

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

ESCUELA DE INGENIERÍA

“ESTUDIO DE ESQUEMAS DE CONTROL DE EQUIPO DE ALTO VOLTAJE”

PROYECTO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIERO ELÉCTRICO

SANTIAGO GIOVANNY ESPINOSA ANDRANGO

DIRECTOR: Ing. Luis Tapia

Quito, marzo del 2005

DECLARACIÓN

Yo, **SANTIAGO GIOVANNY ESPINOSA ANDRANGO**, declaro que el trabajo aquí escrito es de mi autoría, que no ha sido previamente presentado en ningún proyecto de grado, y que las referencias consultadas y presentadas forman parte del desarrollo fundamental de este documento.

La Escuela Politécnica Nacional, puede hacer uso de los derechos correspondientes a este trabajo, según lo establecido por la ley, Reglamento de Propiedad Intelectual y por la normativa institucional vigente.



Santiago Giovanni Espinosa Andrango

AGRADECIMIENTOS

Deseo agradecer en forma muy especial a mi profesor supervisor del Proyecto de Titulación Ing. Luis Tapia por su disposición a atender mis consultas y dudas.

Al Ing. Edmundo Terán, de la Compañía de Transmisión de Energía, por su apoyo desinteresado al otorgarme la información necesaria para el desarrollo del proyecto.

A los profesores del Departamento de Ingeniería Eléctrica, por su valiosa colaboración.

A mis padres por su apoyo incondicional

A la Escuela Politécnica Nacional por el respaldo brindado

ÍNDICE

CAPÍTULO 1	1
Generalidades	1
1.1 Introducción.....	1
1.2 Objetivos	2
1.3 Alcance.....	2
CAPÍTULO 2	4
Sistemas de control y protocolos de comunicación	4
2.1 Introducción.....	4
2.2 Control automático	4
2.2.1 Función del control automático.....	4
2.3 Clasificación de los sistemas de control	4
2.3.1 Sistema de control en lazo cerrado	4
2.3.1.1 Realimentación.....	5
2.3.1.2 Características de la realimentación	5
2.3.2 Sistemas de control en lazo abierto	5
2.4 Función de transferencia	5
2.4.1 Función de transferencia de lazo abierto y de trayectoria directa	6
2.4.2 Función de transferencia de lazo cerrado	6
2.5 Controlador automático	7
2.5.1 Acciones básicas de control.....	8
2.5.1.1 Controladores on/off.....	8
2.5.1.2 Control proporcional	8
2.5.1.3 Control integral (reset).....	9
2.5.1.4 Control derivativo	10
2.5.1.5 Control proporcional-integral	10
2.5.1.6 Control proporcional-derivativo.....	11
2.5.1.7 Control proporcional-integral-derivativo.....	11
2.6 Redes de comunicación	13
2.6.1 Las redes y los sistemas distribuidos	13
2.6.1.1 Prestaciones.....	13

2.11.2.2.1	Radio	23
2.11.2.2.2	Microondas.....	23
2.11.2.2.3	Infrarrojo	24
2.11.2.2.4	Ondas de luz	24
2.11.2.3	La capa de enlace	24
2.11.2.4	La capa de red	24
2.11.2.4.1	El nivel de red en la Internet.....	25
2.11.2.5	La capa de transporte	25
2.11.2.5.1	El encabezamiento TCP.....	25
2.11.2.6	La capa de sesión	25
2.11.2.7	La capa de presentación	25
2.11.2.8	La capa de aplicación.....	26
CAPÍTULO 3.....		27
Estudio de esquemas de control de equipo de alto voltaje		27
3.1	Subestaciones.....	27
3.1.1	Clasificación de las subestaciones.....	27
3.1.1.1	Por su función	27
3.1.1.2	Por su aislamiento.....	27
3.1.1.3	Por su ubicación.....	27
3.2	Esquema de barras	28
3.2.1	Barra simple	28
3.2.2	Barra principal y de transferencia.....	29
3.2.3	Doble barra.....	29
3.2.4	Doble barra con disyuntor y medio.....	30
3.2.5	Anillo	31
3.3	Operación de subestaciones	31
3.3.1	Enclavamientos	31
3.3.2	Operación del equipo de corte y seccionamiento.....	32
3.3.2.1	Seccionadores del disyuntor	32
3.3.2.2	Seccionadores de puesta a tierra.....	32
3.3.2.3	Seccionadores de puesta a tierra de barras.....	32
3.3.2.4	Seccionadores de by-pass	33

3.3.2.5	Seccionador de transferencia.....	33
3.3.2.6	Disyuntor acoplador de barras (doble barra)	33
3.4	Equipo de alto voltaje	33
3.4.1	Disyuntores	33
3.4.2	Seccionadores.....	33
3.4.3	Transformador de fuerza.....	34
3.4.3.1	Tipos de transformadores de fuerza.....	34
3.4.4	Transformadores de corriente (tc`s).....	34
3.4.5	Transformadores de potencial (tp`s)	36
3.4.6	Dispositivos de potencial capacitivo (dcp`s).....	36
3.4.7	Pararrayos.....	37
3.5	El arco eléctrico.....	37
3.5.1	Generalidades sobre los arcos eléctricos.....	37
3.5.2	Condiciones de extinción del arco.....	38
3.5.3	Métodos para extinguir el arco eléctrico	39
3.5.4	Corte de corrientes de carga inductivas	40
3.5.5	Corte de corrientes de carga capacitivas	40
3.5.6	Corte de corrientes de cortocircuito.....	41
3.5.6.1	Corriente simétrica	41
3.5.6.2	Corriente asimétrica	41
3.5.7	Índice de elevación de voltaje transitorio de restablecimiento ^[3]	42
3.5.8	El defecto evolutivo	43
3.6	Características generales de los equipos de maniobra.....	43
3.6.1	Características nominales de los aparatos.....	43
3.7	Disyuntores	44
3.7.1	Selección de disyuntores.....	45
3.7.2	Clasificación de los disyuntores	46
3.7.2.1	Disyuntores en baño de aceite	46
3.7.2.1.1	Disyuntores de ruptura libre	48
3.7.2.1.2	Disyuntores de cámara de explosión.....	48
3.7.2.2	Disyuntores de pequeño volumen de aceite.....	48
3.7.2.3	Disyuntores neumáticos	50
3.7.2.3.1	Extinción del arco eléctrico por un solo soplo	51

3.12.3	Dispositivos de reconexión automática	66
3.12.3.1	Recierre de disyuntores.....	66
3.12.3.2	Sincronización	67
3.12.3.2.1	Modos de sincronización	67
3.12.4	Alarmas	68
3.12.4.1	Alarmas de mal funcionamiento de los equipos	69
3.12.4.1.1	Disyuntores	69
3.12.5	Luces indicadoras.....	69
3.12.6	Bloqueos	70
3.13	Sistema de operación y control de seccionadores	71
3.13.1	Mecanismos de operación.....	71
3.13.1.1	Mecanismos de operación eléctrica	71
3.13.1.2	Mecanismos de operación manual.....	72
3.13.1.3	Mecanismos de operación por relés.....	72
3.13.2	Maniobra de cierre.....	73
3.13.3	Maniobra de abertura	73
3.14	Diagrama elemental del control del disyuntor.....	74
3.15	Diagrama elemental de control del seccionador.....	766

CAPÍTULO 4.....78

Tecnología utilizada en la simulación del equipo de maniobra78

4.1	Generalidades	78
4.2	Controladores lógicos programables	78
4.2.1	Definición de plc's.....	78
4.3	Estructura básica de un autómata programable.....	79
4.3.1	Unidad central de procesamiento cpu	79
4.3.1.1	Procesador	80
4.3.1.2	Memoria	80
4.3.2	Fuente de alimentación	80
4.3.3	Módulo de entradas y salidas.....	81
4.4	Lenguajes de programación	82
4.4.1	Esquema de funciones.....	82
4.4.1.1	Esquema de contactos (ladder).....	82

4.4.1.2	Lista de instrucciones	82
4.4.1.3	Esquema gráfico de control de etapas-transiciones (grafcet).....	83
4.5	PLC, simatic S7-200 siemens	83
4.5.1	Funcionamiento básico.....	83
4.5.2	Lenguajes de programación del S7-200.....	84
4.5.2.1	Ventajas del lenguaje awl.....	84
4.5.2.2	Desventajas del lenguaje awl	84
4.5.2.3	Ventajas del lenguaje kop	84
4.5.2.4	Desventajas del lenguaje kop.....	84
4.5.2.5	Ventajas del lenguaje fup	84
4.5.2.6	Desventajas del lenguaje fup	85
4.6	Estructura de la memoria del simatic.....	85
4.6.1	Memoria del programa	85
4.6.2	Imágenes de entradas y salidas.....	85
4.6.3	Marcas de memoria.....	85
4.6.4	E/S de periferia.....	85
4.6.5	Estado de temporizadores y contadores	86
4.6.6	Módulos de datos	86
4.6.7	Datos temporales	86
4.7	Tipos de módulos	86
4.8	Funciones del simatic s7	87
4.9	Comunicaciones.....	87
4.9.1	Protocolo y soporte físico	87
4.9.1.1	Protocolo	87
4.9.1.2	Soporte físico	88
4.9.1.2.1	Tipos de soportes físicos del simatic s7-200	88
4.9.2	Tipos de transmisión de datos.....	88
4.9.2.1	Redes maestro-esclavo.....	88
4.9.2.2	Redes multimaestro.....	89
4.9.3	Clasificación de las redes.....	89
4.9.3.1	Interface as-i.....	89
4.9.3.2	Red mpi.....	90
4.9.3.3	Protocolo profibus dp (decentralized periphery)	90

4.9.3.4	Protocolo profibus pa (process automation)	90
4.9.3.5	Protocolo profibus fms (fieldbus message specification).....	90
4.9.3.6	Protocolo tcp/ip.....	90
4.9.4	Módulos de entrada y salida.....	91
4.9.4.1	Módulos de entrada digital	91
4.9.4.2	Módulos de salida digital	91
4.9.4.3	Módulos de entradas analógicas.....	92
4.9.4.4	Módulos de salidas analógicas.....	92
4.9.5	Instrucciones del step 7	92
4.10	Software windows control center (win cc).....	93
4.11	Sistema de control para posiciones de subestaciones.....	94
4.11.1	Estructura del sistema de control	94
4.11.1.1	Nivel de campo.....	95
4.11.1.2	Nivel de bahía	96
4.11.1.3	Nivel de subestación	96
4.11.2	Equipos de campo empleados en el control de las posiciones eléc. 96	
4.11.2.1	Funciones del equipo de campo:.....	97
4.11.2.2	UTR's	97
4.11.2.2.1	Características de las UTR's	98
4.11.2.2.2	Protocolos de comunicación.....	98
4.11.2.2.3	Interfaces.....	98
4.11.2.3	IED's.....	99
4.11.2.3.1	Características	99
4.11.2.3.2	Protocolos de comunicación.....	99
4.11.2.3.3	Interfaces.....	100
4.11.2.4	PLC's.....	100
4.11.2.4.1	Ventajas:	100
4.11.2.4.2	Desventajas:.....	100
4.11.2.4.3	Protocolos de comunicación.....	100
4.11.2.4.4	Interfaces.....	101
4.11.3	Centralización de información en una unidad central de S/E	101
4.11.4	Sistema de control SCADA	101
4.11.4.1	Funciones del SCADA.....	102

4.12	Principios básicos de las protecciones eléctricas	104
4.12.1	Bancos de transformadores	104
4.12.1.1	Diferencial (87)	105
4.12.1.2	Sobrecorriente (51).....	105
4.12.1.3	Buchholz (63)	106
4.12.1.4	Sobrecarga (26)	106
4.12.2	Líneas.....	106
4.12.2.1	Sobrecorriente (50).....	106
4.12.2.2	Distancia (21)	106
4.12.2.3	Direccional (67)	107
4.12.2.4	Hilopiloto (87-h)	107
CAPÍTULO 5.....		108
Aplicación al auto-transformador y línea de transmisión de la subestación		
Salitral		108
5.1	Generalidades	108
5.2	Descripción general de la subestación Salitral	108
5.2.1	Ubicación.....	108
5.2.2	Elementos y esquema de barras.....	110
5.2.2.1	Posiciones	111
5.2.2.2	Protecciones.....	111
5.2.2.2.1	Barras.....	111
5.2.2.2.2	Auto-transformadores.....	111
5.2.2.2.3	Líneas.....	111
5.2.2.2.4	Dispositivos de control del disyuntor	112
5.2.2.2.5	Falla del disyuntor	112
5.3	Descripción operacional de las posiciones	112
5.3.1	Energización del auto-transformador ATQ	112
5.3.1.1	Desde el patio de 69 kv	112
5.3.1.2	Desde el patio de 138 kv	112
5.3.2	Energización de línea (pascuales 2).....	114
5.3.3	Transferencia de circuitos	114
5.4	Operación del banco de auto-transformadores ATQ.....	115
5.4.1	Banco de autotransformadores ATQ y gabinete del LTC.....	116

5.4.1.1	Generalidades	116
5.4.1.2	Descripción del gabinete de control del LTC	116
5.4.1.3	Descripción del gabinete de control de enfriamiento	117
5.4.1.4	Alimentación para el sistema de auto-transformadores.....	118
5.4.2	Operación del sistema de enfriamiento de auto-transformadores	118
5.4.2.1	Manual-local	118
5.4.2.1.1	Procedimiento	118
5.4.2.2	Manual-remoto	118
5.4.2.2.1	Procedimiento	118
5.4.2.3	Automático	119
5.4.3	Operación del cambiador de tomas bajo carga	119
5.4.3.1	Mecanismo de movimiento mitsubishi tipo dm3	119
5.4.3.1.1	Operación manual-local.....	120
5.4.3.1.2	Operación manual-gabinete de cambiador de tomas.....	120
5.4.3.1.3	Operación automática-gabinete del cambiador de tomas	121
5.4.3.1.4	Operación manual-tablero de control en la sala	122
5.4.3.1.5	Operación automática-tablero de control en la sala	122
5.4.3.1.6	Operación manual-centro de control	122
5.4.4	Causas del disparo del banco de auto-transformadores ATQ.....	123
5.4.4.1	Actuación de la protección diferencial	123
5.4.4.2	Actuación de la protección de sobrecorriente	123
5.4.4.3	Actuación de las protecciones de sobretensión, relé buchholz.....	123
5.4.5	Posición de interrupción del banco de auto transformadores ATQ ..	124
5.4.5.1	Seccionador de 69 kv	125
5.4.6	Tablero instalado en la sala de control.....	125
5.4.6.1	Elementos visibles en la parte frontal del tablero	125
5.4.6.2	Elementos visibles en la parte posterior del tablero de control.....	126
5.4.7	Sistema de alarmas de la posición de auto-transformadores atq ^[2] ..	127
5.4.7.1	Alarmas empleadas.....	127
5.4.8	Operación del disyuntor 52-1Q2.....	128
5.4.8.1	Cierre del disyuntor desde la sala de control.....	128
5.4.8.2	Apertura del disyuntor desde la sala de control.....	128
5.4.8.3	Cierre del disyuntor desde el centro de operaciones COT	128

5.4.8.4	Apertura del disyuntor	129
5.4.9	Operación de los seccionadores de la posición de transformador ...	130
5.4.9.1	Cierre desde la sala de control	130
5.4.9.2	Apertura.....	130
5.4.9.3	Condiciones para operar el seccionador del transformadores 69 kV	130
5.4.9.4	Condiciones para operar el 89-0q4, seccionador del trafo de 69 kv	130
5.5	Operación de la posición de la línea Pascuales 2	131
5.5.1	Generalidades	131
5.5.2	Descripción del gabinete de control de posición de línea	131
5.5.3	Causas del disparo de posición de línea (Pascuales 2)	132
5.5.3.1	Actuación de la protección de distancia	132
5.5.3.2	Actuación de la protección de sobrecorriente instantánea	132
5.5.3.3	Actuación de la protección de bajo voltaje	133
5.5.4	Disyuntor de posición de línea de 138 kv (pascuales 2).....	133
5.5.5	Sistema de alarmas de posición de línea (pascuales 2).....	134
5.5.5.1	Alarmas utilizadas	134
5.5.6	Operación del disyuntor 52-112	134
5.5.6.1	Cierre del disyuntor desde la sala de control.....	134
5.5.6.2	Apertura del disyuntor desde la sala de control.....	134
5.5.6.3	Cierre del disyuntor desde el centro de operaciones COT	135
5.5.6.4	Apertura del disyuntor desde el centro de operaciones.....	135
5.5.7	Operación de los seccionadores de la posición de línea	135
5.5.7.1	Cierre de seccionadores.....	135
5.5.7.2	Apertura de seccionadores.....	135
5.5.7.3	Cierre del seccionador de puesta a tierra.....	135
5.6	Automatización de las posiciones del transformador ATQ y línea....	136
5.6.1.1	Automatización utilizando ied's y relés digitales	136
5.6.1.1.1	Unidad de protección del auto-transformador:	136
5.6.1.1.2	Requerimientos técnicos	136
5.6.1.1.3	Unidad de protección de línea.....	136
5.6.1.1.4	Requerimientos técnicos:	137
5.6.1.1.5	Medición y registros.....	137
5.6.1.2	Comunicaciones	137

5.6.1.2.1	Protocolos	137
5.6.1.2.2	Interfaces.....	137
5.6.2	Incorporación al sistema SCADA	138
CAPÍTULO 6.....		140
6.1	Conclusiones.....	140
6.2	Recomendaciones.....	141
Referencias bibliográficas.....		143

ÍNDICE DE GRÁFICOS

2-1	Diagrama de bloque de la función de transferencia.....	5
2-2	Diagrama de bloques de la función de transferencia de lazo.....	6
2-3	Diagrama de bloques de la función de transferencia de trayectoria directa.....	6
2-4	Diagrama de bloques de la función de transferencia de lazo cerrado.....	6
2-5	Diagrama de bloque de un sistema de control industrial, formado por un controlador automático	7
2-6	a) Diagrama de bloques de un controlador de encendido y apagado; b) Diagrama de bloques de un controlador de encendido y apagado con una brecha diferencial.....	8
2-7	Diagrama de bloques del control P.....	9
2-8	Diagrama de bloques de un controlador I.....	10
2-9	a) Diagrama de bloques del controlador PI; b) y c) Diagramas que representan una entrada escalón unitario y salida del controlador.....	10
2-10	a) Diagrama de bloques de un controlador PD; b) y c) Diagramas que representan una entrada unitaria y la salida del controlador.....	11

2-11	Diagrama de bloques de un controlador proporcional-integral-derivativo.....	12
2-12	a) Entrada de una rampa unitaria; b) Salida del controlador.....	12
2-13	Redes de difusión a) bus; b) anillo.....	15
2-14	Arquitectura de la red de área metropolitana DQDB.....	16
2-15	Relación entre las hosts y la subred.....	17
2-16	Esquema DTE/DCE.....	19
2-17	Transmisión de la información por las capas del modelo O.S.I.....	21
3-1	Esquema de barra simple con by-pass.....	28
3-2	Esquema de barra principal y de transferencia.....	29
3-3	Esquema de doble barra.....	29
3-4	Esquema de doble barra con disyuntor y medio.....	30
3-5	Esquema de anillo.....	31
3-6	Circuito equivalente del transformador de corriente.....	35
3-7	IETVR	42
3-8	Definición del tiempo de interrupción, normas ANSI/IEEE.....	45
3-9	Representación de un disyuntor en baño de aceite.....	46
3-10	Representación esquemática del proceso de ruptura de un disyuntor en baño de aceite	47
3-11	Corte esquemático de una cámara de un disyuntor de pequeño volumen de aceite.....	49
3-12	Esquema de un disyuntor neumático.....	50
3-13	Esquema de alargamiento del arco de un disyuntor de soplo magnético.....	52
3-14	Esquema de extinción del arco eléctrico en un disyuntor en SF6.....	53
3-15	Esquema de seccionadores de cuchillas giratorias.....	56
3-16	Esquema del seccionador de columna giratoria.....	57
3-17	Esquema de seccionador de dos columnas giratorias.....	57
3-18	Esquema de seccionador tipo pantógrafo.....	58
3-19	Circuito simplificado de abertura y cierre del disyuntor.....	63

3-20	Circuito DC de alarma con bocina.....	69
3-21	Diagrama de interbloqueo entre el disyuntor y las cuchillas.....	70
3-22	Esquema de mando bipolar de relés de un seccionador.....	72
4-1	Estructura básica de un PLC.....	79
4-2	Funcionamiento básico del PLC.....	83
4-3	Red de comunicación maestro-esclavo.....	89
4-4	Estructura de un sistema de control de subestación.....	95
4-5	Funciones del sistema SCADA.....	103
5-1	Plan de expansión del CONELEC.....	109
5-2	Esquema de barras de la subestación Salitral.....	110
5-3	Posición del auto-transformador ATQ.....	113
5-4	Posición de línea	114
5-5	Diagrama lógico de operación local del LTC.....	120
5-6	Diagrama lógico de operación a distancia del LTC.....	121
5-7	Diagrama lógico de operación automática del LTC.....	121
5-8	Actuación de la operación diferencial.....	123
5-9	Actuación de la protección de sobrecorriente.....	123
5-10	Actuación de las protecciones de sobretemperatura, buchholz y alivio de presión.....	124
5-11	Diagrama lógico de cierre del disyuntor 52-1Q2.....	129
5-12	Diagrama lógico de abertura del interruptor 52-1Q2.....	129
5-13	Diagrama lógico de cierre y abertura de seccionadores 89-1Q1/89-1Q3.....	131
5-14	Actuación de la protección de distancia.....	132
5-15	Actuación de la protección de sobrecorriente.....	133
5-16	Actuación de la protección de bajo voltaje.....	133

RESUMEN

Se analiza los mecanismos de operación y control del equipo de maniobra (disyuntor-seccionador), y se describe los protocolos y redes de transmisión de datos más utilizados en la automatización del equipo de corte y seccionamiento de alto voltaje de una subestación eléctrica.

Se realiza la simulación de las posiciones de línea de transmisión y del auto-transformador de la subestación eléctrica Salitral mediante un controlador lógico programable PLC o su correspondiente simulador, vinculando el diseño de interfaces gráficas amigables para visualizar la operación del equipo de maniobra. Incorporando virtualmente el mando manual y a distancia de las posiciones eléctricas, incluyendo algoritmos sencillos implementados en el software del PLC.

La simulación de las posiciones se establece en estado normal de operación o en condiciones de falla, incorporando manijas y/o pulsadores que ejecutan las operaciones de abertura y cierre del equipo de maniobra, con sus respectivos interbloqueos y los elementos de control y visualización correspondientes.

El control del equipo de corte y seccionamiento aplicado a las posiciones de línea de transmisión o del auto-transformador, para un esquema específico de barras, de la subestación Salitral, puede ser aplicado al equipo de protección (disyuntor-seccionador) de cualquier subestación del Sistema Nacional Interconectado, siempre que se aplique a una posición y a un esquema de barras similares.

La simulación ofrece a los estudiantes interesados en control y operación de equipos de sistemas eléctricos de potencia, una herramienta sencilla y amigable para visualizar e ilustrar gráficamente la operación de las posiciones de línea y del auto-trasformadores, aplicado a un esquema específico de barras, de la subestación Salitral.

PRESENTACIÓN

El continuo y creciente desarrollo tecnológico y computacional ha permitido avanzar en el campo de la automatización de los procesos operacionales de las subestaciones. Analizar, planear y ejecutar hoy en día la operación de las posiciones, requiere de dispositivos electrónicos inteligentes, comunicaciones y herramientas computacionales.

El planeamiento del diseño operacional de las posiciones de subestaciones demanda un análisis previo y generalizado de los mecanismos de accionamiento y operación del equipo de maniobra, necesario para seleccionar adecuadamente cada uno de los equipos, así como también el estudio de las interfaces y protocolos de comunicación de los dispositivos inteligentes (PLC's), para integrarlos al sistema de control remoto.

El desarrollo de la simulación de la operación del equipo de maniobra, se ejecuta sobre la base del manual de operación de las posiciones de la subestación y el análisis de los circuitos de control de disyuntores y seccionadores, utilizando para ello un controlador lógico programable que incorpora algoritmos sencillos para el mando de las posiciones.

La nueva generación de programas facilita la operación de las subestaciones con resultados eficientes y con interfaces amigables, sin embargo su implementación requiere de un mayor costo en relación a los PLC's.

La utilización de PLC's en la automatización de posiciones de subestaciones es limitada, sin embargo su aplicación es cada día más frecuente en la adquisición de pequeñas señales de entrada y salida directas de los equipos eléctricos. En el presente trabajo el PLC es utilizado para simular la operación local de las posiciones de línea de transmisión y del transformador de una subestación.

CAPÍTULO 1

GENERALIDADES

1.1 INTRODUCCIÓN

El continuo y creciente consumo de energía eléctrica y el cumplimiento de las exigencias del mercado y los entes reguladores, han obligado a las compañías eléctricas a mejorar la calidad de servicio prestado y a un paulatino crecimiento del área de servicio abarcada; trayendo consigo un aumento de la longitud de las líneas de transmisión y su necesaria interconexión para asegurar un óptimo abastecimiento de la demanda.

Para mejorar la calidad del servicio se requiere información continua del estado de las instalaciones y los equipos, que permita prevenir posibles problemas que puedan afectar seriamente al funcionamiento óptimo del sistema. Por tanto, es necesario disponer de nuevos dispositivos electrónicos inteligentes que cumplan estos requerimientos y que permitan la reducción de costes de compra y mantenimiento de los aparatos eléctricos de una subestación.

Existe un elemento que es común a todos los sistemas de energía, renovables o no, en corriente alterna o corriente continua, en generación, transmisión o distribución, usado como elemento de protección o de interconexión, denominado disyuntor, que tiene como función interrumpir o restablecer la conducción de corriente en un circuito eléctrico.

El funcionamiento exitoso de una subestación o de un sistema eléctrico de potencia depende en gran parte del control y automatización del equipo de maniobra, ya que son ellos los que minimizan e interrumpen los efectos perjudiciales producidos por fallas originadas en el sistema.

Cuando se produce una falla, es necesario interrumpir la corriente con rapidez para reducir los daños al mínimo y evitar que el sistema se desestabilice debido a la pérdida de sincronismo de generadores.

La aplicación de las técnicas del control inteligente, aplicadas al equipo de maniobra, utilizando dispositivos electrónicos basados en microprocesadores, permitirán planificar mejor los trabajos de mantenimiento y operación de las instalaciones eléctricas de las subestaciones, lo cual repercutirá favorablemente en los costos totales durante toda la vida útil de las mismas.

1.2 OBJETIVOS

Dada la importancia del equipo de maniobra al interior de la subestación, el presente proyecto tiene como objetivo estudiar y analizar los diagramas de control del equipo de corte y seccionamiento de alto voltaje, y simular la operación de apertura y cierre del disyuntor y seccionadores de las posiciones de línea de transmisión y transformador de una subestación, utilizando un controlador lógico programable (PLC) o su correspondiente simulador; vinculando una interfaz gráfica para la visualización de los eventos. Indicando además los protocolos y redes de transmisión de datos más utilizados en la automatización del equipo de corte y seccionamiento de alto voltaje de una subestación eléctrica.

1.3 ALCANCE

El alcance del proyecto comprende la descripción de los principales protocolos, redes e interfaces de comunicación estandarizados de tecnología abierta basados en el modelo de referencia O.S.I, aplicados actualmente en los dispositivos digitales para establecer el control remoto de las posiciones de subestaciones.

La descripción de los diferentes tipos de disyuntores y seccionadores, y el estudio de los mecanismos de operación y diagramas de control del equipo de maniobra (disyuntor-seccionador) de alto voltaje, aplicado en subestaciones eléctricas.

El diseño y la simulación del control local de las posiciones de línea de transmisión y transformador de una subestación, utilizando un controlador lógico programable (PLC) o su correspondiente simulador. Dicha simulación podrá ser utilizada como un módulo didáctico para el aprendizaje de la operación del equipo de maniobra de una línea de transmisión y un transformador, correspondientes a un esquema específico de barras, de la subestación eléctrica Salitral.

CAPÍTULO 2

SISTEMAS DE CONTROL Y PROTOCOLOS DE COMUNICACIÓN

2.1 INTRODUCCIÓN

El control automático constituye una parte fundamental en el desarrollo de la ingeniería y la ciencia, dicho control forma parte esencial en la automatización de procesos industriales, sistemas de subestaciones, sistemas de vehículos espaciales, diseño de sistemas de pilotos automáticos en la industria aeroespacial, diseño de automóviles, etc. El control automático mejora y expande la productividad, abarata costos de producción, disminuye los errores de operación, elimina operaciones manuales rutinarias y repetitivas.

2.2 CONTROL AUTOMÁTICO

El control automático es una acción de control de lazo cerrado cuya función es controlar un proceso sin intervención humana.

2.2.1 FUNCIÓN DEL CONTROL AUTOMÁTICO

La función del control automático es la de mantener un valor deseado dentro de una cantidad establecida, midiendo el valor de salida y comparándolo con el valor entrada, y utilizando la diferencia para mantenerla lo más pequeña posible.

2.3 CLASIFICACIÓN DE LOS SISTEMAS DE CONTROL

Los sistemas de control pueden ser de dos tipos, de lazo cerrado o lazo abierto.

2.3.1 SISTEMA DE CONTROL EN LAZO CERRADO

Es el sistema en el cual la acción de control es dependiente de la salida, es decir, tienen realimentación.

2.3.1.1 Realimentación

Es la propiedad de un sistema de lazo cerrado que permite que la salida, sea comparada con la entrada al sistema, de manera que se pueda tomar una acción de control apropiada como función de la diferencia entre la entrada y la salida.

2.3.1.2 Características de la realimentación

- Aumento de la exactitud
- Reducción de la sensibilidad de la salida, ante una perturbación sufrida por el sistema
- Efectos reducidos de la distorsión
- Disminución de la ganancia

2.3.2 SISTEMAS DE CONTROL EN LAZO ABIERTO

Es aquel tipo de sistema que no se ve afectado por la señal de salida del mismo. Es decir, que en un sistema de control de lazo abierto no existe realimentación de la señal de salida para compararla con la señal de entrada.

Un sistema de control en lazo abierto únicamente se utiliza cuando se conoce la relación entre la entrada y la salida, siempre y cuando no exista una perturbación.

2.4 FUNCIÓN DE TRANSFERENCIA

La función de transferencia de un sistema lineal, es la relación de la transformada de Laplace de la salida (función respuesta) con la transformada de Laplace de la entrada (función excitadora).

$$G(s) = \frac{Y(s)}{X(s)} \quad (2.1)$$

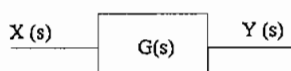


Fig. 2-1 Diagrama bloque función de transferencia

2.4.1 FUNCIÓN DE TRANSFERENCIA DE LAZO ABIERTO Y DE TRAYECTORIA DIRECTA

Lazo abierto:

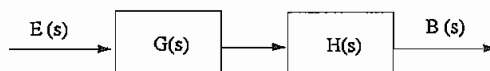


Fig. 2-2 Diagrama de bloques de la función de transferencia de lazo abierto

$$\frac{B(s)}{E(s)} = G(s) \cdot H(s) \quad (2.2)$$

Trayectoria directa:

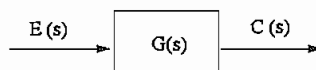


Fig. 2-3 Diagrama de bloques de la función de transferencia de trayectoria directa

$$\frac{C(s)}{E(s)} = G(s) \quad (2.3)$$

2.4.2 FUNCIÓN DE TRANSFERENCIA DE LAZO CERRADO

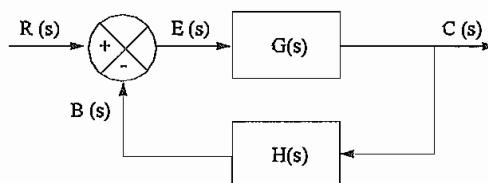


Fig. 2-4 Diagrama de bloques de la función de transferencia de lazo cerrado

$$C(s) = G(s) \cdot E(s)$$

$$E(s) = R(s) - B(s)$$

$$E(s) = R(s) - H(s) \cdot C(s)$$

$$\frac{C(s)}{R(s)} = \frac{G(s)}{1 + G(s) \cdot H(s)} \quad (2.4)$$

2.5 CONTROLADOR AUTOMÁTICO

Un controlador automático compara el valor real de la salida de la planta con la entrada (referencia) o valor deseado, determina la desviación y produce una señal de control que reduce la desviación a cero o a un valor pequeño. Esta forma de generar la señal de control por parte del controlador se denomina *acción de control*.

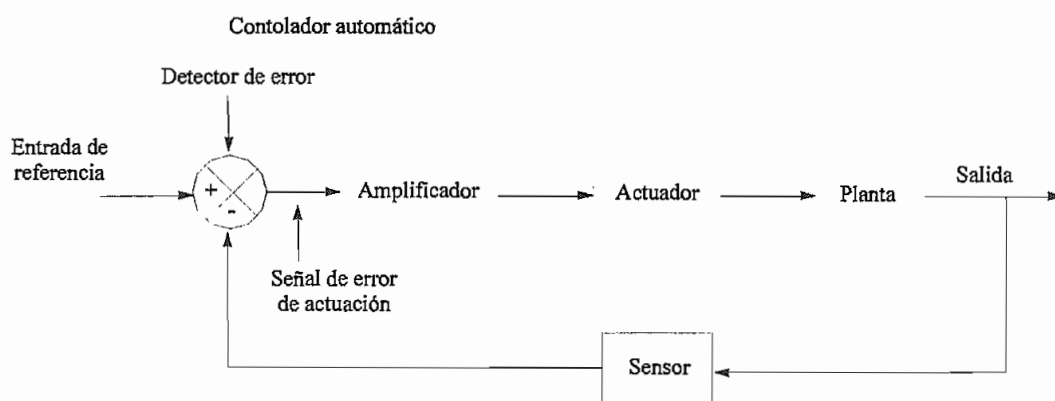


Fig. 2-5 Diagrama de bloque de un sistema de control industrial, formado por un controlador automático

Los controladores se clasifican, de acuerdo a sus acciones de control en:

- Controladores de dos posiciones o controladores on/off
- Controladores proporcionales
- Controladores integrales
- Controladores derivativos
- Controladores proporcionales-integrales
- Controladores proporcionales-derivativos
- Controladores proporcionales-integrales-derivativos

2.5.1 ACCIONES BÁSICAS DE CONTROL

Entre las principales acciones de control podemos mencionar las siguientes:

2.5.1.1 Controladores on/off

Son aplicados en aquellos sistemas de control de dos posiciones, en muchos casos son simplemente de encendido y apagado. Un ejemplo de una aplicación de un controlador on/off, es un sistema de control de nivel de líquido.

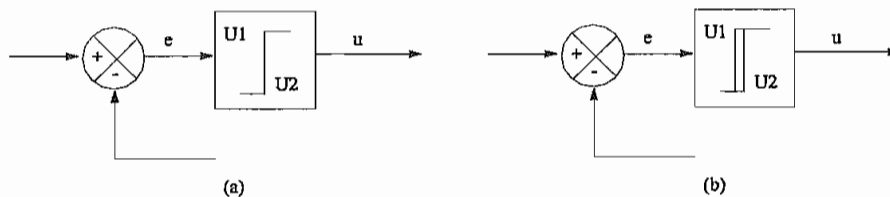


Fig. 2-6 (a) Diagrama de bloques de un controlador de encendido y apagado; (b) diagrama de bloques de un controlador de encendido y apagado con una brecha diferencial

La brecha diferencial que se observa en la figura (b), nos es más que el rango en el que debe moverse la señal de error antes de que ocurra la conmutación.

2.5.1.2 Control proporcional

La acción proporcional significa que el cambio producido en la salida del controlador es un múltiplo de la medición. Este múltiplo se llama ganancia del controlador. Un controlador proporcional es un amplificador con ganancia ajustable.

Para un controlador con acción de control proporcional, la relación entre la salida del controlador $u(t)$ y la señal de error $e(t)$ es:

$$u(t) = K_p \cdot e(t) \quad (2.5)$$

En función de Laplace tenemos:

$$\frac{U(s)}{E(s)} = K_p \quad (2.6)$$

K_p = constante de proporcionalidad

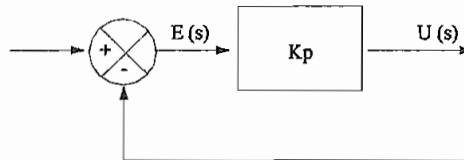


Fig. 2-7 Diagrama de bloques del control P

Para cualquier lazo de control de un proceso, existe un solo valor de ganancia óptimo que es el mejor.

2.5.1.3 Control integral (reset)

En un controlador con acción de control integral, responde al tamaño y duración del error. Cuando un error existe en la medición y el valor establecido, la acción integral hace que la salida comience a cambiar y continúe cambiando en cuanto exista el error. Esta acción actúa sobre la salida hasta obtener un valor adecuado para mantener la medición.

El valor de la salida del controlador $u(t)$ se cambia a una razón proporcional a la señal de error $e(t)$. Es decir,

$$\frac{du(t)}{dt} = K_i \cdot e(t)$$

o bien

$$u(t) = K_i \int_0^t e(t) \cdot dt \quad (2.7)$$

La función de transferencia del controlador integral es:

$$\frac{U(s)}{E(s)} = \frac{K_i}{s} \quad (2.8)$$

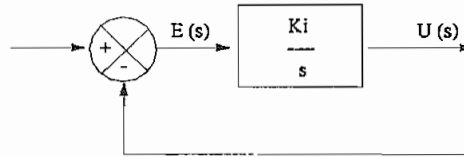


Fig. 2-8 Diagrama de bloques de un controlador I

La función del control integral o reset es el de mantener el offset (medida diferente del valor establecido o consigna).

2.5.1.4 Control derivativo

El modo derivativo realiza una acción de control dependiendo de cuan rápido cambie el error. Es decir, que el modo derivativo se opone a cualquier cambio en la medición.

2.5.1.5 Control proporcional-integral

La acción de control de un controlador proporcional-integral (PI) se define mediante:

$$u(t) = K_p \cdot e(t) + \frac{K_p}{T_i} \int e(t) \cdot dt \quad (2.9)$$

o la función de transferencia del controlador (PI) es:

$$\frac{U(s)}{E(s)} = K_p \left(1 + \frac{1}{T_i s} \right) \quad (2.10)$$

Donde, K_i es una constante ajustable y T_i se denomina tiempo integral.

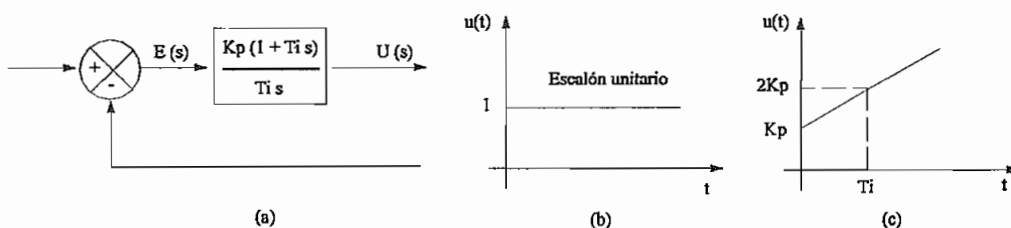


Fig. 2-9 Diagrama de bloques del controlador PI; (b) y (c) diagramas que representan una entrada escalón unitario y salida del controlador.

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

ESCUELA DE INGENIERÍA

“ESTUDIO DE ESQUEMAS DE CONTROL DE EQUIPO DE ALTO VOLTAJE”

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

SANTIAGO GIOVANNY ESPINOSA ANDRANGO

DIRECTOR: Ing. Luis Tapia

Quito, marzo del 2005

DECLARACIÓN

Yo, **SANTIAGO GIOVANNY ESPINOSA ANDRANGO**, declaro que el trabajo aquí escrito es de mi autoría, que no ha sido previamente presentado en ningún proyecto de grado, y que las referencias consultadas y presentadas forman parte del desarrollo fundamental de este documento.

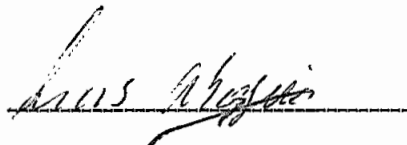
La Escuela Politécnica Nacional, puede hacer uso de los derechos correspondientes a este trabajo, según lo establecido por la ley, Reglamento de Propiedad Intelectual y por la normativa institucional vigente.



Santiago Giovanni Espinosa Andrango

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Santiago Giovanni Espinosa Andrango, bajo mi supervisión.

A handwritten signature in black ink, appearing to read "Luis Tapia", is written over a horizontal line.

Ing. Luis Tapia

DIRECTOR DEL PROYECTO

AGRADECIMIENTOS

Deseo agradecer en forma muy especial a mi profesor supervisor del Proyecto de Titulación Ing. Luis Tapia por su disposición a atender mis consultas y dudas.

Al Ing. Edmundo Terán, de la Compañía de Transmisión de Energía, por su apoyo desinteresado al otorgarme la información necesaria para el desarrollo del proyecto.

A los profesores del Departamento de Ingeniería Eléctrica, por su valiosa colaboración.

