

ESCUELA POLITÉCNICA DE INGENIERÍA DE MINAS Y ENERGÍA

UNIVERSIDAD DE CANTABRIA



Trabajo de Fin de Grado

**EFFECTO DE LA TEMPERATURA EN LA
DEGRADACIÓN DE DISTINTOS SISTEMAS
DE AISLAMIENTO DE
TRANSFORMADORES**

**(TEMPERATURE EFFECT ON DEGRADATION
OF DIFFERENT INSULATION SYSTEMS OF
TRANSFORMERS)**

Para acceder al Título de

**GRADO EN INGENIERÍA DE LOS RECURSOS
ENERGÉTICOS**

Autor: Dámaris Larrainzar Viana

Julio - 2017

ÍNDICE GENERAL

1. INTRODUCCIÓN	14
2. ESTADO DEL ARTE.....	15
2.1. Análisis teórico.....	15
2.1.1. Qué es un transformador.....	15
2.1.2. Componentes principales	17
2.1.3. Funcionamiento	17
2.1.4. Tipos de transformadores.....	19
2.1.4.1. Transformadores de Potencia.....	19
2.1.4.1.1. Transformadores elevadores de generación	19
2.1.4.1.2. Transformadores reductores	20
2.1.4.1.3. Transformadores de interconexión de sistemas.....	20
2.1.4.1.4. Transformadores industriales	20
2.1.4.1.5. Transformadores de tracción	20
2.1.4.2. Transformadores de Distribución	21
2.1.4.2.1. Transformadores de distribución de alta tensión	21
2.1.4.2.2. Transformadores de distribución de media tensión	22
2.1.4.2.3. Transformadores de distribución pequeños	22
2.1.4.2.4. Transformadores de distribución secos	23
2.1.4.2.5. Otros tipos de transformadores de distribución.....	23
2.1.4.2.5.1. Transformadores de distribución VSD.....	23
2.1.4.2.5.2. Transformadores de distribución para aerogeneradores.....	24
2.1.4.2.5.3. Transformadores de distribución para aplicaciones marinas.....	24
2.1.4.2.5.4. Transformadores de distribución “auto protegidos”	24
2.1.4.2.5.5. Transformadores de distribución subterráneos.....	24
2.1.4.3. Transformadores de Medida.....	24
2.1.4.3.1. Transformadores de intensidad	25
2.1.4.3.2. Transformadores de tensión inductivos.....	25
2.1.4.3.3. Transformadores combinados	25
2.1.4.3.4. Transformadores de tensión capacitivos	26
2.1.4.3.5. Transformadores de tensión para servicios auxiliares.....	26

2.1.4.3.6. Transformadores de corriente ópticos.....	26
2.1.4.4. Otras clasificaciones	27
2.1.4.4.1. Transformadores Monofásicos	27
2.1.4.4.2. Transformadores Trifásicos	28
2.1.4.4.3. Transformadores de interior o de intemperie	28
2.1.4.4.4. Clasificación según sistema de refrigeración utilizado	28
2.1.4.4.4.1. Transformadores de refrigeración natural o forzada	29
2.1.4.4.4.2. Transformadores bañados/aislados en aceite o encapsulados al vacío	29
2.1.7. Transformadores bañados/aislados en aceite	36
2.1.7.1. Aislamiento sólido	37
2.1.7.1.1. Clasificación	37
2.1.7.1.1.1. Madera	38
2.1.7.1.1.2. Porcelana	38
2.1.7.1.1.3. Materiales aislantes sintéticos sólidos	38
2.1.7.1.1.4. Materiales de celulosa	38
2.1.7.1.2. Ensayos asociados al papel dieléctrico	39
2.1.7.2. Aislamiento líquido	39
2.1.7.2.1. Dimetil Silicona	40
2.1.7.2.2. Éster sintético	40
2.1.7.2.3. Aceite mineral	41
2.1.7.2.3. Éster vegetal o natural	43
2.1.8. Proceso de fabricación	43
2.2. Análisis científico	45
2.2.1. Artículo 1- “Moisture Solubility for Differently Conditioned Transformer Oils”. Autores: Y. DUI, A. V. Mamishev, B. C. Lesieutre, M. Zahn and S. H. Kang	45
2.2.2. Artículo 2- “A Study of Parameters Affecting the Ageing of Transformer Oil in Distribution Transformers”. Autores: Ioannis Liapis y Michael G. Danikas	46
2.2.3. Artículo 3- “Relationships between Methanol Marker and Mechanical Performance of Electrical Insulation Papers for Power Transformers under Accelerated Thermal Aging”. Autores: Oscar H. Arroyo, Issouf Fofana (Université du Québec à Chicoutimi), Jocelyn Jalbert (Institut de recherche d’Hydro-Québec), Mohamed Ryadi (Électricité de France, R&D)	46

2.2.4. Artículo 4- “The Influence of Organic Acid on Thermal Aging of Power Transformer Oil-paper Insulation”. Autores: Cui Yunguang ¹ , Wu Guangning ¹ , Wang Xiaojian ¹ , Peng Qian ² , Chen Ling ^{1, 2} , Gao Bo ¹ (1. School of Electrical Engineering, Southwest Jiaotong University; 2. Sichuan Electrical Power Research Institute)	47
2.2.5. Artículo 5- “Relationship between Carbon Oxides in Oil and Thermal Aging Degree of Oil-paper Insulation”. Autores: Qiang Fu, Mengjun Wang, Tiansheng Chen (Department of Chemistry and Energy Storage, Electric Power Research Institute of Guangdong Power Grid), Xudong Li, Jian Li, Jing Zhang (State Key Laboratory of Power Transmission Equipment & System and New Technology School of Electrical Engineering, Chongqing University)	48
2.2.6. Artículo 6- “Effect Of Thermal Aging On The Dielectric Properties Of Mixture Between Mineral Oil and Natural Ester”. Autores: Suwarno y Jusua Marbun (School of Electrical Engineering and Informatics Institut Teknologi Bandung, Indonesia)	49
2.2.7. Conclusiones	50
3. METODOLOGÍA.....	51
3.1. Ensayos de envejecimiento térmico acelerado	51
3.1.1. Humedad.....	53
3.1.2. Acidez	56
3.1.3. Factor de disipación dieléctrica ($\tan \delta$).....	58
3.1.3. Grado de Polimerización	60
3.1.3.1. Introducción	60
3.1.3.2. Procedimiento	60
4. CASOS DE ESTUDIO.....	61
4.1. Papeles dieléctricos aislantes	62
4.1.1. Papel dieléctrico tipo Kraft	62
4.1.2. Papel dieléctrico tipo Crepe	62
4.1.3. Papel tipo Pressphan.....	63
4.1.3.1. Papel tipo DPP	64
4.1.3.2. Papel tipo PSP	65
4.2. Aceites dieléctricos aislantes	65
4.2.1. Aceite mineral	65
4.2.2. Éster vegetal.....	65
4.2.3. Éster sintético	66
4.3. Procedimientos	67

4.3.1. Preparación de las muestras.....	67
4.3.2. Determinación del contenido en agua.....	70
4.3.3. Determinación de la acidez.....	73
4.3.4. Determinación del factor de disipación ($\tan\delta$)	74
4.3.5. Determinación del grado de polimerización (DP).....	75
5. RESULTADOS.....	77
5.1. Introducción	77
5.2. Degradación del aceite dieléctrico durante el periodo de envejecimiento	77
5.2.1. Humedad del aceite dieléctrico	77
5.2.1.1. Humedad del aceite dieléctrico con papel aislante Kraft	78
5.2.1.2. Humedad del aceite dieléctrico con papel aislante Crepe.....	79
5.2.1.3. Humedad del aceite dieléctrico con papel aislante DDP	80
5.2.1.4. Humedad del aceite dieléctrico con papel aislante PSP	81
5.2.2. Acidez	82
5.2.2.1. Acidez del aceite dieléctrico con papel aislante Kraft.....	82
5.2.2.2. Acidez del aceite dieléctrico con papel aislante Crepe.....	83
5.2.2.3. Acidez del aceite dieléctrico con papel aislante DDP.....	84
5.2.2.4. Acidez del aceite dieléctrico con papel aislante PSP.....	85
5.2.3. Factor de disipación dieléctrica y permitividad	86
5.2.3.1. Factor de disipación dieléctrica del aceite dieléctrico con papel aislante Kraft.....	87
5.2.3.2. Factor de disipación dieléctrica del aceite dieléctrico con papel aislante Crepe.....	88
5.2.3.3. Factor de disipación dieléctrica del aceite dieléctrico con papel aislante DDP.....	90
5.2.3.4. Factor de disipación dieléctrica del aceite dieléctrico con papel aislante PSP.....	92
5.2.4. Resistividad	94
5.2.4.1. Resistividad del aceite dieléctrico con papel aislante Kraft.....	95
5.2.4.2. Resistividad del aceite dieléctrico con papel aislante Crepe	97
5.2.4.3. Resistividad del aceite dieléctrico con papel aislante DDP.....	99
5.2.4.4. Resistividad del aceite dieléctrico con papel aislante PSP.....	101
5.3. Degradación del papel dieléctrico durante el periodo de envejecimiento	103

5.3.1. Humedad del papel dieléctico	103
5.3.2. Grado de polimerización (DP)	108
6. CONCLUSIONES	113
7. BIBLIOGRAFÍA	116

LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1. Calor acumulado en los transformadores de aceite visualizado con cámara termográfica	14
Figura 2.1. Esquema de funcionamiento del sistema eléctrico.....	16
Figura 2.2. Estructura interior de un transformador.....	17
Figura 2.3. Imagen del paso de la corriente alterna a través del bobinado, variando el campo magnético	18
Figura 2.4. Imagen del Incremento de la tensión mediante el aumento del número de vueltas del devanado secundario.....	18
Figura 2.5. Transformador con tanque corrugado (izquierda) y el transformador con radiador (derecha).....	21
Figura 2.6. Detalle de un Transformador de distribución tipo VSD del fabricante ABB.. ..	23
Figura 2.7. Transformador de intensidad	25
Figura 2.8. Transformadores combinados.....	26
Figura 2.9. Transformador óptico.....	27
Figura 2.10. Imagen de los esquemas utiliza dos en función de la tensión utilizada. Son: a), b), c), d) para Transformadores Monofásicos y e), f) para Transformadores Trifásicos.....	27
Figura 2.11. Tipos de Transformadores Monofásicos: De columnas y acorazado	28
Figura 2.12. Transformador Trifásico en columna	28
Figura 2.13. Ejemplo de un transformador bañado/aislado en aceite	30
Figura 2.14. Componentes de un transformador bañado/aislado en aceite	32
Figura 2.15. Ejemplo de diseño de la cubeta de recogida de aceite con cortafuegos y depósito para un transformador de un CT de ENDESA según la ITC-MIERAT-014	33
Figura 2.16. Transformador seco ABB	35
Figura 2.17. Proceso de bobinado de un transformador	44
Figura 3.1. Instrumento de medida de humedad Karl Fisher utilizado para el presente trabajo fin de grado.	54
Figura 3.2. Balanza utilizada en el estudio.	55
Figura 3.3. Gráfica solución de la cantidad de agua de la muestra.....	56
Figura 3.4. Titulador potenciométrico Metrohm 848 Tritino plus utilizado para medir la acidez de la muestra en el presente trabajo de fin de grado.	56
Figura 3.5. Gráfica del índice de acidez de una muestra de aceite determinada con el Titulador Metrohm 848 Tritino plus, empleado en este trabajo.	57
Figura 3.6. Ensayador dieléctrico utilizado para medir el $\tan \delta$ de la muestra de aceite.	58
Figura 3.7. Circuito equivalente de los procesos dieléctricos	58
Figura 3.8. Diagrama fasorial representando la $\tan \delta$	59
Figura 3.9. Detalle del ensayador de $\tan \delta$	59
Figura 5.1. Papel Kraft	62
Figura 5.2. Papel aislante tipo Crepe.....	63
Figura 5.3. Detalle del papel aislante Presspahn tipo KREMPEL-DPP.	64
Figura 5.4. Recipiente contenedor.	67

Figura 5.5. Bomba de vacío.	68
Figura 5.6. Botella de nitrógeno gas.....	68
Figura 5.7. Horno de envejecimiento.	69
Figura 5.8. Estado de las muestras de aceite y papel en el recipiente contendor tras el proceso de envejecimiento.	70
Figura 5.9. Detalle del tubo de adsorción con tamiz molecular.....	71
Figura 5.10 . Reactivos catolito (izquierda) y anolito (derecha).....	72
Figura 5.11 . Gráfica solución de la cantidad de agua de la muestra.....	72
Figura 5.12. Solución etanólica de hidróxido potásico.....	73
Figura 5.13. Detalle del nivel de la muestra del aceite dieléctrico introducido en el aparato de medida Baur DTL2a.....	74
Figura 5.14. Detalle de las marcas de llenado del viscosímetro utilizado.	76

LISTA DE TABLAS

Tabla 2.1. Símbolos empleados para señalar la naturaleza del refrigerante y su modo de circulación.....	29
Tabla 2.2. Tabla comparativa de transformadores con aceite y transformadores secos.	36
Tabla 2.3. Otros tipos de sólidos aislantes	37
Tabla 2.4. Temperaturas admisibles según clase térmica del aislamiento	37
Tabla 2.5. Ensayos para ensayos que establezcan la calidad de los papeles dieléctricos.	39
Tabla 2.6. Ensayos Físico-Químico-Eléctricos y adicionales según normativa ASTM..	40
Tabla 2.7. Características del fabricante del éster sintético no envejecido.	41
Tabla 2.8. Grado de Uso de líquidos aislantes.....	42
Tabla 2.9. Tabla de búsqueda de artículos	45
Tabla 3.1. Características del éster vegetal.	52
Tabla 3.2. Características del éster sintético.	53
Tabla 3.3. Características del aceite mineral.....	53
Tabla 3.4. Valores de DPv de la muestra	61
Tabla 4.1. Tabla características técnicas del papel aislante tipo Kraft. (Fuente: [44]).	62
Tabla 4.2. Tabla características técnicas del papel aislante tipo Crepe. (Fuente: [46]).	63
Tabla 4.3. Tabla características técnicas del papel aislante Presspahn tipo KREMPEL-DPP	64
Tabla 4.4. Tabla características técnicas del PRESSPAHN PSP 3055.....	65
Tabla 4.5. Características del aceite mineral aislante no envejecido.....	65
Tabla 4.6. Características del éster natural no envejecido.	66

LISTA DE GRÁFICAS

Gráfica 5.1. Resultados del ensayo de humedad en los 2 tipos de aceites mezclados con el papel aislante Kraft durante el proceso de envejecimiento a 130°C.	78
Gráfica 5.2. Resultados del ensayo de humedad en los 2 tipos de aceites mezclados con el papel aislante Kraft durante el proceso de envejecimiento a 150°C.	78
Gráfica 5.3. Resultados del ensayo de humedad en los 3 tipos de aceites mezclados con el papel aislante Crepe durante el proceso de envejecimiento a 130°C.	79
Gráfica 5.4. Resultados del ensayo de humedad en los 3 tipos de aceites mezclados con el papel aislante Crepe durante el proceso de envejecimiento a 150°C.	79
Gráfica 5.5. Resultados del ensayo de humedad en los 3 tipos de aceites mezclados con el papel aislante DDP o DPP durante el proceso de envejecimiento a 130°C.	80
Gráfica 5.6. Resultados del ensayo de humedad en los 3 tipos de aceites mezclados con el papel aislante DDP o DPP durante el proceso de envejecimiento a 150°C.	80
Gráfica 5.7. Resultados del ensayo de humedad en los 3 tipos de aceites mezclados con el papel aislante PSP o DPP durante el proceso de envejecimiento a 130°C.	81
Gráfica 5.8. Resultados del ensayo de humedad en los 3 tipos de aceites mezclados con el papel aislante PSP o DPP durante el proceso de envejecimiento a 150°C.	81
Gráfica 5.9. Resultados del ensayo de acidez en los 2 tipos de aceites mezclados con papel Kraft durante el proceso de envejecimiento a 130°C.	82
Gráfica 5.10. Resultados del ensayo de acidez en los 2 tipos de aceites mezclados con papel Kraft durante el proceso de envejecimiento a 150°C.	83
Gráfica 5.11. Resultados del ensayo de acidez en los 3 tipos de aceites mezclados con papel Crepe durante el proceso de envejecimiento a 130°C.	83
Gráfica 5.12. Resultados del ensayo de acidez en los 3 tipos de aceites mezclados con papel Crepe durante el proceso de envejecimiento a 150°C.	84
Gráfica 5.13. Resultados del ensayo de acidez en los 3 tipos de aceites mezclados con papel DDP o DPP durante el proceso de envejecimiento a 130°C.	84
Gráfica 5.14. Resultados del ensayo de acidez en los 3 tipos de aceites mezclados con papel DDP o DPP durante el proceso de envejecimiento a 150°C.	85
Gráfica 5.15. Resultados del ensayo de acidez en los 3 tipos de aceites mezclados con papel PSP durante el proceso de envejecimiento a 130°C.	85
Gráfica 5.16. Resultados del ensayo de acidez en los 3 tipos de aceites mezclados con papel PSP durante el proceso de envejecimiento a 150°C.	86
Gráfica 5.17. Resultados de los valores del Epsilon Relativo obtenidos durante el ensayo de factor de disipación dieléctrica en los 2 tipos de aceites mezclados con papel aislante Kraft durante el proceso de envejecimiento a 130°C.	87
Gráfica 5.18. Resultados de los valores del Epsilon Relativo obtenidos durante el ensayo de factor de disipación dieléctrica en los 2 tipos de aceites mezclados con papel aislante Kraft durante el proceso de envejecimiento a 150°C.	88
Gráfica 5.19. Resultados de los valores del Epsilon Relativo obtenidos durante el ensayo de factor de disipación dieléctrica en los 3 tipos de aceites mezclados con papel aislante Crepe durante el proceso de envejecimiento a 130°C.	88

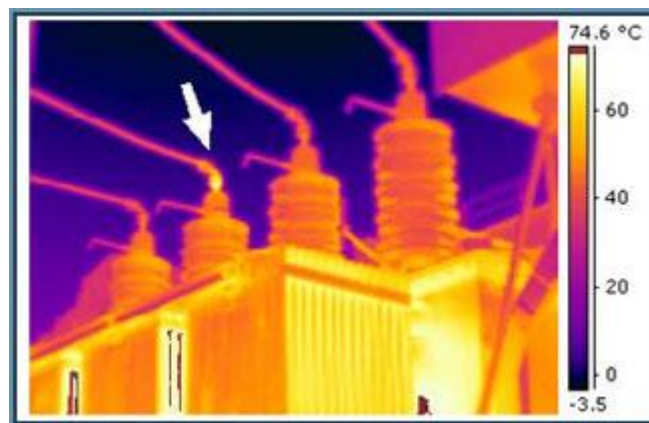
Gráfica 5.20. Resultados del ensayo de factor de disipación dieléctrica en los 3 tipos de aceites mezclados con papel aislante Crepe durante el proceso de envejecimiento a 130°C.....	89
Gráfica 5.21. Resultados de los valores del Epsilon Relativo obtenidos durante el ensayo de factor de disipación dieléctrica en los 3 tipos de aceites mezclados con papel aislante Crepe durante el proceso de envejecimiento a 150°C.	89
Gráfica 5.22. Resultados del ensayo de factor de disipación dieléctrica en los 3 tipos de aceites mezclados con papel aislante Crepe durante el proceso de envejecimiento a 150°C.....	90
Gráfica 5.23. Resultados de los valores del Epsilon Relativo obtenidos durante el ensayo de factor de disipación dieléctrica en los 3 tipos de aceites mezclados con papel aislante DDP o DPP durante el proceso de envejecimiento a 130°C.....	90
Gráfica 5.24. Resultados del ensayo de factor de disipación dieléctrica en los 3 tipos de aceites mezclados con papel aislante DDP o DPP durante el proceso de envejecimiento a 130°C.....	91
Gráfica 5.25. Resultados de los valores del Epsilon Relativo obtenidos durante el ensayo de factor de disipación dieléctrica en los 3 tipos de aceites mezclados con papel aislante DDP o DPP durante el proceso de envejecimiento a 150°C.....	91
Gráfica 5.26. Resultados del ensayo de factor de disipación dieléctrica en los 3 tipos de aceites mezclados con papel aislante DDP o DPP durante el proceso de envejecimiento a 150°C.....	92
Gráfica 5.27. Resultados de los valores del Epsilon Relativo obtenidos durante el ensayo de factor de disipación dieléctrica en los 3 tipos de aceites mezclados con papel aislante PSP durante el proceso de envejecimiento a 130°C.	92
Gráfica 5.28. Resultados del ensayo de factor de disipación dieléctrica en los 3 tipos de aceites mezclados con papel aislante PSP durante el proceso de envejecimiento a 130°C.	93
Gráfica 5.29. Resultados de los valores del Epsilon Relativo obtenidos durante el ensayo de factor de disipación dieléctrica en los 3 tipos de aceites mezclados con papel aislante PSP durante el proceso de envejecimiento a 150°C.	93
Gráfica 5.30. Resultados del ensayo de factor de disipación dieléctrica en los 3 tipos de aceites mezclados con papel aislante PSP durante el proceso de envejecimiento a 150°C.	94
Gráfica 5.31. Resultados de la resistividad positiva de los 2 tipos de aceites con el papel aislante Kraft durante el proceso de envejecimiento a 130°C.....	95
Gráfica 5.32. Resultados de la resistividad negativa de los 2 tipos de aceites con el papel aislante Kraft durante el proceso de envejecimiento a 130°C.	95
Gráfica 5.33. Resultados de la resistividad positiva de los 2 tipos de aceites con el papel aislante Kraft durante el proceso de envejecimiento a 150°C.....	96
Gráfica 5.34. Resultados de la resistividad negativa de los 2 tipos de aceites con el papel aislante Kraft durante el proceso de envejecimiento a 150°C.	96
Gráfica 5.35. Resultados de la resistividad positiva de los 3 tipos de aceites con el papel aislante Crepe durante el proceso de envejecimiento a 130°C.	97
Gráfica 5.36. Resultados de la resistividad negativa de los 3 tipos de aceites con el papel aislante Crepe durante el proceso de envejecimiento a 130°C.	97

Gráfica 5.37. Resultados de la resistividad positiva de los 3 tipos de aceites con el papel aislante Crepe durante el proceso de envejecimiento a 150°C.	98
Gráfica 5.38. Resultados de la resistividad negativa de los 3 tipos de aceites con el papel aislante Crepe durante el proceso de envejecimiento a 150°C.	98
Gráfica 5.39. Resultados de la resistividad positiva de los 3 tipos de aceites con el papel aislante DDP o DPP durante el proceso de envejecimiento a 130°C.	99
Gráfica 5.40. Resultados de la resistividad negativa de los 3 tipos de aceites con el papel aislante DDP o DPP durante el proceso de envejecimiento a 130°C.	99
Gráfica 5.41. Resultados de la resistividad positiva de los 3 tipos de aceites con el papel aislante DDP o DPP durante el proceso de envejecimiento a 150°C.	100
Gráfica 5.42. Resultados de la resistividad negativa de los 3 tipos de aceites con el papel aislante DDP o DPP durante el proceso de envejecimiento a 150°C.	100
Gráfica 5.43. Resultados de la resistividad positiva de los 3 tipos de aceites con el papel aislante PSP durante el proceso de envejecimiento a 130°C.	101
Gráfica 5.44. Resultados de la resistividad negativa de los 3 tipos de aceites con el papel aislante PSP durante el proceso de envejecimiento a 130°C.	101
Gráfica 5.45. Resultados de la resistividad positiva de los 3 tipos de aceites con el papel aislante PSP durante el proceso de envejecimiento a 150°C.	102
Gráfica 5.46. Resultados de la resistividad negativa de los 3 tipos de aceites con el papel aislante PSP durante el proceso de envejecimiento a 150°C.	102
Gráfica 5.55 . Resultados del ensayo de humedad del papel dieléctrico tipo Kraft a 130°C.	103
Gráfica 5.56. Resultados del ensayo de humedad del papel dieléctrico tipo Kraft a 150°C.	104
Gráfica 5.57. Resultados del ensayo de humedad del papel dieléctrico tipo Crepe a 130°C.	104
Gráfica 5.58. Resultados del ensayo de humedad del papel dieléctrico tipo Crepe a 150°C.	105
Gráfica 5.59. Resultados del ensayo de humedad del papel dieléctrico tipo DDP o DPP a 130°C.....	105
Gráfica 5.60. Resultados del ensayo de humedad del papel dieléctrico tipo DDP o DPP a 150°C.....	106
Gráfica 5.61. Resultados del ensayo de humedad del papel dieléctrico tipo PSP a 130°C.	106
Gráfica 5.62. Resultados del ensayo de humedad del papel dieléctrico tipo PSP a 150°C.	107
Gráfica 5.47. Resultados de la resistividad negativa de los 2 tipos de aceites con el papel aislante Kraft durante el proceso de envejecimiento a 130°C.	108
Gráfica 5.48. Resultados de la resistividad negativa de los 2 tipos de aceites con el papel aislante Kraft durante el proceso de envejecimiento a 150°C.	108
Gráfica 5.49. Resultados de la resistividad negativa de los 3 tipos de aceites con el papel aislante Crepe durante el proceso de envejecimiento a 130°C.	109
Gráfica 5.50. Resultados de la resistividad negativa de los 3 tipos de aceites con el papel aislante Crepe durante el proceso de envejecimiento a 150°C.	109

Gráfica 5.51. Resultados de la resistividad negativa de los 3 tipos de aceites con el papel aislante DPP o DDP durante el proceso de envejecimiento a 130°C.....	110
Gráfica 5.52. Resultados de la resistividad negativa de los 3 tipos de aceites con el papel aislante DPP o DDP durante el proceso de envejecimiento a 150°C.....	110
Gráfica 5.53 . Resultados de la resistividad negativa de los 3 tipos de aceites con el papel aislante PSP durante el proceso de envejecimiento a 130°C.	111
Gráfica 5.54 . Resultados de la resistividad negativa de los 3 tipos de aceites con el papel aislante PSP durante el proceso de envejecimiento a 130°C.	111

1. INTRODUCCIÓN

Entre los elementos principales para el funcionamiento de los transformadores bañados o aislados en aceite se encuentran el papel dieléctrico y el aceite como líquido dieléctrico y como refrigerante permitiendo la evacuación del calor generado en los bobinados (figura 1.1.). Durante la operación de un transformador su sistema aislante sufre un continuo deterioro, lo que provoca que el transformador tenga que ser sustituido al final de su vida útil. Actualmente la mayoría de los transformadores bañados en aceite en funcionamiento emplean el aceite mineral como aceite dieléctrico. Este aceite ha demostrado unas buenas condiciones de funcionamiento desde el punto de vista de garantizar un correcto aislamiento, así como unas buenas características como fluido disipador del calor generado en los devanados. Resultado de este buen comportamiento es el hecho de que muchos de los transformadores actualmente en funcionamiento poseen más de 30 años de vida útil, aunque en ocasiones comienzan a producirse fallos de funcionamiento a los 10 años de operación, por lo que los fabricantes recomiendan implantar un sistema de vigilancia de la calidad de máquina para aumentar su vida en servicio [1].



*Figura 1.1. Calor acumulado en los transformadores de aceite visualizado con cámara termográfica.
(Fuente: [2]).*

Sin embargo, a pesar del buen comportamiento mostrado a lo largo de los años por el aceite mineral, éste fluido presenta dos grandes inconvenientes. El primero de ellos es su bajo punto de ignición. Esta característica supone un problema desde el punto de vista de la seguridad ya que, al poseer una baja temperatura de ignición, la probabilidad de que exista un incendio dentro del transformador es mucho mayor.

El segundo gran inconveniente del aceite mineral es su baja biodegradabilidad, lo que supone un problema desde el punto de vista medioambiental. Los posibles derrames de fluido dieléctrico que puedan producirse en el transformador pueden dar lugar a importantes problemas de contaminación de suelos y aguas, por otra parte, al tratarse de un fluido con muy baja biodegradabilidad requiere de una gestión adecuada una vez que el aceite es sustituido. Con el objetivo de hacer frente a los dos grandes inconvenientes presentados por este aceite dieléctrico se planteó el desarrollo de aceites alternativos como son siliconas, ésteres sintéticos y ésteres

vegetales. Aunque estos aceites presentan de partida unas propiedades capaces de competir con el ampliamente utilizado aceite mineral, su comportamiento a lo largo de la vida del transformador todavía no ha podido ser analizado. El número de transformadores de distribución que emplean estos aceites alternativos va incrementándose poco a poco, sin embargo, todavía no existe un conocimiento extenso sobre el comportamiento de estos aceites con los papeles-cartones dieléctricos habitualmente empleados en el diseño del sistema de aislamiento de los transformadores. Por esta razón, es necesario llevar a cabo más estudios de envejecimiento térmico acelerado en el laboratorio con el fin de poder establecer relaciones entre el envejecimiento sufrido por los aceites alternativos y el experimentado por el componente sólido del sistema dieléctrico. El objetivo es comparar con el comportamiento de los sistemas aislantes basados en aceite mineral, para de esta forma garantizar que la sustitución del aceite dieléctrico mineral por otros aceites no afecte en gran medida a la vida útil del transformador. La razón para llevar a cabo ensayos de envejecimiento térmico acelerado en el laboratorio es acortar los tiempos de vida del sistema aislante, ya que si los ensayos se llevaran a cabo a la temperatura normal de trabajo de los transformadores el coste de los ensayos sería excesivamente alto, existen transformadores con más de 40 años de vida útil.

Con el objetivo de aportar más conocimiento sobre el comportamiento de los aceites alternativos en este trabajo fin de grado se compara el comportamiento de distintos sistemas de aislamiento comparando el comportamiento de un aceite mineral con un éster sintético y un éster vegetal. Para comparar el comportamiento se han envejecido en estos tres aceites distintos tipos de papeles dieléctricos empleados en la fabricación de transformadores. En concreto en este trabajo se han envejecido a las temperaturas de 150°C y 130°C papeles Kraft, Crepe, DPP y PSP (cartón prensado).

Para poder comparar el comportamiento de los distintos sistemas dieléctricos, se ha analizado el contenido en humedad en aceite y papel, la acidez y factor de pérdidas del aceite, así como el grado de polimerización (DP) del papel. En el caso del aceite, la acidez y el factor de pérdidas son las propiedades más determinantes a la hora de evaluar su degradación. En el caso del papel la medida del DP es un indicativo de la longitud de las cadenas de celulosa, en definitiva, del estado de degradación del papel.

2. ESTADO DEL ARTE

2.1. Análisis teórico

2.1.1. Qué es un transformador

Existen numerosas definiciones para esta máquina eléctrica. Tanto la IEC 421-01-01 (Vocabulario Electrotécnico Internacional) como la IEC 60076-1 (Comisión

Electrotécnica Internacional) parte 1 para transformadores de potencia, definen el transformador de potencia como una pieza estática de un mecanismo de dos o más devanados que, mediante inducción electromagnética, transforman un sistema de corriente y voltaje alterna en otro sistema de corriente y voltaje de diferente valor y misma frecuencia cuyo uso es el de la transmisión de electricidad.

Estas máquinas eléctricas tienen la misión de transmitir, mediante un campo electromagnético alterno, la energía eléctrica de un sistema, con determinada tensión, a otro sistema con tensión deseada [3]. Son máquinas eléctricas de corriente alterna, propias de los centros de transformación, que permiten variar funciones de corriente (tensión o intensidad). Son elementos esenciales del sistema eléctrico, cuyos componentes principales son: producción (generación), transporte (red eléctrica), distribución (la red de media y baja tensión) y de consumo, además de los sistemas asociados de protección y control.

Dentro de la red eléctrica podemos encontrar diferentes instalaciones donde se usan los transformadores: subestaciones eléctricas (transforman las tensiones para adecuar los valores óptimos de consumo y transporte) y los Centros de Transformación (instalaciones para transformar la Alta Tensión en Baja Tensión para poder suministrar a los distintos Centros de Consumo). De esta manera, los transformadores pueden utilizarse para, por ejemplo, elevar la tensión en centros de transformación y así poder reducir las pérdidas por efecto Joule en su transporte a través de las líneas eléctricas; así como para disminuir la tensión eléctrica de líneas de distribución de alta tensión (AT) hasta baja tensión (BT) adecuada para usos eléctricos, de esta manera los electrodomésticos no reciben energía en exceso.

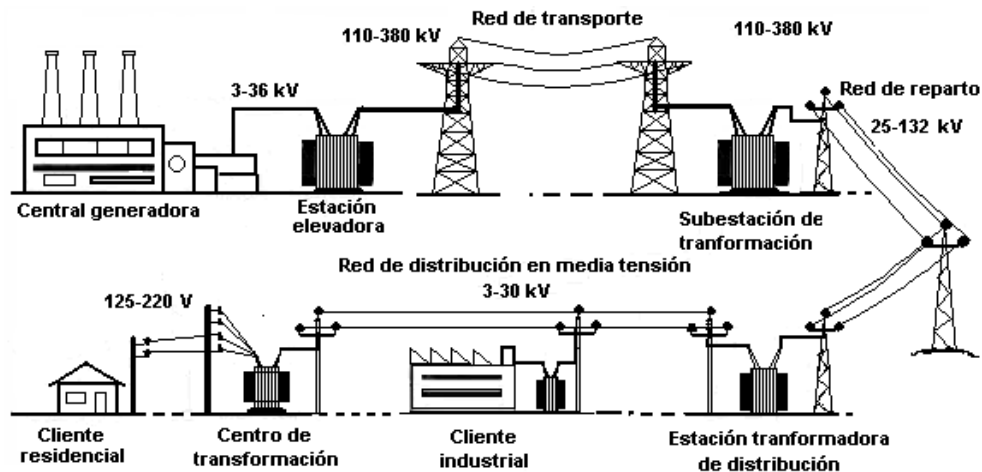


Figura 2.1. Esquema de funcionamiento del sistema eléctrico (Fuente: [4]).

La importancia de los transformadores, se debe a que, gracias a ellos, ha sido posible el desarrollo de la industria eléctrica. Su utilización ha permitido la realización práctica y económica del transporte de energía eléctrica a grandes distancias [5].

2.1.2. Componentes principales

El transformador está constituido principalmente por:

- El **núcleo**: Es utilizado para conducir el flujo magnético. Consta de chapas de acero al silicio aisladas entre sí. El núcleo de los transformadores está compuesto por columnas donde se enrollan los devanados y culatas.
- Los **devanados** (dos o más), son hilos de cobre que se enrollan sobre un núcleo. Están recubiertos por una capa aislante y compuestos por otras dos bobinas de material conductor (primario y secundario) enrolladas sobre un núcleo cerrado de material ferromagnético, pero aisladas entre sí eléctricamente, estando conectadas únicamente mediante el flujo magnético común que se establece en el núcleo (marcado en color verde en la Figura 2.2.). El número de vueltas del hilo de cobre del devanado primario (donde se aplica la tensión de entrada) y secundario (donde se encuentra la tensión de salida) indica la relación de transformación.

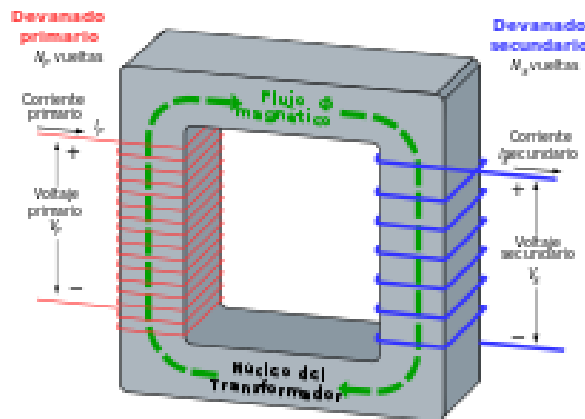


Figura 2.2. Estructura interior de un transformador. (Fuente: [6]).

2.1.3. Funcionamiento

El funcionamiento de esta máquina está basado en el fenómeno de la inducción electromagnética, descubierta por Michel **Faraday**, la cual origina una fuerza electromotriz (f.e.m.), que, en este caso, consiste en transformar la electricidad que le llega al devanado de entrada en magnetismo para volver a transformarla en electricidad, en las condiciones deseadas, en el devanado secundario. Según indica **la ley de Lenz**, al hacer pasar la corriente alterna por los bobinados, un conductor por el que pasa una corriente provoca un campo magnético a su alrededor, como la corriente varía por ser alterna, el campo magnético también. Este flujo magnético se conecta a un devanado secundario con ayuda de un núcleo, fabricado de un material ferromagnético, que mantiene todo el flujo magnético en su interior. Este campo magnético variable induce una f.e.m. en el devanado secundario.

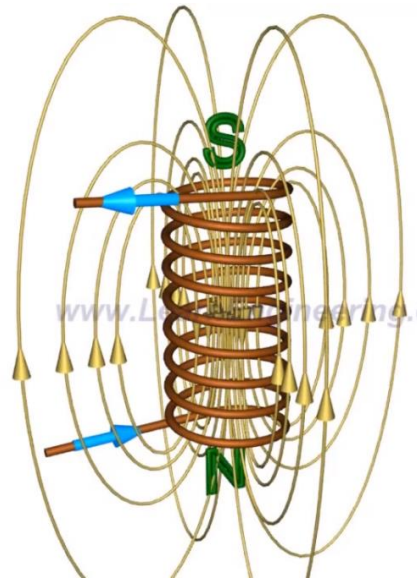


Figura 2.3. Imagen del paso de la corriente alterna a través del bobinado, variando el campo magnético (Fuente: [7]).

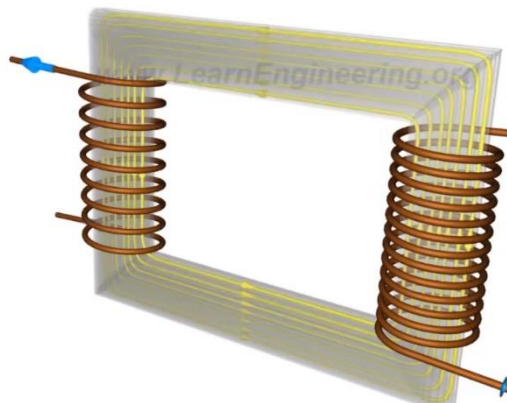


Figura 2.4. Imagen del Incremento de la tensión mediante el aumento del número de vueltas del devanado secundario (Fuente: [8]).

