

Tema :
Protección de Transformadores

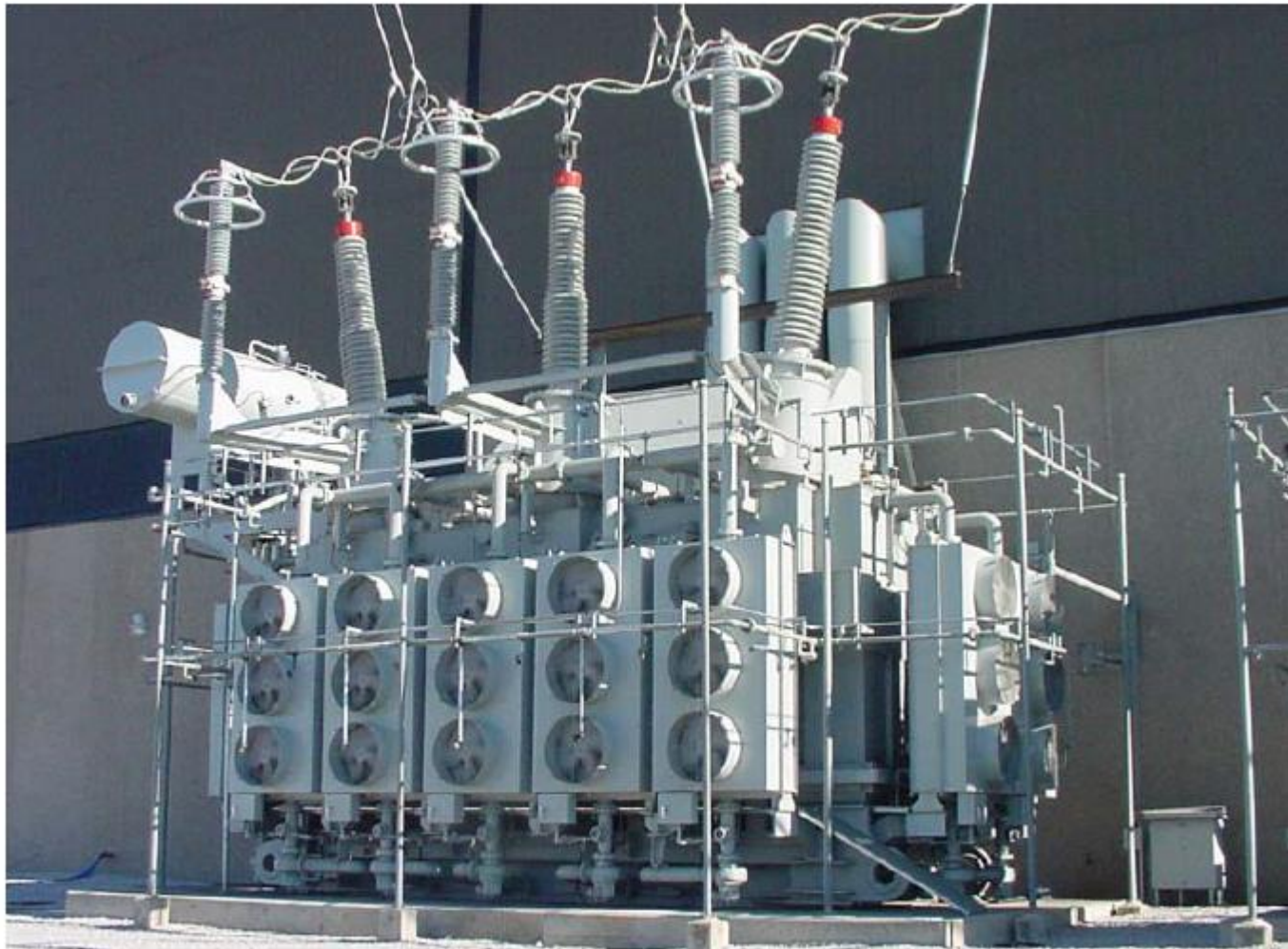
TRANSFORMADORES DE TRANSMISIÓN Y DISTRIBUCIÓN



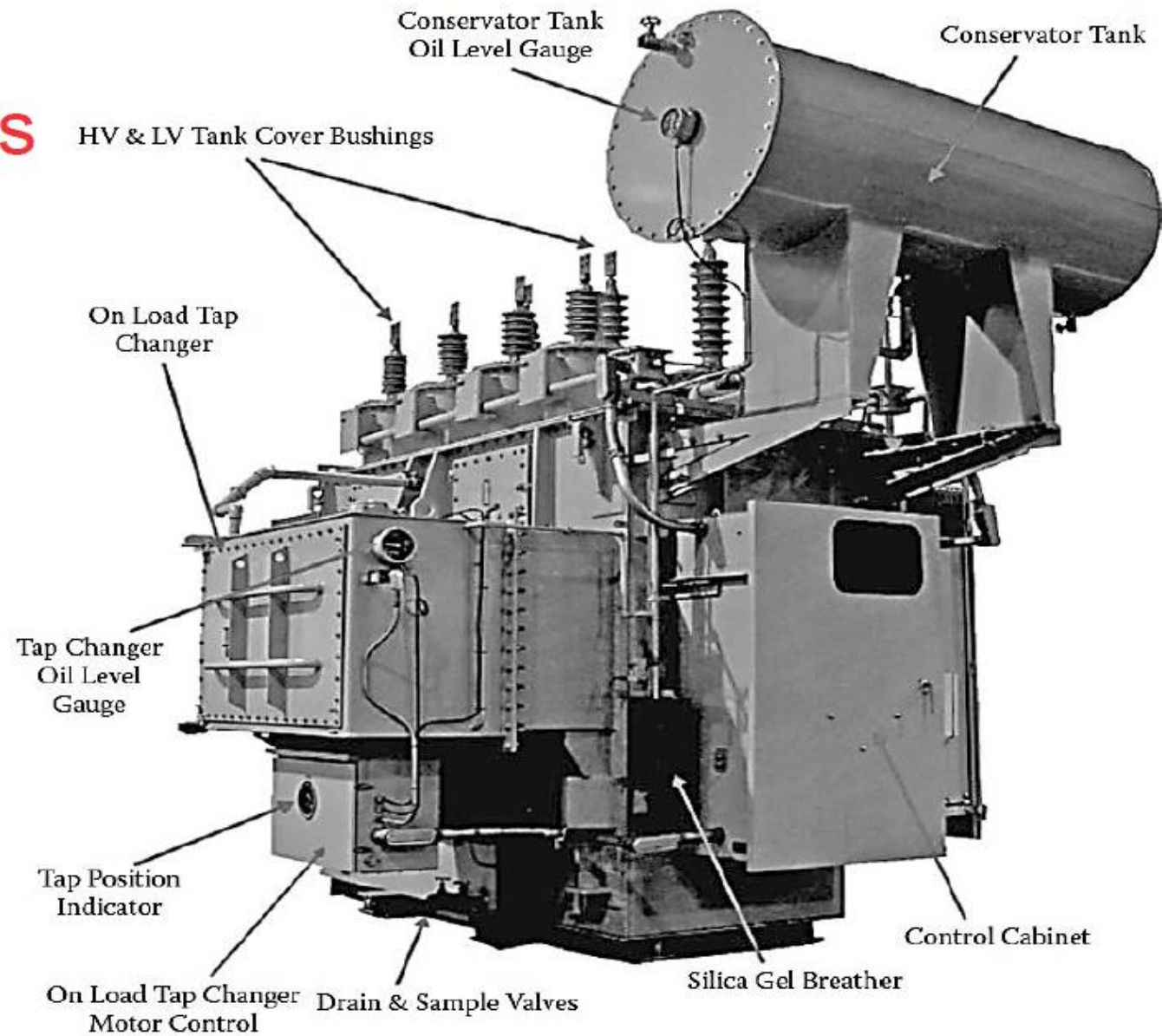
TRANSFORMADORES DE TRANSMISIÓN Y DISTRIBUCIÓN



TRANSFORMADORES GSU DE ELEVACIÓN



Key Components



Conservator design 15/20 MVA 72kV–25kV

FALLA !!!!!







¿Por qué fallan los transformadores?

Los devanados eléctricos y el núcleo magnético en un transformador están sujetos a una serie de fuerzas diferentes durante la operación:

- **Expansión y contracción debido al ciclo térmico.**
- **Vibración**
- **Calentamiento local debido al flujo magnético.**
- **Fuerzas de impacto debido a corrientes de falla atravesantes**
- **Calentamiento excesivo debido a sobrecarga o refrigeración inadecuada**



Costos y otros factores a considerar

- **Costo de reparar daños**
- **Costo de pérdida de producción**
- **Efectos adversos en el equilibrio del sistema.**
- **La propagación de daños a equipos adyacentes**
- **El período de indisponibilidad del equipo dañado.**



¿Qué falla en los transformadores?

➤ Bobinados

✓ Deterioro del aislamiento por:

- Humedad
- Sobrecalentamiento
- Vibración
- Sobretensiones

- Estrés mecánico por fallas a través

➤ LTCs

- ✓ Mal funcionamiento del mecanismo de conmutación mecánica.
- ✓ Contactos de alta resistencia
- ✓ Sobrecalentamiento
- ✓ Contaminación del aceite aislante.



¿Qué falla en los transformadores?

➤ *Bushings*

- ✓ Envejecimiento general
- ✓ Contaminación
- ✓ Grietas
- ✓ Humedad interna



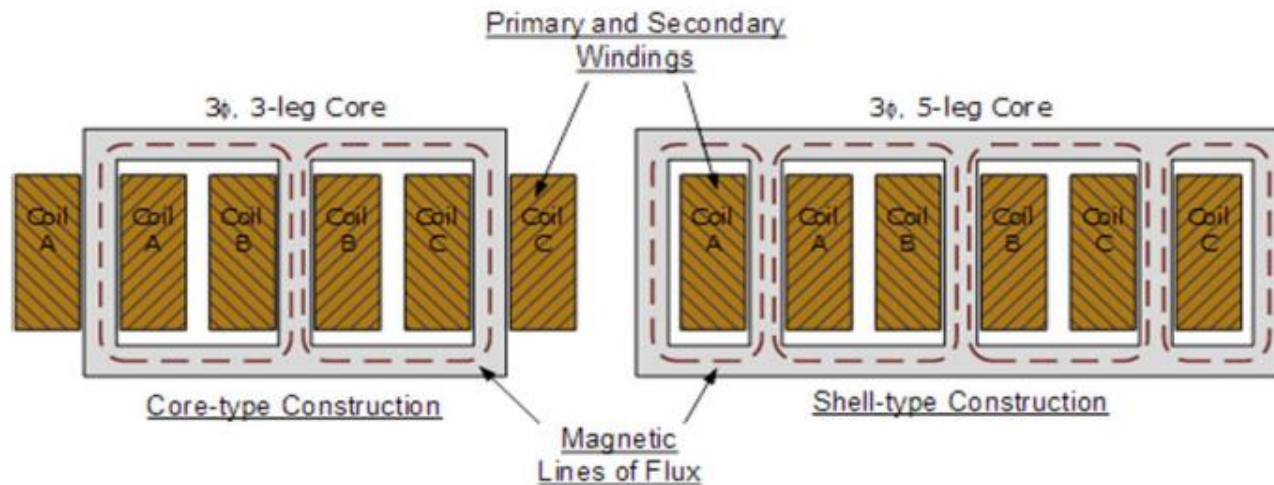
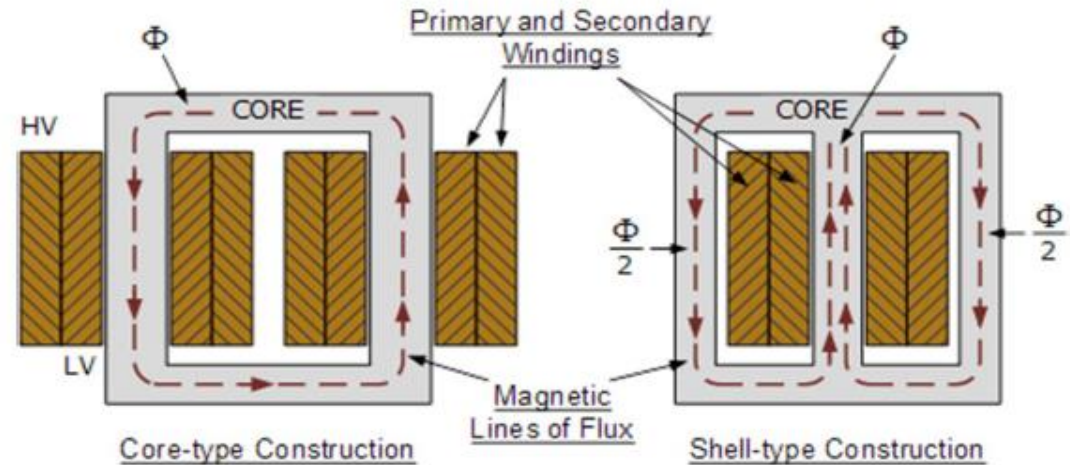
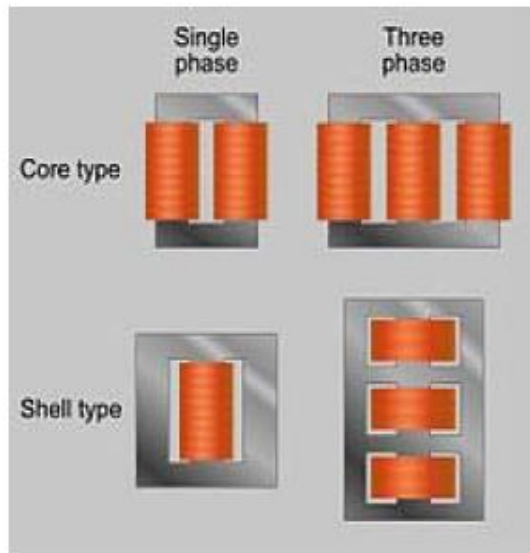
➤ *Problemas en el Núcleo*

- ✓ Fallo de aislamiento del núcleo
- ✓ Correa de tierra abierta
- ✓ laminaciones en corto

✓ Sobrecalentamiento del núcleo



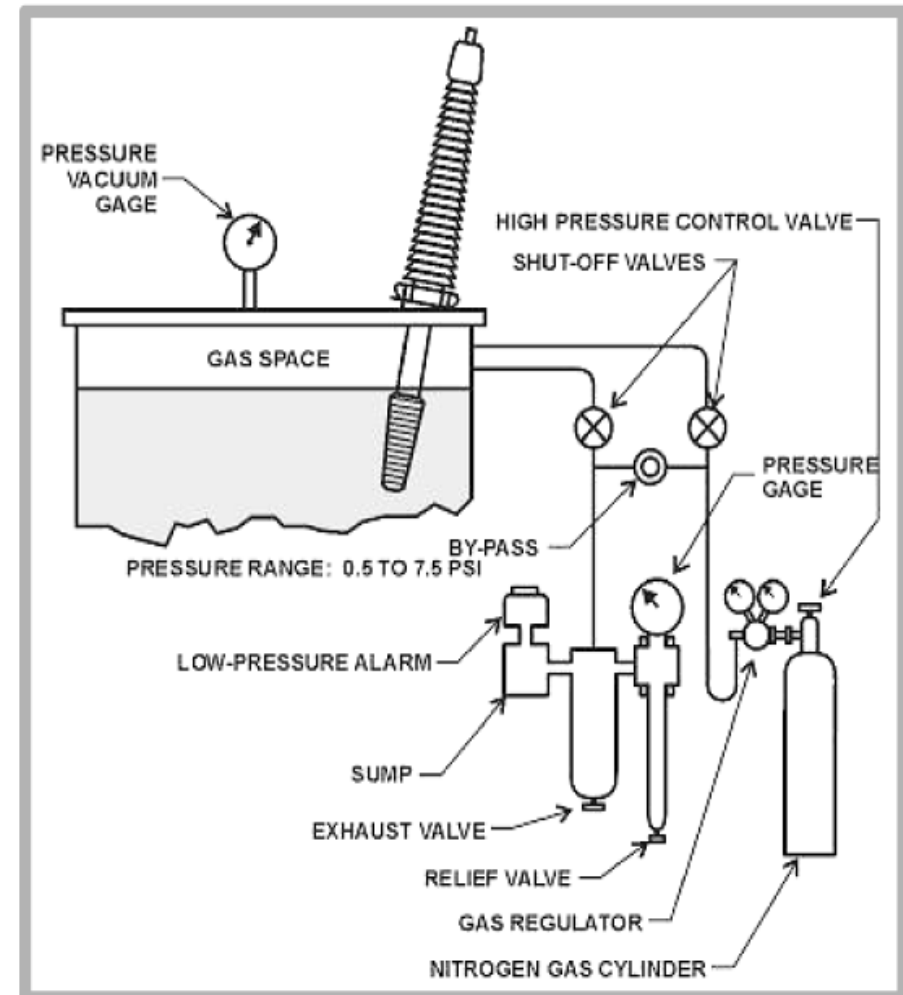
Core Construction



- La construcción tipo acorazado (Shell) es más ligera que la construcción tipo núcleo
- El tipo acorazado de 3 patas provoca un acoplamiento de secuencia cero

➤ Varios

- ✓ Problemas de CT
- ✓ Fuga de aceite
- ✓ Contaminación por aceite
 - Partículas de metal
 - Humedad



Estadísticas de fallas de transformadores

	1955- 1965		1975- 1982		1983- 1988	
	Number	% of Total	Number	% of Total	Number	% of Total
Winding failures	134	51	615	55	144	37
Tap changer failures	49	19	231	21	85	22
Bushing failures	41	15	114	10	42	11
Terminal board failures	19	7	71	6	13	3
Core failures	7	3	24	2	4	1
Miscellaneous	12	4	72	6	101	26
Total	262	100	1127	100	389	100

Failure Statistics of Transformers: 110kV-149kV

**Table B.2—Transformer bank analysis by subcomponents for operating voltages
from 110 kV to 149 kV**

Component years (a)	Subcomponent	No. of outages	Frequency per year	Total time (h)	Mean duration (h)	Median duration (h)	Mean op. pos. (h)
9302	Bushings including CTs	93	0.0100	22 144	238.1	14.58	226.3
	Windings	31	0.0033	24 876	802.5	10.35	130.1
	On-load tap changer	187	0.0201	51 806	277.0	26.78	274.5
	Core	15	0.0016	493	32.9	1.27	32.9
	Leads	2	0.0002	17	8.6	8.56	8.6
	Cooling equipment	28	0.0030	1 590	56.8	17.61	56.8
	Auxiliary equipment	24	0.0026	6 166	256.9	18.76	256.9
	Other	162	0.0174	37 455	231.2	24.80	231.2
	All integral components	542	0.0583	144 547	266.7	22.82	225.3
	Control and protection equipment	323	0.0347	23 407	72.5	1.78	72.5
	Surge arrester	31	0.0033	3 104	100.1	14.33	100.1
	Bus	61	0.0066	14 132	231.7	1.18	231.7
	Disconnect	157	0.0169	28 664	182.6	24.00	182.6
	Circuit switcher	3	0.0003	71	23.6	4.85	23.6
	CT (free standing)	11	0.0012	1 585	144.1	4.23	144.1
	Potential devices	27	0.0029	6 971	258.2	73.95	258.2
	Motor-operated ground switch	31	0.0033	7 661	247.1	22.58	247.1
	Other	64	0.0069	1 977	30.9	2.94	30.9
	Unknown	220	0.0237	34 341	156.1	14.03	156.1
	All terminal equipment	928	0.0998	121 911	131.4	6.66	131.4

Failure Statistics of Transformers: 150kV-199kV

Table B.3—Transformer bank analysis by subcomponents for operating voltages from 150 kV to 199 kV

Component years (a)	Subcomponent	No. of outages	Frequency per year	Total time (h)	Mean duration (h)	Median duration (h)	Mean op. pos. (h)
594	Bushings including CTs	18	0.0303	11 143	619.1	4.88	619.1
	Windings	2	0.0034	6 678	3 339.2	3 339.24	3 339.2
	On-load tap changer	28	0.0471	16 109	575.3	57.76	575.3
	Core	0					
	Leads	0					
	Cooling equipment	6	0.0101	2 151	358.5	239.53	358.5
	Auxiliary equipment	18	0.0303	955	53.0	12.00	53.0
	Other	16	0.0269	12 493	780.8	248.86	780.8
	All integral components	88	0.1481	49 529	562.8	32.00	562.8
	Control and protection equipment	19	0.0320	6 439	338.9	23.90	338.9
	Surge arrester	7	0.0118	973	139.0	37.10	139.0
	Bus	4	0.0067	3	0.6	0.62	0.6
	Disconnect	26	0.0438	27 024	1 039.4	127.53	1 039.4
	Circuit switcher	0					
	CT (free standing)	1	0.0017	4 626	4 625.6	4 625.63	4 625.6
	Potential devices	8	0.0135	3 350	418.7	122.70	418.7
	Motor-operated ground switch	3	0.0051	688	229.3	104.43	229.3
	Other	1	0.0017	1	0.7	0.68	0.7
	Unknown	9	0.0152	628	69.8	0.70	69.8
	All terminal equipment	78	0.1313	43 730	560.6	28.04	560.6