A mis padres por su apoyo incondicional

A la Escuela Politécnica Nacional por el respaldo brindado

DEDICATORIA

A Dios, por darme la vida y una familia maravillosa

A mis padres, por el apoyo, comprensión y cariño brindado

A mis hermanos, quienes colaboraron en la culminación de mi carrera

A mi hermano pequeño que tuvo que partir de este mundo para encontrarse con Dios, y junto a él ilumina mi vida en los momentos más difíciles y guía mi camino

ÍNDICE

CAPÍTULO 1	1
Generalidades	1
1.1 Introducción.....	1
1.2 Objetivos	2
1.3 Alcance.....	2
CAPÍTULO 2	4
Sistemas de control y protocolos de comunicación	4
2.1 Introducción.....	4
2.2 Control automático	4
2.2.1 Función del control automático.....	4
2.3 Clasificación de los sistemas de control.....	4
2.3.1 Sistema de control en lazo cerrado	4
2.3.1.1 Realimentación.....	5
2.3.1.2 Características de la realimentación	5
2.3.2 Sistemas de control en lazo abierto	5
2.4 Función de transferencia	5
2.4.1 Función de transferencia de lazo abierto y de trayectoria directa	6
2.4.2 Función de transferencia de lazo cerrado	6
2.5 Controlador automático	7
2.5.1 Acciones básicas de control.....	8
2.5.1.1 Controladores on/off.....	8
2.5.1.2 Control proporcional.....	8
2.5.1.3 Control integral (reset).....	9
2.5.1.4 Control derivativo	10
2.5.1.5 Control proporcional-integral	10
2.5.1.6 Control proporcional-derivativo.....	11
2.5.1.7 Control proporcional-integral-derivativo.....	11
2.6 Redes de comunicación	13
2.6.1 Las redes y los sistemas distribuidos	13
2.6.1.1 Prestaciones.....	13

2.6.1.2	Fiabilidad	13
2.6.1.3	Seguridad	13
2.6.1.4	Calidad de servicio	14
2.7	Hardware de red.....	14
2.7.1	Redes de difusión.....	14
2.7.2	Redes punto a punto	14
2.8	Tipos de redes.....	15
2.8.1	Redes de área local	15
2.8.2	Redes de área metropolitana	16
2.8.3	Redes de área amplia	16
2.8.4	Redes inalámbricas.....	17
2.8.5	Interredes	17
2.9	Protocolos	17
2.9.1	Protocolos industriales	17
2.9.2	Protocolos privados.....	18
2.9.3	Protocolos abiertos.....	18
2.9.3.1	Protocolo modbus	18
2.9.3.2	Protocolo de redes distribuidas v3.00 (dnp 3)	18
2.9.3.3	IEC 60870-5-101/103/105	18
2.9.3.3.1	Beneficios del DNP 3 y el IEC 60870-5.....	18
2.10	Interfaz	19
2.10.1	Interfaz RS-232C.....	19
2.10.2	Interfaz RS-422/V11	20
2.10.3	Interfaz RS-485	20
2.10.4	Modem (modulador o demodulador)	20
2.11	Software de red	20
2.11.1	Modelo osi.....	20
2.11.2	Capas del modelo osi.....	21
2.11.2.1	La capa física	21
2.11.2.1.1	Par trenzado (twisted pair)	21
2.11.2.1.2	Cable coaxial.....	22
2.11.2.1.3	Fibra óptica.....	22
2.11.2.2	Medios de transmisión no guiados	23

2.11.2.2.1	Radio	23
2.11.2.2.2	Microondas.....	23
2.11.2.2.3	Infrarrojo	24
2.11.2.2.4	Ondas de luz	24
2.11.2.3	La capa de enlace	24
2.11.2.4	La capa de red	24
2.11.2.4.1	El nivel de red en la Internet.....	25
2.11.2.5	La capa de transporte	25
2.11.2.5.1	El encabezamiento TCP.....	25
2.11.2.6	La capa de sesión	25
2.11.2.7	La capa de presentación	25
2.11.2.8	La capa de aplicación.....	26
CAPÍTULO 3.....		27
Estudio de esquemas de control de equipo de alto voltaje		27
3.1	Subestaciones.....	27
3.1.1	Clasificación de las subestaciones.....	27
3.1.1.1	Por su función	27
3.1.1.2	Por su aislamiento.....	27
3.1.1.3	Por su ubicación.....	27
3.2	Esquema de barras	28
3.2.1	Barra simple	28
3.2.2	Barra principal y de transferencia.....	29
3.2.3	Doble barra.....	29
3.2.4	Doble barra con disyuntor y medio.....	30
3.2.5	Anillo	31
3.3	Operación de subestaciones	31
3.3.1	Enclavamientos	31
3.3.2	Operación del equipo de corte y seccionamiento.....	32
3.3.2.1	Seccionadores del disyuntor	32
3.3.2.2	Seccionadores de puesta a tierra.....	32
3.3.2.3	Seccionadores de puesta a tierra de barras.....	32
3.3.2.4	Seccionadores de by-pass	33

3.3.2.5	Seccionador de transferencia.....	33
3.3.2.6	Disyuntor acoplador de barras (doble barra).....	33
3.4	Equipo de alto voltaje	33
3.4.1	Disyuntores	33
3.4.2	Seccionadores.....	33
3.4.3	Transformador de fuerza.....	34
3.4.3.1	Tipos de transformadores de fuerza.....	34
3.4.4	Transformadores de corriente (tc`s).....	34
3.4.5	Transformadores de potencial (tp`s)	36
3.4.6	Dispositivos de potencial capacitivo (dcp`s).....	36
3.4.7	Pararrayos.....	37
3.5	El arco eléctrico.....	37
3.5.1	Generalidades sobre los arcos eléctricos.....	37
3.5.2	Condiciones de extinción del arco.....	38
3.5.3	Métodos para extinguir el arco eléctrico	39
3.5.4	Corte de corrientes de carga inductivas	40
3.5.5	Corte de corrientes de carga capacitivas	40
3.5.6	Corte de corrientes de cortocircuito.....	41
3.5.6.1	Corriente simétrica	41
3.5.6.2	Corriente asimétrica	41
3.5.7	Índice de elevación de voltaje transitorio de restablecimiento ^[3]	42
3.5.8	El defecto evolutivo	43
3.6	Características generales de los equipos de maniobra.....	43
3.6.1	Características nominales de los aparatos.....	43
3.7	Disyuntores	44
3.7.1	Selección de disyuntores.....	45
3.7.2	Clasificación de los disyuntores	46
3.7.2.1	Disyuntores en baño de aceite.....	46
3.7.2.1.1	Disyuntores de ruptura libre	48
3.7.2.1.2	Disyuntores de cámara de explosión.....	48
3.7.2.2	Disyuntores de pequeño volumen de aceite.....	48
3.7.2.3	Disyuntores neumáticos	50
3.7.2.3.1	Extinción del arco eléctrico por un solo sopro	51

3.7.2.3.2	Extinción del arco eléctrico a doble soplo.....	51
3.7.2.4	Disyuntores de soplo magnético	51
3.7.2.5	Disyuntores de hexafluoruro de azufre (SF6).....	52
3.7.2.5.1	Propiedades del SF6:.....	52
3.7.2.5.2	Principios de extinción del arco	53
3.7.2.5.3	Ventajas del SF6:	53
3.7.2.5.4	Desventajas del SF6:	54
3.7.2.6	Disyuntores en vacío	54
3.7.2.6.1	Ventajas de los disyuntores en vacío:	54
3.7.2.6.2	Desventajas de los disyuntores en vacío:	54
3.8	Seccionadores.....	55
3.8.1	Clasificación de seccionadores	55
3.8.1.1	Seccionadores de cuchillas giratorias	55
3.8.1.2	Cuchillas deslizantes	56
3.8.1.3	Columna giratoria	56
3.8.1.3.1	Seccionador de columna giratoria central	56
3.8.1.3.2	Seccionador de dos columnas giratorias.....	57
3.8.1.4	Pantógrafo.....	58
3.9	Mecanismos de operación de los disyuntores.....	58
3.9.1	Accionamiento por resortes.....	59
3.9.2	Accionamiento por aire comprimido	60
3.9.3	Accionamiento por líquido a presión.....	60
3.10	Sistemas de mando.....	61
3.10.1	Mando local	61
3.10.2	Mando manual y desconexión automática	61
3.10.3	Mando remoto	62
3.10.3.1	Mando por aire comprimido.....	62
3.10.3.2	Mando por relés	62
3.11	Operación del circuito de control del disyuntor.....	63
3.11.1	Señales de control de los circuitos de mando del disyuntor	64
3.12	Elementos de control y señalización del disyuntor	65
3.12.1	Switch de control	65
3.12.2	Relé de anti-bombeo	66

3.12.3	Dispositivos de reconexión automática	66
3.12.3.1	Recierre de disyuntores.....	66
3.12.3.2	Sincronización	67
3.12.3.2.1	Modos de sincronización	67
3.12.4	Alarmas	68
3.12.4.1	Alarmas de mal funcionamiento de los equipos	69
3.12.4.1.1	Disyuntores	69
3.12.5	Luces indicadoras.....	69
3.12.6	Bloqueos	70
3.13	Sistema de operación y control de seccionadores	71
3.13.1	Mecanismos de operación.....	71
3.13.1.1	Mecanismos de operación eléctrica	71
3.13.1.2	Mecanismos de operación manual.....	72
3.13.1.3	Mecanismos de operación por relés.....	72
3.13.2	Maniobra de cierre.....	73
3.13.3	Maniobra de abertura	73
3.14	Diagrama elemental del control del disyuntor.....	74
3.15	Diagrama elemental de control del seccionador.....	766
CAPÍTULO 4.....		78
Tecnología utilizada en la simulación del equipo de maniobra		78
4.1	Generalidades	78
4.2	Controladores lógicos programables	78
4.2.1	Definición de plc's.....	78
4.3	Estructura básica de un autómata programable.....	79
4.3.1	Unidad central de procesamiento cpu	79
4.3.1.1	Procesador	80
4.3.1.2	Memoria	80
4.3.2	Fuente de alimentación	80
4.3.3	Módulo de entradas y salidas.....	81
4.4	Lenguajes de programación	82
4.4.1	Esquema de funciones	82
4.4.1.1	Esquema de contactos (ladder).....	82

4.4.1.2	Lista de instrucciones	82
4.4.1.3	Esquema gráfico de control de etapas-transiciones (grafcet).....	83
4.5	PLC, simatic S7-200 siemens	83
4.5.1	Funcionamiento básico.....	83
4.5.2	Lenguajes de programación del S7-200.....	84
4.5.2.1	Ventajas del lenguaje awl.....	84
4.5.2.2	Desventajas del lenguaje awl	84
4.5.2.3	Ventajas del lenguaje kop	84
4.5.2.4	Desventajas del lenguaje kop.....	84
4.5.2.5	Ventajas del lenguaje fup	84
4.5.2.6	Desventajas del lenguaje fup	85
4.6	Estructura de la memoria del simatic.....	85
4.6.1	Memoria del programa	85
4.6.2	Imágenes de entradas y salidas	85
4.6.3	Marcas de memoria.....	85
4.6.4	E/S de periferia.....	85
4.6.5	Estado de temporizadores y contadores	86
4.6.6	Módulos de datos	86
4.6.7	Datos temporales	86
4.7	Tipos de módulos	86
4.8	Funciones del simatic s7	87
4.9	Comunicaciones.....	87
4.9.1	Protocolo y soporte físico	87
4.9.1.1	Protocolo	87
4.9.1.2	Soporte físico	88
4.9.1.2.1	Tipos de soportes físicos del simatic s7-200.....	88
4.9.2	Tipos de transmisión de datos.....	88
4.9.2.1	Redes maestro-esclavo.....	88
4.9.2.2	Redes multimaestro.....	89
4.9.3	Clasificación de las redes.....	89
4.9.3.1	Interface as-i.....	89
4.9.3.2	Red mpi.....	90
4.9.3.3	Protocolo profibus dp (decentralized periphery)	90

4.9.3.4	Protocolo profibus pa (process automation).....	90
4.9.3.5	Protocolo profibus fms (fieldbus message specification).....	90
4.9.3.6	Protocolo tcp/ip.....	90
4.9.4	Módulos de entrada y salida.....	91
4.9.4.1	Módulos de entrada digital	91
4.9.4.2	Módulos de salida digital	91
4.9.4.3	Módulos de entradas analógicas.....	92
4.9.4.4	Módulos de salidas analógicas.....	92
4.9.5	Instrucciones del step 7.....	92
4.10	Software windows control center (win cc).....	93
4.11	Sistema de control para posiciones de subestaciones.....	94
4.11.1	Estructura del sistema de control	94
4.11.1.1	Nivel de campo.....	95
4.11.1.2	Nivel de bahía	96
4.11.1.3	Nivel de subestación	96
4.11.2	Equipos de campo empleados en el control de las posiciones eléc. 96	
4.11.2.1	Funciones del equipo de campo:.....	97
4.11.2.2	UTR's	97
4.11.2.2.1	Características de las UTR's	98
4.11.2.2.2	Protocolos de comunicación.....	98
4.11.2.2.3	Interfaces.....	98
4.11.2.3	IED's.....	99
4.11.2.3.1	Características	99
4.11.2.3.2	Protocolos de comunicación.....	99
4.11.2.3.3	Interfaces.....	100
4.11.2.4	PLC's.....	100
4.11.2.4.1	Ventajas:	100
4.11.2.4.2	Desventajas:.....	100
4.11.2.4.3	Protocolos de comunicación.....	100
4.11.2.4.4	Interfaces.....	101
4.11.3	Centralización de información en una unidad central de S/E	101
4.11.4	Sistema de control SCADA	101
4.11.4.1	Funciones del SCADA.....	102

4.12	Principios básicos de las protecciones eléctricas	104
4.12.1	Bancos de transformadores	104
4.12.1.1	Diferencial (87)	105
4.12.1.2	Sobrecorriente (51).....	105
4.12.1.3	Buchholz (63)	106
4.12.1.4	Sobrecarga (26)	106
4.12.2	Líneas.....	106
4.12.2.1	Sobrecorriente (50).....	106
4.12.2.2	Distancia (21)	106
4.12.2.3	Direccional (67)	107
4.12.2.4	Hilopiloto (87-h)	107
CAPÍTULO 5		108
Aplicación al auto-transformador y línea de transmisión de la subestación		
Salitral		108
5.1	Generalidades	108
5.2	Descripción general de la subestación Salitral	108
5.2.1	Ubicación.....	108
5.2.2	Elementos y esquema de barras.....	110
5.2.2.1	Posiciones	111
5.2.2.2	Protecciones.....	111
5.2.2.2.1	Barras.....	111
5.2.2.2.2	Auto-transformadores.....	111
5.2.2.2.3	Líneas.....	111
5.2.2.2.4	Dispositivos de control del disyuntor	112
5.2.2.2.5	Falla del disyuntor	112
5.3	Descripción operacional de las posiciones	112
5.3.1	Energización del auto-transformador ATQ	112
5.3.1.1	Desde el patio de 69 kv	112
5.3.1.2	Desde el patio de 138 kv	112
5.3.2	Energización de línea (pascuales 2).....	114
5.3.3	Transferencia de circuitos	114
5.4	Operación del banco de auto-transformadores ATQ	115
5.4.1	Banco de autotransformadores ATQ y gabinete del LTC	116

5.4.1.1	Generalidades	116
5.4.1.2	Descripción del gabinete de control del LTC	116
5.4.1.3	Descripción del gabinete de control de enfriamiento	117
5.4.1.4	Alimentación para el sistema de auto-transformadores.....	118
5.4.2	Operación del sistema de enfriamiento de auto-transformadores ...	118
5.4.2.1	Manual-local	118
5.4.2.1.1	Procedimiento	118
5.4.2.2	Manual-remoto	118
5.4.2.2.1	Procedimiento	118
5.4.2.3	Automático	119
5.4.3	Operación del cambiador de tomas bajo carga	119
5.4.3.1	Mecanismo de movimiento mitsubishi tipo dm3	119
5.4.3.1.1	Operación manual-local.....	120
5.4.3.1.2	Operación manual-gabinete de cambiador de tomas	120
5.4.3.1.3	Operación automática-gabinete del cambiador de tomas	121
5.4.3.1.4	Operación manual-tablero de control en la sala	122
5.4.3.1.5	Operación automática-tablero de control en la sala	122
5.4.3.1.6	Operación manual-centro de control	122
5.4.4	Causas del disparo del banco de auto-transformadores ATQ.....	123
5.4.4.1	Actuación de la protección diferencial	123
5.4.4.2	Actuación de la protección de sobrecorriente	123
5.4.4.3	Actuación de las protecciones de sobretensión, relé buchholz	123
5.4.5	Posición de interrupción del banco de auto transformadores ATQ ..	124
5.4.5.1	Seccionador de 69 kv	125
5.4.6	Tablero instalado en la sala de control	125
5.4.6.1	Elementos visibles en la parte frontal del tablero	125
5.4.6.2	Elementos visibles en la parte posterior del tablero de control.....	126
5.4.7	Sistema de alarmas de la posición de auto-transformadores atq ^[2] ..	127
5.4.7.1	Alarmas empleadas.....	127
5.4.8	Operación del disyuntor 52-1Q2.....	128
5.4.8.1	Cierre del disyuntor desde la sala de control.....	128
5.4.8.2	Apertura del disyuntor desde la sala de control.....	128
5.4.8.3	Cierre del disyuntor desde el centro de operaciones COT.....	128

5.4.8.4	Apertura del disyuntor	129
5.4.9	Operación de los seccionadores de la posición de transformador ...	130
5.4.9.1	Cierre desde la sala de control.....	130
5.4.9.2	Apertura.....	130
5.4.9.3	Condiciones para operar el seccionador del transformadores 69 kV	130
5.4.9.4	Condiciones para operar el 89-0q4, seccionador del trafo de 69 kv	130
5.5	Operación de la posición de la línea Pascuales 2	131
5.5.1	Generalidades	131
5.5.2	Descripción del gabinete de control de posición de línea	131
5.5.3	Causas del disparo de posición de línea (Pascuales 2)	132
5.5.3.1	Actuación de la protección de distancia	132
5.5.3.2	Actuación de la protección de sobrecorriente instantánea	132
5.5.3.3	Actuación de la protección de bajo voltaje	133
5.5.4	Disyuntor de posición de línea de 138 kv (pascuales 2).....	133
5.5.5	Sistema de alarmas de posición de línea (pascuales 2).....	134
5.5.5.1	Alarmas utilizadas	134
5.5.6	Operación del disyuntor 52-112	134
5.5.6.1	Cierre del disyuntor desde la sala de control.....	134
5.5.6.2	Apertura del disyuntor desde la sala de control.....	134
5.5.6.3	Cierre del disyuntor desde el centro de operaciones COT.....	135
5.5.6.4	Apertura del disyuntor desde el centro de operaciones.....	135
5.5.7	Operación de los seccionadores de la posición de línea	135
5.5.7.1	Cierre de seccionadores.....	135
5.5.7.2	Apertura de seccionadores.....	135
5.5.7.3	Cierre del seccionador de puesta a tierra.....	135
5.6	Automatización de las posiciones del transformador ATQ y línea....	136
5.6.1.1	Automatización utilizando ied's y relés digitales.....	136
5.6.1.1.1	Unidad de protección del auto-transformador:	136
5.6.1.1.2	Requerimientos técnicos	136
5.6.1.1.3	Unidad de protección de línea.....	136
5.6.1.1.4	Requerimientos técnicos:	137
5.6.1.1.5	Medición y registros.....	137
5.6.1.2	Comunicaciones.....	137

5.6.1.2.1	Protocolos	137
5.6.1.2.2	Interfaces.....	137
5.6.2	Incorporación al sistema SCADA	138
CAPÍTULO 6.....		140
6.1	Conclusiones.....	140
6.2	Recomendaciones.....	141
Referencias bibliográficas.....		143

ÍNDICE DE GRÁFICOS

2-1	Diagrama de bloque de la función de transferencia.....	5
2-2	Diagrama de bloques de la función de transferencia de lazo.....	6
2-3	Diagrama de bloques de la función de transferencia de trayectoria directa.....	6
2-4	Diagrama de bloques de la función de transferencia de lazo cerrado.....	6
2-5	Diagrama de bloque de un sistema de control industrial, formado por un controlador automático	7
2-6	a) Diagrama de bloques de un controlador de encendido y apagado; b) Diagrama de bloques de un controlador de encendido y apagado con una brecha diferencial.....	8
2-7	Diagrama de bloques del control P.....	9
2-8	Diagrama de bloques de un controlador I.....	10
2-9	a) Diagrama de bloques del controlador PI; b) y c) Diagramas que representan una entrada escalón unitario y salida del controlador.....	10
2-10	a) Diagrama de bloques de un controlador PD; b) y c) Diagramas que representan una entrada unitaria y la salida del controlador.....	11

2-11	Diagrama de bloques de un controlador proporcional-integral-derivativo.....	12
2-12	a) Entrada de una rampa unitaria; b) Salida del controlador.....	12
2-13	Redes de difusión a) bus; b) anillo.....	15
2-14	Arquitectura de la red de área metropolitana DQDB.....	16
2-15	Relación entre las hosts y la subred.....	17
2-16	Esquema DTE/DCE.....	19
2-17	Transmisión de la información por las capas del modelo O.S.I.....	21
3-1	Esquema de barra simple con by-pass.....	28
3-2	Esquema de barra principal y de transferencia.....	29
3-3	Esquema de doble barra.....	29
3-4	Esquema de doble barra con disyuntor y medio.....	30
3-5	Esquema de anillo.....	31
3-6	Circuito equivalente del transformador de corriente.....	35
3-7	IETVR	42
3-8	Definición del tiempo de interrupción, normas ANSI/IEEE.....	45
3-9	Representación de un disyuntor en baño de aceite.....	46
3-10	Representación esquemática del proceso de ruptura de un disyuntor en baño de aceite	47
3-11	Corte esquemático de una cámara de un disyuntor de pequeño volumen de aceite.....	49
3-12	Esquema de un disyuntor neumático.....	50
3-13	Esquema de alargamiento del arco de un disyuntor de soplo magnético.....	52
3-14	Esquema de extinción del arco eléctrico en un disyuntor en SF6.....	53
3-15	Esquema de seccionadores de cuchillas giratorias.....	56
3-16	Esquema del seccionador de columna giratoria.....	57
3-17	Esquema de seccionador de dos columnas giratorias.....	57
3-18	Esquema de seccionador tipo pantógrafo.....	58
3-19	Circuito simplificado de abertura y cierre del disyuntor.....	63

3-20	Circuito DC de alarma con bocina.....	69
3-21	Diagrama de interbloqueo entre el disyuntor y las cuchillas.....	70
3-22	Esquema de mando bipolar de relés de un seccionador.....	72
4-1	Estructura básica de un PLC.....	79
4-2	Funcionamiento básico del PLC.....	83
4-3	Red de comunicación maestro-esclavo.....	89
4-4	Estructura de un sistema de control de subestación.....	95
4-5	Funciones del sistema SCADA.....	103
5-1	Plan de expansión del CONELEC.....	109
5-2	Esquema de barras de la subestación Salitral.....	110
5-3	Posición del auto-transformador ATQ.....	113
5-4	Posición de línea	114
5-5	Diagrama lógico de operación local del LTC.....	120
5-6	Diagrama lógico de operación a distancia del LTC.....	121
5-7	Diagrama lógico de operación automática del LTC.....	121
5-8	Actuación de la operación diferencial.....	123
5-9	Actuación de la protección de sobrecorriente.....	123
5-10	Actuación de las protecciones de sobretensión, buchholz y alivio de presión.....	124
5-11	Diagrama lógico de cierre del disyuntor 52-1Q2.....	129
5-12	Diagrama lógico de abertura del interruptor 52-1Q2.....	129
5-13	Diagrama lógico de cierre y abertura de seccionadores 89-1Q1/89-1Q3.....	131
5-14	Actuación de la protección de distancia.....	132
5-15	Actuación de la protección de sobrecorriente.....	133
5-16	Actuación de la protección de bajo voltaje.....	133

ANEXOS

Anexo I:	Manual de usuario.....	147
Anexo II:	Simulación de cinco pasos del cambiador de tomas bajo carga....	174
Anexo III:	Simulación de la operación del equipo de maniobra de las posiciones de línea y del auto-transformador (esquema de funciones ladder).....	179
Anexo IV:	Diagrama elemental de C.C del disyuntor de la posición de transformador ATQ 138 kV/69 kV.....	185
Anexo V:	Diagrama elemental de C.C de seccionador de la posición de transformador ATQ 138 kV/69 kV.....	186
Anexo VI:	Diagrama unificar de la subestación Gonzalo Cevallos.....	187
Anexo VI:	Diagrama trifilar del disyuntor de transformador ATQ.....	188

RESUMEN

Se analiza los mecanismos de operación y control del equipo de maniobra (disyuntor-seccionador), y se describe los protocolos y redes de transmisión de datos más utilizados en la automatización del equipo de corte y seccionamiento de alto voltaje de una subestación eléctrica.

Se realiza la simulación de las posiciones de línea de transmisión y del auto-transformador de la subestación eléctrica Salitral mediante un controlador lógico programable PLC o su correspondiente simulador, vinculando el diseño de interfaces gráficas amigables para visualizar la operación del equipo de maniobra. Incorporando virtualmente el mando manual y a distancia de las posiciones eléctricas, incluyendo algoritmos sencillos implementados en el software del PLC.

La simulación de las posiciones se establece en estado normal de operación o en condiciones de falla, incorporando manijas y/o pulsadores que ejecutan las operaciones de apertura y cierre del equipo de maniobra, con sus respectivos interbloqueos y los elementos de control y visualización correspondientes.

El control del equipo de corte y seccionamiento aplicado a las posiciones de línea de transmisión o del auto-transformador, para un esquema específico de barras, de la subestación Salitral, puede ser aplicado al equipo de protección (disyuntor-seccionador) de cualquier subestación del Sistema Nacional Interconectado, siempre que se aplique a una posición y a un esquema de barras similares.

La simulación ofrece a los estudiantes interesados en control y operación de equipos de sistemas eléctricos de potencia, una herramienta sencilla y amigable para visualizar e ilustrar gráficamente la operación de las posiciones de línea y del auto-trasformadores, aplicado a un esquema específico de barras, de la subestación Salitral.

PRESENTACIÓN

El continuo y creciente desarrollo tecnológico y computacional ha permitido avanzar en el campo de la automatización de los procesos operacionales de las subestaciones. Analizar, planear y ejecutar hoy en día la operación de las posiciones, requiere de dispositivos electrónicos inteligentes, comunicaciones y herramientas computacionales.

El planeamiento del diseño operacional de las posiciones de subestaciones demanda un análisis previo y generalizado de los mecanismos de accionamiento y operación del equipo de maniobra, necesario para seleccionar adecuadamente cada uno de los equipos, así como también el estudio de las interfaces y protocolos de comunicación de los dispositivos inteligentes (PLC's), para integrarlos al sistema de control remoto.

El desarrollo de la simulación de la operación del equipo de maniobra, se ejecuta sobre la base del manual de operación de las posiciones de la subestación y el análisis de los circuitos de control de disyuntores y seccionadores, utilizando para ello un controlador lógico programable que incorpora algoritmos sencillos para el mando de las posiciones.

La nueva generación de programas facilita la operación de las subestaciones con resultados eficientes y con interfaces amigables, sin embargo su implementación requiere de un mayor costo en relación a los PLC's.

La utilización de PLC's en la automatización de posiciones de subestaciones es limitada, sin embargo su aplicación es cada día más frecuente en la adquisición de pequeñas señales de entrada y salida directas de los equipos eléctricos. En el presente trabajo el PLC es utilizado para simular la operación local de las posiciones de línea de transmisión y del transformador de una subestación.

CAPÍTULO 1

GENERALIDADES

1.1 INTRODUCCIÓN

El continuo y creciente consumo de energía eléctrica y el cumplimiento de las exigencias del mercado y los entes reguladores, han obligado a las compañías eléctricas a mejorar la calidad de servicio prestado y a un paulatino crecimiento del área de servicio abarcada; trayendo consigo un aumento de la longitud de las líneas de transmisión y su necesaria interconexión para asegurar un óptimo abastecimiento de la demanda.

Para mejorar la calidad del servicio se requiere información continua del estado de las instalaciones y los equipos, que permita prevenir posibles problemas que puedan afectar seriamente al funcionamiento óptimo del sistema. Por tanto, es necesario disponer de nuevos dispositivos electrónicos inteligentes que cumplan estos requerimientos y que permitan la reducción de costes de compra y mantenimiento de los aparatos eléctricos de una subestación.

Existe un elemento que es común a todos los sistemas de energía, renovables o no, en corriente alterna o corriente continua, en generación, transmisión o distribución, usado como elemento de protección o de interconexión, denominado disyuntor, que tiene como función interrumpir o restablecer la conducción de corriente en un circuito eléctrico.

El funcionamiento exitoso de una subestación o de un sistema eléctrico de potencia depende en gran parte del control y automatización del equipo de maniobra, ya que son ellos los que minimizan e interrumpen los efectos perjudiciales producidos por fallas originadas en el sistema.

Cuando se produce una falla, es necesario interrumpir la corriente con rapidez para reducir los daños al mínimo y evitar que el sistema se desestabilice debido a la pérdida de sincronismo de generadores.

La aplicación de las técnicas del control inteligente, aplicadas al equipo de maniobra, utilizando dispositivos electrónicos basados en microprocesadores, permitirán planificar mejor los trabajos de mantenimiento y operación de las instalaciones eléctricas de las subestaciones, lo cual repercutirá favorablemente en los costos totales durante toda la vida útil de las mismas.

1.2 OBJETIVOS

Dada la importancia del equipo de maniobra al interior de la subestación, el presente proyecto tiene como objetivo estudiar y analizar los diagramas de control del equipo de corte y seccionamiento de alto voltaje, y simular la operación de apertura y cierre del disyuntor y seccionadores de las posiciones de línea de transmisión y transformador de una subestación, utilizando un controlador lógico programable (PLC) o su correspondiente simulador; vinculando una interfaz gráfica para la visualización de los eventos. Indicando además los protocolos y redes de transmisión de datos más utilizados en la automatización del equipo de corte y seccionamiento de alto voltaje de una subestación eléctrica.

1.3 ALCANCE

El alcance del proyecto comprende la descripción de los principales protocolos, redes e interfaces de comunicación estandarizados de tecnología abierta basados en el modelo de referencia O.S.I, aplicados actualmente en los dispositivos digitales para establecer el control remoto de las posiciones de subestaciones.

La descripción de los diferentes tipos de disyuntores y seccionadores, y el estudio de los mecanismos de operación y diagramas de control del equipo de maniobra (disyuntor-seccionador) de alto voltaje, aplicado en subestaciones eléctricas.

El diseño y la simulación del control local de las posiciones de línea de transmisión y transformador de una subestación, utilizando un controlador lógico programable (PLC) o su correspondiente simulador. Dicha simulación podrá ser utilizada como un módulo didáctico para el aprendizaje de la operación del equipo de maniobra de una línea de transmisión y un transformador, correspondientes a un esquema específico de barras, de la subestación eléctrica Salitral.

CAPÍTULO 2

SISTEMAS DE CONTROL Y PROTOCOLOS DE COMUNICACIÓN

2.1 INTRODUCCIÓN

El control automático constituye una parte fundamental en el desarrollo de la ingeniería y la ciencia, dicho control forma parte esencial en la automatización de procesos industriales, sistemas de subestaciones, sistemas de vehículos espaciales, diseño de sistemas de pilotos automáticos en la industria aeroespacial, diseño de automóviles, etc. El control automático mejora y expande la productividad, abarata costos de producción, disminuye los errores de operación, elimina operaciones manuales rutinarias y repetitivas.

2.2 CONTROL AUTOMÁTICO

El control automático es una acción de control de lazo cerrado cuya función es controlar un proceso sin intervención humana.

2.2.1 FUNCIÓN DEL CONTROL AUTOMÁTICO

La función del control automático es la de mantener un valor deseado dentro de una cantidad establecida, midiendo el valor de salida y comparándolo con el valor entrada, y utilizando la diferencia para mantenerla lo más pequeña posible.

2.3 CLASIFICACIÓN DE LOS SISTEMAS DE CONTROL

Los sistemas de control pueden ser de dos tipos, de lazo cerrado o lazo abierto.

2.3.1 SISTEMA DE CONTROL EN LAZO CERRADO

Es el sistema en el cual la acción de control es dependiente de la salida, es decir, tienen realimentación.

2.3.1.1 Realimentación

Es la propiedad de un sistema de lazo cerrado que permite que la salida, sea comparada con la entrada al sistema, de manera que se pueda tomar una acción de control apropiada como función de la diferencia entre la entrada y la salida.

2.3.1.2 Características de la realimentación

- Aumento de la exactitud
- Reducción de la sensibilidad de la salida, ante una perturbación sufrida por el sistema
- Efectos reducidos de la distorsión
- Disminución de la ganancia

2.3.2 SISTEMAS DE CONTROL EN LAZO ABIERTO

Es aquel tipo de sistema que no se ve afectado por la señal de salida del mismo. Es decir, que en un sistema de control de lazo abierto no existe realimentación de la señal de salida para compararla con la señal de entrada.

Un sistema de control en lazo abierto únicamente se utiliza cuando se conoce la relación entre la entrada y la salida, siempre y cuando no exista una perturbación.

2.4 FUNCIÓN DE TRANSFERENCIA

La función de transferencia de un sistema lineal, es la relación de la transformada de Laplace de la salida (función respuesta) con la transformada de Laplace de la entrada (función excitadora).

$$G(s) = \frac{Y(s)}{X(s)} \quad (2.1)$$

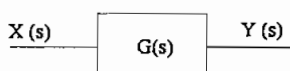


Fig. 2-1 Diagrama bloque función de transferencia

2.4.1 FUNCIÓN DE TRANSFERENCIA DE LAZO ABIERTO Y DE TRAYECTORIA DIRECTA

Lazo abierto:



Fig. 2-2 Diagrama de bloques de la función de transferencia de lazo abierto

$$\frac{B(s)}{E(s)} = G(s) \cdot H(s) \quad (2.2)$$

Trayectoria directa:

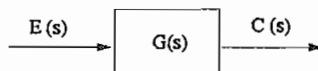


Fig. 2-3 Diagrama de bloques de la función de transferencia de trayectoria directa

$$\frac{C(s)}{E(s)} = G(s) \quad (2.3)$$

2.4.2 FUNCIÓN DE TRANSFERENCIA DE LAZO CERRADO

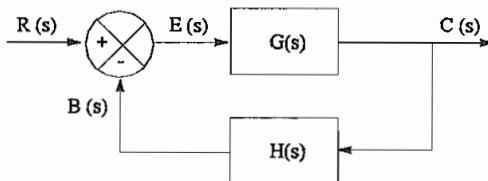


Fig. 2-4 Diagrama de bloques de la función de transferencia de lazo cerrado

$$C(s) = G(s) \cdot E(s)$$

$$E(s) = R(s) - B(s)$$

$$E(s) = R(s) - H(s) \cdot C(s)$$

$$\frac{C(s)}{R(s)} = \frac{G(s)}{1 + G(s) \cdot H(s)} \quad (2.4)$$

2.5 CONTROLADOR AUTOMÁTICO

Un controlador automático compara el valor real de la salida de la planta con la entrada (referencia) o valor deseado, determina la desviación y produce una señal de control que reduce la desviación a cero o a un valor pequeño. Esta forma de generar la señal de control por parte del controlador se denomina *acción de control*.

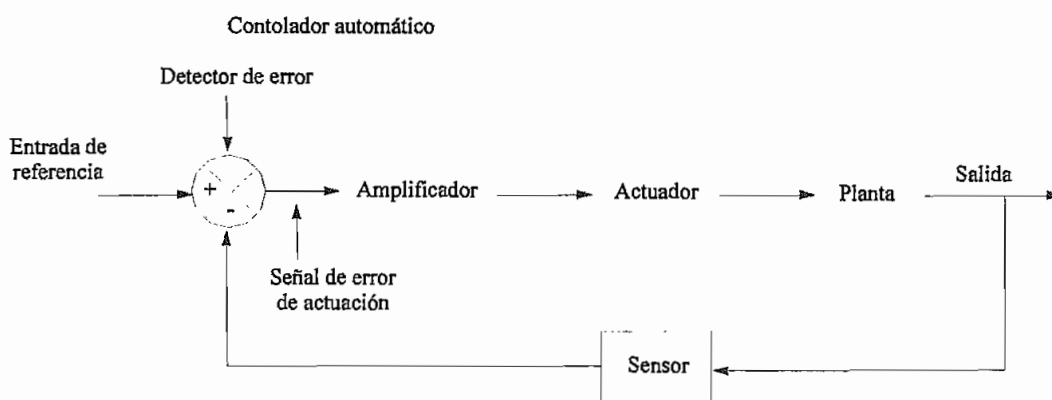


Fig. 2-5 Diagrama de bloque de un sistema de control industrial, formado por un controlador automático

Los controladores se clasifican, de acuerdo a sus acciones de control en:

- Controladores de dos posiciones o controladores on/off
- Controladores proporcionales
- Controladores integrales
- Controladores derivativos
- Controladores proporcionales-integrales
- Controladores proporcionales-derivativos
- Controladores proporcionales-integrales-derivativos

2.5.1 ACCIONES BÁSICAS DE CONTROL

Entre las principales acciones de control podemos mencionar las siguientes:

2.5.1.1 Controladores on/off

Son aplicados en aquellos sistemas de control de dos posiciones, en muchos casos son simplemente de encendido y apagado. Un ejemplo de una aplicación de un controlador on/off, es un sistema de control de nivel de líquido.

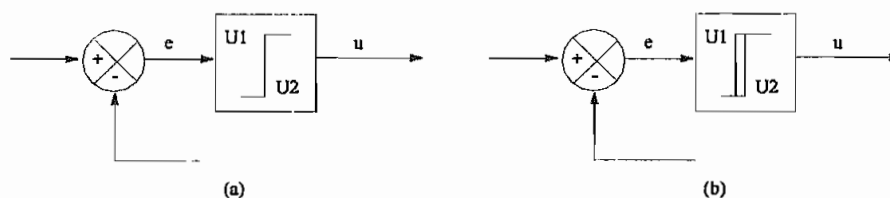


Fig. 2-6 (a) Diagrama de bloques de un controlador de encendido y apagado; (b) diagrama de bloques de un controlador de encendido y apagado con una brecha diferencial

La brecha diferencial que se observa en la figura (b), nos es más que el rango en el que debe moverse la señal de error antes de que ocurra la conmutación.

2.5.1.2 Control proporcional

La acción proporcional significa que el cambio producido en la salida del controlador es un múltiplo de la medición. Este múltiplo se llama ganancia del controlador. Un controlador proporcional es un amplificador con ganancia ajustable.

Para un controlador con acción de control proporcional, la relación entre la salida del controlador $u(t)$ y la señal de error $e(t)$ es:

$$u(t) = K_p \cdot e(t) \quad (2.5)$$

En función de Laplace tenemos:

$$\frac{U(s)}{E(s)} = K_p \quad (2.6)$$

K_p = constante de proporcionalidad

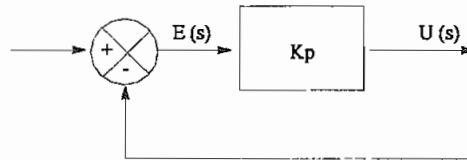


Fig. 2-7 Diagrama de bloques del control P

Para cualquier lazo de control de un proceso, existe un solo valor de ganancia óptimo que es el mejor.

2.5.1.3 Control integral (reset)

En un controlador con acción de control integral, responde al tamaño y duración del error. Cuando un error existe en la medición y el valor establecido, la acción integral hace que la salida comience a cambiar y continúe cambiando en cuanto exista el error. Esta acción actúa sobre la salida hasta obtener un valor adecuado para mantener la medición.

El valor de la salida del controlador $u(t)$ se cambia a una razón proporcional a la señal de error $e(t)$. Es decir,

$$\frac{du(t)}{dt} = K_i \cdot e(t)$$

o bien

$$u(t) = K_i \int e(t) \cdot dt \quad (2.7)$$

La función de transferencia del controlador integral es:

$$\frac{U(s)}{E(s)} = \frac{K_i}{s} \quad (2.8)$$

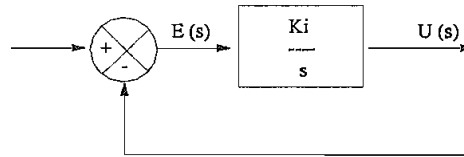


Fig. 2-8 Diagrama de bloques de un controlador I

La función del control integral o reset es el de mantener el offset (medida diferente del valor establecido o consigna).

2.5.1.4 Control derivativo

El modo derivativo realiza una acción de control dependiendo de cuan rápido cambie el error. Es decir, que el modo derivativo se opone a cualquier cambio en la medición.

2.5.1.5 Control proporcional-integral

La acción de control de un controlador proporcional-integral (PI) se define mediante:

$$u(t) = K_p \cdot e(t) + \frac{K_p}{T_i} \int_0^t e(t) \cdot dt \quad (2.9)$$

o la función de transferencia del controlador (PI) es:

$$\frac{U(s)}{E(s)} = K_p \left(1 + \frac{1}{T_i s} \right) \quad (2.10)$$

Donde, K_i es una constante ajustable y T_i se denomina tiempo integral.

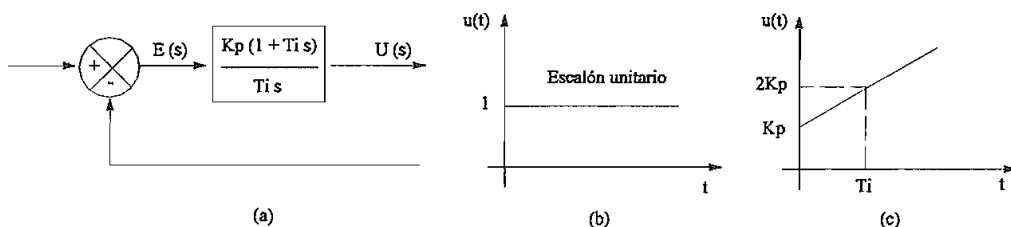


Fig. 2-9 Diagrama de bloques del controlador PI; (b) y (c) diagramas que representan una entrada escalón unitario y salida del controlador.

El control integral en una planta ayuda a eliminar el error de estado estacionario o corrimiento, en respuesta a una entrada escalón.

2.5.1.6 Control proporcional-derivativo

La acción de control de un controlador proporcional-derivativa (PD) se define mediante la siguiente ecuación:

$$u(t) = K_p \cdot e(t) + K_p \cdot T_d \frac{d e(t)}{dt} \quad (2.11)$$

y la función de transferencia es:

$$\frac{U(s)}{E(s)} = K_p (1 + T_d s) \quad (2.12)$$

Donde T_d es el tiempo derivativo.

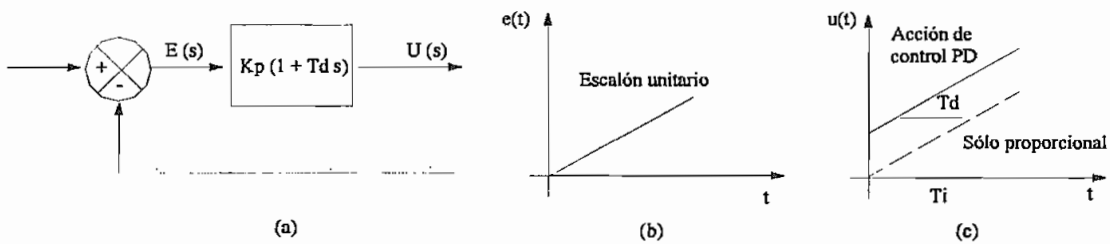


Fig. 2-10 (a) Diagrama de bloques de un controlador PD; (b) y (c) diagramas que representan una entrada rampa unitaria y la salida del controlador

Al añadir la acción de control derivativa al controlador proporcional, se obtiene un controlador con alta sensibilidad. Así, el control derivativo inicia una acción correctiva temprana antes que la magnitud de error sea excesivamente grande, y altere la operación normal del sistema.

2.5.1.7 Control proporcional-integral-derivativo

La combinación de la acción de control proporcional, la acción de control integral y la acción de control derivativa se denominan acción de control proporcional-

integral-derivativa. Esta acción combinada tiene las ventajas de cada una de las tres acciones de control individual. La ecuación de un controlador con esta acción combinada está dada por la siguiente ecuación:

$$u(t) = K_p \cdot e(t) + \frac{K_p}{T_i} \int_0^t e(t) \cdot dt + K_p \cdot T_d \frac{de(t)}{dt} \quad (2.13)$$

y la función de transferencia es:

$$\frac{U(s)}{E(s)} = K_p \left(1 + \frac{1}{T_i s} + T_d s \right) \quad (2.14)$$

Donde, K_p es la ganancia proporcional, T_i es el tiempo integral y T_d es el tiempo derivativo.

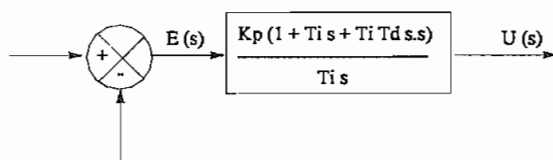


Fig. 2-11 Diagrama de bloques de un controlador proporcional-integral-derivativo

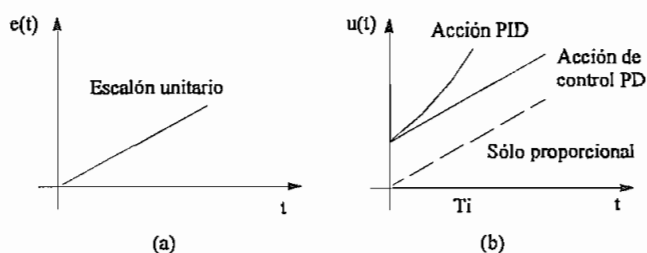


Fig. 2-12 (a) Entrada de una rampa unitaria, (b) salida del controlador

2.6 REDES DE COMUNICACIÓN

El continuo avance tecnológico y el desarrollo sin precedentes de la industria informática, ha permitido fusionar la comunicación con las computadoras, las mismas que están interconectadas entre sí para transmitir y recibir información.

2.6.1 LAS REDES Y LOS SISTEMAS DISTRIBUIDOS

Inicialmente las redes eran utilizadas para transferir archivos o realizar comunicaciones remotas, sin embargo con el crecimiento y comercialización de la Internet se han impuesto requisitos más exigentes relacionados con:

2.6.1.1 Prestaciones

Son aquellos parámetros que afectan la velocidad con que se transfiere la información en computadoras interconectadas.

- *La Latencia.*- es el intervalo de tiempo producido entre el envío del mensaje y la recepción del mismo.
- *La tasa de transferencia de datos.*- velocidad a la que se produce la transferencia de datos entre dos computadoras interconectadas (en red), y se mide en bits/segundo.
- *Ancho de banda.*- es la capacidad de datos que pueden ser transferidos a través de la red.

2.6.1.2 Fiabilidad

Es la recepción correcta de la información, sin importar que el sistema sufra interferencias transitorias.

2.6.1.3 Seguridad

Es la protección de las redes internas (Intranet) y las computadoras de una empresa mediante filtros colocados en la red interna, con el propósito de aislarla del resto de la Internet.

2.6.1.4 Calidad de servicio

Capacidad para cumplir las restricciones temporales cuando se transmite y se procesa los datos en tiempo real.

2.7 HARDWARE DE RED

Existen dos tipos de tecnologías de transmisión de datos y son:

- Redes de difusión
- Redes punto a punto

2.7.1 REDES DE DIFUSIÓN

Tienen un solo canal de comunicación compartido para todas las máquinas de la red. Los mensajes que envía una máquina son recibidos por las demás.

2.7.2 REDES PUNTO A PUNTO

Consiste en muchas conexiones entre pares individuales de máquinas. Para ir del origen al destino un mensaje, puede visitar una o más máquinas a la vez.

Distancia entre procesadores	Procesadores ubicados en el (la) mismo (a)	Ejemplo de red
0,1 m	Tarjeta de circuitos	Máquina de flujo de datos
1 m	Sistema	Multicomputadora
10 m	Cuarto	Red de área local
100 m	Edificio	
1 km	Campus	
10 km	Ciudad	Red de área metropolitana
100 km	País	Red de área amplia
1000 km	Continente	
10000 km	Planeta	La Internet

Tabla 2-1. Clasificación de las redes según su escala

2.8 TIPOS DE REDES

Entre las principales redes de comunicación podemos mencionamos los siguientes:

2.8.1 REDES DE ÁREA LOCAL

Las redes de área local generalmente llamadas *LAN (local area networks)* son redes de propiedad privada, instaladas al interior de edificios o campus, son aplicables hasta unos cuantos kilómetros de extensión. Se usan ampliamente para conectar computadoras personales y estaciones de trabajo en oficinas de compañías y fábricas con el objeto de compartir recursos e intercambiar información.

Las LAN llevan información a grandes velocidades a través de cables trenzados y coaxiales o por medio de fibra óptica.

Las redes LAN pueden tener diversas topologías para la transmisión de datos, bus o anillo (ver figura 2-13). El bus o cable permite que una computadora pueda transmitir la información o mensaje, mientras que las otras máquinas en cambio se abstienen de enviar mensajes.



Fig. 2-13 Redes de difusión (a) Bus, (b) Anillo

En cambio en un sistema de difusión en anillo cada bit se propaga por si mismo, sin esperar al resto del paquete al cual pertenece.

2.8.2 REDES DE ÁREA METROPOLITANA

Llamadas redes *MAN* (*metropolitan area network*). Posee un gran ancho de banda, el medio de transmisión puede ser por cables de cobre o fibra óptica. Una red *MAN* puede ser privada o pública y manejar datos de voz, e incluso podría relacionarse con la red de televisión por cable local.

La red *MAN* presenta una topología de red llamada *DQDB* (*distributed queue dual bus, o bus dual de cola distribuida*). El *DQDB* consiste en dos buses (cables) unidireccionales a los cuales están conectados todas las computadoras. Cada bus tiene una cabeza terminal (*head-end*), dispositivo que inicia la actividad de transmisión de la información (figura 2-14).

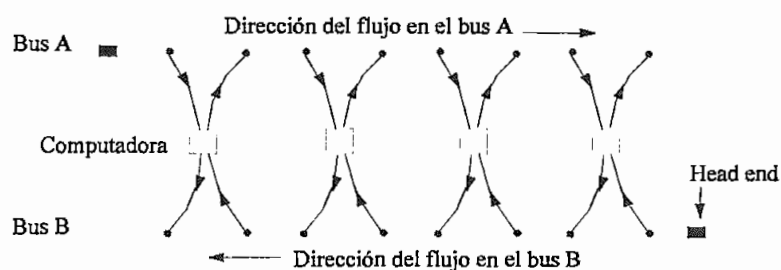


Fig. 2-14 Arquitectura de la red de área metropolitana DQDB

2.8.3 REDES DE ÁREA AMPLIA

Una de red de área amplia o *WAN* (*wide area network*), se extiende sobre un área geográfica extensa, a veces un país o un continente. Contiene una colección de máquinas denominadas *host* dedicadas a ejecutar programas de usuario, es decir, de aplicación. Los *host* están conectados por una subred de comunicación, el trabajo de la subred es el de conducir mensajes de una *host* a otra. Cada *host* está conectado generalmente a una red *LAN* en la cual está presente un enrutador o computador especializado para la conmutación, equipo indispensable para seleccionar una línea de salida y reenviar la información (figura 2-15).

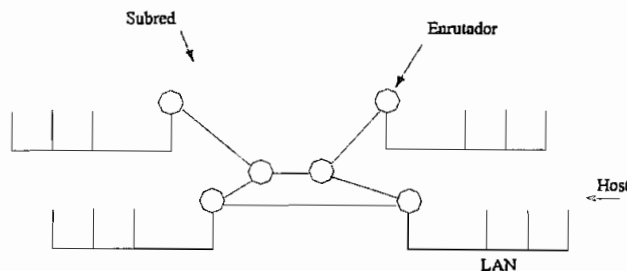


Fig. 2-15 Relación entre las hosts y la subred

La subred no es más que una colección de enrutadores y líneas de comunicación que mueven la información del host de origen al host de destino.

2.8.4 REDES INALÁMBRICAS

Las redes inalámbricas o WN (wireless networks), son utilizadas para la interconexión de dispositivos portátiles. Una de las limitaciones de este tipo de red es el de presentar restricciones en el ancho de banda.

2.8.5 INTERREDES

Una Interred es un sistema de comunicación compuesto por varias redes que se han enlazado para proporcionar varios beneficios de los sistemas abiertos a las comunicaciones de los sistemas distribuidos.

2.9 PROTOCOLOS

El envío de datos a través de la red de comunicación requiere, que tanto el emisor como el receptor hablen el mismo lenguaje para comunicarse. Un protocolo no es más que un conjunto de reglas y procedimientos para la transmisión de datos entre dos o más dispositivos interconectados.

2.9.1 PROTOCOLOS INDUSTRIALES

Permiten la comunicación digital entre sensores, actuadores y controladores, y al mismo tiempo puede integrarse fácilmente en la red de la subestación.

2.9.2 PROTOCOLOS PRIVADOS

Son aquellos protocolos gestionados por personas particulares, empresas u organizaciones de índole privado, cuyo acceso es restringido al resto de personas.

2.9.3 PROTOCOLOS ABIERTOS

Son los que pertenecen a organismos estatales y se encuentran abiertos a cualquier usuario. Los sistemas abiertos facilitan la integración de productos de distintos fabricantes para la comunicación.

2.9.3.1 Protocolo MODBUS

Utilizados en procesos industriales, permiten acceder a las entradas y salidas analógicas y/o digitales de un controlador lógico programable (PLC). El Modbus no presenta eventos en tiempo real, es decir, que cualquier dato recolectado se pierde cuando es sobrescrito por un nuevo campo de datos.

