

UNIVERSIDAD NACIONAL DE
INGENIERIA

FACULTAD DE INGENIERIA MECANICA



INFORME DE INGENIERIA
PRUEBAS PARA LA PUESTA EN SERVICIO DE LA
SUBESTACION DE TRANSMISION (SET) PUENTE
PIEDRA 60/10 KV.

PARA OPTAR EL TITULO PROFESIONAL DE
INGENIERO MECANICO ELECTRICISTA

EDGAR FERNANDO MENDOZA GARAY
PROMOCION 96-I

LIMA - PERU

ÍNDICE GENERAL

PRÓLOGO	1
1. INTRODUCCIÓN	3
2. ASPECTOS A CONSIDERARSE DURANTE LA EJECUCIÓN DE PRUEBAS EN CAMPO	6
2.1 DESCRIPCIÓN DE LAS PRINCIPALES PRUEBAS A REALIZARSE EN LA SET PUENTE PIEDRA	6
2.2 PRUEBAS EN BLANCO	7
2.3 PRUEBAS DE INYECCIÓN DE CORRIENTE Y TENSIÓN	9
3. PRUEBAS PARA LA PUESTA EN SERVICIO DE LA SET PUENTE PIEDRA	
3.1 ZONA DE CONTROL Y DE SERVICIOS AUXILIARES	13
3.1.1 BATERIAS	
3.1.2 ASPECTOS A TENERSE EN CONSIDERACIÓN PARA LA PUESTA EN SERVICIO DEL BANCO DE BATERIAS	16
3.1.2.1 Consideraciones para la descarga Nominal	18
3.1.2.2 Carga de Baterías	19
3.1.2.3 Electrolito	20
3.1.2.4 Descarga del Banco de Baterías	20
3.1.3 ELABORACIÓN DE PROTOCOLO DE PRUEBAS.	20
3.2 ZONA DE 10 KV	
3.2.1 PRINCIPIOS DE OPERACIÓN EN CELDAS METACLAD	22
3.2.2 PRUEBAS MECÁNICAS EN LOS EQUIPOS DE MANIOBRA DE LAS CELDAS METACLAD	24
3.2.3 DESCRIPCIÓN DE LAS PRUEBAS ELÉCTRICAS FUNCIONALES EN LAS CELDAS DE 10 KV	25
3.2.4 ELABORACIÓN DE PROTOCOLOS DE PRUEBA EN CELDAS DE 10 KV	27
3.3 ZONA DE 60 KV	
3.3.1 PRINCIPIOS DE OPERACIÓN EN LOS EQUIPOS DE OPERACIÓN EN LOS EQUIPOS DEL PATIO DE LLAVES DE LA SET	27
3.3.2 ASPECTOS A TENERSE EN CUENTA PARA LA EJECUCIÓN DE PRUEBAS EN INTERRUPTORES Y SECCIONADORES	30
3.1.2.1 Prueba de Diagnóstico de Interruptores	31
3.1.2.2 Consideraciones generales para las Pruebas de Interruptores	33
3.1.2.3 El SF6 como medio de aislamiento y de extinción	33
3.1.2.4 Principio de extinción en la cámara de conexión	34
3.3.3 PRUEBAS DE AISLAMIENTO	40
3.1.3.1 Método de los Tiempos cortos de lectura	40
3.1.3.2 Método de las Tensiones de Pasos	41
3.1.3.3 Medición de la resistencia de aislamiento	43
3.3.4 PRUEBAS DE FUNCIONAMIENTO U OPERACIÓN	45
3.1.4.1 Interruptores de Potencia	45

3.1.4.2	Seccionadores	46
3.1.4.3	Transformadores de medida y de Protección	47
3.1.4.4	Pruebas en las instalaciones con tensión	48
3.3.5	ELABORACIÓN DE PROTOCOLOS DE PRUEBA DE EQUIPOS DE 60 KV	48
3.4	SISTEMA DE REGULACIÓN AUTOMÁTICA	49
3.4.1	PRINCIPIOS DE FUNCIONAMIENTO	51
3.4.1.1	Ajustes del sistema de regulación	52
3.4.2	PROCEDIMIENTO PARA LA CALIBRACIÓN DEL SISTEMA DE REGULACIÓN	55
3.4.3	PROCEDIMIENTO PARA LA PUESTA EN SERVICIO DEL REGULADOR DE TENSIÓN MK30E	58
3.4.4	ELABORACIÓN DE PROTOCOLO DE PRUEBA.	63
3.5	TRANSFORMADOR DE POTENCIA 60/10 KV.	65
3.5.1	ASPECTOS A CONSIDERARSE PARA LA EJECUCIÓN DE PRUEBAS DEL TRANSFORMADOR DE POTENCIA	71
3.5.1.1	Protección por relé Buchholz	71
3.5.1.2	Protección de imagen térmica	74
3.5.1.3	Prueba por resistencia dieléctrica del aceite	77
3.5.1.4	Resistencia de Aislamiento	78
3.5.1.5	Lecturas del factor de potencia del aislamiento	79
3.5.2	DESCRIPCIÓN DE LAS PRUEBAS REALIZADAS	79
3.5.3	CALCULO DE LOS VALORES DE AJUSTE DEL MONITOR DE TEMPERATURA	80
3.5.3.1	Módulo de entrada del transformador de corriente	83
3.5.3.2	Módulo selector del valor máximo	83
3.5.3.3	Módulo comparador	84
3.5.3.4	Módulo de memoria	84
3.5.3.5	Módulo de interfase entrada y salida	85
3.5.3.6	Módulo de fuente Poder	85
3.5.4	PRUEBAS PARA LA PUESTA EN SERVICIO DEL MONITOR DE TEMPERATURA	85
3.5.4.1	Ajuste de la desviación de temperatura simulada del Devanado	86
3.5.4.2	Ajuste de los puntos de operación de los relés de Salida	88
3.5.4.3	Indicación de Puntos de Operación de Relevadores	89
3.5.4.4	Pruebas del sistema	90
3.5.5	ELABORACIÓN DE PROTOCOLOS DE PRUEBA	91
3.6	SISTEMA DE SEÑALIZACIÓN PARA ANUNCIO DE FALLAS	98
3.6.1	DESCRIPCIÓN DEL PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO	
3.6.1.1	Sistema general de Monitoreo	98
3.6.1.2	Funcionalidad del módulo de señalización	99
3.6.1.3	Funcionamiento de los canales de anuncio	101
3.6.1.4	Salida para el siguiente contacto de campo	101
3.6.1.5	Los multiplicadores de contacto	102
3.6.2	AJUSTE Y CONFIGURACIÓN PARA LA PUESTA EN SERVICIO DE LAS UNIDADES DE SEÑALIZACIÓN	103
3.6.3	ELABORACIÓN DE PROTOCOLOS DE PRUEBA.	106

3.7	SISTEMA DE PUESTA A TIERRA	109
3.7.1	ASPECTOS A TENERSE EN CUENTA DURANTE LA EJECUCIÓN DE PRUEBAS	110
3.7.1.1	Técnicas de medición de malla a tierra	112
3.7.1.2	Procesamiento de datos de resistencia	114
3.7.2	ELABORACIÓN DE PROTOCOLOS	115
4.	SISTEMA DE PROTECCIÓN EN LA SET PUENTE PIEDRA	
4.1	INTRODUCCIÓN	118
4.2	CARACTERÍSTICAS Y COORDINACIÓN EN LA PROTECCIÓN	120
4.3	DIAGRAMA PRINCIPAL DE PROTECCIÓN DE LA SET PUENTE PIEDRA	
4.3.1	PROTECCIÓN EN LA ZONA DE 60 KV	122
4.3.2	PROTECCIÓN DEL TRANSFORMADOR DE POTENCIA 60/10 KV	122
4.3.3	PROTECCIÓN BUCCHOLZ	123
4.3.4	PROTECCIÓN DIFERENCIAL	124
4.3.5	PROTECCIÓN DE MÁXIMA CORRIENTE	126
4.3.6	CONSIDERACIONES PARA LA AFLICACIÓN DE LA PROTECCIÓN DIFERENCIAL	127
4.4	ASPECTOS A TENERSE EN CUENTA PARA LA EJECUCIÓN DE PRUEBAS EN EQUIPOS DE PROTECCIÓN	131
4.4.1	INSPECCIÓN FÍSICA DE LOS RELÉS Y VERIFICACIÓN DEL AISLAMIENTO	133
4.5	AJUSTES Y PRUEBAS REALIZADAS A LOS RELÉS DIFERENCIAL Y MÁXIMA	136
4.6	ELABORACIÓN DE PROTOCOLOS DE PRUEBA DE LOS RELÉS EN LA SET PUENTE PIEDRA	138
5.	PRUEBAS DE INYECCIÓN DE CORRIENTE	140
5.1	DESCRIPCIÓN DE LOS CIRCUITOS INVOLUCRADOS	140
5.2	PRUEBAS DE INYECCIÓN DE CORRIENTE Y TENSIÓN EN EL SECTOR DE 60 KV	141
5.3	PRUEBAS DE INYECCIÓN DE CORRIENTE Y TENSIÓN EN EL SECTOR DE 10 KV	144
5.4	PRUEBA DE CORTOCIRCUITO EN EL TRANSFORMADOR DE POTENCIA	147
5.5	PRUEBA DE PROTECCIÓN DE BARRAS EN CELDAS DE 10 KV	150
5.6	ELABORACIÓN DE PROTOCOLOS DE PRUEBA.	151
6.	PRUEBAS EN SISTEMAS DE COMUNICACIÓN Y TELECONTROL	
6.1	UNIDADES TERMINALES REMOTAS	158

6.2	PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO	159
6.3	CONSIDERACIONES TEÓRICAS DE LAS UTR Y DEL SISTEMA DE COMUNICACIÓN SCADA	160
6.4	TELEMEDICIÓN Y TELECONTROL APLICADOS A LA SET	162
6.5	PRUEBAS LLEVADAS A CABO EN LA UTR SAINCO	163
6.5.1	PRUEBAS ELÉCTRICAS GENERALES Y EN LOS CIRCUITOS DE ALIMENTACIÓN	164
6.5.2	PRUEBAS FUNCIONALES DE ACEPTACIÓN	166
6.5.3	PRUEBAS DE FUNCIONALIDAD DE LAS TARJETAS EN LA UTR	166
6.5.4	PRUEBAS DE FUNCIONALIDAD DEL PROGRAMA MONITOR	170
6.5.5	PRUEBAS DE FUNCIONALIDAD DEL PROTOCOLO DE COMUNICACIONES	171
6.5.6	OTRAS PRUEBAS DE LA RTU	172
6.5.6.1	Inspecciones visuales	173
6.6	CONFIGURACIÓN Y PROGRAMACIÓN DE LA UTR EN LA SET PUENTE PIEDRA	173
7.	CRONOGRAMA DE ACTIVIDADES REALIZADAS PARA LA PUESTA EN SERVICIO.	185
	CONCLUSIONES.	187
	BIBLIOGRAFIA	190
	ANEXOS	
	PLANOS	

PROLOGO

El presente informe surge como una necesidad de encontrar una fuente de información que represente un conjunto de actividades que los ingenieros especializados en Puestas en Servicio deben de tener presente. Esta surge producto de la experiencia obtenida en la Empresa EDELNOR en donde me desempeñé como inspector de obras electromecánicas en el área de transmisión.

A través de cada uno de sus capítulos los ingenieros responsables de la ejecución de pruebas lograran obtener un procedimiento general de trabajo que podrá ser aplicado para otras subestaciones, sin embargo dada la particularidad de cada una de ellas el procedimiento desarrollado es genérico y permitirá dar a las personas consultantes un enfoque global sobre las actividades a seguir.

A lo largo del desarrollo del presente informe se da a entender que una Puesta en Servicio no es una actividad que desarrolla una sola sección en forma aislada; sino más bien, es un conjunto de secciones que forman parte en cada una de las actividades que se desarrollan durante el proceso de recepción, las pruebas propiamente de los diversos equipos y la

coordinación de la protección. Cada una de estas actividades vienen a representar coordinaciones que el responsable de la Puesta en servicio deberá de efectuar con los sectores indicados.

Finalmente se hace necesario expresar mi agradecimiento a cada una de las personas que hicieron posible el desarrollo del presente trabajo, especialmente a la empresa EDELNOR por haberme permitido proporcionar toda la información que aquí se adjunta, esperando que sea de utilidad para el desarrollo profesional de las personas involucradas así como a los estudiantes como material de consulta.

CAPITULO 2

ASPECTOS A CONSIDERAR DURANTE LA EJECUCIÓN DE PRUEBAS EN CAMPO

2.1 DESCRIPCIÓN DE LAS PRINCIPALES PRUEBAS A REALIZARSE EN LA SET PUENTE PIEDRA

Para efectos de la ejecución propiamente dicha de las pruebas a realizar, en las instalaciones de la Set Puente Piedra se dividió esta básicamente en dos grandes grupos: las llamadas pruebas en blanco en donde se realiza la verificación de la circuitería y cableado en general así como las pruebas funcionales en baja tensión a fin de verificar la funcionalidad de los circuitos a tensión nominal de funcionamiento; las otras pruebas son las llamadas de inyección de corriente y tensión, estas se realizan previamente a continuación de las pruebas de continuidad punto a punto en todos los circuitos que forman parte de la instalación a ser probada para posteriormente con ayuda de las maletas de inyección primaria y/o secundaria de corriente y tensión realizar la verificación de todos los circuitos en prueba así como la actuación de los elementos de protección, la prueba de inyección primaria se emplea para verificar principalmente la relación en los transformadores cotejando de

CAPITULO 1

INTRODUCCIÓN

El presente Informe de Ingeniería trata sobre el desarrollo de Pruebas para la Puesta en Servicio de la Nueva Subestación de Transmisión **PUENTE PIEDRA 60/10 kV**, de propiedad de EDELNOR. Esta abarca todas las pruebas realizadas en campo; desde las más sencillas como la de verificación del conexionado hasta la energización de los diversos equipos instalados incluyendo las pruebas realizadas en los equipos de telecontrol, los cuales fueron realizados por la Sección de Montaje de Subestaciones y Líneas de transmisión en donde me desempeño como inspector en el área de transmisión.

Este informe contiene información relativa a los procedimientos que se deben seguir para realizar las diversas pruebas destinadas a la verificación y puesta en servicio de una nueva instalación de esta naturaleza. Durante el desarrollo de la misma se ha prestado mucha atención a la explicación del fundamento teórico con la finalidad de dar a los lectores una visión mas amplia y detallada de las diversas pruebas que se realizan; así como también en algunos casos se han incluido cálculos relativos a los ajustes de los diversos elementos de protección, medición y regulación empleados.

El procedimiento seguido durante la ejecución del desarrollo del mismo se ha desarrollado teniendo en consideración que los lectores a los que va dirigida la presente tengan tras la lectura de la misma, una visión más amplia sobre las diversas actividades y pruebas que se realizan en subestaciones de transmisión.

Sin embargo, es importante indicar que el presente informe no pretende desarrollar un procedimiento específico de prueba, ya que este siempre presenta su particularidad, y no es posible por consiguiente tratar de englobar todo un conjunto de pasos para la puesta en servicio de una subestación de transmisión, sin embargo si es posible dar las pautas que se pueden aplicar para este tipo de labor, siendo este básicamente el objetivo del presente informe.

Se debe manifestar así mismo, que la puesta en servicio de una nueva instalación de esta naturaleza involucra la participación de diversos sectores, por consiguiente deberá de existir una comunicación fluida entre las personas responsables de realizar las pruebas ya que de lo contrario el tiempo programado se verá incrementado notablemente. Por consiguiente deberá de nombrarse un coordinador general de puesta en servicio, quien será el encargado de realizar las coordinaciones con los diversos sectores involucrados.

De la misma forma como características generales del trabajo este ha sido dividido básicamente en dos etapas una de ellas las pruebas sin tensión que se desarrollan una vez finalizadas las actividades de montaje electromecánico y que viene a constituir la comprobación, con ayuda de los planos de detalle, de todos los circuitos que forman parte de la instalación y la otra la prueba de energización que consiste en la aplicación de tensiones y corrientes a las diversas instalaciones que forman parte de la subestación.

Es importante indicar que en algunos capítulos como el de protección solamente se realizan cálculos en algunos relés debido a la complejidad de la información manejada, lo cual sería materia de otro informe, sin embargo se dan los protocolos de pruebas de protección las cuales muchas veces se realizaron con personal especializado en dicha materia.

La parte dedicada al telecontrol se ha sido expuesta en forma muy amplia debido a la experiencia personal en la puesta en servicio de muchas terminales remotas, en este capítulo se dan los procedimientos de para la configuración de la remota así como el conjunto de pruebas a seguir para su correcta operación y funcionamiento.

La motivación que me lleva a desarrollar el presente informe de Ingeniería es contribuir con la realización de métodos adecuados para la ejecución de pruebas de una Subestación de Transmisión, esperando que sea de gran utilidad en trabajos similares que puedan presentársele a Profesionales durante el ejercicio de su carrera así como también para los estudiantes de ingeniería de materias afines como material de consulta.

esta forma fase a fase la precisión de la lectura de los valores secundarios tanto en forma local desde los diversos paneles como de la propia terminal remota.

2.2 PRUEBAS EN BLANCO

Para realizar esta prueba se debe de tener en consideración los esquemas de bornes, funcionales de mandos, de protección así como esquemas internos de los equipos. A continuación se describe un procedimiento general que será aplicado para todos los casos de pruebas funcionales. Para empezar sitúese en el panel a ser probado, primero deberá de comprobar la disposición de los bornes en el panel de tal forma que exista una correspondencia física con lo dispuesto en los planos; seguidamente se deberá de verificar la cantidad de cables existentes por cada borne desde la parte superior, marcando en el plano los bornes en donde no exista correspondencia de cables, con la finalidad de poder revisarlos con mayor detenimiento en una segunda etapa.

Así mismo, deberá de verificar los cables de control que sirven de interconexión y que están ubicados en la parte inferior de los bornes, aquí deberá de anotar la correcta codificación de los cables de control y además de ello ver el correlativo de números en los impresos de estos cables, siempre y cuando estos presenten dicha numeración. Una vez verificado y arreglado esto se debe proceder a realizar un chequeo de continuidad de bornes del panel, baje previamente todos los térmicos existentes en el panel, previamente a esto deberá de verificar que la cantidad de cables existentes en los bornes sea la indicada en los planos. Con ayuda de un instrumento se irá verificando borne a borne la continuidad del circuito, marcando en el plano los puntos en donde no respondan, en caso de ser necesario se deberá de

separar los cables que sirven de enlace por la parte inferior sobre todo los correspondientes a las tensiones de mandos, señal, alarmas y alimentación de relés (comando, señal, alimentación) debido a que estas se encuentran entrelazadas con los paneles en todas las celdas.

Una vez terminado de verificar la continuidad en los bornes y equipos y corregidos los problemas que pudiesen haberse presentado pasamos con ayuda del plano de mandos y protección a realizar la verificación de funcionalidad de los circuitos hasta los bornes de los equipos conforme a lo indicado en los planos correspondientes; para el caso de las llaves de mando y equipos de accionamiento se deberá de simular la variación de estos contactos por intermedio de puentes correspondientes. Para el caso de equipos de protección y/o medición se deberá de tener en consideración la posición de reposo de algunos de los contactos existentes ya que podrían estar cerrando circuito por medio de alguna bobina de baja impedancia; para estos casos deberá de realizar la desconexión de estos bornes.

Cuando se trate de equipos de accionamiento (seccionadores, e interruptores) previamente deberá de realizar el retiro de la peineta, borneras de interconexión, o algún otro elemento que sirva de enlace entre la celda a ser probada y el equipo correspondiente. Es importante indicar que todo equipo sin importar que sea nuevo deberá de ser probado a fin de verificar que el esquema planteado por el fabricante sea el correspondiente a este, ya que la experiencia a demostrado que este no siempre es fiable.

Para el caso de las simulaciones en los interruptores, proceda a verificar previamente la posición de los contactos abiertos y cerrados de estar estos bien,

realice la medición de los contactos de carga de resorte, estos deberán de indicar algún valor en ohmios, en esta etapa deberá de tener en consideración que de tratarse de un interruptor de SF6 este deberá de ser previamente cargado y con una presión adecuada según las especificaciones del fabricante; proceda entonces a realizar la carga manual del resorte, comprobando la apertura de los contactos de bloqueo del motor; a continuación cierre el interruptor en forma manual y mida el cambio de posición en los contactos del equipo comprobando la variación de estos; nuevamente proceda a realizar la apertura del interruptor y vuelva a comprobar el cambio de dichos contactos. De estar todo bien conecte los cables de control en el peine de entrada y proceda a medir la continuidad de los circuitos. El procedimiento es similar para el caso de los seccionadores.

En los circuitos de corriente y tensión deberá de tener en consideración que los circuitos de medición y/o protección están conformados por bobinas de baja impedancia, y por consiguiente deberá de ir abriendo los circuitos por tramos a fin de verificar la correcta orientación del cableado correspondiente. Posteriormente de tratarse de un circuito de corriente proceda a diferenciar los núcleos utilizados realizando los puentes necesarios a fin de verificar el cierre de los circuitos, esto será efectivo tanto para los circuitos de medición y protección como para la telemedida remota.

2.3 PRUEBAS DE INYECCIÓN DE TENSIÓN Y CORRIENTE

Para realizar estas pruebas se hace necesario haber previamente realizado las pruebas correspondientes de continuidad en los circuitos, y verificando en los distintos paneles el recorrido de los cables de control y el cierre de las bobinas que

forman parte de los núcleos de medición y protección; una vez finalizado esto proceda a realizar las pruebas de polaridad en los transformadores de corriente y tensión siguiendo el procedimiento descrito en los capítulos posteriores.

Para las pruebas de inyección de corriente proceda a verificar previamente que los circuitos relacionados de medición y protección se encuentren cerrados; ahora bien existen dos tipos de prueba que se realizan en este sentido una de ellas es la de relación que se realiza aplicando corriente desde el primario del transformador y midiendo los valores secundarios obtenidos y la otra es la de actuación de protección y medición que se realiza aplicando valores secundarios desde la salida de los núcleos de corriente y midiendo estos valores en los relés y equipos de medición asociados.

Cualquiera sea el método aplicado el procedimiento descrito es similar y aplicado en forma general a todo circuito de corriente. Para la inyección de corriente primaria conecte la fuente de corriente en bornes del primario y asegúrese de tener un instrumento de medida a fin de contrastar el valor de corriente inyectado hacia el primario; por otra parte conecte un amperímetro digital en bornes del secundario del trafo en cada núcleo de este; en forma general estos son los de medición y protección conecte el amperímetro en los bornes marcados como R1, R2 cuando se trate de la fase R; S1, S2 para la fase S y T1, T2 para la fase T. Verifique con tres o cuatro valores llegando hasta el valor nominal de los transformadores, y calcule el error de transformación; es importante indicar que dicho error estará en función del grado de precisión de los instrumentos de medida, en términos generales no deberá exceder el 1 % de diferencia. Así mismo en esta prueba verifique a lo largo de todo el circuito de medición y/o protección los distintos valores de medida que se pueden obtener en

cada uno de los paneles que sirven de interconexión o enlace verificando en cada uno de los bornes seccionables el cierre del circuito en análisis.

La prueba de inyección de corriente secundaria nos sirve para determinar los puntos de actuación de los relés de protección los cuales previamente deben ser ajustados según los protocolos de ajuste que se muestran en los capítulos posteriores. Es importante indicar que para las pruebas de protección y actuación de los relés muchas veces se necesitan valores de corriente de hasta 5 veces la corriente de ajuste, esto será función del tipo de protección asociada ya sea de distancia, sobrecorriente, secuencia negativa, diferencial, etc.

Para las pruebas en relés de protección existen maletas que permiten simular todas las fallas posibles muchas de estas son manejadas con software especial y permiten realizar en forma eficiente pruebas en los relés digitales simulando condiciones de fallas reales y verificando los ajustes de estos relés; para el caso de los relés sin interface se prueba en forma aislada variando las condiciones de ajuste a fin de verificar los umbrales de alarmas y aperturas así como bloqueos y recierres que pudiesen presentarse.

Las pruebas de inyección de tensión se realizan aplicando tensión reducida al primario de los transformadores de tensión y midiendo en los bornes del secundario a efectos de poder verificar básicamente la relación de transformación de estos; toda prueba realizada para efectos de medición y protección se realiza aplicando tensión nominal en los bornes del secundario del transformador teniendo cuidado de abrir el circuito en análisis e fin de evitar retorno en los bornes del primario. Todo valor aplicado a los bornes del secundario debe permitir realizar la toma de valores reales

y poder comparar los distintos puntos de medida y telemedida ya sea de carga o de barras hasta la salida inclusive de los convertidores de medida.

Con relación a la prueba de protección esta se realiza con ayuda de la maleta de prueba de relés el procedimiento para la ejecución de este tipo de pruebas será explicado en mayor detalle en el capítulo cuatro.

Existen pruebas que por su naturaleza muy específica constituyen temas que deben ser analizadas en mayor detalle para estos casos se considera el empleo de equipos especiales controlados en la mayoría de los casos por software de monitoreo tales como los sistemas de supervisión scada, Utr, equipos de regulación automática, equipos de simultaneidad de fases y de tiempos de operación que serán evaluadas con mayor detalle por ser temas poco tratados por su naturaleza compleja.

CAPITULO 3

PRUEBAS PARA LA PUESTA EN SERVICIO DE LA SET PUENTE PIEDRA

3.1 ZONA DE CONTROL Y DE SS.AA.

3.1.1 BATERIAS 120 VCC

Una batería es un dispositivo que convierte la energía química contenida en su material activo directamente en energía eléctrica, por medio de una reacción electroquímica de oxidación y reducción; en este tipo de reacción ocurre una transferencia de electrones de un material a otro. En una batería el electrodo negativo o ánodo es el componente capaz de ceder electrones, oxidándose durante la reacción; esta separado del material oxidante que es el electrodo positivo o cátodo y el que acepta electrones.

La unidad básica de la batería es la celda (también llamada pila). Una batería esta formada por una o más celdas conectadas en serie o en paralelo según el voltaje de salida y la capacidad. La capacidad teórica (amperes-hora) de un sistema de baterías esta determinada por sus materiales activos; la energía eléctrica máxima (watts-

hora) corresponde al cambio de la energía libre de la reacción. Para el caso de las Baterías de Níquel-Cadmio el voltaje teórico es de 1.3 V, sin embargo bajo condiciones reales esta es de 1.2 V.

En la práctica sólo se alcanza una pequeña fracción de la capacidad teórica lo cual se debe no sólo a la presencia de componentes no reactivos (recipientes, separadores, electrolito) para sumarse al peso y al volumen de la batería sino a muchos factores que impiden que este alcance su nivel teórico.

Las baterías instaladas en las subestaciones que forman parte de los servicios auxiliares, tienen como función principal almacenar energía que se utiliza en el disparo de los interruptores, por lo que deben encontrarse en óptimas condiciones de funcionamiento.

Las baterías funcionan en paralelo con un rectificador - cargador. En funcionamiento normal el rectificador alimenta directamente la carga en corriente continua y las baterías solamente operan en caso que el suministro en corriente alterna sea suspendido.

La Batería de 120 voltios se utiliza para energizar:

- Tensiones de mando
- Tensiones de señalización y alarmas acústicas y/o visibles
- Relés de protección
- Alumbrado de emergencia

La capacidad de una batería viene dada por el valor de los amperios - hora que puede suministrar en condiciones de trabajo normales.

Como consecuencia de ellos la batería debe estar en condiciones de proporcionar la demanda normal, durante 5 horas, incluyendo una corriente de pico con una duración de 10 seg. que se obtiene durante la operación simultánea de tres interruptores. Para nuestro caso tenemos:

$$\mathbf{W-h = I \times V-h}$$

$$\text{Capacidad de la batería} = (12109 \text{ W-h}) / 120 \text{ V}$$

$$\mathbf{\text{Capacidad de la batería} = 100 \text{ A-h}}$$

Los 12109 W-h son obtenidos de la tabla 1 mostrada:

La **corriente media de descarga** de la batería en 5 horas está dada por:

$$\mathbf{I_{md} = \frac{\text{Capacidad Batería}}{\text{Tiempo Descarga}}}$$

$$\mathbf{I_{md} = \frac{100 \text{ A-h}}{5h} > I_{md} = 20 \text{ A}}$$

Las condiciones mínimas que deben cumplir las baterías serán:

- Tensión Nominal 120 Vcc
- Capacidad 100 A-h
- Máxima corriente de descarga 20 A
- Tiempo de descarga para 20 A 5h

TABLA I

Equipo	# Uni.	Pot. (W)	Unid. que operan	Horas operando	Cons. W-h	Pot. Inst.
Interrp. 60Kv						
Mando	6	270	4	1/50	22	1620
Motor	6	500	4	1/50	40	3000
Secc. 60Kv						
Mando	10	270	6	1/50	32	2700
Motor	10	500	6	1/50	60	5000
Interrp. 10 Kv						
Mando	21	270	7	1/50	38	5670
Motor	21	300	7	1/50	42	6300
Señalización	120	5	45	5	1125	600
General						
Alumbrado	40	40	20	5	4000	1600
Emergencia						
Reles de	75	15	70	5	5250	1125
Protección						
Reserva	1	300	1	5	1500	
Total					12109	

3.1.2 ASPECTOS A TENERSE EN CONSIDERACIÓN PARA LA PUESTA EN SERVICIO DEL BANCO DE BATERIAS

A fin de determinar las características generales en los acumuladores se deberán de considerar las características comunes a todas las baterías, para ello se tendrá presente que:

- Una pila entregará más corriente cuando al final del ciclo de descarga se obtiene una tensión final de descarga por celda vpc baja, manteniendo por

debajo los valores de un conjunto de parámetros tales como tiempo de descarga, temperatura. Esta característica se refiere comúnmente a la tensión final del voltaje de descarga.

- Cuando la batería ha sido cargada se deberá de prever una recarga por un tiempo razonable.

La tabla 2 muestra los voltajes de descarga por celda para la celda tipo HED-100.

TABLA 2

Voltaje de Descarga Final por Celda	Duración De la Descarga				
	8 Hrs	2 Hrs	10 min	30 sec	5 sec
1.14	12.5	46	196	350	413
1.10	12.6	47	230	420	497
1.05	12.8	49	275	508	600
1.00	13.1	50	300	590	700

Las baterías de níquel - cadmio de capacidades típicas que se encuentran hoy pueden ser recargadas efectivamente al 100% de su capacidad nominal dentro de 8 horas a voltajes encima de 1.52 Vpc. Para el sistema ácido es de 2.34 Vpc. La tabla 3 nos muestra una comparación de los sistemas comúnmente empleados en Subestaciones de Transmisión.

La tabla indicada representa los voltajes mínimo y máximos del sistema para baterías del tipo níquel - cadmio versus un sistema de baterías de plomo ácido para aplicaciones de 120 voltio (nominal).

En forma adicional al voltaje se deberá de considerar al voltaje flotante, el cual es el potencial del sistema mantenido después que la pila se recarga totalmente. Las celdas de níquel - cadmio requieren que un mínimo de 1.40 Vpc para mantener la

carga al 100% de su capacidad nominal. Sin embargo, se recomienda mantenerla en 1.42 Vpc.

TABLA 3

Parámetros del sistema para 120 Vcc.	Níquel - Cadmio	Plomo Ácido
Tensión máxima permitida (120 v nominal)	140	140
Tensión flotante	129	129
Tensión mínima permitida	105	105
Mínima tensión de carga por celda (Vpc)	1.52	2.34
Tensión flotante por celda	1.42	2.17
Mínima tensión por celda	1.14	1.75
Número de celdas (máx. Voltaje/carga Vpc)	92	60

3.1.2.1 Consideraciones para la Descarga Nominal.

El acumulador de tipo ácido es diferente a la batería de níquel - cadmio la cual se encuentra disponible bajo tres condiciones nominales de descarga cada una con diferente capacidad nominal (capacidad nominal en amp - hora). Para una alta descarga nominal de las celdas se tienen las celdas del tipo HED, las cuales tiene una mayor cantidad de placas delgadas, las medianas y las celdas de descarga lenta. Esto permite una mayor área de contacto entre el electrolito y los materiales activos positivo y negativo produciendo una alta performance (en amperios) especialmente para descargas de corta duración.

Muchos perfiles de carga, sin embargo combinan larga duración, baja corriente de carga típicamente iluminación y cargas de comunicación) con muy corta duración, altas corrientes de pique (apertura y cierre de

interruptores) dificultando la elección del grupo de celdas. La metodología para seleccionar los requerimientos mínimos del tamaño de celda (en amp - horas) necesario para encontrar una carga determinada con el voltaje final por celda y la temperatura mínima ambiente son especificadas en varios tratados que no son analizados en este informe.

3.1.2.2 Carga de Baterías

Antes de iniciar la puesta en servicio del Banco de Baterías se deberá de comprobar el correcto ajuste entre las conexiones de los elementos y líneas. Para la primera puesta en servicio se deberá de efectuar una carga por un periodo de 5 horas utilizando la corriente de carga nominal. De haberse suministrado las baterías en estado no llenado ni cargado, los elementos deberán de ser rellenados lo mas pronto posible con el electrolito adecuado hasta que se alcance el nivel del electrolito nominal. Después de un tiempo de espera de 24 horas de duración, se tendrá que cargar la batería con corriente de carga nominal por un periodo de 15 horas. Para todos los efectos se deberá de observar la temperatura del electrolito durante el periodo de carga.

La característica de carga empleada para efecto nuestro fue la de **corriente de carga constante**; entendiéndose por ello una carga con corriente de carga constante por un tiempo de 7 horas. Deberá de ser cargado mas o menos en un 140 % (factor de carga 1.4) de la capacidad (en A-h). El proceso de carga se considera terminado cuando la tensión de los elementos en bornes cesa de incrementarse con la corriente de carga

constante continuando la carga aún por un periodo de por lo menos ½ hora. Es importante indicar que la tensión final de la carga será influenciada por la temperatura del electrolito.

3.1.2.3 Electrolito

El electrolito usado por las Baterías de níquel -cadmio, es la lejía diluida de potasa de alta pureza y composición especial. La densidad del electrolito al contrario con las baterías de Plomo ácido no suponen el estado de la carga de la batería, para nuestro caso el cambio de la densidad del electrolito durante la carga y descarga y además dependiente de la temperatura es sólo de poca importancia.

3.1.2.4 Descarga del Banco de Baterías

El nivel de corriente de descarga sólo es limitado por la temperatura del electrolito. Se deben evitar descargas profundas por debajo de 0.5 V/elemento. En caso sea necesario de deberá de realizar una descarga de compensación después de una descarga profunda. La temperatura del electrolito no deberá de exceder de 45° C. Se medirá aleatoriamente la temperatura de las baterías. Además, por recomendación la temperatura del electrolito no deberá de exceder los 35 °C durante el proceso de carga.

3.1.3 ELABORACIÓN DE PROTOCOLOS DE PRUEBA

Se indica en la siguiente página.

3.2 ZONA DE 10 kV.

3.2.1 PRINCIPIOS DE OPERACIÓN DE CELDAS METACLAD

En principio las celdas metaclad utilizadas para esta subestación representaron un gran avance en el desarrollo de nuevas aplicaciones. En nuestro caso específico las celdas utilizadas son INEPAR estas se caracterizan por ser elementos aislados que permiten realizar operaciones de maniobra seguras para el operador de campo. Tal es así que se tienen enclavamientos de apertura y cierre del interruptor solamente cuando el seccionador de Puesta a tierra se encuentra abierto; así mismo presentan enclavamientos mecánicos que no permiten el cierre del interruptor estando a media carrera, es decir faltando completar su fin de carrera.

Asimismo, las celdas presentan protección termocontraible en los elementos conductores (pletinas de cobre) a fin de garantizar una mayor protección para las condiciones de operación, se reducen de la misma forma los peligros que pudiesen ocasionarse por contactos directos de barras, cortocircuitos entre fases o a tierra. Sin embargo dada la naturaleza de la operación y el riesgo eléctrico al que podría estar sometido el acceso al sistema de barras principales no es posible en forma directa.

Estas celdas metaclad cuentan además con un sistema antiexplosión, el cual permite en caso de ocurrir un siniestro tal como la explosión de un equipo interno poder liberar la energía destructiva hacia la parte superior del techo, en el cual cuenta con una tapa provista de remaches de aluminio que son fácilmente desplazados.

Es necesario indicar además que estas celdas presentan la particularidad de bloqueos mecánicos que imposibilitan el cierre del interruptor cuando este no ha sido insertado hasta su fin de carrera, presentando para ello marcas de desplazamiento las cuales se encuentran al interior de las celdas.

El empleo de las celdas metaclad se viene generalizando en las instalaciones de EDELNOR debido a las amplias ventajas que presentan con respecto a la protección de equipos en sistemas de potencia en donde se requiera básicamente:

1. Seguridad de personal
2. Estabilidad y rentabilidad del sistema
3. Adaptabilidad
4. Mantenimiento mínimo
5. Bajo costo total

La seguridad del personal es una de las principales razones para el uso insistente de celdas metaclad con una alta performance de la protección de sistemas de potencia. En tal sentido las pruebas básicas desarrolladas sobre dichas celdas consisten sobre todo en inspecciones visuales que se realizan a fin de verificar posibles tensados en las barras de unión, derivaciones y demás elementos ensamblados, ver el estado de los aisladores portabarras, el alineamiento de las celdas, así como el chequeo de la puesta a tierra y de las distancias dieléctricas. Estas son detalladas en el protocolo de celda mostrado.

3.2.2 PRUEBAS MECÁNICAS EN LOS EQUIPOS DE MANIOBRA DE LAS CELDAS METACLAD

En las celdas metaclad básicamente se deberá de verificar el alineamiento y nivelación de la estructura con respecto al plano civil de montaje, esto sin embargo deberá de ser verificado al momento de nivelar la celda con respecto a sus ejes principales debido a que la celda presenta una ventana de comunicación que debe de estar simétricamente distribuida con respecto al techo de la sala principal; de la misma forma el techo de cimentación de las celdas presentan tubos de PVC cuyo centro debe de coincidir con la bandeja de entrada de los cables de control en las celdas metaclad.

Es importante indicar que una vez anclada la celda deberá de ensamblarse las barras de conexión entre las distintas celdas para lo cual existe un pequeño juego entre las barras colectoras de cada celda. Una vez obtenido el ensamblaje final deberá de ser probado la inserción y extracción del interruptor principal ya que mucho dependerá del desplazamiento de los elementos de la celda (sobre todo de la correcta nivelación de esta) el seccionador no presenta mayores problemas debido a que forma parte de los equipos ensamblados en la fábrica.

Con respecto a lo que representan bloqueos de accionamiento pro principio nunca será posible efectuar el cierre mecánico del seccionador de puesta a tierra cuando el interruptor se encuentre insertado y cerrado; en algunos casos se hace necesario regular la carrera del interruptor a fin de obtener esta condición. De manera análoga cuando el seccionador de puesta a tierra esta cerrado no debe de ser posible la inserción del interruptor ni mucho menos el cierre eléctrico de este.

Se deberá de poner especial atención a la peineta del interruptor debido a la posición en los pines de conexión. Con respecto a la ubicación de los elementos de señalización por ejemplo cada vez que se cargue el resorte del interruptor deberá de incrementarse la cuenta del indicadores, así como también deberá de variar el indicador del estado al efectuar maniobras sobre el equipo.

La apertura y cierre de los interruptores de potencia en condiciones de servicio raras veces se efectúa manualmente, ya que la mayor parte de ellos se instalan en sistemas diseñados para el control por relés. Para nuestro caso se emplea bobinas de tensión continua que actúan sobre un mecanismo de accionamiento por resorte. El medio para la extinción del arco eléctrico para estos interruptores es el vacío.

3.2.3 DESCRIPCIÓN DE LAS PRUEBAS ELÉCTRICAS FUNCIONALES DE LAS CELDAS METACLAD

Para la ejecución de las pruebas en las celdas metaclad se deberá de tener en cuenta básicamente que toda operación de apertura o cierre del interruptor será considerada como local cuando se realice desde la propia celda; cuando se realice desde el panel de mandos se considerará como mando a distancia y cuando se realice por desde el centro de control se denominará mando remoto. Cada uno de estos tipos de ordenes presentan enclavamientos que imposibilitan el accionamiento de cualquiera de ellos cuando una condición de bloqueo se encuentre activada.

Las verificaciones a realizar en la celda son básicamente las siguientes:

- Verifique en el interruptor el torque aplicado en las derivaciones de barras, transformadores de corriente, seccionador de Puesta a tierra barras colectoras y línea de tierra en general
- Ajuste el termómetro de la resistencia de calefacción.
- Con ayuda de los planos de cada una de las celdas realice la prueba de continuidad desconectando los bornes de salida que se van hasta los distintos paneles a fin de evitar posibles retornos. Compruebe así mismo, el conexionado interno del interruptor y seccionador.
- Proceda a aplicar tensiones de mandos, señal y motor, probando en cada uno de estos casos con ayuda de los planos de bornes, funcional, y de protección que las respectivas tensiones no se mezclen entre sí.
- Verifique el bloqueo eléctrico del seccionador de puesta a tierra cuando el interruptor se encuentre cerrado.
- Verifique el mando local (manual y eléctrico) así como el mando a distancia.
- Verifique el circuito de tensión de señal.
- Verifique con ayuda del plano E-3-31560 los contactos de maniobra del interruptor comprobando la conmutación de los contactos auxiliares al variar la posición de este.
- Realizar pruebas de aislamiento entre el seccionador de puesta a tierra y tierra, así como también entre los polos del interruptor en corto contra tierra con el interruptor en posición cerrado (ver protocolos de pruebas)
- Realice prueba de resistencia de contactos (esta se realiza con el interruptor en posición de cierre en cada polo; se inyecta 100 A de cc. Con un generador de cc, y se mide la caída de tensión o resistencia de contactos). Verifique el valor

obtenido aplicando 200 A; de la misma forma compare las lecturas con el protocolo de fábrica de tenerlo disponible.

- Efectúe las pruebas de tiempos de operación en el interruptor de potencia, esta se realiza con ayuda de la maleta de prueba de interruptores, compare los resultados obtenidos

Una vez finalizadas estas pruebas la celda está lista para entrar en servicio, sin embargo deberá de realizarse las pruebas en el patio de llaves, módulo de señalización así como el telecontrol de la Set.

3.2.4 ELABORACIÓN DE PROTOCOLOS DE PRUEBA EN CELDAS METACLAD

Son indicados al final del capítulo.

3.3 ZONA DE 60 KV

3.3.1 PRINCIPIO DE OPERACIÓN DEL PATIO DE LLAVES DE LA SET

En esta sección trataremos de dar una explicación sobre el principio de operación de los equipos de alta en el patio de llaves de la Set. En principio existen dos líneas de llegada en la Set con lo cual forma una entrada y salida (ver plano unifilar E-3-3075) una de las líneas la 636 que proviene de Infantas alimenta a la celda del transformador de Potencia 1 y sale por medio de un seccionador de acoplamiento

hacia la línea 2 la 686, según se observa. Cada línea esta compuesta por los siguientes equipos:

- Un seccionador de línea con puesta a tierra, el cual sirve para la apertura o cierre de circuitos sin carga.
- Un transformador combinado de tensión y corriente, parámetros que me dan los valores de medida para la protección de la línea y la medición de carga en ella.
- Un seccionador de barras de 1250 A, el cual permite liberar el sector de línea correspondiente.
- Un interruptor tripolar de potencia en SF6 de 2000 A, el cual permite realizar la apertura o cierre de los circuitos con carga.
- Adicionalmente ambas líneas se unen por medio de un seccionador de acoplamiento, el cual posibilita la partición de la barra en el sector de 60 kV.

A continuación pasamos al sector del transformador de Potencia, este esta compuesto por los siguientes equipos para el sector de 60 kV:

- Un seccionador de barras de 1250 A para el seccionamiento de tensión.
- Un interruptor de potencia de 2000 A para la apertura y cierre del transformador de potencia en el lado de alta.
- Un transformador de corriente para la protección de máxima y diferencial.

Para el sector de Media tensión tenemos en la salida:

- Un seccionador de puesta a tierra que permite la puesta a tierra del transformador en el lado de media tensión.
- Transformadores de corriente de 1500/5 con doble núcleo uno para la medición y el otro para la protección de sobrecarga térmica y diferencial.
- Un interruptor de potencia en vacío de 2000 A.

En condiciones de operación normal tanto la línea 1 como la 2 se encuentran cerradas así como el seccionador de acoplamiento de 60 kV; la tensión pasa entonces al sector del transformador de potencia 1 energizando el lado de alta, de aquí es llevada por medio de un sistema de barras hacia la celda de llegada ubicada en la sala de mandos para posteriormente pasando por el interruptor de la celda principal alimentar el sistema de barras colectoras en las celdas metaclad.

El enclavamiento más importante se da para el seccionador de acoplamiento, el cual solamente podrá ser accionado cuando los seccionadores de barras de la línea 1 y de la celda del transformador de potencia 1 se encuentren abiertos. Además para efectuar el mando sobre cualquier seccionador se requiere que el interruptor correspondiente este abierto ya que de lo contrario se efectuarían operaciones de seccionamiento con carga, lo que provocaría la destrucción del equipo en mención.

Con respecto al seccionador de Puesta a tierra existe un bloqueo mecánico que hace imposible operar la cuchilla de Puesta a Tierra si el seccionador de Línea esta cerrado. Además presenta un bloqueo eléctrico entre el seccionador de línea y la cuchilla de Puesta a Tierra de tal modo que no es posible el mando eléctrico de cierre del seccionador de línea (local – distancia) si esta cerrada la cuchilla de

puesta a tierra.; este solamente se pondrá a tierra cuando el seccionador correspondiente se encuentre abierto ya que de lo contrario provocaría un cortocircuito trifásico a tierra.

El procedimiento para efectuar la fuera de servicio de una celda de línea se procederá primero a abrir el interruptor de línea en ambos extremos de la línea solicitada; posteriormente al dejar sin carga el sector correspondiente se abre el seccionador de barras de la línea correspondiente y finalmente se abre el seccionador de la línea respectiva colocándolo a tierra.

3.3.2 ASPECTOS A TENERSE EN CUENTA PARA LA EJECUCIÓN DE PRUEBAS EN INTERRUPTORES DE POTENCIA Y SECCIONADORES

Antes de empezar con las pruebas eléctricas en el Patio de llaves, el Ingeniero responsable de la puesta en servicio deberá de realizar una inspección visual a toda la instalación a fin de poder definir grupos de trabajos en zonas específicas en tal sentido el procedimiento que se da a continuación forma parte de un proceso general de recepción de obra conjuntamente con los diversos sectores involucrados en la recepción de las nuevas instalaciones. Deberá de efectuar las verificaciones en los equipos instalados siguiendo un protocolo de pruebas en donde deberá de figurar:

El control del torque aplicado en los pernos de las derivaciones de barras, bornes de alta, conexión de cables y equipos con la línea de tierra.

Control del bloqueo eléctrico por pérdida de SF6.

Ajuste el termómetro de las resistencia de anticondensantes.

Verifique el bloqueo eléctrico de los seccionadores de barras y de línea cuando estos están cerrados.

Verifique el mando local (manual y eléctrico) así como el mando a distancia desde la sala de mandos.

Verifique el circuito de tensión de señal, comandos, motor y alterna.

Verifique los contactos de maniobra de cada equipo hacia bornes.

Verifique la conmutación de los contactos auxiliares al variar la posición de los equipos de maniobra.

Realice la prueba de aislamiento entre fases y entre fase y tierra.

Verifique el tiempo de apertura y cierre de los brazos del seccionador.

Realice prueba de resistencia de contactos (esta se realiza en cada fase del equipo en posición cerrado; se inyecta 100 A de cc. Con un generador de cc, y se mide la caída de tensión o resistencia de contactos).

Verifique la conexión de tierra, conexión en alta y baja, el cableado en bornes, el sistema de tuberías, la resistencia de anticondensación, los aisladores de columna, etc.

3.3.2.1 Pruebas de Diagnóstico de interruptores

Existen dos tipos de pruebas genéricas: pruebas de aislamiento y pruebas de funcionamiento u operación. Las pruebas de aislamiento, como su nombre lo indica, sirven para determinar el estado del aislamiento interno y externo del interruptor. Las de funcionamiento determinan las características de operación del interruptor bajo diferentes condiciones de operación. Una vez que se a obtenido la liberación o permiso de sacar el interruptor fuera de servicio para hacerle pruebas de mantenimiento, el ingeniero responsable

debe programar ambos tipos de pruebas. Las de aislamiento y las de funcionamiento. No muy frecuente se puede sacar de servicio muchos de estos aparatos y cuando se tiene la oportunidad, su tiempo fuera de servicio se puede optimizar.

La siguiente es una lista típica de pruebas de funcionamiento:

1. Desplazamiento total de la varilla de operación.
2. Velocidad instantánea en todo lo largo del proceso.
3. Contactos principales abiertos o cerrados.
4. Botes de los contactos o de las varillas de operación.
5. Rebote de los contactos o de las varillas de operación.
6. Sobre desplazamiento de los contactos o de las varillas de operación
7. Intersección de los contactos (penetración).
8. Tiempo para activar las varillas de operación.
9. Tiempo de disparo.
10. Tiempos de cierre.

TABLA 4

PRUEBA	ESTADO INICIAL	ESTADO INTERMEDIO 1	ESTADO INTERMEDIO 2	ESTADO FINAL
DISPARO (Apertura - o)	CERRADO	-	-	ABIERTO
CIERRE	ABIERTO	-	-	CERRADO
DISPARO LIBRE (C-O)	ABIERTO	CERRADO	-	ABIERTO
RECIERRE (O-C)	CERRADO	ABIERTO	-	CERRADO
DISPARO LIBRE CIERRE (C-O-C)	ABIERTO	CERRADO	ABIERTO	CERRADO
RECIERRE – DISPARO	CERRADO	ABIERTO	CERRADO	ABIERTO

La tabla 4 mostrada arriba nos lista los tipos de operaciones que se deben de hacer en un interruptor.

3.3.2.2 Consideraciones generales para las Pruebas de Interruptores

Para poder analizar las características mencionadas, se debe disponer por lo menos de la siguiente información:

1. Señal de comando.
2. Indicación de cierre o apertura de los contactos.
3. Movimiento de la varilla de operación.(Desplazamiento)
4. Velocidad instantánea de la varilla de operación.
5. Líneas de calibración horizontal.
6. Líneas de tiempo.
7. Trazo sinusoidal de referencia.

Estas pruebas son mas precisas debido a que nos dan parámetros de funcionamiento que se comparan con las pruebas de fábrica entregadas por el fabricante.

3.3.2.3 El SF₆ como medio de aislamiento y de extinción

El Hexafloruro de azufre es el gas aislante ideal entre los gases sintéticos. Se caracteriza por su alta rigidez eléctrica, la cual es de dos a tres veces mayor que la del aire bajo las mismas condiciones. Gracias a las propiedades térmicas y a su baja temperatura de ionización presenta propiedades sobresalientes para la extinción del arco voltaico.

En el estado puro el Hexafloruro de azufre es un gas incoloro, inodoro, no venenoso ni inflamable. Es aproximadamente cinco veces mas pesado que el

aire. La capacidad de maniobra del interruptor de potencia en SF₆ es constante hasta su punto de licuefacción.

Como la presión del gas varía con la temperatura es más práctico supervisar la densidad del gas con un aparato supervisor en lugar de supervisar la presión. El monitor de densidad funciona de acuerdo con el principio de un manómetro de compensación por temperatura cuyas características corresponden a la línea de densidad constante. La presión de SF₆ actúa sobre un fuelle metálico, y el movimiento de este fuelle se transmite al microinterruptor por medio de un mecanismo bimetálico.

El monitor de densidad se ajusta para la presión de operación, este presenta dos señales de ajuste una de ellas emite una señal a 5,2 bar para indicar que es necesario recargarlo. Si la presión baja por debajo de 5 bar, se bloquea los mandos que activan el funcionamiento del interruptor (fig. 1).

3.3.2.4 Principio de extinción en la cámara de conexión

La cámara de conexión trabaja bajo el principio optimizado de extinción, en el cual se utiliza la energía del arco para generar la presión de extinción. Al interrumpir corrientes de cortocircuito, el accionamiento sólo supe la energía necesaria para el movimiento de los contactos (ver fig. 2).

El contacto fijo que conduce el arco (1) t el contacto fijo que conduce la corriente nominal (3) están unidos a la cámara de conexión. En condición

“conectado” (a) la corriente circula por los contactos de corriente nominal (3 y 5). Durante la desconexión se separan primero los contactos de corriente nominal (3 y 5) y después los que conducen el arco (1 y 4).

Al desconectarse corrientes de cortocircuito (b), el arco genera la presión necesaria para su extinción en la cámara de presión (6) después de la separación de los contactos que conducen el arco (1 y 4). Al paso de la corriente por el punto cero fluye el gas almacenado y comprimido a través de la tobera aislante (2) en la cámara de maniobra y extingue el arco. La válvula (11) de la cámara auxiliar de soplado (9) abre. El gas SF₆ no utilizado escapa hacia abajo.

Durante la desconexión de corrientes inductivas pequeñas y corrientes capacitivas (c) el arco no alcanza a generar la suficiente presión de extinción por lo que se hace necesario el flujo adicional de gas. La cámara móvil de presión se mueve en dirección al cilindro fijo (10). Como consecuencia el gas en la cámara auxiliar de soplado (9) se comprime. A través de la válvula (8) fluye el gas en la cámara de presión (6). A través de la tobera aislante circula un flujo de gas ajustado a intensidades pequeñas y extingue el arco.

Los productos de desintegración que aparecen con una maniobra de desconexión y que no pueden ser recombinados totalmente se precipitan como fluoruros de metal en polvo o son ligados por medio de un filtro estático (4, figura 2), el cual absorbe también la humedad restante del compartimento de gas. El filtro está colocado en la caja de bielas.

FIGURA N° 1

DISTRIBUCIÓN DE PRESIONES DEL GAS SF6

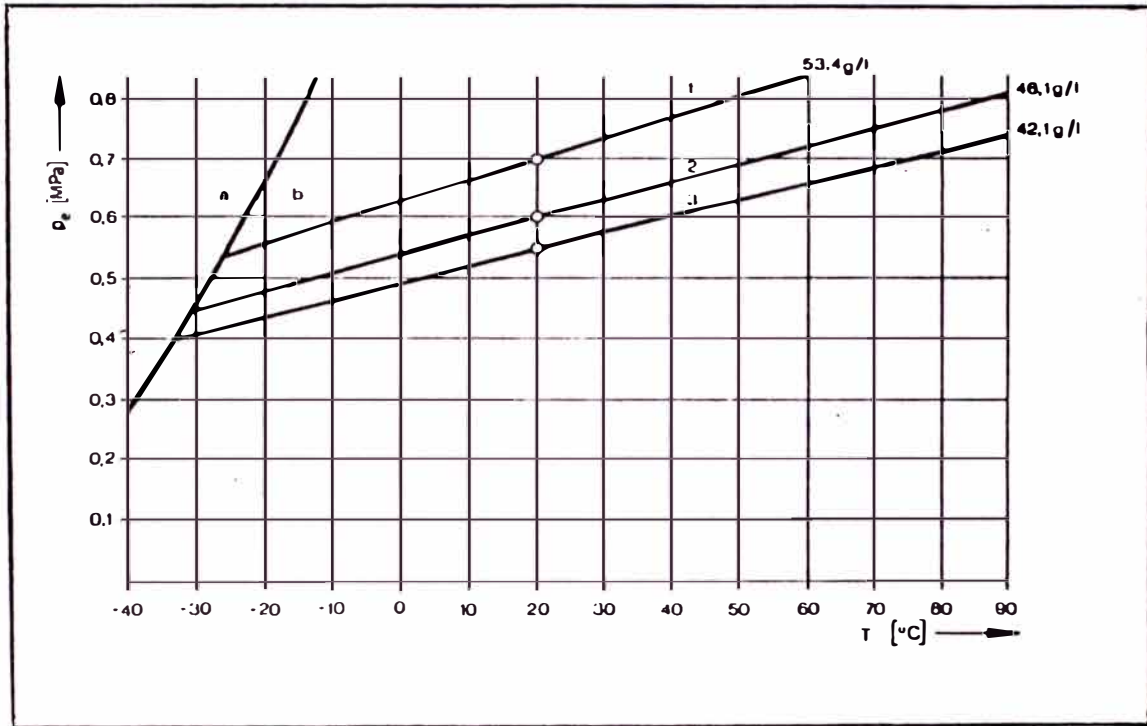
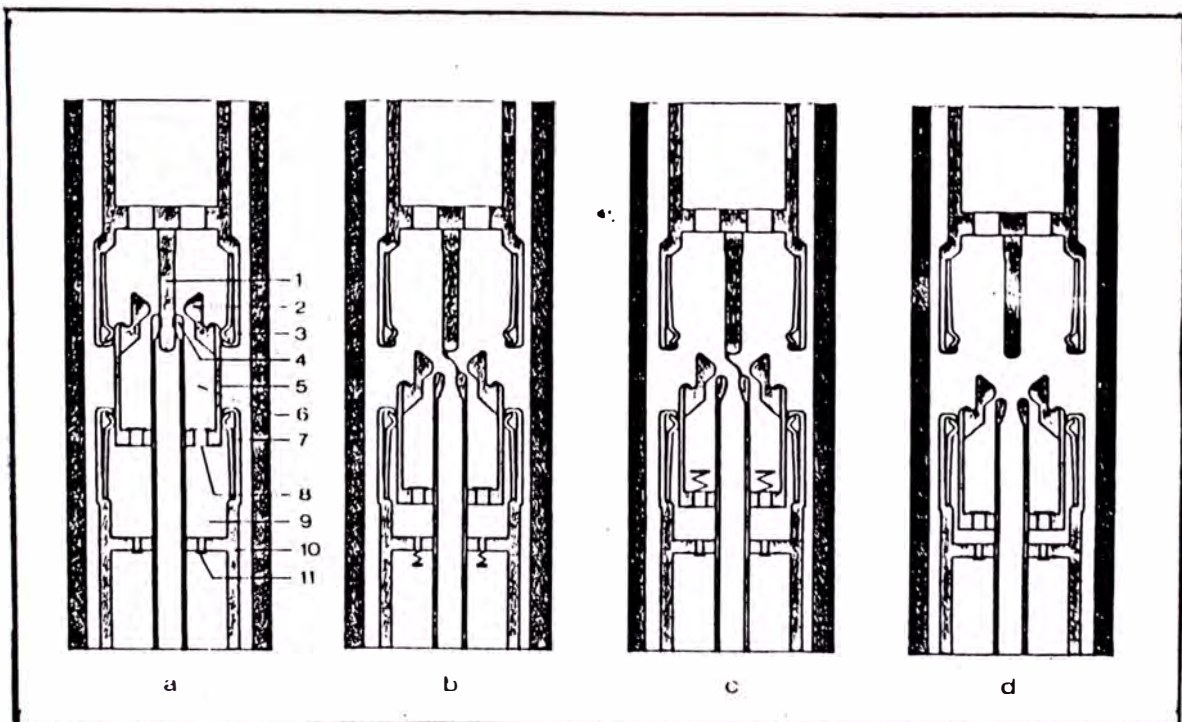


FIGURA N° 2

PRINCIPIO DE EXTINCIÓN EN LA CÁMARA DE CONEXIÓN



SET PUENTE PIEDRA - CELDAS 60 kV

REF. : PRUEBAS FUNCIONALES ELÉCTRICAS

E Q U I P	MANDOS														SEÑALES DE POSICIÓN								APERTURA INTERRUPTOR								OBSERVACIONES
	M. LOCAL				M. DISTANCIA				TELECOMANDO				BLOQUEO		EQUIPO				SPT		RESORT. CARGAD.	FALTA TENS.	APERTURA (1) Y SEÑAL (2)						SEÑALES EN PANEL AR		
	A	C	BLOQUEO		A	C	BLOQUEO		A	C	BLOQUEO		CON SPT		LOCAL		TS		A	C			1	2	1	2	1	2			
			A	C			A	C			A	C	A	C	A	C	A	C												50/51	
SL1	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	-	-	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	-	-	OK	OK	-	-	-	-	-	-	OK
IPL1	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	-	-	OK	OK	OK	OK	-	-	OK	OK	-	-	-	-	OK	OK	OK	OK	
SBL1	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	-	-	OK	OK	-	-	OK	OK	OK	OK	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	OK	OK	
SL2	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	-	-	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	-	-	OK	OK	-	-	-	-	-	-	OK
IPL2	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	-	-	OK	OK	OK	OK	-	-	OK	OK	-	-	-	-	OK	OK	OK	OK	
SBL2	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	-	-	OK	OK	-	-	OK	OK	OK	OK	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	OK	OK	
SBTR1	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	-	-	-	-	-	-	OK	OK	OK	OK	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	OK	OK	
IPTR1	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	-	-	OK	OK	OK	OK	-	-	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	-	-	OK
ACOP	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	-	-	OK	OK	OK	OK	-	-	OK	OK	-	-	-	-	-	-	OK	OK	

= PROBADO

EFECTUADO :

REVISADO :

PROTOCOLO DE PRUEBAS DE PUESTA EN SERVICIO	
CELDAS DE MEDIA TENSIÓN	
Salida PP1	
SET : Puente Piedra	OBRA :SubEstación 60 / 10 kV
CARACTERISTICAS	
Tipo de Celda	Meta Clad contra explosión
Tipo de Celda de acuerdo al esquema unifilar	Salida
Nomenclatura	PP 1
Marca	Inepar
N° Kardex	
Tensión Nominal (kV)	12
Año de Fabricación	1994
CONTROLES	RESULTADOS
Chequeo de la lista de aparatos y/o equipos	Bien
Alineamiento y nivelación	Bien
Puesta a aTierra	Bien
Dimensiones de la Barras colectoras	2x(10x100) mm ²
Dimensiones de las Barras de derivación	2x(10x40) mm ²
Tensión auxiliar cc. de cajuela (para protección)	125 Vdc
Tensión auxiliar cc. de cajuela (para motor de rearme)	125 Vdc
Tensión auxiliar cc. de cajuela (para mandos)	125 Vdc
Tipo de aisladores	De resina sintética
Número de fabricación de los transformadores de corriente (fases R-S-T)	93T-0546-19, 93T-0546-09, 93T-0546-30
Aislamiento de los transformadores de corriente Fase-masa (megger de 5000 Vdc) Mu	R: 19000, S: 19000, T: 19000
Marca de los transformadores de corriente	Balteau
Relación de transformación de los trafos de corriente	300/5 A
Tipo de transformador de corriente	Encapsulados en resina
Distancia mínima fase-tierra (mm)	170
Distancia mínima fase-fase (mm)	180
Ajuste de barras y conexiones eléctricas (torquímetro)	50 Lbs. para pernos de 5/8 "
Limpieza general	Bien
PRUEBAS	RESULTADOS
Medida de aislamiento	
Temperatura ambiente °C	26 °C
Fase-Masa (megger de 5000 Vdc) Mu (Conjunto deCeldas)	R : 4000 S : 2800 T : 4000
Fase-Fase (megger de 5000 Vdc) Mu (Conjunto deCeldas)	RS : 10000 ST : 10000 TR : 10000
Pruebas de continuidad	Bien
Funcionamiento del motor de rearme	Bien (1.6 A)
Funcionamiento mando eléctrico	Bien
Recierre apaertura - cierre - apertura	Bien
Funcionamiento de contactos auxiliares	Bien
Funcionamiento de mando remoto por telecomando	Bien
Señalizaciones de funcionamiento y de posición	Bien
Bloqueos eléctricos (mando local y telecomando)	Bien
Funcionamiento de la apertura por actuación de la protección	Bien
Señalizaciones por actuación de protección	Bien
Prueba del sistema de medición	Bien
Pruebas de polaridad de los trafos de corriente (R-S-T)	Bien
Comprobación de la relación de transformación mediante inyección de corriente	Bien
Controló	V° B°

SET PUENTE PIEDRA 25 MVA 60/10 KV

REF. : PRUEBAS FUNCIONALES ELÉCTRICAS CELDAS 10 KV

C E L D A S	MANDOS													SEÑALES DE POSICIÓN							APERTURA							TELE MEDID. TmA	OBSERVACIONES				
	M. LOCAL				M. DISTANCIA				TELECOMANDO					BLOQUEO		INTERRUPTOR				SPT			RESORT. CARGAD.	FALTA TENS.	APERTURA (1) Y SEÑAL (2)						NEVALES EN PANEL AR		
	A	C	BLOQUEO		A	C	BLOQUEO		A	C	BLOQUEO		A	C	CON SPT		LOCAL		TS		A	C			1	2	21						
			A	C			A	C			A	C			A	C	A	C	A	C							A			C		1	2
SSAA	OK	OK	OK	OK	OK	OK	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	OK	-					
SECC.	OK	OK	OK	OK	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	OK	OK	OK	OK	-	-	-	-	-	-	OK	-					
PP1	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK					
PP2	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK					
PP3	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK					
TR1	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK					
PP4	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK					
PP5	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK					
PP6	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK					
TT1	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	-	-	-	-	-	-	OK	OK	-	-	-	-	-	-	OK	-	-	-	OK	OK					
ACOP	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	-	-	OK	OK	OK	OK	-	-	OK	OK	OK	OK	-	-	OK	OK					
PP7	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK					
PP8	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK					
PP9	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK					
TR2	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	-	-	-	-	OK	OK					
PP10	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK					
PP11	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK					
PP12	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK					
TT2	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	-	-	-	-	-	-	OK	OK	-	-	-	-	-	-	OK	-	-	-	OK	OK					

= PROBADO

EFFECTUADO :

REVISADO :

FECHA :

3.3.5 PRUEBAS DE AISLAMIENTO

La capacitancia en aparatos bajo prueba debe de ser cargada a una tensión continua de por lo menos 5 kV para pruebas de aislamiento en equipos de alta tensión y de 2 kV para circuitos de control y mantenida durante 30 a 60 segundos para la toma de la lectura. Siendo necesario realizar entre cada prueba la descarga del equipo cortocircuitando las puntas así como el aterramiento del aparato antes de conectar la carga de prueba.

Una consideración muy importante para realizar la prueba de resistencia de aislamiento es el tiempo que se requiere en alcanzar la máxima resistencia de aislamiento. El tiempo de carga requerido para capacitancias geométricas es muy corto - usualmente no es mas de algunos segundos- lo que provoca una demora adicional en alcanzar la plena carga es el efecto de absorción dieléctrico. Esto puede ser cuestión de algunos minutos a algunas horas, para esto el tiempo planificado deberá de ser completado por un indicador de lectura de máximo absoluto.

3.3.3.1 Método de los Tiempos cortos de Lectura

Existen algunos materiales que por su naturaleza presentan una distribución del aislamiento que posibilitan tiempos cortos de lectura de la resistencia de aislamiento la cual hace operar el instrumento para tiempos de longitud definida, esta debe repetirse en más de una oportunidad a fin de verificar el valor de lectura obtenido.

Ahora cuando la tensión se incrementa gradualmente se producen esfuerzos eléctricos que se acercan o exceden aquellos que se encuentran en servicio, debilitando entonces el lugar de influencia de la resistencia de aislamiento total mas y más. La resistencia de este tipo de falla local generalmente disminuye rápidamente así como el esfuerzo eléctrico con el incremento fuera de los límites certificados. En consecuencia la gráfica de la lectura de los instrumentos de medida mostrará claramente una marcada disminución cuando esto ocurre.

Se necesita sólo mantener la tensión de prueba en forma constante por cerca de 60 segundos. Estos periodos cortos no afectan la tendencia durante el cambio de resistencia. El periodo de tiempo, sin embargo debe ser el mismo para una pieza dada de equipo.

Todas las corrientes de adsorción pueden no ser dispersadas al mismo tiempo, pero la medida de su resistencia puede ser tomada a manera básica de ejemplo y por lo tanto ayudar con el significado. El resultado es independiente del material aislante y de la temperatura debido a que se buscará un cambio en la resistencia y no en el valor absoluto de la resistencia.

3.3.3.2 Método de las Tensiones de Paso

El método de la tensión de paso es particularmente usada para determinar la presencia de excesiva humedad o de otros contaminantes en el aislamiento

de aquellos equipos con tensión nominal equivalente o uno o más veces la máxima tensión disponible en el instrumento de medida. En otras palabras, aunque la mayor tensión del medidor no provoque esfuerzo en el aislamiento más allá de este rango, una segunda tensión de prueba sin embargo a menudo revela la presencia de ciertos contaminantes.