Cada vuelta se considera una espira individual conectada en serie con la siguiente, de manera que la f.e.m. total es la suma de cada una de ellas; además como por los dos devanados pasa el mismo flujo, la f.e.m. es la misma. La f.e.m. del primario es el voltaje aplicado (V_p) y la del secundario la tensión de salida (V_s), pudiendo bajar el voltaje dando menos vueltas al secundario que al primario y subirlo haciéndolo a la inversa, ya que como indica el principio de conservación de la energía, ésta ni se crea ni se destruye, sino que se transforma, obteniendo de manera sencilla las tensiones de entradas y salidas, las cuales pueden calcularse sabiendo el número de espiras, mediante la relación de transformación (ec. 2.1), siendo la tensión de cada bobina equivalente a la f.e.m. cambiada de signo, pudiendo sustituir ésta por tensiones.

$$\text{Relación de transformación: } m = \frac{N_p}{N_s} \quad (\text{ec. 2.1})$$

$$\text{Relación de tensiones: } \frac{V_p}{V_s} = \frac{N_p}{N_s} \quad (\text{ec. 2.2})$$

$$V_s * I_s = V_p * I_p \quad (\text{ec. 2.3})$$

Donde:

N_p y N_s son nº de espiras del devanado primario y secundario, respectivamente.

V_p y V_s son las tensiones de entrada y salida

I_p e I_s son las intensidades de entrada y salida

2.1.4. Tipos de transformadores

Los fabricantes de estas máquinas eléctricas clasifican los transformadores en tres grupos principales en función de las aplicaciones a las que van destinadas, teniendo como resultado tres tipos de transformadores: de **potencia**, **distribución** y **medida** [9].

2.1.4.1. Transformadores de Potencia

Están alimentados por una tensión y frecuencia fijas y son destinados a la transformación de potencias. Son: Transformadores de comunicación, utilizados para trabajar con tensiones y frecuencias variadas; Transformadores de medida, facilitan la conexión adecuada de los aparatos de medida o de protección. Esta clasificación acoge grandes transformadores de tensiones muy elevadas, del rango de más de 800kV [10].

2.1.4.1.1. Transformadores elevadores de generación

Estos transformadores toman la tensión desde el nivel de voltaje del generador y lo aumentan hasta el nivel de voltaje de transmisión, cuyo sistema puede alcanzar niveles de más de 800kV. Este transformador proporciona potencia activa y reactiva al sistema, además de absorber la potencia reactiva en exceso de la red. Normalmente, estos transformadores están conectados en estrella, pero pueden tener sus devanados de baja tensión conectados en triangulo entre otras razones para mantener la impedancia de secuencia cero del transformador en valores razonablemente bajos y para grandes transformadores que poseen una corriente

elevada en el devanado de baja tensión, esta conexión en triángulo la disminuye para poder ser utilizada en industrias.

2.1.4.1.2. Transformadores reductores

Estos transformadores reducen la tensión de transmisión hasta un voltaje de distribución apropiado, de manera que su potencia nominal varía hasta la potencia nominal de la línea de transmisión.

2.1.4.1.3. Transformadores de interconexión de sistemas

Estos transformadores conectan los sistemas de transmisión a diferentes tensiones para que tanto la potencia activa como la reactiva puedan intercambiarse entre los sistemas. Existen dos tipos de transformadores de interconexión de sistemas: Transformadores de cambio de fase (insertan voltaje con un ángulo de fase arbitrario en el sistema de potencia) y transformadores de ATCC (Alta tensión Corriente Continua).

2.1.4.1.4. Transformadores industriales

Esta tipología de transformadores de potencia se divide en transformadores de horno y convertidores. Los primeros se utilizan en industrias de fundición de acero y metalúrgicas debido a su elevada corriente secundaria, que toma valores de corriente de electrodos superiores a 90kA para el acero y superiores a 160kA para aleaciones de hierro. Los transformadores convertidores a diferencia de los anteriores poseen corrientes con armónicos de mayor medida. Los transformadores convertidores se utilizan como accionamiento de velocidad variable (VSD), electrólisis de aluminio, electrólisis química, etc.

2.1.4.1.5. Transformadores de tracción

Estos transformadores de tracción pueden agruparse en los que utilizan corriente alterna (transformadores estacionarios) y los que utilizan corriente continua (transformadores para locomotoras).

Los transformadores estacionarios o de línea se utilizan sobre todo en la electrólisis del aluminio, para lo cual se utilizan principalmente tres tipos de sistemas: Sistema de alimentación de una única fase con conductor de retorno; Sistema de alimentación de una única fase con un transformador elevador; y un sistema de alimentación de dos fases con auto-transformador.

Los transformadores para locomotoras deben ser ligeros y del menor tamaño posible, para lo cual se utiliza menos material, lo que hace que se incrementen las pérdidas y la temperatura. Para contrarrestar el aumento de temperaturas se utilizan aislamientos capaces de disminuir esas temperaturas, como el cristal de poliéster, la

fibra de aramida o la poliamida junto con varios líquidos aislantes para altas temperaturas.

2.1.4.2. Transformadores de Distribución

Estos transformadores se encuentran en subestaciones y en instalaciones de grandes consumidores industriales de energía eléctrica, transformando y distribuyendo la energía de alta tensión en una tensión más reducida para así poder utilizarla.

2.1.4.2.1. Transformadores de distribución de alta tensión

Los grandes transformadores de distribución pueden clasificarse según dos estándares: El estándar IEC y el ANSI / IEEE. Los rangos sobre los que se encuentran estas máquinas eléctricas para el estándar IEC son para potencias aparentes de más de 5 MVA y más de 72,5 kV de tensión primaria. Los fluidos aislantes y refrigerantes disponibles para estos transformadores son el aceite mineral, dimetil silicona, ésteres e hidrocarburos sintéticos.

En estos transformadores el núcleo está constituido por láminas de acero de grano orientado y los devanados están formados por alambres rectangulares de materiales conductores como el cobre o el aluminio, envueltos en papel aislante y dispuestos en múltiples capas o devanados helicoidales. Además, el tanque del transformador puede ser de paredes corrugadas o contener radiadores, los cuales son los más utilizados.

Los tanques típicamente tienen radiadores; Sin embargo, los tamaños más pequeños podrían tener paredes de tanque corrugado.



*Figura 2.5. Transformador con tanque corrugado (izquierda) y el transformador con radiador (derecha).
(Fuente: [11] y [12]).*

Para el estándar ANSI / IEEE la potencia aparente oscila entre 112,5kVA y 20MVA, la tensión primaria es de más de 69kV y la secundaria superior a 34,5kV. Los líquidos aislantes y refrigeradores utilizados son los mismos que en el caso anterior, así como tres fases. Estos transformadores se utilizan en subestaciones y unidades de subestaciones. El núcleo está hecho de láminas de acero al silicio de grano orientado y las bobinas están hechas de aluminio o cobre en devanados de alto y bajo voltaje. En este caso, el tanque está equipado únicamente con radiadores. Los fabricantes de transformadores suministran estas máquinas eléctricas para subestaciones con casquillos fijados sobre la tapa (para conectarlas a líneas de servicios generales) y montados sobre la pared del primario, secundario o a ambos lados de los transformadores y cerca del cuadro de distribución asociado [10].

2.1.4.2.2. Transformadores de distribución de media tensión

Para transformadores de distribución de media tensión pueden dividirse según los dos mismos estándares anteriormente indicados. Para el estándar IEC, los transformadores de media tensión tienen una potencia aparente de 400 a 5MVA y una tensión primaria superior a 36kV. Los fluidos aislantes y refrigerantes para estas máquinas eléctricas son el aceite mineral, dimetil silicona, ésteres e hidrocarburos sintéticos. Estos transformadores se utilizan para reducir la tensión para distribuir la energía eléctrica a pequeños consumidores, como áreas metropolitanas o aplicaciones industriales. Estos transformadores contienen tres fases y están herméticamente sellados, lo cual aumenta la eficacia de este líquido aislante y refrigerante, ya que hace que el aceite no entre en contacto con partículas del aire y absorba la humedad del ambiente. Los tanques de refrigeración son de tipo corrugados y flexibles, por lo que permite una excelente refrigeración y soporta los cambios de volumen que experimenta el aceite refrigerante y aislante del transformador debido a los cambios de temperatura.

El estándar ANSI / IEEE recoge los transformadores utilizados en la red de potencia aparente 300kVA a 2,5MVA y de más de 34,5kV de tensión primaria y más de 600V para la secundaria. Los fluidos aislantes y refrigerantes utilizados en estos transformadores son el aceite mineral, dimetil silicona, ésteres e hidrocarburos sintéticos. Los transformadores de red se suelen utilizar en sistemas secundarios de generación de energía eléctrica de grandes cargas, por ejemplo, para grandes ciudades.

2.1.4.2.3. Transformadores de distribución pequeños

Este tipo de transformadores se utilizan para disminuir la alta tensión trifásica a baja tensión para la distribución de energía en áreas de pequeña densidad de población. Estos transformadores tienen tres fases sumergidas en aceite y sellados herméticamente. El estándar IEC clasifica estos transformadores en más de 315kVA y más de 36kV de tensión primaria; además, pueden estar sumergidos en aceite mineral

(como se ha mencionado anteriormente), dimetil silicona, ésteres e hidrocarburos sintéticos.

2.1.4.2.4. Transformadores de distribución secos

Los transformadores secos minimizan el peligro de incendio y la contaminación medioambiental y daños a personas que producen estas máquinas, por lo que se utilizan en grandes oficinas, hospitales, fábricas de gas y aceite y otros lugares con alto riesgo de incendio. Los fabricantes de transformadores suelen proporcionar este tipo de transformadores de rangos superiores a 52kV de tensión primaria, el cual está dentro de los valores establecidos por los estándares de IEC, CENELEC y ANSI / IEEE.

Los transformadores más utilizados son de resina fundida al vacío, los cuales tienen los devanados de alta tensión moldeados en epoxi y al vacío. La normativa ANSI / IEEE los clasifica en rangos de 50kVA-30MVA de potencia y de más de 52kV de tensión primaria. Además, son de clasificación climática C2 (IEC 60076-11) y poseen un aislamiento que les permite soportar hasta temperaturas máximas de 220°C.

2.1.4.2.5. Otros tipos de transformadores de distribución

Existen otros cuatro tipos de transformador de distribución: De accionamiento con velocidad variable (VSD), para aerogeneradores, para aplicaciones marinas, “auto protegidos” y subterráneos.

2.1.4.2.5.1. Transformadores de distribución VSD

Los transformadores de accionamiento para motores o de accionamiento con velocidad variable (VSD) se diseñan individualmente y se fabrican de acuerdo a los requerimientos del sistema. Se alimenta de redes de media tensión de 5kV a más de 36kV, transformándola a valores que oscilan entre los 400kV y más de 4kV. Estos transformadores proporcionan la tensión y el aislamiento eléctrico necesario para aquellas aplicaciones donde intervengan motores.



*Figura 2.6. Detalle de un Transformador de distribución tipo VSD del fabricante ABB.
(Fuente: [13]).*

2.1.4.2.5.2. Transformadores de distribución para aerogeneradores

Estos transformadores diseñados especialmente para aerogeneradores, poseen pocas pérdidas y son de pequeña dimensión en sentido transversal para facilitar su transporte. Pueden ser transformadores secos (de 1000kVA a más de 2100kVA y más de 36kV de tensión primaria, de clase C2 designada por la IEC 60076-11) o bañados/aislados en aceite (de más de 4000kVA y con tensiones primarias superiores a 36kV, sumergidos en dimetil silicona y ésteres, herméticamente sellados).

2.1.4.2.5.3. Transformadores de distribución para aplicaciones marinas

Estos transformadores de distribución aislados en aceite están sometidos a elevadas presiones en los fondos marinos, por lo que se requieren bombas secundarias para el aceite alimentadas mediante motores eléctricos de alta tensión (se utiliza AT para reducir el peso de los cables). De no ser por estas bombas, disminuiría la vida de producción del aceite con la profundidad a la que se encuentra el transformador, pudiendo llegar a soportar hasta una profundidad máxima de 2000m, con una tensión primaria de más de 72,5kV y de 1-12kV de tensión secundaria. Están aislados o sumergidos en aceite mineral.

2.1.4.2.5.4. Transformadores de distribución “auto protegidos”

Se dice que estos transformadores son de tipo “auto protegidos” debido a su elevado nivel de protección que les otorga tener fusibles de AT en las tres fases y un interruptor trifásico, así como un equipo de monitorización para el nivel de aceite y la presión de aceite dentro del tanque. Los rangos entre los que oscilan estos transformadores son de más de 630kVA y una tensión de más de 20kV. Pueden estar sumergidos en aceite mineral, ésteres e hidrocarburos sintéticos.

2.1.4.2.5.5. Transformadores de distribución subterráneos

Los transformadores comerciales subterráneos o UCT están diseñados con un sistema de alimentación en bucle equipado con fusibles limitadores de corriente y seccionadores. Los rangos entre los que oscila, establecidos por el estándar ANSI / IEEE, son de 75-1000kVA de potencia y de más de 30kV de tensión. Pueden estar aislados en aceite mineral, ésteres e hidrocarburos sintéticos.

Está diseñada para alimentación de bucle, aplicación frontal muerta y está equipada con fusible de bayoneta o protección de fusible limitadora de corriente de secadero interconectada con un interruptor giratorio de ruptura de carga de aceite LBOR. Hay seis pozos de bujes universales de alto voltaje soldados para conexión de alimentación de bucle.

2.1.4.3. Transformadores de Medida

Esta tipología de transformadores convierte las intensidades y tensiones de las líneas de alta tensión a valores inferiores de manera que se puedan medir mediante contadores y protecciones. Estos transformadores de intensidad, tensión y

combinados se encuentran aislados en aceite mineral o gas para valores de hasta 800 kV [14].

2.1.4.3.1. Transformadores de intensidad

Son transformadores muy precisos cuyo fin es el de reducir la intensidad hasta valores proporcionales a la intensidad primaria original. Debido a su alta precisión, se suele instalar en puntos de medida, así como en subestaciones de alta tensión y corriente continua (HVDC), donde se instalan estos transformadores de intensidad en los filtros de corriente continua y alterna. Estos transformadores pueden llegar hasta los 800kV en el caso de los aislados en aceite mineral.



Figura 2.7. Transformador de intensidad. (Fuente: [14]).

2.1.4.3.2. Transformadores de tensión inductivos

Estos transformadores reducen las tensiones a valores proporcionales a los primarios originales para poder medirlos con facilidad. Se utilizan en puntos de medida, en descargas de líneas de alta tensión y bancos de condensadores, así como para la monitorización mediante la medición de armónicos. Para esta gama de transformadores, pueden utilizarse hasta para una tensión máxima de servicio de 550kV en el caso de los aislados en aceite mineral.

2.1.4.3.3. Transformadores combinados

Estos transformadores combinan los dos anteriores, ya que contienen un transformador de intensidad y de tensión inductiva en su interior, lo que le permite reducir tensiones e intensidades hasta valores proporcionales a los primarios originales, tanto para la tensión como para la intensidad. Estos transformadores pueden llegar a utilizarse hasta para 245kV de tensión máxima de servicio y se utilizan en lugares que requieren aparatos independientes con el mínimo espacio y coste posible, como es el caso de obras de construcción.



Figura 2.8. Transformadores combinados. (Fuente: [14]).

2.1.4.3.4. Transformadores de tensión capacitivos

Estos transformadores reducen los valores de tensión capacitiva hasta valores proporcionales a las primarias originales. Estos transformadores pueden utilizarse para valores de hasta 800kV en tensión de servicio y se utilizan en puntos de medida, para transmitir señales de alta frecuencia a través de las líneas y como aporte en la reducción de los picos de tensión en la línea.

2.1.4.3.5. Transformadores de tensión para servicios auxiliares

Estos transformadores auxiliares suministran energía en baja tensión de una línea de alta tensión, combinando los beneficios de un transformador de potencia y de distribución. Estos transformadores, en el caso de los aislados en aceite, pueden utilizarse para valores de hasta 3kV y 333kVA en servicio y se pueden utilizar como alimentación temporal, de servicios auxiliares en subestaciones o de sistemas de telecomunicaciones, así como para la electrificación rural de poblados aislados.

2.1.4.3.6. Transformadores de corriente ópticos

Estos transformadores utilizan un sistema de medición avanzado basado en la óptica, realizando la medición de forma digital como marca la norma IEC 61850-9-2 LE "Bus de Proceso". Esta peculiaridad hace que sea una alternativa a los transformadores de corriente convencionales. Estos transformadores pueden realizar mediciones de corrientes en corriente continua y alterna con una precisión de clase 0.2 de la IEC 60044-8. Otra de las ventajas de este sistema es que no requiere mantenimiento, ya que tiene una vida útil prolongada. Además, el aislamiento utilizado es sólido, evitando el uso del aceite mineral o el gas SF₆ y respetando el medioambiente.



Figura 2.9. Transformador óptico. (Fuente: [14]).

2.1.4.4. Otras clasificaciones

Los transformadores pueden también clasificarse en monofásicos o trifásicos, de interior o intemperie y en función del sistema de refrigeración utilizado.

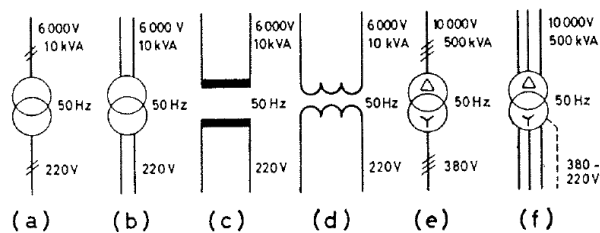


Figura 2.10. Imagen de los esquemas utilizados en función de la tensión utilizada. Son: a), b), c), d) para Transformadores Monofásicos y e), f) para Transformadores Trifásicos (Fuente: [3]).

2.1.4.4.1. Transformadores Monofásicos

Son transformadores de 10 kVA, 50 Hz, 6000/220 V. En la clasificación de los transformadores monofásicos se encuentran los siguientes tipos:

- De columnas
- Acorazado



Figura 2.11. Tipos de Transformadores Monofásicos: De columnas y acorazado (Fuente: [15]).

2.1.4.4.2. Transformadores Trifásicos

Son transformadores de 500 kVA, 50 Hz, 10 000/380 V, con conexiones triángulo y estrella. Se suelen utilizar en columnas, como muestra la siguiente imagen.



Figura 2.12. Transformador Trifásico en columna (Fuente: [15]).

A su vez existen distintas variantes de trifásicos y monofásicos, como son los bancos de transformadores monofásicos en un transformador trifásico, los trifásicos-dodecafásicos o trifásicos-monofásicos entre otros.

2.1.4.4.3. Transformadores de interior o de intemperie

Se clasifican según el medio para el que estén preparados, ya sea para mantenerlos en el interior de un habitáculo o en la intemperie, expuesto a distintos factores ambientales como la lluvia, hielo, etc.

2.1.4.4.4. Clasificación según sistema de refrigeración utilizado

Existen cuatro tipos de refrigeración para estas máquinas eléctricas: natural o forzada, bañados en aceite y secos. La simbología definida por la IEC (Comisión Electrotécnica Internacional) establece: que las dos primeras letras designan el tipo de refrigerante que está en contacto con los arrollamientos y el tipo de circulación de este, mientras que las otras dos se refieren al refrigerante en contacto con el sistema de refrigeración exterior y el tipo de circulación utilizada:

NATURALEZA DEL REFRIGERANTE	SÍMBOLO	NATURALEZA DE CIRCULACIÓN	SÍMBOLO
Aceite mineral	O	Natural	N
Pyraleno	L	Forzada	F
Gas	G		
Agua	W		
Aire	A		
Aislante sólido	S		

Tabla 2.1. Símbolos empleados para señalar la naturaleza del refrigerante y su modo de circulación. (Fuente: [16]).

2.1.4.4.1. Transformadores de refrigeración natural o forzada

La disipación del calor en un transformador se realiza de tres formas:

- Convección natural o forzada transmisión de calor a nivel molecular al entrar en contacto con una sustancia de alta conductividad térmica, como el aceite.
- Conducción, transmisión del calor a través de superficie sólida.
- Radiación, transmisión del calor mediante la emisión o absorción de ondas electromagnéticas que se desplazan a la velocidad de la luz. En el caso de los transformadores, la disipación de calor a través del tanque y los tubos radiadores hacia la atmósfera es por radiación.

Cuanto mayor es la potencia del transformador, mayores serán las necesidades de refrigeración. En consecuencia, la forma de la cuba de los transformadores varía, siendo lisa en el caso de transformadores de pequeña potencia (de 30kVA), ovalada en potencias medias o tubulares en potencias elevadas (3000 kVA).

Los transformadores como se ha indicado anteriormente se clasifican en función del tipo de refrigerante utilizado. En los de refrigeración natural, el calor absorbido, ya sea por el aceite en el caso de los transformadores bañados en aceite o por los componentes del transformador en el caso de los secos, el calor generado en el transformador es disipado en el aire que circula alrededor del radiador por convección natural; Mientras que, en la refrigeración forzada, se dispone de un ventilador para acelerar el proceso de refrigeración por convección forzada [17].

2.1.4.4.2. Transformadores bañados/aislados en aceite o encapsulados al vacío

A diferencia de los anteriores, éstos se clasifican en función del elemento refrigerante utilizado. La mayoría de los transformadores en operación en la actualidad utilizan como sistema de refrigeración el baño o aislamiento en aceite [3].

Este trabajo fin de grado se centra en los transformadores bañados o aislados en aceite, que son los más utilizados, los cuales se diferenciarán a continuación con respecto a los secos encapsulados al vacío o secos.

Los transformadores bañados en aceite son los más empleados especialmente para potencias elevadas. Estos transformadores usan el aceite como aislante y refrigerante. El aceite es considerado uno de los mejores medios de refrigeración para los transformadores, ya que posee buenas propiedades dieléctricas, superiores a las del aire, actuando como aislante eléctrico y refrigerante, protegiendo el mecanismo contra la humedad, el calor y el aire.



Figura 2.13. Ejemplo de un transformador bañado/aislado en aceite (Fuente: [18]).

Los componentes principales de este tipo de transformadores de aceite son los siguientes [19]:

Núcleo: El núcleo para todos los transformadores tiene las mismas características, lo que varía es su distribución configuración dependiendo del tipo de transformador. En este caso, para transformadores bañados en aceite la configuración del núcleo es la siguiente:

- Enrollado o acorazado de 3 piernas con forma ortogonal, con posterior tratamiento térmico para reforzarlo y restablecer las propiedades magnéticas del mismo. De esta manera se evitan las pérdidas en vacío y una disminución notable del nivel de ruido.
- En columna o apilado. Suelen ser de 3 piernas que, dependiendo del tipo de transformador, pueden ser de corte a 45° tipo "Mitre" (los radiadores se distribuyen sobre un eje perpendicular al plano del suelo) o entre hierros

distribuido tipo “Step Lap” (como aparece en la Figura 2.13, donde los radiadores se distribuyen de manera paralela al eje del suelo, al contrario que los de tipo Mitre).

Devanados: Las bobinas de los transformadores están construidas con materiales conductores ya sean cobre o aluminio devanados.

Los conductores de cobre de sección redonda, con recubrimientos de resina aislante de polivinilo formal modificada o en sección rectangular, con recubrimiento en 4 capas de papel. Estos aislamientos son compatibles al líquido aislante, con resistencia térmica de 180°C y 105°C respectivamente.

Los conductores de aluminio cuyas dimensiones y forma le proveen al devanado área para la adecuada capacidad, y un excelente desempeño en condiciones extremas de corto circuito.

Papel dieléctrico: Los elementos aislantes de las bobinas son el papel, del cual hay varios tipos como son el tipo **Kraft**; papel **Crepé** para aislar las puntas de la bobina, ya sea en su camino a las boquillas o al cambiador de tomas; también pueden utilizarse papeles tipo **DDP** (Diamond Dotted Paper), cartón prensado **PSP** (Presspaper) [20]. Estos tipos de papeles aislantes se explicarán más adelante.

Además de estos elementos aislantes, se utiliza otro compatible como son los aceites dieléctricos, ya sean vegetales o sintéticos, sin que produzcan contaminación alguna o alteración de las propiedades del transformador.

Elaborado mediante la unión de láminas de acero y refuerzos interiores o exteriores para soportar presiones superiores a la presión máxima de operación, así como una hermeticidad total incluso con radiadores soldados al tanque.

Tanque: Elaborado mediante la unión de láminas de acero y refuerzos interiores o exteriores para soportar presiones superiores a la presión máxima de operación, así como una hermeticidad total incluso con radiadores soldados al tanque.

Líquido dieléctrico: Este tipo de transformadores posee un líquido dieléctrico para el aislamiento eléctrico y refrigeración del mismo, al transmitir el calor de los devanados a las paredes y otras áreas del transformador, aumentando así su rendimiento eléctrico.

Aunque en la mayoría de los transformadores se utilice el aceite mineral procedente de hidrocarburos (alcanos, naftenos e hidrocarburos aromáticos) obtenidos mediante la destilación fraccionada del petróleo crudo, también se utilizan líquidos dieléctricos alternativos como siliconas, ésteres sintéticos o vegetales, siendo los ésteres tanto sintéticos como vegetales más respetuosos con el medio ambiente, pudiendo utilizarse incluso aquellos procedentes de semillas comestibles [21].

La elección del aceite depende del tipo de instalación y de la necesidad específica, en caso de que se requiera asegurar garantías particulares en cuanto a impacto medioambiental o seguridad en caso de incendio [18].

Otros componentes de este tipo de transformadores serían:

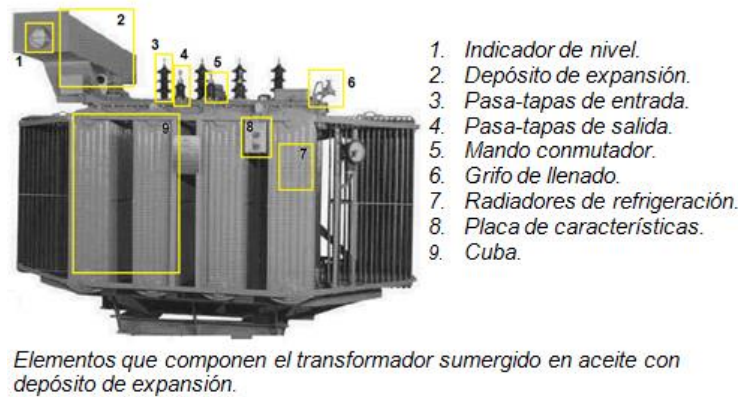


Figura 2.14. Componentes de un transformador bañado/aislado en aceite (Fuente: [21]).

- 1- Indicador del nivel de aceite: dispositivo para controlar de manera externa el nivel de aceite del transformador.
- 2- Depósito de expansión: debido a la temperatura, el aceite se expande, por lo que es necesaria una cámara de expansión para evitar desbordamientos.
- 3- Pasa-tapas de entrada: útil que conecta el devanado primario del transformador con la red eléctrica de entrada a la estación o subestación transformadora.
- 4- Pasa-tapas de salida: útil que conecta el devanado secundario del transformador con la red eléctrica de salida a la estación o subestación transformadora.
- 5- Mando conmutador: dispositivo utilizado para activar o parar el transformador.
- 6- Grifo de llenado: mecanismo para introducir líquido refrigerante, como el aceite, en la cuba del transformador.
- 7- Radiadores de refrigeración: mecanismo para disipar el calor que se pueda producir en las carcassas del transformador y evitar que el aceite se caliente en exceso.
- 8- Placa de características: placa en la que se recogen las características más importantes del transformador.
- 9- Cuba: depósito que contiene el líquido refrigerante (aceite), y en el cual se sumergen los bobinados y el núcleo metálico del transformador. La construcción de la cuba está relacionada estrechamente con el cálculo calorífico del transformador, siendo lisa en el caso de transformadores de pequeña potencia (30kVA), ovaladas en transformadores de potencias medias o tubulares en transformadores de elevada potencia (3MVA), como se ha indicado anteriormente. Para transformadores de aproximadamente 10

MVA de potencia tienen radiadores refrigeradores con enfriamiento natural incorporados en las paredes de la cuba.

Otros elementos presentes en estos transformadores son el Relé Bucholz (relé de protección que reacciona cuando ocurre una anomalía interna en el transformador), el desecador (su misión es secar el aire que entra en el transformador como consecuencia de la disminución del nivel de aceite), el termostato (mide la temperatura interna del transformador y emite alarmas en caso de que ésta no sea la normal), el regulador de tensión (permite adaptar la tensión del transformador para adaptarla a las necesidades del consumo. Esta acción solo es posible si el bobinado secundario está preparado para ello) [22].

Además, por precaución frente a posibles incendios ha de construirse un foso bajo el transformador, de acuerdo con la normativa ITC MIE RAT-014 [23]. En el apartado 4.1 de esta normativa se indica, de forma resumida, que cuando los transformadores contengan más de 50 litros de aceite mineral, se dispondrá de un foso de recogida de aceite de capacidad adecuada, con revestimiento estanco y con dispositivo cortafuegos.

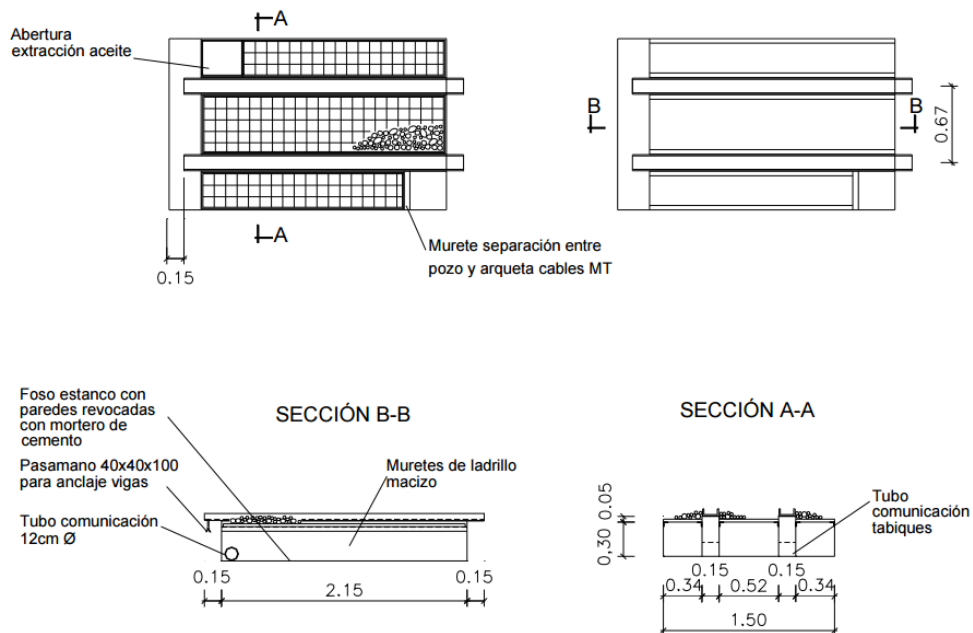


Figura 2.15. Ejemplo de diseño de la cubeta de recogida de aceite con cortafuegos y depósito para un transformador de un CT de ENDESA según la ITC-MIERAT-014 (Fuente: [24]).

El aislamiento del transformador está sometido a continuos cambios de carga provocando un aumento en la temperatura del transformador y como consecuencia el envejecimiento del aislamiento de la máquina eléctrica. Este incremento en la temperatura, hace que varíe el nivel del aceite en el depósito de expansión, saliendo y entrando aire. Aunque se utilice silicagel para aislar el depósito de la humedad, ésta entra y al alcanzar temperaturas tan elevadas, el aceite reacciona con el oxígeno del

aire que se disuelve en el líquido dieléctrico, el cual al soportar casi la totalidad del aislamiento a tierra, puede provocar la caída del 50% de la rigidez dieléctrica con tan solo 20ppm de agua por kilogramo de aceite, además, el aumento anómalo de la temperatura (temperaturas superiores a 140°C) o una heterogeneidad del aislamiento que origina descargas eléctricas, el aceite aislante se descompone originando productos que permanecen disueltos en el aceite (hidrógeno, metano, etano, etileno, acetileno, óxidos de carbono), suponiendo un peligro para la seguridad de las personas y la instalación, pudiendo llegar a producir incendios, por lo que la Comisión Electrotécnica Internacional (CEI) recomienda controlar periódicamente en su publicación 60422 3ª ed. de 2005: Aspecto; Tensión de Ruptura; Contenido en Agua; Índice de Neutralización; Pérdidas Dieléctricas (Tg δ) [2].

Los transformadores secos encapsulados al vacío son los primeros transformadores de uso comercial creados por la empresa Westinghouse Electric Company (la actual CBS Corporation) en el año 1886 [25]. Estos transformadores se utilizan en sistemas de distribución de baja tensión empleados para aplicaciones de poca potencia como iluminación o aire acondicionado, pudiendo instalarse cerca del lugar de utilización sin necesidad de realizar obra civil, ya que al no usar aceite como refrigerante sino por convección natural o forzada de aire, no se necesita realizar ningún sistema de recogida de aceite en caso de fuga. Además, al estar más cerca del lugar de consumo se optimiza el diseño de la instalación reduciendo al máximo los circuitos de baja tensión. En muchos países el uso de este tipo de transformadores es obligatorio en edificios públicos [26].

En España, se fabrican este tipo de transformadores de hasta 30MVA, cuyas aplicaciones son, entre otras, la distribución eléctrica, los parques eólicos, redes de metro, tren e incluso hospitales.

Los componentes principales de este tipo de transformadores son:

Núcleo: Tiene las mismas características que los transformadores bañados en aceite, con la diferencia de que la configuración varía en que el corte a 90° o a 45° es de tipo Mitre o Step Lap.

Bobinas: Tienen las mismas características que los anteriores, con la diferencia de que las resistencias térmicas de los aislamientos de los conductores de cobre son de 180°C para el recubrimiento de la resina aislante de polivinilo y 220°C para el recubrimiento de fibra de vidrio.

Además, los conductores de aluminio grado eléctrico se presentan ya sea en lámina desnuda o en conductor rectangular con recubrimiento aislante de fibra de vidrio, cuyas dimensiones y forma le proveen al devanado un área para la adecuada capacidad, y un excelente desempeño en condiciones extremas de corto circuito.

Estructura aislante: El aislamiento empleado en la fabricación de algunas de las bobinas es aramida meta, especialmente diseñado para soportar temperaturas superiores a los 220°C.



Figura 2.16. Transformador seco ABB (Fuente: [26]).

Para lograr una ventilación adecuada dentro del devanado se emplea una estructura conformada a partir de un conjunto de laminaciones de fibra de vidrio, lo cual da como resultado una estructura aislante con excelentes propiedades térmicas y dieléctricas.

Todos estos aislamientos, barnices y separadores están diseñados específicamente para soportar temperaturas extremas superiores a los 220°C.

Las principales ventajas y desventajas de los transformadores secos y los bañados en aceite se recogen a continuación:

	VENTAJAS	DESVENTAJAS
Transformadores bañados en aceite	✓ Menor coste unitario. En la actualidad su precio es del orden de la mitad que el de uno seco de la misma potencia y tensión. ✓ Menor nivel de ruido. ✓ Menores pérdidas de vacío. ✓ Mejor control de funcionamiento. ✓ Pueden instalarse a la intemperie. ✓ Buen funcionamiento en atmósferas contaminadas. ✓ Mayor resistencia a las sobretensiones, y a las sobrecargas prolongadas.	- X Baja temperatura de inflamación del aceite, y por tanto elevado riesgo de incendio con desprendimiento elevado de humos. El aceite tiene bajo punto de ignición (130-140°C). Por este motivo (también por razones medioambientales), debajo de cada transformador, debe disponerse un pozo o depósito colector. - X No dispone de rejillas metálicas cortafuegos, por lo que hay que realizar obra civil para construir un

		depósito con piedras cortafuegos debajo del transformador, incluso construir un techo en el centro de transformación resistente al fuego, lo cual incrementa el coste. X Debe controlarse el aceite, ya que está sujeto a un proceso de envejecimiento que incrementa la temperatura del transformador.
Transformadores secos	✓ Menor coste de instalación, ya que no requieren un foso para la evacuación del aceite. ✓ Menor riesgo de incendio, ya que los materiales empleados para su construcción son autoextinguibles pasados doce segundos tras el cese del foco de calor (como la resina epoxy, polvo de cuarzo y de alúmina), los cuales a partir de los 300°C se descomponen produciendo gases tenues no corrosivos.	X Son más caros. X Alto nivel de ruido. X Elevadas pérdidas de vacío. X Difícil control de funcionamiento. X Menor resistencia a las sobretensiones, y a las sobrecargas prolongadas.

Tabla 2.2. Tabla comparativa de transformadores con aceite y transformadores secos. (Fuente: [27]).

Una vez analizadas las principales características de ambos tipos de transformadores (secos y bañados en aceite) puede concluirse que cada uno presenta sus propias ventajas e inconvenientes, siendo uno mejor que otro en función de la aplicación que se requiera. Por tanto, el proyectista del Centro de transformación debe establecer previamente unas prioridades, y a partir de ellas efectuar la elección del tipo de transformador.

2.1.7. Transformadores bañados/aislados en aceite

El presente estudio se centra en transformadores bañados o aislados en aceite, utilizados para potencias elevadas. A continuación, sin embargo, se procederá a explicar los diferentes aislantes utilizados para realizar una comparativa. Un buen material de aislamiento debe tener cuatro propiedades principales: Elevada fuerza

dieléctrica, buenas propiedades mecánicas, larga durabilidad en servicio y fácil funcionamiento. Además de esto, el material aislante debe ser capaz de contrarrestar las elevadas temperaturas en servicio.

Los materiales aislantes utilizados son sólidos y líquidos. Los materiales sólidos principalmente utilizados son: Los materiales de celulosa, madera, porcelana y aislantes sintéticos sólidos; En los aislantes líquidos los más frecuentes son los aceites minerales, aunque también destaca el uso de dimetil silicona, éster sintético o natural e hidrocarburos sintéticos.

2.1.7.1. Aislamiento sólido

2.1.7.1.1. Clasificación

Existen varios tipos de sólidos aislantes además de los utilizados en este estudio, los cuales se eligen según su función como muestra la siguiente tabla:

Aislamientos delgados prensados	Su función es aislar las bobinas entre sí, las bobinas con el núcleo, las pantallas separadoras de las fases y como sistema de refrigeración.
Aislamientos gruesos	Debido a su gran resistencia mecánica, se utilizan para dimensionar y prensar las bobinas, además de soportar esfuerzos dinámicos.
Papel aislante	Su función es otorgar rigidez mecánica y dieléctrica a los conductores.

