

Mémoire

Présenté par

Monsieur BELKACEMI Djamal

Pour l'obtention du diplôme de

Magister

en Electrotechnique
Option : Machines Electriques

Thème

Etude des caractéristiques des matériaux isolants pour transformateurs

soutenu en juin 2012

Jury :

Mr BENAMROUCHE	Nacereddine	Professeur, UMMTO	Président
Mr MEGHERBI	Mohammed	Professeur, UMMTO	Rapporteur
Mr OTMANE CHERIF	Tahar	Maître de Conférences A, UMMTO	Examineur
Mr RACHEK	M'hemed	Maître de Conférences A, UMMTO	Examineur
Mr BELASSEL	Mohand Tahar	Maître de Conférences A, UMMTO	Examineur

Dédicaces

Je dédie ce mémoire à ,

- La mémoire de mon père et de mon beau père,
- Mon épouse Samia, qui m'a soutenu et encouragé le long de ce travail,
- Mes deux chers garçons Tarik et Ilyas, que j'exhorte à réussir dans leurs études,
- Ma mère, mes frères et *sœurs, mes beaux frères et leurs enfants*,
- Ma belle mère, mes beaux frères et belles sœurs, et leurs enfants,
- Tous les amis.

REMERCIEMENTS

Je tiens à exprimer mes remerciements et ma gratitude à Monsieur Mohammed MEGHERBI, Professeur au département d'électrotechnique qui a accepté de m'encadrer et m'a ainsi permis de mener à bien le présent mémoire de magister. Ses conseils et sa disponibilité ont été des facteurs déterminants dans l'accomplissement de mon travail.

Mes plus vifs remerciements vont aussi à l'endroit du Professeur Nacereddine BENAMROUCHE, Président du Comité Scientifique du département d'électrotechnique et Directeur du Laboratoire des Technologies Avancées en Génie Electrique (LATAGE) qui a eu l'amabilité d'accepter de présider le jury de soutenance.

Monsieur Tahar OTMANE CHERIF, Maître de Conférences classe A au département d'électrotechnique et Vice Doyen a accepté de faire partie du jury je l'en remercie.

Monsieur M'hamed RACHEK, Maître de Conférences classe A au département d'électrotechnique m'a fait l'honneur de participer au jury, je lui adresse mes vifs remerciements.

Monsieur Mohand Tahar BELASSEL, Maître de Conférences classe A au département d'électrotechnique a donné son accord pour être examinateur, qu'il trouve ici mes remerciements.

Mes remerciements vont aussi à tous ceux qui m'ont apporté leur aide pour l'accomplissement de mon travail, en particulier mes collègues de l'entreprise Electro-Industries.

Sommaire

Introduction générale.....	1
----------------------------	---

Chapitre 1 : Caractéristiques des isolants pour transformateurs de puissance

I. Caractéristiques des huiles minérales	3
I.1 Généralités.....	3
I.2 Choix de l'huile.....	3
I.3 Analyse de l'huile.....	4
I.4 Echantillonnage.....	4
I.5 Caractéristiques à analyser.....	4
I.5.1 Couleur et aspect.....	4
I.5.2 Tension de claquage en courant alternatif.....	5
I.5.3 Teneur en eau.....	5
I.5.4 Indice de neutralisation.....	5
I.5.5 Facteur de pertes diélectriques et résistivité.....	5
I.5.6 Tension interfaciale.....	6
II. Conditions à remplir par les huiles en service	6
II.1 Généralités.....	6
II.2 Sommaire des caractéristiques requises.....	6
II.2.1 Propriétés chimiques.....	6
II.2.2. Propriétés physiques.....	6
II.2.3. Propriétés électriques	7
II.2.4. Propriétés complémentaires.....	7
II.2.5. Compatibilité de différentes huiles.....	7
II.3. Définitions de certaines caractéristiques des huiles isolantes.....	7
II.3.1. Viscosité	7
II.3.2. Point d'éclair	8
II.3.3. Densité	8
II.3.4. Tension de claquage.....	8
II.3.5. Facteur de dissipation diélectrique.....	8
II.3.6. Tension interfaciale	9
II.3.7. Indice de neutralisation	9
II.3.8. Corrosion.....	9

III Influence des composés poly cycliques aromatiques sur le gassing et sur la tenue aux chocs de foudre	9
III.1. Tendance au gassing.....	9
III.2. Tenue aux chocs de foudre	10
III.3.Tendance à la charge Electrostatique.....	10
IV. Chimie de base des huiles isolantes.....	10
IV.1 Structure de base d'une huile minérale isolante.....	10
IV.1.1. Structure paraffinique.....	11
IV.1.2. Structure naphtéinique	11
IV.1.3. Structure aromatique.....	11
V. Hygiène et Sécurité.....	11
VI Caractéristiques des papiers dits PSP (presspahn)	13
VI.1. Propriétés / Compositions psp.....	13
VI.1.1. Matières premières.....	14
VI.1.2 .Structure chimique.....	14
VI.1.3. Composition du papier.....	14
VI.1.4. Procédé de fabrication.....	15
VI.2. Propriétés.....	15
VI.2.1. Propriétés physiques.....	15
VI.2.2. Propriétés électriques.....	16
VI.2.3. Propriétés mécaniques.....	16
VI.2.3.1 Résistance à la rupture.....	16
VI.2.3.2 Résistance à la déchirure.....	16
VI.2.3.3 Résistance au pliage	16
VI.2.3.4 Propriétés chimiques.....	16
VI.3. Descriptifs normatifs des papiers.....	16
VI.3.1 Grammage.....	17
VI.3.2 Teneur en humidité.....	17
VI.3.3 Conductivité de l'extrait organique.....	17
VI.3.4 Absorption d'huile (méthode de Cobb).....	17
VI.3.5 Rigidité diélectrique.....	18
VI.3.6 Stabilité thermique.....	18
VII Caractéristiques du papier imprégné.....	20

VII.1 Hygroscopie du papier imprégné	20
VII.2. Propriété diélectriques du papier imprégné.....	21
VII.3. Permittivité relative et facteur de dissipation diélectrique.....	21
VII.4. Vieillessement thermique du papier imprégné.....	25
VII.5. Vieillessement sous l'effet du champ électrique.....	27
Annexe 1 composition détaillée du papier PSP	28

Chapitre 2 : Concepts physiques des isolants

I Diélectrique dans les condensateurs	29
II Physique des matériaux isolants.....	30
III Polarisation et conduction électrique	30
III.1 Définitions.....	30
III.2 Différents types de polarisation	31
III.2.1 Polarisation électronique	31
III.2.2 Polarisation ionique.....	31
III.2.3 Polarisation dipolaire ou d'orientation	32
III.2.4 Polarisation Interfaciale	33
IV Mise en évidence des équations.....	34
V Equations régissant les pertes diélectriques en alternatif.....	36
VI Etude des courants de conduction et de déplacement dans un isolant.....	37
VI.1 Loi d'Ohm	37
VI.2 Courant de déplacement	38
VI.3 Conduction des isolants (expérience)	39
VII Etude des courants d'absorption dans les isolants.....	40
VII.1 Généralités	39
VII.2 Théorie des courants de polarisation: courants d'absorption	40
VIII Contrôle des isolations : Matériels en exploitation	42
VII.1 Méthodes électriques – Principales mesures.....	42
VIII.2 Indice de polarisation/Mesure de la résistance d'isolement sous tension continue.	42

Chapitre 3 : Phénomènes et mécanismes disruptifs des isolants dans les transformateurs de puissance

I. Surtensions	44
I.1. Surtensions atmosphériques.....	44
I.2 Surtensions de manœuvre.....	44
I.3 La ferrorésonance.....	44
II Surintensités / Surcharges.....	45
III. Essais diélectriques.....	45
III.1. Essais de tenue des enroulements basse tension et haute tension à la fréquence Industrielle.....	45
III .2 Essais de tenue entre spires par tension induite.....	45
III.3 Essais de tenue aux chocs de foudre	46
IV Mécanismes de dégradations des isolants dans le transformateur.....	46
IV. 1 Vieillissement.....	46
IV.2 Décharges partielles.....	47
IV.3 Mécanismes de claquage.....	47
IV.3.1 Claquage thermique	47
IV.3.2 Claquage intrinsèque / électronique.....	48
IV.3.3 Claquage électromécanique ou électrodynamique.....	48
IV.3.4 Claquage pratique.....	49
IV.3.5 Claquage par avalanche.....	49
IV.3.6 Contournement.....	50
V. Arborescences	50
V.1 Arborescences électrochimiques.....	51
V.2 Arborescences électriques.....	51
a-Phase d'initiation ou d'incubation	52
b- Phase de propagation.....	52
c- Phase d'avalanche ou de claquage.....	52
VI. Phénomènes prédisruptifs dans les diélectriques liquides.....	52
VI.1 Introduction.....	52
VI.2 Génération.....	53
VI. 3 Conséquences de la présence d'une phase gazeuse dans une zone de champ élevé.....	53
VII Phénomènes pré disruptifs de l'huile minérale.....	54
VII .1 Phénomène en pointe négative.....	54

VII.2 Phénomène en pointe positive.....	55
Annexe 3 .1 Echantillon de papier-test de vieillissement	56
Annexe 3 .2 Canaux de décharge	57

Chapitre 4 : Etude expérimentale

I. Position du problème.....	58
II. Préparation des échantillons.....	61
III. Evolution de l'imprégnation.....	62
IV. Effet de la contrainte électrique.....	73
V. Effet combiné des contraintes thermique et électrique.....	76
V.1. Préparation des échantillons de papier.....	77
V. 2. Séchage des échantillons.....	77
V.3. Description du dispositif expérimental.....	79
V.4. Déroulement des essais.....	81
V.5. Résultats expérimentaux.....	82
VI. Conclusion.....	84
Conclusion générale.....	85
Références bibliographiques.....	87

Introduction générale

La fabrication de transformateurs de puissance haute tension ou moyenne tension nécessite des quantités importantes de papier et d'huile isolante. Ces quantités sont proportionnelles à la puissance assignée d'un transformateur et à sa tension de service. A titre indicatif, un transformateur de distribution MT/BT 400 kVA – 30 kV/400V a besoin en moyenne de 350 kg d'huile minérale et de 5 kg de papier isolant par phase [1].

Le bon fonctionnement des transformateurs haute tension, repose en grande partie sur leur isolation électrique et sur le contrôle de leur température [2]. Les transformateurs contiennent deux types de matériaux isolants majoritaires : de l'huile minérale, liquide diélectrique qui permet l'évacuation de la chaleur et des matériaux ligno-cellulosiques. Parmi ces derniers figurent les papiers de guipage qui entourent les fils de cuivre des bobinages et des écrans en carton permettant le support mécanique des bobinages et l'isolation électrique entre les différentes phases du transformateur. Les cartons présents dans les transformateurs de puissance ont plusieurs fonctions. Ils sont employés pour maintenir mécaniquement les bobinages et pour matérialiser les canaux de circulation du liquide de refroidissement [3]. De par leur nature diélectrique, les cartons isolent électriquement les bobinages entre eux. De plus, leur porosité leur permet d'être imprégnés par le liquide isolant et caloporteur qui circule dans le transformateur. Ils contribuent donc à l'évacuation de la chaleur dégagée dans les différentes parties du dispositif. Un transformateur a un rendement relativement élevé mais il n'échappe pas à la dégradation d'énergie qui accompagne toute conversion. L'énergie ainsi perdue se dissipe sous forme de chaleur, ce qui oblige l'appareil à être refroidi. La chaleur évacuée est véhiculée par circulation naturelle ou forcée du diélectrique liquide vers les dispositifs de refroidissement [4]. Un transfert de chaleur bien conçu permet d'éviter la formation de points chauds grâce à une circulation abondante et bien répartie, dont l'efficacité est influencée par la viscosité et la chaleur spécifique du diélectrique utilisé. Tous ces paramètres seront pris en considération dans le processus de conception et de fabrication des transformateurs pour assurer un bon fonctionnement de ces appareils, en d'autre terme de les préserver ou de retarder les échéances du vieillissement des isolants mis en évidence [5].

Le mouvement de l'huile en frottement sur les produits cellulosiques se traduira par l'apparition d'une charge électrique positive au niveau de l'huile et une autre charge de signe opposé sur le papier. La charge que porte l'huile disparaît par évacuation vers la terre par le biais des pièces métalliques mises à la terre, la charge est positive. Par contre le papier imprégné

accumule des charges négatives à la surface pouvant engendrer des potentiels de surface élevés capables d'initier des décharges électriques [7].

On a recherché sans cesse à améliorer les performances du papier que l'on peut atteindre, concernant aussi bien la tension qu'il est capable de soutenir que sa température d'utilisation. Cette amélioration a conduit à augmenter sa pureté, à maîtriser les propriétés physiques tels que sa masse volumique, l'imperméabilité à l'air et aussi à accroître sa stabilité thermique [7].

Malgré ces avancées dans le domaine de l'isolation électrique, à base de papier imprégné, il arrive que ce papier ne puisse satisfaire toutes les propriétés qu'on lui demande en service.

Sur le plan magnétique, le transformateur est composé d'un circuit magnétique siège de pertes fer et d'enroulements (basse et haute-tension) dégageant des pertes par effet Joule. Toutes ces pertes sont source de chaleur pour le transformateur. Les suréchauffements conduisent à des dilatations, voire des fissures dans les tôles magnétiques constituant le transformateur ainsi qu'à une dégradation des propriétés diélectriques des matériaux isolants [8]. Ainsi, un vieillissement prématuré des composants, notamment les isolants utilisés dans les enroulements peut survenir.

Dans ce travail, nous nous sommes intéressés à l'influence du temps d'imprégnation du papier utilisé dans l'isolation des transformateurs de puissance sur ses propriétés diélectriques. Nous avons également étudié les effets combinés tension/température sur le complexe papier/huile. Ce dernier point peut mettre en évidence l'effet d'un suréchauffement au sein même d'un transformateur de puissance.

Dans le premier chapitre, nous avons décrit les caractéristiques des isolants utilisés dans les transformateurs de puissance.

Dans le deuxième chapitre nous avons donné les concepts physiques de base intervenant dans les diélectriques.

Le troisième chapitre quant à lui est consacré à l'étude des phénomènes et des mécanismes prédisruptifs rencontrés dans les isolants utilisés dans les transformateurs de puissance.

Dans le chapitre quatre, nous avons donné une étude expérimentale concernant le conditionnement de l'isolation d'un transformateur avant la première mise sous tension ainsi que l'effet des échauffements excessifs dans un transformateur sous tension. Ce dernier point est mis en évidence par l'effet d'une contrainte thermique combinée à une contrainte électrique.

Notre mémoire se termine par une conclusion générale.

I. Caractéristiques des huiles minérales**I.1. Généralités**

Du fait du prix très élevé des transformateurs de puissance, il est impératif d'en garantir les performances par un choix judicieux de l'huile utilisée pour leur remplissage. Cela s'avère très avantageux pour éviter un surcoût que générerait une panne, généralement synonyme d'une interruption de l'alimentation en énergie électrique. Si ce point revêt une importance capitale pour les gros transformateurs de plusieurs MVA utilisés dans le transport, il n'en demeure pas moins que les surcoûts peuvent devenir intolérables même pour les petits transformateurs de distribution. Toutefois, lorsqu'il s'agit du second cas il est utile de procéder à des simulations pour appréhender au mieux les surcoûts pouvant découler d'un dysfonctionnement [9]. C'est pour cela que, dans tous les cas de figure, il est utile de s'en remettre aux conseils et recommandations des fabricants lesquels se basent sur les données que leur communiquent les producteurs des huiles mises en œuvre. Ce n'est qu'avec une bonne compréhension et une application rigoureuse des recommandations que l'on pourra se prémunir des désagréments d'une avarie intempestive.

I.2. Choix de l'huile

Pour assurer une durée de vie correcte à une huile isolante, lorsque les conditions de son utilisation sont connues, il ya lieu de veiller à faire le bon choix de celle-ci. En effet, un service efficace nécessite la sélection d'une huile ayant les propriétés requises pour l'équipement dans lequel elle sera mise en œuvre. C'est ainsi que dans les gros transformateurs HT à forte charge, dédiés au transport, on requiert des huiles de qualité supérieure répondant à des exigences très sévères. En effet en pareil cas, il faut ajouter aux contraintes électriques, la très grande quantité d'huile mise en œuvre [9].

I.3. Analyse de l'huile

L'huile utilisée contenue dans un transformateur recèle des informations concernant l'état général de ce dernier. Ces informations peuvent devenir accessibles à partir d'analyses. La facilité de prélèvement d'un échantillon d'huile d'un transformateur sans interruption du service s'avère être un moyen indiqué pour des vérifications périodiques en laboratoire. L'analyse d'un échantillon d'huile peut révéler des éléments dits de pré-alerte liés à la dégradation de toute l'isolation comme elle peut donner des informations sur les points chauds, les défauts électriques ou les problèmes impliquant des pièces mécaniques [10]. Toute les informations recueillies

pourront alors être mises à profit et servir de guide à la mise en œuvre de mesures correctives capables d'éviter des problèmes de plus grande acuité.

I.4. Echantillonnage

Le choix d'un échantillon d'huile pour une analyse à des fins de diagnostic est une procédure délicate qui doit être effectuée avec précaution afin d'éviter toute conclusion erronée. En effet des erreurs peuvent mener à des résultats optimistes et masquer ainsi l'imminence d'une avarie alors qu'à l'inverse des résultats trop pessimistes peuvent mener à une interruption injustifiée du service [11]. Dans les deux cas des surcoûts d'exploitation seront à déplorer. Dans le but de s'assurer de la qualité d'un échantillon d'huile prélevé d'un équipement à tester, il est nécessaire de se conformer à des procédures rigoureuses de prélèvement. Afin de lever toute ambiguïté ou incompréhension entre fabricants et exploitants, les conditions de prélèvement ont été arrêtées par la Commission Electrotechnique Internationale et sont décrites dans la norme CEI 475.

I.5. Caractéristiques à analyser

Lorsque l'on procède à l'analyse d'une huile minérale, différentes caractéristiques du produit peuvent être soumises à examen. Nous donnons ici un abrégé des caractéristiques utiles à l'appréciation d'une situation par l'ingénieur en charge de l'entretien des équipements.

I.5.1. Couleur et aspect

La couleur et l'aspect fournissent rapidement des informations utiles qui peuvent être obtenues sur site. Une personne expérimentée peut remarquer immédiatement un phénomène anormal. Si l'on s'intéresse aussi à l'odeur, il est possible de rassembler de nombreuses informations utiles. C'est ainsi qu'une couleur sombre indiquera que le processus de dégradation de l'huile est entamé. Si l'on s'intéresse aussi à l'odeur, nous notons que lorsque celle-ci est mauvaise elle est révélatrice de processus d'amorçage ayant abouti à un claquage partiel de l'huile.

I.5.2. Tension de claquage en courant alternatif

La tension de claquage en courant alternatif est une mesure importante de la capacité de l'huile à supporter une contrainte électrique. La mesure de cette caractéristique se fait à l'aide d'un spintermètre à électrodes sphériques. Cette tension est fortement influencée par la présence d'humidité ou autres impuretés se présentant sous forme de corps étrangers. Cette tension de

claquage doit nécessairement être vérifiée lors du remplissage de la cuve. Par la suite il sera procédé à des vérifications périodiques pour se rendre compte de l'évolution de ce paramètre.

I.5.3. Teneur en eau

La présence d'eau dans l'huile affectera la capacité d'isolation de celle-ci. Cependant, il y a lieu de noter que la présence d'humidité dans l'huile renseigne également sur l'état de dégradation des composants celluloseux que sont les papiers participant à l'isolation dans le transformateur. La prise en compte du fait que l'apparition d'eau dans les papiers d'isolation est révélatrice de leur état, nous comprenons mieux l'utilité des tests portant sur des échantillons d'huile prélevés dans des transformateurs en service [12].

I.5.4. Indice de neutralisation

L'indice de neutralisation fournit des renseignements sur le degré d'acidité de l'huile. La mesure de cet indice se fait au moyen de la quantité d'une substance basique, en l'occurrence KOH, nécessaire pour atteindre la neutralité chimique de l'huile. Une valeur élevée ou croissante indique que l'huile a commencé à se dégrader par oxydation. Une valeur élevée de l'acidité génère des ions modifiant la conductivité et peut même donner lieu à des processus de saponification pouvant affecter les propriétés diélectriques de l'huile.

I.5.5. Facteur de pertes diélectriques et résistivité

Ces paramètres sont sensibles aux contaminants et aux produits de décomposition provenant du vieillissement de l'équipement. Le facteur de pertes est donné par $\text{tg}\delta$. L'angle δ , défaut de quadrature entre tension et courant, dépend de la permittivité, de la résistivité et des processus de polarisation. La valeur $\text{tg}\delta$ est une donnée fondamentale pour les huiles de transformateur et doit, dans les conditions normales, demeurer inférieure à 10^{-3} [13]. La résistivité, mesurée en continu peut apporter de précieuses informations sur l'éventuelle présence de porteurs de charges, conséquence d'une dégradation par décharges partielles ou échauffements localisés.

I.5.6. Tension interfaciale

Cette tension représente les forces s'exerçant sur une particule de la part de l'huile. Sa mesure est d'une extrême délicatesse, mais elle peut, en association avec le facteur de dissipation diélectrique, donner un signal d'avertissement précoce d'un début de dégradation d'une huile.

II. Conditions à remplir par les huiles en service

II.1. Généralités

L'huile utilisée dans un transformateur est appelée à remplir deux fonctions essentielles. Elle doit servir de matériau isolant mais elle aura aussi un rôle de fluide caloporteur servant au transfert de la chaleur depuis les points les plus chauds vers les parois de la cuve. En plus de ces deux fonctions, l'huile de transformateur, de par ses possibles modifications peut nous fournir des informations sur l'état général du transformateur. Les caractéristiques ainsi que les conditions d'utilisation normales d'une huile sont répertoriées dans diverses publications. Ces documents sont soit des spécifications soit des normes nationales ou internationales. A titre informatif il nous semble utile de citer les normes CEI 296 (60 296), BS 148, VDE 0370 et ASTM D 3487. Notons toutefois que ces normes mentionnent uniquement les conditions minimales pour les huiles isolantes.

II.2. Sommaire des caractéristiques requises

II.2.1. Propriétés chimiques

Les propriétés chimiques d'une huile qui peuvent intéresser l'ingénieur en charge de l'exploitation d'un transformateur sont :

- sa stabilité vis-à-vis de l'oxydation ;
- sa teneur en inhibiteur d'oxydation ;
- sa teneur en soufre corrosif ;
- sa teneur en eau.

II.2.2. Propriétés physiques

Concernant les propriétés physiques de l'huile, celles qui intéressent le plus l'exploitant de transformateurs sont données ci-après.

- la viscosité ;
- l'aspect ;
- la densité ;
- le point d'écoulement ;
- la tension inter faciale ;
- le point d'éclair.

II.2.3. Propriétés électriques

En ce qui concerne les propriétés électriques, celles qui nous intéressent le plus sont :

- la tension de claquage ;
- le facteur de pertes diélectriques.

II.2.4. Propriétés complémentaires

En plus des propriétés qui viennent d'être énoncées, il en existe d'autres dites complémentaires que nous pouvons citer, puisque caractérisant les huiles minérales. Ces propriétés se rapportent à :

- la tenue aux chocs de foudre ;
- la tendance à la charge électrostatique ;
- la propriété de gassing ;
- le taux de structure aromatique ;
- le taux de structure polycyclique ;
- les propriétés de solubilité.

II.2.5. Compatibilité de différentes huiles

La compatibilité de différentes huiles est un sujet de controverse qui ne cesse d'alimenter les débats depuis très longtemps. Bien que la question soit d'une importance considérable, elle demeure toujours non tranchée si ce n'est que tout le monde s'accorde à dire que toutes les huiles répondant aux critères de la norme CEI 60 296 sont miscibles entre elles.

II.3. Définitions de certaines caractéristiques des huiles isolantes

II.3.1. Viscosité

La viscosité d'une huile est un paramètre important puisque régissant le refroidissement du transformateur par convection. Plus la viscosité est faible, plus l'écoulement est facile, meilleur et plus efficace est le refroidissement du transformateur. Signalons au passage que la viscosité de l'huile a tendance à diminuer avec la température. Une huile à viscosité élevée pourra conduire à des échauffements susceptibles d'accélérer la détérioration des matériaux isolants. C'est ainsi que la norme CEI 60 296 préconise des viscosités maximales à 40° C inférieures à 16,5, 11,0 et 3,0 mm²/s pour des huiles des classes I, II et III respectivement.

II.3.2. Point d'éclair

Le point d'éclair d'une huile caractérise la température au-delà de laquelle le liquide peut spontanément s'enflammer, sa valeur doit être spécifiée pour des raisons de sécurité. La norme CEI 60296 spécifie la méthode PM (Pinsk Martens) de sa détermination. Selon cette norme les

points d'éclair pour les classes d'huile I ; II et III déjà mentionnées plus haut , nous devons avoir des valeurs selon PM, supérieures ou égales à 140 °C ; 130 °C et 95 °C respectivement.

II.3.3. Densité

La densité étant prise par rapport à l'eau, elle se confond avec la masse volumique. Dans les climats froids, il est important de spécifier la densité de l'huile pour éviter la création de glace flottant dans l'huile à basse température. Ce phénomène peut se produire lorsqu'il y a présence d'eau libre dans un transformateur, mis hors tension et dans lequel peut survenir une panne lors de la mise en service. Du fait de la dilatation, la densité de l'huile décroît lorsque la température s'élève.

II.3.4. Tension de claquage

Cette propriété est très complexe et la valeur mesurée dépend de la teneur en particules, du type de particules, de la teneur en eau et de la méthode du test utilisée.

La méthode normale de spécification de la tension de claquage en courant alternatif est la norme CEI 156. Dans cette méthode, les électrodes sont sphériques ou hémisphériques et placées à une distance 2,5mm et la tension est en rampe augmentant de 2 kV par seconde jusqu'au claquage. Même une huile faiblement raffinée peut présenter une tension de claquage élevée. Cette méthode ne nous apporte donc aucune information concernant le raffinage de l'huile. L'élimination de l'eau et des particules peut conférer à toute huile une tension de claquage de plus de 70 kV dans les conditions précitées.

II.3.5. Facteur de dissipation diélectrique (tangente delta / facteur de pertes diélectriques)

Ce paramètre figure toujours dans les spécifications des huiles isolantes. L'angle de pertes dépend de la quantité d'ions dans l'huile. L'eau elle-même n'affecte pas cette propriété, mais peut participer à la formation de complexes stables avec des produits d'oxydation, ou avec d'autres impuretés, pour donner des valeurs de tg delta élevées.

La valeur normale pour une huile sortant d'usine est $< 0,001$ à 90°C et à 50 Hz.

