



ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL

Facultad de Ingeniería en Electricidad y Computación

“PRUEBAS ELÉCTRICAS Y PUESTA EN SERVICIO DEL EQUIPO ENCAPSULADO EN SF6 DEL PATIO DE 69KV DE LA SUBESTACIÓN SALITRAL”

TESIS DE GRADUACIÓN

Previa a la obtención del título de

INGENIERO EN ELECTRICIDAD ESPECIALIZACIÓN POTENCIA

Presentado por:

IVETTE JAZMÍN OÑATE HUAYAMABE

GUAYAQUIL-ECUADOR

AÑO 2010

DEDICATORIA

A mis padres por la confianza y aliento que me han
dado, a mis hermanos por la incondicionalidad
que siempre han mostrado.

AGRADECIMIENTO

A Dios por ponerme en el camino de mis padres y hermanos.

A mis padres Camilo y Beatriz por el esfuerzo que han hecho para ayudarme a cumplir un objetivo más en mi vida, a mis hermanos Camilo, Diana y Rodolfo quienes han sabido ser guías en mi vida, a mi amiga Karla Mosquera porque ha sido como una hermana para mí, a mis amigos Marcos Andrés, María Leonela y María Gabriela.

A mi Director de tesis Ing. Gustavo Bermúdez por haber sido mi guía en el desarrollo de la presente y a cada uno de los que fueron mis profesores por transmitirme sus conocimientos.

A los Ingenieros de CELEC-TRANSELECTRIC por el apoyo y disposición que siempre demostraron para que pueda desarrollar la presente, de manera muy especial a Patricio Hidalgo, Fernando Miranda, Bladimir Franco y Roosswelt Saraguro.

TRIBUNAL DE SUSTENTACIÓN

Ing. Jorge Aragundi

SUBDECANO DE LA FIEC

Ing. Gustavo Bermúdez

DIRECTOR DE TESIS

Ing. Jorge Chiriboga

VOCAL

PhD. Cristóbal Mera

VOCAL

DECLARACIÓN EXPRESA

“La responsabilidad del contenido de esta Tesis de Grado me corresponden exclusivamente; y el patrimonio intelectual de la misma a la ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL”

(Reglamento de Graduación de la ESPOL)

Ivette Jazmín Oñate Huayamabe

INTRODUCCIÓN

La implementación o ampliación de un patio de maniobras de una Subestación Eléctrica de Potencia es de vital importancia para el buen funcionamiento de la misma, ya que esta manera se puede tener información de los ajustes de los equipos de protección, el departamento de estudios de CELEC-TRANSELECTRIC encontró la necesidad de implementar en la Subestación Salitral un patio de maniobras de 69KV.

El motivo de la presente tesis es elaborar procedimientos para diversas pruebas de recepción previas a la puesta en marcha del patio de 69KV de la Subestación Salitral, el mismo que fue implementado con equipo encapsulado en SF6. La tesis está desarrollada en cinco partes, la primera es una descripción general de la Subestación Salitral, esto implica el patio de 138KV y la ampliación de la subestación a 69KV; en la segunda parte se describe el equipo de maniobra encapsulado con aislamiento en SF6 sus características así también los componentes del mismo, montaje y carga del gas SF6; en la tercera parte se desarrollan los procedimientos de las pruebas que fueron realizadas al equipo encapsulado con aislamiento en SF6, vale destacar que dichos procedimientos fueron desarrollados en base a las normas IEC e IEEE, así también se muestra una tabla guía con los criterios de aceptación para estas pruebas; la cuarta parte consta del análisis de los resultados que se obtuvieron en las pruebas de recepción; la

quinta parte está dedicada a la puesta en servicio del equipo encapsulado en gas SF₆, se muestra el procedimiento a seguir previo a la energización de una posición de línea.

ÍNDICE GENERAL

	Pág.
INDICE GENERAL	II
INDICE DE FIGURAS	IV
INDICE DE TABLAS	VI
INTRODUCCION	VII
1. Subestación Salitral: Descripción general	
1.1. Descripción de la subestación: Patio de 138KV	10
1.2. Descripción de la modernización del Patio de 138KV de la Subestación	15
1.3. Descripción de la ampliación de la subestación: Montaje e instalación del patio de 69KV (Equipo de maniobra con aislamiento en gas Hexafloruro de azufre).	26
1.4. Diagrama unifilar de la subestación	32
2. Equipo de maniobra encapsulado con aislamiento en Hexafloruro de azufre (SF6).	
2.1. Equipo de maniobra encapsulado con aislamiento en Hexafloruro de azufre GIS-Generalidades, características y tipos.	34
2.2. Descripción del equipo GIS 8DN9 y sus componentes.	53
2.2.1. Interruptor de potencia.	56
2.2.2. Módulo de barras colectoras.	58
2.2.3. Seccionadores, seccionadores de puesta a tierra de trabajo y Seccionadores de puesta a tierra rápida	60
2.2.4. Transformador de corriente.	62
2.2.5. Transformador de potencial.	64
2.2.6. Módulos de empalme monofásico	66
2.2.7. Módulo de conexión de cable	68
2.2.8. Terminal de conexión de línea aérea	69
2.2.9. Armario de mando local	80
2.3. Proceso de montaje, instalación y carga de SF6	72

3. Pruebas de recepción realizadas al equipo encapsulado en gas Hexafloruro de azufre (SF6).

3.1.	Pruebas eléctricas en fábrica (FAT)	79
3.2.	Pruebas eléctricas en sitio (SAT)	80
3.2.1.	Transformador de corriente	88
3.2.1.1.	Verificación de polaridad	90
3.2.1.2.	Verificación de relación de transformación	94
3.2.1.3.	Prueba de inyección secundaria	96
3.2.2.	Interruptor de potencia	98
3.2.2.1.	Pruebas de operación local	99
3.2.2.2.	Verificación de los tiempos de operación	10
		2
3.3.	Circuito Primario	10
		6
3.3.1.	Prueba de Alta tensión	10
		6
3.3.2.	Resistencia eléctrica de contactos	11
		3
3.4.	Pruebas Prefuncionales	11
		6
3.4.1.	Comprobación de Interruptor	11
		7
3.4.2.	Comprobación de seccionadores	11
		9
3.5.	Gas Hexafloruro de azufre	12
		3
3.5.1.	Medición de punto de rocío	12
		5
3.5.2.	Medición de porcentaje de SF6	12
		7
3.6.	Comprobación de alarmas	12
		9
3.7.	Criterio de aceptación de resultado de las pruebas.	13
		0

4. Análisis de los resultados obtenidos en las pruebas de

**recepción realizadas al equipo encapsulado en gas
Hexafloruro de azufre (SF6)**

4.1.	Análisis de los resultados de las pruebas eléctricas en sitio.	13
		3
4.2.	Análisis de resultados de las pruebas Prefuncionales	14
		9
4.3.	Análisis de resultados de las pruebas aplicadas al gas Hexafloruro de azufre	15
		2
5.	Puesta en servicio del equipo encapsulado en gas SF6 del patio de 69KV	
5.1.	Pruebas funcionales de control de disyuntores y seccionadores desde el Nivel Cero	15
		8
5.2.	Verificación de lógica y enclavamientos de seccionadores e interruptores desde el Nivel Uno	17
		7
5.3.	Verificación de lógica y enclavamientos de seccionadores e interruptores desde el Nivel Dos	18
		0
5.4.	Verificación de lógica y enclavamientos de seccionadores e interruptores desde el Nivel Tres	18
		1
5.5.	Pruebas funcionales de protecciones eléctricas	18
		2
5.6.	Puesta en servicio e integración de bahías	19
		0

Conclusiones y Recomendaciones

Glosario

Bibliografía

Anexos

INDICE DE FIGURAS

Figura	Descripción	Página
1	Representación gráfica del anillo de 138KV	18
2	Niveles de control	20
3	Nivel 1	23
4	Patio de 138KV	35
5	Configuración de doble barra con un interruptor	45
6	Módulo de una GIS	52
7	Vista interior y exterior de la GIS 8DN9	54
8	Interruptor de potencia	56
9	Sección de juegos de doble barra de la GIS	58
10	Transformador de corriente	62
11	Transformador de potencial	64
12	Módulo de conexión para cable de alta tensión	66
13	Armarios de mando local	71
14	Módulo de bahía colocada en sitio de montaje	72
15	Proceso de montaje	73
16	Barra de cobre para aterrizar la caseta de la GIS	74
17	Limpieza de blindaje trifásico de barras colectoras	75
18	Microhmetro modelo MOM600A	82
19	Omicrom 356	83
20	Equipo de Inyección de corriente.	84
21a	Equipo de medición de punto de rocío.	85
21b	Equipo de medición de punto de rocío.	86
22	Equipo de prueba de Alta Tensión.	87
23	Pantalla de la Unidad de Control de alimentación	87
24	HV- Inductancia	87
25	Equipo para prueba de alta tensión	108

26	Microhmetro modelo MOM 600A.	114
27	Indicador óptico Abierto/Cerrado	121
28	Detector de fuga de gas	124
29	Equipo de medición de punto de rocío	126
30	Panel de alarmas del Nivel Cero	129
31	Bahías F05, F01 y F02 involucradas en la Prueba de Alta Tensión	137
32	Sección 1: Q1 y Q7 cerrados de Electroguayas 1	139
33	Sección 2: Q1, Q6, Q0 y Q9 cerrados de Electroguayas 1.	140
34	Sección 3: Q2, Q6, Q0 y Q9 cerrados de Electroguayas 1.	141
35	Sección 4: Sección fuera hasta Q9 y Q8 cerrado de Electroguayas 1.	142
36	Conexión física de la prueba de Resistencia Eléctrica de Contactos	143
37	Circuito cerrado con Q15, Q1, Q6, Q0 y Q9 cerrados de Electroguayas 1 y Q1, Q6, Q0 y Q9 cerrados de Electroguayas 2.	144
38	Circuito cerrado con Q25, Q2, Q6, Q0 y Q9 cerrados de Electroguayas 1 y Q1, Q6, Q0 y Q9 cerrados de Electroguayas 2.	145
39	Circuito cerrado con Q15, Q1, Q7 cerrados de Electroguayas 1 y Q1, Q6, Q0 y Q9 cerrados de Electroguayas 2.	146
40	Circuito cerrado con Q8 cerrados de Electroguayas 1	147
41a	Equipo de Alta Tensión	149
41b	Tableros de control local.	149
42	Característica instantánea de los relés de protección de	183

	sobrecorriente	
43	Característica de temporización fija en relés de sobrecorriente.	185
44	Característica de temporización inversa en relés de sobrecorriente.	186
45	Protección direccional	187
46	Protección diferencial	188
47	Características de actuación del relé diferencial	189

INDICE DE TABLAS

Tabla	Descripción	Página
1	Banco de autotransformador ATR	13
2	Banco de autotransformador ATQ	14
3	Líneas de 69KV	29
4	Anillos de 69KV	30
5	Distancias eléctricas mínimas	36
6	Comparación de aislamiento en aire y SF6	40
7	Características de GIS 8DN9	55
8	Datos de placa de los TC's	89
9	Relaciones de los TC's	89
10	Enclavamientos de interruptores- Nivel Cero	100
11	Criterios de aceptación	131
12	Resultado de polaridad de los TC's	133
13	Resultado de relación de transformación de los TC's	134
14	Resultado de prueba de alta tensión	135
15	Resultado de resistencia de contactos	138
16	Resultado de comprobación de seccionadores	150
17	Resultado de gas SF6	151
18	Nomenclaturas de equipos de patio	153
19	Permisivos del Nivel Cero	175
20	Identificación de tableros del Nivel Cero	176
21	Identificación de tableros del Nivel Uno	176
22	Permisivos del Nivel Uno	179
23	Permisivos del Nivel Dos	180
24	Permisivos del Nivel Tres	181
25	Identificación de relés según normas ANSI e IEC60617	183

CAPITULO I
SUBESTACION SALITRAL: DESCRIPCION
GENERAL

1.1 DESCRIPCION DE LA SUBESTACION: PATIO DE 138KV.

La compañía de transmisión de energía eléctrica CELEC-TRANSELECTRIC es la única a nivel nacional que se encarga de la transportación de energía eléctrica generada desde las distintas centrales de generación hasta las distribuidoras o empresas eléctricas en el país hasta el nivel de 69KV.

La compañía está dividida en dos unidades que son:

- Unidad de Transmisión Norte
- Unidad de Transmisión Sur

La Subestación Salitral es una de las quince subestaciones que pertenecen a la Unidad de Transmisión Sur. Ubicada en el Km.7 1/2 vía a la costa, Parque industrial el Salitral. Entró en servicio aproximadamente hace treinta años con una capacidad instalada de 150MVA y dos niveles de tensión 138KV y 69KV.

De construcción convencional el patio de maniobras de 138KV está constituido por bahías de seis posiciones; tres líneas a 138KV, Pascuales 1, Pascuales 2, y Trinitaria 1 que vienen desde las subestaciones Pascuales y Trinitaria. El patio posee un esquema de barra principal y barra de transferencia,

además existen dos unidades de transformación denominadas ATR y ATQ respectivamente (AT de autotransformador, R y Q son los nombres de los bancos) , y la posición de transferencia.

Siguiendo en este orden a continuación se encuentra el sistema de transformación 138/69/13.8KV conformado por dos bancos trifásicos de autotransformadores monofásicos con capacidad de 50MVA cada uno, conectados en $YY\Delta$, y con un autotransformador de reserva para cada banco respectivamente. (Ver diagrama Unifilar 1). Los autotransformadores del banco ATQ son de procedencia japonesa de la marca Mitsubishi sin equipamiento de cambiadores de toma bajo carga, el banco ATR es de procedencia italiana de la marca Dileg Nano y posee cambiadores de toma bajo carga. Cabe destacar que el banco ATR entró en servicio en el año 2001. El conjunto de los dos bancos suman una capacidad instalada de 300MVA.

Por el lado de 69KV del sistema de transformación hay interconexión con la central de generación térmica Gonzalo Zevallos y esta central a su vez se interconectan con las barras de la central de generación térmica Eléctrica de Guayaquil

antiguamente denominada CATEG generación, de la cual se derivan las líneas Categ 1, 2, 3.

Las mediciones de corriente y voltaje de los equipos de medición del lado de 69KV, se lo realizaba desde el lado de alta tensión (138KV) de las instalaciones de CELEC-TRANSELECTRIC. Esto no permitía que la subestación Salitral a nivel de 69KV no constara con equipos de medición ni protección, no obstante la central Gonzalo Zevallos si los posee, este es uno de los varios motivos que llevó a la compañía a la implementación del patio de 69KV.

Para servicios auxiliares se provee del lado terciario del banco de autotransformadores ATQ.

BANCO ATR

AUTOTRANSFORMADOR						
Norma	IEC 76 (1993)	Frecuencia	60 Hz	Tipo	Núcleo	
BIL		Fecha	SEPT 1998	Aceite Aisl.	IEC 296 CLASE L	
AT LINEA	650 KV	ENFRIAMIENTO		ONAN/ONAF/ONAF		
MT LINEA	350 KV	CAPACIDAD MVA		VOLTAJE (V)		
NEUTRO	95 KV	AT	30/40/50	AT	$138000/\sqrt{3}$	
BT	95KV	MT	30/40/50	MT	$69000/\sqrt{3}$	
CON OLTC	SI	BT	10/13.33/16.66	BT	13800	
ACETITE	15900 L	OLTC	230 L	TOTAL	49500 Kg	
			IMPEDANCIA		SERIE	
			AT-MT 50MVA	8.15%	FASE A	9812282101
			AT-BT 16.66MVA	10.86%	FASE B	9812282102
			MT-BT 16.66MVA	6.70%	FASE C	9812282103
					FASE R	9812282104



Tabla1. Banco de Autotransformadores ATR.

BANCO ATQ


AUTOTRANSFORMADOR					
Norma	ANSI C 57.12.00	Frecuencia	60 Hz	Tipo	Núcleo
BIL		Contrato	ST/3/A1	Aceite Aisl.	IP DITRANS CK
H1	550 KV	ENFRIAMIENTO		OA/FA/FA	
X1	350 KV	CAPACIDAD MVA		VOLTAJE (V)	
Y1-Y2	110 KV	55°C	65°C	AT	$138000/\sqrt{3}$
H0-X0	110 KV	30/40/50	33.6/33.6/11.2	MT	$69000/\sqrt{3}$
CON OLTC	NO	30/40/50	44.8/44.8/11.2	BT	13800
ACETITE	10000 L	10/10/10	56/56/11.2	TOTAL	40500 Kg
		IMPEDANCIA		SERIE	
		30MVA 79.674/39.837 KV	5.086%	FASE A	31973
		10MVA 79.674/13.8 KV	6.967%	FASE B	31974
		10MV39.837/13.8 KV	4.725%	FASE C	31975
				FASE R	31976
					
INDUSTRIE ELETTRICHE DI LEGNANO S.p.A. MILANO-ITALY					

Tabla 2. Banco de Autotransformadores ATQ

1.2 DESCRIPCIÓN DEL LA MODERNIZACIÓN DEL PATIO DE 138KV DE LA SUBESTACIÓN.

La automatización en la industria eléctrica es fundamental para la optimización de los procesos, mejorar y aumentar la confiabilidad en la operación de un sistema sea éste, un sistema de generación, transmisión, distribución o industrial.

La compañía de transmisión pensando en un buen funcionamiento del SNI utiliza la tecnología desarrollada, desde algunos años atrás, viene construyendo subestaciones con tecnología de punta y modernizando o automatizando las que entraron en servicio hace más de 25 años. Esta modernización mejora la confiabilidad de la protección de la subestación pues hasta antes de la modernización funcionaban con relés de protección electromecánicos, ahora son relés digitales que tienen puertos para descargar la información que censan estos, el ingeniero de mantenimiento puede ordenar o ejecutar una operación ya sea esta una apertura o cierre de interruptores o seccionadores remotamente esto implica un ahorro de tiempo

en el restablecimiento del sistema ya que si el ingeniero no se encontrare en la subestación puede acceder a la información que estén censando dichos relés en tiempo real y así poder tomar la decisión adecuada.

En la subestación se utiliza un sistema automatizado suministrado en su arquitectura por la marca Siemens, la misma que está constituida por cuatro swicht Ruggedcom; 2 en el nivel de 69KV, 1 en 138KV y otro para comunicación con el centro de operaciones de transmisión (COT) y el CENACE, dichos swicht se comunican por la plataforma de Ethernet en la red LAN mediante el protocolo de comunicaciones IEC61850.

Esta arquitectura utiliza un sistema de control para la automatización de subestaciones (SICAM PAS) que está compuesto por los siguientes sistemas:

Unidad de Control de Subestación SICAM PAS SU, que consiste en la plataforma de hardware del sistema basado en un computador tipo industrial con sistema operacional Windows XP, provisto con dos tarjetas CP5613 para comunicación con los IED's a través del protocolo IEC 61850, un puerto

ETHERNET para la conexión a la LAN de la subestación y puertos seriales para la conexión con los centros de control. Para el presente proyecto se utilizara un sistema redundante HOT / HOT conformado por dos SICAM PAS SU igualmente equipados con los computadores industriales antes descritos. IED's dentro de los cuales están los controladores de bahía 6MD66 (BCUs), y los relés de protección SIPROTEC 4, 2 Estaciones de trabajo para la Interfaz Humano – Máquina basada en un computador PC estándar con sistema operacional Windows XP SP2. LAN de subestación en cable TP (ETHERNET) LAN de campo en anillo redundante de fibra óptica (IEC 61850) Software de control SICAM PAS "Full Server" el cual conforma la plataforma de software para la configuración y operación del sistema de control. Software de visualización y control SICAM PAS CC, Módulo de sincronización de tiempo encargado de realizar la sincronización de tiempo de los diferentes componentes del sistema.

SICAM PAS

Es un software que contiene la base de datos del sistema en tiempo real.

SICAM PAS CC

Este sistema tiene relación con la interfaz de usuario (IU) del nivel dos, en el se puede acceder a la representación grafica, base de datos y registros del sistema.

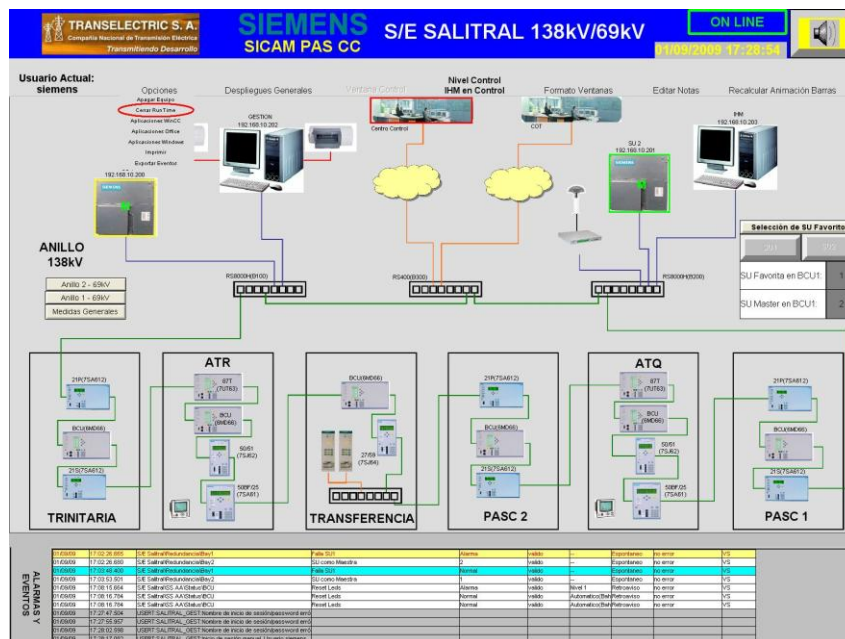


Fig 1. Representación gráfica del anillo de 138KV

SIPROTEC 4.

El conjunto SIPROTEC 4, básicamente es el conjunto de equipos destinados a la protección y control de la subestación que suelen funcionar por separado o en conjunto por medio de comunicaciones, esto dependerá de la filosofía de la subestación.

A continuación se describirá brevemente los niveles de operación que tendrá la subestación.

En términos generales la subestación cuenta con cuatro niveles jerárquicos de operación.

- Nivel 0: Patio.
- Nivel 1: Controlador de Campo
- Nivel 2: Estación de operación IU (Interface Unit o Interfaz de Usuario)
- Nivel 3: Centro de Control.

La filosofía de operación establece que si un nivel jerárquico está habilitado para operación, los niveles superiores a éste se encontrarán bloqueados para ello. Tal que, si el nivel 0 se encuentra habilitado, la subestación no podrá ser operada desde los niveles 1, 2 y 3. Igualmente, si se encuentra habilitado el nivel 1 no se podrá operar desde los niveles 2 y 3.

A continuación se describen los niveles de operación disponibles en la subestación.

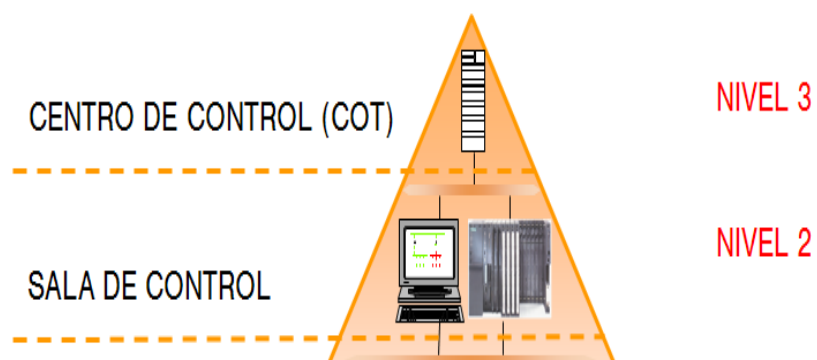


Fig 2. Niveles de Control.**Nivel 0:**

En este nivel se encuentran los interruptores, seccionadores, transformadores de medida y protección, etc. Este nivel corresponde al mando desde los gabinetes de control de cada interruptor y seccionador en el patio de la subestación, es decir dentro de la GIS y para los servicios auxiliares desde sus propios gabinetes. Este nivel de control es seleccionado desde los selectores Local/Remoto que se encuentran en los gabinetes de control en patio de cada equipo (Interruptor, Seccionador, Servicios Auxiliares).

- Local: La selección local es básicamente usado para dar mantenimiento.
- Remoto: Para operar los equipos desde cualquier nivel (1, 2 o 3).

Nivel 1:

Éste es el nivel correspondiente de los IED's (Dispositivos Electrónicos Inteligentes), que están conectados directamente a los elementos eléctricos primarios y serán: los relés, los registradores de disturbios y los medidores multifunción. Además, en este nivel se encuentran también las BCU (Unidad de control de bahía), que son los dispositivos electrónicos que permiten la comunicación entre los IED's de este nivel y los niveles superiores.

Desde el panel frontal del controlador de campo se puede mandar a operar los equipos de maniobra.

Este controlador posee dos selectores en su panel frontal. Selector Local/Remoto y selector Sin-Enclavamientos/Con-Enclavamientos.

Selector Local/ Remoto:

- Local: Operación desde el panel frontal del controlador de campo.
- Remoto: Operación desde el nivel (2 o 3).

Selector Sin-Enclavamientos/Con-Enclavamientos:

Es preciso aclarar que este selector sólo tiene relevancia cuando el selector Local/Remoto se encuentra en posición Local y no afecta el funcionamiento cuando dicho selector se encuentra en Remoto.

- Sin Enclavamiento: Originado localmente se efectúa sin realizar verificación de enclavamientos. En esta posición no puede ser retirada la llave.
- Con Enclavamientos: Los mandos son liberados después de que han sido verificados los enclavamientos correspondientes.



Fig 3. Nivel 1**Nivel 2:**

Este nivel corresponde al mando desde la estaciones de operario IU del sistema de automatización.

- Local: Operación desde la estación de operación (sala de control).
- Remoto: Operación desde el Nivel 3.

Nivel 3:

Este nivel se habilita cuando el nivel 0 se encuentra en Remoto, el Nivel 1 en Remoto y la estación de operación de Nivel 2 en Remoto. Permite la operación desde el centro de control a través de la interfaz de telecontrol con protocolo IEC60870-5-101 configurada en la *SICAM SU*.

De esta manera el centro de control del CENACE, y centro de operaciones de transmisión (COT) pueden monitorear cuando exista una falla en cada equipo que forma parte del sistema eléctrico, esto disminuye el tiempo del restablecimiento del

sistema, porque se sabe exactamente dónde y que ocasionó dicha falla.

Los IED's de todas las posiciones de bahías están comprendidos en un solo anillo con un switch Ruggedcom que es el encargado de crear los enlaces de datos en la red Ethernet.

VENTAJAS DE LA MODERNIZACIÓN

- Mayor confiabilidad en el sistema de protecciones.
- Acceso en línea a la información de los relés en tiempo real.
- Reducción de costos de operación.
- Reducción de costos de mantenimiento.

**1.3 DESCRIPCION DE LA AMPLIACION DE LA SUBESTACION:
MONTAJE E INSTALACION DEL PATIO DE 69KV (EQUIPO
DE MANIOBRA CON AISLAMIENTO EN GAS SF6).**

La estabilidad y confiabilidad de la subestación Salitral y del Sistema Nacional Interconectado se pudo haber afectado debido a la ausencia del patio de maniobras de 69KV, pues no tenían como monitorear los mediciones ni se tenía acceso a las protecciones de ese nivel de voltaje, no obstante que dicho patio solo existía en la central de generación Gonzalo Zevallos.

De haber ocurrido una falla en la central antes mencionada que no necesitare abrir el interruptor no obstante este lo hiciere, dejaría a la subestación fuera del Sistema Nacional de Transmisión erróneamente como en alguna ocasión sucedió, provocando un apagón (black-out) en la mayor parte de la

ciudad de Guayaquil, además que de las pérdidas económicas que generó este apagón para la ciudad también la compañía dejó de facturar por la energía que no transmitía.

Por otra parte CELEC-TRANSELECTRIC al no poseer dicho patio estaba dejando de cobrar por los puntos de conexión de las centrales de generación Gonzalo Zevallos y Eléctrica de Guayaquil. Basándose en el Decreto Ejecutivo No. 1626 Segunda Sección Art. 25, este establece que debe existir una conexión física (subestaciones) entre las generadoras y la compañía transmisora y esta conexión debe ser una de las subestaciones del SNI. Estos son unos de los varios motivos para la implementación del patio de 69KV de esa subestación.

