

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

ESCUELA DE INGENIERÍA

DISEÑO DEL SISTEMA DE CONTROL AUTOMATIZADO PARA UN
TRANSFORMADOR DE FUERZA DE UNA SUBESTACIÓN
ELÉCTRICA

PROYECTO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIERO
ELÉCTRICO

VACA TORRES FAUSTO MARCELO

DIRECTOR: ING. TAPIA LUIS

Quito, Enero de 2005

DECLARACIÓN

Yo, Vaca Torres Fausto Marcelo, declaro bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentada para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

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



Vaca Torres
Fausto Marcelo

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Vaca Torres Fausto Marcelo, bajo mi supervisión.



Ing. TAPIA LUIS

DIRECTOR DEL PROYECTO

AGRADECIMIENTOS

Al Ing. Luis Tapia por su acertada dirección.

A los ingenieros Edmundo Terán de TRANSELECTRIC. y Fabricio López de la compañía ABB por su ayuda en el suministro de información necesaria para la elaboración de este proyecto.

A los profesores de la Escuela Politécnica Nacional por las enseñanzas impartidas.

A mis amigos y compañeros de la carrera de Ingeniería Eléctrica por su valiosa colaboración.

Fausto.

DEDICATORIA.

A mis padres, Faustino y Rosa, por haberme apoyado incondicionalmente todos estos años hasta la culminación de mis estudios.

A mis hermanos y parientes, por su ayuda generosa.

Fausto.

CONTENIDO

CAPITULO 1	1
DESCRIPCION DEL PROYECTO A REALIZARSE	1
1.1 GENERALIDADES	1
1.2 OBJETIVOS	2
1.2.1 OBJETIVO GENERAL	2
1.2.2 OBJETIVOS ESPECIFICOS	2
1.3 ALCANCE	2
CAPITULO 2	5
EL TRANSFORMADOR DE FUERZA	5
2.1 PRINCIPIOS GENERALES DEL TRANSFORMADOR	5
2.1.1 ECUACIONES FUNDAMENTALES	6
2.1.2 CIRCUITO EQUIVALENTE DEL TRANSFORMADOR DE FUERZA	9
2.1.2.1 Pérdidas en un transformador	10
2.1.3 REGULACION DE VOLTAJE	11
2.1.4 RENDIMIENTO DE UN TRANSFORMADOR	12
2.2 TRANSFORMADORES TRIFASICOS	12
2.2.1 BANCO TRIFASICO DE TRES TRANSFORMADORES MONOFASICOS	12
2.2.1.1 Ventajas de los bancos de transformadores monofásicos	16
2.2.2 UNIDAD TRIFASICA DE UN SOLO NUCLEO	16
2.2.2.1 Ventajas e inconvenientes de la unidad trifásica	16
2.2.3 EL AUTOTRANSFORMADOR	16
2.2.3.1 Ventajas del uso de auto transformadores	17
2.3 VALORES NOMINALES DE LOS TRANSFORMADORES	17
2.3.1 VALORES NOMINALES PRINCIPALES	17
2.3.2 OTROS VALORES NOMINALES	18
2.4 CARACTERISTICAS FISICAS DE LOS TRANSFORMADORES	18
2.4.1 NUCLEOS	19
2.4.1.1 Construcción de los núcleos	19
2.4.2 LOS DEVANADOS	20
2.4.2.1 Clasificación de los devanados	21
2.4.2.2 Aislamiento de los devanados	21
2.4.3 EL CAMBIADOR DE TOMAS	21
2.4.3.1 Usos del cambiador de tomas	22
2.4.3.2 Características físicas del conmutador de tomas	22
2.4.3.3 Modalidades de funcionamiento del cambiador de tomas	23
2.4.4 REFRIGERACION DE. LOS TRANSFORMADORES DE POTENCIA	23
2.4.4.1 Transformadores secos	24
2.4.4.2 Transformadores no secos	24
2.4.4.2.1 Líquidos refrigerantes	25
2.4.4.2.2 Clases de transformadores no secos	25
2.4.4.3 Normas IEC de nomenclatura del tipo de refrigeración	25
2.4.4.3.1 Disposición de símbolos	26
2.4.5 LOS TANQUES	27
2.4.5.1 Tipos de tanques	28
2.4.6 ELEMENTOS DE PROTECCION DEL TRANSFORMADOR	29
2.4.6.1 El relé de presión súbita	30
2.4.6.2 El relé Buchholz	30
2.4.6.2.1 Forma de funcionamiento del relé Buchholz	30
2.4.7 ELEMENTOS ACCESORIOS DEL TRANSFORMADOR	34

2.4.7.1	Termómetro de dial	34
2.4.7.2	Calibrador del nivel de aceite	35
2.4.8	LOS PASATAPAS O BUSHINGS	35
2.4.8.1	Pasatapas llenos de aceite	35
2.4.8.2	Pasatapas condensador	36
CAPITULO 3		38
CONCEPTOS BASICOS SOBRE AUTOMATIZACION DE PROCESOS		38
3.1	INTRODUCCIÓN	38
3.2	CONCEPTOS PRELIMINARES	38
3.2.1	COMPONENTES DE UN SISTEMA DE AUTOMATIZACION	39
3.3	ESTRUCTURA GLOBAL DE UN SISTEMA DE CONTROL DE UNA S/E	39
3.3.1	ESTRUCTURA DE UN SISTEMA DE CONTROL AUTOMATIZADO	41
3.3.1.1	Nivel de campo	41
3.3.1.2	Nivel de control de bahía	42
3.3.1.3	Nivel de control de la subestación	43
3.4	CARACTERISTICAS DE UN SISTEMA DE CONTROL AUTOMATIZADO	44
3.5	EQUIPOS FISICOS DE UN SISTEMA DE AUTOMATIZACION	46
3.5.1	LOS IEDS	46
3.5.1.1	Los relés	47
3.5.1.2	Medidores	48
3.5.1.3	Monitores de condición	49
3.5.1.4	Almacenadores de secuencia de datos	49
3.5.1.5	Monitores de disturbios	50
3.5.1.6	Controlador lógico programable	50
3.5.2	UNIDADES TERMINALES REMOTAS (UTR)	50
3.5.3	MODULOS DEL SISTEMA	51
3.5.4	SIMULADOR DE ENTRENAMIENTO DEL SISTEMA AUTOMATIZADO	52
3.5.5	SENSORES Y TRANSDUCTORES	52
3.5.5.1	Estructura y principio de funcionamiento	53
3.5.5.2	Tipos de sensores	54
3.6	ELEMENTOS DE COMUNICACIÓN Y DE INTERFACE	55
3.6.1	INTERFACE DE COMUNICACIÓN HOMBRE – MAQUINA	56
3.6.2	LOS PROTOCOLOS DE COMUNICACIONES	58
3.6.2.1	Tipos de protocolos	58
3.6.2.2	Protocolos más utilizados en los sistemas automatizados	59
3.6.2.2.1	Protocolo DNP 3.0	59
3.6.2.2.2	Protocolo MODBUS	60
3.6.2.2.3	Protocolo. IEC 870 – 5 – 101	61
3.6.3	LAS REDES DE COMUNICACIÓN DE DATOS	61
3.6.3.1	Elementos de una red de comunicación	61
3.6.3.2	Topología de las redes de datos	62
3.6.3.3	Tipos de redes de comunicaciones	63
3.6.4	EQUIPOS FISICOS DE COMUNICACIÓN DEL SISTEMA	63
3.6.4.1	Sistema de onda portadora	63
3.6.4.2	Canales de comunicación	64

CAPITULO 4	65
SISTEMAS DE CONTROL DE UN TRANSFORMADOR DE FUERZA.	65
4.1 DESCRIPCION DE LOS SISTEMAS DE MONITOREO Y CONTROL DE UN TRANSFORMADOR DE FUERZA	65
4.1.1 IMPORTANCIA DE UN SISTEMA DE CONTROL PARA UN TRANSFORMADOR DE FUERZA	65
4.1.2 MONITOREO DE CONDICION DE UN TRANSFORMADOR	66
4.1.3 PARAMETROS DE CONTROL DE UN TRANSFORMADOR DE FUERZA	66
4.1.3.1 Gases disueltos en el aceite	67
4.1.3.1.1 Origen de los gases en el aceite	67
4.1.3.1.2 Fallas incipientes en un transformador que provocan emisión gaseosa	69
4.1.3.1.3 Métodos convencionales de análisis de gases disueltos	69
4.1.3.1.4 Métodos on – line de análisis de gases	71
4.1.3.2 Presencia de humedad en el aceite y en el papel	71
4.1.3.3 Monitoreo de las descargas parciales	72
4.1.3.3.1 Método eléctrico de detección de descargas parciales	72
4.1.3.3.2 Método acústico de detección de descargas parciales	74
4.1.3.4 Monitoreo de los puntos calientes del transformador	74
4.1.3.4.1 Monitoreo de condición de H.S.T	74
4.1.3.4.2 Uso de normas	75
4.1.3.4.3 Modelación termodinámica	76
4.1.3.4.4 Sondas de temperatura de fibra óptica	76
4.1.3.5 Monitoreo del cambiador de taps	77
4.1.3.5.1 Diagnóstico de fallas en el OLTC mediante el DGA	77
4.1.3.5.2 Conjunto de datos para el análisis del coking del OLTC	78
4.1.3.5.3 Control del OLTC mediante IEDs	79
4.1.3.5.4 Descripción de los tipos de cambiadores de taps	80
4.1.3.6 Control de la ventilación	83
4.1.3.6.1 Descripción de los sistemas de ventilación de los transformadores	84
4.1.3.7 Monitoreo de los parámetros controlados por los antiguos dispositivos de protección	87
4.1.3.8 Protección de los transformadores	91
4.1.3.8.1 Protección contra fallas internas	91
4.1.3.8.2 Protección Buchholz	96
4.1.3.8.3 Protección a masa o de estanque	97
4.1.3.8.4 Protección contra sobrecalentamiento	98
4.1.3.8.5 Protección de sobre corriente	98
4.1.3.8.6 Protección contra corto circuitos externos	99
4.2 DISEÑO DEL SISTEMA DE AUTOMATIZACION DEL TRANSFORMADOR DE POTENCIA	102
4.2.1 DATOS TECNICOS DEL TRANSFORMADOR DE POTENCIA	102
4.2.1.1 Parámetros eléctricos	102
4.2.1.2 Listado de los elementos principales de medición y control	102
4.2.1.3 Descripción de la forma de operación de los servicios auxiliares y elementos de protección del transformador	104
4.2.1.3.1 Forma de operación del banco de ventiladores	104
4.2.1.3.2 Forma de operación del OLTC	104
4.2.1.3.3 Forma de operación de las imágenes térmicas	106
4.2.1.3.4 Descripción del proceso de liberación interna de presión	107
4.2.1.3.5 Proceso de protección ante sobrecalentamiento del aceite	107
4.2.1.3.6 Proceso de protección de la protección diferencial	107
4.2.1.3.7 Proceso de protección de la protección de sobre corriente	108
4.2.2 SEÑALES DE MONITOREO DEL TRANSFORMADOR DE POTENCIA	108

4.2.3 COMPONENTES DEL NIVEL DE CAMPO DEL SISTEMA DE CONTROL	113
4.2.3.1 Detectores de gases en el aceite	113
4.2.3.2 Sensores de control de temperatura de los devanados y tanque	114
4.2.3.3 Sensores de nivel de líquidos	116
4.2.3.4 Sensores para el monitoreo del banco de ventiladores	117
4.2.3.5 Sensor de presión	118
4.2.3.6 Detector de descargas parciales	118
4.2.3.7 Sensores para el monitoreo del OLTC	119
4.2.3.8 Sensor de control de variable velocidad de fluido (relé Buchholz)	120
4.2.3.9 Sensor de humedad	120
4.2.4 NIVEL DE CONTROL DE BAHIA	121
4.2.4.1 Monitor de temperaturas del transformador	121
4.2.4.1.1 Forma de operación del monitor de temperaturas del transformador	123
4.2.4.2 Monitor de puntos calientes de los devanados del transformador	124
4.2.4.2.1 Forma de operación del monitor de puntos calientes	125
4.2.4.3 Monitor de descargas parciales	126
4.2.4.3.1 Forma de operación del monitor de descargas parciales	127
4.2.4.4 Relé numérico de protección diferencial	128
4.2.4.4.1 Forma de operación del relé numérico diferencial	129
4.2.4.5 Monitor del cambiador de taps	130
4.2.4.5.1 Forma de funcionamiento del monitor del cambiador de taps	132
4.2.4.6 Monitor de gases disueltos	132
4.2.4.6.1 Forma de funcionamiento del monitor de gases disueltos	134
4.2.4.7 Regulador inteligente de voltaje	135
4.2.4.7.1 Forma de funcionamiento del relé inteligente de voltaje	136
4.2.4.8 Módulo de bahía	137
4.2.5 NIVEL DE CONTROL DE SUBESTACION	137
4.2.5.1 Pantallas de interface hombre – máquina	139
4.2.6 DIAGRAMAS LOGICOS DEL PROCESO	142
4.2.6.1 Operación del cambiador de tomas bajo carga	143
4.2.6.2 Operación del banco de ventiladores	147
4.2.6.3 Operación del relé Buchholz	148
4.2.6.4 Operación de las imágenes térmicas	150
4.2.6.5 Esquema de alivio de presión	153
4.2.6.6 Protecciones de tipo diferencial, de sobrecorriente y de sobrecalentamiento del aceite	154
4.2.7 LISTA DE SIMBOLOS Y ABREVIATURAS USADOS EN LOS DIAGRAMAS LOGICOS	155
4.2.8 EXPLICACION DE LOS SIMBOLOS UTILIZADOS	156
CAPITULO 5	157
ANALISIS ECONOMICO	157
5.1 DEFINICIONES ECONOMICAS BASICAS	157
5.1.1 EL COSTO DE OPORTUNIDAD DEL DINERO	157
5.1.2 TASA INTERNA DE RETORNO	157
5.1.3 VALOR PRESENTE NETO	158
5.1.4 RELACION BENEFICIO – COSTO	159
5.1.5 PERIODO DE RECUPERACION DE CAPITAL	159
5.2 EVALUACION DE BENEFICIOS E INVERSION INICIAL	160
5.2.1 CUANTIFICACION DE LA INVERSION INICIAL	160
5.2.2 CUANTIFICACION DE LOS BENEFICIOS	162
5.3 EVALUACION DEL PROYECTO MEDIANTE INDICES ECONOMICOS	165

5.3.1 EVALUACION MEDIANTE EL METODO DE LA TIR	165
5.3.2 EVALUACION MEDIANTE EL VALOR PRESENTE NETO	166
5.3.3 EVALUACION MEDIANTE LA RELACION BENEFICIO – COSTO	167
5.3.4 CALCULO DEL PERIODO DE RECUPERACION DEL CAPITAL	167
CAPITULO 6	168
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	168
6.1 CONCLUSIONES	168
6.2 RECOMENDACIONES	170
GLOSARIO	
REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS	
ANEXOS	
ANEXO A: Valores característicos de los transformadores de potencia.	
ANEXO B: Componentes físicos de un transformador de potencia.	
ANEXO C: Correlación entre fallas incipientes en transformadores de potencia y sus causas	
ANEXO D: Códigos y tablas usados en el análisis convencional de gases disueltos	
ANEXO E: Simbología para los planos.	
ANEXO F: Equipos utilizados para la automatización del transformador de potencia.	
ANEXO G: Causa y ubicación de la falla del transformador de potencia.	

RESUMEN

El presente proyecto de titulación tiene por objeto, efectuar la automatización de un transformador de potencia de una subestación eléctrica típica. Para lo cual se toman como referencia parámetros de funcionamiento propios de la operación de un transformador de fuerza: temperatura de los devanados y del aceite, nivel de aceite refrigerante, cambio de taps bajo carga, emisión de gases combustibles provenientes del aceite, descargas parciales de los bushings y protección diferencial de sobre - corrientes. Además, se consideran también las señales de estado provenientes del dispositivo: señales de contactos de alarma/disparo.

Se toma a un auto transformador reductor marca OSAKA de relación 138/69kV instalado inicialmente en la subestación Quevedo perteneciente a EMELGUR., como modelo de aplicación práctica.

Se utilizan como elementos de automatización a los dispositivos electrónicos inteligentes monitores de condición de un transformador (IEDs) y los sensores y/o transductores que recogen las señales tanto análogas como digitales. Se describen las características técnicas que deben cumplir dichos dispositivos para ser adaptados al sistema. Se indican los requerimientos generales de comunicación que deben tener los equipos para ser parte integrante de un sistema SCADA.

Se indica mediante diagramas lógicos de control el funcionamiento de los dispositivos de control y servicios auxiliares: ventilación, cambiador de taps bajo carga (OLTC), así como también la forma de operación de los elementos de protección propios del dispositivo: relé Buchholz, relé de sobrepresión e imágenes térmicas.

Por último se analiza la factibilidad económica del proyecto analizando la inversión a realizarse por parte de la empresa para implementar el proyecto, así como también los beneficios que generan la puesta en operación del sistema.

CAPITULO 1: DESCRIPCION DEL PROYECTO A REALIZARSE.

1.1 GENERALIDADES.

El transformador de potencia es, de entre todos los componentes de una subestación eléctrica, el equipo que más confiabilidad presenta. Dicha confiabilidad, no obstante, está en relación directa con factores tales como: diseño adecuado, montaje cuidadoso, labores de mantenimiento realizadas a tiempo y sobre todo, la dotación que se le haga al equipo de equipos de protección apropiados.

El método común de protección llevado a cabo tanto por los sistemas de protección convencionales o de tipo electromecánico, como los de nueva generación basados en tecnología de microprocesadores, es desconectando y aislando al transformador de potencia del resto del sistema eléctrico en el momento en que se detecta una condición de falla. Estos dispositivos actúan cuando los valores de voltajes y corrientes que ingresan a ellos ya han sobrepasado los valores que se consideran como límites tolerables para su correcto funcionamiento. Sin embargo, en un transformador de potencia existen procesos de falla que se desarrollan de manera progresiva, y cuyos síntomas no necesariamente son una sobre corriente y un sobre voltaje teniendo que ver más bien con otros parámetros tales como emisión gaseosa, temperatura de devanados, etc. Valores y mediciones que no pueden ser detectados por los relés de protección normales, con lo cual no se puede conocer exactamente cuáles son las verdaderas condiciones de operación del dispositivo durante todo el tiempo de funcionamiento del mismo.

En el presente proyecto de titulación se propone un modelo de sistema automatizado para el transformador de potencia ATR de la subestación Quevedo, que sirva de complemento al sistema de protecciones convencional que tiene instalado tal transformador. Por medio de este sistema, un operador del Centro de Control de Energía podrá efectuar labores de monitoreo del transformador ya que tendrá a su disposición los datos y mediciones de los parámetros de funcionamiento del transformador de potencia, lo cual le permitirá además,

ordenar y/o efectuar tareas de mantenimiento preventivo en caso de presentarse un aviso anticipado de avería.

1.2 OBJETIVOS.

1.2.1 OBJETIVO GENERAL:

Proponer un modelo de un sistema que permita realizar la medición, supervisión y control de la operación de un transformador de potencia como parte integrante de una subestación eléctrica.

1.2.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS:

- i) Establecer los elementos constitutivos de un sistema de control de un transformador de fuerza de acuerdo a la tecnología existente en la actualidad.
- ii) Modelar el sistema de tal forma que permita realizar las actividades de operación y mantenimiento del transformador en forma óptima utilizando modernos equipos automatizados que proporcionen exactitud en cuanto a medición de parámetros y reduzcan la intervención humana.
- iii) Lograr que el sistema propuesto se convierta en una herramienta que permita la reducción de costos operativos.

1.3 ALCANCE.

Se realizará una descripción de modelos generales que permitan la supervisión, control y medición de los parámetros que influyen en el funcionamiento de un transformador de potencia considerando a los estándares internacionales y la tecnología vigente. Se analizarán de manera general los requerimientos necesarios para acoplar al modelo propuesto con un sistema SCADA de control de procesos. Se utilizará como ejemplo de aplicación del sistema diseñado un transformador de una subestación eléctrica.

Para la aplicación práctica se tomará como modelo al auto transformador de potencia OSAKA inicialmente instalado en la subestación Quevedo, por cuanto se

dispone de la información necesaria para efectuar el proceso de automatización en cuanto a funcionamiento del dispositivo, información que consta en el manual del usuario de dicho transformador.

En el **CAPÍTULO UNO** se muestra la presentación del trabajo escrito, se indican los objetivos y el alcance del proyecto.

En el **CAPÍTULO DOS** se trata sobre el transformador de potencia o fuerza desde el punto de vista constructivo, se hace una descripción de sus partes constitutivas: núcleo, devanados, tanque principal y los elementos auxiliares convencionales de control y protección tales como los medidores de nivel de aceite, relés de presión súbita y del tipo Buchholz y el cambiador de taps bajo carga.

El **CAPÍTULO TRES** se refiere a los conceptos básicos que se manejan en la automatización de procesos. Se indican los niveles de control en los que se divide un sistema automatizado. Se mencionan definiciones sobre protocolos de comunicación. Se describe a los equipos normalmente utilizados en la implementación de sistemas de automatización, entre ellos: los dispositivos electrónicos inteligentes o IEDs, sensores y transductores. Además, se dan nociones sobre el sistema de supervisión, control y adquisición de datos conocido como SCADA.

En el **CAPÍTULO CUATRO** en primera instancia se explican los parámetros de funcionamiento de un transformador de potencia que deben ser considerados para efectuar su control. Se indican los criterios que han sido empleados históricamente para efectuar el monitoreo del funcionamiento del transformador; así como también, las nuevas tendencias que se basan en el empleo de transductores e IEDS monitores de condición.

En una segunda parte se realiza la automatización del transformador de potencia, para lo cual, en primer lugar, se hace un listado de las señales de tipo análogo y de estado que son manejadas por el transformador de fuerza y, en base a esta información, se procede a establecer las características técnicas y el tipo de sensores/ transductores e IEDs monitores de condición que es necesario utilizar para efectuar el monitoreo de las señales antes mencionadas.

Considerando a la información de señales análogas y digitales, se especifica el número de entradas y salidas necesario para cada monitor de condición. Se

indica también el esquema general de acoplamiento de los IEDs monitores de condición como constituyentes de un sistema automatizado de control.

Los procesos de operación y protección que son efectuados por el transformador de potencia se ilustran mediante diagramas lógicos.

En el **CAPITULO CINCO** se procede a efectuar el análisis de factibilidad económica del proyecto en cuestión, para lo cual se procede a cuantificar los posibles beneficios o réditos económicos que le puede generar a una empresa eléctrica la implementación de la automatización de un transformador de potencia. Para ello se emplean los siguientes índices económicos: la tasa interna de retorno, el valor presente neto, la relación beneficio – costo, así como también; se establece el periodo de tiempo en el que la empresa podrá recuperar la inversión efectuada en los equipos que hacen posible la automatización.

En el **CAPÍTULO SEIS** se dan las conclusiones y recomendaciones que la elaboración del presente proyecto ha generado.

CAPITULO 2: EL TRANSFORMADOR DE FUERZA.

Los transformadores son los dispositivos que sirven de acoplamiento entre los generadores del sistema de potencia y las líneas de transmisión y entre líneas de diferentes niveles de voltaje. Además también se los emplea para bajar los voltajes a los niveles de distribución y finalmente a los requeridos para consumo residencial (240/120 V)¹.

El siguiente esquema grafica lo anteriormente expuesto acerca del transformador.

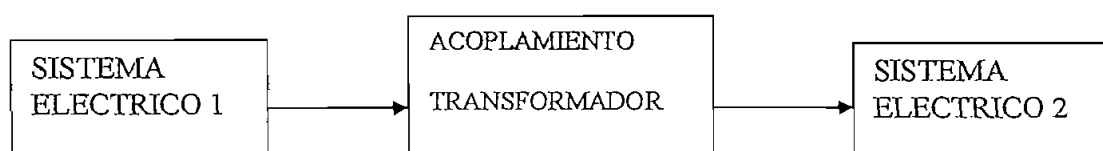


Figura 2.1

Dentro de una subestación eléctrica, el transformador de potencia conjuntamente con los interruptores, seccionadores, disyuntores, etc. están clasificados como equipos principales. Se les denomina equipos principales puesto que, están en relación directa con las magnitudes eléctricas que se manejan en una subestación.

2.1 PRINCIPIOS GENERALES DEL TRANSFORMADOR.

Desde el punto de vista de la conversión de la energía, el transformador está catalogado como una máquina eléctrica estática, esto es, que realiza la transformación de un mismo tipo de energía – en este caso eléctrica – sin necesidad de utilizar ningún dispositivo rotatorio que produzca un campo magnético giratorio y efectúe la conversión de energía. La transformación significa adecuar los valores nominales de voltaje y corriente para el uso de los diferentes componentes del sistema eléctrico.



Figura 2.2

¹ Grainger John: Análisis de Sistemas de Potencia.

Desde el punto de vista constructivo, y en su forma más simple, un transformador consiste en dos devanados conductores o bobinas que se colocan de tal forma que están enlazados por el mismo flujo magnético y que se ejercen inducción mutua. El **primario** es la bobina que recibe la potencia eléctrica, y el **secundario** es la bobina que puede entregarla a un circuito externo. Los devanados se ponen sobre un núcleo de material magnético o de una aleación especial pulverizada y comprimida, siendo llamados **transformadores con núcleo de hierro**. Los transformadores de radio frecuencia no contienen ningún núcleo, por lo que se les denomina **transformadores con núcleo de aire**. En general los transformadores que se utilizan en aplicaciones de comunicaciones poseen este tipo de construcción.

2.1.1 ECUACIONES FUNDAMENTALES.

Para obtener las relaciones básicas que describen a un transformador se parte de considerarlo como un dispositivo de comportamiento ideal, esto es que cumple con los siguientes requisitos:

- Son despreciables las resistencias de los devanados.
- Las pérdidas en el núcleo son despreciables.
- El flujo magnético total atraviesa todas las espiras de ambos devanados.
- La permeabilidad μ del núcleo es infinita (es decir que con una pequeña fuerza magnetomotriz se consigue el flujo necesario).

El siguiente gráfico ilustra a un transformador ideal con una carga conectada en el secundario. El flujo magnético se considera sinusoidal:

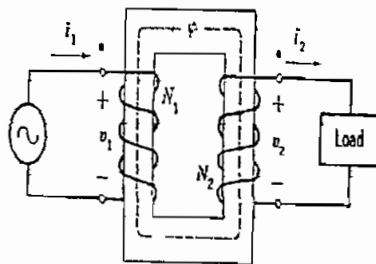


Figura 2.3: Transformador ideal

Los voltajes instantáneos inducidos por el flujo variable están en fase si las marcas de polaridad son las indicadas en el gráfico. Las expresiones que los definen son:

$$v_1 = e_1 = N_1 \frac{d\phi}{dt} \quad (2.1)$$

$$v_2 = e_2 = N_2 \frac{d\phi}{dt} \quad (2.2)$$

siendo Φ el valor instantáneo del flujo y N_1 y N_2 son el número de vueltas o espiras de los devanados 1 y 2, como se indican en la figura 2.3. La dirección positiva para el flujo Φ de la bobina 1 se considera de acuerdo a la regla de la mano derecha. Puesto que se supone que el flujo es sinusoidal, los voltajes de las bobinas 1 y 2 se pueden expresar fasorialmente. Dividiendo la ecuación 2.1 entre la 2.2 se tiene que:

$$\frac{V_1}{V_2} = \frac{E_1}{E_2} = \frac{N_1}{N_2} \quad (2.3)$$

Para encontrar la expresión que relaciona las corrientes i_1 e i_2 de los devanados se utiliza la ley de Ampere, ley que establece que la fuerza magnetomotriz (fmm) a lo largo de una trayectoria cerrada se da por la integral de línea:

$$\oint H \cdot ds = i \quad (2.4)$$

i = corriente total que pasa a través del área limitada por la trayectoria cerrada.

H = intensidad de campo magnético.

$H \cdot ds$ = producto de la componente tangencial de H y el incremento de distancia ds a lo largo de la trayectoria.

Al aplicar esta ley a las trayectorias cerradas del flujo de la figura 2.3 se tiene lo siguiente:

$$\oint H \cdot ds = N_1 i_1 - N_2 i_2 \quad (2.5)$$

El signo menos indica que las fmm de N_1 y N_2 están en direcciones opuestas. La integral de la intensidad de campo H a lo largo de una trayectoria cerrada es cero

cuando la permeabilidad es infinita. Considerando lo dicho anteriormente la ecuación (2.5) se puede escribir en forma fasorial de la siguiente forma:

$$N_1 I_1 - N_2 I_2 = 0 \quad (2.6)$$

De donde:

$$\frac{I_1}{I_2} = \frac{N_2}{N_1} \quad (2.7)$$

El valor de la carga conectada en el devanado 2 viene dado por la expresión:

$$Z_2 = \frac{V_2}{I_2} \quad (2.8)$$

Y sustituyendo los valores de V_2 e I_2 encontrados en las ecuaciones (2.3) y (2.7), se tiene:

$$Z_2 = \frac{(N_2 / N_1) V_1}{(N_1 / N_2) I_1} \quad (2.9)$$

Por tanto, la impedancia medida a través del devanado primario es:

$$Z_2' = \frac{V_1}{I_1} = \left(\frac{N_1}{N_2} \right)^2 Z_2 \quad (2.10)$$

Lo cual quiere decir que la impedancia conectada al lado secundario se refiere al primario, multiplicando la impedancia del lado secundario del transformador por el cuadrado de la relación del voltaje primario al secundario.

Tomando las ecuaciones (2.3) y (2.7), se puede notar en la ecuación 2.11 que los términos $V_1 I_1^*$ y $V_2 I_2^*$ son iguales:

$$V_1 I_1^* = \frac{N_1}{N_2} V_2 \times \frac{N_2}{N_1} I_2^* = V_2 I_2^* \quad (2.11)$$

Es decir que:

$$S_1 = S_2 \quad (2.12)$$

2.1.2.1 Pérdidas en un transformador.

Las pérdidas en el núcleo se dan porque los cambios cíclicos de la dirección del flujo en el acero gastan energía que se disipa como calor. Tal disipación se la denomina **pérdidas por histéresis**.

El otro tipo de pérdidas se produce porque circulan corrientes que son inducidas en el acero por el flujo variable y que dan lugar a pérdidas por efecto Joule (I^2R) llamadas **pérdidas por corrientes de Eddy**. Dichas corrientes se reducen si se construye el núcleo con hojas de acero laminado. Las pérdidas por histéresis se reducen mediante el empleo de aleaciones especiales para el núcleo.

Existen las llamadas **pérdidas por corrientes parásitas**, que son producidas por el flujo variable. Estas corrientes parásitas o de Foucault se diseminan a través de todo el volumen del núcleo. Dichas corrientes son consideradas como de corto – circuito, puesto que, el núcleo presenta baja resistencia a su circulación y consumen energía de los devanados representando pérdidas. La solución para atenuar este tipo de pérdidas es dividir al núcleo en secciones planas delgadas.

Cuando se aplica corriente al primario del transformador, circula flujo magnético por el núcleo, el cual aumenta en relación directa con el incremento de corriente. Sin embargo, cuando la densidad es muy alta el núcleo se satura y los aumentos adicionales en la corriente afectan muy poco en la inducción magnética en el núcleo. Es decir que, si se aplicase una corriente en el transformador de valor superior al requerido para producir la saturación, provoca pérdidas en potencia. Este tipo de pérdidas son las denominadas **pérdidas por saturación**.

La I_c se toma en cuenta por medio de una conductancia G_c en paralelo con la susceptancia de magnetización B_m como se muestra en la figura 2.5:

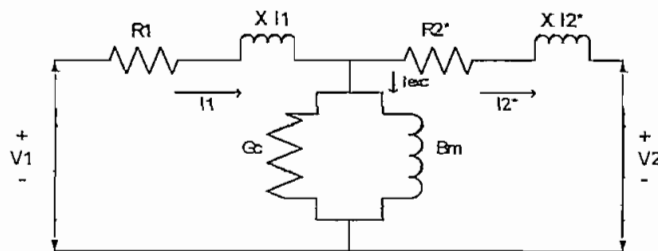


Figura 2.5: Circuito equivalente de un transformador monofásico

En un transformador de buena calidad, la densidad de flujo máxima en el núcleo se da en la curvatura del lazo de saturación o curva B – H del transformador. Esto indica que la densidad de flujo y la intensidad de campo no siguen una relación lineal. La corriente de magnetización no puede ser senoidal si se necesita producir un flujo senoidal que, al mismo tiempo, dé voltajes inducidos e_1 y e_2 senoidales cuando el voltaje aplicado es igualmente senoidal. La corriente de excitación I_ϕ contiene hasta un 40% de la tercera armónica, además de armónicas más altas en menor cantidad². No obstante, la I_ϕ es considerada como sinusoidal puesto que su valor es muy pequeño en comparación con la corriente nominal, siendo válido el uso de G_c y B_m en el circuito equivalente.

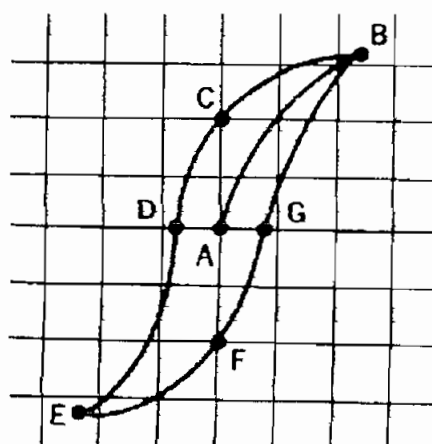


Figura 2.6. Curva de histéresis del transformador

2.1.3 REGULACIÓN DE VOLTAJE.

Se define a la regulación de voltaje como la diferencia entre la magnitud del voltaje a plena carga y la magnitud del voltaje sin carga como porcentaje del voltaje a plena carga, medido en las terminales en que se pone la carga y conservando el voltaje de entrada constante. Expresando lo anterior como ecuación:

$$RV(\%) = \frac{|V_{2SC}| - |V_{2PC}|}{|V_{2PC}|} \times 100\% \quad (2.13)$$

² Grainger y Stevenson: Análisis de Sistemas de Potencia. Pág. 48.

Donde V_{2SC} es la magnitud de V_2 (voltaje en el terminal de la carga) en ausencia de carga y V_{2PC} es la magnitud de V_2 a plena carga con V_1 constante.

2.1.4 RENDIMIENTO DE UN TRANSFORMADOR.

El rendimiento de un transformador depende de las pérdidas internas, de la dispersión magnética y del grado de acoplamiento entre las bobinas, lo que provoca que la potencia de salida sea menor que la potencia de entrada. Se lo identifica con la letra griega η .

$$\eta = \frac{P_{salida}}{P_{entrada}} = \frac{P_{salida}}{P_{salida} + P_{pérdidas}} = \frac{P_{salida}}{P_{salida} + P_{Cu} + P_{Fe}} \quad (2.14)$$

Siendo: P_{Cu} = Potencia de pérdidas en el cobre.

P_{Fe} = Potencia de pérdidas en el núcleo de hierro.

2.2 TRANSFORMADORES TRIFÁSICOS.

Existen dos formas de construir un transformador trifásico: utilizando tres transformadores monofásicos iguales que conforman un banco trifásico, o una sola unidad trifásica cuyos devanados están colocados en un núcleo magnético común.

Los conceptos que se utilizan para estudiar al banco de tres transformadores monofásicos son los mismos que describen a las unidades trifásicas.

2.2.1 BANCO TRIFÁSICO DE TRES TRANSFORMADORES MONOFÁSICOS.

Tres transformadores monofásicos iguales pueden conectarse para formar un banco trifásico bajo las siguientes configuraciones: conexión estrella – delta ($Y - \Delta$), conexión delta – estrella ($\Delta - Y$), conexión estrella – estrella ($Y - Y$) y la conexión delta – delta ($\Delta - \Delta$). Si cada uno de los transformadores monofásicos tiene tres devanados (primario, secundario y terciario), es posible conectar dos conjuntos en Y y uno en Δ , o dos pueden estar en Δ y uno en Y .

En la figura 2.7 se pueden observar las relaciones existentes entre estos tipos de conexiones:

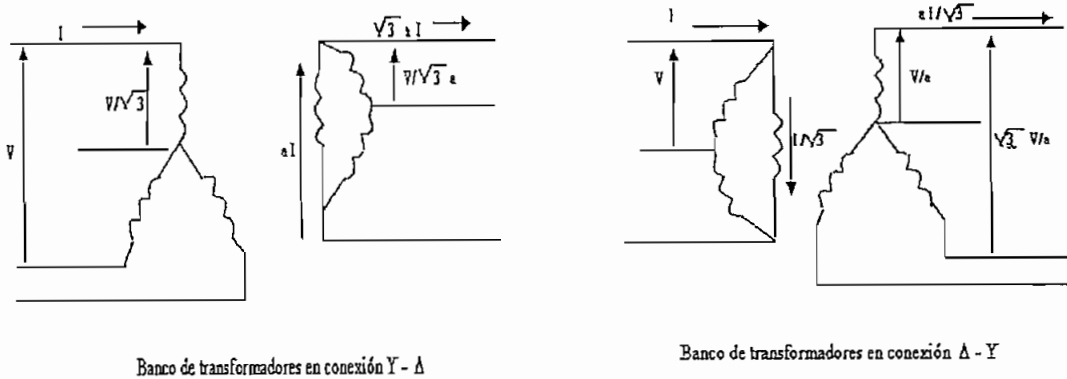


Figura 2.7. Conexiones de transformadores.

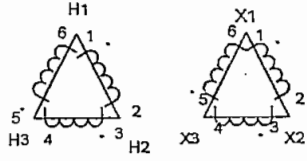
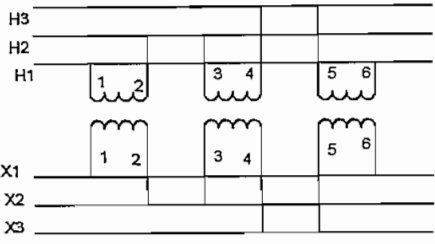
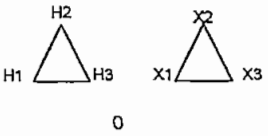
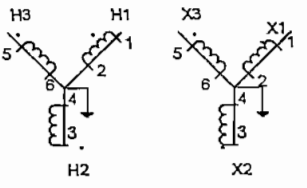
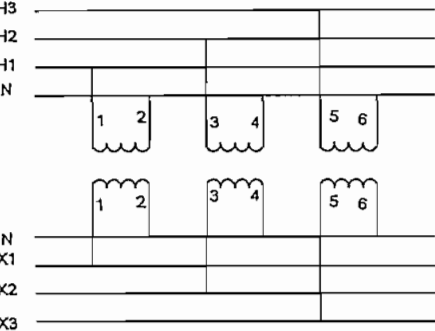
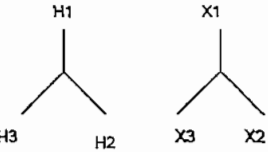
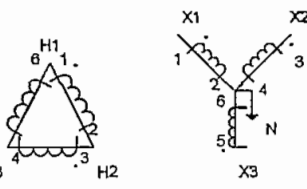
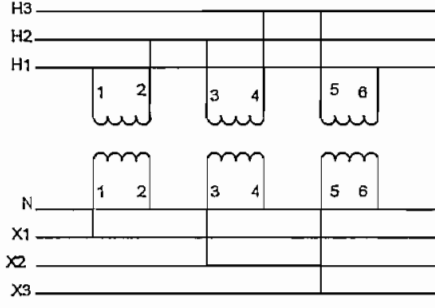
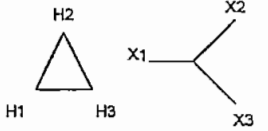
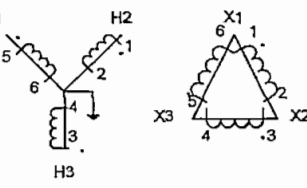
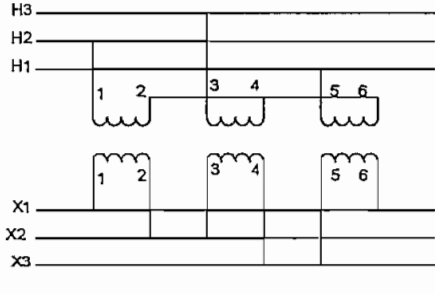
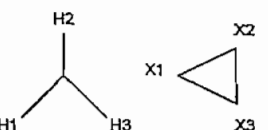
Donde la letra "a" simboliza la relación de transformación de voltajes y corrientes entre el primario y el secundario ($N_1/N_2 = V_1/V_2$).

Se acostumbra señalar a las tres terminales de alto voltaje de un transformador trifásico con las letras H_1 , H_2 y H_3 y para las terminales de bajo voltaje se usan las letras X_1 , X_2 y X_3 . En los transformadores con conexión Y - Y o $\Delta - \Delta$ los señalamientos se hacen de tal forma que los voltajes al neutro de los terminales H_1 , H_2 y H_3 estén en fase con los voltajes al neutro de los terminales X_1 , X_2 y X_3 respectivamente.

En los transformadores con conexiones $\Delta - Y$ y $\Delta - Y$, las terminales se señalan de tal manera que los voltajes al neutro de H_1 , H_2 y H_3 adelantan en 30° a los voltajes al neutro de los terminales X_1 , X_2 y X_3 , respectivamente.

Los transformadores trifásicos se caracterizan además por poseer grupos de conexiones característicos, que son los siguientes: conexión en triángulo, conexión en estrella y conexión en zig - zag. Una descripción más detallada se puede observar en las tablas 2.1 y 2.2 mostradas a continuación.

Tabla 2.1: Conexiones de los transformadores trifásicos.

TIPO	CONEXIONES	FASORES
 <p style="text-align: center;">DELTA - DELTA</p>		 <p style="text-align: center;">0</p>
 <p style="text-align: center;">ESTRELLA - ESTRELLA</p>		 <p style="text-align: center;">0</p>
 <p style="text-align: center;">DELTA - ESTRELLA</p>		 <p style="text-align: center;">0</p>
 <p style="text-align: center;">ESTRELLA - DELTA</p>		 <p style="text-align: center;">0</p>

INDICE	GRUPO DE CONEXION	SIMBOLO		REPRESENTACION DE CONEXION		RELACION
		AT	BT	AT	BT	DE TRANS
0	Dd0					$\frac{N1}{N2}$
	Yy0					$\frac{N1}{N2}$
	Dz0					$\frac{2N1}{3N2}$
5	Dy5					$\frac{N1}{\sqrt{3}N2}$
	Yd5					$\frac{\sqrt{3}N1}{N2}$
	Yz5					$\frac{2N1}{\sqrt{3}N2}$
6	Dd6					$\frac{N1}{N2}$
	Yy6					$\frac{N1}{N2}$
	Dz6					$\frac{2N1}{3N2}$
11	Dy11					$\frac{N1}{\sqrt{3}N2}$
	Yd11					$\frac{\sqrt{3}N1}{N2}$
	Yz11					$\frac{2N1}{\sqrt{3}N2}$

Tabla 2.2: Grupo de conexiones de transformadores trifásicos en zig – zag.

2.2.1.1 Ventajas de los bancos de transformadores monofásicos.

Una de las ventajas que tiene el uso de tres unidades monofásicas está en el hecho de que, en caso de falla, se sustituye solamente una de las unidades del banco trifásico en lugar de perder el banco completo. Si ocurriera una falla en un banco $\Delta - \Delta$ formado de tres unidades independientes, se puede quitar uno de los transformadores monofásicos y los dos restantes aun pueden operar como unidad trifásica con potencia aparente reducida. Esta conexión es la llamada delta abierta.

2.2.2 UNIDAD TRIFÁSICA DE UN SOLO NÚCLEO.

Las unidades trifásicas de un solo núcleo se pueden clasificar en transformadores de tipo acorazado en los cuales el circuito magnético es una coraza que rodea a los devanados, y los de tipo núcleo, que son aquellos en los cuales los devanados rodean a un núcleo magnético.

2.2.2.1 Ventajas e inconvenientes de las unidades trifásicas.

La ventaja principal de la unidad trifásica es que se emplea menos acero para la construcción de su núcleo, siendo por consiguiente, más económica además de ocupar menos espacio que tres unidades monofásicas. Es más fácil para maniobrar puesto que sólo hay que manejar y conectar una unidad.

Como inconvenientes se pueden anotar que los repuestos de estas unidades son más caros y los costos de reparaciones son más elevados.

2.2.3 EL AUTOTRANSFORMADOR.

El auto transformador es un tipo especial de transformador en el que sus devanados además de estar acoplados por un flujo mutuo están conectados eléctricamente conformando un solo devanado que actúa como primario y secundario.

Existen dos clases de auto transformadores: los de elevación y de reducción de voltaje. Parte del devanado del auto transformador de elevación trabaja como primario y el devanado completo como secundario, razón por la cual el primero necesita de aislamiento adicional. La situación inversa se presenta en el de

reducción en el cual el devanado completo actúa como primario y una parte de este devanado es el secundario. La siguiente figura ilustra los dos tipos de auto transformadores.

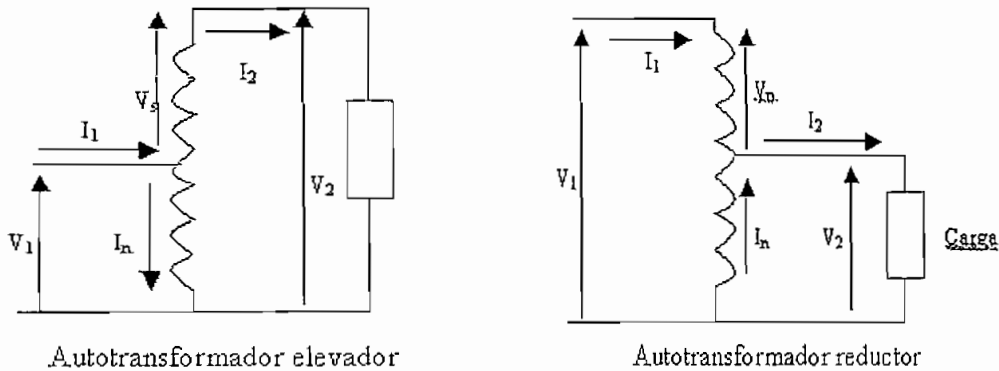


Figura 2.8: Configuraciones del auto transformador

Los auto transformadores monofásicos pueden conectarse en Y – Y para la operación trifásica o también pueden construirse unidades trifásicas. La aplicación más común para el auto transformador trifásico es en la conexión de dos líneas de transmisión que operan a niveles de voltajes diferentes.

2.2.3.1 Ventajas del uso de auto transformadores.

Se pueden anotar las siguientes ventajas:

- Incremento en la potencia de salida, puesto que la energía se transfiere tanto en forma magnética como conductiva.
- Reducción en las reactancias de dispersión, pérdidas y corriente de excitación.
- Mayor eficiencia puesto que se tienen las mismas pérdidas que en la conexión común del transformador.

2.3 VALORES NOMINALES DE LOS TRANSFORMADORES.

2.3.1 VALORES NOMINALES PRINCIPALES.

Las condiciones de funcionamiento para las cuales se diseña un transformador se denominan **valores nominales**. Tales condiciones son la frecuencia, voltajes

eficaces de primario y secundario y capacidad de potencia aparente (kVA) normales. Este último valor es al que más se recurre en el lenguaje técnico.

Los valores nominales de un transformador están limitados por la temperatura que alcanza el material aislante producida por el calor desprendido a causa de las pérdidas en el transformador. Los valores nominales que se muestran en la placa de datos de la mayoría de tipos de transformadores dan la carga que puede soportar el transformador en forma continua sin deteriorarse ni acortar su duración a alturas no superiores a 1000 m con aire que circule libremente a su alrededor que tenga una temperatura máxima de 40° C y una temperatura media en 24 horas de 30° C.³ En el ANEXO A se muestran los valores de voltajes nominales de uso común en los transformadores.

2.3.2 OTROS VALORES NOMINALES.

Clase de aislamiento: Se basa en el nivel de voltaje nominal al que el sistema de voltajes y corrientes se transforman.

Nivel Básico de impulso (BIL): Es el valor pico del voltaje de impulso que el transformador debe soportar sin fallar. La duración del impulso es de 1.5x50µs. Debe soportar ondas cortadas de 115% del BIL.

Nivel de impedancia: Es la caída de voltaje en la impedancia del transformador expresada como un porcentaje (%) del voltaje terminal nominal. Se refiere específicamente a la caída en la reactancia (considerando que la resistencia tiene un valor despreciable). También este valor es conocido como impedancia nominal en por unidad del transformador.

2.4 CARACTERÍSTICAS FÍSICAS DE LOS TRANSFORMADORES.

Las características físicas que debe poseer un transformador están determinadas por el tipo de servicio que este elemento va a prestar. En el caso de los transformadores de potencia el calentamiento es un factor primordial, y en gran medida es el elemento que dicta las características de sus componentes físicos. Otras características de

³ Fernández Ferrer Julián: Circuitos Magnéticos y Transformadores.

interés son obtener gran rendimiento, baja regulación de voltaje y gran rigidez dieléctrica.

2.4.1 NUCLEOS.

Hay dos tipos principales de estructuras de transformadores: el de tipo núcleo, en el cual dos grupos de devanados abrazan a un núcleo único, según indica la figura, y el de tipo acorazado, en el que el flujo que atraviesa a un único grupo de devanados está formado, por lo menos, por dos componentes existentes en circuitos magnéticos en paralelo, según muestra la figura. Una variante de este tipo es el llamado tipo acorazado distribuido, usualmente empleado en transformadores de distribución de determinadas potencias. Los grandes transformadores son del tipo acorazado.

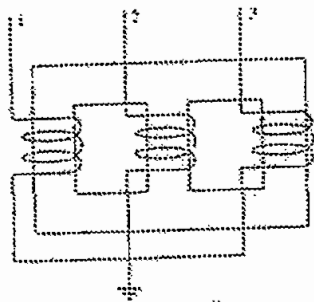


Figura 2.9: Tipo núcleo

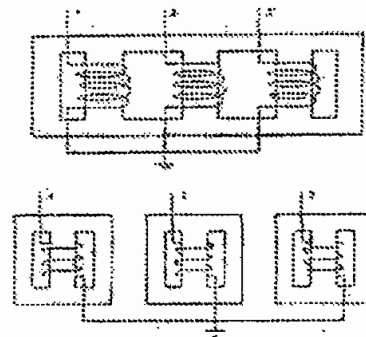


Figura 2.10: Tipo acorazado

2.4.1.1 Construcción de los núcleos.

Los núcleos de los transformadores de potencia se suelen construir con láminas de acero recocido adecuadamente. La chapa o lámina utilizada es de acero aleado a base de silicio (del 3% al 5%) denominada chapa magnética. El porcentaje de silicio tiene por objeto reducir las pérdidas por histéresis y de aumentar la resistividad del acero, con lo cual se logra, reducir las pérdidas por corrientes parásitas. Otra propiedad del silicio es la de evitar el envejecimiento prematuro de la chapa (por envejecimiento se entiende el aumento de las pérdidas con el tiempo, siendo el calor el principal agente de envejecimiento).

La chapa magnética común se lamina en caliente. Actualmente se emplea la chapa magnética de grano orientado o laminada en frío, cuya proporción de silicio está

entre 3 % y 3.5%. El acero utilizado es más puro y con menor contenido en carbono que el que compone la chapa magnética común. Las anteriores características, junto con una propiedad de la chapa de grano orientado denominada anisotropía magnética, disminuyen las pérdidas y mejoran las características magnéticas.

El aislamiento entre chapas magnéticas puede ser de diversas clases. En primera instancia fue de uso general el papel, que se pegaba antes del corte en una de las caras de la chapa magnética. Luego, se utilizó barniz (silicato sódico). Hoy en día las chapas de grano orientado vienen preparadas mediante un tratamiento termoquímico llamado carlite, que da el aislamiento adecuado a las caras de la chapa.

Un coeficiente denominado factor de relleno, que se define como el cociente de dividir la sección en hierro del núcleo, también llamada útil, por la sección total (hierro más aislamiento)⁴, puede mostrar las bondades de los diversos aislamientos:

Papel (una cara)	0.88
Silicato sódico(una cara)	0.9
Carlite (dos caras)	0.95/0.97

Tabla 2.3: Algunos factores de relleno.

El último factor de relleno debe su elevado valor a dos motivos: el tipo de aislamiento y la textura lisa de la chapa laminada en frío.

2.4.2 LOS DEVANADOS.

Los devanados o arrollamientos en general consisten en bobinas devanadas sobre horma y cubiertas de cinta aislante, tratadas al vacío, impregnadas de barniz aislante y cocido. El hilo empleado para el devanado es de sección redonda en los transformadores pequeños, en los grandes transformadores suele ser de sección rectangular. La característica principal de los arrollamientos es el número de espiras, siendo de importancia secundaria su forma y la disposición del devanado.

⁴ Ras Enrique: Transformadores de potencia, de medida y de protección



Figura 2.11: Devanados.

2.4.2.1 Clasificación de los devanados.

De acuerdo a la forma de enrollado:

- Helicoidal: para aplicaciones de altas corrientes y bajos voltajes.
- En bobinas: para aplicaciones que requieran voltajes medianos y altos. Son de gran resistencia mecánica y tienen un mínimo de puntos a soldar.

De acuerdo a la forma de la sección de los alambres del enrollado:

- De cilindros coaxiales.
- Concéntricos simples o dobles.

El empleo de uno u otro tipo depende del nivel de voltaje, el BIL, y, del grupo de conexión.

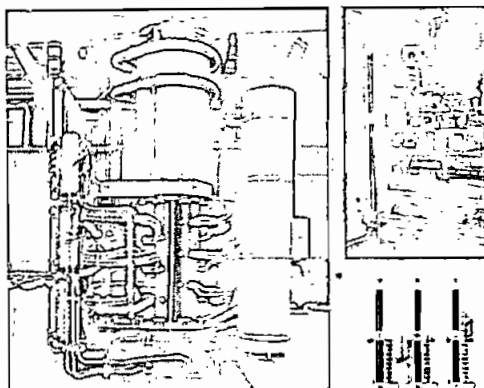
2.4.2.2 Aislamiento de los devanados.

El aislamiento a utilizarse debe ser capaz de resistir las ondas de choque y servicio. Se usan los siguientes tipos de aislamiento: aceite y prespan para barreras, dieléctrico de aceite prespan.

2.4.3 EL CAMBIADOR DE TOMAS.

La función del cambiador de tomas es la de regular el voltaje por escalones bajo carga. El cambio de tomas lo hace el conmutador bajo carga mediante el uso de resistencias óhmicas. El conmutador es accionado por medio de un motor de arrastre. Dicho motor acciona a un árbol que transmite movimiento a la cabeza del conmutador.

Figura 2.12: Cambiador de tomas



2.4.3.1 Usos del cambiador de tomas.

Los cambiadores de tomas o de taps tienen las siguientes aplicaciones:

- Control de los voltajes primario y secundario, esto es, que mediante el uso del cambiador de tomas se puede mantener el voltaje secundario constante aunque el voltaje primario sea variable. Y viceversa, se puede controlar el voltaje secundario teniendo un voltaje primario fijo.
- Control de potencia reactiva (kVAR) entre dos sistemas de generación acoplados.
- Control de la división de potencia entre las ramas de un circuito en anillo desfasando la posición del ángulo de fase del voltaje de salida del transformador.

2.4.3.2 Características físicas del conmutador de tomas.

- a- Es un interruptor a saltos.
- b- Posee un recipiente de aceite.
- c- El conmutador de inserción bajo carga comprende: un resorte acumulador de energía, un conmutador bajo carga y resistencias de paso.
- d- El selector de tomas está colocado en la parte inferior del recipiente de aceite y del preselector.
- e- La cámara de aceite está separada del aceite del transformador mismo.

2.4.3.3 Modalidades de funcionamiento del cambiador de tomas.

Los cambiadores de tomas pueden trabajar bajo dos modalidades: bajo carga y en vacío.

Cambiador de tomas bajo carga. – En esta modalidad de funcionamiento el cambiador de tomas tiene las siguientes características:

- Los pasos de cambio son de las siguientes magnitudes: 8, 16, 32 pasos.
- El rango de regulación más usual es de +/-10%. De uso común son también los siguientes rangos: +/- 7.5%, +/- 5%.
- Se lo conecta en el lado de baja tensión. Para voltajes de hasta 69 kV se lo conecta en el lado de alta.
- En sistemas de 138 kV se lo conecta al final del neutro de la conexión en Y en el lado de alto voltaje.

Cambiador de tomas en vacío. – Sus características son las siguientes:

- El dispositivo opera únicamente cuando el transformador está desenergizado.
- Se lo instala en el lado de alto voltaje.
- En su mayor parte poseen dos taps de pasos de 5% o cuatro pasos de 2.5%. Para los transformadores de distribución lo más común es encontrar dos taps de 2.5%.

2.4.4 REFRIGERACIÓN DE LOS TRANSFORMADORES DE POTENCIA.

Las pérdidas en los arrollamientos, en el núcleo, y en otros elementos, producen calentamiento en el transformador, el cual debe ser controlado.

Los medios refrigerantes comúnmente utilizados en contacto inmediato con los arrollamientos, son el aire y el aceite mineral. Sustituyendo al aceite se emplean otras sustancias incombustibles especiales denominadas askareles (comercialmente se conocen como pyraleno, clophen). Por tanto, se clasifica a los transformadores por el tipo de refrigerante en: secos y no secos o transformadores en baño de aceite (u otro líquido especial).

2.4.4.1 Transformadores secos.

La nomenclatura que se emplea a continuación para designar a los diversos tipos de transformadores secos se basa en las normas ANSI. Dichos tipos son los siguientes:

- Refrigerados con aire.
- Autos refrigerados: por medio de la circulación natural del aire (AA).
- Refrigeración forzada de aire (FA): El aire se inyecta por medio de ventiladores y tienen un 133% de capacidad de los auto refrigerados. Dentro de este tipo se pueden considerar a los auto refrigerados y de circulación forzada de aire (AA/FA).
- De cualquier otro medio de refrigeración a más del aire.

2.4.4.2 Transformadores no secos.

En este tipo de transformadores los devanados y el núcleo están sumergidos en un líquido contenido en el tanque, que posee aletas para la circulación del líquido. La función del líquido es suministrar aislamiento y refrigeración a las bobinas.

2.4.4.2.1 Líquidos refrigerantes.

Los líquidos empleados son los siguientes:

- Bifenilos policlorados (PCB), siendo el más conocido el askarel, que es una sustancia de gran toxicidad.
- Las siliconas, entre las cuales se pueden citar: Rtemp, Wecosal, Alfa 1. Cualquiera de estos líquidos puede reemplazar al askarel.
- Aceite para transformadores: que cumple dos funciones, la primera es extraer el calor del núcleo y los devanados, y la otra, dar propiedades aislantes de buena calidad. El aceite deberá tener gran rigidez dieléctrica, poca viscosidad, punto de congelación bajo y punto de ignición elevado, no debe contener ácidos corrosivos, azufre ni álcalis. Además no debe oxidarse ni formar lodos.

2.4.4.2.2 Clases de transformadores no secos.

- Auto refrigerados: que tienen circulación natural del líquido aislante (OA). El calor es disipado por medio de corrientes de convección.
- Refrigeración forzada de aire: en los cuales el aire es forzado a circular mediante ventiladores (OA/FA).
- Refrigeración forzada de aceite y aire (OA/FA/FOA): el aceite circula por medio de la acción de bombas. Es un complemento de la refrigeración forzada de aire y de la auto refrigeración.
- Refrigeración con agua (FOW): que utiliza como refrigerante agua en lugar de aceite. Está equipado con un intercambiador de calor que usa bombas de agua, la cual circula por la tubería de aceite localizada en el exterior del tanque.

2.4.4.3 Normas IEC de nomenclatura del tipo de refrigeración.

Los transformadores se designarán según el modo de refrigeración utilizado. Los símbolos literales correspondientes a cada modo de refrigeración son los que constan en la tabla que consta en 2.4. Hay que indicar que el cuadro se toma de la norma IEC 76-15. Tal simbología concuerda con la dada por la norma española UNE 20 – 101 – 75:

Naturaleza del agente de Refrigeración	Símbolo
Aceite mineral	O
Askarel (Piraleno)	L
Gas	G
Agua	W
Aire	A
Aislante sólido	S
Naturaleza de la circulación	
Natural	N
Forzada	F

Tabla 2.4: Símbolos literales para reconocimiento de refrigeración.

2.4.4.3.1 Disposición de símbolos.

De acuerdo a IEC 76 – 16: exceptuando los transformadores de tipo seco, con envolvente protectora, cuyo símbolo apropiado es AN o AF, los transformadores se designarán mediante cuatro símbolos, para cada uno de los modos de refrigeración para los cuales el constructor ha previsto un régimen normal. Se empleará una barra de fracción, oblicua, para separar a cada grupo de símbolos.

El orden de empleo de símbolos se explica mediante el siguiente cuadro:

1 a letra	2 a letra	3a letra	4a letra
Conciérne al agente refrigerante que está en contacto con los arrollamientos		Conciérne al agente refrigerante que está en contacto con el sistema de refrigeración exterior.	
Naturaleza del agente refrigerante	Naturaleza de la Circulación	Naturaleza del agente refrigerante	Naturaleza de la Circulación

Tabla 2.5: Orden de los símbolos.

Por ejemplo, un transformador en baño de aceite, con circulación forzada de éste, el cual, a su vez, es refrigerado por aire, por ventilación forzada, se designará OFAF. Un transformador tipo seco con ventilación forzada se designará como se dijo anteriormente AF.

En el caso de un transformador en el cual pueden elegirse las circulaciones natural o forzada (con las potencias correspondientes a cada caso), las designaciones son del tipo:

ONAN/ONAF, ONAN/ OFAN, ONAN/OFAF

El significado de estos grupos de cuatro letras se indica en las siguientes líneas:

ONAN: corresponde a transformadores con refrigeración natural (aceite y aire), de potencias comprendidas entre 2.5 y 10 MVA, cuyos medios de refrigeración son radiadores y aletas. Para potencias entre 10 y 100 MVA los medios de ventilación usados son radiadores y válvulas de estrangulación.

ONAF: circulación natural de aceite y radiadores provistos de ventiladores. Se usa en transformadores de potencias comprendidas entre 10 a 200 MVA. Los ventiladores proveen una corriente de aire horizontal.

OFAF: circulación forzada de aceite y radiadores agua – aceite. Los radiadores están provistos de ventiladores. Medio utilizado por transformadores comprendidos entre 10 y 200 MVA.

OFWF: circulación forzada de aceite y radiadores de agua – aceite, con soplado de aire por ventiladores. Es de común uso en transformadores de potencias superiores a 200 MVA.

2.4.5 LOS TANQUES.

Los transformadores que empleen la refrigeración por líquido deben tener sus núcleos y devanados necesariamente encerrados en tanques a fin de evitar las pérdidas del refrigerante, los cuales están contruidos de acero soldado y pueden tener forma redonda, ovalada, elíptica o rectangular. Deben tener un huelgo para permitir la dilatación y contracción térmicas del aceite.

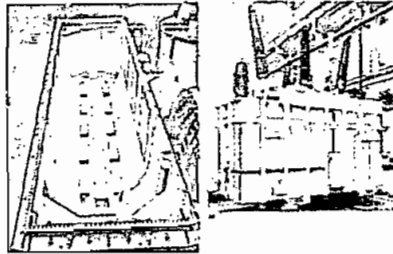


Figura 2.13: Tanques

La superficie de refrigeración del tanque puede ser de gran magnitud, debido a la forma en que se la construya. Existen tres formas de construcción de tanques: con ondas, con tubos, o con radiadores adosados, que pueden ser desmontados para el transporte (Ver ANEXO B2).