Failure Statistics of Transformers: 200kV-299kV

Table B.4—Transformer bank analysis by subcomponents for operating voltages from 200 kV to 299 kV

Component years (a)	Subcomponent	No. of outages	Frequency per year	Total time (h)	Mean duration (h)	Median duration (h)	Mean op. pos. (h)
5940.0	Bushings including CTs	32	0.0054	6 283	196.3	13.83	196.3
	Windings	19	0.0032	23 225	1222.4	68.97	891.0
	On-load tap changer	90	0.0152	25 148	279.4	12.81	279.4
	Core	5	0.0008	557	111.5	30.18	111.5
	Leads	5	0.0008	140	28.0	2.58	28.0
	Cooling equipment	34	0.0057	2 187	64.3	3.64	64.3
	Auxiliary equipment	35	0.0059	9 024	257.8	9.25	257.8
	Other	90	0.0152	21 719	241.3	29.14	241.3
	All integral components	310	0.0522	88 284	284.8	16.92	264.5

	Control and protection equipment	207	0.0348	8 280	40.0	2.70	40.0
	Surge arrester	27	0.0045	1 491	55.2	23.55	55.2
	Bus	15	0.0025	282	18.8	6.13	18.8
	Disconnect	59	0.0099	14 469	245.2	31.40	245.2
	Circuit switcher	1	0.0002	3	3.2	3.23	3.2
	CT (free standing)	3	0.0005	401	133.8	68.17	133.8
	Potential devices	9	0.0015	106	11.8	8.52	11.8
	Motor-operated ground switch	6	0.0010	1 059	176.4	9.03	176.4
	Other	41	0.0069	1 224	29.9	3.45	29.9
	Unknown	120	0.0202	5 990	49.9	18.23	49.9
	All terminal equipment	488	0.0822	33 305	68.2	9.03	68.2

Analysis of Transformer Failures*

Table 1 – Number and Amounts of Losses by Year

Table 1	Total # of Losses	Total Loss	Total Property Damage	Total Business Interruption
1997	19	\$ 40,779,507	\$ 25,036,673	\$ 15,742,834
1998	25	\$ 24,932,235	\$ 24,897,114	\$ 35,121
1999	15	\$ 37,391,591	\$ 36,994,202	\$ 397,389
2000	20	\$ 150,181,779	\$ 56,858,084	\$ 93,323,695
2001	15	\$ 33,343,700	\$ 19,453,016	\$ 13,890,684
Grand Total	94	\$ 286,628,811	\$ 163,239,089	\$ 123,389,722

* Total losses in 2000 includes one claim with a business interruption portion of over \$86 million US

Table 1A – Number and Amounts of Losses by MVA and Year

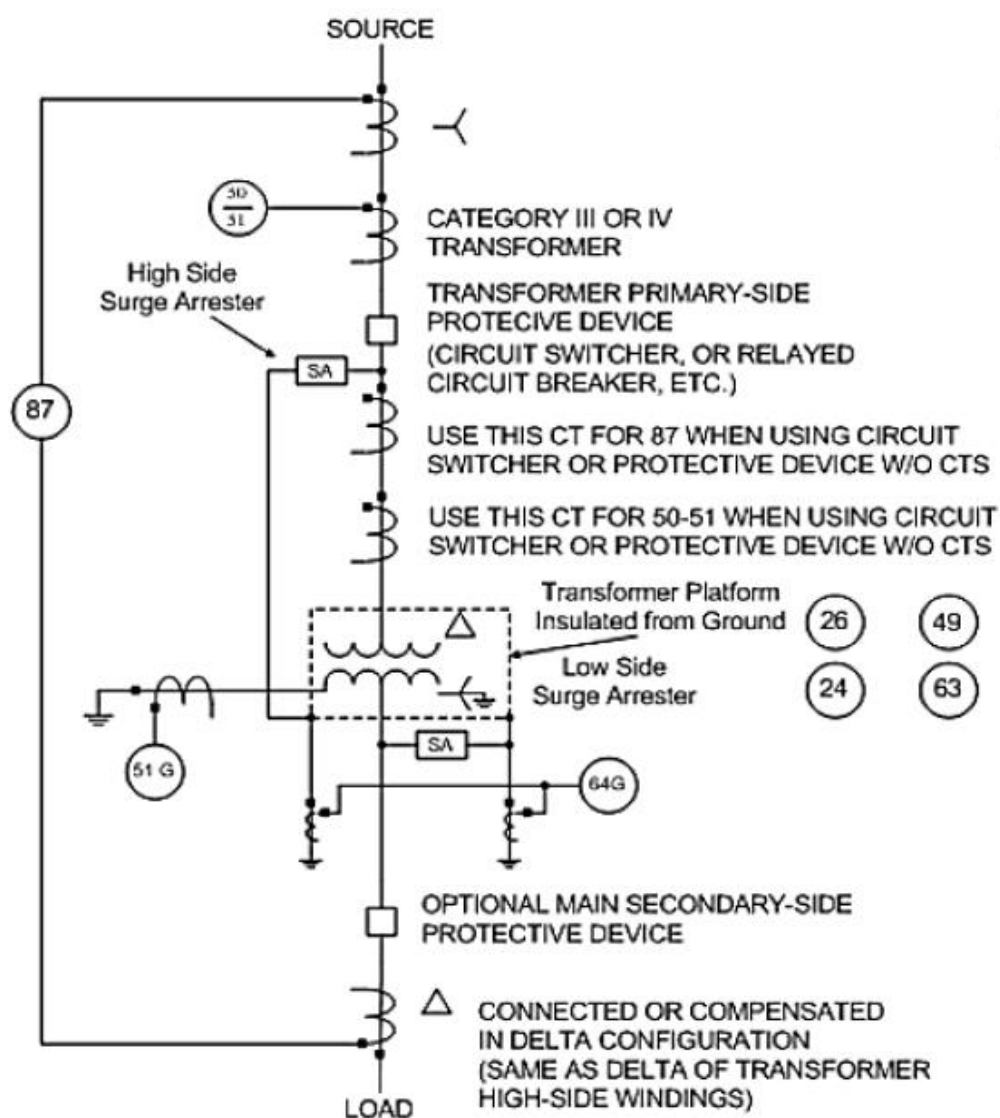
Table 1 A	Total # of Losses	Losses w/data	Total MVA reported	Total PD (with size data)	Cost /MVA
1997	19	9	2567	\$20,456,741	\$7969
1998	25	25	5685	\$24,897,114	\$4379
1999	15	13	2433	\$36,415,806	\$14967
2000	20	19	4386	\$56,354,689	\$12849
2001	15	12	2128	\$16,487,058	\$7748
Total	94	78	17,199	\$15,4611,408	

During this five year period, the average cost is \$8,990 per MVA, or about \$9 per kVA.

*Data taken from "Analysis of Transformer Failures" by William H Bartley, Presented at the International Association of Engineering Insurers 36th Annual Conference – Stockholm, 2003

ANSI / IEEE C37.91-2008

“Guide for Protective Relay Applications for Power Transformers”



87 = Phase Diff
 51G = Ground Overcurrent
 50/51 = Phase Overcurrent
 64G = Transformer Tank Ground Overcurrent
 26 = Thermal Device
 49 = Thermal Overload
 24 = Overexcitation
 63 = Gas Relay (SPR, Buchholtz)

Class III and IV Transformers
 ($\geq 5\text{MVA}$)

From IEEE C37.91, 2008

IEEE Devices used in Transformer Protection

- **24:** Overexcitation (V/Hz)
- **26:** Thermal Device
- **46:** Negative Sequence Overcurrent
- **49:** Thermal Overload
- **50:** Instantaneous Phase Overcurrent
- **50G:** Instantaneous Ground Overcurrent
- **50N:** Instantaneous Residual Overcurrent
- **50BF:** Breaker Failure
- **51G:** Ground Inverse Time Overcurrent
- **51N:** Residual Inverse Time Overcurrent
- **63:** Sudden Pressure Relay (Bucchoitz Relay)
- **64G:** Transformer Tank Ground Overcurrent
- **81U:** Underfrequency
- **87H:** Unrestrained Phase Differential
- **87T:** Transformer Phase Differential with Restraints
- **87GD:** Ground Differential (also known as “restricted earth fault”)



IEC

Generalidades

- IEC 60076-1

Especificas

- IEC 60076-2 Incremento de temperatura.
- IEC 60076-3 Niveles de aislamiento
- IEC 60076-5 Capacidad de cortocircuito.
- IEC-60076-14 Instalación en áreas clasificadas.

ANSI/IEEE

Generalidades

- IEEE C57.12.00 Requerimientos generales para transformadores.
- IEEE C57.12.01 Requerimientos generales para transformadores secos.

Especificas

- IEEE C37.91 Guía para transformadores inmersos en aceite mineral.
- IEEE C57.109 Guía para transformadores inmersos en liquido duración de las corrientes de falla.

Protección de transformadores

Deben considerar...

- Protección contra perturbaciones de origen externo

- *Sobretensiones de origen atmosférico (Rayos).*
- *Desconexiones extemporáneas.*
- *Cortocircuitos de origen diverso.*
- *Sobrecargas.*

(Detectan anomalía externa y tratan de evitar que afecte al transformador).

- Protección contra defectos internos.

- *Dieléctricos.*
- *Eléctricos.*
- *Electrodinámicos.*
- *Térmicos.*
- *Mecánicos.*

(Ante una anomalía tratan de minimizar daño)

- Detección de defectos incipientes

- *Contactos defectuosos*
- *Puntos flotantes*

(Detectar defecto incipiente para evitar su evolución)

CAUSAS DE LAS FALLAS

➤ PERFORACIÓN DE LA AISLACIÓN

La perforación de la aislación entre arrollamientos o entre arrollamiento y núcleo puede ser causada por:

- Envejecimiento de la aislación debido a al exceso de temperatura durante tiempos prolongados
- Aceite contaminado
- Descargas por efecto corona en la aislación
- Sobretensiones transitorias producidas por tormentas o maniobras en la red
- Esfuerzos en los arrollamientos debido a fallas externas con altas corrientes.

ENVEJECIMIENTO DE LA AISLACIÓN

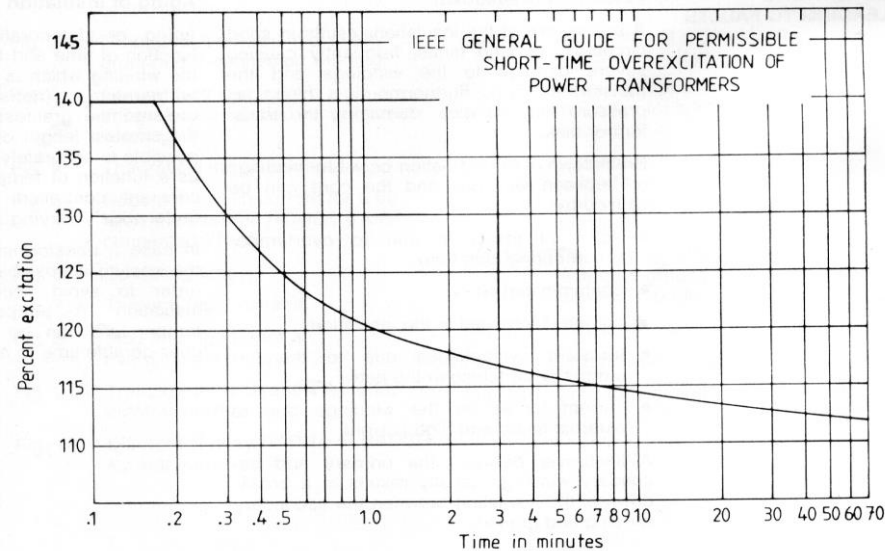
- El envejecimiento o deterioro de la aislación es una función del tiempo y la temperatura.
- No es posible predecir en forma precisa el tiempo de vida como una función de la temperatura y tiempo
- Una medida posible es mejorar el sistema de enfriamiento o reducir la carga para evitar un envejecimiento acelerado de la aislación.

SOBRECALENTAMIENTO DEBIDO A LA SOBREEXCITACIÓN

- De acuerdo a la norma IEC 76-1, los transformadores deben ser capaces de suministrar la corriente nominal para una tensión aplicada igual al 105% de la tensión nominal.
- Cuando un transformador se opera a tensiones muy elevadas o a frecuencias anormalmente bajas, su núcleo se sobreexcita.

Debe ser desconectado si la tensión es muy elevada o la frecuencia es demasiado baja.

Guía general de la IEEE para sobreexcitaciones admisibles los transformadores pueden resistir sobreexcitaciones solo por tiempos reducidos.



Sobreexcitación permisible de corto tiempo

- Las unidades transformador-generador normalmente están expuestas a condiciones de sobretensiones y subfrecuencias. Deben estar provistos luego con un relé de sobreexcitación que actúe cuando la relación entre la tensión y la frecuencia (V/Hz) se torna elevada.

CONTAMINACIÓN DEL ACEITE Y DISPERSIÓN

- Aceite: medio de aislación eléctrica y también de medio de refrigeración.
- El aceite debe cumplir con los requerimientos de la norma IEC 296.
- El testeo de la capacidad dieléctrica del aceite se realiza normalmente in-situ para obtener rápidamente un chequeo de la pureza del aceite.
- El nivel de aceite debe monitorearse; puede ocurrir una perforación de la aislación si el nivel es muy bajo.

ENFRIAMIENTO REDUCIDO

- Los sistemas de enfriamiento forzado deben estar supervisados, y debe activarse una alarma si el sistema de refrigeración se para.
- La temperatura del aceite puede ser medida en forma constante y puede tomarse acciones antes que el transformador se recaliente.

TIPOS DE FALLA Y REGÍMENES ANORMALES

Se pueden dividir en dos clases: fallas externas y fallas internas.

Tabla 1
Modelo funcional del Transformador [7,8]

Componente del Sistema	Defecto Posible	Falla y modo de Falla
Sistema Dieléctrico Aislamiento Mayor Aislamiento Menor Aislamiento de cables Pantallas electrostáticas	Envejecimiento anormal del aceite Envejecimiento anormal del papel Descargas Parciales Contenido excesivo de Agua Contaminación del aceite Contaminación de la superficie	Arqueo debido a: Envejecimiento Excesivo papel Descargas Parciales Destructivas Descargas Progresivas Descargas localizadas en superficies
Sistema Mecánico Soportes Devanados Soporte de terminales	Pérdida de sujeción en devanados Pérdida de devanado	Falla del aislamiento sólido debido a: Falla de soporte de conductores Desplazamiento de devanado (radial, axial, helicoidal)
Circuito Electromagnético Núcleo Devanados Aislamiento de la estructura Sujeción de la estructura Escudos Estáticos Circuito de aterrizamiento	Circulación de Corrientes Dispersión de Flujo Envejecimiento de laminaciones Pérdida de sujeción del núcleo Potencial Flotante Corto circuito (circuito abierto) en el circuito de puesta a tierra	Producción excesiva de gases debido a: Sobrecalentamiento General Sobrecalentamiento localizado Arqueo / Descargas de baja energía Corto-circuitos entre espiras
Circuito de corriente Terminales Conductores de devanados	Malas uniones Falsos contactos Contactos deteriorados	Corto-circuito debido a: Sobrecalentamiento localizado

➤ **Fallas externas**

Ocurren fuera del transformador.

Estas fallas incluyen:

- **Sobrecargas:**

- causan un recalentamiento del trafo, pudiendo provocar daños en forma permanente. La constante de tiempo de sobrecalentamiento es sin embargo larga, y puede tomar horas de exposición hasta que la condición se torna de seriedad.
- Una causa de sobrecarga puede ser la desigual distribución de cargas de transformadores en paralelo.

- **Sobretensión:**

- Transitorios electromagnéticos (factores climáticos). causan solicitaciones en los finales de espiras y con esto probables perforaciones. Dispositivos de descarga que están diseñados para tal propósito.
- Transitorios debido a desbalances de potencias-frecuencia (maniobras).

- Condiciones de operación en emergencia, tal como pérdida repentina de carga en una porción del sistema que causa la elevación de la tensión (causa sobreflujo en el transformador, incrementa las pérdidas en el hierro, resulta en un rápido recalentamiento del circuito de hierro del trafo, daños de la aislación de la laminación del hierro y aún de la aislación de los arrollamientos.
- **Sub-frecuencia:**
 - es provocada también por grandes perturbaciones del sistema que causan desbalances entre la generación y la carga.
 - La condición es similar a la sobretensión en que se incrementa la corriente de excitación a frecuencias bajas.
 - Usualmente la relación de tensión/frecuencia no se permite que supere 1.1 pu., el cual se denomina volt/hertz límite.
- **Cortocircuitos en el sistema externo:**
 - Fallas del sistema que son externas a la zona de protección del trafo.
 - Las elevadas corrientes de fallas externas causan también elevadas solicitudes en los arrollamientos, con su máximo en el primer ciclo. Este corto tiempo hace casi imposible proteger al trafo contra tal solicitud.
 - La estrategia de protección para tales eventos es, por lo tanto, materia de diseño del transformador.

➤ **Fallas internas**

- Son fallas que ocurren dentro de la zona de protección del trafo. Incluye fallas externas que ocurren dentro de la zona que cubren los TI's.
- En general se dividen en dos grupos: fallas incipientes y fallas activas.

Fallas incipientes: se desarrollan en forma lenta, pero que pueden evolucionar en fallas más serias si no se detecta la causa y se corrige. Pueden ser, sobrecalentamiento, sobre-flujo o sobre-presión.

- **Sobrecalentamiento**: debido a diversas condiciones como:
 - ✓ Conexión interna pobre ya sea en los circuitos eléctricos o magnéticos
 - ✓ Pérdida de refrigerante.
 - ✓ Bloqueo del flujo de refrigerante.
 - ✓ Pérdida de ventiladores o bombas de enfriamiento.
- **Sobre-flujo**: ya se discutió anteriormente.

- **Sobre-presión:** La sobrepresión en el tanque del trafo ocurre debido a la liberación de gases o productos que acompañan al calentamiento localizado debido a cualquier causa.

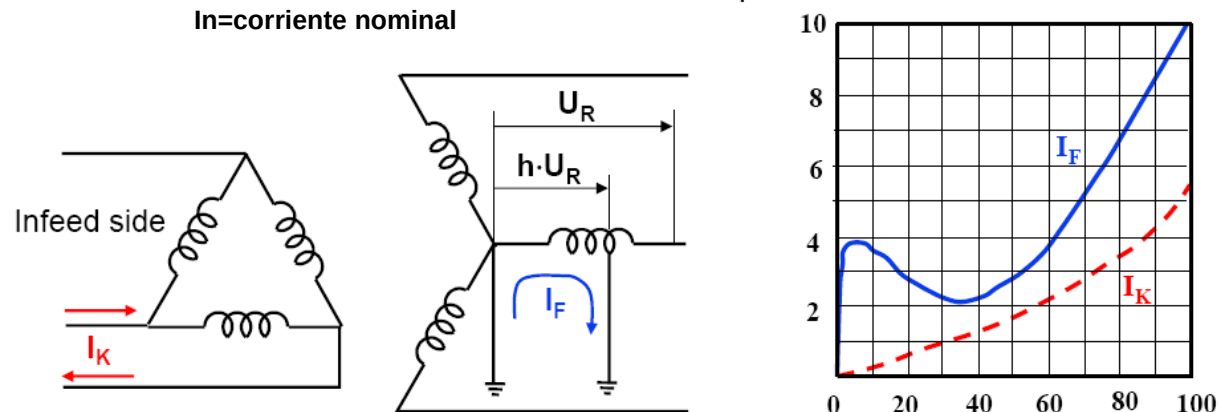
✓ falla entre espiras puede producirse en forma lenta, liberando gases en el proceso, o calentamiento local que puede originar gases, provocando un aumento de presión, el cual puede desarrollarse repentinamente o lentamente durante un largo período de tiempo.