En base a los estudios que se realizaron además del reducido espacio físico de la subestación sin opción a ampliación del terreno puesto que contiguo al mismo pasa el oleoducto de Petroecuador, la Compañía de Transmisión concluyó que la ampliación del patio de maniobras de 69KV debía ser implementado con equipo encapsulado con aislamiento en Hexafloruro de azufre (SF₆), ya que gracias a sus propiedades químicas, los interruptores, seccionares transformadores de

corriente y de potencial, entre otros estén muy próximos entre sí. Permitiendo que se reduzca aproximadamente en un 80% el área que ocupa una subestación con aislamiento en gas SF6 (GIS por sus siglas en inglés) con respecto a una convencional cuyo aislamiento es el aire.

El patio de maniobras que se instaló en la subestación está constituido por: pararrayos y transformadores de medición en forma convencional y el equipo con aislamiento en SF6 de procedencia alemana, de la marca SIEMENS, tipo 8DN9 interior es un sistema de doble barra con envoltura trifásica.

El patio de 69KV lo conforman diez posiciones: dos de transformación, una de acoplamiento y siete de línea, de las cuales 4 llegan con cable aislado y 5 llegan con tubería con gas SF6 hacia el equipo GIS (gas insulated switchgear), estas últimas incluyen a las posiciones de transformación .

En la siguiente tabla se especifica cada una de las posiciones y como llegan al equipo GIS.

POSICION	TUBERIA	CABLE-AISLADO
Electroguayas 1		✓
Electroguayas 2	✓	
Categ 1	✓	
Categ 2	✓	
Categ 3		✓
Electroquill 1		✓
Electroquill 2		✓
Transelectric 1	✓	

Tabla 3. Líneas de 69KV.

El esquema de cada posición de línea, transformación y acoplamiento se muestra en siguiente diagrama unifilar de la subestación (Ver 1.4).

Cada bahía de posición es independiente de la otra, posee su propio tablero de control, desde donde el operador puede realizar las maniobras locales con mayor seguridad.

Algo importante que vale pena acotar es que en el nivel de 69KV, existen dos anillos para la toma de datos desde los IED's que corresponden al nivel 2 dirigiéndose hacia el nivel 3 donde se encuentra la interfaz de usuario ubicada en la sala de control. Estos anillos están distribuidos de la siguiente manera.

Anillo 1	Anillo 2
ATQ	ATR
Electroguayas 1	Electroquíl 1
Electroguayas 2	Electroquíl 2
Categ 1	Categ 2
Acople	Categ 3

Tabla 4. Anillos de 69KV

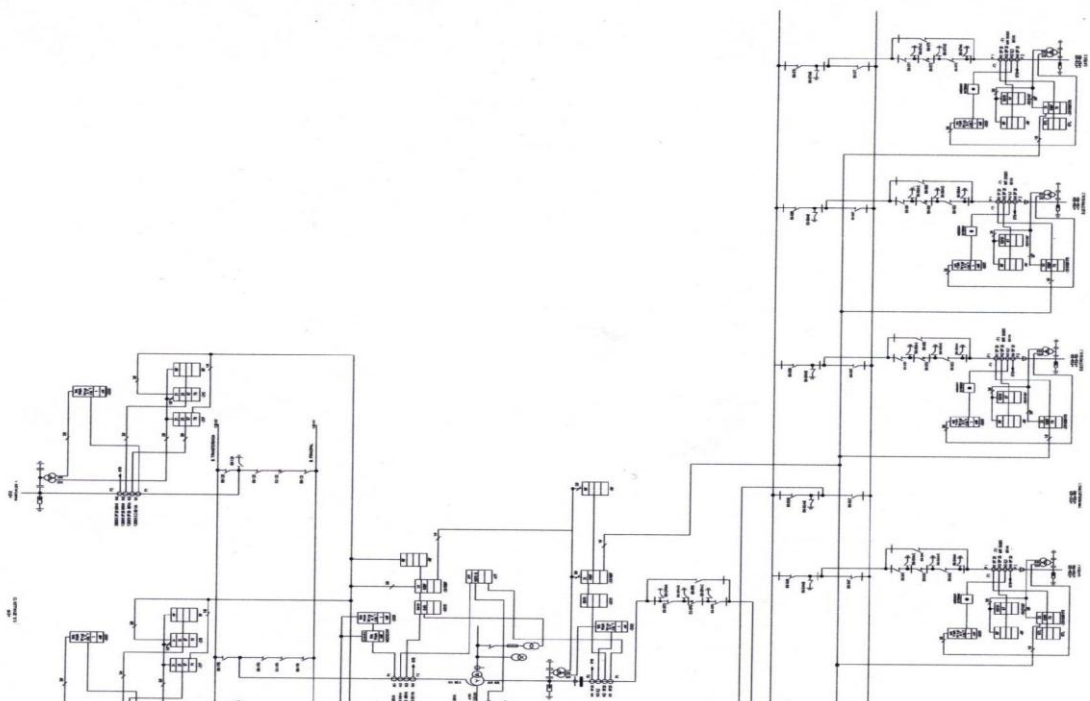
MONTAJE E INSTALACION

Una gran ventaja que tiene este equipo encapsulado en SF6 es el tiempo de montaje, prácticamente viene listo, casi todas las secciones que componen los módulos de bahías están acoplados, por tal motivo es más fácil y rápido el montaje del equipo. No obstante, es de suma importancia que el proceso de montaje se lo lleve a cabo como indica el fabricante (SIEMENS) en el manual del equipo 8DN9-2.

El personal que realice el montaje deberá estar altamente capacitado para cumplir a cabalidad las instrucciones. En sitio debe existir montacargas o elementos que sirvan para el traslado de los módulos de bahías desde el lugar donde están almacenadas hasta el sitio donde serán instaladas, así mismo

Siemens proveerá elementos de limpieza como el Aral (líquido especial de limpieza) para limpiar el polvo o manchas en los envoltentes y pasatapas de los diferentes módulos que conforman las secciones de bahía.

1.4 DIAGRAMA UNIFILAR DE LA SUBESTACION.



CAPITULO II

EQUIPO DE MANIOBRA ENCAPSULADO CON AISLAMIENTO EN HEXAFLORURO DE AZUFRE (SF₆)

2.1 EQUIPO DE MANIOBRA ENCAPSULADO CON AISLAMIENTO EN HEXAFLORURO DE AZUFRE GIS- GENERALIDADES, CARACTERISTICAS Y TIPOS.

Las subestaciones de potencia utilizan en su construcción: equipos convencionales, con aislamiento en Hexafloruro de azufre a la intemperie o interior, o mixtas.

Son convencionales aquellas que su aislamiento es el aire, denominadas Air Insulated Switchgear (AIS) y se caracterizan por el gran área que ocupan pues los equipos que conforman el patio de maniobras deben respetar las distancias mínimas establecidas por las normas.



Fig 4. Patio de 138KV (Convencional)

Distancias eléctricas mínimas en aire para seguridad y mantenimiento

En el caso de las Subestaciones GIS estas distancias sólo son aplicables para los módulos de empalme o conexión cuando se conectan a líneas aéreas o terminales de equipos de intemperie (transformadores de potencia, autotransformadores, reactores, etc.).

Muchos países tienen, de acuerdo con su experiencia en construcción de subestaciones suelen dejar distancias de seguridad y mantenimiento diferentes de lo que dicen los estándares. Cuando se trata de distancias entre partes flexibles (conductores) debe considerarse la longitud del vano y su flecha entre pórticos (caso de subestaciones AIS) o entre torres de líneas aéreas.

De criterios que existen sobre la materia, los valores que se indican en la Tabla 5 son sólo informativo y sirven para que el

consultante tenga una idea de la magnitud de las dimensiones de una instalación convencional de acuerdo a los niveles de tensión en cada caso.

Tensión Máxima (KV)	Distancia Fase-Fase entre partes rígidas (m)	Distancia Fase-Fase entre partes flexibles (m)	Distancia Fase-Tierra entre partes rígidas (m)	Distancia Fase-Tierra entre partes flexibles (m)
72.5	1.00	1.50	1.00	1.50
123	1.50	2.50	1.40	1.60
145	1.50	2.50	1.40	1.60
170	2.00	3.00	2.00	2.50
245	2.50	4.00	2.20	2.70
300	3.50	4.50	3.00	4.00
362	4.00	5.00	3.30	4.10
420	4.50	-----	3.50	-----
550	8.00	-----	5.00	-----
800	10.00	-----	6.00	-----

Tabla 5. Distancias eléctricas mínimas

Subestaciones con aislamiento en Hexafloruro de azufre (SF6) GIS son las más apropiadas en lugares donde no se tiene mucho espacio físico, debido a las características del SF6 como medio dieléctrico es posible que se reduzca en un 80% de una convencional, haciendo más fácil la instalación de la misma donde el área disponible es un factor muy importante, las dimensiones (área y volumen) reducidas de las GIS, las convierten en la mejor solución para utilizarlas en ciudades importantes y/o industriales, aéreas reducidas donde se requiera montar una subestación.

Gas Hexafloruro de azufre (SF6)

El Hexafloruro de Azufre o SF6, es un gas artificial utilizado ampliamente en los equipos eléctricos de alta tensión. El SF6 es una alternativa a otros medios convencionales de aislamiento y extinción como por ejemplo el aceite y el aire.

El SF6 es un excelente aislante eléctrico y puede apagar un arco eléctrico en forma efectiva. Esto lo ha hecho muy popular y por lo tanto pueden encontrarse hoy en día miles de equipos eléctricos alrededor de mundo en media y alta tensión que lo utilizan.

El SF6 en su forma pura no es tóxico ni tampoco peligroso al ser inhalado, sin embargo dado que es casi seis veces más pesado que el aire, en ambientes cerrados desplaza al oxígeno existiendo en consecuencia riesgo de sofocación para las personas.

El SF6 proporciona un aislamiento eléctrico y muy efectiva resistencia a los arcos eléctricos esto se debe a su baja temperatura de ionización y su alta energía de disgregación.

Estas propiedades hacen posible construir equipos muy compactos, que utilizan menos materiales, seguros y con una vida útil más extensa. A presión atmosférica, el SF₆ tiene una rigidez dieléctrica 2,5 veces mejor que la del aire. Usualmente se utiliza a entre 3 y 5 veces la presión atmosférica y en cuyo caso la rigidez dieléctrica alcanza a ser hasta 10 veces de la del aire. Las propiedades como refrigerante de SF₆ lo hace especialmente útil para la extinción del arco eléctrico dentro de la cámara de un interruptor, tiene una energía de disociación elevada (+ 1096 kJ/mol) así como una gran capacidad para evacuar el calor producido por el arco (entalpía elevada) logrando así una respuesta de enfriamiento más rápida que otros medios aislantes.

Sustancias peligrosas a partir de la descomposición del SF₆

A pesar de ser un gas muy estable, el SF₆ se puede descomponer a causa de descargas eléctricas de alta energía como por ejemplo luego de una falla dentro de un interruptor y en consecuencia se forman subproductos sólidos y gaseosos que son absorbidos por medio de filtros. En grandes

concentraciones, estos subproductos son corrosivos y venenosos por lo que existen procedimientos especiales para tratar estos casos. Normalmente las descomposiciones gaseosas se mantienen bajas y pueden ser eliminadas con alguna sustancia absorbente como la Alumina.

Los descompuestos sólidos son básicamente fluoruros en forma de un polvo gris muy fino. Este polvillo sólo aparece cuando una descarga de gran magnitud ha ocurrido. Todos los subproductos del SF6 son reactivos por lo que se descomponen y desaparecen rápidamente sin ningún efecto para el medio ambiente.

En resumen, el SF6 utilizado en equipamiento eléctrico de potencia, puede ser sistemáticamente reciclado o reutilizado, por lo tanto la contribución del SF6 en el calentamiento global hasta el fin del próximo siglo no va a aumentar más del 0,2%.

A continuación en la tabla 6 se muestra las ventajas que tiene el SF6 cuando es utilizado como medio aislante respecto al aire.

VENTAJAS	
AIRE	SF6
MAYOR UTILIZACIÓN DE MATERIALES PARA EL DESARROLLO DE LOS EQUIPOS.	MENOR UTILIZACIÓN DE MATERIALES.
MAYOR DESPERDICIO DE MATERIALES.	MENOR DESPERDICIO DE MATERIALES AL FINAL DE SU VIDA ÚTIL.
ESPACIO DE INSTALACIÓN MUY GRANDE	REDUCCIÓN DE ESPACIO
DESPUÉS DE UN CORTE DE UN ARCO ELÉCTRICO REQUIERE UN ENFRIAMIENTO, Y	EL PROCESO DE DISOCIACIÓN DE LA MOLÉCULA ES REFRIGERANTE Y PERMITE ENFRIAR EL ARCO

Tabla 6. Comparación de aislamiento en Aire y SF6

GENERALIDADES

Existen dos aspectos importantes a favor de las GIS:

- Rápido montaje: se envían de fábrica totalmente armadas y ensayadas cada una de las posiciones de bahía.

- Mantenimiento reducido: el mantenimiento de las GIS es de muy baja frecuencia en comparación con las AIS.

Costos

En los departamentos de planificación de los sistemas de transmisión siempre surge una importante pregunta ¿cuesta más, instalar una AIS o una GIS? Es entonces cuando se debe hacer un análisis técnico-económico entre estos dos tipos de subestaciones, algunas de las consideraciones que se debe tener para realizar este análisis son las siguientes:

- Área disponible.
- Costo del Terreno donde será instalada.
- Costo de obra civil.
- Costo y tiempo del montaje.

Las consideraciones arriba mencionadas son determinantes en la decisión de instalación de una GIS, por ejemplo se desea ampliar una subestación ya existente y el área para hacerlo es reducida como en caso de la subestación Salitral, entonces la opción más factible es instalar una GIS, así mismo se hace el

análisis si el costo del terreno es muy elevado o los costos de obra civil también lo son.

El cuidado del medio ambiente reviste a veces una importancia tal que una instalación no está afectada por comparaciones de costos. En estos casos, las GIS son la solución más económica, ya que conceptualmente sus diseños se adaptan a esas circunstancias. Lo mismo ocurre en instalaciones con ambientes caracterizados por la alta contaminación. El ruido producido por los interruptores utilizados en las GIS es de un nivel muy bajo. Cabe destacar también que desde el punto de vista del impacto visual las GIS presentan una menor contaminación.

VENTAJAS

Las subestaciones de tipo encapsulada tienen un gran número de cualidades sobresalientes, como las que se indican a continuación:

- Se reduce el campo magnético en forma considerable y elimina por completo el campo eléctrico. Esto es una ventaja significativa para los instaladores, personal de

mantenimiento y la gente que pueda vivir próximo a una subestación.

- Rápido montaje.
- Ausencia de riesgo de incendio debido a que no es inflamable.
- Se requiere un espacio muy limitado para su instalación.
- Escaso volumen y relativamente bajo peso, pues generalmente sus envolventes son de aluminio o acero.
- Reducida sensibilidad a esfuerzos sísmicos, ya que el centro de gravedad es bajo, lo que permite resistir adecuadamente toda clase de vibraciones.
- Reducidos costos de operación.
- Larga vida operativa
- Consumo moderado de recursos materiales (plástico, metales, etc.)
- Elevada continuidad de servicio.
- Bajo impacto visual

DESVENTAJAS

Al hablar de GIS prácticamente las desventajas son nulas con respecto a las ventajas de la misma, entre ellas se tiene:

- Costo más elevado que una AIS.

CONFIGURACIONES DE BARRAS

Para GIS intemperie o interior, el proyectista debe intentar diseñar la disposición técnica y económica más conveniente para lograr las configuraciones usuales en subestaciones de alta tensión, que son:

- Juego de barras simple.
- Juego de barras doble.
- Juego de barras múltiples (más de dos).
- Juego de barras en anillo.
- Interruptor y medio por campo (celda).
- Doble interruptor por campo (celda).

En donde corresponda, incluyendo o no barra de transferencia, seccionador bypass de interruptor, acoplamientos longitudinales y transversales.

ARREGLO DE DOBLE BARRA CON INTERRUPTOR

Es el tipo de arreglo que tiene la subestación salitral.

- En condiciones normales de operación todos los elementos de la subestación se encuentran conectados al juego de barras principales. En la figura 5 se muestra este tipo de arreglo.

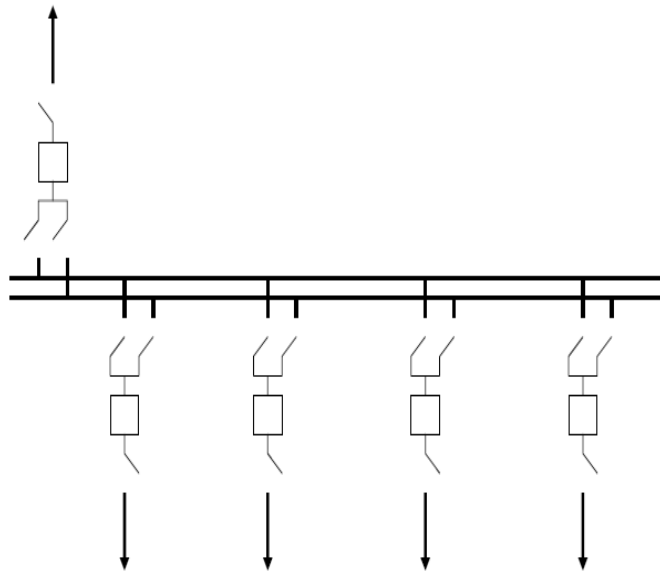


Fig 5. Configuración de doble barra con un interruptor

- Este arreglo permite dar mantenimiento a cualquier interruptor por medio del propio interruptor comodín y barras auxiliares (transferencia), sin necesidad de que quede fuera

de servicio la línea de transmisión o banco de potencia asociado.

- Cuando un interruptor se encuentre en mantenimiento se puede proteger a su elemento asociado, transfiriendo su protección al interruptor comodín.
- Se puede realizar la transferencia de todos los elementos de la subestación a las barras auxiliares, utilizando al interruptor comodín como amarre, para dar mantenimiento a las barras principales. Pero se requiere que las barras auxiliares cuenten también con protección diferencial de barras propia.
- Al operar la protección diferencial de barras para librar una falla, envía un disparo a todos los interruptores desconectando todas las líneas y bancos de potencia, quedando totalmente fuera la subestación. Por lo que se pierde la continuidad de servicio y se puede tener repercusiones que puedan causar un colapso del sistema.
- Los diagramas de conexiones con interruptor comodín y barra de transferencia proporcionan mayor facilidad en el mantenimiento de los interruptores, pero con estos arreglos se complica la instalación, las maniobras de operación y el esquema de protección y control.

- Debe disponerse de un sistema de bloqueos con el interruptor comodín para la operación de sus cuchillas desconectadoras.
- En comparación con el arreglo de barra sencilla la cantidad de equipo necesario es mayor por lo que también su costo.

CARACTERISTICAS GENERALES

SISTEMA MODULAR:

Una característica fundamental de las subestaciones aisladas por gas es su alto grado de flexibilidad que permite la ejecución de los varios componentes para obtener todas las variantes de los esquemas o circuitos habituales en distribución de alta tensión.

Existen diversos modelos de sistemas modulares que se adaptan a condiciones particulares. En general cada fabricante ha establecido diversas series constructivas que dependen de los niveles de voltajes de operación.

Cada serie constructiva tiene un sistema modular que se compone de elementos o módulos pre confeccionados en fabrica con la misma configuración geométrica (básicamente el mismo diámetro de los módulos), a su vez pueden ser combinados entre sí para formar la configuración que requiera el cliente.

Los módulos se unen entre sí por medio de bridas o juntas de expansión que se dilatan o contraen longitudinalmente o lateralmente cuando hay incremento o disminución de temperatura. Existen aisladores pasantes que permiten dividir al modulo en varios compartimentos con diferentes presiones de gas, y material de filtros propios que absorben la humedad y los productos de descomposición. Además de los módulos de unión que se utilizan para establecer uniones dentro de una bahía (módulos prolongadores, módulos en T, módulos en ángulo).

BLINDAJE MONOFASICO/TRIFASICO

El equipo de maniobras con blindaje monofásico o trifásico debe ser diseñado para los mismos niveles de aislamiento, es

decir que la resistencia de estos equipos a los sobrevoltajes es independiente del tipo de encapsulamiento utilizado.

Entre ventajas del blindaje monofásico se tiene que no existe la posibilidad de la ocurrencia de un corto circuito trifásico, sino mas bien el caso de una falla se tendría una falla de línea a tierra, la cual es menos grave que una trifásica puesto que para el restablecimiento del sistema se requiere de un menor tiempo. Otra importante ventaja de este sistema radica en la configuración cilíndrica y uniforme del campo eléctrico que evita concentraciones críticas de las líneas de campo que tal vez pudieran como consecuencia llevar a descargas parciales en el SF6.

Una de las ventaja que más se destaca en el blindaje trifásico es el costo menor con respecto a una monofásico, pues se requiere de menor cantidad de material para su construcción, como consecuencia se tiene un ahorro en el área de instalación ya que las cámaras trifásicas requieren aproximadamente el doble de una monofásica, además se obtiene mejor hermeticidad al reducir la posibilidad de ingreso de humedad ya que éstas utilizan menor cantidad de empaques.

PRINCIPALES COMPONENTES DE UNA GIS

Es necesario mencionar que las componentes que se describirán a continuación pertenecen a la subestación encapsulada que está instalada en la subestación salitral, a continuación se tiene:

- Modulo de interruptor de potencia
- Seccionador (barras y líneas)
- Seccionador de puesta a tierra
- Seccionador de puesta a tierra de trabajo
- Transformador de corriente
- Transformador de potencial
- Juego de barras principales o colectoras
- Compensadores
- Módulos de empalme monofásicos
- Terminal de conexión a línea aérea
- Modulo de conexión de cable
- Armario de mando local

Los distintos módulos de equipos y juegos de barras principales o colectoras se conectan entre sí utilizando bridas selladas y atornilladas.

Entre módulos se utilizan aisladores cónicos de resina que a la vez que soportan las barras conductoras, ofrecen una barrera estanca al gas SF₆. Se evita así la contaminación del gas en toda la Subestación en los casos de apertura de interruptores sobre fallas, al tiempo que también evitan la propagación de una falla al resto de la Subestación.

En la siguiente figura se observaran los distintos modulos que componen un equipo GIS.

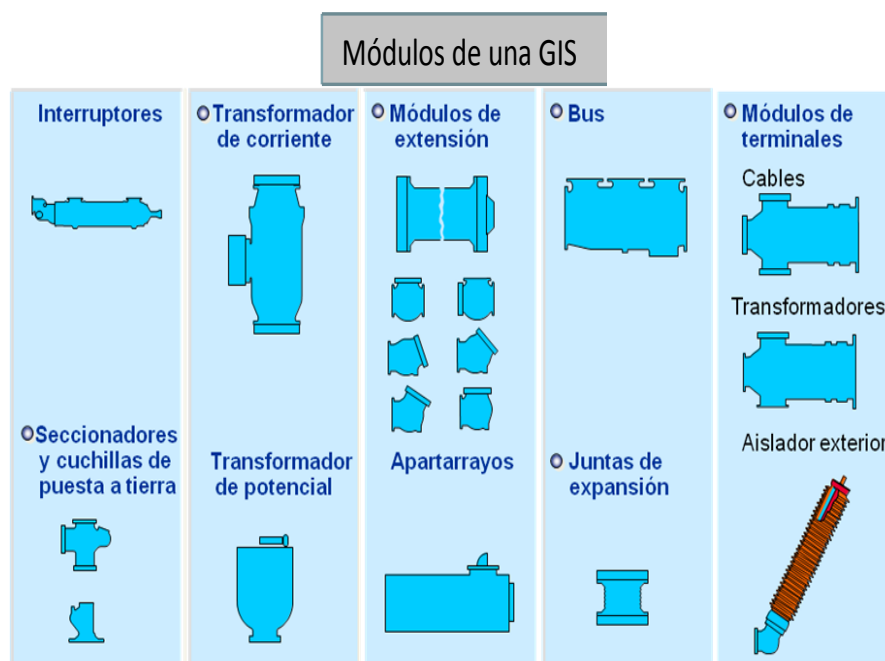


Fig 6. Módulos de una GIS

**2.2 DESCRIPCION DEL EQUIPO GIS 8DN9 Y SUS
COMPONENTES**

El equipo GIS 8DN9 forma parte del patio de 69 KV de la subestación Salitral, con blindaje monopolar en las derivaciones y tripolar en las barras colectoras. El material de la carcasa es de aluminio el cual minimiza el peso de la subestación además de evitar corrosión de la misma.

El equipo de maniobra es de tipo interior, es decir está instalado dentro de una caseta hermética (ver figura 7) con el fin de protegerlo de la contaminación ambiental, al no estar a la intemperie se mejora el control térmico en los empaques que se encuentran en las uniones de los compartimientos.

Tiene una configuración de doble barra con bypass y diez posiciones de bahía incluyendo la de acoplamiento. Los tableros de control de cada bahía se encuentran en frente de las mismas, esto facilita la tarea del operador. Las salidas de las líneas son de dos tipos; con cable aislado y con tubería GIS.

La GIS instalada en Salitral fue diseñada y probada acorde a las normas IEC 62271-203 y IEEE C37.

La siguiente figura muestra la GIS instalada en la Subestación Salitral.

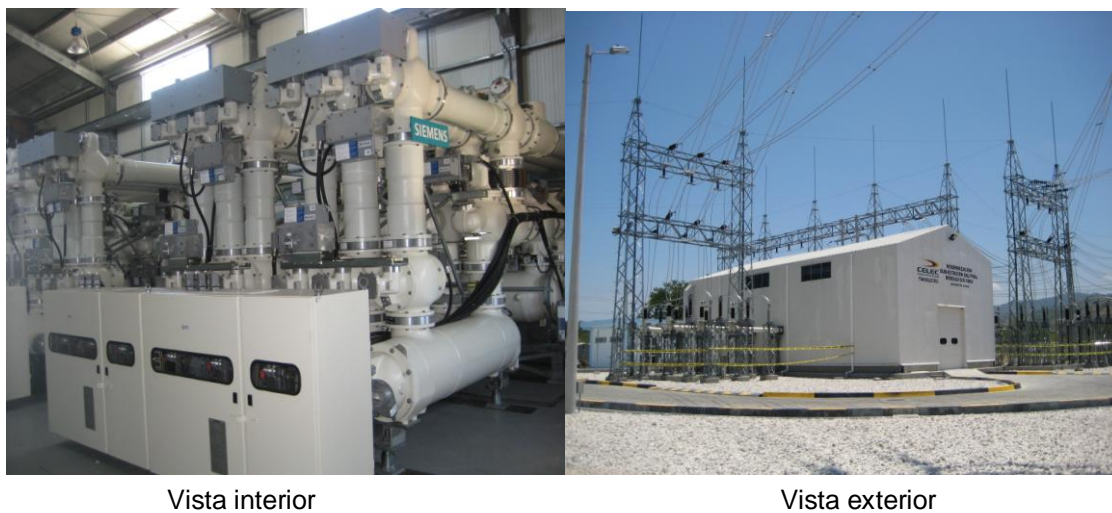


Fig 7. Vista interior y exterior de la GIS 8DN9

A continuación se muestran las características eléctricas del equipo encapsulado en SF6.

Características de la GIS 8DN9	
Voltaje nominal	Hasta 245 KV
Frecuencia Nominal	50/60Hz
Tensión de prueba a baja frecuencia (1 min)	Hasta 460 KV
Tensión de prueba de impulso por rayo (1.2/50 μ s)	Hasta 1050 KV
Corriente nominal de la barra	Hasta 3150 A
Corriente nominal del alimentador	hasta 3150 A
Corriente nominal de corta duración (1seg)	Hasta 50 KA
Corriente nominal de interrupción c.c.	Hasta 50 KA

Tabla 7. Características de GIS 8DN9

2.2.1 Interruptor de potencia

El interruptor de potencia es la base de una posición de bahía, la maniobra se efectúa a través de un accionamiento compacto por resorte acumulador. El interruptor puede utilizarse para el reenganche rápido

trifásico así como para el reenganche rápido monofásico.


En la figura 8 se muestra el interruptor de potencia de una bahía en la GIS.

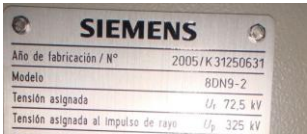


Fig. 8. Interruptor de potencia

La corriente de gas necesaria para extinguir el arco eléctrico se genera en el sistema de maniobra por autocompresión.