II.3.6. Tension interfaciale

Le test de tension interfaciale consiste à mesurer la force de l'interface entre l'huile et l'eau. La tension interfaciale dépend des groupes polaires présents dans les huiles, alors que la tangente delta nous donne une indication de la teneur en contaminants ionisables. Le tableau 1.1 donne quelques résultats d'analyse pour différentes huiles.

Tableau 1.1

Nature d'huile	Tangente delta	Tension inter faciale (mN/m)	Teneur en eau (ppm)
Huile exposée à la lumière et stockée dans des flacons de verre non teinté	0,0031	36	50
Huile exposée à la lumière et stockée dans des flacons en aluminium	0,0010	44	18

II.3.7. Indice de neutralisation

Dans une huile bien raffinée, l'indice de neutralisation doit être inférieur à 0,01 mg de KOH/g d'huile. C'est la quantité de substance basique (KOH) nécessaire à la neutralisation de l'acidité de l'huile. L'exigence minimale est inférieure à 0,03. Toutefois, ce niveau est trop élevé pour donner une quelconque indication sur les propriétés de l'huile.

II.3.8. Corrosion

Dans la norme CEI 296, la méthode d'évaluation consiste à plonger une lame de cuivre ou d'argent dans l'huile à 140 °C pendant 19 heures. La méthode consiste à analyser le taux de soufre qui ne doit pas être détectable par les lames sur lesquelles il se fixe.

III. Influence des composés poly cycliques aromatiques sur le gassing et sur la tenue aux chocs de foudre [1].

III.1. Tendance au gassing

Un certain dégagement gazeux (gassing) se produit toujours dans une huile diélectrique lorsqu'elle est exposée à des décharges partielles. Ce phénomène est dû au fait que certaines molécules atteignent un niveau énergétique tellement élevé que des "fragments" se détachent de ces molécules. Les "fragments" observés dans les huiles sont de l'hydrogène H₂ ou du méthane CH₄. Si un gaz est produit en grande quantité et se trouve piégé dans le transformateur en raison de sa conception, les bulles ainsi formées constituent un danger parce qu'elles peuvent provoquer un claquage électrique, du fait que le champ électrique soit plus élevé dans les bulles gazeuses. Dans les transformateurs modernes, ces problèmes sont en principe résolus grâce à leur conception qui permet de limiter les décharges partielles d'une part et d'avoir une bonne circulation de l'huile d'autre part. Pour déterminer le degré d'absorption de gaz par une huile, la méthode Pirelli est toujours appliquée bien qu'elle ait été légèrement modifiée comme l'indiquent les normes CEI 628 A et ASTM D 3484.

III.2. Tenue aux chocs de foudre

La tenue aux chocs de foudre est une propriété qui n'est pas décrite habituellement dans les spécifications. Le phénomène de claquage en continu et avec un saut de tension brutal est très différent du claquage sous courant alternatif. Il est conçu pour simuler une décharge de foudre frappant un transformateur lors d'un orage. Du fait de la rapidité du phénomène, le résultat est indépendant des contaminants qui ont des répercussions sur un test normal selon la CEI 156. Une aiguille et une bille d'acier sont utilisées comme électrodes et elles sont placées à une distance de 2,5 cm l'une de l'autre. Avec une impulsion négative donnée à l'aiguille, les fabricants ont découvert que la tenue aux chocs dépend du degré de raffinage de l'huile sachant qu'une teneur plus faible en PAC donne une valeur plus élevée.

III.3. Tendence à la charge électrostatique

Lorsqu'une huile est pompée à travers un conduit comme c'est le cas pour un transformateur, des espèces chimiques chargées négativement provenant de cette huile peuvent être absorbées par le matériau recouvrant l'intérieur du conduit. Ceci revient à dire que l'huile est chargée positivement lorsqu'elle quitte le conduit. C'est le phénomène de la triboélectricité. De nombreuses recherches sont en cours pour essayer de quantifier l'ampleur de ce phénomène et mieux appréhender son incidence sur le comportement général de l'huile.

IV. Chimie de base des huiles isolantes

Avant de pouvoir aborder la question du raffinage des huiles isolantes, il est nécessaire d'avoir quelques connaissances relatives à la chimie des huiles. Une huile minérale isolante est principalement composée de carbone et d'hydrogène sous forme de molécules présentant des structures diverses [14].

IV.1. Structure de base d'une huile minérale isolante

IV.1.1. Structure paraffinique

Ce groupe de molécules peut être soit linéaire, soit ramifié. Les molécules de ce type ont un faible pouvoir solvant pour l'eau et les produits d'oxydation. Les molécules paraffiniques ont une stabilité thermique plus faible relativement aux huiles de type différent.

IV.1.2. Structure naphténiq

Les molécules de ce groupe sont également connues sous le nom de cyclo-alcanes. Ces huiles présentent d'excellentes propriétés à basse température et un meilleur pouvoir solvant. On trouve 5 ; 6 ou 7 carbones dans la structure du cycle, mais les cycles à 6 carbones prédominent.

IV.1.3. Structure aromatique

Toutes les huiles diélectriques contiennent des molécules aromatiques, on trouve :

- Les composés mono aromatiques qui présentent généralement de bonnes propriétés électriques tout en étant capables d'absorber les gaz. Ils sont relativement stables à l'oxydation.
- Les composés poly aromatiques PAC : ceux-ci sont produits au cours du processus de raffinage de l'huile comme ils peuvent être des composants naturels de celle-ci.

V. Hygiène et Sécurité

Le centre International de Recherche sur le Cancer, entité relevant de l'organisation Mondiale de la Santé (OMS) a démontré que les huiles faiblement raffinées étaient cancérigènes. Cette découverte est fondée sur les études épidémiologiques effectuées dans le passé ; par exemple dans l'industrie textile, où on avait l'habitude d'utiliser des huiles faiblement raffinées. Les molécules responsables du cancer sont principalement les aromatiques de 3 à 7 noyaux présents dans l'huile.

Des méthodes analytiques ont été développées pour mesurer la teneur en PAC de l'huile, en particulier les méthodes I P 346. Les fabricants d'huiles isolantes sont amenés à afficher la teneur en PAC en conformité avec les normes requises. En plus de ces mesures, des recommandations d'hygiène doivent être inscrites dans le procès-verbal de réception pour le respect de l'hygiène.

Dans le tableau 1.2 sont rassemblées certaines spécifications relatives à l'huile utilisée dans l'isolation des transformateurs de puissance.

Tableau 1.2. Spécifications générales de l'huile minérale [5]

Propriétés	Normes d'essais	Limites	
		Huile pour transformateur	Huile pour appareillages de connexion basse température
1- Fonctions			
Viscosité à 40 °C	ISO 3104	Max .12 mm ² /s	Max .3,5 mm ² /s
Viscosité à - 30 °C ^a	ISO 3104	Max .1800 mm ² /s	-
Viscosité à - 40 °C ^b	CEI 61868	-	Max .400 mm ² /s
Point d'écoulement ^a	ISO 3016	Max.-40° C	Max.-60° C
Teneur en eau	CEI 60814	Max .30 mg / kg ^c / 40 mg / kg ^d	
Tension de claquage	CEI 60156	Min .30 kV / 70 kV ^e	
Densité à 20 °C	ISO 3675 ou ISO 12185	Max .0, 895 g / ml	
FDD à 90 °C	CEI 60247 ou CEI 61620	Max. 0,005	
2- Raffinage/Stabilité			
Apparence		Limpide, exempt de dépôt et de matière en suspension	
Acidité	CEI 62021-1	Max . 0,01 mg KOH / g	
Tension inter faciale	ISO 6295	Pas d'exigence générale ^f	
Teneur totale en soufre	BS 2000 partie 373 ou ISO 14596	Pas d'exigence générale	
Soufre corrosif	DIN 51353	Non corrosif	
Additif antioxydant	CEI 60666	(U) huile non inhibée: non détectable (T) huile faiblement inhibée : max 0,08 % (I) huile inhibée : 0,08 - 0,40 %	
Teneur en 2-Furfural	CEI 61198	Max. 0,1 mg / kg	
3 – Performance			
Stabilité à l'oxydation	CEI 61 125 (méthode C) Durée de l'essai : (U) huile non inhibée: 164 h (T) huile faiblement inhibée : 332 h (I) huile inhibée : 500 h		
-Acidité totale		Max . 1,2 mg KOH/g ¹	
-Dépôts		Max. 0,8 % ¹	
FDD à 90° C	CEI 60247	Max. 0,500 ¹	
Gassing	IEC 60628, A	Pas d'exigence générale	
4 - Hygiène sécurité et environnement (HSE)			
Point d'éclair	ISO 2719	Min . 135 ° C	Min. 100 ° C
Teneur en PAH	BS 2000 Partie 346	Max.3 %	
Teneur en PCB	CEI 61619	Non détectable	

Diverses lettres apparaissent dans le tableau 1.2, leurs significations sont explicitées ci-dessous :

- La lettre a représente la TMDP (**température minimale de démarrage en puissance**) nominale pour une huile pour transformateur, elle peut être ajustée aux conditions climatiques de chaque pays. Il est recommandé que le point d'écoulement soit inférieur de 10°C au moins à la

TMDP. Pour une viscosité maximale de $1800 \text{ mm}^2/\text{s}$ et un point d'écoulement maximal correspondant de -10°C , la TMDP est de 0°C .

- La lettre b représente la TMDP nominale pour les huiles pour interrupteurs basse température.
- La lettre c indique que les valeurs sont valables lorsque la livraison est effectuée en vrac.
- La lettre d correspond à des livraisons en fûts ou en petits conteneurs.

Les spécifications liées aux lettres c et d sont importantes du fait que le mode de livraison peut affecter la teneur en eau.

- La lettre e indique que les valeurs sont celles obtenues après traitement en laboratoire.
- La lettre f indique que lorsque nous utilisons une spécification générale, il est recommandé de considérer pour la tension interfaciale un minimum de 40 N/m .

VI. Caractéristiques des papiers dits PSP (presspahan)

Les papiers et cartons sont des matériaux de choix dans l'isolation des transformateurs et des câbles électriques. Il existe un grand nombre de qualités de papier et cartons obtenues par divers processus de fabrication et dont les propriétés sont choisies pour répondre aux contraintes imposées par la mise en œuvre et la tenue en service de l'isolation à laquelle elles sont soumises. Nous nous intéressons dans ce chapitre au papier presspahn utilisé dans l'isolation du bobinage haute tension, du primaire ainsi qu'au carton comprimé pour l'isolation des parties conductrices, voire des bobines entre elles ou les parties actives par rapport à la masse, voir le châssis de fixation de la partie active [15].

VI.1. Propriétés / Compositions PSP

VI.1.1. Matières premières

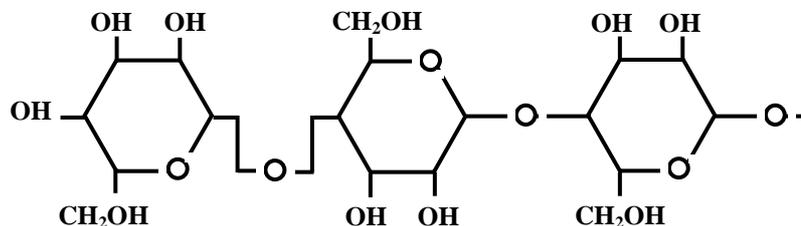
Le papier est constitué de fibres de cellulose enchevêtrées qui sont d'origine végétale : bois, alfa, coton, lin, chanvre, chiffons...etc. Leur longueur (ordre de grandeur de m), leur diamètre (ordre de micron) et leur résistance sont variables selon l'origine. Les trois constituants principaux du papier sont la cellulose, l'hémicellulose et la lignine ; la cellulose en est le constituant principal. Pour les cartons, les papiers cellulosiques isolants donnés suivant la norme CEI 641-2 sont à 100 % de pâte de bois au sulfate de pureté chimique élevée [16,17].

VI.1.2. Structure chimique

Le papier est composé d'une chaîne plus ou moins longue d'anneaux de glucose de l'ordre du millier, généralement de 4000 à 5000 en moyenne, dont le motif répétitif est le

cellobiose. La molécule de cellulose est linéaire. Elle est caractérisée par un degré de polymérisation moyen, la mesure de ce degré se fait par la méthode viscosimétrique.

La richesse en groupement hydrogène explique le fait que la cellulose soit hygrophile. On trouvera dans l'annexe 1 une structure du papier très détaillée [4].



VI.1.3. Composition du papier

Le tableau 1.3 résume la constitution de divers papiers utilisés dans le domaine de l'industrie électrotechnique [18].

Tableau 1.3. Constitutions des papiers utilisés dans le domaine de l'industrie électrotechnique.

Constituant(%)	Papier Kraft pour câbles	Papier 100 % Manille	Papier coton
α .Cellulose	88,3	78,8	95
Hémicellulose	2,9	11,4	0,5
Lignine	4,3	8,9	0,9
Cendre	0,5	0,7	0,1
Teneur en sulfate	0,02	-	0,1
Teneur en chlorure	0,02	-	0,1
Autres Impuretés	3,96	0,4	3,3

VI.1.4. Procédé de fabrication

Les papiers et les cartons restent des matériaux de choix pour l'isolation des transformateurs HT et MT. L'imprégnation par un isolant liquide, essentiellement les huiles minérales, leur confère une rigidité diélectrique remarquable. Pour la fabrication, on prépare

d'abord la pâte à papier, par action mécanique (broyage), ou chimique (action de la soude bisulfite sur la matière première; les fibres sont alors en suspension dans l'eau ; après encollage et apprêt, on élimine cette eau par égouttage, essorage et séchage entre rouleaux chauffés. Les papiers utilisés en électrotechnique sont [18] :

- le papier Kraft, de grande résistance, à base de pâte de bois ;
- le papier Manille, à base de fibres de chanvre ;
- le papier chiffon, à base de fibres de coton et de lin ;
- le papier Japon, à base de fibres de mûrier du japon.

Afin d'obtenir des performances satisfaisantes, il est nécessaire que la pâte dispose d'un degré de polymérisation élevé. Des progrès dans la technologie des pâtes ont permis d'obtenir les propriétés requises par des processus plus satisfaisants pour l'environnement.

A l'issue de sa confection le papier subit un processus de glaçage, opération consistant à lui conférer un lustre par tout moyen approprié de séchage ou de finition mécanique.

VI.2. Propriétés

Les papiers dont la structure peut être considérée comme convenable doivent présenter les particularités suivantes :

Une grande pureté (pas de corps durs, ni de particules métalliques ou charbonneuses), une régularité d'épaisseur et une grande résistance mécanique.

VI.2.1. Propriétés physiques

Le papier est une matière légère avec une densité variant de 0,8 à 1,4 g/cm³ suivant le taux d'humidité. Le papier est très hygroscopique, il absorbe la vapeur d'eau de l'air ce qui fait que sa teneur en eau va dépendre de l'état hygrométrique de l'air et de la température. La teneur moyenne en eau d'un papier non séché est voisine de 7% en masse. Le séchage s'effectue par élévation de température, à 110°C environ, sous vide ou dans un courant d'air sec. Le papier est mauvais conducteur de la chaleur, c'est donc un bon isolant thermique.

VI.2.2. Propriétés électriques

Le papier étant un produit hétérogène, ses caractéristiques sont mal définies ; par ailleurs, le papier est le plus souvent utilisé imprégné et rarement à l'état sec. La rigidité diélectrique du papier sec est de 60 à 80 kV/mm ; elle varie avec l'épaisseur et elle est meilleure pour les papiers minces. Il est donc avantageux d'utiliser plusieurs feuilles minces superposées plutôt qu'un papier épais. Les épaisseurs peuvent varier de 75 à 200 µm. La conductibilité électrique est très

variable suivant la densité, la température et le degré d'humidité. La constante diélectrique est de 6 environ pour du papier bien sec. Les pertes diélectriques (tangente delta) sont très sensibles à l'humidité, à la température et à la fréquence du courant.

VI.2.3. Propriétés mécaniques

VI.2.3.1. Résistance à la rupture

Elle s'exprime par la longueur d'une bande de papier, suspendue à une de ses extrémités, qui se romprait sous l'effet de son propre poids.

VI.2.3.2. Résistance à la déchirure

Elle caractérise la difficulté à déchirer un papier de type donné réalisé avec un grammage de 100 g par m².

VI.2.3.3. Résistance au pliage

Elle s'exprime par le nombre de doubles pliages que l'on peut effectuer sans atteindre la déchirure, sur un papier de 100 g/m², sous une tension de 1kg.

VI.2.3.4. Propriétés chimiques

Le papier résiste à l'action de l'eau, de l'alcool, de l'éther, des acides et des bases étendues. Par contre, il est attaqué par les bases et les acides lorsqu'ils sont concentrés.

VI.3. Descriptifs normatifs des papiers

Les papiers cellulosiques à usages électriques sont traités dans la norme standard internationale CEI 554 et la norme européenne EN 60 641. Ces normes se réfèrent aux publications ISO et donnent un bref aperçu de la méthode utilisée. Il est entendu que cet aperçu ne remplit d'autre objet que celui de servir de point de repère et que seule la publication ISO proprement dite contient tous les détails nécessaires. Nous citerons dans ce chapitre certains aspects liés aux essais du papier.

VI.3.1. Grammage

Le grammage sera mesuré selon la méthode décrite dans la norme ISO 536. L'essai sera effectué sur trois éprouvettes conditionnées, une détermination étant faite sur chacune des trois éprouvettes. La masse sera déterminée à 0,5% près sur des éprouvettes d'au moins 500 cm². La valeur médiane est prise comme résultat.

VI.3.2. Teneur en humidité

La teneur en humidité du papier à l'état de réception sera mesurée conformément à la méthode décrite dans la recommandation ISO/R 287. Le résultat sera exprimé en pourcentage d'humidité par rapport à la masse initiale.

VI.3.3. Conductivité de l'extrait organique

Tableau I.4. Conditionnements et essais suivant NF.C 2613/CEI 641-2						
Composition	100% Pate de bois au sulfate de pureté chimique élevée					
Couleur	Ecrû					
Présentation	feuilles					
SM = Sens Machine ST = Sens Transversal	Unité	Valeur Normale CEI 641-3		Epaisseurs nominales (mm)		
		A	B	0,5 -1,5	> 1,5 - 3	> 3 - 5
Ecart sur toutes les mesures par rapport au nominal de l'épaisseur (max.)	%	≤ 1,6 mm ± 7,5 > 1,6-8 mm ± 5		± 7,5	±5	±5
Masse volumique apparente (moy.)	g/cm ³	1 <1,2 > 1,2 1,3		1,20	1,10	1,05
Résistance à la traction (moy)	N/mm ²	Min.				
SM	"	80	110	116	100	90
ST	"	55	80-85	8	75	70
Allongement à la rupture (moy.)	%	Min.				
SM	"	6	7	8,5	8,7	8,9
ST	"	8	9	9,8	9,8	9,9
Compressibilité (max.)	%			12	12	12
Retrait (moy)	%	Max				
SM	"	0,7		0,6	0,6	0,6
ST	"	1		0,8	0,8	0,8
Epaisseur	"	5		4,5	4,5	4,5
Teneur en humidité (max)	%	Max		8	8	8
		8				
Teneur en cendres (max)	%	Max		0,4 à 0,6	0,4 à 0,6	0,4 à 0,6
	"	1				
Conductivité de l'extrait aqueux (moy)	mS /m	Max		2,5	2,7	3
	"	8				
pH de l'extrait aqueux (min. / max.)		6 - 9		6,5 à 8	6,5 à 8	6,5 à 8
Absorption d'huile (min.)	%	Min		15	20	25
		15 10				
Rigidité diélectrique dans l'air (min)	kV /mm	≤ 1,6 :14 >1,6 -3 :13 >3 - 6 : 12		14	13	12
Rigidité diélectrique dans l'huile (moy)	kV /mm	Min ≤ 1,6 : 40 > 1,6 -3 :30 >3 - 6 :25		50	45	40

Pour cette caractéristique qui présente une importance dans l'isolation des parties conductrices des appareils électriques, un essai doit être effectué. Le but visé par cet essai consiste en la détermination de la présence ou non de matières organiques ionisables dans les matériaux isolants.

VI.3.4. Absorption d'huile (méthode de Cobb)

Dans cet essai, de l'huile est mise en contact avec une surface connue d'une liasse de papiers. Après un laps de temps déterminé, le papier est séparé de l'huile, la feuille supérieure de la liasse, en contact direct avec l'huile est époncée et l'augmentation de masse de la liasse par absorption est établie par pesage direct. Cet essai est dérivé du test d'absorption d'eau exposé dans l'ISO 535.

VI.3.5. Rigidité diélectrique

L'essai sera effectué à l'air libre conformément à la publication 243 de la CEI. Ce qui reste important dans cet essai est le fait que les faces des électrodes doivent être parfaitement parallèles et exemptes de toutes piqûres ou autres défauts.

VI.3.6. Stabilité thermique

Les propriétés thermiques du papier sont un facteur important du bon comportement en service d'une isolation. Elles sont à prendre en considération, au même titre que les propriétés diélectriques, quand le papier est à l'état imprégné. Parmi ces propriétés, on doit citer la conductibilité thermique qui limite l'élévation de température de l'isolation. L'autre propriété importante est la stabilité thermique, un facteur qu'il faut prendre en considération lors du séchage et le traitement sous vide avant imprégnation. Pour la stabilité thermique il est à noter que l'oxygène et l'humidité sont des facteurs d'accélération du vieillissement du papier.

Les essais réalisés avant et après vieillissement seront précédés d'un conditionnement, réalisé à partir de papier préalablement séché. La période de vieillissement et la température doivent être spécifiées selon la CEI 60554-3. Le tableau 1.4 donne les caractéristiques des papiers cellulosiques (A) et des cartons (B) [10,19,20].

VII. Caractéristiques du papier imprégné

Après avoir décrit les propriétés respectives du papier et de l'huile minérale et les données selon des normes standards, nous examinons les principales modifications apportées à ces propriétés quand les deux isolants sont combinés. Nous essayerons aussi d'appréhender

l'influence de ces modifications sur le comportement d'une isolation face aux contraintes électrique ou thermique auxquelles cette isolation est soumise.

VII.1. Hygroscopie du papier imprégné

On sait que l'huile et l'air ont, quand ils sont à la même température, des teneurs en eau sensiblement égales. Le papier imprégné et immergé dans l'huile s'humidifiera donc comme s'il était exposé à l'air. Toutefois, l'évolution de l'humidité de chacun des isolants est relativement complexe, quand il y'a échange d'humidité entre air et huile d'une part et huile et papier d'autre part. Dans le premier cas, on peut admettre que l'échange d'humidité obéit à une loi relativement simple qui a été vérifiée expérimentalement [11].

$$d E = v S (h_m - h) dt \quad (1.1)$$

La quantité d'eau dE qui pénètre dans l'huile pendant un temps dt est proportionnelle à la surface de séparation air-huile S et à la différence entre les concentrations de l'eau dans l'air et dans l'huile. Celles-ci peuvent être considérées comme équivalentes aux teneurs en eau de l'huile, respectivement à l'équilibre (h_m) et à l'instant considéré (h) ; v étant la vitesse de diffusion. Dans le second cas, la vitesse d'échange d'humidité entre le papier et l'huile est fonction du taux d'humidité du papier. Si le papier est sec, cette vitesse est faible. Elle devient beaucoup plus élevée dès que le papier devient plus humide, vers un taux d'humidité de 1 à 2% comme le montre la figure 1.1.

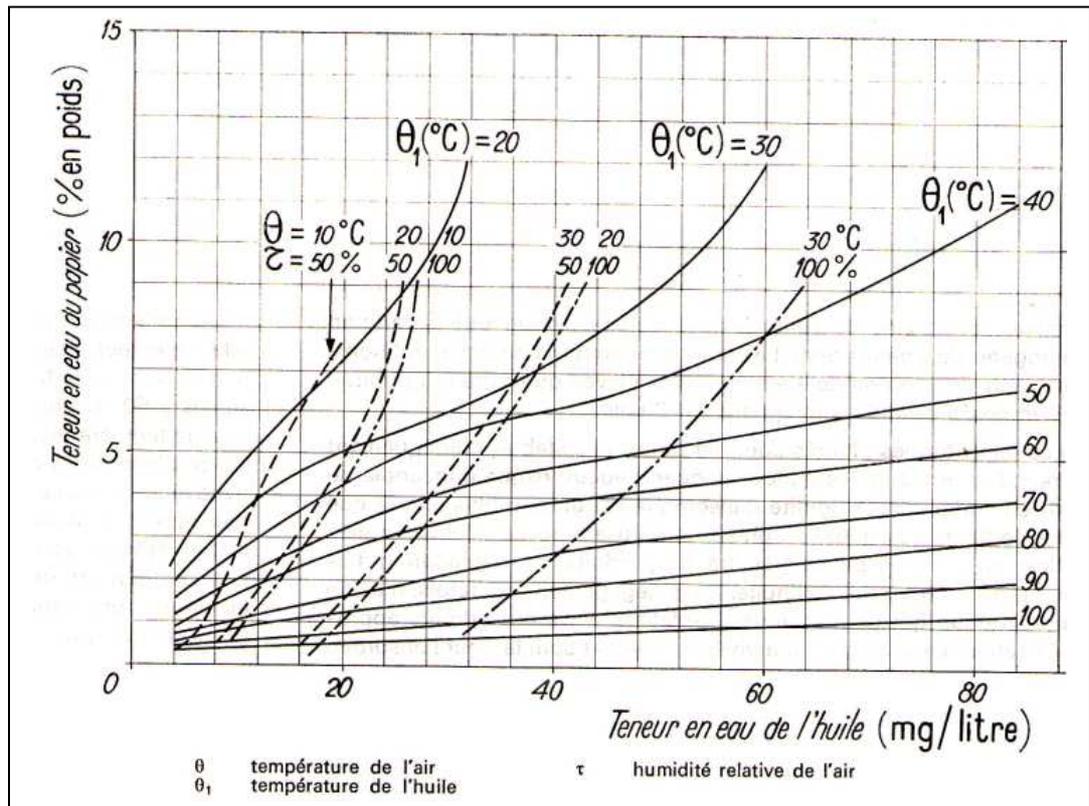


Figure 1.1 Equilibre d'humidité du complexe air-huile-papier, en fonction des températures de l'air et de l'huile baignant le papier [11].

VII.2. Propriété diélectriques du papier imprégné

Les propriétés diélectriques du papier imprégné dépendent de l'imprégnant, mais aussi, dans une certaine mesure, de la qualité du papier et de sa masse volumique. Dans ses diverses applications, les propriétés du papier que l'on doit prendre en considération sont sa permittivité relative, son facteur de dissipation diélectrique et sa rigidité diélectrique. Ces propriétés sont fonction d'un certain nombre de paramètres parmi lesquels il y a la température [21-23].

VII.3. Permittivité relative et facteur de dissipation diélectrique

Le papier à l'état imprégné comme à l'état non imprégné peut être considéré comme une association en série de la cellulose et de l'imprégnant. Ses caractéristiques, permittivité et facteur de dissipation diélectrique dépendent étroitement de sa masse volumique, dans la mesure où elles sont pour l'imprégnant beaucoup plus faibles que pour la cellulose. C'est le cas surtout quand l'imprégnant est de l'huile minérale. Une réduction de la masse volumique conduit en général à une diminution importante des pertes diélectriques du papier imprégné, comme le montre la figure 1.2.

