



UNIVERSIDAD CARLOS III DE MADRID
ESCUELA POLITÉCNICA SUPERIOR
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

PROYECTO FIN DE CARRERA

**“EVALUACIÓN DEL RIESGO DE INCENDIO DE
UN TRANSFORMADOR”**

INGENIERÍA TÉCNICA INDUSTRIAL: ELECTRICIDAD

AUTOR: VALENTÍN MARTÍN SUÁREZ.

TUTOR: JUAN CARLOS BURGOS DÍAZ.

Leganés, 16 de noviembre de 2009

RESUMEN

Los transformadores de potencia son elementos muy fiables y seguros dentro de una red eléctrica de potencia. No obstante, en los transformadores que emplean aislamiento líquido de alta inflamabilidad, como el aceite mineral, el riesgo de incendio es elevado, debido a que contiene una gran cantidad de elementos combustibles que se encuentran en contacto con elementos en tensión. Este trabajo persigue obtener la probabilidad de ocurrencia de incendio en un transformador de este tipo encuadrado en una instalación de cogeneración ficticia.

La tasa de incendio en transformadores es pequeña, pero algunas encuestas realizadas recientemente sugieren que su número de incendios esta creciendo significativamente en la última década, los cuales suelen tener consecuencias económicas muy elevadas.

El riesgo de incendio en una instalación es el producto de su probabilidad de ocurrencia por las consecuencias derivadas de él.

La gran mayoría de los métodos de evaluación del riesgo de incendio empleados están basados en el análisis de las consecuencias del incendio, ninguno de ellos se centra en obtener su probabilidad de inicio. Lo que nos ha llevado a realizar un análisis sistemático del riesgo de incendio de un transformador y a utilizar la metodología del árbol de fallos para cuantificar su probabilidad de ocurrencia.

La principal causa de incendio en los transformadores con aislamiento líquido de alta inflamabilidad es la pérdida de su aislamiento efectivo. Cuando esto sucede, aumenta la probabilidad de producirse un fallo que de lugar a un arco eléctrico en su interior, el cual casi instantáneamente, vaporiza una masa del aceite de la cuba. La cantidad de gas generada tiene una relación muy estrecha con el nivel energético del arco eléctrico. Cuando es alto, el gas formado se presuriza rápidamente, generando ondas de presión dinámica de gran magnitud en el aceite, que se propagan internamente por todo el transformador e interactúan con la estructura de la cuba en muy pocos milisegundos. Si las protecciones del transformador no consiguen despresurizar la cuba rápidamente, puede llegar a romper. Cuando esto sucede, los gases se infaman en contacto con el oxígeno debido a la alta temperatura a la que se encuentran, produciéndose una fuerte explosión que provoca la ignición del aceite y por lo tanto el incendio del transformador.

Los últimos estudios realizados sobre los dispositivos de alivio de presión de la cuba, consideran su tiempo de respuesta insuficiente para conseguir que el aumento de presión provocado por estos fallos sobrepase la resistencia mecánica de la cuba.



ÍNDICE GENERAL

Resumen.	2
Índice general.	4
Índice de figuras.	6
Índice de tablas.	9
Capítulo 1. Introducción.	10
1.1. Objetivo del proyecto.	10
1.2. Justificación del proyecto.	10
1.3. Alcance del proyecto.	11
Capítulo 2. Riesgo de incendio en transformadores.	12
2.1. Fallos en transformadores.	12
2.2. Tipos de transformadores y riesgo de incendio.	16
2.3. Tasa de fallos en transformadores.	19
2.4. Incendios en transformadores.	23
2.5. Consecuencias económicas de incendios en transformadores.	25
Capítulo 3. Evaluación del riesgo de incendio.	26
3.1. Introducción.	26
3.2. Riesgo de incendio.	28
3.3. Métodos de evaluación de riesgo de incendio.	28
3.4. Análisis sistemático de riesgos.	29
Capítulo 4. Análisis sistemático del riesgo de incendio de un transformador.	32
Capítulo 5. Causas de incendio en transformadores.	33
5.1. Degradación del aislamiento.	33
5.1.1. Aceite aislante.	33
5.1.2. Aislamiento sólido.	38
5.2. Comportamiento del aceite ante los aumentos de temperatura.	40
5.3. Causas eléctricas de una pérdida de aislamiento prematura.	42
Capítulo 6. Procesos internos.	47
6.1. Arco eléctrico.	48
6.2. Vaporización del aceite.	52



6.3. Presurización del gas e incremento de presión interna.	55
6.4. Rotura de la cuba.	62
Capítulo 7. Protección del transformador.	67
7.1. Detección de fallos en transformadores. Protecciones.	67
7.2. Protección contra los procesos que provocan un incendio.	70
7.3. Efectividad de las protecciones.	72
Capítulo 8. Fallos del transformador que derivan en incendio.	76
8.1. Fallos internos.	76
8.2. Fallos externos.	78
Capítulo 9. Descripción del transformador e instalaciones.	81
9.1. Red de media tensión y acometida.	82
9.2. Subestación elevadora.	84
9.3. Transformador elevador.	85
9.4. Generador.	88
9.5. Esquema unifilar.	89
Capítulo 10. Cuantificación del riesgo.	93
10.1. Árbol de fallos.	93
10.2. Construcción del árbol de fallos.	97
10.3. Redes de secuencia.	101
10.4. Fallos asimétricos.	105
10.5. Poda del árbol de fallos.	115
10.6. Evaluación cuantitativa.	117
Capítulo 11. Conclusiones.	122
11.1. Resumen.	122
11.2. Conclusiones.	122
11.3. Sugerencias para futuros desarrollos.	125
Bibliografía.	126



ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1: Estadísticas de averías en transformadores de potencia en EEUU entre 1975 y 1982 [Maña05].	13
Figura 2: Termografía infrarroja de un transformador para la detección de puntos calientes [Maña05].	15
Figura 3: Transformador seco de resina	16
Figura 4: Transformador de aceite con depósito conservador	18
Figura 5: Probabilidad de explosión e incendio en función de la potencia [Gonz05]	21
Figura 6: Localización del origen del fallo [Gonz05]	21
Figura 7: Probabilidad de fallo de los transformadores en función de su edad [Bart03].	22
Figura 8: Fallos en transformadores en función de su vida útil [Gonz05].	23
Figura 9: Incendio de un transformador	24
Figura 10: Tetraedro del fuego.	26
Figura 11: Análisis de riesgo [Uniz09].	30
Figura 12: Rigidez dieléctrica y viscosidad del aceite en función de la temperatura.	34
Figura 13: Rigidez dieléctrica en función del grado de humedad del aceite en %.	36
Figura 14: Gases formados por la vaporización del aceite en función de la temperatura alcanzada durante una falta.	41
Figura 15: Fuerzas electromecánicas en devanados de un transformador tipo columnas, en condiciones de fallo [Gonz05].	44
Figura 16: Procesos internos en un transformador con consecuencia de incendio.	48
Figura 17: Tensión de arco.	49
Figura 18: Tensión de arco en función de la longitud de arco [Mura08].	50
Figura 19: Generación de gas para una falta de 35,4kA [Sche01].	53
Figura 20: Generación de gas para una falta de 118kA [Sche01].	53
Figura 21: Generación de gas para una falta de 236kA [Sche01].	54
Figura 22: Factor de amplificación dinámica frente a C/V [Foat08].	55



Figura 23: Aumento de presión en cuba para una falta de 35,4kA [Sche01].	56
Figura 24: Aumento de presión en cuba para una falta de 118kA [Sche01].	56
Figura 25: Aumento de presión en cuba para una falta de 236kA [Sche01].	57
Figura 26: Simulación de arco eléctrico en cuba [Péri08].	57
Figura 27: Evolución de la presión interna en cuba [Péri08].	58
Figura 28: Transmisión de onda de presión en fluido incompresible [Péri08].	60
Figura 29: Rotura de cuba por las paredes laterales.	63
Figura 30: Rotura de cuba por la cubierta superior.	64
Figura 31: Intensidad de falta frente al tiempo que tarda en romper la cuba [Raux89].	64
Figura 32: Funcionamiento del relé direccional [Maña05].	68
Figura 33: Protección diferencial [Maña05].	71
Figura 34: Tiempo de actuación de conjunto relé-disyuntor [Gonz05].	73
Figura 35: % de Apertura de la válvula de sobrepresión y tiempo transcurrido para diferentes presiones [Hass04].	74
Figura 36: Incendio causado por un fallo interno [Foa08]	78
Figura 37: fallo en bornas [Foat08]	79
Figura 38: Esquema unifilar subestación 20kV.	90
Figura 39: Esquema unifilar generador y lista de Items.	91
Figura 40: Simbologías y lista de protecciones.	92
Figura 41: Representación gráfica del árbol de fallos [NTP333].	94
Figura 42: Árbol de fallos para cuantificar el riesgo de incendio de un transformador.	98
Figura 43: Árbol de fallos para cuantificar el riesgo de incendio de un transformador. Arco eléctrico.	100
Figura 44: Esquema unifilar de la instalación.	101
Figura 45: Esquema unifilar de la instalación con tensiones base.	102
Figura 46: Redes de secuencia.	104



Figura 47: Cortocircuito monofásico a tierra lado alta tensión.	105
Figura 48: Cortocircuito monofásico a tierra lado alta tensión Simplificación.	106
Figura 49: Cortocircuito monofásico a tierra lado alta tensión Circuito equivalente.	106
Figura 50: Cortocircuito monofásico a tierra lado baja tensión.	107
Figura 51: Cortocircuito monofásico a tierra lado baja tensión. Simplificación.	107
Figura 52: Cortocircuito monofásico a tierra lado baja tensión. Circuito equivalente.	108
Figura 53: Cortocircuito bifásico a tierra lado alta tensión.	108
Figura 54: Cortocircuito bifásico a tierra lado alta tensión. Simplificación.	109
Figura 55: Cortocircuito bifásico a tierra lado alta tensión. Circuito equivalente.	109
Figura 56: Cortocircuito bifásico a tierra lado baja tensión.	110
Figura 57: Cortocircuito bifásico a tierra lado baja tensión. Simplificación.	111
Figura 58: Cortocircuito bifásico a tierra lado baja tensión. Circuito equivalente.	111
Figura 59: Cortocircuito bifásico lado alta tensión.	112
Figura 60: Cortocircuito bifásico lado alta tensión. Simplificación.	113
Figura 61: Cortocircuito bifásico lado alta tensión. Circuito equivalente.	113
Figura 62: Cortocircuito bifásico lado baja tensión.	114
Figura 63: Cortocircuito bifásico lado baja tensión. Simplificación.	114
Figura 64: Cortocircuito bifásico lado baja tensión. Circuito equivalente.	114
Figura 65: Poda del árbol de fallos para evaluar el riesgo de incendio de un transformador. Arco eléctrico.	116



ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1: Distribución de averías en transformadores de potencia en EEUU durante el periodo 1975-1982[Maña05].	13
Tabla 2: Punto de inflamación de aceites aislantes empleados en transformadores.	17
Tabla 3: Tasa de fallos de transformadores. Resumen de datos de la encuesta de Australian Cigre 1996 [Pete08].	20
Tabla 4: Costes derivados de incendios en transformadores de aceite [Bart03].	25
Tabla 5: Condiciones de test [Mura08].	50
Tabla 6: Comparativa de los resultados dados por autores de volumen de gas producido para una misma energía de arco [Pete08].	54
Tabla 7: Resultados test hidroquebec [Foat08].	65
Tabla 8: Concentración de gas y gravedad del defecto [Maña05].	70
Tabla 9: Parámetros eléctricos línea media tensión [Pire09].	83
Tabla 10: Parámetros eléctricos línea entrada al transformador [Pire09].	85
Tabla 11: Características técnicas de disyuntor [Abb09].	85
Tabla 12: Tensión e intensidad nominal del secundario.	86
Tabla 13: Características de aceite dieléctrico [Reps09].	87
Tabla 14: Parámetros eléctricos línea puesta a tierra del estator [Pire09].	88
Tabla 15: Simbología árbol de fallos [NTP333].	95
Tabla 16: Magnitudes base.	103
Tabla 17: Probabilidad de los sucesos básicos	118
Tabla 18: Desarrollo árbol de fallos 1	119
Tabla 19: Desarrollo árbol de fallos 2	119
Tabla 20: Conjuntos mínimos de fallos	119
Tabla 21: Probabilidades de incendio	120



Capítulo 1

Introducción

1.1. OBJETIVO DEL PROYECTO.

El transformador es una de las máquinas eléctricas más importantes dentro de los sistemas eléctricos de potencia. Las fronteras de generación, transporte y distribución no podrían delimitarse sin la existencia de estas máquinas.

Los transformadores están sujetos a fallos que en casos extremos pueden derivar en una súbita explosión e incendio. Cuando se presentan tales sucesos los daños y consecuencias económicas tanto para la empresa suministradora de energía, como para la población afectada pueden ser muy importantes, es por ello que su protección resulta fundamental, no sólo para su supervivencia, sino para la de todo el sistema eléctrico.

El objetivo de este proyecto es conocer las causas y procesos que pueden provocar una explosión e incendio en los transformadores de potencia que emplean aislamiento líquido inflamable y cuantificar la probabilidad de ocurrencia de incendio (evaluación del riesgo), en un transformador de este tipo encuadrado en una instalación de generación ficticia.

1.2. JUSTIFICACIÓN DEL PROYECTO.

Cuando se realiza una evaluación del riesgo de incendio de un edificio, instalación o equipo, se buscan obtener *magnitudes numéricas* que permitan decidir razonablemente, en función de múltiples factores, cual es su nivel de seguridad y protección respecto a este riesgo. El principio en que se basa la presente proposición consiste en calcular el riesgo de incendio mediante los referentes de *construcción y explotación* de dichos elementos.

Los valores numéricos obtenidos, deben permitir determinar si el riesgo evaluado se puede considerar tolerable. Por tanto sería necesario establecer cuál es ese *límite tolerable* si es que no ha sido ya establecido. Si la solución numérica encontrada estuviera fuera de ese límite, habría que verificar si se puede llegar y hasta que punto, a una reducción adecuada del riesgo mejorando las medidas preventivas. Ya sea mediante mejoras en el diseño o en su protección.

Por tanto, los principales objetivos de la evaluación del riesgo de incendio son determinar:

- La *evaluación numérica* del riesgo de incendio.
- La determinación de medidas de protección contra-incendio en función de los valores calculados del riesgo de incendio.



Ahora bien, existen múltiples métodos para realizar una evaluación del riesgo de incendio (Purt, Gretener,...) y la gran mayoría de ellos tienen en cuenta solamente la magnitud de las consecuencias derivadas del incendio y apenas tienen en cuenta la probabilidad de inicio de éste.

Este proyecto se centrará principalmente en obtener la *probabilidad de ocurrencia de un incendio* en un transformador de potencia con aislamiento líquido inflamable.

1.3. ALCANCE DEL PROYECTO.

Como hemos señalado en el punto anterior, nuestra evaluación del riesgo de incendio del transformador se basará principalmente en obtener la probabilidad de materializarse. Para ello efectuaremos un análisis sistemático del riesgo de incendio de un transformador con aislamiento líquido inflamable. El uso de métodos sistemáticos de análisis de riesgos implica:

- Estudiar de procesos que deben darse en el transformador para que se produzca un incendio.
- Identificar de las causas por las que estos procesos tienen lugar.
- Obtener la frecuencia de ocurrencia de ocurrencia.
- Valorar las consecuencias.

Los dos primeros puntos, los desarrollaremos analizando la bibliografía existente y los últimos estudios llevados a cabo sobre incendios en transformadores.

Para obtener la frecuencia de ocurrencia utilizaremos un método de análisis cuantitativo de riesgos “el árbol de fallos y errores”. La valoración de las consecuencias del incendio no es objetivo de este proyecto.

Para llevar a cabo la evaluación del riesgo de incendio de un transformador en particular, es necesario definir la instalación en la cual se encuentra enclavado. Para ello diseñaremos una instalación ficticia (central de cogeneración) en la que estará encuadrado. De la configuración y elementos de la instalación dependerá la probabilidad de ocurrencia de incendio.



Capítulo 2

Riesgo de Incendio en transformadores

Hasta 2008, el consumo de electricidad aumentaba a un promedio del 2% anual. Este hecho junto con una reducción de las inversiones realizadas en las redes eléctricas debido a los programas de privatización a nivel mundial de las empresas eléctricas, ha traído como consecuencia sobrecargas más frecuentes en transformadores.

La competitividad existente en el mercado eléctrico exige muchas veces que equipos de transmisión y distribución que han estado en funcionamiento durante años, tengan mayor durabilidad y confianza. Además, cuando se planifica un programa de inversión, el bajo nivel de las normas internacionales y la globalización del mercado han provocado una reducción de la calidad de los transformadores.

Todo esto ha llevado a numerosos especialistas a estar de acuerdo en que es muy probable que la tasa de fallos de los transformadores se incremente en el futuro debido a los años de funcionamiento de éstos, la reducción del coste y la falta de calidad en nuevos equipamientos [Roll04].

2.1. FALLOS EN TRANSFORMADORES.

Los transformadores son elementos bastante fiables dentro de una red eléctrica, su tasa de fallos aunque esta aumentando en los últimos tiempos, sigue siendo baja. No obstante, algunos de sus fallos son muy costosos y en algunos casos catastróficos con muy serias consecuencias (incendio).

Antes de mencionar los distintos tipos de fallos que se producen en los transformadores, conviene hacer un repaso rápido de los tipos de averías que aparecen en los transformadores, junto con su distribución estadística. En la figura 1, se resumen las estadísticas de averías en transformadores de potencia en EEUU, durante el periodo comprendido entre 1975 y 1982, tal como están recogidas en la norma dedicada a la protección de transformadores de potencia “IEEE C37.91-1985”. Para la realización de dicha estadística, se analizaron 1217 transformadores, estableciendo seis grandes grupos de averías, tal como muestra la tabla 1 [Maña05].

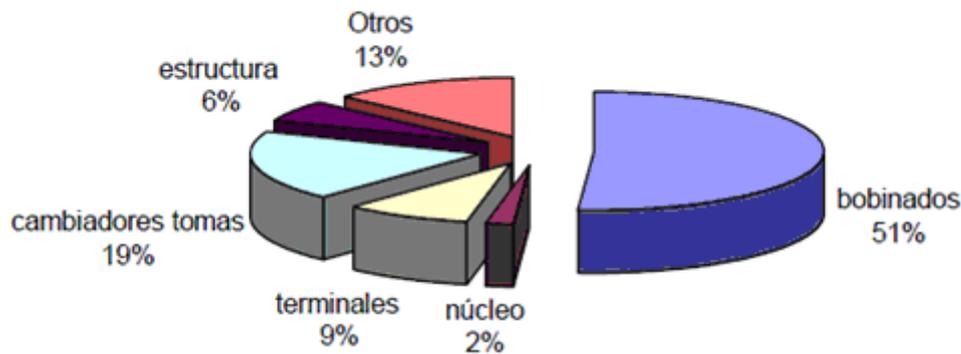


Figura 1: Estadísticas de averías en transformadores de potencia en EEUU entre 1975 y 1982 [Maña05].

	1975-1982	
	Número de fallos	% del total
1. Bobinados.	615	51
2. Cambiadores de tomas.	231	19
3. Terminales	114	9
4. Conexionado	71	6
5. Circuito magnético	24	2
6. Otros fallos	72	13
TOTAL	1217	100

Tabla 1: Distribución de averías en transformadores de potencia en EEUU durante el periodo 1975-1982 [Maña05].

Desde un punto de vista descriptivo, la clasificación de los diferentes tipos de fallos que pueden aparecer en un transformador, según la naturaleza de los subsistemas involucrados, plantea varios problemas. Si desde una perspectiva pedagógica puede resultar adecuado analizar de forma separada cada tipo de fallo, no resulta tan evidente en la práctica distinguir el origen primario de una avería. Un transformador quemado puede ser el resultado de uno o varios fallos en su origen, que pueden ir desde una sobrecarga eléctrica o térmica mantenida hasta un defecto en el sistema de refrigeración, o un fallo constructivo que hubiese afectado a los devanados en su origen. [Maña05].

Desde el punto de vista conceptual, los fallos en los transformadores se originan, tanto en el interior como en el exterior de la máquina.

Se entiende por fallo externo al transformador, aquel que se produce físicamente fuera de la máquina. Desde la perspectiva de la vida del transformador, este tipo de



fallos son tan importantes como los que se producen internamente, ya que si no se despejan adecuadamente las condiciones que originan el defecto, se va a producir una reducción de la vida de la máquina, que puede derivar, si éste es importante, en una avería e incluso en un incendio. Se mencionan, a continuación, los tipos de fallos externos más comunes:

- Sobrecarga.
- Cortocircuito.
- Sobretenión / Reducción de frecuencia.
- Condiciones ambientales adversas.

Los fallos internos normalmente están relacionados con una pérdida de vida de aislamiento o con un mal diseño o construcción del transformador. Los principales fallos internos son:

- Cortocircuitos entre espiras en la misma fase: Son muy problemáticos, ya que en sus fases iniciales, cuando el fallo involucra únicamente unas pocas espiras, resulta prácticamente imposible de detectar, especialmente en el caso de transformadores de alta tensión con un elevado número de espiras.
- Cortocircuitos entre espiras de fases distintas: Menos frecuentes, pero más dañinos y problemáticos. Son fáciles de detectar.
- Cortocircuitos monofásicos a tierra: Los defectos de aislamiento entre fase y carcasa (puesta a tierra) debido al deterioro de los dieléctricos provoca la circulación de una intensidad de defecto hacia tierra siempre que el sistema de distribución sea de tipo neutro rígido a tierra o a través de una impedancia. En los sistemas de distribución con neutro aislado la circulación de intensidad está restringida a las capacidades parásitas existentes.
- Defectos en el circuito magnético: Los defectos en el circuito magnético suelen producirse como resultado del deterioro del aislamiento entre chapas producido por un incremento excesivo de temperatura. Estos incrementos pueden estar producidos por una condición de sobrecarga, por la presencia de armónicos en la intensidad, por sobretensiones o disminuciones de frecuencia que den lugar a una saturación de flujo magnético. Suelen ser causantes de cortocircuitos fase-tierra, ya que el núcleo está conectado a tierra.
- Defectos en el conexionado / aisladores: Este tipo de defectos son producidos por conexiones defectuosas en la interfaz cable/aislador de



entrada-salida del transformador. En el caso de los defectos producidos por malas conexiones, que se caracterizan por incrementos de temperatura, es posible realizar su detección mediante termografía infrarroja. En la figura 2, se muestra una termografía infrarroja de un transformador de potencia, en el que puede apreciarse que no existe ningún punto caliente significativo.

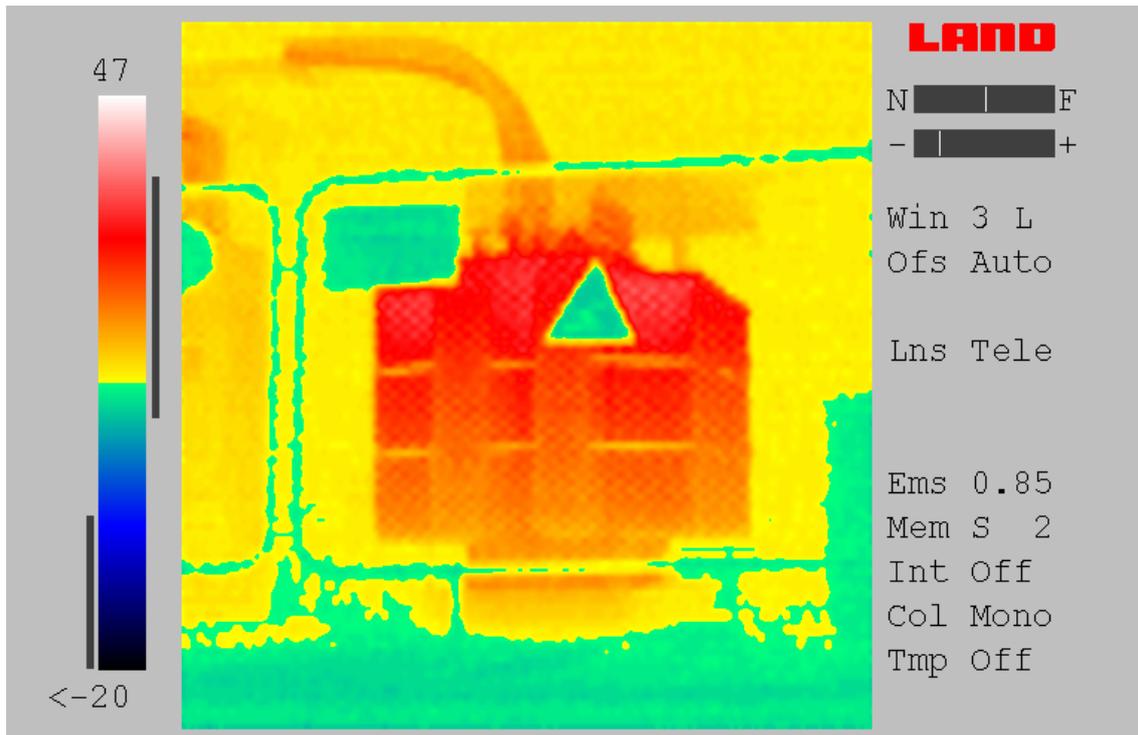


Figura 2: Termografía infrarroja de un transformador para la detección de puntos calientes [Maña05].

- Defectos en el sistema de refrigeración: Los defectos en el sistema de refrigeración comprenden todos aquellos fallos que afectan a la adecuada refrigeración de la máquina. Debidos a la pérdida de refrigerante en la cuba, depósito de expansión o conducciones intermedias, deterioro de las características del refrigerante debido a procesos de envejecimiento o contaminación, avería de los termostatos, sondas térmicas o ventiladores, obstaculización de las canalizaciones de refrigeración o cálculo inadecuado de la refrigeración o modificación de las condiciones de explotación.

En [Bart03] se muestran datos de un estudio realizado por “The Hartford Steam Boiler Inspection & Insurance Co” (la compañía más grande suscriptora de seguros de transformadores en el mundo) sobre los fallos de su población de transformadores asegurados. La causa principal de fallo se debió a defectos de aislamiento.



2.2. TIPOS DE TRANSFORMADORES Y RIESGO DE INCENDIO.

Atendiendo al tipo de dieléctrico empleado, hoy en día se usan en el mercado principalmente tres tipos de transformadores:

- Transformadores de tipo seco, los cuales contienen materiales sólidos o gaseosos como material de aislamiento. Normalmente estos transformadores tienen los arrollamientos embutidos en un bloque de resina epoxídica que, al tiempo que les confiere la necesaria rigidez, es ignífuga (difícilmente inflamable), la figura 3 muestra un transformador de este tipo. El riesgo de incendio de los transformadores de tipo seco generalmente se considera *bajo* en comparación con los transformadores con aislamiento líquido, debido a la limitada cantidad de materiales combustibles presentes en ellos. Tienen el inconveniente que son más caros y que a altas tensiones y potencias, su refrigeración es bastante deficiente, por lo que no son usados en estos casos. Además, para tensiones elevadas (mayores a 66 kV), no se utilizan los transformadores en seco debido al riesgo de aparición de descargas parciales.



Figura 3: Transformador seco de resina

- Transformadores con aislamiento líquido de baja inflamabilidad. Donde los aislantes líquidos usados son aceites aislantes de seguridad (de origen vegetal, mineral o sintético), indicados para transformadores que deben ser instalados en locales donde el riesgo de explosión y/o incendios deben ser minimizados. Estos aceites deben presentar baja inflamabilidad y suelen ser principalmente de tres tipos: Aceites minerales de alto punto de inflamabilidad, aceites vegetales y aceites aislantes de siliconas. El riesgo de incendio de estos transformadores es bastante más alto que el de los secos, debido a que el aislamiento líquido empleado no es ignífugo, sin embargo sus aceites poseen un punto de inflamación elevado comparado con los aceites minerales aislantes de uso general, aunque su capacidad de refrigeración empeora con respecto a éstos, debido a que tienen una viscosidad más alta.



- Transformadores con aislamiento líquido inflamable, donde los aislantes líquidos usados son aceites aislantes de uso general: Tienen origen mineral, los cuales poseen una base parafínica o nafténica, son obtenidos durante el proceso de refinación y extracción adecuado, de determinadas fracciones del petróleo natural. Estos transformadores son los que tienen mayor riesgo de incendio debido a el bajo punto de inflamación del aceite, alrededor de los 140 °C. Sin embargo este tipo de aceite es el que mejor propiedades refrigerantes posee, es por ello que suele usarse en transformadores de gran potencia.

La tabla 2 muestra los valores medios típicos del punto de inflamación de los aceites empleados en transformadores.

	ACEITES MINERALES	ACEITES MINERALES (ALTO PUNTO DE INFLAMACIÓN)	ACEITES DE SILICONAS	ACEITES VEGETALES
Punto de inflamación (° C)	140	260	300	330
Resistencia al fuego	Mala	Buena	Óptima	Óptima

Tabla 2: Punto de inflamación de aceites aislantes empleados en transformadores

En los transformadores con aislamiento líquido, el circuito magnético y los devanados están sumergidos en el aceite dieléctrico. Existen cuatro tipos de transformadores sumergidos:

- *Transformadores con respiración.* En este tipo, un depósito de expansión limita el contacto entre el aire y el aceite, al mismo tiempo que absorbe la sobrepresión. No obstante, el dieléctrico sigue oxidándose y cargándose de agua. La adición de un desecador limita este fenómeno, pero exige un mantenimiento periódico del aceite. En la figura 4 se puede ver un transformador de este tipo.
- *Transformadores de colchón de gas,* en este tipo la cuba es estanca y la variación de volumen del dieléctrico se compensa con un colchón de gas neutro, normalmente es Nitrógeno.
- *Transformadores de llenado integral.* La cuba está totalmente llena de líquido dieléctrico y herméticamente cerrado. No hay ningún riesgo de oxidación del aceite.
- *Transformadores con preservador de caucho.* Este tipo de transformadores tienen depósito conservador, pero para evitar el contacto entre el aire y el aceite se interpone entre ambos (en el depósito



conservador) una superficie fina de caucho (llamada balón de caucho), que impide la oxidación del aceite.



Figura 4: Transformador de aceite con depósito conservador

Dentro de las redes eléctricas cobran vital importancia los grandes transformadores (aislados y refrigerados con aceite de origen mineral de uso general) de las centrales generadoras y subestaciones, ya que un fallo en éstos puede ocasionar importantes pérdidas económicas. Como hemos mencionado son estos transformadores los que más alto riesgo de incendio tienen, debido precisamente a la gran cantidad de aceite que contienen en contacto con elementos a alta tensión.

El Riesgo de incendio, se puede medir en función del tamaño de la carga de fuego (elementos combustibles) en la zona designada. En subestaciones de distribución, la densidad de carga de fuego puede variar significativamente dependiendo de los tipos de transformadores. Por ejemplo, cuando la subestación de distribución se compone de un transformador tipo seco, la densidad de carga de fuego es baja, incluso incluyendo los cables eléctricos y otros componentes eléctricos, por lo tanto, el riesgo de incendio será bajo. Por otro lado, cuando la subestación de distribución consta de un transformador de tipo líquido, la alta densidad de carga calorífica que se espera debido a la presencia de aceites en los transformadores, hace que el riesgo de incendio en la subestación se considere alto.

La clasificación de los diferentes tipos de transformadores con respecto a los riesgos de incendio se muestra en orden ascendente de la siguiente manera:

- De bajo riesgo: transformadores de tipo seco (resina, SF_6).
- Alto riesgo: Transformadores con aislamiento líquido de baja inflamabilidad (aceites con alto punto de inflamación).



- Muy alto riesgo: Transformadores con aislamiento líquido inflamable (aceites con bajo punto de inflamación).

2.3. TASAS DE FALLO EN TRANSFORMADORES.

Los estudios más importantes sobre la prevención de explosión e incendio de transformadores empezaron debido a una solicitud de una gran compañía generadora en el oeste de USA, a raíz de una explosión en un transformador de una planta hidroeléctrica. Este suceso se dio en una instalación subterránea destruyendo el transformador, causando daños a otro próximo y a instalaciones colindantes. Este acontecimiento condujo a un paro total de la planta por aproximadamente 4 meses [Sche01].

El 5 de febrero del 2001, SERVERON CORPORATION (compañía eléctrica americana) publicó la siguiente información estadística acerca de transformadores [Roll04]:

- Según un estudio realizado por The Hartford Steam Boiler Inspection & Insurance Co, la tasa de fallos por año de servicio (en sus unidades aseguradas) fue alrededor de 1% (≈ 1000 transformadores) en 2003 y aumentará a 2% en el 2008.
- Existen aproximadamente 115.000 transformadores grandes sólo en USA y 400.000 en el mundo con un valor combinado superior a 200 mil millones de US\$.
- Según la Empresa de Investigación Newton Evans Inc., el promedio de edad de un transformador es de 35 años. Esto significa que muchos de ellos, con una vida esperada entre 40 y 50 años, están llegando al término de su vida útil.
- Cuando un transformador explota inesperadamente los costes para la empresa de electricidad (reemplazo del equipamiento, limpieza y reparación, pérdida de ingresos y posibles costes de reemplazo de energía) pueden fácilmente alcanzar los diez millones de dólares americanos.

En la presente década se han realizado múltiples estudios estadísticos sobre fallos en transformadores, uno de las más recientes fue expuesto en [Pete08]. El estudio presentaba datos de *dos* periodos diferentes de tiempo uno desde 1985 a 1995 y otro desde 1997 al 2004. Estos dos estudios fueron llevados a cabo por The Australian and New Zealand Cigre.

El *primero* de estos estudios (1985-1995), se realizó sobre una población de aproximadamente 3000 transformadores de más de 66 kV y de más de 10 MVA. Estos 3000 transformadores sumaban unos 50000 años de servicio en total y pertenecían a instalaciones de generación, transporte y distribución. Fue presentado en 1996.



- La tasa de fallos por año de servicio de transformador hallada fue 0,97%.
- La tasa de fallos, de muy alto coste, por año de servicio fue 0,4% pa. Entendiendo por fallos de muy alto coste, las que en su reparación y su posterior puesta en servicio supera el 50% del coste de reemplazar el transformador por otro nuevo.
- La tasa de fallos por año de servicio que provocó un incendio fue del 0,01% por año de servicio.

La tabla 3 muestra un resumen de las tasas de fallos dadas en este estudio según el tipo de transformador y su tensión.

Transformer Function	Transformer units	Failure rate	60<kV<100 kV	100<kV<300 kV	300<kV<700 kV	Total
PowerStation Dble wound	482	Pop. unit years	75	7376	1568	9019
		Fail. Rate % pa.	1.33	0.88	2.36	1.14
Substation Dble wound	204	Pop. unit years	120	22567	222	34862
		Fail. Rate pa. %	0.73	0.90	1.8	0.79
Auto Transformer	363	Pop. unit years	537	3584	3063	7184
		Fail. Rate pa. %	2.42	1.0	1.40	1.28
Voltage Regulators	21	Pop. unit years	192	87	0	
		Fail. Rate pa. %	1.04	0.0	0	
Total	2906	Pop. unit years	128	33614	4853	51344
		Fail. Rate pa. %	0.8	0.90	1.73	0.97
		Failure rate for costly failures %				0.4

Tabla 3: Tasa de fallos de transformadores. Resumen de datos de la encuesta de Australian Cigre 1996 [Pete08].

Las principales causas de estos fallos fueron:

- La pérdida de *aislamiento* en los *devanados* y en los *latiguillos* que unen los devanados con las bornas (30% de los fallos).
- Los *cambiadores de tomas en carga* (25 % de los fallos).
- Las *bornas y terminales* (19% de todos los fallos).

El segundo estudio presentado (1997-2004) se llevo a cabo sobre una población de aproximadamente 1800 transformadores de las mismas características que los anteriores pero solo en instalaciones de transporte y distribución (no de generación). Sumaban entre todos 12600 años de servicio, el número de fallos provocando fuegos fue 11, lo que lleva a una tasa de fallos provocando incendios de 0,09% por año de servicio de transformador. Esto supone una cifra 9 veces más alta que la dada en el estudio anterior, algunas causas de este aumento tan importante son:



- El uso de bornas (OIP) con papel impregnado de aceite. Este tipo de bornas tienen un alto riesgo de incendio y tienen un uso muy extendido en la actualidad.
- Las sobrecargas de los transformadores ahora son más comunes.
- Peor mantenimiento, y técnicos de mantenimiento menos cualificados.

La empresa francesa *SERGI*, especializada en diseño de sistemas de protección para transformadores, realizó un estudio en 2002 realizando una búsqueda a través de Internet de explosiones e incendios de transformadores en USA (mayor productor y consumidor de energía mundial). Estos estudios presentaban datos de 730 casos de incendios o explosiones de transformadores de mayor o menor medida solo en Estados Unidos [Roll04]. De su análisis encontraron que la probabilidad de explosión e incendio de un transformador es del 4,12%, este dato varía en función de su potencia, o cual se muestra en la figura 5 [Gonz05]:

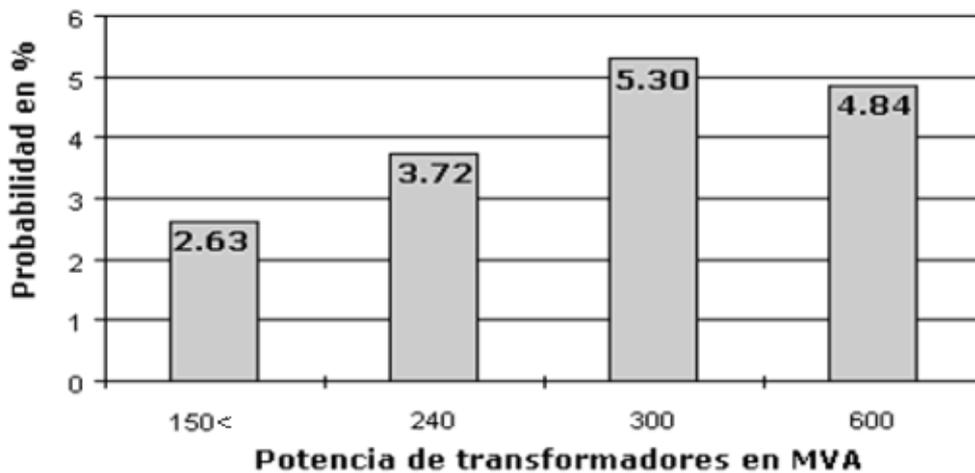


Figura 5: Probabilidad de explosión e incendio en función de la potencia [Gonz05]

El origen de los fallos que provocaron un incendio en este estudio se muestran en la figura 6, El principal elemento de fallo fue el cambiador de tomas en carga [Gonz05].

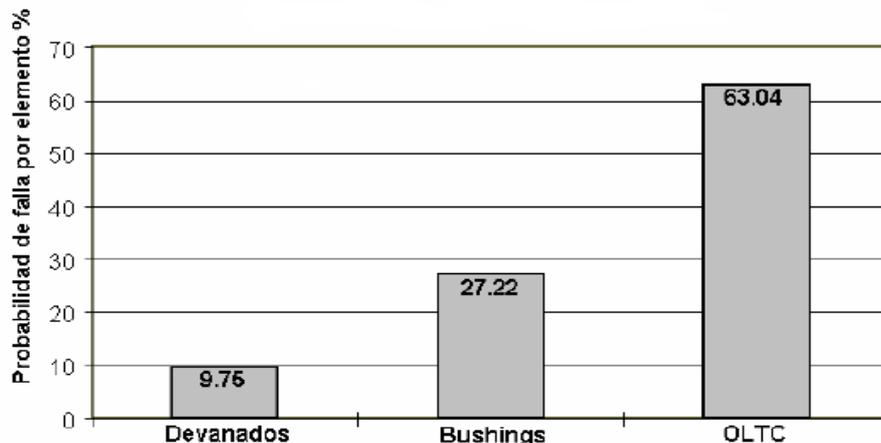


Figura 6: Localización del origen del fallo [Gonz05]



Estos estudios en general sugieren que la probabilidad de fuegos en transformadores va en aumento lo que trae serias consecuencias económicas. Es necesario, por tanto realizar investigaciones más frecuentes y serias para evaluar este riesgo.