La función del tanque es eliminar el calor, y lo hace por convección y por radiación principalmente. La refrigeración externa del tanque se puede efectuar por convección natural o forzada. La convección forzada se logra mediante ventiladores que activan la circulación del aire (de mayor uso en el caso de radiadores). Lo cual permite

clasificar a los transformadores de la siguiente manera: transformadores con refrigeración natural y transformadores con refrigeración forzada.

Lo anterior se afirma suponiendo que el aceite, dentro del tanque, tiene movimiento natural de convección que realiza el transporte del calor entre el tanque y la parte activa (núcleo y devanados). No obstante, se puede forzar a circular al aceite mediante una bomba. Por circuito cerrado, se le hace pasar por un refrigerador (que puede ser a base de agua).

2.4.5.1 Tipos de tanques.

- **Modalidad de respiración al aire libre**, que se emplea en transformadores de distribución, los mismos que están provistos de un tanque estanco al aire con una cámara de aire suficiente entre la tapa y el aceite para lograr que éste comprima o dilate al aceite encerrado.
- En **la modalidad de gas - aceite sellado** el transformador está equipado con un tanque auxiliar que sella completamente al tanque interior que contiene al líquido.
- **Con cámara sellada**, en el que la cámara sobre el aceite se llena de nitrógeno (N_2) inerte y mantenido a una presión ligeramente superior a la atmosférica (de -8 a 8 lb/pulg²). Utilizado en ciertos transformadores de gran potencia.
- **Tanque de expansión**, que consiste en un tanque completamente lleno de aceite y está montado sobre una consola horizontal. El transformador respira por medio de un pequeño tanque, que contiene un deshidratante, denominado silicagel. La función del respirador de silicagel es la de mantener las propiedades requeridas para el aceite. La capacidad de los depósitos de aceite está en relación con la temperatura que el aceite alcance. Una tubería conecta a la cámara de aceite del tanque con el depósito de expansión. Instalado en la tubería existe un relé Buchholz, cuya función se explicará posteriormente.

Los transformadores con regulación bajo carga tienen la cámara de aceite unida por medio de una protección del regulador, la misma que, tiene la cámara totalmente separada del tanque de expansión.

2.4.6 ELEMENTOS DE PROTECCION DEL TRANSFORMADOR.

Un transformador de potencia precisa ser equipado e instalado con dispositivos que le brinden protección ante dos tipos de contingencias: voltajes excesivamente elevados y sobrecargas peligrosas. Hay dos causas que pueden causar voltajes de valor excesivo en los terminales del transformador. La primera es la caída de un rayo, el mismo que produce ondas de alta tensión, ondas que al llegar a los terminales del transformador pueden atravesar el aislante entre espiras, o entre espiras y tanque. La segunda causa de tensión peligrosamente alta es una descarga producida por una falla en el sistema de potencia o de errores en la conmutación.

Adicionalmente a la protección contra las descargas, un transformador de potencia debe contar con elementos que le permitan desconectarse del generador si hay una corriente de magnitud excesiva en los devanados, producida ya sea por una sobrecarga anormal, o debida a una falla interna del aislante del transformador.

Los elementos que realizan la protección de los transformadores contra las contingencias anteriormente mencionadas son los relés o relevadores, que se los enlista a continuación conjuntamente con la identificación característica de estos dispositivos.

- Relés de sobre corriente de fase y de tierra (50 – 51).
- Relés diferenciales (87).
- Relés de presión súbita (63).
- Relés de bajo voltaje y sobrevoltaje (27 – 45).
- Relé Buchholz.
- Relés auxiliares y de disparo.

Los relés de protección tienen asociado un cableado para los transformadores de corriente cuya función es la de acondicionar las señales de corriente que van a ingresar a los relés a los valores permitidos por estos equipos, de tal manera que, puedan efectuar el trabajo de protección.

2.4.6.1 El relé de presión súbita.

El relé de presión súbita está colocado en el tanque principal del transformador. Su función es la de proteger este tanque de una anormal elevación de presión interna provocada por una falla interna, liberando dicho exceso de presión a la atmósfera. Está equipado con contactos de alarma que informan al operador de una situación anormal y producen la activación del circuito de interrupción.

Este dispositivo está constituido por un muelle, válvula de sellado, aguja de interrupción, diafragma de explosión, y, cuando se requiera, microswitches para contacto de alarma.



Figura 2.14: Relé de presión súbita.

Una presión interna anormal produce la apertura de la válvula de sellado y extiende el muelle, rompe el diafragma de explosión empujando a la aguja de interrupción, luego de lo cual la presión es evacuada a la atmósfera. Después de que se ha aliviado el exceso de presión, la válvula de sellado se cierra y el muelle vuelve a su posición inicial.

La aguja de interrupción al presentarse una presión anormal activa el microswitch de alarma. Esta aguja proporciona además indicación visual de la presión.

2.4.6.2 El relé Buchholz.

El relé Buchholz es un aparato compacto, de poco volumen y de fácil montaje, provisto de bridas de empalme de entrada y de salida, que permite montarlo en serie con la tubería que conecta al tanque principal con el tanque conservador del transformador.

Posee dos flotadores, uno de alarma y otro de desconexión, y un recipiente de captación de los gases contenidos en el aceite. El recipiente tiene una pequeña mirilla que permite examinar el gas y establecer la naturaleza de la falla en base al color y la cantidad de este gas. El gas acumulado se recoge por medio de una válvula de purga a fin de establecer la importancia de la falla y su inminente agravamiento; la cantidad de gas recogido en un cierto tiempo, es función de estos dos factores.

La posición del flotador de alarma, depende del nivel de aceite en el recipiente, siendo dicho nivel función, a su vez, de la presión de los gases contenidos en el aceite. En cambio, la posición del flotador de desconexión es dependiente de la velocidad del caudal de aceite y de gas que fluyen desde el transformador al tanque conservador.

Para una determinada posición de los flotadores, fijada con antelación, oscilan los contactos de mercurio, uno para cada flotador, que aseguran, la activación de la alarma y de la protección, respectivamente. Encima de la tapa del aparato, se fijan los bornes de conexión que, generalmente, vienen equipados de una cubierta de protección contra los agentes atmosféricos.

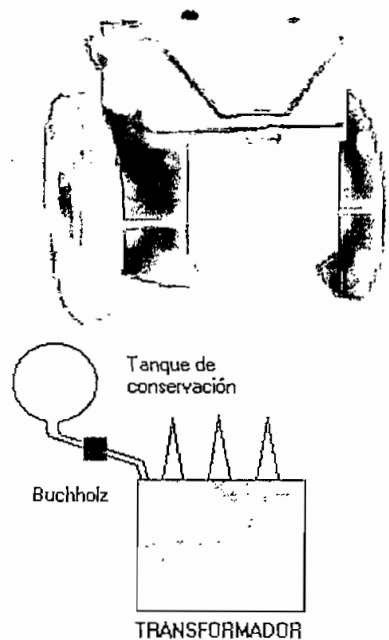


Figura 2.15: Relé Buchholz y su ubicación.

2.4.6.2.1 *Forma de funcionamiento del relé Buchholz.*

El recipiente a, normalmente lleno de aceite, contiene los dos flotadores b_1 y b_2 mencionados anteriormente, móviles alrededor de ejes fijos (figura A). Si, como consecuencia de una falla incipiente, se producen pequeñas burbujas de gas, las cuales se elevan en el tanque del transformador dirigiéndose al conservador de aceite. Estas burbujas son capturadas por el aparato y almacenadas en el recipiente, donde el nivel de aceite baja progresivamente, a medida que las burbujas llenan la parte superior del receptáculo. Como consecuencia, el flotador b_1 se inclina y, cuando la cantidad de gas es suficiente, cierra sus contactos C_1 , que activan el circuito de alarma d (figura B). Si continúa desprendiéndose gas, el nivel de aceite en el receptáculo baja hasta que los gases puedan alcanzar la tubería que los conduce hasta el tanque conservador.

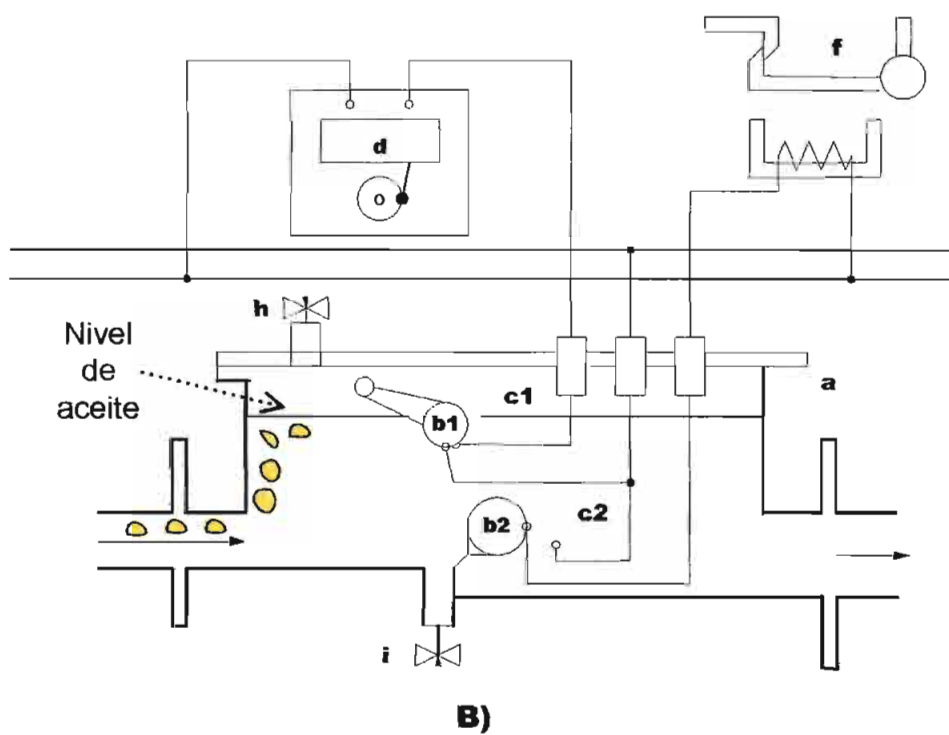
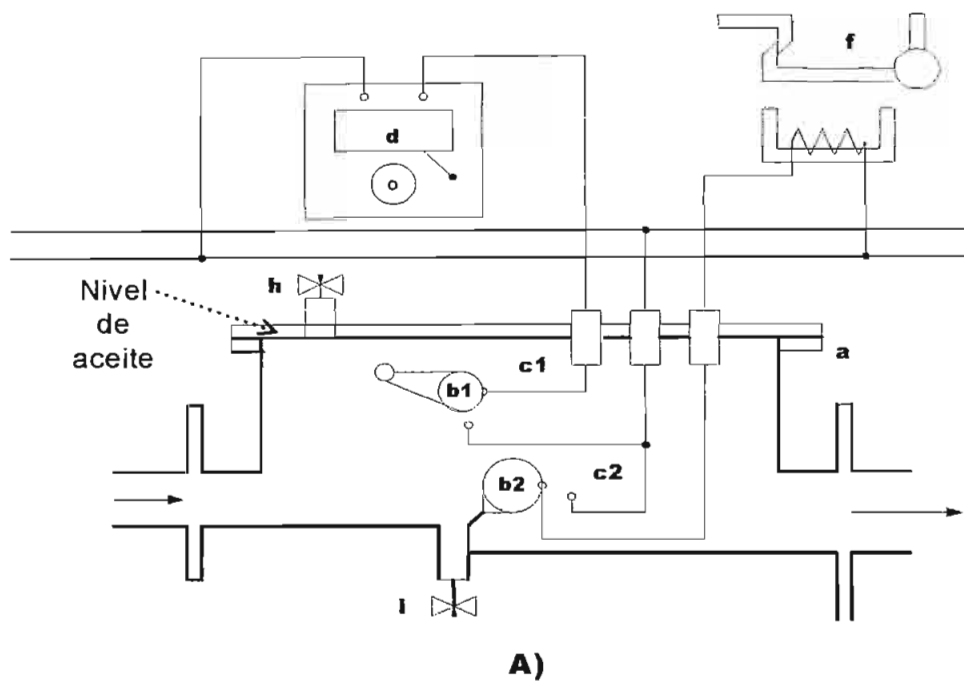
El flotador inferior b_2 mantiene su posición de reposo mientras sea lento el desprendimiento de gases. Si la falla se agrava, el desprendimiento se hace violento y se forman grandes burbujas, las mismas que, al chocar con el aceite producen su brusco reflujó a través de la tubería, hacia el depósito conservador de aceite. Tal flujo encuentra al flotador b_2 y lo acciona, lo que induce al cierre de los contactos C_2 . Estos a su vez, activan el mecanismo de desconexión f de los disyuntores de los lados de alto y bajo voltaje del transformador, poniéndolo fuera de servicio (figura C). Su misión es la de proteger al transformador de fallas incipientes o severas, detectando un flujo anormal de aceite y generación de gas, fenómenos producidos por las fallas internas del tanque.

Hay que indicar que observando la cantidad y aspecto de los gases desprendidos permite identificar la naturaleza y la gravedad del defecto. El color de estos gases da una buena idea acerca del lugar de ubicación de la falla, como ejemplo:⁵

- Gases blancos = proceden de la destrucción del papel.
- Gases amarillos = proceden del deterioro de piezas de madera.
- Gases negros o grises = proceden de la descomposición del aceite.

⁵ José Ramírez Vázquez: Estaciones de transformación y distribución: Protección de sistemas eléctricos.

A continuación se muestra el funcionamiento del relé Buchholz en forma esquematizada.



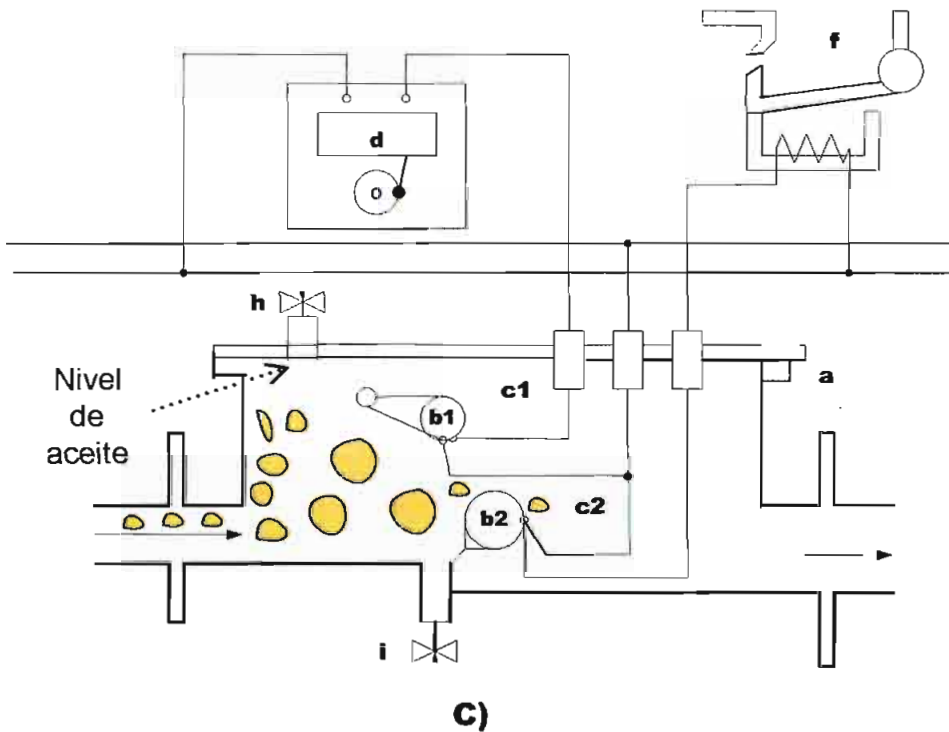


Figura 2.16: a) b) y c): Esquemas de funcionamiento del relé Buchholz

2.4.7 ELEMENTOS ACCESORIOS DEL TRANSFORMADOR.

El transformador de potencia está equipado con elementos auxiliares o accesorios que cumplen con funciones específicas, entre ellos están: el medidor de nivel de aceite, el termómetro de dial y el medidor de presión de vacío.

2.4.7.1 Termómetro de dial.

El termómetro de dial detecta e indica la temperatura máxima del aceite y la temperatura de las bobinas, valores de importancia puesto que de ellos depende la operación de las funciones de protección del transformador, como por ejemplo la activación de alarmas y contactos y para el control automático del equipo de refrigeración del transformador.

Este instrumento está instalado de tal manera que, el sensor de temperatura queda montado encima de la cubierta del transformador. Esta ubicación permite que el

dispositivo (incluyendo sus contactos) esté en una posición que facilite la lectura visual de la temperatura.

2.4.7.2 Calibrador de nivel de aceite.

Este dispositivo está empotrado ya sea en el tanque principal del transformador o en el tanque conservador. Su función es, como su nombre lo indica, para indicar el nivel de aceite, para lo cual tiene una escala graduada. El montaje puede ser vertical o inclinado, dependiendo del fabricante del aparato⁶.

El medidor de nivel de aceite está también equipado con contactos de cierre y micro interruptores de activación de alarma. Cuando la aguja indicadora del nivel de aceite marca cero en la escala, inmediatamente se activa el mecanismo de cierre de contactos y se activa la alarma.



Figura 2.17: a) Calibrador de nivel de aceite, b) Termómetro de dial, c) Medidor de presión de vacío.

2.4.8 LOS PASATAPAS O BUSHINGS.

Cuando se trata de voltajes elevados se utilizan dos tipos de pasa tapas, el tipo lleno de aceite y el tipo condensador, los cuales en su aspecto exterior son parecidos diferenciándose en su forma de funcionamiento.

2.4.8.1 Pasa tapas lleno de aceite.

El pasa tapas lleno de aceite consiste en una varilla rodeada de un cierto número de cilindros delgados coaxiales aislantes separados por separadores de madera dura

⁶ Osaka Transformer Co. Manual del usuario.

tratada. La varilla y los cilindros están sostenidos en el interior de dos conos huecos de porcelana. Los espacios libres del bushing se llenan de aceite aislante. Exteriormente, los aisladores tienen campanas, que permiten incrementar la distancia desarrollada entre los terminales y el tanque puesto a tierra. El cono inferior penetra bajo el nivel de aceite y requiere menor distancia desarrollada que el cono superior, que está expuesto al aire libre. El pasa tapas está diseñado de tal modo que, a lo largo de su superficie, el gradiente de potencial sea casi constante.

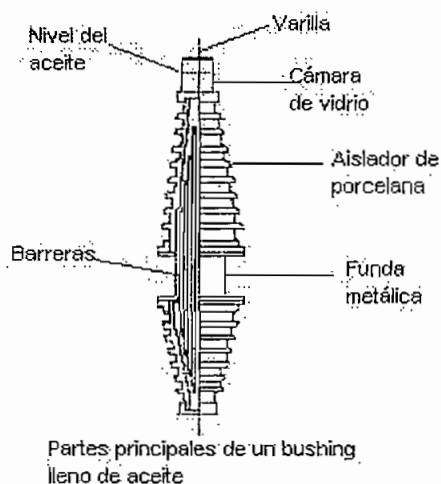
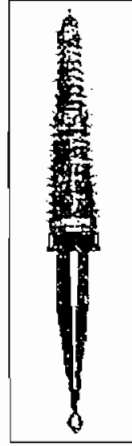


Figura 2.19: Bushing lleno de aceite

2.4.8.2 Pasa tapas condensador.

El pasa tapas condensador está formado por capas alternadas de aislante y hojas de metal arrolladas alrededor de una varilla conductora central.

El interior de este conjunto se monta dentro de un cono hueco de porcelana. La parte inferior entra en el aceite del transformador. El objetivo de la hoja metálica es producir un gradiente de potencial casi uniforme dentro del aislante. Esta hoja metálica descompone al aislante en un cierto número de condensadores en serie. Los voltajes en los condensadores en serie son inversamente proporcionales a sus capacidades. Si las capas de aislante son todas del mismo espesor, las capacidades de los condensadores son proporcionales al área de sus superficies.



Bushing tipo condensador

Figura 2.20: Bushing tipo condensador.

Si las capacidades son iguales, los voltajes entre capas de aislante son iguales. Luego, si las longitudes axiales de las capas varían inversamente con sus diámetros, el esfuerzo máximo sobre el aislante en las fibras interiores de cada capa es casi el mismo y el material se utiliza eficazmente y con seguridad.

CAPITULO 3: CONCEPTOS BASICOS SOBRE AUTOMATIZACION DE PROCESOS.

3.1 INTRODUCCIÓN.

Al diseñar un sistema automatizado para un proceso específico, se busca cumplir con dos objetivos principales: aumentar la confiabilidad del sistema y reducir los costos de operación y mantenimiento.

El uso de modernos equipos basados en tecnología de microprocesadores, permite realizar de una manera más eficaz las labores que ordinariamente se efectúan en el sistema a ser automatizado, en el presente caso, son labores relacionadas con la operación de una subestación tales como: protección, control, supervisión y monitoreo; ya que, estos equipos ofrecen posibilidades de auto supervisión, análisis de señales, uso de algoritmos para protección, etc. Además, la naturaleza misma de estos equipos hace que su instalación requiera menor cantidad de espacio físico, así como también una reducción en la cantidad de cable utilizado. Lo cual influye directamente en una disminución significativa de costos.

En este capítulo, se expondrán los conceptos que se emplean en el diseño de un sistema automatizado de una subestación eléctrica, puesto que, siendo el transformador de potencia parte integrante de la misma es factible aplicar las ideas empleadas en la automatización de una subestación en el caso del diseño de un sistema de monitoreo de un transformador.

3.2 CONCEPTOS PRELIMINARES.

3.2.1 SISTEMA AUTOMATIZADO.

Un sistema automatizado es aquel sistema que integra y procesa estados de información de un proceso – en este caso el funcionamiento de una subestación – el cual permite comunicación local y remota.

La implementación de un sistema de este tipo trae como beneficios la optimización de recursos para las labores de operación y mantenimiento, y la disminución de la intervención humana en tales labores.

Los objetivos específicos de un sistema automatizado son los siguientes:

- Disponer de un sistema de procesamiento de datos: que sea de gran velocidad, con arquitectura abierta y capacidad distribuida.
- Obtener facilidades en: transmisión y recepción de datos, monitoreo de estados de los componentes del proceso, labores de supervisión, control y protección.
- Tener la capacidad de resolver contingencias o emergencias inmediatamente.

3.2.2 COMPONENTES DE UN SISTEMA DE AUTOMATIZACIÓN.

Básicamente se pueden distinguir dos componentes principales: el hardware o parte física, que son todos los equipos de alta tecnología instalados en la subestación y el software o programas computacionales que realizan el trabajo de supervisión, control protección y comunicación.

3.3 ESTRUCTURA GLOBAL DE UN SISTEMA DE CONTROL DE SUBESTACIÓN.

Desde el punto de vista de control de la subestación, se pueden distinguir tres niveles o sectores de automatización:

- a. – **Nivel de campo**, constituido por los equipos propios de la subestación ubicados en el patio, tales como seccionadores, interruptores, transformadores de potencia, corriente y voltaje.
- b. – **Nivel de control de bahía**, conformado por elementos intermedios, que dependen de la tecnología de control empleada en la subestación como son: armarios de reagrupamiento, unidades controladoras de bahía y en general todos los dispositivos que cumplen las funciones de bahía, tales como: control, supervisión, enclavamientos, regulación de voltaje, protección y medición.
- c. – **Nivel de control de subestación**, que es el nivel en donde intervienen los operadores del sistema efectuando tareas de supervisión, maniobras y control

de la subestación, tales como: control local de la subestación, comunicación y manejo de servicios auxiliares.

Los niveles de control de bahía y de control de subestación son denominados niveles jerárquicos superiores, los cuales deben estar interconectados para el intercambio de información. En cambio, al nivel de campo se lo conoce como nivel inferior, puesto que se encarga de la adquisición de datos, tales como:

- Estado de los equipos de maniobra.
- Voltajes y corrientes en el sistema.
- Temperatura en los devanados de los transformadores.
- Nivel de aceite en los transformadores.
- Nivel de gas en los interruptores.

Estos datos son transmitidos a los niveles superiores de control, los mismos que darán las órdenes de operación (apertura / cierre) a los equipos de maniobra: interruptores y seccionadores.

La figura 3.1 muestra la estructura jerárquica de un sistema de control para una subestación¹:

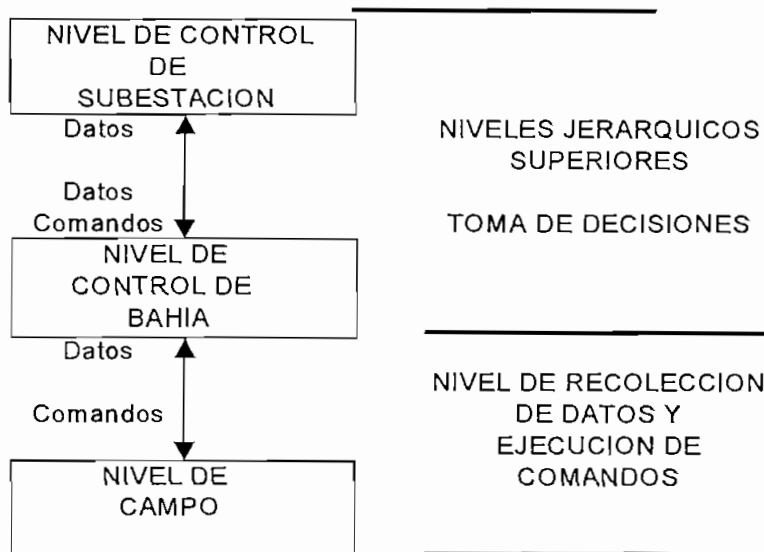


Figura 3.1: Estructura jerárquica de control de una S/E.

¹ Contreras Carlos, Hernández Elicio: Sistemas de Control en Subestaciones de Alta Tensión

3.3.1 ESTRUCTURA DE UN SISTEMA DE CONTROL AUTOMATIZADO.

Como se indicó en el numeral anterior, un sistema de control automatizado para una subestación consta de tres niveles: nivel de campo, nivel de control de bahía y nivel de control de subestación. Existe también un medio de comunicación entre los niveles mencionados.

3.3.1.1 Nivel de campo.

En este nivel se encuentran los equipos encargados de la adquisición de datos necesarios para realizar el control del sistema. Por medio de tales equipos el sistema adquiere dos tipos de datos: analógicos y digitales.

Los datos analógicos capturados son:

- Voltajes y corrientes, tomados desde los transformadores de tensión y corriente respectivamente.
- Parámetros de funcionamiento de equipos, especialmente de los transformadores de potencia (temperatura, presión, gases, etc.).
- Presión de gas en los interruptores.

Los datos digitales o "status" del sistema incluyen indicación del estado del equipo, operación local, remota, mantenimiento.

Se encuentran además los equipos de alta tensión, que son los encargados de ejecutar las órdenes provenientes de los niveles de control superiores. Por medio de estos equipos el sistema automatizado realizará las denominadas operaciones de mando, como por ejemplo:

- Mando de los equipos de interrupción al operar las protecciones de la subestación:
 - a. Apertura automática de interruptores ante condiciones de falla.
 - b. Apertura automática de interruptores por disparos transferidos desde otras subestaciones.
 - c. Recierre automático de interruptores, en esquemas que lo utilice.
- Mando de los equipos de seccionamiento o de los equipos de interrupción por operación.

- a. Apertura y cierre de seccionadores de línea y puesta a tierra debida a maniobras.
- b. Apertura y cierre de interruptores por maniobras en la subestación.

Los equipos de alta tensión, en este nivel de control, pueden hacer las siguientes operaciones adicionales:

- Apertura manual de interruptores y seccionadores.
- Control manual de cambiadores de tomas, de bancos de capacitores y/o reactores.

Por último, en este nivel se encuentran los canales de comunicación que permiten el intercambio de información entre el control automatizado y los equipos de alta tensión. El diseño de estos canales debe ser tal que evite las interferencias electromagnéticas con el aislamiento galvánico y el blindaje.

3.3.1.2 Nivel de control de bahía.

El nivel de control de bahía está constituido por todos aquellos elementos capaces de realizar las funciones automáticas de protección, control y supervisión relacionadas con las bahías, tales como:

- Protección de líneas y transformadores.
- Protección de barras.
- Protección contra fallas en los interruptores.
- Medición y registro de eventos (monitoreo de condición).
- Enclavamientos.
- Regulación de voltaje.

Dichas funciones son llevadas a cabo por los dispositivos electrónicos inteligentes o IEDs de nuevas generaciones.

Este nivel interactúa directamente con el nivel de campo, obteniendo los datos con entradas y salidas analógicas y digitales. De igual manera, este nivel puede sustituir al nivel superior ante su ausencia, realizando las funciones de monitoreo y operación de la bahía asociada, por medio de interfaces hombre – máquina o HMI (human machine interface), de bajo nivel en la unidad controladora de bahía.

3.3.1.3 Nivel de control de la subestación.

El nivel de control de subestación, es aquel nivel en el que se llevan a cabo los trabajos de operación y monitoreo del sistema.

En este tercer nivel se pueden distinguir tres componentes: las estaciones de operación, gateways, hubs de fibra óptica y un receptor de sistema de posicionamiento global (GPS).

A este nivel los operadores ordenan las maniobras de apertura – cierre de los interruptores y/o seccionadores, se controla el estado de los parámetros del sistema, tales como: voltajes de barra, corriente en las salidas, potencias entregadas y recibidas.

Lo anterior se hace empleando interfaces hombre – máquina de alto nivel, utilizando un software SCADA local para la subestación, comúnmente instalado en estaciones de operación en arreglo Hot – StandBy. Por medio de estas estaciones, los operadores pueden realizar tareas como las siguientes:

- Ordenar la operación de interruptores, cambiadores de toma, seccionadores motorizados de la subestación.
- Supervisión de alarmas y otros eventos importantes.
- Examinar de manera general a la subestación, o una parte de ella a través de despliegues gráficos configurables, actualizados en tiempo real y con indicaciones de estado y valores medidos.
- Generar informes del funcionamiento del sistema por medio de oscilogramas de perturbaciones, localización de averías y estadísticas sobre perturbaciones.
- Mantenimiento de una base de datos dentro de la subestación.
- Supervisión y cambio de parámetros de ajuste de las protecciones.
- Supervisión de las funciones de autodiagnóstico y secuenciación de eventos de todos los IEDs de la subestación.

El gateway se usa como medio de comunicación con el centro de control remoto, o centro de despacho de carga regional (en nuestro caso el CENACE o Centro Nacional de Control de Energía). De esta manera se logra el control remoto de la subestación, lo que se hace mediante transferencia de valores de estado, control,

mediciones, contadores y archivos entre el SCADA local de la subestación y el centro de control remoto. La transferencia se realiza mediante protocolo de comunicación expandibles y de preferencia no propietarios, tales como el DNP 3.0 ó el IEC 870-5-101.

Los hubs de fibra óptica permiten la conexión física de los elementos del sistema y el intercambio de datos, a través de una red LAN.

El equipo receptor GPS da una referencia de tiempo precisa, la misma que es utilizada por las estaciones de operación, el gateway, y por los IEDs de protección y control para el estampado de tiempo en las secuencias de eventos (SOE).

3.4 CARACTERISTICAS DE UN SISTEMA DE CONTROL AUTOMATIZADO.

La descripción de las características de un sistema de control automatizado se puede hacer refiriéndose a los siguientes aspectos: ingeniería, montaje, cableado, operación y mantenimiento y puesta en servicio.

a. Ingeniería.

Las labores principales del ingeniero al diseñar un sistema automatizado corresponden a las siguientes tareas:

- Selección del esquema de control aplicable al sistema, siguiendo las normas aplicables al caso y las especificaciones técnicas propias de la subestación.
- Selección de los equipos de protección, comunicación, automatización y control que integrarán el sistema. Los equipos escogidos deben poseer estas características: capacidad de comunicación de datos de alta velocidad IED – IED, capacidad de I/O expandible, múltiples entradas CTs y VTs con capacidad de calcular parámetros eléctricos (entradas virtuales).
- Programación del control, en los diferentes niveles. A nivel de bahía se debe programar la configuración para los controladores de bahía (lógica programada), enclavamientos, alarmas y señalizaciones a ser reportadas al

SCADA local. A nivel de subestación se debe programar el control de todas las bahías y el reporte al centro de control remoto (CENACE).

Hay que destacar que, la elaboración de los planos del sistema es menos compleja que en el caso de un sistema convencional de control, ya que los planos de cableado mostrarán las conexiones seriales o en red de los equipos. Sin embargo, son semejantes solamente en el cableado entre el nivel de control de bahía y el de campo.

b) Montaje.

En cuanto al montaje, se tiene que por cada bahía el número de gabinetes necesarios por celda se ve disminuido en gran medida, puesto que cada bahía como máximo requerirá de un gabinete por celda, y un gabinete para la unidad controladora de bahía. Es decir, que se eliminan los gabinetes llenos de componentes electromecánicos o estáticos convencionales.

c) Cableado.

El uso de este tipo de sistemas reduce la cantidad de cableado de señales y otros equipos requeridos por la subestación, ahorrando así costos tanto de cableado como de espacio.

d) Operación y mantenimiento.

Los tableros poseen dispositivos con tecnología IED basada en microprocesadores que le proporcionan al sistema "inteligencia" y mayor seguridad cuando se hacen las maniobras.

e) Puesta en servicio.

La puesta en servicio se realiza en primer lugar, en los equipos de alta tensión, tableros en casetas de relés, o caseta de mando. La verificación del cableado se limita a la interconexión física entre el nivel de control de campo y el nivel de control de bahía.

Además, se pone en servicio lo que tiene que ver con la red de control de los niveles jerárquicos superiores, definida específicamente para el esquema de control a ser implementado. Para realizar esto se recurre a pruebas de comunicación, de operación de equipos, entre otras.

3.5 EQUIPOS FÍSICOS DE UN SISTEMA DE AUTOMATIZACIÓN.

Un sistema automatizado de una subestación trabaja con los siguientes equipos o dispositivos físicos: los IEDs, las unidades terminales remotas (UTR), los módulos y el simulador de entrenamiento del sistema automatizado y los sensores y transductores.

3.5.1 LOS IEDs.

El significado de las siglas IED es: dispositivos electrónicos inteligentes (intelligent electronic devices). A estos dispositivos se los puede definir de la siguiente manera²: “un dispositivo electrónico inteligente es cualquier dispositivo que incorpora uno o más microprocesadores con la capacidad de recibir o enviar datos o hacer control desde o a una fuente externa”.

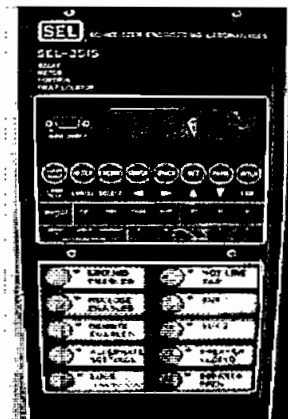


Figura 3.2: Ejemplo de IED

De acuerdo a la función que desempeñen dentro del sistema los IEDs se clasifican en: relés, medidores, monitores de condición, almacenadores de secuencia de eventos y monitores de disturbios.

² Mc Donald John: Automatización de subestaciones. Revista del IEEE.

3.5.1.1 Los relés.

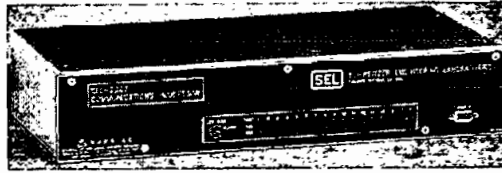


Figura 3.3: Relé numérico.

Los relés o relevadores desarrollan principalmente todas las tareas relacionadas con la protección de los equipos del sistema. Para realizar las funciones de protección el relé toma los siguientes datos de entrada: señales de corriente y voltaje provenientes de los transformadores de voltaje y corriente conectados al sistema de potencia y varias señales de estado tales como posición de los circuitos de interrupción, posiciones de los dispositivos de interbloqueo y otras señales de protección (bloqueo, transferencia de disparo, etc). Los relés de última generación tienen incorporados en su memoria los algoritmos necesarios para procesar los datos de entrada y ejecutar las acciones de protección que en el instante se requieran.

Una capacidad adicional de los nuevos relés es la de proveer al usuario una gran cantidad de información de importancia, como por ejemplo: corrientes de fase, voltajes de fase, corrientes en las tres secuencias, valores de potencias: real, reactiva, valores de energía, valores de estado, valores de control, etc. Un mayor detalle de los datos entregados por un relé se encuentra en la referencia bibliográfica que consta en el pie de página³.

³ Ackerman Bill: Substation Systems (www.evh.ieee.org).

3.5.1.2 Medidores.

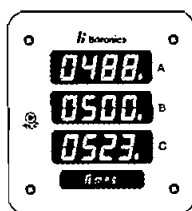


Figura 3.4: IED medidor

Los IEDs medidores son utilizados en aplicaciones en las que se necesite: mediciones de tipo general y análisis de la calidad de la energía.

Algunos tipos de medidores tienen capacidades muy básicas (una sola medición de una sola variable) aunque los más avanzados tienen funciones mucho más complejas incluso que las de un relé de protección. Están capacitados para dar mediciones de gran exactitud de potencias (real, reactiva y aparente) en todos los cuatro cuadrantes (vatios positivos, vares positivos, vatios positivos, vares negativos, vatios negativos, vares positivos, vatios negativos, vares negativos). Los medidores comúnmente miden cantidades por fase y totales, varias categorías de demanda, valores instantáneos o RMS de corriente y de voltaje, potencias reales y reactivas. Pueden realizar diversos cálculos, tales como: compensación del transformador, compensación de pérdidas en líneas, mediciones en extensos períodos de tiempo de calidad de energía, parámetros de distorsión armónica (muchos de ellos lo hacen arriba de la armónica 50), medición de componentes simétricas, perfiles de carga, entre muchas otras.

Es primordial que estos dispositivos estén equipados con un puerto de comunicaciones de gran selectividad y velocidad, debido al gran volumen de datos que manejan.

3.5.1.3 Monitores de condición.

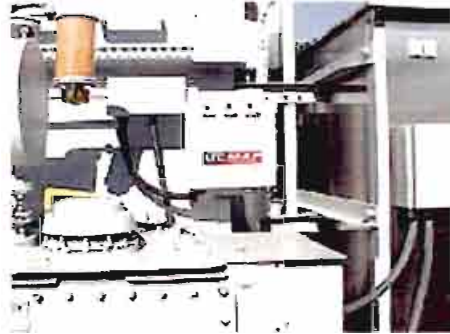


Figura 3.5: Monitor de condición

Los monitores de condición son IEDs de propósito específico, es decir que usualmente son diseñados para monitorear varios parámetros de una unidad específica o un equipo determinado. Por ejemplo, un monitor de transformador puede incluir mediciones de condiciones de alta tensión, temperaturas de aceites, condiciones del cambiador de taps, parámetros de los ventiladores y de la bomba, gases disueltos, presiones de gases, gases combustibles, etc. Todas estas mediciones son analizadas y encausadas a fin de detectar problemas potenciales, y determinar qué maniobras de prevención y mantenimiento deberían ser desarrolladas para paliar el problema. Los monitores de condición pueden ser específicos de un proveedor (el fabricante del aparato también elabora un monitor específico para las piezas de ese aparato) existiendo también monitores más genéricos y programables para aplicaciones específicas.

Los monitores de condición de última generación incluyen la capacidad de comunicación remota usando protocolos standard de comunicaciones.

3.5.1.4 Almacenadores de secuencia de datos.

El almacenador de secuencia de datos o SOE (sequence of event recorder) es un IED de propósito específico de múltiples entradas que es usado para monitorear cambios de estado en el sistema. Los interruptores de estado de los dispositivos a ser monitoreados son conectados con las entradas del SOE. Este aparato está diseñado para monitorear cambios en las entradas con un tiempo de resolución que está bajo el nivel de los milisegundos. Luego de que ha ocurrido una contingencia en

el sistema, el SOE determina la secuencia en la cual los dispositivos de control deben actuar para enfrentar el disturbio. Incluso la secuencia de operaciones puede evaluar información de causas y efectos del disturbio para su análisis posterior. Actualmente, el SOE como dispositivo único está desapareciendo puesto que los modernos RTUs tienen incorporada la habilidad de análisis de eventos.

3.5.1.5 Monitores de disturbios.

El monitor de disturbios es una versión más genérica de los grabadores de oscilogramas. Tiene funciones similares a un SOE diferenciándose en que estos monitores pueden capturar formas de onda actuales de voltajes y corrientes en puntos específicos del sistema. Los análisis de las formas de onda permiten al ingeniero localizar con precisión el momento inicial de un posible disturbio y tal vez hacer cambios en el esquema de protección a fin de prevenir una re – ocurrencia.

3.5.1.6 Controlador lógico programable.

Un controlador lógico programable o PLC (programmable logic controller) es en realidad, una computadora digital, que es diseñada y programada para desarrollar funciones específicas dentro de un sistema de control. Su aplicación más común es la de realizar resúmenes de datos de entradas y salidas en una subestación. Los fabricantes de PLC ofrecen una gran variedad de módulos que son diseñados para acomodarse a los diferentes tipos de señales tanto análogas (0 a +/-1 mA, 4 – 20 mA, etc.) como digitales (contacto seco, contacto húmedo, etc). También pueden ser usados para realizar funciones especiales dentro de la subestación. Los PLCs se conectan conjuntamente con los otros IEDs y comparten la misma ruta de datos que aquellos elementos.

3.5.2 UNIDADES TERMINALES REMOTAS (UTR).

Las unidades terminales remotas son equipos que se encargan de concentrar las señales provenientes de los IEDs y otros dispositivos de campo. Las señales analógicas para ingresar a la UTR deben ser convertidas en digitales, lo que se hace

mediante transductores. El enlace entre las UTR y los equipos de campo se hace mediante enlaces seriales o redes de campo y la comunicación entre estos elementos requiere de protocolos adecuados, específicamente los denominados no propietarios (DNP 3.0 o IEC 870 – 5 – 101).

La UTR también sirve de enlace con el nivel superior de control del sistema y con el centro de control regional (CENACE). La comunicación se logra mediante conexiones directas de gran velocidad. Las señales enviadas por la UTR son procesadas por el software utilizado para el efecto (SCADA). Estas señales se mandan bajo un formato especial denominado SOE ("sequence of events"). Esta información es analizada en el centro de control, el mismo que, ordena a la UTR la realización de acciones específicas mediante la ejecución de comandos.

3.5.3 MÓDULOS DEL SISTEMA.

Un sistema automatizado de una subestación está equipado con los siguientes módulos: el de la subestación, el módulo de bahía y el de entradas y salidas.

El módulo de la subestación controla el proceso general de funcionamiento de la subestación o del sistema, se involucra en el control de las comunicaciones, sincronización de equipos y el monitoreo de los interfaces hombre – máquina. Para realizar estos procesos, este módulo posee dos procesadores: principal y de comunicaciones.

El módulo o módulos de bahía son los dispositivos que están más cercanos a los equipos de campo. Esto es, debido a que su misión es la de procesar la información concerniente a: protección, control y medición de los parámetros del sistema. Estos módulos están conformados por un procesador, una fuente y una memoria. Disponen también de un interfaz de comunicación con los IEDs.

Los módulos de entradas/salidas analógicas y digitales trabajan de la siguiente forma: las entradas al sistema son utilizadas para monitoreo, las salidas permiten la ejecución de comandos. Los enlaces de que disponen estos módulos permiten el intercambio de información dentro del nivel de bahía como fuera de él. De igual manera, estos módulos pueden revisar el estado de los equipos interconectados a ellos.

Los IEDs se conectan a estos módulos por medio de fibra óptica o de cables de los tipos UTP y coaxial.

3.5.4 SIMULADOR DE ENTRENAMIENTO DEL SISTEMA AUTOMATIZADO.



Figura 3.6: Ejemplo de un SATS

El simulador de entrenamiento de automatización de subestaciones (SATS) es un dispositivo especial que permite la familiarización del operador del sistema con la nueva tecnología instalada en la subestación. En otras palabras, le permite al usuario entrenarse en el manejo del sistema automatizado, en un ambiente separado de la subestación energizada, lo cual implica un aprendizaje más rápido y con menores riesgos.

El SATS incluye dentro de su equipamiento por lo menos un IED de los que se encuentran en la subestación misma. Incluso el SATS permite la ejecución de pruebas a nuevos IEDs cuando se tiene la intención de incorporarlos al sistema.

3.5.5 SENSORES Y TRANSDUCTORES.

Los **sensores** son elementos que transforman una cantidad física cualquiera, por ejemplo temperatura en otra cantidad física equivalente a la anterior, por decir un desplazamiento mecánico. Esta capacidad de convertir una magnitud física en otra equivalente se denomina **transducción**; razón por la cual a los sensores también se

les conoce con el nombre genérico de transductores. Los transductores hacen factible la comunicación entre el mundo real y los sistemas de medición y/o control, tanto eléctrico como electrónico, empleándose en procesos que involucren las actividades de medición, protección y control.

Teóricamente, tanto la entrada como la salida de un sensor pueden ser una combinación cualquiera de variables físicas tales como: variables mecánicas, térmicas, eléctricas, magnéticas, ópticas y químicas o moleculares. Pero, para el presente proyecto, son de interés especial los sensores que tienen por salida una señal eléctrica. Las razones que justifican tal elección, son, entre otras las siguientes:

- Cualquier variación de un parámetro no eléctrico (temperatura, humedad, presión, etc.) viene acompañada conjuntamente con la variación de un parámetro eléctrico (resistencia, capacitancia, inductancia, etc.).
- Existen sensores no intrusivos, es decir que no extraen energía del sistema en el que son instalados. Esto se hace mediante técnicas de amplificación de la señal. Adicionalmente se disponen de recursos para acondicionar o modificar la señal de acuerdo a la necesidad, así como presentación de la información recopilada. Los sensores de última generación tienen incorporados elementos que permiten realizar estas tareas.
- La transmisión de señales eléctricas es más segura, limpia y versátil que la de otros tipos de señales (mecánicas, hidráulicas, neumáticas, etc.).

3.5.5.1 Estructura y principio de funcionamiento.

Para que un sensor obtenga una señal de salida de tipo eléctrico, es necesario que use un transductor primario y opcionalmente, uno o más transductores secundarios.

La función del **transductor primario** es convertir la magnitud física a medir en otra más fácil de manipular, la cual no necesariamente es de naturaleza eléctrica.

El **transductor o transductores secundarios**, si son requeridos, actúan sobre la salida del transductor primario para producir una señal eléctrica equivalente. Esta última es sometida a procesos de acondicionamiento y amplificación a fin de que pueda adaptarse a la carga exterior o al sistema de control.

Muchos sensores están equipados por una etapa de salida conformada por relés, transmisores, conversores de código y otros tipos de dispositivos especiales, cuya labor es adecuar la señal acondicionada y tratada a las necesidades específicas de la carga.

En general, la etapa de salida y la de tratamiento de señal incluyen entre sus componentes, elementos de protección contra fenómenos eléctricos producidos en ambientes industriales y de altas tensiones, como sobre voltajes, interferencia electromagnética (EMI), interferencia de radio frecuencia (RFI).

3.5.5.2 Tipos de sensores.

Activos o moduladores: requieren de fuentes auxiliares de energía para la conversión de señal, miden señales débiles.

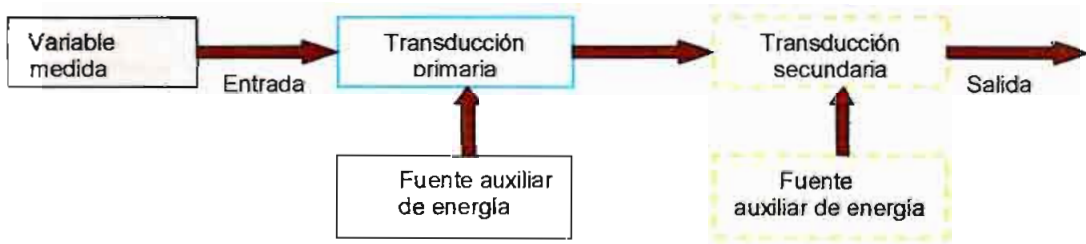


Figura 3.7: Estructura de un sensor activo

Pasivos o generadores: realizan la transducción sin la intervención de fuentes externas de energía.

Analógicos: entregan a la salida un voltaje o una corriente variables continuamente dentro de un cierto rango. Los rangos de voltaje de salida más usuales son: + 10 V, +1V, +/-10V, +/-5V y +/-5V. Los rangos de corriente más comunes son de 4 a 20 mA, donde 4 mA corresponde a 0 en la variable medida y 20 mA a plena escala. Existen sensores con rangos de salida de 0 a 20 mA y de 10 a 50 mA.

Digitales: entregan como salida voltajes o corrientes variables cuyos valores se presentan en formato de pulsos o palabras, por ejemplo PWM o binario.

Muchos sensores digitales vienen equipados con interfaces estandarizados que les permiten la comunicación con sistemas de control basados en computadoras en

diferentes trayectorias. Entre estos podemos nombrar al RS232C, RS422A, HART, 1-Wire, etc.

Existen otras clasificaciones de sensores basadas en el tipo de funcionamiento, relación de entrada y salida, método de detección y otros criterios especiales. Cada una de estas clasificaciones tiene sus propias subcategorías.

3.6 ELEMENTOS DE COMUNICACIÓN Y DE INTERFACE.

3.6.1 INTERFACE DE COMUNICACIÓN HOMBRE – MÁQUINA.

En un sistema de control numérico el software que sirve de interfaz entre el operador y la máquina es el conocido como SCADA (Supervisory, Control and Data Acquisition). La función esencial del SCADA es la de controlar un sistema o proceso automatizado desde la pantalla de una computadora. Está en capacidad de proporcionar información del proceso a varios tipos de usuarios: operadores, personal de mantenimiento, supervisión, control de calidad, etc.

Las funciones principales que ejecuta un SCADA son las siguientes:

- Adquisición de datos: a fin de poder recoger, procesar y almacenar la información recibida.
- Supervisión, es decir la capacidad de observar la evolución de las variables desde un monitor.
- Control, para cambiar el curso del proceso, ya sea actuando de manera directa sobre las salidas conectadas o de forma indirecta, mediante el uso de dispositivos autónomos diseñados para el efecto.

Entre las funciones específicas del software se pueden nombrar:

- Transmisión: o intercambio de información con los dispositivos de campo (IEDs, UTR, etc)
- Base de datos: se pueden acceder a los datos recolectados en tiempos pequeños.
- Presentación, es decir, poder representar el proceso o sistema mediante un gráfico.

- Explotación de los datos recolectados, o sea, poderlos utilizar para labores de gestión de calidad, estadísticas varias, trabajos administrativos y financieros, etc.

El gráfico 3.8 que se muestra en la siguiente ~~Figura~~ ~~Figura~~ representa la forma de funcionamiento de un SCADA:

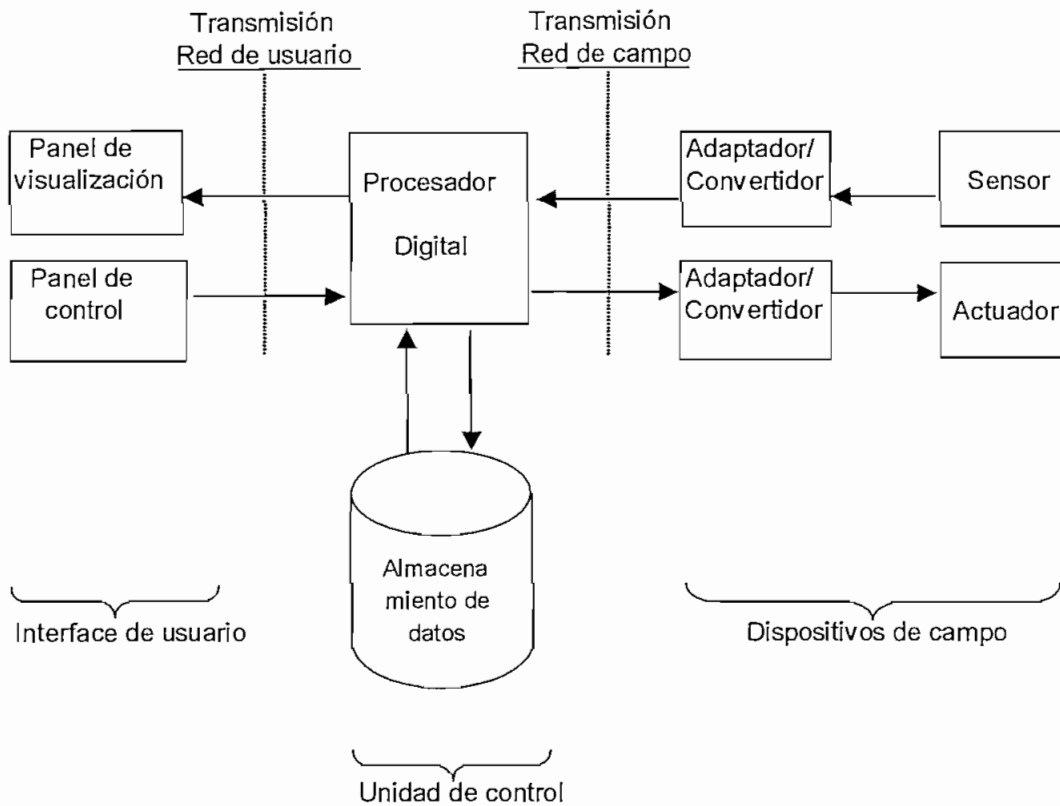


Figura 3.8: Esquema básico de un SCADA

Un sistema SCADA debe ofrecer las siguientes posibilidades:

- Creación de paneles de alarma: que requieren la presencia del operador para que éste analice la activación o apagado de las mismas, de acuerdo a las necesidades.
- Generación de históricos de señal de sistema: que pueden ser colocados en una hoja electrónica para ser procesados.
- Ejecución de programas: que pueden intervenir sobre el programa de control del sistema o de los IED si este fuera el caso.

- Programación numérica: es decir tener la capacidad de realizar complejos cálculos numéricos en la CPU de la computadora del centro de control.

Lo anterior requiere para su ejecución de un paquete de funciones que contiene zonas de programación en lenguajes tales como C o Pascal. Actualmente, se tiende a utilizar el lenguaje VBA (Visual Basic for Applications), puesto que, es un lenguaje muy versátil y de gran potencia.

Los requisitos que debe cumplir un SCADA para ser incorporado a un sistema son los siguientes:

- Debe ser de arquitectura abierta, es decir, tener la capacidad de expansión y adaptarse a las condiciones del caso.
- La comunicación con el operador y el equipo del sistema debe ser fácil y transparente.
- Los programas deben ser fáciles de manejar, sencillos en su instalación y de pocos requerimientos en hardware.

Los componentes físicos de un SCADA son:

- Computadora central o MTU (master terminal unit).
- Las unidades terminales remotas o UTR.
- La red de comunicaciones.
- Instrumentación de campo.

El SCADA posee los siguientes bloques software:

- Configuración: el usuario puede adaptar la forma de trabajo de su SCADA a la aplicación particular que se requiera en ese momento.
- Interfaz gráfico del operador: es decir que, mediante el despliegue de un gráfico sinóptico del sistema, el operador pueda realizar supervisión y control.
- Módulo de procesos: que se encarga de ejecutar acciones preprogramadas de mando utilizando valores actuales de variables leídas.
- Gestión de archivo de datos: procesamiento y almacenamiento de datos, de tal manera que cualquier otra aplicación pueda acceder fácilmente a ellos.
- Comunicación: transmisión de datos entre los elementos físicos del sistema y el SCADA.

3.6.2 LOS PROTOCOLOS DE COMUNICACIONES.

Un protocolo de comunicaciones es la herramienta que utilizan los equipos del sistema automatizado para intercambiar información entre sí, pero para que dicho intercambio sea posible, es necesario que todos los aparatos del sistema trabajen con el mismo protocolo y versión.

Una definición más precisa de protocolo de comunicación es la siguiente⁴: “un protocolo de comunicación es un conjunto de reglas predeterminadas que hacen posible el intercambio coordinado de mensajes entre usuarios, procesos, máquinas, esto incluye mecanismos de control de las relaciones entre las entidades comunicantes, la localización de los recursos y el flujo ordenado de la comunicación”. La información intercambiada entre unidades del sistema se denomina mensajes. El mensaje es la unidad básica de intercambio de un protocolo. Todo mensaje está constituido de dos partes: los datos y la información de control, no obstante, hay que indicar que no todo mensaje contiene datos.

La información de control puede incluir los siguientes tópicos: información de sincronización y de direccionamiento, de secuenciamiento, de manejo de errores, longitud del mensaje, facilidades, opciones.

La información que manejan los protocolos no es enviada en forma desordenada sino más bien es distribuida de una manera especial. La forma en que se distribuye tal información se denomina “codificación”.

3.6.2.1 Tipos de protocolos.

La forma en que se codifica la información genera la siguiente clasificación de los protocolos: orientados a carácter y orientados a bit.

Los protocolos orientados a carácter poseen las siguientes características:

- La información de control son códigos especiales de un alfabeto.
- El protocolo es dependiente del tipo de alfabeto (ASCII, ABCDIC).
- Se implementan solamente para propósitos de enlace del sistema.
- Actualmente son considerados como obsoletos.

⁴ Edwin Montoya: Fundamentos de Protocolos: emontoya@dis.eafit.edu.co

Los protocolos orientados a bit se distinguen por las siguientes características:

- La información de control radica en posiciones fijas dentro de un mensaje.
- No depende del alfabeto empleado.
- La mayoría de protocolos modernos son de este tipo.

3.6.2.2 Protocolos más utilizados en los sistemas automatizados.

Protocolos tales como el Modbus, IEC 870 – 5 - 101 y el DNP3 son los más utilizados en aplicaciones de control numérico de subestaciones.

3.6.2.2.1 Protocolo DNP3.0.

Es la versión actual del protocolo de red distribuida o DNP (distribution network protocol). El número 3 de sus siglas indica que es un protocolo de nivel 3, esto significa que posee mayor funcionalidad para los procesadores front end de comunicaciones de la estación central del SCADA.

Este protocolo posee las siguientes características:

- El diseño puede ser realizado por niveles.
- La comunicación es del tipo maestro – esclavo.
- Reporta entradas del tipo: analógico - digital y contadores.
- Recibe controles de tipo analógica y digital.
- Capacidad de agrupar conjuntos de datos en mensajes simples.
- Facilidades para transmisión y enlace de datos, sincronización de eventos.
- No requiere de traductores.
- Es un protocolo estandarizado.
- Tiempos de entrega de mensajes más rápidos.
- Requiere de menos pruebas, mantenimiento y entrenamiento de operadores.

Estas características dan a este protocolo ciertas ventajas respecto a los otros, entre ellas podemos citar:

- El sistema puede ser expandido fácilmente.
- La vida útil de los productos se alarga.
- Tecnologías emergentes pueden ser adoptadas más rápidamente.

3.6.2.2.2 Protocolo Modbus

Este protocolo es ampliamente utilizado en aplicaciones de tipo industrial como manejo de plantas que estén equipadas con PLCs que manejan entradas de tipo analógico y digital.

3.6.2.2.3 Protocolo IEC 60 870 – 5 – 101.

Protocolo que brinda las siguientes prestaciones:

- Es de arquitectura abierta.
- Monitoreo de datos con tiempo de respuesta rápido.
- Proporciona estampado de tiempo de eventos.
- Congelación y reseteo de contadores.
- Capacidad de almacenamiento de datos tanto analógicos como digitales.
- Preselección de datos antes de proceder a la operación.
- Sigue el modelo OSI de tres capas: física, enlace y aplicación.

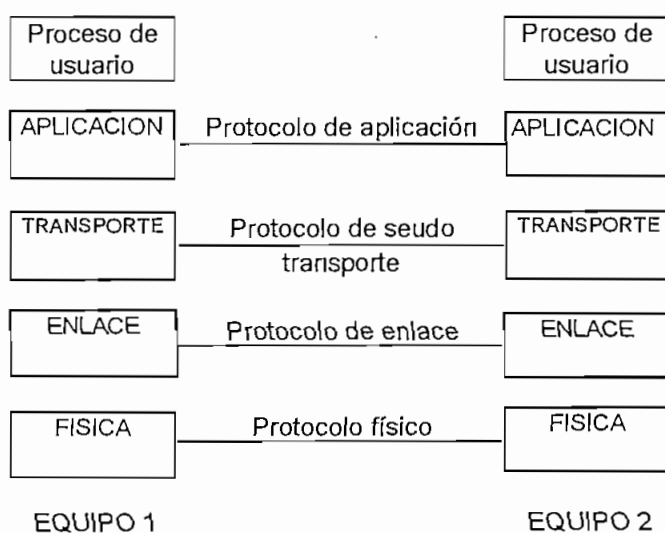


Figura 3.9: Modelo OSI

El modelo OSI es un estándar para el procesamiento de información dentro de equipos que van a conectarse en red. Contempla el desarrollo tanto de procesos simples (transmisión de 1 y 0 por un cable) hasta los procesos más complicados de software.

Básicamente este modelo divide a una red en 7 capas:

1. Medio físico: que está constituido por los cables, conectores y el hardware.
2. Enlace: envío de datos crudos (0 y 1), detección de errores.
3. Red: envío y/o recepción de paquetes, compatibilidad.
4. Transporte: manejo óptimo de paquetes, es decir, seguridad.
5. Sesión: administración de uso de red de varios programas.
6. Presentación: interpretación de datos y muestra al usuario final.
7. Aplicación: lo referente a la ejecución de un programa.

3.6.3 LAS REDES DE COMUNICACIÓN DE DATOS.

Una red de comunicación sirve como medio de intercambio de información entre terminales empleando un lenguaje común a todos ellos. Este lenguaje común lo constituyen una serie de protocolos distribuidos en diversas capas de comunicación. Puesto que no todos los protocolos son compatibles, es necesario que las redes contengan elementos con capacidad de interpretar varios protocolos, a fin de poder incorporarse a la red.

3.6.3.1 Elementos de una red de comunicación.

- **Host:** Es el elemento "temporal", es decir, el encargado de intercambiar la información (aplicación, sesión, presentación).
- **Enrutador (router):** Es el medio de transporte de datos. Es un nodo de transferencia de paquetes de datos que utiliza ciertas técnicas para hacer llegar los paquetes a sus destinatarios.
- **Gateway:** Elemento de unión entre dos o más redes, una red menor a una mayor. Hacen compatible la comunicación entre dos redes.
- **Hub/switch:** Elemento que sirve de conexión entre puertos físicos de la red. Es el medio de enlace, o sea, controla el acceso al medio.

3.6.3.2 Topología de las redes de datos.

BUS: Topología en la cual las estaciones de trabajo se conectan a una sola línea de cable (bus) que corre de un extremo a otro de la red.

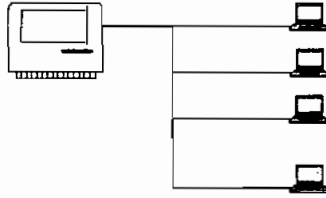


Figura 3.10: Topología de bus.

ANILLO: Cada estación de trabajo se incorpora al medio de comunicación hasta formar un círculo.

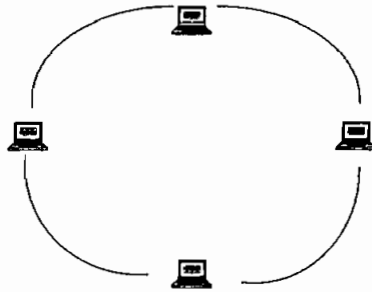


Figura 3.11: Topología de anillo.

