

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA

Autor: nestallb@hotmail.com

Director: lrc51@hotmail.com

**PROYECTO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE
INGENIERO ELÉCTRICO**

RODRIGO ANTONIO BRANTES MEZA

DIRECTOR: ING. LUIS TAPIA C.

QUITO, ABRIL, 2008

DECLARACIÓN

Yo, RODRIGO ANTONIO BRANTES MEZA, declaro bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentado para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

A través de la presente declaración cedo mi derecho de propiedad intelectual correspondiente a este trabajo, a la Escuela Politécnica Nacional, según lo establecido por la Ley de Propiedad Intelectual, por su Reglamento y por la normatividad institucional vigente.

RODRIGO A. BRANTES M.

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por RODRIGO ANTONIO BRANTES MEZA, bajo mi supervisión.

Ing. Luis Tapia C.
DIRECTOR DE PROYECTO

DEDICATORIA

A mi esposa Carolina y a mi hija Antonella, quienes confiaron en mí y supieron apoyarme en todo momento, otorgándome toda su paciencia.

A mi Padre, cuyo apoyo ayudó a materializar este logro. A mi familia política, que se convirtió en el pilar fundamental en el cual me apoyé durante toda mi carrera universitaria.

A mi Madre y hermanos, quienes a la distancia, me alentaron a continuar.

De manera muy especial, a mis compañeros y amigos, Raúl, Daniel, Alejandro, Pablo, Claudia, Paola y muchos más, con quienes compartí momentos de frustración y alegría, durante esta etapa de mi vida.

Rodrigo Brantes.

AGRADECIMIENTOS

A Dios, por darme la fortaleza para no rendirme.

Al ingeniero Luis Tapia, quien supo transmitir sus conocimientos de forma impecable y que confió en mí para la realización de este trabajo.

Rodrigo Brantes.

CONTENIDO

CARATULA	I
DECLARACIÓN.....	II
CERTIFICACIÓN	III
DEDICATORIA	IV
AGRADECIMIENTOS.....	V
CONTENIDO.....	VI
ÍNDICE DE FIGURAS	XI
ÍNDICE DE TABLAS.....	XII
RESUMEN	XIII
PRESENTACIÓN.....	XIV
CAPÍTULO I.....	1
SUBESTACIONES	1
1.1 PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO DE LAS SUBESTACIONES DE ALTO VOLTAJE.....	1
1.2 CLASIFICACIÓN	1
CAPÍTULO II.....	4
ANÁLISIS DE ESQUEMAS DE BARRA	4
2.1 TIPOS DE ESQUEMAS DE BARRA ^[1]	4
2.2 CLASIFICACIÓN	5

2.2.1	BARRA SIMPLE	5
2.2.1.1	Barra simple, interruptor simple.	5
2.2.1.2	Barra seccionada.	6
2.2.2	DOBLE BARRA	7
2.2.2.1	Doble barra, doble disyuntor.....	7
2.2.2.2	Doble barra principal, interruptor simple.	8
2.2.2.3	Barra principal y barra de transferencia.	9
2.2.2.4	Doble barra principal, interruptor y medio.	10
2.2.3	BARRA TIPO ANILLO	12
2.2.4	MÁS DE DOS BARRAS.....	13
 CAPÍTULO III		 15
 ESQUEMA DE DOBLE BARRA		 15
3.1	TEORÍA.....	15
3.2	EQUIPOS.....	16
3.3	EQUIPOS DE CORTE Y SECCIONAMIENTO.....	19
3.3.1	SECCIONADOR.....	20
3.3.2	DISYUNTOR AUTOMÁTICO.	21
3.3.2.1	Mecanismos de operación.	23
3.4	BAHÍAS O POSICIONES QUE CONFORMAN LA SUBESTACIÓN.....	24
3.5	OPERACIÓN	25
3.5.1	ENCLAVAMIENTOS	26
3.5.1.1	Enclavamientos en 230 kV.	26
3.5.1.2	Enclavamientos en 138 kV.	27
3.5.1.3	Nomenclatura aplicada a los equipos de corte y seccionamiento.	29
3.5.2	SECUENCIAS REQUERIDAS PARA LA OPERACIÓN EN LÍNEAS	31
3.5.2.1	Energización de una línea desde una de las barras.	31
3.5.2.2	Desconexión de la línea.	32
3.5.2.3	Activación del by-pass de línea y desenergización del disyuntor.	33
3.5.2.4	Desconexión del by-pass.	34
3.5.3	SECUENCIAS REQUERIDAS PARA LA OPERACIÓN EN BARRAS	35
3.5.3.1	Energización de una de las barras desde un transformador.	35
3.5.3.2	Energización de una de las barras desde una línea.	36
3.5.3.3	Energización de una de las barras mediante acoplamiento.	37
3.5.4	SECUENCIAS DE OPERACIONES EN TRANSFORMADORES	37
3.5.4.1	Energización del transformador desde una de las barras.....	38
3.5.4.2	Implementar el by-pass del transformador y abrir el disyuntor principal.	39
3.5.4.3	Energización del transformador desde el lado de bajo voltaje (138 kV).....	40

CAPÍTULO IV	42
MODELADO DEL SECTOR DE 230 KV.....	42
4.1 DISEÑO DE LA MAQUETA.....	42
4.2 DISEÑO DEL PROGRAMA DIGITAL	46
4.3 DISEÑO DEL HMI.....	47
CAPÍTULO V	48
APLICACIÓN PRÁCTICA	48
5.1 INTRODUCCIÓN ^[3]	48
5.2 SIMULACIÓN DE UNA SUBESTACIÓN EXISTENTE.....	52
5.2.1 ENERGIZACIÓN DEL AUTOTRANSFORMADOR DESDE EL LADO DE BAJO VOLTAJE.....	52
5.2.2 ENERGIZACIÓN DE LA BARRA 1 DESDE EL LADO DE ALTO VOLTAJE DEL AUTOTRANSFORMADOR.	53
5.2.3 ENERGIZACIÓN LÍNEA SANTO DOMINGO #1 A PARTIR DE LA BARRA 1	54
5.2.4 ENERGIZACIÓN DE LA BARRA 2 A PARTIR DE LA BARRA 1 MEDIANTE ACOPLAMIENTO.....	55
5.2.5 APLICACIÓN DEL BY-PASS DE LA LÍNEA SANTO DOMINGO #1	56
CAPÍTULO VI	58
MANUAL DE UTILIZACIÓN.....	58
6.1 INSTALACIÓN DEL PROGRAMA.....	58
6.1.1 DENTRO DEL DISCO	58
6.2 CONEXIÓN DE LA MAQUETA	59
6.2.1 CONFIGURACIÓN INICIAL	60
6.2.2 CONDICIONES INICIALES	60
6.2.3 SELECCIÓN DE BAHÍAS DE LÍNEAS ACTIVAS	61
6.3 TRABAJANDO EN LA MAQUETA	62
6.3.1 ALIMENTACIÓN DESDE OTRA SUBESTACIÓN	63
6.3.2 RECONOCIMIENTO DE ERROR.....	63
6.3.3 RESET GENERAL.....	64
6.4 INDICADORES DE FUNCIONAMIENTO	64
6.5 FUNCIONAMIENTO DEL PROGRAMA.....	65
6.5.1 INDICADORES DE EQUIPOS.....	65
6.5.2 CONEXIÓN Y DESCONEXIÓN AUTOMÁTICA	66
CAPÍTULO VII	67
7.1 CONCLUSIONES.....	67
7.2 RECOMENDACIONES.....	69

BIBLIOGRAFÍA	71
ANEXO 1.....	72
Extracto del manual “PROCEDIMIENTOS DE DESPACHO Y OPERACIÓN” elaborado por el CONELEC.....	72
ANEXO 2.....	77
Representación esquemática.....	77
ANEXO 3.....	79
Esquemas electrónicos.....	79
ANEXO 4.....	85
A Programa de bahía de acoplamiento	85
B Programa de bahía de autotransformador	94
C Programa de conexión bajo voltaje autotransformador.....	103
D Programa de bahía de línea	107
E Programa de recepción desde PC	119
F Programa de procesamiento central.....	120
ANEXO 5.....	123
Programa digital para computadora	123
ANEXO 6.....	133
Extracto del documento “RESTABLECIMIENTO DEL SERVICIO ANTE EL COLAPSO TOTAL DEL SNI” elaborado por el CENACE.....	133
ANEXO 7.....	137
Visualización del programa digital	137
ANEXO 8.....	138
Extracto de la descripción de operación técnica del SNT.	138
ANEXO 9.....	179
Lógica de comandos	179
ANEXO 10.....	182

Referencia rápida182

ÍNDICE DE FIGURAS

FIGURA 2.1 BARRA SIMPLE, INTERRUPTOR SIMPLE ^[1]	5
FIGURA 2.2 BARRA SECCIONADA ^[1]	6
FIGURA 2.3 DOBLE BARRA, DOBLE DISYUNTOR ^[1]	7
FIGURA 2.4 DOBLE BARRA PRINCIPAL, INTERRUPTOR SIMPLE ^[1]	8
FIGURA 2.5 BARRA PRINCIPAL Y BARRA DE TRANSFERENCIA ^[1]	9
FIGURA 2.6 DOBLE BARRA PRINCIPAL, INTERRUPTOR Y MEDIO ^[1]	10
FIGURA 2.7 BARRA TIPO ANILLO ^[1]	12
FIGURA 3.1 BAHÍAS DE AUTOTRANSFORMADORES. ^[4]	30
FIGURA 3.2 OPERACIÓN EN LÍNEA.....	31
FIGURA 3.3 OPERACIÓN EN BARRAS.....	35
FIGURA 3.4 OPERACIONES EN UN TRANSFORMADOR.....	38
FIGURA 4.1 DIAGRAMA DE FLUJOS DE LAS BAHÍAS DE LA MAQUETA.....	44
FIGURA 4.2 DIAGRAMA DE FLUJOS DEL PROCESAMIENTO CENTRAL.....	45
FIGURA 4.3 DIAGRAMA DE FLUJOS DEL PROGRAMA DIGITAL.....	46
FIGURA 5.1 DIAGRAMA UNIFILAR DE LA SUBESTACIÓN SANTA ROSA EN 230 KV. ^[4]	50
FIGURA 5.2 DIAGRAMA UNIFILAR DE LA SUBESTACIÓN SANTA ROSA EN 138 KV. ^[4]	51
FIGURA 5.3 AUTOTRANSFORMADOR 138 KV. ^[4]	52
FIGURA 5.4 ENERGIZACIÓN BARRA 1. ^[4]	53
FIGURA 5.5 ENERGIZACIÓN LÍNEA STO. DOMINGO #1. ^[4]	54
FIGURA 5.6 ENERGIZACIÓN BARRA 2 MEDIANTE ACOPLAMIENTO. ^[4]	55
FIGURA 5.7 APLICACIÓN DEL BY-PASS EN LÍNEA STO. DOMINGO #1. ^[4]	56
FIGURA 6.1 FOTOGRAFÍA DE LA CARA POSTERIOR DE LA MAQUETA.....	59
FIGURA 6.2 ESQUEMA DE CONEXIONES.....	60
FIGURA 6.3 VISTA POSTERIOR.....	61
FIGURA 6.4 SELECTORES.....	61
FIGURA 6.5 VISTA SUPERIOR.....	62
FIGURA 6.6 ALIMENTACIÓN DESDE OTRA SUBESTACIÓN.....	63
FIGURA 6.7 RECONOCIMIENTO DE ERROR.....	64
FIGURA 6.8 RESET GENERAL.....	64
FIGURA 6.9 INDICADORES DE FUNCIONAMIENTO.....	65
FIGURA 6.10 INDICADORES DE EQUIPOS.....	66
FIGURA 6.11 MANDOS AUTOMÁTICOS.....	66
FIGURA A2.1 DIAGRAMA UNIFILAR REPRESENTADO EN LA MAQUETA.....	77
FIGURA A3.1 BAHÍA DE LÍNEA.....	79
FIGURA A3.2 BAHÍA DE ACOPLAMIENTO.....	80
FIGURA A3.3 BAHÍA DE AUTOTRANSFORMADOR.....	81
FIGURA A3.4 BAHÍA DE AUTOTRANSFORMADOR (138 KV).....	82
FIGURA A3.5 CENTRAL DE PROCESAMIENTO.....	82
FIGURA A3.6 MODULO AUXILIAR (COMPUERTAS LÓGICAS).....	83
FIGURA A7.1 IMAGEN INICIAL DEL PROGRAMA DIGITAL.....	137
FIGURA A9.1 LÓGICA DE COMANDO 89-2N1.....	179
FIGURA A9.2 LÓGICA DE COMANDO 89-2N5.....	180
FIGURA A9.3 LÓGICA DE COMANDO 89-NN3.....	181
FIGURA A10.1 UTILIZACIÓN JUNTO AL PROGRAMA DIGITAL.....	183
FIGURA A10.2 UTILIZACIÓN SIN EL PROGRAMA DIGITAL.....	184

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 2.1	Resumen características de los distintos esquemas de barras.....	14
-----------	--	----

RESUMEN

Mediante una maqueta se simula una subestación de 230 kV configurada en doble barra. La maqueta esta controlada por ocho microcontroladores programados individualmente para reproducir las maniobras de corte y seccionamiento en una subestación configurada en doble barra. Un programa digital elaborado en lenguaje Visual Basic permite realizar adicionalmente el control y la supervisión en tiempo real de la maqueta, a través del puerto serial de un computador. Las maniobras que se pueden simular mediante la maqueta y el programa digital están basadas en los mismos fundamentos que se utilizan en la actualidad en las subestaciones configuradas en doble barra en el SNI

Se detalla la teoría que justifica tanto las funciones de una subestación dentro del sistema nacional interconectado, como los equipos que las conforman, así como también las maniobras que se realizan. Se indican algunos de los distintos esquemas de barras existentes en el SNI, y se comparan entre si permitiendo conocer las ventajas técnicas que cada una de éstas poseen.

Para mayor información se anexan los manuales elaborados por el CENACE, para apreciar los procedimientos que en la práctica desarrollan los operadores de las subestaciones.

PRESENTACIÓN

Las subestaciones eléctricas representan uno de los componentes más importantes en un sistema de transmisión eléctrica. Su correcta operación determina el éxito en el funcionamiento del sistema, y salvaguarda la integridad física de los operadores que se desempeñan en sus emplazamientos.

La maqueta y el programa digital han sido creados considerando los lineamientos que se siguen en el Centro de Operaciones de Transmisión para realizar las maniobras de corte y seccionamiento en el Sistema Nacional Interconectado, y especialmente en la Subestación Santa Rosa.

Tanto la maqueta como el programa digital constituyen una herramienta útil en la introducción y aprendizaje de la operación de subestaciones, permitiendo reconocer las maniobras de corte y seccionamiento que deben realizarse en determinadas situaciones.

CAPÍTULO I

SUBESTACIONES

1.1 PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO DE LAS SUBESTACIONES DE ALTO VOLTAJE.

En un sistema eléctrico típico, la energía eléctrica se genera de diversos modos, pero siempre es transmitida hacia los centros de carga, sean estos clientes especiales, pequeños poblados, o grandes ciudades. Pero en la mayoría de los casos, la electricidad transmitida a estos puntos superan los miles de voltios, siendo necesarias subestaciones de transformación, en las que se obtienen niveles de voltajes distintos a los enviados desde los centros de generación, aunque también pueden existir subestaciones carentes de equipos de transformación, cuya función es simplemente la de conexión.

Podemos considerar a las subestaciones como nodos eléctricos, en los cuales se conectan distintos circuitos entre si, mediante equipos de corte y seccionamiento.

1.2 CLASIFICACIÓN

Las subestaciones suelen clasificarse de acuerdo a su nivel de voltaje, de acuerdo a su configuración, de acuerdo a su operación, de acuerdo a su función y de acuerdo a su exposición física. A continuación, se mencionan las más comunes.

De acuerdo a su nivel de voltaje

- *alto voltaje:* (52 kV < U_n < 300 kV.)
- *distribución:* (6.6 kV < U_n < 44 kV.)
- *bajo voltaje:* (voltajes de distribución secundarios).

De acuerdo a su configuración

- *barra simple*
- *doble barra*
- *doble barra más by pas*
- *doble barra más seccionador de transferencia*
- *doble barra mas barra de transferencia*
- *interruptor y medio*
- *anillo*
- *doble anillo*
- *pirámide*

De acuerdo a su función

- *generación*
- *transformación (elevadoras o reductoras)*
- *mixta (generación y transformación)*
- *compensación (capacitiva serie y capacitiva paralelo)*
- *seccionamiento*
- *rectificadoras*

De acuerdo a su exposición física

- *blindada:* La subestación se encuentra en el interior de un recinto notablemente mas pequeño que aquellas a al intemperie, y todos sus elementos se encuentran aislados entre si por un blindaje dieléctrico, constituido principalmente por hexafluoruro de azufre y vacío, reduciendo en gran medida las distancias de seguridad entre los equipos.
- *exterior:* Los equipos se encuentran instalados a la intemperie, y aislados unos de otros mayormente por aire, siendo necesarias grandes distancias entre estos.

- *interior*: La mayor parte de los equipos se encuentran resguardados de los elementos, sea de forma subterránea o en edificaciones industriales o comerciales, aunque los transformadores suelen situarse en el exterior.
- *mixta*: Algunos de los equipos se encuentran resguardados.

La elección del emplazamiento de una subestación determinará el tamaño de la misma, ya que las distancias de seguridad entre los equipos de la subestación varían considerablemente según se encuentren a la intemperie (4 m), en interior (2 m) o ésta sea blindada (0.15 m).

Para que una subestación de alto voltaje trabaje correctamente, se debe coordinar entre los asistentes que operan la subestación directamente, bien sea en el patio de maniobras sobre los mismos equipos o desde un computador en la sala de control de la subestación, y los operadores que utilizan distintos medios de comunicación para realizar las ordenes de control sobre los equipos primarios de potencia. Además, existe un trabajo de supervisión y adquisición de datos, que se realiza en la subestación mediante inspección visual y a través de la lectura de los distintos sensores presentes en la subestación.

Es de suma importancia entonces que el operador de la subestación posea gran destreza en el seguimiento de los parámetros de ésta, conocimiento de los procedimientos que han sido establecidos y las restricciones presentes en dichos procedimientos. Para que una maniobra pueda ser realizada, es necesario que se realice una secuencia de acciones que controlan los equipos en la subestación, a esta secuencia u orden en los pasos se la conoce como *enclavamiento*, el que depende tanto de la maniobra que se quiere realizar, del estado actual del sistema y de la configuración de la subestación.

CAPÍTULO II

ANÁLISIS DE ESQUEMAS DE BARRA

2.1 TIPOS DE ESQUEMAS DE BARRA ^[1]

La forma como se distribuyen los elementos o equipos que conforman una subestación, así como el orden que se sigue para lograrlo, en función de de las actividades que se llevaran a cabo en la subestación, cumpliendo con las distancias establecidas y el arreglo eléctrico dado por el diagrama unifilar, constituyen parte de de las características que rigen un esquema de barras de una subestación.

Comúnmente una subestación se compone por un número definido de circuitos semejantes, llamados bahías o posiciones, las que pueden incluir una parte del sistema de barras, del conjunto de interruptores, o de transformadores.

El tamaño de la subestación, o el nivel de voltaje de trabajo, es otro factor que determina el grado de complejidad en el arreglo de una subestación de alto voltaje. Sin embargo, en todos los casos, la manera más fácil de conectar cierto número de circuitos a niveles de voltaje iguales, es unir éstos a una barra.

Existen distintos tipos de configuraciones, guiados a mejorar la flexibilidad en las operaciones de los sistemas, facilitar el mantenimiento de los elementos que lo constituyen y mejorar la seguridad, tanto de la subestación como de aquellos que en ella se desempeñan. Algunas de estas configuraciones presentan ventajas sobre otras, pero pueden incurrir en gastos mayores.

2.2 CLASIFICACIÓN

2.2.1 BARRA SIMPLE

2.2.1.1 Barra simple, interruptor simple.

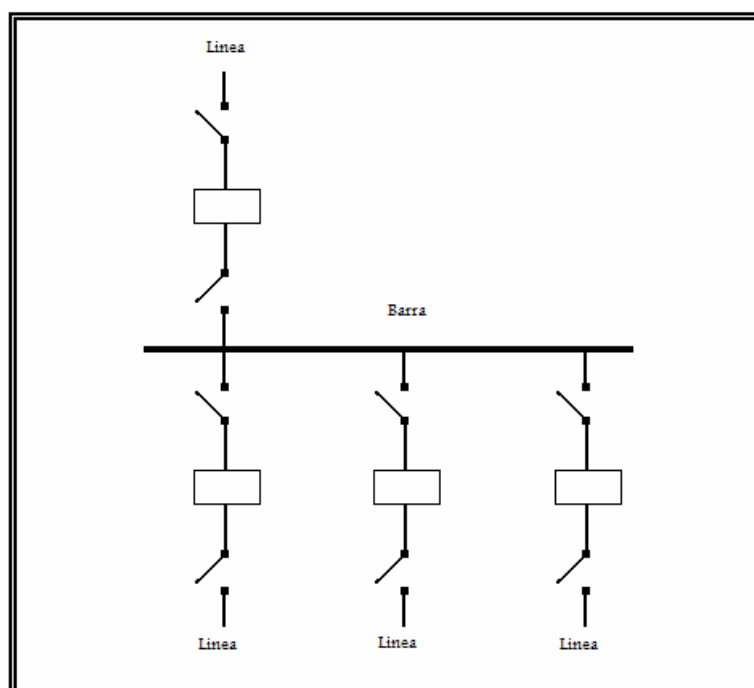


FIGURA 2.1 Barra simple, interruptor simple^[1].

Es el esquema más simple y más económico, que se usa en pequeñas subestaciones de distribución en mediano o bajo voltaje, no suele utilizarse para subestaciones grandes, ya que la dependencia de una sola barra en ocasiones puede producir discontinuidad en el servicio eléctrico, como en el caso de falla de la barra o de un disyuntor. Todas las llegadas o salidas se conectan vía un equipo de mando a una única barra. Es un esquema sencillo, pero muy rígido. Si es necesario hacer algún mantenimiento en las barras, se deben sacar de servicio todas las derivaciones, u operar en caliente, lo que repercute en la seguridad del personal encargado de mantenimiento. El número de circuitos que quedan fuera

de servicio se puede disminuir si se divide la barra en varias secciones mediante interruptores. Es aconsejable en barras con no más de 3 derivaciones.

2.2.1.2 Barra seccionada.

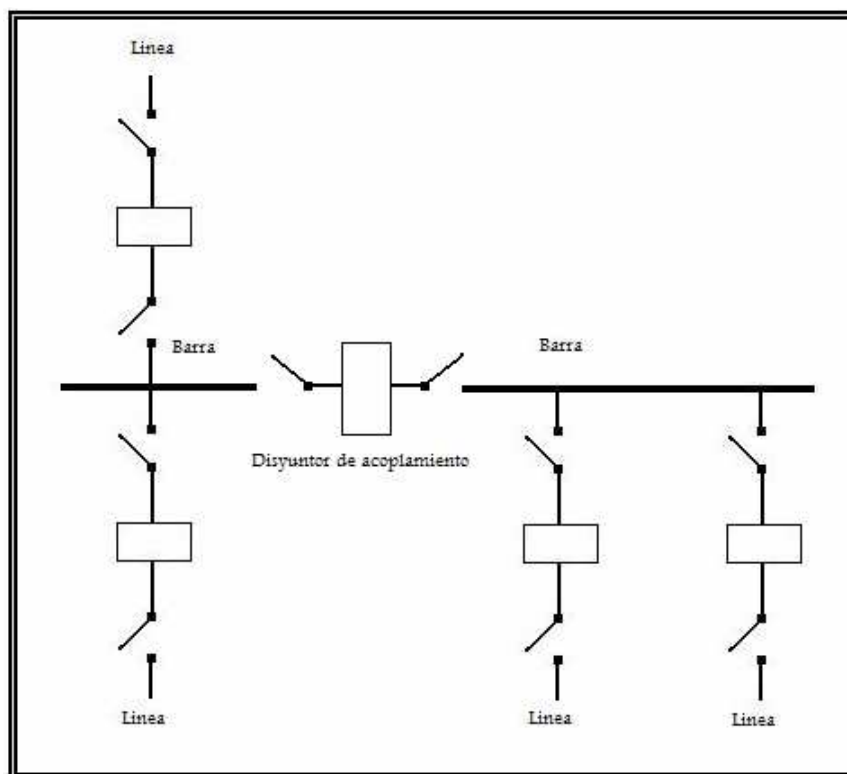


FIGURA 2.2 Barra seccionada^[1].

Es similar al esquema de barra simple, pero en este caso la barra principal esta divide en 2 o 3 sectores, interconectados entre si vía un interruptor de acople. Permite mayor flexibilización en la operación de barras, y un mejor equilibrio de cargas entre las derivaciones.

Otro esquema se forma al aumentar a la barra seccionada un by pass a los equipos de corte y seccionamiento de las líneas.

2.2.2 DOBLE BARRA

2.2.2.1 Doble barra, doble disyuntor.

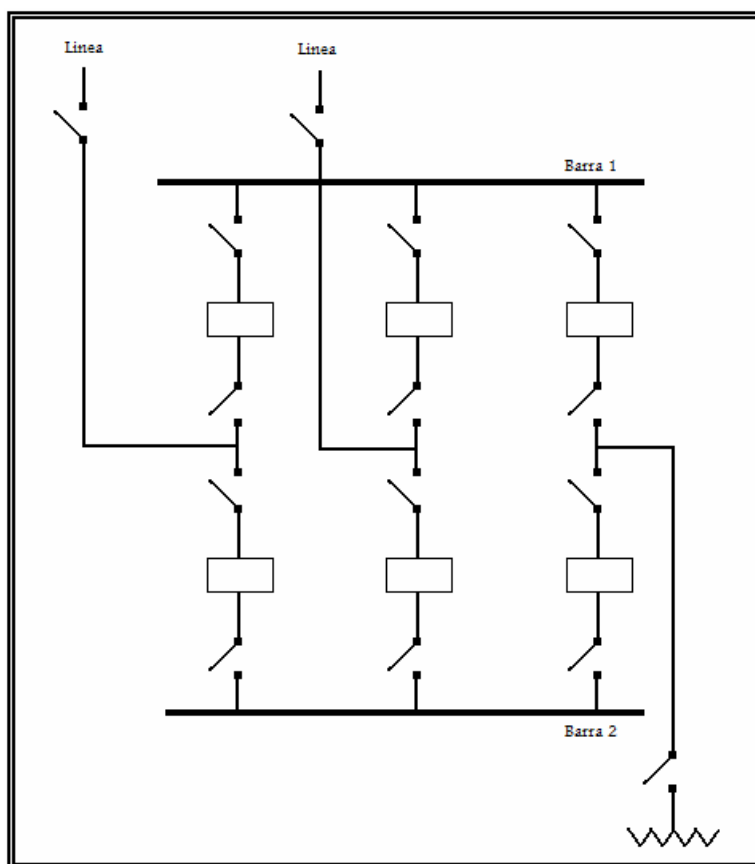


FIGURA 2.3 Doble barra, doble disyuntor^[1].

Este esquema hace uso de dos disyuntores por cada alimentador, que en condiciones normales se encuentran conectados a ambas barras, pero otras veces pueden dividirse en igual número de circuitos en cada barra, posibilitando que durante una falla en una de las barras o del disyuntor automático, solo la mitad de la subestación salga de servicio. Debe existir cierta coordinación en la disposición de las barras, de modo tal que durante

una falla, ésta no se extienda a ambas barras. Si bien el costo de implementar este esquema es elevado por los dos disyuntores por alimentador, el nivel de confiabilidad es alto cuando ambas barras están alimentando a todos los circuitos de la subestación.

2.2.2.2 Doble barra principal, interruptor simple.

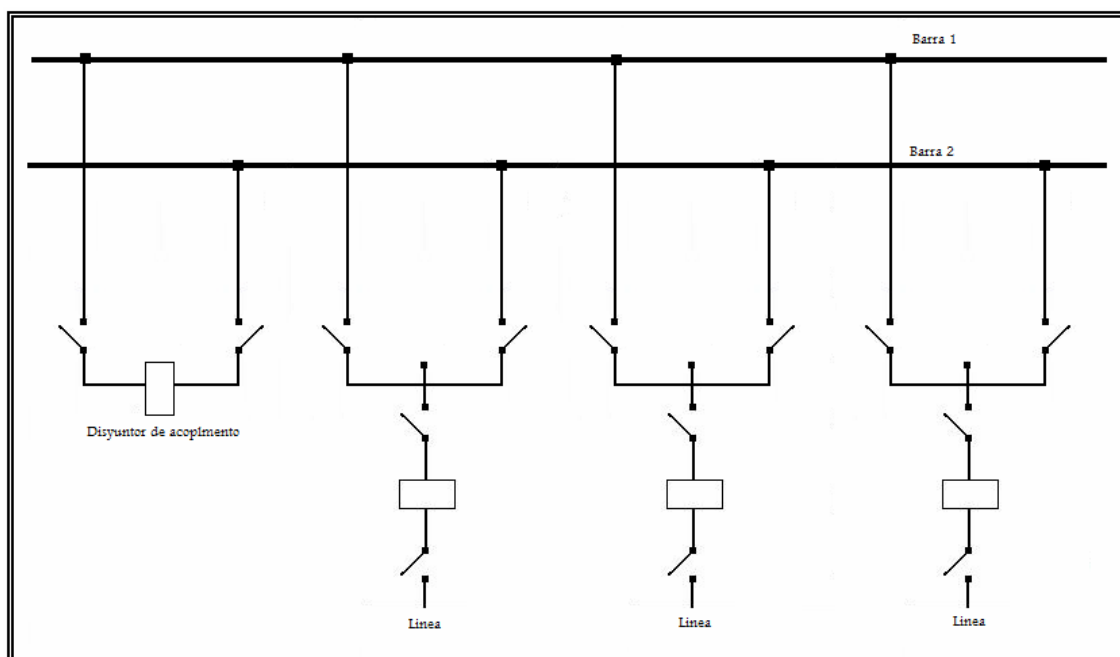


FIGURA 2.4 Doble barra principal, interruptor simple^[1].

Como en el esquema de doble barra con dos disyuntores, este esquema utiliza dos barras principales, pero cada alimentador cuenta con un par de seccionadores para seleccionar una u otra barra. Un disyuntor junto a un par de seccionadores asociados (acoplamiento) pueden conectar ambas barras entre sí, permitiendo la transferencia de un circuito desde una barra a otra, sin necesidad de interrumpir el servicio. Los circuitos pueden alimentarse desde una sola barra, estar divididos entre ambas barras, o estar conectados a ambas barras, con el disyuntor de acoplamiento cerrado, pero para este tipo de maniobras, se requiere que las protecciones posean una coordinación muy selectiva, para evitar que la subestación completa salga fuera de servicio ante una falla en alguna de las

barras. Ante estas posibilidades, es preferible utilizar el acoplamiento sólo para reemplazar la protección de un único circuito cuando su disyuntor se encuentra fuera de servicio, en el caso de contar con un seccionador by pass en el circuito.

2.2.2.3 Barra principal y barra de transferencia.

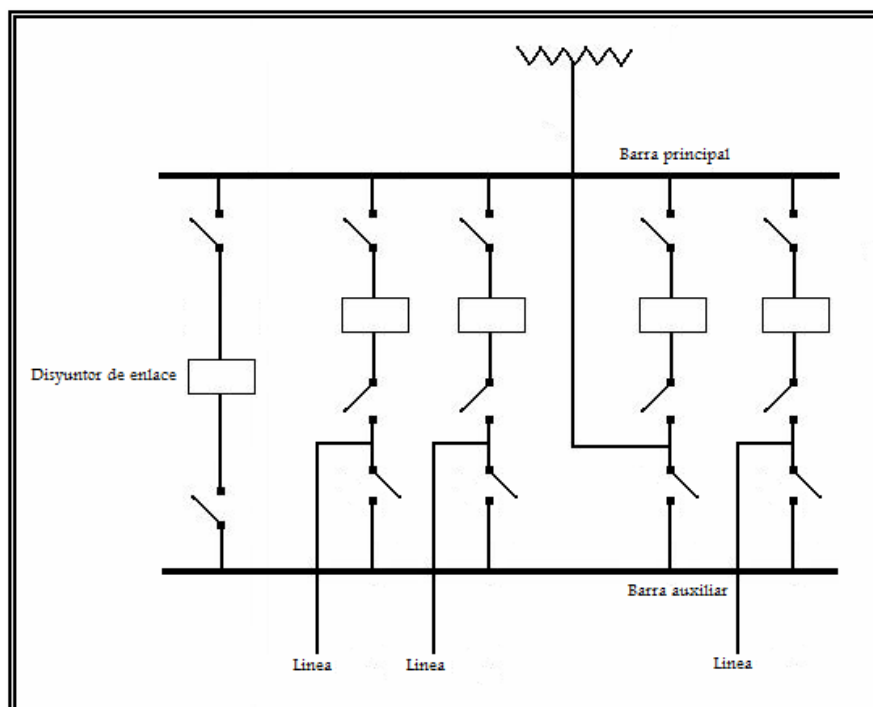


FIGURA 2.5 Barra principal y barra de transferencia^[1].

El sistema trabaja normalmente sobre la barra principal que, en caso de fallar, deja a la subestación fuera de servicio; no existe pues seguridad en barras, como en el caso de doble barra principal; en cambio existe cierta reserva en los interruptores ya que el interruptor de acople puede sustituir a cualquier uno de los otros interruptores. El esquema presenta una posición más respecto a los campos de vinculación externa: se trata de la llamada “bahía de transferencia”, que contiene un interruptor llamado “interruptor de acople”, que permite unir o separar los dos juegos de barras.

Los relés de protección deberían ser transferidos, a menos que la protección para la conexión de barra sea capaz de proteger las líneas de transmisión o los transformadores, aunque éste no suele ser el caso. Alternativamente se puede

conectar la protección con relés de línea y barra a los transformadores de corriente que se ubican en las líneas y no en los disyuntores automáticos. En este caso no sería necesario transferir la protección con relés de línea y barra al momento de sacar de servicio un disyuntor automático para mantenimiento, el disyuntor automático de conexión de barra mantiene al circuito energizado.

2.2.2.4 Doble barra principal, interruptor y medio.

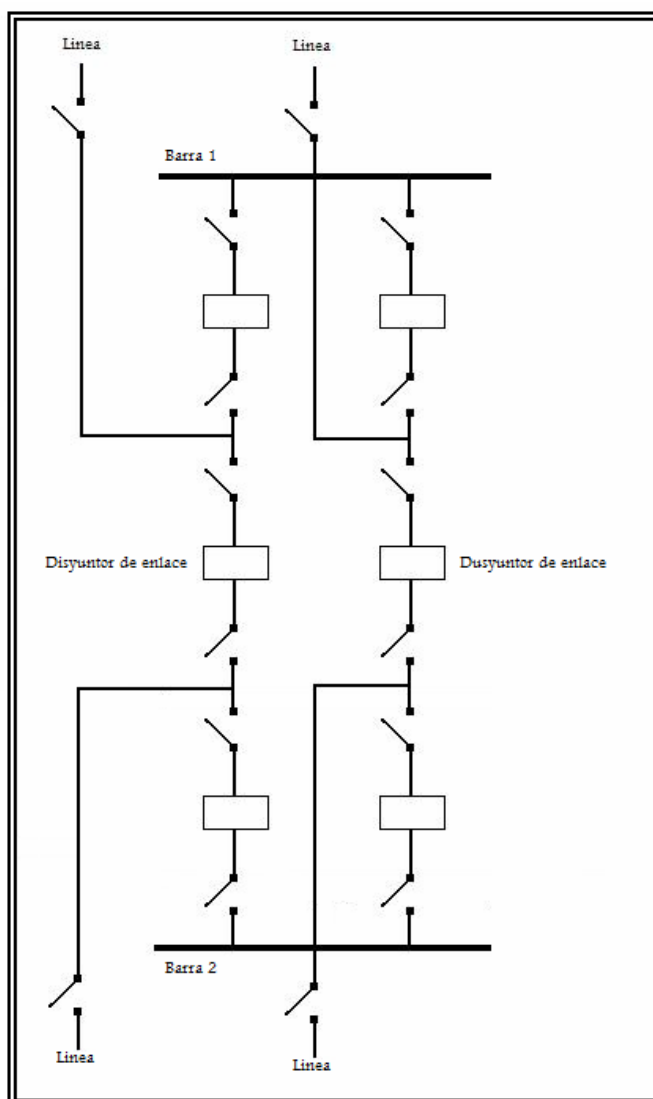


FIGURA 2.6 Doble barra principal, interruptor y medio^[1].

Esta configuración se llama también de “3 campos” porque tiene 3 campos en serie conectados a las barras principales.

Por cada 2 circuitos convergentes, hay 3 interruptores, o sea 1,5 interruptores por cada circuito: de ello proviene el nombre “interruptor y medio”.

En funcionamiento normal, todos los interruptores están cerrados, con ambas barras energizadas. Para desconectar un circuito convergente, hay que abrir los dos interruptores adyacentes.

Este sistema combina la seguridad y facilidades de puenteo de un sistema en malla con la flexibilidad de la doble barra, permitiendo obviar el uso de un disyuntor de acoplamiento entre ambas barras.

Para cubrir todas las situaciones de desconexión, los disyuntores deben ser capaces de manejar corrientes combinadas de las cargas de dos circuitos.

Si aparece un defecto, en el interruptor central, salen de servicio los dos circuitos, porque abren los interruptores de barra. Si en cambio falla un interruptor en barra, sale de servicio esa barra (abren todos los interruptores adyacentes a esa barra), pero permanecen en servicio los circuitos convergentes.

El servicio de mantenimiento sobre un interruptor cualquiera puede hacerse sin producir interrupción y sin alterar los automatismos de protección.

Por su alta seguridad, este esquema se recomienda en subestaciones elevadoras asociadas a generación.

El esquema presenta una buena seguridad en barras y en interruptores.

2.2.3 BARRA TIPO ANILLO

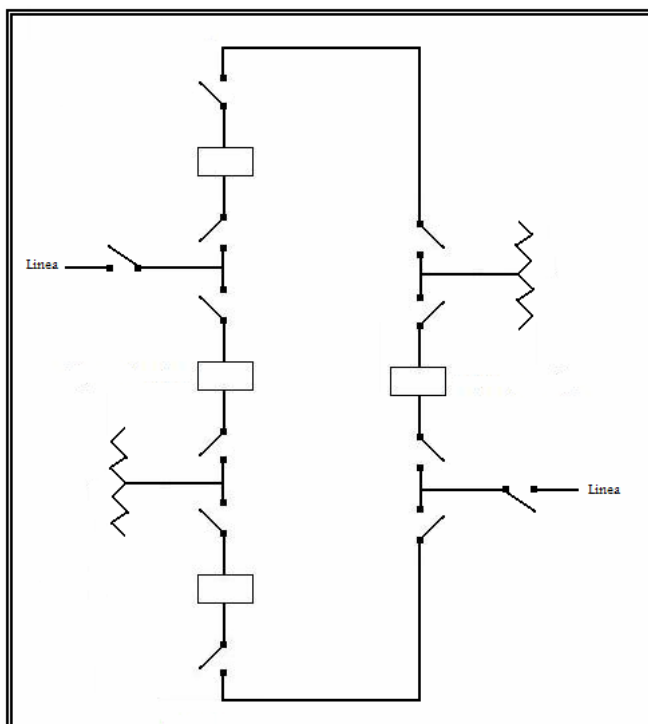


FIGURA 2.7 Barra tipo Anillo^[1].

Existe una barra con varios acoples con interruptores, es una barra que se cierra sobre si misma. Permite mucha flexibilidad de traspaso de cargas de una barra a otra , logrando equilibrios de cargas, así como respaldo ínter derivaciones. El esquema en anillo brinda una seguridad mayor que el sistema de barra simple, ya que cuenta con múltiples alternativas para guiar la electricidad alrededor del anillo, aunque el resultado de una falla en las barras es parecido al que se obtiene en el esquema de barra simple.

La diferencia está en que en el esquema en anillo una falla puede ser aislada del sistema operando convenientemente la subestación, pudiendo restablecer el servicio a una gran cantidad de alimentadores. El espacio físico requerido para este esquema, es mayor que el de barra simple, razón por la que no es común en subestaciones de voltajes muy elevados. Suelen construirse subestaciones con

esquemas en anillo cuando es muy probable la expansión; para más de cinco alimentadores, generalmente este esquema se convierte en un esquema de uno y medio interruptor.