El mando del contactor se encuentra en el armario de accionamiento y de mando, el indicador óptico-acústico y el indicador ABIERTO/CERRADO están conectados mecánicamente de forma segura y directa con el eje de accionamiento. Seguidamente se mostrarán los datos de placa de los interruptores de potencia.

	Placa de identificación: SIEMENS	
	Modelo	8DN9-2
	Serie	2005/K 31250631
	Tensión	72,5 KV
	Al impulso tipo rayo (U _r)	325 KV
	Tensión asignada de corta duración a frec. Ind. CA (U _d)	140 KV
	Frecuencia	60 Hz
	Corriente asignada	
	Barras Colectoras (I _r)	3150 A
	Bahía (I _b)	3150 A
	Sobrepresión de gas SF ₆	
	Peso del Gas SF ₆	215 Kg
	Peso completo incl. Gas SF ₆	7,1 l
	Señal	6,4 Bar

	
Año de fabricación / N°	2005/K 31250631
Modelo	8DN9-2
Tensión asignada	U _r 72,5 kV
Tensión asignada al impulso de rayo	U _p 325 kV

2.2.2 Modulo de barras colectoras

Son de envoltura trifásica, formar varios compartimentos es posible mediante pasatapas herméticos al gas. Los módulos de barras colectoras de celdas adyacentes están unidos mediante compensadores y éstos contrarrestan de forma elástica las tolerancias de construcción y los movimientos resultantes de las variaciones d temperatura en dirección axial o vertical a la

barra colectora. A continuación se observa el modulo de barras del patio de 69KV.

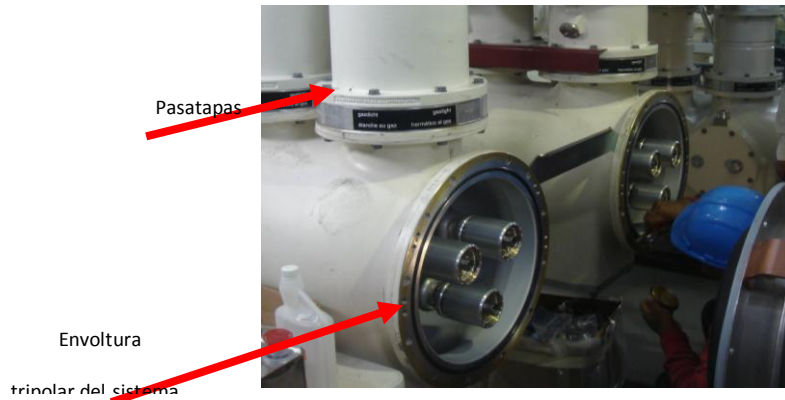


Fig. 9. Sección de juego de doble barra de la GIS

Los conductores de los módulos de barras colectoras se unen mediante contactos de acoplamiento, estos contactos compensan las variaciones de longitud de los conductores debidas a la temperatura.

2.2.3 Seccionadores, seccionadores de puesta a tierra de trabajo y Seccionadores de puesta a tierra rápida

El seccionador dispone de un envolvente monofásico, se emplean accionamiento por motor de construcción idéntica. En el caso del seccionador de puesta a tierra rápida el accionamiento por motor tensa los resortes del accionamiento brusco por resorte que acciona los tres polos.

Los tres polos de los seccionadores o de los seccionadores de puesta a tierra de una celda están acoplados mecánicamente a través de un varillaje de accionamiento en la parte exterior del envoltorio. El indicador óptico-acústico y el indicador ABIERTO/CERRADO están conectados de forma segura y directa con el eje de accionamiento.

Todos los seccionadores y los seccionadores de puesta a tierra de trabajo así como los seccionadores de puesta a tierra rápida pueden activarse provisionalmente de forma manual, el mando y la vigilancia se realizan a través de contactores electromecánicos.

2.2.4 Transformador de corriente

Los transformadores de corrientes son inductivos y los arrollamientos secundarios están fijados en núcleos toroidales. Para la adaptación a diferentes corrientes primarias los arrollamientos secundarios pueden disponer de varias tomas, todas las líneas secundarias están preparadas en la caja de bornes. Seguidamente en la figura 10 se muestran los transformadores de corriente.

Transformador de





Fig. 10. Transformador de corriente.

Los núcleos están diseñados como núcleos para medición y protección. El transformador de corriente es de envolvente monofásico. El transformador de intensidad junto con uno o varios módulos adyacentes forman un compartimento de gas SF6 común. La posición del montaje puede seleccionarse según las necesidades del cliente. A continuación se muestran los datos de placa de los transformadores de corriente.

	SIEMENS	
	MADE IN GERMANY	
	Tipo	AMT 72.5/1
	Relación	3000:5/5/5/5
	Nivel de Aislamiento	72.5/140/325 kV
	Frecuencia	60 Hz
	Normas	IEC 60044-1
	# SERIE	
	Fase A	2005/303459
	Fase B	2005/303460
	Fase C	2005/303461
	Ith	50 kA/1s
	Idyn	125 kA
	Potencias y clase de precisión	
Núcleo N°1	60VA CI 5P20	
Núcleo N°2	60VA CI 5P20	
Núcleo N°3	60VA CI 0.2FS10	
Núcleo N°4	60VA CI 5P20	

2.2.5 Transformador de potencial


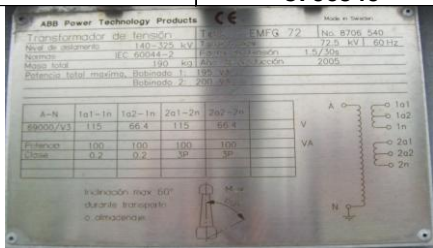
Al igual que el transformador de corriente, el transformador de potencial es un modelo inductivo, está compuesto por un núcleo de hierro, por el arrollamiento primario. La conmutación a las diversas relaciones de transformación del transformador de potencial se efectúa en la caja de bornes. En la figura siguiente se puede observar los transformadores de potencial que son destinados para el acoplamiento.



Fig. 11. Transformador de Potencial

El transformador de potencial es de blindaje monofásico, tiene un envolvente propio cerrado con pasatapas hermético.

Cabe destacar que estos transformadores de potencial con aislamiento en SF6 incorporados en el equipo GIS solo existen o están montados en la posición de acoplamiento. Para las posiciones de líneas los transformadores de potencial están instalados fuera del equipo GIS sobre estructuras metálicas. A continuación se muestran los datos de placa de los PT tipo convencional de las bahías de líneas.

	ABB	
	Power Technology Products CE Made in Sweden	
	Tipo	EMFC 72
	Nivel de Aislamiento	140-350 KV
	Tensión máx.	72.5 KV
	Frecuencia	60 Hz
	Normas	IEC60044-2
	Factor de tensión	1.5/30s
	Masa Total	190 kg
	Año de Producción	2005
	Relación	
	A-N	$69000 / \sqrt{3} \text{ V}$
	a1-n	115 V 100VA 3P
	a2-n	$115 / \sqrt{3} \text{ V}$ 100VA 3P
	Serie	
Fase A	8706542	
Fase B	8706541	
Fase C	8706540	
		

2.2.6 Módulos de empalme monofásico

Estos módulos con blindaje monopolar se utilizan para establecer las uniones necesarias dentro de una bahía o para conductores tubulares.

Dependiendo del esquema y de la disposición espacial de la bahía es posible utilizar los módulos de unión siguientes:

- Modulo de prolongación.
- Módulos en T.
- Módulos en Angulo.
- Modulo de inversión.
- Brida orientable.

Los módulos en T se aplican como punto de derivación o para instalar un descargador de sobretensiones. Existen diferentes versiones pero su configuración fundamental es siempre la misma.

Los módulos en ángulo se utilizan para configurar la divergencia de los conductores de salida. Hay en ángulos de 30°, 45°, 60° y 90°.

2.2.7 Modulo de conexión de cable

Modulo de conexión de cable permite conectar todo tipo de cable de alta tensión usuales con terminación de cables convencionales, este modulo es monofásico. En la siguiente figura se muestran los módulos de conexión para los cables de alta tensión.

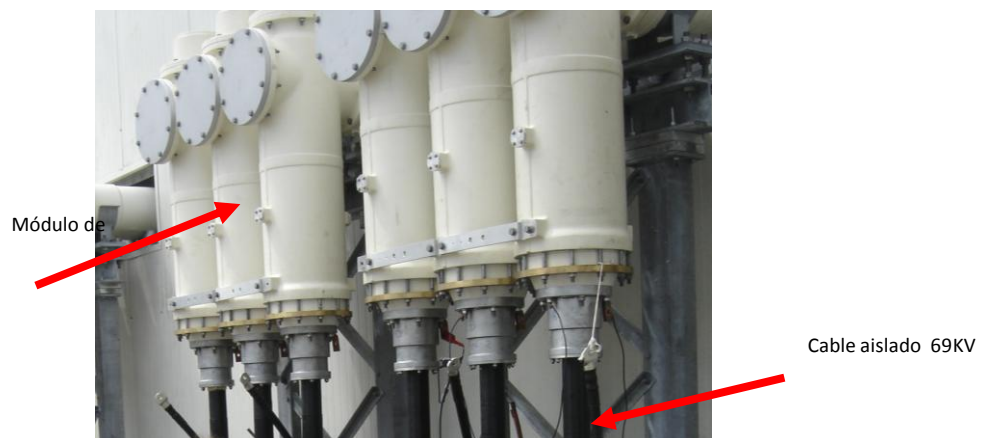


Fig. 12. Módulo de conexión para Cable de Alta Tensión

2.2.8 Terminal de conexión de línea aérea

A través del módulo terminal aéreo se realiza la transición de la subestación aislada por gas a componentes aislados por aire o a líneas aéreas. Este elemento es una combinación de módulo en ángulo y aislador pasante (bushing) aire/SF6.

2.2.9 Armario de mando local

El armario de mando local contiene todos los dispositivos necesarios para el mando y la vigilancia de la celda (bahía), es posible realizar las siguientes funciones esenciales:

- Maniobra in situ enclavable y señalización de posición de todos los aparatos de mando.
- Indicación de todas las señalizaciones y todos los valores de medición necesarios para la maniobra y vigilancia.
- Protección por fusible de todos los circuitos eléctricos auxiliares y circuitos de transformadores.

Seguidamente en la figura 13 se verán los armarios de mando local.



Fig. 13. Armarios de mando local

2.3 PROCESO DE MONTAJE, INSTALACIÓN Y CARGA DE SF6

Una de las ventajas que tienen las Subestaciones GIS respecto de las AIS es que las distintas celdas (bahías) que conforman la Subestación salen totalmente armadas y ensayadas de la fábrica en forma individual. Así se transportan y

llegan al sitio de montaje. En la figura 14 se puede observar los módulos de bahías aun en proceso de montaje.



Fig 14. Módulo de bahía colocada en sitio de montaje

Para trasladar las celdas hasta el lugar donde serán instaladas se lo debe hacer mediante grúas móviles. Las distintas celdas (bahías), conformadas por sus diversos elementos constitutivos de corte, medición, etc., están soportadas por estructuras metálicas de acero que, a la vez que colaboran con el armado y soporte de la celda (bahía), proporcionan el medio para fijarlas al piso. En la figura siguiente se ve como con la grúa elevan una sección de modulo de una bahía.



Fig 15. Proceso de montaje.

Es de suma importancia el sistema de puesta a tierra de todo sistema eléctrico, cabe recalcar que todas las partes (componentes equipos y tableros etc.) de la GIS deben estar aterrizados e inclusive la misma caseta que contiene al conjunto de subestación está aterrizada.

Se observa claramente en la figura 16 como la caseta esta aterrizada por medio de las barras de cobre.

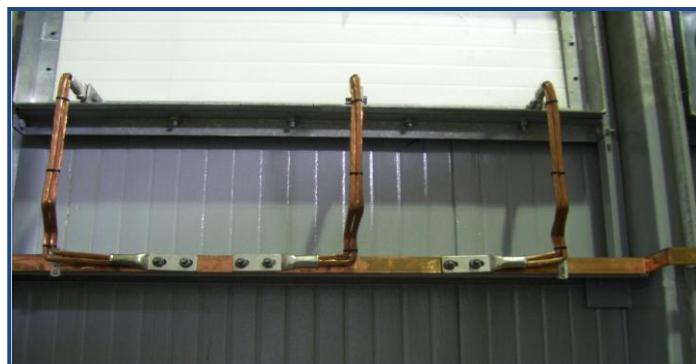


Fig 16. Barras de cobre para aterrizar la caseta de la GIS

Posteriormente se montan los módulos de empalme que interconectan las distintas celdas (bahías) con otros equipos externos: líneas aéreas, transformadores de potencia, etc. Durante todo el proceso de montaje se debe garantizar que no ingresen partículas sólidas a equipos o ductos que posteriormente serán llenados con gas SF₆, para esto debe limpiarse las partículas existentes en los compartimientos donde serán puestos los filtros contra la humedad, la limpieza se la realiza con una aspiradora.

En la figura 17 se observa como se debe hacer la limpieza de partículas en la GIS previo al llenado de SF₆.



Fig 17. Limpieza del blindaje trifásico de barras

Una vez realizado el proceso de montaje de la subestación se procede a cargarla de gas para que entre en servicio, previo al llenado de SF6 se debe tener en cuenta lo siguiente:

- El peso del gas SF6
- El volumen del compartimento del gas
- Presión de llenado
- Presión de actuación del diafragma de seguridad
- Los valores de ajuste de los densímetros
- Diagrama unifilar monofásico, para distinguir la distribución de las bahías y la división de los compartimentos del gas.

CAPITULO III

PRUEBAS DE RECEPCION REALIZADAS AL EQUIPO ENCAPSULADO EN GAS HEXAFLORURO DE AZUFRE (SF6)

GENERALIDADES

Las diversas pruebas tienen como finalidad la comprobación del cumplimiento de los requisitos especificados, para cada uno de los componentes y su conjunto.

Siendo estas de gran importancia previo a la energización del equipo, pues de ellas dependerá el buen funcionamiento del mismo. Al ser un equipamiento con aislamiento en Hexafloruro de azufre, el mantenimiento que se le da es poco si se lo compara con un equipamiento aislado en aire. Es por esta razón que las pruebas de recepción del equipo deben ser realizadas con procedimientos meticulosos y con personal debidamente capacitado en conjunto con la aplicación de las normas correspondientes existentes.

En este capítulo se va mencionar a las pruebas realizadas en fabrica o pruebas prototipo y a referirse a las pruebas de recepción.

3.1 PRUEBAS ELECTRICAS EN FABRICA (FAT)

Son aquellas pruebas que se efectúan de acuerdo a una norma y/o especificación del cliente, que tienen por finalidad verificar el cumplimiento del equipo con los parámetros del diseño de la Subestación.

Las pruebas de prototipo de acuerdo a la NORMA IEC 517 son:

- Pruebas dieléctricas (potencial aplicado, impulso por rayo, impulso por maniobra, descargas parciales, etc.)
- Prueba de temperatura y medición de resistencias eléctricas
- Prueba de cortocircuito
- Prueba de capacidad interruptiva a los elementos de desconexión (interruptores)
- Pruebas de resistencia mecánica a las envolventes
- Pruebas para verificar la protección del personal contra el contacto con partes vivas y en movimiento
- Verificación del alambrado eléctrico

Algunas de las pruebas antes mencionadas también se las realiza en el sitio.

3.2 PRUEBAS ELECTRICAS EN SITIO (SAT)

Son aquellas pruebas que se efectúan de acuerdo a una norma y la exigencia del cliente y que tienen por finalidad verificar la calidad de los componentes terminado el montaje e instalación de la Subestación, dichas pruebas deberán ser realizadas por el contratista ante la presencia de un representante del cliente en este caso es CELEC-TRANSELECTRIC.

Se puede decir que estas pruebas en sitio son vitales para el buen funcionamiento futuro de la GIS, ya que no solo comprenden las pruebas de recepción del montaje sino también las de recepción de los equipos de protección y control de la subestación.

Las pruebas en sitio una vez terminado el montaje electromecánico que se realizaron en Salitral serán descritas en los ítems:

EQUIPOS EMPLEADOS EN LAS PRUEBAS DE RECEPCION

- **Microhmetro MOM 600A.**



Fig 18. Microhmetro modelo MOM600A

Equipo empleado para medir la resistencia eléctrica de los contactos principales en la GIS.

- **Omicrom 356:**



Fig 19. Omicrom 356

Equipo utilizado principalmente para probar relés de protección pero entre sus múltiples funciones se encuentra la de ser apto para realizar inyección secundaria.

- Equipo de Inyección de Corriente:



Fig 20. Equipo de Inyección de corriente.

- **Aparato de medida de porcentaje en volumen, 3-027-R002.**



Fig 21a Equipo de medición de punto de rocío.

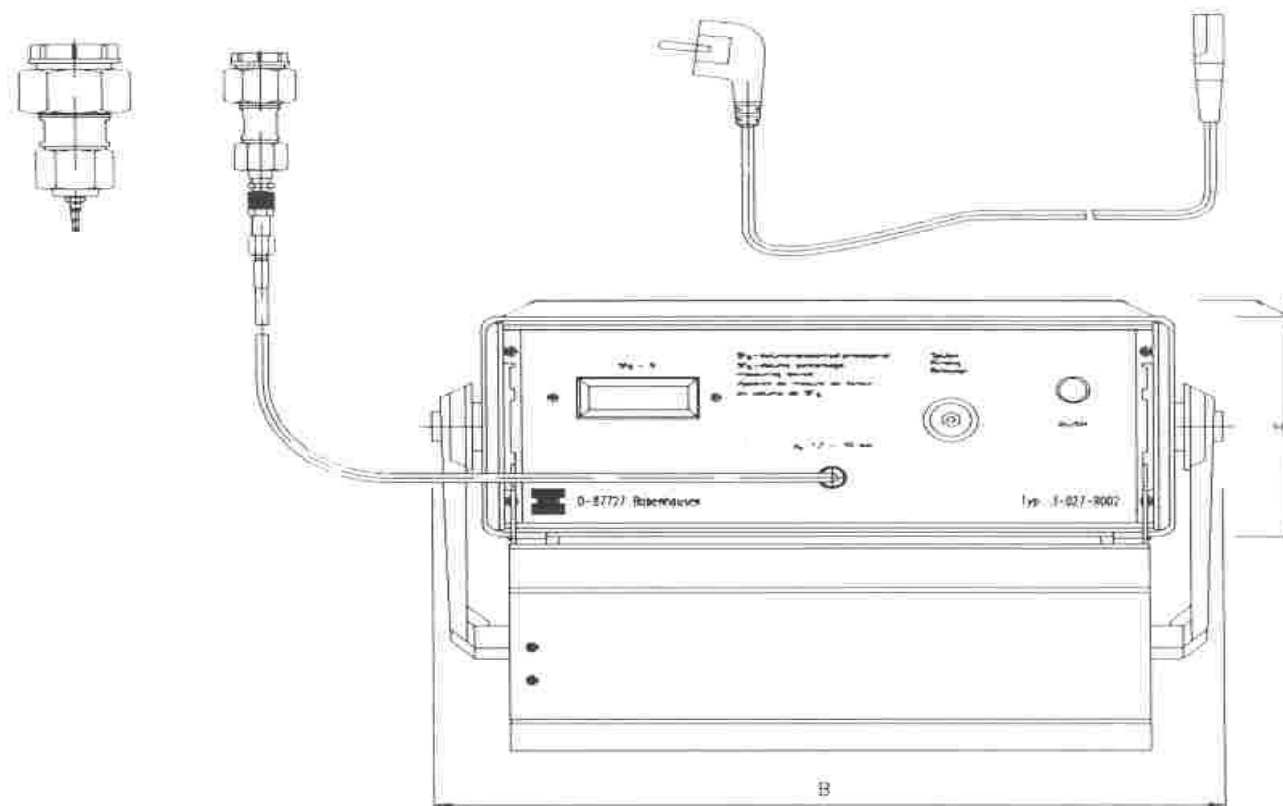


Fig 21b. Equipo de medición de punto de rocío.

- **Equipo para prueba de Alta Tensión:**



Fig 22. Equipo de prueba de Alta Tensión.

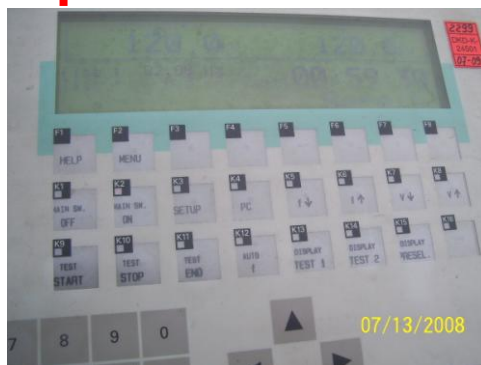


Fig 23. Pantalla de la Unidad de Control y alimentación.



Fig 24. HV- Inductancia

3.2.1 Transformador de corriente

El transformador de corriente es un transformador de medida que se utiliza para alimentar circuitos que tienen elementos de medición y/o protección, al mismo tiempo dichos elementos son aislados del circuito de alta tensión.

Los transformadores de corriente de 69KV que forman parte del equipo GIS contienen cuatro núcleos que son destinados para protección y control de las respectivas bahías con excepción de la posición de acoplamiento que posee dos núcleos.

En la siguiente tabla se muestran los datos de placa de los transformadores de corriente.

	Núcleo 1	Núcleo 2	Núcleo 3	Núcleo 4
Potencia Nominal	60 VA	60 VA	60 VA	60 VA
Relación Nominal	3000 A/5A	3000 A/5 ^a	3000 A/5A	3000 A/5 ^a
Clase	5P20	5P20	0.2 s Fs 10	5P20
Usado para	Protección	Protección	Control	Protección

Tabla 8. Datos de placa de los TC.

A continuación se mostrará la relación a la que esta ajustada cada posición de bahía, mismas que fueron enviadas por el departamento de Estudios de la empresa.

BAHIA	NUCLEO 1- 5P 20		NUCLEO 2- 5P 20		NUCLEO 3- 0.3Fs 10		NUCLEO 4- 5P 20	
	RTC	EQUIPO	RTC	EQUIPO	RTC	EQUIPO	RTC	EQUIPO
Electroguayas 1	1500/5	25/79/50BF	1500/5	50/51/67 Y RAP	1500/5	BCU	3000/5	87B
Electroguayas 2	2000/5	25/79/50BF	2000/5	50/51/67 Y RAP	2000/5	BCU	3000/5	87B
Categ 1	3000/5	25/79/50BF Y 87L	3000/5	50/51/67 Y RAP	3000/5	BCU	3000/5	87B
Categ 2	3000/5	25/79/50BF Y 87L	3000/5	50/51/67 Y RAP	3000/5	BCU	3000/5	87B
Categ 3	1500/5	25/79/50BF Y 87L	1500/5	50/51/67 Y RAP	1500/5	BCU	3000/5	87B
Electroquil 1	1200/5	25/79/50BF	1200/5	50/51/67 Y RAP	1200/5	BCU	3000/5	87B
Electroquil 2	1200/5	25/79/50BF	1200/5	50/51/67 Y RAP	1200/5	BCU	3000/5	87B
ATR 69KV	2000/5	87T	2000/5	50/51/67, 50BF Y RAP	2000/5	BCU	3000/5	87B
ATQ 69KV	2000/5	87T	2000/5	50/51/67, 50BF Y RAP	2000/5	BCU	3000/5	87B
Acoplador	3000/5	50/51 Y 25/50BF	3000/5	87B	-----		-----	

Tabla 9. Relaciones de los TC's

3.2.1.1 Verificación de Polaridad

Esta prueba es una indicación de la dirección del flujo de corriente a través de los terminales del lado de alta tensión con respecto a la dirección del flujo de corriente de los terminales de baja tensión en un instante dado en el ciclo alterno. La polaridad puede ser aditiva o sustractiva.

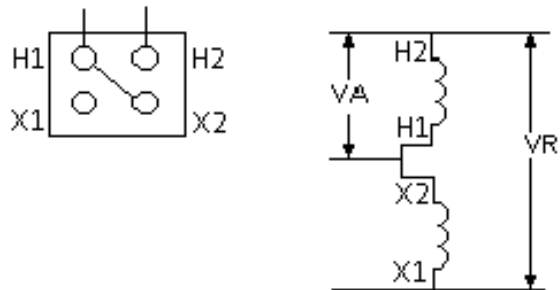
El procedimiento de esta prueba está basado en la norma IEC 60044-1

Polaridad Aditiva:

La polaridad aditiva se da cuando el bobinado secundario está arrollado en el mismo sentido que el bobinado primario.

Esto hace que los flujos de los dos bobinados giren en el mismo sentido y se sumen.

En el gráfico siguiente claramente se observa que los terminales “H1” y “X1” están cruzados.



VA: Voltaje aplicado

VR: Voltaje resultante

X1, X2: Terminales secundarios.

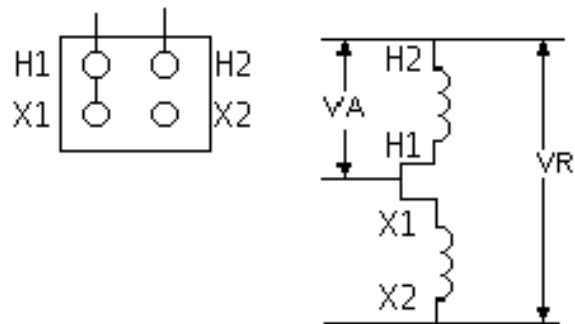
H1, H2: Terminales primarios.

Polaridad Sustractiva:

La polaridad sustractiva se da cuando en un transformador el bobinado secundario esta arrollado en sentido opuesto al bobinado primario.

Esto hace que los flujos de los dos bobinados giren en sentidos opuestos y se resten.

En el siguiente gráfico se observa claramente que los terminales “H1” y “X1” están en línea.



VA: Voltaje aplicado

VR: Voltaje resultante

X1, X2: Terminales secundarios.

H1, H2: Terminales primarios.

Instrumentos Empleados

- Fuente DC.
- Galvanómetro.

Precauciones para el desarrollo de la

Prueba

- Ajustar bien las conexiones.

Procedimiento 3.3.1.1

1. Hacer un puente entre un lado de alta y uno de baja, y en el otro extremo libre conectar el galvanómetro.
2. Aplicar un impulso de tensión continua entre fases a las conexiones primarias del transformador (dándole positivo a P1).
3. Si la aguja del galvanómetro se desvía hacia el lado derecho cuando se cierra el switch de la fuente de voltaje y cuando se abre la aguja se desvía hacia el lado izquierdo entonces la polaridad es sustractiva, caso contrario es aditiva.

3.2.1.2 Verificación de Relación de Transformación.

En esta prueba se verifica que los CT's estén en la relación que el departamento de estudios de TRANSELECTRIC ha decidido de acuerdo al corrido de flujo de carga y corriente. El siguiente procedimiento está basado en la norma IEC 60044-1.

Instrumentos Empleados.

- Fuente de corriente modelo DT-1005 B.
- Reóstato 0-240V.

Precauciones para el desarrollo de la Prueba.

- Cortocircuitar el devanado secundario del TC.
- Ajustar bien las conexiones requeridas.

Procedimiento 3.3.1.2

1. Cortocircuitar el secundario del transformador de corriente.
2. Inyectar gradualmente la corriente primaria que le corresponda al TC de cada posición de bahía con el equipo de inyectar corriente desde los bornes del arrollamiento primario del CT.
3. Medir la corriente en el tablero de control de cada posición referente a la que se esté haciendo la inyección primaria.
4. Dividir el valor primario de corriente entre el valor secundario medido en el tablero de control.

5. Comparar la relación obtenida con la relación esperada.

3.2.1.3 Prueba de Inyección Secundaria

Este tipo de prueba se realiza con la finalidad de conocer el estado de los equipos que son alimentados por medio de los transformadores de corriente como por ejemplo medidores y relés de protección. Esta prueba permite conocer el estado de funcionamiento de estos equipos sin necesidad de utilizar altos niveles de corriente.

Procedimiento 3.3.1.3

1. Conectar el equipo de inyección secundaria(Omicrom 356) en las borneras de corriente del tablero de control local.
2. Inyectar 5A secundarios con el equipo de inyección a cada uno de los cuatro núcleos secundarios (Por ejemplo, en la Subestación Salitral esto se lo hizo hacia los borneras X301, X302, X303 y X304 que son borneras de corriente de cada uno de tableros de control local de cada posición de bahía), dichas borneras deben estar en posición de abierto dichas borneras cortocircuitables.
3. Tomar la lectura del amperímetro analógico correspondiente a la fase A que se encuentra en la parte frontal del tablero de control local de la bahía que está siendo probada.