ESTRELLA: Las estaciones maestras se conectan a un concentrador de red que a su vez se conecta hacia el procesador central.

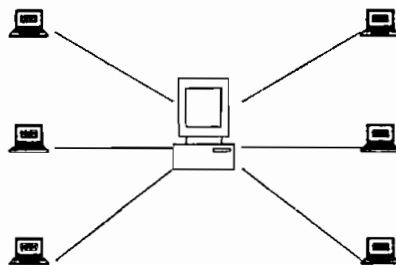


Figura 3.12: Topología de estrella.

ARBOL JERARQUICO: Está formado por segmentos de red o subredes, dependen de un concentrador específico.

3.6.3.3 Tipos de redes de comunicaciones.

Red de área local (LAN). – Este tipo de red da una comunicación de gran velocidad, aproximadamente de 4 a 10 Mb/s, pero para distancias cortas (de algunos metros a pocos kilómetros). Comunica a dispositivos inteligentes como computadoras, IEDs, etc. Bajo este esquema de red es posible la transferencia de archivos o mensajes y los usuarios pueden compartir el uso de impresoras, plotters, servidores.

Red de área amplia (WAN). – De similares características que la red LAN, con la excepción de que la cobertura de la comunicación de la WAN es más extensa, puesto que, permite la comunicación entre usuarios separados por la geografía del sitio.

3.6.4 EQUIPOS FISICOS DE COMUNICACIÓN DEL SISTEMA.

El propósito de estos equipos es ayudar al operador a adquirir toda la información posible del sistema controlado, de tal manera que, se pueda analizar dicha información a fin de tomar las decisiones más acertadas.

En general en un sistema automatizado se emplean medios de comunicación tales como: líneas telefónicas, hilo piloto, sistema de onda portadora (PLC), microondas y fibra óptica. La aplicación de cualquiera de estos medios depende de las condiciones de diseño y los requerimientos del cliente.

3.6.4.1 Sistema de onda portadora.

Este sistema es el utilizado por el Sistema Nacional Interconectado para la comunicación entre sus componentes⁵ y tiene las siguientes prestaciones:

- Comunicación de voz.
- Transmisión y recepción de señales provenientes de equipos de protección, tele medición y el canal administrativo (señal de voz).

⁵ Tapia Luis: Automatización de Subestaciones.

El sistema está conformado básicamente por unidades amplificadoras de potencia y fuentes de poder. Además, sintoniza en la amplitud modulada trabajando con banda lateral única, por lo cual posee 4 canales del tipo CA04D.

3.6.4.2 Canales de comunicación.

- a. **Por medio de telefonía:** a través de este canal se logra la comunicación de voz y se ejecutan tareas como: despacho de carga, labores de operación y mantenimiento y en general trabajos administrativos.
- b. **Por medio de señales de transmisión:** tiene que ver con los equipos y protecciones del sistema. Dichas señales sirven de acoplamiento para los transformadores de línea, forman la denominada trampa de onda y reciben la corriente de onda portadora.
- c. **Por tele medición:** encargado de recibir datos, es un canal de supervisión. Este canal aplica el sistema SCADA en su trabajo, además está en capacidad de intercambiar información con las UTR y provee la información que requiere el CENACE para las labores de supervisión.

CAPITULO 4: SISTEMAS DE CONTROL DE UN TRANSFORMADOR DE FUERZA

El presente capítulo está dividido en dos partes: en la primera se trata sobre los sistemas de control del funcionamiento de un transformador de fuerza, tanto convencionales como modernos, y , en la segunda parte se presenta la aplicación práctica que es el diseño en sí del sistema automatizado para el transformador de potencia.

4.1 DESCRIPCION DE LOS SISTEMAS DE MONITOREO Y CONTROL DE UN TRANSFORMADOR DE FUERZA.

En esta sección se describirán los métodos tanto convencionales como de nueva generación que permiten el monitoreo de los parámetros de funcionamiento de un transformador de potencia y los fenómenos físicos que ocurren en el transformador que fundamentan su aplicación.

4.1.1 IMPORTANCIA DE UN SISTEMA DE CONTROL PARA UN TRANSFORMADOR DE FUERZA.

La importancia de la implementación de un sistema que controle el comportamiento de un transformador de fuerza se puede deducir analizando tres puntos de vista. El primero, tiene que ver con el servicio al usuario, puesto que, una falla en un transformador de una subestación puede dejar a miles de hogares sin energía eléctrica; y de igual manera, una falla en un transformador de una planta de generación puede ocasionar el colapso de la planta. El otro punto de vista se refiere a los enormes costos que puede ocasionar la reparación de un transformador atacado por una falla que no se pudo detectar a tiempo.

Desde el punto de vista físico, la detección temprana de fallas puede evitar que la integridad mecánica y eléctrica del sistema de aislamiento del transformador decrezca, ocasionando que dicho aislamiento no pueda resistir los sobre – esfuerzos producidos por corrientes de falla y sobre – voltajes.

Por lo anteriormente expuesto, es de gran utilidad para cualquier empresa eléctrica contar con un sistema como el propuesto, si desea aumentar la confiabilidad en su sistema y mejorar la atención a sus clientes.

4.1.2 MONITOREO DE CONDICIÓN DE UN TRANSFORMADOR.

El monitoreo de condición es el conjunto de procedimientos que permiten controlar o supervisar los principales parámetros o indicadores del estado de los equipos dentro de un sistema eléctrico.

El monitoreo de condición tradicionalmente ha sido realizado de forma manual utilizando varias formas de diagnóstico, tales como: niveles y tipos de gases en los transformadores mediante el recogimiento de muestras para su posterior análisis químico, chequeos de presión de gas y temperaturas del aceite por medio de lecturas de los instrumentos propios del transformador, chequeo de los elementos de aislamiento (mediante muestras) y control de las secuencias de tiempo y operación de los dispositivos mecánicos.

Los métodos anteriormente descritos se conocen como **métodos off- line** o intrusivos, los mismos que, tienen el inconveniente de que la extracción de las muestras puede dañar los componentes del equipo.

La tendencia actual es, el uso de los denominados **métodos on – line** de monitoreo. Por on – line se entiende que el equipo no necesita ser desenergizado para efectuar el control. Los métodos on – line se basan en el uso de sensores especializados y otros dispositivos más avanzados como los IED monitores de condición.

4.1.3 PARAMETROS DE CONTROL EN UN TRANSFORMADOR DE FUERZA.

Un sistema de monitoreo de un transformador de fuerza debe contemplar el monitoreo de los siguientes elementos:

- Gases combustibles disueltos en el aceite.
- Presencia de humedad en el papel aislante y en el aceite.
- Descargas parciales en los bushings del transformador.
- Temperaturas de puntos calientes en los devanados del transformador.
- Funcionamiento del cambiador de taps.

- Velocidad de flujo de aceite (Relé Buchholz) y presión súbita (relé de presión súbita).
- Control de la ventilación.
- Protección del transformador contra sobre corrientes, sobre voltajes y otras fallas.

4.1.3.1 Gases disueltos en el aceite.

Los métodos de monitoreo de gases se conocen técnicamente como métodos DGA de análisis (dissolved- gas in oil analysis). Se realizan ya sea por muestro rutinario del aceite del transformador o mediante el uso de modernos sensores o monitores de gases.

4.1.3.1.1 Origen de los gases en el aceite.

Los gases disueltos en el aceite se producen cuando se presenta un arco eléctrico o un sobrecalentamiento interno del transformador, fenómenos que producirán la degradación de los materiales dieléctricos tanto sólidos como líquidos. Los gases producidos durante este proceso son de variada composición y en concentraciones que son dependientes de la severidad de los esfuerzos soportados por los materiales aislantes. El tipo y la concentración de las muestras de gases analizadas indican la clase y gravedad de la falla del transformador. Los cambios en la producción de cada gas y su proporción de producción son elementos que ayudan a reconocer el tipo de falla y su posterior evolución.

Existen dos fenómenos especiales que producen la emisión de gases: la degradación de la celulosa impregnada en aceite y la degradación del aceite dieléctrico propiamente dicho.

La **degradación térmica de la celulosa impregnada de aceite** producirá dos tipos de gases: monóxido de carbono (CO) y dióxido de carbono (CO₂). Estos gases estarán presentes en los puntos calientes de los devanados, conductores aislados, y en general, en las áreas cubiertas de papel prensado y celulosa. Los puntos calientes tienen una localización específica y descomponen el aislamiento sólido en el área circundante al punto caliente.

Una disipación anormal de energía dentro del transformador, provocada por procesos de falla tales como: calentamiento, descargas parciales (o efecto

corona) y arco eléctrico producirá la **degradación del aceite dieléctrico** lo que provocará la emisión de gases característicos, provenientes de la descomposición química de las moléculas de aceite mineral.

Estos productos de la degradación son conocidos como **gases de falla**, y son los siguientes: hidrógeno (H_2) e hidrocarburos gaseosos tales como: metano (CH_4), etano (C_2H_6), etileno (C_2H_4), acetileno (C_2H_2), entre otros. Halstead, de la universidad de Sydney, encontró que la cantidad de cada gas es dependiente de la temperatura en la vecindad del punto sometido a la falla. Propuso además un modelo en el cual se describe la relación entre la temperatura de falla y las características gaseosas, el cual asume que todos los hidrocarburos en el aceite son descompuestos en los mismos productos y que estos productos están en equilibrio entre sí. Dicho modelo permite el cálculo de la proporción de evolución de cada gas a una cierta temperatura, así que, la relación entre generación de gas y temperatura puede ser obtenida para cada gas. El estudio de estas relaciones ha determinado que los gases de falla se producen en el siguiente orden: $H_2 \rightarrow CH_4 \rightarrow C_2H_6 \rightarrow C_2H_4 \rightarrow C_2H_2$. El hidrógeno es generado a bajas temperaturas y su cantidad se incrementa uniformemente, mientras que el acetileno es generado a muy altas temperaturas (alrededor de los $1000^\circ C$) y también incrementa uniformemente su cantidad¹.

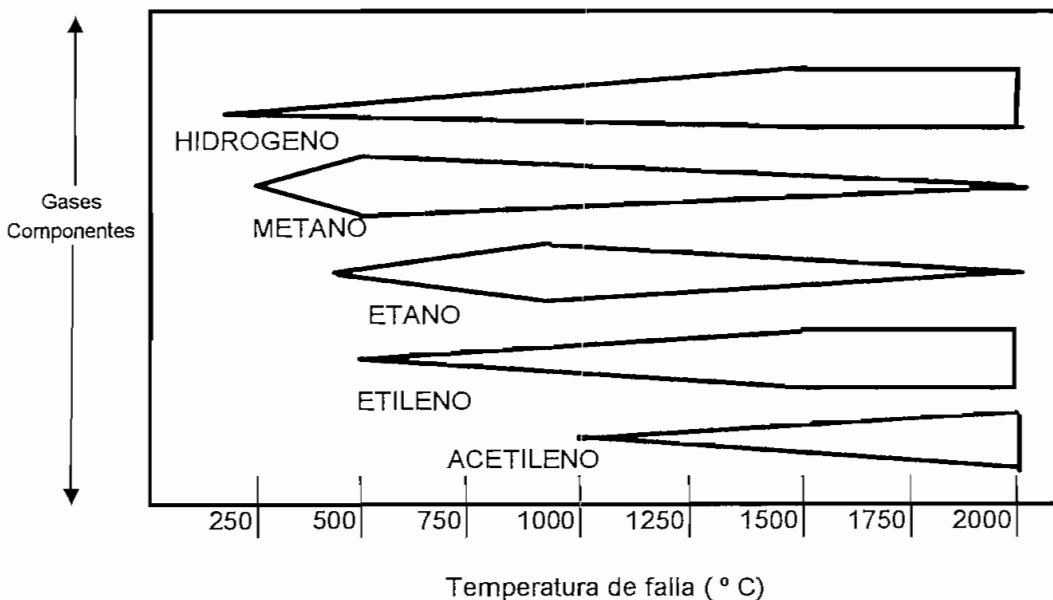


Figura 4.1: Gases generados durante el rompimiento del aceite dieléctrico

¹ www.Scholar.lib.vt.edu/chapter2.pdf: DGA based power transformer incipient fault diagnosis.

A manera de ilustración a continuación se presentan algunos tipos de aceites aislantes y sus principales propiedades eléctricas:

TIPO	Rigidez dieléctrica (KV/cm a 25° C)	Factor de pérdidas (tanδ a 100° C y 50 Hz)
Aceite mineral común	300	-
Aceite mineral inhibido	300	0.05 máx.
Pyralene 1460	200	0.03 máx.
Pyralene 1498	200	0.015 máx.
Pyralene 1467	200	0.03 máx.
Pyralene 1470	200	0.03 máx.

Tabla 4.1: Características eléctricas de algunos aceites aislantes.

4.1.3.1.2 Fallas incipientes en un transformador que provocan emisión gaseosa.

Las fallas incipientes o tempranas de los transformadores de potencia pueden ser clasificadas en las siguientes categorías: arco eléctrico, corona eléctrica, sobrecalentamiento de la celulosa, sobrecalentamiento del aceite. Estas fallas se pueden producir por una o varias causas a la vez, situación que hace difícil la localización precisa de la falla, por lo que los métodos de análisis de gas deben complementarse con otras técnicas. Sin embargo, el monitoreo de gases es una herramienta de utilidad para planificar una estrategia de mantenimiento preventivo. En la tabla que consta en el ANEXO se muestra la correlación existente entre las fallas tempranas de un transformador y sus causas.

4.1.3.1.3 Métodos convencionales de análisis de gases disueltos.

Los métodos tradicionales de análisis DGA se fundamentan en el estudio de las proporciones de concentraciones de gases disueltos como base para diagnosticar la falla. Se dividen en dos categorías: método de la proporción y el método de gas base.

El **método de la proporción de gases disueltos** ha sido desarrollado por investigadores como Randy, Dornenburg y Rogers. Tal método mediante el uso de tablas, diagnostica el tipo de falla a la que está expuesto el transformador de acuerdo a la proporción de gases producidos. Las proporciones base de los gases que sirvieron para desarrollar los métodos posteriores son cinco:

CH_4/H_2	$\text{C}_2\text{H}_2/\text{C}_2\text{H}_4$	$\text{C}_2\text{H}_2/\text{CH}_4$	$\text{C}_2\text{H}_6/\text{C}_2\text{H}_2$	$\text{C}_2\text{H}_4/\text{C}_2\text{H}_6$
R1	R2	R3	R4	R5

Tabla 4.2: Proporciones históricas de gases disueltos

Rogers utiliza una codificación especial en su tabla para indicar el rango de variación de la concentración de las proporciones bases de los gases (VER ANEXO D).

Estos métodos han sido objeto de revisión y contrastación ya sea por otros autores o instituciones de investigación. Actualmente, la industria utiliza la versión IEC 599 r y el método de Rogers mejorado para el diagnóstico de fallas en base a los gases disueltos en transformadores.

El **método del gas base** identifica el gas característico para cada tipo de falla y usa el porcentaje de este gas para diagnosticarla. La interpretación del DGA es más simple que en el método anterior, puesto que, se basa en hechos más simples. Por ejemplo, las descargas parciales o corona de baja intensidad producen principalmente hidrógeno, y, por consiguiente, una descarga parcial o corona puede ser identificada por la presencia de un porcentaje significativo de hidrógeno.

En la siguiente tabla se ilustra los criterios utilizados por este método. Tabla que es avalada por Pugh y el standard IEEE C57.104

FALLA	GAS BASE	CRITERIO	PORCENTAJE
Arco	Acetileno (C_2H_2)	Grandes cantidades de H_2 y C_2H_2 , menores cantidades de CH_4 y C_2H_2 . Pueden encontrarse CO y CO_2 si existe celulosa	H_2 : 60% C_2H_2 : 30%
Corona	Hidrógeno (H_2)	Grandes cantidades de H_2 , algo de CH_4 , con pequeñas cantidades de C_2H_6 y C_2H_4 . El CO y CO_2 existen si hay celulosa	H_2 : 85% CH_4 : 13%
Sobrecalentamiento del aceite	Etileno (C_2H_4)	Grandes cantidades de C_2H_4 , poca cantidad de C_2H_6 , algo de CH_4 y H_2 . Trazas de CO .	C_2H_4 : 63% C_2H_6 : 20%
Sobrecalentamiento de la celulosa	Monóxido de Carbono (CO)	Grandes cantidades de CO y CO_2 . Pueden existir hidrocarburos gaseosos.	CO : 92%

Tabla 4.3. Método de diagnóstico del gas base

4.1.3.1.4 Métodos on – line de análisis de gases.

Existen en el mercado monitores y sensores que están en capacidad de medir el nivel de gases disueltos en el aceite del transformador. Su funcionamiento está basado en el uso de una membrana permeable selectora de moléculas gaseosas y dispositivos electrónicos identificadores de gases. Algunos de ellos únicamente pueden medir un único gas, como el hidrógeno, pero los modelos más avanzados incluyen el valor absoluto de la lectura del gas, cambios a lo largo de un periodo de tiempo y su respectiva proporción de cambio. Incluso, pueden monitorear la proporción o porcentaje de cada gas presente en el aceite. Puesto que, estos equipos utilizan componentes electrónicos que pueden verse afectados por las condiciones ambientales circundantes y por tanto influir en la exactitud de las mediciones, es necesario comparar estos datos con los que se obtienen en un análisis convencional de laboratorio.

4.1.3.2 Presencia de humedad en el aceite y en el papel.

La humedad puede causar varios inconvenientes al aislamiento del transformador (papel y aceite). Entre ellos se pueden citar:

- Presencia de agua libre que reduce la rigidez dieléctrica del aceite aislante y en el peor de los casos puede provocar rompimiento eléctrico.
- Agua disuelta en el aceite, que de igual manera reduce la rigidez dieléctrica.
- Agua en el papel, que aumenta bruscamente la tasa de envejecimiento de este elemento.

La humedad producida por el agua en los elementos antes citados se conoce como **humedad activa**. Humedad activa es la cantidad de humedad que es capaz de transportarse entre el aceite, papel y otras partes del transformador a un tiempo determinado, ya que, hay cierto nivel de humedad que no se transfiere entre esos componentes.

La capacidad del transformador para manejar aumentos considerables de carga y temperatura es dependiente del nivel de humedad presente en el aislamiento. Cuando la temperatura del transformador y la carga son estables, la humedad activa está en equilibrio. No obstante, dicho proceso está gobernado por una

constante de tiempo que varía desde pocas horas a algunas semanas, por lo que en la práctica la transferencia de humedad nunca está en equilibrio². Esta es la razón que impide tener una lectura exacta de la humedad en el aceite, y por consiguiente calcular la humedad en el papel.

El monitoreo on – line de la humedad se usa para mejorar la exactitud de estas lecturas, monitoreando las cantidades requeridas simultáneamente y haciendo cálculos que establecen el momento en que la transferencia de humedad rompe el equilibrio. Los datos enviados por los sensores proveen un registro histórico de humedad y temperatura de los transformadores, datos que sirven para incrementar la exactitud de los cálculos.

4.1.3.3 Monitoreo de las descargas parciales.

Las descargas parciales son provocadas por condiciones de falla relacionadas con la humedad, cavidades en el aislamiento sólido, partículas metálicas y burbujas de gas. Un significativo aumento del nivel de descargas parciales o en la tasa de desarrollo de descargas parciales es un indicativo de la presencia de una condición de falla.

Hay dos métodos de monitoreo de descargas parciales: **el método eléctrico** y **el método acústico**. De acuerdo a los sensores que se utilicen, los dos métodos anteriores pueden dividirse en dos subcategorías: monitoreo **no intrusivo** y monitoreo **intrusivo**. El monitoreo no intrusivo se refiere al uso de sensores instalados fuera de los transformadores, tales como capacitores de acoplamiento, transformadores de corriente de alta frecuencia (HFCT) , acelerómetros del tipo piezoeléctrico, etc. El monitoreo intrusivo debe poner sensores dentro del transformador, por lo cual, su implementación es más peligrosa y cara. Esto hace que, se prefiera el uso de sensores de fibra óptica cuando se trate de hacer monitoreo intrusivo.

4.1.3.3.1 Método eléctrico de detección de descargas parciales.

En el monitoreo eléctrico de descargas parciales, la corriente de impulso de descarga parcial es generalmente medida directamente a través de un circuito de acoplamiento capacitivo o un HFCT. El capacitor de acoplamiento puede ser un

² Myers S.D. Kelly J.J Parrish R.H “A Guide to Transformer Maintenance”, S.D. Myers Inc.,1981

capacitor de separación de descargas parciales de alto voltaje insertado en los terminales del transformador o se usa la capacitancia de los bushings directamente.

Los métodos eléctricos se dividen en dos subgrupos: los de banda amplia y los de banda angosta. Los de banda angosta tienen un ancho de banda entre 9 y 30 kHz y trabajan con una frecuencia central. Los de banda amplia utilizan un ancho de banda de entre 100 a 400 kHz, en concordancia con la revisión propuesta a la norma IEC 60270.

Las descargas parciales al producirse se mueven progresivamente a través del aislamiento del bushing provocando su deterioro. A medida que se deteriora el aislamiento la corriente circulante sufre un incremento. La detección de estos incrementos se hace mediante el uso de sensores especiales de corriente instalados en la base de cada uno de los bushings. Puesto que estos valores de corriente constituyen un juego trifásico de corrientes, un desbalance en la corriente resultante medida por estos dispositivos es indicativo de la presencia de descargas parciales.

El deterioro del aislamiento del bushing produce aumento en el valor del factor de potencia y / o incrementos en la capacitancia del elemento. El cambio en el factor de potencia generalmente ocurre en la fase inicial del proceso de deterioro, mientras que el incremento en la capacitancia es señal de un proceso antiguo de deterioro. Los dos factores mencionados conducen al aumento de la corriente circulante por el bushing, mencionado anteriormente.

Se ha definido un factor numérico denominado γ que expresa el cambio relativo de la corriente con relación a la corriente inicial y que tiene la siguiente forma:

$$\gamma = \frac{\Delta I}{I_0} = \sqrt{(\Delta \tan \delta)^2 + \left(\frac{\Delta C}{C_0}\right)^2} \quad (4.1)$$

Donde γ es el factor resultante – gamma, I_0 es la corriente inicial, C_0 es el valor inicial medido de la capacitancia C del aislamiento del bushing, ΔC y $\Delta \tan \delta$ son los incrementos en la capacitancia y factor de potencia, respectivamente, que se producen durante el monitoreo. Tanto la capacitancia como el factor de potencia son parámetros dependientes del diseño del bushing y del material dieléctrico utilizado en su construcción.

Los valores de γ más comunes están en el orden de 1 a 2% para una falla en proceso, del 5 al 6% para un defecto crítico y más del 10% para una gran falla.

4.1.3.3.2 Método acústico de detección de descargas parciales.

Los métodos acústicos de monitoreo de descargas parciales emplean sensores especiales basados en el **efecto piezo eléctrico** que miden las ondas sonoras de compresión en un rango de frecuencia de 50 kHz y 350 kHz. El inconveniente de este método es su pobre sensibilidad, puesto que las ondas de sonido son amortiguadas por factores tales como aislamiento, conductores, temperatura del aceite, contenidos de gas y agua en el aceite, circuito magnético y el tanque del transformador. Adicionalmente, la determinación de la energía de descarga es imprecisa puesto que no se puede calibrar con exactitud a los sensores.

Sin embargo, una descarga parcial puede ser detectada en un radio de 20 cm.

Por las razones anteriormente expuestas, se prefieren los métodos eléctricos a los acústicos.

4.1.3.4 Monitoreo de los puntos calientes del transformador.

La temperatura de puntos calientes o HST (hot spot temperature) de un transformador es la máxima temperatura que puede soportar su aislamiento cuando está sometido a una sobrecarga. Los efectos de la HST en el aislamiento de papel de los devanados se usan para determinar el intervalo límite de temperatura que tolera el aislamiento con relación a un determinado periodo de tiempo. La dificultad radica en que tales límites no son fijos, debido a las cambiantes condiciones de las características del transformador y a las condiciones medioambientales que son muy variables.

A lo largo del tiempo se han utilizado las siguientes metodologías para el control de los puntos calientes: monitoreo de condición, uso de normas, modelación termodinámica y sondas de temperatura de fibra óptica.

4.1.3.4.1 Monitoreo de condición de HST.

El monitoreo de condición tiene que ver con la utilización de sistemas de control que manejan algoritmos simples que activan alarmas y dispositivos de protección cuando las señales que entran a estos elementos exceden ciertos límites

establecidos. Este método, si bien no considera las condiciones dinámicas de comportamiento del transformador, da un cierto margen de prevención ante posibles daños.

4.1.3.4.2 *Uso de normas.*

Las normas o estándares permiten estimar la temperatura de puntos calientes dentro de un transformador como función de la corriente de carga y las condiciones climáticas externas. Estas temperaturas están tabuladas en tablas y cartas siendo las más empleadas las tablas dadas por las normas IEC 354: 1991 e IEEE Std C57.91 – 1995.

La norma del IEC trabaja con un modelo matemático que permite el cálculo de las temperaturas de operación de los transformadores. Dicho modelo funciona con suposiciones tales como: considerar que el aumento de temperatura del aceite es lineal desde la base del tanque al extremo superior, que la distribución de temperatura es uniforme entre los devanados, y la asignación de valores típicos de pérdidas para valor el HST.

No obstante, tales suposiciones no son aplicables al caso de transformadores de gran potencia, ya que en ellos la temperatura de puntos calientes está influenciada por las fugas de flujo, que provocan la no linealidad del comportamiento de la temperatura HST. De todas maneras, este método es bastante acertado para el caso de ser aplicado en transformadores de baja capacidad.

		condiciones normales	carga planificada	emergencia larga 1-3 meses	emergencia corta 0.5 - 2 horas
Conductor aislado Temperatura más caliente	IEE	120 °C	130 °C	140 °C	180 °C
	IEC	120 °C	(N/A)	130 °C	160 °C
Partes metálicas (soportes, núcleo, etc)	IEE	140 °C	150 °C	160 °C	200 °C
	IEC	(N/A)	(N/A)	(N/A)	(N/A)
Temperatura de aceite en la cima del tanque	IEE	105 °C	110 °C	110 °C	110 °C
	IEC	105 °C	(N/A)	115 °C	115 °C

Tabla 4.4: Límites de temperatura normalizados.

La norma del IEEE está basada en dos métodos. El primero es de naturaleza matemática, con la suposición de que la temperatura alcanzada por los devanados es equivalente a la que se presenta en el extremo superior del tanque. Sin embargo, mediciones realizadas por medio de termocuplas y sensores de

fibra óptica, han demostrado que la suposición es incorrecta. Los cambios en la temperatura del medio ambiente introducen la inexactitud en la suposición.

El segundo método introduce algunas correcciones al modelo matemático tomando en cuenta la viscosidad del aceite y otros efectos de naturaleza térmica.

4.1.3.4.3 Modelación termodinámica.

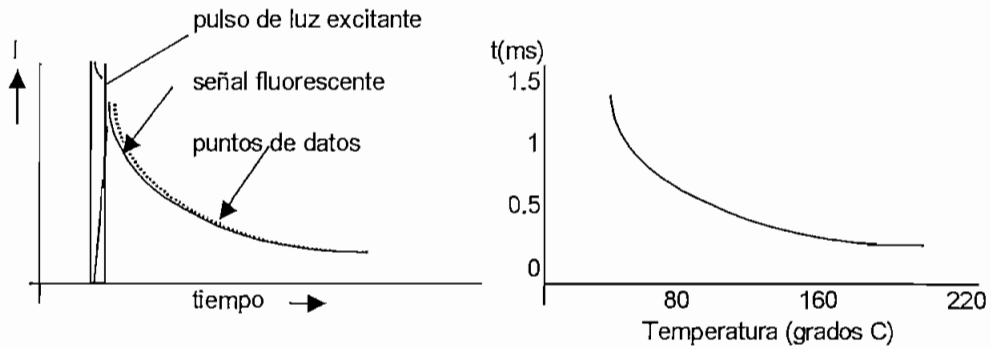
Este método analiza las transferencias de calor que se producen entre el aceite del transformador y las paredes del tanque principal, parámetros que dan lugar a una mayor precisión y exactitud en la estimación de la HST. Aunque también este modelo requiere de mayor afinación para dar mediciones más exactas y asume que el transformador opera a condiciones nominales.

4.1.3.4.4 Sondas de temperatura de fibra óptica.

Es el método que en los últimos años ha sido de gran aplicación, por la facilidad que dicha sonda puede ser instalada dentro de los devanados. Recomendado para transformadores relativamente nuevos, mas no para los transformadores muy viejos, puesto que, han estado operando por muchas décadas sin la necesidad de elementos externos, cuya instalación puede ser muy onerosa.³

Esta tecnología se basa en la medición del tiempo de decaimiento de un sensor de material fosforescente, que va montado en la cabeza de la sonda y que es excitado por un pulso de luz, generado por un led de gran intensidad en una longitud de onda apropiada, que produce cientos de pulsos por segundo. La temperatura es dependiente del tiempo de decaimiento del sensor fosforescente y cambia en forma predecible con una variación de la temperatura del sensor.

³ Czaszejko Tadeus, Ohis Vivian. Techniques for estimation of hot spot temperatures in transformers.



Representación tiempo de decaimiento

Tabla de calibración y correlación entre tiempo de decaimiento y temperatura

Figura 4.2: Forma de medición de los termómetros de fibra óptica

4.1.3.5 Monitoreo del cambiador de taps.

Convencionalmente, el cambiador de taps bajo carga (OLTC) ha sido colocado dentro del tanque del transformador.

El deterioro progresivo de los componentes mecánicos del cambiador de taps bajo carga es provocado por frecuentes operaciones del mismo. Sus contactos experimentan sobrecalentamiento y/o arco eléctrico cuando se cambian los taps bajo condiciones de carga. Todos estos factores pueden dar lugar al apareamiento de fallas en el transformador. Los transformadores nuevos vienen equipados con un compartimiento especialmente diseñado para el OLTC, sin embargo, la caja de taps sigue siendo instalada dentro del tanque, lo que ocasiona problemas, puesto que, hay transferencia de esfuerzos térmicos y eléctricos del tanque al compartimiento separado.

Para detectar posibles anomalías se utilizan varias metodologías, como el control de la temperatura, tests basados en imágenes infrarrojas, mediciones de resistencia de contacto y el análisis de gases disueltos.

4.1.3.5.1 Diagnóstico de fallas en el OLTC mediante el DGA.

La técnica del DGA es la más utilizada para el caso del OLTC. Se consideran 7 gases de falla para el análisis: hidrógeno, metano, etano, etileno, acetileno, monóxido de carbono y dióxido de carbono. Dichos gases se producen cuando hay un rozamiento excesivo entre contactos y daños en el interruptor divisor. A

menudo se forman subproductos gaseosos durante las operaciones normales del dispositivo, cuya presencia no necesariamente indica el apareamiento de fallas. Esto introduce complicaciones en la interpretación de los datos del DGA ocasionando a veces diagnósticos erróneos.

A fin de evitar confusiones, el DGA se centra en analizar las consecuencias de un fenómeno en particular que se da en el OLTC, denominado **cocción o "coking"**, fenómeno inducido por la presencia de aceite carbonizado. Un coking excesivo puede causar fugas térmicas de los contactos y los materiales del switch divisor dando como resultado un incremento de la resistencia de contacto.

4.1.3.5.2 Conjunto de datos para el análisis del "coking" del OLTC.

La magnitud de las concentraciones de gases está en relación directa con la presencia o no de elementos de ventilación incorporados al OLTC. Para OLTCs que tienen respiraderos con o sin vaso desecante, las proporciones gaseosas pueden ser moderadas. No es así en el caso de los OLTC completamente sellados, en los que las concentraciones de gases son mucho más altas.

Para el análisis del "coking" del OLTC mediante DGA se toman un conjunto de muestras gaseosas, que son clasificadas en tres subconjuntos de datos para el estudio. El primero es el juego de datos de entrenamiento (OLTC _ TRN) que en total son 182 muestras, un segundo juego llamado de condiciones normales del OLTC (OLTC _ TST1) que tiene 16 muestras, y un tercer juego que indica condiciones dudosas del OLTC (OLTC_TST2) que son 30 muestras.

Las muestras gaseosas incluyen la concentración en partes por millón de los gases de falla, en un intervalo de 0 a 10000 ppm y una descripción de las condiciones internas del OLTC obtenida mediante inspecciones internas. Las condiciones son descritas como "normal", "señal o alarma de coking", "coking moderado" y "coking serio".

De las 182 muestras de entrenamiento, 161 se consideran provenientes de una operación normal del OLTC y 21 indican la presencia de coking. De estas 21 muestras, 4 pertenecen a la categoría "señal de coking", 5 muestras indican "coking moderado" y las últimas 12 muestras son indicativas de "coking serio". Debido al bajo número de muestras consideradas como "coking" en relación con la cantidad de muestras "normales", se aumentó el número de muestras del tipo

“coking” con el fin de aumentar la exactitud de los análisis, variando su concentración en un rango de +/-10%. Las cantidades que se manejan actualmente son: 156 muestras de “señal de coking”, 155 muestras de “coking moderado”, y 156 muestras de “coking serio”. Entonces, las muestras de entrenamiento alcanzan a 628 muestras.

4.1.3.5.3 Control del OLTC mediante IEDs.

En la actualidad existen pocos métodos para el control on – line del OLTC, entre ellos se pueden mencionar a los siguientes:

- Medición de la temperatura diferencial entre el tanque principal y el compartimiento del cambiador de taps para detectar contactos de “coking”.
- Control y medición de los parámetros de funcionamiento del motor de arrastre y del eje conductor del OLTC.

El monitoreo del motor de arrastre comprende el conocimiento del estado de dicho motor durante su período de operación. Esto se hace mediante la medición de la corriente producida por el motor al accionar el switch divisor cuando se hace un cambio de tap. El torque producido por el eje conductor durante un cambio de taps es medido por un sensor de torque de tipo rotativo. Los valores y formas de onda del torque y la corriente son monitoreados y comparados con los valores estandarizados de cada una de las posiciones del cambiador de taps para verificar si la operación del cambio de taps se está realizando correctamente.

Otros sistemas se centran en medir el consumo de potencia activa del motor del OLTC, durante el intervalo de tiempo que dure la operación de cambio de taps. Dichas mediciones generan una curva de consumo de potencia activa del motor de arrastre, curva que proporciona información del estado mecánico del OLTC determinando la posición y la amplitud de los picos de potencia que se producen en una operación del cambiador de taps. Una posible falla en la operación del divisor puede ser reconocida observando picos de potencia de gran amplitud en la mencionada curva.

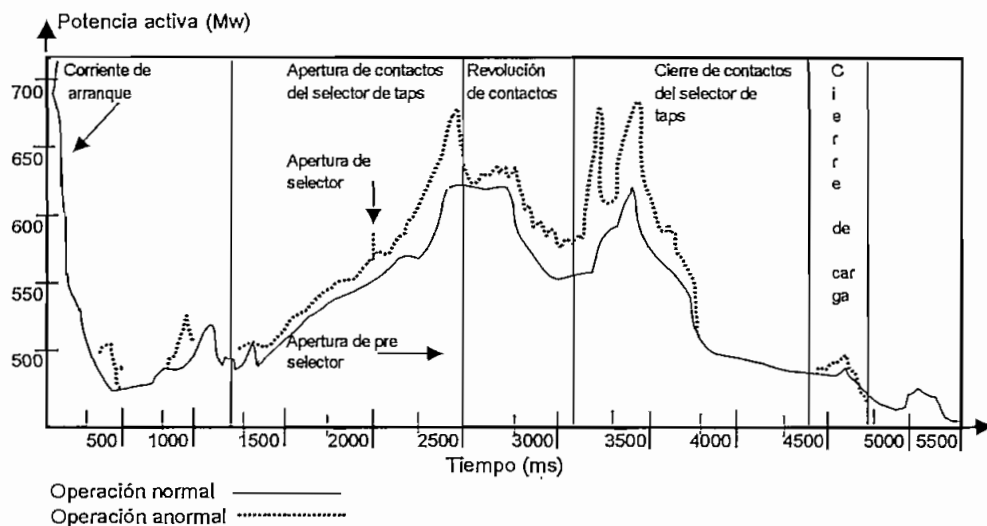


Figura 4.3: Potencia activa del motor de arrastre del OLTC.

Adicionalmente a las mediciones anteriores, también se registra la corriente de carga del transformador generada durante un cambio de tap, en un cierto intervalo de tiempo. La diferencia de la corriente de carga antes y después de un cambio de tap es información que puede proporcionar información acerca del estado de operación del switch divisor.

Algunos IEDs disponibles comercialmente efectúan las mediciones descritas anteriormente mediante el uso de dos módulos separados, el uno para el control del motor y el otro para el monitoreo del fenómeno del coking. No obstante, los modelos más avanzados incorporan estas dos capacidades en un solo dispositivo.

4.1.3.5.4 Descripción de los tipos de cambiadores de taps.

Varios tipos de equipos y circuitos de cambio de taps son utilizados dependiendo en primer lugar del voltaje y los KVA y también si se requiere control de voltaje o ángulo de fase. Los cambiadores de taps bajo carga son fabricados para 8, 16 y 32 pasos, sin embargo, la tendencia en los últimos años ha sido la de construir cambiadores para un amplio número de pasos, de tal manera que, permitan obtener un grado de regulación más fino. El rango más común de regulación es $\pm 10\%$ del voltaje de línea nominal, estando en segundo lugar el de $\pm 7\frac{1}{2}\%$ y el de $\pm 5\%$ ocupa el tercer puesto de popularidad. El cambiador de 32 pasos, con

+/-10% es de gran aceptación pues se lo considera como Standard para muchos tipos de transformadores.

Básicamente, se distinguen tres tipos de cambiadores de taps: el de mecanismo UT, el de mecanismo UR y el de mecanismo URS⁴.

El circuito con el cual opera el **mecanismo UT** se ilustra esquemáticamente en la figura que consta en la siguiente página.

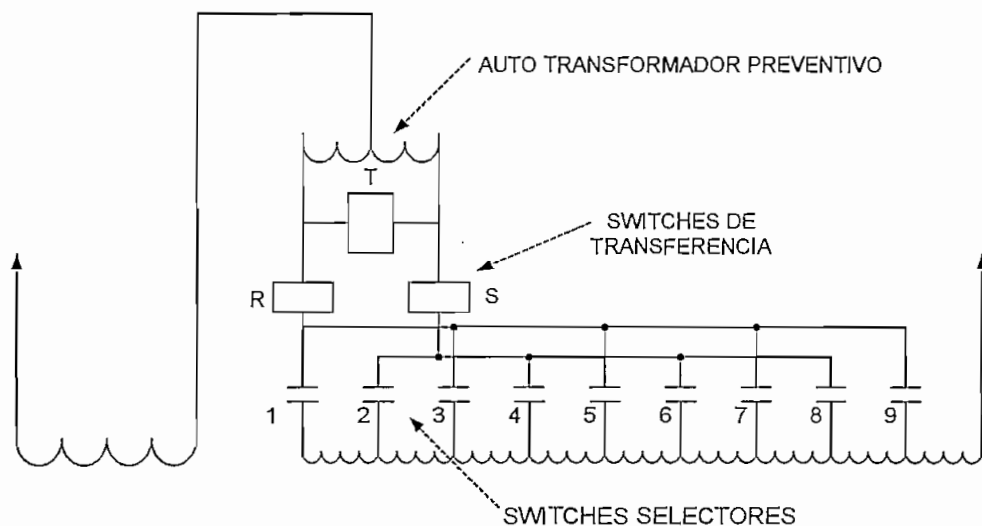


Figura 4.4: Esquema del cambiador de taps tipo UT.

Los taps del devanado del transformador se conectan con los switches selectores 1 a 9. Estos switches selectores a su vez se conectan con los interruptores de transferencia R, S y T. Las conexiones para la posición del cambiador de taps se muestran en la carta de secuencia de la figura. La secuencia de contacto es así coordinada por medio del mecanismo de cambio de taps de tal manera que los interruptores de transferencia desarrollan todas las operaciones de contacto, abriendo antes y cerrando después de que el selector se activa. Todo el arco se restringido a los switches R, S, y T, mientras que los switches 1 a 9 simplemente escogen el tap del transformador al cual va a ser transferida la carga.

Cuando el cambiador de taps está en las posiciones de número impar, el auto transformador preventivo es corto – circuitado. En las posiciones de número par, el auto transformador preventivo puentea a los dos taps del transformador. En esta posición, la relativamente alta reactancia del auto transformador preventivo para las corrientes que circulan entre taps adyacentes previene daños a los devanados, mientras que su relativamente baja impedancia a las corrientes de

⁴ Westinghouse: Electrical Transmission and Distribution Reference Book, páginas 121 y 122.

carga permite en esta operación obtener voltajes a mitad del camino entre los taps del transformador.

En la figura que consta a continuación se muestra esquemáticamente el diagrama de conexiones del **cambiador de taps tipo UNR**.

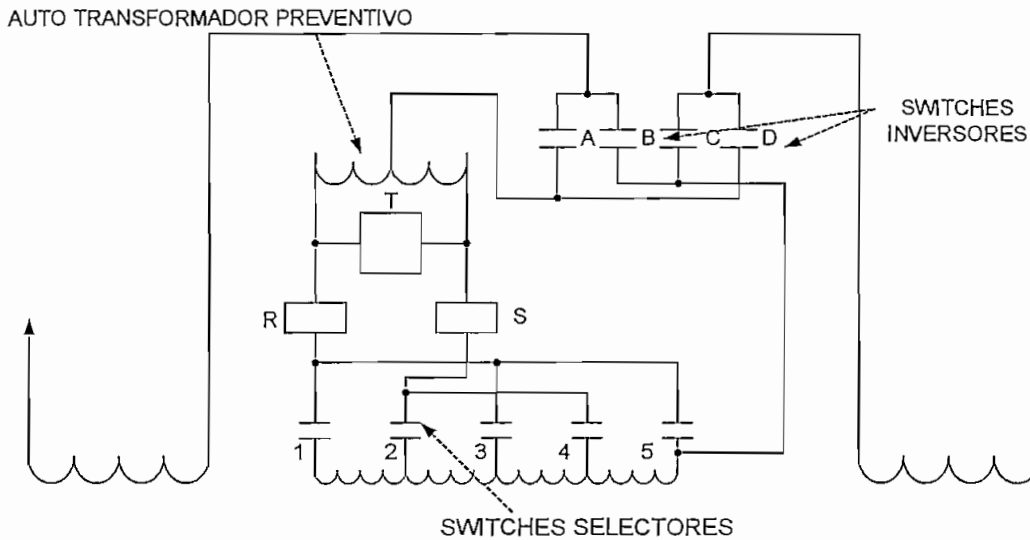


Figura 4.5: Esquema del mecanismo UNR.

La operación del selector y de los switches de transferencia es exactamente igual como la descrita para el tipo UT. Sin embargo, el tipo UNR posee un switch inversor el cual invierte las conexiones de la sección escogida del devanado de tal manera que, el mismo rango y número de posiciones pueden ser obtenidas con la una mitad del número de secciones de tap, o se puede duplicar el rango con el mismo número de taps. El switch inversor es un switch del tipo cierre – apertura que opera en el instante que no hay voltaje entre sus contactos.

El **mecanismo URS** es aplicado en transformadores de potencia pequeños y en grandes transformadores de distribución. No tienen switches de transferencia, y cada switch selector sirve como un switch de transferencia para el tap al cual va a ser conectado. El esquema del circuito se muestra a continuación:

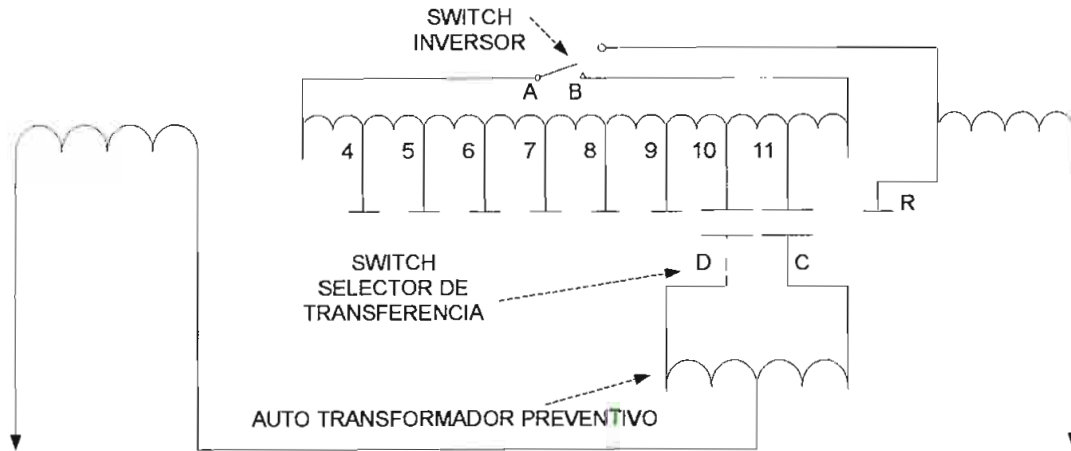


Figura 4.6: Cambiador de taps tipo URS.

Físicamente, los contactos del selector estacionario son dispuestos en círculos, uno por cada fase. De esta forma, los contactos móviles del switch selector giran alrededor de un eje central seleccionando los taps y haciendo contacto entre ellos. El interruptor inversor opera cuando los switches selectores están en la posición 17, instante el cual no existe corriente a través de los interruptores inversores y por tanto no se produce arco entre ellos.

El cambiador de taps del tipo URS, como los otros tipos de cambiadores de taps, puede ser equipado para operación manual, operación manual remota, o para operación automática bajo el control de los relés.

La secuencia de operación de cada uno de estos esquemas se puede ver en el anexo D.

4.1.3.6 Control de la ventilación.

En un transformador de fuerza el control convencional de la ventilación está a cargo del termómetro de dial, elemento que tiene incorporado un elemento sensor, el cual, ante un aumento de temperatura que sobrepase el valor límite establecido como de operación normal del líquido refrigerante, activa unos contactos que ponen en marcha a los motores ventiladores, en el caso de que el transformador estuviere equipado con ellos.

El control on – line de la temperatura interna del transformador y por tanto de la ventilación está basado en la aplicación de un modelo térmico de comportamiento del mismo. Dicho modelo utiliza dos expresiones matemáticas, la primera representa el alcance de temperatura del aceite, fórmula que trabaja con el

supuesto de que en condiciones estables, todas las pérdidas (P) se transfieren al ambiente a través de la resistencia térmica del equipo de ventilación (R_{th}). Esta expresión es de la forma:

$$T_{aceite} - T_{aire} = (P_{k,n} \cdot k^2 + P_0) \cdot R_{th} \quad (4.2)$$

Siendo k la razón entre la carga actual y la carga estimada.

La segunda ecuación muestra la variación de la temperatura del aceite cuando el transformador está sometido a grandes fluctuaciones de la temperatura del ambiente o de la carga. En este caso, se incorpora a la capacidad térmica del transformador (C_{th}) en el análisis. Esta expresión es de la siguiente forma:

$$T_{aceite}(t) = (T_{aceite,\infty} - T_{aceite,act}) \cdot \left[1 - e^{-\frac{t}{R_{th}C_{th}}} \right] + T_{aceite,act} \quad (4.3)$$

En donde $T_{aceite, \infty}$ y $T_{aceite, act}$ representan a las temperaturas final e inicial del transformador respectivamente.

A través de medios computacionales, estas ecuaciones calculan los cambios en la temperatura del aceite a lo largo del tiempo. Si existen desviaciones de los valores estándares ingresados como constantes, el sistema on – line determina el número de ventiladores a ser activados para paliar estos cambios de temperatura. Cabe indicar que los valores de R_{th} , P_0 y $P_{k, n}$ son propios del transformador, es decir, dependen de su diseño.

Al ser activados los ventiladores, la temperatura del aceite se mantiene constante por un largo tiempo, reduciéndose así el “sofoco” del transformador y, por otro lado, la cantidad de humedad absorbida por el aceite disminuye. Hay que aclarar que la temperatura del aceite encontrada con este sistema es la que se tiene en el borde superior del tanque.

4.1.3.6.1 Descripción de los sistemas de ventilación de los transformadores.

Para describir a los diversos sistemas que se emplean para refrigerar a los transformadores, se recurrirá a las normas norteamericanas ANSI, las mismas que los clasifican de la siguiente manera:

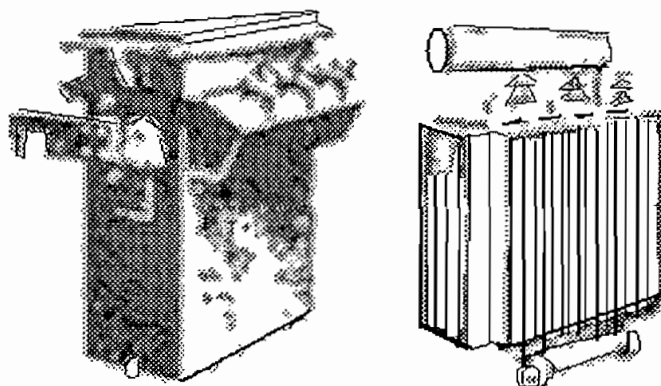
1. Auto refrigeración, es decir, por radiación y convección naturales (OA)

2. Ventilación independiente, o sea, circulación de aire por ventiladores (OA/FA).
3. Circulación forzada de aceite (OA/FA/FOA), por medio de bombas, que se puede asociar con:
 - a) Auto refrigeración (OA).
 - b) Ventilación independiente (FA).
 - c) Refrigeración por agua (FOW).

El **sistema de auto refrigeración** (OA) es el sistema más generalizado, debido a su sencillez y se emplea en transformadores de hasta una potencia de 30 MVA.

Para transformadores de pequeña potencia, hasta unos 30kVA, se usa una caja de paredes lisas, para evacuar al ambiente el calor producido por pérdidas de energía. Para potencias mayores, hasta unos 2000kVA, se recurre a cubas onduladas con una profundidad de onda de hasta 300 mm, las cuales aumentan la superficie de refrigeración.

En potencias más elevadas, la superficie de las ondas es insuficiente para evacuar el calor por lo que se emplean refrigeradores especiales. Los europeos prefieren el sistema de radiadores. En general, estos radiadores se ubican normalmente a la superficie del tanque principal, aumentando la superficie de radiación sin tener que aumentar la del tanque principal. La unión de los radiadores a la caja se logra mediante soldadura o tubos embridados. Los norteamericanos y algunos europeos, prefieren el tanque con haz de tubos. Los tubos están soldados por los extremos a la parte superior e inferior de las paredes del tanque, en una, dos, tres o cuatro hileras y por el interior de estos tubos circula el aceite del transformador, evacuando el calor por la superficie de refrigeración formada por las paredes de los tubos.



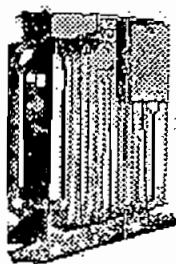


Figura 4.7: Auto refrigeración por a) cubierta de chapa lisa, b) de chapa ondulada, c) por haz de tubos

Para potencias superiores a los 20 MVA, es más complicado el montaje de radiadores alrededor del tanque principal, con objeto de que disipen el calor. En este caso, es común el uso del soplado de radiadores mediante ventiladores adosados, que envían el aire refrigerante a través de dichos radiadores. Con esto se logra reducir las dimensiones totales del transformador comparándolas con las que se tienen si se emplea auto refrigeración, además de ahorro en material de construcción. En esto consiste el **sistema de refrigeración de los transformadores por ventilación independiente**.

Se distinguen dos tipos de transformadores refrigerados con ventilación independiente:

- a) Con ventilación independiente propiamente dicha, proyectados para auto refrigeración de hasta el 60% de su potencia nominal.
- b) Con auto refrigeración hasta plena potencia nominal, que se puede incrementar hasta un 25% empleando una ventilación independiente suplementaria.

Originalmente, en este tipo de sistema, los ventiladores se disponían para soplado vertical en la parte baja de los radiadores. Posteriormente, el soplado vertical se ha sustituido por el soplado horizontal, situando los ventiladores lateralmente. En el soplado horizontal, el número de ventiladores es menor y su marcha es mucho más silenciosa.

Los radiadores pueden estar adosados y unidos al tanque del transformador por medio de soldadura o tubos embridados, o bien, como se representa en la figura 4.8, situando los radiadores sobre colectores para formar un equipo separado del tanque del transformador. Los tubos que comunican el tanque y el equipo de refrigeración son de diámetro suficiente a fin de que el aceite circule naturalmente. Este esquema se aplica a transformadores de gran potencia.

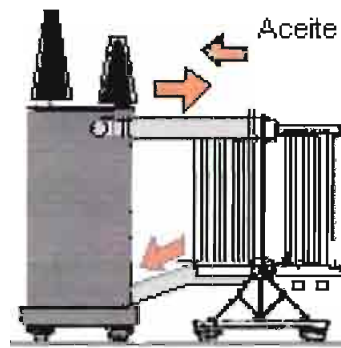


Figura 4.8: Refrigeración independiente con radiadores separados.

Para cualquiera de los sistemas mencionados anteriormente, las maniobras de conexión y desconexión se pueden efectuar ya sea manualmente o en forma automática. La primera forma requiere de personal de control, por lo que se recomienda la segunda manera, ya que no está sujeta a fallos o errores de dicho personal. El mando automático de los ventiladores se puede hacer en función de la temperatura, mediante un termómetro de contactos que monitorea la temperatura del tanque principal, en combinación con los circuitos de mando de los contactores de los motores de los ventiladores, o también, en función de la corriente de carga, empleando un relé de sobre corriente alimentado por el secundario de un TC y en combinación con los circuitos de mando de los contactores de los motores que accionan los ventiladores.

El **sistema de refrigeración por circulación forzada de aceite** es mayoritariamente empleado en transformadores de potencias muy elevadas, puesto sus pérdidas de energía por calor son de valor absoluto bastante considerable.

En los transformadores refrigerados por circulación forzada de aceite, se aspira el aceite caliente por medio de una bomba situada en la parte superior del tanque principal, y luego es impulsado hacia los refrigeradores, donde se refrigera por convección natural de aire (OA), por la acción de aire soplado (FA) o por circulación de agua (FOW). Luego, el aceite refrigerado se impulsa a la parte inferior del transformador reiniciándose así el ciclo de recirculación.

La circulación forzada de aceite con auto refrigeración, es poco utilizada, debido a que requiere mucho espacio para el montaje de la batería de radiadores que, deben ir separados del tanque para hacer eficaz la acción del aire.

En la circulación forzada de aceite con ventilación independiente los auto refrigeradores, en cambio, están formados de haces de tubos sobre los que soplan los ventiladores, como muestra la figura 4.9; por el interior de los tubos circula el aceite, que se refrigera por acción de los ventiladores. La capacidad de refrigeración es de 75 a 100 kW por ventilador; por tanto, el número de ventiladores a instalarse es función de las pérdidas y depende de la potencia del transformador.

El equipo refrigerador puede colocarse empotrado en el tanque o separado de éste.

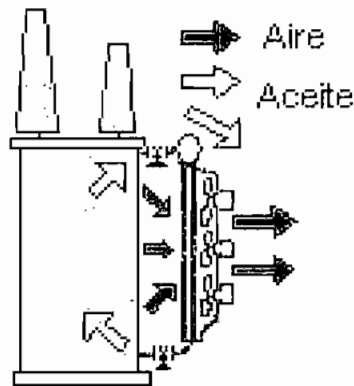


Figura 4.9: Circulación forzada de aceite y refrigeración independiente.

La circulación forzada de aceite con refrigeración por agua (clase FOW), posee ventajas especiales en cuanto a costo de compra y peso por unidad de potencia. Este esquema es preferido en las centrales de generación, y es aplicado a potencias superiores a 6 MVA.

En la figura 4.10 se muestra esquemáticamente este sistema de refrigeración. La circulación de agua se hace en tubos verticales y en sentido ascendente y descendente. El aceite caliente baña los tubos de agua refrigerante circulando de arriba abajo. El recorrido del aceite se prolonga muchas veces por unas cámaras horizontales, con lo cual se consigue una refrigeración más eficaz. Estos equipos refrigeradores se denominan también hidrorrefrigeradores y trabajan con potencias comprendidas entre 75 kW y 300 kW.

La presión del agua dentro de los tubos debe ser inferior a la del aceite que los rodea para evitar que el agua entre en el interior del tanque principal en caso de producirse algún fallo en el equipo refrigerador.

El control de dicho sistema de refrigeración se hace vigilando la corriente de aceite y midiendo las temperaturas de entrada y salida de agua refrigerante.

En transformadores de gran potencia, el equipo de refrigeración se forma de dos unidades que trabajan en paralelo. Cuando estas unidades trabajan en forma aislada, se puede utilizar del 50 al 100% de la potencia del transformador, y si lo hacen simultáneamente, se pueden hacer labores de limpieza y revisión de los refrigeradores fuera de servicio. Aunque a veces, se proyecta el refrigerador para la potencia total y se prevé una unidad de reserva.

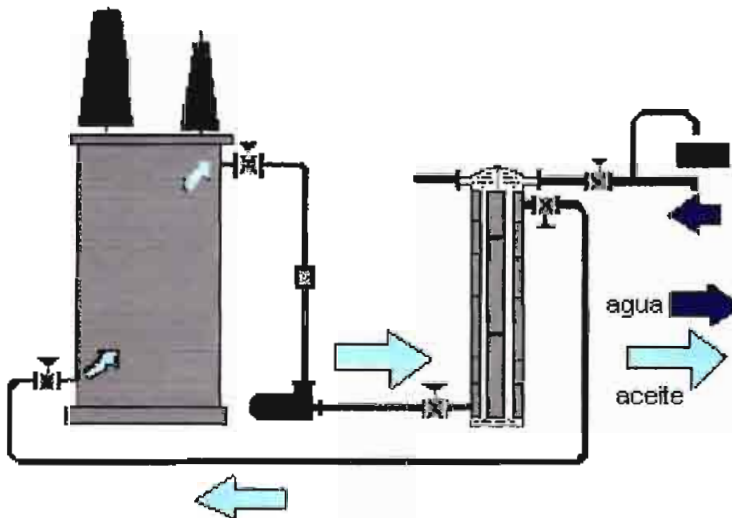


Figura 4.10: Circulación forzada de aceite y refrigeración por agua.

4.1.3.7 Monitoreo de los parámetros controlados por los antiguos dispositivos de protección.

Los dispositivos de protección antiguos son: el relé Buchholz y el relé de presión súbita. El término antiguo se refiere a que estos elementos han formado parte del sistema protector de los transformadores antiguos desde hace décadas.

Puesto que el relé Buchholz - como se explicó en el capítulo 2 - reacciona ante un cambio en el volumen de gases del aceite, algunas metodologías de monitoreo incluyen el análisis de los gases recogidos en la cámara del relé mediante la técnica del DGA.

Sin embargo, la dificultad de monitorear al relé Buchholz radica en su capacidad de medición. El elemento muestra únicamente la cantidad de gas que ha estado entrando a la cámara desde el último vaciado. Si una alarma es activada, es difícil determinar si los gases fueron generados a partir de un proceso progresivo de falla, o si más bien se debe a pequeños errores de funcionamiento de sus partes

mecánicas provocados por las acciones de vaciado. En este caso, una falsa alarma es generada, lo que conduce a interpretar erróneamente el suceso como una falla cuando en realidad no es así. Adicionalmente, es imposible conocer la historia del desarrollo de gases dentro del relé. Aparte de los fenómenos eléctricos que causan fallas, hay otras razones que generan gases que son recogidos por el relé⁵:

- Escape de gases cuando el aceite está saturado.
- Escape de aire debida a una baja de presión en la parte frontal de las bombas de aceite cuando se encuentran operando.
- Escape de gases por la parte trasera de las bombas de aceite producida por la cavitación.
- Vibraciones mecánicas fuertes que originan burbujeo en el aceite saturado.
- Súbitos cambios de temperatura en pequeños volúmenes de aceite.
- Súbito decrecimiento de la temperatura ambiente.
- Conductores de aire bloqueado que pueden producir baja de presión dentro del tanque, lo que conduce al burbujeo.

El monitoreo del relé Buchholz asistido por computadora es difícil debido a su baja sensibilidad. No constituye una herramienta para diagnóstico de fallas; más bien, en su forma actual es solamente un elemento de protección del transformador. Por lo cual un control remoto de este elemento producirá las alarmas ante posibles fallas y permitiendo además el diagnóstico de la causa de la avería. Previo a esto, la cámara del relé debe ser vaciada a fin de eliminar los residuos gaseoso almacenados durante largo tiempo, acción que elimina el riesgo de activar alarmas incorrectas.

La forma on - line de monitoreo del relé Buchholz es mediante el uso de sensores especiales que midan las magnitudes físicas con las que trabaja tal relé, como son el caudal del aceite que entra a la cámara del relé y el volumen de hidrocarburos gaseosos producidos. Cualquier cambio en los niveles tolerables en el volumen de gas o en el caudal de aceite que ingresa al relé, hace que estos sensores envíen señales de activación de alarma. Si los sensores tienen la

⁵ S.Tenbohlen, D.Uhde, J. Poittevin: Enhanced diagnosis of Power Transformers using On and Off line methods: results, examples and future trends.

capacidad de comunicación remota, pueden enviar lecturas ya sea de caudal o de volumen de aceite al monitor central.

4.1.3.8 Protección de los transformadores.

Las condiciones anormales que dan origen a fallas en un transformador de potencia son las siguientes:

- Fallas internas.
- Sobre calentamiento.
- Cortocircuitos externos.

4.1.3.8.1 Protección contra fallas internas.

Dentro de la zona de protección del transformador se distinguen fallas internas en los enrollados o en los terminales propiamente dichos. La solución más eficaz en ambos casos es, la desconexión rápida, puesto que, los esfuerzos producidos son destructivos existiendo incluso el peligro de incendio. Las fallas internas de los enrollados son, en su mayor parte, fallas a tierra, o fallas entre espiras, cuya gravedad se relaciona con el diseño del transformador y el tipo de puesta a tierra del neutro del sistema eléctrico al cual está conectado. Las fallas entre fases dentro del tanque son poco probables, siendo imposible su apareamiento cuando se utilizan bancos de transformadores monofásicos. Las fallas entre fases pueden ser originadas por arcos en los aisladores (bushing) y fallas en los equipos de cambiadores de taps bajo carga (OLTC).

La prevención contra fallas internas del transformador se hace empleando uno o varios de los siguientes métodos:

- Protección diferencial.
- Protección restringida contra fallas a tierra.
- Protección Buchholz.
- Protección a masa o de estanque.

La **protección diferencial** es esencial para transformadores con capacidad superior a 10 MVA.

El sistema de protección diferencial compara las corrientes del lado de alto voltaje con las corrientes del lado de baja, las cuales tienen una relación conocida bajo condiciones normales. Es por esta razón que la protección diferencial es capaz de

detectar los cortocircuitos entre espiras que producen cambios en la relación de transformación. La corriente diferencial que surge de la condición de falla circulará por el relé. Al operar la protección diferencial debe desenergizarse por completo el transformador, lo cual se hace por medio de interruptores colocados en cada uno de los enrollados.