2.2.4 MÁS DE DOS BARRAS

La utilización de más de dos barras en las subestaciones merecen un estudio técnico económico especial, y en el SNI no existen subestaciones configuradas en esquemas de mas de dos barras.

TABLA 2.1: Resumen características de los diversos esquemas de barra^{[1], [2]}.

ESQUEMA DE BARRAS	VENTAJAS	DESVENTAJAS
Barra simple	Económica Requiere poco espacio Maniobras sencillas	Falla en barra o disyuntor interrumpe el servicio en toda la subestación. Difícil mantenimiento. No se puede extender la barra sin desenergizar la subestación. Restringido solo a cargas susceptibles a Interrupciones.
Barra simple seccionada	Se incrementa la confiabilidad en un 50%. Se incrementa la continuidad en un 50%. Puede utilizarse el seccionador de by-pass.	Características similares a la barra simple. Difícil mantenimiento.
Principal y transferencia	Bajo costo inicial y final. Posibilidad de mantenimiento a una posición manteniendo sus protecciones. Se eleva el nivel de confiabilidad. Aumenta la continuidad del servicio. Pueden utilizarse dispositivos de potencial en la barra principal para relés de protección.	Necesita interruptor automático extra para acoplamiento. Difícil maniobra en mantenimiento. Una falla en barra o en un disyuntor determina la desconexión de toda la subestación.
Doble barra un disyuntor	Permite flexibilidad. Cualquier barra puede ser sometida a mantenimiento. Un circuito puede ser fácilmente transferido de una barra a otra.	Necesita interruptor automático extra para acoplamiento. Requiere 4 seccionadores por circuito. Esquema de protección de barra puede sacar a toda la subestación al operar, si los circuitos se encuentran en esa barra. Alta exposición a fallas de barra. Una falla en disyuntor de línea saca todos los circuitos en esa barra. Falla en disyuntor de acople saca a toda la subestación de servicio.
Anillo	Bajo costo inicial y final. Maniobrable. Permite mantenimiento sin interrupción de servicio. Flexibilidad en mantenimiento de disyuntor. Continuidad en mantenimiento de disyuntor. Necesita un disyuntor por circuito. No utiliza barra principal. Se energiza por dos disyuntores a cada circuito. Toda la conmutación se la realiza mediante disyuntor automático.	Si existe falla durante mantenimiento de disyuntor automático, el anillo se puede separar en dos secciones. Complejidad en circuitería de protección y reconexión automática. Necesita dispositivo de potencial en cada circuito, por no estar definido punto de referencia.
Disyuntor y medio	Flexibilidad de operación. Alta confiabilidad. Falla de disyuntor automático del lado de barra saca solo un circuito Conmutación se hace solo con disyuntor automático. Fácil operación, no necesita seccionadores para operación normal. Cualquier barra puede ser sometida a mantenimiento. Falla en barra no saca de servicio ningún alimentador.	Un disyuntor y medio por circuito. Protección con relés y reconexión automática intervienen un poco. Complejo sistema de protecciones de disyuntor central, al actuar con los circuitos asociados.
Doble barra doble disyuntor	Cada circuito posee 2 disyuntores exclusivos. Facilidad en maniobras. Gran flexibilidad. Posibilidad de mantenimiento a disyuntores fácilmente. Alta confiabilidad.	Es el más costoso de todos. Posibilidad de interrumpir el servicio de la mitad de los alimentadores si no se conectan a ambas barras.

CAPÍTULO III

ESQUEMA DE DOBLE BARRA

3.1 TEORÍA

El esquema de doble barra, especialmente el doble barra con acoplamiento y by pass, aporta con flexibilidad en la operación de la subestación e incrementa la facilidad de llevar a cabo mantenimiento en las barras, así como en los disyuntores de las bahías de la subestación.

Considerando el hecho de que ante cualquier eventualidad una sola barra debería alimentar a todas las bahías de línea de la subestación, cada barra debe estar diseñada para soportar este evento.

Sin embargo, este no es el mecanismo esperado de operación para el esquema de doble barra con acoplamiento, por el contrario, se supone un equilibrio en el aporte de ambas barras. La versatilidad de este esquema, se pone de manifiesto en el momento en el cual, por ejemplo, se quiere dar mantenimiento a uno de los disyuntores de líneas, o de transformador. Ante este evento, la línea cuyo disyuntor asociado entrará en mantenimiento, es alimentada desde una barra específica del esquema, que pasará a ser una barra de transferencia, y todas las otras líneas activas en ese instante, incluso la bahía de transformación, son transferidas a la otra barra, que se comportará como barra principal. Este procedimiento puede ser realizado sin interrumpir el sistema, gracias al disyuntor de acoplamiento, el cual se cierra inmediatamente después de que sus seccionadores asociados se han cerrado, igualando el potencial eléctrico en ambas barras. Una vez hecho esto, los seccionadores selectores de barra de las líneas o del transformador, pueden seleccionar la barra que actuará como principal sin interrumpir su servicio.

Cuando únicamente la línea cuyo disyuntor asociado entra en mantenimiento se conecta a la barra que actuará como de transferencia, el seccionador de by pass

puede ser cerrado, posibilitando la apertura del disyuntor y sus seccionadores asociados, pudiendo darse mantenimiento de forma segura a los equipos.

La protección de la línea esta ahora soportada por el disyuntor de acoplamiento, el cual esta diseñado para soportar solo un circuito, razón por la cual no debe existir ningún circuito además del que se encuentra en mantenimiento, conectado a la barra que ahora se comporta como de transferencia.

Para el presente estudio se tomará cómo referencia el sector de 230 kV, que tiene configuración de doble barra.

3.2 EQUIPOS

Existen en las subestaciones diversos elementos que la conforman. Algunos son dispositivos estructurales, otros aportan seguridad como los aislantes, existen otros dedicados a la recolección de datos eléctricos propios de la subestación, etc. En este capítulo se pondrá especial énfasis a los equipos de corte y seccionamiento, y algunos de los principales elementos asociados.

Barra. Es el elemento desde y hacia el cual convergen todas las corrientes del sistema, distribuyéndolas a todos los conductores asociados a ella, o bajo ciertas condiciones, alimentando a los equipos de transformación, con electricidad proveniente de otra subestación. Dependiendo de la característica de emplazamiento de la subestación, la barra puede ser un cable de cobre flexible, o un tubo rígido o barra aplanada de este material o de aluminio.

Transformador / Autotransformador. Es el elemento más importante y costoso de una subestación transformadora, y es el encargado de convertir los niveles de voltaje entrantes en otros diferentes, ya sea elevándolos o disminuyéndolos. Un transformador de potencia de una subestación de alto voltaje, puede ser un único transformador trifásico, o tratarse de un banco de tres transformadores monofásicos, facilitando esto último su transporte y fiabilidad. Por su parte, los autotransformadores suelen utilizarse para conectar dos sistemas de transmisión con niveles de voltaje distintos, y generalmente se realiza con un devanado

terciario conectado en delta. Cuando los autotransformadores son utilizados para elevar los niveles de voltaje en centrales de generación, donde se desea alimentar dos sistemas de transporte distintos, el devanado terciario en delta es un devanado de plena capacidad conectado al generador y los dos sistemas de transporte se conectan al devanado autotransformador.

Transformador de corriente. Utilizados para tomar datos de intensidad de corriente en la subestación, los transformadores de corriente reducen los valores reales de corriente de la línea a niveles seguros y adecuados a los equipos de medida y voltaje que se al secundario.

Es de suma importancia que el secundario del transformador de corriente se encuentre siempre conectado a un equipo de medida que actúe como carga, o en su defecto, cortocircuitar sus extremos, para evitar la generación de altos voltajes en el secundario del transformador. Los valores de corriente de estos equipos suelen ser de 1 A o 5 A en su lado secundario, que son justamente los niveles con los cuales actúan los equipos de medida.

El burden de un transformador de medida expresa el valor de la carga que se conecta a su secundario, es decir el equipo de medición, y puede ser definido como impedancia o como VA, y la exactitud del transformador se asegura a burden nominal. La capacidad de estos transformadores es muy baja, siendo las mas comunes 15, 30, 50, 60, y 70 VA.

La clase de un transformador de medición manifiesta la propiedad de éste para realizar medidas con posibles errores dentro de un límite específico para condiciones de utilización definidas.

Transformador de potencial. Los transformadores de potencial están compuestos por un lado primario que se conecta al alto voltaje, y un secundario de bajo voltaje, a través del cual se reflejan las condiciones de voltaje de la línea. La carga que representan estos transformadores es muy baja, motivo por el cual presentan una caída de voltaje de bajo valor. El grado de exactitud con el cual se obtienen las muestras de voltaje, dependerá de cada transformador, que poseerá una precisión diferente para cada aplicación, según se utilice en medición o protección.

Pararrayos. Este elemento se encarga de descargar a tierra un sobrevoltaje o la corriente de impulso que puede aparecer en la línea cuando ocurren descargas atmosféricas que afectan al sistema, por la acción de maniobras en los diferentes equipos de un sistema eléctrico de potencia o por fallas a tierra. Estos equipos evitan que el aislamiento del sistema sea dañado por sobrevoltajes transitorios, actuando como limitadores de voltaje y protegiendo de esta manera a los equipos de la subestación.

Los pararrayos pueden ser de tipo válvula y de tipo expulsión.

Relés de protección. Los relés electromecánicos están formados por bobinas y trabajan en conjunto con transformadores de potencial y/o de corriente, dependiendo de la función específica del relé de protección, que puede ser protección de generador, relé de distancia, protección diferencial, protección de barras, etc.

Estos equipos no actúan directamente sobre el conductor al cual protegen, sino más bien sobre un disyuntor automático que es el elemento que puede interrumpir un circuito energizado y con carga, incluso durante una falla del sistema eléctrico de potencia.

Actualmente, los relés de protección son equipos IED (Intelligent Electronic Devices).

Equipos de medición. La medición de la subestación está compuesta por un conjunto de diferentes instrumentos conectados a los secundarios de los transformadores para instrumento cuya función es medir las magnitudes de los diferentes parámetros eléctricos de la instalación del lado de alto voltaje, así como del lado de bajo voltaje. Los instrumentos de medición se colocan sobre tableros ya sea en forma sobre puesta o embutidos. En las subestaciones es importante conocer la corriente, el voltaje, frecuencia, el factor de potencia, potencia activa y reactiva, energía, temperatura, etc.

Los sistemas de medición de una subestación pueden ser:

Local – remoto o tele medición , y mixto. Es recomendable definir las zonas de medición dentro de una subestación, las cuales son encaminadas para indicar los parámetros antes mencionados para equipos tales como banco de transformación, líneas y cables, barras colectoras, alimentadores de distribución y bancos de compensación.

Divisores Capacitivos de Potencial: Estos equipos (DCP's), se encargan de dividir el voltaje aplicado mediante dos capacitores y de acoplar una comunicación vía carrier a un sistema de potencia. Estos elementos se emplean desde niveles de voltaje de 138 kV hacia adelante.

IED: Dispositivo electrónico inteligente, es el resultado de años de avances en la electrónica aplicada en un principio a los relés de protecciones eléctricas, pero con el tiempo y con la incorporación de la funcionalidad del PLC, rápidamente se extendieron en un amplio rango de aparatos que abarcaron otras áreas, entre las cuales se identifican:

- Protección
- Control
- Monitoreo
- Medida
- Comunicaciones

Algunos IED's pueden ser más avanzados que otros, y algunos pueden enfatizar ciertos aspectos funcionales más que otros, pero estas funcionalidades pertenecen a las áreas principales antes mencionadas.

3.3 EQUIPOS DE CORTE Y SECCIONAMIENTO

Es a través de este equipo que se realizan las maniobras principales de operación en la subestación. Seccionadores y disyuntores se encuentran en todas las bahías de las subestaciones.

3.3.1 SECCIONADOR.

Este equipo permite separar en dos físicamente un circuito, o aislar los equipos a los cuales se encuentra asociado, posibilitando una verificación visual de esto, lo que facilita la supervisión e incrementa la seguridad en los trabajos de mantenimiento y reparación. Este equipo no puede ser operado bajo carga, ni abrir corrientes de cortocircuito. Sin embargo debe poder interrumpir corrientes inductivas, como aquellas que se generan en una línea, en bancos de reactores o transformadores, así como corrientes capacitivas, tales como líneas en vacío energizadas, o las generadas en bancos de capacitores.

En las subestaciones se encuentran en los acoplamientos de tierra o aislando otros equipos como disyuntores.

Los seccionadores pueden tener características constructivas variadas, permitiendo su maniobra de diversas formas. Entre las más comunes se mencionan:

- Cuchillas giratorias
- Cuchillas deslizantes
- De apertura lateral
- De apertura vertical
- De apertura central
- Pantógrafo
- Semipantógrafo vertical
- Semipantógrafo horizontal

La operación de estos equipos puede ser manual o motorizada. Un operador en el patio de maniobras podrá operar este equipo directamente de ser necesario, pero

también podrá hacerlo un operario que se encuentre en el Centro de Operaciones y Transmisión.

3.3.2 DISYUNTOR AUTOMÁTICO.

Este equipo permite la apertura y reconexión de circuitos bajo carga, en condiciones normales o de corto circuito.

Un disyuntor debe ser capaz de trabajar bajo las siguientes condiciones:

- Desconexión normal
- Interrupción de corriente de falla
- Cierre con corrientes de falla
- Interrupción de corrientes capacitivas
- Interrupción de corrientes inductivas de baja magnitud
- Fallas de línea corta
- Oposición de fase durante las salidas del sistema
- Recierres automáticos rápidos
- Cambios repentinos de corriente durante las operaciones de maniobra

Este elemento debe contar con mecanismos de extinción de arco, que se genera durante el cierre y apertura de sus contactos cuando trabaja con carga o en corto circuito, y éstos pueden ser aire comprimido, SF6, vacío entre otros. La recuperación de la rigidez dieléctrica se consigue separando lo más rápido posible los contactos del disyuntor, y desionizando el aire que queda entre éstos cuando

se ha interrumpido una corriente. A continuación se presenta un resumen de estos métodos:

Disyuntor de aire:

Este tipo de extinción del arco eléctrico, utiliza diversos mecanismos, tales como:

- Alargamiento y enfriamiento del arco.
- Utilización de celdas de ionización
- Soplado magnético
- Mayor velocidad en apertura
- Fraccionamiento del arco

Aire comprimido:

Lo que este método busca es extinguir el arco eléctrico empujándolo hasta deformarlo, al tiempo que el aire entrante reemplaza de manera rápida el aire ionizado.

Aceite:

El aceite mineral deja ver fenómenos durante la extinción del arco eléctrico de igual naturaleza a aquellos presentes cuando esta se realiza en el aire, pero en el aceite se produce un enfriamiento más veloz del arco. Los disyuntores de este tipo pueden clasificarse en disyuntores en gran volumen de aceite y en disyuntores en pequeño volumen de aceite. Se distinguen dos estados durante la extinción en el aceite, que son:

- Alargamiento y enfriamiento del arco.
- Auto extinción del arco.

Vacío:

En este tipo de disyuntor, el comportamiento del arco es muy diferente a aquel presente cuando se produce en presencia de un gas o un líquido, ya que en el vacío no existe el medio por el cual se forme un canal de ionización para la presencia del arco, aunque existen residuos sólidos propios del desgaste del material de los contactos.

Soplado magnético:

Cuando los contactos se abren, un campo magnético alarga y divide al arco original en arcos más pequeños, siendo éstos más fáciles de extinguir.

SF₆:

Por tratarse de la emisión de un gas de características dieléctricas como el hexafluoruro de azufre en el arco, el aire ionizado presente pierde de forma rápida su naturaleza conductiva, provocando la extinción del arco de una forma más segura.

Dada su alta capacidad aislante, es idóneo en subestaciones blindadas, donde puede ser presurizado ahorrando espacio y disminuyendo el tamaño de la subestación.

3.3.2.1 Mecanismos de operación.

Los disyuntores de potencia poseen variados mecanismos de operación, dependiendo de factores tales como los niveles de voltaje bajo los cuales trabajen y emplazamientos físicos en los que se encuentran, entre otros. Los más comunes, se mencionan a continuación.

Operación manual: Una versión muy económica, pero no muy utilizada, principalmente porque los niveles de voltaje a los que puede operar no deben ser mayores a 11 kV, y porque la velocidad de operación depende en gran medida de la destreza del operador.

Operación manual asistida por resorte: El operador actúa manualmente sobre un resorte comprimiéndolo, dejándolo “cargado” y listo para cerrarse cuando se necesite. Este mecanismo, al igual que aquel de operación manual, sólo es práctico en subestaciones modestas, y no pueden ser automatizados.

Motorizado con resorte: Es análogo a aquellos de operación manual, pero en reemplazo de un operador que cargue el resorte, se utiliza un motor eléctrico, provisto de engranes reductores. Este mecanismo puede ser utilizado en grandes sistemas.

Neumático: Utilizado para sistemas de más de 69 kV, es uno de los más convenientes, aunque es necesaria una fuente de aire seco durante las operaciones.

Hidráulico: La operación se realiza mediante un sistema que utiliza la fuerza hidráulica, y es ampliamente utilizado en los disyuntores modernos.

Como la operación en algunas subestaciones puede ser hecha de forma local o remota, es importante mencionar que en los disyuntores que operan en sistemas automatizados, la señal de operación de los equipos de corte y seccionamiento puede provenir desde la misma subestación, o ser enviada desde el COT. También es importante saber que durante una falla la señal llega desde los relés de protección. En el caso de la subestación Santa Rosa, esta señal es un voltaje de 110 VDC, aunque también existen equipos que trabajan con señales de 46 VDC.

3.4 BAHÍAS O POSICIONES QUE CONFORMAN LA SUBESTACIÓN

Las bahías o posiciones en una subestación involucran todo el equipo de alto voltaje encargado de las operaciones de control, medida y protección relativa a

líneas, transformador, barras, etc. Para el presente trabajo se dará especial mención a los equipos de corte y seccionamiento.

- Línea: Aquí se encuentran los equipos utilizados para medición, protección y control de cada línea de transmisión. En esta posición se realizan las maniobras de conexión de la línea, desconexión de la línea, y reemplazo del disyuntor.
- Barras: En esta posición encontramos el equipo encargado de la protección y medición de ambas barras, así como el respectivo equipo de corte y seccionamiento. Las maniobras que se realizan en esta posición son, conexión de las barras, desconexión, transferencia de barras y reemplazo del disyuntor.
- Transformador: Análogo a las otras posiciones, en esta encontramos los equipos utilizados para el control, las mediciones y las protecciones que atañen al transformados. En esta posición se realizan las maniobras de conexión, desconexión, reemplazo del disyuntor y cambio de taps.
- Compensación: Las maniobras realizadas en esta posición son conexión, desconexión y ajuste de elementos de compensación.

3.5 OPERACIÓN

Las operaciones típicas que se realizan en una subestación obedecen a una serie de condiciones, conocidas como enclavamientos, que permiten proteger tanto los equipos en la subestación como la integridad del personal que las opera.

Para las subestaciones del Sistema Nacional Interconectado, el ente encargado de realizar las operaciones es el COT (Centro de Operaciones de Transmisión), pero para realizarlas, el COT debe coordinar con anticipación las maniobras con

el CENACE, único autorizado para ordenar cualquier cambio en el Sistema Nacional Interconectado.

Un extracto del manual “Procedimientos de Despacho y Operación” elaborado por el CONELEC se encuentra en el Anexo 1.

3.5.1 ENCLAVAMIENTOS

Son secuencias de procedimientos que brindan una operación confiable y segura del sistema, tanto para seguridad de los equipos de la subestación como del personal técnico.

Un enclavamiento básico consiste en evitar la apertura de seccionadores cuando éstos se encuentran bajo carga, a menos que exista otra vía en paralelo para la circulación de la corriente, de no cumplir esto, se produciría un arco eléctrico de magnitud considerable, provocando la destrucción del equipo y atentando contra la integridad física del personal.

A continuación se hace un detalle de las condiciones bajo las que operan los equipos de corte y seccionamiento.

3.5.1.1 Enclavamientos en 230 kV.

Los criterios básicos para los enclavamientos en el patio de 230 kV son los siguientes:

- Los seccionadores de puesta a tierra de línea poseen un enclavamiento mecánico y uno eléctrico de perno accionado por un solenoide, de manera que estos seccionadores puedan cerrarse sólo cuando:
 - La línea se encuentre desenergizada.
 - El seccionador de by-pass asociado esté abierto.

- Los seccionadores de puesta a tierra de barra sólo pueden operar cuando la barra está desenergizada, y ningún seccionador selector de barra se encuentra cerrado en la barra.
- Los seccionadores del disyuntor aíslan al disyuntor, operan simultáneamente, y un enclavamiento asegura que puedan operarse únicamente cuando el disyuntor asociado está abierto.
- Los seccionadores de by-pass se usan cuando el disyuntor asociado se pone fuera de servicio y se reemplaza por el acoplador de barras. Sólo opera cuando los seccionadores del disyuntor y el disyuntor se encuentran cerrados.
- Los seccionadores selectores de barra, seleccionan la barra y operan si el seccionador de puesta a tierra de la barra está abierto.
- El disyuntor acoplador de barras reemplaza al disyuntor de línea o de transformador.
- La transferencia puede hacerse en frío o en caliente, y se debe transferir sólo el circuito seleccionado, los demás se pasan a la otra barra. Una vez que el disyuntor acoplador de barras ha sido cerrado, deben transferirse las protecciones .

La secuencia lógica para la operación de los seccionadores 89-2n1 y 89-2n5, se puede ver en el Anexo 9, Figura A9.1 y A9.2.

3.5.1.2 Enclavamientos en 138 kV.

Cuando se trabaja a nivel de 138 kV, se debe garantizar que:

- Sólo un circuito pueda conectarse a la barra de transferencia al mismo tiempo.

- Ningún seccionador puede operarse con carga a menos que exista un camino paralelo de la corriente.

Los enclavamientos relacionados con los equipos de corte y seccionamiento asociados con el sector de 138 kV, para la mayoría de las subestaciones del SNI son los siguientes:

- Los seccionadores del disyuntor aíslan a este y operan simultáneamente, y un enclavamiento en estos permiten su operación sólo si:
 - El disyuntor asociado está abierto.
 - El seccionador de puesta a tierra de la barra principal está abierto.
- Los seccionadores de transferencia únicamente se utilizan cuando el disyuntor de transferencia sustituye un circuito de línea o transformador.
- Los seccionadores de puesta a tierra de línea, poseen dos enclavamientos, uno mecánico y otro eléctrico, que evitan su cierre a menos que:
 - La línea asociada esté desenergizada.
 - El seccionador de transferencia asociado esté abierto.

Los seccionadores de puesta a tierra de barra son instalados en los seccionadores del disyuntor de transferencia, y su esquema de enclavamiento permite su operación sólo cuando:

- Para el seccionador de tierra de la barra principal, los seccionadores en la barra principal están todos abiertos
- Para el seccionador de tierra de la barra de transferencia, todos los seccionadores en la barra de transferencia están abiertos.
- Los seccionadores asociados al disyuntor de transferencia deben estar abiertos.

La secuencia lógica para la operación del seccionador 89-nn3 puede verse en el Anexo 9, Figura A9.3.

3.5.1.3 Nomenclatura aplicada a los equipos de corte y seccionamiento.

Los equipos de corte y seccionamiento que conforman el SNI poseen una nomenclatura definida, compuesta por 5 dígitos:

- Los 2 primeros definen si se trata de un disyuntor (52) o de un seccionador (89).
- El tercer dígito especifica el nivel de voltaje del lugar en el cual se encuentra instalado:

69 kV : (0)

138 kV: (1)

230 kV: (2)

Banco capacitores: (7)

- El cuarto dígito o letra, indica la posición del equipo en la subestación:
 - 1, 2, 3,...n para línea 1, 2, 3 o línea n.
 - T, U, V... para la posición de transformador.
 - W, X para el banco de capacitores.
 - φ para la bahía de acoplamiento.

En el caso de los transformadores, la letra designa la relación de transformación. Por ejemplo, en el caso de la subestación Santa Rosa, el primer autotransformador se designa con la letra T (230 / 138 kV), luego, el otro autotransformador, adoptará la letra que continúe en el alfabeto, es decir, U.

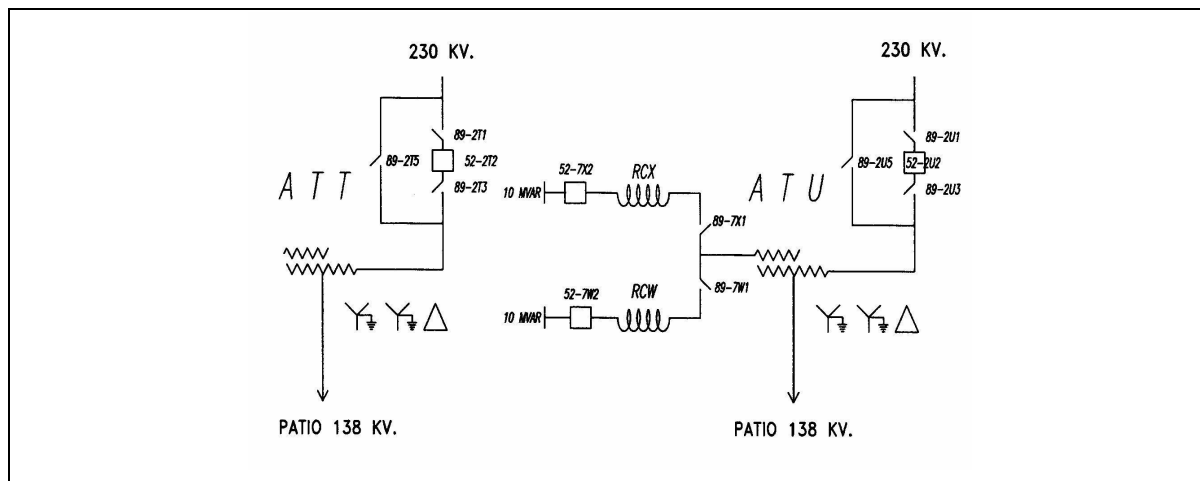


FIGURA 3.1 Bahías de autotransformadores.^[4]

- El último dígito indica la función específica del equipo dentro de la subestación:

- 1: Seccionador de bahía cercano a la barra.
- 3: Seccionador de bahía lejano a la barra.
- 4: Seccionador de puesta a tierra de línea.
- 5: Seccionador de by-pass.
- 6: Seccionador de puesta a tierra de la barra 1.
- 8: Seccionador de puesta a tierra de la barra 2.
- 7: Seccionador selector de barra 1.
- 9: Seccionador selector de barra 2.

En el caso de los disyuntores, su quinto dígito es siempre "2".

Para comprender mejor lo descrito, se detalla la nomenclatura del seccionador 89-2U1 del lado de alto voltaje del autotransformador ATU de la subestación Sta. Rosa, mostrado en la Figura 3.1

- Los primeros dos dígitos, 89, determinan que el equipo es un seccionador.
- El tercer dígito, "2" indica que se encuentra en el patio de 230 kV.
- El cuarto espacio lo ocupa la letra "U", e indica su posición en la subestación, en este caso, la letra indica que se encuentra en la posición

del autotransformador designado ATU. En caso de estar ubicado en la posición del autotransformador ATT, la letra indicadora sería la "T".

- Por último, el dígito final indica la función específica del equipo en la subestación, "1" indica que está asociado al disyuntor principal, y es el que se encuentra más cercano a las barras.

3.5.2 SECUENCIAS REQUERIDAS PARA LA OPERACIÓN EN LÍNEAS

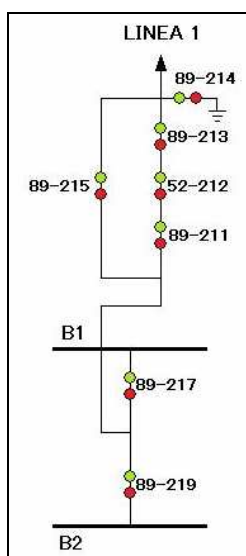


FIGURA 3.2 Operación en línea.

3.5.2.1 Energización de una línea desde una de las barras.

Esta maniobra permitirá conectar la línea de transmisión con una de las barras, posibilitando que la energía pueda ser transmitida a otra subestación, o que las barras de la subestación local sean energizadas desde otra subestación.

Esta maniobra supone dos situaciones:

- **La línea se encuentra en ambos extremos desconectada y desenergizada.**

Condiciones previas: El disyuntor 52-2n2, sus seccionadores asociados (89-2n1, 89-2n3), el seccionador de puesta a tierra de la línea (89-2n4) y el seccionador de

by-pass de línea (89-2n5) se encuentran abiertos. Una o ambas barras se encuentran energizadas.

La secuencia de operación es:

1. Cerrar el seccionador selector de barra de la barra energizada, 89-2n7 para la barra 1 ó 89-2n9 para la barra 2.
2. Cerrar los seccionadores 89-2n1 y 89-2n3.
3. Cerrar el disyuntor 52-2n2.

Esta maniobra es similar a la empleada para la operación de las subestaciones del SNT, según se puede verificar en la sección 6.1.7 del Anexo 8 (“Extracto de la Descripción de operación técnica del SNT”).

- **La línea se encuentra previamente energizada desde otra subestación.**

El procedimiento es similar al expuesto, con la diferencia que antes de cerrar el disyuntor de línea se deberán verificar las condiciones de sincronismo.

3.5.2.2 Desconexión de la línea.

En algunas maniobras tales como alivio de carga, se desea desconectar ciertos circuitos de las barras. En este caso, la energía ya está fluyendo por la línea, por lo que la desconexión merece especial cuidado.

Condiciones previas: La línea se encuentra energizada desde una de las barras, el disyuntor de by-pass está abierto (89-2n5).

La secuencia de operación es:

1. Abrir el disyuntor 52-2n2.

2. Abrir los seccionadores 89-2n1, 89-2n3.
3. Abrir el selector de barra correspondiente (89-2n7 u 89-2n9).
4. Cerrar el seccionador de puesta a tierra de la línea (89-2n4), siempre que el otro extremo de la línea en la otra subestación esté abierto y se desee dar mantenimiento a la línea.

3.5.2.3 Activación del by-pass de línea y desenergización del disyuntor.

El mantenimiento a un disyuntor de línea puede ser necesario aún cuando una línea de transmisión esta energizada. La activación del by-pass permitirá sacar de operaciones momentáneamente al disyuntor de línea, y será capaz de sustituir las protecciones que éste posee. Al realizar esta maniobra, el esquema de la subestación se comportará como Barra principal y Barra de transferencia.

Condiciones previas: La línea se encuentra energizada desde la barra 1. Ambas barras están acopladas mediante los seccionadores 89-2 ϕ 7, 89-2 ϕ 9 y el disyuntor 52-2 ϕ 2.

La secuencia de operación es:

1. Pasar todos los circuitos, tanto de líneas como de transformador, a la barra 2, que trabajará como barra principal.
2. Pasar la línea correspondiente mediante el seccionador 89-2n7, a la barra 1, que trabajará como barra de transferencia.
3. Abrir el seccionador 89-2n9 de la línea correspondiente.
4. Cerrar el seccionador de by-pass de la línea (89-2n5).

5. Pasar las protecciones del disyuntor 52-2n2 al 52-2φ2.
6. Abrir el disyuntor de línea (52-2n2).
7. Abrir los seccionadores asociados al disyuntor (89-2n3, 89-2n1).

Nota: Es recomendable verificar el reestablecimiento de las protecciones.

Con estas maniobras el by-pass ha sido habilitado, y las protecciones de la línea transferidas al disyuntor de acoplamiento.

3.5.2.4 Desconexión del by-pass.

Esta maniobra posibilitará que se restituya el esquema de doble barra en la subestación.

Condiciones previas: La línea se encuentra energizada y el by-pass se encuentra activo.

La secuencia de operación es:

1. Cerrar los seccionadores 89-2n1, 89-2n3.
2. Cerrar el disyuntor 52-2n2.
3. Traspasar las protecciones desde el disyuntor de acoplamiento hasta la posición de línea.
4. Abrir el seccionador de by-pass 89-2n5.
5. Si se quiere conectar un circuito energizado a otra barra, podrá hacerse ahora, mientras el acoplamiento permanezca activo.

Ahora que el esquema de doble barra se ha restituido, se debe definir si se mantienen ambas barras energizadas mediante el acoplamiento, que es lo común, dividiendo los circuitos energizados entre ambas barras, o si se mantiene solo una barra energizada, a la cual se conectarán todas las líneas que requieren energizarse.

3.5.3 SECUENCIAS REQUERIDAS PARA LA OPERACIÓN EN BARRAS

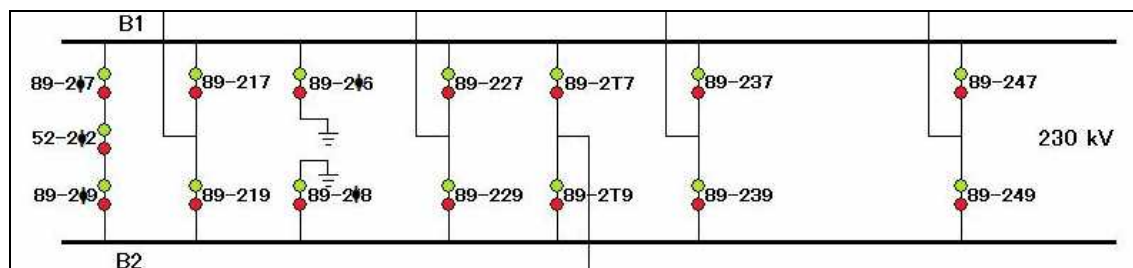


FIGURA 3.3 Operación en barras.

3.5.3.1 Energización de una de las barras desde un transformador.

Para que las líneas de transmisión puedan ser energizadas desde la subestación local, deben ser conectadas a las barras energizadas.

Una de las maneras de energizar las barras de una subestación, consiste en hacerlo desde el transformador, la otra, es hacerlo desde otra subestación mediante las líneas de transmisión.

Condiciones previas: Ambas barras se encuentran desenergizadas. El transformador se encuentra energizado desde el lado de bajo voltaje.

La secuencia de operación es:

1. Verificar que el seccionador de puesta a tierra de la barra a ser energizada (89-2φ6 ó 89-2φ8) esté abierto.

2. Cerrar uno de los seccionadores selectores de barra del transformador (89-2T7 ó 89-2T9).
3. Cerrar los seccionadores del transformador 89-2T1 y 892T3.
4. Cerrar el disyuntor de transformador 52-2T2.

Mediante esta maniobra una de las barras ha sido energizada desde el lado de alto voltaje de un transformador.

3.5.3.2 Energización de una de las barras desde una línea.

Con esta maniobra se consigue energizar una de las barras de la subestación por medio de una de las líneas de transmisión, que es energizada por su otro extremo desde otra subestación.

Condiciones previas: La línea se encuentra energizada desde otra subestación, y los seccionadores selectores de barra de la línea están abiertos (89-2n7, 89-2n9). La secuencia de operación es:

1. Verificar que el seccionador de puesta a tierra de la barra que será energizada esté abierto (89-2 ϕ 6 ó 89-2 ϕ 8).
2. Verificar que el seccionador de by-pass de la línea esté abierto (89-2n5).
3. Cerrar el seccionador selector de barra (89-2n7 ó 89-2n9) en la bahía de línea correspondiente.
4. Cerrar los seccionadores 89-2n1 y 89-2n3.
5. Cerrar el disyuntor 52-2n2.

Con esto ha quedado energizada la barra por medio de la línea de transmisión, desde otra subestación.

3.5.3.3 Energización de una de las barras mediante acoplamiento.

Una vez que una de las barras se encuentra energizada, esta maniobra permite la energización de la otra barra, que es el estado típico de operación en las subestaciones de doble barra.

Condiciones previas: Una de las barras se encuentra energizada. El seccionador de puesta a tierra de la otra barra está cerrado.

La secuencia de operación es:

1. Abrir el seccionador de puesta a tierra (89-2 ϕ 6 u 89-2 ϕ 8) de la barra a energizar.
2. Cerrar los seccionadores de acoplamiento 89-2 ϕ 7, 89-2 ϕ 9.
3. Cerrar el disyuntor de acoplamiento 52-2 ϕ 2.

Esta maniobra es similar a la empleada para la operación de las subestaciones del SNT, según se puede verificar en la sección 6.3.8 del Anexo 8 ("Extracto de la Descripción de operación técnica del SNT").

3.5.4 SECUENCIAS DE OPERACIONES EN TRANSFORMADORES

Cuando se realizan conexiones de los transformadores en los cuales existen bancos de compensación, éstos se operan luego de que el transformador ha sido energizado, y sólo si es que se necesita de compensación. Esta secuencia se la realiza sólo para facilitar la ubicación de una posible falla en estos equipos.

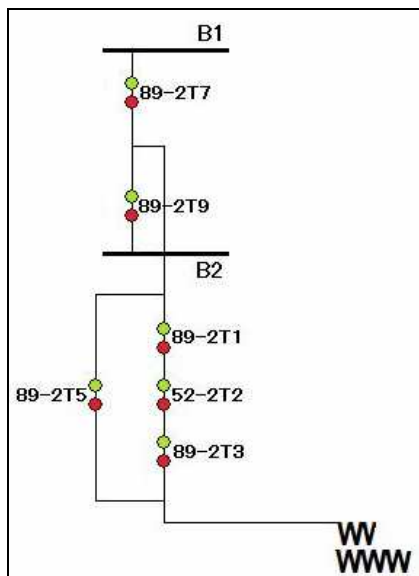


FIGURA 3.4 Operaciones en un transformador.

3.5.4.1 Energización del transformador desde una de las barras.

Con esta maniobra, el transformador será energizado desde el lado de 230 kV, permitiendo luego energizar el lado de 138 kV. De ser necesario, se conectará el banco de compensación.

Condiciones previas: Una o ambas barras se encuentran energizadas desde otra subestación.

La secuencia de operación es:

1. Cerrar los seccionadores 89-2T1, 89-2T3.
2. Cerrar el disyuntor 52-2T2.

El transformador ha quedado energizado desde su lado de alto voltaje.

3.5.4.2 Implementar el by-pass del transformador y abrir el disyuntor principal.

Esta maniobra permite realizar el mantenimiento del disyuntor principal del transformador, sin necesidad de discontinuar el servicio.

Condiciones previas: El transformador está energizado por su lado de bajo voltaje, y mediante el seccionador 89-2T7 se energiza la barra 1. Ambas barras están acopladas mediante los seccionadores 89-2 ϕ 7, 89-2 ϕ 9 y el disyuntor 52-2 ϕ 2.

La secuencia de operación es:

1. Pasar todos los circuitos, tanto de líneas como de transformador, a la barra 2, que trabajará como barra principal.
2. Pasar el circuito del transformador mediante el seccionador 89-2T7, a la barra 1, que trabajará como barra de transferencia.
3. Abrir el seccionador 89-2T9 del transformador.
4. Cerrar el seccionador de by-pass del transformador (89-2T5).
5. Pasar las protecciones del disyuntor 52-2T2 al 52-2 ϕ 2.
6. Abrir el disyuntor del transformador (52-2T2).
7. Abrir los seccionadores asociados al disyuntor (89-2T3, 89-2T1).

Nota: Es recomendable verificar el reestablecimiento de las protecciones.

Con estas maniobras el by-pass ha sido habilitado, y las protecciones del transformador han sido transferidas al disyuntor de acoplamiento.

3.5.4.3 Energización del transformador desde el lado de bajo voltaje (138 kV).

Mediante esta maniobra el transformador será energizado por su lado de bajo voltaje, de manera que luego, a través de su lado de alto voltaje, puedan energizarse las barras de 230 kV de la subestación.

Condiciones previas: El transformador se encuentra desenergizado. La barra principal del patio de 138 kV. está energizada. Ambas barras en 230 kV están desenergizadas.

La secuencia de operación es:

1. Cerrar los seccionadores 89-1T1, 89-1T3.
2. Cerrar el disyuntor 52-1T2.
3. Cerrar los seccionadores 89-2T1, 89-2T3.
4. Cerrar el disyuntor 52-2T2.
5. Verificar que en el patio de 230 kV el seccionador de puesta a tierra de la barra a energizarse, esté abierto (89-2 ϕ 6 ó 89-2 ϕ 8).
6. Cerrar el seccionador selector de barra respectivo. 89-2T7 si es barra 1 ó 89-2T9 si es barra 2.

Ahora el transformador se encuentra energizado desde su lado de bajo voltaje, y mediante su lado de alto voltaje, una de las barras ha sido energizada.