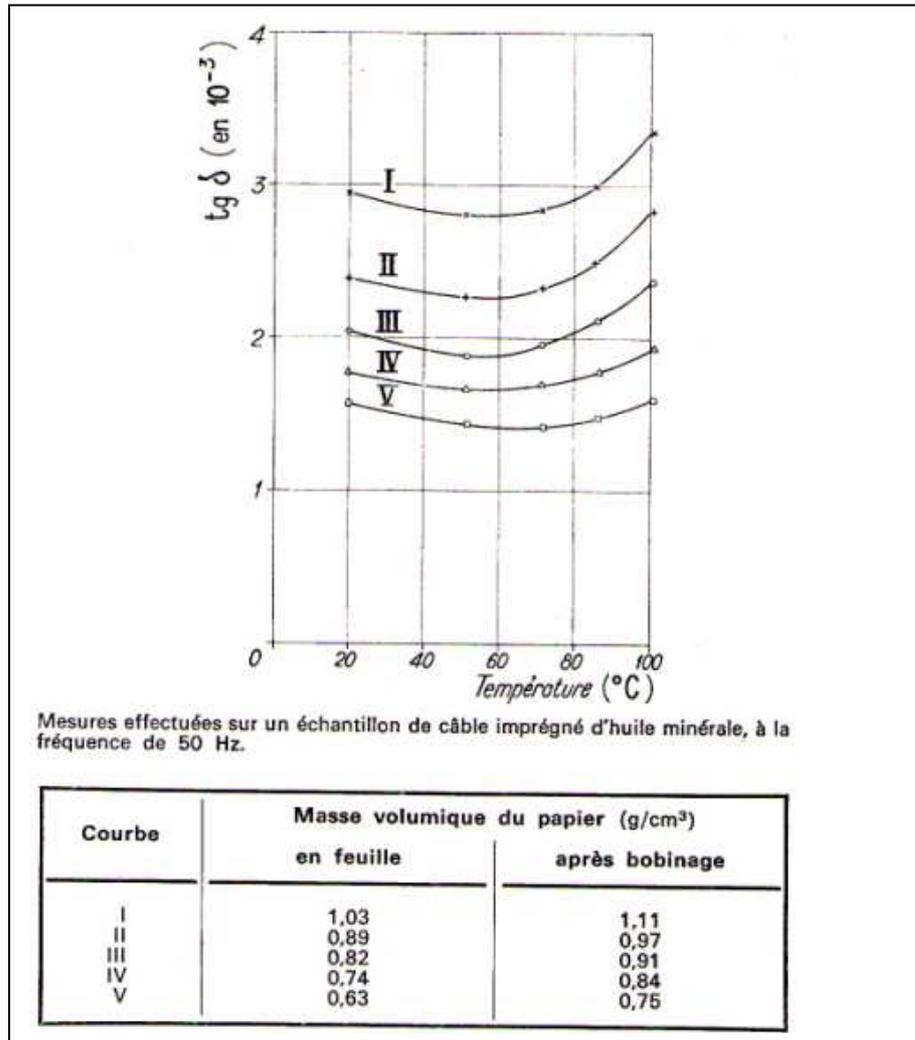


Figure 1.2 Influence de la masse volumique du papier sur le facteur de dissipation diélectrique $\text{tg} \delta$ [11].

Un accroissement de la contrainte électrique provoque une réduction de ces pertes comme nous pouvons le voir sur la figure 1.3. Cette réduction serait liée au fait que l'amplitude des oscillations des ions dans l'imprégnant, sous l'effet du champ électrique, est limitée par la dimension des pores du papier, la viscosité et la température [11].

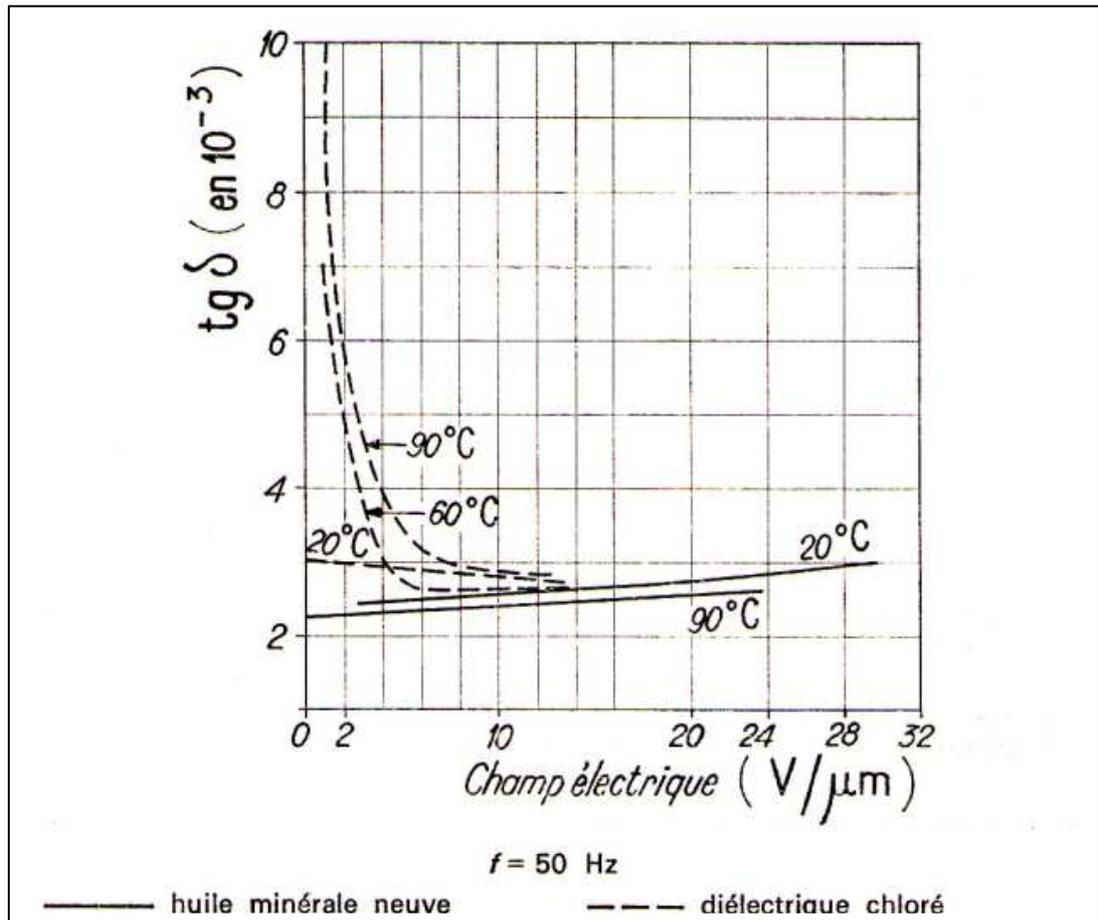


Figure 1.3 Influence du champ électrique sur le facteur de dissipation diélectrique $\text{tg } \delta$ d'un papier imprégné à diverses températures [11].

La permittivité et le facteur de dissipation diélectrique du papier imprégné varient également avec sa teneur en eau, comme on peut le voir sur la figure 1.4. Les mesures sont effectuées à 60 Hz sous un champ de 80 kV/cm.

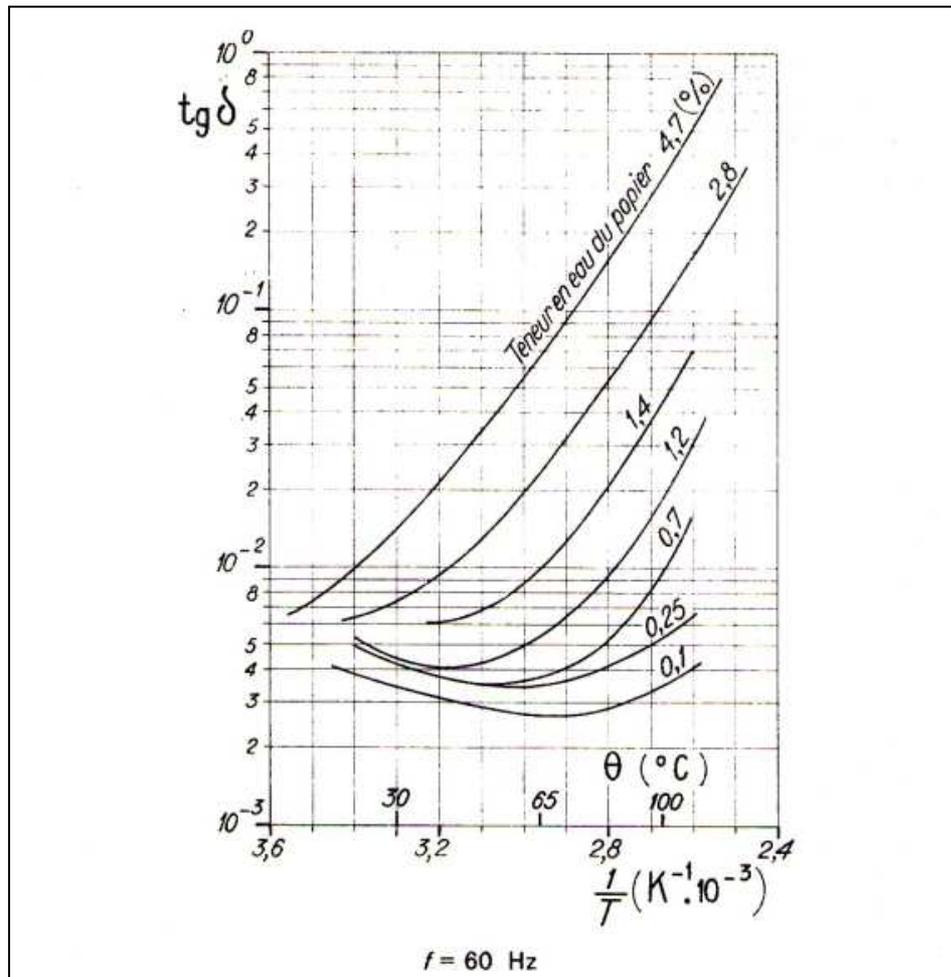


Figure 1. 4 Variation du facteur de dissipation diélectrique $\text{tg}\delta$ d'un papier de câble, imprégné, en fonction de la température pour diverses teneurs en eau du papier [11].

La présence d'un imprégnant génère une amélioration notable de la rigidité diélectrique d'un papier à l'état imprégné. Toutefois, la mesure de cette rigidité est influencée non seulement par la structure intrinsèque du papier lui-même mais également par les conditions dans lesquelles elle est effectuée en particulier à la géométrie de l'éprouvette et les modalités d'application de la tension.

La tenue aux impulsions a fait l'objet de nombreuses déterminations en raison de son rôle très important dans les applications industrielles puisque cela se produit lorsqu'un matériel est soumis à des surtensions de manœuvre ou à des chocs d'origine atmosphérique. La rigidité diélectrique d'un papier imprégné, pour des conditions d'application de la tension inchangées, augmente en général avec la masse volumique et l'imperméabilité à l'air du papier.

La figure 1.5 montre selon [10] l'influence de l'épaisseur, de la masse volumique et de l'imperméabilité à l'air sur la rigidité diélectrique du papier imprégné. La viscosité de l'imprégnant a également une influence importante sur la tenue aux impulsions du papier

imprégné, celle-ci augmentant pour des viscosités élevées. Comme la température diminue la viscosité de l'imprégnant, on assiste à une diminution de la rigidité avec la température.

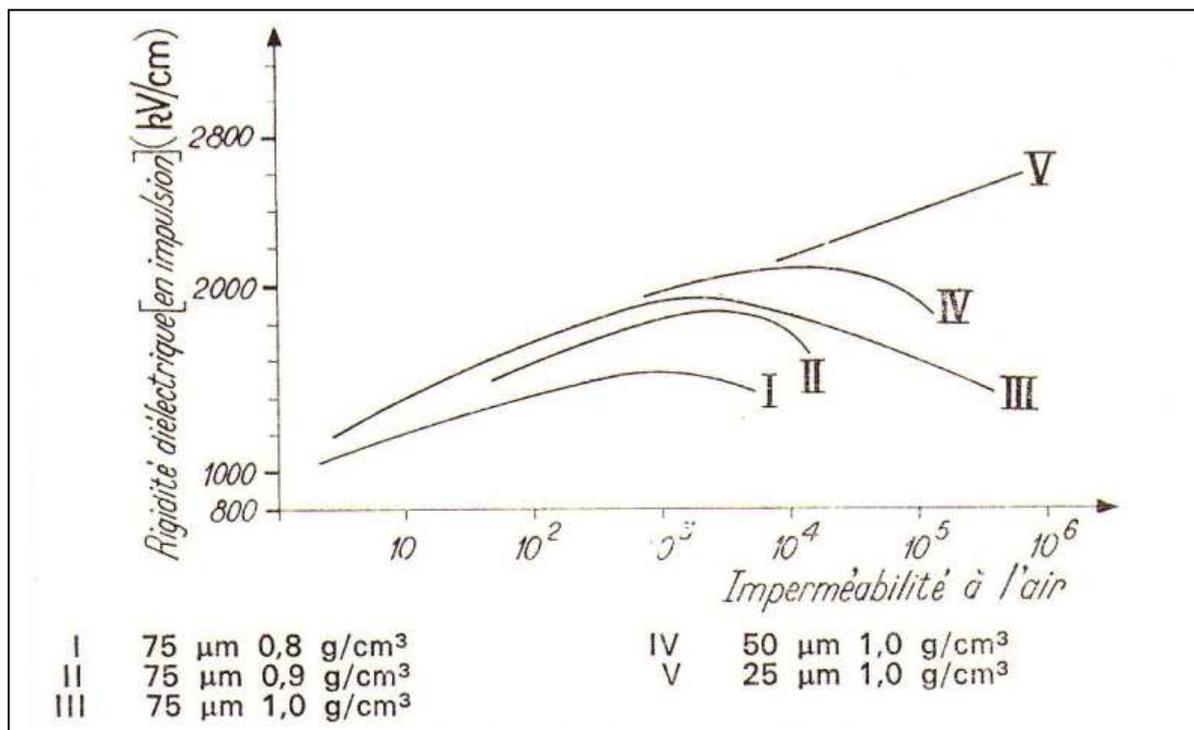


Figure 1.5. Rigidité diélectrique d'un papier imprégné d'huile minérale, en impulsion. Influence de l'épaisseur, de la masse volumique et de l'imperméabilité à l'air du papier [11]

VII.4. Vieillessement thermique du papier imprégné

En raison de sa faible stabilité thermique, le papier fait l'objet d'un vieillissement important lorsqu'il est soumis à un échauffement prolongé. Cela se traduit par une diminution de ses caractéristiques, en particulier sur le plan mécanique. Le vieillissement thermique du papier imprégné est pris en considération surtout si l'imprégnant est l'huile. L'oxygène, quand il est présent, a une influence particulière étant donnée son implication dans les processus d'oxydation. L'humidité est également un paramètre important à considérer. Dans le tableau 1.5, ci-dessous, sont indiquées les vitesses de dégradation de différents papiers, déterminées au cours d'essais dans des conditions identiques avec une teneur en eau initiale inférieure à 0,2% [24].

Tableau 1.5 : Vitesse de dégradation K_{η} (par jour).

Vitesse de dégradation K_{η} (par jour)					
Température °C	Kraft	Kraft Manille	Papiers kraft traités		
			1	2	3
100	$5 \cdot 10^{-4}$	$2 \cdot 10^{-4}$	$3 \cdot 10^{-4}$	$2 \cdot 10^{-4}$	$3 \cdot 10^{-4}$
130	$3 \cdot 10^{-3}$	$3 \cdot 10^{-3}$	$8 \cdot 10^{-4}$	$1 \cdot 10^{-3}$	$9 \cdot 10^{-4}$

La vitesse de dégradation augmente avec la température de vieillissement. La dégradation du papier imprégné est régie par la loi d'Arrénius, qui s'écrit :

$$\text{Log } K_{\eta} = - E/RT + K \quad (1.2)$$

E : Energie d'activation de la réaction de dégradation considérée.

R : Constante des gaz parfaits

η : Facteur de dégradation du papier

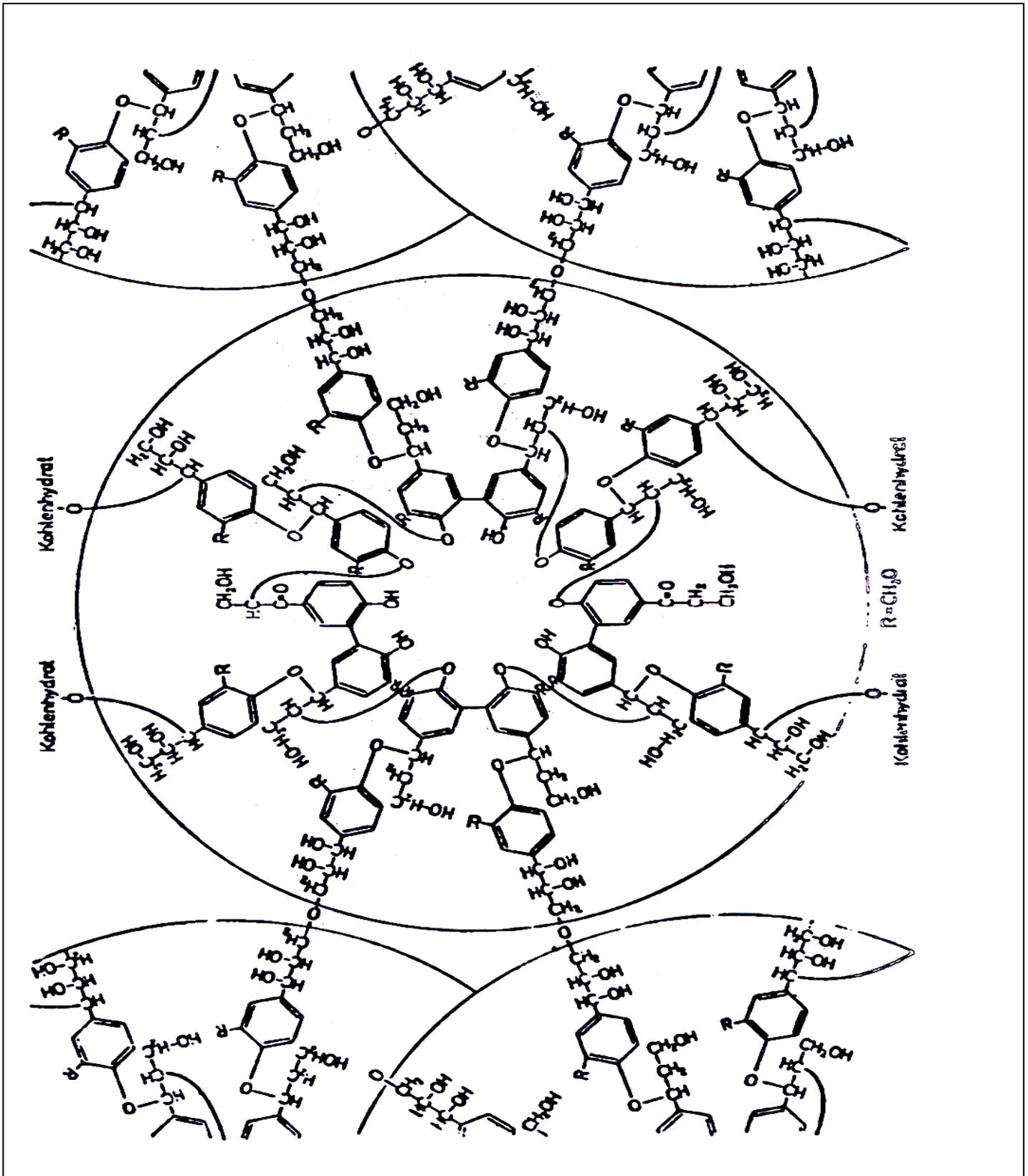
K_{η} : Le nombre de scissions se produisant dans une chaîne par jour, c'est ce qui justifie le nom de vitesse de dégradation généralement donné à ce facteur. A des températures comprises entre 100 et 130 °C cette énergie d'activation est de l'ordre de 85 kJ/mole. Au delà cette énergie prend des valeurs beaucoup plus grandes et le mécanisme de dégradation s'en trouve amplifié. Ceci peut survenir lors d'un court circuit par exemple.

VII.5. Vieillissement sous l'effet du champ électrique

Le champ électrique n'a pas d'action, en principe, sur la tenue à court terme. En effet, les champs électriques imposés en service à une isolation sont généralement inférieurs au seuil critique, pour peu que l'isolation soit convenablement séchée et dégazée avant l'imprégnation. Les surtensions de manœuvre ou chocs d'origine atmosphérique, ne sont pas des paramètres à négliger, ils peuvent avoir un effet à long terme et réduire la durée de vie d'une isolation quand elles sont appliquées d'une façon répétée. Ce type de contrainte se manifeste par une augmentation du facteur de dissipation diélectrique, ce qui par voie de conséquence accentue les échauffements. Des méthodes d'appréciation du vieillissement du papier sont actuellement envisagées, elles consistent en une méthode basée sur l'analyse des produits de dégradation du papier, principalement les gaz formés lors du vieillissement, produits qui se dissolvent dans l'huile. La dégradation du papier due à l'action prolongée de la température peut, quant à elle,

être appréciée par chromatographie en phase gazeuse qui permet une analyse des quantités de monoxyde et dioxyde de carbone formées.

Annexe 1. Composition détaillée du papier PSP.



Dans un transformateur, il existe des pièces conductrices qui doivent être isolées les unes des autres. Ces pièces conductrices vont générer des échauffements mais surtout des contraintes électriques. Nous serons donc amenés à chercher des matériaux pouvant répondre correctement à la contrainte électrique par une isolation adéquate. Tenant compte des inévitables échauffements, nous essayerons d'en limiter les effets par l'usage de matériaux à faibles pertes diélectriques. Nous chercherons également, dans la même optique, des matériaux isolants ayant une température d'opération la plus élevée possible pour supporter les échauffements provenant des conducteurs véhiculant des courants électriques.

I. Diélectrique dans les condensateurs

La figure 2.1 suivante illustre le principe de construction d'un condensateur avec deux armatures de surface A .

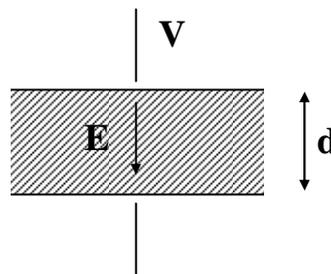


Figure 2.1 Représentation schématique d'un condensateur plan

La capacité d'un condensateur plan est déterminée à partir de sa géométrie par :

$$C = \epsilon_r \epsilon_0 A/d \quad (2.1)$$

C : capacité,

A : aire des armatures en regard,

d : distance séparant ces armatures,

ϵ_r : permittivité relative du diélectrique,

ϵ_0 : permittivité du vide égale à $8,854 \cdot 10^{-12}$ F/m

Le champ électrique à l'intérieur du matériau est donné par :

$$E = V/d \quad (2.2)$$

Dans la plupart des cas, on cherchera un matériau possédant une permittivité élevée et une rigidité diélectrique élevée.

II. Physique des matériaux isolants

La capacité d'un condensateur est influencée par la nature du matériau qui remplit l'espace séparant les armatures. En plus des effets macroscopiques, un comportement de la matière du point de vue microscopique intervient, c'est le processus de la polarisation de la matière. Lorsque la matière est exposée à un champ électrique variable les phénomènes de polarisation vont se traduire par un surplus de pertes, donc un échauffement plus marqué des matériaux mis en jeu [26].

III. Polarisation et conduction électrique

III.1. Définitions

Lorsque nous traitons des matériaux utilisés dans l'isolation électrique nous sommes toujours confrontés à un problème de définition. Doit-on privilégier le terme d'isolant ou celui de diélectrique ? En fait les deux termes peuvent être considérés comme synonymes et l'usage de l'un ou de l'autre dépend uniquement de ce que nous attendons du matériau. C'est ainsi que nous parlons de diélectrique lorsque la propriété électromagnétique fondamentale visée est la polarisation de la substance dans un champ électrique. Nous préférons le terme isolant lorsque la propriété visée est la conductivité quasi nulle empêchant le passage du courant électrique. La distinction entre isolants et conducteurs a été établie dès le XVII^{ème} siècle.

Pour les isolants, les charges électriques créées par frottement restent localisées, c'est ce qui se passe avec l'ambre, le verre,...etc. Dans le cas des conducteurs et dans les mêmes conditions, les charges vont migrer pour se répartir sur la surface du matériau. C'est le cas des métaux qui possèdent des électrons libres appelés à se mouvoir sous l'action d'un champ électrique. En réalité même les isolants sont un peu conducteurs de l'électricité, du moins ils peuvent le devenir lorsque les champs électriques deviennent très intenses.

La réponse d'un matériau à l'application d'un champ électrique ne fut complètement maîtrisée qu'à la lumière des théories modernes sur la structure de la matière. Ce n'est qu'à partir de ces théories que l'on a pu justifier le concept de polarisation introduit par Faraday [27-30].

III.2. Différents types de polarisation

III.2.1. Polarisation électronique

Le déplacement des électrons par rapport au noyau d'un atome fait apparaître une polarisation dont le temps d'établissement est très court ($\approx 10^{-15}$ seconde) :

$$\vec{P}_e = N \alpha_e \vec{E}_l \quad (2.3)$$

α_e : polarisabilité, constante dépendant du rayon r de l'atome

E_l : champ électrique local agissant sur une entité polarisable telle qu'une molécule ou un atome, il peut être considéré comme la somme de deux composantes :

- le champ électrique appliqué aux électrodes.
- la contribution au champ des dipôles entourant le point considéré du diélectrique

N : nombre de molécules par unité de volume.

La polarisation électronique est due à un déplacement relatif du noyau de l'atome par rapport à l'ensemble des électrons qui l'entourent, comme le montre la figure 2.2.



Figure 2.2 Représentation du phénomène de polarisation électronique.

Le fait que le barycentre des charges positives ne coïncide plus avec celui des charges négatives, aura pour résultat de faire passer une espèce initialement neutre (atome ou molécule) à l'état de dipôle électrique.

III.2.2. Polarisation ionique

Dans ce type de polarisation, il se produit un déplacement mutuel des ions constituant la molécule dans un temps de l'ordre de 10^{-13} à 10^{-12} secondes. La polarisation est donnée par la formule suivante [15]:

$$\vec{P}_i = N \alpha_i \vec{E}_l \quad (2.4)$$

Notons la similitude de cette expression avec la précédente, la seule différence portant sur la polarisabilité ionique α_i qui remplace la polarisabilité électronique. Ces deux types de polarisation, électronique et ionique (par déformation) voir la figure 2.3, ne sont pratiquement

pas affectés par la température ; dans le domaine des fréquences industrielles, on peut considérer qu'ils ne donnent pas lieu à des pertes diélectriques appréciables.