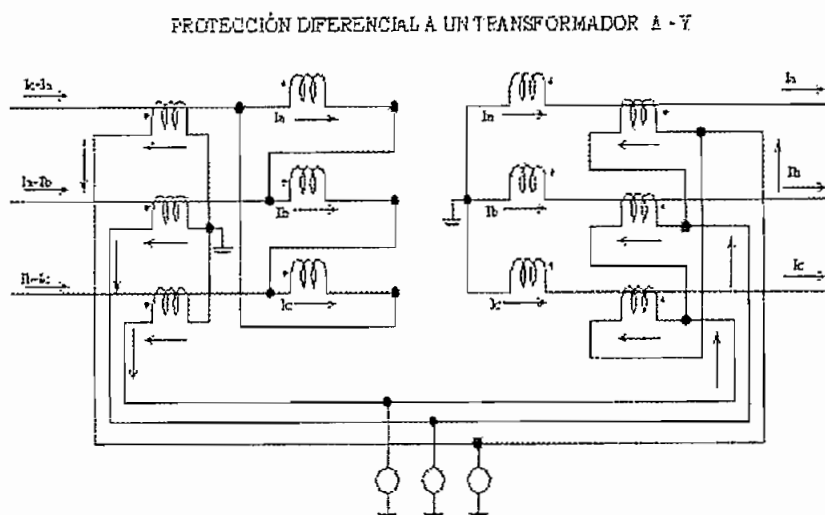


Figura 4.11: Protección diferencial del transformador.

Para aplicar este tipo de protección es necesario conocer ciertos datos del transformador como el tipo de conexión delta – estrella, puesto que introduce un defasaje, la regulación de los cambiadores de taps bajo carga y la presencia de la corriente inrush de magnetización.

La implementación de la protección diferencial requiere del uso de transformadores de corriente (TC), que son conectados tanto en el lado de alta como en el lado de baja.

Se debe considerar además el efecto del cambiador de taps bajo carga que produce el cambio de la relación de transformación. Para propósitos prácticos, el cálculo de las relaciones de los transformadores de corriente se hace suponiendo que el transformador tiene su cambiador de taps ubicado en la posición intermedia.

La protección de tipo diferencial se considera la más recomendable por su alta sensibilidad, puesto que, actúa en forma instantánea.

La protección diferencial debe encargarse de resolver los siguientes problemas:

- a) Diferencias en magnitud y ángulo de las corrientes que entran y salen de un transformador, lo que depende de la razón de voltaje y de la conexión de los enrollados.
- b) Corriente de magnetización.
- c) Corriente de energización en vacío.

La diferencia de ángulo se soluciona conectando los secundarios de los transformadores de corriente de modo de compensarla. Así, si un transformador de potencia es de conexión delta – estrella se conectan los secundarios de los transformadores de corriente en estrella y en delta respectivamente. Solución que evita que la corriente de secuencia cero que circula en el lado estrella para un cortocircuito externo que involucre tierra no llegue al relé, ya que no tiene compensación con la corriente del lado delta en la que circulan sólo componentes de secuencia positiva y negativa.

Para corregir las diferencias en la magnitud de las corrientes sería necesario elegir las razones de transformación de los transformadores de corriente en la razón inversa a la razón de transformación del transformador de potencia. Esto puede inducir la presencia de corrientes poco normalizadas, por lo que, en realidad se emplean una de las dos alternativas siguientes:

- Uso de relés diferenciales provistos de derivaciones en sus enrollados de modo que compensen las diferencias. Alternativa que se coordina con la que compensa la diferencia de ángulo mediante conexión adecuada de los secundarios de los transformadores principales de corriente, y en la que de todas maneras pueden resultar diferencias de $\sqrt{3}$ en la magnitud secundaria de las corrientes.
- Empleo de transformadores de corriente auxiliares que tienen razones que corrigen la diferencia en las magnitudes y que se coordina con la alternativa de corregir la diferencia de ángulo mediante transformadores auxiliares. En tal caso, el relé no necesita tener derivaciones en sus enrollados.

Para solucionar el problema de las corrientes de magnetización se emplean las siguientes alternativas:

- Desensibilizar al relé diferencial durante la maniobra de energización del transformador en vacío, mediante el uso de relés de baja tensión con

contactos de tipo “b” y que tienen retardo en la operación y en la reposición; contactos que se conectan en serie con una resistencia de bajo valor óhmico que se conectan en el relé de cada fase cortocircuitando la bobina de operación.

- Supresión temporal de la orden de apertura impartida por el relé diferencial. Esto se hace utilizando tres relés de tensión de alta velocidad, conectados para ser actuados ya sea por los voltajes entre fases o entre fase y neutro, y que controlan la operación del relé diferencial.
- Empleo de relés que estén en capacidad de distinguir entre corrientes de energización en vacío y corrientes de falla. El sistema más difundido es el de retención por armónicas. Este se basa en el hecho que la corriente de energización en vacío, a diferencia de la corriente de cortocircuito, presenta un alto porcentaje de contenido de armónicas, especialmente de segundas armónicas, las cuales son filtradas, rectificadas y energizan junto con la fundamental los circuitos de retención. En cambio los circuitos de operación son alimentados sólo por la fundamental.

Cuando el transformador de potencia esté equipado con un OLTC, la protección diferencial debe contar con una alimentación de porcentaje para obtener una alta velocidad de operación con un ajuste sensible.

Para transformadores de alta potencia el **sistema de protección diferencial de porcentaje** debe ser tal que posea una alta velocidad de respuesta y que incorpore un elemento de restricción de armónicas para prevenir la operación del relé ante la presencia de corrientes inrush de magnetización. El valor pico inicial de esta corriente en cada una de las fases depende de condiciones como el instante de conexión y la condición magnética del núcleo, pudiendo ocurrir picos con valores de 6 a 8 veces la corriente nominal del transformador. Hay que tomar en cuenta además, que la corriente inrush circula solamente por el devanado energizado, por lo que la protección diferencial la puede detectar como falla interna y que dicha corriente tiene alto porcentaje de armónicos, especialmente la segunda armónica.

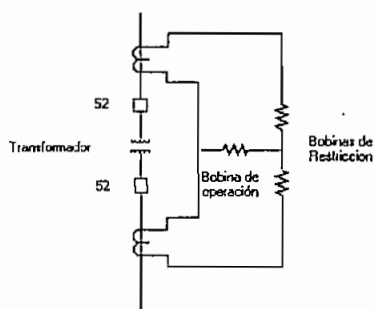


Figura 4.12: Relé de protección diferencial de porcentaje.

Por lo anteriormente expuesto, se requiere contar con un relé que detecte la componente de segunda armónica de la corriente inrush, a fin de que pueda distinguir entre una corriente de falla interna y una corriente inrush de magnetización.

Los relés que tienen esta capacidad están provistos de un filtro de segunda armónica que inyecta una corriente adicional y proporcional a la segunda armónica en el circuito de restricción del relé.

Las fallas a tierra en los enrollados son las fallas más comunes de un transformador y se detectan usando una **protección restringida contra fallas a tierra**. En tal forma los ajustes de la corriente y tiempo de operación son independientes de los otros sistemas de protecciones, pudiendo conseguirse ajustes muy sensibles y tiempos de operación muy cortos.

La protección diferencial tiene el inconveniente de presentar baja sensibilidad ante fallas a tierra. Este hecho obliga a colocar una protección de fallas a tierra restringida en ambos devanados del transformador. El método comúnmente usado es la colocación de TCs de corriente separados o disponer de los mismos TCs de la protección diferencial. En este caso, la compensación de la conexión alta tensión / baja tensión y estrella – delta de los transformadores de potencia se logra a través de una conexión similar estrella – delta de los TCs auxiliares asociados con los transformadores de corriente del lado de alta tensión. La conexión estrella – delta – estrella de los TCs auxiliares del lado de baja tensión, provee el cuarto conductor necesario para conectar al TC del neutro del devanado de baja tensión y proporcionar la protección restringida de fallas a tierra.

El esquema restringido es un sistema de protección que se aplica principalmente a transformadores de conexión delta – estrella con neutro a tierra y puede

instalarse tanto en el enrollado conectado en estrella como en el conectado en delta.

4.1.3.8.2 *Protección Buchholz*

La protección Buchholz se basa en el empleo del relé electromecánico del mismo nombre y brinda protección a transformadores con tanque refrigerado por aceite y que disponen de conservador.

La acción del relé Buchholz está basada en el hecho de que cualquier accidente que sobrevenga a un transformador, está precedido de una serie de fenómenos, sin gravedad, a veces imperceptibles pero que, a la larga, conducen a la destrucción del transformador. Por lo tanto, bastará con detectar los primeros síntomas de la perturbación y avisar el hecho mediante una señal acústica u óptica; no es necesario en este caso, poner fuera de servicio de inmediato al transformador sino tener en cuenta la circunstancia y desacoplar el transformador cuando lo permitan las condiciones. Para tener una idea de la forma de funcionamiento de este relé ver el capítulo 2, sección 2.4.6.2.

Se debe indicar adicionalmente, que las burbujas gaseosas detectadas por el relé Buchholz aparecen solamente cuando las temperaturas de los bobinados se elevan hasta el momento en que el aceite se volatiliza en el interior de los bobinados. Por tanto, la temperatura de éstos no puede elevarse mucho por encima de los 150 ° C, que es la temperatura de volatilización del aceite. Dicha temperatura puede ser soportada temporalmente por los bobinados, sin inconveniente. Es decir, que según la magnitud de una corriente de sobrecarga que afecte al transformador, esta temperatura se alcanzará más o menos rápidamente. En el momento en que se alcanza, el relé Buchholz provoca la puesta fuera de voltaje del transformador. Esto indica que el relé Buchholz constituye una protección de máxima intensidad, con característica de tiempo dependiente de la sobrecarga.

En la práctica, muchas veces se producen cortocircuitos de corta duración, por ejemplo, producción de un arco entre aisladores de polos diferentes o contacto entre los conductores de línea. Dichas sobrecargas no accionarán el relé Buchholz si su duración es suficientemente corta para que no sea alcanzada la temperatura de 150 ° C, aun para sobrecargas de muy corta duración. El relé

Buchholz entraría en funcionamiento y pondría fuera de servicio al transformador. Entonces, y hasta cierto punto, la protección Buchholz puede considerarse una protección selectiva.

La protección Buchholz no funciona por la acción de los movimientos del aceite, que resultan de su calentamiento normal. Tampoco funciona bajo la acción de los movimientos del aceite que resultan de los esfuerzos electrodinámicos sobre las bobinas. Para que funcione el flotador de desconexión es necesario un brusco desplazamiento del aceite, debido a un fuerte desprendimiento gaseoso.

Los contactos C1 y C2 también entran en funcionamiento cuando baja el nivel de aceite por debajo de un límite determinado, sea por un defecto de vigilancia, sea por una fisura de la cuba. Finalmente, podría ser captado por el relé, el aire que pudiera encontrarse en el interior del transformador.

4.1.3.8.3 Protección a masa o de estanque.

Cuando ocurre una falla entre un enrollado del transformador y la masa (núcleo o estanque), la que a su vez está conectada a la malla de tierra de la subestación, se produce un cortocircuito de una fase a tierra. Para este tipo de defecto se ha desarrollado una protección denominada a masa o de estanque, cuyo principio de funcionamiento se describe a continuación:

Al producirse una falla entre un enrollado y la masa, la corriente de cortocircuito pasa a tierra a través del tanque del transformador. Desde el tanque tiene dos caminos bien diferenciados. Uno, es la conexión del estanque a la malla de tierra. La otra son todas las piezas metálicas que están unidas tanto al tanque como a tierra y que son: las ruedas para el transporte y sus rieles, cañerías de agua y de aceite, tubos de protección de cables eléctricos (ductos), etc. Esta segunda vía tiene una resistencia de puesta a tierra que generalmente es mucho mayor que la presentada por la primera vía y, por lo tanto, la mayor parte de la corriente a tierra pasará por la primera vía. Bastará, por tanto, conectar un relé de sobre corriente a través de un TC, cuyo primario se conecta en serie con la conexión a tierra del estanque, para obtener una protección más segura, simple e inherentemente selectiva contra todas las fallas internas a masa (o a tierra).

4.1.3.8.4 Protección contra sobrecalentamiento.

El sobrecalentamiento del devanado del transformador, producido generalmente por una sobrecarga prolongada o a un desperfecto del sistema de refrigeración, no representa peligro inminente, pero es un factor que puede afectar la vida útil del transformador. El factor limitante de la carga de un transformador es el punto más caliente del devanado. El valor límite de temperatura de tal punto es dependiente del ciclo de carga del transformador. En la práctica, se considera a la temperatura de 105° C como valor de referencia en el caso de transformadores sometidos a cargas recurrentes. En condiciones de emergencia se toman en cuenta valores mucho más altos, aunque por un tiempo limitado, puesto que, se puede ocasionar deterioro en el aislamiento del papel reduciéndose por consiguiente la vida útil del transformador.

Los transformadores de baja capacidad utilizan relés térmicos que se energizan con la corriente de carga del transformador. En general, este tipo de relé está construido con láminas bi – metálicas.

4.1.3.8.5 Protección de sobre corriente.

Los relés de sobre corriente de característica de tiempo inverso ofrecen un margen de protección limitado a los transformadores. Esto es debido a que el relé requiere de ajustes de gran magnitud (aproximadamente 200% de la capacidad nominal) a fin de que el relé no opere ante la presencia de corrientes inrush o ante sobrecargas. Los ajustes de tiempo de este relé deben ser de gran valor para que exista una correcta coordinación con otros relés de sobre corriente del sistema.

La protección que brindan estos elementos ante fallas dentro del tanque del transformador es limitada y puede ser lenta incluso ante fallas en los terminales del transformador que causan corrientes muy altas.

No obstante en los grandes transformadores de potencia, este tipo de protección es usada como respaldo ante fallas en los terminales o fallas en cualquiera de los dos lados del transformador. En tal caso, los relés de sobre corriente pueden instalarse en uno o los dos lados del transformador, dependiendo de las necesidades.

4.1.3.8.6 *Protección contra cortocircuitos externos.*

Como elemento de una red que debe protegerse, un transformador debe quedar desconectado en caso de cortocircuito en el juego de barras y, si es necesario, en caso de cortocircuito en la red.

Para unidades de pequeña y mediana potencia, es decir, cuando la protección del transformador está asegurada por relés de máxima intensidad o por fusibles, no es necesaria la implementación de otros relés de protección.

Por el contrario, los grandes transformadores, equipados generalmente con una protección Buchholz y una protección diferencial que protegen solamente al transformador, requieren de un sistema suplementario de protección contra los defectos exteriores, sistema basado en los relés temporizados de máxima intensidad. Para que todos los defectos queden detectados, especialmente los situados detrás de transformadores en acoplamiento estrella – triángulo o estrella zig – zag, es preferible equipar las tres fases con relés. La regulación de sus tiempos de desconexión debe hacerse, respetando la coordinación con los relés de la red.

Si la red que alimenta el transformador está provista de relés de distancia, estos últimos funcionan en caso de cortocircuito detrás del transformador con un tiempo de desconexión más elevado, lo que proporciona el margen necesario para la regulación de los relés del transformador.

En los gráficos 4.13 y 4.14 se muestra la configuración de los esquemas de protección de sobre corriente, de falla a tierra restringida y de protección diferencial aplicados al caso del transformador.

Protection of generators and transformers

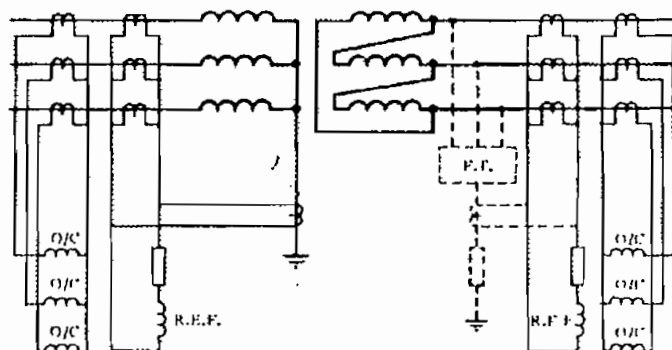
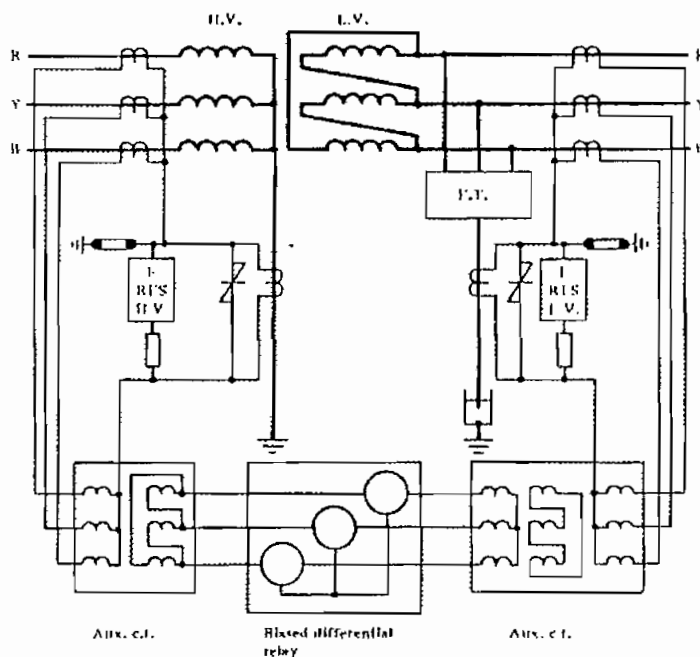
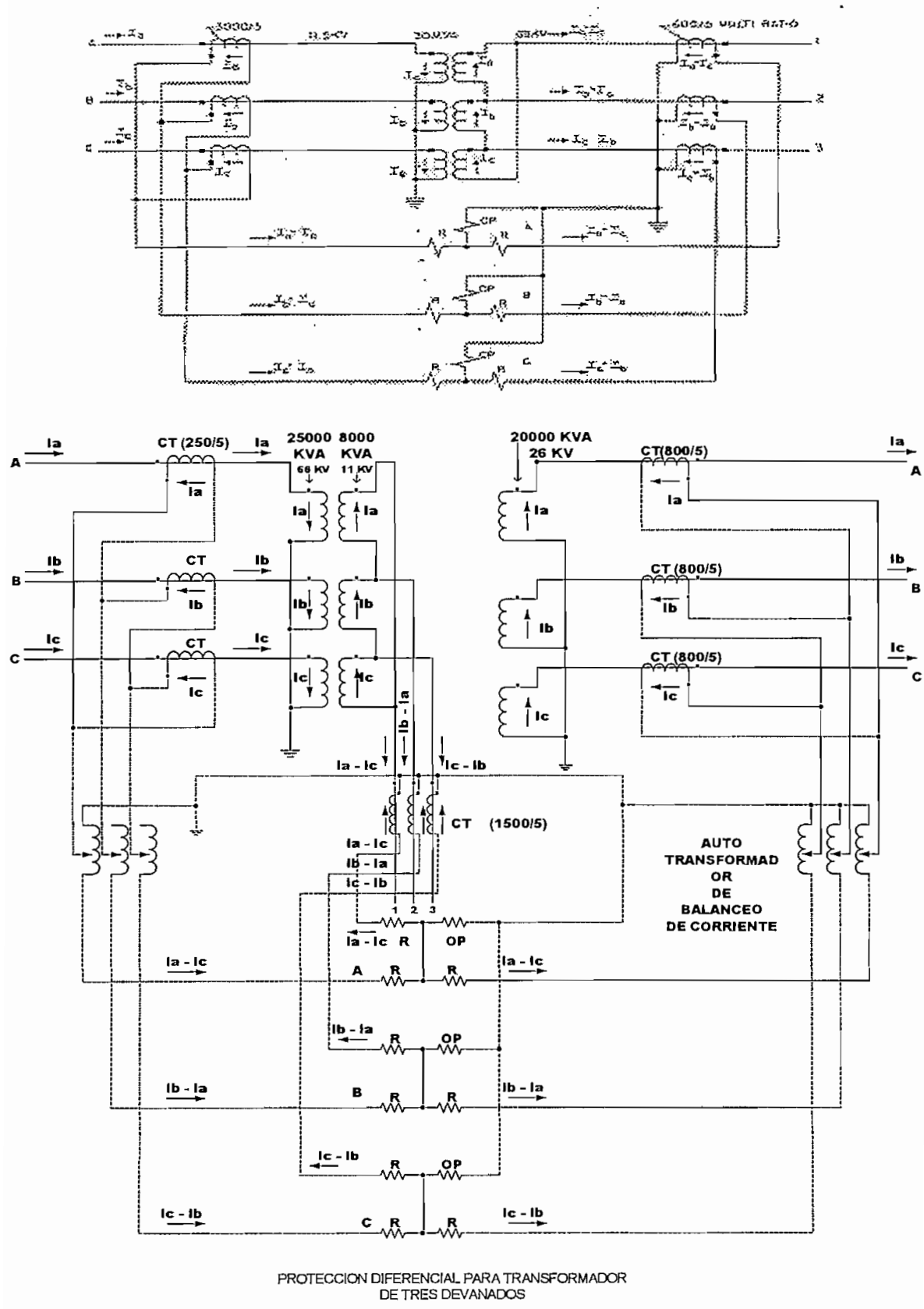


Fig. 12.5.3A Overcurrent and restricted earth-fault protection



C.T. circuit diagram for combined biased differential and restricted earth fault protection

Figura 4.13: Esquemas de protección de sobre corriente y falla restringida a tierra.



PROTECCION DIFERENCIAL PARA TRANSFORMADOR DE TRES DEVANADOS

Figura 4.14: Protección diferencial para a) 2 devanados y b) 3 devanados

4.2 DISEÑO DEL SISTEMA DE AUTOMATIZACION DEL TRANSFORMADOR DE POTENCIA.

Para aplicar los métodos descritos en los párrafos anteriores se ha escogido el transformador trifásico de relación 138/69 kV de la subestación Quevedo. La subestación Quevedo pertenece a la zona noroccidental y tiene instalados tres auto transformadores monofásicos y dos transformadores trifásicos, con relación de voltaje de 230/138 kV y 138/69 kV, con una potencia nominal de 233.1 MVA e Inicialmente en servicio en el sistema Quevedo de EMELGUR.

4.2.1 DATOS TECNICOS DEL TRANSFORMADOR DE POTENCIA.

En esta sección se describirán los valores nominales de los parámetros eléctricos del transformador de potencia seleccionado, así como también se hará un listado de los equipos de medición y control propios del transformador.

4.2.1.1 Parámetros eléctricos.

Fabricante: Osaka.

Tipo: Auto transformador trifásico.

Capacidad: OA: 20 MVA, FA: 26.7 MVA, FA: 33.3 MVA.

Eficiencia (entre P y S): OA: 99.68 %, FA: 99.63 %, FA: 99.57 %.

Regulación de voltaje: 0.62% entre P y S.

Forma de refrigeración: transformador inmerso en aceite con refrigeración forzada por aire.

Impedancia: 7.5% entre P y S.

4.2.1.2 Listado de los elementos principales de medición y control:

TERMÓMETROS E INDICADORES DE DIAL:

Tres termómetros para los devanados de alta tensión (H_1 , H_2 , H_3).

Tres termómetros para los devanados de baja tensión (X_1 , X_2 , X_3).

Tres termómetros para los devanados del terciario (Y_1 , Y_2 , Y_3).

Un termómetro para control de temperatura del aceite.

Bulbo de resistencia.

Calibrador para el control del nivel de aceite en el switch divisor.

Dos indicadores de nivel de aceite ubicados en el tanque conservador.

BUSHINGS

Tres bushings para alto voltaje.

Tres bushings para bajo voltaje.

Tres bushings para el terciario.

VALVULAS.

Dos válvulas de filtrado de aceite.

Válvula de drenaje para el indicador de nivel de aceite.

Válvula de conexión entre el conservador y el tanque principal.

Válvula de toma de muestras y filtrado de aceite.

Válvula de conexión entre el tanque principal y los ventiladores.

Válvula de escape de gases.

Válvula de vaciado para el tanque conservador.

Válvula para el radiador.

ELEMENTOS DE PROTECCION:

Relé de presión súbita

Relé Buchholz para el tanque principal.

Relé de flujo de aceite para el compartimiento de los switches ubicados entre el regulador y el tanque conservador.

ELEMENTOS DE CONTROL Y VENTILACION:

Cambiador de taps bajo carga (OLTC), del tipo MIII 300 – Δ – 110 C, que consta de las siguientes partes:

- Calibrador de nivel de aceite tipo dial para el switch divisor.
- Motor de inducción para la conducción del conmutador de tomas. La potencia de este motor es de 750 W.
- Indicador de posición de tap.
- Switch divisor.
- Switch de transferencia.

Sistema de ventilación: compuesto por ocho ventiladores de hélice accionados con sendos motores de inducción, cuyas potencias están en el rango de 100 a 400 W, ubicados a los lados del transformador. Los ventiladores son del tipo WP – 20 B. El sistema está dividido en dos bancos de 4 ventiladores cada uno. Pérdidas auxiliares producidas por los ventiladores: 0.4 kW x 8.

4.2.1.3 Descripción de la forma de operación de los servicios auxiliares y elementos de protección del transformador. (VER PLANOS ADJUNTOS).

Puesto que se trata de dos equipos de importancia para el funcionamiento de un transformador de potencia, a continuación se describe la forma de operación del banco de ventiladores y del cambiador de taps bajo carga, puesto que para automatizar la operación del transformador tal conocimiento es de importancia.

4.2.1.3.1 Forma de operación del banco de ventiladores.

Los motores del banco de ventilación se activan por medio de un contacto especial denominado 26 W (H, X, Y)/1y 2, el cual se cierra cuando la temperatura de devanados y aceite alcanza los valores límites nominales para los cuales los ventiladores deben activarse (85°C) y se abre cuando la temperatura baja a algo menos de 5°C.

Por medio de un switch de transferencia se puede seleccionar el tipo de operación que se desea para el banco de ventilación. Por ejemplo, si se requiere operación automática, se pone el switch de transferencia (43 C) en la posición "AUTO" y los ventiladores actúan automáticamente de acuerdo a la temperatura que alcancen los devanados.

Si se desea operación manual, se coloca el 43 C en la posición "MANU N°1" o "MANU N° 2" o también en "MANU N° 1 o N° 2", y el grupo de ventiladores N° 1 o el grupo N° 2 son activados o ambos grupos son activados a la vez.

4.2.1.3.2 Forma de operación del cambiador de taps bajo carga OLTC.

El mecanismo de cambio de taps trabaja asociado con las señales de voltaje y corriente enviadas por un transformador de potencial y uno de corriente, ubicados en el lado de bajo voltaje. El voltaje secundario del PT debe estar en 113.8 V que

corresponde con el voltaje de regulación de salida de 69000 V. El burden de este PT debe estar en 40 VA.

La corriente tomada por el TC de relación 400/5 A es enviada a un compensador de caída de línea (LDC), elemento que está en capacidad de compensar caídas de voltaje tanto resistivo como reactivo superiores a los 24 V. El valor apropiado para la línea es fijado por el switch.

Como en el caso de los ventiladores, este dispositivo está equipado con un switch de transferencia que permite seleccionar el modo de operación.

Si se requiere de operación automática, se pone el switch de transferencia 43 A en la posición "AUTO". Entonces el voltaje de salida del transformador se mantiene automáticamente dentro de un rango preseleccionado por un relé regulador de voltaje (90). El nivel del voltaje de regulación es fijado por un reóstato (CR).

Cuando el voltaje de salida del TP supera o no alcanza el rango del nivel de regulación, se produce el cierre de unos contactos (90 L o 90 R) lo que produce la excitación de relés auxiliares (90 LX o 90 RX) conjuntamente con la activación de un temporizador (TIMER 2). La excitación de los contactos anteriormente mencionados activa a los relés auxiliares 7L o 7R luego de que se ha fijado el tiempo de operación del temporizador (0 a 60 s).

Cuando se necesita operación remota, se coloca el switch de transferencia en la posición "REMOTA".

Cuando la modalidad requerida es manual, se coloca el 43 A en "MANUAL". En esta posición se activa el switch 7 – 24 LR de subida – bajada, el cual excita a los relés 7L o 7R, a la vez que provoca su enclavamiento.

En la modalidad de "SEGUIDOR" interviene el switch 43 MSI. De igual manera el relé auxiliar 7L o 7R es excitado a través de sus contactos respectivos, provocando a su vez la auto – retención de estos contactos. La activación de los relés mencionados anteriormente excita a unos contactores magnéticos (88 L o 88 R), los mismos que se auto – retienen por medio de un contactor auxiliar (88 X/b).

Los contactores magnéticos dirigen la operación de subida (contacto 88 R) o bajada (contacto 88 L) del motor de arrastre (24 M). Apenas opera dicho motor, un interruptor piloto (34 M/L o 34 M/R) se cierra. Posteriormente otro switch piloto

(34 M/ 1 a) se cierra y luego un relé auxiliar (88 X) se excita y se enclava ayudado por un contacto adicional (75 X).

Cuando se efectúa un cambio de posición de tap, tanto los interruptores como el switch piloto se abren y los contactores magnéticos 88 y 75 X se desenergizan lo que origina la parada del motor.

El equipo además posee un relé auxiliar (66) que permite la operación paso a paso. Únicamente se permite una sola operación de cambio de tap a través del switch de transferencia 7 – 24 LR.

El motor posee la facultad de re encenderse ante una súbita caída o elevación de voltaje de manera automática. Dicha operación es controlada por los switches piloto (34 M/L o 34 M/R).

Existen otros elementos adicionales de este equipo, a saber:

- Un switch piloto (33T) de arranque automático a través de una posición de corredor automático.
- Una bobina de disparo (80 MTC), que se activa mediante un pulsador de disparo y que provee de protección al circuito contra una posible confusión de fase.

Si por alguna razón el cambio de tap se demora más allá del tiempo límite fijado por un temporizador auxiliar (48 T), se da una alarma por medio de la activación del un contacto especial (48 X). El tiempo límite es de 10 a 12 segundos.

La posición del tap se indica mediante el indicador PIR situado en el panel de control remoto.

4.2.1.3.3 Forma de operación de las imágenes térmicas.

Las imágenes térmicas permiten seguir desde el exterior la evolución de la temperatura en el punto de arrollamiento donde están situadas dichas imágenes.

Un transformador de intensidad colocado en cada uno de los devanados de alto, bajo voltaje y del terciario registra las corrientes de carga que circulan por dichos devanados y envía dichas señales a un auto transformador, el cual a su vez está conectado con el bulbo de resistencia. Por tanto, la temperatura del bulbo es proporcional a la corriente que atraviesa el transformador. El calentamiento del bulbo actúa sobre el termómetro de cuadrante, por la dilatación del metal (Cu de

10 Ω de resistencia nominal para el presente caso⁶) y mueve la aguja indicadora del termómetro de cuadrante.

Si la temperatura llega o sobrepasa al valor de sobrecalentamiento extremo de 120 ° C en cualquiera de los devanados⁷, se activan los contactos de disparo de la protección 26 W (H, X, Y) (1, 2, 3)/4.

4.2.1.3.4 Descripción del proceso de liberación de presión interna.

La presión interna anormal que ocurre como consecuencia de una falla del transformador abre la válvula de hermeticidad por extensión de un resorte, romperá el diafragma de protección mediante el empuje de la aguja de rotura y será purgada al exterior.

Después que la presión ha sido descargada, la válvula de hermeticidad se cierra por acción del resorte restableciéndose la hermeticidad.

Cuando la aguja de rotura se opera debido a un aumento anormal de la presión, el microconmutador se acciona mediante la operación de la palanca colocada para este fin.

4.2.1.3.5 Proceso de protección ante sobrecalentamiento del aceite.

Una falla interna o sobrecarga súbita puede producir calentamiento de los devanados, calor que es transmitido al aceite cuya temperatura se incrementa por efecto de esta transmisión de calor. Si la temperatura recogida por el RTD es igual o sobrepasa los 95°C (norma japonesa JEC) se activa el contacto 96 – D, el cual envía una señal al relé 86T, el cual a su vez da la orden de disparo a los disyuntores de alta y baja tensión.

4.2.1.3.6 Forma de operación de la protección diferencial.

Cuando ocurre una falla en los interruptores o se produce un corto circuito entre los devanados del equipo, se provoca un desbalance de corrientes que es sentido por el relé diferencial 87T que energiza al relé de bloqueo 86T, que a su vez da la orden de disparo a los disyuntores de 52 – 1R2 y 52 – 022.

⁶ Dato tomado del Manual de Instrucciones del auto transformador OSAKA.

⁷ Manual del usuario del transformador OSAKA: DIAGRAMA DE VENTILACION.

4.2.1.3.7 Forma de operación de la protección de sobre corriente.

Este tipo de protección (50/51 – 022 y 50/51N – 022) siente un aumento excesivo de corriente que se pueda presentar ya sea en las fases o en el neutro del transformador. Como en los casos anteriores, una vez sentido el desbalance, los relés envían la señal al relé 86T, que, como se dijo anteriormente activa a los disyuntores de alta y baja tensión.

4.2.2 SEÑALES DE MONITOREO DEL TRANSFORMADOR DE POTENCIA.

El sistema automatizado del transformador OSAKA manejará dos tipos de señales:

- Señales análogas, tales como: temperaturas, corrientes, voltajes, nivel de líquidos, etc. Las señales analógicas provienen de los instrumentos propios de medición acoplados al transformador, tales como termómetros, indicadores de nivel, transformadores de corriente y de potencial, etc.
- Señales de estado: que son provenientes del estado de los disyuntores, seccionadores, señales de alarma y otra variedad de funciones de tipo ON – OFF del sistema. Valores que se originan de los contactos mecánicamente actuados propios del dispositivo monitoreado.

En el presente proyecto se sugiere que las señales analógicas sean tomadas por sensores especializados. Estas señales entrarán a los IEDs monitores de condición a fin de ser procesadas, y, cuando se presente una contingencia, los monitores de condición ordenarán la activación de los contactos de alarma y disparo, a fin de proteger al transformador.

A continuación se detallan las señales de tipo analógico y de estado que deberán ser consideradas para el proceso de automatización del transformador de potencia.

- A) Señales análogas medidas por los instrumentos propios del transformador de potencia OSAKA:

MAGNITUD	MEDIDOR	SITIO	FASE/No MED	TOTAL MED
temperatura	termómetro de dial	devanados de A.V	3x fase	3
temperatura	termómetro de dial	devanados de B.V	3x fase	3
temperatura	termómetro de dial	devanados terciario	3x fase	3
temperatura aceite	termómetro de dial	tanque principal (base)		1
nivel de aceite	indicador de dial	tanque conservador		2
presión	relé presión súbita	tanque principal		1
corriente	TC	lado de alto voltaje	3x fase	3
corriente	TC	lado de bajo voltaje	3x fase	3
corriente	TC	neutro	1x fase	1
potencial	TP	lado de alto voltaje	3x fase	3
potencial	TP	lado de bajo voltaje	3x fase	3
potencial	TP	neutro	1x fase	1
potencial	TP	panel de control OLTC	1x fase	1
corriente	TC	compensador LDC	1x fase	1
posición tap	indicador mecánico	panel de control OLTC		1
nivel de aceite	indicador de dial	tanque sw divisor		1
velocidad flujo de aceite	relé Buchholz	tubería de conexión conservador y cuba		1
NUMERO TOTAL DE MAGNITUDES				32

B) Señales análogas a ser tomadas por nuevos sensores especializados:

MAGNITUD	SITIO	FASE/No med	TOTAL MED
corriente descarga parcial	bushings de A.V	3x fase	3
corriente descarga parcial	bushings de B.V	3x fase	3
corriente descarga parcial	bushings del terciario	3x fase	3
corriente motor trifásico	motor de arrastre del OLTC	3x fase	3
corriente	banco de ventiladores(2 bancos)	3x banco	6
torque eje del conmutador	eje del motor de arrastre		1
temperatura de aceite	tanque del switch divisor		1
concentración de gases	tanque principal		1
humedad en el aceite y papel	aislamiento del tanque principal		1
MAGNITUDES TOTALES			22

C) Señales de estado provenientes de los contactos de alarma y disparo.

DISPOSITIVO	TIPO	FUNCION	No
contacto 26 WH (1,2,3/3)	N.A	alarma temperatura dev A.V	3
contacto 26 WX (1,2,3/3)	N.A	alarma temperatura dev B.V	3
contacto 26 WY (1,2,3/3)	N.A	alarma temperatura dev terciario	3
contacto 26 WH (1,2,3/4)	N.A	disparo temperatura dev A.V	3
contacto 26 WX (1,2,3/4)	N.A	disparo temperatura dev B.V	3
contacto 26 WY (1,2,3/4)	N.A	disparo temperatura dev terciario	3
contacto 26 D	N.A	sobre temperatura aceite (base)	1
contacto 33QT/H	N.A	nivel alto aceite del conservador	1
contacto 33QT/L	N.A	nivel bajo aceite del conservador	1
contacto 96 P	N.A	alarma de sobrepresión	1
contacto 8M	N.A	switch protector del motor del OLTC	1
contacto 48X	N.A	delay para cambio de tap	1
contacto 25	N.A	diferencia entre posiciones de tap	1
contacto 33QSH	N.A	nivel alto aceite tanque SW divisor	1
contacto 33QSL	N.A	bajo nivel aceite tanque SW divisor	1
contacto 8FM(1,2)	N.A	switch protector motor de ventiladores	1
contacto 49X	N.A	relé térmico para ventiladores	1
contacto 96 -1	N.A	1er estado relé Buchholz (alarma)	1
contacto 96 -2	N.A	2o estado relé Buchholz (disparo)	1
TOTAL DE CONTACTOS			31

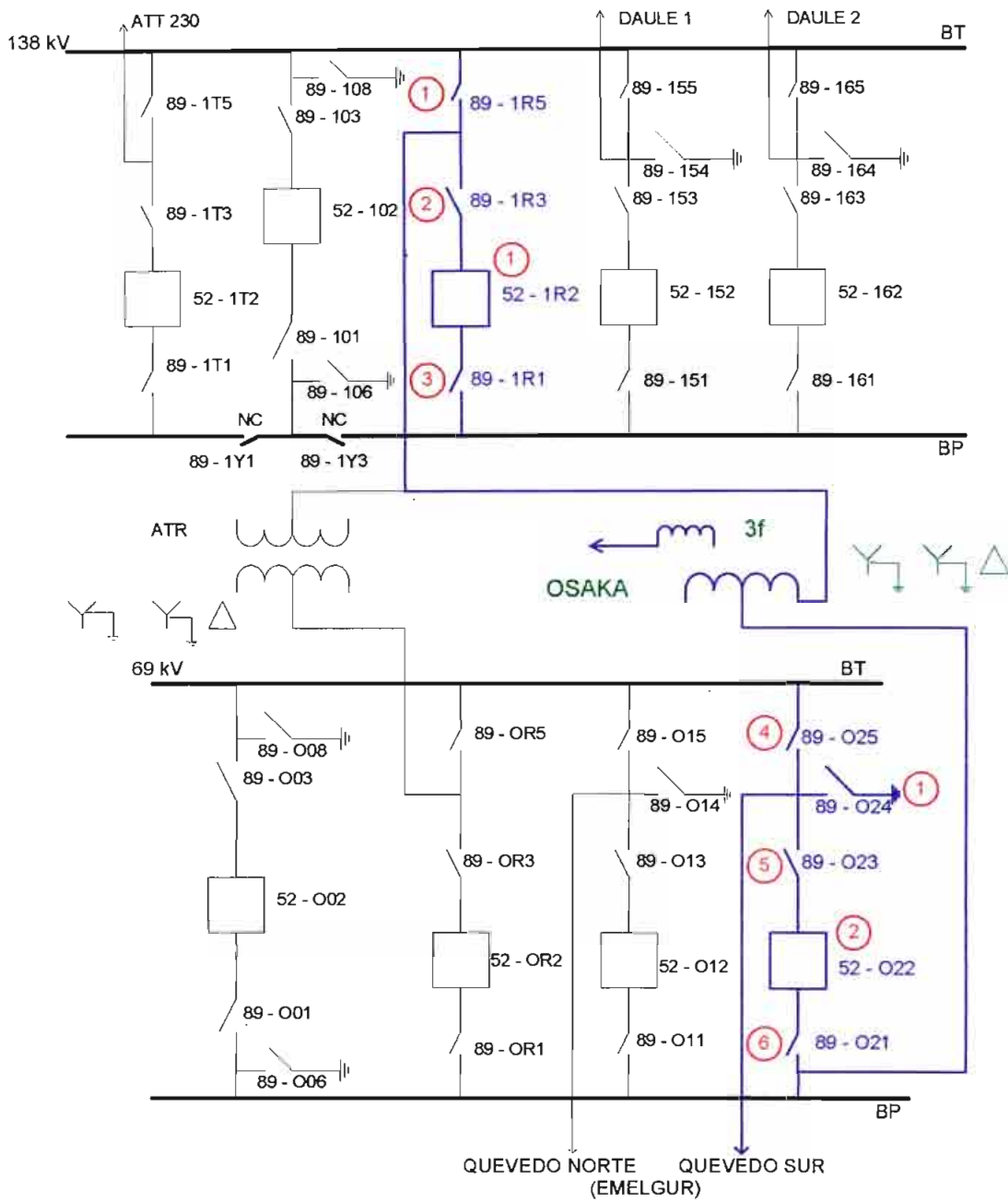
D) Señales de estado provenientes de disyuntores y seccionadores:

DISPOSITIVO N°	UBICACIÓN	N° DE SALIDAS
seccionador/1	junto a barra de transferencia 138 kV	2
seccionador/2	junto a disyuntor de alta tensión	2
disyuntor/1	lado de alta a 138 kV	2
seccionador/3	junto a barra principal (138 kV)	2
seccionador/4	junto a barra de transferencia	2
seccionador	junto a alimentador Quevedo Sur	2
cuchilla/1		
seccionador/5	junto a disyuntor de baja tensión	2
disyuntor/2	lado de baja a 138 kV	2
seccionador/6	junto a la barra principal (69 kV)	2
TOTAL DE SALIDAS		18

E) Switches de cambio de posición y forma de operación

NOMBRE	FUNCION	No POSICIONES
switch 43MSI	switch maestro - seguidor del OLTC	3
switch 43A	switch de cambio manual automatico del OLTC	2
switch 7 - 24 LR	switch sube - baja del motor del OLTC	2
switch 43 C	selección de modo de operación del banco de ventiladores	5
switch 43 R	switch de cambio operación local - remota del OLTC	3

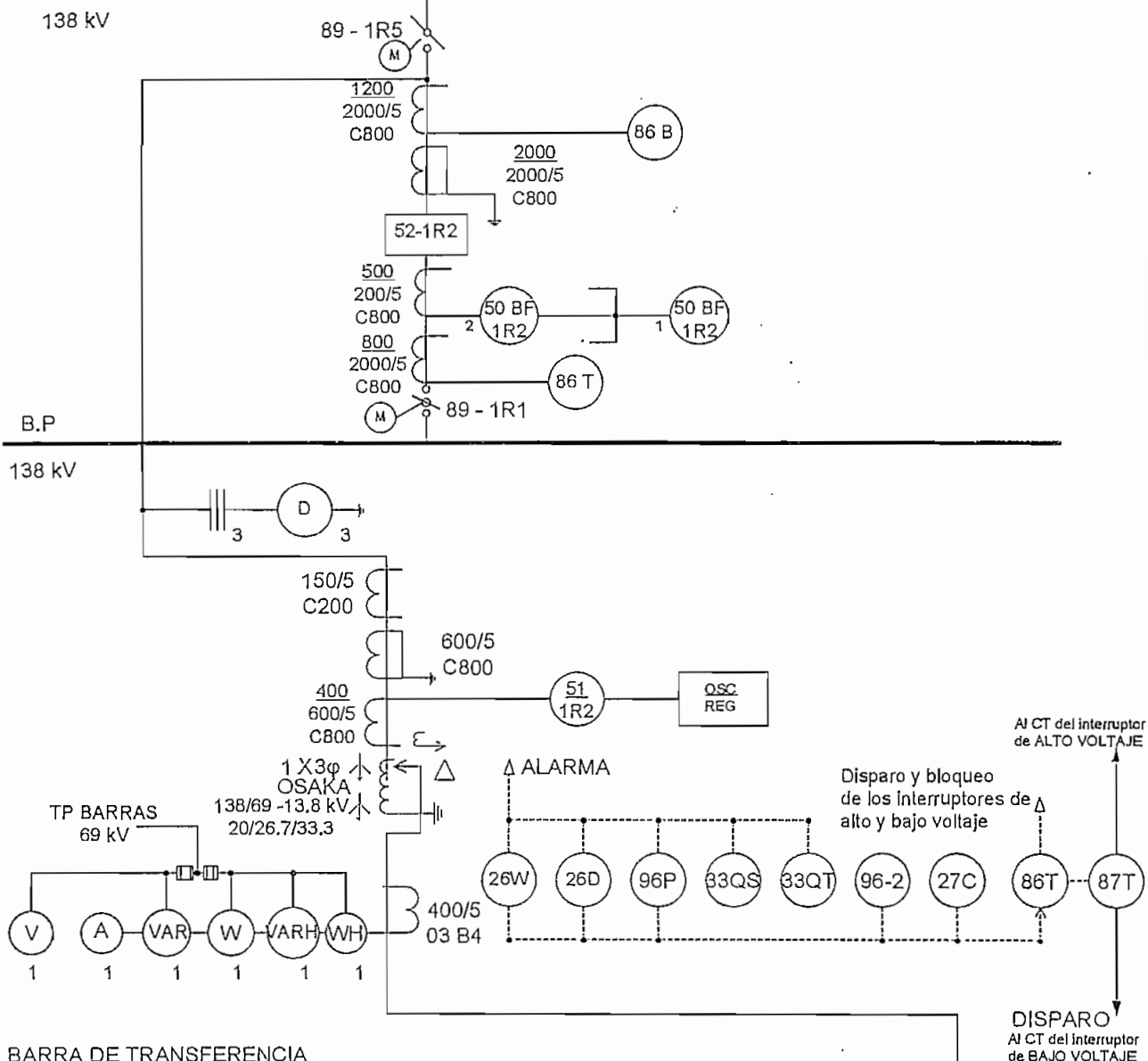
En la siguiente página (figura 4.15) se muestra el diagrama unifilar que indica la situación del transformador de potencia OSAKA dentro de la subestación Quevedo.



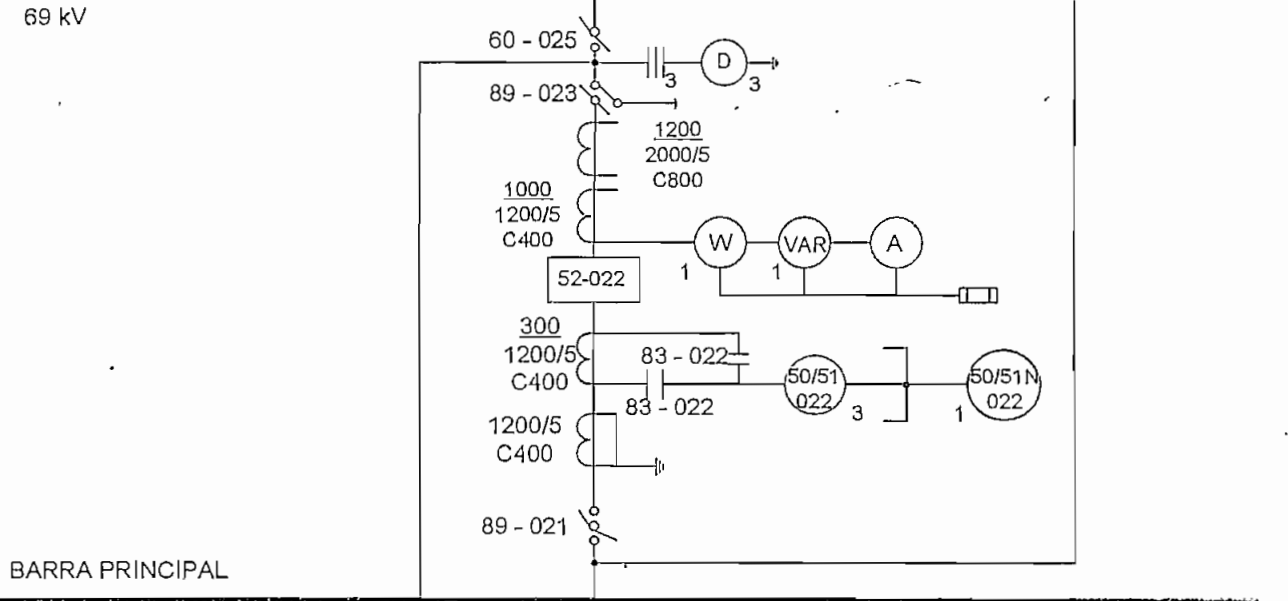
SIMBOLOGIA	
SIMBOLO	DESCRIPCION
	disyuntor de alta tensión
	seccionador
	puesta a tierra
	salida a alimentador

Figura 4.15: Diagrama unificar de la posición del transformador OSAKA de Quevedo

BARRA DE TRANSFERENCIA



BARRA DE TRANSFERENCIA

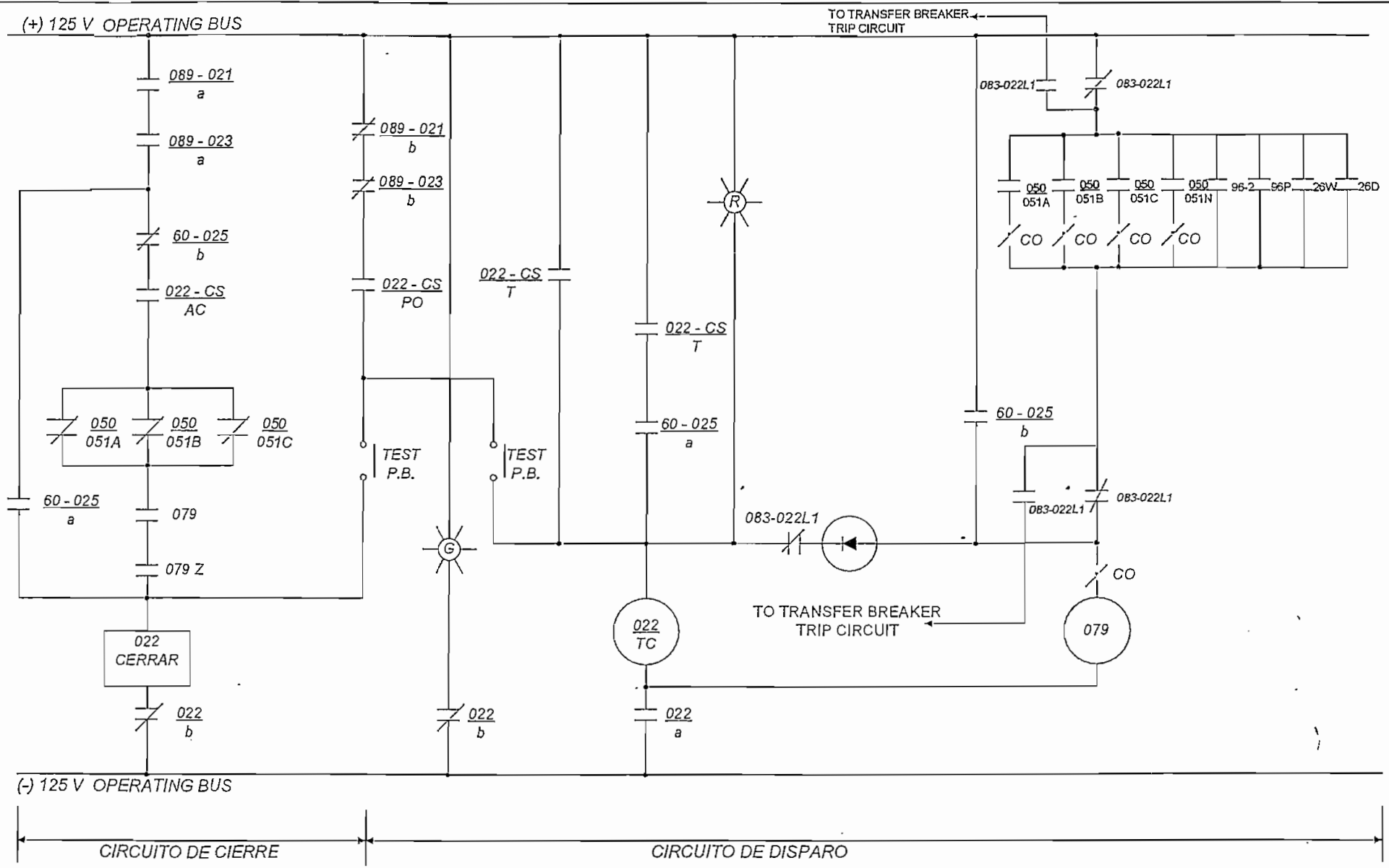


BARRA PRINCIPAL

69 kV

QUEVEDO SUR

E.P.N	Diagrama unifilar de la posición del trafo OSAKA inicialmente instalado en Quevedo
Dibujado por: Fausto Vaca	
Fecha: 10/2004	PLANO 1



(+) 125 V OPERATING BUS

TO TRANSFER BREAKER TRIP CIRCUIT

(-) 125 V OPERATING BUS

CIRCUITO DE CIERRE

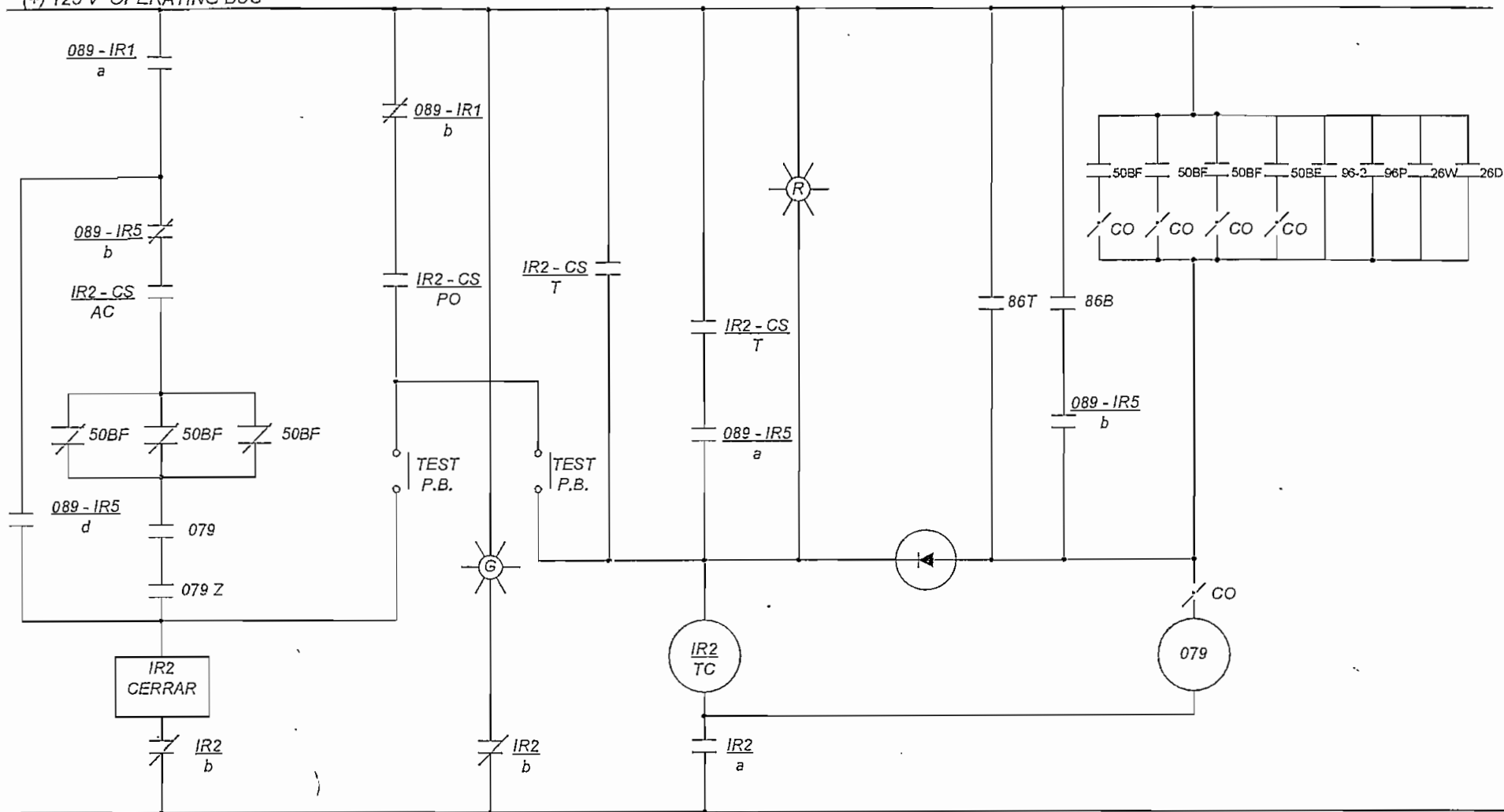
CIRCUITO DE DISPARO

NOTA: PARA VER SIMBOLOGIA REFERIRSE AL ANEXO E

E.P.N	
Dibujado por: FAUSTO VACA	
Fecha: 10/2004	PLANO 6

Diagrama esquemático simplificado de control y protección del disyuntor 52-022 de la línea de 69 Kv de S/E Quevedo

(+) 125 V OPERATING BUS



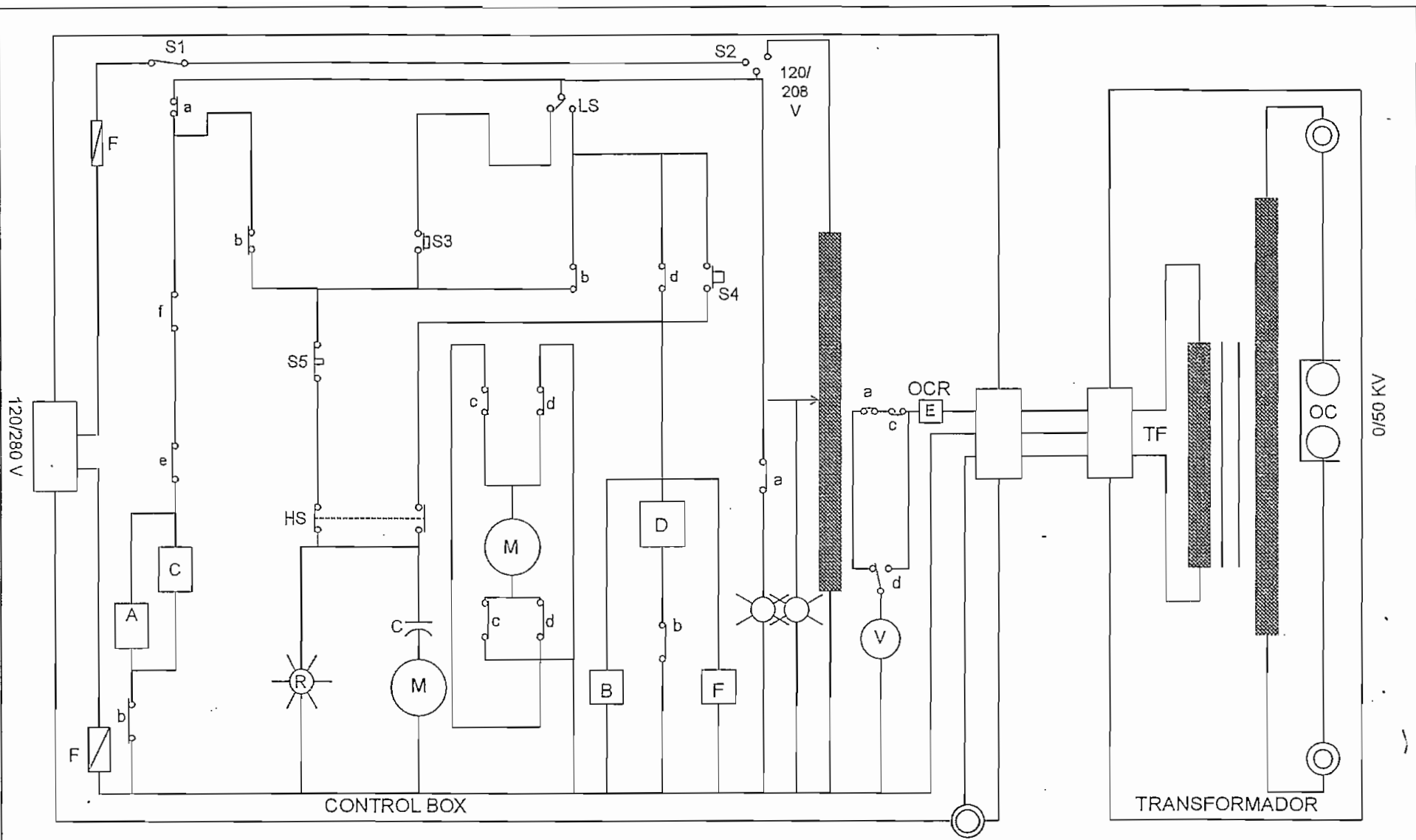
(-) 125 V OPERATING BUS

CIRCUITO DE CIERRE

CIRCUITO DE DISPARO

NOTA: PARA VER SIMBOLOGIA REFERIRSE AL ANEXO E

E.P.N		Diagrama esquemático simplificado de control y protección del disyuntor 52 -1R2 de la línea de 138 kV de la S/E Quevedo
Dibujado por: FAUSTO VACA		
Fecha: 10/2004	PLANO 5	



Nota: Para el significado de los símbolos ver ANEXO E

E.P.N	
Dibujado por: Fausto Vaca	
Fecha: 10 -2004	PLANO 7

Diagrama esquemático de control de la caja de control(C.B) del auto transformador de potencia OSAKA

4.2.3 COMPONENTES DEL NIVEL DE CAMPO DEL SISTEMA DE CONTROL.

En el nivel de campo estarán ubicados los sensores (transductores) que se encargarán de efectuar las mediciones y/ o detección de las señales de tipo analógico enlistadas anteriormente. Se implementarán sensores de dos tipos diferentes:

- a. Sensores que realizan la transducción primaria de la variable medida y efectúan como única tarea el envío de los datos obtenidos a través del elemento de comunicación.
- b. Sensores del tipo transmisor inteligente (para el caso de la velocidad de flujo de aceite).

En general, estos elementos deberán cumplir las siguientes características:

Para los sensores convencionales:

- Capacidad de transducción primaria y secundaria.
- La etapa de salida de la señal debe estar equipada con protección contra sobre voltajes, interferencias de tipo electromagnético (EMI) o de radio frecuencia (RFI).
- Acondicionamiento y amplificación de la señal recogida.
- Pertenecer al tipo no intrusivo, es decir que la puesta en marcha de la operación de estos sensores no debe extraer energía del transformador.

Para los transmisores inteligentes:

- Posibilidad de auto calibración y supervisión.
- Cambio automático del rango de medida.
- Compensación ambiental.
- Posibilidad de configuración ya sea remota o local.
- Capacidad de enviar información en intervalos cortos de tiempo.
- Opción de comunicación con otros sensores e IEDs de diferentes fabricantes.

4.2.3.1 Detectores de gases en el aceite.

La característica fundamental que los detectores de gases deberán tener – en la medida de lo posible - es la capacidad de detectar y distinguir los 7 gases de falla

que se producen en el interior del tanque, a saber: hidrógeno, metano, etano, etileno, acetileno, monóxido de carbono y dióxido de carbono. La concentración de estos gases se mide en ppm (partes por millón). La exactitud más común es de +/-10% y de +/-25 ppm.

Este tipo de sensores vienen incorporados como parte constitutiva de los modelos más actualizados de IEDs monitores de gases, por tanto no es necesaria la inclusión de sensores adicionales.