Edad de los transformadores

La edad de los transformadores es un factor importante a tener en cuenta cuando se evalúa el riesgo de fallo. Se puede esperar una vida media de un transformador de unos 40 años.

Debido al envejecimiento del sistema de aislamiento empleado en los transformadores, la probabilidad de fallos de éstos crece, principalmente por la pérdida de resistencia mecánica y rigidez dieléctrica por parte de este aislamiento.

El aislamiento sólido de los transformadores se ve sometido a lo largo de su vida útil a fuerzas radiales y axiales. Cuando la red eléctrica a la que pertenece el transformador crece, la carga se incrementa, estas fuerzas son más severas y el transformador es sometido a mayor estrés mecánico y térmico, lo que hace que el aislamiento pierda propiedades más rápidamente.

Debido a esta pérdida de propiedades del aislamiento, la probabilidad de producirse un fallo dieléctrico en el transformador aumenta significativamente [Bart03].

[Bart03] muestra la dependencia que tiene la probabilidad de producirse un fallo con la edad del transformador. En la figura 7 se muestra dicha dependencia. En este informe se indica que el envejecimiento del transformador es uno de los principales factores que influye en su probabilidad de fallo.

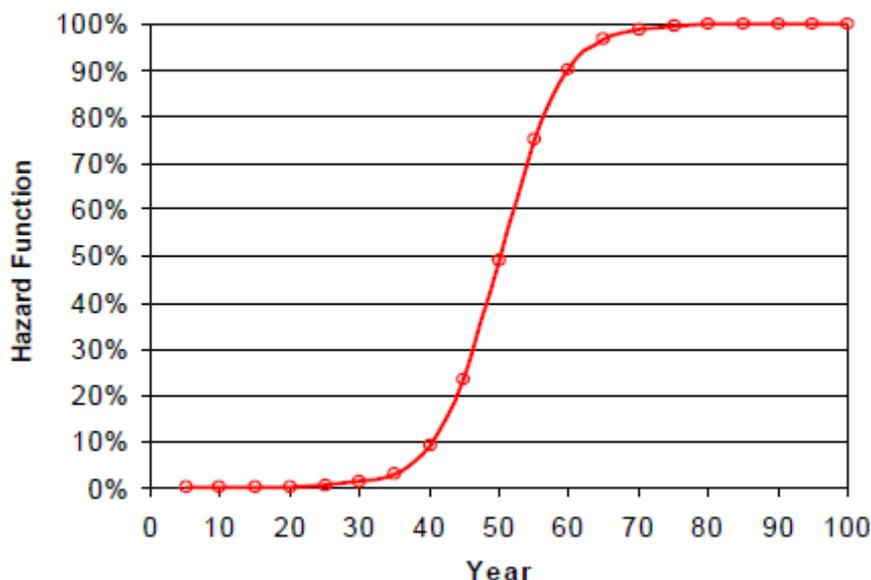


Figura 7: probabilidad de fallo de los transformadores en función de su edad [Bart03]



Otros estudios indican que la incidencia de fallos en los transformadores es grande en el inicio de su vida útil (posteriormente a ser instalado), luego en el transcurso de su vida se estabiliza, reduciéndose los fallos significativamente, para crecer significativamente al final de su vida útil, ver figura 8 [Gonz05].

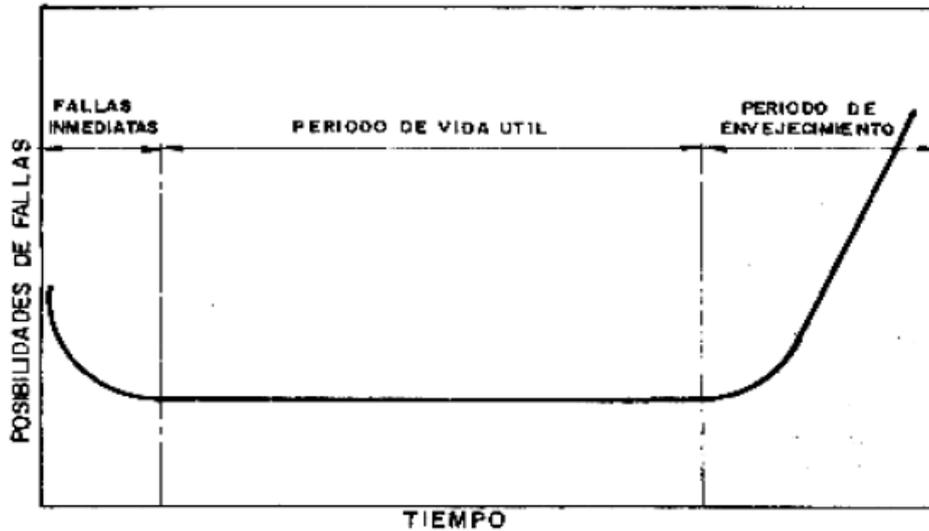


Figura 8: Fallos en transformadores en función de su vida útil [Gonz05]

2.4. INCENDIOS EN TRANSFORMADORES.

El riesgo de incendio en los transformadores de potencia es un hecho constatado, especialmente los que emplean aislamiento líquido de alta inflamabilidad, debido a que poseen gran cantidad de elementos combustible en contacto con elementos a alta tensión.

Se ha podido constatar que la causa principal de incendio de los transformadores (entre el 40% y 60%), es la pérdida del aislamiento interno [Gonz05]. Pero, ¿Qué tiene que suceder internamente en un transformador para que pueda llegar a arder?

En 1995, SERGI lanzó un extenso programa de investigación con el objetivo de estudiar fenómeno de transferencia de energía que ocurre en los transformadores de aceite durante un cortocircuito interno. Sus conclusiones fueron las siguientes [Serg09]:

1. Cuando existe una pérdida efectiva del aislamiento interno en un transformador, puede dar lugar a fallos que provoquen un arco eléctrico interno el cual, casi de forma instantánea, vaporiza una masa de aceite.
2. El volumen del aceite en estado líquido es mucho más pequeño que en estado gaseoso. En consecuencia, cuando el arco vaporiza una cantidad de aceite líquido, el volumen correspondiente de gas generado por la vaporización es mucho mayor que el volumen correspondiente a la masa del líquido.



Esta generación masiva de gas ocurre durante el primer milisegundo del arco. La burbuja de gas tiende a expandirse para poder mantener el equilibrio de presión con el ambiente que le rodea.

3. Debido a que la inercia del aceite previene la expansión de la burbuja, ésta no puede expandirse lo suficientemente rápido para mantener el equilibrio de presión. El gas es presurizado rápidamente. La amplitud experimental del pico de presión puede alcanzar los 14 bares.
4. La diferencia en la presión conlleva la generación de ondas de presión que se propagan en todo el transformador desde el punto de inicio del arco eléctrico.
5. El primer pico de presión (creado por el primer Megajulio de la energía de arco) viaja a través del aceite a la velocidad del sonido, 1.200 m/s e interactúa con la estructura de la cuba.
6. La interacción entre el primer pico de presión y la estructura de la cuba es un proceso progresivo. Cada componente del tanque, como soldaduras y pernos, está expuesto al primer pico de presión sólo por un corto tiempo. Luego, la integración de todos los picos de presión creará la presión estática y la elasticidad del tanque retrasará el proceso de explosión. Durante las pruebas realizadas, la inercia de ruptura fue de más de 57 milisegundos. Si la cuba no es despresurizada rápidamente, no podrá soportar la sobrepresión interna por mucho tiempo y romperá.
7. Cuando la cuba rompe, los gases generados por la vaporización del aceite, arden espontáneamente (están a muy alta temperatura) provocando una explosión muy violenta y la ignición del aceite.



Figura 9: Incendio de un transformador



2.5. CONSECUENCIAS ECONÓMICAS DE INCENDIOS EN TRANSFORMADORES.

La tabla 4 muestra una estimación de los costes derivados de incendios en transformadores de aceite, determinados en un estudio realizado por The Hartford Steam Boiler Inspection & Insurance Co, con datos desde el año 1997 hasta el 2001 [Bart03]:

Year	Total Number of Failure Events	Total MVA	Total Cost of Loss Claims US\$	Total Cost of Property Damage US\$	Total Business Interruption US\$
1997	19	2567	40,779,507	25,036,673	15,742,834
1998	25	5685	24,932,235	24,897,114	35,121
1999	15	2433	37,391,591	36,994,202	397,389
2000	20	4386	150,181,779	56,858,084	93,323,695
2001	15	2128	33,343,700	19,453,016	13,890,684
Total	94	17,199	286,628,811	163,239,089	123,389,722

Tabla 4: Costes derivados de incendios en transformadores de aceite [Bart03]

En este estudio se indica que el coste medio derivado de cada incendio fue de 3 millones de US\$ (16 665 US\$ por MVA). Esta pérdida incluye el coste de los daños colaterales (Total cost property damage) y el coste por la interrupción del suministro (Total business interrupción).

Podemos ver que los costes de los daños colaterales son típicamente del orden de dos veces el coste de reemplazar el transformador. Aunque pueden existir casos en lo que los daños colaterales sean anormalmente altos y pudieran llegar al valor de varias veces el transformador.

Capítulo 3

Evaluación del riesgo de incendio

3.1. INTRODUCCIÓN.

Un incendio es una reacción química de oxidación - reducción fuertemente exotérmica, siendo los reactivos el oxidante y el reductor. En terminología de incendios, el reductor se denomina combustible y el oxidante, comburente; las reacciones entre ambos se denominan combustiones.

Para que un incendio se inicie es necesario que el combustible y el comburente se encuentren en espacio y tiempo en un estado energético suficiente para que se produzca la reacción entre ambos. La energía necesaria para que tenga lugar dicha reacción se denomina energía de activación; esta energía de activación es la aportada por los focos de ignición.

Como hemos mencionado, la reacción de combustión es una reacción exotérmica. De la energía desprendida, parte es disipada en el ambiente produciendo los efectos térmicos del incendio y parte calienta a más reactivos; cuando esta energía es igual o superior a la necesaria, el proceso continúa mientras existan reactivos. Se dice entonces que hay reacción en cadena.

Por lo tanto, para que un incendio se inicie tienen que coexistir tres factores: combustible, comburente y foco de ignición que conforman el conocido "triángulo del fuego"; y para que el incendio progrese, la energía desprendida en el proceso tiene que ser suficiente para que se produzca la reacción en cadena. Estos cuatro factores forman lo que se denomina el "tetraedro del fuego" mostrado en la figura 10 [NTP 599].

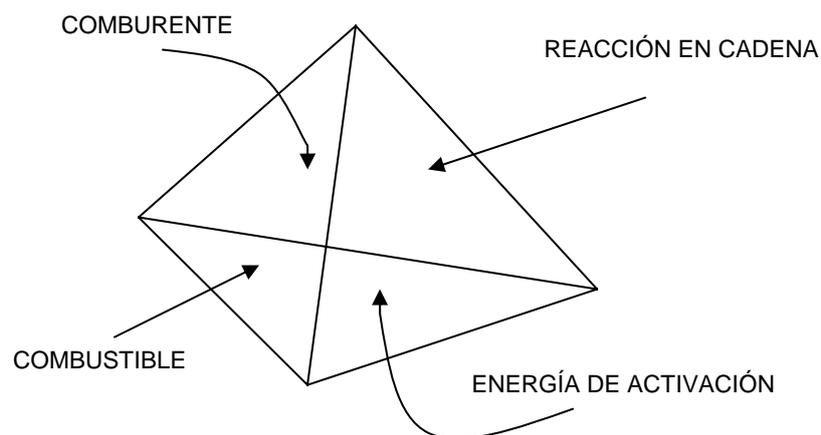


Figura 10: Tetraedro del fuego



Mientras exista energía suficiente, combustible y oxígeno en las proporciones necesarias, el fuego continuará, solamente se extinguirá cuando se inhiban alguno de estos elementos o sus parámetros estén fuera de los valores necesarios para que se desarrolle la reacción.

Los cuatro métodos por los cuales se puede extinguir un incendio son:

- Interrumpiendo la reacción en cadena de la combustión, por ejemplo con el empleo de halones.
- Eliminando el combustible. Cuando se acaba éste, se acaba el incendio.
- Diluyendo o eliminando el aporte de oxígeno (sofocación).
- Extrayendo suficiente calor del fuego. El principal agente extintor para la extinción por este método es el agua.

Los distintos tipos de combustión provienen de la distinta velocidad a que se desarrollan las reacciones de oxidación, pudiendo ésta ser:

- a) **Lenta**: La que se produce sin emisión de luz y con baja emisión de calor.
- b) **Rápida**: La que se produce con alta emisión de luz, calor y con emisión de llamas.
- c) **Instantánea o muy rápida**: El caso más típico de una combustión instantánea es la **explosión**. Cuando la velocidad de propagación del frente de llamas es menor que la velocidad del sonido (340 m/s) a la explosión se la denomina **deflagración** (por ejemplo, la combustión de vapores líquidos inflamables disueltos en el aire). Cuando la velocidad de propagación del frente de llamas es mayor que la velocidad del sonido, a la explosión se la denomina **detonación**.

Los métodos existentes para evaluar el riesgo de incendio son variados y utilizan distintos parámetros de medida para hacer la valoración. La utilización de unos u otros parámetros dependen de la finalidad que persiga el método de evaluación (minimizar las consecuencias materiales a la empresa, al personal propio o visitante o las consecuencias materiales y humanas a terceros) o de los criterios de evaluación del propio autor del método. Generalmente tienen en común que la mayoría de ellos valoran factores ligados a las consecuencias del incendio.

Como accidente - incendio se entiende el inicio del mismo y su inmediata propagación. Ahora bien, teniendo en cuenta que el comburente (aire) se encuentra siempre presente, y que la reacción en cadena es consecuencia del incendio, las condiciones básicas que provocarán el inicio del incendio son el combustible y la energía de activación; por lo tanto, para evaluar el riesgo de incendio hay que evaluar la probabilidad de que coexistan en espacio, tiempo y suficiente intensidad el combustible y el foco de ignición. La prevención de incendios se centra en la eliminación de uno de



estos factores para evitar que coexistan. Los demás aspectos preventivos tales como las medidas de extinción no adoptadas, vías de evacuación correctas y de suficiente anchura, una organización adecuada, etc., son parámetros que se consideran y valoran para estimar las consecuencias [NTP 599].

3.2. RIESGO DE INCENDIO.

El riesgo de incendio, al igual que cualquier otro riesgo de accidente viene determinado por dos conceptos clave: los daños que puede ocasionar y la probabilidad de materializarse. Por lo tanto, el riesgo de incendio (RI) se debe evaluar considerando la probabilidad de inicio del incendio y las consecuencias que se derivan del mismo [NTP 599]:

$$RI = \text{Probabilidad de inicio de incendio} \times \text{Consecuencias}$$

La *probabilidad de inicio* del incendio viene determinada por las medidas de prevención no adoptadas; es decir, de la coexistencia en espacio, tiempo e intensidad suficiente del combustible y el foco de ignición.

Una vez que se inicia el incendio, si no se actúa a tiempo y con los medios adecuados, se producirá su propagación y ocurrirán unas consecuencias con posibles daños materiales y/o humanos.

3.3. MÉTODOS DE EVALUACIÓN DE RIESGO DE INCENDIO.

La evaluación del riesgo de incendio constituye un tema de gran interés, existiendo una gran variedad de metodologías para tal fin. Esto es debido a la multitud de factores implicados en la valoración, a su variabilidad con el tiempo, a su interrelación, su dificultad de cuantificación y de la finalidad que persiga cada método.

La gran mayoría de los métodos existentes evalúan solamente la magnitud de las consecuencias derivadas del incendio, y no tienen en cuenta la probabilidad de inicio del incendio. Algunos de los métodos existentes muy usados que valoran solo las consecuencias, son el método de los factores α , el método de los coeficientes K, el método Gretener y el método de Gustav Purt.

Este proyecto se centrará en obtener la probabilidad de ocurrencia de incendio, con lo cual no podemos emplear ninguno de los métodos anteriores, tendremos que emplear un método sistemático de análisis de riesgos que nos lleve a determinar cuando puede surgir un incendio en un transformador.



3.4. ANÁLISIS SISTEMÁTICO DE RIESGOS

Las personas, los bienes materiales y el medio ambiente que se encuentran próximos a un equipo o instalación industrial, en el que se hallen sustancias peligrosas, están sometidos a unos riesgos (químicos, eléctricos, etc.). La cuestión clave está en decidir qué tipo y nivel de riesgos se está dispuesto a admitir en contrapartida a los beneficios que suponen la explotación de dicho equipo o instalación industrial.

Por tanto, para poder decidir si un tipo de riesgo es aceptable, se requiere estimar su magnitud (evaluarlo), por lo que se hace necesario realizar un análisis sistemático y lo más completo posible de todos los aspectos que implica para la población, el medio ambiente y los bienes materiales, la presencia de una determinada instalación, equipo, sustancia, etc.

El objetivo es dar una estimación del nivel de peligro potencial de una actividad industrial, en términos de cuantificar la probabilidad de ocurrencia y la magnitud del daño.

Los análisis de riesgos por tanto, tratan de estudiar, evaluar, medir y prevenir los fallos y las averías de los sistemas técnicos y de los procedimientos operativos que pueden iniciar y desencadenar sucesos no deseados (accidentes) que afecten a las personas, los bienes y el medio ambiente.

Los cuatro principales puntos a estudiar en un análisis sistemático de los riesgos que implica una determinada instalación industrial son:

1. Identificación de sucesos no deseados, que pueden conducir a la materialización de un peligro.
2. Análisis de las causas por las que estos sucesos tienen lugar.
3. Frecuencia con que estos sucesos pueden producirse.
4. Valoración de las consecuencias.

Los dos primeros puntos tratan de contestar a la pregunta: ¿Qué puede ocurrir?: Cuya respuesta nos llevaría propiamente a la identificación de los riesgos y al estudio de las causas que provocan estos peligros.

El siguiente punto trata de contestar a la pregunta: ¿Cuál es la frecuencia de ocurrencia?: Su respuesta implica aplicar métodos de análisis cuantitativos de riesgo (ACR) apropiados, que nos permitan evaluar numéricamente el riesgo.

Por último, otra de las cuestiones a resolver es ¿Cuáles son las consecuencias?: Se trata de aplicar métodos matemáticos de análisis de consecuencias [Uniz09].

En la figura 11, se representan estos puntos, lo que implica acciones diferentes en cada caso.

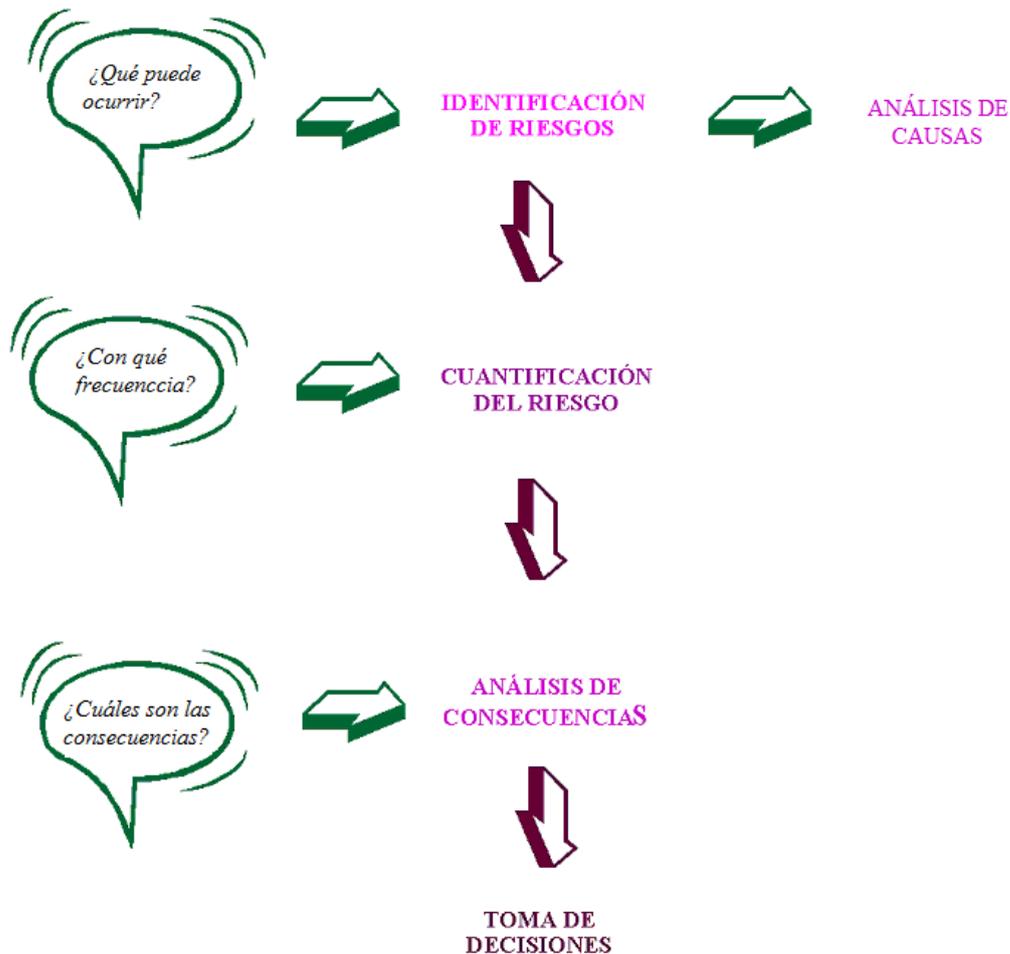


Figura 11: Análisis de riesgo [Uniz09].

Básicamente, existen dos tipos de métodos para la realización de un análisis cuantitativo de riesgos:

- Métodos cualitativos:** Se caracterizan por no recurrir a cálculos numéricos y son los más utilizados. Pueden ser métodos **comparativos** y métodos **generalizados**.
- Métodos semicualitativos:** Se caracterizan por recurrir a una clasificación de las áreas de una instalación en base a una serie de índices que cuantifican daños: índices de riesgo.

Los métodos cualitativos pueden ser:

- **Métodos comparativos:** Se basan en la utilización de técnicas obtenidas de la experiencia adquirida en equipos e instalaciones similares existentes, así como en el análisis de sucesos que hayan ocurrido en instalaciones parecidas a la que se analiza. Principalmente son cuatro métodos los existentes:



1. Manuales técnicos o códigos y normas de diseño.
 2. Listas de comprobación o "Safety check lists".
 3. Análisis histórico de accidentes.
 4. Análisis preliminar de riesgos o PHA.
- Métodos generalizados Los métodos generalizados de análisis de riesgos, se basan en estudios de las instalaciones y procesos mucho más estructurados desde el punto de vista lógico-deductivo que los métodos comparativos. Normalmente siguen un procedimiento lógico de deducción de fallos, errores, desviaciones en equipos, instalaciones, procesos, operaciones, etc. que trae como consecuencia la obtención de determinadas soluciones para este tipo de eventos. Los métodos generalizados más importantes son:
1. Análisis "What if ...?", "¿Qué pasaría si...?"
 2. Análisis funcional de operabilidad, HAZOP.
 3. Análisis de árbol de fallos, FTA.
 4. Análisis de árbol de sucesos, ETA.
 5. Análisis de modo y efecto de los fallos, FMEA.

Para realizar la cuantificación del riesgo, este proyecto empleará la metodología del árbol de fallos, la cual será descrita posteriormente [Uniz09]. El análisis de las consecuencias derivadas, queda fuera del proyecto.



Capítulo 4

Análisis sistemático del riesgo de incendio de un transformador.

Cuando realizamos un análisis sistemático de riesgos sobre cualquier transformador, hay que identificar los sucesos no deseados que pueden derivar en la materialización de un peligro, considerando riesgos eléctricos, mecánicos o químicos. Ahora bien, este proyecto se centra en la evaluación del riesgo de incendio (Riesgo químico) de un transformador con aislamiento líquido de alta inflamabilidad situado en una instalación ficticia, dejando de lado en la medida de posible otros factores de riesgo. Como todos sabemos, los incendios en los transformadores son hechos constatados y constituyen uno de sus riesgos más importantes.

Para llevar a cabo nuestro objetivo, vamos a realizar un análisis sistemático del riesgo de incendio, lo que nos lleva a dividir el trabajo en cuatro campos de actividad fundamentales y que se desarrollan de forma secuencial:

- 1) Análisis de las causas:** En esta parte, se deben analizar y describir las causas por las cuales puede producirse un fallo en un transformador con aislamiento líquido de alta inflamabilidad que derive en un incendio.
- 2) Evolución (procesos):** Una vez conocidas las causas por las que se producen los fallos potenciales de producir un incendio, se deben estudiar los procesos (fases) que deben ocurrir para que pueda llegar a producirse el incendio. Debemos tener en cuenta los mecanismos y protecciones con los que cuenta el transformador para prevenir tales procesos.
- 3) Descripción del transformador e instalaciones:** Para realizar la evaluación del riesgo de incendio para un transformador particular con aislamiento líquido de alta inflamabilidad, es necesario realizar una descripción detallada de éste y de las instalaciones donde se encuentra situado.
- 4) Cuantificación del riesgo:** Este último punto se centra en cuantificar la probabilidad de ocurrencia de incendio en el transformador descrito en el punto anterior usando un método de análisis cuantitativo de riesgo. El método que emplearemos será el árbol de fallos.



Capítulo 5

Causas de incendio en transformadores

5.1. DEGRADACIÓN DEL AISLAMIENTO

La principal causa por la que se producen fallos que pudieran derivar en incendio en los transformadores de aceite es la pérdida de vida (deterioro) y contaminación de algunos de sus elementos constituyentes. Los tres componentes principales sujetos a esta deterioración y contaminación son: el aceite dieléctrico (que tiene doble misión refrigerante y aislante), el papel usado para el aislamiento de los conductores y el cartón (pressboard) que es usado para el aislamiento principal y para los soportes de los arrollamientos [Coll09]. Esta pérdida de vida trae como consecuencia la pérdida de sus propiedades aislantes y refrigerantes.

En este apartado, haremos un repaso de las principales características del aceite aislante y del aislamiento sólido empleado en los transformadores y de los factores que contribuyen a su envejecimiento y degradación.

5.1.1. ACEITE AISLANTE

La misión del aceite en el transformador es la de conformar, junto con el papel y otros sólidos el aislamiento de las partes activas del transformador, además de transferir el calor hacia el exterior el calor originado en el interior de la cuba por las pérdidas propias del transformador (Joule, Foucault y Histéresis). La vida útil del transformador depende de cómo cumpla su misión el aceite aislante.

Las ventajas principales de los aceites aislantes minerales aislantes de uso general empleados en a transformadores son:

- *Viscosidad reducida*: La viscosidad de un aceite es relevante para sus propiedades de refrigeración. Cuanto menor sea la viscosidad, mejor será la *refrigeración*.
- *Alta rigidez dieléctrica*: Necesaria para que los devanados, queden suficientemente aislados con el núcleo, la cuba y entre sí, evitando fallos eléctricos en el transformador.

El valor de la rigidez dieléctrica depende del estado de pureza física del aceite; disminuye en la presencia de humedad y de impurezas sólidas que, además, absorben el agua y constituyen verdaderos "puentes" conductores en el seno del aceite aislante. En la figura 12 podemos ver la dependencia de la rigidez dieléctrica y de la viscosidad del aceite con su temperatura.

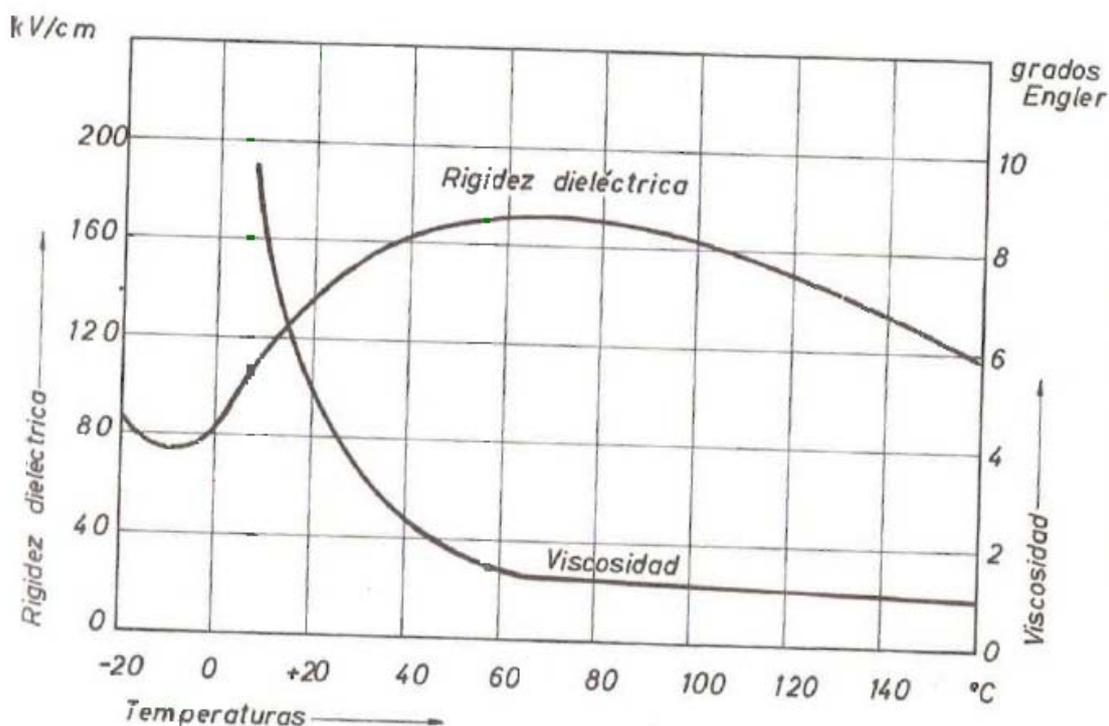


Figura 12: Rigidez dieléctrica y viscosidad del aceite en función de la temperatura

Como desventajas podemos señalar:

- *Bajo punto de inflamación, lo que implica un alto riesgo de incendio.* El punto de inflamación de un aceite se especifica por razones de seguridad, pero también porque indica la volatilidad de dicho aceite y una baja volatilidad es importante para aplicaciones a altas temperaturas. Los componentes ligeros del aceite determinan el punto de inflamación, que es extremadamente sensible a los contaminantes. El punto de inflamación se alcanza cuando el aceite libera gases suficientes para hacer que la mezcla de gases sobre el aceite entre en ignición ante una llama abierta.
- *Baja estabilidad ante la oxidación:* Todos los aceites contienen una pequeña cantidad de aire y la presencia de oxígeno conduce a la oxidación. La oxidación duplica su tasa de reacción cuando la temperatura aumenta.

Envejecimiento y Deterioro del aceite

Durante el periodo de explotación del transformador, el aceite sufre cambios que se denominan envejecimiento. Los cambios son de naturaleza química y física. Éstos se manifiestan como un empeoramiento de sus propiedades. Además se produce una acumulación de sedimentos sobre las partes activas (Núcleo, arrollamientos, etc.) y los



canales de refrigeración, dificultando la transferencia de calor desde estas partes activas hacia los disipadores (radiadores generalmente).

El envejecimiento del aceite es acelerado por:

- a) La *temperatura* elevada originada por: sobrecargas prolongadas, cortocircuitos en la red primaria o secundaria no liberados a tiempo por las protecciones, defectos de diseño, etc. El aceite sufre fácilmente reacciones químicas. En condiciones normales, estas reacciones son muy lentas y su velocidad de ocurrencia es en general fuertemente dependiente de la temperatura, incrementándose al aumentar esta, lo que provoca un aumento de la degradación química del aceite.
- b) La presencia de *oxígeno* disuelto en el aceite o en contacto con él. La oxidación es un proceso de degradación química que afecta a la mayor parte de los materiales orgánicos. Básicamente consiste en la asimilación de átomos de oxígeno por parte de las sustancias constituyentes del aceite, lo que conlleva la degradación de las mismas y la pérdida paulatina de características y prestaciones del aceite. Este proceso se ve favorecido por el calor, la luz (radiación ultravioleta), el agua y la presencia de contaminantes. Los primeros productos de la oxidación son peróxidos orgánicos, que en principio no son dañinos, pero que en poco tiempo comenzaran a actuar como catalizadores, acelerando exponencialmente el proceso de oxidación. A continuación se formaran resinas, alcoholes, aldehídos, cetonas y ácidos orgánicos. Algunas de estas sustancias son solubles en un principio, pero al entrar en contacto con superficies muy calientes se vuelven insolubles, o tienen afinidad entre ellas y se depositan formando lodos, cuando estos lodos se acumulan en las partes activas del transformador y en los canales de refrigeración del transformador, dificultan la transferencia de calor y por tanto interfieren en la correcta refrigeración del transformador, aumentando la temperatura de éste. Los alcoholes y las cetonas, son disolventes y pueden atacar a elementos metálicos, corroyéndolos. Esta comprobado que en presencia de tensiones eléctricas, estos procesos se aceleran.

Bajo ciertas condiciones, es el nitrógeno el que reacciona con las moléculas del aceite: esto provoca la nitración del aceite y la formación de barniz. Este problema hay que tenerlo en cuenta en transformadores con colchón de gas, ya que este gas suele ser Nitrógeno.

- c) El *agua* disuelta en el aceite. El agua actúa como catalizador de la formación de ácidos, óxidos y otras sustancias dañinas. El agua entra en el sistema filtrándose a través de respiraderos. Cuando el agua esta disuelta en el aceite, las moléculas de agua están completamente mezcladas con las de éste. En este estado, la presencia del agua en el aceite resulta muy difícil de detectar.

La presencia de agua en el aceite hace progresar rápidamente la oxidación, a un ritmo 10 veces superior a lo normal, dando lugar a un envejecimiento prematuro, particularmente en presencia de metales catalíticos como el cobre, además, corroe la mayor parte de los metales.



La humedad tiene una acción nociva sobre la rigidez dieléctrica de todos los materiales aislantes, especialmente sobre el aceite, haciendo disminuir drásticamente ésta; particularmente cuando esta humedad se encuentra en forma de agua libre, en suspensión, en emulsión o fijada en partículas sólidas en suspensión, como por ejemplo fibras celulósicas. La figura 13 nos da una idea de la drástica disminución de esta propiedad.

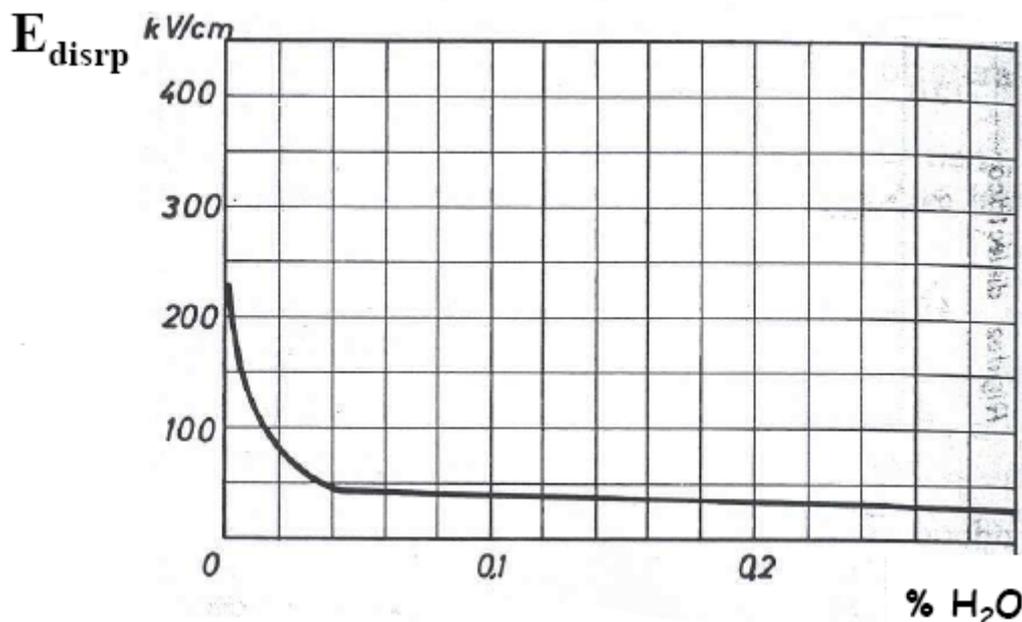


Figura 13: Rigidez dieléctrica en función del grado de humedad del aceite en %

La Presencia de humedad en el Aceite se mide en PPM (partes por millón). El valor max, según la **norma IEC 296** para transformadores, no debe superar 30 PPM, aunque algunos fabricantes pueden recomendar máximos de 10 PPM de agua, para transformadores eléctricos de Alta Tensión >170 KV.

- d) Los *metales* presentes en las partes activas (cobre y acero), actúan como excelentes catalizadores acelerando el proceso de envejecimiento (acelerando el proceso de oxidación). Las sales metálicas formadas por la corrosión de los metales también actúan como catalizadores, al igual que el agua, cuya presencia se ve favorecida por los ácidos y otras sustancias polares que tienen afinidad por ella.
- e) La presencia de *contaminantes* influye también en el deterioro del aceite. Se llaman contaminantes a todas las sustancias extrañas que contiene el aceite, bien sean generadas por el aceite o bien ingeridas por el sistema. Pueden ser sustancias gaseosas, líquidas, sólidas o semisólidas. Los contaminantes pueden afectar seriamente a las prestaciones del aceite. Debido a las condiciones de alta temperatura y presión en las que operan en muchas ocasiones los aceites, los contaminantes se mezclan y reaccionan, degradando el aceite, además atacan químicamente a los equipos, provocan erosión en el sistema, creando



acumulaciones de lodos, lo que dificulta la circulación del aceite, impidiendo la correcta refrigeración del transformador.

- f) Los gradientes de campo excesivos, por compromisos de diseño, también producen descomposición del aceite.

Mantenimiento de la calidad del fluido eléctrico.

La degradación del aceite depende de las condiciones del servicio y del *mantenimiento* del Transformador. Con este deterioro el aceite pierde sus propiedades, y no cumple con la misma eficacia su misión, se reducen los márgenes de seguridad y aumenta el *riesgo de un fallo prematuro*.

Aunque la evaluación del riesgo de fallo es difícil, llevando a cabo tareas de mantenimiento predictivo se podrían llegar a estimar los efectos potenciales del deterioro del aceite. Algunas de estas técnicas del mantenimiento predictivos son: termografía infrarroja, cromatografía de gases, análisis físico-químico del aceite, análisis de furanos y contenido de humedad.

Gases disueltos en el aceite.

Estos gases proceden fundamentalmente de la descomposición del aceite debido al calor provocado por averías internas en el transformador. La cantidad de gas que puede disolver el aceite depende del tipo de gas, de la temperatura y de la solubilidad del aceite. El aire, por ejemplo, es soluble en el aceite mineral hasta en un 8-9 % por unidad de volumen a temperatura ambiente.