Por ejemplo al probar el aislamiento por el método de tiempos cortos con una tensión de 500 Vcc, y con un potencial de 2500 V si bien es cierto que con este voltaje pueda estar en relación nominal al rango de voltaje de su equipo con un valor más bajo de resistencia de aislamiento una alta tensión de prueba, usualmente indicará la presencia de contaminantes o de otros efectos de dispersión a través del aislamiento a tierra.

Al aplicar diferentes tensiones de prueba, es preferible hacerlas de 1 a 5 veces mayores. Resultando como conclusión que un cambio del valor de un 25 % en la resistencia de aislamiento, para una relación de 1 a 5 veces la tensión de prueba usualmente es debido a la presencia de excesiva cantidad de humedad o de otros contaminantes.

Al realizar la prueba de aislamiento deberá de tener en cuenta la temperatura ambiente y el grado de humedad presente en el ambiente a medir ya que muchas veces se obtienen lecturas erróneas debido a las condiciones climáticas del tiempo imperante. Así mismo, cuando la lectura del aislamiento fluctúa demasiado es preferible realizar una limpieza del equipo en prueba utilizando algún solvente y posteriormente volver a repetir la prueba por el método de la tensión de paso a fin de

verificar que no exista una diferencia mayor del 25% entre las dos lecturas obtenidas.

3.3.3.3 Medición de la Resistencia de Aislamiento

- **Para Transformadores de corriente**

Entre el primario y cárter superior:

Transformador de simple relación primaria: $R = 0$

Transformador de doble o triple relación primaria: (barritas de conexión retiradas).

$R = 0$ en una de las secciones del devanado primario eléctricamente conectada al cárter.

$R \geq 500$ M-ohms.

Entre secciones de devanado y primario (doble o triple relación).

Se tendrá que la $R \geq 500$ M-ohm.

Entre primario y secundario conectados a la masa:

La $R = \geq 500$ M-Ohm.

Entre secundario y masa

Se deberá de tener en consideración que no se deberá de sobrepasar la tensión de ensayo de 2500 V. Para este caso se tendrá:

$R \geq 500$ M-ohm.

- **Para transformadores de Tensión.**

Entre el borne del primario y el secundario conectado a masa.

Entre el secundario y masa.

Consideraciones generales para el conexionado de los transformadores de tensión y corriente.

- Se deberá de tener en consideración que si los conectores son suministradas con el aparato respetar las indicaciones respetar las indicaciones que se mencionan en el plano de dimensiones del aparato.
- Para el caso de los transformadores de corriente conectar a la masa de cada uno de ellos a los bornes de cada devanado secundario utilizando la toma que ha sido prevista para dicho efecto en la caja de bornes.
- Nunca deberá de ponerse ningún elemento fusible en el circuito secundario.
- En ningún caso podrá quedar abierto un devanado secundario. De no usarse algún devanado este deberá de quedar cortocircuitado y conectado a tierra.
- Para el caso de los transformadores de tensión conectados en estrella se deberá de conectar a la masa de los mismos uno de los bornes de cada devanado secundario utilizando para ello la toma prevista para dicho efecto en la caja de bornes del mencionado transformador.

Antes de tensionar un equipo se deberá de comprobar que

- Los diversos enlaces con los instrumentos de medición, control y protección correspondan al esquema final de la instalación.

- Comprobar que ningún devanado secundario de los transformadores de corriente haya quedado abierto.
- Verifique además que todo punto de conexión a tierra de los transformadores este sólidamente conectado a la tierra de la subestación.

3.3.5 PRUEBAS DE FUNCIONAMIENTO Y OPERACIÓN

El ingeniero responsable de la puesta en servicio de la instalación deberá de realizar las siguientes pruebas y controles a los equipos correspondientes al Patio de Llaves de la Subestación tales como:

3.3.4.1 Interruptores de Potencia

- ◆ Inspección visual de obras civiles y montaje.
- Acabado y nivelación de la cimentación.
- Montaje de polos (verticalidad, alineamiento, etc.).
- Montaje del comando.
- Conexiones eléctricas.
- Puesta a tierra.
- Contador de maniobras.
- Presión gas, aire, etc.
- Detección de fugas de gas, aire, etc.
- Protección anticorrosiva.
- ◆ Condiciones de operación (local, distancia, remoto, manual).

- Accionamiento a la apertura.
- Accionamiento al cierre.
- Tiempos de maniobra.
- Discordancia de polos.

- ◆ Enclavamientos
 - Eléctricos.
 - Mecánicos.

- ◆ Pruebas eléctricas y dieléctricas.
 - Medición resistencia de aislamiento.
 - Resistencia de contacto.
 - Señalización.

3.3.4.2 Seccionadores

- ◆ Inspección visual de obras civiles y montaje.
 - Acabados y nivelación de la cimentación.
 - Montaje de polos (verticalidad, alineamiento, nivelación, etc.).
 - Montaje y calibración de los varillajes de accionamiento.
 - Montaje del comando.
 - Conexiones eléctricas.
 - Puestas a tierra.
 - Protección anticorrosiva.
 - Montaje y calibración de la parte activa de los seccionadores.

- ◆ Condiciones de operación (local, distancia, remoto, manual).
- Accionamiento a la apertura.
- Accionamiento al cierre.
- Señalizaciones.

- ◆ Enclavamientos.
- Eléctricos.
- Mecánicos.

- ◆ Pruebas eléctricas y dieléctricas.
- Medición resistencia de aislamiento.
- Resistencia de contacto.
- Señalización.

3.3.4.3 Transformadores de Medida y de Protección

- ◆ Inspección visual de obras civiles y montaje.
- Acabados y nivelación de la cimentación.
- Montaje del transformador.
- Conexiones eléctricas.
- Puestas a tierra.
- Protección anticorrosiva.
- Conexiones de tipo de relación de transformación TC.

- ◆ Pruebas eléctricas y dieléctricas.
- Medición resistencia de aislamiento.
- Prueba saturación TC.
- Relación de transformación.
- Polaridad.
- Rigidez dieléctrica del aceite.

3.3.4.4 Pruebas de las instalaciones con tensión

Una vez tensionada la subestación se deberá de realizar una secuencia de pruebas en vacío a fin de verificar la correcta operación de los equipos instalados, estas básicamente son:

- ◆ En condiciones de operación: Distancia, local, manual y bloqueos.
 - Accionamiento a la apertura.
 - Accionamiento al cierre.
 - Señalización y Control.
-
- ◆ Durante los quince (15) días después de la Puesta en servicio deberá de realizar inspecciones visuales así como el control de las instalaciones en servicio.

3.3.5 ELABORACIÓN DE PROTOCOLOS DE PRUEBAS DE EQUIPOS DE 60 KV

Estos se indican al final del anexo.

3.4 SISTEMA DE REGULACIÓN AUTOMÁTICA

Uno de los objetivos primarios de cualquier sistema eléctrico es proporcionar a los usuarios de la energía eléctrica un voltaje compatible con el equipo que utilizan. Todo aparato eléctrico está diseñado para trabajar a cierto voltaje nominal para lograr su óptima eficiencia y máxima duración en servicio.

Para nuestro caso el cambiador de tomas bajo carga está concebido como un conmutador - selector de diseño tubular. Combina pues las características de un ruptor y un selector. El aceite de conmutación queda separado del aceite del transformador mediante un compartimento totalmente estanco

Existen diversos métodos para mejorar el perfil de voltaje en los sistemas eléctricos de transmisión. Entre estos se tienen los cambiadores de taps de carga en los transformadores, los capacitores para conexión/desconexión y los fijos, y los reguladores de voltaje por pasos. Para nuestro caso el tipo de regulador de tensión a usar será el de pasos.

Los cambiadores de taps de carga de los transformadores (a los que comúnmente se hace referencia como transformadores LTC, por load-tap changers), son en realidad combinaciones de transformadores y reguladores del tipo de pasos. El mecanismo de cambio de taps va montado dentro de un compartimento lleno de aceite, que comúnmente está llenado contra todo contacto con el núcleo y las bobinas. El cambio de taps se efectúa por medio de un interruptor trifásico en aceite,

de operación conjunta, que proporciona la regulación simultánea de los voltajes de las tres fases.

Todo control del regulador comprende tres partes principales:

1. Un dispositivo sensor de voltaje que hace que el monitoreo del voltaje de salida del regulador y envía una señal al circuito de control.
2. Una sección de amplificación o de conexión / desconexión, con o sin retardo, que retarda y/o transmite la señal.
3. Un circuito impulsor de motor que responde a la señal cerrando los contactos del relevador o haciendo accionar interruptores electrónicos que hagan que funcione el motor de cambio de taps para corregir el voltaje.

La salida del transformador sensor podrá ser alterada, a selección del operador, para reflejar la caída de voltaje entre el regulador y la carga. Esta caída que es función de la corriente de la carga y de la impedancia de la línea se modela conociendo la corriente que proceda de un transformador de corriente y los parámetros establecidos de compensación resistiva y compensación reactiva de la línea.

El voltaje compensado ahora por la caída en la línea, se relaciona en un comparador con el nivel de voltaje deseado como se ha establecido por un ajuste de nivel de voltaje y un ajuste de ancho de banda o de los límites del intervalo de voltaje tolerable.

Si el voltaje compensado excede del límite alto (o si es menor que el límite bajo), se activa un retardo. Este retardo ocasiona que el voltaje permanezca fuera de banda por un periodo de típicamente 30 a 80 s y asegura que el cambio de nivel de voltaje sea de duración suficiente como para justificar la acción del regulador.

Después de que se satisface el retardo pre-ajustado se energiza un motor de impulsión que acciona al cambiador de taps a la posición siguiente. El movimiento del cambiador de taps hace avanzar el contador de operación, mueve la aguja del indicador de posición de taps y enciende la luz del indicador de posición neutral, en caso de que sea aceptado.

Los reguladores sumergidos en aceite del tipo de pasos, de acuerdo con las normas ANSI están especificados a elevación de temperatura del aceite superior de 55°C. En las normas de reguladores también se especifica una temperatura de región caliente del devanado de 65 °C. La capacidad de soporte del cortocircuito de los reguladores estándar es de 25 veces la corriente normal de carga completa durante 2 s, y de 40 veces la corriente normal de carga completa durante 0.8 s hasta un máximo de 20 kA.

3.4.1 PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO

El regulador de tensión MK30E se utiliza para el control automático de transformadores con cambiadores de tomas en carga, que son operados mediante un accionamiento por motor. La activación del accionamiento por motor, que trabaja según el principio de marcha paso a paso, provoca el cambio de tensión del

arrollamiento del transformador de una toma. En el caso de que la marcha paso a paso haya sido eliminada, el accionamiento por motor se controla mediante una señal permanente.

En ambos caso el regulador de tensión da el comando de control “subir” o “bajar” al accionamiento por motor, cuando el valor actual de la tensión se diferencia, dentro de los límites preestablecidos, del valor de consigna.

Para compensar la caída de tensión debido a la carga, a lo largo de una línea que sale del transformador regulador y cuya tensión en el otro extremo se pretende mantener constante, se puede realizar un computaje de corriente que afecta el valor de consigna. Ello se realiza mediante una reducción interna de la componente resistiva y reactiva de la línea (Line-Drop-Compensation) o mediante una influenciación dependiente de la corriente de carga (compensación Z).

Reduciendo el valor de tensión de consigna, por medio de contactos de relés externos o de conmutadores, se pueden realizar, en caso dado, una reducción de carga del sistema, pre-programada de antemano, en como máximo 3 escalones.

Bloqueos por baja tensión y por sobrecorriente incorporados, así como el control de sobretensión, garantizan un servicio preponderantemente sin fallos.

3.4.1.1 Ajustes del sistema de regulación

Ajuste de la sensibilidad ($\Delta U_{max.}$) / Indicación de la diferencia relativa ($\Delta U\%$)

Se realiza mediante el pulsador sensitivo de doble aplicación.

Ajuste de la sensibilidad (ΔU_{\max})

El ajuste se realiza entre $\pm 0.5\%$ y $\pm 9\%$ del valor de consigna en pasos de 0.1% .

El valor ajustado se debe elegir de acuerdo con la tensión por escalón relativa a saber:

$$E (\pm\%) = (0.7 \dots 1.0) \times 100 \text{ Ust} / \text{Un}$$

E = sensibilidad %

Ust = Tensión por escalón en V.

Un = Tensión nominal en V

Para nuestro caso tenemos:

$$\text{Ust} = 565 \text{ V}$$

$$\text{Un} = 58000 \text{ V}$$

$$E (\%) = 0.92 \times 100 \times 565 / 58000$$

$$E (5) = 0.90 \%$$

Ajuste de la Diferencia Relativa ($\Delta U\%$)

Este se realizará mediante la siguiente expresión:

$$\Delta U \% = [(U \text{ valor actual} - U \text{ valor de consigna})/U \text{ valor de consigna}] \times 100$$

Para nuestro caso se tiene:

$$U \text{ actual} = 60000 \text{ V}$$

$$U \text{ valor consigna} = 58000 \text{ V.}$$

Reemplazando se obtiene:

$$\Delta U \% = 0.5 \%$$

Ajuste del Bloqueo por sobreintensidad

Este bloqueo por sobreintensidad evita conmutaciones del cambiador habiendo sobrecarga.

El regulador de tensión se bloquea cuando la sobrecorriente porcentual sobrepasa el valor de bloqueo. Dado que la corriente nominal del transformador de potencia y la corriente nominal del transformador de intensidad son por lo general diferentes, siendo por consiguiente necesario realizar el ajuste del factor de corriente nominal. Este último es la relación entre la corriente nominal del transformador de potencia a la corriente nominal del transformador de intensidad:

$$\mathbf{K} = \mathbf{I \text{ nom del trafo de potencia} / I \text{ nom del trafo de intensidad}}$$

Para nuestro caso:

$$I \text{ nom trafo de potencia} = 1436.5 \text{ A}$$

$$I \text{ nom trafo intensidad} = 1500 \text{ A}$$

De donde se obtiene:

$$K = 0.96$$

3.4.2 PROCEDIMIENTO PARA LA CALIBRACIÓN DEL SISTEMA DE REGULACIÓN

Para realizar el ajuste del sistema de regulación deberemos de tener en cuenta lo siguiente:

El ajuste del nivel del voltaje es el voltaje al cual debe mantener el regulador su salida expresado sobre la base de 110 V (voltaje en el “centro de la carga” de emplearse compensación por caída de la línea).

Así mismo para evitar una condición de oscilación del regulador, se fija un ancho de banda para definir los límites de voltaje aceptables alrededor del ajuste del nivel de voltaje. El ancho de banda establecido es el intervalo total, de tal manera que un regulador ajustado para 110 V con un ancho de banda de 2 V estará en “banda” si la salida esta comprendida entre 108 V y 112 V. el ajuste del ancho de banda debe ser mayor que el cambio de voltaje esperado de un solo cambio de taps; de lo contrario se presentará una situación de oscilación. Más allá de esto, se trata de un juicio cualitativo; un ajuste más bajo mantendrá una tolerancia mas cerrada en el voltaje de salida, y uno más alto reducirá las operaciones del cambiador de taps, alargando la vida del regulador.

El retardo es la duración del tiempo afuera de la banda prescrita que se requiere antes de la actuación del cambiador de taps. Como se indicó antes, esto es muy

importante en las operaciones en cascada. De lo contrario se ajustará típicamente a 30 ó 80 s a fin de evitar respuestas indebidas rápidas a las fluctuaciones del voltaje de la línea.

El uso de compensación por caída en la línea ocasiona que el regulador mantenga el ajuste del nivel de voltaje en un punto remoto del regulador, mas que en posición de este. La ilustración clásica de la aplicación de la compensación por caída en la línea implica un “centro de carga” situado a algunos kilómetros de la subestación. Dado que la línea es inductiva por naturaleza, esto implica mantener un voltaje mas alto en la subestación, porque el aumento del voltaje de incremento es una función de la impedancia de la línea (resistiva y reactiva) y de la corriente de la línea.

En los transformadores diseñados para mantener un voltaje constante en un sistema de potencia, la razón o relación de transformación cambia generalmente al aumentar o disminuir el número de vueltas activas en un devanado con respecto a otro devanado. Como la relación de vueltas del transformador debe cambiarse sin interferir con la carga, se disponen medios para derivar la corriente de la carga de un tap del devanado al siguiente. Para este fin se utiliza, generalmente un transformador auxiliar de prevención diseñado para limitar la corriente circulante que resulta a un valor seguro durante el intervalo en que se hace el puenteo de dos taps adyacentes. A causa de la corriente circulante y de la corriente de carga que pasa por la impedancia limitadora de corriente, siempre tiene lugar un arqueado al cambiar el circuito de potencia de un tap a otro.

El mecanismo que mueve el cambiador de taps, y el control de este mecanismo, deben iniciarse de manera que una vez iniciado un cambio de tap, haya la seguridad de llevarlo hasta su término. Todos los mecanismos para el acoplamiento mecánico entre el motor de operación y los interruptores para cambio de tap requieren de medios para mantener el motor energizado hasta que se haya logrado el cambio de tap y para puentear el cambiador de taps a descansar en cada posición de operación. Se debe evitar la necesidad de paro extremadamente exacto del motor al arreglar las partes de manera que motor pueda trabajar por inercia un poco después de alcanzar la posición de operación sin mover el cambiador de taps en torno a la posición de operación. Los mecanismos para motor se proporcionan con interruptores limitadores y potes mecánicos para evitar que vaya el mecanismo mas allá de las posiciones límites.

Los contadores de operación y los indicadores de posición son auxiliares normales de operación en la mayoría de transformadores de potencia, usualmente los indicadores de posición de tipo remoto son del tipo autosincronizante y del tipo digital.

Control automático para cambiadores de taps; en la práctica se acostumbra usar alguna especie de dispositivo medidor de voltaje para controlar la operación del motor que mueve el cambiador de taps. Estos dispositivos pueden ser mecánicos, con o bien pueden consistir en una red eléctrica, por lo general, un circuito de puente que da el equilibrio contra el voltaje de un diodo zener. Con cualquiera de los dos tipos de dispositivo, un voltaje mayor que un límite superior deseado pone en marcha el motor que impulsa al cambiador de taps para cambiar al tap de voltaje

inferior siguiente; de modo semejante, un voltaje menor que el límite inferior deseado ocasiona un cambio al tap siguiente de voltaje mayor.

El circuito incluye por lo general un retardo para evitar que se den cambios de taps que ocurrirían innecesariamente por variaciones de voltaje de duración muy breve. También incluye un compensador de caída en la línea para facilitar el mantenimiento del voltaje dentro de una banda dada en un punto (centro de la carga) situado a cierta distancia del transformador. El compensador de caída en la línea introduce una señal en el circuito del regulador de tensión. Esto representa la caída de voltaje debido a la impedancia de la línea entre el transformador y el centro de la carga.

3.4.3 PROCEDIMIENTO PARA LA PUESTA EN SERVICIO DEL REGULADOR DE TENSIÓN MK30E

Antes de entrar en servicio se recomienda verificar el conexionado total y las tensiones de medición y de servicio. Para evaluar la forma de trabajar del regulador de tensión es conveniente el empleo de un instrumento de medida a fin de obtener las lecturas procedentes del transformador de tensión. (valor de medida).

Se deberá de seguir el procedimiento indicado a continuación:

- Seleccione el modo de operación en posición manual.
- Medición del valor de medida (tensión del transformador de tensión) en el display.

- Fijación del valor de consigna; llevar el cambiador de tomas mediante control manual del accionamiento por motor hasta tal punto que el valor de medida deseado es alcanzado.
- Realizar el ajuste del valor de consigna $U_{cons.}$ a este valor según lo indicado anteriormente.
- Ajustar la sensibilidad $\Delta U_{m\acute{a}x}$, según lo indicado anteriormente hasta $\pm 0.5\%$. En la mayoría de los casos se encuentra el regulador de tensión en equilibrio (no hay señal previa). En caso contrario ajustar el equilibrio del regulador modificando el valor de consigna en pasos de 0.5 V. Con ello el regulador de tensión esta fijado a una posición de servicio definida del cambiador de tomas (posición de valor de consigna con carga normal).
- Ajuste de la sensibilidad ΔU_{max} de acuerdo con la tensión por escalón (ajuste de servicio).

$$E (\pm\%) = (0.7...1.0)100 \times U_{st}/U_n$$

$$E = \text{Sensibilidad}$$

$$U_{st} = \text{Tensión por escalón}$$

$$U_n = \text{Tensión nominal.}$$

- Ajuste de la temporización TIEMPO 1/ TIEMPO 2

Poner el conmutador de corredera lin./int. En posición lin.

Ajustar TIEMPO 1 a 10 seg, mover el cambiador de tomas mediante el comando manual hacia “subir” en un escalón, la señal previa “bajar” debe encenderse; pasar

el selector de modo a la posición AUTO, después de 10 seg. el regulador de tensión debe volver a llevar el cambiador de tomas a la posición de servicio anterior. La señal previa se apaga. poner ahora el selector de modo a la posición MANUAL y volver a repetir el proceso de regulación en el sentido “bajar”.

Ajustar TIEMPO 2 en 5 seg. pasar la llave selectora de modo a posición MANUAL, llevar el cambiador de tomas por comando manual 2 escalones en el sentido “subir”. La señal previa “bajar” debe encenderse. Llevar la llave selectora de modo a la posición AUTO; después de 10 seg el cambiador de tomas debe volver a retroceder en 1 escalón y después de otros 5 seg volver a sus posición de servicio original.

Ajuste ahora el TIEMPO 1 y TIEMPO 2 a los valores deseados.

Si el TIEMPO 2 no se emplea, es necesario ajustarlo en OFF.

Para el TIEMPO 1 es recomendable realizar un ajuste previo de 100 seg. la temporización definitiva según los datos de servicio puede ser definitiva recién después de un tiempo de observación prolongado. Para ello es recomendable registrar la variación de la tensión instantánea y el número de cambios de tomas por día.

Si se desea un comportamiento temporal inversamente proporcional del regulador de tensión se debe pasar la llave corrediza a la posición int.

La temporización TIEMPO 1 depende entonces de la relación diferencia del valor de consigna a la sensibilidad ajustada.

- Ajustar el bloqueo por baja tensión $U < a$ 85 % del valor de consigna llevar el selector de modo a la posición MANUAL, a fin de cambiar el valor de consigna existente por ejemplo de 110 V al valor de $110/0.85=130$ V, de manera que el valor actual existente corresponda al valor porcentual de bloqueo ajustado.

La señal previa “subir” debe encenderse. Llevar la llave selectora de modo a la posición AUTO. Después de aproximadamente 10 seg abre el contacto C25 : a26, e26, c24 debida a que el relé K5 se energizó. Además el relé de salida “subir” (terminal c25 : a18) no emite comando.

Ajuste ahora el valor deseado del bloqueo por baja tensión.

- Ajuste el registro de sobretensión $U > a$ 115 % del valor de consigna. Pasar la llave selectora de modo a la posición MANUAL, ajustar el valor de consigna existente para nuestro caso 110 V al valor de $110/1.15 = 95$ V, de manera que el valor actual existente corresponda al valor de respuesta ajustado. La señal previa “bajar” debe encenderse. El relé de salida “bajar” emite periódicamente comandos a intervalos de 1.5 seg. El relé de señal K4 opera (contactos C25 : a24, c24, c22).

Ajuste el umbral de respuesta deseado del registro de sobretensión, y volver el valor de consigna al valor original.

- Ajuste del bloqueo de sobreintensidad $I >$ y del factor de corriente nominal K .
El control de esta función no es necesario.
- Ajuste del LDC. Pasar la llave selectora de modo a la posición MANUAL.

Ajuste para $U_x = U_r = 0$, la señal previa no debe encenderse.

Ajuste $U_x = 0$, $U_r = 10$ V (indicación A10), la señal previa “subir” debe encenderse.

Ajuste $U_x = 0$, $U_r = -10$ V (indicación -A10), la señal previa “bajar” debe encenderse.

Ajuste $U_x = 10$ (indicación A 10), $U_r = 0$, la señal previa “subir” debe encenderse.

Ajuste $U_x = -10$ (indicación -A 10), $U_r = 0$, la señal previa “bajar” debe encenderse.

Si durante esta verificación se observan otras señales previas, se debe controlar el conexionado de los transformadores de medida (posición relativa de las fases del secundario de los transformadores de intensidad y de tensión).

Realizar el ajuste del LDC según los valores de protocolo.

Pasar la llave selectora de modo a la posición AUTO.

Controlar el ajuste observando la tensión al final de la línea en servicio, con diferentes cargas.

Estando correctamente ajustado la tensión al final de la línea permanece constante.

- Ajuste de la compensación Z , alternativa al LDC.

Pasar la llave selectora de modo a la posición MANUAL.

Pasar el conmutador de corredera a la posición Z-Comp.

Ajustar PENDIENTE=0, el regulador de tensión esta en equilibrio y no hay señal previa. Ajustando ahora PENDIENTE=15% se debe encender la señal previa “subir”. Realizar el ajuste de la compensación Z para el servicio.

Poner la llave selectora de modo en posición AUTO.

Verificar el ajuste observando la tensión al final de la línea en servicio con diferentes cargas. Siendo el ajuste correcto, la tensión al final de la línea permanece constante.

- Ajuste de la reducción de carga para REDUCCION DE TENSION 1, 2 y 3 a los valores deseados. Pasar la llave selectora de modo a la posición MANUAL puentear los terminales C41 :e26 y C41 : a26, la señal previa “bajar” debe encenderse al igual que la indicación LED para “reducción de tensión 1”.

Proceder sucesivamente de la misma manera para REDUCCIÓN DE TENSIÓN 2 y 3 puentear los terminales C41:e26, e24 y C41: e26, a24.

Finalmente, poner la llave selectora de modo en la posición AUTO.

El registro de la tensión actual se efectúa con el valor efectivo correcto. Sin embargo; si la curva senoidal esta tan distorsionada que ocurren pasos por cero irregulares, se producen mediciones erróneas.

3.4.4 ELABORACIÓN DEL PROTOCOLO DE PRUEBAS

Se muestran en la página siguiente.

PROTOCOLO DE REGULADOR DE TENSION MK30E

S E T : PUENTE PIEDRA

CARACTERISTICAS

	REG. DE TENS. TR-I	REG. DE TENS. TR-II	DISP. PARALELO		
01. Marca	MR	MR	MR		05. T. Tensión
02. N° Fabrica					06. T. Corriente
03. N° Kardex					07. Conexión
04. Año Fabric.					

DESCRIPCION

DISPOSITIVO REG. DE TENSION		TRAFO I	TRAFO II	REAJUSTE 01	REAJUSTE 02
01. Llave Selectora de Modo	Manual				
	Automático				
02. Voltaje de Referencia (V)					
03. Ajuste de Sensibilidad E (%)					
04. Sensor para bloqueo baja tensión : U					
05. Sensor para registro sobretensión : U					
06. Diferencia Relativa (ΔU %)					
07. Posición Conmutador de Corredera.	Lineal				
	Integrado				
08. Conmutador de Corredera	Local				
	Remoto				
09. Ajuste de Temporización	Time 1				
	Time 2				
10. Ajuste del bloqueo por sobreinten. (I)					
11. Ajuste del factor de I nominal (K)					
12. Caída de tensión resistiva : U_r en V.					
13. Caída de tensión reactiva : U_x en V.					
14. Ajuste elev. de tensión (VOLTRISE %)					
15. Ajuste limit. de elev. de tensión (LIMIT %)					
16. Ajuste reduc. de carga					

DISP. DE MARCHA EN PARALELO SKB 30E

01. Ajuste del valor de Estabilidad (%)				
02. Ajuste Umbral de Respuesta (Sensitivity %)				
03. Ajuste Retardo de Tiempo (Time Delay %)				

MANTENIMIENTO DE LOS EQUIPOS

01. Estado de los sellos	Reg. de Tensión				
	Disp. Paralelo				
02. Limpieza de los Equipos	Reg. de Tensión				
	Disp. Paralelo				
03. Revisión y ajuste de las hornerías.	Reg. de Tensión				
	Disp. Paralelo				

FECHA :

FIRMA :

OBSERVACIONES :

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA

**FACULTAD
ING. MECÁNICA**

Actualizado :

Revisado :

Fecha : Lima, Diciembre de 1999

3.5 TRANSFORMADOR DE POTENCIA 60/10 KV

Los transformadores de potencia constituyen uno de los elementos más importantes en los sistemas eléctricos de potencia, debido a que en las grandes redes eléctricas o en las instalaciones industriales formando parte de las subestaciones eléctricas en cualquiera de sus modalidades como elevadores en las plantas generadoras, reductoras o de enlace, por lo que su continuidad de servicio es muy importante lo que significa que además de una buena técnica de diseño y construcción de transformadores de potencia que existe actualmente, es necesario que se dispongan de elementos de protección contra las posibles fallas que se presenten.

A diferencia de los alternadores, los transformadores de potencia por el simple hecho de ser máquinas estáticas presentan un problema de protección mucho menos elaborado que pueden variar dependiendo del tamaño del transformador por proteger siendo así que en transformadores de 1 MVA o menores se puedan emplear protecciones tan simples como el uso de fusibles en alta tensión y la llamada protección de Buchholz o relés temporizados de acción rápida y fusibles.

En general se deben proteger los transformadores de potencia contra elevaciones de temperatura en el aceite para lo cual se emplean termómetros especiales, protección contra sobrecargas para lo cual se emplean los llamados elementos de imagen térmica con relés térmicos.

Los principales defectos o fallas en los aislamientos de un transformador son:

- Elevación de temperaturas a límites superiores de los admisibles en los devanados del transformador.
- Sobretensiones de origen atmosférico (o por maniobras en los interruptores en algunos casos).

Las sobrecargas permanentes o temporales pero que se presentan con frecuencia y que son tolerables en condiciones de operación mas o menos normales conducen a un envejecimiento prematuro de los aislamientos en los devanados que finalmente se pueden manifestar como cortocircuitos entre espiras de una misma fase o entre fases.

Desde el punto de vista de su estudio las fallas en los transformadores se pueden clasificar en tres grandes grupos:

1. Fallas en el equipo auxiliar que forman parte del transformador.
2. Fallas en la parte interior del transformador, como son los devanados y conexiones.
3. Sobrecargas y cortocircuitos internos.

- **Fallas en el equipo**

En particular en los Transformadores de Potencia de gran capacidad los elementos considerados como auxiliares del transformador pueden alcanzar un número considerable y en algunos casos una falla en estos elementos auxiliares se puede manifestar o traducir en una falla del transformador mismo, esto

significa que es importante prevenir las fallas en estos equipos con el propósito de evitar fallas mayores en el transformador mismo como serían por ejemplo; los cortocircuitos entre espiras de una misma fase o entre devanados de alto y bajo voltaje o bien entre devanados de dos fases distintas. Se considera como equipo auxiliar el siguiente:

Aceite del Transformador

Un bajo nivel de aceite en los transformadores resulta peligroso debido a que partes vivas como son los conductores conectados a las boquillas o conductores de las bobinas que se deben encontrar sumergidos en aceite, se encuentren expuestos a fallas por ruptura dieléctrica cuando baja el nivel. Es por esta razón que deben instalarse indicadores de nivel de aceite con contactos que accionen un alarma y posteriormente provoque la apertura del transformador.

Colchón de Gas

El deterioro del aceite en los transformadores y aislamiento se puede minimizar si el oxígeno y las mezclas derivadas de éste son excluidas del espacio gaseoso dentro del transformador. Como la presión de operación dentro del tanque puede tener un rango de variación muy amplio, no siempre es recomendable instalar tanques completamente sellados, en los casos que se usen estos tipos de tanques se deben usar también medidores de presión

con el objeto de tener una indicación visual de la presión dentro del transformador.

En algunos casos se instala el tranque conservador con el objeto de minimizar la expansión y contracción de aceite agregándose además sales de aluminio para evitar que se filtre la humedad.

En algunos casos se instala un cilindro de nitrógeno entre el transformador y el medio exterior para poder controlar la presión que generalmente se fija entre 0.5 y 0.8 Atm., en este caso y en cualquier otro que se emplee control de presión se debe instalar indicadores con alarma por baja presión.

Bombas de Aceite y ventiladores de aire forzado:

La temperatura máxima del aceite generalmente es un indicador de la carga con la que opera el transformador de manera que un aumento de temperatura del aceite puede ser una indicación de una sobrecarga o también una falla en el sistema de enfriamiento que según sea el tipo de enfriamiento empleado por el transformador, puede ocurrir en la bomba de aceite (para enfriamiento FOA), el bloqueo de alguna válvula de los radiadores o bien la no operación de los ventiladores (para enfriamiento OA/FA).

Para detectar este tipo de falla normalmente se instala un termómetro con contactos de alarma que indican elevación en la temperatura del aceite del transformador por cualquiera de las fallas señaladas anteriormente. Cuando

se utiliza bomba de circulación de aceite es conveniente instalar un indicador de flujo de aceite.

Aislamiento del núcleo y bobinas

Las fallas iniciales que ocurren en forma incipiente pueden degenerar en fallas mayores si no se tiene cuidado en las etapas iniciales, en principio las fallas en los aislamientos se pueden presentar por cualquiera de las siguientes causas:

1. El aislamiento entre las terminaciones del núcleo y los tornillos empleados para su sujeción puede ser de baja calidad o se puede dañar durante el montaje.
2. El aislamiento entre bobinas y entre bobina y núcleo o bien el aislamiento en los conductores puede ser de baja calidad y se puede dañar durante la construcción del transformador o bien puede perder sus características por envejecimiento o continuas sobrecargas.
3. Conexiones o uniones mal hechas durante la construcción.

Este tipo de fallas incipientes generalmente producen gases dentro del transformador y se pueden detectar generalmente antes de que causen males mayores mediante el uso de relés que operen a base de presión de gas, denominados relés de Buchholz, los cuales se instalan en un tubo que une al tanque del transformador.

- **Fallas en la parte interior**

Las fallas eléctricas en los devanados que pueden causar daño en forma inmediata se clasifican de la siguiente forma:

1. Fallas entre las espiras adyacentes de un mismo devanado (alto voltaje o bajo voltaje) o bien fallas de fase a fase en la parte exterior o en los devanados mismos, o bien cortocircuitos entre espiras de alto o bajo voltaje.
2. Falla a tierra o a través de todo el devanado o bien falla a tierra en los terminales externos de alto o bajo voltaje.

Estas fallas se detectan por un desbalance en las corrientes o en los voltajes y su inicio tiene orígenes diversos; por ejemplo, una falla entre espiras se puede originar con un punto de contacto resultante de las fuerzas mecánicas o del deterioro del aislamiento debido a las sobrecargas excesivas, pérdida de alguna conexión o bien, ruptura dieléctrica del aislamiento del transformador debido a algún impulso de tensión.

Las fallas a tierra a través de grandes proporciones del devanado pueden originar valores considerables de corrientes de falla a tierra y por consiguiente producir grandes cantidades de gas debida a la descomposición del aceite, por lo que no es difícil detectar estas fallas, sin embargo se requiere eliminarlas rápidamente con el objeto de evitar daños.

- **Sobrecargas y cortocircuitos externos**

Los transformadores se pueden encontrar sometidos a sobrecargas durante largos periodos de tiempo estando éstas limitadas por el límite de la elevación de temperatura de los devanados y el medio refrigerante que se use. Las sobrecargas excesivas en los transformadores producen deterioros en los aislamientos y fallas subsecuentes por lo que se ha indicado con anterioridad es necesario tener indicadores de temperatura con alarma de tal forma que indiquen oportunamente cuando los límites permisibles de temperatura se están excediendo.

Los cortocircuitos externos en los transformadores sólo se encuentran limitados por la del transformador, de manera que si el valor de la corriente es pequeño, la corriente de cortocircuito puede resultar excesiva y producir en el transformador esfuerzos mecánicos debido a los esfuerzos magnéticos que originan desplazamientos en las bobinas o fallas en las conexiones.

3.5.1 ASPECTOS A CONSIDERAR EN LA EJECUCIÓN DE PRUEBAS DEL TRANSFORMADOR DE POTENCIA

Previamente analizaremos algunos aspectos que se consideran importantes para el efecto de las pruebas a llevarse a cabo en los transformadores de Potencia

3.5.1.1 Protección por relé Buchholz

El Relé Buchholz se emplea en los transformadores de Potencia que emplean aceite como medio refrigerante y tienen tanque conservador. Permite detectar las fallas en el interior del transformador, complementándose con elementos que detectan fallas externas al mismo.

El principio de operación del Relé se basa en el hecho de que cualquier falla que se origina en el interior de un transformador de potencia esta precedida por otros fenómenos a veces no perceptibles pero que a medida que transcurre el tiempo pueden provocar fallas más graves que eventualmente producen daños severos en el transformador, por lo que resulta importante detectar las fallas incipientes y evitar señales de alarma acústica o bien óptica sin que necesariamente se envíe una señal de disparo al interruptor que deje fuera de servicio al transformador. Las fallas más importantes que pueden ser detectadas por el Relé Buchholz son las siguientes:

1. Cuando alguna conexión interna en cualquier parte de los devanados de un transformador llega a producir la discontinuidad eléctrica momentánea produce un arco eléctrico que puede alargarse si se produce la fusión de los conductores y transmitirse a otras partes de los devanados pudiéndose provocar un cortocircuito severo que cause daños graves al transformador. El arco eléctrico inicial en presencia del aceite refrigerante del transformador produce gases que se manifiestan como humos y que hacen operar al Relé.
2. Cuando se produce una sobrecarga brusca o un cortocircuito, se manifiesta esto como un fuerte aumento en la temperatura de las capas interiores de

los devanados hacia el exterior de manera tal que el aceite refrigerante que se encuentre en contacto con las bobinas se volatiliza y se descompone, los gases producto de esta descomposición circula hacia el exterior de los devanados produciendo burbujas que rechazan la correspondiente cantidad de aceite traduciéndose esto como una fuerte circulación que normalmente es detectada por el relé Buchholz.

3. Algunas veces por deficiencia en la fabricación de los transformadores de potencia y algunas otras como una consecuencia de cortocircuito que se presentan, el núcleo sufre pequeñas deformaciones con respecto a la condición original que debería tener lo que produce un incremento considerable en las corrientes de circulares que a su vez produce un aumento brusco de temperatura con la consecuente producción de gases que deben ser detectados por el relé Buchholz.
4. Una falla de aislamiento a tierra se traduce en un cortocircuito de fase a tierra con presencia de un arco eléctrico que volatiliza y descompone el aceite siguiendo el mecanismo de circulación de aceite por las burbujas de gas en el interior del transformador y que deben ser detectadas por el relé Buchholz.

Estas fallas de aislamiento de los devanados a tierra frecuentemente son producidas por Sobretensiones atmosféricas o por maniobra de interruptores en ciertas condiciones de operación del transformador o de la red, por lo que la protección contra este tipo de Sobretensiones debe ser considerado como parte importante en el diseño de instalaciones relacionadas con la protección del circuito eléctrico contra sobretensiones.

5. La descomposición química del aceite se puede presentar por diversas circunstancias que van desde la mala calidad del aceite hasta sobrecargas continuas, el proceso de descomposición trae como consecuencia la producción de gases por ocurrencias de descarga que en un principio pueden traducirse en arcos eléctricos que a su vez producen una mayor cantidad de gases que deben ser detectados por el relé.

Desde el punto de vista de la instalación el relé Buchholz se encuentra localizado en el tubo que va desde el tanque del transformador al tanque conservador o de expansión. Presenta dos contactos de salida uno de ellos es el de alarma y el otro es el que me da la orden de apertura del transformador.

Con respecto a las pruebas que se efectúan sobre este relé tenemos la actuación del contacto de alarma, el cual debe producir el despliegue visual en el módulo de señalización, como primera etapa y posteriormente al activar el otro contacto deberá de producir la apertura del interruptor de potencia correspondiente al lado de alta y de baja para ello previamente deberá de haber cerrado ambos interruptores a fin de verificar dicha actuación. Es importante indicar que esta prueba se realiza también en el relé del conmutador bajo carga, en la válvula de seguridad y en los indicadores de nivel de aceite.

3.5.1.2 Protección de imagen térmica

Las corrientes de sobrecarga o de cortocircuito en las instalaciones como se saben producen efectos térmicos y dinámicos, el principio de operación de la

protección por imagen térmica es aproximadamente similar a aquellas de algunas protecciones de tiempo pendiente y su principio es mas fino en cierto modo que el empleado para la operación de fusibles.

La corriente que recibe o entrega una máquina o bien que circula por una línea de transmisión por lo general requiere de algún medio de protección contra el efecto térmico que produce, en los modelos de protección se basa en la deformación de una lámina bimetálica y el subsecuente cierre de un contacto es decir que una sobrecarga o corriente de cortocircuito se detecta por el relé como una acumulación de calor por el efecto Joule.

La acción de intervención se presenta sólo cuando la cantidad de calor acumula supera por frecuencia y duración una determinada temperatura de bimetálica. Este tipo de protección cuando no toma en consideración las condiciones ambientales y climatológicas puede provocar intervenciones innecesarias, por otra parte un ajuste en la protección demasiado elevado para evitar estos disparos o accionamiento innecesarios de la protección, puede producir en condiciones ambientales desfavorables daños graves por calentamientos excesivos.

Es decir que la intervención de un relé de imagen térmica aunque es aparentemente simple debe cumplir con ciertos requerimientos operacionales como son:

1. Adecuar la capacidad térmica del relé a aquella de la máquina de modo que se obtenga una curva de tiempo corriente que tenga la misma forma.

2. Introducir dispositivos de compensación adaptados para corregir las variaciones bruscas de temperatura en los casos (a veces frecuentes) de instalación de máquinas eléctricas y los relés en ambientes distintos, como por ejemplo en el interior y exterior de una planta generadora.
3. Corregir la relación de transformación de los transformadores de corriente de manera tal que la corriente que circule por ellos este en fase y de acuerdo a la que circula por la máquina. Una situación que se puede presentar complicada en el caso de la protección de imagen térmica, es el de máquinas que se encuentran instaladas en ambientes cambiantes, que por lo general representan el caso más frecuente, como es el caso de máquinas (especialmente transformadores de potencia) que se encuentran a la intemperie y por lo tanto expuesto a todos los cambios climatológicos y que es distinto a la instalación al interior y que inclusive puede ser climatizada. En las temporadas calurosas como la del verano, las máquinas se encuentran bajo la acción de los rayos solares y se puede tener un incremento de temperatura respecto a los de régimen normal de 40 ó 50 °C, mientras que los relés que no se encuentran expuestos al sol o al ambiente externo no resisten cambios de mas de 10 ó 15 °C por ejemplo. Esto significa que la protección de imagen térmica debe de estar preferentemente compensada para considerar diferentes casos y evitar errores en lo posible.

Antes de energizarse un transformador de potencia, sobre todo cuando este no ha sido tensionado por mucho tiempo deben de realizarse las siguientes pruebas básicas para la verificación del estado interno del transformador:

- Factor de Potencia del aislamiento.
- Resistencia del aislamiento.
- Pruebas de la calidad del aceite.

El muestreo del Aceite, deberá de realizarse siguiendo el siguiente procedimiento; las muestras serán tomadas del fondo del tanque, para tal fin existe en la parte inferior del transformador una válvula para el muestreo del aceite. Se utilizará un tubo patrón de metal o vidrio a fin de obtener una muestra del fondo del tanque de aceite. Estas deberán de ser obtenidas después de que el aceite se haya asentado por algún tiempo esto varia desde 8 hr hasta varios días dependiendo del volumen del transformador.

Al sacar muestras de aceite de una válvula de muestreo, debe desecharse el primer aceite que salga para que la muestra provenga del fondo del recipiente que lo contiene y no del tubo de muestreo. Examine la muestra en un frasco de vidrio transparente para ver si tiene agua libre, la cual es observable en cualquier cantidad. El recipiente en que se ponga la muestra debe ser una botella de vidrio de boca grande, de un litro o mayor, con tapón de corcho o de vidrio. Las botellas deben ser de color ámbar si se van a guardar las muestras para probarlas posteriormente por color o por características de formación de lodos. Estas se encuentran en las normas ASTM 923-81.

3.5.1.3 Prueba por resistencia dieléctrica del aceite

El accesorio de prueba debe limpiarse perfectamente para separar las partículas de fibra que tengan y enjuagarse con una parte del aceite que se va a probar. El

accesorio de prueba debe llenarse con aceite, deben estar ambos el aceite y el accesorio a la temperatura ambiente. Deje pasar tres minutos para que escapen las burbujas de aire antes de aplicar voltaje. Las pruebas se hacen por dos métodos. El método ASTM D877-82 utiliza electrodos de bordes encuadrados de 1 in de diámetro separados por una distancia de 0.1 in y un régimen de elevación de voltaje de 3000 V/s. El método ASTM D1816-82 utiliza electrodos especiales de superficie con radios espaciados a 0.04 in, con circulación continua de aceite, y un régimen de elevación de voltaje de 500 V/s. Esta última prueba es mas sensible a una humedad ligera o a una contaminación ligera por partículas, en cualquiera de los dos casos se toma el voltaje promedio para cinco desintegraciones como la resistencia dieléctrica del aceite. La resistencia del aceite nuevo debe exceder el valor mínimo para un buen aceite como se muestra en la tabla 5. (ver norma ANSI/IEEE C57.106-1977).

TABLA 5

Resistencia dieléctrica medida en KV por ASTM D877-82	Resistencia dieléctrica medida en KV por ASTM D1816-82	Condición del Aceite
30 o más	29 o más	Bueno
26 a 29	23 a 28	Utilizable
Abajo de 26	Abajo de 23	Deficiente

3.5.1.4 Resistencia de Aislamiento

La resistencia de aislamiento indica el grado de sequedad sólo cuando el transformador sea secado sin aceite. Si se mide la resistencia inicial a la temperatura ambiente, que puede ser alta, aunque el aislamiento no este seco, pero al calentarse el transformador, bajará rápidamente.

Al avanzar el secado a temperatura constante, la resistencia del aislamiento aumenta, por lo general de manera gradual hasta que, al término del periodo de secado, en cuyo momento aumenta con bastante rapidez para estacionarse en un nivel alto. El secado debe continuarse hasta que sea constante la resistencia durante un periodo de 12 h.

3.5.1.5 Lecturas del factor de Potencia del aislamiento.

Estas lecturas tomadas a 60 Hz, indican el grado de sequedad. Primero se incrementa el factor de potencia al aumentar la temperatura y luego desciende gradualmente a medida que avanza el secado. El secado debe continuarse hasta que el factor de potencia sea constante durante un periodo de 12 h. Si se mide el factor de potencia en transformadores secados con su aceite dentro por el método de cortocircuito, debe usarse tal medida para complementar las pruebas de aceite como una medida de sequedad.

3.5.2 DESCRIPCIÓN DE LAS PRUEBAS REALIZADAS

Al aplicar voltaje por primera vez en el caso de ser posible se debe de aplicarse una tensión gradual la cual se subirá lentamente hasta alcanzar su valor final, con el objeto de descubrir cualquier conexión equivocada u otro problema y antes de que cause algún daño. Después de haber aplicado con éxito el voltaje completo es recomendable hacer funcionar el transformador **sin carga** durante un periodo breve.

Cuando el transformador se energiza por primera vez, debe mantenerse en observación durante las primeras 8 h. Verifique y registre la temperatura del aceite, la temperatura de los devanados, la presión del tanque y la temperatura del ambiente. Esté siempre alerta, en particular a cualquier cambio súbito. Después de 7 días de operación, revise si hay fugas de aceite. Elimine todas las fugas posibles. La observación debe continuarse sobre un programa diario durante 7 días, y luego debe hacerse semanal durante el primer mes de operación para el análisis del gas en el aceite. Este análisis debe repetirse anualmente.

La inspección interna en los transformadores no se hace necesaria excepto que haya una indicación específica de problema. El análisis del aceite es un buen método para descubrir problemas potenciales. El asentamiento de lodos en el aceite, la baja resistencia dieléctrica, la humedad en el aceite o la presencia de gases combustibles son condiciones que pueden ameritar una inspección interna del transformador.

La generación de gas combustible indica generalmente que existe un problema interno (no necesariamente serio). El análisis de gas ayuda, a veces, a identificar el origen. Si se continúa la recolección de gas combustible sin descubrir alguna causa, la medición de voltaje de descarga parcial puede establecer si hay o no una falla interna. Obviamente la ocurrencia de perturbaciones severas del sistema, la incidencia de una falla pasante o la operación de un cortocircuito serían también razones para la inspección interna de un transformador.

3.5.3 CÁLCULO DE LOS VALORES DE AJUSTE DEL MONITOR DE TEMPERATURA

El monitor de Temperatura Electrónico Multifase es un equipo complementario del transformador de potencia el cual monitorea continuamente hasta 3 temperaturas de devanado y la temperatura del líquido de un transformador de potencia.

En operación automática, el medidor de TEMPERATURA DEL DEVANADO (WINDING TEMPERATURE) indica continuamente la temperatura simulada del devanado de la fase más comprometida térmicamente. El medidor TEMPERATURA DEL LIQUIDO (LIQUID TEMPERATURE) despliega continuamente la temperatura del líquido.

Presenta 6 relés de salida independientes los cuales operan automáticamente a temperaturas predeterminadas, respondiendo ya sea a la temperatura del líquido o a la temperatura simulada del devanado, dependiendo de la configuración planteada. Las operaciones de estos relés de salida son indicadas por 6 LEDS ubicados en la parte frontal del equipo.

La alimentación de energía al monitor de Temperatura se puede indicar continuamente mediante el relevador de estado del sistema de energía conectado en el modo falla - seguro.

El monitor de temperatura esta diseñado para proporcionar salidas continuas de 0-1 mA o 4-20 mA para la temperatura de líquido y para las temperaturas de los devanados de hasta 3 fases individuales.

El monitor de temperatura electrónico para transformadores en aceite proporciona una indicación confiable de las temperaturas del líquido y del devanado simulado para transformadores o auto transformadores trifásicos.

Sólo se requiere la presencia de un detector de temperatura por resistencia (RTD) individual y hasta tres transformadores de corriente, este sistema completo de monitoreo de temperatura incluye:

- Un sistema de medición de temperatura para monitorear la temperatura del líquido.
- Un circuito simulador para indicar hasta tres temperaturas de devanado.
- Seis relevadores ajustables para operar equipo de enfriamiento, señales de alarma y proporcionar funciones de disparo, dependiendo de las condiciones del transformador.
- Circuito para proporcionar una indicación continua de las temperaturas del líquido y del devanado de la fase más comprometida térmicamente.
- Corriente de salidas para las temperaturas del líquido y de hasta tres devanados para la indicación remota o uso con sistema SCADA.
- Memorias permanentes de las temperaturas del líquido y de hasta 3 devanados.

El monitor de temperatura esta constituido por módulos los cuales pueden ser agrupados como sigue:

- Hasta tres módulos de entrada de transformador de corriente.
- Módulo selector de valor máximo.

- Módulo comparador.
- Módulo de interfaces entrada/salida.
- Módulo de fuente de alimentación.

3.5.3.1 Módulo de entrada de Transformador de Corriente

Los módulos de entrada de transformador de corriente se proporcionan para monitorear hasta tres devanados de un transformador de potencia. El módulo de entrada del transformador de corriente alimenta una tensión alterna desarrollada a través del circuito de entrada del transformador de corriente en el módulo de interfaz E/S. La tensión se amplifica y rectifica produciendo una tensión continua proporcional a la del transformador de corriente.

Esta señal se ajusta girando el potenciómetro “ ΔT ADJUST”. La señal ajustada se retarda mediante un circuito de constante de tiempo y después se suma a la señal de temperatura del líquido para producir la señal de temperatura simulada del devanado, la cual es la salida para el resto del sistema. Para desactivar el retardo de tiempo cuando se ajusta la saturación del devanado, se proporciona el interruptor PUSH TO ADJUST.

3.5.3.2 Módulo selector de Valor Máximo

El módulo selector de valor máximo monitorea continuamente señales provenientes de tres módulos de entradas de transformador de corriente y

selecciona la temperatura de la fase más caliente para indicarla en el medidor de TEMPERATURA DEL DEVANADO.

3.5.3.3 Módulo Comparador

El módulo comparador recibe señales de entrada de las temperaturas del líquido y de la fase más comprometida térmicamente simulada del devanado y proporciona señales de salida de operación hacia los relevadores de salida colocados en el módulo de interfaces E/s. El módulo también monitorea la integridad de la fuente de alimentación (interna y externa) y proporciona una señal de operación para un relevador operado normalmente (falla - seguro) colocado en el módulo de interfaces E/S. Cada uno de los seis comparadores en el módulo puede operar a partir de la temperatura del líquido o de la temperatura del devanado más comprometida térmicamente. El indicador de LED para las seis salidas se ilumina cuando las temperaturas alcanzan o exceden los puntos de operación. Las salidas del comparador se pueden usar para operar relevadores de salida ya sea cuando la temperatura sea igual o mayor que el punto de operación (no falla - seguro) o cuando la temperatura sea menor al punto de operación (falla seguro).

3.5.3.4 Módulo de memoria

El módulo de memoria mantiene las temperaturas anteriores máximas para el líquido y hasta para 3 devanados. Estos valores se indican y se restablecen usando los interruptores VIEW MEMORY y Selector de memoria.

Los datos se mantienen en el módulo de memoria durante fallas de energía mediante una batería de litio que tiene una vida esperada mayor de 10 años bajo condiciones de operación normal.

3.5.3.5 Módulos de Interfaces Entrada/Salida

El módulo de Interfaces E/S aloja los 6 relevadores de salida y un relevador de estado de la fuente de alimentación y proporcionan una placa de interconexión (TB1) de 42 posiciones para las interfaces de las entradas del cliente y las salidas del sistema.

3.5.3.6 Módulo de fuente de Poder

Colocado detrás del panel de medidores, el módulo de fuente de poder recibe la entrada de 120 o de 240 Vca, 50/60 Hz (entrada opcional de 48 Vcc, 125 Vcc o 250 Vcc) del módulo de interfaces E/S y suministra energía al monitor de temperatura.

3.5.4 PRUEBAS PARA LA PUESTA EN SERVICIO DEL MONITOR DE TEMPERATURA

Con ayuda del esquema representativo mostrado en la figura N° 3 proceda de la siguiente forma:

Aplique la fuente de tensión continua a los terminales 2 y 3 de la placa de interconexión TB1 y el cable de tierra en la terminal 1.

Conecte la fuente de corriente variable con un amperímetro de 10 A en línea con los terminales 4 (-) y 5(+) de la placa de interconexión TB1 para el módulo izquierdo de Entrada de Transformador de Corriente, en las terminales 6 (-) y 7 (+) para el módulo central de entrada de transformador de corriente, o en las terminales 8 (-) y 9 (+) para el módulo derecho de entrada de transformador de corriente.

Conecte 1 RTD de 10 ohm o un simulador de RTD en los bornes 10, 11,12 y 13 de la placa de interconexión TB1.

Nota:

Si los secundarios del TC están conectados a un punto común o a tierra, se recomienda usar las terminales (-). La conexión del RTD debe ser continuo conectándose a tierra solamente en el instrumento.

3.5.4.1 Ajuste de la Desviación de Temperatura Simulada del Devanado

Para ajustar la desviación de temperatura simulada del devanado:

- Coloque el RTD en un baño de temperatura conocida o anote la temperatura del ambiente indicada en el Medidor de TEMPERATURA DEL LIQUIDO
Temperatura del Líquido: 45 ° C.
- Aplique una fuente de corriente a cualquiera de los módulos de entrada de Transformador de Corriente – Izquierdo, Central o Derecho – que sea igual a la elevación de temperatura conocida (esto obtenido de las curvas de elevación de temperatura del fabricante del transformador.

Corriente aplicada:

Módulo de entrada TC para el devanado 1 (opcional) – Amperes

Módulo de entrada TC para el devanado 2 (opcional) – Amperes

Módulo de entrada TC para el devanado 3 – Amperes

- Pulse y mantenga el interruptor de deshabilitación de la constante de tiempo (identificado como PUSH TO ADJUST) para la fase seleccionada – izquierda, central, o derecha. El medidor de TEMPERATURA DEL DEVANADO (WINDING TEMPERATURE) indicará ahora la temperatura simulada del devanado para la carga seleccionada con una temperatura del líquido.

NOTA: Esta no es una “elevación de temperatura arriba del líquido; es una elevación de temperatura arriba del líquido más la temperatura del líquido.

- Para ajustar la temperatura simulada del devanado (la temperatura RTD más la señal de desviación ΔT) para el devanado seleccionado:

Interruptor para PUSH TO ADJUST

Potenciómetro AJUSTE ΔT

- Pulse y mantenga el interruptor PUSH TO ADJUST del módulo correspondiente.
- Use un destornillador pequeño para girar el potenciómetro ADJUST ΔT en el sentido de las agujas del reloj para incrementar y en sentido contrario para

disminuir, hasta que el medidor WINDING TEMPERATURE indique la temperatura simulada del devanado deseado.

Temperatura Simulada del Devanado a la Temperatura del líquido (anotada en el paso 1):

Módulo de entrada TC para el devanado 1 (opcional): 46 °C

Módulo de entrada TC para el devanado 2 (opcional): 46 °C

Módulo de entrada TC para el devanado 3: 47 °C

Registre los datos del ajuste en la Tabla de Ajuste de Desviación de la Temperatura Simulada del devanado en el Apéndice:

Para verificar otros puntos de temperatura del devanado:

1. Ajuste la fuente de corriente entre 0 y 10 A
2. Para visualizar la temperatura simulada del devanado en el medidor de WINDING TEMPERATURE, pulse el interruptor PUSH TO ADJUST.

La temperatura del devanado es directamente proporcional al cuadrado de la corriente.

3.5.4.2 Ajuste de los Puntos de Operación de los Relés de Salida

Se proporcionan seis relés de salida ajustables independientemente para operar equipo de enfriamiento, activar alarmas, u operar bobinas de interruptores remotos para funciones de disparo. Cada relevador se puede operar con la temperatura del devanado más comprometida térmicamente.

Para visualizar un punto de operación de relevador de salida:

1. Con ayuda de un destornillador pequeño gire el interruptor selector rotativo al relevador de salida deseado.
2. Pulse el interruptor VIEW para visualizar el punto de operación del relevador seleccionado en el medidor WINDING TEMPERATURE.
3. Si el punto de operación necesita ajustarse, pulse y mantenga el interruptor VIEW a la vez que utiliza un destornillador para girar el potenciómetro correspondiente de ajuste del punto de operación (identificado como ADJ) (en el sentido de las agujas del reloj para incrementar o en sentido contrario para disminuir) hasta que se obtiene el punto de operación deseado.
4. Repita los pasos anteriores para todos los relevadores de salida que requieran ajuste.

NOTA

Si la temperatura del líquido o del devanado más comprometida térmicamente es mayor al punto de operación del relevador de salida (indicado por la iluminación del led asociado), el medidor de temperatura del devanado indicará el punto de operación del relevador, menos la diferencia para el relevador de salida seleccionado esta representa la temperatura a la cual el relevador regresará a la posición inferior al punto de operación.

3.5.4.3 Indicación de Puntos de Operación de Relevadores

Para indicar los puntos de operación de los relés:

1. Gire el interruptor selector al relevador deseado (1 – 6).

2. Pulse y oprima el interruptor VIEW.

El medidor WINDING TEMPERATURE indica los puntos de operación del relevador seleccionado.

NOTA

Si la temperatura del líquido o del devanado más comprometido térmicamente es mayor al punto de operación de salida del relé (indicada por la iluminación del led asociado), el medidor de temperatura del devanado indicará el punto de operación del relé, menos la diferencia para el relé de salida seleccionado. Esta representa la temperatura a la cual el relé debe regresar a la condición inferior del punto de operación.

La indicación de los puntos de operación no activa los relés de salida.

3.5.4.4 Prueba del Sistema

Para realizar una prueba de confianza, pulse y mantenga el interruptor TEST.

El medidor de WINDING TEMPERATURE indicará 180 °C y el medidor de LIQUID TEMPERATURE 120 °C. Todos los relevadores de salida operarán, indicándose por la iluminación del LED del Módulo Comparador, con la excepción de los relevadores 5 y 6, si están configurados para “Bloqueo de Disparo”. Para mayores detalles de la configuración final del monitor ver protocolo adjunto.

Es importante indicar que la apertura del interruptor de potencia del transformador solamente se efectuará por medio de los relés 5 o 6 ya que son estos los que viene

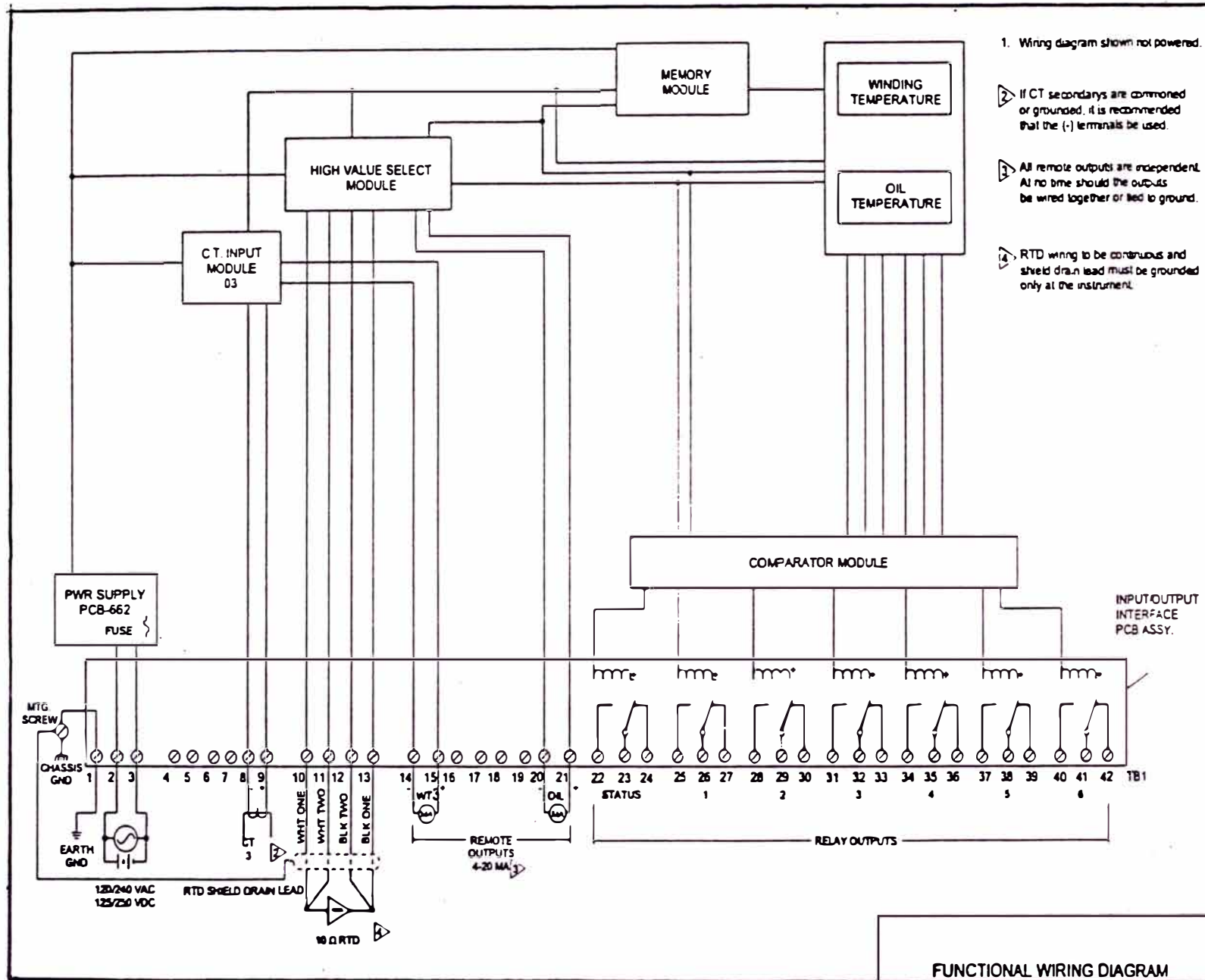
preparados para tal fin. Sin embargo siempre que se efectúa la prueba del equipo deberá de desconectarse los contactos de salida de estos relés ya que al momento de efectuarse las pruebas estos efectuarán el cierre de contactos lo cual provocaría el disparo del interruptor de potencia y por consiguiente la fuera de servicio de la subestación.

3.5.5 ELABORACIÓN DE PROTOCOLOS DE PRUEBA

Estos se muestran en las páginas siguientes.

FIGURA Nº 3

DIAGRAMA FUNCIONAL DE MONITOR DE TEMPERATURA QUALITROL



FUNCTIONAL WIRING DIAGRAM

.S.L.