4.2.3.2 Sensores de control de temperatura de los devanados y tanque.

Control de la temperatura del aceite aislante en el tanque principal.

Las mediciones de temperatura del aceite en la base y en la cima del tanque principal, así como las de la temperatura ambiente, servirán para establecer el comportamiento térmico del transformador y su capacidad de sobre – carga.

Los sensores de temperatura que estén en contacto con el aceite deberán ser inmunes a la corrosión que este líquido causa.

Para establecer el límite nominal de temperatura del aceite en la base, se utilizan los siguientes datos:

Temperatura ambiente promedio: $T_{ambiente} = 20\text{ }^{\circ}\text{C}$.

Temperatura límite del aceite según ANSI C57 – 12: $T_{aceite} = 65\text{ }^{\circ}\text{C}$.

Por tanto, la temperatura nominal límite será:

$$T_{ambiente} + T_{aceite} = 20 + 65 = 85^{\circ}\text{C}.$$

Para establecer la temperatura en la cima del tanque principal, se toman los siguientes datos:

Temperatura ambiente promedio: $T_{ambiente} = 20\text{ }^{\circ}\text{C}$.

Temperatura límite del aceite según ANSI C57 – 12: $T_{aceite} = 65\text{ }^{\circ}\text{C}$.

Temperatura punto más caliente normalizada: $T_{caliente} = 15^{\circ}\text{C}$.

Y la temperatura límite nominal en la cima del tanque principal será:

$$T_{cima} = T_{ambiente} + T_{aceite} + T_{caliente} = 20 + 65 + 15 = 100^{\circ}\text{C}$$

Cabe indicar que la norma japonesa JEC indica 95°C .

El sensor de temperatura a ser escogido será el detector de temperatura por resistencia o RTD por sus siglas en inglés. Se escoge este tipo de sensores por las siguientes razones:

- Gran estabilidad, con respuestas reproducibles durante largos periodos de tiempo.
- Tiempos de respuesta, del orden de 0.5 a 5 segundos, o mayores.
- La mayoría de los IEDs monitores de temperatura trabajan específicamente con este tipo de sensores.

Particularmente se escogerá el RTD de platino (Pt100), por ofrecer mayor linealidad en cuanto a cambio de resistencia con la temperatura.

Los rangos de medición estarán determinados por los fabricantes de los sensores y de los IEDs monitores de condición.

En la siguiente tabla se muestra el resumen de las características de los sensores a ser instalados:

TIPO	MATERIAL	LIMITE NOMINAL	RANGO	UBICACION	CANTIDAD
RTD	Pt 100	100°C	-40°C a 120°C	címa de la cuba	1
RTD	Pt 100	85°C	-40°C a 120°C	base de la cuba	1
RTD	Pt 100	20°C	-40°C a 120°C	junto al trafo	1

TOTAL DE SENSORES REQUERIDOS: 3

Tabla 4.5: Sensores para el control de temperatura del aceite y ambiente.

Medición de la temperatura de los devanados

Se emplearán los termómetros de fibra óptica que estarán en contacto directo con los devanados.

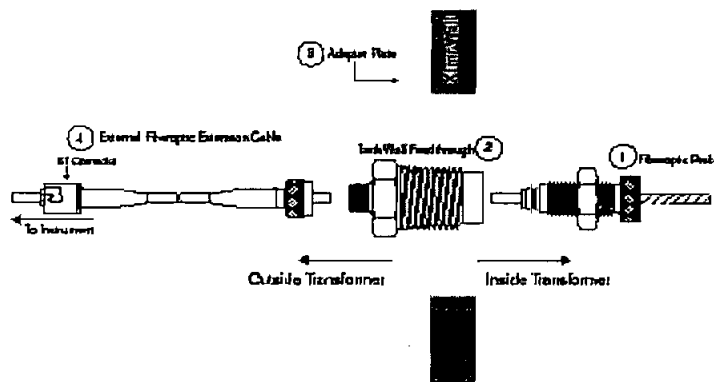


Figura 4.16: Inserción de sondas de fibra óptica en los devanados.

Para establecer el límite nominal de temperatura de los devanados se recurre al mismo procedimiento que el empleado en el caso de la temperatura del aceite. Los datos a emplearse son los siguientes:

Límite nominal de temperatura de los devanados según ANSI C57 – 12:

$$T_{nominal} = 65^{\circ}\text{C}.$$

Temperatura promedio del medio ambiente: $T_{ambiente} = 20^{\circ}\text{C}$.

La temperatura límite para los devanados será:

$$T_{DEVANADOS} = T_{NOMINAL} + T_{AMBIENTE} = 65^{\circ}\text{C} + 20^{\circ}\text{C} = 85^{\circ}\text{C}.$$

De igual manera que para el caso del aceite, el rango de medición de las sondas de fibra óptica estará determinado por el fabricante del IED monitor de puntos calientes.

En la tabla se muestra el detalle de las características de las sondas a ser instaladas:

MAGNITUD	MEDIDOR	LIMITE NOMINAL	RANGO	CANTIDAD
Temp.dev A.V	Sonda fibra óptica	85°C	-30°C a 200°C	3
Temp.dev B.V	Sonda fibra óptica	85°C	-30°C a 200°C	3
Temp.dev terciario	Sonda fibra óptica	85°C	-30°C a 200°C	3

TOTAL DE SONIDAS A INSTALARSE: 9

Tabla 4.6: Características de los sensores de medición de temperatura de los devanados. Estos elementos enviarán sus mediciones al IED especializado en monitoreo de temperaturas de devanados de transformadores de potencia.

4.2.3.3 Sensores de nivel de líquidos.

Los sensores de nivel de líquidos controlarán el nivel de aceite dentro del tanque conservador o del tanque principal.

LUGARES DE UBICACIÓN:

En los depósitos de aceite del transformador tales como: tanque conservador, tanque del switch divisor del OLTC.

CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS:

- Elemento sensor resistente a la oxidación producida por el aceite, puede estar fabricado de materiales tales como: PVC, polipropileno, acero inoxidable, etc.
- Las lecturas deben ser independientes de las propiedades o de la naturaleza del líquido monitoreado.
- Fácil adaptación a la geometría del tanque conservador.
- Poseer salidas del orden de 4 a 20 mA y de 0 a 12 VDC.
- Temperatura máxima del fluido (aceite): 200°C.
- Presión: 2500 psi.

En el siguiente cuadro se indican las especificaciones generales de estos sensores:

TIPO	SITIO	RANGO	PRECISION	CANTIDAD
varilla capacitiva	derecha del conservador	escala de 0 a 10	+/- 1%	1
varilla capacitiva	izquierda del conservador	escala de 0 a 10	+/- 1%	1

TOTAL DE SENSORES A SER INSTALADOS: 2

Tabla 4.7: Especificaciones de los sensores de nivel de aceite.

Se recomienda además conectar los sensores a receptores con pantalla digital que muestren las lecturas de nivel de aceite a los inspectores y que puedan ser sustitutos de los indicadores de dial.

4.2.3.4 Sensores para el monitoreo del banco del transformadores.

El control del banco de ventiladores se hará monitoreando la corriente producida por el banco durante la operación normal de dicho banco.

En la tabla se indican los requerimientos generales de los sensores:

TIPO	LUGAR	RANGO	CANTIDAD
TC	En las fases de entrada al banco de motores 3 ϕ (N° 1,3,5,7)	0 a 5A	3
TC	En las fases de entrada al banco de motores 3 ϕ (N° 2,4,6,8)	0 a 5A	3

TOTAL DE SENSORES A SER INSTALADOS: 6

Tabla 4.8: Sensores de corriente para el monitoreo del banco de ventiladores.

4.2.3.5 Sensor de presión.

Tarea a efectuar por parte del sensor: monitoreo constante de la presión interna absoluta del tanque principal del transformador.

CARACTERISTICAS TECNICAS:

Rango de medición: entre 0 y 1.0 kg/cm² (de 0 a 14.19 psi)

Exactitud: +/- 0.1 kg/cm² (+/-1.42 psi).

Temperatura del fluido (gas): de - 150° C a 150° C.

Temperatura ambiente: de - 50° C a 150 °C

4.2.3.6 Detectores de descargas parciales.



Figura 4.17: Sensor -adaptador instalado en el bushing del transformador.

La corriente de descarga parcial será recogida por sensores (adaptadores) de corriente de alta frecuencia de banda amplia para bushings, los mismos que serán acoplados en el tap del bushing.

Estos adaptadores traen incorporada una protección para el tap del bushing que consisten de lo siguiente:

Dos limitadores de voltajes redundantes, con un voltaje máximo de 13 voltios ($V_{\max} = 13 V_{\text{pico}}$), bajo condiciones normales de operación.

Circuito de supresión de variaciones de voltaje, el cual incluye atrapadores de onda y un eliminador de chispas, con un valor nominal de 2800 voltios ($V_N = 2800 V$).

Los sensores responderán a las siguientes características:

UBICACIÓN	VOLTAJE NOMINAL (kV)	ANCHO DE BANDA (MHz)	CANTIDAD
Tap bushings A.V	138	10	3
Tap bushings B.V	69	10	3
tap bushing terciario	70	10	3

TOTAL DE SENSORES A SER INSTALADOS: 9

Tabla 4.9: Especificaciones de los sensores detectores de descargas parciales.

El ancho de banda de 10 MHz, es un valor establecido en la norma revisada IEC 60270.

4.2.3.7 Sensores para el monitoreo del OLTC.

El control del OLTC en cuanto a su funcionamiento mecánico se basará en monitorear el comportamiento del eje conductor, el motor de arrastre y el switch divisor para lo que se emplearán los siguientes sensores: (Tabla 4.10)

MAGNITUD	SITIO	VALOR NOMINAL	SENSOR	RANGO	CANTIDAD
torque	eje motor de arrastre	18 N - m	de torque para motores	1 a 500 N-m	1
corriente	motor arrastre 3φ	3.4/2.0 A	TC	0 a 5A	3
temperatura de aceite	tanque sw Divisor	85°C	RTD	-40°C a 120°C	1
nivel de aceite	Tanque sw Divisor	0 a 10	varilla capacitiva	0 a 10	1

TOTAL DE SENSORES A SER INSTALADOS: 6

4.2.3.8 Sensor de control de la variable velocidad de fluido (relé Buchholz).

Este sensor será del tipo transmisor inteligente y será instalado en la tubería que une el tanque principal con el tanque conservador, es decir, cercano al relé Buchholz. (Ver en ANEXO F: EQUIPOS DE AUTOMATIZACION: SENSORES Y TRANSDUCTORES).

CAPACIDADES DEL SENSOR:

- Medir la velocidad del flujo de aceite que circula en la tubería que conecta al tanque conservador con el tanque principal.
- Soportar la corrosión producida por el aceite.

CARACTERISTICAS TECNICAS:

Entradas:	1
Salidas:	2
Fuente de poder:	115 a 230 VAC.
Frecuencia:	60 Hz.
Rango de velocidad de flujo:	0.1 a 10 m/s.
Temperatura de funcionamiento:	- 40° C a 180 ° C.
Activación de alarmas y/o disparo:	de 0.85 a 1.15 m/s.
Diámetro:	1 pulg = 25.4 mm

(Diámetro de la tubería que une el tanque principal con el conservador).

COMUNICACIONES:

Protocolo IEC 608705 – 103
Interface RS – 485.
Convertidor RS – 232 a RS – 485.

4.2.3.9 Sensor de humedad.

Tarea del sensor: medición de la actividad del agua para determinar el grado de humedad presente en el aceite.

CARACTERISTICAS TECNICAS:

Rango de operación: 0 – 100% RH sin condensación.
Rango de temperatura de operación: - 40°C a 120°C.
Tiempo límite de respuesta: 60 s.

Linealidad: +/-2% RH.

Salida: 4 a 20 mA, 0 a 5 VDC.

Resistencia a la corrosión producida por el aceite.

4.2.4 NIVEL DE CONTROL DE BAHIA.

En este nivel se encontrarán los IEDs monitores de condición, equipos que se encargarán del procesamiento de las mediciones enviadas por los sensores del nivel de campo por medio de sus microprocesadores internos.

Los requerimientos generales para estos elementos serán los siguientes:

- Disponibilidad de paneles frontales con botones digitales que permitan selección de menús.
- Almacenamiento de datos y mediciones para la generación de bases de datos (históricos de operación), en tiempos escogidos por el usuario.
- Blindaje contra disturbios eléctricos e interferencia de radio frecuencia.
- Provisión de interface con fibra óptica.
- Programación de parámetros de referencia por parte del usuario.

Los IEDs monitores de condición a ser utilizados son los siguientes:

- a. Monitor de temperaturas del transformador (MTT).
- b. Monitor de descargas parciales (MDP)
- c. Monitor de funcionamiento del cambiador de taps (MOLT).
- d. Monitor de puntos calientes en los devanados del transformador (MTD).
- e. Relé numérico de protección diferencial (RPD).
- f. Monitor de gases disueltos en el aceite (MGD).
- g. Regulador de voltaje del transformador (RVT).

4.2.4.1 Monitor de temperaturas del transformador.

CAPACIDADES DEL IED:

- Mediciones y registros de las temperaturas del aceite y del medio ambiente.
- Cálculo de la temperatura de los devanados mediante el uso de la temperatura diferencial tope – base del tanque principal.
- Capacidad de gestión de banco de ventiladores en caso de sobrecalentamiento.

- Monitoreo del funcionamiento del banco de ventiladores por medio de la corriente producida por los bancos.
- Entradas para sensores especiales tales como presóstatos, sensores de nivel de líquidos y otros.
- Activación de alarmas y elementos de protección.
- Modelación del comportamiento térmico del transformador: gradiente de temperatura de los devanados, exponente de corriente de carga, etc. Ver ANEXO F1.

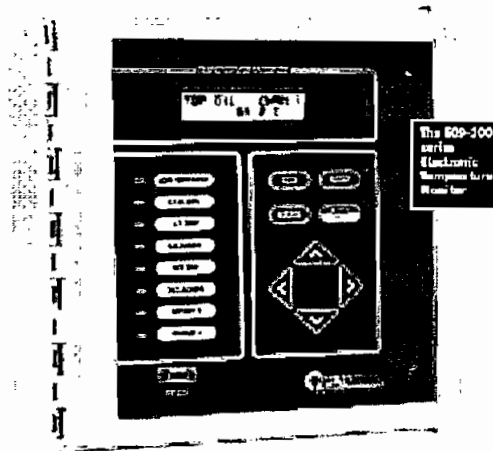


Figura 4.18: IED monitor de temperaturas del transformador.

CARACTERISTICAS TECNICAS:

TC de 5 A.

Entradas análogas: 12

Salidas: 7 (14 canales).

Frecuencia: 60 Hz.

Fuente de poder: 115 a 230 VAC.

110 a 250 VDC.

Temperatura de operación: - 40 °C a + 72 °C.

Exactitud: +/- 0.5%.

COMUNICACIONES:

Protocolo IEC 608705 – 103

Interface: RS – 485.

Convertidor: RS – 232 a RS – 485.

Interface adicional: fibra óptica.

Velocidad de transmisión: de 99.75 Kbps a 10 Mbps.

4.2.4.1.1 Forma de operación del monitor de temperaturas del transformador.

El IED monitor de temperaturas recibirá lecturas de presión, temperaturas del aceite, nivel de aceite, corriente de los ventiladores. Por medio de sus programas internos y de acuerdo a los valores límites introducidos en su memoria efectuará los cálculos correspondientes y establecerá desviaciones posibles de los valores admitidos, ordenando el disparo de las alarmas, elementos de protección y activación del banco de ventiladores. Por tanto tendrá salida a los siguientes contactos del transformador:

Alta temperatura del aceite: contacto 26 D

Bajo y alto nivel de aceite a través de los contactos: 33 QT (H y L).

Sobrepresión: por medio del contacto 96 P.

Activación de la ventilación: contacto 26 W (H, X, Y) 1 y 2.

Protección de los motores de los ventiladores: contacto 8 FM (1 y 2).

En caso de contingencia grave, en la que se requiera la desconexión inmediata del transformador, el IED ordenará el disparo de los disyuntores de alta y de baja.

En la siguiente figura se muestra el esquema de conexión de este IED con sus entradas y salidas. La configuración será semejante para los otros IEDs monitores de condición, variando en el tipo de entradas y en las denominaciones de los contactos:

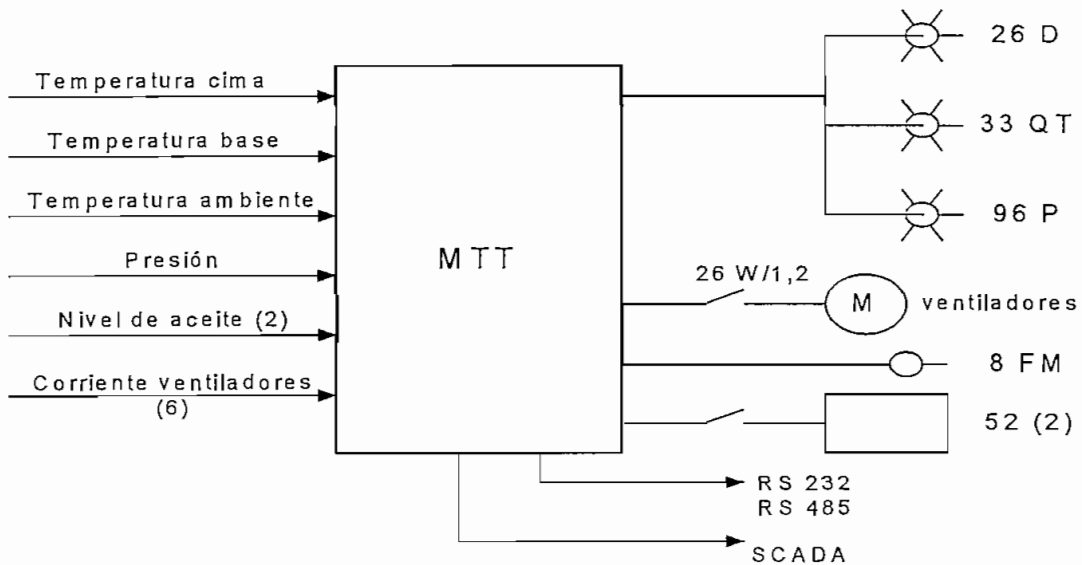


Figura 4.19: Entradas y salidas del monitor de temperaturas del transformador

4.2.4.2 Monitor de puntos calientes de los devanados del transformador.

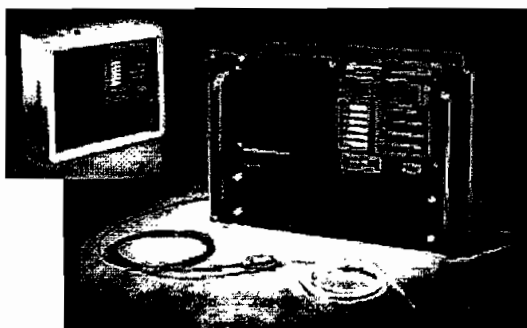


Figura 4.20: Monitor de puntos calientes de los devanados del transformador.

CAPACIDADES DEL IED:

- Lectura y registro de la temperatura de cada devanado.
- Predicción de niveles de carga y diagnóstico del estado de los devanados.
- Alarma ante presencia de puntos calientes.
- Disparo de protección en caso de sobre temperatura de los devanados.
- Gestión del banco de ventiladores cuando la situación lo requiera.

CARACTERISTICAS TECNICAS:

TC de 5 A.

Entradas análogas: 9

Salidas: 21 (42 canales).

Frecuencia: 60 Hz.

Fuente de poder: 115 a 230 VAC.

110 a 250 VDC.

Temperatura de operación: - 30 ° C a + 65 ° C.

Exactitud: +/- 2 ° C sin calibración.

Humedad relativa: 95% (sin condensación).

Protección: hasta los 3000 V conforme IEEE C37.90.1 – 1989.

Velocidad de lectura de datos: cada 10 segundos.

COMUNICACIONES:

Protocolo IEC 608705 – 103

Interface: RS – 485.

Convertidor: RS – 232 a RS – 485.

Interface adicional: fibra óptica.

Velocidad de transmisión: de 99.75 Kbps a 10 Mbps.

4.2.4.2.1 Forma de operación del monitor de puntos calientes.

Utilizando las lecturas de temperatura de cada devanado enviadas por las sondas de fibra óptica, el IED ordenará la activación del sistema de ventilación o la excitación de los contactos de alarma y disparo correspondientes, lo que se detalla a continuación:

Alarma de sobre temperatura de los devanados de alto voltaje: contactos 26 WH/3.

Alarma de sobre temperatura de los devanados de bajo voltaje: contactos 26 WX/3.

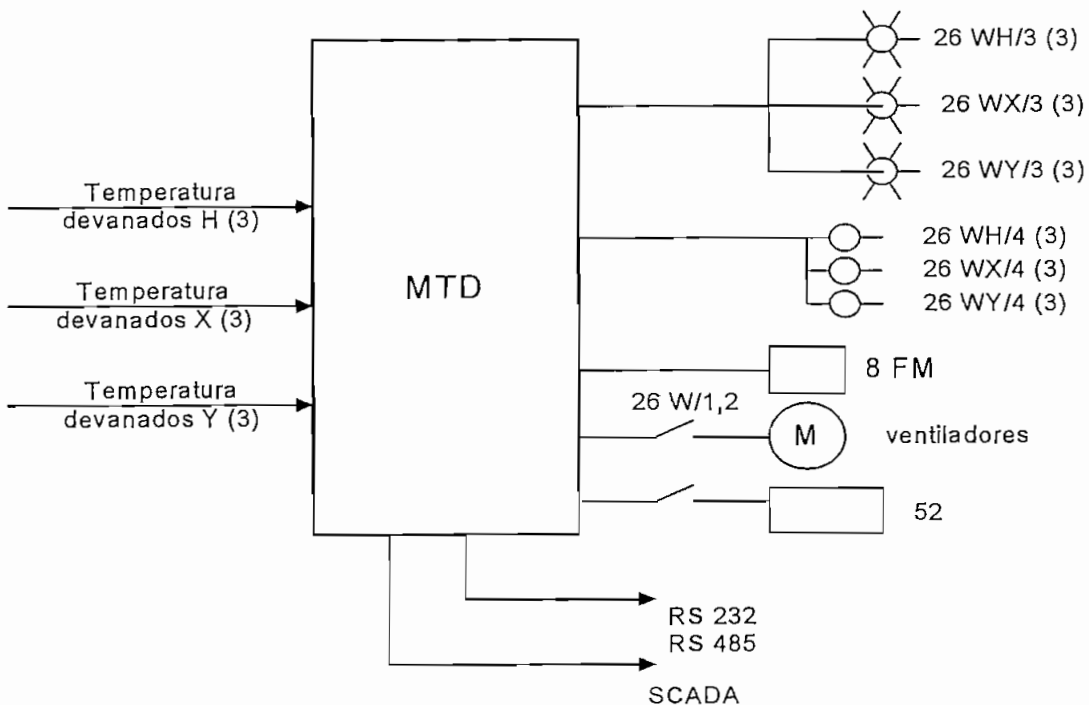
Alarma de sobre temperatura de los devanados del terciario: contactos 26 WY/3.

Disparo de protección: contactos 26 W (H, X, Y) /4.

Activación del banco de ventiladores: 26 W.

También deberá tener salidas adicionales para activar el disparo de los disyuntores asociados al transformador, a fin de aislar al equipo frente a una falla grave.

Figura 4.21: Entradas y salidas para el monitor de temperaturas de los devanados.



4.2.4.3 Monitor de descargas parciales.



Figura 4.22: IED monitor de descargas parciales.

Los equipos de este tipo están provistos de una unidad de balanceo de corrientes y un sumador de corrientes⁸. El sumador efectúa la suma de las corrientes de cada bushing detectadas por los respectivos sensores y la unidad de balanceo equilibra las 3 corrientes, de tal forma que se obtiene una señal a la salida igual a cero. Si uno de los bushings presenta averías y su corriente aumenta, el balanceo se rompe y la señal de salida llega a equipararse al valor ΔI descrito en 4.3.3.1.

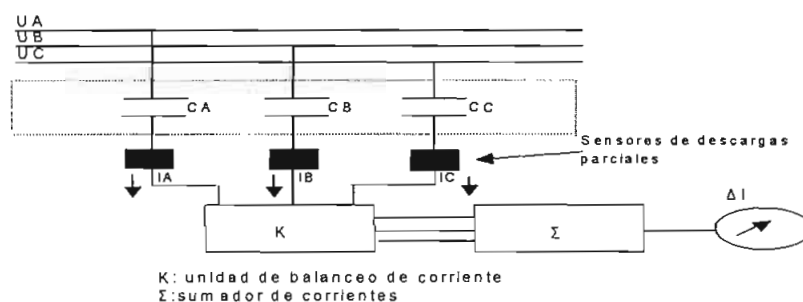


Figura 4.23: Esquema de funcionamiento del monitor de descargas parciales.

CAPACIDADES DEL IED:

- Medición y registro de la corriente de alta frecuencia de cada uno de los bushings.
- Diagnóstico del deterioro del aislamiento de los bushings por medio del cálculo del ángulo de pérdidas ($\tan \delta$).
- Reporte remoto del estado de cada bushing.
- Activación de la medición: cuando se presenta el evento, por intervalos de tiempo o a petición del operador.
- Alarma ante posible daño en los elementos monitoreados.

⁸ Ckane Paper. pdf: On – line insulation condition assessment on power transformers.

- Cálculos de cambio en la capacitancia de cada bushing.
- Despliegue gráfico de $\tan \delta$ para cada bushing.

CARACTERISTICAS TECNICAS:

TC de 5 A.

Entradas análogas:	9
Salidas:	10 (20 canales).
Frecuencia:	60 Hz.
Fuente de poder:	115 a 230 VAC. 110 a 250 VDC.
Ancho de banda:	1 a 20 MHz.
Rango de señal dinámica:	15 dB.
Versión de unidad:	instalado en la cabina de control.

COMUNICACIONES:

Protocolo IEC 608705 – 103

Interface: RS – 485.

Convertidor: RS – 232 a RS – 485.

Interface adicional: fibra óptica.

Velocidad de transmisión: 93.75 Kbps a 10 Mbps

El monitor adquiere los datos de descargas parciales en forma de pulsos de corriente medidos tanto en magnitud como en fase (distribución de pulsos de gran amplitud de descargas parciales en fase resuelta o PRPHD).

4.2.4.3 Forma de operación del monitor de descargas parciales.

Por medio de los adaptadores para el tap del bushing, el IED adquirirá las señales de corriente de descarga parcial de cada bushing. Si se presenta alguna anomalía, se activarán contactos de alarma para indicar al personal técnico la presencia de deterioro en el aislamiento de algún bushing.

En este caso no se especifican los contactos de salida, puesto que el transformador de potencia OSAKA no incluye en sus equipos un dispositivo especializado en la medición de descargas parciales.

4.2.4.4 Relé numérico de protección diferencial.

CAPACIDADES DEL IED:

- Protección diferencial a través de mediciones de corriente por fase (87)
- Medición de corrientes de falla de baja intensidad.
- Apertura rápida ante la presencia de altas corrientes de falla.
- Restricción a la corriente de inrush del transformador.
- Protección contra sobre corrientes en falla fase – tierra (50/51 G)
- Protección contra sobre corrientes (neutro calculado) (50/51 N)
- Protección de sobre corriente de secuencia negativa (46).
- Protección ante avería del breaker (50 BF).
- Función de cierre (87N).
- Protección contra sobrecarga (49).

Funciones de monitoreo:

- Posibilidad de auto supervisión.
- Supervisión de interrupción de circuitos.
- Almacenamiento de oscilogramas de falla.
- Mediciones permanentes de corrientes diferenciales, valores operacionales de voltajes, corrientes, frecuencia.

Funciones de control:

- Uso de comandos para aislamiento o cierre del transformador.
- El control deberá ser vía teclado, entradas binarias o por medio del SCADA.

CARACTERISTICAS TECNICAS:

TC de 5 A.

Entradas análogas:	7
Salidas:	2 (4 canales).
Frecuencia:	60 Hz.
Fuente de poder:	115 a 230 VAC. 110 a 250 VDC.
Voltaje nominal:	80 a 125 V.
Versión de unidad:	instalado en la cabina de control.

COMUNICACIONES:

Protocolo IEC 608705 – 103.

Interface: RS – 485.

Convertidor: RS – 232 a RS – 485.

Interface adicional: fibra óptica.

Velocidad de transmisión: 93.75 Kbps a 10 Mbps

4.2.4.4.1 Forma de operación del relé numérico diferencial.

El relé numérico de protección diferencial recibirá los valores de corriente de los TC del primario, secundario y neutro. Con estos valores el algoritmo interno con el que viene programado el dispositivo efectuará los cálculos respectivos a fin de efectuar las labores de protección especificadas.

La principal función del relé es desconectar o aislar al transformador ante la inminente presencia de estas fallas, por tanto tendrá dos salidas para activación de los disyuntores correspondientes.

Se recomienda además disponer de salidas a contactos de alarmas que indiquen la presencia de fallas como: sobre corriente al neutro (51 N) y a tierra (51 G), de secuencia negativa (46), de sobre carga (49), avería del breaker (50 BF) y sobre corriente por fase (50/51).

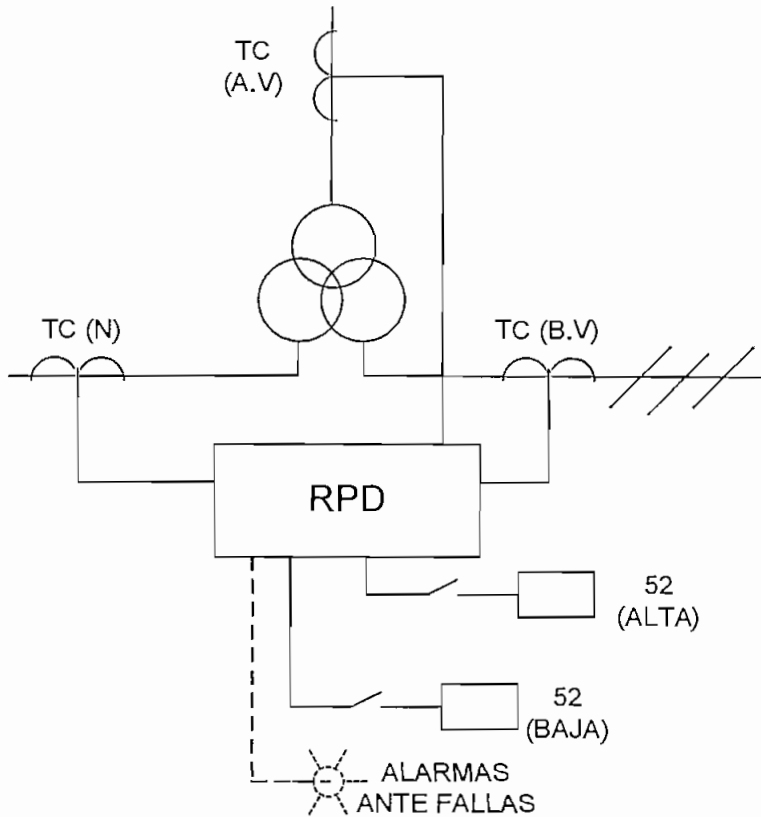


Figura 4.24: Conexiones del relé de protección diferencial.

4.2.4.5 Monitor de cambiador de taps.



Figura 4.22: Monitor del cambiador de taps.

CAPACIDADES DEL IED:

- Medición y/o registro de la temperatura diferencial entre el LTC y el tanque principal del transformador para proveer alerta ante potencial coking o desgaste de los contactos.
- Número de cambio de taps. Posibilidad de generar bases de datos de estos cambios.

- Corrientes de carga de cierre y apertura para cada posición del tap.
- Estado estable del motor de arrastre y presencia de corrientes de inrush.

El IED en base a los datos anteriores dará alarma inmediata ante potenciales problemas tales como:

- Carga de contacto (instantánea y acumulativa).
- Cuentas de tap excesivas durante un intervalo de tiempo.
- No entrada en operación del motor de arrastre.
- Problemas en el switch divisor o en el motor, como por ejemplo sobrecarga, ruptura o atascamiento.
- Contactos del switch divisor desgastados o en proceso de "coking".

El monitor utilizando la información anterior, dará dos estados de alerta:

- a. Estado de **deterioro**: indica las condiciones de funcionamiento que pueden ocasionar potenciales daños y que necesitan ser investigadas, aunque la situación no es crítica. Se requiere realizar labores ordinarias de mantenimiento para subsanar este estado de alerta.
- b. Estado de **condición crítica**: cuando las condiciones han excedido los valores límites tolerables. En este caso, la operación del OLTC deberá ser suspendida y el mantenimiento se efectuará de manera urgente.

CARACTERISTICAS TECNICAS:

TC de 5 A.

Entradas análogas: 7

Salidas: 4 (8 canales).

Número de posiciones del OLTC: 35

Frecuencia: 60 Hz.

Fuente de poder: 115 a 230 VAC.

110 a 250 VDC.

Temperatura de funcionamiento: - 40 ° C a + 72 ° C

Humedad: 90% sin condensación.

Vibración: 60/120 Hz.

Versión de unidad: instalado en la cabina de control o junto al equipo de cambio de tap.

COMUNICACIONES:

Protocolo:

IEC 608705 - 103

Interface: RS – 485.
 Convertidor: RS – 232 a RS – 485.
 Interface adicional: fibra óptica.
 Velocidad de transmisión: 93.75 Kbps a 10 Mbps

4.2.4.5.1 Forma de funcionamiento del monitor del cambiador de taps.

La función de este IED es monitorear el estado de funcionamiento del dispositivo cambiador de taps, para lo cual recibirá las siguientes entradas: corriente por fase del motor, torque del motor, nivel de aceite del tanque del switch divisor, temperatura del aceite y posición del tap.

Las salidas serán a los siguientes contactos:

De alarma ante bajo o alto nivel de aceite: 33 QS (H y L).

Switch para la protección del motor de arrastre del OLTC: 8M.

Se recomienda disponer de una salida adicional para una alarma que indique sobre temperatura del aceite del tanque del switch divisor.

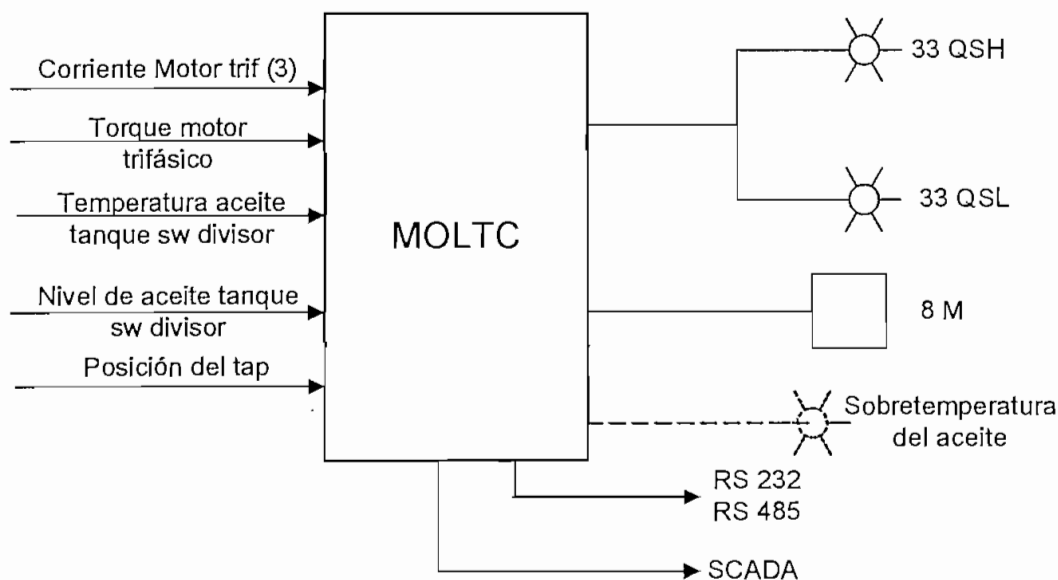


Figura 4.23: Conexiones al monitor del cambiador de taps.

4.2.4.6 Monitor de gases disueltos en el aceite.

CAPACIDADES DEL IED:

- Medición permanente de la concentración de los gases disueltos (gases de falla) en el líquido refrigerante del transformador.

- Auto impulso de la circulación de aceite a través de su interior para realizar la detección de los gases de falla.
- Medición de la humedad presente en el agua y el aceite por medio de sensores internos, o mediante la conexión con un sensor externo especializado.

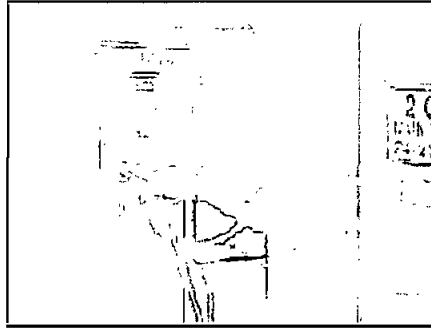


Figura 4.23: Monitor de gases disueltos en el aceite del transformador.

CARACTERISTICAS TÉCNICAS:

TC de 5 A.

Entradas análogas:	2
Salidas:	3 (6 canales).
Frecuencia:	60 Hz.
Fuente de poder:	115 a 230 VAC. 110 a 250 VDC.

Temperatura de funcionamiento: - 40 ° C a + 72 ° C

Versión de unidad: junto al transformador.

Herramienta auxiliar: mangueras de caucho.

COMUNICACIONES:

Protocolo:	IEC 608705 - 103
Interface:	RS – 485.
Convertidor:	RS – 232 a RS – 485.
Interface adicional:	fibra óptica.
Velocidad de transmisión:	93.75 Kbps a 10 Mbps

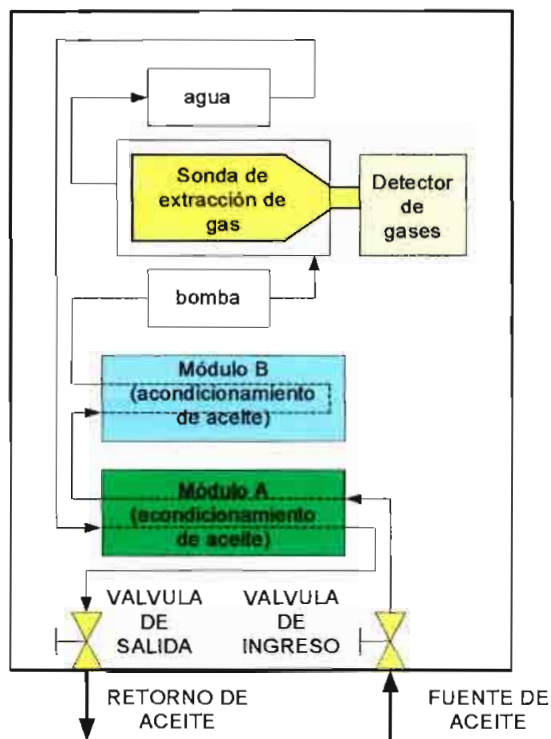


Figura 4.24: Características del IED monitor de gases disueltos.

4.2.4.6.1 Forma de funcionamiento del monitor de gases disueltos.

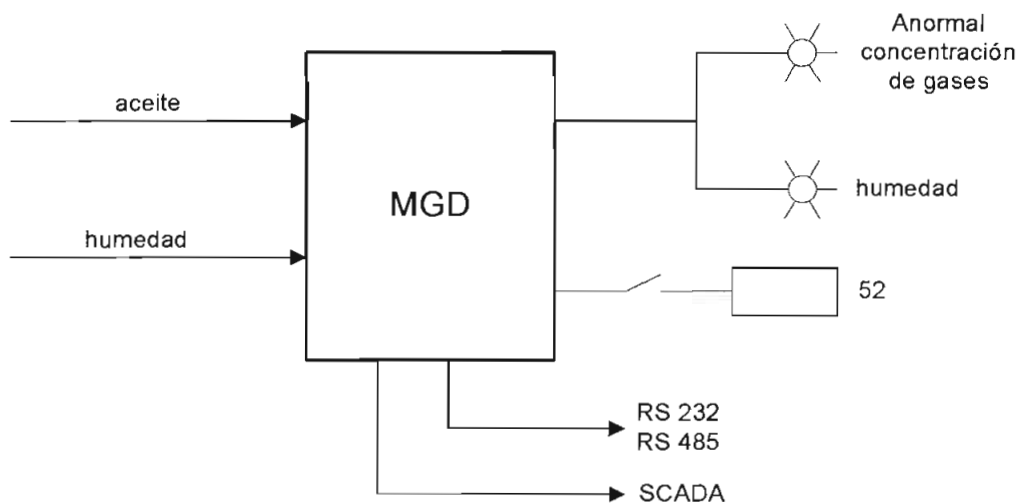


Figura 4.25: Conexiones del monitor de gases disueltos.

A través de la manguera de caucho conectada a la línea de aceite del transformador circula el líquido refrigerante, el mismo que, ingresa al interior del IED. El dispositivo analizará y detectará las concentraciones de los gases

disueltos por medio de sus sensores internos. El sensor de humedad conectado al dispositivo le proveerá de lecturas de la humedad presente en el aceite.

Cuando el equipo encuentre una concentración anormal de gases o presencia de humedad se activarán las respectivas alarmas.

El IED tendrá además la posibilidad de disparar a los disyuntores para así aislar al transformador en caso de falla grave.

4.2.4.7 Regulador inteligente de voltaje.

CAPACIDADES DEL IED:

- Mide el voltaje de salida del transformador de potencia.
- Compensa la diferencia de medida entre el valor medido y el almacenado como parte de la base de datos del dispositivo y envía una orden al tap para efectuar la regulación de voltaje.
- Cambia de operación manual a automática la operación del OLTC vía interface hombre – máquina, posee además salidas para contactos y comunicaciones.
- Provee la siguiente información:
 - Voltaje medido.
 - Valores almacenados de voltaje en intervalos determinados por el usuario.
 - Posición del cambiador de taps.
 - Voltaje en rango/ voltaje fuera de rango.

CARACTERISTICAS TECNICAS:

TC de 5 A.

TV de 120 V

Entradas análogas: 2

Entradas binarias: 1

Salidas: 4

Frecuencia: 60 Hz.

Fuente de poder: 115 a 230 VAC.

110 a 250 VDC.

Temperatura de funcionamiento: - 40 ° C a + 72 ° C

Versión de unidad:	junto al transformador.
Número de posiciones del OLTC:	35
Pasos de regulación:	+/-10%.
Voltaje de regulación de salida:	69000V.
Voltaje del TP:	113.8 V.

COMUNICACIONES:

Protocolo:	IEC 608705 - 103
Interface:	RS – 485.
Convertidor:	RS – 232 a RS – 485.
Interface adicional:	fibra óptica.
Velocidad de transmisión:	93.75 Kbps a 10 Mbps

4.2.4.7.1 Forma de funcionamiento del regulador inteligente de voltaje

Dos señales analógicas serán tomadas por este dispositivo, una de voltaje, del lado de baja, y la otra de corriente, también del lado de baja. Cuando se detecte una fluctuación en el voltaje que se salga del rango de regulación permitido, el IED activará el mecanismo de cambio de taps a fin de efectuar la regulación de voltaje.

Para realizar la operación anteriormente descrita, el IED dispondrá de salidas que activen a los contactos de los relés auxiliares 7L o 7R, cuya excitación inicia la operación secuencial de cambio de taps bajo carga.

Se incluye una salida adicional para activar la alarma ante demora en la operación de cambio de tap.

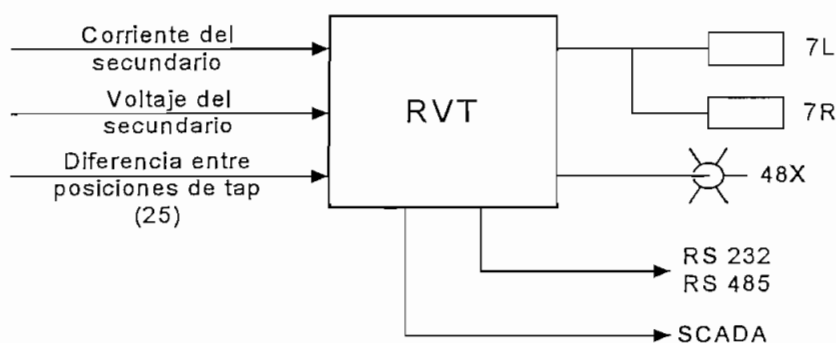


Figura 4.26: Conexiones al regulador inteligente de voltaje.

4.2.4.8 Módulo de bahía.

La información de entradas y salidas analógicas y digitales de los IEDs monitores de condición se encuentra disponible para ser tomada por la unidad controladora de bahía – en el caso de existir - a través de los interfaces de comunicación de los IEDs. La comunicación entre IED y controlador de bahía, deberá permitir el uso de protocolos no propietarios como el DNP 3.0 o el IEC 870 – 5 – 101.

Por otro lado, el módulo de bahía actuará como interfaz con el nivel de control de la S/E, actuando como concentrados de comunicaciones entre los IED monitores del transformador y la red LAN de la subestación a través de una conexión de alta velocidad.

Deberá proporcionar además un interfaz mímico local para el manejo del transformador de potencia, por medio de despliegues gráficos configurables.

Los IEDs monitores de condición se conectarán a un solo puerto del módulo de bahía, específicamente el RS – 485, o el RS – 232.

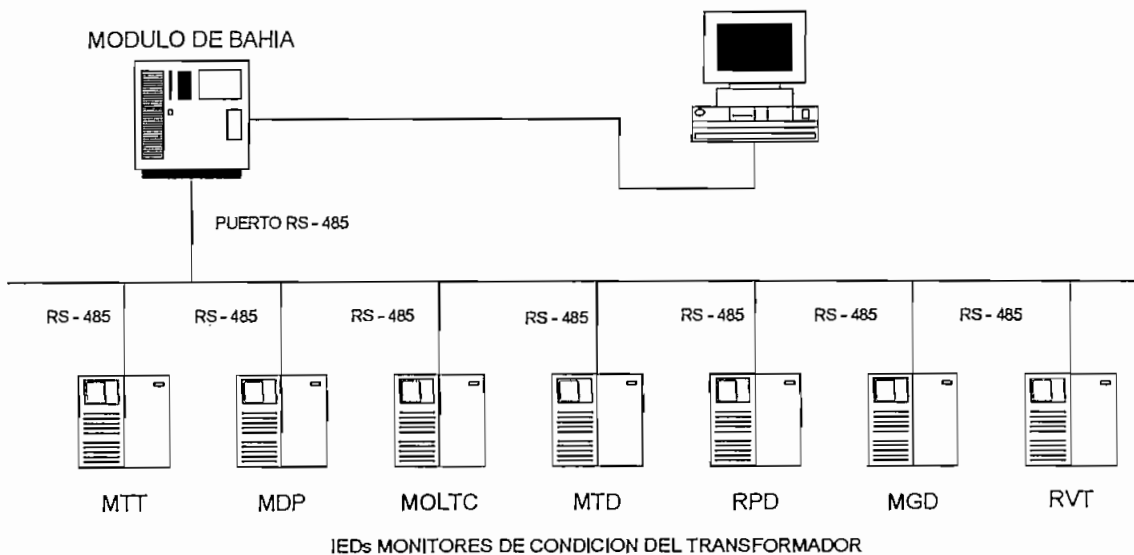


Figura 4.27: Conexión entre IEDs monitores de condición y módulo de bahía.

4.2.5 NIVEL DE CONTROL DE S/E.

A este nivel, el operador de la S/E podrá efectuar las maniobras de activación/cierre de contactos, alarmas, ya sea de los ventiladores, relés, cambiador de tomas del transformador y el monitoreo de los parámetros de

funcionamiento del mismo a través de un interface hombre – máquina que utilice un software SCADA local.

Las tareas del software serán las siguientes:

- Generar un modelo del transformador y de las condiciones de trabajo del mismo para lo cual se ingresarán sus datos de diseño y los parámetros de temperaturas límite y pérdidas. El objetivo es comparar los valores obtenidos por simulación con los medidos por los sensores e IEDs para así detectar problemas de funcionamiento y/o desgaste del transformador y sus equipos auxiliares.
- Pronósticos de refrigeración/sobrecarga: basados en algoritmos que calculan las pérdidas caloríficas y el número de refrigeradores necesarios para la disipación del mismo.
- Registro de eventos, es decir mantener una base de datos de las perturbaciones y alarmas, así como también del funcionamiento de ventiladores, cambiador de taps ordenados en una sucesión por tiempo y fecha.
- Registro de mediciones de los parámetros de funcionamiento del transformador tales como: temperaturas, presión, caudal del aceite. El registro debe incluir estampados de tiempo y fecha.
- Mantenimiento de acuerdo con las condiciones: por medio de indicadores de colores se avisará al operador de posibles desgastes en los contactos del conmutador de tomas, deterioro del aislamiento de los bushings y devanados.

El tratamiento del aceite se basará en la evolución de las mediciones efectuadas de temperatura y humedad del mismo dentro del tanque principal y del tanque del conmutador de tomas.

4.2.5.1 Pantallas del interface hombre - máquina.

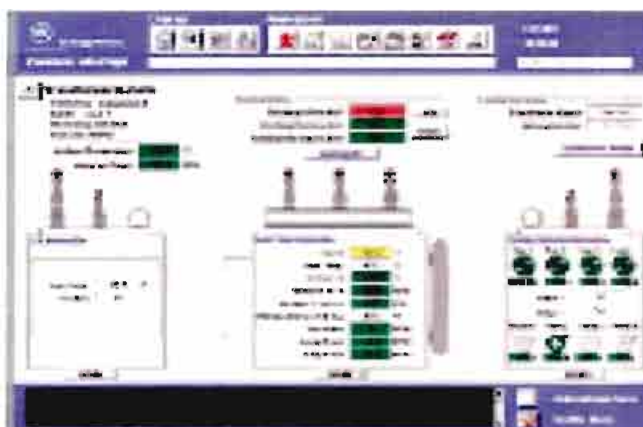


Figura 4.26: Pantalla de monitoreo del transformador de potencia.

La pantalla de inicio mostrará un modelo gráfico del transformador con datos básicos como temperaturas del aceite, presión en el tanque principal, posición y operación del conmutador de tomas.

Asimismo deberá tener un menú especial que permita obtener información de los otros parámetros de funcionamiento: descargas parciales, temperatura de los devanados, corrientes y voltajes, caudal del aceite, etc.

Los datos enviados por los IEDs permitirán realizar reportes en forma de tablas de datos o en gráficos de comportamiento de los parámetros de funcionamiento del transformador.

En las figuras que constan en las páginas siguientes se muestra en primer lugar el diagrama de bloques del sistema propuesto con sus componentes, y en segundo lugar el acoplamiento general del sistema.

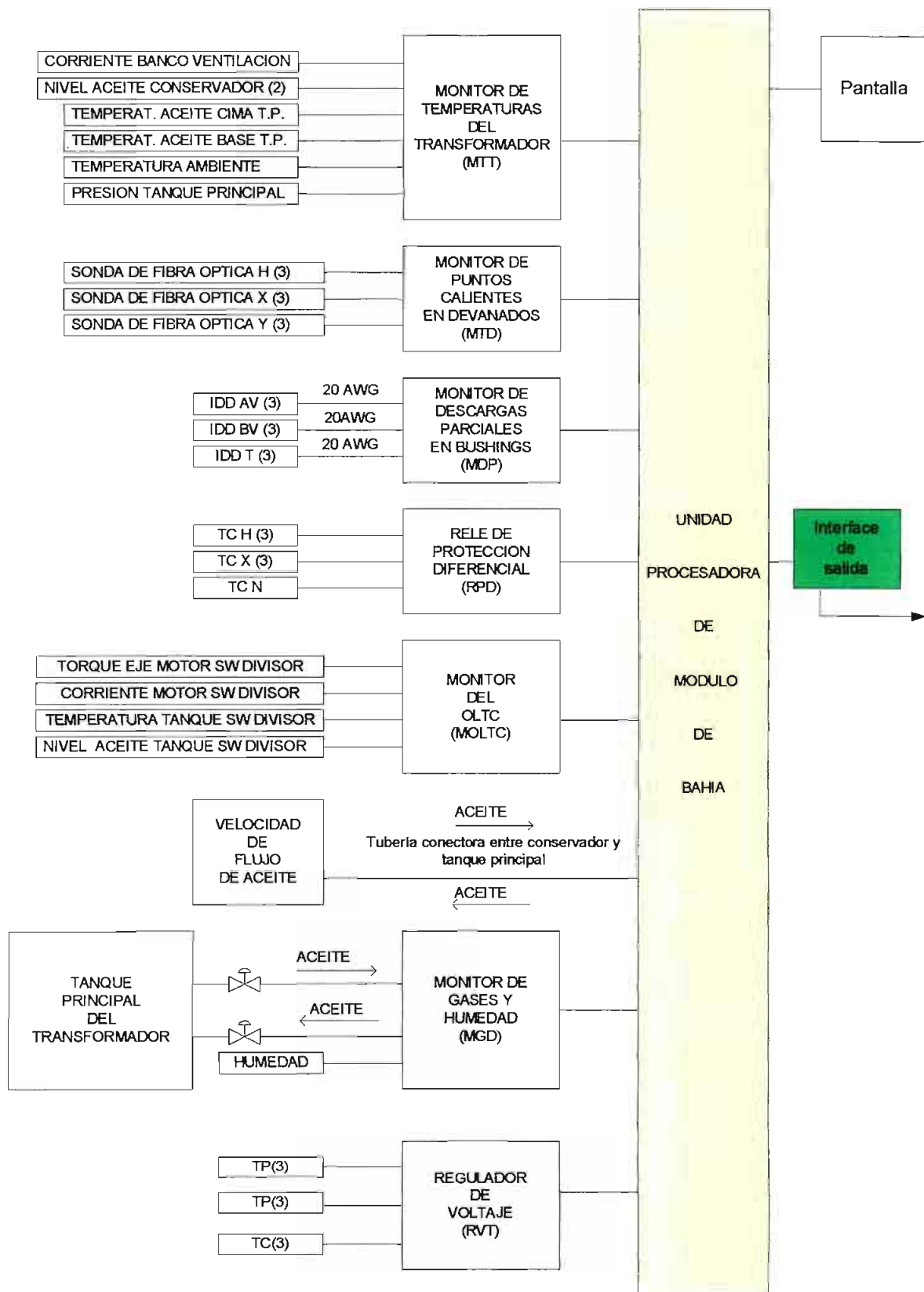


DIAGRAMA DE BLOQUES DEL SISTEMA

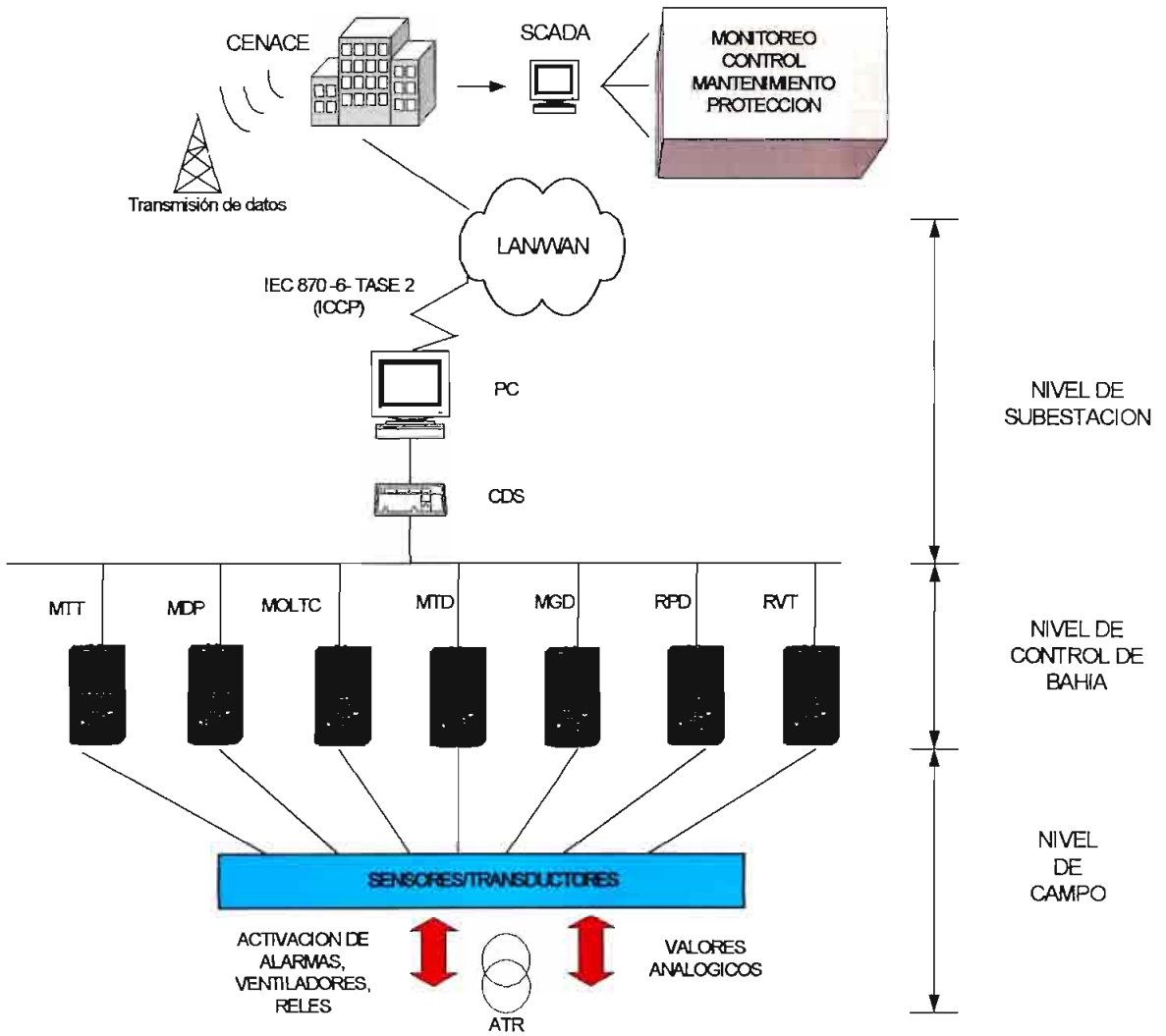


Figura 4.28: Esquema de acoplamiento general del sistema automatizado del transformador de potencia dentro de la red de campo.

4.2.6 DIAGRAMAS LOGICOS DEL PROCESO.

Los diagramas que se muestran a continuación ilustran de manera gráfica la manera en que los distintos componentes de operación y protección realizan sus actividades de protección y control del transformador de potencia. Dichos diagramas se elaboraron utilizando las descripciones de funcionamiento de los componentes de protección y control que constan en el párrafo 4.2.1.3.

Los nombres de los contactos utilizados en estos esquemas se tomaron del manual del usuario del transformador OSAKA. Su función se describe en el listado de símbolos que consta al final de los esquemas gráficos.

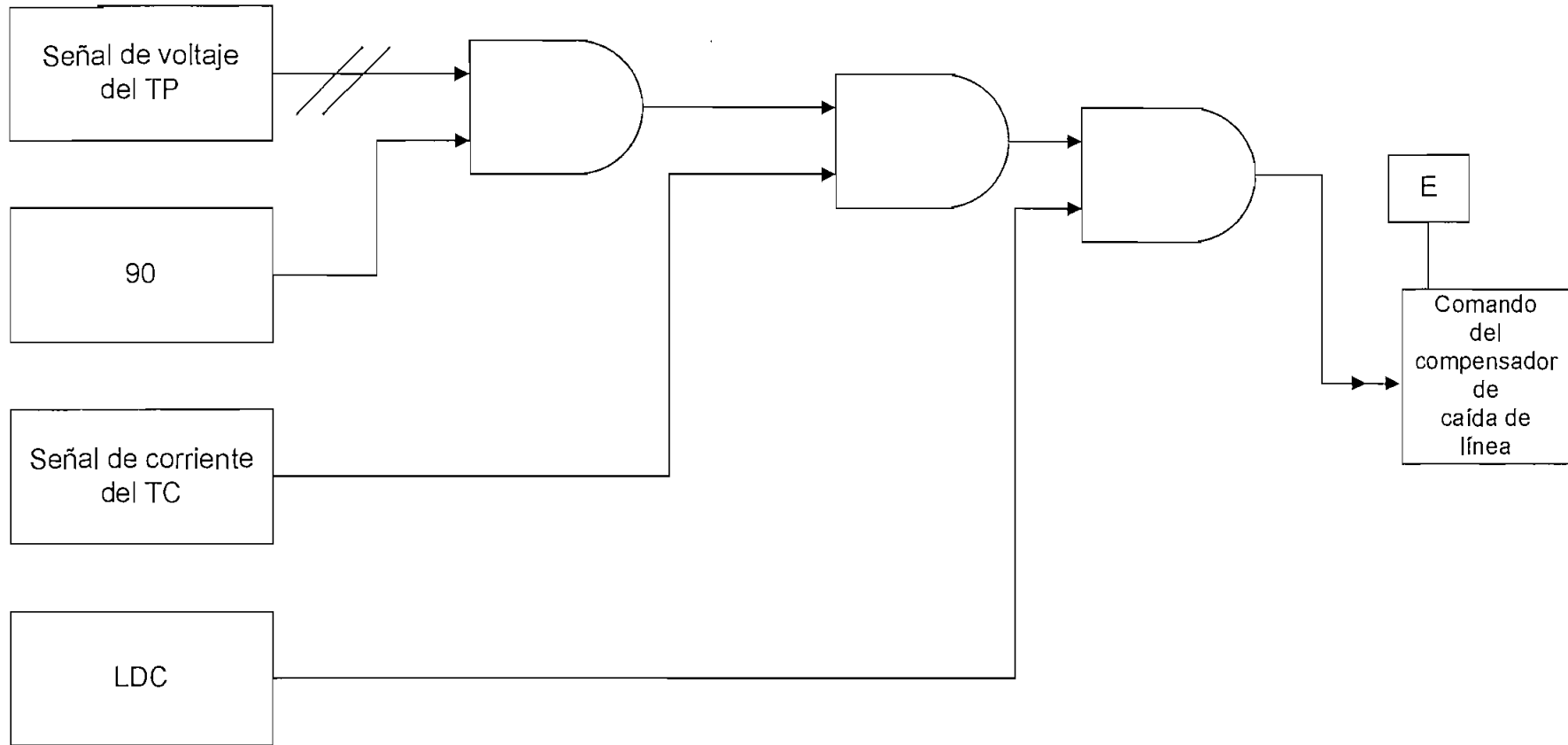
En el esquema 5 se incluye la temperatura límite establecida según el procedimiento seguido en el párrafo 4.2.3.2. Las temperaturas normalizadas se tomaron de igual manera de la tabla 3.1 del manual del usuario del transformador OSAKA.

En el esquema 10 la temperatura a la cual se activan las protecciones contra sobrecalentamiento de los devanados (120°C) es la que se especifica en el manual de instrucciones del transformador OSAKA, para activación de los dispositivos de protección.

La forma de operación del relé Buchholz se describe en el capítulo 2, sección 2.4.6.2.1.