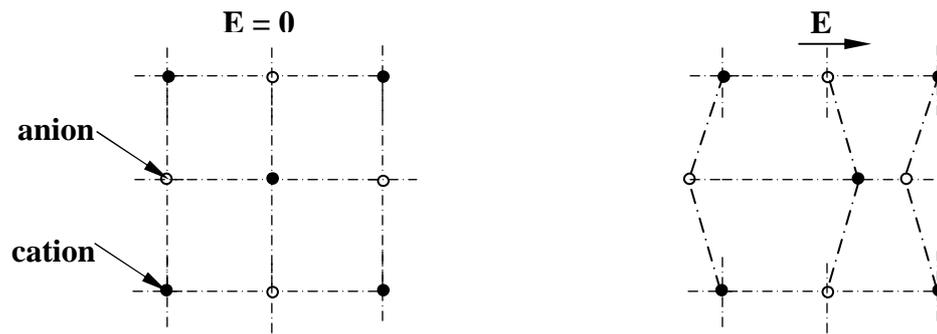


Figure 2. 3 Représentation schématique du phénomène de polarisation ionique.

La polarisation ionique ne se rencontre que dans les cristaux ioniques. Dans un tel cas, la polarisation ionique se manifestera sous la forme d'un déplacement des atomes de charge positive dans la direction du champ électrique et du déplacement des atomes de charge négative en sens contraire. C'est ce qui justifie le terme de polarisation par déformation souvent évoqué.

III.2.3. Polarisation dipolaire ou d'orientation

Étudiée par Debye, elle consiste en l'orientation des molécules polaires sous l'action du champ électrique ; elle dépend de la température et apparaît dans les gaz, les liquides et les corps amorphes très visqueux. Dans certains corps, par exemple la cellulose, bien que la molécule soit fixe, certains groupements moléculaires peuvent s'orienter. Ce type de polarisation provoque une dissipation d'énergie pendant la relaxation des dipôles ; c'est pour cela que, sous l'influence d'un champ alternatif, il apparaît des pertes diélectriques qui participeront à l'échauffement des matériels. Le temps de relaxation τ d'un dipôle se mouvant dans un liquide de viscosité dynamique a été calculé par Debye [16] :

$$\tau = \frac{4\pi\eta r^3}{kT} = \frac{3\eta V}{kT} \quad (2.5)$$

k : constante de Boltzmann

r : rayon de la molécule

T : température thermodynamique

v : volume de la molécule

La polarisation dipolaire ou d'orientation résulte d'une interaction moléculaire. Une molécule est constituée de plusieurs atomes qui combinent leurs couches de valence en se regroupant. Une fois regroupés ces atomes forment naturellement un dipôle électrique qui aura tendance à s'orienter face à un champ électrique extérieur. En plus d'orienter la molécule, le champ électrique externe

pourra déformer la molécule au point d'augmenter le moment dipolaire de celle-ci. La figure 2.4 résume cette orientation moléculaire.



Figure 2.4. Représentation schématique de la polarisation dipolaire.

III.2.4. Polarisation interfaciale

Les porteurs de charge ne sont jamais totalement absents dans un diélectrique. Sous l'effet du champ électrique, ceux-ci migrent à l'intérieur du cristal (figure 2.5) et ont tendance à se concentrer autour des défauts tels que les lacunes, les impuretés, les joints de grains.

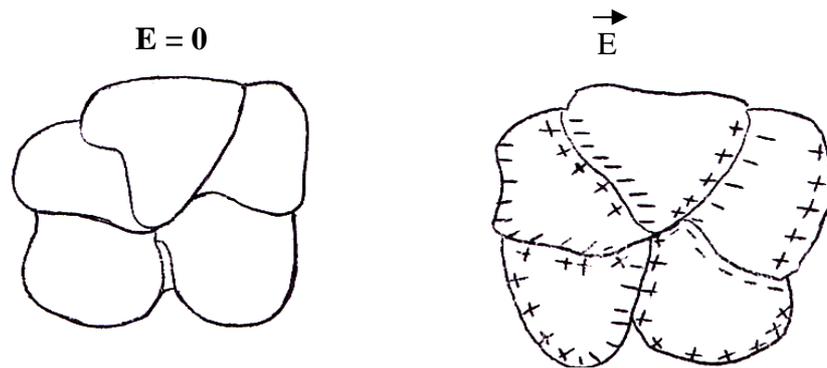


Figure 2.5 Représentation schématique de la polarisation interfaciale.

Dans les applications industrielles, ce type de polarisation se manifeste lorsque nous avons des matériaux non homogènes. Le piégeage de charges aux interfaces intervient chaque fois que le rapport des conductivités diffère du rapport inverse des permittivités, ce qui se produit pratiquement toujours.

IV. Mise en évidence des équations

Posons deux plaques parallèles aux bornes desquelles est appliquée une tension. Dans le vide, on obtiendra un champ électrique $E = U / d$.

Les figures 2.6 et 2.7 illustrent la direction du champ électrique entre les deux plaques ainsi que le diélectrique placé en dehors du champ électrique. Les charges du diélectrique sont orientées aléatoirement.

Insérons maintenant le diélectrique entre les deux plaques. Selon la loi d'attraction électrique de Coulomb, les charges positives des dipôles se déplacent dans la direction du champ électrique et les charges négatives se déplaceront dans la direction opposée au champ électrique, générant ainsi une rotation des dipôles, tel que l'illustre les figures 2.6 et 2.7.

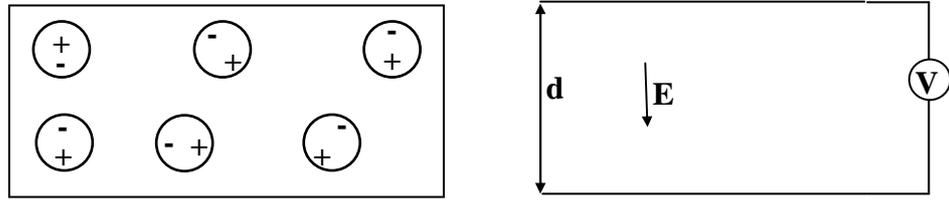


Figure 2.6. Répartition aléatoire des dipôles (à gauche) avant l'application du champ (mentionné à droite).

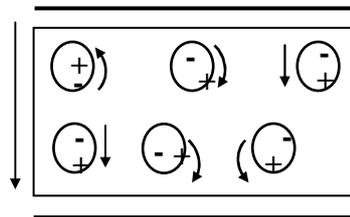


Figure 2.7 Résultat de l'application du champ (dipôles orientés).

Selon les équations de Maxwell, le champ de déplacement est défini comme étant dépendant de la charge électrique q stockée sur les plaques, limitées par un élément de surface d_s [17]:

$$\iint \vec{D} \cdot d\vec{s} = q \quad (2.6)$$

Cette formule n'est autre que la formulation locale du théorème de Gauss.

Il en résultera une augmentation de \vec{D} à l'intérieur du diélectrique. On attribue l'augmentation du champ de déplacement \vec{D} à la présence d'un vecteur de polarisation \vec{P} à l'intérieur du diélectrique.

$$\vec{D} = \epsilon_0 \vec{E} + \vec{P} \quad (2.7)$$

Dans le vide, le vecteur \vec{P} est nul, laissant la formule classique.

$$\vec{D} = \epsilon_0 \vec{E} \quad (2.8)$$

Dans un diélectrique, on exprimera la relation entre la polarisation \vec{P} et le champ électrique imposé \vec{E} au moyen de la susceptibilité diélectrique relative du matériau, considéré parfait c'est-à-dire homogène, linéaire et isotrope, par :

$$\vec{P} = \chi_r \epsilon_0 \vec{E} \quad (2.9)$$

Assez fréquemment, on exprimera le champ de déplacement \vec{D} en fonction du champ électrique par l'expression:

$$\vec{D} = \epsilon_0 \epsilon_r \vec{E} \quad (2.10)$$

Où

$$\epsilon_r = \chi_r + 1 \quad (2.11)$$

(10) et (11) on aura :

$$\vec{P} = \epsilon_0 (\epsilon_r - 1) \vec{E} \quad (2.12)$$

Au niveau microscopique, on représente le phénomène de polarisation par un ensemble de petit dipôle \vec{p} de la figure 2.8.

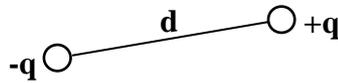


Figure 2.8. Représentation d'un dipôle électrique.

Ce dipôle est caractérisé par son moment électrique dont la valeur est définie par :

$$\vec{p} = q \cdot \vec{d} \quad (2.13)$$

\vec{p} est appelé moment électrique ou moment dipolaire.

Il est à noter que le vecteur \vec{p} est orienté de la charge positive vers la charge négative. Cette convention est choisie de telle sorte que les dipôles s'orientent dans la direction du champ électrique \vec{E} . Le vecteur macroscopique de polarisation \vec{P} est en fait la densité volumique des moments dipolaires microscopiques \vec{p} .

V. Equations régissant les pertes diélectriques en alternatif

On a précédemment défini la permittivité relative ϵ_r à partir de la proportionnalité entre le champ de déplacement \vec{D} et le champ électrique \vec{E} appliqué. Pour tenir compte de l'effet de retard du vecteur de polarisation \vec{P} sur le champ, il est convenable de considérer la permittivité relative comme un nombre complexe s'exprimant par :

$$\epsilon_r = \epsilon_r' - j \epsilon_r'' \quad (2.14)$$

En tenant compte de la partie imaginaire de ϵ_r , on calculera alors la tension aux bornes d'un condensateur.

$$U_C = I \left(\frac{1}{j\omega C} \right) = U_C = -j I / \omega \left(\epsilon_0 \epsilon_r \frac{A}{d} \right) \quad (2.15)$$

$$= -j d I / \omega \epsilon_0 A (\epsilon_r' - j\epsilon_r'')$$

De (2.14) et (215), on obtient :

$$U_C = \left(\frac{d \epsilon_r''}{\omega \epsilon_0 A (\epsilon_r'^2 + j\epsilon_r''^2)} - j \frac{d \epsilon_r'}{\omega \epsilon_0 A (\epsilon_r'^2 + j\epsilon_r''^2)} \right) I$$

Dans un condensateur parfait, on obtiendrait un déphasage de 90° entre le courant I et la tension U_C . Selon l'équation (2.14), on constate que le déphasage entre I et U_C n'est pas exactement de 90° , mais plutôt de $90 - \delta$, où :

$$\tan \delta = \frac{\epsilon_r''}{\epsilon_r'} \quad (2.16)$$

En termes de puissance, cela signifie qu'il n'y aura pas que la puissance réactive échangée entre la source alternative et le condensateur. Une puissance additionnelle sera dissipée, qu'on appelle pertes diélectriques et le rapport entre la puissance dissipée et la puissance réactive sera égale à $\tan \delta$. On nomme angle de pertes, l'angle δ d'un diélectrique. Dans les applications électrotechniques, l'angle de perte δ tend à augmenter lorsque la fréquence augmente, et on a habituellement $\epsilon_r'' \ll \epsilon_r'$. Le calcul des pertes dans un isolant peut donc se calculer comme suit [14]:

$$\text{Pertes diélectriques} = U_C I \approx \frac{\epsilon_r'' d}{\omega \epsilon_0 A (\epsilon_r')^2} I^2 = \frac{d \tan \delta}{\omega \epsilon_0 \epsilon_r' A} I^2 = \frac{\tan \delta}{\omega C} I^2 \quad (2.17)$$

$$\text{Pertes diélectriques} = U^2 \omega C \tan \delta \quad (2.18)$$

On aura donc intérêt à utiliser un isolant possédant un paramètre $\tan \delta$ le plus faible possible.

VI. Etude des courants de conduction et de déplacement dans un isolant

VI.1. Loi d'Ohm

Le courant de conduction résulte du mouvement des charges qui se déplacent, sur de grandes distances, depuis l'une jusqu'à l'autre des armatures servant à appliquer une différence de potentiel au diélectrique. Considérons un volume élémentaire du diélectrique $dsdl$ soumis à une différence de potentiel $-dV$; calculons l'intensité du courant correspondant :

$$dI = J ds \quad (2.19)$$

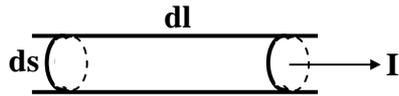


Figure 2.9 représentation d'un tube de courant.

et si l'on admet la loi d'Ohm, On a :

$$-dV = R dI = \frac{dl}{\sigma ds} J ds \quad (2.20)$$

σ étant la conductivité du diélectrique, on obtient :

$$J = -\frac{dV}{dl} \sigma \quad (2.21)$$

En considérant le milieu comme isotrope, on aura :

$$J = \sigma E \quad (2.22)$$

E étant la composante du champ électrique dans l'axe du tube. Soumis à des champs électriques, la plupart des isolants utilisés en électricité présentent une conduction ohmique.

VI.2. Courant de déplacement

Dans un diélectrique, la loi de Gauss se traduit par la relation :

$$\vec{\nabla} \cdot \vec{D} = \rho \quad (2.23)$$

Avec ρ densité volumique de charges.

Si le champ électrique dépend du temps, la relation précédente devient :

$$\vec{\nabla} \cdot \frac{\partial \vec{D}}{\partial t} = \frac{\partial \rho}{\partial t} \quad (2.24)$$

Et en tenant compte de l'équation de continuité [19] :

$$\vec{\nabla} \left(\vec{J} + \frac{\partial \vec{D}}{\partial t} \right) = 0 \quad (2.25)$$

D'ou :

$$\oint_s \left(\vec{J} + \frac{\partial \vec{D}}{\partial t} \right) d\vec{S} = 0 \quad (2.26)$$

$\frac{\partial \vec{D}}{\partial t}$ a les dimensions d'une densité de courant, c'est la densité \vec{J}_D du courant de déplacement.

$$\vec{J}_D = \frac{\partial \vec{D}}{\partial t} \quad (2.27)$$

D'après Maxwell, toute variation du champ électrique doit provoquer l'apparition d'un champ magnétique rotationnel. Cela entraîne nécessairement la présence d'un courant électrique. Pour un diélectrique qui présente une polarisation \vec{P} , l'induction est donnée par la relation :

$$\vec{D} = \epsilon_0 \vec{E} + \vec{P} \quad (2.28)$$

Dans ce cas, la densité du courant s'écrit :

$$\vec{J}_D = \epsilon_0 \frac{\partial \vec{E}}{\partial t} + \frac{\partial \vec{P}}{\partial t} \quad (2.29)$$

Avec $\epsilon_0 \frac{\partial \vec{E}}{\partial t}$ densité de déplacement dans le vide et $\frac{\partial \vec{P}}{\partial t}$ densité de courant de polarisation.

Le courant de polarisation correspond à la moyenne des courants microscopiques produits par de faibles déplacements relatifs des charges liées. En effet, si divers porteurs de charges q_i , présents dans un volume macroscopique avec un nombre N_i par unité de volume, sont animés d'une vitesse moyenne V_i telle que :

$$V_i = \frac{\partial \vec{l}_i}{\partial t} \quad (2.30)$$

avec l_i déplacement moyen de q_i .

Le courant de polarisation de densité \vec{J}_P est donné par :

$$\vec{J}_P = \sum_i N_i q_i \vec{V}_i = \sum_i N_i q_i \frac{d\vec{l}_i}{dt} \quad (2.31)$$

avec :

$$\vec{P} = \sum_i N_i q_i \vec{l}_i \quad \text{d'où} \quad \vec{J}_P = \frac{\partial \vec{P}}{\partial t} \quad (2.32)$$

VI.3. Conduction des isolants (expérience)

Aux champs faibles, de l'ordre de 10 V/m, la conduction des isolants présente généralement un caractère ohmique. Pour les gaz et les liquides, il est admis que la conduction est due à la présence d'ions. De même, dans les solides, tels que les verres, les céramiques et les polymères, le passage de courant électrique est souvent attribué au déplacement d'ions ; en ce qui concerne les polymères, de nombreux chercheurs insistent sur le rôle joué par les ions, résultant de la dissociation d'impuretés qui ont été introduites dans le matériau lors des opérations de fabrication et de mise en œuvre.

Dans la plus part des cas, la conductivité varie avec température T de telle façon que [18] :

$$\sigma = \sigma_0 \exp\left(-\frac{\Delta W}{\Delta T}\right) \quad (2.33)$$

avec ΔW énergie d'activation.

Aux champs élevés, supérieurs à 10 MV/m, la conduction des isolants perd son caractère ohmique. Pour les isolants gazeux, la croissance exponentielle du courant s'explique essentiellement par le modèle de Townsend. Pour les liquides, plusieurs théories peuvent rendre compte des courants élevés selon qu'ils soient contaminés ou non par des impuretés, on citera deux modèles utilisés :

- L'effet **Onsager** ; il dépend de la dissociation d'impuretés dissoutes dans le liquide.
- L'effet **Fowler- Nordheim** ; il consiste en une injection d'électrons à partir d'une électrode.

VII. Etude des courants d'absorption dans les isolants

VII.1. Généralités

Plaçons une plaque d'isolant solide d'épaisseur d entre deux électrodes métalliques de surfaces s et appliquons une différence de potentiel V_0 constante à ce système constituant un condensateur. Si l'on suppose que cet isolant est dépourvu de toute conductivité, un courant normal de charge i_1 s'écoule dans le circuit et varie avec le temps. Mais il n'existe pas d'isolant qui soit entièrement dépourvu de conductivité. Déchargeons le condensateur en mettant ses armatures en court-circuit ; on a : $V = 0$ et, alors, le courant de conduction $i_c = 0$.

Le courant de décharge i_2 doit suivre les mêmes lois que le courant de charge i_1 pour un isolant normal et $-i_1 = i_2$.

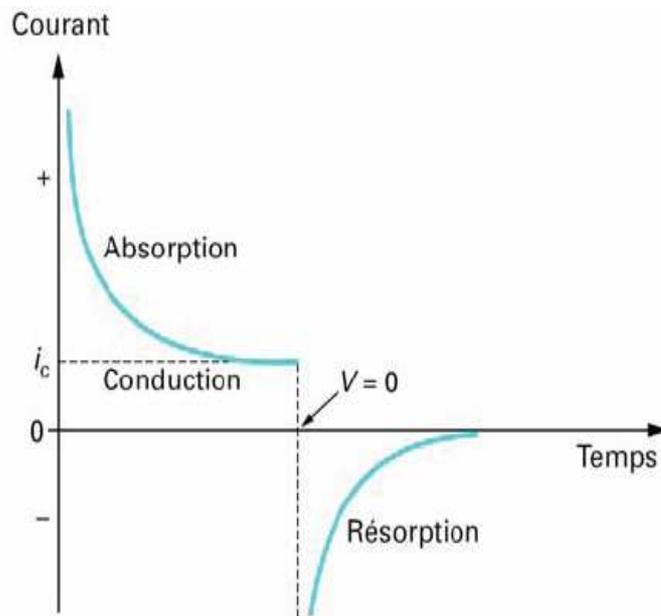


Figure 2.10. Courants d'absorption et de résorption des isolants.

En pratique, tous les isolants solides soumis à des champs électriques ne permettant pas d'injection des charges au niveau des électrodes, sont parcourus par des courants résiduels ou anormaux qui persistent pendant des jours voire des mois et qui sont désignés par i'_1 et i'_2 respectivement pour la charge et la décharge. On les appelle respectivement courant d'absorption et courant de résorption (courant de polarisation et courant de dépolarisation), selon la courbe de la figure 2.10. Les courants totaux de charge i_{t1} et de décharge i_{t2} sont alors :

$$i_{t1} = i_1 + i_c + i'_1 \quad (2.34)$$

$$i_{t2} = i_2 + i'_2 \quad (2.35)$$

Pour beaucoup d'isolants, on a : $i'_1 = i'_2$, Ce qui correspond à un courant anormal réversible mais on peut avoir, dans certains cas, un courant anormal irréversible, par exemple : $i'_2 = 0$ c'est le cas des liquides isolants contaminés.

VII.2. Théorie des courants de polarisation: courants d'absorption [15]

Si l'on soumet un isolant à un champ électrique $\vec{E}(t)$ dépendant du temps, l'induction électrique s'écrit, d'après la relation (7) :

$$\vec{d}(t) = \epsilon_0 \vec{E}(t) + \vec{P}(t) \quad (2.36)$$

La réponse est instantanée pour la contribution du vide ; c'est-à-dire $\epsilon_0 \vec{E}(t)$; en revanche, la polarisation $\vec{P}(t)$ ne va s'établir qu'avec un retard plus ou moins long selon la nature de l'isolant.

On définit une fonction $\vec{\varphi}(t)$ pour caractériser la réponse à des contraintes électriques dont l'une des plus utiles est obtenue avec l'impulsion de Dirac $\delta(t)$.

Etudions la réponse de l'isolant à une série d'impulsions de Dirac $\sigma(t)$ sachant que \vec{E} est la valeur du champ appliqué et que l'impulsion unité $F_\epsilon(t)$. La forme de la réponse est donnée dans la figure 2.11.

$$F_\epsilon(t) = \begin{cases} \frac{1}{\epsilon} & 0 \leq t \leq \epsilon \\ 0 & t > \epsilon \end{cases}$$

$$\text{Avec } \int_0^\infty F_\epsilon(t) dt = 1 \text{ et } \epsilon > 0 \quad (2.37)$$

La réponse à $\delta(t)$ est $\varphi(t)$.

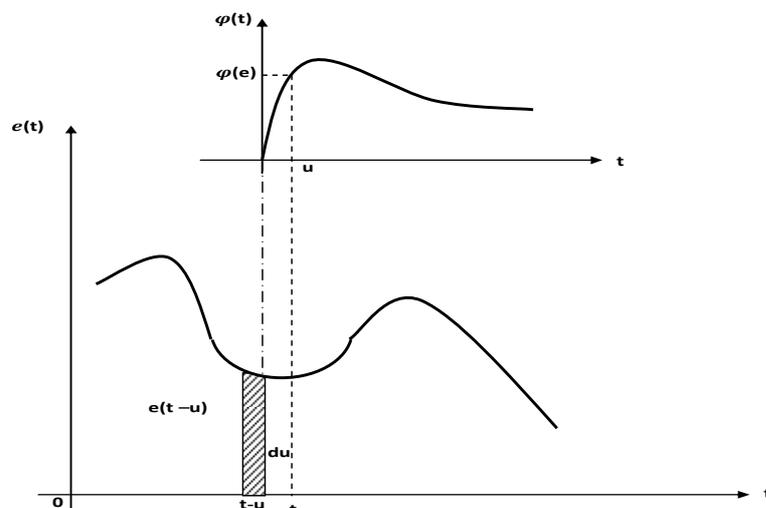


Figure 2.11. Réponse d'un diélectrique et représentation de la réponse à une impulsion.

Si le champ électrique \vec{E} est appliqué pendant Δt , la valeur $\vec{P}(t)$ de la polarisation simple de Jonscher [20] est donnée par : $\vec{P}(t) = \varepsilon_0 \vec{E}_0 \Delta t \varphi(t)$. La valeur de $e(t)$ d'un champ électrique quelconque peut s'écrire sans la forme d'une somme d'impulsions de Dirac, le milieu étant linéaire, le principe de superposition d'Hopkinson s'applique :

$$\begin{aligned} \vec{P}(t) &= \sum_i \vec{P}_i(t) = \sum_i \varepsilon_0 \vec{e}(U_i) \cdot \varphi(t - u_i) du & (2.38) \\ &= \int_{-\infty}^{+\infty} \varepsilon_0 \vec{e}(u) \cdot \varphi(t - u) du \\ &= \int_{-\infty}^{+\infty} \varepsilon_0 \vec{e}(t - u) \cdot \varphi(u) du. \end{aligned}$$

VIII. Contrôle des isolations : Matériels en exploitation [10]

Les méthodes de diagnostic sont importantes pour connaître l'état des isolations lors des essais fonctionnels et en service. En effet il est bien compréhensible que l'utilisateur de matériels soit désireux de recueillir toute information susceptible de l'éclairer sur le degré de vétusté de son parc d'appareils et de le guider dans le choix d'une politique d'entretien.

Dans le cadre des essais de contrôle (fabrication, réception, exploitation) effectués sur de nombreux matériels, les mesures électriques permettent d'établir le diagnostic d'une isolation. Depuis quelques années, des méthodes fondées sur la mise en œuvre de techniques physiques et chimiques (ultrasons, chromatographie en phase gazeuse, spectrométrie de masse, rayon X, etc.) se développent également. Dans le transformateur, le relais Buchholz reste un moyen de détecter des défauts graves. L'analyse des gaz dissous dans l'huile minérale à l'aide de la chromatographie en phase gazeuse permet d'identifier un défaut présent dans l'isolation soit sur site, soit hors site.

VIII.1. Méthodes électriques – Principales mesures

Beaucoup de mesures électriques applicables à des échantillons de matériaux sont également pratiquées sur les isolations de matériels. On peut sélectionner les mesures suivantes portant sur :

- la permittivité relative et le facteur de dissipation diélectrique,
- la capacité,
- l'indice de polarisation,
- la résistivité,
- la rigidité diélectrique,
- le niveau de décharges partielles et de charges électrostatiques.

VIII.2. Indice de polarisation/Mesure de la résistance d'isolement sous tension continue

L'étude de cette résistance en fonction du temps ou de la tension appliquée peut apporter des connaissances utiles sur l'état d'une isolation. Sans entrer dans le détail des phénomènes, signalons toutefois que le courant permanent de conduction, toujours très faible et quelquefois à peine mesurable, est masqué par un courant transitoire, dit d'absorption, dont l'extinction est très lente (plusieurs heures à plusieurs jours). La variation du courant de conduction avec la tension et, en particulier, l'importance de l'écart par rapport à la loi d'Ohm peut donner des indications sur l'état de l'isolation. L'augmentation de ce courant, à mesure que l'isolation vieillit, peut être un indice assez sûr de fissurations avec, éventuellement, pénétration d'humidité.

Chapitre 3 Phénomènes et mécanismes disruptifs des isolants dans les transformateurs de puissance

Dans ce chapitre, il est très important de rappeler les notions d'essais diélectriques et d'échauffement qui statuent sur le bon fonctionnement des transformateurs. La conformité de ces appareils aux exigences ne peut que conforter l'ingénieur dans le bon choix des matériaux isolants tels que les papiers et l'huile.

I. Surtensions

Lors de l'exploitation des transformateurs dans les réseaux électriques, des surtensions d'origines diverses peuvent apparaître à leurs bornes. Des normes définissent des niveaux d'isolement qui permettent au matériel de supporter sans dommage la majeure partie de ces phénomènes. Un certain nombre de surtensions sont décrites ci-dessous.