Fecha:

11/12/97

PROCOLO DE PRUEBAS**INDICADOR TEMPERATURA****PUENTE PIEDRA****OBRA: PROYECTO INTEGRAL SET
PUENTE PIEDRA 60/10 kV****CARACTERISTICAS**

1	Marca	QUALITROL	N° Kardex	S / N		
2	Tipo		RTD	10 ohm		
3	No. Fábrica	118432-04	ADJUST (°C)	73 °C		

CONFIGURACIÓN Y PRUEBAS

	Relay 1 (R1)	Relay 2 (R2)	Relay 3 (R3)	Relay 4 (R4)	Relay 5 (R5)	Relay 6 (R6)
1	Temperatura aceite	SI	-	-	SI	-
2	Temperatura arrollamiento	-	SI	SI	-	SI
3	Tipo contacto					
4	Ajuste (°C)	85	90	85	-	90
5	Punto Inyección	Patrón	WT	OIL	WT	OIL
A)	Tiempo (min)	°C	°C	°C	mA	mA
4.8	0	42	42	38	9.44	8.13
4.8	3	52	50	48	10.58	8.65
4.8	6	62	60	59	12.1	9.45
4.8	10	72	70	68	13.42	10.44
4.8	14	82	81	78	14	11
4.8	19	92	92	87	15	12
4.8	24	99	99	93	17	13

Actuación

R1	90	90	87			
R2	92	92	87			
R5	99	99	93			
R6	97	97	91			

OBSERVACIONES

de acuerdo a coordinaciones con Mantenimiento se dejo en las siguientes calibraciones:

R3:

R6:

R4:

CONTROLÓ**REVISÓ****V°B°**

PRUEBA DE CALENTAMIENTO REALIZADA SEGÚN EL MÉTODO DE CORTOCIRCUITO

N° serie	Tipo de ONAF	Mediante 4 ventiladores de 0.5 CV
Alim AT	C.Circu BT	Posición del conmutado 14
Relación de Tensicón 58/10.05 kV	Potenci 25 MVA	Disposición de termómetros
Relaci 248.9/1436.2	Frecue 60 Hz	T1 Temperatura ambiente lado opuesto al conmuta
Pérdida debida a la carga a 75°C	102181 W	T3 Temperatura ambiente lado del conservador
Pérdida en vacio	19850 W	T5 Temperatura ambiente lado del conmutador
Pérdida total a 75 ° C	122031 W	T8 Temperatura superior del aceite
		T9-T11 Temperatura superior e inferior en radiador lado

H O R A	CARGA								TEMPERATURA								
	TENSI	CORRIENTE			POTENCIA				AMBIENTE				ACEITE				
	V	A1	A2	A3	W1	W2	W3	P	T1	T3	T5	Tm	T8	d To	T9	T11	
A	K=40	K=60			K=12000 KW												
0	150	4.6	4.8	4.65	63.5	74	10.5	126									
1/2	146	4.5	4.75	4.6	60	70.5	10.5	126	23.2	23.2	23	23.1	37	13.4	30	22	
1	145	4.45	4.65	4.54	59	69.5	10.5	126	23	23	23	23	43	20	38	24	
1 1/2	143.5	4.42	4.6	4.4	57.5	68	10.5	126	23	23.1	24	23.3	51	27.7	43	26.5	
2	143	4.34	4.57	4.38	57	67.5	10.5	126	23.1	23.4	25	23.8	55	31.2	46.5	28	
2 1/2	143	4.39	4.57	4.38	57	67.5	10.5	126	23.4	23.8	26	24.4	59	34.6	49	29	
3	142	4.35	4.54	4.34	55.5	66	10.5	126	23.7	24.2	26.2	24.7	60	35.3	51	30	
3 1/2	142	4.35	4.54	4.34	55.5	66	10.5	126	23.4	24.6	27	25.1	61	35.8	52	30.5	
4	142	4.35	4.54	4.34	55.5	66	10.5	126	24.2	24.4	27.1	25.4	62	36.6	52.5	30.5	
4 1/2	142	4.35	4.54	4.34	55.5	66	10.5	126	24.3	25.2	27.2	25.5	63	37.5	53	31	
5	140	4.3	4.51	4.4	53	63.5	10.5	126	24.5	25.4	27.5	25.6	63.5	37.7	53.5	31	
5 1/2	140	4.3	4.51	4.4	53	63.5	10.5	126	24.5	25.3	28	26	63.6	37.6	53.5	31	
6	140	4.3	4.51	4.4	53	63.5	10.5	126	24.6	25.5	27.5	25.9	63.6	37.7	53.5	31	
7	140	4.3	4.51	4.4	53	63.5	10.5	126	24.8	25.6	27.5		62.2		52.5	31	

**PRUEBA DE CALENTAMIENTO REALIZADA SEGÚN EL MÉTODO DE CORTOCIRCUITO
MEDIDA DE LA RESISTENCIA
EN FRÍO T_I 24°C**

TIEMPO	V u-v	A	V u-v	A	ARROLLAMIENTO A		ARROLLAMIENTO B.	
					R u-v	D T	R u-v	D T
	2.289	5.95	62	7.2	0.384706		0.008611	
EN CALIENTE:					T_m = °C			
0						51		
3	2.65	5.83			0.454545	46.93		
3 1/2	2.645	5.83			0.453687	46.35		
4	2.634	5.83			0.452658	45.66		
4 1/2	2.635	5.83			0.451972	45.2		
5	2.63	5.83			0.451115	44.62		
5 1/2	2.626	5.83			0.450424	44.16		
6	2.62	5.83			0.449399	43.47		
6 1/2	2.61	5.82			0.448453	42.83		
7	2.607	5.82			0.447938	42.49		
7 1/2	2.601	5.82			0.446907	41.79		
8	2.599	5.82			0.446563	41.56		
8 1/2	2.59	5.81			0.445783	41.04		
9	2.587	5.81			0.445266	40.69		
9 1/2	2.584	5.81			0.44475	40.35		
10	2.581	5.81			0.444234	40		
10 1/2	2.578	5.81			0.443718	34.65		
11	2.576	5.81			0.443373	39.42		
11 1/2	2.573	5.81			0.442857	39.07		
12	2.57	5.81			0.442341	38.73		
12 1/2	2.568	5.81			0.441996	38.48		
13	2.565	5.81			0.441486	38.15		
0								47.7
3			73	7.317			0.009976	40.97
3 1/2			72.8	7.317			0.009949	40.16
4			72.5	7.317			0.009908	38.93
4 1/2			72.3	7.316			0.009882	38.15
5			72.1	7.316			0.009855	37.34
5 1/2			71.9	7.313			0.009832	36.65
6			71.7	7.313			0.009804	35.81
6 1/2			71.4	7.311			0.009766	34.67
7			71.3	7.311			0.009752	34.25
7 1/2			71.1	7.308			0.009729	33.56
8			71	7.308			0.009715	33.14
8 1/2			70.8	7.308			0.009688	32.33
9			70.7	7.307			0.009675	31.94
9 1/2			70.6	7.306			0.009663	31.58
10			70.5	7.305			0.009651	31.21
10 1/2			70.4	7.305			0.009637	30.8
11			70.4	7.305			0.009637	30.8
11 1/2			70.3	7.304			0.009625	30.44
12			70.2	7.304			0.009611	30.02
13			70.1	7.303			0.009598	24.62
14			70	7.302			0.009586	24.26

SOBRETENPERATURA MEDIDA

Sobretemperatura máxima del Aceite con Pfe	D To	36.51
Sobretemperatura media del aceite	D Tom	-
Sobretemperatura media del arrollamiento de	D T cu	46.63
Sobretemperatura media del arrollamiento de	D T cu	44.94

**MEDIDA DE LA RESISTENCIA DE LOS ARROLLAMIENTOS
POR EL METODO VOLT - AMPERIMÉTRICO**

ARROLLAMIENTO PRIMARIO			ARROLLAMIENTO PRIMARIO			ARROLLAMIENTO PRIMARIO		
Posición del conmutador 1			Posición del conmutador 14			Posición del conmutador 27		
ENTRE LOS TERMINALES	LECTURA	RESISTENCIA (Ohm)	ENTRE LOS TERMINALES	LECTURA	RESISTENCIA (Ohm)	ENTRE LOS TERMINALES	LECTURA	RESISTENCIA (Ohm)
U - V	2.83 V	0.5062611	U - V	2.289 V	0.3847059	U - V	2.903 V	5268602
	5.59 A			5.95 A			5.51 A	
V - W	2.758 V	0.4907473	V - W	2.285 V	0.3846801	V - W	2.702 V	0.47823
	5.62 A			5.94 A			5.65 A	
W - U	2.90 V	0.5244122	W - U	2.255 V	0.3777219	W - U	2.826 V	0.5082733
	5.53 A			5.97 A			5.56 A	
Promedio a 24 °C		0.5071402	Promedio a 24 °C		0.3823693	Promedio a 24 °C		0.5044545
Promedio a 75 °C		0.60719389	Promedio a 75 °C		0.4578069	Promedio a 75 °C		0.6039783

ARROLLAMIENTO SECUNDARI			ARROLLAMIENTO SECUNDARI			ARROLLAMIENTO SECUNDARI		
Posición del conmutador 1			Posición del conmutador			Posición del conmutador		
ENTRE LOS TERMINALES	LECTURA	RESISTENCIA (Ohm)	ENTRE LOS TERMINALES	LECTURA	RESISTENCIA (Ohm)	ENTRE LOS TERMINALES	LECTURA	RESISTENCIA (Ohm)
u - v	62 mV	0.00861111						
	7.20 A							
v - w	61.8 mV	0.00858333						
	7.20 A							
w - u	62.4 mV	0.00866666						
	7.20 A							
Promedio a 24 °C		0.008620366	Promedio a 24 °C			Promedio a 24 °C		
Promedio a 75 °C		0.010321078	Promedio a 75 °C			Promedio a 75 °C		

3.6 SISTEMA DE SEÑALIZACIÓN PARA ANUNCIO DE FALLAS

3.6.1 DESCRIPCIÓN DEL PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO

La unidad anunciadora SACO 64D4 es una unidad de operación independiente que incluye cuatro módulos de 16 canales y un módulo de fuente auxiliar. La unidad SACO 64D4 puede ser usada como una unidad aislada o en combinación con otras unidades SACO 64D4 como sistemas exclusivos de señalización. Además puede ser usado en forma extendida como un registrador de eventos y sistema de señalización en donde el control de datos y la comunicación forman parte de una unidad central SACO 148D4. En este caso la comunicación con las otras unidades se realiza a través de una interfase serial el cual es el llamado bus SPA, que permite una distribución ordenada en la configuración de las unidades.

3.6.1.1 Sistema general de monitoreo

La unidad anunciadora SACO 64D4 esta compuesta por 4 módulos de 16 canales de alarmas tipo SACO 16D2 y un módulo de salida doble de alimentación. Aparte de los 64 canales que conforman toda la unidad esta contienen entradas para dispositivos de audio, reconocimiento de alarmas, reiniciadores para los canales de anuncio y de prueba. Alternativamente, los canales 63 y 64 pueden ser usados como entradas para la función local y remoto.

La unidad incluye 16 relés de salida por grupos de alarmas programables libremente. De estos los relés de salidas 15 y 16 pueden ser usados para la supervisión interna de la unidad y como alarma audible.

Las señales de entrada, los indicadores de señal y las salidas del grupo de alarmas son llevados por medio de un cable plano incluido en la unidad. Los contactos de salidas pueden ser utilizadas por medio de unidades de relay SACO 128R4 la cual contiene 8 tarjetas de relay cada uno con 16 canales de salida.

La conexión de la interfase serial con el bus SPA se realiza por medio de un cable plano que se conecta al módulo el mismo que se inserta por medio de terminales atornillables. Este cable plano contiene además un bus para el monitoreo interno de fallas y un bus de entrelazamiento para la transmisión de señales entrelazadas entre los módulos anunciadores.

3.6.1.2 Funcionalidad del módulo de señalización

La función principal de la unidad anunciadora es proporcionar información acerca de los cambios de estado de las señales supervisadas desde campo. Este módulo puede ser usado como señalizador de fallas y como registrador de eventos la cual consiste en permitir localizar el origen y desarrollo de la falla a ser analizada.

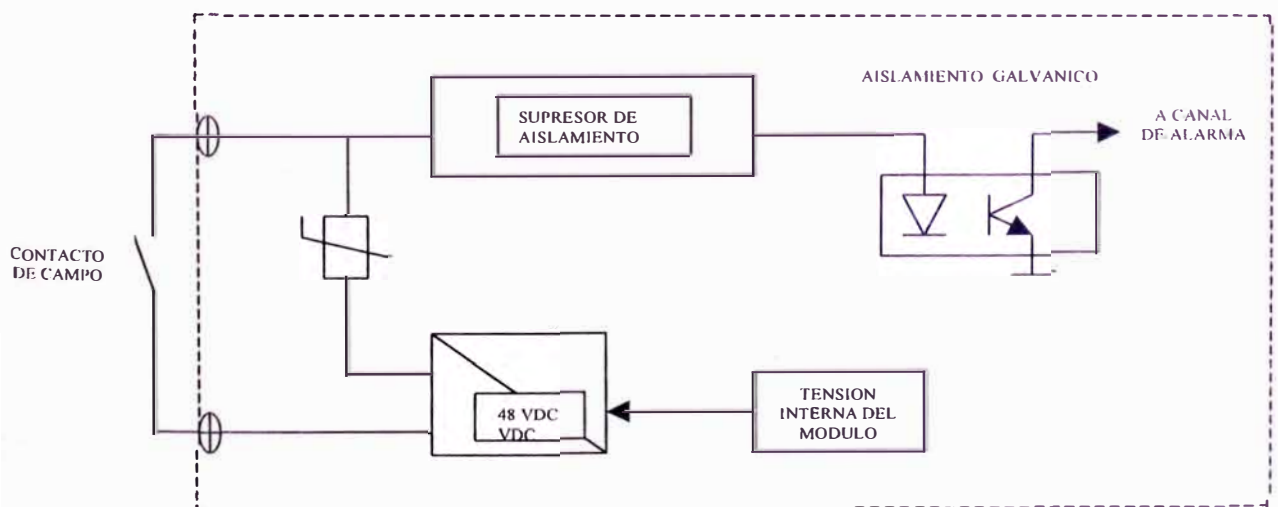
La unidad central compara continuamente la nueva información con la información previamente gravada. Cuando ocurre un cambio, el canal opera y si

la duración de este cambio excede a la entrada programada, el evento queda registrado. El flasheo es activado según el esquema de operación indicado. Además el evento es almacenado internamente en el registrador.

El contacto que se conecta de campo a la unidad SAC● 16■2 debe ser un contacto libre de tensión debido a que la unidad genera su propia tensión de 48 vdc; siendo esta aplicada hacia todos los contactos de entrada que forman el sistema indicado.

La tensión generada en la unidad que va por los contactos de campo se encuentra aislada galvánicamente del voltaje lógico de la unidad y de tierra. Las entradas de alarma se encuentran previstas con un circuito supresor de oscilaciones y un limitador de voltaje. Es importante indicar que los contactos de campo pueden ser NA o NC dependiendo de la programación realizada siendo esta independiente por cada canal.

DIAGRAMA DE PRINCIPIO DEL CONTACTO DE CAMPO Y DEL CANAL DE ENTRADA
FIGURA 4



El voltaje en el contacto de campo es continuamente monitoreado, de tal forma que si ocurriese una falla entre la fuente de tensión y el contacto de campo un led indicará FALLA en el primer módulo de anuncio y el relé de supervisión interna de salida operará.

3.6.1.3 Funcionamiento de los canales de anuncio

Un canal esta compuesto por un número de bloques de funciones las cuales son ilustradas a continuación. Las variables listadas en los diagramas de bloque y los siguientes textos nos dan una idea de los diversos parámetros de programación. El número de código al que hace referencia los diversos parámetros es indicados a través de un display numérico durante la programación. El número de código mencionado en la siguiente página se refiere principalmente a la programación del SACO 148D4.

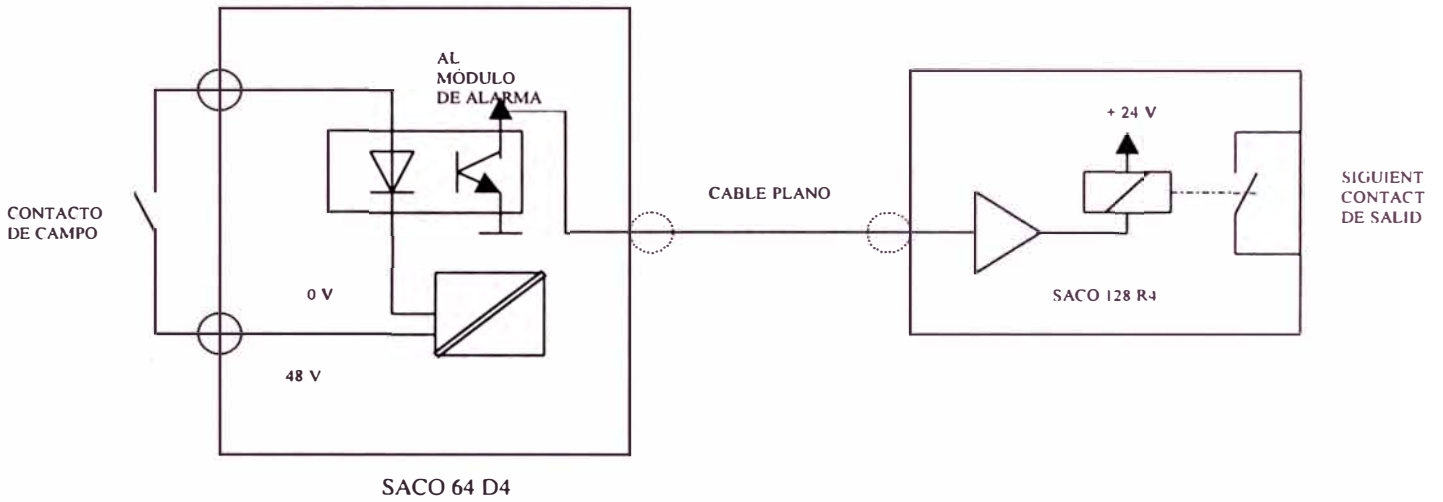
3.6.1.4 Salida para el siguiente contacto de campo

Cada entrada de alarma se encuentra provista de un control de señal que puede ser usado como una señal posterior del contacto de campo. Esta señal la cual es instantánea y es activada cuando el contacto es cerrado, puede ser usada para el control de un relé auxiliar de la unidad de relay SACO 128R4.

Existen además cuatro cables planos de 16 vías que se encuentran disponibles para este propósito en la tarjeta madre (ver figura N° 5)

DIAGRAMA DE PRINCIPIO PARA EL SIGUIENTE CONTACTO DE SALIDA

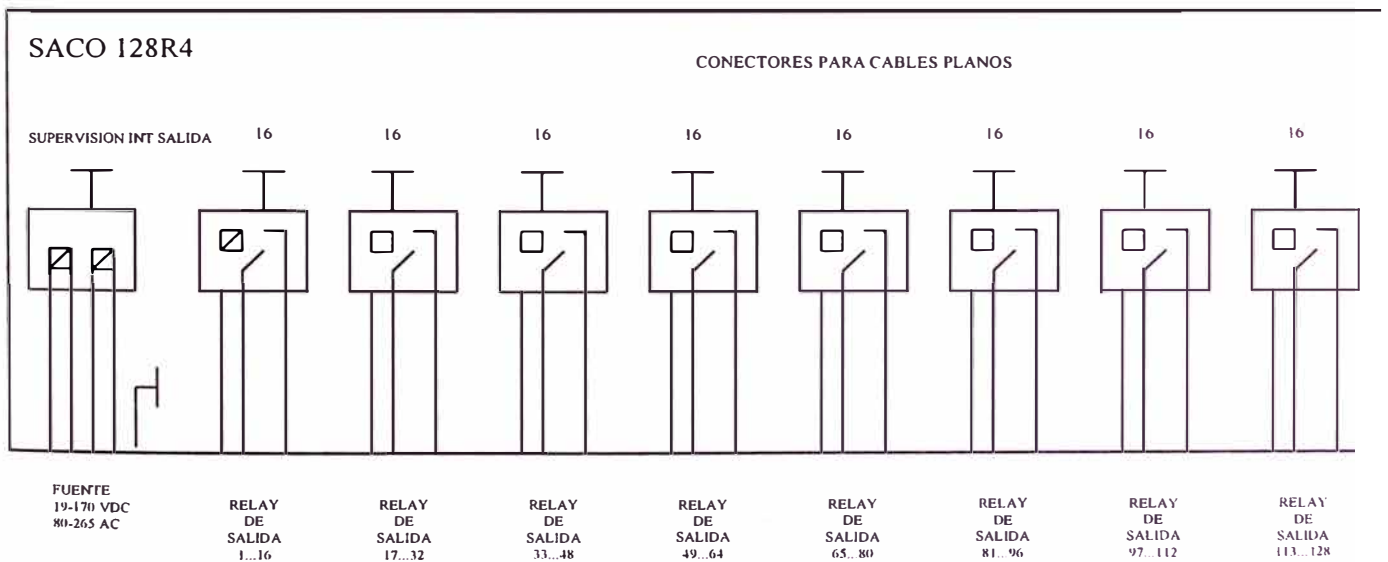
FIGURA 5



3.6.1.5 Los multiplicadores de contactos

DIAGRAMA DE BLOQUES PARA UNA UNIDAD DE RELAY AUXILIAR SACO 128 R4

FIGURA Nº 6



La unidad auxiliar de relay 128 R4 es usada generalmente junto con la unidad anunciadora SACO 64D4 y con el control de comunicación SACO 148D4. Los relés auxiliares de esta unidad extienden la capacidad del sistema anunciador incrementando el número de contactos de salida de los relés. La unidad de relay es usada por ejemplo en aplicaciones en donde el sistema de anuncio controle en forma separada un panel indicador de alarmas, o para separar flasheos de relés que puedan ser establecidos para cada canal de anuncio (ver fig. N° 6)

3.6.2 AJUSTE Y CONFIGURACIÓN PARA LA PUESTA EN SERVICIO DE LAS UNIDADES DE SEÑALIZACIÓN

Para realizar el ajuste de los diversos parámetros involucrados en la programación del módulo de señalización será necesario utilizar el módulo SACO 16PM, este es un módulo de programación el cual se conecta por medio de un cable plano a los diversos módulos SACO 64D4 conjuntamente con su terminal de tierra. Este conductor de tierra protege a la unidad de programación contra posibles descargas electrostáticas y deberá de ser conectado a una tierra franca. El cable plano se encuentra provisto de 40 pines los cuales van conectados al microprocesador de la tarjeta del módulo de anuncio. La programación de cada módulo se realiza en forma independiente. Para esto es necesario definir algunos términos que se usarán en esta parte:

- **Entrada:** Esta posición es seleccionada para el ajuste de las funciones en los canales con respecto a los canales de entrada, tales como la programación de los contactos, temporizaciones, etc.

- Grupo: Especifica el grupo de alarmas.
- Enlaces: Se usa para el ajuste de las funciones de enlace.
- Salida: Función para el flasheo de los grupos.
- Módulo: Selecciona el número que identifican los diversos módulos, la secuencia de disparo del módulo de señalización así como el direccionamiento de los racks.

Una vez revisado estos conceptos siga las indicaciones siguientes:

1. El primer paso para proceder con el ajuste de los parámetros es realizar la verificación del conexionado externo esto se realiza con ayuda de los planos de replanteo (ver plano E-3-3165 al E-3-3167), debe verificarse la continuidad eléctrica hilo por hilo desde los bornes del panel de señalización hasta los bornes del propio equipo esto se realiza a fin de evitar cualquier anomalía que pudiese presentarse durante la prueba con tensión.
2. Verifique la conexión a tierra del equipo en cada módulo SACO; el cable de tierra debe estar conectado al borne 142 de cada equipo y debe estar conectado directamente a la pletina de tierra, además deberá ser un cable por cada módulo.
3. Verifique la interconexión de los cables de alimentación al equipo, estos deberán de estar conectado en los bornes 143 y 144 de cada módulo.
4. Verifique la interconexión de los cables planos de salida entre los módulos SACO 64D4 y 128R4 .Esto se realizará según el esquema indicado en la fig. N° 7. Los cables SWIR 26 se conectan a la tarjeta madre de la unidad, este un cable que se usa para cuatro racks que es el número de módulos que maneja cada unidad, en ellos se comparten los grupos de alarmas de relay, líneas de enlace, el

relé de supervisión interna y el de alarma audible. Los siguientes cables se usan dependiendo de la cantidad de módulos hacia la unidad SACO 128R4, es importante indicar que para efectos prácticos se han asignado letras a cada racks de los módulos a fin de identificar mejor los cables para los enlaces.

5. Proceda a tensionar la unidad de señalización. Mida tensión continua entre los terminales 143 y 144 de cada módulo, esta debe estar aproximadamente en 120 vcc; mida esta con respecto a tierra. Una vez tensionadas las unidades estas generaran su propia tensión de salida de 48 vcc, mida este valor con respecto a un negativo fijo en bornes; dicha tensión es un valor positivo respecto a masa.
6. Proceda a realizar el ajuste en cada rack para ello retire la cubierta de cada módulo SACO 64D4 en cada rack y proceda a conectar el módulo de programación SACO 16PM por medio del cable plano de 40 vías y su terminal de tierra. Los ajustes se realizarán según el modelo de protocolo indicado en la página siguiente. Básicamente lo que se quiere lograr en la interconexión de los módulos SACO 64D4 con el SACO 128R4 es lograr un contacto libre a fin de poder utilizarlo para la transmisión de señales remotas, además se programa el tipo de contacto de campo utilizado, la velocidad de respuesta para el cambio de canal, el tipo y duración de salida así como el enlazado entre los distintos módulos a fin de obtener contactos libres para la UTR.
7. Como se observa en el esquema las unidades son interconectadas por medio de cables planos SWIR 26, el cual es conectado en el terminal X16 el mismo que se encuentra marcado en la tarjeta principal de cada unidad. De igual forma la interconexión entre los módulos SACO 64D4 y los SACO 128R4 (este último presenta ocho módulos de salida cuya función principal es el de duplicar los contactos de salida de las alarmas de los grupos lo cual es logrado usando

módulos de relés con salidas de 16 canales) se realiza por medio de los cables planos SWIR a los terminales X17, X18, X19 y X20 en la tarjeta madre de las unidades.

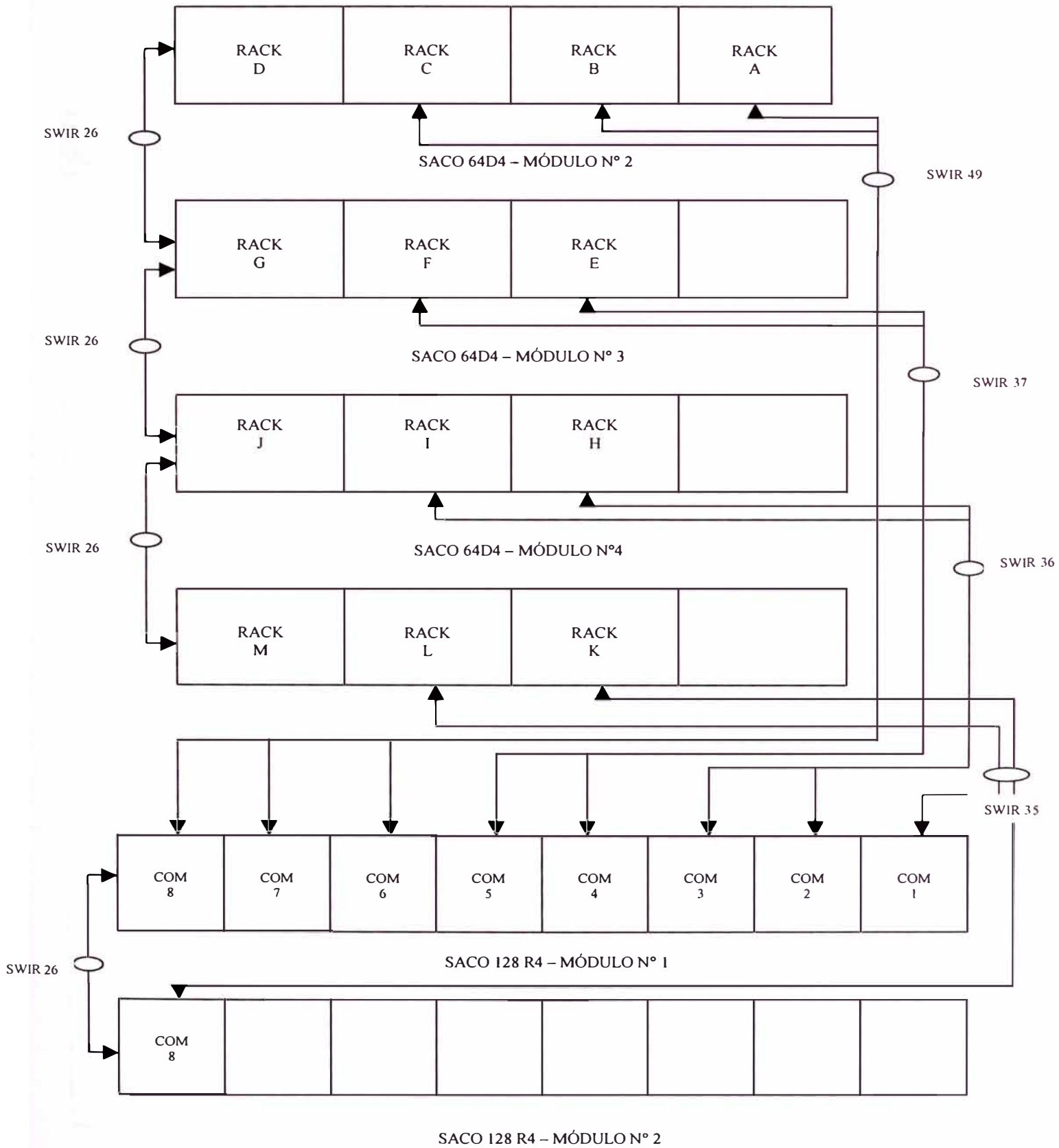
8. Una vez terminado la calibración de cada módulo proceda a realizar la simulación de los contactos de para ellos primero realice una prueba de lámparas de la unidad, posteriormente simule un cambio de estado en un canal de entrada, registrando dicha variación con el encendido de la alarma asociada al canal, así como el cierre del contacto del respectivo canal de salida en la unidad SACO 128R4. Repita este procedimiento en todos los canales que conforman la unidad. En este punto es conveniente realizar la prueba con ayuda del listado que se muestra en las páginas siguientes ya que es una reproducción de los planos asociados y ayuda a realizar la prueba en forma más rápida y eficiente.
9. De existir algún problema con alguna alarma mal direccionada compruebe en primera instancia los ajustes de calibración del rack en problema; ya que si se a verificado la conexión externa según el item 1 el problema puede ser el direccionamiento en los módulos o que la unidad este mal ajustada.
10. Una prueba final será realizada punto a punto con las señales desde campo y con las salidas del módulo interconectadas a la unidad terminal remota de la Set, para esta etapa se puede realizar una prueba integral hasta la UTR; lo cual será explicado posteriormente.

3.6.3 ELABORACIÓN DE PROTOCOLOS DE PRUEBA





Se indican al final del anexo.

DIAGRAMA DE INTERCONEXIONADO ENTRE LOS MÓDULOS DE ANUNCIO

FIGURA N° 7
SACO 64D4 – MÓDULO N° 1



PARAMETROS DE PROGRAMACIÓN PARA EL SACO 16 D

				
ENTRADAS	RETARDO EN CANAL ENTRADA	RETARDO EN RESETEO CANAL	TIPO DE CONTACTO	INDICACIÓN DE CANAL
	0= 5 ms 1= 20 ms 2=100 ms 3= 1 s 4= 5 s 5= 20 s 6= 60 s 7=160s	0= 5 ms 1= 20 ms 2=100 ms 3= 1 s 4= 5 s 5= 20 s 6= 60 s 7=160s	0= contacto NA 1= contacto NC 2= contacto NA sin retorno 3= contacto NC sin retorno 4= contacto NA y NC	0= sec 0 - 4 1= sec 0 - 4 audible que permite el retorno a normal 2= contacto de campo sin flash o audible
GRUPO	FLASHEO DE CANAL A		FLASEHO DE CANAL B	
	.. = GRUPO SIN ALARMA 01= GRUPO DE ALARMA 1 . . . 16= GRUPO DE ALARMA 16		.. = GRUPO SIN ALARMA 01= GRUPO DE ALARMA 1 . . . 16= GRUPO DE ALARMA 16	
ENTRELAZADO	FUNCIONES ENTRELAZADAS 1		FUNCIONES ENTRELAZADAS 2	
	TIPO DE ENTRELAZADO	ENTRELAZADO DE GRUPOS	TIPO DE ENTRELAZADO	ENTRELAZADO DE GRUPOS
	0= SALIDAS ENTRELAZADAS 1= CANAL ENTRELAZADO DE FLASHEO A 2= CANAL ENTRELAZADO	..= SIN GRUPO 1= GRUPO 1 2= GRUPO 2 3= GRUPO 3 4= GRUPO 4 5= GRUPO 5 6= GRUPO 6 7= GRUPO 7 8= GRUPO 8	0= SALIDAS ENTRELAZADAS 1= CANAL ENTRELAZADO DE FLASHEO A 2= CANAL ENTRELAZADO	..= SIN GRUPO 1= GRUPO 1 2= GRUPO 2 3= GRUPO 3 4= GRUPO 4 5= GRUPO 5 6= GRUPO 6 7= GRUPO 7 8= GRUPO 8
SALIDAS	NUMEROS EN GRUPO DE ALARMAS		TIPO DE FUNC. EN RELAY DE FLASHEO	
	01= GRUPO ALARMAS EN RELAY 1 02= GRUPO ALARMAS EN RELAY 2 . . 16= GRUPO ALARMAS EN RELAY 16		0= SIGT. CONTACT DE CAMPO 1= SIGTE. ALARMA EN MEMORIA 2= PULSO 300 ms 3= 0 + 2	
MODULO	NUMERO DE IDENTIFICACIÓN DE UN		SECUENCIA	PUERTO SERIAL
	01= NUMERO 1 02= NUMERO 2 . . 99= NUMERO 99		0= ISA A 1= ISA A-1 2= ISA M-1 3= ISA R-1 4= DIN 19235	0= ENT. SINCRONA 1= SALIDA SINCR. 2= 9600 Bd 3= 4800 Bd 4= 2400 Bd 5= 1200 Bd 6= 300 Bd

3.7 SISTEMA DE PUESTA A TIERRA

Los requisitos de seguridad de las subestaciones exigen la puesta a tierra de todas las partes metálicas no vivas de la instalación, de manera que una persona que se encuentre en contacto con estas partes metálicas o esté cerca de las mismas, no pueda recibir una descarga peligrosa en caso de ocurrir una corriente de falla que haga contacto con una de dichas partes metálicas.

Por ello es necesario disponer de un sistema de puesta a tierra a fin de conectar en él, el integro de estructuras metálicas, bases metálicas de los equipos de alta tensión, carcazas de diferentes transformadores y demás partes metálicas no vivas de la instalación.

En subestaciones eléctricas de alta tensión no es rara la presencia de corrientes de falla de decenas de kiloamperes, por lo que el diseño del sistema de puesta a tierra de la Subestación debe realizarse con máximo cuidado.

El sistema de puesta a tierra no sólo debe proveer un punto para poner a tierra los diferentes sistemas asociados de la Subestación, sino que debe cumplir los requerimientos adicionales que se detallan a continuación:

- * La resistencia de la malla de tierra a una “tierra remota” debe ser lo suficientemente baja como para asegurar el funcionamiento satisfactorio de los relés cuando se presenta una falla a tierra en la SET o a lo largo de las Líneas de Transmisión conectadas a ésta.

- * El control de Potenciales anormales tiene por objeto evitar gradientes peligrosos entre la infraestructura de superficie y el suelo con el fin de proteger a las personas; mediante tensiones de paso y de toque de magnitud permisible.
- * El sistema de puesta a tierra de la SET debe ser aislado de las tuberías de agua y servicios en general que pudieran entrar a la subestación, de tal manera que cualquier elevación de potencial de la tierra en la SET, no sea transferido al exterior.
- * El sistema de puesta a tierra debe ser diseñado de tal manera que las partes no conductoras de los equipos eléctricos no sean sometidos a fuertes corrientes de falla.
- * Deberá de ser capaz de permitir la rápida dispersión de corrientes elevadas como son las de cortocircuito; evitando sobretensiones de rayo o deterioros secundarios en la malla.
- * El sistema de puesta a tierra debería ser capaz de transportar la corriente máxima de falla a tierra, sin que produzca sobrecalentamiento, daño mecánico o un excesivo secado del suelo alrededor de conductores o electrodos enterrados.

3.7.1 ASPECTOS A TENERSE EN CUENTA DURANTE LA EJECUCIÓN DE LAS PRUEBAS

Durante la inspección previa para la realización de la mediciones finales de la puesta a tierra se deben de considerar los siguientes factores:

Para la medición de la resistencia de puesta a tierra con varillas del tipo jabalina se requiere que estas estén clavadas siempre en **suelo firme** de 0.1 a 0.2 m. de profundidad de modo que toda cobertura no compacta será removida previamente; adicionalmente en los casos de sequedad o deficiente contacto deberá de verse en el orificio guía abierta por la misma jabalina una solución acuosa a fin de reducir la resistencia eléctrica. Así mismo los conductores auxiliares de medida no deberán de cruzarse ni superponerse ni estar enterrados con los de otro circuito, y la fijación de los puntos de contacto se hará asegurando ausencia de resistencia.

La conexión a tierra de subestaciones es importante entre otras cosas por:

1. Proporcionan la conexión a tierra para el neutro a tierra de los transformadores.
2. Garantizan la seguridad del personal de operaciones, al limitar las diferencias de potencial que puedan existir en una subestación.
3. Proporcionan un medio de descargar y desenergizar equipos para efectuar trabajos de conservación en el mismo.
4. Proveen una trayectoria de resistencia suficientemente baja a tierra, para reducir al mínimo una elevación de potencial a tierra con respecto a una tierra remota.

Cada uno de los elementos que forman el sistema da tierra (incluso la rejilla misma, los alambres de conexión a tierra y electrodos) deben estar diseñados de modo que:

- Resistan la fusión y deterioro de juntas eléctricas bajo la combinación más adversa de magnitud de corriente de falla y duración de falla a la que pudiese ser sometida.
- Ser mecánicamente robustas en alto grado, especialmente en lugares expuestos a averías físicas.

- Tener suficiente conductividad de modo que no contribuyan en forma importante a diferencias locales de protección peligrosas.

3.7.1.1 Técnicas de medición de Malla a Tierra

La medición de la resistencia a tierra es necesaria tanto en el momento de la energización inicial de una subestación como a intervalos periódicos de allí en adelante, con el objeto de asegurarse que el valor de la resistencia a tierra no aumente mucho. La medición de una resistencia de una conexión a tierra con respecto a la tierra absoluta es un poco difícil. Todos los resultados son aproximaciones y se requieren la aplicación cuidadosa del equipo de prueba y la selección de puntos de referencia a tierra.

Existen varios métodos de probar la resistencia a tierra, pero todos son similares en que usan dos conexiones de referencia a tierra y una fuente apropiada de corriente para la prueba. Circula alguna forma de corriente alterna por la tierra bajo prueba, en cantidades desde unos pocos miliamperios como en los métodos de puente y con algunos de los probadores de tierra patentados, hasta 100 A o más. La cantidad de corriente utilizada depende del método, y los métodos que utilicen corrientes muy pequeñas darán resultados tan precisos como los que utilicen corrientes elevadas si el suelo bajo prueba es uno para el que es apropiado el método de prueba.

Para nuestro caso emplearemos el método de la caída de potencial, que consiste en clavar dos electrodos de exploración alineados o en diferentes ángulos hasta 90°. Con este método es posible medir mallas de tierra que incluyen tierras

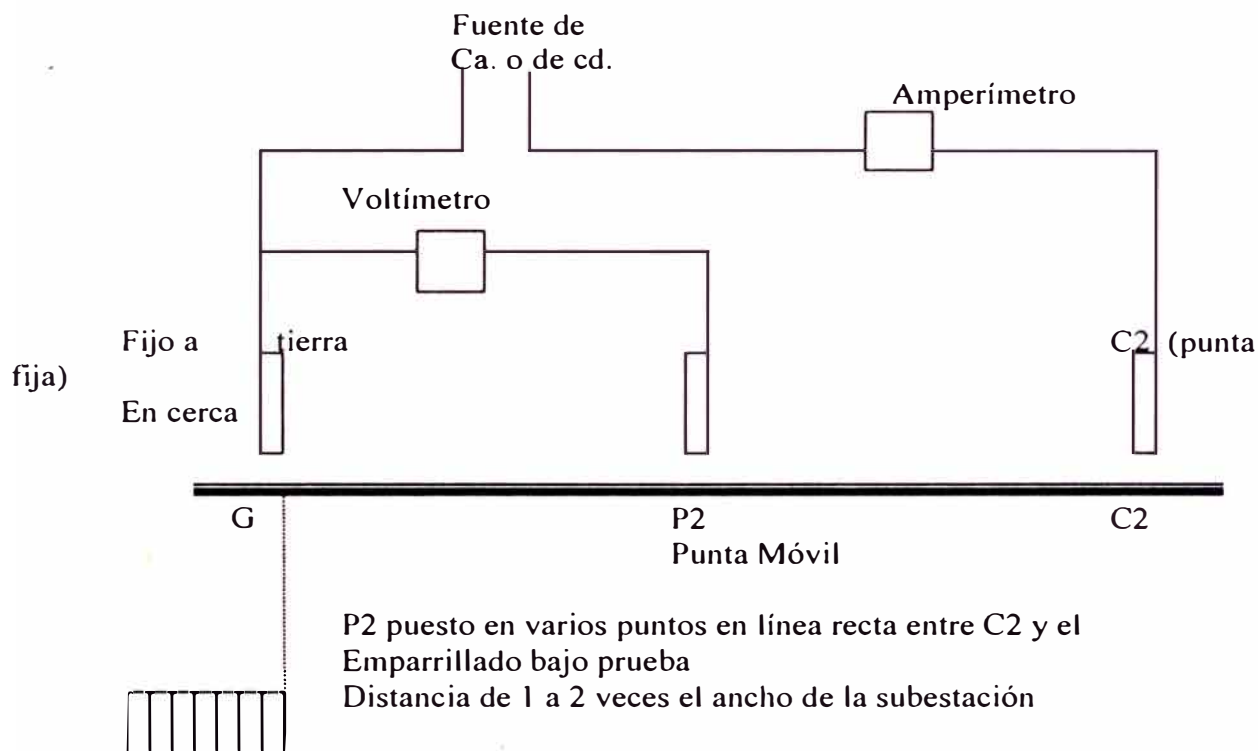
cerradas de referencia situadas en general a menos de 300 m de la tierra bajo prueba. Este método se ilustra en la figura N° 8.

Una sonda se entierra en el punto C2 con la sonda movable P2 puesta en varios puntos en línea recta entre C2 y el emparrillado a tierra G bajo prueba. Se hace circular corriente ya sea alterna o directa por la tierra G y la sonda fija de prueba C2. Se conecta un voltímetro entre el punto G y la sonda P2, y un amperímetro para observar la circulación de corriente por la sonda C2. Las lecturas E del voltímetro se toman simultáneamente con las lecturas I del amperímetro. La lectura E/I, que es igual a la resistencia en ohms se muestra en la figura de los resultados. La resistencia mostrada en la parte plana de la curva o en el punto de inflexión, se toma como la resistencia de la tierra. Como observación general se debe considerar que este método puede estar sometido a un considerable error si esta presente una corriente parásita. Por lo común, se aplica con el uso de varias lecturas de sonda de prueba a intervalos de 10% de kA distancia de G a C2, con la sonda de prueba ubicada a medio camino entre G y C2.

Es importante indicar que por este método que las líneas de corriente y tensión a partir de la cama de ánodos pueden ser desplegada fuera de alineamiento, haciendo ángulos que pueden llegar hasta 90°, y con la diferencia que una vez terminada una medición, sólo quedará completar el juego de puntos de la característica cambiando la posición del electrodo de potencial el cual debe desplazarse a partir de la cama de ánodos en intervalos equivalentes al 10 o 20% de la distancia entre puntos de circulación de corriente. Un detalle importante constituye la óptima conducción eléctrica de la interface electrodo de corriente

– suelo, para lo cual el electrodo (C2), puede ser elevada hasta una profundidad de 0,5 metros y a veces más.

FIGURA N° 8



3.7.1.2 Procesamiento de Datos de Resistencia.

Los valores de Resistencia, obtenidos sobre una línea de medición en el terreno, se grafican contra las respectivas distancias de alejamiento, respecto a la cama de ánodos, con el fin de obtener una curva característica que permite inferir aproximadamente el posible valor real de la resistencia de Dispersión y eventualmente el rango del error incurrido.

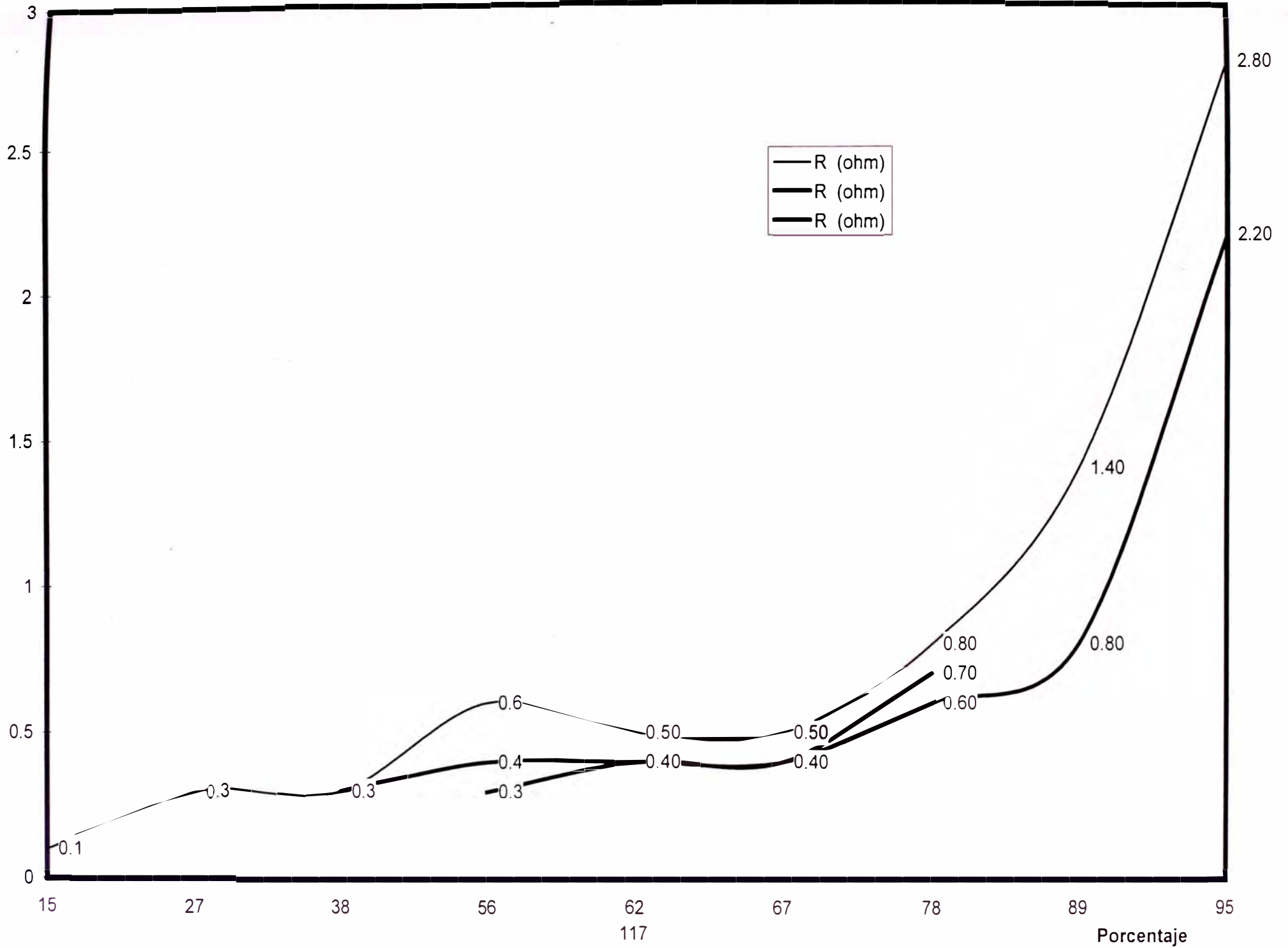
En relación a la curvas presentadas se pueden interpretar de la siguiente manera; la curva (1) representa una característica empinada obtenida con pequeña distancia entre electrodos de corriente y por lo tanto no es adecuada para una cabal interferencia del parámetro; la curva (2), representa una zona de inflexión con pendiente mas suave, la cual permitirá una mediana aproximación, mientras que la curva (3), con una zona de inflexión de pendiente mínima facilita la caracterización mas ajustada de la resistencia de Dispersión asegurando un mínimo error, gracias a la mayor distancia entre electrodos de corriente; de ello se puede elegir que será siempre necesario conocer el Radio Equivalente de la cama de Anodos para definir la distancia de alejamiento del electrodo de corriente, o sino tomar de hecho al mayor alejamiento que permita la capacidad del instrumento de medida.

3.7.2 ELABORACIÓN DE PROTOCOLOS

Se presentan en las páginas siguientes.

A.M.S.L.		Fecha: 03/08/97					
PROTOCOLO DE PRUEBAS							
SISTEMA DE PUESTA A TIERRA							
SET PUENTE PIEDRA 60/10 KV				OBRA NUEVA SET			
Pos.	CARACTERISTICAS						
1	Tipo de malla	Doble		Radio equivalente (m)			
2	Ancho /-largo de malla	20 x 25		Resistv. terreno (ohm-m)			
3	Conductor (mm2)	185 mm2		Resistencia teorica (ohm)			
Pos.	MEDICIÓN						
1	Metodo de medición	Metodo del Potencial					
2	Instrumento						
3	Profundidad varillas	0.3					
4	Temperatura	27					
5	Resistencia de la malla(ohm)						
6							
Pos.	CONTROLES						
	PUNTOS P2 (%)	C2 (m) = 55		C2 (m) = 48		C2 (m) = 33	
		P2 (m)	R (ohm)	P2 (m)	R (ohm)	P2 (m)	R (ohm)
1	15	8	0.1	7		5	
2	27	15	0.3	13		9	
3	38	21	0.3	18	0.3	13	
4	56	31	0.6	27	0.4	18	0.3
5	62	34	0.50	30	0.40	20	0.40
6	67	37	0.50	32	0.40	22	0.40
7	78	43	0.80	37	0.60	26	0.70
8	89	49	1.40	42	0.80	29	
9	95	52	2.80	46	2.20	31	
MEDICIONES COMPROBADAS AL 62%							
Posic	Cuadrante	55 / 34	19 / 12.	33 / 20.	55 / 34.	48 / 30.	
1	1	0.50					
2	2		0.70	0.60	0.50		
3	3					0.40	
4	4						

Resistencia



CAPITULO 4

SISTEMA DE PROTECCIÓN EN LA SET PUENTE PIEDRA

4.1 INTRODUCCIÓN

La protección de una Subestación es un conjunto de sistemas que mantienen vigilancia permanente y cuya función es eliminar los daños que puede recibir un equipo eléctrico cuando se presenta una falla.

Existen muchas causas que pueden perturbar el servicio normal de los transformadores, barras y redes eléctricas. Para formarse una idea de la complejidad de esta cuestión, solamente enunciaré algunas de ellas:

- Perforaciones en los aislantes de máquinas y cables, producidos por envejecimiento, por corrosión o por calentamiento.
- Descargas atmosféricas y sobretensión interior.
- Influencias de animales: por ejemplo roedores que corroen cables, gatos que producen cortocircuitos entre barras, pájaros que provocan cortocircuitos en las líneas aéreas, etc.

- Destrucciones mecánicas por agarrotamiento, por caída de árboles en líneas aéreas, etc.
- Factores humanos, como apertura de un seccionador bajo carga, falsas maniobras, etc.
- Exceso de carga conectada a la línea, por lo que los generadores y transformadores han de trabajar en condiciones muy apuradas.
- Puesta a tierra intempestivas, producidas por la humedad del terreno

Todas las perturbaciones que hemos enumerado y otras más que no hemos citado pueden reducirse a cuatro grupos principales, que son:

1. Cortocircuito
2. Sobrecarga
3. Subtensión
4. Sobretenión

Se produce **cortocircuito** cuando hay conexión directa entre dos o más conductores de distinta fase en una conducción eléctrica. Los cortocircuitos aumentan extraordinariamente la intensidad de la corriente que atraviesa un circuito eléctrico.

Los cortocircuitos tienen efectos desastrosos sobre las maquinarias y líneas eléctricas y, por esta razón deben remediarse rápidamente pues, de lo contrario, deterioran las líneas eléctricas, fusionando los conductores y llegando a destruir las máquinas eléctricas.

Se dice que un circuito está sobrecargado cuando el circuito trabaja con mayor intensidad de corriente que aquella para la que está proyectada.

No deben confundirse los conceptos “cortocircuitos” y “sobrecarga”, el primero se caracteriza por un aumento prácticamente instantáneo y muchas veces mayor de la intensidad de corriente que pasa por un circuito, mientras que la sobrecarga está caracterizada por un aumento de cierta duración y algo mayor de dicha intensidad de corriente. Por lo tanto las protecciones para ambos tipos de perturbación se tienen diferentes características.

Aunque no tan espectaculares como en el caso de los cortocircuitos los efectos de las sobrecargas pueden resultar también nocivos para máquinas y conductores pues provocan, sobre todo, calentamiento indeseable que a la larga pueden producir perforaciones en los aislantes.

La Subtensión.- Aparece cuando por una u otra causa, la tensión en la Subestación es menor a la nominal, la subtensión puede ser perjudicial porque la carga conectada a la red no puede disminuir su potencia y al ser la tensión menor de la prevista compensa este efecto con una mayor intensidad absorbida, es decir con una sobreintensidad.

La Sobreintensidad.- Es lo contrario a la subtensión, o sea, una tensión en la subestación mayor que la nominal con el consiguiente riesgo de perforación de los aislantes, peligro para el personal, etc.

4.2 CARACTERÍSTICAS DE UNA PROTECCIÓN

Dependiendo de la importancia de una Subestación, las protecciones deben seleccionarse de acuerdo con las siguientes características:

Sensibilidad.- Los relés de protección deben ser sensibles, es decir, que su funcionamiento ha de ser correcto para el valor mínimo de la perturbación que pueda aparecer en el lugar de la falla.

Selectividad.- Las características y los valores de funcionamiento de los relés han de elegirse de tal forma que, aún para las condiciones más desfavorables, solamente queda desconectada la parte de la red que está afectada por el defecto. De esta forma se reducirá al mínimo el sector falto de suministro de energía eléctrica mientras se efectúa la reparación de la parte averiada.

Velocidad.- La rapidez es fundamental para disminuir al máximo los daños en la zona de falla y además para evitar que el sistema salga de sincronismo, la rapidez de actuación depende de la magnitud de la falla y de la coordinación con otras protecciones.

Confiabilidad.- La confiabilidad con la rapidez son muy importantes, pues un relé de protección deben adquirirse de un fabricante de prestigio, tener buen mantenimiento, estar bien ajustados y en general ofrecer la seguridad de que no van a fallar cuando más se necesite su operación.

Precio.- El precio de una protección es un factor relativamente poco importante, si se compara con el costo del resto del equipo de la instalación, por lo que debe adquirirse la mejor calidad posible.

4.3 **DIAGRAMA PRINCIPAL DE PROTECCIÓN DE LA SET PUENTE PIEDRA 60/10 kV**

Para los efectos del estudio en mención y teniendo en cuenta el criterio de la selectividad, la protección se dividirá en tres zonas; asimismo, estas zonas se vincularán por el criterio de respaldo de la protección, así tenemos:

- a) Protección de la zona 60 kV
- b) Protección de los transformadores de potencia
- c) Protección de la zona 10 kV

Siendo **a** reserva de **b** y **c**; y a la vez **b** reserva de **c**.

En el esquema PP-02 se muestra el esquema de Principio de la Protección.

4.3.1 **PROTECCIÓN DE LA ZONA DE 60 KV**

Para la red de 60 kV se empleará la protección a distancia tal como se tiene normalizado en EDELNOR.

Esta protección se usa como primaria de transmisión y la coordinación de protección se realiza con los relés ubicados en la misma subestación de transmisión y las ubicadas en la Subestaciones opuestas.

4.3.2 **PROTECCIÓN DEL TRANSFORMADOR DE POTENCIA 60/10 KV**

Para la protección de grandes transformadores, que juegan importante papel en la continuidad del servicio, en la actualidad se emplean solamente dispositivos selectivos, sensibles y de acción rápida; es decir, la protección diferencial y la protección Buchholz. La protección contra sobrecargas puede realizarse con imágenes térmicas y con relés térmicos, finalmente resulta muy conveniente la vigilancia de la temperatura del aceite para lo que se utiliza termómetros especiales.

Las dos causas principales de defectos de aislamiento están constituidas por las sobretensiones de origen atmosférico y por el calentamiento inadmisibles de los arrollamientos del transformador. Las sobrecargas permanentes o temporales pero frecuentemente repetidas que pueden tolerarse en explotación normal conducen, sin embargo, a un envejecimiento prematuro de los aislantes de los arrollamientos y, finalmente a cortocircuitos entre espiras o entre fases

4.3.3 PROTECCIÓN BUCHHOLZ

Es la protección que está orientada exclusivamente a detectar las averías internas del transformador.

Se emplea en todos los transformadores en aceite equipados con depósitos de expansión y se conecta en el tubo que va del transformador al tanque conservador.

El principio de operación se basa en que toda falla interna del transformador va acompañada de una producción de gases que son captados por el relé Buchholz.

El relé Buchholz lleva dos protectores uno de alarma y otro de desconexión, y un receptáculo de captación de los gases contenidos en el aceite. Si a consecuencia de un defecto poco importante, se producen pequeñas burbujas de gas, éstas se elevan en la cuba del transformador y se dirigen hacia el depósito conservador de aceite. Estas burbujas son captadas por el aparato y almacenadas en el receptáculo, donde el nivel de aceite baja progresivamente, a medida que las burbujas llenan el espacio superior del receptáculo, como consecuencia, el flotador de alarma actúa.

El flotador de desconexión conserva su posición de reposo mientras sea lento el desprendimiento de gases. Si el defecto se acentúa, el desprendimiento se hace violento y se producen grandes burbujas, de tal forma que a consecuencia del choque el aceite refluye bruscamente a través de la tubería, hacia el depósito conservador de aceite, entonces este flujo de aceite acciona el flotador de desconexión lo que realiza el cierre de dos contactos y este a su vez, el mecanismo de desconexión de los interruptores de alta y baja tensión en el transformador.

4.3.4 PROTECCIÓN DIFERENCIAL

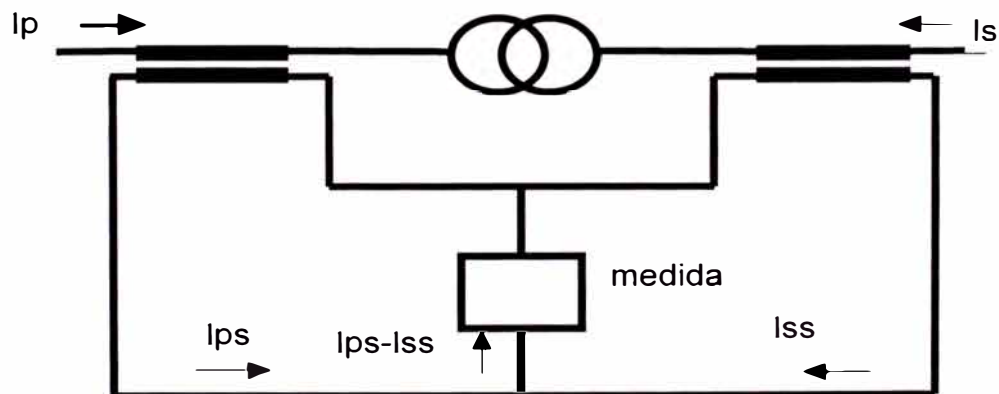
Se ha previsto la protección diferencial trifásica mediante el empleo de un relé electrónico Brown Boveri el cual no necesita transformadores intermedios.

El relé diferencial se conecta a los transformadores de corriente ubicados a ambos lados del transformador de potencia tal como se muestra el Diagrama

Unifilar (E-3-3075), comparando en un circuito de medida las corrientes de estos transformadores.

Cuando la corriente diferencial excede de un valor preestablecido quiere decir que existe una falla en la zona protegida entonces el relé deberá actuar los circuitos de disparo de los respectivos interruptores. De acuerdo a la figura 9 mostrada, en servicio normal las corrientes I_1 e I_2 serán casi iguales en amplitud y ángulo de fase, dado que la diferencia aludida de corrientes en la $= I_1 - I_2$ y que deberá ser aproximadamente cero.

FIGURA N° 9



El relé diferencial SPAD 346 es el que se instalará para la protección de los transformadores de potencia cuyas características principales son:

- Corrige el grupo de conexión de los transformadores de potencia por lo que no son necesarios transformadores de corriente intermediarios.

- Posee una función de bloqueo, para prevención de operaciones súbitas que son causadas por corriente de inserción de los transformadores de potencia cuya amplitud pueden ser muchas veces el valor de corriente nominal. Para el relé diferencial esta conexión de corriente de inserción representa corriente diferencial pura. Para eliminar este efecto el relé cuenta con la función de bloqueo basada en la ocurrencia de la componente de segundo armónico; en la conexión por corriente de inserción puede variar en el rango de 12 a 100% entonces la operación del relé se bloquea cuando la componente de segundo armónico en una de las fases excede dentro del rango de 10 a 20% de la corriente diferencial.
- En la práctica la corriente diferencial no es exactamente cero en condiciones normales; estas corrientes se originan por errores de los transformadores de corriente, cambio en la posición del tap. Como la corriente de carga del transformador se incrementa, la corriente diferencial causada por los errores del transformador de medida y el cambio de taps se agranda en la misma proporción, es por ello que el relé cuenta con una curva característica donde la operación del relé diferencial es estabilizada de la corriente de carga.

También cuenta con una unidad instantánea de operación; el cual funciona con fallas bruscas.

4.3.5 PROTECCIÓN DE MÁXIMA CORRIENTE

Estos relés se ubican en el lado de alta tensión del transformador y actúan como respaldo del relé diferencial.

En este caso está previsto un relé secundario MCX-913 de Brown Boveri que tiene incorporado una serie de funciones y cuyas características principales son:

- Tiene varias funciones de Protección con la que es posible abarcar varios defectos eléctricos:
- Cortocircuitos entre fases y sobrecargas
- Puesta a tierra
- Asimetría de las corrientes de fase
- Carga mínima.
- Es un relé con mando por microprocesador en lo que se refiere a la protección de máxima corriente permite seleccionar una función de arranque evitando desenganches intempestivos debido a corrientes transitorias de puesta en servicio.

Previamente hablaremos sobre las consideraciones a tener presentes con relación a los distintos tipos de Protección a emplear:

4.3.6 CONSIDERACIONES PARA LA APLICACIÓN DE LA PROTECCIÓN DIFERENCIAL

Esta protección detecta los cortocircuitos y las derivaciones a masa producidos dentro de la cuba del transformador y también, como el relé Buchholz detecta los cortocircuitos entre espiras. Actúa rápida y selectivamente ante los defectos producidos en el interior de los transformadores.

El principio más usado es el de la protección por corriente diferencial, lo que se logra con este tipo de protección es comparar las corrientes de entrada y salida al elemento protegido actuar para unas condiciones determinadas de la diferencia entre ellas.

En la protección por corriente diferencial los transformadores están conectados en los extremos de la zona a proteger y sus secundarios conectados en paralelo con la bobina de operación tal como se ilustra en la figura mostrada. Mientras que en elemento protegido la corriente que circula permanece invariable en magnitud y en ángulo, la corriente se cerrará entre los secundarios de los transformadores de intensidad sin que fluya ninguna corriente por la bobina de operación. Si se produce una falta dentro de la zona protegida, las intensidades de las corrientes en los extremos del elemento protegido ya no serán iguales en magnitud y/o ángulo y por lo tanto circulará la diferencia por la bobina de operación del relé, actuando este y desconectando el elemento del sistema.

El relé que se muestra en la figura es un relé diferencial de porcentaje. Este tipo de relé dispone de una bobina de operación y dos bobinas de frenado. La misión de las bobinas de frenado es prevenir al relé de actuaciones no deseadas por circular por la bobina de operación corrientes debidas a la diferencia de errores en los transformadores de intensidad para valores de las intensidades de cortocircuito en faltas externas. La característica de este tipo de relé es que la corriente de operación $(I_1 - I_2)$ debe exceder en un cierto porcentaje a la medida de las corrientes de frenado $(I_1 + I_2)/2$ para que el relé pueda operar. El relé operará cuando dicha corriente de operación supera el valor de ajuste

determinado. Sin embargo se dan varias circunstancias que dificultan su calibración:

- Las corrientes a uno y otro lado del transformador son de distinta magnitud. Para conectar directamente el relé a los secundarios de los trafos se deberán elegir estos con relaciones de transformación tales que iguallen las intensidades entrantes al relé ante faltas externas a condiciones de carga. Ello, sin embargo, no es viable en la práctica debido al uso de trafos de relaciones de transformación normalizadas. Por ello se hace necesario recurrir a trafos auxiliares o a relés que dispongan de tomas de igualación de corriente.

- El grupo de conexión del transformador introduce un desfasaje entre las corrientes primaria y secundarias lo que obliga a conectar los secundarios del transformador de forma adecuada. Actualmente los relés utilizados incorporan trafos internos para compensación de fase.

- Si uno de los arrollamientos puede dar corriente de falla a tierra y el otro no, para evitar la actuación del relé ante fallas a tierra externas es preciso filtrar las componentes homopolares del circuito diferencial mediante conexiones en triángulo de los transformadores o bien con un filtro de intensidad homopolar cuya función es facilitar un camino de mínima impedancia a la intensidad homopolar. En la sensibilidad del relé se debe tener en cuenta:
 - El efecto producido por la regulación en carga.
 - El error de igualación de las tomas de corriente del relé

- Los errores de transformación de los trafos (relación y ángulo) sobre todo en condiciones transitorias (errores de saturación, magnetismo remanente, etc).
- En la energización del transformador se establece una corriente magnetizante transitoria. Esta corriente de inserción aparece como falta interna para un relé diferencial.

Los relés diferenciales, pueden actuar indeseablemente debido a las corrientes de inserción que se producen al energizar el transformador. Dado el elevado contenido de armónicos presentes en estas corrientes (principalmente del 2do) ciertos relés diferenciales utilizan al menos el 2° armónico de corriente para frenar o reducir la sensibilidad del relé durante el periodo de energización del transformador. Estos relés utilizan circuitos selectivos de frecuencia para realizar las funciones de frenado.

El propósito de estos diseños es proporcionar un frenado independiente de la cantidad de corriente de inserción y permitir la operación si se produce una falta interna durante el proceso de energización

El valor máximo de la corriente magnetizante de inserción se presenta en el transformador cuando la onda de voltaje está próxima a cero. En este instante la corriente y el flujo deben de ser máximo el circuito que es altamente inductivo y media onda de voltaje requiere un cambio en el flujo de hasta dos veces el máximo flujo. El flujo residual que sale en el banco de la energización previa se puede sumar o restar al flujo transitorio de manera que se incremente o reduzca la corriente magnetizante de inserción. Desde el punto de vista de la

magnetización los transformadores de potencia operan por lo general cerca de la rodilla de la curva de saturación de manera que los requerimientos de flujo adicional de la onda de voltaje cero en la energización mas el flujo residual saturará definitivamente el hierro e incrementará las componentes de las corrientes de magnetización.

4.4 ASPECTOS A TENERSE EN CUENTA PARA LA EJECUCIÓN DE LAS PRUEBAS EN EQUIPOS DE PROTECCIÓN

A continuación se resumen las recomendaciones básicas a seguir para la Puesta en servicio de los relés de Protección:

Cuando se planifica una nueva instalación se debe considerar un periodo estimado para las pruebas de puesta en servicio inevitablemente, las fechas programadas para cada etapa se ven afectadas de retrasos que deben ser asumidos por el ingeniero de puesta en servicio. Si la protección falla por alguna causa como por ejemplo un incorrecto cableado se retrasarán las fechas programadas.

Antes de iniciarse las pruebas de puesta en servicio se debe familiarizar con el esquema de protección global existente en la subestación.

El procedimiento a ser adoptado para la puesta en servicio se debe ser cuidadosamente planificado para evitar duplicar las tareas, controles y pruebas. Es esencial que las pruebas no sean omitidas por lo que los ingenieros de puesta en servicio deben de tener bien definidos sus responsabilidades específicas.

Si bien se deben tener en cuenta los aspectos de la seguridad de la instalación de los Relés no se debe exagerar este aspecto porque serían mayores los inconvenientes que los beneficios. Se recomienda nombrar un coordinador general para todos los detalles de la coordinación en las pruebas.

Básicamente, la puesta en servicio de la protección de los equipos del patio de llaves incluye lo siguiente:

1. Verificación de los diagramas de cableado empleados en el montaje, para ello emplearemos el plano general de Set, en el se muestran cada uno de los elementos de protección utilizados en toda la Subestación.
2. Inspección general de los equipos; se debe inspeccionar el estado físico de los relés para observar si existe algún daño, así mismo la presentación del conexionado y también los detalles del cableado y el número de conductores deben estar de acuerdo con los diagramas esquemáticos y los diagramas de cableado.
3. Pruebas de resistencia de aislamiento entre todos los circuitos entre sí y con respecto a tierra.
4. Pruebas de los transformadores de corriente principales, para lo cual se debe verificar entre otras cosas la relación de transformación, la polaridad y la curva de magnetización.
5. Pruebas de los transformadores de Tensión utilizados en la protección, aquí se deberá de verificar la relación de transformación, la polaridad y el desfase.
6. Pruebas de inyección secundaria de los relés; estas pruebas son diseñadas para probar la operación básica de cada relé en forma independiente.

7. Pruebas de inyección primaria / Pruebas con carga; esta prueba es diseñada para probar la estabilidad del equipo frente a fallas externas y los ajustes de corriente efectivos para fallas internas. Las propiedades de direccionalidad de los relés en donde sea importante verificar, se llevan a cabo con ayuda de la maleta de prueba de relés.
8. Verificación del circuito de disparo y de alarmas.

4.4.1 INSPECCIÓN FÍSICA DE LOS RELÉS Y VERIFICACIÓN DEL AISLAMIENTO

Antes de remover la cubierta de los relés debe asegurarse que el área de la superficie este libre de polvo debido a que la suciedad puede trabar los elementos del pivote del relé y disminuir la confiabilidad de la operación de los contactos.

Las principales verificaciones que pueden ser realizadas antes de las pruebas eléctricas incluyen lo siguiente:

1. Inspección física a fin de verificar que no existan daños de consideración en los relés.
2. Verificación de los códigos de fábrica que el relé correcto este en su respectiva carcasa. Esto conlleva a verificar los números de serie y los números de Kardex registrados en cada relé.
3. Verificación general de los cables de conexión así como los elementos de presión y de conexión.