Tabla 2.3. Otros tipos de sólidos aislantes. (Fuente: [28]).

Además, según la IEC 60085, los materiales de aislamiento sólido pueden obtener un rango de ciertas clases térmicas, en función de la temperatura máxima que son capaces de soportar, como muestra la siguiente tabla, ordenados de menor a mayor temperatura máxima.

Clase	Clase térmica (°C)	Rango de temperaturas (°C)	
Y	90	≥90	<105
A	105	≥105	<120
E	120	≥120	<130
B	130	≥130	<155
F	155	≥155	<180
H	180	≥180	<200
N	200	≥200	<220
R	220	≥220	<250
-	250	≥250	<275

Tabla 2.4. Temperaturas admisibles según clase térmica del aislamiento. (Fuente: [29]).

2.1.7.1.1.1. Madera

En transformadores aislados o bañados en aceite, se usa madera (con normativa IEC 61061-1/2/3 laminada sobretodo como sistema de soporte.

2.1.7.1.1.2. Porcelana

Se utilizan en los bornes de los transformadores bañados en aceite e incluso en transformadores secos como soporte o espaciadores. Pertenece a la clase térmica 180 (H) ya que soporta temperaturas superiores a 180°C.

2.1.7.1.1.3. Materiales aislantes sintéticos sólidos

Estos materiales son más caros que la celulosa y se utilizan sobretodo en transformadores secos ya que soportan temperaturas elevadas de 130°C hasta 220°C (Clase C a H). Entre estos materiales sintéticos sólidos se encuentran los **esmaltes** de doble recubrimiento, cuya normativa es la IEC 60317, para realizar la función de conductor aislante en numerosas aplicaciones.

También las **resinas epoxi** que, en combinación con filtros de fibra de vidrio y cuarzo entre otros, actúan como barreras aislantes.

Otro material aislante sintético y sólido es el **poliéster**, el cual puede utilizarse además de barrera aislante y espaciador, como canal conductor (IEC 609893-3, IEC 61212-3).

El último material de esta tipología es la **fibra de aramida**, la cual se usa para la fabricación de papel (IEC 60819-3) o láminas de cartón prensado de grosores variados (IEC 60629-1). La fibra de aramida puede tener una superficie lisa o porosa (puede impregnarse de aceite hasta cierto punto). Este material, de clase térmica 220°C, se caracteriza por sus buenas propiedades térmicas.

2.1.7.1.1.4. Materiales de celulosa

Los materiales de celulosa como el papel (cuyas especificaciones están en la normativa IEC 60554-3) y el cartón prensado (especificaciones en la IEC 60641-3) se utilizan especialmente en transformadores aislados o bañados en aceite con Clase 105 (A). Este material está hecho de largas fibras de madera que proporcionan al material una larga vida en servicio y una elevada fuerza dieléctrica debido a su elevada densidad. Estos materiales celulósicos son compatibles con el aceite mineral, impregnándose en él cada cavidad del papel con facilidad en vacío y a elevadas temperaturas, aunque en el caso de que las cavidades se llenen de burbujas de aire en vez de aceite pueden causar descargas parciales que pueden desembocar, al igual que con la presencia de contaminantes, en ruptura dieléctrica, lo que disminuye la calidad de aislamiento. Esta impregnación de aceite hace que la rigidez dieléctrica aumente [10].

2.1.7.1.2. Ensayos asociados al papel dieléctrico

El sólido aislante utilizado en este trabajo es el de tipología celulósica, papel y cartón dieléctricos. El papel aislante se utiliza tanto para brindar rigidez dieléctrica como mecánica en los conductores, impregnándose de aceite el papel o cartón prensado utilizados. De esta forma se aumenta la rigidez dieléctrica al disipar el aire, para lo cual hay que tener en cuenta que la viscosidad del aceite sea baja para así asegurar una impregnación óptima. De esta manera, se consigue aislar todos los elementos de la parte activa del transformador, eligiendo el tipo de material en función del espesor de la bobina.

Antes de utilizar estos materiales como aislantes, se requiere la realización de determinados ensayos que establezcan la calidad de los mismos, algunos de los cuales se muestran en la siguiente tabla junto con su normativa correspondiente.

Ensayos	Normativa
Resistencia a la tracción (longitudinal y transversal)	ASTM D828
Elongación a la rotura (longitudinal y transversal)	EN ISO 527
pH de extracto acuoso	UNE 40-074-80
Contenido de humedad	IEC 60814

Tabla 2.5. Ensayos para ensayos que establezcan la calidad de los papeles dieléctricos. (Fuente: [28]).

2.1.7.2. Aislamiento líquido

El líquido que contiene el transformador tiene las funciones de aislar y refrigerar la máquina eléctrica. Para que una sustancia líquida pueda usarse en un transformador hay que realizar análisis Físico-Químico-Eléctricos y adicionales según normativa ASTM, los cuales se explican en la siguiente tabla:

Químicos	Eléctricos
Estabilidad a la Oxidación (ASTM D 943)	Tensión de ruptura en corriente alterna (ASTM D877)
Contenido en inhibidores para la oxidación (ASTM D4768)	Factor de pérdidas (ASTM D-924)
Contenido en azufre corrosivo o potencialmente corrosivo (ASTM D1275 B o IEC 62535 para azufre potencialmente corrosivo)	Capacidad para soportar cargas disruptivas (ASTM D-2872)
Contenido en agua (ASTM D-1533)	
Valor de neutralización (ASTM D-974)	
Adicionales	Físicos
Contenido en partículas (ASTM D-96)	Viscosidad (ASTM D-455)
Compatibilidad con otros materiales del transformador (ASTM D-3455)	Aspecto visual (ASTM D-1524)

Cromatografía de gases disueltos (ASTM D 3612-02)	Densidad relativa (ASTM D-1298)
Desmulsibilidad o capacidad del aceite para separarse del agua (ASTM D1401)	Tensión interfacial (ASTM D-971)
	Punto de inflamación o ignición (ASTM D-92)

Tabla 2.6. Ensayos Físico-Químico-Eléctricos y adicionales según normativa ASTM. (Fuente: [29]).

Como se ha comentado anteriormente, para transformadores de potencia, distribución y medida de elevadas tensiones de servicio se utilizan el aceite y el papel dieléctrico, el dimetil silicona, ésteres o hidrocarburos sintéticos como sistema de aislamiento y refrigeración.

2.1.7.2.1. Dimetil Silicona

La dimetil silicona no puede usarse bajo carga eléctrica, ya que se extingue al llegar al punto de ignición debido a la creación de una capa de óxido al alcanzar ese estado contiene bajas propiedades de refrigeración. Sus propiedades se definen en la IEC 60836, donde se encuentran el punto de ignición de 310°C, densidad de 0,96 kg/dm³ y constante dieléctrica de 2,7.

2.1.7.2.2. Éster sintético

El éster sintético posee, junto con el éster natural, la constante dieléctrica más elevada con un valor de 3,2. El resto de propiedades vienen definidas en la IEC 61099, entre las que se encuentran el punto de ignición de 275°C y densidad de 0,97 kg/dm³. El éster natural sin embargo, posee un punto de ignición más elevado de 230°C y una densidad menor de 0,91 kg/dm³, además es respetuoso con el medioambiente y seguro ante incendios.

Respecto a las propiedades del hidrocarburo sintético, están definidas en la IEC 60867 y son: Punto de ignición de 230°C, densidad de 0,83 kg/dm³ y la constante dieléctrica de 2,1.

Entre los ésteres sintéticos se encuentran cuatro tipos principales utilizados en la industria: los diésteres, flatos, trimelitatos, ésteres de poliol, polioleato piromelitato y de ácido dimero.

Los diésteres se fabrican a partir de un diácido lineal (el cual aporta un elevado índice de viscosidad) y alcohol ramificado (el cual aporta propiedades excelentes que le permiten operar a baja temperatura). Estos ésteres sintéticos son los más utilizados debido a su estabilidad frente a la oxidación y al calor, ya que comienzan a descomponerse a 200°C, entre sus usos comunes se encuentran las turbinas de aviación, motores y compresores de aire.

Los flatos se fabrican a partir de una reacción del anhídrido ftálico con alcohol. Estos ésteres sintéticos son los más baratos y entre sus aplicaciones industriales se encuentran los compresores de aire, donde pueden sustituir a los aceites minerales. Este tipo de aceite dieléctrico sin embargo posee un bajo índice de viscosidad, es decir, un bajo punto de congelación, siendo inapropiado para aplicaciones de entornos de bajas temperaturas.

Los ésteres sintéticos de tipo trimelitados o ésteres de ácidos tribásicos, se obtienen a partir de anhídrido trimelítico y alcohol. Se utiliza sobretudo en aplicaciones que requieren de un aceite resistente en entornos de condiciones extremas, ya que posee elevados puntos de inflamación, bajas volatilidades y estabilidad térmica excelente.

PROPIEDAD	DIESTERES	FLATOS	TRIMELITATOS	ÉSTERES DE POLIOL
Viscosidad a 40°C (cTs)	46	94	366	35
Viscosidad a 100°C (cTs)	8	9	22	6
Punto de inflamación (°C)	230	270	300	310

Tabla 2.7. Características del fabricante del éster sintético no envejecido.

2.1.7.2.3. Aceite mineral

El aceite mineral es el líquido más usado en los transformadores eléctricos de potencia debido a sus buenas propiedades en comparación con otros líquidos aislantes utilizados, las cuales se definen en la IEC 60296, entre las que destacan el punto de ignición de 145°C, la densidad de 0,88 kg/dm³ y la constante dieléctrica de 2,2; este aceite también destaca por poseer una capacidad térmica y una rigidez dieléctrica superior a la del aire. Por otra parte, además de poseer una buena relación calidad-precio, es compatible con los materiales de elementos que componen el transformador. Sin embargo, los principales problemas que afectan directamente a este componente imprescindible del transformador son su bajo punto de ignición y su baja biodegradabilidad lo que representa un riesgo desde el punto de vista de la seguridad contra incendios y la protección medioambiental respectivamente [10].

La aplicación del aceite dieléctrico en transformadores surgió por la necesidad de crear un transformador más eficiente que el primer transformador creado, el seco. Se elaboraron varios experimentos con transformadores inmersos en aceite mineral y, dados los buenos resultados obtenidos en eficiencia energética en comparación con los secos, se decidió investigar la elaboración de estos aceites minerales con mejores propiedades para mejorar así el rendimiento de esta máquina eléctrica. Debido a estos resultados y a las diferentes industrias existentes, cada una con aplicaciones y requerimientos en seguridad específicos, (como la protección contra incendios en

industrias de elevado riesgo de ignición) se realizaron numerosos estudios, no sólo para mejorar estas propiedades del aceite mineral, sino para explorar también otras opciones frente al aceite mineral, como son los aceites vegetales, sintéticos o siliconas [30].

Hoy en día, los fabricantes de transformadores utilizan generalmente como sistema aislante dieléctrico el aceite mineral, vegetal, (basado en el éster natural) sintético y las siliconas.

El aceite aislante mineral se obtiene a partir del refinado del petróleo crudo, y contiene bajos niveles de sulfuro, álcali, ácidos inorgánicos y libre de PCB (bifenilo polioroclorado) cumpliendo con la norma NOM J 123 para aceite no inhibido en transformadores. Esta normativa, junto con el Rtemp (líquido hidrocarburo de elevado punto de inflamación), indica que han de realizarse una serie de pruebas con el aceite del transformador que indiquen que dicho líquido cumple con la normativa UNE 21320 [31].

El **aceite natural y sintético (éster natural y sintético)** se creó en los años 80 y se consideran una nueva y mejor alternativa para industrias que requieren elevada protección contra incendios (ideal para aplicaciones en industrias que requieren alta protección contra incendios, como la industria papelera) y con menor impacto medioambiental debido a su excelente biodegradabilidad. El **aceite natural o éster natural** se obtiene mediante compuestos orgánicos sintetizados químicamente a partir de ésteres naturales (los cuales se encuentran en productos agrícolas, como las semillas); mientras que el **aceite sintético** se obtiene al sintetizar químicamente precursores orgánicos (ésteres sintéticos).

El uso de la **silicona** como aislante dieléctrico surgió como alternativa a los policlorobifenilos (PCB). Al igual que los ésteres, este aislante dieléctrico se utiliza en aquellas aplicaciones que requieren elevada seguridad contra incendios [32].

La tipología de aceites utilizados se realiza en función de la aplicación a la que la máquina eléctrica va destinada, ya sea para transformadores de potencia, distribución o medida. En la siguiente tabla suministrada por el Consejo Internacional de Grandes Redes Eléctricas del año 2010, se muestran de forma resumida los aceites utilizados en función de la aplicación, donde se le asigna el valor AU si es ampliamente utilizado, UC menos común y UN no usado con frecuencia:

Transformadores	Aceite mineral	Siliconas	Ésteres sintéticos	Ésteres naturales (aceites vegetales)
Potencia	AU	UN	UC	UC
Distribución	AU	AU	AU	AU
Medida	AU	UN	UN	UN

Tabla 2.8. Grado de Uso de líquidos aislantes. (Fuente: [34]).

2.1.7.2.3. Éster vegetal o natural

El aceite vegetal o éster natural tiene mayor seguridad contra incendio debido a su alto punto de ignición y mayor protección medioambiental que el aceite mineral. Otra de las ventajas es que tiene un prolongado ciclo vital y alta tolerancia a la humedad [33].

Como puede observarse en la tabla 2.8, el aceite mineral es el único que se utiliza de forma general para los tres tipos de transformadores, convirtiéndose así en el tipo de aceite más utilizado por los fabricantes de estas máquinas eléctricas debido a sus excelentes características físico-químicas (que hacen de este líquido un buen aislante de papel dieléctrico) y su buena relación coste-beneficio.

En el presente estudio, se han utilizado aceite mineral, aceite vegetal o éster vegetal y éster sintético.

2.1.8. Proceso de fabricación

Tal y como se ha mencionado anteriormente en este estudio, es de especial interés aislar los elementos aislantes de esta máquina eléctrica de la humedad durante su operación, e incluso antes de su puesta en marcha durante el proceso de fabricación. Los fabricantes de transformadores tienen que aislar esta máquina eléctrica de la humedad del aire durante cada etapa del proceso de fabricación, y conseguir así mayor eficiencia en su producto. A continuación, se explican los pasos del proceso de fabricación estándar de un transformador eléctrico sumergido en aceite.

El primer paso es el diseño de esta máquina eléctrica. Para ello, se realiza un estudio previo de las necesidades del cliente, como por ejemplo la corriente de entrada, la de salida (si es un transformador para bajar o subir la tensión) o la superficie de instalación disponible (hay que tener en cuenta para su diseño cuanto espacio hay disponible para esta máquina eléctrica) entre otros factores.

Cabe destacar que la construcción de esta máquina puede realizarse también en campo. Si se va a construir un transformador de grandes dimensiones y si se requiere además especial urgencia, se realiza en las instalaciones del cliente donde la empresa fabricante de transformadores construye una nave provisional donde se va a construir la máquina eléctrica, para así ahorrar costes en transporte y costes debidos a las pérdidas en producción y distribución de energía (debido al tiempo que tarda en realizarse, que suele ser unos 3 meses sin contar con el pre-estudio, cuya espera puede suponer pérdidas de hasta 200.000€/día para la empresa eléctrica). Estas instalaciones pueden ser subestaciones, se tiene especial cuidado con la humedad del ambiente, por lo que se instalan máquinas de aire acondicionado o deshumificadores entre otros para así evitar la contaminación por humedad del ambiente en los elementos aislantes del transformador.

Una vez realizado el diseño de la máquina acorde a las necesidades del cliente, se procede a su construcción. En primer lugar, se realiza el bobinado del cobre (envuelto ya en el papel aislante) con una máquina bobinadora automática, cuyo cilindro se regula en función del diseño realizado, como muestra la siguiente imagen.



Figura 2.17. Proceso de bobinado de un transformador. (Fuente: [35]).

Una vez realizado el bobinado deseado, se procede a compactar esta pieza lo máximo posible para reducir su tamaño. A continuación, se procede a impregnar de aceite el bobinado en la cuba, donde incide la humedad del ambiente de forma superficial, introduciéndolo en los núcleos del transformador, los cuales están formados por unas placas metálicas de silicio con barniz.

Una vez introducido el bobinado en la cuba llena de aceite, se procede al secado del transformador, el cual se basa en calentar la máquina eléctrica y absorber toda la humedad posible en vacío. Existen dos métodos: El “Vapour Phase” o el proceso de secado por vacío con tecnología de baja frecuencia (LFH).

El método del **vapor-fase** es un proceso de secado habitual en las fábricas de estas máquinas eléctricas, siendo un sistema de secado previo de la parte activa del transformador basado en la impregnación de queroseno en vacío de la parte activa del transformador, lo cual permite extraer de forma eficaz la humedad incrustada en esta parte, sobre todo en los aislantes sólidos celulósicos del transformador. Para ello, se realiza el secado en un horno mediante calentamiento a 100-130°C en bobinados durante 24 horas en vacío a una presión de 0,3mbar. Tras este proceso, se consigue una reducción del 0,1-0,2% de la humedad. Una vez finalizado, se requiere realizar un proceso de prensado mediante gatos hidráulicos, ya que al sacar la máquina del horno vuelve a impregnarse la humedad del ambiente.

Para transportar el transformador, primero se desmonta, luego se vacía y se introduce el aceite en tanques de aire seco, donde se mide el punto de rocío con unos indicadores del propio tanque.

El proceso del **LFH** combina el secado por vacío con el calentamiento por baja frecuencia de bobinado. Se basa en realizar el calentamiento de la parte activa del transformador mediante un equipo de tratamiento de aceite y alimentación de las bobinas de alta tensión a una frecuencia menor que 1Hz.

2.2. Análisis científico

Se ha realizado una búsqueda en tres bases de datos como se recoge en la siguiente tabla. También se indican los términos empleados en la búsqueda, así como los resultados obtenidos.

Términos de Búsqueda	Base de Datos	Resultados/Referencias
"aging dielectric oil"	Scopus	732
"aging dielectric oil"	leexlore	909
"aging dielectric oil"	sciencedirect	7.387
"Parameters Affecting the Ageing of Transformer Oil in Distribution Transformers"	leexlore	5

Tabla 2.9. Tabla de búsqueda de artículos. (Fuente: [36], [37] y [38]).

2.2.1. Artículo 1- "Moisture Solubility for Differently Conditioned Transformer Oils". Autores: Y. DUI, A. V. Mamishev, B. C. Lesieutre, M. Zahn and S. H. Kang

Este artículo trata de un estudio realizado con 4 tipos distintos de aceites (dos de ellos minerales envejecidos en subestaciones diferentes, un aceite mineral envejecido en el laboratorio y finalmente un aceite mineral nuevo) para poder hallar y comparar la solubilidad de la humedad en cada uno de ellos aprovechando la linealidad entre la humedad relativa y el contenido de humedad de cada uno, de manera que se puede hallar la solubilidad de forma indirecta. Los resultados de este trabajo, obtenidos a través de la aplicación de las normas ASTM D 1533 y ASTM D1500, mostraron que los cuatro aceites analizados presentaban un comportamiento bastante similar, excepto el aceite mineral empleado en la subestación de Ramapo (Estados Unidos), la cual había sufrido un problema de electrificación estática. La medición de la humedad relativa se realiza mediante el método de reacción Karl Fisher, donde no hace falta introducir las muestras con saturación completa, ya que la técnica utilizada consiste en aprovechar la linealidad entre la humedad relativa y el contenido de humedad del aceite, como se ha indicado con anterioridad.

La conclusión que obtiene este artículo es la corroboración de que los aceites dieléctricos tienen diferentes solubilidades en condiciones distintas y que, aunque la

solubilidad de la humedad sea un parámetro importante, no varía significativamente con el envejecimiento de los transformadores.

2.2.2. Artículo 2- “A Study of Parameters Affecting the Ageing of Transformer Oil in Distribution Transformers”. Autores: Ioannis Liapis y Michael G. Danikas

En este artículo se analizan los transformadores activos situados en una región de Atenas, donde se estudian varios parámetros que afectan a los componentes del sistema de aislamiento, principalmente el aceite, el cual está relacionado con el envejecimiento del transformador. En el caso de este artículo se analizaron transformadores de distribución de 20/0.4 kV utilizados en la red, lo cual ayuda también a encontrar puntos conflictivos de la misma. Los parámetros que se estudian son: rigidez dieléctrica (IEC 247), color del aceite (DIN 51517 – ASTM D155), humedad (IEC 814), tensión interfacial (ASTM D971 – 91) y $\tan\delta$ (IEC 247). Relacionando entre sí todos los parámetros se llega a la conclusión de que dependiendo del color del aceite los parámetros varían, si es claro tendrá una rigidez dieléctrica elevada (40kV), una humedad baja (de menos de 10ppm) y una resistividad de más de 3GΩm. Sin embargo, si es oscuro tendrá una rigidez baja (menos de 30kV), una humedad elevada (de 10 a 25 ppm) y una baja resistividad (entre 0.2 y 3 GΩm). Esto es porque el aceite se va oscureciendo con el envejecimiento.

La conclusión que se obtuvo en este artículo fue que en la mayoría de los casos la $\tan\delta$ era de un valor aceptable para que el transformador siguiera funcionando sin problemas, mientras que, para la rigidez dieléctrica, la tensión intersticial o la humedad del aceite no se obtuvieron valores adecuados. Sin embargo, los factores pueden interactuar entre sí, por lo que, puede decirse que el envejecimiento de un transformador no depende solo de un único parámetro, pero sí de las altas temperaturas, ya que éstas hacen que se acelere el envejecimiento, porque causan la oxidación del aceite. Por otra parte, indica que el envejecimiento es también debido a los cambios climáticos donde aumenta la temperatura y humedad del ambiente, lo cual hace que se creen subproductos gaseosos y lodos que afectan al sistema de aislamiento del aceite. En este artículo se propone la construcción de subestaciones adicionales y revisiones continuas de toda la red de distribución, así como el cumplimiento de las normas y especificaciones adicionales de los fabricantes para así evitar los problemas de envejecimiento de los transformadores.

2.2.3. Artículo 3- “Relationships between Methanol Marker and Mechanical Performance of Electrical Insulation Papers for Power Transformers under Accelerated Thermal Aging”. Autores: Oscar H. Arroyo, Issouf Fofana (Université du Québec à Chicoutimi), Jocelyn Jalbert (Institut de recherche d'Hydro-Québec), Mohamed Ryadi (Électricité de France, R&D)

En este estudio se realiza una investigación sobre la relación de la cantidad de metanol presente en el líquido aislante mineral (compuesto por líquidos de base de isoparafina intensamente hidrotratados) y las propiedades del papel aislante (tipo

Kraft estándar y Kraft térmicamente mejorado) que afectan directamente al rendimiento eléctrico del transformador.

Se estudia el grado de polimerización y las propiedades mecánicas del aislamiento, donde los resultados muestran que existe una relación directa entre la generación de metanol en el aceite y el estado del papel, lo cual es muy interesante, ya que a través de un método indirecto como es el análisis del aceite, puede estimarse el estado del papel y por lo tanto la esperanza de vida del transformador con la máquina en funcionamiento.

2.2.4. Artículo 4- “The Influence of Organic Acid on Thermal Aging of Power Transformer Oil-paper Insulation”. Autores: Cui Yunguang¹, Wu Guangning¹, Wang Xiaojian¹, Peng Qian², Chen Ling^{1, 2}, Gao Bo¹ (1. School of Electrical Engineering, Southwest Jiaotong University; 2. Sichuan Electrical Power Research Institute)

En este artículo se estudia la influencia de la acidez inicial del aceite sobre el envejecimiento de papel dieléctrico impregnado de este aceite ligeramente acidificado, a temperaturas de 70°C, 90°C y 110°C, añadiendo un nuevo aceite aislante: el ácido carboxílico de bajo peso molecular (fórmico y acético) y de elevado peso molecular (ácido esteárico). De esta manera se alcanza el valor de neutralización de 0,3mg KOH/g en el contenido de la muestra inicial de papel. El estudio se realiza siguiendo el siguiente procedimiento: primero se corta el papel de tipo Kraft en trozos pequeños (de dimensiones 900mmx800mm) y enrollándolos sobre una varilla de acero al silicio (cuyas medidas son 4mm de diámetro y 8mm de longitud), y enlazándolo por último con cables de cobre para así simular un núcleo de un transformador real. Después se humedece este rollo de papel en agua a 25°C durante 30 minutos para asegurar una distribución homogénea de la humedad para secarla en un horno de vacío a 60°C y 50Pa, alcanzando una humedad de 0,5% y 2,75%. Una vez preparada la muestra del aislante sólido, se añaden ácido fórmico, acético y esteárico a la ampolla de aceite hasta alcanzar un valor de neutralización de 0,3mg de KOH/g a una temperatura de 25°C, introduciendo la mezcla en la cámara de vacío 25°C Y 50Pa durante 48 horas para que se disuelva bien el ácido en el aceite.

A continuación, se introducen los papeles enrollados de diferentes humedades en un frasco cerrado de 250ml junto con un aceite aislante nuevo dejando un espacio de 25ml para introducir el nitrógeno. Esta mezcla se sumerge en aceite a 25°C Y 50Pa durante 24 horas. Después, se introducen las muestras en una incubadora a 70°C, 90°C y 110°C, donde se van tomando muestras del valor de neutralización del aceite (de acuerdo con la normativa GB/T 7304-2000) hasta que el ácido alcance el equilibrio químico, midiendo también contenido de humedad y la viscosidad (normativa IEC60450-2007) del aceite.

Finalmente, se introducen las muestras en un horno a 70°C, 90°C y 110°C para someterlas al envejecimiento térmico mientras se toman varias medidas del grado de

polimerización calculado mediante ecuaciones empíricas, tomando el valor de la media de las tres mediciones realizadas.

Como muestran los resultados de este artículo, el ácido fórmico y acético son absorbidos con facilidad por el papel, mientras que el esteárico se disuelve en el aceite en las tres temperaturas de forma similar, por lo que se deduce que las temperaturas no influyen significativamente en el contenido inicial de humedad del papel impregnado en aceite. Sin embargo, se observa que el ácido junto con la humedad sí acelera el proceso de envejecimiento del papel.

2.2.5. Artículo 5- “Relationship between Carbon Oxides in Oil and Thermal Aging Degree of Oil-paper Insulation”. Autores: Qiang Fu, Mengjun Wang, Tiansheng Chen (Department of Chemistry and Energy Storage, Electric Power Research Institute of Guangdong Power Grid), Xudong Li, Jian Li, Jing Zhang (State Key Laboratory of Power Transmission Equipment & System and New Technology School of Electrical Engineering, Chongqing University)

Se realiza un estudio de envejecimiento térmico acelerado con un aceite mineral convencional y papel Kraft ordinario de 0,13mm de espesor a 130°C atendiendo a los parámetros del grado de polimerización del papel dieléctrico y el contenido en los óxidos de carbono CO, CO₂, CO+CO₂ y CO₂/CO.

Antes de realizar el estudio, se introduce el papel aislante en un horno a 90°C durante dos días para descontaminar las muestras, realizando la misma operación para el aceite, esta vez a 100°C también durante dos días. A continuación se impregnan los papeles aislantes con aceite y se introducen en el horno de secado al vacío a 100°C durante un día. Después, se introduce en un recipiente de acero inoxidable sellado, añadiendo algunas franjas de cobre para simular el entorno real de los transformadores, utilizando una caja de guantes llena de nitrógeno seco para colocar todo en un recipiente de acero inoxidable, el cual se introduce en un horno a 130°C para comenzar el proceso de envejecimiento térmico acelerado.

Según los resultados, el grado de polimerización del papel aislante va disminuyendo en función del envejecimiento alcanzado, siendo rápido al comienzo del proceso de envejecimiento y más lento a medida que transcurre el tiempo. Por lo cual, los tiempos de envejecimiento se realizaron de 2, 4, 7, 10, 22, 35, 60 y 90 días respectivamente.

Los ensayos realizados para el grado de polimerización se realizan de acuerdo a la normativa, tomando 5 muestras para cada etapa de envejecimiento. Así mismo, también se analiza el contenido en gases disueltos en el aceite, cogiendo, en este caso, 3 muestras para cada etapa de envejecimiento.

Según los resultados obtenidos, existe una correlación lineal entre el contenido de óxidos de carbono únicamente para el CO₂ y CO₂/CO con el grado de polimerización, haciendo de éste un buen indicador del deterioro térmico del papel

aislante utilizado. Además, el contenido en gases también varía, aumentando con el envejecimiento térmico el H_2 , C_2H_4 , C_2H_6 , CO y CO_2 y disminuyendo el contenido de CH_4 .

2.2.6. Artículo 6- “Effect Of Thermal Aging On The Dielectric Properties Of Mixture Between Mineral Oil and Natural Ester”. Autores: Suwarno y Jusua Marbun (School of Electrical Engineering and Informatics Institut Teknologi Bandung, Indonesia)

En este artículo se realiza también un estudio sobre el envejecimiento de un transformador de potencia, ya que, según se indica, la vida útil de estos transformadores depende en gran medida del envejecimiento térmico de los aislantes líquidos (aceites aislantes) y sólidos (papeles dieléctricos) utilizados. Por ello, se someten a estudio los aislantes más utilizados, que son muestras de varios aceites minerales y ésteres de diferentes composiciones y papel dieléctrico Kraft, enrollado en un alambre de cobre para simular los devanados del transformador.

Las muestras de aceite sometidas a estudio tienen la siguiente composición:

- 100% aceite Mineral
- 75% aceite mineral, 25% éster
- 50% aceite mineral, 50% éster
- 25% aceite mineral, 75% éster
- 100% éster

Se procede al precalentado del papel aislante impregnado con cada muestra de aceite mediante su introducción en un horno a $120^\circ C$. Una vez alcanzada dicha temperatura, se procede a la realización del proceso de envejecimiento estresando térmicamente la muestra a $150^\circ C$ durante 20, 40 y 60 días.

Acorde a los diferentes períodos de tiempo de envejecimiento establecidos y las diferentes composiciones de aceite aislante utilizados, se procede a la extracción de numerosas muestras para realizar ensayos de chequeo visual del color del aceite, contenido de humedad, tensión de ruptura, factor de pérdidas o factor de disipación dieléctrica ($\tan \delta$), permitividad relativa o medición de la constante dieléctrica y resistividad.

Como muestran los resultados de este artículo, el comportamiento de la tensión de ruptura es proporcional al contenido de humedad relativa, de manera que para el aceite éster de 100% de pureza, el factor de pérdidas se incrementa de forma significativa a temperaturas de $120^\circ C$ y $150^\circ C$, de manera que cuanto más contenido en éster tenga la muestra, mayor será el factor de disipación dieléctrica ($\tan \delta$) y la permitividad de la muestra. Sin embargo, el valor de resistividad disminuye acorde al proceso de envejecimiento, siendo menor cuanto mayor sea la cantidad de éster presente en la muestra. Por otra parte, los resultados muestran que la escala de color

de la muestra tiende a incrementarse con el proceso de envejecimiento, es decir, cuanto más envejecido esté el aceite, más oscura será la muestra.

2.2.7. Conclusiones

Como bien han mostrado los artículos citados anteriormente, la temperatura que alcanza la máquina eléctrica es un claro factor precursor del envejecimiento de los principales componentes de la parte activa de ésta, influyendo directamente en la durabilidad del transformador. En todos los artículos se someten a estudio minerales y ésteres (ambos en el caso del artículo 6), así como de varios tipos de papel aislante tipo Kraft estándar o térmicamente mejorado (artículo 3) enrollados sobre alambre y humedecidos en aceite para realizar una simulación con resultados fiables para poder así someter las conclusiones obtenidas en máquinas eléctricas reales.

Las conclusiones de estos artículos muestran que los factores que pueden afectar a la tasa de degradación del sistema de aislamiento de la máquina eléctrica son múltiples (temperatura, acidez inicial, humedad...). Este envejecimiento de la máquina se detecta mediante la realización de ensayos de los parámetros precursores de esta aceleración de la degradación de la parte activa del transformador, como son el contenido de humedad, la rigidez dieléctrica, el color del aceite, el factor de pérdidas o de disipación o $\tan \delta$, el grado de polimerización (buen indicador del deterioro del papel como indica el artículo 5), contenido en gases como el CH_4 , el valor de neutralización del aceite (cuanto más ácido más envejecido está, artículo 4), viscosidad del aceite, etc. Realizando algunas de esas mediciones incluso con la máquina en funcionamiento (como se indica en el artículo 3).

Así mismo, se estudia también el comportamiento de cada tipo de aceite cuando es sometido a este estrés térmico o ácido, como muestra el artículo 6, donde se indica que cuanto más contenido en éster tenga el líquido aislante mayor será su resistividad, la cual disminuye con el proceso de envejecimiento.

En el presente trabajo, se realiza un estudio teniendo en cuenta investigaciones anteriores como las que se indican en los artículos mencionados, con la diferencia de que se someten a estudio un aceite mineral, un aceite vegetal y un éster sintético, y por parte de los aislantes sólidos papel dieléctrico tipo Kraft, Crepe y Pressphan (tipo DPP y PSP). Además, las muestras se introducen en un recipiente cerrado al vacío por lo que se determina únicamente el efecto de la temperatura en la degradación de distintos sistemas de aislamiento basados en aceites y papeles de muy diferente naturaleza. Líneas de investigación posteriores deberán evaluar el efecto que sobre estos sistemas de aislamiento tienen variables como la presencia de oxígeno, distintos contenidos iniciales de humedad y/o acidez.... El objetivo será conocer qué condiciones pueden afectar más a la vida del transformador. Todos estos ensayos de envejecimiento se hacen en condiciones de temperatura superiores a las normales de operación del transformador con el fin de reducir los costes económicos y de tiempo ya que la vida de un transformador en condiciones normales de operación puede superar los 20 años.

3. METODOLOGÍA.

3.1. Ensayos de envejecimiento térmico acelerado

El aceite mineral como se ha indicado anteriormente es el fluido de uso más extendido como líquido dieléctrico en los transformadores eléctricos de potencia. Sin embargo, presenta como principales inconvenientes su bajo punto de ignición y su muy baja biodegradabilidad. Por esta razón se han desarrollado aceites alternativos que puedan hacer frente a los dos grandes inconvenientes del aceite mineral. La introducción de estos nuevos fluidos en los transformadores eléctricos de potencia como sustitutos del aceite mineral, requiere entre otros aspectos poder disponer de modelos de envejecimiento del sistema aislante compuesto por el conjunto papel-aceite. La disponibilidad de estos modelos permite comparar su comportamiento con el mostrado por el aceite mineral, de forma que sea posible garantizar al menos unas prestaciones técnicas similares a las demostradas por el aceite mineral en transformadores reales.

La obtención de los modelos de envejecimiento de los aceites alternativos en condiciones reales implicaría un elevado coste no sólo económico, sino también de tiempo, ya que el proceso de envejecimiento sufrido por aceite y papel en transformadores reales es lento (superior a 20 años). Con el objetivo de reducir el tiempo necesario para obtener información altamente valiosa sobre el comportamiento de estos aceites es necesario llevar a cabo en el laboratorio ensayos de envejecimiento acelerado. Estos ensayos permiten obtener una importante información sobre el diferente comportamiento que podrían presentar los sistemas aislantes, en tan solo unos meses. Por esta razón, en este trabajo se han realizado en el laboratorio ensayos de envejecimiento térmico acelerado a dos temperaturas diferentes. Las temperaturas con las que se ha trabajado en el laboratorio son bastante superiores a las normales de operación (65-85°C) en un transformador, por lo que se consigue que el tiempo de los ensayos se reduzca considerablemente con respecto a la vida útil de un transformador real.

El fin último de realizar ensayos de envejecimiento térmico acelerado en el laboratorio es comprobar si la estabilidad de los sistemas aislantes, basados en nuevos aceites biodegradables, es comparable a la obtenida con el aceite mineral. La estabilidad del sistema aislante puede medirse a través de por ejemplo la acidez o el factor de disipación en el caso del aceite, o la medida de grado de polimerización (DP) o índice de tracción en el caso del papel.

A continuación, se describen las características de los componentes de los sistemas aislantes envejecidos y posteriormente la metodología y equipos empleados.

En este estudio se han utilizado un aceite mineral, un éster natural y un éster sintético, todos ellos son aceites comerciales cuyas características fisicoquímicas son:

PROPIEDADES	UNIDADES SI	NORMATIVA	VALOR ESTÁNDAR
Viscosidad (40°C)	mm ² /s	ASTM D341	730
Viscosidad (100°C)	mm ² /s	ASTM D341	8,64
Densidad (0°C)	g/cm ³	ISO 3675	0,9266
Densidad (10°C)	g/cm ³	ISO 3675	0,9197
Densidad (30°C)	g/cm ³	ISO 3675	0,9059
Densidad (50°C)	g/cm ³	ISO 3675	0,8934
Calor específico (40°C)	J/kgK	ASTM D2766	2,018
Calor específico (60°C)	J/kgK	ASTM D2766	2,075
Calor específico (80°C)	J/kgK	ASTM D2766	2,135
Conductividad térmica (25°C)	W/Km	ASTM D2717	0,1691
Conductividad térmica (50°C)	W/Km	ASTM D2717	0,1668
Conductividad térmica (80°C)	W/Km	ASTM D2717	0,1638
Punto de fluidez	°C	ISO 3016	-20
Contenido en agua	mg/kg	IEC 60814	100
Tensión de ruptura	kV	IEC 60156	65
Tanδ (90°C y 50 Hz)		IEC 60247	0,03
Punto de ignición	°C	ISO 2719	360
Acidez	mgKOH/g	IEC 62021	0,055

Tabla 3.1. Características del éster vegetal.

Propiedades	Unidades SI	Método utilizado	Valor estándar
Viscosidad (40°C)	mm ² /s	ISO 3104/ ASTM D445	28
Viscosidad (100°C)	mm ² /s	ISO 3104/ ASTM D445	5,25

Densidad (0°C)	g/cm ³	ISO 3675	0,985
Densidad (10°C)	g/cm ³	ISO 3675	0,978
Densidad (30°C)	g/cm ³	ISO 3675	0,963
Densidad (50°C)	g/cm ³	ISO 3675	0,948
Punto de fluidez	°C	ISO 3016	-60
Contenido en agua	mg/kg	IEC 60814	50
Tensión de ruptura	kV	IEC 60156	>75
Conductividad térmica (20°C)	W/Km	ASTM D2717	0,1444
Conductividad térmica (50°C)	W/Km	ASTM D2717	0,1422
Conductividad térmica (80°C)	W/Km	ASTM D2717	0,1387
Tanδ (90°C y 50 Hz)		IEC 60247	<0,008
Punto de ignición	°C	ISO 2719	316
Acidez	mgKOH/g	IEC 62021	<0,03

Tabla 3.2. Características del éster sintético.