El procedimiento para energizar la otra barra se indica en la sección 3.5.3.3

Las maniobras antes descritas, son planeadas siguiendo los lineamientos descritos en la "Descripción de operación técnica del SNT", propiedad del ex

INECEL, y estos mismos fundamentos son los que se aplican en la actualidad en el SNI.

La “Descripción de operación técnica del SNT” se encuentra en el Anexo 8.

Cuando existen equipos de compensación en el transformador, estos pueden ser conectados manualmente o automáticamente, según la necesidad del sistema. Cuando estos equipos requieren ser conectados, se recomienda hacerlo luego que el transformador ha sido energizado.

CAPÍTULO IV

MODELADO DEL SECTOR DE 230 kV

4.1 DISEÑO DE LA MAQUETA

Para el presente proyecto, la maqueta que representa una subestación de alto voltaje configurada en esquema de doble barra, está formada por 8 módulos internos principales:

- bahía de selección de barra del transformador en el patio de 230 kV.
- bahía de transformador en el patio de 138 kV.
- bahía de acoplamiento de barras.
- cuatro bahías de líneas.
- uno encargado de procesar la información proveniente desde cada uno de los otros módulos y desde la computadora.

Trabajando con el programa digital, cada uno de los módulos de bahías de línea puede ser incorporado al sistema en forma independiente, posibilitando formar un sistema compuesto por lo menos de:

- Conexión del lado de bajo voltaje del transformador.
- 1 bahía de transformador.
- 1 bahía de barras.
- De 0 a 4 bahías de línea.

Todos los módulos poseen un microcontrolador PIC 16F877A encargado de actuar sobre los elementos indicadores y de procesar la información proveniente desde la maqueta o desde la computadora. El módulo de procesamiento central, posee además un microcontrolador PIC 16F84A.

Además existen 8 módulos auxiliares, 7 de ellos se conectan directamente a los módulos principales de bahías, y se encargan de mostrar los estados de los equipos (abierto / cerrado) a través de led's , que en el caso de un seccionador o

disyuntor abierto enciende un led verde, y para el caso de un equipo cerrado, enciende un led rojo. En el Anexo 2 se encuentra un esquema unifilar similar al representado en la maqueta.

Uno de los módulos auxiliares esta formado por 6 compuertas lógicas 74LS32, y es el encargado de recibir e ingresar ciertos datos a los módulos principales, como estado de seccionadores de by pass, seccionadores de tierra de líneas y de barras, entre otros.

Cada módulo principal cuenta con un indicador de LCD de 2 líneas y 16 bits, encargado de mostrar el estado de la respectiva bahía durante la condición de error en la maniobra, y en determinados casos, de sugerir correcciones ante esos eventos.

Físicamente, la maqueta esta formada por un gabinete sólido con base de 45 cm. x 48 cm. , 7 cm. de altura en su parte anterior y 15 cm. de altura en su parte posterior. En su interior se encuentran localizados los 8 módulos principales y los 8 módulos auxiliares. La parte superior se encuentra cerrada por una lámina acrílica, en cuya superficie está representada la subestación, mediante un esquema unifilar. También se hallan localizados en este lugar los pulsadores asociados a cada seccionador y disyuntor de la subestación, así como aquellos encargados de confirmar el reconocimiento de errores en las maniobras. Aquí se encuentran también indicadores luminosos relativos al estado de procesamiento de la interfaz hombre máquina, un switch utilizado para habilitar el reset general de la maqueta y los pulsadores encargados de energizar las barras desde otra subestación, un pulsador de reset de todo el sistema físico, así como los selectores de bahías de línea, utilizados para incluir a estas bahías al sistema, cuando se trabaja con el programa digital.

Antes de ser armados, los módulos fueron simulados en el programa ISIS de Proteus, para verificar que el programa digital estuviese correctamente diseñado. Posteriormente, los módulos se implementaron en tres protoboards, y se comprobó que tanto el diseño del hardware así como la interfaz hombre máquina funcionaran correctamente, permitiendo realizar algunas correcciones.

Luego, todo el hardware fue adaptado en circuitos impresos, cuyos esquemas de circuitos fueron obtenidos utilizando la herramienta ARES del programa Proteus.

El programa de los microprocesadores, al igual que la maqueta física, esta dividido por módulos. Aunque los módulos de bahías de línea podrían ser considerados idénticos, existen diferencias marcadas en lo que a asignación de variables se refiere, esto para permitir el correcto desarrollo de las secuencias de operación.

A continuación se indica el diagrama de flujos de los procesos que tienen lugar en las bahías de línea, transformador, barras y lado de bajo voltaje del transformador.

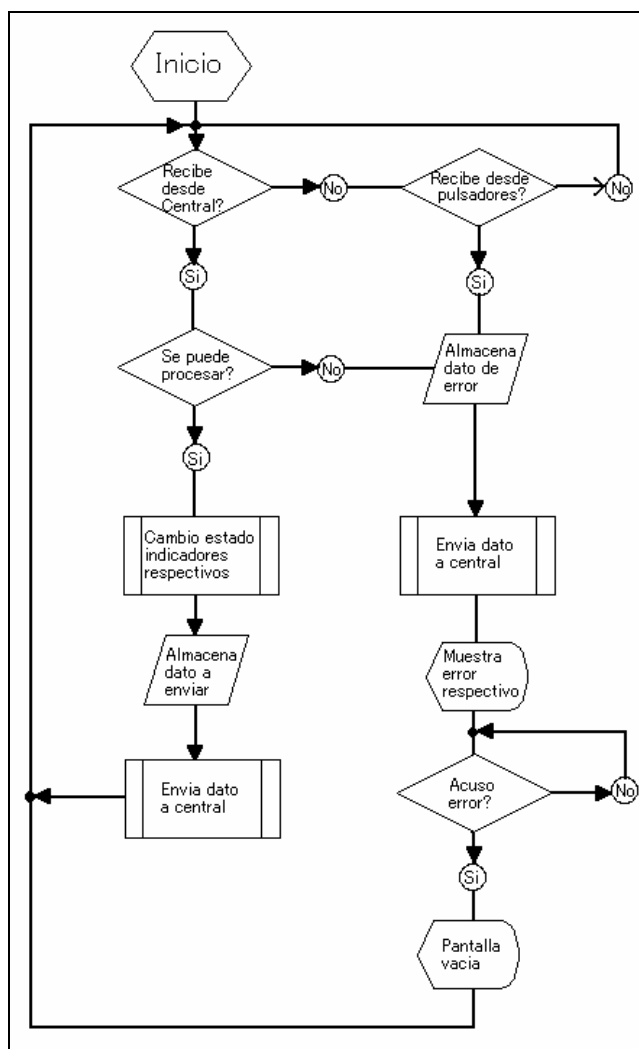


FIGURA 4.1 Diagrama de flujos de las bahías de la maqueta.

El diagrama de flujo para el procesamiento central es el siguiente:

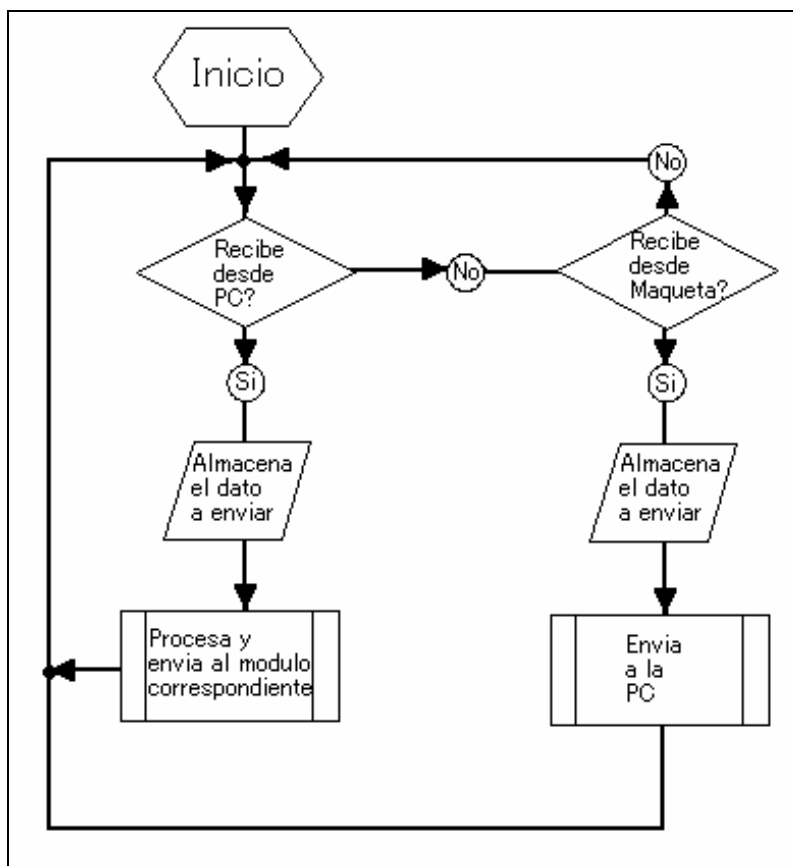


FIGURA 4.2 Diagrama de flujos del procesamiento central.

El lenguaje utilizado para programar los 8 PIC's es el BASIC PIC.

Este lenguaje permite desarrollar las líneas de comando de una manera más natural que el lenguaje ensamblador de PIC, aunque aumenta considerablemente la utilización de memoria disponible en el microcontrolador.

El compilador utilizado para obtener los códigos hexadecimales de los microcontroladores es el PIC BASIC PRO, de la firma Microchip.

Ya que la memoria interna del microcontrolador utilizado para cada bahía es de solo 8120 palabras, fue necesario utilizar un PIC por cada una de las bahías, y dos más, un 16F877A y un 16F84A para el módulo de procesamiento central.

El microcontrolador 16F84A, que sólo posee una capacidad de memoria de 1028 palabras, es utilizado para recibir información desde la computadora mediante la interfaz hombre máquina, y transmitirla al microcontrolador 16F877A, el que se encarga de procesar los datos y enviarlos al modulo que corresponda. De la

misma manera, este microcontrolador se encarga de recibir de cada módulo información, que es procesada y es enviada a la computadora, donde es interpretada por el programa y es manifestada al usuario por medio de la pantalla. Todos los microcontroladores trabajan a una velocidad de 4 MHz, velocidad que es establecida por el cristal utilizado para generar los pulsos de reloj. Un esquema electrónico completo de cada módulo se indica en el Anexo 3. Los programas de cada módulo se encuentran en el Anexo 4.

4.2 DISEÑO DEL PROGRAMA DIGITAL

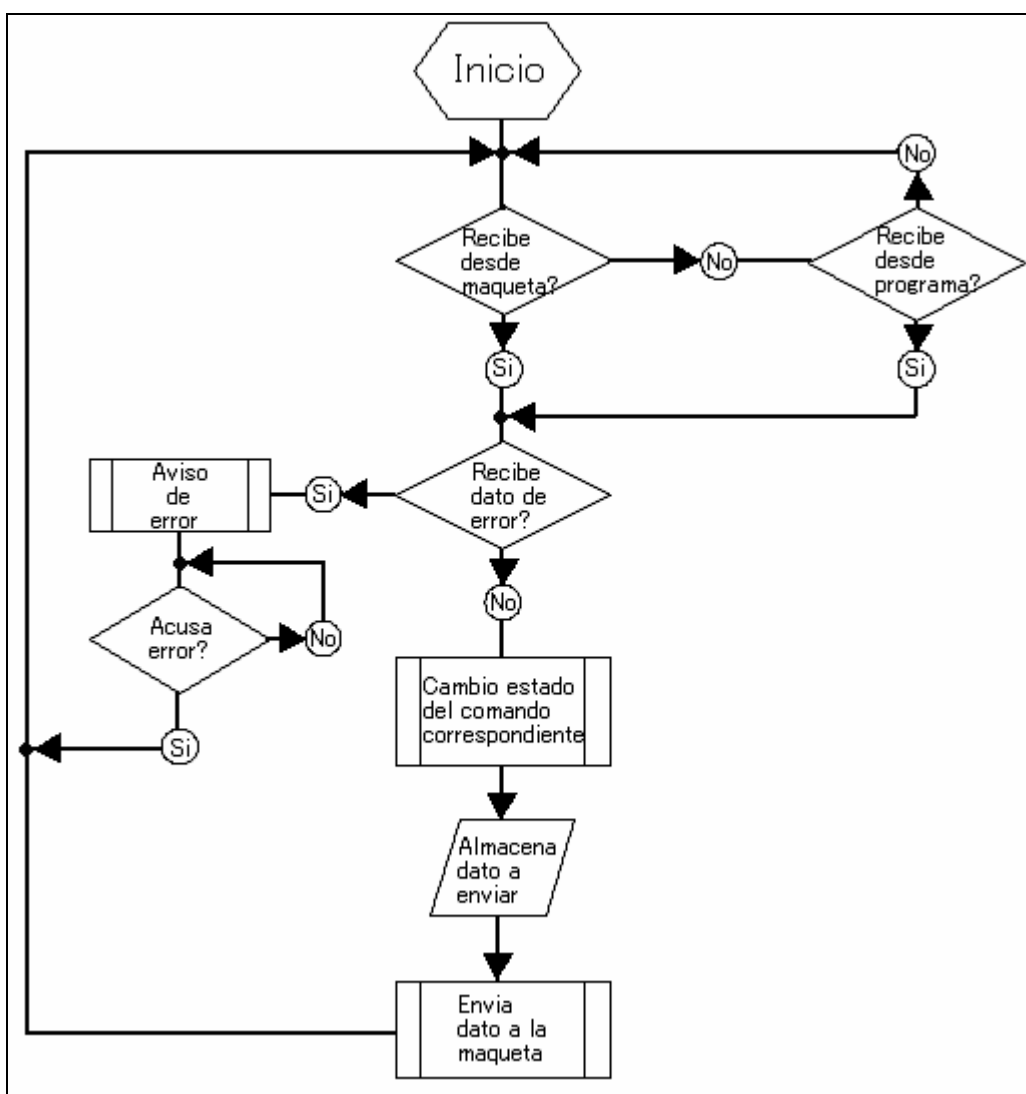


FIGURA 4.3 Diagrama de flujos del programa digital.

El lenguaje utilizado para realizar el programa digital es el Visual Basic.

Mediante este programa se indica el estado de cada elemento de la subestación, y a través de éste se puede supervisar y controlar la misma en tiempo real.

La comunicación entre el programa digital y la maqueta, se la realiza a través del puerto serial, trabajando a una velocidad de 9600 baudios. A través del programa, se puede conocer el estado de cada elemento representativo de los equipos de corte y seccionamiento, pero además hace posible verificar continuamente si una bahía de línea o el autotransformador se encuentran energizados y permite recibir de manera audio visual un aviso cuando un error en alguna maniobra ha sido cometido

El programa digital completo se encuentra en el Anexo 5.

4.3 DISEÑO DEL HMI

Una interfaz hombre máquina debe permitir al usuario realizar en el computador las actividades que normalmente realiza en la práctica, e ir más allá logrando automatizar procesos que normalmente no lo están. Este es el caso de la HMI desarrollada en este proyecto de titulación. Mediante ésta, la maqueta y el programa digital pueden trabajar en conjunto, y mediante la computadora podemos acceder a todas las maniobras que se realizan normalmente en la subestación, así como procesos de conexión y desconexión automáticos de las líneas de transmisión que salen de la subestación. La comunicación entre la maqueta y el programa se realiza mediante un cable de tres hilos, uno encargado de transmitir los datos desde la maqueta al programa digital, otro para receptor datos provenientes desde la computadora hacia la maqueta, y un cable común encargado de conectarse a la referencia eléctrica de la maqueta.

Un extremo del cable posee un conector DB-9 y se conecta al puerto serial de la computadora, estableciendo una comunicación serial a 9600 baudios. El otro extremo posee un conector macho de audio estereo que se conecta a la entrada respectiva en la maqueta.

CAPÍTULO V

APLICACIÓN PRÁCTICA

5.1 INTRODUCCIÓN ^[3]

La subestación Santa Rosa es una subestación de transformación de tipo Exterior, de aislamiento convencional, perteneciente al Sistema Nacional Interconectado, y es uno de los nodos del anillo de 230 kV de este sistema. Esta subestación transmite a 230 kV y a 138 kV, y aledaña a esta se encuentran la subestación del mismo nombre, perteneciente a la EEQ, donde se trabaja a nivel de 46 kV, y la Central Térmica Santa Rosa, perteneciente a Termo Pichincha, que se conecta al patio de 138 kV de la subestación de transformación. El patio de 230 kV posee un esquema de doble barra con by-pass, está conformada por seis posiciones de líneas de transmisión, cada una de las mismas posee un disyuntor principal que operan en SF6 con mecanismo neumático, al igual que en la posición de acoplamiento y en el lado de alto voltaje de dos bancos de transformadores. El autotransformador ATU, está compuesto por 4 transformadores monofásicos, tres de los cuales se utilizan para la conexión del banco y uno para emergencias y mantenimiento. El autotransformador ATT esta compuesto por tres transformadores monofásicos. Las características eléctricas de ambos bancos son:


- Niveles de voltaje: 230/138/13.8 kV
- Conexión: $Y_{\neq} Y_{\neq} \Delta$
- Capacidad: 3(75/100/125)MVA
- Enfriamiento: OA/FA/FA

También existen dos disyuntores al nivel de 13.8 kV, usados para los dos bancos de reactores de 10 MVAR, conectados en el terciario del autotransformador ATU.


En tanto, el patio de 138 kV presenta un esquema de barra principal y barra de transferencia, posee cuatro líneas de salida, una posición para transferencia, dos para las conexiones en el lado de bajo voltaje de cada uno de dos autotransformadores, una posición para la conexión a la Central Santa Rosa y dos posiciones para transformadores trifásicos de subtransmisión, designados como TRN y TRP.

Las características de estos transformadores se indican a continuación.

TRN:

- Niveles de voltaje: 138/46/13.8 kV
- Conexión: 
- Capacidad: 45/60/75 MVA
- Enfriamiento: OA/FA/FA

TRP:

- Niveles de voltaje: 138/69/46/13.8 kV
- Conexión: 
- Capacidad: 45/60/75 MVA
- Enfriamiento: OA/FA/FA

Los disyuntores en este patio son de gran volumen de aceite y en SF6. Los seccionadores de ambos patios, son del tipo rotatorio acoplados a motores de inducción trifásicos, y poseen un enclavamiento mecánico con el disyuntor. El diagrama unifilar de esta subestación, tanto del patio de 138 kV como el de 230 kV, se puede apreciar a continuación.

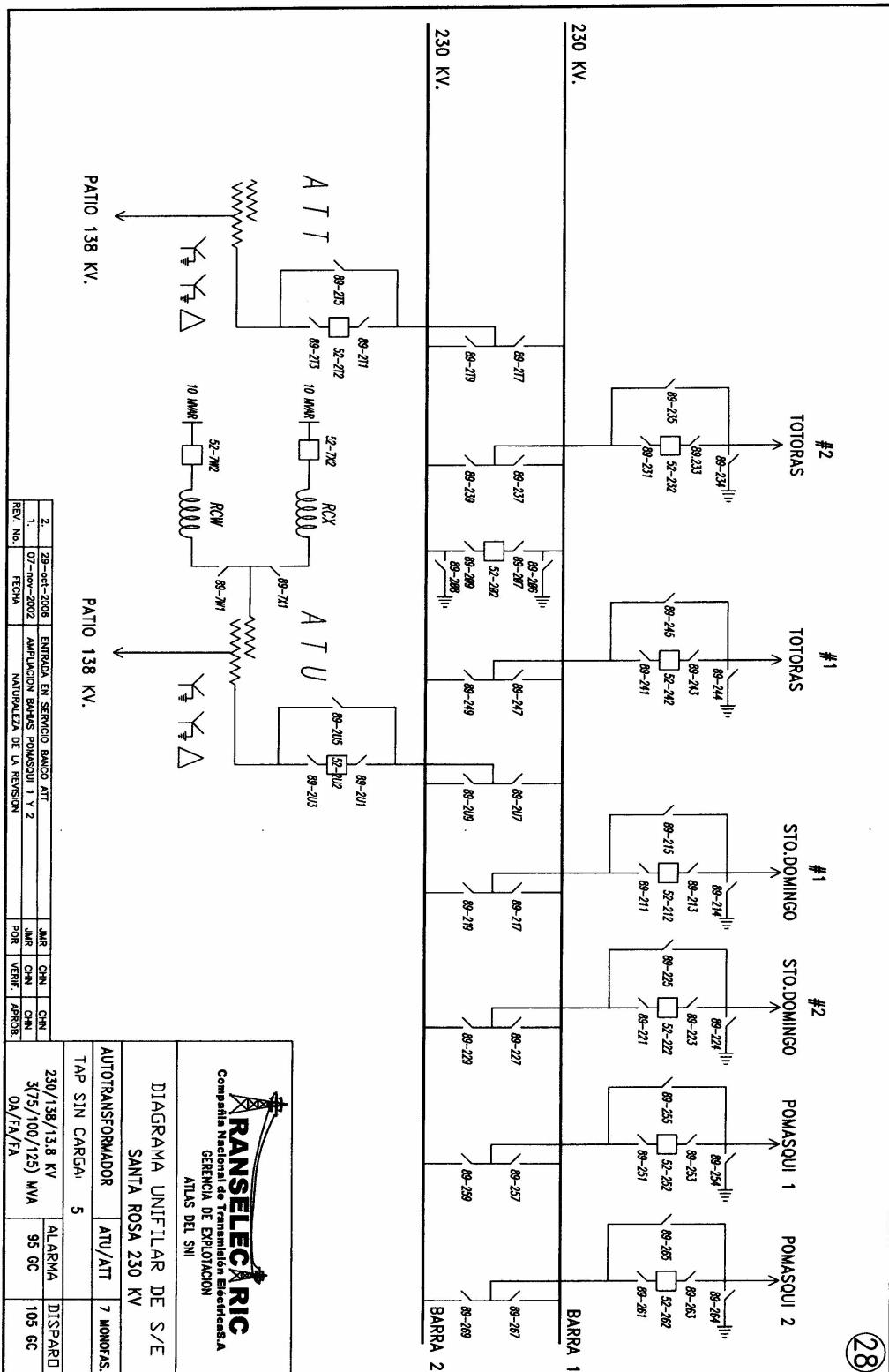


FIGURA 5.1 Diagrama unifilar de la subestación Santa Rosa en 230 kv. [4]

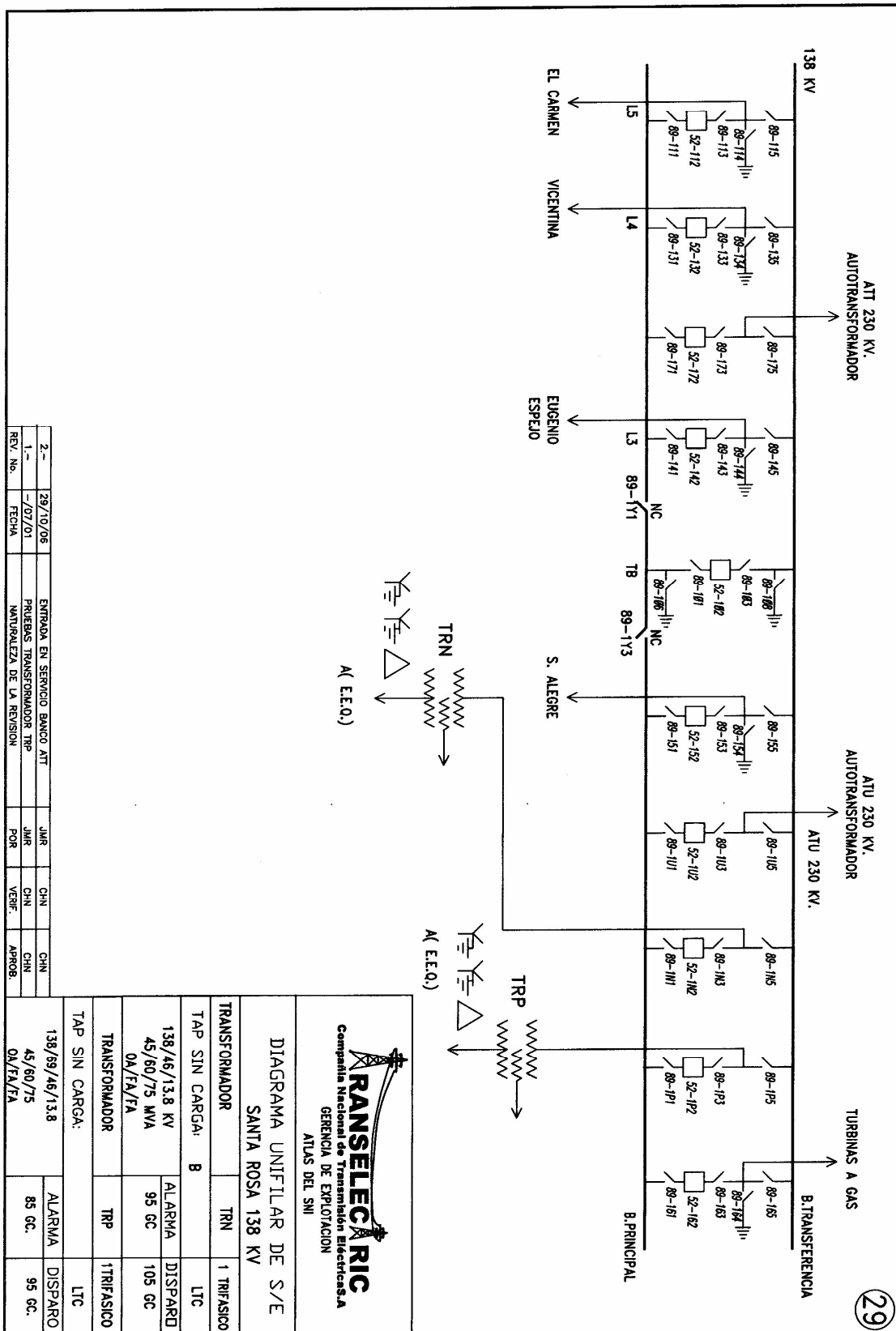


FIGURA 5.2 Diagrama unifilar de la subestación Santa Rosa en 138 kV. [4]

5.2 SIMULACIÓN DE UNA SUBESTACIÓN EXISTENTE

La maqueta y el programa digital están diseñados para simular las maniobras que se realizan en el sector de 230 kV y en el lado de bajo voltaje de un autotransformador de una subestación en configuración doble barra, tal y como es el caso de la subestación Santa Rosa, del SNI. En el caso de la maqueta y del programa digital, han sido consideradas las líneas de transmisión Totoras #1 y #2, Santo Domingo #1 y #2, el autotransformador ATU con sus conexiones tanto al patio de 138 kV como al de 230 kV, y uno de sus bancos de compensación, además de la posición de acoplamiento de barras de 230 kV.

A continuación se exponen algunas de las maniobras más comunes en la subestación, y como se pueden reproducir en la maqueta y programa digital.

5.2.1 ENERGIZACIÓN DEL AUTOTRANSFORMADOR DESDE EL LADO DE BAJO VOLTAJE

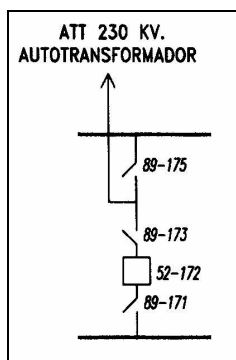


FIGURA 5.3 Autotransformador 138 kV.^[4]

Condiciones previas: El autotransformador se encuentra desenergizado tanto por su lado de bajo voltaje como por el lado de alto voltaje.

La secuencia de operación es:

1. Cerrar los seccionadores 89-1T1, 89-1T3.
2. Cerrar el disyuntor 52-1T2

Con esta maniobra, la barra 1 ha sido energizada desde el autotransformador.

5.2.3 ENERGIZACIÓN LÍNEA SANTO DOMINGO #1 A PARTIR DE LA BARRA 1

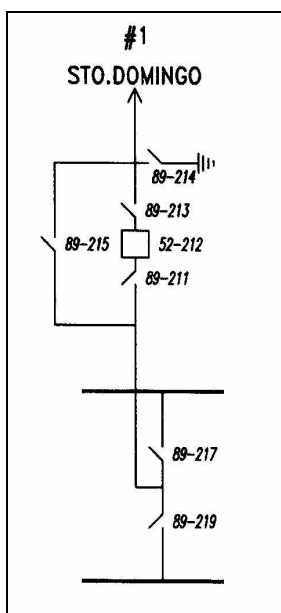


FIGURA 5.5 Energización Línea Sto. Domingo #1. ^[4]

Condiciones previas: La barra 1 se encuentra energizada desde el lado de alto voltaje del autotransformador. La línea Santo Domingo #1 se encuentra desenergizada desde ambos extremos.

La secuencia de operación es:

1. Cerrar en la bahía de línea 1 el seccionador selector de barra 1 (89-217).
2. Verificar que el seccionador 89-214 esté abierto.
3. Cerrar los seccionadores 89-211 y 89-213.
4. Cerrar el disyuntor 52-212.

La línea Sto. Domingo # 1 ha sido energizada desde la barra 1.

5.2.4 ENERGIZACIÓN DE LA BARRA 2 A PARTIR DE LA BARRA 1 MEDIANTE ACOPLAMIENTO

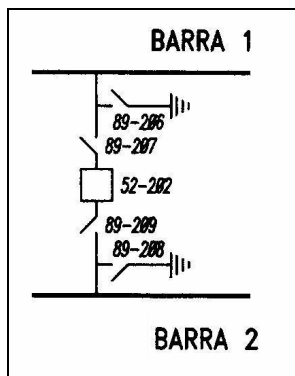


FIGURA 5.6 Energización barra 2 mediante acoplamiento. ^[4]

Condiciones previas: La barra 1 se encuentra energizada desde el lado de alto voltaje del autotransformador. La barra 2 se encuentra puesta a tierra mediante su seccionador de puesta a tierra.

La secuencia de operación es:

1. Abrir el seccionador de puesta a tierra de la barra 2 (89-2φ8).
2. Cerrar los seccionadores de acoplamiento 89-2φ7, 89-2φ9.
3. Cerrar el disyuntor de acoplamiento 52-2φ2.

Con esta maniobra ambas barras han sido acopladas.

5.2.5 APLICACIÓN DEL BY-PASS DE LA LÍNEA SANTO DOMINGO #1

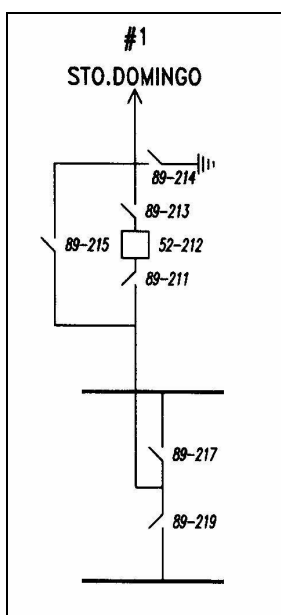


FIGURA 5.7 Aplicación del by-pass en línea Sto. Domingo #1. ^[4]

Condiciones previas: La línea Santo Domingo #1 se encuentra energizada desde la barra 1, que a su vez se encuentra energizada desde el lado de alto voltaje del autotransformador. La barra 2 se encuentra energizada desde la barra 1 mediante acoplamiento.

Se deberán traspasar todas las posiciones de línea hacia la barra que trabajará como principal, y dejar libre aquella que trabajará como de transferencia. Para esto se procederá como se indica:

1. Traspasar todos los circuitos a la barra que trabajara como barra principal, en este caso, la barra 2.

2. Cerrar el seccionador 89-217 para conectar la línea Sto. Domingo # 1 a la barra 1, que trabajará como barra de transferencia.
3. Abrir el seccionador 89-219.
4. Cerrar el seccionador 89-215.
5. Pasar las protecciones del disyuntor 52-212 al 52-2 ϕ 2.
6. Abrir el disyuntor de la línea Sto. Domingo # 1 (52-212).
7. Abrir los seccionadores asociados al disyuntor (89-213, 89-211).

Verificar que las protecciones hayan sido reestablecidas.

Las maniobras descritas anteriormente, obedecen a las mismas que se realizan en la mayoría de las subestaciones configuradas en doble barra del sistema nacional interconectado, según información del personal operativo de TRANSELECTRIC, e información entregada en el Anexo 8.

Las maniobras que se realizan ante un colapso total del Sistema Nacional Interconectado, se encuentran en el documento "Restablecimiento del Servicio Ante el Colapso Total del SNI", elaborado por el CENACE, y un extracto se encuentra en el Anexo 6.

CAPÍTULO VI

MANUAL DE UTILIZACIÓN

6.1 INSTALACIÓN DEL PROGRAMA

Antes de describir el modo como debe operarse la maqueta y el programa digital, se describe como instalar el programa, y como conectar correctamente la maqueta a su fuente de suministro eléctrico, y como conectarla para que trabaje junto al programa. Una imagen inicial del programa digital se indica en el Anexo 7.

6.1.1 DENTRO DEL DISCO

En el interior del disco adjunto a la maqueta, se encuentran las siguientes carpetas, con los archivos que se indican a continuación:

Tesis: El archivo digital de este proyecto de titulación.

Instalación: Los archivos necesarios para instalar el programa digital.

Esquemas: Los esquemas electrónicos de todos los módulos de la maqueta.

Circuitos: Esquemas de impresión para la reproducción de circuitos impresos.

Programas: Los programas para descargar en cada uno de los microcontroladores.

DobleBarra: El programa digital completo en Visual Basic sin empaquetar.

Fotografías: Fotografías del interior de la maqueta.

En el disco adjunto, se encuentra una carpeta llamada "Instalación". Al abrir esta carpeta dar doble clic sobre el icono "setup" y seguir los pasos que se indican para completar su instalación.

El programa ha sido probado satisfactoriamente en los sistemas operativos Windows 2000 y Windows XP. No se han realizado pruebas en otros sistemas operativos. Una condición de importancia para su funcionamiento, es la existencia en el equipo de un puerto serial.

6.2 CONEXIÓN DE LA MAQUETA

En la parte posterior de la maqueta, se encuentran dos cables de conexión.



FIGURA 6.1 Fotografía de la cara posterior de la maqueta.

El cable de energía es de color gris y posee un conector negro (banda blanca). Este debe conectarse al conector macho que sale de la fuente proporcionada. Esta fuente entrega 5v DC, y proporciona una corriente máxima de 2A. Esta fuente cuenta con protección de salida (fusible 2A) y una protección general en el lado de 120v (fusible 100mA). Además, un fusible localizado en la parte posterior de la maqueta (fusible 1A) protege de sobre corrientes al circuito que alimenta a los relés.

El cable de conexión a la computadora es de color negro y posee un conector plateado (banda roja), y se debe conectar al conector macho del cable serial proporcionado. El otro extremo del cable serial proporcionado, debe ser conectado al puerto serial de la computadora.

Un esquema de cómo realizar las conexiones se indica a continuación.

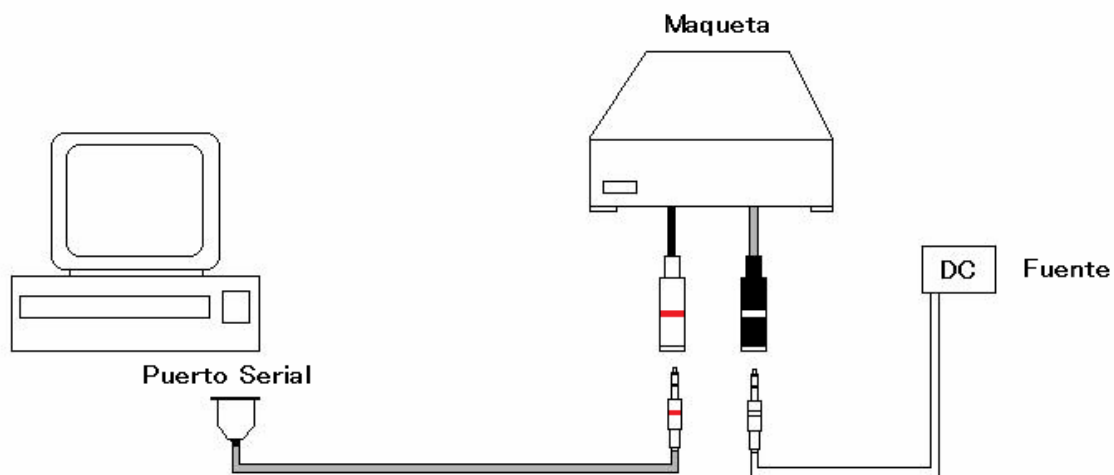


FIGURA 6.2 Esquema de conexiones.

Se proporciona un conector negro desprovisto de cable, el cual debe conectarse al plug plateado (banda roja) en la parte posterior de la maqueta, en caso de utilizarla aislada del programa digital.

6.2.1 CONFIGURACIÓN INICIAL

La maqueta puede ser operada directamente desde sus controles, o mediante el programa computacional desarrollado, siendo posible alternar entre una y otra forma indistintamente.

Sin embargo, existen condiciones que deben ser respetadas para que tanto la maqueta como el programa trabajen correctamente.

6.2.2 CONDICIONES INICIALES

Antes de comenzar con la utilización de la maqueta, se debe decidir si la misma será utilizada de manera independiente o junto al programa, ya que, incorporar el

programa luego de haber comenzado la operación de la maqueta, puede desencadenar errores en la operación de ambos.

Además, si se ha elegido utilizar la maqueta junto al programa, en este se deben reconocer las bahías que se encuentran activas, esto se lo hace activando por lo menos una vez alguno de los elementos que conforman cada bahía, dando click con el mouse sobre estos elementos.

6.2.3 SELECCIÓN DE BAHÍAS DE LÍNEAS ACTIVAS

La selección de las bahías de líneas que estarán activas durante el funcionamiento de la maqueta, se la debe hacer antes de comenzar las maniobras, y esta será efectiva solamente en el programa computacional.

Para incluir una bahía de línea, se activa el switch correspondiente a cada bahía ubicado en la parte posterior de la maqueta (FIGURA 6.3), y en el panel frontal se debe verificar que el selector de dos posiciones respectivo (FIGURA 6.4) se halle en la posición ACTIVO. Si todo fue hecho de forma correcta, el display de LCD correspondiente a la bahía, debe encenderse al conectar la maqueta.

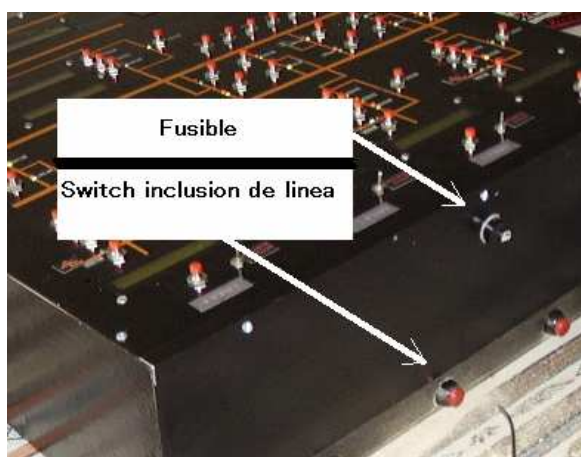


FIGURA 6.3 Vista posterior.

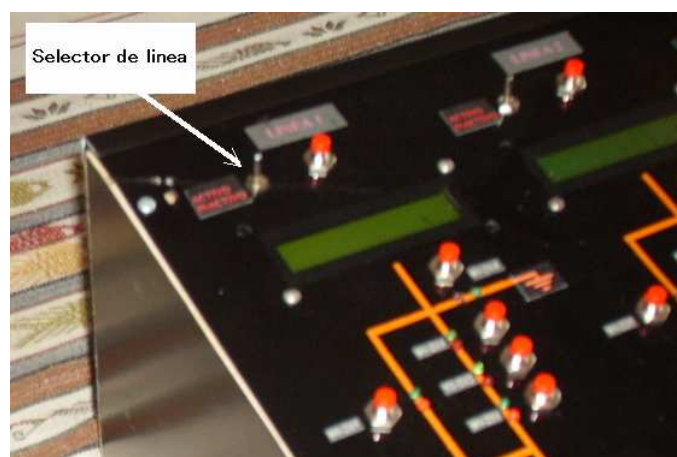


FIGURA 6.4 Selectores.

6.3 TRABAJANDO EN LA MAQUETA

En la maqueta, se encuentran claramente identificadas las bahías de línea, autotransformador, acoplamiento pertenecientes al patio de 230 kV, además del esquema de barras de 138 kV, y cada una de estas poseen indicadores luminosos LEDs, agrupados en pares, uno rojo y otro verde, que representan a los equipos de corte y seccionamiento en estado cerrado o abierto, respectivamente.



FIGURA 6.5 Vista superior.