I.1. Surtensions atmosphériques

Elles ont pour origine des décharges atmosphériques (foudre) qui peuvent agir soit directement en frappant un ou plusieurs conducteurs de la ligne, soit indirectement en frappant, au voisinage de la ligne, la terre ou des structures métalliques. Ces surtensions qui contraignent les isolations du poste et particulièrement celles des transformateurs, dépendent de la configuration du réseau.

I.2. Surtensions de manœuvre

Des surtensions transitoires peuvent apparaître lors de la mise hors circuit d'une charge inductive telle que : transformateur à vide ou inductance, même lorsque le courant à couper n'excède pas quelques centaines d'ampères.

Ces surtensions sont dues au circuit oscillant constitué par les inductances et capacités du bobinage constituant les enroulements du transformateur. Lorsque ce dernier est alimenté, le circuit oscillant est en régime d'oscillations forcées à la fréquence du réseau.

I.3. La ferrorésonance

Ce phénomène, de nature oscillatoire, peut prendre naissance par interaction de la capacité d'un réseau avec une inductance non linéaire, en particulier celle représentée par un transformateur à vide. Il en résulte des surtensions entretenues ou non sur des réseaux à forte capacitance (câbles) qui peuvent entraîner des avaries aux transformateurs et câbles.

II. Surintensités / Surcharges [21]

Par leur conception et les dispositions constructives adoptées pour leur réalisation, les transformateurs doivent pouvoir résister, sans dommage, aux surintensités auxquelles ils sont soumis.

Ces surintensités sont principalement dues :

- à l'appel de courant à la mise sous tension et les surcharges ;
- aux courants de court-circuit extérieurs sur le réseau secondaire.

Les surintensités ont pour effet :

- de créer des efforts électrodynamiques entraînant des contraintes mécaniques élevées entre bobines et entre bobinage et câblages ;
- de provoquer, dans les enroulements et l'isolant liquide des contraintes thermiques par l'élévation excessive de température.

Parmi les différents régimes de surcharges, on citera :

- les surcharges accidentelles ou récurrentes ;
- les surcharges permanentes ;
- les surcharges de très courtes durées.

III. Essais diélectriques [22]

III.1. Essais de tenue des enroulements basse tension et haute tension à la fréquence industrielle

En fonction de la tension primaire du transformateur, le niveau d'isolement est régi par la norme CEI 76. Dans cet essai, après connexion des enroulements HT, les autres parties sont mises à la terre. Ce qui permet de vérifier la tenue de l'huile du transformateur. Cet essai de tenue à fréquence industrielle simule les manœuvres opérées lors des mises en service. Pour un transformateur de 30kV au primaire, la tension de tenue appliquée aux enroulements est de 70kV pendant 1 mn ; un temps qui apparaît très grand comparativement aux temps de claquage très insignifiants comptés en μ s.

III .2. Essais de tenue entre spires par tension induite

Cet essai exigé par la norme CEI 76 est un essai sévère, car la fréquence est quatre fois la fréquence de service et l'enroulement est porté à deux fois sa tension nominale, ce qui rend les

champs électriques très grands et les isolants entre spires sont soumis à de rudes épreuves pendant 30 secondes.

III.3. Essais de tenue aux chocs de foudre

La forme de l'onde est une onde pleine de choc de foudre normalisée 1,2/50 μ s. Cet essai de type échantillon d'un lot de transformateurs, subira, pour chaque phase 03 essais. Après l'accomplissement de cet essai, un essai diélectrique sera effectué pour vérifier si des coupures de conducteurs ou des détériorations de l'isolation n'ont pas eu lieu.

IV. Mécanismes de dégradation des isolants dans le transformateur [23]

IV.1. Vieillessement

Le vieillissement est la détérioration irréversible des caractéristiques d'un système isolant, mettant en jeu son bon fonctionnement. Le changement des caractéristiques est tel qu'elles soumettent l'isolation à un risque de rupture prématuré dans le temps. En d'autres termes, le vieillissement est la dégradation des propriétés des matériaux isolants sous l'action des caractéristiques électriques, thermiques et mécaniques.

Des références normatives, tel le guide de charge des transformateurs de puissance immergés dans l'huile de la CEI 354, fournissent des renseignements sur le vieillissement thermique. Nous donnons dans l'annexe 3.1, une représentation d'un test de vieillissement.

Le vieillissement thermique est évalué selon la loi d'Arrhenius régissant la vitesse des réactions chimiques. En effet en négligeant les autres influences, l'isolation subirait une dégradation de nature chimique.

La loi de vieillissement thermique est alors donnée par [23] :

$$\text{Durée de vie} = e^{(\alpha+\beta)/T} \quad (3.1)$$

α et β étant des constantes, T est la température absolue.

Sur un intervalle de température limité, on peut exprimer cette expression selon par la relation [23] :

$$\text{Durée de vie} = e^{-p\theta} \quad (3.2)$$

p : est une constante

θ : est la température en degrés Celsius.

La constante p dépend de beaucoup de facteurs, telles que la qualité initiale des produits celluloseux (décomposition des matières premières, additifs chimiques) et les paramètres d'environnement (teneur en eau, oxygène libre dans le système).

D'autres précisions sur le vieillissement thermiques sont commentées dans le guide de charge de la publication CEI 354 qui fournit de plus amples informations.

IV.2. Décharges partielles

Les décharges partielles sont des décharges disruptives ne réalisant pas un pont complet entre électrodes principales. Cependant, ces décharges peuvent à long terme conduire au claquage diélectrique par dégradation progressive d'une partie de l'isolation. Cette dégradation se produirait par cheminement ou par perforation. Les décharge partielles créent dans le transformateur des perturbations sur les tensions relevées aux extrémités d'enroulement par transmission inductive, résistive ou capacitive. Elles créent également des perturbations ultrasoniques qui se transmettent jusqu'aux parois de cuve. Ce sont ces deux types de manifestations extérieures électriques et acoustiques qui permettent leur mesure et leur localisation.

IV.3. Mécanismes de claquage [24]

On appelle claquage, la perte subite de la propriété isolante d'un diélectrique soumis à un champ électrique. Selon les mécanismes responsables des claquages, on peut les classer comme suit :

- Le claquage thermique
- Le claquage intrinsèque
- Le claquage électromécanique
- Le claquage pratique

IV.3.1. Claquage thermique

Les pertes diélectriques de polarisation et de conduction provoquent un dégagement de chaleur dans les isolants. Tant que la quantité de chaleur ainsi produite est supérieure à celle que peut évacuer l'isolant, la température augmente. Avec elle, la conductivité augmente entraînant un accroissement de la chaleur produite par effet Joule. La chaleur dégagée par les pertes diélectriques de polarisation augmente également.

Le fait que la rigidité diélectrique décroisse quand la température augmente favorise l'apparition du claquage thermique. Parfois, celui-ci est précédé de la décomposition chimique ou de la fusion de l'isolant.

IV.3.2. Claquage intrinsèque / électronique

Il existe plusieurs théories dans le claquage électronique. Dans ces théories, on admet que le claquage est produit par des électrons présents dans le matériau dont l'origine peut être soit l'injection cathodique par l'effet tunnel soit l'ionisation par l'effet Poole-Frenkel ou encore les rayons cosmiques. En termes très généraux, on peut dire qu'un mécanisme d'avalanche est à l'origine de ce claquage électronique. Les électrons de conduction et les électrons provenant de niveaux isolés proches de la bande de conduction participent au processus.

Plusieurs modèles ont été établis pour rendre compte du claquage intrinsèque. Les processus provoquant ce claquage restent fort mal connus aujourd'hui. Selon O'Dwyer, le déclenchement d'un claquage intrinsèque dans un diélectrique soumis à un champ électrique E initialement uniforme passe par les étapes suivantes :

- Pour $E > E_c$, un flux significatif de collisions ionisantes apparaît dans le diélectrique ; E_c étant le champ critique au-delà duquel survient le claquage.
- Ces collisions produisent des électrons relativement mobiles et des trous de moindre mobilité. Dans leur déplacement vers la cathode, les trous créent une charge d'espace qui déforme le champ, le renforçant au voisinage de la cathode et le diminuant près de l'anode.
- Le taux de collisions ionisantes s'accroît donc près de la cathode dont le courant d'émission électronique est augmenté par le renforcement local du champ.
- Les conditions pour une évolution divergente du processus étant ainsi réunies, le diélectrique est rapidement détruit par une émission massive d'électrons, provenant de la cathode elle-même et du diélectrique qui l'entoure immédiatement.

Le déclenchement de la décharge se produit en un temps très court, de l'ordre de la microseconde et même moins, après que le champ ait dépassé le champ critique E_c .

IV.3.3. Claquage électromécanique ou électrodynamique

La théorie du claquage électromécanique prend en compte l'effet électrostatique qui tend à rapprocher deux électrodes entre lesquelles est appliquée une différence de potentiel. Cette théorie étant introduite par Stark et Garton. L'effort comprime l'isolant solide placé entre les deux électrodes. Le claquage survient lorsque cet effort de compression dépasse la résistance mécanique du matériau.

IV.3.4. Claquage pratique

Dans la pratique, le claquage diélectrique des isolants se produit toujours au point le plus faible du volume de l'isolation soumise au champ. Ce point correspond généralement à la présence de défauts parmi lesquels on peut citer :

- Les inclusions gazeuses qui peuvent provenir lors du remplissage d'huile si le vide n'est pas atteint d'air à ce moment là, il est introduit dans la cuve du transformateur.
- Les parties d'électrodes à faible rayon de courbures ; comme par exemple les points dus à des mauvaises soudures lors de la connexion des phases des enroulements aux parties externes des transformateurs qui sont les isolateurs haute tension.
- Les inclusions (impuretés).

IV.3.5. Claquage par avalanche

Dans certaines conditions contrôlées dans les champs uniformes seulement avec les électrodes incorporées dans l'isolant, le claquage peut être accompli après le passage d'une avalanche simple, semblable à l'avalanche dans les gaz. Le claquage se produit si l'avalanche dépasse une certaine taille critique. Le concept est semblable à la théorie de claquage "streamer" développé par Raether, Meek et Loeb pour les gaz, la figure 3.1 explique le chemin suivi par cette avalanche.

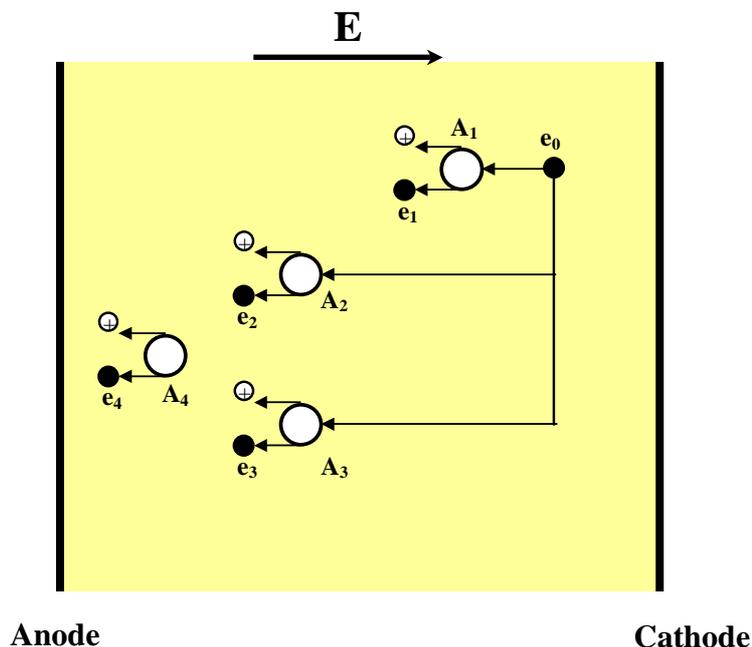


Figure 3. 1. Représentation schématique du claquage par avalanche.

L'électron e_0 créé par ionisation grâce à des agents naturels tels que les rayonnements, accéléré par le champ E rentre en collision avec un atome A_1 et l'ionise. L'atome A_1 libère un électron et devient un ion positif. Les électrons e_0 et e_1 ionisent par collision les atomes A_2 et A_3 qui libèrent

des électrons e_2 et e_3 . Les quatre électrons rentrent en collision avec 4 autres atomes et le phénomène d'avalanche électronique arrive à l'anode, d'où le claquage.

IV. 3.6. Contournement

Il est évident que la rigidité diélectrique des isolants solides est beaucoup plus grande que celles des isolants liquides et gazeux. Par conséquent, il se produira une décharge glissante plutôt qu'un claquage. Le contournement est la formation d'un chemin de conduction permanent sur la surface d'un isolant qui, dans la plupart des cas provoque la dégradation de l'isolation.

V. Arborescences

De nombreux phénomènes sont susceptibles d'altérer un diélectrique au cours du temps, provoquant en particulier une diminution de la rigidité diélectrique. Ils sont en majorité responsables des claquages intervenant des mois, voire des années après la mise sous tension. L'altération des isolants conduit à la réduction du champ critique E_c quand il y a présence de défauts d'homogénéité, cavités, inclusions de particules étrangères. Les décharges partielles prenant naissance au voisinage de ces défauts dès que le champ est suffisant peuvent, par érosion, fusion localisée, transformations chimiques induites, créer dans l'isolant des réseaux de canaux plus ou moins conducteurs, appelés arborescences en raison de leur ressemblance avec les branches d'un arbre. Les arborescences croissent au cours du temps provoquant un claquage dès que leur taille est suffisante. La présence d'humidité dans les isolants favorise l'apparition et la croissance des arborescences.

Les arborescences sont répertoriées en deux catégories selon l'endroit où elles prennent naissance.

- Les arborescences ouvertes qui se développent à l'interface de l'isolant.
- Les arborescences à l'interface à partir de microcavités ou des inclusions internes. Les arborescences peuvent être de type électrochimique ou électrique.

V.1. Arborescences électrochimiques

Dans ces arborescences, on trouve les arborescences d'eau et les arborescences chimiques. Ce type d'arborecence a été signalé pour la première fois par Paist en 1964 et Miya shita en 1967. Pour que les arborescences électrochimiques apparaissent, il est nécessaire qu'une certaine pression de liquide soit concentrée dans les cavités soumises à un champ important.

V.2. Arborescences électriques

Les arborescences électriques sont des structures filamenteuses ramifiées constituées de micro canaux creux susceptibles de se propager sur des distances de plusieurs mm en volume dans l'isolant. Le diamètre interne des filaments peut varier du micron à quelques centaines de microns en fonction de la nature des isolants et des conditions de développement de l'arborescence. Cette dernière évolue en trois phases selon la figure 3.2.

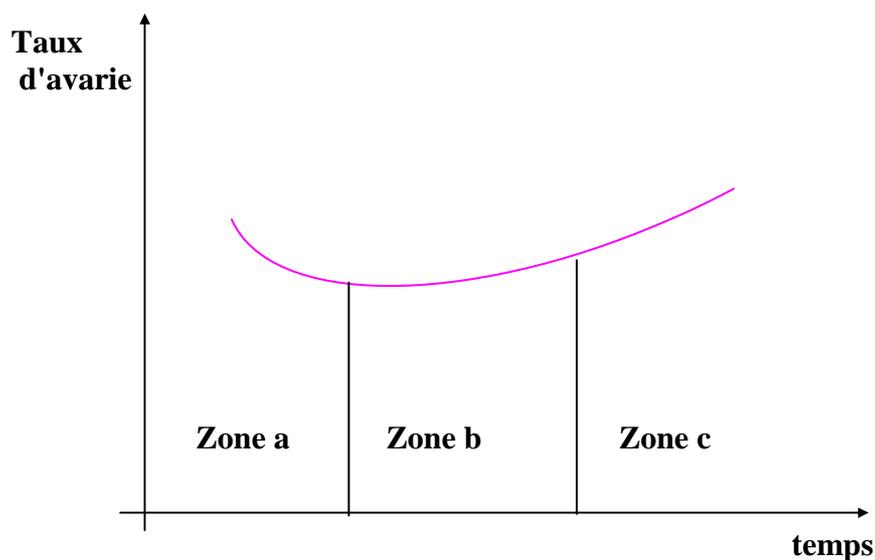


Figure 3.2. Evolution d'une arborescence électrique.

Zone a : elle correspond aux accidents liés à des défauts extrinsèques qui surviennent après la mise sous tension pour des champs élevés.

Zone b : c'est l'effet de défauts intrinsèques du matériau. Ces ruptures de natures accidentelles présentent un caractère purement aléatoire.

Zone c : elle exprime le vieillissement réel du matériau sous l'action prolongée des contraintes qu'il subit.

a-Phase d'initiation ou d'incubation

La forme des électrodes ainsi que leur état de surface jouent un rôle essentiel. De petites irrégularités peuvent suffire pour engendrer des décharges partielles aux effets catastrophiques. Une autre théorie fait appel à l'émission de champ électrique ; même en l'absence de décharges partielles, après l'application de la tension alternative, durant l'alternance négative, des électrons sont émis dans les régions de champ intense (pointes d'aiguilles ou d'impuretés). Si les électrons ne sont pas piégés, ils reviennent pendant l'alternance négative. La collision de ces électrons avec

les molécules entraînent l'ionisation du matériau et la décomposition chimique des molécules pour provoquer des fissures dans le temps.

b- Phase de propagation

La propagation se fait généralement dans la direction du champ électrique. La forme et la densité de l'arborescence sont très variables selon les conditions d'exploitation et la nature des isolants. Les temps de propagation sont longs et moins dispersés que les temps d'initiation. Le développement des arborescences est signalé par un dégagement de gaz et des phénomènes lumineux (annexe 3.2).

c- Phase d'avalanche ou de claquage

Après l'établissement du canal de décharge entre les deux électrodes, c'est la disruption par le passage de courant dans l'isolant et c'est la rupture diélectrique.

VI. Phénomènes prédisruptifs dans les diélectriques liquides

VI.1. Introduction

Il est généralement admis que quel que soit la géométrie et la polarité, le claquage d'un liquide est précédé d'une phase de préclaquage durant laquelle une perturbation dénommée "streamer" prend naissance dans une région de champ élevé. Dans un système d'électrodes pointe plan, les streamers positifs produits lorsque la pointe est anode, sont filamenteux et leur vitesse moyenne est 2 à 50 fois celles des streamers négatifs ; elle excède la vitesse du son ($\approx 1\text{km/s}$). L'étude des phénomènes prédisruptifs ne peut pas être limitée aux aspects strictement électriques. En effet, l'apparition d'une phase gazeuse au sein du liquide soumis à un champ électrique est très souvent observée et elle est suivie généralement par le claquage du liquide.

Afin d'expliquer ce phénomène, nous allons préciser les mécanismes qui peuvent conduire à la formation d'une phase gazeuse dans un liquide soumis à un champ électrique intense.

VI.2. Génération

Il existe diverses possibilités pour provoquer la formation d'une bulle dans un liquide purifié :

- soit par échauffement intense dû à une forte densité de puissance ;
- soit par cavitation (dépression locale) ;
- soit par réaction électrochimiques ;

- soit par introduction d'air lors du remplissage des appareils si les conditions ne sont pas remplies.

VI.3. Conséquences de la présence d'une phase gazeuse dans une zone de champ élevée [25]

Si de petites bulles gazeuses sont créées près de la pointe, le champ électrique va pouvoir donner aux électrons une énergie suffisante pour qu'une collision avec une molécule soit ionisante. D'après la théorie cinétique des gaz, le libre parcours moyen d'une molécule est donné par :

$$\lambda_m = \frac{1}{\pi\sqrt{2}\delta^2} \frac{KT}{P} \quad (3.3)$$

δ : section efficace de collision des molécules.

K: constante de Boltzmann.

T: température absolue.

P : pression

Le libre parcours moyen d'un électron dans ce gaz est égal à :

$$\lambda_a = 4\sqrt{2} \lambda_m \quad (3.4)$$

Pour que l'ionisation soit possible dans le gaz au cours du choc entre un électron et une molécule neutre, il faut que :

$$e E \lambda_a \geq U \quad (3.5)$$

Où

e: est la charge de l'électron

U : représente l'énergie d'ionisation des molécules.

VII. Phénomènes prédisruptifs de l'huile minérale [26]

Les principaux travaux ayant traité sur l'huile minérale ont été réalisés sous tension en créneaux et sous tension alternative. Les travaux effectués décrivent les caractéristiques générales des liquides. Les études actuelles des propriétés électriques des huiles isolantes et de leurs états prédisruptifs sont basées sur le fait que toute électrode plane est à l'échelle microscopique, une juxtaposition de petites protubérances ou de défauts de surface. La présence de ces aspérités entraîne l'existence de champs électriques locaux dépassant largement le champ moyen appliqué. Les phénomènes d'émission ou de création de charges libres prennent naissance sur les électrodes au niveau de très petites protubérances ou de défauts de surface. La présence de ces aspérités entraîne l'existence de champs électriques locaux dépassant largement le champ moyen appliqué.

Les phénomènes d'émission ou de création de charges libres prennent naissance sur les électrodes au niveau de très petites protubérances. Ainsi, la dissipation en ces points de fortes densités d'énergie rend possible l'ébullition locale du liquide comme l'a montré Watson. Dans un système d'électrodes pointe-plan dont l'isolant est soumis à une tension alternative, Les phénomènes prédisruptifs sont décrits comme suit :

VII.1. Phénomène en pointe négative

Lorsqu'une rampe de tension de l'ordre de 1 kV/s est appliquée à un système d'électrodes pointe-plan contenant de l'huile, les premiers phénomènes prédisruptifs correspondent au sommet de la demi-alternance correspondant à la pointe négative. Les streamers observés varient entre les extrêmes suivants :

- Le streamer se propage totalement pour atteindre l'électrode plane
- Il n'y a pas de propagation et la taille de la perturbation au niveau de la pointe n'excède pas quelques μm . Par contre, on a une génération d'une bulle microscopique à la pointe. Dans ce cas, une impulsion de courant très brève est enregistrée et elle est corrélée à une impulsion de lumière. Une légère expansion de la bulle se détache de la pointe pour se dissoudre dans l'huile.

Lorsque la tension appliquée est supérieure à celle qui correspond à la génération d'une bulle gazeuse, on observe un train d'impulsions similaire à celui des streamers négatifs dans les hydrocarbures.

Les streamers négatifs apparaissent à des tensions plus élevées et se propagent à des distances plus petites que celles correspondant aux streamers positifs. La différence d'aspect entre les streamers positifs et négatifs est très marquée. Les streamers négatifs sont massifs aux contours arrondis et ils sont plus lumineux que les streamers positifs de même taille. Les streamers négatifs se propagent plus lentement et sur des distances plus petites.

VII.2. Phénomène en pointe positive

En polarité positive, les phénomènes prédisruptifs sont détectés à des tensions seuils supérieures à celles mesurées en polarité négative dans les mêmes conditions. Les phénomènes observés en polarité positive sont beaucoup plus réguliers que ceux observés en polarité négative de la pointe. En polarité positive, il est impossible de distinguer les phases de génération et de propagation des streamers comme en polarité négative. Les courants associés à l'apparition de streamers positifs présentent une grande régularité. Les streamers sont filamenteux et plus ou moins ramifiés. Aux tensions plus basses, une seule branche de petite longueur est visible. Lorsque la tension augmente, plusieurs branches de longueurs différentes se propagent. Les

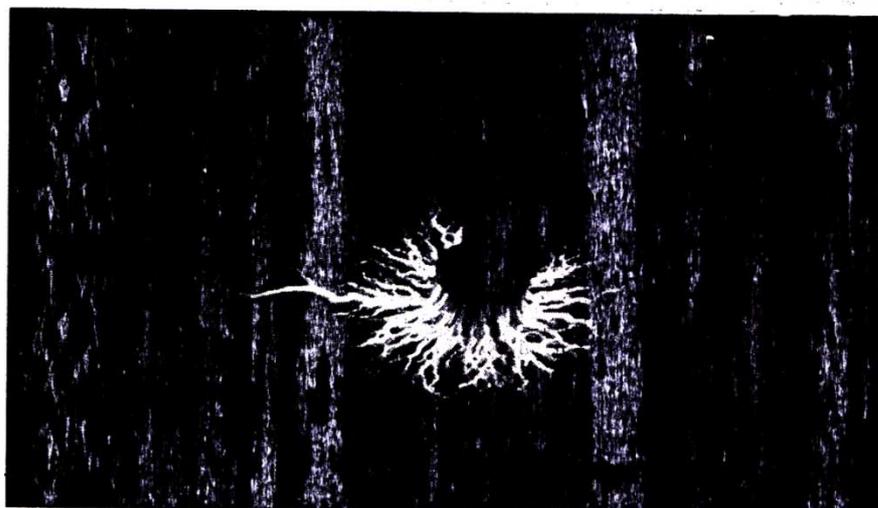
branches se répartissent dans un large cône issu de la pointe. A des tensions plus élevées, le streamer présente de nombreuses branches et ramifications.

Annexe 3.1 [5]



Echantillon de papier

**Test de vieillissement accéléré selon CEI 243
Des traces de prédécharges et de la décharge rampante juste sous la
surface du papier.**



Canaux de décharge à 50, 85 et 100% de la tension de claquage.

I. Position du problème

Les parties actives des transformateurs de puissance, pouvant aller jusqu'à 2000 kVA ont des enroulements haute tension isolés au papier presspahn souvent désigné par le sigle PSP. Le bobinage en couches à base de fils vernis, consomme une quantité importante de papier pouvant atteindre 15 kg pour un transformateur de 400kVA/30kV. Il est donc impératif de procéder à un bon séchage du papier connu pour sa grande hygroscopicité. Le papier dans son état brut conditionné par le fournisseur et soumis aux traitements de l'utilisateur se présente finalement sous des formes telles celles représentées sur les figures 4.1 et 4.2.



Figure 4.1. Papier conditionné pour un transformateur de 400 kVA/30 kV.



Figure 4.2. Papier préparé pour un transformateur de 400 kVA/30 kV.

Après la phase de mise en place du papier sur les parties actives du transformateur, le séchage de l'ensemble est entrepris, et cela durant 7 heures dans un four sous un vide de 0.65 mbar (figure 4.3) à une température de 120°C.



Figure 4.3. Séchage des parties actives du transformateur.

Les parties actives séchées sont ensuite introduites dans la cuve du transformateur (figure 4.4) et remplies d'huile isolante dans les quatre heures qui suivent le séchage.



Figure 4.4. Encuvage des parties actives du transformateur.

Le risque principal, pour les défaillances à court terme, est la réduction de la tenue diélectrique due à la présence éventuelle de bulles de gaz dans une région à contrainte électrique élevée, c'est-à-dire dans les enroulements ou les connexions. Ces bulles peuvent se développer dans les isolants au papier lorsque la température du point chaud s'élève brusquement au dessus de la température critique, qui est environ 140°C à 160°C pour un transformateur à teneur en humidité normale. Cette température critique décroît un peu lorsque la concentration en teneur en eau augmente. L'humidité résiduelle de l'huile d'imprégnation peut également migrer de l'huile vers le papier.