Fallas activas: Son fallas que ocurren en forma repentina y que requieren normalmente una rápida acción del sistema de protección para desconectar el transformador del sistema de potencia y limitar su deterioro.

- Cortocircuitos en arrollamientos conectados estrella-triángulo, ya sea, puesta a tierra con impedancia, puesta a tierra directa o aislado
- Cortocircuitos en arrollamientos conectados en triángulo.
- Cortocircuitos fase-fase
- Cortocircuitos entre espiras
- Fallas del núcleo
- Fallas del tanque.

FALLAS A TIERRA EN UN ARROLLAMIENTO SECUNDARIO CONECTADO EN ESTRELLA A TIERRA SIN RESISTENCIA DE PUESTA A TIERRA

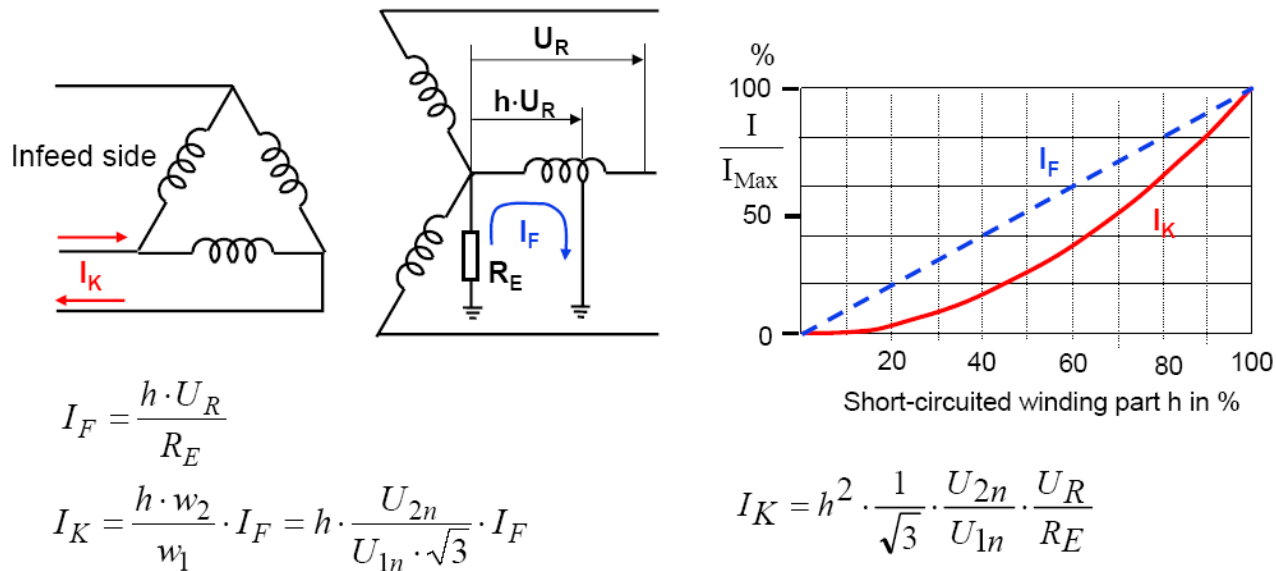
- La magnitud de la corriente de falla está determinada por la reactancia y la tensión entre el punto de falla y tierra.
- La reactancia decrece rápidamente para fallas aproximándose al neutro.
- Corriente de falla mayor para una falla cerca del neutro que para una falla a la mitad del arrollamiento.



- Corriente del primario, para una falla a tierra entre 0-40% desde el neutro es menor a $1.5 \times I_n$. Un relé de sobrecorriente del lado primario no puede detectar fallas a tierra.

FALLAS A TIERRA EN UN ARROLLAMIENTO SECUNDARIO CONECTADO EN ESTRELLA A TIERRA A TRAVÉS DE UNA ALTA IMPEDANCIA DE PUESTA A TIERRA

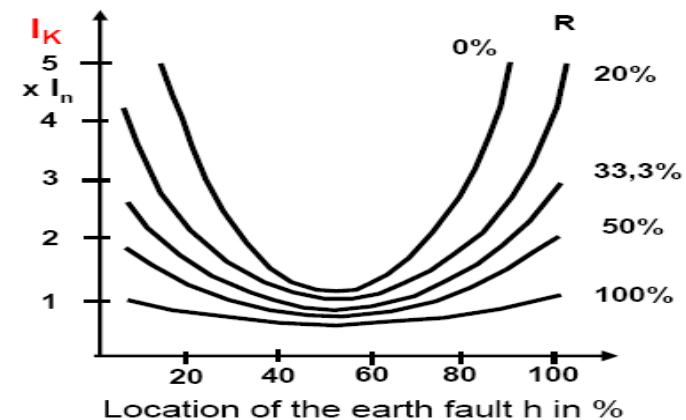
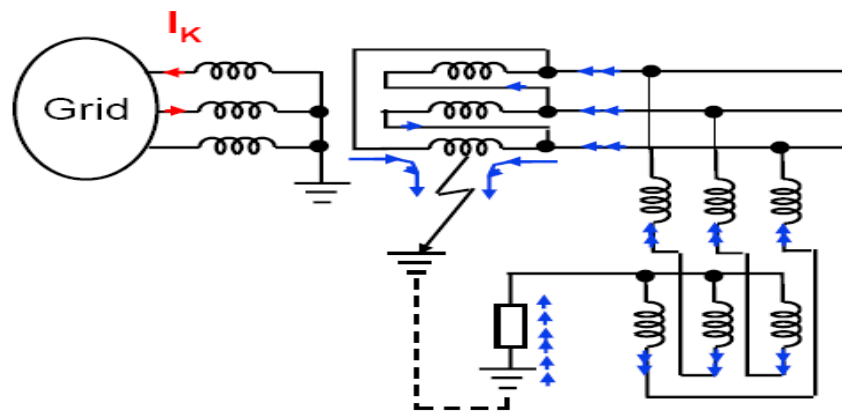
- La corriente de falla está determinada aquí por la impedancia de puesta a tierra y la ubicación de la falla. La corriente del primario es aproximadamente proporcional al cuadrado de la fracción cortocircuitada del arrollamiento.



Corriente de falla a tierra en un arrollamiento en estrella puesto a tierra a través de una impedancia alta

FALLAS A TIERRA EN UN ARROLLAMIENTO CONECTADO EN TRIÁNGULO

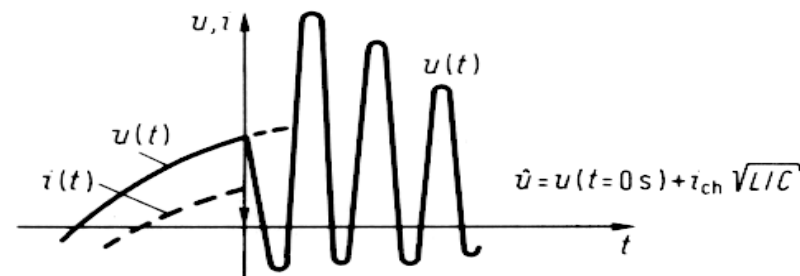
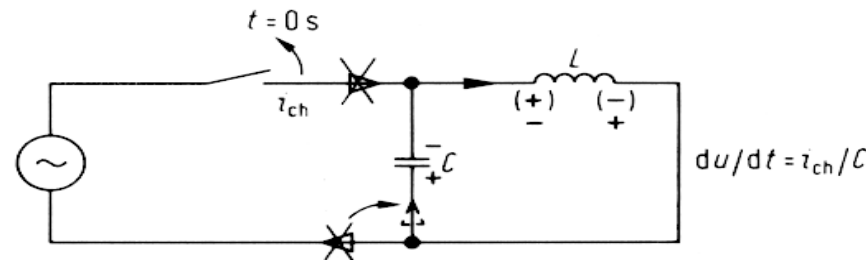
- La magnitud de la corriente de falla a tierra depende del sistema de puesta a tierra del sistema.
- La impedancia de falla de un arrollamiento conectado en triángulo es máxima para fallas en el punto medio del arrollamiento y puede llegar a ser entre 25% a 50%.
- Las corrientes de falla pueden ser, por lo tanto, iguales o menores que la corriente nominal cuando la impedancia de fuente no es despreciable.



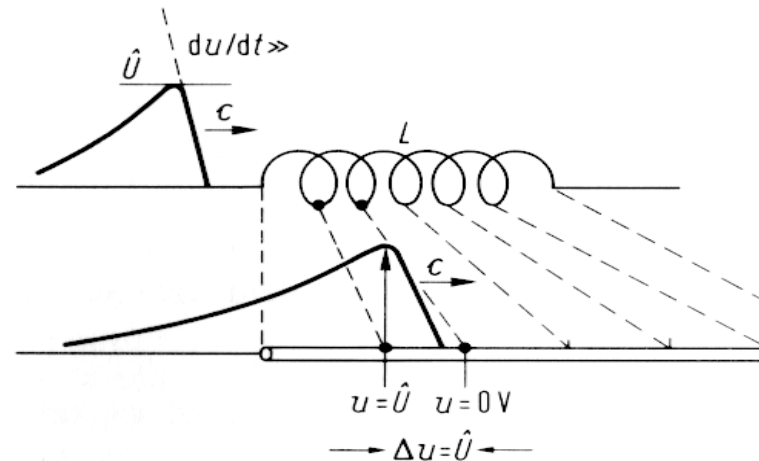
- Para fallas cerca del final de un arrollamiento, la corriente de falla alcanza el valor de la corriente de falla para una falla monofásica.

FALLAS ENTRE ESPIRAS

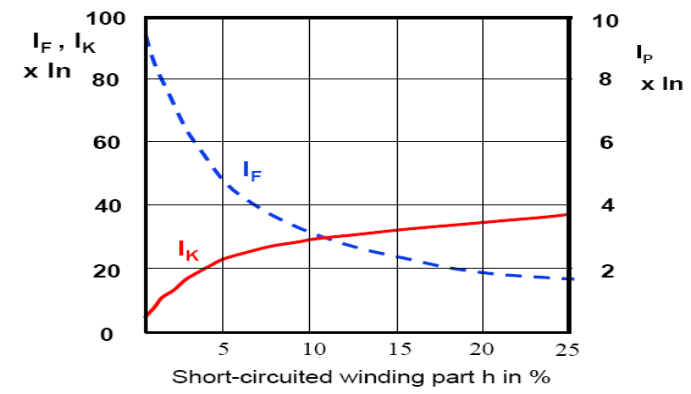
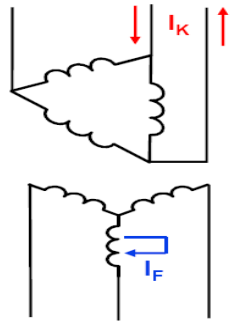
- Contacto metálico directo o descarga entre conductores dentro del mismo arrollamiento físico.
- Las fuerzas dinámicas por fallas en el sistema, pueden deteriorar la aislación y provocar una falla entre espiras (transformadores relativamente pequeños y viejos).
- Las espiras de entrada son a menudo expuestas a sobretensiones de alta velocidad de cambio: picos inductivos de sobretensión en el caso de desconexión de cargas inductivas de un trafo en vacío.



- Sobretensiones con una gran pendiente de cambio o frente de onda muy escarpado (sobretensiones atmosféricas y algunas sobretensiones de maniobra).



- Diferencia tensión longitudinal elevada y desigual a lo largo del arrollamiento que solicita fuertemente la aislación entre conductores vecinos (entre el 70% y el 80% de todas las fallas son contactos entre espiras).
- La falla puede producirse también a causa de descargas por efecto corona. La espira en cortocircuito actúa como un anillo en cortocircuito y conduce, debido a al acoplamiento de transformación entre el resto del arrollamiento y la parte den cortocircuito, a corrientes de fallas extremadamente altas. Las fuerzas resultantes pueden arrancar o aplastar el anillo.



- Las fallas entre espiras que abarcan pocas espiras son dificultosas para detectar por medio de relés de corriente, dado que las corrientes en los terminales se incrementa muy poco (la corriente de falla es igual a la corriente nominal cuando se cortocircuitan del 2% al 4% de las espiras).
- La corriente en las espiras cortocircuitadas puede llegar a 50-100 veces la corriente nominal. Eso significa recalentamiento local, presencia de arco, descomposición del aceite y liberación de gas.

FALLAS FASE-FASE

- Cortocircuitos entre fases dan lugar a corrientes elevadas, limitadas solamente por la impedancia de fuente y la impedancia de dispersión del transformador.

FALLAS EN EL NÚCLEO

- Las laminaciones del núcleo del trafo se aíslan para evitar la circulación de corrientes de Eddy, cruzando el entre-hierro entre láminas adyacentes.
- Se aíslan las sujeciones que mantienen las láminas juntas para no permitir que las mismas causen un cortocircuito magnético a lo largo de la laminación.

- Cualquier sobre-calentamiento o sobre-flujo del transformador implica la posibilidad de causar un corto magnético (paso de corrientes de Eddy incrementarán gradualmente las pérdidas en el núcleo causando sobre-calentamientos localizados).
- Esta condición no afecta mayormente a las corrientes en terminales del trafo, haciéndola difícil de detectar (normalmente por relés de gases, daño importante para acompañado por emisión de gases e incremento de la presión del tanque por arriba del nivel del aceite).

FALLAS DEL TANQUE

- En transformadores inmersos en aceite, el refrigerante primario es el flujo de aceite alrededor del núcleo y bobinas del trafo.
- Ante pérdida de aceite, sobrecalentamiento y reducción del material aislante (efecto similar por el bloqueo de la circulación del refrigerante).
- Algunos trafos son refrigerados también por ventiladores externos cuyo aire enfría al aceite circulante. Fallas de tales ventiladores también pueden causar exceso de calentamiento.

DESCARGAS EN LOS BUSHING

- Las descargas en los bushings pueden ser del tipo atmosférico u otros fenómenos de descarga, que resulte en un camino de cortocircuito hacia el tanque que está puesto a tierra.
- Tales fallas, o fallas en conexiones externas del trafo, son detectadas por algunos, sino todos, tipos de esquemas de protección del trafo.

➤ SISTEMAS DE PROTECCIÓN

- La filosofía básica de los dispositivos de protección es diferente para fallas incipientes que para fallas activas.
- Objetivos de la protección:
 - ✓ **Protección contra fallas activas:** aislación rápida del trafo fallado, así minimizar el efecto de la perturbación y también, minimizar el daño en el transformador (reparaciones largas y caras, peligro para el personal).

- ✓ **Protección contra fallas incipientes:** No requieren una rápida detección y aislación (se desarrollan en forma lenta, tiempo para la observación cuidadosa y testeo. Muchas veces estas fallas no son detectadas por los relés dedicados a las fallas activas. Esto sugiere un equipo de protección suplementario dedicado a tal fin.
- ✓ Se utiliza normalmente relés de protección rápidos y confiables. Se recomienda que la protección provoque el disparo instantáneo de todos los interruptores del transformador en caso de falla interna (protección primaria), y que también desconecte el transformador en caso de cortocircuito externo, a modo de respaldo.
- ✓ Generalmente los transformadores con depósito de aceite están equipados de la siguiente manera:
 - Transformadores con potencia nominal mayor a 5 MVA:
 - Relé detector de gas (Relé Buchholz, ver más adelante)
 - Protección contra sobrecargas (relé térmicos o sistemas de monitoreo de la temperatura)
 - Protección de sobrecorriente
 - Protección contra fallas a tierra
 - Protección diferencial (protección principal ante fallas internas)
 - Relé de presión para el compartimiento del conmutador del TAP
 - Relé de monitoreo del nivel de aceite

- Transformadores de potencia nominal menor a 5 MVA:
 - Relé detector de gas (Relé Buchholz)
 - Protección contra sobrecarga
 - Protección de sobrecorriente
 - Protección contra fallas a tierra

- Transformadores que pueden estar expuestos a sobretensiones:
 - Debe incluirse protección contra sobreexcitación

➤ OTROS TIPOS DE PROTECCIONES

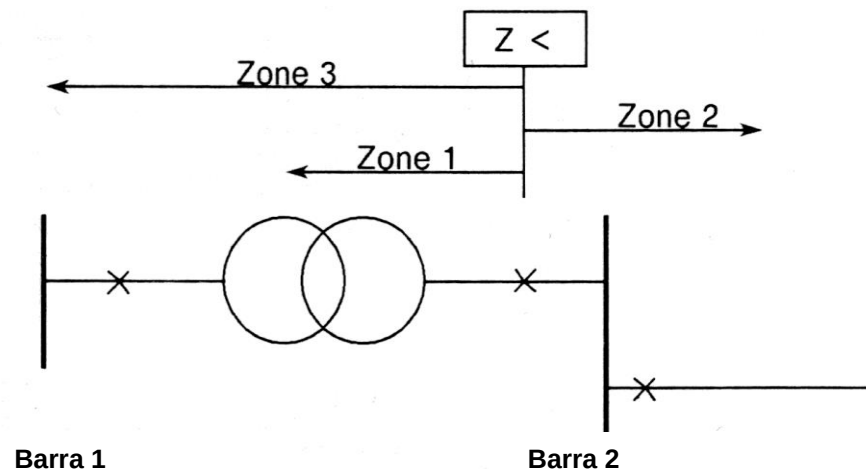
APLICACIÓN DE RELÉS DE SOBRECORRIENTE

- Su función es normalmente hacer de back up del relé diferencial y de los relés de protección del lado de carga del transformador. También pueden ser la protección principal en caso de que no se utilice protección diferencial.

- Normalmente se utilizan unidades 51 temporizadas con unidades 50 instantáneas para el caso de corrientes de cortocircuito muy elevadas.

APLICACIÓN DE RELÉS DE DISTANCIA

- A veces utilizado en lugar de los relés diferenciales como protección principal del transformador y al mismo tiempo puede actuar como protección primaria o back up de las barras.
- Alcance y la dirección de actuación de un relé de distancia ajustado en:
 - ✓ Alcance de zona 1 a 70-80% dentro del transformador
 - ✓ Alcance de zona 2 cubriendo la barra 2 en forma reversa
 - ✓ Alcance de zona 3 a través del transformador cubriendo la barra 3



Transformador protegido por un relé de distancia

PROTECCIÓN DIFERENCIAL

Introducción

La protección diferencial es 100 % selectiva y opera solo para faltas dentro de su zona protegida. El límite de la zona protegida está definida por la ubicación de los transformadores de corriente. Además, no precisa coordinar con otras protecciones, debido a esto, la operación es instantánea. Por lo cual, la protección diferencial es adecuada para protección principal.

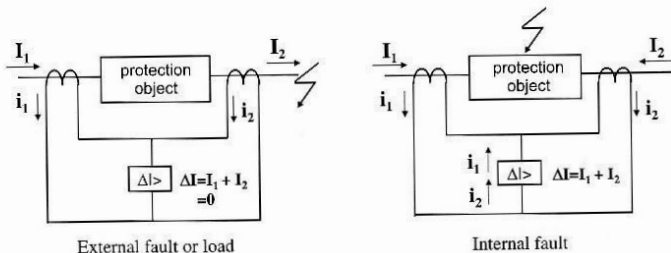
La protección diferencial se basa en la comparación de corrientes. Para mantener la estabilidad frente a faltas externas, para lo cual se precisa dimensionar en forma adecuada y ajustarse la relación de los transformadores de corriente. Debido a los costos, la protección diferencial debe tolerar la saturación de los transformadores de corriente.

Principio de operación

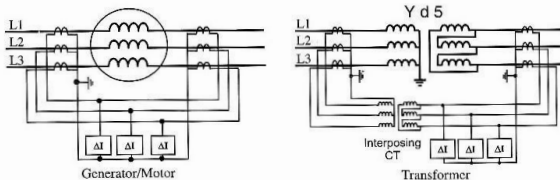
La protección diferencial de corriente compara los valores medidos de corriente en magnitud y ángulo. Esto es posible por comparación de valores instantáneos como por comparación de fasores.

En cada caso la medida se basa en la ley de Kirchoff, la suma vectorial de las corrientes entrando o saliendo de un nodo debe ser cero en todo instante.

Es la forma más simple y común de aplicación de la función diferencial. El principio de medida se muestra en la siguiente figura:



Este principio de operación se utiliza en: líneas y cables de transmisión, generadores, motores y transformadores. Cuando se utiliza esta función para proteger un transformador de potencia, se necesita corregir los ángulos y módulos de los vectores a comparar.