3.2.2 Interruptor de Potencia del patio de 69KV.

Se puede decir que es el centro de cada posición de bahía, es entonces de gran importancia la realización de las pruebas operacionales para la verificación de su buen funcionamiento, ya que la función de este es de permitir un camino de corriente de baja resistencia (lo ideal sería cero, pero esto no es posible) cuando se encuentra cerrado y proporcionar una alta resistencia cuando está abierto. Se verificarán los tiempos de apertura y cierre además de comprobarse la operación local del mismo y el accionamiento.

Las siguientes pruebas fueron realizadas bajo la norma IEC 62271-100.

3.2.2.1 Pruebas de Operación Local

Se la realiza con el objetivo de confirmar la operatividad del interruptor localmente desde los tableros de control de cada posición. Básicamente consiste en chequear el cableado de control y si no existe problema en el momento de la prueba (chequeo) se debe ir amarillando (resaltando el o parte del circuito que ha sido probado exitosamente) el circuito para indicar que no existe novedad alguna, caso contrario el ingeniero de proyecto deberá hacer los cambios respectivos en el control y dejarlo por escrito en la bitácora diaria del proyecto.

A continuación se mostrará un cuadro esquemático de los enclavamientos eléctricos para el funcionamiento local del interruptor.

<i>Permisivo OK Interruptor Q0 CERRADO</i>	<ul style="list-style-type: none"> — <i>Selector Local</i> — <i>Seccionador intermedio Q6 ABIERTO</i> — <i>Seccionador de línea Q9 ABIERTO</i>
<i>Permisivo OK Interruptor Q0 ABIERTO</i>	<ul style="list-style-type: none"> — <i>Selector Local</i>

Tabla 10. Enclavamientos Interruptores Nivel 0

Para lograr esta coordinación de enclavamientos arriba descrito en el cuadro se debe seguir el siguiente procedimiento.

Procedimiento 3.3.3.1

1. Verificar el alambrado de control local del interruptor en los planos de control de cada una de las posiciones, es decir realizar el amarillado de los planos de control de los equipos.

2. Ejecutar la lógica de enclavamientos de interruptores para cada una de las diez posiciones existentes en la GIS.

3. Protocolizar los resultados de la prueba.

3.2.2.2 Verificación de los Tiempos de Operación

Una vez realizadas las pruebas de operación local y previamente se ha hecho la verificación mecánica del interruptor es posible proceder a la toma de tiempos de operación (apertura y cierre) del disyuntor. El tiempo que se tarda en abrir o cerrar el interruptor para sacar de servicio la línea fallada o el equipo fallado del sistema de potencia.

Tiempo de apertura:

El tiempo de apertura está dado desde el momento en que se energiza la bobina de apertura hasta la extinción del arco eléctrico

Tiempo de cierre:

El tiempo de cierre es el que transcurre desde el momento de energizarse la bobina de

cierre hasta conexión metálica de los contactos principales.

Instrumentos Empleados

- Equipo medidor de tiempos de apertura y cierre de contactos (Milligraph)

Precauciones para el desarrollo de la

Prueba.

- El personal que esté trabajando cerca de los interruptores debe cumplir con las normas de seguridad respectiva cuando se maniobren los mismos.
- Para realizar la prueba se debe contar con los diagramas de control de apertura y cierre del interruptor.

Procedimiento 3.3.3.2

1. Seleccionar la posición LOCAL del tablero de control correspondiente a la posición de bahía deseada.
2. Verificar que el personal que va a operar cumpla con las normas de seguridad respectiva. Dar la orden de apertura en el tablero de control como se indica en la figura (va un tablero de posición).
3. Conectar el equipo de prueba.
4. Colocar en posición ON
5. Tomar el tiempo de apertura del interruptor.
6. Verificar que el personal que va a operar cumpla con las normas de seguridad correspondiente. Dar la orden de cierre en el tablero de control como se indica en la figura anterior.

7. Tomar el tiempo de cierre del interruptor.

Para la discrepancia de polos es necesario considerar la máxima diferencia entre los instantes que se tocan los contactos durante el cierre o cuando se separan durante la apertura y no debe exceder de $\frac{1}{2}$ milisegundo.

3.3 Circuito Primario

3.3.1 Prueba de Alta Tensión

La prueba de alta tensión es de mucha trascendencia, pues va dirigida a comprobar que el aislamiento de la GIS soporta el voltaje que indica en sus características eléctricas.

Previo al montaje de la subestación se precisa realizar una prueba de tensión a las vías principales del circuito primario con una tensión alterna que de acuerdo a la norma IEC 517 corresponde a un 80% de la tensión asignada de breve duración (1 minuto).

La prueba de alta tensión se la realiza para verificar que efectivamente el equipo GIS

funciona sin problemas a la capacidad especificada. En esta prueba se verifica que la unión de los contactos tengan buen contacto y no ocurran puntos calientes ni fugas del gas SF₆.

El método que fue aplicado en el circuito principal de la subestación de 69KV de Salitral es: Sistema resonante serie con frecuencia variable (30....300Hz)

Sistema resonante serie con frecuencia variable

Este método consiste en hacer variar la frecuencia hasta que entre en resonancia la inductancia y la capacitancia del circuito, es decir que la impedancia capacitiva debe ser igual a la impedancia inductiva.



Fig 25. Equipo para prueba de Alta Tensión

Instrumentos Empleados.

- Control and feeding unit RSE 70.
- HV Inductance
- 3 phase selector switch

Precauciones para el desarrollo de la Prueba.

Mientras se realice la prueba de alta tensión es necesario lo siguiente:

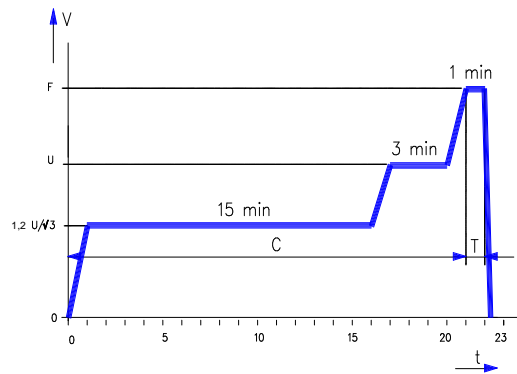
- Cortocircuitar y conectar a tierra los transformadores de corriente por el lado secundario.
- Montar apantallamientos y de ser preciso desconectar partes de la subestación para realizar la prueba.
- Desconectar los transformadores de potencial de la sección a comprobar de la subestación.
- Disponer de un adaptador puesto a tierra a través de dos puntos de aislamiento situado entre la sección de la subestación a comprobar y cada parte de la subestación que se encuentre en servicio

PROCEDIMIENTO 3.3.1.

1. Conectar el equipo de prueba de alta tensión a las fases A, B y C individualmente, es decir primero se aplica la prueba de alta tensión a la fase A, luego a la B y por último a la fase C.
2. Conectar el equipo de prueba a la fase primera a probar y aterrizar las dos fases que no están siendo probadas.
3. Incrementar gradualmente el voltaje hasta 1.2[72.5KV/1.73] con la unidad de control y alimentación.
4. Mantener el voltaje durante 15 minutos y protocolizar los resultados (valor de frecuencia y corriente capacitiva).
5. Incrementar gradualmente el voltaje hasta 72.5KV, con la unidad de control de alimentación.

6. Mantener el voltaje durante 3 minutos y protocolizar los resultados (valor de frecuencia y corriente capacitiva).
7. Incrementar gradualmente el voltaje hasta 120KV, con la unidad de control de alimentación.
8. Mantener el voltaje durante 1 minuto y protocolizar los resultados (valor de frecuencia y corriente capacitiva).
9. Llevar el voltaje a cero voltios.

Una vez que ha realizado la prueba de alta tensión, se deberá poner a tierra y cortocircuitar la subestación para derivar posibles cargas residuales.



Curva de Voltaje con respecto al tiempo de la secuencia de prueba de voltaje

- F Máximo voltaje de prueba
- U Tensión asignada
- $U/\sqrt{3}$ Voltaje Línea-Neutro
- T Prueba principal
- C Condición
- V Voltaje
- t Tiempo

Nota: Para la realización de esta prueba los cables de 69KV no estuvieron conectados a las terminales de la GIS.

3.3.2 Resistencia Eléctrica de Contactos.

Esta prueba se realiza con la finalidad de que cumplan las resistencias mínimas de contactos en los componentes de la gis, de esta manera se comprueba el proceso de montaje del equipo GIS.

Para la realización de ésta prueba el método utilizado fue el método de las mediciones que es basado en la ley de Ohm ($V=IR$), consiste en inyectar corriente continua en puntos tales como seccionadores y salidas de líneas. Cabe recalcar que el tramo a analizarse debe ser lo más pequeño posible para poder localizar rápidamente los malos contactos, aunque esto depende de la configuración que tenga la GIS. En el caso de Salitral las secciones son relativamente grandes.

Los tramos de secciones para medir la resistencia de los conductores principales fueron

divididos desde la salida de las líneas de cada una de las bahías hasta los diversos seccionadores.

El siguiente procedimiento fue realizado bajo la norma IEC 62271.

Instrumentos Empleados

- Microhmetro modelo MOM 600A
- Multímetro



Fig 26. Microhmetro modelo MOM 600A.

Precauciones para el desarrollo de la Prueba.

- En la medición de resistencias de contactos por medio de corriente continua encontramos el

problema de “estabilización” por motivo de la inducción.

- Poner a tierra la carcasa del equipo de prueba.

Procedimiento 3.3.2

1. Delimitar la sección de GIS que será sometida a la prueba de resistencia de contactos.
2. Conectar el micrómetro.
3. Inyectar 100A DC a la sección en prueba.
4. Tomar la lectura de Resistencia ($\mu\Omega$) que marca el micrómetro.
5. Referir la resistencia obtenida a 20°C y protocolizar los resultados.

3.4 Pruebas Pre-Funcionales

En las pruebas Prefuncionales previas a la recepción del montaje de la subestación, se comprueba los motores de accionamiento de los seccionadores, seccionadores de Puesta a Tierra y de Puesta a Tierra rápida, es decir el tiempo que tardan en abrir o cerrar los seccionadores cuando son accionados por dichos motores, también se tomará la lectura de la corriente del motor medida en determinada operación ya sea apertura o cierre.

Esta prueba se realiza en nivel ascendente en todos los niveles de control de la subestación.

En este caso solo se está refiriendo a las pruebas de accionamiento de los motores de interruptores y seccionadores.

3.4.1 Comprobación de Interruptor

Al hablar de comprobación de Interruptor se refiere a la verificación del mando eléctrico, del accionamiento por resorte acumulador, de la estanqueidad de los amortiguadores, funcionamiento del disparador de cierre y los disparadores de apertura.

Verificación del mando eléctrico:

Se constata la exclusión de efectos de bombeo que impide una maniobra repetida en el caso de órdenes de mando abriendo o cerrando simultáneamente.

Por ejemplo si el interruptor se encuentra en la posición de APERTURA, deberá darse una orden de APERTURA y CIERRE simultáneamente. Entonces el interruptor deberá abrirse.

Si el interruptor está en la posición de APERTURA, deberá darse una orden de APERTURA y CIERRE simultáneamente. Entonces el interruptor debe cerrarse y abrirse.

3.4.2 Comprobación de Seccionadores

En este apartado se indica la comprobación de los seccionadores, seccionadores de puesta a tierra y seccionadores de puesta a tierra rápida. La comprobación consiste en el control visual y en la prueba funcional de los mismos.

Informaciones básicas:

Seccionadores, Seccionadores de puesta a tierra y seccionadores de puesta a tierra rápida [2.1.3]

En el control visual que los seccionadores se encuentren en buen estado y si fuese necesario corregir los defectos que tengan. Se debe visualizar el

estado de las tuercas, las uniones atornilladas y si existe corrosión en la envoltura del seccionador que está siendo inspeccionado.

En la prueba funcional es preciso controlar los movimientos de maniobras, marcha suave del varillaje, el indicador óptico ABIERTO/CERRADO y la posición final de los equipos de mando.

Para comprobar los movimientos de maniobras se debe cerrar y abrir 5 veces a los seccionadores con el accionamiento por motor, de esta manera también es posible verificar el movimiento suave del varillaje mientras maniobran los seccionadores. La comprobación del indicador óptico de ABIERTO/CERRADO es posible en las posiciones finales de los equipos de mando, la desviación de las marcas de punzón no debe superar los 2 mm. De ser necesario estas desviaciones deben ser ajustadas nuevamente por técnicos calificados. Este indicador también puede presentar daños y desgaste en las uniones mecánicas.



Abierto

Fig 27. Indicador óptico ABIERTO/CERRADO

A continuación se describirá el procedimiento para la comprobación del mando por motor.

El siguiente procedimiento fue realizado bajo la norma IEC 62271-102.

Procedimiento 3.4.2

1. Realizar los enclavamientos correspondientes al seccionador que vaya a ser probado. (Ver enclavamientos del Nivel Cero).
2. Conectar un multímetro en las borneras que son de alimentación $125V_{DC}$ para el motor del seccionador (de

acuerdo a los planos de control de los tableros de control local).

3. Dar la orden de APERTURA ó CIERRE del seccionador.
4. Tomar el tiempo de apertura ó cierre, y el valor de la corriente que consume el motor.

3.5 Gas Hexafloruro de Azufre (SF6)

Los compartimientos de gas Hexafloruro de Azufre (SF6) de los módulos de la GIS requieren de un proceso medurado, pues hay que tener en cuenta la presión de llenado de cada uno de los compartimientos además algo importante que se debe recordar cuando se esté usando el gas, como se indica en el apartado [2.1] es que el SF6 pesa más que el aire y puede desalojar el aire de respiración en lugares más bajos y estrechos, además que puede haber peligro de asfixia cuando la concentración del SF6 en el aire es mayor al 35%, por lo cual cuando se realice el trabajo de llenado de gas debe asegurarse una aireación y ventilación adecuada.

Para efectuar el llenado de gas en los compartimientos se debe estar seguro de no sobrepasar la presión de llenado del compartimiento a llenarse pues no todos se hacen a la misma presión.

Una vez lleno los compartimientos de debe hacer una prueba de fuga de gas con el detector de fuga de gas SF6, simplemente se pasa este equipo alrededor de las uniones de los compartimientos y de existir fuga emite una indicación acústica la cual indica que existe fuga de gas, caso contrario de no existir ninguna indicación acústica significa que no existe fuga alguna.



Fig 28. Detector de Fuga de gas

3.5.1 Medición de Punto de Rocío

El punto de rocío o contenido de humedad en el SF6 es la temperatura a la que comienza a condensarse el agua que está contenida en el SF6. Este el contenido de humedad en el gas SF6 debe mantenerse al mínimo, pues de otra forma con la operación de los equipos, al formarse arcos internos y productos de descomposición, la combinación con la humedad llega a generar otros subproductos altamente corrosivos y que causan daño para los Equipos principales.

Instrumentos Empleados

- Aparato de medida de porcentaje en volumen, 3-027-R002.

Precauciones para el desarrollo de la Prueba.

- Ajustar bien las sondas o mangueras por donde circulará el SF6.



Fig 29. Equipo de medición de punto de rocío.

Procedimiento 3.5.1

1. Conectar una sonda por el cual pasara el gas, desde el compartimiento de gas hasta al equipo de medición de punto de rocío.
2. Regular la velocidad a la que pasará el gas por medio de la sonda hacia el equipo.
3. Tomar la lectura de temperatura que muestra el equipo.

3.5.2 Medición de Porcentaje de SF6

El gas Hexafloruro de azufre SF6 para cumplir el papel de medio aislante en equipos eléctricos debe estar concentrado mínimo en un 95% y el resto es aire. Si llegara a excederse del 5% de contenido de aire en el gas SF6 entonces pierde sus características de aislante.

Instrumentos Empleados

- Aparato de medida de porcentaje en volumen, 3-027-R002

Precauciones para el desarrollo de la Prueba

- Ajustar bien las sondas o mangueras por donde circulará el SF6.

El procedimiento para realizar dicha medición es el siguiente:

Procedimiento 3.5.2

1. Conectar el equipo de medición de SF6 al empalme de mantenimiento del compartimiento a analizar.
2. Dejar fluir el gas SF6 del compartimiento hacia el equipo de medición y tomar la lectura del porcentaje de aire que contiene el SF6.

3.6 Comprobación de Alarmas

La comprobación de alarmas de cualquier subestación es vital, pues son indicaciones de equipos fallados o bloqueo de los mismos con lo cual el operador de la subestación puede darse cuenta y dar aviso oportuno al personal correspondiente,

Existen alarmas acústicas y ópticas en los tableros de control local de la GIS, a continuación se muestra el panel de indicaciones de alarmas que se encuentran en dichos tableros.



Fig 30. Panel de alarmas del Nivel Cero

Cada una de estas alarmas fue simulada desde el armario de mando local.

3.7 Criterios de Aceptación de resultado de las Pruebas

Es necesario saber los criterios de aceptación de cada una de las pruebas que se realicen en el proceso de recepción de subestaciones pues ellos indican los valores o rangos máximos o mínimos para la aceptación de una prueba, más bien si es que los resultados obtenidos son buenos o no.

A continuación se mostrará una tabla con los criterios de aceptación que aplican para las pruebas de recepción del patio de 69KV de la Subestación Salitral

<u>Transformador de Corriente</u>	
Verificación de Polaridad	El flujo de corriente que está circulando por el transformador de intensidad debe salir por el terminal marcado (en este caso P1). Es decir polaridad Sustractiva.
Verificación de la relación de transformación.	La diferencia entre la relación obtenida y a relación teórica no debe excederse de los límites $\pm 0.5\%$.
<u>Interruptor de Potencia</u>	
Pruebas de operación local	De acuerdo a la comprobación con los planos de control.
<u>Circuito Primario</u>	
Prueba de Alta Tensión	La prueba será aprobada cuando las tres fases de una sección de prueba hayan mantenido la tensión máxima de prueba durante un minuto (120KV) sin que haya ocurrido ninguna falla.
Resistencia Eléctrica de contactos	$\leq 1.2 (250\mu\Omega)$.

Tabla 11. Criterios de Aceptación

CAPITULO IV

ANALISIS DE LOS RESULTADOS OBTENIDOS EN LAS PRUEBAS DE RECEPCION REALIZADAS AL EQUIPO ENCAPSULADO EN GAS HEXAFLORURO DE AZUFRE (SF₆)

4.1 Análisis de Resultados de las Pruebas Eléctricas en Sitio (SAT).

Después del proceso de ejecución de las pruebas eléctricas en el sitio, y en base a los criterios de aceptación que fueron mencionados en el capítulo anterior, se debe proceder a la aceptación o rechazo de los resultados de las diferentes pruebas que fueron realizadas. A continuación en las respectivas tablas de resultados se mostrarán los resultados obtenidos de estas pruebas.

Transformador de corriente-Polaridad

Los resultados de la verificación de polaridad se muestran en la tabla 12.

Bahía	Polaridad					
	Aditiva			Sustractiva		
	Fase A	Fase B	Fase C	Fase A	Fase B	Fase C
Electroguayas 1				✓	✓	✓
Electroguayas 2				✓	✓	✓
Categ 1				✓	✓	✓
Categ 2				✓	✓	✓
Categ 3				✓	✓	✓
Transelectric 1				✓	✓	✓
Transelectric 2				✓	✓	✓
Electroquil 1				✓	✓	✓
Electroquil 2				✓	✓	✓
Acoplamiento				✓	✓	✓

Tabla 12. Resultado de Polaridad de los TC's.

En la tabla 12 se comprueba polaridad aditiva de cada transformador de intensidad en las fases A, B y C de las posiciones que conforman el patio de 69KV y estos indican que son de polaridad sustractiva. De acuerdo al criterio de aceptación (Tabla 11) se puede concluir que la prueba es aceptada.

Transformador de Corriente- Verificación de la relación de transformación.

Los resultados obtenidos en esta prueba se realizaron con el equipo de inyección de corriente especificado en la figura 20 del Capítulo III.

En la siguiente tabla se muestran las relaciones de transformación de corriente de los TC de 69KV.

Bahía	$I_{prim.}$	$I_{sec.}$	RTC _{obt.}	RTC _{esp.}	Error (%)
Electroguayas 1	10	0,033	299,401	300	0,200
Electroguayas 2	10	0,025	398,406	400	0,398
Categ 1	10	0,017	598,802	600	0,200
Categ 2	10	0,017	602,410	600	0,402
Categ 3	10	0,034	298,507	300	0,498
Transelectric 1	10	0,025	401,606	400	0,402
Transelectric 2	10	0,025	398,406	400	0,398
Electroquil 1	10	0,042	240,964	240	0,402
Electroquil 2	10	0,042	240,385	240	0,160
Acoplamiento	10	0,017	598,802	600	0,200

Tabla 13. Resultados de relación de transformación en TC's.

El error relativo se lo calcula mediante la siguiente ecuación.

$$Error = \frac{|RTC\ esp. - RTC\ obt. |}{RTC\ esp.} \times 100\%$$

Según la norma IEC 60044-1 para aceptar esta prueba el error no debe pasarse de +-0.5%. En la tabla 13 se observa que ningún resultado excede dicho valor por lo tanto se acepta la prueba.

Circuito Primario-Prueba de Alta Tensión

La tabla 14 muestra los resultados que se obtuvieron al realizar la prueba de Alta Tensión.

Sección de prueba:	01	Celdas:	=F05 + =F01 + =F02			Incluyendo barra:	Barra 1	
Tensión de prueba	Frecuencia de prueba			Tiempo de prueba	Corriente capacitiva			
(kV)	Polo A (Hz)	Polo B (Hz)	Polo C (Hz)	(min)	Polo A A	Polo B A	Polo C A	
50	79,1	80,2	82,1	15	0,1	0,1	0,1	
72	79,1	80,2	82,1	3	0,2	0,1	0,1	
120	79,1	80,2	82,1	1	0,3	0,3	0,3	

Tabla 14. Resultados de Prueba de Alta Tensión.

Se observa que no hubo cambio de frecuencia con los diferentes voltajes aplicados en diversos tiempos para cada uno de los polos, también se observa que la corriente capacitiva no disminuye de 0.1 A lo cual cumple con la norma IEC 62271. Por lo tanto se da por aceptada la prueba. Cabe destacar que los resultados obtenidos solo se refieren cuando se somete a prueba las bahías F05, F01 y F02 (Ver en Fig. 31 el nombre de las Bahías aquí mencionadas).

Es necesario mencionar que no se muestra el circuito eléctrico de la conexión de esta prueba así como tampoco el modelo específico del conjunto de equipos utilizados para realizar la misma. Uno de los motivos de lo expuesto anteriormente es que esta prueba fue realizada por personal del contratista quienes no proporcionaron dicha información, CELEC-TRANSELECTRIC supervisó y recibió los resultados de esta prueba, sin embargo se muestra un gráfico ilustrativo que da una idea de las secciones de GIS involucradas en la prueba de Alta Tensión. A continuación se muestra el gráfico ilustrativo de las bahías involucradas en la tabla de resultados.

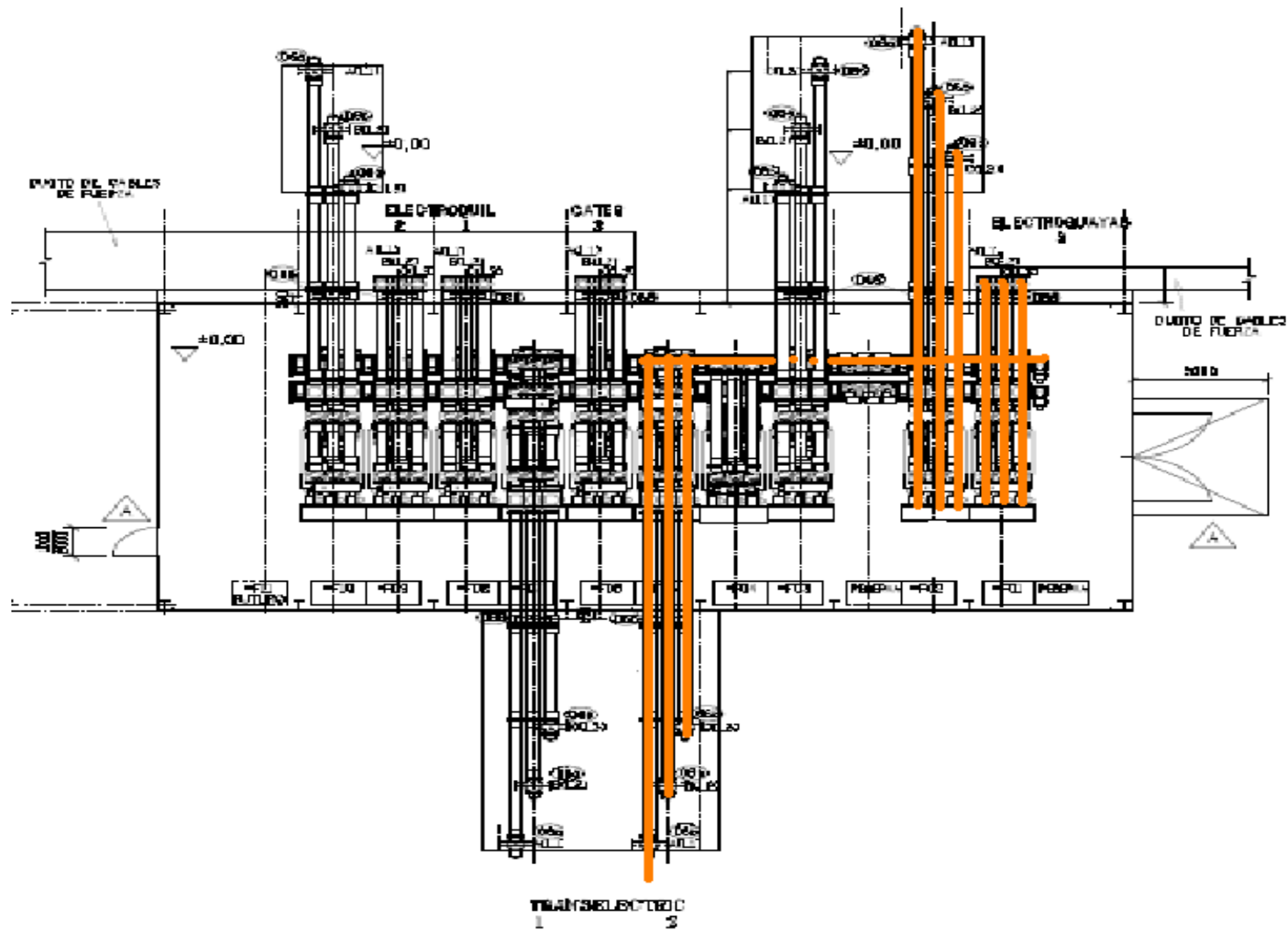


Fig. 31. Bahías F05, F01 y F02 involucradas en la Prueba de Alta Tensión.

Circuito Primario-Resistencia de contactos.

En las figuras desde la 32 hasta la 40 se muestran las secciones de GIS involucradas en esta prueba así como también los circuitos eléctricos de cada sección. Esta prueba fue realizada con el equipo Microhmetro MOM 600A que se muestra en la figura 18 del Capítulo III.

Se observará los valores de resistencia eléctrica de contactos en la tabla 15.

Desde la bahía	A la bahía	Polo	R ($\mu\Omega$)	Detalles en los puntos de medición
=F01-Z1	Barra 1(-Q15)	(A)	79	Conexión en salida de cables de AT(F01) y de línea aérea (F02); =F01: -Q1+-Q7 cerrado; Medición: 1 Bahía
		(B)	79	
		(C)	77	
=F01-Z1	Barra 1(-Q15)	(A)	163	Conexión en salida de cables de AT(F01) y de línea aérea (F02); =F01: -Q1+-Q6+-Q0+-Q9 cerrado; Medición: 1 Bahía
		(B)	166	
		(C)	160	
=F01-Z1	Barra 2(-Q25)	(A)	177	Conexión en salida de cables de AT(F01) y de línea aérea (F02); =F01: -Q2+-Q6+-Q0+-Q9 cerrado; Medición: 1 Bahía
		(B)	178	
		(C)	173	
=F01-Z1	=F01-Q8	(A)	55	Conexión en salida de cables de AT(F01) y de línea aérea (F02); =F01: -Q8 cerrado; Medición: conexión fuera hasta -Q9
		(B)	53	
		(C)	55	

Tabla 15. Resultados de Resistencia de Contactos.