C'est pour cette raison que les constructeurs doivent prendre des mesures strictes avant l'encuvage de la partie active d'un transformateur dans sa cuve qui sera remplie du liquide isolant et de refroidissement. Dans l'enceinte de remplissage (figure 4.5), l'air est totalement extrait grâce à des pompes pour que l'huile soit introduite sous vide à une température de 40°C . Ce qui est important à signaler, c'est la vitesse de remplissage qu'il faut respecter. Le papier d'isolation doit être imprégné totalement par une huile séchée et dégazée. Les vitesses de

remplissage des transformateurs de 30 kV et 10 kV sont respectivement de 10 litres par minute et 30 litres par minute. Ainsi, le temps nécessaire au remplissage de la cuve du transformateur de 30 kV est trois fois plus grand que celui nécessaire pour un transformateur de 10 kV. Ceci, explique que l'imprégnation est un facteur déterminant dans la fabrication des transformateurs de puissance.



Figure 4.5. Enceinte de remplissage des transformateurs.

Le transformateur 400 kVA/30kV nécessite 404 litres d'huile d'où un temps de remplissage sous vide de 40 minutes. Le temps d'imprégnation depuis le remplissage jusqu'à ce que l'huile minérale atteigne les conditions normales de température et de pression (20°C et 1.013 bar), conditions de référence pour les essais électriques, est de trois heures. Ainsi, le comportement du papier imprégné, avant la première mise sous tension du transformateur, échappe au fabricant. Nous avons donc voulu suivre l'évolution de cette imprégnation pendant plusieurs semaines avant la mise sous tension. Des échantillons de papier sont conditionnés de la même manière que le conditionnement d'un transformateur réel. Une fois que l'imprégnation est parfaite, l'étude de l'effet de la contrainte thermique et de la contrainte électrique est envisagée.

II. Préparation des échantillons

Les essais réalisés dans notre travail sont effectués sur des échantillons de papier PSP (85x85) mm² et de 0.5 mm d'épaisseur avec une perte de masse de 7,16%.

Le séchage des échantillons (éprouvette) pour ce qui concerne notre travail, est exécuté comme suit :

- Pesage dit aussi grammage dans le langage industriel.
- Le séchage des échantillons se fait en deux étapes :
 - 1- séchage dans un four (figure 4.6) à 120 °C pendant 12 heures ;
 - 2- séchage sous vide à 120°C pendant 4 heures.
- Le refroidissement est réalisé durant 40 minutes dans un dessiccateur.

- Le nouveau pesage pour évaluer la teneur en eau est obtenu selon le CEI 641-2.
- Préchauffage du papier à 80°C dans une étuve sous vide pendant 25 minutes.
- Préchauffage de l'huile minérale à 70°C dans un cristalliseur. Sa rigidité diélectrique est de 78,7 kV entre deux électrodes sphériques distantes de 2,5 mm.
- Imprégnation du papier dans l'huile sous vide à 80°C pendant 10 minutes puis refroidissement dans une étuve (figure 4.7) sous vide.



Figure 4.6. Four de séchage.



Figure 4.7. Etuve de séchage.

III. Evolution de l'imprégnation

L'évolution de l'imprégnation des différents échantillons a été suivie sur plusieurs semaines. La réponse des échantillons à une sollicitation en tension continue a été enregistrée. Le dispositif expérimental est constitué d'un système comportant deux électrodes planes. Le plan relié à la terre est muni d'un anneau de garde nous permettant d'éviter les erreurs pouvant provenir d'une conduction superficielle. La source de tension et l'électromètre sont combinés dans un même appareil. Les valeurs des courants donnés par l'électromètre sont transférées via une interface GPIB (General Purpose Interface Bus), utilisant un logiciel approprié, à un micro-ordinateur. Les essais ont été réalisés en fonction du temps de séjour des échantillons dans l'huile. La représentation schématique du dispositif expérimental est donnée sur la figure 4.8.

Nous avons fait subir aux échantillons deux séquences de charge sous une tension de 1000V pendant 900 secondes. Entre les deux charges, chaque échantillon est mis en court-circuit pendant 900 secondes.

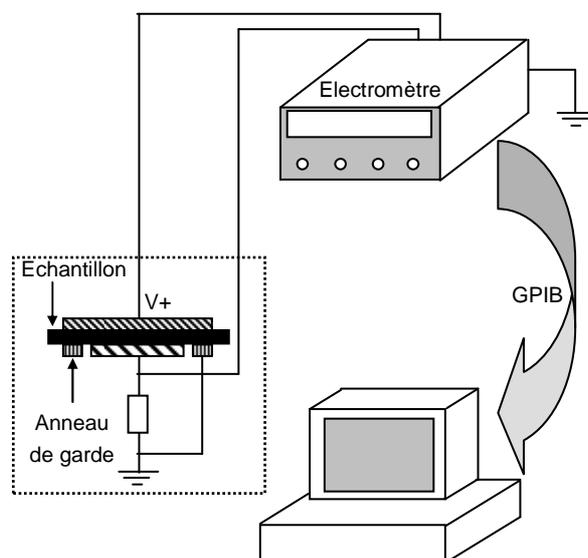


Figure 4.8. Schéma synoptique du dispositif expérimental.

Sur la figure 4.9 sont représentés les courants des premières charges du papier imprégné pendant des temps allant de 24 h à 96 h. Après 24 h d'imprégnation, le courant de charge présente de nombreux pics pouvant être associés à des microdécharges dans les vacuoles d'air qui ont pu résister au séchage. Le courant de charge diminue avec le temps d'imprégnation entre 48h et 96h.

Sur la figure 4.10 sont représentés les courants de charge pour des temps d'imprégnation allant de 96 h à 576 h. La figure 4.11 nous donne les courants de charge pour des temps de séjour dans l'huile allant de 576 h à 1872 h.

La figure 4.10 montre que le courant de charge augmente pour des temps d'imprégnation allant de 96h à 576h. Pour le temps de séjour du papier pendant 576h dans l'huile, le courant de charge présente de nouveau des pics. Au-delà de 576h, le courant de charge diminue et se stabilise pour un temps d'imprégnation de 1872h.

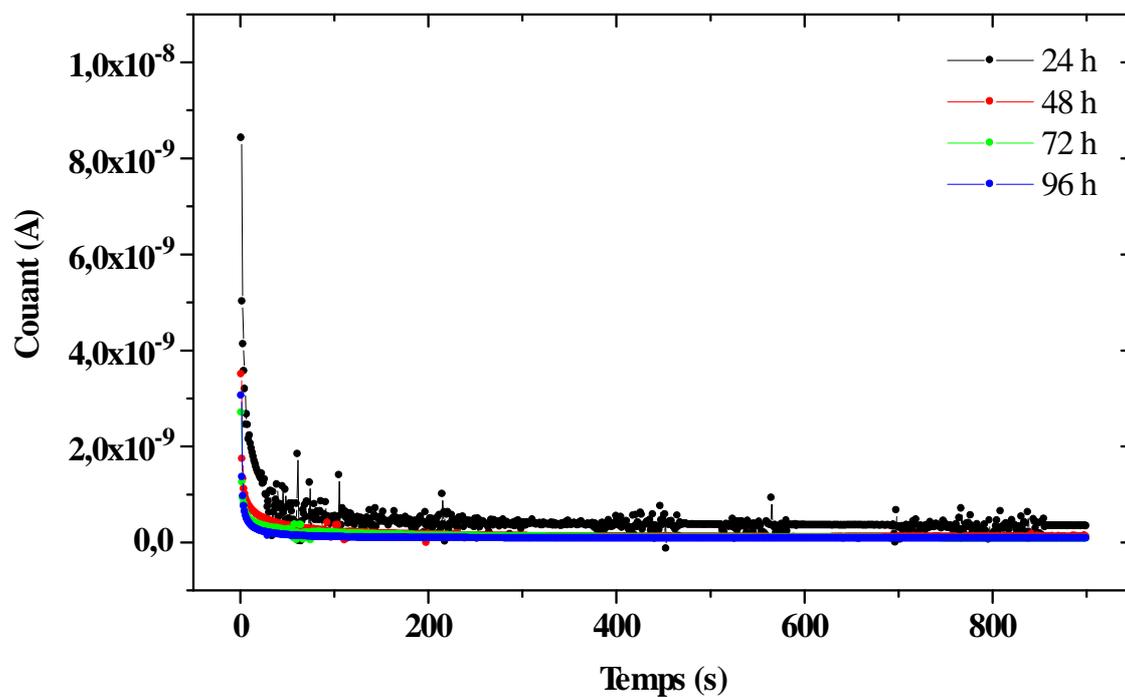


Figure 4.9. Courant de la première charge du papier pour des temps de séjour dans l'huile allant de 24h à 96h.

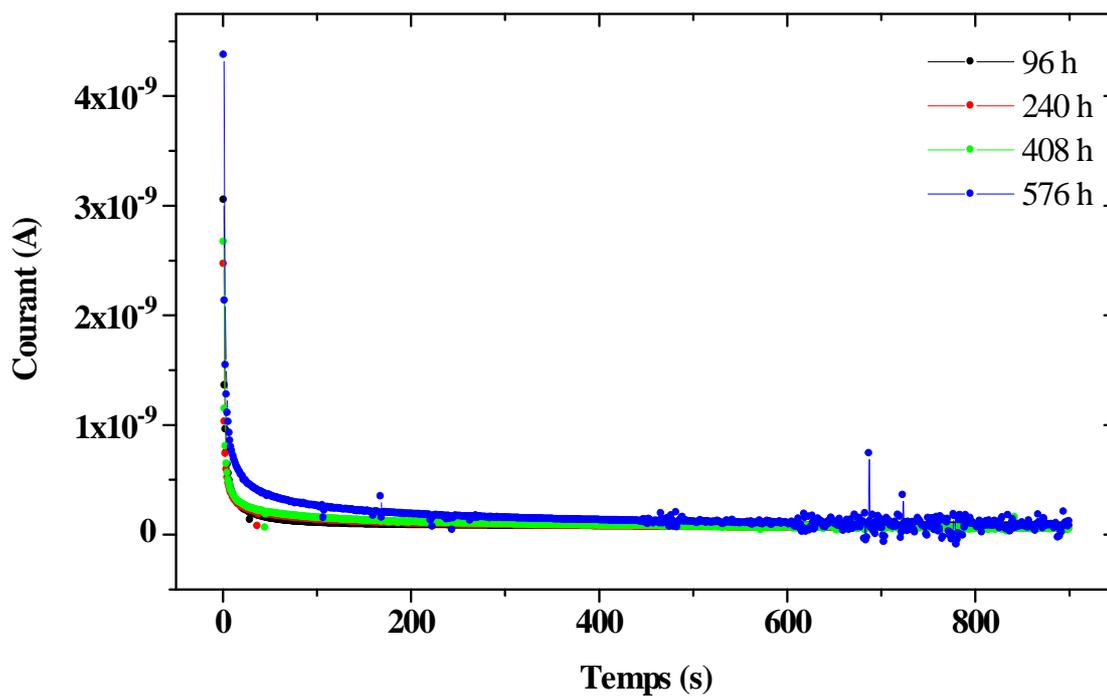


Figure 4.10. Courant de la première charge du papier pour des temps de séjour dans l'huile allant de 96 h à 576 h.

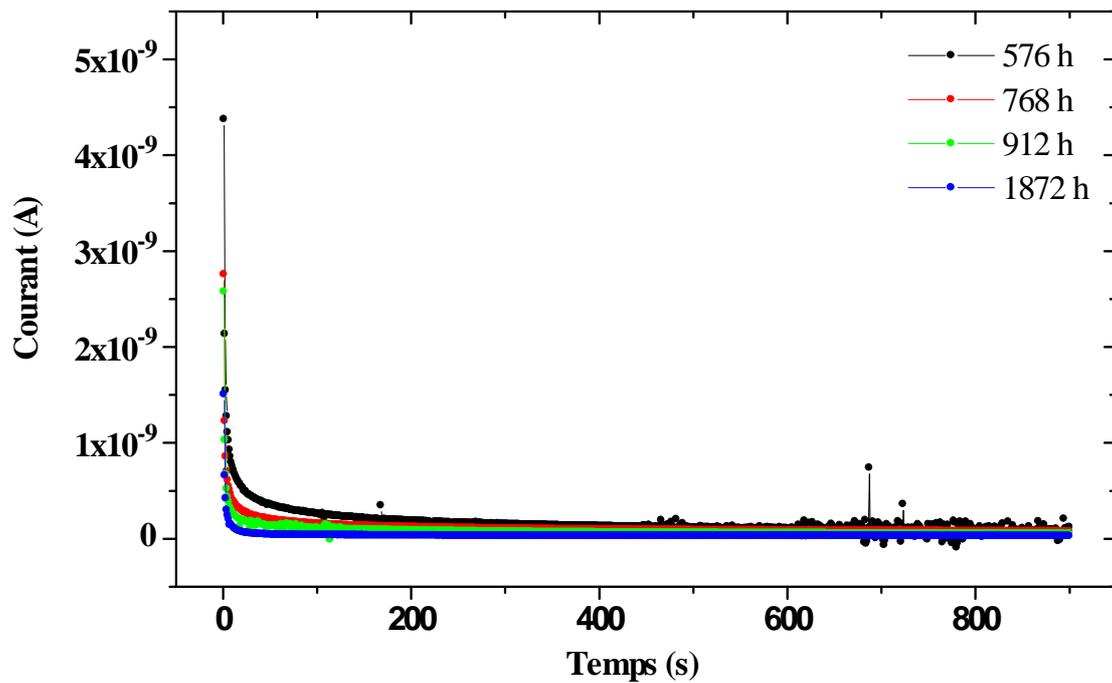


Figure 4.11. Courant de la première charge du papier pour des temps de séjour dans l'huile allant de 576 h à 1872 h.

Une comparaison des trois figures précédentes montre que les échantillons de papier se sont conditionnés et que l'imprégnation est parfaite au bout de 1872h. En effet, au bout de ce temps, le courant de charge a l'allure de celui d'un condensateur parfait. Nous pouvons ainsi affirmer que le papier imprégné a atteint son état d'isolation optimal.

Pour mieux appréhender l'effet du temps d'imprégnation, nous avons tracé les courants de charge sur les 20 premières secondes. Ces courants sont représentés sur les figures 4.12 à 4.14.

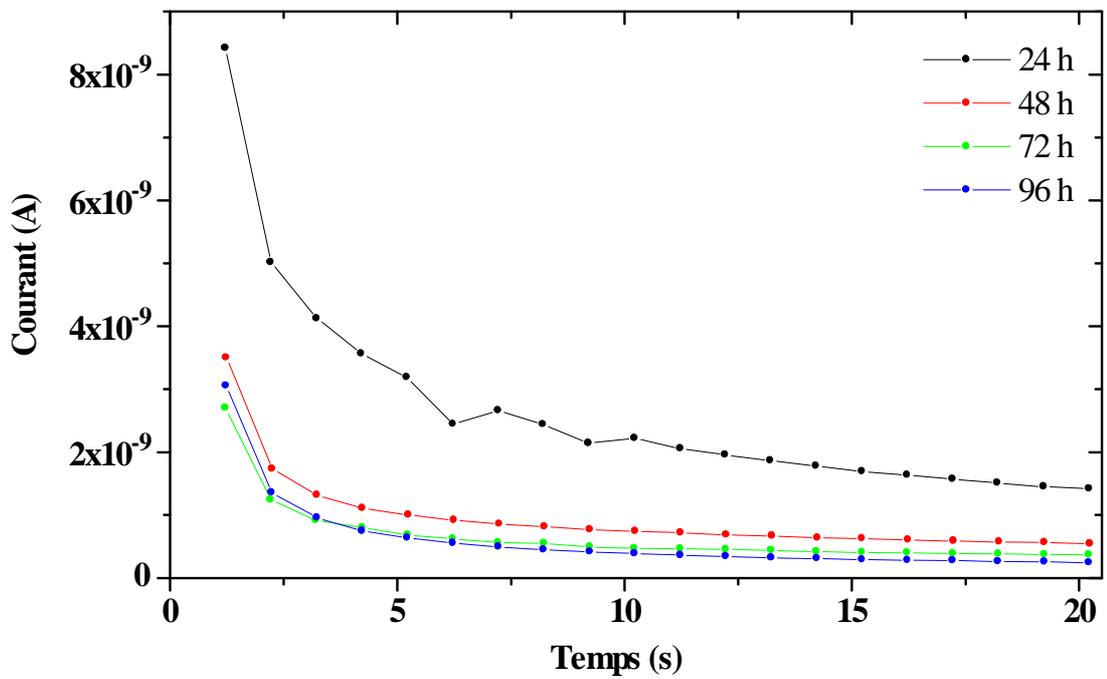


Figure 4.12. Courant de la première charge du papier pour des temps de séjour dans l'huile allant de 24h à 96h.

Selon la figure ci-dessus, l'écart entre les courants de charge semble important. Entre 24h et 96h d'imprégnation, le courant de charge est divisé par 5 environ vers la vingtième seconde.

Au-delà de 96h, au bout de 20s, ce courant passe d'environ $2.75 \cdot 10^{-10} \text{A}$ pour 96h d'imprégnation à $5.46 \cdot 10^{-10} \text{A}$ pour une imprégnation de 576h, soit une multiplication par 2 environ. Après 576h, le courant diminue pour se stabiliser sur une valeur de $7 \cdot 10^{-11} \text{A}$ à 1872h correspondant à 78 jours d'imprégnation sans mise sous tension.

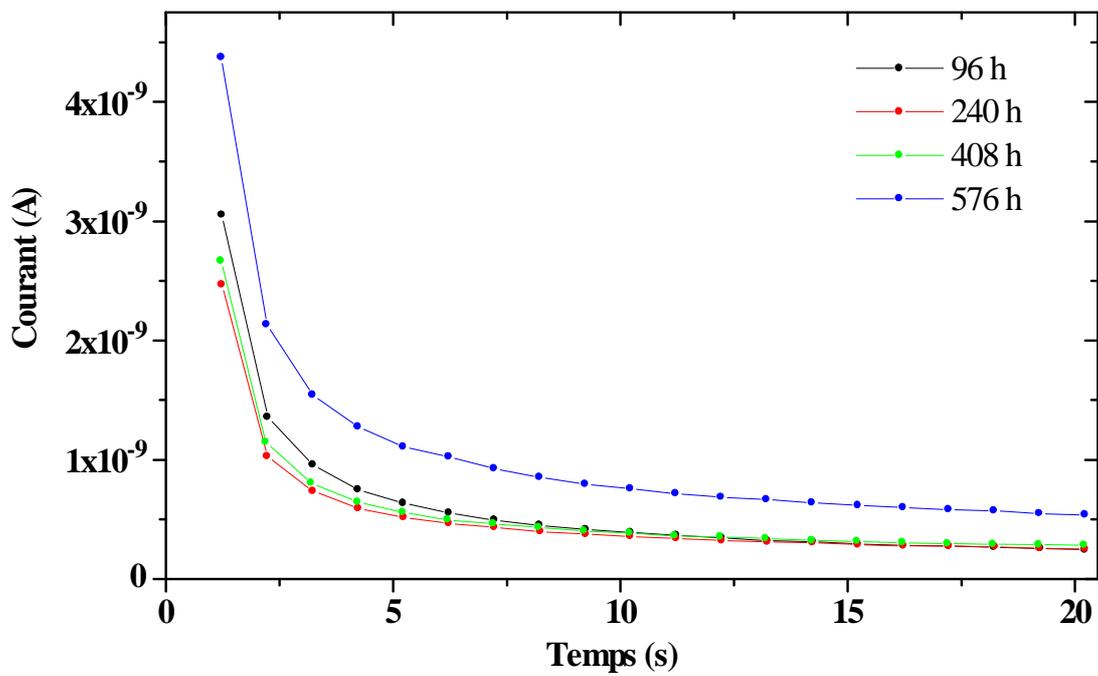


Figure 4.13. Courant de la première charge du papier pour des temps de séjour dans l'huile allant de 96 h à 576 h.

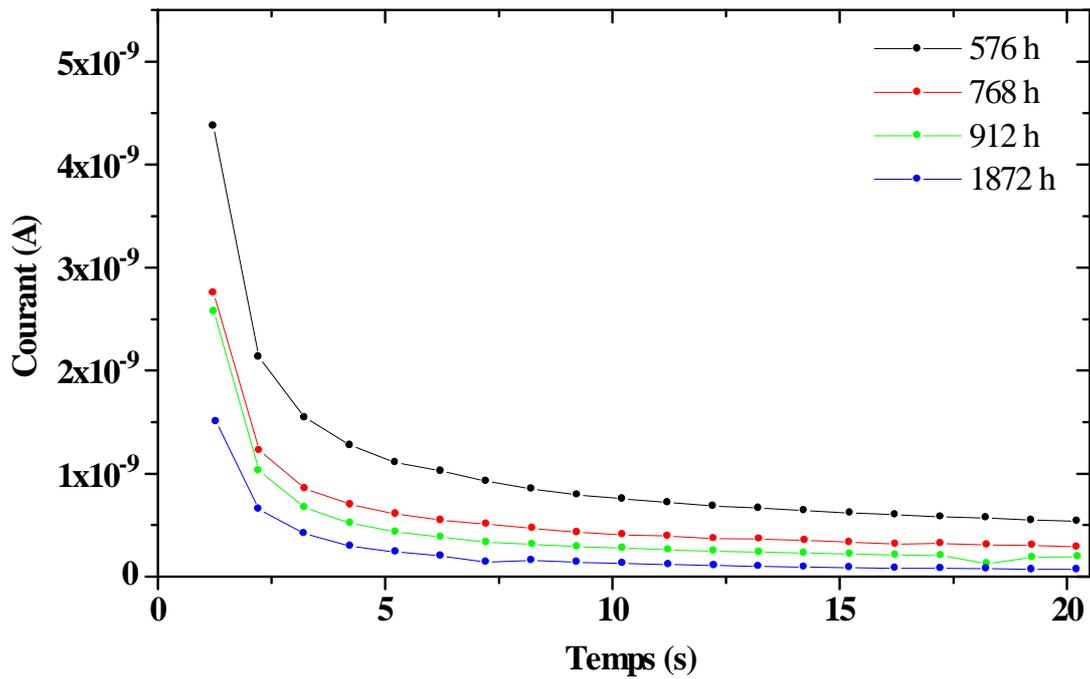


Figure 4.14. Courant de la première charge du papier pour des temps de séjour dans l'huile allant de 576 h à 1872 h.

Pour voir l'effet des charges répétées, une comparaison entre la première charge et deuxième charge est mise en évidence dans les courbes des figures 4.15 à 4.18.

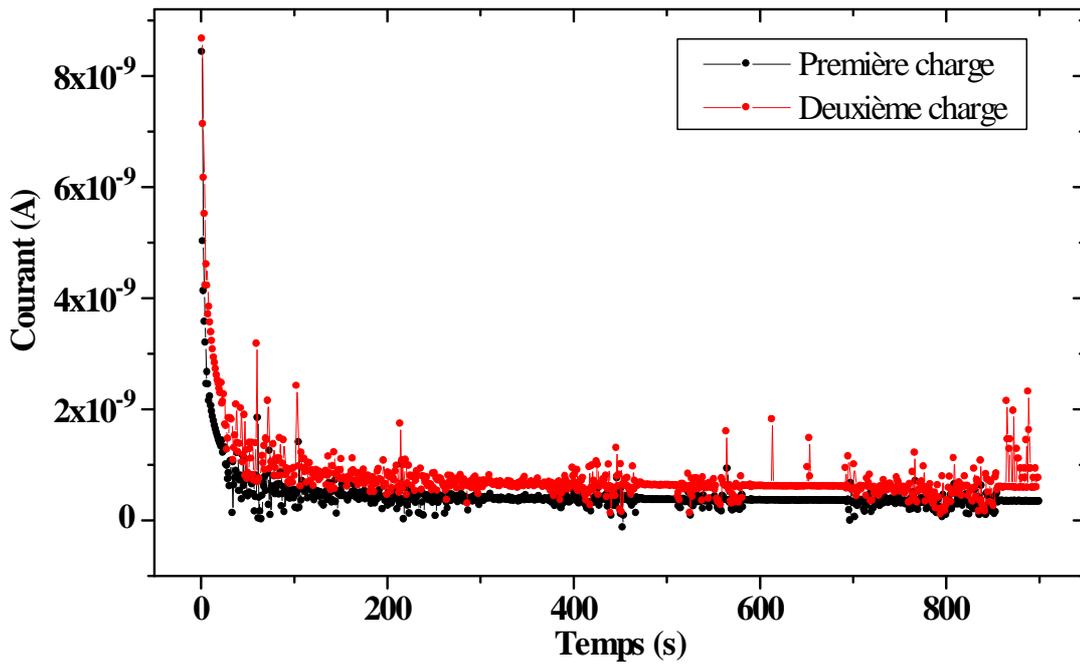


Figure 4.15. Comparaison entre la première et la deuxième charge pour un temps d'imprégnation de 24 heures.

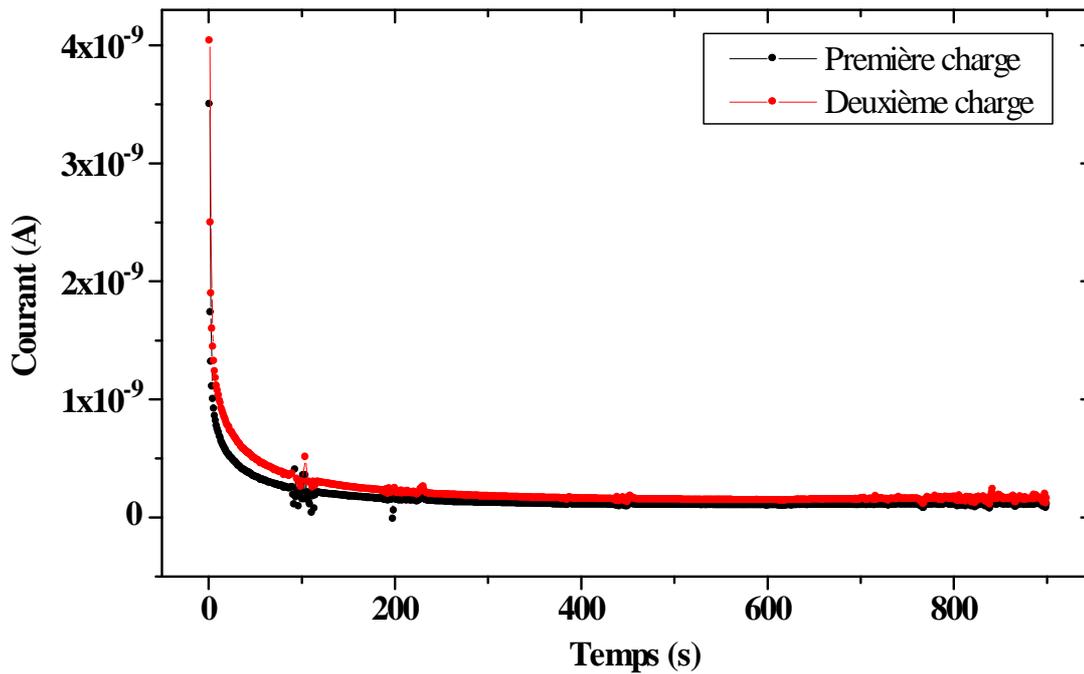


Figure 4.16. Comparaison entre la première et la deuxième charge pour un temps d'imprégnation de 48 heures.