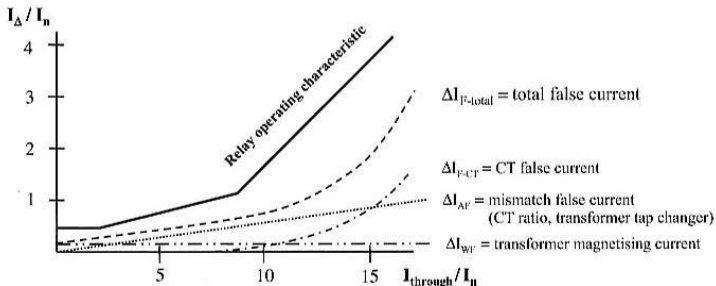


Protección diferencial por porcentaje (biased stabilized)

- En la práctica, una corriente diferencial siempre existe como resultado de los errores introducidos por los transformadores de corriente.
- Este error es proporcional a la corriente que circula por el transformador de corriente. En caso que la corriente que circule por el mismo sea una corriente de falta, el transformador de corriente puede saturar, por lo cual la corriente diferencial aumenta.
- Los reguladores bajo carga de los transformadores de potencia, también pueden causar una corriente diferencial porque la relación de transformación cambió.

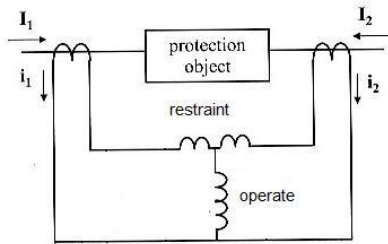
Protección diferencial por porcentaje (biased stabilized)

En la siguiente figura se muestra la corriente diferencial (I_{Δ}), en relación a la corriente a través del equipo protegido ($I_{through}$), durante la operación normal (carga) o faltas externas.



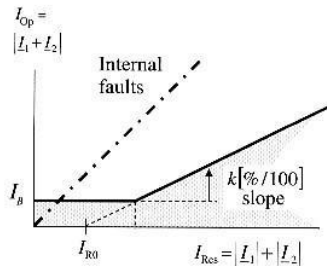
False differential current during load and external faults with adapted relay characteristic

Para que opere correctamente, la corriente de operación debe aumentar cuando la corriente que circula por el equipo protegido aumenta. Esto proporciona sensibilidad para corriente de faltas pequeñas, y estabilidad para corrientes de carga grandes o cuando se saturan los transformadores de corriente.



La estabilidad se proporciona con la siguiente corriente de restricción:
 $I_{res} = |I_1| + |I_2|$, que corresponde a la suma de las corrientes. La corriente de operación es: $I_{Op} = |I_1 - I_2|$, que corresponde a la diferencia entre las corrientes.

En la siguiente figura se muestra la característica de operación:



- ① $|I_1 + I_2| > k(|I_1| + |I_2| - I_{R0})$
- ② $|I_1 + I_2| > I_b$

Criterio de operación: $I_{Op} > kI_{res} \Rightarrow |I_1 + I_2| > k(|I_1| + |I_2|)$.

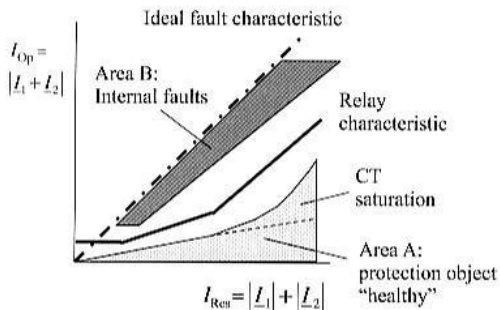
En la protección diferencial se pueden distinguir dos zonas:

Zona A: Equipo protegido sin falta Idealmente, no hay corriente diferencial.

En caso de corriente de carga o en el evento de una falta externa, solo hay corriente de restricción. Los errores en los transformadores de corriente, como el regulador bajo carga generan una corriente diferencial que es proporcional a la corriente que circula por el equipo protegido. El area A se define como la zona del equipo protegido sin falta.

Zona B: Equipo protegido con falta Idealmente una falta en el equipo protegido se representa por la línea a 45° . Debido a los errores en los transformadores de corriente y la corriente de carga, la relación I_{Op}/I_{res} es menor que 1, por lo cual las falta internas aparecen por debajo de la línea a 45° .

Protección diferencial

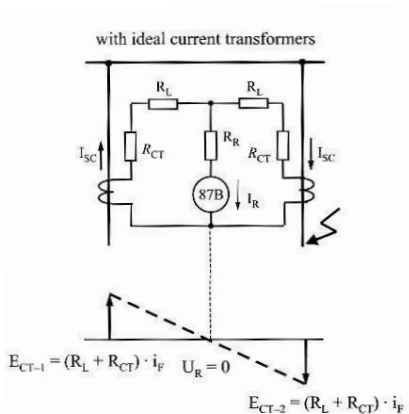


I_{Op}/I_{Res} -diagram of the differential protection

Protección diferencial

Protección diferencial de alta impedancia:

Para explicar este principio, se asume un equipo a proteger que tiene 2 corrientes.



PROTECCIÓN DIFERENCIAL DE ALTA IMPEDANCIA

Principio de operación:

Los secundarios de los transformadores de corriente se conectan como en el caso de la protección diferencial por corriente. La protección diferencial se conecta en paralelo, y se compone de una resistencia alta en serie con un relé de sobrecorriente muy sensible.

Idealmente, la tensión en la ubicación del relé es muy pequeña, para las corrientes de carga y para las faltas externas, si la resistencia secundaria del transformador de corriente R_{CT} y la resistencia del cableado R_L son iguales en ambos lados.

Todos los transformadores de corriente deben tener la misma relación.

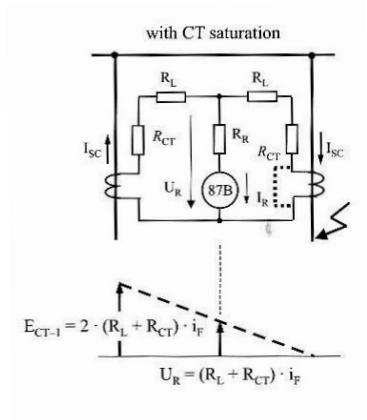
PROTECCIÓN DIFERENCIAL DE ALTA IMPEDANCIA

Estabilidad durante faltas externas:

En el caso de saturación de un transformador de corriente, el punto donde la tensión es cero se mueve. Asumiendo el peor caso, donde un transformador de corriente está completamente saturado, mientras que el otro transforma la corriente sin saturación.

El transformador saturado puede simplemente sustituirse por la resistencia secundaria interna (R_{CT}). Además, la resistencia en serie con el relé es mayor que la resistencia de los cables (R_L) y la resistencia secundaria interna del transformador de corriente (R_{CT}).

PROTECCIÓN DIFERENCIAL DE ALTA IMPEDANCIA



La tensión aplicada en la serie del relé y la resistencia es: $U_R = i_F \cdot (R_L + R_{CT})$
 $\Rightarrow$ se ajusta el relé de manera que la tensión de operación $U_{op} > U_R$.
Para calcular el ajuste se debe utilizar la corriente de falta externa i_F mayor.

PROTECCIÓN DIFERENCIAL DE ALTA IMPEDANCIA

Tensión de saturación del transformador de corriente:

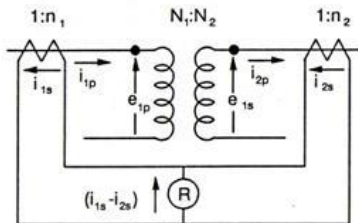
Los transformadores de corriente pueden saturar durante faltas internas, debido a la resistencia alta. Por lo cual, los transformadores de corrientes deben cumplir con ciertos requerimientos para que el relé pueda operar. Basado en la teoría, la tensión de saturación de los transformadores de corriente debe ser por lo menos 2 veces la tensión de operación ajustada, para poder operar con seguridad.

$$\Rightarrow U_{KN} \geq 2 \times U_{op}$$

PROTECCIÓN DIFERENCIAL DE TRANSFORMADOR

La protección diferencial aplicada a los transformadores de potencia suministran un disparo rápido y selectivo para faltas internas al transformador o para faltas entre el transformador de potencia y los transformadores de corriente.

La protección diferencial se aplica para transformadores de potencia superior a 1MVA y para unidades superiores a 5MVA es un standard.



Differential relay connections

PROTECCIÓN DIFERENCIAL DE TRANSFORMADOR

Además, esta protección consta de varias funciones complementarias:

- estabilidad frente a las corrientes de energización
- estabilidad frente a las corrientes de sobreexcitación
- adaptación de la relación de transformación y el ángulo

ENERGIZACIÓN

La corriente de magnetización de un transformador entra por el primario y no sale por el secundario ni el terciario, por lo que representa para el relé diferencial una condición semejante a una falta interna. En régimen normal de operación esta corriente tiene valores del 2 al 5 % de la corriente nominal del transformador.

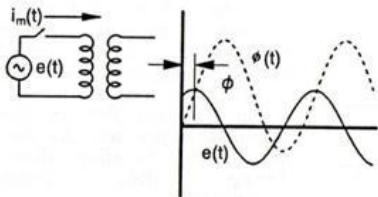
Este problema origina la aparición de armónicos, particularmente de orden 2, ya que la corriente magnetizante los contiene en alta proporción. Por lo tanto, mediante un filtro adecuado puede obtenerse una señal de restricción proporcional.

ENERGIZACIÓN

Consideramos la energización de un transformador sin carga, como se muestra en la siguiente figura. Sea la tensión de la fuente:

$$e(t) = E_{max} \cdot \cos(\omega t - \varphi)$$

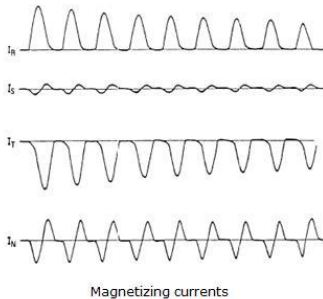
Si despreciamos las resistencias en el circuito, el flujo en el núcleo del transformador está dado por: $\phi(t) = \phi_{max} \cdot \text{sen}(\omega t - \varphi) + \phi_{max} \cdot \text{sen}\varphi$



Transformer core flux linkages upon energization at angle ϕ from maximum

ENERGIZACIÓN

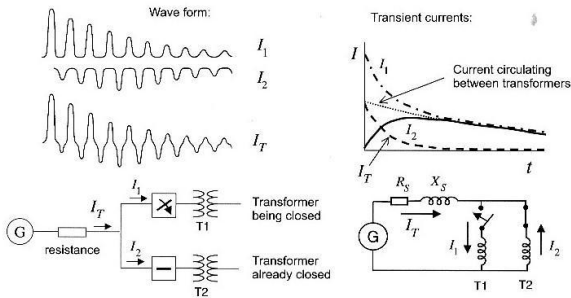
En la figura se muestra la forma de onda típica de la corriente de magnetización en cada fase y por el neutro. La corriente de magnetización tiene un contenido alto de armónicos.



ENERGIZACIÓN

Energización simpatética:

Cuando dos transformadores son conectados en paralelo, se observa que cuando se energiza el segundo opera la protección diferencial del que está en servicio. La razón de esta operación es la corriente de energización simpatética, que es resultado de la corriente de energización del transformador que se está energizando.



Sympathetic in-rush current

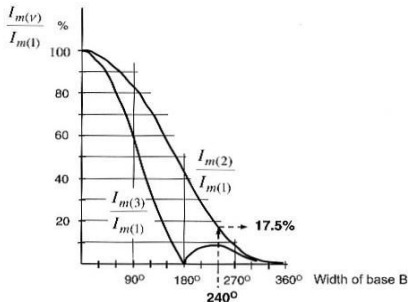
ENERGIZACIÓN

Bloqueo frente a las energizaciones

Por lo tanto, el relé diferencial debe ser capaz de discriminar entre corriente de falta interna y corriente de magnetización. Una de las técnicas más usada es la utilización de los armónicos de la corriente diferencial como base para la retención o inhibición del relé.

Este bloqueo se basa en la medida de la componente de 2do armónico con relación a la componente fundamental. Se bloquea el disparo si la relación entre: $\frac{I_{100Hz}}{I_{50Hz}}$ supera cierto valor de ajuste.

Componente de armónicos en la corriente de energización:



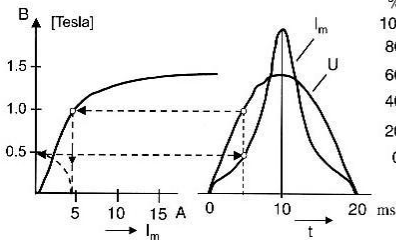
Harmonic content
of in-rush current

SOBREEXCITACIÓN

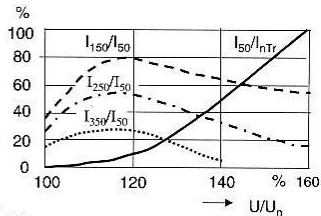
Cuando un transformador opera con sobretensiones, la corriente de magnetización se incrementa. La forma de onda de esta corriente se distorsiona a medida que el punto de trabajo es más cercano al codo de la curva de saturación del núcleo del transformador. A medida que se distorsiona, aumenta el contenido de armónicos en la corriente.

El aumento de la corriente de magnetización aparece como una corriente diferencial en la protección, provocando la operación de la protección.

Deduction of wave form



Harmonic content



Magnetising current in the event of transformer over-fluxing

SOBREEXCITACIÓN

Bloqueo por sobreexcitación

Por lo tanto, el relé diferencial debe ser capaz de discriminar entre corriente de falta interna y corriente de magnetización debido a una sobreexcitación.

Una de las técnicas más usada es la utilización de los armónicos de la corriente diferencial como base para la retención o inhibición del relé.

Este bloqueo se basa en la medida de la componente de 5to armónico con relación a la componente fundamental. Se bloquea el disparo si la relación entre: $\frac{I_{250Hz}}{I_{Hz}}$ supera cierto valor de ajuste.

Sobreexcitación

Responde al exceso de flujo; V / Hz excesivo

- $120\text{V} / 60\text{Hz} = 2 = 1\text{pu}$
- **Límites operacionales constantes**
 - ANSI C37.106 y C57.12
 - 1.05 cargado, 1.10 descargado
 - Curvas de tiempo inverso típicamente disponibles para valores superiores al nivel constante permitido
- ✓ El sobreflujo es un problema basado en tensión y frecuencia
- ✓ La protección contra sobreflujo debe basarse en tensión y frecuencia (V/Hz)
- ✓ Aunque el 5º armónico se genera durante un evento de sobreflujo, no hay correlación entre los niveles del 5º armónico y la severidad del sobreflujo
- ✓ Los aparatos (transformadores y generadores) están clasificados con curvas de resistencia y límites V/Hz- no límites de resistencia at 5to armónico



Sobreexcitación vs. Sobretensión

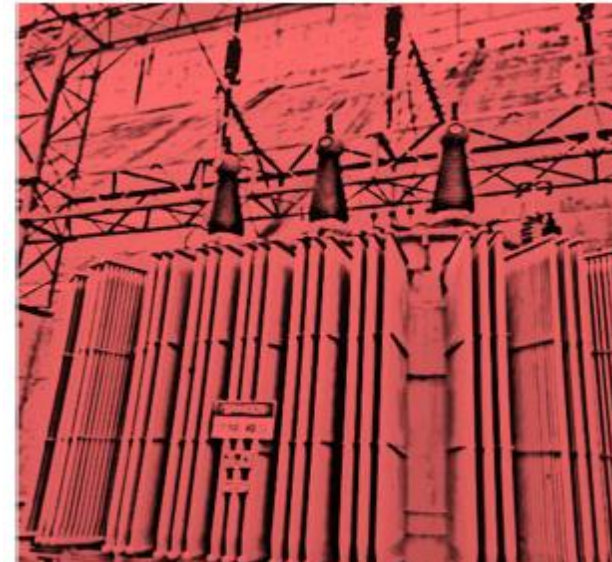
- **La protección contra sobretensiones reacciona a los límites dieléctricos.**
 - Superar esos límites y arriesgarse a perforar un agujero en el aislamiento
 - El tiempo no es negociable.

- **La protección contra sobreexcitación reacciona al exceso de flujo**
 - El exceso de flujo causa calentamiento
 - La excursión de tensión puede ser menor que los límites dieléctricos prohibidos (límite de sobretensión)
 - El tiempo no es negociable.
 - El exceso de corriente provoca un calentamiento excesivo que dañará acumulativamente el activo y, si se deja el tiempo suficiente, causará una falla catastrófica

Causas de la sobreexcitación

➤ Plantas generadoras

- Sistema de excitación fuera de control
- pérdida repentina de carga
- Problemas operativos (frecuencia reducida)
 - Arranques estáticos
 - Arranque hidroeléctrico de bombeo
 - Calentamiento del rotor



➤ Sistemas de transmisión

- Fallas de control de tensión y soporte reactivo
 - Los bancos de condensadores ON cuando deberían estar OFF
 - Reactores shunt OFF cuando deberían estar ON
 - Fallas del interruptor cercanas al extremo que resultan en un aumento de tensión en la línea
 - Efecto Ferranti
 - LTC fuera de control
 - Pérdida de carga en líneas largas (aumento de tensión por carga capacitiva)

TRANSFORMADOR TRIFÁSICO DE DOS ARROLLAMIENTOS:

La conexión de los relés diferenciales de porcentaje para transformadores de dos arrollamientos debe ser tal que garantice su operación para todas las faltas internas a la zona protegida, y su bloqueo para cualquier otra condición de operación, incluyendo faltas externas. Para ello es necesario que la corriente que llega a una de las bobinas de restricción sea igual a la que sale, para cada fase del relé.

Esto sugiere dos pasos para la conexión correcta del relé diferencial:

- compensar el desfase entre las corrientes primarias y secundarias (generalmente usando conexión en triángulo): para asegurarse que las corrientes que llegan al relé están en fase.
- ajuste de la relación: seleccionar taps en los relés para minimizar la diferencia de las corrientes que circula para la bobina de operación.

En los relés electromecánicos, se realizaba mediante la conexión de transformadores de corriente auxiliares.

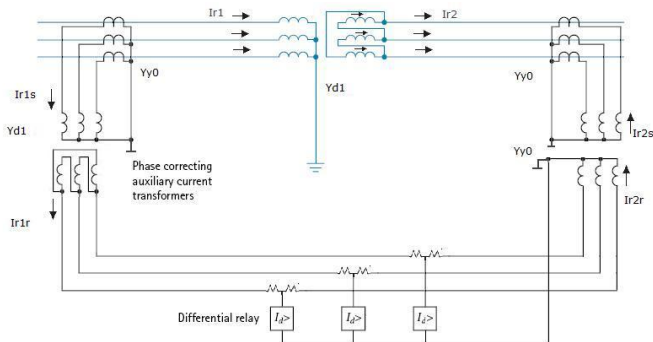
En los relés numéricos, se realiza mediante ajustes en el relé.

TRANSFORMADOR TRIFÁSICO DE DOS ARROLLAMIENTOS:

Desfasaje:

Para compensar el desfase de corrientes en transformadores Yd, se debe conectar un grupo de transformadores de corriente en triángulo y otro en estrella. Cualquiera de los dos grupos se puede conectar en triángulo, pero es recomendable conectar en triángulo el grupo de transformadores de corriente del arrollamiento en estrella.

Ejemplo de conexión:



EJEMPLO DE CONEXIÓN

Conexión de un relé para un transformador de 2 arrollamientos:

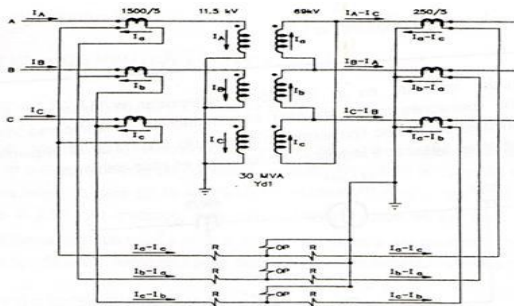
Se considera un transformador de 30MVA, 11.5/69 kV, Yd1.

Determinar la relación de transformación y la conexión del los transformadores de corriente requeridos para ajustar el relé diferencial.

Deben utilizarse transformadores de corriente con relaciones normalizadas.

Se utiliza un relé diferencial de porcentaje, y los taps de corriente disponibles son: 5.0 / (5.0 - 5.5 - 6.0 - 6.6 - 7.3 - 8.0 - 9.0 - 10.0)A.