2.9.3.2 Protocolo de redes distribuidas V3.00 (DNP 3)

Está formado de varios niveles (capas) del modelo de referencia O.S.I, y puede efectuar comunicaciones de tipo maestro-esclavo. Se entiende por equipo maestro aquel que toma el control del bus de comunicación y emite un mensaje al mismo por iniciativa propia, en cambio el esclavo es aquel equipo que emite un mensaje a la red sin recibir previamente una señal del maestro, pero no puede solicitar datos de ningún equipo de la red. Este protocolo permite que un dispositivo pueda reportar entradas digitales, de contadores, y analógicas, así como también recibir controles analógicos y digitales.

2.9.3.3 IEC 60870-5-101/103/105

Es un protocolo de arquitectura abierta, permite el monitoreo, telecontrol, telecomunicación y teleprotección de datos con un tiempo de respuesta rápido.

2.9.3.3.1 Beneficios del DNP 3 y el IEC 60870-5

- Protocolos estandarizados

- Interoperabilidad de equipos de diferentes proveedores
- Menores costos de software
- No requieren traductores de protocolos
- Menores tiempos de entrega
- Eventos con estampa de tiempo
- Colección de datos analógicos y digitales

2.10 INTERFAZ

La interfaz tiene como objetivo transmitir los datos y servicios de la capa inferior a la superior, es decir, colocar la señal generada en la red y ponerla en el medio de transmisión.

Las interfaces son muy variadas y suelen colocarse con frecuencia entre los equipos de terminación de circuitos de datos DCE (*data circuit-terminating equipment, modem*) y el equipo terminal de datos DTE (*data terminal equipment, computadores*), tal como se indica en la figura 2-16.

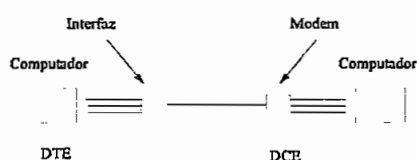


Fig. 2-16 Esquema DTE/DCE

La puerta o puertas series más comunes que permiten la comunicación con los elementos de las subestaciones así como también con puestos remotos, son las siguientes:

2.10.1 INTERFAZ RS-232C

La interfaz RS-232C es utilizada para conectar dos dispositivos mediante cables multipar, generalmente utilizados en computadoras, equipos periféricos o modems a nivel de comunicaciones de campo. Es aplicable hasta distancias de 15 m y 19.2 kbps.

2.10.2 INTERFAZ RS-422/V11

Cada señal utiliza un par de cables y circuitos diferenciales emisor y receptor. Este tipo de interfaz tiene la ventaja de ser insensible a las interferencias captadas por ambos cables a la vez. Es aplicable con cables trenzados hasta 100 m y a velocidades de 1 Mbps.

2.10.3 INTERFAZ RS-485

Es una interfaz definida para permitir una conexión en multipunto, es decir, sobre el mismo par diferencial de cables puede conectarse hasta 33 circuitos emisores y 32 receptores. La longitud máxima de la línea varía desde 1.2 km hasta 200 m, a una velocidad de 93.75 kbps.

2.10.4 MODEM (Modulador o Demodulador)

Un MODEM es un dispositivo que recibe información de un computador y la convierte en señal analógica apropiada para ser enviada por una línea telefónica, de esta última recibe información analógica para que la convierta en digital para ser enviada al computador.

2.11 SOFTWARE DE RED

2.11.1 MODELO OSI

Con el fin establecer una compatibilidad entre la arquitectura de red de diferentes proveedores, La Organización Internacional de Normalización (I.S.O), ha desarrollado una estructura de normas comunes dentro de las redes, estas normas se conocen comúnmente como el modelo de referencia O.S.I (Open Systems Interconnection).

La referencia O.S.I (Open Systems Interconnection) consta de siete capas (ver figura 2-17), cada una describe el proceso de transmisión de datos dentro de la red. Para transmitir el mensaje, la información debe bajar por todas las capas del nodo de origen, transmitirse a través del medio físico y subir a las capas del nodo de destino.

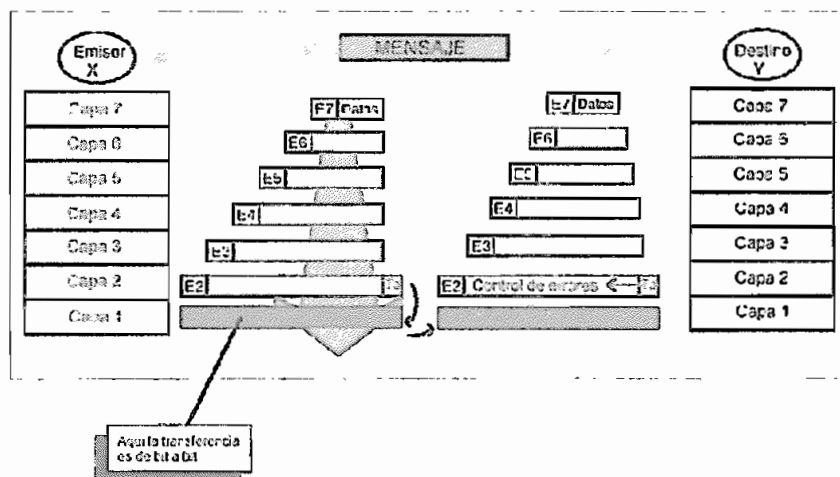


Fig. 2-17 Transmisión de la información por las capas del modelo OSI

2.11.2 CAPAS DEL MODELO OSI

2.11.2.1 La capa física

La capa física, es aquella que define las interfaces mecánica, eléctrica y de temporización de la red. En esta capa se encuentran los medios materiales para la comunicación (placas, cables, conectores). El propósito de la capa física es transportar un flujo de datos de una máquina a otra.

2.11.2.1.1 Par trenzado (*twisted pair*)

El cable de par trenzado es uno de los medios de transmisión, conocido también como UTP (par trenzado sin blindaje). Este consiste en dos alambres de cobre aislados, por lo regular de 1 mm de grosor.

Cuando se trenzan los alambres, las ondas de diferentes vueltas se cancelan evitando las interferencias, por lo que la radiación del cable es menos efectiva.

La aplicación más común de los cables trenzados es en sistemas telefónicos. La señal puede recorrer varios kilómetros sin necesidad de amplificación, pero para distancias mayores se requieren repetidoras.

Los cables de par trenzado se pueden utilizar para la transmisión tanto de señales analógicas como digitales. El ancho de banda depende del grosor del cable y la distancia que va a recorrer. Debido a su comportamiento adecuado y bajo costo los cables de par trenzado se utilizan ampliamente.

2.11.2.1.2 Cable coaxial

Los cables coaxiales poseen mejor blindaje que los UTP, por lo tanto pueden abarcar tramos más largos a mayor velocidad. Pueden ser utilizados para transmitir señales analógicas y digitales.

Debido a su construcción y blindaje, los cables coaxiales presentan un ancho de banda alto y una excelente inmunidad al ruido. Los cables modernos tienen un ancho de banda aproximado a 1 GHz. Los cables coaxiales son utilizados ampliamente en la televisión por cable y redes metropolitanas.

2.11.2.1.3 Fibra óptica

Un sistema de transmisión óptico tiene tres componentes; la fuente de luz, el medio de transmisión y el detector. El medio de transmisión es una fibra de vidrio ultra-delgada. El detector genera un pulso eléctrico cuando la luz incide en él. Al agregar una fuente de luz en el extremo de la fibra óptica y un detector en el otro, se tiene un sistema de transmisión de datos unidireccional que acepta una señal eléctrica, la convierte y transmite mediante pulsos de luz, y luego reconvierte la señal a una señal eléctrica en el extremo del receptor.

Cuando un rayo de luz pasa de un medio a otro, en este caso la fibra de vidrio, el rayo de luz se refracta (dobla). El grado de refracción depende de las propiedades del medio, en particular de los índices de refracción. Para ángulos con incidencias mayores de ciertos valores críticos, la luz se refracta nuevamente en la fibra y ninguna parte de él se escapa al aire. Por lo tanto un rayo de luz que incide en un ángulo mayor o igual que el crítico queda atrapado dentro de la fibra y puede propagarse por varios kilómetros sin pérdidas.

Las fibras ópticas pueden clasificarse en dos grupos: fibras multimodo y monomodo.

- *Multimodo*.- Son aquellas fibras en las que los rayos de luz incidentes rebotan con ángulos diferentes y mayores al ángulo crítico.
- *Monomodo*.- Son aquellas fibras que tienen un diámetro reducido y actúa como una guía de ondas y la luz se puede propagar solo en línea recta.

La fibra óptica presenta anchos de banda altos, no son propensas a interferencias electromagnéticas, ni a sustancias corrosivas.

2.11.2.2 Medios de transmisión no guiados

La transmisión de datos puede efectuarse también mediante medios inalámbricos, éstos utilizan una banda de frecuencia electromagnética para transmitir la información.

2.11.2.2.1 Radio

Las ondas de radio suelen ser utilizadas para grandes distancias, son fáciles de generar y entran con facilidad a los edificios. Son omnidireccionales, es decir, que tanto el emisor como el receptor no tienen que estar alineados. Las ondas de radio pueden ser generadas desde los 10 kHz a 100 MHz.

- Las ondas de frecuencia corta son más penetrantes, pero su poder disminuye con la distancia.
- Las ondas de alta frecuencia se transmiten en línea recta, rebotan en los obstáculos y son absorbidas por la lluvia.

2.11.2.2.2 Microondas

Las microondas viajan arriba de los 100 MHz hasta los 10 GHz en línea recta y formando un haz estrecho. Antes de la utilización de la fibra óptica, las microondas eran aplicadas en las redes telefónicas. Al igual que las ondas de radio, éstas son absorbidas por la lluvia.

2.11.2.2.3 Infrarrojo

Las ondas infrarrojas son muy utilizadas en comunicaciones de corto alcance (control remoto de los televisores, radios, etc). Estos controles son direccionales, es decir, que tanto el emisor como el receptor tienen que estar alineados. Las ondas infrarrojas no pueden atravesar objetos sólidos. Un sistema infrarrojo no interfiere en la comunicación de un sistema similar adyacente.

2.11.2.2.4 Ondas de luz

Las ondas de luz son emitidas mediante láseres colocados en la parte superior de edificios, esta señal óptica es unidireccional y con un alineamiento difícil, por lo que cada edificio necesita su propio laser y su propio fotodetector.

Ventajas:

- Ancho de banda muy alto
- Costo reducido
- Fácil de instalar
- No requiere licencia
- Facilidad en el mantenimiento

La desventaja fundamental de los rayos laser es el de no poder penetrar la lluvia ni la niebla densa, funcionan bien en los días soleados.

2.11.2.3 La capa de enlace

La capa de enlace es la encargada de transformar un medio de transmisión común en una línea libre de errores para la capa de red. Esta capa se encarga de solucionar el problema de reenvío o mensajes duplicados cuando hay destrucción de tramas. Controla la velocidad del flujo de envío de datos para evitar que se sobrepase la velocidad del receptor.

2.11.2.4 La capa de red

El nivel de red se ocupa del manejo de bloques de datos desde la estación origen a la estación destino. La capa de red debe ser capaz de distinguir la topología de

la red y encontrar el camino más adecuado para comunicar el origen con el destino.

2.11.2.4.1 El nivel de red en la Internet.

El protocolo IP (Internet Protocol) es la base fundamental de la Internet, hace posible el envío de datos de la fuente al destino. Durante la transmisión se puede partir un diagrama en fragmentos que serán reestructurados nuevamente en el destino.

2.11.2.5 La capa de transporte

La capa de transporte es la encargada de controlar el flujo de datos entre los nodos que establecen la comunicación, los datos deben ser transmitidos sin errores y en la secuencia adecuada. La capa de transporte se ocupa también de evaluar el tamaño de los paquetes (información) a fin de que estos tengan el volumen requerido.

2.11.2.5.1 El encabezamiento TCP

El TCP (Protocolo de Control de Transmisión), es un método utilizado por el IP (Protocolo de Internet) para enviar datos a través de la red. IP cuida el mensaje de envío de datos, mientras TCP cuida el trato individual de cada uno de ellos para el correcto enrutamiento de los mismos a través de la Internet.

2.11.2.6 La capa de sesión

La capa de sesión es la encargada de establecer la comunicación o sesión entre las computadoras de emisión y recepción, es decir, establece las reglas o protocolos para instituir el diálogo entre máquinas y así determinar quien habla, y cuanto tiempo emplean en comunicarse, o si hablan en forma alterna.

2.11.2.7 La capa de presentación

La capa de presentación se la considera como la traductora del modelo O.S.I, se encarga de la interpretación, sintaxis y semántica de la información que se transmite. Esta capa toma los paquetes de la capa de aplicación y los convierte a un formato genérico para que sea accesible para todas las computadoras.

La capa de presentación se encarga de cifrar y comprimir los datos para reducirlos de tamaño.

2.11.2.8 La capa de aplicación

La capa de aplicación proporciona la interfaz y el servicio que soporta las aplicaciones de los usuarios. Ofrece servicios de red como, transferencia de archivos, consultas a bases de datos, mensajes.

CAPÍTULO 3

ESTUDIO DE ESQUEMAS DE CONTROL DE EQUIPO DE ALTO VOLTAJE

3.1 SUBESTACIONES

La subestación es un conjunto de aparatos y equipo auxiliar necesario para asegurar la operación confiable de las instalaciones, y suministrar en forma segura la energía eléctrica.

Las subestaciones son los nodos del sistema eléctrico de potencia. En general son de transformación, pero pueden eventualmente ser nodos sin transformadores o sea simples puestos de conexión y comando.

3.1.1 CLASIFICACIÓN DE LAS SUBESTACIONES

3.1.1.1 Por su función

- Transformación
 - Elevación
 - Reducción
- Seccionamiento

3.1.1.2 Por su aislamiento

- Convencionales
- Blindadas o aisladas en SF6

3.1.1.3 Por su ubicación

- Interiores
 - Dentro de edificios, subterráneas, cavernas
- Exteriores

- Al aire libre

Las subestaciones permiten realizar operaciones de control, medida y protección del sistema.

3.2 ESQUEMA DE BARRAS

Las barras son los puntos de conexión de los elementos del sistema, pudiendo conectarse a ellas, equipos de maniobra, medición y protección; equipos de operación y señalización; equipos de transmisión de datos y comunicaciones; posiciones (bahías); transformadores, generadores, etc.

Entre los principales diagramas unifilares de barras podemos mencionar los siguientes:

3.2.1 BARRA SIMPLE

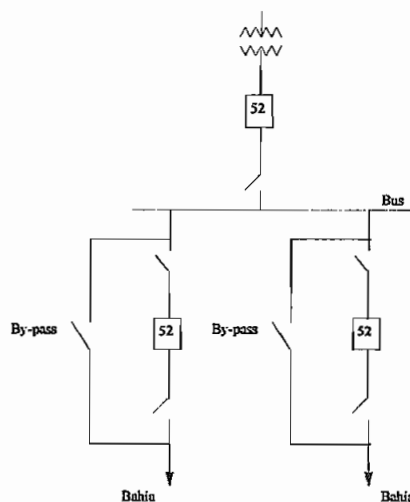


Fig. 3-1 Esquema de barra simple con by-pass

Son subestaciones que constan de una barra (fig. 3-1). En condiciones normales de operación, todas las líneas y transformadores están conectados a la barra. La continuidad de servicio depende de la energización continua de la barra. Una falla en la barra produce el desabastecimiento de energía de todos los alimentadores. El mantenimiento en ellas se dificulta al no poder transferir el equipo. La

incorporación de un by-pass permite la reparación de un disyuntor sin sacar de servicio la posición.

3.2.2 BARRA PRINCIPAL Y DE TRANSFERENCIA

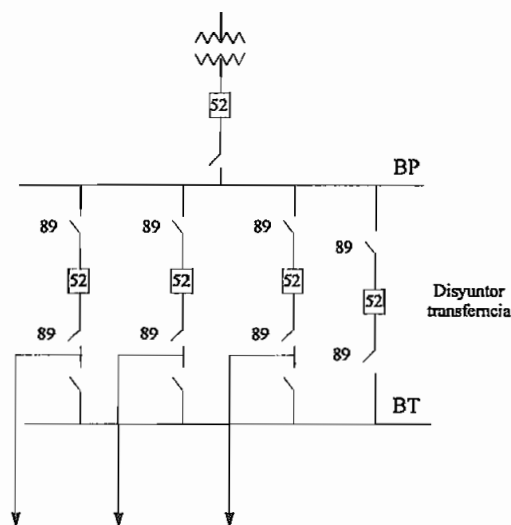


Fig. 3-2 Esquema de barra principal y de transferencia

El esquema de la fig. 3-2, presenta una barra de transferencia conectada a la barra principal por medio de un disyuntor de transferencia, que permite unir o separar los dos juegos de barras. La barra de transferencia se utiliza para sustituir, a través del disyuntor de transferencia, cualquier disyuntor que necesite mantenimiento.

El sistema trabaja normalmente sobre la barra principal, en caso de fallar la barra deja a la subestación fuera de servicio.

3.2.3 DOBLE BARRA

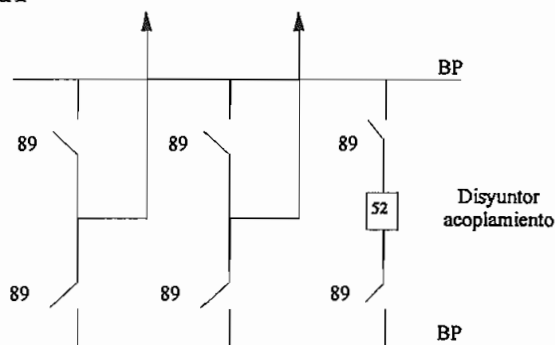


Fig. 3-3 Esquema de doble barra

Al esquema de la fig. 3-3, se le conoce también como barra partida y es uno de los más utilizados. El diagrama tiene como característica la mitad de la carga conectada a una barra y la otra mitad a la otra barra. La continuidad de servicio en este tipo de arreglo no es bueno debido a que cada disyuntor que necesita revisión, es necesario desconectar el transformador o línea correspondiente. En condiciones normales de operación el disyuntor de transferencia opera en posición de cerrado, de manera que en caso de falla en una barra la otra siga operando con la mitad de la capacidad de la subestación.

3.2.4 DOBLE BARRA CON DISYUNTOR Y MEDIO

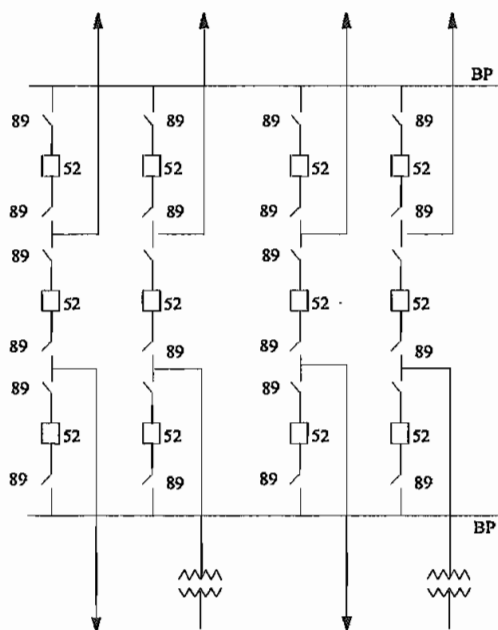


Fig. 3-4 Esquema de doble barra con disyuntor y medio

En este esquema (fig. 3-4) hay dos barras principales con tres disyuntores que conectan las barras. El nombre de "Disyuntor y medio" viene probablemente del hecho que hay tres disyuntores, o sea $1\frac{1}{2}$ disyuntor por cada dos posiciones. Si se produce una falla en la barra no se suspende el servicio. Es un esquema de alta confiabilidad con un costo muy elevado.

3.2.5 ANILLO

Es un esquema muy confiable y maniobrable. Permite el mantenimiento sin interrumpir el servicio. Si hay, por ejemplo, una falla en la posición, no afecta la continuidad del servicio. Presenta un esquema similar al de barra simple (ver fig. 3-5).

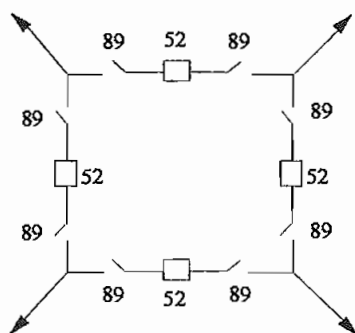


Fig. 3-5 Esquema de anillo

Puesto que todo el esquema conforma la barra, la carga de todos los disyuntores es igual a la carga del mayor alimentador.

3.3 OPERACIÓN DE SUBESTACIONES

La correcta operación de subestaciones permite suministrar la energía eléctrica a los usuarios en forma continua, disminuyendo al mínimo las interrupciones de servicio producidos por fallas o por mantenimiento de los equipos de la subestación.

El objetivo de la siguiente descripción es el de indicar la operación principal, tanto del disyuntor como del seccionador dentro de las instalaciones de una subestación eléctrica.

3.3.1 ENCLAVAMIENTOS

Los enclavamientos son elementos de protección utilizados para bloquear la operación local o remota de seccionadores y disyuntores, con el fin de garantizar

la seguridad del personal que ejecuta operaciones de mantenimiento al interior de las instalaciones eléctricas de una subestación.

Los únicos circuitos que pueden acoplarse a otro sin ser influenciado por enclavamientos, son los circuitos acopladores de barras.

3.3.2 OPERACIÓN DEL EQUIPO DE CORTE Y SECCIONAMIENTO

3.3.2.1 Seccionadores del disyuntor

Los seccionadores son dispositivos de corte que operan dependiendo del funcionamiento del disyuntor, su función principal es:

- Aislar el disyuntor
- Operan cuando el disyuntor asociado está abierto
- Operan en forma simultáneamente

3.3.2.2 Seccionadores de puesta a tierra

Los seccionadores de puesta a tierra operan cuando:

- La línea está desenergizada
- El seccionador de by-pass y el disyuntor asociado que permiten el paso de energía a la línea están abiertos

3.3.2.3 Seccionadores de puesta a tierra de barras

Los seccionadores de puesta a tierra de barras están asociados al disyuntor acoplador de barras.

- Operan cuando la barra está sin energía, es decir, cuando todos los seccionadores selectores de barra conectados a la barra están abiertos.

3.3.2.4 Seccionadores de by-pass

- El seccionador de by-pass opera cuando se quiere poner fuera de servicio el disyuntor asociado al mismo, para efectuar operaciones de mantenimiento o reparación del equipo. El seccionador de by-pass se cierra cuando el disyuntor asociado está cerrado, caso contrario, si el disyuntor está abierto, existe un interbloqueo que impide el cierre del by-pass bajo carga. Una vez que el seccionador de by-pass se ha cerrado, se puede sacar de servicio el disyuntor asociado.

3.3.2.5 Seccionador de transferencia

- Se utiliza cuando el disyuntor de transferencia sustituye al disyuntor de línea de transmisión o del transformador.

3.3.2.6 Disyuntor de acoplador de barras (doble barra)

- El disyuntor acoplador de barras reemplaza al disyuntor de línea o del transformador
- Permite transferir la carga de una barra a otra en frío o en caliente
- Se transfieren las protecciones al disyuntor de transferencia que sustituye al disyuntor de la posición sacada de servicio

3.4 EQUIPO DE ALTO VOLTAJE

Las subestaciones eléctricas están constituidas de los siguientes equipos de alto voltaje:

3.4.1 DISYUNTORES

Dispositivos de maniobra destinados a interrumpir o restablecer la corriente en un circuito, en condiciones de carga o en condición de falla del sistema.

3.4.2 SECCIONADORES

Aparatos utilizados para abrir y cerrar un circuito cuando no circula corriente a través de ellos. Utilizados especialmente para aislar un conjunto de aparatos de

manera que sea posible tocarlos sin peligro, para fines de reparación o mantenimiento.

3.4.3 TRANSFORMADOR DE FUERZA

El transformador es un dispositivo formado por dos o más bobinas colocadas en un núcleo de acero y enlazadas por un mismo flujo magnético. Por medio de la inducción electromagnética transfieren la energía eléctrica en forma continua de un circuito a otro, modificando la magnitud de voltajes y corrientes, y manteniendo constante la frecuencia.

3.4.3.1 Tipos de transformadores de fuerza

- Auto-transformadores
- Transformadores de varios devanados

La ventaja de los auto-transformadores con relación a los transformadores, radica en que sus devanados están conectados eléctricamente y acoplados por un flujo mutuo. Los auto-transformadores permiten obtener mayor cantidad de potencia que la conexión ordinaria de transformadores.

Los transformadores de fuerza se hallan constituidos de las siguientes partes:

- **Parte activa.**- formada por el núcleo, bobinas, armazón
- **Parte pasiva.**- formada por un tanque hermético donde se aloja la parte activa que protege eléctrica y mecánicamente el transformador.
- **Accesorios.**- dispositivos que facilitan la operación y el mantenimiento del transformador (cambiador de tomas, válvulas, conectores de tierra).

3.4.4 TRANSFORMADORES DE CORRIENTE (TC'S)

Son dispositivos eléctricos utilizados para obtener información de corriente, sobre las condiciones de operación del sistema de potencia. El primario de los transformadores de corriente se conectan en serie con el circuito que se desea

controlar, y el secundario se conecta a los circuitos de corriente de uno o varios aparatos de medición y control.

Los transformadores de corriente pueden ser utilizados como instrumentos de medida o protección dependiendo del núcleo utilizado. Los transformadores de medida son instrumentos delicados destinados a indicar o registrar en condiciones normales del sistema; en cambio los transformadores de protección son elementos destinados a trabajar en condiciones anormales del sistema.

La magnitud de la corriente de excitación de un transformador depende esencialmente del tipo del material del núcleo. En los transformadores de corriente la impedancia de magnetización Z_0 es mucho mayor a la suma de las impedancias de carga y devanados del transformador ($Z_e + Z_b$), para evitar que la corriente lo circule por la impedancia de excitación y el voltaje aplicado a la entrada sea similar al voltaje medido en bornes del burden (Z_b).

El burden está referido siempre a la corriente nominal.

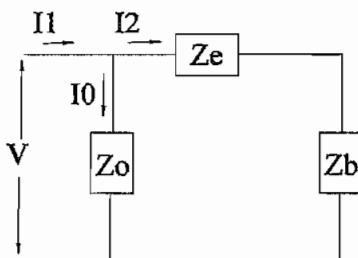


Fig. 3-6 Circuito equivalente del transformador de corriente

- I_1 : corriente primaria
- I_2 : corriente secundaria
- I_0 : corriente de excitación
- Z_0 : impedancia de excitación
- Z_e : impedancia equivalente
- Z_b : impedancia del burden

Por esta razón:

- El transformador de corriente debe tener un núcleo de buena calidad para disminuir las pérdidas.
- No pueden trabajar con un burden superior al nominal Z_b porque aumenta la corriente de excitación I_0 .
- No se puede trabajar a circuito abierto, $I_1 = I_0$ y trae como consecuencia altísimas pérdidas en el hierro, sobresaturación, incremento de la corriente de magnetización, cuya circulación por su elevado valor de impedancia Z_0 , originando voltajes elevados en bornes del secundario que pueden degenerar el aislamiento y dañar el dispositivo.

3.4.5 TRANSFORMADORES DE POTENCIAL (TP'S)

Los transformadores de potencial son equipos en los que el voltaje secundario es proporcional al voltaje primario aunque ligeramente desfasado. Presenta varias características, entre las cuales podemos mencionar:

- Transforman el voltaje
- Aíslan los instrumentos de protección y medición del circuito de alta tensión.
- El TP inductivo tiene baja caída de voltaje en su impedancia equivalente

El primario de los TP's se conecta en paralelo con el circuito a controlar y el secundario se conecta a los instrumentos de protección y medición.

3.4.6 DISPOSITIVOS DE POTENCIAL CAPACITIVO (DCP'S)

Los dispositivos de potencial capacitivo (DCP's) son similares a los transformadores de potencial T/P's. Básicamente están formados por dos condensadores cuya función es dividir el voltaje aplicado y acoplar la comunicación vía carrier a un sistema de potencia; es decir, los DCP's son utilizados para el envío y recepción de señales a través de onda portadora.

3.4.7 PARARRAYOS

Dispositivos de protección contra sobre-voltajes. Están formados por una serie de resistencias no lineales que limitan la amplitud de la onda de sobre-voltaje, originada por descargas atmosféricas y/o maniobras del sistema.

3.5 EL ARCO ELÉCTRICO

3.5.1 GENERALIDADES SOBRE LOS ARCOS ELÉCTRICOS

La interrupción de la corriente eléctrica en un aparato de corte de alto voltaje, siempre genera una chispa o un arco eléctrico entre las piezas de contacto. Si la potencia interrumpida es pequeña se obtiene una chispa que no origina daños en los contactos; en cambio si la potencia obstruida es grande se produce un arco eléctrico que origina desgaste de los contactos del disyuntor.

El arco eléctrico se lo define como la descarga de un gas ionizado, manifestado como una columna incandescente compuesta de un flujo electrones e iones acelerados por un campo eléctrico cuyos choques generan altas temperaturas.

La caída de voltaje en un arco de longitud " l " determinada se lo puede expresar mediante la siguiente fórmula:

$$V = \alpha + \beta l \quad (3.1)$$

α = caídas de voltaje anódicas y catódicas

β = caídas de voltaje por unidad de longitud de la columna del arco

Los valores de α y β para contactos de una naturaleza determinada, condiciones del medio, temperaturas dadas, son independientes de la corriente del arco, es decir, un arco no puede considerarse como una resistencia eléctrica sino mas bien como un medio conductor cuyo camino se ajusta automáticamente al paso de la corriente que lo atraviesa.

La potencia desarrollada por un arco es igual al producto de la corriente y el voltaje del arco durante el tiempo de duración del mismo, expresada de la siguiente forma:

$$W = \int_0^t V \cdot I \, dt \quad (3.2)$$

V = voltaje del arco

I = corriente del arco

t = tiempo de duración del arco

La cantidad de energía que genera un arco eléctrico durante la apertura de un disyuntor se transmite o disipa en el medio que lo rodea ya sea por convección, radiación, conducción o descomposición del mismo, este último ocurre por lo general en los disyuntores de aceite.

La energía disipada por el arco eléctrico en un medio de capacidad fija, aumenta la temperatura del medio y por consiguiente la presión, producto de la formación de gases que al no ser disipados pueden llegar a provocar la ruptura de la cámara.

3.5.2 CONDICIONES DE EXTINCIÓN DEL ARCO

Cuando se produce la interrupción de la corriente alterna en un circuito eléctrico la energía tiene que disiparse de alguna forma en este caso lo hace formando un arco eléctrico.

El arco eléctrico no es más que la ionización de un gas constituido de electrones libres en movimiento, acelerados por un campo eléctrico entre los contactos del disyuntor.

En cambio en los disyuntores de vacío que no cuenta con aire en su interior no existe ionización, por lo tanto, el arco se extingue únicamente cuando la corriente hace su cruce por cero.

Cuando se produce el paso de la corriente por cero, el arco eléctrico tarda un cierto tiempo en pasar de un medio conductor a un medio aislante.

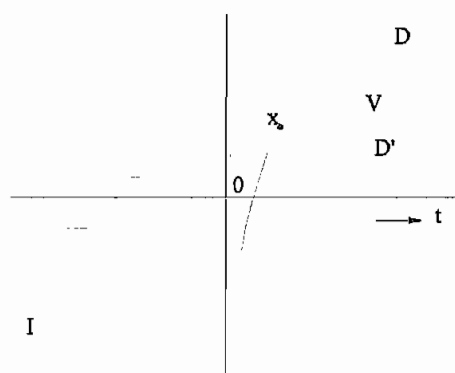


Fig. 3-6 Evolución de la rigidez dieléctrica del medio en que se produce el arco, durante una maniobra de ruptura

La curva **V** de la figura (3-6) representa el voltaje aplicado entre los contactos del disyuntor; la curva **D** representa la rigidez dieléctrica del medio que rodea el arco eléctrico, e **I** representa la corriente eléctrica interrumpida.

Si la rigidez dieléctrica **D** del medio atravesado por el arco es superior al voltaje de restablecimiento **V**, la extinción del arco es definitiva. Si por el contrario la rigidez dieléctrica sigue el camino **D'** y corta la curva **V** en **X**, hay reencendido del arco, por lo tanto es necesario esperar que la corriente cruce nuevamente por cero para poder extinguir el arco.

3.5.3 MÉTODOS PARA EXTINGUIR EL ARCO ELÉCTRICO

Existen dos procedimientos para extinguir el arco eléctrico producido por corrientes alternas.

- El primero consiste en aumentar el voltaje entre los bornes del arco por alargamiento del mismo (incremento de la resistencia).
- El segundo método consiste en abrir los contactos del disyuntor, de ser posible, el momento en que la corriente de cortocircuito cruza por cero.

La resistencia del arco eléctrico puede incrementarse tomando en cuenta los siguientes métodos:

- **Alargamiento.-** en este caso la resistencia es proporcional a la longitud del arco.
- **Enfriamiento.-** un enfriamiento del gas ionizado aumenta la resistencia del arco, debido a que el voltaje requerido para mantener la ionización aumenta cuando la temperatura del plasma disminuye.
- **División.-** consiste en dividir al arco eléctrico en partes pequeñas dentro de la cámara de arqueo, la misma que cuenta con múltiples láminas paralelas aisladas entre sí físicamente, cada uno de estos pequeños arcos se enfría por alargamiento mientras asciende entre las placas aislantes de la cámara.

3.5.4 CORTE DE CORRIENTES DE CARGA INDUCTIVAS

El corte de la corriente de cargas inductivas puede originar sobrevoltajes debido a que la energía magnética almacenada en el inductor. Cuando se produce la apertura de los contactos del disyuntor, la energía no tiene un camino de retorno hacia la fuente de alimentación, por lo tanto, fluye a la capacidad paralela a la inductancia, provocando un sobre voltaje de origen armónico amortiguado. Este sobrevoltaje produce una elevación del potencial eléctrico en bornes del disyuntor que puede resultar en reencendidos sucesivos del arco, debilitando en cada reencebamiento la energía almacenada en el inductor.

3.5.5 CORTE DE CORRIENTES DE CARGA CAPACITIVAS

La interrupción de corrientes de carga capacitiva también originan sobre voltajes debido a que la energía acumulada en el capacitor. Cuando se produce la apertura de los contactos del disyuntor, la energía no tiene un camino de retorno hacia la fuente de alimentación eléctrica, por lo tanto permanece constante en el capacitor.

La energía almacenada en el capacitor puede transferirse hacia el lado de la red mediante reencebamientos del arco, a través de los contactos abiertos del disyuntor. Los sobrevoltajes son producto de los reencebamientos.

3.5.6 CORTE DE CORRIENTES DE CORTOCIRCUITO

En un sistema eléctrico de potencia la corriente de cortocircuito puede ser:

- Simétrica
- Asimétrica

3.5.6.1 Corriente simétrica

Todo cortocircuito puede ser considerado como una onda de corriente puramente inductiva, por lo tanto la onda de corriente se retrasa con relación a la onda de voltaje. Si en el instante de producirse el cortocircuito fuese máximo el valor de la onda de voltaje, la onda de corriente en este instante cruzaría por cero. A esta condición se le conoce con el nombre de corriente de cortocircuito simétrica.

En cualquier instante en que el voltaje del sistema sea un valor distinto al de su amplitud máxima, la forma de la corriente se denomina asimétrica.

3.5.6.2 Corriente asimétrica

Es el valor total de la corriente de cortocircuito originada por fallas asimétricas y comprende la suma de dos componentes, la de corriente continua (cd) más el valor de la corriente alterna.

La corriente asimétrica se origina cuando al inicio del cortocircuito la onda de voltaje pasa por el valor cero, en este instante la onda de corriente al no poder alcanzar su valor máximo por la inercia del circuito inductivo presenta un desplazamiento del eje X en forma exponencial.

3.5.7 ÍNDICE DE ELEVACIÓN DE VOLTAJE TRANSITORIO DE RESTABLECIMIENTO ^[1]

Cuando un disyuntor abre sus contactos el voltaje entre ellos va creciendo paulatinamente con el arco eléctrico, provocando oscilaciones de voltaje. La velocidad con que se reestablece el voltaje durante la apertura de los contactos se denomina "Índice de elevación del voltaje transitorio de reestablecimiento" (IEVTR) ver fig. 3-7, valor que depende de varios factores como son:

- Condiciones de operación del disyuntor
- Velocidad de apertura de los contactos
- Velocidad de recuperación de la rigidez dieléctrica entre contactos

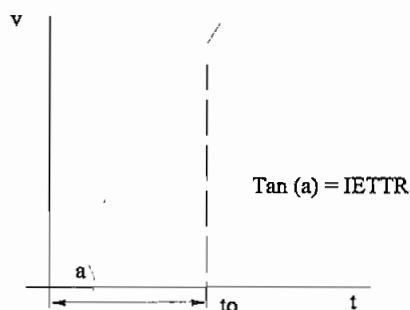


Fig 3-7 IETTR [2]

Los valores más críticos del IEVTR se originan cuando se produce la desconexión de corrientes de cortocircuito, se lo puede determinar mediante la siguiente ecuación:

$$IEVTR = \sqrt{2} \cdot IWZ \quad (3.3)$$

I = Corriente de cortocircuito en kA

W = frecuencia angular ($2\pi f$)

Z = Impedancia característica de la línea en ohmios

Según las normas IEC el IEVTR se lo define como el voltaje máximo de restablecimiento con relación al tiempo del primer pico de voltaje.

^[1] "Enríquez Harper"; Elementos de Diseño de Subestaciones

$$IEVTR = \frac{V_{\max}}{to} = \tan a \quad (3.4)$$

El índice IEVTR es independiente de la onda de voltaje y constituye un factor muy importante en la determinación de la probabilidad de rearqueo entre contactos, a mayor velocidad de abertura de los contactos del disyuntor, menor probabilidad de rearqueo.

3.5.8 EL DEFECTO EVOLUTIVO

Este defecto podría originarse al azar debido a la aparición de un cortocircuito en el momento de producirse la desconexión normal de un circuito. En la mayoría de los casos éste fenómeno está relacionado con la desconexión de transformadores en vacío o cargas capacitivas.

Por lo general estos defectos evolutivos ocurren con muy poca frecuencia dentro de un sistema de potencia.

3.6 CARACTERÍSTICAS GENERALES DE LOS EQUIPOS DE MANIOBRA

Entre las principales características de los equipos de maniobra podemos mencionar las siguientes:

3.6.1 CARACTERÍSTICAS NOMINALES DE LOS APARATOS ^[2]

Como su nombre lo indica, las características nominales de los aparatos sirven para denominarlos, y las principales son:

Voltaje nominal.- es el voltaje normal de operación del disyuntor y a la que se refieren sus condiciones de funcionamiento en caso de ruptura o cierre de la corriente.

Voltaje más elevado.- es el voltaje eficaz más elevado que el dispositivo puede soportar en condiciones normales de funcionamiento.

Voltaje de recuperación.- es el voltaje que aparece a los bornes de un dispositivo de corte, después de la extinción del arco eléctrico en la operación de apertura.

Corriente nominal.- es el valor de corriente que el dispositivo puede tolerar indefinidamente en condiciones nominales de funcionamiento.

Corriente de ruptura.- es el valor eficaz de la corriente interrumpida por un disyuntor medida en el instante de separación de los contactos.

Corriente inicial de cortocircuito.- es el valor instantáneo de la corriente de falla.

Poder de ruptura.- es la mayor intensidad de corriente que es capaz de cortar el aparato en condiciones de empleo establecidas.

Poder de conexión.- es el máximo valor de corriente que este aparato es capaz de establecer a una temperatura dada y en las condiciones de empleo establecidas sin deteriorarse.

La mayor parte de los aparatos eléctricos no están diseñados para admiten sobrecargas, por lo tanto, para seleccionar un dispositivo es necesario asegurarse que su corriente nominal es tal que convienen para todas las sobrecargas que puedan producirse en servicio.

3.7 DISYUNTORES

Los disyuntores de potencia son dispositivos que restablecen o interrumpen la corriente de un circuito eléctrico, ya sea:

- Con carga
- En vacío
- En condición de falla o cortocircuito normal
- En condición de falla kilométrica

^[2] "Ramírez Vásquez"; Estaciones de Transformación y Distribución, Protección del Sistema Eléctrico

La forma de operación de un disyuntor dentro de una subestación de energía depende de los mecanismos de operación utilizados para abrir sus contactos (motor, aire comprimido), del medio aislante utilizado para extinguir el arco (aceite, SF6, vacío), y de la rapidez con que se abren sus contactos.

3.7.1 SELECCIÓN DE DISYUNTORES

Dos factores se consideran en la selección de disyuntores, desde el punto de vista de la corriente, son:

- Corriente instantánea máxima que el disyuntor puede soportar
- Corriente total cuando los contactos del disyuntor se separan para interrumpir el circuito.

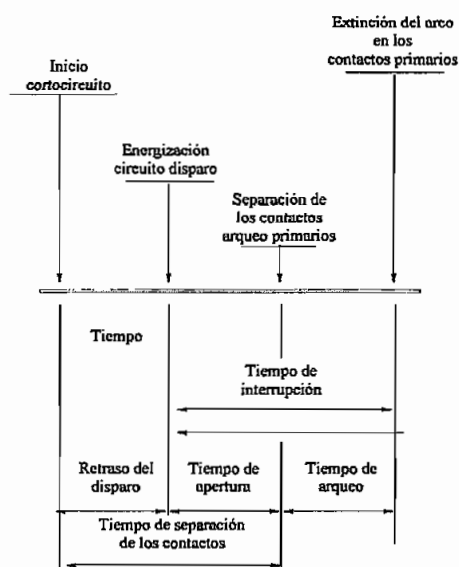


Fig. 3-8 Definición del tiempo de interrupción dada en las normas ANSI/IEEE

Los disyuntores de diferentes velocidades se clasifican por sus tiempos nominales de interrupción, tal como se indica en la fig. 3-8, siendo éste el periodo que transcurre el instante que se energiza el circuito de disparo y la extinción del arco eléctrico en una operación de apertura de los contactos del disyuntor de potencia.

En la selección de disyuntores es importante no exceder la capacidad de cortocircuito de los mismos.

3.7.2 CLASIFICACIÓN DE LOS DISYUNTORES

Los disyuntores pueden clasificarse, dependiendo del medio aislante, en disyuntores:

- Gran volumen de aceite
- Pequeño volumen de aceite
- En aire (neumáticos)
- En vacío
- En SF6

3.7.2.1 Disyuntores en baño de aceite

Este tipo de disyuntores constituye uno de los primeros elementos empleados en la interrupción de un circuito eléctrico de potencia. La interrupción de la corriente se efectúa en depósitos herméticos y llenos de aceite, utilizado con el propósito de enfriar los contactos del disyuntor y la columna del arco eléctrico formada en el momento de interrumpir la corriente de un circuito.



Fig. 3-9 Representación de un disyuntor en baño de aceite

El aceite aislante no llena completamente la cuba de acero hermética del disyuntor, entre el nivel de aceite y la parte inferior de la tapa existe un colchón de

aire que actúa como amortiguador de los gases ionizados producto de la descomposición del aceite.

En un disyuntor de baño de aceite el voltaje de extinción o de reencendido del arco, aplicado entre los contactos, es superior al voltaje aplicado en un disyuntor de aire, por lo tanto resultan adecuados para la interrupción de circuitos de alto voltaje.

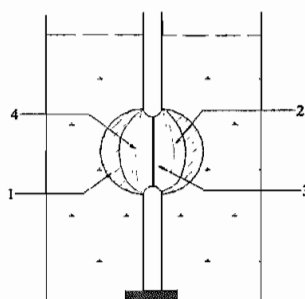


Fig. 3-10 Representación esquemática del proceso de ruptura de un disyuntor en baño de aceite. 1. Zona de vaporización 2. Vapor saturado 3. Hidrógeno 4. Vapores recalentados [1]

Las elevadas temperaturas provocadas por el arco eléctrico en el momento de la apertura de los contactos del disyuntor dan lugar a la descomposición del aceite en varios elementos tales como, el hidrógeno, metano, etileno, carbonos libres, etc, siendo el de mayor proporción el hidrógeno, estos gases están fuertemente ionizados y forman una protuberancia en el seno del aceite en cuyo interior se encuentra el arco eléctrico. La extinción del arco se produce fundamentalmente por la presencia del hidrógeno, que actúa como un elemento desionizante debido a su elevado valor de conductividad térmica.

La interrupción de un circuito en el seno del aceite presenta las siguientes ventajas con relación al aire.

- Menor longitud del arco
- Mejor aislamiento de voltaje

Entre los inconvenientes que pueden presentarse podemos mencionar los siguientes:

- Inflamabilidad del aceite
- Explosiones por la mezcla de gases y aire
- Deterioro de las propiedades dieléctricas del aceite
- No son adecuados para interrumpir corrientes continuas

Los disyuntores de baño de aceite pueden clasificarse en dos grupos; disyuntores de ruptura libre y disyuntores con cámara de explosión.

3.7.2.1.1 Disyuntores de ruptura libre

Son aquellos en los que el arco eléctrico se origina entre los contactos del disyuntor embebidos en el aceite, y la desionización del arco únicamente es producto de la separación de los contactos, de la presión de aceite que rodea la bolsa de gases ionizados y de la propia sobrepresión que ejercen dichos gases cuando se interrumpe el circuito.

3.7.2.1.2 Disyuntores de cámara de explosión

Este tipo de disyuntor está provisto de una cámara ubicado en el interior de la cuba del disyuntor, utilizada para extinguir el arco eléctrico el momento de la desconexión de un circuito. Los torbellinos originados al interior de la cámara son ocasionados por la presión que ejercen los gases, producto de la descomposición del aceite debido a las altas temperaturas generadas por el arco eléctrico al interior de la cámara. Estos gases empujan el aceite sobre la columna del arco, produciendo un enfriamiento más efectivo con un tiempo de duración menor.

La reducción del tiempo de extinción del arco asegura un menor desgaste de los contactos del disyuntor y un mínimo deterioro del aceite.

3.7.2.2 Disyuntores de pequeño volumen de aceite

Un disyuntor de pequeño volumen de aceite, está formado por cámaras de material aislante en cuyo interior se encuentra una cantidad de aceite indispensable para extinguir el arco eléctrico, y una cantidad de aceite adicional

para ir renovando el consumido. Por lo tanto los disyuntores de pequeño volumen de aceite son de menor dimensión que los de baño de aceite.

Las cámaras de un disyuntor de pequeño volumen de aceite están constituidas de dos partes, una de ellas fija y la otra móvil.

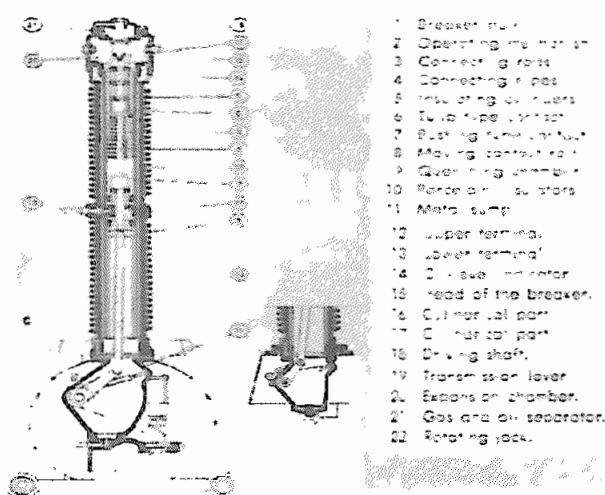


Fig. 3-11 Corte esquemático de la cámara de un disyuntor de pequeño volumen de aceite

Durante el proceso de desconexión, la parte móvil del disyuntor se despega del contacto fijo originando el arco eléctrico que al calentar el aceite produce gases, estos gases ejercen igual presión en ambas caras del pistón, como la cámara inferior presenta una mayor superficie, se ejerce un mayor esfuerzo sobre ella empujando al pistón hacia arriba e impulsando el aceite a través de toberas, mediante un potente chorro para enfriar el arco eléctrico.