Propiedades	Unidades SI	Método utilizado	Valor estándar
Viscosidad (40°C)	mm ² /s	ISO 3104	7,6
Viscosidad (-30 °C)	mm ² /s	ISO 3104	730
Punto de fluidez	°C	ISO 3016	-63
Contenido en agua	mg/kg	IEC 60814	<20
Tensión de ruptura	kV	IEC 60156	40-60
Densidad (20°C)	kg/dm ³	ISO 12185	0,877
Acidez	mgKOH/g	IEC 62021	<0,01
Punto de ignición	°C	ISO 2719	144

Tabla 3.3. Características del aceite mineral.

3.1.1. Humedad

La determinación del contenido de agua en los sistemas dieléctricos de cualquier máquina eléctrica es sumamente importante ya que afecta de forma directa a los componentes del sistema aislante, incidiendo negativamente en las propiedades dieléctricas del aceite, así como en la integridad física del papel dieléctrico. Ambos cambios provocan el fallo del transformador.

La determinación de este parámetro se ha realizado en este trabajo fin de grado a través del método de reacción de Karl Fischer (ASTM D 1533), que es el método de prueba estándar para la medición de agua en el aceite de transformadores. El funcionamiento de este aparato de medida se basa en la reacción

de halógenos, en presencia de dióxido de azufre anhidro, con el agua contenida en el aceite. Con estos instrumentos, una muestra de aceite se puede inyectar directamente en la unidad de reacción y el contenido de humedad se le dará al final de la reacción. En el caso de que las muestras líquidas contengan sustancias que puedan interferir en la medida reaccionando con los reactivos, las muestras de aceite se colocan en un vaporizador de agua y luego el vapor de agua se hace circular a la unidad de reacción para medir. Este método es ampliamente utilizado debido a su alta selectividad y sensibilidad.



Figura 3.1. Instrumento de medida de humedad Karl Fisher utilizado para el presente trabajo fin de grado.

Para la medida de la humedad en este estudio, tanto para el aceite como para el papel dieléctrico, se sigue la norma UNE-EN 60814, donde se utiliza, como se ha indicado anteriormente el método de reacción de Karl Fischer (ASTM D 1533), donde se emplea, como su propio nombre indica, un titulador Karl Fisher Metrohm 899 con agitador magnético.

Para obtener el contenido de humedad del aceite primero se cogen con una jeringa 5ml de aceite y se expulsan las posibles burbujas de aire que pueda contener la misma debido a la aspiración del fluido; además, se debe realizar la extracción de forma rápida para no contaminar la muestra con el aire del ambiente. Una vez extraída la muestra se pesa. A continuación, se introduce en el aparato de medida, también de forma rápida para no volver a contaminar la muestra, y se vuelve a pesar, de manera que realizando la diferencia de pesadas se obtiene la masa exacta de muestra.

Una vez introducida la muestra en el aparato, éste procede a la medición de la cantidad de agua de la muestra tras programar según las instrucciones del fabricante. Pasados unos minutos se obtienen los resultados mediante la gráfica obtenida en la pantalla del Titulador, donde los valores se miden en ppm (partes por millón).



Figura 3.2. Balanza utilizada en el estudio.

Se puede medir la cantidad de agua presente en el papel dieléctrico de forma similar. Primero se toma una pequeña muestra de papel mediante el uso de unas pinzas metálicas y a continuación se añade a la unidad de reacción. Antes de que tenga lugar la reacción, se agita el disolvente en el que se ha añadido la muestra de papel durante 1800s. De esta forma se intenta que toda la humedad presente en el papel pase al disolvente. Transcurrido este tiempo comienza la reacción de forma similar a como transcurre cuando se añade la muestra de aceite. Al igual que en el caso del aceite, el aparato de medida muestra en pantalla el contenido en humedad del papel expresado en ppm una vez se ha alcanzado el punto final de la titulación. El siguiente paso es recoger la muestra de papel limpiarla con hexano, secarla y pesarla. De esta forma se obtiene la masa real de la muestra. A partir de este valor de masa de muestra real se recalcula el contenido en humedad del papel.

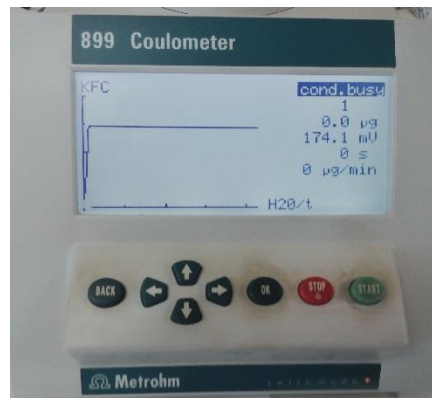


Figura 3.3. Gráfica solución de la cantidad de agua de la muestra.

3.1.2. Acidez

La acidez es un parámetro que ayuda a evaluar la degradación de uno de los componentes del sistema aislante, el aceite. Para ello en este trabajo se ha seguido la norma ASTM D664-11a, empleando el titulador potenciométrico Metrohm 848 Tritino plus.

La acidez de la muestra indica la cantidad de ácidos grasos libres presentes en ésta que facilitan la oxidación de la misma, al igual que la tangente de δ , lo cual produce un incremento de la temperatura del fluido haciendo que la tasa de degradación del sistema aislante aumente.



Figura 3.4. Titulador potenciométrico Metrohm 848 Tritino plus utilizado para medir la acidez de la muestra en el presente trabajo de fin de grado.

Para realizar la medición de la acidez según la norma ASTM D664-11a, en primer lugar, se pesa una muestra de aceite en un vaso de precipitados; a continuación, a la muestra se le añaden 50ml del disolvente de titulación (mezcla formada por 2-isopropanol, tolueno y agua desionizada). Acto seguido, se sumerge el agitador, el electrodo y la punta de la bureta en el vaso de precipitados y se activa el Titulador Metrohm 848 Tritino plus y se procede a la medición. El siguiente paso es introducir la masa de la muestra de aceite previamente pesada. Una vez que el equipo ya conoce la masa a analizar comienza la valoración potenciométrica con hidróxido potásico alcohólico (KOH 0,1 M). El titulador potenciométrico Metrohm 848 empleado para la determinación de este parámetro mide la diferencia de potencial después de cada adición sucesiva de incrementos conocidos de hidróxido potásico alcohólico. Durante la adición de KOH el equipo agita constantemente la muestra a analizar. Una vez finalizada la titulación se muestra en pantalla la gráfica correspondiente al valor del índice de acidez del aceite (en mg/g).

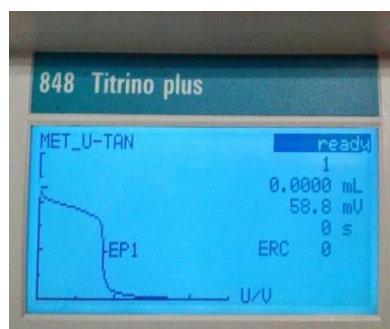


Figura 3.5. Gráfica del índice de acidez de una muestra de aceite determinada con el Titulador Metrohm 848 Tritino plus, empleado en este trabajo.

Una vez realizada la medición es necesario aclarar el electrodo mediante agua desionizada para no contaminar ninguna muestra y alargar la vida útil del aparato de medida.

4.1.3. Factor de disipación dieléctrica ($\tan \delta$)

Este parámetro indica las pérdidas dieléctricas que experimenta el aislante en proporción al volumen de material aislante. El factor de pérdidas, junto con la permitividad relativa y la resistividad, se mide de acuerdo con la norma de la Comisión Electrotécnica Internacional (CEI) 60247 utilizando un ensayador de aceite dieléctrico. Cuanto más alto es el valor de la tangente de delta, mayor será el grado de contaminación del aceite.



Figura 3.6. Ensayador dieléctrico utilizado para medir el $\tan \delta$ de la muestra de aceite.

Esta prueba sólo determina la condición promedio del aislamiento, es decir, no detecta que zonas se encuentran más degradadas. La idea es que cualquier aislante puede asimilarse a un condensador ideal en paralelo/serie a una resistencia que representa sus pérdidas dieléctricas.

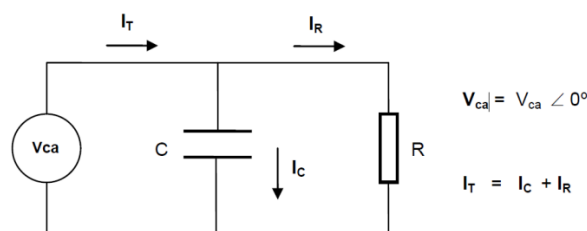


Figura 3.7. Circuito equivalente de los procesos dieléctricos. (Fuente: [39]).

El cual, si se representa por el diagrama fasorial se aprecia claramente la $\tan \delta$:

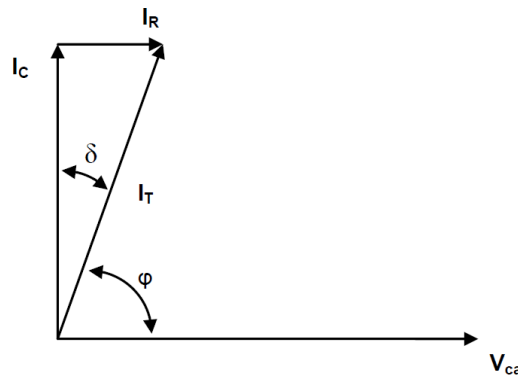


Figura 3.8. Diagrama fasorial representando la $\tan \delta$ (Fuente: [39]).

Donde:

- **IC** : corriente capacitiva total o componente reactiva.
- **IR**: corriente resistiva total o componente activa.
- **δ**: ángulo de pérdidas = $90^\circ - \phi$.
- **IT**: corriente total.
- **φ**: ángulo de potencia.
- **Vca**: tensión en alterna aplicada.

Como muestra la gráfica anterior, cuanto menor sea la corriente resistiva total o componente activa, mayor será el ángulo de pérdidas, mayor será su tangente y por tanto mayor contaminación tendrá el aceite, provocando un aumento de temperatura y en consecuencia un mal funcionamiento del transformador.

Para realizar las medidas de la tangente de delta en este estudio se toma una muestra de aceite de unos 50ml. Acto seguido, después de cerrar la tapa del ensayador y bloquearla para evitar accidentes, se activa el aparato de medida. Éste tarda unos 25 minutos, calculando primero el valor de la permitividad relativa ϵ y el factor de disipación dieléctrica $\tan \delta$. Después calcula la resistividad en corriente alterna, lo cual es el proceso de mayor duración ya que ha de calcularla para las dos polaridades, tanto positiva como negativa. Una vez terminado el proceso, el aparato de medida tiene la opción de mostrar las medidas tanto en papel como en formato digital.



Figura 3.9. Detalle del ensayador de $\tan \delta$.

Una vez medida la muestra, se procede al vaciado del aparato y almacenaje de este aceite.

3.1.3. Grado de Polimerización

3.1.3.1. Introducción

El grado de polimerización se utiliza para determinar la pérdida de resistencia mecánica del papel a través de la medida de la longitud de las cadenas de celulosa. El procedimiento viene definido por las normas ASTM D4243-99 y UNE-EN 60450:2004 y se realiza mediante un viscosímetro ($\overline{DPv}$), pudiendo utilizarse para materiales de uso eléctrico tanto aislantes celulósicos nuevos como envejecidos. El grado de polimerización indica el número de monómeros repetidos en un polímero, en este caso es el número de unidades de anhidro glucopiranosas o anhídrido de glucosa $C_6H_{10}O_5$ presente en la molécula de celulosa. Si el valor de estas unidades es pequeño, indica que se ha producido una rotura de los enlaces que unen las cadenas de celulosa o enlaces glicosídicos, debido principalmente a la degradación del material. Esta rotura de enlaces tiene como consecuencia una reducción de las propiedades mecánicas del papel, originando productos derivados de su descomposición derivados de la degradación del mismo en presencia del agua, como son el óxido de carbono y los derivados furánicos.

3.1.3.2. Procedimiento

Este ensayo se realiza bajo la normativa ASTM D4243-99 y UNE-EN 60450:2004, cuya finalidad es la de determinar la viscosidad específica de una solución de papel en agua con molaridad 1mol/l, también llamada Cuen (reactivo de cobre (II) etilendiamina) y agua desionizada.

Primero se elimina el aceite que puedan contener las muestras de papel mediante hexano y se deja secar al aire libre hasta alcanzar el equilibrio de humedad atmosférica. Posteriormente se prepara la muestra mediante reducción de su tamaño hasta alcanzar trozos de una superficie en torno a 1 mm². La reducción puede llevarse a cabo mecánicamente o bien de forma manual mediante unas tijeras. El objetivo es lograr trozos de aislante sólidos lo más pequeños posibles para garantizar su disolución en la mezcla Cuen-agua desionizada. Para lograr esta disolución se tiene la mezcla con el papel agitando mecánicamente durante 48 h.

Una vez preparadas las muestras se procede a la medición de la viscosidad de la mezcla Cuen-agua desionizada más la muestra de papel disuelta en dicha mezcla. Al mismo tiempo se determina el contenido en agua del papel (según la norma ISO 287 o IEC 60814). Para realizar la medida del grado de polimerización ha de utilizarse una concentración de papel en la mezcla (Cuen, agua desionizada) que es función del

valor del grado de polimerización esperado, como se muestra en la siguiente tabla que está recogida en la norma UNE-EN 60450:

Condición de muestra	Valor de $(\overline{DPv})$ esperado	Concentración resultante aproximada g/dl ó %
Nuevo	1000 a 2000	0,05 a 0,15
Bueno	650 a 1000	0,08 a 0,25
Mediano	350 a 650	0,15 a 0,45
Envejecido	<350	0,25 a 0,80

Tabla 3.4. Valores de DPv de la muestra. (Fuente: [40]).

Como se ha indicado anteriormente se introduce la muestra compuesta por papel, Cuen y agua desionizada en un vaso hidrotimétrico, y se agita de forma mecánica, más o menos tiempo en función del tipo de papel y nivel de degradación, hasta su disolución completa, en este trabajo se ha tenido agitando 48 h. A continuación, se introduce esta disolución en un viscosímetro procediendo a la medida de la viscosidad a una temperatura de 20°C. Para llevar a cabo la medida a esta temperatura se coloca el viscosímetro durante 10-15 minutos en un baño termostático que se encuentra a esa temperatura. El viscosímetro empleado es uno del tipo Ubbelohé.

Es importante verificar que todos los equipos utilizados están limpios y secos para evitar la contaminación de las muestras y las consecuentes mediciones erróneas.

Cabe destacar la existencia de otro ensayo utilizado como alternativa al grado de polimerización del aceite, el análisis de compuestos furánicos del aceite, cuyo contenido está correlacionado con el grado de polimerización del aceite. Sin embargo, este método es indirecto y es válido para obtener una aproximación del estado de degradación del papel, pero sin llegar a ser una medida exacta.

4. CASOS DE ESTUDIO

Los tipos de aislantes sólidos celulósicos más utilizados en los transformadores son papel Kraft, Presspahn (DDP y PSP o cartón prensado) y Crepe. Estos sólidos aislantes se obtienen a partir de la celulosa, sustancia que se encuentra en la pared de células vegetales, comúnmente extraída a partir de coníferas (como pinos y abetos) o latifoliadas (como eucaliptos, abedules, álamos y acacias) [41]. Por ello, estos cuatro tipos de papeles son los que se han sometido a estudio en el presente trabajo de fin de grado.

En el caso de los aislantes líquidos, en el presente estudio se han utilizado aceites de tipo mineral, éster sintético y éster vegetal, para así poder estudiar el comportamiento de cada uno junto, con los cuatro tipos de papeles aislantes mencionados anteriormente, cuando es sometido a estrés térmico a temperaturas de 150°C y 130°C.

4.1. Papeles dieléctricos aislantes

4.1.1. Papel dieléctrico tipo Kraft

Este papel aislante se ha utilizado en el presente estudio como caso base para comparar su comportamiento con otros papeles. Los resultados del estudio del comportamiento de papel Kraft sometido a envejecimiento térmico acelerado a 150°C y 130°C ya fueron presentados en un trabajo fin de máster anterior [42].

El papel Kraft se obtiene mediante celulosa a partir de las materias primas comentadas anteriormente, creando una pulpa de madera, (de espesores 0,05-0,15mm) la cual se somete a tres procesos químicos: El proceso de Kraft o al sulfato, el método de la sosa o el método del sulfito.



Figura 4.1. Papel Kraft. (Fuente: [43]).

En la siguiente tabla se muestran algunas de las características técnicas del Kraft:

PROPIEDADES	UNIDAD	VALORES	NORMA
Espesor	<i>mm</i>	0,1-0,5	IEC 641-2
Tolerancia en espesor	%	±10	IEC 641-2
Densidad	<i>g/cm³</i>	0,95-1,05	IEC 641-2

Tabla 4.1. Tabla características técnicas del papel aislante tipo Kraft. (Fuente: [44]).

4.1.2. Papel dieléctrico tipo Crepe

El papel crepado aislante o Crepe posee baja densidad, alto grado de absorción, bajo contenido en cenizas, cloruro y sulfuro. Se trata de un tipo de papel muy flexible, de manera que es capaz de envolver las piezas conductoras con ángulos agudos con facilidad, como por ejemplo para la envoltura de cables en transformadores de aceite, motores o piezas conductoras.



Figura 4.2. Papel aislante tipo Crepe. (Fuente: [45]).

En la siguiente tabla se muestran algunas de las características técnicas del Crepe:

PROPIEDADES	UNIDAD	VALORES	NORMA
Espesor	mm	0,1-0,5	IEC 641-2
Tolerancia en espesor	%	±10	IEC 641-2
Densidad	g/cm ³	0,95-1,05	IEC 641-2

Tabla 4.2. Tabla características técnicas del papel aislante tipo Crepe. (Fuente: [46]).

4.1.3. Papel tipo Presspahn

El material celulósico aislante Presspahn es fabricado con fibras celulósicas, de madera al sulfato de alta pureza, húmedas y prensadas sin adhesivos. Este material, (que cumple con las normativas IEC 60641-1:2007 y DIN 7733: PSP-3050 para cartón y papel comprimido de uso eléctrico) es un papel o cartón aislante entre capas; de alta resistencia a descargas disruptivas; elevada densidad, dureza y rigidez dieléctrica; buena capacidad de impregnación con el aceite aislante del transformador; punto de ignición elevado de hasta 350°C y moldeable para poder doblarlo o estamparlo, aunque también puede cortarse si se requiere.

Los cartones Presspahn se someten a elevadas presiones para disminuir la humedad durante el proceso de fabricación, de manera que el acabado es compacto y homogéneo. Tiene numerosas utilidades entre las cuales, además de su uso en transformadores aislados o bañados en aceite, se utilizan en condensadores, bobinas disyuntors.

Los papeles aislantes Presspahn se utilizan como aislantes térmicos y eléctricos debido a su alta resistencia dieléctrica y mecánica en transformadores, condensadores, interruptores o bobinas entre otros. Existen distintos tipos de papel Presspahn comercial: Para máquinas, fino, de transformadores, de condensadores,

especial NUTOFLEX, wellspan, malla de listones o tipo DPP. En el presente estudio se analizará el Presspahn de transformadores PSP y DPP.

4.1.3.1. Papel tipo DPP

Este papel dieléctrico, también llamado papel de diamante o DDP, tiene un recubrimiento parcial de resina roja y es utilizado, al igual que el psp, como separador vertical de transformadores de aceite. El DPP se fabrica a partir del papel Kraft impregnado con una resina epoxi aplicada a ambos lados del papel en forma de rombos de 9,5mm de lado, creando la forma de diamante que le otorga el nombre (como puede observarse en la siguiente figura). Esta resina, una vez se encuentre el transformador en funcionamiento, se funde y polimeriza, quedando las capas pegadas entre sí, gracias a lo cual las bobinas quedan unidas, consiguiendo que la superficie de bobinado se convierta en un fuerte bloque sólido capaz de soportar fuertes esfuerzos de tracción producidos en los cortocircuitos sobrecargas eléctricas [47].

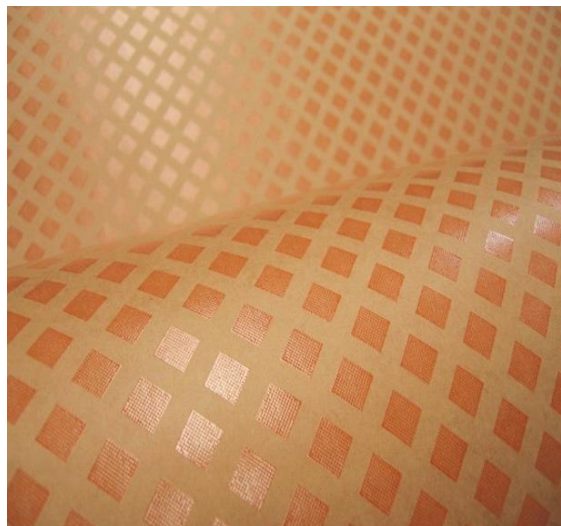


Figura 4.3. Detalle del papel aislante Presspahn tipo KREMPEL-DPP. (Fuente: [48]).

Este papel dieléctrico se utiliza como aislante entre las capas (una o más capas), laminaciones y tiras de cobre o aluminio, manteniendo entre estos el espacio suficiente para proceder a la impregnación del aceite.

A diferencia de los otros papeles de celulosa, el papel dieléctrico tipo DPP otorga una resistencia térmica más elevada, entorno al 12-15% superior.

PROPIEDADES	UNIDAD	VALORES						NORMA
Espesor	mm	0,08	0,13	0,18	0,25	0,38	0,50	IEC 641-2
Tolerancia en espesor	%	±10	±8	±8	±8	±8	±8	IEC 641-2
Densidad	g/cm ³	0,95-1,05						IEC 641-2

Tabla 4.3. Tabla características técnicas del papel aislante Presspahn tipo KREMPEL-DPP. (Fuente: [47]).

4.1.3.2. Papel tipo PSP

El papel dieléctrico PSP, es denominado DIN PSP 3055 para papel enrollado y DIN PSP 3050 para cartón. Se utiliza en transformadores de aceite como separador vertical del núcleo y aislamiento del mismo. En la siguiente tabla se encuentran sus propiedades:

PROPIEDADES	UNIDAD	VALORES							NORMA
Espesor	mm	0,10	0,15	0,20	0,25	0,30	0,40	0,50	IEC 641-2
Tolerancia en espesor	%	±10	±10	±10	±10	±10	±10	±10	IEC 641-2
Densidad	g/cm ³	1,2-1,25							IEC 641-2

Tabla 4.4. Tabla características técnicas del PRESSPAHN PSP 3055. (Fuente: [49] y [50]).

4.2. Aceites dieléctricos aislantes

4.2.1. Aceite mineral

Como se ha mencionado con anterioridad, el aceite mineral es el aislante líquido más utilizado los transformadores eléctricos de potencia debido a su bajo coste y a que sus propiedades físico-químicas y eléctricas son mejores en comparación con otros líquidos aislantes utilizados, es decir, en el caso de propiedades como la capacidad térmica o la rigidez dieléctrica como se puede apreciar en las tablas de los tres tipos de aceite mostradas en apartados anteriores. Entre estas características, se encuentran también la viscosidad, apariencia, color o conductividad térmica del aceite mineral común no envejecido, como muestra la tabla 4.5.

PROPIEDAD	ACEITE MINERAL
Color	Incoloro
Apariencia	Clara y limpia
Viscosidad a 40°C (cTs)	9,2
Viscosidad a 100°C (cTs)	2,3
Punto de fluidez	-50
Punto de combustión (°C)	165
Punto de inflamación (°C)	147
Densidad relativa (°C)	0,87
Conductividad térmica (W/mK) a 25°C	2,4

Tabla 4.5. Características del aceite mineral aislante no envejecido.

4.2.2. Éster vegetal

Los ésteres por definición surgen de la combinación de un alcohol y un ácido. En el caso de los ésteres vegetales, los productos utilizados para su fabricación son de origen natural, como por ejemplo aceites de soja, colza o girasol. Estos ésteres, a diferencia de los que se muestran a continuación, no pueden ser modificados

químicamente sin perder ninguna propiedad, por lo que es aconsejable su uso en equipos sellados y en entornos templados o para aplicaciones interiores [51].

A diferencia del anterior, este líquido aislante es de elevada biodegradabilidad en suelos y aguas debido a su composición natural y posee un mejor comportamiento frente a incendios debido a sus elevados puntos de inflamación y combustión, siendo catalogado incluso como líquido de clase K según la norma **IEC 6110** debido a esta elevada temperatura de combustión. A continuación se muestran las características de las mismas propiedades que el aceite mineral para establecer una comparativa.

PROPIEDAD	ÉSTER VEGETAL
Color	Amarillo, verde
Apariencia	Clara y limpia
Viscosidad a 40°C (cTs)	33
Viscosidad a 100°C (cTs)	7,9
Punto de fluidez	-21
Punto de combustión (°C)	357
Punto de inflamación (°C)	328
Densidad relativa (°C)	0,92
Conductividad térmica (W/mK) a 25°C	3,3

Tabla 4.6. Características del éster natural no envejecido.

Otra peculiaridad notoria de este aceite es que debido a su gran capacidad de retención de agua prolonga la vida de los aislamientos celulósicos con los que comparte su funcionalidad en la parte activa de las máquinas eléctricas, lo cual hace que junto a la propiedad de menor generación de gases durante el estrés eléctrico en servicio y a la peculiaridad de este aceite de que los ácidos que genera este aceite no afectan a la máquina negativamente, hace que aumente la vida útil del transformador [52].

4.2.3. Éster sintético

La fabricación en el caso del éster sintético se realiza a medida seleccionando cuidadosamente los productos para la aplicación en la que se utilizarán. Como se ha mencionado anteriormente, esto no puede realizarse en el éster natural sin perder alguna otra propiedad, por lo que si se requiere la modificación del aceite dieléctrico para una aplicación concreta (por ejemplo para que permanezca en estado líquido a bajas temperaturas) [51].

Al igual que los anteriores, los ésteres sintéticos también tienen un comportamiento aceptable con el medio ambiente y no daña los aislantes de celulosa debido a la misma propiedad del éster natural o vegetal de retención de agua.

Debido a sus propiedades, estos aceites aislantes se utilizan en transformadores de potencia y distribución, siendo en este último la propiedad de

protección frente a incendios la más importante, ya que se requiere una mayor seguridad contra incendios y protección ambiental [53].

4.3. Procedimientos

4.3.1. Preparación de las muestras

En el presente estudio, antes de realizar los ensayos asociados al envejecimiento térmico, se deben preparar las muestras debidamente. Para ello, se procede en primer lugar al secado del papel dieléctrico (de dimensiones 15x260mm) mediante su introducción en recipientes metálicos como se muestra en la figura 4.4.



Figura 4.4. Recipiente contendor.

Para eliminar todo factor anómalo condicionante, se procede a la extracción del aire del interior del recipiente mediante la bomba de vacío que se muestra en la figura 4.5.



Figura 4.5. Bomba de vacío.

A continuación, para evitar la entrada de aire del exterior y por tanto de humedad, se introduce en el contenedor gas nitrógeno almacenado en una botella como se muestra en la figura 4.6. De esta forma se mantiene el interior del recipiente a presión (2 bar), por lo que si se produce alguna fuga, será del interior del contenedor hacia el exterior, evitando la entrada de oxígeno y de humedad procedente del aire, lo que afectaría negativamente a la degradación del aislamiento sólido.



Figura 4.6. Botella de nitrógeno gas.

Una vez introducido el gas nitrógeno en el contenedor, éste se introduce en el interior del horno de envejecimiento del laboratorio, figura 4.7, para proceder al secado de la muestra. Este proceso de secado del papel ha de hacerse a una temperatura de 100°C durante 24 horas para obtener así valores de humedad del entorno del 0,5-1%. Sin embargo, en este trabajo fin de grado la humedad más baja que se ha logrado alcanzar en el proceso de secado ha sido del entorno del 2,5%. Por lo tanto, en trabajos posteriores será necesario la búsqueda y aplicación de métodos de secado alternativos del papel, como por ejemplo secado en recipientes en los que constantemente se está haciendo el vacío, con el fin de reducir la humedad inicial del papel y de esta forma poder comparar el distinto comportamiento del papel en función de la humedad inicial del mismo.



Figura 4.7. Horno de envejecimiento.

Finalizado el secado, cuyo objetivo es reducir en la medida de lo posible el contenido inicial de humedad del papel, se procede al llenado de los contenedores mediante los aceites dieléctricos correspondientes, realizando los mismos procesos de eliminación de humedad que en el papel.

Una vez preparadas debidamente las muestras, comienza el proceso de envejecimiento. Para ello, se introducen los recipientes contenedores en los mismos hornos utilizados para el secado, en este caso a 130°C y 150°C de temperatura, tomando muestras a diferentes periodos y realizando un mayor número de las mismas al principio del incremento de temperatura y a mayores intervalos de tiempo al final del proceso de envejecimiento, ya que la velocidad de éste decrece exponencialmente con el incremento de temperatura, siendo la frecuencia de la toma de muestras mayor a 150°C que a 130°C. De esta manera se tiene constancia de la evolución y comportamiento de las propiedades de las muestras en cada etapa del proceso de envejecimiento.

A continuación, se procede a la extracción de las muestras del recipiente contenedor. Este proceso se realiza de forma manual, como se muestra en la figura 4.8, introduciendo rápidamente los papeles aislantes envejecidos e impregnados de aceite en bolsas y un volumen de aceite envejecido de aproximadamente 100ml en botes de plástico.

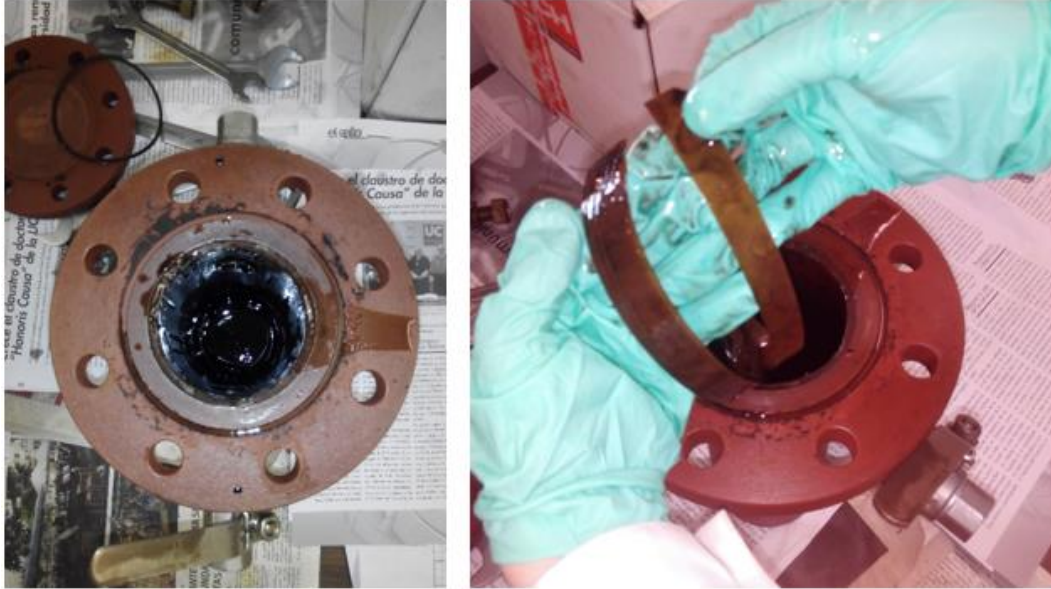


Figura 4.8. Estado de las muestras de aceite y papel en el recipiente contenedor tras el proceso de envejecimiento.

Todo el proceso de extracción ha de hacerse en el menor tiempo posible y los recipientes contenedores de las mismas (las bolsas y los botes de plástico) han de estar debidamente sellados y etiquetados, para evitar la contaminación de las muestras con la humedad del aire y confusiones a la hora de realizar los ensayos. Una vez finalizado el proceso de extracción se procede a la realización de los ensayos correspondientes de contenido en agua, acidez, humedad y factor de disipación o $\tan\delta$.

Por otro lado, los recipientes vuelven a cerrarse, nuevamente se vuelve a hacer el vacío y finalmente se introduce nitrógeno gas. De esta forma se intenta reducir la presencia de oxígeno en el interior del contenedor, para estudiar únicamente el efecto de la temperatura sobre el envejecimiento de la muestra y no el efecto del oxígeno, cuya presencia puede acelerar muchísimo la degradación del aislamiento, especialmente cuando se trata de aceites naturales.

4.3.2. Determinación del contenido en agua

Como se ha comentado en apartados anteriores, la realización de este ensayo es sumamente importante, ya que el agua influye de forma directa en cualquier máquina eléctrica, afectando negativamente en las propiedades dieléctricas del

aceite y del papel dieléctrico, provocando el fallo del transformador. Además, hay que tener en cuenta que a medida que el aceite envejece el contenido de agua aumenta.

Para realizar este ensayo, se utiliza el titulador coulombimétrico Karl Fisher Metrohm 899 con agitador magnético, cuyo funcionamiento se ha explicado con anterioridad. Para la determinación del contenido en agua por valoración automática mediante este aparato de medición se sigue la normativa UNE-EN 60814.

En primer lugar se procede a preparar la célula donde se procede a la realización del ensayo de las muestras. Para ello, se llena el tubo de adsorción mediante el tamiz molecular, el cual es un material poroso cuyas características son idóneas para la adsorción de la humedad que pudiera entrar del exterior y por tanto alterar la medida del contenido en humedad de la muestra.



Figura 4.9. Detalle del tubo de adsorción con tamiz molecular.

A continuación, se añaden 5ml de catolito en el electrodo generador y 70ml de anolito en la célula de coulómetro. El peso de la muestra ha de ser pequeño para acortar el tiempo de titulación mediante la realización de un gran número de muestras en la misma solución de electrolito.



Figura 4.10 . Reactivos catolito (izquierda) y anolito (derecha).

Una vez preparada la célula de ensayo, se procede a la introducción de la muestra de aceite añadiendo una masa de alrededor 0,3 g al anolito. Para determinar la masa exacta de aceite añadida se pesa en una balanza de precisión la jeringa, antes y después de la adición del aceite al anolito. Después, se procede a la titulación de la muestra siguiendo las instrucciones del fabricante del aparato de medición, obteniendo los valores en ppm (partes por millón) como indica la figura 3.3.



Figura 4.11 . Gráfica solución de la cantidad de agua de la muestra.

Para la determinación de la humedad en los papeles aislantes se procede de forma similar. Primero, se introduce el papel en el recipiente de titulación mediante el uso de unas pinzas metálicas secas, a continuación se mantiene agitando mecánicamente durante 1800 segundos la muestra de papel en el anolito, de forma que en este tiempo la humedad contenida en el papel pueda pasar al anolito para proceder a su titulación. El equipo al igual que ocurría con el aceite presenta un valor de humedad medido en ppm, figura 4.11. Sin embargo, este valor necesita ser corregido con la verdadera masa de la muestra de papel, para ello se recoge la muestra de papel, se procede a su lavado mediante hexano y una vez lavado el papel se seca en horno a 100°C hasta pesada constante, obteniendo así la masa exacta del

papel. Con esta masa exacta se recalcula el contenido real de humedad del papel expresado en ppm.

El funcionamiento del titulador coulombimétrico Karl Fisher se basa en la generación del yodo necesario por vía electroquímica en el electrolito yodado al rendimiento máximo de corriente alterna de intensidad constante a un electrodo de platino doble, lo cual garantiza que sea un aparato de medida de determinación absoluta. La aplicación de esta corriente a un electrodo ocasiona una diferencia de potencial entre los cables de platino, reduciéndose drásticamente al entrar en contacto con el yodo, pudiendo determinar el punto final de la titulación.

4.3.3. Determinación de la acidez

Para la realización de este ensayo se utiliza el titulador potenciométrico Metrohm 848 figura 3.4, realizando la determinación de acidez según la norma ASTM D664-11a. La acidez es también un parámetro importante del aceite dieléctrico, ya que indica la cantidad de ácidos grasos libres que presenta, pudiendo así evaluar su degradación.

Primero se pesa la muestra de aceite, a continuación se le añaden 50ml de una solución formada por tolueno, alcohol isopropílico y agua. Posteriormente, se procede a determinar la acidez introduciendo un agitador, un electrodo y la punta de la bureta empleada para añadir la solución neutralizante (KOH).

Después, se comienza el ensayo acorde a las indicaciones del fabricante del titulador potenciómetro. Para ello, se añade de forma automática y dinámica una solución alcohólica KOH de molaridad 0,1mol/l (figura 4.12), de forma que el aparato de medida se detiene al detectar el punto final de la titulación. Después de realizar la medida, se extrae la muestra y se introduce en su lugar un recipiente de agua desionizada, manteniendo inmerso el electrodo dentro de ésta, limpiándolo y alargando su vida útil.



Figura 4.12. Solución etanólica de hidróxido potásico

Una vez finalizado el proceso de titulación, el aparato de medida muestra una gráfica con el valor del índice de acidez en mg/g, obteniendo el valor del potencial del electrodo en función del volumen de la solución de hidróxido potásico (KOH) empleado (figura 3.5).

4.3.4. Determinación del factor de disipación ($\tan\delta$)

Este proceso se realiza de acuerdo con la norma **IEC 60247** para el cálculo del factor de disipación dieléctrica ($\tan\delta$) o pérdidas dieléctricas, permitividad relativa y resistividad en corriente continua de un líquido aislante. Este análisis proporciona información sobre la calidad de refinamiento y limpieza de los líquidos aislantes.

Para ello se emplea el aparato de medida Baur DTL2a, en el cual se han de añadir los valores de tensión, frecuencia y temperatura necesarios establecidos por la normativa, en este caso una corriente alterna de 2000V, corriente continua de 500V, 50Hz y 90°C. Una vez configurado el instrumento de medida, se procede a la introducción de una pequeña cantidad de muestra de aceite, de manera que el nivel de aceite sea el mismo en la célula que en el depósito, como se muestra en la figura 5.13, ya que no es necesaria la utilización de más cantidad para la realización de este ensayo. Una vez igualado el nivel de aceite, se procede al cierre de la tapa y al comienzo del ensayo. En este proceso, el aparato de medida obtiene primero la permitividad relativa de la muestra ϵ , el factor de disipación dieléctrica o $\tan\delta$ y por último la resistividad en corriente continua, proceso de mayor duración que el anterior, el cual duraba unos 15 minutos.