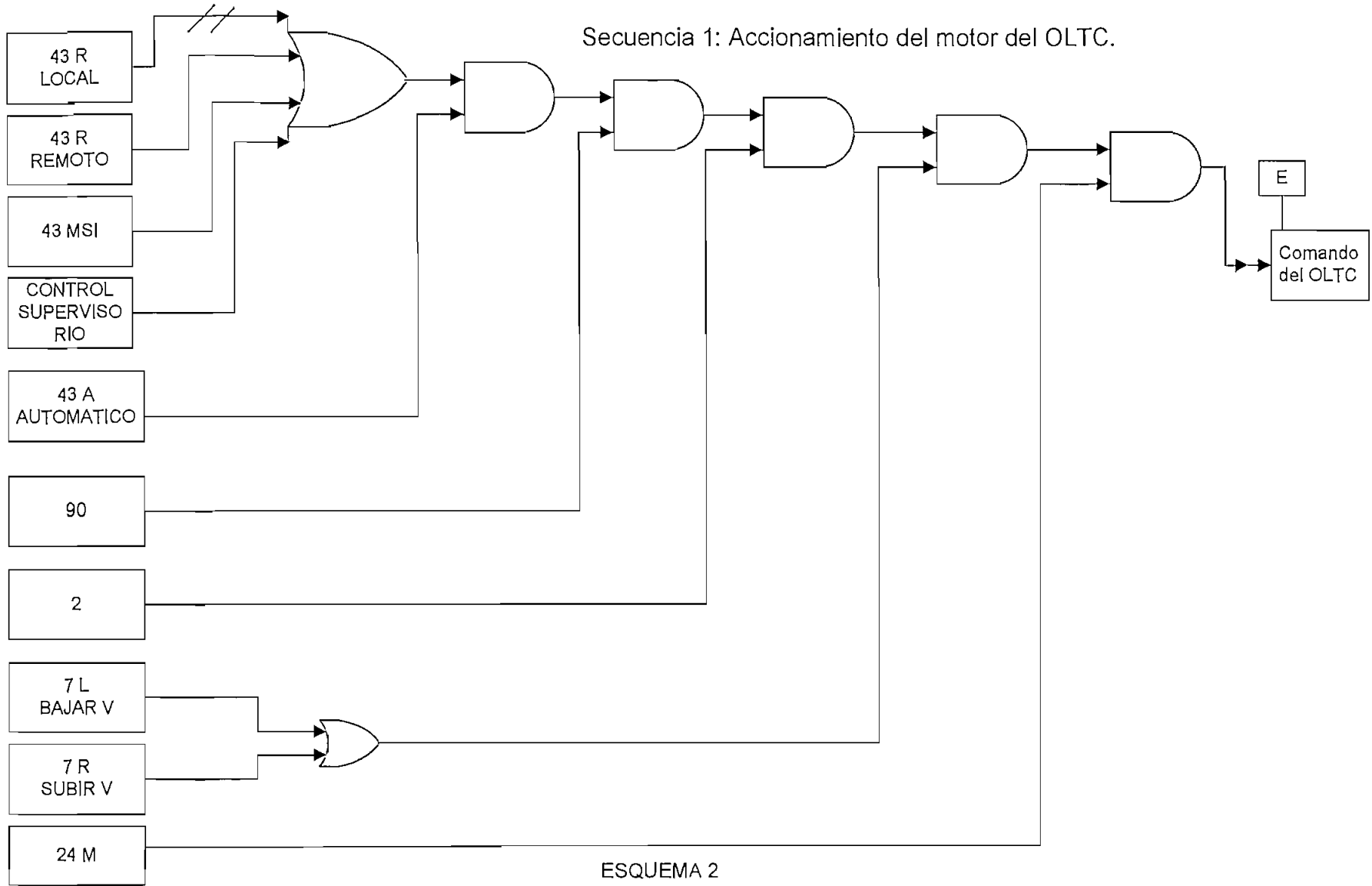
4.2.6.1 Operación del cambiador de tomas bajo carga.

Señales de voltaje y corriente para el OLTC



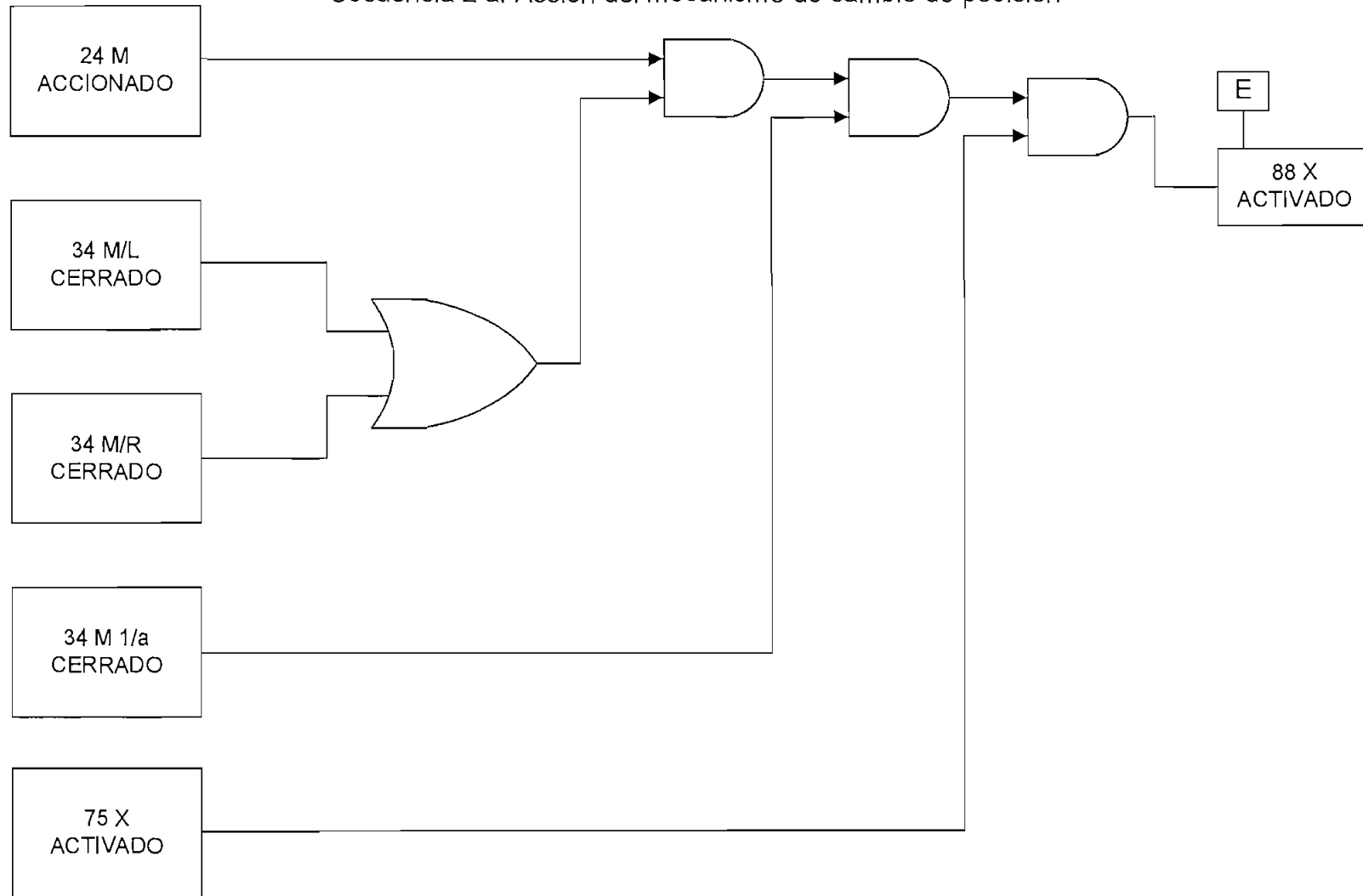
ESQUEMA 1

Secuencia 1: Accionamiento del motor del OLTC.



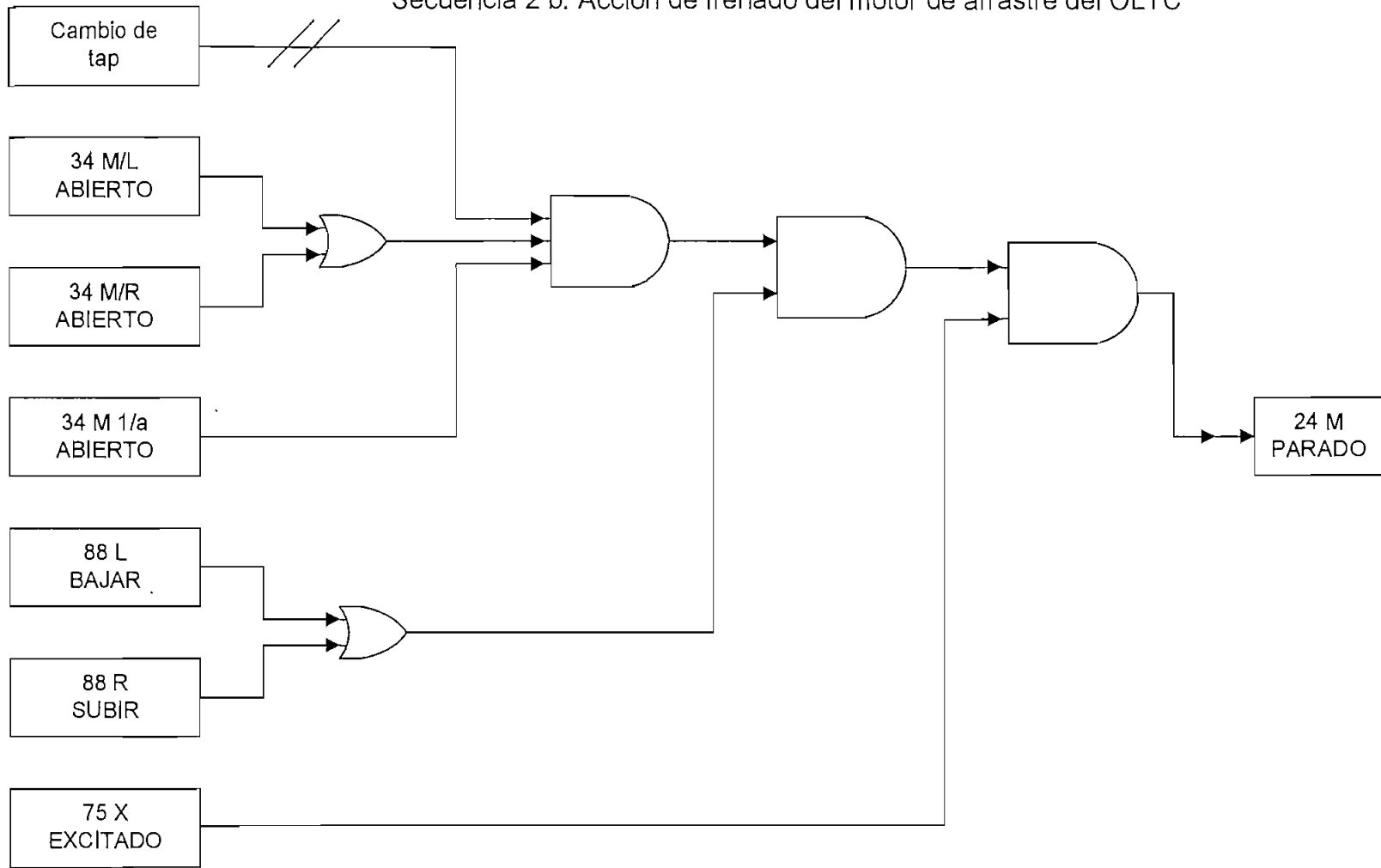
ESQUEMA 2

Secuencia 2 a: Acción del mecanismo de cambio de posición



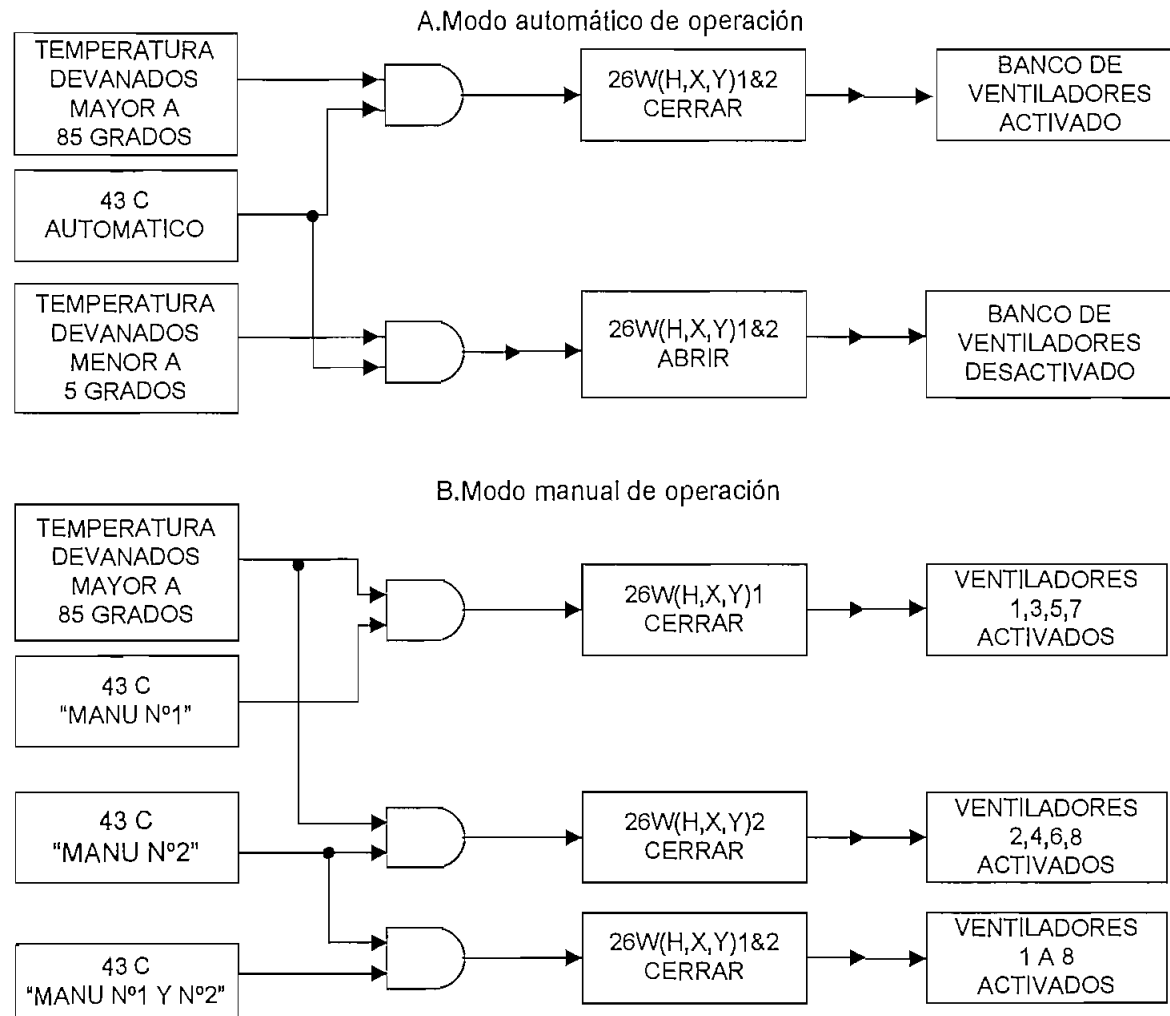
ESQUEMA 3

Secuencia 2 b: Acción de frenado del motor de arrastre del OLTC



ESQUEMA 4

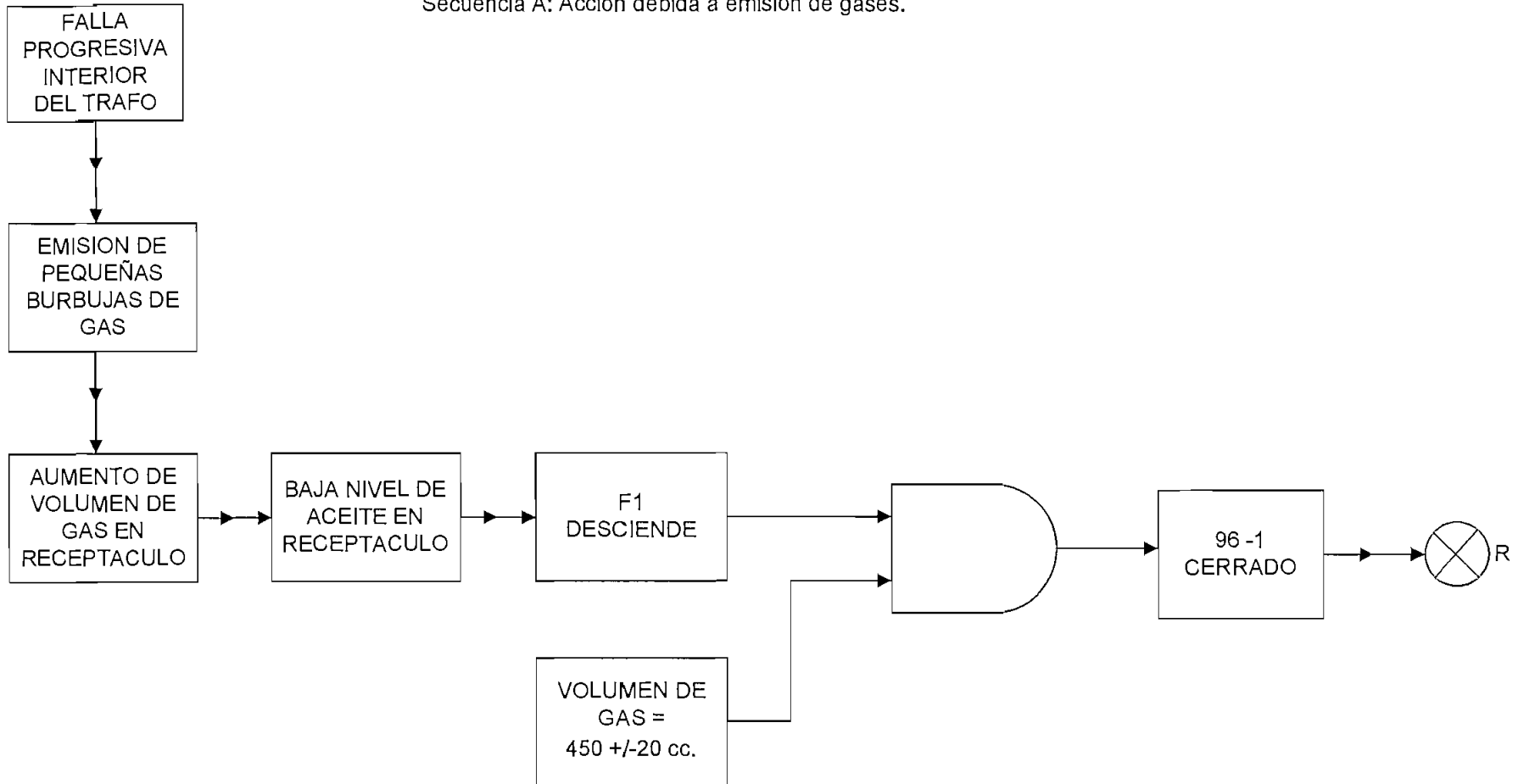
4.2.6.2 Operación del banco de ventiladores.



ESQUEMA 5

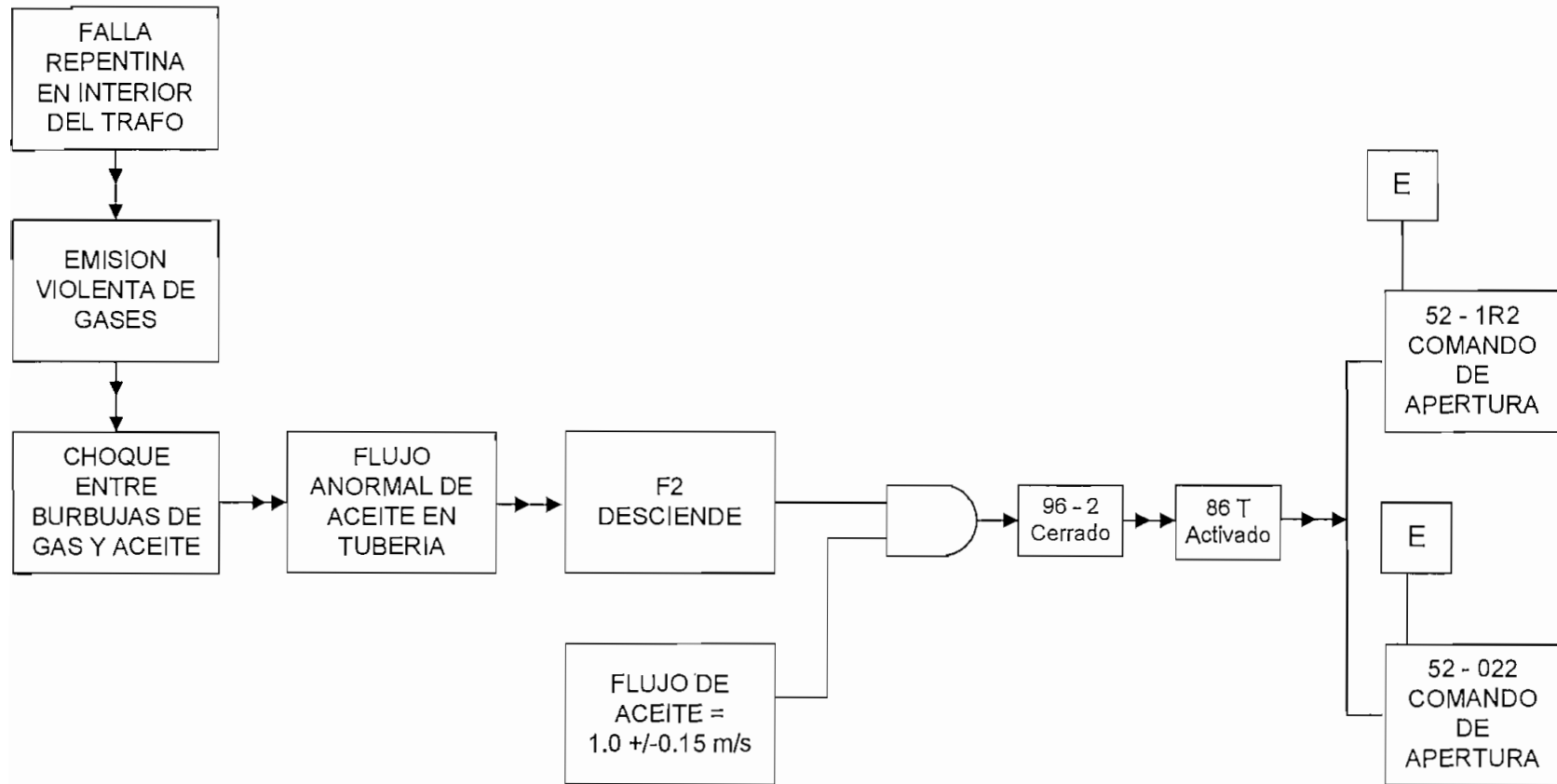
4.2.6.3 Operación del relé Buchholz.

Secuencia A: Acción debida a emisión de gases.



ESQUEMA 6

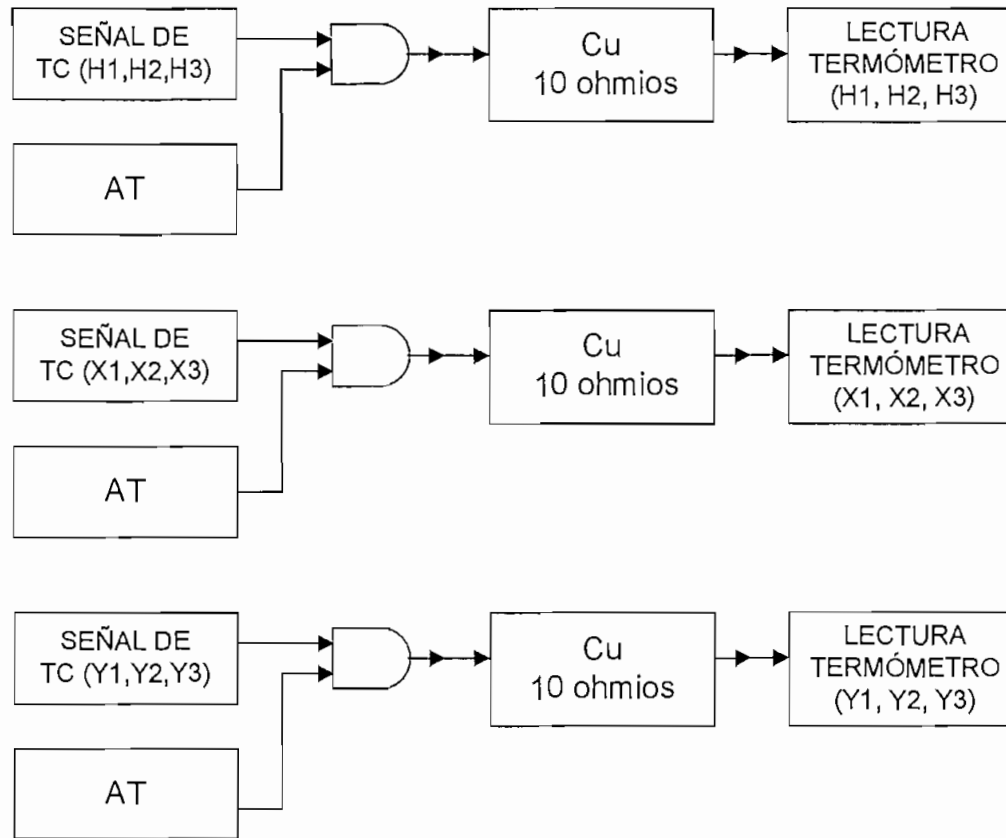
Secuencia B: Acción ante el flujo anormal de aceite.



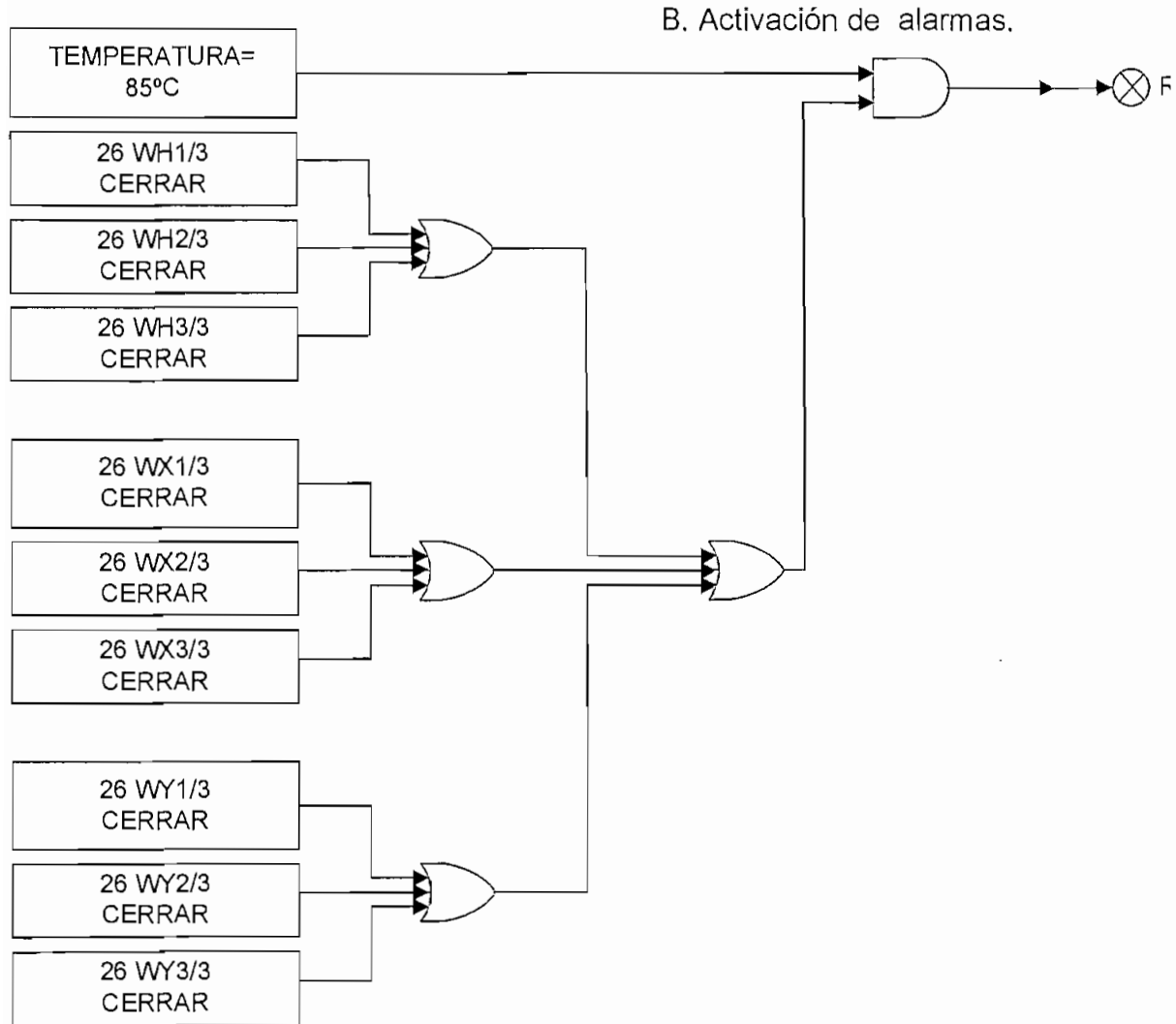
ESQUEMA 7

4.2.6.4 Operación de las imágenes térmicas.

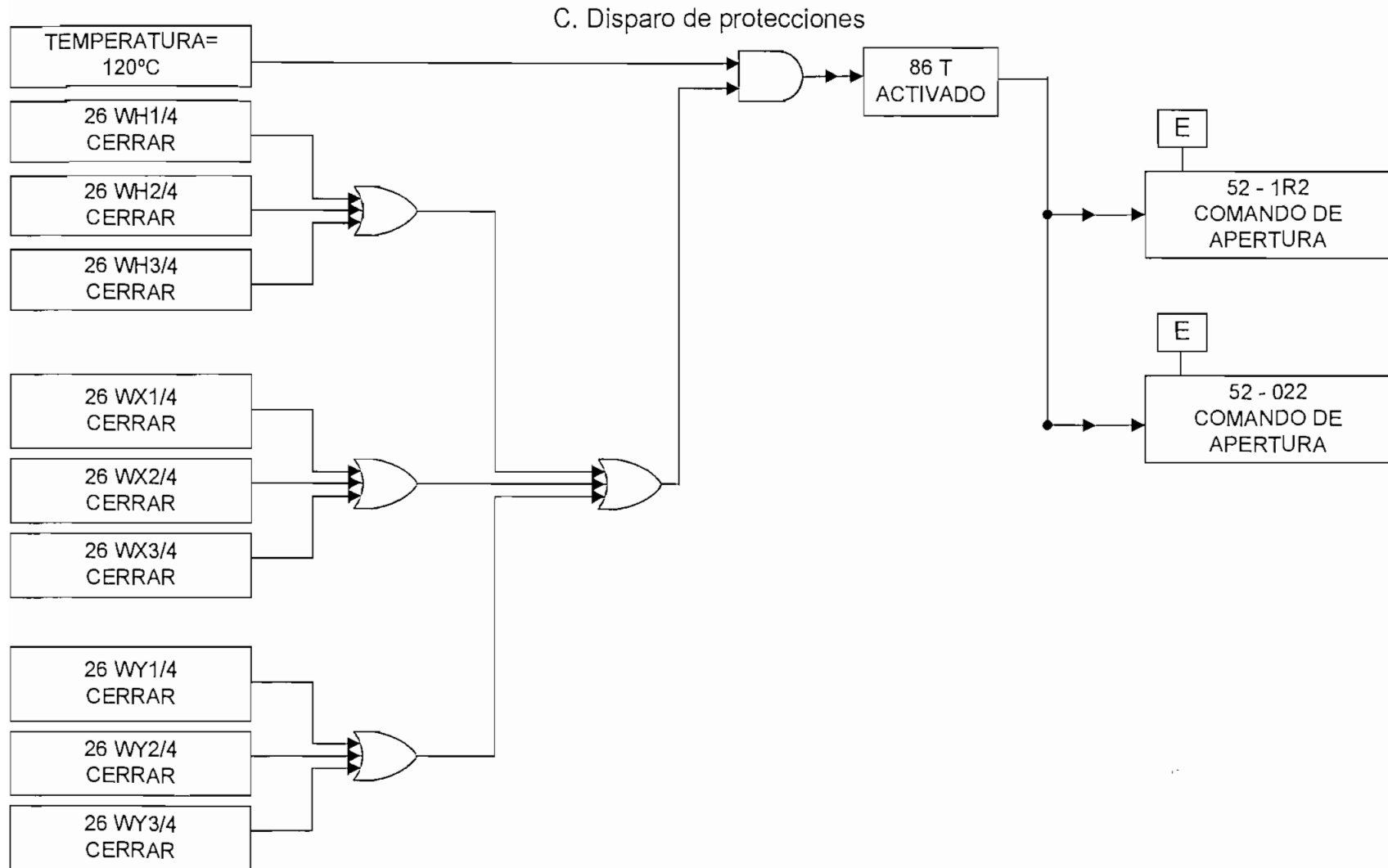
A. Toma de señales desde los devanados.



ESQUEMA 8

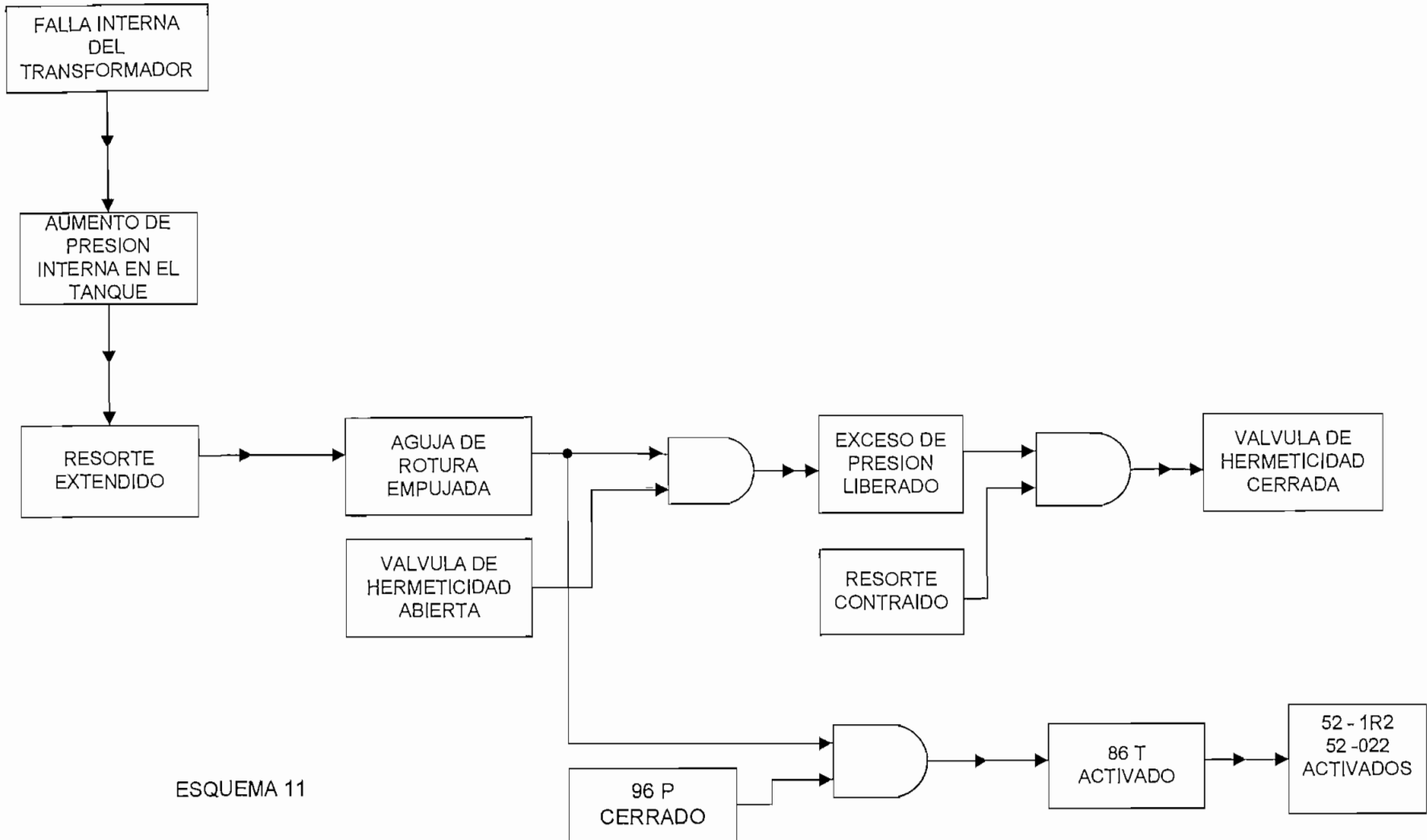


ESQUEMA 9



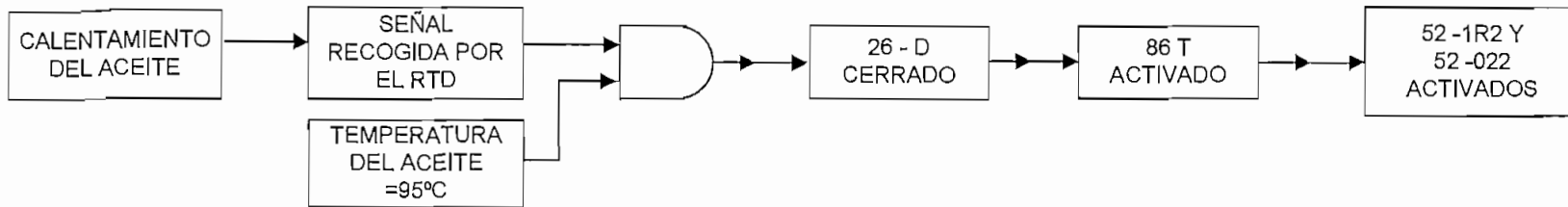
ESQUEMA 10

4.2.6.5 Esquema de alivio de presión

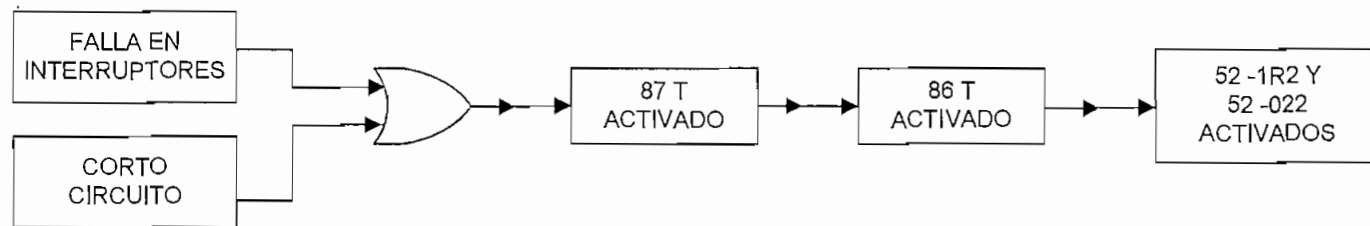


4.2.6.6 Protecciones del tipo diferencial, de sobre corriente y de sobrecalentamiento del aceite.

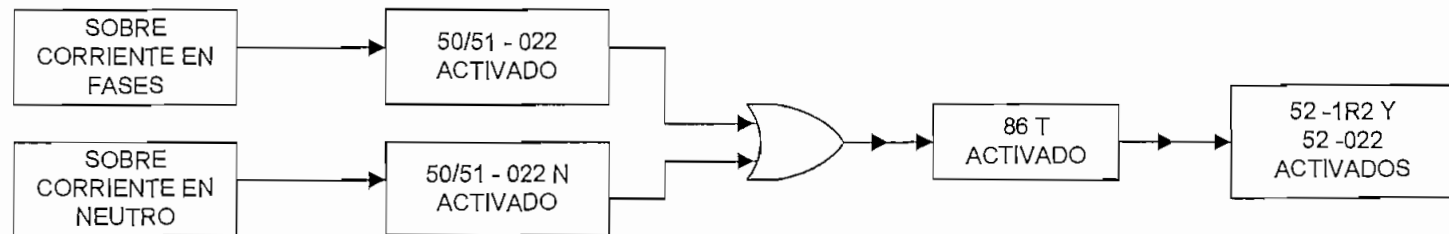
A. Protección ante sobre temperatura del aceite.



B. Protección diferencial.



C. Protección de sobre - corriente



ESQUEMA 12

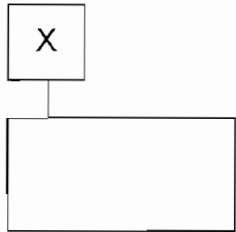
4.2.7 LISTA DE SIMBOLOS Y ABREVIATURAS USADOS EN LOS DIAGRAMAS LÓGICOS

SIMBOLO	DESCRIPCION
90	Relé de regulación de voltaje
LDC	Compensador de caída de línea
43R	Switch para el control local/remoto del OLTC
43A	Switch para el control manual automático del OLTC
43MSI	Switch para el control maestro/seguidor del OLTC
2	Relé temporizador (timer) para el de regulación de voltaje
86 T	Relé de bloqueo para disparo del disyuntor.
7L	Relé auxiliar para bajar las derivaciones del transformador.
7R	Relé auxiliar para subir las derivaciones del transformador.
24M	Motor de arrastre del OLTC
34M L/R	Switch piloto para bajada/subida arriba/abajo del tap
96 P	Contacto de activación de disparo ante sobre presión en el tanque
34 M 1/a	Switch piloto auxiliar de accionamiento arriba/abajo del motor de arrastre del OLTC
75X	Contactador magnético de activación de cambio de posición
88X	Relé auxiliar de frenado del motor de arrastre
88 L/R	Contactador para el movimiento arriba/abajo del motor del OLTC
43C	Switch para el control manual/automático del banco de ventilación
26W(H,X,Y) 1 & 2	Contacto de apertura/cierre para arranque o parada del banco de ventilación
96 - 1	Contacto de activación del primer estado del relé Buchholz (alarma)
96 - 2	Contacto de activación del segundo estado del relé Buchholz (disparo)
Cu, 10Ω	Bulbo de resistencia de cobre de 10 ohmios a 25°C
AT	Auto transformador de imagen térmica
26WH(1,2,3)/3	Contactos de activación de alarma por alta temperatura en devanados de alto voltaje
26WX(1,2,3)/3	Contactos de activación de alarma por alta temperatura en devanados de bajo voltaje
26WY(1,2,3)/3	Contactos de activación de alarma por alta temperatura en los devanados del terciario
26WH(1,2,3)/4	Contactos de disparo de protección por alta temperatura en los devanados de alto voltaje
26WX(1,2,3)/4	Contactos de disparo de protección por alta temperatura en los devanados de bajo voltaje
26WY(1,2,3)/4	Contactos de disparo de protección por alta temperatura en los devanados del terciario
52 - 1R2	Disyuntor de alta tensión (138 kV)
52 - 022	Disyuntor de baja tensión (69 kV)

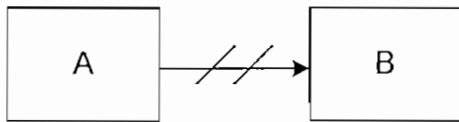
4.2.8 EXPLICACIÓN DE LOS SÍMBOLOS UTILIZADOS.



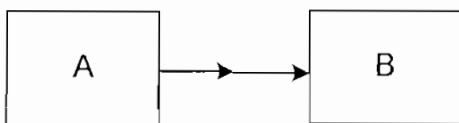
Acción



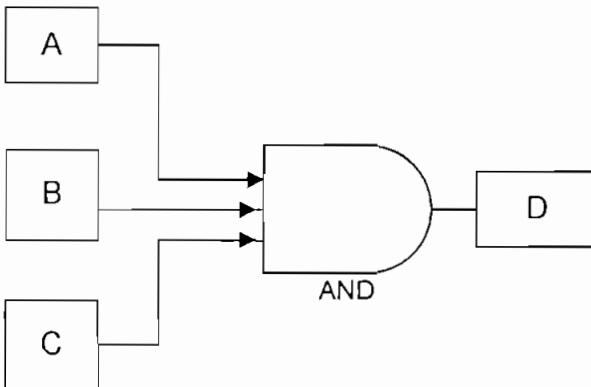
Acción que causa:
S: Señalización.
A: Alarma
E: Condición de estado



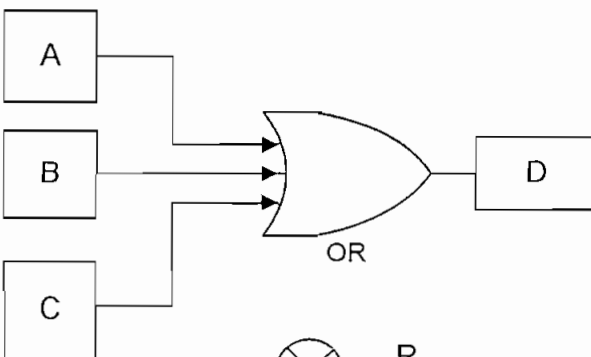
La acción "B" se efectua solamente después que la acción "A" ha sido completada.
Hay interbloqueo en la acción "A".



La acción "B" tiene lugar automáticamente después de que la acción "A" ha sido completada.



La acción "D" puede ser efectuada después que todas las operaciones "A, B, C....N" han sido completadas.



La acción "D" puede ser efectuada si una de las operaciones "A, B, C....N" ha sido completada



R

Anuncio de situación de emergencia

CAPITULO 5: ANALISIS ECONOMICO.

Cuando se estudia la factibilidad de un proyecto, un factor importante a considerarse es el aspecto económico.

Esto quiere decir que una empresa o inversionista invertirá en la implementación de algún proyecto en particular, cuando las ganancias o beneficios que obtenga de llevar a cabo la ejecución del proyecto, superen a los gastos generados por motivo de su aplicación.

En este capítulo se analizará la factibilidad de orden económico de implementar un sistema automatizado para un transformador de potencia.

A continuación se dan algunas definiciones básicas referentes a los parámetros que se emplean en la evaluación económica de proyectos.

5.1. DEFINICIONES ECONOMICAS BASICAS.

5.1.1 EL COSTO DE OPORTUNIDAD DEL DINERO.

La elección de invertir en un proyecto puede competir con la alternativa de ubicar los fondos destinados a su implementación en el mercado financiero, donde generaría una tasa de interés. Al invertir en un proyecto, se sacrifica la oportunidad de percibir la tasa de interés del mercado financiero. Por tanto, esta tasa representa el costo de oportunidad del dinero invertido en el proyecto en cuestión.

Un proyecto será rentable sí y sólo sí, genera como mínimo, una tasa de ganancia equivalente a la tasa de interés del mercado financiero. Solo de esta manera se compensaría el costo de oportunidad del dinero invertido.

5.1.2 TASA INTERNA DE RETORNO.

El método de la tasa interna de retorno consiste en encontrar la tasa de interés que permita al final de la duración del proyecto únicamente recuperar los gastos de inversión. Es decir que la TIR es la tasa de rendimiento que hace que los flujos de ingresos (beneficios o ganancias) iguallen a los flujos de egresos (gastos o costos).

La expresión general que permite el cálculo de la TIR para un flujo de ingresos y egresos que varía en cada periodo de tiempo es:

$$\sum_{j=0}^n B_j \cdot (1+i)^{-j} = I + \sum_{j=0}^n C_j \cdot (1+i)^{-j} \quad (5.1)$$

O igualando a cero la ecuación anterior:

$$\sum_{j=0}^n (B_j - C_j) \cdot (1+i)^{-j} - I = 0 \quad (5.2)$$

Donde:

B_j = Beneficios o ingresos obtenidos del proyecto.

C_j = Costos o gastos en que se incurren para ejecutar el proyecto.

I = Inversión inicial.

i = Interés que representa a la TIR.

La TIR obtenida de esta forma se compara con la tasa de rendimiento mínima aceptable TRMA que es la tasa mínima que el inversionista desea obtener para entrar en el negocio o proyecto.

Los criterios de elección son los siguientes:

- Si la TIR es menor que la TRMA entonces no es rentable invertir en el proyecto, por tanto se lo rechaza.
- Si la TIR es mayor que la TRMA entonces es rentable el proyecto, se acepta su realización.
- Si la TIR es igual a la TRMA se está en el límite de indecisión, puesto que en este caso no existen ni ganancias ni pérdidas.

5.1.3 VALOR PRESENTE NETO (VPN).

El valor presente neto es el valor actualizado de los beneficios y costos, a una tasa de descuento que refleja el costo de oportunidad del capital involucrado en el proyecto. En definitiva, es el valor equivalente de uno o más flujos de efectivo en un punto relativo en el tiempo denominado el presente.

Para un flujo de fondos cuyos ingresos y costos varían en cada periodo de tiempo, la expresión con la que se calcula el valor presente neto es la siguiente:

$$VPN = (B_1 - C_1) \cdot (1+i)^{-1} + (B_2 - C_2) \cdot (1+i)^{-2} + \dots + (B_n - C_n) \cdot (1+i)^{-n} \quad (5.3)$$

O en forma de sumatoria se tiene:

$$VPN = \sum_{j=0}^n [(B_j - C_j) \cdot (1+i)^{-j}] - I \quad (5.4)$$

Donde i es la tasa de rendimiento mínima aceptable. Los términos B_j y C_j se definen de igual manera que en el caso de la TIR.

Para este caso el criterio de selección es el siguiente:

- Si el valor presente neto es mayor que cero, la inversión es conveniente.
- Si el valor presente neto es menor que cero, la inversión no es conveniente.

5.1.4 Relación Beneficio – Costo (BC).

Es el cociente de dividir los beneficios o ingresos y los costos o gastos asociados con un proyecto en particular.

La expresión de cálculo es la siguiente:

$$BC = \frac{VPB}{VPC} \quad (5.5)$$

Donde:

VPB = Valor presente de los beneficios.

VPC = Valor presente de los costos.

El criterio de selección es el siguiente:

- Si la relación beneficio – costo es mayor que 1 entonces el proyecto es rentable.
- Si la relación beneficio – costo es menor que 1 entonces el proyecto no es rentable.

5.1.4 PERIODO DE RECUPERACIÓN DEL CAPITAL (PR).

El periodo de recuperación del capital es el plazo de tiempo que el inversionista debe esperar para recuperar la inversión.

La expresión matemática que define al periodo de recuperación de capital es la siguiente:

$$PR = \frac{C_o}{VPB} \quad (5.6)$$

Siendo:

C_o = inversión inicial.

VPB = beneficio total traído a valor presente.

5.2 EVALUACION DE LOS BENEFICIOS E INVERSION INICIAL.

Para el análisis de la factibilidad económica del proyecto de automatización del transformador de potencia se requiere evaluar dos rubros o componentes económicos:

- a. La inversión inicial que debe realizar la empresa (EMELGUR) para implementar el proyecto.
- b. Los beneficios de tipo económico que la empresa puede obtener si decide la ejecución del proyecto.

5.2.1 CUANTIFICACION DE LA INVERSION INICIAL.

Para establecer el monto de la inversión inicial se procede a determinar los costos de adquisición de los equipos e implementos necesarios para efectuar la automatización del transformador de potencia.

Dichos precios fueron consultados a las compañías SIEMENS y ABB, a la distribuidora OTESA, así como también a la firma DIGITAL S.A. de España.

Para la presente evaluación, se tomarán en cuenta los IEDs que monitorean los siguientes parámetros: temperatura de aceite, temperatura de los devanados, protección diferencial, monitoreo del cambiador de tomas bajo carga; los mismos que, de acuerdo a la unidad de subestaciones de TRANSELECTRIC¹, son los parámetros de mayor importancia para el mantenimiento del equipo.

Cuando se emplean IEDs monitores de condición, se requiere como equipo auxiliar un módulo de bahía. Sin embargo, si por consideraciones de orden económico, la empresa desea mantener la RTU convencional, es posible integrar este dispositivo con los IEDs monitores de condición, como otro IED más, pudiéndosela retirar fácilmente cuando se adquiriera el módulo de bahía.² En la subestación Quevedo, según dato proporcionado por el área técnica de EMELGUR, existe en la actualidad una RTU que puede ser integrada con los IEDs monitores de condición.

¹ Fuente: Departamento de Subestaciones de TRANSELECTRIC S.A. Ing. Roberto Muñoz.

² John Mc Donald: Automatización de Subestaciones: IEEE Power Engineering Society.

La especificación de los costos se indica en la tabla 5.1 que se muestra a continuación:

IEDs Y EQUIPO AUXILIAR			
ELEMENTO	CANTIDAD	COSTO UNITARIO (USD \$)	TOTAL (USD \$)
IEDs monitores de condición	4	4000	16000
PC portátil para configuración de los IEDs	1	1500	1500
SUBTOTAL 1			17500

Tabla 5.1 Cotización de IEDs y equipo auxiliar

ELEMENTOS SENSORES /TRANSDUCTORES				
ELEMENTO	TIPO	CANTIDAD	COSTO UNITARIO (USD \$)	TOTAL (USD \$)
Sensor de temperatura RTD Pt 100	sensor/transmisor	4	400	1600
Sensor de nivel de líquidos	varilla capacitiva	2	1800	3600
Sensor de presión	transmisor	1	300	300
Sensor de velocidad de flujo de líquidos	transmisor inteligente	1	2000	2000
SUBTOTAL 1				7500

Tabla 5.2: Cotización de los elementos sensores.

En base a la información anterior el monto de inversión inicial para implementar el sistema de automatización es el que se detalla a continuación:

MONTO TOTAL DE INVERSION INICIAL	
DISPOSITIVOS	VALOR (USD \$)
Sensores y transductores	7500,00
IEDs y equipo auxiliar	17500,00
TOTAL	25000,00
IVA: 12%	3000,00
INVERSION INICIAL	28000,00

Tabla 5.3: Inversión inicial para el sistema de automatización.

Comparando la cantidad de inversión inicial con el precio aproximado de un transformador de potencia nuevo que es de US \$200000, en caso de adquisición obligada por daños en el equipo si no se detectan fallas incipientes, se observa que el monto inicial es razonable.

5.2.2 CUANTIFICACION DE LOS BENEFICIOS.

Para cuantificar los beneficios, se tomarán en cuenta dos aspectos:

- a) Energía no vendida y multas por incumplimiento de los índices de calidad de servicio.
- b) Reducción en rubros de operación y mantenimiento.

Para cuantificar la cantidad de dinero que ingresa a la empresa al evitar la pérdida de energía, se empleará el valor del costo de la energía que se emplea en EMELGUR, el mismo que es de 0.0845 U.S \$/KWh³.

Los datos que se muestran en la tabla 5.3 corresponden a un proceso de falla detectado en el año 2003 en el transformador objeto de estudio y han sido extraídos del *Informe anual de fallas en transformadores del Sistema Nacional de Transmisión*, que se publica en la revista "INFORME DE RESULTADOS TECNICOS DE LA OPERACIÓN DEL SISTEMA NACIONAL DE TRANSMISION" publicada por TRANSELECTRIC S.A.

El informe de falla proporcionado por TRANSELECTRIC, indica que la causa probable de la falla es una avería en uno de los elementos del circuito de control de temperatura del devanado terciario.⁴

³ www.conelec.gov.ec

⁴ Informe de falla N° 003 – 2003.

Los datos que corresponden a este proceso de falla se muestran a continuación:

POTENCIA INTERRUMPIDA (MW)	ENERGIA NO SUMINISTRADA (MWh)	TIEMPO DE REPOSICION (minutos)
21	37.80	108

Tabla 5.3: Datos de falla del transformador de potencia.

La implementación de un sistema automatizado puede evitar fallas de este tipo por las siguientes razones:

- Los IEDs monitores de condición no dependen para su funcionamiento de elementos electromecánicos tales como: flotadores, resortes, micro interruptores, los cuales debido a su naturaleza, envejecen o presentan defectos en su funcionamiento: atascamiento, falsa operación, etc.
- El uso de un sistema automatizado reduce la cantidad de cableado y la complejidad en las conexiones, reduciendo el riesgo de posibles cortocircuitos entre ellos.

Considerando lo anterior, se procede a cuantificar los ahorros por energía no suministrada.

El beneficio al poder vender la energía no suministrada es:

$$BENEFICIO = C_E \cdot ENS \quad (5.7)$$

Reemplazando los costos de energía y el valor de energía no suministrada se obtiene lo siguiente:

$$BENEFICIO = 0.0845 \frac{\$}{KWh} \times 37800 kWh = 3194.10\$$$

Adicionalmente, la interrupción del servicio eléctrico hace que la empresa sea penalizada con multas por incumplimiento de los índices de calidad establecidos en la ley.

Para establecer la cantidad de dinero que se ahorra por concepto de multas se utilizará el valor de 300 U.S \$/MWh o de 0.30 U.S \$/KWh, el cual es utilizado por el CONELEC para el cálculo de penalizaciones.

$$PENALIZACION = MULTA \cdot ENS \quad (5.8)$$

$$PENALIZACION = 37800KWh \times 0.30 \frac{\$}{KWh} = 11340\$$$

En la tabla que se muestra a continuación se indican los rubros de beneficio que se hubieran podido tener si el transformador tuviese elementos de automatización.

ITEM	VALOR UNITARIO	BENEFICIO (US \$)
Energía no vendida	0.0845 US \$/KWh	3194,10
Multa por ENS	0.30 US \$/KWh	11340,00
BENEFICIO TOTAL		14534,10

Tabla 5.4: Beneficios al evitar la pérdida de energía.

La automatización de un sistema eléctrico permite reducir el personal de operación. Según información suministrada por el departamento de Operación y Mantenimiento de EMELGUR, en la subestación trabajan dos operadores. Al automatizar la posición del transformador, se puede prescindir de uno de ellos. Considerando que, según dato proporcionado por EMELGUR, el sueldo promedio de un operador es de aproximadamente \$ 500 mensuales, se tiene que la empresa ahorrará la cantidad de \$ 6000 al año, por dicho rubro.

Las labores de mantenimiento preventivo del transformador se efectúan trimestralmente⁵. Para ello se requiere de un ingeniero y tres técnicos, más los costos de transportación del equipo de pruebas, dan un costo promedio de 31.45 dólares por hora. Se emplea como promedio 8 horas por sesión de mantenimiento, teniéndose entonces un tiempo de 32 horas anuales para efectuar estas tareas. El costo de estas operaciones es de 1006.4 dólares al año. Al automatizarse la posición del transformador, el tiempo de elaboración de estos trabajos se reduce a la mitad, puesto que, los datos de los parámetros del transformador son enviados remotamente para su posterior análisis por el Centro

⁵ Fuente: Departamento de subestaciones de TRANSELECTRIC S.A. Ing. Roberto Muñoz.

de Control, por lo cual el trabajo se reduce a la toma de muestras de gas y aceite, limpieza y calibración de los IEDs. Entonces el ahorro anual por este rubro es de 503.20 dólares anuales.

En la tabla que se indica a continuación se muestran los beneficios anteriormente descritos:

ITEM	VALOR UNITARIO	BENEFICIO (US \$/año)
Operación	500 US\$/mes	6000,00
Mantenimiento del equipo	31.45 US \$/hora	503,20
BENEFICIO TOTAL		6503,20

Tabla 5.5: Beneficio por ahorro de operación y mantenimiento

5.3 EVALUACION DEL PROYECTO MEDIANTE INDICES ECONOMICOS.

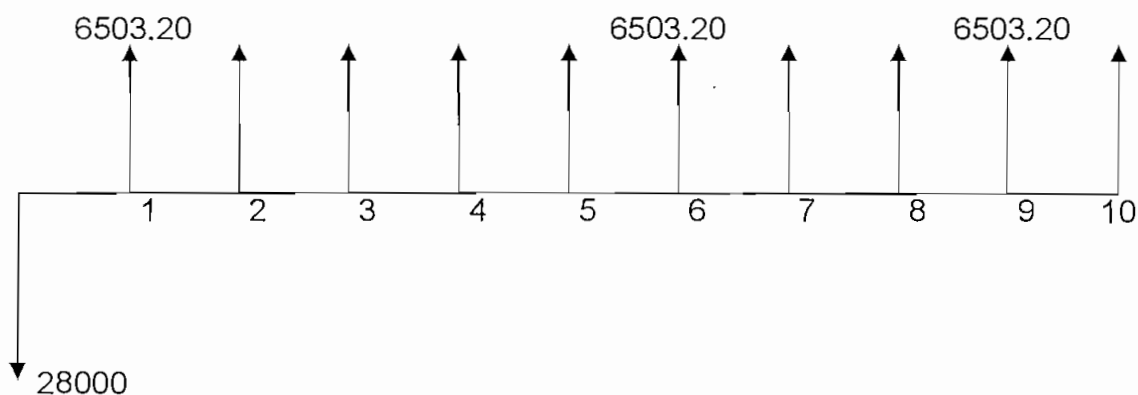
El método de la evaluación mediante los índices económicos se aplicará a los rubros de ahorro por concepto de operación y mantenimiento, ya que con dichos rubros se puede establecer un flujo de fondos anual en un cierto periodo de tiempo, en este caso de 10 años.

El beneficio por energía no vendida no se representará por medio de un flujo de fondos anual, por la razón de que el fenómeno de falla en un transformador de potencia no sigue un patrón definido, es decir, no se puede establecer un promedio anual de fallas de dicho equipo. Información proporcionada por la sección Est. De Protección de TRANSELECTRIC S.A.⁶

5.3.1 EVALUACION MEDIANTE EL METODO DE LA TIR.

Para aplicar el método de la TIR se recurre al siguiente flujo de fondos:

⁶ Fuente: Ing. José López, sección Est de Protecciones, TRANSELECTRIC S.A.



El valor presente de los beneficios anuales se obtiene aplicando la siguiente expresión:

$$VPB = A \cdot \left[\frac{(1+i)^n - 1}{(1+i)^n \cdot i} \right] \quad (5.10)$$

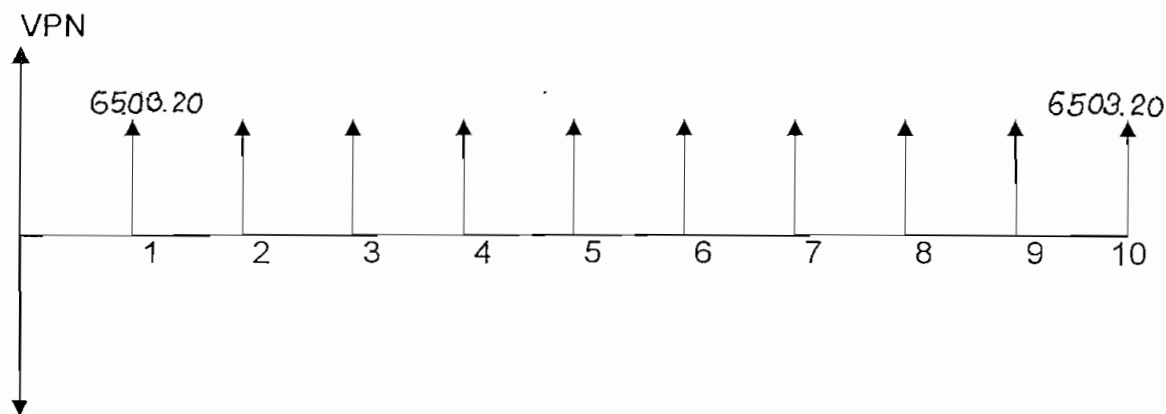
Y considerando negativa a la inversión inicial se obtiene la siguiente ecuación:

$$6503.20 \cdot \left[\frac{(1+i)^{10} - 1}{(1+i)^{10} \cdot i} \right] - 28000 = 0$$

De donde $i = 0.192 = 19.2\%$

La TIR obtenida es de 19,2% y comparando este valor con la tasa de interés utilizada por los organismos internacionales para la evaluación de estos proyectos que es del 12% (dato suministrado por el OLADE), se nota que la TIR es mayor que esta tasa, por lo que el proyecto se justifica.