Una característica propia de los disyuntores de pequeño volumen de aceite es la de ser autorreguladores, es decir, a mayor corriente interrumpida, mayor es la cantidad de gases generados para extinguir el arco. Por lo tanto la capacidad de corriente máxima que puede interrumpir, depende principalmente del material con el que está construida la cámara donde se extingue el arco, que soporta la presión de los gases generados.

Las ventajas presentadas por este tipo de disyuntores son las siguientes:

- Desionización rápida del trayecto del arco
- Baja caída de voltaje en el arco
- Mínima disipación de energía
- Deterioro mínimo del aceite
- Poco desgaste de los contactos

3.7.2.3 Disyuntores neumáticos

Los disyuntores neumáticos o también denominados de aire comprimido, utilizan la propiedad que tiene el aire a presión para expandirse y enfriar el arco eléctrico. El principio de corte por soplado de aire comprimido, consiste en enviar una corriente de aire al centro del arco eléctrico, esto hace que el arco se desionice después del paso de la corriente por cero.

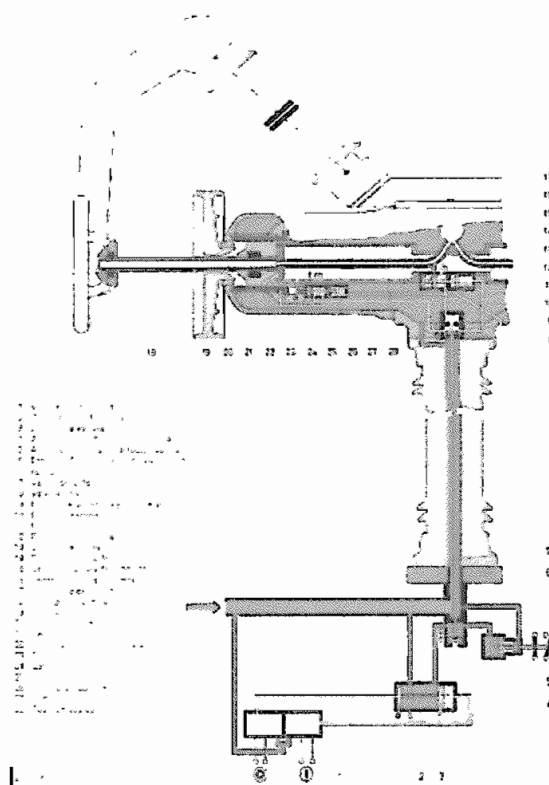


Fig. 3-12 Esquema de un disyuntor neumático

El aire comprimido puede utilizarse para extinguir el arco eléctrico a voltajes elevados y a grandes potencias de ruptura, tanto para disyuntores de montaje exterior como de montaje interior.

La ventaja de utilizar aire comprimido para extinguir el arco eléctrico, es el de prevenir incendios y explosiones que pueden originarse en aquellos disyuntores que utilizan el aceite como medio de extinción.

Entre los inconvenientes de este tipo de disyuntores pueden mencionarse los siguientes:

- Necesidad de una instalación de aire comprimido, con los correspondientes compresores, tuberías y depósitos.
- Inconvenientes inherentes al propio aire comprimido, es decir, el mantenimiento de los compresores, de la canalización, de las válvulas y la necesidad de disponer de aire suficientemente seco.

3.7.2.3.1 Extinción del arco eléctrico por un solo soplo

La extinción del arco se obtiene gracias a la rigidez dieléctrica del aire comprimido suficientemente seco soplado en una sola dirección, y a la gran velocidad de circulación del mismo por las toberas, construidas muchas veces por los propios contactos.

3.7.2.3.2 Extinción del arco eléctrico a doble soplo

El flujo del aire comprimido tiene lugar tanto en el contacto fijo como en el contacto móvil. Los productos del arco son enviados en dos direcciones opuestas fuera de la región de contacto.

3.7.2.4 Disyuntores de soplo magnético

Los disyuntores de soplo magnético extinguen el arco eléctrico, mediante la formación de un campo magnético generado por la circulación de corriente a través de una bobina de pocas espiras. El arco es estirado horizontalmente, debido a la interacción del campo magnético, hacia los contactos apaga-chispas, fijos y móviles donde se produce su enfriamiento tal como se indica in la figura 3-13.

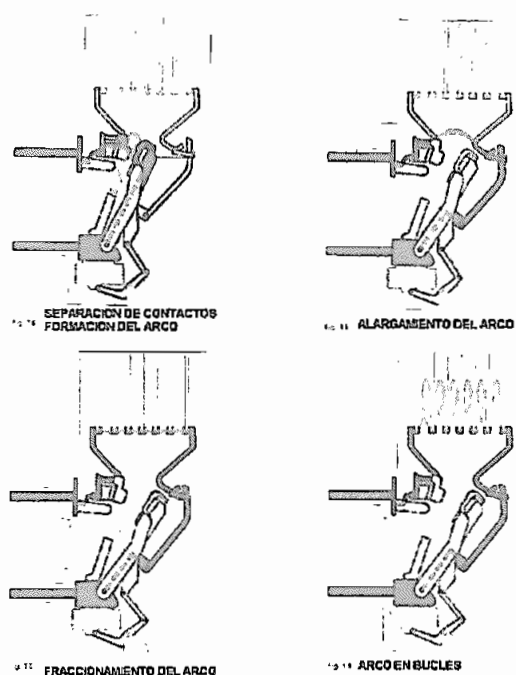


Fig. 3-13 Esquema de alargamiento del arco en un disyuntor de soplado magnético

La acción combinada de los efectos térmicos y electromagnéticos, empujan al arco hacia la cámara de soplado, formada de placas refractarias paralelas entre sí, donde el arco eléctrico es alargado y dividido en pequeños arcos formando un bucle entre cada división de la cámara de ruptura. A partir de este instante, el arco, constituye por si mismo, una bobina de soplado cuyas espiras se alargan rápidamente entre los intervalos laminares y son refrigerados completamente.

3.7.2.5 Disyuntores de hexafluoruro de azufre (SF₆)

Son dispositivos cuyas cámaras de extinción del arco eléctrico se encuentran llenas de un gas denominado hexafluoruro de azufre, que tiene una capacidad dieléctrica superior a los otros elementos utilizados para enfriar el arco.

3.7.2.5.1 Propiedades del SF₆:

- Presenta un a rigidez dieléctrica tres veces superior a la del aire.
- Su coeficiente de transmisión de calor, a presión atmosférica, es 1.6 veces mayor que el del aire.

- Es un gas incoloro e inodoro
- No es tóxico, ni inflamable
- Es un gas electronegativo, es decir, atrapa electrones libres para convertirlos en iones negativos, lo que provoca que el gas tenga una gran velocidad de recuperación dieléctrica entre los contactos luego de extinguir el arco.
- La densidad del SF6 es cinco veces mayor que la del aire.
- Alta capacidad de ruptura.

3.7.2.5.2 Principios de extinción del arco

En condiciones normales de funcionamiento, la corriente de carga circula a través de los contactos principales del disyuntor. Cuando se produce el disparo del disyuntor, el muelle de desenganche acciona los contactos móviles y al mismo tiempo abre la válvula del depósito de SF6, en ese instante el hexafluoruro de azufre es impulsado a presión a través de las tuberías hasta la cámara de ruptura para extinguir el arco eléctrico.

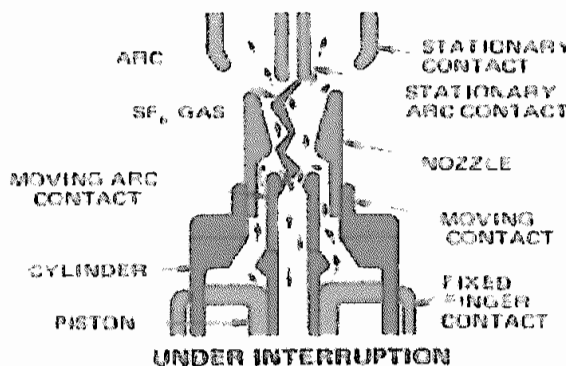


Fig. 3-14 Esquema de extinción del arco en un disyuntor en SF6

3.7.2.5.3 Ventajas del SF6:

- Reducción considerable del ruido producido en la ruptura del arco eléctrico.
- Reducción de las distancias entre partes vivas, debido a sus excelentes propiedades dieléctricas.
- Buena conductividad térmica.

3.7.2.5.4 Desventajas del SF₆:

- A presiones superiores a los 3.5 bars y temperaturas menores a -40°C, el gas se licua.
- El escape del gas en lugares cerrados puede provocar asfixia en las personas por la falta de oxígeno.
- Se ven influenciados por la temperatura

3.7.2.6 Disyuntores en vacío

Los disyuntores en vacío tienen sus contactos inmersos en una cámara especial en la que se ha hecho el vacío casi absoluto. Sus contactos tienen una distancia de separación muy pequeña. El contacto fijo está sellado con la cámara de vacío, mientras que el contacto móvil que se encuentra también sellado, se desliza junto con la contracción de un fuelle.

La apertura de los contactos en el interior de la cámara de vacío, no produce ionización debido a la ausencia de aire, por tanto, no es necesario el soplado del arco, se extingue prácticamente cuando la onda de corriente hace un cruce por cero.

3.7.2.6.1 Ventajas de los disyuntores en vacío:

- Es un disyuntor muy compacto
- No necesita mantenimiento

3.7.2.6.2 Desventajas de los disyuntores en vacío:

- Durante el arqueo se genera una pequeña emisión de rayos X.
- Aparecen sobretensiones, especialmente en circuitos puramente inductivos

3.8 SECCIONADORES

Los seccionadores son dispositivos que permiten abrir en forma visible diversas partes de una instalación eléctrica, para efectuar maniobras de operación o mantenimiento de los elementos del sistema de potencia.

La diferencia entre un disyuntor y un par de seccionadores, tomando en cuenta que los dos abren un circuito eléctrico, radica en que los seccionadores no pueden abrir un circuito con corriente, en cambio los disyuntores pueden interrumpir y reestablecer un circuito bajo corrientes de carga o de cortocircuito.

3.8.1 CLASIFICACIÓN DE SECCIONADORES

Los seccionadores utilizados en alto voltaje operan de distinta forma, dependiendo del voltaje nominal de la instalación y de la corriente que ha de atravesar el seccionador, Entre los principales tenemos:

- Seccionadores de cuchillas giratorias
- Seccionadores de cuchillas deslizantes
- Seccionadores de columnas giratorias
- Seccionadores de pantógrafo

3.8.1.1 Seccionadores de cuchillas giratorias

Estos aparatos son los más empleados para voltajes medios, tanto para instalaciones interiores como exteriores, pudiendo disponerse de seccionadores unipolares como tripolares. La constitución de estos seccionadores es muy sencilla, se componen básicamente de una base o armazón metálico rígido donde apoyarán el resto de los elementos, dos aisladores o apoyos de porcelana, un contacto fijo o pinza de contacto y un contacto móvil o cuchilla giratoria, estos dos últimos elementos montados en cada uno de los aisladores de porcelana (ver figura 3-15).

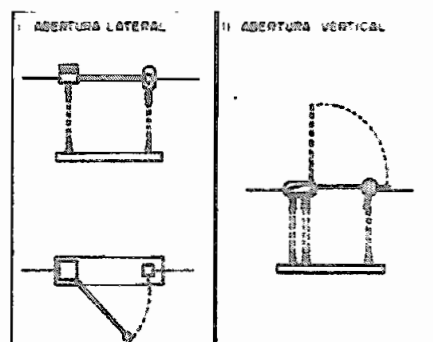


Fig. 3-15 Esquemas de seccionadores de cuchillas giratorias

La utilización de seccionadores unipolares puede provocar desequilibrio entre las fases de una instalación, por lo que resulta preferible utilizar seccionadores tripolares donde las cuchillas giratorias de cada fase se hallan unidas entre sí por un eje común, lo que permite un accionamiento conjunto de todas ellas.

En muchos casos resulta conveniente poner a tierra las instalaciones cuando se trabaja en ellas, para lo cual se construyen seccionadores con cuchillas de puesta a tierra accionadas por pértiga o por medio de mecanismos eléctricos (motor, relés). Estos seccionadores incorporan mecanismos de bloqueo, de tal forma que cuando se conecten las cuchillas del seccionador resulte imposible conectar las cuchillas de puesta a tierra y recíprocamente.

3.8.1.2 Cuchillas deslizantes

Con una estructura muy similar a la de los seccionadores de cuchillas giratorias, descritos anteriormente, estos requieren de menor espacio para ejecutar sus maniobras dado que sus cuchillas se desplazan longitudinalmente, por lo tanto, resultan adecuados para ser instalados en lugares más angostos.

3.8.1.3 Columna giratoria

Este tipo de seccionador se utiliza en instalaciones exteriores y con voltajes de servicio superiores a 30 kV. Dentro de este tipo de seccionadores cabe distinguir dos tipos diferentes:

3.8.1.3.1 Seccionador de columna giratoria central

En este tipo de seccionador la cuchilla está adherida sobre una columna aislante

central que es giratoria, cuando se gira la columna central la cuchilla giratoria ejecuta una interrupción doble. Las dos columnas exteriores en cambio, están montadas rígidamente sobre un soporte metálico de perfiles laminados y son las encargadas de sostener los contactos fijos (ver fig. 3-16).

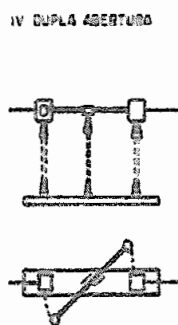


Fig. 3-16 Esquema de seccionador de columna giratoria

En caso de que se disponga de un seccionador de columna central giratoria trifásico, el accionamiento de las tres columnas centrales giratorias se realiza mediante un juego de barras y bielas que permiten un accionamiento conjunto sobre las tres cuchillas giratorias. Este seccionador puede montarse también con cuchilla de puesta a tierra utilizada para realizar trabajos de mantenimiento de los equipos de una subestación.

3.8.1.3.2 Seccionador de dos columnas giratorias

El seccionador dispone de dos columnas en lugar de tres como el modelo de columna giratoria central, siendo estas dos columnas giratorias portadoras de cuchillas que giran hacia el mismo costado (fig. 3-17). En este caso se obtiene sólo un punto de interrupción a mitad del recorrido entre las dos columnas.

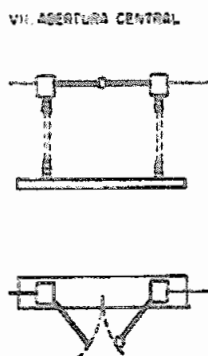


Fig. 3-17 Esquema de seccionador de dos columnas giratorias

Este seccionador puede montarse con cuchilla de puesta a tierra, en cuyo caso se impide cualquier falsa maniobra por medio de un enclavamiento apropiado. El accionamiento de esta clase de seccionadores puede realizarse manualmente, por aire comprimido o por motor eléctrico.

3.8.1.4 Pantógrafo

Los seccionadores de pantógrafo han sido creados para simplificar la concepción y la realización de las instalaciones de distribución de alta tensión en intemperie, se suelen utilizar para la conexión entre líneas que se hallan a distinta altura. Conceptualmente se distinguen de los seccionadores mencionados anteriormente porque el contacto fijo de cada fase ha sido eliminado, realizando la conexión del contacto móvil directamente sobre la línea, con un contacto especial instalado en la misma, tal como se indica en la figura 3-18. Este seccionador se puede equipar también con cuchillas de puesta a tierra.

A PANTÓGRAFO

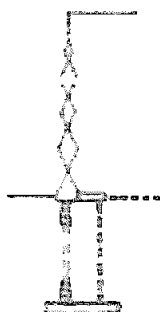


Fig. 3-18 Esquema de seccionador tipo pantógrafo

3.9 MECANISMOS DE OPERACIÓN DE LOS DISYUNTORES

Los disyuntores de potencia son los elementos de protección más importantes dentro de una subestación, utilizados principalmente para aislar partes del sistema fallado, o acomodar varias configuraciones de la red para reordenar la carga.

Los disyuntores deben ser capaces de conectar y desconectar la corriente normal de servicio, así como también las corrientes de falla originadas en el sistema debido a perturbaciones producidas en el mismo.

La operación del disyuntor cuenta con mecanismos que permite almacenar energía para la apertura y cierre de sus contactos. El control puede ser remoto o manual, este último utilizado en caso de realizar operaciones de emergencia o mantenimiento del equipo de alto voltaje desde el patio de la subestación.

La energía acumulada para la operación de los contactos del disyuntor, puede ser almacenada por:

- Resortes
- Aire comprimido (neumática)
- Líquido a presión

3.9.1 ACCIONAMIENTO POR RESORTES

El mecanismo, de tipo de energía almacenada, consiste de dos partes; la energía almacenada o mecanismo de cargas de resorte y el mecanismo de cierre y apertura.

Un motor eléctrico de corriente continua o alterna carga automáticamente el resorte de cierre. La operación de cierre sirve para cargar el resorte de abertura.

El mecanismo tiene un dispositivo de libración de resorte que puede ser accionado para cerrar manualmente el disyuntor, o puede ser operado eléctricamente, mediante un interruptor de control, u otro dispositivo que permita el cierre o abertura remota del disyuntor.

El disyuntor puede abrirse manualmente o puede ser desconectado eléctricamente mediante un interruptor de control remoto. En ausencia de voltaje de control (o siempre que se desee), los resortes de cierre y abertura pueden ser

cargados manualmente, utilizando una unidad de carga manual (palancas, volantes).

Para efectuar el proceso de conexión, los muelles (resortes) de desconexión deben estar en reposo y el muelle de conexión debe permanecer tensado. Al operar la bobina de conexión se libera el enclavamiento de conexión. La energía del muelle de conexión produce un giro rápido del plato de la biela, el cual transmite la energía por medio de la palanca principal al varillaje de unión. El disyuntor es conectado, los muelles de desconexión son tensados y bloqueados por medio del enclavamiento de desconexión. La conexión se efectúa cuando los muelles están completamente tensados y nunca en posición intermedia. Los muelles de conexión son tensados otra vez por el motor eléctrico.

En la maniobra de desconexión, tanto el muelle de conexión como el de desconexión están tensados. Al operar la bobina de desconexión se libera el enclavamiento de desconexión y la energía almacenada en el resorte de desconexión permite la apertura de los contactos del disyuntor. La energía de desconexión sobrante es absorbida por un atenuador hidráulico.

3.9.2 ACCIONAMIENTO POR AIRE COMPRIMIDO

Este tipo de accionamiento permite una desconexión rápida de los contactos del disyuntor debido a la influencia del aire comprimido. El mecanismo de accionamiento puede ser gobernado directamente en forma manual con ayuda de una válvula de mano, o remotamente mediante la ayuda de una electroválvula.

3.9.3 ACCIONAMIENTO POR LÍQUIDO A PRESIÓN

El líquido utilizado para el accionamiento de los pistones que controlan la apertura y cierre de los contactos del disyuntor puede ser aceite o agua, en cuyo caso se habla de un accionamiento oleoneumático o hidráulico, respectivamente.

La utilización de pistones impulsados interiormente por líquido a presión, utilizados en la apertura y cierre de los contactos del disyuntor, han permitido

suprimir los dispositivos mecánicos de retención (enclavamientos), y aumentar la velocidad de operación del disyuntor de potencia, siempre que se tenga un control del flujo del líquido que ingresa a los pistones, esto se puede conseguir mediante la combinando de varios tipos de válvulas on-off o electroválvulas.

Los disyuntores de accionamiento oleoneumático o hidráulico pueden ser controlados localmente (a mano) utilizando una válvula de puño, o remotamente mediante la utilización de una electroválvula.

3.10 SISTEMAS DE MANDO

3.10.1 MANDO LOCAL

El control local se utiliza cuando el disyuntor se encuentra situado en el patio de alto voltaje de la subestación o cuando se requieren realizar maniobras especiales por parte del personal de mantenimiento, haciendo uso de los mecanismos de mando manual de los equipos.

El mando local de un disyuntor de aire comprimido puede efectuarse utilizando válvulas de puño, que permiten el paso del aire comprimido a los pistones de apertura o cierre de los contactos del disyuntor.

En el caso de comandar manualmente el cierre o apertura de los contactos de un disyuntor cuyo accionamiento se efectúa mediante muelles (resortes), se dispone de una manija que puede girar a favor o en contra de las manecillas del reloj, o a su vez de pulsadores que ejecutan dicha operación.

3.10.2 MANDO MANUAL Y DESCONEXIÓN AUTOMÁTICA

En un sistema de mando directo las órdenes de conexión y desconexión se transmiten directamente desde un interruptor hacia las bobinas de las electroválvulas de accionamiento (en el caso de disyuntores de accionamiento neumático) o a los contactores (en el caso de disyuntores accionados por motor) a través de conductores eléctricos, actuando independientemente del control

local. Este tipo de mando es utilizado particularmente en instalaciones pequeñas y de corta distancia.

3.10.3 MANDO REMOTO

El control remoto se utiliza cuando el disyuntor se encuentra ubicado en lugares poco accesibles o bien cuando se pretende centralizar todas las maniobras de la instalación desde un centro de control.

Las maniobras a distancia de los disyuntores pueden efectuarse de varias formas, entre las que citamos:

- Aire comprimido
- Relés

3.10.3.1 Mando por aire comprimido

El mando por aire comprimido puede efectuarse siempre y cuando se cuente con un compresor y un depósito de aire para su operación. Una de las desventajas de este tipo de accionamiento es el mantenimiento continuo que debe proporcionarse al disyuntor y las tuberías por donde circula el aire comprimido.

3.10.3.2 Mando por relés

A medida que aumenta la distancia entre el centro de control y las instalaciones de maniobra, es necesaria la utilización del mando por relés, los mismos que permiten operar a voltajes más bajos y a grandes distancias.

La protección y el control de una subestación pueden efectuarse mediante la utilización de relés, elementos encargados de proporcionar las señales para la apertura de los contactos del disyuntor cuando se origina una falla en el sistema. De ahí que los relés constituyen los elementos de protección más importantes de un sistema eléctrico de potencia.

3.11 OPERACIÓN DEL CIRCUITO DE CONTROL DEL DISYUNTOR

La operación de apertura y cierre de un disyuntor puede ser descrita mediante la explicación de su circuito de control. La figura 3-19 presenta una versión simplificada de un circuito de control propio de un disyuntor.

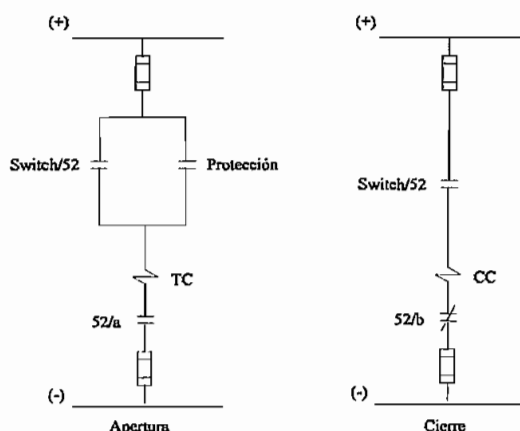


Fig. 3-19 Circuito simplificado de apertura y cierre del disyuntor

El esquema puede ser dividido en dos secciones de control, donde una de ellas representa el circuito de disparo y la otra el circuito de cierre. Estos elementos están conformados por dos bobinas, que mediante su energización ejecutan la apertura y cierre de los contactos del disyuntor respectivamente. Pueden ser comandadas en forma manual (operación local) y mediante relés (operación remota). Las bobinas de los disyuntores se denominan comúnmente como "bobinas de cierre o closing coil" (CC) para gobernar el cierre, y "bobinas de disparo o trip coil" (TC) para comandar la apertura.

Existen disyuntores con dos o tres bobinas de disparo, cada una puede ser accionada independientemente de las demás. Estos tipos de disyuntores suelen ser utilizados dependiendo de las necesidades del sistema. En nuestro caso nos ocuparemos únicamente de los disyuntores constituidos por una sola bobina de disparo, cuyos mecanismos de operación y control son similares a las otras bobinas de disparo.

Acoplado al mecanismo del disyuntor se presenta un juego de contactos auxiliares (abiertos y cerrados), "a" y "b", respectivamente, utilizados para efectuar

diversas funciones en los circuitos de control tales como, la desenergización de las bobinas de cierre o abertura del propio disyuntor, señalización, interbloqueos, circuitos lógicos externos, entre otras funciones.

Los contactos auxiliares del disyuntor operan dependiendo de la energización de las bobinas de disparo o cierre del interruptor de potencia. Si el disyuntor se encuentra cerrado todos los contactos auxiliares (52/a) están también cerrados y los contactos (52/b) están abiertos, si el disyuntor cambia a la posición abierta, los contactos (52/b) se cerrarán y los contactos (52/a) se abrirán.

La ventaja de utilizar relés (86) de salida de servicio, al interior de una subestación, es el de concentrar todas las protecciones que operan el disyuntor en un solo elemento de control, facilitar el mando a distancia y reduciendo el número de conductores eléctricos.

La operación del disyuntor puede ser comandada en forma local o remota mediante un dispositivo de transferencia cuya operación se efectúa en forma manual y permite modificar el plan de operación del equipo de maniobras o de algunos de los dispositivos. Si la operación seleccionada es la remota, el mando local no podrá ejecutarse y viceversa. Debido a los interbloqueos existentes entre los equipos de maniobra y el centro de control, se puede garantizar la seguridad del personal que realiza el mantenimiento de los equipos de la subestación.

3.11.1 SEÑALES DE CONTROL DE LOS CIRCUITOS DE MANDO DEL DISYUNTOR

Entre las principales señales que controlan el disyuntor mencionamos las siguientes:

- *Switch corte del motor.* Desenergiza el motor cuando el resorte de conexión ha sido tensado completamente.
- *Switch de carga del resorte.* Opera simultáneamente con el switch anterior e indica si el muelle (resorte) de cierre ha sido tensado.

- *Contactos auxiliares.* Establecen el interbloqueo entre las bobinas de cierre y apertura del disyuntor para evitar la operación simultánea de las bobinas.
- *Switch de supervisión del aire comprimido.* Es el encargado de controlar el nivel de ascenso o disminución de la presión del aire comprimido, comparándolo con valores establecidos. Si el límite superior e inferior de presión establecido es alcanzado, se origina el disparo del compresor-motor.
- *Monitor de la densidad del gas SF6.* Es un dispositivo encargado de bloquear la operación del disyuntor, en el caso que la presión del SF6 sea menor a un valor establecido.
- *Presostato.* Elemento encargado de mantener constante la presión de un fluido en un circuito cuando no existe suministro de energía.
- *Circuito de calentamiento.* Evita la formación del agua condensada, y un calentador adicional controlado por un termostato mantiene la temperatura del cubículo de control constante durante el invierno.
- *Ventiladores.-* Dispositivos utilizados para enfriar los disyuntores antes de que estos sobrepasen los límites térmicos establecidos.

3.12 ELEMENTOS DE CONTROL Y SEÑALIZACIÓN DEL DISYUNTOR

Los elementos de control utilizados para comandar disyuntores, se alimentan generalmente de un sistema de corriente continua compuesto de un cargador de baterías y un banco de baterías. El banco de baterías alimenta los dispositivos de control, en caso de perder el suministro de alterna de la red de alimentación de energía. Entre los principales elementos de control y señalización mencionamos los siguientes:

3.12.1 SWITCH DE CONTROL

Los switches son elementos instalados físicamente en los tableros de control de las salas de mando y en los equipos de maniobra ubicados en las instalaciones

de una subestación de energía. Su objetivo principal es abrir o cerrar el disyuntor en forma manual o remota.

3.12.2 RELÉ DE ANTI-BOMBEO

Si el circuito de disparo del disyuntor es activado por una falla permanente, debido a la operación de las protecciones que sobre él actúan, se producirá la abertura de los contactos del disyuntor. Si en estas circunstancias el operador mantiene la orden de cierre del disyuntor, se originará en forma sucesiva una abertura-cierre-abertura-etc, de los contactos, lo que se denomina comúnmente como “bombeo del disyuntor”. Para evitar que ocurra este fenómeno que se origina muchas veces en forma involuntaria se utiliza el relé auxiliar (94), cuyo objetivo es el de evitar que la bobina de cierre sea activada por segunda vez si la falla persiste.

3.12.3 DISPOSITIVOS DE RECONEXIÓN AUTOMÁTICA

Los dispositivos de control automático, son aquellos elementos que toman decisiones por sí solos, entre estos elementos podemos mencionar los siguientes:

- Recierre de disyuntores
- Sincronización

3.12.3.1 Recierre de disyuntores

Las fallas originadas en un sistema eléctrico de potencia, en especial en los alimentadores aéreos de distribución de energía son muchas veces transitorias, siendo necesarias la conexión y desconexión del circuito durante un tiempo determinado, suficiente para permitir la desionización del aire en el lugar donde ocurrió el arco eléctrico.

Generalmente los disyuntores provistos con medios automáticos de recierre ejecutan varias operaciones de abertura y cierre, según la secuencia indicada a continuación.

O – t – OC – t' – CO

Donde:

O = apertura

t, t' = tiempo de reposición de los contactos

OC = apertura y cierre instantáneos

Al originarse una falla en la posición de línea, el disyuntor de protección, que cuenta con un relé de redierre, seguirá una secuencia establecida de apertura y cierre de sus contactos hasta lograr despejar la falla, caso contrario, si la falla persiste y el disyuntor luego de varios intentos no ha podido despejarla, el relé de recierre da la orden de apertura definitiva al circuito de disparo del disyuntor, quedando inhabilitado para ejecutar la operación de cierre hasta que intervenga el personal de mantenimiento y despeje manualmente la falla.

3.12.3.2 Sincronización

Los dispositivos de sincronización son muy utilizados en subestaciones donde es necesario adaptar dos secciones de un sistema de potencia, comparando la frecuencia, y el voltaje de operación.

El cierre de los disyuntores correspondientes a las posiciones que requieren ser sincronizadas, se podrá efectuar solo después de verificar que las condiciones de sincronización sean adecuadas. Para tal objeto el operador contará con un panel de sincronización ubicado en el tablero de control.

Cuando las variaciones de frecuencia y voltaje sean cero o mínimas, el operador podrá dar la orden de cierre con el conmutador de control correspondiente.

3.12.3.2.1 Modos de sincronización

Deberán considerarse tres casos posibles para sincronización:

- Línea sin voltaje y barra viva
- Línea con voltaje y barra muerta
- Línea y barra con voltaje

Deberán preverse verificadores de voltaje a fin de cerrar el disyuntor con línea y barra muerta.

3.12.4 ALARMAS

Las alarmas son elementos de aviso sonoro o luminosos que se activan cuando existen anomalías en cualquier aparato eléctrico, tal es el caso de los disyuntores de potencia.

El sistema de alarmas deberá funcionar en base a cuadros luminosos y cuatro pulsadores: un pulsador para "silenciar", uno para "reconocimiento", uno para "reposición" y uno para "prueba", cuyas características de funcionamiento son las siguientes:

Al originarse una falla se encenderá una luz parpadeante en el respectivo cuadro luminoso del tablero de control. Simultáneamente sonará una señal acústica que debe desaparecer pulsando el botón para silenciar. Al silenciarse la señal acústica no deberá perderse ninguna señal de alarma.

Mediante la operación del pulsador de reconocimiento, la luz parpadeante cambia a permanente si la falla persiste.

Al desaparecer la falla, una vez que se a tomado nota de la falla, la luz permanente cambia a luz parpadeante de una frecuencia inferior a la que inicialmente indicaba la falla. Esta señal es cancelada mediante el pulsador de reposición.

Si al tomar conocimiento de la falla, ésta a desaparecido, la luz parpadeante cambiara a una luz parpadeante de menor frecuencia sin pasar por una luz permanente.

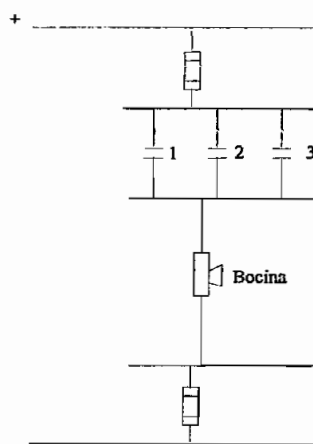


Fig. 3-20 Circuito DC de alarma con bocina

El pulsador de prueba permite controlar todas las luces del cuadro de alarmas.

3.12.4.1 Alarmas de mal funcionamiento de los equipos

Las alarmas indican cualquier anomalía producida en los aparatos de las subestaciones, enviando una señal hasta la ventana del cuadro de alarmas instalado en la sala de control. Entre las principales alarmas que protegen los equipos de una subestación podemos mencionar las siguientes:

3.12.4.1.1 Disyuntores

- Disparo bloqueado por baja presión
- Cierre bloqueado por baja presión
- Motor fuera de servicio, por sobrecarga
- Falta de corriente directa
- Baja presión de aire
- Alta presión de aire
- Operación asincrónica de los polos
- Apertura o cierre incompleto de los polos

3.12.5 LUCES INDICADORAS

Las luces indicadoras son LED's que permiten indicar la posición del equipo de maniobra, así como también la presencia de potenciales, discrepancias, etc.

Los LED's indicadores son elementos de bajo voltaje que pueden ser removidos fácilmente del panel de control.

Cada conmutador de los disyuntores tendrá un LED rojo y un LED verde. En cambio el conmutador de los seccionadores un LED rojo, un LED verde y un LED amarillo para indicar que el circuito está listo para ser operado. Para indicar el cierre del seccionador de tierra se utilizará un LED azul.

La luz roja indica posición cerrada

La luz verde indica posición abierta

La luz amarilla indica posición permitida de operación

La luz azul indica que el seccionador de tierra está cerrado

Las luces intermitentes para indicar discrepancias u operaciones incompletas

3.12.6 BLOQUEOS

Los sistemas de interbloqueo no son más que contactos instalados en los dispositivos de corte y seccionamiento, para obtener una seguridad absoluta contra operaciones equivocadas a la hora de operar un juego de cuchillas asociadas a su correspondiente disyuntor, tal como se indica en la figura 3-21.

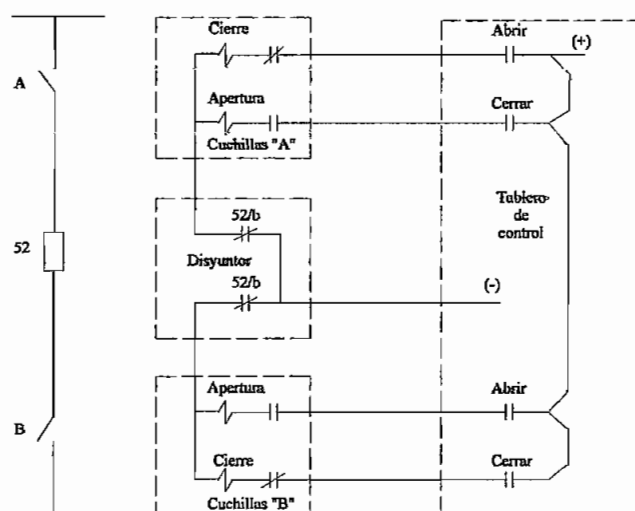


Fig. 3-21 Diagrama de interbloqueo entre el interruptor y las cuchillas

3.13 SISTEMA DE OPERACIÓN Y CONTROL DE SECCIONADORES

Los seccionadores, denominados también “cuchillas desconectadoras”, son utilizados para dar aislamiento a los elementos de maniobra (disyuntor) de una subestación eléctrica, operan sin carga y son aplicables a niveles de bajo o alto voltaje.

3.13.1 MECANISMOS DE OPERACIÓN

Los principales mecanismos de operación para la apertura y cierre de seccionadores son los siguientes:

3.13.1.1 Mecanismos de operación eléctrica

Los mecanismos de operación eléctrica de seccionadores están compuestos de elementos de transmisión, varillas de mando, engranajes, levas, resortes, auto-lubricación, etc, accionados por medio de un motor eléctrico para la operación de apertura y cierre de las cuchillas.

Posee un grupo de contactos de fin de carrera de cierre y otro grupo de fin de carrera de abertura que determinan la amplitud de rotación del eje del motor. También presenta un grupo motor-reductor a tornillo sin fin de engranaje helicoidal con su motor correspondiente.

Tanto en la posición de abierto como cerrado, el mecanismo de los seccionadores debe quedar enclavado, de tal manera que agentes externos, tales como; el viento, vibraciones, no modifiquen la posición de las cuchillas.

El mecanismo de operación eléctrico puede ser utilizado a la intemperie, por lo tanto los elementos como resortes, engranajes, deben ser diseñado a prueba de agua, fabricados con acero inoxidable o disponer de un tratamiento especial que evite la oxidación. Todos los elementos que requieran lubricación, deben ser del tipo de auto-lubricación.

3.13.1.2 Mecanismos de operación manual

Los mecanismos de operación manual cuentan con una manivela y engranajes para la operación de apertura y cierre de los seccionadores.

Condiciones de los mecanismos de operación manual:

- La manivela de operación manual debe ser desmontable.
- El diseño de la caja de engranajes debe permitir una operación de apertura y cierre rápido.
- Deben preverse elementos necesarios para el enclavamiento de la manivela en las posiciones de apertura o cierre de las cuchillas.
- La manivela debe contar con un cable de cobre trenzado para la conexión a tierra durante la operación.

3.13.1.3 Mecanismos de operación por relés

Cuando se utiliza este tipo de mando las ordenes se transmiten de un interruptor a los relés de baja absorción de energía, los cuales a través de los contactos de trabajo aplican los voltajes de accionamiento a las bobinas de las válvulas o contactores.

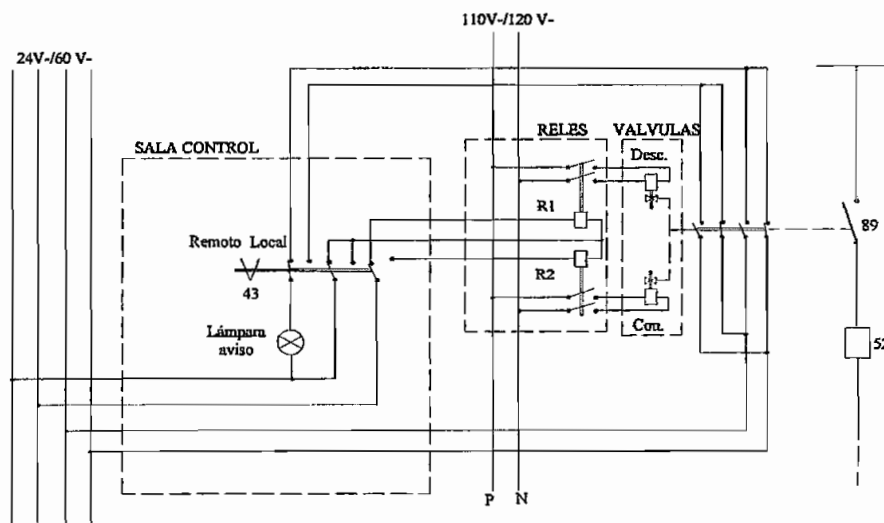


Fig. 3-22 Esquema de mando bipolar de relés de un seccionador

El mando por relés se vuelve más ventajoso a medida que aumenta la distancia entre la sala de control y los aparatos que se desean comandar.

3.13.2 MANIOBRA DE CIERRE

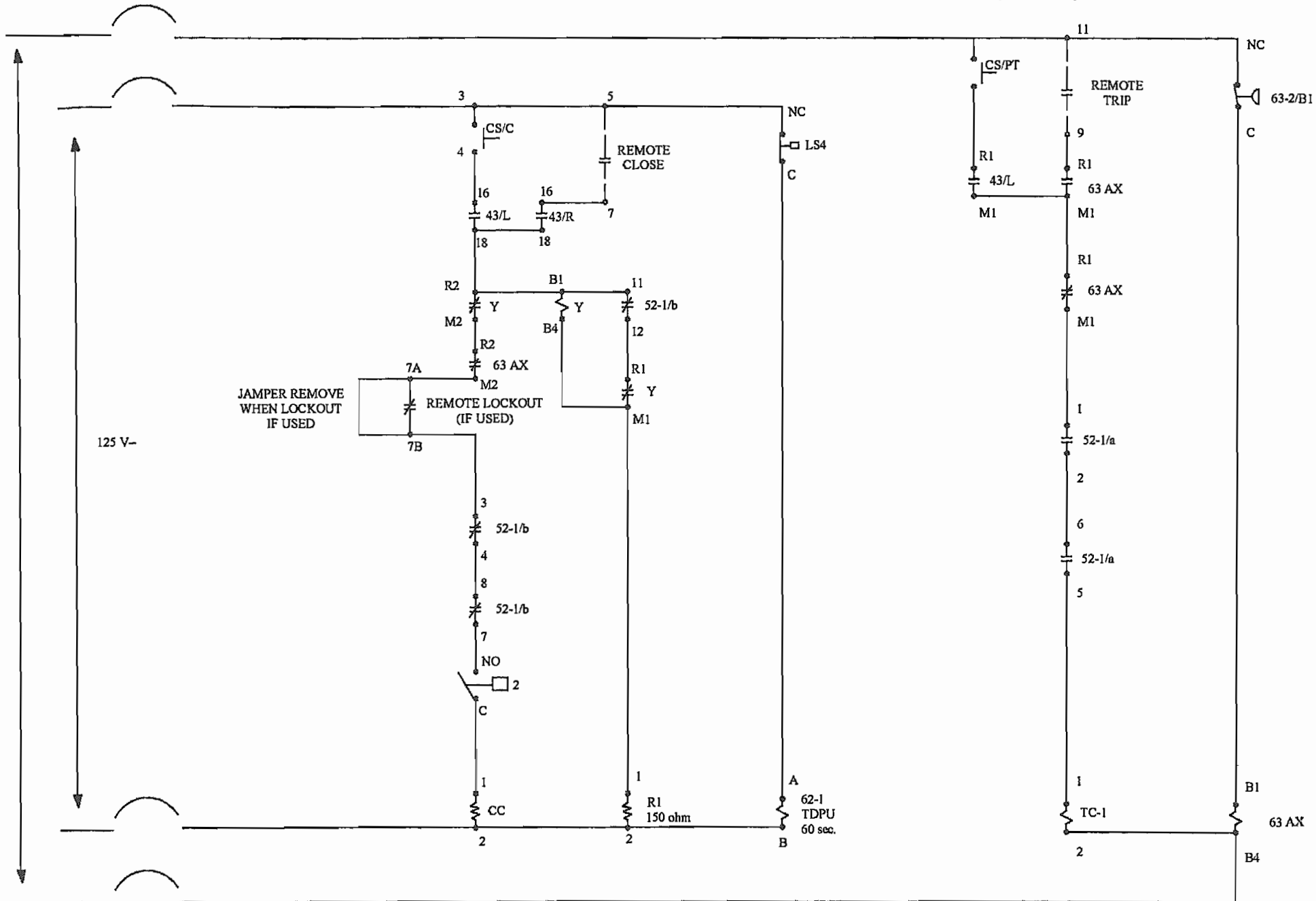
La maniobra de cierre de seccionadores puede efectuarse en forma local o remota, pulsando el contacto de cierre que excita la bobina del mismo nombre. Un contacto auxiliar de la bobina de cierre anula el funcionamiento de la bobina de abertura, y alimenta a través de un contacto en paralelo al pulsador de cierre. La energización de la bobina de cierre permite habilitar el motor encargado de cerrar el seccionador.

Al término de la maniobra los contactos de fin de carrera de cierre cortan la alimentación de la bobina y habilitan el circuito de abertura.

3.13.3 MANIOBRA DE ABERTURA

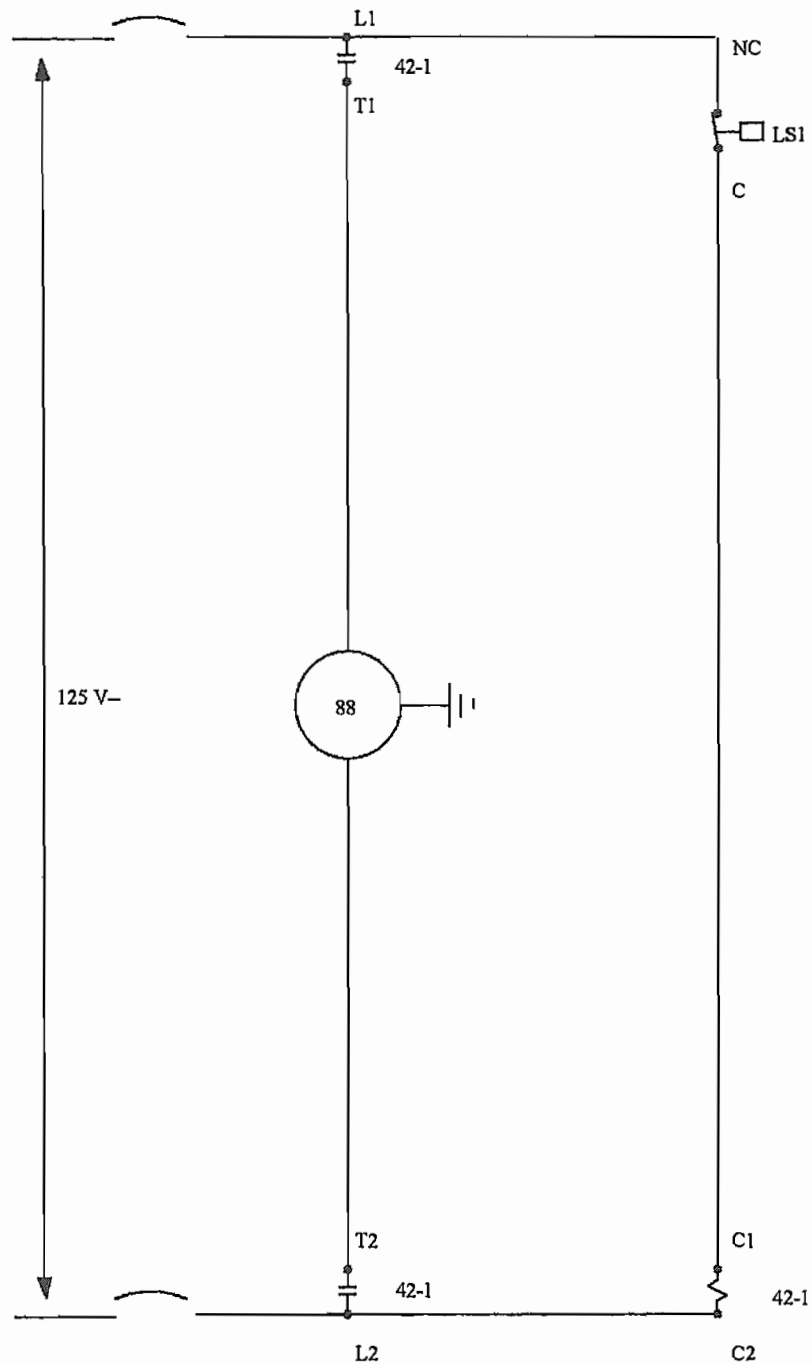
La maniobra de apertura se realiza utilizando la misma secuencia de la maniobra de cierre.