4. Verificación de que las resistencias externas estén en su lugar correcto.
5. Verificación de que los contactos de cortocircuito en los circuitos de corriente trabajen correctamente cuando el relé es extraído de su carcasa.
6. Verificación de que el aislamiento del circuito de disparo trabaje para los casos en que se extraiga el relé de su carcasa.
7. Verificación de que los contactos exteriores del relé estén conectados a los terminales adecuados. Se debe verificar el aislamiento de los cables principales del cableado ya que esta medida de precaución no tomará mucho tiempo y será de mucha utilidad en el proceso de puesta en servicio.
8. Verifique que la presión de los contactos sean las correctas. La comparación con un relé tomado como patrón para la verificación de las presiones adecuadas es de bastante utilidad.

Las pruebas de rutina del aislamiento, por ejemplo 2 kV rms por 1 minuto debe ser efectuada por cada relé en forma independiente durante el proceso de fabricación. Durante la puesta en servicio se debe verificar el aislamiento utilizado, por lo general con ayuda de una fuente de tensión continua. En donde las pruebas de aislamiento son requeridas se recomienda para el caso de los relés estáticos retirarlos temporalmente para evitar que la tensión de prueba aplicada no dañe los relés. Se debe poner bastante cuidado en las conexiones efectuadas para las pruebas y se debe proceder a incrementar la tensión lentamente hasta el valor requerido (2kV) y mantenido por el tiempo nominal, que luego de transcurrido se debe disminuir hasta el valor de cero.

En la práctica las verificaciones se llevan a cabo con un megómetro de 500 V o de 1000 Vcc. para los casos de circuitos que involucren relés estáticos se

recomienda utilizar megómetros que no tengan escobillas ya que de lo contrario se pueden obtener un pico de tensión que podría exceder los 5 kV.

Aunque la resistencia de los circuitos a tierra generalmente es la única que se chequea también se recomienda chequear el aislamiento entre los circuitos del esquema general. Se puede recomendar el siguiente procedimiento:

- Unir los terminales accesibles de cada circuito independiente.
- Unir todos los grupos de circuitos formados a tierra en forma sólida.
- Separar un circuito determinado y probar el aislamiento de este circuito con respecto a los otros que permanecen conectados a tierra.
- Una vez que se ha probado el aislamiento de todos los circuitos se debe verificar que las conexiones a tierra queden como estuvieron inicialmente.

Los niveles de aislamiento pueden ser variados: los valores mayores de 100 Megaohm se pueden presentar para instalaciones pequeñas, sin embargo para los casos en donde el cableado es extenso se puede obtener unos cuantos Megaohm. La humedad es un factor importante y debe ser considerado cuando los resultados sean usados como una referencia para verificaciones del aislamiento futuro cuyo control permitirá cuantificar el deterioramiento del aislamiento.

Se debe tener especial cuidado que todos los circuitos asociados estén seguros y libres de intervenciones no autorizadas del personal durante las pruebas de aislamiento. También debe recordarse que la capacitancia de los cubículos pueda conservar una carga razonable inclusive cuando la prueba ya ha

finalizado por lo que se recomienda esperar unos cuantos segundos antes de intentar desconectar los cables utilizados para las pruebas.

4.5 AJUSTES Y PRUEBAS REALIZADAS EN LOS RELES DIFERENCIAL Y MÁXIMA

Básicamente las pruebas llevadas a cabo en los relés diferencial y máxima se realizan con ayuda de una maleta de prueba de relés, sin embargo es importante realizar una prueba tipo de cortocircuito en el transformador de Potencia, para ello deberán de cortocircuitarse las tres fases del transformador a la salida de los transformadores de corriente en el lado de baja y aplicar una tensión auxiliar alterna al lado de alta en la entrada de los transformadores de medida a fin de poder cuantificar un valor de corriente; posteriormente con ayuda de los instrumentos de medida se determinarán los valores de corriente en la entrada y salida del relé diferencial, en este caso estas lecturas en miliamperios deberán de estar muy próximas entre sí. De la misma forma se comprobará el valor indicado por el relé. Mayores detalles sobre el procedimiento de cálculo y pruebas se dan en el capítulo 5.4.

En el ítem 4.5 se presenta un programa de cálculo para la prueba de cortocircuito indicándose en dicho protocolo los valores de corriente leídos al momento de ser efectuada la prueba.

Con respecto al relé MCX el procedimiento de cálculo para realizar los ajustes se realiza con los siguientes parámetros:

Corriente de ajuste	I_E	(mode 00)
Función seleccionada		(mode 47)
Valores de ajuste		(mode 00 ...49)
Matriz de desenganche		(mode 101...149)
Corriente de ajuste le:		

$$I_E = I_{NS} / K_1$$

Siendo:

I_{NR} : Corriente nominal del relé (1 o 5 A)

I_{NS} : Corriente nominal del objeto por proteger.

K_1 : Relación de transformación del transformador de corriente principal.

La relación entre la corriente de ajuste y la corriente nominal deberá ajustarse en el modo 00.

El valor de ajuste en el modo 00 = I_E / I_{NR}

El margen de ajuste de la corriente de ajuste se encuentra subdividido en 4 márgenes parciales (los cuales son seteados por medio de puentes enchufables S1...S4).

Para nuestro caso $I_{NS} = 25 \text{ MVA} / \sqrt{3} \times 50655$ $I_{NS} = 284.92$

K_1 : 300 / 5

I_E : 0.94

Mode 00 = 0.94

Selección de la función (mode 47)

Entre el gran número de funciones a cargo del relé se puede seleccionar una combinación óptima para la aplicación en el caso concreto. Con ello es posible

activar o desactivar solamente las funciones de protección contenidas en la combinación elegida del mode 47. Es importante indicar que solamente aparecerán las funciones y los valores de medición correspondientes a las opciones de programación. Para mayor información vea el apéndice.

Valores de Ajuste y matriz de desenganche

En la mayoría de los casos, una función de protección posee dos valores de ajuste: Valores de respuesta y temporización correspondiente.

Además de las diferentes funciones de protección, es posible asignar libremente señales de arranque y de desenganche a los 4 relés auxiliares existentes, introduciendo la combinación de cifras deseadas en el correspondiente modo de matriz. A excepción de las funciones térmicas. Así tenemos:

Valor 0: no presenta ninguna reacción (bloqueado)

Valor 1: señal de arranque

Valor 2: señal de desenganche

Valor 3: señal de desenganche con autorretención.

4.6 **ELABORACIÓN DE PROTOCOLOS DE PRUEBA EN LA SET PUENTE PIEDRA**

Se indican al final del anexo.

PROTOCOLO DE PRUEBA DE RELE DIFERENCIAL SPAD 346C3

SET : **PUENTE PIEDRA**

CIRCUITO : **TR-I 60/10 kV**

CARACTERISTICAS		TRANSFORMADORES PRINCIPALES					SG1 Checksum									
Marca : ABB	In (Amp) : 5.0	A.T.		B.T.			S1	S2	S3	S4	S5	S6	S7	S8	SUMA	
No.serie : 42828	Vaux (Vol) : 125	300 / 5 Amp		1500 / 5 Amp.			0	0	0	0	0	0	1	0	64	
No.Kardex : —	Frecuencia (Hz): 60	Conexion de Transf. de Potenci			Ynd 5											
VALORES DE AJUSTE Y DE PRUEBA							Checksum									
AJUSTES	AJUSTE	PRUEBA-1	PRUEBA-2	PRUEBA-3	PRUEBA-4	PRUEBA-5	SWICH	S1	S2	S3	S4	S5	S6	S7	S8	Σ
1. Etapa Diferencial : P (%)	30	30					SGF1	0	0	0	0	0	0	1	0	64
2. Relación de Arranque : S (%)	35	35					SGF2	1	1	1	0	0	0	0	0	7
3. Limitador de Armonicos: I2f (%)	10						SGF5	1	1	1	1	0	0	0	0	15
4. Corrección del Transf : I1 / I1n	0.829	0.83					SGF6	1	1	0	0	0	0	0	0	3
5. Corrección del Transf : I2 / I2n	0.957	0.96					SGF7	0	0	1	0	0	0	0	0	4
6. Etapa Difer. Superior : (Id >>)	20 In	20 In					SGR1	1	1	1	1	1	1	1	1	255
Id2I/1d1f (%)	10	10					SGR2	1	1	1	1	1	1	1	1	255
7. Id5I/1d1f (%)	10	10														
Id5I/1d1f (%)	50	50														
8. Prueba de Apertura	A.T.	—	Conforme													
	B.T.	—	Conforme													
9. Prueba de Alarma Local	—	Conforme														
10. Equipo de Prueba	Marca	—	DOBLE F2500													
	Tipo	—	FLUKE 8060A													
11. Responsable	Secc.Anal.Red															
12. Empresa	EDELNOR S.A.															
13. Firma	—														
14. Fecha	—	20-Feb-96														

Observaciones : Actualizado el 09 de Marzo de 1998.

(20-Feb-98): El bloqueo por segundo armónico no esta implementado.

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA

FACULTAD DE INGENIERIA MECÁNICA

MECÁNICA - ELECTRICA

Elaborado por: *Edgar Mendoza G.*

Revisado por: _____

Fecha : Lima , Diciembre de 1999

CAPITULO 5

PRUEBAS DE INYECCIÓN DE CORRIENTE

5.1 DESCRIPCIÓN DE LOS CIRCUITOS INVOLUCRADOS

Previo al inicio de las pruebas de corriente que se realizarán en los diversos circuitos involucrados se debe de haber verificado el cierre de los circuitos en análisis realizando previamente la prueba de continuidad del alambrado para todo el recorrido correspondiente; de la misma forma se debe de haber realizado la prueba de polaridad tanto en los transformadores de corriente como en los de tensión que forman parte de la instalación.

La prueba de polaridad consiste básicamente en establecer la dirección de la corriente de falla en un instante dado. Como bien sabemos los transformadores de corriente presentan marcas relativas al sentido de la circulación de corriente, las cuales por convención se denominan como H1 y H2 relativas a los bornes primarios y X1, X2 para los secundarios; estas marcas representan el sentido de entrada y salida de la corriente en un instante dado. Es decir cuando la corriente entra por el terminal marcado como H1 esta saldrá por el terminal X1. Ahora bien estas marcas

de polaridad nos representan la dirección de actuación del flujo de corriente relativa a otra corriente o tensión así como nos ayuda a realizar una apropiada conexión con los equipos de medición y/o protección asociados.

El procedimiento para realizar la prueba de polaridad consiste en aplicar con ayuda de una batería de 9 V un pulso de tensión continua a los bornes del primario y verificando con ayuda de un instrumento de aguja la deflexión que se produce dicho pulso de tensión aplicado con respecto al secundario del equipo a ser probado.

5.2 PRUEBAS DE INYECCIÓN DE CORRIENTE Y TENSIÓN EN EL SECTOR DE 60 KV

Esta será dividida en dos partes: el sector de líneas y el del transformador.

Para el sector de línea usaremos el plano de protección E-3-3127 y E-3-3128 que corresponden al esquema funcional y al de medición.

Luego de haber verificado previamente los circuitos de corriente y de tensión como continuidad se procederá a realizar la independización de los circuitos por zonas es decir los circuitos de protección y de medición que alimentan a los convertidores de potencia. Con respecto al circuito de protección deberá de realizarse la apertura de los bornes seccionables que están antes de la entrada al relé de distancia y el de medición, posteriormente realizar la prueba de continuidad a fin de verificar que el circuito del lado secundario que viene de los transformadores de corriente se encuentren cerrados, verificando los bornes en los respectivos

transformadores además en el cable de control verificar el impreso o color correspondiente así como la relación de transformación debido a que dependiendo del tipo de transformador a usar el cambio de relación de transformación se encuentra ya sea en el primario o secundario. Luego de verificar cada uno de estos puntos se procederá a realizar la prueba de polaridad en el circuito de corriente.

Para esto se tiene por convención que el flujo de corriente para la protección siempre saldrá de la línea pero para la medición este flujo estará ingresando, con esta salvedad se procede a realizar la prueba por cada fase y tanto para los transformadores de corriente como para los de tensión. Luego de verificar esto se realizará la prueba de continuidad hasta los bornes de los equipos cuando todo esto esta concluido se procederá a realizar las pruebas de inyección de corriente y tensión.

Con ayuda de una fuente de inyección de corriente primaria se aplica a cada uno de los bornes del primario y se obtiene una lectura en el secundario de cada fase que se irá midiendo con ayuda de un instrumento. Deberá de verificar además la lectura obtenida en el relé así como la fase correspondiente. De la misma forma mida la corriente obtenida en la entrada de los convertidores por fase.

Con ayuda de esta prueba verifique además la relación de transformación en el transformador de corriente. Procede a realizar esta misma operación para cada una de las fases en cuestión. Los resultados de esta prueba son indicados en el protocolo de inyección de corriente que se muestra al final del capítulo.

Para la prueba de tensión esta se lleva a cabo en dos etapas una primera es la llamada de relación la cual consiste en aplicar un valor de tensión a la entrada de los trafos de tensión y obtener una lectura del secundario probando de esta forma la relación de transformación. Concluido esto proceda a abrir el circuito de tensión desde la entrada del térmico principal y aplique a los bornes seccionables con ayuda de una maleta de tensión el valor nominal del secundario y verifique en cada punto de los circuitos involucrados de los planos E-3-3127 y E-3-3128, verifique la lectura de la telemedida de barras hacia centro de control.

Para el caso del sector del transformador de Potencia adicionalmente deberá de realizar la apertura de los bornes seccionables que están en la entrada del relé de máxima MCX. Con ayuda del plano E-3-3136 se tiene el circuito de corriente presenta transformadores de corriente de 1/5 A debido a que el transformador de corriente del trafeo es de 300/1 A y el relé es de 5 A por lo que se consideró colocarlos en la entrada. Sin embargo, deberá de probar adicionalmente la polaridad de estos hacia el relé de máxima debido a que esta podría estar invertida. La corriente que pasa al relé diferencial si va directa debido a que este relé tiene una doble bobina de corriente que permite trabajar con valores de 1 o 5 A.

Al igual que para las pruebas en el circuito de las líneas se deberá de verificar continuidad y polaridad hasta los bornes del panel. A continuación, se aplicará corriente con ayuda de la maleta de inyección primaria y se procederá a realizar la medición en cada una de las fases del circuito de corriente involucrado comprobando que no existan retornos hacia otras fases, de la misma forma cheque los valores de lectura obtenidos en el relé comprobando el valor correcto para el caso del relé

diferencial este estará en por unidad (pu) y será posible verificar además el ángulo de desfasaje que presenta, proceda de forma similar con el relé de máxima.

Con respecto al núcleo de medición del transformador este no se utiliza para efectos de medida debido a que toda medición efectuada sobre el transformador de Potencia se realiza en el sector de baja (10 kV).

La tensión de protección para efectos del sector del transformador no se utiliza en esta sección.

5.3 PRUEBA DE INYECCIÓN DE CORRIENTE Y TENSIÓN EN EL SECTOR DE 10 KV

Con ayuda del plano principal de protección podemos definir dos zonas de protección bien definidas: la correspondiente a los alimentadores de 10 kV y la que forma parte del transformador de Potencia y acoplamiento de barras. Además es necesario indicar que por ser celdas del tipo metaclad los circuitos de los transformadores de corriente se encuentran integrados dentro de la misma celda por lo que su acceso es más tedioso. Es por esta razón que deberá de probar con mucho cuidado previamente la continuidad en cada uno de los circuitos involucrados así como también la polaridad de ellos teniendo en cuenta el sentido de la corriente que ingresa al relé. Una vez definido esto proceda de la siguiente forma.

Para el caso de la celda del transformador tendrá presente que la salida de la corriente del relé de máxima para el lado de baja debe de llegar a la entrada del relé

diferencial por lo tanto el circuito que va desde este relé deberá de ser verificado hasta el panel de protección del sector de 60 kV.

Así mismo, al aplicar corriente primaria en la entrada de los transformadores de corriente deberá de desconectar la llegada del cable de energía del transformador de potencia a fin de evitar posibles retornos de corriente a la salida del transformador de potencia. Verifique entonces con ayuda de una pinza de corriente los valores de medida en el primario y secundario de los transformadores de corriente respectivos. Además de esto y con ayuda de los planos E-3-3142 y E-3-3143 mida la corriente en cada una de las fases a fin de verificar que no existan posibles retornos de corriente. Verifique también el devanado correspondiente al circuito de medición comprobando la lectura de la corriente aplicada en el medidor multifunción el cual previamente deberá de haber programado con los valores de ajuste necesarios. Es importante indicar que para el caso del núcleo de medición se tendrá en cuenta que las corrientes que salen del transformador de corriente pasarán primero por el medidor multifunción y después por los convertidores de potencia con excepción de la fase T, en la cual previamente a la entrada del medidor multifunción entrará al circuito de regulación automática (MK30E).

Para el caso del circuito de tensión deberá de realizar una prueba de tensión reducida desde la celda del transformador de tensión; ya que es desde esta celda que se realiza el enlace de la tensión secundaria hacia las otras celdas tanto de alimentadores como la de los trafos de potencia y se unen ambas barras por medio de la celda de acoplamiento. Una vez culminada la verificación de tensión reducida en cada una de las celdas que forman parte del sistema de barras, se procederá a aplicar tensión al secundario del transformador de tensión teniendo cuidado de abrir los

bornes seccionables que llegan de los respectivos transformadores. Al tener tensión en cada uno de los bornes de las celdas de salida y de la celda de llegada del transformador procederemos a verificar en cada punto del circuito funcional para el caso del transformador la llegada al medidor multifunción con la correspondiente secuencia de fases, así como también la tensión en los convertidores de medida y para el caso de las celdas de alimentadores con ayuda del plano E-3-3147 la tensión de protección en los bornes del relé de distancia.

Es importante indicar que la celda del transformador de tensión presenta un relé de sobretensión homopolar que para el caso de Edelnor cuando este actúa solamente provoca el arranque del relé con la respectiva alarma en el módulo de señalización.

Para el caso de las celdas de 10 kV (alimentadores) trabajaremos con ayuda de los planos E-3-3147 y E-3-3148. El procedimiento utilizado es el mismo que en los casos anteriores sin embargo al existir dos relés en serie se debe de tomar atención a la prueba de continuidad ya que el circuito se puede prestar a falsas lecturas.

Para el caso del transformador toroidal se tendrá presente que para la prueba de polaridad deberá de aplicar la punta positiva de la batería hacia el interior del transformador dándole dos vueltas a fin de poder observar la deflexión en el equipo de medida, mida entonces en los bornes del relé abriendo previamente uno de ellos.

La prueba de inyección de corriente sigue el mismo procedimiento descrito en párrafos anteriores teniendo en cuenta que deberá de medir en la entrada y salida de los relés así como en el retorno del neutro en el transformador de corriente. Con respecto a la fase S (ver plano E-3-3147) deberá de medir adicionalmente el valor de

corriente aplicado al convertidor que será mostrado en el amperímetro presente en la celda.

5.4 PRUEBA DE CORTOCIRCUITO EN EL TRANSFORMADOR DE POTENCIA

La prueba de cortocircuito es una prueba que se realiza en el transformador de Potencia a fin de verificar el cierre de los circuitos de corriente más importantes así como verificar los valores obtenidos en el proceso de cálculo. De existir algún problema en alguno de los circuitos de corriente analizados este se presentará como un desajuste de corriente en la fase correspondiente indicada en el relé. Es posible debido a que se le aplica una tensión trifásica a la entrada del transformador de Potencia, esta al presentar un desfase de 120 grados se reflejará al lado del secundario, obviamente con el fasor de tensión reducido por la relación del transformador. Sin embargo, la secuencia de fases y la rotación del fasor deberá de estar dada por el grupo de conexión del respectivo transformador al cual previamente se ha compensado en el relé, es decir cualquier variación que ello representara será traducido en una rotación del correspondiente ángulo y fasor.

El procedimiento adoptado para la respectiva prueba consiste en aplicar una tensión trifásica en el lado alta del transformador de potencia y cortocircuitar sin mandar a tierra las tres fases del lado de baja a la salida de los respectivos transformadores de medida del lado de 10 kV; ubicando los instrumentos de medida en la entrada del sector de alta, así como a la salida del lado de 10 kV como también en la entrada y salida del relé diferencial y de máxima; con ello comprobaremos el

cierre total de los circuitos de protección y medición así como los correctos desfasajes y compensación producidos en el relé por el grupo de conexión del transformador de potencia.

Esto nos ayudará a realizar una serie de simulaciones en el relé, realizando por ejemplo una inversión en una de las fases de entrada del relé lo cual se traducirá en una rotación del ángulo de fasor o dependiendo del ajuste proporcionado la apertura del interruptor del transformador.

Con ayuda de la figura 9 se realizará un cálculo tal como se indica a continuación:

Mediante la ayuda de esta figura se procederá a realizar el cálculo teniendo los siguientes parámetros de referencia:

Potencia nominal del transformador:	S=25 MVA
Tensión devanado primario:	V _p =58 kV
Tensión devanado secundario:	V _s = 10 kV
Grupo de conexión:	YnD5
Impedancia de cortocircuito:	Z _{cc} = 9.8 %
Relación de transformación:	Alta : 300/5
En los trafos de corriente	Baja : 1500/5

Deberá de tenerse presente que la corriente de falla analizada representa la corriente de falla por fase a la salida de transformador de potencia.

$$Z_{base} = \frac{V_{base} \times V_{base}}{Potencia}$$

$$Z_{falla} = Z_{fase} \times Z_{cortocircuito}$$

$$I_{falla} = V_n / (\sqrt{3} \times Z_{falla})$$

Se tiene:

$$I_n = S / (\sqrt{3} \times V)$$

Lado de Alta

$$I_{In} = 25 \text{ MVA} / (\sqrt{3} \times 58 \text{ kV})$$

$$I_{In} = 248.86 \text{ A}$$

$$Z_{base (60)} = 58 \text{ kV} \times 58 \text{ kV} / 25 \text{ MVA}$$

$$Z_{base (60)} = 134.6 \Omega$$

$$Z_{falla (60)} = Z_{base} \times Z_{cc}$$

$$Z_{falla (60)} = 13.187 \Omega$$

$$I_{falla (60)} = V_{aplicado} / (\sqrt{3} \times Z_{falla (60)})$$

$$I_{falla (60)} = 10.07 \text{ A}$$

$$I_{falla secundaria} = I_{falla (60)} / (300/5)$$

$$I_{falla sec} = 33.5 \text{ mA.}$$

$$I_{relé SPAD alta} = I_{falla (60)} / I_{In}$$

$$I_{relé SPAD} = 0.04 \text{ pu.}$$

Lado de Baja (10 kV)

$$I_{In} = 25 \text{ MVA} / (\sqrt{3} \times 10 \text{ kV})$$

$$I_{In} = 1443.38 \text{ A}$$

$$Z_{base (10)} = 10 \text{ kV} \times 10 \text{ kV} / 25 \text{ MVA}$$

$$Z_{base (10)} = 4 \Omega$$

$$Z \text{ falla (10)} = Z \text{ base} \times Z_{cc} \qquad Z \text{ falla (10)} = 0.392 \, \Omega$$

$$I \text{ falla (10)} = V \text{ aplicado} / (\sqrt{3} \times K \text{ trafo} \times Z \text{ falla (10)}) \qquad I \text{ falla (10)} = 58.40 \text{ A}$$

$$I \text{ falla secundaria} = I \text{ falla (10)} / (1500/5) \qquad I \text{ falla sec} = 195 \text{ mA.}$$

$$I \text{ relé SPAD baja} = I \text{ falla (10)} / I_{ln} \qquad I \text{ relé SPAD} = 0.04 \text{ pu.}$$

Según se observa de los resultados ambos valores de lectura del relé son iguales. Para mayor información sobre los valores de lectura obtenidos ver protocolo de Prueba de cortocircuito en este capítulo.

5.5 PROTECCIÓN DE BARRAS EN CELDAS DE 10 KV

La protección de barras en la subestación toma como referencia el cense de un valor de corriente en cada una de las salidas, este valor se representa por medio de un contacto en el relé de distancia el cual actúa cuando el valor de corriente es mayor de 6 veces el valor de ajuste nominal. Al pasar este umbral el relé provocará la apertura inmediata del respectivo alimentador a fin de liberar la falla de la barra. Sin embargo si la falla es de menor intensidad entonces este contacto actuará provocando que los relés de las celdas de llegada arranquen con el conteo en sus respectivas bobinas y a través de un contacto propio de estos relés provoquen el disparo del interruptor de acoplamiento en primer, a fin de liberar las barras de la falla y posteriormente del transformador donde se ubica el alimentador con la falla.

Para realizar la prueba en el circuito de protección de barras en el sector de 10 kV se trabajará con los planos de las celdas tanto del circuito de las celdas de llegada, acoplamiento y alimentadores. Así mismo nos ayudaremos del la figura 9 mostrada

Según se observa, la alimentación del referido circuito se toma del panel de servicios auxiliares y se va entrelazando con cada uno de los circuitos de las respectivas celdas, así mismo los contactos de cada uno de los alimentadores se encuentran en paralelo y la salida de ellos van a los contactos de entrada de los relés de máxima de las celdas de llegada contacto E 11 de la figura y son censados por medio del temporizador interno E2-E4, el cual provocará el cierre de los contactos A8-A9 del relé actuando finalmente sobre el contactor de disparo adecuado para tal fin.

Es este el que finalmente provocará la apertura del interruptor. Nuevamente se indica que la secuencia de tiempo para provocar el disparo de los interruptores será, primero el interruptor de acoplamiento, el cual tiene una temporización menor posteriormente deberá de aperturar el interruptor de la celda de llegada a fin de liberar las barras de la falla de tal forma que solamente quede con carga el transformador con las barras sin falla.

5.6 ELABORACIÓN DE PROTOCOLOS DE PRUEBAS

Se presentan al final del capítulo.

PRUEBA DE CORTOCIRCUITO EN TRANSFORMADOR DE POTENCIA 25 MVA 58/10 kV -YnD5 EN SET PUENTE PIEDRA

DATOS				CALCULO JUSTIFICATIVO		
DESCRIPCIÓN	Código	Unidad	Valor	LADO 60 KV	Unidad	V.Teórico
Potencia de Trafo	S	MVA	25	Impedancia Base	ohm	134.56
Tensión A.T.	V1	kV	58	Impedancia Trafo	ohm	13.19
Tensión B.T.	V2	kV	10	Corriente falla A.T.	A	10.068
Tensión cortocircuito	Vcc	%	9.8	Corriente falla secundario	A	0.034
Relación trafo. medida A.T.	TC.AT		300	Corriente medida relé	p.u.	0.04
Relación trafo. medida B.T.	TC.BT		300	LADO 10 KV	Unidad	V.Teórico
Factor de corrección A.T.	I1/I _n		0.83	Impedancia Base	ohm	4
Factor de corrección B.T.	I2/I _n		0.96	Impedancia Trafo	ohm	0.39
Tensión de Prueba en A.T.	Vac	V	230	Corriente falla A.T.	A	58.705
I relé A.T.	I _n	A	1	Corriente falla secundario	A	0.196
I relé B.T.	I _n	A	5	Corriente medida relé	p.u.	0.04

VALORES DE PRUEBA

DESCRIPCIÓN	LADO 60 kV			LADO 10 kV			OBSERV
	R	S	T	R	S	T	
Medición Primaria (A)	9.8	10	9.8	56	56	55.7	
Medición Secundaria (mA)				191	192	190	
Medición SPAD 346 C	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	
Medición MCX 913	0.02	0.02	0.02	0.04	0.04	0.04	
Medición MMF (A)				57	58	57	
Diferencial SPAD 346 C	0	0	0	0	0	0	
DESFAJES DE CORRIENTES							
Desfasajes de corrientes Principales	L1L2 121°	L2L3 121°	L1L3 118°	L1L2 122°	L2L3 124°	L1L3 114°	
Desfasajes en Diferencial	L1 :	359°	L2 :	359°	L3 :	2°	
Desfasaje con SFG1 : 0	L1L2 118°	L2L3 124°	L1L3 118°	L1L2 122°	L2L3 124°	L1L3 114°	Variación del Grupo
Desfasajes en Diferencial	L1 :	148°	L2 :	151°	L3 :	152°	Conexión

NOTAS :

* La Tensión aplicada se midió en SS.AA.

Vab :	227	Va :	154
Vbc :	226	Vb :	118
Vca :	224	Vc :	121

* Se calibró al relé variando el grupo de conexión

SFG1 : 0 (Grupo de Conexión YY0)

P : 7 %

Con este ajuste se produce la actuación del relé deferencial

Aperturando los interruptores de 60 y 10 kV

* Se realizó la medición del T.C. incorporado en el núcleo del Trafo de Potencia en la Fase V

I_p : 58 A I_s : 194 mA.

**PRUEBAS DE INYECCIÓN DE CORRIENTE
SET PUENTE PIEDRA**

LADO 60 KV											OBSERVACIONES
CKT	PUNTO DE INYECCIÓN			NÚCLEO DE PROTECCIÓN			NÚCLEO DE MEDICIÓN			Telecontrol (mA)	
	R	S	T	R	S	T	R	S	T		
L1	150	150	150	150	150	150	0.25	150	0.25	0.95	<p align="center">LINEAS</p> <p>* La medición del núcleo de protección se realiza en valores primarios del DLP-C</p> <p>* En el núcleo de medición se mide: I_r e I_t : Valores secundarios en tmVAR I_s : En amperios panel de mandos</p> <p align="center">TR1</p> <p>* Medición protección en MCX 913, SPAD346C Valores en p.u.</p> <p>* Calibración para realizar medidas: MCX913 : MODE 00= 0.94 SPAD346C I1/I_n = 0.83</p> <p>* Apertura del Interruptor 60 kV SPAD346C actúa en 0.31 MCX913 actúa en 0.90</p>
L1	300	300	300	306	306	312	0.51	305	0.53	1.91	
L1							-		-		
L2	150	150	150	150	150	150	0.25	150	0.25	0.95	
L2	300	300	300	300	300	306	0.52	300	0.51	1.9	
L2							-		-		
TR1	150	150	150	0.52/0.35	0.54/0.36	0.54/0.36	-	-	-	-	
TR1	250	249	251	0.9/0.59	0.9/0.59	0.9/0.60	-	-	-	-	
TR1	300	300	300	1.06/0.71	1.06/0.71	1.06/0.71	-	-	-	-	

**PRUEBAS DE INYECCIÓN DE CORRIENTE
SET PUENTE PIEDRA**

LADO 10 KV												
CKT	PUNTO DE INYECCIÓN			NÚCLEO DE PROTECCIÓN			NÚCLEO DE MEDICIÓN			Tc 14	Telecontrol	OBSERVACIONES
	R	S	T	R	S	T	R	S	T	Toro/Rel	(mA)	
TR1	100	100	100	0.33/0.07	0.33/0.07	0.33/0.07	103/0.34	103	104/0.35		0.155	
	150	150	150	0.55/0.10	0.55/0.10	0.55/0.10	152/0.51	153	156/0.52		0.303	
ACOPL	100	100	100	0.32/0.07	0.33/0.07	0.34/0.07		102				
	150	150	150	0.52/0.10	0.52/0.10	0.54/0.10		154				
TR2	100	100	100	0.32/0.07	0.33/0.07	0.33/0.07	100	102	100			
	150	150	150	0.52/0.10	0.54/0.10	0.54/0.10	152	152	153			
PP1	100	100	100	1.65/0.32	1.65/0.32	1.66/0.32		100		0.49	1.61	
	200	200	200	3.36/0.66	3.34/0.66	3.34/0.66		204		1	3.37	
PP2	100	100	100	1.66/0.32	1.67/0.32	1.65/0.32		100		0.49	1.61	
	200	200	200	3.33/0.66	3.34/0.66	3.33/0.66		200		1	3.35	
PP3	100	100	100	1.67/0.32	1.67/0.32	1.66/0.32		100		0.49	1.63	
	200	200	200	3.34/0.66	3.33/0.66	3.33/0.66		200		1	3.35	
PP4	100	100	100	1.67/0.32	1.67/0.32	1.65/0.32		100		0.49	1.61	
	200	200	200	3.35/0.66	3.35/0.66	3.34/0.66		200		1	3.33	
PP5	100	100	100	1.65/0.32	1.67/0.32	1.65/0.32		100		0.49	1.61	
	200	200	200	3.33/0.66	3.35/0.66	3.33/0.66		200		1	3.34	
PP6	100	100	100	1.65/0.32	1.66/0.32	1.67/0.32		102		0.49	1.64	
	200	200	200	3.33/0.66	3.34/0.66	3.33/0.66		202		1	3.35	
PP7	100	100	100	1.65/0.32	1.67/0.32	1.66/0.32		100		0.49	1.63	
	200	200	200	3.34/0.66	3.34/0.66	3.33/0.66		200		0.99	3.34	
PP8	100	100	100	1.65/0.32	1.67/0.32	1.66/0.32		100		0.49	1.63	
	200	200	200	3.32/0.66	3.34/0.66	3.33/0.66		200		1	3.33	
PP9	100	100	100	1.66/0.32	1.66/0.32	1.65/0.32		100		0.49	1.64	
	200	200	200	3.33/0.66	3.33/0.66	3.32/0.66		200		0.99	3.34	
PP10	100	100	100	1.65/0.32	1.65/0.32	1.65/0.32		100		0.49	1.65	
	200	200	200	3.32/0.66	3.33/0.66	3.32/0.66		202		0.99	3.33	
PP11	100	100	100	1.65/0.32	1.67/0.32	1.64/0.32		100		0.49	1.65	
	200	200	200	3.32/0.66	3.32/0.66	3.32/0.66		200		1	3.34	
PP12	100	100	100	1.65/0.32	1.65/0.32	1.65/0.32		100		0.49	1.62	
	200	200	200	3.32/0.66	3.32/0.66	3.33/0.66		200		0.99	3.33	

**PRUEBAS DE INYECCIÓN DE TENSIÓN SET PUENTE PIEDRA
LADO 60 KV**

CKT	PUNTO DE INYECCIÓN			PUNTO DE INYECCIÓN			PROTECCIÓN			MEDICIÓN			TELEMEDIDA Vab (mA)		OBSERVACIONES
	Va	Vb	Vc	Vab	Vbc	Vac	Va	Vb	Vc	Vab	Vbc	Vac	BI	BII	
L1	107.7	143.9	134.7	223	223.5	218.7	32.1/0°	43/-124°	40.2/131°	65.5	65.5	63.8			
L1	108.5	148.5	137.4	227.3	227.5	222.8	0.363	0.496	0.459	0.756	0.76	0.746			
L1				226.8									4.59	4.59	
L2	151	118	119	224	227	219	46/0°	35.7/-110°	36.6/108°	68	68.1	66			
L2	156.3	119	119.6	226.3	226.4	222.6	0.522	0.397	0.399	0.754	0.754	0.742			
L2				255									4.58	4.58	

Nota:

* Se aplicó Tensión desde Servicios Auxiliares, en los Bornes secundarios de los Trafos combinados

La Medición del núcleo de Protección se realiza en valores primarios (kV) en el DLP-C
El núcleo de Medición se mide en Voltímetro del panel de mandos

* Se aplicó tensión trifásica en bornes primarios de los trafos combinados

Se mide la relación de transformación midiendo tensiones secundarias den bornes de Panel.

**SET PUENTE PIEDRA
PRUEBAS A TENSIÓN NOMINAL 10 KV
LADO 10 KV**

CKT	PROTECCIÓN			MEDICIÓN			HOMOP	SECUENCIA	OBSERVACIONES
	R/Rs	S/ST	T/RT	R	S	T	V	RST	
T.T.1(V)	63.2/108.5	63.4/107.7	72.2/108.2				19.6		Las mediciones se efectuaron a 17:00 pm.
T.T.2	70.8/110.8	70/110.1	72.4/109.7				37.7		
En Paralelo Acop.cerrado	69.8/111.2	68.8/109.9	71.5/110.2				36		
PP-6	60.3/108.5	58.3/107.7	59.5/108				20.4	OK	
PP-5	64.2/108.7	64.4/108.4	72.7/108.5				20.8	OK	
PP-4	64/109	64.1/108.2	72.6/108.4				20.4	OK	
TR-1	5.668/10.2	6.054/10.8	6.440/10.5	10	10	10		OK	
PP-3	64.1/109	64.2/108.3	72.7/108.7				20.1	OK	
PP-2	64.4/109.5	64.7/108.8	73/109.1				20.8	OK	
PP-1	64.6/109.9	64.6/109.1	73/108.9				20.6	OK	
PP-12	70.9/111.1	70.2/110.6	72.8/110.2				40.1	OK	
PP-11	70/109.4	69.1/109.2	71.6/109.5				36.8	OK	
PP-10	71.4/111.5	70.4/110.3	73/110.1				40.8	OK	
TR-2	6.30/10.7	6.205/10.8	6.30/10.8					OK	
PP-9	72.4/112.8	71.4/111.8	72/112.4				39.3	OK	
PP-8	70.8/112.6	72.4/111.4	69.5/111.1				37.6	OK	
PP-7	69.7/111.7	68.7/110.6	71.4/110.2				38.5	OK	

En Vacío $I_r = 7.7$ A

En Vacío $I_s = 6.0$ A

En Vacío $I_t = 6.6$ A

$V_{rs} = 227$

$V_r = 127$

$V_{st} = 225$

$V_s = 132$

$V_{tr} = 228$

$V_t = 125$

SET PUENTE PIEDRA - CELDAS 10 KV

REF: PRUEBAS DE POLARIDAD EN CIRCUITOS DE CORRIENTE

C E L D A S 10 KV	TC → 21 / SN				TOROIDAL					TC → 50/51		TC → DP			
	R	S		T	R	S	T	L	67 N	R		S		T	
	2S1 - T1	1S1 - 1A	2S1 - T3	2S1 - T5	T2 - A2	T4 - A6	T6 - A10	A2 - T10	S1 - A3	1S2 - I11	2S2 - A2	2S2 - A6	1S2 - I21	1S2 - I31	2S2 - A10
PP1	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK						
PP2	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK						
PP3	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK						
TR1										OK	OK	OK	OK	OK	OK
PP4	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK						
PP5	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK						
PP6	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK						
ACOP										OK	OK	OK	OK	OK	OK
PP7	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK						
PP8	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK						
PP9	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK						
TR2										OK	OK	OK	OK	OK	OK
PP10	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK						
PP11	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK						
PP12	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK						

CAPITULO 6

PRUEBAS EN SISTEMAS DE COMUNICACIONES Y TELECONTROL

6.1 UNIDAD TERMINAL REMOTA

Las unidades terminales remotas son computadoras que utilizan microprocesadores para fines específicos, además contienen convertidores de datos análogos a digitales (ADC), convertidores de datos digitales a análogos (DAC), así como entradas y salidas digitales. Estas unidades son de construcción robusta; las entradas y salidas están totalmente protegidas contra transitorios eléctricos según la prueba de capacidad de soporte de fluctuaciones (SWC) especificada por la norma 472 del IEEE y la norma 37.90a de ANSI. Las unidades terminales remotas están diseñadas para un ambiente extendido de -40 a 85 °C y se energizan por aplicación de 220 Vca, que cubre la ventilación de las tarjetas como el alumbrado interior del módulo; así como una tensión continua procedente de una fuente de 48 Vcc, la cual proviene de una unidad de rectificación que sirve para la alimentación del módulo de telecomunicaciones, y que permite tener tensión continua rectificadas de diversos valores las cuales se usan para alimentar las distintas tarjetas existentes al interior del módulo.

La conversión de valores de medida se realiza utilizando transductores, los cuales son módulos electrónicos que convierte una señal eléctrica de una forma a otra. Son de echo computadoras analógicas. Las funciones disponibles que más se usan son: corriente, tensión, potencia activa, reactiva, frecuencia entre otras. Una escala de transductores, un eliminador de interferencia y una aislador protegen a la UTR. Por lo general las señales de corriente alterna se convierten en señales de corriente continua para entradas análogas a la UTR. Los transductores pueden autoproveerse de energía o proveerse de una fuente externa. Sus salidas de señal están diseñadas para ser compatibles con las salidas de los transformadores para instrumentos (transformadores de tensión y de corriente).

El voltaje de mojado, es el voltaje de 24 Vcc que suministra la UTR entre los terminales de las tarjetas de entradas digitales para detectar los cambios de posición en los contactos externos (contactos secos) como por ejemplo el cierre de interruptores de potencia, seccionadores, contactos de alarmas en equipos, alarmas de los relés, entre otros. La UTR SAINCO suministrada para nuestra subestación tiene suficiente memoria para prever el registro de datos de las funciones análogas y el estado de entrada de los datos digitales (llamada también secuencia de eventos).

6.2 PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO

En toda Subestación Telecontrolada, las mediciones eléctricas, la indicación del estado de los equipos de maniobra, la indicación de alarmas por fallas, las aperturas y cierres de los interruptores son agrupados en un tablero electrónico, al cual se le

acostumbra llamar Unidad Terminal Remota (Utr); cuya función principal es convertir las señales de campo en señales digitales procesadas (información captada).

La UTR envía toda la información codificada por medio de trenes de ondas, a través de un canal de comunicación que puede ser línea telefónica, hasta el Centro de Control del Sistema, donde a través de computadoras se procesa la información presentando al operador del sistema la visión completa de todos los datos de todas las subestaciones del sistema.

6.3 CONSIDERACIONES TEÓRICAS DE LA UTR Y DEL SISTEMA DE COMUNICACIÓN SCADA

Las unidades terminales remotas empleadas en transmisión son unidades de tipo modular que se instalan en las subestaciones y plantas generadoras en donde se requiere un gran número de puntos de control de datos. Por lo general se alojan en un gabinete parado en el piso y fabricado bajo las normas de la NEMA el cual tiene depósitos de tarjetas que aceptan tarjetas de varios microprocesadores así como tarjetas de entrada y salida (E/S) digitales de conversión múltiple: conversores análogo digital y digitales análogos. Algunas unidades terminales remotas para transmisión tienen un diseño de E/S distribuidas por medio del cual se conectan módulos E/S a una carretera de datos que pasan en lazos por la subestación.

Los sistemas SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition) consisten básicamente en una o más computadoras con programas de aplicación apropiadas

(estaciones maestras) conectadas por un sistema de comunicación (cable, radio, portadora de línea de potencia o fibras ópticas) a un número dado de unidades terminales remotas (RTUs) ubicadas en distintos lugares para la recolección de datos, para el control remoto, ejerciendo un control autónomo inteligente de los sistemas eléctricos; reportando y regresando resultados a la estación o estaciones maestras remotas. Los sistemas SCADA se emplean para identificación de fallas, aislamiento y servicio de restauración, control de cortocircuito, bloqueo de cierre repetido, interrupción y reconfiguración de alimentadores, interrupción de líneas, control de voltaje, administración de cargas, lectura de mediciones, carga del sistema, monitoreo de reguladores de voltaje, temperatura de los transformadores, entre otros.

Se requiere un protocolo en una estación maestra de SCADA para intercambiar información con la UTR; este establece las convenciones necesarias, una trayectoria normal de comunicación y un elemento de datos estándar. Un protocolo es un concepto lógico, no una conexión física, a una conexión física se le denomina interface. Con el correr de los años los fabricantes de UTR y las plantas de servicio han desarrollado protocolos sin buscar la estandarización, es decir la UTR de la compañía no puede comunicarse con otra estación maestra de la compañía si no utiliza el mismo protocolo. La mayoría de los fabricantes de SCADA han desarrollado emuladores de los protocolos de cada unos, mientras que algunas compañías mantienen protección de derechos de autor sobre sus protocolos.

Uno de los protocolos mas usados es el byte el cual toma generalmente 10 bits (1 de iniciación, 8 de datos y 1 bit de paro o detención), lo cual representa un carácter del American Standart Code for information Interchange (ASCII); todos los

comandos y datos suelen representarse por 136 caracteres ASCII únicos. Los lenguajes de alto nivel para computadora y las tarjetas de interfaz seriales que se venden como productos estándar son compatibles con el ASCII. Los analizadores de comunicaciones; los fabricantes de UTR que no se sujetan a las normas ASCII de byte abiertas deben proporcionar analizadores de comunicaciones hechos a la medida. Para nuestro caso usaremos el protocolo SAP 20 y el Harris 5000.

6.4 **TELEMEDICIÓN Y TELECONTROL APLICADOS A LA SET**

A través de la Unidad Terminal Remota se implementará los siguientes sistemas de telecontrol:

Telemedición de valores momentáneos: Entre éstos podemos mencionar valores de tensión, corriente, potencia activa y reactiva, etc. Normalmente estos valores son analógicos y se deben usar por lo tanto los transductores respectivos para convertirlos a valores digitales transmisibles.

Se utilizará Traductores que conviertan Mediciones de campo en corriente continua en el rango 0 - 5 mA y deben ser captados por la Unidad Remota para su respectiva conversión.

Teleconteo: Para valores que se obtienen mediante integración; fundamentalmente valores de energía activa y reactiva.

Teleseñalización: Como por ejemplo, la posición de los equipos de maniobra, señalización de alarmas, posición del conmutador de tomas, etc.

Telemando: Para mandos de los equipos de maniobra y comandos de ajustes. Adicionalmente información de retorno sobre la ejecución de los comandos. En la SET Puente Piedra se equipará telemando sólo para los interruptores tal como se encuentra normalizado en las instalaciones de EDELNOR.

En este caso se utilizará una Estación remota de telecontrol centralizada/Distribución/Mixta TT-2000/D de marca SAINCO cuyas características principales son:

- * Tensión de alimentación 48 Vcc; con el positivo a tierra.
- * Microprocesador que permiten una gran variedad de velocidades y protocolos de comunicación tanto asíncrona como síncrona compatibles RS-232C.
- * Memoria EPROM que destacan la salvaguarda de operación aún en ausencia de tensión.
- * Software de diagnóstico y configuración.
- * Módulos centralizados de entradas digitales (teleseñal, alarma) y salidas digitales (telecomando).
- * Módulos centralizados de entrada analógicas (Telemedición).
- * Módulos centralizados de entradas de contadores (Energía activa, energía reactiva)

6.5 PRUEBAS LLEVADAS A CABO EN LA UTR SAINCO

En forma general existen dos grupos de Pruebas que se realizan en las terminales remotas: La primera de ellas es la Pruebas de aceptación de funcionalidad de equipo y su protocolo de comunicaciones la cual se le denominará Pruebas Funcionales de Aceptación y un segundo conjunto de pruebas destinadas a la validación de la UTR a las cuales denominaremos Pruebas de Aceptación de Hardware.

Debido a que para el primer grupo de pruebas depende exclusivamente de la configuración implementada y dado que esta funcionalidad se ejecuta básicamente mediante software el contratista que previó de esta UTR sólo realizó esta prueba en una UTR debido a que el EPROM en donde esta contenido el software de la aplicación es idéntico para las demás Utrs.

6.5.1 PRUEBAS ELÉCTRICAS GENERALES Y EN LOS CIRCUITOS DE ALIMENTACIÓN

Entre estas tenemos:

- Continuidad del cableado, para lo cual se realizará la medida de la continuidad eléctrica en los principales circuitos involucrados según los esquemas proporcionados por el fabricante.
- Aislamiento eléctrico, consiste en la medición de la resistencia de aislamiento entre conectores y masa. En estas será aceptada cuando la medida de aislamiento sea superior a 60 Megaohm.
- Rigidez Dieléctrica, la cual consiste en la aplicación de una diferencia de potencial notablemente superior a la tensión de trabajo con objeto de determinar

defectos en el aislamiento y prevenir fallos de aislamiento durante los transitorios de sobretensión que pudiesen ocurrir en servicio.

Las Pruebas en los Circuitos de Alimentación tiene por objeto verificar la correspondencia entre la información mostrada en los planos eléctricos y la realidad. Par realizar esta prueba se deberá de conectar la UTR a sus correspondientes fuentes de alimentación de 48 Vcc y 220 Vca.

- Circuito de alimentación de 220 Vca, esta se realiza con la finalidad de verificar los circuitos de iluminación y aireación. Para realizar esta prueba será necesario someter a la RTU a un BURN IN TEST de 48 horas como mínimo. Al cerrar el interruptor principal de 220 Vca, se alimentará con tensión comprobando el funcionamiento de las unidades de aireación dispuestas sobre el bastidor. Se medirá la tensión en la base del enchufe de 220 Vac dispuesto para tal fin verificando el corte del suministro al abrir el termomagnético; así mismo se deberá de comprobar el encendido de la luz interior del armario al abrir el bastidor pivotante.
- Circuito de alimentación de 48 Vcc, tendrá por objeto la alimentación de los circuitos electrónicos. Para realizar esta prueba al igual que el caso anterior será necesario someter a la RTU a un BURN IN TEST de 48 horas como mínimo. Se dará alimentación de 48 Vcc conectando el positivo de la fuente de alimentación a la masa del armario. Cierre el térmico de alimentación comprobando la presencia de tensión en las entradas de las fuentes de alimentación y en los bornes del condensador, comprobando la tensión de 48 Vcc entre la masa y el negativo de la fuente de alimentación. A continuación mida la tensión en las salidas de las fuentes de alimentación comprobando las tensiones de +/- 5 y +/-

12 Vcc en el bus VME, siendo necesario realizar un ajuste de la fuente si la tensión estuviera fuera del rango de 4.95 al 5.05 Vcc. Así mismo, mida las tensiones en la salida de la fuente de 12 Vcc, siendo necesario un ajuste de las fuentes si la tensión estuviera fuera del rango de 11.9 al 12.1 Vcc.

6.5.2 PRUEBAS FUNCIONALES DE ACEPTACIÓN

Se denomina así al conjunto de pruebas que permiten garantizar de forma exhaustiva la correcta funcionalidad del equipo en sus distintas tareas: software de la RTU, muestreo y adquisición de señales, despacho de comunicaciones, funcionalidad del programa monitor, etc.

Para este tipo de prueba fueron necesarios los siguientes equipos:

Una caja generadora de pulsos, esta tiene por objeto la comprobación que el filtro software de las entradas digitales rechazando todas las señales menores que el tiempo de filtro prefijado y acepta como válido todas las señales de duración menor. Dispositivo para la Prueba de discriminación, se usa para verificar que entre dos entradas digitales existe una discriminación de tiempos de 1 ms.

6.5.3 PRUEBAS DE FUNCIONALIDAD DE LAS TARJETAS EN LA UTR.

Estas se realizaron con las Tarjetas de la terminal con la finalidad de verificar el correcto funcionamiento de cada una de ellas, para ello será necesario disponer de un software con posibilidad de reconocer y configurar los distintos módulos que componen la UTR. Para tal fin se utilizará el siguiente Programa emulador

alfanumérico de comunicaciones el XTALK Las EPROMS se encuentran alojadas en la CPU y el Protocolo usado es el SAP 20

Con ayuda de este emulador se realizan las siguientes pruebas antes de proceder a la configuración definitiva de cada una de las tarjetas de la Terminal:

- Operatividad de la unidad de control (CPU)

Para esto se deberá de instalar las EPROMS de prueba en la CPU de la RTU, comprobando que el led verde se enciende en la misma y no se indica error alguno. Se deberá de comprobar la correcta configuración de los switches de la CPU. Con el programa monitor se deberá de comprobar que tanto la configuración de tarjetas como el número de estación y la configuración de los canales de comunicación es la correcta.

- Cableado de señales de entradas digitales y tarjetas de E.D.

El cual consistirá en la verificación del cableado de las entradas digitales y del correcto funcionamiento de todos los módulos de E.D.

Para esto se deberá de preparar el dispositivo para la simulación de entradas en el regletero correspondiente. Se deberá de seleccionar la función de refresco de entradas digitales del monitor, y verificar que los canales están en servicio. Accione el termomagnético de E.D. y compruebe que la tensión de polarización de los regleteros es correcta. Al desactivar la tensión compruebe que esta decae a cero.

Active y desactive la primera señal del regletero comprobando que se enciende y apaga el led correspondiente en la tarjeta de E.D. de acuerdo con la base de datos del cableado, en la pantalla del emulador los estados serán mostrados por grupos cambiado los valores en tiempo real de 0 a 1. Repita esta operación en todos los puntos con cada uno de las tarjetas de la RTU.

- Cableado de señales de entradas de contadores y tarjetas de EC.

Al igual que el caso anterior mediante el programa emulador seleccione la función de refresco de entradas de contadores. Active y desactive la primera señal del regletero, comprobando que se enciende y apaga el led correspondiente en la tarjeta de EC de acuerdo con las listas de cableado y la pantalla incrementa el valor en el número de pulsos dados. Repetir la operación anterior para todas las EC de cada regletero de la RTU.

- Cableado de señales de entradas análogas y tarjetas de E.A.

Con ayuda del programa emulador de terminal alfanumérico seleccionar la función de refresco de medidas analógicas, e introducir el número de entrada que se quiere comprobar. Dependiendo del tipo de resistencia instalada en el regletero de E.A. el procedimiento a seguir es el siguiente:

- Si no se encuentra instalada ninguna resistencia de conversión, en este caso la señal a inyectar es de -1.25 a +1.25 v y el valor de cuentas que debe mostrar la función de refresco del monitor se ajusta a la tabla siguiente:

-1.25 V

uc

0 V	8192	uc
+1.25 V	16383	uc

- Si la resistencia instalada es de 250 ohm. La señal a inyectar va de - 5mA a 5 mA (rango de medida analógica de 0 a 5 mA) y el valor de cuentas que debe mostrar la función de refresco del monitor se ajusta a la tabla siguiente:

-5 mA	0	uc
0 mA	8192	uc
+5 mA	16383	uc

Se deberá de repetir las operaciones para cada señal y cada regletero de la RTU.

- Cableado de señales de salidas digitales y tarjetas de SD.

Existen dos tipos de salidas digitales, una de 16 salidas a relés para los telemandos temporizados y la otra de 64 salidas a transistor para los telemandos simples, en ambos casos se equipa la salida con un relé auxiliar POTTER & BRUMFIELD tipo KUEP.

Seleccione mediante el PC con el programa emulador XTALK la función para comprobar que la señal esta en servicio, seleccionar asimismo la función de activación de salidas digitales, conectar el medidor de continuidad en dos bornes del regletero correspondiente, comprobando que se enciende el LED del relé correspondiente que queremos activar y que durante el tiempo de pulso de la orden, exista continuidad entre los bornes correspondientes.

Para comprobar el funcionamiento de los relés de permiso colocar el probador de continuidad en los bornes 33 y 34 del regletero correspondiente y activar a través del emulador un mando de un tipo u otro verificando que hay continuidad en dichos bornes. Para ello el selector local - remoto debe estar en remoto ya que de lo contrario la orden no llegará al regletero.

Repetir las operaciones anteriores por cada señal (la prueba de los relés de permiso solo es necesaria realizarla una vez para cada RTU y para cada tipo de relé en forma independiente).

6.5.4 PRUEBAS DE FUNCIONALIDAD DEL PROGRAMA MONITOR

El objetivo es verificar el funcionamiento del programa monitor para la visualización y ajuste de parámetros locales de la RTU.

Se comprobará por una parte el resto de funciones de visualización de los parámetros de la RTU no contemplados en pruebas anteriores y las funciones de ajuste local.

Para realizar estas pruebas es preciso configurar la RTU con una base de datos que incluyan los tipos de señales soportadas por la aplicación, comprobándose que están disponibles todas las funciones del programa monitor y que los números de señales coincidan con los configurados y los valores representados coinciden con las de campo a través de las distintas tarjetas.

Igualmente se comprobarán los parámetros de ajuste de los canales de comunicaciones.

Otra prueba a realizar es la integridad de los datos conservados en RAM con baterías, comprobándose que tras un RESET y/o desconectando totalmente el equipo de la alimentación se mantienen los parámetros configurados.

6.5.5 PRUEBAS DE FUNCIONALIDAD DEL PROTOCOLO DE COMUNICACIONES

El objeto de esta prueba fue verificar el correcto funcionamiento del protocolo SAP-20 V3.0 en la RTU. Se probaran todos y cada uno de los mensajes del protocolo y una correcta respuesta en la RTU tanto para los mensajes de control como para los de gestión.

Para realizar esta prueba es preciso configurar la RTU con la base de datos que incluya todos los tipos de señales soportados por la aplicación, comprobándose la correcta respuesta a los mensajes del protocolo de comunicaciones.

Según el protocolo de comunicaciones se comprobará la correcta respuesta a los siguientes mensajes.

Mensajes de control

Sincronización

Petición de Información General

Petición de configuración de la RTU.

Definición y configuración de la RTU

Servicio y Petición de incidencias

Cambio de entrada de la RTU

Repetición del mensaje anterior.

Mensajes de Gestión:

Petición de entradas digitales

Ejecución directa de salidas digitales pulsantes

Ejecución directa de salidas digitales mantenidas

Petición de medidas analógicas instantáneas

Ejecución de salidas analógicas

Petición de contadores.

6.5.6 OTRAS PRUEBAS EN LA RTU

Se comprobarán funciones auxiliares y de supervisión como la vigilancia de la fuente de alimentación, alarmas por alta temperatura electrónica e inhibición de las ordenes al detectarse errores en las etapas de salida.

Para poder realizar esta prueba es preciso configurar la RTU con una base de datos que incluya todos los tipos de señales soportadas por la aplicación, para disponer de toda la funcionalidad implementada en la misma.

Para las pruebas de la vigilancias de las tensiones de alimentación se simulará el fallo de las fuentes extrayendo las mismas de la RTU, así se operará con los 12 Vcc para la alimentación de entradas análogas y salidas digitales y se comprobara la generación de la correspondiente alarma en el mensaje del protocolo.

Para la prueba de alarma de temperatura se simulará con un fuente patrón una señal equivalente a 45 °C y la correcta generación de la alarma.

En cuanto a la inhibición de los mandos se comprobará que las siguientes causas posibles de error no generaran la emisión de ningún mando (simple o temporizado):

Fallo en la SR o en algunos de los relés de permiso

Fallo en alguna de las tarjetas de telemandos simples

Fallo en algunas de las tarjetas de telemandos temporizados.

6.5.6.1 Inspecciones visuales

Se deberán de verificar las dimensiones físicas de alto, ancho y fondo reflejados en los planos de fabricación; el tipo de pintura correspondiente a la indicada en las especificaciones, la ausencia de daños en las superficies pintadas. El correcto funcionamiento de todos los dispositivos mecánicos móviles tales como cerraduras, bisagras, puertas y bastidores pivotantes. Los elementos mecánicos fijos como las tarjetas, chasis, canaletas chapas y demás elementos estén sólidamente dispuestos en sus alojamientos.

Además se deberá de verificar que las pletinas de amarre de mangueras y la pletina de tierra para la puesta a tierra de pantallas de cables.

6.6 CONFIGURACIÓN Y PROGRAMACIÓN DE LA UTR EN LA SET PUENTE PIEDRA

Para realizar la configuración definitiva de la Terminal Remota primero se deberá de proceder a realizar la verificación de la base de datos entregada por el Sector de Centro de Control. Una vez revisada esta se procederá a obtener la cantidad de puntos que conforman la remota; de la base de datos tenemos:

N° de Entradas Digitales (Incluyen señales y alarmas):	90
N° de Entradas Analógicas:	28
N° de Salidas Digitales:	38

Con estos valores se procederá a realizar la configuración final de la remota, sin embargo se deberá de realizar una corrección en estos valores como sigue: a las entradas digitales se deben redondear a valores que sean múltiplos de 16, las entradas análogas deberán de ser múltiplos de 8 y las salidas digitales deberán de ser múltiplos de 8.

Con estos valores tenemos:

N° de entradas digitales	96
N° de entradas Análogas	32
N° de salidas digitales simples	40

A continuación proceda a realizar la desconexión del cable de comunicación que sale del módem y va a la consola N° 2 de la tarjeta del CPU, proceda entonces a conectar el puerto de salida de la Lap-Top a la salida N° 2 y corra el Programa LIMA desde el DOS. Este es un programa que permite definir parámetro

relacionados a la velocidad de comunicaciones, que para nuestro caso será de 9600 kbits, el número de estación remota que para nuestro efecto será 1, seleccione el tipo de mensaje y el estado de la remota “no configurado”, proceda posteriormente a realizar el ingreso de valores relativos a la configuración de la remota según los parámetros definidos anteriormente; grave dichos valores y salga del programa.

Proceda conectar el terminal de la Lap-Top a la consola N° 1, y ejecute el emulador XTALK , seleccione 1 y proceda a verificar el estado de transmisión y recepción de los mensajes por medio del sistema de preguntas y respuestas que es el asignado por la remota; es en este instante que la remota pregunta al sistema sobre los parámetros relativos a su configuración general y el sistema deberá de responder por medio de un código hexadecimal que es el empleado para la comunicación.

Digite F6 y pase a la opción de cambio de modo ya que actualmente se encuentra en la opción del modo usuario y aquí no se puede efectuar cambios relativos a los parámetros de ajuste; introduzca la clave de acceso al cambio de modo restringido y proceda a digitar DB a fin de pedir información general sobre el programa. Seleccione la opción de definición y configuración de la Utr, y realice el ajuste como sigue:

N° de entradas digitales	96
N° de entradas análogas	32
N° de entradas de contadores	0
N° de salidas digitales pulsantes	48
N° de salidas digitales temporizadas	0

N° de salidas digitales

0

Salga del modo y ejecute la opción de petición de configuración con la finalidad de verificar el cambio en la configuración general; ejecute posteriormente las opciones de refresco de entradas digitales una a una verificando la activación del led de cada una de las tarjetas de entradas digitales mediante la simulación del cambio del tipo de contacto; en esta primera etapa esto se realiza en el MDF pero en la prueba final deberá de ser llevada a cabo desde los bornes de los equipos en campo; seleccione en la pantalla el N° de entrada digital a probar, proceda a realizar el cambio del tipo de contacto de abierto a cerrado y observe el cambio del valor de 0 a 1 al momento de efectuar la variación en el estado del contacto; repita este procedimiento para cada una de las entradas configuradas según la base de datos; de esta forma se prueban el refresco de las entradas digitales. Sin embargo, si se realizara un cambio del estado en una salida no configurada se observará en el despliegue que no existe cambio del estado seleccionado y además de salirse de rango de configuración saldría por pantalla un mensaje de entrada digital no configurada.

De forma general proceda a realizar la validación de las entradas análogas, siguiendo el procedimiento que se indicó en el ítem 6.5.3.

Para el caso de las salidas digitales ingrese a la opción de activación de salidas digitales pulsantes, digite el número de salida a probar activando el respectivo canal y verifique que el contactor del rack en la Utr tire, así mismo se deberá de encender el led de la tarjeta indicando el tipo de orden realizada ya sea de apertura o de cierre

según corresponda verifique así mismo que la orden de cierre o apertura se ejecute según los canales indicados realizando el cierre o apertura en los equipos según corresponda, es importante indicar que el conmutador de la Utr deberá de estar en posición de remoto de lo contrario no se ejecutará a la orden indicada; proceda a verificar cada una de las salidas configuradas siguiendo el mismo procedimiento.

Una vez terminado esto, proceda a conectar el cable del módem en la consola N° 2 y pruebe los puntos de comunicaciones entregados por el sector de Telecomunicaciones, esto se realiza con ayuda de un microteléfono en los puntos de recepción y transmisión previamente estos se conectan con una cable telefónico a los bornes Rx y Tx en la UTR encienda el módem y espere la activación desde centro de control. Verifique la transmisión de datos por el módem y varíe la ganancia de transmisión en el módem de ser necesario.

Es importante indicar que la mayoría de los problemas presentados antes de realizar la prueba final desde centro de control son debida a la comunicación, es decir problemas en la línea, muchas veces es necesario estar variando la ganancia del módem debido a que la transmisión hasta centro de control tiene una performance muy baja este es un procedimiento muy tedioso y requiere de varios días de pruebas continuas siendo necesarios realizar cambios en los parámetros de programación de la Utr y es algo que se va adquiriendo con la práctica y además muchas veces se requiere la presencia del personal de telecomunicaciones en centro de control a fin de poder realizar variaciones en los parámetros de comunicación con la finalidad de obtener una optima comunicación con la UTR.

Finalmente una vez culminada de realizar las pruebas finales de recepción es necesario configurar la pila interna de la CPU de modo que de ocurrir cualquier problema en el circuito de alimentación de la terminal actuase la pila interna de la remota a fin de evitar la consiguiente pérdida de información de los parámetros de configuración almacenados. Para este fin lo que se debe hacer es primero desconectar la tensión de alimentación de 48 Vcc, y una vez verificado que no existe tensión en la tarjeta proceder a realizar el retiro de esta con sumo cuidado debido a que las ranuras de conexión tienen pines muy delgados que podrían ser doblados; una vez estando fuera ubique el conector marcado como JP1 y varíe la posición de los jumper que se encuentran por defecto en los terminales 1-3 y 2-4 a la posición 1-3 y 4-6; con esto la tarjeta de comunicación queda configurada.