Los gases disueltos en el aceite de los transformadores en servicio oscilan desde 5000-20000 ppm (0,5-2%) en transformadores con balón de caucho en el depósito conservador; y 5000-120000ppm (5-12%) en transformadores de libre respiración a través de un desecante de silicagel. Estos gases son mayormente N_2 y O_2 que al estar disueltos en el aceite no siguen las leyes de los gases ideales {V, P, T} [Pete08].

Los gases disueltos afectan a la viscosidad del aceite, lo que repercute en la capacidad de aceite para transferir calor y en la oxidación éste. También pueden hacer bajar drásticamente la temperatura de inflamación del aceite, aumentando el riesgo de incendio.



5.1.2. AISLAMIENTO SÓLIDO

Los principales aislantes sólidos empleados en los transformadores de aceite mineral sujetos a deterioro son el papel usado para el aislamiento de los conductores y el cartón (pressboard) que es usado para el aislamiento principal y para los soportes de los arrollamientos. El principal componente de estos aislantes es la celulosa, en algunas ocasiones se le añaden sustancias como el polipropileno o el polietileno con el fin de que éste adquiera determinadas características.

Para conformar el aislante se suelen prensar varias capas de papel o cartón de alta calidad, de esta manera se consigue mejorar su resistencia mecánica. Existen diversos tipos de papel y cartón, en aplicaciones de aislamiento, unos de los más comunes son el papel presspan y el cartón denominado pressboard.

Al igual que sucede con el aceite, los aislantes celulósicos sufren cambios (envejecen) durante el proceso de explotación del transformador, que derivan en una pérdida de propiedades dieléctricas y mecánicas.

En el aislamiento sólido no se produce la regeneración del dieléctrico después de la perforación eléctrica, ni una renovación constante del dieléctrico, como sucede en los aislamientos líquidos y gaseosos confinados.

Los aislantes sólidos celulósicos empleados en transformadores, normalmente van impregnados en líquidos dieléctricos. Los aislantes de papel impregnados constituyen uno de los sistemas de aislamiento más antiguos utilizados en equipos eléctricos de potencia y siguen constituyendo uno de los métodos más seguros de aislamiento disponibles, ya que mejora las características dieléctricas (aumenta la rigidez dieléctrica y disminuye la constante dieléctrica) y térmicas (mejora conductividad térmica y su resistencia a la temperatura). Una adecuada impregnación del papel posibilita la eliminación de las cavidades rellenas de gas en el aislante, por lo tanto elimina la posibilidad de las descargas parciales que inevitablemente llevan al deterioro y rotura del sistema de aislamiento. El líquido impregnante empleado es aceite mineral o fluido sintético, ya que la constante dieléctrica de estos fluidos es más o menos 2,2 y la de la celulosa seca 6,5 a 10, siendo la constante dieléctrica resultante es de 3,1 a 3,5.

Debido a los requisitos mecánicos y eléctricos excepcionalmente altos, el proceso de fabricación del papel y del pressboard se centra en la eliminación de cualquier contaminación del producto final. Sus características principales son:

- Alta resistencia a descargas disruptivas (buenas propiedades dieléctricas). La tensión de perforación del papel impregnado en aceite aislante ronda los 25 KV por cada 0,5 mm.
- Buena capacidad de impregnación de líquidos dieléctricos.
- Soporta altas cargas térmicas durante corto tiempo (ej.: pocos segundos a 350 °C).
- Buena flexibilidad.



- Aceptable resistencia mecánica.

Cuando se analiza la probabilidad de perforación de un aislamiento sólido debido a un fallo, hay que tener en cuenta que ésta depende directamente de las propiedades del material aislante (combinación de materias primas y calidad de proceso de fabricación) y de otros tipos de fenómenos como son:

- a) La alteración de propiedades en función del tiempo de la estructura físico-química del material. Debido a su inestabilidad química, oxidación, hidrólisis, contaminación, deterioro electroquímico, etc.
- b) Heterogeneidades del campo eléctrico, debido normalmente a pequeñas cavidades existentes en las condiciones iniciales del material o formadas a lo largo de su vida útil, que puede conducir a la formación de pequeñas descargas, con el consecuente deterioro progresivo del material a su alrededor.
- c) Envejecimiento del material aislante. La ocurrencia de sobretensiones intensas de muy corta duración (de origen atmosférico) o la presencia de cortocircuitos con corrientes muy elevadas y de muy corta duración, traen como consecuencia el envejecimiento de los materiales aislantes, con la consecuente alteración de las propiedades eléctricas y de la estructura físico-química del dieléctrico. Además, existe un estrés mecánico continuo sobre el papel causado por las fuerzas electro-magnéticas, las cuales tienden a expandir el devanado de alta tensión (externo) y comprimir el de baja (interno).

Envejecimiento

A medida que el papel y el cartón envejecen sus propiedades van mermando. Su deterioro o envejecimiento puede verse acelerado al igual que el aceite mineral por:

- La *temperatura* elevada originada por: sobrecargas prolongadas, cortocircuitos, etc. Tiene similares efectos que en el aceite mineral. En general la duración de la vida útil (t) de un aislante sólido puede ser expresada en función de la temperatura absoluta (T), ya que ésta determina fuertemente la alteración de sus propiedades físico-químicas. La relación entre vida útil t y temperatura la determina la ecuación (1) (ley de Arrhenius-Dakin).

$$t = A e^{-\beta T} \quad (1)$$

Donde:

t = Vida útil de un aislante sólido.

A y β = Parámetros aproximadamente constantes y propios de cada material aislante.

T = Temperatura absoluta.

- Los *lodos* formados por la oxidación del aceite, se depositan sobre las partes activas (Núcleo, arrollamientos, etc.), dificultando la



transferencia de calor desde estas partes activas hacia los disipadores, acelerando la degradación de la celulosa.

- La *humedad* tiene una acción nociva sobre la rigidez dieléctrica. Además favorece la hidrólisis de la celulosa (descomposición o despolimerización por acción del agua), haciendo perder al aislamiento sus propiedades eléctricas y mecánicas.
- Los *ácidos orgánicos* formados por el envejecimiento del aceite actúan de *catalizadores*, causando una rápida despolimerización de la celulosa, esta reacción produce agua que a su vez ataca a la celulosa.

Este envejecimiento trae como consecuencias la descomposición paulatina del papel (incluso su rotura), perdiendo sus propiedades. Cuando esto sucede el riesgo de fallo en el transformador es muy probable, pudiéndose producir un arco eléctrico de gran energía que derive en un *incendio*.

También el envejecimiento del papel se pone de manifiesto por la liberación de compuestos específicos y por la pérdida de flexibilidad, pudiendo llegar a quebrarse durante algún esfuerzo mecánico. Al igual que sucede con el aceite, la degradación del papel y cartón depende de las condiciones de servicio y del mantenimiento del transformador.

No es necesario analizar el papel, para comprobar su estado. Una muestra de aceite sirve para evaluar su estado. Los primeros indicios de un proceso de degradación pueden obtenerse mediante un análisis de los gases disueltos en el aceite, una primera señal de degradación del aislamiento sólido es un crecimiento desproporcionado de la concentración de monóxido de carbono (CO) y dióxido de carbono (CO₂).

El CO₂ y el CO no son explosivos, el riesgo de incendio asociado a ellos es bajo. Además normalmente la presión dinámica generada por ellos es aliviada por la válvula de sobrepresión sin mayor problema.

Otra señal de la degradación del papel es la liberación de compuestos furánicos. Estos compuestos son propios de la descomposición térmica de la celulosa, y no pueden ser generados por el aceite. Por lo tanto, el control periódico de la concentración de ellos en el aceite es conveniente para anticipar fallos y garantizar la vida útil extendida del transformador.

5.2. COMPORTAMIENTO DEL ACEITE ANTE LOS AUMENTOS DE TEMPERATURA.

En los aceites aislantes de uso general empleados en transformadores, un calentamiento excesivo del transformador hará que el aceite absorba energía y reaccione produciendo metano, etano, hidrógeno, y si el calentamiento es grande, hasta etileno. Cuando se producen arcos eléctricos de alta energía dentro del transformador se forma acetileno. Todos los gases generados en la vaporización del aceite tienen un alto riesgo de incendio, ya que son explosivos.

El tipo y volumen de gas producido depende de la temperatura alcanzada en el aceite. La figura 14 muestra una estimación del tipo y cantidad de gas formado en función de la temperatura alcanzada durante una falta.

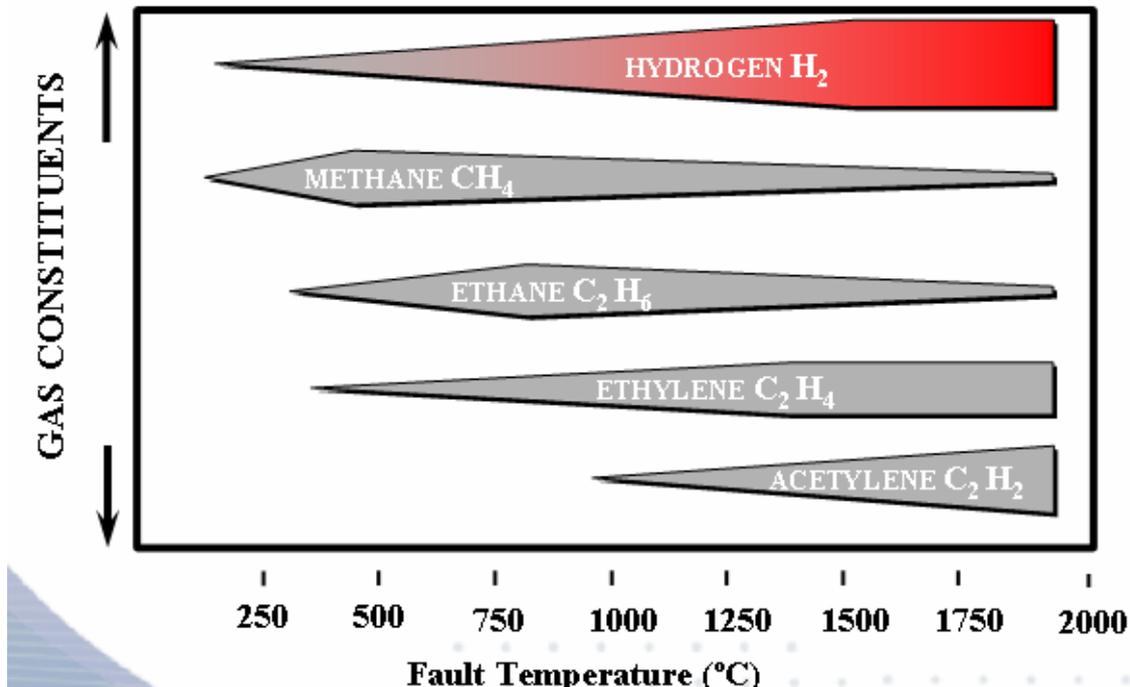


Figura 14: Gases formados por la vaporización del aceite en función de la temperatura alcanzada durante una falta.

Cuando se produce un fallo eléctrico en un transformador, el aceite del transformador se calienta produciéndose una vaporización de él. Los gases generados por el aceite según el tipo de falta serán:

- Por efecto corona o descarga parcial (baja energía): Hidrógeno (H_2).
- Por calentamiento térmico o pirólisis (baja energía): Hidrógeno (H_2), Metano (CH_4) y Etano (C_2H_6).
- Por calentamiento térmico o pirólisis (alta energía): Hidrógeno (H_2), Metano (CH_4), Etano (C_2H_6) y Etileno (C_2H_4).
- Arco eléctrico (alta energía): Hidrógeno (H_2), Metano (CH_4), Etano (C_2H_6), Etileno (C_2H_4) y Acetileno (C_2H_2).

Como vemos todos los gases son hidrogeno e hidrocarburos, que son extremadamente inflamables, la mezcla de cualquiera de estos gases con el aire es explosiva (su calentamiento puede provocar una combustión rápida), es decir, cualquiera de los gases anteriores tienen un alto riesgo de incendio.



El volumen de gas generado es dependiente de la temperatura. Si la cantidad de gas producido por un pequeño sobrecalentamiento excede de la capacidad del aceite para disolverlo, se formaran pequeñas burbujas que quedaran atrapadas en el aceite. Este gas será liberado lentamente a través de los respiraderos no interfiriendo en el funcionamiento del transformador.

Cuando este sobrecalentamiento es excesivo, el volumen de algunos de los gases formados será también grande (especialmente el hidrogeno y el acetileno), pudiéndose producir además un pico de presión dinámica bastante significativo que se propagará por el aceite a gran velocidad. El daño que se pueda producir en el sistema depende de la capacidad de las protecciones del transformador para aliviar la presión generada, para evacuar los gases formados por el sobrecalentamiento y abrir los interruptores para aislar eléctricamente al transformador. Es en este punto, donde cobran mucha importancia los tiempos de respuesta de estas protecciones.

La temperatura de un fallo que provoque un arco eléctrico en el interior del transformador es muy elevada, lo que provoca que los gases producidos en el proceso de vaporización del aceite alcancen elevadas temperaturas, si estos gases fueran liberados a la atmosfera, no necesitarían fuente de ignición para arder, su inflamación sería espontánea (son autoinflamables).

5.3. CAUSAS ELÉCTRICAS DE UNA PÉRDIDA DE AISLAMIENTO PREMATURA.

Las principales causas desde el punto de vista eléctrico que aceleran el deterioro del aislamiento son los cortocircuitos y sobrecargas que se desarrollan en la red eléctrica donde opera el transformador. A continuación, se explican los efectos que provocan en un transformador estos dos fenómenos.

Faltas (cortocircuitos).

Las elevadas corrientes que circulan por los devanados de un transformador cuando se produce un cortocircuito dan lugar a efectos peligrosos para él.

La primera consecuencia es de tipo *térmico*. Al ser las corrientes de cortocircuito varias veces mayores que las corrientes nominales de los devanados, aparecen unas pérdidas por efecto Joule muy superiores a las nominales, lo que origina un peligroso aumento de la temperatura.

Durante el régimen transitorio la corriente de cortocircuito tiene un valor superior al del régimen permanente, por lo tanto producirá más pérdidas Joule en forma de energía calorífica que provocará un aumento en la temperatura de la máquina. Ahora bien, la masa del transformador impide que este aumento de temperatura sea instantáneo y tiene que pasar un tiempo desde que el cortocircuito comienza hasta que el calor generado por éste, eleve la temperatura de la máquina hasta niveles peligrosos. Este tiempo de calentamiento es mucho mayor que la constante de tiempo τ_{cc} , lo que significa que prácticamente durante todo este tiempo de calentamiento las corrientes que circulan por los devanados del transformador están en su régimen permanente (porque



la componente transitoria de la corriente de cortocircuito se anula en los primeros momentos, cuando el transformador apenas ha comenzado a aumentar su temperatura). Dicho de otra manera, la componente transitoria de las corrientes de cortocircuito de los devanados proporciona una cantidad de calor muy pequeña comparada con la necesaria para elevar la temperatura del transformador hasta niveles peligrosos y en consecuencia, se la puede despreciar y solo tener en cuenta su componente permanente. Además, en general, las protecciones desconectan al transformador en un tiempo reducido, por lo que el calentamiento producido en los cortocircuitos no suele ser el efecto más preocupante.

El otro efecto más peligroso de las corrientes de cortocircuito es de tipo mecánico. Los bobinados de la máquina son, a fin de cuentas, una serie de conductores próximos y recorridos por corrientes. Es sabido que cuando existen dos conductores recorridos por corrientes aparece entre ellos una fuerza que tienden a desplazarlos o a deformarlos. Estas fuerzas surgen de forma instantánea y son mayores cuanto mayores son las corrientes. Por tanto, a la hora de analizar estas fuerzas en un cortocircuito habrá que considerar el caso más peligroso que es cuando la corriente de cortocircuito toma su máximo valor instantáneo; esto es, cuando circula la corriente de choque.

Las fuerzas que aparecen sobre los devanados del transformador durante un cortocircuito tienen dos componentes: *Radiales* (que tienden a comprimir el devanado interior y a expandir el devanado exterior) y *axiales*. Para prevenir los efectos perjudiciales de estas fuerzas habrá que diseñar el transformador de forma que los devanados estén firmemente sujetos y puedan soportar estas fuerzas incluso cuando circule la corriente de choque [Rodr00].

Cuando se diseña un transformador, el fabricante tiene en cuenta este aspecto y debe dimensionar la sección de los conductores, sin embargo la normativa internacional [IEC60076-5] deja en manos del cliente la realización de un ensayo para verificar que el transformador es capaz de soportar los esfuerzos electrodinámicos de un cortocircuito, y dado que este ensayo es un ensayo caro, en ocasiones no se realiza. La normativa permite demostrar la aptitud mecánica para soportar cortocircuitos pero no proporciona ninguna fórmula ni metodología para ello, de modo que el cliente queda a expensas de lo que indique el fabricante. Por último, hay que tener en cuenta que la capacidad para soportar cortocircuitos de un transformador nuevo, no es la misma que la capacidad para soportar cortocircuitos de ese mismo transformador pasados unos años, cuando los traslados del transformador, el envejecimiento natural de los componentes o los esfuerzos de cortocircuito previos han podido provocar pequeños movimientos que comprometan su capacidad para soportar sucesivos cortocircuitos.

Por tanto, un cortocircuito en la red donde opera el transformador producirá sobre todo efectos mecánicos que degradan el aislamiento e incluso pueden llegar a producir la rotura del aislamiento sólido dando lugar a cortocircuitos internos. La figura 15, muestra un ejemplo de las fuerzas electromecánicas que se producen en los devanados de los transformadores en condiciones de fallo [Gonz05].

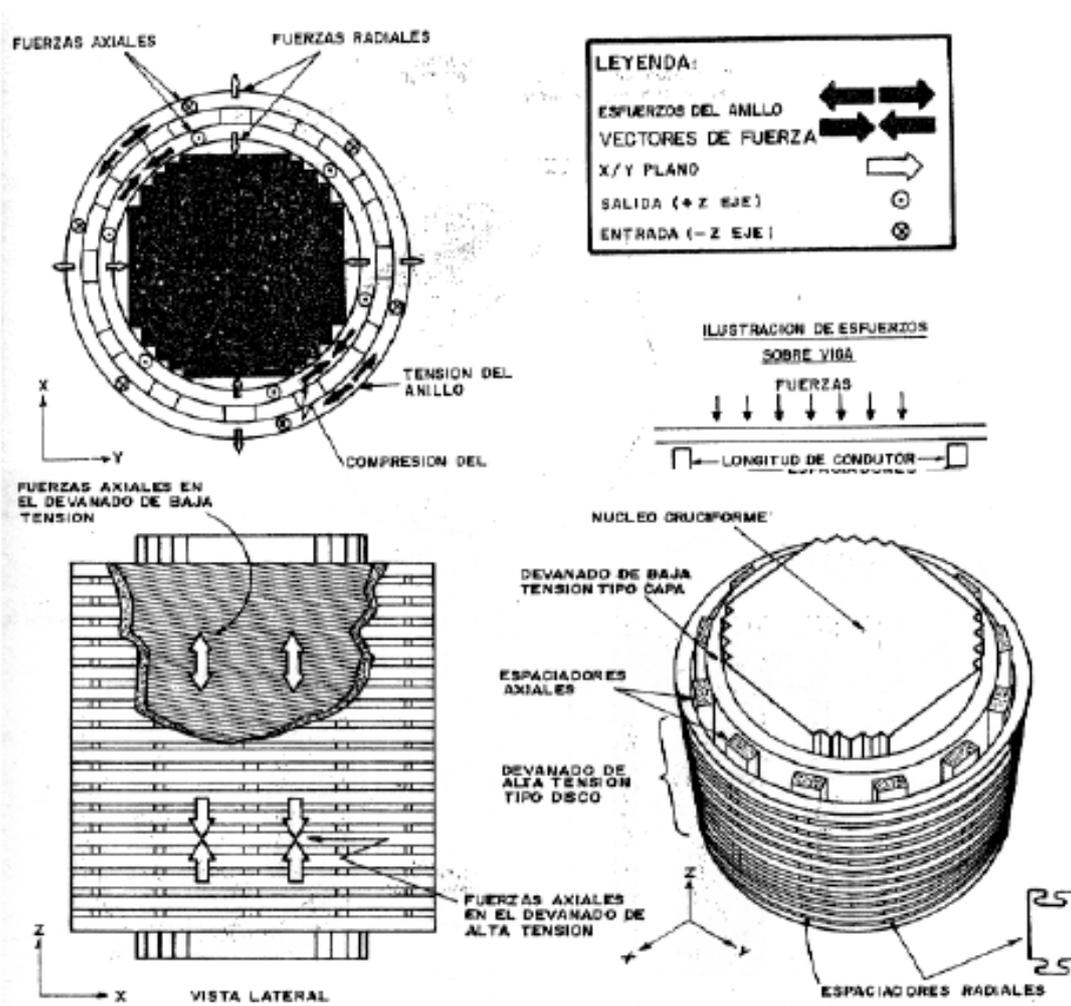


Figura 15: Fuerzas electromecánicas en devanados de un transformador tipo columnas, en condiciones de fallo [Gonz05]

Sobrecargas

Una sobrecarga en un transformador se produce cuando la potencia demandada exceda de la potencia especificada en la placa de características (potencia aparente nominal), toda sobrecarga implica un cierto grado de riesgo. Al producirse la sobrecarga, la corriente es superior a la corriente nominal y esto hace que la temperatura del transformador sea superior a la indicada en la normativa [IEC60076-2], provocando una pérdida de vida del aceite y de los aislamientos sólidos.

Las sobrecargas son el motivo principal de envejecimiento prematuro de un transformador. Desde un punto de vista térmico, la sobrecarga se produce cuando la condición de equilibrio térmico en la máquina se establece a una temperatura tal que provoca la degradación de los dieléctricos que aíslan los conductores o las chapas que forman el núcleo magnético del transformador. La condición de sobrecarga involucra parámetros de naturaleza distinta:



- Nivel de carga
- Tiempo de duración: continua, ocasional, etc.
- Condiciones ambientales: temperatura, humedad y altura sobre el nivel del mar.

Desde el punto de vista de la protección de la máquina, la condición de sobrecarga no suele requerir la puesta fuera de servicio inmediata de la máquina, lo que permite realizar actuaciones dedicadas a reducir las condiciones que producen dicha situación, continuando con la explotación de la instalación. Entre las medidas orientadas a reducir el nivel de sobrecarga de la máquina se pueden citar: deslastado de carga y mejora de las condiciones de refrigeración.

A continuación enumeramos las principales consecuencias de sobrecargar los transformadores por encima del nivel de las especificaciones de placa:

- El aumento de temperatura, como vimos, es una de los principales factores que contribuyen al deterioro de los aislantes.
- La evolución de gas libre proveniente del aislamiento del transformador debido al aumento de temperatura pueden hacer bajar drásticamente la temperatura de inflamación del aceite, aumentando el riesgo de incendio. Por último, la presencia de gas aumenta el nivel de descargas parciales en el interior del transformador.
- La operación prolongada a alta temperatura causa una disminución en la resistencia mecánica del aislamiento sólido.
- La expansión térmica de conductores, materiales aislantes, o partes estructurales a altas temperaturas puede dar como resultado deformaciones permanentes que podrían contribuir a ocasionar fallos mecánicos o rotura del dieléctrico.
- Cuando en un transformador se dan valores de corriente por encima de la nominal, el aumento de temperatura en los conductores, produce un aumento de presión en las bornas del tipo OIP (Oil Impregnated Paper), que puede derivar en una perforación del aislamiento provocando un arco.
- Una sobrecarga continuada puede dar lugar a una descomposición del aceite en el depósito contenedor del cambiador de tomas en carga, dando como resultado una acumulación de productos contaminantes en los contactos del mecanismo cambiador, aumentando la resistencia de estos, que en caso extremo puede dar lugar a un gran aumento térmico debido a la formación de arcos en los contactos, produciendo una evolución violenta de gas.
- Cuando la temperatura de la parte superior del aceite excede los 105°C (elevación de 65°C por encima de los 40°C de temperatura ambiente de acuerdo con IEEE Std.C57.12.00-1993), existe la posibilidad de que en



determinados diseños la expansión del aceite sea mayor que la capacidad contenedora del tanque y puede también dar como resultado una presión que ocasione que entre en operación el dispositivo de alivio de presión expulsando al aceite al exterior.



Capítulo 6

Procesos internos

Como hemos podido comprobar en el capítulo 2, el número de incendios en transformadores está creciendo significativamente en la última década, esto ha llevado a numerosos especialistas a llevar a cabo numerosas investigaciones y publicaciones en medios especializados sobre el tema. Así mismo, empresas dedicadas al diseño y fabricación de protecciones en transformadores (como SERGI), han realizado múltiples test y ensayos, encaminados a mejorar la eficiencia y tiempos de respuesta de sus sistemas. Todos estos estudios han permitido conocer y describir mucho mejor los procesos físicos y químicos que se producen en el interior del transformador debido a una pérdida de aislamiento y que conducen a su explosión e incendio.

La disminución de la efectividad del aislamiento, en la mayoría de las ocasiones da lugar a faltas que involucran un devanado solamente (falta entre espiras), pero también se pueden dar otro tipo de faltas (monofásicas, bifásicas...). Estas faltas, en múltiples ocasiones dan lugar a un arco interno dentro del transformador, con un nivel energético determinado.

Debido al arco eléctrico formado se produce una vaporización del aceite, el volumen de gases explosivos generados por esta vaporización depende del nivel energético del arco (autoinflamables), la rápida presurización de estos gases en el interior de la cuba hace que se generen importantes picos de presión dinámica. Si los dispositivos de protección del transformador no detectan la falta y no logran extinguir el arco ni evacuar este aumento de presión a tiempo, la cuba puede llegar a romper, ya que la presión puede exceder de la capacidad de resistencia de ésta.

Cuando esto se produce tendremos todos los elementos necesarios para que se produjera una explosión seguida de un incendio: combustible (gases autoinflamables, aceite, papel...), comburente (oxígeno atmosférico), energía de activación (gases a gran temperatura o arco eléctrico si no ha sido extinguido).

La figura 16 representa de manera secuencial los procesos que deben de tener lugar para que pueda llegar a producirse un incendio en un transformador.

Los siguientes puntos analizan todos estos procesos de manera más detallada.

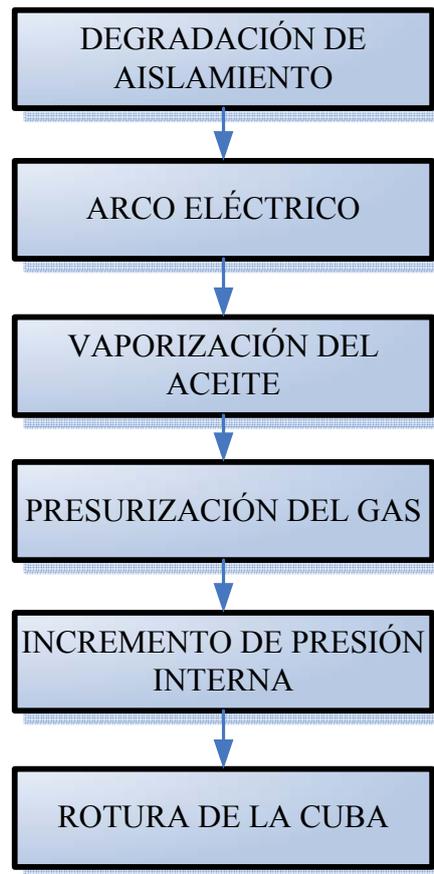


Figura 16: Procesos internos en un transformador con consecuencia de incendio

6.1. ARCO ELÉCTRICO.

Cuando se produce un gran deterioro en el aislamiento de un transformador de aceite mineral, se puede producir una falta que de lugar a la formación de un arco eléctrico en el interior de la cuba entre los dos puntos más susceptibles de ello. Para realizar una aproximación al arco eléctrico, debemos distinguir primeramente la diferencia entre tensión de arco y corriente de arco.

Tensión de arco.

Cuando se produce un arco eléctrico entre dos puntos (ánodo y cátodo), la tensión del arco viene determinada por la ecuación de Ayrton (2), la cual consta de tres sumandos, el primer y tercer término de la ecuación, representa una caída de tensión en el ánodo y el cátodo respectivamente y el segundo término representa una caída de tensión que depende de la distancia entre los electrodos.

$$\Delta U = u_a + u_b + u_c = a + bl + \frac{c + dl}{i} \quad (2)$$

Donde:

- ΔU = Tensión de arco [V].
- u_a = Caída de tensión en ánodo [V].

- u_b = Caída de tensión dependiente de la distancia entre electrodos [V].
- u_b = Caída de tensión en el cátodo [V].
- (a, b, c, d) = constantes que dependen del material de los electrodos.
- l = Distancia entre electrodos
- i = Intensidad de arco [A]

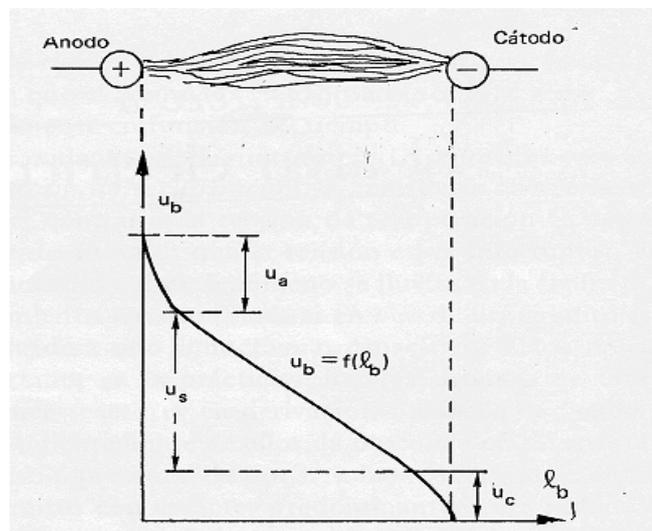


Figura 17: Tensión de arco.

Los valores de a, b, c y d dependen del material constituyente de los electrodos y del medio en el cual se produzca el arco. Por ejemplo, para electrodos de cobre en un medio de aire, los valores de a, b, c y d son 30V, 10 V/cm, 10 VA y 30 VA/cm. Eso nos indica que a poca elevada que sea la corriente la influencia del último sumando frente a los dos primeros es muy reducida (sólo hay que tener en cuenta el tercer término para intensidades muy reducidas). La corriente necesaria para romper la cuba en un transformador es muy elevada, luego podemos despreciar dicho término, lo que demuestra que hay una dependencia muy pequeña entre tensión de arco y corriente de arco.

Por tanto podemos afirmar que la tensión de arco depende principalmente de:

- Medio en el que se produzca el arco (aceite).
- La longitud del arco.



Y también depende de:

- La temperatura: cuanto mayor es la temperatura mayor número de portadores de carga hay a igualdad de corriente exterior, con lo que la caída de tensión del arco es menor.
- La presión: Si la presión aumenta la caída de tensión en el arco aumenta.
- Del metal que forma los electrodos. La caída de tensión anódica y catódica depende del tipo de metal.

La figura 18 muestra la relación prácticamente lineal (en ejes doblemente logarítmicos) entre tensión de arco y longitud de arco, se determinó en un test llevado a cabo en Japón en un gran transformador (275 kV) de aceite mineral de uso general [Mura08].

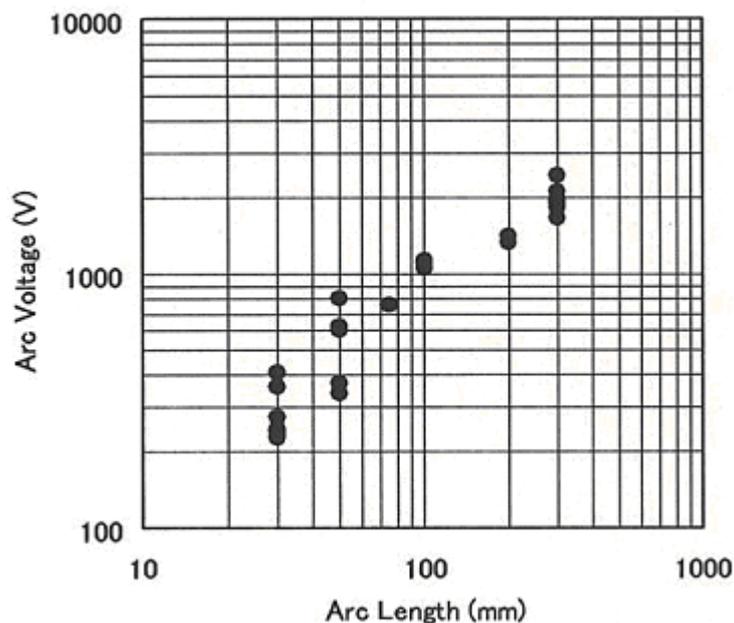


Figura 18: Tensión de arco en función de la longitud de arco [Mura08].

Las condiciones del test son dadas en la tabla 5.

Test Condition	
Item	Condition
Arc Current	1.3 to 40.9 kA
Time	3 Cycle (0.05sec)
Arc Energy	0.11 to 2.64 MJ
Gap Length	100 to 300 mm

Tabla 5: Condiciones de test [Mura08].

Otros autores también nos dan una relación lineal entre estas dos magnitudes, siendo del orden de 5 a 15 V de Tensión de arco por cada mm de longitud del arco eléctrico [Pete08].



La tensión de un arco eléctrico formado en el interior de un transformador depende por tanto de su longitud, que puede ser muy variable incluso cuando se produce desde los mismos puntos. Es por tanto difícil de predecir con exactitud.

Corriente de arco

La corriente de arco es la intensidad que circula por el sistema (transformador) cuando se produce un arco eléctrico y es calculada conociendo el tipo de defecto (monofásico, bifásico...), la impedancia de la red externa al transformador (generador, red de alimentación, otros transformadores aguas arriba..) y de la limitadora dentro del transformador (que a su vez depende del punto del transformador en el que se haya producido el defecto: borna, latiguillo de unión a la borna, parte inicial del arrollamiento, parte final, etc.). Además, si no es una falta franca, la corriente de defecto depende de la impedancia de la falta, que es función de la resistencia del medio en el cual se establece el arco eléctrico (aceite), esta resistencia es alta ya que la resistividad del aceite ronda los $10^{15} (\Omega \cdot m)$.

Dado que tener en cuenta la resistencia del medio aislante en faltas no francas es muy complicado (depende de la longitud del arco eléctrico), esta intensidad se puede calcular para el peor caso posible, es decir ignorando la resistencia del medio.

Cuando la falta franca ocurre entre el latiguillo de unión con la borna y la cuba (tierra), la intensidad de cortocircuito está limitada únicamente por la potencia de cortocircuito de dicha red.

Por tanto, en transformadores alimentados por un solo lado en el que el cortocircuito se dé en el latiguillo de unión con la borna, la corriente depende sólo de las características de la red. En el caso de que el defecto se de en otro punto del transformador, la intensidad se verá limitada también por la impedancia equivalente de éste. Si se produce un arco eléctrico entre espiras en un devanado la corriente de arco se verá limitada por la impedancia equivalente del bobinado y la potencia de cortocircuito de la red.

En el caso de subestaciones generadoras, habrá que tener en cuenta la potencia de cortocircuito del generador.

Como las faltas que se producen dentro del transformador, raramente son simétricas, para calcular la corriente de arco es necesario utilizar “redes de secuencia”.

Energía de arco

La energía de arco por tanto puede ser calculada mediante la ecuación (3) [Pete08]:

$$E = I_{arc} \cdot V_{arc} \cdot t \quad (3)$$



Donde:

- E = Energía de arco [kJ].
- I_{arc} = Corriente de arco [kA].
- V_{arc} = Tensión de arco [kV].
- t = Tiempo de duración del arco [ms].

El tiempo de la falta es decidido tomando en consideración el tiempo de respuesta de los sistemas de protección.

Este cálculo de la energía de arco es muy difícil de realizar, ya que como hemos mencionado la tensión de arco es muy impredecible.

Otra forma de cálculo de la energía de arco se puede realizar mediante la expresión (4):

$$E = \int i^2 \cdot R_{arc} \cdot dt \quad \text{para } t_0 - t_{ext} \quad (4)$$

Donde:

- E = Energía de arco [kJ].
- i = Corriente de arco [kA].
- R_{arc} = Resistencia de arco [Ω]

Esta forma de cálculo también resulta complicada debido a la dificultad de obtener la resistencia de arco.

De los valores que alcance la energía de arco dependerá la temperatura de la falta y la cantidad de gases formados debido a la vaporización del aceite.

6.2. VAPORIZACIÓN DEL ACEITE

Cuando se produce un arco eléctrico en el interior de un transformador debido a un fallo en su aislamiento, se generan gases debido a la vaporización del aceite producida por la temperatura alcanzada por la falta. La temperatura que se alcanza depende de la energía de arco, por tanto, la vaporización del aceite es dependiente de la energía de arco.

Los gases principales producidos en esta vaporización son el Hidrógeno (H_2), Metano (CH_4), Etano (C_2H_6), Etileno (C_2H_4) y Acetileno (C_2H_2), todos ellos explosivos. El volumen que se produce y temperatura de cada estos gases depende de la energía de arco. En el capítulo 5, se muestra una estimación de la temperatura a la cual se empiezan a formar estos gases y su relación de crecimiento a partir de ésta.

La generación de gas desempeña un importante papel en la posible rotura de la cuba y el posible inicio de un incendio en un transformador.

En [Sche01] se muestran datos del volumen de gas medido para faltas con distintos niveles de corriente, se puede observar en las figuras 19, 20 y 21 que los volúmenes de gases generados son del mismo orden, solo la escala de tiempo cambia. Siendo el tiempo menor, cuanto mayor es la corriente de falta.