DIAGRAMA DE CONTROL DEL DISYUNTOR (ABB)



LEYENDA

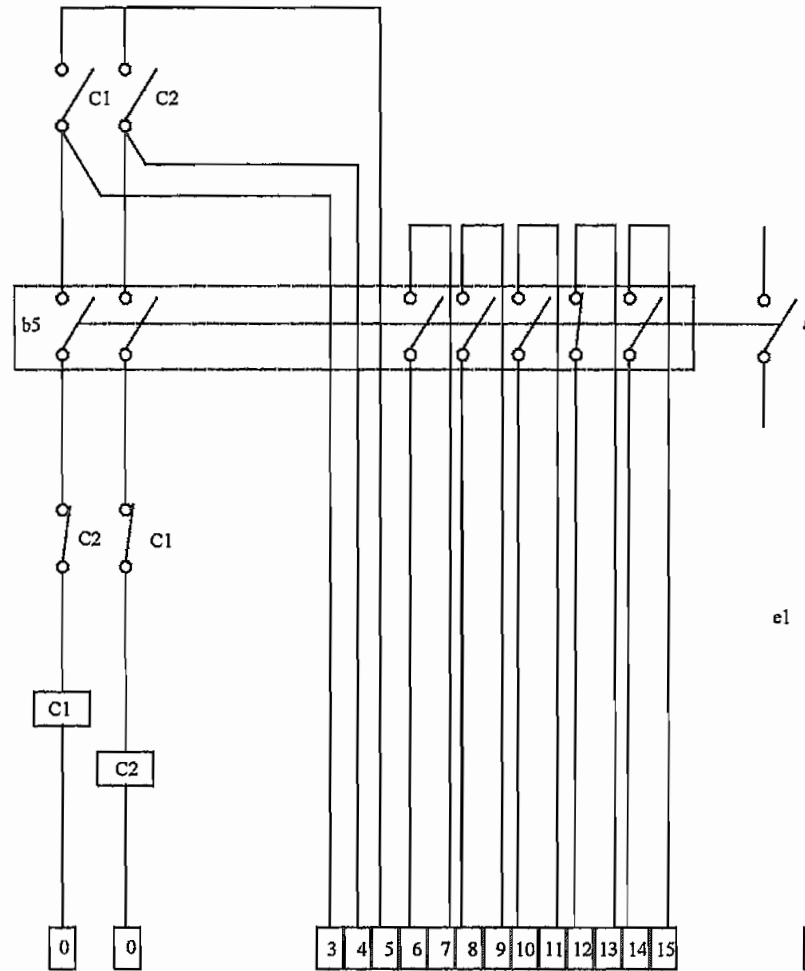
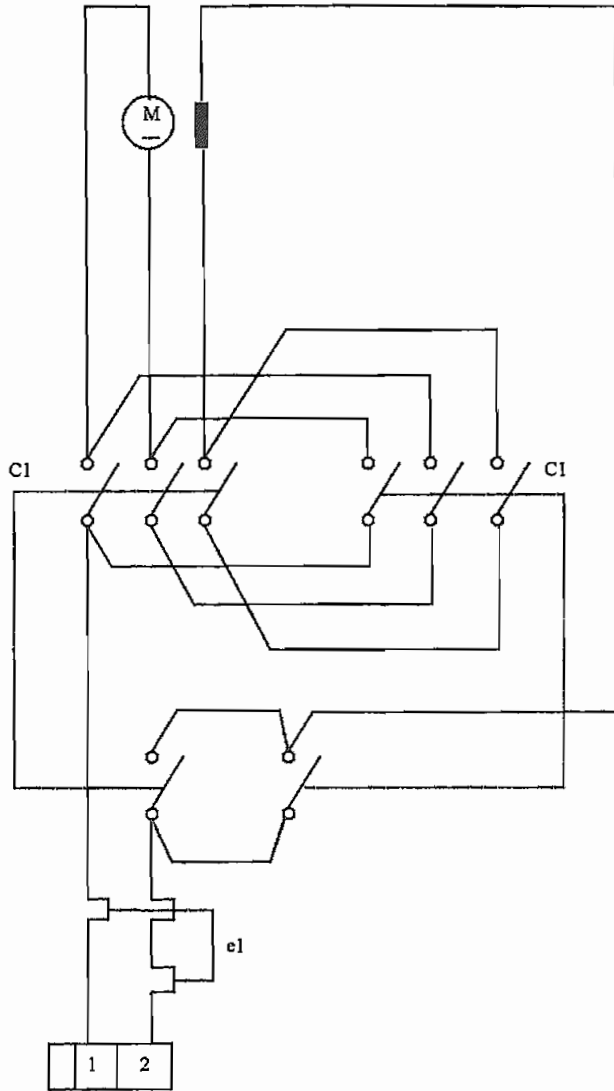
- 23-1, Thermostat, control heaters
- 42-1, Contactor, spring charge motor AC
- 43, Local remote selector switch
- 62-1, Low spring charge alarm timer
- 63-2, SF-6 gas pressure switch
- 63 AX, Block trip
- 88, Motor, spring charge
- CC, Closing coil
- CS, Control switch
- LS1, Limit switch, motor start-stop
- R1, Resistor
- TC1, Trip coil
- Y, Antipump relay
- LS2 & LS4, Limit switch, spring discharged
- T, Trip



ABB

Diagrama elemental
de C.C del disyuntor

DIAGRAMA DE FUERZA DEL SECCIONADOR (SPRECHER+SCHUH)



LEYENDA	
b1	control cutton ON
b2	control cutton OFF
b3	control cutton ON
b4	control cutton OFF
b5	auxiliar switch
b1	interrupter for electrical control during manual operation
C1	closing relay
C2	trip relay
e1	thermo relay
r1	heater

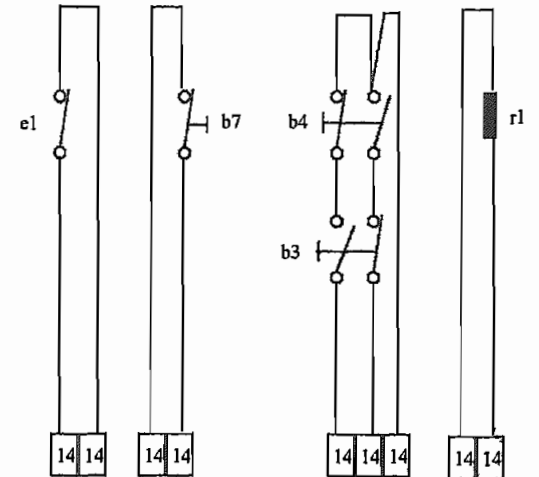
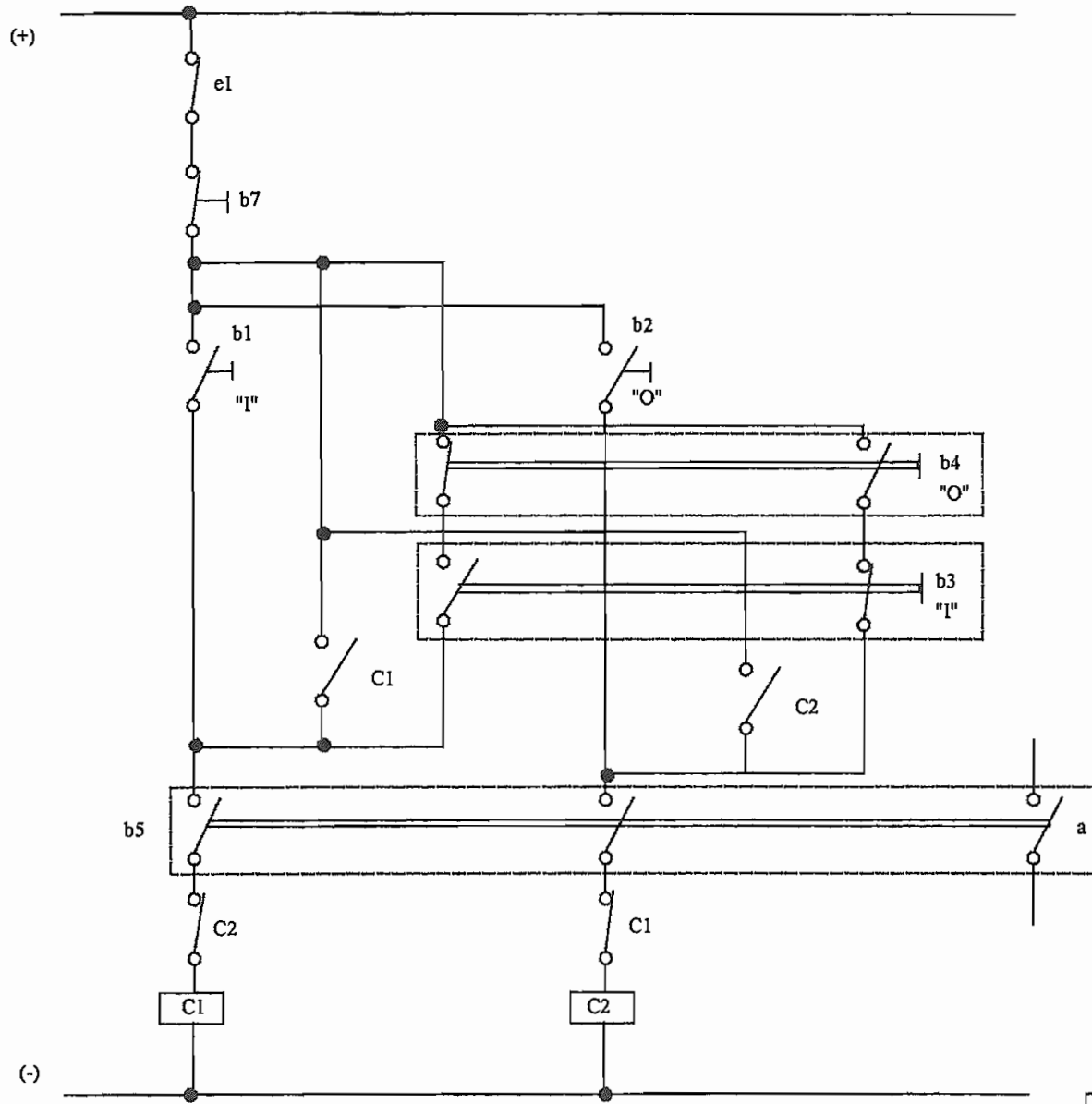
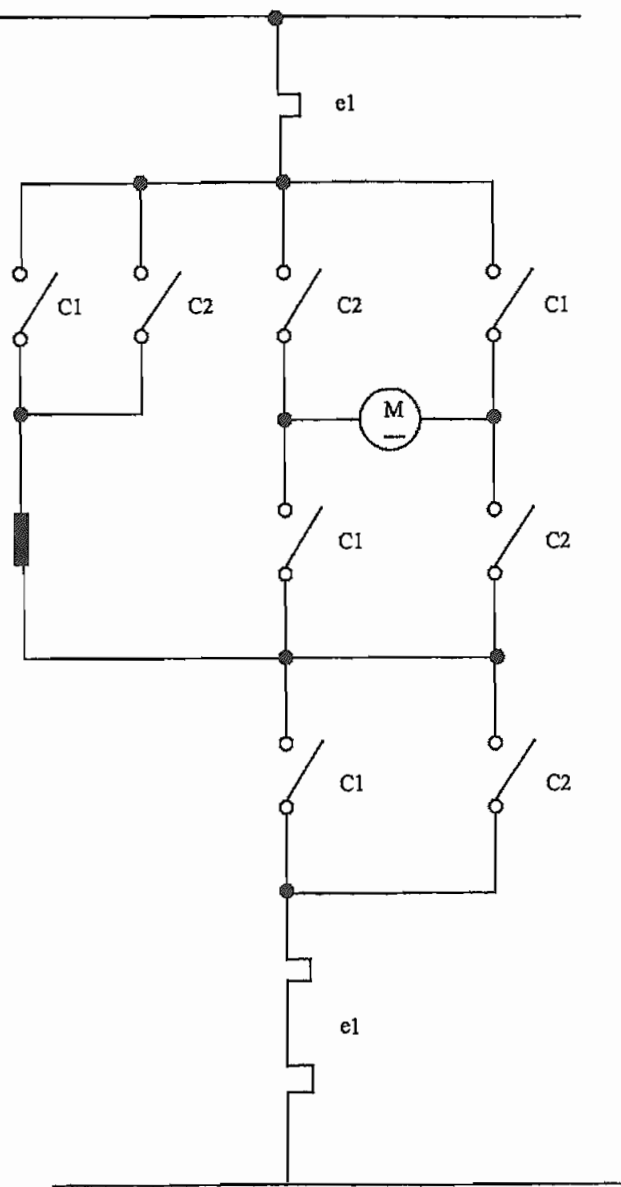


DIAGRAMA DE CONTROL BÁSICO DEL SECCIONADOR (SPRECHER+SCHUH)



CAPÍTULO 4

TECNOLIGÍA UTILIZADA EN LA SIMULACIÓN DEL EQUIPO DE MANIOBRA

4.1 GENERALIDADES

Los autómatas programables aparecieron alrededor de los años 70, fueron aplicados en primera instancia en la industria automotriz, su fecha de creación coincide con la aparición de los microprocesadores y la lógica de cableado modular.

El autómata es el primer dispositivo con lenguaje, es decir, un calculador lógico cuyo juego de instrucciones se orienta al control secuencial. Satisface las exigencias tanto de procesos continuos como discontinuos, regula presiones, temperaturas, niveles de caudal así como otras funciones tales como, temporización, conteo lógico, etc.

Los autómatas programables están provistos adicionalmente de una tarjeta de comunicación, convirtiéndolos en verdaderos satélites dentro de una red de arquitectura distribuida.

4.2 CONTROLADORES LÓGICOS PROGRAMABLES

4.2.1 DEFINICIÓN DE PLC'S

Los controladores lógicos programables (PLC's), son dispositivos basados en un microprocesador dedicado, diseñado para controlar en tiempo real y en medio industrial procesos secuenciales.

Se lo define también como "un aparato electrónico de operación digital que usa un microprocesador interno para ejecutar funciones específicas tales como: temporización, conteo, operaciones aritméticas; para controlar mediante módulos de entrada/salida analógicos o digitales equipos eléctricos".

La función básica del autómata programable es reducir el trabajo humano y ejecutar el programa cargado en el microprocesador, es decir, la relación de secuencia lógica entre las señales de entrada y salida del PLC.

4.3 ESTRUCTURA BÁSICA DE UN AUTÓMATA PROGRAMABLE

Los autómatas programables están constituidos de ciertos componentes básicos, tales como:

- Unidad central de procesamiento
- Fuente de alimentación
- Elementos de programación
- Módulo de entradas y salidas

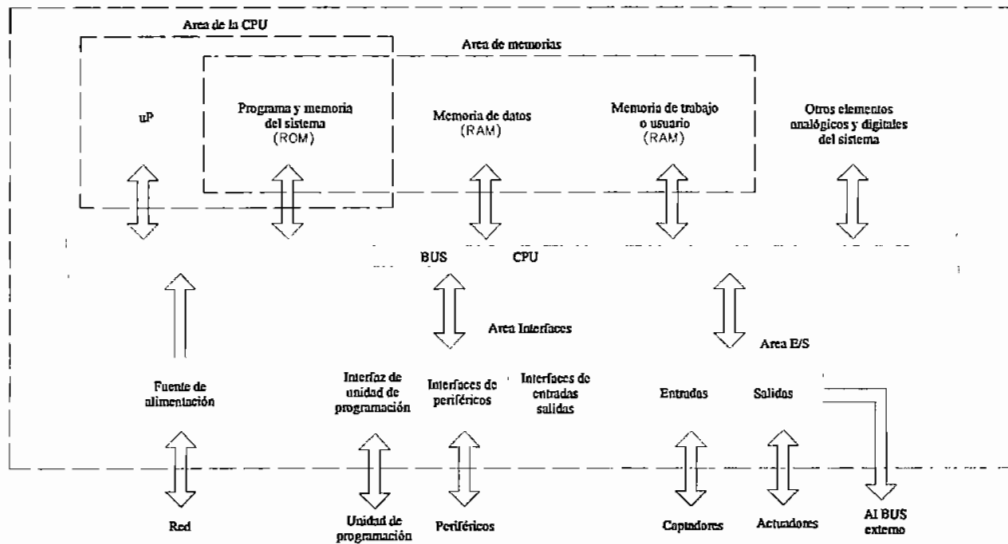


Fig. 4-1 Estructura básica de un PLC

4.3.1 UNIDAD CENTRAL DE PROCESAMIENTO CPU

La unidad central de procesamiento incluye el procesador (dispositivo inteligente) y la memoria del sistema. Se encarga de recibir las órdenes del operario por medio de la consola de programación y el módulo de entradas; posteriormente las procesa para enviar respuestas al módulo de salida.

4.3.1.1 Procesador

El procesador es el encargado de dilucidar y ejecutar las acciones de control establecidas en el programa del sistema. En operación normal de funcionamiento, el procesador examina continuamente el estado de todos los circuitos de entrada y salida y el contenido de memoria para determinar el estado de las salidas. Dependiendo del estado de entradas y salidas, el procesador puede tomar acciones de control que gobiernen los elementos que integran un proceso.

4.3.1.2 Memoria

El módulo de memoria de un controlador lógico puede dividirse en tres áreas diferentes:

- **Memoria de carga.**- permite almacenar el programa de usuario sin asignaciones simbólicas de operandos o comentarios (estos se almacenan en el disco duro), La memoria de carga puede ser RAM (Random Access Memory) o Flash-EPROM. En la memoria de carga se almacena el programa y los datos del sistema.
- **Memoria de trabajo.**- contiene las partes relevantes para la ejecución del programa. La memoria de trabajo puede ser una RAM integrada.
- **Memoria del sistema.**- contiene los elementos de memoria que cada CPU pone a disposición del programa de usuario, tales como: temporizadores, contadores, imagen del proceso de entradas y salidas. El CPU pone a disposición una memoria temporal asignada al programa para los datos locales del bloque o función activado.

4.3.2 FUENTE DE ALIMENTACIÓN

La fuente de alimentación es la encargada de transformar el voltaje de la red a un voltaje aplicable a los circuitos integrados que conforman el autómata programable. También se encarga de suministrar la energía necesaria para la polarización del CPU y el sistema de entradas y salidas.

4.3.3 MÓDULO DE ENTRADAS Y SALIDAS

El módulo de entrada y salida constituye la interfaz eléctrica entre los elementos de campo (interruptores, finales de carrera, pulsadores, sensores) con el procesador. Este módulo tiene como objetivo aislar los elementos de bajo voltaje de los elementos de potencia.

Los módulos de entradas y salidas pueden dividirse dependiendo del tipo de señal en:

- *Módulos de entrada y salida digitales.*- están formados por elementos de control ON/OFF, tales como; pulsadores, finales de carrera, válvulas, etc. Interpretan señales provenientes de codificadores de posición, contadores de alta velocidad. Según el tipo de proceso a controlar por el autómata, podemos utilizar diferentes módulos de salida, ya sea; a relés, triacs, transistores y visualizadores gráficos.
- *Módulos de entrada y salida análogos.*- son los encargados de activar y desactivar los actuadores (bobinas de contactos, lámparas, motores pequeños). Las señales de corriente y voltaje aplicadas a la entrada pueden ser de 4 a 20 mA dc, y 0 a 10 V dc respectivamente.

El ciclo de trabajo del autómata está relacionado en forma directa con la ejecución del programa del usuario en un tiempo determinado, el cual va a depender exclusivamente de la longitud del programa. Por lo tanto los procesos rápidos constituirán un factor crítico.

La utilización de un autómata programable en un proceso de control introduce los siguientes tiempos:

- Retardo de entrada
- Vigilancia y exploración de las entradas
- Ejecución del programa
- Transmisión de las salidas
- Retardo en las salidas

Los tiempos de vigilancia de entradas, ejecución del programa y la transmisión de las salidas, sumados dan el tiempo de ciclo de trabajo del autómatas. El ciclo de trabajo depende del tamaño del autómatas y la cantidad de variables que participan en el proceso.

4.4 LENGUAJES DE PROGRAMACIÓN

El lenguaje de programación utilizado por los autómatas, depende principalmente del fabricante del PLC. Entre las principales formas de programación podemos mencionar las siguientes:

4.4.1 ESQUEMA DE FUNCIONES

La programación utilizando esquemas de funciones se efectúa empleando símbolos, sean estos lógicos o también los utilizados en la electrónica digital (compuertas and, or, not, reset, set).

4.4.1.1 Esquema de contactos (LADDER)

Es uno de los esquemas de programación más antiguos que sustituyó a la lógica de los relés. La programación mediante esquemas de contactos tiene gran similitud con el cuadro de automatismos elaborados por los electricistas, quienes emplean símbolos de elementos electromecánicos, tales como; contactos abiertos y cerrados de contactores, relés, pulsadores, etc.

4.4.1.2 Lista de instrucciones

Este tipo de lenguaje es similar a un ensamblador, es decir, un lenguaje de máquina de alto nivel. Consiste en la elaboración de una lista de instrucciones que se asocian a los símbolos y su combinación a un circuito eléctrico que utiliza la lógica de contactos. Se lo considera algunas veces como la forma más rápida de programar e incluso la más potente por ocupar menos memoria del autómatas.

4.4.1.3 Esquema gráfico de control de etapas-transiciones (GRAFCET)

Este tipo de lenguaje ha sido diseñado para resolver procesos secuenciales. Las acciones son asociadas a las etapas y las condiciones a cumplir a las transiciones. Muchos autómatas incluyen la programación GRAFCET en forma gráfica o mediante una lista de instrucciones. Puede ser utilizado para resolver problemas de automatismos teóricos y posteriormente convertirlos en el lenguaje de contactos.

4.5 PLC, SIMATIC S7-200 SIEMENS

Para el desarrollo de la simulación del equipo de maniobra de alto voltaje de la subestación, se ha tomado en consideración el PLC Siemens S7-200, debido a la disponibilidad y ventajas que presta, tales como; tamaño reducido y compacto con incorporación de entradas y salidas en un mismo módulo, cambios fáciles y rápidos de realizar, no necesita ventilación, y tiene amplias posibilidades de comunicación.

4.5.1 FUNCIONAMIENTO BÁSICO

Un autómata programable está constituido de módulos de entrada y salida y un CPU. El módulo de entrada acepta una gran variedad de señales analógicas o digitales de varios dispositivos de campo (sensores) y los convierte en señal lógica que puede usar el CPU. El CPU toma las decisiones y ejecuta las instrucciones de control basadas en las instrucciones del programa ejecutado por el operador y almacenadas en la memoria del sistema. Los módulos de salidas convierten las instrucciones de control del CPU en señales analógicas o digitales usadas para controlar dispositivos de campo (actuadores).

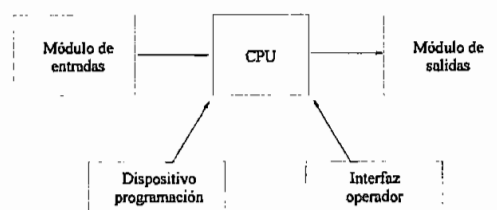


Fig. 4-2 Funcionamiento básico del PLC

4.5.2 LENGUAJES DE PROGRAMACIÓN DEL S7-200

Todas las familias del S7 emplean los siguientes lenguajes de programación:

- Lista de instrucciones (AWL)
- Esquema de contactos (KOP)
- Esquema de funciones (FUP)

4.5.2.1 Ventajas del lenguaje AWL

- Optimiza la cantidad de memoria en el PLC.
- Tiempo de ciclo de trabajo pequeño.
- Permite introducir una gran cantidad de sentencias en la pantalla.

4.5.2.2 Desventajas del lenguaje AWL

- Los programas de secuencias de pasos en procesos (set y reset) carecen de sentido en este lenguaje.
- Programación larga y confusa.

4.5.2.3 Ventajas del lenguaje KOP

- Sencillo de programar y fácil de identificar la secuencia del proceso.
- Aplicable a programadores más cercanos al mundo eléctrico en el empleo de bobinas, relés, pulsadores, etc.

4.5.2.4 Desventajas del lenguaje KOP

- La ubicación serie y paralelo de los contactos requiere gran cantidad de espacio en la pantalla.
- Ocupa mayor código compilado.

4.5.2.5 Ventajas del lenguaje FUP

- Permite realizar gran cantidad de series y paralelos en la misma pantalla, acercándose a las ventajas del AWL pero con mayor claridad en el diagnóstico.

- Es el lenguaje indicado para programadores familiarizados con la electrónica.

4.5.2.6 Desventajas del lenguaje FUP

- No es útil para tratar valores análogos ni condiciones de salto.
- No permite optimizar el código, en el tratamiento que utiliza el Step 7, por lo tanto el programa se torna más lento.

Internamente el S7-200 sólo trabaja con lista de instrucciones, el lenguaje KOP es traducido al lenguaje AWL por medio del Step 7.

4.6 ESTRUCTURA DE LA MEMORIA DEL SIMATIC

La memoria del autómatas programable está estructurada en las siguientes zonas:

4.6.1 MEMORIA DEL PROGRAMA

Es la zona donde se almacena el programa realizado por el usuario y su capacidad varía dependiendo del CPU utilizado.

4.6.2 IMÁGENES DE ENTRADAS Y SALIDAS

Tal como se indicó anteriormente, el autómatas maneja una imagen en memoria de entradas y salidas, actualizando ésta al final del ciclo y recogiendo su estado al principio del otro.

4.6.3 MARCAS DE MEMORIA

Es el lugar donde se almacenan los datos intermedios a preservar.

4.6.4 E/S DE PERIFERIA

Zona utilizada para tener acceso directo a los módulos de E/S (entrada-salida) que pueden ser añadidos al CPU.

4.6.5 ESTADO DE TEMPORIZADORES Y CONTADORES

Es el área donde se almacena el valor de temporización y conteo, preselección y estado actual. Estos valores pueden ser retenidos durante el tiempo que se desee mediante la utilización de una batería.

4.6.6 MÓDULOS DE DATOS

Lugar donde se almacena el valor de constantes y valores obtenidos mediante operaciones de cualquier longitud (bit, byte, etc).

4.6.7 DATOS TEMPORALES

Zona donde se almacenan distintos datos, como las pilas de salto, que se utilizan durante la ejecución del programa y se pierde al final de cada ciclo.

4.7 TIPOS DE MÓDULOS

Simatic S7 presenta una variedad de módulos que dividen a las memorias del programa y la de datos, permitiendo una programación estructurada. Entre los principales tenemos:

- *Módulos de organización (OB)*.- determinan la forma de comunicación entre el sistema operativo del CPU y el programa de usuario.
- *Módulo de código (FC)*.- son módulos en los que se puede incluir parte del programa del usuario para establecer una programación más estructurada.
- *Módulos de funciones (FB)*.- son módulos especiales del programa donde se introducen partes del programa que aparecen con frecuencia o poseen gran complejidad.
- *Módulos de datos (DB)*.- áreas de memoria destinadas a contener datos del programa de usuario, estos pueden ser; módulos de datos globales (accedidos desde cualquier módulo del sistema) o de instancia (accedidos desde el mismo módulo).
- *Módulos de funciones especiales (SFB)*.- son módulos ya programados y realizan acciones complejas, tales como; el PID, medida de frecuencia, etc.

- *Módulos de funciones del sistema (SFC).*- son funciones integradas en el sistema operativo del CPU y que pueden ser llamadas si se las requiere, desde el programa de usuario.

4.8 FUNCIONES DEL SIMATIC S7

Una gran variedad de características funcionales facilita la programación al usuario, entre las cuales destacamos las más importantes:

- *Ejecución rápida de instrucciones.*- el tiempo de ejecución de las instrucciones puede ser sumamente rápido, pudiendo llegar a 80 ns.
- *Funciones de diagnóstico.*- se encargan de controlar en forma permanente el funcionamiento del sistema y registran fallas y eventos específicos del mismo.
- *Protección de bloques.*- permite al programador proteger el contenido de los bloques (software) contra copias o modificaciones de personas no autorizadas.
- *Programación sencilla.*- el Step7 brinda al usuario una interfaz uniforme y agradable para la programación.

4.9 COMUNICACIONES

4.9.1 PROTOCOLO Y SOPORTE FÍSICO

Resulta muy frecuente la confusión entre protocolo y soporte físico de las comunicaciones de los protocolos, por lo tanto resulta necesario aclarar estos conceptos.

4.9.1.1 Protocolo

Es el lenguaje que se utiliza en la comunicación para que se entiendan los equipos a la hora de transmitir la información.

4.9.1.2 Soporte físico

Es el medio físico o cable sobre el cual se transmite el protocolo de comunicación, es decir, por donde circula dicho mensaje o telegrama.

4.9.1.2.1 Tipos de soportes físicos del Simatic S7-200

El autómatas S7-200 trabaja con tres tipos de soportes físicos para efectuar la comunicación entre equipos, podemos mencionar los siguientes:

- *Cable bifilar, no trenzado, sin apantallamiento*; utilizado en el bus de comunicaciones AS-i.
- *Cable bifilar, trenzado y apantallado*; utilizado en la comunicación PROFIBUS y en MPI.
- *Fibra óptica*; utilizado para PROFIBUS o para Ethernet, aunque es más usual en éste último protocolo.

4.9.2 TIPOS DE TRANSMISIÓN DE DATOS

Para la transmisión de datos de un Simatic S7, pueden establecerse dos tipos de redes, siendo estas:

4.9.2.1 Redes maestro-esclavo

El maestro es un dispositivo con bases de datos similares al esclavo y su objetivo es mantener estas bases actualizadas para distintos propósitos, tales como: mostrar estados de alarmas, realizar lazos de control, etc.

El esclavo es un dispositivo o proceso de software que posee datos que otros necesitan.

Las redes maestro-esclavo se caracterizan por tener un único equipo como maestro y los demás como esclavos. Se entiende por equipo maestro aquel que toma el control del bus de comunicaciones y emite al mismo un mensaje por iniciativa propia, sin que se haya solicitado dicha acción. En cambio se entiende por esclavo aquel equipo que es capaz de emitir un telegrama a la red sin recibir

previamente una señal del maestro, pero no puede solicitar datos a ningún equipo de la red.

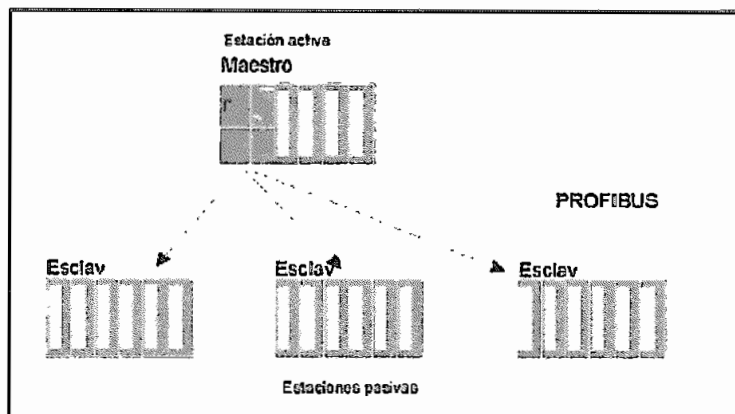


Fig. 4-3 Red de comunicación maestro-esclavo

4.9.2.2 Redes multimaestro

Este tipo de redes permite la comunicación de todos y cada uno de los equipos, es decir, que pueden adquirir y emitir información por iniciativa propia.

4.9.3 CLASIFICACIÓN DE LAS REDES

Para adaptarse a los distintos niveles de automatización Simatic S7 ofrece distintas redes de comunicación:

- Interface AS-i
- MPI
- PROFIBUS
- Industrial Ethernet

4.9.3.1 Interface AS-I

La interfaz de comunicación AS-i está diseñada para transmitir información entre un equipo maestro y actuadores o sensores de campo, tales como; detectores, electro-válvulas, etc.

4.9.3.2 Red MPI

La comunicación en este tipo de red se efectúa mediante datos globales y funciones S7. La comunicación entre equipos por medio de funciones S7 es la más económica y no requiere de tarjetas adicionales, en cambio la comunicación mediante MPI requiere una tarjeta adicional para efectuar la transmisión de la información.

El protocolo S7 es ideal para la comunicación entre equipos Simatic, éste viene incluido en las tarjetas del equipo y únicamente es necesario establecer el enlace entre los dispositivos que desean comunicarse.

4.9.3.3 Protocolo PROFIBUS DP (Decentralized Periphery)

El protocolo *PROFIBUS DP* es el más utilizado en todos los tipos de comunicación del S7 ya que permite realizar la descentralización de las señales de campo con ahorro de cable y tiempo de montaje.

4.9.3.4 Protocolo PROFIBUS PA (Process Automation)

Está diseñado especialmente para aplicaciones de automatización de procesos industriales.

4.9.3.5 Protocolo PROFIBUS FMS (Fieldbus Message Specification)

Este tipo de protocolo permite la comunicación abierta con equipos distintos a la marca Siemens. Los servicios FMS permiten leer, escribir, y notificar variables a través de enlaces FMS. La transmisión de datos usando un servicio FMS se realiza exclusivamente a través de la red PROFIBUS.

4.9.3.6 Protocolo TCP/IP

El servicio ISO-TCP se corresponde con el estándar TCP/IP (Transmission Control Protocol/Internet Protocol) de acuerdo al nivel 4 del modelo de referencia O.S.I.

Este tipo de red es utilizado para enviar los datos al nivel donde se procesan las tareas de automatización y optimización, es decir, el nivel donde se interconectan los autómatas, PC's y equipos para el funcionamiento y la observación.

PARÁMETROS	AS-I	PROFIBUS	ETHERNET
Norma	IEC-TG-17B	EN 50170	IEEE 802-3
Velocidad de transmisión	167 Kbits/seg	9,6 Kbits/seg + 12 Mb/seg	10 Mb/seg + 100Mb/seg
Nº de equipos	1 Maestro 31 Esclavos	127 Estraciones (32 activas)	1024 estaciones
Medio físico	Cable 2 hilos (Cable amarillo)	2 hilos apantallado, o fibra óptica de vidrio o plástico (Cable morado)	Cable coaxial o par trenzado industrial (ITP) o fibra óptica de vidrio (Cable verde)
Extensión de la red	100 m (300 m con repetidores)	10 km apróx. (medio eléctrico) 100 km (fibra óptica)	Depende de muchos factores
Método de acceso al bus (Protocolo)	Maestro/Esclavo	Profibus DP: Maestro/Esclavo FDL: Paso de testigo	CSMA/CD

Tabla 4.1 Clasificación y características de las redes de comunicación del Simatic S7

4.9.4 MÓDULOS DE ENTRADA Y SALIDA

4.9.4.1 Módulos de entrada digital

Los módulos de entrada digital transforman las señales digitales externas del proceso al nivel interno del Simatic. Son adecuadas para conectar contactos y detectores de proximidad.

Existen módulos de 16 y 32 entradas con rangos de voltaje que varían de 24 V DC hasta los 120/230 V AC.

4.9.4.2 Módulos de salida digital

Los módulos de salida digital transforman las señales internas del Simatic a señales digitales externas. Son adecuados para conectar válvulas, contactores, motores pequeños, lámparas, etc.

Se pueden encontrar módulos de 8, 16, y 32 salidas digitales diseñadas para manejar voltajes de 24 V DC hasta los 120/230 V AC.

4.9.4.3 Módulos de entradas analógicas

Los módulos de entrada analógica transforman las señales análogas a señales digitales mediante un conversor análogo / digital, para su posterior procesamiento en el Simatic S7. Son utilizados para recibir señales de sensores, termopares, resistencias, etc.

4.9.4.4 Módulos de salidas analógicas

Los módulos de salidas analógicas transforman las señales digitales del Simatic a señales analógicas utilizando un conversor digital / análogo, para controlar procesos donde se requiere aplicar señales analógicas. Las tarjetas de salidas analógicas pueden ser de 8 salidas a un voltaje de 24 V DC.

4.9.5 INSTRUCCIONES DEL STEP 7

El software de programación Step 7 del Simatic, dispone de un conjunto de instrucciones muy amplio que permite la programación en forma sencilla y rápida, incluso sin necesidad de tener sólidos conocimientos de programación. A continuación se presenta varios tipos de instrucciones existentes en el software del S7.

- Lógica binaria
- Temporizadores, contactores, operaciones de reloj de tiempo real
- Funciones de comparación
- Bobinas de salida
- Operaciones aritméticas, PID
- Operaciones matemáticas
- Control del programa
- Operaciones de conversión de números
- Operaciones de comunicación

- Trazo de líneas horizontales y verticales para la conexión de circuitos
- Lista alfabética de instrucciones KOP

4.10 SOFTWARE WINDOWS CONTROL CENTER (WIN CC)

El software Win CC de Siemens es un sistema abierto utilizado para la visualización de procesos. Es fácil de configurar y operar, funciona correctamente en PLC's de la serie S7-300 y S7-400.

El Simatic Win CC comprende un conjunto de funciones básicas para realizar el control y monitoreo del proceso. Entre las principales funciones podemos mencionar las siguientes:

- **Centro de control.**- es el cerebro del Simatic Win CC donde se realiza la configuración, ajuste, selección de idioma, y comunicación del PLC.
- **Diseñador gráfico.**- permite el diseño de objetos, tales como; líneas, contornos, rectángulos, círculos, elipses.
- **Registro de alarmas.**- el software Win CC permite obtener un registro impreso, visible y sonoro del estado de las alarmas que integran el proceso.
- **Reporte de etiquetas.**- permite el almacenamiento normal o comprimido de los valores medidos en el proceso y que pueden ser recuperados usando ODBC, SQL o Win CC API.
- **Reporte.**- es el registro de los datos del Simatic Win CC en papel.
- **Programación de interfaces.**- permite la programación abierta de objetos gráficos (relojes, botones, tablas, aplicaciones de multimedia) y documentos para dar soluciones visibles al usuario.
- **Administrador del usuario.**- son los accesos permitidos a cada operador, es decir, el administrador se encarga de distribuir y vigilar los derechos de acceso del personal encargado de controlar el sistema.

4.11 SISTEMA DE CONTROL PARA POSICIONES DE SUBESTACIONES

La operación del equipo de corte y seccionamiento de posiciones de subestaciones, que se efectúa en los patios de alto voltaje, puede ser ejecutado en forma local o en forma remota.

- La operación local se efectúa en el propio equipo ubicado en el patio de la subestación.
- La operación a distancia puede ser comandada desde las casas de control.
- El telecontrol puede efectuarse desde un Centro de Control (CENACE-COT) a través de enlaces de comunicaciones.

Para poder efectuar la protección, el control y monitoreo a distancia de los equipos de maniobra de posiciones y demás elementos que conforman la subestación, es necesario la utilización de un sistema de comunicación que permita efectuar el control de las unidades. Esto es posible gracias a la incorporación de un sistema SCADA y de equipos de comunicación.

4.11.1 ESTRUCTURA DEL SISTEMA DE CONTROL

Tomando en cuenta que los equipos de corte y seccionamiento forman parte del esquema de protección de los elementos de una subestación, éstos son parte fundamental del sistema de control de automatización de subestaciones eléctricas. Por lo tanto, si se requiere automatizar la operación del equipo de maniobra de las posiciones, es necesario utilizar un sistema de control de subestaciones para aplicarlo al control de posiciones.

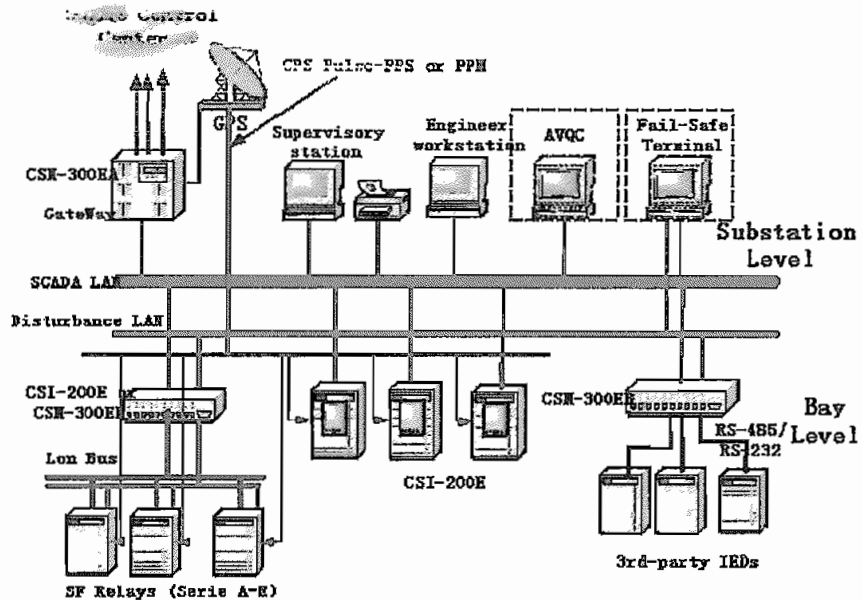


Fig. 4.4 Estructura de un sistema de control de subestación

Un sistema de control de subestación consta de tres niveles, un nivel de campo, un nivel de control de bahía, y un nivel de control de subestación y el medio de comunicación entre ellos.

4.11.1.1 Nivel de campo

El nivel de campo es el enlace entre las instalaciones eléctricas de alto voltaje y los elementos encargados de recopilar la información para efectuar el control del sistema. Los principales elementos que conforman el nivel de campo, son los siguientes:

- Disyuntores
- Seccionadores
- TC's
- TP's
- Sensores y transductores

4.11.1.2 Nivel de bahía

El nivel de bahía está formado por aquellos elementos encargados de la protección, control, medición, registro de eventos y la ejecución de las funciones de automatización de las bahías, tales como:

- Protección de líneas y transformadores
- Protección de barras
- Protección de fallas de disyuntores
- Medición
- Enclavamientos
- Regulación de voltaje

4.11.1.3 Nivel de subestación

El nivel de subestación se encuentra relacionado con las tareas de operación y supervisión de la subestación, tales como:

- Maniobras de apertura y cierre de disyuntores y/o seccionadores
- Monitoreo de voltajes de barras
- Corrientes de salida
- Potencias entregadas y recibidas

4.11.2 EQUIPOS DE CAMPO EMPLEADOS EN EL CONTROL DE LAS POSICIONES ELÉCTRICAS

Los equipos que interactúan con los elementos de alto voltaje pueden realizar las funciones de protección, medida, localización de fallas, recopilación de la información (eventos, fallas, oscilografía), control y mando de la posición (disyuntor o elemento de corte), automatismos (recierre, transferencia de carga), etc.

Entre los principales elementos de campo que interactúan con los equipos de alto voltaje tenemos los siguientes:

- RTU's
- IED's
- Relés digitales
- PLC's

Los elementos de campo están diseñados para adquirir datos de diferentes fuentes, procesar esta información y almacenarla en una base de datos para ser accesible a diferentes usuarios.

4.11.2.1 Funciones del equipo de campo:

- **Adquisición de datos analógicos**
 - Corrientes y voltajes adquiridas de los TC's y TP's respectivamente.
 - Temperatura de los equipos tomadas de los sensores de temperatura (RTD's).
 - Niveles de aceite de transformadores
 - Presión de gases en los disyuntores
- **Adquisición de datos digitales**
 - **Apertura automática disyuntores en condiciones de falla**
 - **Apertura y cierre de disyuntores por maniobras en la subestación**
 - **Apertura de disyuntores desde otras subestaciones**
 - **Recierre de disyuntores dependiendo del tipo de esquema de protección aplicado.**
 - **Apertura y cierre de seccionadores de línea o de puesta a tierra**
- **Canales de comunicación**
- **Intercambio de datos y órdenes entre el sistema de control y los equipos de alto voltaje**

4.11.2.2 UTR's

Las unidades terminales remotas o UTR's son dispositivos inteligentes de campo utilizados para la adquisición de datos, y el control remoto de los elementos de las subestaciones.

4.11.2.2.1 Características de las UTR's

- Adquisición de datos análogos y digitales
- Procesamiento de la información para su posterior almacenamiento en una base de datos
- Comunicación con el centro de control
- Supervisión y control en tiempo real de las instalaciones remotas
- Operación de las instalaciones a pedido del centro de control
- Protocolos estándares de comunicación e interfaces a través de pórticos seriales o vía modem
- Ejecutan algoritmos de control programados por el usuario
- Batería para alimentación de seguridad
- Registro de eventos con estampa de tiempo

4.11.2.2.2 Protocolos de comunicación

Para la comunicación de las UTR's de subestaciones con los centros de control, están provistos los siguientes protocolos estandarizados:

- IEC 870-5-101
- DNP 3.0
- Modbus
- MMS

4.11.2.2.3 Interfaces

Las UTR's incorporan interfaces de comunicación serial para establecer el enlace con los equipos de medición que controlan los parámetros eléctricos de los dispositivos de alto voltaje de las subestaciones. Las principales interfaces de comunicación son:

- RS-232
- RS-422
- RS-485

4.11.2.3 IED's

Los dispositivos electrónicos inteligentes (IED's) son aquellos elementos que tienen incorporado uno o más microprocesadores con capacidad de recibir o enviar datos y realizar el control desde y hacia una fuente externa. Por ejemplo, medidores electrónicos multifuncionales, relés digitales, controladores.

4.11.2.3.1 Características

- Permiten funciones de protección, medida y monitorización integradas, sin perder sus características autónomas de funcionamiento
- Mayor disponibilidad del sistema, es decir, facilita la incorporación de nuevas funciones para la expansión del sistema
- Funciones de auto-diagnóstico con indicación de anomalías
- Estándares abiertos de comunicación
- Memorización e impresión de datos
- Incorporan módulos de interfaz para el operador, HMI local, remota, local para ingeniería
- Selección del idioma de diálogo
- Registro de fallas y eventos para su posterior análisis
- Datos accesibles a través de un puerto serial o la red local
- Supervisión de la continuidad de los circuitos de disparo
- Monitorización del estado de alarmas, envíos de mandos, configuración de interbloqueos
- Medición de las magnitudes eléctricas

4.11.2.3.2 Protocolos de comunicación

- DNP 3.0
- IEC 870-5-101/103
- Modbus
- Modbus Plus
- UCA2 MMS

4.11.2.3.3 Interfaces

- RS-232
- RS-485
- Ethernet
- Radio enlaces

4.11.2.4 PLC's

Un controlador lógico programable (PLC) es un computador esencialmente industrial, pero puede ser utilizado también para la automatización de las posiciones de subestaciones. Tiene entradas y salidas similares a las UTR's. Cuenta con un programa que ejecuta un lazo, examina las entradas y toma acciones de control basadas en éstas entradas.

4.11.2.4.1 Ventajas:

- Las CPU's de los PLC's registran individualmente entradas y salidas (I/O)
- Control en tiempo real
- Interfaz de usuario a través de un PC
- Permiten comunicación con los IED's
- Fáciles de programar (ladder, graficet, etc)
- Arquitectura distribuida
- Ahorro de cable en entradas y salidas
- Eliminación de UTR's

4.11.2.4.2 Desventajas:

- No registran ni suministran datos de demanda
- No existe comunicación directa con los relés de protección
- Duplicación de datos análogos para la protección y medición

4.11.2.4.3 Protocolos de comunicación

- Profibus
- MODBUS

4.11.2.4.4 Interfaces

- RS-232
- RS-422
- RS-485

El control moderno de las posiciones de subestaciones se lo realiza mediante IED's, relés digitales, la mayoría de los datos operacionales del sistema SCADA vendrán de éstos elementos.