PRUEBAS TELECONTROL

CELDAS	TELESEÑAL				TELEALARMA						TELEMEDIDA				TELECOMANDO		
	SL	SB	SPT	IP	AL1	AL2	AL2A	AL4	AL4A	AL5	A	MW	VA	VI	V2	A	C
L636	OK	OK	OK	OK	OK			OK			OK	OK	OK			OK	OK
L686	OK	OK	OK	OK	OK			OK			OK	OK	OK			OK	OK
ACOP. 60 kV		OK						OK						OK	OK	OK	OK
TR1-60 kV		OK		OK		OK		OK	OK							OK	OK
TR1-10 kV		OK		OK			OK		OK	OK	OK	OK	OK			OK	OK
TR2-10kV		OK		OK			OK		OK	OK	OK	OK	OK			OK	OK
ACOP.10 kV				OK				OK						OK	OK	OK	OK
TT1							OK							OK			
TT2							OK								OK		
PP1				OK	OK	OK				OK	OK					OK	OK
PP2				OK	OK	OK				OK	OK					OK	OK
PP3				OK	OK	OK				OK	OK					OK	OK
PP4				OK	OK	OK				OK	OK					OK	OK
PP5				OK	OK	OK				OK	OK					OK	OK
PP6				OK	OK	OK				OK	OK					OK	OK
PP7				OK	OK	OK				OK	OK					OK	OK
PP8				OK	OK	OK				OK	OK					OK	OK
PP9				OK	OK	OK				OK	OK					OK	OK
PP10				OK	OK	OK				OK	OK					OK	OK
PP11				OK	OK	OK				OK	OK					OK	OK
PP12				OK	OK	OK				OK	OK					OK	OK

DATOS DE LOS CONVERTIDORES INSTALADOS EN LA SET PUENTE PIEDRA

CONVERTIDORES DE CORRIENTE (TMA)

Descripción	PP1	PP2	PP3	PP4	PP5	PP6	PP7	PP8	PP9	PP10	PP11	PP12
Relación TC	300/5	300/5	300/5	300/5	300/5	300/5	300/5	300/5	300/5	300/5	300/5	300/5
Entrada (A)	0 - 5	0 - 5	0 - 5	0 - 5	0 - 5	0 - 5	0 - 5	0 - 5	0 - 5	0 - 5	0 - 5	0 - 5
Salida (mA)	0 - 5	0 - 5	0 - 5	0 - 5	0 - 5	0 - 5	0 - 5	0 - 5	0 - 5	0 - 5	0 - 5	0 - 5
Clase	0.2%	0.2%	0.2%	0.2%	0.5%	0.5%	0.2%	0.2%	0.2%	0.2%	0.2%	0.2%
Tensión Auxiliar	-	-	-	-	48 Vcc	48 Vcc	-	-	-	-	-	-
Marca	Gec Alsthom	Gec Alsthom	Gec Alsthom	Gec Alsthom	Gec Alsthom	Gec Alsthom	Gec Alsthom	Gec Alsthom	Gec Alsthom	Gec Alsthom	Gec Alsthom	Gec Alsthom
Tipo	Istat 300	Istat 300	Istat 300	Istat 300	Istat 200	Istat 200	Istat 300	Istat 300	Istat 300	Istat 300	Istat 300	Istat 300

SET PUENTE PIEDRA LADO 60 kV

DESCRIPCIÓN	MW					MVAR					A				V			
	RT (kV) (A)	Rango (MW)	INPUT (A)	OUT (mA)	Tipo	RT (kV) (A)	Rango (MVA)	INPUT (A)	OUT (mA)	Tipo	RT	Rango (A)	OUT (mA)	Tipo	RT	Rango (kV)	OUT (mA)	Tipo
L-695	$0/\sqrt{3}$ / (0,2/ $\sqrt{3}$) 600 / 1	0-75 MW	0 - 1	0-5	CINV/2 Celsa	$0/\sqrt{3}$ / (0,2/ $\sqrt{3}$) 600 / 1	0-60 MVAR	0 - 1	0-5	CINV/2b Celsa	600/1 800/1.33	0 - 1 0 - 1.33	0-5	CINV/1 Celsa				
L-696	$0/\sqrt{3}$ / (0,2/ $\sqrt{3}$) 600 / 1	0-75 MW	0 - 1	0-5	CINV/2 Celsa	$0/\sqrt{3}$ / (0,2/ $\sqrt{3}$) 600 / 1	0-60 MVAR	0 - 1	0-5	CINV/2b Celsa	600/1 800/1.33	0 - 1 0 - 1.33	0-5	CINV/1 Celsa				
TR1- 60/10 kV	$\sqrt{3}$ / (0,11/ $\sqrt{3}$) 1500 / 5 A	0-35 MW	0 - 5	0-5	CPNV/2 Celsa	$\sqrt{3}$ / (0,11/ $\sqrt{3}$) 1500 / 5 A	0-30 MVAR	0 - 5	0-5	CPNV/2b Celsa	1500/5 2500/8.33	0 - 5 0 - 8.33	0-5	CPNV/1 Celsa	$\sqrt{3}$ / (0,11/ $\sqrt{3}$)	15	0-5	CONV/1 Celsa
ACOPL 1 60 kV															$(60/\sqrt{3})$ / (0,2/ $\sqrt{3}$)	75	0 - 5	CONV/1 Celsa

LISTA DE ALARMAS DISPONIBLES EN LA SET PUENTE PIEDRA

CIRCUITO	ALARMA	ENTRADA	SALIDA	TIPO DE ALARMA
LINEA 1 695	Bloqueo Interruptor 60 kV / Falla Presión SF ₆	1-2	1-10	AL 4
	Falla Tensión Mandos, Motores	3-4	2-10	AL 4
	Falla Tensión Medición	5-6	2-10	AL 4
	Relé Distancia Funcionó	7-8	3-10	AL 1
	Falla Fusible Relé / Falla Tensión Protección	9-10	4-10	AL 4
	Falla Circuito de Disparo / Alarma no Crítica.	11-12	5-10	AL 4
	Falla alimentación Continua / Relé en Falla.	13-14	6-10	AL 4
LINEA 2 696	Bloqueo Interruptor 60 kV / Falla Presión SF ₆	21-22	7-10	AL 4
	Falla Tensión Mandos, Motores	23-24	8-10	AL 4
	Falla Tensión Medición	25-26	8-10	AL 4
	Relé Distancia Funcionó	27-28	9-10	AL 1
	Falla Fusible Relé / Falla Tensión Protección	29-30	11-10	AL 4
	Falla Circuito de Disparo / Alarma no Crítica.	31-32	12-10	AL 4
	Falla alimentación Continua / Relé en Falla.	33-34	13-10	AL 4
LINEA 3 (FUTURO)	Bloqueo Interruptor 60 kV / Falla Presión SF ₆	41-42	14-21	R
	Falla Tensión Mandos, Motores	43-44	15-21	E
	Falla Tensión Medición	45-46	15-21	S
	Relé Distancia Funcionó	47-48	16-21	E
	Falla Fusible Relé / Falla Tensión Protección	49-50	17-21	R
	Falla Circuito de Disparo / Alarma no Crítica.	57-58	18-21	V
	Falla alimentación Continua / Relé en Falla.	59-60	19-21	A
SBL1	Falla Tensión Mandos, Motores	61-62	20-21	AL 4
TRAFO 1 60/10 kV	Alarma Buchholz	65-66	22-28	AL 4
	Alarma Temperatura de Aceite	67-68	22-28	AL 4
	Alarma Temperatura de Devanado	69-70	22-28	AL 4
	Alarma Nivel Mínimo Aceite	71-72	22-28	AL 4
	Alarma Falla Ventiladores	73-74	22-28	AL 4
	Bloqueo Interruptor 60 kV / Falla Presión SF ₆	75-76	23-28	AL 4
	Falla Tensión Mandos, Motores, Alimentación y Medición	77-78	24-28	AL 5
	Apertura Temperatura	79-80	25-28	AL 2
	Apertura Buchholz	81-82	25-28	AL 2
	Apertura Buchholz Conmutador / Válvula de Seguridad	83-84	25-28	AL 2
	Apertura Imagen Térmica	85-86	25-28	AL 2
	Apertura Máxima 60 kV	87-88	25-28	AL 2
	Apertura Diferencial	89-90	25-28	AL 2
	Relé de Máxima en Falla	91-92	26-28	AL 4
Relé Diferencial en Falla	93-94	26-28	AL 4	
TRAFO 2 60/10 kV (FUTURO)	Alarma Buchholz	95-96	27-28	AL 4
	Alarma Temperatura de Aceite	97-98	27-28	AL 4
	Alarma Temperatura de Devanado	99-100	27-28	AL 4
	Alarma Nivel Mínimo Aceite	101-102	27-28	AL 4
	Alarma Falla Ventiladores	103-104	27-28	AL 4
	Bloqueo Interruptor 60 kV / Falla Presión SF ₆	105-106	29-30	AL 4
	Falla Tensión Mandos, Motores, Alimentación y Medición	107-108	31-32	AL 5
	Apertura Temperatura	109-110	33-34	AL 2
	Apertura Buchholz	111-112	33-34	AL 2
	Apertura Buchholz Conmutador / Válvula de Seguridad	113-114	33-34	AL 2
	Apertura Imagen Térmica	115-116	33-34	AL 2
	Apertura Máxima 60 kV	117-118	33-34	AL 2
	Apertura Diferencial	119-120	33-34	AL 2
	Relé de Máxima en Falla	121-122	29-30	AL 4
Relé Diferencial en Falla	123-124	29-30	AL 4	

TRAFO 3 60/10 kV (FUTURO)	Alarma Buchholz	125-126	39-47	
	Alarma Temperatura de Aceite	127-128	39-47	
	Alarma Temperatura de Devanado	1-2	39-47	
	Alarma Nivel Mínimo Aceite	3-4	39-47	
	Alarma Falla Ventiladores	5-6	39-47	R
	Bloqueo Interruptor 60 kV / Falla Presión SF ₆	7-8	40-47	E
	Falla Tensión Mandos, Motores, Alimentación y Medición	9-10	41-47	S
	Apertura Temperatura	11-12	42-47	E
	Apertura Buchholz	13-14	42-47	R
	Apertura Buchholz Conmutador / Válvula de Seguridad	15-16	42-47	V
	Apertura Imagen Térmica	17-18	42-47	A
	Apertura Máxima 60 kV	19-20	42-47	
	Apertura Diferencial	21-22	42-47	
	Relé de Máxima en Falla	23-24	43-47	
Relé Diferencial en Falla	25-26	43-47		
Señalización Regul. Autom	Falla Alimentación Reg. Automática	27-28	44-47	AL 4A
	Bloqueo MK30E por Subtensión/Sobretensión	29-30	45-47	AL 4A
	Bloqueo MK30E por Sobrecarga	31-32	46-47	AL 4A
	Falla MK30E, SKB30E	33-34	48-61	AL 4A
Trafo 1 10 kV	Falla Tensión Mandos, Motores, Alimentación Relé	35-36	49-61	AI 5
	Falla Tensión Medición	37-38	49-61	AL 5
	Alarma Sobrecarga	39-40	50-61	AL 5
	Relé de Máxima Funcionó	41-42	50-61	AL 2A
	Alarma Relé de Máxima en Falla	43-44	52-49	AL 5
Trafo 2 10 kV	Falla Tensión Mandos, Motores, Alimentación Relé	45-46	53-61	AI 5
	Falla Tensión Medición	47-48	53-61	AL 5
	Alarma Sobrecarga	49-50	54-61	AL 5
	Relé de Máxima Funcionó	51-52	55-61	AL 2A
	Alarma Relé de Máxima en Falla	53-54	56-61	AL 5
Trafo 3 10 kV (FUTURO)	Falla Tensión Mandos, Motores, Alimentación Relé	55-56	57-61	RE
	Falla Tensión Medición	57-58	57-61	S
	Alarma Sobrecarga	59-60	58-61	E
	Relé de Máxima Funcionó	61-62	59-61	R
	Alarma Relé de Máxima en Falla	63-64	60-61	VA
Acopl. B I 10 kV	Falla Tensión Mandos, Motores, Alimentación Relé	65-66	62-63	AL 4
	Relé de Máxima Corriente Funcionó	67-68	64-65	AL 4
	Alarma Relé de Máxima en Falla	69-70	66-67	AL 4
Acopl. B II 10 kV (FUTURO)	Falla Tensión Mandos, Motores, Alimentación Relé	71-72	68-69	RE
	Relé de Máxima Corriente Funcionó	73-74	70-71	SER
	Alarma Relé de Máxima en Falla	75-76	72-73	VA
Trafo de Tensión 1	Relé Sobretensión Homopolar Funciono	77-78	74-75	AL 2A
	Relé Sobretensión Homopolar en Falla	79-80	76-77	AL 2A
	Falla Tensión de Medición y/o Protección	81-82	86-87	AL 2A
Trafo de Tensión 2	Relé Sobretensión Homopolar Funciono	83-84	78-79	AL 2A
	Relé Sobretensión Homopolar en Falla	85-86	80-81	AL 2A
	Falla Tensión de Medición y/o Protección	87-88	86-87	AL 2A
Trafo de Tensión 3 (FUTURO)	Relé Sobretensión Homopolar Funciono	89-90	78-79	RE
	Relé Sobretensión Homopolar en Falla	91-92	80-81	SER
	Reserva	93-94		VA
Salida Nº 1	Relé Direccional Homopolar Funcionó	97-98	88-101	AL 2
	Relé de Distancia Funcionó	99-100	89-101	AL 1
	Alarma Secuencia Negativa	101-102	90-101	AL 5
	Falla Relé de Protección en celda de Salida 1	103-104	90-101	AL 5
	Falla Tensión Mandos, Motores, Alimentación Relés	105-106	91-101	AL 5
Salida Nº 2	Relé Direccional Homopolar Funcionó	107-108	92-101	AL 2
	Relé de Distancia Funcionó	109-110	93-101	AL 1
	Alarma Secuencia Negativa	111-112	94-101	AL 5
	Falla Relé de Protección en celda de Salida 2	113-114	94-101	AL 5
	Falla Tensión Mandos, Motores, Alimentación Relés	115-116	95-101	AL 5
Salida Nº 3	Relé Direccional Homopolar Funcionó	117-118	96-101	AL 2
	Relé de Distancia Funcionó	119-120	97-101	AL 1
	Alarma Secuencia Negativa	121-122	98-101	AL 5
	Falla Relé de Protección en celda de Salida 3	123-124	98-101	AL 5
	Falla Tensión Mandos, Motores, Alimentación Relés	125-126	99-101	AL 5

Salida N° 4	Relé Direccional Homopolar Funcionó	127-128	100-101	AL 2
	Relé de Distancia Funcionó	1-2	102-115	AL 1
	Alarma Secuencia Negativa	3-4	103-115	AL 5
	Falla Relé de Protección en celda de Salida 4	5-6	104-115	AL 5
	Falla Tensión Mandos, Motores, Alimentación Relés	7-8	105-115	AL 5
Salida N° 5	Relé Direccional Homopolar Funcionó	9-10	106-115	AL 2
	Relé de Distancia Funcionó	11-12	107-115	AL 1
	Alarma Secuencia Negativa	13-14	108-115	AL 5
	Falla Relé de Protección en celda de Salida 5	15-16	108-115	AL 5
	Falla Tensión Mandos, Motores, Alimentación Relés	17-18	109-115	AL 5
Salida N° 6	Relé Direccional Homopolar Funcionó	19-20	110-115	AL 2
	Relé de Distancia Funcionó	21-22	111-115	AL 1
	Alarma Secuencia Negativa	23-24	112-115	AL 5
	Falla Relé de Protección en celda de Salida 6	25-26	112-115	AL 5
	Falla Tensión Mandos, Motores, Alimentación Relés	27-28	112-115	AL 5
Salida N° 7	Relé Direccional Homopolar Funcionó	29-30	113-115	AL 2
	Relé de Distancia Funcionó	31-32	114-115	AL 1
	Alarma Secuencia Negativa	33-34	116-117	AL 5
	Falla Relé de Protección en celda de Salida 7	35-36	116-117	AL 5
	Falla Tensión Mandos, Motores, Alimentación Relés	37-38	116-117	AL 5
Salida N° 8	Relé Direccional Homopolar Funcionó	39-40	118-119	AL 2
	Relé de Distancia Funcionó	41-42	120-121	AL 1
	Alarma Secuencia Negativa	43-44	122-123	AL 5
	Falla Relé de Protección en celda de Salida 8	45-46	122-123	AL 5
	Falla Tensión Mandos, Motores, Alimentación Relés	47-48	122-123	AL 5
Salida N° 9	Relé Direccional Homopolar Funcionó	49-50	124-125	AL 2
	Relé de Distancia Funcionó	51-52	126-127	AL 1
	Alarma Secuencia Negativa	53-54	128-129	AL 5
	Falla Relé de Protección en celda de Salida 9	55-56	128-129	AL 5
	Falla Tensión Mandos, Motores, Alimentación y Medición	57-58	128-129	AL 5
Salida N° 10	Relé Direccional Homopolar Funcionó	59-60	130-131	AL 2
	Relé de Distancia Funcionó	61-62	132-133	AL 1
	Alarma Secuencia Negativa	63-64	134-135	AL 5
	Falla Relé de Protección en celda de Salida 10	65-66	142-155	AL 5
	Falla Tensión Mandos, Motores, Alimentación y Medición	67-68	143-155	AL 5
Salida N° 11	Relé Direccional Homopolar Funcionó	69-70	144-155	AL 2
	Relé de Distancia Funcionó	71-72	145-155	AL 1
	Alarma Secuencia Negativa	73-74	146-155	AL 5
	Falla Relé de Protección en celda de Salida 11	75-76	146-155	AL 5
	Falla Tensión Mandos, Motores, Alimentación y Medición	77-78	147-155	AL 5
Salida N° 12	Relé Direccional Homopolar Funcionó	79-80	148-155	AL 2
	Relé de Distancia Funcionó	81-82	149-155	AL 1
	Alarma Secuencia Negativa	83-84	150-155	AL 5
	Falla Relé de Protección en celda de Salida 12	85-86	150-155	AL 5
	Falla Tensión Mandos, Motores, Alimentación y Medición	87-88	151-155	AL 5
SALIDAS	Recierre PP-01 Funcionó	1-2		
	Recierre PP-02 Funcionó	3-4		
	Recierre PP-03 Funcionó	5-6		N
	Recierre PP-04 Funcionó	7-8		O
	Recierre PP-05 Funcionó	9-10		
	Recierre PP-06 Funcionó	11-12		U
	Recierre PP-07 Funcionó	13-14		S
	Recierre PP-08 Funcionó	15-16		A
	Recierre PP-09 Funcionó	17-18		D
	Recierre PP-10 Funcionó	19-20		O
	Recierre PP-11 Funcionó	21-22		
	Recierre PP-12 Funcionó	23-24		
SERVICIOS	Falla Alimentación transf. / Servicios Auxiliares	147-148	170-171	
	Falla Fusibles Automáticos / Panel de Servicios Auxiliares	149-150	170-171	
AUXILIARES	Falla Alimentación Rectificador	151-152	184-185	
	Falla Tensión 220 Vca Rectificador	153-154	184-185	
	Falla Relé Mínima C.A.	155-156	184-185	
SEÑALIZACION	Falla Módulo de Señalización		33-34	

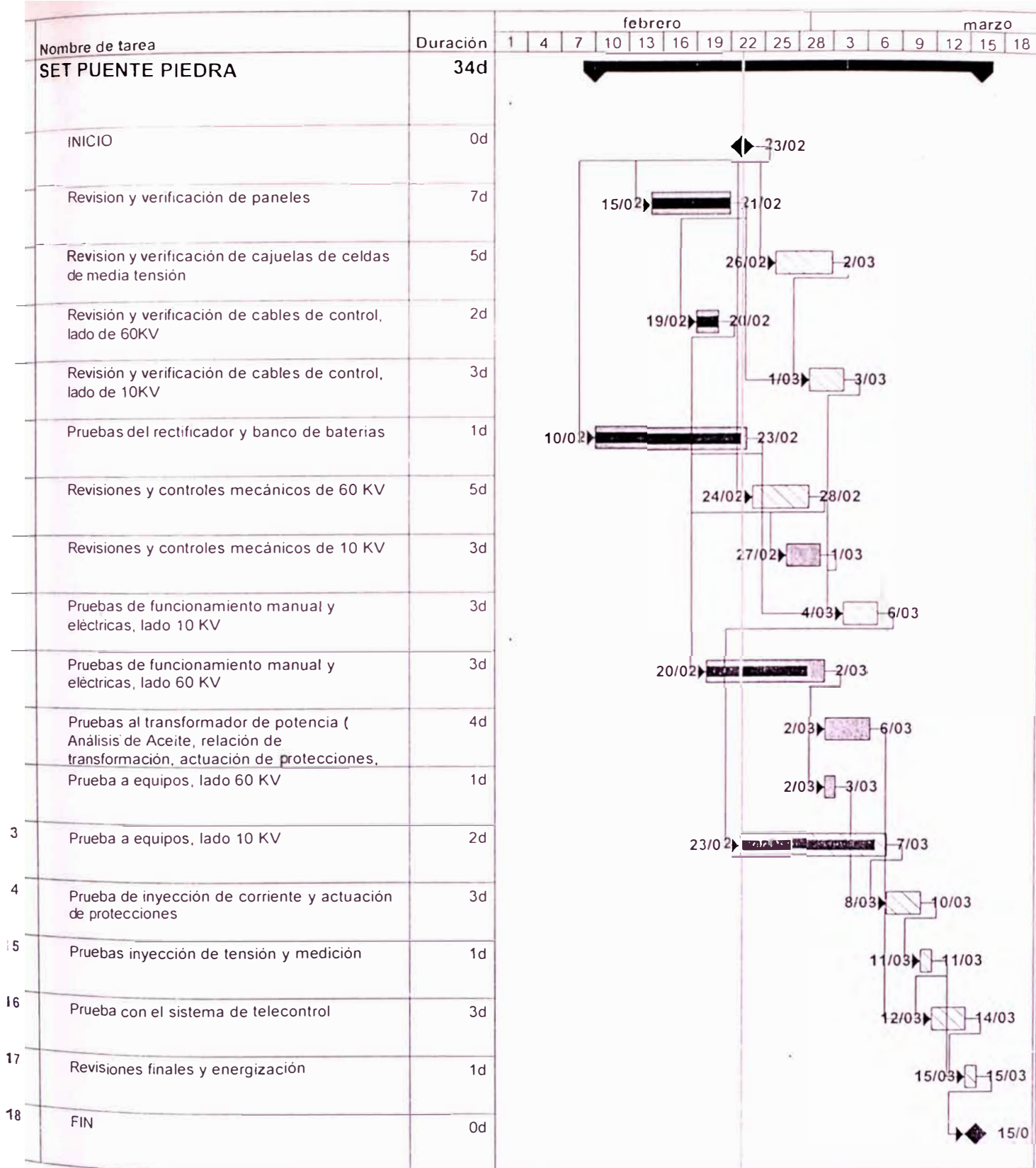
CAPITULO 7

CRONOGRAMA DE ACTIVIDADES REALIZADAS PARA LA PUESTA EN

SERVICIO

En la página siguiente se incluye el cronograma de actividades llevadas a cabo durante las prueba de Puesta en servicio de la Subestación, en el se realizan la descripción de los principales trabajos realizados así como los tiempos efectivos desarrollados para las pruebas.

PUESTA EN SERVICIO DE LA SET PUENTE PIEDRA



Proyecto: SET PUENTE PIEDRA
Fecha: Lun 23/02/98

Tarea		Tarea resumida	
Tarea crítica		Tarea crítica resumida	
Progreso		Hito resumido	
Hito		Progreso resumido	
Resumen			

CONCLUSIONES

Entre ellas podemos mencionar:

1. Las pruebas desarrolladas para la puesta en servicio de una subestación de transmisión deben de ser iniciadas una vez que los responsables del montaje electromecánico hayan finalizado totalmente su trabajo, para ellos se deberá de mantener al mínimo personal necesario para el inicio de las pruebas; siendo dicho personal no necesariamente los responsables del montaje de las instalaciones.
2. La Puesta en servicio de una nueva instalación involucra la participación de diversos sectores de la empresa, como son mantenimiento, análisis de la red, centro de control, operaciones y algunos sectores de distribución.
3. Se deberá de nombrar un ingeniero responsable de la Puesta en servicio, quien será el encargado de realizar todas las coordinaciones con los sectores involucrados, así mismo elaborará el cronograma para el inicio de las actividades indicando la fecha en la que cada sector responsable del proceso de recepción deberá de intervenir con el fin de evitar la duplicidad en las pruebas.
4. Dada la cantidad de equipos instalados se deberá de tener la información necesaria de los mismos (catálogos, manuales, planos, procedimientos, etc.) en un lugar

accesible a fin de facilitar la labor del personal encargado del desarrollo de las pruebas.

5. En instalaciones muy grandes siempre será preferible sectorizar las áreas de prueba, es decir dividir los puntos de prueba por zonas específicas, tales como: zona de 10 kV, patio de llaves, paneles de mando, protección, servicios auxiliares, entre otros; ello a fin de minimizar tiempos efectivos de pruebas, sin embargo cada uno de los responsables deberán de mantener una comunicación muy fluida en si.
6. Para el inicio de las pruebas deberán de contarse con los planos de replanteo actualizados, de la misma forma toda modificación realizada sobre algún circuito deberá de ser replanteada al instante a fin de evitar posibles olvidos y comunicando los cambios al ingeniero responsable de la puesta en servicio.
7. Las pruebas en los equipos de protección usualmente es llevada por personal especialista en relés, quienes deberán de intervenir en los equipos solamente cuando las pruebas en las celda estén totalmente culminadas.
8. La prueba en el sistema de telecontrol (teleseñales, telealarmas, teled medida y telemando) siempre deberá de ser ejecutada una vez finalizado el íntegro de las pruebas de puesta en servicio; para ello previamente deberá de haberse probado que la comunicación de la remota con centro de control este al 100 %.
9. En general para la ejecución de las pruebas de corriente y tensión se deberá de contar con equipos adecuados en calidad y cantidad a fin de poder anotar todos los valores en los diversos circuitos y detectar alguna anomalía como inversión de fases o circuitos con retorno.
10. Una vez finalizada la prueba de alguna celda deberá de prohibirse el ingreso de cualquier personal ha dicho ambiente, ya que la experiencia ha demostrado que esto es causante de fallas al momento de realizar la energización para la puesta en servicio de las mismas.

11. Antes de realizar el tensionado definitivo de las instalaciones siempre deberá de realizar una verificación integral de toda la instalación, retirando a todo personal de los ambientes en donde exista peligro de explosiones latentes, así mismo siempre deberá de exigir el uso de implementos de seguridad y cumplir con las normas establecidas por la empresa para los trabajos en instalaciones con tensión.

BIBLIOGRAFIA

Para el desarrollo del presente informe se emplearon entre los siguientes libros y catálogos como fuente de consulta:

1. UTR : control automático de supervisión y adquisición de datos.
Autor Robert j. Landman Manual del Ingeniero. Eléctrico T II
Capítulos 10- 288 al 324
2. Reguladores de Voltaje
Autor James h. Harlow y Kelly A. Shaw.
Manual del Ing. Electrco T II, capítulo 10- 249..261
3. Electronic voltage regulator MK30E : Operating Instructions
De MR (Maschinenfabrik Reinhausen)
4. Diseño de Puesta a tierra en sistemas Eléctricos
Autor: Ing. Carlos Alberto Sotille IEEE Capítulos 5, 6
5. The art and Science of protective relaying
Por C. Russell Mason
Capítulo 11: Pag 211 al 250
6. Protección en Sistemas eléctricos - Tecsup
Capítulo 5 : Pág: 51 al 65
7. Manual del 3720 ACM - Power measurement.
Installation and operation
8. Mantenimiento Preventivo y predictivo de subestaciones
Doble Engineering Company
9. Manual de Ingeniería Eléctrica
Autor Donald G. Fink
Capítulo 17: Páginas 25 al 50
10. Fundamentos de protección en sistemas eléctricos por reveladores
Autor Enriquez Harper
Capítulo 3: Paginas 177-250

11. Unidad de señalización para anuncio de fallas SAFO
Manual de fabricante
12. Norma CEI (Comisión Electrotécnica Internacional)
Transformadores de Potencia
Nivel de aislamiento y Pruebas Dieléctricas
13. Norma CEI (Comisión Electrotécnica Internacional)
Transformadores de Potencia Publicación 76
Año 1967
14. Norma CEI (Comisión Electrotécnica Internacional)
Transformadores de Tensión
Publicación 186 - Año 1969
14. ANSI C37.46-1981
Especificaciones para Fusibles de Protección y Seccionadores
15. Norma CEI (Comisión Electrotécnica Internacional)
Pruebas en aisladores de material cerámico y de vidrio para líneas con
voltajes mayores a 1000 V.
Publicación 383 - 1976
16. Norma CEI (Comisión Electrotécnica Internacional)
Guía para las pruebas de llenado en equipos con SF₆
Publicación 480 - 1974
17. Norma CEI (Comisión Electrotécnica Internacional)
Pruebas en celdas Metaclad para tensiones de 1 a 72.5 kV.

ANEXOS

PROTOCOLO DE PRUEBAS DEL CARGADOR - RECTIFICADOR

TIPO DE PRUEBA : CARGA					INSTALACIÓN BANCO DE BATERIAS									
ITEM	HORA	Vcc PRINCIPAL	Vcc ADIC	Icc PRINC	ICC (A)	ICC (-)	ICC (+/-)	ICC (+)	ICA (R)	ICA (S)	ICA (T)	V R-S	V S-T	V R-T
1	9:00	115.9	12.85									231	230	230
2	9:00	123.4	13.39	24.8	14.95				13.1	13.4	13.6	225	224	224
3	9:30	127.6	13.91	25.1	15.03				13.1	13.5	13.7	223	222	223
4	10:00	129	14.06	25.2	15.08				13.1	13.5	13.7	224	224	224
5	10:30	129.3	14.11	25.3	15.1				13.1	13.4	13.6	223	222	222
6	11:00	129.3	13.96	25.1	15.01	10	10		13.1	13.1	13.6	222	222	223
7	11:30	130.7	14.09	25.3	15.1	10			13.2	13.1	13.6	221	221	222
8	12:00	131.2	14.15	25.3	15.11	10			13.2	13.2	13.6	220	220	221
9	12:30	131.8	14.2	25.4	15.12	10			13.4	13.2	13.8	224	224	224
10	13:00	132.4	14.23	25.3	15.12	10			13.1	13.2	13.5	217	217	218
11	13:30	133.7	14.27	25.3	15.11	10			13.1	13.4	13.6	221	221	221
12	14:00	136.1	14.31	25.4	15.1	10			13.1	13.4	13.6	223	223	223
13	14:30	132.1	14.57	3.7	10.78	0			2.9	2.8	3.1	228	228	229
14	15:00	138	14.59	3.7	10.69		0		2.9	2.8	3.1	229	229	229
15	15:30	154.8	14.61	3.6	10.46		0		2.7	2.8	2.9	227	226	227
16	16:00	155.6	14.61	3.7	10.29		0		2.7	2.7	3	226	226	226
17	16:30	155.8	14.63	3.7	10.1		0		2.7	2.9	3	226	225	225
18	17:00	155.9	14.64	3.7	9.87		0		2.8	2.7	2.9	228	228	229
19	17:15	155.9	14.65	3.7	9.78		0		2.6	3	3.1	227	227	227
20	17:30	130.3	14.69	1	9		0		1	0.7	0.8	227	227	228

A.M.S.L.		FECHA:
PROTOCOLO DE PRUEBAS		
Hoja 1 de 2		
INTERRUPTOR DE POTENCIA		
SET PUENTE PIEDRA		OBRA: SET PUENTE PIEDRA 60/10 KV
		CELDA 10 KV - TR-1
Pos.	CARACTERISTICAS	
1	Pedido de Importación	
2	Marca	Westinghouse
3	Tipo	120 W-Vac 32
4	No. Fábrica	97071526
5	No. Kardex	
6	Potencia de ruptura (MVA)	31.5 kA
7	Tensión Nominal (kV)	12
8	Corriente Nominal (A)	2000
9	Ambiente de instalación	Interior
10	Material Extintor	SF6
11	Mando	Manual-Eléctrico
12	Peso (Kg)	
13	Año de Fabricación	1997
Pos.	CONTROLES	RESULTADOS
A	MONTAJE ELECTROMECHANICO	
1	Posición correcta de montaje de piezas y accesorios	Bien
2	Alineamiento y nivel de bases	Bien
3	Alineamiento y nivel de polos	De fabrica
4	Alineamiento y nivel de caja de mandos i	Bien
5	Puesta a tierra Int. y caja de mandos	Bien
6	Indicador de posiciones	Bien
7	Fuga de SF6	No presenta
8	Distancia mínima F/T (mm)	80
9	Distancia mínima F/F (mm)	160
10	Intercambiabilidad interruptores	Bien
11	Ajuste de bornes-torquimetro (Lb-f)	35
12	Ajuste de pernos estructurales (Lb-f)	35
13	Pintura de soporte	Bien
14	Pintura de equipo	Bien
15	Lubricación	Bien
16	Limpieza General	Bien

A.M.S.L.

FECHA:

PROTOCOLO DE PRUEBAS

Hoja 2 de 2

INTERRUPTOR DE POTENCIA

SET PUENTE PIEDRA

OBRA: SET PUENTE PIEDRA 60/10 KV
CELDA 10 KV - TR-1

Pos.

CONTROLES

B CAJA DE MANDOS

1	Tensión nominal de operación motor (Vdc)	120		
2	Tensión mínima operación motor (Vdc)	100		
3	Corriente nominal motor(A)	5.1		
C	RESISTENCIA DE AISLAMIENTO	R	S	T
1	Temperatura ambiente °C	27	27	27
2	F/Masa con Megger (5 kVdc-M) 5000 Vdc	2300	2300	2300
3	F/F con Megger (5 kVdc-M) Abierto 5000 Vdc	4000	4500	5000
4	Circuito de control / Masa con 2000 Vdc.			

D

MANDOS

1	Mando local C-A del interruptor	Actúa		
2	Mando remoto C-A int.con tensión nominal	Actúa		
3	Bloqueo mando C-A int. simultaneamente.	Bien		
4	Operación del rele Antibombeo	Bien		
5	Mínima tensión de operación de la Bob.de Cierre (Vdc)	100		
6	Mínima tensión de operación de la Bob.de Apertura (Vdc)	100		

E

VARIOS

R

S

T

1	Inserción y Extracción del interruptor	Correcto		
2	Cargado Manual de los Resortes	Bien		
3	C y A con Mando Local-Manual posición Inserción	Correcto		
4	Simultaneidad de Fases diferencia entre contactos	R-S : 0.00/0.00	S-T : 0.00/0.00	T-R: 0.00/0.00
	Tiempo de apertura (ms)			
	Tiempo de cierre (ms)			
5	Posición y funcionamiento del interruptor aux.	Bien		
6	Respuesta a los equipos de protección con alarma y señalización.	Bien		
7	Pos. y funcionamiento del contador de maniobra	Bien / 033		
8	Resistencia de contacto (microohm)	23	22	26

CONTROLÓ

REVI \$

V° B°

PROTOCOLO DE PRUEBAS

SISTEMA DE BARRAS 60 Y 10 kV

SET PUENTE PIEDRA 60/10 KV

OBRA : NUEVA SET PUENTE PIEDRA 60/10 KV

Pos.	CARACTERISTICAS	60 kV	10 kV
1	Tipo de barra	Flexible	Pl. CU.
2	Material de barra	Aldrey	Pl. CU. 10 x 100 mm.
3	Sección de barra	491 mm	10 x 100 , 10 x 60 mm.
4	Tipo aisladores	Suspensión	Resina interior
5	Material aisladores (marca)	Porcelana / NGK	Resina epóxica
6	Corriente nominal del sistema de barras		1400 Amp.
7	Tipo Superestructura y portico	iga H - Galvaniz.en Calien	Met.
Pos.	CONTROLES		
A	MONTAJE ELECTROMECHANICO	RESULTADOS	
1	Ajustes pernos Superestructura y portico (Lbf)	45	35
2	Puesta a tierra cadena aisladores	Bien	-
3	Distancia mínima F/F (mm)	1300	
4	Ajuste pernos grapa de anclaje tipo pistola (Lb)	45	-
5	Ajuste pernos conectores rectos (Lbf)	35	-
6	Ajuste perno derivación T (Lbf)	35	35
7	Número aisladores por cadena / estado	5 / Bien	-
8	Superestructura galvanizada	Bien	-
9	Puesta a tierra de Celdas Metaclad	-	Bien
10	Compartimiento de Barra en Celda	-	Bien
11	Mangas Termorretractiles	-	Bien
12	Estañado de Barras / Estado	-	Bien
B	RESISTENCIA DE AISLAMIENTO	R	S T
1	Temperatura ° C	27	25
2	F/masa con Megger (5kVdc-MΩ)	10000	12000 15000 4500
3	F/F con Megger (5kVdc-MΩ)	20000	20000 20000 10000
C	VARIOS		
1	Verificación secuencias de fase	Correcto	
2	Prueba de termovisión	Según Protocolo adjunto	
3			
4			

CONTROLÓ	REVISÓ	V°B°

S.M.S.L.		Fecha:	
PROTOCOLO DE PRUEBAS			
SECCIONADOR DE BARRAS		LINEA 636	
SET PUENTE PIEDRA		OBRA: PROYECTO INTEGRAL SET P.PIEDRA	
Celda 60 kV			
Pos.	CARACTERISTICAS		
1	Pedido de Importación		
2	Marca	Gardy	
3	Tipo	A2C	
4	No. Fábrica	331553	
5	No. Kardex		
6	Vn (kV)	72.5	
7	In (A)	1250	
8	Ambiente de instalación	Exterior	
9	Mando	Manual-Eléctrico	
10	Año de fabricación		
Pos.	CONTROLES		RESULTADOS
A	MONTAJE ELECTROMECHANICO		
1	Posición correcta de montaje de piezas y accesorios		Bien
2	Alineamiento y nivelación de bases		Bien
3	Alineamiento y nivelación de polos		Bien
4	Alineamiento y nivelación de brazos de contactos (cu)		Correcto
5	Pos. : mecanismos de acoplamiento		Bien
6	Pos. : varilla de acoplamiento (seccionador-caja de		Bien
7	Nivelación caja de mandos		Bien
8	Puesta a tierra		Bien
9	Indicador de posición		Correcto
10	Distancia mínima F/F (mm)		900
11	Distancia mínima F/T (mm)		700
12	Ajuste de bornes de conexión (Lbf)		35
13	Ajuste general de pernos estructurales (Lbf)		35
14	Pintura soporte		Bien
15	Pintura equipo		Bien
16	Lubricación		Correcto
17	Limpieza en general		Bien
B	RESISTENCIA DE CONTACTOS	R	S T
Fases (Microhmios)		78	91 85
B	RESISTENCIA DE AISLAMIENTO		
1	Temperatura ° C	27	
2	F/masa con Megger (5kVdc-M Ω)	5000	2000 5000
3	F/F con Megger (5kVdc-M Ω)	10000	50000 10000
C	CAJA DE MANDOS		
1	Tensión nominal de operación motor (Vdc)	120	
2	Tensión mínima de operación motor (Vdc)	100	
3	Corriente nominal motor (A): larranque:	Apert = 1.2 A Cierre=1.5 A	
4	Tiempo de funcionamiento C (seg)	3	
5	Tiempo de funcionamiento A (seg)	3	
D	MANDOS		
1	Mando manual	Corecto	
2	Mando eléctrico (local-distancia)	Correcto	
E	VARIOS		
1	Pos. funcionamiento cont. aux.	Bien	
2	Simultaneidad en A-C contactos	Bien	
3	Fines de carrera A-C motor	Bien	
CONTROLÓ		REVISÓ	

A.M.S.L.	FECHA:
PROTOCOLO DE PRUEBAS	
Hoja 1 de 2	

INTERRUPTOR DE POTENCIA		
SET PUENTE PIEDRA		OBRA: SET PUENTE PIEDRA 60/10 KV
		CELDA 60 KV - L686
Pos.	CARACTERISTICAS	
1	Pedido de Importación	
2	Marca	AEG
3	Tipo	S1 72.5 F1
4	No. Fábrica	3000434/3
5	No. Kardex	
6	Potencia de ruptura (MVA)	25
7	Tensión Nominal (kV)	72.5
8	Corriente Nominal (A)	1600
9	Ambiente de instalación	EXTERIOR
10	Material Extintor	SF6
11	Mando	MANUAL-ELECTRICO
12	Peso (Kg)	540
13	Año de Fabricación	1993
Pos.	CONTROLES	RESULTADOS
A	MONTAJE ELECTROMECHANICO	
1	Posición correcta de montaje de piezas y accesorios	BIEN
2	Alineamiento y nivel de bases	BIEN
3	Alineamiento y nivel de polos	BIEN
4	Alineamiento y nivel de caja de mandos	BIEN
5	Puesta a tierra Int. y caja de mandos	BIEN
6	Indicador de posiciones	BIEN
7	Fuga de SF6	NO PRESENTA
8	Distancia mínima F/T (mm)	700
9	Distancia mínima F/F (mm)	800
10	Intercambiabilidad interruptores	-
11	Ajuste de bornes-torquimetro (Lb-f)	35
12	Ajuste de pernos estructurales (Lb-f)	35
13	Pintura de soporte	BIEN
14	Pintura de equipo	BIEN
15	Lubricación	BIEN
16	Limpieza General	BIEN

A.M.S.L.

FECHA:

PROTOCOLO DE PRUEBAS

Hoja 2 de 2

INTERRUPTOR DE POTENCIA

SET PUENTE PIEDRA

OBRA: SET PUENTE PIEDRA 60/10 KV
CELDA 60 KV - L686

Pos.

CONTROLES

B CAJA DE MANDOS

1	Tensión nominal de operación motor (Vdc)	120		
2	Tensión mínima operación motor (Vdc)	110		
3	Corriente nominal motor(A)	3		
C	RESISTENCIA DE AISLAMIENTO	R	S	T
1	Temperatura ambiente °C	27	27	27
2	F/Masa con Megger (5 kVdc-M) 5000 Vdc	100000	150000	45000
3	F/F con Megger (5 kVdc-M) Abierto 5000 Vdc	100000	100000	500000
4	Circuito de control / Masa con 2000 Vdc.	3000	2800	2900

D

MANDOS

1	Mando local C-A del interruptor	Actúa		
2	Mando remoto C-A int.con tensión nominal	Actúa		
3	Bloqueo mando C-A int. simultaneamente.	Bien		
4	Operación del rele Antibombeo	Bien		
5	Mínima tensión de operación de la Bob.de Cierre (Vdc)	100		
6	Mínima tensión de operación de la Bob.de Apertura (Vdc)	100		

E

VARIOS

		R	S	T
1	Presión Nominal de SF6	6.8		
2	Alarma presión mínima SF6 (Bar)	5.8		
3	Bloqueo presión mínima de SF6 (Bar)	5.5		
4	Simultaneidad de Fases diferencia entre contactos	R-S : 0.00/0.00	S-T : 0.00/0.00	T-R: 0.00/0.00
	Tiempo de apertura (ms)	36.66	36.66	36.66
	Tiempo de cierre (ms)	81.33	81.33	81.33
5	Posición y funcionamiento del interruptor aux.	Bien		
6	Respuesta a los equipos de protección con alarma y señalización.	Bien		
7	Pos. y funcionamiento del contador de maniobra	Bien		
8	Resistencia de contacto (microohm)	80	110	130

CONTROLÓ		REVISÓ	V°B°

PROTOCOLO DE PRUEBAS

TRANSFORMADOR DE POTENCIA

SET PUENTE PIEDRA

OBRA: PROYECTO INTEGRAL SET PUENTE PIEDRA

Pos.	CARACTERÍSTICAS	TRIFÁSICO		
1	Pedido de Importación			
2	Marca	Brown Boveri		
3	Tipo	TD2LF		
4	No. Fábrica	L30302		
5	No. Kardex			
6	Potencia (MVA)	25		
7	Tensión primaria (kV)	58000		
8	Tensión secundaria (kV)	10050		
9	Corriente primaria (A)	248.9		
10	Corriente secundaria (A)	1443.2		
11	Tensión de C.C. (%)	9.80%		
12	Grupo de conexión	DYn5		
13	Tipo de aceite	Shell Diala D		
14	Peso (Kg)	39500		
15	Año de fabricación	1982		
Pos.	CONTROLES	RESULTADOS		
A	MONTAJE ELECTROMECHANICO			
1	Posición correcta de montaje de piezas y accesorios	Correcto		
2	Posición de ruedas.	Correcto		
3	Cuñas antisísmicas	Correcto (4)		
4	Cuñas de desnivel relé buchholz	Correcto (2)		
5	Revisión de empaquetaduras	Correcto		
6	Fuga de aceite	No Presenta		
7	Puesta a tierra	2 puntos correcto		
8	Deshumecedor (azul)	2 correctos		
9	Rigidez dieléctrica de aceite tanque (kV)	Según protocolo fabricante		
10	Rigidez dieléctrica aceite tanque conmutador (kV)	Según protocolo fabricante		
11	Ajuste de bornes (torquímetro)	35 lb		
12	Ajuste general de pernos (torquímetro)	35 lb		
13	Pintura	Correcto		
14	Limpieza general	Correcto		
B	MEDIDA DE RESISTENCIA DE AISLAMIENTO	R	S	T
1	Temperatura ambiente (°C)	24	24	24
2	AT/T+BT+Masa conVcc (M Ω)	3500	3000	4000
3	T/AT+BT+Masa conVcc (M Ω)	5000	4000	5000
4	BT/AT+T+Masa con Vcc (M Ω)	2500	2000	2000
5	Circuito de control / Masa con 2500 Vcc.	2000	1500	2000
6	Resistencia de Puesta a Tierra (ohm)			

S.M.S.L.

PROTOCOLO DE PRUEBAS

TRANSFORMADOR DE POTENCIA		
SET PUENTE PIEDRA		OBRA: PROYECTO INTEGRAL SET PUENTE PIEDRA
Pos.	CARACTERÍSTICAS	TRIFÁSICO
C	APARATOS DE PROTECCION	
1	Pos.: montaje relé buchholz.	Correcto
2	Alarma relé buchholz	Actúa
3	Apertura relé buchholz	Actúa
4	Purga aceite relé buchholz	Purgado
5	Válvula seguridad	Actúa
B	NIVELES DE ACEITE	
1	Temperatura aceite (°C)	20 (Trafo) / 30(conmt.)
2	Alarma superior conservador trafo	Actúa
3	Alarma inferior conservador trafo	Actúa
4	Alarma superior conservador conmutador	Actúa
5	Alarma inferior conservador conmutador	Actúa
6	Secador de aire	Bien (2)
7	Válvula	Válvula seguridad
E	MONITOR DE TEMPERATURA	PROTOCOLO ADJUNTO
1	Aceite (°C)	Actúa
2	Apertura interruptor AT por aceite (°C)	Actúa
3	Ajuste	De acuerdo a protocolo
4	Parada de ventiladores (°C)	Bien
5	Arranque de ventiladores (°C)	Actúa
6	Alarma (°C)	Actúa
7	Apertura interruptor AT por arrollamiento	Actúa
G	BORNES	
1	Purga AT, BT, T.	Correcto
2	Limpieza	Correcto
H	INSPECCION DE VALVULAS	
1	2 conservador trafo	Correcto cerrado
2	2 vaciamiento trafo	Correcto cerrado
3	1 vaciamiento conservador	Correcto cerrado
4	1 muestra trafo	Correcto cerrado
5	1 muestra conservador	Correcto cerrado
6	1 muestra conservador conmutador	Correcto cerrado
7	12 radiador superior e inferior	Correcto cerrado
I	MOTO-VENTILADORES	
1	Sentido de rotación ventiladores	Bien
2	Mando eléctrico remoto motor conmutador, orden del regulador de tensión (todos los escalones)	Bien

V.M.S.L.

Fecha:

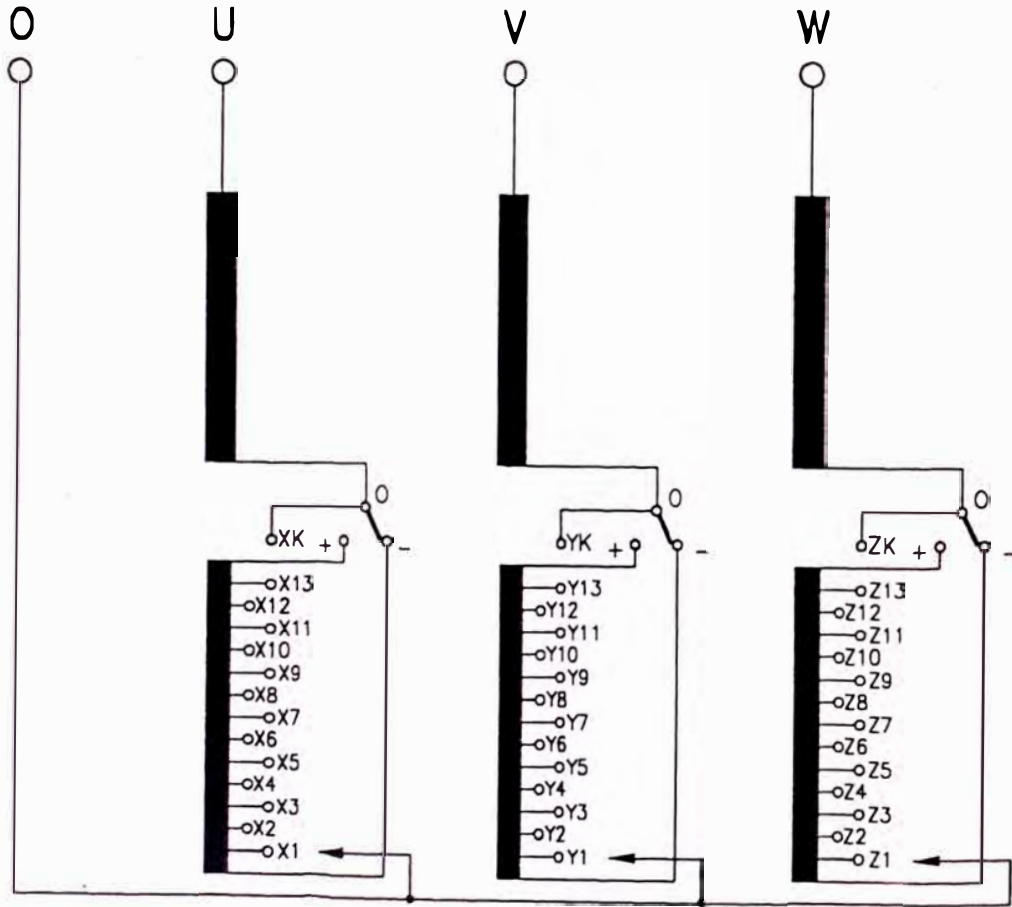
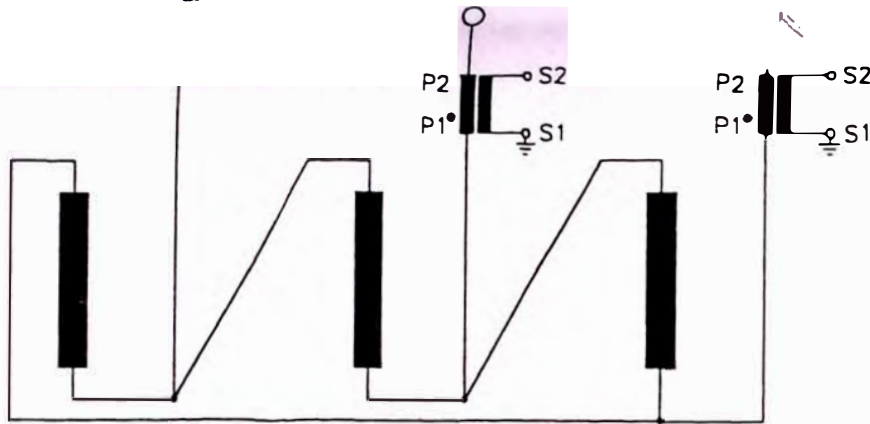
10/01/98

PROTOCOLO DE PRUEBAS

TRANSFORMADOR DE POTENCIA

PUNTE PIEDRA		OBRA: PROYECTO INTEGRAL SET PUNTE PIEDRA
os.	CARACTERÍSTICAS	TRIFÁSICO
4	Bloqueo, mando eléctrico motor local-remoto.	Bien
5	Bloqueo mando manual-eléctrico.	Bien
6	Bloqueo mecánico posiciones extremas.	Bien
7	Bloqueo eléctrico posiciones extremas	Bien
CONMUTADOR DE TOMAS BAJO CARGA		
1	Operación manual conmutador	Correcto
2	Mando eléctrico local motor conmutador	Bien
3	Mando eléctrico remoto motor conmutador, orden del regulador de tensión (todos los escalones)	Bien
4	Bloqueo, mando eléctrico motor local-remoto.	Bien
5	Bloqueo mando manual-eléctrico.	Bien
6	Bloqueo mecánico posiciones extremas.	Bien
7	Bloqueo eléctrico posiciones extremas	Bien
PRUEBAS VARIAS.		
1	Control de grupo de conexión	Según protocolo adjunto
2	Prueba de Tensión Gradual con el trafo en vacío en diferentes puntos del conmutador bajo carga	Bien
3	Comportamiento del Relé Diferencial alimentando el Transfo. de Potencia a plena tensión y en vacío	Bien
4	Verificar conexión para ver la estabilidad de la Protección Diferencial contra fallas externas.	Bien
5	Pruebas de corto circuito trifásico aislado de tierra fuera de la zona de protección diferencia para ver la estabilidad del relé.	Bien
6	Control de apertura de interruptor de A.T. por relé diferencial.	Bien
7	Control de apertura interruptor por relé de máxima corriente.	Bien

CONTROLÓ	REVISÓ	V°B°



TRANSFORMADOR TRIFASICO CON CONMUTADOR BAJO CARGA

Nr. L	30502	Fases	3	Frec.	60 Hz	Año de Fab.	1997
KVA	25000	Tipo	TD2LF	Norma	CEI Pub.76	Altitud	1000 m.s.n.m
Volt.	58000 ±13* 565 10050	Enfriamiento	ONAF	Calentamiento	60/65 °C	Aislamiento	Clase A
Amp.	248,9 1436,5	Aceite	SHELL DIALA D	Conexión (Ynd5) 			
T.c.c.	Pos.1 %	Arroll./Borne	AT 325/325 BIL				
	Pos.14 %	Neutro	AT 325/325 BIL				
	Pos.27 %	Arroll./Borne	BT 75/75 BIL				

PESOS

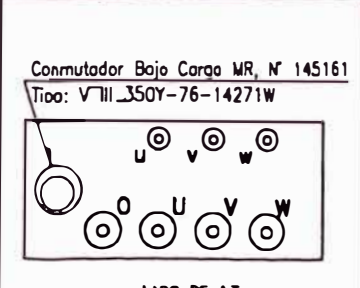
Parte Activa	17 600 Kg.
Peso Aceite	8 500 Kg.
Peso Total	34 500 Kg.

Relación de Transformación en Vacío

Voltios	Alto Tensión O U V W			Commutador bajo Carga	Bojo Tensión u v w
	Conecta				
65345	1	X1 - Y1 - Z1	10050		
64780	2	X2 - Y2 - Z2			
64215	3	X3 - Y3 - Z3			
63650	4	X4 - Y4 - Z4			
63085	5	X5 - Y5 - Z5			
62520	6	X6 - Y6 - Z6			
61955	7	X7 - Y7 - Z7			
61390	8	X8 - Y8 - Z8			
60825	9	X9 - Y9 - Z9			
60260	10	X10 - Y10 - Z10			
59695	11	X11 - Y11 - Z11			
59130	12	X12 - Y12 - Z12			
58565	13	X13 - Y13 - Z13			
58000	14	XK - YK - ZK			
57435	15	X1 - Y1 - Z1			
56870	16	X2 - Y2 - Z2			
56305	17	X3 - Y3 - Z3			
55740	18	X4 - Y4 - Z4			
55175	19	X5 - Y5 - Z5			
54610	20	X6 - Y6 - Z6			
54045	21	X7 - Y7 - Z7			
53480	22	X8 - Y8 - Z8			
52915	23	X9 - Y9 - Z9			
52350	24	X10 - Y10 - Z10			
51785	25	X11 - Y11 - Z11			
51220	26	X12 - Y12 - Z12			
50655	27	X13 - Y13 - Z13			

TRANSFORMADOR DE CORRIENTE

Bornes B.T.	v, w
Terminales	S1 - S2
Amperios	1500/5 A.
Cargo	15 VA.
Clase	3
Norma	CEI



MODULO 1 - RACK A

CANALES DE ALARMAS		ENTRADAS				GRUPOS				ENLACES			
DENTRO DEL MÓDULO	DENTRO DEL SISTEMA	DEMORA EN CANAL DE ENTRADA	DEMORA EN CANAL DE RESETEO	TIPO DE CONTACTO	INDICACION DE CANAL	FLASHEO DE CANAL A		FLASHEO DE CANAL B		FUNCION DE ENLACE 1		FUNCION DE ENLACE 2	
						TIPO DE ENLACE	ENLACE DE GRUPO	TIPO DE ENLACE	ENLACE DE GRUPO	TIPO DE ENLACE	ENLACE DE GRUPO		
1	1	1	1	0	0	-	-	-	-	0	-	0	-
2	2	1	1	0	0	-	-	-	-	0	-	0	-
3	3	1	1	0	0	-	-	-	-	0	-	0	-
4	4	1	1	0	0	-	-	-	-	0	-	0	-
5	5	1	1	0	0	-	-	-	-	0	-	0	-
6	6	1	1	0	0	-	-	-	-	0	-	0	-
7	7	1	1	0	0	-	-	-	-	0	-	0	-
8	8	1	1	0	0	-	-	-	-	0	-	0	-
9	9	1	1	0	0	-	-	-	-	0	-	0	-
10	10	1	1	0	0	-	-	-	-	0	-	0	-
11	11	1	1	0	0	-	-	-	-	0	-	0	-
12	12	1	1	0	0	-	-	-	-	0	-	0	-
13	13	1	1	0	0	-	-	-	-	0	-	0	-
14	14	1	1	0	0	-	-	-	-	0	-	0	-
15	15	1	1	0	0	-	-	-	-	0	-	0	-
16	16	1	1	0	0	-	-	-	-	0	-	0	-

SALIDAS			
N.º EN ALARMA DE GRUPO	TIPO DE FLASHEO EN FUNCION RELS	SALIDAS	
		TIPO DE FLASHEO	EN FUNCION RELS
0	1	-	0
0	2	-	0
0	3	-	0
0	4	-	0
0	5	-	0
0	6	-	0
0	7	-	0
0	8	-	0
0	9	-	0
0	10	-	0
0	11	-	0
0	12	-	0
0	13	-	0
0	14	-	0
0	15	-	0
0	16	-	0

MÓDULO			
N.º DE IDENTIFICACION DE UNIDAD	SECUENCIA	COMUNICACION	SERIAL
0	1	1	1

CONFIGURACIÓN DEL MÓDULO DE SEÑALIZACIÓN

MODULO 1 - RACK B

CANALES DE ALARMAS		ENTRADAS				GRUPOS				ENLACES			
Nº DEL MÓDULO	DENTRO DEL SISTEMA	DEMORA EN CANAL DE ENTRADA	DEMORA EN CANAL DE RESETEO	TIPO DE CONTACTO	INDICACION DE CANAL	FLASHEO DE CANAL A		FLASHEO DE CANAL B		FUNCIÓN DE ENLACE 1		FUNCIÓN DE ENLACE 2	
										TIPO DE ENLACE	ENLACE DE GRUPO	TIPO DE ENLACE	ENLACE DE GRUPO
1	17	1	1	0	0	-	-	-	-	0	-	0	-
2	18	1	1	0	0	-	-	-	-	0	-	0	-
3	19	1	1	0	0	-	-	-	-	0	-	0	-
4	20	1	1	0	0	-	-	-	-	0	-	0	-
5	21	1	1	0	0	-	-	-	-	0	-	0	-
6	22	1	1	0	0	-	-	-	-	0	-	0	-
7	23	1	1	0	0	-	-	-	-	0	-	0	-
8	24	1	1	0	0	-	-	-	-	0	-	0	-
9	25	1	1	0	0	-	-	-	-	0	-	0	-
10	26	1	1	0	0	-	-	-	-	0	-	0	-
11	27	1	1	0	0	-	-	-	-	0	-	0	-
12	28	1	1	0	0	-	-	-	-	0	-	0	-
13	29	1	1	0	0	-	-	-	-	0	-	0	-
14	30	1	1	0	0	-	-	-	-	0	-	0	-
15	31	1	1	0	0	-	-	-	-	0	-	0	-
16	32	1	1	0	0	-	-	-	-	0	-	0	-

SALIDAS			
Nº EN ALARMA DE GRUPO		TIPO DE FLASHEO EN FUNCION RELES	
0	1	-	0
0	2	-	0
0	3	-	0
0	4	-	0
0	5	-	0
0	6	-	0
0	7	-	0
0	8	-	0
0	9	-	0
0	10	-	0
0	11	-	0
0	12	-	0
0	13	-	0
0	14	-	0
0	15	-	0
0	16	-	0

MÓDULO			
Nº DE IDENTIFIC. DE UNIDAD		SECUENC	COMUNIC SERIAL
0	2	1	1

CONFIGURACIÓN DEL MÓDULO DE SEÑALIZACIÓN

MODULO 1 - RACK C

CANALES DE ALARMAS		ENTRADAS				GRUPOS				ENLACES			
DENTRO DEL MÓDULO	DENTRO DEL SISTEMA	DEMORA EN CANAL DE ENTRADA	DEMORA EN CANAL DE RESETEO	TIPO DE CONTACTO	INDICACION DE CANAL	FLASHEO DE CANAL A		FLASHEO DE CANAL B		FUNCIÓN DE ENLACE 1		FUNCIÓN DE ENLACE 2	
						TIPO DE ENLACE	ENLACE DE GRUPO	TIPO DE ENLACE	ENLACE DE GRUPO				
1	33	1	1	0	0	-	-	-	-	0	-	0	-
2	34	1	1	0	0	-	-	-	-	0	-	0	-
3	35	1	1	0	0	-	-	-	-	0	-	0	-
4	36	1	1	0	0	-	-	-	-	0	-	0	-
5	37	1	1	0	0	-	-	-	-	0	-	0	-
6	38	1	1	0	0	-	-	-	-	0	-	0	-
7	39	1	1	0	0	-	-	-	-	0	-	0	-
8	40	1	1	0	0	-	-	-	-	0	-	0	-
9	41	1	1	0	0	-	-	-	-	0	-	0	-
10	42	1	1	0	0	-	-	-	-	0	-	0	-
11	43	1	1	0	0	-	-	-	-	0	-	0	-
12	44	1	1	0	0	-	-	-	-	0	-	0	-
13	45	1	1	0	0	-	-	-	-	0	-	0	-
14	46	1	1	0	0	-	-	-	-	0	-	0	-
15	47	1	1	0	0	-	-	-	-	0	-	0	-
16	48	1	1	0	0	-	-	-	-	0	-	0	-

SALIDAS			
N° EN ALARMA DE GRUPO		TIPO DE FLASHEO EN FUNCION RELES	
0	1	-	0
0	2	-	0
0	3	-	0
0	4	-	0
0	5	-	0
0	6	-	0
0	7	-	0
0	8	-	0
0	9	-	0
0	10	-	0
0	11	-	0
0	12	-	0
0	13	-	0
0	14	-	0
0	15	-	0
0	16	-	0

MÓDULO			
N° DE IDENTIFIC. DE UNIDAD		SECUENC	COMUNIC SERIAL
0	3	1	1

CONFIGURACIÓN DEL MÓDULO DE SEÑALIZACIÓN

MODULO 1 - RACK D

CANALES DE ALARMAS		ENTRADAS				GRUPOS				ENLACES			
DENTRO DEL MÓDULO	DENTRO DEL SISTEMA	DEMORA EN CANAL DE ENTRADA	DEMORA EN CANAL DE RESETEO	TIPO DE CONTACTO	INDICACION DE CANAL	FLASHEO DE CANAL A		FLASHEO DE CANAL B		FUNCIÓN DE ENLACE 1		FUNCIÓN DE ENLACE 2	
										TIPO DE ENLACE	ENLACE DE GRUPO	TIPO DE ENLACE	ENLACE DE GRUPO
1	49	1	1	0	0	0	1	-	-	0	-	0	-
2	50	1	1	0	0	0	1	-	-	0	-	0	-
3	51	1	1	0	0	0	1	-	-	0	-	0	-
4	52	1	1	0	0	0	1	-	-	0	-	0	-
5	53	1	1	0	0	0	2	-	-	0	-	0	-
6	54	1	1	0	0	0	3	-	-	0	-	0	-
7	55	1	1	0	0	0	4	-	-	0	-	0	-
8	56	1	1	0	0	0	4	-	-	0	-	0	-
9	57	1	1	0	0	0	4	-	-	0	-	0	-
10	58	1	1	0	0	0	4	-	-	0	-	0	-
11	59	1	1	0	0	0	4	-	-	0	-	0	-
12	60	1	1	0	0	0	4	-	-	0	-	0	-
13	61	1	1	0	0	0	2	-	-	0	-	0	-
14	62	1	1	0	0	0	2	-	-	0	-	0	-
15	63	1	1	0	0	0	6	-	-	0	-	0	-
16	64	1	1	0	0	0	6	-	-	0	-	0	-

SALIDAS			
N° EN ALARMA DE GRUPO	TIPO DE FLASHEO EN FUNCION RELES		
	0	1	-
0	2	-	1
0	3	-	1
0	4	-	1
0	5	-	1
0	6	-	1
0	7	-	1
0	8	-	1
0	9	-	1
0	10	-	1
0	11	-	1
0	12	-	1
0	13	-	1
0	14	-	1
0	15	-	1
0	16	-	1

MÓDULO			
N° DE IDENTIFIC. DE UNIDAD	SECUENC	COMUNIC SERIAL	
		0	4

CONFIGURACIÓN DEL MÓDULO DE SEÑALIZACIÓN

MODULO 2 - RACK E

CANALES DE ALARMAS		ENTRADAS				GRUPOS				ENLACES			
DENTRO DEL MÓDULO	DENTRO DEL SISTEMA	DEMORA EN CANAL DE ENTRADA	DEMORA EN CANAL DE RESETEO	TIPO DE CONTACTO	INDICACION DE CANAL	FLASHEO DE CANAL A		FLASHEO DE CANAL B		FUNCIÓN DE ENLACE 1		FUNCIÓN DE ENLACE 2	
										TIPO DE ENLACE	ENLACE DE GRUPO	TIPO DE ENLACE	ENLACE DE GRUPO
1	65	1	1	0	0	-	-	-	-	0	-	0	-
2	66	1	1	0	0	-	-	-	-	0	-	0	-
3	67	1	1	0	0	-	-	-	-	0	-	0	-
4	68	1	1	0	0	-	-	-	-	0	-	0	-
5	69	1	1	0	0	-	-	-	-	0	-	0	-
6	70	1	1	0	0	-	-	-	-	0	-	0	-
7	71	1	1	0	0	-	-	-	-	0	-	0	-
8	72	1	1	0	0	-	-	-	-	0	-	0	-
9	73	1	1	0	0	-	-	-	-	0	-	0	-
10	74	1	1	0	0	-	-	-	-	0	-	0	-
11	75	1	1	0	0	-	-	-	-	0	-	0	-
12	76	1	1	0	0	-	-	-	-	0	-	0	-
13	77	1	1	0	0	-	-	-	-	0	-	0	-
14	78	1	1	0	0	-	-	-	-	0	-	0	-
15	79	1	1	0	0	-	-	-	-	0	-	0	-
16	80	1	1	0	0	-	-	-	-	0	-	0	-

SALIDAS			
N° EN ALARMA DE GRUPO	TIPO DE FLASHEO EN FUNCION RELES		
	0	1	-
0	2	-	0
0	3	-	0
0	4	-	0
0	5	-	0
0	6	-	0
0	7	-	0
0	8	-	0
0	9	-	0
0	10	-	0
0	11	-	0
0	12	-	0
0	13	-	0
0	14	-	0
0	15	-	0
0	16	-	0

MÓDULO			
N° DE IDENTIFIC. DE UNIDAD		SECUENC	COMUNIC SERIAL
0	5	1	1

CONFIGURACIÓN DEL MÓDULO DE SEÑALIZACIÓN

MODULO 2 - RACK F

CANALES DE ALARMAS		ENTRADAS				GRUPOS				ENLACES			
DENTRO DEL MÓDULO	DENTRO DEL SISTEMA	DEMORA EN CANAL DE ENTRADA	DEMORA EN CANAL DE RESETEO	TIPO DE CONTACTO	INDICACION DE CANAL	FLASHEO DE CANAL A		FLASHEO DE CANAL B		FUNCIÓN DE ENLACE 1		FUNCIÓN DE ENLACE 2	
										TIPO DE ENLACE	ENLACE DE GRUPO	TIPO DE ENLACE	ENLACE DE GRUPO
1	81	1	1	0	0	-	-	-	-	0	-	0	-
2	82	1	1	0	0	-	-	-	-	0	-	0	-
3	83	1	1	0	0	-	-	-	-	0	-	0	-
4	84	1	1	0	0	-	-	-	-	0	-	0	-
5	85	1	1	0	0	-	-	-	-	0	-	0	-
6	86	1	1	0	0	-	-	-	-	0	-	0	-
7	87	1	1	0	0	-	-	-	-	0	-	0	-
8	88	1	1	0	0	-	-	-	-	0	-	0	-
9	89	1	1	0	0	-	-	-	-	0	-	0	-
10	90	1	1	0	0	-	-	-	-	0	-	0	-
11	91	1	1	0	0	-	-	-	-	0	-	0	-
12	92	1	1	0	0	-	-	-	-	0	-	0	-
13	93	1	1	0	0	-	-	-	-	0	-	0	-
14	94	1	1	0	0	-	-	-	-	0	-	0	-
15	95	1	1	0	0	-	-	-	-	0	-	0	-
16	96	1	1	0	0	-	-	-	-	0	-	0	-

SALIDAS			
N° EN ALARMA DE GRUPO		TIPO DE FLASHEO EN FUNCION RELES	
0	1	-	0
0	2	-	0
0	3	-	0
0	4	-	0
0	5	-	0
0	6	-	0
0	7	-	0
0	8	-	0
0	9	-	0
0	10	-	0
0	11	-	0
0	12	-	0
0	13	-	0
0	14	-	0
0	15	-	0
0	16	-	0

MÓDULO			
N° DE IDENTIFIC. DE UNIDAD		SECUENC	COMUNIC SERIAL
0	6	1	1

CONFIGURACIÓN DEL MÓDULO DE SEÑALIZACIÓN

MODULO 2 - RACK G

CANALES DE ALARMAS		ENTRADAS				GRUPOS				ENLACES			
DENTRO DEL MÓDULO	DENTRO DEL SISTEMA	DEMORA EN CANAL DE ENTRADA	DEMORA EN CANAL DE RESETEO	TIPO DE CONTACTO	INDICACION DE CANAL	FLASHEO DE CANAL A		FLASHEO DE CANAL B		FUNCIÓN DE ENLACE 1		FUNCIÓN DE ENLACE 2	
										TIPO DE ENLACE	ENLACE DE GRUPO	TIPO DE ENLACE	ENLACE DE GRUPO
1	97	1	1	0	0	0	1	-	-	0	-	0	-
2	98	1	1	0	0	0	2	-	-	0	-	0	-
3	99	1	1	0	0	0	3	-	-	0	-	0	-
4	100	1	1	0	0	0	4	-	-	0	-	0	-
5	101	1	1	0	0	0	5	-	-	0	-	0	-
6	102	1	1	0	0	0	6	-	-	0	-	0	-
7	103	1	1	0	0	0	7	-	-	0	-	0	-
8	104	1	1	0	0	0	8	-	-	0	-	0	-
9	105	1	1	0	0	1	4	-	-	0	-	0	-
10	106	1	1	0	0	0	9	-	-	0	-	0	-
11	107	1	1	0	0	1	0	-	-	0	-	0	-
12	108	1	1	0	0	1	0	-	-	0	-	0	-
13	109	1	1	0	0	1	1	-	-	0	-	0	-
14	110	1	1	0	0	1	2	-	-	0	-	0	-
15	111	1	1	0	0	-	-	-	-	0	-	0	-
16	112	1	1	0	0	1	3	-	-	0	-	0	-