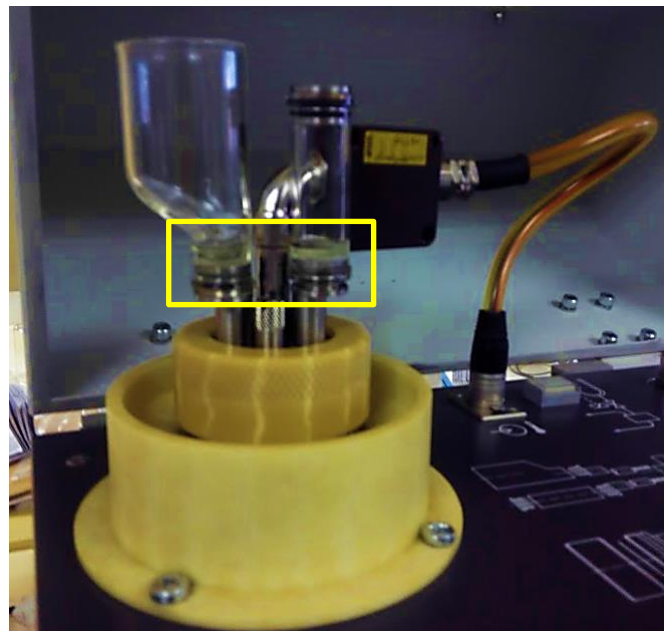


Figura 4.13. Detalle del nivel de la muestra del aceite dieléctrico introducido en el aparato de medida Baur DTL2a.

Para un buen mantenimiento del aparato de medida, es aconsejable la utilización de aceite no envejecido y la eliminación del aceite del interior del aparato, colocando la manguera de extracción del mismo dentro de un recipiente el tiempo necesario hasta que el instrumento quede, dentro de lo posible, libre de restos de aceite.

4.3.5. Determinación del grado de polimerización (DP)

Se realiza este ensayo del grado de polimerización de acuerdo con la norma ASTM D4243-99 y EN 60450:2004. En primer lugar se procede al pesaje de las muestras de cada tipo de papel aislante sin impregnación de aceite y se procede a la reducción de su tamaño mediante unas tijeras, cortando el aislante sólido de la forma más reducida que se pueda a fin de poder disolverlos mejor en la mezcla CUEN- agua.

A continuación, al papel troceado se le añaden 22,5ml de agua desionizada y 22,5ml de Cuen en un vaso hidrotimétrico, cerrándolo lo más rápido posible para reducir la entrada de oxígeno que provocaría una mayor precipitación del cobre presente en la disolución de Cuen.

Una vez preparada la muestra, se agita mediante un agitador magnético durante 48 h, garantizando de esta forma la disolución del papel en la mezcla Cuen-agua. Tras la disolución del papel ya se puede proceder a la medida de la viscosidad de la mezcla Cuen-agua-papel. En el momento de troceado de la muestra de papel una parte de la misma se guarda para determinar la humedad del papel ya que esta medida servirá para corregir la concentración real de papel en la mezcla Cuen-agua, a partir de la cual se determina la viscosidad y posteriormente el DP.

A continuación, se introduce la muestra preparada en el viscosímetro, para posteriormente realizar la medida de la viscosidad a una temperatura de 20°C como indica la norma. Para ello se añade la cantidad de mezcla Cuen-agua-papel necesaria para que el nivel de líquido se encuentre entre las marcas de llenado del viscosímetro (figura 4.14), siendo lo más recomendable hacerlo por encima de la marca de tiempo superior, determinando de esta manera el tiempo que tarda en atravesar las dos marcas, el cual varía dependiendo de la masa de papel disuelta y, por tanto, del grado de polimerización de la muestra.

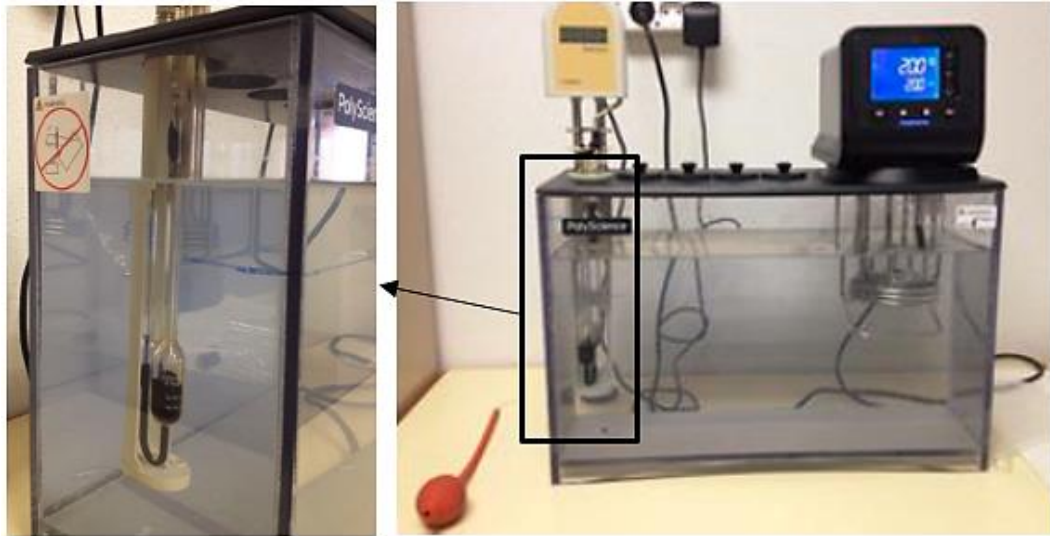


Figura 4.14. Detalle de las marcas de llenado del viscosímetro utilizado.

Para obtener unos resultados fiables, es necesario el ensayo previo de una solución llamada blanco, la cual se prepara de la misma manera con todos los componentes indicados anteriormente, con excepción del papel dieléctrico. De esta manera, al realizar la diferencia entre la mezcla y el blanco se obtendrá únicamente la viscosidad debida al aislante sólido.

En todos los ensayos realizados hay que aplicar las medidas de seguridad establecidas en el laboratorio, como son el uso de guantes, bata, gafas de protección, calzado e indumentaria adecuada, así como la utilización de pinzas para no contaminar las muestras de papel aislante. Es muy importante también mantener los aparatos de medida en buenas condiciones para prolongar su vida en servicio y aumentar la fiabilidad de los resultados, de manera que deben lavarse los aparatos de medida que procedan tras su uso, como en el caso del viscosímetro (para así además obtener resultados fiables).

5. RESULTADOS

5.1. Introducción

En este apartado del estudio se muestran los resultados obtenidos en el laboratorio de Medidas Eléctricas del Departamento de Ingeniería Eléctrica y Energética de la Universidad de Cantabria, analizando los valores obtenidos en cada ensayo (humedad, acidez, permitividad, factor de pérdidas, resistividad y grado de polimerización) para los 4 tipos de papel dieléctrico y los 3 aceites sometidos a envejecimiento térmico acelerado a temperaturas de 130°C y 150°C en este trabajo fin de grado. El fin último es estudiar el comportamiento de cada conjunto de papel dieléctrico con los tres tipos de aislantes líquidos y cómo éste puede afectar al funcionamiento de la máquina.

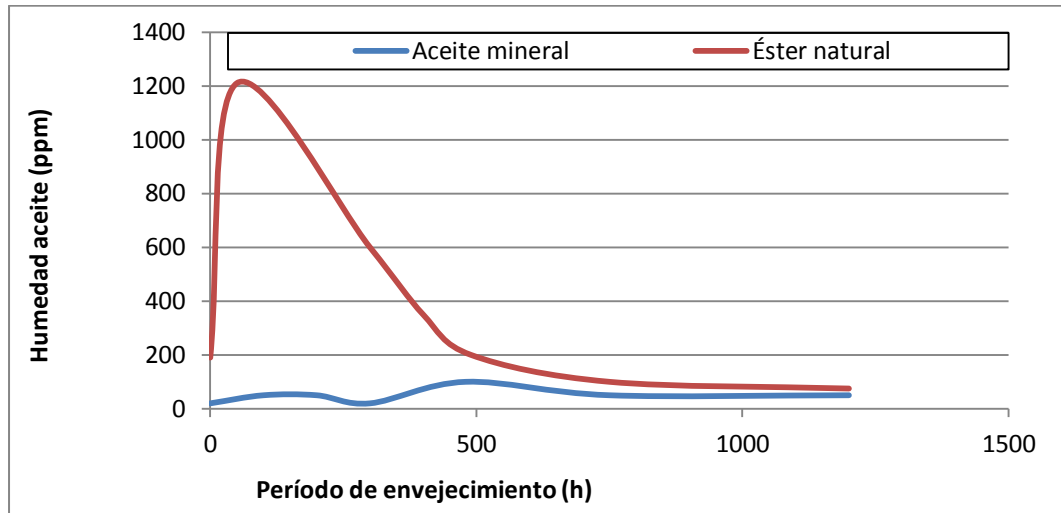
5.2. Degradación del aceite dieléctrico durante el periodo de envejecimiento

5.2.1. Humedad del aceite dieléctrico

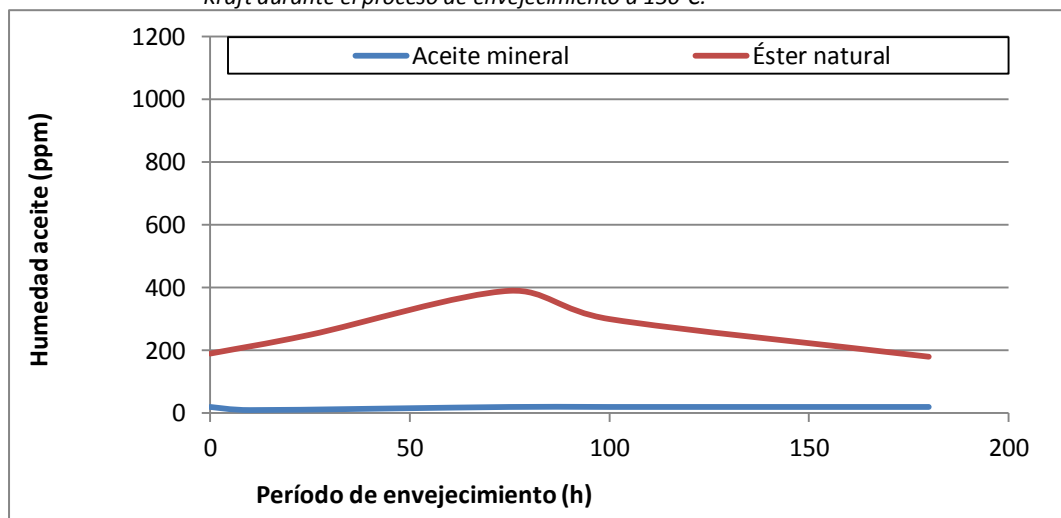
Los aceites dieléctricos pueden contener humedad proveniente del ambiente, ya sea del aire atmosférico o por la degradación de los materiales aislantes. Si este contenido en agua es relativamente bajo, no puede detectarse mediante inspección visual, haciendo necesario este ensayo para la detección de humedad.

Hay que tener en cuenta que a medida que aumenta la temperatura de la máquina eléctrica y el índice de neutralización del aceite dieléctrico, aumenta la solubilidad del agua en el aislante líquido, lo cual es muy peligroso debido a las consecuencias negativas que produce este parámetro en las propiedades dieléctricas del aceite, disminuyendo la rigidez dieléctrica, resistividad y aumentando el factor de disipación, pudiendo incluso provocar la aceleración de la degradación del papel aislante.

5.2.1.1. Humedad del aceite dieléctrico con papel aislante Kraft

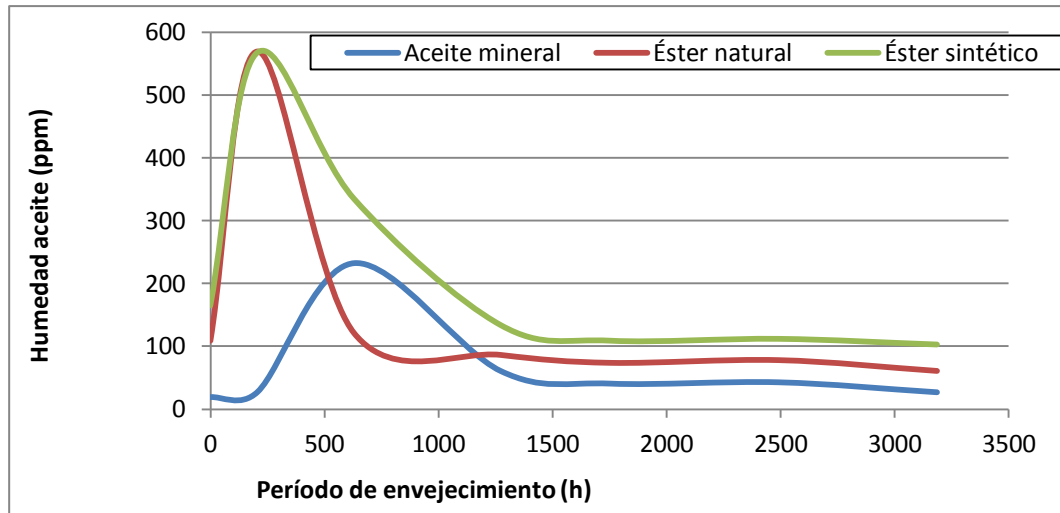


Gráfica 5.1. Resultados del ensayo de humedad en los 2 tipos de aceites mezclados con el papel aislante Kraft durante el proceso de envejecimiento a 130°C.

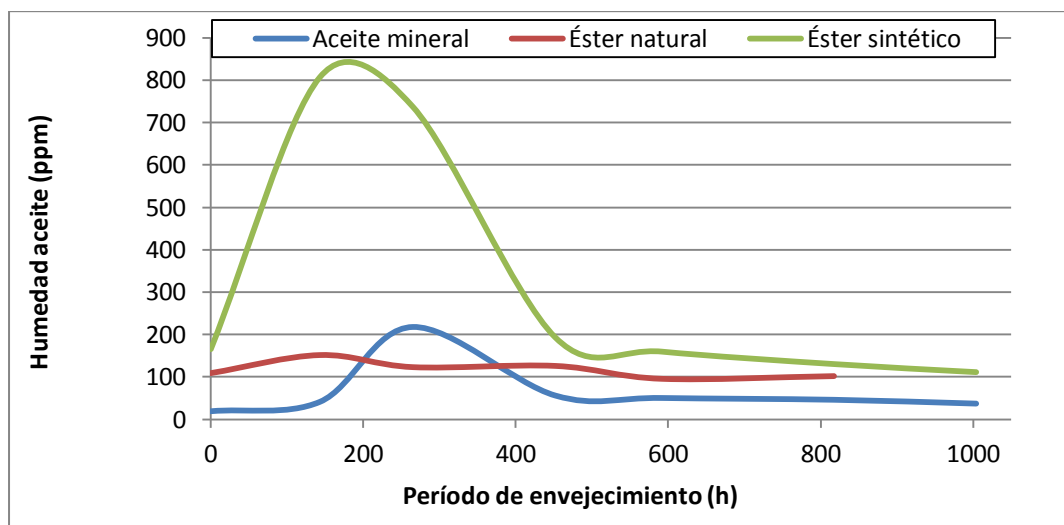


Gráfica 5.2. Resultados del ensayo de humedad en los 2 tipos de aceites mezclados con el papel aislante Kraft durante el proceso de envejecimiento a 150°C.

5.2.1.2. Humedad del aceite dieléctrico con papel aislante Crepe

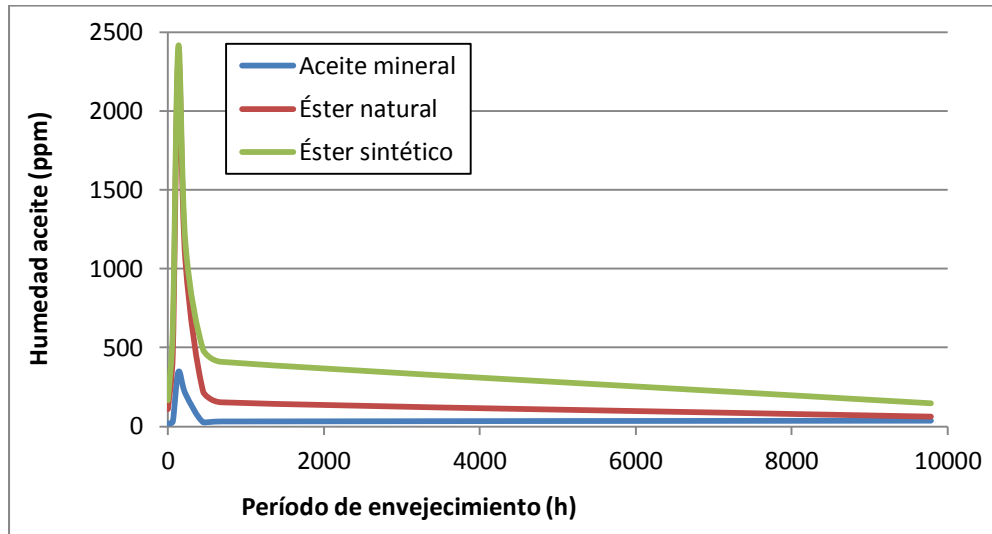


Gráfica 5.3. Resultados del ensayo de humedad en los 3 tipos de aceites mezclados con el papel aislante Crepe durante el proceso de envejecimiento a 130°C.

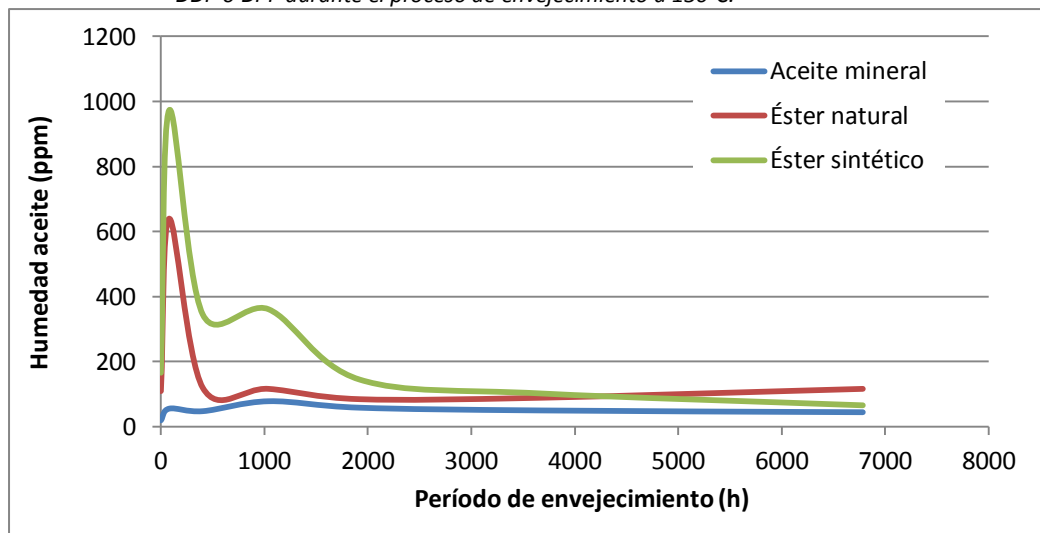


Gráfica 5.4. Resultados del ensayo de humedad en los 3 tipos de aceites mezclados con el papel aislante Crepe durante el proceso de envejecimiento a 150°C.

5.2.1.3. Humedad del aceite dieléctrico con papel aislante DDP

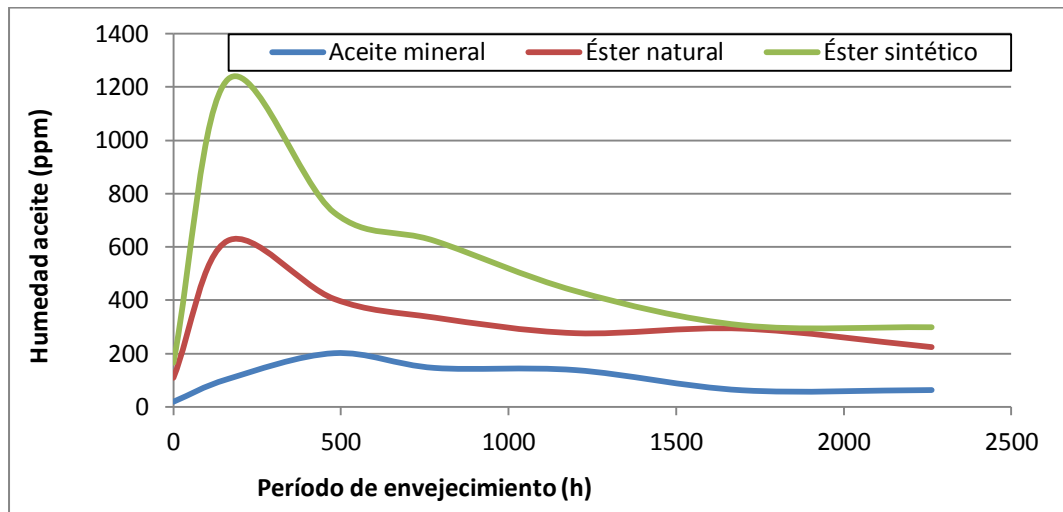


Gráfica 5.5. Resultados del ensayo de humedad en los 3 tipos de aceites mezclados con el papel aislante DDP o DPP durante el proceso de envejecimiento a 130°C.

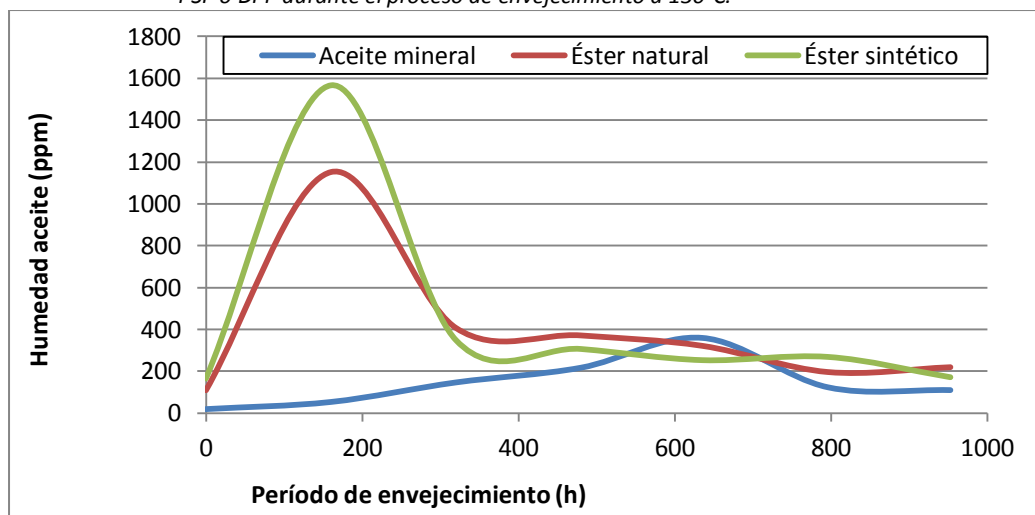


Gráfica 5.6. Resultados del ensayo de humedad en los 3 tipos de aceites mezclados con el papel aislante DDP o DPP durante el proceso de envejecimiento a 150°C

5.2.1.4. Humedad del aceite dieléctrico con papel aislante PSP



Gráfica 5.7. Resultados del ensayo de humedad en los 3 tipos de aceites mezclados con el papel aislante PSP o DPP durante el proceso de envejecimiento a 130°C.



Gráfica 5.8. Resultados del ensayo de humedad en los 3 tipos de aceites mezclados con el papel aislante PSP o DPP durante el proceso de envejecimiento a 150°C.

Como puede observarse en las gráficas anteriores, los aceites minerales poseen el contenido mínimo en humedad, mientras que los ésteres vegetales son los que más humedad poseen, estando los ésteres sintéticos entre estos dos aceites en lo que a valores de humedad se refiere. Además, puede observarse en todas las gráficas, independientemente del papel aislante utilizado, el contenido en humedad del **aceite mineral** es relativamente constante a lo largo de todo el proceso de envejecimiento, obteniendo un valor máximo de 400pm para el papel aislante DDP o DPP a las 100 horas del proceso de envejecimiento a 130°C y alcanzando el mismo valor de humedad a las 650 horas del proceso de envejecimiento a 150°C. Además, el aceite

mineral tiene un pico de humedad mínimo de entorno a 10ppm a las 100 horas del proceso de envejecimiento térmico a 150°C al simular el aislamiento de la parte activa con un papel aislante tipo Kraft.

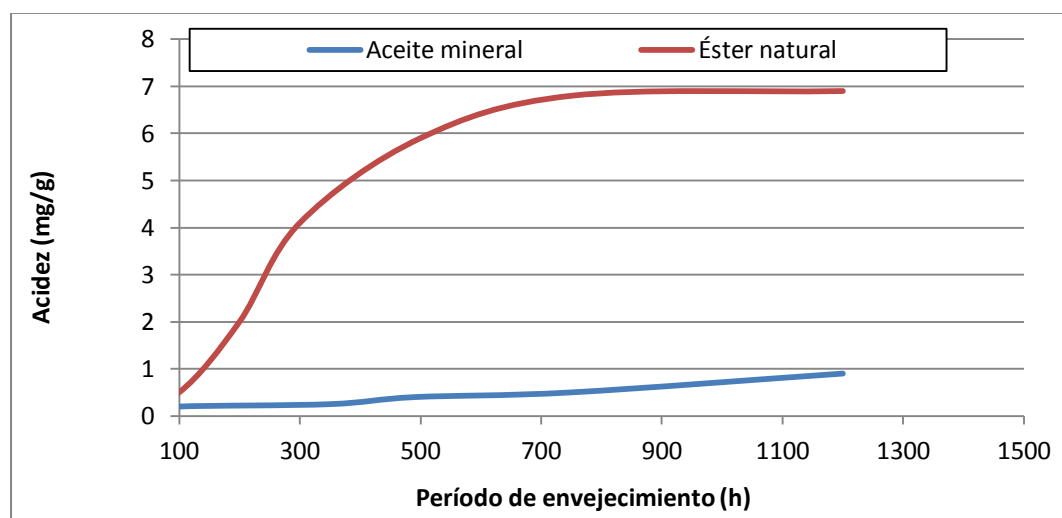
Respecto al **éster natural**, tal y como se aprecia en las gráficas de los resultados obtenidos en el laboratorio, alcanza un valor máximo de humedad con el papel DDP o DPP de entorno a 2400ppm a las 100 horas del proceso de envejecimiento térmico a 130°C, y un valor mínimo con el papel aislante Crepe de 150ppm a las 175 horas aproximadas del envejecimiento térmico a 150°C.

El **éster sintético** posee valores de humedad comprendidos entre los dos anteriores, donde se alcanza un máximo cuando se mezcla con el papel aislante DDP o DPP, al igual que los anteriores, de 2400ppm a las 100 horas del proceso de envejecimiento térmico a 130°C; Este aceite dieléctrico alcanza su valor mínimo en la mezcla con el papel de tipo Crepe, alcanzando un máximo de 550ppm a las 250 horas del proceso de envejecimiento térmico a 130°C.

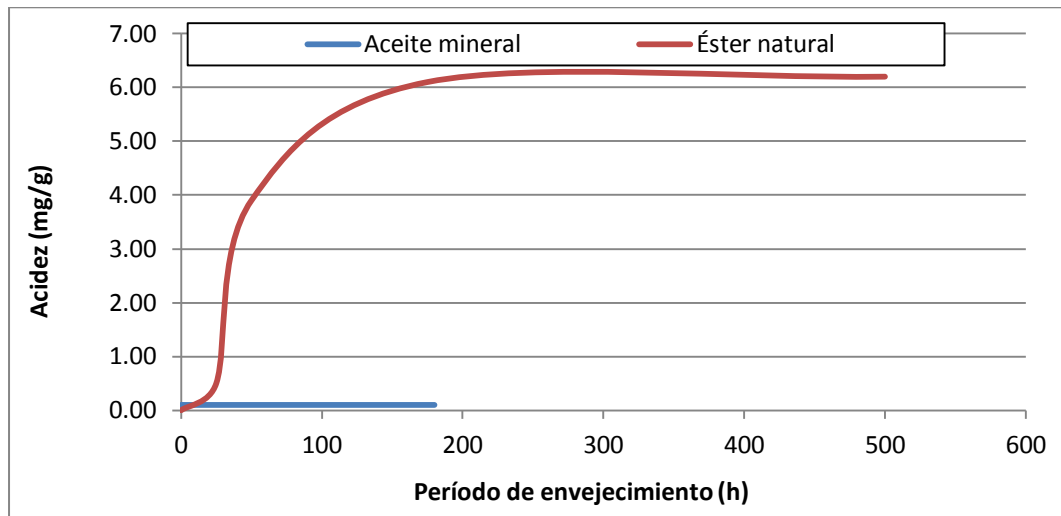
5.2.2. Acidez

La medida de la acidez es un indicador del estado de degradación del aceite dieléctrico, por lo que cuanto mayor es la acidez más deteriorado se encuentra el aceite. Por otra parte, la rotura de los enlaces de las cadenas de celulosa genera entre otros subproductos ácidos de cadena larga y corta lo que ayuda a incrementar el valor de esta propiedad, por lo tanto valores elevados de la acidez son una forma indirecta de medir el estado de degradación del sistema de aislamiento aceite-papel.

5.2.2.1. Acidez del aceite dieléctrico con papel aislante Kraft

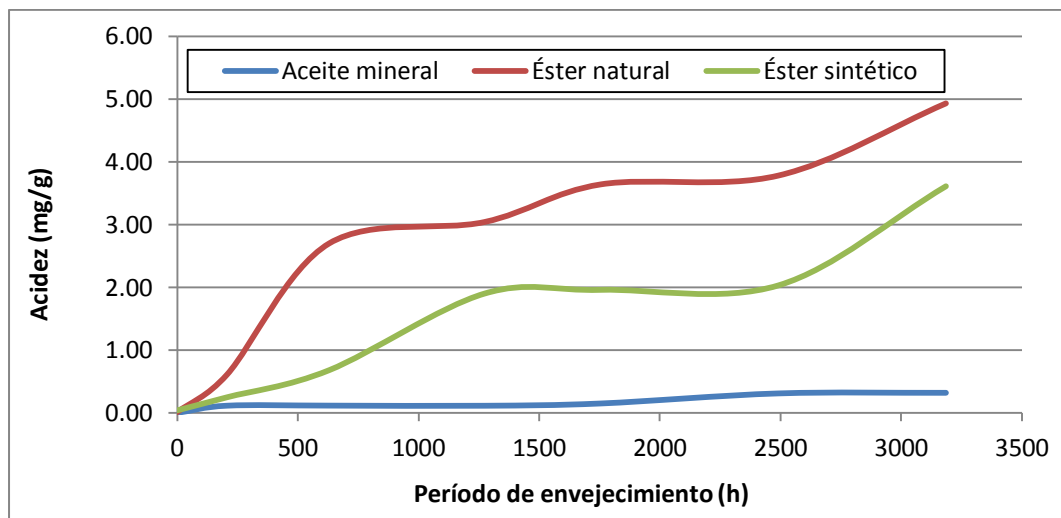


Gráfica 5.9. Resultados del ensayo de acidez en los 2 tipos de aceites mezclados con papel Kraft durante el proceso de envejecimiento a 130°C.

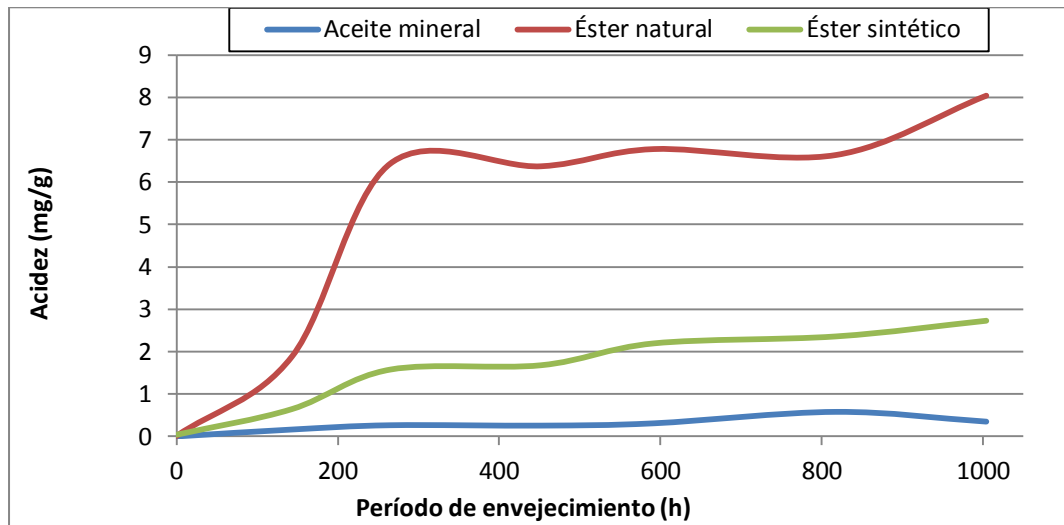


Gráfica 5.10. Resultados del ensayo de acidez en los 2 tipos de aceites mezclados con papel Kraft durante el proceso de envejecimiento a 150°C.

5.2.2.2. Acidez del aceite dieléctrico con papel aislante Crepe

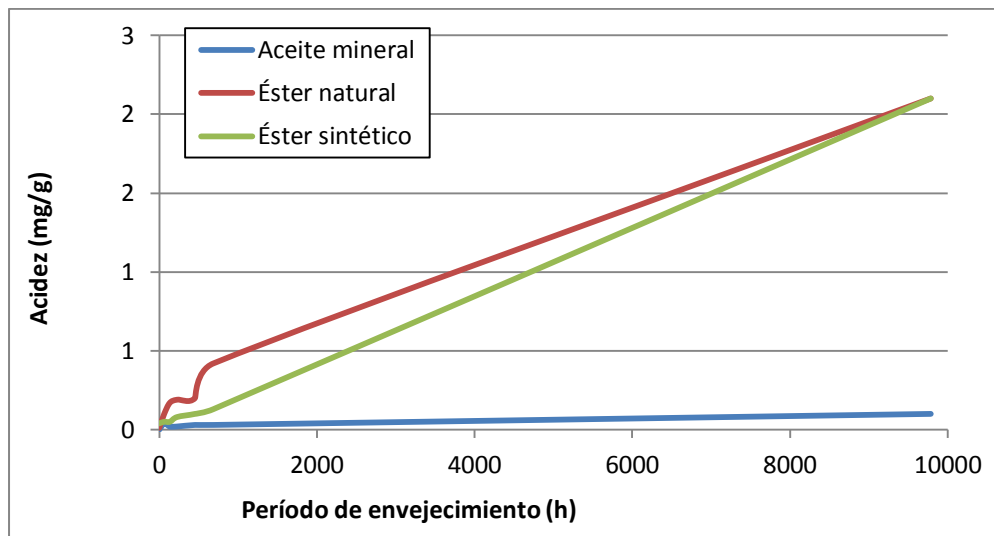


Gráfica 5.11. Resultados del ensayo de acidez en los 3 tipos de aceites mezclados con papel Crepe durante el proceso de envejecimiento a 130°C.

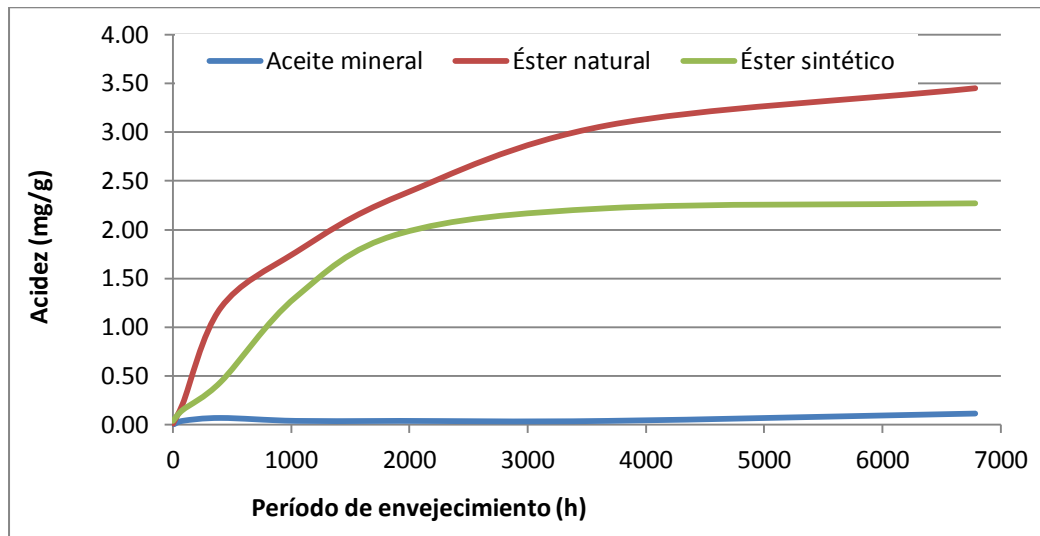


Gráfica 5.12. Resultados del ensayo de acidez en los 3 tipos de aceites mezclados con papel Crepe durante el proceso de envejecimiento a 150°C.

5.2.2.3. Acidez del aceite dieléctrico con papel aislante DDP

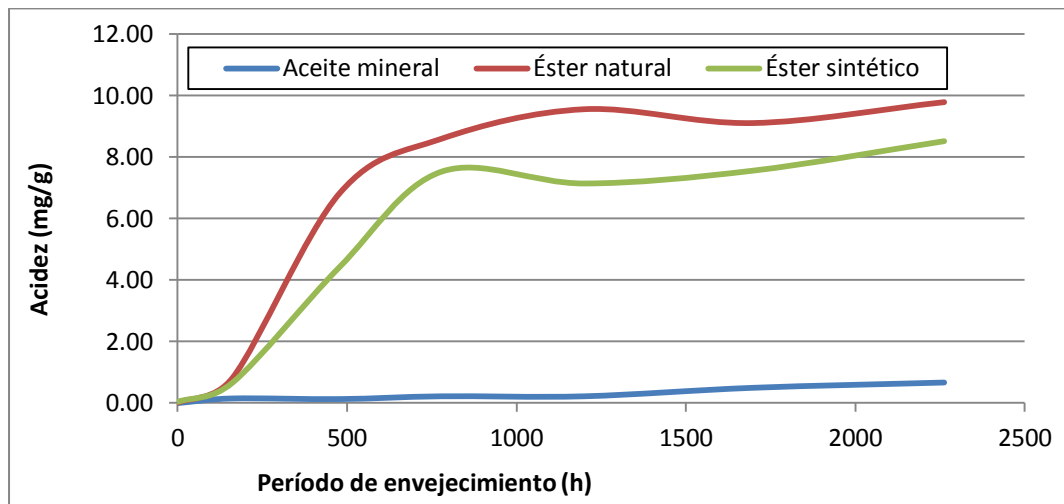


Gráfica 5.13. Resultados del ensayo de acidez en los 3 tipos de aceites mezclados con papel DDP o DPP durante el proceso de envejecimiento a 130°C.