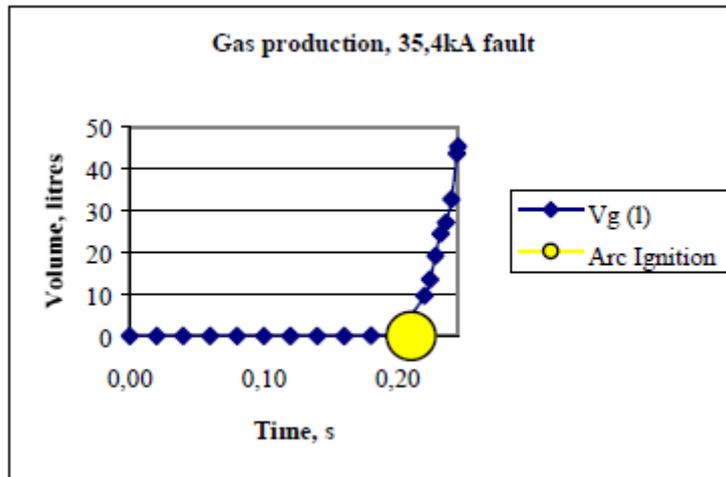


Figura 19: Generación de gas para una falta de 35,4kA [Sche01]

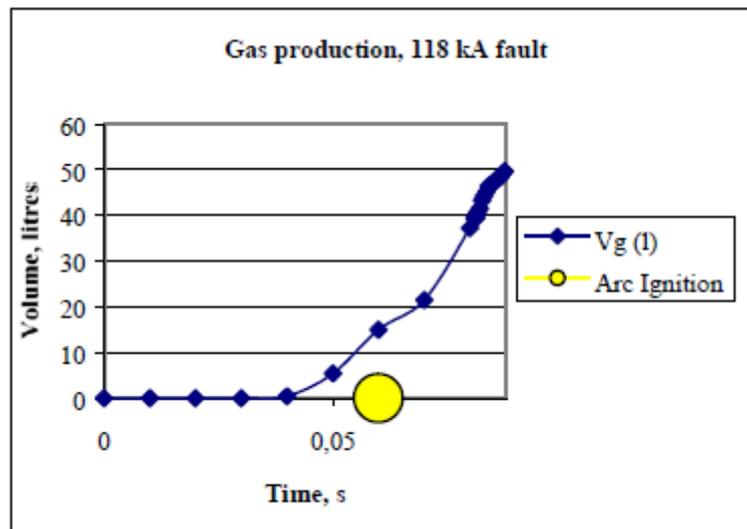


Figura 20: Generación de gas para una falta de 118kA [Sche01]

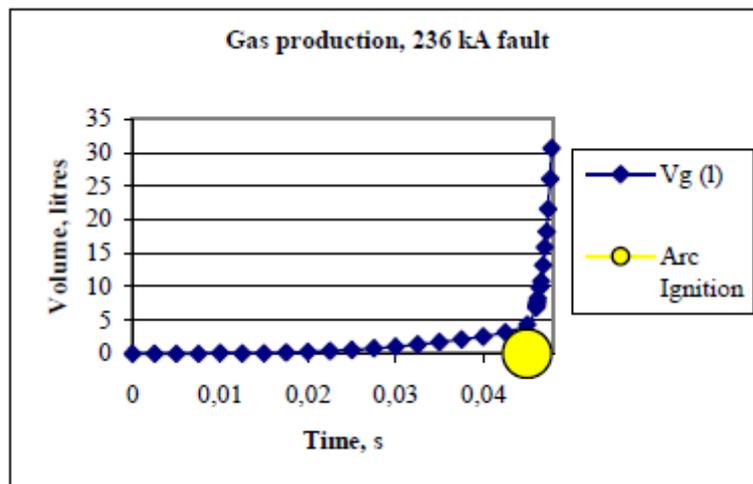


Figura 21: Generación de gas para una falta de 236kA [Sche01]

Excepto para el caso de 35,4kA, se detectó una pequeña cantidad de gas producida antes de la ignición. Se desconoce si esta creación de gas es debida al calentamiento del canal de plasma antes del arco o al aceite directamente en contacto con el hilo de cobre que se descompone.

La tabla 6 muestra una comparativa de los resultados obtenidos por la empresa SERGI y otros resultados experimentales publicados por O.R.Hansen y N.P.Cuk, esta tabla nos muestra el volumen de gas producido en el interior del transformador al producirse un arco eléctrico con un determinado nivel de energía.

Gas Volume vs. Arc Energy		1 MJ	20 MJ	100MJ
SERGI ⁵	m ³	2.3	3.6	4.3
O. R. . Hansen ⁶	m ³	0.1	2	10
N. P. Cuk ⁷	m ³	3	60	300

Tabla 6: comparativa de los resultados dados por autores de volumen de gas producido para una misma energía de arco [Pete08].

En la anterior tabla podemos observar grandes diferencias entre las distintas fuentes. Solo existen datos parecidos entre SERGI y Hansen para un nivel de energía de 20 MJ, y entre SERGI y Cuk para un nivel energético de 1MJ, los demás datos proporcionados difieren bastante de unos a otros. Podemos también observar que los volúmenes de gases generados son muy importantes e incluso parecen desproporcionados para los datos dados por Cuk para 20 y 100 MJ [Pete08].

La principal consecuencia de esta gran generación de gas en tan poco tiempo debido a la vaporización del aceite en tan poco tiempo es la rápida presurización del gas generado, lo que provoca un gran incremento de presión interna dentro de la cuba del transformador, que puede llegar a producir su rotura.



6.3. PRESURIZACIÓN DEL GAS E INCREMENTO DE PRESIÓN INTERNA.

Múltiples estudios han propuesto varias formulaciones encaminadas a predecir la sobrepresión producida por una falta de baja impedancia. En algunos casos estos estudios han proporcionado una ecuación obtenida semiempíricamente, la cual permite obtener valores numéricos para el pico de presión alcanzado, sin embargo en la mayoría de los casos estas ecuaciones sólo demuestran ser válidas para determinadas geometrías de la cuba y no hay un método acordado para el cálculo de la presión interna que se puede desarrollar en la cuba debido a un fallo interno. En todos estos estudios el pico de presión producido en la cuba principal depende de la energía de arco y coeficiente de expansión del tanque (flexibilidad volumétrica). Algunos autores relacionan estas magnitudes mediante la ecuación (5) [Foat08]:

$$P_s = F \cdot \left[100 \sqrt{\frac{1}{4} + \frac{k \cdot E}{100 \cdot C}} - 50 \right] \quad (5)$$

Donde:

- P_s = Pico de presión alcanzado en el interior del tanque [kPa].
- k = Factor de conversión de energía de arco a volumen de gas [m³/kJ].
- E = Energía de arco [kJ].
- C = Flexibilidad volumétrica del tanque [m³/kPa].
- F = Factor de amplificación dinámica dependiente de C/V . (Flexibilidad volumétrica del tanque / Volumen del tanque):
- V = Volumen del tanque [m³].

En la figura 22, se muestra la dependencia del factor de amplificación dinámica y el cociente entre la flexibilidad volumétrica y el volumen del tanque.

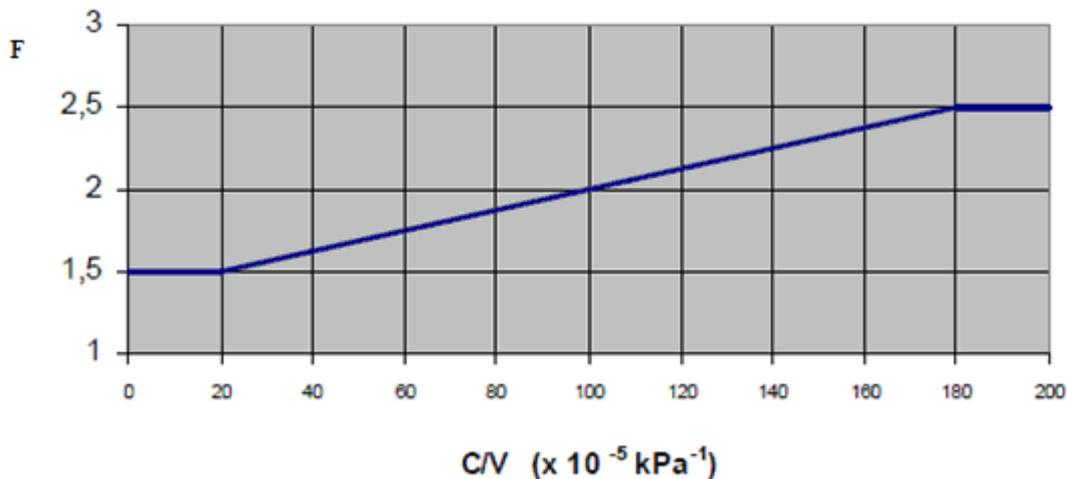


Figura 22: Factor de amplificación dinámica frente a C/V [Foat08]

En la referencia bibliográfica indicada, no se especifica si la anterior ecuación es válida para todo tipo de transformador sumergido en aceite o distintas geometrías de la cuba y no se dan datos de la localización del arco en el interior de la cuba, ni las temperaturas del gas alcanzadas.

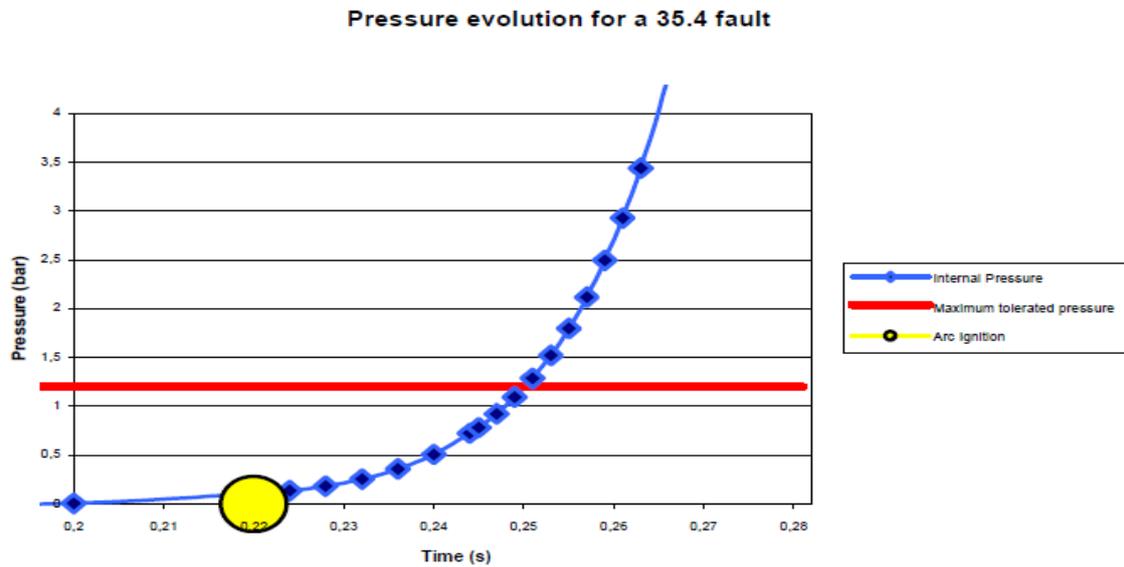


Figura 23: Aumento de presión en cuba para una falta de 35,4kA [Sche01]

En [Sche01] se muestran datos de la evolución de la presión en el interior de la cuba para faltas con distintos niveles de corriente, Las figuras 24, 25 y 26 muestran los aumentos de presión dentro de la cuba. Los círculos amarillos en las figuras indican la ignición del arco. Las líneas rojas representan la tolerancia de la cuba a la presión. Podemos observar que el tiempo en el cual aumenta la presión es menor cuanto mayor es la corriente de falta.

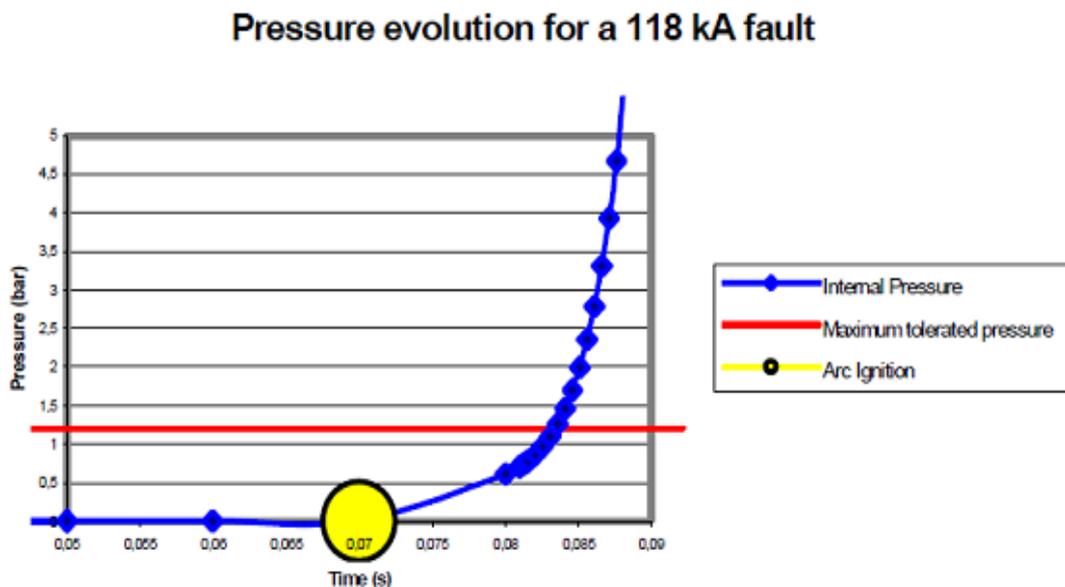


Figura 24: Aumento de presión en cuba para una falta de 118kA [Sche01]

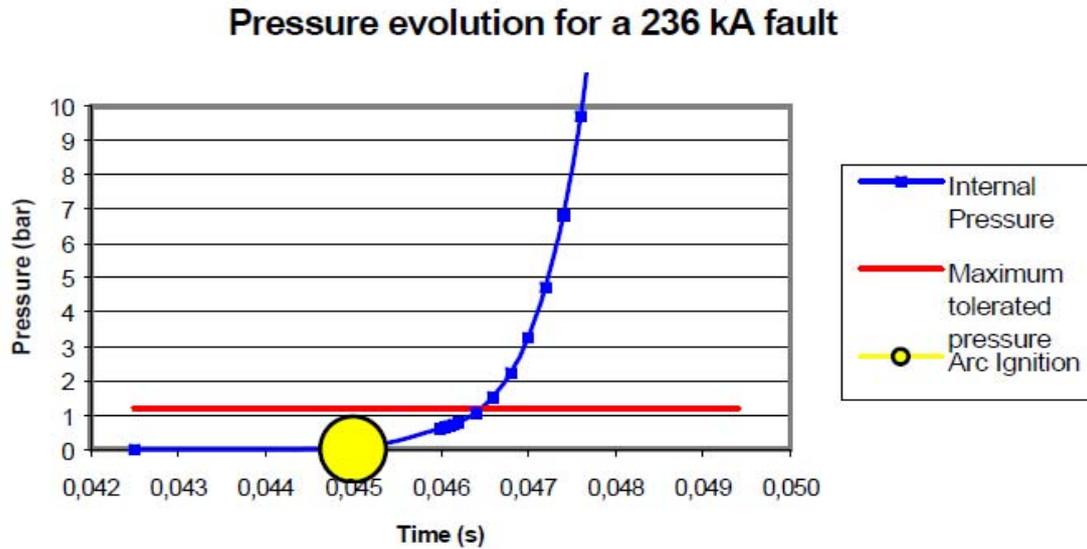


Figura 25: Aumento de presión en cuba para una falta de 236kA [Sche01]

En [Péri08], se realizó una simulación mediante un método de elementos finitos para ver la evolución de la presión dentro de la cuba. Las figuras 26 y 27 muestran la evolución de la presión en el interior de la cuba. Se simuló un arco de 80kA durante 110ms con un nivel energético de 11 MJ, que genera $3,3 m^3$ de gas. En la figura 26 se puede observar la localización del arco y las dimensiones de la cuba. En la figura 27 se aprecia que el pico máximo de presión es de aproximadamente 15 bares y se produce en un borna del transformador.

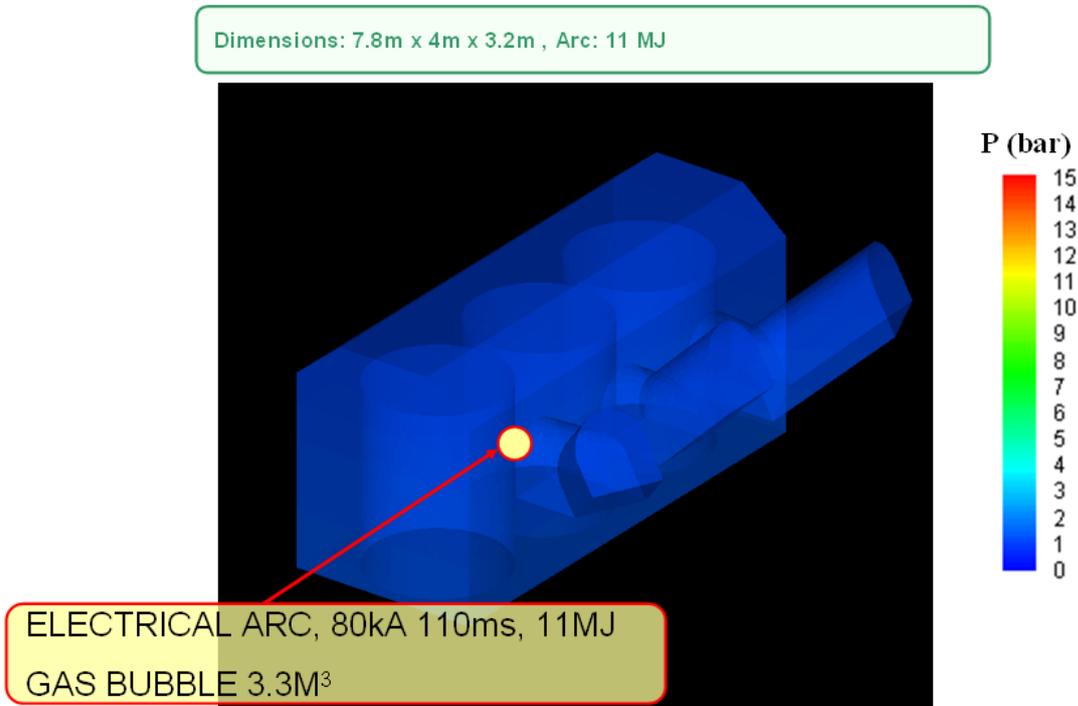


Figura 26: Simulación de arco eléctrico en cuba [Péri08]

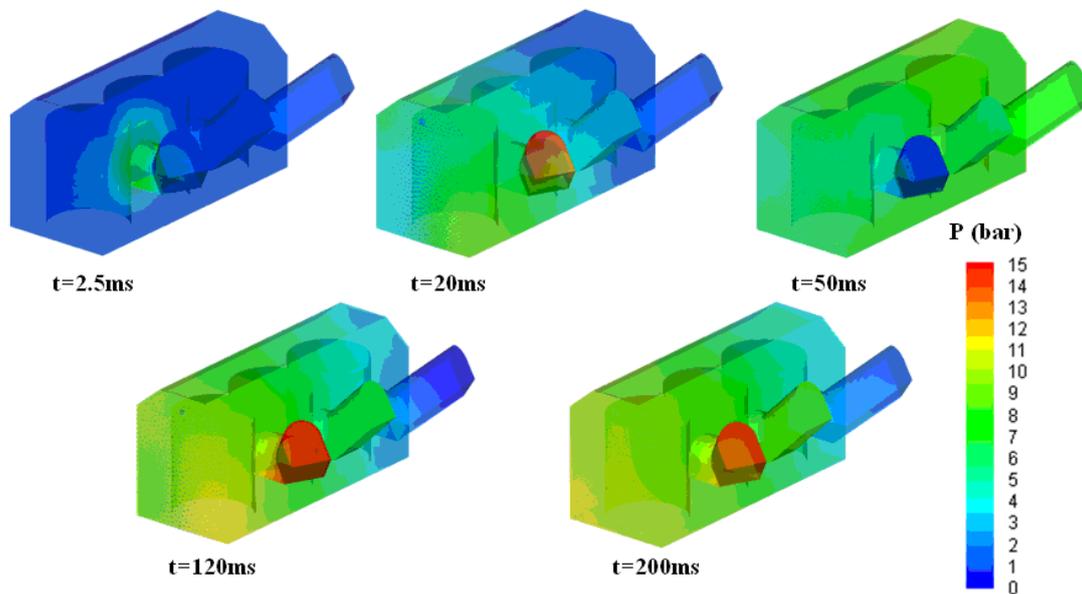


Figura 27: Evolución de la presión interna en cuba [Péri08]

Revisión de los modelos físicos para describir el aumento de presión interna.

Los primeros modelos físicos llevados a cabo para intentar describir el aumento de presión producido en la cuba un transformador como consecuencia de una falta de baja impedancia (alta energía), consideraban al aceite como un fluido *incompresible*, lo que significa que el aumento de presión en la cuba es uniforme e instantáneo y si se producía la rotura de ésta lo haría por su punto más débil. Consideraban que la cantidad de gas generada era directamente proporcional a la energía de arco inyectada, el proceso de generación de gas y la localización del arco no tenían influencia sobre el pico de presión alcanzado y tampoco influye la geometría del transformador. Estos modelos se centraban en la energía potencial del aceite vaporizado y en la energía mecánica de las paredes de la cuba (en las ecuaciones del balance energético no tenían en cuenta el término de la energía cinética debido la presión dinámica producida por los gases vaporizados). La rotura de la cuba dependía de su capacidad para absorber y resistir mecánicamente esta sobrepresión estática. Estos modelos son los llamados Cuasi-estáticos.

Una mejora de los modelos Cuasi-estáticos son los modelos Cinéticos, los cuales consideran también al aceite como un fluido *incompresible* y el aumento de presión es el resultado de una competición entre el crecimiento de la burbuja de gas y la deformación del tanque. Contrariamente a los modelos Cuasi-estáticos la energía cinética (presión dinámica) es tenida en cuenta cuando se aplican las ecuaciones del balance energético, además tienen en cuenta la geometría de la cuba y la forma de la burbuja. No obstante los desarrollos teóricos son muy complejos y solo se han podido llevar a cabo para geometrías simples (cuba esférica o cilindro infinitamente largo),



debido a esta complejidad es muy difícil plantear el problema para geometrías reales, ya que simplemente para geometrías sencillas es necesario el uso de avanzados métodos numéricos.

Tanto los modelos Cuasi-estáticos como los cinéticos han sido útiles y han dado buenos resultados que se han podido corroborar experimentalmente en algunos casos, pero tienen varios inconvenientes [Péri08]:

- Considerar al aceite como incompresible significa que el movimiento del aceite (el aumento de presión) afecta al todo el transformador simultáneamente y sin retraso (La velocidad de propagación de la presión es infinita). No hay progresiva interacción espacial entre la presión generada y las paredes de la cuba.
- La sobrepresión es solo el resultado de la competición entre la generación de gas y de la capacidad de la cuba para deformarse (cambiar de volumen) en orden a acomodar el volumen de gas extra. En ese contexto, el aumento de presión solo puede aparecer en un ambiente sellado y no depende directamente de las propiedades termodinámicas del fluido. En experimentos llevados cabo recientemente, prueban que en caso de vaporización de un líquido debido a una directa e instantánea transferencia de energía, la inicial sobrepresión es creada localmente por la vaporización en si misma y no por la presencia de las paredes del tanque.
- Evidentemente se produce un crecimiento de la presión interna en la cuba debido a la expansión de la burbuja de gas, en transformadores, la velocidad de la expansión de la burbuja de gas esta muy por debajo de los 50 Km/h. Se ha podido comprobar experimentalmente que las ondas de presión, responsables del primer pico de presión, se propagan en el líquido a velocidades medias 10 veces mayores que la velocidad de expansión de la burbuja, estas ondas son las primeras en interactuar con la estructura de la cuba y producen el primer daño antes de que ninguna sobrepresión debido a la burbuja de gas pueda ser experimentada.
- La mayoría de estos modelos están realizados con geometrías simples de la cuba.
- En estos modelos el incremento de presión esta directamente vinculado con la energía de arco y el volumen de gas formado por simples formulas algebraicas. Esto supone que para la misma energía de arco transferida al aceite y para las mismas características de la cuba (geometría, flexibilidad volumétrica...), la presión máxima debería ser la misma para cualquier localización del arco, cosa que no es cierta.

Debido a estos inconvenientes, recientemente se ha considerado cambiar de enfoque el fenómeno de esta sobrepresión, el cual esta basado en descripciones diferentes del gas y del aceite, el cual es considerado como un fluido *compresible*. En este modelo se considera que el aumento de presión no se desarrolla uniformemente en el espacio y es completamente inestable. La sobrepresión ya no solo depende de la producción de gas, sino de la creación de la burbuja en si misma: el gas se presuriza

debido a que tiene lugar un cambio de fase muy localizado (aceite líquido a vapor saturado a alta temperatura) y porque localmente el aceite y no la rigidez local de los muros del tanque impiden que la burbuja de gas se expanda tan rápidamente como necesita para llegar a la presión de equilibrio entre la fase gaseosa formada y la líquida del aceite alrededor. Esto genera ondas de presión en el aceite, que se propagan a través del transformador a una velocidad finita cercana a la del sonido en el medio (de 1000 a 1400 m/s) y su progresiva interacción (la onda no se propaga instantáneamente) con la estructura de la cuba puede provocar la rotura de ésta si no hay un sistema de prevención instalado. En un fenómeno violento como un arco interno este pico de presión puede alcanzar valores muy altos. En la figura 28 vemos una simplificación de cómo se transmite la onda de presión en un fluido compresible [Péri08].

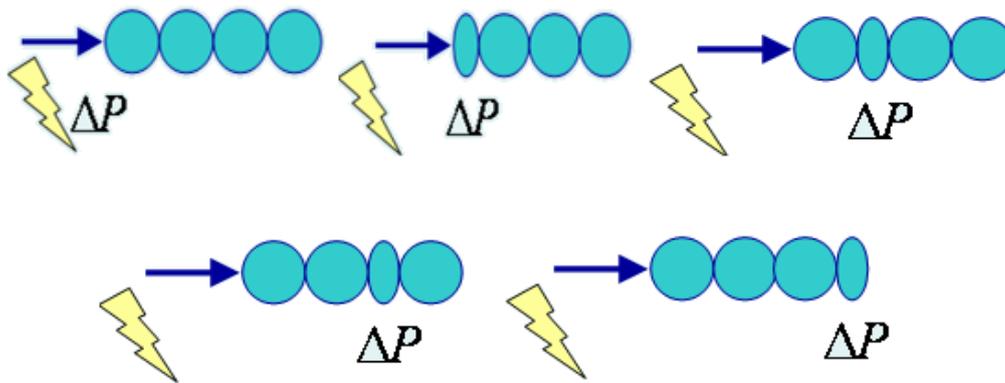


Figura 28: transmisión de onda de presión en fluido incompresible [Péri08]

En 2004, la empresa brasileña CEPTEL (laboratorio de alta tensión independiente) realizó 34 ensayos provocando arcos internos en diversos grandes transformadores de aceite mineral, para estudiar el proceso de vaporización producido en el aceite debido a arcos eléctricos y la propagación de la onda de presión que genera esta vaporización. Se pudo constatar las afirmaciones expuestas en el párrafo anterior. Además se encontró una relación débil entre el valor del pico de presión y la energía de arco que la produce y se comprobó que el tanque puede resistir localmente y durante cortos periodos de tiempo altas presiones dinámicas, muy por encima de lo que resiste para presiones estáticas (el pico de presión dinámica es el primero en interactuar con la estructura y de la forma más violenta) [Péri08].

Por lo tanto, como resumen podemos indicar:

- la expansión de la burbuja de gases formados debido a una falta de baja impedancia (alta energía), no es la principal causa del aumento inicial de presión. El pico de presión dinámica se debe a la vaporización local del aceite.
- El pico de presión dinámica es el primero en interactuar con la estructura, este pico se transmite a alta velocidad y cuando alcanza la estructura de la cuba se genera otro pico de presión por reflexión, estos picos hacen que se eleve mucho la presión estática. Cuando esto ocurre el tanque puede romper y normalmente lo hará por las partes más débiles, las



soldaduras o la unión entre la parte superior o la inferior de la cuba [Péri08].

SERGI ha llevado a cabo una extensiva investigación sobre como se desarrolla la presión en el interior de las cubas de los transformadores, como resultado de un arco eléctrico interno y cómo proporcionar dispositivos para aliviar la presión y evitar la ruptura de la cuba. Su más reciente serie de tests ha proporcionado una serie de interesantes resultados en relación con los cambios de presión en el tanque provocados por arcos internos. Los resultados contradicen creencias sobre la relación existente entre la energía de arco y el gradiente de presión dinámica generada. Algunos de estos resultados se exponen a continuación [Pete08]:

- No existe una relación lineal entre la energía de arco y la máxima presión dinámica alcanzada en el tanque.
- La correlación de energía de arco contra presión y volumen de gas aparecido parece ser logarítmica en lugar de lineal, cuadrática u otras relaciones observadas por otros.
- Hay significativas variaciones del pico de presión alcanzado para la misma energía de arco en diferentes cubas e incluso desarrollando sucesivos test en la misma cuba.
- Se encontró que muchas cubas son capaces de resistir mucho más la presión dinámica generada que la estática.

En estos test realizados por SERGI se midieron grandes picos de presión dinámica transitoria cerca de la localización del arco. La onda de presión se propaga desde la localización del arco y se refleja en las paredes del tanque y otras estructuras interiores produciendo picos de presión de menor amplitud, que van atenuándose debido a que se propagan lejos de la fuente del arco.

Otro interesante fenómeno observado durante los test fue que la velocidad de propagación de la presión es muy dependiente de la cantidad de gases disueltos en el aceite. Una inyección de volumen de gas en el aceite de solo el 1% del volumen todo el tanque reduce la velocidad de propagación en un factor 10, desde 1200 [m/s] hasta 128 [m/s]. En estos test no se especifica si estos gases tienen efecto sobre la magnitud de los picos de presión. No obstante, esto último tiene mucha importancia ya que la velocidad de propagación afecta a los dispositivos de alivio de presión, al reducirse la velocidad, estos dispositivos disponen de más tiempo para actuar antes de que se alcance la presión a la cual el tanque se rompe. Una proporción óptima de gases disueltos podrían reducir rápidamente la velocidad de propagación de la onda de presión desarrollada por el arco y reducir el riesgo de incendio [Pete08].



6.4. ROTURA DE LA CUBA.

En este punto analizaremos el comportamiento de la cuba del transformador cuando se producen fallos en el aislamiento del transformador derivando en un arco eléctrico. Los parámetros de diseño de la cuba principal son fundamentales para evitar que la presión dinámica y estática que se genera en su interior debido una falta de alta energía provoque su rotura. Este punto es muy crítico para evaluar el riesgo de incendio en un trafo, ya que si no se produce la rotura de la cuba se evita que los gases producidos autoinflamables y el oxígeno atmosférico entren en contacto, eliminándose la posibilidad de un incendio.

La cuba principal de los transformadores es una estructura cerrada construida con chapas de acero soldadas. Todas las caras de esta estructura son reforzadas, incluida su parte superior, para reducir las tensiones y deformaciones provocadas por los esfuerzos a las que se ven sometidas. El diseño de la cuba es una tarea muy complicada debido a las limitaciones impuestas por el transporte (peso y tamaño), cantidad de aceite que debe contener, número de accesorios conectados o montados sobre ella (por ejemplo: depósito conservador, bornas, etc) y otros factores.

La cuba principal del transformador debe ser capaz de resistir las cargas derivadas de:

- Su transporte desde su lugar de fabricación al lugar de su instalación (levantamiento y otros movimientos).
- Seísmos y viento, las cargas derivadas de estos dos fenómenos son muy determinantes en el diseño de los apoyos, bornas, estructuras del depósito conservador, etc.
- Aumentos transitorios de presión, este punto es determinante en nuestro trabajo. Cuando una falta de baja impedancia tiene lugar en el interior de un transformador de aceite mineral de uso general, se generan como ya hemos visto un gran volumen de gases debido a la descomposición del aceite debido al arco. Bajo estas condiciones, la estructura de la cuba tiene que poder resistir el aumento de presión producido si los dispositivos de alivio de presión no actúan con suficiente rapidez.

Si la cuba no está diseñada con un adecuado factor de seguridad, este aumento de presión puede romperla, pudiendo derivar esta rotura en un incendio o provocar daños medioambientales por el derrame de aceite. La cuba no debe ser ni muy rígida ni muy flexible y estará diseñada de tal manera que en caso de darse estas condiciones de aumento de presión no se sobrepasase el límite elástico de ésta.

Dentro de los test necesarios para chequear la estructura de un transformador, se debe realizar uno específico de presión. Además se deben de comprobar las soldaduras realizadas con medios adecuados, con el fin de asegurar la calidad de éstas y la estanqueidad requerida en el tanque.



No es propósito de este trabajo, el describir detalles técnicos del diseño de la cuba, pero si mencionaremos que durante el diseño se debe realizar un análisis de estrés mecánico a la estructura de la cuba, este análisis realiza principalmente mediante métodos analíticos o numéricos. Mediante este análisis se determina la rigidez mecánica requerida y la deformación producida en la cuba bajo varias condiciones de carga. La aplicación del método analítico suele ser bastante difícil debido a que la geometría de la cuba es normalmente compleja y dificulta mucho los cálculos (por ejemplo si la cuba no es rectangular). Actualmente los métodos numéricos, como el FEM (método de los elementos finitos), son los más usados para el cálculo de las presiones que se pueden generar en la cuba cuando se produce un arco eléctrico en el interior de ésta.

Fenómenos de sobrepresión en la cuba.

En los modelos físicos que consideran al aceite como un fluido incompresible, la presión generada se transmite homogéneamente e instantáneamente por todo el fluido. En el caso de una cuba convencional, la parte inferior (suelo y laterales) y superior de la cuba actúan como estructuras rígidas que soportarán en general bien esta sobrepresión, pero el ensamblaje de estas dos estructuras, las bornas o cajas de bornas, al ser las partes más débiles de la cuba, pueden verse afectadas y romper. No obstante, se han visto faltas de baja impedancia que han roto la estructura inferior o superior y no estas zonas mencionadas, lo que lleva a pensar que es mejor considerar al aceite como un fluido compresible.



Figura 29: Rotura de cuba por las paredes laterales

La máxima presión ejercida contra las paredes de la cuba depende de dos principales parámetros: uno es la energía de arco generada por unidad de volumen y otro es la eficiencia del proceso por el cual la energía de arco se convierte en energía cinética (a más eficiencia, más presión) [Kulk04].

Requerimientos de seguridad para evitar la rotura de la cuba.

Cuando la cuba rompe, tenemos todos los elementos necesarios para que se pueda desarrollar un incendio, aunque se han observado pocos casos en los que la cuba ha roto y no se ha desarrollado un incendio. También se ha podido comprobar que resulta muy difícil determinar si la cuba romperá para un determinado nivel de energía de arco, ya que se han observado casos en los que la cuba ha roto con niveles energéticos inferiores a otros en los que no se ha producido la rotura.

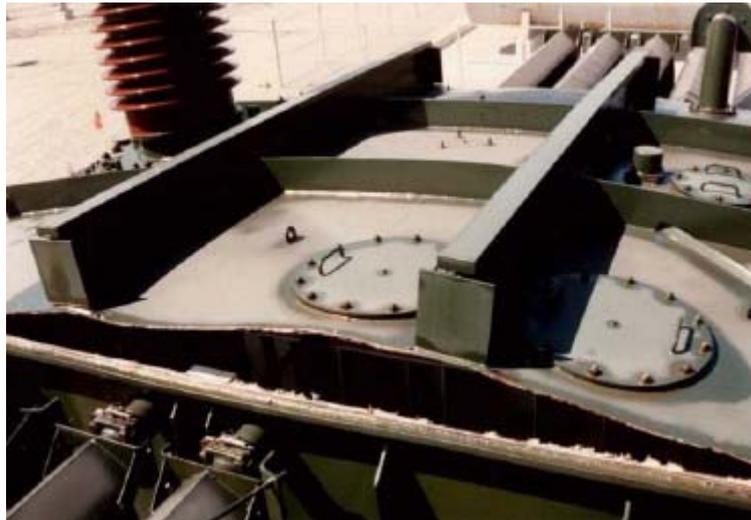


Figura 30: Rotura de cuba por la cubierta superior.

En [Raux89], se describen varios estudios realizados en transformadores empleados en redes de media tensión, obteniendo una relación entre el tiempo que tarda en romper la cuba de estos transformadores (llamado tiempo de explosión) y la intensidad de falta, la figura 31 muestra esta relación.

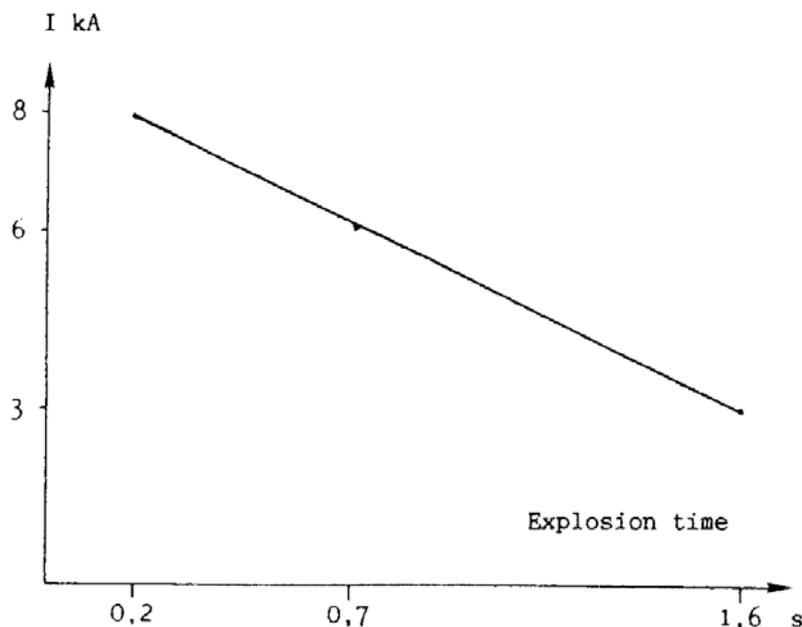


Figura 31: Intensidad de falta frente al tiempo que tarda en romper la cuba [Raux89]



Los transformadores sobre los que se realizó el estudio anterior, tenían una tensión en el primario de 20kV y una potencia de 5 MVA. El transformador sobre el que realizaremos la evaluación del riesgo de incendio, tiene una potencia y un nivel de tensión parecidos.

Según diferentes autores [Raux89], [Hass04], la presión límite de resistencia de la cuba de un transformador (resistencia estática a la presión) está en torno a los 2 bares, pero estudios recientes sugieren que muchas cubas son capaces de resistir mucho más presión dinámica que estática y que hay significativas variaciones del pico de presión alcanzado para la misma energía de arco en diferentes cubas e incluso desarrollando sucesivos test en la misma cuba [Pete08].

Según [Raux89] ondas de presión moderadas (de menos de 1 bar) no producen una auténtica explosión, sino a lo sumo una pequeña fisura que conduce a pérdidas de aceite más reducidas. Un arco con una energía de 1 Megajulio produce una onda de presión de aproximadamente 1 bar. Un arco de 1 Megajulio puede ser producido por un arco de 10 mm con una corriente de arco de 6 kA durante 200 ms.

La empresa de generación y distribución eléctrica canadiense “Hidro-Québec” ha realizado test en transformadores con una tensión en el primario de 735 kV (provocando arcos en el interior de la cuba con distintos niveles de energía), con el fin de determinar la energía de arco para la cual la cuba rompía provocando un incendio [Foat08], la tabla 7 muestra los resultados.

Arc energy (MJ)	Tank rupture	Resulted in a fire
1,0	No	No
2,5	No	No
8,5 – 13	Yes	No
19 – 23	Yes	Yes
20	Yes	No
26 – 67	Yes	Yes
94	Yes	Yes
147	Yes	No

Tabla 7: resultados test hidroquebec [Foat08]

Existe un gran vacío en cuanto a normativa internacional relativa a los requerimientos de diseño para las cubas de los transformadores [Pete08]. La Norma Europea IEC 76 solamente menciona medidas eléctricas básicas sin referirse al diseño mecánico de las cubas. Este hecho ha provocado la baja de la calidad de los nuevos transformadores [Serg09].



A título de comparación, los tanques a presión tienen que respetar reglas y controles adecuados. Tales directivas no existen para los transformadores, que son obviamente igual de peligrosos [Serg09].

La mejor manera de prevenir un incendio es mantener intacta la cuba. El mejor método para conseguirlo es proporcionar en los diseños suficiente resistencia a la cuba para poder aguantar el inicial pico de presión dinámica que se produce. También, aunque no garantizan la efectividad ante grandes niveles energéticos, hay que equipar al transformador con rápidos dispositivos de alivio de presión, para evitar en la medida de lo posible que el desarrollo de esta presión debida a la energía de arco no alcance los niveles en los cuales se produzca la rotura de la cuba, asegurando así, que los gases explosivos no sean liberados al exterior y puedan inflamarse [Pete08].