SALIDAS			
N° EN ALARMA DE GRUPO		TIPO DE FLASHEO EN FUNCION RELES	
0	1	-	1
0	2	-	1
0	3	-	1
0	4	-	1
0	5	-	1
0	6	-	1
0	7	-	1
0	8	-	1
0	9	-	1
0	10	-	1
0	11	-	1
0	12	-	1
0	13	-	1
0	14	-	1
0	15	-	1
0	16	-	1

MÓDULO			
N° DE IDENTIFIC. DE UNIDAD		SECUENC	COMUNIC SERIAL
0	7	1	1

CONFIGURACIÓN DEL MÓDULO DE SEÑALIZACIÓN

MODULO 3 - RACK H

CANALES DE		ENTRADAS				GRUPOS				ENLACES			
ALARMAS		DEMORA EN CANAL DE ENTRADA	DEMORA EN CANAL DE RESETEO	TIPO DE CONTACTO	INDICACION DE CANAL	FLASHEO DE		FLASHEO DE		FUNCIÓN DE ENLACE 1		FUNCIÓN DE ENLACE 2	
DENTRO DEL MÓDULO	DENTRO DEL SISTEMA					CANAL A	CANAL B	TIPO DE ENLACE	ENLACE DE GRUPO	TIPO DE ENLACE	ENLACE DE GRUPO		
1	113	1	1	0	0	-	-	-	-	0	-	0	-
2	114	1	1	0	0	-	-	-	-	0	-	0	-
3	115	1	1	0	0	-	-	-	-	0	-	0	-
4	116	1	1	0	0	-	-	-	-	0	-	0	-
5	117	1	1	0	0	-	-	-	-	0	-	0	-
6	118	1	1	0	0	-	-	-	-	0	-	0	-
7	119	1	1	0	0	-	-	-	-	0	-	0	-
8	120	1	1	0	0	-	-	-	-	0	-	0	-
9	121	1	1	0	0	-	-	-	-	0	-	0	-
10	122	1	1	0	0	-	-	-	-	0	-	0	-
11	123	1	1	0	0	-	-	-	-	0	-	0	-
12	124	1	1	0	0	-	-	-	-	0	-	0	-
13	125	1	1	0	0	-	-	-	-	0	-	0	-
14	126	1	1	0	0	-	-	-	-	0	-	0	-
15	127	1	1	0	0	-	-	-	-	0	-	0	-
16	128	1	1	0	0	-	-	-	-	0	-	0	-

SALIDAS			
N° EN ALARMA		TIPO DE FLASHEO	
DE GRUPO		EN FUNCIÓN RELES	
0	1	-	0
0	2	-	0
0	3	-	0
0	4	-	0
0	5	-	0
0	6	-	0
0	7	-	0
0	8	-	0
0	9	-	0
0	10	-	0
0	11	-	0
0	12	-	0
0	13	-	0
0	14	-	0
0	15	-	0
0	16	-	0

MÓDULO			
N° DE IDENTIFIC.		SECUENC	COMUNIC
DE UNIDAD			SERIAL
0	8	1	1

CONFIGURACIÓN DEL MÓDULO DE SEÑALIZACIÓN

MODULO 3 - RACK I

CANALES DE ALARMAS		ENTRADAS				GRUPOS				ENLACES			
DENTRO DEL MÓDULO	DENTRO DEL SISTEMA	DEMORA EN CANAL DE ENTRADA	DEMORA EN CANAL DE RESETEO	TIPO DE CONTACTO	INDICACION DE CANAL	FLASHEO DE CANAL A		FLASHEO DE CANAL B		FUNCIÓN DE ENLACE 1		FUNCIÓN DE ENLACE 2	
						TIPO DE ENLACE	ENLACE DE GRUPO	TIPO DE ENLACE	ENLACE DE GRUPO				
1	129	1	1	0	0	-	-	-	-	0	-	0	-
2	130	1	1	0	0	-	-	-	-	0	-	0	-
3	131	1	1	0	0	-	-	-	-	0	-	0	-
4	132	1	1	0	0	-	-	-	-	0	-	0	-
5	133	1	1	0	0	-	-	-	-	0	-	0	-
6	134	1	1	0	0	-	-	-	-	0	-	0	-
7	135	1	1	0	0	-	-	-	-	0	-	0	-
8	136	1	1	0	0	-	-	-	-	0	-	0	-
9	137	1	1	0	0	-	-	-	-	0	-	0	-
10	138	1	1	0	0	-	-	-	-	0	-	0	-
11	139	1	1	0	0	-	-	-	-	0	-	0	-
12	140	1	1	0	0	-	-	-	-	0	-	0	-
13	141	1	1	0	0	-	-	-	-	0	-	0	-
14	142	1	1	0	0	-	-	-	-	0	-	0	-
15	143	1	1	0	0	-	-	-	-	0	-	0	-
16	144	1	1	0	0	-	-	-	-	0	-	0	-

SALIDAS			
N° EN ALARMA DE GRUPO		TIPO DE FLASHEO EN FUNCION RELES	
0	1	-	0
0	2	-	0
0	3	-	0
0	4	-	0
0	5	-	0
0	6	-	0
0	7	-	0
0	8	-	0
0	9	-	0
0	10	-	0
0	11	-	0
0	12	-	0
0	13	-	0
0	14	-	0
0	15	-	0
0	16	-	0

MÓDULO			
N° DE IDENTIFIC. DE UNIDAD		SECUENC	COMUNIC SERIAL
0	9	1	1

CONFIGURACIÓN DEL MÓDULO DE SEÑALIZACIÓN

MODULO 3 - RACK J

CANALES DE ALARMAS		ENTRADAS				GRUPOS				ENLACES			
DENTRO DEL MÓDULO	DENTRO DEL SISTEMA	DEMORA EN CANAL DE ENTRADA	DEMORA EN CANAL DE RESETEO	TIPO DE CONTACTO	INDICACION DE CANAL	FLASHEO DE CANAL A		FLASHEO DE CANAL B		FUNCIÓN DE ENLACE 1		FUNCIÓN DE ENLACE 2	
										TIPO DE ENLACE	ENLACE DE GRUPO	TIPO DE ENLACE	ENLACE DE GRUPO
1	145	1	1	0	0	0	1	-	-	0	-	0	-
2	150	1	1	0	0	0	1	-	-	0	-	0	-
3	155	1	1	0	0	0	1	-	-	0	-	0	-
4	160	1	1	0	0	0	2	-	-	0	-	0	-
5	165	1	1	0	0	0	3	-	-	0	-	0	-
6	170	1	1	0	0	0	4	-	-	0	-	0	-
7	175	1	1	0	0	0	4	-	-	0	-	0	-
8	180	1	1	0	0	0	4	-	-	0	-	0	-
9	185	1	1	0	0	0	5	-	-	0	-	0	-
10	190	1	1	0	0	0	6	-	-	0	-	0	-
11	195	1	1	0	0	0	7	-	-	0	-	0	-
12	200	1	1	0	0	0	7	-	-	0	-	0	-
13	205	1	1	0	0	0	7	-	-	0	-	0	-
14	210	1	1	0	0	0	8	-	-	0	-	0	-
15	215	1	1	0	0	0	9	-	-	0	-	0	-
16	220	1	1	0	0	1	0	-	-	0	-	0	-

SALIDAS			
N° EN ALARMA DE GRUPO		TIPO DE FLASHEO EN FUNCIÓN RELES	
		0	1
0	2	-	1
0	3	-	1
0	4	-	1
0	5	-	1
0	6	-	1
0	7	-	1
0	8	-	1
0	9	-	1
0	10	-	1
0	11	-	1
0	12	-	1
0	13	-	1
0	14	-	1
0	15	-	1
0	16	-	1

MÓDULO			
N° DE IDENTIFIC. DE UNIDAD		SECUENC	COMUNIC SERIAL
1	0	1	1

CONFIGURACIÓN DEL MÓDULO DE SEÑALIZACIÓN

MODULO 4 - RACK K

CANALES DE		ENTRADAS				GRUPOS				ENLACES			
ALARMAS		DEMORA EN CANAL DE ENTRADA	DEMORA EN CANAL DE RESETEO	TIPO DE CONTACTO	INDICACION DE CANAL	FLASHEO DE		FLASHEO DE		FUNCIÓN DE ENLACE 1		FUNCIÓN DE ENLACE 2	
DENTRO DEL MÓDULO	DENTRO DEL SISTEMA					CANAL A	CANAL B	TIPO DE ENLACE	ENLACE DE GRUPO	TIPO DE ENLACE	ENLACE DE GRUPO		
1	221	1	1	0	0	-	-	-	-	0	-	0	-
2	222	1	1	0	0	-	-	-	-	0	-	0	-
3	223	1	1	0	0	-	-	-	-	0	-	0	-
4	224	1	1	0	0	-	-	-	-	0	-	0	-
5	225	1	1	0	0	-	-	-	-	0	-	0	-
6	226	1	1	0	0	-	-	-	-	0	-	0	-
7	227	1	1	0	0	-	-	-	-	0	-	0	-
8	228	1	1	0	0	-	-	-	-	0	-	0	-
9	229	1	1	0	0	-	-	-	-	0	-	0	-
10	230	1	1	0	0	-	-	-	-	0	-	0	-
11	231	1	1	0	0	-	-	-	-	0	-	0	-
12	232	1	1	0	0	-	-	-	-	0	-	0	-
13	233	1	1	0	0	-	-	-	-	0	-	0	-
14	234	1	1	0	0	-	-	-	-	0	-	0	-
15	235	1	1	0	0	-	-	-	-	0	-	0	-
16	236	1	1	0	0	-	-	-	-	0	-	0	-

SALIDAS			
N° EN ALARMA	DE GRUPO	TIPO DE FLASHEO	
		EN FUNCIÓN RELES	
0	1	-	0
0	2	-	0
0	3	-	0
0	4	-	0
0	5	-	0
0	6	-	0
0	7	-	0
0	8	-	0
0	9	-	0
0	10	-	0
0	11	-	0
0	12	-	0
0	13	-	0
0	14	-	0
0	15	-	0
0	16	-	0

MÓDULO			
N° DE IDENTIFIC.		SECUENC	COMUNIC
DE UNIDAD			SERIAL
1	1	1	1

CONFIGURACIÓN DEL MÓDULO DE SEÑALIZACIÓN

MODULO 4 - RACK L

CANALES DE ALARMAS		ENTRADAS				GRUPOS				ENLACES			
UNIDAD MODULO	DENTRO DEL SISTEMA	DEMORA EN CANAL DE ENTRADA	DEMORA EN CANAL DE RESETEO	TIPO DE CONTACTO	INDICACION DE CANAL	FLASHEO DE CANAL A		FLASHEO DE CANAL B		FUNCIÓN DE ENLACE 1		FUNCIÓN DE ENLACE 2	
										TIPO DE ENLACE	ENLACE DE GRUPO	TIPO DE ENLACE	ENLACE DE GRUPO
1	237	1	1	0	0	-	-	-	-	0	-	0	-
2	238	1	1	0	0	-	-	-	-	0	-	0	-
3	239	1	1	0	0	-	-	-	-	0	-	0	-
4	240	1	1	0	0	-	-	-	-	0	-	0	-
5	241	1	1	0	0	-	-	-	-	0	-	0	-
6	242	1	1	0	0	-	-	-	-	0	-	0	-
7	243	1	1	0	0	-	-	-	-	0	-	0	-
8	244	1	1	0	0	-	-	-	-	0	-	0	-
9	245	1	1	0	0	-	-	-	-	0	-	0	-
10	246	1	1	0	0	-	-	-	-	0	-	0	-
11	247	1	1	0	0	-	-	-	-	0	-	0	-
12	248	1	1	0	0	-	-	-	-	0	-	0	-
13	249	1	1	0	0	-	-	-	-	0	-	0	-
14	250	1	1	0	0	-	-	-	-	0	-	0	-
15	251	1	1	0	0	-	-	-	-	0	-	0	-
16	252	1	1	0	0	-	-	-	-	0	-	0	-

SALIDAS			
N° EN ALARMA DE GRUPO	TIPO DE FLASHEO EN FUNCION RELES		
0	1	-	0
0	2	-	0
0	3	-	0
0	4	-	0
0	5	-	0
0	6	-	0
0	7	-	0
0	8	-	0
0	9	-	0
0	10	-	0
0	11	-	0
0	12	-	0
0	13	-	0
0	14	-	0
0	15	-	0
0	16	-	0

MÓDULO			
N° DE IDENTIFIC. DE UNIDAD		SECUENC	COMUNIC SERIAL
1	2	1	1

CONFIGURACIÓN DEL MÓDULO DE SEÑALIZACIÓN

MODULO 4 - RACK M

CANALES DE ALARMAS		ENTRADAS				GRUPOS				ENLACES			
MÓDULO	DENTRO DEL SISTEMA	DEMORA EN CANAL DE ENTRADA	DEMORA EN CANAL DE RESETEO	TIPO DE CONTACTO	INDICACION DE CANAL	FLASHEO DE CANAL A		FLASHEO DE CANAL B		FUNCIÓN DE ENLACE 1		FUNCIÓN DE ENLACE 2	
										TIPO DE ENLACE	ENLACE DE GRUPO	TIPO DE ENLACE	ENLACE DE GRUPO
1	253	1	1	0	0	-	-	-	-	0	-	0	-
2	254	1	1	0	0	-	-	-	-	0	-	0	-
3	255	1	1	0	0	-	-	-	-	0	-	0	-
4	256	1	1	0	0	-	-	-	-	0	-	0	-
5	257	1	1	0	0	-	-	-	-	0	-	0	-
6	258	1	1	0	0	-	-	-	-	0	-	0	-
7	259	1	1	0	0	-	-	-	-	0	-	0	-
8	260	1	1	0	0	-	-	-	-	0	-	0	-
9	261	1	1	0	0	-	-	-	-	0	-	0	-
10	262	1	1	0	0	0	1	-	-	0	-	0	-
11	263	1	1	0	0	0	1	-	-	0	-	0	-
12	264	1	1	0	0	0	8	-	-	0	-	0	-
13	265	1	1	0	0	0	8	-	-	0	-	0	-
14	266	1	1	0	0	0	8	-	-	0	-	0	-
15	267	1	1	0	0	-	-	-	-	0	-	0	-
16	268	1	1	0	0	-	-	-	-	0	-	0	-

SALIDAS			
N° EN ALARMA DE GRUPO	TIPO DE FLASHEO EN FUNCION RELES		
	0	1	-
0	2	-	1
0	3	-	1
0	4	-	1
0	5	-	1
0	6	-	1
0	7	-	1
0	8	-	1
0	9	-	1
0	10	-	1
0	11	-	1
0	12	-	1
0	13	-	1
0	14	-	1
0	15	-	1
0	16	-	1

MÓDULO			
N° DE IDENTIFIC. DE UNIDAD		SECUENC	COMUNIC SERIAL
1	3	1	1

PROTOCOLO DE PRUEBA DE RELE DE DISTANCIA : DLP-D

SET : PUENTE PIEDRA

CIRCUITO : L - 636

CARACTERISTICAS				TRANSFORMADORES PRINCIPALES							
MARCA		General Electric		T. DE TENSION		60/√3 / 0.11/√3 kV.		I _N = 5 Amp.			
Nº DE KARDEX				T. DE CORRIENTE		600 / 5 Amp.		V _N = 200 V.			
Nº DE FABRICA								f = 60 Hz.			
PAR	DESCRIPCION	SÍMBOLO	AJUSTE	PRUEBA	PAR	DESCRIPCION	SÍMBOLO	AJUSTE	PRUEBA		
Overcurrent Backup (OVERCUR)											
0101	Select Zone 1 Ground	SELZ1G	YES		0601	Select Phase Inst. Over.	SELPH4	NO			
0102	Select Zone 1 Phase	SELZ1P	YES		0602	Phase Instant. Overc. Sett.	PUPH4	4			
0103	Reach Setting M1, Zona 1 P.	Z1R	5.72		0603	Select Ground Inst. Overc.	SELIDT	NO			
0104	Reach Setting M1, Zona 1G.	Z1GR	5.72		0604	Directional Control of IDT	SELDIDT	NO			
0105	Select Zone 1 Ground Unit	SELZ1U	REACT		0605	Grund Inst Overc. Setting	PUIDT	2			
0106	Reach Setting of Mho Unit	Z1SU	36.94		0606	Select Ground Time Overc.	SELTOC	YES			
0107	Zero-Sequence Current C.	Z1K0	3.8		0607	Directional Control of TOC	SELTOC	YES			
0108	Zon1 Extens. Reach Reset T.	Z1ERST	4.0		0608	Ground Time Overc. Sett.	PUTOC	0.38			
0201	Select Zone 2 Ground	SELZ2G	YES		0609	Gr. Time Overc. Time Dial	TDTOC	5.0			
0202	Select Zone 2 Phase	SELZ2P	YES		0610	Def. Time Curve Delay Set.	PUTTM	2.4			
0203	Reach Setting MT, Zon2 P.	Z2R	9.97		0611	Select TOC Curve	SELCURV	DEFT			
0204	Reach Setting MTG, Zon 2 G.	Z2GR	9.97		0612	G. Instant. Pos.-Seq. Restr.	KDCONST	0.30			
0205	Select Zone 2 Ground Unit	SELZ2T	MHO		Block Reclosing (BLKRECLOS)						
0206	Select Zone 2 Timers	SELZ2T	YES		0701	Select All	SELALL	YES			
0207	Phase Timer Setting	PUTL2P	0.3		0702	Out-of-Step Block	RBO SB	NO			
0208	Ground Timer Setting	PUTL2G	0.3		0703	All Zone 2 Phase F.	RB3PH	NO			
0209	Phase Characteristic Angle	Z2PANG	90		0704	Ground Time Over.	RBTOC	NO			
0210	Ground Characteristic Angle	Z2GANG	90		0705	Zone 2 Timers	RBZ2T	NO			
0301	Select Zone 3 Ground	SELZ3G	YES		0706	Zone 3 Timers	RBZ3T	NO			
0302	Select Zone 3 Phase	SELZ3P	YES		0707	Zone 4 Timers	RBZ4T	NO			
0303	Reach Setting M3, Zon3 P.	Z3R	23.94		0708	Any Zone1Phase F.	RBZ1PH	NO			
0304	Reach Setting M3G, Zon3 G.	Z3GR	23.94		0709	Any Zone2 Phase F.	RBZ2PH	NO			
0305	Phase Timer Setting	PUTL3P	1.60		0710	Configurable Trip Bus	RBCTB	NO			
0306	Ground Timer Setting	PUTL3G	1.60		Out-of-Step Blocking (OUTFSTEP)						
0307	Phase Characteristic Angle	Z3PANG	90		0801	Select P. Unit to Coord.	SELPTZ	ZONE 4			
0308	Ground Charaeristic Angle	Z3GANG	90		0802	Character. Angle	MOBANG	55 DEGS			
0401	Select Zone 4 Ground	SELZ4G	YES		0803	Select Block Trip Actions	SELO SB	BLKALL			
0402	Select Zone 4 Phase	SELZ4P	YES		0804	Select Zone 1 Block	OSBLKZ1	YES			
0403	Reach Setting M4, Zone 4 P.	Z4R	36.94		0805	Select Zone 2 Block	OSBLKZ2	YES			
0404	Reach Setting MAG, Zone 4 G.	Z4GR	36.94		0806	Select Zone 3 Block	OSBLKZ3	YES			
0405	Phase Offset Reach	Z4OR	0.00		0807	Select Zone 4 Block	OSBLKZ4	YES			
0406	Select Zone 4 Timers	SELZ4T	YES		Line Pickup (LINEPU)						
0407	Phase Timer Setting	PUTL4P	1.90		0901	Select Line Pickup	SELLPU	YES			
0408	Ground Timer Setting	PUTL4G	1.90		0902	Select Timer Bypass	DELTBP	YES			
0409	Phase Characteristic Angle	Z4PANG	90		0903	Positeve-Sequence Overc.	PUI1	2.3			
0410	Ground Characteristic Angle	Z4GANG	90		Remote Open Detector (REMOTEOP)						
0411	Select Direction	SELZ4D	FORWRD		1001	Select Remote Open Det.	SELROD	YES			
Overcurrent Supervision (CURSUPVIS)											
0501	Ground Pilot Trip IPT Overc.	PUIPT	0.50		1002	Timer TL20 Delay Setting	PUTL20	50			
0502	Ground Pilot Block IPT Overc.	PUIPB	0.50		1003	Block Trip. for Fuse Failure	SELFFB	YES			
0503	Trip Supervision IT Overc.	PUIT	0.09		Linea Overload (LINEOVRD)						
0504	Block Supervision IB Overc.	PUIB	0.05		1101	Select Line Overload	SELOVL	YES			
Scheme Selection (SCHEMESEL)											
1201	Select Scheme	SELSCM	STEPDST		1102	Level 1 Overc. Setting	PULV1	1.2			
1202	Number of Receivers	NUMRCVR	0		1103	Level 2 Overc. Setting	PULV2	1.4			
1203	Trip Mode	TRPMODE	3 POLE		1104	Level 1 Time Delay	PUTL31	900			
					1105	Level 2 Time Delay	PUTL32	99			

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA

FACULTAD DE INGENIERIA MECANICA

MECÁNICA-ELÉCTRICA

Elaborado por: Edgar Mendoza G.

Revisado

Fecha : Lima, Diciembre de 1999

PAR	DESCRIPCION	SÍMBOLO	AJUSTE	PRUEBA	PAR	DESCRIPCION	SÍMBOLO	AJUSTE	PRUEBA
Scheme Logic Timers (SCHEMETIN)					Configurable Inputs # 2 (BKR2CLSOUT)				
1301	Trip Integrador TL1 Pickup	PUTL1	1 MSEC		1901	Close Contant 2	CONOUT2	DEFAULT	
1302	52/b Contact Coord. TL5 P.	PUTL5	50 MSEC		1902	Input Number 1	CO2IN1	UNUSED	
1303	52/b Contact Coord. TL5 D.	DOTL5	50 MSEC		1903	Input Number 2	CO2IN2	UNUSED	
1304	52/b Contact Coord. TL6 P.	PUTL6	50 MSEC		1904	Input Number 3	CO2IN3	UNUSED	
1305	52/b Contact Coord. TL6 D.	DOTL6	50 MSEC		1905	Input Number 4	CO2IN4	UNUSED	
1306	POTT Coordination TL4 Pickup	PUTL4	0		1906	Input Number 5	CO2IN5	UNUSED	
1307	POTT Coordination TL4 Drop.	DOTL4	0		1907	Input Number 6	CO2IN6	UNUSED	
1308	Weak-Infeed-Trip TL16 Pickup	PUTL16	8		1908	Input Number 7	CO2IN7	UNUSED	
1309	Configurable Pickup Time	PUTLCTB	50		1909	Input Number 8	CO2IN8	UNUSED	
1310	Configurable Dropout Time	DOTLCTB	0		Configurable Inputs # 3 (RCCANCLOUT)				
Line Quantities (LINEQTY)					2001	Reclose Cancel	CONOUT3	OR GATE	
1401	Posit -Seq. Angle of Max.	POSANG	75		2002	Input Number 1	CO3IN1	FUSEFL	
1402	Zero-Seq. Angle of Max.	ZERANG	81		2003	Input Number 2	CO3IN2	UNUSED	
1403	Positive-Sequence Imped.	ZP	2.74		2004	Input Number 3	CO3IN3	UNUSED	
1404	Zero-Seq. Current Compen.	K0	4		2005	Input Number 4	CO3IN4	UNUSED	
1405	Line Length	LINELEN	6.2		2006	Input Number 5	CO3IN5	UNUSED	
Configuration Setting (CONFIG)					2007	Input Number 6	CO3IN6	UNUSED	
1501	Unit ID Number	UNITID	0		2008	Input Number 7	CO3IN7	UNUSED	
1502	System Frequency	SYSFREQ	60		2009	Input Number 8	CO3IN8	UNUSED	
1503	Number of Breakers	NUMBKRS	1		Configurable Inputs # 4 (LNOVLDOUT)				
1504	Trip Circuit Monitor	TRIPCIRC	BKR 1		2101	Line Overload	CONOUT4	DEFAULT	
1505	Select Prim./Second. Unit	SELPRIM	PT PRI		2102	Input Number 1	CO4IN1	UNUSED	
1506	Current Transformer Ratio	CTRATIO	600		2103	Input Number 2	CO4IN2	UNUSED	
1507	Potential Tranformer Ratio	PTRATIO	300		2104	Input Number 3	CO4IN3	UNUSED	
1508	Unit of Distancia	DISTUNIT	KM		2105	Input Number 4	CO4IN4	UNUSED	
1509	Communication Port	COMMPORT	2401		2106	Input Number 5	CO4IN5	UNUSED	
1510	Phase Dessignation	PHASDEG	A-B-C		2107	Input Number 6	CO4IN6	UNUSED	
1511	Select Time Synchroniz.	SELTSYNC	NONE		2108	Input Number 7	CO4IN7	UNUSED	
1512	Number of Faults	NUMFLT5	4		2109	Input Number 8	CO4IN8	UNUSED	
1513	Number of Prefault Cycles	PREFLT	4		Configurable Inputs # 5 (NONCRITOUT)				
1514	Oscillography Trigger	OSCTRIG	ANY Z4		2201	Non-critical Alarm	CONOUT5	DEFAULT	
1515	Current Unbalance Alarm	UNALALM	YES		2202	Input Number 1	CO5IN1	UNUSED	
Scada DTA Interface (SCADADTA)					2203	Input Number 2	CO5IN2	UNUSED	
1601	SCADA DTA Fault Loc. Lock	FLTLOCK	10		2204	Input Number 3	CO5IN3	UNUSED	
1602	SCADA DTA Fault Loc. Reset	FLTRESET	5		2205	Input Number 4	CO5IN4	UNUSED	
Configurable Inputs (CNFGINPUTS)					2206	Input Number 5	CO5IN5	UNUSED	
1701	Configurable Input Mode	CONCCI	3		2207	Input Number 6	CO5IN6	UNUSED	
1702	Setting Group	SETGRP	1		2208	Input Number 7	CO5IN7	UNUSED	
Configurable Inputs # 1 (BKR1CLSOUT)					2209	Input Number 8	CO5IN8	UNUSED	
1801	Close Contact 1	CONOUT1	DEFAULT		Configurable Inputs # 6 (RINITOUT)				
1802	Input Number 1	CO1IN1	UNUSED		2301	Reclose Initiate	CONOUT6	DEFAULT	
1803	Input Number 2	CO1IN2	UNUSED		2302	Input Number 1	CO6IN1	UNUSED	
1804	Input Number 3	CO1IN3	UNUSED		2303	Input Number 2	CO6IN2	UNUSED	
1805	Input Number 4	CO1IN4	UNUSED		2304	Input Number 3	CO6IN3	UNUSED	
1806	Input Number 5	CO1IN5	UNUSED		2305	Input Number 4	CO6IN4	UNUSED	
1807	Input Number 6	CO1IN6	UNUSED		2306	Input Number 5	CO6IN5	UNUSED	
1808	Input Number 7	CO1IN7	UNUSED		2307	Input Number 6	CO6IN6	UNUSED	
1809	Input Number 8	CO1IN8	UNUSED		2308	Input Number 7	CO6IN7	UNUSED	
Responsable : Análisis de la Red					2309	Input Number 8	CO6IN8	UNUSED	
FECHA :					Recloser Settings (RECLOSER)				
Observaciones : Actualizado el 20 de Febrero de 1998					2401	Recloser Scheme	SELRCLR	1-TPOLE	
					2402	Single-Pole Reclose Delay 1	SPRDLY1	0.6	
					2403	Three-Pole Reclose Delay 1	TPRDLY1	0.6	
					2404	Reclose Delay 1	RDLY2	3	
					2405	Hold Mode	HOLD	NO	
					2406	Hold Time Delay	HOLDDLY	1	
					2407	Dwell Time Delay	DWELLTM	0.5	
					2408	Reset Time Delay	RSTDLY	240	

PROTOCOLO DE PRUEBA DE RELE DE DISTANCIA : DLP - D

SET : PUENTE PIEDRA

CIRCUITO : L - 686

CARACTERISTICAS				TRANSFORMADORES PRINCIPALES										
MARCA		General Electric		T. DE TENSION		220/√3 / 0.2/√3 kV.		I _N = 1 Amp.						
Nº DE KARDEX :				T. DE CORRIENTE		600 / 1 Amp.		V _N = 200 V.						
Nº DE FABRICA :		F06204						f = 60 Hz.						
PAR	DESCRIPCION	SÍMBOLO	AJUSTE	PRUEBA	PAR	DESCRIPCION	SÍMBOLO	AJUSTE	PRUEBA	PAR	DESCRIPCION	SÍMBOLO	AJUSTE	PRUEBA
0101	Select Zone 1 Ground	SELZ1G	YES		Overcurrente Backup (OVERCUR)									
0102	Select Zone 1 Phase	SELZ1P	YES		0601	Select Phase Inst. Over.	SELPH4	NO						
0103	Reach Setting M1, Zona 1 P.	Z1R	2.33		0602	Phase Instant. Overc. Sett.	PUPH4	4.0						
0104	Reach Setting M1, Zona 1G.	Z1GR	2.33		0603	Select Ground Inst. Overc.	SELIDT	NO						
0105	Select Zone 1 Ground Unit	SELZ1U	REACT		0604	Directional Control of IDT	SELDIDT	NO						
0106	Reach Setting of Mho Unit	Z1SU	36.94		0605	Grnd Inst. Overc. Setting	PUIDT	2.0						
0107	Zero-Sequence Current C.	Z1K0	3.8		0606	Select Ground Time Overc.	SELTOC	YES						
0108	Zon1 Extens. Reach Reset T.	Z1ERST	4.0		0607	Directional Control of TOC	SELTOC	YES						
0201	Select Zone 2 Ground	SELZ2G	YES		0608	Ground Time Overc. Sett.	PUTOC	0.5						
0202	Select Zone 2 Phase	SELZ2P	YES		0609	Gr. Time Overc. Time Dial	TDOCT	5.0						
0203	Reach Setting MT, Zon2 P.	Z2R	3.91		0610	Def. Time Curve Delay Set.	PUTTM	2.4						
0204	Reach Setting MTG, Zon 2 G.	Z2GR	3.91		0611	Select TOC Curve	SELCURV	DEFT						
0205	Select Zone 2 Ground Unit	SELZ2T	MHO		0612	G. Instant. Pos.-Seq. Restr.	KDCONST	0.30						
0206	Select Zone 2 Timers	SELZ2T	YES		Block Reclosing (BLKRECLOS)									
0207	Phase Timer Setting	PUTL2P	0.30		0701	Select All	SELALL	YES						
0208	Ground Timer Setting	PUTL2G	0.30		0702	Out-of-Step Block	RBOSB	NO						
0209	Phase Characteristic Angle	Z2PANG	90		0703	All Zone 2 Phase F.	RB3PH	NO						
0210	Ground Characteristic Angle	Z2GANG	90		0704	Ground Time Over.	RBTOC	NO						
0301	Select Zone 3 Ground	SELZ3G	YES		0705	Zone 2 Timers	RBZ2T	NO						
0302	Select Zone 3 Phase	SELZ3P	YES		0706	Zone 3 Timers	RBZ3T	NO						
0303	Reach Setting M3, Zon3 P.	Z3R	29.78		0707	Zone 4 Timers	RBZ4T	NO						
0304	Reach Setting M3G, Zon3 G.	Z3GR	29.78		0708	Any Zone1Phase F.	RBZ1PH	NO						
0305	Phase Timer Setting	PUTL3P	0.60		0709	Any Zone2 Phase F.	RBZ2PH	NO						
0306	Ground Timer Setting	PUTL3G	0.60		0710	Configurable Trip Bus	RBCTB	NO						
0307	Phase Characteristic Angle	Z3PANG	90		Out-of-Step Blocking (OUTOFSTEP)									
0308	Ground Chararistic Angle	Z3GANG	90		0801	Select P. Unit to Coord.	SELPTZ	ZONE 2						
0401	Select Zone 4 Ground	SELZ4G	YES		0802	Character. Angle	MOBANG	70 DEGS						
0402	Select Zone 4 Phase	SELZ4P	YES		0803	Select Block Trip Actions	SELOSB	BLKALL						
0403	Reach Setting M4, Zone 4 P.	Z4R	36.94		0804	Select Zone 1 Block	OSBLK1	YES						
0404	Reach Setting MAG, Zone 4 G.	Z4GR	36.94		0805	Select Zone 2 Block	OSBLK2	YES						
0405	Phase Offset Reach	Z4OR	0.00		0806	Select Zone 3 Block	OSBLK3	YES						
0406	Select Zone 4 Timers	SELZ4T	YES		0807	Select Zone 4 Block	OSBLK4	YES						
0407	Phase Timer Setting	PUTL4P	1.60		Line Pickup (LINEPU)									
0408	Ground Timer Setting	PUTL4G	1.60		0901	Select Line Pickup	SELLPU	YES						
0409	Phase Characteristic Angle	Z4PANG	90		0902	Select Timer Bypass	DELTBP	YES						
0410	Ground Characteristic Angle	Z4GANG	90		0903	Positeve-Sequence Overc.	PUI1	2.3						
0411	Select Direction	SELZ4D	FORWRD		Remote Open Detector (REMOTEOP)									
Overcurrente Supervision (CURSUPVIS)					1001	Select Remote Open Det.	SELROD	YES						
0501	Ground Pilot Trip IPT Overc.	PIIPT	0.50		1002	Timer TL20 Delay Setting	PUTL20	50						
0502	Ground Pilot Block IPT Overc.	PUIPB	0.50		1003	Block Trip. for Fuse Failure	SELFFB	YES						
0503	Trip Supervision IT Overc.	PUIT	0.09		Linea Overload (LINEOVRD)									
0504	Block Supervision IB Overc.	PUIB	0.05		1101	Select Line Overload	SELOVL	YES						
Scheme Selection (SCHEMESEL)					1102	Level 1 Overc. Setting	PULV1	1.2						
1201	Select Scheme	SELSCM	STEPDST		1103	Level 2 Overc. Setting	PULV2	1.4						
1202	Number of Receivers	NUMRCVR	0		1104	Level 1 Time Delay	PUTL31	900						
1203	Trip Mode	TRPMODE	3POLE		1105	Level 2 Time Delay	PUTL32	99						

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA

FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA

MECÁNICA-ELÉCTRICA

Elaborado por : Edgar Mendoza G.

Revisado

Fecha : Lima, Diciembre de 1999

PAR	DESCRIPCION	SÍMBOLO	AJUSTE	PRUEBA	PAR	DESCRIPCION	SÍMBOLO	AJUSTE	PRUEBA
Scheme Logic Timers (SCHEMETIN)					Configurable Inputs # 2 (BKR2CLSOUT)				
1301	Trip Integrador TL1 Pickup	PUTL1	1 MSEC		1901	Close Contant 2	CONOUT2	DEFAULT	
1302	52/b Contact Coord. TL5 P.	PUTL5	50 MSEC		1902	Input Number 1	CO2IN1	UNUSED	
1303	52/b Contact Coord. TL5 D.	DOTL5	50 MSEC		1903	Input Number 2	CO2IN2	UNUSED	
1304	52/b Contact Coord. TL6 P.	PUTL6	50 MSEC		1904	Input Number 3	CO2IN3	UNUSED	
1305	52/b Contact Coord. TL6 D.	DOTL6	50 MSEC		1905	Input Number 4	CO2IN4	UNUSED	
1306	POTT Coordination TL4 Pickup	PUTL4	0		1906	Input Number 5	CO2IN5	UNUSED	
1307	POTT Coordination TL4 Drop.	DOTL4	0		1907	Input Number 6	CO2IN6	UNUSED	
1308	Weak-Infeed-Trip TL16 Pickup	PUTL16	8		1908	Input Number 7	CO2IN7	UNUSED	
1309	Configurable Pickup Time	PUTLCTB	50		1909	Input Number 8	CO2IN8	UNUSED	
1310	Configurable Dropout Time	DOTLCTB	0		Configurable Inputs # 3 (RCCANCLOUT)				
Line Quantities (LINEQTY)					2001	Reclose Cancel	CONOUT3	OR GATE	
1401	Posit.-Seq. Angle of Max.	POSANG	75		2002	Input Number 1	CO3IN1	FUSEFL	
1402	Zero-Seq. Angle of Max.	ZERANG	81		2003	Input Number 2	CO3IN2	UNUSED	
1403	Positive-Sequence Imped.	ZP	2.74		2004	Input Number 3	CO3IN3	UNUSED	
1404	Zero-Seq. Current Compen.	K0	4		2005	Input Number 4	CO3IN4	UNUSED	
1405	Line Length	LINELEN	6.2		2006	Input Number 5	CO3IN5	UNUSED	
Configuration Setting (CONFIG)					2007	Input Number 6	CO3IN6	UNUSED	
1501	Unit ID Number	UNITID	0		2008	Input Number 7	CO3IN7	UNUSED	
1502	System Frequency	SYSFREQ	60		2009	Input Number 8	CO3IN8	UNUSED	
1503	Number of Breakers	NUMBKRS	1		Configurable Inputs # 4 (LNOVLDOUT)				
1504	Trip Circuit Monitor	TRIPCIRC	BKR 1		2101	Line Overload	CONOUT4	DEFAULT	
1505	Select Prim./Second. Unit	SELPRIM	PT PRI		2102	Input Number 1	CO4IN1	UNUSED	
1506	Current Transformer Ratio	CTRATIO	600		2103	Input Number 2	CO4IN2	UNUSED	
1507	Potential Tranformer Ratio	PTRATIO	300		2104	Input Number 3	CO4IN3	UNUSED	
1508	Unit of Distancia	DISTUNIT	KM		2105	Input Number 4	CO4IN4	UNUSED	
1509	Communication Port	COMMPORT	2401		2106	Input Number 5	CO4IN5	UNUSED	
1510	Phase Dessignation	PHASDEG	A-B-C		2107	Input Number 6	CO4IN6	UNUSED	
1511	Select Time Synchroniz.	SELTSYNC	NONE		2108	Input Number 7	CO4IN7	UNUSED	
1512	Number of Faults	NUMFLTS	4		2109	Input Number 8	CO4IN8	UNUSED	
1513	Number of Prefault Cycles	PREFLT	4		Configurable Inputs # 5 (NONCRITOUT)				
1514	Oscillography Trigger	OSCTRIG	ANY Z4		2201	Non-critical Alarm	CONOUT5	DEFAULT	
1515	Current Unbalance Alarm	UNALALM	YES		2202	Input Number 1	CO5IN1	UNUSED	
Scada DTA Interface (SCADADTA)					2203	Input Number 2	CO5IN2	UNUSED	
1601	SCADA DTA Fault Loc. Lock	FLTLOCK	10		2204	Input Number 3	CO5IN3	UNUSED	
1602	SCADA DTA Fault Loc. Reset	FLTRESET	5		2205	Input Number 4	CO5IN4	UNUSED	
Configurable Inputs (CNFGINPUTS)					2206	Input Number 5	CO5IN5	UNUSED	
1701	Configurable Input Mode	CONCCI	3		2207	Input Number 6	CO5IN6	UNUSED	
1702	Setting Group	SETGRP	1		2208	Input Number 7	CO5IN7	UNUSED	
Configurable Inputs # 1 (BKR1CLSOUT)					2209	Input Number 8	CO5IN8	UNUSED	
1801	Close Contact 1	CONOUT1	DEFAULT		Configurable Inputs # 6 (RINITOUT)				
1802	Input Number 1	CO1IN1	UNUSED		2301	Reclose Initiate	CONOUT6	DEFAULT	
1803	Input Number 2	CO1IN2	UNUSED		2302	Input Number 1	CO6IN1	UNUSED	
1804	Input Number 3	CO1IN3	UNUSED		2303	Input Number 2	CO6IN2	UNUSED	
1805	Input Number 4	CO1IN4	UNUSED		2304	Input Number 3	CO6IN3	UNUSED	
1806	Input Number 5	CO1IN5	UNUSED		2305	Input Number 4	CO6IN4	UNUSED	
1807	Input Number 6	CO1IN6	UNUSED		2306	Input Number 5	CO6IN5	UNUSED	
1808	Input Number 7	CO1IN7	UNUSED		2307	Input Number 6	CO6IN6	UNUSED	
1809	Input Number 8	CO1IN8	UNUSED		2308	Input Number 7	CO6IN7	UNUSED	
Responsable : Análisis de la Red					2309	Input Number 8	CO6IN8	UNUSED	
FECHA :					Recloser Settings (RECLUSER)				
Observaciones : Actualizado el 20 de Febrero de 1998					2401	Recloser Scheme	SELRCLR	1-TPOLE	
					2402	Single-Pole Reclose Delay 1	SPRDLY1	0.6	
					2403	Three-Pole Reclose Delay 1	TPRDLY1	0.6	
					2404	Reclose Delay 1	RDLY2	3	
					2405	Hold Mode	HOLD	NO	
					2406	Hold Time Delay	HOLDDLY	1	
					2407	Dwell Time Delay	DWELLTM	0.5	
					2408	Reset Time Delay	RSTDLY	240	

SET : PUENTE PIEDRA

CIRCUITO : TR-I 60/10 kV (Lado 60 kV)

CARACTERISTICAS

Marca :	ABB	In (Amp) :	5 Amp.
No.Serie :	HE 363090-224/	Frecuencia (Hz) :	60 Hz.
No.Kardex :	S/N	Transfor. Corriente :	300/5 Amp

OPCIÓN - PROTECCIÓN :

- Máxima Corriente Sobrecarga Térmica
 Secuencia Negativa Barras

VALORES DE PRUEBAS

MODO	SIMBOLO	Ajuste	Prueba 1	Prueba 2	MODO DISPARO	SIMBOL.	AJUSTE	Prueba-1 Reajuste	Prueba-2 Reajuste	Prueba-3 Reajuste	VALORES DE SERVICIO
47	CTRL1	16									I. PROTECCION
00	IF	0.94			101	I >> 1	—				IR2 =
03	I > 1	2.0			103	I > 1	2020				IS2 =
04	ti > 1	1.4			105	I 2	0000				IT2 =
05	I 2	—			107	Io	0000				IN1 =
06	ti 2	—			113	Istart	—				U - V =
07	IO	—			120	Δ 93	—				V - W =
08	ti 0	—			130	Δ 91.2	—				W - U =
30	Δ 91	—			141	Δ 91.2	—				U - n =
31	Δ 92	...			143	I > 2	—				V - n =
32	H Δ 9	...			Fecha de Prueba		Feb-98				W - n =
33	↑	...									FECHA
34	↓	...									

LOGICA DE DISPARO

- 0 : Bloqueado
 1 : Arranque
 2 : Disparo
 4 : Enganche de Disparo

SWITCH	1-2		2-3		4-5		5-6	
S1								x
S2	x							
S3				x				
S4	x							
S65	MRI		MR II		ARI		AR II	
	open	close	open	close	open	close	open	close
	x		x		x		x	

CONTACTOS :

- A4 - A5 Apertura Máxima corriente
 E11 - E12 Señalización apertura Max-corriente

Alarma Local	Conforme
Equipo de Prueba	
Responsable	
Fecha :	20/02/98
Firma :	...

Observaciones : Puesta en Servicio en Febrero de 1998

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA

FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA

MECÁNICA - ELÉCTRICA

Elaborado por: Edgar Mendoza G.

Revisado :

Fecha : Lima, Diciembre de 1999

SET : PUENTE PIEDRA

CIRCUITO : TR-I 60/10 kV (Lado 10 kV)

CARACTERISTICAS

Marca :	ABB	In (Amp) :	5 Amp.
No.Serie :	HE 363090-224/	Frecuencia (Hz) :	60 Hz.
No.Kardex :	S/N	Transfor. Corriente :	1500/5 Amp

OPCIÓN - PROTECCIÓN :

<input checked="" type="checkbox"/>	Máxima Corriente	<input checked="" type="checkbox"/>	Sobrecarga Térmica
<input type="checkbox"/>	Secuencia Negativa	<input type="checkbox"/>	Barras

VALORES DE PRUEBAS

MODO	SIMBOLO	Ajuste	Prueba 1	Prueba 2	MODO DISPARO	SIMBOL	AJUSTE	Prueba-1 Reajuste	Prueba-2 Reajuste	Prueba-3 Reajuste	VALORES DE SERVICIO
47	CTRL1	19									I. PROTECCION
00	IE	0.96			101	I >> 1	0000				IR2 =
03	I > 1	2.0			103	I > 1	1002				IS2 =
04	tl > 1	1.4			105	I 2	...				IT2 =
05	I2	-			107	Io	0000				IN1 =
06	tl2	-			113	Istart	-				U - V =
07	Io	-			120	Δ93	0000				V - W =
08	tl0	-			130	Δ91.2	200				W - U =
30	Δ91	107			141	Δ91.2	0000				U - n =
31	Δ92	128			143	I > 2	1020				V - n =
32	HΔ9	20			145		0000				W - n =
33	τ ↑	110			Fecha de Servicio		Feb-98				FECHA
34	τ ↓	240									

LOGICA DE DISPARO

- 0 : Bloqueado
- 1 : Arranque
- 2 : Disparo
- 4 : Enganche de Disparo

CONTACTOS

- A4 - A5 Apertura P.Barras
- A8 - A9 Apertura Protección
- E11- E12 Arranque
- E7 - E8 Alarma Sobrecarga térmica

SWITCH	1-2		2-3		4-5		5-6	
S1								x
S2	x							
S3			x					
S4	x							
S65	MRI		MRII		ARI		ARII	
	open	close	open	close	open	close	open	close
	x		x			x	x	

Alarma Local	Conforme
Equipo de Prueba	
Responsable	
Fecha :	20/02/98
Firma :	...

Observaciones : Puesta en Servicio en Febrero de 1998

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA

FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA

MECÁNICA - ELÉCTRICA

Elaborado por: Edgar Mendoza G.

Revisado :

Fecha : Lima, Diciembre de 1999

SET : PUENTE PIEDRA

CIRCUITO : ACOP- I 10 kV

CARACTERISTICAS

Marca :	ABB	In (Amp) :	5 Amp.
No.Serie :	HE 363090-224/	Frecuencia (Hz) :	60 Hz.
No.Kardex :	S/N	Transfor. Corriente :	1500/5 Amp

OPCIÓN - PROTECCIÓN :

<input checked="" type="checkbox"/>	Máxima Corriente	<input type="checkbox"/>	Sobrecarga Térmica
<input type="checkbox"/>	Secuencia Negativa	<input type="checkbox"/>	Barras

VALORES DE PRUEBAS

MODO	SIMBOLO	Ajuste	Prueba 1	Prueba 2	MODO DISPARO	SIMBOL	AJUSTE	Prueba-1 Reajuste	Prueba-2 Reajuste	Prueba-3 Reajuste	VALORES DE SERVICIO	
											I. PROTECCION	
47	CTRL1	19			101	I>>1	0000				IR2 =	
00	IE	0.96			103	I > 1	1002				IS2 =	
03	I>1	2.0			105	I 2	...				IT2 =	
04	tl>1	1.1			107	Io	0000				IN1 =	
05	I2	--			113	Istart	--				U - V =	
06	tl2	--			120	Δ93	0000				V - W =	
07	Io	--			130	Δ91.2	0000				W - U =	
08	tl0	--			141	Δ91.2	0000				U - n =	
30	Δ91	...			143	I > 2	1020				V - n =	
31	Δ92	...			145		0000				W - n =	
32	HΔ9	...										
33	τ ↑	...			Fecha de Servicio		Feb-98				FECHA	

34	τ ↓	...										
38	Δ9o.auto	...										
39	Δ9o.man	...										
43	I > 2	2.0										
44	tl > 2	0.1										
45	I > 3	...										
46	tl > 3	--										
Alarma Local		Conforme										
Equipo de Prueba												
Responsable												
Fecha :		20/02/98										
Firma :		...										

LOGICA DE DISPARO

- 0 : Bloqueado
- 1 : Arranque
- 2 : Disparo
- 4 : Enganche de Disparo

CONTACTOS

- A4 - A5 Apertura P.Barras
- A8 - A9 Apertura Protección
- E11- E12 Arranque

SWITCH	1-2		2-3		4-5		5-6	
S1								x
S2	x							
S3			x					
S4	x							
S65	MRI		MRII		ARI		ARI I	
	open	close	open	close	open	close	open	close
	x		x		x		x	

Observaciones : Puesta en Servicio en Febrero de 1998

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA

FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA

MECÁNICA - ELÉCTRICA

Elaborado por: Edgar Mendoza G.

Revisado :

Fecha : Lima , Diciembre de 1999

SET : PUENTE PIEDRA

CIRCUITO : PP - 03

CARACTERISTICAS

Marca :	ABB	In (Amp) :	5 Amp.
No.Serie :	HE 363090-224/	Frecuencia (Hz) :	60 Hz.
No.Kardex :	S/N	Transf. Corriente :	400 / 5 Amp.

OPCIÓN - PROTECCIÓN :

- Máxima Corriente
- Secuencia Negativa
- Sobrecarga Térmica
- Barras

VALORES DE PRUEBAS

MODO	SIMBOLO	Ajuste	MODO DE DISPARO	SIMBOLO	AJUSTE	Prueba-1	Prueba-2	Prueba-3	Prueba-4	VALORES DE SERVICIO			
						Reajuste	Reajuste	Reajuste	Reajuste	CORRIENTE DE PROTECCION			
47	CTRL1	16	101	>>1						IR2 =	1,27 A		
00	IE	1.00	103	> 1	0000					IS2 =	1,26 A		
03	>1		105	2	0200					IT2 =	1,20 A		
04	tl>1		107	lo	0000					IN1 =	1,22 A		
05	lz	0.29	113		...					U - V =	112,5 V		
06	tlz	5	120	Δ93	...					V - W =	112,8 V		
07	lo	-	130	Δ91	...					W - U =	112,8 V		
08	tlo	-	141	>>2	...					U - n =	65,4 V		
30	Δ91	-	143	> 2	...					V - n =	65,3 V		
31	Δ92	-								W - n =	65,1 V		
32	HΔ9	-											
33	τ ↑	-	Fecha de Realización								FECHA	20/2/98	
34	τ ↓	-											

LOGICA DE DISPARO

- 0 : Bloqueado
- 1 : Arranque
- 2 : Disparo
- 4 : Enganche de Disparo

SWITCH	1-2		2-3		4-5		5-6	
S1								x
S2	x							
S3			x					
S4	x							
S65	MRI		MRII		ARI		ARII	
	open	close	open	close	open	close	open	close
	x		x		x		x	

Alarma Local	Conforme
Tiempo Teorico	
Tiempo Medido	
Equipo de Prueba	
Responsable	
Fecha :	20/02/98
Firma :	—

Observaciones : La Puesta en Servicio se realizó el 20 Setiembre de 1998

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA

FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA

MECÁNICA - ELÉCTRICA

Elaborado por: Edgar Mendoza G

Revisado :

Fecha : Lima, Diciembre de 1999

PROTOCOLO DE PRUEBA DE RELE

MCX - 913

SET : PUENTE PIEDRA

CIRCUITO : PP - 04

CARACTERISTICAS

Marca : ABB	In (Amp) : 5 Amp.
No.Serie : HE 363090-224/	Frecuencia (Hz) : 60 Hz.
No.Kardex : S/N	Transfor. Corriente : 300 / 5 Amp.

OPCIÓN - PROTECCIÓN :

- Máxima Corriente
- Secuencia Negativa
- Sobrecarga Térmica
- Barras

VALORES DE PRUEBAS

MODO	SIMBOLO	Ajuste	MODO DE DISPARO	SIMBOLO	AJUSTE	Prueba-1	Prueba-2	Prueba-3	Prueba-4	VALORES DE SERVICIO								
						Reajuste	Reajuste	Reajuste	Reajuste	CORRIENTE DE PROTECCION								
47	CTRL1	16																
00	I _E	1.00	101	I >> 1										I _{R2} =	1.27 A			
03	I > 1		103	I > 1	0000									I _{S2} =	1.26 A			
04	tI > 1		105	I 2	0200									I _{T2} =	1.20 A			
05	I 2	0.39	107	I 0	0000									I _{N1} =	1.22 A			
06	tI 2	5	113	Istart	...									U - V =	112.5 V			
07	I 0	-	120	Δ 93	...									V - W =	112.3 V			
08	tI 0	-	130	Δ 91.2	...									W - U =	112.3 V			
30	Δ 91	-	141	I >> 2	...									U - n =	65.4 V			
31	Δ 92	-	143	I > 2	...									V - n =	65.3 V			
32	H Δ 9	-												W - n =	65.1 V			
33	τ ↑	-	Fecha de Realización											FECHA	20/2/98			

LOGICA DE DISPARO

- 0 : Bloqueado
- 1 : Arranque
- 2 : Disparo
- 4 : Enganche de Disparo

SWITCH	1-2		2-3		4-5		5-6	
S1								x
S2	x							
S3			x					
S4	x							
S65	MRI		MR II		ARI		AR II	
	open	close	open	close	open	close	open	close
	x		x		x		x	

34	τ ↓	-																
38	Δ 90.auto	-																
39	Δ 90.man	-																
43	I > 2	-																
44	tI > 2	-																
45	I > 3	-																
46	tI > 3	-																
Alarma Local	Conforme																	
Tiempo Teorico																		
Tiempo Medido																		
Equipo de Prueba																		
Responsable																		
Fecha :	20/02/98																	
Firma :																		

Observaciones : La Puesta en Servicio se realizó el 20 Setiembre de 1998

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA

FACULTAD DE INGENIERIA MECÁNICA

MECÁNICA - ELÉCTRICA

Elaborado por: Edgar Mendoza G.
 Revisado:
 Fecha: Lima, Diciembre de 1998

PROTOCOLO DE PRUEBA DE RELE

MCX-913

SET : PUENTE PIEDRA

CIRCUITO : PP - 05

CARACTERISTICAS

Marca :	ABB	In (Amp) :	5 Amp.
No.Serie :	HE 363090-224/	Frecuencia (Hz) :	60 Hz.
No.Kardex :	S/N	Transfor. Corriente :	300 / 5 Amp.

OPCIÓN - PROTECCIÓN :

- Máxima Corriente
- Secuencia Negativa
- Sobrecarga Térmica
- Barras

VALORES DE PRUEBAS

MODO	SIMBOLO	Ajuste	MODO DE DISPARO	SIMBOLO	AJUSTE	Prueba-1 Reajuste	Prueba-2 Reajuste	Prueba-3 Reajuste	Prueba-4 Reajuste	VALORES DE SERVICIO CORRIENTE DE PROTECCIÓN
47	CTRL1	16	101	I>>1						IP2 = 1.27 A
00	IE	1.00	103	I > 1	0000					IS2 = 1.25 A
03	I>1		105	I 2	0200					IT2 = 1.20 A
04	tl>1		107	lo	0000					IN1 = 1.22 A
05	I2	0.4	113	Istart						U-V = 112.5 V
06	tl2	5	120	Δ93	...					V-W = 112.0 V
07	lo	-	130	Δ91.2	...					W-U = 112.3 V
08	tl0	-	141	I>>2	...					U-n = 66.4 V
30	Δ91	-	143	I > 2	...					V-n = 66.0 V
31	Δ92	-								W-n = 66.1 V
32	HΔ9	-								

Fecha de Realización

FECHA 20/09/98

LOGICA DE DISPARO

- 0 : Bloqueado
- 1 : Arranque
- 2 : Disparo
- 4 : Enganche de Disparo

SWITCH	1-2	2-3	4-5	5-3
S1				x
S2	x			
S3		x		
S4	x			
S65	MR I	MR II	AR I	AR II
	open close	open close	open close	open close
	x	x	x	x

Alarma Local Conforme

Tiempo Teorico

Tiempo Medido

Equipo de Prueba

Responsable

Fecha : 20/02/98

Firma :

Observaciones : La Puesta en Servicio se realizo el 20 Setiembre de 1998

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA

FACULTAD DE INGENIERIA MECANICA

MECÁNICA - ELÉCTRICA

Elaborado por: Esteban Martínez B.

Revisado

Fecha: Lima, Septiembre de 1998

PROTOCOLO DE PRUEBA DE RELE REX- 911

SET : PUENTE PIEDRA

CIRCUITO : PP-04

CARACTERISTICAS

EQUIPO AUXILIAR

Marca : ABB	In (Amp) = 1.0	Vn : 100 v.
No.Serie : HE 363090-224/29	Vaux (Vol) = 110 - 120	T.C. : 200 / 1 A.
No.Kardex : S/N	Frecuencia (Hz) = 60	T.P. : 10/√3 / (0.11/3)

VALORES DE PRUEBA

FACTOR	AJUSTES	PRUEBA	PRUEBA	PRUEBA	PRUEBA	PRUEBA	PRUEBA	PRUEBA	PRUEBA	PRUEBA	PRUEBA
Kp	0.0001										
PxKpxPn :	15										
Kt :	0.1										
t x Kt :	30										
SWITCH's											
A	1										
B	1										
C	1										
D	1										
E	2										
F	2										
G	PUENTE										
H	LIBRE										
I de arranque	—										
Temporización	—										
Alarma	—										
Señalización	—										
Equipo de Prueba	—										
Empresa Ejecutora	EDELNOR S.A.										
Persona Respons.	Ing. E.M.G.										
Firma :											
Fecha :	20/02/98										

OBSERVACIONES : Puesta en Servicio el 20 de febrero de 1998.

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA

FACULTAD DE INGENIERIA MECÁNICA

MECÁNICA - ELÉCTRICA

Elaborado : Edgar Mendoza

Revisado :

Fecha : 20 de Diciembre de 1998

PROTOCOLO DE PRUEBA DE RELE REX - 911

SET : PUENTE PIEDRA

CIRCUITO : PP-05

CARACTERISTICAS

EQUIPO AUXILIAR

Marca : ABB	In (Amp) = 1.0	Vn : 100 v.
No.Serie : HE 363090-224/	Vaux (Vol) = 110 - 120	T.C. : 200 / 1 A.
No.Kardex : S/N	Frecuencia (Hz) = 60	T.P. : 10/√3 / (0.11/3)

VALORES DE PRUEBA

FACTOR	AJUSTES	PRUEBA	PRUEBA	PRUEBA	PRUEBA	PRUEBA	PRUEBA	PRUEBA	PRUEBA	PRUEBA	PRUEBA
Kp	0.0001										
PxKpxPn :	15										
Kt :	0.1										
t x Kt :	30										
SWITCH's											
A	1										
B	1										
C	1										
D	1										
E	2										
F	2										
G	PUENTE										
H	LIBRE										
I de arranque	—										
Temporización	—										
Alarma	—										
Señalización	—										
Equipo de Prueba	—										
Empresa Ejecutora	EDELNOR S.A.										
Persona Respons.	Ing. E.M.G.										
Firma :											
Fecha :	20/02/98										

OBSERVACIONES : Puesta en Servicio el 20 de febrero de 1998.