En las siguientes figuras se muestra en detalle el recorrido de la medición para la prueba de resistencia de contactos.

Conexión en salida de cables F01 y línea aérea F02 en Electroguayas 1 (F01) Q1 y Q7 cerrados.

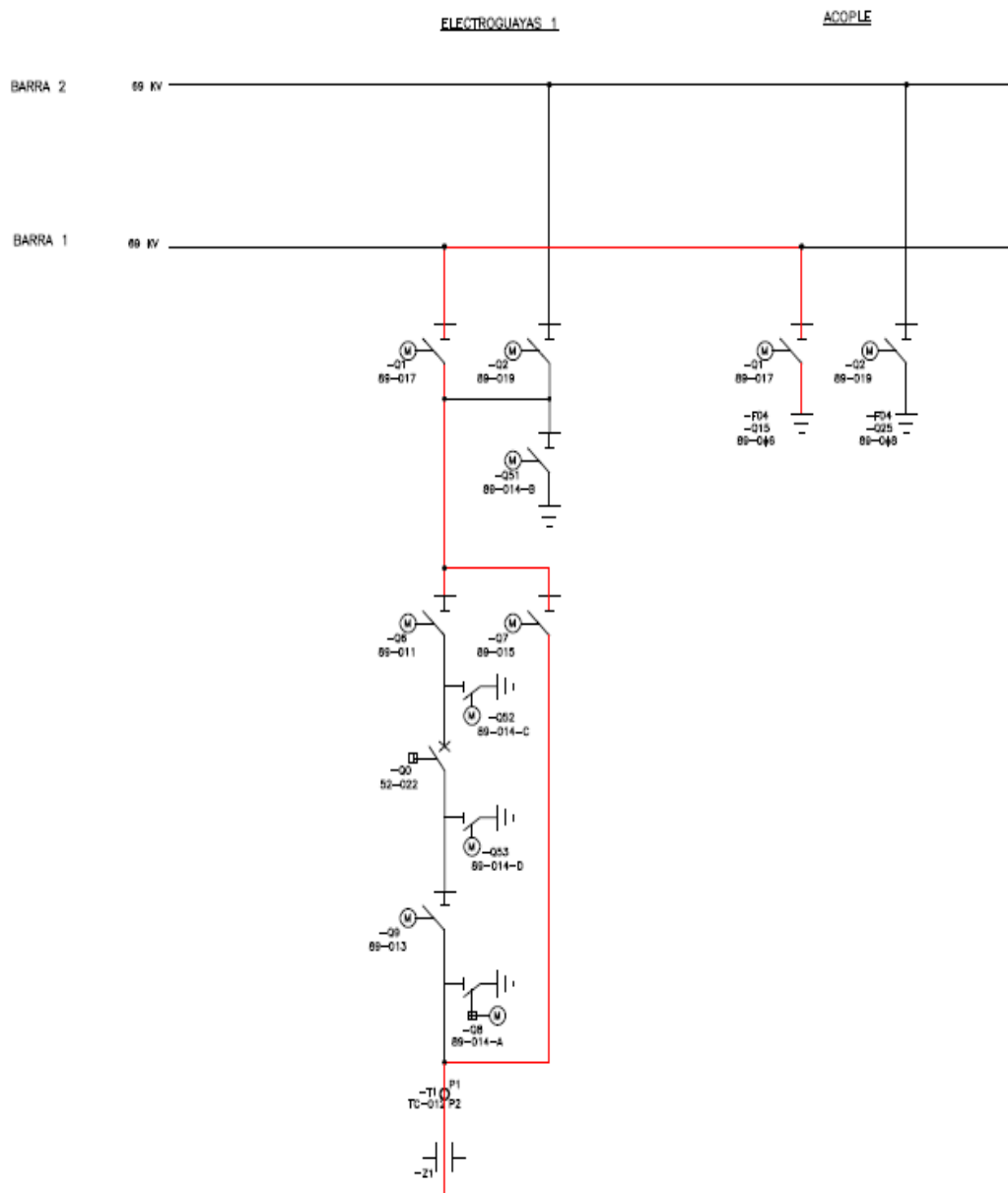


Fig. 32 Seccion 1: Q1, Q7 cerrados de Electroquayas 1.

**Conexión en salida de cables F01 y línea aérea F02 en Electroguayas 1
(F01) Q1, Q6, Q0 y Q9 cerrados.**

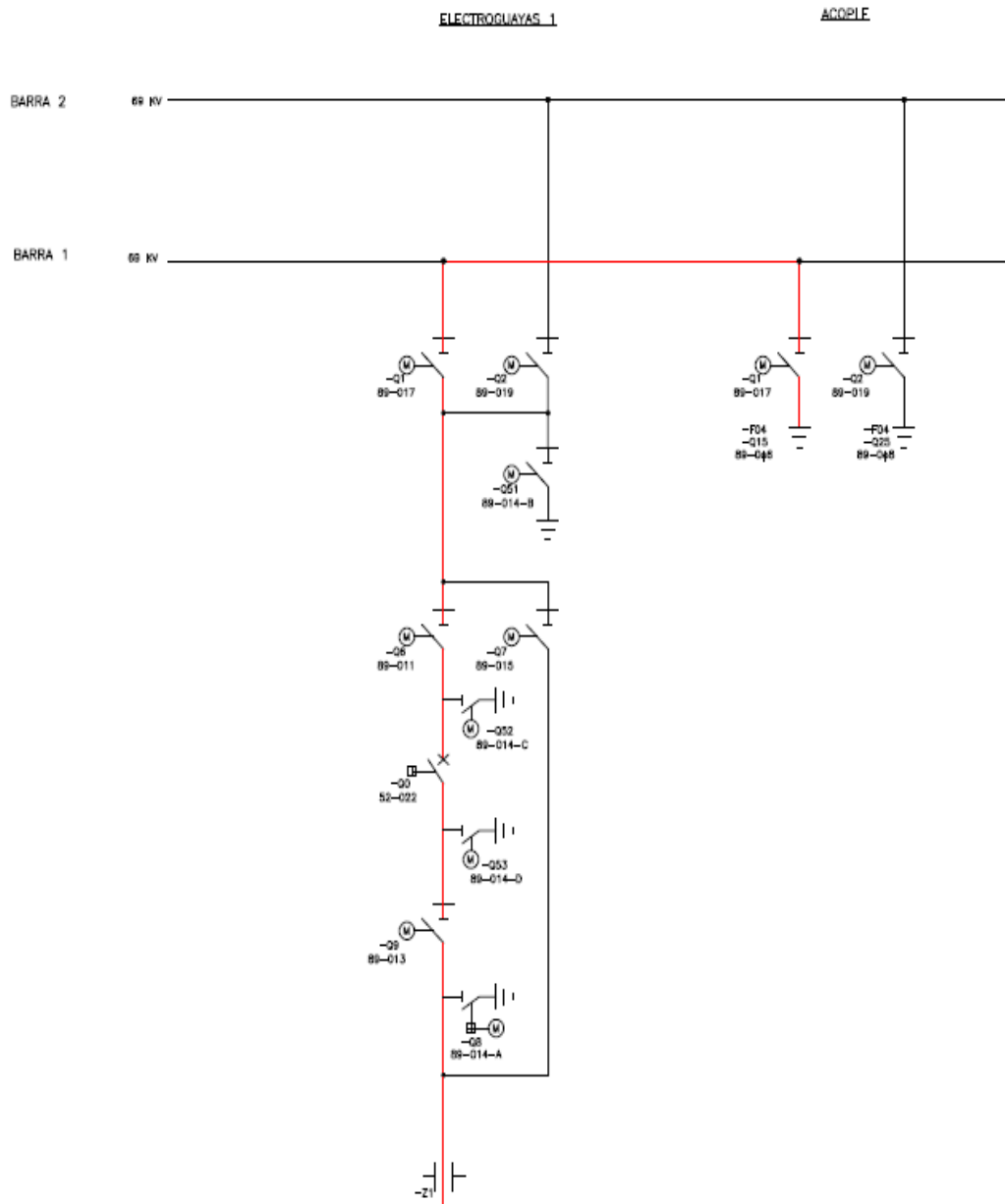


Fig. 33 Sección 2: Q1, Q6, Q0 y Q9 cerrados de Electroguayas 1.

**Conexión en salida de cables F01 y línea aérea F02 en Electroguayas 1
(F01) Q2, Q6, Q0 y Q9 cerrados.**

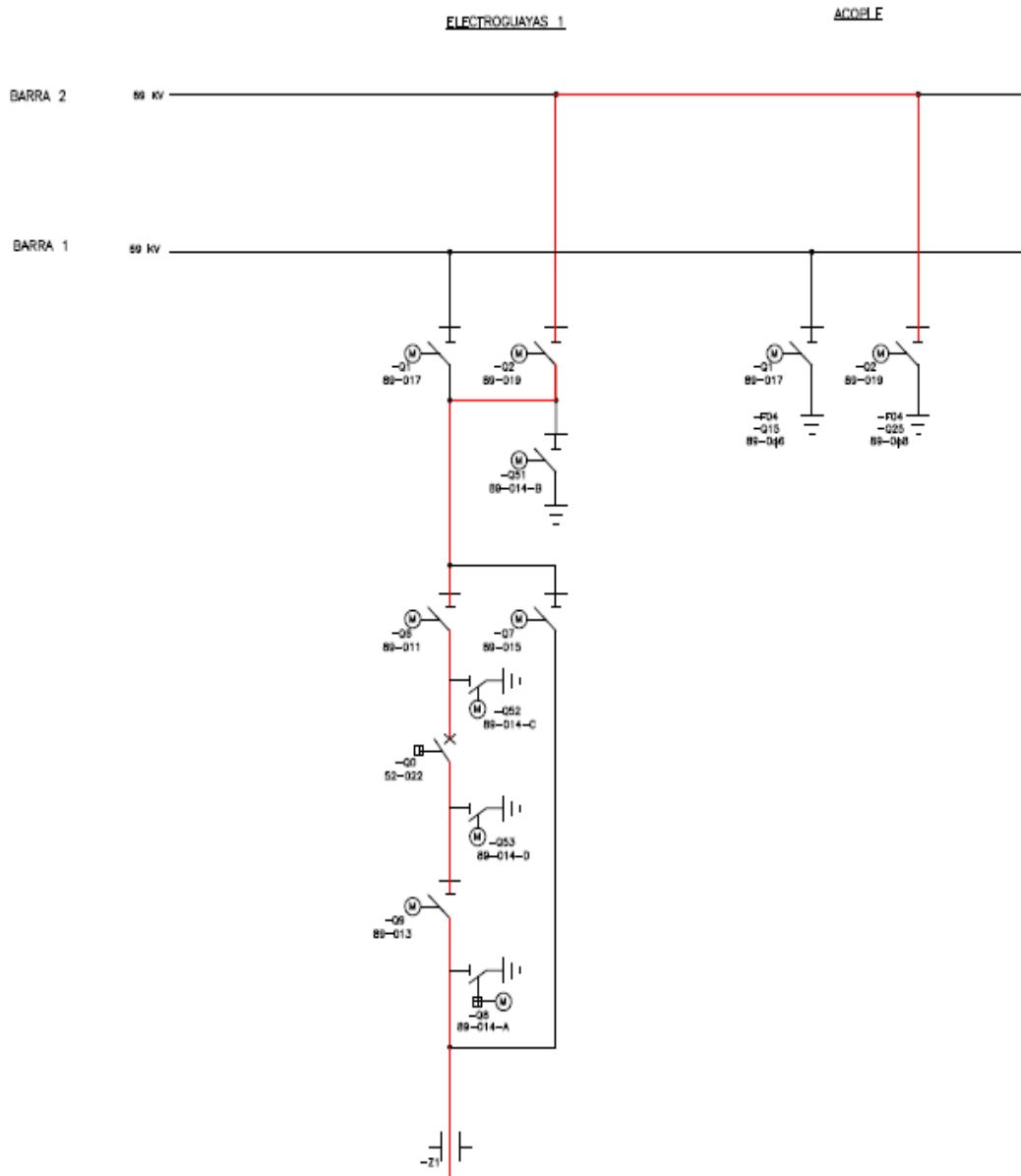


Fig. 34 Sección 3: Q2, Q6, Q0 y Q9 cerrados de Electroguayas 1.

**Conexión en salida de cables F01 y línea aérea F02 en Electroguayas 1
(F01) Q8 cerrado.**

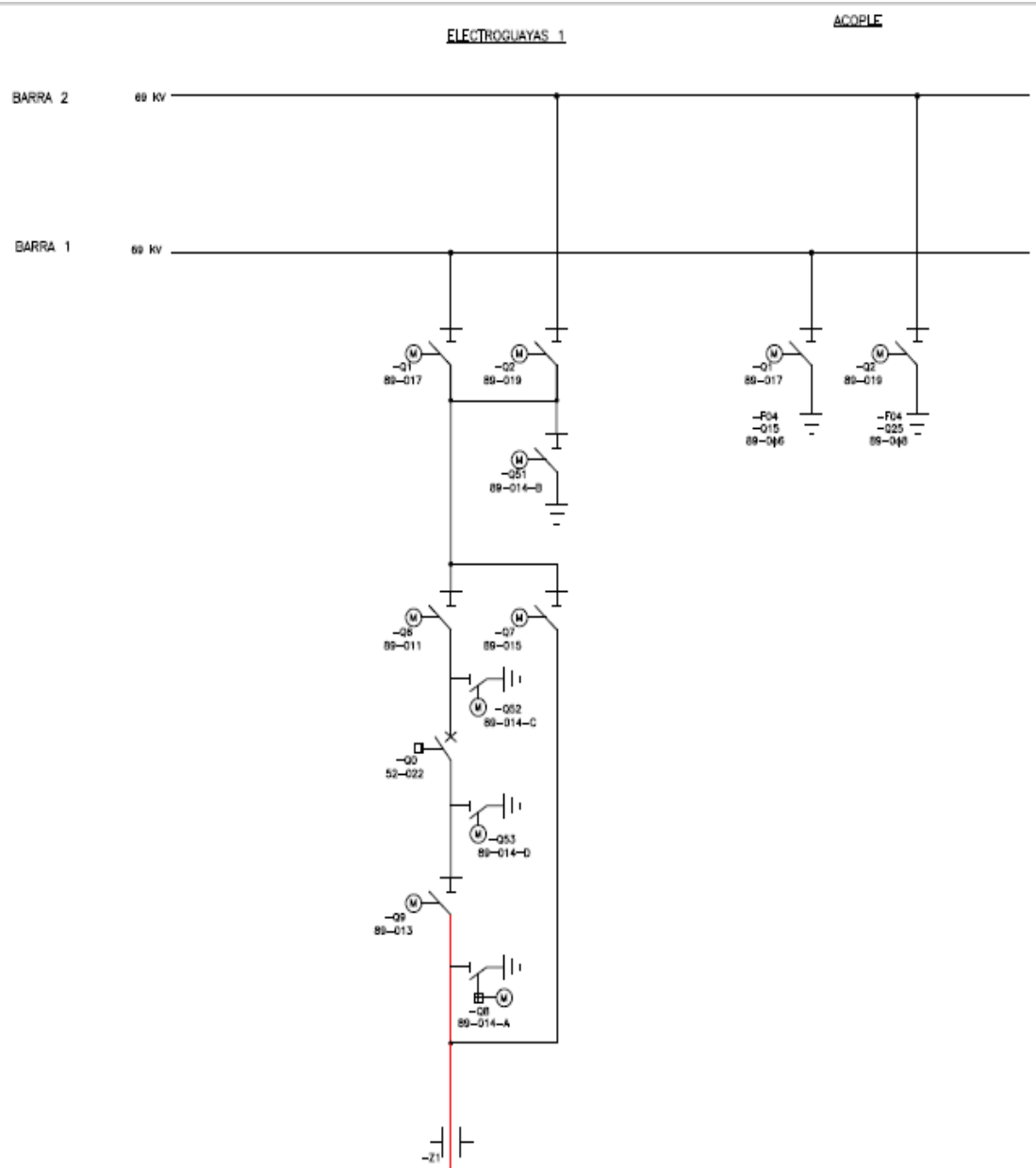


Fig. 35 Sección 4: Conexión fuera hasta Q9 y Q8 cerrado de Electroguayas 1.

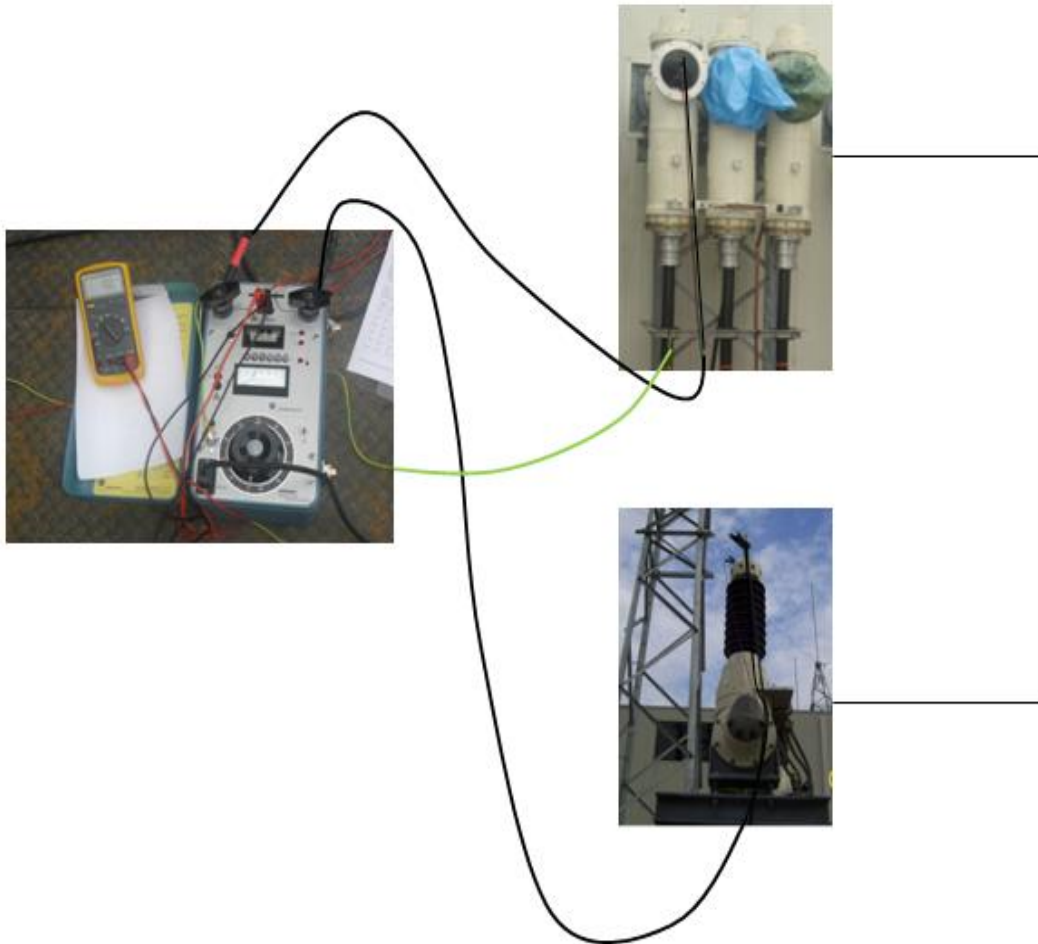
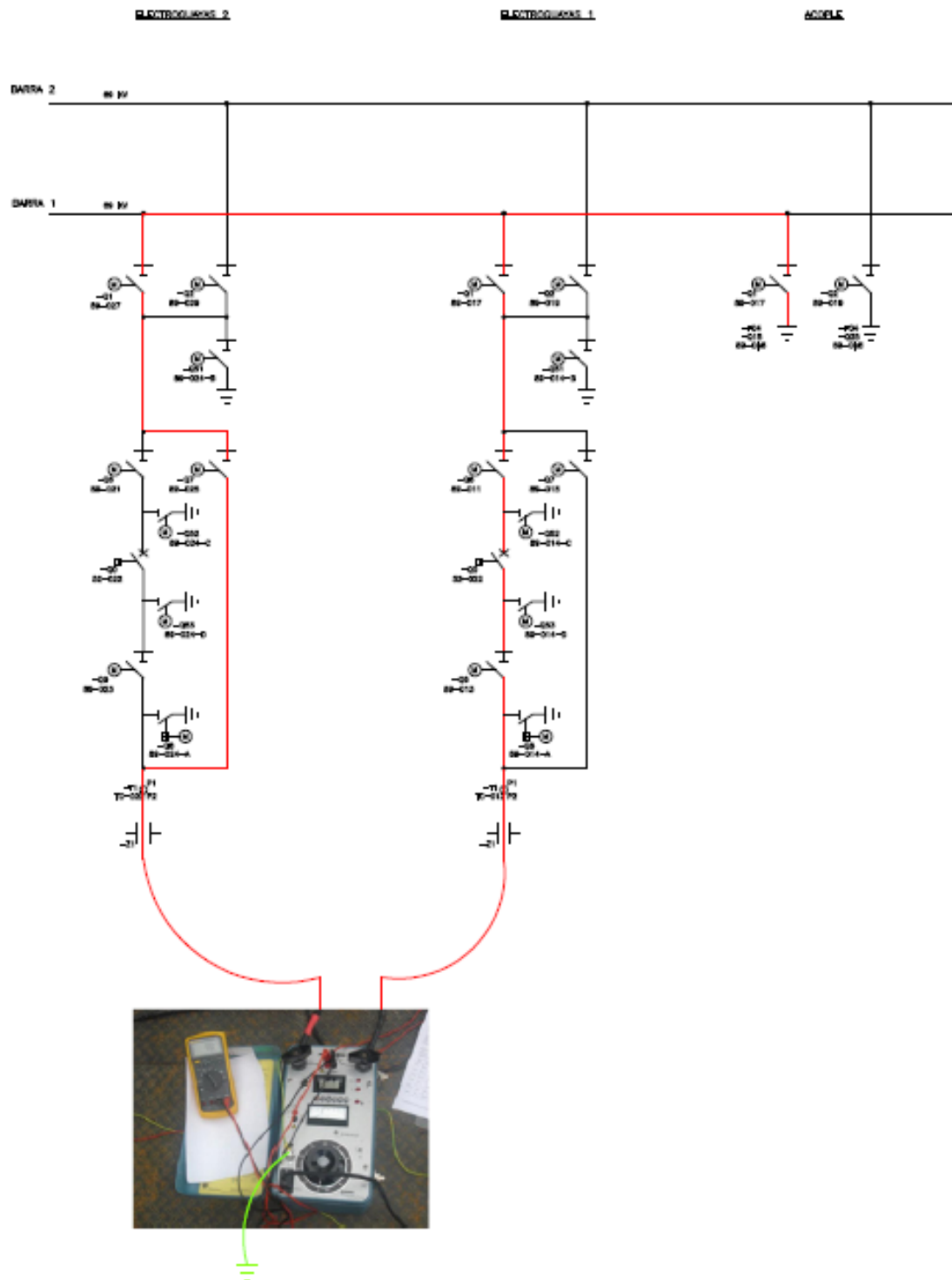


Fig. 36 Conexión Física de la prueba de Resistencia Eléctrica de Contactos.