Capítulo 7

Protección del transformador

Los daños causados en el transformador debido a la ocurrencia de fallos, dependen de la capacidad de sus protecciones para poder detectarlos y despejarlos a tiempo. El objetivo por tanto, de los sistemas de protección es detectar los defectos o anomalías que puedan provocar daños o afectar a la operación del sistema.

En media, alta y muy alta tensión, normalmente se utilizan relés de protección que a través de los transformadores de tensión e intensidad, reciben información sobre las magnitudes del sistema (tensión, intensidad, frecuencia...). Toda variación de esas magnitudes o de sus combinaciones que rebasa unos valores de consigna establecidos, es detectada y provoca la actuación de los relés de protección que, mediante la apertura de interruptores automáticos (disyuntores), permiten aislar las partes del sistema de potencia afectadas por la perturbación (en nuestro caso el transformador) y permiten al resto del sistema seguir funcionando normalmente, limitando los daños que la perturbación puede ocasionar. Además los relés podrán proporcionar información para la localización de la avería y el análisis de las causas y efectos de la misma. Esta información quedará recogida en oscilos y registros de falta. Además de interruptores automáticos, los transformadores de potencia son protegidos mediante fusibles.

7.1. DETECCIÓN DE FALLOS EN TRANSFORMADORES.

Se describen, a continuación, los procedimientos habituales de detección de fallos en transformadores. Los mecanismos de detección de estos fallos se agrupan en dos grandes familias: detección mediante métodos eléctricos y detección mediante elementos mecánicos y/o químicos [Maña05].

a) Detección eléctrica.

- Relé de sobreintensidad de fases (ANSI 50/51): Permite detectar condiciones de cortocircuito o sobrecarga mediante mecanismos de respuesta instantánea o diferida ajustada con un tiempo fijo o ajustado a curvas de tiempo inverso, muy inverso o extremadamente inverso. Lee las intensidades de fase a través de transformadores de intensidad.
- Relé de sobreintensidad de neutro (ANSI 50N/51N): Mismo principio de operación que la sobreintensidad de fases pero leyendo la intensidad homopolar o residual. La conexión de los transformadores de intensidad se realiza como neutro de la estrella de los secundarios o como transformadores toroidales abrazando las tres fases. Diferente medida y filosofía entre redes con neutro rígido a tierra o a través de una impedancia y redes con neutro aislado. Tiempos de operación: Tiempo fijo (neutro aislado), Curva inversa, Curva muy inversa, Curva extremadamente inversa.

- Relé diferencial (ANSI 87): Detecta defectos internos en la máquina por diferencia de intensidades entre lados de AT y BT. Permite detectar condiciones de defecto entre espiras de fases distintas. Su utilización debe estar combinada con mecanismos que permitan detectar condiciones especiales como la magnetización del transformador, para evitar disparos intempestivos. Para el ajuste de su sensibilidad hay que tener en cuenta los siguientes aspectos: Distinto nivel de tensión (entre AT y BT), distinta intensidad entre los devanados de AT y BT, inmunidad ante la corriente de inserción de los transformadores (Frenado por armónicos), inmunidad ante aportaciones del trafo a faltas monofásicas a tierra (Filtros de secuencia homopolar), índice horario, Cambiador de tomas de regulación en carga.
- Relé térmico (ANSI 26): Permite detectar condiciones de sobrecarga térmica producidas tanto por un exceso de carga, como por condiciones ambientales adversas o fallos en el sistema de refrigeración. Este tipo de sistemas están basados en la utilización de sondas térmicas situadas en la cuba y el refrigerante o en dispositivos de imagen térmica.
- Relé térmico indirecto (ANSI 49): Permite detectar condiciones de sobrecarga a partir de la medida de la intensidad consumida por el transformador.
- Relé direccional (ANSI 67): Permite detectar cortocircuitos en secundarios de transformadores cuando funcionan en paralelo dos o más de ellos. En la figura 32 se muestra un sistema formado por dos transformadores conectados en paralelo. El defecto se alimenta a partir de I_{d1} e I_{d2} , lo que puede producir el disparo de ambos transformadores. El relé direccional permite conocer el sentido de las intensidades de defecto, lo que permite despejar las faltas de forma selectiva.

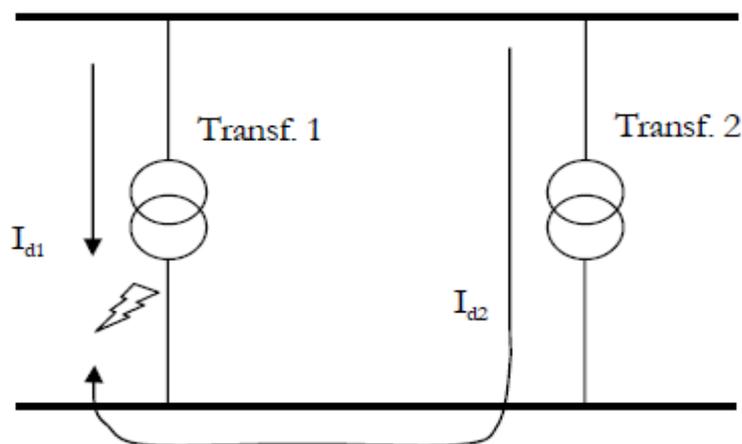


Figura 32: Funcionamiento del relé direccional [Maña05]



- Relé de sobretensión (ANSI 59): Permite detectar condiciones de sobretensión en la alimentación, que pueden dar lugar a una saturación del circuito magnético, y por tanto, a un sobrecalentamiento.
- Relé tensión / frecuencia (ANSI 24). Similar al relé de sobretensión.
- Relé de sobretensión homopolar (ANSI 59N): Detecta defectos en todo el sistema acoplado en redes de neutro aislado, para una correcta coordinación debe tener un cierto retardo de actuación.
- Relé de Protección de cuba (ANSI 64): Relé de sobreintensidad conectado en la conexión entre una toma de tierra y la cuba (aislada de tierra excepto por la conexión anterior). Detecta contactos entre los devanados y la cuba.
- Relé de protección contra desequilibrios de fases (ANSI 46); los desequilibrios se pueden detectar midiendo la componente inversa de la intensidad. Normalmente no se permite superar que $I_2 > 10\%I_n$. Se detecta con relés de secuencia inversa con alarma y disparo.

b) Detección mecánico-química.

- Relé Buchholz (ANSI 63B): Detecta movimiento o generación de gases de descomposición del aceite dentro de la cuba por defectos de aislamiento interno o calentamiento. Consiste en una boya con contactos situada entre la cuba y el depósito de expansión.
- Relé de Jansen (ANSI 63J): Igual que la protección de Buchholz pero para el compartimento del regulador o cambiador de tomas en carga.
- Indicadores de nivel de aceite (ANSI 71).
- Liberadores de presión (ANSI 63P): Chimeneas de expansión y válvulas liberadoras de presión (válvulas de sobrepresión).
- Relé de presión súbita: son protecciones destinadas a transformadores de llenado integral (sellados). El Relé actúa cuando ocurre un escalón de presión interna, independientemente de la presión de trabajo del transformador. Este Relé no opera por cambios lentos de presión resultantes de rayos, sobretensiones o cortocircuitos. El Relé de Presión Súbita se monta normalmente en la pared lateral del tanque o en la tapa del transformador.
- En la norma ANSI/IEEE C57.104 se realiza un análisis exhaustivo de la magnitud del defecto en relación a la concentración de gas. En la actualidad y como medida preventiva, es frecuente la utilización de espectrómetros de masas para el análisis de las concentraciones de gases en los aceites. En la tabla 8 se resume la relación entre concentración de gas y gravedad del defecto.



Porcentaje de gas	Actuación
Entre 0 y 0,5%	Situación normal.
Entre 0,5 y 1,0%	Tomar muestras con un intervalo de entre dos semanas y un mes, para determinar si se produce alguna tendencia.
Entre 1,0 y 5,0%	Tomar muestras de forma inmediata y realizar una revisión de la máquina.
Mayor de 5,0%	Desconectar el transformador de la red y buscar la causa de dicha concentración.

Tabla 8: Concentración de gas y gravedad del defecto [Maña05]

7.2. PROTECCIÓN CONTRA LOS PROCESOS QUE PROVOCAN UN INCENDIO.

La manera más efectiva de prevenir un incendio en un transformador, además de desarrollar las tareas de mantenimiento adecuadas, es dotarlo de unas protecciones suficientemente efectivas, que permitan detectar fallos y despejarlos en cada una de las fases que se deben de desarrollar para que se ocasione una explosión o incendio:

a) Degradación del aislamiento.

El estado del aislamiento sólido como líquido es crítico para que se pueda desarrollar un incendio, por lo tanto, el llevar a cabo periódicamente un análisis de gases del aceite es fundamental para prevenir el fallo dieléctrico, así como dotar al transformador con las siguientes protecciones:

- Relé térmico (ANSI 26). Para evitar sobrecargas térmicas y así evitar el deterioro prematuro del aislamiento. También es interesante la instalación de dispositivos de imagen térmica para detectar posibles puntos calientes en el transformador.
- Indicadores de nivel de aceite (ANSI 63N), un bajo nivel de aceite puede ser síntoma de su paulatina descomposición con la consecuente pérdida de aislamiento. Además para que el aceite cumpla con efectividad su papel aislante y refrigerante los niveles de llenado de la cuba deben ser los adecuados.

b) Cortocircuitos (arco eléctrico) y vaporización del aceite.

Los cortocircuitos entre espiras en la misma fase, como hemos mencionado son muy difíciles de detectar en sus fases iniciales. Cuando el fallo se va extendiendo para abarcar un mayor número de espiras, es posible detectarlo a partir de la componente inversa de la intensidad (ANSI 46) o mediante el relé térmico (ANSI 26).

Cortocircuitos entre espiras en fases distintas (bifásicos o bifásicos a tierra raramente simétricos), pueden ser detectados mediante una protección diferencial (ANSI 87) colocada a la entrada y salida de cada bobinado del transformador. En la figura 33,

puede observarse que el cortocircuito entre fases provoca una intensidad de defecto I_d entre fases que hace que la intensidad de entrada al devanado I_e de un fase sea distinta de la de salida I_s , situación que no se produce en ausencia del defecto.

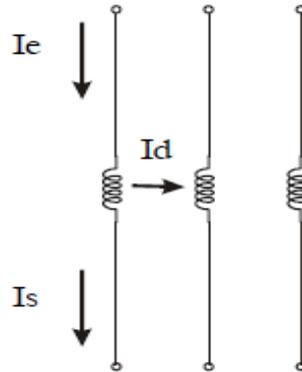


Figura 33: Protección diferencial [Maña05]

Los cortocircuitos monofásicos a tierra en sistemas con neutro rígido a tierra o a través de una impedancia pueden ser detectados mediante el relé de sobreintensidad de neutro (*ANSI 50N/51N*) o mediante el relé de protección de cuba (*ANSI 64*). En los sistemas de distribución con neutro aislado la circulación de intensidad está restringida a las capacidades parásitas existentes y la falta fase-tierra no puede ser detectada por relés de sobreintensidad, por ello es necesario la instalación del relé de sobretensión homopolar (*ANSI 59N*), ya que este defecto provoca sobretensiones en las fases sanas.

Cuando se producen recalentamientos locales o fallos internos (arco eléctrico) o externos (sobrecargas), producen una vaporización del aceite (generación de gases) que deben ser evacuados. El relé Buchholz (*ANSI 63B*) detecta esta generación de gases, si el nivel energético de la falta es relativamente alto se producirá una vaporización brusca, lo que provocara el disparo de los disyuntores aislando al transformador. Este relé también puede detectar averías pequeñas (recalentamientos locales o descargas parciales), que producen burbujas de gas, cuando esto ocurre el relé Buchholz actúa mediante el disparo de alarma.

Cuando lo anteriormente expuesto ocurre en el depósito donde se aloja el cambiador de tomas en carga, el relé Jansen (*ANSI 63J*) realiza la misma función que el Buchholz. El desprendimiento de gases indica contactos deficientes, rotura de resistencias de conmutación o conmutaciones incompletas.

- c) Incremento de la presión interna (rotura de cuba).

En último extremo, la mejor manera de evitar una explosión o incendio en un transformador es mantener la cuba intacta. El pico de presión dinámica que se genera debido a la vaporización del aceite producido por un arco eléctrico de alta energía, se propaga a través del transformador a una velocidad entre 1000 y 1400 m/s y su progresiva interacción con la estructura de la cuba puede provocar la rotura de ésta si no hay un sistema de prevención instalado. El mejor sistema para lograrlo es instalar dispositivos liberadores de presión (válvulas liberadoras de presión o chimeneas de expansión (*ANSI 63P*)).



El pico de presión dinámica, debido a la velocidad a la cual se transmite, interactúa con la estructura mucho antes de que los gases que provocan este aumento súbito puedan ser evacuados por el relé Buchholz o Jansen. También este pico de presión alcanza la pared de la cuba antes cualquier otra protección pueda actuar incluido el relé de presión súbita en transformadores de llenado integral. Debido a esto, la única manera de poder evitar la ruptura de la cuba, es liberar la presión generada para evitar que ésta sobrepase la capacidad de la cuba para poder resistirla. La única manera que tenemos de conseguir esto es liberando la presión mediante válvulas de sobrepresión. Antiguamente se utilizaban chimeneas de expansión, con un cristal tarado a cierta presión, que eran menos efectivas.

7.3. EFECTIVIDAD DE LAS PROTECCIONES.

Los transformadores de potencia siempre han sido construidos con dispositivos y sistemas para su protección, pero no fue sino hasta la década de los 90 cuando se empezaron a realizar programas de investigación referente al fenómeno de transferencia energética que se presenta dentro de la cuba de un transformador de potencia en el momento de un fallo interno que derive en un incendio. La empresa SERGI ha llevado a cabo numerosos estudios para analizar los procesos que tienen lugar en un transformador cuando éste explota [Gonz05].

Esta empresa investigó múltiples incendios en transformadores, analizando el comportamiento de las protecciones en cada uno de los casos, a modo de resumen indicamos los principales resultados obtenidos referentes a las protecciones eléctricas y mecánicas.

a) Las protecciones eléctricas.

En la mayoría de las explosiones de recipientes las protecciones eléctricas funcionaron y desconectaron al transformador de forma normal. La eficiencia de la protección eléctrica esta relacionada con la velocidad de desconexión del disyuntor y específicamente está limitada por el tiempo de retardo de operación de éste.

En investigaciones realizadas, se llego a la conclusión que el tiempo de actuación del conjunto relé-disyuntor es insuficiente para evitar la rotura de la cuba en caso de producirse un arco eléctrico de alta energía (falta de baja impedancia), aun con las mejoras tecnológicas desarrolladas en los últimos años en los disyuntores y redes de protección. La mejor tecnología de disyuntores se dispara en 50 milisegundos, demasiado tarde para prevenir la explosión, ya que las pruebas por SERGI demostraron que el primer Megajulio produce $2,3 \text{ m}^3$ de gas durante los primeros milisegundos [Serg09].

En la figura 34, observamos el desarrollo de la presión dentro de un transformador de 20MVA, analizado en el simulador de fallo desarrollado por esta empresa. El cortocircuito simulado es monofásico a tierra con una corriente de 240 kA, el aceite utilizado era mineral (aislante de uso general) con un punto de inflamación de 140° C. , la gráfica muestra una curva con la cual el disyuntor funciona correctamente

abriendo a los 85 milisegundos; la otra curva la cual fue extrapolada representaría la presión dentro del recipiente si el disyuntor no operara [Gonz05].

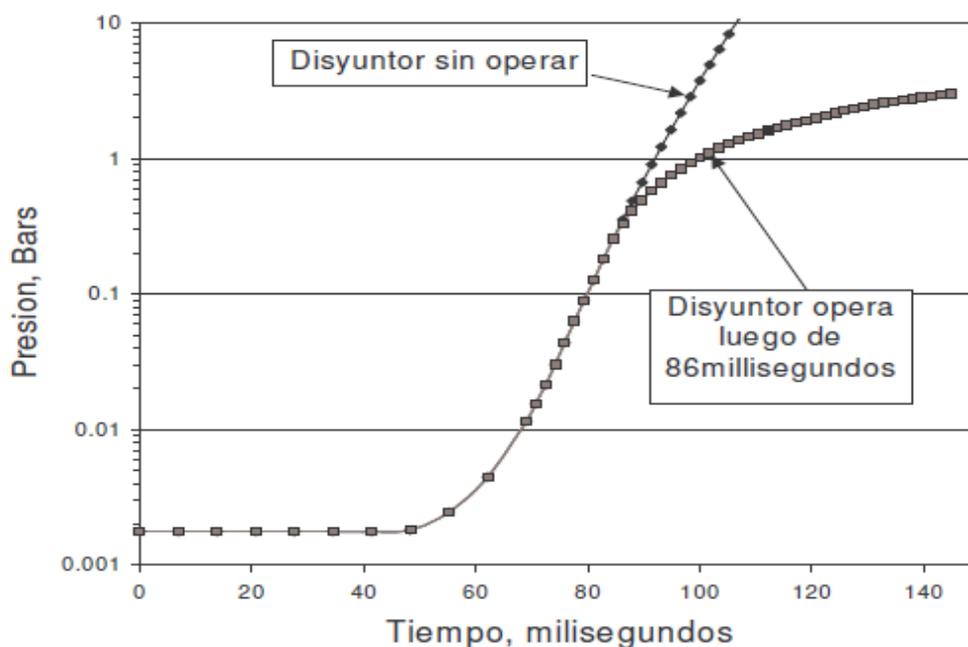


Figura 34: Tiempo de actuación de conjunto relé- disyuntor [Gonz05]

Observamos que aún después de abierto el disyuntor, la presión continúa creciendo, en este caso el transformador fue diseñado para soportar una presión máxima de 1 bar.

b) protecciones mecánicas.

En 62 pruebas realizadas en transformadores de potencia, provocando la rotura de la cuba de los transformadores, realizadas por la empresa SERGI, el relé Buchholz nunca detectó ni gases, ni movimiento anormal de aceite o variación de presión interna. Nunca llegó a operar.

Las cubas de los transformadores siempre han estado protegidas por válvulas de alivio de presión. Sin embargo, en la mayoría de los casos de incendios estudiados por SERGI, la mayoría de los transformadores contaban con esta protección, esta protección no fue efectiva.

El papel de estas válvulas de alivio de presión o sobrepresión es limitar la presión interna del transformador al liberar una cierta cantidad de fluido, se ubican sobre la tapa de la cuba. El funcionamiento consiste en la abertura de un diafragma comprimido por un resorte (muelle) simple o doble que puede ser ajustado para abrirse a diferentes presiones de calibración. Su característica específica es despejar en breves instantes, entre 3 y 5 ms, el aumento ocasional de presión [Hass04].

Las válvulas de sobrepresión, tienen todos sus órganos de funcionamiento en el interior de las mismas, en contacto con el aceite del transformador, y por lo tanto, protegidos contra la posible corrosión motivada por el ambiente exterior. Este proceso



constructivo garantiza una perfecta funcionalidad, incluso después de largos periodos de inactividad.

Las presiones de calibrado normalizadas, pueden oscilar entre 20 Kpa (0,2 bar) y 70 Kpa (0,7bar), según el tipo de válvula, pero se construyen válvulas para presiones diferentes a las normalizadas. Las válvulas de sobrepresión, se suelen abrir totalmente cuando la presión supera en un 40 % el valor de calibrado y pueden disponer de interruptores con contacto para disparo, estos interruptores, disponen de un contacto de señalización de apertura de válvula, el cual, está contenido en una caja estanca [Oasa01].

La *efectividad* de la válvula de sobrepresión está relacionada con su tiempo de respuesta, la velocidad de despresurización y la capacidad de mantener baja la presión en la cuba durante un cortocircuito.

La empresa SERGI, como consecuencia de los estudios mencionados anteriormente, realizó un estudio para verificar su comportamiento dinámico para los gradientes de presión calculados durante un fallo de baja impedancia. El estudio mecánico y dinámico de la válvula de sobrepresión consiste en determinar la inercia del resorte y las pérdidas de carga en función de su geometría [Hass04].

En este estudio realizado por el método de elementos finitos se consideraba una falta alimentada durante 80ms, tiempo aproximado que tardan en abrir los disyuntores convencionales. La generación de gas se considera permanente entonces durante toda la despresurización. La válvula analizada estaba calibrada a 0,35 bar.

La figura 35 muestra la evolución de la abertura de la válvula en función del tiempo para diferentes escalones de presión

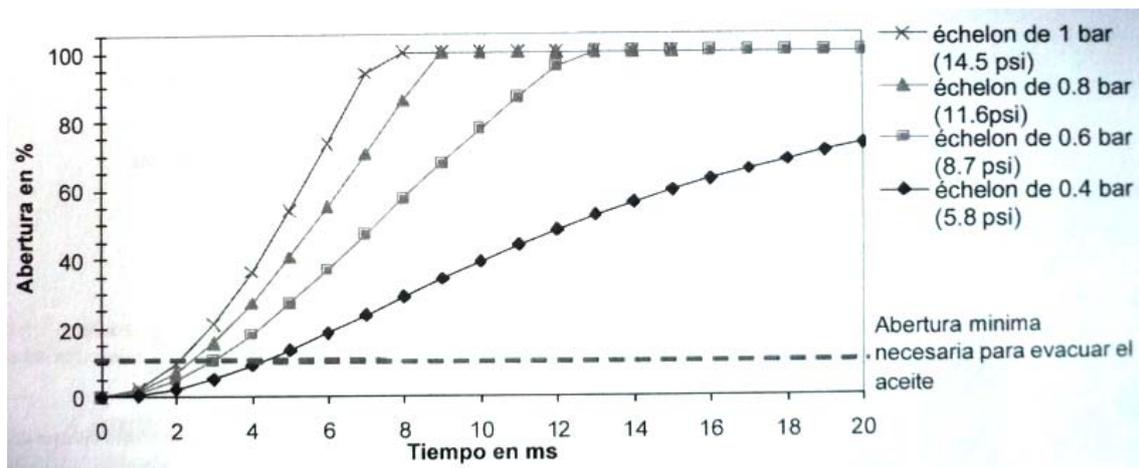


Figura 35: % de Apertura de la válvula de sobrepresión y tiempo transcurrido para diferentes presiones [Hass04]

Como se puede comprobar, para escalones de presión comprendidos entre 0,4 bar y 1 bar, se produce un retraso de 2 a 4 ms en la apertura mínima necesaria del diafragma para lograr una evacuación del aceite y poder así disminuir la presión. Para el escalón de 1 bar, el 100% de la abertura se produjo a los 7 ms.



El comportamiento dinámico del resorte representa un papel importante en el funcionamiento de la válvula de alivio de presión. La inercia del resorte está en el origen de este retraso de la apertura del diafragma.

Las pérdidas de carga fueron calculadas utilizando la fórmula de Bernoulli entre la entrada y la salida de la válvula de alivio de presión. Se comprobó que existen importantes pérdidas de carga que reducen enormemente el flujo de salida de aceite (limitando su evacuación). Además, la válvula de sobrepresión se cierra cuando la presión disminuye y favorece una segunda sobrepresión si la falta no es despejada.

También se debe tener en consideración que el aceite contaminado y los gases autoinflamables son evacuados sobre la parte superior del transformador y el incendio se puede propagar a otros componentes de la instalación.

Como conclusiones de este estudio referente a las válvulas de alivio de presión realizadas por SERGI podemos señalar:

- La fuerza de los resortes, la sección de evacuación del aceite y la constante de tiempo de los resortes son incompatibles con el régimen dinámico de la explosión, la cual no permite evacuar de inmediato la presión causada por la energía del arco.
- Las válvulas fueron concebidas para soportar pequeñas presiones o para indicar un alto nivel de presión y no para soportar incrementos de 0.05 a 1 bar por milisegundo, que es la velocidad de crecimiento de la presión dinámica provocada por un arco de alta energía y que puede hacer explotar a la cuba de un transformador.

En [Foat08] se exponen que tres investigaciones independientes y recientes sobre incendios en transformadores en redes de muy alta tensión, como resultado de dichos estudios se estimó que las válvulas de alivio de presión solo operan en el 25% de los casos de ruptura, esto sugiere que la deformación de la cuba es mayor en el área inmediata del fallo y puede ser suficiente para causar la ruptura localizada antes de que la presión pueda propagarse a los dispositivos de descarga a alguna distancia. Además los dispositivos de alivio de presión no resuelven fallos producidos en las bornas.



Capítulo 8

Fallos del transformador que derivan en incendio

En este capítulo se analizarán los fallos potenciales de producir un incendio en un transformador de potencia con aislamiento líquido inflamable. Para lo cual, haremos una división atendiendo a si se producen en el interior o exterior de la cuba del transformador.

8.1 FALLOS INTERNOS.

Debido al envejecimiento del aislamiento de los transformadores, el riesgo de fallo aumenta. Algunos de estos fallos provocan un arco eléctrico de alta energía en el interior de la cuba principal que produce una vaporización del aceite contenido en el transformador provocando un aumento importante de la presión interna.

Los daños causados por estas faltas dependen de la tasa de incremento de la presión dinámica producida por los gases formados por el arco. Como ya hemos visto en el capítulo 8, los transformadores suelen estar equipados con válvulas de alivio de presión colocadas en la parte superior de la cuba principal, además cuentan con otras protecciones eléctricas y mecánicas, que en caso de detectar la falta darían la orden de apertura a los disyuntores, aislando al transformador en caso de cortocircuito [Alla02].

Si la tasa de incremento de presión dinámica en la cuba debido a la vaporización del aceite es baja, estos dispositivos de alivio y protección tendrán tiempo de actuar. Pero si por el contrario la tasa de incremento de presión dinámica es alta, la cuba podría llegar a romperse, si el pico máximo de esta presión sobrepasara el límite de resistencia de la cuba del transformador antes de que las protecciones puedan actuar. El tamaño y la ubicación de los dispositivos de alivio de presión tienen efecto reducido en su capacidad para actuar antes de que la cuba se rompa [Alla07].

Analizamos a continuación los fallos internos producidos en interior de la cuba de un transformador y su capacidad de producir su rotura.

Cortocircuitos entre espiras de la misma fase

Cuando un arco interno se forma entre las espiras de un devanado ya sea de alta o de baja tensión, la impedancia del sistema (potencia de cortocircuito) y del devanado (elevada), limitan la corriente de arco, siendo ésta relativamente pequeña. La longitud de arco normalmente será corta, por lo tanto la tensión de arco será también pequeña. La energía de arco sería relativamente baja dando como resultado que el volumen de gases generados sea pequeño y la tasa de incremento de presión dinámica baja, la falta normalmente será detectada por medio del relé buchholtz antes de que las válvulas de los dispositivos de alivio lleguen a operar [Alla07].



Cortocircuitos entre espiras de fases distintas

Cuando una falta se desarrolla entre espiras de distintas fases (fallo bifásico, raramente trifásico), la corriente de arco es limitada por la impedancia del sistema y la impedancia de los devanados, con lo cual es relativamente pequeña. La longitud del arco es larga y por lo tanto la tensión de arco alta. La energía de arco por tanto será grande. Dependiendo del lugar de la falta, la válvula de alivio de presión puede llegar a operar, pero probablemente la cuba se deformará abombándose e incluso podría romperse debido a la presión [Alla07].

Cortocircuitos entre espiras (de una o varias fases) y tierra

Cuando un arco interno se desarrolla entre espiras de un devanado (de una o varias fases) y tierra (cuba o núcleo), dependiendo de donde se produzca ésta falta, la impedancia de cortocircuito (red y devanado) podría ser pequeña, siendo por tanto la corriente de arco elevada. La longitud de arco podría ser larga, luego la tensión de arco podría ser alta. Por lo tanto la energía de arco sería grande, se generaría un volumen grande de gases provocando una la tasa de incremento de presión alta.

Sin embargo, la experiencia sugiere que en estos casos (fallos monofásicos o bifásicos a tierra), la válvula de alivio de presión actuando junto con el relé buchholtz detectarían la falta, abriendo el circuito antes de que la cuba llegará a romperse [Alla07].

Cortocircuitos entre latiguillos (de unión de los devanados con bornas) y la cuba

Una falta entre los latiguillos que unen los devanados con las bornas y la cuba (monofásicos o bifásicos a tierra), puede producir un arco cuya corriente estará limitada solo por la impedancia del sistema, lo que hace que esta corriente sea alta. Además dependiendo de donde se produzca ésta, la longitud del arco puede ser larga (alta tensión de arco), lo que hace que el gran nivel de energía alcanzado produzca una tasa de aumento de presión dinámica muy alta. Al elevarse la presión muy rápidamente la válvula de sobrepresión no tiene tiempo de operar y se produciría la rotura de la cuba, [Alla07].

Si la cuba esta puesta a tierra a través de impedancia, el fallo anteriormente descrito no tiene igual efecto ya que dependiendo del valor de esta impedancia, el valor de la corriente puede no ser tan alto y la energía de arco no ser tan grande, lo que puede permitir a las protecciones de alivio actuar con efectividad impidiendo que el aumento de presión sea superior a la resistencia de la cuba. Pero normalmente la cuba esta puesta a tierra de forma rígida.

Si la falta se da entre dos de estos latiguillos (fallo bifásico), al igual que en el caso anterior, solo la impedancia del sistema limitaría la intensidad de arco, siendo alta. Con lo cual la energía será muy elevada. La tasa de incremento de presión sería muy alta, los dispositivos de alivio de presión serían insuficientes y muy probablemente se romperá la cuba.



Cuando se rompe la cuba, los gases a alta temperatura arderán (explosión), provocando la inflamación del aceite en la mayoría de las ocasiones. Pero existen casos en los que la explosión no ha provocado la inflamación del aceite [Alla02]. En la figura 36, se puede observar un incendio en un transformador provocado por un fallo interno.



Figura 36: Incendio causado por un fallo interno [Foat08]

Transformadores elevadores de generación.

Cuando se produce una falta de cualquier tipo en el devanado de baja tensión en este tipo de transformadores, es muy problemática si entre el generador y el transformador no existe interruptor de grupo. En esta situación, el generador debido a su inercia, alimentaría la falta en el transformador hasta que no se parara. Los devanados envueltos en estos fallos frecuentemente sufren grandes daños debido a los grandes niveles de corriente alcanzados (alta energía), lo cual podría provocar un gran aumento de presión en el interior de la cuba y producir su rotura [Alla07].

8.2. FALLOS EXTERNOS.

Este tipo de faltas típicamente ocurren en las bornas, cajas de bornas y cambiadores de toma en carga (*OLTCs*). Por ejemplo, las bornas OIP (Oil Impregnated Paper) tienen un alto riesgo de incendio.



Bornas

Las bornas del transformador se suelen llevar al exterior de la cuba a través de unos aisladores pasantes (pasatapas) de porcelana, éstos suelen rellenarse de otros materiales con el fin de mejorar las propiedades aislantes de la borna (papel, resina, aceite).

Cuando se utilizan altas tensiones aparece un fuerte campo eléctrico entre el conductor terminal y el borde del orificio de la parte superior de la cuba, para evitar la perforación del aislador, éste se rodea con una serie de cilindros metálicos dentro del espacio cerrado que contiene, haciendo que el campo eléctrico resultante entre el conductor y la parte superior de la cuba sea más débil y homogéneo [Frai03].



Figura 37: fallo en bornas [Foat08]

Cuando se produce una degradación en el aislamiento de las bornas (por ingreso humedad dentro, sobrecargas o descargas internas), se puede producir un arco eléctrico que puede llegar a romper la porcelana, cuando esto sucede, quedará libre un camino, para que a un nivel de tensión inferior del arco causante de la rotura, se presente de nuevo un arco entre el conductor y la cuba (*falta monofásica a tierra*), observar la figura 37.

Las bornas no tienen dispositivos de alivio de presión, un arco dentro de las bornas produce acetileno, hidrogeno y otros gases explosivos que hacen que se produzca la ruptura de los cilindros y de los aisladores pasantes debido al aumento de presión. Esta ruptura es muy violenta y hace que se liberen estos gases explosivos, junto con aceite vaporizado y papel impregnado en aceite en bornas OIP. Todos estos elementos arden en presencia del arco eléctrico (energía de activación) y oxígeno (comburente). Si la alta presión rompe también la parte inferior de la borna que esta en



contacto con el aceite de la cuba principal, este aceite alimentará el fuego, cabe señalar que en sistemas con neutro rígido a tierra, la corriente del arco producido será alta, ya que solo estará limitada por la impedancia del sistema, estas faltas se suelen dar en las bornas de alta tensión [Alla07].

Este tipo de fallos se dan principalmente en bornas tipo OIP (Oil Impregnated Paper), que son las que tienen más alto riesgo de incendio. El uso de bornas de resina, RIP (Resin Impegnated Paper) o SRBP (Synthetic Resin Blonded Paper), reduce considerablemente el riesgo de incendio, ya que estas poseen un riesgo muy bajo, estas bornas se suelen usar en transformadores de media tensión.

Cambiadores de tomas en carga (OLTCs)

Otra falta típica que puede provocar un incendio puede surgir en los cambiadores de tomas en carga (OLTCs), si el conmutador se encuentra en un compartimento separado de la cuba principal [Alla07].

Un fallo en el mecanismo para cambiar los niveles de tensión en carga (OLTCs), puede producir una sobrepresión en este depósito anexo a la cuba principal, esto sucede en transformadores donde el cambio se realiza de forma mecánica a través de un muelle almacenador de energía. La degradación del aislamiento puede hacer que se acumulen productos contaminantes en los contactos del mecanismo cambiador, aumentando la resistencia de estos, que en casos extremos puede dar lugar a la formación de arcos en los contactos, produciendo una evolución violenta de gas y de presión dentro de este depósito, que puede llegar a romperse provocando un incendio. Cuando esto ocurre, el fuego puede propagarse a la cuba principal a través de la barrera de aislamiento [Alla07].

Las opiniones sobre la efectividad de los dispositivos de alivio de presión en estos depósitos están divididas. Hay autores que indican que solo son válidos para corrientes de falta menores a 10kA. Otros consideran que la instalación de estos dispositivos es inútil ya que no operan casi nunca y que la mejor manera de prevenir un fallo es llevar adecuadas tareas de mantenimiento [Pete08].

Cajas de bornas.

Las terminaciones de líneas de cables alojadas en cajas de bornas ya sean aisladas con aire o aceite conllevan un riesgo de incendio. La razón es que muy pocas cajas de cable resisten faltas de baja impedancia, estas faltas generan fuertes picos de presión dinámica, lo que produce puede producir la rotura de las cajas de bornas, ya que son uno de los elementos más débiles situados en la cuba transformador [Pete08].



Capítulo 9

Descripción del transformador e instalaciones

Para cuantificar la probabilidad de ocurrencia de incendio de un transformador particular, necesitamos describir el tipo de instalación eléctrica donde presta su servicio y sus características técnicas y constructivas.

El transformador sobre el que vamos a realizar la cuantificación del riesgo, se encuentra enclavado en una central de cogeneración electricidad-calor, esta central es un sistema de producción conjunta de energía eléctrica y de energía térmica útil partiendo de un único combustible.

Nuestra central se ubica en una instalación industrial dedicada a XXXX¹ y utiliza la llamada cogeneración de cabeza (Tooping cycles) en donde la energía primaria (gas natural) se utiliza para producir un fluido caliente y a presión que genera energía mecánica. El calor residual del fluido se utiliza para el proceso industrial. Como elemento motor se utiliza una turbina de gas, la cual es accionada por la expansión de los gases calientes procedentes de una cámara de combustión en la que el aire se introduce mediante un compresor accionado por la propia turbina.

El funcionamiento básico de la parte térmica de esta central consiste en aspirar aire de la atmósfera y comprimirlo para pasarlo a la cámara de combustión donde se mezcla con el combustible produciéndose la ignición. Los gases calientes originados en la combustión fluyen a través de la turbina, se expansionan moviendo el eje que acciona el compresor de la turbina y van a una caldera de recuperación de calor. La energía térmica obtenida se utiliza para el proceso industrial desarrollado por la fábrica. El eje de la turbina de gas, mueve el rotor del turbogenerador empleado para la producción de energía eléctrica, la cual es empleada para el consumo propio de la instalación. El excedente de energía es vendido a la compañía eléctrica [Mapf07].

Para realizar nuestro proyecto, solo describiremos la parte eléctrica de la central fundamental para determinar el de riesgo de incendio del transformador. La instalación de media y baja tensión destinada los consumos internos de la instalación industrial, no son determinantes para nuestro trabajo.

Supondremos que el generador y la turbina de gas se encuentran suficientemente alejados del transformador para que cualquier accidente en estos elementos o en otros pertenecientes a la parte térmica de la central, como por ejemplo la caldera de recuperación de calor, no afecte directamente al transformador.

Los sistemas eléctricos de una central de cogeneración son similares a los de una central convencional, para una mejor comprensión de la instalación la describiremos desde fuera hacia dentro, es decir desde la red de media tensión a la cual esta conectada la central, pasando por la subestación, hasta el turbogenerador.

¹ Suprimido por confidencialidad



9.1. RED DE MEDIA TENSIÓN Y ACOMETIDA.

La instalación dispone de una acometida procedente de la línea de media tensión (20kV) que discurre por el polígono industrial donde se encuentra la empresa propietaria de la central de cogeneración.

La recepción de la línea de 20 kV fue realizada mediante un empalme termoretráctil, la conexión a la red es competencia exclusiva de la compañía suministradora. La red es subterránea, por razones técnicas, económicas y de seguridad al encontrarse en un polígono industrial, siendo por tanto una zona de pública concurrencia.

El empalme termoretráctil mediante el cual se realizó la conexión a la red principal de media tensión subterránea posee las siguientes características técnicas:

- Tensión máxima: 36 kV.
- Tensión de ensayo a 50 Hz: 70 kV.
- Tensión con onda tipo rayo: 170 kV.
- Intensidad máxima: 415 A.
- Límite térmico: 21 kA (T=160°C 1s).
- Límite dinámico: 50 kA.
- Unión por manguito pinzado profundo.
- Ensayo de calidad según norma UNE-21115.

La línea de 20 kV queda protegida a la salida de la subestación elevadora de la central, siendo responsabilidad de la empresa distribuidora. Por tanto la protección de la línea de MT, no se tendrá en cuenta para elaborar este proyecto.

La línea consta de un único circuito y el conductor es cable aislado: 3 cables unipolares de aluminio de 240 mm^2 de sección, $[(3 \times 1 \times 240)\text{ mm}^2]$ Al, el cual va enterrado en zanja abierta y rellena de arena preparada, Las características técnicas de los conductores son [Pire09]:

- Metal: Aluminio.
- Designación: *Cable RHV 18/33 kV 1x240mm² Al.*
- Cubierta exterior: PVC color rojo.
- Aislamiento: Polietileno reticulado (XLPE); sobre el conductor y sobre el aislamiento se aplican sendas capas extruídas de polietileno reticulado semiconductor.



EVALUACIÓN DEL RIESGO DE INCENDIO DE UN TRANSFORMADOR DESCRIPCIÓN DEL TRANSFORMADOR E INSTALACIONES

- Blindaje metálico: Alambres de Cu colocado sobre el semiconductor externo.
- Rellenos: De material extruído no higroscópico, colocado sobre las fases reunidas y cableadas.
- Protecciones (eventuales): como protección mecánica se emplea una armadura metálica de cintas de aluminio para cables unipolares.
- Envoltura: PVC.

La tabla 9 muestra los parámetros eléctricos más significativos del conductor.

Sección nominal	Corriente admisible para cables enterrados unipolares	Resistencia (70°C y 50 Hz)	Reactancia (a 50 Hz) Unipolar
(mm ²)	(A)	(ohm/Km)	(ohm/Km)
240	432	0,160	0,186

Tabla 9: parámetros eléctricos línea media tensión [Pire09]

La potencia de cortocircuito de la red de media tensión es de 500 MVA, este valor ha sido especificado por la compañía suministradora.