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA

FACULTAD DE INGENIERIA MECÁNICA

MECÁNICA - ELÉCTRICA

Elaborado : Edgar Mendoza

Revisado :

Fecha : 20 de Diciembre de 1998

SEÑALES (ENTRADAS) DIGITALES

DESCRIPCION		INDICADOR	BORNE EN TABLERA	PANEL DE CONTROL	GRUPO	PANEL DE CONTROL	INDICADOR	BORNE EN TABLERA	PANEL DE CONTROL	GRUPO	PANEL DE CONTROL			
1	P.PIEDRA TRF1 60 SEC B1		C1-1	Bl-Az	CED 1	ED 1		Bl-Az	C1-1	Am-Gr	TS 01	TS-01	29-30	
2	P.PIEDRA TRF1 60 INT		C1-2	Bl-Na				Bl-Na	C1-2	Ne-Az	TS 01	TS-01	31-32	
3	P.PIEDRA TRF1 10 INT		C1-3	Bl-Ve				Bl-Ve	C1-3	Bl-Na	TS 02	TS-02	7-8	
4	P.PIEDRA TRF1 60 10 AL2		C1-4	Bl-Ma				Bl-Ma	C1-4	Ro-Gr	AR 01	AR	25-28	
5	P.PIEDRA TRF1 60 10 AL4		C2-5	Bl-Gr				Bl-Gr	C2-5	Ro-Ve	AR 01	AR	27-28	
6	P.PIEDRA TRF1 60 10 AL5		C2-6	Ro-Az				Ro-Az	C2-6	Ro-Ma	AR 01	AR	24-28	
7	P.PIEDRA TRF1 CELDA 10 KV AL2A		C2-7	Ro-Na				Ro-Na	C2-7	Ne-Gr	AR 01	AR	51-61	
8	P.PIEDRA TRF1 CELDA 10 KV AL5		C2-8	Ro-Ve				Ro-Ve	C2-8	Ne-Ma	AR 01	AR	49-61	
9	P.PIEDRA TRF2 60 SEC B2		C3-9	Ro-Ma				Ro-Ma	C3-9	Ne-Na	TS 01	TS-01	33-34	
10	P.PIEDRA TRF2 60 INT		C3-10	Ro-Gr				Ro-Gr	C3-10	Ne-Ve	TS 01	TS-01	35-36	
11	P.PIEDRA TRF2 10 INT		C3-11	Am-Az				Am-Az	C3-11	Am-Na	TS 02	TS-02	23-24	
12	P.PIEDRA TRF2 60 10 AL2		C3-12	Am-Na				Am-Na	C3-12	Am-Ve	AR 01	AR	33-34	
13	P.PIEDRA TRF2 60 10 AL4		C4-13	Am-Ve				Am-Ve	C4-13	Am-Az	AR 01	AR	27-28	
14	P.PIEDRA TRF2 60 10 AL5		C4-14	Am-Ma				Am-Ma	C4-14	Am-Na	AR 01	AR	31-32	
15	P.PIEDRA TRF2 CELDA 10 KV AL2A		C4-15	Am-Gr				Am-Gr	C4-15	Bl-Na	AR 02	AR	55-61	
16	P.PIEDRA TRF2 CELDA 10 KV AL5	LED1	C4-16	Ne-Az				Ne-Az	C4-16	Bl-Az	AR 02	AR	53-61	
17	P.PIEDRA BARRA 60 SEC ACL B12		C5-17	Ne-Na				Ne-Na	C5-17	Am-Ve	TS 01	TS-01	25-28	
18	P.PIEDRA BARRA 60 AL4		C5-18	Ne-Ve				Ne-Ve	C5-18	Ro-Na	AR 01	AR	20-21	
19	P.PIEDRA LINEA 695 SEC B1		C5-19	Ne-Ma				Ne-Ma	C5-19	Bl-Ma	TS 01	TS-01	7-8	
20	P.PIEDRA LINEA 695 INT		C5-20	Ne-Gr				Ne-Gr	C5-20	Bl-Ve	TS 01	TS-01	5-6	
21	P.PIEDRA LINEA 695 SECL		C6-21	Bl-Az				Bl-Az	C6-21	Bl-Az	TS 01	TS-01	1-2	
22	P.PIEDRA LINEA 695 SECT		C6-22	Bl-Na				Bl-Na	C6-22	Bl-Na	TS 01	TS-01	3-4	
23	P.PIEDRA LINEA 695 AL1		C6-23	Bl-Ve				Bl-Ve	C6-23	Bl-Az	AR 01	AR	3-10	
24	P.PIEDRA LINEA 695 AL4		C6-24	Bl-Ma				Bl-Ma	C6-24	Bl-Na	AR 01	AR	1-10	
25	P.PIEDRA LINEA 696 SEC B2		C7-25	Bl-Gr				Bl-Gr	C7-25	Ro-Ve	TS 01	TS-01	15-16	
26	P.PIEDRA LINEA 696 INT		C7-26	Ro-Az				Ro-Az	C7-26	Ro-Na	TS 01	TS-01	13-14	
27	P.PIEDRA LINEA 696 SECL		C7-27	Ro-Na				Ro-Na	C7-27	Bl-Gr	TS 01	TS-01	9-10	
28	P.PIEDRA LINEA 696 SECT		C7-28	Ro-Ve				Ro-Ve	C7-28	Ro-Az	TS 01	TS-01	11-12	
29	P.PIEDRA LINEA 696 AL1		C8-29	Ro-Ma				Ro-Ma	C8-29	Bl-Ve	AR 01	AR	9-10	
30	P.PIEDRA LINEA 696 AL4		C8-30	Ro-Gr			CED 1a		Ro-Gr	Bl-Ma	AR 01	AR	7-10	
31	P.PIEDRA REG. AUTOM ALA4		C8-31	Am-Az					Am-Az	C8-31	Ne-Ve	AR 01	AR	45-47
32	ACTRF TEN1 10 KV AL2A		C8-32	Am-Na					Am-Na	C8-32	Ro-Na	AR 02	AR	74-75
33	ACTRF TEN2 10 KV AL2A		C1-1	Am-Ve	ED 2		Am-Ve	C1-1	Ro-Ve	AR 02	AR	78-79		
34	P.PIEDRA BARRA 10 AL4		C1-2	Am-Ma			Am-Ma	C1-2	Bl-Gr	AR 02	AR	62-63		
35	P.PIEDRA BARRA 10 INTACL B12		C1-3	Am-Gr			Am-Gr	C1-3	Ro-Ve	TS 02	TS-02	15-16		
36	P.PIEDRA P1 INT	LED 2	C1-4	Ne-Az			Ne-Az	C1-4	Bl-Az	TS 02	TS-02	1-2		
37	P.PIEDRA P2 INT		C2-5	Ne-Na			Ne-Na	C2-5	Bl-Na	TS 02	TS-02	3-4		
38	P.PIEDRA P3 INT		C2-6	Ne-Ve			Ne-Ve	C2-6	Bl-Ve	TS 02	TS-02	5-6		
39	P.PIEDRA P4 INT		C2-7	Ne-Ma			Ne-Ma	C2-7	Bl-Gr	TS 02	TS-02	9-10		
40	P.PIEDRA P5 INT		C2-8	Ne-Gr			Ne-Gr	C2-8	Ro-Az	TS 02	TS-02	11-12		

		RTU		CABLE		MDA		CABLE		REGLETERO	
DESCRIPCION	M DE PANEL	BORNES EN RTU	PARENABLE DE CONTROL	RTU AL MDP	GRUPO	PARENABLE DE SALIDA	BORNES EN MDP	PARENABLE DE SALIDA	MDP AL PANEL	PANEL DE CONTROL	
41	P.PIEDRA P6 INT	LED 2	C3-9	Bl-Az	CED 2	Bl-Az	C3-9	Ro-Na	TS 02	TS-02	13-14
42	P.PIEDRA P7 INT		C3-10	Bl-Na		Bl-Na	C3-10	Ro-Ma	TS 02	TS 02	17-18
43	P.PIEDRA P8 INT		C3-11	Bl-Ve		Bl-Ve	C3-11	Ro-Gr	TS 02	TS-02	19-20
44	P.PIEDRA P9 INT		C3-12	Bl-Ma		Bl-Ma	C3-12	Am-Az	TS 02	TS-02	21-22
45	P.PIEDRA P10 INT		C4-13	Bl-Gr		Bl-Gr	C4-13	Am-Ve	TS 02	TS 02	25-26
46	P.PIEDRA P11 INT		C4-14	Ro-Az		Ro-Az	C4-14	Am-Ma	TS 02	TS 02	27-28
47	P.PIEDRA P12 INT		C4-15	Ro-Na		Ro-Na	C4-15	Am-Gr	TS 02	TS-02	29-30
48	P.PIEDRA P1 AL1		C4-16	Ro-Ve		Ro-Ve	C4-16	Am-Az	AR 02	AR	89-101
49	P.PIEDRA P2 AL1		C5-17	Ro-Ma		Ro-Ma	C5-17	Am-Ma	AR 02	AR	93-101
50	P.PIEDRA P3 AL1		C5-18	Ro-Gr		Ro-Gr	C5-18	Ne-Na	AR 02	AR	97-101
51	P.PIEDRA P4 AL1		C5-19	Am-Az		Am-Az	C5-19	Ne-Gr	AR 02	AR	102-115
52	P.PIEDRA P5 AL1		C5-20	Am-Na		Am-Na	C5-20	Bl-Ma	AR 03	AR	107-115
53	P.PIEDRA P6 AL1	C6-21	Am-Ve	Am-Ve	C6-21	Ro-Na	AR 03	AR	111-115		
54	P.PIEDRA P7 AL1	C6-22	Am-Ma	Am-Ma	C6-22	Ro-Gr	AR 03	AR	114-115		
55	P.PIEDRA P8 AL1	C6-23	Am-Gr	Am-Gr	C6-23	Am-Ve	AR 03	AR	120-121		
56	P.PIEDRA P9 AL1	C6-24	Ne-Az	Ne-Az	C6-24	Ne-Az	AR 03	AR	126-127		
57	P.PIEDRA P10 AL1	C7-25	Ne-Na	Ne-Na	C7-25	Ne-Ma	AR 03	AR	132-133		
58	P.PIEDRA P11 AL1	C7-26	Ne-Ve	Ne-Ve	C7-26	Bl-Na	AR 04	AR	145-155		
59	P.PIEDRA P12 AL1	C7-27	Ne-Ma	Ne-Ma	C7-27	Bl-Gr	AR 04	AR	149-155		
60	P.PIEDRA P1 AL2	C7-28	Ne-Gr	Ne-Gr	C7-28	Ro-Gr	AR 02	AR	88-101		
61	P.PIEDRA P2 AL2	C8-29	Bl-Az	Bl-Az	C8-29	Am-Ve	AR 02	AR	92-101		
62	P.PIEDRA P3 AL2	C8-30	Bl-Na	Bl-Na	C8-30	Ne-Az	AR 02	AR	96-101		
63	P.PIEDRA P4 AL2	C8-31	Bl-Ve	Bl-Ve	C8-31	Ne-Ma	AR 02	AR	100-101		
64	P.PIEDRA P5 AL2	C8-32	Bl-Ma	Bl-Ma	C8-32	Bl-Ve	AR 03	AR	106-115		
65	P.PIEDRA P6 AL2	C1-1	Bl-Gr	Bl-Gr	C1-1	Ro-Az	AR 03	AR	110-115		
66	P.PIEDRA P7 AL2	C1-2	Ro-Az	Ro-Az	C1-2	Ro-Ma	AR 03	AR	113-115		
67	P.PIEDRA P8 AL2	C1-3	Ro-Na	Ro-Na	C1-3	Am-Na	AR 03	AR	118-119		
68	P.PIEDRA P9 AL2	C1-4	Ro-Ve	Ro-Ve	C1-4	Am-Gr	AR 03	AR	124-125		
69	P.PIEDRA P10 AL2	C2-5	Ro-Ma	Ro-Ma	C2-5	Ne-Ve	AR 03	AR	130-131		
70	P.PIEDRA P11 AL2	C2-6	Ro-Gr	Ro-Gr	C2-6	Bl-Az	AR 04	AR	144-155		
71	P.PIEDRA P12 AL2	C2-7	Am-Az	Am-Az	C2-7	Bl-Ma	AR 04	AR	148-155		
72	P.PIEDRA P1 AL5	C2-8	Am-Na	Am-Na	C2-8	Am-Na	AR 02	AR	89-101		
73	P.PIEDRA P2 AL5	C3-9	Am-Ve	Am-Ve	C3-9	Am-Gr	AR 02	AR	94-101		
74	P.PIEDRA P3 AL5	C3-10	Am-Ma	Am-Ma	C3-10	Ne-Ve	AR 02	AR	99-101		
75	P.PIEDRA P4 AL5	C3-11	Am-Gr	Am-Gr	C3-11	Bl-Na	AR 02	AR	103-115		
76	P.PIEDRA P5 AL5	C3-12	Ne-Az	Ne-Az	C3-12	Bl-Gr	AR 03	AR	108-115		
77	P.PIEDRA P6 AL5	C4-13	Ne-Na	Ne-Na	C4-13	Ro-Ve	AR 03	AR	112-115		
78	P.PIEDRA P7 AL5	C4-14	Ne-Ve	Ne-Ve	C4-14	Am-Az	AR 03	AR	116-117		
79	P.PIEDRA P8 AL5	C4-15	Ne-Ma	Ne-Ma	C4-15	Am-Ma	AR 03	AR	121-122		
80	P.PIEDRA P9 AL5	C4-16	Ne-Gr	Ne-Gr	C4-16	Ne-Na	AR 03	AR	128-129		

DESCRIPCIÓN		PARTE TARJETA	PARTE EN CABLE	PARTE EN PANEL DE CONTROL	GRUPO	PAR EN CABLE EN CABLE	BORNES EN CABLE	PAR EN CABLE DE SALIDA	MDF CABLE PANEL	REGLETERO	
81	P.PIEDRA P10 AL5		C5-17	Bl-Az	CED 3						
82	P.PIEDRA P11 AL5		C5-18	Bl-Na							
83	P.PIEDRA P12 AL5		C5-19	Bl-Ve							
84	P.PIEDRA CONMUT LOC REM MT		C5-20	Bl-Ma							
85	P.PIEDRA CONMUT LOC REM AT		C8-21	Bl-Gr							
86	P.PIEDRA SERV AUXILIARES CC		C8-22	Ro-Az							
87	P.PIEDRA SERV AUXILIARES CA		C8-23	Ro-Na							
88	FALLA SEÑALIZACIÓN GENERAL	LED 3	C8-24	Ro-Ve		ED 3					
89	P.PIEDRA COMUNIC ALARM TEL		C7-25	Ro-Ma							
90	P.PIEDRA COMUNIC ALARM ALIM		C7-26	Ro-Gr							
91	RESERVA		C7-27	Am-Az							
92	RESERVA		C7-28	Am-Na							
93	RESERVA		C8-29	Am-Ve							
94	RESERVA		C8-30	Am-Ma							
95	RESERVA		C8-31	Am-Gr							
96	RESERVA		C8-32	Ne-Az							
97	RESERVA		C1-1	Ne-Na	CED 4						
98	RESERVA		C1-2	Ne-Ve							
99	RESERVA		C1-3	Ne-Ma							
100	RESERVA		C1-4	Ne-Gr							
101	RESERVA		C2-5	Bl-Az							
102	RESERVA		C2-6	Bl-Na							
103	RESERVA		C2-7	Bl-Ve							
104	RESERVA		C2-8	Bl-Ma							
105	RESERVA		C3-9	Bl-Gr							
106	RESERVA		C3-10	Ro-Az							
107	RESERVA		C3-11	Ro-Na							
108	RESERVA	LED 4	C3-12	Ro-Ve	ED 4						
109	RESERVA		C4-13	Ro-Ma							
110	RESERVA		C4-14	Ro-Gr							
111	RESERVA		C4-15	Am-Az							
112	RESERVA		C4-16	Am-Na							
113	RESERVA		C5-17	Am-Ve							
114	RESERVA		C5-18	Am-Ma							
115	RESERVA		C5-19	Am-Gr							
116	RESERVA		C5-20	Ne-Az							
117	RESERVA		C8-21	Ne-Na							
118	RESERVA		C8-22	Ne-Ve							
119	RESERVA		C8-23	Ne-Ma							
120	RESERVA		C8-24	Ne-Gr							

RESERVA		BORNE EN TUBO	PANEL DE CONTROL	TIPO DE BORNES	UNIDAD	PANEL DE CONTROL	BORNE EN TUBO	PANEL DE CONTROL	TIPO DE BORNES	UNIDAD	PANEL DE CONTROL	TIPO DE BORNES	UNIDAD	PANEL DE CONTROL
RESERVA	RESERVA	BORNE EN TUBO	PANEL DE CONTROL	TIPO DE BORNES	UNIDAD	PANEL DE CONTROL	BORNE EN TUBO	PANEL DE CONTROL	TIPO DE BORNES	UNIDAD	PANEL DE CONTROL	TIPO DE BORNES	UNIDAD	PANEL DE CONTROL
21 RESERVA		C7-25	Bl-Az											
22 RESERVA		C7-26	Bl-Na											
23 RESERVA		C7-27	Bl-Ve											
24 RESERVA	LED 4	C7-28	Bl-Ma			ED 4								
25 RESERVA		C8-29	Bl-Gr											
26 RESERVA		C8-30	Ro-Az											
27 RESERVA		C8-31	Ro-Na											
28 RESERVA		C8-32	Ro-Ve											
29 RESERVA		C1-1	Ro-Ma											
30 RESERVA		C1-2	Ro-Gr	CED 4 a										
31 RESERVA		C1-3	Am-Az											
32 RESERVA		C1-4	Am-Na											
33 RESERVA		C2-5	Am-Ve											
34 RESERVA		C2-6	Am-Ma											
35 RESERVA		C2-7	Am-Gr											
36 RESERVA		C2-8	Ne-Az											
37 RESERVA		C3-9	Ne-Na											
38 RESERVA		C3-10	Ne-Ve											
39 RESERVA		C3-11	Ne-Ma											
40 RESERVA		C3-12	Ne-Gr											
41 RESERVA		C4-13	Bl-Az											
42 RESERVA		C4-14	Bl-Na											
43 RESERVA		C4-15	Bl-Ve											
44 RESERVA	LED5	C4-16	Bl-Ma			ED5								
45 RESERVA		C5-17	Bl-Gr											
46 RESERVA		C5-18	Ro-Az											
47 RESERVA		C5-19	Ro-Na											
48 RESERVA		C5-20	Ro-Ve											
49 RESERVA		C6-21	Ro-Ma											
50 RESERVA		C6-22	Ro-Gr	CED.5										
51 RESERVA		C6-23	Am-Az											
52 RESERVA		C6-24	Am-Na											
53 RESERVA		C7-25	Am-Ve											
54 RESERVA		C7-26	Am-Ma											
55 RESERVA		C7-27	Am-Gr											
56 RESERVA		C7-28	Ne-Az											
57 RESERVA		C8-29	Ne-Na											
58 RESERVA		C8-30	Ne-Ve											
59 RESERVA		C8-31	Ne-Ma											
60 RESERVA		C8-32	Ne-Gr											

SEÑALES ANALOGICAS (TELEMEDICIÓN)

DESCRIPCIÓN	RTU			CABLE	MDF				CABLE	REGLETERO		
	Nº DE TARJETA	BORNES EN RTU	PAR EN CABLE DE CONTROL	RTU AL MDF	GRUPO	PAR EN CABLE DE SALIDA	BORNES EN MDF	PAR EN CABLE DE SALIDA	MDF AL PANEL	PANEL DE CONTROL		
1A BARRA1 60 KV	LEA1	1,2	BI-Az	CEA.1	EA1	BI-Az	1,2	BI-Az	TM 01	TM-1	41-42	
2A BARRA2 60 KV		3,4	BI-Na			BI-Na	3,4	BI-Na	TM 01	TM-1	43-44	
3A BARRA1 10 KV		5,6	BI-Ve			BI-Ve	5,6	BI-Ma	TM 02	TM-2	47-48	
4A BARRA2 10 KV		7,8	BI-Ma			BI-Ma	7,8	BI-Gr	TM 02	TM-2	49-50	
5A TRF1 60 10 AMP		9,10	BI-Gr			BI-Gr	9,10	Am-Na	TM 01	TM-1	23-24	
6A TRF1 60 10 MW		11,12	Ro-Az			Ro-Az	11,12	Ro-Gr	TM 01	TM-1	19-20	
7A TRF1 60 10 MVAR		13,14	Ro-Na			Ro-Na	13,14	Am-Az	TM 01	TM-1	21-22	
8A TRF2 60 10 AMP		15,16	Ro-Ve			Ro-Ve	15,16	Am-Gr	TM 01	TM-1	29-30	
9A TRF2 60 10 MW	LEA2	1,2	Ro-Ma		CEA.2	EA2	Ro-Ma	1,2	Am-Ve	TM 01	TM-1	25-26
10A TRF2 60 10 MVAR		3,4	Ro-Gr				Ro-Gr	3,4	Am-Ma	TM 01	TM-1	27-28
11A LINEA 695 AMP		5,6	Am-Az				Am-Az	5,6	BI-Ve	TM 01	TM-1	5-6
12A LINEA 695 MW		7,8	Am-Na				Am-Na	7,8	BI-Az	TM 01	TM-1	1-2
13A LINEA 695 MVAR		9,10	Am-Ve				Am-Ve	9,10	BI-Na	TM 01	TM-1	3-4
14A LINEA 696 AMP		11,12	Am-Ma				Am-Ma	11,12	Ro-Az	TM 01	TM-1	11-12
15A LINEA 696 MW		13,14	Am-Gr				Am-Gr	13,14	BI-Ma	TM 01	TM-1	7-8
16A LINEA 696 MVAR		15,16	Ne-Az				Ne-Az	15,16	BI-Gr	TM 01	TM-1	9-10
17A P1 AMP	LEA3	1,2	Ne-Na	CEA.2		EA3	Ne-Na	1,2	BI-Az	TM 03	TM-2	1-2
18A P2 AMP		3,4	Ne-Ve				Ne-Ve	3,4	BI-Na	TM 03	TM-2	3-4
19A P3 AMP		5,6	Ne-Ma				Ne-Ma	5,6	BI-Ve	TM 03	TM-2	5-6
20A P4 AMP		7,8	Ne-Gr				Ne-Gr	7,8	BI-Ma	TM 03	TM-2	7-8
21A P5 AMP		9,10	BI-Az				BI-Az	9,10	BI-Gr	TM 03	TM-2	9-10
22A P6 AMP		11,12	BI-Na				BI-Na	11,12	Ro-Az	TM 03	TM-2	11-12
23A P7 AMP		13,14	BI-Ve				BI-Ve	13,14	Ro-Na	TM 03	TM-2	13-14
24A P8 AMP		15,16	BI-Ma				BI-Ma	15,16	Ro-Ve	TM 03	TM-2	15-16
25A P9 AMP	LEA4	1,2	BI-Gr		CEA.2	EA4	BI-Gr	1,2	Ro-Ma	TM 03	TM-2	17-18
26A P10 AMP		3,4	Ro-Az				Ro-Az	3,4	Ro-Gr	TM 03	TM-2	19-20
27A P11 AMP		5,6	Ro-Na				Ro-Na	5,6	Am-Az	TM 03	TM-2	21-22
28A P12 AMP		7,8	Ro-Ve				Ro-Ve	7,8	Am-Na	TM 03	TM-2	23-24
29A		9,10	Ro-Ma				Ro-Ma	9,10				
30A		11,12	Ro-Gr				Ro-Gr	11,12				
31A		13,14	Am-Az				Am-Az	13,14				
32A		15,16	Am-Na				Am-Na	15,16				

SALIDAS DIGITALES (Telecomando)

DESCRIPCIÓN	N° DE TARJETA	RTU		CABLE	GRUPO	MDF			CABLE	REGLETERO	
		BORNES EN RTU	PAR EN CABLE DE CONTROL	RTU AL MDF		PAR EN CABLE DE SALIDA	BORNES EN MDF	PAR EN CABLE DE SALIDA	MDF AL PANEL	PANEL DE CONTROL	
MODULO TRF1 60 INT	LSD1	1-2/3-4	BI-Az/BI-Na	CSD1	SD1	BI-Az/BI-Na	1-2/3-4	10-11-12	TC 01	TC-1	10-11-12
MODULO TRF1 10 INT		5-6/7-8	BI-Ve/BI-Ma			BI-Ve/BI-Ma	5-6/7-8	10-11-12	TC 03	TC-2	10-11-12
MODULO TRF2 60 INT		9-10/11-12	BI-Gr/Ro-Az			BI-Gr/Ro-Az	9-10/11-12	13-14-15	TC 01	TC-1	13-14-15
MODULO TRF2 10 INT		13-14/15-16	Ro-Na/Ro-Ve			Ro-Na/Ro-Ve	13-14/15-16	4-5-6	TC 05	TC-2	34-35-36
MODULO LINEA 695 INT		17-18/19-20	Ro-Ma/Ro-Gr			Ro-Ma/Ro-Gr	17-18/19-20	1-2-3	TC 01	TC-1	1-2-3
MODULO LINEA 696 INT		21-22/23-24	Am-Az/Am-Na			Am-Az/Am-Na	21-22/23-24	4-5-6	TC 01	TC-1	4-5-6
MODULO BARRA 10 INT ACL B12		25-26/27-28	Am-Ve/Am-Ma			Am-Ve/Am-Ma	25-26/27-28	7-8-9	TC 04	TC-2	27-23-24
MODULO P1 INT		29-30/31-32	Am-Gr/Ne-Az			Am-Gr/Ne-Az	29-30/31-32	1-2-3	TC 03	TC-2	1-2-3
MODULO P2 INT	LSD2	1-2/3-4	Ne-Na/Ne-Ve	CSD2	SD2	Ne-Na/Ne-Ve	1-2/3-4	4-5-6	TC 03	TC-2	4-5-6
MODULO P3 INT		5-6/7-8	Ne-Ma/Ne-Gr			Ne-Ma/Ne-Gr	5-6/7-8	7-8-9	TC 03	TC-2	7-8-9
MODULO P4 INT		9-10/11-12	BI-Az/BI-Na			BI-Az/BI-Na	9-10/11-12	13-14-15	TC 03	TC-2	13-14-15
MODULO P5 INT		13-14/15-16	BI-Ve/BI-Ma			BI-Ve/BI-Ma	13-14/15-16	1-2-3	TC 04	TC-2	16-17-18
MODULO P6 INT		17-18/19-20	BI-Gr/Ro-Az			BI-Gr/Ro-Az	17-18/19-20	4-5-6	TC 04	TC-2	19-20-21
MODULO P7 INT		21-22/23-24	Ro-Na/Ro-Ve			Ro-Na/Ro-Ve	21-22/23-24	10-11-12	TC 04	TC-2	25-26-27
MODULO P8 INT		25-26/27-28	Ro-Ma/Ro-Gr			Ro-Ma/Ro-Gr	25-26/27-28	13-14-15	TC 04	TC-2	28-29-30
MODULO P9 INT		29-30/31-32	Am-Az/Am-Na			Am-Az/Am-Na	29-30/31-32	1-2-3	TC 05	TC-2	31-32-33
MODULO P10 INT	LSD3	1-2/3-4	Am-Ve/Am-Ma	CSD3	SD3	Am-Ve/Am-Ma	1-2/3-4	7-8-9	TC 05	TC-2	37-38-39
MODULO P11 INT		5-6/7-8	Am-Gr/Ne-Az			Am-Gr/Ne-Az	5-6/7-8	10-11-12	TC 05	TC-2	40-41-42
MODULO P12 INT		9-10/11-12	Ne-Na/Ne-Ve			Ne-Na/Ne-Ve	9-10/11-12	13-14-15	TC 05	TC-2	43-44-45
RESERVA		13-14/15-16	Ne-Ma/Ne-Gr			Ne-Ma/Ne-Gr	13-14/15-16				
RESERVA		17-18/19-20	BI-Az/BI-Na			BI-Az/BI-Na	17-18/19-20				
RESERVA		21-22/23-24	BI-Ve/BI-Ma			BI-Ve/BI-Ma	21-22/23-24				
RESERVA		25-26/27-28	BI-Gr/Ro-Az			BI-Gr/Ro-Az	25-26/27-28				
RESERVA		29-30/31-32	Ro-Na/Ro-Ve			Ro-Na/Ro-Ve	29-30/31-32				
RESERVA	LSD4	1-2/3-4	Ro-Ma/Ro-Gr	CSD4	SD4	Ro-Ma/Ro-Gr	1-2/3-4				
RESERVA		5-6/7-8	Am-Az/Am-Na			Am-Az/Am-Na	5-6/7-8				
RESERVA		9-10/11-12	Am-Ve/Am-Ma			Am-Ve/Am-Ma	9-10/11-12				
RESERVA		13-14/15-16	Am-Gr/Ne-Az			Am-Gr/Ne-Az	13-14/15-16				
RESERVA		17-18/19-20	Ne-Na/Ne-Ve			Ne-Na/Ne-Ve	17-18/19-20				
RESERVA		21-22/23-24	Ne-Ma/Ne-Gr			Ne-Ma/Ne-Gr	21-22/23-24				
RESERVA		25-26/27-28	BI-Az/BI-Na			BI-Az/BI-Na	25-26/27-28				
RESERVA		29-30/31-32	BI-Ve/BI-Ma			BI-Ve/BI-Ma	29-30/31-32				
				CSD5							

SET PUENTE PIEDRA 60/10 KV



FOTOS DEL PATIO DE LLAVES DE LA SET

SET PUENTE PIEDRA 60/10 KV



FOTOS DEL PATIO DE LLAVES DE LA SET

SET PUENTE PIEDRA 60/10 KV



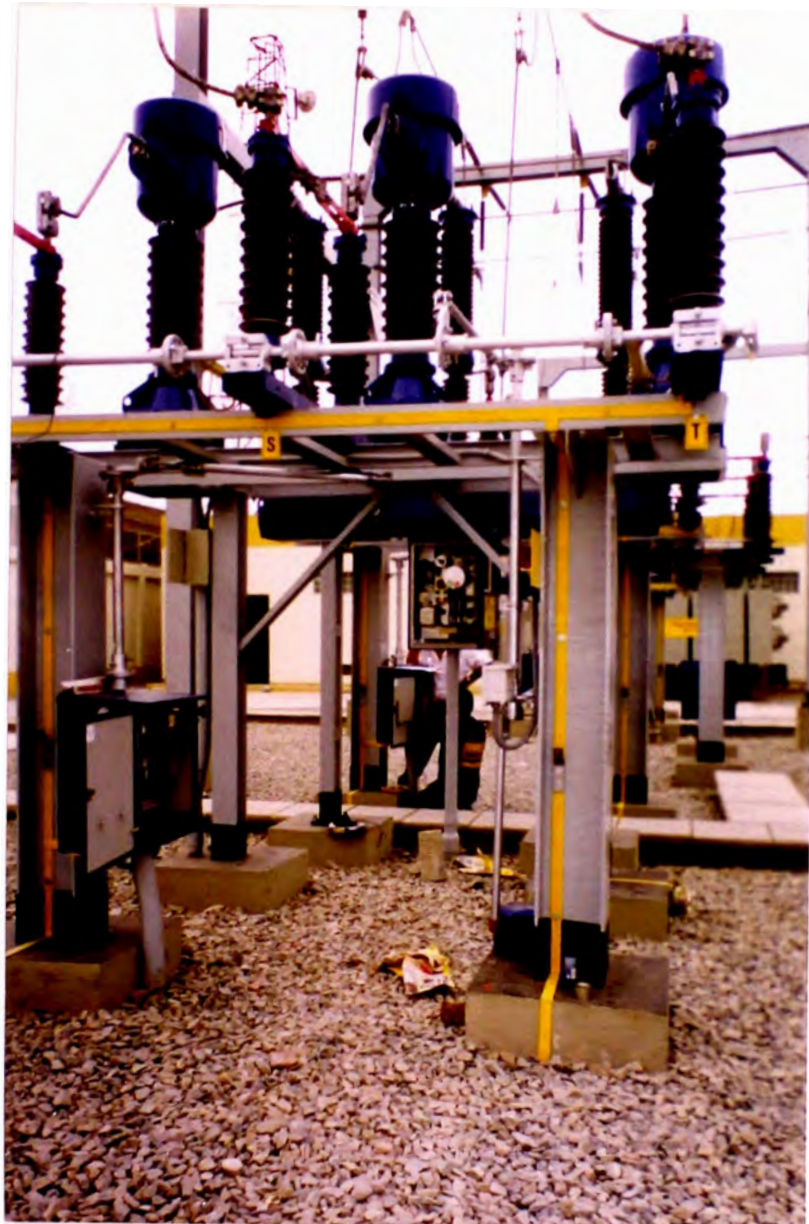
FOTOS DEL PATIO DE LLAVES DE LA SET

SET PUENTE PIEDRA 60/10 KV



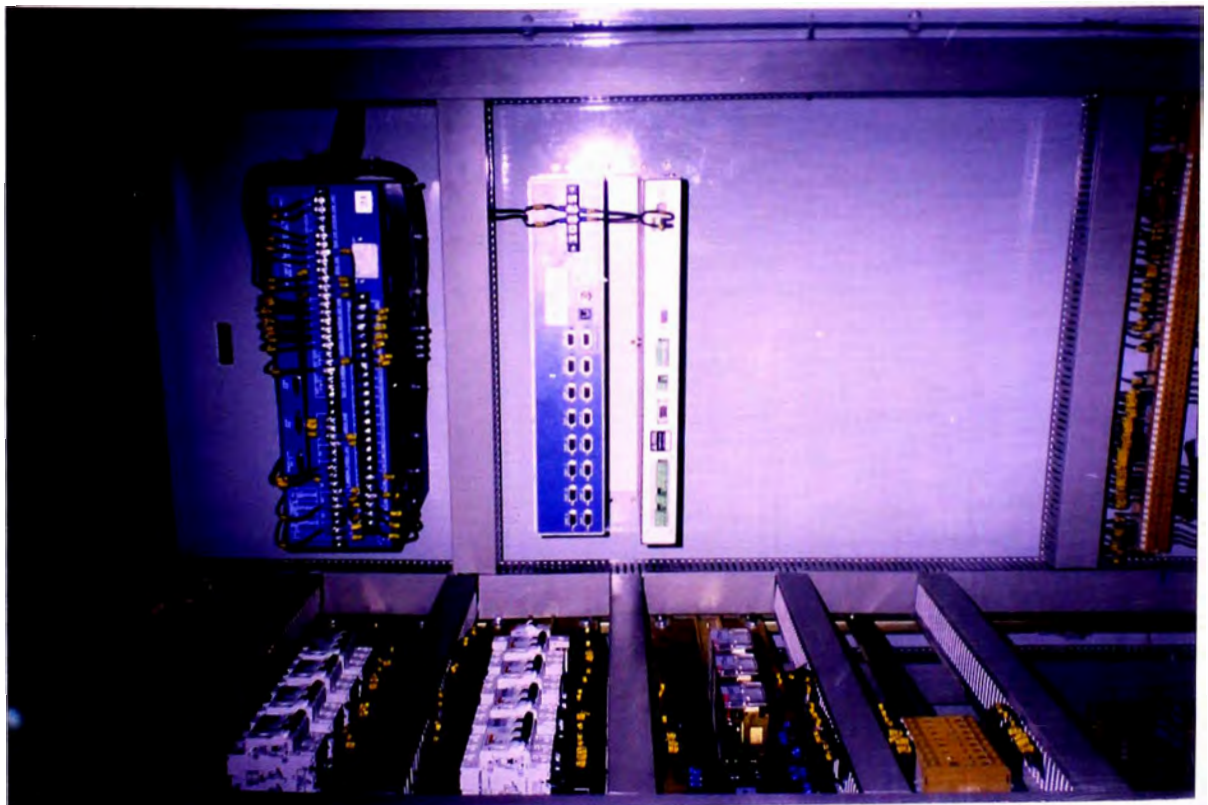
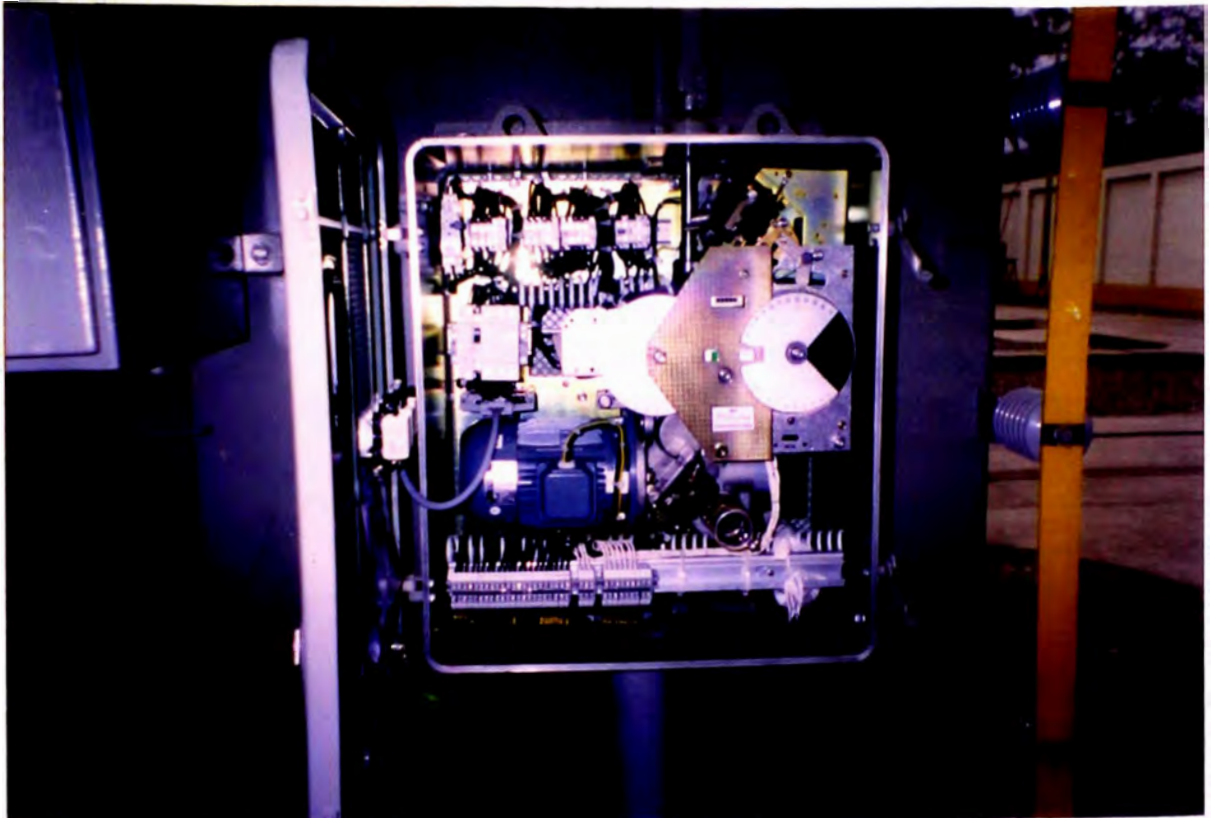
PATIO DE LLAVES DE LA SET

SET PUENTE PIEDRA 60/10 KV



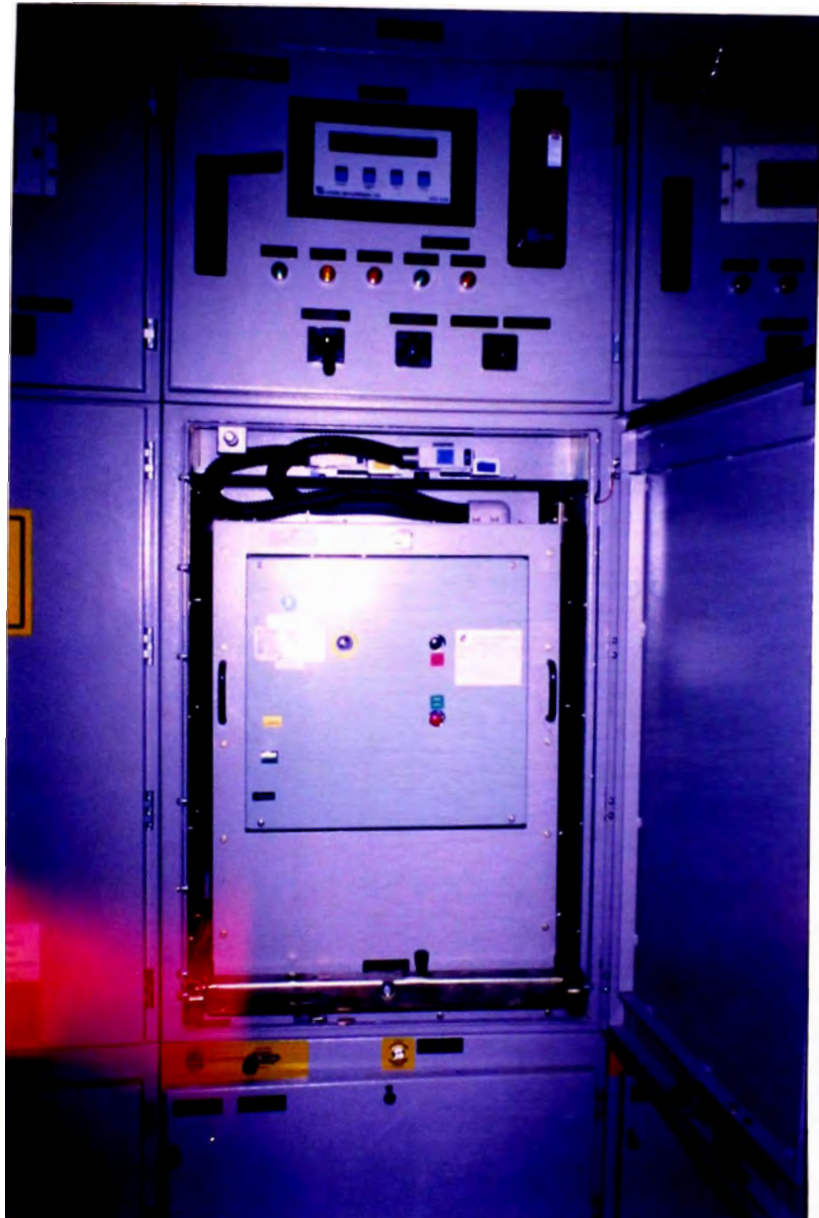
PATIO DE LLAVES DE LA SET

SET PUENTE PIEDRA 60/10 KV



PATIO DE LLAVES DE LA SET

SET PUENTE PIEDRA 60/10 KV



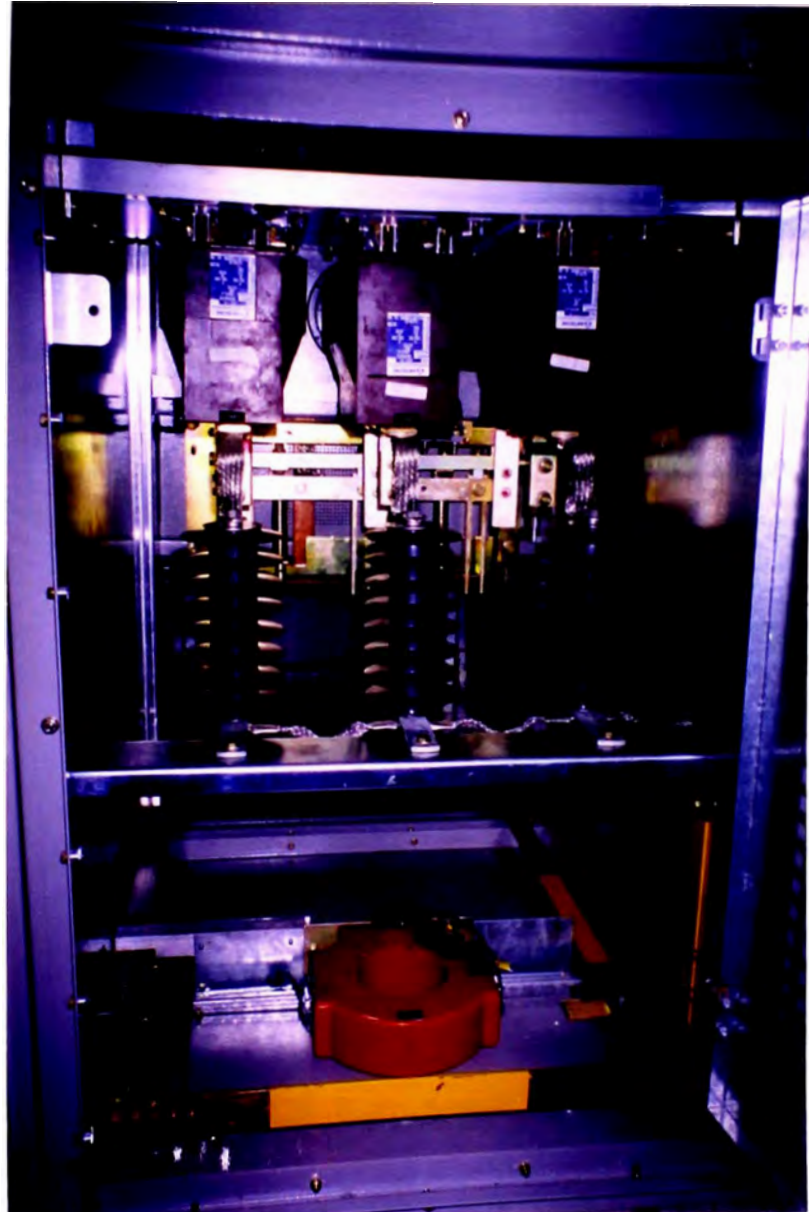
FOTOS DE LAS CELDAS METACLAD DE LA SET

SET PUENTE PIEDRA 60/10 KV



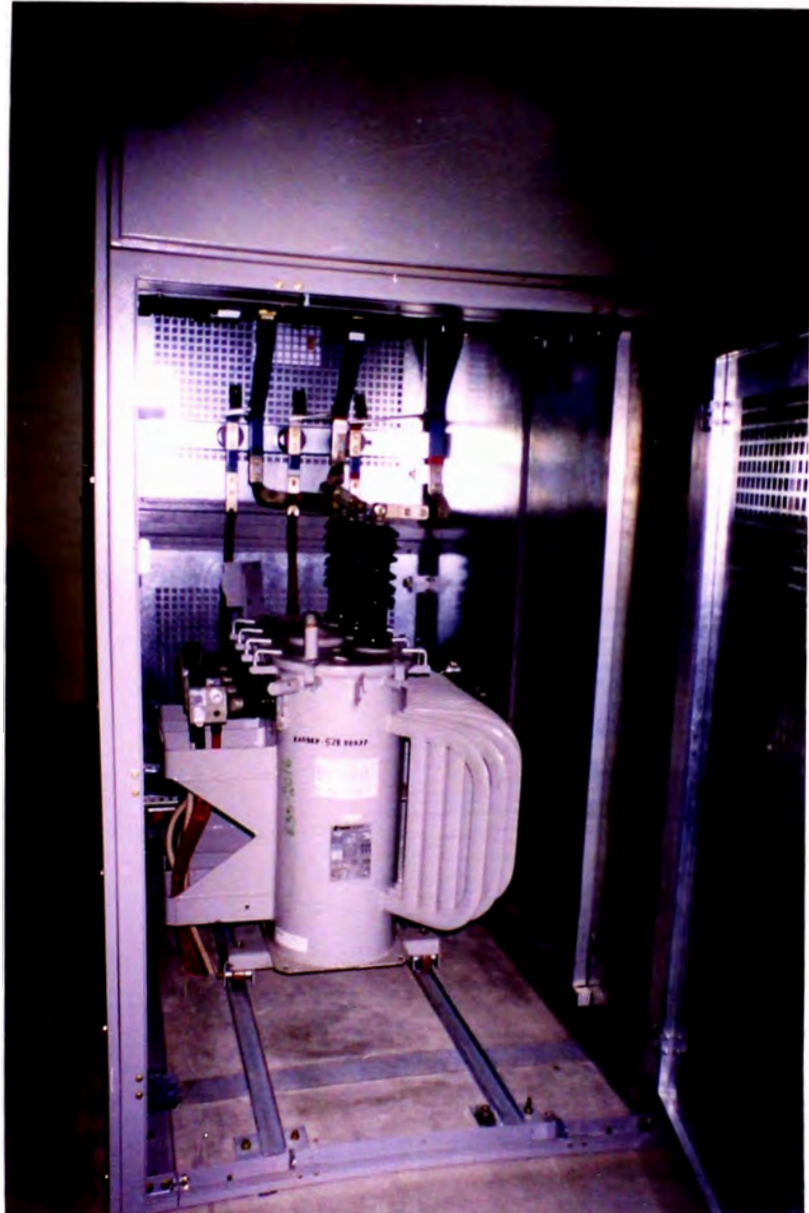
FOTOS DE LAS CELDAS METACLAD DE LA SET

SET PUENTE PIEDRA 60/10 KV



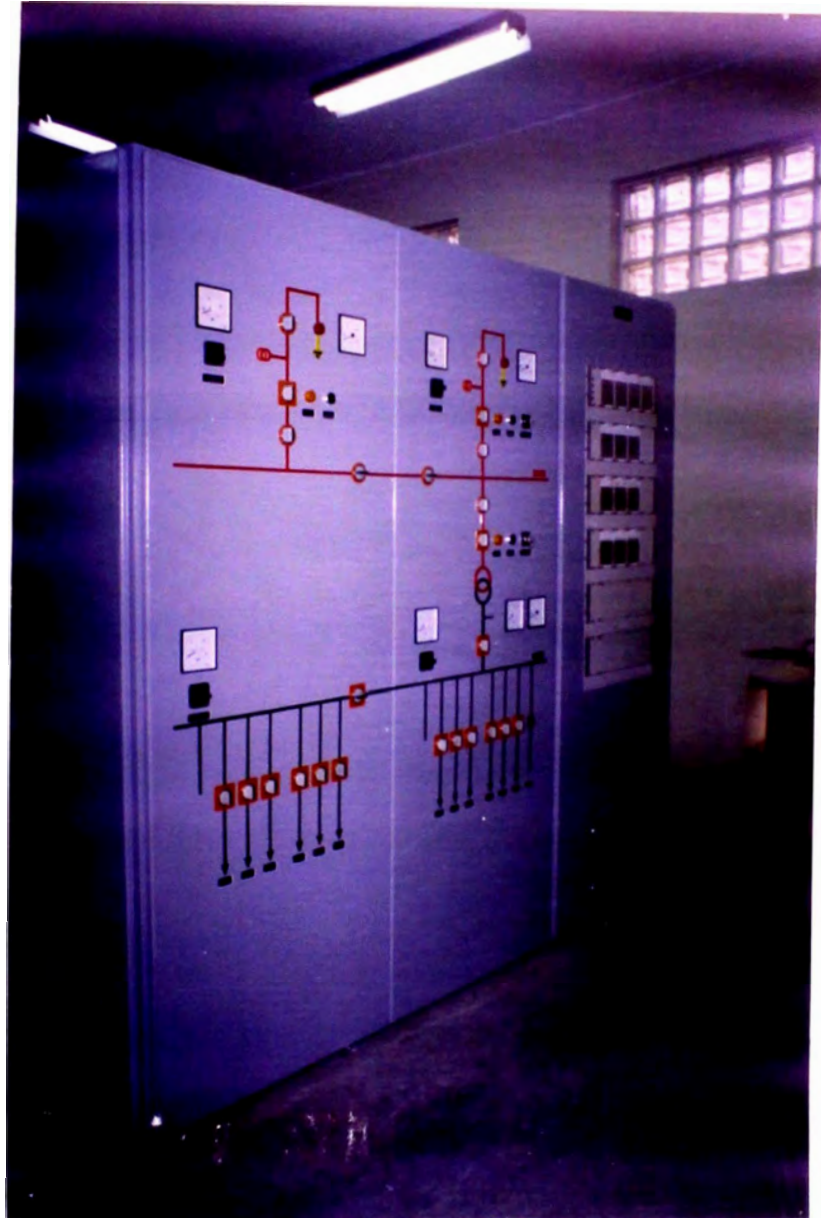
FOTOS DE LAS CELDAS METACLAD DE LA SET

SET PUENTE PIEDRA 60/10 KV



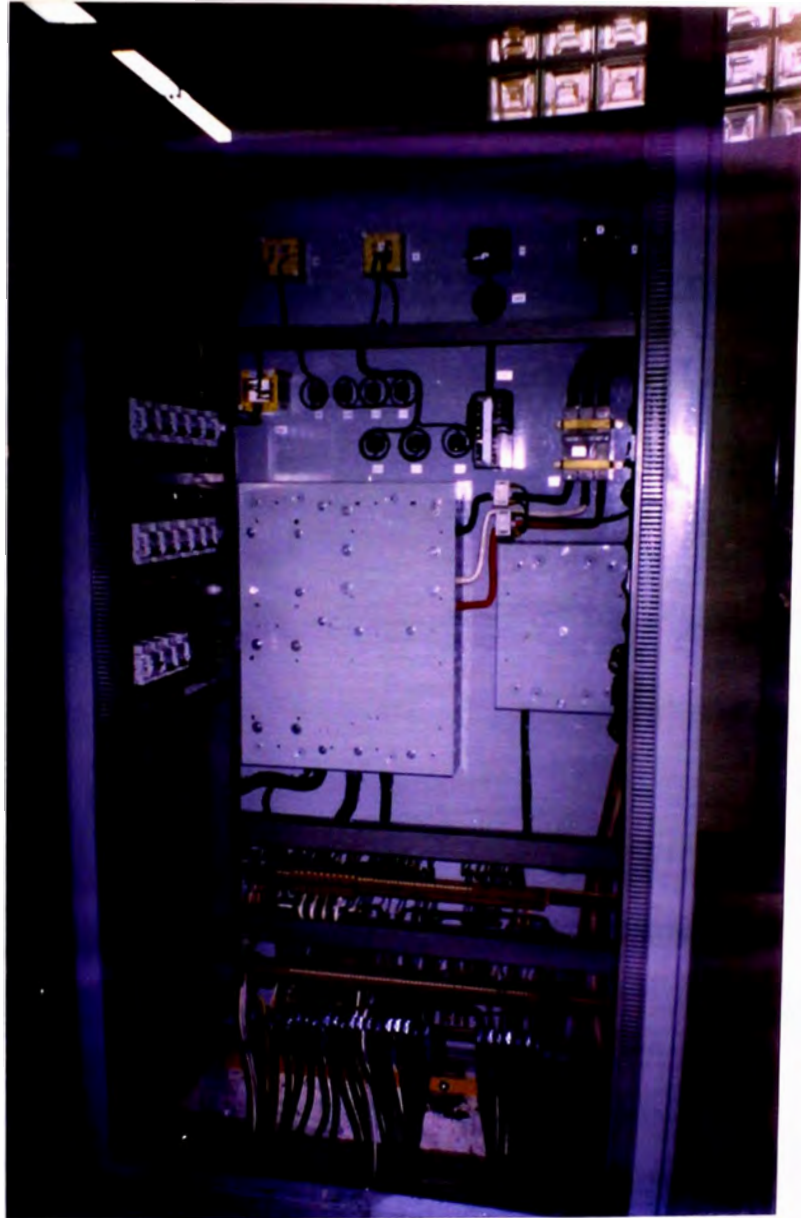
FOTOS DE LAS CELDAS METACLAD DE LA SET

SET PUENTE PIEDRA 60/10 KV



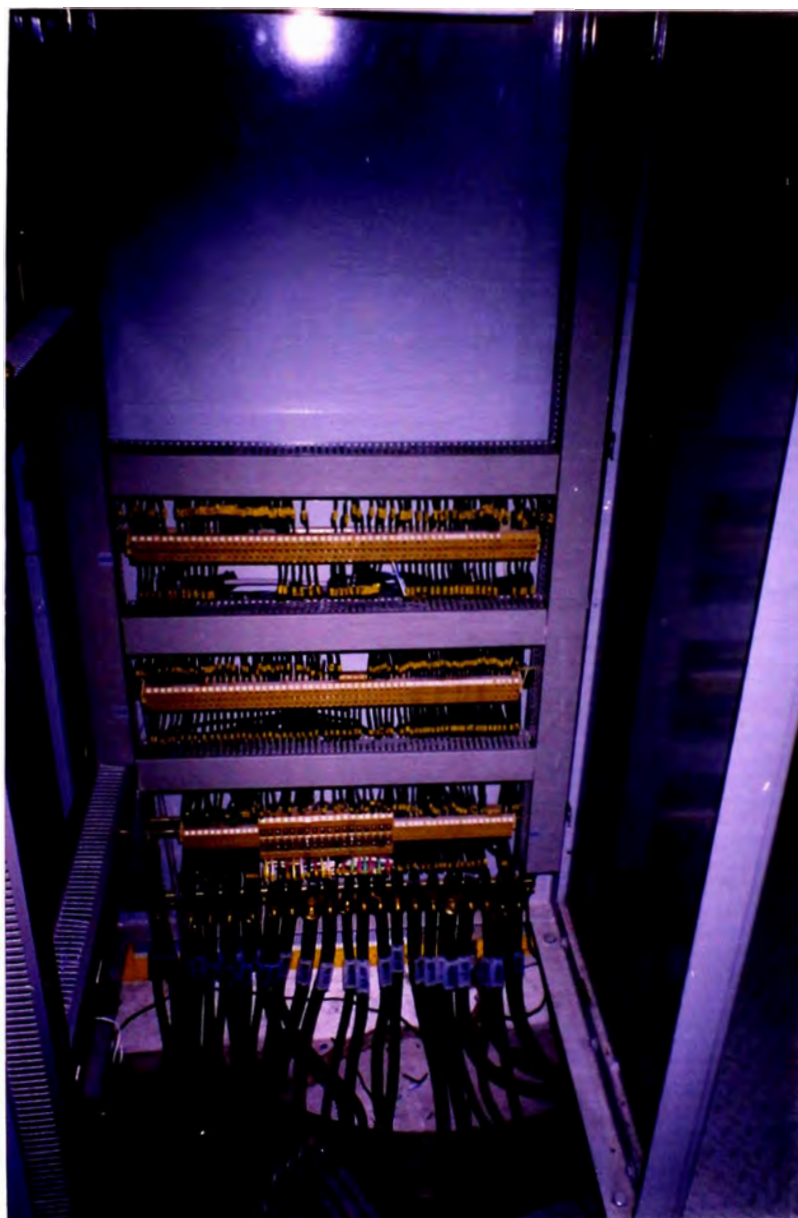
FOTOS DE LAS CELDAS METACLAD DE LA SET

SET PUENTE PIEDRA 60/10 KV



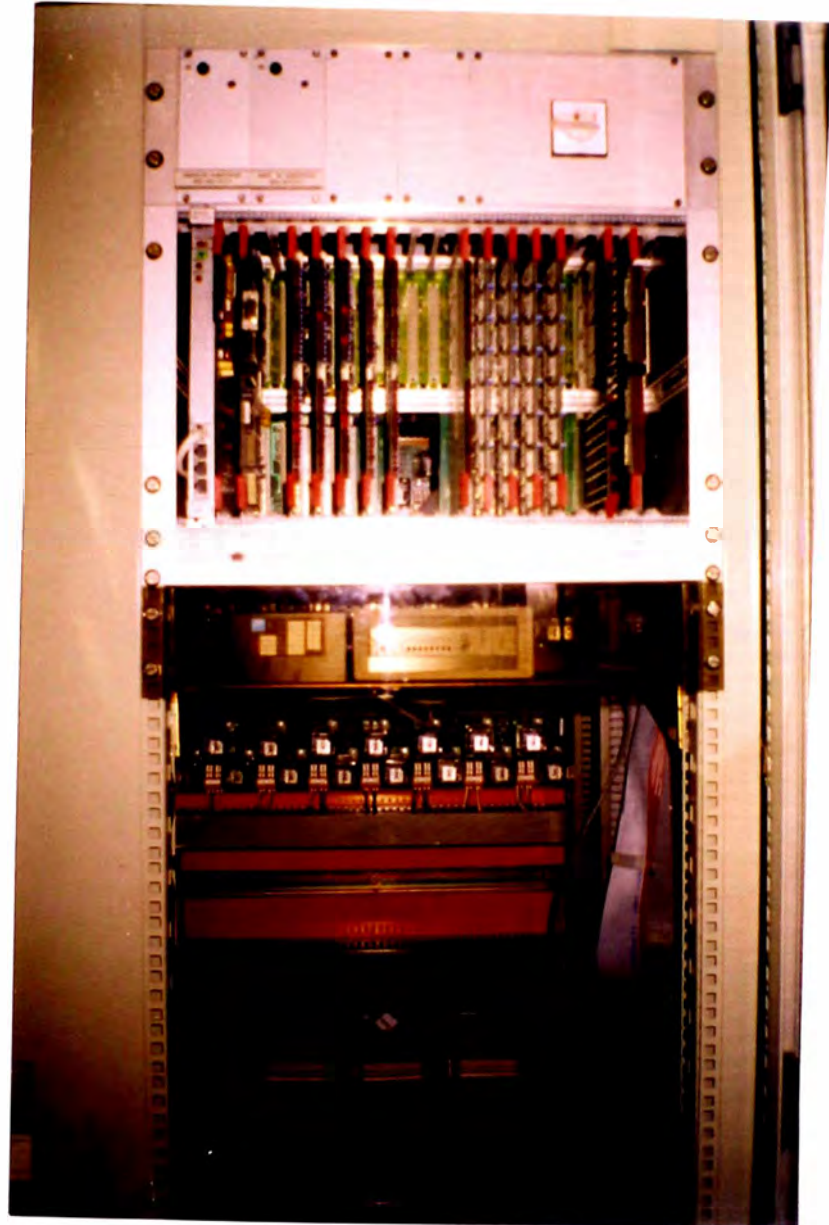
FOTOS DE LOS PANELES DE LA SET

SET PUENTE PIEDRA 60/10 KV



FOTOS DE LOS PANELES DE LA SET

SET PUENTE PIEDRA 60/10 KV



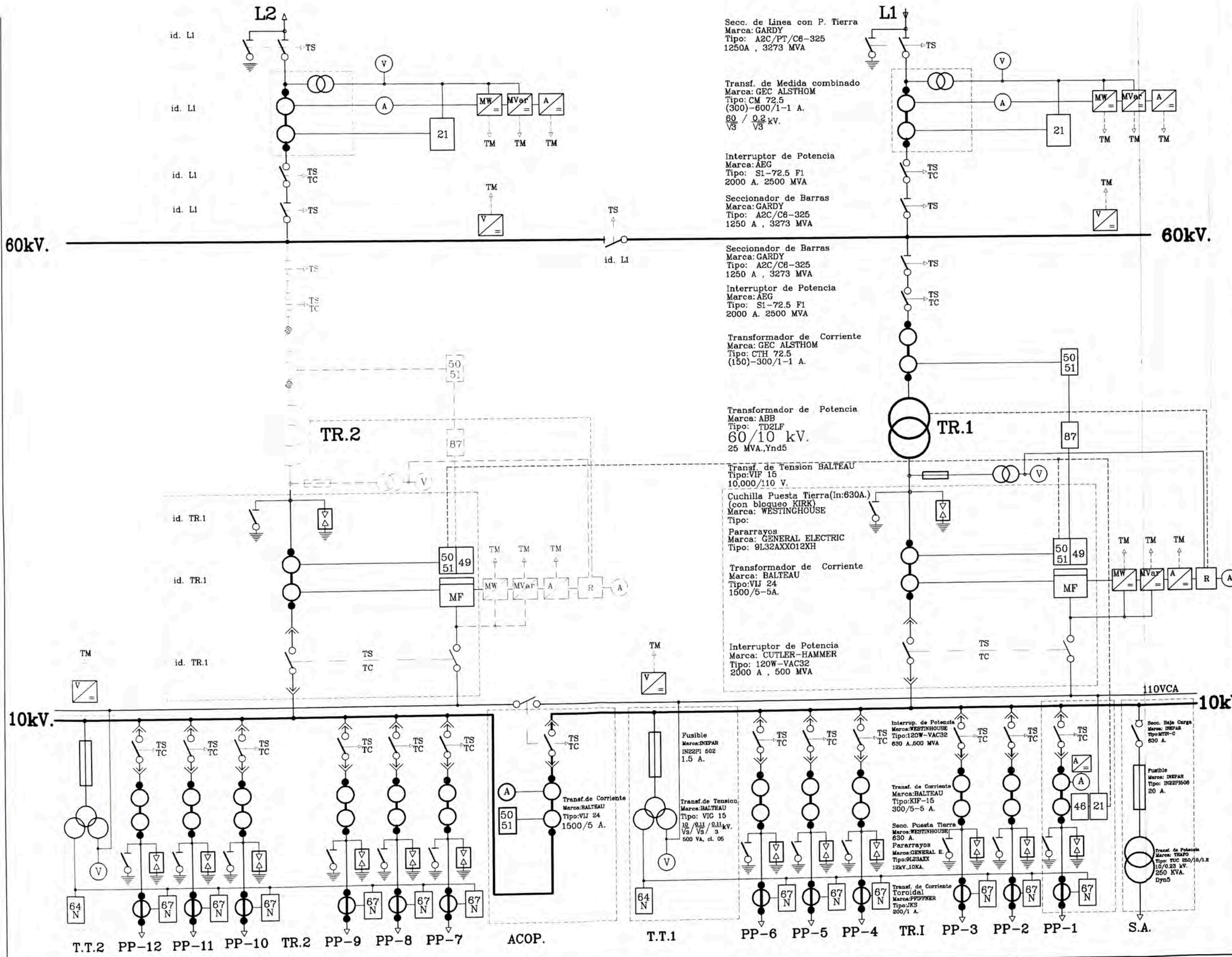
FOTOS DE LOS PANELES DE LA SET

PLANOS

LEYENDA

- 21 Rele de Distancia
 - 87 Rele Diferencial
 - 50
51 Rele de Sobrecorriente
 - 49 Rele de Sobrecarga
 - 46 Rele de Secuencia Negativa
 - 64
N Rele de Sobretension
 - 67
N Rele Direccional Homopolar
 - A Convertidor de Telemida para corriente
 - V Convertidor de Telemida para tension
 - MW Convertidor de Telemida para potencia activa
 - MVar Convertidor de Telemida para potencia reactiva
 - MF Medidor Multifuncion
 - R Regulador de tension
 - A Amperimetro
 - V Voltmetro
- TM, TS, TC Telemida , Telesenal , Telecomando
- Conjunto de Celdas Metalclad

mod.	descripcion	fecha	firma
	FACULTAD DE INGENIERIA MECANICA		E-3-3075
	ESCUELA DE INGENIERIA MECANICA-ELECTRICA		
PROYECTO:		DISEÑO:	
SUBSTACION DE TRANSMISION PUENTE PIEDRA - 60/10kV.		DIBUJO: A. A. F.	
TITULO:		REVISO: E. MENDOZA	
Esquema Unifilar de Principio		Vº Bº : Ing. INGA	
		FECHA: DIC-99	ESCALA: S/E



Secc. de Linea con P. Tierra
 Marca: GARDY
 Tipo: A2C/PT/C6-325
 1250A , 3273 MVA

Transf. de Medida combinado
 Marca: GEC ALSTHOM
 Tipo: CM 72,5
 (300)-600/1-1 A.
 60 / 0,2 kV.
 V_s / V_s

Interruptor de Potencia
 Marca: AEG
 Tipo: S1-72.5 F1
 2000 A. 2500 MVA

Seccionador de Barras
 Marca: GARDY
 Tipo: A2C/C6-325
 1250 A , 3273 MVA

Interruptor de Potencia
 Marca: AEG
 Tipo: S1-72.5 F1
 2000 A. 2500 MVA

Seccionador de Barras
 Marca: GARDY
 Tipo: A2C/C6-325
 1250 A , 3273 MVA

Transformador de Corriente
 Marca: GEC ALSTHOM
 Tipo: CTH 72.5
 (150)-300/1-1 A.

Transformador de Potencia
 Marca: ABB
 Tipo: TD2LF
 60/10 kV.
 25 MVA. Ynd5

Transf. de Tension BALTEAU
 Marca: BALTEAU
 Tipo: VIF 15
 10.000/110 V.

Cuchilla Puesta Tierra (in: 630A.)
 (con bloqueo KIRK)
 Marca: WESTINGHOUSE
 Tipo:

Pararrayos
 Marca: GENERAL ELECTRIC
 Tipo: 9L32AXX012XH

Transformador de Corriente
 Marca: BALTEAU
 Tipo: VIJ 24
 1500/5-5A.

Interruptor de Potencia
 Marca: CUTLER-HAMMER
 Tipo: 120W-VAC32
 2000 A , 500 MVA

Fusible
 Marca: WESTINGHOUSE
 Tipo: IN22PI 502
 1.5 A.

Transf. de Tension
 Marca: BALTEAU
 Tipo: VIC 15
 10 / 0,1 / 0,11 kV.
 V_s / V_s / 3
 500 VA. cl. 05

Transf. de Corriente
 Marca: WESTINGHOUSE
 Tipo: KIF-15
 300/5-5 A.

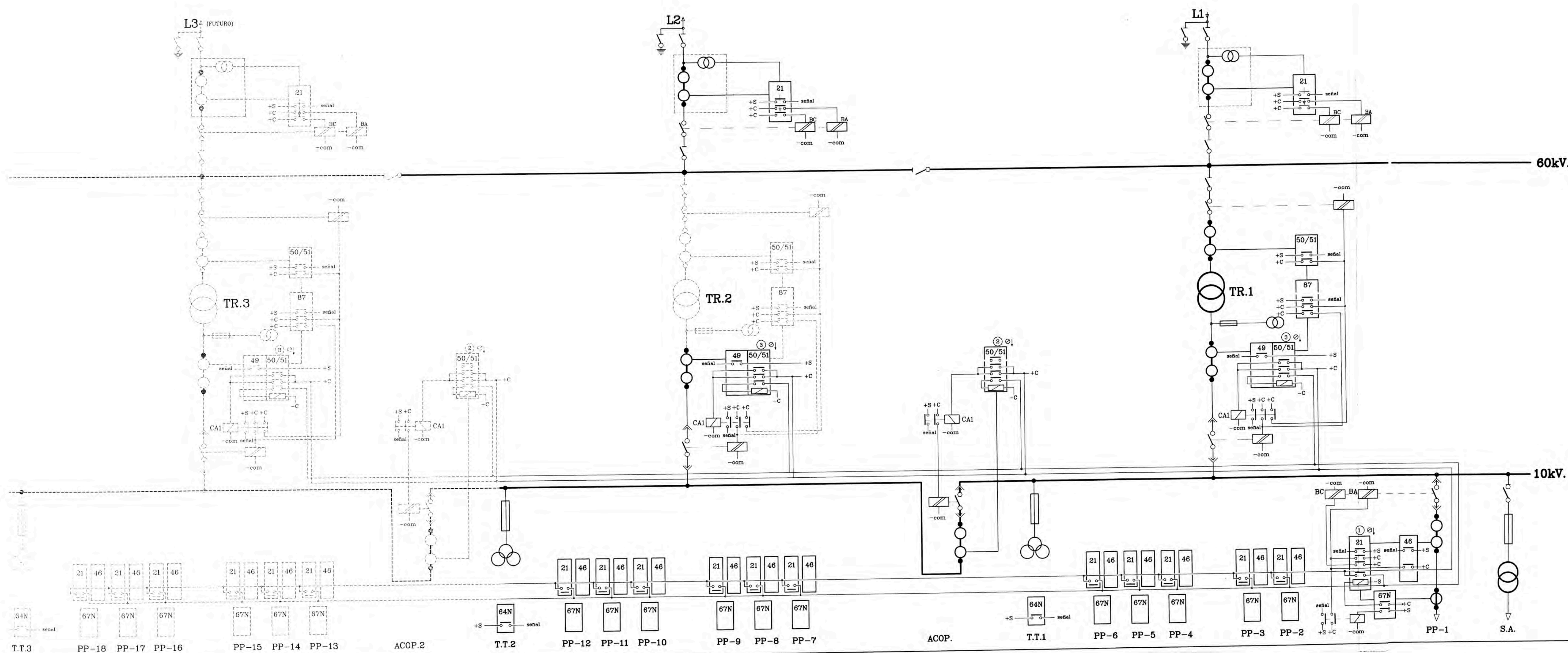
Secc. Puesta Tierra
 Marca: WESTINGHOUSE
 Tipo: 9L32AXX
 12kV, 10kA.

Transf. de Corriente
 Marca: WESTINGHOUSE
 Tipo: KIS
 200/1 A.

Secc. Baja Carga
 Marca: WESTINGHOUSE
 Tipo: IN22PI 608
 20 A.

Fusible
 Marca: WESTINGHOUSE
 Tipo: IN22PI 608
 20 A.