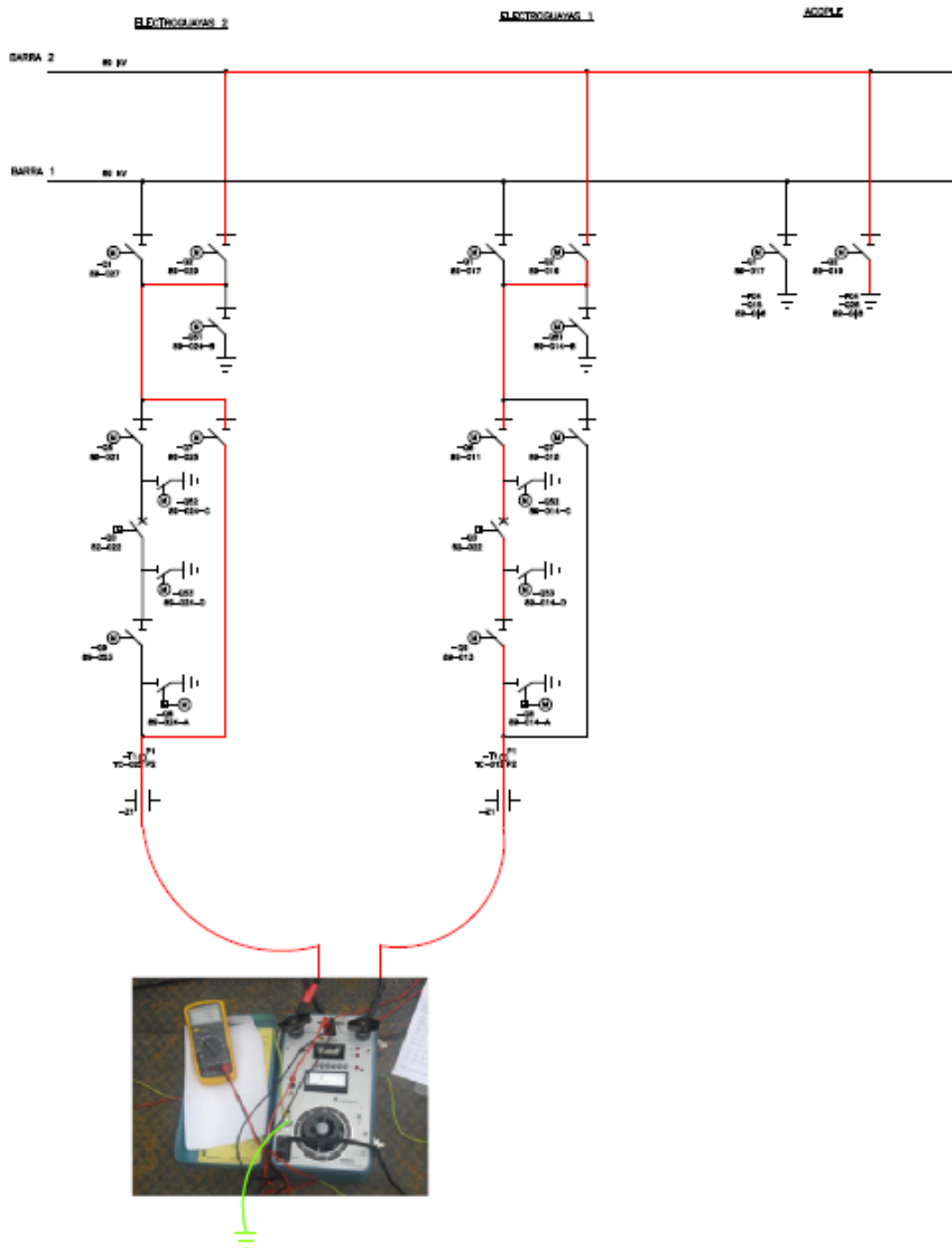
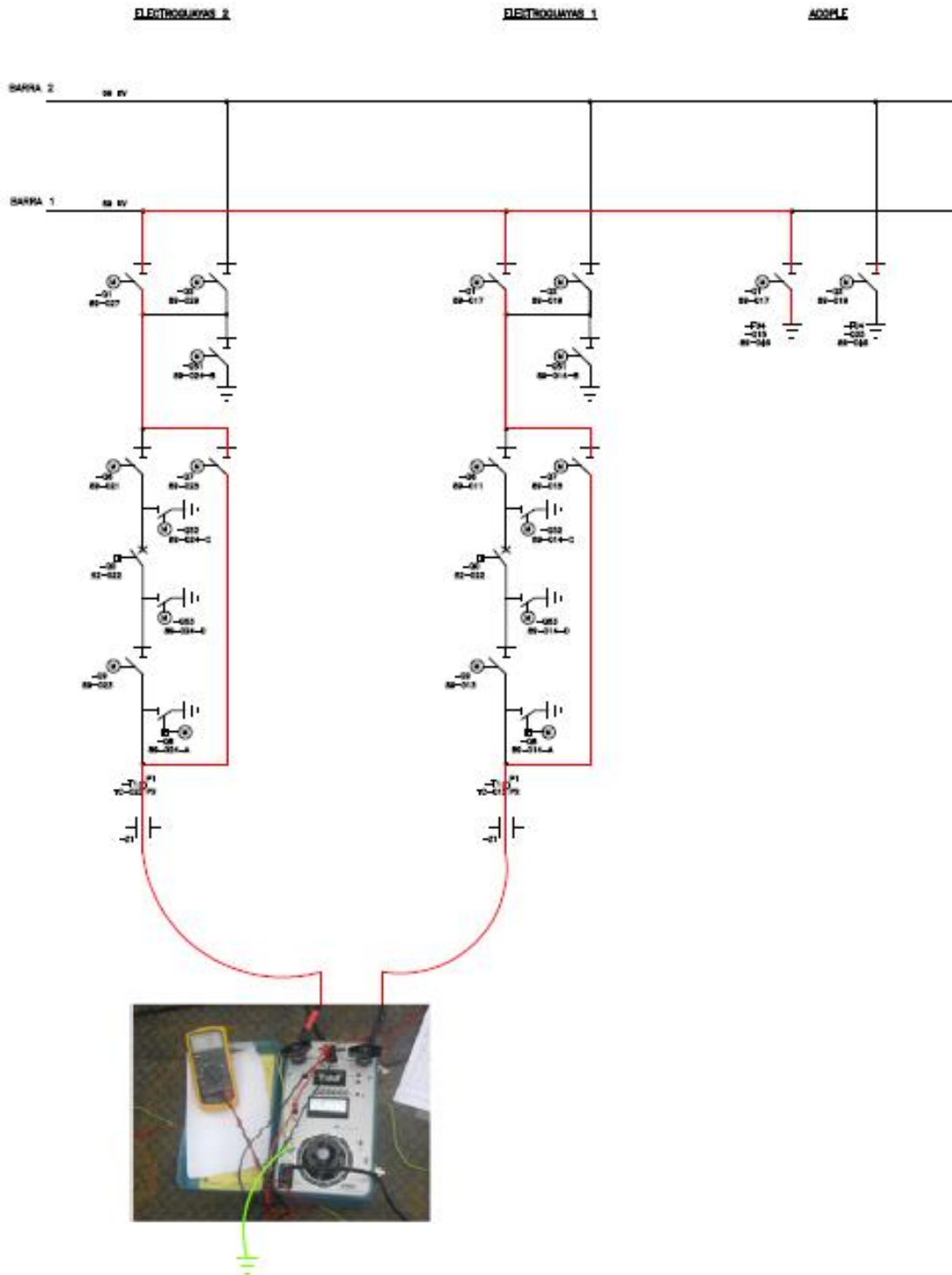
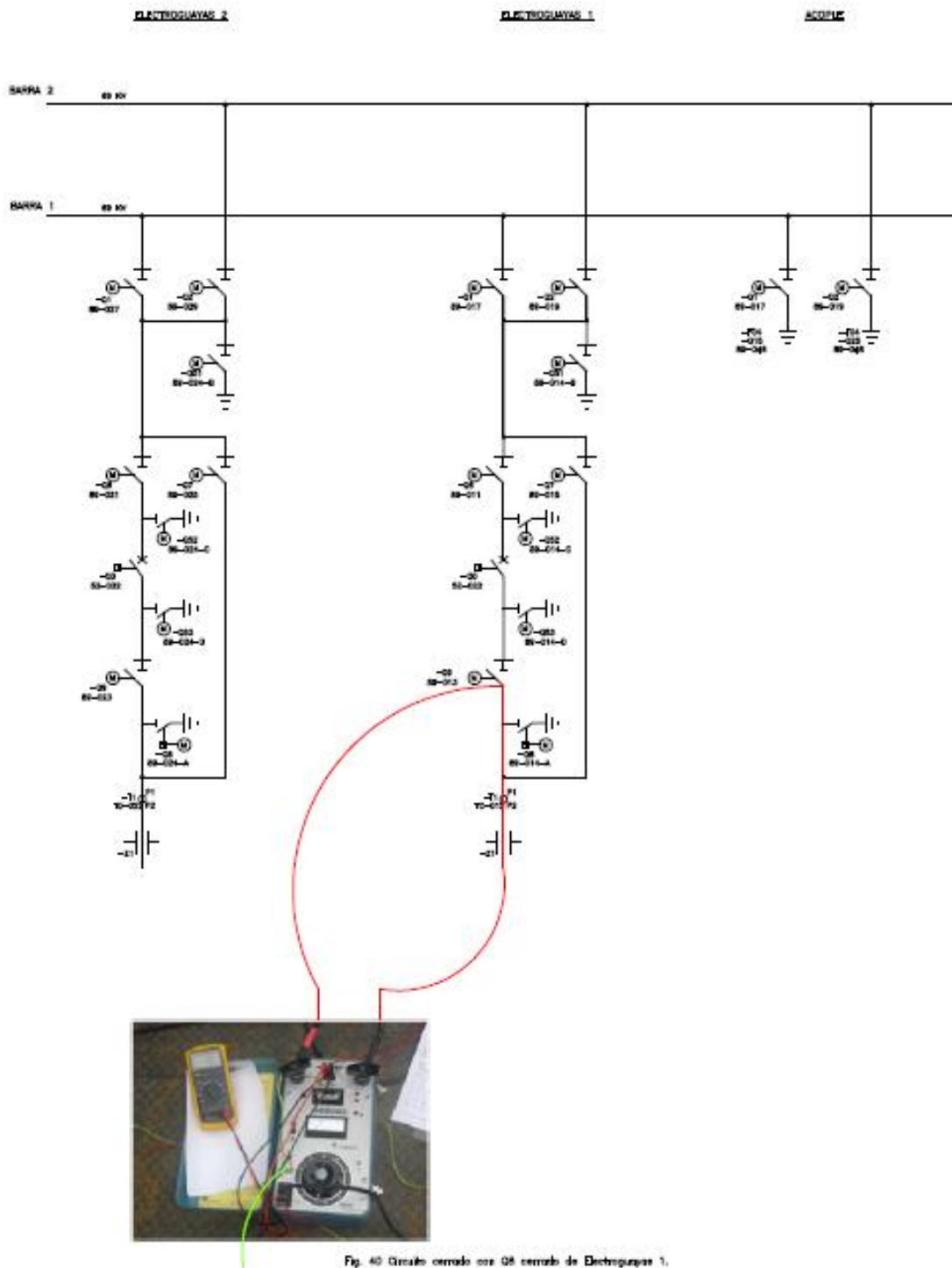


Fig. 38 Circuito cerrado con Q25, Q2, Q5, Q0 y Q9 cerrados de Electroquemas 1 y Q1, Q5, Q0 y Q9 cerrados de Electroquemas 2.





Se da por aceptada la prueba de Resistencia de Contactos Principales, pues según la norma IEC 60694 que indica que los valores de la resistencia

no exceda a 1.2 el valor de diseño ($250\mu\Omega$), en este caso se observa que ningún resultado es mayor a dicho valor.

4.2 Análisis de Resultados de las Pruebas Pre Funcionales

Las pruebas eléctricas pre funcionales de los seccionadores e interruptores que se efectuaron en sitio corresponden al nivel cero del orden jerárquico, es decir fueron practicadas en el lazo formado entre el equipo de alta tensión y sus respectivos tableros de control local. A continuación se muestra el nivel 0 en las figuras 41a y 41b.



Fig. 41a. Equipo de Alta Tensión



Fig. 41b. Tableros de control local.

Seccionadores

La comparación de los resultados aquí obtenidos se hará en base a los producidos en fábrica. La tabla 16 muestra los resultados de comprobación de los seccionadores.

Designación	Polo	Desviaciones para marcar		Motor del accionamiento			
				Máxima toma de corriente		Tiempo de funcionamiento	
		OFF ± mm	ON ± mm	Cerrado A	Abierto A	Cerrado seg.	Abierto seg.
-Q 1	A	0	0	5,0	4,3	3,2	3,8
	B						
	C						
-Q 2	A	0	0	4,8	4,4	3,7	3,1
	B						
	C						

Tabla 16. Resultado de Comprobación de seccionadores.

La nomenclatura utilizada en estos seccionadores se indica en la tabla 17, así mismo la ubicación de los mismos se observan en las figuras 32 hasta 39.

Nomenclatura Alemana	Nomenclatura de Transelectric	Nombre de Equipo
Q0	52-012	Interruptor de Alta tensión.
Q1	89-017	Seccionador de Barra 1.
Q2	89-019	Seccionador de Barra 2.
Q51	89-014-B	Seccionador de tierra de Barras 1 y 2.
Q52	89-014-C	Seccionador de tierra del interruptor.
Q53	89-014-D	Seccionador de tierra del interruptor.
Q6	89-011	Seccionador de línea.
Q7	89-015	Seccionador de Bypass.
Q8	89-014-A	Seccionador de tierra de línea.
Q9	89-013	Seccionador de línea.

Tabla 17. Nomenclaturas de equipos de patio.

Se observa que los valores de corriente y el tiempo de operación de los motores de los seccionadores no excede la tolerancia admisible como se indica en los resultados realizados en fábrica (ver estos resultados en Anexos). Por lo tanto se concluye que la prueba queda aceptada.

4.3 Análisis de Resultados de las Pruebas aplicadas al Gas Hexafloruro de Azufre

En las pruebas realizadas al Gas SF₆ se utilizaron los equipos de Medida de Porcentaje en volumen 3-027-R002 (Fig. 21a y 21b) y el Detector de Fuga de Gas SF₆(Fig. 28) para realizar Punto de Rocío, Porcentaje de humedad en el SF₆ y Prueba de hermeticidad del Gas SF₆

con los equipos respectivamente. Las pruebas de verificación de Llenado de Gas (Presión y Temperatura) se las realizó visualmente.

En la tabla 18 se observarán los resultados de la presión y temperatura de llenado de gas, hermeticidad, punto de rocío, contenido de humedad en el SF6 y verificación de función de monitoreo de gas SF6.

Inspección de limpieza e instalación de material filtrante en el Compartimento de gas	Evacuación hasta [mbar]	Verificación de función de monitoreo de SF6	Llenado de gas al final		Prueba de hermeticidad del gas	Punto de rocío [°C]	Porcentaje de SF6 %
			Presión [bar]	Temperatura [°C]			
GR. 00/A	P	L _____ OK M _____ OK	7,0	23	OK	□-20	99.9
GR. 00/B	P	L _____ OK M _____ OK	7,0	23	OK	□-20	99.9
GR. 00/C	P	L _____ OK M _____ OK	7,0	23	OK	□-20	99.9
GR. 01	□1	L _____ OK M _____ OK	6,19	23	OK	□-20	99.9
GR. 02	□1	L _____ OK M _____ OK	6,19	23	OK	□-20	99.9
GR. 03	□1	L _____ OK M _____ OK	6,19	23	OK	□-20	99.9
GR. 04	□1	L _____ OK M _____ OK	6,19	23	OK	□-20	99.9
GR. 05	□1	L _____ OK M _____ OK	6,19	23	OK	□-20	99.9
GR. 06/A	□1	L _____ OK M _____ OK	6,28	26	OK	□-20	99.9
GR. 06/B	□1	L _____ OK M _____ OK	6,28	26	OK	□-20	99.9
GR. 06/C	□1	L _____ OK M _____ OK	6,28	26	OK	□-20	99.9

Tabla 18. Resultados del Gas Hexafluoruro de Azufre (SF6).

P: valores de presión de fábrica.

L: alarma por baja presión de SF6.

M: alarma por alta presión de SF6.

Nota: GR. Es la sección de compartimiento, ver en plano Unifilar de 69KV de la Subestación en el Anexo

En la tabla 18 se observa que la hermeticidad en cada compartimiento esta buena es decir no existe fuga de gas, también observamos los valores de presión y temperatura de cada uno de los compartimientos. De acuerdo al criterio de aceptación para el punto de rocío la temperatura a la que comienza la condensación del agua debe ser menor a -5°C , y en dicha tabla se observa que no supera dicha temperatura sino mas bien es menor que -20°C , por lo tanto se da por aceptada la prueba. En el caso del contenido de SF6 la prueba queda aceptada, pues el contenido de aire en el gas corresponde al 1% sin embargo el criterio para aceptar esta prueba es 95% SF6 y 5% aire.

CAPITULO V

PUESTA EN SERVICIO DEL EQUIPO ENCAPSULADO EN GAS SF6

DEL PATIO DE 69KV.

GENERALES.

Previo a la puesta en servicio del patio de 69KV se realizan pruebas funcionales desde todos los niveles de orden jerárquico además de las pruebas de energización. En estas pruebas lo que se realiza es el amarillado de los planos de control de la subestación, este consiste en verificar que efectivamente el circuito de control funciona de acuerdo al o los planos de control.

Se comprueba en este tipo de pruebas funcionales la lógica de enclavamientos de la subestación, los niveles de control del sistema, y se comprueba además todas las señales (alarmas, disparos, etc.) que deben llegar al sistema. Estas pruebas son las que permiten comprobar que la subestación funcionará correctamente.

Antes de iniciar cualquier tipo de prueba con los equipos de pruebas, se debe verificar el estado del o el equipo a emplear en la o las pruebas de puesta en servicio, es decir dejar constancia en la bitácora del proyecto si el equipo de prueba está en excelentes, buenas o malas condiciones. Además cuando se trate de equipos de protección o de comprobación del sistema de control de la Subestación se debe constatar el estado de dichos equipos, revisar conexionado de los mismos ya que estos

vienen de fábrica y podría ocurrir que alguna conexión no concuerde con lo respaldado en el plano de control, de encontrar alguna novedad el personal calificado deberá hacer las debidas correcciones y dejar constancia del evento por escrito en la bitácora del proyecto.

Se comprueba el funcionamiento adecuado de la apertura y cierre de interruptores y seccionadores, después se da inicio a la revisión de los mismos en todos los niveles de control, y algo importante que siempre debe realizarse es chequear o comprobar el buen funcionamiento del sistema local remoto del seccionador y se verifica que efectivamente éste no impida la realización de maniobras desde otro nivel de control. Esta prueba se realiza en nivel ascendente en todos los niveles de control de la subestación.

En la Subestación Salitral ocurrió una novedad, pues los enclavamientos de los planos de control efectivamente daban permisivo, esto es cumplirse sin novedad alguna la secuencia de la lógica de enclavamientos para determinada maniobra, en este caso a los seccionadores e interruptores de todas las posiciones de bahías, pero cuando se revisaron estos esquemas de control se detectaron las siguientes novedades. Es necesario aclarar que los seccionadores a continuación descritos forman parte de la posición Electroguayas 1, y todas las novedades que abajo se mencionarán se encontrarán en detalle en el ítem 5.1.

- El seccionador de tierra del Interruptor (89-014-C, ver tabla 18) tiene dependencia del seccionador de línea (89-011, ver tabla 18), no obstante la apertura o cierre del 89-011 no depende del 89-014-C. Resultando con ello tres posibles casos, cabe recalcar que estos casos serían en condiciones normales de funcionamiento con las barras 1 y 2 energizadas a 69KV o con tensión en la línea:
 1. Se puede poner forzosamente a potencial de tierra la barra 1 por intermedio del seccionador 89-014-C.
 2. Se puede poner forzosamente a potencial de tierra la barra 2 por intermedio del seccionador 89-014-C.
 3. Se puede poner forzosamente a potencial de tierra la línea por intermedio del seccionador de tierra del interruptor 89-014-C.

- El seccionador de tierra del Interruptor (89-014-D, ver tabla 18) tiene dependencia del seccionador de línea (89-013, ver tabla 18), no obstante la apertura o cierre del 89-013 no depende del 89-014-D. Resultando con ello un posible caso, cabe recalcar que este caso sería en condiciones normales de funcionamiento con tensión de 69KV en la línea:
 4. Se puede poner forzosamente a potencial de tierra la línea por intermedio del seccionador 89-014-D.

- El seccionador de tierra de las Barras 1 y 2 (89-014-B, ver tabla 18) tiene dependencia del seccionador de Bypass (89-015, ver tabla 18), no obstante la apertura o cierre del 89-014-B no depende del 89-015 Resultando con ello un posible caso, cabe recalcar que este caso sería en condiciones normales de funcionamiento con tensión de 69KV en la línea:

5. Se puede poner forzosamente a potencial de tierra la línea por intermedio del seccionador de barras 1 y 2 89-014-B.

5.1. Pruebas Funcionales de Control de seccionadores y disyuntores desde el Nivel 0.

Todos los seccionadores y disyuntores pueden ser operados desde el nivel cero o lo que es lo mismo desde el patio de maniobras. En el caso de la Subestación Salitral al ser una subestación con aislamiento en Hexafloruro de azufre (SF6), todo el control de apertura o cierre de seccionadores y disyuntores se los realiza desde el tablero de control local de cada bahía.

Las pruebas funcionales son requeridas para constatar con los planos de control los enclavamientos necesarios que dan permiso para apertura o cierre de los seccionadores y/o disyuntores.

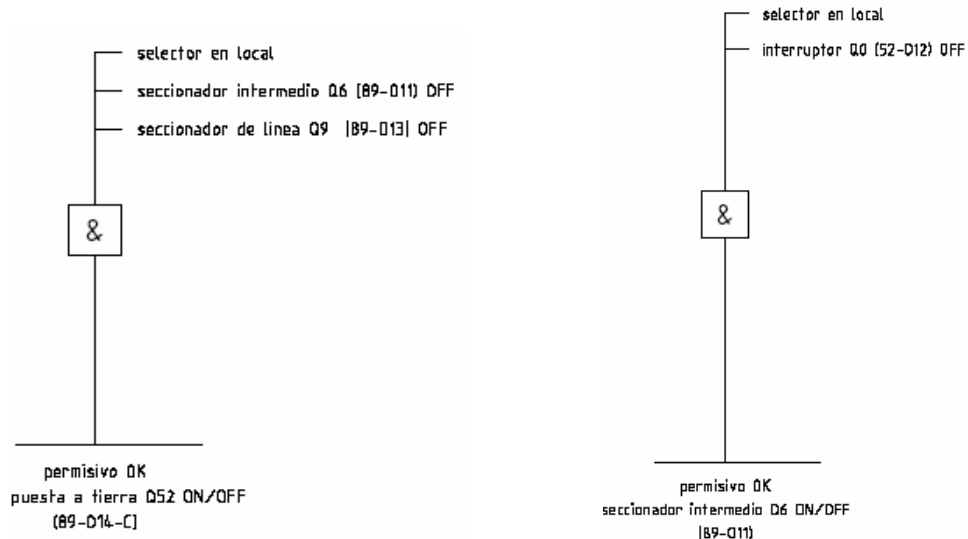
Una vez que se ha hecho la comprobación de dichos equipos entonces se procede a seguir paso a paso la lógica de enclavamientos que constan en los planos de control del nivel cero. Sí al realizarse sin novedad los enclavamientos entonces se da por aprobada la prueba funcional, caso contrario los ingenieros de proyecto deberán hacer cambios correspondientes para que exista permisivo y opere el equipo. Por supuesto deberán dejar por escrito dichos cambios en la bitácora diaria del proyecto.

Para explicación de esta novedad y para indicación del resto de las pruebas se toma como referencia la bahía de ELECTROGUAYAS 1 (52-012). Antes de iniciar con la explicación se mostrará en la tabla 18 la nomenclatura de los seccionadores.

Nomenclatura Alemana	Nomenclatura de Transelectric	Nombre de Equipo
Q0	52-012	Interruptor de Alta tensión.
Q1	89-017	Seccionador de Barra 1.
Q2	89-019	Seccionador de Barra 2.
Q51	89-014-B	Seccionador de tierra de Barras 1 y 2.
Q52	89-014-C	Seccionador de tierra del interruptor.
Q53	89-014-D	Seccionador de tierra del interruptor.
Q6	89-011	Seccionador de línea.
Q7	89-015	Seccionador de Bypass.
Q8	89-014-A	Seccionador de tierra de línea.
Q9	89-013	Seccionador de línea.

Tabla 18. Nomenclaturas de equipos de patio.

1) El seccionador de tierra del interruptor (89-014-C) tiene dependencia del seccionador de línea (89-011), pero el 89-011 no depende del 89-014-C, como se muestra en el esquema siguiente:

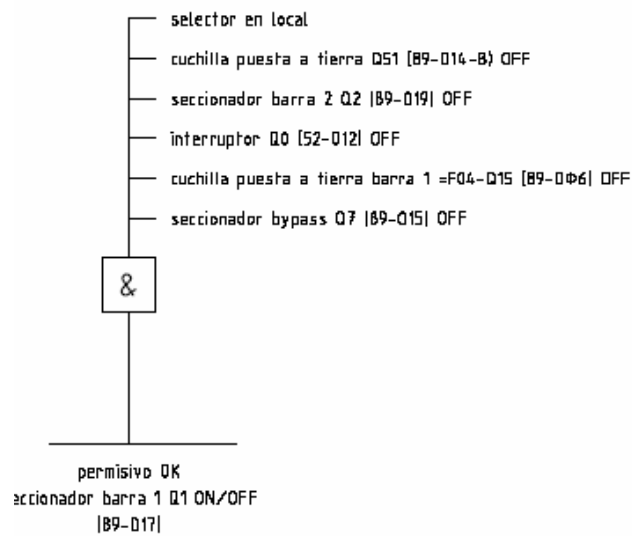


De esta forma, operativamente desde los tableros de control local de la GIS (NIVEL 0), se puede permitir lo siguiente:

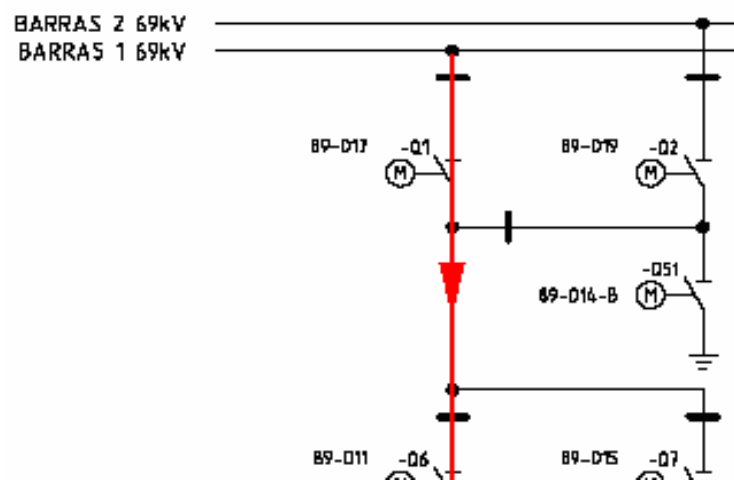
CASO I:

Estando en condiciones normales de funcionamiento con barras 1 y 2 energizadas a 69kV, se puede poner forzosamente a potencial de tierra la barra 1, por intermedio del seccionador de tierra del interruptor (89-014-C). Esto, dado a que es posible la siguiente secuencia de operación:

1. **Cierre** del seccionador (**89-014-C**), siempre y cuando se encuentren abiertos los seccionadores de línea (89-011 y 89-013).
2. **Cierre** del seccionador de línea (**89-011**), sólo si únicamente el interruptor (52-012) se encuentra abierto.
3. **Cierre** del seccionador selector de barra 1 (**89-017**), siempre y cuando se cumpla con la siguiente cadena de permisivos:



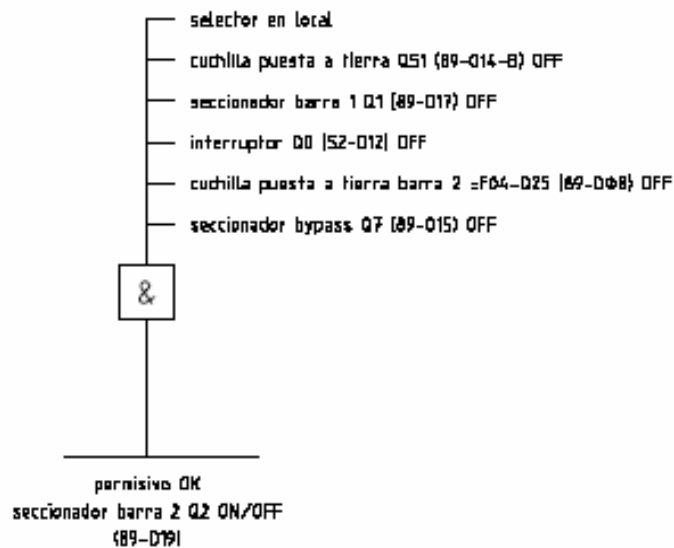
Por tanto, la interpretación gráfica de lo que está sucediendo con esta secuencia de operación, se muestra en la siguiente figura.



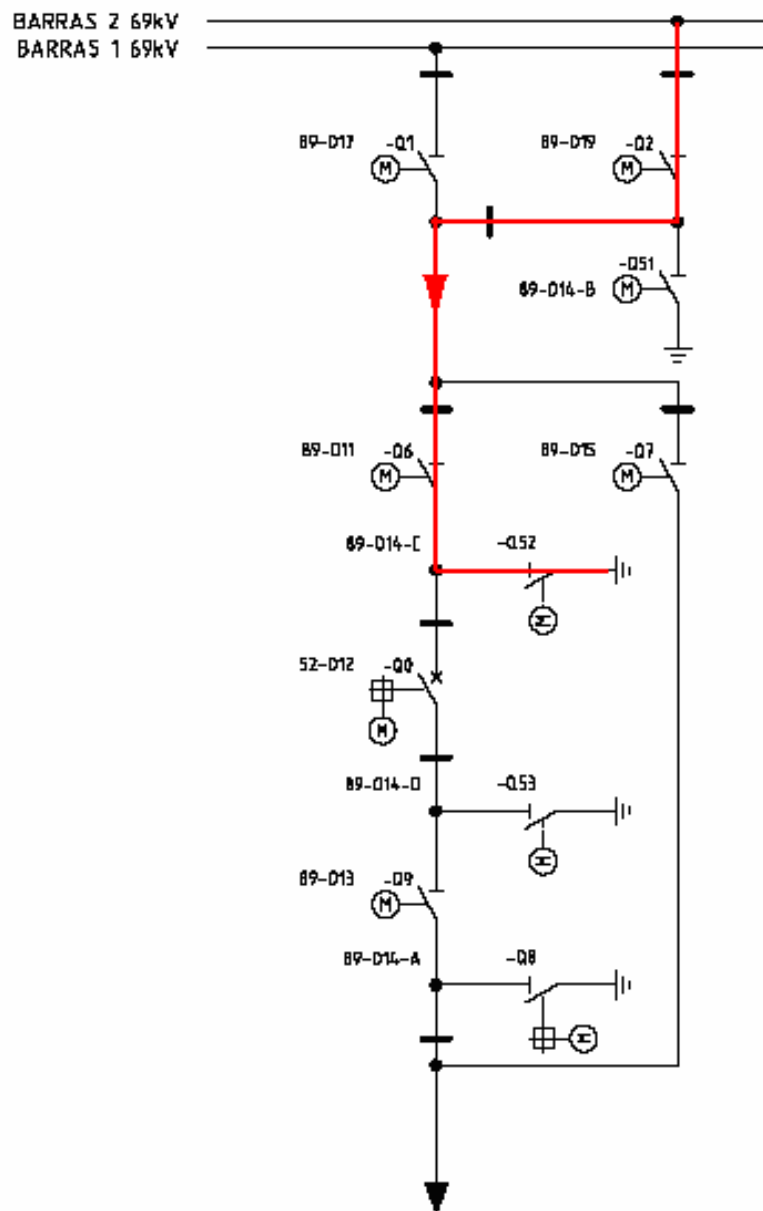
CASO II:

Estando en condiciones normales de funcionamiento con barras 1 y 2 energizadas a 69kV, se puede poner forzosamente a potencial de tierra la barra 2, por intermedio del seccionador de tierra del interruptor (89-014-C). Esto, dado a que es posible la siguiente secuencia de operación:

1. **Cierre** del seccionador (89-014-C), siempre y cuando se encuentren abiertos los seccionadores de línea (89-011 y 89-013).
2. **Cierre** del seccionador de línea (89-011), sólo si únicamente el interruptor 52-012 se encuentra abierto.
3. **Cierre** del seccionador selector de barra 2 (89-019), siempre y cuando se cumpla con la siguiente cadena de permisos:



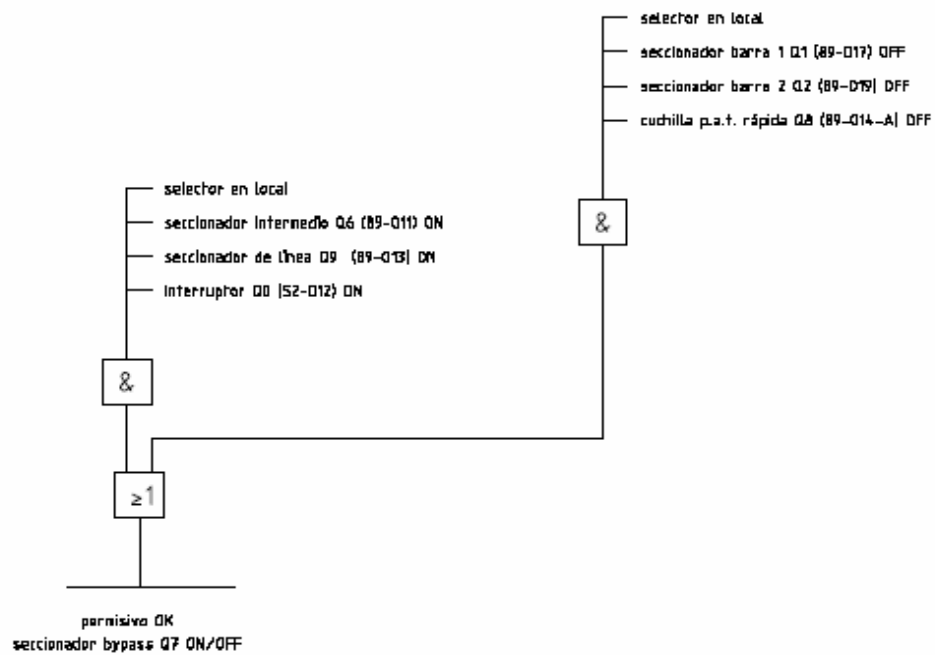
Por tanto, la interpretación gráfica de lo que está sucediendo con esta secuencia de operación, se muestra en la siguiente figura.