Asociados a estos indicadores, existen pulsadores (uno por cada par) los que al ser presionados, cambian el estado de los LED's en la maqueta y en el diagrama mostrado en el programa, de encontrarse corriendo.

6.3.1 ALIMENTACIÓN DESDE OTRA SUBESTACIÓN

Sobre cada una de las bahías de línea, existe adicionalmente un pulsador, el que al ser presionado simula la energización de la línea desde otra subestación.

Para que este procedimiento tenga efecto, se debe girar la llave ubicada en el panel principal a la posición ACTIVO.

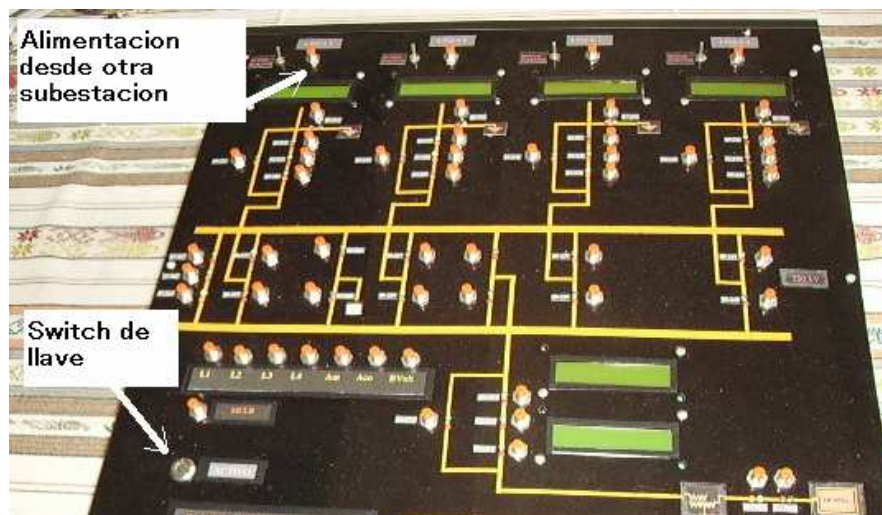


FIGURA 6.6 Alimentación desde otra subestación.

6.3.2 RECONOCIMIENTO DE ERROR

En caso de cometerse un error en la secuencia de operaciones, un mensaje de error es mostrado en la pantalla de LCD correspondiente a la bahía en la cual se produjo, y deberá ser presionado el pulsador respectivo de reconocimiento de error para continuar con las operaciones en la bahía. Adicionalmente, de estar siendo ejecutado el programa, en este se indica de forma visual y auditiva (mediante la computadora) que un error se ha cometido.



FIGURA 6.7 Reconocimiento de error.

6.3.3 RESET GENERAL

El pulsador de reset general MCLR permite resetear todos los módulos de la maqueta, pero para que esta función tenga efecto, la llave ubicada en el panel principal debe estar en la posición ACTIVO.



FIGURA 6.8 Reset general.

6.4 INDICADORES DE FUNCIONAMIENTO

En la parte anterior de la maqueta, se halla un led verde, que es el indicador de operación de la maqueta e indica una correcta energización de la misma, y un led rojo, que indica el estado de la comunicación entre la maqueta y el programa.

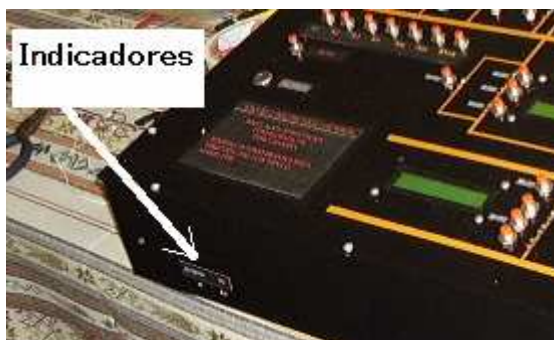


FIGURA 6.9 Indicadores de funcionamiento.

6.5 FUNCIONAMIENTO DEL PROGRAMA

6.5.1 INDICADORES DE EQUIPOS

El programa representa el esquema unifilar de la subestación indicada en la maqueta, cada bahía posee cuadrados que representan tanto a seccionadores como disyuntores, en los que al dar un click cambian de color según el estado actual de los mismos, tornándose verdes para representar un equipo abierto, o rojo, para representar al equipo cerrado.

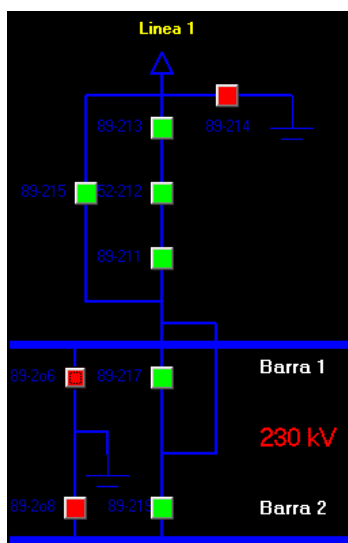


FIGURA 6.10 Indicadores de equipos

Cuando una línea o el autotransformador se energizan, un mensaje escrito próximo al disyuntor de la respectiva posición lo confirma. Este mensaje permanece visible hasta que la línea o autotransformador son desenergizados.

6.5.2 CONEXIÓN Y DESCONEXIÓN AUTOMÁTICA

Existe un recuadro en la pantalla del programa, dentro del cual encontramos 8 comandos, que permiten realizar la conexión y desconexión de cada línea de manera automática, siempre que se cumplan dos condiciones previas:

- La línea debe encontrarse totalmente desactivada y únicamente el seccionador de tierra de la línea debe estar cerrado.
- El seccionador de tierra de la barra respectiva debe encontrarse abierto

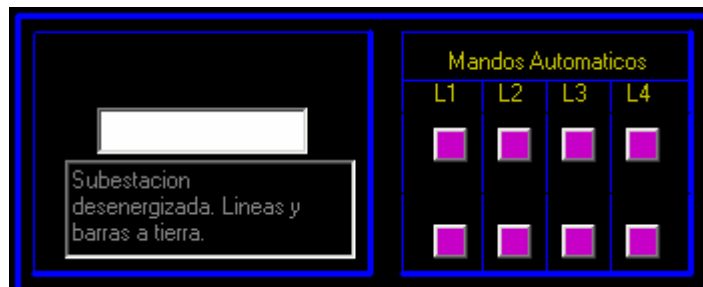


FIGURA 6.11 Mandos automáticos.

El programa debe ser inicializado antes que la maqueta, para asegurar un correcto funcionamiento de ambos. Una vez que tanto el programa como la maqueta han arrancado (la maqueta posee un retardo al inicio de 5 segundos para asegurar estabilidad de sus componentes), en el programa se debe activar por lo menos uno de los elementos que conforman cada bahía, para conseguir que sean reconocidas todas las bahías activas.

CAPÍTULO VII

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

7.1 CONCLUSIONES

Al concluir el presente trabajo, se pueden obtener algunas conclusiones.

- Tanto la simulación en la maqueta como en el programa digital, se convierten en una valiosa herramienta didáctica, debido a que ambos están orientados al aprendizaje mediante la práctica en un sistema similar al real.
- Las operaciones que se realizan tanto en el programa digital como en la maqueta, son similares a las que se realizan en la práctica en las subestaciones configuradas en doble barra del SNI en condiciones normales de operación, según se aprecia en los manuales cuyos extractos se encuentran en los Anexos 1 y 6 de este trabajo.
- La utilidad de la maqueta se ve incrementada al existir la posibilidad de enlazar la misma al programa digital, en el que se observan diagramas similares a los que existen y con los cuales se trabajan de forma remota en el COT.
- La maqueta brinda la oportunidad de adquirir habilidades en la operación de subestaciones configuradas en esquemas de *doble barra*, sin poner en riesgo los equipos físicos que en éstas se encuentran.

- El diseño gráfico de la maqueta se basó en el diagrama unifilar actualizado de la Subestación Sta. Rosa, proporcionado por TRANSELECTRIC, en tanto el diseño electrónico y la programación fueron desarrollados completamente por el autor de este proyecto de titulación.
- Los equipos de corte y seccionamiento cumplen la función principal en las maniobras realizadas en las subestaciones, y una correcta operación asegurará la integridad de estos equipos, así como del personal que los opera.
- Las maniobras de operación de una subestación de alto voltaje perteneciente al SNI, de forma remota por parte del personal operativo del COT, requiere una coordinación entre el personal y el CENACE, siendo este último el único ente capaz de ordenar y autorizar maniobras en las subestaciones.
- En las maniobras que involucran energización de líneas o barras desde otras subestaciones, se debe tener en cuenta que se pueden presentar dos casos, uno en el cual solo una subestación esté energizada, y se deba prescindir del sincronismo, y otro en el que ambas subestaciones se encuentren energizadas, siendo necesario realizar una coordinación orientada a lograr sincronismo entre la subestación de origen y la de destino.

7.2 RECOMENDACIONES

De igual manera, existen ciertas recomendaciones que pueden resultar beneficiosas para los usuarios de este trabajo.

- Se recomienda que la maqueta y el programa digital sean utilizados para orientar a quienes se inician en la operación de subestaciones configuradas en doble barra, ya que se podrán obtener grandes ventajas al tratarse de un trabajo que simula las maniobras que se realizan actualmente en subestaciones con este tipo de esquema en el SNI.
- La maqueta y el programa digital, además de constituir una herramienta para el desarrollo de habilidades en la operación de subestaciones con configuración en doble barra, permiten la familiarización de quien los utiliza con los sistemas mímicos y su manejo en las subestaciones de esta clase.
- La maqueta puede ser utilizada como base para futuros trabajos, que involucren nuevos programas guiados a la simulación de esquemas de barra distintos al presentado en este trabajo, como *Barra principal y barra de transferencia*.
- Es recomendable con el objetivo de conseguir una ampliación del presente trabajo práctico, modificar el programa digital, enfocándose a la posibilidad de obtener bases de datos relativas a las maniobras realizadas en la maqueta y al conteo de operaciones de los elementos de corte y seccionamiento.
- Se recomienda la utilización de la maqueta y del programa digital para demostrar mediante la simulación las maniobras básicas necesarias para operar ciertas posiciones, sin importar el esquema de barras adoptado por

la subestación, basandose en el hecho de que la mayoría de enclavamientos para los equipos de corte y seccionamiento son similares, mas allá del nivel de voltaje en el cual operen.

- Si bien la maqueta puede trabajar sin necesidad de enlazarse al programa digital, se recomienda la utilización de ambos, ya que a través del programa digital se obtienen ciertas indicaciones acerca del estado de la subestación en todo momento.
- Trabajos similares a este pueden ser desarrollados para abastecer un laboratorio especializado en la operación de subestaciones, en el que se puedan realizar maniobras en distintas configuraciones de barra.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] DONALD G. FINK y BEATY WAYNE H.; Manual de Ingeniería Eléctrica. Tomo II.
- [2] TAPIA C. Luis; Operación de Subestaciones. 2005
- [3] CUSMIQUER Christian y NARANJO Silvia; Estudio de factibilidad de la automatización de la Subestación Sta. Rosa. TESIS
- [4] Diagrama unifilar de S/E Santa Rosa a 230 kV. TRANSELECTRIC
- [5] ENRIQUEZ HARPER, Gilberto; Elementos de diseño de Subestaciones Eléctricas. 1983
- [6] ZOPPETTI G.; Estaciones Transformadoras y de Distribución. G. Gili S.A. 1981
- [7] www.mitecnologico.com/iem/main/subestacioneselectricas

ANEXO 1

Extracto del manual “PROCEDIMIENTOS DE DESPACHO Y OPERACIÓN” elaborado por el CONELEC.

5.7.2. Normas generales.

- El CENACE será el único ente autorizado para ordenar cualquier clase de maniobras en el Sistema Nacional Interconectado.
- El Centro de Operaciones de Transmisión (COT), antes de realizar cualquier tipo de maniobras, deberá coordinar previamente con el CENACE.
- Los operadores de subestaciones y centrales de generación deberán estar capacitados y calificados para la operación del equipo a su cargo.
- Solo los operadores de turno están autorizados para ordenar o ejecutar maniobras en los equipos o instalaciones bajo su responsabilidad, siempre dentro de las normas y disposiciones de operación vigentes. Cuando un operador deba retirarse por alguna causa (enfermedad, accidente, calamidad, etc.) su jefe inmediato tomará responsabilidad en forma directa o designará un operante reemplazante.
- Las maniobras que se realicen en remoto por parte del Operador del COT o de los Centros de Operación, harán las veces de Operador de subestación asumiendo las responsabilidades que ello implica.
- El Operador del COT que vaya a realizar una maniobra en remoto, comunicará el objeto de las maniobras al operador de la instalación correspondiente.
- El Operador del COT de turno deberá informar a sus superiores, del estado operativo del equipo o instalación a su cargo y de las novedades más relevantes de la operación, cuantas veces sea requerido.
- El Operador del COT que emita una orden, deberá hacerlo de forma clara y precisa, mencionando al equipo por su nomenclatura y de acuerdo a la secuencia preestablecida, exigiendo que el operador que recibe la repita, para asegurarse que fue bien entendida, la misma que deberá registrarse en la bitácora correspondiente.
- Si el Operador de la instalación que recibe una disposición observa errores en la secuencia de las maniobras dictadas por el operador del CENACE o del COT, tiene la obligación de hacer notar el error detectado e informarle la secuencia correcta de las mismas.
- Si durante la ejecución de las maniobras el operador de una instalación observa alguna condición anormal, debe comunicársela al operador que emite la disposición. Si la condición observada fuera de peligro inmediato, el operador de la instalación deberá considerar el caso como de emergencia.
- En el caso de maniobras complejas, el Operador del COT deberá ser supervisado paso a paso.
- Una vez ejecutadas todas las maniobras, el Operador de la instalación

deberán informar al Operador del COT que dispuso las maniobras y anotará en la bitácora cada maniobra y la hora de su ejecución.

Cuando el Operador del CENACE o del COT no pueda comunicarse con alguna subestación, central de generación o instalación del Sistema, el operador de una instalación intermedia que si lo pueda hacer, deberá retransmitir los mensajes que le sean encomendados.

En caso de presentarse situaciones de emergencia en el SNI, los sistemas de comunicaciones deberán quedar totalmente disponibles para uso exclusivo en el restablecimiento, por lo que todos los trabajadores que estén usando las comunicaciones, deberán suspender inmediatamente su utilización (conversaciones, uso computacional, entre otros).

En el caso de presentarse anomalías en el funcionamiento de los sistemas de comunicaciones, el operador que las ha detectado, deberá reportar al CENACE o al COT, quien a su vez notificará al responsable correspondiente.

En caso de emergencia local, tales como peligro de muerte o daños en el equipo, incendio, inundación, sabotaje, etc, el Operador de la instalación deberá regirse a los instructivos internos, efectuando las acciones respectivas para evitar o reducir los daños. Tan pronto como lo sea posible, deberá notificar a sus niveles superiores respectivos y al CENACE o al COT.

Los operadores del CENACE, o del COT y Centros de Operaciones de los Agentes, llevarán un registro de todos los eventos sucedidos en la operación en el área de su competencia. Este registro en adelante se denominará bitácora y tendrá validez actuarial, por lo que debe ser firmado por los operadores al entregar y recibir el turno.

Durante el turno, se registrará en orden cronológico, las novedades ocurridas debiendo ser claras, precisas y veraces. Deberá prevalecer siempre el criterio de que no se debe omitir lo que en ese momento se considere importante.

Reportes producidos automáticamente por sistemas informáticos, tendrán la misma validez de una bitácora.

El tiempo de referencia en el Sistema es único y es emitido por el CENACE. Los Centros de Operaciones de Transmisión, Generación y Distribución y los Operadores de centrales y subestaciones deberán con una adecuada frecuencia, igualar con la hora patrón del CENACE.

Para actividades donde el tiempo deba ser registrado, se deberá utilizar el formato horario de 00:00 a 24:00.

El CENACE, las centrales de generación y subestaciones deberán contar con los correspondientes instructivos de operación y maniobras de sus instalaciones, debidamente actualizados.

Los Centros de Operación de Distribuidores ejecutarán las maniobras en los equipos de distribución bajo su cobertura, previa coordinación con el CENACE.

El CENACE coordinará las maniobras por operación o mantenimiento de las interconexiones internacionales, según los acuerdos establecidos para tal efecto.

La grabación de mensajes entre el personal del CENACE y personal de los Centros de Operación será de carácter obligatorio en el CENACE y opcional en el resto de los Agentes.

5.7.3. Configuración de barras.

Barras 230 kV

A Barra 1: Circuitos 1 y autotransformador 1.

A Barra 2: Circuitos 2 y autotransformador 2. (Si es que hubiese).

Acoplador: Cerrado.

Barras 138 kV, 69 kV y 34,5 kV

Barra principal energizada.

Barra transferencia desenergizada.

Disyuntor de transferencia abierto.

Barras especiales

Barra 230 kV - Central Paute - fase A y fase BC

A Barra 3: Milagro 1, Pascuales 1, Riobamba y unidades 7 y 9.

A Barra 4: Milagro 2, Pascuales 2, Totoras y unidades 6, 8 y 10.

Acoplador: Cerrado.

Barra 138 kV - Central Paute

A Barra 1: Cuenca 1, autotransformador AT1 y unidades 1, 3 y 5.

A Barra 2: Cuenca 2, autotransformador AT2 y unidades 2 y 4.

Acoplador: Cerrado.

Barra 69 kV - Central Gonzalo Zevallos

A Barra A: Autotransformador Salitral, T. Gas 4, TV2, Salida 1 a

EMELEC.

A Barra B: TV3, Salida 2 a EMELEC.

Esta configuración no deberá ser modificada sin previa autorización del CENACE.

La configuración de BARRAS en el SNI, es la siguiente:

Las Subestaciones de 230 kV tienen 2 barras, las mismas que están normalmente energizadas por medio del acoplador de 230 kV. La nomenclatura es B1 y B2.

Las Subestaciones de 138 kV y 69 kV, normalmente operan con la barra principal (BP) que opera normalmente energizada y la barra de transferencia (BT) que esta normalmente desenergizada y opera para fines de transferencia.

Se tiene una configuración de barras en el SNI, diferente a las señaladas anteriormente en las siguientes subestaciones:

S/E TRINITARIA : Tiene 1 sola barra en 230 kV (BP).

S/E POSORJA : No tiene barras en 138 kV.

S/E BABAHOYO : No tiene barras en 138 kV ni en 69 kV.

S/E POLICENTRO : Tiene 1 barra en 138 kV (BP) y 1 barra en 69 kV (BP).

S/E MACHALA : No tiene barras en 69 kV.

S/E MULALO : No tiene barras en 69 kV.

5.7.4. Secuencia de maniobras de apertura de líneas en operación normal.

5.7.4.1. Líneas de responsabilidad del transmisor.

Para la apertura de una línea de transmisión del SNI entre las subestaciones A y B, el CENACE autoriza al COT luego de adecuar las condiciones operativas del SNI para efectuar las maniobras. El CENACE imparte la siguiente secuencia de instrucciones al operador del COT.

1. Disponer la apertura en la subestación A de la posición de la línea hacia la subestación B. El CENACE espera confirmación de la ejecución de esta maniobra.
2. Disponer la apertura en la subestación B de la posición de la línea hacia la subestación A. El CENACE espera confirmación de la ejecución de esta maniobra.
3. Disponer la apertura de seccionadores de la línea en las subestaciones A y B. El CENACE espera confirmación de la ejecución de esta maniobra.
4. Disponer conectar a tierra la línea en las subestaciones A y B. El

CENACE espera confirmación de la ejecución de esta maniobra.

5. El COT confirma al CENACE de la apertura y puesta a tierra de la línea.

5.7.4.2. Líneas de responsabilidad de un distribuidor (cuando afecte a otro agente).

Se cumple la siguiente secuencia:

1. El COT del distribuidor solicita autorización al CENACE para efectuar la apertura de la línea.
2. De ser necesario, el CENACE adecua las condiciones operativas del SNI para la apertura correspondiente y autoriza al COT del distribuidor que puede iniciar las maniobras
3. El distribuidor confirma al CENACE que fue realizada la apertura de la línea.

5.7.5. Secuencia de maniobras de cierre de líneas en operación normal.

5.7.5.1. Líneas de responsabilidad del transmisor.

Para el cierre de una líneas de transmisión del SNI entre las subestaciones A y B, el CENACE autoriza al COT luego de adecuar las condiciones operativas del SNI para efectuar las maniobras. El CENACE imparte la siguiente secuencia de instrucciones al operador del COT.

1. Desconectar de tierra en las subestaciones A y B la línea correspondiente. El COT espera confirmación de la ejecución de estas maniobras.
2. Cerrar los seccionadores adyacentes a los disyuntores de la línea en las subestaciones A y B. El CENACE espera confirmación de la ejecución de estas maniobras.
3. Efectuar el cierre del disyuntor en la subestación A de la posición de la línea a la subestación B. El CENACE espera confirmación de la ejecución de estas maniobras.
4. Efectuar el cierre del disyuntor (Sincronización) en la subestación B de la posición de la línea a la subestación A. El CENACE espera confirmación de la ejecución de esta maniobra.
5. El COT informa al CENACE del cierre de la línea.

5.7.5.2. Líneas bajo responsabilidad de un distribuidor (cuando afecte a otro agente).

1. El Distribuidor solicita autorización al CENACE para a efectuar el cierre de la línea.
2. De ser necesario, el CENACE adecua las condiciones operativas del SNI para el cierre correspondiente y autoriza al Distribuidor que puede iniciar las maniobras.
3. El Distribuidor confirma al CENACE que fue realizado el cierre de la línea.

5.7.6. Secuencia de maniobras de apertura de transformadores del SNT.

Para la apertura de un transformador del SNI, el CENACE coordinará con el Operador del COT la secuencia de maniobras a ser ejecutadas, luego de adecuar las condiciones operativas del SNI. El CENACE imparte al Operador del COT la siguiente secuencia de instrucciones:

1. Tratar que el flujo de potencia activa (MW) y potencia reactiva (MVAR) sea cero o lo más cercano a ese valor, para lo cual deberá subir la generación de la Central más cercana, o abriendo las cargas conectadas a la Subestación a ser desenergizada.
2. Disponer al operador del COT la apertura del disyuntor y de los seccionadores del lado de baja tensión del transformador a ser desenergizado. El CENACE espera la confirmación de la ejecución de estas maniobras.
3. Disponer la apertura del disyuntor y de los seccionadores del lado de alta tensión del transformador. El CENACE espera la ejecución de estas maniobras.
4. Disponer colocar puestas a tierra locales en el transformador. El CENACE espera confirmación de la ejecución de estas maniobras.
5. El COT confirma al CENACE la apertura y puesta a tierra del transformador desenergizado.

5.7.7. Secuencia de maniobras de cierre de transformadores del SNT.

Para el cierre de un transformador del SNI, el CENACE coordinará con el Operador del COT la secuencia de maniobras a ser ejecutadas, luego de adecuar las condiciones operativas del SNI. El CENACE imparte al Operador del COT la siguiente secuencia de instrucciones:

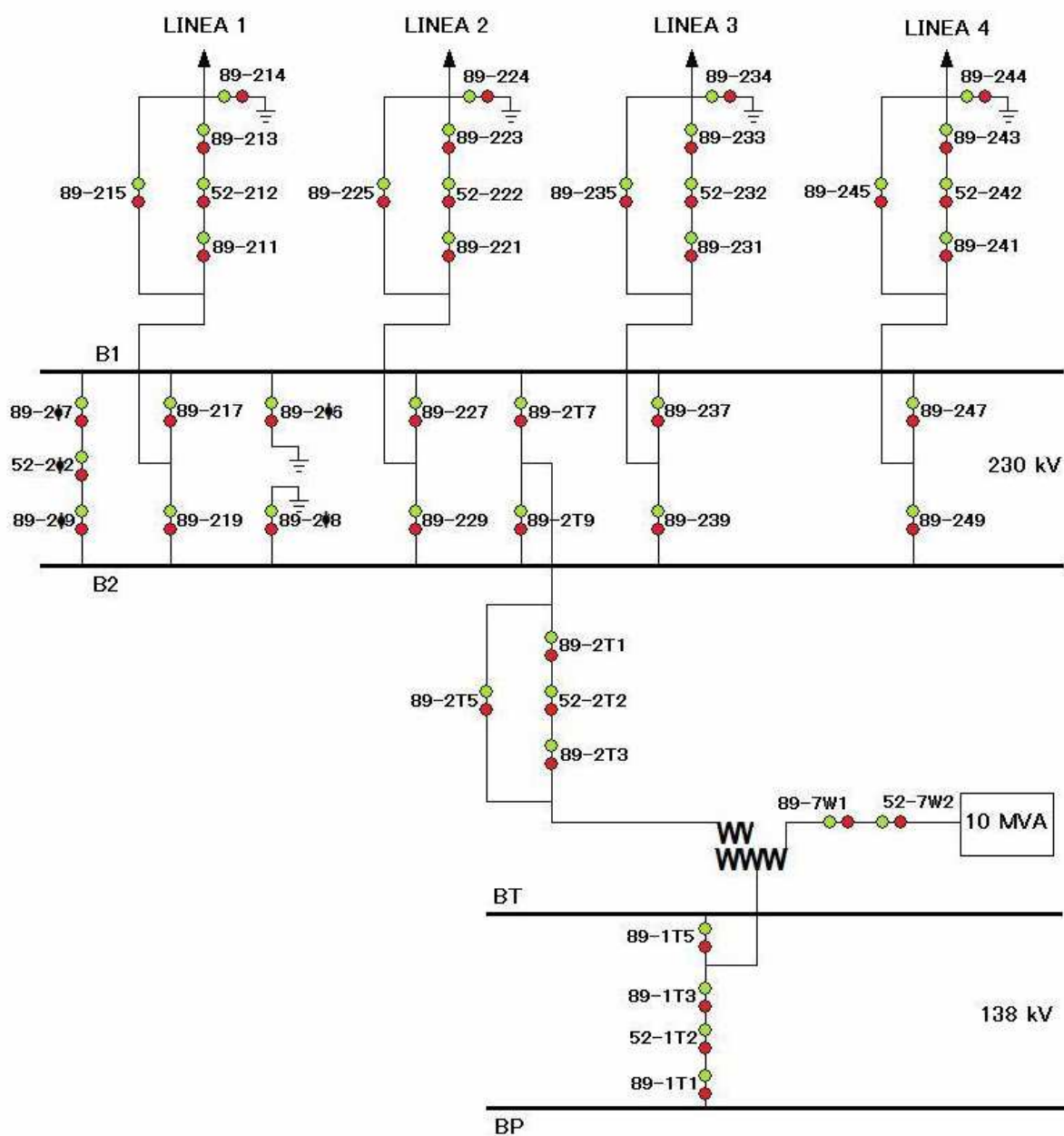
1. El CENACE dispone que las puestas a tierra locales colocadas en el transformador sean retiradas. El COT espera confirmación de la ejecución de estas maniobras.
2. Efectuar el cierre de seccionadores y disyuntor del lado de alta tensión del transformador. El COT espera confirmación de la ejecución de estas maniobras.
3. El CENACE ordena efectuar el cierre de seccionadores y la sincronización del transformador, cerrando el disyuntor de baja tensión del transformador.
4. El COT confirma al CENACE el cierre del transformador.

ANEXO 2

Representación esquemática

El presente es un esquema similar al representado en la maqueta.

FIGURA A2.1 Diagrama unifilar representado en la maqueta

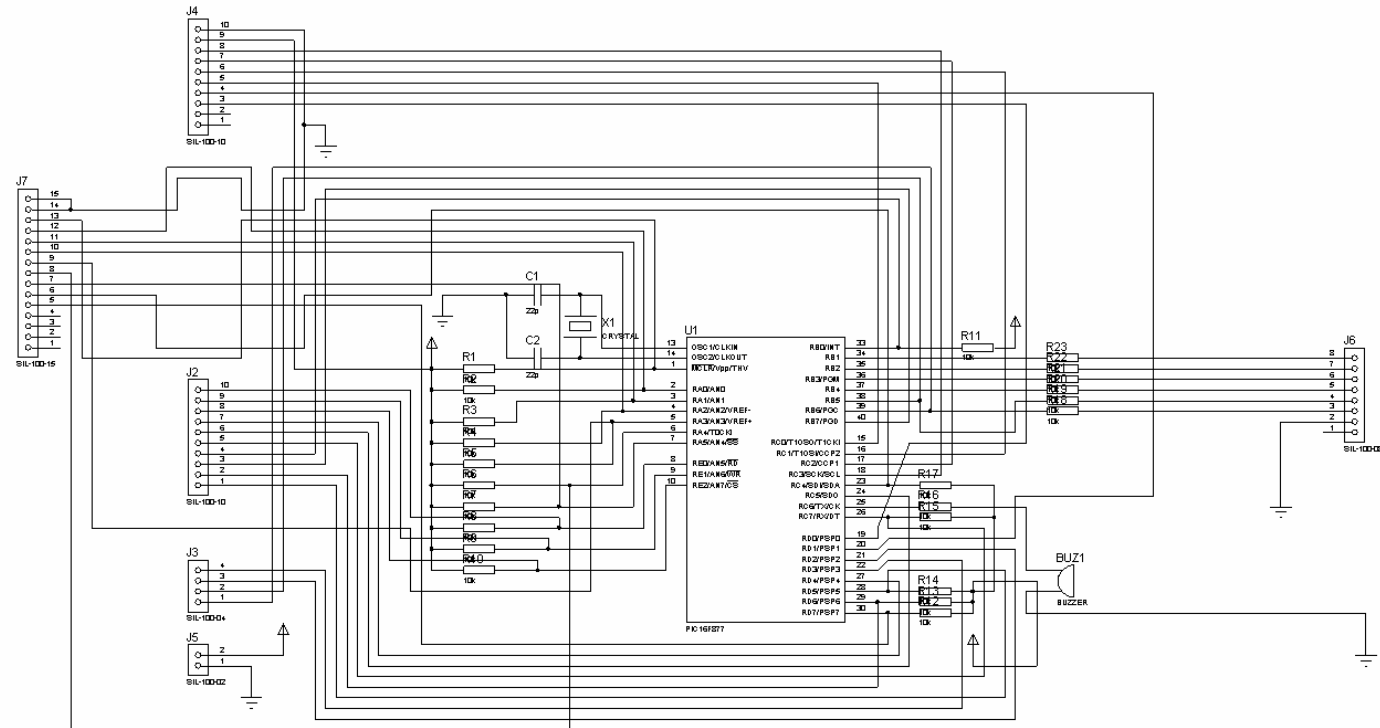


ANEXO 3

Esquemas electrónicos

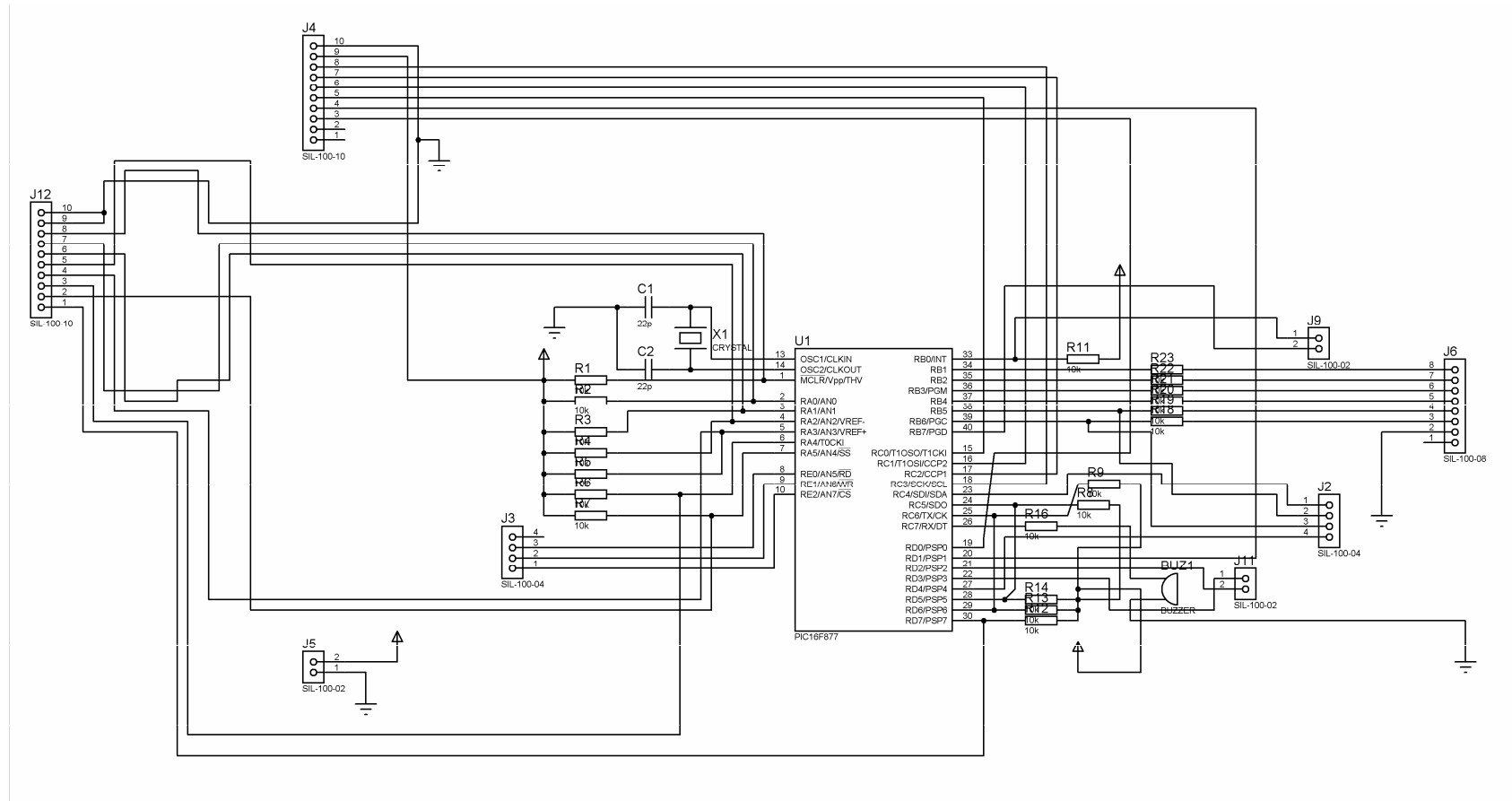
Esquema electrónico de la bahía de línea.

FIGURA A3.1 Bahía de línea



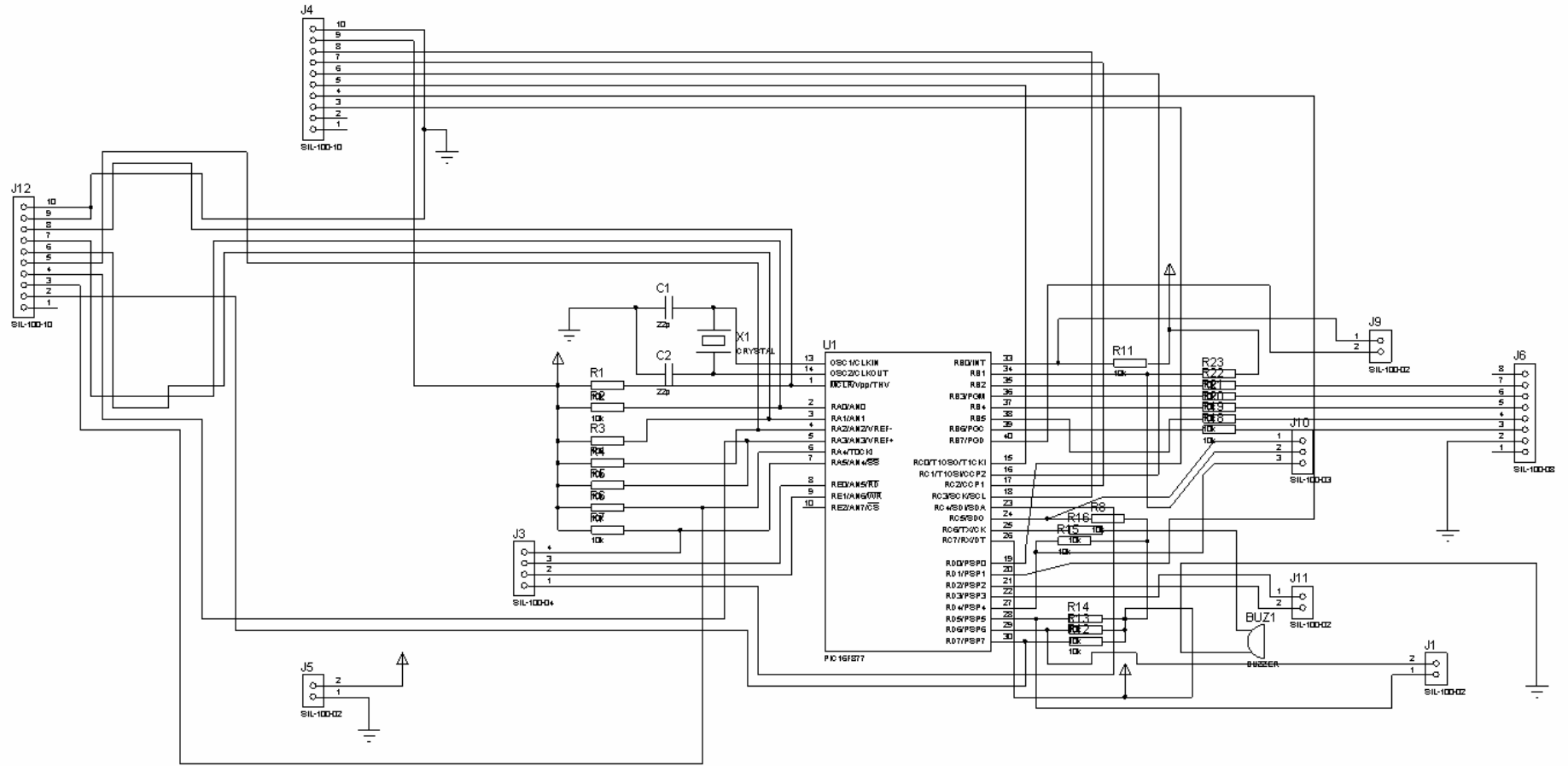
Esquema electrónico de la bahía de acoplamiento.

FIGURA A3.2 Bahía de acoplamiento



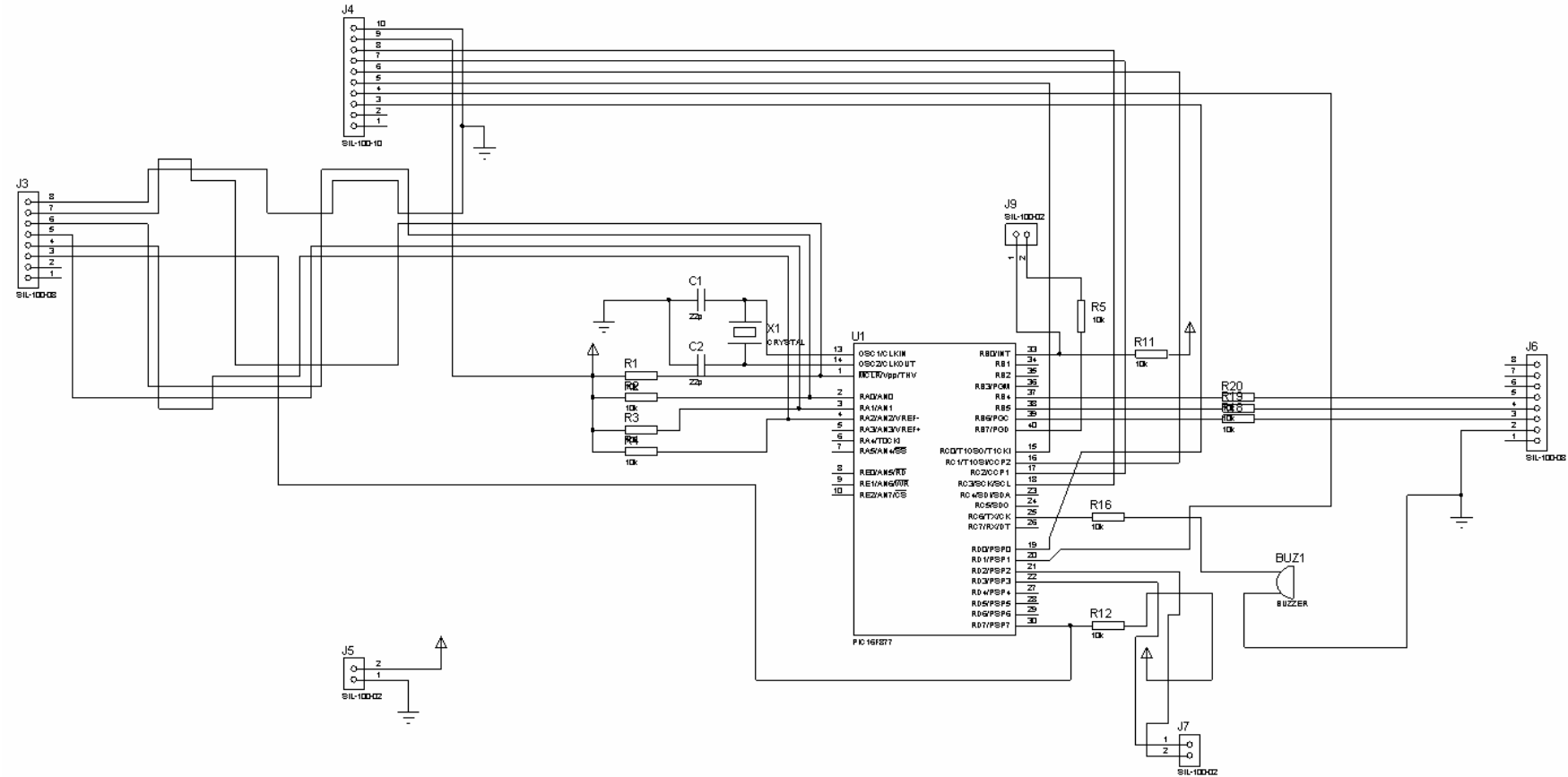
Esquema electrónico del lado de alto voltaje del autotransformador.