La pequeña cantidad de señales de los equipos de la subestación pueden ser introducidas directamente a los controladores lógicos programables, sustituyendo de esta forma a las UTR's viejas y convencionales.

4.11.3 CENTRALIZACIÓN DE INFORMACIÓN EN UNA UNIDAD CENTRAL DE SUBESTACIÓN

La unidad central de subestación es la encargada de recoger toda la información de los equipos de campo, a través de sus puertos de comunicación, para enviarla al sistema SCADA y realizar la ejecución de secuencias automáticas.

Funciones de la unidad de subestación o de bahía:

- Interfaz con los elementos de campo
- Interfaz con el nivel de control de subestación (SCADA)
- Automatización de enclavamientos por medio de lógica programada
- Interfaz mímica para el manejo de la posición

4.11.4 SISTEMA DE CONTROL SCADA

El SCADA no es sino un sistema que se encarga de la supervisión de procesos de subestaciones, del envío de órdenes y mandos para controlar dichos procesos (control), y la recopilación de la información (adquisición de datos).

Se trata de una aplicación de software especializado para realizar funciones de control de procesos a través de un computador, proporcionando comunicación con los dispositivos de campo, y controlando y supervisando el sistema en forma automática desde el PC ubicado en el centro de control.

4.11.4.1 Funciones del SCADA

Las principales funciones que desempeña el sistema SCADA en el control de un proceso son:

- Registro de datos de disturbios
- Procesamiento de los eventos y monitoreo
- Adquisición de datos en tiempo real
- Cálculos y reportes
- Control supervisorio
- Comunicación hombre-máquina

El sistema SCADA es el encargado de recibir las señales de cualquier equipo de campo empleado en las subestaciones, procesar la información e identificar si existen cambios en los procesos y finalmente efectuar acciones de control de ser necesario.

Las características básicas que debe reunir un sistema SCADA para su aplicación en la automatización de cualquier proceso, en este caso del control y supervisión de las posiciones de las subestaciones son:

- Sistema de arquitectura abierta capaz de adaptarse a los cambios dinámicos de las subestaciones
- Fácil comunicación con el equipo de protección, control y monitoreo de la subestación
- Programas sencillos de instalar y fáciles de utilizar, con interfaces amigables para el usuario (alarmas, gráficos de las redes eléctricas, etc).
- Despliegue de información en tiempo real
- Restricción de cierta información de acuerdo al grado del operador
- Almacenamiento de la información en una base de datos

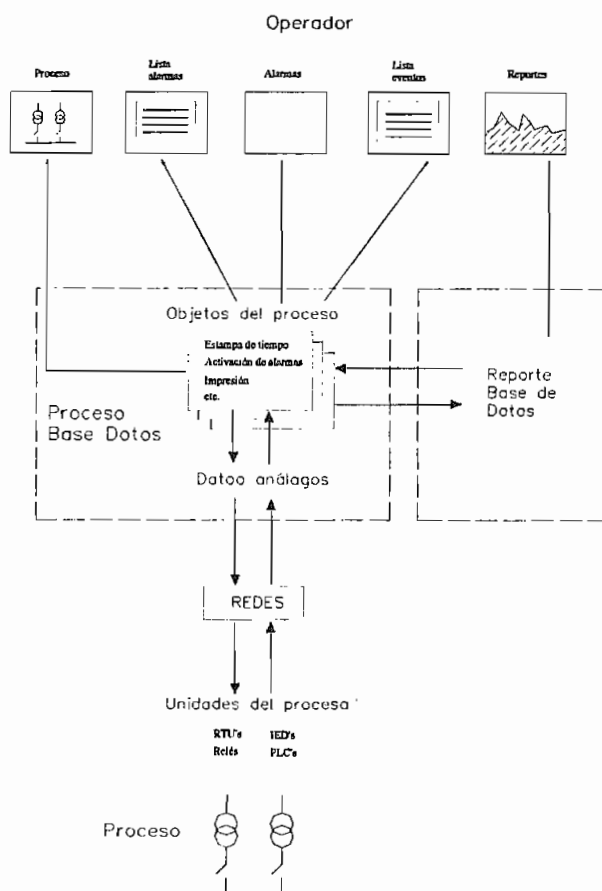


Fig. 4-5 Funciones del sistema SCADA

El hardware utilizado para las posiciones de de una subestación tiene que incorporar una configuración, de equipos de control digital, completamente redundante, similar a la utilizada de un sistema SCADA.

La configuración se la realizará alrededor de un bus de red de área local (Ethernet) interconectando varios procesadores periféricos, según lo indicado en la figura 4-4, y PC's para el control de las posiciones de la subestación.

La comunicación entre los elementos de campo y la unidad central de subestación puede efectuarse mediante redes de comunicación LAN, LonWorks o Ethernet. Actualmente se utilizan redes de comunicación Ethernet debido a su alta velocidad para transmitir la información entre computadoras interconectadas.

La implementación de redes de comunicación Ethernet aplicadas al control de posiciones de subestaciones requieren de protocolos internacionales (abiertos) tales como: IEC 60870-5-104, DNP 3.0, MODBUS, etc.

4.12 PRINCIPIOS BÁSICOS DE LAS PROTECCIONES ELÉCTRICAS APLICADAS A LÍNEAS DE TRANSMISIÓN Y BANCOS DE TRANSFORMADORES

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

Los dispositivos más importantes en la protección de los elementos de una subestación son los relés, disyuntores y seccionadores, los primeros detectan la falla y efectúan la desconexión automática de disyuntores; los idisyuntores de potencia son los encargados de aislar las partes afectadas del sistema e incluso adecuar la topología de la red si es necesario, y los últimos aíslan físicamente los equipos eléctricos afectados, siempre y cuando haya operado el disyuntor.

El avance tecnológico ha permitido desarrollar elementos digitales basados en microprocesadores, tales como; IED's y relés que permiten obtener múltiples ventajas con relación a los elementos convencionales de protección. Facilitan la comunicación y al mismo tiempo permiten la integración del control, protección y monitoreo del sistema. Permiten el diseño del sistema en forma distribuida y ejecutan funciones automáticas.

4.12.1 BANCOS DE TRANSFORMADORES

Los transformadores de potencia son dispositivos eléctricos que mediante inducción magnética transfieren energía eléctrica, en el sistema de potencia, desde la fuente de generación hasta el sistema de transmisión. Requieren de un adecuado esquema de protecciones para eliminar fallas internas o externas

originadas en el sistema. Entre los principales problemas que afectan el funcionamiento normal del transformador podemos mencionar los siguientes:

- Vibraciones
- Calentamiento local debido al flujo magnético
- Impacto debido a la corriente de falla
- Calentamiento originado por sobrecargas o por mal enfriamiento

Los transformadores de potencia pueden protegerse utilizando cualquiera de las siguientes protecciones:

- Diferencial
- Sobrecorriente
- Buchholz
- Sobrecarga

4.12.1.1 Diferencial (87)

La protección diferencial se utiliza para eliminar fallas internas en los transformadores y auto-transformadores como son cortocircuito entre espiras o de espiras a tierra. Su funcionamiento se basa en la comparación de las corrientes que entran y salen del equipo, cuya sumatoria tiene que ser igual a cero, siempre que la zona protegida no registre ninguna falla o ésta ocurre fuera de la zona de protección.

Si la diferencia de corrientes que entran y salen del equipo protegido sobrepasa un valor determinado, actúa la protección diferencial aislando el equipo de transformación de la falla.

4.12.1.2 Sobrecorriente (51)

La protección de sobrecorriente se utiliza como protección de respaldo para fallas externas de transformadores. Cuando el neutro del banco de transformadores se

conecta a tierra se suele utilizar una protección direccional, como complemento a la de respaldo de fase.

4.12.1.3 Buchholz (63)

El relé *Buchholz* responde a aumentos anormales de la presión en el aceite del transformador debido a arcos eléctricos resultado de fallas internas, este tipo de relé es insensible a variaciones lentas causadas por ejemplo por el cambio dinámico de la carga.

4.12.1.4 Sobrecarga (26)

Es una protección destinada los aislamientos de los devanados del transformador contra los daños provocados por el envejecimiento prematuro debido a las sobrecargas en el transformador.

4.12.2 LÍNEAS

Las líneas de transmisión que ingresan o salen de la subestación, pueden protegerse utilizando las siguientes protecciones:

4.12.2.1 Sobrecorriente (50)

Es uno de los sistemas de protección más simples y económicos utilizado en la protección de alimentadores radiales, pero también resulta difícil de aplicar, debido a que requieren de ajustes en la medida que el sistema se modifique. Suele utilizarse como protección de respaldo instantánea en generadores, transformadores de gran capacidad, líneas de media tensión, y como protección de distancia para fallas fase tierra.

4.12.2.2 Distancia (21)

La protección de distancia o de impedancia, se utiliza en líneas de transmisión de alto voltaje, así como en líneas de medio voltaje. Se aplica tanto en líneas paralelas como en también en líneas que forman un lazo. Esta protección

garantiza tiempos de desconexión cortos en el caso de falla en el tramo protegido. Los relés de distancia se basan en la comparación de la corriente de línea con el voltaje local en la fase correspondiente a sus componentes.

La protección de distancia se debe preferir sobre la de sobrecorriente, cuando la operación de esta última sea lenta o poco selectiva. Además los relés de distancia se ven menos afectados por la magnitud de la corriente de falla y por la configuración del sistema.

4.12.2.3 Direccional (67)

La protección direccional está formada de un elemento direccional y un elemento temporizado, de manera de tener una característica inversa. Tendrá además incorporado un elemento instantáneo de sobrecorriente. El elemento direccional supervisa la operación del elemento temporizado y de los elementos instantáneos. El relé será polarizado con voltaje de secuencia positiva.

4.12.2.4 Hilopiloto (87-H)

Es una protección de alta velocidad para líneas cortas menores a 20 km. Presenta alta selectividad y sensibilidad. Requiere de un canal de comunicación para efectuar la protección de la línea y es aplicable a líneas enlazadas y también en paralelo.

CAPÍTULO 5

APLICACIÓN AL AUTO-TRANSFORMADOR Y LÍNEA DE TRANSMISIÓN DE LA SUBESTACIÓN SALITRAL

5.1 GENERALIDADES

El desarrollo de la tecnología digital y las comunicaciones en los últimos años han llevado a un proceso de modernización y automatización de las instalaciones eléctricas de las subestaciones, sin ser la excepción la subestación Salitral que ha comenzado a reemplazar los elementos de protección electromecánicos por dispositivos digitales inteligentes que permiten la recopilación de información, análisis de datos, protección, medición control y monitoreo de las instalaciones y en especial de los equipos de maniobra.

Todo este proceso de automatización ha permitido que la subestación cuente con los datos y planos actualizados, disponibles para el desarrollo del presente proyecto.

5.2 DESCRIPCIÓN GENERAL DE LA SUBESTACIÓN SALITRAL

La subestación Salitral forma parte del Sistema Nacional Interconectado. Es una subestación de transformación y seccionamiento con un esquema de barras principal (BP) y de transferencia (BT), cuyo nivel de voltaje es de 138 kV .

5.2.1 UBICACIÓN

La subestación Salitral se encuentra ubicada en el km 7 ½ vía a la costa, cerca de la central térmica Gonzalo Zevallos (junto a la envasadora Duragas).

DIAGRAMA UNIFILAR DEL SNI

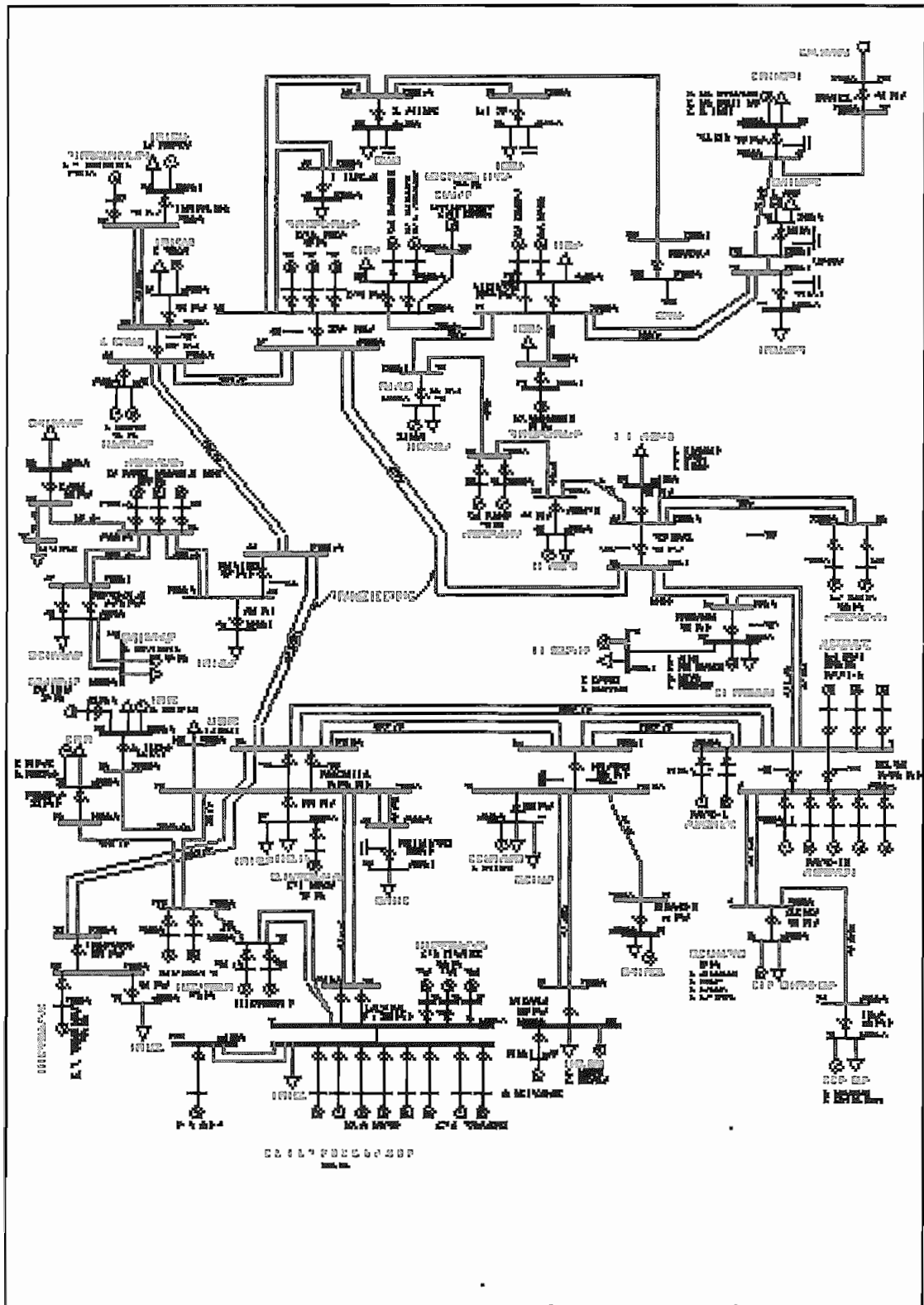


Fig. 5-1 Plan de expansión del CONELEC

5.2.2 ELEMENTOS Y ESQUEMA DE BARRAS

La subestación Salitral opera mediante un esquema de barras, principal y de transferencia. La barra principal cuenta con seccionamiento, utilizado para trabajar con la mitad de la instalación en caso de producirse una falla en cualquier segmento de la barra seccionada, por lo tanto éste dispositivo permite incrementar la continuidad de servicio de la subestación.

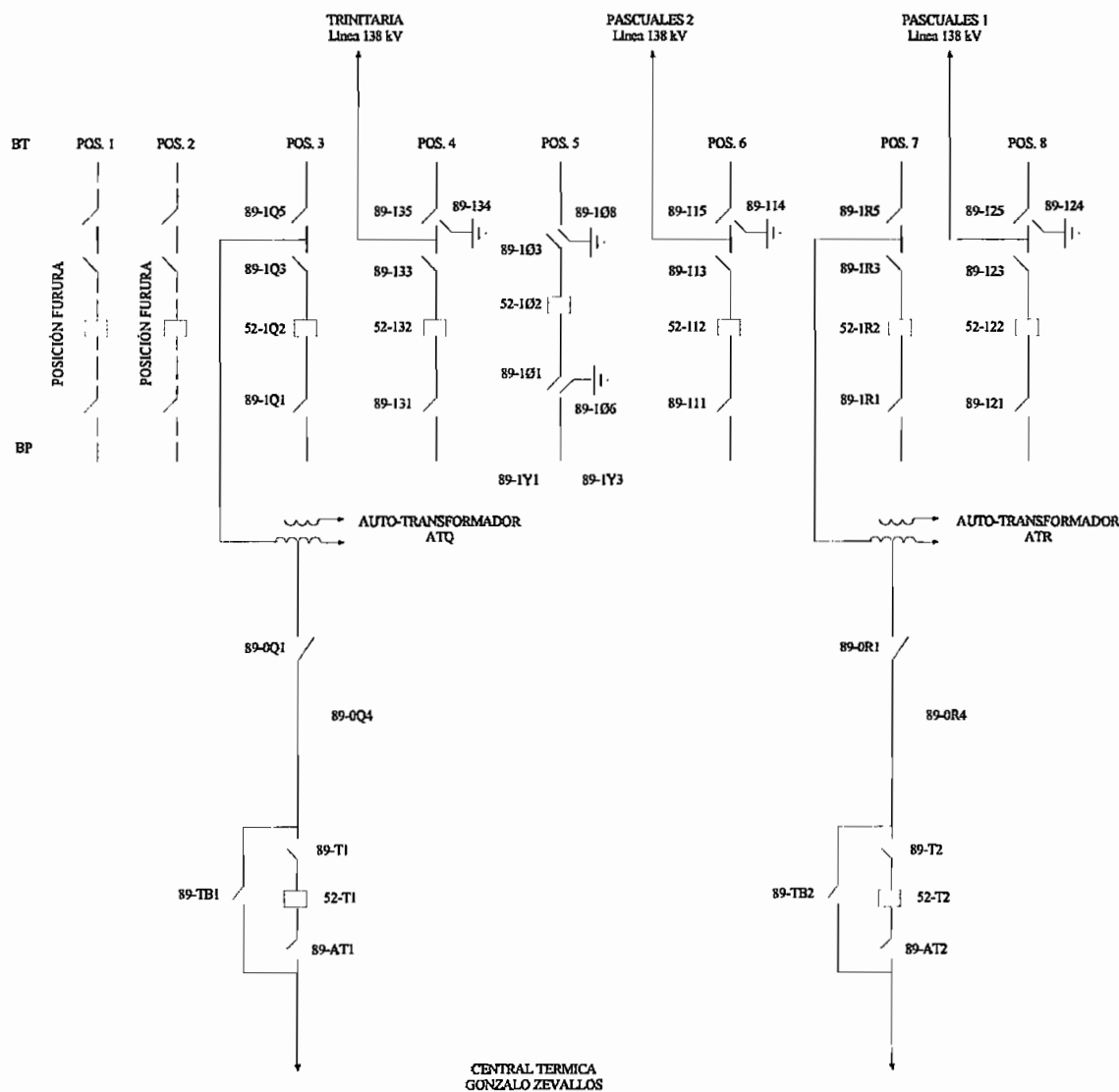


Fig. 5-2 Esquema de barras de la subestación Salitral

Adicionalmente cuenta con un disyuntor de transferencia indispensable para sustituir los circuitos de control y protección de línea de transmisión o del auto-

transformador. Este disyuntor de transferencia es utilizado para efectuar el mantenimiento del de cualquier posición.

La subestación Salitral dispone de dos posiciones de reserva adicionales para aplicaciones futuras.

5.2.2.1 Posiciones

La subestación Salitral está constituida de ocho posiciones, tres de ellas destinadas a líneas, dos para auto-transformadores, una para acoplamiento y las dos restantes destinadas a futuras expansiones de la subestación.

5.2.2.2 Protecciones

Las protecciones con que cuenta actualmente la subestación Salitral, se detallan a continuación:

5.2.2.2.1 Barras

- Relé diferencial de barras (87)
- Relé de sobrevoltaje (59)
- Relé de bajo voltaje (27)
- Relé de sincronismo (25)

5.2.2.2.2 Auto-transformadores

- Relé diferencial (87)
- Relé de sobrecorriente temporizado (51)
- Relé de sobrecorriente de tiempo instantáneo (50)
- Relé Buchholtz
- Relé o dispositivo de presión (63)
- Relé de protección de tierra (64)

5.2.2.2.3 Líneas

- Relé de impedancia (21)
- Relé de sobrecorriente de tiempo instantáneo (50)
- Relé de sobrecorriente direccional (67)
- Relé de bajo voltaje (27)

5.2.2.2.4 *Dispositivos de control del disyuntor*

- Relé de sincronismo (25)
- Relé de recierre (79)

5.2.2.2.5 *Falla del disyuntor*

- Protección de respaldo local (50BF)

5.3 DESCRIPCIÓN OPERACIONAL DE LAS POSICIONES DE LÍNEA DE TRANSMISIÓN Y AUTO-TRANSFORMADOR

Los equipos de corte y seccionamiento constituyen los elementos de protección más importante dentro de las subestaciones, a través de ellos se realizan transferencias de circuitos, energización de barras, líneas, auto-transformadores, siguiendo una lógica sistemática encaminada a evitar interrupciones del suministro eléctrico, es decir, aumentar la confiabilidad del sistema.

Por lo tanto, los equipos de corte y seccionamiento son aplicables a todas y cada una de las posiciones con que cuenta una subestación.

5.3.1 ENERGIZACIÓN DEL AUTO-TRANSFORMADOR ATQ

5.3.1.1 Desde el patio de 69 kV

Asumiendo la barra principal energizada y en condiciones de operación normal.

- Disyuntor 52-1Q2 y seccionadores 89-1Q1/1Q3/1Q5, del patio de 138 kV abiertos (ver figura 5-3)
- Cerrar los seccionadores 89-T1/89-AT1 asociados al disyuntor 52 T1 de la planta de vapor de la subestación Gonzalo Zevallos (ver figura 5-2)
- Cerrar el seccionador 89-0Q1 aislador del banco de auto-transformadores ATQ
- Cerrar el disyuntor 52T1 de la planta de vapor Gonzalo Zevallos

5.3.1.2 Desde el patio de 138 kV

Asumiendo que la barra principal está energizada (fig. 5-3).

- Disyuntor 52T1, seccionador 89-0Q1 aislador del banco de auto-transformadores, y seccionadores 89-TB1/89-TA1/89-T1 de la central a vapor (Gonzalo Zevallos), abiertos
- Cerrar seccionadores 89-1Q1/89-1Q3, asociados al disyuntor 52-1Q2 de la posición del auto-transformador ATQ
- Cerrar disyuntor 52-1Q2

Posición del auto-transformador ATQ

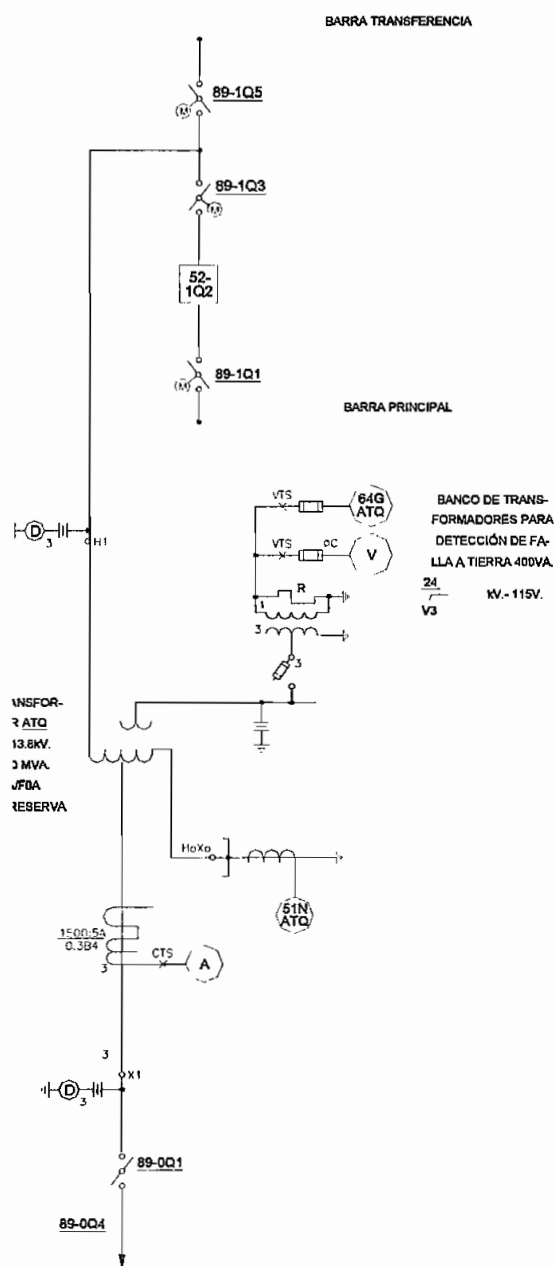


Fig. 5-3 Posición del auto-transformador ATQ

5.3.2 ENERGIZACIÓN DE LÍNEA (PASCUALES 2)

Asumiendo la barra principal energizada y en condiciones de operación normal (fig 5-4).

- Seccionador 89-114 de puesta a tierra de línea abierto
- Cerrar seccionadores 89-111/89-113 asociados al disyuntor de protección de la línea
- Cerrar el disyuntor de protección de línea 52-112

Posición de línea (Pascuales 2)

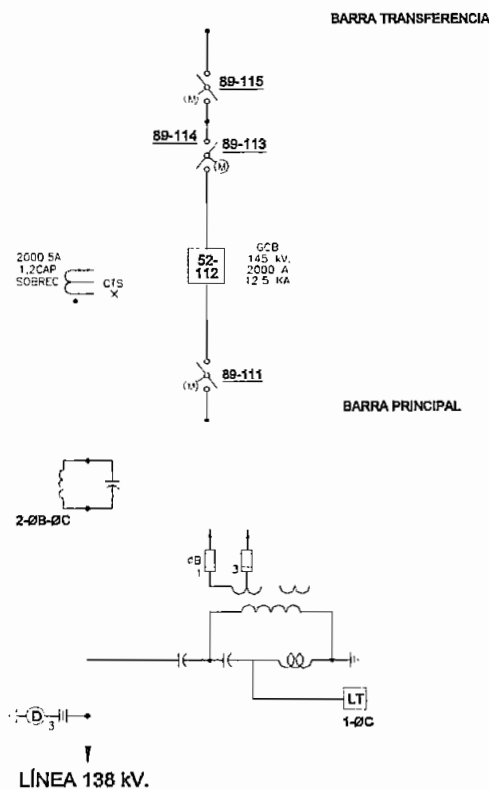


Fig. 5-4 Posición de línea

5.3.3 TRANSFERENCIA DE CIRCUITOS

La transferencia de circuitos, en un esquema de barra principal y de transferencia, se efectúa tomando en consideración los siguientes pasos:

- Todos los seccionadores acoplados a la barra de transferencia, de cada una de las posiciones de la subestación, deben estar abiertos
- El disyuntor de acoplamiento y los seccionadores asociados, abiertos
- Seccionadores de puesta a tierra del disyuntor de acoplamiento abiertos
- Cerrar el seccionador de transferencia del circuito seleccionado 89-1n5, donde n puede ser cualquier posición de línea
- Cerrar los seccionadores del disyuntor de transferencia 89-1Ø3/89-1Ø1 (ver figura 5-2)
- Cerrar disyuntor de transferencia 52-1Ø2 (ver figura 5-2)
- Transferir los circuitos de control y protección de la posición seleccionada a la posición de transferencia

5.4 OPERACIÓN DEL BANCO DE AUTO-TRANSFORMADORES ATQ^[1]

Los equipos que fueron instalados en ésta posición de la subestación Salitral, se detallan a continuación:

- Banco de auto-transformadores ATQ compuesto por tres unidades monofásicas de 138/69/13.8 kV, 30/40/50 MVA cada una, y una unidad de reserva de similares características
- Un gabinete de control de cambiador de tomas bajo carga
- Un sistema de barras terciarias para el banco de auto-transformadores ATQ
- Una posición de interrupción de 138 kV compuesta por un interruptor, tres seccionadores, tres transformadores de corriente
- Un seccionador de 69 kV
- Un tablero de control del banco de auto-transformadores y de los equipos de la posición de interrupción de 138 kV

5.4.1 BANCO DE AUTOTRANSFORMADORES ATQ Y GABINETE DE CONTROL DE CAMBIADORES DE TOMAS BAJO CARGA

5.4.1.1 Generalidades

El banco de auto-transformadores ATQ está compuesto por tres unidades monofásicas de 138/69/13.8 kV, 30/40/50 MVA cada una y una unidad de reserva y un gabinete de control de cambiadores de tomas bajo carga.

Cada auto-transformador dispone de un gabinete de control de enfriamiento, de un mecanismo cambiador de tomas bajo carga y un sistema purificador de aceite para el cambiador de tomas. Cada vez que opera el cambiador de tomas, opera también el sistema de purificación de aceite, cuyo objetivo de renovar las propiedades dieléctricas del aceite afectadas por el arco eléctrico generado por la interrupción de la corriente producto de la variación de las espiras del transformador a través del tap.

El auto-transformador de reserva puede reemplazar a cualquiera de las tres unidades conectadas normalmente mediante el cambio de posición de tomas rápidas ubicadas en el gabinete de control del cambiador de tomas.

5.4.1.2 Descripción del gabinete de control del cambiador de tomas bajo carga

El gabinete tiene en su parte frontal los siguientes elementos:

Cant.	Equipo	Función
3	INDICADORES DE POSICION DE TOMAS DEL LTC	Indica la posición de toma de cada unidad del banco de autotransformadores ATQ
1	LAMPARA INDICADORA LTC FUERA DE SINCRONISMO ENTRE FASES	Indica cuando se ha perdido sincronismo entre fases
1	LAMPARA INDICADORA LTC FUERA DE SINCRONISMO ENTRE BANCOS	Indica la cuando se ha perdido sincronismo entre bancos de autotransformadores
1	LAMPARA INDICADORA PROTECCION MOTOR LTC DISPARO ØA	Indica cuando se ha producido una falla en un Motor del LTC de la fase ØA
1	LAMPARA INDICADORA PROTECCION MOTOR LTC DISPARO ØB	Indica cuando se ha producido una falla en un Motor del LTC de la fase ØB
1	LAMPARA INDICADORA PROTECCION MOTOR LTC DISPARO ØC	Indica cuando se ha producido una falla en un Motor del LTC de la fase ØC
1	REGULADOR DE TENSION (90) TIPO MK20	Permite regular la tensión

Cant.	Equipo	Función
1	MANIJA 43ROL	Selección del lugar de control local – remoto
1	MANIJA 43MIF	Selección de modo de operación MAESTRO – INDIVIDUAL – SEGUIDOR
1	MANIJA 7-24LR	Permite subir o bajar las derivaciones del cambiador de tomas bajo carga
1	SWITCH encendido de lampara de gabinete	Para iluminación
1	SWITCH de calefactor del gabinete	Para calefacción del gabinete

5.4.1.3 Descripción del gabinete de control de enfriamiento

El gabinete tiene en su panel frontal los siguientes elementos:

Cant.	Equipo	Función
1	INDICADOR 27	Indica falla de alimentación enfriamiento
1	INDICADOR NFB	Indica disparo del MCB (Motor Circuit Breaker) de auxiliares
1	INDICADOR 49F	Indica sobrecarga de ventiladores
1	INDICADOR OP	Indica falla del MCB del filtro de aceite
1	INDICADOR 26wgD3	Indica sobretemperatura devanados OPERADO
1	INDICADOR 26wgD4	Indica sobretemperatura devanados DISPARO
1	INDICADOR 26D1	Indica sobretemperatura de aceite OPERADO
1	INDICADOR 26D2	Indica sobretemperatura de aceite DISPARO
1	INDICADOR 33Q1	Indica nivel de aceite autotransformador OPERADO
1	INDICADOR 97-1	Indica relé BUCHHOLZ OPERADO
1	INDICADOR 97-2	Indica relé BUCHHOLZ DISPARO
1	INDICADOR 996D	Indica válvula sobrepresión OPERADO
1	INDICADOR 63Q	Indica falla de protección OLTC DISPARO
1	MANIJA 43F1	Encendido apagado manual de la primera etapa de enfriamiento ON / OFF
1	MANIJA 43RL	Selección del lugar de control local - remoto
1	MANIJA 43F2	Encendido apagado manual de la segunda etapa de enfriamiento ON / OFF
1	MANIJA 43C	Selección de modo de funcionamiento del sistema de enfriamiento manual - OFF- AUTO
1	MANIJA 7-24LR	Permite subir o bajar las derivaciones del cambiador de tomas bajo carga
1	SWITCH ENCENDIDO DE LAMPARA DE GABINETE	Para iluminación
1	SWITCH DE CALEFACTOR DEL GABINETE	Para calefacción del gabinete

5.4.1.4 Alimentación para el sistema de auto-transformadores

El banco de auto-transformadores dispone de tres clases de alimentación:

- Una trifásica de 208 Vac para alimentación de todos los motores
- Una monofásica de 120 Vac para calefacción, iluminación y tomacorrientes
- Una tercera de 125 Vcc para control

5.4.2 OPERACIÓN DEL SISTEMA DE ENFRIAMIENTO DE AUTO-TRANSFORMADORES

El sistema de enfriamiento de cada auto-transformador puede operar en MANUAL ó AUTOMÁTICO.

5.4.2.1 Manual-local

En este caso, el control del funcionamiento del sistema de ventilación se realiza desde el gabinete de control de enfriamiento ubicado en cada auto-transformador.

5.4.2.1.1 Procedimiento

- Manija 43LR colocada en posición local
- Manijas 43F1, 43F2 en ON (encendido), para el arranque de la una o dos etapas de ventiladores

5.4.2.2 Manual-remoto

En este caso, el control manual del funcionamiento del sistema de ventilación, se realiza desde el panel de control instalado en la sala de control.

5.4.2.2.1 Procedimiento

- Manija 43LR instalada en el control de enfriamiento de los tres auto-transformadores en REMOTO
- Manijas 43F1, 43F2 en ON (encendido)

5.4.3.1.4 Operación Manual-Tablero de Control en la Sala

Esta operación se realiza desde el tablero de control instalado en la sala de control. En este caso, todos los cambiadores de tomas deben estar en la misma posición inicial.

- Manija 43 MIF en INDIVIDUAL, en el gabinete de cambiador de tomas
- Manija 43 ROL en REMOTO, en el gabinete de cambiador de tomas
- Manija 43 LR-LTC en posición SALA en el tablero de control de la sala
- Manija 43 AM-LTC en posición MANUAL, en el tablero de control de la sala
- Accionar la manija 435B-LTC a SUBIR o BAJAR, para obtener que todos los cambiadores de tomas varíen su posición a la toma que se haya seleccionado

5.4.3.1.5 Operación Automática-Tablero de Control en la Sala

Esta operación usa el dispositivo regulador de tensión 90 y ajusta la toma del cambiador de tomas a la posición necesaria según el valor de voltaje que se haya seleccionado. Para esta operación, todos los cambiadores de tomas deben estar en la misma posición inicial.

- Manija 43 MIF en INDIVIDUAL, en el gabinete de cambiador de tomas
- Manija 43 ROL en REMOTO, en el gabinete de cambiador de tomas
- Manija 43 LR-LTC en posición SALA en el tablero de control de la sala
- Manija 43 AM-LTC en posición AUTOMATICO

Los cambiadores de tomas de los auto-transformadores en operación se ubicarán en la toma requerida, en forma automática.

5.4.3.1.6 Operación Manual-Centro de Control

- Manija 43 MIF en INDIVIDUAL, en el gabinete de cambiador de tomas
- Manija 43 ROL en REMOTO, en el gabinete de cambiador de tomas
- Manija 43 LR-LTC en posición CENTRO DE CONTROL DE ENERGIA, en el tablero de control de la sala
- Manijas pertinentes para SUBIR o BAJAR, en el Centro de Control, la posición del cambiador de tomas

5.4.3.1.1 Operación manual-local

Se realiza desde cada gabinete de mecanismo de operación del cambiador de tomas, de cada autotransformador.

- Manija 43 ROL en el gabinete de control del cambiador de tomas bajo carga en posición OFF.
- Manija 7-24LR en posición OFF a SUBIR o BAJAR según sea el caso. El cambiador de tomas se moverá a la toma seleccionada.

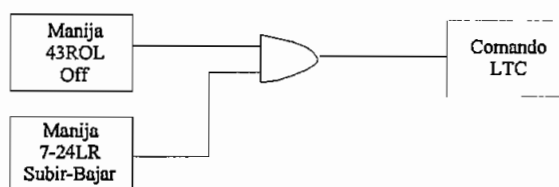


Fig. 5- 5 Diagrama lógico de operación local del LTC

5.4.3.1.2 Operación manual-gabinete de cambiador de tomas

Esta operación se realiza desde el gabinete de cambiador de tomas. Para esta operación, todos los cambiadores de tomas deben estar en la misma posición inicial.

- Manija 43 MIF en INDIVIDUAL.
- Manija 43 ROL en LOCAL
- Perilla del dispositivo regulador de tensión 90 en MANUAL
- Operar la manija 7-24LR a SUBIR o BAJAR para que todos los cambiadores de tomas varíen su posición, en la toma que se haya seleccionado.

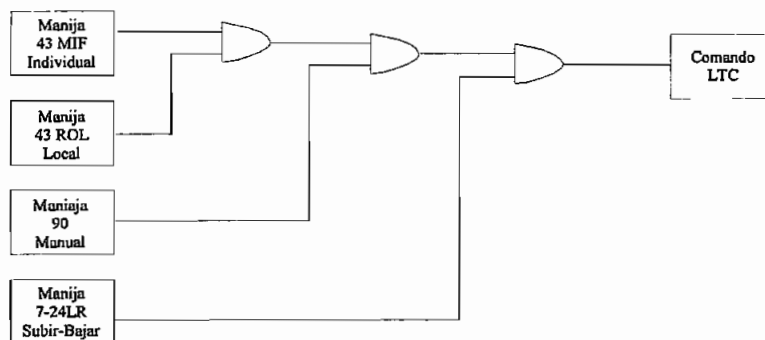


Fig. 5-6 Diagrama lógico de operación a distancia del LTC

5.4.3.1.3 Operación automática-gabinete del cambiador de tomas

Esta operación emplea el dispositivo regulador de tensión 90 y ajusta la toma del cambiador de tomas a la posición necesaria según el valor de voltaje que se haya seleccionado. Para esta operación, todos los cambiadores de tomas deben estar en la misma posición inicial.

- Manija 43 MIF en INDIVIDUAL
- Manija 43 ROL en LOCAL
- Perilla del dispositivo regulador de tensión 90 en AUTOMATICO.

Los cambiadores de tomas de los auto-transformadores en operación se ubicarán en la toma requerida en forma automática.

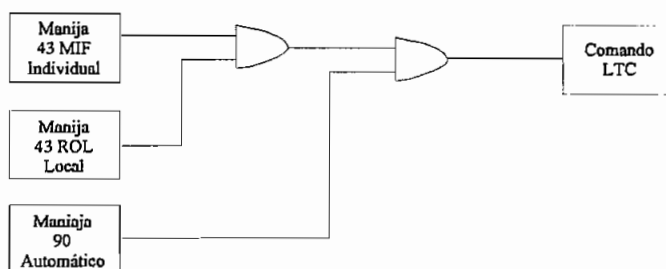


Fig. 5-7 Diagrama lógico de operación automática del LTC

5.4.2.3 Automático

Para esta función se requiere colocar las manijas ubicadas en cada gabinete de control de enfriamiento **43RL** en **LOCAL** y **43C** en **AUTOMÁTICO**, de tal manera, que los ventiladores entrarán en servicio dependiendo de los sensores de temperatura de los devanados.

- El arranque de la primera etapa de los ventiladores se da cuando los sensores de temperatura de los devanados de **AT-MT-BT** alcanzan los **65°C**
- El arranque de la segunda etapa de los ventiladores se da cuando los sensores de temperatura de los devanados de **AT-MT-BT** alcanzan los **75°C**
- La señal de alarma por sobretemperatura en los devanados de los auto-transformadores, se da cuando los sensores de temperatura de **AT-MT-BT** alcanzan los **110° C**
- La señal de alarma por sobretemperatura de aceite de los autotransformadores, se da cuando los sensores de temperatura alcanzan los **85°C**

5.4.3 OPERACIÓN DEL CAMBIADOR DE TOMAS BAJO CARGA

Cada cambiador de tomas bajo carga tiene dos elementos principales: el cambiador de tomas bajo carga Mitsubishi tipo **MRM** como tal y el mecanismo de movimiento Mitsubishi tipo **DM3**.

5.4.3.1 Operación del mecanismo de movimiento Mitsubishi tipo **DM3**

La operación del mecanismo de movimiento del cambiador de tomas bajo carga puede efectuarse desde cada gabinete del mecanismo de operación del cambiador de tomas bajo carga de cada auto-transformador, desde el gabinete de control del cambiador de tomas bajo carga, para operación de los tres cambiadores de tomas en conjunto, desde la sala de control y desde el **CENACE**, también para operación de los tres cambiadores de tomas en conjunto.

5.4.4 CAUSAS DEL DISPARO DEL BANCO DE AUTO-TRANSFORMADORES ATQ

5.4.4.1 Actuación de la protección diferencial

Este actúa cuando se ha producido un desbalance de corriente en cualquiera de las fases por causa de alguna falla entre los interruptores 52-1Q2 y 52T2. La actuación de cualquiera de las fases del relé diferencial 87T-1Q2 energizan al relé de bloqueo 86T-0Q2, como se muestra en la figura nº 5-8.

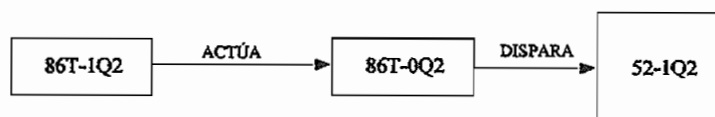


Fig. 5-8 Actuación de la operación diferencial

5.4.4.2 Actuación de la protección de sobrecorriente (51/1Q2 – 51N/ATQ)

Esta se activa cuando alguna falla interna o externa es sensada por los relés 51/1Q2 y 51N/ATQ. La actuación de cualquiera de estas protecciones energiza al relé de bloqueo 86T – 0Q2, como se muestra en la figura nº 5-9.

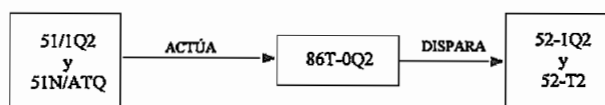


Fig. 5-9 Actuación de la protección de sobrecorriente

5.4.4.3 Por actuación de las protecciones de sobretemperatura, relé BUCHHOLZ y válvula de alivio de presión

- Sobretemperatura de bobinados, los sensores alcanzan los 120 ° C
- Sobretemperatura de aceite, los sensores alcanzan los 95 ° C
- Operación del relé del cambiador de tomas 63Q por sobrepresión
- Disparo del relé BUCHHOLZ por excesiva acumulación de gases
- Actuación de la válvula de alivio por una sobrepresión originada por una falla interna

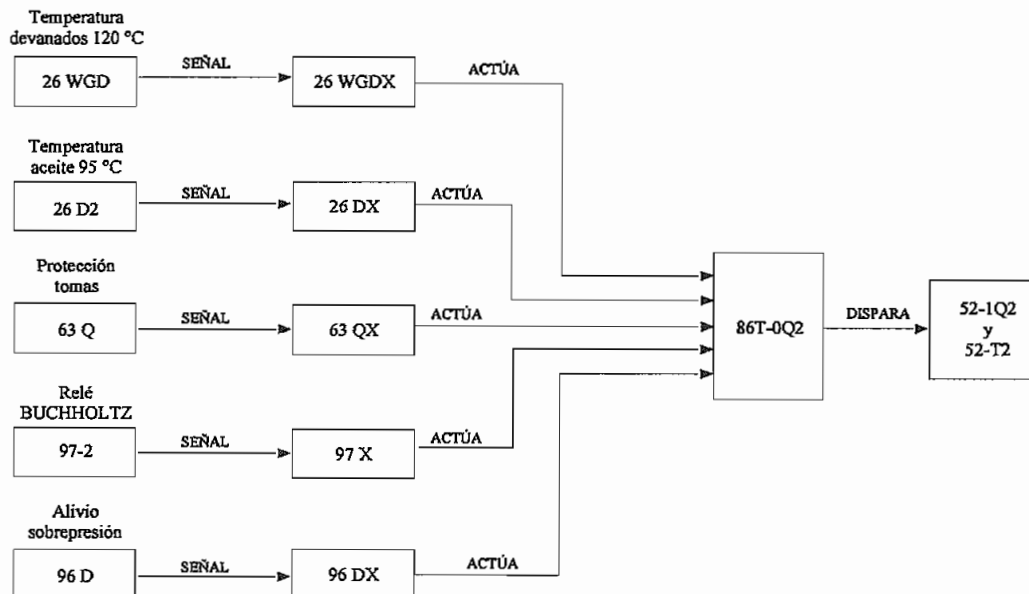


Fig. 5-10 Actuación de las protecciones de sobretensión, buchholz y alivio de presión

5.4.5 POSICIÓN DE INTERRUPCIÓN DE 138 KV EN USO POR EL BANCO DE AUTO-TRANSFORMADORES ATQ

La posición de interrupción del auto-transformador está compuesta de los siguientes elementos:

- Un disyuntor **MITSUBISHI** tripolar, tipo 120-SFM-32B, 145kV de tensión nominal, 800A de corriente nominal, 12.5 KA de corriente de impulso nominal y 550 kV BIL.
- Un seccionador tripolar motorizado selector de barra principal **HAPAM** tipo SSBIII 145, 145 kV de tensión nominal, 2000 A de corriente nominal Y 650 kV BIL.
- Un seccionador tripolar motorizado de conexión al disyuntor **MAGRINI GALILEO**, 138 kV de tensión nominal, 2000 A de corriente nominal, 45 KA de corriente de cortocircuito y 750 kV BIL.
- Un seccionador tripolar motorizado selector de barra de transferencia **MAGRINI GALILEO**, 138 kV de tensión nominal, 2000 A de corriente nominal, 45 KA de corriente de cortocircuito y 750 kV BIL.

- Tres transformadores de corriente **ALSTOM** tipo CTH170, relación de transformación 2000:5A, corriente nominal 2000A, corriente térmica 40 KA/seg, 750 kV BIL, según norma IEC 60044.11996

5.4.5.1 Seccionador de 69 kV

- Con el objeto de separar el banco de auto-transformadores del sector de 69 kV se ha instalado un seccionador tripolar con puesta a tierra, motorizado **HAPAM** tipo SSBIII 145, 145 kV de tensión nominal, 2000 A de corriente nominal y 650 kV BIL.

5.4.6 TABLERO INSTALADO EN LA SALA DE CONTROL

El tablero instalado en la sala de control, controla el banco de auto-transformadores ATQ y los equipos de la posición de interrupción del auto-transformador de 138 kV y consta de los siguientes elementos visibles en el tablero.