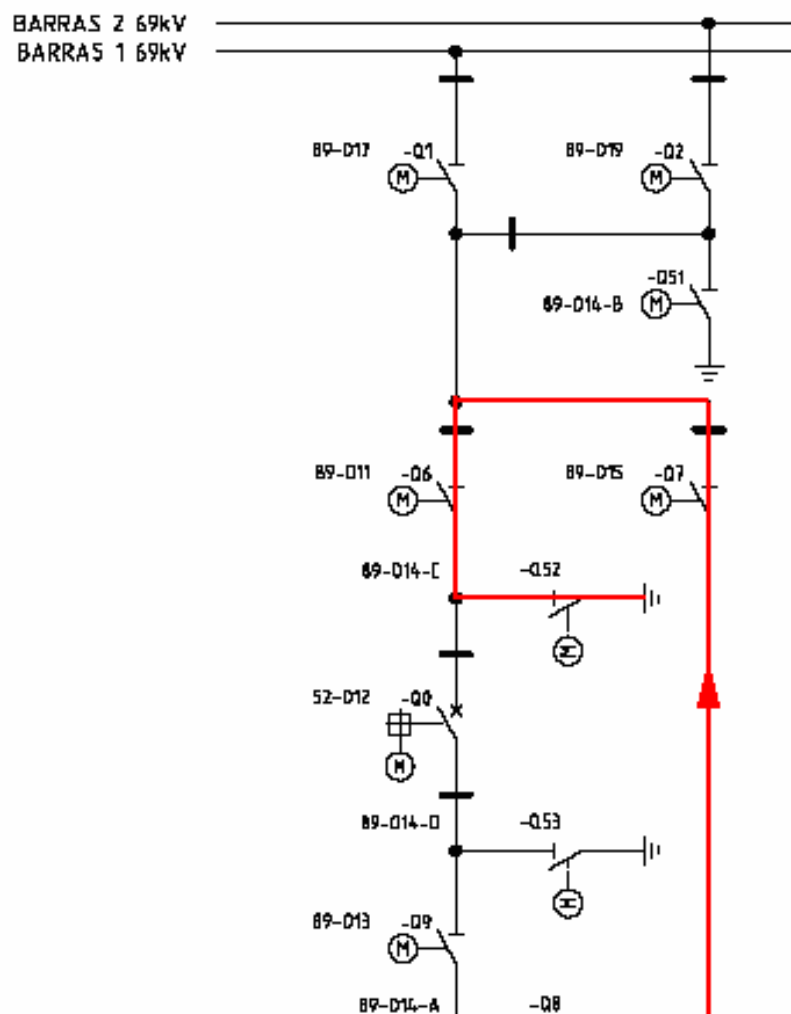
CASO III:

Estando en condiciones normales de funcionamiento con tensión de 69kV en la línea, se puede poner esta forzosamente a potencial de tierra, por intermedio del seccionador de tierra del interruptor (89-014-C). Esto, dado a que es posible la siguiente secuencia de operación:

1. **Cierre** del seccionador (89-014-C), siempre y cuando se encuentren abiertos los seccionadores de línea (89-011 y 89-013)
2. **Cierre** del seccionador de línea (89-011), sólo si únicamente el interruptor (52-012) se encuentra abierto.
3. **Cierre** del seccionador de bypass (89-015), siempre y cuando se cumpla con la siguiente cadena de permisos:

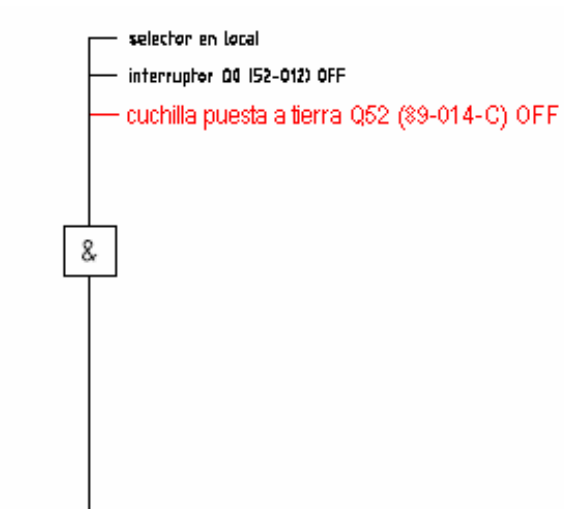


Por tanto, la interpretación gráfica de lo que está sucediendo con esta secuencia de operación, se muestra en la siguiente figura.



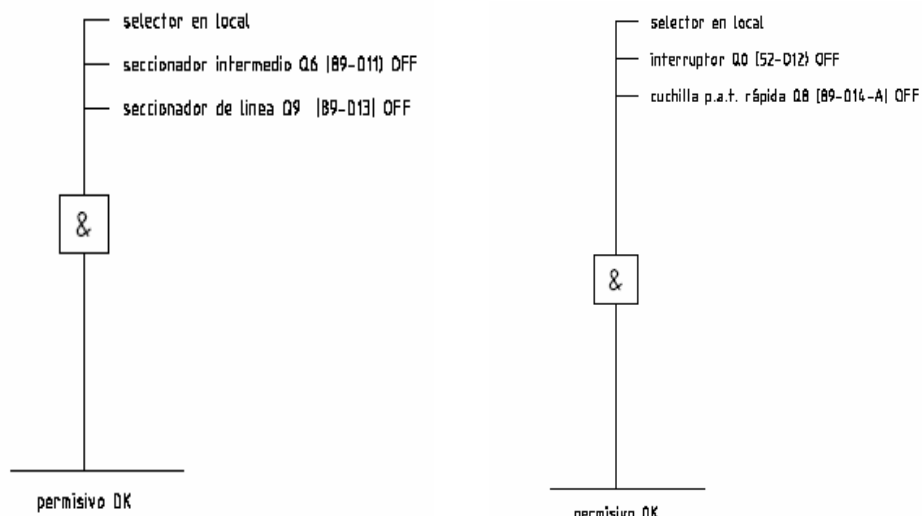
SOLUCIÓN:

Se debería implementar adicionalmente en la cadena de permisos de operación del seccionador de línea (89-011), la condición de que el seccionador (89-014-C) se encuentre primero ABIERTO.



Es decir, el seccionador (89-011) debería cerrarse siempre y cuando el interruptor (52-012) y el seccionador de tierra (89-014-C) se encuentran ABIERTOS.

2) El seccionador de tierra del interruptor (89-014-D) tiene dependencia del seccionador de línea (89-013), pero el 89-013 no depende del 89-014-D, como se muestra en el siguiente esquema:



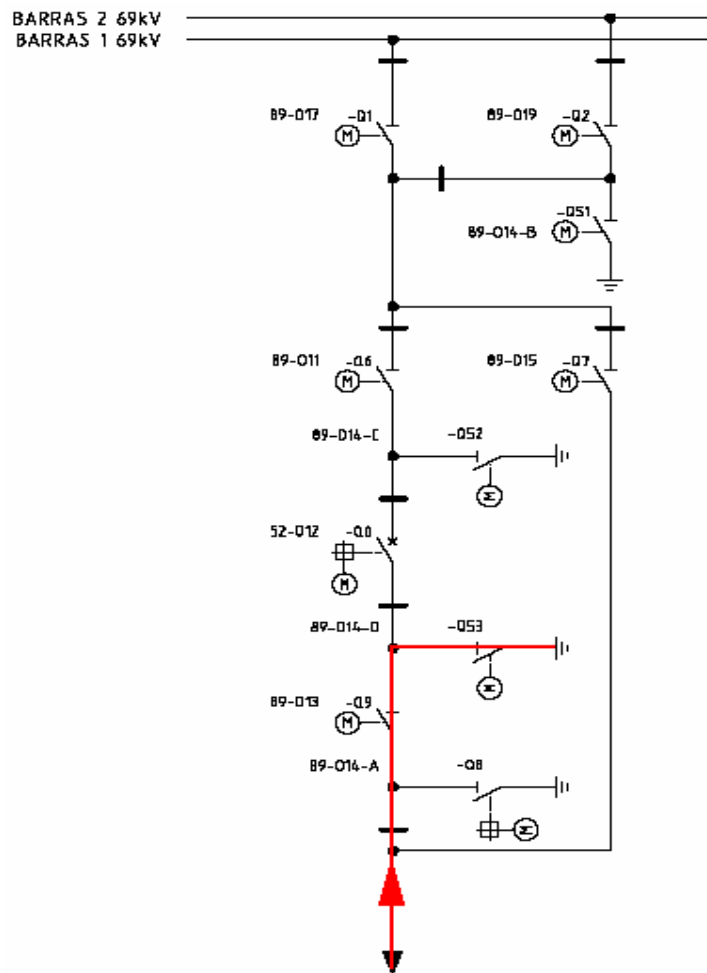
De esta forma, operativamente desde los gabinetes de control local del equipo encapsulado (NIVEL 0), se puede permitir lo siguiente:

CASO IV:

Estando en condiciones normales de funcionamiento con tensión de 69kV en la línea, se puede poner esta forzosamente a potencial de tierra, por intermedio del seccionador de tierra del interruptor (89-014-D). Esto, dado a que es posible la siguiente secuencia de operación:

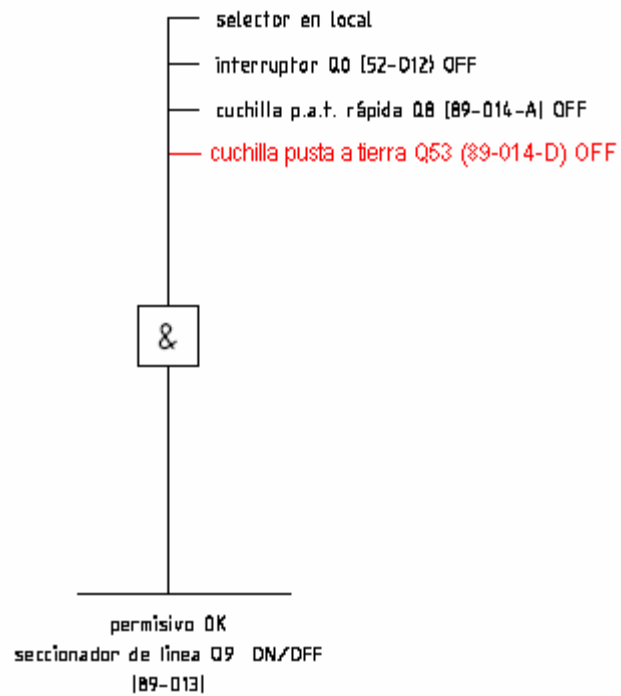
1. **Cierre** del seccionador **(89-014-D)**, siempre y cuando se encuentren abiertos los seccionadores de línea (89-011 y 89-013).
2. **Cierre** del seccionador de línea **(89-013)**, sólo si el interruptor (52-012) y el seccionador de puesta a tierra de la línea (89-014-A), se encuentran abiertos.

Por tanto, la interpretación gráfica de lo que esta sucediendo con esta secuencia de operación, se muestra en la siguiente figura.



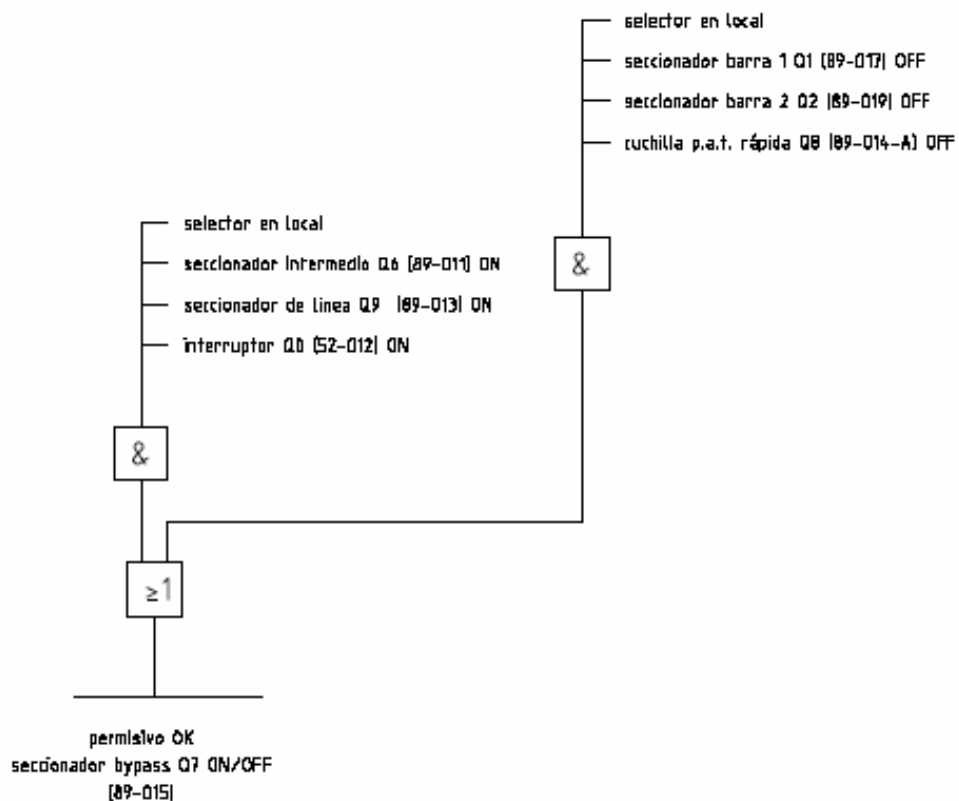
SOLUCIÓN:

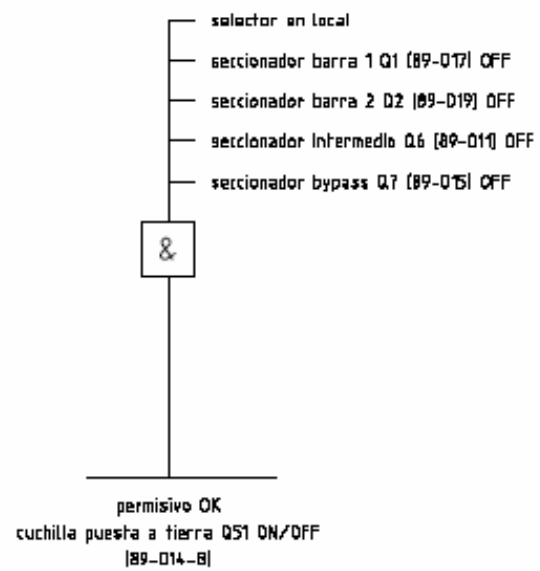
Se debería implementar adicionalmente en la cadena de permisos de operación del seccionador de línea (89-013), la condición de que el seccionador (89-014-D) se encuentre primero ABIERTO.



Es decir, el seccionador (89-013) debería cerrarse siempre y cuando el interruptor (52-012) y los seccionadores de tierra (89-014-A y 89-014-D), se encuentren ABIERTOS.

3) El seccionador de puesta a tierra de las barras 1 y 2 (89-014-B) tiene dependencia del seccionador de bypass (89-015), pero el 89-015 no depende del 89-014-B. como se muestra en el siguiente esquema:





De esta forma, operativamente desde los gabinetes de control local del equipo encapsulado (NIVEL 0), se puede permitir lo siguiente:

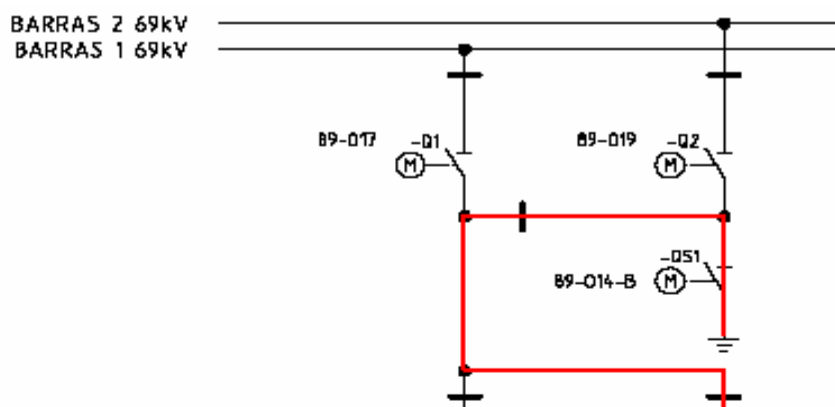
CASO V:

Estando en condiciones normales de funcionamiento con tensión de 69kV en la línea, se puede poner esta forzosamente a potencial de tierra, por intermedio del seccionador de tierra de las barras 1 y 2 (89-014-B). Esto, dado a que es posible la siguiente secuencia de

Operación:

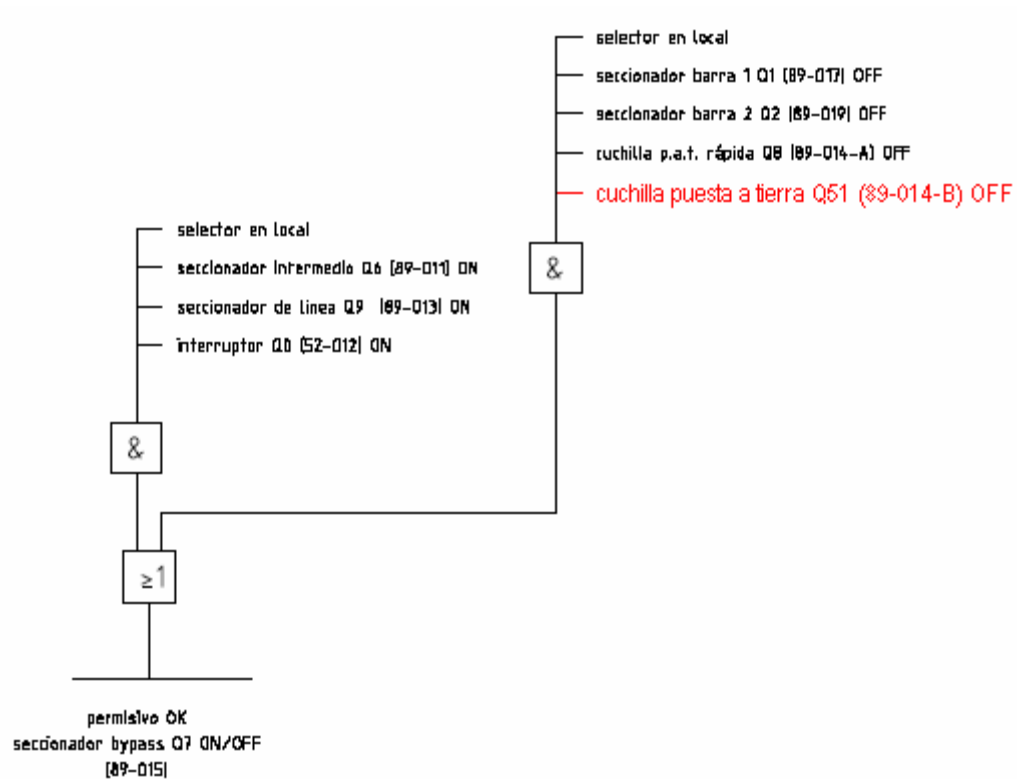
1. **Cierre** del seccionador (89-014-B), siempre y cuando se encuentren abiertos los seccionadores: de barra 89-017 y 89-019, de línea 89-011 y de bypass 89-015.
2. **Cierre** el seccionador de bypass (89-015), sólo si se encuentran abiertos los seccionadores: de barra (89-017 y 89-019), y de puesta a tierra de la línea (89-014-A).

Por tanto, la interpretación gráfica de lo que está sucediendo con esta secuencia de operación, se muestra en la siguiente figura.



SOLUCIÓN:

Se debería implementar adicionalmente en la cadena de permisos de operación del seccionador de bypass (89-015), la condición de que el seccionador (89-014-B) se encuentre primero ABIERTO, esto se ve en siguiente esquema.



Es decir, el seccionador (89-015) debería cerrarse siempre y cuando se encuentren ABIERTOS los seccionadores: de barra 1 y 2 (89-017 y 89-019), de

puesta a tierra de la línea (89-014-A) y de puesta a tierra de las barras 1 y 2 (89-014-B).

Después de hacer las correcciones correspondientes en los planos de control, entonces se ejecuta la secuencia de los enclavamientos para los seccionadores y debe dar permisivo.

A continuación se mostrarán las condiciones de enclavamientos para los seccionadores y el interruptor 52-012

EQUIPO PRIMARIO	OPERACION	CONDICIONES PREVIAS	MANIOBRA
89-017	APERTURA CIERRE	1. Selector en Local	Una vez que se tengan todas las condiciones, desde el tablero se gira la manija a la posición deseada
		2. Seccionador 89-014-B abierto	
		3. Seccionador 89-019 abierto	
		4. Interruptor 52-012 abierto	
		5. Seccionador 89-006 abierto	
		6. Seccionador 89-015 abierto	
		7. Seccionador 89-014-C abierto	
		8. Alimentación de 125V _{cd} (Control y Fuerza)	
89-019	APERTURA CIERRE	1. Selector en Local	Una vez que se tengan todas las condiciones, desde el tablero se gira la manija a la posición deseada
		2. Seccionador 89-014-B abierto	
		3. Seccionador 89-017 abierto	
		4. Interruptor 52-012 abierto	
		5. Seccionador 89-008 abierto	
		6. Seccionador 89-015 abierto	
		7. Seccionador 89-014-C abierto	
		8. Alimentación de 125V _{cd} (Control y Fuerza)	
89-014-B	APERTURA CIERRE	1. Selector en Local	Una vez que se tengan todas las condiciones, desde el tablero se gira la manija a la posición deseada
		2. Seccionador 89-017 abierto	
		3. Seccionador 89-019 abierto	
		4. Seccionador 89-011 abierto	
		5. Seccionador 89-015 abierto	
		6. Alimentación de 125V _{cd} (Control y Fuerza)	
89-011	APERTURA CIERRE	1. Selector en Local	Una vez que se tengan todas las condiciones, desde el tablero se gira la manija a la posición deseada
		2. Seccionador 52-012 abierto	
		3. Seccionador 89-014-C abierto	
		4. Alimentación de 125V _{cd} (Control y Fuerza)	
89-014-C	APERTURA CIERRE	1. Selector en Local	Una vez que se tengan todas las condiciones, desde el tablero se gira la manija a la posición deseada
		2. Seccionador 89-011 abierto	
		3. Seccionador 89-013 abierto	
		4. Alimentación de 125V _{cd} (Control y Fuerza)	

89-014-D	APERTURA CIERRE	1. Selector en Local	Una vez que se tengan todas las condiciones, desde el tablero se gira la manija a la posición deseada
		2. Seccionador 89-011 y 89-013 abierto	
		3. Alimentación de 125V _{cd} (Control y Fuerza)	
89-013	APERTURA CIERRE	1. Selector en Local	Una vez que se tengan todas las condiciones, desde el tablero se gira la manija a la posición deseada
		2. Seccionador 52-012 abierto	
		3. Seccionador 89-014-A abierto	
		4. Seccionador 89-014-D abierto	
		5. Alimentación de 125V _{cd} (Control y Fuerza)	
<hr/>			
89-014-A	APERTURA CIERRE	1. Selector en Local	Una vez que se tengan todas las condiciones, desde el tablero se gira la manija a la posición deseada
		2. Seccionador 89-011 abierto	
		3. Línea libre de tensión	
		4. Interruptor termomagnético cerrado	
		5. Seccionador 89-015 abierto	
		6. Alimentación de 125V _{cd} (Control y Fuerza)	
<p>Nota: Si se desea abrir manualmente cualquiera de estos seccionadores se pondrá el tablero F01+S01 en la manija motor/manual en manual y se procederá de acuerdo al manual del fabricante y esta maniobra la realizara solo personal calificado.</p>			
<hr/>			
52-012	APERTURA	1. Selector en local	Pulsar abrir
	CIERRE	1. Selector en local	Pulsar cierre
		2. Abiertos 89-011 y 89-013	
		3.No discrepancia de polos	
		4.No Falla mecanismo de Operación	
		5. No bloqueo SF6	

Tabla 19. Permisivos del Nivel Cero

A continuación se mostrarán dos tablas indicadoras de los nombres que les corresponden a las distintas celdas de los niveles 0 y 1.

CELDA	F01	F02	F03	F04	F05	F06	F07	F08	F09	F10
NOMBRE	ELECTROGUAYAS 1	ELECTROGUAYAS 2	CATEG 1	ACOPLADOR	TRANSELECTRIC 2	CATEG 3	TRANSELECTRIC 1	ELECTROQUIL 1	ELECTROQUIL 2	CATEG 2

Tabla 20. Identificación de tableros del Nivel Cero.

CELDA	F01	F02	F03	F04	F05	F06	F07	F0Q	F0R	F0Ø
NOMBRE	ELECTROGUAYAS 1	ELECTROGUAYAS 2	CATEG 1	CATEG 3	ELECTROQUIL 1	ELECTROQUIL 2	CATEG 2	TRANSELECTRIC 1	TRANSELECTRIC 2	ACOPLADOR

Tabla 21. Identificación de tableros del Nivel Uno.

5.2. Verificación de lógica de enclavamientos de seccionadores e interruptores desde el Nivel 1.

La lógica de enclavamientos a seguir desde el nivel uno se la ejecuta una vez esté concluida las pruebas funcionales de control de los seccionadores e interruptores desde el nivel Cero.

Se efectúan órdenes de apertura y cierre de los seccionadores e interruptores desde la Unidad de Control de Bahía (BCU) en los tableros correspondientes a cada una de las posiciones, y simulando estas órdenes desde los bornes de los tableros de control local del nivel cero y el nivel uno se ejecutan dichos enclavamientos. La diferencia con el nivel cero es que para poder realizar alguna maniobra se debe tener la BCU en LOCAL y el tablero de control local de la bahía a la que corresponda el seccionador y/o disyuntor en posición REMOTO desde la GIS, además aparecen nuevas condiciones de enclavamientos tales como No bloqueo por SF6 esta condición indica que no podrá ni abrir ni cerrar el equipo.