FIGURA A3.3 Bahía de autotransformador



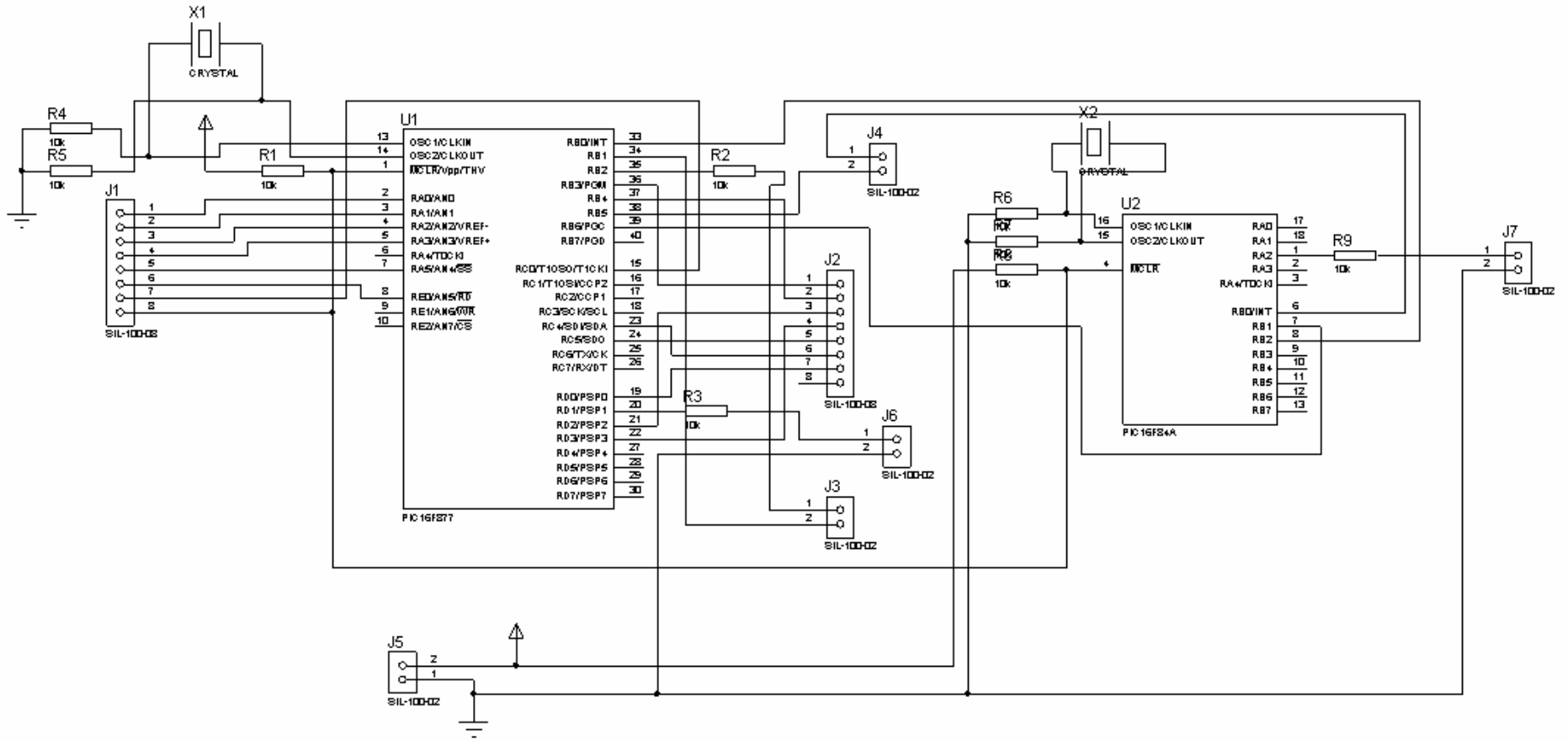
Esquema electrónico del lado de bajo voltaje del autotransformador.

FIGURA A3.4 Bahía de autotransformador (138 KV)



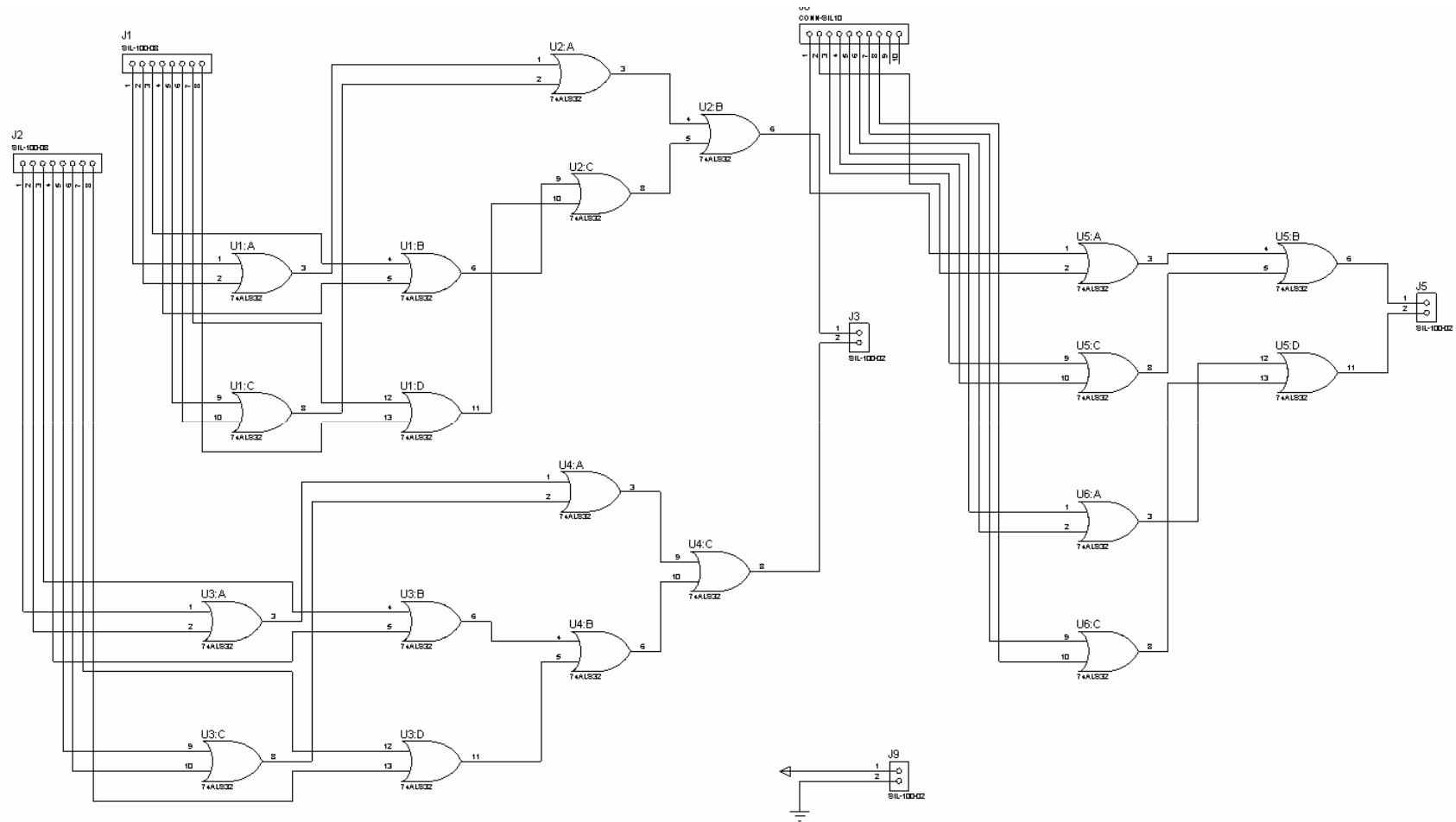
Esquema electrónico de la central de procesamiento.

FIGURA A3.5 Central de procesamiento



Esquema electrónico del modulo auxiliar.

FIGURA A3.6 Modulo auxiliar (Compuertas lógicas)



ANEXO 4

A Programa de bahía de acoplamiento

```
INCLUDE "modedefs.bas"
```

```
ON INTERRUPT GOTO interrupcion
INTCON = %10010000
ADCON1 = 7
DEFINE LCD_DREG PORTC
DEFINE LCD_DBIT 0
DEFINE LCD_RSREG PORTD
DEFINE LCD_RSBIT 0
DEFINE LCD_EREG PORTD
DEFINE LCD_EBIT 1
```

```
EVENTO VAR BIT
```

```
pausa var word
```

```
dato var word
```

```
numerr var byte
```

```
sinc var portb.7
```

```
inout var portd.3
```

```
sout var portd.2
```

```
DATOSERIE var word
```

```
ESPERA var word
```

```
TIEMPOAUTO VAR WORD
```

```
ESTA VAR BYTE
```

```
ESTB VAR BYTE
```

```
ESTC VAR BYTE
```

```
ESTD VAR BYTE
```

```
ESTE VAR BYTE
```

```
ESTF VAR BYTE
```

```
ESTEE1 VAR BYTE
```

```
ESTEE2 VAR BYTE
```

```
DOSE VAR PORTC.7
```

```
BP_AUTOTRC VAR PORTD.4
```

```
A var PORTB.6
```

```
B var PORTB.5
```

```
C VAR PORTB.4
```

```
D VAR PORTB.3
```

```
E VAR PORTB.2
```

```
F VAR PORTB.1
```

```
SA var PORTA.0
```

```
SB var PORTA.1
```

```
SC VAR PORTA.2
```

```
SD VAR PORTA.3
```

```
SE VAR PORTA.4
```

```
SF VAR PORTA.5
```

```
INPUT BP_AUTOTRC
```

```
ACUSA VAR PORTD.7
```

```

ACOP VAR PORTE.0
AVISO_BP_A var portE.1
AVISO_BP_B var portE.2
TT1 VAR PORTC.4 ' ENTRADA QUE SE HACE 1 SI LA BAH. DEL AUTOTRANSF. ESTA ENERGIZADA
BA_SELECTA VAR PORTD.6
BB_SELECTA VAR PORTD.5

```

```

input ba_selecta
input bb_selecta
LOW ACOP
LOW sout
low inout
pausa = 20
DATOSERIE = 10
ESPERA = 400
EVENTO = 0
TIEMPOAUTO = 2000
ESTA = 0
ESTB = 0
ESTC = 0
ESTD = 0
ESTE = 0
ESTF = 0
ESTEE1 = 0
ESTEE2 = 0

```

```

LOW A
LOW B
LOW E
LOW F

```

ACTUALIZA:

```

BARRAA VAR PORTC.6
BARRAB VAR PORTC.5

```

```

INPUT AVISO_BP_A
INPUT AVISO_BP_B

```

```

INPUT BARRAA
INPUT BARRAB

```

```

HIGH C
ESTC = 1
HIGH D
ESTD = 1 ' EMPIEZA CON LAS TIERRAS DE BARRAS, PUESTAS

```

```

    ESPERAR:
EMPIEZA:
PAUSE 3000
COMIENZA:
IF TT1=0 THEN
ESTEE1 = 0
ESTEE2 = 0
ENDIF

```

```

IF TT1=1 THEN
    IF ESTA=1 OR ESTF =1 THEN
        ESTEE1 = 1
    ELSE
        ESTEE1 = 0
    ENDIF
    IF ESTB=1 OR ESTF=1 THEN
        ESTEE2 = 1
    ELSE

```

```

    ESTEE2 = 0
    ENDIF
ENDIF

IF SA=0 THEN
GOSUB PRES_A
ENDIF

IF SB=0 THEN
GOSUB PRES_B
ENDIF

IF SC=0 THEN
GOSUB PRES_C
ENDIF

IF SD=0 THEN
GOSUB PRES_D
ENDIF

IF SE=0 THEN
GOSUB PRES_E
ENDIF

IF SF=0 THEN
GOSUB PRES_F
ENDIF

IF EVENTO = 1 THEN
EVENTO = 0

SELECT CASE DATO
CASE "2"
GOSUB PRES_A
CASE "3"
GOSUB PRES_B
CASE "4"
GOSUB PRES_C
CASE "5"
GOSUB PRES_D
CASE "6"
GOSUB PRES_E
CASE "7"
GOSUB PRES_F
END SELECT
ENDIF

GOTO COMIENZA

PRES_A:
IF ESTA=0 THEN
    IF (TT1=1 AND ESTF=1 AND ESTE=1) OR (TT1=0 AND ESTC=0) THEN    'IntentA seleccionar barra A pero si
ESTC=1, se encuentra conectada a tierra.

        IF (ESTB=1 AND BP_AUTOTRC=0) THEN
            GOTO ERR14    'Intenta seleccionar Barra A mediante acoplamiento, pero
            ENDIF    'autotransformador esta en BP en barra B, dejaria sin efecto la proteccion de acoplamiento

        IF AVISO_BP_A = 0 THEN    'La Barra A esta siendo utilizada como principal en maniobra de BP
            GOTO ERR11
        ENDIF

    dato = "2"
    GOSUB SERIAL
    PAUSE ESPERA

```

```

HIGH A
ESTA = 1
OUTPUT BARRAA
LOW BARRAA
GOSUB SOLTO
RETURN
ELSE
GOTO ERR1          'La barra A esta puesta a tierra, no puede ser seleccionada
ENDIF
ENDIF

IF ESTA=1 THEN
  IF (TT1=0) OR (ESTB=1 AND ESTF=1 AND ESTE=1 AND TT1=1) THEN
    dato = ":"
    GOSUB SERIAL
    PAUSE ESPERA
    LOW A
    ESTA = 0
    INPUT BARRAA
    GOSUB SOLTO
    RETURN
  ELSE
    'INTENTA DESSELECCIONAR BARRA A, PERO AUN ESTA ENERGIZADO POR
  SELECTOR A
  GOTO ERR2
  ENDIF
ENDIF

*****
*****

PRES_B:
IF ESTB=0 THEN
  IF (TT1=1 AND ESTF=1 AND ESTE=1) OR (TT1=0 AND ESTD=0) THEN  'IntentA seleccionar barra A pero si
  ESTC=1, se encuentra conectada a tierra.

    IF (ESTA=1 AND BP_AUTOTRC=0) THEN
      GOTO ERR15      'Intenta seleccionar Barra B mediante acoplamiento, autotranf esta en BP a la barra A
    ENDIF

    IF AVISO_BP_B = 0 THEN  'La Barra B esta siendo utilizada en BP, no puede ser seleccionada
      GOTO ERR12
    ENDIF

    dato = "3"
    GOSUB SERIAL
    PAUSE ESPERA
    HIGH B
    ESTB = 1
    OUTPUT BARRAB
    LOW BARRAB
    GOSUB SOLTO
    RETURN
  ELSE
    'La Barra B esta conectada a tierra
  GOTO ERR3
  ENDIF
ENDIF

IF ESTB=1 THEN
  IF (TT1=0) OR (ESTA=1 AND ESTF=1 AND TT1=1 AND ESTE=1) THEN
    dato = ":"
    GOSUB SERIAL
    PAUSE ESPERA
    LOW B
    ESTB = 0
    INPUT BARRAB
    GOSUB SOLTO

```

```

RETURN
ELSE                                     'Intena deseleccionar la barra B, pero el selector esta energizado
GOTO ERR4
ENDIF
ENDIF

.....
.....

PRES_C:
IF ESTC=0 THEN
  IF (ESTE=0 AND BA_SELECTA=1 AND ESTA=0) THEN   '***** DE PERSISTIR UN ERROR, ES
  POSIBLE QUE SE DEBA A UN ERROR EN LAS LINEAS , REVISAR*****
    dato = "4"
    GOSUB SERIAL
    PAUSE ESPERA
    HIGH C
    ESTC = 1
    GOSUB SOLTO
    RETURN
  ELSE                                           'INTENTA PONR A TIERRA LA BARRA A, QUE ESTA ACTIVA
    GOTO ERR5
  ENDIF
ENDIF

IF ESTC=1 THEN
  dato = "<"
  GOSUB SERIAL
  PAUSE ESPERA
  LOW C
  ESTC = 0
  GOSUB SOLTO
  RETURN
ENDIF

.....
.....

PRES_D:
IF ESTD=0 THEN
  IF (ESTE=0 AND BB_SELECTA=1 AND ESTB=0) THEN
    dato = "5"
    GOSUB SERIAL
    PAUSE ESPERA
    HIGH D
    ESTD = 1
    GOSUB SOLTO
    RETURN
  ELSE                                           'INTENTA ATERRIZAR LA BARRA B, ACTIVA ACTUALMENTE
    GOTO ERR6
  ENDIF
ENDIF

IF ESTD=1 THEN
  dato = ">"
  GOSUB SERIAL
  PAUSE ESPERA
  LOW D
  ESTD = 0
  GOSUB SOLTO
  RETURN
ENDIF

.....
.....

```

```

PRES_E:
IF ESTE=0 THEN
  IF ESTF=0 AND ESTC=0 AND ESTD=0 THEN
    dato = "6"
    GOSUB SERIAL
    PAUSE ESPERA
    HIGH E
    ESTE = 1
    GOSUB SOLTO
    RETURN
  ELSE
    'No puede acoplar barras, una de ellas o ambas estan a tierra, o el disyuntor esta cerrado
    GOTO ERR7
  ENDIF
ENDIF

IF ESTE=1 THEN
  IF ESTF=0 THEN
    dato = "?"
    GOSUB SERIAL
    PAUSE ESPERA
    LOW E
    ESTE = 0
    GOSUB SOLTO
    RETURN
  ELSE
    'No puede abrir seccionadores si disyuntor asociado esta cerrado
    GOTO ERR8
  ENDIF
ENDIF

.....
.....

PRES_F:
IF ESTF=0 THEN
  IF ESTC=0 AND ESTD=0 THEN
    dato = "7"
    GOSUB SERIAL
    PAUSE ESPERA
    HIGH F
    HIGH ACOP
    ESTF = 1
    GOSUB SOLTO
    RETURN
  ELSE
    'BARRAS ATERRIZADAS, NO PUEDE CERRAR DISYUNTOR DE
    GOTO ERR9
  ACOPLAMIENTO
  ENDIF
ENDIF

IF ESTF=1 THEN
  dato = "["
  GOSUB SERIAL
  PAUSE ESPERA
  LOW F
  LOW ACOP
  ESTF = 0
  GOSUB SOLTO
  RETURN
ENDIF

'''

SERIAL:
high inout
PAUSE DATOSERIE
low inout

```



```
SEROUT sout,N9600,[dato]  
RETURN
```

```
ERR1:  
DATO="%"  
GOSUB SERIAL  
LCDOUT $FE,1,"BARRA A A TIERRA"  
LCDOUT $FE,$C0,"NO SELECCIONAR"  
GOSUB ENVIA_AVIS02  
GOTO COMIENZA
```

```
ERR2:  
DATO="%"  
GOSUB SERIAL  
LCDOUT $FE,1,"EL SELECTOR A"  
LCDOUT $FE,$C0,"ESTA ENERGIZADO"  
GOSUB ENVIA_AVIS02  
GOTO COMIENZA
```

```
ERR3:  
DATO="%"  
GOSUB SERIAL  
LCDOUT $FE,1,"BARRA B A TIERRA"  
LCDOUT $FE,$C0,"NO SELECCIONAR"  
GOSUB ENVIA_AVIS02  
GOTO COMIENZA
```

```
ERR4:  
DATO="%"  
GOSUB SERIAL  
LCDOUT $FE,1,"EL SELECTOR B"  
LCDOUT $FE,$C0,"ESTA ENERGIZADO"  
GOSUB ENVIA_AVIS02  
GOTO COMIENZA
```

```
ERR5:  
DATO="%"  
GOSUB SERIAL  
LCDOUT $FE,1,"NO PONER TIERRA"  
LCDOUT $FE,$C0,"BARRA A ACTIVA"  
GOSUB ENVIA_AVIS02  
GOTO COMIENZA
```

```
ERR6:  
DATO="%"  
GOSUB SERIAL  
LCDOUT $FE,1,"NO PONER TIERRA"  
LCDOUT $FE,$C0,"BARRA B ACTIVA"  
GOSUB ENVIA_AVIS02  
GOTO COMIENZA
```

```
ERR7:  
DATO="%"  
GOSUB SERIAL  
LCDOUT $FE,1,"NO PUEDE ACOPLAR"  
LCDOUT $FE,$C0,"(Fi2, Fi6 O Fi8)"  
GOSUB ENVIA_AVIS02  
GOTO COMIENZA
```

```
ERR8:  
DATO="%"  
GOSUB SERIAL  
LCDOUT $FE,1,"ABRIR 89-2Fi7/9?"  
LCDOUT $FE,$C0,"CERRAR 52-2Fi2"  
GOSUB ENVIA_AVIS02  
GOTO COMIENZA
```

```

ERR9:
DATO="%"
GOSUB SERIAL
LCDOUT $FE,1,"ACOPLAR BARRAS?"
LCDOUT $FE,$C0,"BARRAS A TIERRA"
GOSUB ENVIA_AVIS02
GOTO COMIENZA

```

```

ERR11:
DATO="%"
GOSUB SERIAL
LCDOUT $FE,1,"BARRA A SOPORTA"
LCDOUT $FE,$C0,"UNA BAHIA EN BP"
GOSUB ENVIA_AVIS02
GOTO COMIENZA

```

```

ERR12:
DATO="%"
GOSUB SERIAL
LCDOUT $FE,1,"BARRA B SPORTA"
LCDOUT $FE,$C0,"UNA BAHIA EN BP"
GOSUB ENVIA_AVIS02
GOTO COMIENZA

```

```

ERR14:
DATO="%"
GOSUB SERIAL
LCDOUT $FE,1,"NO CERRAR 89-2T7"
LCDOUT $FE,$C0,"89-2T5 EN BB"
GOSUB ENVIA_AVIS02
GOTO COMIENZA

```

```

ERR15:
DATO="%"
GOSUB SERIAL
LCDOUT $FE,1,"NO CERRAR 89-2T9"
LCDOUT $FE,$C0,"89-2T5 EN BA"
GOSUB ENVIA_AVIS02
GOTO COMIENZA

```

```

SOLTO:
IF SA=0 OR SB=0 OR SC=0 OR SD=0 OR SE=0 OR SF=0 THEN
GOTO SOLTO
PAUSE 50
ENDIF
RETURN

```

```

ACUSO:
IF ACUSA = 1 THEN
DISABLE
GOTO ACUSO
ENDIF
dato = "!"
GOSUB SERIAL
PAUSE 100
INTCON = %10010000
RETURN
ENABLE

```

```

ENVIA_AVIS0:
high inout

```

```
PAUSE DATOSERIE
low inout
GOSUB SERIAL ' AVISA SI ES QUE SE INTENTA ACTIVAR CUALQUIER OTRO EQUIPO ANTES DE
TIEMPO
RETURN
```

```
ENVIA_AVIS02:
PAUSE 500
GOSUB SOLTO
GOSUB ACUSO
LCDOUT $FE,1
RETURN
```

```
disable
interrupcion:
```

```
SERIN sinc,N9600, dato
PAUSE 2
```

```
EVENTO = 1
```

```
INTCON = %10010000
RESUME
ENABLE
```

B Programa de bahía de autotransformador

```

INCLUDE "modedefs.bas"

ON INTERRUPT GOTO interrupcion
INTCON = %10010000
ADCON1 = 7
DEFINE LCD_DREG PORTC
DEFINE LCD_DBIT 0
DEFINE LCD_RSREG PORTD
DEFINE LCD_RSBIT 0
DEFINE LCD_EREG PORTD
DEFINE LCD_EBIT 1
EVENTO VAR BIT
pausa var word
dato var word
numerr var byte
sinc var portb.7
inout var portd.3
sout var portd.2
DATOSERIE var word
ESPERA var word
TIEMPOAUTO VAR WORD
DESENERGIZA_B2 VAR BIT
BARRAA VAR PORTD.6
BARRAB VAR PORTD.5
AVISO_BP_A VAR PORTC.5
AVISO_BP_B VAR PORTB.1
BP_AUTOTR VAR PORTA.5
HIGH BP_AUTOTR

input AVISO_BP_A
input AVISO_BP_B
ESTEEOUT VAR BIT
INPUT BARRAA
INPUT BARRAB
LEDERR VAR PORTC.6
led var portE.2
A var PORTB.6
B var PORTB.5
C var PORTB.4
D var PORTB.3
E VAR PORTB.2
SA var PORTA.0
SB var PORTA.1
SC var PORTA.2
SD VAR PORTA.3
SE VAR PORTA.4

BP_A VAR BIT
BP_B VAR BIT
BP_A=0
BP_B=0

```

```

BARRAASELECC? VAR PORTE.0
BARRABSELECC? VAR PORTE.1
INPUT BARRAASELECC?
INPUT BARRABSELECC?
ACUSA VAR PORTD.7
DOSE VAR PORTC.7
BP VAR PORTD.4
TT1 VAR PORTC.4
ESTA VAR BIT
ESTB VAR BIT
ESTC VAR BIT
ESTD VAR BIT
ESTE VAR BIT
ESTF VAR BIT

```

```

ESTA = 0
ESTB = 0
ESTC = 0
ESTD = 0
ESTE = 0
ESTF = 0
LOW TT1
input bp

```

```

DESENERGIZA_B2 = 0

```

```

low inout
low sout
LOW LEDERR
pausa = 20
DATOSERIE = 10
ESPERA = 400
EVENTO = 0
TIEMPOAUTO = 2000

```

```

high led
ACTUALIZA:
ELIJE:
PAUSE 3000
COMIENZA:
IF (ESTD=1 OR ESTE=1) AND DOSE=1 THEN
HIGH TT1
ENDIF
IF (ESTD=0 AND ESTE=0) THEN
LOW TT1
ENDIF

```

```

IF SA=0 THEN
GOSUB PRES_A
ENDIF

```

```

IF SB=0 THEN
GOSUB PRES_B
ENDIF

```

```

IF SC=0 THEN
GOSUB PRES_C
ENDIF

```

```

IF SD=0 THEN
GOSUB PRES_D
ENDIF

```

```

IF SE=0 THEN
GOSUB PRES_E
ENDIF

```

```

IF EVENTO = 1 THEN
EVENTO = 0

SELECT CASE DATO
CASE "u"
GOSUB PRES_A
CASE "v"
GOSUB PRES_B
CASE "w"
GOSUB PRES_C
CASE "x"
GOSUB PRES_D
CASE "y"
GOSUB PRES_E
CASE "s"
GOTO AUTOREACTORP
CASE "z"
GOTO AUTOREACTORS
END SELECT
ENDIF

```

```
GOTO COMIENZA
```

```

.....
.....

```

```

PRES_A:
IF ESTA=0 THEN
  IF ESTB=0 THEN
    dato = "&"
    GOSUB SERIAL
    PAUSE ESPERA
    HIGH A
    ESTA = 1
    GOSUB SOLTO
    RETURN
  ELSE
    GOTO ERR1
  ENDIF
ENDIF

```

```

IF ESTA=1 THEN
  IF ESTB=0 THEN
    dato = ","
    GOSUB SERIAL
    PAUSE ESPERA
    LOW A
    ESTA = 0
    GOSUB SOLTO
    RETURN
  ELSE
    GOTO ERR2
  ENDIF
ENDIF

```

```

.....
.....

```

```

PRES_B:
IF ESTB=0 THEN
  dato = "*"
  GOSUB SERIAL

```

```

    PAUSE ESPERA
    HIGH B
    ESTB = 1
    GOSUB SOLTO
    RETURN
ENDIF

```

```

IF ESTB=1 THEN
    dato = "."
    GOSUB SERIAL
    PAUSE ESPERA
    LOW B
    ESTB = 0
    GOSUB SOLTO
    RETURN
ENDIF

```

```

.....
.....

```

```

PRES_C:
IF ESTC=0 THEN
    IF ESTD=0 THEN
        dato = "("
        GOSUB SERIAL
        PAUSE ESPERA
        HIGH C
        ESTC = 1
        GOSUB SOLTO
        RETURN
    ELSE
        GOTO ERR3
    ENDIF
ENDIF

```

```

IF ESTC=1 THEN
    IF ESTD=0 THEN
        dato = "/"
        GOSUB SERIAL
        PAUSE ESPERA
        LOW C
        ESTC = 0
        GOSUB SOLTO
        RETURN
    ELSE
        GOTO ERR4
    ENDIF
ENDIF

```

```

.....
.....

```

```

PRES_D:
IF ESTD=0 THEN
    dato = ")"
    GOSUB SERIAL
    PAUSE ESPERA
    HIGH D
    ESTD = 1
    GOSUB SOLTO
    RETURN
ENDIF

```

```

IF ESTD=1 THEN
    dato = "="
    GOSUB SERIAL

```

```

PAUSE ESPERA
LOW D
ESTD = 0
GOSUB SOLTO
RETURN
ENDIF

.....
.....

PRES_E:
IF ESTE=0 THEN
  IF (ESTD=1 AND ESTC=1) THEN                                'Aqui cambié, estaba asi
    IF BARRAASELECC?=1 AND BARRABSELECC?=1 THEN 'ES EL QUE VIENE DESDE A O DESDE B
      DE ACOPLAMIENTO, SEGUN QUE BARRA ELIGIO, SI ESTA ACTIVA, ES 1L
      GOTO ERR8
    ENDIF

    IF BARRAASELECC?=0 AND BARRABSELECC?=1 THEN              'IF BARRAASELECC?=1 AND
BARRABSELECC?=0 THEN
      IF BARRAB=1 THEN                                        'IF BARRAA=0 THEN
        GOTO ERR9                                           'GOTO ERR9
      ENDIF                                                  'ENDIF
      BP_B =1                                               'BP_A =1
      GOTO LISTOPARABP                                       'GOTO LISTOPARABP
    ENDIF                                                  'ENDIF

    IF BARRABSELECC?=0 AND BARRAASELECC?=1 THEN              'IF BARRABSELECC?=1 AND
BARRAASELECC?=0 THEN
      IF BARRAA=1 THEN                                        'IF BARRAB=0 THEN
        GOTO ERR10                                           'GOTO ERR10
      ENDIF                                                  'ENDIF
      BP_A =1                                               'BP_B =1
      GOTO LISTOPARABP                                       'GOTO LISTOPARABP
    ENDIF                                                  'ENDIF
  else
    'Esto estaba abajo
    goto err5        'en las lineas
  endif
  '352 a 354 aproximadamente
LISTOPARABP:
  INPUT BP
  IF BP=0 THEN
    GOTO ERR7
  ENDIF
  OUTPUT BP
  dato = "+"
  GOSUB SERIAL
  PAUSE ESPERA
  HIGH E
  ESTE = 1
  LOW BP
  LOW BP_AUTOTR
  IF BP_A=1 THEN
    BP_A=0
    LOW AVISO_BP_A
  ENDIF

  IF BP_B=1 THEN
    BP_B=0
    LOW AVISO_BP_B
  ENDIF

  GOSUB SOLTO
  RETURN
  'ELSE
  'GOTO ERR5

```



```

    'ENDIF
ENDIF

IF ESTE=1 THEN
  IF (ESTD=1 AND ESTC=1) THEN
    dato = "-"
    GOSUB SERIAL
    PAUSE ESPERA
    LOW E
    ESTE = 0
    input BP
    INPUT AVISO_BP_A
    INPUT AVISO_BP_B
    HIGH BP_AUTOTR
    GOSUB SOLTO
    RETURN
  ELSE
    GOTO ERR6
  ENDIF
ENDIF

```

```

.....
.....

```

```

AUTOREACTORP:
IF ESTB=0 THEN
DATO="&"
GOSUB SERIAL
PAUSE ESPERA
HIGH A
ESTA=1
PAUSE TIEMPOAUTO

```

```

DATO="*"
GOSUB SERIAL
PAUSE ESPERA
HIGH B
ESTA=1
ENDIF
GOTO COMIENZA

```

```

AUTOREACTORS:
IF ESTB=1 THEN
DATO="."
GOSUB SERIAL
PAUSE ESPERA
LOW B
ESTB=0
PAUSE TIEMPOAUTO

```

```

DATO=","
GOSUB SERIAL
PAUSE ESPERA
LOW A
ESTA=0
ENDIF
GOTO COMIENZA

```

```

disable
interrupcion:

```

```

SERIN sinc,N9600, dato

```

```
LOW LED  
PAUSE 2  
HIGH LED
```

```
EVENTO = 1
```

```
INTCON = %10010000  
RESUME  
ENABLE
```

```
ENVIA_SERIE:  
SEROUT sout,N9600,[dato]  
RETURN
```

```
SERIAL:  
high inout  
PAUSE DATOSERIE  
low inout  
SEROUT sout,N9600,[dato]  
RETURN
```

```
ERR1:  
HIGH LEDERR  
DATO="%"  
GOSUB SERIAL  
LCDOUT $FE,1,"89-7W1 CERRAR?"  
LCDOUT $FE,$C0,"REVISAR 52-7W2"  
GOSUB ENVIA_AVISOS2  
LOW LEDERR  
GOTO COMIENZA
```

```
ERR2:  
HIGH LEDERR  
DATO="%"  
GOSUB SERIAL  
LCDOUT $FE,1,"89-7W1 ABRIR?"  
LCDOUT $FE,$C0,"REVISAR 52-7W2"  
GOSUB ENVIA_AVISOS2  
LOW LEDERR  
GOTO COMIENZA
```

```
ERR3:  
HIGH LEDERR  
DATO="%"  
GOSUB SERIAL  
LCDOUT $FE,1,"89-2T1 CERRAR?"  
LCDOUT $FE,$C0,"REVISAR 52-2T2"  
GOSUB ENVIA_AVISOS2  
LOW LEDERR  
GOTO COMIENZA
```

```
ERR4:  
HIGH LEDERR  
DATO="%"  
GOSUB SERIAL  
LCDOUT $FE,1,"89-2T1 ABRIR?"  
LCDOUT $FE,$C0,"REVISAR 52-2T2"  
GOSUB ENVIA_AVISOS2  
LOW LEDERR  
GOTO COMIENZA
```

```
ERR5:
HIGH LEDERR
DATO="% "
GOSUB SERIAL
LCDOUT $FE,1,"89-2T5 CERRAR?"
LCDOUT $FE,$C0,"REVISAR 52-2T2"
GOSUB ENVIA_AVIS02
LOW LEDERR
GOTO COMIENZA

ERR6:
HIGH LEDERR
DATO="% "
GOSUB SERIAL
LCDOUT $FE,1,"89-2T5 ABRIR?"
LCDOUT $FE,$C0,"REVISAR 52-2T2"
GOSUB ENVIA_AVIS02
LOW LEDERR
GOTO COMIENZA

ERR7:
HIGH LEDERR
DATO="% "
GOSUB SERIAL
LCDOUT $FE,1,"YA SE ENCUENTRA "
LCDOUT $FE,$C0,"UNA BAHIA EN BP"
GOSUB ENVIA_AVIS02
LOW LEDERR
GOTO COMIENZA

ERR8:
HIGH LEDERR
DATO="% "
GOSUB SERIAL
LCDOUT $FE,1,"DEBE SELECCIONAR"
LCDOUT $FE,$C0,"SOLO UNA BARRA "
GOSUB ENVIA_AVIS02
LOW LEDERR
GOTO COMIENZA

ERR9:
HIGH LEDERR
DATO="% "
GOSUB SERIAL
LCDOUT $FE,1,"NO CERRAR BP"
LCDOUT $FE,$C0,"BARRA A ACTIVA"
GOSUB ENVIA_AVIS02
LOW LEDERR
GOTO COMIENZA

ERR10:
HIGH LEDERR
DATO="% "
GOSUB SERIAL
LCDOUT $FE,1,"NO CERRAR BP"
LCDOUT $FE,$C0,"BARRA B ACTIVA"
GOSUB ENVIA_AVIS02
LOW LEDERR
GOTO COMIENZA

SOLTO:
IF SA=0 OR SB=0 OR SC=0 OR SD=0 OR SE=0 THEN
GOTO SOLTO
PAUSE 50
ENDIF
```

RETURN

ACUSO:

IF ACUSA = 1 THEN

DISABLE

GOTO ACUSO

ENDIF

dato = "!"

GOSUB SERIAL

PAUSE 100

INTCON = %10010000

RETURN

ENABLE

ENVIA_AVIS02:

PAUSE 500

GOSUB SOLTO

GOSUB ACUSO

LCDOUT \$FE,1

RETURN

C Programa de conexión bajo voltaje autotransformador

```

INCLUDE "modedefs.bas"

ON INTERRUPT GOTO interrupcion
INTCON = %10010000
ADCON1 = 7
DEFINE LCD_DREG PORTC
DEFINE LCD_DBIT 0
DEFINE LCD_RSREG PORTD
DEFINE LCD_RSBIT 0
DEFINE LCD_EREG PORTD
DEFINE LCD_EBIT 1
EVENTO VAR BIT
pausa var word
dato var word
sinc var portb.7
inout var portd.3
sout var portd.2
DATOSERIE var word
ESPERA var word
TIEMPOAUTO VAR WORD
LED VAR PORTE.2
LEDERR VAR PORTC.6
A var PORTB.6
B var PORTB.5
C var PORTB.4
SA var PORTA.0
SB var PORTA.1
SC var PORTA.2
ACUSA VAR PORTD.7

ESTA VAR BIT
ESTB VAR BIT
ESTC VAR BIT

LOW A
LOW B
LOW C

ESTA = 0
ESTB = 0
ESTC = 0

low inout
LOW SOUT
LOW LEDERR
pausa = 20
DATOSERIE = 10
ESPERA = 400
EVENTO = 0
TIEMPOAUTO = 2000

HIGH LED
ACTUALIZA:
    ESPERAR:
ELIJE:
    PAUSE 3000
COMIENZA:
    IF SA=0 THEN
        GOSUB PRES_A

```

```

ENDIF

IF SB=0 THEN
GOSUB PRES_B
ENDIF

IF SC=0 THEN
GOSUB PRES_C
ENDIF

IF EVENTO = 1 THEN
EVENTO = 0

SELECT CASE DATO
CASE "{"
GOSUB PRES_A
CASE "_"
GOSUB PRES_B
CASE "1"
GOSUB PRES_C
END SELECT
ENDIF

GOTO COMIENZA

PRES_A:
IF ESTA=0 THEN
  IF ESTB=0 THEN
    dato = "{"
    GOSUB SERIAL
    PAUSE ESPERA
    HIGH A
    ESTA = 1
    GOSUB SOLTO
    RETURN
  ELSE
    GOTO ERR1
  ENDIF
ENDIF

IF ESTA=1 THEN
  IF ESTB=0 THEN
    dato = "}"
    GOSUB SERIAL
    PAUSE ESPERA
    LOW A
    ESTA = 0
    GOSUB SOLTO
    RETURN
  ELSE
    GOTO ERR2
  ENDIF
ENDIF

*****

PRES_B:
IF ESTB=0 THEN
  dato = "_"
  GOSUB SERIAL
  PAUSE ESPERA
  HIGH B
  ESTB = 1
  GOSUB SOLTO
  RETURN
ENDIF
IF ESTB=1 THEN

```

```

dato = "^"
GOSUB SERIAL
PAUSE ESPERA
LOW B
ESTB = 0
GOSUB SOLTO
RETURN
ENDIF

*****
PRES_C:
IF ESTC=0 THEN
  IF (ESTA=1 AND ESTB=1) THEN
    dato = "1"
    GOSUB SERIAL
    PAUSE ESPERA
    HIGH C
    ESTC = 1
    GOSUB SOLTO
    RETURN
  ELSE
    GOTO ERR3
  ENDIF
ENDIF

IF ESTC=1 THEN
  IF (ESTA=1 AND ESTB=1) THEN
    dato = "\"
    GOSUB SERIAL
    PAUSE ESPERA
    LOW C
    ESTC = 0
    GOSUB SOLTO
    RETURN
  ELSE
    GOTO ERR4
  ENDIF
ENDIF

*****
      disable
      interrupcion:

      SERIN sinc,N9600, dato
      PAUSE 2

      EVENTO = 1
      INTCON = %10010000
      RESUME
      ENABLE

      ENVIA_SERIE:
      SEROUT sout,N9600,[dato]
      RETURN

SERIAL:
high inout
PAUSE DATOSERIE
low inout
SEROUT sout,N9600,[dato]
RETURN

ERR1:
HIGH LEDERR
DATO="%"
GOSUB SERIAL
LCDOUT $FE,1,"89-103 CERRAR?"