5.3.2 EVALUACION MEDIANTE EL VALOR PRESENTE NETO.



Cuando se desea obtener el valor presente neto de una serie de flujos iguales de dinero, que en este caso corresponden a los beneficios anuales o ahorros, se emplea la expresión (5.10), para la cual:

$$A = 6503.20$$

$$i = 0.12$$

$$n = 10$$

Por tanto:

$$VPB = 6503.20 \cdot \left[\frac{(1+0.12)^{10} - 1}{(1+0.12)^{10} (0.12)} \right] = 36744.53$$

Y restando la inversión inicial se tiene el valor presente neto:

$$VPN = 36744.53 - 28000 = 8744.53$$

Ya que el valor presente neto (US \$ 8744.53) es mayor que cero, se concluye que la inversión es conveniente.

5.3.3 EVALUACION MEDIANTE LA RELACION BENEFICIO – COSTO.

En este caso se emplea la ecuación 5.5, tomando en cuenta que los beneficios deben ser traídos a valor presente, valor obtenido en la evaluación del valor presente neto. Se tiene lo siguiente:

$$VPB = 36744.53$$

$$VPC = 28000$$

$$BC = \frac{36744.53}{28000} = 1.31$$

Lo cual indica que el proyecto es rentable pues el monto de beneficios es superior al de los costos.

5.3.4 CALCULO DEL PERIODO DE RECUPERACION DEL CAPITAL.

Al aplicar la ecuación (5.6) y teniendo en cuenta que $C_0 = 28000$ y que el beneficio a valor presente es $VPB = 36744.53$, se obtiene el siguiente resultado:

$$RC = \frac{28000}{36744.53} = 0.76 \text{ años}$$

Del análisis efectuado anteriormente, se demuestra que el proyecto es viable desde el punto de vista económico.

CAPÍTULO 6: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.

6.1 CONCLUSIONES.

- La elaboración del presente proyecto permite establecer que de entre todos los componentes de un transformador de potencia se destacan dos elementos por su influencia en la correcta operación del equipo: los devanados y el cambiador de tomas. El primero por ser susceptible a daños graves que incluso pueden ser irreparables. La importancia del segundo componente – cambiador de tomas - radica en el hecho de ser el dispositivo regulador que permite la regulación de voltaje y el control de reactivos.
- La característica fundamental que determina que los protocolos del tipo DNP e IEC – 60870 – 5 – 101 sean escogidos para implementar la automatización de sistemas eléctricos es su capacidad de acoplamiento con dispositivos procedentes de diferentes fabricantes.
- Los sistemas de protección de un transformador de potencia basados en elementos electromecánicos actúan una vez que se ha presentado la contingencia, no son de gran sensibilidad y sobre todo no puede informar de las condiciones internas de funcionamiento del dispositivo siendo por tanto incapaces de detectar fallas incipientes dentro del equipo.
- Los valores con los cuales se programan a los IEDs monitores de condición para efectuar cálculos, activación de alarmas, ventiladores, etc. son propios de cada transformador, dependiendo estos valores; del tipo de norma a la que se rigen los fabricantes para establecer los valores límites de temperatura, presión y otros a los que se rige el transformador.
- Los sensores que serán parte integrante del sistema automatizado de un transformador de potencia se seleccionan en base a su capacidad de adaptación a las condiciones de funcionamiento del dispositivo, tales como:

resistencia a la corrosión producida por el elemento refrigerante, rangos de medición y la facilidad de instalación o acoplamiento con el transformador de potencia.

- De entre los diversos tipos de sensores considerados para el monitoreo del flujo de aceite entre la cuba y el tanque conservador se deduce que el más idóneo para efectuar dicha tarea es el sensor rotamétrico o rotámetro, puesto que, su principio de funcionamiento no está influenciado por la conductividad del aceite refrigerante. Conductividad que al ser de muy bajo valor, no permite el uso de sensores electromagnéticos para la presente aplicación.
- La capacidad de los IEDs monitores de condición de obtener datos en intervalos cortos de tiempo (de 0.1 a 10 segundos) hace que el operador del sistema automatizado de la S/E disponga de una base de datos denominada "en tiempo real", la cual le indica con gran precisión, lo que sucede en el transcurso de una operación normal del transformador.
- El tiempo de respuesta de los monitores de condición está en el orden de los milisegundos. Característica que es de suma importancia, puesto que le permite a estos equipos el despeje inmediato de una falla en proceso.
- La propiedad de los equipos de automatización modernos de almacenar mediciones y datos en su memoria interna y de enviarlos mediante un elemento de comunicación hasta un centro de control, da la facilidad de estudiar el comportamiento del transformador de potencia durante el transcurso de sus operaciones regulares. Esto es de gran utilidad, ya que facilita realizar las labores de mantenimiento cuando el dispositivo lo requiera.
- Analizando las características técnicas de los equipos monitores empleados para el presente proyecto, se establece que pueden determinar y discriminar con un alto grado de precisión, si se está desarrollando un

fenómeno incipiente de falla, puesto que, el grado de exactitud de sus mediciones está en el orden de centésimas de unidad de medida.

- De entre todas las propiedades especiales características de los IEDs monitores de condición de un transformador, se concluye que la más útil para el sistema automatizado es aquella referente a su capacidad de analizar los datos por sí mismos (auto – gestión). Mediante dicha capacidad estos elementos pueden ordenar el disparo de las alarmas y protecciones en caso de contingencia sin esperar una orden del operador o de la estación central, en cuyo caso se pierde un tiempo valioso a la espera de tales órdenes , demora que resulta fatal para el equipo afectado.
- La implementación del sistema automatizado del transformador de potencia le hubiera generado a la empresa un ahorro de U.S \$ 14534.10, por concepto de ahorro por energía no suministrada, durante el año en que se presentó la falla.
- El ahorro por concepto de operación y mantenimiento que produce la utilización del sistema es de \$6503.20 anuales, valor que al ser comparado con la inversión inicial de \$28000 genera una tasa interna de retorno del 19.2%, y una relación de beneficio – costo de 1.31, valores que justifican la realización del proyecto.

6.2 RECOMENDACIONES.

- Se recomienda efectuar una inspección minuciosa del transformador de potencia cuya automatización se piensa realizar, a fin de establecer la facilidad o dificultad de instalación de sensores. También se sugiere tomar mediciones de diámetros de tuberías conductoras de aceite y de los receptáculos de termómetros de dial, todo esto con el objeto de ordenar – en la medida de lo posible – a los fabricantes la construcción de sensores específicos que se adapten a las características del transformador objeto de estudio.

- Se sugiere efectuar el proceso completo de automatización de la subestación Quevedo, proceso que deberá incluir el monitoreo y protección de los otros elementos integrantes de la subestación tales como: alimentadores, barras y todos los demás equipos que constituyen a una subestación eléctrica.
- Se tomará especial énfasis en implementar el monitoreo de los fenómenos que pueden causar daños internos del transformador y que, debido a su naturaleza de evolución progresiva, pueden no ser detectados por las inspecciones convencionales, debido a que, dichas inspecciones se efectúan en intervalos fijos de tiempo. Dichos fenómenos son: las descargas parciales producto de la degradación de los elementos de aislamiento interno de los bushings, deterioro de los componentes del equipo de cambio de taps y puntos calientes de los devanados, que son síntomas de posibles daños en los mismos.
- En un transformador de potencia, el control del cambiador de taps bajo carga se debe hacer considerando dos aspectos. El primero tiene que ver con el funcionamiento mecánico del dispositivo: estado del motor de arrastre, niveles y temperaturas del aceite aislante, estado del interruptor divisor. El segundo se relaciona con la capacidad de asegurar la correcta operación de regulación de voltaje que efectúa este elemento.
- Para reforzar y complementar el trabajo de los IEDs monitores de condición y sensores/transductores que controlan los parámetros de concentración de gases y humedad del aceite, se sugiere además efectuar pruebas de orden físico - químico en laboratorios especializados mediante la extracción de muestras de gases y aceite refrigerante.
- Se sugiere el empleo de un sensor de torque para el control del comportamiento del motor de arrastre del OLTC. Mediante este sensor se podrá controlar en forma remota la velocidad que adquiere al momento del cambio de tap, así como también su estado mecánico.

- Se recomienda exigir a los fabricantes de los IEDs monitores de condición proveer de todo el equipo auxiliar necesario para su implementación. En especial, se recomienda exigir que tengan como aditamento adicional los sensores y/o transductores para descargas parciales y termómetros de fibra óptica para los devanados.

GLOSARIO DE TERMINOS.

ANGULO DE PERDIDAS: Es el ángulo complementario del ángulo φ de desfase entre los fasores de voltaje y corriente. Se representa por la letra griega δ , y la tangente de este ángulo se usa para evaluar el factor de pérdidas dieléctricas.

ARMONICA: Componente sinusoidal de una función periódica cuya frecuencia es un múltiplo entero de la frecuencia fundamental de la función periódica principal.

CONDUCTANCIA: Parte real del fasor admitancia, definido como el inverso de la impedancia, se la designa con la letra G.

CONVECCION: Es un tipo de transmisión de la energía calorífica en el seno de un fluido. Depende de las características del movimiento del fluido y de la conductividad interna. Un ejemplo lo constituye el desplazamiento del aire caliente hacia arriba, debido a su menor densidad, propagando el calor en el mismo sentido.

DISYUNTOR: Interruptor automático de corrientes de falla, cuyo fin es limitar a un mínimo los posibles daños que puedan causar los cortocircuitos. Es capaz de cerrar circuitos en condiciones normales de carga y durante cortocircuitos.

EFEECTO PIEZOELECTRICO: Fenómeno que se presenta en muchos cristales y que consiste en producir una corriente eléctrica cuando se ejerce una presión sobre ellos.

EXACTITUD: Grado hasta el cual un valor producido por un sistema de medición podría estar equivocado, y se lo calcula como la suma de todos los errores posibles mas el error en la exactitud de la calibración del instrumento de medición.

FALLA: Es la falta de habilidad de un componente de desempeñar una función requerida o de ejecutar dicha función cuando se requiere.

FACTOR DE PÉRDIDAS DIELECTRICAS: Es un criterio para medir la pérdida de potencia por calentamiento de los aislamientos. También se considera una medida de la capacidad de generación de calor por unidad de volumen del material aislante. Se calcula multiplicando la constante dieléctrica ϵ por la tangente del ángulo de pérdidas:

$$\text{Factor de Pérdidas Dieléctricas} = \epsilon \cdot \tan\delta$$

FIBRA OPTICA (Cable de fibra óptica): Medio de transmisión compuesto de un cable de vidrio central, rodeado por malla y una funda protectora exterior. Transmite signos digitales en forma de luz modulada por un láser o diodo.

GATEWAY: Dispositivo para incorporar dos o más redes diferentes. Puede traducir los dos niveles protocolares de la capa física, hasta que la capa de las aplicaciones, del modelo OSI, y por tanto puede interconectar entidades que difieren en todo los detalles.

HIDROCARBUROS: Compuesto químicos orgánicos que en su estructura solamente contienen carbono e hidrógeno. Pueden presentarse en los tres estados de la materia: sólido, líquido y gaseoso.

HMI: Siglas en inglés de Human Machina Interface, Interfase hombre máquina.

HUMEDAD RELATIVA: Es la relación entre la masa del vapor de agua contenida en la unidad de volumen de aire y la masa del vapor en la unidad de volumen de aire saturado a la misma temperatura.

IED: Dispositivo Electrónico Inteligente, dispositivo que incorpora uno o más procesadores con capacidad de recibir o enviar datos o realizar control.

INTERFASE: Dispositivo que sirve como límite común entre otro dos aparatos.

LAN: Siglas en inglés de Local Area Network o red de área local. Sistema de comunicación de datos que consiste en un grupo de ordenadores interconectados, compartiendo aplicaciones datos y periféricos. El área geográfica normalmente es un edificio o grupo de edificios.

MONITOR DE CONDICION: Dispositivo electrónico inteligente de propósito específico, cuya tarea es el control y supervisión de un equipo determinado dentro de una subestación.

OSI (Open Systems Interconnection): Interconexión de sistemas abiertos, describe el uso de datos entre la conexión física de la red y la aplicación del usuario final.

PARTE POR MILLON: Una parte por millón de un gas significa que 10^{-6} litros (o 1 mm^3) de este gas está disuelto en un litro de aceite aislante a una presión de 1 kg/cm^2 .

PERMEABILIDAD MAGNETICA: Constante de proporcionalidad entre la inducción magnética e intensidad de campo magnético y es igual al producto de la permeabilidad relativa por la permeabilidad en el aire o vacío. Se la representa con la letra griega μ .

PROTOCOLO DE COMUNICACIÓN: Se refiere a la manera como los datos pasan de una subestación de trabajo a otra. Conjunto de reglas para la transmisión de datos entre subestaciones.

PUERTO (Port): El conector físico de un dispositivo que permite hacer la conexión.

RANGO: Es el intervalo que define los límites entre los cuales puede variar la entrada a un transductor.

RADIACION: Emisión de energía en forma de ondas electromagnéticas, que tiene lugar en cualquier cuerpo que se encuentre a una cierta temperatura.

RIGIDEZ DIELECTRICA: Es la diferencia de potencial que soporta un dieléctrico sometido a una descarga eléctrica en un condensador bajo los efectos de un voltaje. Dicho valor indica el grado de resistencia a la perforación del dieléctrico, que caracteriza sus propiedades aislantes.

SCADA: Son las siglas en inglés de Control Supervisorio y Adquisición de datos. Esta tecnología permite recolectar datos desde una o más instalaciones distantes y/o enviar instrucciones de control a aquellas instalaciones.

SECCIONADOR: Aparato mecánico de conexión de operación en vacío bajo tensión o sin tensión y que es capaz de abrir y de cerrar un circuito cuando se establece o interrumpe una corriente de valor despreciable, o bien no se produce ningún cambio importante de la tensión entre los bornes de cada uno de los polos del seccionador.

SENSIBILIDAD: Es la relación que indica qué tanta salida se obtiene por unidad de entrada, es decir salida/entrada.

SUBESTACION: Es un conjunto de equipos de conexión y protección, conductores y barras, transformadores y otros equipos auxiliares, cuya función es la de transmitir y/o distribuir energía eléctrica.

SUSCEPTANCIA: Parte imaginaria del fasor admitancia. Se la representa con la letra B.

RTU: Unidad Terminal Remota, interfaz del Sistema SCADA, cumple con la función de adquisición de datos, y la ejecución de comandos de operación.

UNIDAD DE BAHÍA: Las unidades de bahía son dispositivos encargados de preprocesar la información de los dispositivos de control, medición y protección.

UNIDAD DE SUBESTACIÓN: Consiste en un dispositivo encargado de controlar los procesos de la subestación, administrar las comunicaciones, conectarse con el HMI y sincronizar los demás equipos.

REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS:

LIBROS:

1. BOLTON W: Mecatrónica: Sistemas de control electrónico en ingeniería mecánica y eléctrica, Editorial Alfa omega, México 1997, 2ª edición.
2. COMPAÑÍA NACIONAL DE TRANSMISION ELECTRICA TRANSELECTRIC S.A.: Resultados técnicos de la operación del Sistema Nacional de Transmisión S.N.T del Ecuador: Enero – Diciembre del 2003.
3. CREUS ANTONIO: Instrumentación Industrial, Editorial Marcombo, Barcelona 1985.
4. FERNANDEZ FERRER JUAN: Circuitos magnéticos y transformadores, Editorial Marcombo, Barcelona.
5. GRAINGER JOHN: Análisis de Sistemas de Potencia: Editorial Mc – Graw Hill, México, abril del 2000.
6. HARPER ENRIQUEZ GILBERTO: Curso de transformadores y motores trifásicos de inducción. Editorial Limusa, México 1991.
7. LUCA CARLOS: Máquinas Eléctricas parte tres, Representaciones y servicios de ingeniería, México 1993.
8. Mc DONALD JOHN: Automatización de Subestaciones: Integración de IEDs y disponibilidad de información. IEEE.
9. MACKAY S.G, J.M PARK: Practical Data Acquisition, Parte uno, Editorial IDC: techbooks.

10. OSAKA TRANSFORMER CO: Manual del usuario de transformadores
Osaka: Sumitomo Corporation.
11. RAS ENRIQUE: Transformadores de potencia, de medida y de protección.
Editorial Marcombo, Barcelona 1991.
12. RAMIREZ VAZQUEZ JOSÉ: Estaciones de Transformación y Distribución,
protección de sistemas eléctricos. Ediciones CEAC S.A., Barcelona 1974.
13. WESTINGHOUSE: Electrical Transmission and Distribution, Reference
Book.
14. WESTINGHOUSE: Applied protective relaying, Westinghouse Electric
Corporation. Relay – Instrument Division.

PROYECTOS DE TITULACION:

15. CUASMIQUER CHRISTIAN, NARANJO SILVIA: "Estudio de factibilidad de
la automatización de la S/E SANTA ROSA, Tesis, E.P.N. Enero 2003.
16. MUÑOZ LUIS: "Automatización S/E Mulaló mediante el empleo de relés
digitales SIPROTEC 7SJ63", Tesis, E.P.N, Julio del 2001.
17. MOLINA FRANCISCO: "Estudio técnico – económico para la
implementación de la automatización de la S/E Epliclachima", Tesis, E.P.N,
año 2003.

PAGINAS DE INTERNET:

[www.luxtron.com/pdf/tp_wts03 - 01.pdf](http://www.luxtron.com/pdf/tp_wts03-01.pdf) (monitoring of power transformers winding temperature using robust fiber optic sensing system).

[www.itee.uq.edu.au/~aupec/aupec02/Final – Papers/V – Ohist.pdf](http://www.itee.uq.edu.au/~aupec/aupec02/Final%20Papers/V%20Ohist.pdf) (techniques for estimation of hot spot temperatures in transformers).

[www.powertrans.com.au/articles/new%20pdfs/Lord Consulting. pdf](http://www.powertrans.com.au/articles/new%20pdfs/Lord%20Consulting.pdf) (transformer bushing and HV - CT monitoring).

[www.powertech.co.uk/downloads/RyD/gt Condition Monitoring.pdf](http://www.powertech.co.uk/downloads/RyD/gt%20Condition%20Monitoring.pdf) (generator transformer condition monitoring).

[www.hathawaycorp.com/image - qual/509 - 300 .pdf](http://www.hathawaycorp.com/image%20qual/509%20-300.pdf) (509 – 300 load tap changer monitor).

[www.hathawaycorp.com/image - qual/509 - 100 .pdf](http://www.hathawaycorp.com/image%20qual/509%20-100.pdf) (509 – 100 transformer temperature monitor).

[www.unics.uni – hannover.de/ schering / PDF/ werle _ cigre _ 00.pdf](http://www.unics.uni-hannover.de/schering/PDF/werle_cigre_00.pdf) (enhanced diagnosis of power transformers using on and off - line methods: results, examples and future trends).

www.telemar.com.ar/apuntes/transductores.pdf (transductores, sensores).

www.icmet.ro/monitra.pdf (monitra: microprocessor equipment intended for power transformers protection and operation monitoring).

[www.itee.uq.edu.au/~ aupec/aupec 02/Final – Papers/A – Kingsmill.pdf](http://www.itee.uq.edu.au/~aupec/aupec%2002/Final%20Papers/A%20Kingsmill.pdf) (application of new condition monitoring technologies in the electricity transmission industry).

[www.scholar.lib.vt.edu/theses/available/etd - 08102000 - 21510032/unrestricted/chapter1.pdf](http://www.scholar.lib.vt.edu/theses/available/etd-08102000-21510032/unrestricted/chapter1.pdf) (chapter 1: introduction).

[www.scholar.lib.vt.edu/theses/available/etd - 08102000 - 21510032/unrestricted/chapter1.pdf](http://www.scholar.lib.vt.edu/theses/available/etd-08102000-21510032/unrestricted/chapter1.pdf) (chapter 2: DGA based Power Transformer Incipient Fault Diagnosis).

[www.scholar.lib.vt.edu/theses/available/etd - 08102000 - 21510032/unrestricted/chapter1.pdf](http://www.scholar.lib.vt.edu/theses/available/etd-08102000-21510032/unrestricted/chapter1.pdf) (load tap changer fault diagnosis).

www.global.mitsubishielectric.com/pdf/advance/vd77/77np2.pdf (new products: a monitoring system for 1000 kV transformers).

www.doble.com/pdf/100_Intelligent_Diagnostic_Devices_for_bushings_Brochure.pdf (intelligent diagnostic devices for bushings).

[www.weidmannb2b.biz/WACTI/pdf/LV%20Conf%20Papers/Ckane Paper.pdf](http://www.weidmannb2b.biz/WACTI/pdf/LV%20Conf%20Papers/Ckane%20Paper.pdf) (on – line insulation condition assessment on power transformers).

ANEXO A:

Valores característicos de los transformadores
de potencia.

VOLTAJES NOMINALES DE TRANSFORMADORES

SUBESTACIONES PRIMARIAS

CLASE 69 kV	CLASE 15 kV		CLASE 5 kV
67			
clase 46 kV	14,4	8,72	4,8
43,8	13,8	8,32	4,36
clase 34.4 kV	13,2	7,56	4,16
34,4	13,09	7,2	2,52
26,4	12,6	6,9	2,4
clase 25 kV	12,47	5,04	
22,9	12		

SUBESTACIONES SECUNDARIAS

ALTO VOLTAJE	BAJO VOLTAJE	
CLASE 15 kV	CLASE 15 kV	CLASE 5 k V
13,8	0,6	4,8
13,2	0,48	4,16
12	0.48 Y 0,277	2,4
7,2	0,24	
6,9	0.208 Y 0,12	

IMPEDANCIA NOMINAL SOBRE LOS 500 KVA

ALTO VOLTAJE	BAJO VOLTAJE (2400 V)	BAJO VOLTAJE (480 - 280 V)
CAPACIDAD	(%)	(%)
2.4 a 22.9	5,5	5,75
34.4 a 69	6	6,25
69	7	6,75

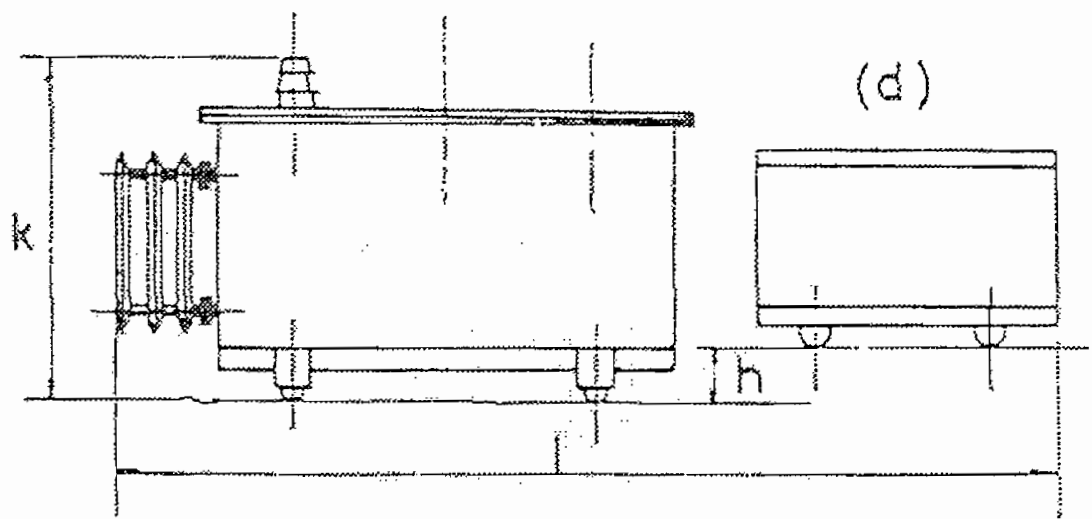
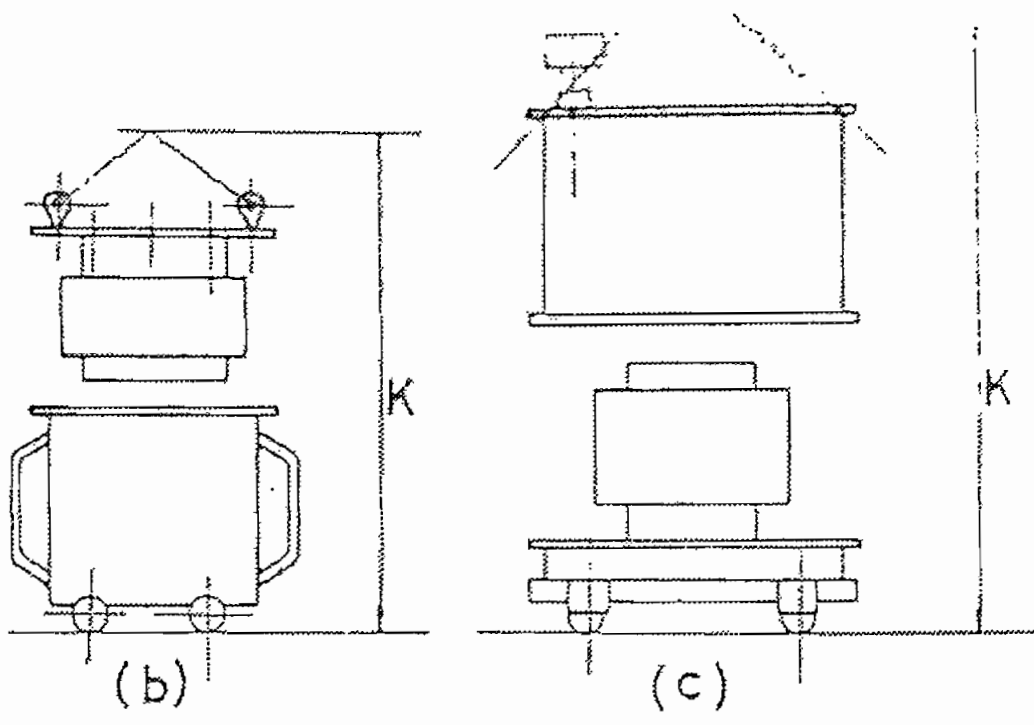
VALORES DEL BIL PARA EL SIN

VOLTAJE NOMINAL(kV)		BIL (kV)
13,8	14,4	110
69	72,5	350
138	145	550
230	242	750

ANEXO B:

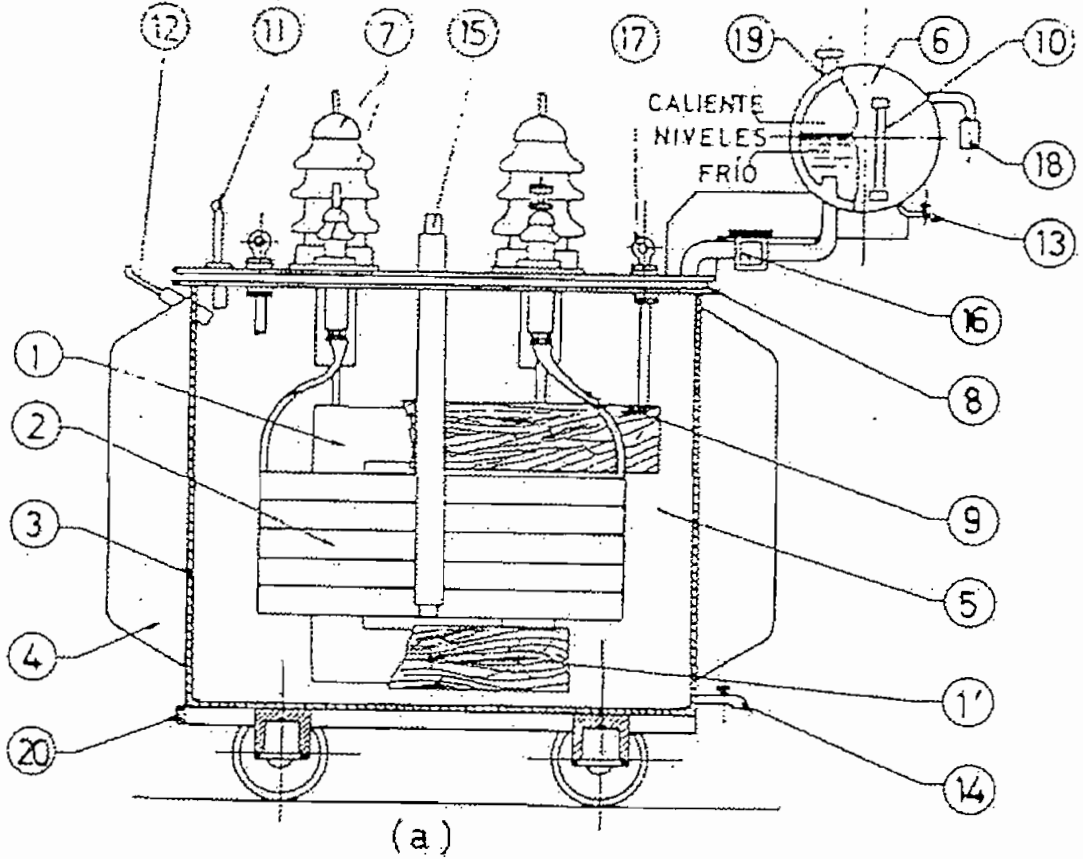
Componentes físicos del transformador de potencia.

ANEXO B1: FORMAS DE CONSTRUCCION DEL TANQUE.



- (b) Ondas.
- (c) Tubos.
- (d) Radiadores adosados.

ANEXO B2: PARTES CONSTITUTIVAS DE UN TRANSFORMADOR DE POTENCIA



Siendo:

- | | |
|---------------------------------|---|
| 1 – Núcleo. | 11 – Termómetros de contacto. |
| 1'- Prensa culatas. | 12 – Termómetro indicador. |
| 2 – Devanados. | 13 – Grifo de vaciado. |
| 3 – Caja, cuba o tanque. | 14 – Grifo de vaciado y toma de muestras. |
| 4 – Ondas de refrigeración. | 15 – Conmutador de taps. |
| 5 – Aceite. | 16 – Relevador Buchholz. |
| 6 – Depósito de expansión. | 17 – Cáncamos de elevación. |
| 7 – Bushings de alta y de baja. | 18 – Desecador de aire. |
| 8 – Junta. | 19 – Tapón de llenado. |
| 9 – Conexiones. | 20 – Puesta a tierra. |
| 10 - Nivel de aceite. | |

ANEXO C:

Correlación entre fallas incipientes en transformadores de potencia y sus causas.

CORRELACION ENTRE FALLAS INCIPIENTES EN TRANSFORMADORES DE POTENCIA Y SUS CAUSAS

Causas	Fallas			
	Arqueo	Corona	Sobrecalentamiento de la celulosa	Sobrecalentamiento del aceite
Cortocircuito por todo el devanado	X		X	
Circuito abierto en los devanados	X		X	
Operación fuera de límite del LTC	X			
Desplazamiento o torsión de los devanados		X	X	
Distorsión guiada o desplazamiento		X	X	
Pérdida de conexión con los terminales de bushings, guías de taps	X	X	X	
Agua libre o humedad excesiva en el aceite	X	X		
Partículas metálicas flotantes	X	X		
Pérdida de conexión con el blindaje de corona		X		
Pérdida de anillos, espaciadores, bandas del núcleo, abrazaderas del núcleo		X		
Falla total			X	
Sobrecarga			X	X
Aislamiento dañado del perno del yugo				X
Corrosión u otro daño en el núcleo				X
Paquetes shunt del tanque dañados				X
Circulación del aceite atascada				X
sistema de refrigeración dañado				X

ANEXO D:

Códigos y tablas utilizados en el análisis convencional de gases disueltos del transformador.

ANEXO D1: TABLA ORIGINAL DE DIAGNOSTICO DEL METODO DE ROGERS

CH4/H2	C2H6/CH4	C2H4/C2H6	C2H2/C2H4	Diagnóstico
0	0	0	0	Si CH4/H2 es 0.1 o más entonces hay descarga parcial, caso contrario deterioro normal
1	0	0	0	Brusco sobrecalentamiento sobre 150C
1	1	0	0	Brusco sobrecalentamiento de 150 a 200C
0	1	0	0	Brusco sobrecalentamiento de 200 a 300C
0	0	1	0	Sobrecalentamiento de conductores
1	0	1	0	Corrientes circulantes y/o juntas sobre calentadas
0	0	0	1	Chispa sin falla involucrada
0	1	0	1	Corriente de falla del selector del OLTC
0	0	1	1	Arco seguido de falla o chispeo persistente

ANEXO D2: CODIGO DEL METODO MEJORADO DE ROGERS

Proporción gaseosa	Rango	Código
CH4/H2 (R1)	No más grande que 0.1	5
	Entre 0.1 y 1.0	0
	Entre 1.0 y 3.0	1
	No más pequeño que 3.0	2
C2H6/CH4 (R4)	Menor que 1.0	0
	No más pequeño que 1.0	1
C2H4/C2H6 (R5)	Menor que 1.0	0
	Entre 1.0 y 3.0	1
	No menor que 3.0	1
C2H2/C2H4 (R2)	Menor que 1.0	0
	Entre 0.5 y 3.0	1
	No menor que 3.0	2

ANEXO D3: DIAGNOSTICO DEL METODO DE LA PROPORCION DE ROGERS MEJORADO

R1	R4	R5	R2	Diagnóstico
0	0	0	0	Deterioro normal
5	0	0	0	Descarga parcial
1 o 2	0	0	0	Sobrecalentamiento brusco - bajo 150 C(?)
1 o 2	1	0	0	Sobrecalentamiento brusco - de 150 a 200 C(?)
0	1	0	0	Sobrecalentamiento brusco - de 200 a 300 C(?)
0	0	1	0	Sobrecalentamiento general de conductores
1	0	1	0	Corrientes circulantes por los devanados
1	0	2	0	Corrientes circulantes por el tanque y el núcleo
0	0	0	1	Chispeo sin falla total
0	0	1 o 2	1 o 2	Arco con falla total
0	0	2	2	Chispeo continuo con potencial flotante
5	0	0	1 o 2	Descarga parcial con traqueteo (presencia de CO)

ANEXO D4: METODO DE LA PROPORCION DE DORNENBURG

Falla	R1	R2	R3	R4
Descomposición térmica	mayor a 0.1	menor a 0.75	menor a 0.3	mayor a 0.4
Corona (descarga parcial leve)	menor a 0.1	no significativa	menor a 0.3	mayor a 0.4
Arco (descarga parcial intensa)	entre 0.1 y 1.0	mayor a 0.75	mayor a 0.3	menor a 0.4



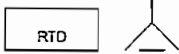






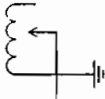



ANEXO D5: LIMITE L1 DEL METODO DE DORNENBURG

Gas	hidrógeno	metano	CO	acetileno	etileno	acetileno
límite L1(ppm)	100	120	350	35	50	65

ANEXO E:

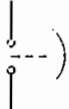


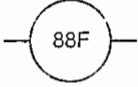



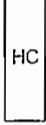


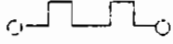
Simbología de planos y esquemas de control

SIMBOLOS PARA EL DIAGRAMA UNIFILAR DEL TRANSFORMADOR DE
POTENCIA OSAKA (PLANO 1)

SIMBOLO	DESCRIPCION
	Relé de protección ante avería del breaker
	Relé de sobrecorriente de tiempo AC
	Detector de resistencia por temperatura
	Relé térmico de los ventiladores
	Relé para flujo de aceite. (80 normas ANSI)
	Switch de nivel de aceite. (71 normas ANSI)
	Relé de protección contra sobrecalentamiento
	Relé de sobre presión. (63 NORMAS ANSI)
	Relé de locking - out
	Autotransformador
	Transformador de corriente
	Relé de sobrecorriente al neutro.
	Relé de sobrecorriente de fase

E.P.N	Listado de símbolos del diagrama unifilar de la posición del transformador OSAKA inicialmente instalado en la S/E Quevedo.
Dibujante: Fausto Vaca	
10 -2004 Lámina 1de 5	

SISTEMA DE VENTILACION (PLANO 2)

SIMBOLO	DENOMINACION	DESCRIPCION
	8CM	Switch de encendido del sistema de ventilación
	8FM(1) 8FM(2)	Switch de encendido de los bancos de ventiladores
		Motor de accionamiento del ventilador de 400 W
		Bobina de activación de los ventiladores
	FH 3 A	Fusible de alta de 3 Amperios
	FL 3 A	Fusible de baja de 3 Amperios
		Relé de bajo voltaje
		Contactor de activación del calefactor
		Coniactor de activación de la lámpara
		Relé auxiliar para el switch magnético de los ventiladores
	49 F	Switch magnético de los ventiladores

E.P.N










Dibujante:
Fausto Vaca

10 -2004





Lámina 2de 5

Simbología para el diagrama
del sistema de ventilación del
transformador OSAKA.

SECUENCIA 1 DEL CAMBIADOR DE TAPS BAJO CARGA (PLANO 3)








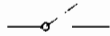
SIMBOLO	DENOMINACION	DESCRIPCION
		Relé auxiliar para el control en paralelo.
		Relé regulador de voltaje
 		Relés auxiliares para el relé 90
		Relé auxiliar para elevación del tap
		Relé auxiliar para baja del tap
		Relé auxiliar para paso a paso
		Relé de bajo voltaje
		Anunciador

SECUENCIA 2 DEL CAMBIADOR DE TAPS BAJO CARGA (PLANO 4)

	33L	Switch de límite de bajada
	33S	Switch de límite de subida
	34M (L/R)	Switch piloto para dirección de bajada - subida
	8D	Switch de alimentación para DC

E.P.N	Simbología para el diagrama de secuencia del cambio de tap del transformador
Dibujante: Fausto Vaca	
10 -2004 Lámina 3 de 5	

SECUENCIA 2 DEL CAMBIADOR DE TAPS BAJO CARGA (PLANO 4)

SIMBOLO	DENOMINACION	DESCRIPCION
		Timer para pausa en el cambio de tap
		Indicador de la posición del tap
		Transmisor del indicador de la posición del tap
		Relé auxiliar para el termostato
	8M	Switch de encendido para el motor del OLTC
		Contactador magnético de frenado del motor
		Motor de arrastre del OLTC
	33T	Switch piloto para el juego de tap.

DISYUNTORES DE ALTO VOLTAJE (138 kV) Y BAJO VOLTAJE (69 kV) (PLANOS 5 Y6)

089 - 1R1	Seccionador aislador 1R1
089 - 1R5	Seccionador selector de barras de transferencia 1R5
CO	Manipulador
1R2 CS/T C,PO, AC	Llave de control de disparo, cierre, retirado, luego de cierre
60 - 025	Seccionador selector de barras de transferencia 025
089 - 021	Seccionador aislador 021
089 - 023	Seccionador aislador 023
122 CS/T C,PO, AC	Llave de control de disparo, cierre, retirado, luego de cierre

E.P.N		Simbología para el diagrama de cambio de taps bajo carga y para los diagramas de control de los disyuntores de alta (138 kV) y baja tensión (69 kV)
Dibujante: Fausto Vaca		
10 -2004	Lámina 4 de 5	

DIAGRAMA DE CONTROL DE LA CAJA DE CONTROL DEL
TRANSFORMADOR OSAKA (PLANO 7)

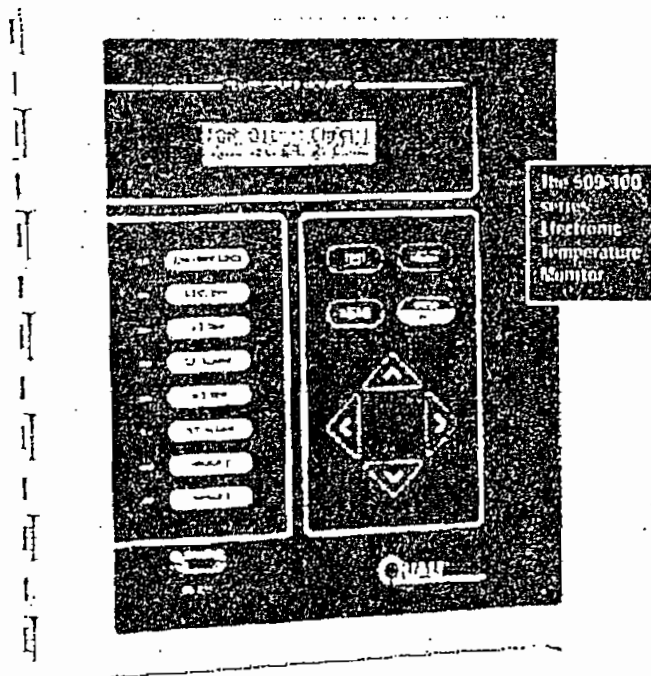
DENOMINACION	DESCRIPCION
OCR	Relé de sobre corriente
SVR	Relé de tensión del cursor
S1	Interruptor de entrada
S2	Conmutador
S3	Llave para aumento de tensión
S4	Llave para reducción de tensión
S5	Interruptor de parada del motor
W	Lámpara piloto
R	Lámpara de señal
LS	Interruptor de límite inferior
V	Voltímetro
F	Fusible
E	Terminal de puesta a tierra
TF	Transformador
HS	Interruptor de límite superior
AF	Relé auxiliar
af	Contacto del relé
OC	Recipiente de la prueba del aceite
C	Condensador
M	Motor de operación

E.P.N		Simbología para el diagrama esquemático de control de la caja de control (C.B) del transformador OSAKA
Dibujante: Fausto Vaca		
10 -2004	Lámina 5 de 5	

ANEXO F:

Equipos utilizados para la automatización del transformador de potencia.

The most sophisticated transformer temperature monitoring tool available. Extend transformer life in any application.



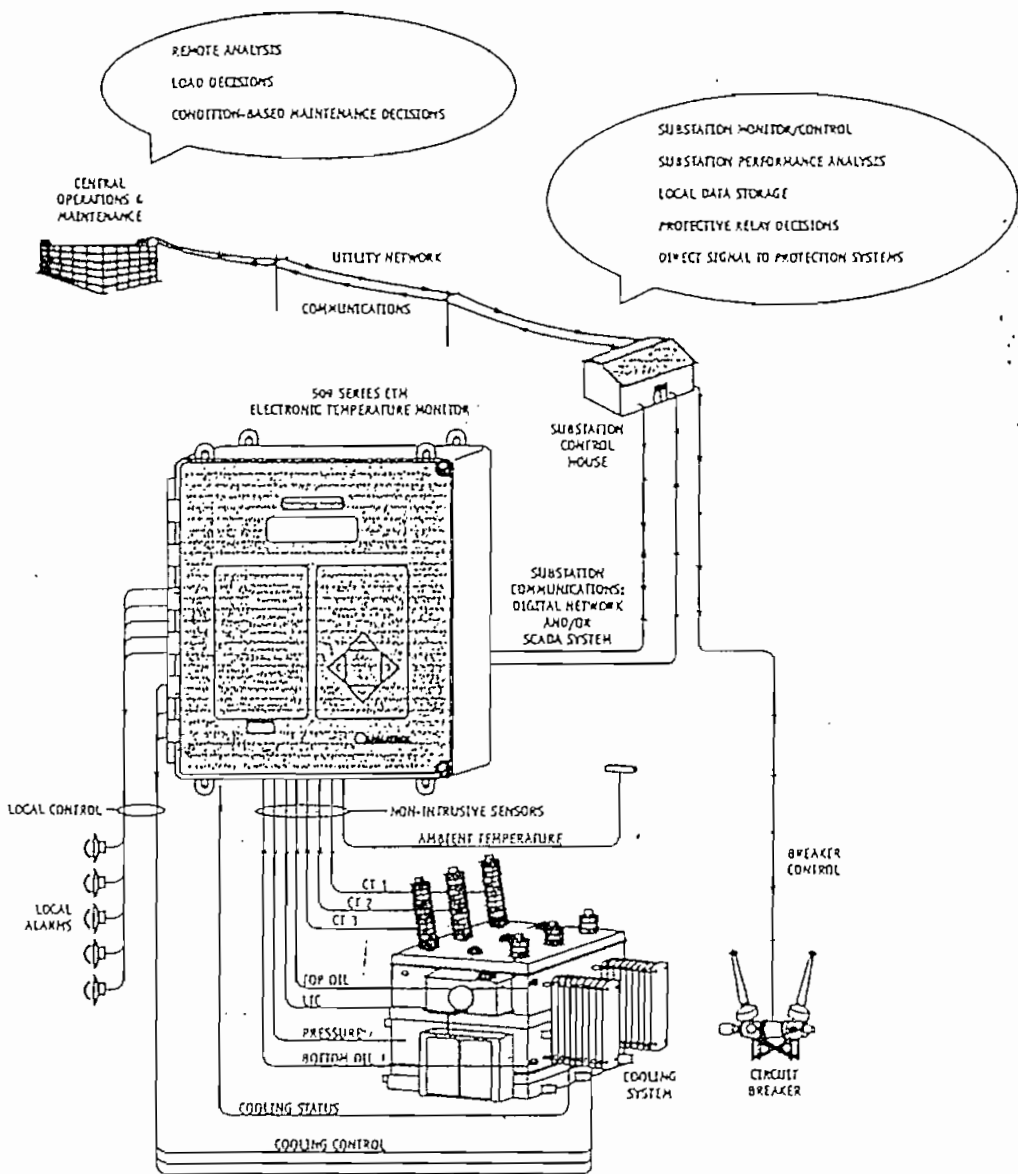
The 509-100 series Electronic Temperature Monitor (ETM) is an Intelligent Electronic Device (IED) that sets the standard for high-quality temperature monitoring. Combining microprocessor technology and advanced digital signal processing, the 509 accurately assesses the health and performance of the transformer, and helps extend its life. It can be tailored to suit the application: starting from a simple, one-liquid/one-winding ETM, it can grow to monitor up to eight total parameters. A high-end system, for example, could monitor liquid temperature, up to three winding temperatures, and four additional inputs simultaneously. Additional inputs could be Load Tap Changer (LTC) temperature, ambient temperature, bottom oil temperature or cooling bank currents.

The QUALITROL series 509 Electronic Temperature Monitor is extremely easy to install and use. It comes standard with a universal power supply, user-friendly computer-aided setup software, and it can be supplied with non-intrusive, easy-to-retrofit sensors.

The 509-100 transformer Temperature Monitor offers:

- Advanced digital monitoring of winding temperatures
- Superior temperature control for higher loads
- Integrated Load Tap Changer (LTC) temperature monitoring
- Stand alone or networked substation monitoring
- Diagnostic and data communication capabilities





509-100 Transformer Temperature Monitor

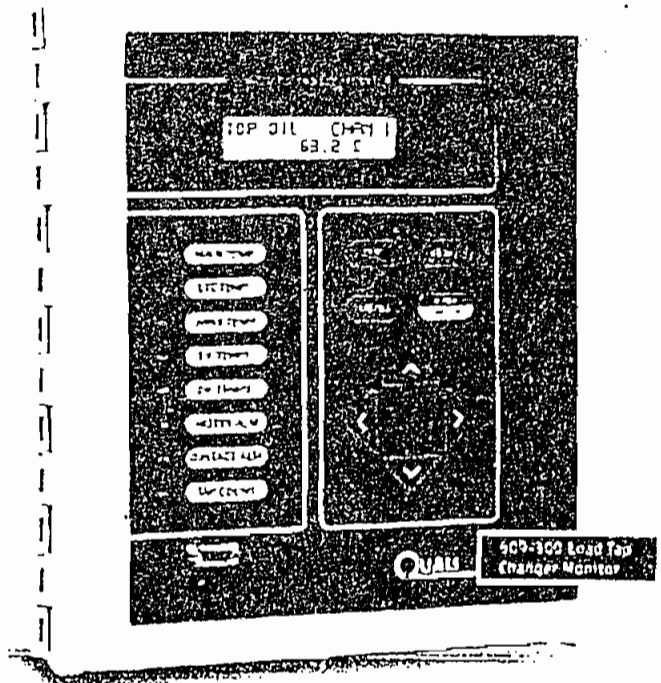
Features and Options

- Up to eight direct parameters
- Top-to-bottom oil temperature differential provides more accurate winding temperature derivations
- LTC differential temperature can be monitored to predict LTC degradation
- Cooling bank motor current can be analyzed to detect performance degradation
- Eight user adjustable relay contacts
- One fixed "diagnostics" alarm contact
- Four mA SCADA output ports
- RS-232 data port
- RS-485 data communications port
- Provision for fiberoptic interface
- Fan bank switching reduces motor wear
- Continuous diagnostics of input sensors and monitoring system
- Life consumption monitoring
- Seasonal cooling and alarm setback

TABLE OF SPECIFICATIONS

Power Supply	Universal, 90-264 VAC, 47-63Hz and 40-290 VDC
Front Panel and Human Interface	<p>Display: Type: Easy-to-read 2-line, 16-character alphanumeric Liquid Crystal Display (LCD) Character Size: 0.38" (9.66 mm) high x 0.19" (4.84 mm) wide per line</p> <p>Backlight: Optional</p> <p>Status Indicators: 8, Light Emitting Diode (LED)</p> <p>Controls: 8 large keys for programmable settings and user interaction</p> <p>Front Membrane Panel: UV stabilized polyester</p>
Input Parameters	<p>Accuracy on any Input: $\pm 0.5\%$ of full scale input range</p> <p>Temperature: 100 ohm platinum (Pt100) or 10 ohm copper (Cu10) RTD sensors; -40 to +120°C range</p> <p>Winding Temperature: Up to 200°C</p> <p>Current: Clamp-on CT, 0-5A, 0-10A, 0-15A and others available</p> <p>Current Loop: 0-1 or 4-20mA</p> <p>Voltage: 0-100mV or 0-10V</p> <p>Switch Contact Closure (isolated dry): Open/Closed</p> <p>Switch Contact Closure (powered): >80 Volts AC/DC open, 0 Volts closed; optically isolated</p>
Outputs	<p>Control/Alarm Contacts: 8 form-C (changeover) relay contacts for cooling control, alarms, trip, etc.</p> <p>Diagnostics Alarm: 1 relay for sensors, power and internal instrument circuitry diagnostics</p> <p>Heater Control: 1 relay</p> <p>Contact Rating: 10A @ 115/230 VAC, 10A @ 30 VDC</p> <p>Remote (SCADA) Output: 0-1 mA, 4-20mA, (other options available) maximum allowable load resistance: 10,000 ohms for 0-1 mA, 450 ohms for 4-20mA</p> <p>Data Communication: RS-232, RS-485 (optically isolated), optional fiber optic interface</p>
Immunity	<p>Dielectric Isolation (Hi-pot): 2500 VAC, 60 sec to ground</p> <p>Surge Withstand Capability (SWC): IEEE C37.90.1</p> <p>Conducted/Radiated Emissions: IEC 61000-6-1</p> <p>Conducted/Radiated Radio Frequency Immunity: IEC 61000-6-2</p> <p>Safety: IEC 61010-1</p>
Environmental	<p>Operating Temperature: -40 to +72°C /</p> <p>Storage Temperature: -50 to +80°C</p> <p>Relative Humidity: 90% (non-condensing)</p> <p>Shock: 10g, half-sine, in 3 orthogonal planes</p> <p>Vibration: 60 to 120Hz @ .004 displacement</p> <p>Weatherproof Enclosure: NEMA 3R (vented), UV stabilized, corrosion-proof fiberglass</p> <p>Weight Approx: Panel mount version: 4.5 lb. (2 kg) Weatherproof enclosure version: 11.5 lb. (5.2 kg)</p>

Don't wait
for a
surprise!...
Continuous
monitoring
of Load Tap
Changer
performance



The Load Tap Changer (LTC) and its drive mechanism are the most vulnerable components of your liquid filled transformer—undetected problems can lead to catastrophic failure. The Qualitrol 509-300 Load Tap Changer Monitor provides the most thorough LTC diagnostics at the lowest cost on the market today. It enables condition-based maintenance, thus eliminating calendar-based maintenance and preventing costly, unexpected repairs.

An Intelligent Electronic Device (IED), the 509-300 LTC Monitor's accurate equipment assessment improves the reliability of transformers equipped with load tap changers. The monitor can determine tap position; create a tap position history; detect contact wear or coking; monitor the LTC drive motor and mechanism; and detect proper tap movement, alerting you to potential problems and extending the life of your transformer.

The device is easy to install and use. It is designed to be mounted outdoors or in the transformer

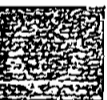
control cabinet. It comes standard with universal power supply and user-friendly computer-aided setup software, and can be supplied with non-intrusive, easy to retrofit sensors.

The 509-300 Series Load Tap Changer Monitor:

- Provides early warning to prevent catastrophic failure
- LTC monitoring systems in one
- Is a diagnostic tool for condition based maintenance
- Easy to install and use
- Is a rugged and reliable unit suitable for outdoor use
- Offers standard and optional features to suit your needs

QUALITROL

Automation made easy



Functional Specifications

Power Supply		Universal, 90 to 264 VAC, 47 to 63 Hz or 40 to 290 VDC (<10 watts)	(7)
Front Panel and Interference	Displays	One, easy to read two-line, 16 character alphanumeric Liquid Crystal Display (LCD). Character size: 0.38" (9.66mm) high x 0.19" (4.84 mm) wide per line.	
	Status Indicators	Eight, Light Emitting Diodes (LEDs)	
	Controls	Eight, large keys for programmable settings and user interaction	
	Front Panel Membrane	UV stabilized polyester	
Input Parameters	Accuracy	$\pm 0.5\%$ full-scale input range	(1)
	Temperature	100 ohm platinum (Pt100) or 10 ohm copper (Cu10). RTD sensors: -50 to 120°C (for liquid) or -50 to 200°C (for winding) ranges	
	Current	Clamp-on CT 0 to 5A, 0 to 10A, 0 to 20A and others available	(9)
	Current Loops	0 to 1 or 4 to 20 mA DC	
	Voltage	0 to 100 mV or 0 to 10 VDC	
	Switch Contact Closure (isolated dry)	Open/Closed	
	Switch Contact Closure (powered)	>80 volts AC/DC open, 0 volts closed; optically isolated	
	Tap Position	0 - 1, 0 to 5, 0 to 10, -5 to +5, -10 to +10, 0 - 125 VDC or non-powered; Resistor bridges of 40.2 to 2500 Ω (1% accuracy, 100 ppm)	(11)
Outputs	Control/Alarm Contacts	Eight form C (changeover) relay contacts for cooling control, alarms, trip, etc.	
	Diagnostic Alarm	One relay for sensors, power and internal instrument circuitry diagnostics	(12)
	Heater Control	One relay	
	Contact Ratings	10A @ 115/230 VAC, 10A @ 30 VDC	
	Remote (SCADA) Output	0 to 1 mA, 4 to 20 mA (other options available), max. allowable load resistance: 10,000 ohms for 0 to 1 mA, 450 ohms for 4 to 20 mA	
	Data Communications	RS-232, RS-485, (optically isolated), optional fiber optic interface uses ST connector; 820 nm wavelength; max. distance 1500 meters	
Immunity	Dielectric Isolation (hi pot)	2500 VAC, 60 seconds to ground	
	Surge Withstand Capability	IEEE C37.90.1	
	Conducted/Radiated Emissions	IEC 61000-6-1	
	Conducted/Radiated Radio Frequency Immunity	IEC 61000-6-2	
	Safety	IEC 61010-1	
Environment	Temperature Range	-40° to +72°C	
	Storage Temperature	-50° to +85°C	
	Humidity	90% non-condensing	
	Vibrations	60/120 Hz @ .004 inch displacement	
	Shocks	10 G's half-sine, in three orthogonal planes	



IDD Intelligent Diagnostic Devices

INTRODUCTION

The IDD, *Intelligent Diagnostic Device* for Bushings and CTs, is a revolutionary on line diagnostic package that continually monitors bushings and CTs. The IDD with its field-proven embedded expert system will detect abnormalities in the insulation system and when appropriate, will issue alerts. The IDD will display alerts locally and remotely. There are currently over 100 installations around the world relying on this expert system to identify impending problems. More importantly, IDD is keeping these asset managers informed of the status of their bushing, providing them lead-time to determine the appropriate corrective action.

FEATURES

- **Continuous Assessment** – the IDD performs an analysis on the bushing leakage current, providing assessment of the insulation system.
- **Identifies Problem Bushing** – knowing the bushing which is manifesting abnormality, provides the information needed to plan the appropriate corrective actions.
- **Diagnoses Severity of Problem** – after detecting a problem, the expert system calculates the absolute and rate of change of power/dissipation factor and capacitance of the problem bushing, providing diagnostic information to determine the severity of the problem.
- **Eliminates False Alerts** – advanced signal processing and field proven algorithms eliminate the effect of noise and other environmental conditions that could lead to incorrect diagnosis of the bushing status and inappropriate corrective actions.

- **Remote Alert Notification** – industry-standard DNP 3.0 SCADA protocol and supervisory I/O interface enables the operator to monitor the IDD remotely.
- **Detailed Alert Messages** – an alert will indicate the problem and critically provide valuable information to schedule corrective action.

DESCRIPTION

The IDD, Intelligent Diagnostic Device for Bushings and CTs, is a cost-effective solution to continuously evaluate the condition of bushings and CTs while in service. This IDD measures the electrical signal at the bushing and CT taps. The conditions of the bushings and CTs are evaluated by summing the leakage currents measured at each tap. The analysis requires monitoring all bushings or CTs in a three-phase set. One IDD can monitor up to two sets of bushings associated with the same apparatus.

Tap adapters specifically designed for the particular bushing/CT are mounted to the tap, allowing the IDD to measure the leakage current.

BUSHING AND CT ANALYSIS

Bushings and CTs are evaluated by measuring the current at each tap. The analysis sums the three phasor values. If the bushings or CTs are identical and the system voltages are balanced, the resulting sum vector will be zero. Since bushings or CTs are never identical and system voltages are not perfectly balanced, the sum current will be a non-zero value. As a result, the sum current is a vector unique to the bushing or CT set. The IDD expert system establishes a benchmark sum current during the data collection cycle, which is then compared to the measured nameplate configuration data.

Subsequent measurements are compared to the benchmark value. Once a change is detected, the expert system will identify the specific bushing or CT that is experiencing a problem. The magnitude and phase of the change is used to calculate the absolute change in capacitance and power/dissipation factor. A thirty-day trend is also used to determine rate of change.

BUSHING AND CT TAP ADAPTERS

Tap adapters are specific to manufacturer, type and voltage class. Doble has developed a number of adapters for the most commonly used bushing and CT types. If a particular adapter is not currently available, Doble will develop an adapter to meet a specific need.

PROTECTION FOR BUSHING & CT TAPS

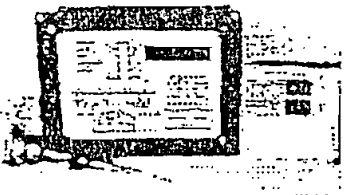
Most bushings and CTs are designed with the tap grounded while in service. The grounding of the tap is usually achieved through the tap cap. On an IDD installation, the tap cap is replaced with an IDD bushing adapter and the grounding of the tap is maintained through the IDD instrument. There are features designed into the IDD tap adapters to prevent a voltage from developing on the tap, should the sensor become disconnected from the IDD. The tap protection consists of:

- Two redundant voltage limiters (13V peak maximum), under normal operating conditions.
- Surge suppression circuit which includes surge arrestors and a 2800Vdc spark gap.



INSTALLATION

- The installation is very straightforward:
1. Mount the tap adapter to the bushing or CT tap.
 2. Connect 20 AWG shield wire between the tap adapters and IDD.
 3. Connect IDD to substation power source (AC/DC).
 4. Connect PC to IDD and configure the IDD.
 5. The IDD is now fully operational.



MICROPROCESSOR EQUIPMENT INTENDED FOR POWER TRANSFORMERS PROTECTION AND OPERATION MONITORING

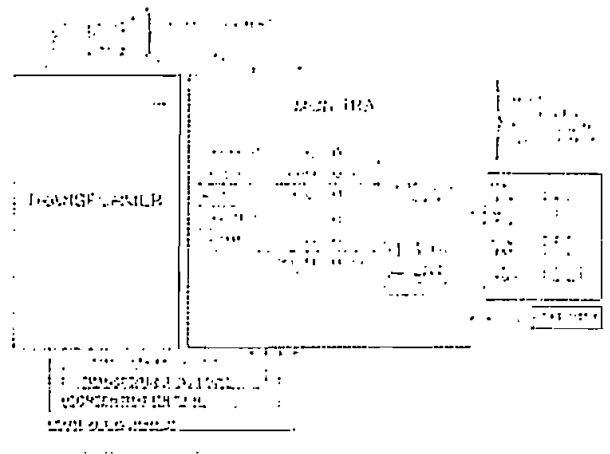
Tehnica cu micro 222

Taking into account that the power transformer is the major item of equipment in power systems, its correct functioning is vital to system operation. It is well known that the transformer failures are sometimes catastrophic and almost always include irreversible internal damage.

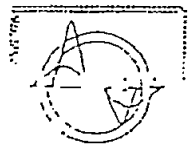
The monitoring of power transformers makes possible to obtain the maximum practicable operating efficiency and optimum life of power transformers, minimizing the risk of premature failures and providing potential for changing the maintenance strategies.

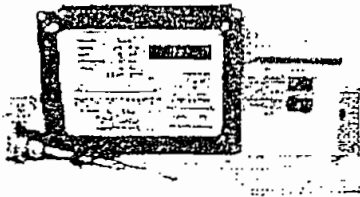
Research, Development and Testing National Institute for Electrical Engineering – ICMET Craiova has developed and designed Microprocessor equipment for power transformer protection and operation monitoring, type MONITRA.

MONITRA equipment is intended to protect and monitor the power transformer. Operation; it measures the oil temperature, phase current and oil level in transformer, partial discharge level; calculates the winding temperature according to IEC 60354; monitors partial discharge level and dissolved hydrogen concentration. The equipment is mounted in the control room.



ICMET CRAIOVA





B. Eight channels for monitoring in the control room

(placed at a distance of max. 1 km from the transformer), with analog devices:

- > three winding temperatures
- > oil temperature
- > partial discharge level
- > dissolved hydrogen concentration
- > two oil level

ANNEXE

Remote connection: serial interface RS 232 allows the remote transmission (1 km max.) of the monitored and stored data to an IBM-PC compatible equipment.

Software: the winding temperature Indicator is delivered with the software necessary to send the stored data through the serial interface RS 232 or RS 485. The software analyses the following quantities: currents, winding temperature, hot spot for each winding, oil level, partial discharge level or other options:

Analysis software allows the rapid interpretation of the stored data, and their arrangement as tables

Parameter	Value	Unit
Winding Temperature 1	105.5	°C
Winding Temperature 2	105.5	°C
Winding Temperature 3	105.5	°C
Oil Temperature	105.5	°C
Partial Discharge Level	105.5	µCp
Dissolved Hydrogen Concentration	105.5	ppm
Oil Level 1	105.5	mm
Oil Level 2	105.5	mm

Window for computer communication with MONITRA

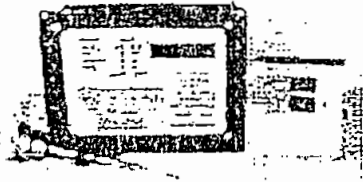
The device is provided with a keyboard and a local display, allowing the programming (prescribing the temperature thresholds, delays at relay connection and disconnection, constants specific to transformer) and local or remote display of the quantities monitored. Additionally, the relay condition is locally signaled, by LEDs, and the good operation condition is locally signaled in an optical way, by intermittent lighting of a LED. Note: All the values introduced from the equipment keyboard can be introduced and coded also from the computer keyboard.