La figura muestra el esquema trifásico de conexiones. Se muestran que las corrientes de restricción del lado estrella y del triángulo están en fase.



EJEMPLO DE CONEXIÓN

Las corrientes nominales de carga de cada arrollamiento son:

- $I_{carga}(69kV) = \frac{30MVA}{\sqrt{3} \cdot 69kV} = 251A$
- $I_{carga}(11,5kV) = \frac{30MVA}{\sqrt{3} \cdot 11,5kV} = 1506A$

La relación de transformación son: del lado de 11.5kV: 1500/5A; y del lado de 69kV: 250/5A.

Finalmente, se eligen los taps correspondiente en el relé. Con las dos relaciones elegidas, las corrientes en los arrollamientos del relé, para las condiciones nominales, son:

- $I_{relé}(69kV) = 251 \frac{5}{250} = 5,02A$
- $I_{relé}(11,5kV) = 1506 \frac{5}{1500} = 5,02A \times \sqrt{3} = 8,69$
- $\Rightarrow$ se selecciona el tap 5/5 A del lado de 69kV y 5/9 A del lado de 11kV.

EJEMPLO DE CONEXIÓN

Determinación de la pendiente:

El ajuste de la pendiente de los relés diferenciales se lleva a cabo con el objetivo de asegurar que no habrá una operación incorrecta debido a las diferencias en las corrientes de las bobinas de restricción causado por las relaciones de los transformadores de corriente y la operación de los cambios del tap bajo condiciones de carga.

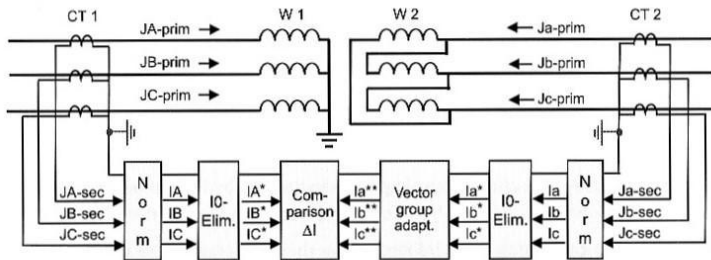
Se ajusta la pendiente y la corriente de umbral en función de la magnitud de la corriente de magnetización en condiciones normales, los errores introducidos por los transformadores de corriente y del rango de regulación bajo carga.

EJEMPLO DE CONEXIÓN

Ejemplo: Relé numéricos:

En los relés numéricos no es necesario la utilización de transformadores auxiliares para compensar la relación y desfaseaje.

La siguiente figura es un ejemplo de como se implementa en los relés numéricos:

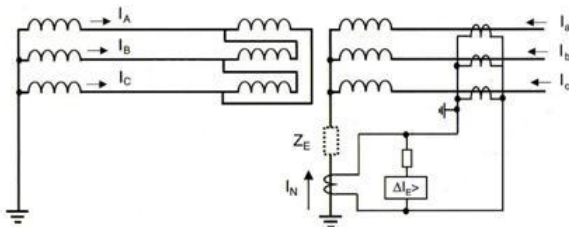


Numerical current adaptation for the comparison

PROTECCIÓN PARA FALTAS A TIERRA:

Los transformadores con neutro puesto a tierra en forma rígida o a través de una resistencia, pueden ser equipados con diferentes tipos de relés para faltas a tierra.

El relé diferencial restringido de alta impedancia para faltas a tierra, solo puede operar para faltas dentro de la zona de protección. La figura muestra la conexión de este tipo de relé para arrollamiento en estrella. El relé es sensible y confiable y se obtiene una alta velocidad de operación.



Application of the HI restricted earth-fault protection

PROTECCIÓN PARA FALTAS A TIERRA:

La corriente, que proviene de los transformadores de corriente de fase, está balanceada con la corriente que proviene del transformador de corriente conectado en el neutro.

falta interna: las corrientes de los transformadores de corriente tienen direcciones opuestas, y se produce una tensión elevada en los extremos del relé de alta impedancia. La tensión de saturación de los transformadores de corriente debe ser al menos el doble de la tensión de operación del relé.

falta externa: la corriente circula entre los transformadores de corriente. El relé es luego estable para todas las faltas externas, aún cuando uno de los transformadores de corriente saturará.

Integrated protection functions

87T

Transformer differential protection

- ☐ $\Delta I >$
- ☐ Rush-stabilised (2nd harmonic)
- ☐ Stabilised against overfluxing (5th harmonic)
- ☐ $\Delta I >>$ high set element, non-stabilised

49-1

49-2

Thermal overload protection

50/51

50HS

Time overcurrent protection (IT or DT)

87N

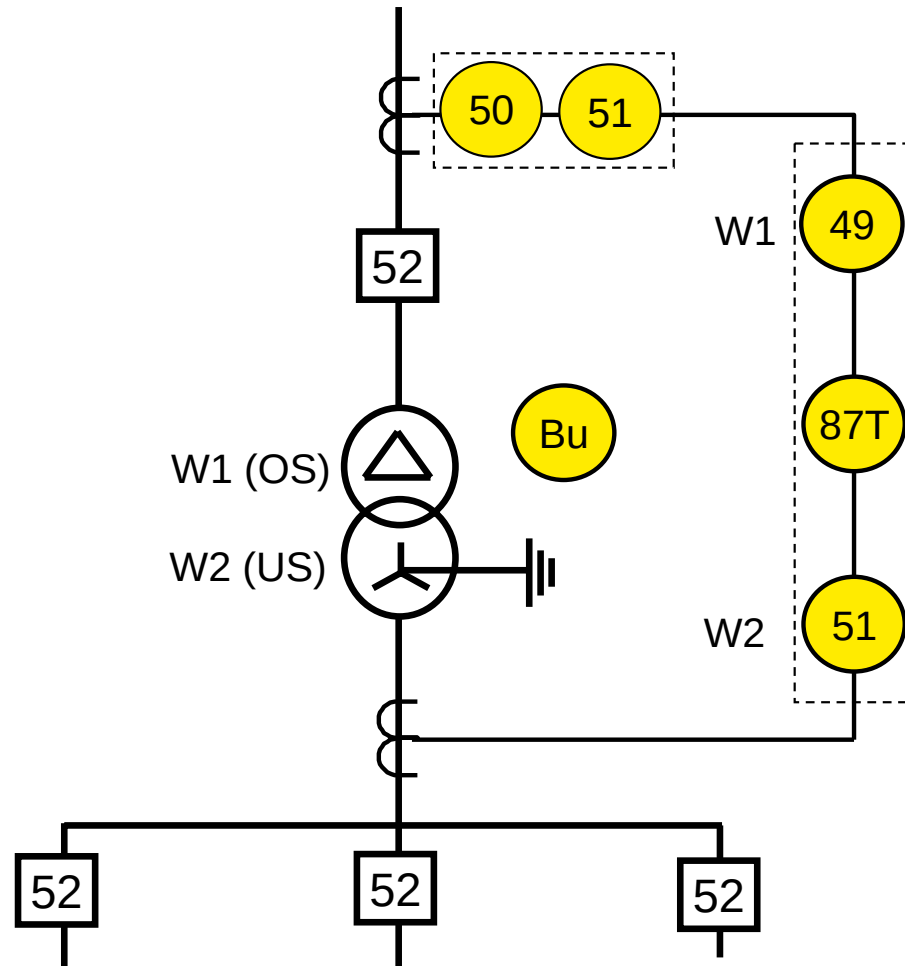
Earth current differential protection

64T

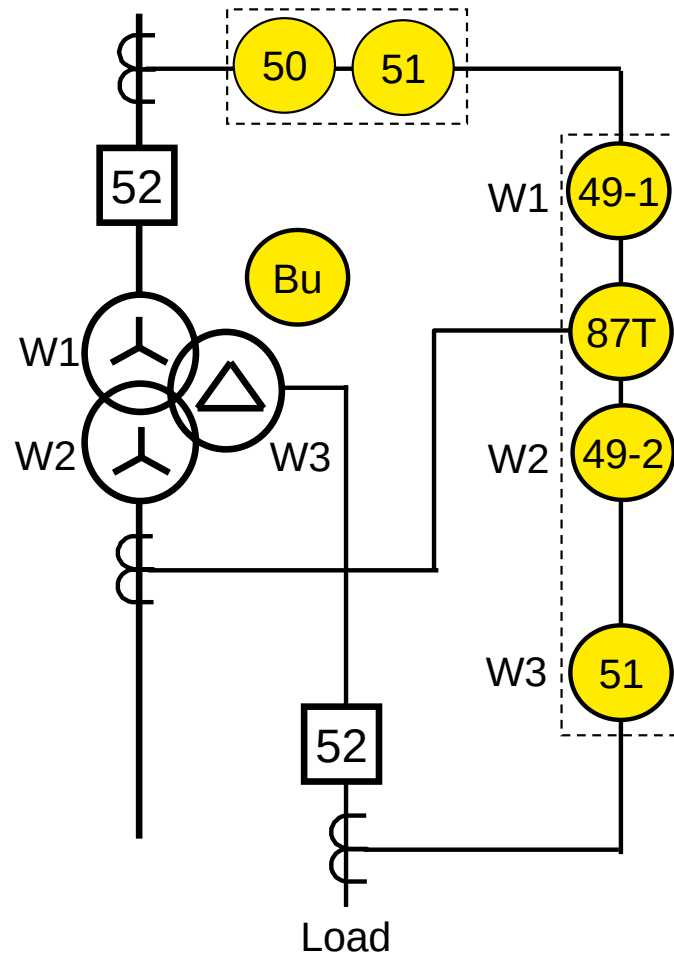
Tank protection

Application examples

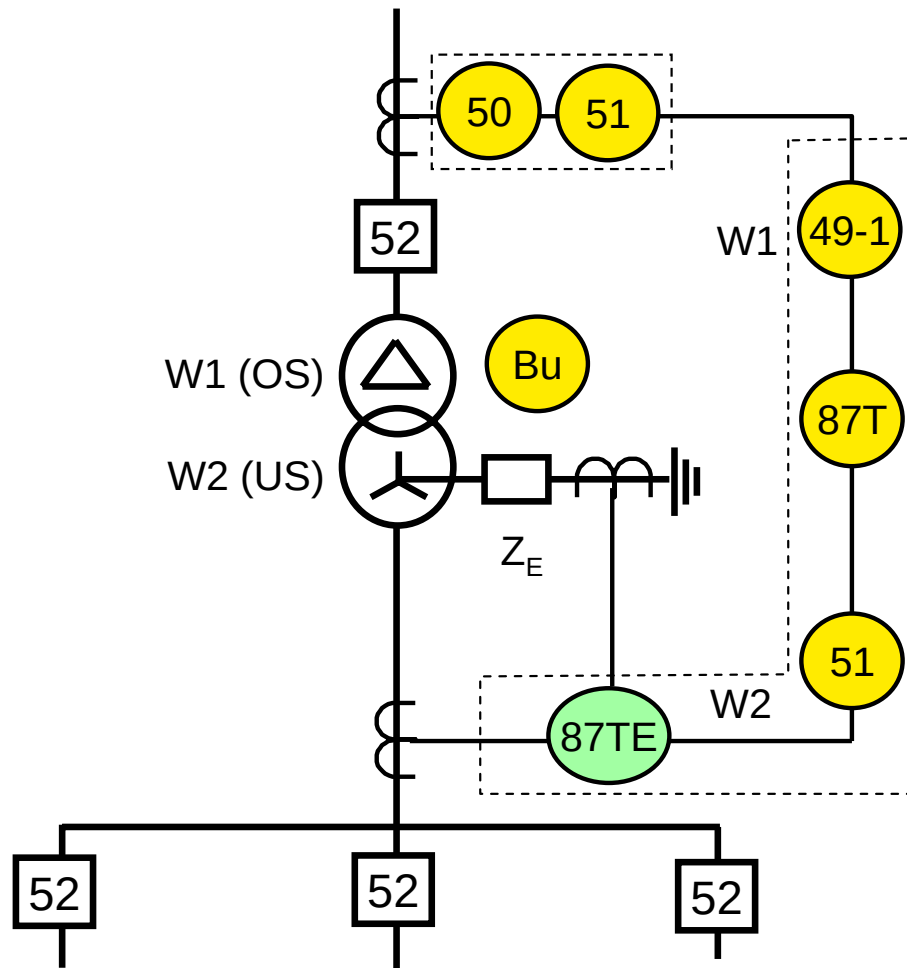
Protection of a two winding transformer



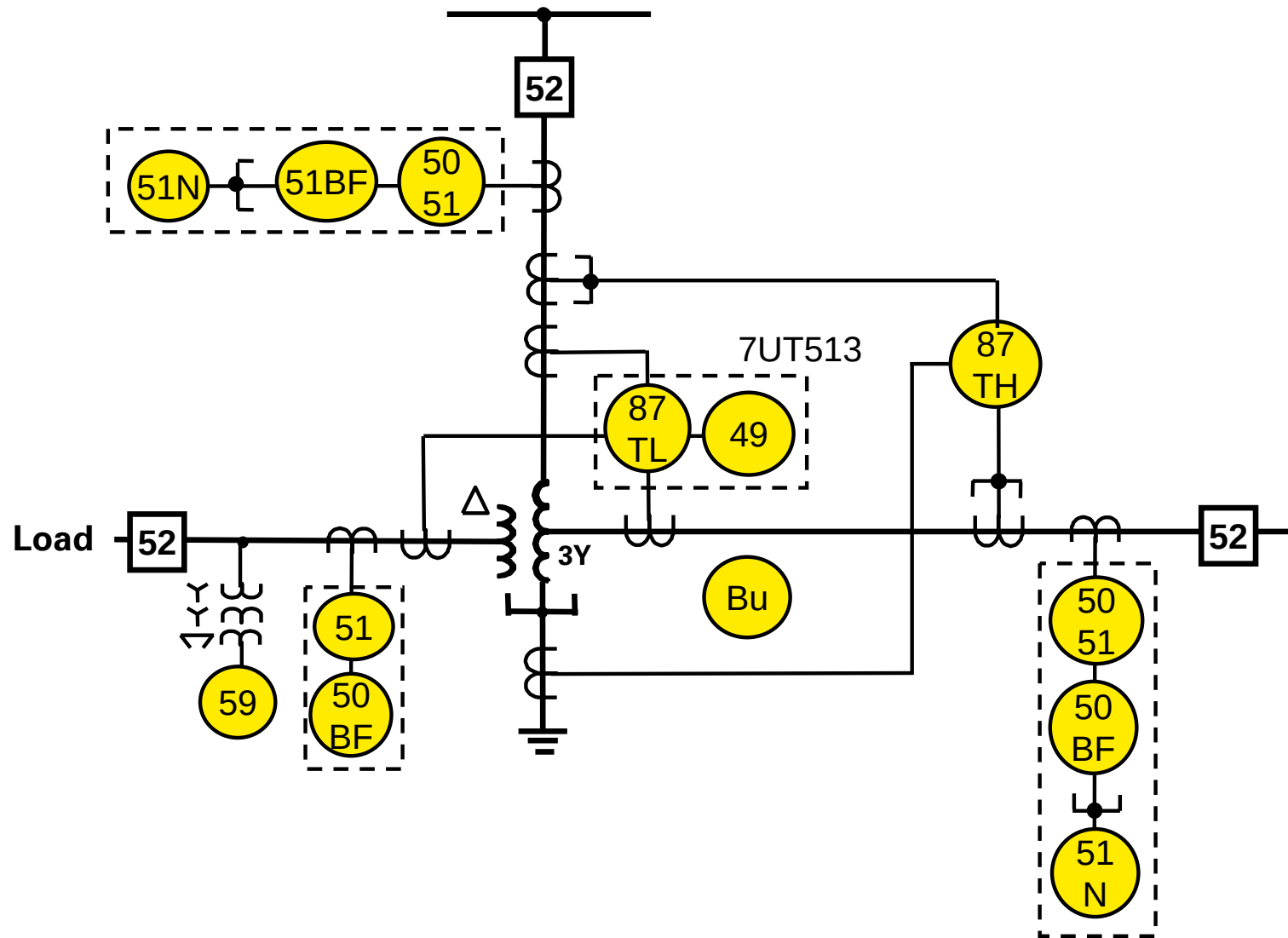
Protection of a three winding transformer



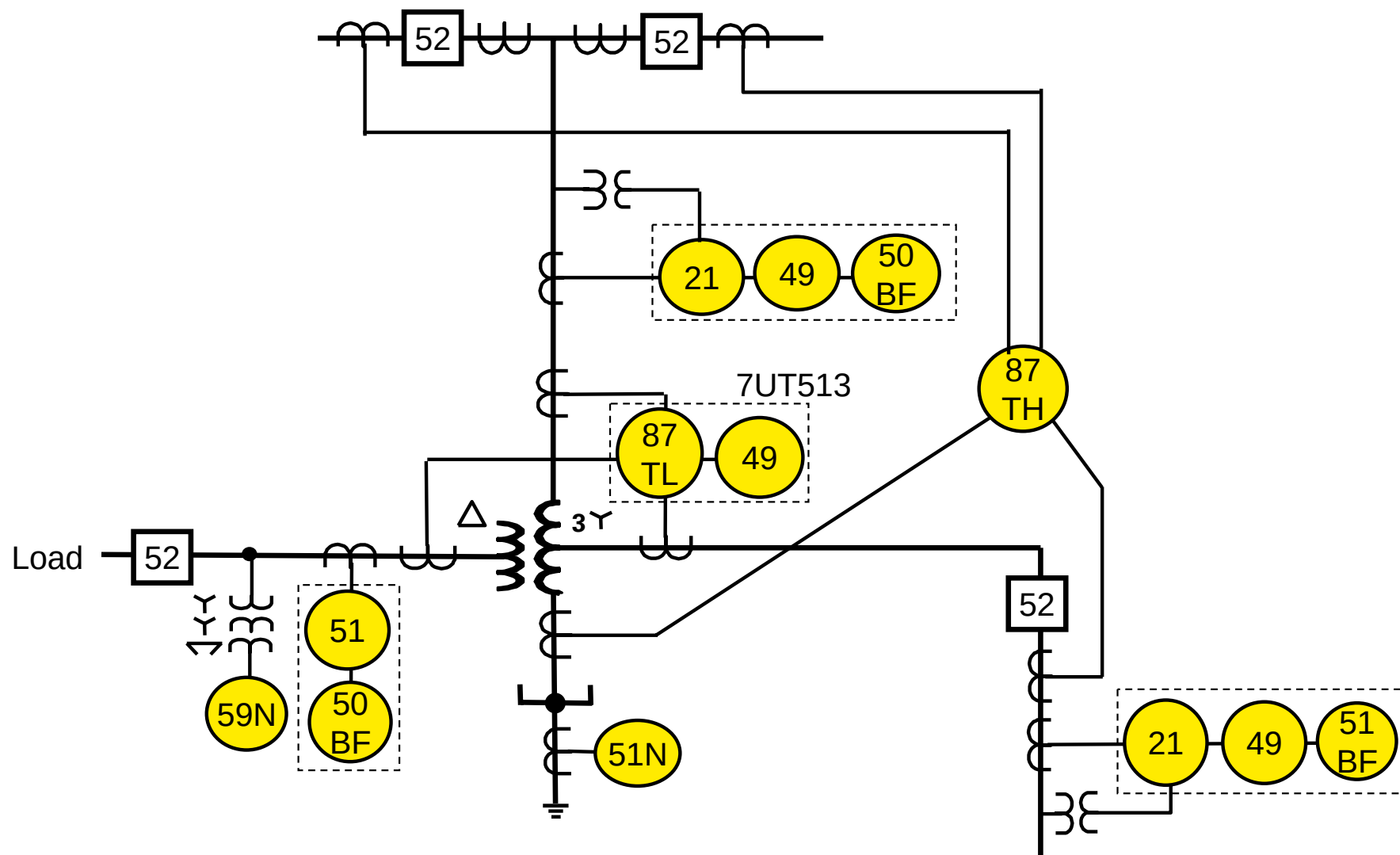
Restricted earth fault protection for a two winding transformer