La intensidad de cortocircuito por tanto será:

$$I_{cc} = \frac{S_{cc}}{\sqrt{3} \cdot U}$$

Siendo:

- I_{cc} : intensidad de cortocircuito en kA.
- S_{cc} : potencia de cortocircuito de la red en MVA.
- U : tensión de servicio en kV.

Por tanto:

$$I_{cc} = \frac{500}{\sqrt{3} \cdot 20} = 14,43 \text{ kA}$$



9.2. SUBESTACIÓN ELEVADORA

Su misión es elevar la tensión de generación a la de distribución, contribuyendo a disminuir las pérdidas del sistema. Es una subestación de corte sencillo, es decir, una celda de corte única interconecta dos circuitos, con de niveles de tensión diferentes, estos niveles de tensión son 20 kV (lado de red) y 6 kV (lado del generador). Por lo tanto incluye el transformador elevador de potencia que será el objeto de nuestro estudio.

El transformador de potencia, los transformadores de tensión e intensidad necesarios para proporcionar señales adecuadas para los equipos de protección y medida y los equipos de conexión y corte (disyuntores, interruptores, seccionadores) se encuentran a la intemperie. El sistema de protecciones y control se encuentra centralizado en un edificio anexo.

La línea trifásica de salida de la subestación hasta realizar la conexión a la red de media tensión es cable aislado. Sus características técnicas y parámetros eléctricos son los mismos que las del conductor empleado en la red de media tensión (es el mismo conductor): 3 cables unipolares de aluminio de 240 mm^2 de sección, $[(3 \times 1 \times 240) \text{ mm}^2]$ Al, los cuales van enterrados desde la salida del transformador elevador hasta la interceptación de la red de media tensión, a 1m de la superficie y distanciados 7cm entre ellos, según normativa; su longitud es de 100 m.

La línea trifásica de entrada es cable aislado: 3 cables unipolares de cobre de 300 mm^2 de sección, $[(3 \times 1 \times 300) \text{ mm}^2]$ Cu, enterrados igual que en la línea de salida, desde la salida del generador hasta la entrada del transformador elevador, su longitud es de 50m. Sus características técnicas son las siguientes [Pire09]:

- Metal: Cobre electrolítico.
- Designación: *Cable RHV 5,2/6,6 kV 1x300 mm² Cu.*
- Cubierta exterior: PVC color rojo.
- Aislamiento: Polietileno reticulado (XLPE); sobre el conductor y sobre el aislamiento se aplican sendas capas extruídas de polietileno reticulado semiconductor.
- Blindaje metálico: Alambres de Cu colocado sobre el semiconductor externo.
- Rellenos: De material extruído no higroscópico, colocado sobre las fases reunidas y cableadas.
- Protecciones (eventuales): como protección mecánica se emplea una armadura metálica de cintas de aluminio para cables unipolares.
- Envoltura: PVC.



La tabla 10 muestra los parámetros eléctricos significativos del conductor.

Sección nominal (mm ²)	Corriente admisible para cables enterrados unipolares (A)	Resistencia (70°C y 50 Hz) (ohm/Km)	Reactancia (a 50 Hz) Unipolar (ohm/Km)
300	630	0,0766	0,174

Tabla 10: parámetros eléctricos línea entrada al transformador [Pire09]

La subestación cuenta con protecciones de sobrecarga o sobreintensidad de fase (50/51), sobreintensidad de neutro (homopolar 51N) y diferencial (87).

La línea de salida (alta tensión) dispone de dos interruptores automáticos (disyuntores), con ruptura en Hexafluoruro de azufre (SF_6) con accionamiento por resortes, la carga de estos se realiza mediante un motor de corriente alterna. La tabla 11 muestra sus características técnicas [Abb09]:

Tensión nominal (kV)	12 - 36
Intensidad nominal (A)	630 - 1250
Intensidad de corte nominal (kA)	12,5 - 25

Tabla 11: características técnicas de disyuntor [Abb09]

Desde esta subestación también parte una línea destinada a los consumos de los servicios auxiliares de la central de cogeneración y para los consumos propios de la fábrica. También cuenta con un grupo de generación diesel para alimentar dichos consumos en caso de fallo en el generador o red. Los servicios auxiliares, los consumos de la fábrica y el grupo diesel constan de las protecciones adecuadas, pero estas no interfieren en nuestro proyecto, por lo tanto no serán mencionadas.

9.3. TRANSFORMADOR ELEVADOR

El transformador de potencia elevador, sobre el que realizaremos la evaluación de riesgo, se encuentra a la intemperie. Sus características constructivas y técnicas se mencionan a continuación

- Potencia nominal: 7500 kVA.
- Grupo: Yd11.
- Instalación: Intemperie.
- Refrigeración: ON/AN.
- Normas: UNE-EN 60076.
- Año fabricación: 2004.



Baja tensión

- Conexión primario (BT): Triangulo.
- Tensión nominal primario (BT): 6000V.
- Intensidad nominal primario (BT): 721,6A.
- Tensión nominal de aislamiento primario de línea (BT): 8kV.
- Tensión de línea de prueba “1 minuto”, primario (BT):20kV.
- Tensión de línea de prueba “impulso”, primario (BT):80kV.

Alta tensión

- Conexión secundario (AT): Estrella.
- Tensión e intensidad nominales del secundario(AT).

TOMA	V_n [V]	I_n [A]	ε_{xcc} [%]
1	21000	206,1	6,8
3	20500	211,2	6,9
4	20000	216,	7
5	19500	222	7,1
6	19000	228	7,2

Tabla 12: Tensión e intensidad nominal del secundario.

Como podemos observar en la tabla 12, el devanado de alta tensión dispone de 5 tomas. El cambio de tomas se realiza en vacío, por medio de un conmutador externo, el cual se encuentra en un depósito situado encima del transformador.

- Caída de tensión interna relativa para la toma 20000/6000 V y potencia 7500kVA es : $\varepsilon_{xcc} = 7\%$
- Tensión nominal de aislamiento secundario de línea (AT): 24kV.
- Tensión de línea de prueba “1 minuto”, secundario (AT):90kV.
- Tensión de línea de prueba “impulso”, secundario (AT):120kV.



Dieléctrico

El dieléctrico empleado para el aislamiento es **Aceite Repsol T** (aislamiento líquido de alta inflamabilidad), el cual es un aceite mineral puro muy resistente a la oxidación, fabricado con bases tratadas que aseguran la ausencia de materias sólidas, compuestos polares y productos precipitables a bajas temperaturas. Sus principales características se muestran en la tabla 13 [Reps09].

	UNIDADES	MÉTODO	VALOR
Viscosidad cinemática a 40 °C	cSt	ASTM D 445	9,6
Viscosidad cinemática a -30°C	cSt	ASTM D 445	950
Densidad a 20°C	g/ml	ASTM D 4052	0,871
Punto de inflamación, mín.	°C	ASTM D 92	135
Punto de congelación, máx.	°C	ASTM D 97	-40
Rigidez Dieléctrica (kV), sin tratar, mín.	kV	UNE EN 60156	30
Factor de pérdidas dieléctricas a 90°C, máx.	-	UNE EN 60247	0,005
Tensión interfacial, mín.	mN/m	ASTM D 971	40
Oxidación, barros	% peso	IEC 61125C	0,8 máx
Oxidación, factor pérdidas dieléctricas 90°C	-	IEC 61125C	0,5 máx
Oxidación, acidez total	mg KOH/g	IEC 61125C	1,2 máx

Tabla 13: Características de aceite dieléctrico [Reps09]

Reactancias Directa, inversa y homopolar

Los valores de las reactancias directa, inversa y homopolar del transformador, necesarios para el estudio de los cortocircuitos asimétricos son:

- La reactancia de secuencia directa e inversa tiene el mismo valor que la regulación: $\varepsilon_{x_{cc}} = x_1 = x_2 = 7\%$.
- La reactancia homopolar tiene ligeramente inferior a la directa e inversa de: $x_0 = 6\%$.

Bornas

Tanto las bornas de alta como de baja tensión son de resina del tipo SRBP (Synthetic Resin Blonded Paper).

Protecciones

Las protecciones con las que cuenta el transformador son:

- 51 N Relé de sobreintensidad homopolar.
- 63B: Relé Buchholz.
- 49: Relé térmico indirecto (dos niveles)



- 64: Relé de protección de cuba.
- 71: Indicadores del nivel aceite.
- 63 P: Válvula de sobrepresión.

9.4. GENERADOR.

El generador empleado es síncrono de rotor liso con una velocidad de giro nominal de 3000 rpm (turbogenerador), con unas características técnicas:

- Potencia nominal. 5MVA.
- Frecuencia: 50 Hz.
- Tensión nominal: 6 kV.
- Intensidad nominal: 481 A.
- Factor de potencia: 0,8 inductivo.
- Refrigeración de estator y rotor: Circuito cerrado de aire que cede calor a través de un intercambiador a un circuito de agua.
- Excitación: Autoexcitación
- Reactancia subtransitoria: ($x''_d = 10\%$).
- Conexión de estator (inducido): En estrella y esta puesta a tierra a través de una resistencia de 230Ω , lo cual se realiza con un conductor aislado de cobre de 95 mm^2 de 5 m de longitud que va enterrado, sus parámetros eléctricos se muestran en la tabla 14.

Sección nominal	Corriente admisible para cables enterrados unipolares	Resistencia (70°C y 50 Hz)	Reactancia (a 50 Hz) Unipolar
(mm ²)	(A)	(ohm/Km)	(ohm/Km)
95	350	0,248	0,204

Tabla 14: parámetros eléctricos línea puesta a tierra del estator [Pire09]

Reactancias Directa, inversa y homopolar

Los valores de las reactancias directa, inversa y homopolar del generador, necesarios para el estudio de los cortocircuitos asimétricos son:

- La reactancia de secuencia directa e inversa tiene el mismo valor que la reactancia subtransitoria: $x''_d = x_1 = x_2 = 10\%$.



- La reactancia homopolar tiene un valor de: $x_0 = 2\%$.

La línea eléctrica trifásica de salida del generador que va hasta las bornas de baja tensión del transformador es de cable aislado: 3 cables unipolares de cobre de 300 mm^2 de sección, $[(3 \times 1 \times 300) \text{ mm}^2]$ Cu, las características fueron dadas en la descripción de la línea de entrada de la subestación, ya que es la misma.

Las protecciones con las que cuenta el generador son:

- 50/51: Relé de sobreintensidad de fases.
- 51G: Relé de corriente a tierra.
- 25: Comprobación de sincronismo.
- 27: Relé de Mínima tensión.
- 32: Relé de Inversión de potencia.
- 40: Relé de Fallo de excitación.
- 46: Relé de Secuencia negativa.
- 59: Relé de máxima tensión.
- 87: Protección diferencial.
- 81: Relé de Máxima y mínima frecuencia

El turbogenerador no cuenta con interruptor de grupo, este factor puede ser determinante en nuestro trabajo, ya que en caso de falta en los devanados de baja tensión, la inercia del generador puede alimentar la falta hasta que el rotor se pare con grandes niveles de corriente. Esta inercia del generador es dependiente de la turbina de gas.

9.5. ESQUEMA UNIFILAR.

En figuras 38, 39 y 40 se muestra el esquema unifilar de la parte de la instalación eléctrica que analizaremos, con todos sus elementos y simbología.



EVALUACIÓN DEL RIESGO DE INCENDIO DE UN TRANSFORMADOR

DESCRIPCIÓN DEL TRANSFORMADOR E INSTALACIONES

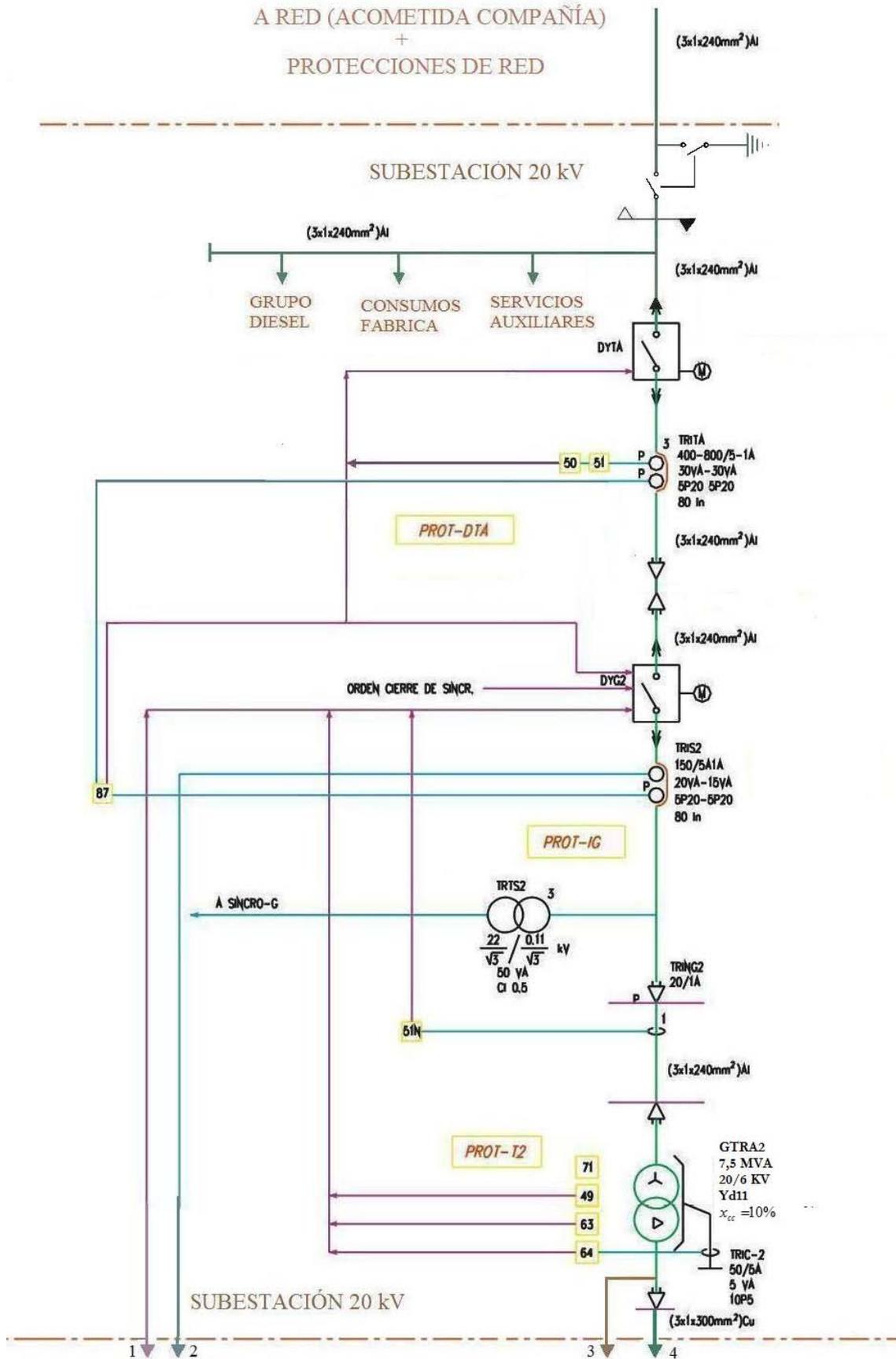
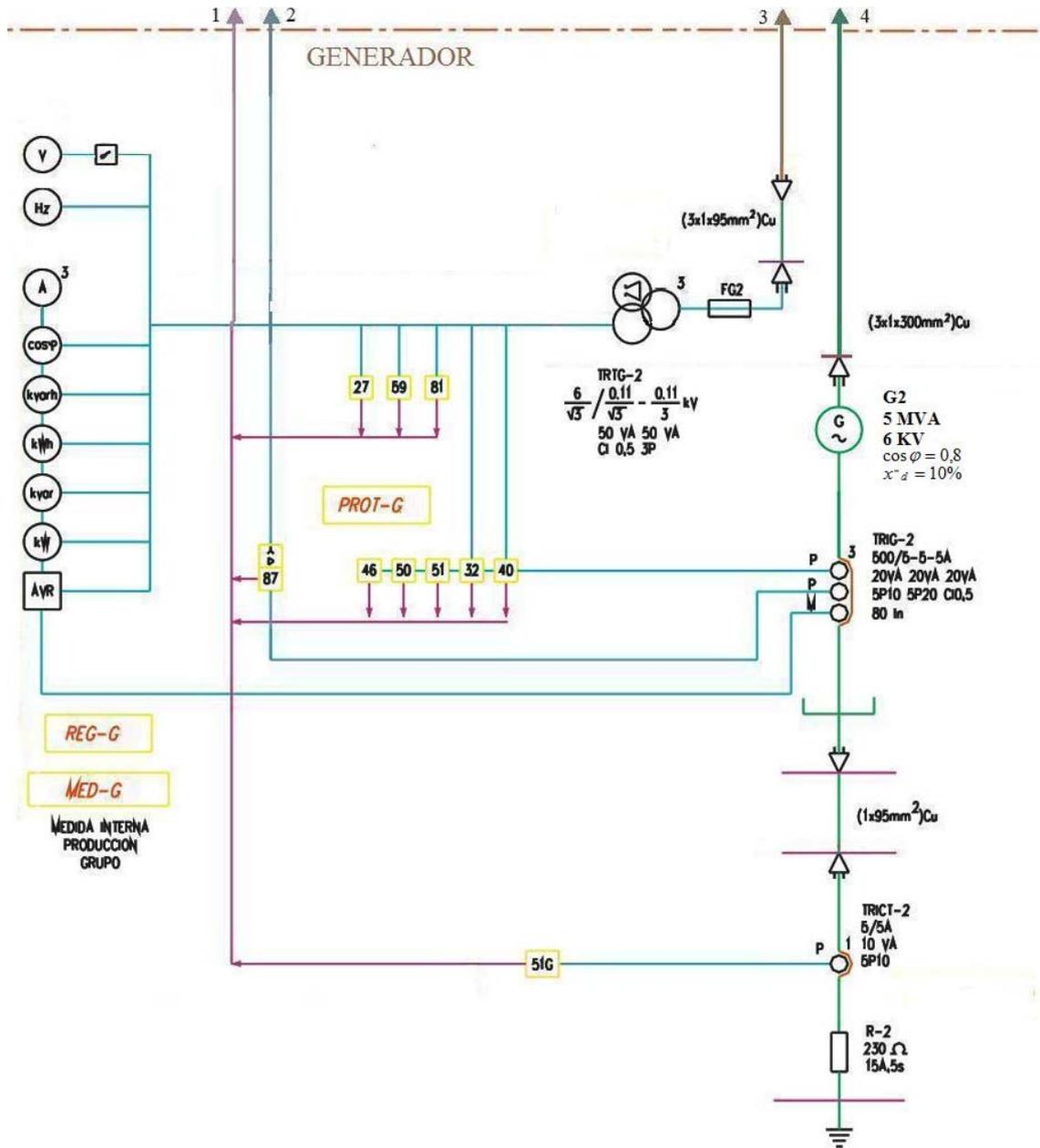


Figura 38: Esquema unifilar subestación 20kV



EVALUACIÓN DEL RIESGO DE INCENDIO DE UN TRANSFORMADOR DESCRIPCIÓN DEL TRANSFORMADOR E INSTALACIONES



LISTA DE ITEMS

G 2	: ALTERNADOR		
GTRA	: TRANSFORMADOR ELEVADOR	DENTRO	↑
PROT-G /IG	: CUADRO PROTECCIONES DEL ALTERNADOR 1	SUMINISTRO	←
PROT-T2	: CUADRO PROTECCIONES INTERMEDIAS Y DEL TRANSFORMADOR		
PROT-DTA	: CUADRO DE PROTECCIONES INTERCONEXIÓN		
MED-G	: CUADRO DE MEDIDA INTERNA PRODUCCION ALTERNADOR		
SINCR0-G	: CUADRO DE SINCRONIZACION		
REG-G	: CUADRO DE CONTROL ALTERNADOR		
		↓	FUERA
			SUMINISTRO

Figura 39: Esquema unifilar generador y lista de Items



EVALUACIÓN DEL RIESGO DE INCENDIO DE UN TRANSFORMADOR DESCRIPCIÓN DEL TRANSFORMADOR E INSTALACIONES

SIMBOLOGÍA DE LOS EQUIPOS DE MEDIDA

	AMPERIMETRO		INDICADOR POTENCIA REACTIVA		FRECUENCIETRO DOBLE
	VOLTIMETRO		REGULADOR AUTOMATICO TENSION		SINCRONOSCOPIO
	INDICADOR cosφ		CONTADOR ENERGIA ACTIVA		SELECTOR
	FRECUENCIETRO		CONTADOR ENERGIA REACTIVA		INDICADOR DE PRESENCIA DE TENSION
	INDICADOR POTENCIA ACTIVA		VOLTIMETRO DOBLE		CONTADOR DE DISPAROS

SIMBOLOGÍA DE LA APARAMENTA

	SECCIONADOR	SC*		SECCIONADOR CON PUESTA A TIERRA	SC*
	INTERRUPTOR AUTOMATICO (DISYUNTOR)	DY*		INTERRUP. AUTOMATICO EXTRAIBLE (DISYUNTOR EXTRAIBLE)	DY*
	TRANSFORMADOR DE INTENSIDAD	TRI*		TRANSFORMADOR DE INTENSIDAD (DOBLE SECUNDARIO)	TRI*
	TRANSFORMADOR DE INTENSIDAD TOROIDAL	TRI*		TRANSFORMADOR DE TENSION EN TRIANGULO ABIERTO	
	TRANSFORMADOR DE TENSION	TRT*		TRANSFORMADOR DE TENSION (DOBLE SECUNDARIO)	TRT*
	RESISTENCIA DE PUESTA A TIERRA	R-*		PARARRAYOS (AUTOVALVULAS)	PAR*
	FUSIBLE	F*		PUESTA A TIERRA	
	CIERRE DE ESTRELLA			BOTELLAS TERMINALES	
	TRANSFORMADOR DE POTENCIA	TR*		ALTERNADOR (C.A.)	G (G-*)
	MOTORIZADO			DISPOSITIVO SUMADOR	

LISTA DE PROTECCIONES

<p>PROT-G1/G2</p> <ul style="list-style-type: none"> 25 COMPROBACION DE SINCRONISMO 27 MINIMA TENSION 32 INVERSION DE POTENCIA 40 FALLO EXCITACION 46 SECUENCIA NEGATIVA 50 SOBRECARGA 51 SOBREENSIDAD 59 MAXIMA TENSION 81 MAXIMA Y MINIMA FRECUENCIA 87 DIFERENCIAL 51G CORRIENTE A TIERRA 	<p>PROT-T1/T2</p> <ul style="list-style-type: none"> 49 TEMPERATURA (DOS NIVELES) 51N SOBREENSIDAD HOMOPOLAR 63 BUCHHOLZ Y VÁLVULA DE SOBREPRESIÓN 64 PROTECCION DE CUBA. 71 NIVEL ACEITE <p>PROT-DTA/DTB</p> <ul style="list-style-type: none"> 50 SOBRECARGA 51 SOBRECARGA-SOBREENSIDAD 51N SOBREENSIDAD HOMOPOLAR 87 DIFERENCIAL
---	--

Figura 40: Simbologías y lista de protecciones



Capítulo 10

Cuantificación del riesgo

Este capítulo se centrará en cuantificar la probabilidad de ocurrencia de incendio en el transformador descrito en el capítulo anterior, usando un método de análisis cuantitativo de riesgo.

Una vez descritas las causas por las cuales puede producirse un fallo en un transformador que derive en un incendio, conocidos los procesos que tienen lugar en el interior de la cuba y vistas las protecciones con que se cuentan y su efectividad. Ya podemos afrontar el problema de evaluar numéricamente el riesgo de incendio con suficiente base teórica.

Como ya hemos especificado anteriormente, los métodos existentes para evaluar el riesgo de incendio se basan en las consecuencias derivadas del incendio, pero nosotros nos centraremos en obtener la probabilidad de ocurrencia de éste. Para llevar a cabo esta tarea emplearemos la metodología del árbol de fallos que es un método generalizado de análisis de riesgos. Primeramente describiremos detalladamente el método, para posteriormente desarrollarlo.

10.1. ÁRBOL DE FALLOS.

El árbol de fallos o errores consiste en un método deductivo de análisis probabilístico de riesgos que parte de la previa selección de un "suceso no deseado o evento que se pretende evitar" (sea éste un accidente de gran magnitud o sea un suceso de menor importancia), para averiguar en ambos casos los orígenes de los mismos. En nuestro caso, el evento a evitar será el incendio del transformador.

Seguidamente, de manera sistemática y lógica se representan las combinaciones de las situaciones que pueden dar lugar a la producción del "evento a evitar", conformando niveles sucesivos de tal manera que cada suceso esté generado a partir de sucesos del nivel inferior, siendo el nexo de unión entre niveles la existencia de "operadores o puertas lógicas". El árbol se desarrolla en sus distintas ramas hasta alcanzar una serie de "sucesos básicos", denominados así porque no precisan de otros anteriores a ellos para ser explicados. También alguna rama puede terminar por alcanzar un "suceso no desarrollado" en otros, sea por falta de información o por la poca utilidad de analizar las causas que lo producen, los nudos de las diferentes puertas y los "sucesos básicos o no desarrollados" deben estar claramente identificados. Estos "sucesos básicos o no desarrollados" que se encuentran en la parte inferior de las ramas del árbol se caracterizan por los siguientes aspectos [NTP333]:

- Son independientes entre ellos.
- Las probabilidades de que acontezcan pueden ser calculadas o estimadas.

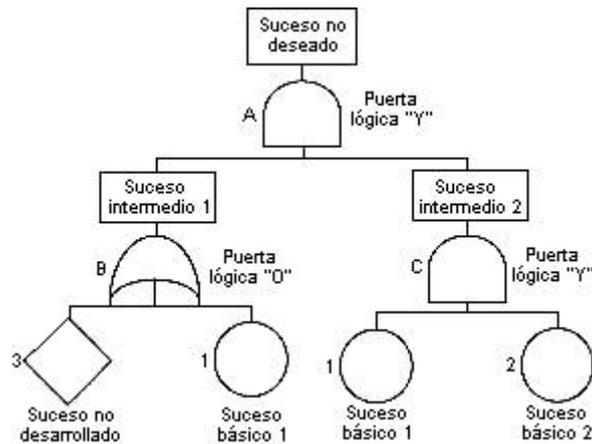


Figura 41: Representación gráfica del árbol de fallos [NTP333]

Desarrollo del árbol

Prefijado el "evento que se pretende evitar" en el sistema a analizar, se procede descendiendo escalón a escalón a través de los sucesos inmediatos o sucesos intermedios hasta alcanzar los sucesos básicos o no desarrollados que generan las situaciones que, concatenadas, contribuyen a la aparición del "suceso no deseado".

Para la representación gráfica de los árboles de fallos y con el fin de normalizar y universalizar la representación se han elegido ciertos símbolos que se representan en la Tabla 15.

Si alguna de las causas inmediatas contribuye directamente por sí sola en la aparición de un suceso anterior, se conecta con él mediante una puerta lógica del tipo "O". Si son necesarias simultáneamente todas las causas inmediatas para que ocurra un suceso, entonces éstas se conectan con él mediante una puerta lógica del tipo "Y". Procediendo sucesivamente de esta forma, se sigue descendiendo de modo progresivo en el árbol hasta llegar a un momento en que, en la parte inferior de las distintas ramas de desarrollo, nos encontramos con sucesos básicos o no desarrollados. Habremos entonces completado la confección del árbol de fallos y errores.

Evaluación del árbol

La evaluación de un árbol de fallos puede limitarse a un tratamiento "cualitativo" o acceder a un segundo nivel de análisis a través de la "cuantificación" cuando existen fuentes de datos relativas a las tasas de fallo de los distintos componentes.



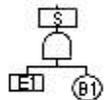
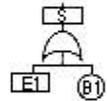
SÍMBOLOS	SIGNIFICADO DEL SÍMBOLO
	SUCESO BÁSICO. No requiere de posterior desarrollo al considerarse un suceso de fallo básico.
	SUCESO NO DESARROLLADO. No puede ser considerado como básico, pero sus causas no se desarrollan, sea por falta de información o por su poco interés.
	SUCESO INTERMEDIO. Resultante de la combinación de sucesos más elementales por medio de puertas lógicas. Asimismo se representa en un rectángulo el "suceso no deseado" del que parte todo el árbol.
	<p>PUERTA "Y"</p>  <p>El suceso de salida (S) ocurrirá si, y sólo si ocurren todos los sucesos de entrada (E1 B1).</p>
	<p>PUERTA "O"</p>  <p>El suceso de salida (S) ocurrirá si ocurren uno o más de los sucesos de entrada (E1 B1).</p>
	SÍMBOLO DE TRANSFERENCIA. Indica que el árbol sigue en otro lugar.
	PUERTA "Y" PRIORITARIA. El suceso de salida ocurrirá si, y sólo si todas las entradas ocurren en una secuencia determinada, que normalmente se especifica en una elipse dibujada a la derecha de la puerta.
	PUERTA "O" EXCLUSIVA. El suceso de salida ocurrirá si lo hace una de las entradas, pero no dos o más de ellas.
	PUERTA DE INHIBICIÓN. La salida ocurrirá si, y sólo si lo hace su entrada y además se satisface una condición dada (X).

Tabla 15: Simbología árbol de fallos [NTP333]

Evaluación cualitativa

Consiste en analizar el árbol sobre el plano de su estructura lógica para poder determinar las combinaciones mínimas de sucesos básicos que hagan que se produzca el suceso no deseado.

La estructura lógica de un árbol de fallos permite utilizar el álgebra de Boole, traduciendo esta estructura a ecuaciones lógicas, con lo que conseguimos:

- Transformar el árbol de fallos en una función lógica.
- La posibilidad de simplificar la función lógica del árbol gracias a la constatación de falsas redundancias. La reducción de falsas redundancias (reducción booleana) consiste en simplificar ciertas expresiones booleanas y consecuentemente los elementos de estructura que las mismas representan.

Para la resolución de árboles de fallos se realizan los siguientes pasos:



- I. Identificación de todas las puertas lógicas y sucesos básicos.
- II. Resolución de todas las puertas en sus sucesos básicos.
- III. Eliminación de los sucesos repetidos en los conjuntos de fallos.
- IV. Determinar el conjunto mínimo de fallos.

El conjunto mínimo de fallos se puede obtener sustituyendo las puertas “OR o O” por sus entradas en las filas de una matriz y las de las puertas “AND o Y” en las columnas.

Evaluación cuantitativa

Precisa conocer la probabilidad de ocurrencia de los sucesos básicos y determinar valores probabilísticos de ocurrencia a los sucesos no desarrollados.

Según el modo en que ha fallado el componente, se calcula la probabilidad de fallo del mismo en función de la tasa de fallo que se puede obtener en bancos de datos y, fundamentalmente, de la propia experiencia. Existe, asimismo, información que nos proporciona datos estimativos sobre tasas de errores humanos que permite asignar valores probabilísticos a su ocurrencia.

El conocimiento de los valores de probabilidad de los sucesos primarios (básicos o no desarrollados) permite:

- Determinar la probabilidad global de aparición del "suceso no deseado" o "evento que se pretende evitar".
- Determinar las vías de fallo más críticas, es decir, las más probables entre las combinaciones de sucesos susceptibles de ocasionar el "suceso no deseado".

Para la valoración de la probabilidad global de aparición del "suceso no deseado" se realizan los siguientes pasos:

1. Se asignan valores probabilísticos a los sucesos primarios.
2. Se determinan las combinaciones mínimas de sucesos primarios cuya ocurrencia simultánea garantiza la aparición del "suceso no deseado": establecimiento de los "conjuntos mínimos de fallos".
3. Se calcula la probabilidad de cada una de las vías de fallo representada por los conjuntos mínimos de fallos, la cual es igual al producto (intersección lógica en álgebra de Boole) de las probabilidades de los sucesos primarios que la componen.
4. Se calcula la "probabilidad de que se produzca el "acontecimiento final", como la suma de las probabilidades (unión lógica de todos los n conjuntos mínimos de fallo en álgebra de Boole) de los conjuntos



mínimos de fallo, como límite superior, ya que matemáticamente debería restarse la intersección de éstos.

10.2. CONSTRUCCIÓN DEL ARBOL DE FALLOS.

La figura 42, muestra el árbol de fallos desarrollado para cuantificar el riesgo de incendio del transformador estudiado.

Para que se desarrolle un incendio se necesitan tres elementos: combustible, comburente y energía de activación, este hecho se representa en el árbol de fallos mediante la puerta lógica “AND1”.

Para que esto suceda en el transformador estudiado, la cuba debe de romper como consecuencia de una falta de baja impedancia provocada por un fallo de aislamiento. Debido a esta rotura, los gases a alta temperatura (autoinflamables) generados por el arco eléctrico entran en contacto con el oxígeno atmosférico (comburente). Estos gases arden espontáneamente debido a su alta temperatura constituyendo en si mismos una fuente de ignición (Energía de activación), además si no se ha extinguido el arco eléctrico a tiempo, éste constituye otra fuente de ignición alternativa.

Cuando los gases se inflaman, se produce una explosión muy violenta y podría llegar a ser catastrófica para elementos adyacentes al transformador. Debido a esta explosión, el incendio comienza, alimentándose principalmente del aceite de la cuba principal.

El comburente siempre esta presente en el exterior de la cuba (oxígeno atmosférico), luego constituye un suceso básico “BAS1” con probabilidad de ocurrencia “1”.

Las bornas al ser del tipo SRBP (Synthetic Resin Blonded Paper) tienen un bajo riesgo de incendio y no serán tenidas en cuenta en el desarrollo del árbol. Tampoco tendremos en cuenta el mecanismo de cambio de tomas, ya que se realiza en vacío y no en carga.

La rotura de la cuba depende del incremento de la presión interna producida por la vaporización del aceite debida al nivel energético del arco eléctrico provocado por la falta y de la rapidez con la que los dispositivos de alivio de presión puedan actuar (BAS2). Si los dispositivos de alivio de presión no consiguen que la presión interna sea inferior a la resistencia de la cuba, esta romperá (AND 2).

También puede haber rotura de la parte de la borna sumergida en el aceite del transformador si las fuerzas de repulsión entre los latiguillos internos que unen los arrollamientos con la borna en caso de cortocircuito externo superan la resistencia mecánica de la misma; sin embargo, sólo sucede en transformadores de poca calidad, este no parece un suceso demasiado probable en el transformador estudiado.

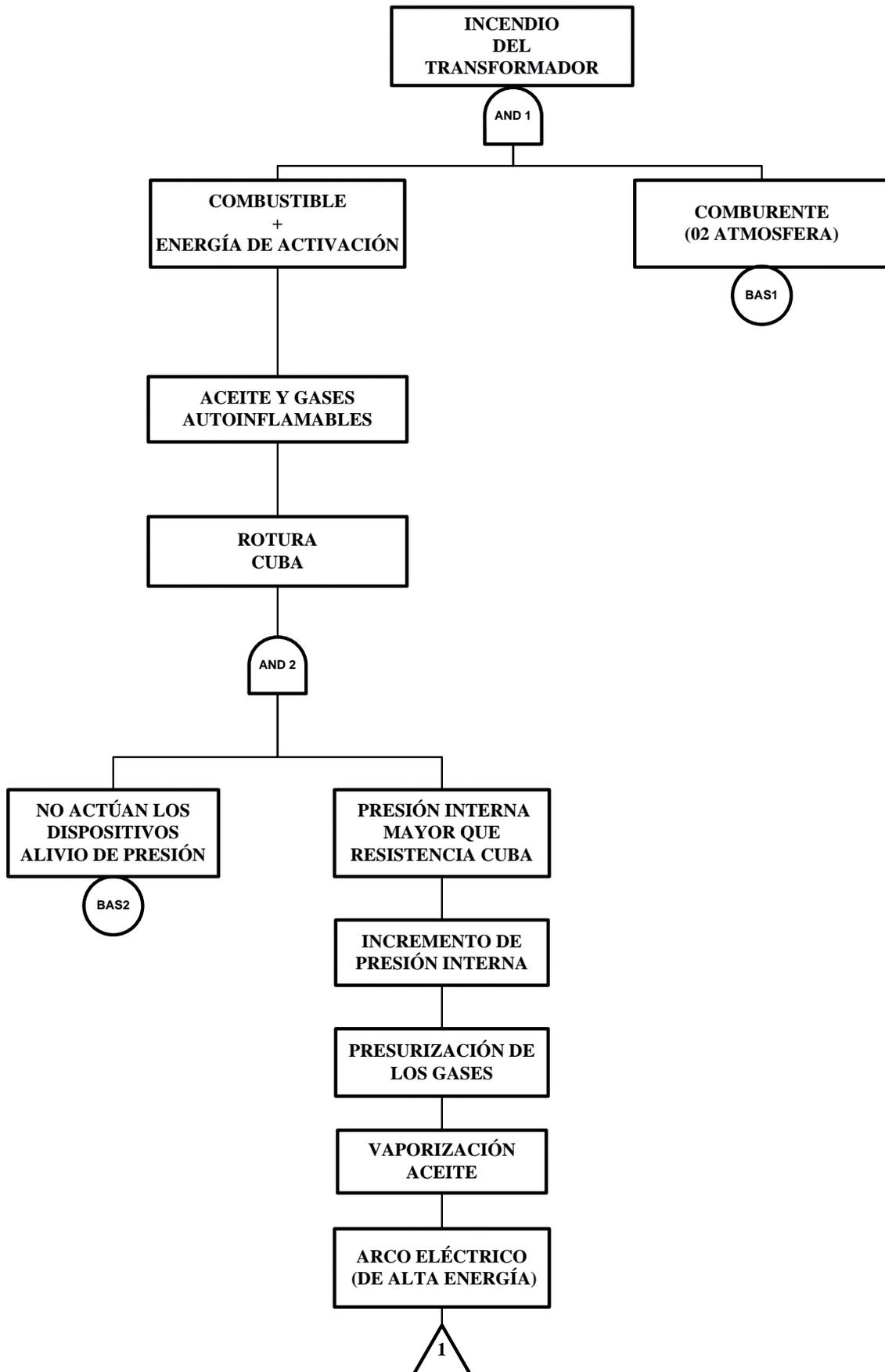


Figura 42: árbol de fallos para cuantificar el riesgo de incendio de un transformador



El nivel energético del arco eléctrico, depende del tipo de falta que se produzca y del tiempo de despeje de ésta. La figura 43 continúa con el desarrollo del árbol de fallos para cuantificar el riesgo de incendio de un transformador, partiendo del arco eléctrico producido en el interior de la cuba.

Un arco eléctrico dentro de la cuba tendrá un determinado nivel energético que dependerá de su longitud (ya que esta determina su tensión), de su intensidad y del tiempo de duración. Para que se pueda producir la rotura de la cuba la energía de arco debe ser alta.

Para la construcción del árbol, hemos de tener en cuenta si el fallo se produce en el devanado de alta tensión o en el de baja tensión (OR 1), ya que el generador no tiene interruptor de grupo. Consecuentemente, cuando se dé una falta que provoque un arco eléctrico en que se encuentre involucrado el devanado de baja tensión, el turbogenerador no puede parar inmediatamente ya que este posee un inercia (la misma que la de la turbina) y alimentará el arco hasta que se paré (si bien la tensión de salida del generador irá disminuyendo conforme lo haga la velocidad de giro). Este hecho lo hemos representado en el árbol con un suceso básico “BAS 4”.