Como ya se indicó en el capítulo I, el nivel 1 corresponde a todos IED's (Intelligent Electronical Device) que forman parte del sistema de control. En la tabla 22 se muestra la lógica de enclavamientos para este nivel

Lógica de enclavamientos del Nivel Uno

EQUIPO PRIMARIO	OPERACION	CONDICIONES PREVIAS	MANIOBRA
89-017	APERTURA CIERRE	1. Selector del tablero F01+S01 en Remoto	Una vez que se tengan todas las condiciones, desde el tablero se gira la manija a la posición deseada
		2. Seccionador 89-0Φ6 abierto	
		3. Seccionador 89-015 abierto	
		4. No bloqueo SF6 Gr 1-6	
		5. Ver hoja 6 de enclavamientos Electroguayas 1.	
		6. Seccionador 89-014-B abierto	
		7. Alimentación de 125V _{cd} (Control y Fuerza)	
		8. Seccionador 89-017 cerrado ó No bloqueo 86B1	
89-019	APERTURA CIERRE	1. Selector en Local	Una vez que se tengan todas las condiciones, desde el tablero se gira la manija a la posición deseada
		5. Seccionador 89-0Ø8 abierto	
		3. Seccionador 89-015 abierto	
		4. No bloqueo SF6 Gr 1-6	
		5. Ver hoja 7 de enclavamientos Electroguayas 1	
		6. Seccionador 89-014-B abierto	
		7. Alimentación de 125V _{cd} (Control y Fuerza)	
		8. Seccionador 89-019 cerrado ó No bloqueo 86B2	
89-014-B	APERTURA CIERRE	1. Selector en Local	Una vez que se tengan todas las condiciones, desde el tablero se gira la manija a la posición deseada
		2. Seccionador 89-017 abierto	
		3. Seccionador 89-019 abierto	
		4. Seccionador 89-011 abierto	
		5. Seccionador 89-015 abierto	
		6. Interruptor 52-012 abierto	
		7. No bloqueo SF6 Gr 1-6	
		8. Alimentación de 125V _{cd} (Control y Fuerza)	
89-011	APERTURA CIERRE	1. Selector en Local	Una vez que se tengan todas las condiciones, desde el tablero se gira la manija a la posición deseada
		2. Seccionador 52-012 abierto	
		3. Seccionador 89-014-C abierto	
		4. Seccionador 89-014-B abierto	
		5. No bloqueo SF6 Gr 1-6	
		6. Alimentación de 125V _{cd} (Control y Fuerza)	
89-014-C	APERTURA CIERRE	1. Selector en Local	Una vez que se tengan todas las condiciones, desde el tablero se gira la manija a la posición deseada
		2. Seccionador 89-011 abierto	
		3. Seccionador 89-013 abierto	
		4. Interruptor 52-012 abierto	
		5. No bloqueo SF6 Gr 1-6	
		6. Alimentación de 125V _{cd} (Control y Fuerza)	

89-014-D	APERTURA CIERRE	1. Selector en Local	Una vez que se tengan todas las condiciones, desde el tablero se gira la manija a la posición deseada
		2. Seccionador 89-011 y 89-013 abierto	
		3. Interruptor 52-012 abierto	
		4. No bloqueo SF6 Gr 1-6	
		5. Alimentación de 125V _{cd} (Control y Fuerza)	
<hr/>			
89-013	APERTURA CIERRE	1. Selector en Local	Una vez que se tengan todas las condiciones, desde el tablero se gira la manija a la posición deseada
		2. Interruptor 52-012 abierto	
		3. Seccionador 89-014-A abierto	
		4. Seccionador 89-014-D abierto	
		5. No bloqueo SF6 Gr 1-6	
		6. Alimentación de 125V _{cd} (Control y Fuerza)	
<hr/>			
89-014-A	APERTURA CIERRE	1. Selector en Local	Una vez que se tengan todas las condiciones, desde el tablero se gira la manija a la posición deseada
		2. Seccionador 89-013 abierto	
		3. Subtensión	
		4. Falla MCB DCP medida	
		5. Seccionador 89-015 abierto	
		6. No bloqueo SF6 Gr 1-6	
		7. Alimentación de 125V _{cd} (Control y Fuerza)	
<hr/>			
52-012	APERTURA	1. GIS en remoto	Desde unidad de control damos la orden de abrir el disyuntor 52-012
		2. No bloqueo SF6	
	CIERRE	1. Selector de disyuntor en remoto	Desde unidad de control dar la orden de cerrar el disyuntor 52-012
		2. No falla Circuito de disparo # 1 y no falla circuito de disparo 2	
		3.No bloqueo por SF6	
		4. Alimentación de 125V _{cd} (Control y Fuerza)	
		1. Seccionador 89-014-C abierto	
		6. Ver hoja 2 de enclavamientos Electroguayas 1.	
		7. Seccionador 89-014-D abierto	
		8. No discrepancia de polos	

Tabla 22. Permisivos del Nivel Uno

5.3. Verificación de lógica de enclavamientos de seccionadores e interruptores desde el Nivel 2.

En el nivel dos se pueden ejecutar ordenes cuando los niveles cero y uno se encuentran en remoto, este nivel corresponde a los IHM (Interfaz Hombre Maquina) es un sistema redundante con dos estaciones de unidades a las cuales llega toda la información de los que obtienen las BCU de cada bahía.

Seguidamente se muestra en la tabla 23 las condiciones para ejecutar una orden de apertura o cierre de equipos desde este nivel.

Lógica de enclavamientos del Nivel Dos

EQUIPO PRIMARIO	OPERACION	CONDICIONES PREVIAS	MANIOBRA
Seccionadores/ Disyuntores	CIERRE / APERTURA	1. Selector del tablero F01+S01 en remoto 2. Selector de unidad de control (BCU) en remoto. 3. Cumplir las condiciones citadas en NIVEL 1	Desde IHM damos la orden deseada.

Tabla 23. Permisivos del Nivel Dos

5.4. Verificación de lógica de enclavamientos de seccionadores e interruptores desde el Nivel 3.

Nivel correspondiente al Centro de Operaciones de Transmisión (COT), es posible ejecución de enclavamientos desde este nivel siempre y cuando la IHM se encuentre en REMOTO.

En la tabla 24 se muestra la lógica de enclavamientos de este nivel.

Lógica de enclavamientos del Nivel Tres

EQUIPO PRIMARIO	OPERACION	CONDICIONES PREVIAS	MANIOBRA
52-012	CIERRE / APERTURA	1. Selector del tablero F01+S01 en remoto	Desde el COT/CENACE damos la orden deseada.
		2. Selector de unidad de control (BCU) en remoto.	
		3. Cumplir las condiciones citadas en NIVEL 1	
		4.- Control del IHM en remoto	

Tabla 24. Permisivos del Nivel Tres

5.5. Pruebas Funcionales de Protecciones Eléctricas.

Los sistemas de protección desempeñan un papel fundamental en la fiabilidad y seguridad de los sistemas eléctricos. Esto es así en todas las redes eléctricas, ya sean de generación, transmisión, distribución, industriales o comerciales. Para garantizar el funcionamiento correcto de este elemento fundamental del sistema eléctrico, es necesario realizar pruebas. Las condiciones típicas de falla, las condiciones de funcionamiento estable, el comportamiento del sistema en el estado transitorio y los esquemas lógicos tienen que simularse para garantizar que el sistema de protección funciona correctamente antes de su puesta en servicio.

En la siguiente tabla se describen los diversos relés que se utilizan para la protección de sistemas eléctricos.











Descripción	ANSI	IEC 60617	Descripción	ANSI	IEC 60617
Relé de Distancia	21		Dispositivo de alivio de presión	63 MP	---
Relé de Verificación de Sincronismo	25	---	Relé detector de gas	63 GD	---
Relé de Alta-Temperatura	26		Relé de falla a tierra	64	
Relé de Bajo-Voltaje	27		Relé de sobrecorriente direccional	67	
Relé Indicador de Temperatura de devanados	49		Relé direccional de falla a tierra	67N	
Relé Instantáneo de Sobrecorriente	50		Relé de ángulo de fase	78	
Relé de Falla de Disyuntor	50BF	---	Relé de Auto-Recierre	79	

Tabla 25. Identificación de Relés según normas ANSI e IEC60617

Cada posición de línea de 69KV está protegida por dos relés multifunciones el 50/51/67 y el 25/79/50BF tipo 7SJ62 y 7SA611 de la marca Siemens respectivamente, adicionalmente las posiciones de Categ 1, 2 y 3 tienen protección diferencial de línea (87L) tipo 7SD601 esto se debe a pedido exclusivo por parte de La Eléctrica de Guayaquil, generación.

Los relés de sobrecorriente o sobreintensidad (51):

Son elementos que protegen de sobrecorrientes a una sección de línea o un equipo, se alimentan con 5A provenientes del lado secundario del transformador de corriente específicamente del núcleo 2. Estos relés son los encargados de enviar la orden de apertura del interruptor correspondiente cuando la intensidad que circula por el elemento eléctrico que se está protegiendo (línea, barra, transformador,...) supera un valor predeterminado ($I > I_{arranque}$).

Pueden funcionar:

- De manera instantánea, es decir, con retardo de actuación nulo. Cuando $I > I_{arranque}$, inmediatamente el relé abre el interruptor. La gráfica de funcionamiento se muestra en la figura 24.

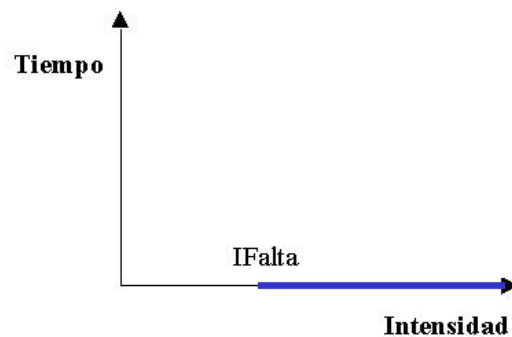


Fig. 42. Característica instantánea de los relés de protección de sobrecorriente

- Con temporización de tiempo definido, es decir, con retardo de actuación fijo.

Cuando $I > I_{\text{Falta}}$, pasado un tiempo fijo (temporización independiente de la magnitud vigilada) el relé abre el interruptor. La temporización es necesaria en las protecciones de los generadores, en los que se producen transitorios al arrancar que producen picos muy breves de sobrecorriente, con lo que con una temporización instantánea el relé actuaría cada vez que la máquina se pusiese en

Funcionamiento. También se utiliza para la coordinación entre distintos relés de sobrecorriente. La gráfica de funcionamiento se muestra en la figura 25.

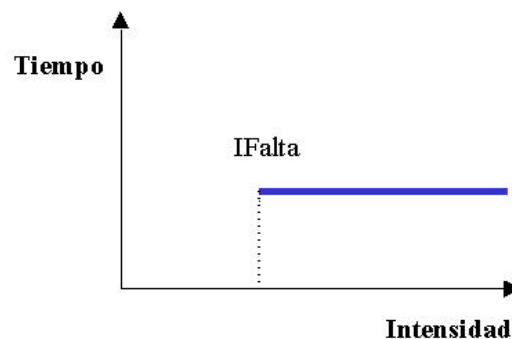


Fig. 43. Característica con temporización fija en relés de sobrecorriente

- Con temporización de tiempo inverso. En este caso la temporización es dependiente de la magnitud medida, cuanto mayor es la I (superior a la larranque) detectada, menor es el tiempo de actuación del relé. Con esto se reduce el tiempo de actuación en faltas graves y se es más permisivo con las faltas leves. La gráfica de funcionamiento se muestra en la figura 26.

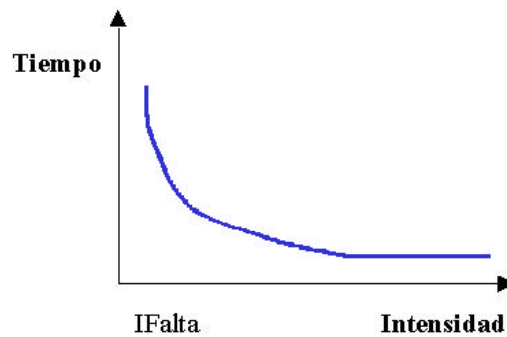


Fig. 44. Característica con temporización inversa en relés de sobrecorriente

Los relés de protección de Sobrecorriente Direccional (67):

El relé 67 es básicamente dos protecciones en un solo relé pues además de proteger contra sobrecorriente también lo hace en la direccionalidad de la

Intensidad. Recibe alimentación de corriente del núcleo 2 del transformador de corriente. Estos relés son los encargados de abrir el interruptor correspondiente cuando la intensidad que circula en un sentido determinado por el elemento eléctrico protegido supera un valor predeterminado de arranque. Por tanto, estos relés contarán con dos unidades bien diferenciadas:

- Unidad de sobrecorriente: vigila el valor del módulo de la intensidad.
- Unidad direccional: determina el sentido en el que está circulando la intensidad comparando el ángulo eléctrico que forma el fasor I con el fasor de una magnitud de referencia (habitualmente la tensión).

El funcionamiento de los relés de protección direccional se muestra en la figura

27.

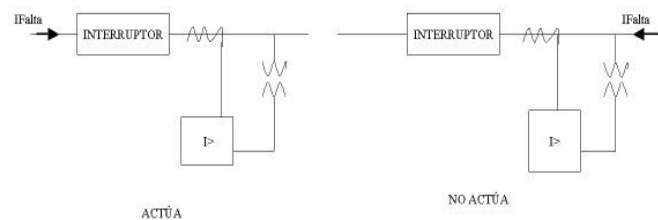


Fig. 45. Protección direccional

Los relés de protección diferencial (87):

Son los encargados de abrir los interruptores correspondientes cuando se produce una falla interna en el elemento eléctrico que se está protegiendo. Para ello se dispone un relé de protección diferencial en cada extremo del elemento en cuestión. Los dos relés se comunican (a través de fibra óptica, hilos piloto, ondas portadoras u ondas de radio) de tal modo que, si la intensidad que mide uno a la entrada es distinta a la que mide el otro a la salida es porque se ha producido una falla interna, con lo que los relés actúan abriendo los dos interruptores correspondientes. La alimentación para este relé proviene del núcleo 1 del transformador de corriente.

El esquema básico de funcionamiento de la protección diferencial se muestra en la figura 28.

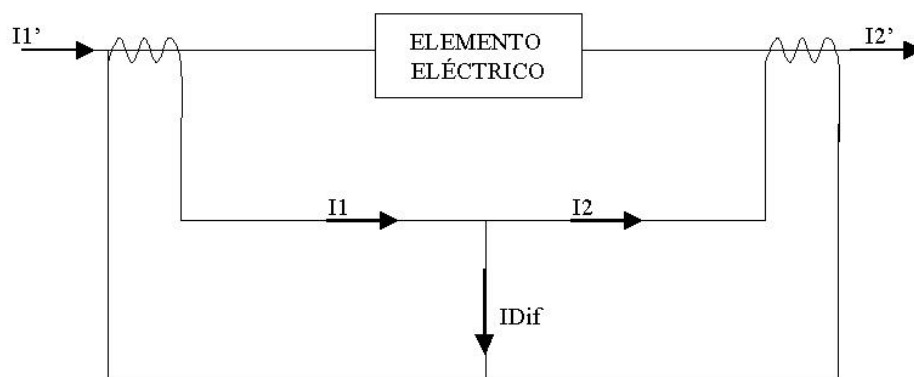


Fig. 46. Protección diferencial

Los relés de protección diferencial miden:

$$IDif = I1 - I2 \text{ y } IFrenado = (I1+I2)/2.$$

La característica de la protección diferencial se muestra en la figura 29. En esta figura se puede observar como la característica de funcionamiento tiene una pendiente de frenado que evita la actuación de la protección diferencial en caso de fallos externos próximos al elemento eléctrico que se protege. En dichos fallos, $I1'$ e $I2'$ son muy altas, pudiendo llegar a saturar a alguno de los trafos de intensidad. Supongamos que se satura el trafa de intensidad 1. En ese caso, la $I1$ medida es menor a lo que debiera, con lo que la $IDif$ ($I1-I2$) será distinta de cero cuando $I1'$ e $I2'$ son iguales. Con la pendiente de frenado, la $IDif$ necesaria para la actuación del relé es mayor en el caso de que la $IFrenado$ adquiera valores de intensidad de falla.

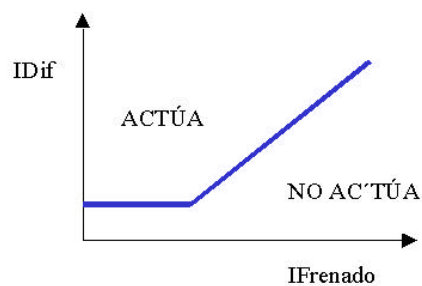


Fig. 47. Característica de actuación de protección diferencial

Una prueba con mucha relevancia es la prueba End to End o prueba de Extremo a Extremo, es un método que garantiza el funcionamiento lógico correcto de todo el sistema de protección. El equipo que fue utilizado para esta prueba fue el OMICROM 356 que fue suministrado por Siemens.

Las pruebas de extremo a extremo son pruebas que se realizan simultáneamente en ambos extremos de una misma línea, con equipos que se sincronizan en tiempo, por medio de un GPS, descargando a los relés bajo prueba, a través del equipo de inyección como los que vería el relé al producirse una falla real. Los resultados que se obtengan durante la simulación deben ser iguales a los obtenidos si se produjera una falla real.

Para la prueba End to End se simularon las siguientes fallas para la protección de sobrecorriente:

- Falla en la mitad de la línea Salitral-Electroguayas.
- Falla cercana a la barra de salitral.
- Falla cercana a la barra de Electroguayas.

5.6. Puesta en servicio e Integración de Bahías.

Concluida las pruebas funcionales de control de todos los niveles jerárquicos y las pruebas funcionales de protecciones correspondientes al patio de 69KV, entonces es posible poner en servicio una a una las líneas de transmisión para que se integren al Sistema Nacional Interconectado (SNI).

Previo al inicio de maniobras debe estar presente el Jefe de Operaciones de CELEC-TRANSELECTRIC quien será responsable de la coordinación de maniobras, las cuales serán ejecutadas por el operador de turno de la Subestación previa comunicación con el CENACE y la subestación correspondiente a la línea a energizarse. Se debe revisar que el equipo primario, sistema de control, coordinación de protecciones, lógica de enclavamientos se encuentren funcionando correctamente.

A fin de comprobar que efectivamente no se realizaron cambios en los circuitos de control de la Subestación se constata que cumpla con funcionalidad de operación de la misma, de existir cambios de última hora se deberá dejar por escrito los mismos en la bitácora del proyecto.

Se verificará que en cada uno de las subestaciones, Salitral y la correspondiente a la línea a integrarse, se encuentren cerrados los seccionadores de barra y de línea del circuito a energizarse, se deberá cerrar uno de los extremos de la línea, y tener las condiciones de sincronización en el otro extremo, una vez obtenidas, se procede al cierre del otro interruptor.

Ya energizados los dos circuitos, se debe realizar mediciones en cada una de las subestaciones tomando en cuenta valores de voltaje corriente y potencias a transferirse.

Una vez que se ha realizado el cierre en ambos extremos de la línea se procede a iniciar con la transferencia de potencia, la misma que debe ir aumentándose gradualmente hasta alcanzar el valor máximo permitido, valor encontrado a través de los estudios ya realizados.

Previo a la integración de las bahías se debe seguir un procedimiento

De ejecución de trabajos sobre instalaciones del SNI, para luego proceder a energizar una posición de bahía.

A continuación a modo de ejemplo se mostrará este procedimiento para la bahía Categ 1.

1. Aplicación:

A fin de realizar la energización de una línea, se debe seguir el siguiente procedimiento para llevarla a cabo. El siguiente procedimiento fue realizado para la posición de Categ 1, vale la pena destacar que éste es similar para el resto de las posiciones de líneas.

1.1 Instalación:

1.1.1 Posición CATEG 1 Subestación GIS 69 KV

1.2 Información de consignaciones:

REQUIERE CONSIGNACIÓN:	SI	X	NO	
TIPO DE RESTRICCIÓN:	Salida de servicio			
	Sin salida de servicio			X
FECHA CONSIGNACIÓN:	Desde:	16-08-09	Hasta:	16-08-09
HORARIO:	Desde:	07:00	Hasta:	17:00
INSTALACIONES AFECTADAS POR RESTRICCIÓN:	<ul style="list-style-type: none"> Ninguna 			

2. Literatura para consulta o referencia:

Diagrama Unifilar de la S/E Salitral

3. Repuestos y materiales:

Ninguno

4. Herramientas, equipos y máquinas

Multímetro (1)

5.- Medidas de seguridad e higiene industrial:

5.1. Identificación de Riesgos

5.1.1 Riesgos de Afectación a las Personas:

5.1.1.1 Electrocuci3n

5.1.2 Riesgos de Afectaci3n al Servicio

5.1.2.1 Prolongaci3n de los trabajos programados

5.1.3 Riesgos de Afectaci3n al Ambiente

5.1.3.1 Ninguno

5.1.4 Riesgos de Afectaci3n a los Equipos

5.1.4.1 Daños en los equipos intervenidos

5.2. Control de Riesgos

5.2.1 Trabajar en 3rea delimitada, una vez entregada la instalaci3n por el operador de la subestaci3n.

5.2.2 Utilizar equipo de protecci3n personal (casco, guantes, cinturones de seguridad)

5.2.3 Mantener un JEFE DE CONSIGNACION

5.2.5 Total observaci3n y cuidado en los equipos y partes intervenidas durante la ejecuci3n.

6. PERSONAL REQUERIDO:

- Jefe de trabajo
- Jefe de consignaci3n
- Ingenieros de Operaci3n y Mantenimiento
- Ingenieros de Ingenier3a y Construcci3n
- Operador de la Subestaci3n.

7. CONDICIONES NECESARIAS PARA REALIZAR EL TRABAJO:

7.1 Coordinación previa con el operador de la subestación.

8. SECUENCIA DEL TRABAJO:

8.1 Notificación al Centro de Operaciones de Transmisión (COT) del inicio de los trabajos:

8.2 Verificación de la secuencia de actividades en el sitio de trabajo.

8.2.1 Actividades preparatorias:

- a. Preparación de materiales necesarios y del sitio de trabajo.
- b. Charla técnica sobre el objeto, el alcance y los riesgos asociados al trabajo a ejecutarse.
- c. Ubicación del personal en el sitio de trabajo

8.3 SECUENCIA DE TRABAJO - EJECUCIÓN

8.3.1 Trabajos de derivación de línea Categ 1 (Barra B de Categ) hacia los pórticos correspondientes en el patio de 69 KV de la S/E Aníbal Santos (A cargo de Categ).

8.3.2 Prueba de protecciones y ajustes en Línea Categ 1 69 KV.

8.3.3 Energización posición Categ 1 en el GIS de 69 KV.

8.4 ACTIVIDADES FINALES (al final de la jornada o al término de la Orden de Trabajo (OT)):

8.4.1 Verificación de levantamiento de las medidas de seguridad que se hayan adoptado previo a la ejecución del trabajo.

8.4.2 Retiro del sitio de trabajo.

9 ENTREGA DEL ACTIVO A OPERACIÓN:

- 9.1 Declaración de la culminación de la ejecución de la OT al COT.
- 9.2 El Jefe de Trabajo notificará al operador de la subestación de la finalización de los trabajos en coordinación con el Jefe de Consignación.
- 9.3 Cierre de la OT
- 9.4 Elaboración del reporte de la OT.

Energización de la bahía Categ 1

Para realizar la maniobra de Energizar solo se hará desde Nivel 2 para lo cual se debe revisar qué condiciones se deben cumplir previo operación de los equipos:

1. *Cerrar seccionadores 89-037 ó 89-039 (Solo se selecciona uno de los dos), esto es para conectar a línea ya sea a la barra 1 o barra 2 respectivamente.*
2. *Cerrar seccionadores 89-031 y 89-033.*
3. *Cerrar Disyuntor 52-032.*

Quedando de esta forma energizada la bahía Categ 1!

CONCLUSIONES

- 1) El patio de 69KV de la Subestación Salitral tiene 10 posiciones de bahías todas con aislamiento en SF6.
- 2) El proceso de montaje de una Subestación GIS debe ser realizado por personal altamente capacitado, ya que se debe hacer de una manera exhaustiva el acoplamiento de las partes de GIS que no están ensambladas, refiriéndose con ello a los TC's, PT's, etc. y las partes de GIS que si vienen armadas de fabrica. La limpieza de estas partes debe realizarse cuidando que no quede ni una sola partícula de polvo dentro de ella, la colocación de los filtros para la humedad también requiere un especial cuidado, pues estos factores influyen en los resultados que se obtienen al realizarse las pruebas eléctricas de recepción del equipo GIS.
- 3) Existieron novedades en el control correspondiente al nivel Cero de orden jerárquico. Este control permitía que las líneas sean aterrizadas en cualquier

instante que el operador de la orden de cierre a los interruptores de puesta a tierra, el problema fue corregido implementando en la cadena de permisos de los seccionadores de línea y de bypass la condición de que los seccionadores de tierra correspondientes estén primero ABIERTOS.

- 4) Es necesario Verificar la lógica de enclavamientos de los interruptores y seccionadores desde el Nivel Cero, Uno y Dos, esto es para constatar lo respaldado en el plano de control y la implementación que viene de fábrica.
- 5) Los buenos resultados en las pruebas realizadas y la seguridad del personal dependerán del desarrollo de las mismas. Dichas pruebas siempre deberán basarse en procedimientos estandarizados, esto se verá reflejado al analizar los resultados comparándolos con los criterios de aceptación de las mismas. Cabe indicar que los resultados que fueron mostrados en el Capítulo 3 del presente trabajo son reales.
- 6) La puesta en servicio es el último paso del proceso de construcción de una Subestación, por tal motivo es necesario que previo a ello se efectúen pruebas funcionales de los equipos de protección, es decir se deben simular condiciones típicas de fallas en el sistema y deberán actuar los relés de protección que estén involucrados con dicho tipo de falla.

- 7) Una vez que el sistema esté listo para entrar en servicio, el Supervisor de operaciones de CELEC-TRANELECTRIC en coordinación con su par darán la orden de cierre de los interruptores de cada una de las subestaciones que estén involucradas con la línea a energizarse, esto es la subestación Salitral y la subestación de la línea correspondiente a energizarse. Quedando dicha línea de transmisión energizada en vacío, luego se procede a realizar la transferencia de potencia esto se debe hacer poco a poco, hasta que se haya logrado transferir toda la potencia.

RECOMENDACIONES

- 1) Se recomienda que los ingenieros de Fiscalización además de realizar la veeduría de las pruebas de recepción efectúen algunas de estas, las mismas que deberán ser paralelas a las que realice el Contratista. Esto es para contrastar los resultados de las pruebas que entrega el Contratista con los resultados que obtendría Fiscalización, ello sería un respaldo en conjunto con los estándares internacionales de que dichas pruebas garantizarán un buen funcionamiento de la Subestación.

GLOSARIO

Sistema Nacional Interconectado.	SNI
Kilo Voltios	KV
Hexafloruro de Azufre	SF6
Gas Insulated Switchgear	GIS
Centro Nacional de Control de Energía	CENACE
Centro de Operaciones de Transmisión	COT
Air Insulated Switchgear	AIS
Factory Acceptance Testing	FAT
Site Acceptance Testing	SAT
Relación de Transformación de Corriente	RTC
Relé multifuncional para sincronización, recierre y falla breaker	25/79/50BF
Relé diferencial de línea	87L
Relé diferencial de transformador	87T
Relé de sobrecorriente, sobrecorriente de tiempo inverso y	
Sobrecorriente direccional	50/51/67
Registrador automático de fallas	RAF
Unidad de Control de Bahía	BCU
Transformador de corriente	TC ó CT
Amperios	A
Recinto o compartimiento de Gas	GR

BIBLIOGRAFIA

- CELEC-TRANSELECTRIC, Manual de operación de la Subestación Salitral, año 2009
- CELEC-TRANSELECTRIC, Planos de control de la Subestación Salitral, versión 2009
- SIEMENS AG, Manual de GIS 8DN9-2. Año 2005
- DILO, Catalogo de equipos para el manejo de gas SF6 y de medida
 - ✓ Informaciones sobre el SF6, páginas 1-8.
 - ✓ Aparatos de medición de SF6: aparato de medida de porcentaje en volumen, página 1-2.
 - ✓ Detector de fuga de gas, página 1.
- ASEA HAEFELY, On site testing of high voltage equipment,
- HIGH VOLT, AC Resonant Test System for On Site Testing of GIS and HV components.
- APLEINT INGENIEROS S.A. Medida de humedad en mantenimiento de subestaciones eléctricas, página 2.
- ASEA HAEFELY, High Voltage Testing using Series Resonant with Variable Frequency.
- COPOWER, Mantenimiento preventivo en subestaciones y plantas eléctricas, , páginas 7, 10.

- Universidad de Nuevo León facultad de Ingeniería Mecánica y Eléctrica, México, Protección de Sistemas Eléctricos de Potencia, Páginas 5-22, 26-30, 48-55, 60-65.
- Ciclo de conferencias GERS, Pruebas de Protección con IED's
- SIEMENS, Manual A1 V4.7 7SJ62, capítulo 3: montaje y puesta en marcha, 3.3 Puesta en servicio.
- SIEMENS, Manual A1 V4.6 7SA611, capítulo 3: montaje y puesta en marcha, 3.3 Puesta en servicio.
- Mitsubishi Electric Corporation, Test techniques of GIS/GCB Subestación Policentro.
- SIEMENS, Manual SICAM PAS CC Interfaz Hombre-Máquina,