```

```
LCDOUT $FE,$C0,"REVISAR DISYUNT"  
GOSUB ENVIA_AVIS02  
LOW LEDERR  
GOTO COMIENZA
```

```
ERR2:  
HIGH LEDERR  
DAT0="%"  
GOSUB SERIAL  
LCDOUT $FE,1,"89-103 ABRIR?"  
LCDOUT $FE,$C0,"REVISAR DISYUNT"  
GOSUB ENVIA_AVIS02  
LOW LEDERR  
GOTO COMIENZA
```

```
ERR3:  
HIGH LEDERR  
DAT0="%"  
GOSUB SERIAL  
LCDOUT $FE,1,"89-105 CERRAR?"  
LCDOUT $FE,$C0,"REVISAR DISYUNT"  
GOSUB ENVIA_AVIS02  
LOW LEDERR  
GOTO COMIENZA
```

```
ERR4:  
HIGH LEDERR  
DAT0="%"  
GOSUB SERIAL  
LCDOUT $FE,1,"89-105 ABRIR?"  
LCDOUT $FE,$C0,"REVISAR 52-""  
GOSUB ENVIA_AVIS02  
LOW LEDERR  
GOTO COMIENZA
```

```
SOLTO:  
IF SA=0 OR SB=0 OR SC=0 THEN  
GOTO SOLTO  
PAUSE 50  
ENDIF  
RETURN
```

```
ACUSO:  
IF ACUSA = 1 THEN  
DISABLE  
GOTO ACUSO  
ENDIF  
dato = "!"  
GOSUB SERIAL  
PAUSE 100  
INTCON = %10010000  
RETURN  
ENABLE
```

```
ENVIA_AVIS02:  
PAUSE 500  
GOSUB SOLTO  
GOSUB ACUSO  
LCDOUT $FE,1  
RETURN
```


D Programa de bahía de línea

```

INCLUDE "modedefs.bas"

ON INTERRUPT GOTO interrupcion
INTCON = %10010000
ADCON1 = 7
DEFINE LCD_DREG PORTC
DEFINE LCD_DBIT 0
DEFINE LCD_RSREG PORTD
DEFINE LCD_RSBIT 0
DEFINE LCD_EREG PORTD
DEFINE LCD_EBIT 1
EVENTO VAR BIT
pausa var word
dato var word
numerr var byte
sinc var portb.7
inout var portd.3
sout var portd.2
DATOSERIE var word
ESPERA var word
TIEMPOAUTO VAR WORD
DESENERGIZA_B2 VAR BIT
BARRAA VAR PORTD.6
BARRAB VAR PORTD.5
ESTEEOUT VAR BIT
LEDERR VAR PORTC.6
AVISO_BP_A var portE.1
AVISO_BP_B var portE.2
A var PORTB.6
B var PORTB.5
C var PORTB.4
D var PORTB.3
E VAR PORTB.2
F VAR PORTB.1
SA var PORTA.0
SB var PORTA.1
SC var PORTA.2
SD VAR PORTA.3
SE VAR PORTA.4
SF VAR PORTA.5

DOSE VAR PORTC.4
ACOP VAR PORTE.0
BP VAR PORTC.7
TIERRA_BA VAR PORTD.4
TIERRA_BB VAR PORTC.5

ACUSA VAR PORTD.7

ESTA VAR BIT
ESTB VAR BIT
ESTC VAR BIT
ESTD VAR BIT
ESTE VAR BIT

```

```

ESTF VAR BIT
ESTDOSE VAR BIT
ESTDOSE = 1

LOW A
LOW B
LOW D
LOW E
LOW F

ESTA = 0
ESTB = 0
ESTC = 0
ESTD = 0
ESTE = 0
ESTF = 0
INPUT BARRAA
INPUT BARRAB
input AVISO_BP_A
input AVISO_BP_B
input bp
INPUT TIERRA_BA
INPUT TIERRA_BB
DESENERGIZA_B2 = 0

low inout
low sout
LOW LEDERR
pausa = 20
DATOSERIE = 10
ESPERA = 400
EVENTO = 0
TIEMPOAUTO = 2000

ACTUALIZA:
HIGH C          ' EMPIEZA CON TIERRA DE LINEA PUESTA
estc=1

    ESPERAR:
ELIJE:
PAUSE 3000

COMIENZA:

IF DOSE=0 THEN
    IF ESTDOSE=1 THEN
        IF ESTC=1 THEN
            GOTO ERR20
        ENDIF
        ESTDOSE=0
        GOSUB PRES_DOSEA
        goto COMIENZA
    ENDIF

    IF ESTDOSE=0 THEN
        ESTDOSE=1
        GOSUB PRES_DOSEB
        GOTO COMIENZA
    ENDIF
ENDIF

IF SA=0 THEN
GOSUB PRES_A
ENDIF

IF SB=0 THEN

```

```
GOSUB PRES_B
ENDIF
```

```
IF SC=0 THEN
GOSUB PRES_C
ENDIF
```

```
IF SD=0 THEN
GOSUB PRES_D
ENDIF
```

```
IF SE=0 THEN
GOSUB PRES_E
ENDIF
```

```
IF Sf=0 THEN
GOSUB PRES_f
ENDIF
```

```
IF EVENTO = 1 THEN
EVENTO = 0
```

```
SELECT CASE DATO
CASE "A"
GOSUB PRES_A
CASE "B"
GOSUB PRES_B
CASE "C"
GOSUB PRES_C
CASE "D"
GOSUB PRES_D
CASE "E"
GOSUB PRES_E
CASE "F"
GOSUB PRES_F
CASE "!"
GOTO AUTOA
CASE "b"
GOTO AUTOB
END SELECT
ENDIF
```

```
GOTO COMIENZA
```

```
.....
```

```
PRES_A:
```

```
IF ESTA=0 THEN
```

```
IF (ESTE=0 AND ESTD=0 AND ESTF=0 AND TIERRA_BA=0) OR (ESTB=1 AND ACOP=1) THEN
```

```
INPUT AVISO_BP_A
```

```
IF AVISO_BP_A = 0 THEN
```

```
INPUT AVISO_BP_A
```

```
GOTO ERR18
```

```
ENDIF
```

```
if estf=1 then
```

```
OUTPUT AVISO_BP_A
```

```
low AVISO_BP_A
```

```
GOTO ERR181
```

```
ENDIF
```

```
INPUT AVISO_BP_A
```

```
dato = "A"
```

```
GOSUB SERIAL
```

```
PAUSE ESPERA
```

```
HIGH A
```

```
ESTA = 1      ' Cuando elije la barra, la salida D6 o D5 cambia a 0
```

```

LOW BARRAA
GOSUB SOLTO
RETURN
ELSE
GOTO ERR1
ENDIF
ENDIF

```

```

IF ESTA=1 THEN
  IF (ESTE=0 AND ESTD=0 AND ESTF=0) OR (ESTB=1 AND ACOP=1) THEN
    dato = "a"
    GOSUB SERIAL
    PAUSE ESPERA
    LOW A
    ESTA = 0
    INPUT BARRAA
    GOSUB SOLTO
    RETURN
  ELSE
    GOTO ERR2
  ENDIF
ENDIF

```

```

PRES_B:
IF ESTB=0 THEN
  IF (ESTE=0 AND ESTD=0 AND ESTF=0 AND TIERRA_BB=0) OR (ESTA=1 AND ACOP=1) THEN

    INPUT AVISO_BP_B
    IF AVISO_BP_B = 0 THEN
      INPUT AVISO_BP_B
      GOTO ERR19
    ENDIF

    if estf=1 then
      OUTPUT AVISO_BP_B
      low AVISO_BP_B
      GOTO ERR191
    ENDIF

```

```

INPUT AVISO_BP_B
dato = "B"
GOSUB SERIAL
PAUSE ESPERA
HIGH B
ESTB = 1
LOW BARRAB
GOSUB SOLTO
RETURN
ELSE
GOTO ERR3
ENDIF
ENDIF

```

```

IF ESTB=1 THEN
  IF (ESTE=0 AND ESTD=0 AND ESTF=0) OR (ESTA=1 AND ACOP=1) THEN
    dato = "b"
    GOSUB SERIAL
    PAUSE ESPERA
    LOW B
    ESTB = 0
    INPUT BARRAB
    GOSUB SOLTO
    RETURN
  ELSE
    GOTO ERR4
  ENDIF
ENDIF

```

```

    ENDIF
ENDIF

*****

PRES_C:
IF ESTC=0 THEN
  IF (ESTDOSE=1 AND ESTF=0 AND ESTE=0 AND ESTD=0) THEN
    dato = "C"
    GOSUB SERIAL
    PAUSE ESPERA
    HIGH C
    ESTC = 1
    GOSUB SOLTO
    RETURN
  ELSE
    GOTO ERR5
  ENDIF
ENDIF

IF ESTC=1 THEN
  IF (ESTA=1 OR ESTB=1 OR ESTDOSE=1) THEN
    dato = "c"
    GOSUB SERIAL
    PAUSE ESPERA
    LOW C
    ESTC = 0
    GOSUB SOLTO
    RETURN
  ELSE
    GOTO ERR6
  ENDIF
ENDIF

*****

PRES_D:
IF ESTD=0 THEN
  dato = "D"
  GOSUB SERIAL
  PAUSE ESPERA
  HIGH D
  ESTD = 1
  GOSUB SOLTO
  RETURN
ENDIF

IF ESTD=1 THEN
  dato = "d"
  GOSUB SERIAL
  PAUSE ESPERA
  LOW D
  ESTD = 0
  GOSUB SOLTO
  RETURN
ENDIF

*****

PRES_E:
IF ESTE=0 THEN
  IF (ESTD=0 AND ESTC=0) THEN
    dato = "E"
    GOSUB SERIAL
    PAUSE ESPERA
    HIGH E
    ESTE = 1
    GOSUB SOLTO
    RETURN
  
```

```

ELSE
GOTO ERR9
ENDIF
ENDIF

```

```

IF ESTE=1 THEN
IF ESTD=0 THEN
dato = "e"
GOSUB SERIAL
PAUSE ESPERA
LOW E
ESTE = 0
GOSUB SOLTO
RETURN
ELSE
GOTO ERR10
ENDIF
ENDIF

```

```

.....

```

```

PRES_F:
IF ESTF=0 THEN
IF (ESTD=1 AND ESTE=1) THEN
INPUT BP
IF BP=0 THEN
GOTO ERR14
ENDIF

if esta=1 and estb=1 then
goto ERR15
ENDIF

```

```

IF ESTA=1 THEN
INPUT BARRAA
IF BARRAA=0 THEN
OUTPUT BARRAA
LOW BARRAA
GOTO ERR16
ENDIF
OUTPUT BARRAA
LOW BARRAA
ENDIF

```

```

IF ESTB=1 THEN
INPUT BARRAB
IF BARRAB=0 THEN
OUTPUT BARRAB
LOW BARRAB
GOTO ERR17
ENDIF
OUTPUT BARRAB
LOW BARRAB
ENDIF

```

```

OUTPUT BP
dato = "F"
GOSUB SERIAL
PAUSE ESPERA
HIGH F
ESTF = 1
LOW BP

```

```

IF ESTA=1 THEN
LOW AVISO_BP_A
ENDIF

```

```

IF ESTB=1 THEN
  LOW AVISO_BP_B
ENDIF

GOSUB SOLTO
RETURN
ELSE
GOTO ERR11
ENDIF
ENDIF

IF ESTF=1 THEN
  IF (ESTD=1 AND ESTE=1) THEN
    dato = "F"
    GOSUB SERIAL
    PAUSE ESPERA
    LOW F
    ESTF = 0
    input bp
    INPUT AVISO_BP_A
    INPUT AVISO_BP_B
    GOSUB SOLTO
    RETURN
  ELSE
    GOTO ERR12
  ENDIF
ENDIF
*****

PRES_DOSEA:
  dato = "8"
  GOSUB SERIAL
  PAUSE ESPERA
  ESTDOSE=0
  GOSUB SOLTO
  RETURN

PRES_DOSEB:
  dato = "9"
  GOSUB SERIAL
  PAUSE ESPERA
  ESTDOSE=1
  GOSUB SOLTO
  RETURN

  AUTOA:
  IF (ESTA=0 AND ESTC=1 AND AVISO_BP_A=1) THEN
    GOTO ENERLINBA
  endif
  IF (ESTA=1 AND ESTd=1 and ESTF=0) THEN
    GOTO DESENERLIN
  endif
  GOTO COMIENZA

  AUTOB:
  ' SELECCIONA LA BARRA 2
  IF (ESTB=0 AND ESTC=1 AND AVISO_BP_B=1) THEN
    GOTO ENERLINBB
  endif
  IF (ESTB=1 AND ESTd=1 AND ESTF=0) THEN
    DESENERGIZA_B2 = 1
    GOTO DESENERLIN
  endif
  GOTO COMIENZA

  ENERLINBB:

```

```

dato = "B"
GOSUB SERIAL
PAUSE ESPERA
HIGH B
ESTB = 1
PAUSE TIEMPOAUTO
GOTO CONECTO

```

```

ENERLINBA:      ' SELECCIONA LA BARRA 1
dato = "A"
GOSUB SERIAL
PAUSE ESPERA
HIGH A
ESTA = 1
PAUSE TIEMPOAUTO

```

CONECTO:

```

dato = "c"
GOSUB SERIAL
PAUSE ESPERA
LOW C
ESTC = 0
PAUSE TIEMPOAUTO

```

```

dato = "E"
GOSUB SERIAL
PAUSE ESPERA
HIGH E
ESTE = 1
PAUSE TIEMPOAUTO

```

```

dato = "D"
GOSUB SERIAL
PAUSE ESPERA
HIGH D
ESTD = 1
PAUSE TIEMPOAUTO
GOTO COMIENZA

```

```

DESENERLIN:
dato = "d"
GOSUB SERIAL
PAUSE ESPERA
LOW D
ESTD=0
PAUSE TIEMPOAUTO

```

```

dato = "e"
GOSUB SERIAL
PAUSE ESPERA
LOW E
ESTE=0
PAUSE TIEMPOAUTO

```

```

IF ESTDOSE=0 THEN
GOTO SIGUE
ENDIF
dato = "C"
GOSUB SERIAL
PAUSE ESPERA
HIGH C
ESTC=1
PAUSE TIEMPOAUTO
SIGUE:

```



```

IF DESENERGIZA_B2 = 1 THEN
DESENERGIZA_B2 = 0
dato = "b"
GOSUB SERIAL
PAUSE ESPERA
LOW B
ESTB=0
PAUSE TIEMPOAUTO
GOTO COMIENZA
ENDIF

```

```

dato = "a"
GOSUB SERIAL
PAUSE ESPERA
LOW A
ESTA=0
PAUSE TIEMPOAUTO
GOTO COMIENZA

```

```

disable
interrupcion:

```

```

SERIN sinc,N9600, dato
PAUSE 2

```

```

EVENTO = 1

```

```

INTCON = %10010000
RESUME
ENABLE

```

```

ENVIA_SERIE:
SEROUT sout,N9600,[dato]
RETURN

```

```

SERIAL:
high inout
PAUSE DATOSERIE
low inout
SEROUT sout,N9600,[dato]
RETURN

```

```

ERR1:
HIGH LEDERR
DATO="%"
GOSUB SERIAL
LCDOUT $FE,1,"89-217 CERRAR?"
LCDOUT $FE,$C0,"REVISAR 52-212"
GOSUB ENVIA_AVISOS2
LOW LEDERR
GOTO COMIENZA

```

```

ERR2:
HIGH LEDERR
DATO="%"
GOSUB SERIAL
LCDOUT $FE,1,"89-217 ABRIR?"
LCDOUT $FE,$C0,"REVISAR 52-212"
GOSUB ENVIA_AVISOS2
LOW LEDERR
GOTO COMIENZA

```

```

ERR3:
HIGH LEDERR
DATO="%"
GOSUB SERIAL

```

```
LCDOUT $FE,1,"89-219 CERRAR?"  
LCDOUT $FE,$C0,"REVISAR 52-212"  
GOSUB ENVIA_AVIS02  
LOW LEDERR  
GOTO COMIENZA
```

```
ERR4:  
HIGH LEDERR  
DATO="% "  
GOSUB SERIAL  
LCDOUT $FE,1,"89-219 ABRIR?"  
LCDOUT $FE,$C0,"REVISAR 52-212"  
GOSUB ENVIA_AVIS02  
LOW LEDERR  
GOTO COMIENZA
```

```
ERR5:  
HIGH LEDERR  
DATO="% "  
GOSUB SERIAL  
LCDOUT $FE,1,"89-214 CERRAR?"  
LCDOUT $FE,$C0,"REVISAR 52-212"  
PAUSE 2000  
LCDOUT $FE,$C0,"REVISAR LINEA"  
GOSUB ENVIA_AVIS02  
LOW LEDERR  
GOTO COMIENZA
```

```
ERR6:  
HIGH LEDERR  
DATO="% "  
GOSUB SERIAL  
LCDOUT $FE,1,"89-214 ABRIR?"  
LCDOUT $FE,$C0,"VER LINEA-BARRAS"  
GOSUB ENVIA_AVIS02  
LOW LEDERR  
GOTO COMIENZA
```

```
ERR7:  
HIGH LEDERR  
DATO="% "  
GOSUB SERIAL  
LCDOUT $FE,1,"52-212 CERRAR?"  
LCDOUT $FE,$C0,"REVISAR 89-214"  
GOSUB ENVIA_AVIS02  
LOW LEDERR  
GOTO COMIENZA
```

```
ERR9:  
HIGH LEDERR  
DATO="% "  
GOSUB SERIAL  
LCDOUT $FE,1,"89-213/11CERRAR?"  
LCDOUT $FE,$C0,"REVISAR 52-212"  
GOSUB ENVIA_AVIS02  
LOW LEDERR  
GOTO COMIENZA
```

```
ERR10:  
HIGH LEDERR  
DATO="% "  
GOSUB SERIAL  
LCDOUT $FE,1,"89-213/11 ABRIR?"  
LCDOUT $FE,$C0,"REVISAR 52-212"  
GOSUB ENVIA_AVIS02  
LOW LEDERR
```

GOTO COMIENZA

```
ERR11:
HIGH LEDERR
DATO="%"
GOSUB SERIAL
LCDOUT $FE,1,"89-215 CERRAR?"
LCDOUT $FE,$C0,"CERRAR DISY.SECC"
GOSUB ENVIA_AVIS02
LOW LEDERR
GOTO COMIENZA
```

```
ERR12:
HIGH LEDERR
DATO="%"
GOSUB SERIAL
LCDOUT $FE,1,"89-215 ABRIR?"
LCDOUT $FE,$C0,"CERRAR DISY.SECC"
GOSUB ENVIA_AVIS02
LOW LEDERR
GOTO COMIENZA
```

```
ERR14:
HIGH LEDERR
DATO="%"
GOSUB SERIAL
LCDOUT $FE,1,"YA SE ENCUENTRA"
LCDOUT $FE,$C0,"UNA BAHIA EN BP"
GOSUB ENVIA_AVIS02
LOW LEDERR
GOTO COMIENZA
```

```
ERR15:
HIGH LEDERR
DATO="%"
GOSUB SERIAL
LCDOUT $FE,1,"DEBE SELECCIONAR"
LCDOUT $FE,$C0,"SOLO UNA BARRA"
GOSUB ENVIA_AVIS02
LOW LEDERR
GOTO COMIENZA
```

```
ERR16:
HIGH LEDERR
DATO="%"
GOSUB SERIAL
LCDOUT $FE,1,"BARRA A ACTIVA"
LCDOUT $FE,$C0,"NO CERRRAR BP"
GOSUB ENVIA_AVIS02
LOW LEDERR
GOTO COMIENZA
```

```
ERR17:
HIGH LEDERR
DATO="%"
GOSUB SERIAL
LCDOUT $FE,1,"BARRA B ACTIVA"
LCDOUT $FE,$C0,"NO CERRAR BP"
GOSUB ENVIA_AVIS02
LOW LEDERR
GOTO COMIENZA
```

```
ERR18:
HIGH LEDERR
DATO="%"
GOSUB SERIAL
```

```

LCDOUT $FE,1,"BARRA A CON BP"
LCDOUT $FE,$C0,"INTENTE BARRA B"
GOSUB ENVIA_AVIS02
LOW LEDERR
GOTO COMIENZA

```

```

ERR181:
HIGH LEDERR
DATO="%"
GOSUB SERIAL
LCDOUT $FE,1,"NO CERRAR B_A"
LCDOUT $FE,$C0,"BP ACTIVO EN B"
GOSUB ENVIA_AVIS02
LOW LEDERR
GOTO COMIENZA

```

```

ERR19:
HIGH LEDERR
DATO="%"
GOSUB SERIAL
LCDOUT $FE,1,"BARRA B CON BP"
LCDOUT $FE,$C0,"INTENTE BARRA A"
GOSUB ENVIA_AVIS02
LOW LEDERR
GOTO COMIENZA

```

```

ERR191:
HIGH LEDERR
DATO="%"
GOSUB SERIAL
LCDOUT $FE,1,"NO CERRAR B_B"
LCDOUT $FE,$C0,"BP ACTIVO EN A"
GOSUB ENVIA_AVIS02
LOW LEDERR
GOTO COMIENZA

```

```

ERR20:
HIGH LEDERR
DATO="%"
GOSUB SERIAL
LCDOUT $FE,1,"ENERGIZAR DESDE"
LCDOUT $FE,$C0,"OTRA SE? TIERRA"
GOSUB ENVIA_AVIS02
LOW LEDERR
GOTO COMIENZA

```

```

SOLTO:
IF SA=0 OR SB=0 OR SC=0 OR SD=0 OR SE=0 OR SF=0 OR DOSE=0 THEN
GOTO SOLTO
PAUSE 50
ENDIF
RETURN

```

```

ACUSO:
IF ACUSA = 1 THEN
DISABLE
GOTO ACUSO
ENDIF
dato = "!"
GOSUB SERIAL
PAUSE 100
INTCON = %10010000
RETURN
ENABLE

```

```

ENVIA_AVIS02:

```

```
PAUSE 500
GOSUB SOLTO
GOSUB ACUSO
LCDOUT $FE,1
RETURN
```

E Programa de recepción desde PC

```
INCLUDE "modedefs.bas"
```

```
sincompu var portb.0
inter var portb.2
soutc var portb.1
led var porta.2
dato var byte
pausa var word
pausa = 20
high inter
pause 1000
high led
```

```
inicio:
serin sincompu,N9600,dato
low inter
low led
pause 1
high inter
pause pausa
serout soutc,N9600,[dato]
high led
goto inicio
```

F Programa de procesamiento central

```
INCLUDE "modedefs.bas"
```

```
ADCON1 = 7
ON INTERRUPT GOTO interrupcion
INTCON = %10010000
INTER1 VAR PORTA.0
INTER2 VAR PORTA.1
INTER3 VAR PORTA.2
INTER4 VAR PORTA.3
INTER5 VAR PORTE.0
INTER6 VAR PORTA.5
INTER7 VAR PORTC.0
```

```
dato VAR WORD
pausa var word
inout var portb.1
sinbahias var portb.2
sout1 var portb.3
sout2 var portb.4
SOUT3 VAR PORTD.2
SOUT4 VAR PORTD.3
SOUT5 VAR PORTC.5
SOUT6 VAR PORTC.4
SOUT7 VAR PORTD.0
```

```
soutcompu var portb.5
sinp var portb.6
led var portd.1
n var byte
HIGH INTER1
HIGH INTER2
HIGH INTER3
HIGH INTER4
HIGH INTER5
HIGH INTER6
HIGH INTER7
```

```
pausa = 20
```

```

pause 5000
high led
inicio:
if inout=1 then
goto enviaron
endif
goto inicio

enviaron:
low led
serin sinbahias,N9600,dato
serout soutcompu,N9600,[dato]
high led
pause 3
goto inicio

disable
interrupcion:
low led
serin sinp,N9600,dato

if dato="A" OR DATO="B" OR dato="C" OR DATO="D" OR dato="E" OR DATO="F" OR DATO="!" OR
DATO="b" then
low inter1
pause 1
high inter1
pause pausa
serout sout1,N9600,[dato]
GOTO REGRESAR
endif

if dato="H" OR DATO="I" OR dato="J" OR DATO="K" OR dato="L" OR DATO="M" OR DATO="@" OR
DATO="c" then
low inter2
pause 1
high inter2
pause pausa
serout sout2,N9600,[dato]
GOTO REGRESAR
endif

if dato="O" OR DATO="P" OR dato="Q" OR DATO="R" OR dato="S" OR DATO="T" OR DATO="#" or DATO="d"
then
low inter3
pause 1
high inter3
pause pausa
serout sout3,N9600,[dato]
GOTO REGRESAR
endif

if dato="U" OR DATO="V" OR dato="W" OR DATO="X" OR dato="Y" OR DATO="Z" OR DATO="e" or
DATO="f" THEN
low inter4
pause 1
high inter4
pause pausa
serout sout4,N9600,[dato]
GOTO REGRESAR
endif

if dato="2" OR DATO="3" OR DATO="4" OR DATO="5" OR DATO="6" OR DATO="7" then
low inter5
pause 1
high inter5
pause pausa

```

```
serout sout5,N9600,[dato]
GOTO REGRESAR
endif
```

```
if dato="u" OR DATO="v" OR dato="w" OR DATO="x" OR dato="y" OR DATO="z" OR DATO="s" or DATO="t"
then
low inter6
pause 1
high inter6
pause pausa
serout sout6,N9600,[dato]
GOTO REGRESAR
endif
```

```
if dato="{ " OR DATO="_" OR dato="1" then
low inter7
pause 1
high inter7
pause pausa
serout sout7,N9600,[dato]
GOTO REGRESAR
endif
```

```
REGRESAR:
high led
INTCON = %10010000
RESUME
ENABLE
```


ANEXO 5

Programa digital para computadora

```
Private Sub Command1_Click()  
    MSComm1.Output = "A"  
End Sub
```

```
Private Sub Command10_Click()  
    MSComm1.Output = "M"  
End Sub
```

```
Private Sub Command11_Click()  
    MSComm1.Output = "L"  
End Sub
```

```
Private Sub Command12_Click()  
    MSComm1.Output = "K"  
End Sub
```

```
Private Sub Command13_Click()  
    MSComm1.Output = "Q"  
End Sub
```

```
Private Sub Command14_Click()  
    MSComm1.Output = "P"  
End Sub
```

```
Private Sub Command15_Click()  
    MSComm1.Output = "O"  
End Sub
```

```
Private Sub Command16_Click()  
    MSComm1.Output = "T"  
End Sub
```

```
Private Sub Command17_Click()  
    MSComm1.Output = "S"  
End Sub
```

```
Private Sub Command18_Click()  
    MSComm1.Output = "R"  
End Sub
```

```
Private Sub Command19_Click()  
    MSComm1.Output = "X"  
End Sub
```

```
Private Sub Command2_Click()  
    MSComm1.Output = "H"  
End Sub
```

```
Private Sub Command20_Click()  
    MSComm1.Output = "Y"  
End Sub
```

```
Private Sub Command21_Click()  
    MSComm1.Output = "Z"  
End Sub
```

```
Private Sub Command22_Click()  
    MSComm1.Output = "U"
```

End Sub

```
Private Sub Command23_Click()  
    MSComm1.Output = "V"  
End Sub
```

```
Private Sub Command24_Click()  
    MSComm1.Output = "W"  
End Sub
```

```
Private Sub Command26_Click()  
    MSComm1.Output = "x"  
End Sub
```

```
Private Sub Command27_Click()  
    MSComm1.Output = "w"  
End Sub
```

```
Private Sub Command28_Click()  
    MSComm1.Output = "y"  
End Sub
```

```
Private Sub Command29_Click()  
    MSComm1.Output = "6"  
End Sub
```

```
Private Sub Command3_Click()  
    MSComm1.Output = "B"  
End Sub
```

```
Private Sub Command30_Click()  
    MSComm1.Output = "7"  
End Sub
```

```
Private Sub Command31_Click()  
    MSComm1.Output = "4"  
End Sub
```

```
Private Sub Command32_Click()  
    MSComm1.Output = "5"  
End Sub
```

```
Private Sub Command33_Click()  
    MSComm1.Output = "3"  
End Sub
```

```
Private Sub Command34_Click()  
    MSComm1.Output = "2"  
End Sub
```

```
Private Sub Command35_Click()  
    MSComm1.Output = "v"  
End Sub
```

```
Private Sub Command36_Click()  
    MSComm1.Output = "u"  
End Sub
```

```
Private Sub Command37_Click()  
    MSComm1.Output = "!"  
End Sub
```

```
Private Sub Command38_Click()  
    MSComm1.Output = "@"  
End Sub
```

```

Private Sub Command39_Click()
    MSComm1.Output = "E"
End Sub

Private Sub Command4_Click()
    MSComm1.Output = "I"
End Sub

Private Sub Command40_Click()
    MSComm1.Output = "L"
End Sub

Private Sub Command41_Click()
    MSComm1.Output = "6"
End Sub

Private Sub Command42_Click()
    MSComm1.Output = "b"
End Sub

Private Sub Command43_Click()
    MSComm1.Output = "c"
End Sub

Private Sub Command44_Click()
    MSComm1.Output = "w"
End Sub

Private Sub Command45_Click()
    MSComm1.Output = "S"
End Sub

Private Sub Command46_Click()
    MSComm1.Output = "Y"
End Sub

Private Sub Command47_Click()
    MSComm1.Output = "#"
End Sub

Private Sub Command48_Click()
    MSComm1.Output = "d"
End Sub

Private Sub Command49_Click()
    MSComm1.Output = "e"
End Sub

Private Sub Command5_Click()
    MSComm1.Output = "C"
End Sub

Private Sub Command50_Click()
    MSComm1.Output = "f"
End Sub

Private Sub Command51_KeyPress(KeyAscii As Integer)
    If KeyAscii = 66 Then
        Label27.Visible = True
        Label27.Caption = "Rodrigo Antonio Brantes Meza Proyecto de titulacion: Simulacion de una subestacion de 230 kV configurada en 2ble Barra"
    End If
End Sub

Private Sub Command51_MouseMove(Button As Integer, Shift As Integer, X As Single, Y As Single)
    Label27.Visible = False

```

```
End Sub

Private Sub Command52_Click()
    MSComm1.Output = "1"
End Sub

Private Sub Command53_Click()
    MSComm1.Output = "{"
End Sub

Private Sub Command54_Click()
    MSComm1.Output = "_ "
End Sub

Private Sub Command55_Click()
    MSComm1.Output = "{"
End Sub

Private Sub Command56_Click()
    MSComm1.Output = "D"
End Sub

Private Sub Command57_Click()
    MSComm1.Output = "7"
End Sub

Private Sub Command6_Click()
    MSComm1.Output = "J"
End Sub

Private Sub Command7_Click()
    MSComm1.Output = "D"
End Sub

Private Sub Command8_Click()
    MSComm1.Output = "E"
End Sub

Private Sub Command9_Click()
    MSComm1.Output = "F"
End Sub

Private Sub Form_Load()
    MSComm1.PortOpen = True
    Timer1.Interval = 1
    Label27.Visible = False
    Command25.Visible = False
End Sub

Private Sub SoundRec1_GotFocus()
End Sub

Private Sub MIDFile1_GotFocus()
End Sub

Private Sub Timer1_Timer()
    dato = MSComm1.Input

    If Len(dato) > 0 Then
        Label26.Visible = False
        Label2.Caption = dato
        Text1.Text = " "
        Label3.Caption = dato
    End If
End Sub
```

```
End If

If dato = "A" Then
Command1.BackColor = QBColor(12)
End If

If dato = "a" Then
Command1.BackColor = QBColor(10)
End If

If dato = "B" Then
Command3.BackColor = QBColor(12)
End If

If dato = "b" Then
Command3.BackColor = QBColor(10)
End If

If dato = "C" Then
Command5.BackColor = QBColor(12)
End If

If dato = "c" Then
Command5.BackColor = QBColor(10)
End If

If dato = "D" Then
Command7.BackColor = QBColor(12)
Command56.Visible = True
End If

If dato = "d" Then
Command7.BackColor = QBColor(10)
Command56.Visible = False
End If

If dato = "E" Then
Command8.BackColor = QBColor(12)
Command39.BackColor = QBColor(12)
End If

If dato = "e" Then
Command8.BackColor = QBColor(10)
Command39.BackColor = QBColor(10)
End If

If dato = "F" Then
Command9.BackColor = QBColor(12)
Command57.Visible = True
Text2.Text = "Seccionamiento de by pass en linea 1"
End If

If dato = "f" Then
Command9.BackColor = QBColor(10)
Command57.Visible = False
Text2.Text = "Fuera by pass en linea 1"
End If

If dato = "H" Then
Command2.BackColor = QBColor(12)
End If

If dato = "h" Then
Command2.BackColor = QBColor(10)
End If
```

```
If dato = "I" Then
Command4.BackColor = QBColor(12)
End If

If dato = "i" Then
Command4.BackColor = QBColor(10)
End If

If dato = "J" Then
Command6.BackColor = QBColor(12)
End If

If dato = "j" Then
Command6.BackColor = QBColor(10)
End If

If dato = "K" Then
Command12.BackColor = QBColor(12)
End If

If dato = "k" Then
Command12.BackColor = QBColor(10)
End If

If dato = "L" Then
Command11.BackColor = QBColor(12)
Command40.BackColor = QBColor(12)
End If

If dato = "l" Then
Command11.BackColor = QBColor(10)
Command40.BackColor = QBColor(10)
End If

If dato = "M" Then
Command10.BackColor = QBColor(12)
Text2.Text = "Seccionamiento de by pass en linea 2"
End If

If dato = "m" Then
Command10.BackColor = QBColor(10)
Text2.Text = "Fuera by pass en linea 2"
End If

If dato = "O" Then
Command15.BackColor = QBColor(12)
End If

If dato = "o" Then
Command15.BackColor = QBColor(10)
End If

If dato = "P" Then
Command14.BackColor = QBColor(12)
End If

If dato = "p" Then
Command14.BackColor = QBColor(10)
End If

If dato = "Q" Then
Command13.BackColor = QBColor(12)
End If

If dato = "q" Then
Command13.BackColor = QBColor(10)
```

```
End If

If dato = "R" Then
Command18.BackColor = QBColor(12)
End If

If dato = "r" Then
Command18.BackColor = QBColor(10)
End If

If dato = "S" Then
Command17.BackColor = QBColor(12)
Command45.BackColor = QBColor(12)
End If

If dato = "s" Then
Command17.BackColor = QBColor(10)
Command45.BackColor = QBColor(10)
End If

If dato = "T" Then
Command16.BackColor = QBColor(12)
Text2.Text = "Seccionamiento de by pass en linea 3"
End If

If dato = "t" Then
Command16.BackColor = QBColor(10)
Text2.Text = "Fuera by pass en linea 3"
End If

If dato = "U" Then
Command22.BackColor = QBColor(12)
End If

If dato = "u" Then
Command22.BackColor = QBColor(10)
End If

If dato = "V" Then
Command23.BackColor = QBColor(12)
End If

If dato = "v" Then
Command23.BackColor = QBColor(10)
End If

If dato = "W" Then
Command24.BackColor = QBColor(12)
End If

If dato = "w" Then
Command24.BackColor = QBColor(10)
End If

If dato = "X" Then
Command19.BackColor = QBColor(12)
End If

If dato = "x" Then
Command19.BackColor = QBColor(10)
End If

If dato = "Y" Then
Command20.BackColor = QBColor(12)
Command46.BackColor = QBColor(12)
End If
```

```
If dato = "y" Then
Command20.BackColor = QBColor(10)
Command46.BackColor = QBColor(10)
End If
```

```
If dato = "Z" Then
Command21.BackColor = QBColor(12)
Text2.Text = "Seccionamiento de by pass en linea 4"
End If
```

```
If dato = "z" Then
Command21.BackColor = QBColor(10)
Text2.Text = "Fuera by pass en linea 4"
End If
```

```
If dato = "2" Then
Command34.BackColor = QBColor(12)
End If
```

```
If dato = ":" Then
Command34.BackColor = QBColor(10)
End If
```

```
If dato = "3" Then
Command33.BackColor = QBColor(12)
End If
```

```
If dato = ";" Then
Command33.BackColor = QBColor(10)
End If
```

```
If dato = "%" Then
Label4.Caption = "ERROR"
Label4.BackColor = QBColor(12)
Doble_Barra.BackColor = QBColor(12)
End If
```

```
If dato = "4" Then
Command31.BackColor = QBColor(12)
Text2.Text = "Barra 1 a tierra"
End If
```

```
If dato = "<" Then
Command31.BackColor = QBColor(10)
Text2.Text = "Barra 1 puede ser energizada"
End If
```

```
If dato = "5" Then
Command32.BackColor = QBColor(12)
Text2.Text = "Barra 2 a tierra"
End If
```

```
If dato = ">" Then
Command32.BackColor = QBColor(10)
Text2.Text = "Barra 2 puede ser energizada"
End If
```

```
If dato = "6" Then
Command29.BackColor = QBColor(12)
Command41.BackColor = QBColor(12)
End If
```



```

If dato = "?" Then
Command29.BackColor = QBColor(10)
Command41.BackColor = QBColor(10)
End If

If dato = "7" Then
Command30.BackColor = QBColor(12)
Text2.Text = "Barras acopladas"
End If

If dato = "[" Then
Command30.BackColor = QBColor(10)
Text2.Text = "Barras desacopladas"
End If

If dato = "&" Then
Command36.BackColor = QBColor(12)
End If

If dato = "," Then
Command36.BackColor = QBColor(10)
End If

If dato = "*" Then
Command35.BackColor = QBColor(12)
Label1.Caption = "10 MVA"
Label1.BackColor = QBColor(12)
Text2.Text = " Banco de capacitores conectado"
End If

If dato = "." Then
Command35.BackColor = QBColor(10)
Label1.Caption = " "
Label1.BackColor = QBColor(7)
Text2.Text = " Banco de capacitores desconectado"
End If

If dato = "(" Then
Command27.BackColor = QBColor(12)
Command44.BackColor = QBColor(12)
End If

If dato = "/" Then
Command27.BackColor = QBColor(10)
Command44.BackColor = QBColor(10)
End If

If dato = ")" Then
Command26.BackColor = QBColor(12)
Text2.Text = "Barras pueden ser energizadas desde autotransformador"
End If

If dato = "=" Then
Command26.BackColor = QBColor(10)
Text2.Text = "Barras no pueden energizarse desde autotransformador"
End If

If dato = "+" Then
Command28.BackColor = QBColor(12)
Text2.Text = "Seccionamiento de by pass en autotransformador"
End If

If dato = "-" Then
Command28.BackColor = QBColor(10)
Text2.Text = "Fuera by pass en autotransformador"
End If

```

```
If dato = "8" Then
Command25.Visible = True
Command25.Caption = "Energizacion desde lineas"
End If
```

```
If dato = "9" Then
Command25.Visible = False
End If
```

```
If dato = "1" Then
Command52.BackColor = QBColor(12)
End If
If dato = "\" Then
Command52.BackColor = QBColor(10)
End If
If dato = "{" Then
Command53.BackColor = QBColor(12)
Command55.BackColor = QBColor(12)
End If
If dato = "}" Then
Command53.BackColor = QBColor(10)
Command55.BackColor = QBColor(10)
End If
If dato = "_" Then
Command54.BackColor = QBColor(12)
End If
If dato = "^" Then
Command54.BackColor = QBColor(10)
End If
```

```
If dato = "!" Then
Label4.Caption = "CORREGIDO"
Label4.BackColor = QBColor(3)
Doble_Barra.BackColor = QBColor(0)
Text1.Text = "ACUSADO"
```

```
End If
```

```
End Sub
```

ANEXO 6

Extracto del documento “RESTABLECIMIENTO DEL SERVICIO ANTE EL COLAPSO TOTAL DEL SNI” elaborado por el CENACE

5.2 Determinación de las Zonas Eléctricas

El SNI se divide en determinadas zonas eléctricas, para facilitar su restablecimiento y posterior integración.