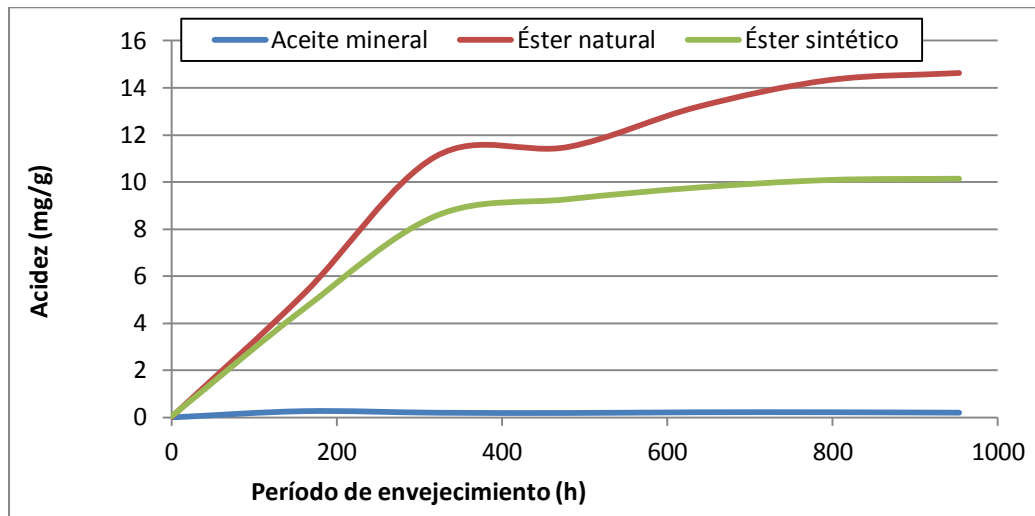


Gráfica 5.14. Resultados del ensayo de acidez en los 3 tipos de aceites mezclados con papel DDP o DPP durante el proceso de envejecimiento a 150°C.

5.2.2.4. Acidez del aceite dieléctrico con papel aislante PSP



Gráfica 5.15. Resultados del ensayo de acidez en los 3 tipos de aceites mezclados con papel PSP durante el proceso de envejecimiento a 130°C.



Gráfica 5.16. Resultados del ensayo de acidez en los 3 tipos de aceites mezclados con papel PSP durante el proceso de envejecimiento a 150°C.

Como puede apreciarse en las gráficas anteriores, el **aceite mineral** mantiene su contenido en acidez constante a valores muy bajos en comparación con los otros aceites, alcanzando su valor máximo en acidez durante la primera etapa del proceso de envejecimiento a 130°C con el papel Kraft y su valor mínimo con el resto de los aislantes sólidos durante la primera etapa de envejecimiento y únicamente durante ambas etapas para el papel aislante PSP.

El aceite aislante tipo **éster natural**, sin embargo, alcanza los mayores valores de acidez de los tres aceites, siendo el máximo en la segunda etapa de envejecimiento ensayado con el papel aislante PSP y el menor valor máximo de acidez con el papel aislante DDP o DPP durante la primera etapa de envejecimiento.

Por otra parte, el **éster sintético** alcanza su valor máximo de acidez durante la segunda etapa de envejecimiento con el papel aislante PSP, con un valor cercano al máximo del éster natural. Además, este aislante líquido alcanza el mínimo contenido en acidez durante la primera y la segunda etapa de envejecimiento del papel tipo DDP, obteniendo el mismo valor mínimo que el éster natural.

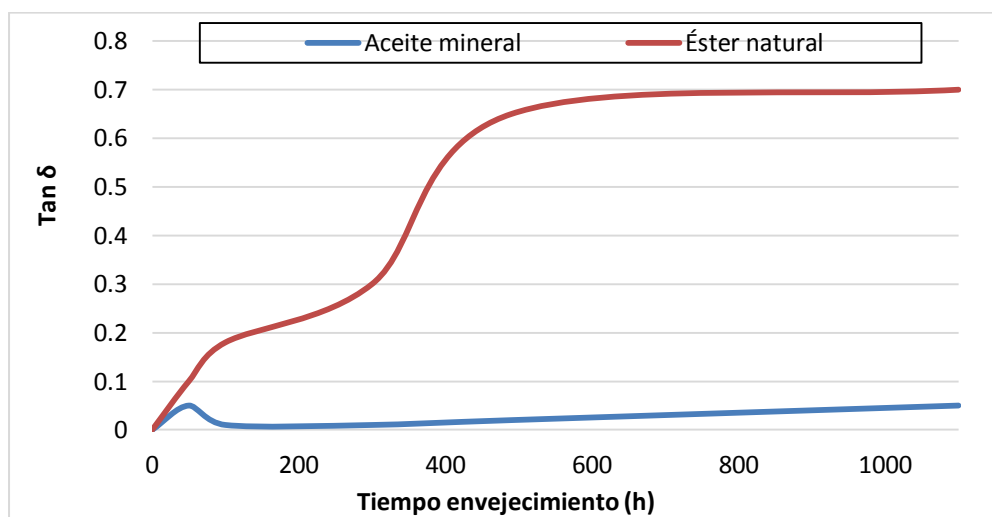
5.2.3. Factor de disipación dieléctrica y permitividad

Este ensayo se utiliza para determinar el estado de aislamiento en el que se encuentra el transformador determinado por el factor de disipación dieléctrica o $\tan\delta$, además de la permitividad relativa (ϵ) o constante dieléctrica del aceite dieléctrico, parámetro que se determina mediante el mismo aparato de medida que indica la capacidad del mismo de polarizarse en respuesta a un campo eléctrico aplicado de tal forma que anula parcialmente el campo dentro del material, es decir, la permitividad que tiene el aceite dieléctrico para poder almacenar cargas adicionales.

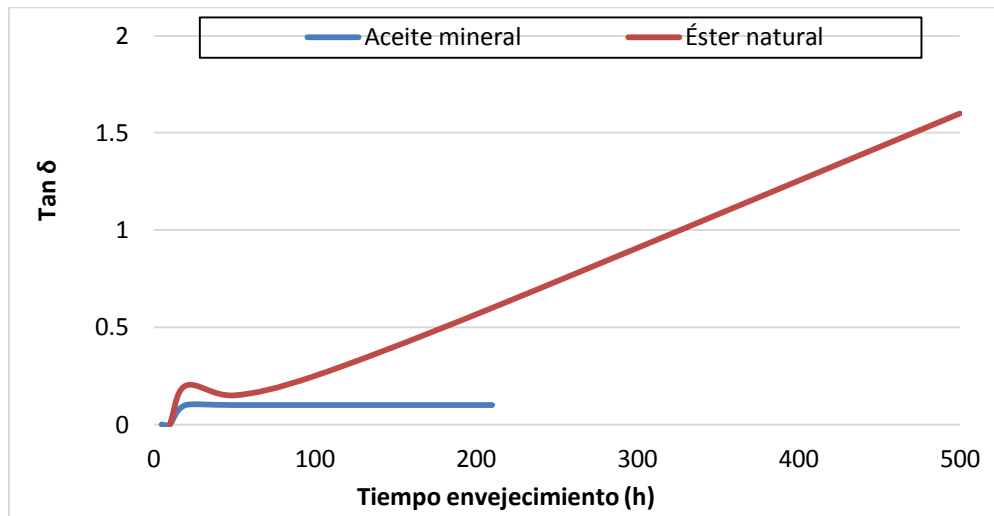
La permitividad en los líquidos aislantes es tremendamente variable en magnitud, encontrándose que los no polares presentan valores bajos, independientes de la frecuencia y que varían levemente con la temperatura, por los cambios que ésta produce en la densidad. Los polares por su parte presentan valores altos en comparación, ya que tienden más a reorientarse, y muy dependientes de frecuencia y temperatura, por influencia de los dipolos. Esto se suma a lo ya visto respecto a la resistividad para apoyar el uso de fluidos apolares como aislantes. En estos la contaminación o la presencia de humedad puede llegar a influir en su permitividad, a concentraciones importantes, mientras que la de los fluidos polares apenas se vería afectada.

Este fallo de aislamiento de los transformadores provoca un aumento de la humedad en sus componentes y es causado por aberturas en el aislamiento o incluso por la luz solar y el calor, provocando no solo el aumento de la velocidad de envejecimiento de la máquina, sino pudiendo incluso causar la avería o explosión de la máquina por el aumento de calor debido a las pérdidas generadas.

5.2.3.1. Factor de disipación dieléctrica del aceite dieléctrico con papel aislante Kraft

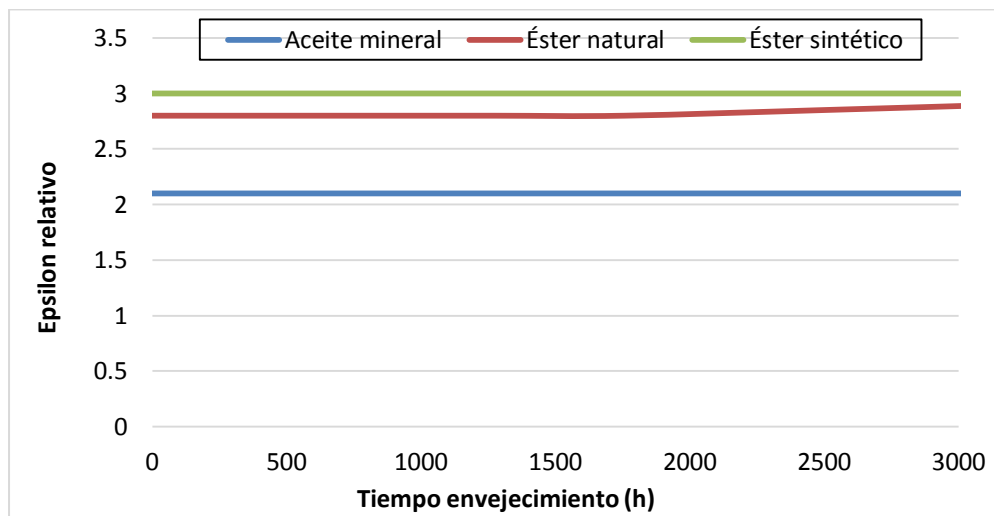


Gráfica 5.17. Resultados de los valores del Epsilon Relativo obtenidos durante el ensayo de factor de disipación dieléctrica en los 2 tipos de aceites mezclados con papel aislante Kraft durante el proceso de envejecimiento a 130°C.

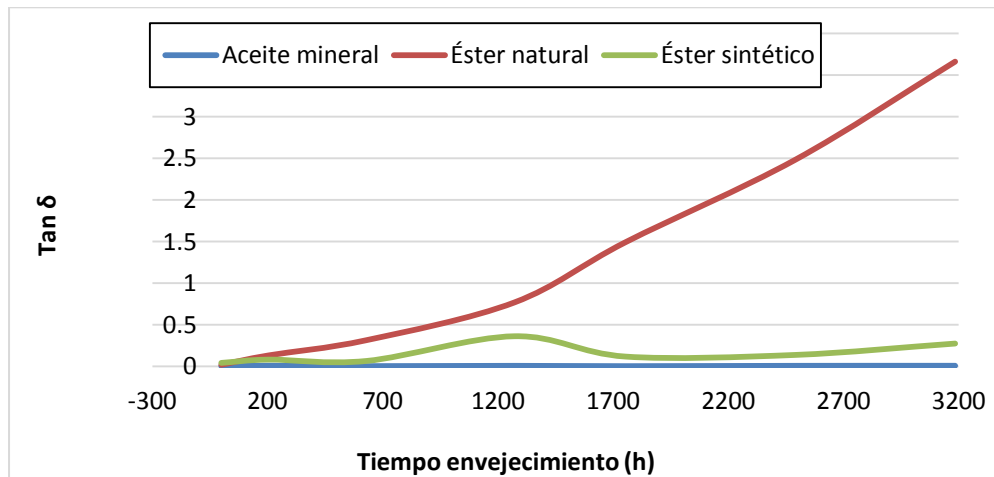


Gráfica 5.18. Resultados de los valores del Epsilon Relativo obtenidos durante el ensayo de factor de disipación dieléctrica en los 2 tipos de aceites mezclados con papel aislante Kraft durante el proceso de envejecimiento a 150°C.

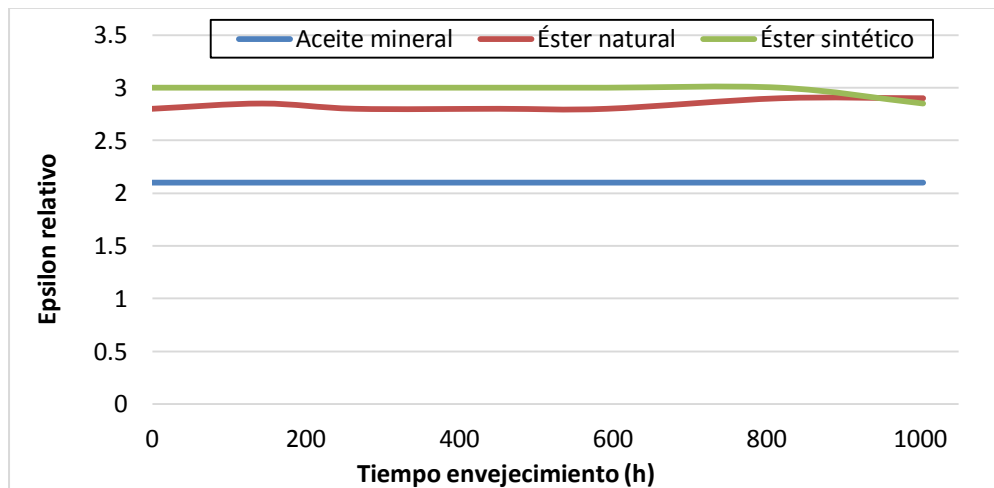
5.2.3.2. Factor de disipación dieléctrica del aceite dieléctrico con papel aislante Crepe



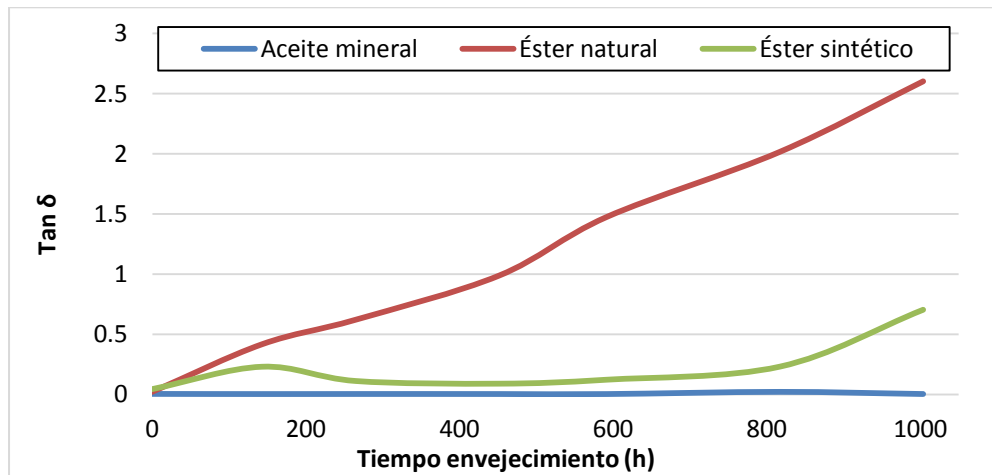
Gráfica 5.19. Resultados de los valores del Epsilon Relativo obtenidos durante el ensayo de factor de disipación dieléctrica en los 3 tipos de aceites mezclados con papel aislante Crepe durante el proceso de envejecimiento a 130°C.



Gráfica 5.20. Resultados del ensayo de factor de disipación dieléctrica en los 3 tipos de aceites mezclados con papel aislante Crepe durante el proceso de envejecimiento a 130°C.

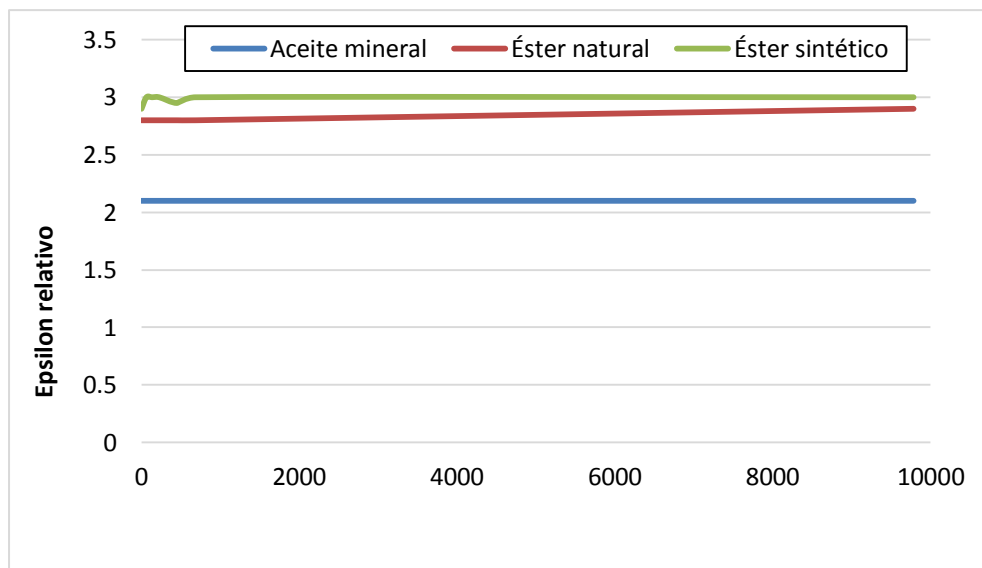


Gráfica 5.21. Resultados de los valores del Epsilon Relativo obtenidos durante el ensayo de factor de disipación dieléctrica en los 3 tipos de aceites mezclados con papel aislante Crepe durante el proceso de envejecimiento a 150°C.

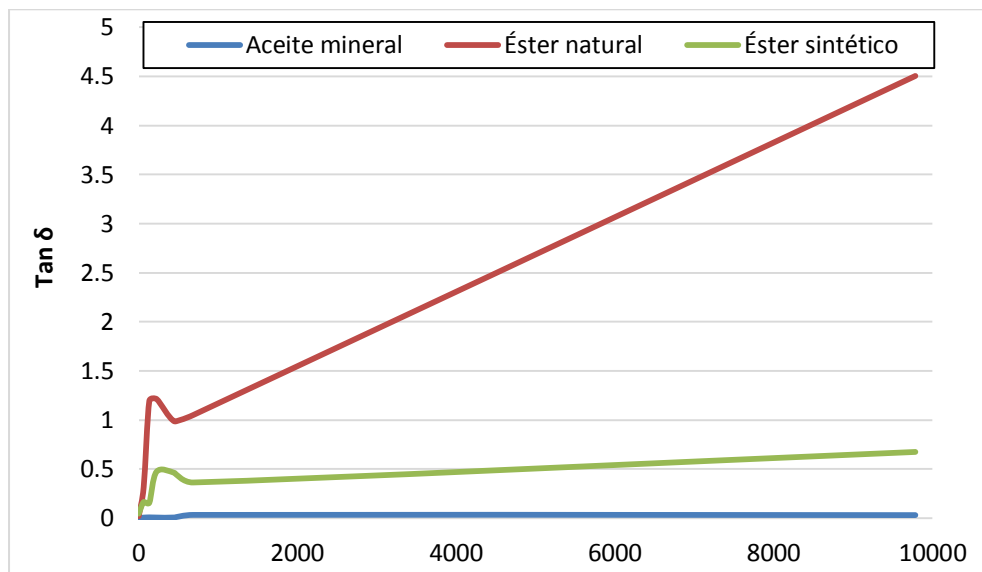


Gráfica 5.22. Resultados del ensayo de factor de disipación dieléctrica en los 3 tipos de aceites mezclados con papel aislante Crepe durante el proceso de envejecimiento a 150°C.

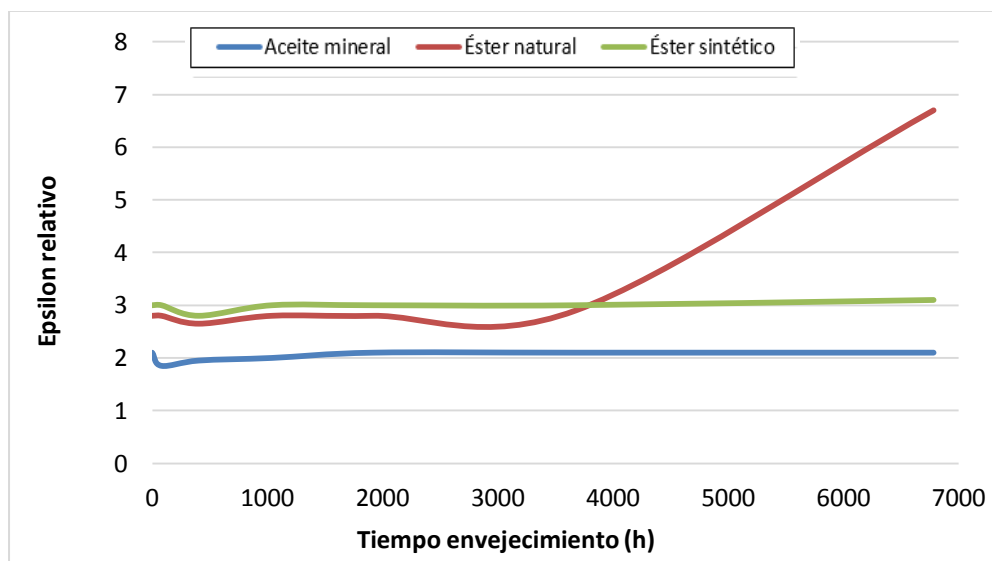
5.2.3.3. Factor de disipación dieléctrica del aceite dieléctrico con papel aislante DDP



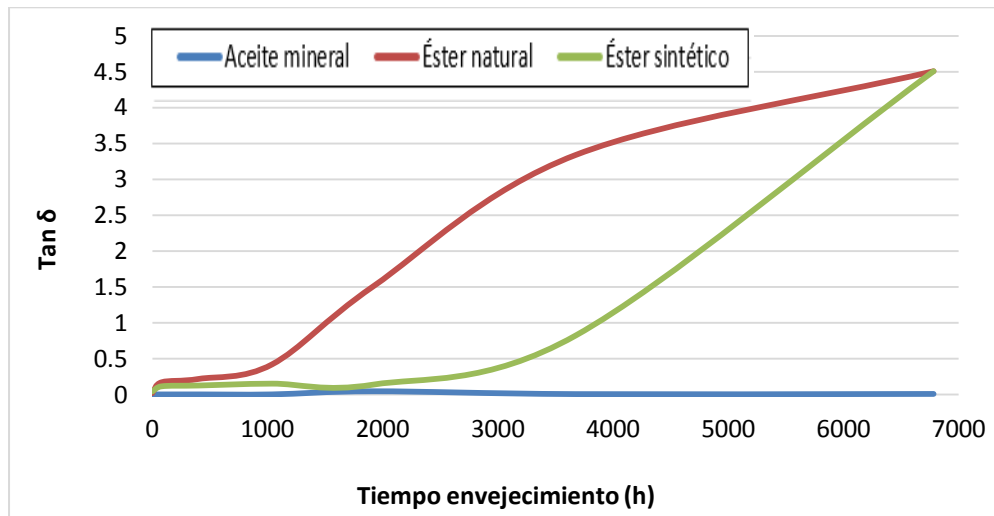
Gráfica 5.23. Resultados de los valores del Epsilon Relativo obtenidos durante el ensayo de factor de disipación dieléctrica en los 3 tipos de aceites mezclados con papel aislante DDP o DPP durante el proceso de envejecimiento a 130°C.



Gráfica 5.24. Resultados del ensayo de factor de disipación dieléctrica en los 3 tipos de aceites mezclados con papel aislante DDP o DPP durante el proceso de envejecimiento a 130°C.

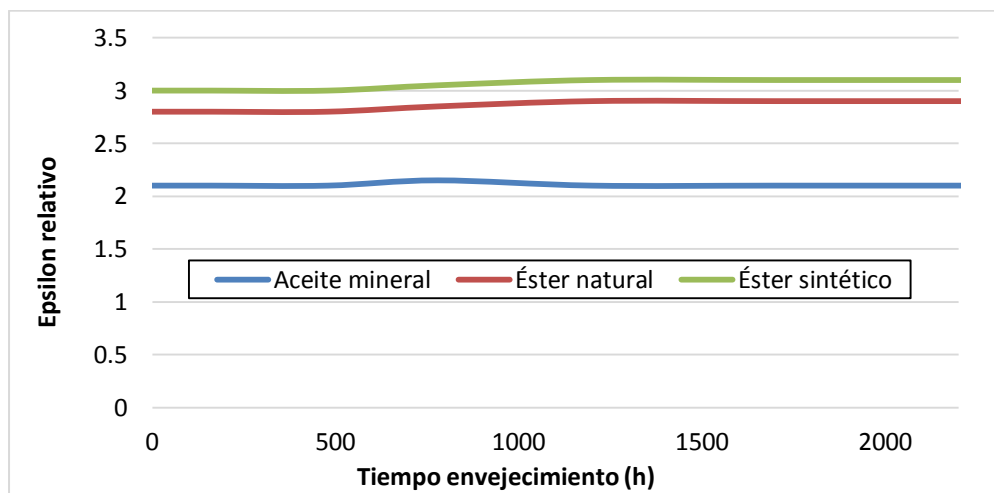


Gráfica 5.25. Resultados de los valores del Epsilon Relativo obtenidos durante el ensayo de factor de disipación dieléctrica en los 3 tipos de aceites mezclados con papel aislante DDP o DPP durante el proceso de envejecimiento a 150°C.

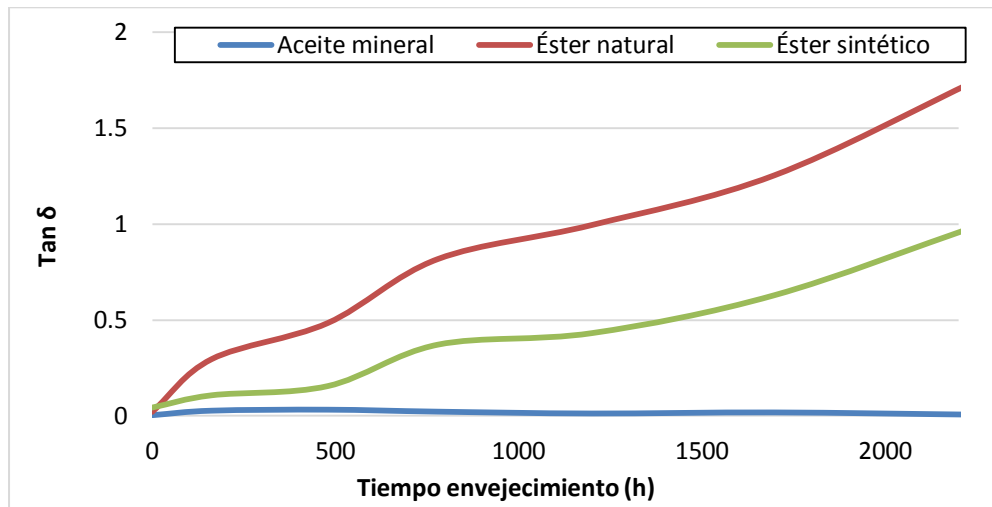


Gráfica 5.26. Resultados del ensayo de factor de disipación dieléctrica en los 3 tipos de aceites mezclados con papel aislante DDP o DPP durante el proceso de envejecimiento a 150°C.

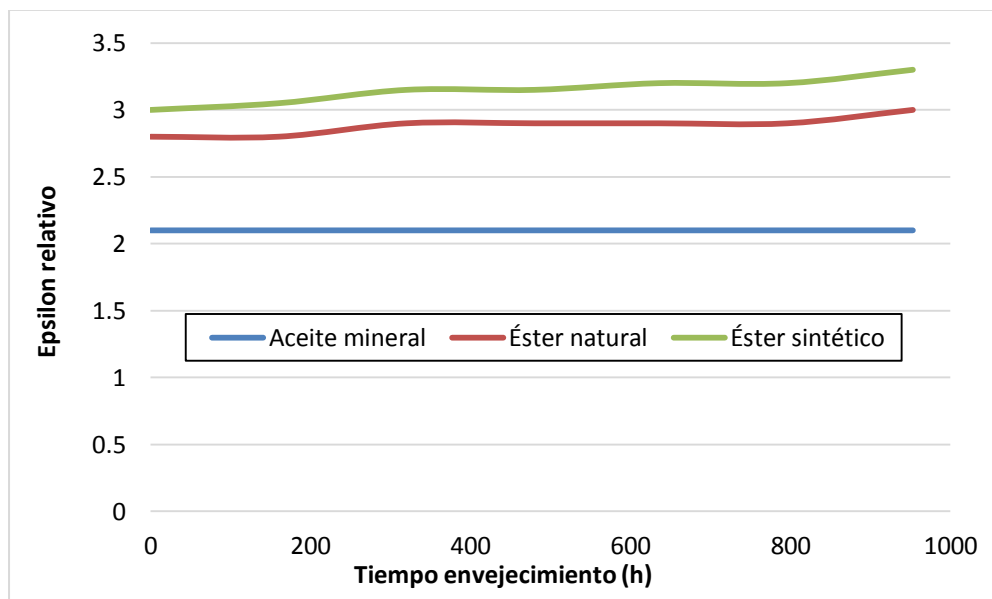
5.2.3.4. Factor de disipación dieléctrica del aceite dieléctrico con papel aislante PSP



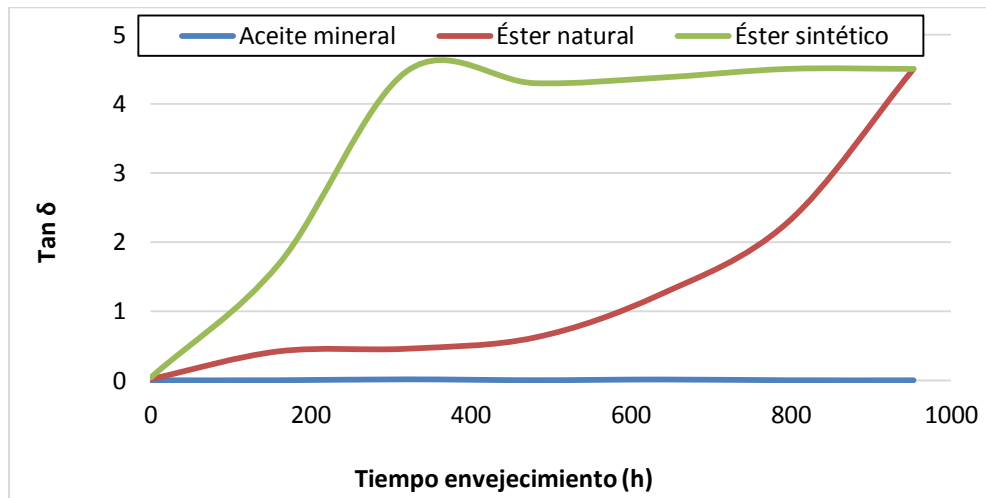
Gráfica 5.27. Resultados de los valores del Epsilon Relativo obtenidos durante el ensayo de factor de disipación dieléctrica en los 3 tipos de aceites mezclados con papel aislante PSP durante el proceso de envejecimiento a 130°C.



Gráfica 5.28. Resultados del ensayo de factor de disipación dieléctrica en los 3 tipos de aceites mezclados con papel aislante PSP durante el proceso de envejecimiento a 130°C.



Gráfica 5.29. Resultados de los valores del Epsilon Relativo obtenidos durante el ensayo de factor de disipación dieléctrica en los 3 tipos de aceites mezclados con papel aislante PSP durante el proceso de envejecimiento a 150°C.



Gráfica 5.30. Resultados del ensayo de factor de disipación dieléctrica en los 3 tipos de aceites mezclados con papel aislante PSP durante el proceso de envejecimiento a 150°C.

Tal y como muestran las gráficas anteriores, el aceite mineral posee los valores más bajos y constantes de permitividad y factor de disipación, independientemente del papel aislante utilizado en la muestra.

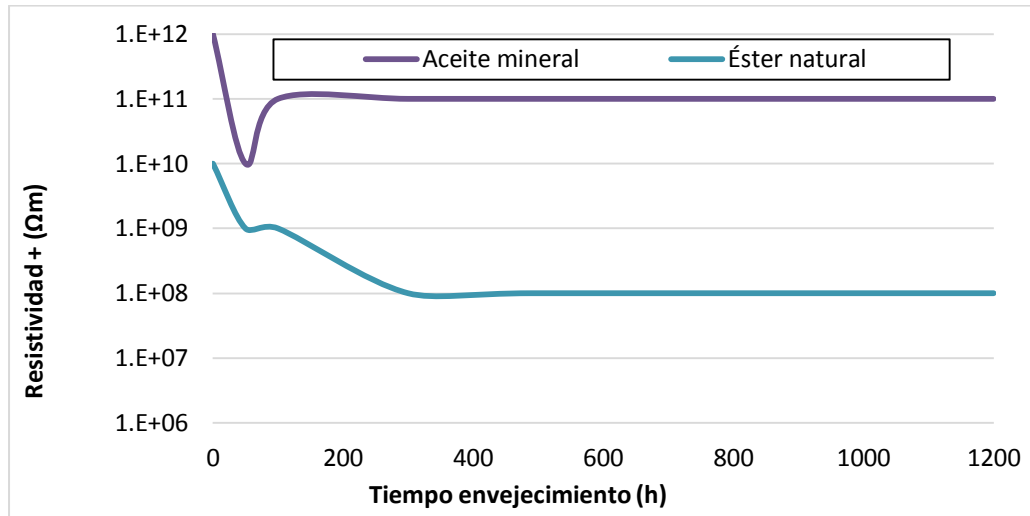
El éster natural o vegetal vuelve a alcanzar los valores máximos entre los tres aceites, sobre todo en la muestra del ensayo para la permitividad de la mezcla con DPP o DDP durante la primera etapa de envejecimiento y para el ensayo del factor de disipación alcanza valores máximos también en la mezcla con el mismo papel aislante y valores mínimos del mismo parámetro en la mezcla con papel Kraft. Los valores mínimos para la permitividad se alcanzan con el Crepe en ambas etapas de envejecimiento y el PSP en la primera etapa del mismo.

5.2.4. Resistividad

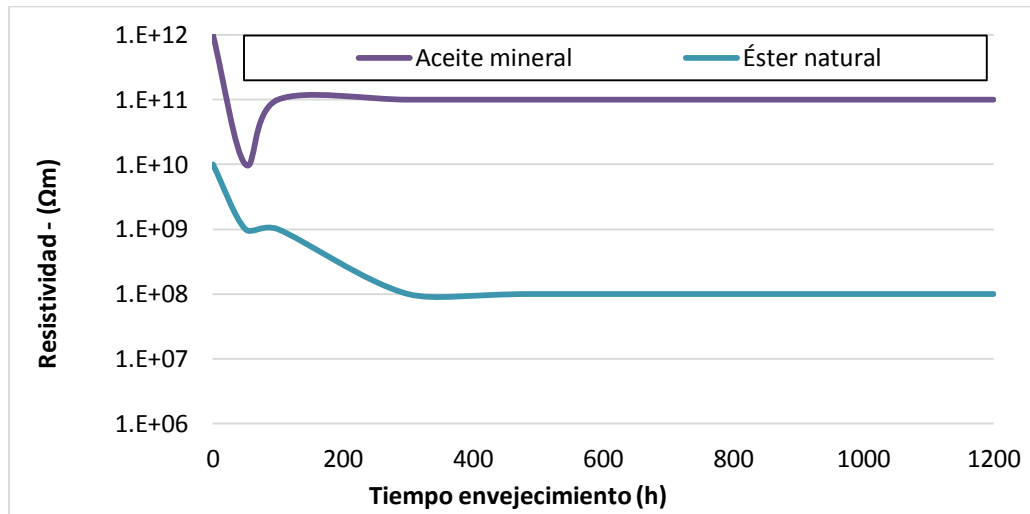
Este parámetro mide las propiedades aislantes del aceite y contenido en contaminantes conductores, siendo los valores altos de resistividad los ideales, ya que indican una baja concentración de estos contaminantes y un bajo contenido en iones libres. Además, un alto valor de resistividad produce un bajo valor de factor de disipación y viceversa.

Se realiza este ensayo para dos polaridades, modificando además la escala de la gráfica por una logarítmica debido a los elevados valores obtenidos.