Parameter	Value	Unit
Temperature Threshold 1	105.5	°C
Temperature Threshold 2	105.5	°C
Temperature Threshold 3	105.5	°C
Temperature Threshold 4	105.5	°C
Temperature Threshold 5	105.5	°C
Temperature Threshold 6	105.5	°C
Temperature Threshold 7	105.5	°C
Temperature Threshold 8	105.5	°C
Temperature Threshold 9	105.5	°C
Temperature Threshold 10	105.5	°C

Window for transformer parameter setting

ISMET CRAIOVA





Monitored and Displayed quantities

Domain

- Oil pumps condition
- Fans condition
- Oil and winding temperature 0 to 150°C or -35 to 120°C
- Current (percentage of rated current) 0 to 200%
- Working time hours
- Oil level (percentage of maximum value) 0 to 200%
- Spent life time hours
- Dissolved hydrogen concentration (optionally) 0 to 2048 ppm
- Partial discharge level (optionally) 0 to 10000pC

Programming range for the protection levels

- Oil and winding temperature:- range 0 to 150°C or -35 to 120°C
 - difference 0 to 30°C
 - alarm delay 0 to 40 minutes
- Oil level (percentage of maximum value)
 - range 0 to 200%
 - difference 0 to 50%
 - alarm delay 0 to 40 minutes
- Partial discharge level
 - range 0 to 10000 pC
 - difference 0 to 500 pC
 - alarm delay 0 to 40 minutes
- Dissolved hydrogen concentration (optionally)
 - range 0 to 2048 ppm
 - difference 0 to 100 ppm
 - alarm delay 0 to 40 minutes

Transformer parameters range :

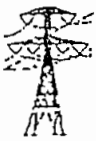
- Temperature gradient - for each winding and cooling level 0 to 50°C
- Current exponent (specific to the cooling type) 1 to 2
- Thermal time constant - for winding 1 to 30 min

Mains supply:

- 90 to 264 V AC, 50 Hz / 120 to 370 V DC (optionally)

ICHET CRAIOVA





I. Description of Operation

The model TTM is a solid state transformer temperature monitor that is SCADA ready and monitors both oil and winding temperatures. The TTM is designed for easy installation on single or three phase single tank transformers.

In addition to temperature monitoring and cooling control functions there are two new Barrington innovations added for utility convenience and to extend the useful life of the transformer. (1.) The "FLOCKBACK" feature is provided for ambient compensation. This feature allows the utility to compensate for hot spells with ambient temperature set back capability. This feature can be used to start the cooling system at a lower temperature for hot spells and can effectively provide a cooling "head start." (2) The cooling monitor feature can be set to alarm for any reduced cooling current. (i.e. One or two fans not running.) Another selectable feature is provided to exercise the cooling system for a ten minute period each 24 hours. The "alternate cooling stage" feature allows a user to select the mode that switches between the two cooling stages every 168 hours. This feature, if enabled, allows the unit to swap the cooling stage that is selected to operate as the first stage to exercise and use the stages equally. This can be both a labor saving and a desired maintenance feature.

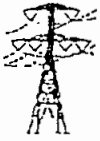
Local indication includes calculated winding temperature, calculated peak winding temperature, top oil temperature and peak top oil temperature with manual reset. Winding temperature is obtained using a single platinum RTD probe and one or three snap on current transformers with calculations to closely approximate actual conditions. For three phase transformers the highest current is used to calculate winding temperature. Displays are .39" backlit LCD's that continuously display all four temperatures simultaneously. Communications include SCADA ready outputs, dry contacts for local annunciation and a RS232/485 port. The TTM measures the actual Top Oil temperature in the transformer and measures the actual current in each phase of a transformer using three supplied snap-on current transducers. The current is displayed as a percentage of full scale for each phase, using only highest phase for calculation. The winding temperature over top oil temperature is calibrated at maximum based upon the transformer manufacturer's "heat run." This insures that at higher temperatures, where winding temperature is important, the readings are very accurate. In testing per National standards, placing the probe in a calibration oil bath, the TTM measurement accuracy is within plus/minus 0.2 degrees C compared with the calibration temperature of the oil bath. Readings are displayed as a directly linear curve over top oil temperature. For example:

<u>Top oil temperature</u>	<u>Load</u>	<u>Winding temperature</u>
40 deg C	0 amps	40 deg C
80 deg C	Full Load	80 + heat run

The TTM is housed in an 8" X 10" X 6" NEMA 4 windowed enclosure. The enclosure is designed to be mounted on an existing transformer control cabinet. Ambient operating temperature range is 40 degrees C to 70 degrees C. Winding and oil temperatures are both obtained using a single RTD probe in the top oil well of the main transformer tank and one or three snap on current transformers. Installation requires connecting supplied snap on CT's (current transducers) to existing secondary current and cooling supply circuits. Installation is quite easy. Operation is very reliable. Power requirements are 120 or 230 VAC 50/60hz. The analog outputs can be connected to an existing SCADA system. The analog outputs supplied are 0 - 5 VDC, 4-20 mA, or 0-1ma "switchable" for oil and winding temperatures. The TTM is designed to meet IEEE/ANSI C37.90 specifications for protective relaying applications.

TTM FRONT PANEL CONTROL AND DISPLAY

The new TTM design includes a 2 line by 16 character alpha-numeric display and a five key keypad. This document outlines the basic operation and concepts of the various displays. The TTM has a standard display of temperature data. This standard display will be shown at all times except when a user has entered one of the two menus to setup the control of the TTM. If the user leaves the TTM in one of these menus it will timeout and return to the standard display.

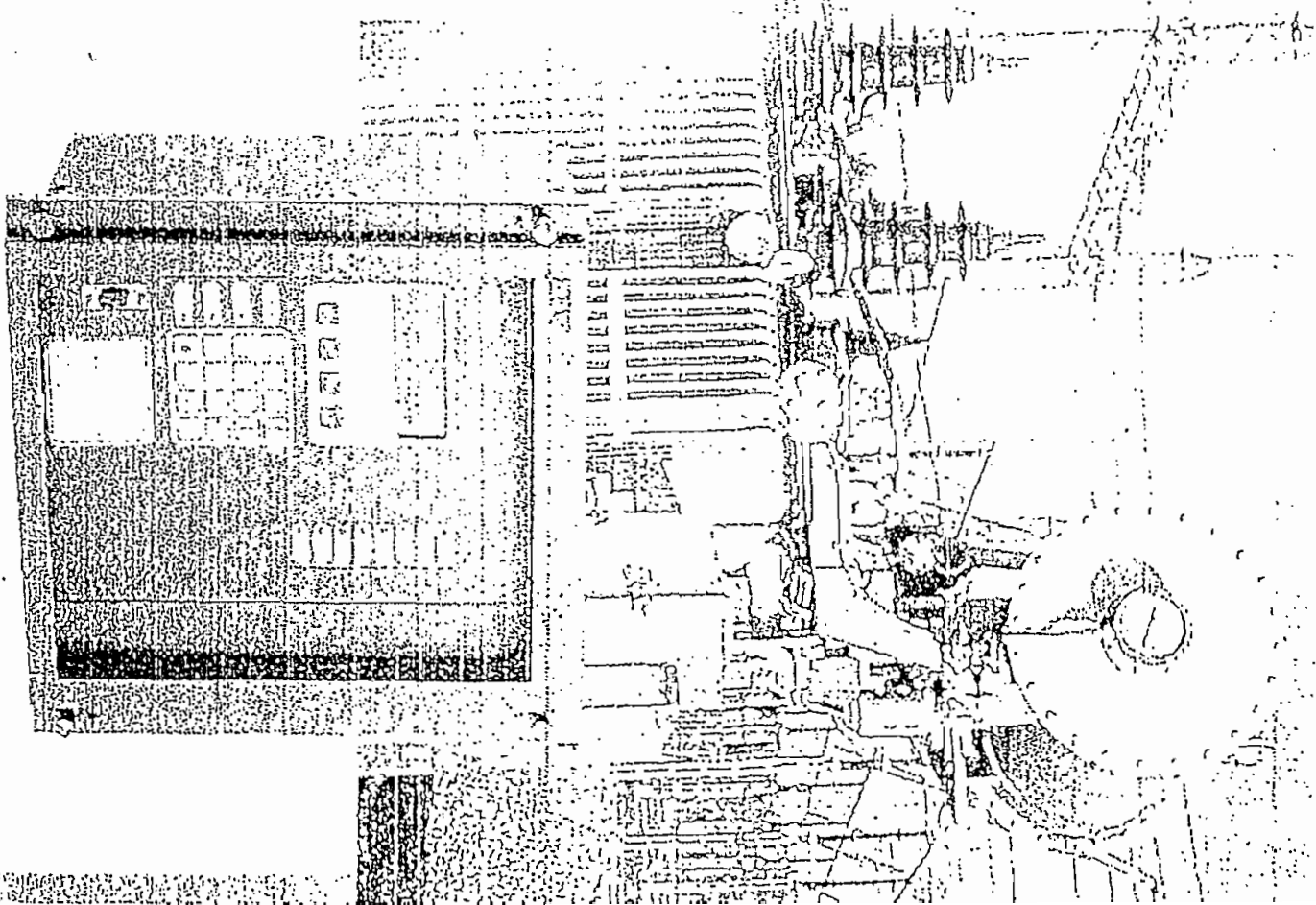


TTM SPECIFICATIONS

RTD	-100°C to 600°C (DIN 43760 Class B) .00385 ohms/ohm/°C
STABILITY	Maximum change in ice point resistance of less than 0.2°C/Year
REPEATABILITY	0.05% of actual span
INPUT	Dual Pt 100 RTD (One Top Oil Temp & One Ambient Temp)
TOP OIL INPUT PROBE TYPE	(1 ea) 6" X 1/2" probe W 1/2" NPT Thread (7/8" X 1/4 thread adapter supplied) or (1 ea) 75LB Pull Surface Magnetic
INPUT PROBE CABLE	24' type UV/SJT
INPUT SPAN	-40°C Min 200°C Max
ANALOG OUTPUT	0 - 5V, 0-1mA or 4-20mA (Independently selectable)
CALIBRATION	Automatic -40°C to 200°C
LINEARITY	Better than 0.2% of span
LEAD WIRE COMP.	Automatic - 3 wire
TEMPERATURE STABILITY	Better than .03% /°C of span
Surge Withstand	Designed to meet ANSI/IEEE C37.90
C.M.R.R.	120db DC to 60 Hz
POWER SUPPLY RANGE	115/230 VAC - 50/60 Hz
OPERATING TEMP.	-20°C (-40 optional heater) to +75°C
ENCLOSURE	NEMA 4 10" X 8" X 6"
<u>DIGITAL RESOLUTION:</u>	>12 bits.
<u>OVERALL ACCURACY:</u>	Less than 0.3°C input temperature / display
<u>ALARM:</u>	Dry contact spst relay output rated @ 5A 250 VAC.
<u>ALARM RESPONSE TIME:</u>	Programmable - .1 sec to 999.9 sec.
<u>ALARM HYSTERESIS</u>	0.1 TO 100 DEG C (DEAD BAND)
<u>DISPLAY:</u>	16 x 2 Character .39" LCD indicator for programming and display of input and output parameters and status.
<u>SUPPLY:</u>	AC: 115 or 230 VAC 50/60 Hz ± 10%.
<u>OPERATING CONDITIONS:</u>	-40°C to +75°C, 0-95% RH, non condensing.
<u>STORAGE TEMP.:</u>	-55°C to 105°C.
<u>HUMIDITY:</u>	0-95% RH, non condensing.
<u>DAMPING FACTOR:</u>	3.0 Seconds.
<u>TTM LONG TERM STABILITY:</u>	Less than 10.1% of span for six months.
<u>(D/A) LINEARITY:</u>	±0.05% of span.
<u>LINEARIZATION:</u>	better than ±0.03°C for Pt-100 RTD.
<u>CALIBRATION:</u>	adjustable on-site, factory preadjusted

ORDERING INFORMATION

227



Compatible
with

FTN

Transformer Voltage Regulator
Automatism, Control, Measuring and Communications



Description

RTN terminal units are powerful, microprocessor-based automatic control units that incorporate various functions for power transformer voltage regulation via tap changer control.

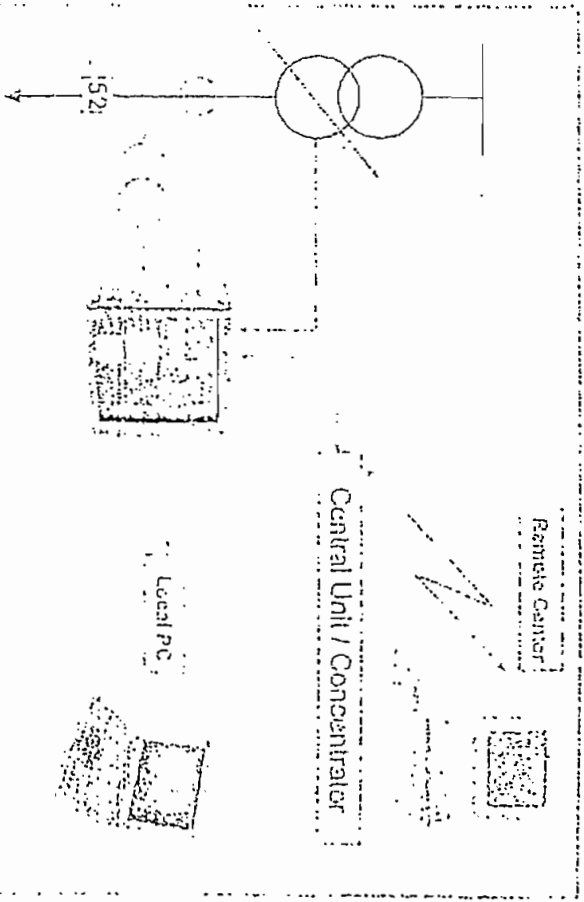
Each terminal unit can be used either individually or can be integrated in larger system together with other Intelligent Electronic Devices (IEDs). In either case, terminal units are provided with local and remote communication ports.

When the RTN is incorporated in a Substation Integrated Protection and Control System (SIPACS), the connection to the substation Central Unit is made through its communication subsystem. The Central Unit is responsible for external connections and, if needed, provides the required RTU addresses, alarm contacts.

Application

RTN terminal units are designed for applications where constant voltage level must be maintained, without special interventions, by adjusting the tap changer of a power transformer.

Voltage is regulated from the current and voltage power transformer output values, through the voltage and current feedback transformers, by sending corresponding orders to the tap changer for raising/lowering voltage to the setpoint value.



Functions

Voltage regulation

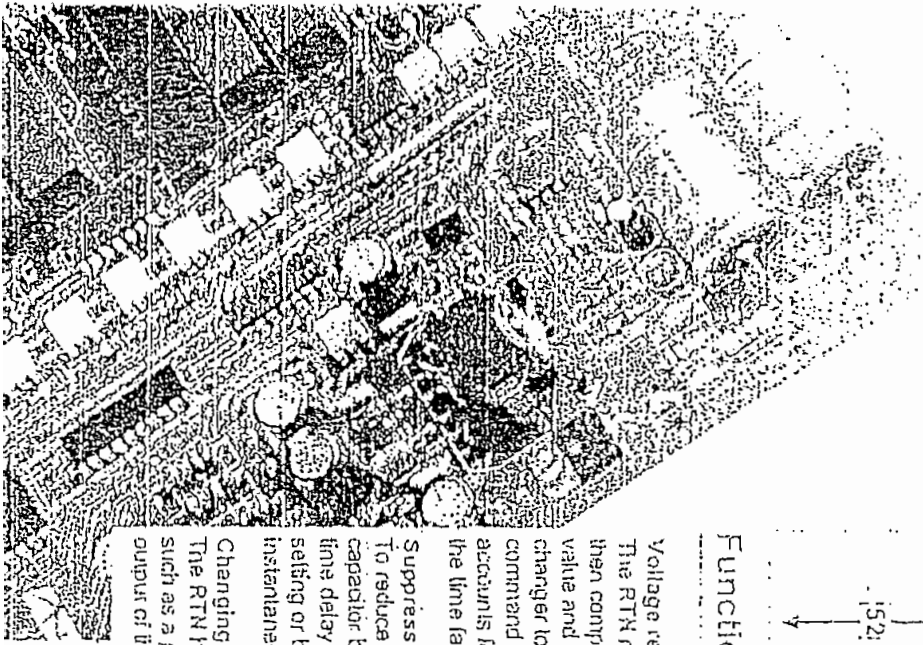
The RTN measures the voltage output of the power transformer. This measure is then compared to the setpoint value. When the difference between the measured value and the setpoint exceeds the threshold setting, a command is sent to the tap changer to lower or raise the tap according to the calculated voltage difference. The command generation is dependent on a time characteristic. This time characteristic accounts for the voltage deviation value, and the settings of the threshold value and the time factor.

Suppression of Time Delay in Operations

To reduce overvoltage during operations such as the connection or disconnection of capacitor banks, RTN terminal units can eliminate the time delay characteristic. The time delay can be suppressed by monitoring the voltage signal in comparison with a setting or by a digital input. In both cases, the tap changer command is generated instantaneously.

Changing the Compound Slope

The RTN has the capability of modifying the compound slope to anticipate situations such as a parallel connection of a second power transformer that reduces the current output of the first transformer by 50% while the load remains unchanged.



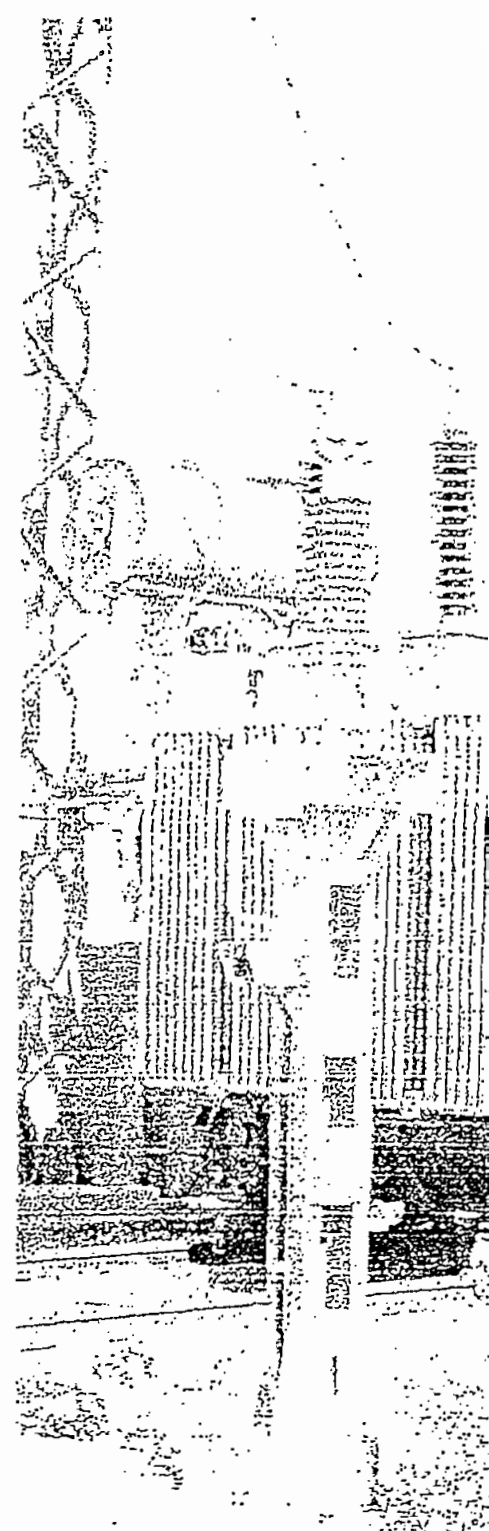
Protection Settings

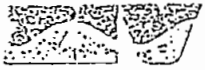
General Settings

CT Local Ratio	1 - 20000 SA
CT Parallel Ratio	1 - 20000 SA
VT Ratio	1.0 - 440.0, 110 (Vn = 110 Vca) 1.0 - 440.0, 120 (Vn = 120 Vca)
Number of Taps	2 - 30
Tap Voltage Ratio	Direct / Inverse

Regulation Settings

Target	30 - 110 %
Current Compensation	
Enable	Yes / No
Current Compensation Value	1.0 - 10 %
Reactive Compensation	
Enable	Yes / No
Reactive Compensation Value	1.0 - 50 %
Maximum Compensation	0.1 - 15 %
Blocking Limits	
Under-voltage Blocking	0.1 - 50.0 %
Max. Switching	0.1 - 125.0 %
Voltage Bands	
Upper Limit 1	0.1 - 120.0 %
Upper Limit 2	0.1 - 115.0 %
Upper Limit 1	0.1 - 110.0 %
Upper Limit 1	0.1 - 100.0 %
Lower Limit 2	0.1 - 99.0 %
Lower Limit 3	0.1 - 98.0 %
Regulator Control	
Fast Response Voltage	100 - 120.0 %
Automatic Intervention Degree	0.1 - 5.0 %
Time Factor	1.0 - 10 s
Control of Operations	
Operation Failure Time	5.0 - 20 s
Max. Time Standby	5.0 - 20 s
Max. Time with Tap	5.0 - 20 s





Technical Characteristics

Power Supply Voltage	
24-48 Vdc ($\pm 20\%$)	
110-125 Vdc ($\pm 20\%$)	
220-250 Vdc ($\pm 20\%$)	

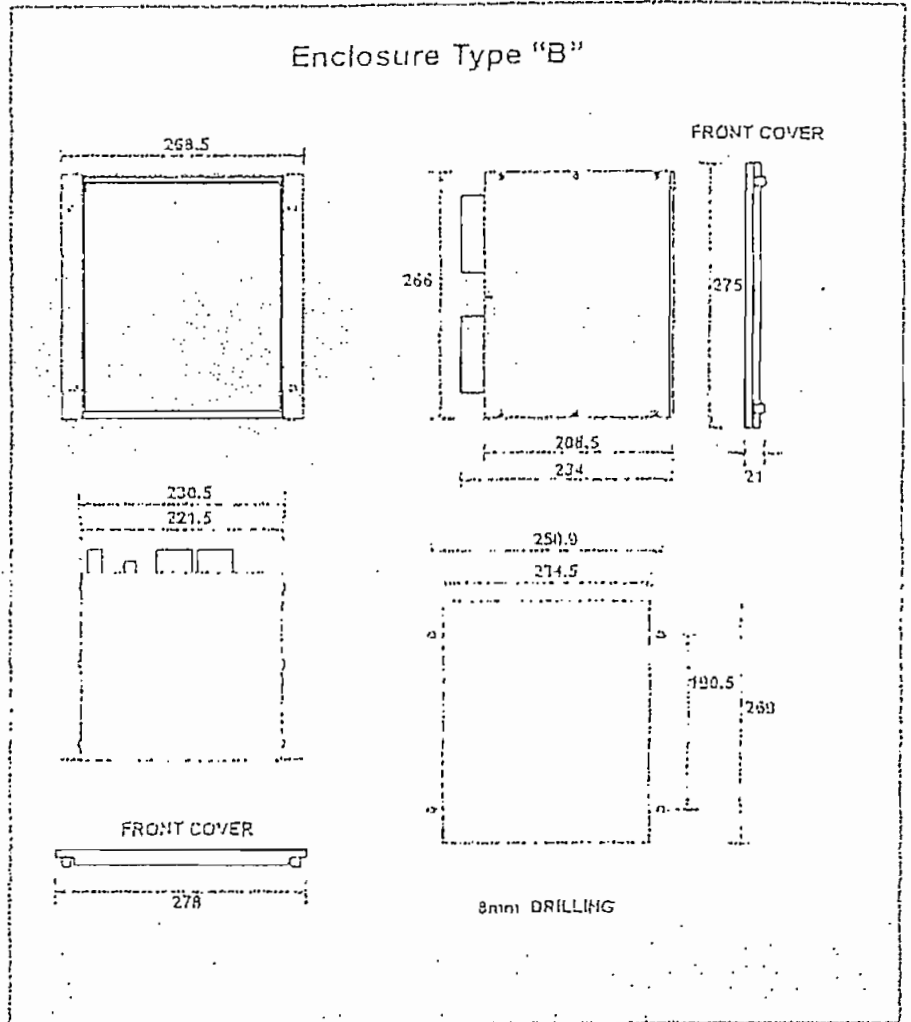
Analog Current Inputs	
Rated Current	$I_n = 5A$
Thermal Withstand Capacity	
Continuous	$4I_n$
3 sec	$50I_n$
1 sec	$100I_n$
Dynamic Limit	$240I_n$
Overloads	$I_n = 5A < 0.2 VA$

Analog Voltage Inputs	
Rated Voltage	$V_n = 110V / 50Hz$ $V_n = 120V / 60Hz$
Thermal Withstand Capacity	$2 \times V_n$ (continuous)

Digital Inputs (Input Voltage Range)	
Input Voltage Range	$24-125 V_{cc} \pm 20\%$ $110-250 V_{cc} \pm 20\%$
Consumption	$< 5mA$

Auxiliary Outputs	
Connection Capability	2000 W
Breaking Capability	75 W (48Vdc)
	46 W (100 Vdc)
	1400 VA
Switching Voltage	250 Vdc
Continuous Current	3 A
Make and Carry	5 A (50 sec)

Dimensions



Trip & Close Contacts	
Connection Capability	2500 W
Breaking Capability	150 W (48Vdc)
	65 W (100 Vdc)
	1250 VA
Switching Voltage	250 Vdc
Continuous Current	3 A
Make and Carry	30 A (1 sec)

ep - wts 03-01.par ✓

Monitoring of Power Transformer Winding Temperature Using Robust Fiber Optic Sensing System

ABSTRACT

Direct measurement of actual transformer winding temperature using fiber optic thermometry has been increasing since the mid-1980s due to the growing need to accurately monitor the power transformer hot spot, predict load levels, and improve capacity utilization. While early fiber optic instruments and probes were delicate, resulting in unacceptably high failure rates, the development over the past decade of improved, ruggedized probe designs, in particular, have greatly reduced the likelihood of fiber damage during installation and enhanced the ease of installation. In addition, nearly twenty years of operation on hundreds of transformers deployed in the field, have demonstrated both the industrial robustness of the technology and the value to be gained from direct measurement of the hot spot temperature. This paper will discuss the current state-of-the art in systems and rugged probe design.

WHY DIRECT HOT SPOT MONITORING OF TRANSFORMERS

For many metropolitan utilities, the advent of deregulation and the increasing environmental opposition to construction of new high voltage power lines has greatly taxed the existing transmission and distribution (T&D) infrastructure. The key to being able to balance fluctuations in power load and demand against increasingly tight capacity in the T&D infrastructure often rests in the ability of the utility to make intelligent decisions about transformer loading. This in turn is highly dependent on knowing both the location and winding temperature of the transformer's hot spot.

The conventional winding temperature indicator (WTI), still widely used in the industry, is designed to simulate the thermal behavior of the hottest portion of the winding. This is done by passing a known portion of the load current through a resistive element in the indicator, which is located at a point remote from the high voltage regions of the transformer in the bulk oil^(1,2). Unfortunately, it has been proven that thermal modeling can result in large discrepancies between the simulated data and the true winding temperature, as well as a time delay of four to five hours. While perhaps acceptable for normal loading conditions, this can result in serious damage to the transformer or degradation of lifetime, when the transformer is operated at closer to peak rated or even over peak rated conditions, sometimes required in an emergency.

To overcome this limitation, in the early 1980's EPRI became interested in directly measuring and monitoring hot spot temperature of transformer windings and funded a project to evaluate Luxtron's first generation Fluoroptic[®] thermometer. General Electric Company performed the evaluation as part of an ongoing study of transformer aging⁽³⁾. Based on the results of this evaluation it was concluded that the fiber optic sensing technology met the general requirements of the transformer application, although certain improvements were still required for reliable long term monitoring. The data indicated that the transformer had substantial excess capacity available for emergency use if loading were based on direct winding temperature measurement⁽⁴⁾.

EVOLUTION OF RUGGEDIZED FIBER OPTIC HOT SPOT MONITORING SYSTEMS

In the mid-1980's, Luxtron developed a second generation fiber optic thermometry system⁽⁵⁾ that addressed many of the issues encountered in the field with the first generation product. While significant improvement was made in the area of long-term reliability, the high cost and the need to replace key components in the system (e.g. the light source) over the normal life of the transformer, were still considered unacceptable by many users.

Ability to use long life light sources: Fluoroptic™ systems use LED light sources designed for industrial applications with its virtually unlimited life. Other fiber optic technologies require the use of a broadband light source such as an incandescent or halogen light bulb that have typical lifetime ratings of 1½ years. Replacing a light bulb in the field can be problematic given the geographically isolated location of many transformers. Also, replacing a light bulb requires proper remounting in the optical assembly and recalibration with sophisticated photometric equipment, normally necessitating return of the instrument to the manufacturer.

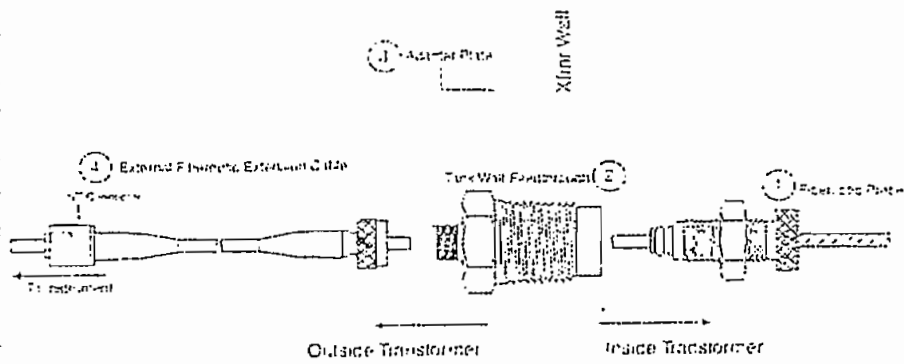


Figure 3 Fiber optic hardware assembly, from probe to outdoor extension cable.

The probe tip is generally attached to the transformer winding via a horizontal spacer. Probes can be of variable lengths (most commonly 4 and 6 meters) depending on the sensor location and the size of the transformer. The other end of the probe fiber is routed to a tank wall feed-through connector. An outdoor extension cable is connected to the other side of the feed-through, which carries the signal from the probe to the instrument where the data are processed (Figure 3). The instrument may have multiple channels. A standard unit consists of 1 to 4 channels. Measurements from all channels can be updated simultaneously.

RUGGEDIZED PROBE DESIGN

The probe consists of a small sensor tip about 1 mm in diameter, as shown in figure 4. The tip is adhered to one end of the fiber and encapsulated with a layer of Teflon™ FPA. An additional protective Teflon layer is placed over the encapsulation to ensure complete protection of the tip from mechanical and transformer oil damage. The fiber itself is also double-jacketed with Teflon PFA. The outer jacket is perforated along the length of the fiber to allow oil to penetrate into the air space between the out and the inner jacket. The other end of the fiber is terminated with an SMA connector for connection to the feed through at the tanks wall.

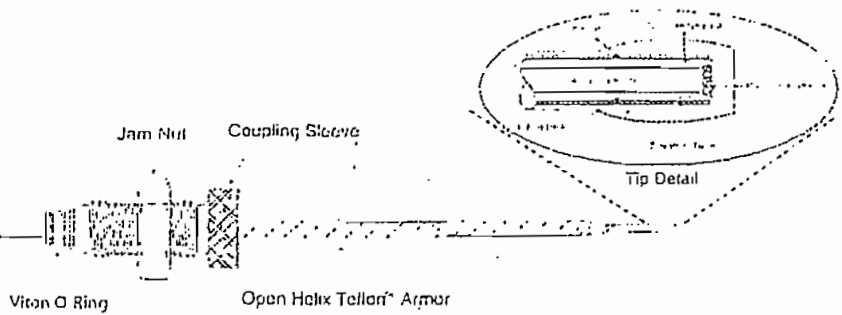


Figure 4 Rugged transformer probe with spiral wrap and probe tip detail

Luxtron worked extensively with transformer manufacturers to improve ease of installation and reduce susceptibility to probe breakage during installation. The most common cause of probe breakage during installation was the fiber being bent too sharply or pulled into a knot. One major improvement made over the past decade has been to increase the flexibility of the fiber by reducing the fiber core size to 200 micrometers. This greatly reduced the incidence of breakage during installation

by reducing the fiber bend radius to 2 to 3 millimeters. A second key improvement was to add a white, thick-walled Teflon spiral wrap to the outside of the double Teflon-jacketed probe. This greatly improved the impact resistance of the fiber to tools or heavy equipment being accidentally rolled over it and also prevents the fiber from being bent sharply. The white color also improved visibility.

The system provides temperature measurement resolution of 1.0 °C over a range of -30 °C to +200 °C. The accuracy is ± 2 °C without calibration. The unit is capable of operating in environments ranging from -30 °C to +65 °C ambient temperature and 95% relative humidity (non-condensing). The system is fully surge-protected to 3000V per IEEE C37.90.1-1989.

Temperature outputs, threshold alarm signals, and system diagnostics can be sent to the utility's SCADA system. Normal data rate is one reading every 10 seconds.

SUMMARY

Fiber optic direct winding temperature sensing systems, based on Luxtron Fluoroptic[®] technology, have evolved considerably since their introduction in the early eighties from laboratory instruments to robust, industrial control systems. Experience gained by working directly with both utilities and transformer manufacturers have led to the development of today's robust fourth generation systems and ruggedized probes. The intensity independent nature inherent in the Fluoroptic[®] temperature measurement technology, versus other fiber optic technologies, makes these systems ideally suited for use with transformers in geographically isolated locations.

Nearly twenty years of operation on hundreds of transformers deployed in the field, have demonstrated both the industrial robustness of the technology and the value to be gained from direct measurement of the hot spot temperature.

REFERENCES

M. Sun, T. Stapleton, L. Shaver, "Monitoring of Power Transformer Winding Temperature Using Robust Fiber optic Sensing System," presented at EP China, 1997.

S. R Lindgren, "Substation Diagnostic Techniques - An EPRI View," presented in a Panel Discussion at the IEEE/PES Transmission and Distribution Conference, New Orleans, LA, April 6, 1989.

S. R Lindgren, *et al*, "Determination of reliable Transformer capacity through Direct Hot-spot Temperature Measurement and Safe Thermal Loading Limits," Paper presented at the CIGRE International Conference on Large High Voltage Electric Systems, Paris, France, August 29- September 1, 1990.

"Evaluation of a Fluoroptic Thermometer as a Hot Spot Sensor for Power Transformers," EPRI Report EL-2443, vol. 2, Research Project 1289-1, July 1981.

K. A. Wickersheim and M. H. Sun, "Fiberoptic Thermometry and its Applications," Journal of Microwave Power, vol. 22 (2), 1987, p. 85.

W.J. McNutt, *et al*, "Direct measurement of Transformer Winding Hot Spot Temperature," IEEE/PES Transaction Paper No.83-SM 437.1, Presented at the IEEE/PES Summer Meeting, Los Angeles, California, July, 1983.

H. G. Fischer, EHV Weidmann (Private Communication)

Transformer failure prevented by Hydrogen On-Line Monitoring

Richard Clark, Trilok C. Garg, Mirant Mid-Atlantic, LLC

Richard Bérubé, Morgan Schaffer Systems Inc

Abstract

On Monday September 30th, 2002, a 650 MVA GSU was taken out of service urgently at one of Mirant's major generating plants. Data used to make this decision consisted primarily of dissolved gas measurements generated by an on-line dissolved hydrogen and water monitor, and of on-site DGA measurements made using a portable multi-gas analyzer.

This paper describes the situation that led to the use of on-line and on-site monitoring technologies for this critical transformer. It then covers the analysis of the collected data and summarizes the hypotheses that were made prior to taking the transformer off line. The authors then confirm the source of the incipient fault.

The final section includes recommendations on the decision making process which should be undertaken when deploying on-line dissolved gas monitoring systems and includes a post-event update on the GSU behavior at the time of publication of the present paper.

Introduction

Mirant operates several generating plants in North America, Asia and the Caribbean. In late 2001, routine DGA (Dissolved Gas Analysis) performed on a Mirant Mid-Atlantic 650 MVA GSU built in 1969, lead the electrical maintenance crew to believe an incipient fault was developing in the transformer. Table 1 below provides an example of the DGA values obtained at that time.

Dissolved gases	Concentration (ppm)
Hydrogen	392
Methane	594
Carbon monoxide	736
Carbon dioxide	5900
Ethylene	260
Ethane	260
Acetylene	n/d

Table 1: DGA results - November 11th, 2001

Routine DGA tests during the 6-month period following the above mentioned analysis showed no significant changes in fault gas concentrations. However, the decision was made to increase the DGA testing frequency and to install an on-line dissolved hydrogen and water monitor on the suspect transformer. The selected IED (Intelligent Electronic Device), a Calisto monitor from Morgan Schaffer Systems in Montreal, Canada, was installed. Figure 1 describes the main features of the instrument which continuously measures the concentration of dissolved hydrogen in oil in ppm. Dissolved water content is also continuously measured and can be reported in ppm, %RS (Relative Saturation) at 25 °C, or %RS at a specific transformer oil temperature if this value is available as an input to the monitor (4-20 mA or J-type thermocouple input).

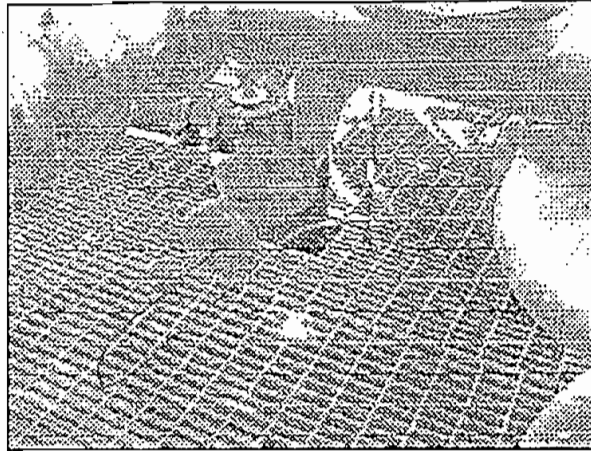


Figure 2A: Transformer supply valve

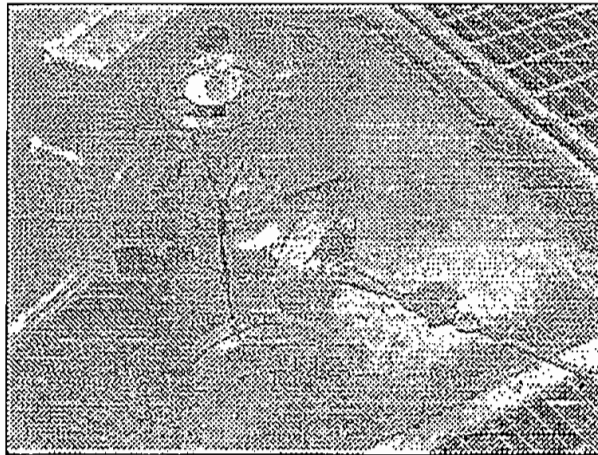


Figure 2B: Transformer return valve

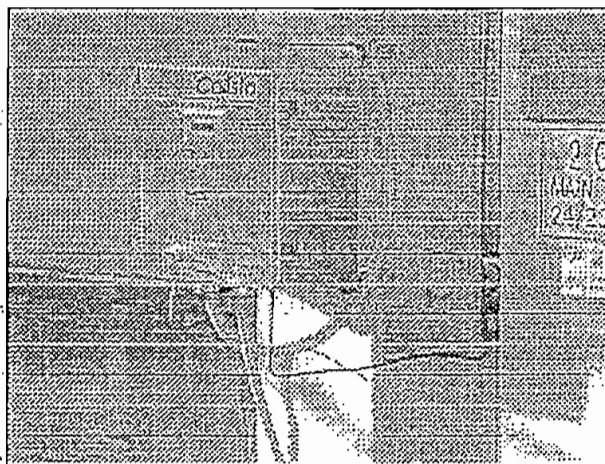


Figure 3: Mounting of enclosure

Phase I - Transformer degassing and steady hydrogen generating rate

The IED was installed in May 2002 and decision was made to degas the transformer in order to reset the dissolved gas reference to zero. Laboratory and on-site DGA measurements were performed regularly in the period of June to mid-September 2002. During that period, the IED showed a rate of dissolved hydrogen generation that varied according to Table 2 and Figure 4 below:

Time section (Refer to Fig.4)	Time period	H2 generating rate (ppm/day)
A	May 3 to May 20	<1.0
B1	May 30 to June 15	3.8
B2	June 16 to June 28	5.0
B3	June 29 to Aug. 12	2.8
B4	Aug. 13 to Aug. 25	4.1
B5	Aug. 26 to Sept. 12	1.4
C1	Sept. 13 to Sept. 26	12.1

Table 2: H2 generating rates from May 30th to Sept. 26th 2002

From this data, one can observe that the hydrogen generating rate significantly increased on September 13th, thus indicating a sudden change in the gas generating conditions. Figure 5 shows the dissolved water variation for the same period. As the amount of water in oil is dependent, amongst other parameters, on the load on the transformer, Figure 5 provides qualitative information on the load variation for the period. Based on this information, it is interesting to observe that the hydrogen generating rate does not significantly vary with load. Moreover, the sudden change in hydrogen generating rate on September 13th was not induced by an increase in load thus indicating a true deterioration of the transformer condition. On-site DGA tests performed during the period are shown in Table 3. Though large increases in fault gas concentrations are observed, percent changes between tests for both absolute concentrations and key ratios remained more or less constant.

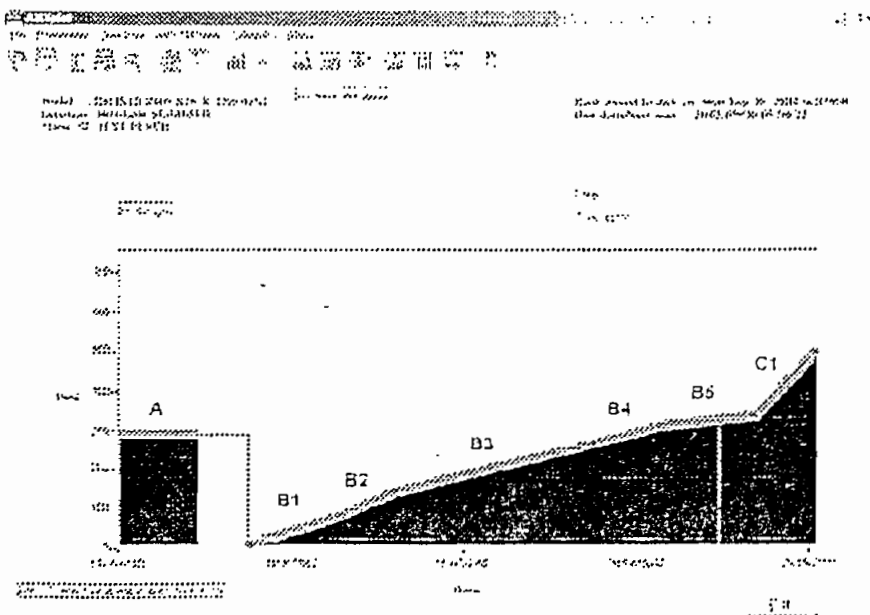


Figure 4: Hydrogen generation over 4-month period

Source of incipient fault

Once the transformer was taken out of service, it was found that a high voltage lead was burned and ready to fail. This finding was consistent with the DGA data, and a technical paper dedicated to providing information on the fault cause and subsequent transformer repair will be published in the coming months.



Figure 5 - Burnt HV Lead and Connector

Dissolved gases	Concentration (ppm)
Hydrogen	8150 (*)
Methane	11000 (*)
Carbon monoxide	351
Carbon dioxide	2620
Ethylene	17960
Ethane	2460
Acetylene	570

(*) Values calculated from inverted peak for hydrogen and out of scale peak for methane. Estimated accuracy: $\pm 10\%$.

Table 5: DGA results - September 30th, 2002

F2: Sensores y transductores.

SITRANS P Transmisores de presión relativa y absoluta

Datos técnicos

	7MF1562	7MF1563
		< 1 bar (14,5 psi)
		≥ 1 bar (≥ 14,5 psi)
Campo de aplicación	ver pag. 1/3	
Funcionamiento y construcción	ver pag. 1/3	
Principio de medida	Galga exteroscópica de película fina	Piezorresistivo Galga exteroscópica de película fina
Entrada	Presión relativa	Presión relativa y absoluta
Magnitud medida		
Rango de medida	0 a 25 bar (0 a 363 psi)	0 a 400 bar (0 a 5802 psi) para presión relativa 0 a 16 bar (0 a 232 psi) para presión absoluta
Salida		
Señal de salida	4 a 20 mA	
Carga	(U _B - 10 V) / 0,02 A	
Característica	creciente linealmente	
Precisión de medida		
Desviación de medida (a 25 °C, desviación de característica, histéresis y repetibilidad inclusive)	0,5 % del fondo, típico	0,25 % del fondo, típico
Tiempo de respuesta T ₉₀	< 0,1 s	
Deriva a largo plazo		
- Inicio de medida	0,3 % del fondo/año, típ.	0,25 % del fondo/año
- Alcance de medida	0,3 % del fondo/año, típ.	0,25 % del fondo/año
Efecto de la temperatura ambiente		
- Inicio de medida	0,3 %/10 K (0,3 %/18 °F) del fondo, típico	0,25 %/10 K (0,25 %/18 °F) del fondo
- Alcance de medida	0,3 %/10 K (0,3 %/18 °F) del fondo, típico	0,25 %/10 K (0,25 %/18 °F) del fondo
Efecto de vibraciones	0,05 %/g a 500 Hz en todas las direcciones (según IEC 68-2-64)	
Efecto de la alimentación auxiliar	0,01 %/V	
Condiciones de aplicación		
<u>Condiciones ambientales</u>		
- Temperatura ambiente	-25 a +65 °C (-13 a +185 °F)	
- Temperatura de almacenamiento	-50 a +100 °C (-58 a +212 °F)	
- Grado de protección (según EN 60 529)	IP 65	
- Compatibilidad electromagnética		
- Emisión de perturbaciones	según EN 50 081	
- Inmunidad a perturbaciones	según EN 50 082	
<u>Condiciones del fluido</u>		
- Temperatura del fluido	-30 °C a +120 °C (-22 °F a +248 °F)	
- Límite de presión del fluido	ver Datos de pedido, pag. 1/5	
Construcción mecánica		
Peso (sin opciones)	aprox. 0,2 kg (0,44 lb)	aprox. 0,25 kg (0,55 lb)
Dimensiones	ver Dimensiones en pag. 1/3	
Material		
- Material de las piezas en contacto con el fluido		
- Célula de medida	Al ₂ O ₃ - 96 %	Aceero inox., N° de mat. 1.457 1/316Ti Al ₂ O ₃ - 96 %
- Conector al proceso	Latón, N° de mat. 2.0402	Aceero inox., N° de mat. 1.457 1/316Ti
- Junta tórica		Vitón
- Material de las piezas sin contacto con el fluido		
- Caja	Latón, N° de mat. 2.0402	Aceero inox., N° de mat. 1.457 1/316Ti
- Conector	Caja de plástico, según DIN 43 650, forma A	
Conexión al proceso	Rosca macho G ¹ / ₂ A Rosca hembra G ¹ / ₂ A	Rosca macho G ¹ / ₂ A Rosca macho G ¹ / ₂ A Rosca hembra G ¹ / ₂ A
Conexión eléctrica (según DIN 43 650)	Pg 9	
Alimentación auxiliar	10 a 36 V DC	
Tensión en bornas del transmisor		
Certificados y aprobaciones		
Clasificación según directiva de equipos presión (97/23/CE)	Para gases, grupo de fluidos I y líquidos, grupo de fluidos I, cumple los requisitos según art. 3, apt. 3 (bucaras prácticas de ingeniería)	

Transmisor 0-1 bar - Precio 300 USD Stock limitado

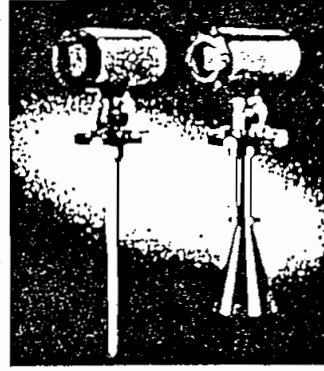
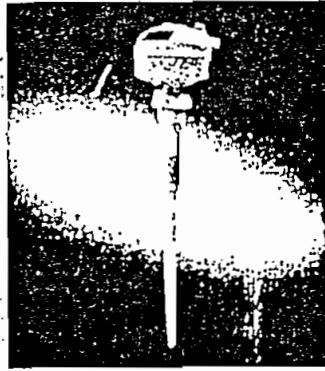
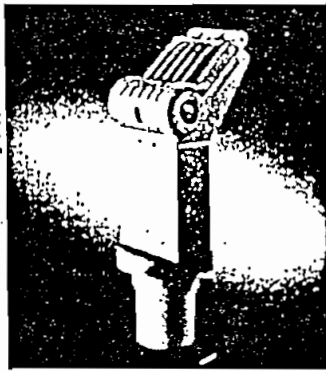
Pt 100 Longitud 305 mm. Precio 400 USD en Transmisor

Medición continua de nivel

1200 USD

≈ 2400 USD

≈ 5000 USD



The Probe

Transmisor de nivel ultrasónico compacto de corto alcance; ideal para líquidos y lodos en tanques abiertos o cerrados

SITRANS LR 200

Instrumento de radar por impulsos en bucle de 2 hilos para aplicaciones de almacenamiento de líquidos a granel o tanques de procesos simples

SITRANS LR 300

Instrumento de radar por impulsos diseñado para medir líquidos y lodos en tanques de procesos y condiciones extremas o peligrosas

SITRANS LR 400

Instrumento de radar FMCW de largo alcance, para almacenamiento de sólidos y líquidos para elevadas concentraciones de polvo y líquidos poco dieléctricos

Modelo de 3 hilos: 8 m (26 ft)
Modelo de 2 hilos: 5 m (16,5 ft)

20 m (66 ft)

20 m (66 ft)

45 m (147 ft)

-40° a 60°C (-40° a 140°F)

-40° a 700°C (-40° a 392°F)

-40° a 200°C (-40° a 392°F)

-40° a 200°C (-40° a 392°F)
Opción: hasta 250°C (482°F)

Presión atmosférica

-1 a 40 bar (580 psi) según tipo de conexión del proceso

-1 a 40 bar (580 psi) según tipo de conexión del proceso

-1 a 40 bar (580 psi) según tipo de conexión del proceso

- Compensación de temperatura integrada
- Programación sencilla con sólo dos teclas

■ Transmisor Kynar Flex™ o Tefzel™

Opciones:

- Seguridad intrínseca (2 hilos)
- Uso sanitario

- Medición de nivel, espacio, distancia y volumen
- Programador manual por interruptor intrínsecamente seguro (SI)
- Supresión automática de falso eco
- 5,8 GHz (6,3 GHz para EE.UU.)
- Antena conexión al proceso hermética, de polipropileno (patentada). Blindaje estándar de 100 mm (4")

Opciones:

- Blindaje de 250 mm (10") de longitud
- Varios tipos de antenas y conexiones (véase página 13)

- Medición de nivel, espacio, distancia y volumen
- Programador manual por interruptor intrínsecamente seguro (SI)
- Supresión automática de falso eco
- 5,8 GHz (6,3 GHz para EE.UU.)

Opciones:

- Cápsula de acero inoxidable
- A prueba de explosión
- Uso sanitario
- Con purga (autolimpiable)
- Varios tipos de antenas y conexiones (véase página 13)
- Frecuencia más elevada

- Medición de nivel y de volumen
- Supresión automática de falso eco
- Autocalibración según referencia interna
- 24 GHz FMCW y relación señal/ruido elevada

Opciones:

- Prolongación para altas temperaturas
- A prueba de explosión
- Montaje con Easy Mount
- Con purga (autolimpiable)

- 1 relé, 4-20 mA (3 hilos)
- 4-20 mA (2 hilos)

4-20 mA circuito en bucle de 2 hilos

4-20 mA

- 4-20 mA
- 1 relé

- HART
- Compatible con SIMATIC PDM

- Modbus ASCII/RTU
- HART
- Dolphin
- Compatible con SIMATIC PDM

Opción: Profibus-PA

- HART
- Compatible con SIMATIC PDM

Opción: Profibus-PA

- Modelo de 3 hilos: 18-30 Vdc, 0,2 A máx.
- Modelo de 2 hilos: 12-28 Vdc, 0,1 A pico

4-20 mA circuito en bucle, 24 Vdc nominal, máx. 30 Vdc
La tensión mínima depende de la resistencia total del bucle

- ac/dc universal
- 24-230 Vac, ±15%, 40-70Hz, 28VA/11W
- 24-230 Vdc, ±15%, 9W

- 120-230 Vac, ±15%, 50/60Hz, 12VA/6W
- 24 Vdc, ±25/-20%, 6W (opción)

CE, CSA_{UL10C}, FM (ATEX, CSA, SAA y FM 3A para modelo intrínsecamente seguro)

CE, CSA_{UL10C}, FM, ATEX, 3A, Industry Canada, FCC, R&TTE

CE, CSA_{UL10C}, FM, ATEX, Lloyd's Register, 3A, Industry Canada, FCC, R&TTE

CE, CSA_{UL10C}, FM, ATEX, Industry Canada, FCC, R&TTE, 8ZT

* La presión se expresa en bar (psi) absolutas, relativa



Componentes Electrónicos

SENSORES SMARTEC

SMARTEC tiene una amplia gama de sensores de temperatura, humedad, infrarrojos y UTI (universal transducer interface), en particular los sensores de humedad e infrarrojos son bastante dificultosos de localizar en España.

Para más información: <http://www.smartec.nl>

Las características principales del sensor de humedad son:

Electrical:

Operating humidity range: 0-100% RH noncondensing

Operating temperature range: -40 a 120°C

Capacitance value @ 25°C, 60%RH, 100KC: 240pF \pm 20%

Capacitance range over 0-100%RH: 40pF \pm 12%

Advised frequency range: 10-100 KC

Temperature dependency: -0.15% RH/°C

Response time to 90%: 60 s. typ.

Linearity: \pm 2% RH

Stability over time (12 month): \pm 3% RH

Maximum voltage (no DC !): 5 Vac

Storage:

Humidity range: 0-100 % RH

Temperature: -20 at 85° C

Precios:

Sensores de temperatura:

Capsula TO18: 5.40 euros \pm iva

Capsula TO92: 4.51 euros \pm iva

Capsula TO220: 5.41 euros \pm iva

Capsula SOIC: 5.41 euros \pm iva

Elemento híbrido (2.5x8mm): 8.12 euros \pm iva

Sensores de humedad:

SMTHS 10: 17.43 euros \pm iva

Sensores de infrarrojos:

SMTIR 9901: 18.03 euros \pm iva

SMTIR 9902: 19.53 euros \pm iva

UTI (universal transducer interface)

Capsula DIL16: 9 euros \pm iva

Capsula SOIC: 9 euros \pm iva

MagneW 3000 Magnetic Flowmeters Remote Detector with Factory Mutual Approval Model KID17B

Specification

Function

MagneW 3000 Detectors send voltage signals which are linear with the liquid flow rate through them to any one of Honeywell's converters. The converter in-turn converts the detector's signal to a standard 4-20 mA output for recording and control instrumentation. This model is Factory Mutual Approved as "Nonincendive" for Class 1, Division 2, Groups A, B, C, and D; and "Suitable" for Classes I, II, and III, Division 1, Groups B, C, D, E, F, and G.

A converter/detector combination forms a MagneW 3000 Magnetic Flowmeter which operates on the principles of Faraday's Law. See Specification 36-KI-03-09 for converter with Factory Mutual approval.

Description

Detectors are designed to mount between standard ANSI flanges, since they serve as the primary elements for MagneW 3000 Flowmeters. A remote detector comes with a terminal box for convenient cable connections with a converter mounted on a wall, on a pipe, or in a panel up to 900 feet (300 metres) away. See Cable Specification 36-KI-03-06.

Detectors feature a wafer construction that makes them relatively lightweight for easier handling during installation and service. A Teflon PFA liner comes as standard on all detectors. Since Teflon PFA is more resistant to tearing, puckering, and creeping than Teflon PTFE, the liner is molded around a metal punchplate for added resistance to puckering in vacuum and cycling temperature applications. A grounding ring on each face of the wafer protects the liner during installation and assures a sufficient process liquid ground for all applications. The ring comes in a variety of alloys to provide maximum corrosion resistance in a given application. All this makes any onsite liner replacements a snap.

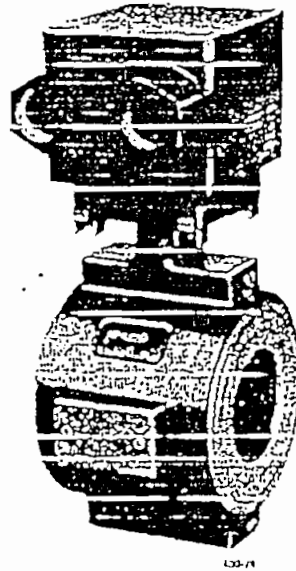


Figure 1—Typical Remote Detector for use with remotely mounted converter

In addition, the detector's electrodes are externally removable for easy inspection and/or replacement without removing the detector from the line. Double Teflon-Teflon seats, which are spring-loaded, keeps the process liquid from leaking around the electrodes. Like the grounding ring, electrodes come in a variety of alloys to match different process needs.

ANEXO G:

Causa y ubicación de la falla del transformador de potencia.

TRANSELECTRIC S.A.

COMPAÑÍA NACIONAL DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA

INFORME DE FALLA # 003-2003

EVENTO:	DISPARA ATR DE 138 / 69 KV EN S/E QUEVEDO		
FECHA:	05-Ene-03	HORA:	9:07
REPORTADO POR:	Ing. PAUL GUTIERREZ - Sr. HOMERO RON		

ELEMENTO FALLADO:	CIRCUITO DE CONTROL DE SOBRETENPERATURA DEL ATR		
PERTENECE A TRANSELECTRIC:	<input checked="" type="checkbox"/> SI	<input type="checkbox"/> NO	
COMPAÑÍA CAUSANTE DEL DISPARO:	TRANSELECTRIC S.A.		
CAUSA PROBABLE:	Grupo: 4.- EQUIPO / MATERIAL / DISEÑO	Causa:	4.2.- CIRCUITO DE CONTROL

CONDICIONES PRE FALLA	
FLUJO POR EL ELEMENTO FALLADO:	21 + J 5,2
VOLTAJE DE BARRA:	69,7 KV

CONDICIONES CLIMÁTICAS	
<input type="checkbox"/> Despejado <input type="checkbox"/> Viento <input type="checkbox"/> Lluvia	<input type="checkbox"/> Descargas atmosféricas <input checked="" type="checkbox"/> Nublado

ESTADO DE COMUNICACIONES <input checked="" type="checkbox"/> Normal <input type="checkbox"/> Anormal	FUNCIONAMIENTO DE LA CONSOLA <input checked="" type="checkbox"/> Normal <input type="checkbox"/> Anormal	OPERACIÓN DE INTERRUPTORES <input checked="" type="checkbox"/> Correcta <input type="checkbox"/> Observaciones <input type="checkbox"/> Incorrecta
--	--	---

OPERACIÓN DE RELES		
<input checked="" type="checkbox"/> CORRECTA	<input type="checkbox"/> OBSERVACIONES	<input type="checkbox"/> INCORRECTA

CONSECUENCIAS EN TRANSELECTRIC					
ELEMENTO	DECLARACIÓN DE DISPONIBILIDAD		TIEMPO FUERA DE SERVICIO		OTRAS CONSECUENCIAS
	FECHA	HORA	FECHA	HORA	
ATR 138/69	5-Ene-03	10:54	5-Ene-03	10:54	
Pos. 52-012 (Quevedo Norte)	5-Ene-03	9:07	5-Ene-03	10:54	
Pos. 52-012 (Quevedo Sur)	5-Ene-03	9:07	5-Ene-03	10:54	

(1)

OSAKA TRANSFORMER CO., LTD.

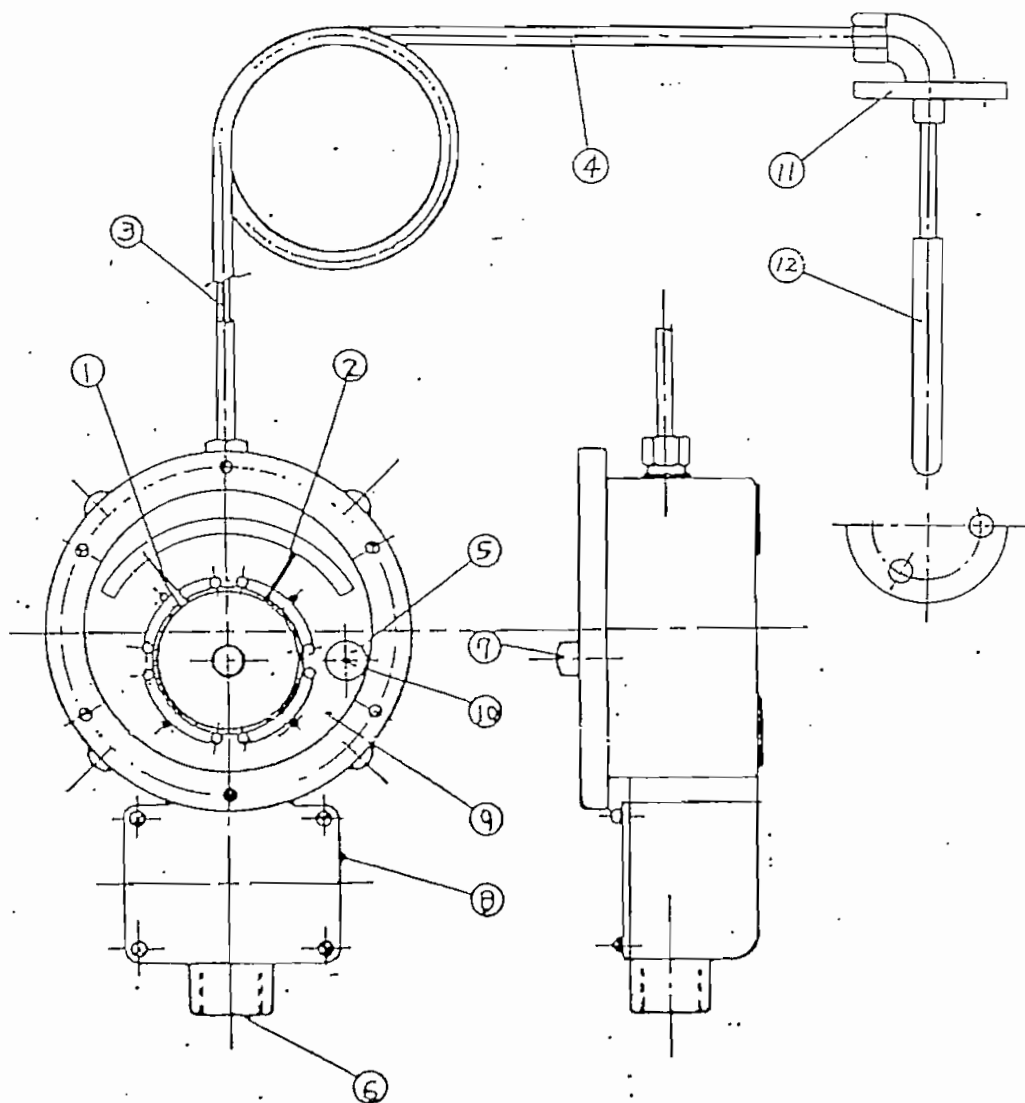


Fig. 1

- (1) Aguja indicadora de temperatura (blanca)
- (2) Índice de temperatura máxima (anaranjada)
- (3) Conducto
- (4) Tubo flexible de protección para el conducto