Transf. de Potencia
 Marca: WESTINGHOUSE
 Tipo: TUC 850/10/1,2
 10/0,25 kV.
 250 KVA.
 Dyn5

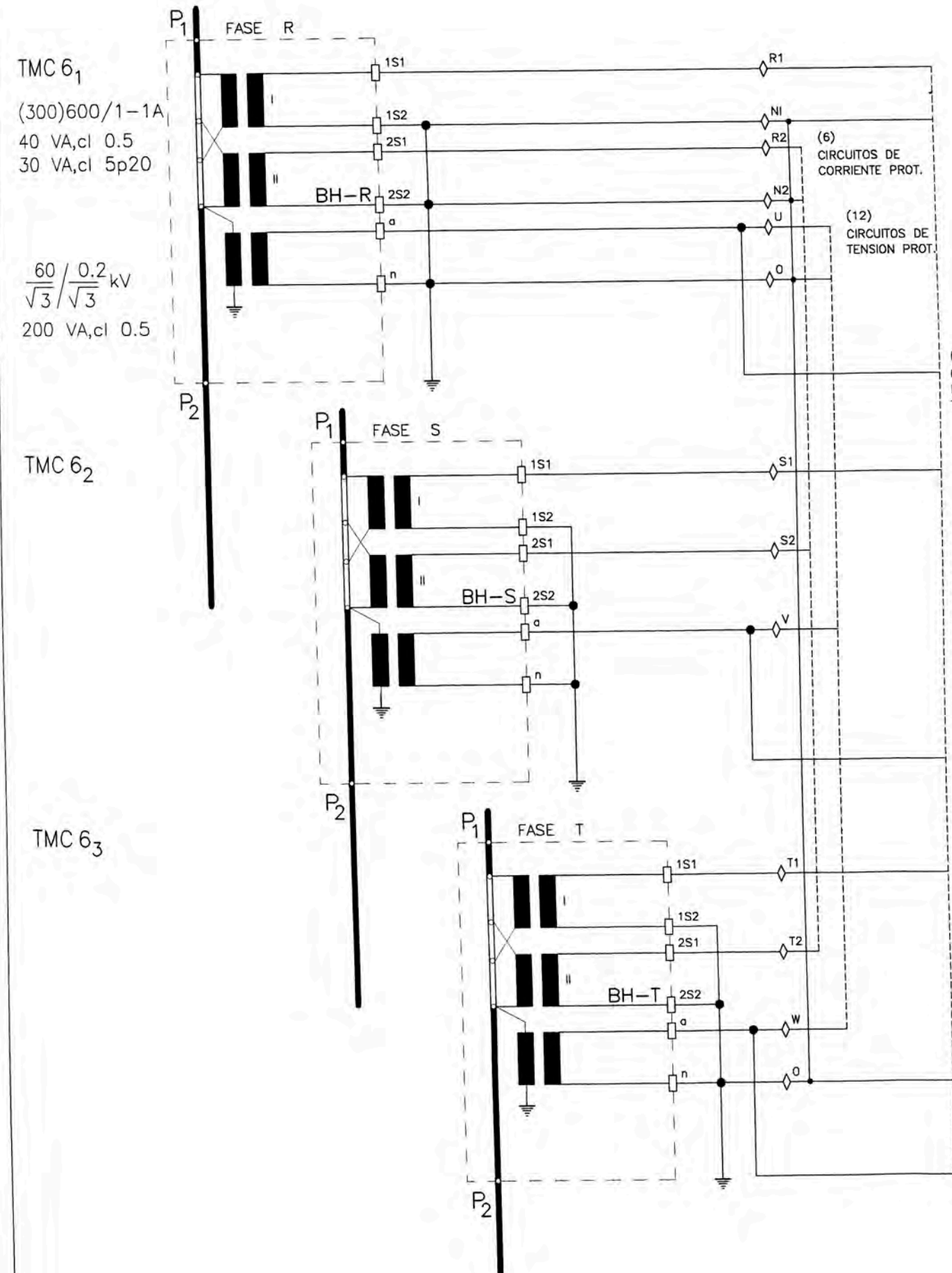


LEYENDA

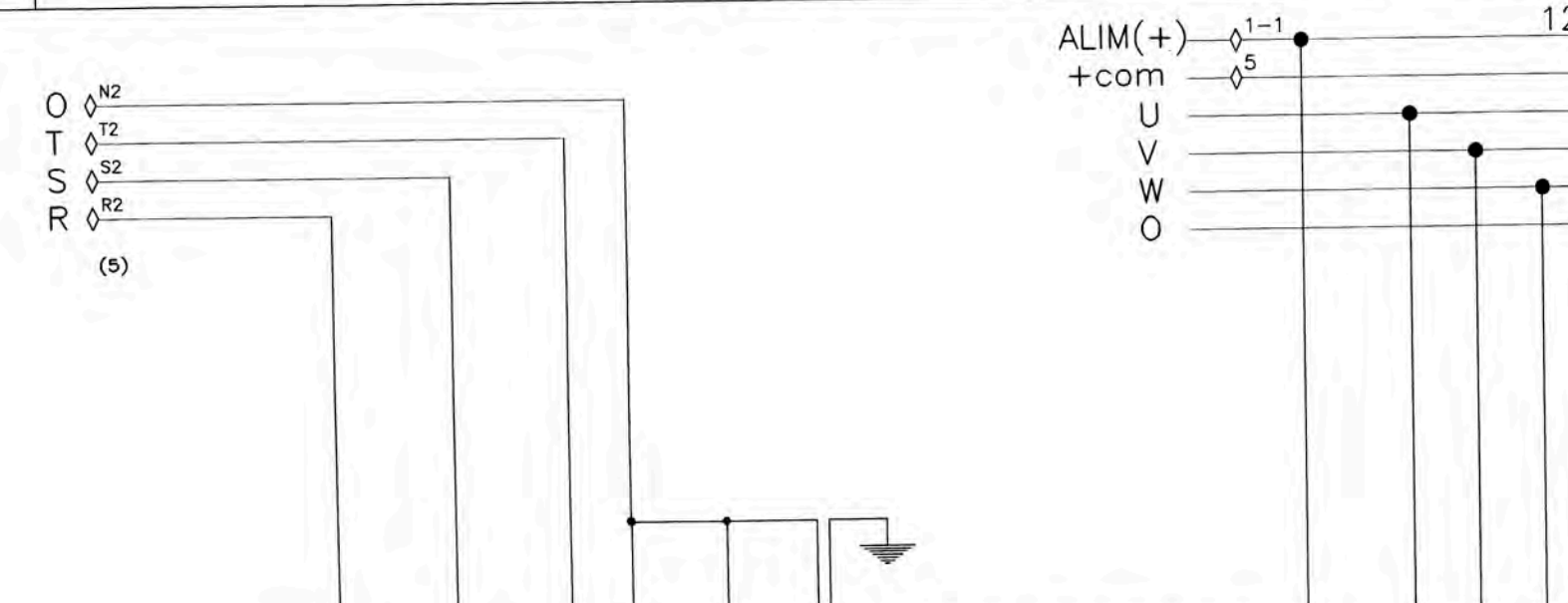
- 21 Rele de Distancia
- 87 Rele Diferencial
- 50/51 Rele de Sobrecorriente
- 49 Rele de Sobrecarga
- 46 Rele de Secuencia Negativa
- 64 N Rele de Sobretensión
- 67 N Rele Direccional Homopolar
- ①②③ Secuencia de Temporización
- CA Contactor Auxiliar
- CT Contactor Temporizado

mod.	descripcion	fecha	firma
	FACULTAD DE INGENIERIA MECANICA		E-3-3122
	ESCUELA DE INGENIERIA MECANICA-ELECTRICA		
PROYECTO:		DISEÑO:	
SUBSTACION DE TRANSMISION FUENTE PIEDRA - 60/10kV.		DIBUJO: A. A. P.	
TITULO:		REVISO: E. MENDOZA	
Proteccion General Esquema de Principio		Vº Pº: Ing. INGA	
		FECHA:	ESCALA:
		DIC-99	S/E

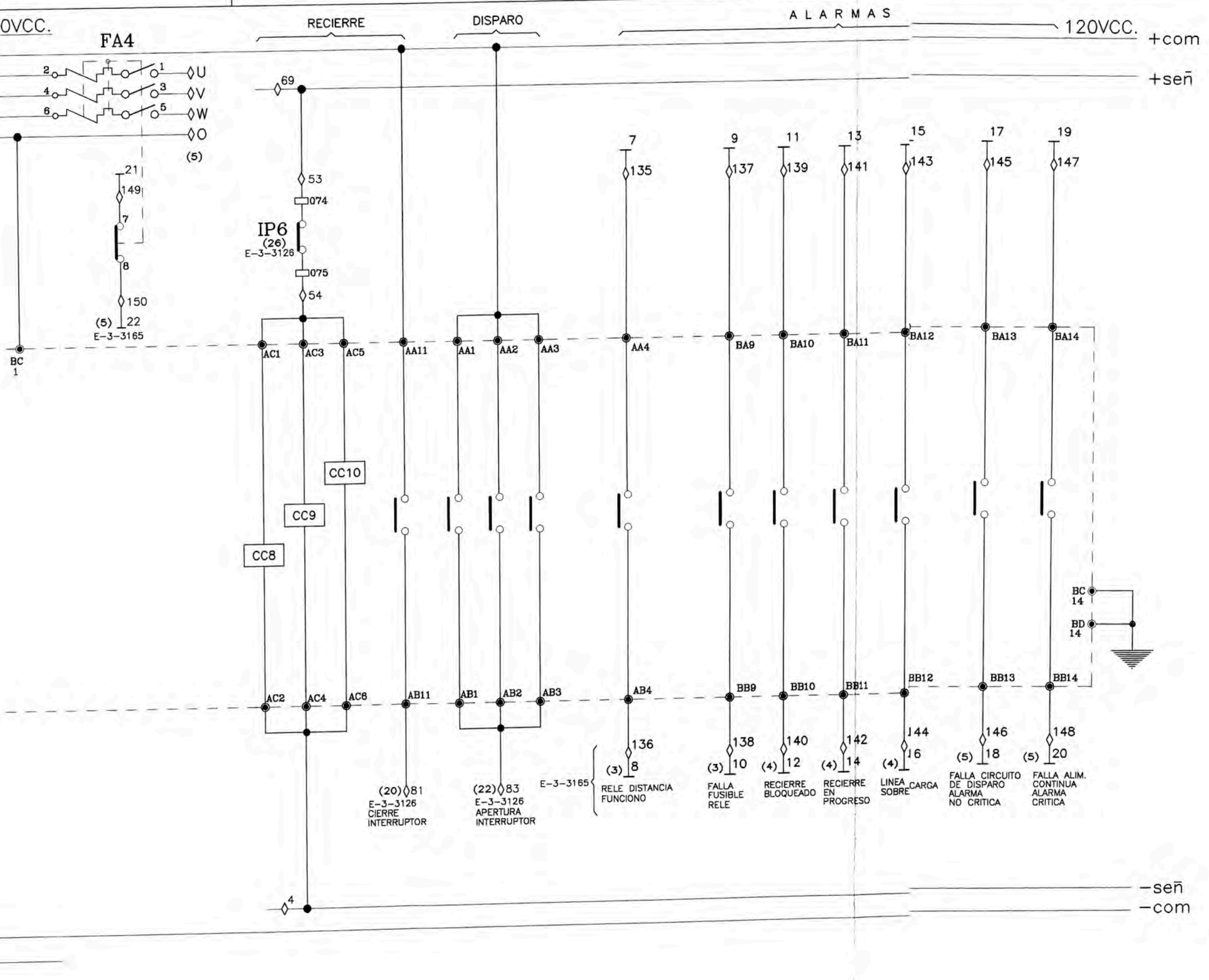
CIRCUITOS EN ALTA TENSION



CIRCUITOS DE CORRIENTE Y TENSION RELE DE DISTANCIA



CIRCUITOS DE CONTROL RELE DE DISTANCIA



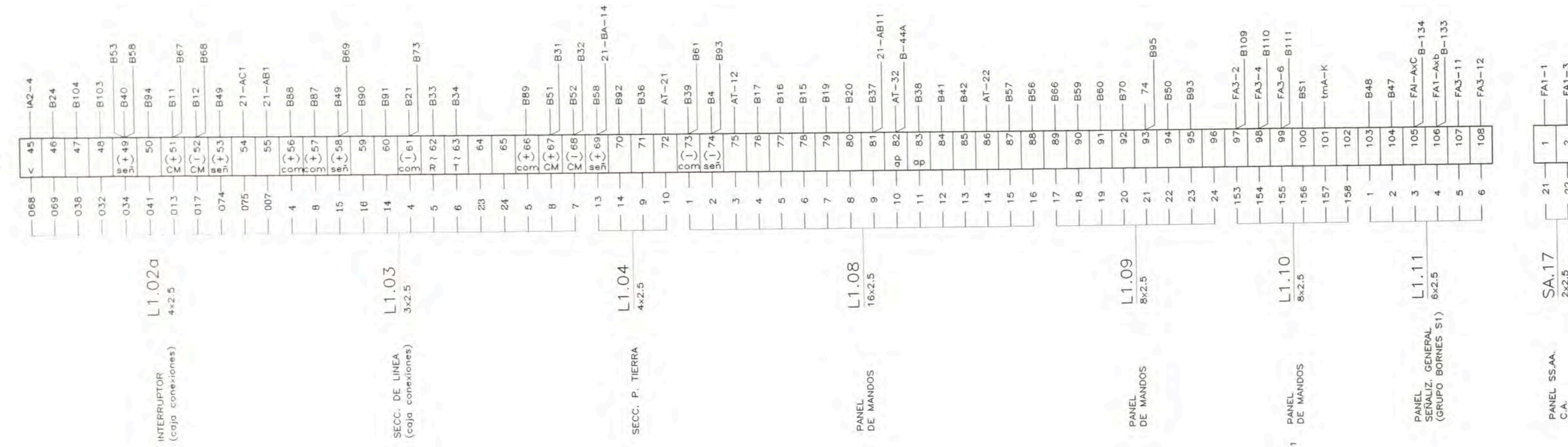
LEYENDA

21 RELE DE DISTANCIA (GENERAL ELECTRIC DLP-C)

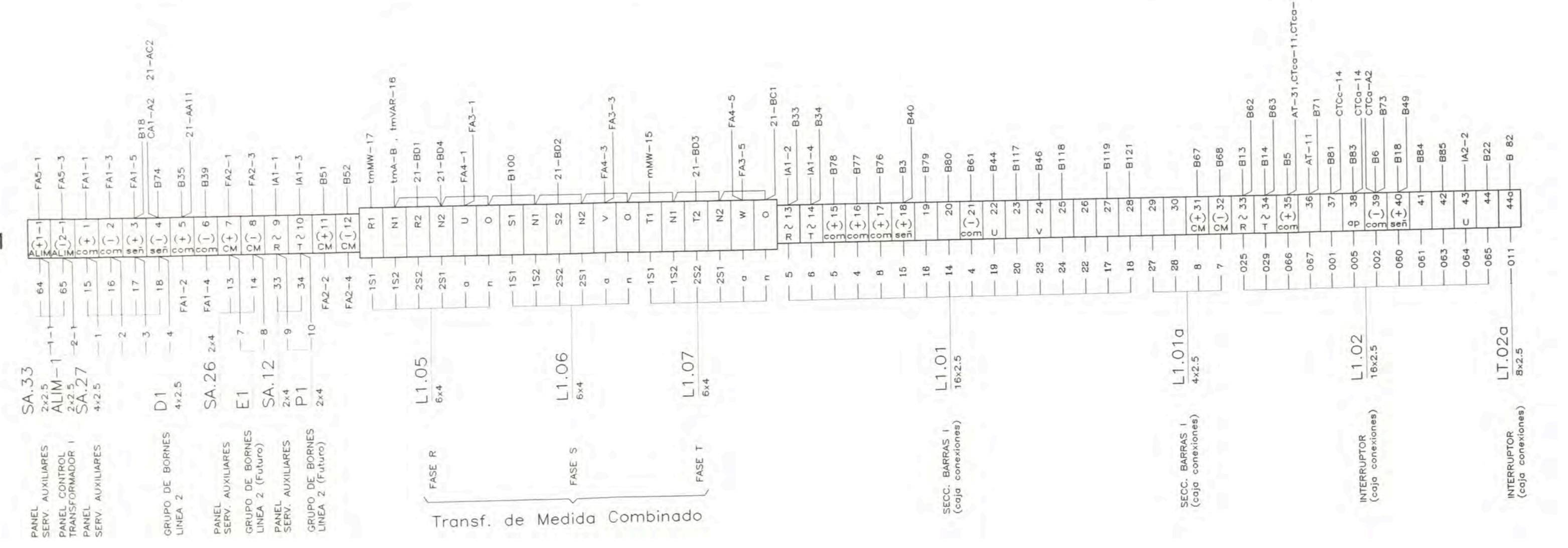
- Bornes en Equipo Alta Tension
- ◇ Bornes en Panel Sala de Relés
- Bornes de Relés
- Borne en Panel de Mando

mod.	descripcion	fecha	firma
	FACULTAD DE INGENIERIA MECANICA	E-3-3127	
ESCUELA DE INGENIERIA MECANICA-ELECTRICA			
PROYECTO: SUBSTACION DE TRANSMISION PUENTE PIEDRA - 60/10kV.		DISEÑO: _____ DIBUJO: A. A. P. REVISO: E. MENDOZA	
TITULO: Linea 1(2)L636(L) 60kV.: Proteccion Esquema Funcional		Vº Bº: Ing. INGA FECHA: DIC-99	
		ESCALA: S/E	

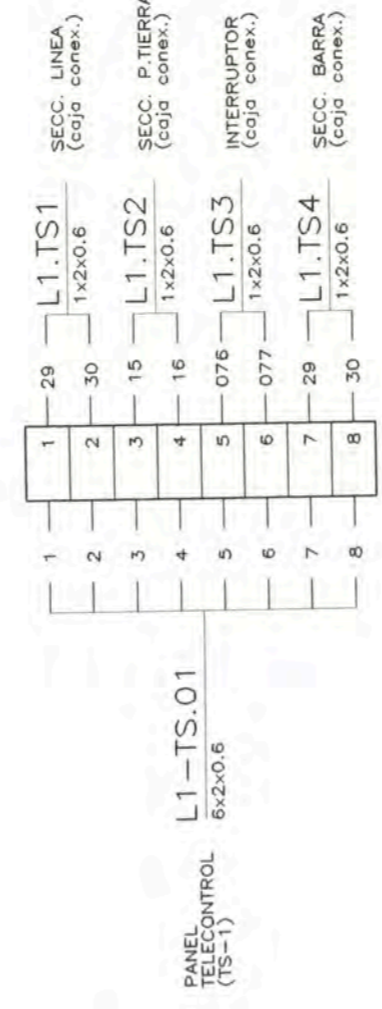
G2



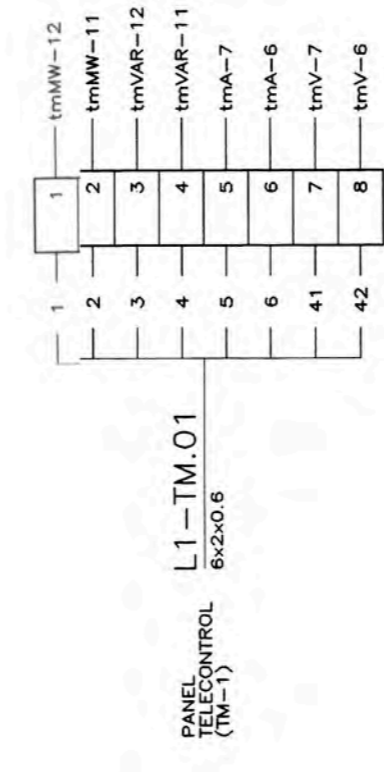
G1



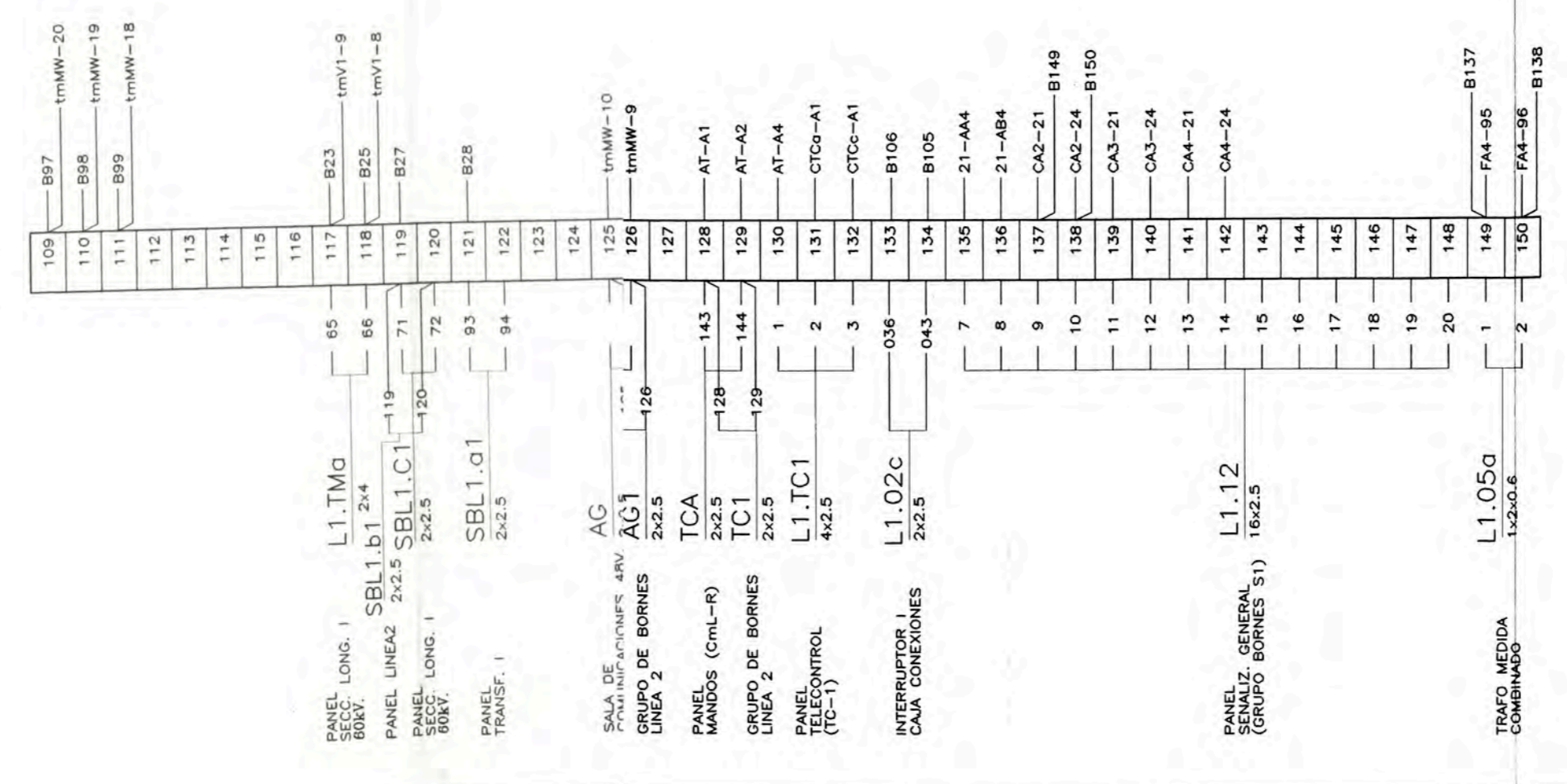
TS



TM

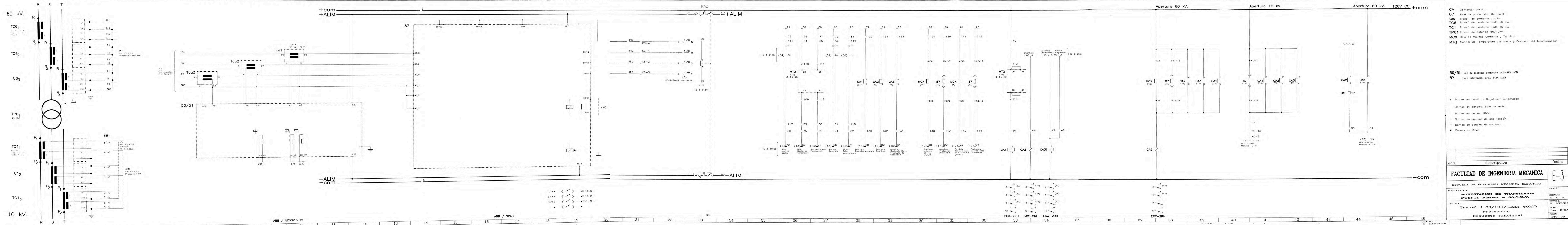


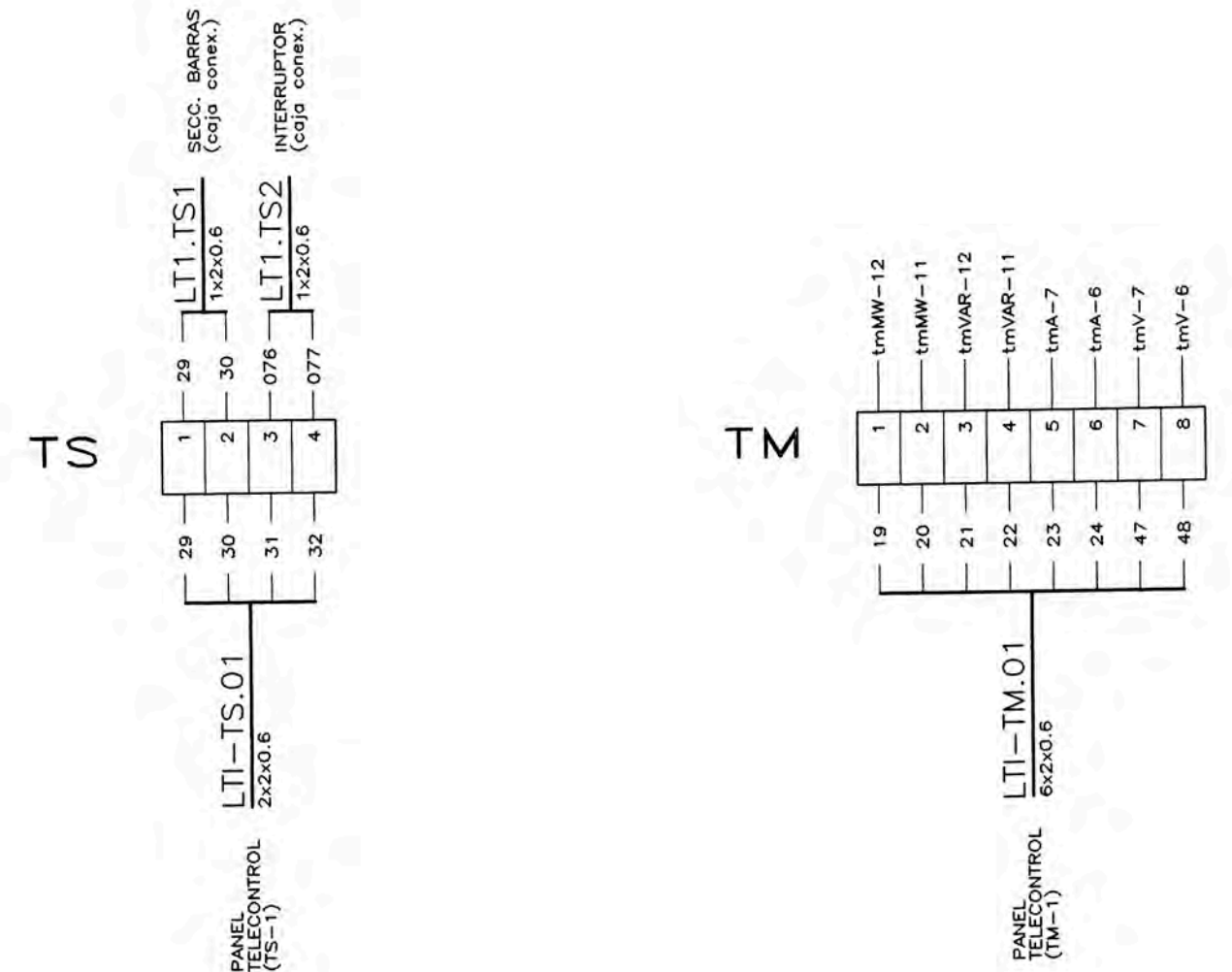
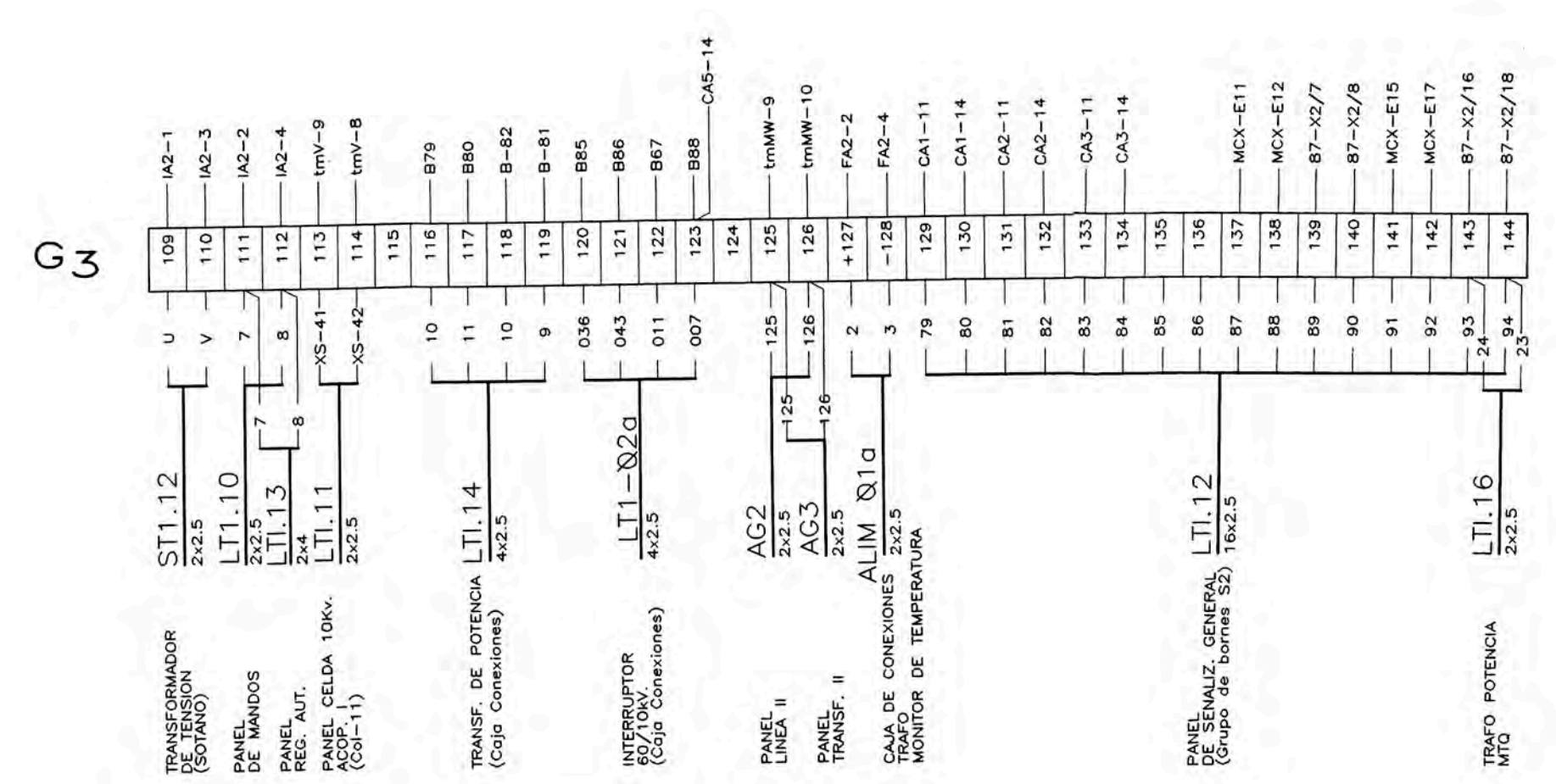
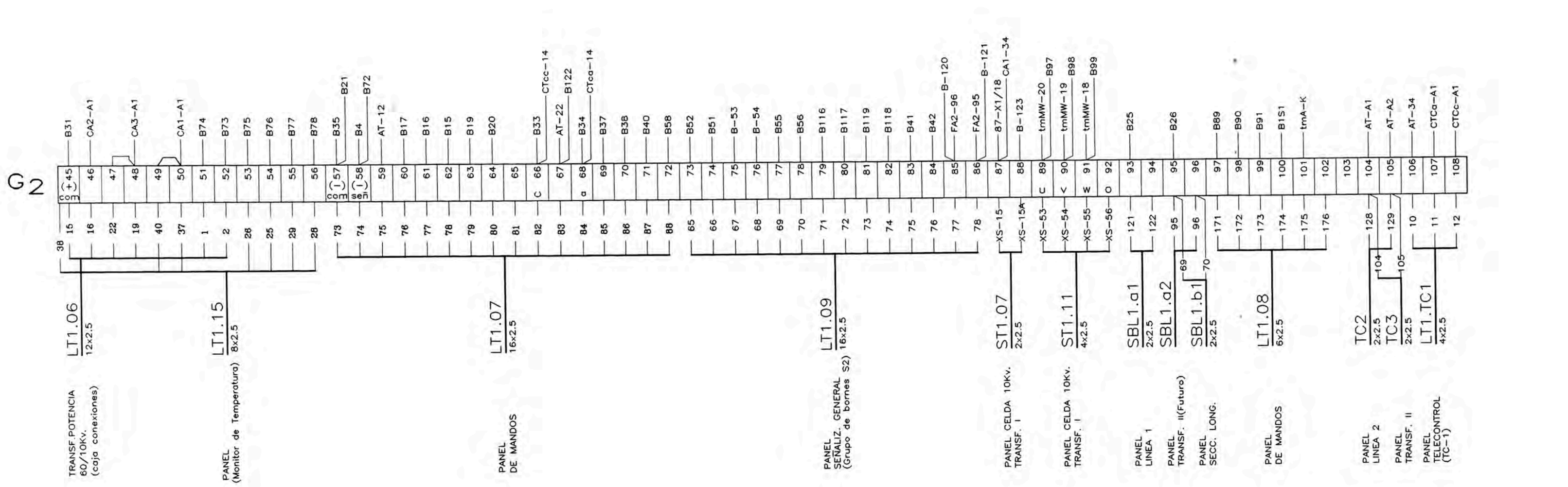
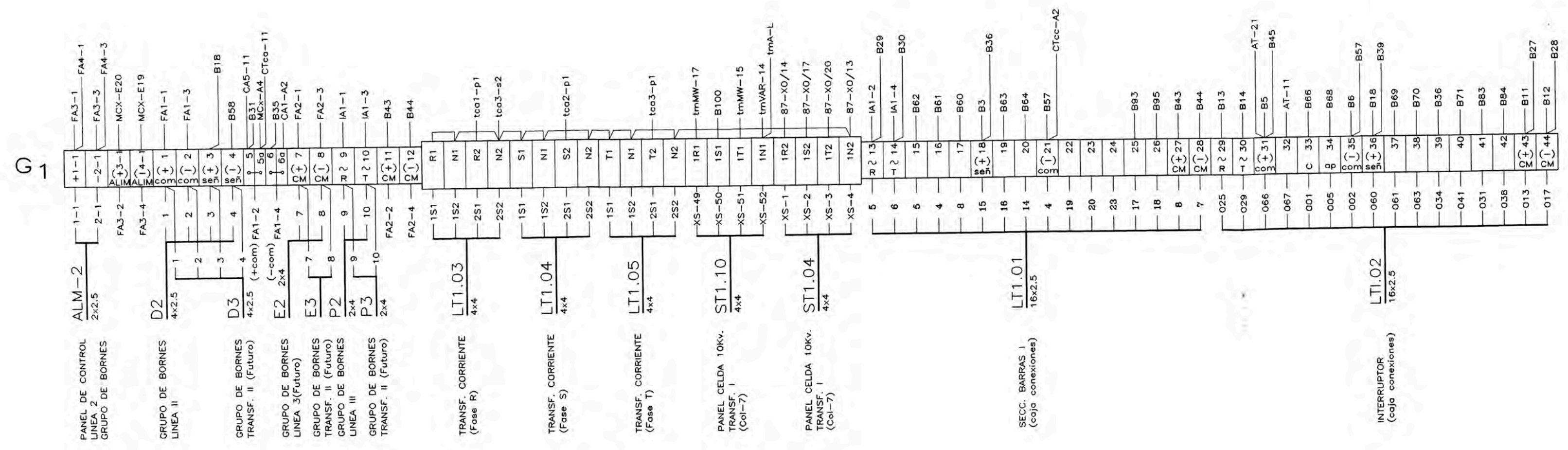
G3



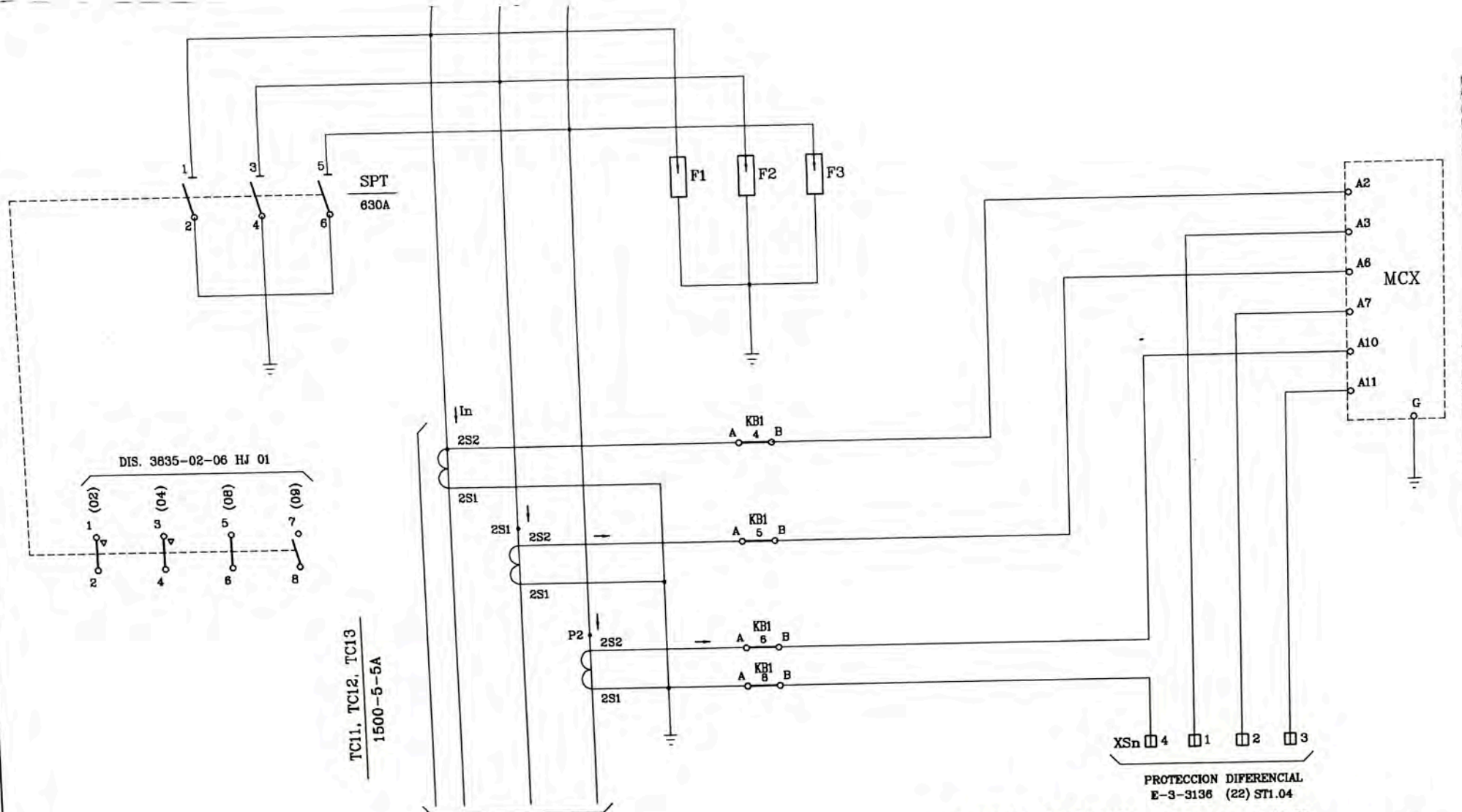
mod.	descripcion	fecha	firma
FACULTAD DE INGENIERIA MECANICA			
ESCUELA DE INGENIERIA MECANICA-ELECTRICA			
PROYECTO: SUBSTACION DE TRANSMISION PUENTE PIEDRA - 60/10kV.		DISEÑO:	
TITULO: Linea 1(2)L (L)60kV.: Panel de Control Conexion de bornes		DIBUJO: A. A. P.	
		REVISO: E. MENDOZA	
		Vº Pº: Ing. INGA	
		FECHA: DIC-99	ESCALA: S/E

E-3-3130





mod.	descripcion	fecha	firma
FACULTAD DE INGENIERIA MECANICA		E-3-3139	
ESCUELA DE INGENIERIA MECANICA-ELECTRICA			
PROYECTO: SUBESTACION DE TRANSMISION PUENTE PIEDRA - 60/10kV.		DISEÑO:	
TITULO: Transf. I 60/10kV(Lado 60kV): Panel de Control Conexion de Bornes		DIBUJO: A. A. P.	
		REVISO: E. MENDOZA	
		Vº Pº: Ing. INGA	
FECHA: DIC-99		ESCALA: S/E	



TC11, TC12, TC13
1500-5-5A

VAI PARA HJ 02 POS 3

XS_n 4 1 2 3
PROTECCION DIFERENCIAL
E-3-3136 (22) ST1.04

**Transf. 60/10kV., Llegada 10kV
Esquema Trifilar E-3-3142**

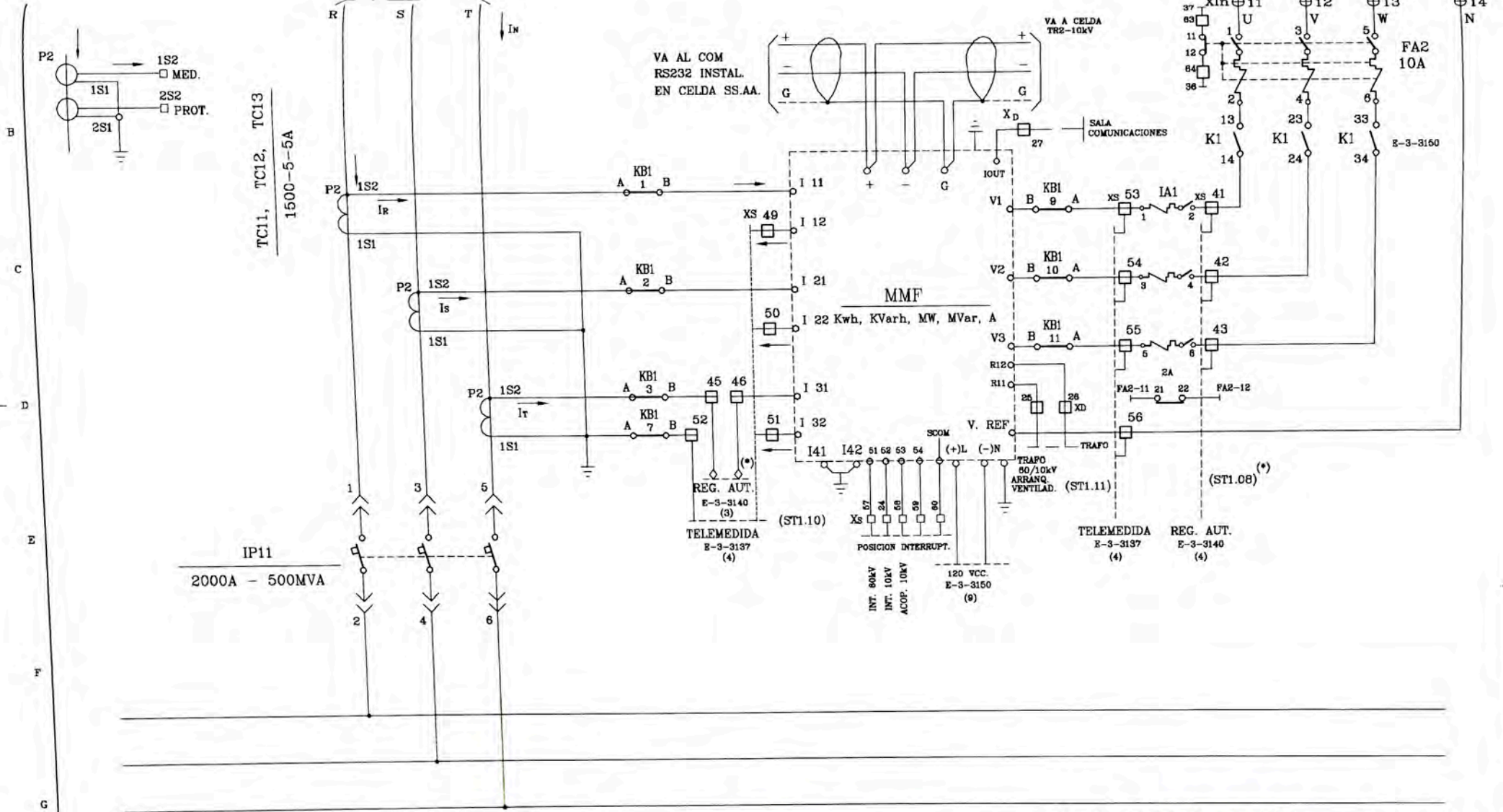
NOTAS :
X_{In}/X_{Sn} = XI - REGLA DE INTERLIGACION /XS - REGLA DE SALIDA
n - NUMERO DE COLUMNA

CONFORME CONSTRUIDO
DESENHO CERTIFICADO

AMAUTA CONTRATISTAS S.A.
REV. 0 1 2

FACULTAD DE ING. MECANICA
ESCUELA DE ING. MECANICA-ELECTRICA
SUBSTACION 60/10KV
PUENTE PIEDRA

DIAGRAMA MULTIFILAR
DISEÑO
REVISO EDGAR MENDOZA
DES. N° 3835-01-06 EJ.: 01/01



B
C
D
E
F
G

E-3-3142

Transf. 60/10kV. Llegada 10kV
Esquema Trifilar 2

E-3-3143

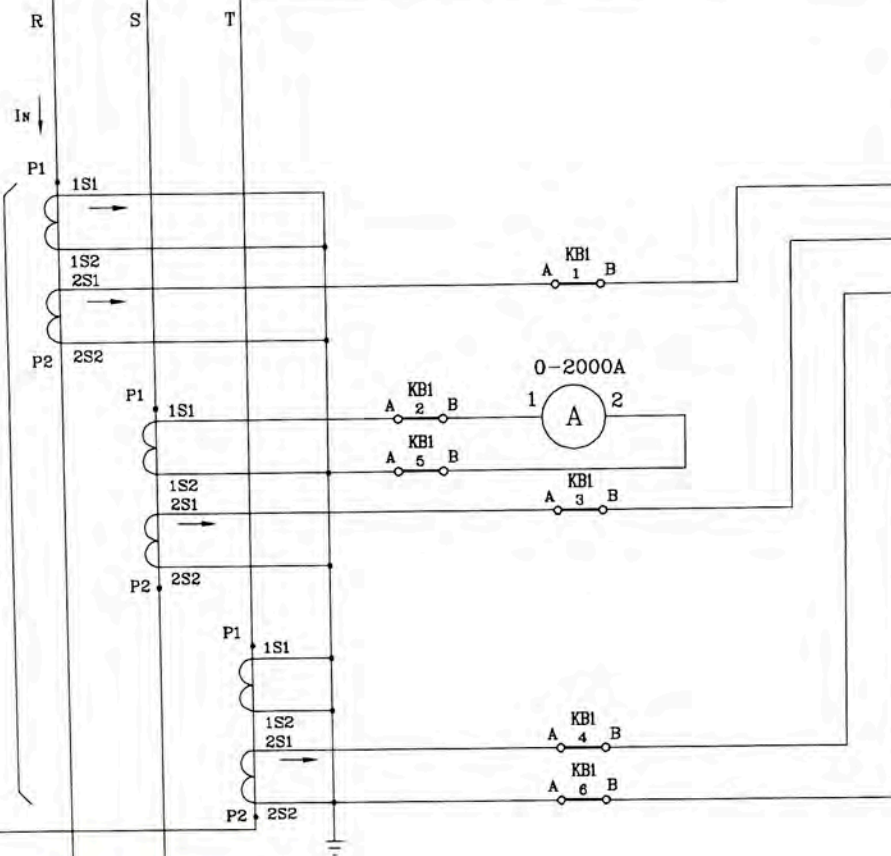
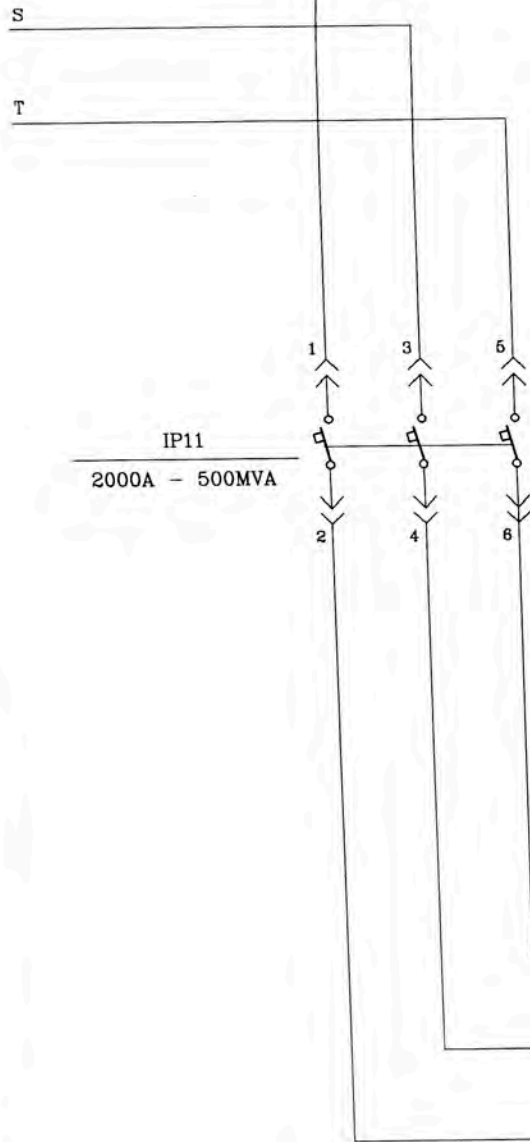
NOTAS :
 $XIn / XS_n = XI$ - REGLA DE INTERLIGACION/XS-REGLA DE SALIDA
 n - NUMERO DE COLUMNA

CONFORME CONSTRUIDO
 DESENHO CERTIFICADO

AMAUTA CONTRATISTAS S.A.				
REV.	0	1	2	

FACULTAD DE ING. MECANICA
 ESCUELA DE ING. MECANICA-ELECTRICA
 SUBESTACION 60/10KV
 PUENTE PIEDRA

DIAGRAMA MULTIFILAR
 DISEÑO
 REVISO
 EDGAR MENDOZA
 DES. N° : NUMERO
 HJ.: HOJA



(MCX) 50/51
RELE MAXIMA CORRIENTE
ABB MCX 913

**Acoplamiento 10kV
Esquema Trifilar**

E-3-3144

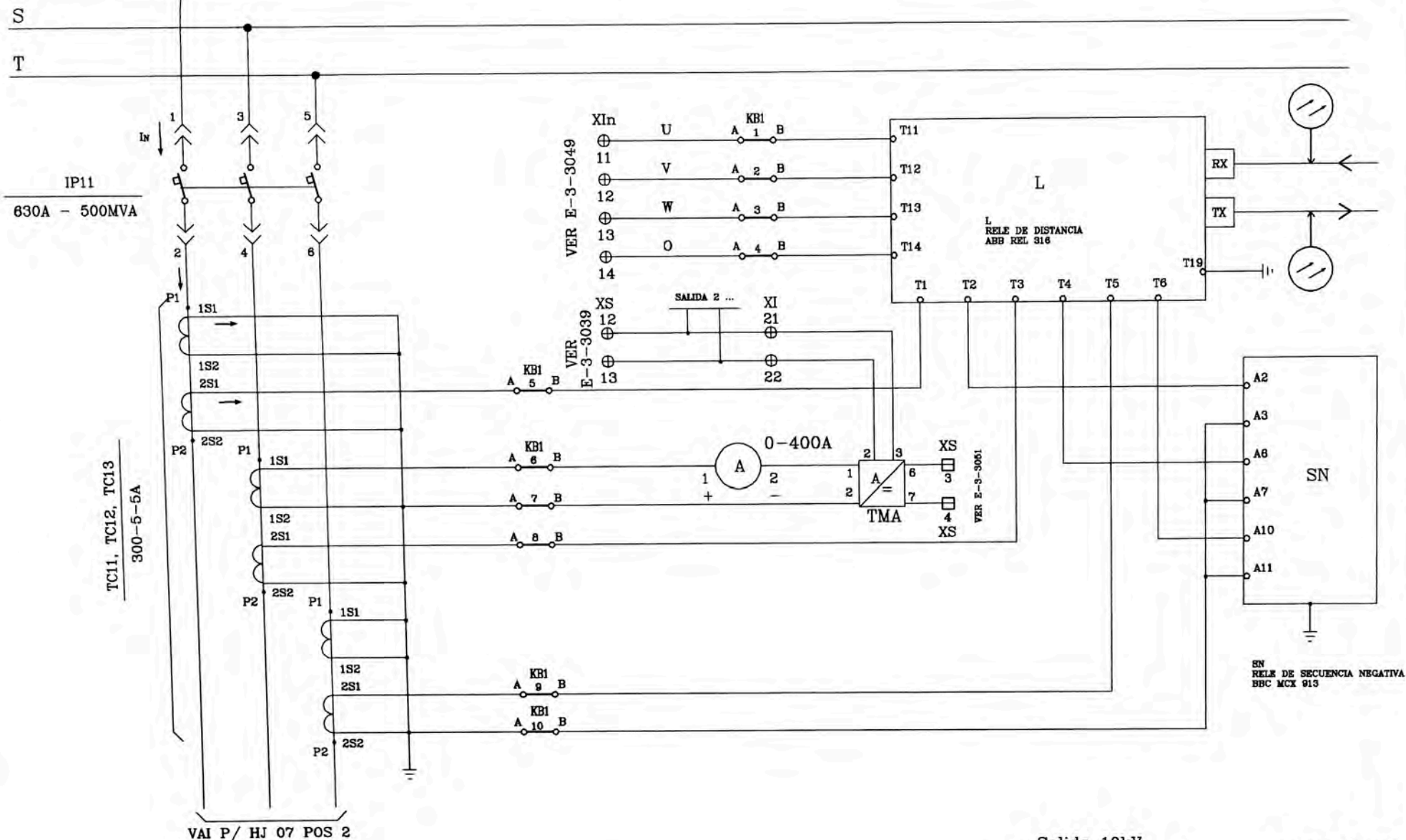
NOTAS :

CONFORME CONSTRUIDO
DESENHO CERTIFICADO

AMAUTA CONTRATISTAS S.A.
REV. 0 1 1

FACULTAD DE ING.MECANICA
ESCUELA DE ING.MECANICA-ELECTRICA
SUBSTACION 60/10KV
PUENTE PIEDRA

DIAGRAMA MULTIFILAR
reviso: EDGAR MENDOZA
DIS. N° : 3835-01-06 HJ.: 03/07



TC11, TC12, TC13
300-5-5A

IP11
630A - 500MVA

Salida 10kV
Esquema Trifilar 1

E-3-3147

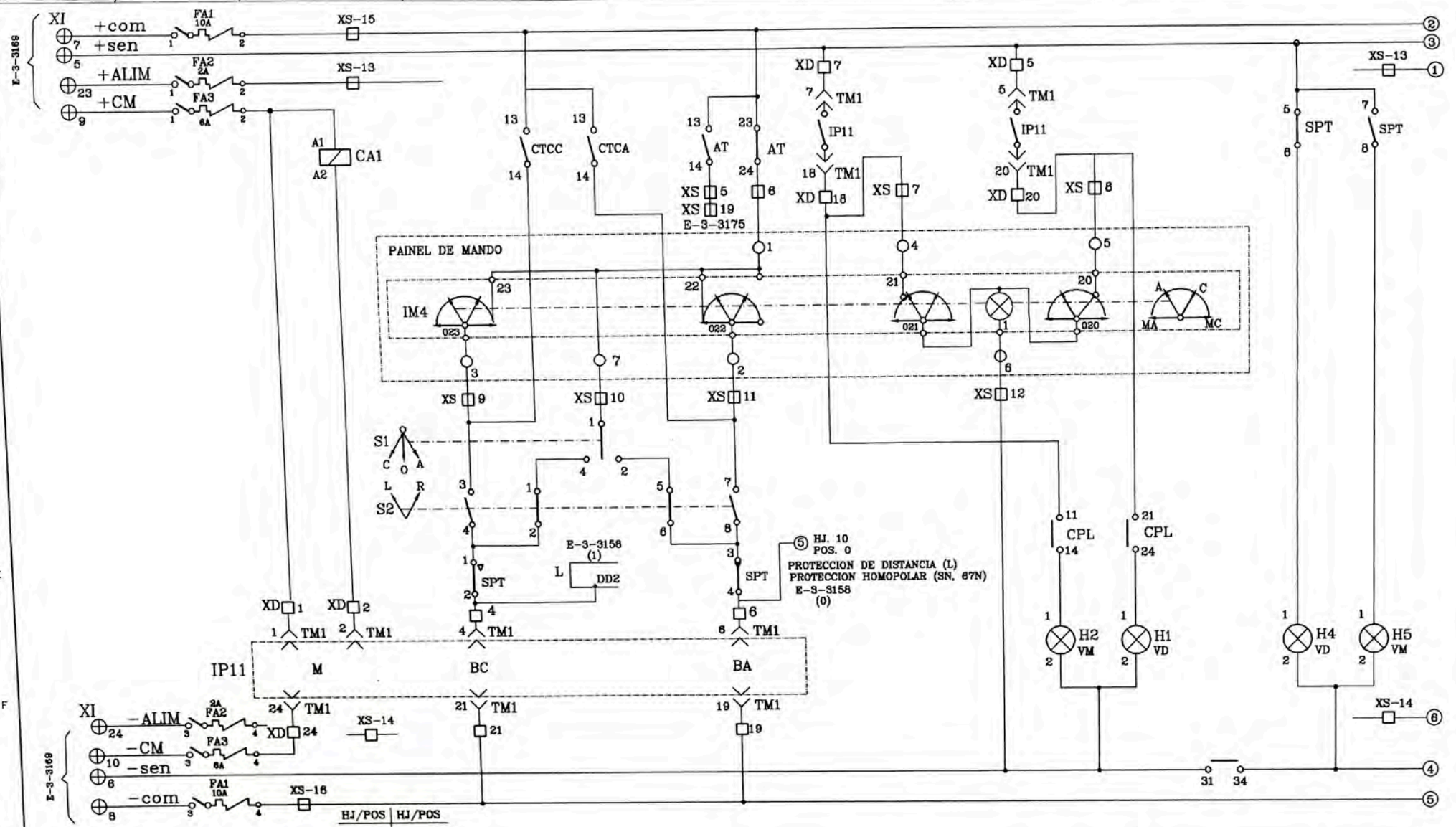
NOTAS :

CONFORME CONSTRUIDO	AMAUTA CONTRATISTAS S.A.	FACULTAD DE ING.MECANICA ESCUELA DE ING.MECANICA-ELECTRICA	DIAGRAMA MULTIFILAR
DESENHO CERTIFICADO	REV. 0 1 2	SUBSTACION 60/10KV PUENTE PIEDRA	MONTAJE SSEE Y LINEAS
			reviso: EDGAR MENDOZA
			DIS. N° : 3636-01-06 HJ.: 06/07

ST1 03

PANFI CELDA 003

10

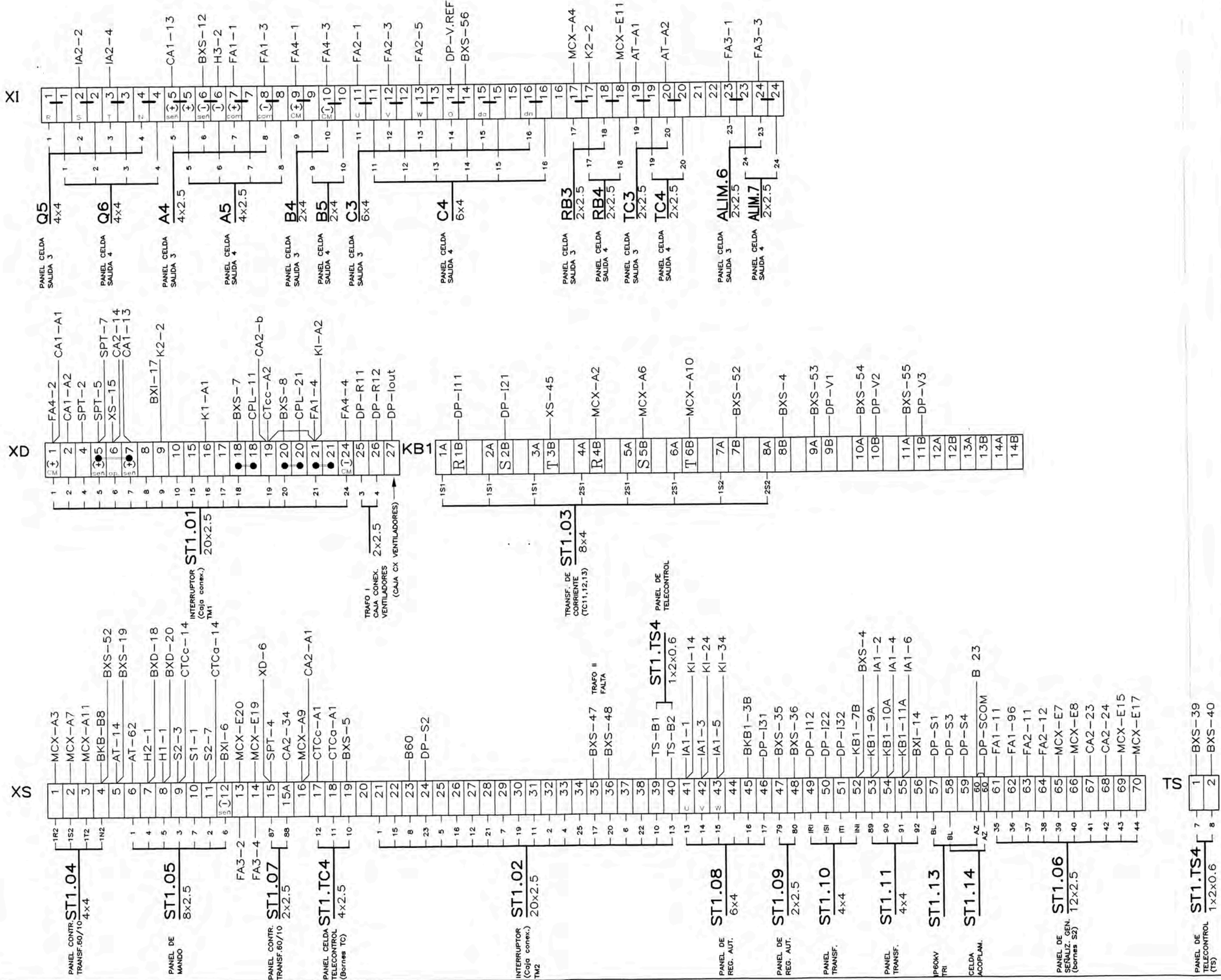


HJ/POS	HJ/POS
9/0	
10/4	

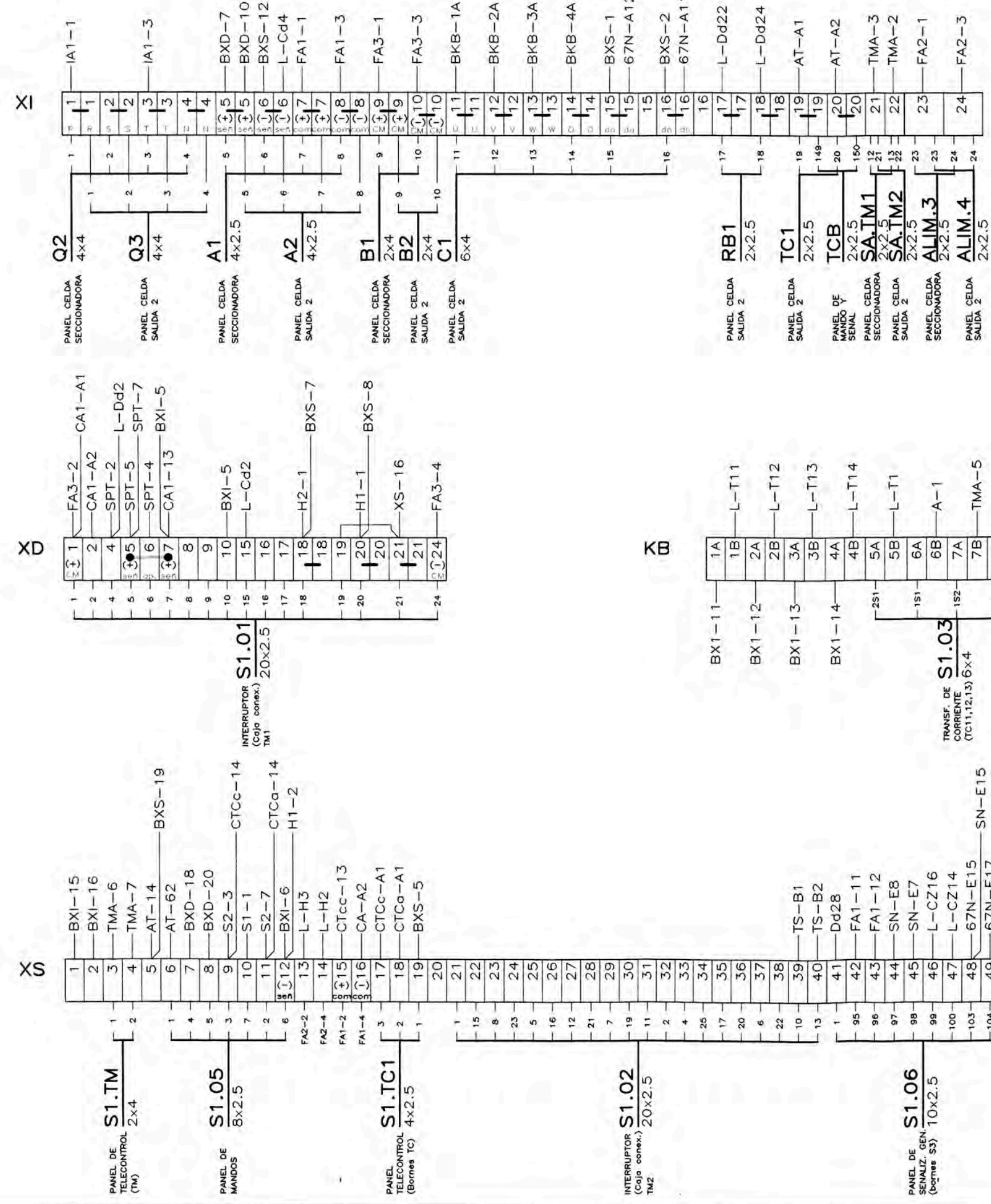
Salida 10kV :: Mandos
Esquema Funcional **E-3-3156**

NOTAS :	CONFORME CONSTRUIDO	AMALUTA CONTRATISTAS S.A.	FACULTAD DE ING.MECANICA ESCUELA DE ING.MECANICA-ELECTRICA	DIAGRAMA FUNCIONAL
	DESENHO CERTIFICADO	REV. 0 1 2	SUBSTACION 60/10KV PUENTE PIEDRA	REVISO.: EDGAR MENDOZA DIS. N° : 3838-01-06 HJ.: 08/18

PANEL CELDA RR3



mod.	descripcion	fecha	firma
FACULTAD DE INGENIERIA MECANICA		E-3-3161	
ESCUELA DE INGENIERIA MECANICA-ELECTRICA			
PROYECTO: SUBESTACION DE TRANSMISION PUENTE PIEDRA - 60/10kV.		DISEÑO: DIBUJO: A. A. P.	
TITULO: Transf. I 60/10kV.(Lado 10kV.): Panel Celda Conexion de Bornes		REVISO: E. MENDOZA	
E-3-3142. PLANO N° E-3-3151 CELDA DE LLEGADA		VS B°: Ing. INGA	
		FECHA: DIC-99	
		ESCALA: S/E	



mod.	descripcion	fecha	firma
FACULTAD DE INGENIERIA MECANICA		E-3-3164	
ESCUELA DE INGENIERIA MECANICA-ELECTRICA			
PROYECTO: SUBSTACION DE TRANSMISION PUENTE PIEDRA - 60/10kV.		DISEÑO:	
TITULO: Salida (S1....S12) Panel Celda Conexion de bornes		DIBUJO: A. A. P.	
		REVISO: E. MENDOZA	
		Vº Bº: Ing. INGA	
		FECHA: DIC-99	ESCALA: S/E

XI

XD

XS

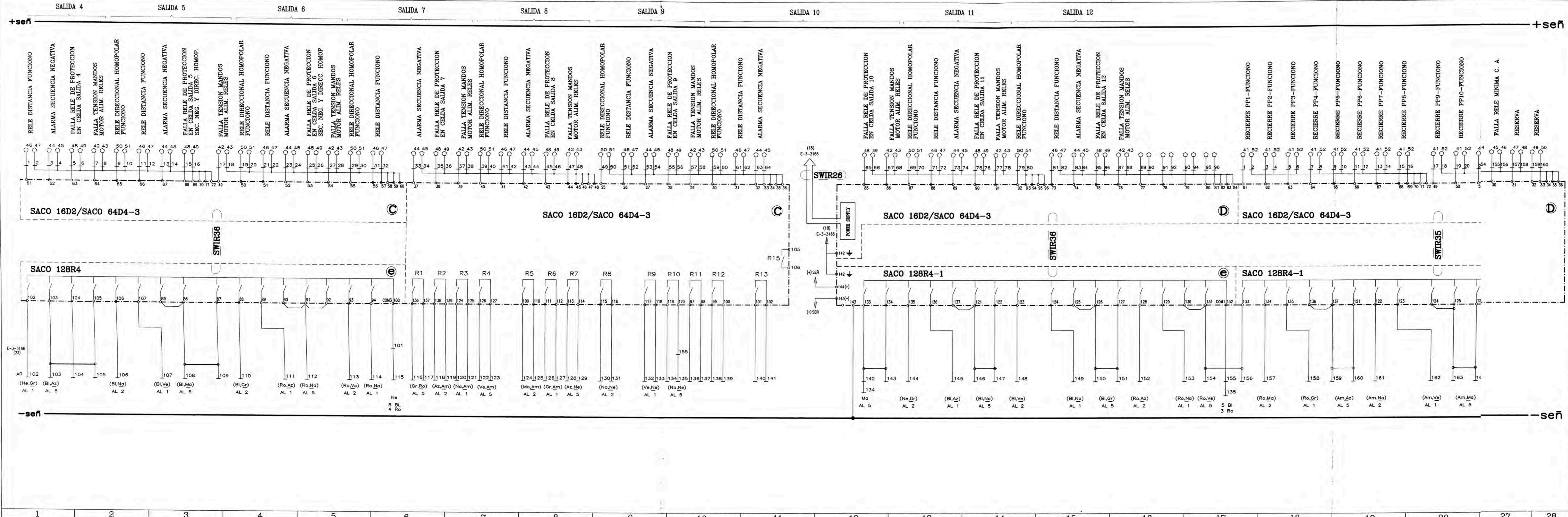
XW

TS

CIRCUITOS DE SENALIZACION SALIDAS 10kV.

CIRCUITOS DE SENALIZACION SERVICIOS AUXILIARES

LEYENDA



AR Telealarma

- Borne en Panel Celda 10kV.
- ◇ Borne en Panel de Control
- Borne en Panel de Señalización General

NOTA: Las letras I,J,K,L,M,g,h,i, son codigos representativos para los Modulos a efectos de facilitar el cableado

mod.	descripcion	fecha	firma
	FACULTAD DE INGENIERIA MECANICA		E-3-3167
	ESCUELA DE INGENIERIA MECANICA-ELECTRICA		
PROYECTO:	SUBSTACION DE TRANSMISION PUENTE PIEDRA - 60/10kV.	DISEÑO:	
TITULO:	Salidas10kV.:(PP-1....PP-12) Señalización General Esquema funcional	DIBUJO:	A. A. P.
		REVISO:	E. MENDOZA
		vº Bº:	Ing. INGA
		FECHA:	DIC-99
		ESCALA:	S/E