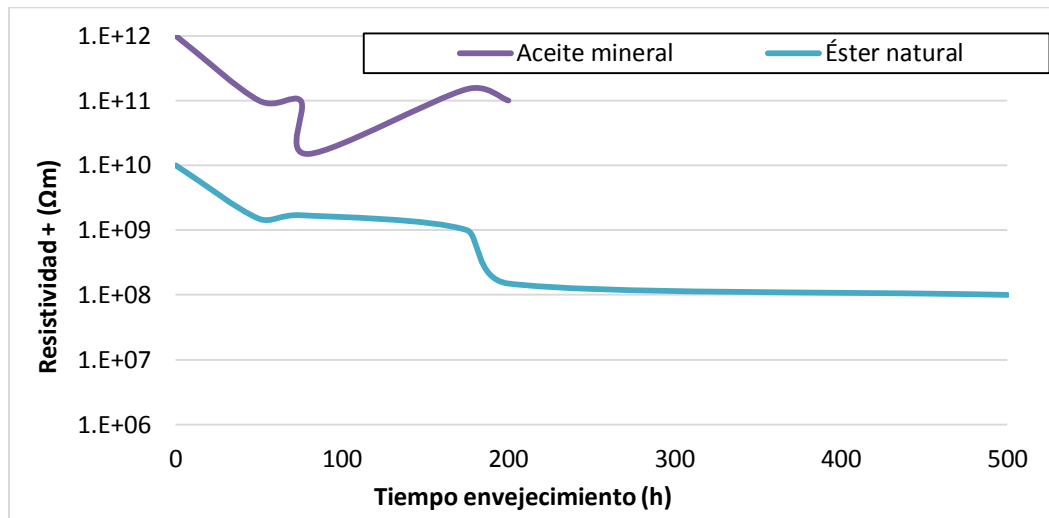
5.2.4.1. Resistividad del aceite dieléctrico con papel aislante Kraft



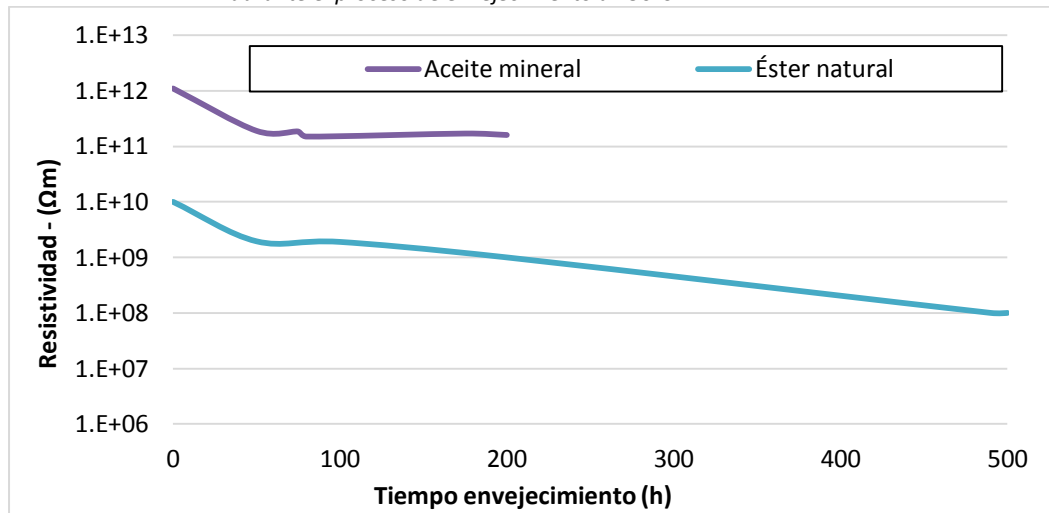
Gráfica 5.31. Resultados de la resistividad positiva de los 2 tipos de aceites con el papel aislante Kraft durante el proceso de envejecimiento a 130°C.



Gráfica 5.32. Resultados de la resistividad negativa de los 2 tipos de aceites con el papel aislante Kraft durante el proceso de envejecimiento a 130°C.

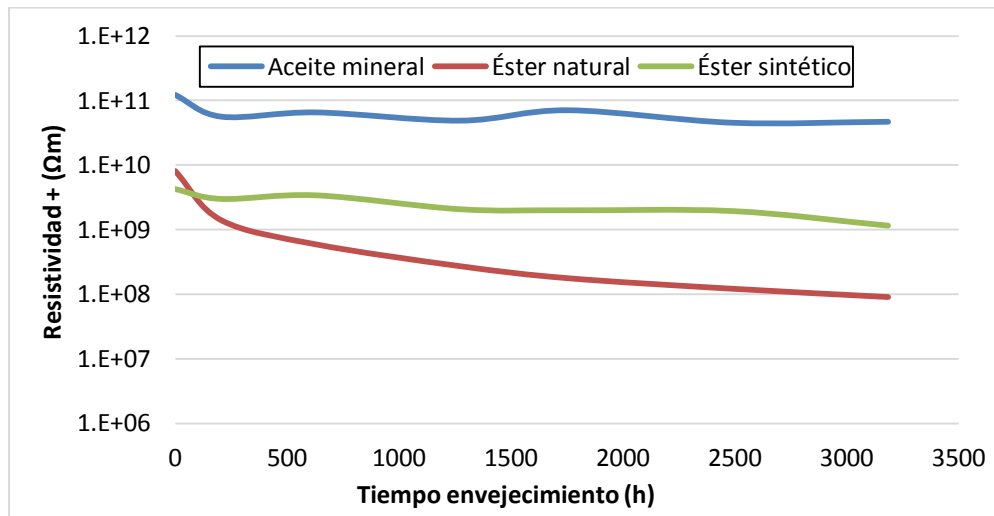


Gráfica 5.33. Resultados de la resistividad positiva de los 2 tipos de aceites con el papel aislante Kraft durante el proceso de envejecimiento a 150°C.

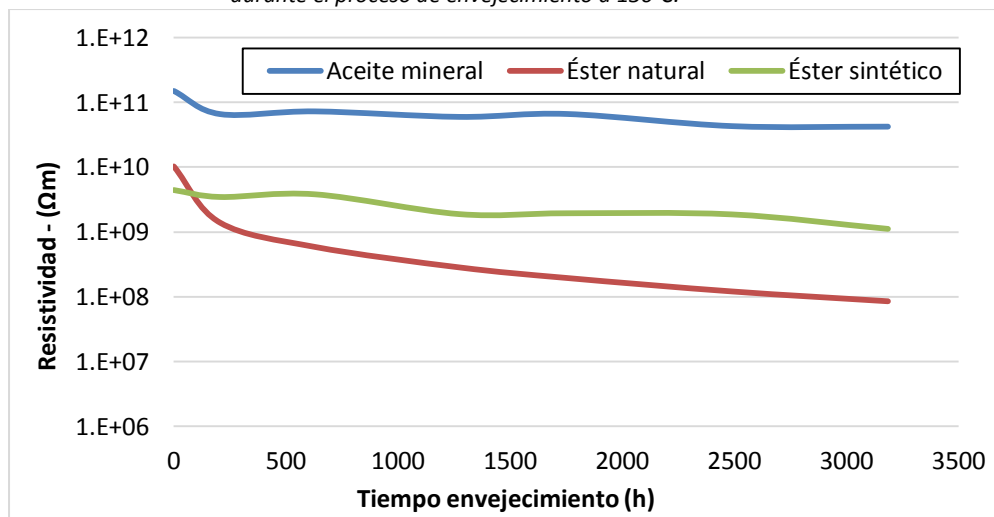


Gráfica 5.34. Resultados de la resistividad negativa de los 2 tipos de aceites con el papel aislante Kraft durante el proceso de envejecimiento a 150°C.

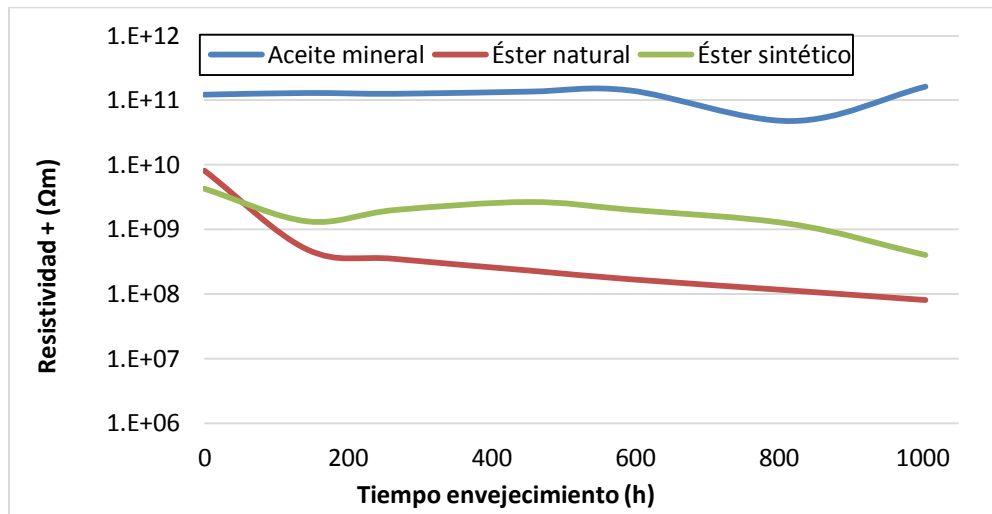
5.2.4.2. Resistividad del aceite dieléctrico con papel aislante Crepe



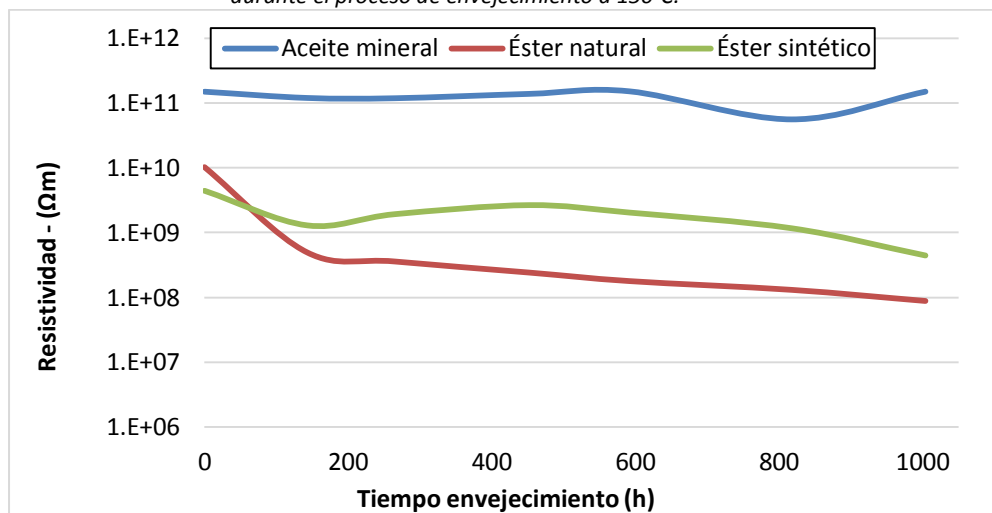
Gráfica 5.35. Resultados de la resistividad positiva de los 3 tipos de aceites con el papel aislante Crepe durante el proceso de envejecimiento a $130^{\circ}C$.



Gráfica 5.36. Resultados de la resistividad negativa de los 3 tipos de aceites con el papel aislante Crepe durante el proceso de envejecimiento a $130^{\circ}C$.

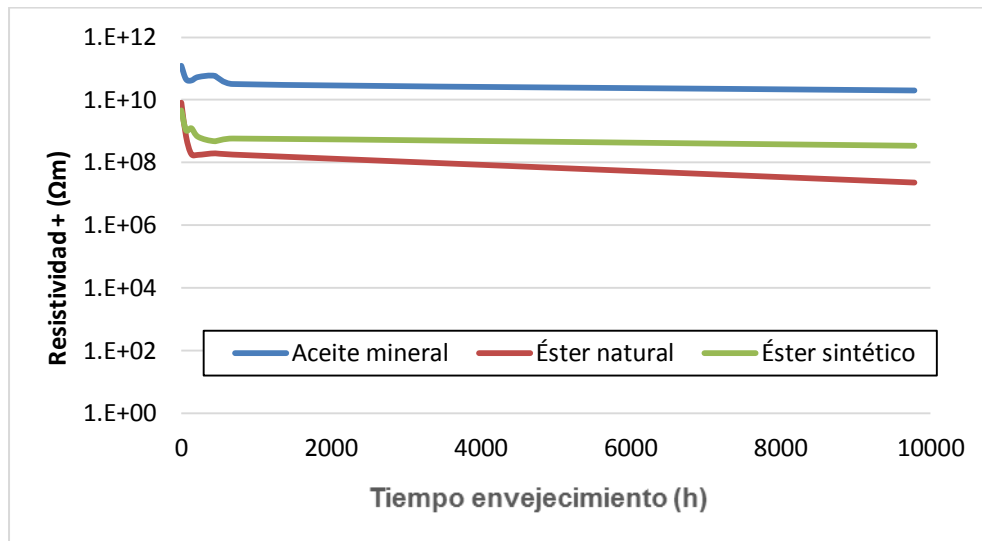


Gráfica 5.37. Resultados de la resistividad positiva de los 3 tipos de aceites con el papel aislante Crepe durante el proceso de envejecimiento a 150°C.

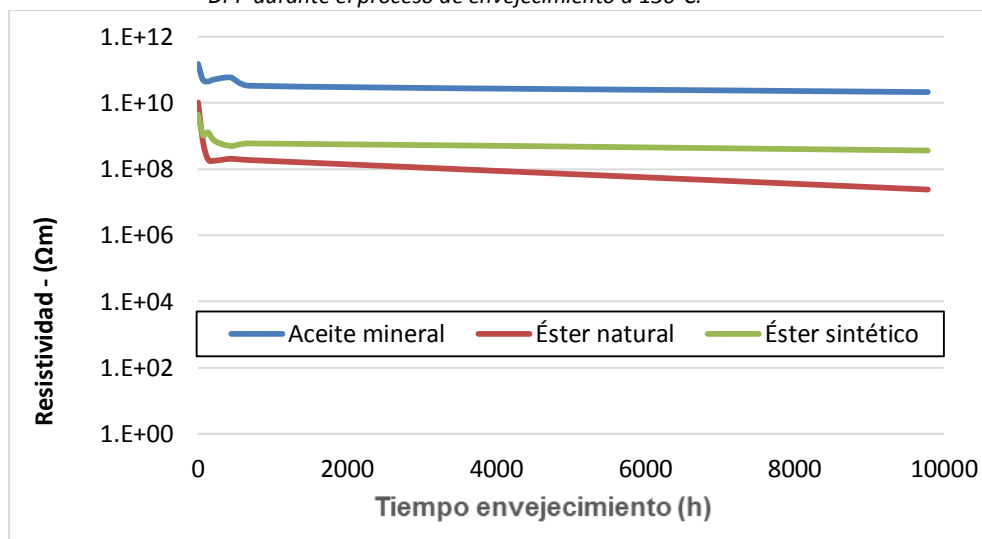


Gráfica 5.38. Resultados de la resistividad negativa de los 3 tipos de aceites con el papel aislante Crepe durante el proceso de envejecimiento a 150°C.

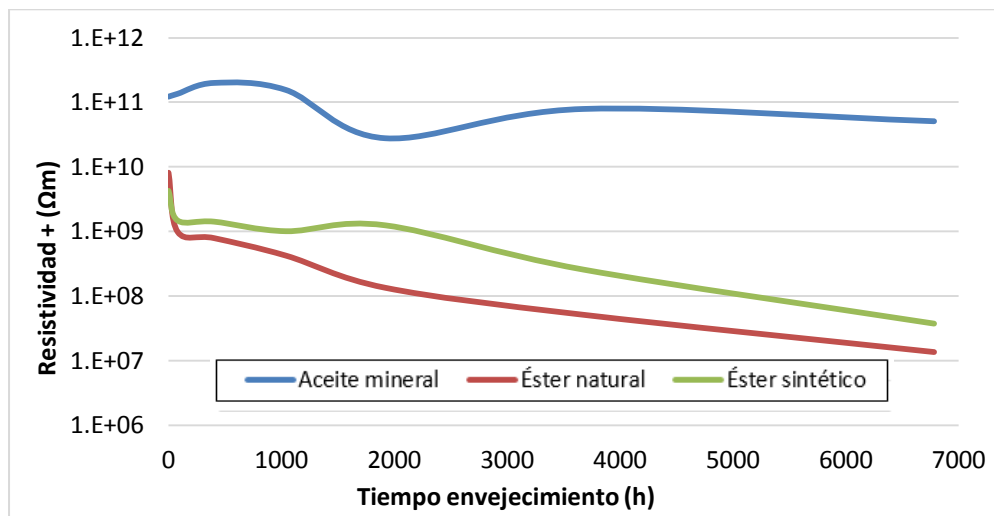
5.2.4.3. Resistividad del aceite dieléctrico con papel aislante DDP



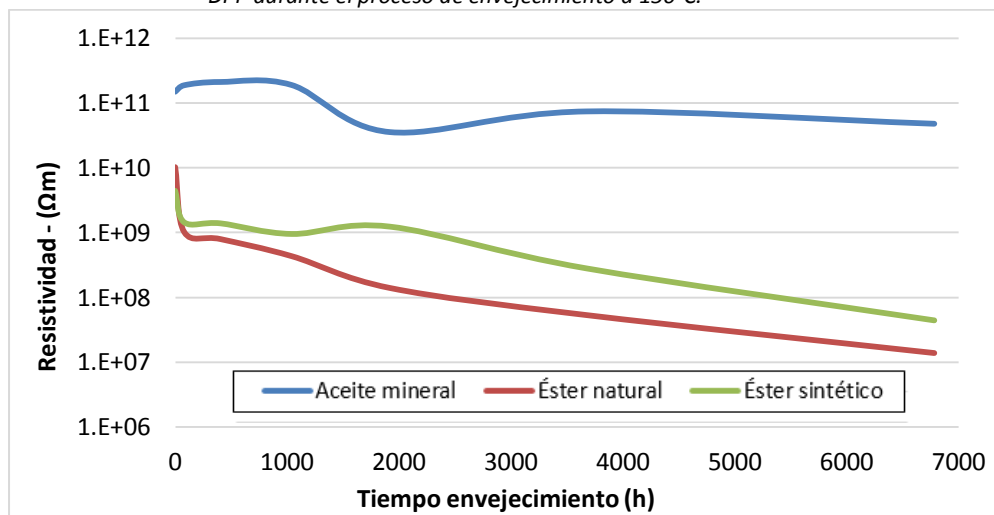
Gráfica 5.39. Resultados de la resistividad positiva de los 3 tipos de aceites con el papel aislante DDP o DPP durante el proceso de envejecimiento a 130°C.



Gráfica 5.40. Resultados de la resistividad negativa de los 3 tipos de aceites con el papel aislante DDP o DPP durante el proceso de envejecimiento a 130°C.

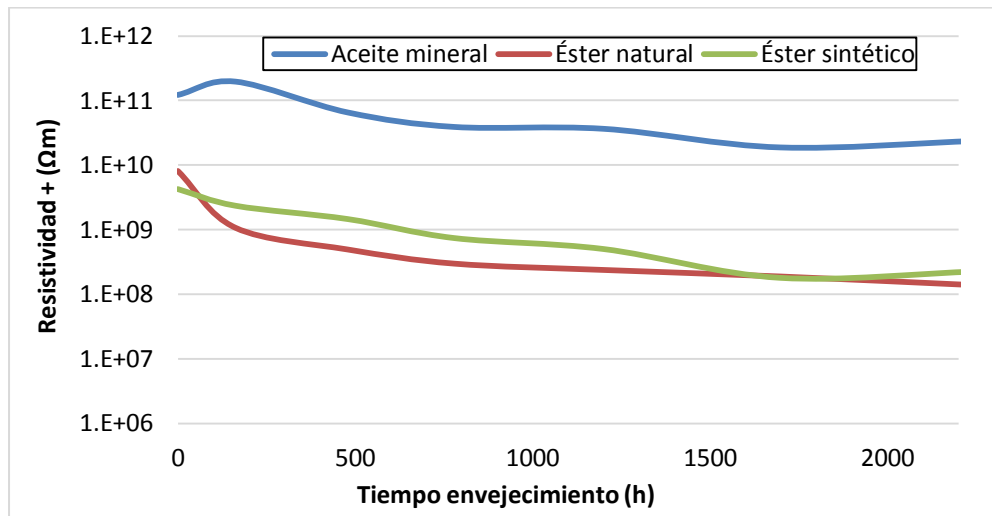


Gráfica 5.41. Resultados de la resistividad positiva de los 3 tipos de aceites con el papel aislante DDP o DPP durante el proceso de envejecimiento a 150°C.

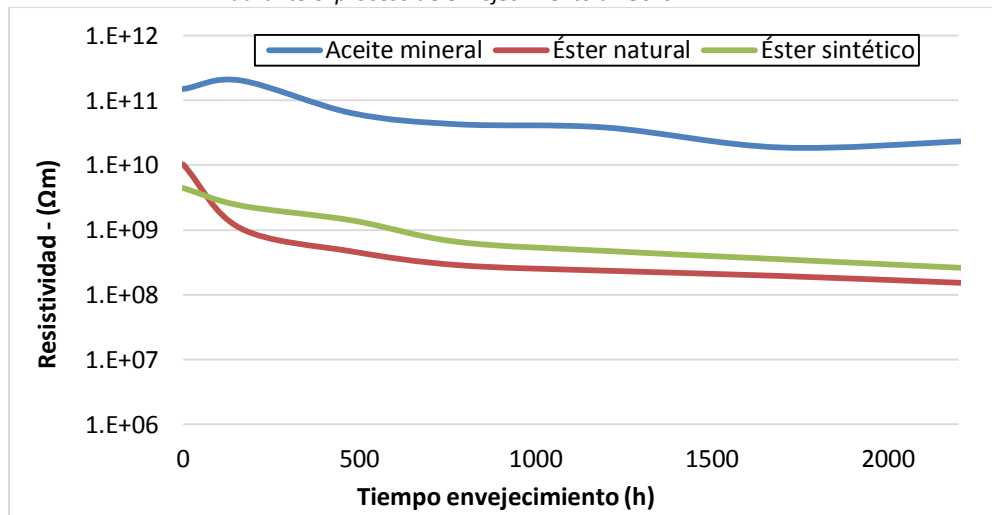


Gráfica 5.42. Resultados de la resistividad negativa de los 3 tipos de aceites con el papel aislante DDP o DPP durante el proceso de envejecimiento a 150°C.

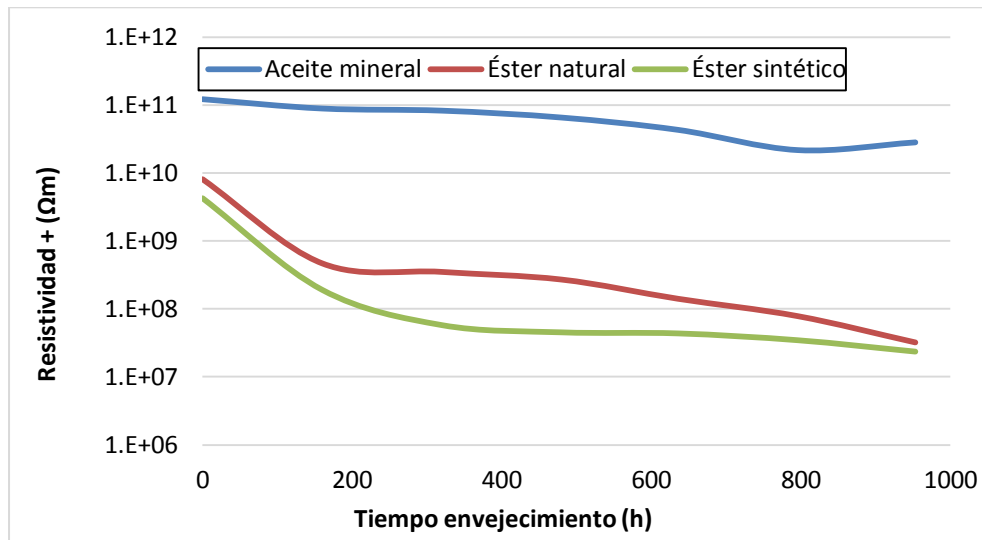
5.2.4.4. Resistividad del aceite dieléctrico con papel aislante PSP



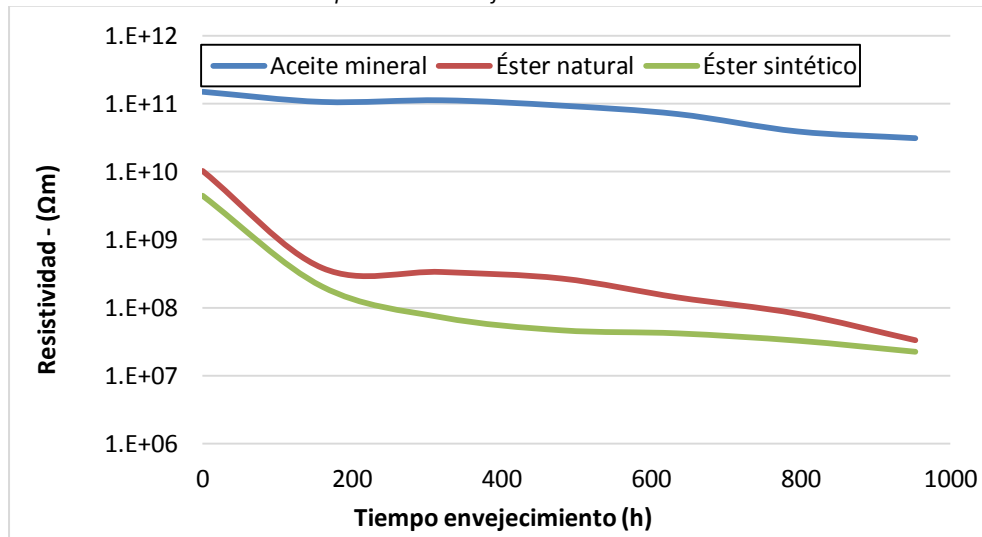
Gráfica 5.43. Resultados de la resistividad positiva de los 3 tipos de aceites con el papel aislante PSP durante el proceso de envejecimiento a 130°C.



Gráfica 5.44. Resultados de la resistividad negativa de los 3 tipos de aceites con el papel aislante PSP durante el proceso de envejecimiento a 130°C.



Gráfica 5.45. Resultados de la resistividad positiva de los 3 tipos de aceites con el papel aislante PSP durante el proceso de envejecimiento a 150°C.



Gráfica 5.46. Resultados de la resistividad negativa de los 3 tipos de aceites con el papel aislante PSP durante el proceso de envejecimiento a 150°C.

Los valores obtenidos en las gráficas indican que el **aceite mineral** es el que mayor valor de resistividad alcanza, siendo éste punto más tardío durante la segunda etapa del proceso de envejecimiento del papel Crepe y del DPP, en los cuales alcanza esos valores a las 1000 horas. Respecto al aceite éster **natural y sintético**, poseen los mismos valores máximos en todas las variaciones de mezcla de papel aislante, donde además estos valores máximos son alcanzados nada más comenzar el proceso de envejecimiento, una vez superado este punto, ambos aceites varían en sus valores de resistividad, donde el aceite sintético posee valores superiores de resistividad que el

natural, exceptuando la segunda etapa de envejecimiento de la mezcla con el papel aislante PSP.

5.3. Degradación del papel dieléctrico durante el periodo de envejecimiento

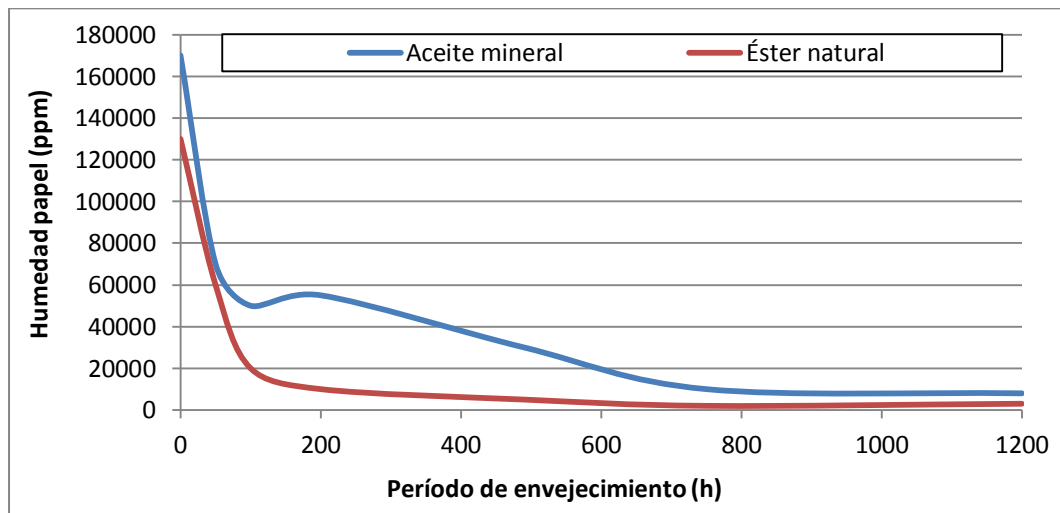
Se someten a estudio los 4 tipos de papeles aislantes celulósicos más utilizados en la industria eléctrica, los tipo Kraft, DDP, PSP y Crepe mediante los ensayos explicados anteriormente.

5.3.1. Humedad del papel dieléctrico

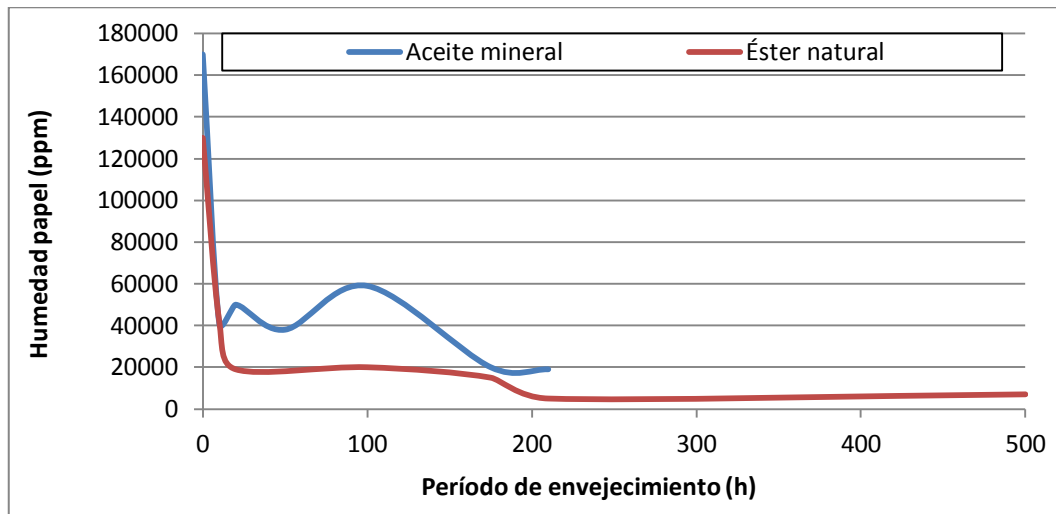
Este ensayo es especialmente importante porque la humedad, que entra a través de la atmósfera durante la instalación o reparación de la máquina eléctrica, queda adherida al papel impregnado de aceite dieléctrico de la parte activa del transformador, provocando una disminución de la resistencia dieléctrica, un rápido envejecimiento del papel aislante y la formación de burbujas de gas durante el estrés térmico, pudiendo aumentar el riesgo de un corte eléctrico en cualquier momento.

Como se ha comentado anteriormente, se realiza este ensayo siguiendo la normativa UNE-EN 60814 para la toma de medidas de las muestras del papel, evaluándolo en función de los tres aceites dieléctricos y el tipo de papel ensayados. De esta forma, se obtienen las siguientes gráficas para cada tipo de papel ensayado a 130°C y 150°C.

5.3.1.1. Humedad del aceite dieléctrico con papel aislante Kraft

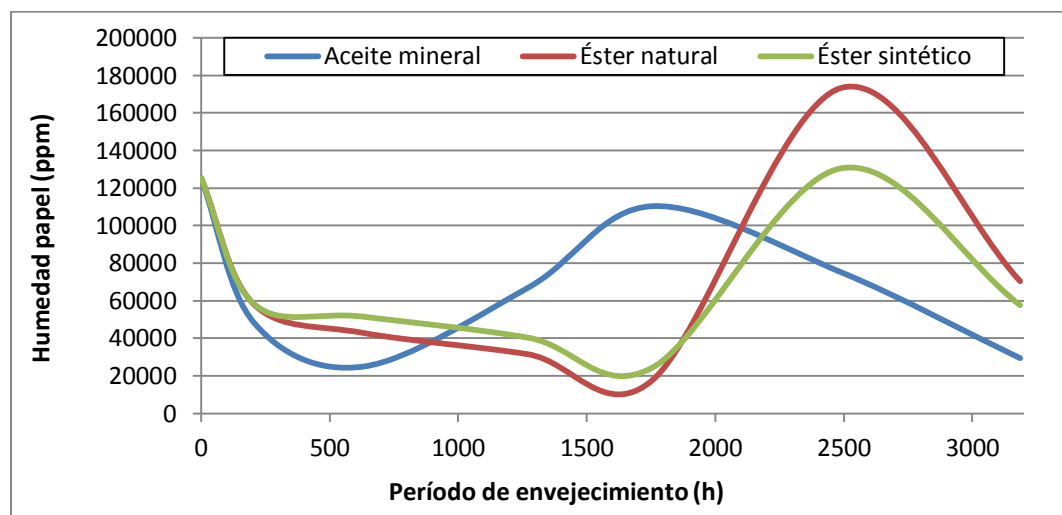


Gráfica 5.47. Resultados del ensayo de humedad del papel dieléctrico tipo Kraft a 130°C.

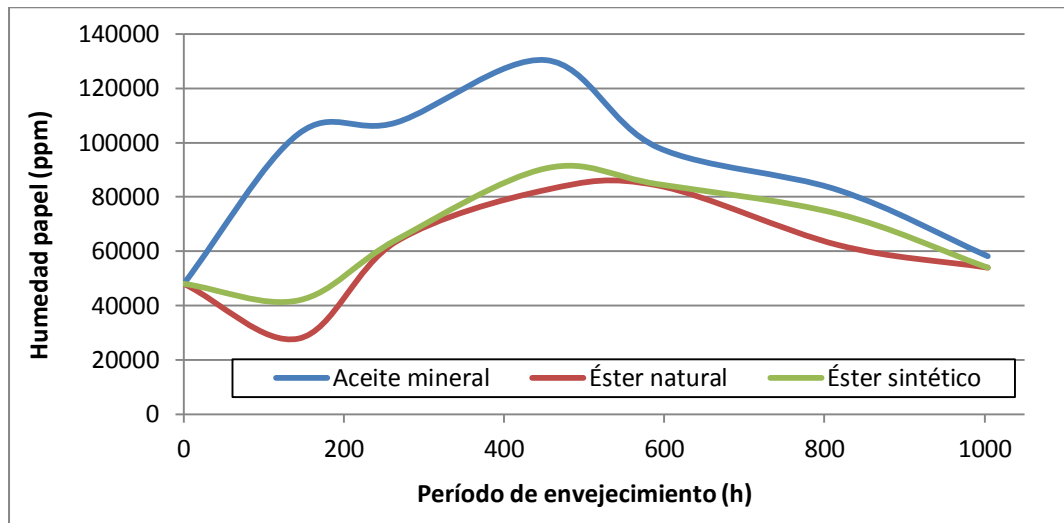


Gráfica 5.48. Resultados del ensayo de humedad del papel dieléctrico tipo Kraft a 150°C.

5.3.1.2. Humedad del aceite dieléctrico con papel aislante Crepe

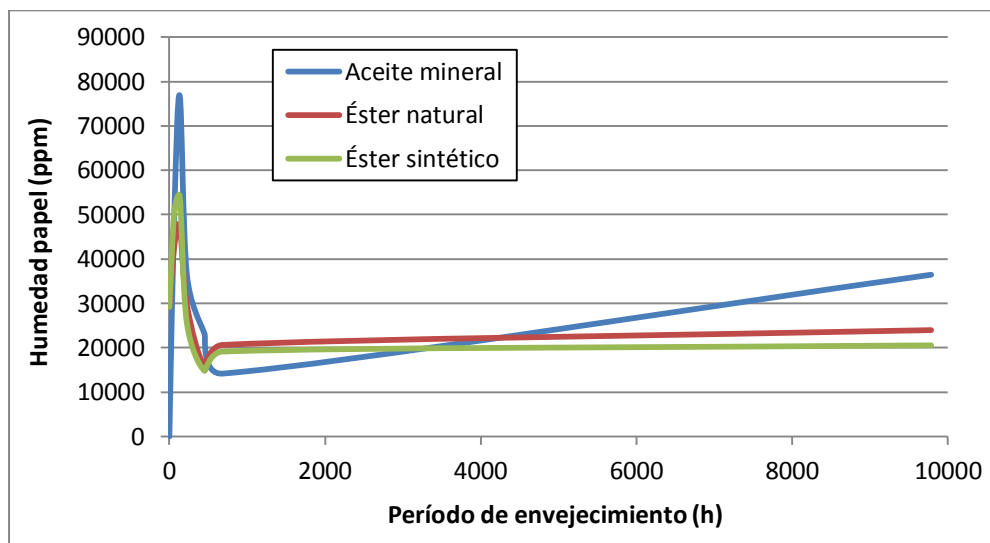


Gráfica 5.49. Resultados del ensayo de humedad del papel dieléctrico tipo Crepe a 130°C.

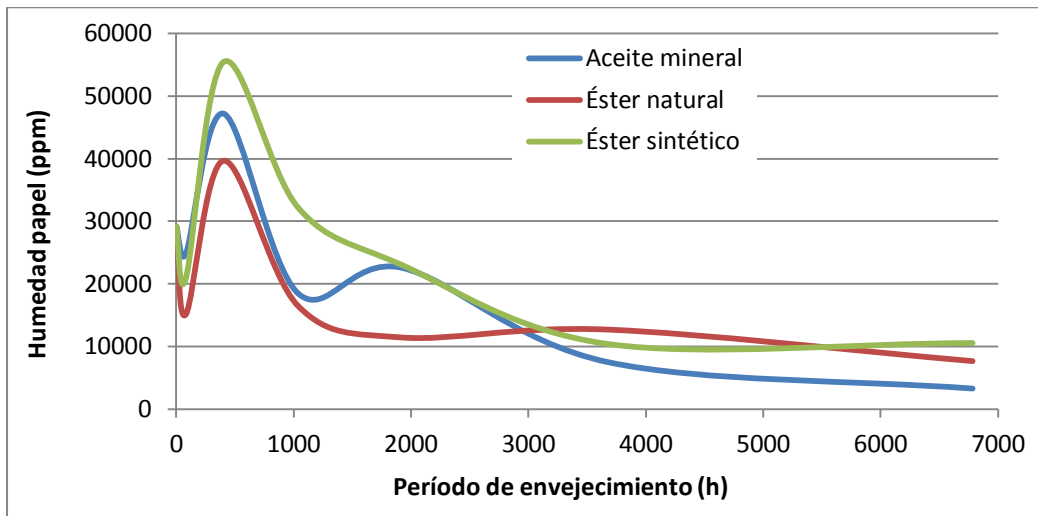


Gráfica 5.50. Resultados del ensayo de humedad del papel dieléctrico tipo Crepe a 150°C.