5.4.6.1 Elementos visibles en la parte frontal del tablero

Cant.	Equipo	Función
2	PAQUETES DE ALARMAS SACO	Alarmas de equipos de patio y del banco de auto-transformadores
1	MANIJA PROTECCION TRANSFERENCIA 43-242/1	Control de la transferencia de protección
1	MANIJA SECCIONADOR 89-1Q5 CON TRES LUCES INDICADORAS: ABIERTO, PERMISIVO Y CERRADO	Control del seccionador selector de barra de transferencia
1	MANIJA SECCIONADOR 89-1Q1 CON TRES LUCES INDICADORAS: ABIERTO, PERMISIVO Y CERRADO	Control del seccionador selector de barra de principal
1	MANIJA SECCIONADOR 89-1Q3 CON TRES LUCES INDICADORAS: ABIERTO, PERMISIVO Y CERRADO	Control del seccionador de conexión del interruptor
1	MANIJA SECCIONADOR 89-0Q1 CON DOS LUCES INDICADORAS: ABIERTO Y CERRADO	Control del seccionador 89-0Q1
1	LAMPARA INDICADORA SECCIONADOR 89 - 0R4	Indica cuando esta puesto a tierra el seccionador 89-0Q1
1	MANIJA DISYUNTOR 52-1Q2 CON DOS LUCES INDICADORAS: APERTURA Y CIERRE	Control del interruptor 52 – 1Q2

Cant.	Equipo	Función
1	LAMPARA INDICADORA DEL DISYUNTOR 52T2 DE LA PLANTA G. CEVALLOS: APERTURA Y CIERRE	Indica el estado en que se encuentra el interruptor 52T2
1	MANIJA SINCRONIZACION 43SY - 0Q2	Selecciona el modo de funcionamiento manual o automático.
1	MANIJA 43SD - 0Q2 CON UNA LUZ INDICADORA: SALA / DISTANCIA	Selecciona el lugar de control sala o distancia
1	MANIJA OPERACION LTC 43AM - LTC	Selecciona el modo de funcionamiento manual o automático
1	MANIJA CAMBIO DE TOMAS LTC 43SB - LTC	Permite subir o bajar las derivaciones del cambiador de tomas
1	MANIJA OPERACIÓN LTC 43LR - LTC CON TRES LUCES INDICADORAS: LOCAL, APAGADO Y REMOTO	Selecciona el lugar de control desde la sala o desde el CENACE
1	MANIJA PRIMERA ETAPA ENFRIAMIENTO 43F1 CON UNA LUZ INDICADORA	Encendido o apagado manual de la primera etapa de enfriamiento
1	MANIJA SEGUNDA ETAPA ENFRIAMIENTO 43F2 CON UNA LUZ INDICADORA	Encendido o apagado manual de la segunda etapa de enfriamiento
1	LAMPARA INDICADORA BOMBA LTC APAGADO	Indica la condición de la bomba LTC
1	LAMPARA INDICADORA BOMBA LTC EN SERVICIO	Indica la condición de la bomba LTC
1	LAMPARA INDICADORA LTC SINCRONISMO ENTRE FASES	Indica la cuando se ha perdido sincronismo entre fases
1	LAMPARA INDICADORA LTC SINCRONISMO ENTRE BANCOS	Indica la cuando se ha perdido sincronismo entre los bancos de auto-transformadores
1	LAMPARA INDICADORA LTC MOTOR MCB DISPARO	Indica la cuando se ha producido una falla en el MBC
1	LAMPARA INDICADORA LTC ACTIVADO	Indica la cuando está operando el cambiador de tomas

5.4.6.2 Elementos visibles en la parte posterior del tablero de control

Cant.	Equipo	Función
1	relé 51 / 1Q2	Protección de sobrecorriente para cada fase A, B, C y el neutro
1	relé 86T / 1Q2	Protección diferencial disparo bloqueo
1	relé 764 / 0Q2	Detector de falla a tierra del terciario.
1	relé 50BF / 1Q2	Protección de sobrecorriente instantáneo
1	relé 87T / 1Q2	Protección diferencial de barras

5.4.7 SISTEMA DE ALARMAS DE LA POSICIÓN DE AUTO-TRANSFORMADORES ATQ^[2]

El sistema de alarma está compuesto por paquetes anunciadores marca SACO 16D# de 16 canales, que son activados por contactos de campo normalmente cerrados o abiertos, según el requerimiento, que supervisan un proceso determinado y llaman la atención del operador por una circunstancia anormal en el sistema, mediante un LED indicador o una señal audible.

Cada alarma puede ser reconocida y repuesta con un botón pulsador ubicado en el panel frontal.

5.4.7.1 Alarmas empleadas

Los paquetes anunciadores saco 16 D3 se emplean para la detección de eventos anormales que ocurran en la S/E Salitral, entre los principales tenemos:

SACO 16D-3	30 F-1	30 F-2
CH. No.1	libre	temperatura devanado disparo Ø A
CH. No.2	libre	sobretiempo aceite disparo
CH. No.3	libre	rele buchholz
CH. No.4	50BF-0Q2 falla de interruptor	protección OLTC disparo
CH. No.5	rele de bloqueo operado	válvula sobrepresion disparo
CH. No.6	libre	temperatura Ø B disparo
CH. No. 7	falla reles de protección	temperatura Ø C disparo
CH. No.8	libre	falla aliment. enfriamiento OLTC
CH. No.9	baja presión gas SF6 disyuntor	disparo de mcb auxiliares
CH. No.10	baja presión gas SF6	sobrecarga motor ventiladores
CH. No.11	falla motor disyuntor	falla de mcb diltro de aceite
CH. No.12	falla motor seccionadores	sobrettemperatura devanados operado
CH. No.13	disparo disyuntor	sobretension aceite operado
CH. No.14	disyuntor enclavado	nivel aceite transf. operado
CH. No.15	libre	nivel de aceite OLTC operado
CH. No.16	falla voltaje de alimentación	rele buchholz operado

[2] "Transelectric" Manual de operación de la subestación Salitral

5.4.8 OPERACIÓN DEL DISYUNTOR 52-1Q2

5.4.8.1 Cierre del disyuntor desde la sala de control

- El rele **86T/1Q2** debe estar repuesto
- La perilla **43SD – 0Q2** debe estar en **SALA**
- La perilla **43 – 242/1 Normal / By Pass** debe estar en **normal**
- El seccionador **89 – 0Q1** debe estar cerrado
- Habilitación del circuito de sincronización mediante manija **43Y/0Q2**
- Girar manija **52 – 1Q2** a posición cerrar
- En el disyuntor, la perilla **43** debe estar en **remoto** y las presiones de gas y aire deben ser correctas, es decir, no debe estar operando el relé **63CLX**
- Con estas condiciones, se energiza la bobina de **cierre 52C**
- La señal del disyuntor conectado se obtiene a través de un contacto del disyuntor **52 – 1Q2**, normalmente abierto que enciende una luz roja en el panel duplex

5.4.8.2 Abertura del disyuntor desde la sala de control

- La perilla **43SD – 0Q2** en **SALA**
- Girar la manija **52 – 1Q2** a posición abrir
- La señalización de disyuntor abierto se realiza a través de un contacto del disyuntor **52 – 1Q2**, normalmente cerrado que enciende una luz verde en el panel duplex.

5.4.8.3 Cierre del disyuntor desde el centro de operaciones COT

- El relé **86TRQ** debe estar repuesto
- Perilla **43SD – 0Q2**, debe estar en **DISTANCIA**
- La perilla normal **By-Pass** debe estar en **normal**
- El COT da el pulso de cierre
- A través de los contactos del relé (25), se opera la manija **52CS / 1Q2** y al mismo tiempo se habilita el circuito de sincronización
- En el disyuntor, la perilla **43** debe estar en **remoto** y las presiones de gas y aire deben ser correctas, es decir, no debe estar operando el relé **63CLX**
- Con estas condiciones, se energiza la bobina de **Cierre 52C**

- La señalización de disyuntor conectado se obtiene a través de un contacto del disyuntor 52 – 1Q2, normalmente abierto que enciende una luz roja en el panel duplex

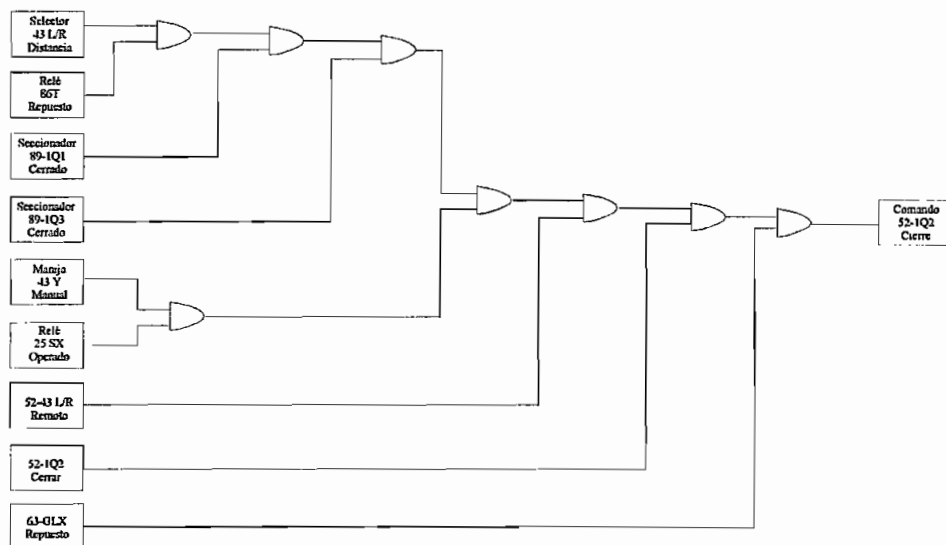


Fig. 5- 11 Diagrama lógico de cierre del interruptor 52-1Q2

5.4.8.4 Abertura del disyuntor

- La perilla 43SD – 0Q2 en DISTANCIA
- El COT da el pulso de apertura
- Perilla 43 en el disyuntor debe estar colocada en remoto
- La señalización de disyuntor abierto se realiza a través de un contacto del disyuntor 52 – 1Q2, normalmente cerrado que enciende una luz verde en el panel duplex

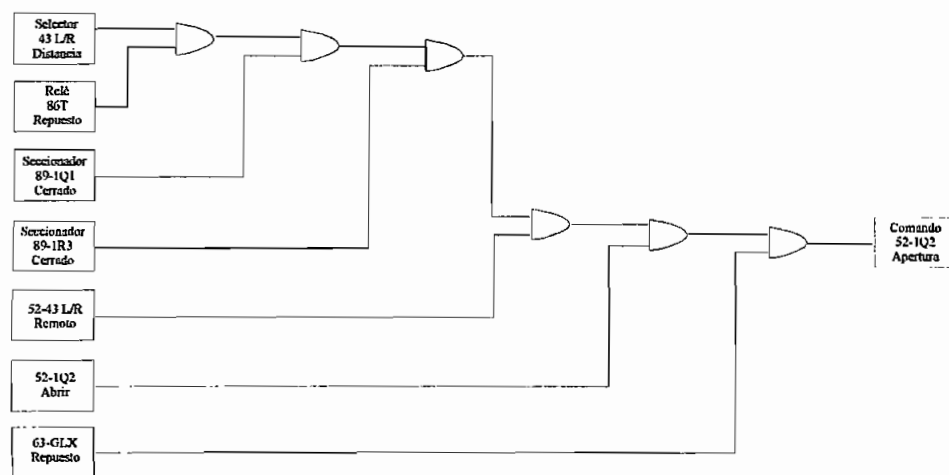


Fig. 5-12 Diagrama lógico de apertura del interruptor 52-1Q2

5.4.9 OPERACIÓN DE LOS SECCIONADORES DE LA POSICIÓN DE AUTO-TRANSFORMADOR (89-1Q1-1Q3-1Q5)

5.4.9.1 Cierre desde la sala de control

- Disyuntor **52 – 1Q2** debe estar abierto.
- El seccionador de puesta a tierra de la barra principal **89 - 1Ø6** debe estar abierto
- Girar la manija **89 – 1Q1/1Q3/1Q5**, a posición cerrar

5.4.9.2 Abertura

- Disyuntor **52-1Q2** abierto
- Disyuntor de transferencia abierto
- Girar la manija **89 – 1Q1/1Q3/1Q5** a posición abrir

5.4.9.3 Condiciones para operar el 89-0Q1, seccionador aislador del banco de auto-transformadores de 69 kV

- El disyuntor (**52 - 1Q2**) debe estar abierto
- El seccionador (**89 - 1Q5**) debe estar abierto
- El disyuntor (**52T1- CTG1**) de la subestación Gonzalo Zevallos, debe estar abierto
- El seccionador (**89TB1**) (**C.TG1**) debe estar abierto

5.4.9.4 Condiciones para operar el 89-0Q4, seccionador del banco de auto-transformadores de 69 kV

- El seccionador **89 - 0Q1** debe estar abierto.

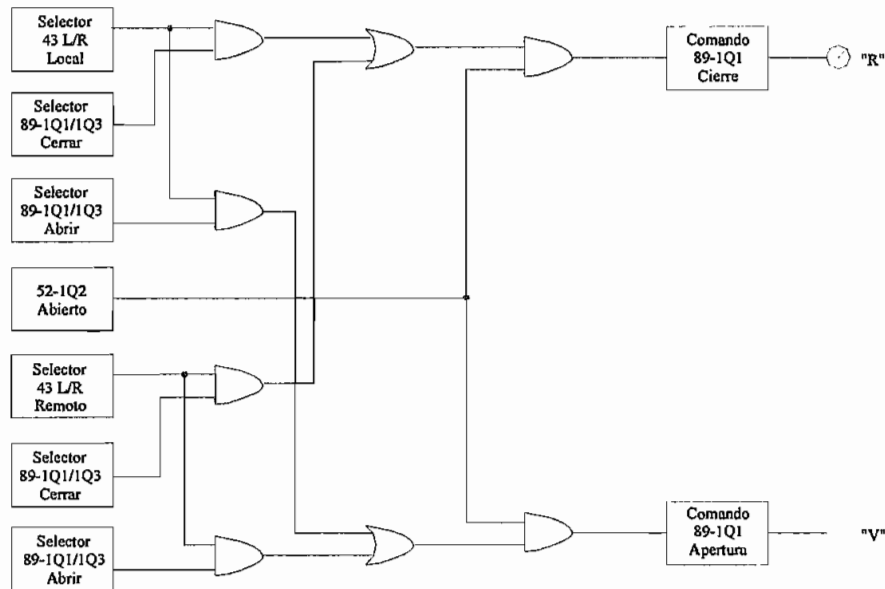


Fig. 5- 13 Diagrama lógico de cierre y apertura de los seccionadores 89-1Q1/89-1Q3

5.5 OPERACIÓN DE LA POSICIÓN DE LÍNEA (PASCUALES 2)

5.5.1 GENERALIDADES

Los equipos instalados en la posición de línea de la subestación Salitral son los siguientes:

- Una posición de disyuntor de 138 kV compuesta por un disyuntor, tres seccionadores, tres transformadores de corriente.
- Un seccionador manual de tierra de 138 kV, para mantenimiento de la línea.
- Panel de control de los equipos de posición del disyuntor de 138 kV.

5.5.2 DESCRIPCIÓN DEL GABINETE DE CONTROL DE POSICIÓN DE LÍNEA (PASCUALES 2)

Cant.	Equipo	Función
1	PAQUETES DE ALARMAS SACO	Alarmas de equipos de patio
1	MANIJA SECCIONADOR 89-115 CON TRES LUCES INDICADORAS: ABIERTO, PERMISIVO Y CERRADO	Control del seccionador selector de barra de transferencia

Cant.	Equipo	Función
1	MANIJA SECCIONADOR 89-111 CON TRES LUCES INDICADORAS: ABIERTO, PERMISIVO Y CERRADO	Control del seccionador selector de barra de principal
1	MANIJA SECCIONADOR 89-113 CON TRES LUCES INDICADORAS: ABIERTO, PERMISIVO Y CERRADO	Control del seccionador de conexión del interruptor
1	LAMPARA INDICADORA SECCIONADOR 89 - 116	Indica cuando esta puesto a tierra el seccionador 89-116
1	MANIJA DISYUNTOR 52-112 CON DOS LUCES INDICADORAS: APERTURA Y CIERRE	Control del disyuntor 52 - 112
1	MANIJA SINCRONIZACION 43 SY	Selecciona el modo de funcionamiento manual o automático.
1	MANIJA 43SD - 0Q2 CON UNA LUZ INDICADORA: SALA / DISTANCIA	Selecciona el lugar de control sala o distancia

5.5.3 CAUSAS DEL DISPARO DE POSICIÓN DE LÍNEA (PASCUALES 2)

5.5.3.1 Actuación de la protección de distancia

Esta protección actúa cuando se produce un desequilibrio de corrientes en cualquier fase del sistema ocasionada por fallas producidas en la línea, originando el disparo del disyuntor **52-112**. La perturbación originada en cualquiera de las fases tiene efectos inmediatos sobre el relé de bloqueo **86-L**.

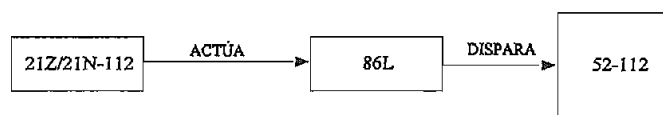


Fig. 5-14 Actuación de la protección de distancia

5.5.3.2 Actuación de la protección de sobrecorriente instantánea

Se activa cuando una falla externa producida en la línea es sensada por el relé de sobrecorriente instantáneo **50** originando el disparo del disyuntor **52-112**, siempre y cuando la protección primaria (distancia) no opere, es decir, que es utilizado como protección de respaldo. La actuación de esta protección energiza al relé de bloqueo **86-L**, como se muestra en la figura N° 5-15.



Fig. 5-15 Actuación de la protección de sobrecorriente

5.5.3.3 Actuación de la protección de bajo voltaje

Opera cuando el voltaje de la línea baja de un valor determinado, en este momento actúa la protección de bajo voltaje 27, energizando el relé de bloqueo 86-L, que actúa en última instancia para disparar el disyuntor 52-112, como se indica en la figura N° 5-16.

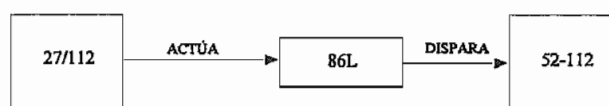


Fig. 5-16 Actuación de la protección de bajo voltaje

5.5.4 DISYUNTOR DE POSICIÓN DE LÍNEA DE 138 KV (PASCUALES 2)

Los elementos de ésta posición son similares a los de la posición del transformador ATQ, y está compuesta de los siguientes dispositivos:

- Un disyuntor **MITSUBISHI** tripolar, tipo 120-SFMT-40, 145kV de tensión máxima, 1600A de corriente nominal, 40 KA de corriente de cortocircuito, 3 ciclos de tiempo de interrupción, 650 kV BIL y con transformadores de corriente tipo bushing incluidos.
- Un seccionador tripolar motorizado selector de barra principal **MAGRINI GALILEO**, 138 kV de tensión nominal, 2000 A de corriente nominal, 45 KA de corriente de cortocircuito y 750 kV BIL.
- Un Un seccionador tripolar motorizado de conexión al interruptor **MAGRINI GALILEO**, 138 kV de tensión nominal, 2000 A de corriente nominal, 45 KA de corriente de cortocircuito y 750 kV BIL.
- Un seccionador tripolar motorizado selector de barra de transferencia **MAGRINI GALILEO**, 138 kV de tensión nominal, 2000 A de corriente nominal, 45 KA de corriente de cortocircuito y 750 kV BIL.

5.5.5 SISTEMA DE ALARMAS DE POSICIÓN DE LÍNEA (PASCUALES 2)

El sistema de alarmas incluye un paquete anunciador marca SACO # D-3 de 16 canales, activados por contactos de campo abiertos o cerrados que supervisan un proceso determinado, y llaman la atención del operador mediante luces y señales audibles.

5.5.5.1 Alarmas utilizadas

Los principales eventos que pueden ser indicados en el paquete de alarmas SACO son los siguientes:

SACO 16D-3	30 G-1
CH. No.1	Falla protección de distancia
CH. No.2	Fallas fase-fase, fase-tierra
CH. No.3	Bajo voltaje de línea
CH. No.4	Falla de interruptor
CH. No.5	Relé de bloqueo operado
CH. No. 7	Falla relés de protección
CH. No.8	Baja presión gas SF6 disyuntor
CH. No.10	Falla motor disyuntor
CH. No.11	Falla motor seccionadores
CH. No.12	Disparo disyuntor

5.5.6 OPERACIÓN DEL DISYUNTOR 52-112

5.5.6.1 Cierre del disyuntor desde la sala de control

- El relé **86L** debe estar repuesto
- La perilla **43SD** debe estar en **sala**
- **Habilitación del circuito de sincronización mediante la manija 43Y**
- Girar la manija del disyuntor **52-112** a la posición **cerrar**
- En el disyuntor, la manija **43** debe estar en **remoto** y las presiones del gas y aire deben ser las correctas, es decir, no debe operar el relé **63CLX**
- Con estas condiciones se energiza la bobina de cierre **52C** del disyuntor

5.5.6.2 Abertura del disyuntor desde la sala de control

- La perilla **43SD** debe estar en **sala**
- Girar la manija del **52-112** a la posición **abrir**

5.5.6.3 Cierre del disyuntor desde el centro de operaciones COT

- El relé **86L** debe estar repuesto
- La perilla **43SD** debe estar colocada en la posición de **distancia**
- El **COT** da el pulso de cierre
- El relé **52CS** habilita el circuito de sincronización
- En el disyuntor, la manija **43** debe estar en **remoto** y las presiones del gas y aire deben ser las correctas, es decir, no debe operar el relé **63CLX**
- Con estas condiciones se energiza la bobina de cierre **52C** del disyuntor

5.5.6.4 Abertura del disyuntor desde el centro de operaciones

- La perilla **43SD** debe estar colocada en la posición de **distancia**
- El **COT** da la señal de **apertura**
- En el disyuntor, la manija **43** debe estar en **remoto** y las presiones del gas y aire deben ser las correctas, es decir, no debe operar el relé **63CLX**

5.5.7 OPERACIÓN DE LOS SECCIONADORES (89-111/113/115) DE LA POSICIÓN DE LÍNEA (PASCUALES 2)

5.5.7.1 Cierre de seccionadores

- El disyuntor **52-112** debe estar **abierto**
- Seccionadores de puesta a tierra de la barra principal **89-1Ø6** y de la barra de transferencia **89-1Ø8** deben estar **abiertos**
- Seccionador de puesta a tierra **89-114** de línea **abierto**
- Girar la manija **89-111/113/115**, a la posición **cerrar**

5.5.7.2 Abertura de seccionadores

- El disyuntor **52-112** debe estar **abierto**
- disyuntor **52-1Ø2** de acoplamiento **abierto**
- Girar la manija **89-111/113/115** a la posición **abrir**

5.5.7.3 Cierre del seccionador de puesta a tierra

- Disyuntor **52-112** de posición **abierto**
- Seccionador **89-115** de transferencia **abierto**

- Girar la manija del seccionador 89-114 a posición cerrar

5.6 AUTOMATIZACIÓN DE LAS POSICIONES DEL AUTO-TRANSFORMADOR ATQ Y LÍNEA (PASCUALES 2)

La automatización tanto de la posición del auto-transformador ATQ como de la posición de línea Pascuales 2, se la puede realizar mediante elementos digitales, con el propósito de obtener una arquitectura distribuida y afrontar los problemas por separado. Esto se consigue utilizando IED's, relés digitales o PLC's, elementos que han remplazado actualmente las UTR's viejas que dificultan la comunicación remota con los distintos dispositivos de control digital.

Para automatizar las posiciones del auto-transformador y la línea de transmisión, es recomendable utilizar relés digitales o IED's con las siguientes características:

5.6.1.1 Automatización utilizando IED's y relés digitales

5.6.1.1.1 Unidad de protección del auto-transformador:

Debe poseer las siguientes funciones básicas:

- Funciones diferenciales (87H, 87T)
- Sobrecorriente temporizada de fase (51P)
- Sobrecorriente instantánea de fase (50P)
- Secuencia negativa (46)
- Sobrecorriente temporizada e instantánea de tierra (51N/50N)
- temperatura (49)

5.6.1.1.2 Requerimientos técnicos:

- Entradas binarias (5)
- Salidas binarias (2)
- TC's (5 A)
- Voltaje (110-250 VDC; 115-230 VAC)
- Frecuencia (60 Hz)

5.6.1.1.3 Unidad de protección de línea:

Debe poseer las siguientes funciones básicas:

- Funciones de impedancia (21P, 21NP)
- Sobrecorriente direccional (67)
- Sobrecorriente temporizada de fase (50P)
- Sobrecorriente instantánea de fase (50P)
- Dispositivo de bajo voltaje (27)
- Dispositivo de alto voltaje (59)

5.6.1.1.4 Requerimientos técnicos:

- Entradas binarias (5)
- Salidas binarias (2)
- TC's (5 A)
- Voltaje (110-250 VDC; 115-230 VAC)
- Frecuencia (60 Hz)

5.6.1.1.5 Medición y registros:

- Captura de formas de onda
- Contadores de disparos
- Valores máximos y mínimos
- Medición de corrientes y voltajes
- Registros de fallas, operaciones

5.6.1.2 Comunicaciones:

5.6.1.2.1 Protocolos:

- MODBUS
- DNP 3.0
- MODBUS-Plus
- IEC 6870-5-103, INCOM

5.6.1.2.2 Interfaces:

- RS-232, RS-485
- Vía MODEM
- Vía PC

La automatización de las posiciones tanto del banco de auto-transformadores ATQ como de la línea Pascuales 2, puede realizarse utilizando PLC's pero no es recomendable, debido a que los controladores lógicos programables son dispositivos de control que no proporcionan registros de eventos, curvas de carga, potencia, entre otras, volviéndolos poco competitivos con relación a los IED's y relés digitales.

Los PLC's son utilizados principalmente en la automatización de procesos industriales, en cambio en la automatización de subestaciones se los utiliza para incorporar a ellos un número reducido de señales en lugar de utilizar UTR's.

5.6.2 INCORPORACIÓN AL SISTEMA SCADA

El sistema de comunicación SCADA es utilizado para enlazar un sistema de automatización de subestación al control de la posición del auto-transformador ATQ y de la posición de la línea Pascuales 2, mediante la configuración distribuida de varios equipos cuyos componentes son interconectados a una red de área local (LAN) de alta velocidad para transferir información al centro de control.

La utilización de elementos digitales inteligentes, permite integrar en un solo módulo el control, protección y monitoreo de las posiciones, cuyos datos son recolectados mediante un equipo central para enviarlo a un sistema SCADA externo y para realizar la ejecución de secuencias automáticas (variación de los LTC,s del transformador, cierre sincronizado del disyuntor de posición, etc).

El software del SCADA puede ser instalado en computadores convencionales PC's e incluso en ordenadores de escritorio. La comunicación se lo realiza mediante interfaces estandarizadas, tales como:

- RS-232
- RS-422
- RS-485

Estas interfaces permiten la comunicación con el sistema SCADA mediante protocolos incluidos en el mismo.

Para eliminar el cableado excesivo entre los elementos digitales (relés, IED's, PLC's, analizadores), las posiciones del auto-transformador y la línea, con la unidad central, se utiliza redes de fibra óptica. La comunicación remota con el SCADA o hacia las unidades de corte y seccionamiento se puede realizar via radio, línea telefónica dedicada, telefonía celular, etc.

La operación de las posiciones del banco de auto-transformadores ATQ y la línea Pascuales 2, pueden ser visualizadas desde el centro de control mediante un panel mímico de alta tecnología DLP (Device Light Processing), a través del cual se puede efectuar la supervisión y control mediante el sistema SCADA.

CAPÍTULO 6

6.1 CONCLUSIONES

- Es posible realizar la simulación del control correspondiente a la operación de las posiciones de línea de transmisión y del transformador de la subestación Salitral, empleando un PLC o su correspondiente simulador; elementos que proporcionan una herramienta fácil para la programación de los interbloques y a la vez permiten visualizar didácticamente los eventos del equipo de maniobra (disyuntor-seccionador) a través de una interfaz HMI.
- El programa PC_SIMU permite simular el automatismo de las posiciones eléctricas en forma gráfica, intercambiando los datos de las entradas y salidas entre el simulador S7-200 a través de un puerto serial ó directamente con el PLC utilizando un cable PC/PPI.
- La representación gráfica de las posiciones eléctricas, simuladas en el programa PC_SIMU, incluye dibujos tales como líneas, rectángulos, círculos, indispensables para mejorar la apariencia del diseño.
- Los simuladores utilizados limitan la capacidad de generar de generar una interfaz, con un número adecuado de elementos de control (pulsadores, manijas, LED's, señales de entrada analógicas y digitales, funciones PID), debido a la capacidad reducida de los programas.
- La simulación de la operación del equipo de maniobra de línea o del transformador puede ser utilizado como una herramienta de aprendizaje útil y sencilla, en un ambiente de docencia.

- El diseño del circuito de control para la operación del equipo de maniobra (disyuntor-seccionador) del auto-transformador o línea de transmisión de la subestación Salitral, es aplicable a cualquier equipo de corte y seccionamiento de un transformador o línea de cualquier subestación del S.N.I, que disponga del mismo esquema de barras y de los mismos elementos (sensores, relés, finales de carrera) que controlan la abertura y cierre del equipo de maniobra.
- La incorporación física de PLC's en la automatización de posiciones se ve limitado por el número reducido de datos para la comunicación (datos de carga, registros de energía), sin embargo puede ser utilizado para adquirir un número de señales pequeño de entradas y salidas (I/O) directas de los equipos.
- Los PLC's utilizados como elementos de control dentro de un proceso, permiten obtener una independencia funcional (arquitectura distribuida) entre los distintos subsistemas, de manera que cualquier problema en uno de ellos no condicione el funcionamiento de los otros.
- La utilización de dispositivos digitales Siemens, aplicados a los equipos de maniobra de alto voltaje de las subestaciones, permitirán obtener mayores ventajas con relación al control convencional, aumentando la confiabilidad del sistema e integrando funciones de control, protección y monitoreo de las posiciones en módulos más pequeños, incluyendo además puertos de comunicación indispensables para efectuar el control remoto de las posiciones.

6.2 RECOMENDACIONES

- El diseño del circuito de control de las posiciones de bahía y del transformador de la subestación Salitral requiere la utilización de dispositivos inteligentes que permitan integrar algoritmos más complejos

para el mando de las posiciones y a su vez almacenen datos de potencia, energía, corrientes, voltajes y demanda del sistema para efectuar el telecontrol y teleprotección de las posiciones eléctricas a través de un sistema SCADA.

- Si se desea realizar con los PLC's Siemens un HMI similar a la interfaz de un sistema SCADA, es recomendable utilizar un software especializado para generar este tipo de interfaces. Se recomienda utilizar preferiblemente el software WinCC que es compatible con los PLC's Siemens.
- El diseño del control actual de las posiciones debe realizarse con dispositivos electrónicos inteligentes y PLC's, para disminuir errores en la operación del sistema y facilitar el control remoto del equipo de corte y seccionamiento de una subestación.
- En el programa gráfico PC_SIMU que permite realizar la interfaz con el simulador S7-200 del PLC, es preferible colocar un número determinado de elementos en el diseño del HMI de las posiciones de línea de transmisión y del transformador de la subestación Salitral, a fin de evitar que el programa no responda, se cuelgue o se torne demasiado lento, debido a que es un demo con una capacidad limitada.
- El simulador S7-200, de entradas y salidas del PLC, permite implementar un número de módulos no superior a cuatro, tampoco es posible incluir salidas analógicas ni bloques de funciones especiales como el PID porque el programa no responde. Para solucionar estos inconvenientes se necesitaría disponer del software completo del simulador S7-200 y no de un demo.
- La utilización de técnicas modernas para el mando inteligente, la supervisión y el control de las posiciones eléctricas y demás instalaciones de la subestación, reducirán el mantenimiento cotidiano de las instalaciones eléctricas.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] **RAMÍREZ VÁSQUEZ**, "Estaciones de Transformación y Distribución, Protección de Sistema Eléctrico" octubre 1975
- [2] **RAÚLL MARTÍN**, "Diseño de Subestaciones" Marcombo México 1976
- [3] **IEEE**, Folleto "Integración y Automatización de Subestaciones, SCADA y Comunicaciones" Abril 2003
- [4] **GUERRERO LARA AGUSTO**, "Automatización y Coordinación de las Protecciones de la Subestación No. 1 de Distribución (Chibunga) de la Empresa Eléctrica Riobamba", Escuela Politécnica Nacional, 2004
- [5] **GUZMAN FERNANDEZ, Rafael** "Sistemas SCADA en distribución de energía", Escuela Politécnica Nacional, abril 2003
- [6] **LÓPEZ MUÑOZ, Diego Fabricio**, "Simulación de la Automatización de una Subestación de Distribución" Escuela Politécnica Nacional, 2001
- [7] **CUASMIQUER ROSERO, Cristian** "Estudio de Factibilidad de la Automatización de la Subestación Santa Rosa, Transelectric", Escuela Politécnica Nacional, noviembre 2003
- [8] **MOLINA, Guillermo** "Automatización de la Subestación Epicachima", Escuela Politécnica Nacional, 2003
- [9] **TAPIA, Luis**, "Seminario de Operación de Subestaciones" Escuela Politécnica Nacional, 2003
- [10] **BRAND C. MONCADA V. Luis**, "Protecciones de Sistemas Eléctricos", abril 1976

- [11] **MITSUBISHI ELECTRIC CORPORATION**, Instrucciones "Disyuntor en Gas SF6 de tipo 200-SFMT-40^a
- [12] **SIEMENS**, Catálogo "Vacumm Circuit Breakers type GMI^a , USA
- [13] **BBC Brown Boveri**, Catálogo "SF6 Circuit-brakers typeVacumm Circuit Breakers tipe GMI^a, Switzerland
- [14] **E.I.B**, Descripción " Low oil content circuit-breakers for outdoor stations 10...72-5 kV^a, Switzerland
- [15] **BBC Brown Boveri**, Catálogo "SF6 Circuit-brakers typeVacumm Circuit Breakers tipe GMI^a, Switzerland
- [16] **SPRECHER + SCHUH**, "Manual operation test, controls, interblocks Isolators", Switzerland
- [17] **JOHN J. GRAINGER, WILLIAM D. STEVENSON**, "Análisis de Sistemas de Potencia" McGraw-Hill, México 2000
- [18] **TRANSELECTRIC**, "Manual de Operación de las Posiciones de Línea y del Transformador de la Subestación Salitral
- [19] **HIDALGO, Pablo**, Folleto "Interfaces", Escuela Politécnica Nacional, julio 2003
- [20] **BLACK UYLESS**, "Redes de Computadoras, Normas e Integración", Macrobot México MX 1990
- [21] **OGATA KATSUHIKO**, "Ingeniería de Control Moderna", Prentice-Hall Englewod Cliffs N. J. 1970

- [22] www.telecontrol.com.ve
- [23] www.monografias.com
- [24] www.siemens.com/plcs.htm
- [25] www.cooperpower.com
- [26] www.wonderware.com
- [27] www.cigre.org.2004
- [28] www.scc-onlile-de/std/61850

ANEXOS

MANUAL DE USUARIO

GENERALIDADES

La simulación de la operación del equipo de maniobra de la posición de línea de transmisión y la posición del banco de transformadores de la subestación eléctrica Salitral, se desarrolla mediante la ayuda de un controlador lógico programable (PLC) o su correspondiente simulador.

El controlador lógico procesa las órdenes establecidas en el lenguaje ladder para efectuar el control local del equipo de maniobra, y mediante la ayuda de un simulador y una interfaz de usuario (UI) se visualiza la operación (apertura y cierre) de los disyuntores y seccionadores de las posiciones eléctricas.

El control desarrollado para el equipo de maniobra (disyuntor-seccionador) de la posición del auto-transformador puede ser aplicable al equipo de corte y seccionamiento de la posición de línea, tomando en cuenta ciertas discrepancias características de la línea de transmisión.

OPERACIÓN DE LAS POSICIONES ELÉCTRICAS

La energía de la subestación Salitral puede fluir en dos direcciones, desde el anillo de 230 kV a la subestación, o viceversa. Por lo tanto, el equipo de maniobra debe tener la capacidad de abrir o cerrar el circuito sin importar la dirección del flujo de energía.

La operación real del equipo de maniobra, de las posiciones de línea y del banco de transformadores, debe tener la capacidad de operar los equipos en condiciones de prueba, de mantenimiento y energización de los mismos.

OPERACIÓN DE PRUEBA DE EQUIPOS

Esta operación se efectúa cuando el equipo de maniobra opera en vacío, es decir, no existe conexión de carga y el flujo de corriente es nulo. En estas circunstancias los seccionadores y el disyuntor del equipo de maniobra pueden operar en forma independiente sin ningún tipo de enclavamientos entre ellos, con el propósito de

comprobar si las condiciones de funcionamiento de cada equipo son las adecuadas.

OPERACIÓN DE MANTENIMIENTO

Se efectúa mediante los dispositivos de puesta a tierra y con la instalación sin alimentación de voltaje. La conexión a tierra se realiza mediante puestas a tierra fijas o asociadas a elementos de corte. Si se utiliza seccionadores de puesta a tierra, se deberá comprobar visualmente después de cada apertura o cierre, que todas las cuchillas estén en la posición adecuada.

CONDICIONES NORMALES DE OPERACIÓN DE LA POSICIÓN DEL AUTO-TRANSFORMADOR ATQ

El banco de transformadores ATQ puede ser energizado desde la subestación Gonzalo Cevallos, es decir, del lado de bajo voltaje correspondiente al banco de transformadores, o a su vez del lado de alto voltaje, a través de la energización de la barra principal mediante las líneas de transmisión de energía.

La energización del transformador desde el lado de bajo voltaje se lleva a cabo cerrando el seccionador 89-0Q1 (ver figura 1), previo al cierre del disyuntor de la subestación térmica Gonzalo Zevallos, permitiendo el paso de la corriente al auto-transformador ATQ.

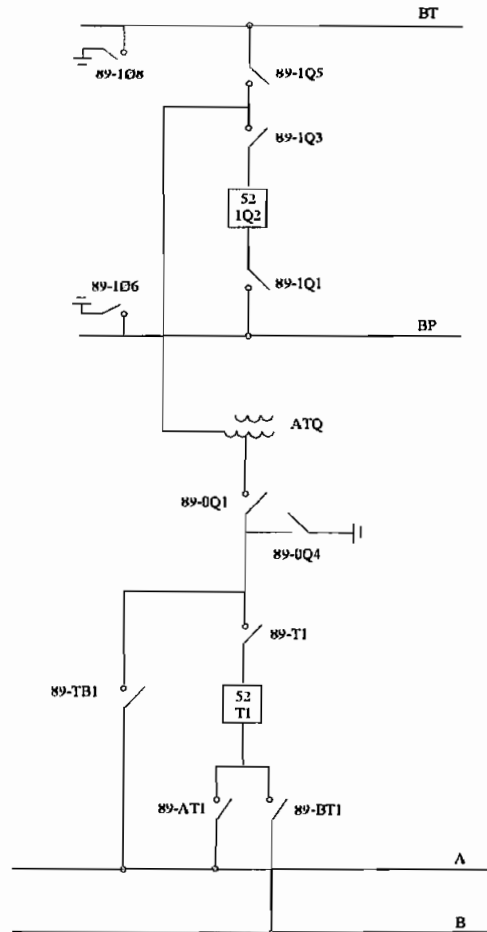


Fig. 1 Posición del transformador ATQ

La energización de la barra principal del el lado de alto voltaje, a través de cualquier línea de transmisión, habilita la circulación de corriente a través del equipo de maniobra correspondiente a la posición del auto-transformador. Los seccionadores 89-1Q1/89-1Q3, asociados al disyuntor 52-1Q2 cierran sus contactos simultáneamente. Finalmente el cierre del disyuntor 52-1Q2 energiza el banco de transformadores ATQ.

Los seccionadores 89-0Q1/89-0Q4 son exclusivamente de operación manual, según los datos proporcionados por Transelectric, manipulados únicamente desde el patio de maniobras a través de pértigas o mecanismos eléctricos.

CONDICIONES NORMALES DE OPRACIÓN DE LA POSICIÓN DE LÍNEA (PASCUALES 2)

La posición de línea (Pascuales 2) puede ser energizada desde la barra principal de la subestación Salitral o desde la subestación Pascuales.

La energización de la barra principal de la subestación Salitral desde el lado de bajo voltaje, recibe energía de la central térmica Gonzalo Zevallos a través del auto-transformador ATQ.

Energizada la barra principal de la subestación Salitral se realiza el cierre simultáneo de los seccionadores 89-111/89-113. Finalmente se energiza la línea cerrando el disyuntor 52-112 siempre que los seccionadores de tierra 89-114/89-011 de ambos extremos de la línea estén abiertos (ver figura 2).

El seccionador de transferencia 89-115 opera cuando los seccionadores de transferencia de las posiciones restantes de la subestación Salitral están abiertos. Éste dispositivo permite conectar el disyuntor de transferencia para realizar el mantenimiento de cualquier disyuntor de línea que lo requiera, sin interrupción del servicio eléctrico.

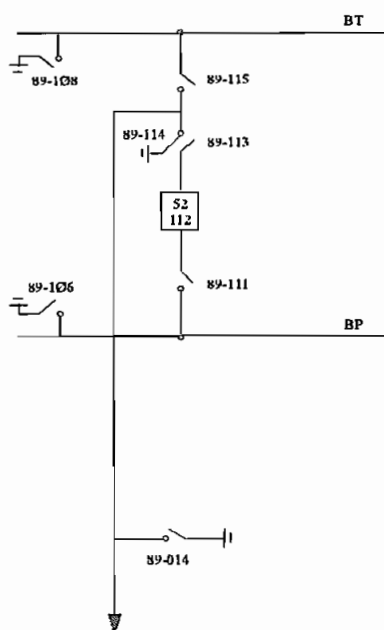


Fig. 2 Posición de la línea Pascuales 2

Interbloqueos de la bahía

Los interbloqueos pueden ser instalados en el disyuntor y seccionadores para prevenir daños y accidentes en caso de operaciones erróneas. Las reglas de los interbloqueos son también implementadas en el software del PLC.

La operación (apertura o cierre) de los seccionadores 89-111/89-113 acoplados al disyuntor, y del seccionador 89-114 de tierra, es permitida sólo si el disyuntor 52-112 está abierto.

La incorporación de señales o luces indicadoras y alarmas hacen que la operación de línea sea apropiada y segura.

FUNCIONES DE CONTROL

Las funciones de control incluidas en la simulación proporcionan flexibilidad en la aplicación, entre las principales se incluyen:

LED'S INDICADORES DE LA OPERACIÓN

Los LED's indicadores, ubicados en la parte superior derecha del tablero de control, proporcionan una indicación visual del estado del control del disyuntor. El funcionamiento de los principales LED's se describe a continuación:

LED rojo

Los LED's rojos indican que la bobina de disyuntores y seccionadores están activadas.

LED verde

El LED verde se activa cuando los contactos del disyuntor están abiertos, es decir, que la bobina del disyuntor se desactiva. En la simulación no se incorporan LED's verdes.

Pulsantes de disparo del disyuntor por fallas

El disparo del disyuntor es efectuado por fallas, entre las principales resaltamos tres de ellas; falla por bajo voltaje del sistema de control, baja presión del SF6, y falla por el disparo de las protecciones de sobrecorriente, diferencial, Buchholz,

sobretensión de devanados, todas ellas integradas a un solo relé o dispositivo de salida de servicio (86) para evitar el cableado excesivo y el número de contactos que operarían el disyuntor. Por lo tanto estos pulsantes indican el bloqueo del disyuntor por falla.

ENCLAVAMIENTOS

El empleo de enclavamientos resulta de gran importancia en la realización de la lógica de interbloqueo entre las unidades de protección. Las maniobras de cierre y apertura de seccionadores con el disyuntor pueden ser bloqueadas físicamente utilizando llaves, candados e imanes de bloqueo. Las reglas de interbloqueo del hardware son cargadas en el software del PLC, esto quiere decir, que los interbloques del software son exactamente una redundancia de los interbloques del hardware.

FUNCIONAMIENTO SIN RECIERRE

El funcionamiento sin recierre puede ser seleccionado desde el panel de control remoto mediante un contacto discreto que activa o desactiva la función de recierre. La operación sin recierre prepara el control para ejecutar una sola operación de apertura del disyuntor.

FUNCIONAMIENTO CON RECIERRE

La función de recierre permite operar (abrir o cerrar) el disyuntor después de haber transcurrido un intervalo de tiempo denominado intervalo de recierre, cuando éste se ve influenciado por alguna falla externa originada en la posición de línea.

El circuito de recierre implementado en el software del PLC, permite al disyuntor realizar dos intentos de cierre; si luego de estos intentos la falla persiste el disyuntor opera abriendo definitivamente sus contactos hasta que la falla sea despejada por el personal de mantenimiento.

CHEQUEO DE SINCRONISMO

El panel de control remoto del disyuntor incluye una manija para seleccionar la operación manual o remota de sincronismo. En operación manual el disyuntor

cierra sus contactos cuando se cumplen las condiciones de sincronismos, sin importar el tiempo que demore en alcanzar dicho evento.

Si la operación seleccionada es la automática, la bobina de cierre del disyuntor opera cuando el relé de chequeo de sincronismo cierra sus contactos en un tiempo determinado y programado por el operador. Si las condiciones de sincronización no se cumplen en el tiempo seleccionado, el relé de chequeo de sincronismo se bloquea interrumpiendo el cierre del disyuntor.

La simulación automática del sincronismo implementada en el PLC, permite operar la bobina de cierre del disyuntor en un tiempo de sincronismo establecido por el operador.

RESTRICCIONES GENERALES DEL SOFTWARE UTILIZADO

La simulación de la operación del equipo de corte y seccionamiento de las posiciones de bahía y del auto-transformador no incorporan claves de acceso para el funcionamiento, por lo tanto, cualquier persona con conocimientos de programación de PLC's puede modificar el software del sistema.

La capacidad de memoria reducida de los simuladores dificulta la incorporación de elementos adicionales para añadir funciones de control adicionales a las posiciones. Por lo tanto, el diseño incluye únicamente las funciones básicas e indispensables para la operación y control de las posiciones.

El registro del número de operaciones del disyuntor no se incluye en la simulación. Tampoco se incorporan incorporan visualizadores de texto.


MANUAL DE USUARIO

El desarrollo del control del equipo de maniobra se lo realiza utilizando un simulador de PLC's para la simulación de los eventos de apertura y cierre del equipo de maniobra (disyuntor-seccionador) de las posiciones de línea y del auto-transformador de la subestación Salitral.


La utilización de los simuladores S7-200 y PC-Simu permiten correr y visualizar gráficamente los eventos generados en el Step 7 como si se utilizara un PLC real.

FUNCIONES DE LOS SIMULADORES

Los programas generados en formato KOP en el Strep 7 pueden ser visualizados y transformados en formato AWL, para cargarlos directamente al simulador S7-200 tal como se indica a continuación.

Elija el comando del menú **Ver > AWL** o haga clic en el botón  de la barra de herramientas.

En el menú **Edición** elija la opción **copiar** o presione las teclas **Ctrl+C**

Arranque el simulador S7-200, haciendo doble clic con el ratón en el ícono  correspondiente, inmediatamente aparecerá una pantalla para introducir la clave de acceso, tal como se indica en la figura 3.