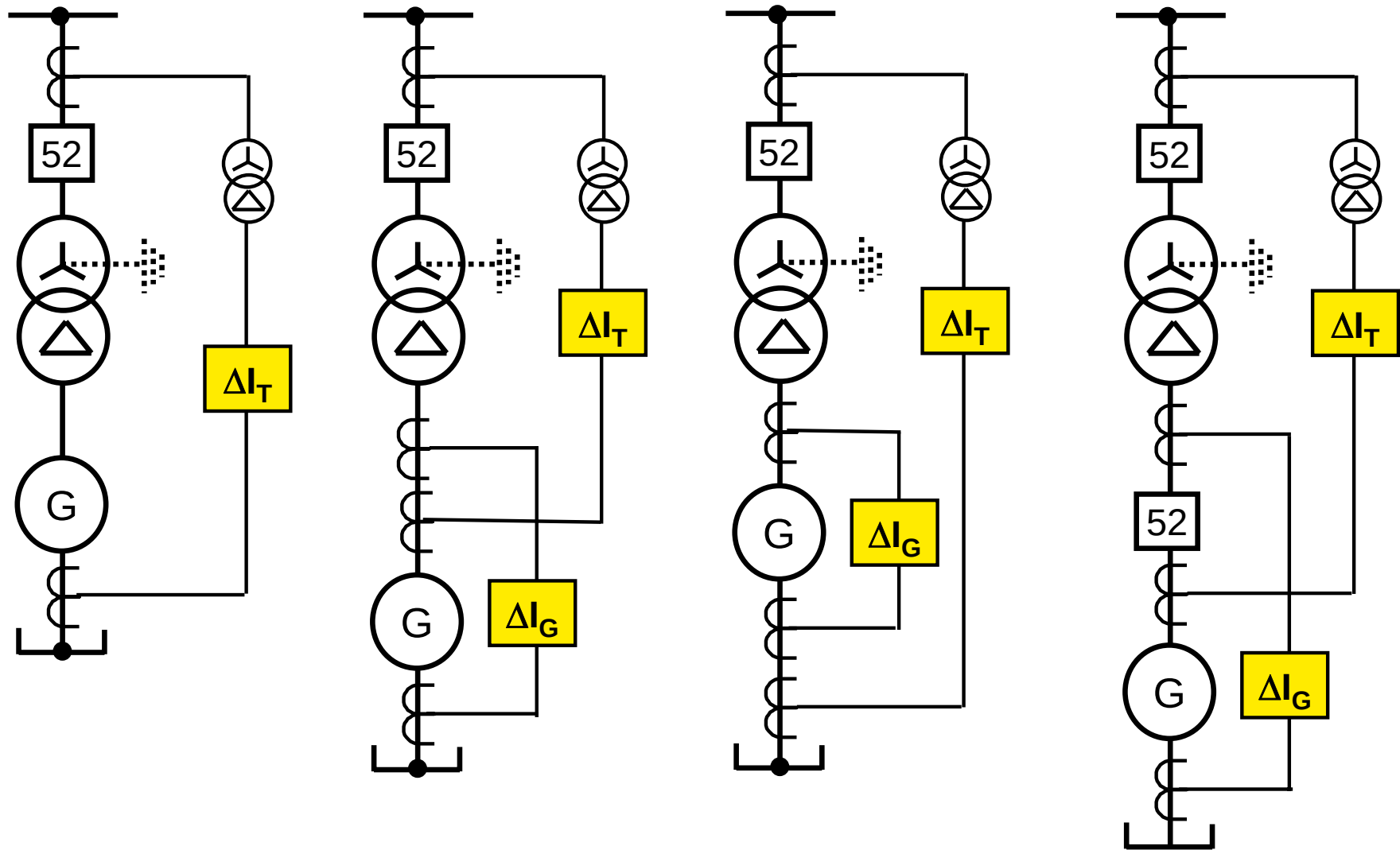
Protection of an autotransformer



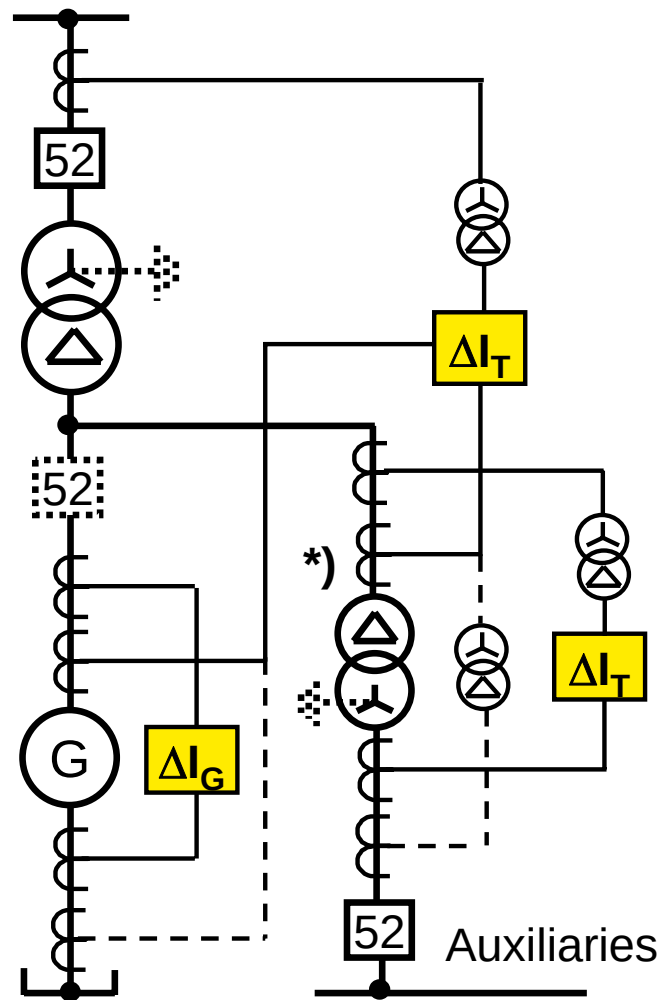
Protection of a large transformer bank



Differential protection of generation units



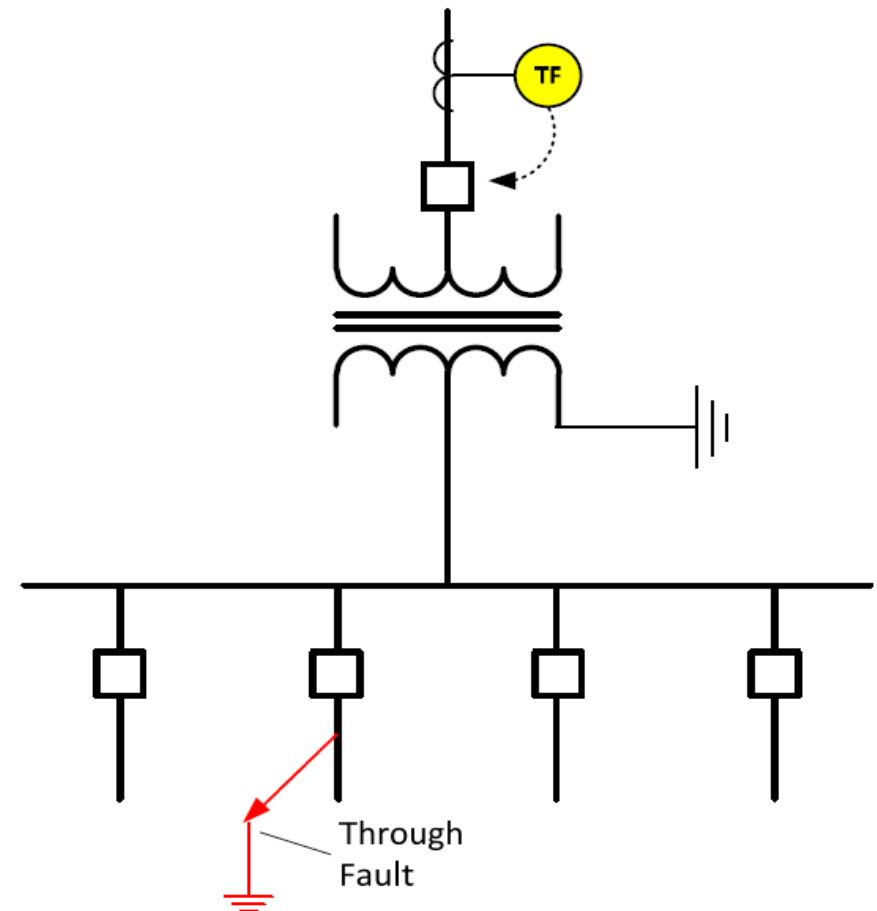
Differential protection of generation units (2)



*) same ratio as generator CTs

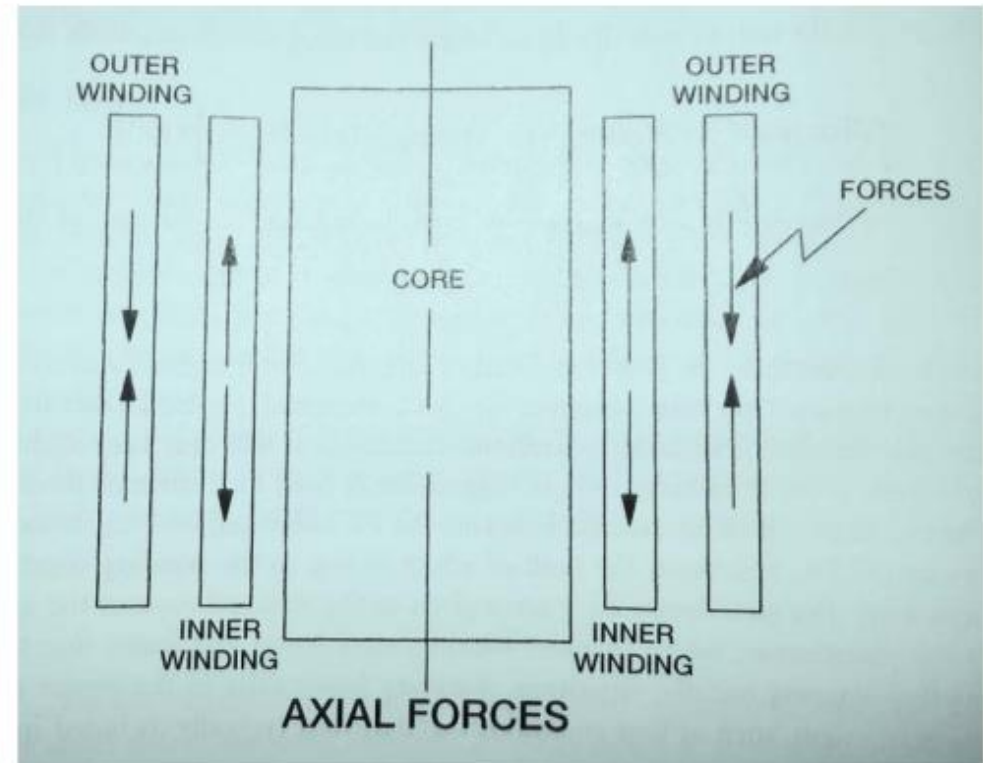
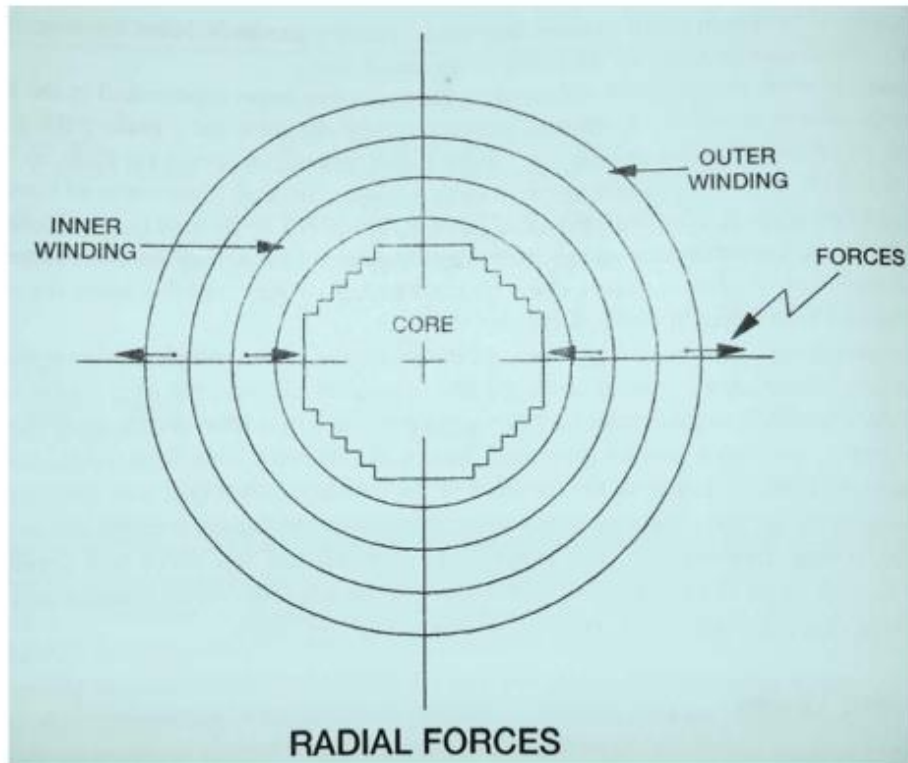
Falla a través

- Proporciona protección contra daño acumulativo por fallas a través
- Típicamente función de alarma



Falla a travesante

- Un transformador es como un motor que no gira
- Todavía hay fuerzas que actúan en él
- Por eso nos preocupamos por limitar las fallas pasantes



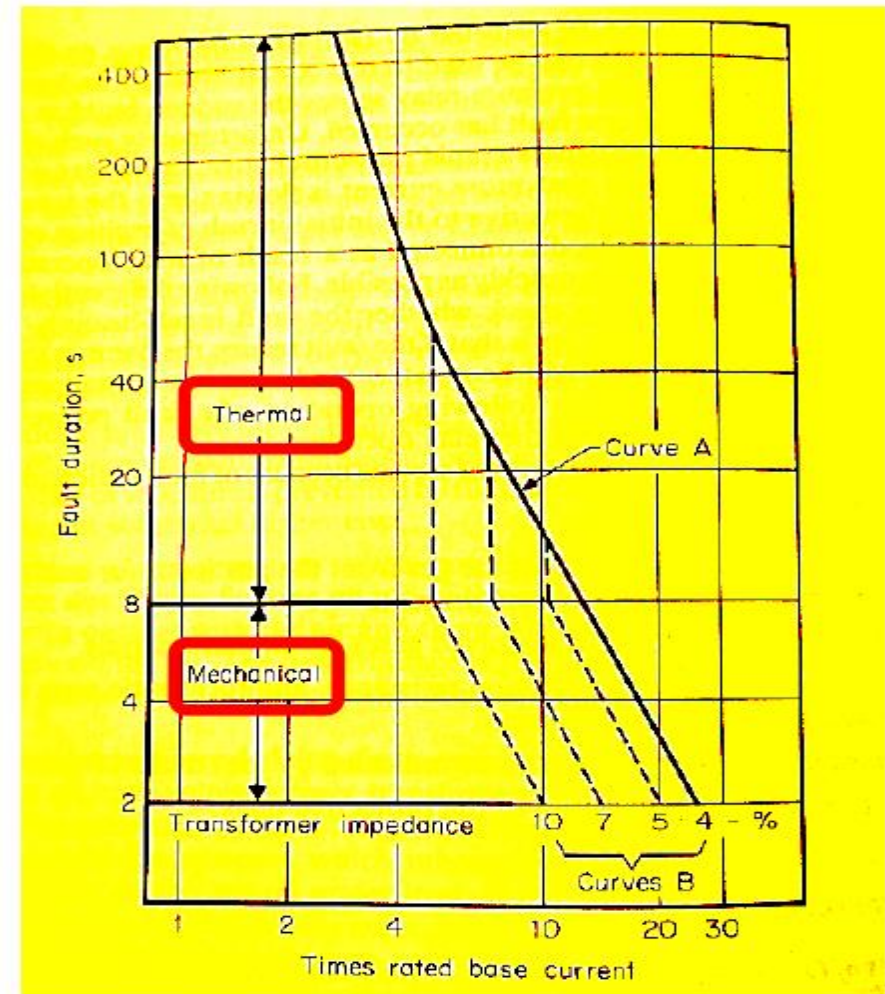
Monitoreo de fallas atravesantes

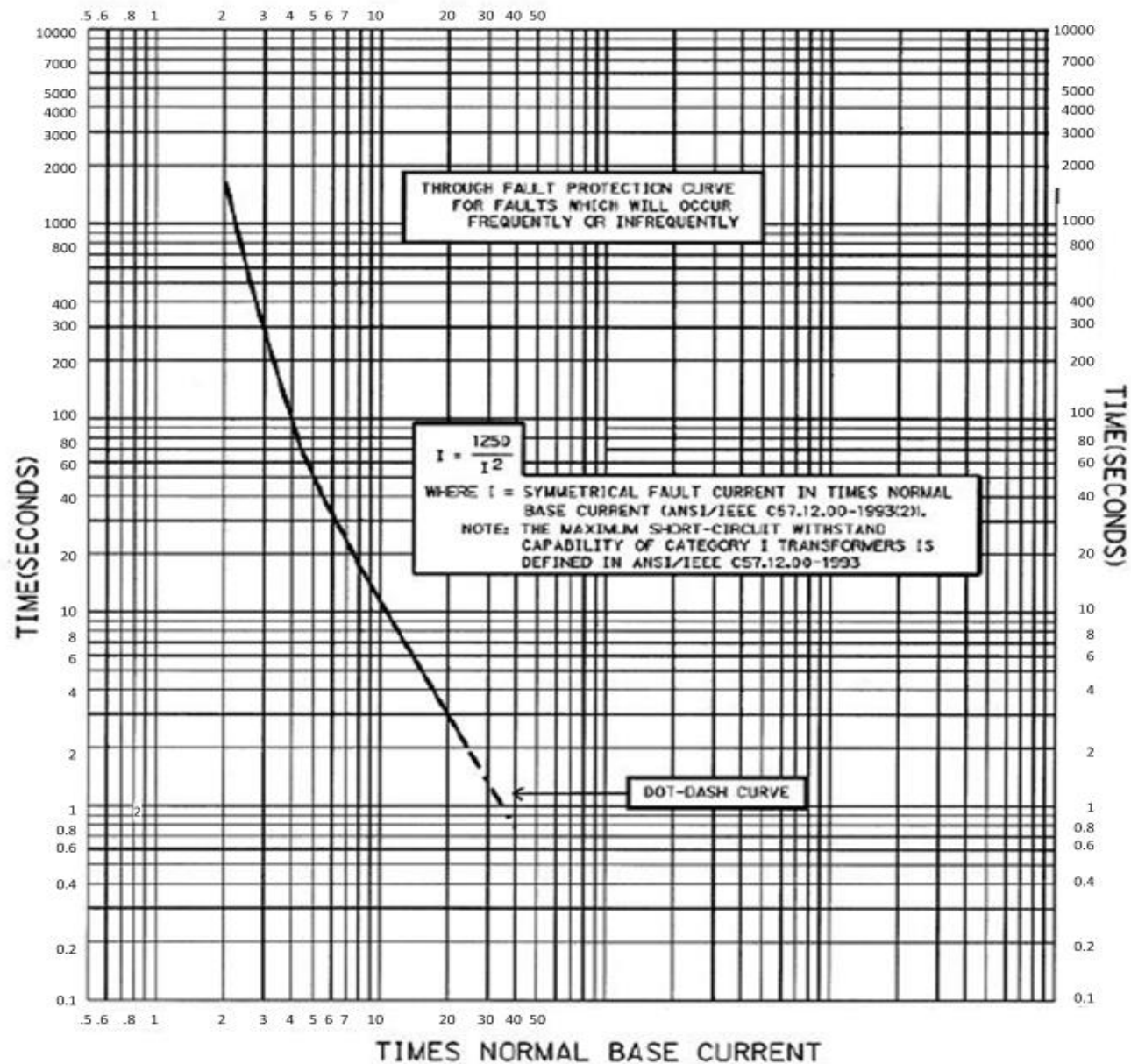
- Protección contra fallas atravesantes prolongadas y pesadas
- Categoría de transformador -IEEE Std. C57.109-1985 curvas

Category	Minimum nameplate (kVA)	
	Single-Phase	Three-Phase
I	5-500	15-500
II	501-1667	501-5000
III	1668-10,000	5001-30,000
IV	Above 10,000	Above 30,000