5.3.1.3. Humedad del aceite dieléctrico con papel aislante DDP

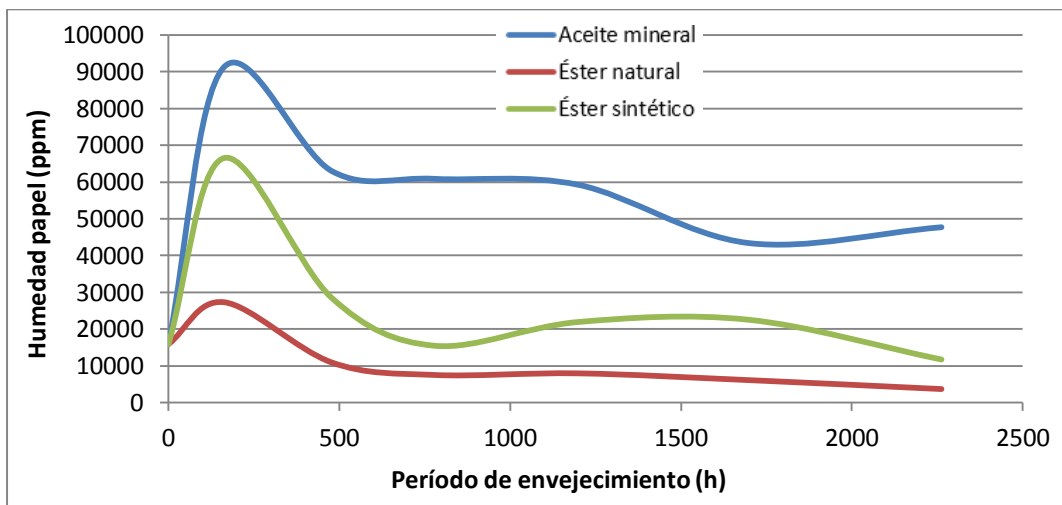


Gráfica 5.51. Resultados del ensayo de humedad del papel dieléctrico tipo DDP o DPP a 130°C.

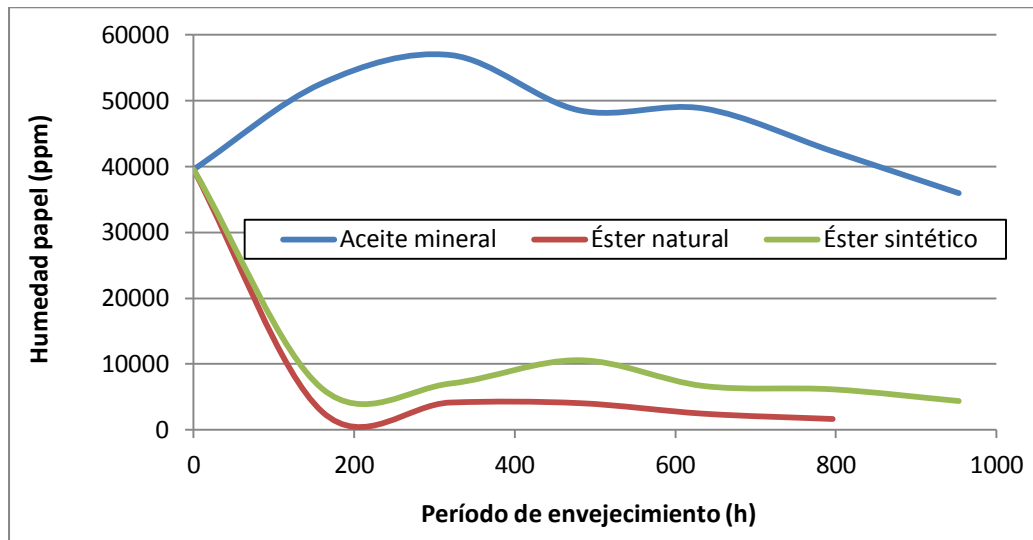


Gráfica 5.52. Resultados del ensayo de humedad del papel dieléctrico tipo DDP o DPP a 150°C.

5.3.1.4. Humedad del aceite dieléctrico con papel aislante PSP



Gráfica 5.53. Resultados del ensayo de humedad del papel dieléctrico tipo PSP a 130°C.



Gráfica 5.54. Resultados del ensayo de humedad del papel dieléctrico tipo PSP a 150°C.

Como muestran las gráficas, todos los papeles aislantes, excepto en el tipo Crepe en la primera etapa del envejecimiento, contienen valores máximos de humedad con el aceite mineral, donde destaca el papel tipo PSP, el cual aumenta su contenido en humedad en combinación con el aceite mineral.

Respecto a las combinaciones con los otros aceites ésteres, cabe destacar que es algo superior el contenido en humedad del papel aislante cuando se mezcla con sintético, exceptuando la primera etapa del ensayo de envejecimiento del papel aislante tipo Crepe, donde el contenido en humedad en el papel es superior en composición con el ester natural que con el sintético.

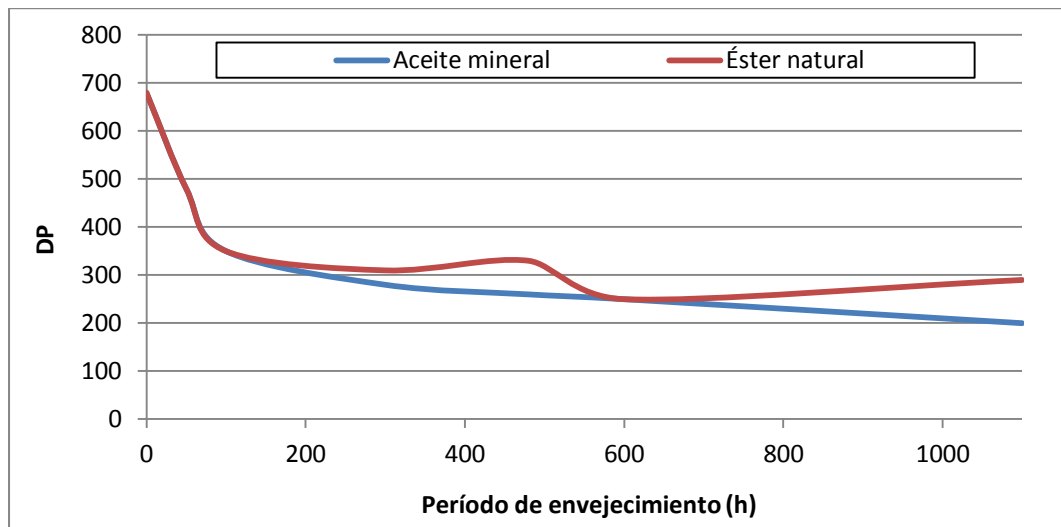
El contenido en humedad en todos los casos disminuye con el tiempo de envejecimiento debido al secado producido por la exposición de los componentes a altas temperaturas. Sin embargo, hay que destacar que la tendencia seguida por el agua en el papel es bastante diferente de unos papeles a otros. Por ejemplo, en el papel Kraft su humedad desciende desde el comienzo del envejecimiento, mientras que en el papel crepe se produce un descenso al inicio para después tener lugar un incremento y un posterior descenso. En el caso del PSP a 130°C al principio la humedad experimenta un importante incremento para posteriormente ir desdiciendo progresivamente, mientras que para este mismo papel a 150°C el comportamiento es completamente opuesto en el caso de los aceites biodegradables en los cuales se produce un gran descenso inicial para posteriormente sufrir un pequeño incremento.

5.3.2. Grado de polimerización (DP)

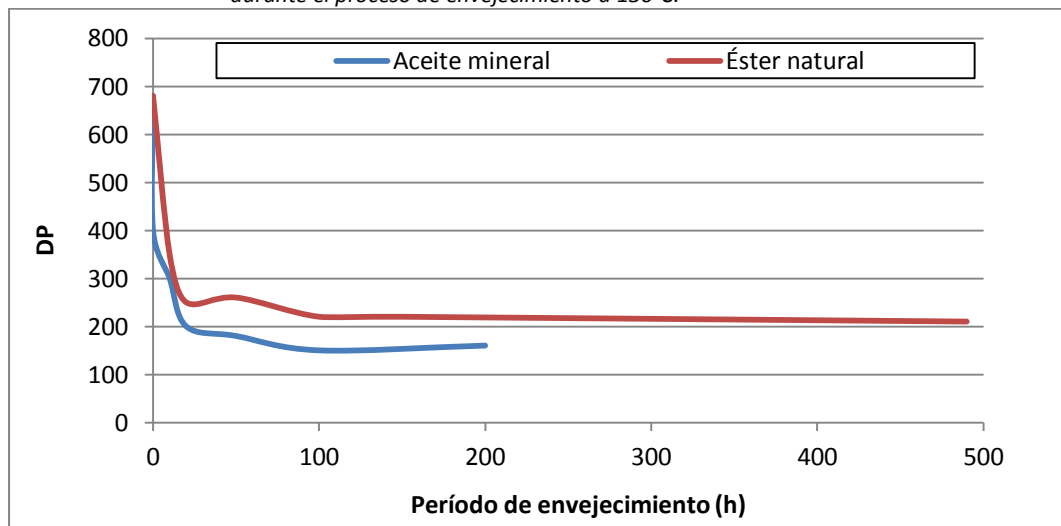
El grado de polimerización es el número de monómeros repetidos en un polímero, en este caso de celulosa, donde un mayor número de estas secuencias indica una mayor resistencia mecánica del papel aislante. Este parámetro es también un claro indicador de la degradación, ya que a medida que envejece pierde resistencia.

A continuación se muestran los valores de DP obtenidos de la medida de la viscosidad durante las dos etapas de envejecimiento.

5.3.2.1. Grado de Polimerización con papel aislante Kraft

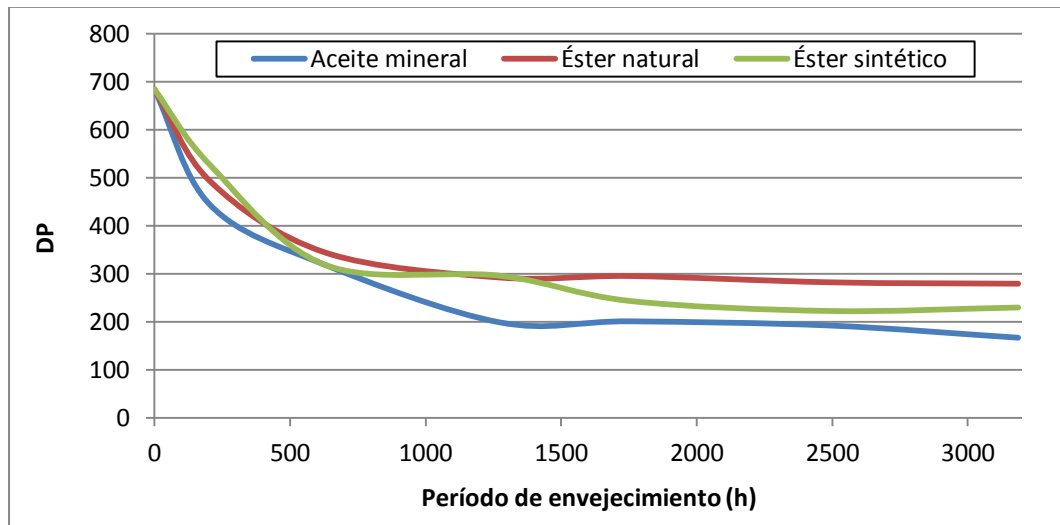


Gráfica 5.55. Resultados de la resistividad negativa de los 2 tipos de aceites con el papel aislante Kraft durante el proceso de envejecimiento a 130°C.

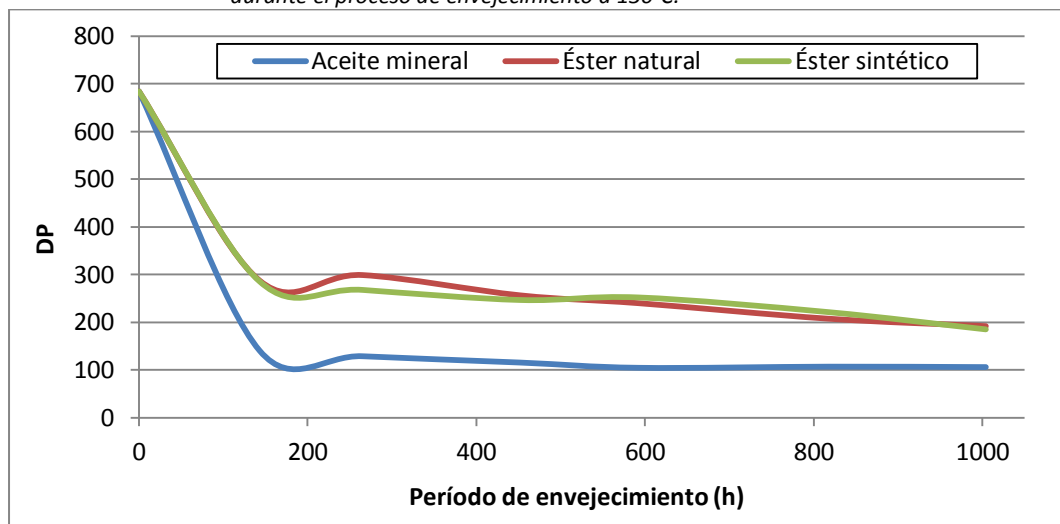


Gráfica 5.56. Resultados de la resistividad negativa de los 2 tipos de aceites con el papel aislante Kraft durante el proceso de envejecimiento a 150°C.

5.3.2.2. Grado de Polimerización con papel aislante Crepe

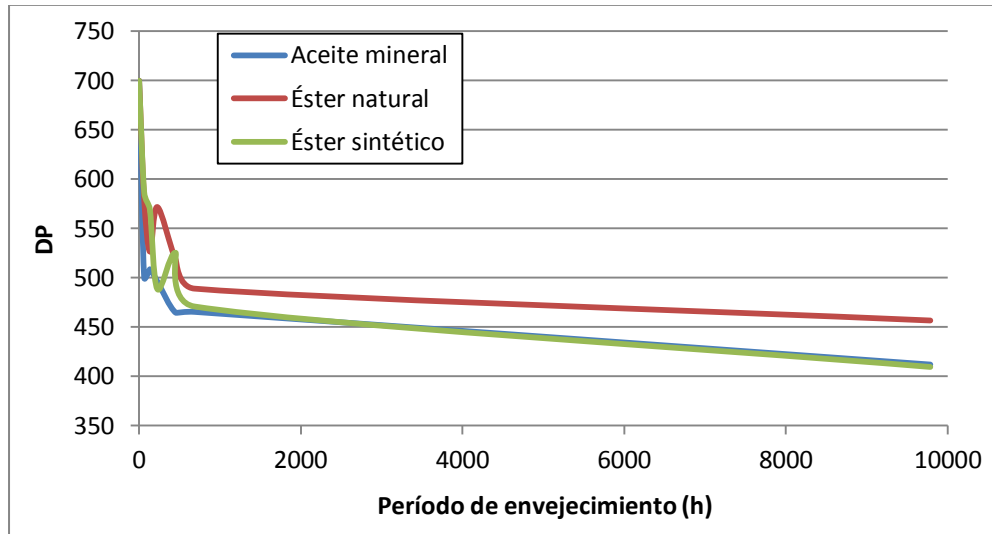


Gráfica 5.57. Resultados de la resistividad negativa de los 3 tipos de aceites con el papel aislante Crepe durante el proceso de envejecimiento a 130°C.

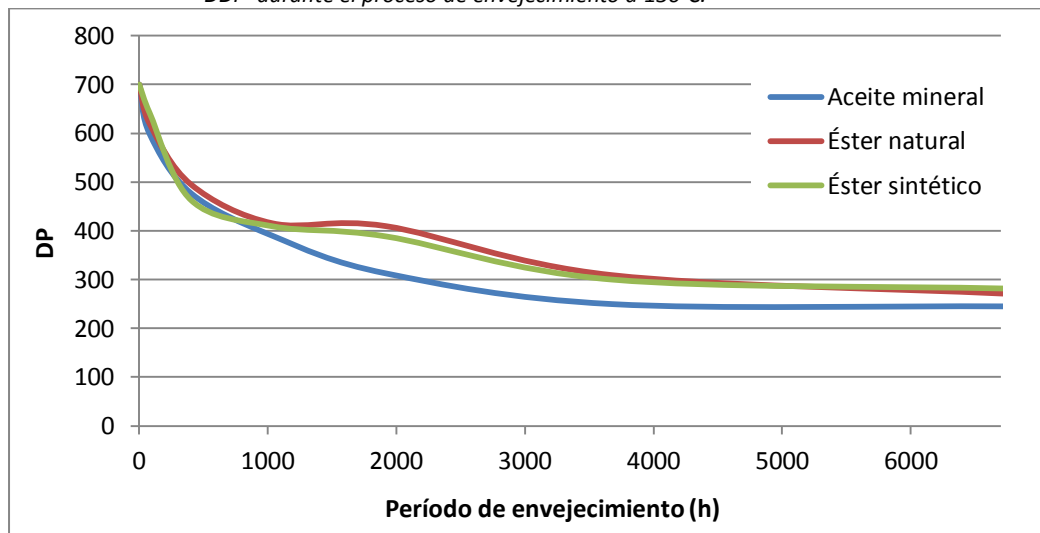


Gráfica 5.58. Resultados de la resistividad negativa de los 3 tipos de aceites con el papel aislante Crepe durante el proceso de envejecimiento a 150°C.

5.3.2.3. Grado de Polimerización con papel aislante DPP

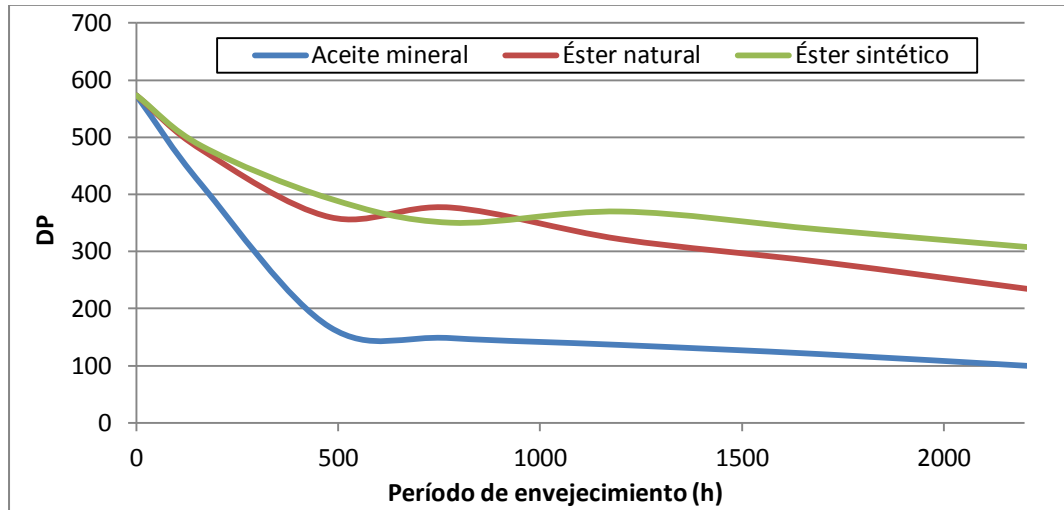


Gráfica 5.59. Resultados de la resistividad negativa de los 3 tipos de aceites con el papel aislante DPP o DDP durante el proceso de envejecimiento a 130°C.

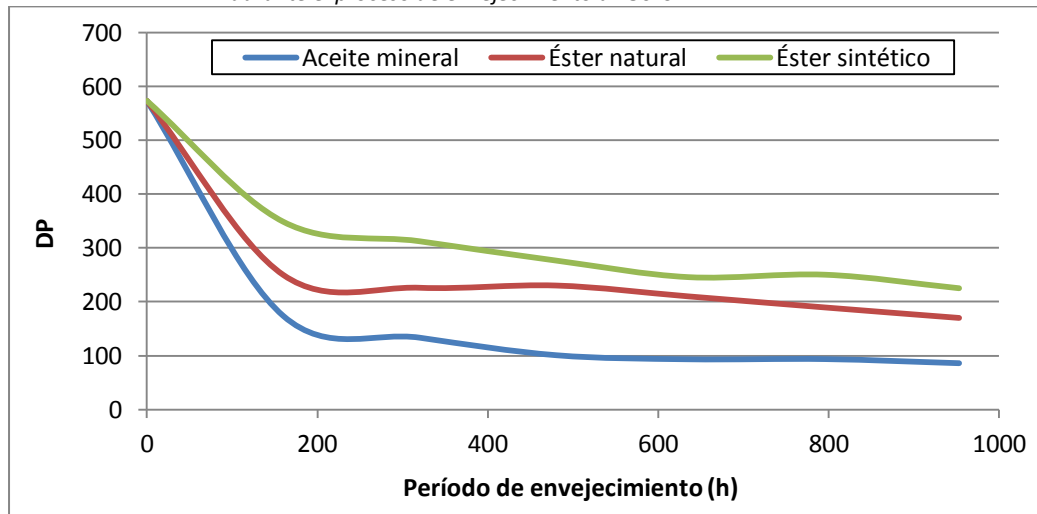


Gráfica 5.60. Resultados de la resistividad negativa de los 3 tipos de aceites con el papel aislante DPP o DDP durante el proceso de envejecimiento a 150°C.

5.3.2.4. Grado de Polimerización con papel aislante PSP



Gráfica 5.61 . Resultados de la resistividad negativa de los 3 tipos de aceites con el papel aislante PSP durante el proceso de envejecimiento a 130°C.



Gráfica 5.62 . Resultados de la resistividad negativa de los 3 tipos de aceites con el papel aislante PSP durante el proceso de envejecimiento a 130°C.

Como se puede apreciar en las gráficas, se alcanzan valores máximos del DP para los tres aceites al comienzo de las dos etapas de envejecimiento de la mezcla con el papel Kraft y Crepe, así como al inicio de la segunda etapa del papel DPP, siendo en el resto los valores mínimos. En todos los casos se observa que el aumento de la temperatura posee un efecto negativo en la tasa de degradación del papel. Se ha obtenido que cuanto mayor es la temperatura menor es el tiempo necesario para alcanzar un valor de DP próximo a 200, que es valor mínimo considerado como límite para asegurar la integridad del aislante sólido. También se observa salvo para el DPP que el aceite mineral protege en menor medida a los papeles aislantes de su degradación. En el caso del DPP que parece ser el aislante más resistente de los

estudiados no existe casi diferencia en la tasa de degradación del papel para los distintos aceites.

6. CONCLUSIONES

El envejecimiento térmico acelerado del papel tipo DDP o DPP da lugar a la formación de un contenido bastante superior de **humedad** en el aceite en comparación con el resto de aceites dieléctricos. La formación de esta mayor concentración de humedad debería dar lugar a un incremento importante en la degradación del papel. Sin embargo, este papel es el que ha mostrado una mayor resistencia a la degradación. El tiempo de envejecimiento al que se ha sometido este papel a 150°C ha sido superior a las 6500 h frente al resto de papeles en los que el período de degradación ha estado comprendido entre las 200 y 1000 h a esta misma temperatura, porque para el resto de papeles al menos para el aceite mineral ya se había alcanzado el valor mínimo de DP 200, que como ya se ha indicado es el valor considerado como límite para garantizar las prestaciones de aislamiento que debe tener el componente sólido basado en celulosa. Por lo tanto, puede concluirse que el tipo de papel dieléctrico juega un papel crucial en la presencia de humedad en el aceite, la cual se considera un factor importante a la hora de aumentar la descomposición del papel dieléctrico. Aunque en el caso del papel DDP o DPP no a resultado influyente para las temperaturas estudiadas.

También puede concluirse, que tanto el éster sintético como el éster natural poseen una capacidad muy superior a la del aceite mineral para absorber la humedad generada durante el proceso de envejecimiento. Esta mayor capacidad de saturación de los aceites alternativos ayuda a retirar la humedad del papel, lo que ralentiza enormemente su degradación. Por lo tanto, desde el punto de vista de la humedad en el aceite es necesario establecer nuevos límites normativos para los aceites altamente biodegradables ya que poseen una capacidad de saturación de humedad muy superior a la del aceite mineral que influye positivamente en el estado de degradación del papel aislante.

Respecto a la **acidez**, los resultados de los ensayos han mostrado que el que menos acidez produce durante el proceso de envejecimiento es el **aceite mineral** con cualquier tipo de papel aislante, y el aceite más ácido es el éster natural, aunque es importante indicar que el éster sintético alcanza casi los mismos mínimos y máximos que éste. Para ambos aceites de tipo éster, se alcanzan valores máximos en la segunda etapa de envejecimiento con la muestra de papel tipo PSP, siendo la mínima con el papel aislante DDP o DPP, y en la primera etapa de envejecimiento para el **éster natural** y en la segunda etapa para el **sintético**.

En relación a los resultados obtenido en el ensayo para la **permitividad** y el **factor de disipación**, se observa que el aceite **mineral** vuelve a mantener valores bajos y constantes para ambos parámetros con todos los papeles estudiados; mientras que los otros dos aceites ésteres alcanzan valores máximos, el **natural** alcanza su valor máximo de permitividad con el DDP mientras que el **sintético** mantiene estos parámetros relativamente más constantes en la mezcla con todos los papeles ensayados. Respecto al factor de disipación, se observa que el éster natural alcanza

valores máximos en la mezcla con el Crepe y PSP, mientras que el sintético únicamente con el PSP. Por lo tanto los aceites biodegradables van perdiendo sus propiedades dieléctricas con mayor velocidad que el aceite mineral a medida que transcurre el envejecimiento de los sistemas de aislamiento.

En lo que respecta a la **resistividad**, es necesaria la comparación con aceites minerales nuevos y usados, donde para aceites nuevos el valor no debe superar los $250 \cdot 10^{10} \Omega m$ y para aceites en servicio los $50 \cdot 10^{10} \Omega m$, cuyo valor hay que tener en cuenta ya que si este se ve disminuido ha de realizarse un estudio detallado sobre la máquina eléctrica para aplicar mejoras en servicio. Entre los valores obtenidos en el ensayo de envejecimiento destacan los del **aceite mineral**, el cual en este caso supera a los otros dos aceites. Los **ésteres** en este caso, también mantienen valores máximos similares en todos los ensayos, donde el sintético supera al natural, exceptuando el realizado con PSP, donde sucede lo contrario. Además, en todos los aceites estos valores máximo se alcanzan al comenzar el proceso de envejecimiento, excepto en la segunda etapa del proceso para el Crepe y DPP para los tres líquidos aislantes. Es por tanto el aceite mineral el que mejores valores de resistividad presenta, siendo el más adecuado respecto a los otros aceites.

En lo que al **grado de polimerización** se refiere, se alcanzan valores elevados para los tres aceites al comienzo de las dos etapas de envejecimiento de la mezcla con el papel Crepe y al inicio de la segunda etapa del papel DPP, decayendo a lo largo del proceso de envejecimiento de forma drástica durante las primeras horas para hacerlo después de forma progresiva, manteniendo siempre valores superiores a los 100. Se observa que salvo para el DDP o DPP el efecto de la temperatura es bastante significativo en la pérdida de resistencia mecánica por parte del papel, de forma que cuanto mayor es la temperatura de envejecimiento mayor es la reducción del DP. Por otra parte es importante destacar el efecto protector que los aceites biodegradables tienen sobre el papel reduciendo la tasa de degradación del papel con respecto al papel impregnado de aceite mineral. Este efecto protector se reduce a medida que desciende la temperatura.

Con respecto a la **humedad** en el papel, el aceite mineral es el más propenso a aumentar este parámetro en los papeles aislantes ya que posee una menor capacidad de saturación por lo que puede retirar menos humedad del papel, a diferencia de los ésteres que tienen un efecto protector del papel. En todos los casos el contenido de humedad en el papel va reduciéndose a medida que transcurre el envejecimiento aunque siguiendo tendencias y comportamientos muy diferentes para cada tipo de papel y aceite.

Finalmente puede concluirse el efecto negativo que la temperatura tiene sobre la degradación del papel la cual puede ser medida directamente a través del DP o indirectamente a través de la acidez. Este último parámetro también es un importante indicador del envejecimiento del aceite el cual va perdiendo sus propiedades dieléctricas a medida que transcurre el tiempo.

Es importante destacar que el comportamiento de aceites biodegradables (ésteres naturales y sintéticos) es bastante diferente no sólo desde el punto de vista de la protección del papel sino también desde el punto de vista del contenido en humedad del aceite y papel, acidez así como propiedades dieléctricas. Por lo tanto, es necesario establecer unos límites normativos adecuados a los nuevos aceites dieléctricos que permitan garantizar el correcto funcionamiento de los transformadores rellenos con estos nuevos líquidos. Estos límites normativos pueden ser redefinidos a partir de la recopilación de datos de operación de transformadores reales en combinación con estudios de laboratorio que ayuden a definir relaciones entre medidas de las propiedades de los aceites y el estado real del aislante sólido, componente que determina la vida final del transformador.

7. BIBLIOGRAFÍA

- [1] Noel Sinclair, Dave D. Muir, Therese Chambers, Investigating The Relationship Between Light Transmittance, Dissipation Factor ($\tan \alpha$) and Transformer Oil Quality. DOI: 978-1-4673-7300-5/15/\$31.00, IEEE Proceedings of the IEEE Southeast Con, April 9 -12, 2015 -Fort Lauderdale, Florida.
- [2]http://www.asing.es/diagnostico_transformadores.php [Último acceso: 16/08/2016]
- [3] Enrique Ras, Transformadores de potencia, de medida y de protección, 7ª ed., Editorial: Marcombo Ediciones Técnicas (1998).
- [4] <http://electraferre.com/> [Último acceso: 29/03/2016]
- [5]http://www.endesaeduca.com/Endesa_educa/recursos-interactivos/conceptos-basicos/funcionamiento-de-los-transformadores [Último acceso: 3/04/2016]
- [6]www.learnengineering.org [Último acceso: 13/05/2016]
- [7]https://www.youtube.com/watch?v=db8vun1_AA4 [Último acceso: 13/05/2016]
- [8]https://www.hcenergia.com/recursos/doc/Colaboradores/Proveedores/Electricidad/Ingenieria/2059745967_21200992020.pdf [Último acceso: 01/07/2016]
- [9]<http://www.dv-power.com/wp-content/uploads/2014/09/Cat%C3%A1logo-de-Productos1.pdf> [Último acceso: 3/05/2017]
- [10] Asea Bown Boveri, S.A., Catálogo de Transformadores, 3ª Edición.
- [11]https://www.weg.net/catalog/weg/ES/es/Generaci%C3%B3n%2CTransmisi%C3%B3n-y-Distribuci%C3%B3n/Transformadores-y-Reactores-en-Aceite/Tran%20sformador-de-Distribuci%C3%B3n-en-Aceite/301-a-3-000-kVA/Transformador-de-Distribuci%C3%B3n-Mediano-%28hasta-3-000-kVA%29/p/MKT_WTD_MEDIUM_DISTRIBUTION_TRANSFORMERS_UP_TO_3000KVA [Último acceso: 10/05/2017]
- [12]<http://www.aan.siemens.com/colombia/transformadores/Pages/NuestrosTransformadores.aspx> [Último acceso: 28/04/2017]
- [13] M. A. Rodríguez, Transformadores, 2012, Departamento de Ingeniería Eléctrica y Energética de la Universidad de Cantabria. Disponible en: <http://personales.unican.es/rodrigma/PDFs/Trafos.pdf> [Último acceso: 14/07/2016]
- [14]<https://www.artech.com/es/transformadores-de-medida-alta-tensi%C3%B3n> [Último acceso: 04/05/2017]

- [15][http://new.abb.com/products/transformers/special-application/variable-speed-drive-\(vsd\)-transformers](http://new.abb.com/products/transformers/special-application/variable-speed-drive-(vsd)-transformers) [Último acceso: 04/04/2017]
- [16]Jesús Fraile Mora, Máquinas Eléctricas, 5ª Edición. Editorial: McGraw Hill (2003).
- [17]<http://ayudaelectronica.com/papel-material-no-conductor-dielectrico/> [Último acceso: 14/07/2016]
- [18]<http://www.gbeonline.com/es/prodotti/transformadores-en-aceite-mtbt/> [Último acceso: 01/07/2016]
- [19]http://www.transformadoresgram.com/index.php?option=com_content&view=article&id=100&Itemid=114 [Último acceso: 01/07/2016]
- [20]http://www.gruporam.com/index.php?option=com_content&view=article&id=100&Itemid=114 [Último acceso: 04/05/2017]
- [21]<http://www.mailxmail.com/curso-energia-centros-transformacion/transformador-trifasico-aceite-deposito-expansion> [Último acceso: 01/07/2016]
- [22]<http://ayudaelectronica.com/papel-material-no-conductor-dielectrico/> [Último acceso: 14/07/2016]
- [23]<http://www.instalacionesindustriales.es/normativa/electricidad/MIE-RAT/MIE-RAT-14.html> [Último acceso: 27/07/2016]
- [24]http://www.endesa.com/ES/PROVEEDORES/NORMATIVAYCONDICIONESCONTRATACION/Normativas/Espa%C3%B1a/Normativa%20T%C3%A9cnica/Zona%20Catalu%C3%B1a/1%20NTP/1.2%20NTP%20Castellano/4_NTP_CT_Castellano.pdf [Último acceso: 27/07/2016]
- [25]http://www.scielo.org.co/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S0123-21262012000100012 [Último acceso: 12/05/2016]
- [26][http://www02.abb.com/global/coabb/coabb051.nsf/0/405f87f747f5f01ac12577880072e52d/\\$file/Transformadores+de+Distribucion+Tipo+Seco+VCC_2008_12_sp+Reduced.pdf](http://www02.abb.com/global/coabb/coabb051.nsf/0/405f87f747f5f01ac12577880072e52d/$file/Transformadores+de+Distribucion+Tipo+Seco+VCC_2008_12_sp+Reduced.pdf) [Último acceso: 18/07/2016]
- [27]<http://ingenieriaelectricaexplicada.blogspot.co.uk/2009/11/transformador-en-bano-de-aceite-vs.html> [Último acceso: 15/07/2016]
- [28]https://www.u-cursos.cl/ingenieria/2010/1/EL57C/1/material_docente/previsualizar?id_material=284813 [Último acceso: 30/04/2017]
- [29]*IEC 60085*, <http://electrical-engineer-guide.blogspot.co.uk/2012/10/transformer-oil-and-winding-temperature.html> [Último acceso: 15/04/2017]
- [30] http://www.scielo.org.co/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S0123-21262012000100012 [Último acceso: 15/04/2017]



- [31] UNE 21320: Fluidos para aplicaciones electrotécnicas. Prescripciones para aceites minerales aislantes nuevos para transformadores y aparata de conexión.
- [32] <http://www.redalyc.org/pdf/477/47723297012.pdf> [Último acceso: 24/04/2017]
- [33] <http://www.midel.com/es/productsmidel/midel-en> [Último acceso: 09/05/2017]
- [34] Congreso Cigré 2017. <http://www.cigre.org/Events/Session/Session-2010> [Último acceso: 13/04/2017]
- [35] <https://spanish.alibaba.com/product-detail/gd-s60-china-automatic-transformer-coil-winding-machine-for-manufacture-power-transformer-1446930229.html> [Último acceso: 10/04/2017]
- [36] <https://www.scopus.com/freelookup/form/author.uri> [Último acceso: 20/12/2016]
- [37] <http://ieeexplore.ieee.org/Xplore/home.jsp> [Último acceso: 20/05/2017]
- [38] <http://www.sciencedirect.com/> [Último acceso: 10/09/2016]
- [39] <http://www.novamiron.com.ar/novedades-julio2012.html> [Último acceso: 30/08/2016]
- [40] UNE-EN 60450 Medida del grado de polimerización medio viscosimétrico de los materiales aislantes celulósicos nuevos y envejecidos para uso eléctrico
- [41] Mario Gandarillas Pacheco, Trabajo Fin de Máster: Estudio sobre el envejecimiento térmico de varios sistemas de aislamiento aceite-papel empleados en transformadores eléctricos. Septiembre 2014.
- [42] https://www.u-cursos.cl/ingenieria/2007/1/EL57C/1/material_docente/previsualizar?id_material=135050 [Último acceso: 30/04/2017]
- [43] <http://www.expertmaterial.com/esp/espip.htm> [Último acceso: 30/04/2017]
- [44] http://es.made-in-china.com/co_xcchengrui/product_High-Voltage-Insulation-Materials-Cable-Paper_esyesnuyy.htm [Último acceso: 20/05/2017]
- [45] <http://www.encgroup ltd.com/papeles-aislantes/675-electrical-insulating-Crepe-paper.html> [Último acceso: 30/04/2017]
- [46] http://www.hnpowerwell.com/products_detail/productId=26.html [Último acceso: 30/04/2017]
- [47] <http://www.comercialph.cl/?cat=11> [Último acceso: 1/05/2017]
- [48] <https://sc01.alicdn.com/kf/HTB1jiLFNpXXXXcaaXXXq6xXFXXS/DDP-DPP-diamond-double-dotted-insulating-paper.jpg> [Último acceso: 15/05/2017]

[49]<http://www.trafomotor.com/wp-content/uploads/2012/07/PSP-3055-cart%C3%B3n-Presspahn-aislante.pdf> [Último acceso: 20/05/2017]

[50]<http://ridao.es/files/09-AISLANTES%20TRANSFORMADORES/81-89.pdf> [Último acceso: 20/05/2017]

[51]<http://www.midel.com/es/productsmidel/about-esters> [Último acceso: 20/06/2017]

[52]<https://www.ormazabal.com/sites/default/files/ormazabal/productos/descargas/CA332ES1105.pdf> [Último acceso: 20/06/2017]

[53] http://www.scielo.org.co/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S0123-21262012000100012 [Último acceso: 23/06/2017]

AGRADECIMIENTOS

A mis padres, mi hermano y mi pareja por apoyarme, aguantarme en los días de decepción y animarme a luchar día a día durante todos estos años, sin ellos esto no habría sido posible.

A Inmaculada Fernández y a Raúl Husillos, directora y coordinador del presente proyecto, por estar siempre disponible para resolver dudas y guiarme durante todo este tiempo. Gracias por vuestra paciencia.

A los profesores y trabajadores de esta maravillosa y acogedora escuela, por enseñarnos a ser grandes y humildes profesionales.

A los trabajadores de la empresa Asea Brown Boveri, S.A. (ABB) de Galindo, en especial a Ainara Diez y Jon Olazar, por ayudarme en la realización del proyecto y ofrecerme una visión de las aplicaciones reales del mismo mediante visitas guiadas.

Y por último a mis abuelos Jacinto, Manuela, Fernando y Asun, por creer en mí desde el principio y saber antes que nadie que iba a alcanzar esta gran meta personal.

A todos ellos, ¡gracias!