La tensión del arco es muy difícil de determinar y su intensidad dependerá del tipo de fallo. En el capítulo 8, vimos que los fallos capaces de provocar la rotura de la cuba eran fallos monofásicos a tierra (BAS5, BAS8), los fallos bifásicos a tierra (BAS6, BAS9) y los fallos bifásicos (BAS7, BAS10). Pero estos fallos solo tendrán capacidad de romper la cuba, cuando la corriente de falta sea elevada, lo que implica que su impedancia limitadora ha de ser pequeña.

Los fallos internos trifásicos son improbables y los fallos entre espiras no tendrán la suficiente energía de arco para provocar la rotura de la cuba [Alla07], por ello no serán incluidos en el árbol de fallos.

Hemos de precisar que en los devanados de baja tensión, están alojados en cilindros interiores a los cilindros de los arrollamientos de alta tensión y es improbable que se produzca un fallo bifásico. Pero no es así en los latiguillos que unen estos devanados con las bornas de baja tensión, aquí las probabilidades serán más elevadas.

Protecciones

Las protecciones de la instalación, juegan un papel fundamental para prevenir el incendio. De la rapidez de su actuación, depende el nivel energético de la falta. El tiempo de duración del arco depende tiempo en el cual las protecciones puedan abrir los disyuntores. Como pudimos comprobar en el capítulo 7, este tiempo es insuficiente para casos de fallos de baja impedancia, lo que nos ha llevado a tomar su probabilidad de no actuación “BAS3” como “1”.

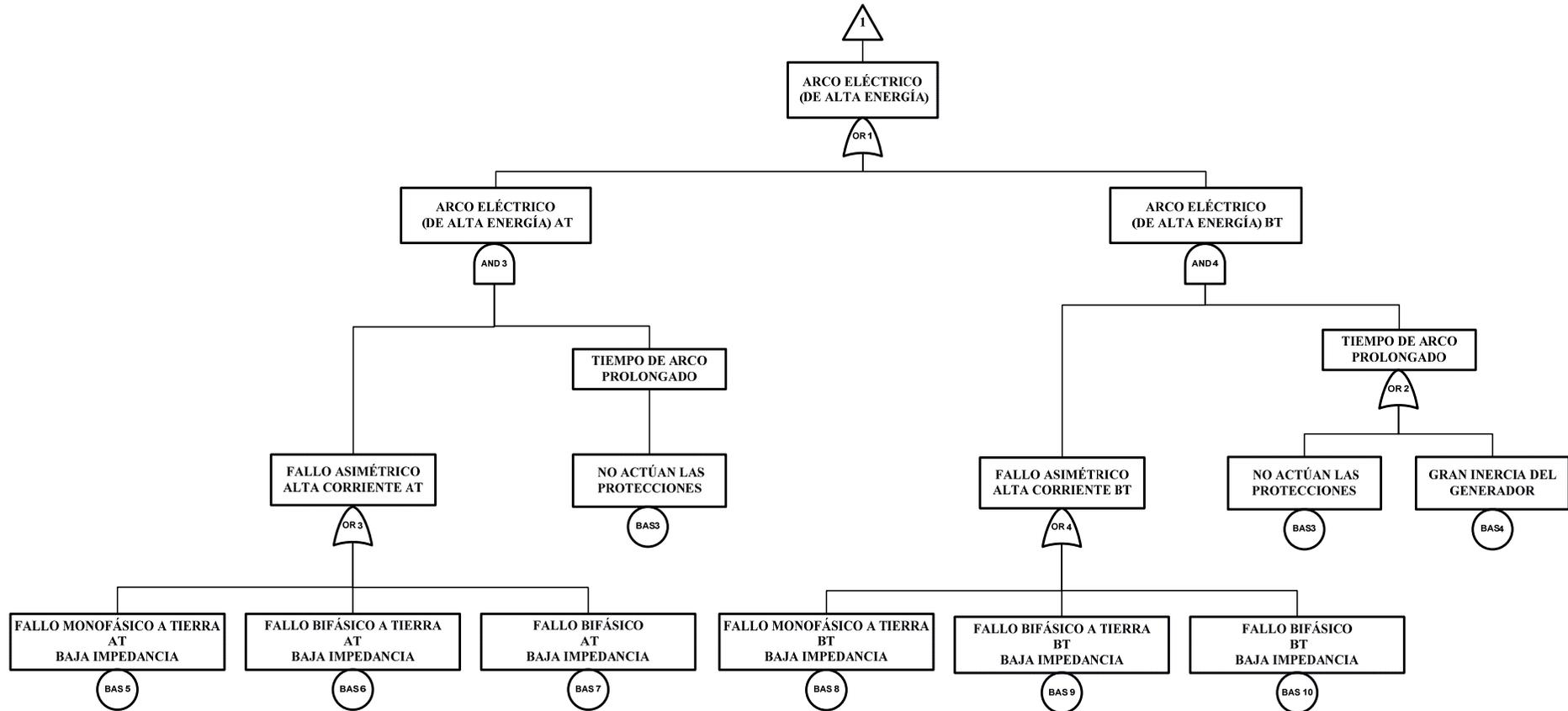


Figura 43: Árbol de fallos para cuantificar el riesgo de incendio de un transformador. Arco eléctrico

10.3. REDES DE SECUENCIA.

Es muy difícil hacer una estimación de la energía de arco que se produce debido a un fallo asimétrico de baja impedancia en el transformador estudiado, ya que esta depende de su nivel de tensión, de su nivel de corriente y del tiempo de despeje. La tensión de arco es muy difícil de determinar, lo único que conocemos es su nivel superior, que será la que tenga el transformador entre sus devanados. También es muy difícil obtener el tiempo de despeje de la falta, pero sabemos que la mejor tecnología logra despejar la falta en aproximadamente 50 ms.

Para hacer una estimación de la magnitud que puede alcanzar la corriente, vamos a estudiar los cortocircuitos asimétricos internos que pueden provocar la rotura de la cuba del transformador, es decir, el monofásico a tierra, el bifásico a tierra y el bifásico, tanto en el lado de alta como el de baja tensión del transformador. Realizaremos una aproximación a las peores condiciones en las que se pueden dar estos fallos. Supondremos que se produce en los latiguillos que unen los devanados con las bornas, ya que en ese caso, la impedancia limitadora será la menor posible (no intervienen los devanados).

El cortocircuito será franco, esto supone aceptar que el aceite dieléctrico y la cuba tienen una impedancia nula (cosa que no es cierta). Así mismo despreciaremos la impedancia de los conductores del sistema y utilizaremos las reactancias subtransitorias. Con todo esto obtendremos un nivel de corriente más alto que el real. Este estudio se realizará mediante redes de secuencia.

Con la magnitud de la corriente hallada y el tiempo de despeje de la falta podemos dar una estimación de si el tipo de fallo puede producir la rotura de la cuba, extrapolando los resultados a los obtenidos por [Raux89] y mostrados en la figura 31.

Un esquema de unifilar de la instalación estudiada se muestra en la figura 44:

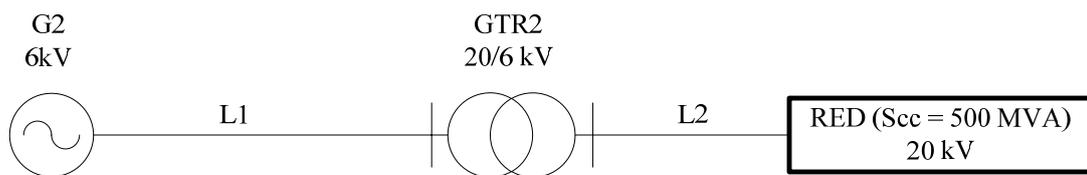


Figura 44: Esquema unifilar de la instalación

Datos del generador (G2):

- Potencia nominal: $S_n = 5MVA$.
- Tensión nominal: $U_n = 6kV$.
- Reactancias de secuencia directa e inversa:

$$x_1 = x_2 = 0,1 \text{ j p.u.}$$



- Reactancia homopolar:

$$x_0 = 0,02 \text{ j p.u.}$$

- R_i (resistencia puesta a tierra) = 230Ω

Datos del transformador (GTR2):

- Potencia nominal: $S_n = 7,5 \text{ MVA}$.

- GRUPO Yd11

- Tensiones nominales (AT/ BT): 20 / 6 kV

- Reactancias de secuencia directa e inversa:

$$x_1 = x_2 = 0,07 \text{ j p.u.}$$

- Reactancia homopolar:

$$x_0 = 0,06 \text{ j p.u.}$$

Datos de la red:

- Potencia de cortocircuito: $S_{cc} = 500 \text{ MVA}$.

- Tensión nominal: $U_n = 20 \text{ kV}$.

Tomaremos como potencia base 10 MVA y subdividiremos el sistema en dos zonas, una desde el lado de alta del trafo hacia la red y la otra desde el lado de baja hacia el generador, tomando como tensiones base 20 y 6 kV respectivamente como se muestra en la figura 45.

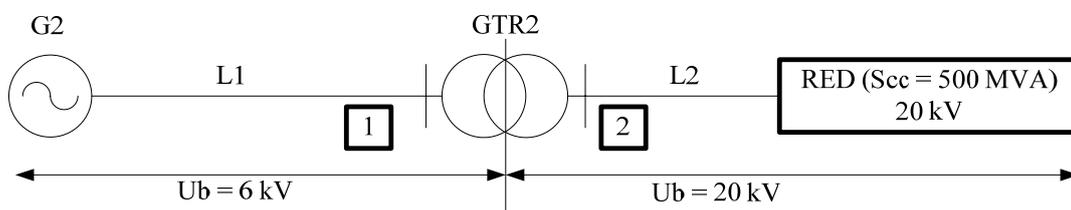


Figura 45: Esquema unifilar de la instalación con tensiones base

La tabla 16 muestra las magnitudes base para cada zona.



	ZONA 1	ZONA 2
S_b [MVA]	10	10
U_b [kV]	6	20
$I_b = \frac{S_b}{\sqrt{3} \cdot U_b}$ [KA]	0,962	0,288
$Z_b = \frac{U_b^2}{S_b}$ [Ω]	3,6	40

Tabla 16: Magnitudes base

Siendo:

- S_b = Potencia base.
- U_b = Tensiones base.
- I_b = Intensidades base.
- Z_b = Impedancias base.

Construcción de las redes de secuencia:

Construiremos las redes de secuencia sin tener en cuenta el ángulo horario del transformador, ya que lo que pretendemos es obtener el modulo de la intensidad.

Las impedancias del transformador y generador son puramente inductivas. Calcularemos a continuación los valores de las reactancias directa, inversa y homopolar, con respecto a los valores base del sistema.

- *Generador.*

$$x_{1n} = x_{2n} = x_{1a} \cdot \frac{S_{bn}}{S_{ba}} = 0,1j \cdot \frac{10}{5} = 0,2j p.u$$

$$x_{0n} = x_{0a} \cdot \frac{S_{bn}}{S_{ba}} = 0,02j \cdot \frac{10}{5} = 0,04j p.u$$

$$r_t = \frac{R_t}{Z_b} \cdot \frac{S_{bn}}{S_{ba}} = \frac{230}{3,6} \cdot \frac{10}{5} = 127,6 p.u$$

- *Transformador.*

$$x_{1n} = x_{2n} = x_{1a} \cdot \frac{S_{bn}}{S_{ba}} = 0,07j \cdot \frac{10}{7,5} = 0,09j p.u$$



$$x_{0n} = x_{0a} \cdot \frac{S_{bn}}{S_{ba}} = 0,06 j \cdot \frac{10}{7,5} = 0,08 j \text{ p.u.}$$

- Red

Modelamos la red como una fuente de tensión real:

$$s_{cc} = \frac{S_{cc}}{S_b} = \frac{500}{10} = 50 \text{ p.u.}$$

$$x_{cc} = \frac{1}{s_{cc}} = \frac{1}{-50 j} = 0,02 \text{ jp.u.}$$

Siendo:

- x_{1n}, x_{1a} = reactancias de secuencia directa nueva y antigua.
- x_{2n} = reactancias de secuencia inversa nueva.
- x_{0n}, x_{0a} = reactancias homopolares nueva y antigua.
- r_t = Resistencia de puesta a tierra del generador en p.u.
- s_{cc} = Potencia cortocircuito de red en p.u.

La figura 46 muestra las redes de secuencia directa, inversa y homopolar.

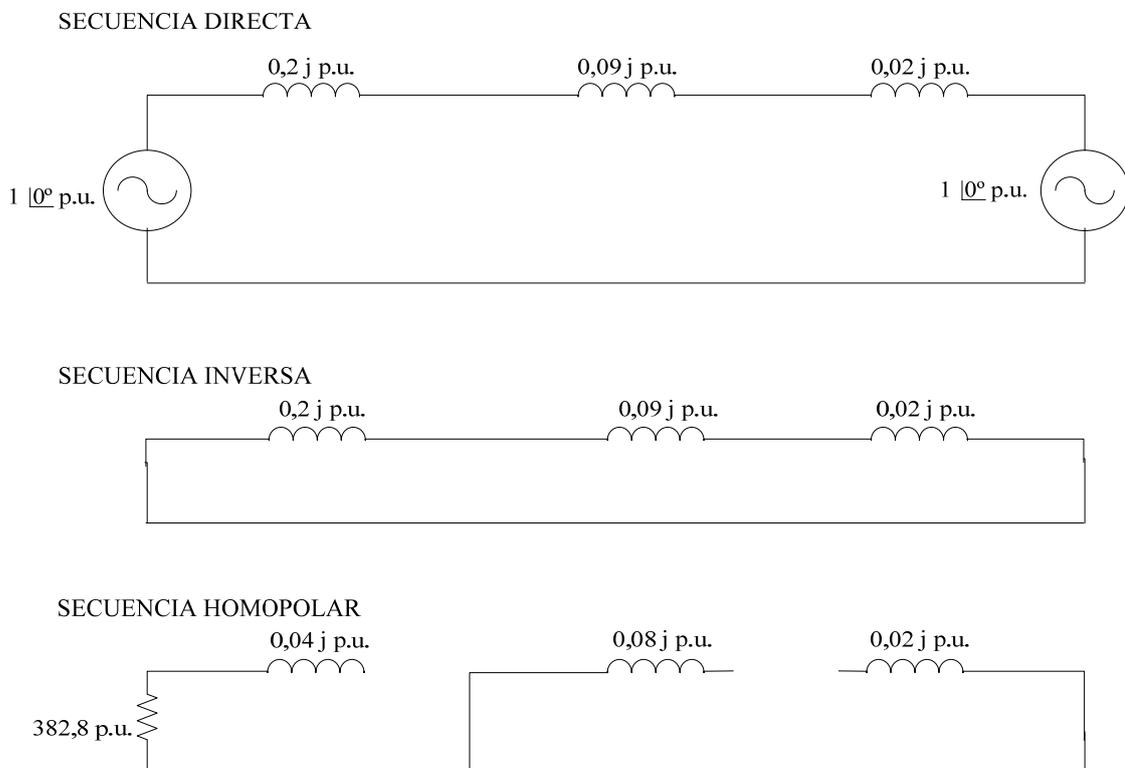


Figura 46: Redes de secuencia

10.4. FALLOS ASIMÉTRICOS.

Una vez construidas las redes de secuencia, se estudiarán en este punto los fallos asimétricos internos del transformador con el potencial de provocar la rotura de la cuba (el monofásico a tierra, el bifásico a tierra y el bifásico, tanto en el lado de alta como en el de baja tensión del transformador), con el fin de obtener la intensidad de falta y poder juzgar con los datos disponibles, si dicha intensidad puede dar lugar a una rotura de la cuba del transformador.

Los fallos anteriores se estudiarán para el peor caso, es decir, cuando la impedancia resultante del circuito equivalente sea la menor posible. Una falta similar se podría dar por ejemplo por una rotura del latiguillo que une los devanados con las bornas, tocando éste la cuba del transformador. Además supondremos, como ya hemos mencionado anteriormente que el cortocircuito sea franco.

Cortocircuito monofásico franco a tierra entre latiguillo alta tensión y cuba.

El circuito a estudiar se muestra en la figura 47.

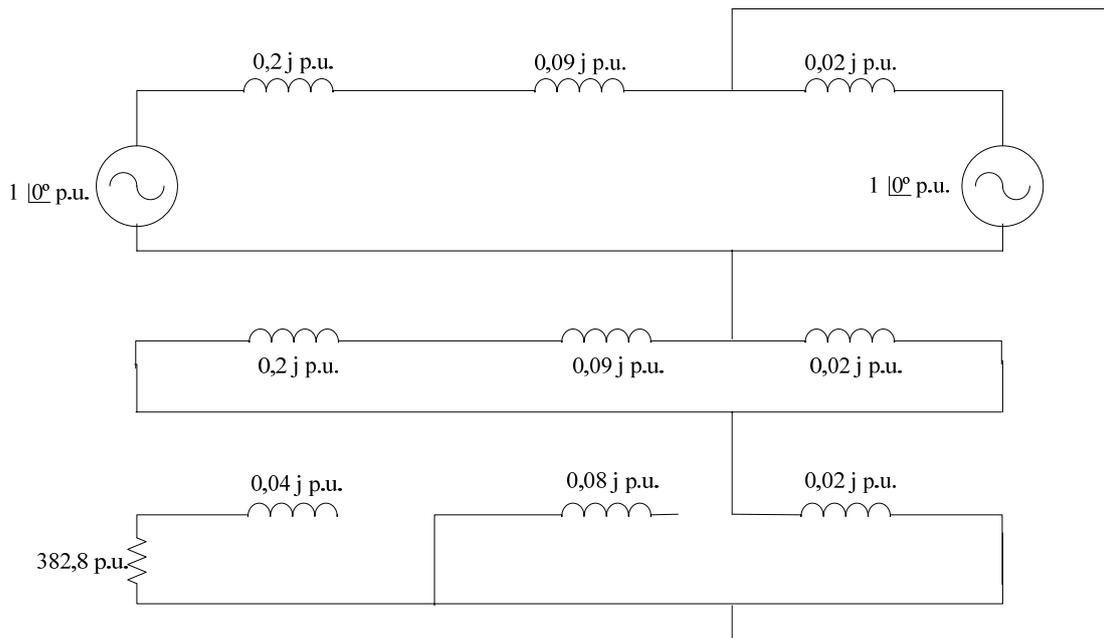


Figura 47: Cortocircuito monofásico a tierra lado alta tensión.

Las simplificaciones realizadas en el circuito se muestran en las figuras 48 y 49.

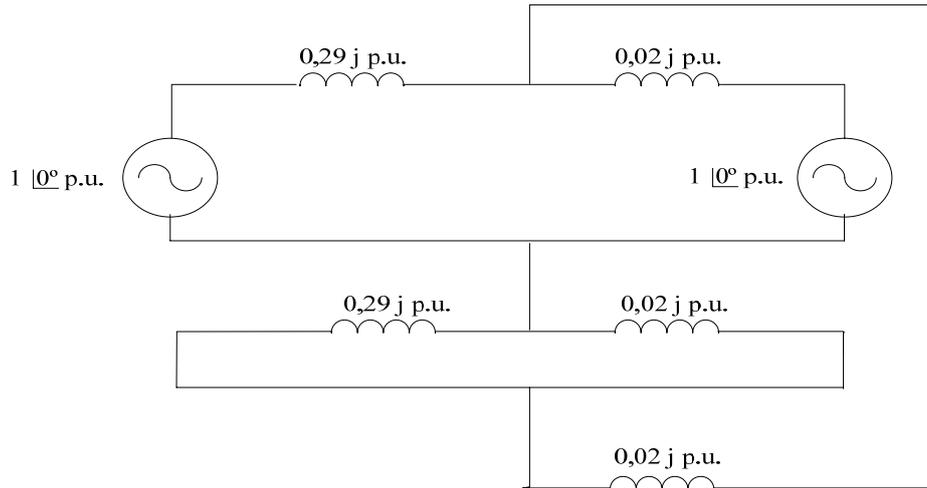


Figura 48: Cortocircuito monofásico a tierra lado alta tensión Simplificación.

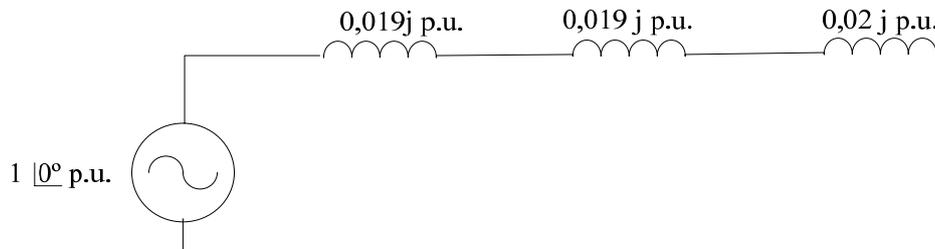


Figura 49: Cortocircuito monofásico a tierra lado alta tensión Circuito equivalente.

Las componentes de secuencia de la corriente de fallo serán:

$$i_1 = i_2 = i_0 = \frac{u}{z_0 + z_1 + z_2} = \frac{1}{0,02j + 0,019j + 0,019j} = 17,24 \angle -90^\circ \text{ p.u.}$$

La intensidad de fallo será (corriente de fase):

$$i_f = 3 \cdot i_0 = 3 \cdot 17,24 \angle -90^\circ = 51,72 \angle -90^\circ \text{ p.u.}$$

$$I_f = i_f \cdot I_b = 51,72 \angle -90^\circ \cdot 0,288 = 14,9 \angle -90^\circ \text{ kA}$$

Si tomamos como el tiempo de duración de la falta el tiempo de actuación de las protecciones (aproximadamente 50 ms, en el mejor caso como vimos en el capítulo 7) y llevando los datos de la intensidad de falta hallada frente al tiempo de explosión de en la figura 31. Podremos observar que este nivel de corriente podría producir la rotura de la cuba

Cortocircuito monofásico franco a tierra entre latiguillo baja tensión y cuba.

El circuito a estudiar se muestra en la figura 50.

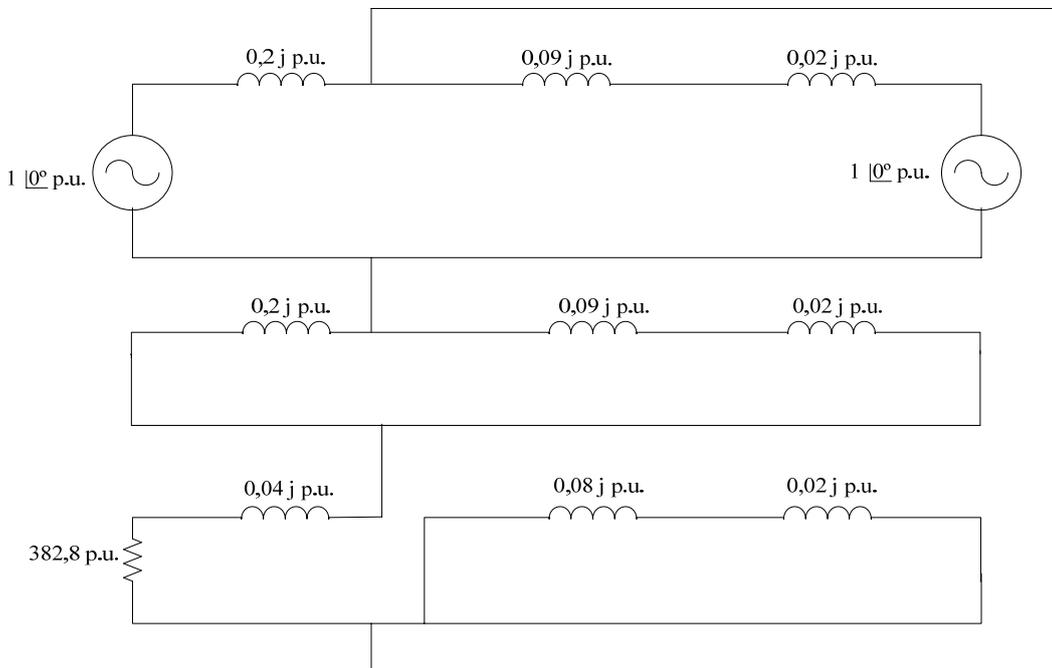


Figura 50: Cortocircuito monofásico a tierra lado baja tensión

Las simplificaciones realizadas en el circuito se muestran en las figuras 51 y 52.

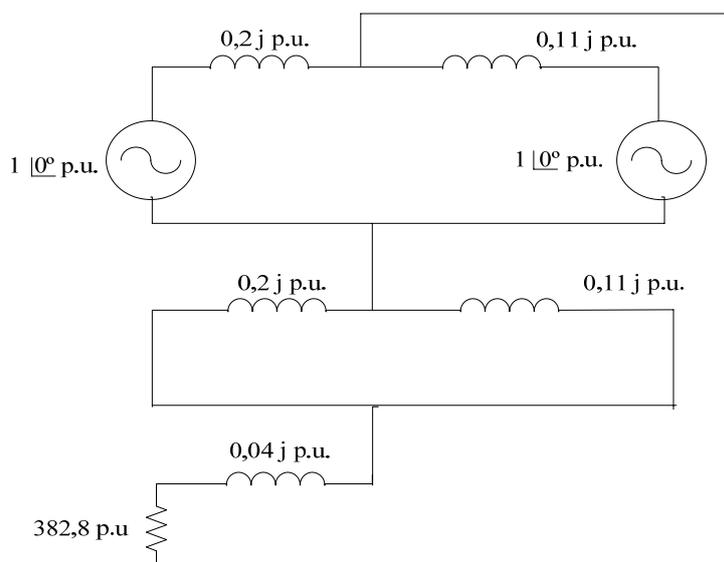


Figura 51: Cortocircuito monofásico a tierra lado baja tensión. Simplificación.

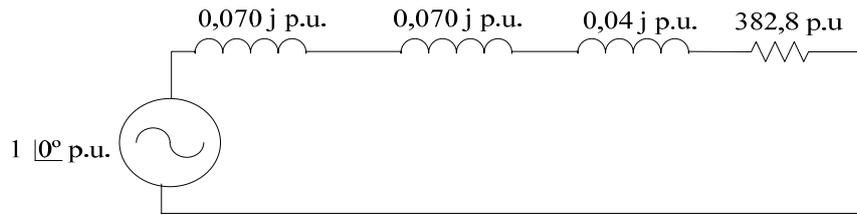


Figura 52: Cortocircuito monofásico a tierra lado baja tensión. Circuito equivalente.

Las componentes de secuencia de la corriente de fallo serán:

$$i_1 = i_2 = i_0 = \frac{u}{z_0 + z_1 + z_2} = \frac{1}{(382,8 + 0,04 j) + 0,070 j + 0,070 j} = 0,0026 \angle -0,027^\circ \text{ p.u.}$$

La intensidad de fallo será (corriente de fase):

$$i_f = 3 \cdot i_0 = 3 \cdot 0,0026 \angle -0,027^\circ = 0,0078 \angle -0,027^\circ \text{ p.u.}$$

$$I_f = i_f \cdot I_b = 0,0078 \angle -0,027^\circ \cdot 0,962 = 0,0075 \angle -0,027^\circ \text{ kA}$$

Extrapolando el valor de la intensidad a la gráfica de la figura 31. Podremos observar que este nivel de corriente es insuficiente para producir la rotura de la cuba, Incluso para tiempos elevados.

Cortocircuito bifásico franco a tierra entre latiguillos de alta tensión y cuba

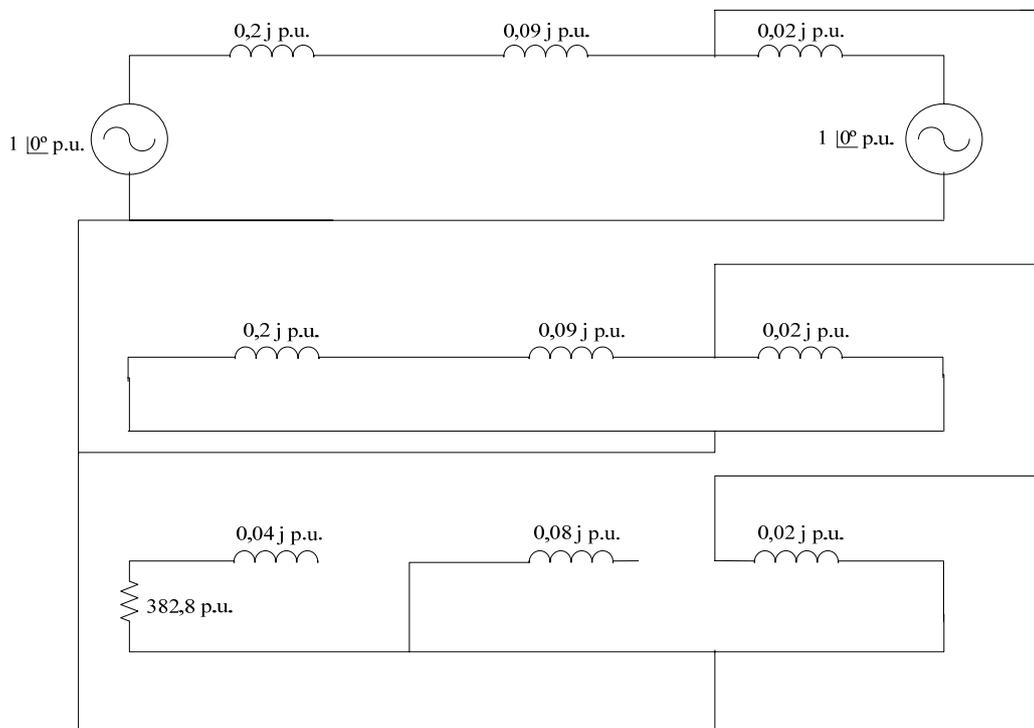


Figura 53: Cortocircuito bifásico a tierra lado alta tensión



El circuito a estudiar se muestra en la figura 53 y las simplificaciones realizadas en el circuito se muestran en las figuras 54 y 55.

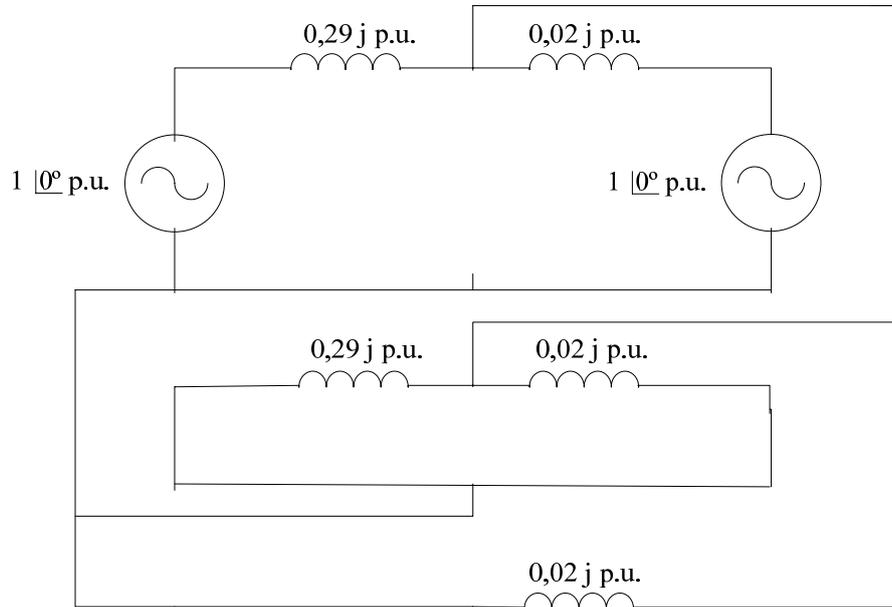


Figura 54: Cortocircuito bifásico a tierra lado alta tensión. Simplificación.

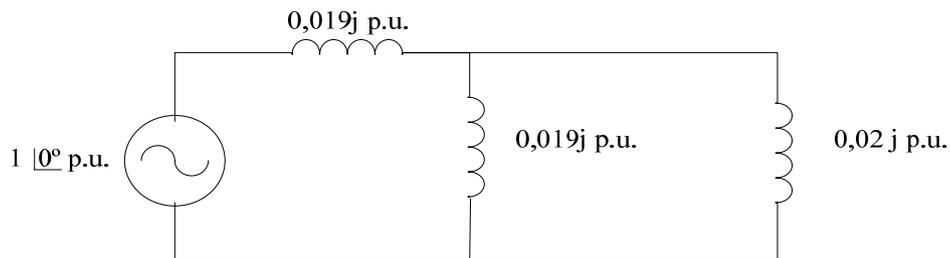


Figura 55: Cortocircuito bifásico a tierra lado alta tensión. Circuito equivalente.

Las componentes de secuencia de la corriente de fallo serán:

$$i_1 = \frac{u}{z_1 + \left(\frac{z_0 \cdot z_2}{z_0 + z_2} \right)} = \frac{1}{0,019j + \left(\frac{0,02j \cdot 0,019j}{0,02j + 0,019j} \right)} = \frac{1}{0,019j + 0,009j} = 35,7 \angle -90^\circ \text{ p.u.}$$

$$i_2 = \frac{z_0}{z_0 + z_2} \cdot i_1 = \frac{0,02j}{0,02j + 0,019j} \cdot 35,7 \angle -90 = 18,3 \angle -90^\circ \text{ p.u.}$$



$$i_0 = \frac{z_2}{z_0 + z_2} \cdot i_1 = \frac{0,019j}{0,02j + 0,019j} \cdot 35,7 \angle -90^\circ = 17,4 \angle -90^\circ \text{ p.u.}$$

La intensidad de fallo será (corriente de fase):

$$i_f = 3 \cdot i_0 = 3 \cdot 17,4 \angle -90^\circ = 52,2 \angle -90^\circ \text{ p.u.}$$

$$I_f = i_f \cdot I_b = 52,2 \angle -90^\circ \cdot 0,288 = 15 \angle -90^\circ \text{ kA}$$

Llevando los datos de la intensidad de falta hallada frente al tiempo de explosión de en la figura 31. Podremos observar que este nivel de corriente podría producir la rotura de la cuba, tomando el tiempo de la falta como 50 ms.

Cortocircuito bifásico franco a tierra entre latiguillos de baja tensión y cuba

El circuito a estudiar se muestra en la figura 56.

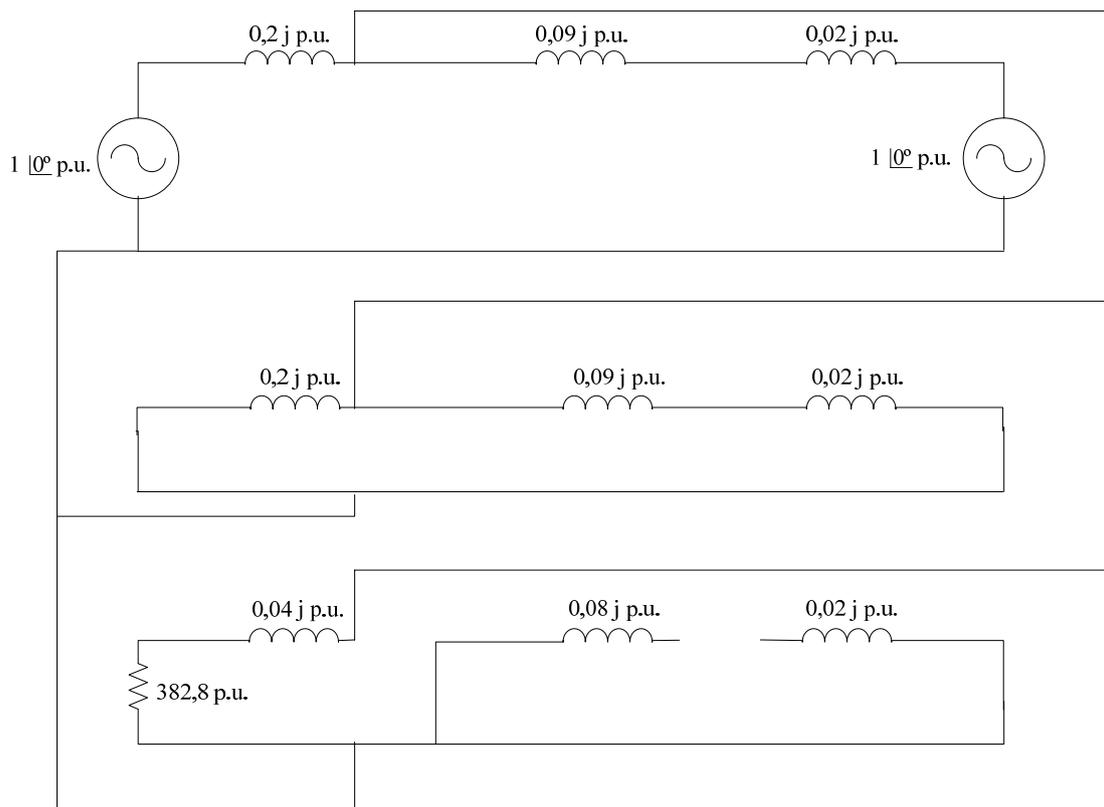


Figura 56: Cortocircuito bifásico a tierra lado baja tensión

Las simplificaciones realizadas en el circuito se muestran en las figuras 57 y 58.

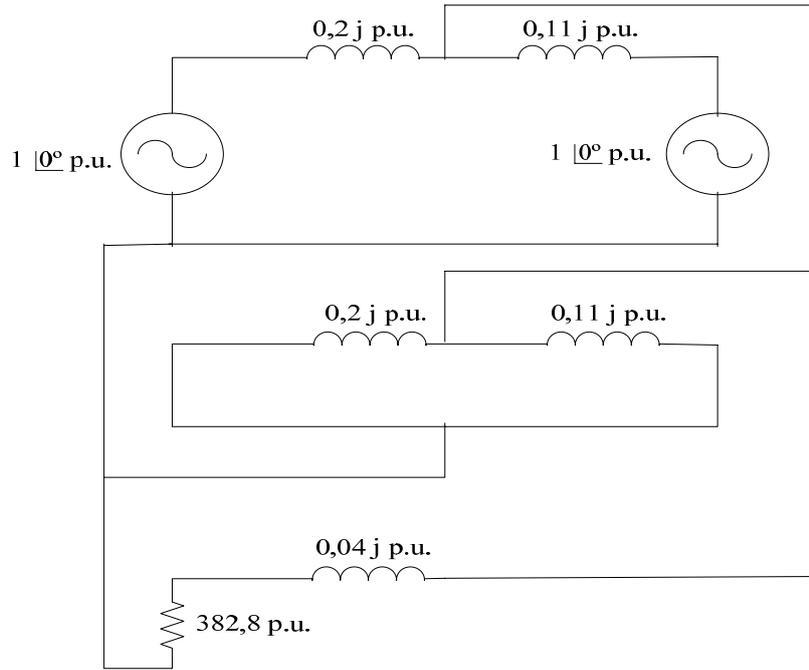


Figura 57: Cortocircuito bifásico a tierra lado baja tensión. Simplificación.

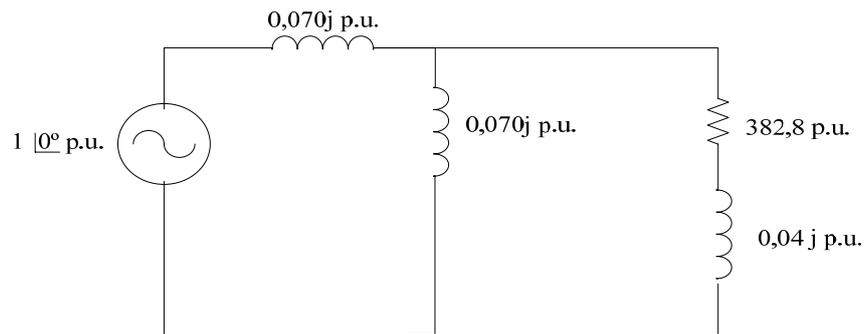


Figura 58: Cortocircuito bifásico a tierra lado baja tensión. Circuito equivalente.