Mecanismos de daño por falla atravesantes

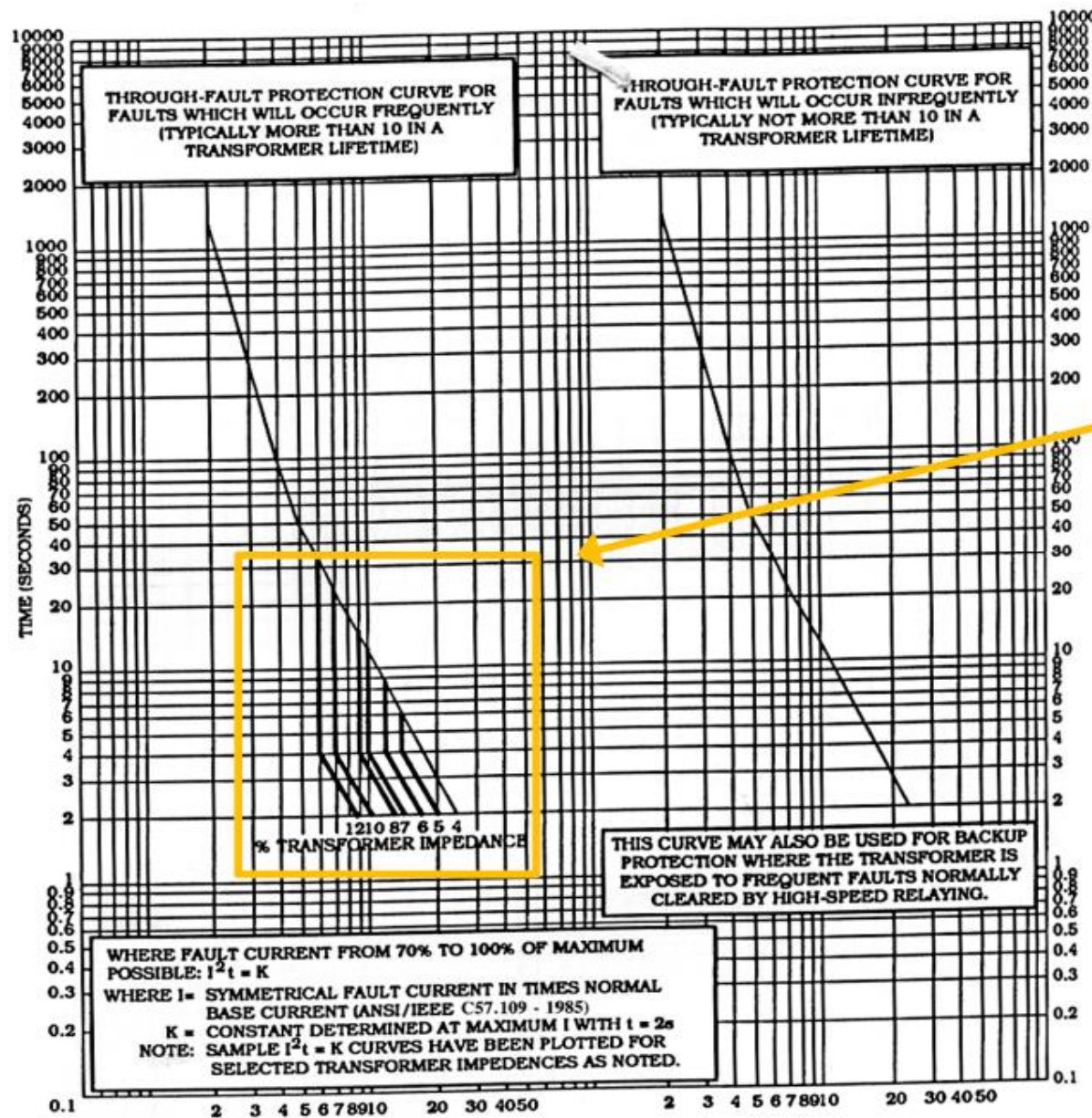
- Límites térmicos para prolongados a través de fallas típicamente 1-5X clasificado
- Límite de tiempo de muchos segundos.
- Límites mecánicos para cortos duración a través de fallas típicamente mayor que 5X clasificado
- Límite de tiempo de pocos segundos.
- NOTA: Límites de ocurrencia en cada Gráfico de clase de transformador





Through Fault Category 1 (15 kVA – 500 kVA)

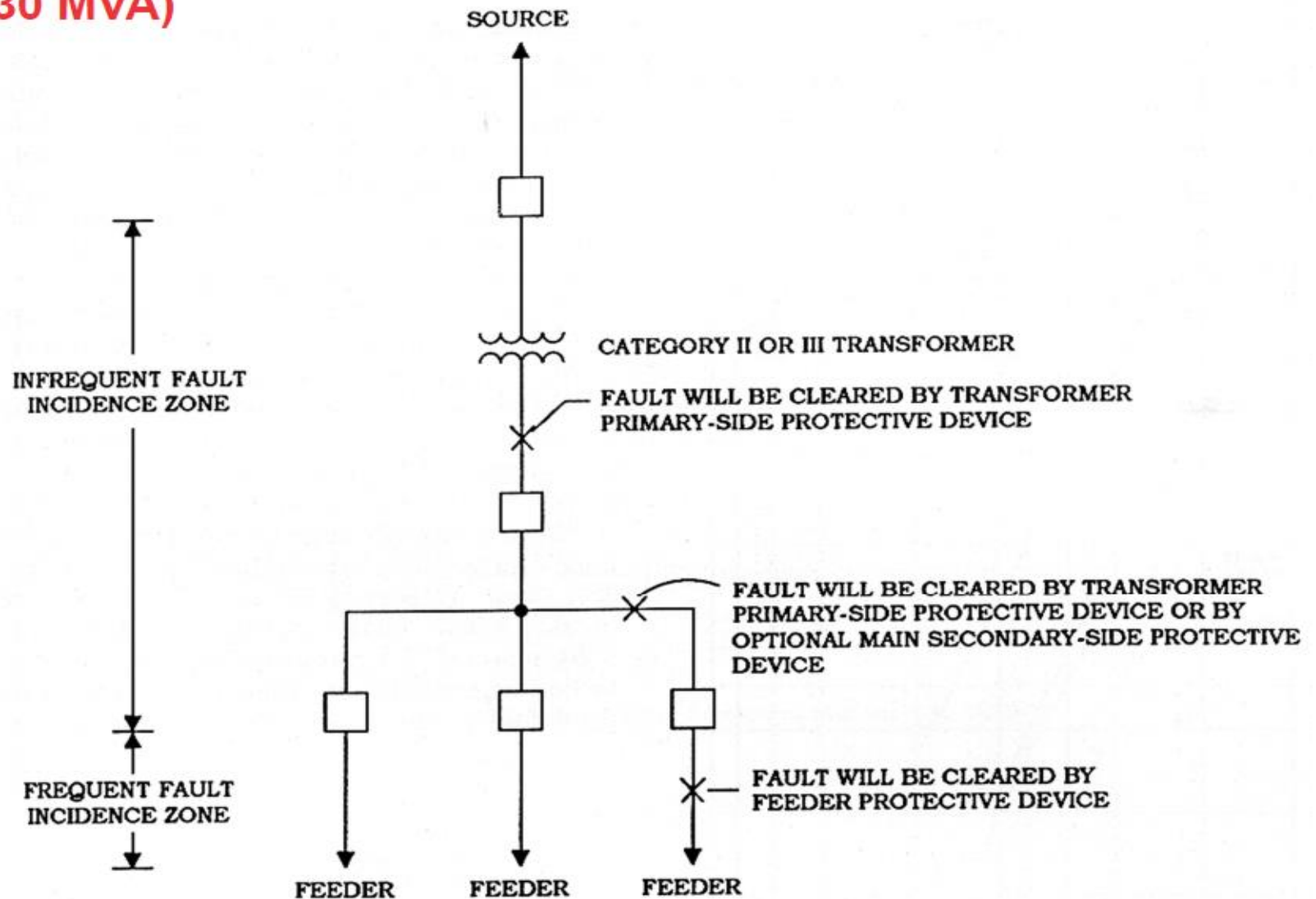
From IEEE C37.91



Through Fault Category 2 (501 kVA – 5 MVA)

Through Fault damage increases for a given amount of transformer $Z\%$, as more I (I^2) through the Z results in higher energy (forces)

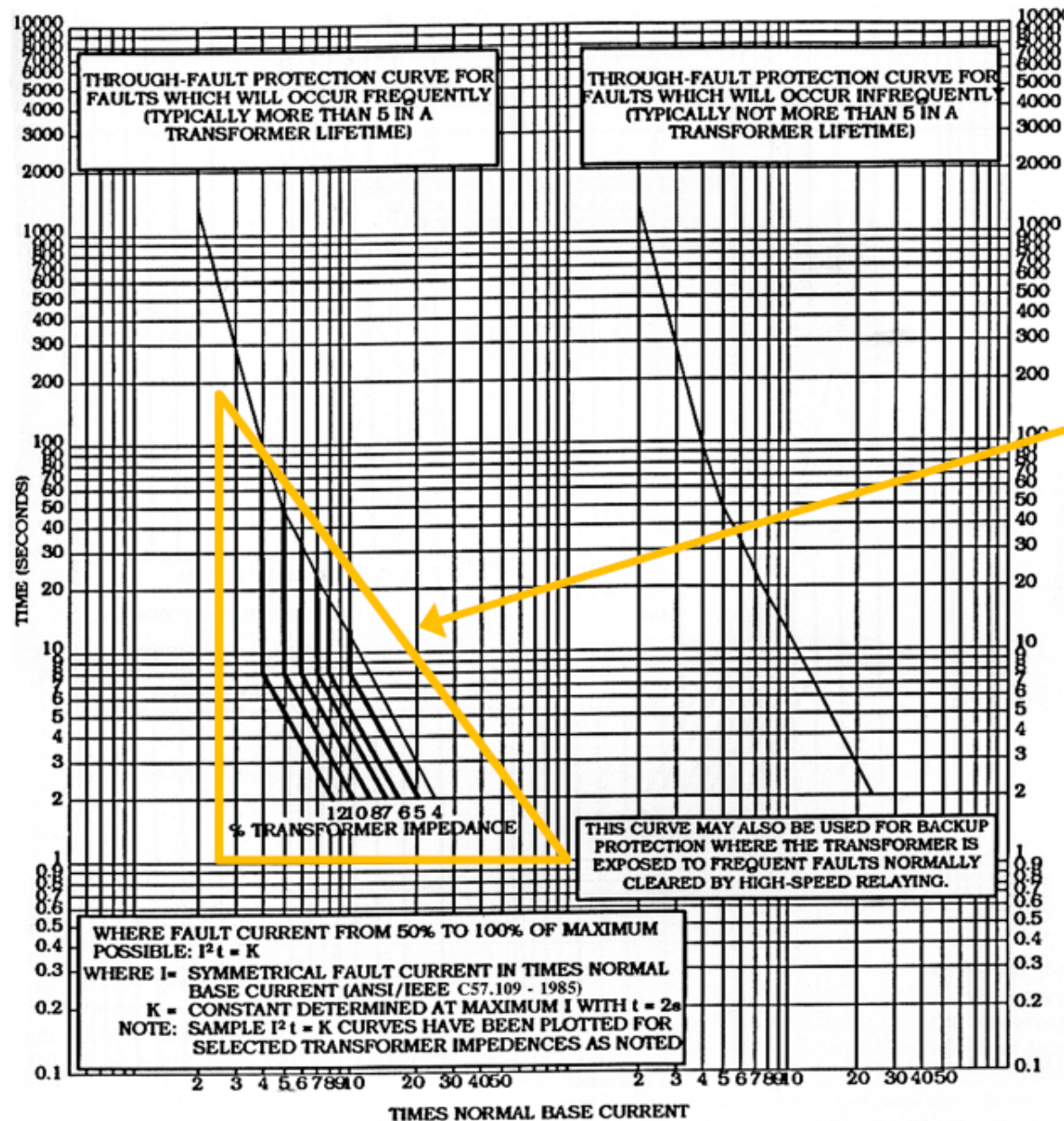
Cat. 2 & 3 Fault Frequency Zones (501 kVA - 30 MVA)



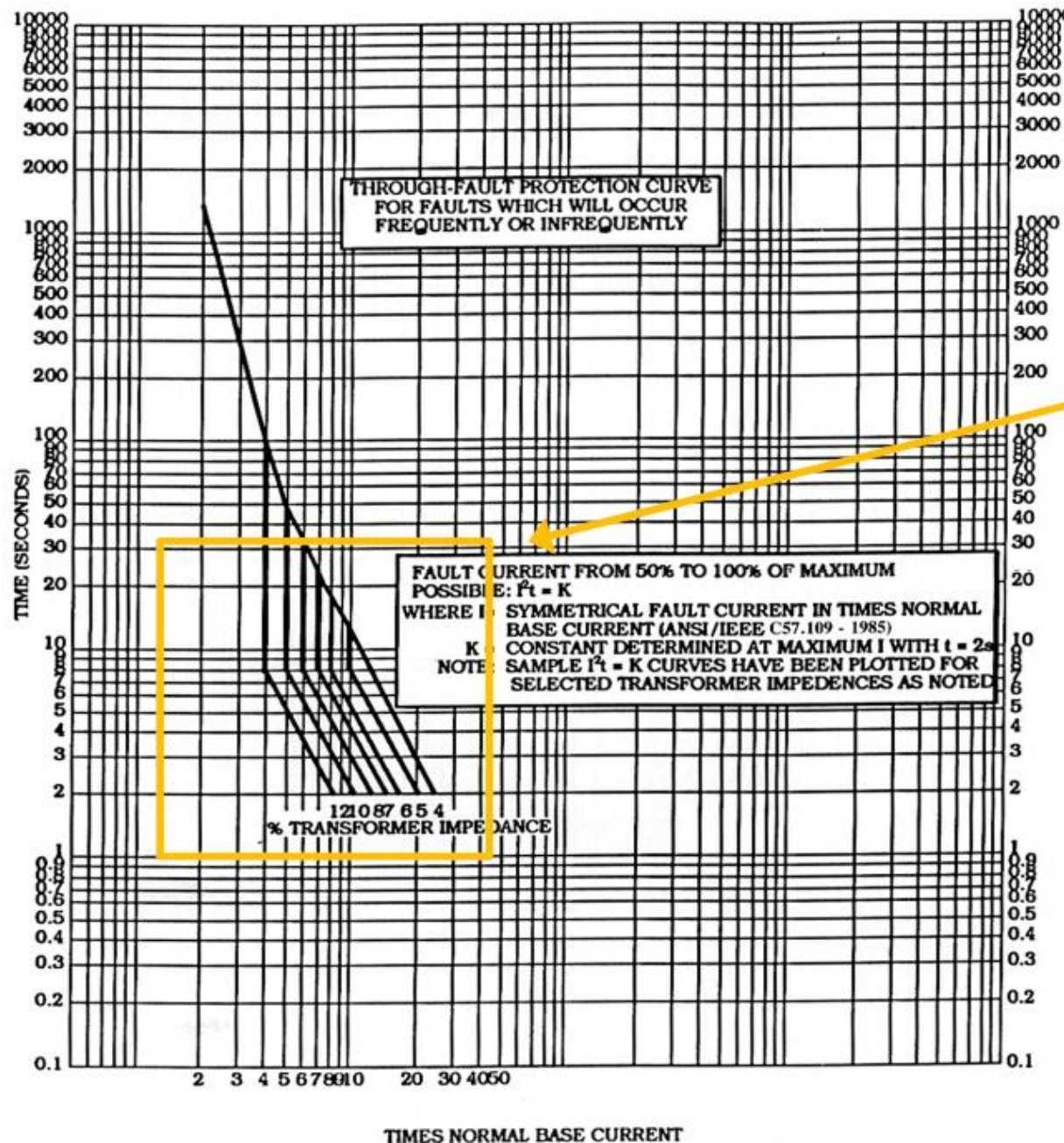
From IEEE C37.91

Through Fault Category 3 5.001 MVA – 30 MVA

Through Fault damage increases for a given amount of transformer Z%, as more I (I^2) through the Z results in higher energy (forces)



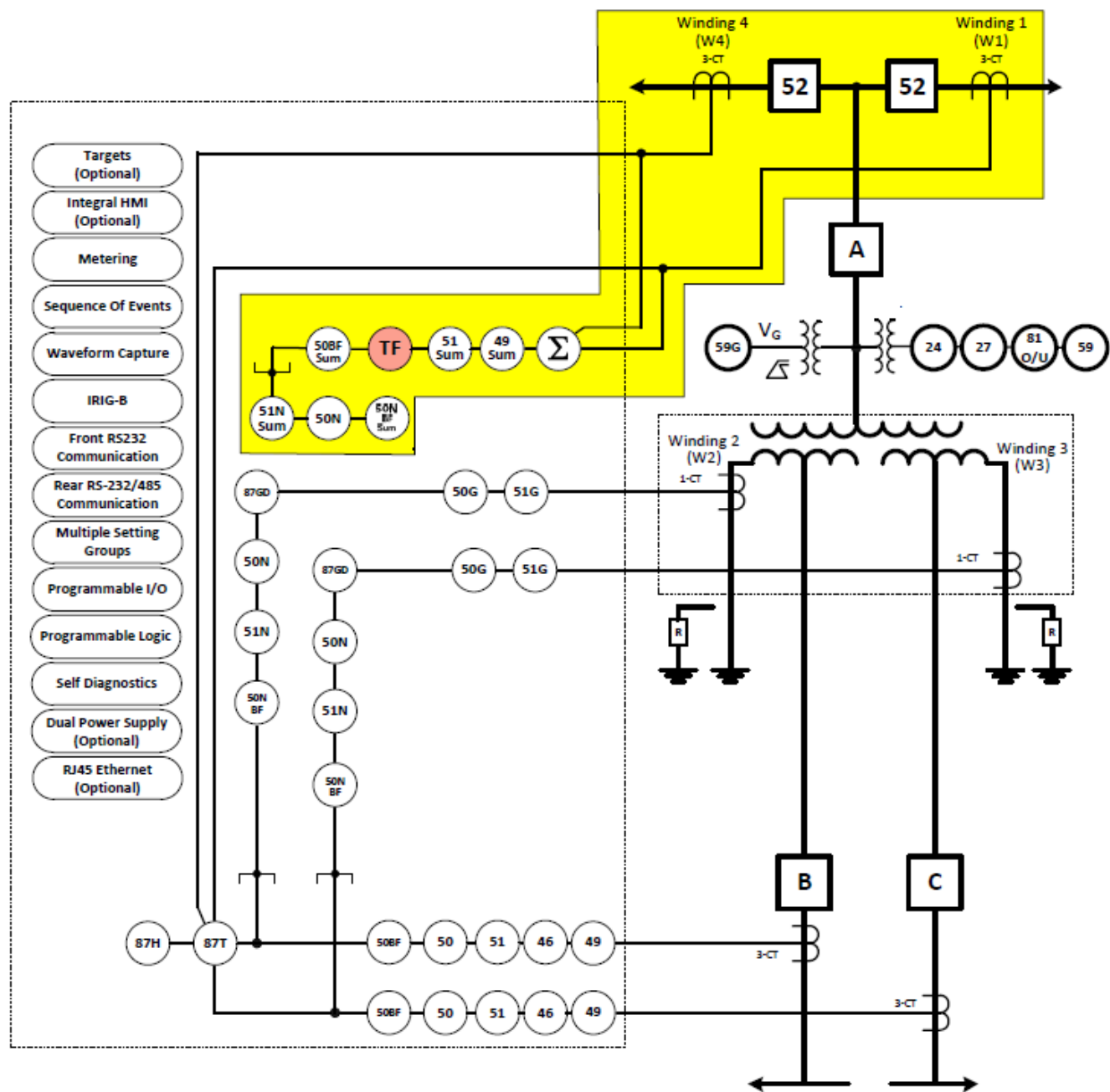
From IEEE C37.91



Through Fault Category 4 (>30 MVA)

Through Fault damage increases for a given amount of transformer $Z\%$, as more I (I^2) through the Z results in higher energy (forces)

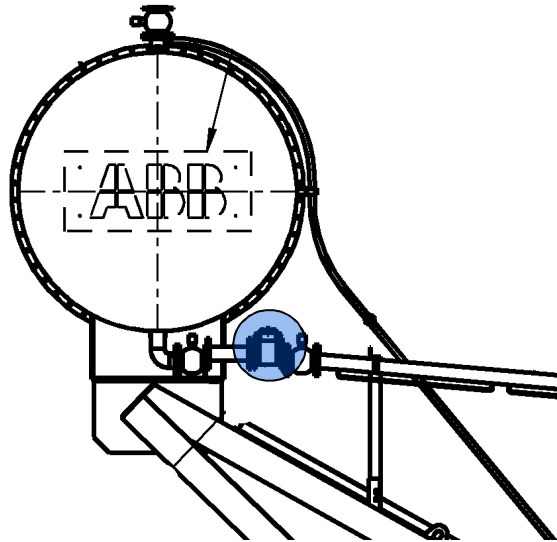
4 Winding w/Current Summing & Through Fault