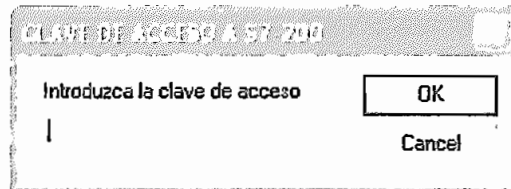


Fig. 3 Cuadro de clave de acceso

Introduzca la clave para arrancar el simulador S7-200, y cargue el programa en formato AWL al simulador, eligiendo del menú **Archivo > Pegar programa (OB1)**

o dando clic en el ícono  **pegar AWL**.

```

Copia en AWL
-----
NETWORK 1
LD      I0.0
LPS
=       HD 0
A       HD 0
TON    T37. +20
LFP
A       T37
=       HD.1
NETWORK 2
LD      HD.0
TON    T38. +50
TON    T39. +90
NETWORK 3 //TÍTULO DEL SE
//
//COMENTARIO DEL SEGMENTO
//
LDN    T38
A       HD.1
O       T39
  
```

Fig. 4 Copia del programa en formato AWL

Si el número de entradas y salidas generadas en el programa Step 7 es superior al número de entradas y salidas del módulo del simulador S7-200, seleccione un tipo diferente de CPU o introduzca uno o varios módulos de ser necesario según lo indicado en las figura 5.

En el menú **Configuración** seleccione **Tipo de CPU** y elija el CPU que más se adapte al programa generado.

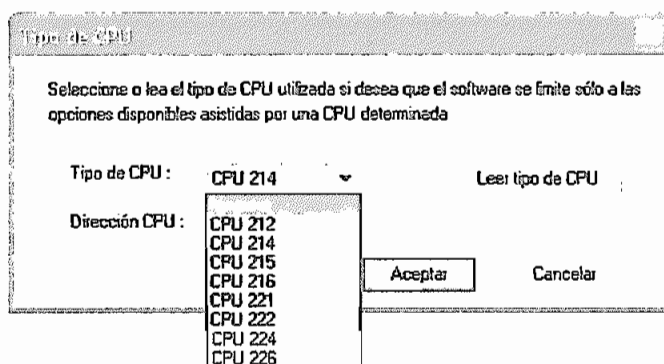


Fig. 5 Selección del tipo de CPU

Si el número de entradas requerido sigue siendo mayor, introduzca más módulos al sistema dando doble clic en cada uno de los módulos indicados en la figura 6, seleccionando el tipo y el número de entradas que desee. Finalmente presione el botón **Aceptar** para activar el módulo.

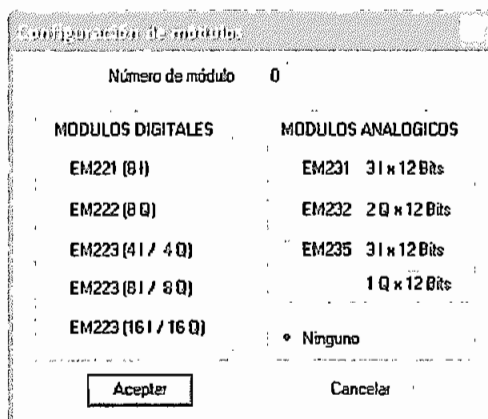



Fig. 6 Inserción de módulos

La visualización gráfica del proceso de apertura y cierre del quipo de maniobra con sus respectivos interbloqueos se consigue con la ayuda del simulador PC_SIMU, que permite realizar la interfaz con el simulador S7-200.

Arranque el simulador PC-SIMU dando doble clic en el ícono  PC_SIMU correspondiente. En la pantalla principal aparecerá un recuadro para introducir la clave de acceso, similar al caso del simulador S7-200.

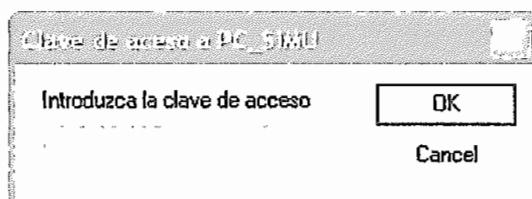



Fig. 7 Inserción de clave de acceso

Introduzca la clave e inicie el programa dando clic en el botón OK.

Cargue el programa gráfico diseñado al simulador PC_SIMU eligiendo de la barra de menú **Archivo > Abrir** o dando un clic en el ícono .

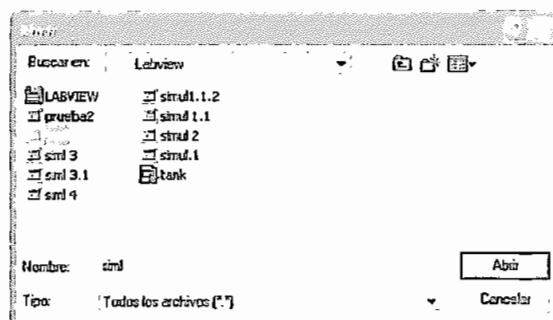





Fig. 8 Abrir archivos simulados

Finalmente de un clic en el botón **Aceptar** para abrir el programa.

Una vez que el programa gráfico ha sido cargado de un clic en el botón  del simulador S7-200 para exportar las entradas y salidas al simulador PC_SIMU, o seleccione del menú la opción **PLC > Exportar E/S**.

Use el botón  del simulador PC_SIMU para simular el programa, o elija de la barra de menú la opción **Modo > Simulación**.

Finalmente corra el programa dando un clic en el ícono  .

Si desea parar el programa de un clic en el ícono  .

OPERACIÓN DE LAS POSICIONES

La simulación local-manual y a distancia, incorpora en el simulador gráfico manijas de dos posiciones para la apertura-cierre de los seccionadores y disyuntores de las posiciones de línea y del transformador. Se agrega LED's de diferentes colores para indicar la operación del equipo de maniobra.

Condiciones para la operación de las posiciones de línea de transmisión y del transformador

El momento de correr el programa gráfico simulado en el PC_SIMU, las manijas de doble accionamiento, del control de las posiciones de bahía y del transformador, se colocan inicialmente en la posición 1, que indica el cierre de los elementos de maniobra, por lo tanto es necesario colocar las manijas en la posición 2 de apertura para ejecutar las operaciones de cierre y apertura del equipo de maniobra.

La simulación de la energización tanto de la línea como del transformador puede efectuarse del lado de alto voltaje como también del lado de bajo voltaje. En condiciones normales de operación se considera que la barra principal de la subestación Salitral está energizada. En cambio en el lado de bajo voltaje, el cierre del seccionador 89-0Q1 (ver figura 1) simula el paso de corriente al transformador para posteriormente energizar la barra principal de la subestación, en estas condiciones ningún elemento de corte o seccionamiento estará operado.

El disyuntor de cualquier posición se activa únicamente cuando los seccionadores asociados se cierran. La activación de seccionadores se representa con LED's de color rojo, en cambio los disyuntores se representan con LED's de color violeta.

Los seccionadores asociados al disyuntor no pueden ser operados cuando el disyuntor está activado.

Para efectuar la operación de mantenimiento tanto de la línea como del transformador, el disyuntor de tierra cierra sus contactos (se activa), siempre y cuando el disyuntor y el seccionador de transferencia de la posición estén desactivados. La apertura de los seccionadores asociados al disyuntor asegura que la circulación de corriente en la posición sea nula.

El circuito de sincronización de cierre del disyuntor de cualquier posición, se activa cuando se requiere unir un circuito energizado en ambos extremos.

La simulación de fallas permite abrir el disyuntor durante el tiempo que se mantiene activada la falla. Si la falla es despejada el disyuntor se habilita.

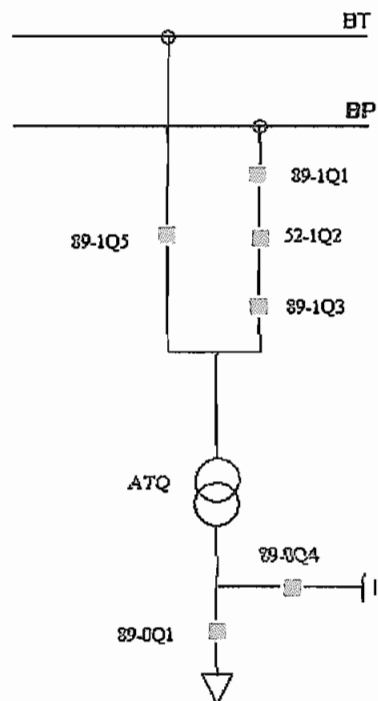
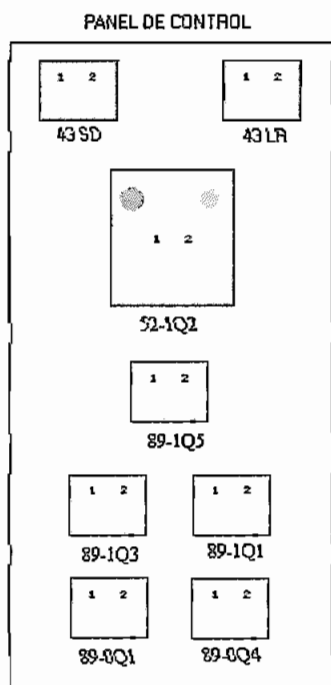
El mando local y remoto de las posiciones se ejecuta a través de programas independientes. Para su ejecución y visualización es necesario cargarlos uno a uno.

La sincronización manual incorpora un conjunto de barras deslizantes que simulan la variación de voltaje y frecuencia, condiciones necesarias para cerrar el disyuntor automático 52-1Q2.

La sincronización automática permite cerrar el disyuntor en un tiempo de 10 segundos, dicho tiempo de sincronismo puede ser modificado por el operador.

Los seccionadores de transferencia pueden operar en caliente, y en forma independientemente de la operación del disyuntor de la posición de línea o del transformador.

CONTROL LOCAL-MANUAL DEL TRANSFORMADOR ATQ



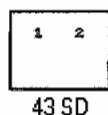
El panel de control local está constituido de ocho manijas selectoras de dos posiciones cada una descritas a continuación.

Energización del transformador ATQ

a) Lado alta tensión

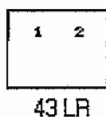
La barra principal está energizada y ningún equipo de corte y seccionamiento está activado.

Manija selectora **43SD** de la operación del disyuntor, úsela para seleccionar el lugar de operación del disyuntor.



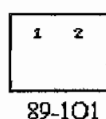
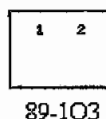
Colocar la manija en la posición 1 para operación local (sala)

Manija **43LR** selectora de la operación de los seccionadores, úsela para seleccionar la operación local o remota de los seccionadores.



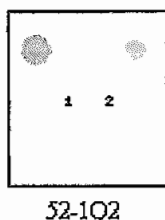
Coloque la manija en la posición 1 para operar localmente los seccionadores

Manijas **89-1Q3/89-1Q1** para operar los seccionadores asociados al disyuntor **52-1Q2**.



Seleccione la posición 1 de cualquiera de las manijas para cerrar los seccionadores **89-1Q1/89-1Q2**

Utilice la manija **52-1Q2** para seleccionar la operación de cierre-apertura del disyuntor, cuando los seccionadores asociados estén cerrados.



Coloque la manija en la posición 1 para cerrar el disyuntor **52-1Q2**

El LED rojo, indica el cierre de la bobina del disyuntor

El LED verde, indica la apertura de la bobina del disyuntor

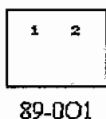
b) Lado de baja tensión

La barra principal desenergizada y el equipo de corte y seccionamiento desactivado.

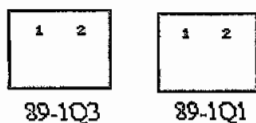
Colocar la perilla **43 SD** en la posición 1 para seleccionar operación local

Colocar la manija **43 LR** en posición 1 para seleccionar la operación local de los seccionadores.

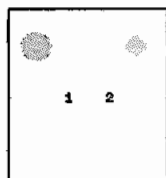
Manija **89-0Q1** de operación del seccionador de aislamiento del banco de transformadores



Utilice la posición 1 para el cierre del seccionador **89-0Q1**



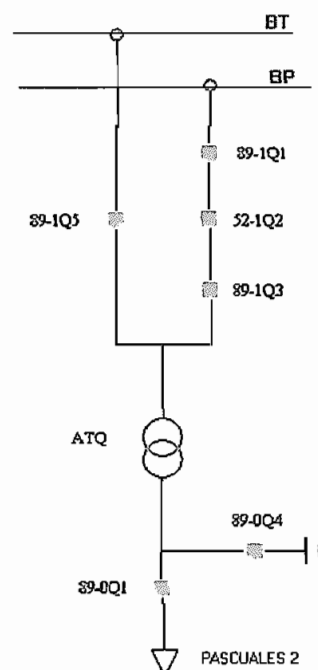
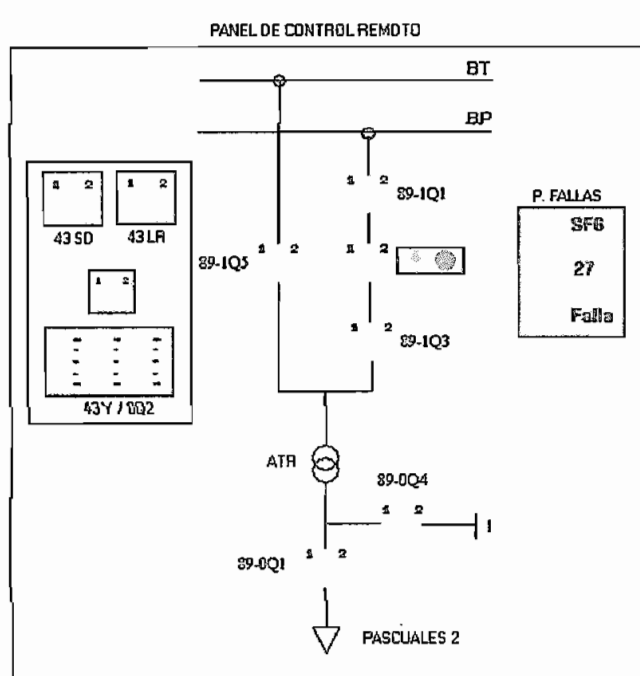
Mover a la posición 1 cualquier perilla de los seccionadores 89-1Q1/89-1Q3 para ejecutar el cierre de los mismos.



52-1Q2

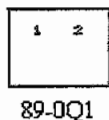
Mueva la perilla a la posición 1 para cerrar el disyuntor 52-1Q2

CONTROL REMOTO DEL AUTO-TRANSFORMADOR ATQ



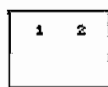
Sincronización

La barra principal y el lado de bajo voltaje están energizados. El seccionador de puesta a tierra está abierto y los seccionadores asociados al disyuntor 89-1Q1/89-1Q2 operados.

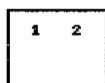


89-0Q1

Gire la perilla del seccionador 89-0Q1 a la posición 1 para efectuar el cierre.



89-1Q3



89-1Q1

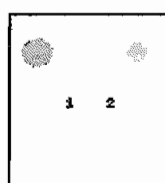
Mueva a la posición 1 las manijas para cerrar los seccionadores 89-1Q1/89-1Q3.



43Y / 0Q2

Colocar la manija en la posición 1 para operar manualmente la sincronización del disyuntor 52-1Q2.

Colocar la manija en la posición 2 para operación semi-automática de la sincronización del disyuntor 52-1Q2.



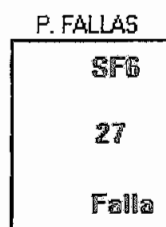
52-1Q2

Colocar la perilla del disyuntor 52-1Q2 en la posición 1 para el cierre

Condición de falla del disyuntor

Para simular la condición de falla, la posición del transformador debe estar energizada, es decir, los disyuntores y seccionadores asociados deben estar activados.

Panel de simulación de fallas, utilícelo para simular una falla en el disyuntor.

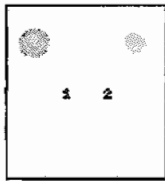


Pulse el botón **SF6** para simular la falla de baja presión del SF6 en el disyuntor.

Pulse el botón **27** para simular la falla de bajo voltaje del disyuntor 52-1Q2.

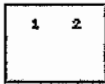
Mantenga pulsado el botón **Falla** para simular una falla sostenida el sistema, para un ciclo de operación O-CO-CO del disyuntor 52-1Q2.

Mantenimiento del transformador

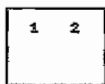


52-1Q2

Colocar la manija en posición 2 para abrir el disyuntor 52-1Q2.

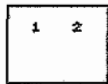


89-1Q3



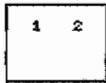
89-1Q1

Gire a la posición 2 la manija de los seccionadores asociados al disyuntor 89-1Q1/891Q3.



89-0Q1

Coloque la manija del seccionador 89-0Q1 en la posición 2.

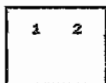


89-0Q4

Cierre el seccionador de tierra 89-0Q4, colocando la manija en la posición 1, siempre que el seccionador de transferencia esté abierto.

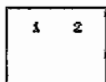
Mantenimiento del disyuntor

Manija de operación del seccionador de transferencia

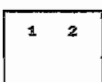


89-1Q5

Utilice la posición 1 de la manija para cerrar el seccionador 89-1Q5.

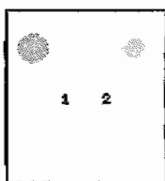


89-1Q3



89-1Q1

Mueva a la posición 2 la perilla 89-1Q1 de los seccionadores asociados al disyuntor para abrirlos.



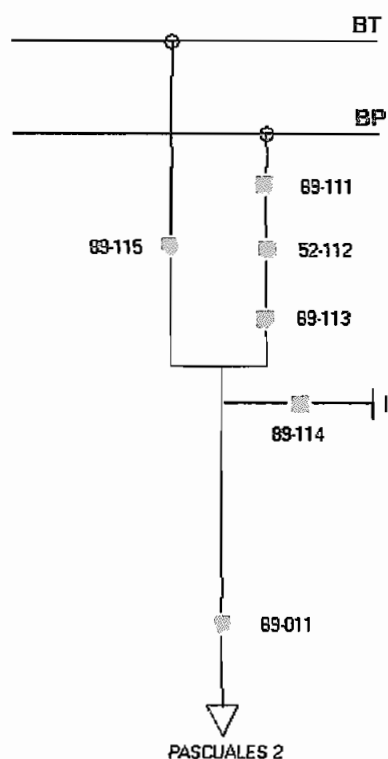
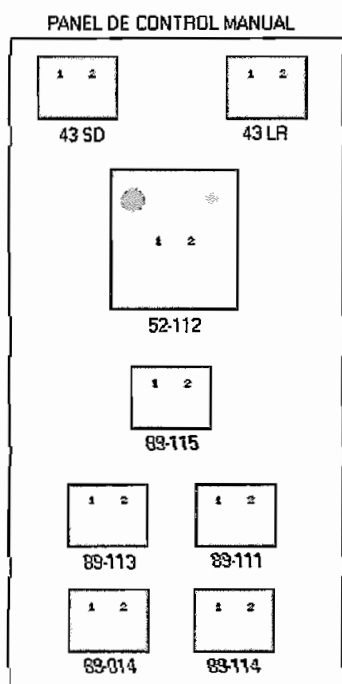
52-1Q2

Use la posición 2 de la perilla para abrir el disyuntor 52-1Q2.

Finalmente cierre el disyuntor de transferencia.

El panel de control remoto del auto-transformador incluye todas las funciones del panel de control manual por lo tanto su funcionamiento será similar. El control remoto se ejecuta moviendo a la posición 2 las manijas 43 SD y 43 LR, para seleccionar la operación remota del equipo de maniobra.

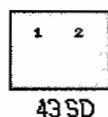
PANEL DE CONTROL LOCAL-MANUAL DE LA POSICIÓN DE LÍNEA



El panel de control-manual de la posición de línea tiene el mismo número de elementos que la posición del auto-transformador.

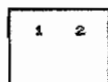
Energización de línea

- a) La barra principal está energizada y ningún equipo de corte y seccionamiento está activado.



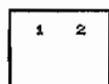
Coloque la manija 43SD en la posición 1 para seleccionar la operación local del disyuntor 52-112

Mueva la manija 43LR a la posición 1 para seleccionar el control local de los seccionadores

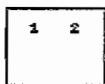


43 LR

Manijas de operación de los seccionadores asociados al disyuntor **52-112**



89-113



89-111

Seleccione la posición **1** de cualquiera de las manijas para cerrar los seccionadores **89-111/89-113**

Utilice la manija **52-112** para seleccionar la operación de cierre-apertura del disyuntor cuando los seccionadores asociados estén cerrados



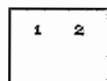
52-112

Coloque la manija en la posición **1** para cerrar el disyuntor **52-112**

El **LED rojo**, indica el cierre de la bobina del disyuntor

El **LED verde**, indica la apertura de la bobina del disyuntor

- b) Si la barra principal está desenergizada y el equipo de corte y seccionamiento desactivado.

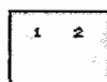


89-014

Utilice la posición **1** para el cierre del seccionador **89-014** de tierra, para efectuar el mantenimiento de la línea.

Sincronización

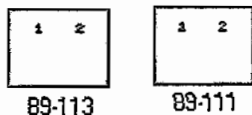
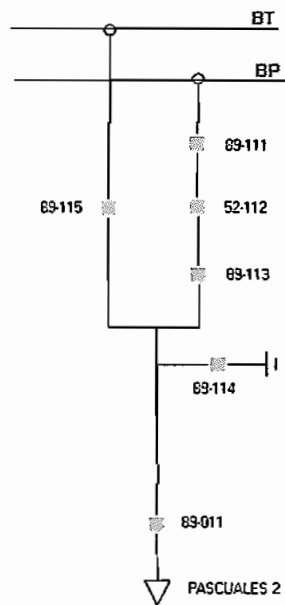
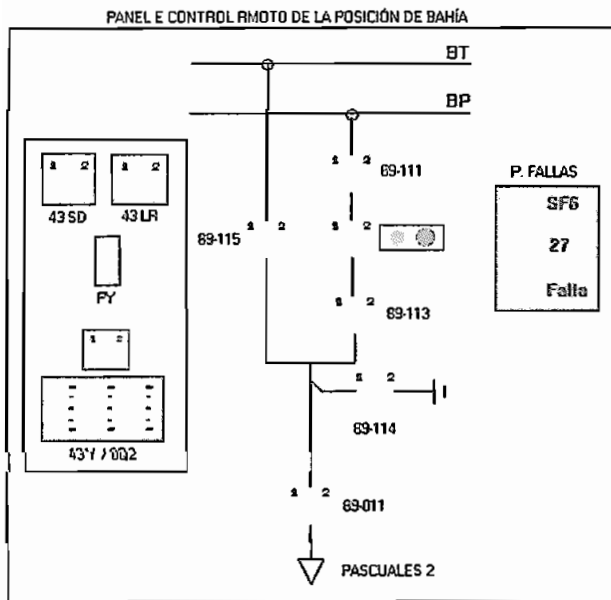
La barra principal energizada a través del transformador ATQ y la línea también energizada desde la subestación de alta tensión.



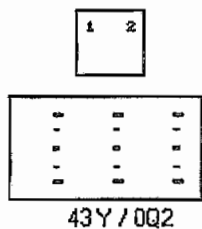
89-014

Gire la perilla del seccionador **89-014** a la posición **1** para energizar la línea

PANEL DE CONTROL REMOTO DE LA POSICIÓN DE LÍNEA

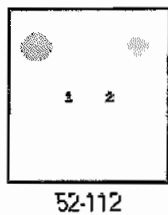


Mueva a la posición 1 las manijas del seccionador 89-111 ó del seccionador 89-113 para cerrar los seccionadores



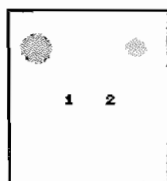
Colocar la manija en la posición 1 para operar manualmente la sincronización del disyuntor 52-1Q2.

Colocar la manija en la posición 2 para operar semi-automáticamente la sincronización del disyuntor 52-1Q2.



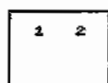
Use la posición 1 de la manija 52-112 para cerrar el disyuntor 52-112

Mantenimiento de línea

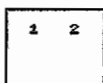


52-112

Colocar la manija en posición 2 para abrir el disyuntor 52-112.

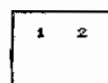


89-113



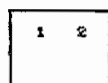
89-111

Gire a la posición 2 la manija de los seccionadores asociados al disyuntor 89-1Q1/891Q3 para abrirlos.



89-014

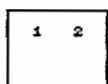
Coloque la manija del seccionador 89-0Q1 en la posición 2 para desenergizar la línea del lado de alta tensión



89-114

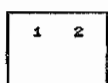
Cierre el seccionador de tierra 89-114, colocando la manija en la posición 1, siempre y cuando el seccionador 89-115 de transferencia esté abierto.

Mantenimiento del disyuntor

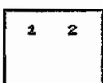


89-115

Use la posición 1 de la manija para cerrar el seccionador 89-115

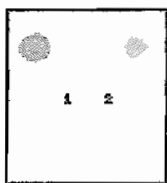


89-113



89-111

Mover a la posición 2 la perilla de los seccionadores asociados al disyuntor.



52-112

Use la posición 2 de la perrilla para abrir el disyuntor 52-112.

El panel de control remoto se activa moviendo a la posición 2 las manijas 43 SD y 43 LR.

Recierre

El recierre se efectúa cuando el equipo de maniobra está operado y se origina una falla permanente en el sistema. En estas condiciones se puede operar el circuito de recierre.

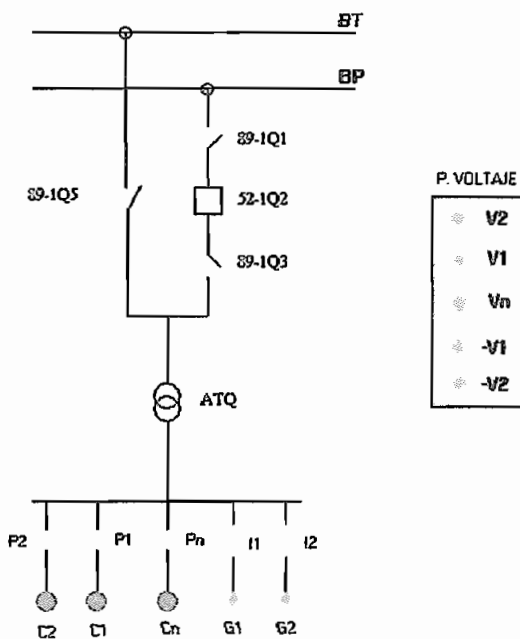
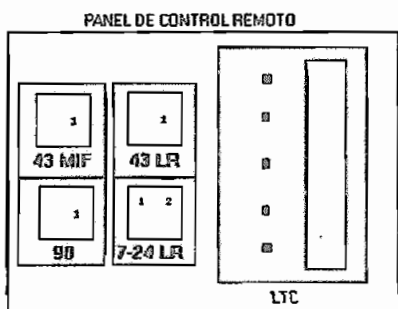
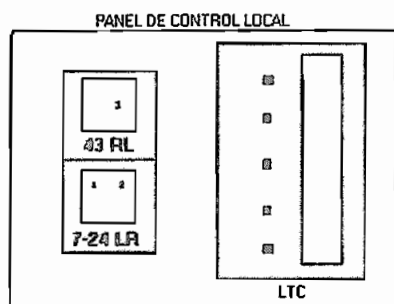
Interruptor de habilitación del circuito de recierre del disyuntor



Pulse el interruptor a la posición 0 para deshabilitar el recierre
 Pulse el interruptor a la posición 1 para habilitar el recierre
 Mantenga presionado el pulsante de falla para efectuar el recierre

OPERACIÓN DEL LTC

CAMBIADOR DE TOMAS BAJO CARGA (LTC)



Condiciones

Se incluye adicionalmente la simulación del cambiador de tomas bajo carga (LTC) de la posición del transformador ATQ.

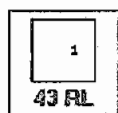
Para el diseño se toma en consideración cinco pasos discretos del tap, uno nominal, dos hacia arriba para compensar la inyección de reactivos al sistema (subida de voltaje), y dos hacia abajo para compensar la caída de voltaje debido al incremento de carga, según lo indicado en el panel del LTC. Se considera la conexión de tres cargas (**Cn**, **C1**, **C2**), una de ellas representa la carga nominal del sistema (**Cn**), es decir, su conexión no genera desviación de voltaje, en cambio las dos restantes disminuyen progresivamente el voltaje de la barra. Adicionalmente se incluyen generadores (**G1**, **G2**) que inyectan reactivos al sistema para elevar el voltaje en la barra.

El primer paso del tap disminuirá la mayor desviación de voltaje (**-V2**), y el segundo la segunda desviación de voltaje (**-V1**) para estabilizar el sistema al voltaje nominal (**Vn**).

Los LED's rojos de la barra del diagrama unificar representan las cargas del sistema y se activan progresivamente de derecha a izquierda, comenzando con la carga nominal (**Cn**). Los LED's verdes representan los generadores y se activan de izquierda a derecha después de activar la carga nominal del sistema.

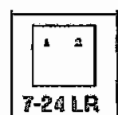
La simulación de la operación del LTC se la ejecuta mediante pasos discretos para cada incremento/disminución de carga o generación.

Manija selectora de la operación del tap (1 local, 2 Off, 3 Remoto)



Seleccione la posición 2 de la manija 43 RL para activar la operación local

Manija 7-24LR de dos posiciones para subir o bajar el tap, en forma local o remota

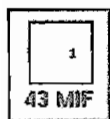


Gire la manija 7-24LR a la posición 1 para bajar el tap
Gire la manija 7-24LR a la posición 2 para subir el tap

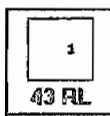
Inyecte carga o generación, pulsando los botones correspondientes, para visualizar la influencia de los taps.

Operación remota

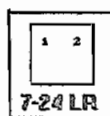
Manija 43 MIF para la transferencia manual de los circuitos de control (1 Maestro, 2 Individual, 3 Seguidor)



Mueva la manija 43 MIF a la posición 2 (Individual) para activar el gabinete de cambiador de tomas del panel de control remoto

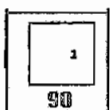


Seleccione la posición 1 de la manija 43 RL para activar la operación local



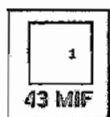
Gire la manija del 7-24 LR a la posición 1 para bajar el tap
Gire la manija del 7-24 LR a la posición 2 para subir el tap

Manija 90 utilizada para activar el regulador de voltaje del cambiador de tomas (1 Manual, 2 Off, 3 automático).

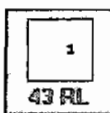


Gire la perilla 90 a la posición 1 para el accionamiento manual del cambiador de tomas

Operación automática

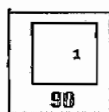


Mueva la manija 43 MIF a la posición 2 para activar el gabinete de cambiador de tomas del panel de control remoto

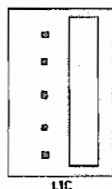


Seleccione la posición 1 de la manija 43 RL para activar la operación remota

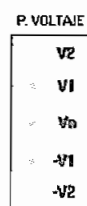
Manija 90 para activar el regulador de voltaje.



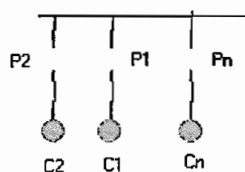
Gire a la posición 3 la manija 90 para activar el cambiador de tomas automáticamente



Barra LTC selectora de cinco pasos discretos del tap



Panel indicador de la desviación de voltaje del sistema



Conexión de cargas al sistema

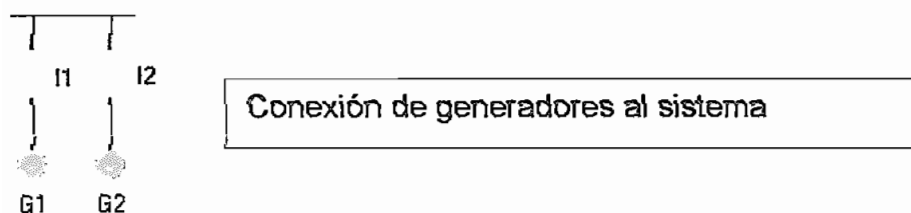
Active la carga **Cn** dando un clic en el pulsante **Pn**, para visualizar la activación del panel de voltaje y del cambiador de tomas bajo carga. El funcionamiento del cambiador de tomas bajo carga se activa únicamente cuando hay conexión de carga o generación al sistema, produciéndose al mismo tiempo la desviación de voltaje en el panel correspondiente.

Active la carga **C1** dando un clic en el pulsante **P1** para disminuir el voltaje en el panel correspondiente

Active la carga **C2** dando un clic en el pulsante **P2** para variar el voltaje en un segundo paso.

La conexión de la carga **C1** se efectúa luego conectar la carga nominal **Cn**. La carga **C2** se enciende luego de conectar la carga **C1**. Los pulsadores **Pn**, **P1** y **P2** son de doble accionamiento, es decir, funcionan tanto para la conexión como para

la desconexión. La desconexión de cargas se efectúa de izquierda a derecha desde **C2** hasta **Cn**.



La conexión de los generadores se efectúa una vez que la carga nominal esté encendida, es decir, primero se activa **Cn** y luego **C1** y **C2**. La desconexión sigue un orden inverso, desconectando primero el generador **G2** y luego el generador **G1**.

Conectar el generador **G1** dando un clic en el interruptor **I1** para incrementar el voltaje en un paso (**V1**).

Conectar el generador **G2** dando un clic en el interruptor **I2** para incrementar el voltaje en un segundo paso (**V2**).

La conexión de cargas y generadores tienen efecto directo en el aumento o disminución de voltaje.

CARACTERÍSTICAS DE LOS USUARIOS

Los usuarios que interactúen con el sistema, pueden ser aquellas personas con conocimientos básicos en programación de PLC's y operación de subestaciones.

REQUERIMIENTOS DE INTERFACES

En esta sección se detalla la especificación de las interfaces que han sido consideradas para que el sistema pueda comunicarse adecuadamente con su entorno.

Interfaz de usuario

La simulación de la posición del transformador ATQ utiliza una interfaz HMI (Interfaz Hombre-Maquina) para la comunicación con el usuario, haciendo uso de líneas, cuadros, interruptores, LED's, etc.

Interfaz de hardware

El hardware utilizado para la simulación del transformador ATQ consta de los siguientes elementos:

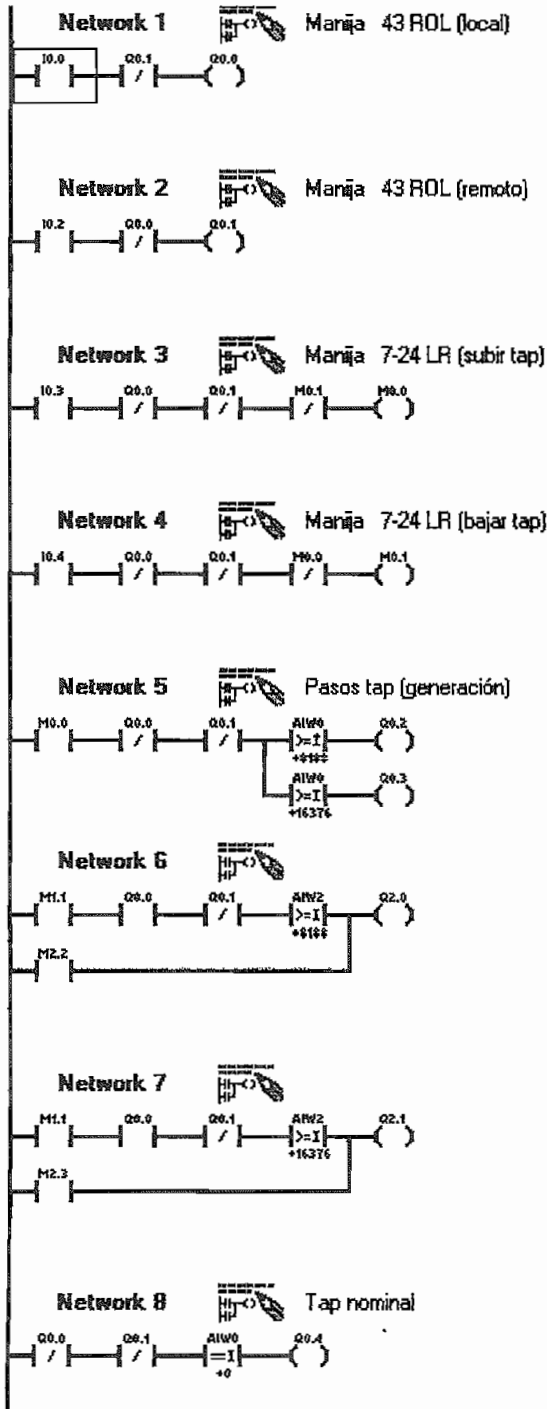
- Monitor
- Teclado
- Mouse
- CPU
- Impresora

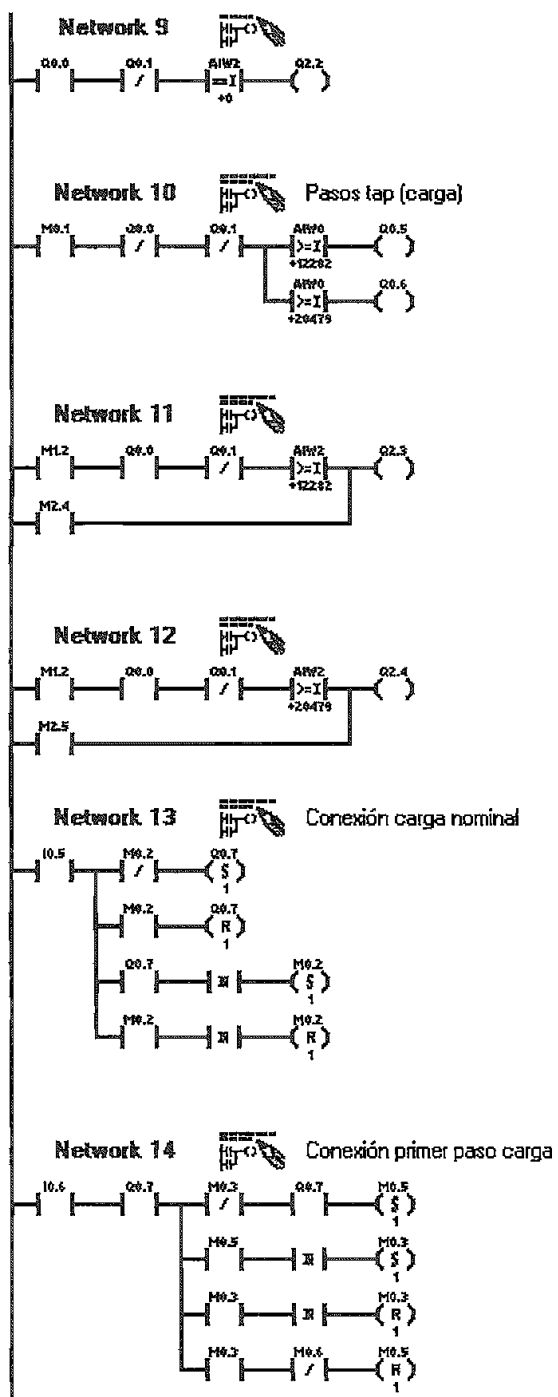
Interfaz de software

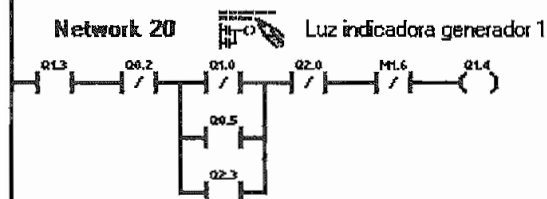
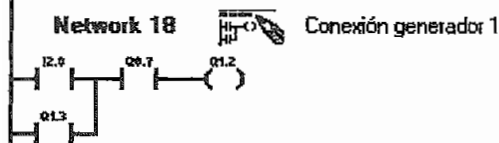
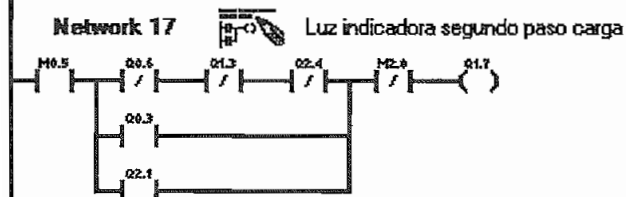
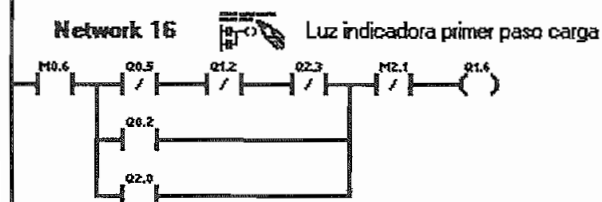
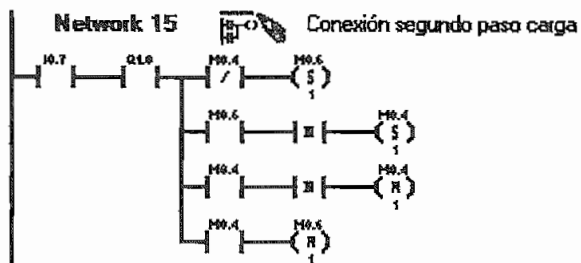
Para el diseño del control de la posición del transformador ATQ se requirió de los siguientes programas:

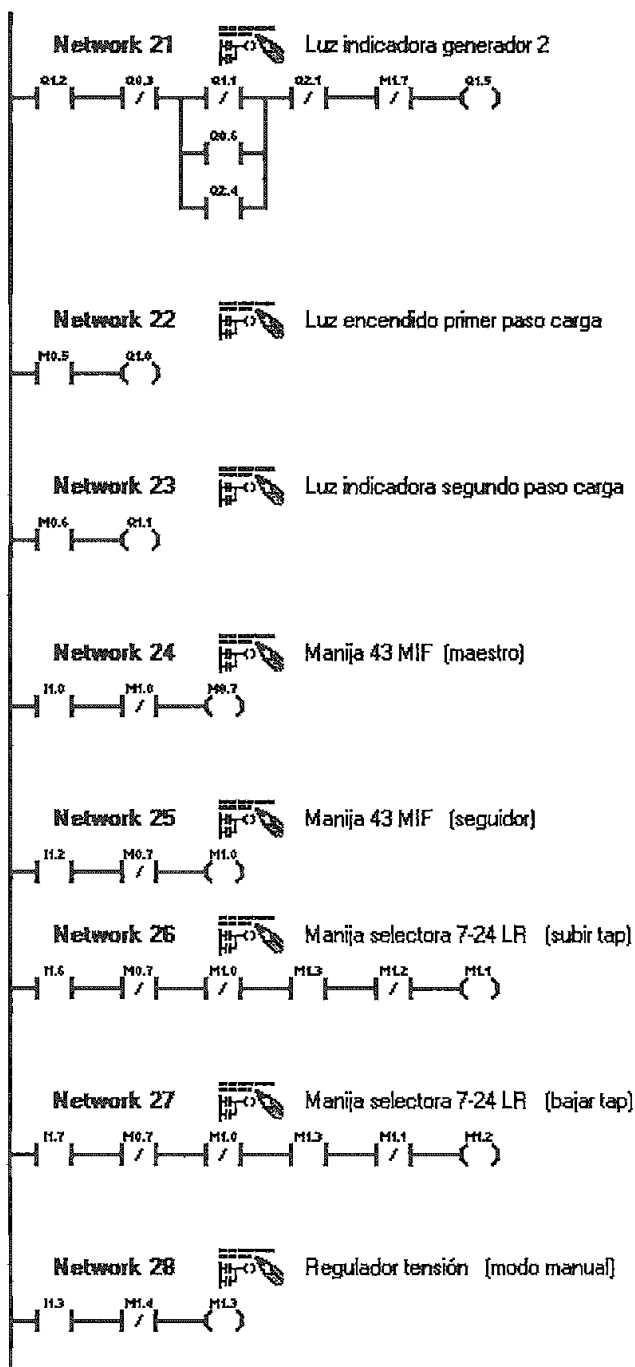
- Step 7, utilizando funciones KOP para el diseño del control de la posición
- Simulador S7-200
- Simulador gráfico PC_Simu

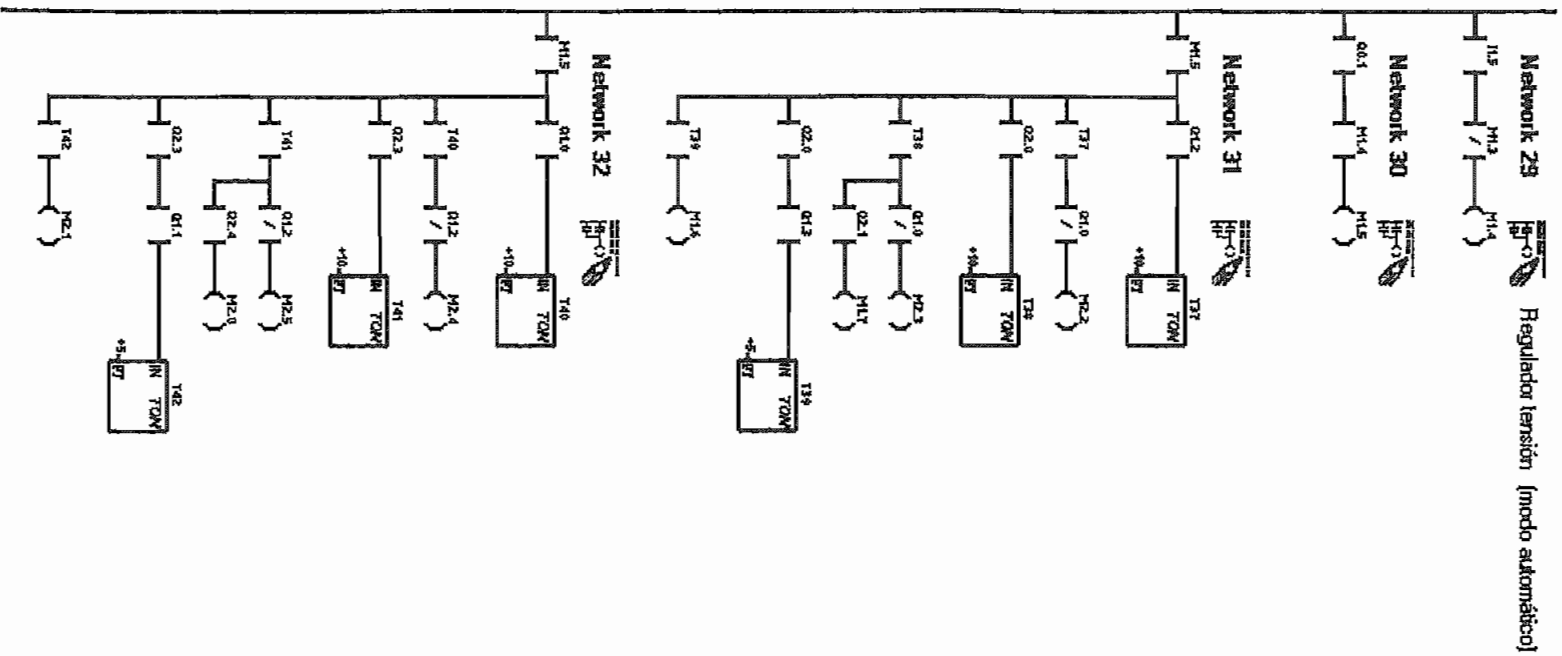
SIMULACIÓN DE CINCO PASOS DEL CAMBIADOR DE TOMAS BAJO CARGA











SIMULACIÓN DE LA OPERACIÓN DEL EQUIPO DE MANIOBRA DE LA POSICIÓN DE LÍNEA Y DEL AUTO-TRANSFORMADOR

