLERO DE CONTROL Y PROTECCION BORNERA "B"

RELE DE BLOQUEO (86)	BLOQUEO INT. 10KV CELDA DE LLEGADA	B: 52	53			
	DISPARO INT. 10KV CELDA DE LLEGADA	54	55			
	BLOQUEO INT. 10KV CELDA DE LLEGADA	56	57	2	CC-03-B (1x2x4mm2)	
	DISPARO INT. 10KV CELDA DE LLEGADA	58	59			
		60	61			
		62				
	CONTROL Y MANDO DE INTERRUPTORES EN CELDAS DE 10KV	POLO COMUN (+)	64	65	1	
		CIERRE REMOTO	66	67	2	
		APERTURA REMOTA	68	69	3	
		INDICADOR DE POSICION	70	71	4	
		INDICADOR DE POSICION	72	73	5	
		POLO COMUN (+)	74	75	6	
CIERRE REMOTO		76	77	7		
APERTURA REMOTA		78	79	8		
INDICADOR DE POSICION		80	81	9		
INDICADOR DE POSICION		82	83	10		
CONTROL Y MANDO DE SECCIONADOR DE LINEAS CUCHILLAS PRINCIPALES	POLO COMUN (+)	84	85	1		
	CIERRE REMOTO	86	87	2		
	APERTURA REMOTA	88	89	3		
	INDICADOR DE POSICION	90	91	4		
	INDICADOR DE POSICION	92	93	5		
	POLO COMUN (+)	94	95	6		
	CIERRE REMOTO	96	97	7		
	APERTURA REMOTA	98	99	8		
	INDICADOR DE POSICION	100	101	9		
	INDICADOR DE POSICION	102	103	10		

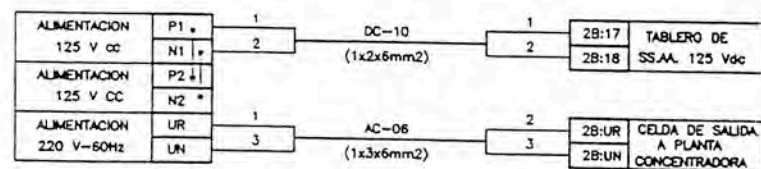
EQUIPOS EN PATIO DE LLAVES O EN CELDAS DE 10KV

DIBUJO:	 UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA	TITULO:
DISEÑO: PEPSA		NUEVA SUBSTACION RAURA MINA SUBSTACION RAURA 33/10KV CABLEADO
REVISO:		
ESCALA: S/E		
FECHA: ENERO/2000		
FACULTAD DE INGENIERIA MECANICA ESPECIALIDAD MECANICA ELCTRICA		PLANO N°RA-E-018 (1/2)

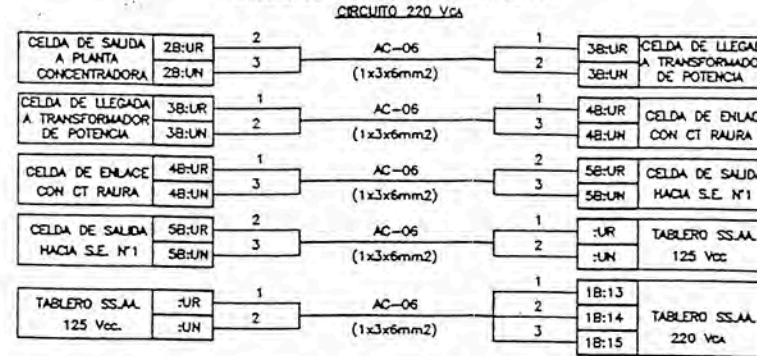
TABLERO DE CONTROL Y PROTECCION BORNERA "B"