Configuración de la función de falla atravesante (TF)

- Debe tener un **umbral de corriente** para discriminar entre áreas de daños mecánicos y térmicos
 - Puede ignorar fallas atravesantes en la zona de daño térmico que no cumple criterios de grabación
- Debe tener un **retraso mínimo de tiempo de evento de falla atravesante** para ignorar fallas atravesantes transitorias cortas
- Debe tener un **contador de operaciones de fallas atravesantes**
 - Cualquier falla pasante que cumpla con los criterios de registro, incrementa el contador
- Debe tener un preajuste para la aplicación en activos existentes con historial de fallas
- Debería tener una configuración I2t acumulativa
 - Cómo se rastrea el daño total
- Debería usar restricción de entrada para no registrar períodos de entrada
 - La entrada no coloca las fuerzas mecánicas en el transformador como lo hace un por culpa

Relé Buchholz



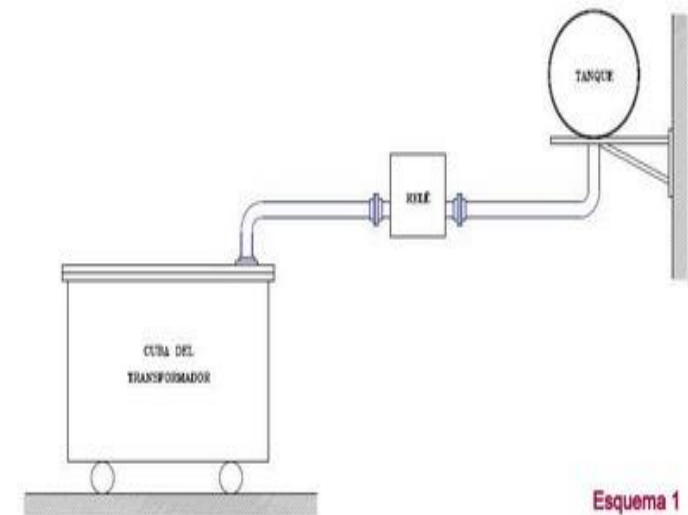
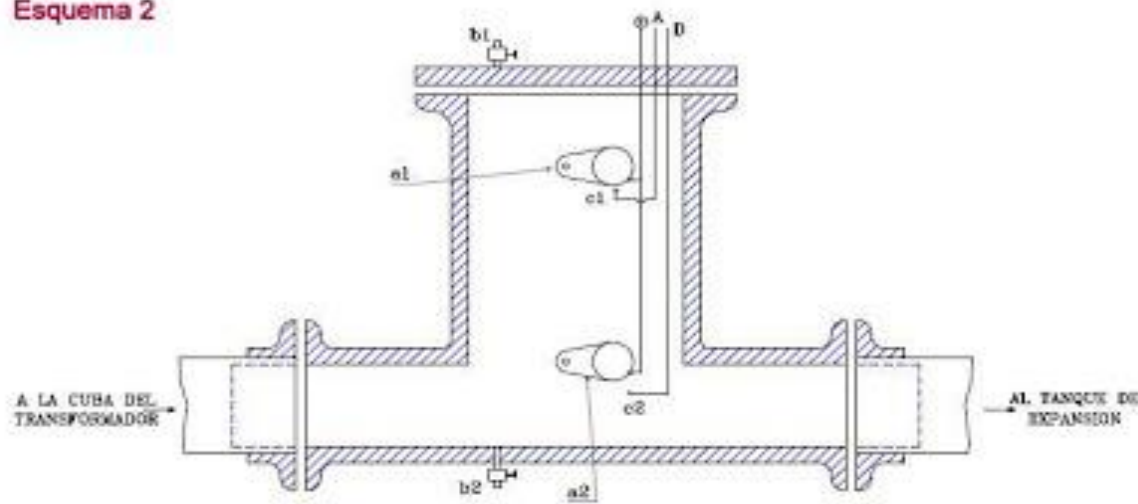
Buchholz relay

- Se instala en la conducción de aceite entre cuba y depósito de expansión
- Es la protección propia más importante del transformador
- Se considera una protección primaria de la máquina
- Es muy rápida
- Es muy simple conceptualmente
- Detecta una falta interna por variación brusca del volumen de gases en el aceite
- Se ve afectada por problemas mecánicos, que pueden dar lugar a disparos intempestivos.
- Exige una cuidadosa puesta en servicio (purga de gases)
- Requiere de mantenimiento, al tratarse de un elemento mecánico
- No necesita fuentes auxiliares de tensión

RELÉ BUCHHOLZ

- ✓ Se aplica en el caso de elevación muy rápida de la presión y detección de gas en cubas de trafos inmersos en aceite.
- ✓ Se instala en la pipeta de conexión entre la cuba y el tanque de expansión, y responde a fallas de arco interna y descomposición lenta de materiales aislantes.

Esquema 2



Esquema 1

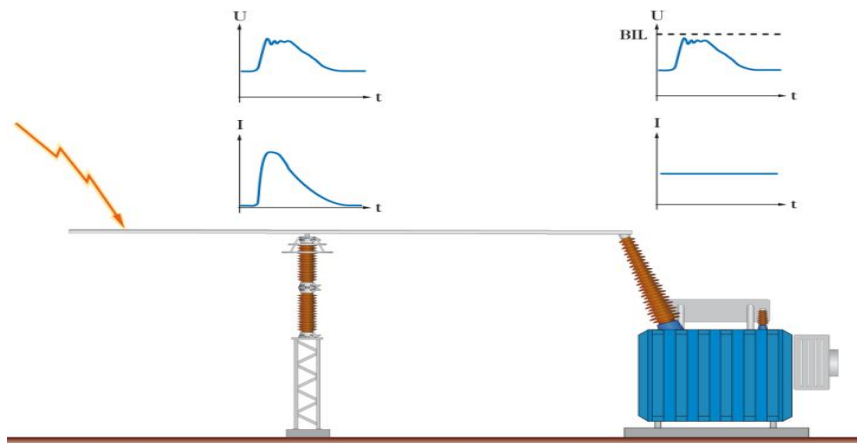


- ✓ El relé actúa ya sea por ondas de presión o por acumulación de aceite, o por pérdida de aceite por debajo del nivel del relé. Existen contactos separados para alarma y disparo.
- ✓ Los gases que pueden producirse en el interior de la cuba **suben por el caño** en el cual está instalado el relé Buchholz (esquema 1) quedando atrapado en este.
- ✓ La caja del relé está llena de aceite conteniendo los **flotadores a1 y a2 móviles**. Cuando por causa de un defecto se producen **pequeñas burbujas de gas**, éstos se elevan en la cuba hacia el tanque de expansión y son captadas por el relé y almacenados en la caja cuyo nivel de aceite **baja progresivamente**. El flotador superior se inclina y cuando la cantidad de gases es suficiente, cierra los contactos **(c1)** que alimenta el **circuito de alarma**.
- ✓ Si por la importancia del defecto haya una formación tumultuosa de gas, **cae el flotante a2 cerrándose c2** y produciéndose el **desenganche del transformador**.
- ✓ En caso de deterioro de gran magnitud que de lugar a un arco en el interior de la cuba, se producirá un flujo violento de aceite hacia el tanque de expansión que cerrará el contacto c2 **sacando el transformador de servicio** en acción rápida de manera tal de que el transformador no se averíe por la **sobrecarga**.

- ✓ El relé también actúa cuando el nivel de aceite desciende por debajo de un límite determinado.
- ✓ Grifo **b1** que permite la **salida de los gases** acumulados en la caja. Otro grifo **b2**, permite comprobar que los contactos flotadores y conexiones se hallan en buen estado.
- ✓ El relé detecta **cortocircuitos entre espiras, entre arrollamiento y núcleo y entre arrollamientos, interrupción de una fase, sobrecargas excesivas, pérdidas de aceite, etc.** La gran ventaja de este relé es su **elevada sensibilidad** para advertir deterioros o fallas incipientes.
- ✓ Las características de los gases acumulados en el Buchholz puede dar una idea del tipo de desperfecto y en que parte del transformador se ha producido. El color de los gases puede brindar también idea de la naturaleza del desperfecto:
 - Gases de color **blanco** provienen de la destrucción del **papel**
 - Gases **amarillos** de la destrucción de piezas de **madera**
 - Humos **negros o grises** provienen de la **descomposición del aceite**
 - Gases **rojos** del aislamiento de los **bobinados**.
- ✓ Una **mirilla** en el relé permite observar los gases debiéndose observar el color de los mismos a los pocos minutos de aparecida la avería, dado que luego desaparece.

Autoválvulas

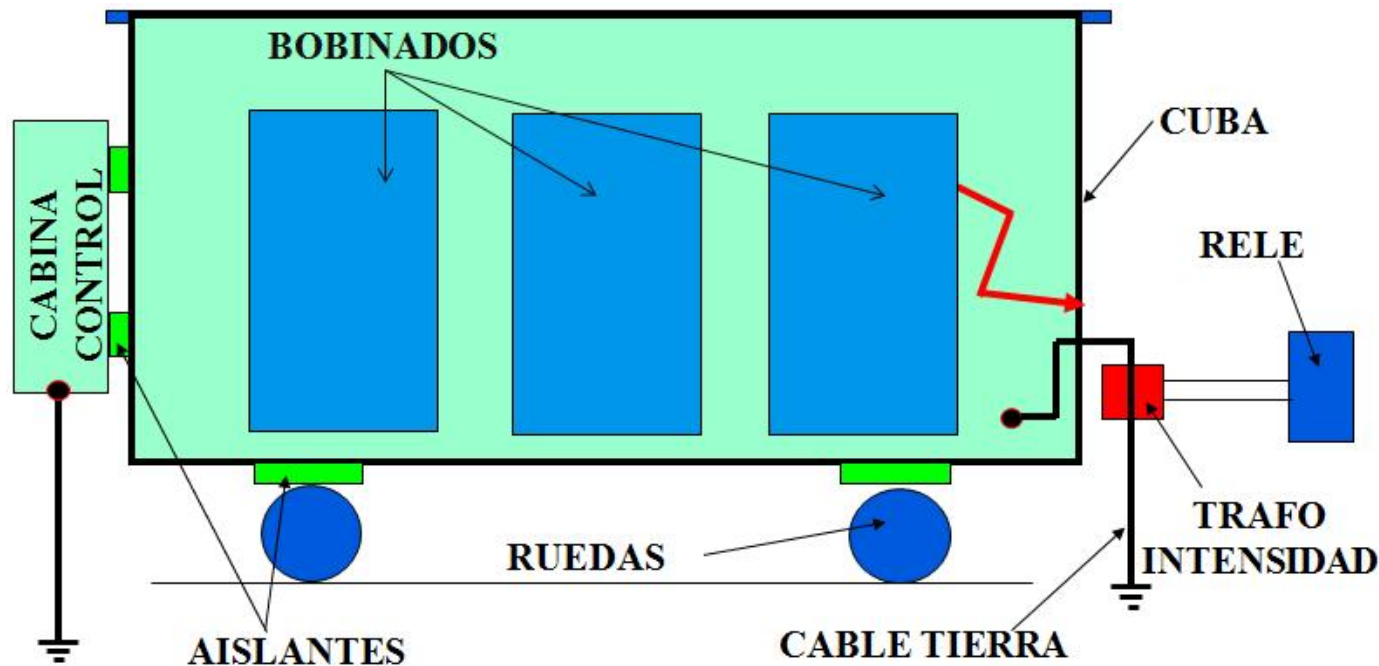
- Protegen al transformador frente a sobretensiones:
 - Caída de rayos
 - Maniobras de operación
- Dirige la corriente a tierra, manteniendo la tensión al nivel de protección
- Vuelve a su estado original para operar nuevamente
- De acuerdo a la coordinación de aislamiento
- Situación lo más próxima al transformador
- Montaje sobre bases aislantes.
- Contador de descargas



Protección contra defectos internos

PROTECCIÓN MASA-CUBA DETECTA:

- Faltas o descargas a tierra



Nota:

El transformador debe estar aislado de tierra, bien mediante calzos aislantes interpuestos entre las ruedas y railes ó por placas aislantes montadas entre la base de la cuba y las ruedas.

Detección de sobrecargas

- Termómetros (aceite)

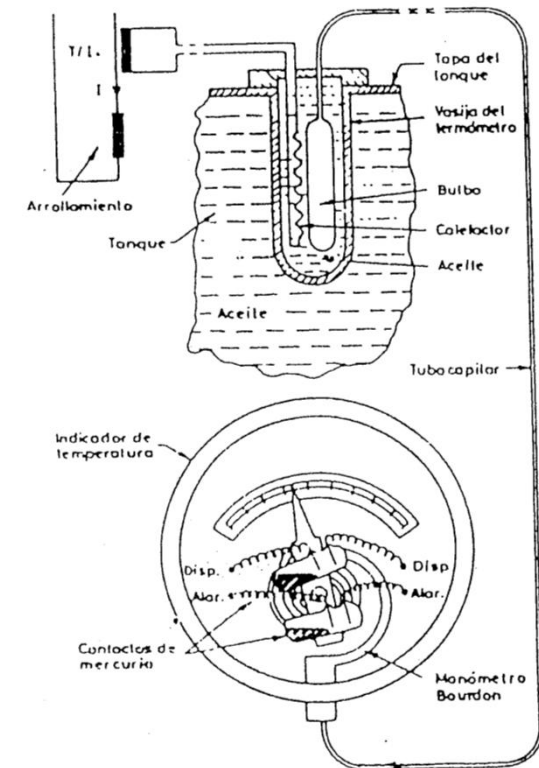
- *Termómetro en tapa*

- Imágenes térmicas (arrollamientos)

- Con compensación de corriente para simular la temperatura de los arrollamientos.

- Sondas de medida directa

- Generalmente instalados en puntos críticos de bobinado o transformador

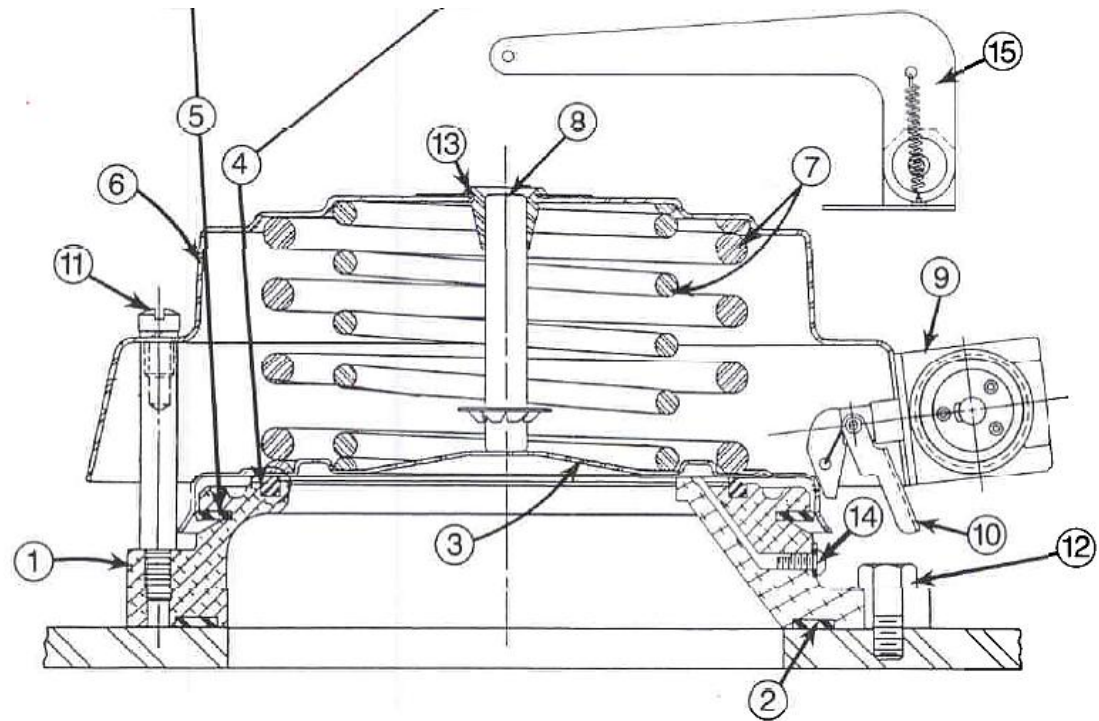


Protección contra defectos internos

OTRAS PROTECCIONES:

- CHIMENEAS DE EXPLOSIÓN
- VÁLVULAS AUTOMÁTICAS DE ALIVIO
- SISTEMAS DE PRESERVACIÓN DE ACEITE:
 - A presión constante en contacto con el aire
 - A presión constante sin contacto con el aire
 - A presión variable (sellados)
- Nivel magnético
- PROTECCIÓN CONTRA INCENDIOS

Válvula de alivio



Protección Para Transformadores de MT-BT

Ejemplos de Transformadores



Elementos Principales

- Relé de protección
 - Función ANSI 87T
 - Función ANSI 49T
 - Función ANSI 46
- Interruptores
 - MCCB
 - MCB
 - ACB
- Fusibles



Elementos Auxiliares

- Descargadores de Sobretensión
- Sensores
 - Relé Buchholz
 - Relé de sobre presión
 - Relé bajo nivel de aceite
 - Relé de presión de gas

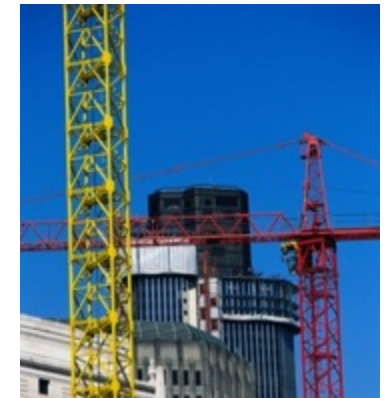


Definición

- Nivel de disponibilidad energética que requiere una instalación eléctrica o un usuario final.

Tipos de Instalaciones

- Hospitalarias
- Industriales
- Telecomunicaciones
- Residenciales
- Comerciales
- Deportivas



- Cómo proteger el transformador?
- Con qué elementos proteger el transformador?
- Qué disponibilidad tienen los elementos de protección del transformador?

Paso 1... Identificar valores estándar del equipo eléctrico

Características eléctricas	Uni.	Valores estándar en MT (IEC)				
Nivel de tension nominal	kV	4.16	7.2	17.5	24	36
Corriente de corto circuito a la entrada	kA	12.5	16	20	25	31.5
Potencia del transformador	KVA	1000	2000	2500	5000	10.000
Corriente nominal	A	630	1250	1600	2500	3150

Ejemplo

- Una instalación de telecomunicaciones requiere un transformador de 2500 kVA.
 - Nivel de tensión = 11.4/0.480 kV
 - Corriente nominal MT = 127 A
 - Corriente nominal BT = 3010 A
 - Corriente de Cortocircuito MT = 2.56 kA
 - Corriente de Cortocircuito BT= 60 kA
- Qué tipo de equipo se debe usar para proteger el transformador?

Opciones de Protección...

Celda de media tensión

- Interruptor VCB
- Relé de protección con funciones de protección transformador

Celda de media tensión

- Seccionador
- Fusible

Celda de baja tensión

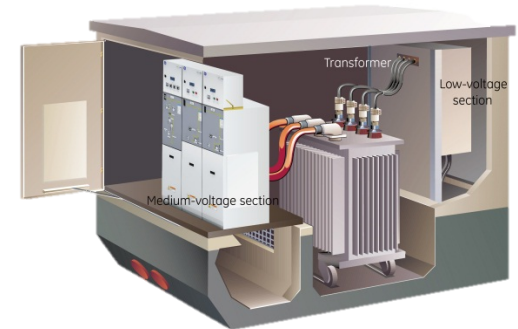
- Interruptor ACB
- Unidad de protección LSIG

Celda de baja tensión

- Interruptor MCCB
- Relé de protección

Respuesta...

- Celda de media tensión
 - Interruptor de 630 A, 17.5 kV, 12.5 kA
 - Relé de protección con funciones 50/51/49/46/27
- Celda de baja tensión
 - Interruptor tipo ACB, 3200 A, 480 V, 65 kA
 - Unidad de protección LSIG



Nota: seccionador fusible no puede proteger transformadores con potencias mayores a 1600 kVA.