Los criterios considerados para la conformación de las zonas eléctricas son los siguientes:

Cada zona debe poseer al menos una unidad de generación con capacidad de arranque en negro.

En cada zona se debe contar con al menos una unidad de generación con capacidad de control de frecuencia (regulación secundaria de frecuencia).

En cada zona se debe contar con una capacidad de generación para normalizar parcial o totalmente la carga servida desde esta zona.

Se consideran cuatro zonas eléctricas:

Zona eléctrica A: Pomasqui - Santa Rosa – Totoras

Zona eléctrica B: Quevedo – Daule Peripa - Portoviejo

Zona eléctrica C: Salitral – Trinitaria

Zona eléctrica D: Molino – Milagro – Pascuales

5.3 Pasos previos a la Restauración

El CENACE debe verificar condiciones pos falla con los medios disponibles: comunicación con el COT y con COs de los Agentes y, mediante el análisis de las listas de eventos y alarmas del STR.

El COT y los COs de los Agentes deben reportar al CENACE los elementos de su propiedad que se encuentren indisponibles, como consecuencia del Colapso Total.

El CENACE debe solicitar al COT la apertura de todos los disyuntores del SNT.

El CENACE debe solicitar al COT ubicar la posición de los cambiadores de tap bajo carga de los transformadores y autotransformadores del SNT, en los valores referenciales, indicados en el Anexo 3.

El CENACE debe solicitar a los COs de los Generadores, Distribuidores y Grandes Consumidores conectados al SNT, desconectar los disyuntores de las

líneas de transmisión, transformadores y posiciones de interconexión con el SNT, de tal manera que sean energizados en vacío.

5.4 Restauración de la Zona Eléctrica A: Pomasqui - Santa Rosa – Totoras

El restablecimiento de esta zona se inicia desde el sistema eléctrico de Colombia, mediante el cierre de un circuito de la L/T Jamondino – Pomasqui de 230 kV.

El objetivo del restablecimiento de esta zona es el de reconectar la carga de la EEQSA, EEASA, ELEPCOSA, EERSA, EMELNORTE, EMELBO, EMELSAD y EMELESA y el de suministrar servicios auxiliares a las centrales: Santa Rosa, Esmeraldas, Agoyán, Pucará, Guangopolo y demás centrales de la zona.

El CENACE debe ejecutar las siguientes acciones:

Confirmar con el CND y con el COT que las interconexiones Colombia – Ecuador de 230 kV y 138 kV se encuentran disponibles.

Verificar con el CND que el AGC del sistema colombiano se encuentre en el modo de operación FF.

Solicitar al CND bajar el voltaje de la S/E Jamondino al valor objetivo (225 kV) previo a la energización de un circuito de la L/T Jamondino – Pomasqui de 230 kV.

Solicitar a las centrales Agoyán y Pucará el “arranque en negro” de una unidad y la inmediata alimentación de sus servicios auxiliares.

Nota: El Centro de Operación de HIDROAGOYÁN debe energizar las barras de 138 kV de las centrales Agoyán y Pucará, previa autorización del CENACE.

Coordinar con el CND y con el COT las maniobras establecidas en el Anexo 1, para reconectar la carga del sistema de EMELNORTE desde el sistema Colombiano (carga radial).

Energización subestaciones Pomasqui – Santa Rosa:

Cerrar la posición Pomasqui 2 de 230 kV en la S/E Jamondino.

Solicitar al CND bajar el voltaje de la S/E Jamondino al valor objetivo (230 kV) previo a la energización de la barra de 230 kV de la S/E Pomasqui.

Cerrar la posición Jamondino 2 de 230 kV en la S/E Pomasqui.

Conectar el autotransformador ATU 230/138 kV de la S/E Pomasqui.

Cerrar las posiciones Quito 1 y Quito 2 de 138 kV de la S/E Pomasqui.

Solicitar a la EEQSA reconectar alrededor de 25 MW de carga alimentada desde la S/E Pomasqui.

Cerrar el circuito 2 de la L/T Pomasqui – Santa Rosa de 230 kV.

Conectar el autotransformador ATU 230/138 kV de la S/E Santa Rosa.

Cerrar la L/T Santa Rosa – Central Santa Rosa de 138 kV.

Solicitar a la central Santa Rosa el ingreso de las unidades TG1, TG2 y TG3 como generadores.

Cerrar el transformador TRN 138/46 kV de la S/E Santa Rosa.

Solicitar a la EEQSA el ingreso de las unidades de las centrales hidráulicas Guangopolo, Pasochoa y Chillós.

Solicitar a la EEQSA el ingreso de las unidades de las centrales Gualberto Hernández y Luluncoto, si las mismas están consideradas en el despacho económico diario programado o redespacho vigente.

Solicitar a la EEQSA reconectar alrededor de 10 MW de carga alimentada desde la S/E Santa Rosa.

Nota: No reconectar carga adicional hasta que ingresen las unidades de la central Santa Rosa, mismas que ayudarán al control del voltaje.

Cerrar la posición El Carmen de 138 kV de la S/E Santa Rosa.

Solicitar a la EMAAPQ el ingreso de las unidades de las centrales El Carmen y Papallacta.

Una vez confirmado el ingreso de una unidad de la central Santa Rosa, solicitar a la EEQSA reconectar alrededor de 10 MW de carga alimentada desde la S/E Santa Rosa.

Energización subestaciones Santo Domingo – Esmeraldas:

Cerrar el circuito 2 de la L/T Santa Rosa – Santo Domingo de 230 kV.

Conectar el autotransformador ATU 230/138 kV de la S/E Santo Domingo.

Conectar el autotransformador ATR 138/69 kV de la S/E Santo Domingo.

Cerrar las posiciones Santo Domingo 1 y Santo Domingo 2 de 69 kV de la S/E Santo Domingo.

Solicitar a EMELSAD reconectar alrededor de 20 MW de carga.

Cerrar el circuito 1 de la L/T Santo Domingo - Esmeraldas de 138 kV.

Cerrar el disyuntor 452-G1 correspondiente al lado de alto voltaje del transformador MT1 138/13.8 kV de la S/E Esmeraldas.

Solicitar a la central Esmeraldas el arranque de la unidad si la misma está considerada en el despacho económico diario programado o redespacho vigente.

Cerrar el autotransformador AA1 138/69 kV de la S/E Esmeraldas.

Cerrar las posiciones Esmeraldas y Refinería de 69 kV de la S/E Esmeraldas.

Solicitar a EMELESA reconectar alrededor de 15 MW de carga.

Cerrar el circuito 2 de la L/T Santo Domingo – Esmeraldas de 138 kV.

Solicitar a EMELESA reconectar alrededor de 10 MW de carga.

Cerrar el circuito 1 de la L/T Santa Rosa – Santo Domingo de 230 kV.

Energización subestaciones Vicentina – Totoras - Riobamba:

Cerrar la L/T Santa Rosa – Vicentina de 138 kV.

Conectar el transformador T2 138/46 kV de la S/E Vicentina.

Solicitar a la EEQSA reconectar alrededor de 20 MW de carga alimentada desde la S/E Vicentina.

Nota: Previo a la reconexión de carga adicional en la EEQSA se debe cerrar el anillo: Santa Rosa – Vicentina- Mulaló – Pucará- Ambato – Totoras – Santa Rosa, por condiciones de ángulo.

Solicitar a la EEQSA el ingreso de las unidades de las centrales Cumbayá y Nayón.

Cerrar la L/T Vicentina – Guangopolo de 138 kV.

Solicitar a la central Guangopolo el ingreso de sus unidades, si las mismas están consideradas en el despacho económico diario programado o redespacho vigente.

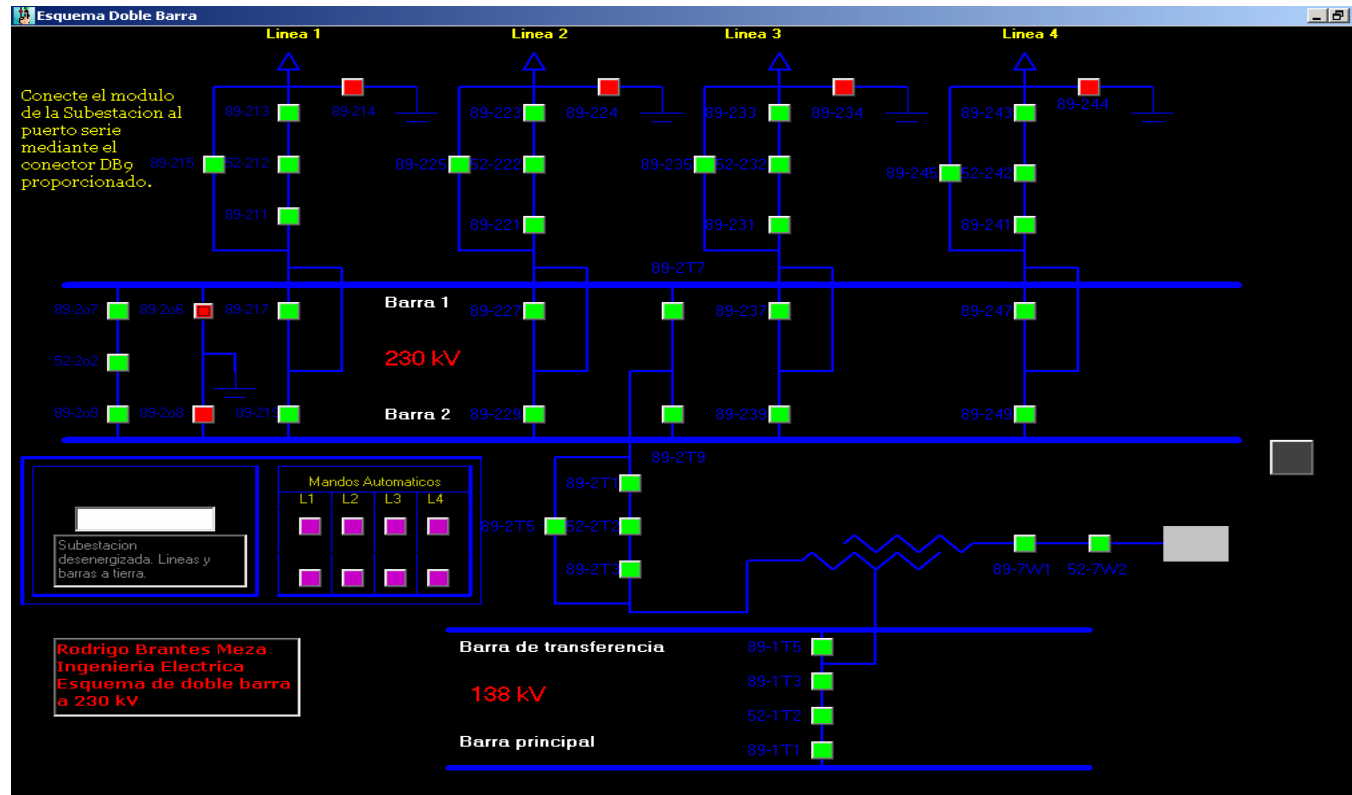
Solicitar a la EEQSA reconectar alrededor de 20 MW de carga alimentada desde la S/E Santa Rosa.

Cerrar el circuito 2 de la L/T Santa Rosa – Totoras de 230 kV.

ANEXO 7

Visualización del programa digital

FIGURA A7.1 Imagen inicial del programa digital



ANEXO 8

Extracto de la descripción de operación técnica del SNT.

DESCRIPCION DE OPERACION TECNICA
DEL SISTEMA NACIONAL DE TRANSMISION (SNT)

0900-E-8002

1. DESCRIPCION GENERAL DEL SISTEMA

1.1 ANTECEDENTES

Para satisfacer la demanda proyectada para los diversos centros de carga del Sistema Nacional Interconectado, se ha provisto un plan de generación que suministre la energía eléctrica necesaria transportada mediante líneas de transmisión a 230kV entre las grandes centrales y las principales subestaciones y por líneas de transmisión a 138kV que llevan la energía de las subestaciones a los centros de consumo.

Esta descripción incluye únicamente el sistema que fue diseñado para la fase B del proyecto del Sistema Nacional Interconectado. La Fig. 1 es un diagrama unifilar del sistema.

1.2 SISTEMA DE 230KV

1.2.1 LINEAS DE TRANSMISION

El sistema quedó dividido en dos zonas de acuerdo con la altitud de sus instalaciones. La zona 1 comprende desde el nivel del mar hasta los 1000 metros. La zona 2 desde los 1000 metros en adelante.

- Línea PAUTE-MILAGRO-PASCUALES, 230kV, doble circuito, conductor ACSR 1113 kcmil, 200 Km de longitud aproximadamente más o menos mitad en zona 1 y mitad en zona 2.
- Línea PASCUALES-QUEVEDO-STO.DOMINGO-STA.ROSA, 230kV, doble circuito, conductor ACSR 1113 kcmil, 340Km de longitud aproximadamente, más o menos 240 Km. en zona 1 y resto en zona 2.

- Línea MILAGRO-MACHALA, 230kV, doble circuito, conductor ACSR 1113 kcmil, 180 Km aproximadamente en zona 1.

1.3 SISTEMA DE 138kV

1.3.1 LINEAS DE TRANSMISION

- Línea PAUTE-CUENCA, 138kV, doble circuito, conductor ACSR 397 kcmil, 30 Km. de longitud aproximadamente en zona 2.
- Línea PASCUALES-SALITRAL, 138kV, doble circuito, conductor ACSR 477 kcmil, 17 Km. de longitud aproximadamente en zona 1.
- Línea PASCUALES-STA.ELENA, 138kV, un circuito, conductor ACSR 397 kcmil, 107 Km. de longitud aproximadamente en zona 1.
- Línea PASCUALES-POSORJA, 138kV, un circuito, conductor ACSR 397 kcmil, 85 Km aproximadamente en zona 1.
- Línea STO. DOMINGO-ESMERALDAS, 138kV, doble circuito, conductor ACSR 397 kcmil, + 154 Km en zona 1.
- Línea QUEVEDO-PORTOVIEJO, 138kV doble circuito (uno correspondiente a fase A), conductor 397 kcmil + 107 Km en zona 1.

1.4 SUBESTACIONES

1.4.1 MOLINO (PAUTE)

- Barras de 230kV: Sistema de doble barra con 7 posiciones ocupadas, 2 de ellas para las futuras líneas Paute-Quito. Tiene futuras posiciones para la fase C.
- Barras de 138kV: Sistema de doble barra con 10 posiciones ocupadas.
- 7 autotransformadores monofásicos de 75/100/125 MVA-OA/FA/FOA, 230/138-13.8kV. Terciario de 20/26/33 MVA.
- 2 bancos de reactores monofásicos conectados en estrella a través de un disyuntor. Capacidad de cada banco 10 MVAR.

A la subestación Molino llegan las salidas de 138kV de los transformadores dentro de la casa de máquinas por medio de cable aislado y

salen dos circuitos de 230kV hacia Milagro y dos circuitos de 138kV hacia Cuenca.

1.4.2 MILAGRO

- Barras de 230kV : Sistema de doble barra con 8 posiciones ocupadas y 5 para futuro.
- Barras de 69kV : Sistema de barra principal y transferencia con 6 posiciones ocupadas y dos para futuro.
- 4 autotransformadores monofásicos de 33/44/55 MVA OA/FA/FOA, 230/69-13.8kV. Terciario de 11/13/15 MVA.

A la subestación Milagro llegan dos circuitos de 230kV desde Molino y salen dos circuitos de 230kV hacia Pascuales, dos circuitos de 230kV hacia Machala, dos circuitos de 69kV para la zona de Milagro y dos circuitos de 69kV para Babahoyo.

1.4.3 PASCUALES

- Barras de 230kV : Sistema de doble barra con 7 posiciones ocupadas y 5 para futuro.
- Barras de 138kV : Sistema de barra principal y transferencia con 6 posiciones ocupadas y 2 futuras.
- 4 autotransformadores monofásicos de 75/100/125 MVA, OA/FA/FOA, 230/138/13.8kV. Terciario de 20/26/33 MVA.
- 2 reactores trifásicos de 10 MVAR cada uno.

A la subestación Pascuales llegan dos circuitos de 230kV desde Milagro y salen dos circuitos de 230kV hacia Quevedo, dos circuitos de 138kV hacia Salitral, uno de 138kV hacia Santa Elena y uno de 138kV hacia Posorja.

1.4.4 QUEVEDO

- Barras de 230kV : Sistema de doble barra con 9 posiciones, 6 ocupadas y 3 futuras.

- Barras de 138kV: Sistema de barra principal y transferencia con 5 posiciones ocupadas y 3 futuras.
- Barras de 69 kV: Sistema de barra principal y transferencia con 4 posiciones ocupadas y 4 futuras.
- 4 autotransformadores monofásicos de 33/44/55 MVA, OA/FA/FOA, 230/138-13.8kV. Terciario de 9/12/15 MVA.
- 1 transformador trifásico (instalado durante la fase A) de 20/26/33 MVA, OA/FA/FOA, 138/69-13.8kV.
- 1 reactor trifásico de 10 MVAR, 13.8kV.

A la subestación Quevedo llegan dos circuitos de 230kV desde la subestación Pascuales y salen dos circuitos de 230kV hacia Santo Domingo, dos circuitos de 138 kV hacia Portoviejo (uno existente desde la fase A) y dos de 69kV a la zona de Quevedo (existen desde fase A).

1.4.5 SANTO DOMINGO

- Barras de 230kV : Sistema de doble barra con 6 posiciones ocupadas y 3 futuras.
- Barras de 138kV : Sistema de barra principal y transferencia con 5 posiciones ocupadas y 3 futuras.
- Barras de 69kV : Sistema de barra principal y transferencia con 4 posiciones ocupadas y 4 futuras.
- 3 autotransformadores de 33/44/55 MVA, OA/FA/FOA, 230/138-13.8kV. Terciario de 9/12/15 MVA.
- 3 autotransformadores de 20/26/33 MVA, OA/FA/FOA, 138/69-13.8kV. Terciario de 5.4/7.2/9 MVA.
- 1 reactor trifásico de 10 MVAR, 13.8kV.

A la subestación Santo Domingo llegan dos circuitos de 230kV desde Quevedo y salen dos circuitos de 230kV hacia Santa Rosa, dos circuitos de 138kV hacia Esmeraldas y dos circuitos de 69 kV hacia la zona de Santo Domingo.

1.4.6 SANTA ROSA

- Barras de 230kV: Sistema de doble barra con 4 posiciones ocupadas y 5 futuras.
- Barras de 138kV: Sistema de barra principal y transferencia con 7 posiciones ocupadas y 5 futuras.
- 4 autotransformadores de 75/100/125 MVA, OA/FA/FOA, 230/138-13.8kV. Terciario de 20/26/33/MVA.
- 2 reactores trifásicos de 10 MVAR cada uno.

1.4.7 CUENCA

- Barras de 138kV : Sistema de barra principal y transferencia con 4 posiciones ocupadas y 4 futuras.
- Barra de 69kV: Sistema de barra principal y transferencia con 4 posiciones ocupadas y 3 futuras.
- 4 autotransformadores monofásicos de 20/26/33 MVA, OA/FA/FOA, 138/69-13.8kV. Terciario de 5.4/7.2/9 MVA.

A la S/E Cuenca llegan dos circuitos de 138kV desde Molino y salen dos circuitos de 69kV a Cuenca. Un circuito a 138kV saldrá en el futuro a Loja.

1.5 EQUIPOS DE LAS SUBESTACIONES

Los diagramas unifilares de cada subestación que se anexan muestran el número de unidades que será empleadas en las instalaciones, así como los voltajes de operación. Otras características físicas y eléctricas se describen en las siguientes secciones.

1.5.1 AUTOTRANSFORMADORES

Los autotransformadores son monofásicos, en baño de aceite, enfriamiento OA/FA/FOA, 5 taps de 2.5%, 2 arriba y 2 abajo del voltaje nominal, cambiador de taps manual, conexión estrella, neutro puesto solidamente a tierra. Cada banco de autotransformadores tiene un terciario en delta a 13.8kV. Sus capacidades están indicadas para cada subestación en la sección 1.4.

Las anteriores características de los autotransformadores son generales. Para información completa referirse a los libros de instrucciones suministrados por el fabricante.

1.5.2 DISYUNTORES

Son del tipo de tanque solidamente puesto a tierra, aislado en gas SF6. Los disyuntores para 230kV constan de tres unidades unipolares. Los disyuntores para voltajes menores constan de una unidad trifásica. Sus principales características son :

Tipo	200-SFMT-40A	
Voltaje nominal	242	KV
Corriente	2000/1200	A
Capacidad interruptiva	40/20	KA
Tiempo de interrupción	2	Ciclos
Resistencia de preinserción	a 120° 400	ohms

Tipo	140-SFMT-40A	
Voltaje nominal	145	KV
Corriente	2000/1600	A
Capacidad interruptiva	40	KA
Tiempo de interrupción	3	Ciclos

Tipo	120-SFMT-40A	
Voltaje nominal	145	KV
Corriente	2000/1200	A
Capacidad interruptiva	40/20	KA
Tiempo de interrupción	3	Ciclos

Tipo	70-SFMT-40A	
Voltaje nominal	72.5	KV
Corriente	800	A
Capacidad interruptiva	19	KA
Tiempo de interrupción	5'	Ciclos
Tipo aislado en aceite	70-GTE-20A	
Voltaje nominal	72.5	KV
Corriente	800/1600	A
Capacidad interruptiva	19	KA
Tiempo de interrupción	5	Ciclos
Tipo aislado en aceite	20-GLC-25	
Voltaje nominal	14.4	KV
Corriente	600	A
Capacidad interruptiva	8.9	KA
Tiempo de interrupción	5	Ciclos

1.5.3 SECCIONADORES

Son de operación trifásica, apertura horizontal, accionados eléctricamente, los de 230kV y 138kV y manualmente los de puesta a tierra, los de 69kV y los seccionadores de barra. Los seccionadores de 230kV y 138kV con cuchillas de puesta a tierra tienen interbloqueo mecánico y eléctrico que consta de un perno controlado por un solenoide. La energización del solenoide acciona el perno para permitir cerrar las cuchillas de puesta a tierra. Los seccionadores de 69kV, tanto de fase como de puesta a tierra, tienen el perno accionado por solenoide.

1.5.4 DIVISORES CAPACITIVOS DE POTENCIAL

Están conectados a los terminales de cada línea. Los usados para onda portadora (CARRIER) tienen bobina de drenaje y switch de puesta a tierra. Sus transformadores de potencial tienen tres secundarios de 115/66.4 V cada uno.

1.5.5 TRANSFORMADORES DE POTENCIAL

Usados en las barras de 138kV y 69kV. Tienen dos secundarios de 115/66.4 V cada uno. Para sus características completas referirse a los datos de fabricante.

1.5.6 TRANSFORMADORES DE CORRIENTE

Cada autotransformador monofásico tiene TC's en los bujes así: en alta uno para imagen térmica y otro para protecciones, en el neutro ^{ca} uno para imagen térmica, en los del terciario uno para, imagen térmica. En los autotransformadores de 138/69-13.8kV adicionalmente hay un TC en el buje de baja para medición y otro de reserva. Los disyuntores están provistos de TC's en los seis bujes que se emplean para la protección y medida. Las relaciones de transformación de todos los TC's están indicadas en los planos unifilares de cada posición de las subestaciones.

Para el neutro del banco de autotransformadores se utiliza un TC tipo estación con dos devanados secundarios de relación 200/5, para protección.

1.5.7 PARARRAYOS

Cada terminal de línea y cada entrada de autotransformador están provistos de pararrayos tipo válvula.

Cada pararrayos está montado en una sub-base de aisladores sobre estructura de acero en la que se encuentra el contador de descargas a tierra.

1.5.8 REACTORES

En algunas de las subestaciones se instalaron reactores para control de tensión, conectados a los terciarios de los autotransformadores. Estos reactores son trifásicos, capacidad de 10 MVA cada uno, voltaje nominal de 13.8kV. Las subestaciones con reactor y su número son las siguientes :

<u>SUBESTACION</u>	<u>Nº DE REACTORES</u>
PASCUALES	2
QUEVEDO	1
STO. DOMINGO	1
STA. ROSA	2

1.5.9 EQUIPOS DE FASE "A"

Algunos de los equipos que fueron instalados en las subestaciones de la fase A fueron retirados de su ubicación original y reubicados en distintos puntos del sistema de fase B. En los documentos 0901-E-8009 y 0903-E-8009 presentados anteriormente para Sta. Rosa y Quevedo respectivamente, quedaron indicados los equipos que se retiran de dichas subestaciones y los lugares de su reubicación.

2. ESQUEMAS DE PROTECCION DEL SISTEMA

2.1 LINEAS DE TRANSMISION DE 230KV

2.1.1 PROTECCION PRIMARIA

Este es un esquema de protección de Disparo Transferido Permisivo de Sobrealcance que consiste de un sistema trifásico de distancia, tipo piloto para fase y tierra conjuntamente con un sistema carrier y auto-recierre simple. Está provista de protección direccional y de bloqueo de disparo por oscilaciones de potencia. El bloqueo por oscilaciones de potencia está excluido de las subestaciones Sta. Rosa (línea Sto. Domingo) y Pascuales (línea Milagro).

Esta protección incluye los siguientes relés :

- 1- Relé trifásico de distancia para fase y tierra 21P/21NP
- 1- Relé de disparo de alta velocidad 94NP
- 1- Relé auxiliar para carrier 85
- 1- Relé de recierre 79
- 1- Relé auxiliar para el recierre 79Z

- 1- Relé de bloqueo de disparo por oscilaciones de potencia 68
- 1- Relé de falla de fusible VTP, 97
- 1- Relé "Neutral Impedance Replica"

En cada terminal el disparo por carrier ocurrirá solo cuando :

- 1) La falla fue detectada por el relé piloto.
- 2) La señal de "guardia" ha desaparecido.
- 3) La señal de "disparo" se recibió dentro de un tiempo prede-terminado después de la pérdida de la señal "guardia".

En el caso de falla del carrier, hay provistos relés de respaldo para el disparo del disyuntor.

2.1.2 PROTECCION SECUNDARIA

Esta consiste en un esquema de distancia de 3 zonas para protección contra fallas de fase y tierra. Los relés de zona 1 proveen disparo directo de alta velocidad para casi toda la longitud de línea. Las zonas 2 y 3 proveen respaldo temporizado para toda la línea con sobrealcance a través de relés de tiempo.

Esta protección incluye los siguientes relés :

- 1- Relé de distancia para fase 21Z
- 1- Relé de distancia para tierra 21N
- 1- Relé de disparo de alta velocidad 94N
- 1- Relé de falla de fusible VTP
- 1- Relé de bloqueo de disparo por oscilaciones de potencia 68
- 1- Relé auxiliar del de oscilaciones de potencia 68X
- 1- Relé "neutral impedance replica"

2.1.3 PROTECCION POR FALLA DE DISYUNTOR

Está provisto un relé detector de fallas (50BF) con dos elementos de fase y un elemento de tierra. Este detecta sobrecorriente de falla que cause la operación de un relé de línea y energiza un relé de tiempo (62BF). Si la falla persiste al término

del tiempo previsto, el relé 62BF energiza el relé de bloqueo 86B de la barra para disparar todos los disyuntores de los circuitos que alimentan la falla.

2.1.4 RECIERRE DE ALTA VELOCIDAD

Consta de un relé de recierre simple (79). El recierre es permisivo, controlado por el relé auxiliar 79Z. El recierre ocurre cuando el disparo ha sido a través de la protección primaria o cuando la onda portadora está en servicio y opera la protección secundaria.

2.1.5 EQUIPO DE ONDA PORTADORA

Este equipo para el canal de disparo transferido es del tipo de banda angosta con cambio de frecuencia. El receptor carrier incluye toda la lógica y los relés de "guardia" y "disparo".

2.2 PROTECCION DE BARRAS DE 230KV

Consiste de una protección diferencial de voltaje de alta impedancia, provista de relés selectores de barra que permiten disparo solamente de los disyuntores conectados a la barra de la falla. Este esquema opera como sigue :

Supongamos una falla en la barra 1. Los relés diferenciales detectan la falla y operan el relé de disparo de alta velocidad, previa selección de la barra se sella por medio de un relé auxiliar y dispara todos los disyuntores conectados a la barra 1. Los relés diferenciales son comunes para las dos barras y tienen elementos de reposición instantánea, pudiendo operar rápidamente en caso de fallas consecutivas en ambas barras.

Si el disyuntor acoplador de barras falla en el disparo, el relé de protección contra falla de disyuntor, que también detectó la falla, energiza los relés de tiempo asociado y, si la falla per-

siste al término del período de tiempo predeterminado, el relé de bloqueo dispara los disyuntores conectados a la barra 2.

Cuando el acoplador de barras se encuentra abierto y se presenta una falla en barras, el relé diferencial dispara todos los disyuntores de las dos barras.

2.2.1 ACOPLADOR DE BARRAS EN TRANSFERENCIA

Cuando el disyuntor acoplador de barras se usa para reemplazar el disyuntor de una línea o transformador, aquel debe ser incluido en la protección diferencial de las barras. Esto se logra operando uno de los switches de transferencia 43T (dependiendo de cual es la barra de transferencia) de la posición normal o la de transferencia pasando previamente por la posición "inhabilitado", que retiene el corto circuito de los transformadores de corriente del disyuntor acoplador de barras y pone en cortocircuito las bobinas del relé diferencial.

La transferencia puede hacerse tanto en frío (línea o transformador a transferir desenergizado) o en caliente (energizado).

Para realizar dicha transferencia en caliente se debe dejar sobre la barra seleccionada, como de transferencia, solo el circuito a transferirse, pasando todos los demás circuitos a la otra barra, bajo estas condiciones se está listo para realizar la transferencia que se inicia inhabilitando la protección diferencial de barras girando el selector 43T (1 o 2 según la barra seleccionada como transferencia) a la posición de "inhabilitado", en el tablero aparece una luz roja intermitente que nos indica la falta de protección, a continuación las protecciones de la posición a transferirse deben pasarse al disyuntor de transferencia girando a la posición de "bypass" el selector 43-2n2 de la posición a transferirse, en el tablero aparece una luz amarilla intermitente que indica "bypass incompleto". A continuación se puede cerrar el seccionador de bypass seleccionado y desaparece la luz amarilla intermitente. Como siguiente paso se procede a abrir el disyuntor y los seccionadores asociados de la posición transferida y por último restablecemos la protección diferencial de barras girando el selector 43T a la posición "transferencia", desapareciendo la luz roja intermitente.

Para realizar la transferencia en frío se supone abierto el campo a transferirse y también se debe seleccionar la barra a usar como transferencia dejando solo el circuito a transferirse sobre esta, luego se abre el disyuntor de acople y se procede a realizar la transferencia de la misma forma hasta tener cerrado el seccionador de bypass, en este momento se podrá cerrar el disyuntor de transferencia y girar el selector 43T a la posición "transferencia".

Para regresar a condiciones normales de una transferencia también se presentan dos posibilidades para el retorno en caliente se tendrá que inhabilitar nuevamente la protección diferencial de barras pasando a "inhabilitado" el selector 43T que se encontraba en la posición "transferencia", apareciendo la luz roja intermitente de indicación, pueden cerrarse ahora los seccionadores y el disyuntor del campo a restablecer y se abre el seccionador de bypass, apareciendo la luz amarilla intermitente, para retornarle las protecciones al disyuntor propio se gira el selector 43-2n2 que se encontraba en "bypass" a la posición "Normal" desapareciendo la luz amarilla y para restablecer la protección diferencial de barras el selector 43T se gira a la posición "normal" pudiéndose ahora distribuir los circuitos sobre las dos barras.

Para la condición de frío se inhabilita la protección diferencial de barras, se abre el disyuntor de acople y el seccionador de transferencia y se retorna el selector 43-2n2 a la posición de "normal" se vuelve a cerrar el disyuntor de acople se restablece la protección diferencial girando a "normal" el selector 43T que estaba en "inhabilitado" y el sistema queda restablecido.

2.2.2 PROTECCION DE LA POSICION DE ACOPLADOR DE BARRAS

Quando el disyuntor está funcionando como acoplador de barras normal, está protegido por el esquema diferencial de barras descrito en 2.2.

2.2.3 ACOPLADOR DE BARRAS COMO DISYUNTOR DE LINEA

El disyuntor queda protegido por la protección secundaria de la línea cuyo disyuntor es reemplazado. Las protecciones son transferidas al TC del acoplador y los circuitos de control al disyuntor del mismo.

2.2.4 ACOPLADOR DE BARRAS COMO DISYUNTOR DE TRANSFORMADOR

El procedimiento es, en general, similar al de la sección 2.2.3.

2.2.5 SUPERVISION DEL POTENCIAL DE BARRA

Hay dos relés de bajo voltaje (27) y dos de sobrevoltaje (59) como supervisores del potencial de barra. Los relés de voltaje 27 y 59 están conectados a través de transformadores de potencial variable (VARIAC) para dar a los relés un ajuste preciso que controla el disyuntor del reactor asociado además de alarma ALTO/BAJO voltaje.

2.3 PROTECCION DE AUTOTRANSFORMADOR DE 230/138-13,8kV

Este esquema es instalado para las subestaciones Sta. Rosa, Sto. Domingo, Quevedo y Pascuales cuyos transformadores tienen conectados reactores a sus terciarios. La protección de los reactores está incluida en el esquema diferencial del transformador. La protección del transformador incluye lo siguiente :

- 1 - Relé trifásico diferencial de alta velocidad 87T
- 3 - Relés de sobrecorriente de fase 51
- 1 - Relé de sobrecorriente de tierra 51N
- 1 - Relé de disparo y bloqueo 86T

Para falla de disyuntor :

- 1 - Relé detector de falla 50BF.

El reactor está provisto de relés de protección por sobrecorriente.

La protección del autotransformador de 230/69-13.8kV de Milagro es similar, solo que éste no tiene reactor en su terciario.

Las barras de 13.8kV del terciario de los autotransformadores están provistas de un sistema detector de fallas a tierra que consiste de :

- 3 - Transformadores monofásicos de 14.4kV - 120/240V. 10KVA conectados en Y los primarios y delta abierta los secundarios.
- 1 - Relé detector de tierra.

2.4 LINEAS DE TRANSMISION DE 138kV

2.4.1 PROTECCION PRIMARIA

El esquema de esta protección es similar al de la línea de 230kV, pero sin la protección por oscilaciones de potencia (68).

2.4.2 PROTECCION SECUNDARIA

El esquema de esta protección es similar al de la línea de 230kV, sin la protección por oscilaciones de potencia (68).

2.4.3 PROTECCION POR FALLA DE DISYUNTOR

Es también similar a la descrita para la línea de 230kV.

2.4.4 RECIERRE DE ALTA VELOCIDAD

Esquema permisivo, de recierre simple, similar al descrito para la línea de 230kV.

2.4.5 PROTECCION DE BARRAS DE 138kV

Esta protección consiste de un esquema diferencial de voltaje, de alta impedancia, similar al esquema para las barras de 230kV descrito en 2.2, excepto que en 138kV solo una de las barras es considerada como de operación y la otra como de reserva o transferencia. La corriente en el disyuntor de transferencia es sólo en un sentido.

2.4.6 DISYUNTOR DE TRANSFERENCIA

Cuando el disyuntor de transferencia opera como disyuntor de línea o transformador, la protección y los circuitos de control de la línea o transformador son transferidos al disyuntor de transferencia por medio del selector 43-ln2 y el relé 57L para líneas o 57T para transformador. La transferencia puede realizarse estando en servicio el campo a reemplazar (en caliente) o energizando dicho campo (en frío) para la primera como ya se dijo el campo está en servicio y primero deben cerrarse los seccionadores asociados al disyuntor de transferencia y el seccionador de transferencia, luego se transfieren las protecciones y el control girando a la posición bypass el selector 43-ln2 del campo a transferirse, quedando ~~en corto~~ el TC de protección secundaria de dicho campo en el caso de líneas y el de la diferencial en el caso de los transformadores también aparece en el tablero de transferencia una luz intermitente que indica "bypass incompleto", paso seguido debe cerrarse el disyuntor de transferencia vía sincronización para las líneas o sea pasando el selector 43/SS- 102 a la posición "sincronización". Una vez cerrado el disyuntor desaparece la luz intermitente y se pueden abrir el disyuntor y los seccionadores asociados del campo transferido. Para la transferencia en frío se tienen los seccionadores del campo a reemplazar abierto y el procedimiento es similar hasta el cierre del disyuntor el cual puede ser sincronizado si la línea tiene tensión o simplemente cargando cuando no la tiene, terminando así la operación. Para regresar a la condición normal cuando se tiene el disyuntor de transferencia en servicio también se puede hacer en caliente, cerrando los seccionadores y el disyuntor que se van a restituir, pasando luego el selector 43-ln2 a la posición "normal" regresándose así la protección secundaria o diferencial al disyuntor propio así como los circuitos de control y cortocircuitando el TC respectivo en el disyuntor de transferencia, también aparece la luz intermitente

de "bypass incompleta" paso seguido debe abrirse el disyuntor de transferencia, desapareciendo la luz intermitente, para completar la operación se abre el seccionador de bypass.

Para desenergizar un campo que se encuentra en bypass solo es necesario abrir el disyuntor de transferencia, el seccionador de bypass y girar el selector 43-In2 a la posición de "normal".

2.4.7 SUPERVISION DEL POTENCIAL DE BARRA

Relés de bajo voltaje (27) y sobrevoltaje (59) son usados para proveer alarma de ALTO/BAJO voltaje.

2.5 PROTECCION DE AUTOTRANSFORMADOR DE 138/69-13.8kV

Consiste de relés diferenciales y relés de tiempo de sobrecorriente para fase y tierra. El esquema es similar al descrito para el autotransformador de 230/138kV en la sección 2.3, excepto que en éste no hay reactor. El relé 62BF de la posición de transferencia es común para todos los 50BF del lado de 138kV. El lado de 69kV está provisto de relé detector de falla 50BF y relé de tiempo 62BF.

2.6 LINEAS DE TRANSMISION DE 69kV

El esquema de protección de estas líneas consiste de relés de tiempo de sobrecorriente para fase y tierra con disparo instantáneo. Está también provista de relé para recierre múltiple. Este esquema es para las líneas de 69kV de todas las subestaciones, excepto Cuenca, cuyas líneas están protegidas por relés direccionales, polarizados con corriente y tensión.

2.7 PROTECCION DE BARRAS DE 69kV

Este esquema consta de protección diferencial de voltaje de alta impedancia y alta velocidad para la barra de operación. Incluye relé de disparo y bloqueo.

2.7.1 DISYUNTOR DE TRANSFERENCIA

El concepto general del esquema de protección del disyuntor de transferencia cuando reemplaza el circuito de una línea o transformador, es similar al descrito en la sección 2.4.6.

2.7.2 SUPERVISION DE POTENCIAL DE BARRA

Relés de bajo voltaje (27), y sobrevoltaje (59) son usados como supervisores del potencial de barra. La función de estos relés es la de proveer alarma de ALTO/BAJO voltaje.

2.8 ENCLAVAMIENTOS DE SEGURIDAD

Los arreglos de enclavamiento de seguridad son para todos los sistemas. La descripción completa y detallada de operación del sistema de enclavamiento está contenida en el "MANUAL DE OPERACION DE SUBESTACIONES" de cada una de las subestaciones. Aquí se da solo una descripción concisa y general.

2.8.1 ENCLAVAMIENTO EN 230KV

El sistema de enclavamiento interviene en las siguientes operaciones :

- Cuando el disyuntor acoplador de barras es usado en reemplazo del disyuntor de una línea o transformador. La barra 1 o la barra 2 puede ser usada como de transferencia.
- Solamente el circuito acoplador de barras y uno de los otros circuitos puede ser conectado a la barra usada como de transferencia a un mismo tiempo.
- Ningún seccionador podrá ser abierto o cerrado bajo carga a menos que haya un camino paralelo para la corriente.

2.8.2 SECCIONADORES DEL DISYUNTOR

Estos seccionadores que aislan el disyuntor (seccionadores 1 y 3), operan simultáneamente y un enclavamiento está provisto para asegurar que pueden operarse solo cuando el disyuntor asociado esté abierto.