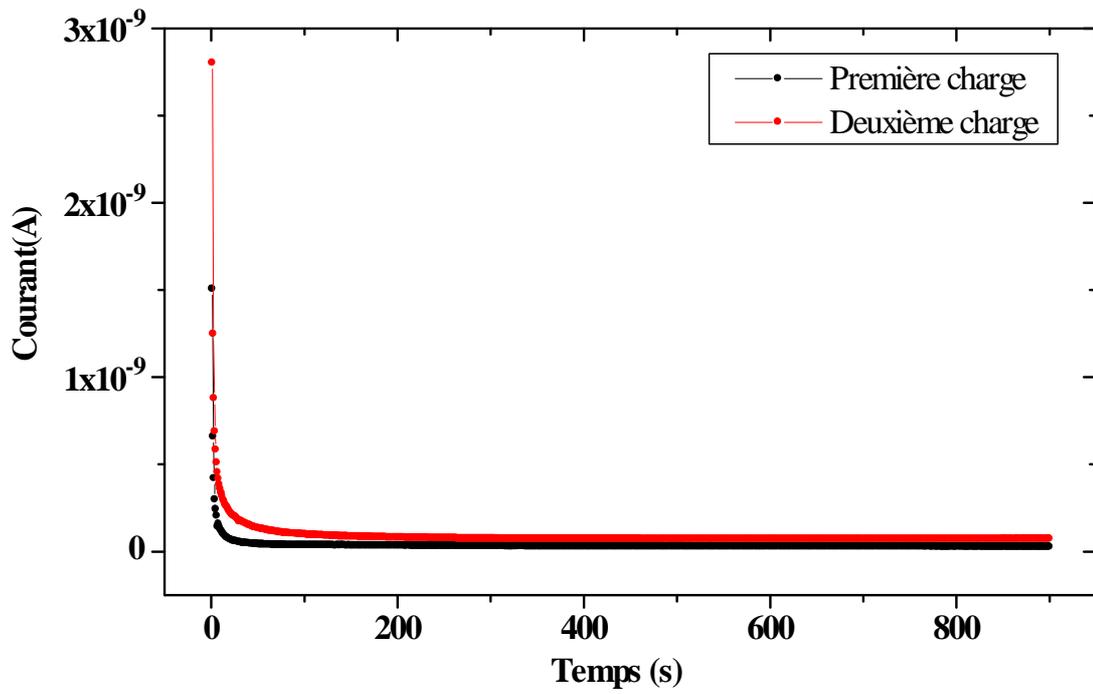


Figure 4.17. Comparaison entre la première et la deuxième charge pour un temps d'impregnation de 72 heures.

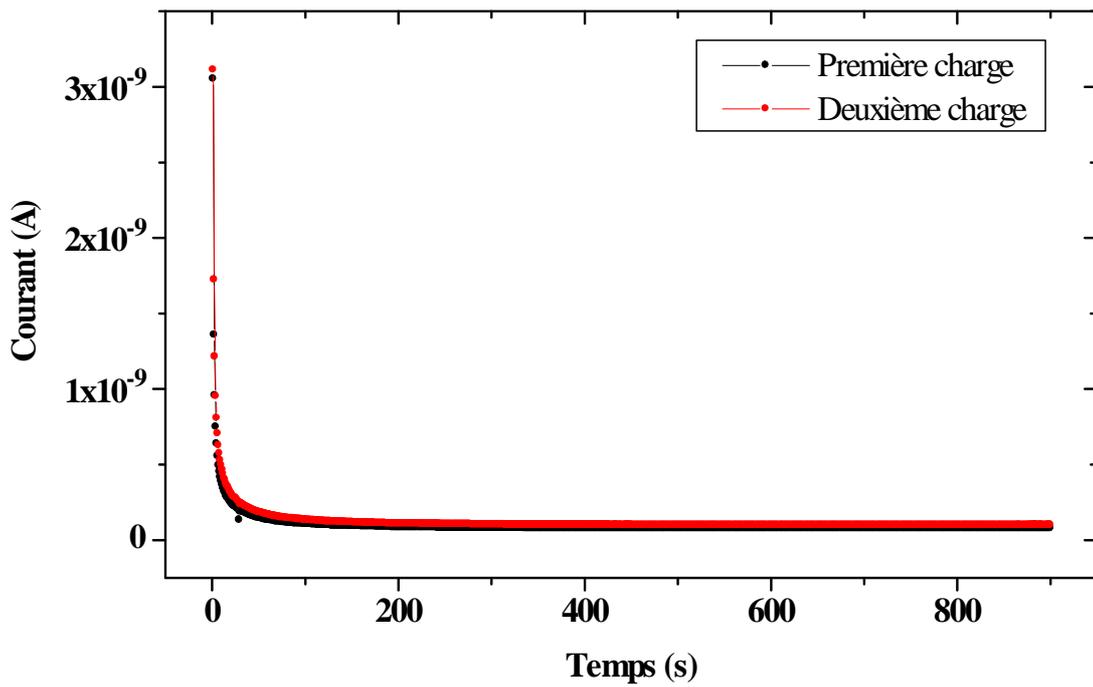


Figure 4.18. Comparaison entre la première et la deuxième charge pour un temps d'impregnation de 96 heures.

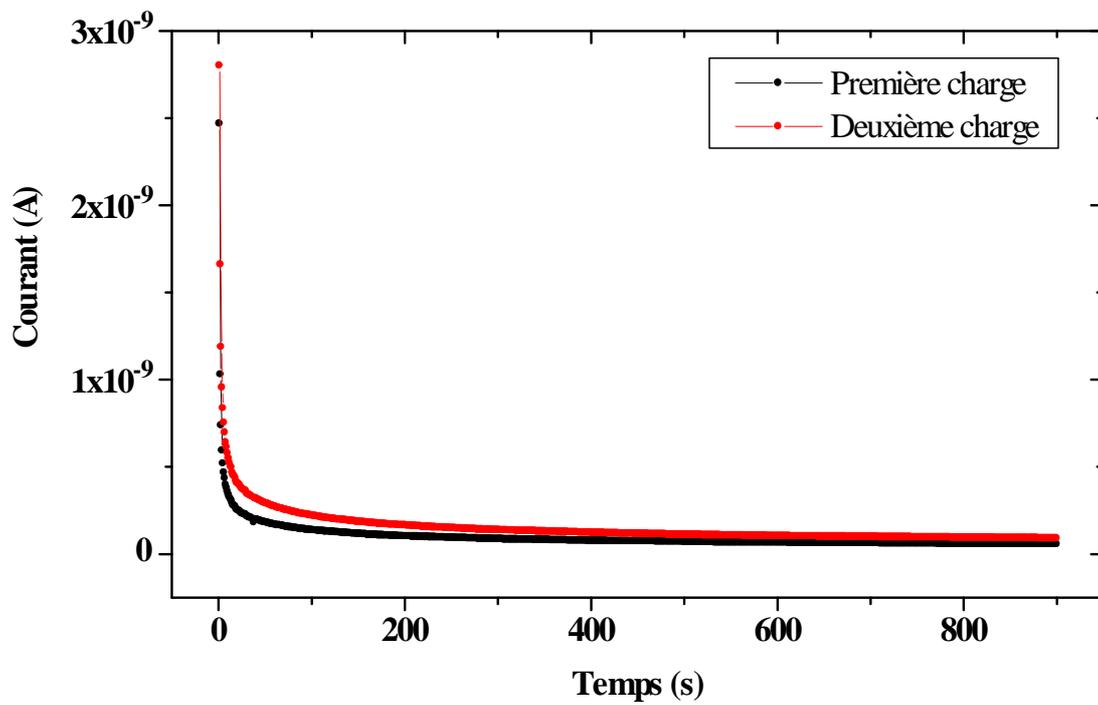


Figure 4.19. Comparaison entre la première et la deuxième charge pour un temps d'imprégnation de 240 heures.

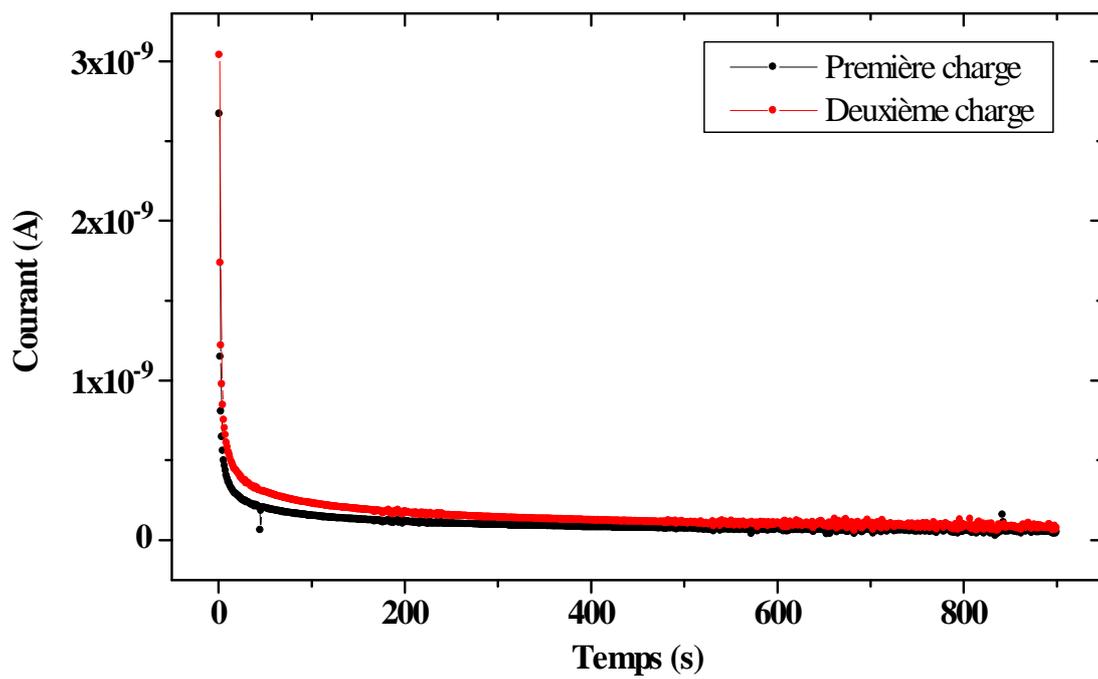


Figure 4.20. Comparaison entre la première et la deuxième charge pour un temps d'imprégnation de 408 heures.

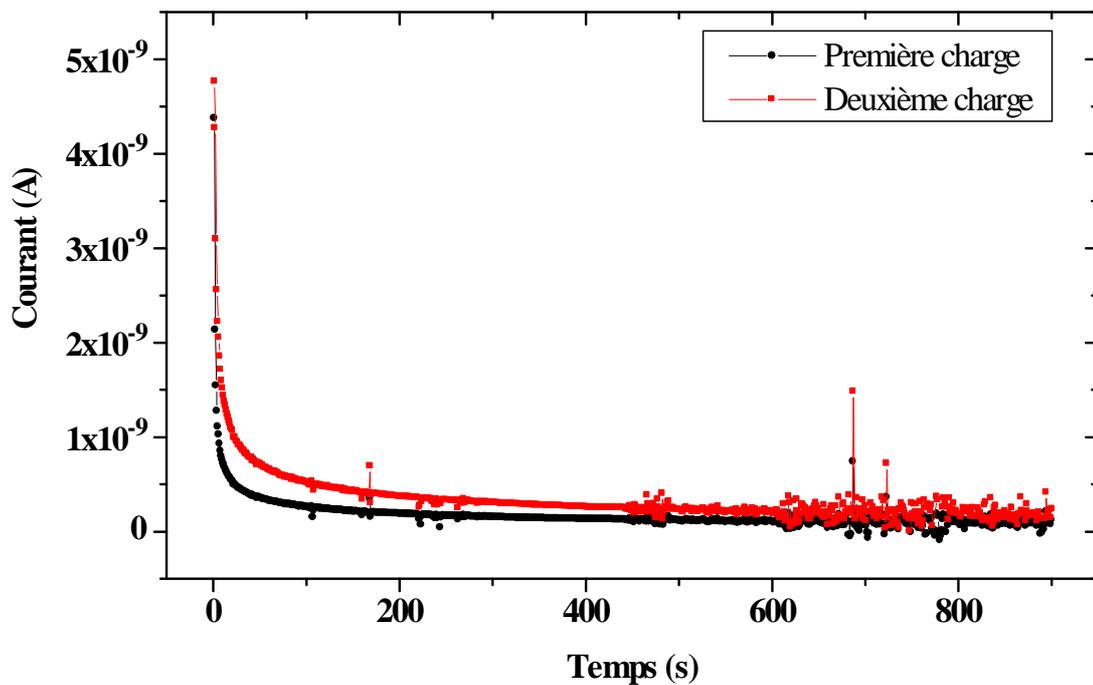


Figure 4.21. Comparaison entre la première et la deuxième charge pour un temps d'imprégnation de 576 heures.

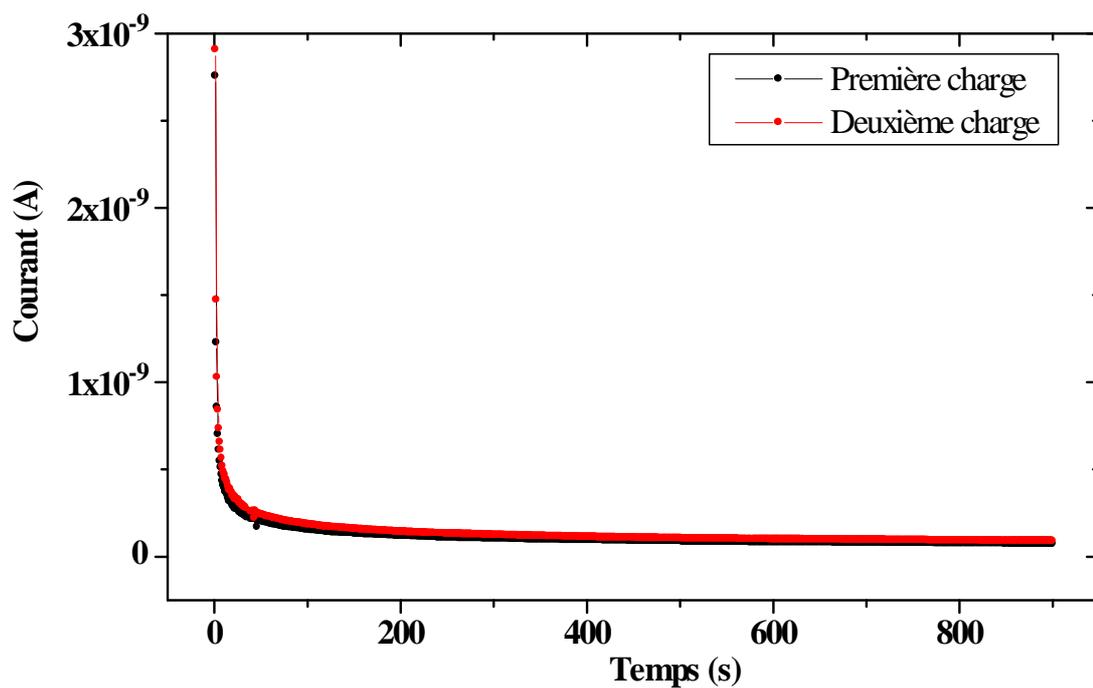


Figure 4.22. Comparaison entre la première et la deuxième charge pour un temps d'imprégnation de 768 heures.

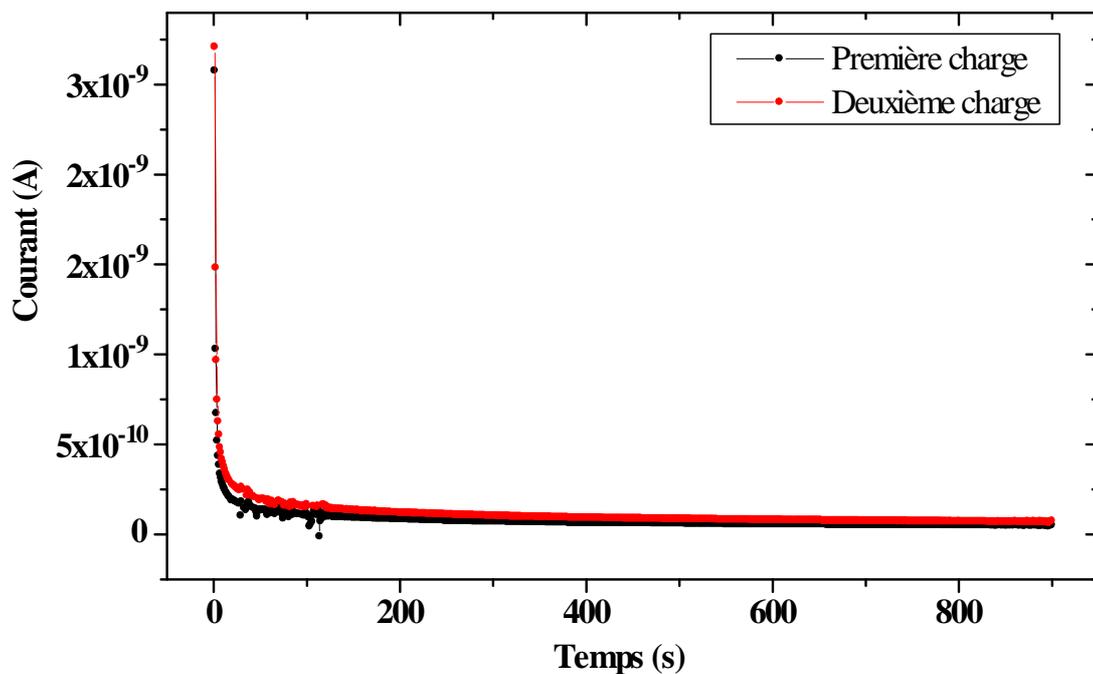


Figure 4.23. Comparaison entre la première et la deuxième charge pour un temps d'imprégnation de 912 heures.

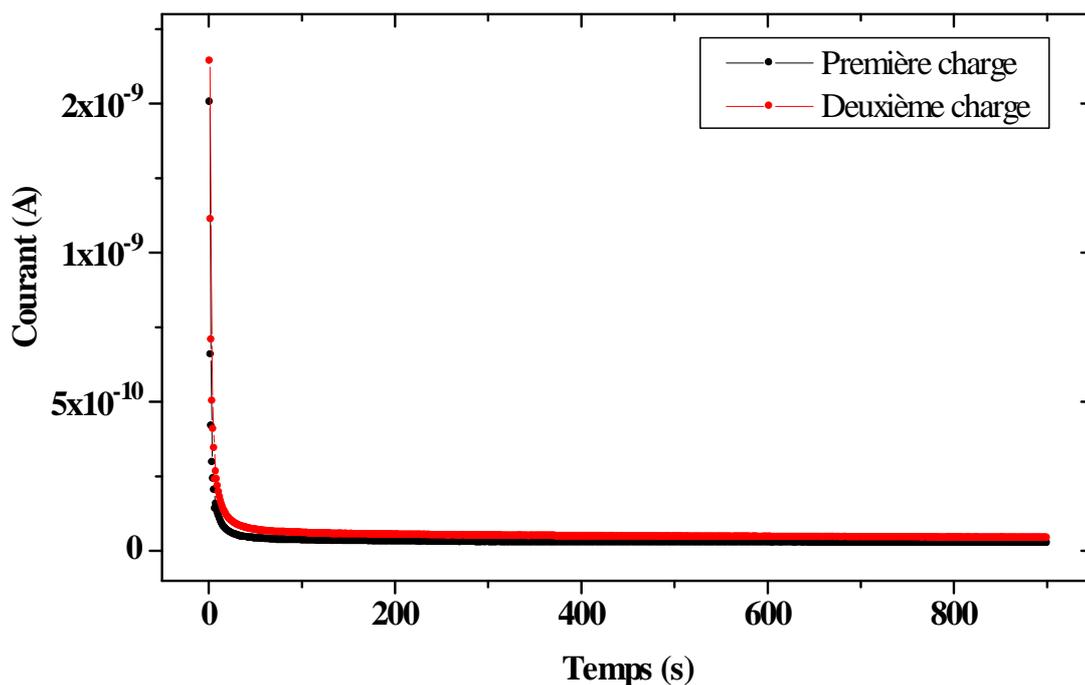


Figure 4.24. Comparaison entre la première et la deuxième charge pour un temps d'imprégnation de 1872 heures.

Une comparaison entre la première charge et la deuxième charge pour les différents temps d'imprégnation est mise en évidence dans les points suivants :

- **24h d'imprégnation** : le courant de la deuxième charge est supérieur à celui de la première charge avec une augmentation des pics en amplitude. Le papier a subi des micro

décharges lors de la première mise sous tension. Ces micro décharges ont une plus grande amplitude lors de la deuxième mise sous tension.

- **48h d'imprégnation** : le courant associé à la deuxième charge est supérieur à celui associé à la première charge lors des 200 premières secondes. Les courants semblent rejoindre la même valeur par la suite.
- **72h d'imprégnation** : le courant de la deuxième charge est supérieur à celui de la première charge pour les 200 premières secondes. Les deux courants ont tendance à se superposer par la suite.
- **96h d'imprégnation** : les courants des deux charges se superposent.
- **240h d'imprégnation** : à nouveau, le courant associé à la deuxième charge est supérieur à celui de la première charge jusqu'à 350 s environ ; au-delà les deux courants se superposent.
- **408h d'imprégnation** : le courant de la deuxième décharge dépasse celui de la première charge jusqu'à 300 s, les deux courants se superposent par la suite.
- **576h d'imprégnation** : le courant de la deuxième charge prend le dessus avec la présence de nombreux pics qui se superposent au courant de conduction.
- **768h d'imprégnation** : Les deux courants se superposent de nouveau.
- **912h d'imprégnation** : Il y a un léger décalage entre les deux courants pendant les 50 premières secondes, les courants se superposent par la suite.
- **1872h d'imprégnation** : malgré le décalage entre les deux courants pendant les 50 premières secondes, les courants de conduction se superposent.

IV. Effet de la contrainte électrique

L'effet de la contrainte électrique a été étudié en soumettant des échantillons de papier à des niveaux de tension de 10, 15 et 20 kV pendant des durées de 24h, 48h et 72h. Les échantillons, imprégnés au préalable pendant 1872h, sont maintenus sous tension entre deux électrodes planes, l'ensemble étant immergé dans de l'huile minérale. Les courants de charge des différents échantillons sont ensuite tracés sous une tension de 1kV. Les courbes représentant les différents courants de charge sont données sur les figures 4.25 à 4.27. Les courants de charge après soumission des échantillons aux différents niveaux de tension seront comparés au courant de charge d'un échantillon n'ayant subi aucune contrainte électrique, dit échantillon de référence.

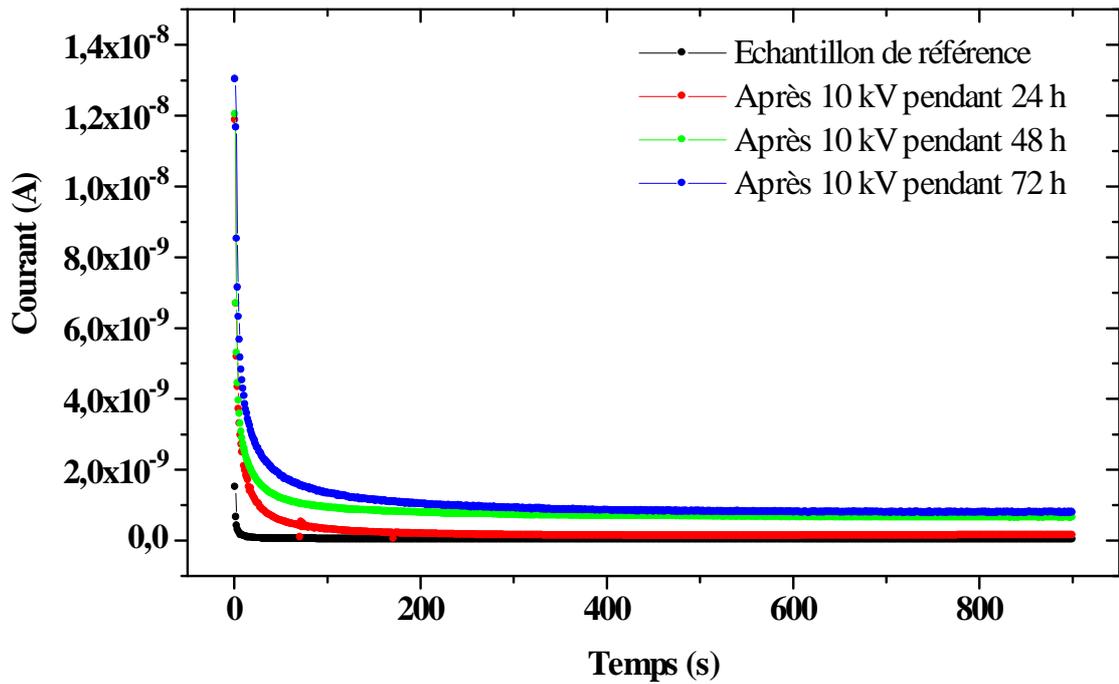


Figure 4.25. Courant de charge suite à une tension de 10 kV.

Suite à un temps de séjour de 48h et 72h sous une tension de 10 kV, le courant de conduction augmente et passe d'une valeur de 10^{-10} A environ pour l'échantillon de référence à $8.5 \cdot 10^{-10}$ A. L'échantillon a donc subi une légère détérioration de ses propriétés diélectriques.