Las componentes de secuencia de la corriente de fallo serán:

$$i_1 = \frac{u}{z_1 + \left(\frac{z_0 \cdot z_2}{z_0 + z_2} \right)} = \frac{1}{0,070j + \left(\frac{(382,8 + 0,04j) \cdot 0,070j}{(382,8 + 0,04j) + 0,070j} \right)} = \frac{1}{0,070j + (1,29 \cdot 10^{-5} + 0,07j)} =$$

$$= 7,14 \angle -89,99^\circ \text{ p.u.}$$

$$i_2 = \frac{z_0}{z_0 + z_2} \cdot i_1 = \frac{382,8 + 0,04j}{(382,8 + 0,04j) + 0,070j} \cdot 7,14 \angle -89,9^\circ = 7,13 \angle -89,91^\circ \text{ p.u.}$$



$$i_0 = \frac{z_2}{z_0 + z_2} \cdot i_1 = \frac{0,070j}{(382,8 + 0,04j) + 0,070j} \cdot 7,14 \angle -89,9 = 0,0013 \angle 0,08^\circ \text{ p.u}$$

La intensidad de fallo será (corriente de fase):

$$i_f = 3 \cdot i_0 = 3 \cdot 0,0013 \angle -0,08^\circ = 0,004 \angle -0,08^\circ \text{ p.u}$$

$$I_f = i_f \cdot I_b = 0,004 \angle -0,08^\circ \cdot 0,962 = 0,0038 \angle -0,08^\circ \text{ kA}$$

Podemos observar en la figura 31, que este nivel de corriente es insuficiente para producir la rotura de la cuba, Incluso para tiempos elevados

Cortocircuito bifásico franco entre latiguillos de alta tensión.

El circuito a estudiar se muestra en la figura 59.

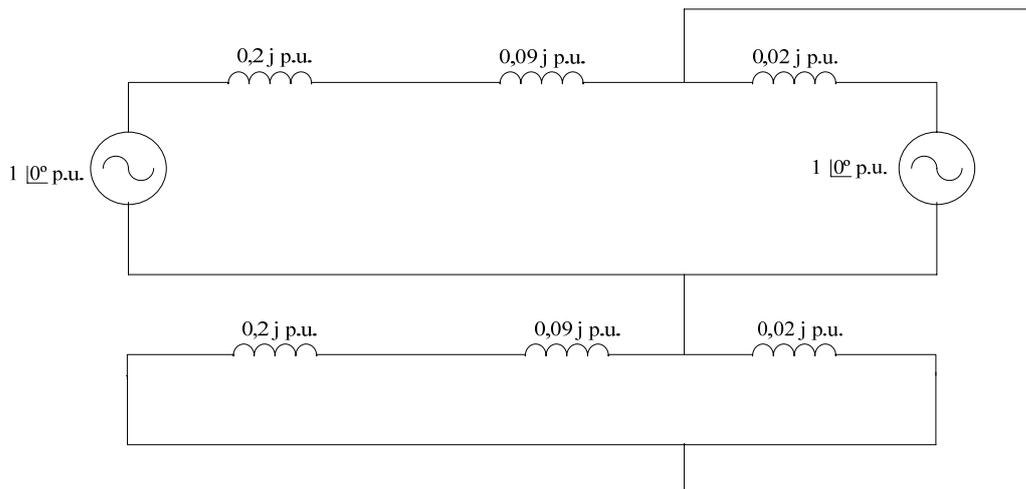


Figura 59: Cortocircuito bifásico lado alta tensión

Las simplificaciones realizadas en el circuito se muestran en las figuras 60 y 61.

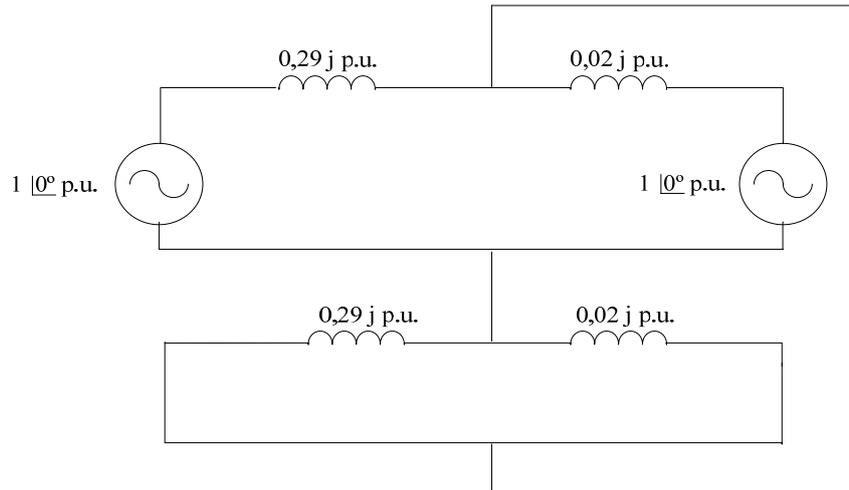


Figura 60: Cortocircuito bifásico lado alta tensión. Simplificación.

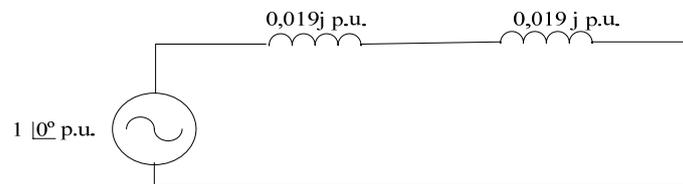


Figura 61: Cortocircuito bifásico lado alta tensión. Circuito equivalente.

Las componentes de secuencia de la intensidad de fallo serán

$$i_1 = -i_2 = \frac{u}{z_1 + z_2} = \frac{1}{0,019j + 0,019j} = 26,3 \angle -90^\circ \text{ p.u.}$$

La intensidad de fase de fallo será:

$$i_f = \sqrt{3} \cdot i_1 = \sqrt{3} \cdot 26,3 \angle -90^\circ \text{ p.u.} = 45,5 \angle -90^\circ \text{ p.u.}$$

$$I_f = i_f \cdot I_b = 45,5 \angle -90^\circ \cdot 0,288 = 13,1 \angle -90^\circ \text{ kA}$$

Comparando este con los obtenidos por RAUX89 en la gráfica de la figura 31, observamos que este nivel de corriente podría producir la rotura de la cuba.



Cortocircuito bifásico franco entre latiguillos de baja tensión.

El circuito a estudiar se muestra en la figura 62.

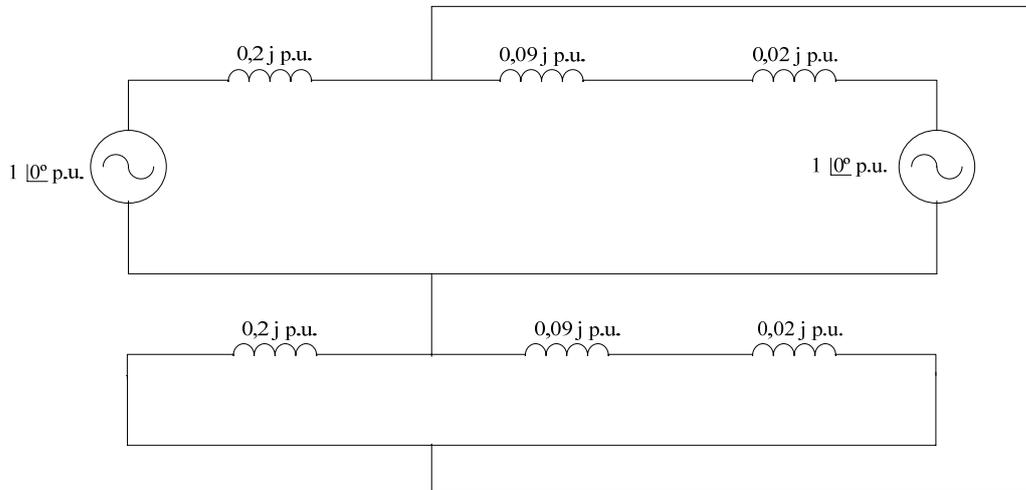


Figura 62: Cortocircuito bifásico lado baja tensión

Las simplificaciones realizadas en el circuito se muestran en las figuras 63 y 64.

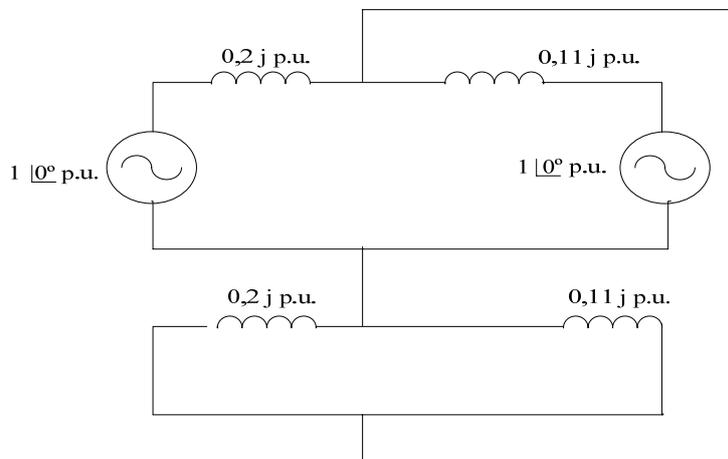


Figura 63: Cortocircuito bifásico lado baja tensión. Simplificación.

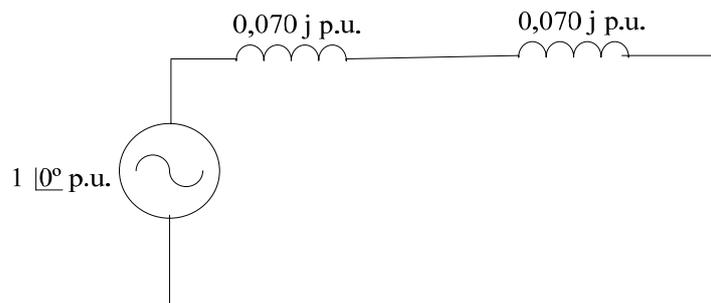


Figura 64: Cortocircuito bifásico lado baja tensión. Circuito equivalente.



Las componentes de secuencia de la intensidad de fallo serán:

$$i_1 = -i_2 = \frac{u}{z_1 + z_2} = \frac{1}{0,070j + 0,070j} = 7,14 \angle -90^\circ \text{ p.u.}$$

La intensidad de fase de fallo será:

$$i_f = \sqrt{3} \cdot i_1 = \sqrt{3} \cdot 7,14 \angle -90^\circ \text{ p.u.} = 12,3 \angle -90^\circ \text{ p.u.}$$

$$I_f = i_f \cdot I_b = 12,3 \angle -90^\circ \cdot 0,962 = 11,8 \angle -90^\circ \text{ kA}$$

Extrapolando este valor de intensidad en la gráfica de la figura 31, observamos que este nivel de corriente podría producir la rotura de la cuba.

10.5. PODA DEL ÁRBOL DE FALLOS.

En el punto 10.4, hemos visto que la impedancia de puesta a tierra del generador, limita la corriente de falta (en el cortocircuito monofásico y bifásico a tierra en el lado de baja tensión del transformador) hasta valores muy pequeños. Esta intensidad de fallo es incapaz de provocar que la energía debido a estos fallos tenga valores ni siquiera cercanos a la necesaria para provocar la rotura de la cuba.

El lado de alta tensión del transformador estudiado es más problemático para fallos asimétricos de baja impedancia, ya que tanto si el devanado tuviera configuración en estrella neutro aislado, rígido a tierra o través de una impedancia e incluso en configuración en triángulo, la impedancia equivalente limitadora de la corriente de falta sería muy pequeña, por tanto la intensidad podría tener valores que harían que la energía de la falta fuera elevada y por tanto con el potencial de provocar la rotura de la cuba del transformador.

En el caso de fallos bifásicos en los latiguillos de unión con las bornas, tanto en el lado de alta tensión como en el lado de baja tensión del transformador, la impedancia limitadora es a todas luces insuficiente para limitar la corriente hasta valores seguros.

Teniendo en cuenta lo anterior, se ha procedido a eliminar (podar) del árbol de fallos de la figura 43, los fallos que no podrían producir energía de arco suficiente para romper la cuba del transformador, es decir, los monofásicos y bifásicos a tierra en el lado de baja tensión del transformador. La figura 65 muestra el árbol de fallos resultante y que utilizaremos posteriormente para realizar la evaluación cuantitativa.

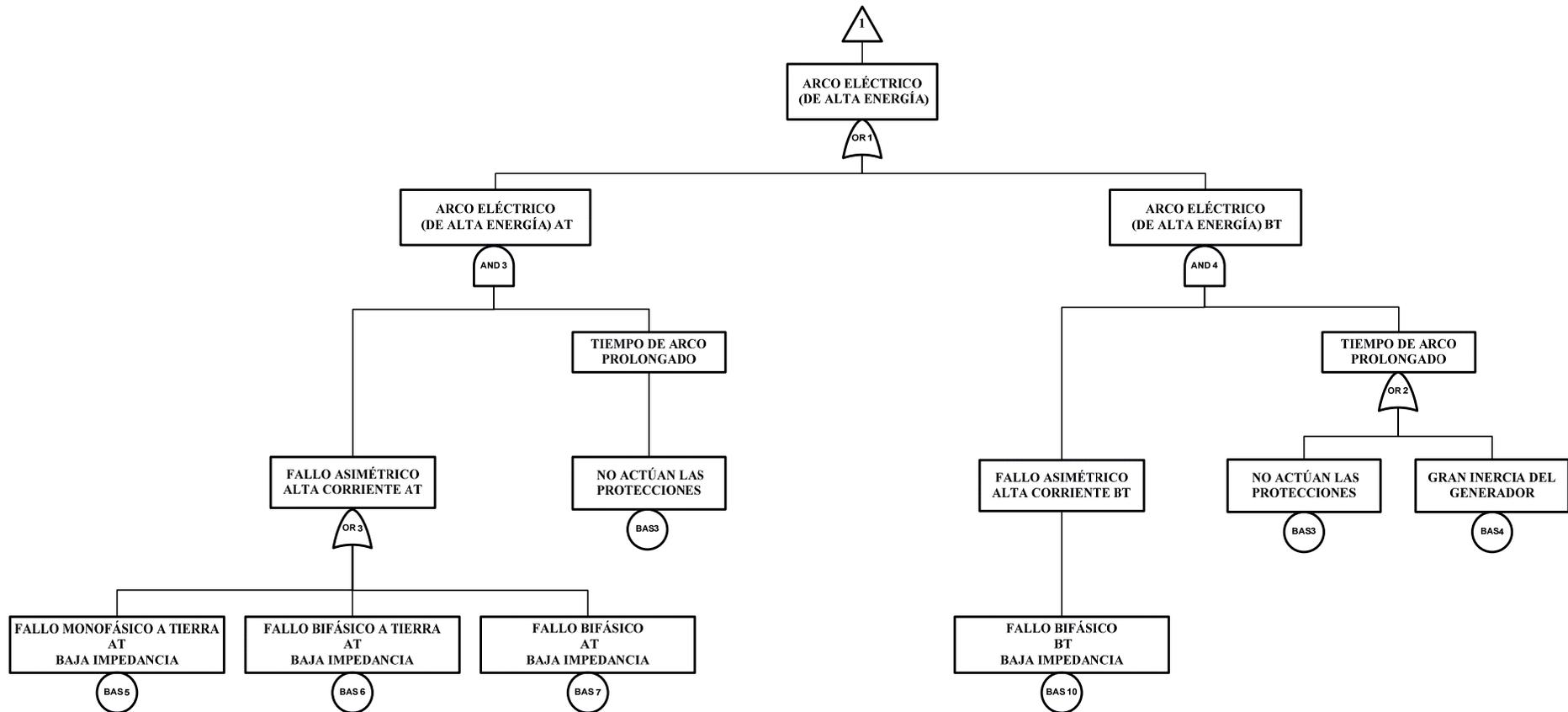


Figura 65: Poda del árbol de fallos para evaluar el riesgo de incendio de un transformador. Arco eléctrico



10.6. EVALUACIÓN CUANTITATIVA.

Como explicamos anteriormente, para realizar la evaluación cuantitativa, vamos a analizar el árbol de fallos sobre el plano de su estructura lógica para poder determinar la probabilidad de ocurrencia de incendio en el transformador analizado. Así mismo determinaremos las vías de fallo más probables entre las combinaciones de sucesos susceptibles de ocasionar el incendio.

Para realizar este análisis es necesario conocer la probabilidad de ocurrencia de los sucesos básicos. Una vez asignados los valores de probabilidad a los sucesos básicos, determinaremos los conjuntos mínimos de fallos que conducen al incendio, para posteriormente calcular la probabilidad de cada una de las vías de fallo y la probabilidad global de ocurrencia de incendio

Probabilidad de los sucesos primarios.

Los valores probabilísticos de los sucesos primarios y no desarrollados se deben obtener de organismos e instituciones de reconocido prestigio. También se pueden obtener tasas de fallos de la propia experiencia pero en cualquier caso, se debe especificar la procedencia de la información, justificándose debidamente su solvencia.

De la obtención de las probabilidades de fallos se encargan empresas especializadas y no es fácil conseguirlas, es por ello que algunas probabilidades que emplearemos, son determinadas en base a la bibliografía consultada para realizar este trabajo y no son muy exactas.

La tabla 17 muestra las probabilidades de los sucesos básicos de los árboles de fallos de las figuras 42 y 65 y las fuentes de donde hemos extraído la información.

En [Foat08] se documenta que las válvulas de alivio de presión solo operan en el 25% de los casos de ruptura de la cuba, luego la probabilidad de no actuación de la válvula de alivio de presión en el transformador estudiado la estimamos en “0,75”.

Las probabilidades de que el generador alimente la falta debido a su inercia, en el caso de verse involucrados los devanados de baja tensión, será “1”, ya que no hay interruptor de grupo entre éste y el transformador.

La probabilidad de fallo bifásico a tierra se ha obtenido a partir de la del fallo monofásico a tierra, elevando este último dato al cuadrado.

Hemos tomado la probabilidad del fallo bifásico en el lado de baja tensión igual que la del lado de alta tensión, ya que en las fuentes consultadas para extraer la información, no especificaban ningún tipo de distinción entre los fallos producidos en el lado de alta y en el de baja tensión del transformador.



Sucesos básicos	Descripción	Probabilidad	Fuente
<i>BAS1</i>	Comburente (O_2)	1	El oxígeno siempre esta presente en el exterior de la cuba
<i>BAS2</i>	No actuación de los dispositivos de alivio de presión	0,75	[Foat08]
<i>BAS3</i>	No actúan las protecciones suficientemente rápido	1	Las protecciones pueden actuar pero el tiempo de respuesta es insuficiente para prevenir el incendio
<i>BAS4</i>	Gran inercia del generador	1	El generador no posee interruptor de grupo
<i>BAS5</i>	Fallo monofásico a tierra AT (baja impedancia)	$3,8 \cdot 10^{-3}$	[Elec83]
<i>BAS6</i>	Fallo bifásico a tierra AT (baja impedancia)	$1,4 \cdot 10^{-5}$	Obtenido a partir de la probabilidad anterior
<i>BAS7</i>	Fallo bifásico AT (baja impedancia)	$3,2 \cdot 10^{-5}$	[Elec83]
<i>BAS10</i>	Fallo bifásico BT (baja impedancia)	$3,2 \cdot 10^{-5}$	[Elec83]

Tabla 17: Probabilidad de los sucesos básicos.

Conjuntos mínimos de fallos

La estructura de un árbol de fallos permite utilizar el álgebra de Boole, traduciendo esta estructura a ecuaciones lógicas, con lo que conseguimos transformar el árbol de fallos en una función lógica y la posibilidad de simplificar la función lógica del árbol gracias a la constatación de falsas redundancias. De esta manera podremos eliminar los sucesos repetidos en los conjuntos de fallos y determinar los conjuntos mínimos de fallos.

Los conjuntos mínimos de fallos los obtenemos sustituyendo las puertas “OR o O” por sus entradas en las filas de una matriz y las de las puertas “AND o Y” en las columnas.

Las tablas 18 y 19, muestran el desarrollo de las puertas lógicas de los árboles de fallos de la figuras 42 y 65. Con este desarrollo conseguimos obtener todas las combinaciones de sucesos básicos que pueden llevar al incendio del transformador. Si existieran sucesos repetidos se eliminarían y no se tendrían en cuenta en el posterior desarrollo.



AND1	BAS1	AND2	BAS1	BAS2	OR1	BAS1	BAS2	AND3
						BAS1	BAS2	AND4

Tabla 18: Desarrollo árbol de fallos 1

BAS1	BAS2	BAS3	OR3	BAS1	BAS2	BAS3	BAS5
BAS1	BAS2	BAS10	OR2	BAS1	BAS2	BAS3	BAS6
				BAS1	BAS2	BAS3	BAS7
				BAS1	BAS2	BAS10	BAS3
				BAS1	BAS2	BAS10	BAS4

Tabla 19: Desarrollo árbol de fallos2

El conjunto mínimo de fallos obtenido se muestra en la tabla 20:

BAS1	BAS2	BAS3	BAS5
BAS1	BAS2	BAS3	BAS6
BAS1	BAS2	BAS3	BAS7
BAS1	BAS2	BAS10	BAS3
BAS1	BAS2	BAS10	BAS4

Tabla 20: Conjuntos mínimos de fallos

Probabilidad de las vías de fallos

A continuación calcularemos la probabilidad de cada una de las vías de fallo que conducen al incendio del transformador, representada por los conjuntos mínimos de fallos, la cual es igual al producto (intersección lógica en álgebra de Boole) de las probabilidades de los sucesos primarios que la componen.

La probabilidad de incendio debido a un fallo monofásico a tierra de baja impedancia (P_{mt}), en el lado de alta tensión del transformador, será:

$$P_{mt} = BAS1 \cdot BAS2 \cdot BAS3 \cdot BAS5 = 1 \cdot 0,75 \cdot 1 \cdot (3,8 \cdot 10^{-3}) = 2,85 \cdot 10^{-3}$$

La probabilidad de incendio debido a un fallo bifásico a tierra de baja impedancia (P_{bt}), en el lado de alta tensión del transformador, será:

$$P_{bt} = BAS1 \cdot BAS2 \cdot BAS3 \cdot BAS6 = 1 \cdot 0,75 \cdot 1 \cdot (1,4 \cdot 10^{-5}) = 1,05 \cdot 10^{-5}$$



La probabilidad de incendio debido a un fallo bifásico de baja impedancia (P_{ba}), en el lado de alta tensión del transformador, será:

$$P_{ba} = BAS1 \cdot BAS2 \cdot BAS3 \cdot BAS7 = 1 \cdot 0,75 \cdot 1 \cdot (3,2 \cdot 10^{-5}) = 2,4 \cdot 10^{-5}$$

La probabilidad de incendio debido a un fallo bifásico de baja impedancia (P_{bb}), en el lado de baja tensión del transformador será:

$$P_{bb} = (BAS1 \cdot BAS2 \cdot BAS10 \cdot BAS3) + (BAS1 \cdot BAS2 \cdot BAS10 \cdot BAS4) = (1 \cdot 0,75 \cdot (3,2 \cdot 10^{-5}) \cdot 1) + (1 \cdot 0,75 \cdot (3,2 \cdot 10^{-5}) \cdot 1) = 2,4 \cdot 10^{-5} + 2,4 \cdot 10^{-5} = 4,8 \cdot 10^{-5}$$

La tabla 21, muestra un resumen de los anteriores resultados, expresados en %. Podemos comprobar que la probabilidad de producirse un incendio debido a un fallo monofásico en el lado de alta tensión del transformador, limitadora de la corriente, es muy superior al resto. Siendo esta la *vía de fallo más probable*.

TIPO DE FALLO	PROBABILIDAD DE INDENDIO [%]
Fallo monofásico a tierra AT (baja impedancia) [P_{mt}]	0,285
Fallo bifásico a tierra AT (baja impedancia) [P_{bt}]	$1,05 \cdot 10^{-3}$
Fallo bifásico AT (baja impedancia) [P_{ba}]	$2,4 \cdot 10^{-3}$
Fallo bifásico BT (baja impedancia) [P_{bb}]	$4,8 \cdot 10^{-3}$

Tabla 21: Probabilidades de incendio

La probabilidad de incendio debido a fallos en lado de alta tensión del transformador (P_a), es bastante más alta que la debida a fallos en el lado de baja tensión (P_b).

$$P_a = P_{mt} + P_{bt} + P_{ba} = 2,85 \cdot 10^{-3} + 1,05 \cdot 10^{-5} + 2,04 \cdot 10^{-5} = 2,88 \cdot 10^{-3}$$

$$P_b = P_{bb} = 4,08 \cdot 10^{-5}$$

La principal razón es que el fallo monofásico a tierra tiene una probabilidad muy superior al resto y no hay probabilidad de que se produzca en el lado de baja tensión, debido a la impedancia de puesta a tierra del generador.



Probabilidad de ocurrencia de incendio

La probabilidad de incendio (PI), la calcularemos como la suma de las probabilidades de los conjuntos mínimos de fallos (unión lógica de todos los conjuntos mínimos de fallo en álgebra de Boole).

$$PI = P_{mt} + P_{bt} + P_{ba} + P_{bb} = 2,85 \cdot 10^{-3} + 1,05 \cdot 10^{-5} + 2,04 \cdot 10^{-5} + 4,08 \cdot 10^{-5} = 2,92 \cdot 10^{-3}$$

Por tanto, la probabilidad de incendio del transformador es del “0,292 %”.

El dato anterior es muy inferior al ofrecido por SERGI para transformadores de menos de 150 MVA, mostrado en la figura 5, que es del 2,63 %.

El transformador fue fabricado en el año 2004 y presta servicio desde ese año. Con lo cual tiene 5 años de servicio. Si dividimos la probabilidad obtenida entre los años de servicio. Obtenemos una probabilidad de incendio de “ $5,84 \cdot 10^{-4}$ ”, es decir del 0,058 % por año de servicio.

La tasa de fallos por año de servicio de transformadores que provocaron incendio obtenida en el estudio mostrado en [Pete08], que fue realizado entre los años 1997 y 2004, fue del “0,09 % por año de servicio”. Nuestro resultado es también inferior, aunque no se encuentra tan distante como en el caso del estudio de SERGI.



Capítulo 11

Conclusiones

11.1. RESUMEN.

En este proyecto se han estudiado las causas y procesos que provocan un incendio en un transformador con aislamiento líquido de alta inflamabilidad (aceite mineral), con el fin de poder realizar una evaluación de la probabilidad de ocurrencia de incendio en un transformador situado en una instalación generadora descrita en el capítulo 9.

Para realizar el estudio se ha consultado una gran cantidad de literatura técnica al respecto (más de 20 referencias bibliográficas), fundamentalmente en inglés.

Para cuantificar la probabilidad de inicio del incendio en el transformador se ha empleado la metodología del árbol de fallos. En el proyecto se ha desarrollado un árbol de fallos original y se ha podado, hasta obtener el conjunto de eventos que deben darse para que se ocurra el suceso no deseado.

Para realizar la poda hubo que obtener la corriente de distintos tipos de faltas en la instalación (monofásicas, bifásicas, bifásicas a tierra) con potencial de producir un incendio. Eliminando del árbol los fallos con un nivel de corriente incapaz de provocar la rotura de la cuba.

11.2. CONCLUSIONES.

Se ha podido constatar que debido a una degradación en el aislamiento de los transformadores, se pueden producir fallos de baja impedancia, provocando un arco eléctrico de gran energía que vaporiza el aceite de la cuba. Esta vaporización provoca un gran aumento de la presión interna de la cuba en muy pocos milisegundos que puede llegar a romperla, provocando que los gases vaporizados del aceite que son explosivos y autoinflamables, exploten y provoquen la ignición del aceite.

Además, las protecciones, tanto eléctricas como mecánicas, de los transformadores tienen una efectividad muy limitada en el caso de producirse cortocircuitos de alta energía en el interior de la cuba.

La probabilidad de incendio del transformador estudiado ha resultado ser baja, en comparación con otros datos similares, lo cual puede ser debido a los siguientes factores:

- Los fallos monofásicos y bifásicos a tierra, en el lado de baja tensión del transformador no producen daños, ya la intensidad de fallo está muy limitada por la resistencia de puesta a tierra del generador. El nivel energético de este tipo de fallos sería incapaz de producir la rotura de la cuba, incluso teniendo en cuenta la inercia del generador.



- Las bornas al ser de resina, del tipo SRBP (Synthetic Resin Blonded Paper), tienen una probabilidad muy baja de incendio y no han sido tenidas en cuenta.
- El cambiador de tomas en carga de los transformadores tiene un elevado riesgo de incendio (en un muy alto porcentaje de incendios de transformadores se ve involucrado), pero el cambio de tomas se realiza en vacío, lo que limita también el riesgo de incendio, al no haber movimiento de elementos mecánicos ni arcos eléctricos debidos a la conmutación.
- La probabilidad de incendio ofrecida por SERGI, es mucho mayor que la obtenida en otros similares, basados en encuestas sobre fallos en transformadores. Lo que puede indicar que los datos están sobredimensionados.

Para obtener la probabilidad de ocurrencia del suceso final (el incendio del transformador) se ha necesitado conocer la probabilidad de ocurrencia de ciertos sucesos básicos (probabilidad de ocurrencia de cortocircuitos monofásicos o bifásicos, probabilidad de no actuación de las válvulas de alivio, etc). No es sencillo el obtener estas probabilidades elementales, por lo que se han tomado datos obtenidos de un estudio un tanto antiguo, y en algunos casos se han hecho aproximaciones para poder llegar a un resultado ante la ausencia de datos (por ejemplo, energía necesaria para que se produzca la rotura de la cuba). Factores tales como la calidad de la cuba del transformador ni siquiera se han considerado.

Además, las probabilidades utilizadas son probabilidades genéricas, proporcionadas en estudios antiguos que no necesariamente son aplicables en la actualidad ni a todas las instalaciones (subterráneas, aéreas).

La obtención de las probabilidades elementales debería hacerse acudiendo a empresas de seguros u otras empresas especializadas en la evaluación de riesgos. Otra forma de obtener las probabilidades (por ejemplo, la probabilidad de que un arco de una determinada intensidad produzca la rotura de la cuba) es mediante modelos matemáticos de comportamiento y simulaciones por ordenador, cuyo alcance se sale con mucho fuera del contexto de un proyecto fin de carrera.

En el árbol de fallos, las protecciones han sido tratadas como si la probabilidad de no actuación fuera igual para todas, cosa que evidentemente no es así. El suceso básico que señala la probabilidad de no actuación de las protecciones debería ser desarrollado, incluyendo en el posterior desarrollo todas y cada una de las protecciones del transformador. Pero disponer de datos fiables para obtener las probabilidades de no actuación de todas y cada una de ellas por separado es prácticamente imposible.

Por todo lo anterior, la probabilidad obtenida no es demasiado fiable, si bien es del orden de las que se documentan en algunos estudios internacionales al respecto.



El riesgo de incendio se puede reducir considerablemente mediante las siguientes medidas [**Pete08**]:

MEDIDAS CONSTRUCTIVAS

- La puesta a tierra del núcleo y la cuba debe hacerse a través de latiguillos bien dimensionados y sujetos, para poder soportar las corrientes de faltas a tierra sin deformarse o partirse.
- Especificar la resistencia mecánica de la cuba requerida en los diseños, para poder aguantar sin romperse faltas con distintos niveles de energía de arco. Y verificar posteriormente esta resistencia de la cuba con adecuados test mediante elementos finitos.
- Dotar a las cajas de bornas (ya sean aisladas con aire o aceite), con dispositivos de alivio de presión para evitar su rotura.
- Poner varios dispositivos de alivio de presión en el transformador en lugar de uno solo

MEDIDAS DE MANTENIMIENTO

- El mantenimiento de la calidad del fluido dieléctrico es esencial para asegurar el buen funcionamiento del transformador.
- El control periódico de compuestos furánicos en el aceite y de la concentración de concentración de monóxido de carbono y dióxido de carbono permite conocer el estado del aislamiento sólido y poder prevenir un fallo a consecuencia de su estado.
- Un plan de diagnóstico precoz de fallos en el transformador (por ejemplo, un análisis periódico de gases disueltos en el transformador) ayudaría a detectar averías en una etapa temprana, antes de que deriven en fallos internos de mayor envergadura.

MEDIDAS DE NORMATIVAS

- Existe un gran vacío en cuanto a normativa internacional relativa a los requerimientos de diseño para las cubas de los transformadores, este hecho ha provocado una reducción en la calidad de los nuevos transformadores [Serg09]. El endurecimiento de esta normativa podría disminuir el factor de riesgo considerablemente.

Se puede reducir el riesgo de incendio desde aproximadamente 0,2% al 0,05% por año de servicio adoptando simples medidas seguridad. Si asumimos que el coste de un incendio en un transformador es del orden de 2 a 3 veces el coste del transformador, entonces el valor acumulado de la reducción de este riesgo valdría del orden del 7 al 11 % del coste del transformador.



11.3. SUGERENCIAS PARA FUTUROS DESARROLLOS.

Este proyecto se ha centrado principalmente en obtener la probabilidad de ocurrencia de incendio en el transformador situado en la instalación estudiada. Pero como ya hemos mencionado, el riesgo de incendio es el producto de la probabilidad de ocurrencia y de sus consecuencias. Las consecuencias del incendio no han sido tenidas en cuenta para valorar el riesgo y conforman una parte importante de él. Sería por tanto conveniente, desarrollar este trabajo u otro similar con un análisis de las consecuencias derivadas del incendio usando uno de los métodos existentes para valorarlas.

Según algunas estadísticas mencionadas en el capítulo 2, Las bornas OIP (Oil Impregnated Paper) y los cambiadores de tomas en carga son elementos que están involucrados entre el 40 y 90% de los incendios en transformadores. Estos elementos no han sido tomados en cuenta para evaluar el riesgo de incendio en el transformador estudiado, ya que las bornas son de resina y el cambio de tomas se realiza en vacío. Un posible campo de estudio sería realizar una evaluación en transformadores que llevaran estos elementos.

También sería interesante, evaluar el riesgo de incendio e transformadores de tipo seco y con aislamiento líquido de baja inflamabilidad, con el fin de verificar cuanto disminuye el riesgo con respecto al estudiado. También sería muy útil, analizar como varía el riesgo en función de los niveles de tensión de los transformadores.

En el presente proyecto fin de carrera, las probabilidades se han tomado como constantes, prescindiendo del hecho de que la pérdida de aislamiento es función de la edad del transformador y de la política de explotación. Sería interesante considerar probabilidades dinámicas y tener en cuenta la calidad del mantenimiento en el cálculo de la probabilidad de incendio.



BIBLIOGRAFÍA

- [Abb09] Interruptor Automático de SF6 HD4/R con mando a resortes; disponible en <http://www.abb.com/product/db0003db004279> .
- [Alla02] D.J. Allan, Fellow “Fire and explosions in substation” .2002. IEEE.
- [Alla07] D.J. Allan, Fellow “Fire avoidance in transformer substations”. Revista Electra. Febrero 2007.
- [Bart03] William H. Bartley “Analysis of Transformer Failures”. The Hartford Steam Boiler Inspection & Insurance Co. 2003.
- [Coll09] C. Collazos “Análisis de aceites aislantes en el mantenimiento de transformadores”. ABB .3/24/09.
- [Elec83] Revista Electra N°88. 1983 (CIGRE). Artículo: “ An International Survey on failures in large power transformers in service”.
- [Elic00] A. Elices, L. Rouco A. Vázquez, D. Vindel “Protección frente a sobretensiones de origen atmosférico”. Universidad Pontificia Comillas, Unión FENOSA Distribución.
- [Foat08] M. Foata “Power transformer fire risk assessment”. Une division d'Hydro-Québec. Cigre APA2 Transformer Conference Sydney Marzo 2008.
- [Fraio3] J. Fraile. “Máquinas eléctricas” Quinta edición. Mc Graw Hill. 2003.
- [Gonz05] Erwin Oswaldo González Canales. Sistemas de prevención de explosión y fuego de transformadores de potencia, por el método de drenaje de sobre presiones e inyección de nitrógeno. 2005.
- [Hass04] Nagi Hassan Karround, Sylvain Prigent. “ Cálculo de la eficacia de la válvula de alivio de presión”. SERGI 2004.
- [Kulk04] S. V. Kulkarni. “Transformer Engineering” 2004.
- [Mapf07] Disponible en:
<http://www.mapfre.com/documentacion/publico/icatalogo/1030492> .(2007)
- [Maña05] M. Mañana Canteli “Protección del transformador” “Departamento de ingeniería eléctrica y energética”. Universidad de Cantabria
- [Mura08] H. Murakami, T. Kobayashi, Y. Shirasaka, Y. Ebisawa. “Tank design for low ruptura risk” . Cigre APA2 Transformer Conference Sydney Marzo 2008.



- [NTP333] Nota técnica de prevención 333. “Análisis probabilístico de riesgos: Metodología del Árbol de fallos y errores”. Centro nacional de condiciones de trabajo. Ministerio de Trabajo y Asuntos Sociales (España).
- [NTP599] Nota técnica de prevención 599. Evaluación del riesgo de incendio: criterios Centro nacional de condiciones de trabajo. Ministerio de Trabajo y Asuntos Sociales (España).
- [Oasa01] “Válvula de sobrepresión”. 2001
- [Peri08] G. Périgaud, S. Muller, G. de Bressy “ Comparison of the different available models for pressure rise due to internal arcing and evaluation of a fast depressurization method for a tank rupture mitigation”. Cigre APA2 Transformer Conference Sydney Marzo 2008.
- [Pete08] A. Petersen “Risk assessment for explosive failures in transformers and strategies to reduce such risks”. Cigre APA2 Transformer Conference Sydney Marzo 2008.
- [Pire09] Catálogo de cables Pirelli, S.A. “Cables de media tensión” disponible en www.pirelli.es.
- [Raux89] C. Raux, C. Leconte, T. Gibert. “Resistance of transformers to internal faults: Synthesis of experimental results”. Electricite de France. Cired 1989.
- [Reps09] Aceite dieléctrico Repsol T; disponible en: http://www.repsol.com/es_es/productos_y_servicios/productos/lubricantes/informacion_de_productos/marca_repsol/industria2/dielectricos.aspx.
- [Rodr00] M. A. Rodríguez “Regímenes transitorios de los transformadores”. Universidad de Cantabria – Dpto. de ingeniería eléctrica y energética.
- [Roll04] N. Rolland “Incidentes de explosiones e incendios en transformadores. Pautas para la Evaluación de Costos por Daños Beneficio Financiero del TRANSFORMER PROTECTOR”. SERGI Ref. fTPoa03e, del 22/03/2004.
- [Sche01] D. Scheurer, A. Nesa, S. Prigent, M. Darcherif, P. Magnier. “Estudio concepción de la prevención de explosión e incendio de transformadores de centrales”. Cuba, I Symposium Iberoamericano sobre Seguridad Industrial, SERGI Ref. rpitp05e, del 19/04/01.
- [Serg09] Información disponible en: www.sergi-france.com/why-transformers-explode.php?lang=spanish
- [Uniz09] http://www.unizar.es/guiar/1/Accident/An_riesgo/An_riesgo.htm. (2009)