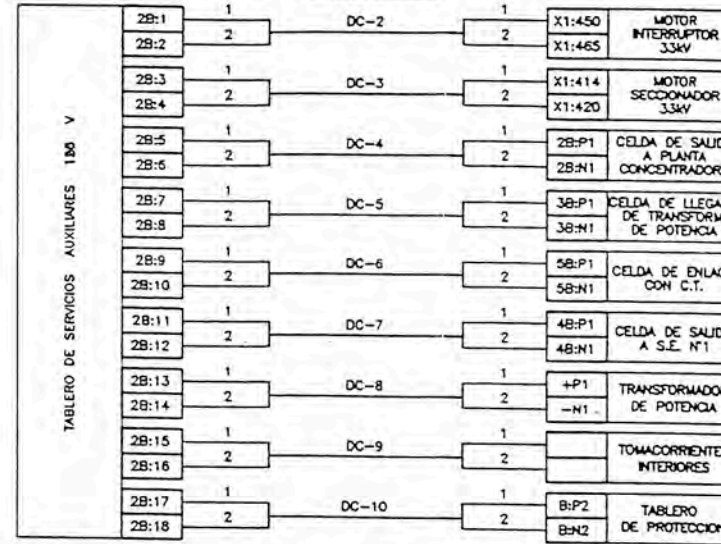
EQUIPOS EN PATIO DE LLAVES EN O EN CELDAS DE 10KV



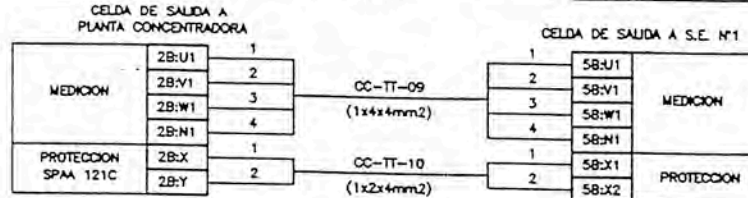
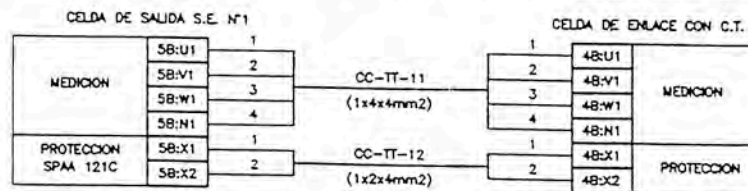
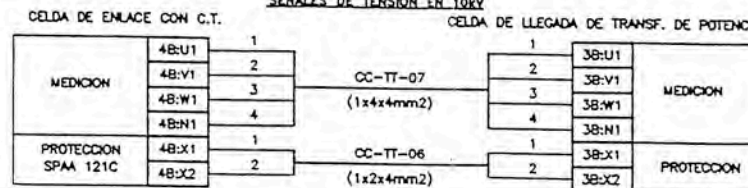
CIRCUITO DE ALIMENTACION A CELDAS DE 10KV



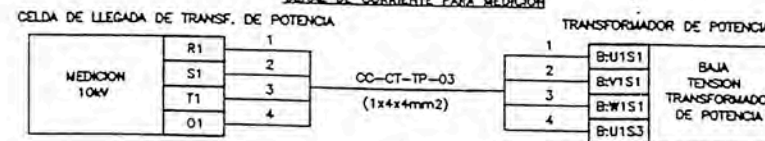
CIRCUITO 125 Vcc



SENALES DE TENSION EN 10KV



SENALES DE CORRIENTE PARA MEDICION



NOTAS:

- (1).- SOLO SE USAN LAS SENALES "U" Y "V" PARA SINCRONIZACION.
- (2).- CABLE APANTALLADO TIPO SIMILAR A NZSY5.
- (3).- SE USARA CABLE TIPO OCTB.

DIBUJO:
DISEÑO: PEPSA
REVISO:
ESCALA: S/E
FECHA: ENERO/2000



UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA
FACULTAD DE INGENIERIA MECANICA ESPECIALIDAD MECANICA ELECTRICA

TITULO:
NUEVA SUBESTACION RAURA MINA SUBESTACION RAURA 33/10KV CABLEADO

PLANO N°RA-E-01B (2/2)