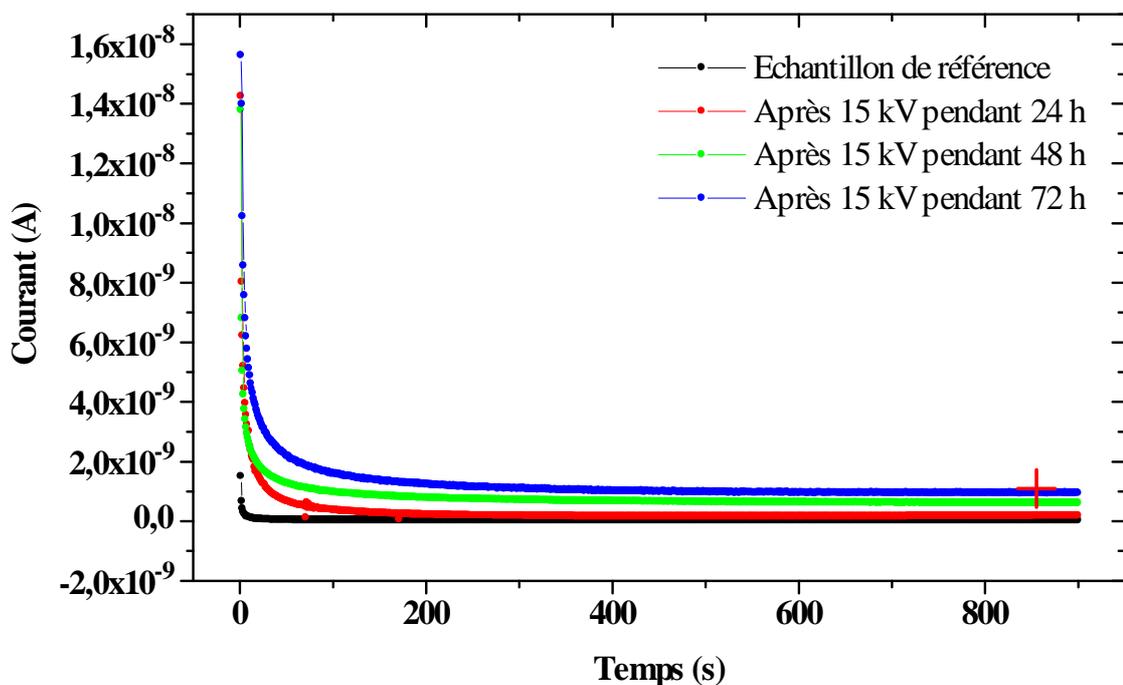


Figure 4.26. Courant de charge suite à une tension de 15 kV.

L'échantillon ayant séjourné pendant 72h sous une tension de 15 kV présente un courant de conduction multiplié par 10 si l'on effectue une comparaison par rapport au courant de conduction de l'échantillon de référence.

Suite à un séjour des échantillons pendant 72h sous une tension de 20 kV, le courant de conduction est multiplié par 25 comparativement au courant de conduction associé à l'échantillon de référence.

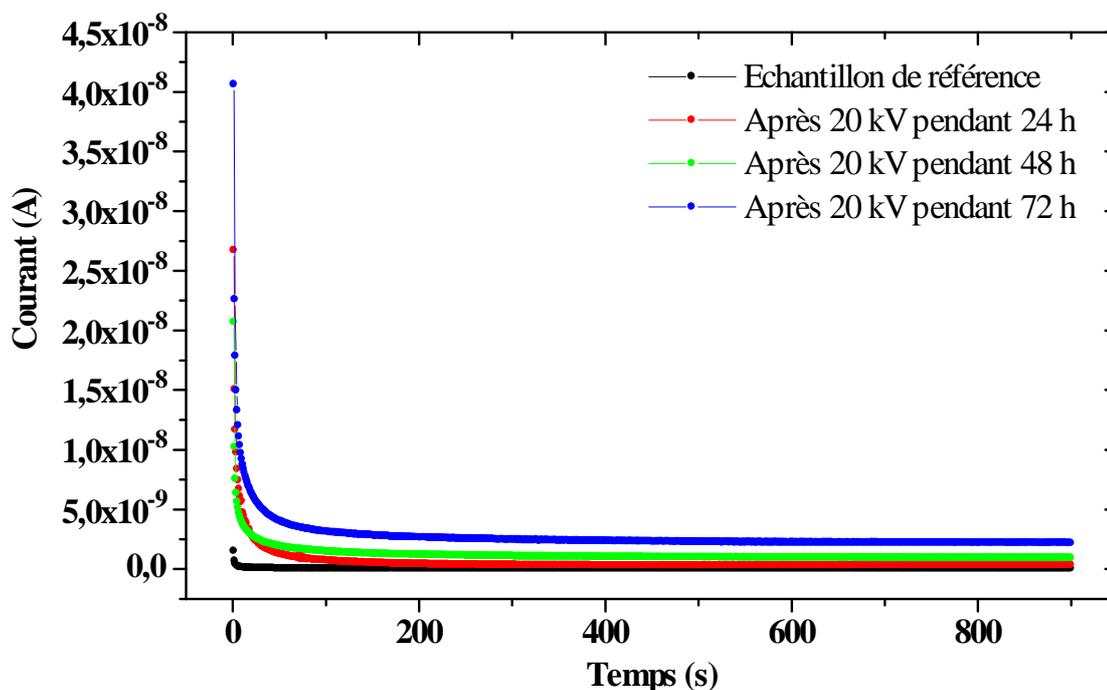


Figure 4.27. Courant de charge suite à une tension de 20 kV.

V. Effet combiné des contraintes thermique et électrique

Cette partie du travail est consacrée à l'étude expérimentale réalisée au laboratoire de physique de la firme Electro-Industries d'Azazga. Les essais ont été réalisés dans le but d'étudier l'effet combiné d'une contrainte thermique et d'une contrainte électrique sur le papier utilisé dans les transformateurs de puissance. L'étude a été menée sous différentes températures et plusieurs niveaux de tension continue appliquée à des échantillons de papier imprégné ayant une épaisseur de 0.5 mm.

Un échantillon de papier est placé entre un système d'électrodes pointe/plan, le tout étant imprégné dans de l'huile minérale pour transformateur. Le système est ensuite soumis à différentes températures. Dès que la température désirée est atteinte, un essai sous tension est réalisé et la caractéristique courant-tension est relevée.

V.1. Préparation des échantillons de papier

Les éprouvettes ont été découpées en carrés de 110 mm de coté (figure 4.28) puis laissées à l'air libre du laboratoire à température ambiante de $23 \pm 2^{\circ}\text{C}$ et de $50 \pm 5\%$ d'humidité relative pendant 24 h conformément à la norme 60554-2 2010.



Figure 4.28. Epreuves de papier presspahn à l'air libre du laboratoire

V.2. Séchage des échantillons

Après avoir conditionné les éprouvettes, un échantillon a été pesé à l'aide d'un dispositif pour les essais de perte de masse. Chaque éprouvette a une masse de 7,12 g. Le séchage a été effectué dans une étuve de séchage à $105 \pm 2^{\circ}\text{C}$ pendant 2h selon la norme CEI 60 554-2 2010. Après séchage, les échantillons ont été pesés une nouvelle fois et chacun a une masse de 6,48g soit une différence de masse de 0,64g. Les éprouvettes ont été conditionnées dans un dessiccateur (Figure 4.29) contenant du silicagel régénéré à neuf conformément à la norme CEI 60 554-2 2010 pendant 2 h. Les éprouvettes ont été mises de nouveau dans l'étuve de séchage pendant 20 mn environ dans le but de permettre une bonne absorption d'huile d'imprégnation. Les éprouvettes ont été ensuite imprégnées dans de l'huile minérale destinée au remplissage des transformateurs dans une étuve sous vide (figure 4.30) sous une température de 100°C . Il est à noter que l'huile d'imprégnation a subi un traitement selon la norme CEI 60475.



Figure 4.29. Dessiccateur employé pour le conditionnement des éprouvettes.



Figure 4.30. Etuve d'imprégnation.

V.3. Description du dispositif expérimental

Le dispositif expérimental est constitué d'une source de tension continue et d'une étuve de séchage dans laquelle se trouve la cellule d'essai. C'est grâce à cette étuve que nous faisons

varier la température pendant nos essais. L'ensemble du dispositif expérimental est représenté sur la figure 4.31.



Figure 4.31. Représentation globale du dispositif expérimental.

La cellule d'essai est constituée d'un système d'électrodes pointe plan en cuivre plongé dans de l'huile pour transformateurs. La pointe est de forme conique. L'échantillon est placé entre la pointe et le plan tel que représenté sur la figure 4.32.



Figure 4.32. Cellule utilisée pour les essais.

La cellule d'essais se trouve dans l'étuve de séchage pendant tous nos essais, comme représentée sur la figure 4.33.



Figure 4.33. Cellule d'essai à l'intérieur de l'étuve de séchage.

La source de tension continue nous permet de fixer le niveau de tension (en kV) et de relever le courant débité. Cette source est représentée sur la figure 4.34.



Figure 4.34. Source de tension continue.

V.4. Déroulement des essais

Une fois la température du système huile/papier fixée, nous faisons varier la tension de 1 à 15 kV et nous relevons pour chaque niveau de tension, la valeur du courant. Dans le but de vérifier la reproductibilité de nos essais, nous avons effectué cinq essais pour chaque température et le courant pris en considération est la moyenne des cinq valeurs. La température est mesurée avec un thermomètre muni d'une sonde comme représenté sur la figure 4.35.

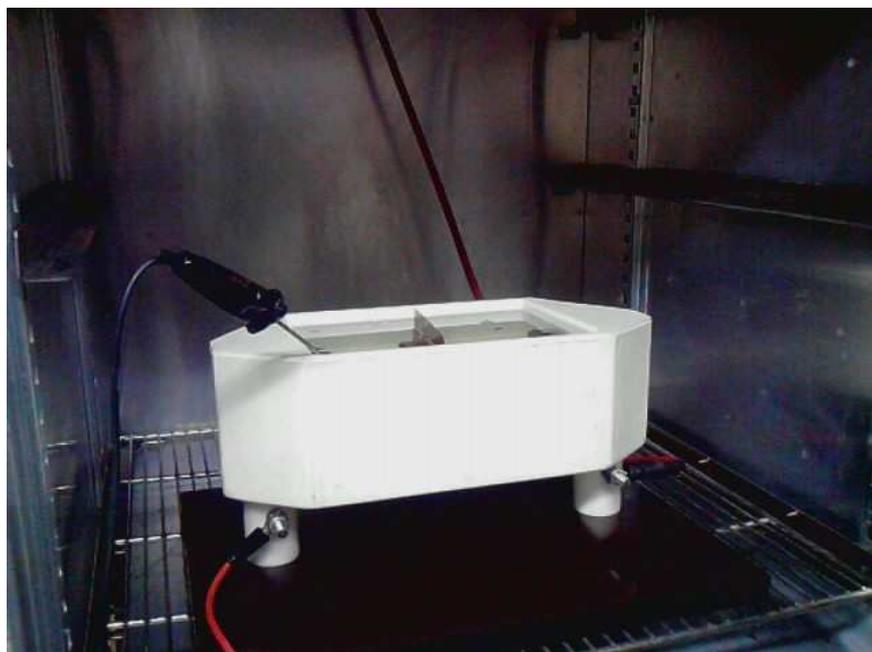


Figure 4.35. Système de mesure de la température du système papier/huile.

V.5. Résultats expérimentaux

Pour bien apprécier l'effet de la température sur le comportement du complexe huile/papier, nous avons tracé les courbes des courants traversant les différents échantillons en fonction de la température pour les niveaux de tension appliqués. Ces courbes sont représentées sur la 4.36. Nous mesurons ici le courant qui traverse les échantillons qui représente un courant de conduction. Le courant augmente avec le niveau de tension et avec la température. Pour une tension de 15kV par exemple, le courant passe d'une valeur de 55 μA à 30°C jusqu'à 114 μA pour une température de 90°C. Ceci pourrait conduire à un échauffement excessif de l'isolation.

Les variations du courant en fonction de la température pour les différents niveaux de tension sont données sur la figure 4.37.

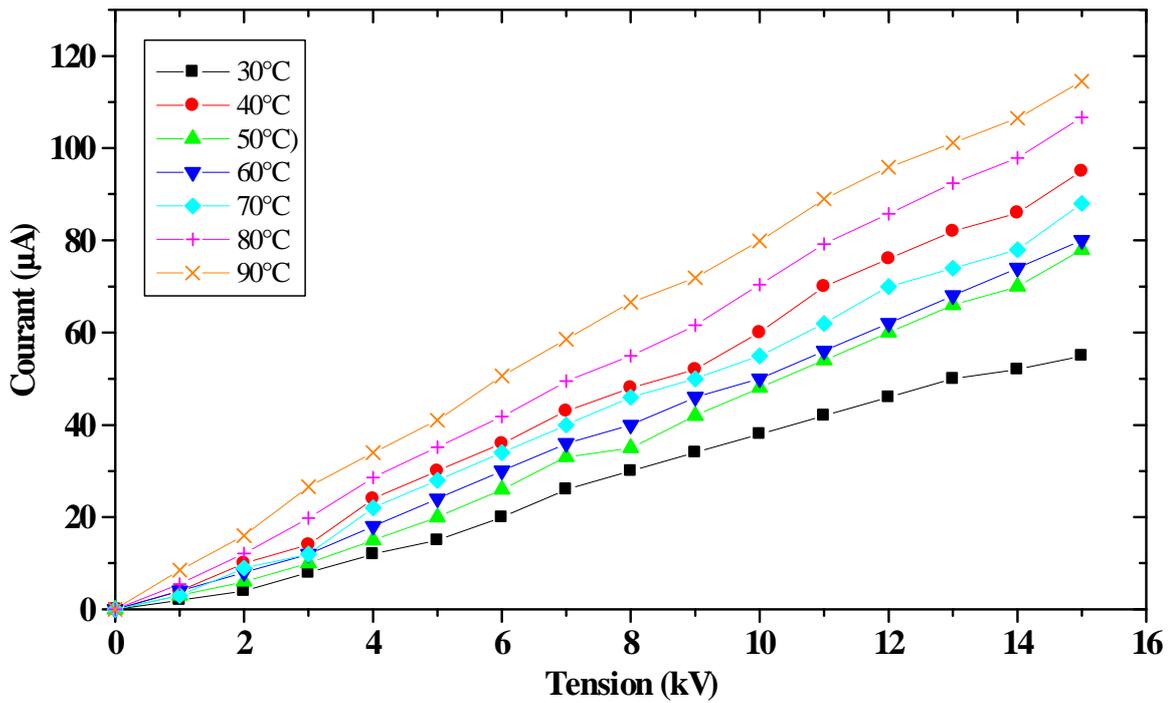


Figure 4.36. Courant traversant un échantillon en fonction de la tension pour plusieurs températures.

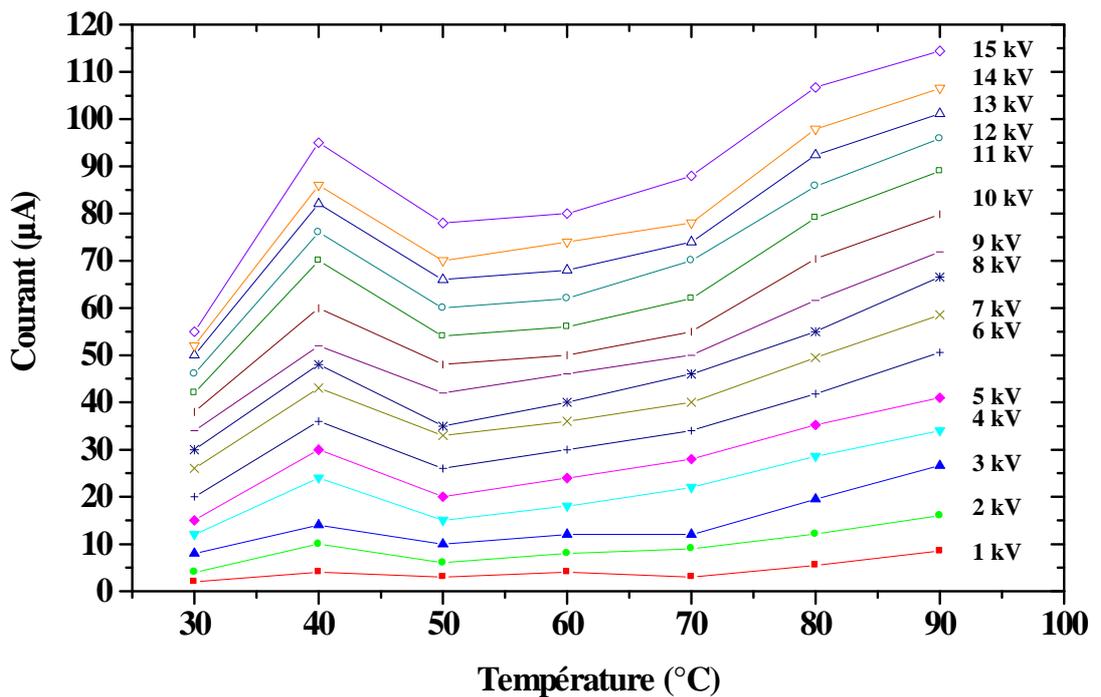


Figure 4.37. Courant en fonction de la température pour plusieurs niveaux de tension.

VI. Conclusion

Le temps d'imprégnation a un effet considérable sur le courant de charge du papier imprégné. En effet, ce courant présente au début certains pics pouvant être expliqués par la présence de vacuoles gazeuses. Par la suite, le courant de charge est dépourvu de pics et

commence à diminuer. Une augmentation est repérée par la suite pour un temps d'imprégnation de 576 heures. Le courant diminue de nouveau et après 1872 heures d'imprégnation, la première mise sous tension d'un transformateur peut être envisagée. Les essais normalisés sur les transformateurs fabriqués ne peuvent être opérés avant 576 heures d'imprégnation.

Pour se rapprocher du fonctionnement d'un transformateur, nous avons soumis les échantillons conditionnés à l'effet simultané de la contrainte électrique et de la contrainte thermique. Il ressort de cette étude que ce courant augmente avec la tension mais également avec la température. L'augmentation avec la température est marquée pour les niveaux de tension élevés.

Conclusion générale

Le temps d'imprégnation a un effet considérable sur le courant de charge d'un condensateur ayant du papier imprégné comme diélectrique. Le temps de séjour dans l'huile semble influencer sur les courants d'absorption par une modification de la nature des interfaces mises en jeu. Au fur et à mesure que l'imprégnation s'accomplit des espaces contenant de l'air sont peu à peu remplis d'huile. En effet, ce courant de charge présente au début certains pics pouvant être expliqués par la présence de vacuoles gazeuses. Par la suite, le courant de charge perd progressivement ces pics, signes d'instabilités, et commence à diminuer. Selon les résultats expérimentaux auxquels nous sommes parvenus il semble que le papier isolant soit parfaitement imprégné à l'issue d'un séjour dans l'huile de 1872 heures.

Pour étudier l'effet de l'exposition au champ électrique, les échantillons conditionnés ont été soumis à des tensions continues de niveaux 10, 15 et 20 kV durant des périodes de 24, 48 et 72 heures. Les courants de charge sont ensuite mesurés et relevés. Il ressort de nos essais que ces courants de charge augmentent avec le niveau de tension appliqué à l'échantillon et avec le temps de son séjour sous tension. Cela montre que l'exposition au champ électrique a tendance à affecter négativement les propriétés diélectriques du papier, cela pourrait être une manifestation du vieillissement électrique du matériau.

Pour se rapprocher du fonctionnement d'un transformateur, nous avons soumis les échantillons conditionnés à l'effet simultané de la contrainte électrique et de la contrainte thermique. Les caractéristiques courant-tension tracées montrent que le courant augmente avec la tension mais également avec la température. L'augmentation avec la température est marquée pour les niveaux de tension élevés.

Malgré l'évolution technologique dans le domaine de la fabrication des isolants utilisé en électrotechnique, en ce qui concerne leur qualité d'isolation, nous constatons que ces matériaux ne sont pas toujours parfaits et que différents agents extérieurs peuvent influencer sur leurs caractéristiques. C'est pour cela que l'exploitant doit veiller à ce que l'évacuation de la chaleur dans un transformateur soit la plus efficace possible. Tout point chaud pourrait mener à la destruction de l'isolation par un échauffement généralisé de l'isolation.

Une étude approfondie des isolants utilisés dans les transformateurs immergés dans une huile isolante en service, à longue échéance, en fonction des différentes contraintes électrique et thermique, peut nous conduire à mieux cerner les différents phénomènes pouvant survenir dans les diélectriques en général et dans les transformateurs en particulier.

Il est important de signaler que, sur le plan de la mise en œuvre industrielle, beaucoup de moyens matériels sont indispensables, comme par exemple un four de séchage permettant

d'atteindre des seuils de températures élevés et des systèmes pouvant assurer un vide garantissant une protection contre une éventuelle oxydation. Il est donc indispensable de prendre toutes les mesures nécessaires à la mise en œuvre de l'isolation au papier à la lumière des quelques résultats découlant de cette étude. Il est utile de noter que le travail présenté ici gagnerait beaucoup à être complété par une étude des effets sur la rigidité diélectrique du papier imprégné.

Références bibliographiques

- [1] Norme CEI 76 - 1-5, "Transformateurs de puissance", 1995.
- [2] Revue Gec ALSTHOM, "Guide des transformateurs", GTA-DEE, Oct. 1989.
- [3] R. Fournié, "Les isolants en électrotechnique, Essais, Mécanismes de dégradation, Applications industrielles", Editions Eyrolles, Paris 5^{ème}, 1990.
- [4] B. Bouvier, "Caractéristiques du papier imprégné", Techniques de l'ingénieur, Traité du Génie électrique, D280, pp 1-22, Mars 1977.
- [5] Norme CEI 354, "Guide de charge des transformateurs de puissance immergés dans l'huile" édition 1991.
- [6] A. Bourgeois, "Etude du phénomène d'électrisation par écoulement sur les cartons des transformateurs de puissance", Doctorat de l'INP Grenoble, 2007.
- [7] S. Wolny, "The influence of temperature and dampness on the value of the main time constant of paper-oil insulation determined by using Deby's model", Physics and Chemistry of solid state, pp. 572-576, V.7, N°3, 2006.
- [8] R.B. Blodgett, "Influence de l'eau absorbée et de la température sur la tangente delta et de la permittivité d'une isolation à base de papier imprégné", AIEE, partie 3, n°81, Avril 1962.
- [9] Norme CEI 296, EN 60296 "Spécification des huiles minérales isolantes neuves pour transformateurs et appareillage de connexion", Aout 2004.
- [10] C. Boidson, M. Carballeira, P. Guinic, L. Latil, J. Poittevin, "Le conditionnement sur site des transformateurs, son contrôle et son impact sur la tenue diélectrique", Conférence Internationale des Grands Réseaux Electriques, pp. 1-8, 28 Aout – 3 septembre, 1994.
- [11] Norme CEI 156, "Détermination de la rigidité diélectrique des huiles isolantes à fréquence industrielle méthode d'essais", Novembre 1995.
- [12] P. J. Baird, H. Herman, G. C. Stevens, "Non destructive measurement of the degradation of transformer insulating paper", IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation, Vol. 13, N°1, pp. 309-318, February 2006.
- [13] C.G. Garton, "Pertes diélectriques dans les films minces de liquide isolant", JIEE partie 2, 1941.
- [14] M. Dubois, "Matériau d'électrotechnique", IGEE – 403, 2006.
- [15] Norme CEI 641 – 1, "Spécifications pour le carton comprimé et le papier comprimé à usage électrique", Partie 1 : Définitions et prescriptions générales, Juin 1995.
- [16] H.P. Moser, "Transformer board" EHHV, 1979.

- [17] H. Boyer. et N. Norbert, "Construction du matériel électrique ",ed UZES–Gard, Août 1981.
- [18] Norme CEI 641 – 2 , "Spécifications pour le carton comprimé et le papier comprimé à usage électrique", Méthodes d'essais, Juin 1996.
- [19] C. Menguy, "Mesure des caractéristiques des matériaux isolants solides", Techniques de l'Ingénieur, Traité Génie électrique, D 2310, pp. 1-28, 1997.
- [20] I. Gussenbauer, "Examen de la répartition d'humidité dans des modèles de transformateurs au moyen des mesures diélectriques", Conférence Internationale des Grands Réseaux Electriques, pp. 1-5, session 1980.
- [21] R. Fournié , "Les isolants en électrotechnique" ,Editions Eyroles 1991.
- [22] R.Fournié, "Diélectriques : Bases théoriques", techniques de l'ingénieur, Traité de Génie électrique, D213, pp. 1-18.
- [23] C. Laurent, "Diélectriques solides et charge d'espace", Techniques de l'Ingénieur, Traité Génie électrique, D 2305, pp. 1-13, 1999.
- [24] M.C. Lessard, L. V. Nifterik, M. Massé, J. F. Penneau, R. Grob, "Thermal aging study of insulating papers used in power transformers", IEEE Conference on Electrical Insulation and Dielectric Phenomena, pp. 854-859, October 20-23, 1996.
- [25] A. Ozawa, S. Mikami, K. Nitta, M. Shinmura, S. Washizu, Y. Wada, "Electrical Conduction and polarisation in cellulose in relation to its water content", IEEE International Conference on Conduction and Breakdown in Solid Dielectrics, pp. 15-19, 3-6 July, 1989.
- [26] R. Fournié, "Diélectriques – Bases théoriques", Techniques de l'Ingénieur, D 213, Juin 1986.
- [27] Annequin et Boutigny, "Cours de physique", ed. Vuibert.
- [28] JJ.O'Dwyer , "Tenue diélectrique dans les solides", Clarendon 1973.
- [29] M.A. Plonus, "Théories sur l'électromagnétisme",Mc Graw-Hill, 1978.
- [30] A.K.Jonsher, "La relaxation des diélectriques solides" ,Chelsea, 1983.
- [31] P.Mullot, "Etude des bulles dans les états prédisruptifs de l'azote liquide", Thèse de Doctorat, Paris, 1970.
- [32] D. W. Auckland, K. Chandraker, Z. Shakanti and B. R. Varlow, "Degradation of oil-paper systems due to the electrical field enhanced absorption of water", Seventh International Conference on Dielectric Materials Measurements & Applications, Conference publication N° 430, IEE, pp. 197-200, 23-26 September, 1996.

- [33] T.K. Saha, P. Purkait, "Investigating the impacts of ageing and moisture on dielectric response of oil/paper", XIIIth International Symposium on High Voltage Engineering, Netherlands, 2003.
- [34] T. K. Saha, P. Purkait, "Investigation of polarization and depolarization current measurements for the assessment of oil-paper insulation of aged transformers", IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation, Vol. 11, pp. 144-155, 2004.
- [35] A. Bogнар, L. Kalocsai, G. Csepes, E. Nemeth, J. Schmidt, "Tests de diagnostic des systèmes d'isolement haute tension à papier huilé (en particulier isolement des transformateurs) par mesure diélectrique par courant continu", Conférence Internationale des Grands Réseaux Electriques, pp. 1-7, 28 août – 1er septembre, 1990.
- [36] P. Gervais, M. Duval, M. Merabet, T. K. Bose, "The state of water in oil-impregnated paper insulation", Conference Record of the IEEE International Symposium on Electrical Insulation, Toronto, Canada, pp. 65-67, June 3-6, 1990.
- [37] H. Kärner, U. Stietzel, M. Saure, W. Golz, "Détermination des faibles quantités d'eau dans les isolants solides organiques et influence de l'humidité sur les caractéristiques diélectriques", Conférence Internationale des Grands Réseaux Electriques, pp. 1-11, 29 Août- 6 septembre, 1984.
- [38] S. Itahashi, H. Mitsui, T. Sato, M. Sone, "Analysis of water in oil-impregnated kraft paper and its effect on conductivity", IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation, Vol. 2, N° 6, pp. 1111-1116, December, 1995.