2.8.3 SECCIONADORES DE PUESTA A TIERRA DE LINEA

Estos seccionadores están provistos de un enclavamiento mecánico y uno eléctrico de perno accionado por un solenoide. Este enclavamiento evita el cierre del seccionador a menos que :

- La línea esté desenergizada.
- El seccionador de bypass asociado esté abierto.

2.8.4 SECCIONADORES DE PUESTA A TIERRA DE BARRAS

Están instalados en los seccionadores asociados al disyuntor acoplador de barras. Tienen un enclavamiento que evita su operación a menos que todos los seccionadores selectores de barra conectados a la barra asociada estén en posición abierta.

2.8.5 SECCIONADORES SELECTORES DE BARRA

La operación de los seccionadores selectores de barra está descrita con detalle en el "MANUAL DE OPERACION DE SUBESTACIONES" de cada una de las subestaciones con barras de 230kV.

2.8.6 SECCIONADORES DE BY-PASS DE 230KV

La operación de este seccionador se realiza solo en caso de que el disyuntor asociado se quiera poner fuera de servicio y el acoplador de barras lo sustituye. Las condiciones detalladas de operación están descritas en el "MANUAL DE OPERACION DE SUBESTACIONES" de cada una de las subestaciones.

2.8.7 PANELES DE SINCRONIZACION

Excepto Quevedo y Milagro, las demás subestaciones tienen equipo de sincronización que incluye lo siguiente :

- 2 - Voltímetros indicadores
- 2 - Frecuencímetros
- 1 - Sincronoscopio con relé de sincronismo
- 2 - Lámparas

En el caso de Quevedo y Milagro solo un sincronoscopio es instalado para comparar los voltajes de ambas barras, cuando se encuentran desacopladas y se quieren acoplar nuevamente.

2.8.8 ENCLAVAMIENTOS EN 138KV

Este enclavamiento asegura que :

- Solo un circuito puede conectarse a la barra de transferencia al mismo tiempo.
- Ningún seccionador puede operarse con carga a menos que haya un camino paralelo de la corriente.

El proceso de reemplazo del disyuntor de un circuito por el de transferencia se explica en detalle en el "MANUAL DE OPERACION DE SUBESTACIONES".

2.8.9 SECCIONADORES DEL DISYUNTOR

Estos seccionadores de aislamiento del disyuntor operan simultáneamente y tienen un enclavamiento que permite su operación solo cuando :

- El disyuntor asociado está abierto.
- El seccionador de puesta a tierra de la barra principal está abierto.

2.8.10 SECCIONADORES DE TRANSFERENCIA

Estos seccionadores son usados únicamente cuando el disyuntor de transferencia sustituye un circuito de línea o transformador. El proceso de operación está descrito en el "MANUAL DE OPERACION DE SUBESTACIONES".

2.8.11 SECCIONADORES DE PUESTA A TIERRA DE LINEA

Además del enclavamiento mecánico tienen uno eléctrico de solenoide que previenen su cierre a menos que :

- La línea asociada esté desenergizada.
- El seccionador de transferencia asociado esté abierto.

2.8.12 SECCIONADORES DE PUESTA A TIERRA DE BARRA

Estos seccionadores son instalados en los seccionadores del disyuntor de transferencia. El esquema de enclavamiento permite su operación cuando :

- Para el seccionador de tierra de la barra principal, los seccionadores en la barra principal están todos abiertos.
- Para el seccionador de tierra de la barra de transferencia, todos los seccionadores en la barra de transferencia están abiertos.
- Los seccionadores asociados al disyuntor de transferencia deben estar abiertos.

3. EQUIPO DE MEDICION

Los esquemas de medición de las distintas posiciones constan, en términos generales, de lo siguiente :

3.1 Líneas de 230kV.-

- 1 - Vatímetro
- 1 - Varímetro
- 1 - Voltímetro indicador
- 3 - Amperímetros indicadores

3.2 Barras de 230kV.-

- 2 - Voltímetros indicadores - uno en cada barra

3.3 Posición de acoplamiento de 230kV.-

- 3 - Amperímetros indicadores

3.4 Autotransformador de 230/138-13.8kV.- En el lado de 138kV:

- 3 - Amperímetros indicadores
- 1 - Voltímetro indicador para el terciario

3.5 Autotransformador de 138/69-13.8kV.- En el lado de 133kV :

- 1 - Vatímetro
- 1 - Varímetro
- 1 - Medidor de vatios hora con transmisor de pulsos
- 1 - Medidor de vars hora con transmisor de pulsos
- 3 - Amperímetros indicadores

NOTA .- El transformador de Milagro 230/69-13.8kV tiene similar medición en el lado de 69kV.

3.6 Barras de 138kV.-

- 1 - Voltímetro indicador

3.7 Posición de transferencia de 138 kV.-

- 3 - Amperímetros indicadores

3.8 Líneas de 138kV.-

De interconexión o radiales :

- 1 - Vatímetro
- 1 - Varímetro
- 1 - Voltímetro indicador
- 3 - Amperímetros indicadores

3.9 Líneas de distribución de 69kV.-

- 1 - Vatímetro
- 1 - Varímetro
- 3 - Amperímetros indicadores

3.10 Barras de 69kV.-

1 - Voltímetro indicador

3.11 Posición de transferencia de 69kV.-

3 - Amperímetros indicadores

4. SISTEMA LOCALIZADOR DE FALLAS

4.1 LOCALIZADOR FIJO

El localizador de fallas tipo fijo es instalado en las subestaciones Sta. Rosa y Quevedo. Es un aparato de estado sólido para dos líneas de 230kV.

4.2 LOCALIZADOR DE FALLAS PORTATIL

Cada subestación cuenta con un aparato portátil para las líneas de transmisión de 230kV, 138kV y 69kV. Este equipo es conocido como analizador de fallas de línea.

5. REGISTRADOR AUTOMATICO DE FALLAS

Cada subestación, con excepción de Cuenca, está provista de un registrador automático de fallas. Las subestaciones Sta. Rosa y Quevedo lo tienen desde su construcción en fase A. El manual de fabricante contiene toda la información técnica y de operación de este aparato.

6. ENERGIZACION DE LINEAS Y SUBESTACIONES

En el documento N° 0900-E-8003 titulado PROCEDIMIENTO DE CONVERSION DE LA LINEA QUITO-GUAYAQUIL DE 138kV a 230kV se describe, en forma general, la energización de las subestaciones del sistema Quito-Guayaquil construídas durante la fase B.

En este documento se describe con detalle el procedimiento de energización de dichas subestaciones : En Sta. Rosa y Quevedo la sección de 230kV; en Sto. Domingo y Pascuales, que son de nueva construcción, la subestación completa.

La energización de las subestaciones Milagro y Cuenca y de las líneas de transmisión que parten de ellas es objeto de los documentos 0900-E-8004 y 0900-E-8005 respectivamente.

La línea Quito-Guayaquil, que ha estado energizada a 138kV, fue construida con aislamiento de 230kV, previendo que sería convertida a este voltaje al terminar la construcción de las subestaciones de la fase B.

Puesto que dicha línea Quito-Guayaquil fue sujeta a pruebas para ser energizada a 138kV, no será mayor problema energizar a 230kV los diferentes tramos : Pascuales - Quevedo, Quevedo - Sto. Domingo y Sto. Domingo.- Sta.Rosa.

La Fig. 1 es un diagrama unifilar simplificado del sistema que nos ocupa en este documento.

A continuación se da una descripción "paso a paso" del procedimiento a seguir para la energización de las subestaciones y líneas de transmisión.

6.1 SUBESTACION PASCUALES

Plano de referencia, Diagrama Unifilar Principal 0904-E-7101.

6.1.1 BARRAS DE 138kV

Las barras están conectadas con doble circuito a la subestación Salitral, línea Salitral 2 a la posición 5 y línea Salitral 1 a la posición 8.

- a) Inicialmente ambas barras, principal y transferencia están desenergizadas.
- b) Verificar que el disyuntor y seccionadores de cada posición estén abiertos.
- c) Energizar desde Salitral las líneas de transmisión Pascuales 1 y Pascuales 2, una por una:
- d) Verificar que todos los seccionadores de puesta a tierra estén abiertos y que no haya tierras en las líneas o barras.

Si la energización de esta subestación se inicia con la línea Salitral 1 por la posición 8, hacer lo siguiente :

- e) Cerrar los seccionadores 141 y 143.
- f) Cerrar el disyuntor 142.

Con esta última operación la barra principal quedó energizada. Enseguida se conecta la línea Salitral 2.

- g) Cerrar los seccionadores 131, 133 y disyuntor 132.

Para hacer la prueba de transferencia de un circuito, seguir las instrucciones del "MANUAL DE OPERACION DE SUBESTACIONES" de la subestación Pascuales.

6.1.2 ENERGIZACION DE LINEAS

Para energizar las líneas a Sta.Elena y Posorja, hacer lo siguiente :

- a) Verificar que los seccionadores de puesta a tierra en ambos extremos de las dos líneas estén abiertos y que no haya tierras en las líneas.
- b) Cerrar los seccionadores 111 y 113.
- c) Cerrar el disyuntor 112.
- d) Cerrar los seccionadores 121 y 123.
- e) Cerrar el disyuntor 122.

Con las operaciones anteriores ambas líneas, Sta.Elena y Posorja quedan energizadas.

6.1.3 AUTOTRANSFORMADOR ATU Y REACTORES

Para la energización de este grupo de aparatos primero se energiza el autotransformador y luego se cierran los disyuntores de los reactores. Si alguno de los aparatos tiene falla, su localización será más fácil que si se energizan simultáneamente.

- a) Verificar que el disyuntor 2U2 y seccionadores 2U1, 2U3 y 2U5 estén abiertos.

- b) Verificar que los seccionadores 7W1 y 7X1 estén cerrados.
- c) Verificar que el banco de transformadores detector de falla a tierra esté conectado al terciario.
- d) Cerrar los seccionadores 1U1 y 1U3.
- e) Cerrar el disyuntor 1U2.

Si la energización del autotransformador fue satisfactoria, continuar con los reactores.

- f) Cerrar el disyuntor 7W2.
- g) Cerrar el disyuntor 7X2.

6.1.4 SERVICIOS AUXILIARES

Estando energizado el autotransformador ATU se pone en servicio el alimentador de los servicios auxiliares cerrando el seccionador 731-2.

6.1.5 BARRAS DE 230kV

El procedimiento de energización de las barras de 230kV es el siguiente :

- a) Verificar que todos los seccionadores selectores de barra (7 y 9) y los de puesta a tierra 2 Ø 6 y 2 Ø 8 estén abiertos.
- b) Verificar que el disyuntor 1U2 y seccionadores asociados estén cerrados.
- c) Si la barra seleccionada es la 1, cerrar el seccionador 2U7. Si la seleccionada fue la 2, cerrar el seccionador 2U9.
- d) Cerrar los seccionadores 2U1 y 2U3.
- e) Cerrar el disyuntor 2U2.

6.1.6 ENERGIZACION DE LAS DOS BARRAS DE 230 KV

Estando inicialmente energizada una de las barras, la otra se energiza a través del disyuntor acoplador de barras. Hacer lo siguiente :

- a) Verificar que el seccionador de puesta a tierra (2Ø6 o 2Ø8) del lado de la barra que se va a energizar, esté abierto.
- b) Verificar que todos los seccionadores selectores de barra, excepto el del transformador en la barra energizada, estén abiertos.
- c) Cerrar los seccionadores 2Ø7 y 2Ø9.
- d) Cerrar el disyuntor 2Ø2.

Con este último paso la subestación Pascuales, completa, queda energizada.

6.1.7 LINEA PASCUALES - QUEVEDO

Antes de energizar esta línea, en la subestación Quevedo se verificará que los disyuntores y seccionadores asociados de cada posición estén abiertos. Después, en Pascuales, proceder como sigue :

- a) Verificar que los reactores RCW y RCX estén conectados al terciario del transformador y sus disyuntores cerrados.
- b) Para energizar primero la línea Quevedo 1, verificar que el seccionador 225 de by-pass esté abierto.
- c) Siendo la barra en operación la N° 2, cerrar el seccionador 229.
- d) Verificar que los seccionadores de puesta a tierra de la línea estén abiertos en ambos extremos y que no haya otras tierras en la línea.
- e) Cerrar los seccionadores 221 y 223.
- f) Cerrar el disyuntor 222.

El mismo procedimiento se seguirá para la energización de la línea Quevedo 2 en la posición 4.

6.2 SUBESTACION QUEVEDO

Plano de referencia. Diagrama Unifilar Principal 0903-E-6007.

El autotransformador ATT y la barra de 138 kV fueron energizados en prueba a través de la posición 1 de 138kV, según documento 0900-E-8003. En el presente documento se describe la energización de la subestación Quévedo por la línea de 230kV desde Pascuales.

6.2.1 BARRA DE 230kV

Seleccionamos la barra N° 2 como barra de operación y la línea Pascuales 1 para su energización.

- a) Verificar que todos los seccionadores selectores de barra (7 y 9) y los de puesta a tierra 206, 208 y 234 estén abiertos.
- b) Verificar que el seccionador de by-pass 235 esté abierto.
- c) Cerrar el seccionador 239.
- d) Cerrar los seccionadores 231 y 233.
- e) Cerrar el disyuntor 232.

Hecho lo anterior, conectar la línea Pascuales 2 a la barra 2. El procedimiento es exactamente el mismo que el de conexión de Pascuales 1.

6.2.2 ENERGIZACIÓN DE LAS DOS BARRAS DE 230KV

Inicialmente se energizó la barra 2. Para energizar la barra 1 proceder como sigue :

- a) Verificar que el seccionador de puesta a tierra 206 esté abierto.
- b) Verificar que todos los seccionadores selectores de la barra 1 estén abiertos.
- c) Cerrar los seccionadores 207 y 209.
- d) Cerrar el disyuntor 202.

6.2.3 AUTOTRANSFORMADOR ATT Y REACTOR

Seguir el procedimiento descrito en la sección 6.1.3, energizando primero el autotransformador y luego el reactor.

- a) Verificar que el seccionador de by-pass 2T5 esté abierto.
- b) Verificar que el disyuntor 2T2 y los seccionadores asociados estén abiertos.
- c) Verificar que el seccionador 711 en el terciario del autotransformador esté cerrado y el disyunto 7W2 del reactor abierto.
- d) El seccionador 1T5 debe estar abierto.
- e) El disyuntor 1T2 debe estar abierto.
- f) Verificar que el banco de transformadores detector de tierras esté conectado al terciario.
- g) Cerrar el seccionador 2T9.
- h) Cerrar los seccionadores 2T1 y 2T3.
- i) Cerrar el disyuntor 2T2.
- j) Cerrar el disyuntor 7W2 para energizar el reactor.

6.2.4 BARRA DE 138kV

La energización en prueba del transformador y S/E de 230kV se hizo a través de la posición 1 de 138kV desde Esmeraldas (documento 0900-E-8003). Su energización definitiva es desde Pascuales por la barra de 230kV.

- a) Verificar que todos los seccionadores de bypass (1n5), los de barra principal (1n1) y los de puesta a tierra (1Ø6 y 1 Ø8) estén abiertos.
- b) Cerrar los seccionadores T1 y 1T3.
- c) Cerrar el disyuntor 1T2.

6.2.5 TRANSFORMADOR TRR

Energizar este transformador en la forma siguiente :

- a) Cerrar los seccionadores 1R1 y 1R3.
- b) Cerrar el disyuntor 1R2.

6.2.6 LINEA QUEVEDO-PORTOVIEJO

Esta línea consta de dos circuitos, Portoviejo 1, de nueva construcción y Portoviejo 2, existente desde la fase A. Energización de Portoviejo 1 es como sigue :

- a) Verificar que los seccionadores de puesta a tierra en ambos extremos estén abiertos y que no haya otras tierras en la línea.
- b) Verificar que el disyuntor de línea en el lado de Portoviejo esté abierto.
- c) Cerrar los seccionadores 151 y 153.
- d) Cerrar el disyuntor 152.

El circuito Portoviejo 2 se energiza de la misma manera que el circuito Portoviejo 1.

6.2.7 LINEA QUEVEDO-STO. DOMINGO

Para su energización se verificará que en la subestación Sto. Domingo los disyuntores y seccionadores asociados de cada posición de 230kV estén abiertos. Después, en Quevedo, proceder como sigue para energizar primero Sto. Domingo 1 :

- a) Verificar que los seccionadores de puesta a tierra en ambos extremos de la línea estén abiertos y que no haya otras tierras en la línea.
- b) Verificar que el reactor RCW esté conectado al terciario del transformador.

- c) Verificar que el seccionador de bypass 215 esté abierto.
- d) Verificar que los seccionadores de puesta a tierra de la línea estén abiertos en ambos extremos y no haya otras tierras en la línea.
- e) Cerrar el disyuntor 212.

La energización del circuito Sto. Domingo 2 se hace de la misma manera que la del circuito Sto. Domingo 1.

6.3 SUBESTACION STO. DOMINGO

Plano de referencia. Diagrama Unifilar Principal 0902-E-7101.

6.3.1 BARRAS DE 138kV

En el documento 0900-E-8003 se indicó que la barra de 138kV, el transformador ATU y patio de 230kV se energizaron en prueba por la posición 2 del patio de 138kV. Si después de la prueba se desenergizó nuevamente la subestación, para energizarla se procederá como sigue, estando las líneas Esmeraldas-Sto. Domingo energizada :

- a) Todos los disyuntores ln2 deben estar abiertos.
- b) Todos los seccionadores ln1, ln3, ln4, ln5 y los l06 y l08 deben estar abiertos.
- c) Cerrar los seccionadores l11 y l13.
- d) Cerrar el disyuntor l12.
- e) Cerrar los seccionadores l21 y l23.
- f) Cerrar el disyuntor l22.

6.3.2 AUTOTRANSFORMADOR ATR

Energizar este transformador haciendo lo siguiente :

- a) Verificar que los seccionadores de barra lY1 y lY3 estén cerrados.

- b) Verificar que el disyuntor OR2 y seccionadores OR1, OR3 y OR5 estén abiertos.
- c) Cerrar los seccionadores 1R1 y 1R3.
- d) Verificar que el banco detector de tierra esté conectado al terciario del autotransformador.
- e) Cerrar el disyuntor 1R2.

6.3.3 BARRA DE 69KV

Para energizar esta barra :

- a) Verificar que los seccionadores On1, On3, On4, On5, OØ6 y OØ8 estén abiertos.
- b) Verificar que los disyuntores On2 estén abiertos.
- c) Cerrar los seccionadores OR1 y OR3.
- d) Cerrar el disyuntor OR2.

6.3.4 LINEAS DE 69KV

Para su energización :

- a) Verificar que los seccionadores de tierra en ambos extremos estén abiertos y no haya otras tierras en las líneas.
- b) Cerrar los seccionadores O11, O13 y disyuntor O12.
- c) Cerrar los seccionadores O21, O23 y disyuntor O22.

6.3.5 AUTOTRANSFORMADOR ATU Y REACTOR

Proceder como sigue :

- a) Verificar que el seccionador 2U5 y disyuntor 2U2 estén abiertos.
- b) Verificar que el seccionador del reactor esté cerrado y el disyuntor 7W2 abierto.

- c) Verificar que el banco detector de tierra esté conectado al terciario del transformador.
- d) Cerrar los seccionadores 1U1 y 1U3.
- e) Cerrar el disyuntor 1U2.
- f) Cerrar el disyuntor 7W2 del reactor.

6.3.6 BARRA DE 230kV

Para su energización proceder como sigue :

- a) Verificar que todos los seccionadores selectores de barra, los de acoplamiento y los de puesta a tierra de las barras estén abiertos.
- b) Si la barra 2 es la de operación, cerrar el seccionador 2U9.
- c) Cerrar los seccionadores 2U1 y 2U3.
- d) Cerrar el disyuntor 2U2.

6.3.7 SINCRONIZACION DE STO. DOMINGO CON QUEVEDO

En Sto. Domingo, la barra 2 de 230kV y los dos circuitos de la línea a Quevedo están energizados. Para interconector Sto. Domingo con Quevedo proceder como sigue :

- a) Verificar que el seccionador de by-pass 245 de la línea Quevedo 1 esté abierto.
- b) Cerrar los seccionadores 241 y 243.
- c) Sincronizar con la barra de 230kV de Sto. Domingo.
- d) Cerrar el disyuntor 242.

De la misma manera se conecta el circuito Quevedo 2 a la barra de 230kV.

6.3.8 ACOPLAMIENTO DE BARRAS

Estando la barra 2 energizada, para energizar la barra 1 proceder como sigue :

- a) Verificar que todos los seccionadores selectores de barra (2n7) estén abiertos.
- b) Verificar que el seccionador de puesta a tierra 2Ø6 esté abierto.
- c) Cerrar los seccionadores 2Ø7 y 2Ø9.
- d) Cerrar el disyuntor 2Ø2.

Para verificar que el sistema acoplador de barras opera correctamente, es conveniente hacer la transferencia de un circuito. Esto se hace de acuerdo con las instrucciones descritas en el documento correspondiente del "MANUAL DE OPERACION DE SUBESTACIONES"

6.4 SUBESTACION STA. ROSA

Esta subestación ha estado en servicio desde la terminación de fase A, recibiendo y suministrando energía a 138kV. Instalado el autotransformador ATU y patio de 230kV se hicieron las pruebas con energía desde la barra de 138kV. Después de dichas pruebas se tendieron los vanos de la línea de 230kV a Sto. Domingo, quedando lista la subestación para ser energizada. Esto se hace a través del autotransformador ATU.

6.4.1 AUTOTRANSFORMADOR ATU Y REACTORES

Proceder como sigue para su energización :

- a) Verificar que el seccionador de by-pass 2U5 esté abierto.
- b) Verificar que el disyuntor 2U2 esté abierto.
- c) Conectar los reactores al terciario del autotransformador cerrando los seccionadores 7W1 y 7X1. Los disyuntores 7W2 y 7X2 estarán abiertos.
- d) Conectar el banco detector de tierra al terciario del autotransformador cerrando el seccionador 733.2

- e) Cerrar los seccionadores 1U1 y 1U3.
- f) Cerrar el disyuntor 1U2.
- g) Cerrar el disyuntor 7W2 y luego el 7X2.

6.4.2 BARRA DE 230kV

Proceder como sigue para su energización.

- a) Verificar que todos los seccionadores selectores de barra (2n7 y 2n9), los seccionadores de acoplamiento (2Ø7 y 2Ø9) y los de puesta a tierra de barras (2Ø6 y 2Ø8) estén abiertos.
- b) Cerrar el seccionador selector de barra 2U9.
- c) Cerrar los seccionadores 2U1 y 2U3.
- d) Cerrar el disyuntor 2U2.

Estando energizada la barra 2, se energiza la barra 1 procediendo como sigue :

- e) Cerrar los seccionadores 2Ø7 y 2Ø9.
- f) Cerrar el disyuntor 2Ø2.

Para verificar que el sistema acoplador de barras opera correctamente, es conveniente hacer la transferencia de un circuito de acuerdo con las instrucciones descritas en el documento "MANUAL DE OPERACION DE SUBESTACIONES "

6.5 INTERCONEXION DEL SISTEMA QUITO-GUAYAQUIL

La interconexión entre las subestaciones Esmeraldas, Sto. Domingo, Quevedo, Pascuales y Salitral quedó hecha al sincronizar Sto. Domingo con Quevedo (6.3.7). Para completar la interconexión es necesario sincronizar Sto. Domingo con Sta. Rosa. La interconexión es a través de la línea de transmisión entre ambas subestaciones.

6.5.1 LINEA STO. DOMINGO-STA. ROSA

Esta línea, que es de doble circuito, puede ser energizada desde

Sto. Domingo y sincronizar en Sta. Rosa o desde Sta. Rosa y sincronizar en Sto. Domingo. Se usará uno de los circuitos de esta línea para la sincronización, energizándolo en Sto. Domingo y haciendo la sincronización en Sta. Rosa.

Usando el circuito Sto. Domingo 1, proceder como sigue :

1. EN S/E STA. ROSA :

- a) El seccionador 219 está abierto (6.4.2 a).
- b) Verificar que el seccionador de by-pass 215 esté abierto.
- c) El disyuntor 212 y seccionadores asociados deben estar abiertos.
- d) Verificar que el seccionador de puesta a tierra 214 esté abierto y que no haya otras tierras en la línea.

Con este último paso la línea Sta. Rosa 1 queda lista para ser energizada desde Sto. Domingo.

2. EN S/E STO. DOMINGO :

- a) Verificar que el seccionador de by-pass 225 esté abierto.
- b) Verificar que el disyuntor 222 y seccionadores asociados estén abiertos.
- c) Verificar que el seccionador de puesta a tierra 224 esté abierto y no haya otras tierras en la línea.
- d) Cerrar el seccionador selector de barras 229.
- e) Cerrar los seccionadores 221 y 223.
- f) Cerrar el disyuntor 222.

6.5.2 SINCRONIZACION EN STA. ROSA

Para completar la interconexión del sistema Quito-Guayaquil se sincroniza en Sta. Rosa la línea Sto. Domingo 1 con la barra de 230kV y se cierra el disyuntor 212.

De manera similar se energiza el circuito Sto. Domingo 2.

6.6 SUBESTACION MILAGRO

Plano de referencia Diagrama Unifilar principal 0905-E-7101.

Para su energización véase documento 0900-E-8004.

6.7 SUBESTACION MOLINO 230kV

Plano de referencia Diagrama Eléctrico Unifilar 0201-E-6001.

Para su energización véase documento 0900-E-8004.

6.8 SUBESTACION CUENCA

Plano de referencia Diagrama Unifilar Principal 0816-E-7101.

Para su energización véase documento 0900-E-8005.

ANEXO 9

Lógica de comandos

FIGURA A9.1 Lógica de comando 89-2n1

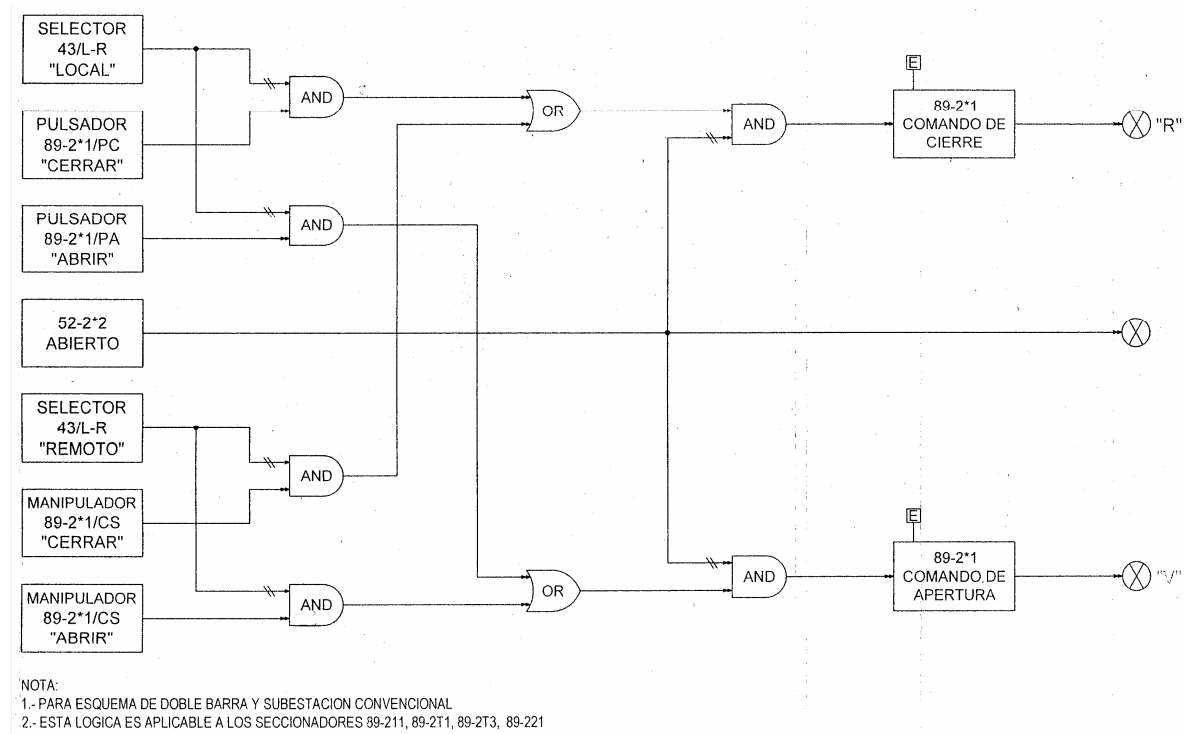


FIGURA A9.2 Lógica de comando 89-2n5

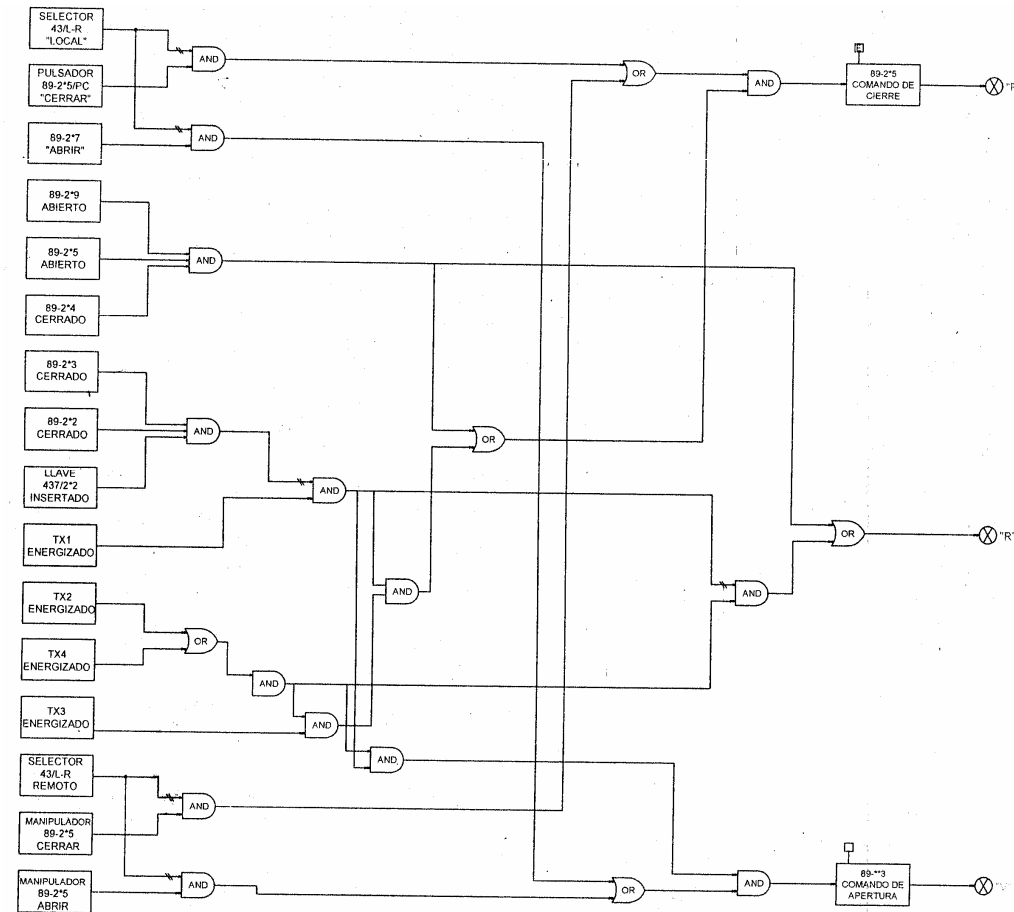
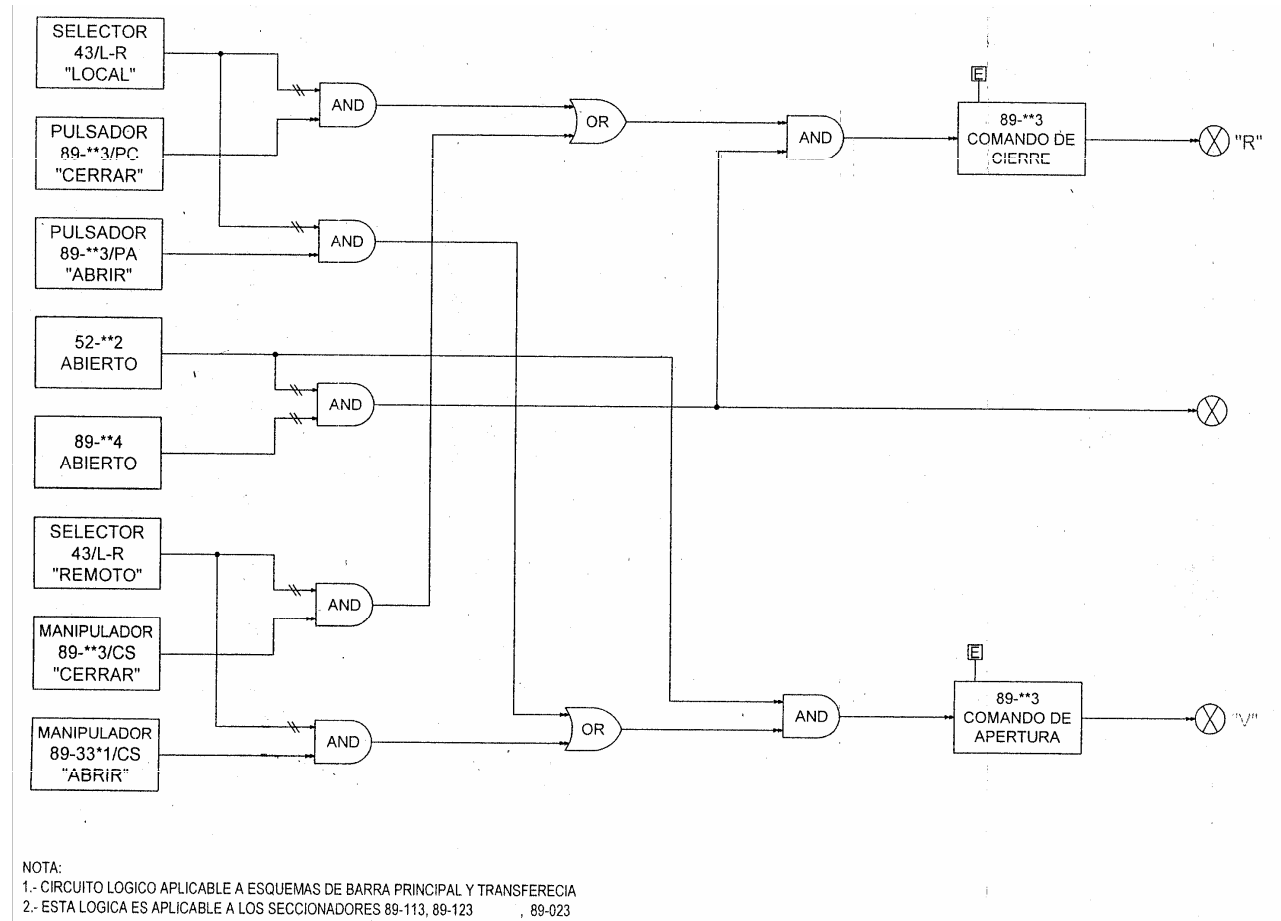


FIGURA A9.3 Lógica de comando 89-nn3



ANEXO 10

Referencia rápida

El trabajo práctico de este proyecto de titulación se divide en dos partes:

- Programa digital.
- Maqueta.

Programa digital.

El programa digital se instala en una PC directamente desde el disco proporcionado con este proyecto de titulación.

En el interior del disco, abrir la carpeta Instalación, dar doble clic sobre el ícono *setup* y seguir las instrucciones.

Una vez que el programa ha sido instalado, dar doble clic sobre el ícono *doblebarra* para iniciar.

Nota: El programa digital trabajará únicamente conectado a la maqueta. Para el funcionamiento del programa digital, es necesario que la computadora cuente con un puerto serial. El programa ha sido probado con éxito bajo los sistemas operativos W98, W2000 y WXP.

Maqueta.

La maqueta posee los siguientes aditamentos:

- Consola principal (Maqueta).
- Fuente de poder 5VDC 2A (incorpora conector).

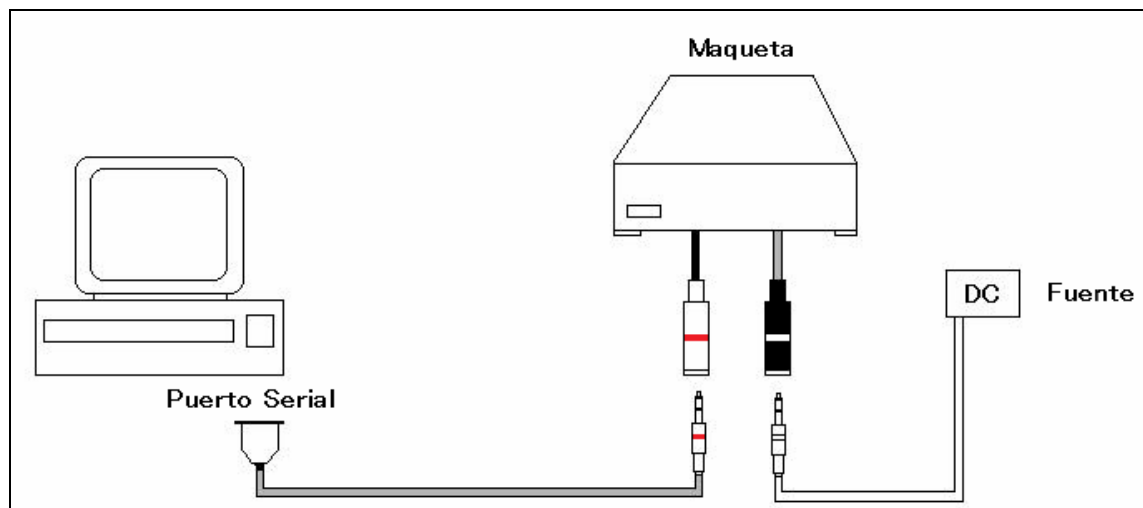
- Cable conector PC/maqueta.
- Adaptador para utilización sin PC.
- Llaves para interruptor tipo switch.

Conexión.

La conexión de la maqueta con la fuente de poder se hace a través del conector macho que ésta posee, el cual se inserta en el conector hembra de color negro que se encuentra en la parte posterior de la maqueta.

Si la maqueta será utilizada conjuntamente con el programa digital, se deberá conectar el extremo del cable gris con el adaptador DB9 al puerto serial de la computadora en la que se encuentra instalado el programa doblebarra, y el otro extremo, en el conector hembra que se encuentra en la parte posterior de la maqueta, identificado con un anillo de color rojo.

FIGURA A10.1 Utilización junto al programa digital.

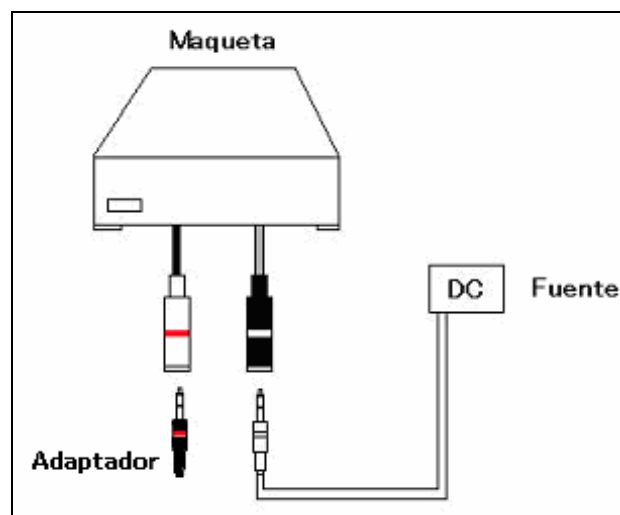


Una vez que todos los cables han sido correctamente conectados, se ejecuta el programa, y se enciende la fuente de poder.

Se debe esperar un tiempo de 5 segundos aproximadamente, antes de comenzar cualquier maniobra en la maqueta o el programa digital.

Si la maqueta será utilizada sin el programa digital, se deberá insertar el adaptador negro, proporcionado, en el conector hembra ubicado en la parte posterior de la maqueta, identificado con un anillo de color rojo.

FIGURA A10.2 Utilización sin el programa digital.



Precauciones.

- La maqueta debe situarse sobre una superficie plana, para evitar caídas.
- La fuente utilizada para alimentar a la maqueta, no debe tener en su salida un voltaje mayor a 5VDC, y debe ser capaz de entregar una corriente mínima de 2 A.